

N° Série:/2014

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Bencheikh Abdallah Zoubir, Benbrahim Hamza,

-THEME-

**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)**

Soutenue le : 28 / 05 / 2014 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	BOUHADDA Mebarka	MA UKMO
Examineur :	BOUCHOUICHA Samira	MA UKMO
Rapporteur :	KHALIFA Cherif	MA UKMO

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 aimerions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr: khelifa cherif pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.

Nous remercions les membres de jury la présidente M^{me} Bouhadda Mebarka et examinatrice M^{me} Bouchuicha Samira.

Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi Messaoud (IRARRA), en particulier M^{me} SidAhmed, Mr Outmanin, et Mr. Boukhelat Nour Eddine.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis de la FHC qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.

Bencheikh Abdallah Zoubir et Benbrahim Hamza





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 qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mes chères sœurs Khawla et Imane

A toute ma grande famille.

A tous mes amis.

*A tous mes camarades dans le groupe
A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

BENBRAHIM hamza



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 qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mes chères sœurs sabah et hind et spécialement zineb

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

Bencheikh Abdallah Zoubir

Nomenclatures

B_o : Facteur volumétrique d'huile de fond (B/STB).

C_t : Compressibilité totale (Psi⁻¹).

C_f : Compressibilité de la formation (Psi⁻¹).

C_o, C_w et C_g : Compressibilité de l'huile, de l'eau. et du gaz (Psi⁻¹).

C_D : Capacité adimensionnelle.

d : Diamètre du tubing (in).

E_i : Exponentiel intégrale.

g : Accélération m/s^2 .

g_c : Coefficient de conversion.

J: l'indice de productivité (Bbl/day.psi)

K : Perméabilité (md).

Kh: la perméabilité horizontale de réservoir (md).

Kt: la perméabilité totale (md).

P_b : Pression de bulle (Kg/cm²).

P_D : Pression adimensionnelle.

P_i : pression initial (psi).

P_g : Pression du gisement (Kg/cm²).

P_{wf} : Pression fond dynamique (Kg/cm²).

PWS: pression de fond statique (kg/cm²).

q : Débit en surface (STB/D).

q_b : Débit à la pression de bulle (m³/h).

r_w : Rayon du puits (m).

r_e : Rayon de drainage du puits (m).

S : Skin sans unité.

t : Temps (hr).

t_D : Temps adimensionnel.

μ_o : viscosité d'huile (cp).

$\overrightarrow{\text{grad } P}$: le gradient de pression (kg.ft/cm²).

ρ : Masse volumique (kg/m³)

ϕ : Porosité du réservoir

$\frac{dP}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement Psi/ft

ΔP : pert de charge (psi)

Δt : Temps de fermeture (hr).

List de figure

Fig. I.1 principe des essais de puits	1
Fig. I.2.diagramme DST	3
Fig. I.3.essai en débit	4
Fig. I.4.essais de fermeture.....	5
Fig. I.5.calage des courbes type.....	10
Fig. II.1.perte de charge possible dans le système de production	12
Fig. II.2.point de fonctionnement.....	13
Fig. II.3.l'index de productivité pendant les différents régimes d'écoulement.....	15
Fig. II.4.IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé.....	18
Fig. II.5.Equation de Vogel avec l'efficacité d'écoulement.....	20
Fig. III.1.Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	23
Fig. III.2.Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud.....	24
Fig. III.3.La situation géologique de puits OMG20.....	26
Fig. III.4.Graphe de pression en fonction du temps.....	26
Fig. III.5.Situation géologique du puits OMG102.....	28
Fig. III.6.Graphe de pression et de température en fonction du temps.....	28
Fig. IV.1.gradient de pression avec différentes corrélation pour le puits OMG20.....	35
Fig. IV.2.gradient de pression avec corrélation pour puits OMG102.....	36
Fig. IV.3.Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits OMG20.....	37

Fig. IV.4.Sensibilité de la production du puits OMG20 au changement du diamètre du tubing.....	39
Fig. IV.5.La sensibilité de débit en fonction de diamètre de tubing.....	39
Fig. IV.6.Schéma de raccordement pour les liaisons individuelles OMG20-M et OMG102-M.....	42
Fig. IV.7.Courbe de performance du gaz lift du puits OMG20.....	44

