

Université Kasdi Merbah - Ouargla -



*Faculté des hydrocarbures et énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers*

**Département de production**

**MEMOIRE**  
**Pour obtenir le Diplôme de Master**  
**Option: Production**

Présenté Par :

**ZERGOUNE Oussama- DABBABI Alla Eldine**  
**TALBI Oussama**

-THEME -

---

**MODELISATION ET OPTIMISATION DE SYSTEME DE  
PRODUCTION DES NOUVEAUX PUITTS DANS LE  
GISEMENT DE HASSI MESSOUD A PARTIR DES ESSAIS DE  
DST (DRILL STEM TEST)**

---

Soutenu le: 28 / 05 / 2015

**Jury :**

<b>Président :</b>	DAOUI Hafsa	Univ. Ouargla
<b>Encadreur :</b>	CHATTI Djamel Eddine	Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	ATLILI Med Elhadi	Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	RAMITA Abderaouf	Univ. Ouargla

**Année universitaire: 2014/2015**



## Résumé

Dans le domaine de production des hydrocarbures le choix d'un système de production est très important. Dans notre mémoire, on a opté pour l'optimisation des diamètres de tubing de deux puits OMK243 et ONI441. On s'est basé sur un débit optimal et des pertes de charge minimales pour développer le champ. Ce travail est réalisé à partir de l'analyse et de l'interprétation des réponses transitoires de la pression. Nous avons aussi utilisés les méthodes des courbes types et la dérivation, en exploitant le logiciel PROSPER.

Mots clés : optimisation ; diamètres de tubing ; débit ; pertes de charge ; logiciel PROSPER.

## Abstract

In the domain of production of the hydrocarbons the choice of a production system is very important. In our memory, one opted for the optimization of the diameters of tubing of two wells OMK243 and ONI441. One took an optimal debit and the minimal losses of load to develop the field as a basis. This work is achieved from the analysis and the interpretation of the transient answers of the pressure. We also used the methods of the curves types and the derivation, while exploiting the software PROSPER.

Key words: optimization; diameters of tubing; debit; losses of load; PROSPER software.

# REMERCIEMENTS



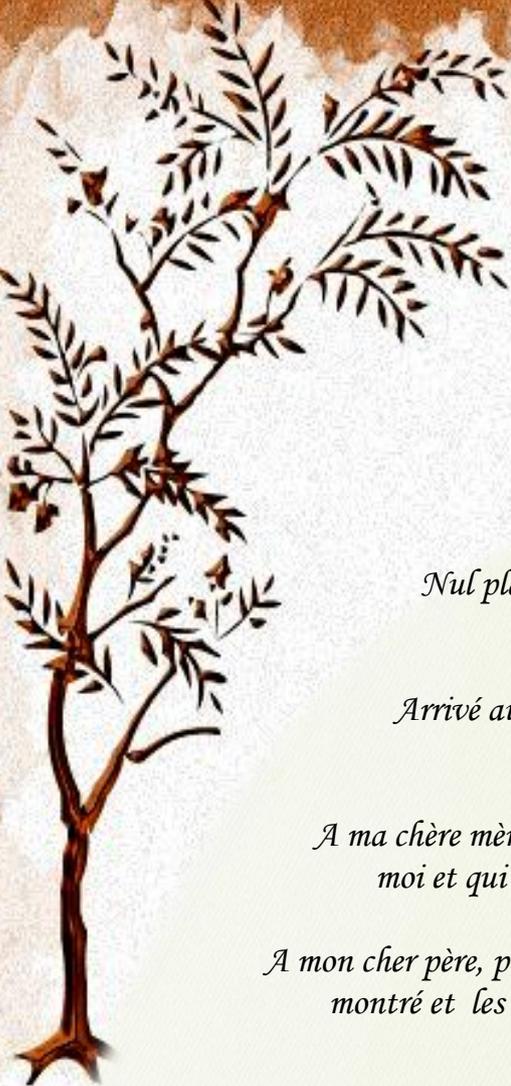
*Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.*

*Nous remercions chaleureusement notre encadreur **Mr. CHATTI Djamel Eddine** pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.*

*Nous adressons également un grand merci à : **Mr. ATLLILI Mohammed Elhaddi**, qui nous a beaucoup aidé à réaliser ce travail dans de bonnes conditions.*

*Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de **kasdi merbah** qui ont contribué à notre formation.*

*Enfin, nous remercions toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.*



# *Dédicace*

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.*

*A mes chères sœurs.*

*A mes chers frères.*

*A toute ma grande famille.*

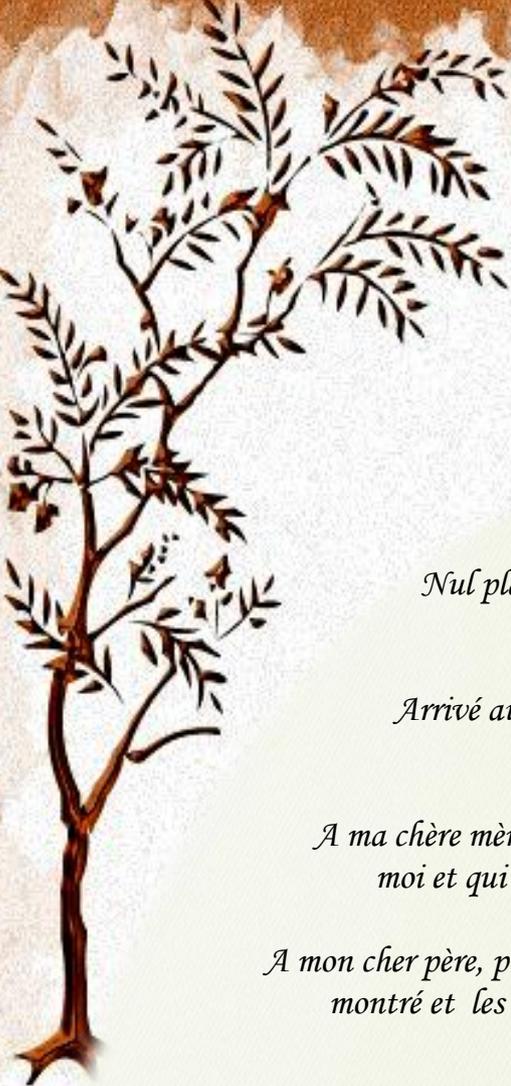
*A tous mes amis.*

*A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*



BOTANICAL BEAUTY

DABBABI Alla Eddine



# *Dédicace*

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.*

*A ma chère sœur.*

*A mes chers frères.*

*A toute ma grande famille.*

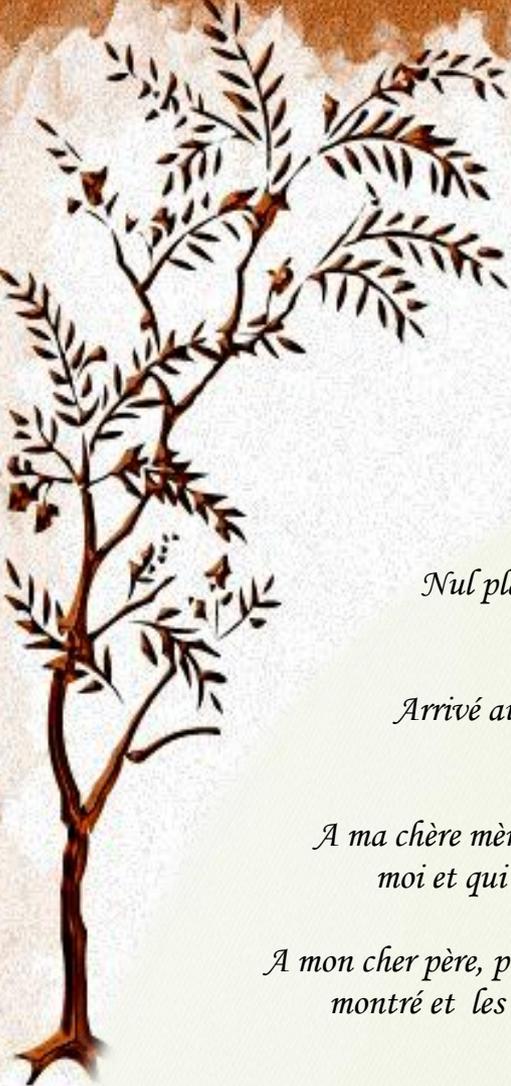
*A tous mes amis.*

*A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*



BOTANICAL BEAUTY

TALBI Oussama



# *Dédicace*

*Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :*

*A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.*  
*A ma chère sœur.*

*A mes chers frères Aness , Mohamed , Khairo , Hocine, Seif El dîne.*

*A toute ma grande famille.*

*A tous mes amis.*

*A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*



BOTANICAL BEAUTY

ZERGONE Oussama



## Liste des figures

Figure I.1: Principe des essais de puits.....	2
Figure I.2: Réponse d'un drawdown.....	2
Figure I.3: Réponse d'un buildup.....	2
Figure I.4: Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.....	4
Figure I.5: La courbe de pression et de sa dérivée.....	9
Figure II.1: Perte de charge possible dans un système de production.....	10
Figure II.2: Courbe d'outflow et inflow.....	12
Figure II.3: Les différentes positions du nœud.....	13
Figure II.4: L'effet du diamètre du flowline.....	14
Figure II.5 : L'effet du déclin de la pression du réservoir.....	15
Figure III.1 : Variation de PI en fonction de régime d'écoulement.....	17
Figure III.2 : IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé.....	19
Figure IV.1 : La situation géologique de puits OMK243.....	23
Figure IV.2 : Graphe de Pression et de température en fonction du temps durant le test.....	24
Figure IV.3 : Historique de la pression de puits OMK243.....	25
Figure IV.4 : Graphe de la pression et de sa dérivée du puits OMK243.....	26
Figure V.1 : Gradient de pression avec différentes corrélations pour le puits OMK243.....	31
Figure V.2 : Gradient de pression avec la corrélation de Hagedorn Brown pour le puits OMK243.....	32
Figure V.3 : Courbe de l'IPR pour le puits OMK243.....	35
Figure V.4 : Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits OMK243.....	35
Figure V.5 : Courbe de variation de $P_g$ de puits OMK243.....	37
Figure V.6 : La courbe de sensibilité au $P_g$ de puits OMK243.....	37
Figure V.7 : Courbe de variation de $W_{cut}$ de puits OMK243.....	38
Figure V.8 : Courbe de variation de GOR de puits OMK243.....	38
Figure V.9 : Sensibilité de la production au changement de GOR de puits OMK243.....	39



## Liste des tableaux

Tableau III.1 :Classification des corrélations de perte de charge. ....	22
Tableau IV.1 : Localisation de puits OMK243. ....	23
Tableau IV.2 : Résultats de jaugeage de puits OMK243. ....	25
Tableau IV.3: Données de réservoir et de puits de OMK243. ....	25
Tableau IV.4 : Résultats d'HORNER pour le puits OMK243. ....	26
Tableau IV.5 :Résultats d'interprétation de la dérivée pour le puits OMK243. ....	27
Tableau V.1 : Paramètres PVT des effluents de puits.....	30
Tableau V.2 : Paramètres PVT pour assortiment. ....	30
Tableau V.3 : Erreur relative des différentes corrélations des pertes de charges verticales. ....	32
Tableau V.4 : Données des essais des puits. ....	34
Tableau V.5 : Comparaison entre les données mesurées et celles calculées par Prosper. ....	36



## Nomenclature

$A_p$	Section du milieu poreux	$m^2$
$B_o$	Facteur volumétrique d'huile de fond	B/STB
$C_D$	Capacité de puits adimensionnelle	-
$C_f$	Compressibilité de la formation	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
$C_o$	Compressibilité de l'huile	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
$C_g$	Compressibilité du gaz	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
$C_w$	Compressibilité de l'eau	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
$C_t$	Compressibilité totale	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
$d$	Diamètre du tubing	In
$f_{fp}$	Coefficient de friction du mélange (gaz et liquide)	-
$f_w$	Fraction d'eau	-
$f_o$	Fraction d'huile	-
$f$	Coefficient de friction	-
$GLR$	Rapport de gaz sur le liquide	$m^3 / m^3$
$WOR$	Rapport de'eau sur l'huile	$m^3 / m^3$
$g$	Accélération	$m / s^2$
$g_c$	Coefficient de conversion	-
$h$	Épaisseur du réservoir	$m$
$IP$	Index de productivité	$m^3/h/kg/cm^2$
$J$	Index de productivité	$Bbl/day.psi$
$k$	Perméabilité du milieu poreux	$md$
$k_{moy}$	Perméabilité équivalente, horizontal/vertical	$md$
$k_h$	Perméabilité horizontale du réservoir	$md$
$k_v$	Perméabilité verticale du réservoir	$md$



$\bar{P}_r$	Pression moyenne du réservoir	$Kg/cm^2$
$P_{wf}$	Pression de fond dynamique	$Kg/cm^2$
$P_{wh}$	Pression de tête de puits	$Kg/cm^2$
$P_b$	Pression de bulle	$Kg/cm^2$
$P_g$	Pression de gisement	$Kg/cm^2$
$P_D$	Pression adimensionnelle	-
$q$	Débit de production	$m^3/h$
$q_{0(max)}$	Débit maximal	$m^3/h$
$q_b$	Débit à la pression de bulle	$m^3/h$
$r_w$	Rayon du puit	$m$
$r_e$	Rayon de drainage du puits	$m$
$R_{inv}$	Rayon d'investigation	$m$
$r_{wa}$	Rayon de puits effectif	$m$
$R_s$	GOR de dissolution	$m^3 / m^3$
$S$	Section	$m^2$
$S_o$	Saturation en huile	fraction
$S_w$	Saturation en eau	fraction
$S_g$	Saturation en gaz	fraction
$S$	nikS	-
$S_m$	Skin mécanique de puits	-
$s$	Entropie.	$kJ/kg.deg$
$t_{BU}$	Temps de fermeture	hr
$t_p$	Temps de production	hr
$t_D$	Temps adimensionnel	-
$T$	Température.	$^{\circ}C$
$\bar{T}$	Température moyenne	$^{\circ}C$
$v$	Vitesse apparente du fluide	$m/s$
$v$	Vitesse	$m/s$



$v_s$	Vitesse de glissement	$m/sec$
$v_{sl}$	Vitesse spécifique du liquide	$m/sec$
$v_{sg}$	Vitesse spécifique du gaz	$m/sec$
$\frac{dP}{dx}$	Gradient de pression dans le sens d'écoulement	$Psi/ft$
$\phi$	Porosité du réservoir	-
$\theta$	Angle	°
$\rho_0$	Masse volumique d'huile	$kg/m^3$
$\rho_w$	Masse volumique d'eau	$kg/m^3$
$\rho_L$	Masse volumique de liquide	$kg/m^3$
$\rho_g$	Masse volumique de gaz	$kg/m^3$
$\rho_f$	Masse volumique du mélange	$kg/m^3$
$\bar{\rho}_m$	Masse spécifique moyenne du mélange	$kg/m^3$
$\Delta$	Différence	-
$\Delta P_{skin}$	Chute de pression du au skin	$Kg/cm^2$
$\mu$	Viscosité du milieu	$Cp$
$\mu_g$	Viscosité de gaz	$Cp$
$\mu_w$	Viscosité de l'eau	$Cp$



**Sommaire**

Remerciement

Dédicaces

Sommaire

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale..... 1

I-1-Introduction: ..... 2

I-2-Principe des essais de puits : ..... 2

I-3-Les informations obtenues à partir des essais de puits (output data) : ..... 2

I-4-Types d'essais : ..... 2

    I-4-1- Essai de Draw down (test en débit) : ..... 3

    I-4-2- Essai de Buildup (essai en fermeture) : ..... 3

    I-4-3- Essai d'injection : ..... 3

    I-4-4- Essai de falloff : ..... 3

    I-4-5- Essai de Drill Stem Test (DST) : ..... 3

        I-4-5- 1-Principe de DST : ..... 4

        I-4-5- 2-Différentes phases d'un DST : ..... 4

        I-4-5-3-Explication de diagramme de DST : ..... 5

I-5- Les équations de base et leur solution analytique : ..... 5

I-5-1- Equation de Darcy : ..... 5

    I-5- 2-La loi de conservation de la masse (équation de continuité) : ..... 6

    I-5- 3-L'équation de diffusivité : ..... 6

    I-5- 4-La compressibilité : ..... 8

    I-5- 5-Régimes d'écoulement : ..... 8

        I-5- 5-1-Ecoulement permanent (steady state): ..... 8

        I-5- 5-2-Ecoulement transitoire (transient state) : ..... 8

        I-5- 5-3-Ecoulement semi permanent (pseudo steady-state) : ..... 9

I-6-Procédure d'interprétation..... 9

La méthode de la dérivée..... 9



II-1-Introduction :	11
II-2-Importance de l'analyse Nodale :	11
II-3-Concept de l'analyse nodale :	12
II-4-Procédure d'application de l'analyse nodale :	12
II-5-Les différentes positions du nœud:	14
II-6-Objectifs de l'analyse nodale :	16
III-1-Introduction sur performance de réservoir :	17
III-1-1- Notion d'indice de productivité :	17
III-1-2- Construction des IPR dans les puits d'huile verticaux :	18
III-1-2-1- Méthode de Vogel :	18
III-2-Méthodes de calcul des pertes de charge :	21
III-2-1- Corrélations empiriques des pertes de charges :	22
III-2-1-1-Les différents modèles de l'écoulement multiphasique :	22
III-2-1-2- Les corrélations des pertes de charge :	23
IV -1-Introduction :	24
IV -2-Interprétation des résultats des tests :	24
IV -2-1-Analyse du puits OMK243	24
IV -2-1-1-Résultats de DST (mesure au fond)	25
IV -2-1-2-Résultats de jaugeage (mesure en surface)	25
IV -2-1-3-Analyse du test DST OMK243	26
IV -2-1-4-Commentaires	28
V -1-Introduction :	29
V -2-Aperçu sur les logiciels d'optimisation :	29
V -2-1-Aperçu sur Prosper :	29
V -3-Modélisation et optimisation de système de production des puits :	30
V -3-1-Les options de système :	30
V -3-2-Les données PVT :	30
V -3-3-Les données des équipements :	31
V -3-4-Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :	31
V -3-4-1-La correction des données de DST (mesure au fond) :	34
V -3-5-Reproduction des performances des puits par Prosper :	36
V -3-5-1-Assortiment de model :	36
V -3-5-2-Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par Prosper	37



---

---

V -3-6-Optimisation du diamètre du tubing : .....	37
V -3-6-1-Influence des différents paramètres sur la performance de puits, Étude prévisionnel :.	37
V -3-6-1-1-La sensibilité sur $P_g$ :.....	37
V -3-6-1-2-La sensibilité sur $W_{cut}$ :.....	39
V -3-6-1-3-La sensibilité sur GOR :.....	39
V -3-6-2-Conclusion :.....	40
Conclusion .....	41
Bibliographie	
Annexe	
Résumé	



## Introduction générale

Le système le plus important dans l'exploitation pétrolière est l'étude du réservoir, Il donne une image complète sur le gisement d'hydrocarbures, l'étude de ce dernier, fait appel à des techniques d'analyse de comportement pour une meilleure acquisition des données qui permettent de construire un modèle de réservoir, d'optimiser notre gisement et d'établir un projet de développement du champ et la récupération des hydrocarbures.

Les essais de puits comportent deux branches : conventionnelles et modernes. Ce sont des méthodes standard de l'ingénierie de réservoir permettant de suivre l'évolution du débit et de la pression pour la caractérisation et l'obtention des informations sur le système de production.

L'optimisation du système de production d'un gisement d'hydrocarbures est basée sur une approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de « l'analyse nodale ».

Les objectifs de notre étude sont :

- Modéliser le système de production à l'aide de logiciel PROSPER.
- Etudier la sensibilité de la performance des puits pour différents paramètres.

Notre travail est réparti en cinq chapitres. Le premier chapitre traite en détail les essais de puits. L'analyse nodale est traitée dans le chapitre deux. Un aperçu sur la performance du réservoir est donné dans le chapitre trois avec discussion des méthodes de calcul des pertes de charge. Le reste des chapitres forme la partie pratique qui comporte une analyse des réponses transitoires de deux puits considérés dans cette étude (OMK243, ONI441), la modélisation et l'optimisation des systèmes de production de ces deux puits.



LES ESSAIS DE PUIITS



## Les essais de puits

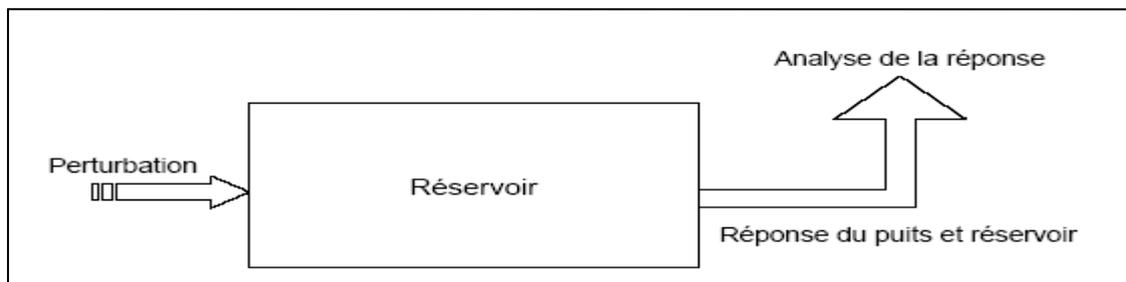
### I-1-Introduction:

Les essais de puits diffèrent de la plupart des techniques, car ils exigent du réservoir d'être dans un état dynamique ou alors dans un état statique, afin d'obtenir les réponses requises pour caractériser le réservoir, évaluer ses performances et construire le modèle mathématique.

### I-2-Principe des essais de puits :

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour provoquer une perturbation des pressions existant dans le réservoir.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits.



**Fig I.1:** Principe des essais de puits

### I-3-Les informations obtenues à partir des essais de puits (output data) :

Les réponses des essais de puits caractérisent la capacité du fluide de passer à travers le réservoir et le puits. Les essais fournissent une description du réservoir en conditions dynamiques, par opposition aux données géologiques et de diagraphie. Comme le volume étudié du réservoir est relativement grand, les paramètres estimés sont les valeurs moyennes. L'analyse des courbes de pression permet de déterminer les propriétés suivantes:

#### Pour le réservoir

- Perméabilité (horizontal et vertical).
- Hétérogénéités de réservoir (fractures naturelles, couches, changement des caractéristiques).
- Frontières (distance, taille et forme).
- Pressions (pression initial et pression moyenne).

#### Pour le puits

- Potentiel de production (index de productivité et le skin S).
- La géométrie du puits.

### I-4-Types d'essais :

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



#### I-4-1- Essai de Draw down (test en débit) :

Il consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant et l'enregistrement de l'évolution de pression correspondant à cette variation de débit.

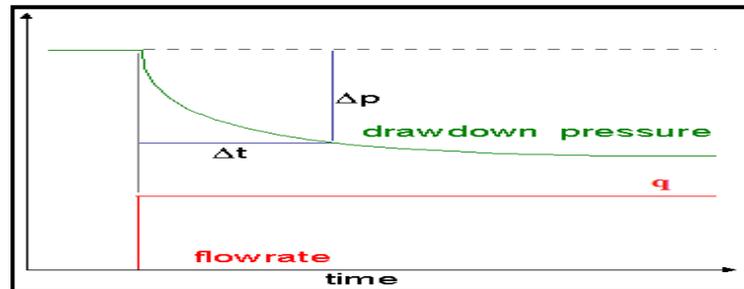


Fig. I.2: Réponse d'un drawdown.

#### I-4-2- Essai de Buildup (essai en fermeture) :

C'est le type de test le plus utilisé pour obtenir les informations sur le puits et le réservoir, il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression.

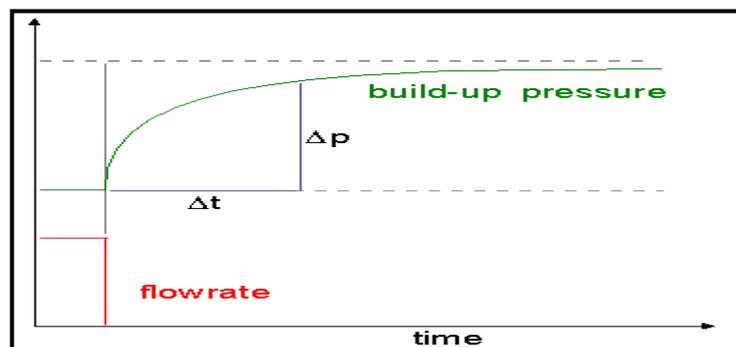


Fig. I. 3: Réponse d'un buildup.

#### I-4-3- Essai d'injection :

Un essai d'injection est conceptuellement identique à un essai de draw down, sauf que l'écoulement se fait de puits vers le réservoir.

#### I-4-4- Essai de falloff :

Ce test est réalisé après forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

[2]

#### I-4-5- Essai de Drill Stem Test (DST) :

Le test d'une formation, c'est la mise en production provisionnelle d'un réservoir, ou bien c'est une éruption contrôlée.



Le test d'une formation c'est l'essai direct de la couche traversée ; on met en production temporaire après isolation de la pression hydrostatique de la boue de forage par un élément appelé packer.

#### **I-4-5- 1-Principe de DST :**

Pour réaliser un test de DST il faut avoir des équipements de surface et de fond et qui puissent assurer le déroulement du test sous les conditions suivantes :

- Ecouler les fluides de réservoirs jusqu'en surface en diminuant la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester.
- La canalisation de ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution ou d'éruption.
- La possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue.
- Enregistrement au fond de puits la pression, la température et leurs variations tout le long du test.

#### **I-4-5- 2-Différentes phases d'un DST :**

##### **❖ Tests de sécurité**

- Avant de d'entamer l'assemblage d'un train, la présence d'un agent de sécurité est impérative.
- Test des BOP à 5000 psi pendant 15 mn.
- Test hydrill (type de filetage) à 1500 psi pendant 15 mn.
- Délimitation du périmètre de sécurité.

##### **❖ Mise en place de la garniture**

Le calcul du nombre de longueurs de drill pipe et des drills collars à descendre est en fonction de la cote d'ancrage du packer et de diamètre de casing où il sera ancré.

##### **❖ Mise en place d'un tampon d'eau**

C'est la mise en place lors de la descente d'un train de test d'une hauteur d'eau déterminée qui permettra :

- D'éviter la détérioration des couches non consolidées;
- amortir le démarrage des puits forts;
- d'éviter le glissement du packer.

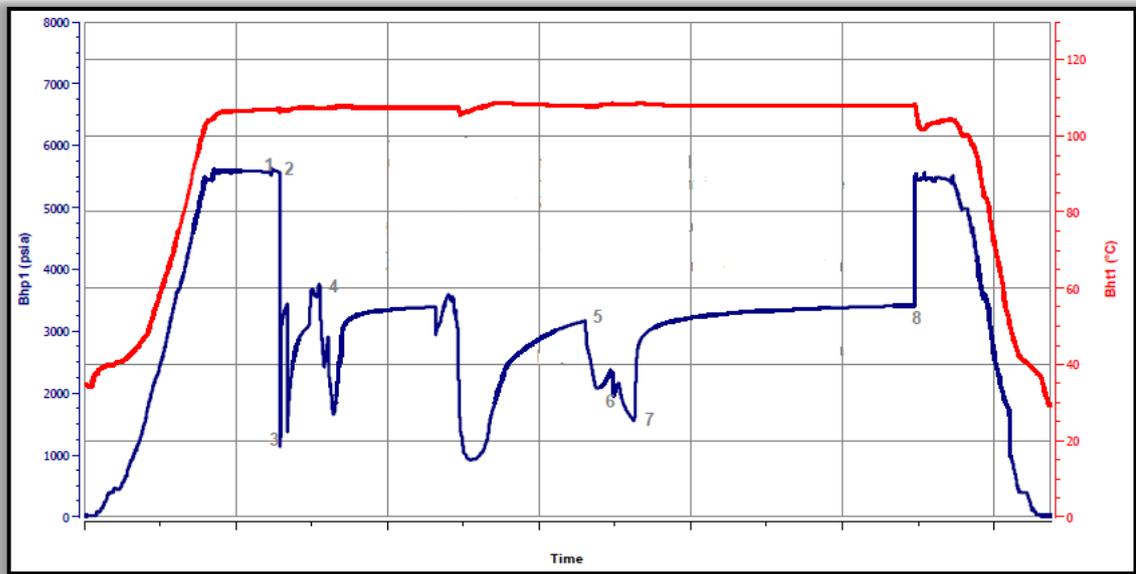
##### **❖ Assemblage et descente**

- La descente se fait lentement en évitant de tourner la table de rotation.
- La mise en place du tampon d'eau se fera toute les 3 longueurs afin d'éviter les tampons d'air.



- L'ancrage du packer se fera à la cote déterminée par rotation du train de tige de 3 à 4 tours à droite et application d'un poids de 8 à 10 tons.

**I-4-5-3-Explication de diagramme de DST :**



**Fig. I. 4:** Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.

- 1 :** Ancrage du packer après la descente du train de test, ce qui provoque un coup de pression (compression de la boue située sous le packer).
- 2 :** Ouverture de la vanne de fond pour un pré débit (débit à l'intérieur des tiges de forage).
- 3 :** Fermeture de la vanne de fond pour la remontée de pression vierge (la pression de gisement).
- 4 :** Ouverture de la vanne de fond.
- 5 :** Dégorgements sur différentes duses ajustables.
- 6 :** Dégorgement sur duse fixe 24/64".
- 7 :** Fermeture de la vanne de fond pour la remontée de pression finale de gisement.
- 8 :** Désancrage du packer et remontée du train de test.

[3]

**I-5- Les équations de base et leur solution analytique :**

**I-5-1- Equation de Darcy :**

Dans l'expérience originale de Henri Darcy en 1856, l'équation pour le fluide traversant un milieu poreux a été établie:  $Q = s \frac{k \Delta P}{\mu L}$  .....(I.1)

L'expression vectorielle de cette équation est donnée comme suite :

$$q = \frac{k}{\mu} S \text{ grad } P \text{ .....(I.2)}$$



La loi de Darcy s'applique seulement quand l'écoulement a une faible vitesse (laminaire), écoulement permanent, formation homogène et pas de réaction entre le fluide et la formation

Pour l'écoulement linéaire à travers une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L:

$$q = \frac{c \cdot k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots(I.3)$$

C est un facteur de conversion des unités (où C=1 en unités de Darcy, et

C=1.127 .10<sup>-3</sup> pour les unités de champs)

Pour un écoulement radial, la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (I.2), on obtient :

$$Q_o = \frac{2\pi \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(I.4)$$

Dans le système des unités du champ, l'équation s'écrit comme suite :

$$Q_o = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(I.5)$$

Cette équation s'applique pour un état d'équilibre (steady-state) ( $P_e$ =constante), et pour un écoulement laminaire d'un puits situé au centre de la zone de drainage

IL est utile d'exprimer l'équation (I.5) en terme de pression moyenne de réservoir  $\bar{P}_r$ , et pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-state), où l'écoulement stabilisé ( $\bar{P}_r - P_{wf}$ = constant) comme suit :

$$Q_o = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h \cdot (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(I.6)$$

Où  $\bar{P}_r$ : La pression moyenne dans la zone de drainage du puits. [4]

**I-5- 2-La loi de conservation de la masse (équation de continuité) :**

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale :

$$\text{div}(\rho \vec{v}) + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(I.7)$$

Avec  $S_o$  est la saturation en huile.

La combinaison de ces deux équations (l'équation de la continuité et l'équation de Darcy) nous donne l'équation différentielle du mouvement.

**I-5- 3-L'équation de diffusivité :**

D'une façon générale, pour n'importe quel type de fluide et dans n'importe quel système de coordonnées, l'équation de diffusivité peut s'écrire comme suit :

$$\Delta P + C_e (\vec{\text{grad}}P)^2 - \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(I.8)$$

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



Pour résoudre cette équation, on prend en considération deux hypothèses :

- Compressibilité des fluides faible et considérée comme constante (c'est le cas d'un liquide ; huile) ;
- Gradient de pression faible (les vitesses d'écoulement sont faibles dans le réservoir).

Ainsi le terme  $[C_e(\text{grad}P)^2]$  est infiniment petit devant les termes de l'équation précédente, et on peut donc simplifier (I.8) sous la forme suivante :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(I.9)$$

Où :  $K = \frac{k}{\phi \mu C_t}$  est la diffusivité hydraulique du milieu, c'est le rapport de la mobilité  $\left(\frac{k}{\mu}\right)$  et la capacité de compressibilité totale du réservoir  $(\Phi C_t)$ . Avec:

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \dots\dots\dots(I.10)$$

$C_e = C_t / S_o$  ( $C_e$  : compressibilité équivalente)

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

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

**❖ Solution de l'équation de diffusivité**

La résolution de l'équation de diffusivité pour les différentes géométries d'écoulement avec les conditions aux limites est plus facile en introduisant les variables adimensionnelles, mais on se limitera juste à l'écoulement radial circulaire monophasique (roche saturée en huile).

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

La compressibilité et la viscosité des fluides sont constantes et uniformes, en utilisant les conditions aux limites suivantes :

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

En respectant ces considérations, le développement de l'équation de diffusivité pour l'huile nous amène à la solution suivante :

$$P_{(r,t)} = P_i - \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{hk} \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi \mu_o c_t r^2} \right) - 3.23 \right] \dots\dots\dots(I.12)$$

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



$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q_o\mu_oB_o}{hk} \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi\mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \dots\dots\dots(I.13)$$

**I-5- 4-La compressibilité :**

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

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots\dots\dots(I.14)$$

La compressibilité totale :

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \dots\dots\dots(I.15)$$

**I-5- 5-Régimes d'écoulement :**

Les différents comportements d'écoulement sont habituellement classifiés en termes de taux de changement de pression en fonction du temps. On distingue trois régimes d'écoulement :

- régime d'écoulement permanent (steady state).
- régime d'écoulement transitoire (transient state).
- régime d'écoulement semi permanent (pseudo steady-state).

**I-5- 5-1-Ecoulement permanent (steady state):**

Durant ce régime d'écoulement, la pression reste constante à chaque endroit du réservoir c'est-à-dire elle ne change pas avec le temps. Mathématiquement, cette condition est exprimée comme suit :  $\left( \frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0 \dots\dots\dots(I.16)$

Ce régime est observe dans les réservoirs qui sont alimentés par un aquifère actif, un gas cap ou lorsqu'il s'agit des opérations de maintien de pression.

**I-5- 5-2-Ecoulement transitoire (transient state) :**

L'écoulement transitoire est défini comme l'état de fluide auquel le taux de variation de la pression par rapport au temps à n'importe quelle position dans le réservoir n'est pas nul ou constant. La variation de pression dans le temps est en fonction de la géométrie et des propriétés de réservoir telle que la perméabilité et l'hétérogénéité.

Cet écoulement est caractérisé par l'équation suivante :  $\left( \frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = f(x, t) \dots\dots\dots(I.17)$

Cet écoulement est observé quand la perturbation n'a pas atteint les limites du réservoir ou n'a pas perçu l'influence d'un autre puits. Donc, le réservoir se comporte au moment du test comme s'il était infini.



### I-5- 5-3-Ecoulement semi permanent (pseudo steady-state) :

Lorsqu'on produit avec un débit constant, la baisse de la pression devient constante pour chaque unité de temps, c'est à dire à un taux de déclin constant. Ce régime est observé quand la perturbation atteint les limites du réservoir qui est fermé non alimenté, en production :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \dots\dots\dots (I.18)$$

[5]

### I-6-Procédure d'interprétation

**A) Diagnostic** (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression) : Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.

**B) L'interprétation** (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification) : C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.

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

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

### La méthode de la dérivée

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent toujours de l'effet d'écrasement lié à la présentation logarithmique (difficulté d'observer des faibles variations relatives de la pression). Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de l'assortiment « matching ».

La dérivée de la pression est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire .

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

- ❖ Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisent par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0,5 en grandeur sans dimension de la planche.



- ❖ Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont sur une droite de pente 1. Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche.

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

La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte.

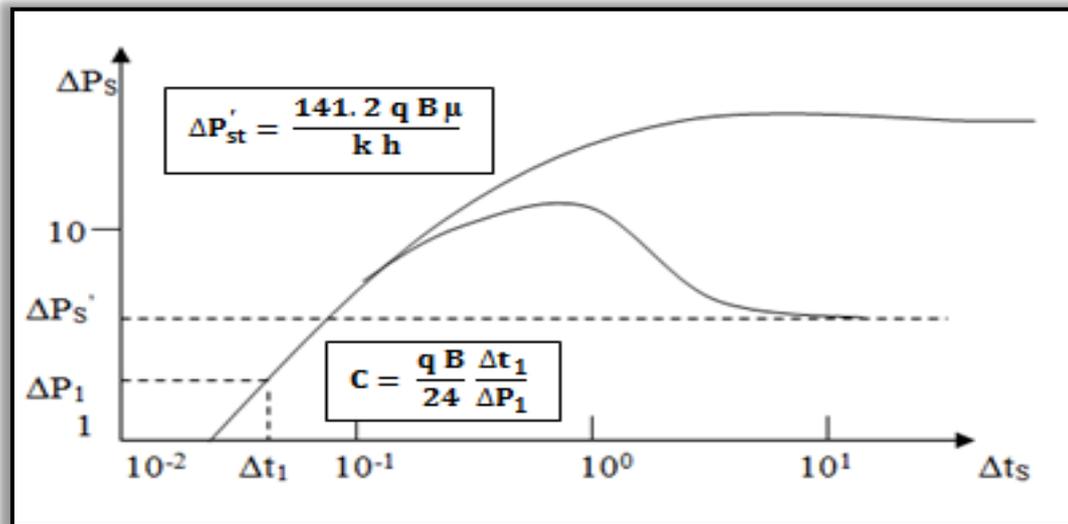
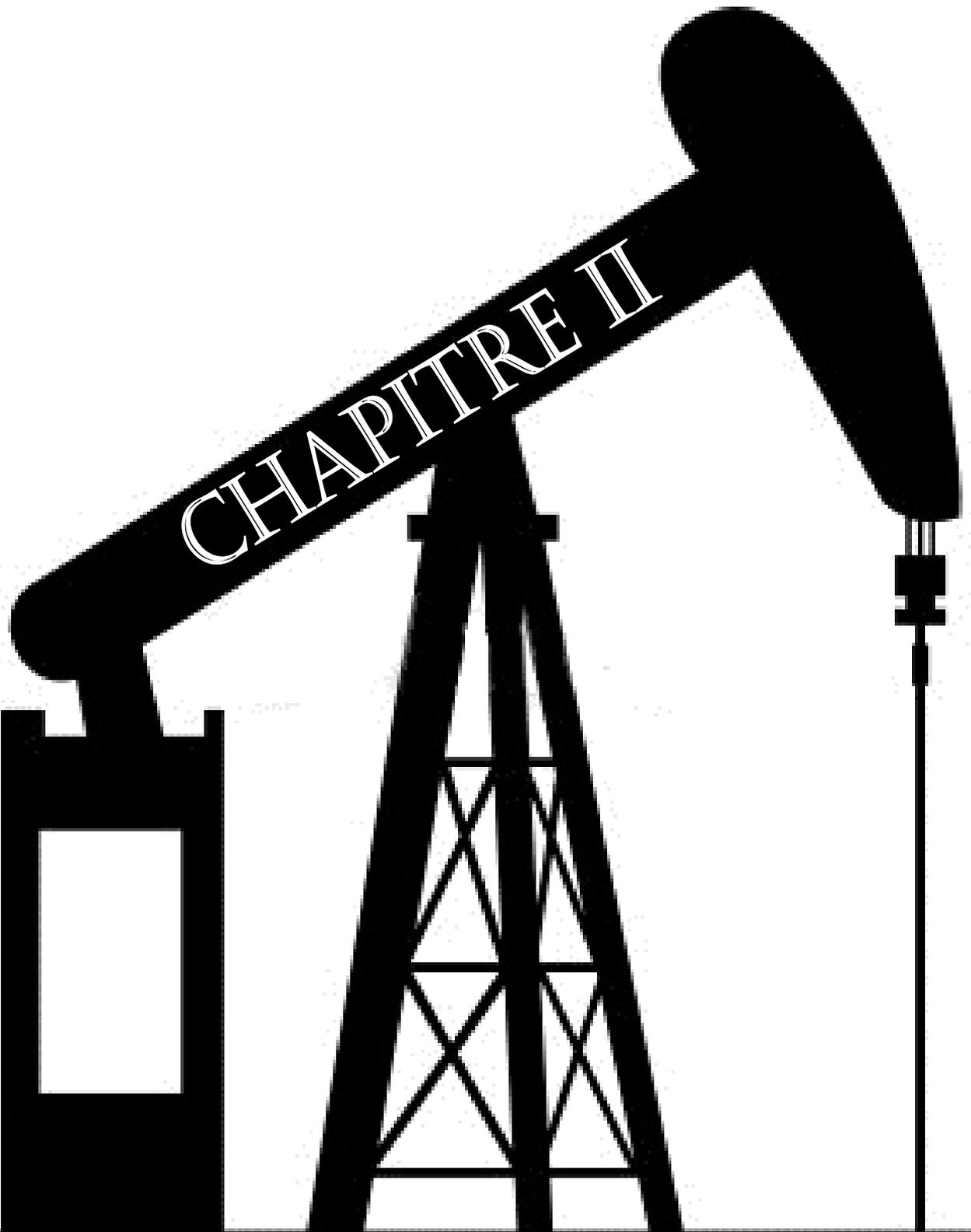


Fig. I. 5: La courbe de pression et de sa dérivée



ANALYSE NODALE



## Analyse nodale

### II-1-Introduction :

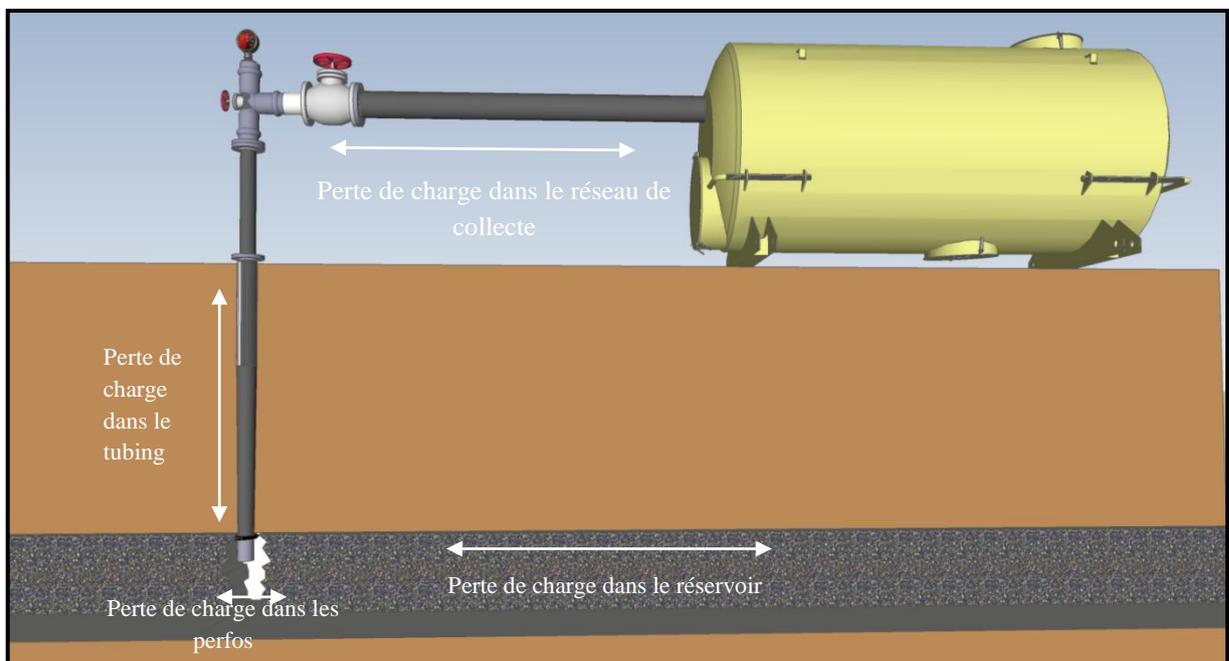
L'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production global (commençant par la pression statique du réservoir, et finissant avec celle de séparateur). C'est une technique d'optimisation employée pour analyser les problèmes de production et pour améliorer les performances du système de plusieurs de puits. Cette méthode est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

### II-2-Importance de l'analyse Nodale :

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir à la surface. Pour surmonter des pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent.