LIST DES TABLEAUX

Tableau II.1. Montre les différents nœuds de système.....	11
Tableau .II.2.les catégories de différent corrélations.....	23
Tableau. III.01: Localisation de puits OMG20.....	25
Tableau. III.02: Résultats de jaugeage de puits OMG20.....	27
Tableau. III.03. Donnés de réservoir et de puits de OMG20.....	27
Tableau. III.04: Localisation de puits OMG102.....	28
Tableau. III.05.Donnés de réservoir et de puits de OMG102.....	29
Tableau. III.06. Donnés de réservoir et de puits de OMG102.....	29
Tableau IV.1.Données des essais de puits.....	32
Tableau IV.2. Paramètre des PVT des effluents de puits.....	33
Tableau IV.3.les données de complétion.....	33
Tableau IV.4. les corrélation d'écoulement verticale.....	34
Tableau IV.5. Points de fonctionnement des puits déterminés par PIPESIM.....	37
Tableau IV.6. Comparaison entre les données mesurées et celles calculées par PIPESIM.....	38
Tableau IV.7.les données de pipe.....	40
Tableau IV.8. Distances et élévations des puits par rapport au manifold.....	40
Tableau. IV.9. Influence du diamètre des liaisons individuelles sur les débits et les pertes de charges.....	41
Tableau IV.10. les diamètre des puits OMG20.OMG102.....	41
Tableau IV.11.les jaugeages appliqué sur le puits OMG20.....	42
Tableau IV.12. Les paramètres de gaz lift.....	43
Tableau IV.13.les données de tube concentrique.....	43

Sommaire

REMERCIEMENT

DEDICACES

NOMENCLATURE.....	i
LISTE DES FIGURES.....	v
LISTE DES TABLEAUX.....	vii
SOMMAIRE.....	ix
INTRODUCTION.....	xiv

Chapitre I : les essais de puits et les méthodes d'interprétations

I.1. Principe des essais de puits	01
I.2. Objectifs des essais de puits.....	01
I.3. Données nécessaires pour l'analyse des essais de puits.....	01
I.4. Types d'essais	02
I.4.1. Essai d'interférence ou de pulse	02
I.4.2. Essai d'injection.....	02
I.4.3. Essai de Drill Stem Test (DST)	02
I.4.3.1 Principe de DST	02
I.4.3.2 Application de DST	02
I.4.3.3. Explication de diagramme de DST	03
I.4.4. Essai en débit (DrawDown).....	04
I.4.5. Essai en fermeture (BuildUp).....	04
I.4.6. Les équations de bases et leur solution analytique.....	05
I.4.6.1. La loi de Darcy.....	05
I.4.6.2. La compressibilité:	06
I.4.6.3. L'équation de diffusivité	06
I.4.6.4. Régimes d'écoulement	08
I.4.6.4.1. Régime transitoire.....	08

I.4.6.4.2.	Régime pseudo permanent.....	08
I.4.6.4.3	Régime permanent.....	08
I.4.6.5	Méthodes d'interprétation	09
A.	Procédure d'interprétation.....	09
B.	Méthodes des courbes types et de dérivée.....	09
B.1 .	Planches de Courbes types.....	09
B.2.	La dérivée.....	10
Chapitre II : ANALYSE NODALE ET CALCULE DE PERTE DE CHARGE		
II.1.	Introduction	11
II.2.	Importance de l'analyse Nodale.....	11
II.3.	Procédure d'application de l'analyse nodale.....	12
II.4.	Objectifs de l'analyse nodale.....	14
II.5.	Performance et calcul des pertes de charges	14
II.5.1.	Notion d'indice de productivité.....	14
II.5.2.	Construction des IPR dans les puits verticaux d'huile.....	16
II.5.2.1.	Méthode de Vogel	16
A)	Application de la méthode de Vogel pour skin = 0.....	17
	1.Réservoir saturé.....	17
	2. Réservoir sous saturé.....	17
B)	Application de la méthode de Standing pour un skin $\neq 0$	18
	1.Réservoir saturé.....	19
	2. Réservoir sous saturé	19
II.5.3.	Méthode de calcul des pertes de charge	20
II.5.4.	Corrélations empiriques des pertes de charge	21
II.5.5.	Les différents modèles de l'écoulement multiphasique:.....	21
II.5.5.1.	Modèle homogène	21
II.5.5.2.	Modèle de glissement:	21
II.5.5.3.	Modèle généralisé.....	22