La figure (II.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux,
2. Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).



**Fig. II. 1:** Perte de charge possible dans un système de production.



### II-3- Concept de l'analyse nodale :

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure II.3 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont:  $P_r$  et  $P_{sep}$  et/ou la pression de tête du puits  $P_t$  si le puits est commandé par la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l'une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système.[6]

### II-4-Procédure d'application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure II.3 Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

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

$$\bullet \text{ Inflow : } P_{node} = P_r - \Delta p \dots\dots\dots(\text{II.1})$$

$$\bullet \text{ Outflow : } P_{node} = P_{sep} + \Delta p \dots\dots\dots(\text{II.2})$$

$$\text{ou } P_{node} = P_{tete} + \Delta p \dots\dots\dots(\text{II.3})$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit  $q$ , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

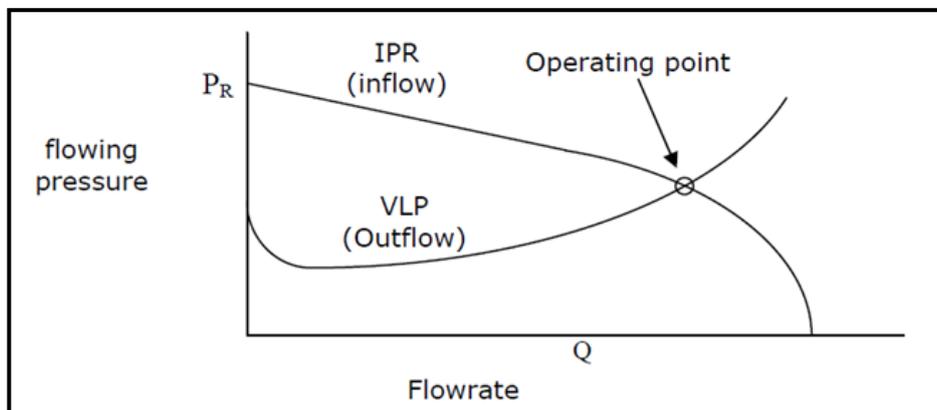


L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.



**Fig. II. 2:** Courbe d'outflow et inflow.



## II-5-Les différentes positions du nœud:

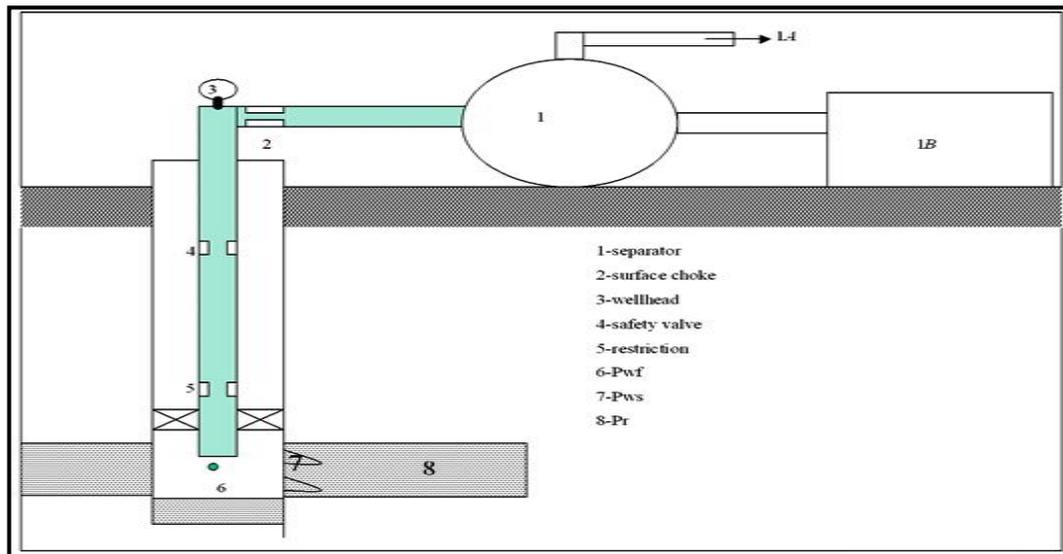


Fig. II. 3: Les différentes positions du nœud.

### ◆ Nœud 1: (séparateur)

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

### ◆ Nœud 2: (duse)

L'emplacement de nœud 2 (duse) nous permet d'étudier L'effet de la duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression en fonction de débit.
- L'équation  $P_{wf} = f(GLR, q, \varnothing)$ .

Avec :

$\varnothing$  : Diamètre de la duse  $\frac{1}{64} in$  .

q : Débit de production.

### ◆ Nœud 3: (tête du puits)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des flowlines sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.



La figure (II.4) montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits; l'augmentation du diamètre de la collecte ( $D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$ ) est suivi par une augmentation de débit de production ( $q_1 \rightarrow q_2 \rightarrow q_3$ ).

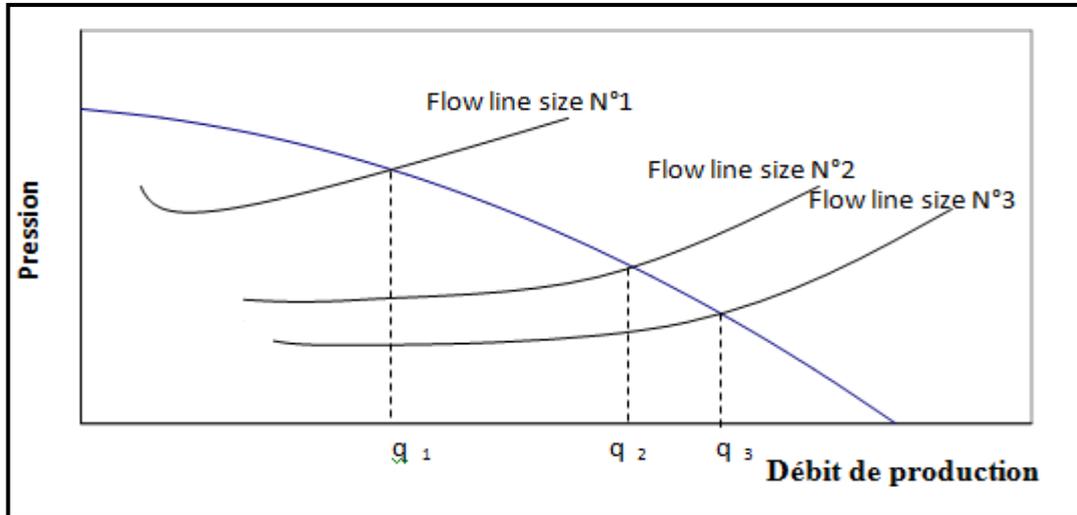


Fig. II. 4: L'effet du diamètre du flowline.

◆ **Nœud 6:** (fond du puits)

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits qui est l'un des objectifs de ce travail.

Les données nécessaires sont:

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

◆ **Nœud 8:** (réservoir)

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure (II.5) montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.

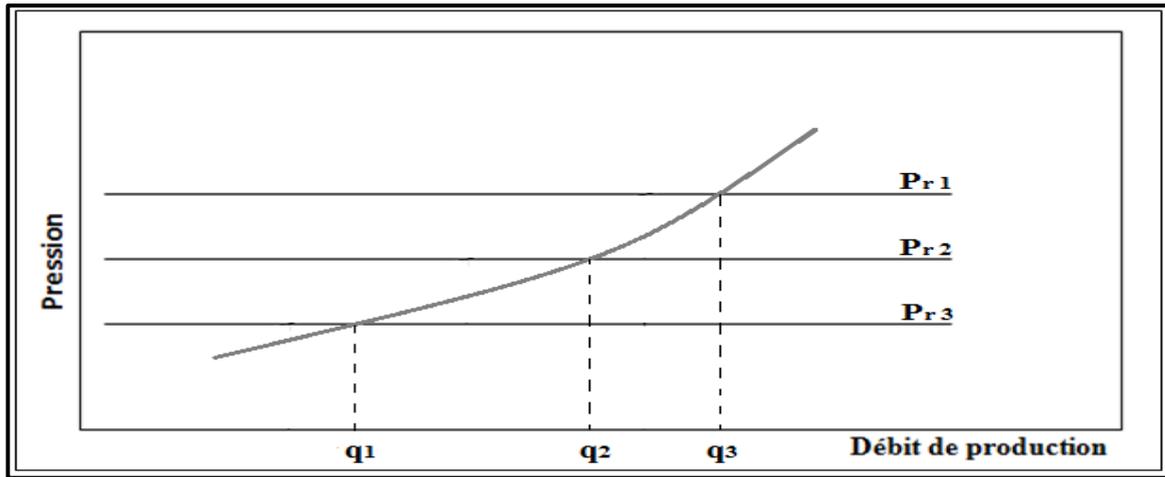


Fig. II. 5: L'effet du déclin de la pression du réservoir.

### II-6-Objectifs de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.[6]



PERFORMANCE DE RESERVOIRE ET  
CALCUL DES PERTES DE CHARGE



**Performance de réservoir et calcul des pertes de charge**

**III-1-Introduction sur performance de réservoir :**

L'un des composants les plus importants du système de production est le réservoir. C'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée d'hydrocarbures (huile et/ou gaz) limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique.

L'écoulement vers le puits dépend de la chute de pression dans le réservoir ( $\bar{P}_R - P_{wf}$ ). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche et celles des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, et le skin.

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « inflow performance ». La représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelée « inflow performance relationship » ou IPR ,il est défini comme la relation fonctionnelle entre le débit de production et la pression de fond, généralement cette relation est présentée sous une forme graphique, en traçant les pressions de fond sur l'axe des ordonnées et les débits de productions sur l'axe des abscisses. La combinaison d'une courbe IPR et d'une courbe reflétant la performance de la colonne de production (le tubing) identifie le point de fonctionnement du puits.[7]

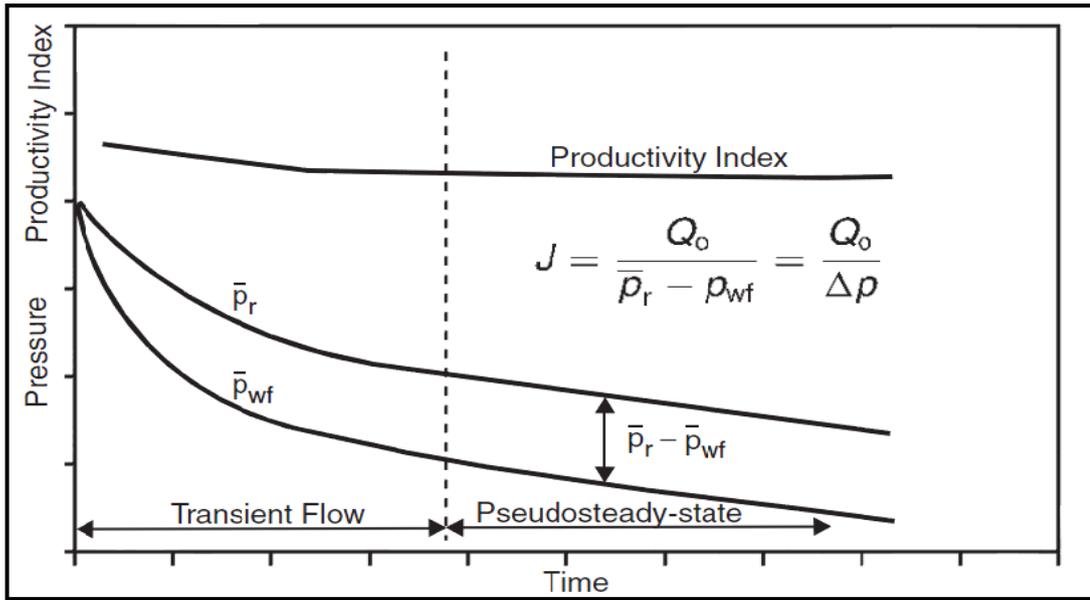
**III-1-1- Notion d'indice de productivité :**

L'indice de productivité est utilisé généralement pour mesurer la capacité d'un puits de produire. Il est défini par le symbole  $J$  qui est le rapport entre le débit entrant au puits et la chute de pression dans le réservoir pour une production de l'huile sans eau l'indice de productivité est donné par :

$$J = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_{wf}} \dots\dots\dots (III. 1)$$

- Où  $q_o$  : le débit de production de l'huile, STB/jour.
- $J$  : L'indice de productivité, STB/jour/psi.
- $\bar{P}_R$  : La pression moyenne de l'aire de drainage (pression statique), psi.
- $P_{wf}$  : La pression de fond, psi.

L'indice de productivité est mesuré généralement pendant un essai de production sur le puits. Il est important de noter que l'indice de productivité est une mesure valide du potentiel de productivité de puits seulement si le puits coule au régime pseudo-steady state comme illustré sur le schéma (Fig. III.1)



**Fig. III. 1:** Variation de PI en fonction de régime d'écoulement.

D'après l'équation (III.1) et l'équation (I. 5), on peut exprimer l'indice de productivité :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (III. 2)$$

L'équation est valable seulement si la fonction de pression  $f(P) = \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o}$  est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme suit :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_r - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} dP \dots\dots\dots (III. 3)$$

[7]

**III-1-2- Construction des IPR dans les puits d'huile verticaux :**

IPR "inflow performance relationship" est une représentation graphique de la relation entre le débit d'huile et la pression au fond de puits.

Dans cette section on va citer la méthode de Vogel à savoir qu'il existe d'autres méthodes empiriques qui sont aussi plus répandues pour construire les IPR d'un puits d'huile. La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certains exigent plusieurs essais dans lesquels  $P_{wf}$  et  $q_o$  sont mesurés.

**III-1-2-1- Méthode de Vogel :**

Vogel (1968) a réalisé une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour produire l'IPR de plusieurs réservoirs d'huile saturés hypothétiques qui produisent



sous un éventail de conditions. Vogel a normalisé IPR calculé et exprimé les rapports en forme adimensionnelle. Il a normalisé l'IPR par l'introduction des paramètres adimensionnels :

$$\text{Pression adimensionnelle} = \frac{P_{wf}}{P_r}$$

$$\text{Débit adimensionnelle} = \frac{q_o}{q_{o\max}}$$

Vogel a tracé les courbes sans dimensions d'IPR pour plusieurs types de réservoir présentant divers paramètres: caractéristiques d'huile, perméabilités, facteurs de skin et les espacements entre les puits. Il est arrivé à la relation suivante entre les paramètres adimensionnels :

$$q_o = q_{o\max} \left[ 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (III.4)$$

Où  $q_o$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $P_{wf}$  .

$q_{o(max)}$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ( $P_{wf} = 0$ ) (AOFB).

$\bar{P}_r$  : Pression du réservoir.

La méthode originale de Vogel ne tient pas compte des effets du facteur de skin, mais une modification postérieure donnée par Standing a rendu la méthode applicable aux puits endommagés ou stimulés.

**III-1-2-1- 1- Application de la méthode de Vogel pour skin = 0**

Cette méthode peut être appliquée pour :

**a. Réservoir d'huile saturé :  $\bar{P}_r \leq P_b$**

La procédure d'application de la méthode de Vogel dans le cas d'un réservoir saturé pour générer l'IPR d'un puits qui a un écoulement stabilisé c'est-à-dire un débit  $q_o$  pour une pression  $P_{wf}$  est la suivante :

- 1- En utilisant le débit mesure  $q_o$  et la pression correspondante  $P_{wf}$  pour calculer  $q_{o(max)}$  :

$$q_{o\max} = \frac{q_o}{1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \dots \dots \dots (III. 5)$$

- 2- Générer l'IPR en introduisant des valeurs de  $P_{wf}$  et on calcule les debits correspondants par la relation de Vogel (III.4).



**b. Réservoir d'huile sous saturé :  $\bar{P}_r \geq P_b$**

Beggs (1991) a mis en évidence que l'application de méthode de Vogel dans les réservoirs sous saturé présente deux cas possibles suivant la pression d'écoulement au fond du puits soit supérieure ou inférieure à la pression de bulle.

**Cas b.1  $P_{wff} \geq P_b$**

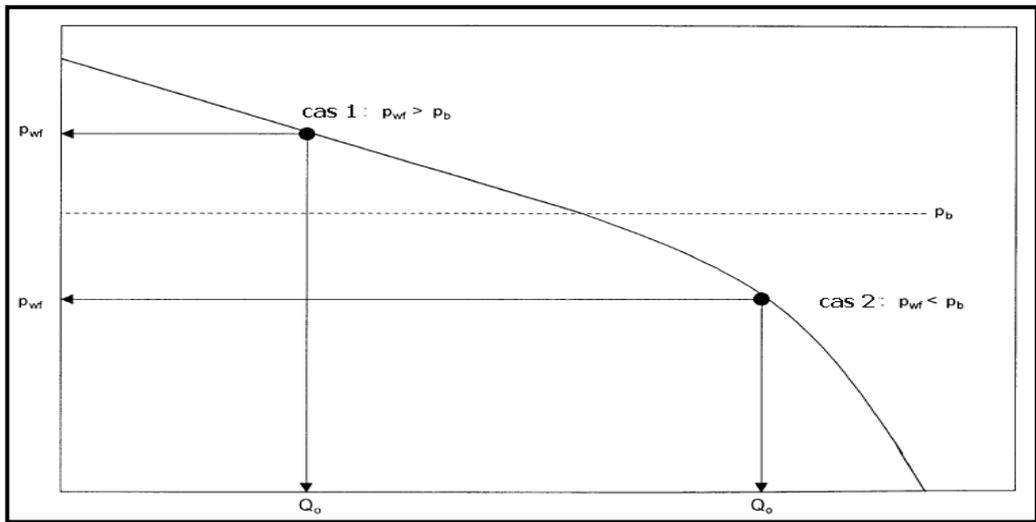
Beggs a établi la procédure suivante pour déterminer l'IRP quand la pression stabilisée de fond est supérieure ou égal à la pression de bulle  $P_{wff} \geq P_b$ :

- 1- Calculer  $J$  en utilisant les données de test et l'équation (III.1).
- 2- Calculer  $q_{ob}$  en utilisant l'équation :

$$q_{ob} = J \cdot (\bar{P}_r - P_b) \dots\dots\dots(III. 6)$$

- 3- Générer les IPR en utilisant l'équation :

$$q_0 = J \cdot (\bar{P}_r - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wff}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wff}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots(III. 7)$$



**Fig. III. 2:** IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé.



**Cas b.2  $P_{wf} \leq P_b$**

Quand la  $P_{wf}$  enregistrée de l'essai d'écoulement stabilisé est au-dessous de la pression de point de bulle  $P_b$ , suivant les indications du schéma, la procédure suivante a été proposée pour générer la courbe de l'IPR :

1- Calculer J en utilisant les données de test et l'équation:

$$J = \frac{q_0}{(\bar{P}_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \dots \dots \dots (III.8)$$

2- Calculer  $q_{ob}$  en utilisant l'équation (III.6).

3- Générer les IPR en utilisant l'équation (III.7) pour  $(P_{wf} \leq P_b)$ .