II.5.6. Les corrélations des pertes de charge	22
Chapitre III : Analyse et interprétation des résultats de (DST).	
III.1. Présentation de champ de Hassi Messaoud.....	24
III.1.1. Situation du champ de Hassi Messaoud.....	24
III.1.1.1. Situation géographique.....	24
III.1.1.2. Situation géologique.....	25
III.2. L'interprétation des résultats DST.....	26
III.2.1. Analyse du puits OMG20.....	26
III.2.2. Résultats de DST (mesure de fond)	
III.2.3. Résultats de jaugeage (mesure en surface).....	28
III.2.4. Analyses du test DST OMG20.....	28
III.2.5. Analyse de puits OMG102.....	29
III.2.6. Résultats de DST (mesure au fond) pour le puits OMG102.....	29
III.2.7. Les résultats de jaugeage (mesure en surface)	30
III.2.8. Analyses du test DST OMG102.....	30
Chapitre IV : Modélisation et optimisation de système de production	
IV.1. Introduction	31
IV.2. Aperçu sur logiciel d'optimisation PIPSIM.....	31
IV.3. Modélisation des puits.....	32
IV.3.1. Le modèle du réservoir.....	33
IV.3.1.1. la corrélation de l'écoulement dans le réservoir.....	33
IV.3.1.2. la corrélation des données du DST (mesure de fond).....	33
IV.3.2. Les données PVT	34
IV.3.3. la complétion de puits.....	34
IV.3.4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical	35
IV.3.5. Tracer les courbes inflow et outflow	37
IV.4. Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM.....	38
IV.5. Optimisation de diamètre de tubing	39
IV.6. Optimisation de réseau collecte.....	41

IV.6.1. Données nécessaires pour la construction d'un modèle du réseau de collecte	41
IV.6.2. Optimisation des diamètres des pipes de la liaison individuel.....	42
IV.6.3. Le choix de diamètre des pipes	42
IV.7. Optimisation de la production:.....	43
IV.7.1. Etude déclin de production	43
IV.7.2. L'optimisation de gaz lift	44
IV.7.3. Détermination des débits optima de gaz injecté	45

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

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 afin de construire un modèle de réservoir, d'optimiser le gisement et d'établir un projet de développement du champ et la récupération des hydrocarbures.

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 ». Cette technique permet de prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système sur sa production ainsi que l'amélioration que pourrait apporter une technique d'activation ou de stimulation pour cette même production

Dans ce mémoire, nous utiliserons cette approche dans le but d'optimiser la production du réservoir du gisement de Hassi Messaoud nord. [10]

Les objectifs de notre étude sont les suivants :

- ✚ Modéliser le système de production à l'aide du logiciel PIPESIM®.
- ✚ Etudier la sensibilité de la performance des puits à des différents paramètres.
- ✚ Etudier l'effet d'une technique d'activation, en l'occurrence le gas lift, sur la production, actuellement et aussi dans l'avenir.
- ✚ Concevoir un réseau de collecte qui répond aux performances des puits.

Chapitre I: les essais des puits et les méthodes d'interprétations

I.1. Les essais des puits

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système (réservoir + fluide) et enregistrer la réponse transitoire de pression. Puis, c'est l'interprétation qui fait l'identification du système de la manière suivante fig. (1.1). [4]

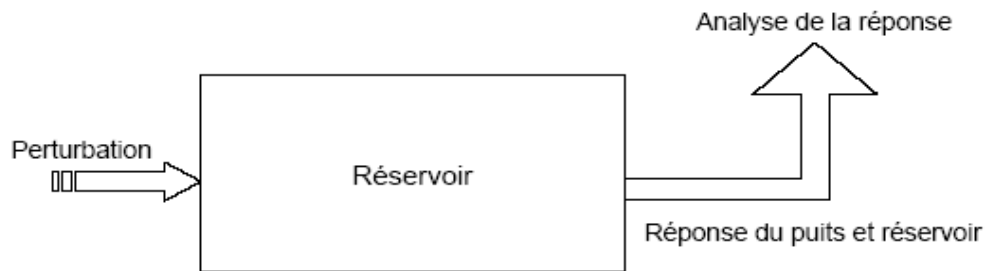


Fig. (I.1) principe des essais de puits

I.2. Objectifs des essais:

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

Les informations résultant d'un essai sont :

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

Les essais initiaux servent à confirmer les hypothèses d'exploration, et à établir une première prédiction de la production. Sur les puits producteurs, les essais périodiques sont faits afin de confirmer la description du réservoir, et pour évaluer un éventuel besoin de traitement, tel que nouvelle complétion, perforation etc. [4]

I.3. Données nécessaires pour l'analyse des essais:

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

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

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

I.4. Les différents types d'essais:

I.4.1. Essai d'interférence ou de pulse :

La pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur. Ces essais permettent d'établir une communication entre les puits, avec l'essai de « pulse test », le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et c'est l'oscillation de pression qui en résulte au puits d'observation qui est interprétée.