**III-1-2-1- 2- la méthode de Standing pour un skin  $\neq 0$**

Standing a proposé une procédure pour modifier la méthode de Vogel en prenant on considération l'endommagement ou la stimulation de réservoir. [10]

**III-2-Méthodes de calcul des pertes de charge :**

Le design et l'analyse d'un système de production en écoulement diphasique nécessite une compréhension profonde des phénomènes physiques ayant lieu dans ce type d'écoulement ainsi que celle des équations mathématiques représentant ces phénomènes. Dans cette partie, on va citer les corrélations empiriques permettant le calcul des pertes de charge dans le tubing, accompagnées de suggestions concernant les conditions d'application de chacune d'entre elles et accordées avec les notions et les équations de base .

$$\frac{dp}{dl} = \left( \frac{dp}{dl} \right)_{el} + \left( \frac{dp}{dl} \right)_f + \left( \frac{dp}{dl} \right)_{acc} \dots \dots \dots (III.9)$$

$\frac{dp}{dl}$  : Perte de charge totale,

$\left( \frac{dp}{dl} \right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta$  : Perte de charge due à l'élévation,

$\left( \frac{dp}{dl} \right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d}$  : Perte de charge due aux frottements,



$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dl} : \text{Perte de charge due à l'accélération.}$$

### III-2-1- Corrélations empiriques des pertes de charges :

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. Toutefois, depuis un peu plus d'une décennie, de nombreux logiciels ont été développés afin de prédire l'évolution de la pression. Ces derniers reprennent pour la plupart les équations de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie de chacune des phases en présence, et sont résolues par des méthodes numériques ou statistiques.

#### III-2-1-1-Les différents modèles de l'écoulement multiphasique :

La difficulté de la modélisation de l'écoulement multiphasique se situe dans l'arrangement physique des phases. Les débits et les propriétés des phases déterminent l'arrangement physique du fluide, et cet arrangement détermine la perte de pression due à l'hauteur hydrostatique et due au frottement.

Il existe trois modèles analytiques simples qui permettent de prendre en compte le maximum des fonctions et des données de l'écoulement afin de prédire les paramètres de fonctionnement des installations. Ces modèles sont :

##### III-2-1-1-1- Modèle homogène :

Ce modèle ne tient pas compte de holdup du liquide pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Il néglige aussi le glissement entre les phases et le problème du régime d'écoulement n'est pas posé.

##### III-2-1-1-2- Modèle de glissement :

On le considère plus précis que le précédent. Il tient compte du glissement entre les deux phases, liquide et gazeuse. Le régime d'écoulement est pris en compte, la masse volumique est calculée en fonction de holdup liquide et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue. Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour: Ros (1961), Duns & Ros (1962), Orkiszewski (1967), Beggs & Brill (1973), Al (1974).



**III-2-1-1-3- Modèle généralisé :**

Il a vu le jour pour combler les lacunes laissées par le modèle de glissement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est traitée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement, et de l'énergie de chaque phase.

**III-2-1-2- Les corrélations des pertes de charge :**

Les corrélations utilisées pour estimer les pertes de charges peuvent être classées en trois catégories :

- Catégorie ‘‘a’’ : Elles ne prennent en considération ni le glissement ni le régime d'écoulement.
- Catégorie ‘‘b’’ : Elles prennent en compte le glissement mais pas le régime d'écoulement.
- Catégorie ‘‘c’’ : Elles tiennent compte du glissement ainsi que du régime d'écoulement.

Le tableau suivant donne les corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans les écoulements verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent mais on se limitera sur les corrélations nécessaires pour réaliser le travail pratique.

**Tableau. III. 1:** Classification des corrélations de perte de charge.

Méthode	Catégories
Fancher and Brown	A
Hagedorn and Brown	B
Duns and Ros	C
Orkiszewski	C
Beggs and Brill	C
Mukherjee and Brill	C

[13]



ANALYSE ET INTERPRÉTATION  
DES RÉPONSES TRANSITOIRES



## Analyse et interprétation des réponses transitoires

### IV -1-Introduction :

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état du puits et du réservoir par la détermination des paramètres qui leurs sont propres , comme la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le k.h, la longueur effective, les limites du réservoir...etc.

L'objectif de ce chapitre, porte sur l'interprétation des essais de DST des puits situés dans différentes zones du champ de HMD en utilisant le logiciel EL SAFIR.

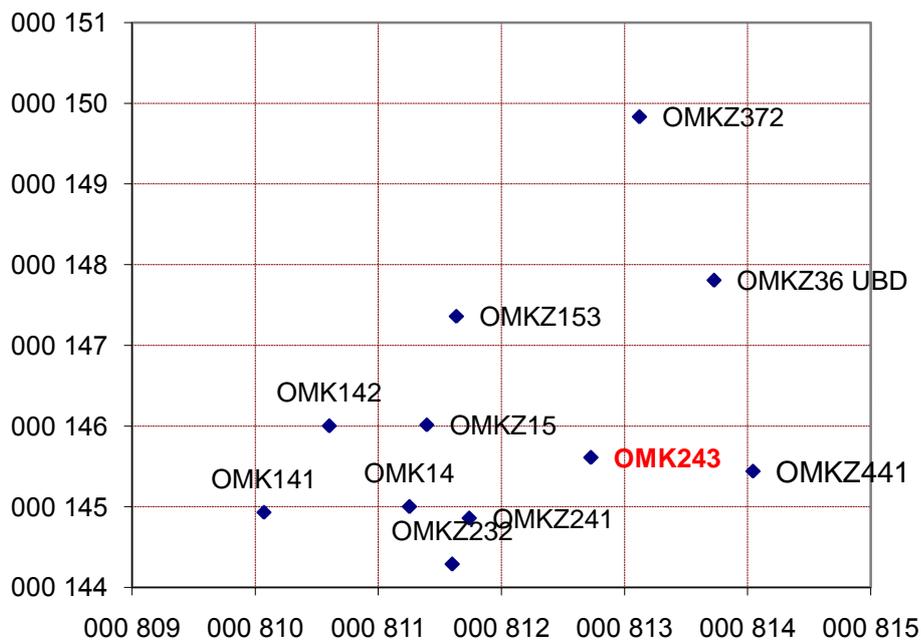
### IV -2- Analyse et Interprétation des résultats des tests :

#### IV -2-1-Analyse du puits OMK243

Le puits OMK 243 est un puits vertical producteur d'huile. Il s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud dans la partie Nord Est. L'objectif principal de ce puits est l'exploitation du réservoir cambrien (Ra). Il a été foré jusqu'à une profondeur de **3443 m**. Ce puits est localisé par les coordonnées suivantes :

**Tableau. IV.1:** Localisation de puits OMK243.

X	Y	Z table	Z sol
<b>784 216.023</b>	<b>3 528 795.962</b>	<b>167.547 m</b>	<b>178 m</b>

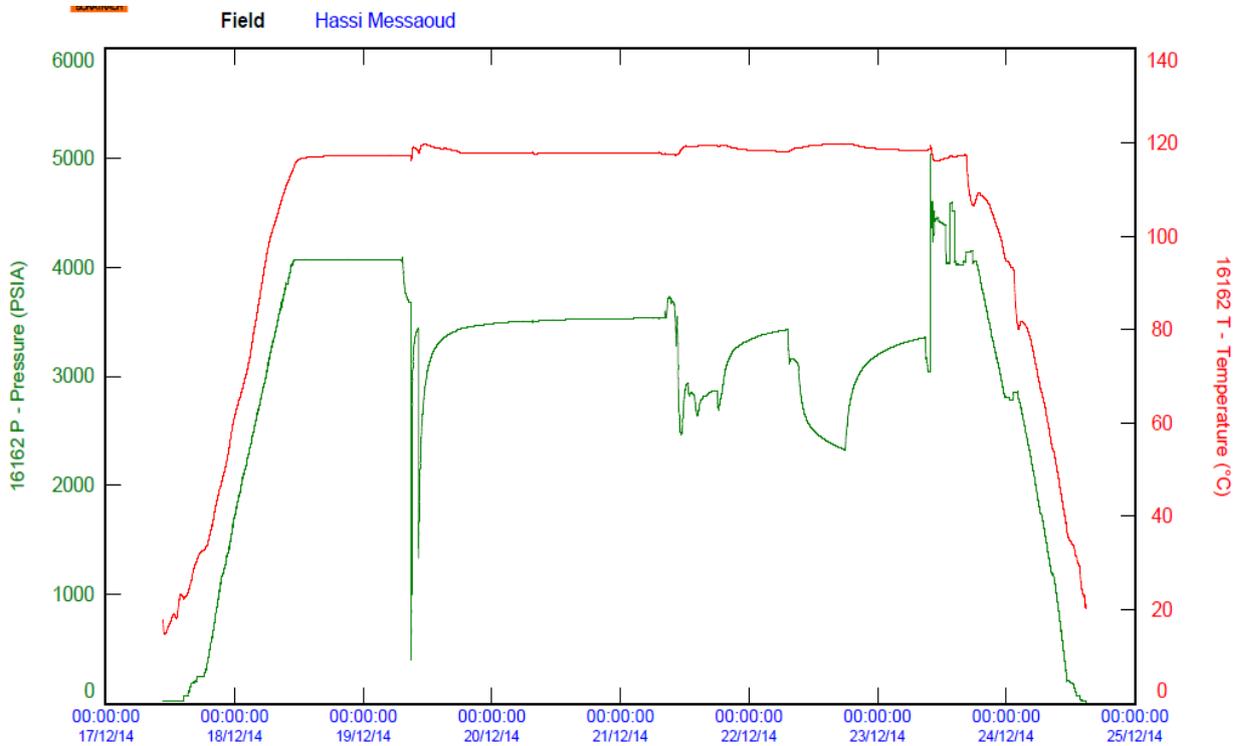


**Fig. IV.1:** La position géologique de puits OMK243.



**IV -2-1-1-Résultats de DST (mesure au fond)**

Le puits a subi une opération de DST du 16/12 au 24/12/2014. Les résultats de la variation de pression et température en fonction de temps sont regroupés dans le diagramme ci-dessous :



**Fig. IV.2:**Graphe de Pression et de température en fonction du temps durant le test.

L'examen de ce graphe donne :

Pression hydrostatique initiale	286.50	kg/cm <sup>2</sup>
Pression hydrostatique finale	284	kg/cm <sup>2</sup>
Pression vierge finale	242.05	kg/cm <sup>2</sup>
Pression début débit	219	kg/cm <sup>2</sup>
Pression fin débit	165.55	kg/cm <sup>2</sup>
Pression fin remontée de pression	236.30	kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>G</sub> extrapolée à la côte d'enregistrement	251.51	kg/cm <sup>2</sup>
Soit à (-3200 m)	257.69	kg/cm <sup>2</sup>



**IV -2-1-2-Résultats de jaugeage (mesure en surface)**

Une opération de jaugeage a été réalisé le 22/12/2014, les résultats obtenus sont citées ci-dessous :

**Tableau. IV.2:** Résultats de jaugeage de puits OMK243.

<b>q<sub>o</sub></b> <b>m<sup>3</sup>/h</b>	<b>P<sub>t</sub></b> <b>kg/cm<sup>2</sup></b>	<b>GOR</b> <b>m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup></b>	<b>Duse</b> <b>mm</b>	<b>Wcut</b> <b>%</b>	<b>S<sub>huile</sub></b> <b>mg/l</b>	<b>T<sub>tete</sub></b> <b>°C</b>	<b>P<sub>b</sub></b> <b>kg/cm<sup>2</sup></b>
2.52	15	122	9.53	0	89	30	144

**IV -2-1-3-Analyse du test DST OMK243**

- **Données nécessaires à l'interprétation**

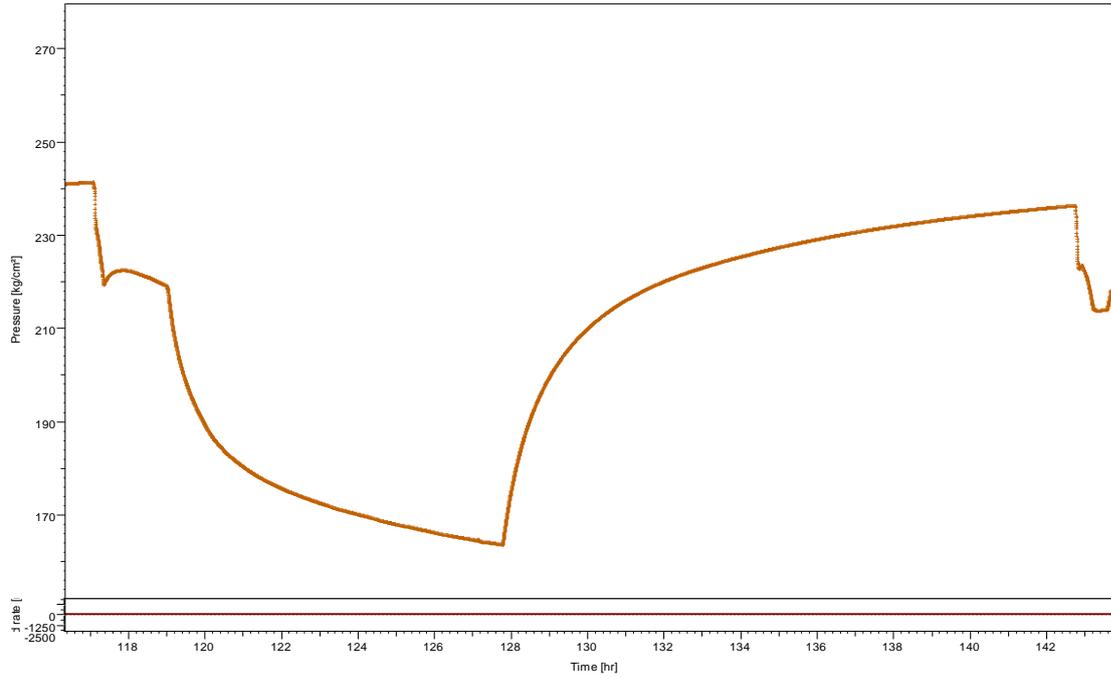
Ces données sont classées sous 03 catégories :

**Tableau. IV.3:** Données de réservoir et de puits de OMK243.

<b>Paramètres de puits</b>	<b>Paramètres de la couche</b>		<b>Paramètres du fluide</b>		
<b>r<sub>w</sub>(m)</b>	<b>h<sub>u</sub>(m)</b>	<b>Ø (%)</b>	<b>C<sub>t</sub>(cm<sup>2</sup>/kg)</b>	<b>μ<sub>o</sub>(cp)</b>	<b>B<sub>o</sub>(B/STB)</b>
0.0762	108	12	3.667	0.284	1.577

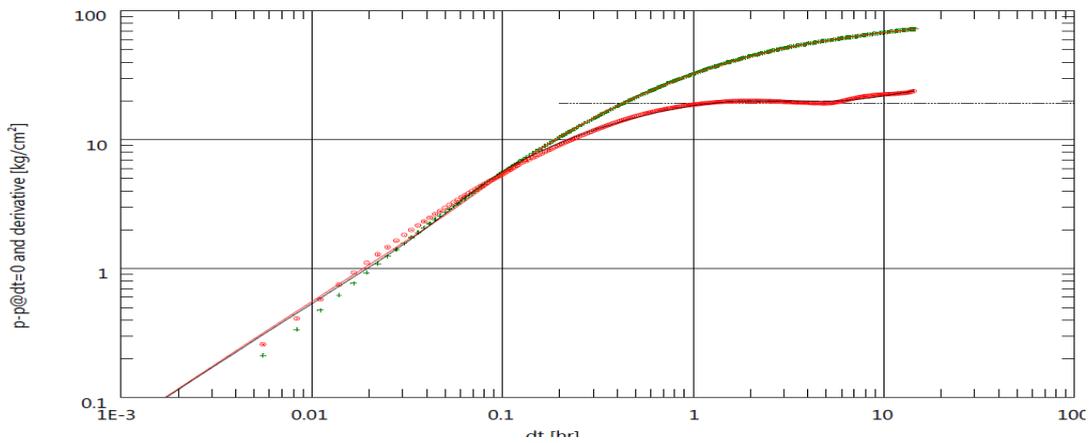
- **Courbes d'interprétation**

L'analyse du test DST avec logiciel SAFIR nous donne les résultats suivants :

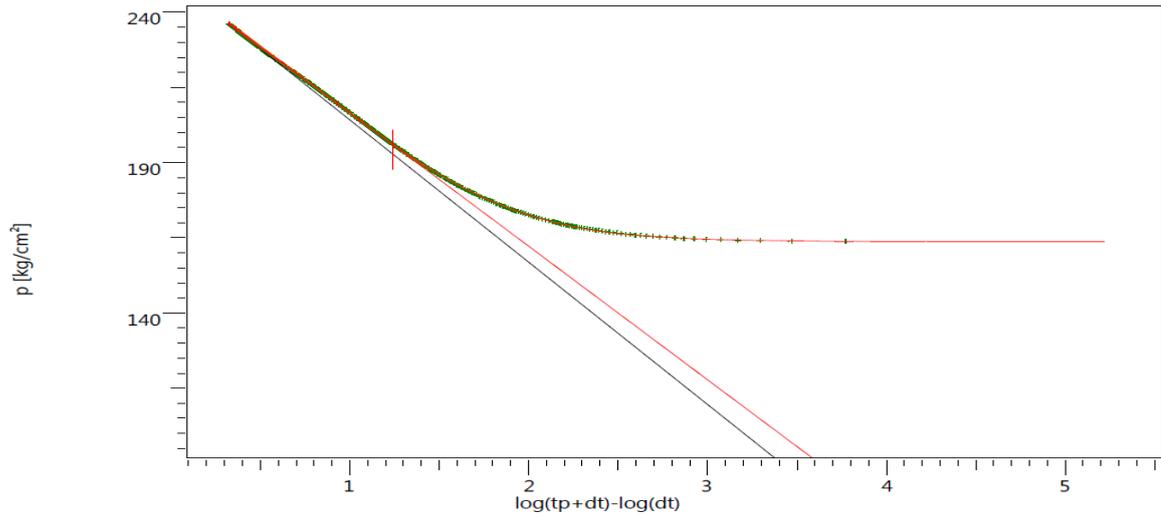


History plot (Pressure [kg/cm<sup>2</sup>], Liquid rate [m<sup>3</sup>/hr] vs Time [hr])

**Fig. IV.3:** courbe de la pression de puits OMK243.



**Fig. IV.4:** Graphe de la pression et de sa dérivée du puits OMK243.



**Fig. IV.5:** Graphe d'HORNER de puits OMK243.

- **Résultats d'HORNER**

**Tableau. IV.4:** Résultats d'HORNER pour le puits OMK243.

Résultats	Droite1	Droite2	unites
Pente	-47.3107	-44.4165	kg/ cm2
Extrapolation	251.516	251.04	kg/ cm2
P@1hr	192.793	195.909	kg/ cm2
k. h	12.5	13.4	md. m
K	0.17	0.181	Md
Skin	- 3.29	-3.19	-

- **Résultats d'interprétation de la dérivée**

**Tableau. IV.5:** Résultats d'interprétation de la dérivée pour le puits OMK243.

Model Option	Standard Model
<b>Puits</b>	<b>Vertical</b>
<b>Réservoir</b>	<b>Homogène</b>
<b>Limites</b>	<b>Une faille</b>



<b>Parameters de model</b>	<b>Parameters de puits (OMK243)</b>	C	0.0412 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
		Skin total	- 3.01
	<b>Paramètres de réservoir et de limites</b>	K.h total	13.4md.m
		K moyenne	0.181 md
		Pi	257.272 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Paramètres dérivés</b>	Q (débit de changement)	2.52 m <sup>3</sup> /h	
	P @ dt=0	163.662 kg/cm <sup>2</sup>	
	Indice de productivité	0.029 [m <sup>3</sup> /h]/[kg/cm <sup>2</sup> ]	
	Delta P (Total Skin)	- 115.712kg/cm <sup>2</sup>	

#### IV -2-1-4-Commentaires

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée donné par le test DST, le modèle réservoir de ce puits est de type Homogène avec une faille aux limites.

Le skin négatif signifie que le puits n'est pas endommagé.



MODELISATION ET OPTIMISATION  
DU SYSTEME DE PRODUCTION



## Modélisation et optimisation le système de production

### V -1-Introduction :

Notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et optimiser le système de production des puits nouvellement forés dans les différentes zones du gisement de HMD. Pour atteindre notre but nous avons utilisé logiciel Prosper.

### V -2-Aperçu sur les logiciels d'optimisation :

#### V -2-1-Aperçu sur Prosper :

Le logiciel **PROSPER**, permet de modéliser et d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement tri phasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en quatre phases à savoir :

- L'écoulement à travers le réservoir.
- L'écoulement à travers la complétion.
- L'écoulement à travers le tubing.
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La simplicité et la rapidité du traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et de la production. Il permet :

- L'analyse de la performance des puits.
- L'optimisation des complétions.
- L'optimisation du gas-lift.

#### ➤ Les différentes corrélations utilisées par le logiciel Prosper

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface. Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascension.

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, certaines sont générales et d'autres sont limités à un domaine d'application réduit.

Parmi les corrélations utilisées par Prosper on peut citer :

- Duns et Rosmodified (1963) Oil;
- Hagedorn et Brown (1963) Oil;
- Fanher et Brown(1963);



- Mukergee et Brill;
- Beggs et Brill (1973);
- Orkiszewski (1967) ;

➤ **Application de l'analyse nodale en utilisant Prosper**

- Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un test de DST.
- Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changées.
- Une simulation du puits avec le changement de complétion (diamètre et profondeur de concentrique) peut à présent être envisagé ce qui permettra de connaître qu'elle est la performance du puits considéré avec cette complétion.

**V -3-Modélisation et optimisation de système de production des puits :**

D'abord à l'aide du logiciel Prosper, nous modéliserons nos puits. La modélisation comporte plusieurs aspects :

1. Les options de système.
2. Les données PVT.
3. La complétion.
4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
5. Le modèle de réservoir.
6. Le tracé des courbes IPR et VLP.

**V -3-1-Les options de système :**

Le remplissage de ces options permet de décrire le type de système que nous essayons de modéliser. Donc avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- Le type du fluide.
- La méthode utilisée.
- Type d'écoulement.
- Type de fluide.
- Type de séparateur...etc.[11]

**V -3-2-Les données PVT :**

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits. Le modèle utilisé est le modèle *black oil*. Les données nécessaires pour créer ce modèle sont divisées en deux :



➤ Les données d'entrées qui sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau. V. 1:** Paramètres PVT des effluents de puits.

Puits	Densité de l'huile	GOR (m3/m3)	Densité du gaz	Wcut(%)
OMK243	0,806	122	0,65	0

➤ Les données utilisées pour assortir le model PVT sont :

**Tableau. V. 2:** Paramètres PVT pour assortiment.

Puits	Données de point de référence				Données de point de bulle	
	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )	Viscosité de l'huile (cp)	FVF de l'huile (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pb (kg/cm <sup>2</sup> )	T <sub>b</sub> (°C)
OMK243	257.69	0.284	1.577	122	144	121.26

### V -3-3-Les données des équipements :

Le modèle de puits à concevoir avec Prosper comporte une partie concernant l'équipement. En ce qui concerne notre étude, on se limitera sur 03 paramètres :

1. Gradient géothermique nécessite : MD et sa T correspondante.
2. Surveillance de déviation nécessite : MD et TVD.
3. La complétion : la figure citée dans l'annexe (fig. A.14) résume les données de complétion nécessaires pour créer le modèle de nos puits à savoir que ces puits sont complétés avec la complétion de DST.

### V -3-4-Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

Afin de construire un modèle du puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. Prosper nous offre une multitude de corrélations. Prosper contient une fenêtre adéquate aux données de DST qui permette de faire une comparaison entre ces corrélations.



Pour choisir la corrélation qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge pour nos puits, nous procéderont comme suit :

1. On injecte les données de DST.
2. On sélectionne les corrélations précitées comme corrélations d'écoulement vertical.
3. A partir des courbes générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions à la côte de mesure (au niveau des gauges).
4. On calcule les pertes de charge dans le tubing.  $\Delta P = P_{wf} - P_{wh}$
5. On compare ces valeurs aux pressions de fond dynamiques mesurées et cela en calculant l'erreur relative :

$$E_{relative} = \left| \frac{\Delta P_m - \Delta P_c}{\Delta P_m} \right| * 100\%$$

Où :  $\Delta P_m$  : perte de charge mesurée.

$\Delta P_c$ : perte de charge calculée.

6. La corrélation à choisir sera celle qui donnera la plus petite valeur de l'erreur relative moyenne.

[11]

- Les résultats des différentes corrélations seront représentés par la figure suivante :

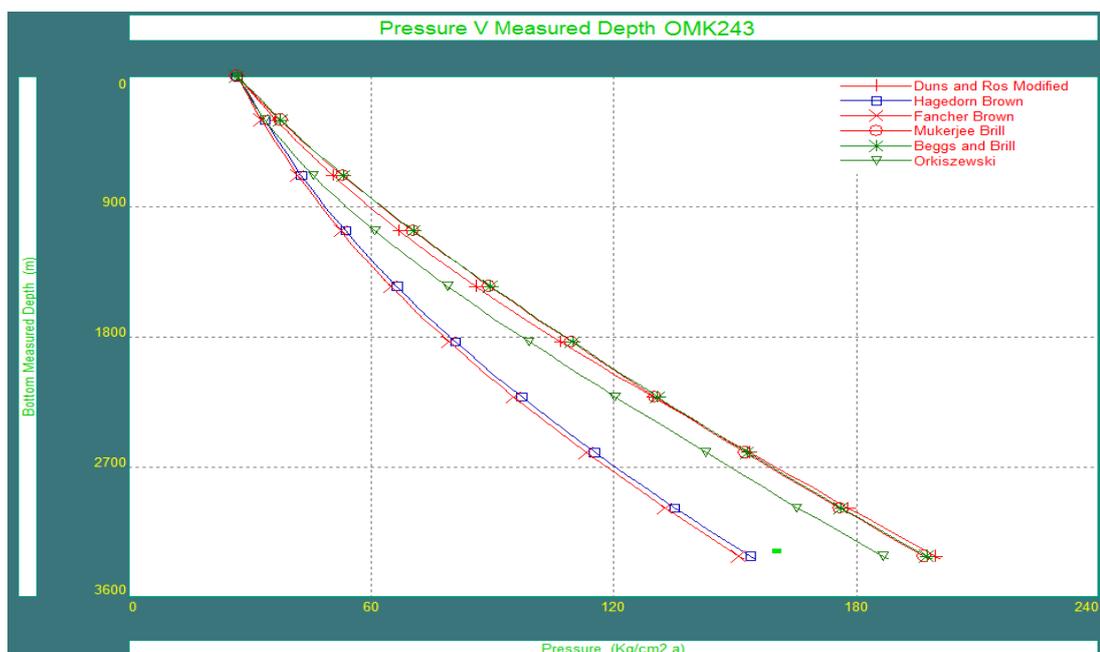


Fig. V. 1: Gradient de pression avec différentes corrélations pour le puits OMK243.



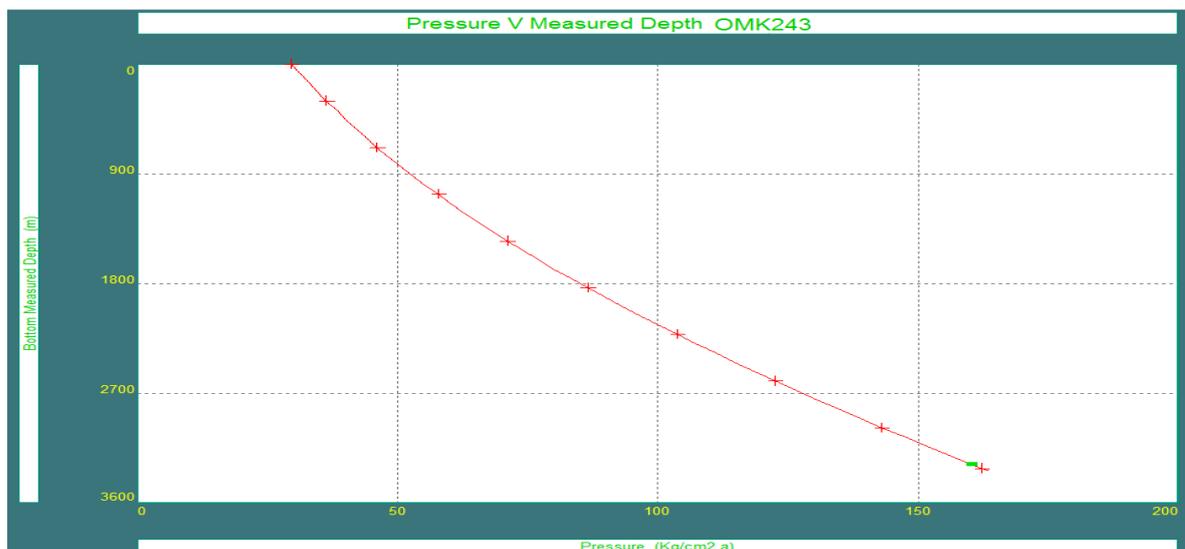
- Le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenus :

**Tableau. V.1:** Erreur relative des différentes corrélations des pertes de charges verticales.

Puits	OMK243	
	$\Delta P$ (kg/cm <sup>2</sup> )	Erreur relative moyenne (%)
Orkiszewski	167.01	0.09
Hagedorn Brown	165.59	0.02
Fancher Brown	164.80	0.05
Mukergee Brill	166.89	0.18
Beggs and Brill	167.13	1.09
Duns and Ros modified	170.55	2.36

Après la comparaison entre les gradients lus par le graphe des différentes corrélations et indiqués dans le tableau ci-dessus et la valeur de gradient de pression réel, on trouve que la corrélation de **Hagedorn & Brown(1969) oil** est la corrélation la plus adéquate pour calculer les pertes de charge le long de tubing (outflow).

Si notre choix est fixé, on passe à ajuster ce gradient dynamique de pression pour les deux puits par l'option **match VLP**, la représentation des deux courbes sera comme suite :





**Fig. V.2.** Gradient de pression avec la corrélation de Hagedorn Brown pour le puits OMK243.

**V -3-4-1-La correction des données de DST (mesure au fond) :**

Les mesures de pression et de température dont on dispose étaient réalisées au niveau des gauges et non pas au niveau des perforations. Donc les valeurs de pression et de température de fond statique doivent être corrigées et cela en tenant en compte du gradient statique de pression et de température, comme il est indiqué ci-dessous :

$$P_{fs}(perfos) = P_{fs}(gauge) + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{st} * (Côte_{perfos} - Côte_{gauge})$$

$$T_{fs}(perfos) = T_{fs}(gauge) + \left(\frac{dT}{dh}\right)_{st} * (Côte_{perfos} - Côte_{gauge})$$

Où :

$P_{fs}$  : Pression de fond statique.

$T_{fs}$  : Température de fond statique.

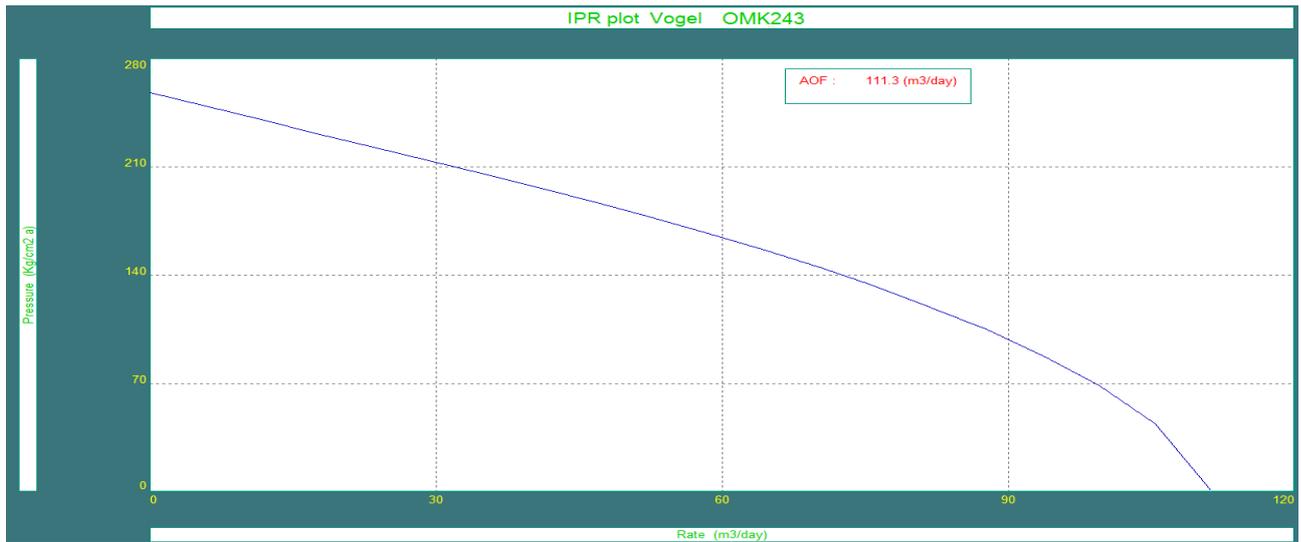
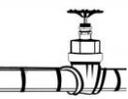
$\left(\frac{dp}{dh}\right)_{st}$  : Gradient statique de pression.

$\left(\frac{dT}{dh}\right)_{st}$  : Gradient statique de température. [11]

**Tableau. V. 2:** Données des essais des puits.

	<b>Puits</b>	<b>OMK243</b>
	<b>Côte de fond</b>	3443
	<b>Côte des Perfos (m)</b>	3389
	<b>Côte de mesure (m)</b>	3282.87
<b>Valeurs mesurées</b>	<b>Pression de tête (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	15
	<b>Pression de fond statique (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	251.51
	<b>Pression de fond dynamique (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	165.55
	<b>Température de fond statique (°C)</b>	120
<b>Gradient statique</b>	<b>Pression (kg/cm<sup>2</sup>/m)</b>	0,065
	<b>Température (°C/100m)</b>	3
<b>Valeurs corrigées</b>	<b>Pr de réservoir (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	255.02
	<b>Température de fond statique (°C)</b>	121.62
	<b>Pression de fond dynamique (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	169.06
	<b>Débit de test (m<sup>3</sup>/h)</b>	2.52
	<b>Diamètre de la duse (mm)</b>	9.53
	<b>Index de productivité (m<sup>3</sup> cm<sup>2</sup>/h/kg)</b>	0.0265

A partir de ces résultats, et notamment Pr, Pwf et Qo, nous pourrions tracer la courbe de performances de réservoir (IPR) pour ces puits, et cela en se basant sur l'équation de Vogel, ce qui nous permet de déterminer les débits maxima des puits (AOFP).



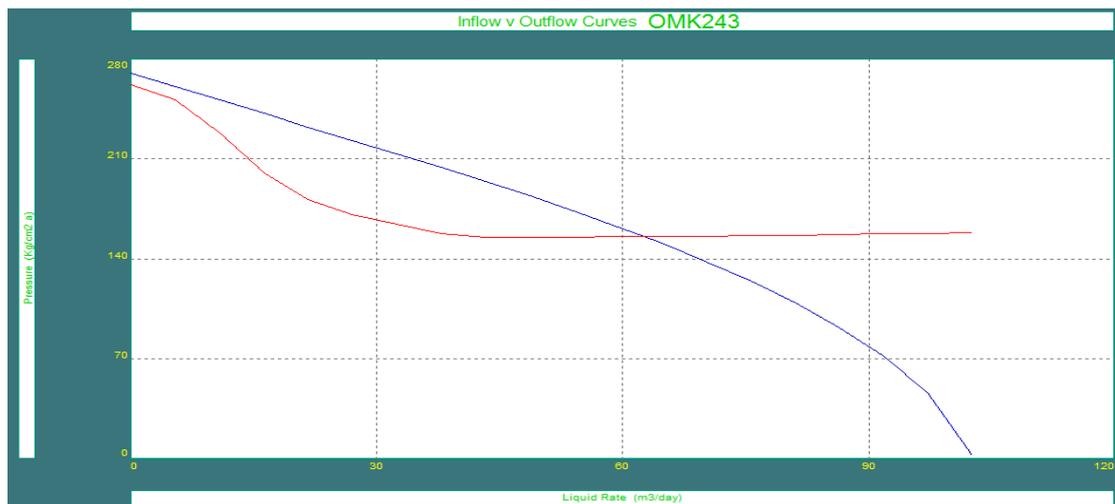
**Fig.V.3:** Courbe de l’IPR pour le puits OMK243.

**V -3-5-Reproduction des performances des puits par Prosper :**

**V -3-5-1-Assortiment de model :**

En utilisant l’analyse nodale, nous allons étudier le performance OMK243 dans le but de déterminer leur point de fonctionnement ( $P_{wf}$ ,  $Q_o$ ). Nous traçons d’abord les courbes *inflow* (IPR) et *outflow* (VLP) et à partir de ces courbes nous déterminerons les valeurs de l’AOFP (*Absolute open flow potential*) et des points de fonctionnement des puits.

❖ Résultats du travail



**Fig. V.4:** Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits OMK243.



**V -3-5-2-Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par Prosper**

Pour s’assurer que les modèles construits représentent le puits avec le plus de précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau. V.3:** Comparaison entre les données mesurées et celles calculées par Prosper.

<b>puits</b>	<b>Paramètres</b>	<b>Prosper (valeur calculées)</b>	<b>TEST (valeurs mesurées)</b>	<b>Erreur relative %</b>
<b>OMK243</b>	<b>Qo (m<sup>3</sup>/h)</b>	2.43	2.52	3.43
	<b>Pwf (kg/m<sup>2</sup>)</b>	165.59	165.57	0.02

Au regard des résultats de tableau(V.3), l’écart entre les données mesurées et les résultats obtenues par la simulation est inférieur à 3.5% pour le OMK243. Nous pouvons déduire que les modèles construits représentant le puits est assez satisfaisants.

**V -3-6-Optimisation du diamètre du tubing :**

Dans cette section, pour choisir le tubing, nous allons utiliser l’opération *Calculation–System (IPR -VLP)* .Les tubings que nous avons étudiés ont pour diamètres nominaux 2’’7/8, 3’’1/2, 4’’1/2 et 5’’ et pour ID 2,441’’, 2,992’’, 3,92 ’’et 4 .276’’ respectivement.

**V -3-6-1-Influence des différents paramètres sur la performance de puits, Étude prévisionnel :**

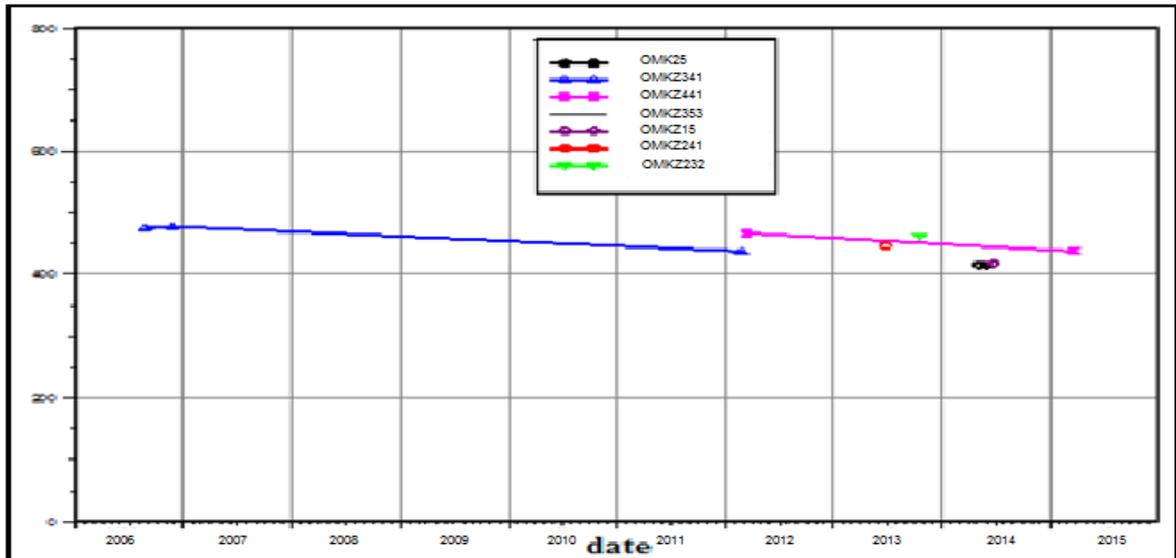
Durant la vie du réservoir, le soutirage des hydrocarbures aura pour effet la diminution de la pression de gisement et l’augmentation du water cut ce qui contribuera à la réduction de la productivité. Dans cette section nous étudierons l’impact qu’aura le déclin de la pression, l’augmentation du water cut et le GOR sur la production des puits.

En se basant dans notre étude sur la variation de ces trois paramètres dans les puits voisins en fonction de temps.

**❖ Etude de puits OMK243 :**

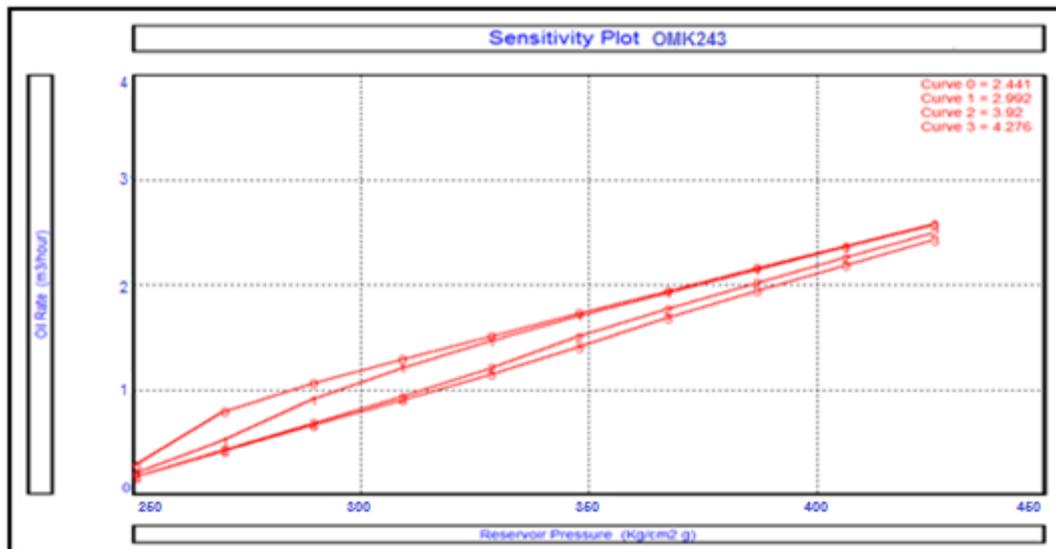
**V -3-6-1-1-La sensibilité sur Pg :**

En se basant dans notre étude sur la variation de pression de gisement dans les puits voisins en fonction de temps, pour cela on a sélectionné sept puits.



**Fig. V. 5 :** Courbe de variation de  $P_g$  des puits voisin de OMK243.

D'après les puits qui ont une mesure de pression de gisement, le secteur où OMK243 est situé se caractérise par une chute de pression. Donc la sensibilité par rapport à la valeur de  $P_g$  doit être prise en considération.

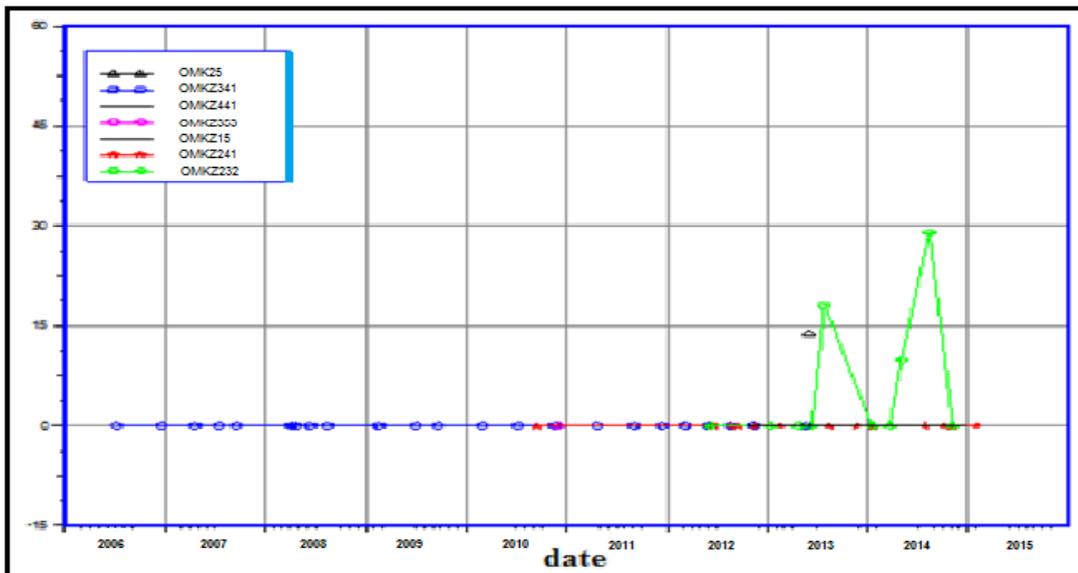


**Fig. V. 6:** La courbe de sensibilité au  $P_g$  de puits OMK243.

- A partir de ces résultats la chute de pression de gisement favorise la diminution de diamètre de tubing pour avoir une meilleure production.
- Le diamètre 5'' donne une production proche de celle générée par le diamètre 4'' 1/2 et inférieure par rapport aux autres diamètres, donc le tubing 5'' ne sera pas pris en considération.



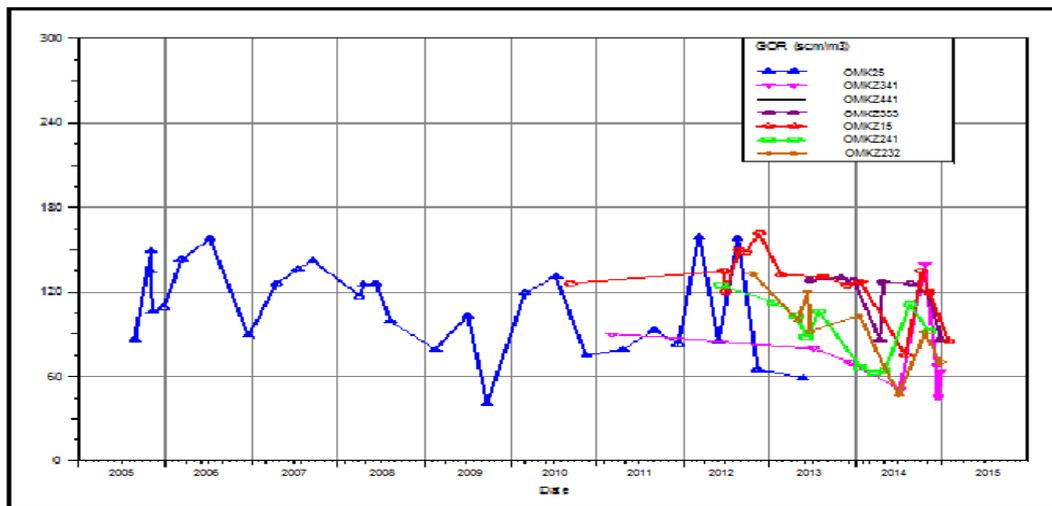
**V -3-6-1-2-La sensibilité sur Wcut :**



**Fig. V. 7:** Courbe de variation de Wcut de puits OMK243.

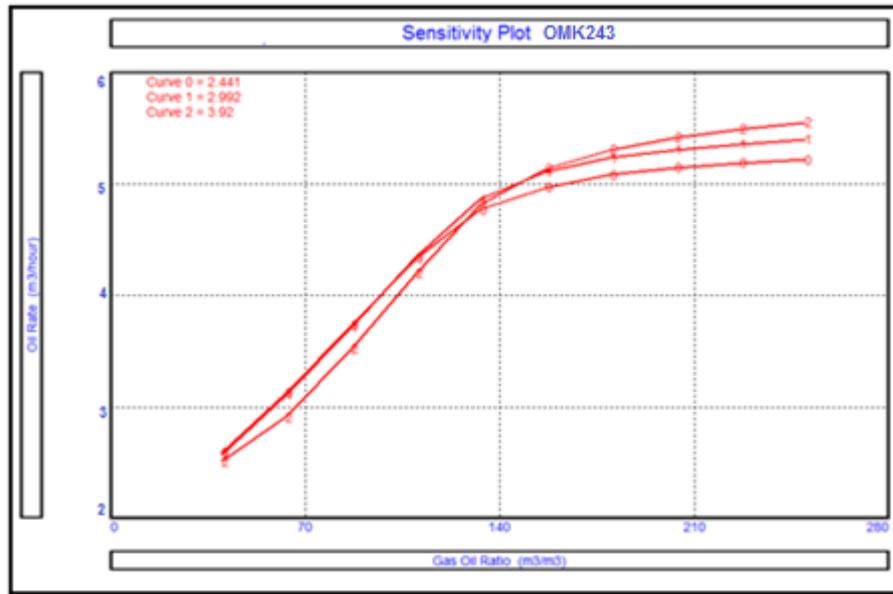
L'évaluation de ce paramètre dans les puits voisins montre une absence presque totale des venues d'eau dans cette zone, donc le Wcut ne pose aucun problème dans notre choix.

**V -3-6-1-3-La sensibilité sur GOR :**



**Fig. V. 8:** Courbe de variation de GOR des puits voisins de OMK243.

L'estimation de GOR des puits voisins donne des valeurs situées dans l'intervalle  $[40, 150] \text{ m}^3/\text{m}^3$  et la sensibilité sur ce paramètre conduit au résultat suivant :



**Fig. V. 9:** Sensibilité de la production au changement de GOR de puits OMK243.

La lecture de la figure précédente permet de faire les remarques suivantes :

- Plus le GOR augmente plus Q augmente et favorise l'augmentation de diamètre.
- Pour un GOR moins de  $110 \text{ m}^3/\text{m}^3$  le 2''7/8 donne des débits proches de ceux de 3''1/2 et supérieur au 4''1/2.
- A partir de la valeur  $146 \text{ m}^3/\text{m}^3$  le 4''1/2 sera le diamètre qui permet d'avoir une meilleure production.
- Le 2''7/8 devient un choix défavorable avec l'augmentation du GOR. Pour cela on évite l'utilisation de ce diamètre, cette élimination est renforcée par la situation du puits OMK243 qui se trouve dans un secteur utilisant le gas lift avec CCE.

#### V -3-6-2-Conclusion :

Dans la majorité des scénarios précédents le diamètre 3''1/2 donne de bons résultats comparés à ceux obtenus avec le diamètre 4''1/2.



RECOMMENDATIONS



## Conclusions

L'analyse et l'interprétation des résultats de test de DST a permis de conclure :

- Le puits OMK243 possède des caractéristiques moyennes et un skin négatif ce qui signifie que le réservoir n'est pas endommagé.
- Le puits ONI441 possède de bonnes caractéristiques et un skin négatif ce qui signifie que le réservoir n'est pas endommagé.

L'étude d'optimisation réalisée sur les deux puits OMK243 et ONI441 permet d'éclaircir les points suivants :

- Le fluide s'écoulant dans les réservoirs est un fluide diphasique. Donc la courbe de performance (IPR) est déterminée à partir de l'équation de Vogel.
- La corrélation de Hagedorn & Brown concernant les pertes de charges verticales est la plus adéquate.
- La perméabilité et l'index de productivité calculés sont compris dans le domaine des valeurs faibles et moyennes.
- Le diamètre optimal de tubing du puits OMK243 est 3''1/2
- Le diamètre optimal de tubing du puits ONI441 est 5''

Suite à l'analyse des résultats de notre étude, et dans le but de parvenir à une production optimale des puits:

- L'optimisation de diamètre de tubing doit prendre en compte l'influence des différents paramètres tel que la pression de gisement, water cut et le GOR.





## A-1-L'équipement de test :

### A-1-1-Composition du train de test (du haut vers le bas) :

- **Flow Head (la tête de train) :** Est un dispositif de contrôle contenant 5 vannes essentielles :
  - **Les deux vannes principales** (supérieure inférieure) «High Master Valve and Lower Master Valve » pour une utilisation d'urgence seulement (Pour la fermeture totale de l'intérieur des tiges).
  - **Une vanne latérale manuelle « Kill Wing Valve »**, durant toute l'opération de test reste fermée, elle ne s'ouvre que pendant les tests des équipements de surface et pour circuler à travers l'intérieur des tiges.
  - **Une vanne latérale hydraulique « Flow Wing Valve »** située sur une sortie latérale connectée au manifold.
  - **Une vanne inférieure « Swab Valve »** située sur le bas de la tête de test, utilisée pour fermer le puits lors des opérations au câble « wireline » ou des opérations de coiled tubing.
- **Le tubulaire :** Proprement dit, constitué selon le cas de **tiges de forage** ou de **tubing**. Ce tubulaire sert à :
  - Conduit l'effluent qui sera produit.
  - Support pour les autres éléments.
- **Slip joint :** Son rôle est d'absorber la dilatation des tiges pendant l'opération.
- **Des masses-tiges ou des tiges lourdes :** Placées au dessus du dispositif de circulation inverse, elles favorisent la compression des garnitures d'étanchéité du packer.
- **SHRV (vanne de circulation inverse) :** C'est un raccord de circulation inverse. Il est actionné par un disque de rupture.
- **P C T (Tester) :** C'est un outil qui fonctionne par pression exercée dans l'annulaire. Son ouverture et sa fermeture ont assurés par une balle valve
- **PORT :** Celui-ci après ancrage le mandrin sera actionné par rupture d'un disque, qui à son tour ferme le by pass port et isole la pression hydrostatique de l'intérieur.
- **Port enregistreur :** Les informations les plus attendus au cours d'un DST sont les enregistrements de pressions.
- **Coulisse hydraulique:** Avant de dévisser le joint de sécurité en cas de coincement, il utile d'exercer des efforts de traction sur le packer avec battage grâce à la coulisse hydraulique.



- **Joint de sécurité:** Les risques du coincement du packer sont importants, dans ce cas le dévissage du joint de sécurité placé au dessus du packer permettra la récupération de la partie libre du train.
- **Le packer:** C'est la pièce maîtresse du train, il permet d'isoler la formation testée de l'espace annulaire tige-trou. L'isolement est réalisé par écrasement sous le poids d'une partie des tiges d'une garniture de caoutchouc qui vient s'appuyer contre les parois du casing.
- **Guide wireline :** un tube avec une extrémité champ freiné pour faciliter le passage en cas de nécessité d'un travaille au câble.

## **A-1-2-Les équipements de surface standard d'un test de séparation :**

- **Séparateur mobile d'essai :** Nous ne décrivons ici que les séparateurs d'essai type Rolo Wellchecker, Ce type est un appareil avec un Corps Cylindrique horizontal entièrement automatique prévu comme unité d'essai mobile, Il assure la séparation en trois phases de l'effluent. Il mesure et enregistre les débits des fluides composants chacune des trois phases : gaz huile eau. Il peut prélever en continu des échantillons d'huile.
- **Système d'arrêt d'urgence (ESD) :** Le système d'arrêt d'urgence « Emergency Shut-Down – ESD » est utilisé quand une fermeture rapide est nécessaire suite à une fuite, une rupture ou une défaillance d'un équipement, Le système ESD permet la fermeture d'une vanne de sécurité à partir d'un poste de contrôle à distance ou à partir de la console ESD.
- **Manifold de duses :** Le manifold de duses est un système de vannes et de duses servant à contrôler le débit du puits, constitué généralement d'une Duse réglable et d'une autre Duse fixe.  
Certain manifold de duses peuvent également être incorporés sur une ligne de contournement, dans ce cas les vannes sont utilisées pour orienter le flux sur l'une des duses ou sur la ligne de contournement, comme elles permettent également de fermer et d'isoler la ligne pour avoir la possibilité de changer les duses.
- **Bac de comptage - « serge -tank » :** Un bac de comptage est un récipient ouvert sur l'atmosphère tandis qu'un bac de purge « surge -tank » est généralement clos avec une pression d'exploitation de 50 psi .et d'une capacité de 100 baril comme il possède une ligne d'évacuations sur la torche.
- **Pompe de transfert :** Une pompe de transfert connectée à la sortie du bac de comptage est utilisée quand il est nécessaire de vider l'un des compartiments du bac pendant que l'autre est en train de se remplir ou bien d'évacuer les fluides du bac vers les brûleurs ou vers un système de stockage.



## A-2-Interprétation des résultats des tests :

### A-2-1-Analyse du puits ONI441 :

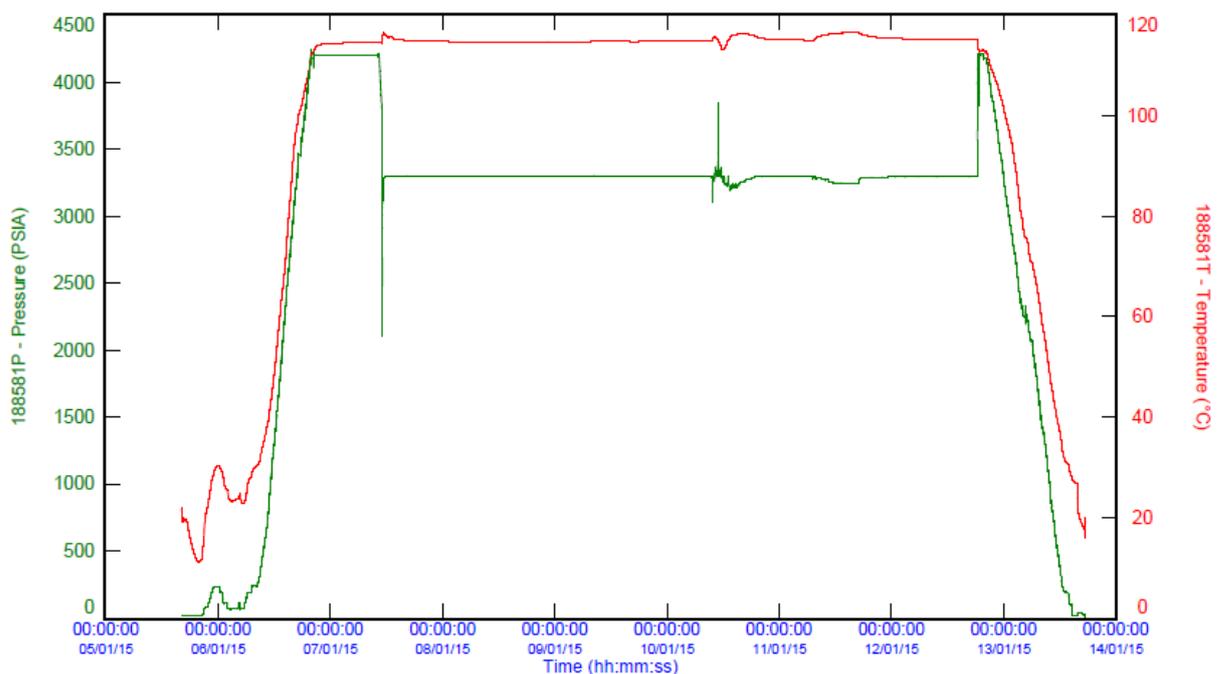
Le puits vertical **ONI441**, statut **producteur d'huile**, est implanté dans la partie Hors zone Nord-Est du gisement de Hassi Messaoud avec pour objectif principal le développement de cette partie du gisement. Ce puits est localisé par les coordonnées suivantes :

X	Y	Z table	Z sol
<b>805315.958</b>	<b>3 528 411.962</b>	<b>156.685 m</b>	<b>164 m</b>

**Tableau. A.1:** Localisation de puits ONI441.

#### A-2-1-1-Résultats de DST (mesure au fond) :

Le puits a subi une opération de DST du 05/01 au 14/01/2015. Les résultats de la variation de pression et température en fonction de temps sont regroupés dans le diagramme ci-dessous :



**Fig. A.1:**Graphe de Pression et de température en fonction du temps durant le test.



L'examen de ce graphe donne :

Pression hydrostatique initiale	995.50	kg/cm <sup>2</sup>
Pression hydrostatique finale	995	kg/cm <sup>2</sup>
Pression vierge finale	231.86	kg/cm <sup>2</sup>
Pression début débit	230.4	kg/cm <sup>2</sup>
Pression fin débit	228	kg/cm <sup>2</sup>
Pression fin remontée de pression	231.76	kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>G</sub> extrapolée à la côte d'enregistrement	231	kg/cm <sup>2</sup>
Soit à (-3200 m)	234.29	kg/cm <sup>2</sup>

#### A-2-1-2-Résultats de jaugeage (mesure en surface) :

Une opération de jaugeage a été réalisé le 14/01/2015, les résultats obtenus sont citées ci-dessous :

q <sub>o</sub> m <sup>3</sup> /h	P <sub>t</sub> kg/cm <sup>2</sup>	GOR m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Duse mm	Wcut %	S <sub>huile</sub> mg/l	T <sub>tete</sub> °C	P <sub>b</sub> kg/cm <sup>2</sup>
5.55	42	110	9.53	0	55	30	175

**Tableau. A.2:** Résultats de jaugeage de puits OMG20.

#### A-2-2-Analyse du test DST ONI441

- **Données nécessaires à l'interprétation**

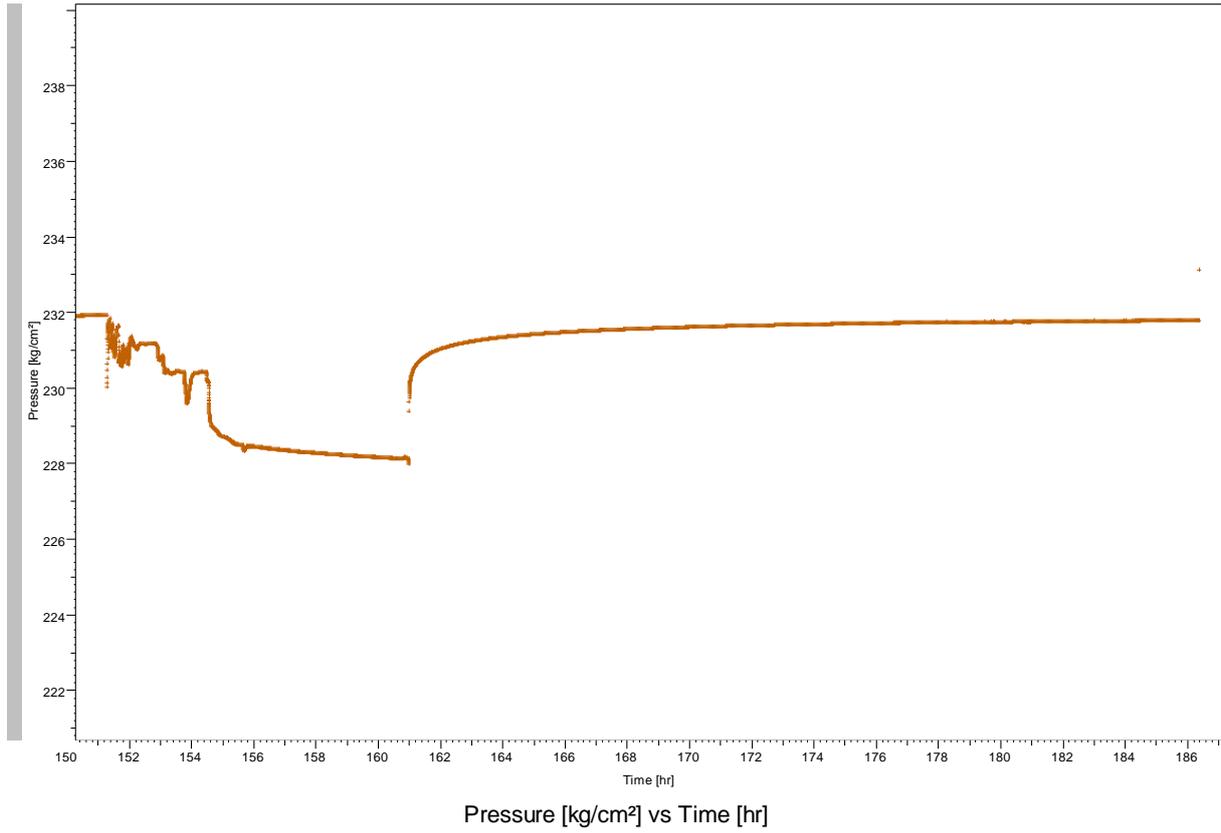
Ces données sont classées sous 03 catégories :

Paramètres de puits	Paramètres de la couche		Paramètres du fluide		
r <sub>w</sub> (m)	h <sub>u</sub> (m)	Ø (%)	C (m3cm2/kg)	μ <sub>o</sub> (cp)	B <sub>o</sub> (B/STB)
0.09144	100	8	3,667	0.236	1.729

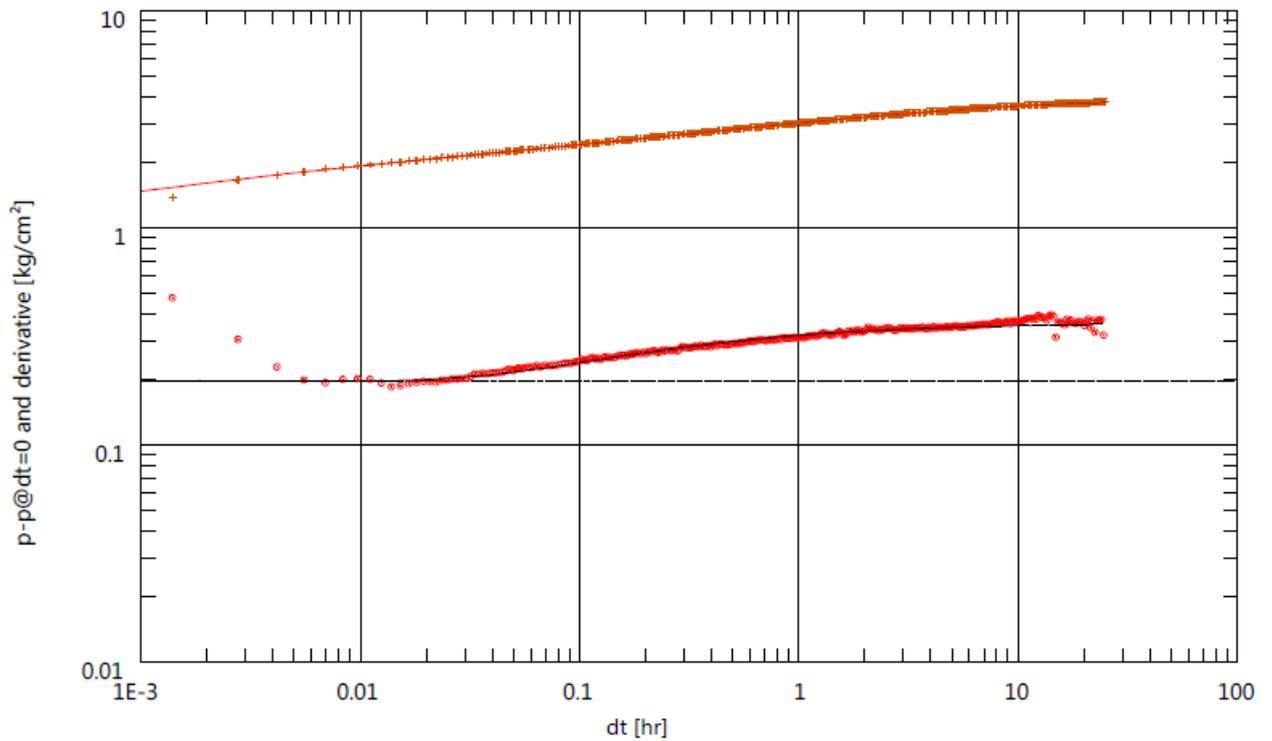
**Tableau. A.3:** Données de réservoir et de puits de ONI441.

- **Courbes d'interprétation**

L'analyse du test DST avec logiciel SAFIR nous donne les résultats suivants :

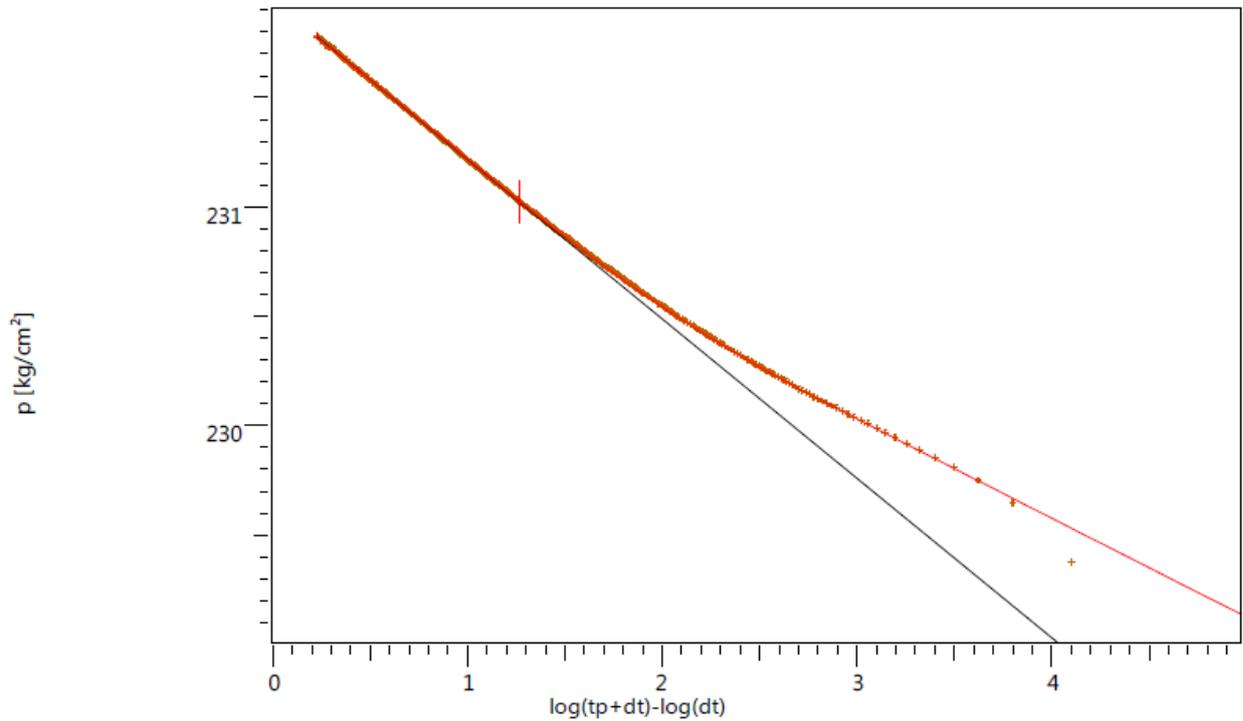


**Fig. A.2:** Historique de la pression de puits ONI441.





**Fig. A.3:** Graphe de la pression et de sa dérivée de puits ONI441.



**Fig. A.4:** Graphe d'HORNER de puits ONI441.

- **Résultats d'HORNER**

Résultats	Droite1	unites
Pente	-0.728795	kg/ cm2
Extrapolation	231.945	kg/ cm2
P@1hr	231.022	kg/ cm2
k. h	1630	md. m
K	23.2	md
Skin	- 1.44	-

**Tableau. A.4:** Résultats d'HORNER pour le puits ONI441.



- Résultats d'interprétation de la dérivée

Model Option		Standard Model	
Puits		Vertical	
Réservoir		Radial composite	
Limites		infinite	
Parameters de model	Parameters de puits (ONI441)	C	1.06 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
		Skin total	0.683
	Paramètres de réservoir et de limites	K.h total	2600 md.m
		K moyenne	37.2 md
		Pi	231.943 kg/cm <sup>2</sup>
Paramètres dérivés		Q (débit de changement)	5.55 m <sup>3</sup> /hr
		P @ dt=0	227.998 kg/cm <sup>2</sup>
		Indice de productivité	1.85 [m <sup>3</sup> /hr]/[kg/cm <sup>2</sup> ]
		Delta P (Total Skin)	0.270021kg/cm <sup>2</sup>

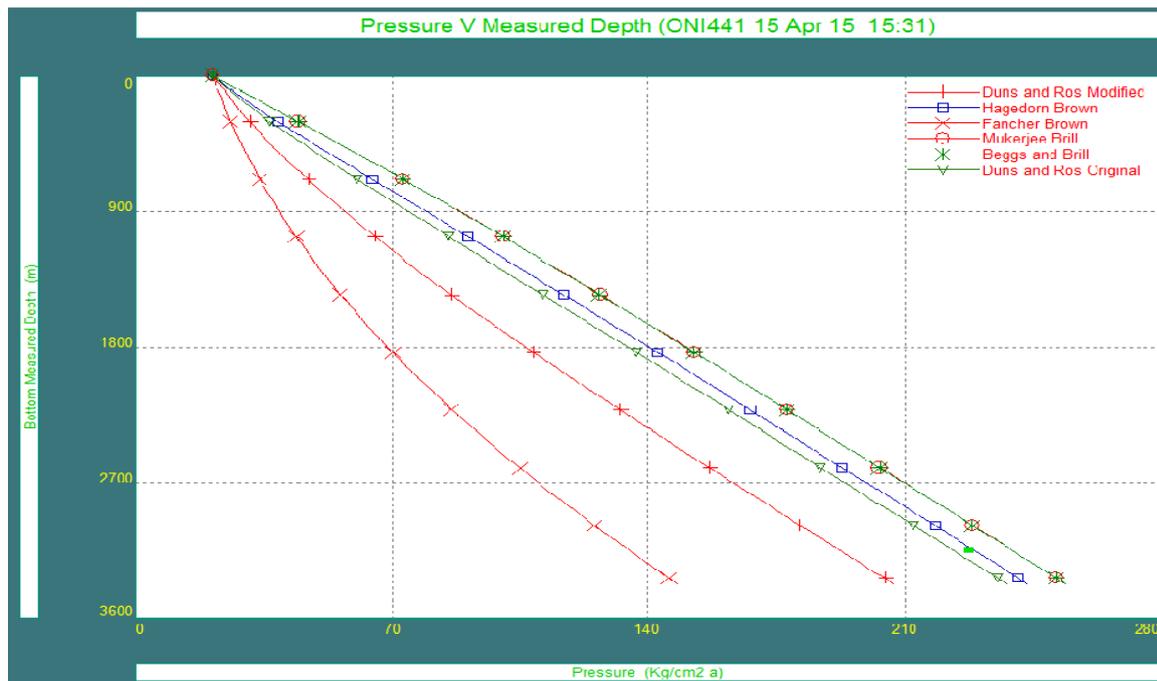
**Tableau. A.5:** Résultats d'interprétation de la dérivée pour le puits ONI441.

### A-3-Commentaires :

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée donné par le test DST, le modèle réservoir de ce puits est de type radial composite avec infinité aux limites.

### A-4-Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

- Les résultats des différentes corrélations seront représentés par la figure suivante :



**Fig. A.5:** Gradient de pression avec différentes corrélations pour le puits ONI441.

- Le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenus :

Puits	ONI441	
	ΔP (kg/cm <sup>2</sup> )	Erreur relative moyenne (%)
Duns and Ros original	229	0.43
Hagedorn Brown	228.12	0.052
Mukergee Brill	230	0.877
Beggs and Brill	229.75	0.767
Duns and Ros modified	232	1.75
Fancher Brown	223	2.19

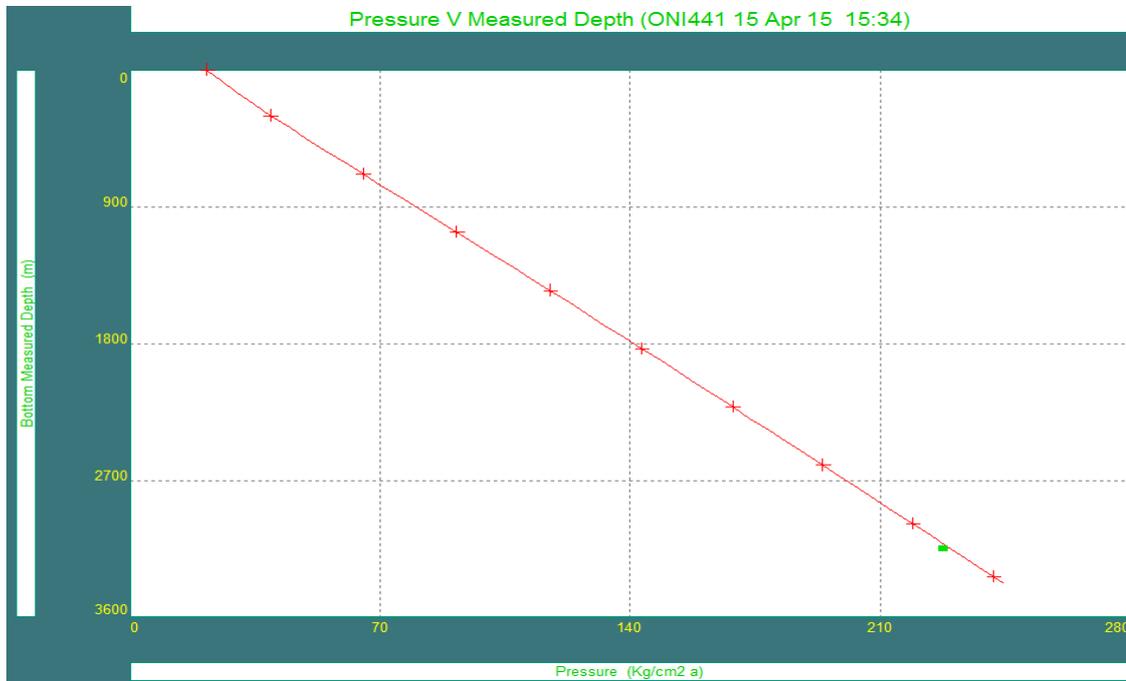
**Tableau. A.6:** Erreur relative des différentes corrélations des pertes de charges verticales.

Après la comparaison entre les gradients lus par le graphe des différentes corrélations et indiqués dans le tableau ci-dessus et la valeur de gradient de pression réel, on trouve que la corrélation de



**Hagedorn & Brown(1969) oil** est la corrélation la plus adéquate pour calculer les pertes de charge le long de tubing (outflow).

Si notre choix est fixé, on passe à ajuster ce gradient dynamique de pression pour les deux puits par l'option **match VLP**, la représentation des deux courbes sera comme suite :



**Fig. A.6.** Gradient de pression avec la corrélation de Hagedorn&Brown pour le puits ONI441.

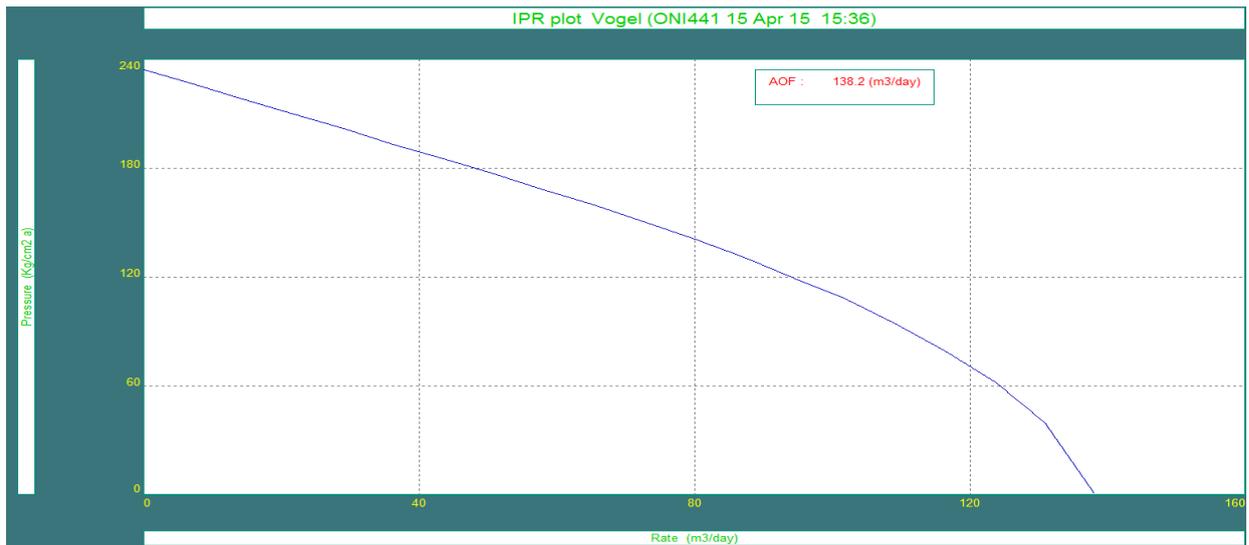


- La correction des données de DST (mesure au fond).

	<b>Puits</b>	<b>ONI441</b>
	<b>Côte de fond</b>	3459
	<b>Côte des Perfos (m)</b>	3409
	<b>Côte de mesure (m)</b>	3353
<b>Valeurs mesurées</b>	<b>Pression de tête (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	42
	<b>Pression de fond statique (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	231
	<b>Pression de fond dynamique (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	228
	<b>Température de fond statique (°C)</b>	120
<b>Gradient statique</b>	<b>Pression (kg/cm<sup>2</sup>/m)</b>	0.065
	<b>Température (°C/100m)</b>	3
<b>Valeurs corrigées</b>	<b>Pr de réservoir (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	234.64
	<b>Température de fond statique (°C)</b>	121.68
	<b>Pression de fond dynamique (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	231.64
	<b>Débit de test (m<sup>3</sup>/h)</b>	5.55
	<b>Diamètre de la duse (mm)</b>	9,53
	<b>Index de productivité (m<sup>3</sup> cm<sup>2</sup>/h/kg)</b>	1.85

**Tableau. A.7:** Données des essais des puits.

A partir de ces résultats, et notamment Pr, Pwf et Qo, nous pourrions tracer la courbe de performances de réservoir (IPR) pour ces puits, et cela en se basant sur l'équation de Vogel, ce qui nous permet de déterminer les débits maxima des puits (AOFD).



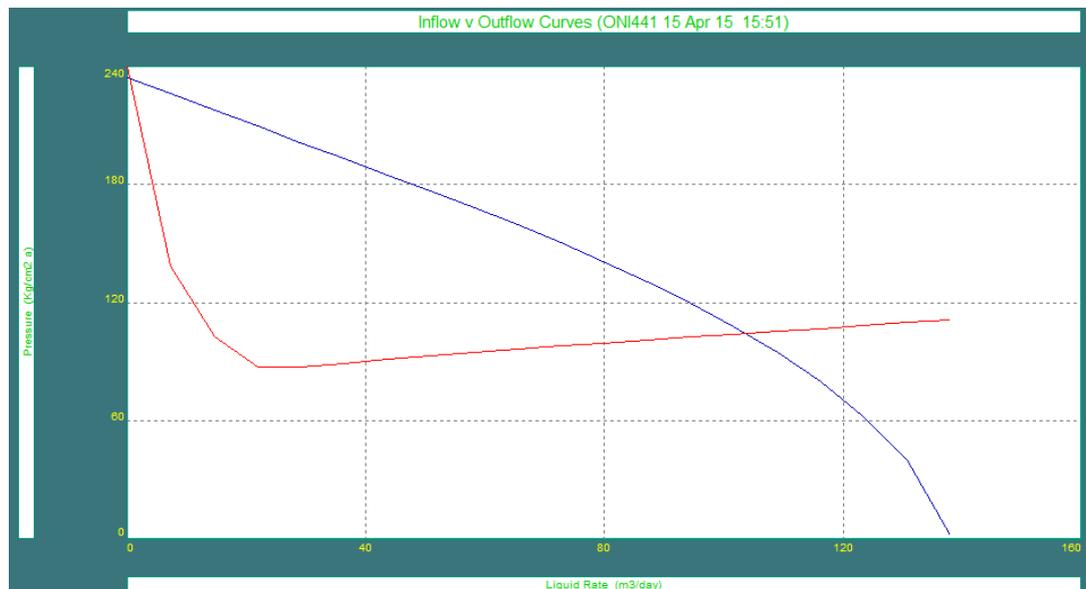
**Fig. A.7:** Courbe de l'IPR pour le puits ONI441.

## A-5-Reproduction des performances des puits par Prosper :

### A-5-1-Assortiment de model :

En utilisant l'analyse nodale, nous allons étudier le performance ONI441 dans le but de déterminer leur point de fonctionnement ( $P_{wf}$ ,  $Q_0$ ). Nous traçons d'abord les courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) et à partir de ces courbes nous déterminerons les valeurs de l'AOF (Absolute open flow potential) et des points de fonctionnement des puits.

#### • Résultats du travail :



**Fig. A.8:** Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits ONI441.



### A-5-2-Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par Prosper :

Pour s'assurer que les modèles construits représentent le puits avec le plus de précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

puits	Paramètres	Prosper (valeur calculées)	TEST (valeurs mesurées)	Erreur relative %
ONI441	Qo (m <sup>3</sup> /h)	5.625	5.55	1.35
	Pwf (kg/m <sup>2</sup> )	228.12	228	0.049

**Tableau. A.8:** Comparaison entre les données mesurées et celles calculées par Prosper.

Au regard des résultats de tableau(VI.5), l'écart entre les données mesurées et les résultats obtenues par la simulation est inférieur à 1,5% pour le ONI441. nous pouvons déduire que les modèles construits représentant le puits est assez satisfaisants.

### A-6-Optimisation du diamètre du tubing :

Dans cette section, pour choisir le tubing, nous allons utiliser l'opération *Calculation–System (IPR -VLP)*. Les tubings que nous avons étudiés ont pour diamètres nominaux 2''7/8, 3''1/2, 4''1/2 et 5'' et pour ID 2,441'', 2,992'', 3,92 ''et 4 .276'' respectivement.

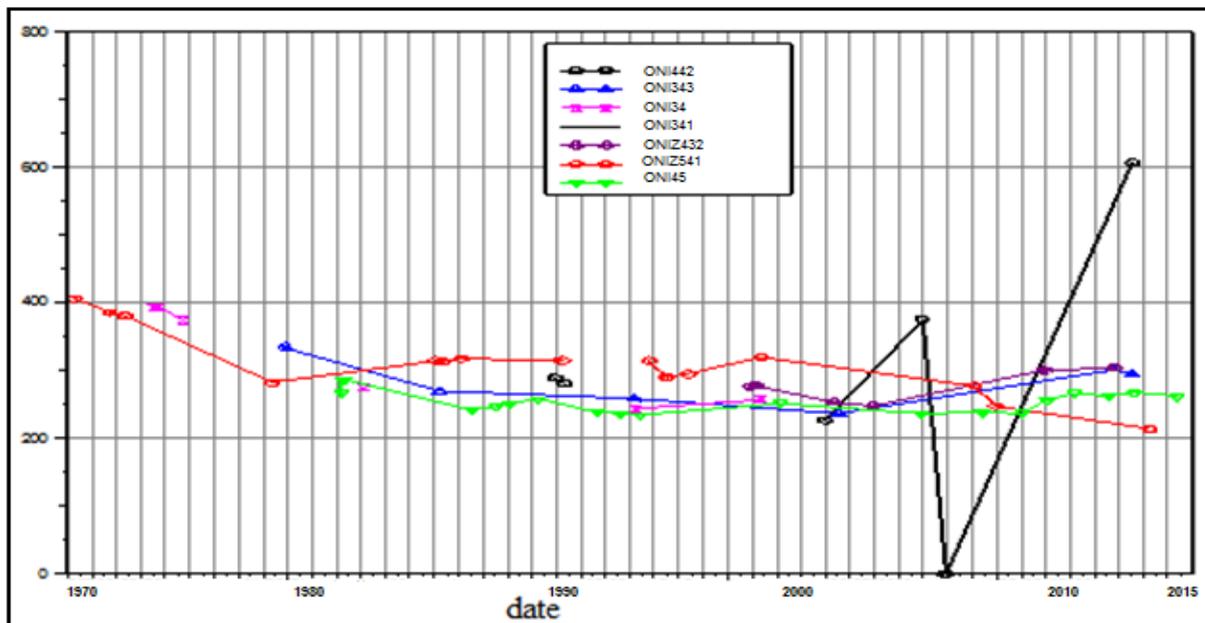
#### A-6-1-Influence des différents paramètres sur la performance de puits, Étude prévisionnel :

Durant la vie du réservoir, le soutirage des hydrocarbures aura pour effet la diminution de la pression de gisement et l'augmentation du water cut ce qui contribuera à la réduction de la productivité. Dans cette section nous étudierons l'impact qu'aura le déclin de la pression, l'augmentation du water cut et le GOR sur la production des puits.

En se basant dans notre étude sur la variation de ces trois paramètres dans les puits voisins en fonction de temps.



## ❖ Etude de puits ONI441:

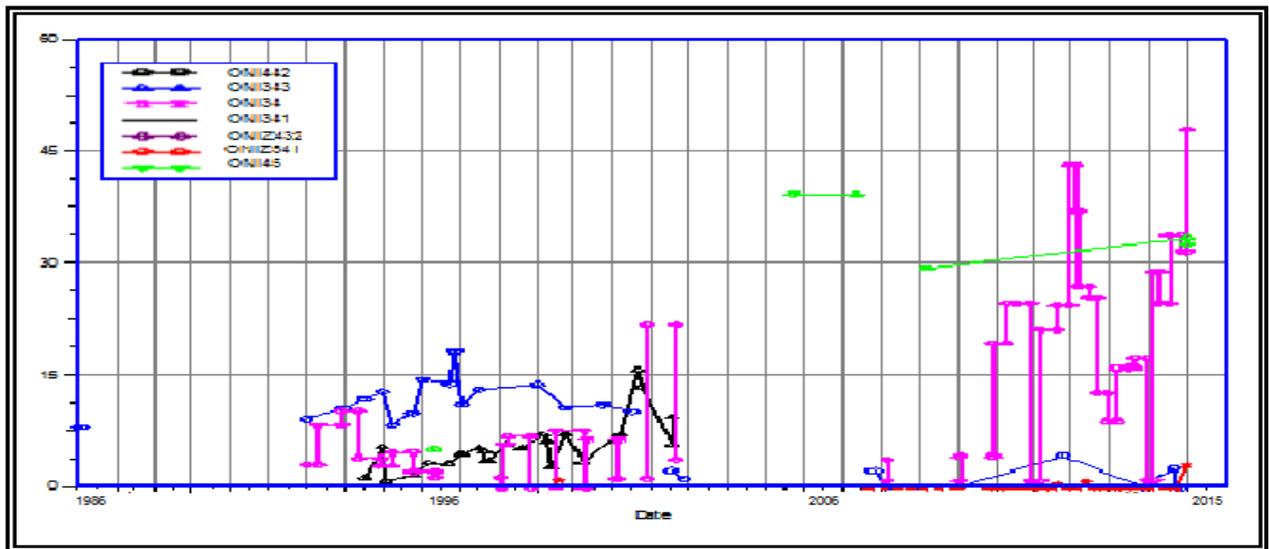
• La sensibilité sur  $P_g$ 

**Fig. A.9:** Courbe de variation de  $P_g$  des puits voisins au puits ONI441.

La pression de gisement sera stable dans le secteur où ONI441 est situé (existence des puits injecteurs dans cette zone), ça se manifeste par une pression de gisement des puits producteurs stable et proche de celle-ci des puits injecteurs dans les dernières années. Donc la sensibilité par rapport à la valeur de  $P_g$  sera éliminée.



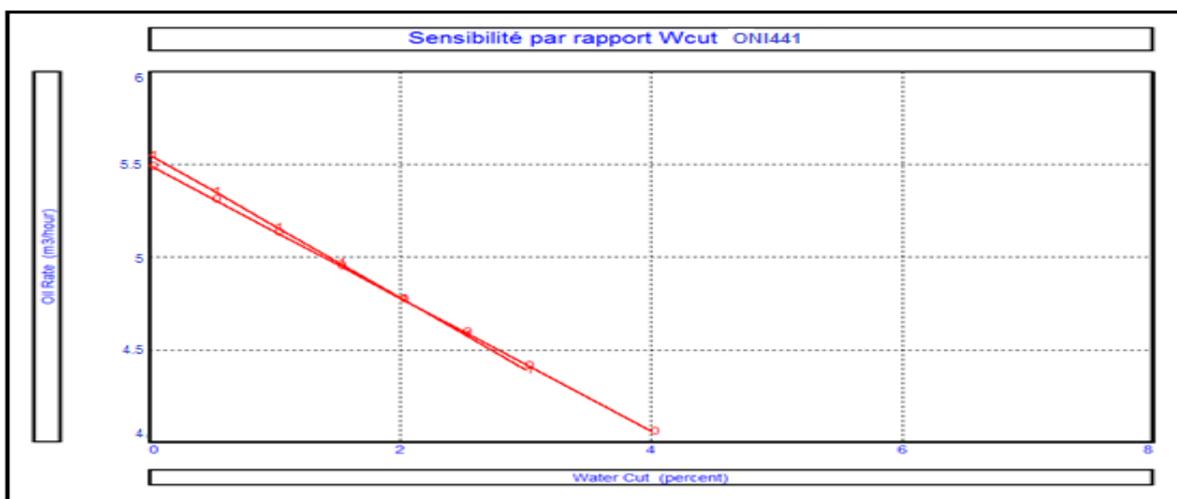
• La sensibilité sur Wcut :



**Fig. A.10:** Courbe de variation de Wcut des puits voisins au puits ONI441.

L'évaluation de ce paramètre dans les puits voisins montre que ce paramètre peut s'élever jusqu'à 50%, ce qui nous oblige de faire cette sensibilité et d'estimer la valeur de salinité d'eau pour évaluer la performance de puits vis-à-vis à la valeur de Wcut et la possibilité d'une injection d'eau pour le dessalage.

La sensibilité de la production pour différentes valeurs de Wcut donne le résultat suivant :



**Fig. A.11:** Sensibilité de la production au changement de valeur de Wcut de puits ONI441.



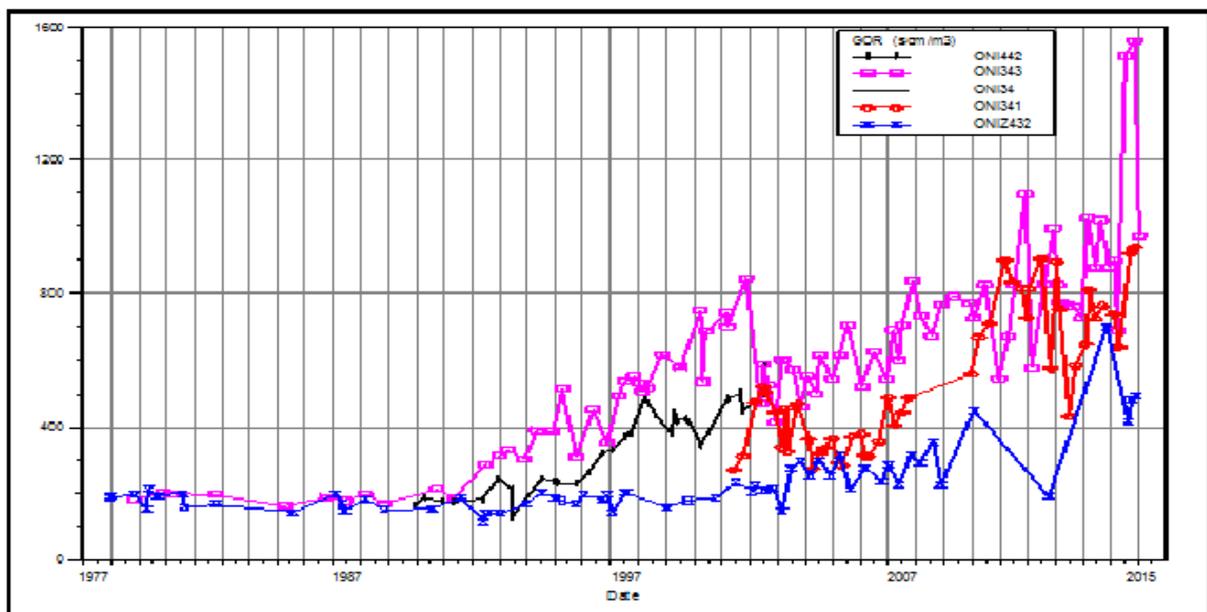
A partir de ces résultats nous pouvons constater que la production de puits décroît avec l'augmentation de  $W_{cut}$  et elle deviendra nulle pour un  $W_{cut}$  4 % et plus et ça pour une pression de tête de  $42 \text{ kg/cm}^2$ .

Une estimation de salinité d'eau de puits ONI441 donne la valeur  $S_{eau} = 314 \text{ g/l}$  et c'est la salinité pour laquelle l'injection continue d'eau traitée sera obligatoire et c'est le cas de plusieurs puits de ce secteur.

#### • La sensibilité sur GOR

Le puits ONI441 est situé dans une zone qui contient des puits injecteurs de gaz ce qui pourra contribuer à un problème de percée de gaz.

L'évolution de GOR au cours des années précédente donne la courbe suivante :

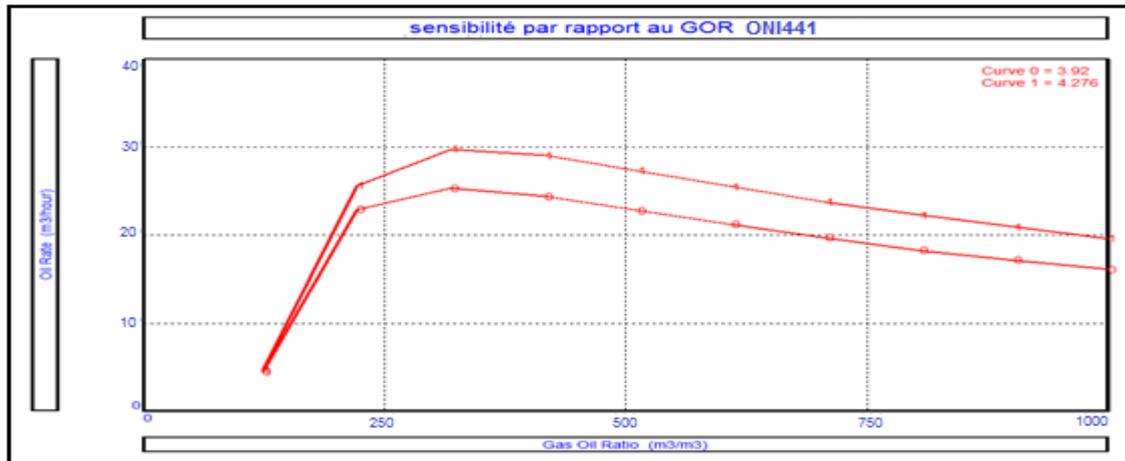


**Fig. A.12:** Courbe de variation de GOR de puits ONI441.

L'analyse de cette courbe nous guide à constater que :

- Il est clair que au cours des premières années d'exploitation le GOR des puits est stable est égale à celui de notre puits.
- Après certaines années d'exploitation on observe une augmentation énorme de GOR qui peut atteindre une valeur maximale de  $1600 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

Donc il est nécessaire de réaliser la sensibilité par rapport au GOR afin de déterminer le diamètre qui donne des bons débits en cas où on aura une percée.



**Fig. A.13:** Sensibilité de la production au changement de valeur de GOR.

A partir de ce graphe le tubing 5'' permet d'avoir une meilleure production que celle-ci de tubing 4''1/2.

#### **A-6-2- Cas décisif pour le choix de diamètre :**

D'après l'étude précédente qui a englobé la sensibilité par rapport aux différents paramètres on construit un cas défavorable qui permet de prendre la décision finale sur le choix de diamètre de tubing soit le 4''1/2 ou bien le 5''.

#### **A-7 : Hold-up du Liquide :**

$H_L$  il est défini comme étant la fraction d'un élément de la conduite occupée par le liquide à un instant donné.

$$H_L = \frac{\text{Volume du liquide dans l'élément du pipe}}{\text{Volume de l'élément du pipe}}$$

Il est nécessaire de déterminer le holdup du liquide pour pouvoir calculer quelques paramètres tels que la densité du mélange, les vitesses réelles du gaz et du liquide, la viscosité effective et la chaleur échangée.



		 WELL TESTING & COMPLETION		 Draft Copy		Volume in BBLs <b>61.5</b>																			
		Client: Sonatrach DP Country: Algeria Block: Hassi - Messaoud Field: Hassi - Messaoud		Well: OMK # 243 Formation: Cambrian Rig: TP#223 Test: DST#1		Client Rep: Kherroubi Ismail DST Specialist: Yahia Latreche DAQ Specialist: Fehat Benothmane Rig Up Date: 17- Dec - 2014																			
		Weight ppg		Thread		Grade		Size		Sensor On Gauge Carrier		Perforations													
		Casing		32 #		N/A		N/A		7"		PPS Sens. : Tubing:		N/A											
		Liner		N/A		N/A		N/A		PPS Sens. : Tubing:															
		Drill Collars		47 #		3 1/2" IF		4 3/4"		PPS Sens. : Tubing:															
		Drill Pipes		13.3 #		3 1/2" IF		3 1/2"		PPS Sens. : Tubing:															
		Completion Fluid:		7.17 ppg		0.86 sg				PPS Sens. : Tubing:															
		Cushion:		8.34 ppg		1 sg				PPS Sens. : Tubing:															
		Max. Deviation: 00° Dev.				Max. Temp: 130 °c				BHP Est: 8200 psi															
		Item		MD, TOP		MD, BOTTOM		Length		O.D.		I.D.		DESCRIPTION		Box		Pin		Supplier		Tubing		Annulus	
				Meters		Meters		Meters		In.		In.				Threads		Threads				Volume		Volume	
	1	-7.09	-3.84	3.250										Flow Head X-Over (3.61m to pick up prior setting Packer)	6 1/2" Acme	4 1/2" IF	Expro								
	6	-3.28	3135.76	3139.04	3.500	2.438								1118stands OF 1/2" Drill Pipe+ 1 Single+ 1 Pup joints of 6.20m	3 1/2" IF	3 1/2" IF	TP-202								
	7	3135.76	3152.70	16.940	5.000	2.250								02 Slip Joints (1.52 m "2 stroke to Fully open)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	8	3152.70	3208.94	56.240	4.750	2.250								02 Stds of 4 3/4" Drill Collars	3 1/2" IF	3 1/2" IF	TP-202								
	9	3208.94	3210.60	1.660	5.000	2.250								AORV (RD Reversing Valve)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	10	3210.60	3239.02	28.420	4.750	2.250								01 Std of 4 3/4" Drill Collar	3 1/2" IF	3 1/2" IF	TP-202								
	11	3239.02	3243.10	4.080	5.000	2.250								MRST (Multi Reverse Spot Tool)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	12	3243.10	3271.49	28.390	4.750	2.250								01 Std of 4 3/4" Drill Collar	3 1/2" IF	3 1/2" IF	TP-202								
	14	3271.49	3282.11	10.620	5.000	2.250								POTV (Tester Valve)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	15	3282.11	3282.87	0.760	5.000	2.250								Gauge Carriers OD	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	16	3282.87	3283.59	0.720	5.000	2.250								Gauge Carriers ID	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	17	3283.59	3286.84	3.250	5.000	2.250								Hydraulic Jar (0.25 m Stroke Fully Open)	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	18	3286.84	3287.53	0.690	5.000	2.250								LH Release Safety Joint	3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	19	3287.53	3289.20	1.670										Packer 7" 32 ppg (0.25 m Stroke Fully Open)											
			3290.46	1.260	5.812	2.250									3 1/2" IF	3 1/2" IF	Expro								
	20	3290.46	3290.97	0.510	4.750	2.250								Mule Shoe	3 1/2" IF	N/A	Expro								
	21		3443.00											TD	N/A	N/A									

Fig. A.14: train de complétion de OMK243



1. Introduction to well testing. Auteur: BATH. ENGLANG. Schlumberger 1998.
2. [www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=termname&filter=pressure drawdown](http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=termname&filter=pressure%20drawdown)
3. [http://en.wikipedia.org/wiki/Drill\\_stem\\_test](http://en.wikipedia.org/wiki/Drill_stem_test)
4. [http://www.geowiki.fr/index.php?title=Loi\\_de\\_Darcy](http://www.geowiki.fr/index.php?title=Loi_de_Darcy)
5. [http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Total\\_Compressibility.htm](http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Total_Compressibility.htm)
6. INTRODUCTION TO HYDROCARBON EXPLOITATION, Well Testing. Auteur: Pratap Thimaiah . Albat solution limited, 2005.
7. H. Dale Beggs: Production Optimization Using NODAL™ Analysis, OGCI and Petroskills publications, Tulsa, Oklahoma, (2003).
8. Thème mémoire : Modélisation et optimisation d'un système de production des nouveaux puits dans le gisement de Hassi Messouad a partir les essais de Drill Stem Test (DST). Présenté par : Bencheikh Abdallah Zoubir, Benbrahim Hamza. Université Ouargla, 2014.
9. Thème mémoire : Optimisation de la complétion des puits intermittents candidats au gas lift. Présenté par : HADJ AISSA Kamel et KAHLAOUI Nassima . Université Ouargla, 2012.
10. Thème mémoire : Choix de diamètre du tubing selon les résultats de DST. Présenté par : BELLABES Abdelhak et KADECHE Mohamed Amine. Université Ouargla, 2012.