I.4.2. Essai d'injection:

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

I.4.3. Essai Drill Stem Test (DST):

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.

I.4.3.1. Principe de DST :

C'est la mise en production d'un puits juste après son forage par une complétion provisoire, à travers un train de test, dont le but est de déterminer les paramètres de la couche productrice et de décider sur le type de complétion définitif à descendre dans le puits.

I.4.3.2. Application de DST:

Les applications de DST sont les suivantes:

- Mettre le puits en éruption contrôlée
- Echantillonnage
- Etendue de gisement

I.4.3.3. Explication de diagramme de DST :

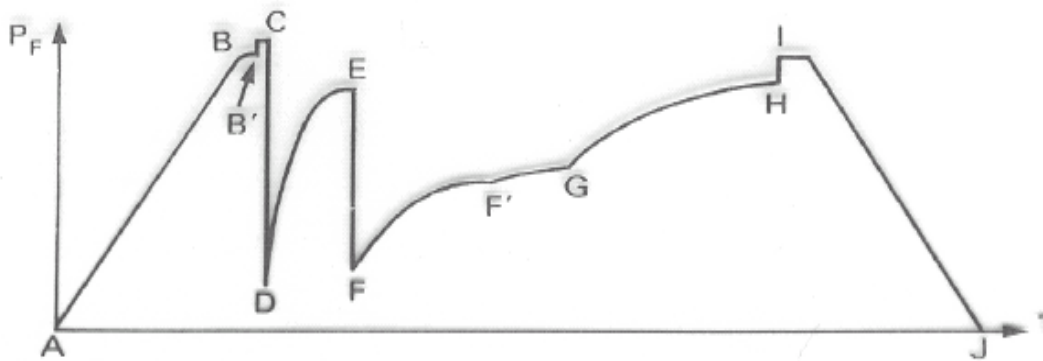


Fig: I.02. Diagramme de DST

Le diagramme de la figure I.02 représente la variation de pression en fonction de l'indice de productivité tel que:

A.B: Descente train de test dans le puits rempli de boue

B.B' : attente au fond (plus ou moins longue)

C : ancrage du packer

C.D : ouverture la vanne (c) permettant à la couche de débiter dans l'intérieur de tiges

D.E : remontée de pression après une production faible

E.F : ouverture de tester, le fond de puits est mis en communication avec l'intérieur des tiges

F.G : la couche débite dans le puits

F' : arrivée de tampons d'eau en surface

G.H : on ferme le puits (remontée de pression)

H.I : la pression de la colonne de boue est à nouveau appliquée sur la couche par égalisation des pressions au-dessus et en dessous du packer qui est ensuite désancré

I.J : remontée du train de test

I.4.4. Essai en débit (DrawDown):

Le test de drawdown est l'enregistrement continu de la pression de fond d'un puits qu'on le fait produire à débit différent que le débit initial. Idéalement le puits doit produire à débit constant mais, en pratique les mesures faites pendant les débits sont brutes, et l'analyse n'est pas précise.

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

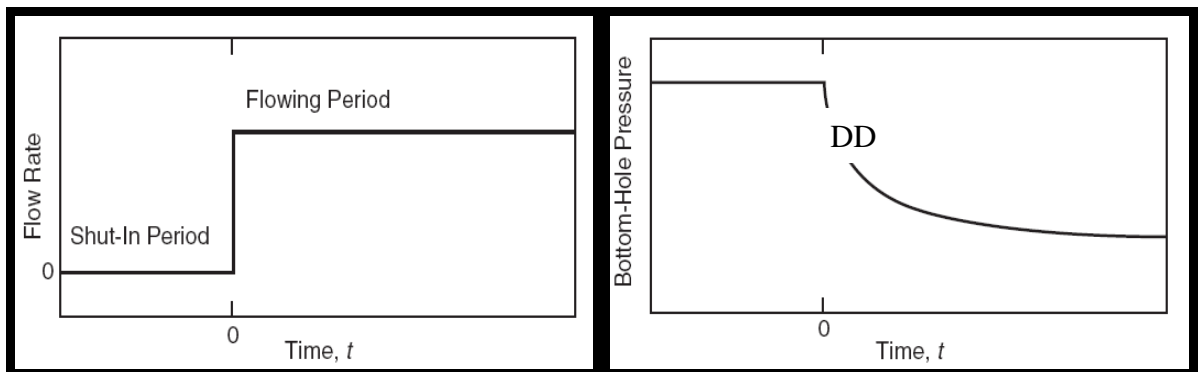


Fig. I.03. Essai en débit.

I.4.5. Essai en fermeture (BuildUp):

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

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

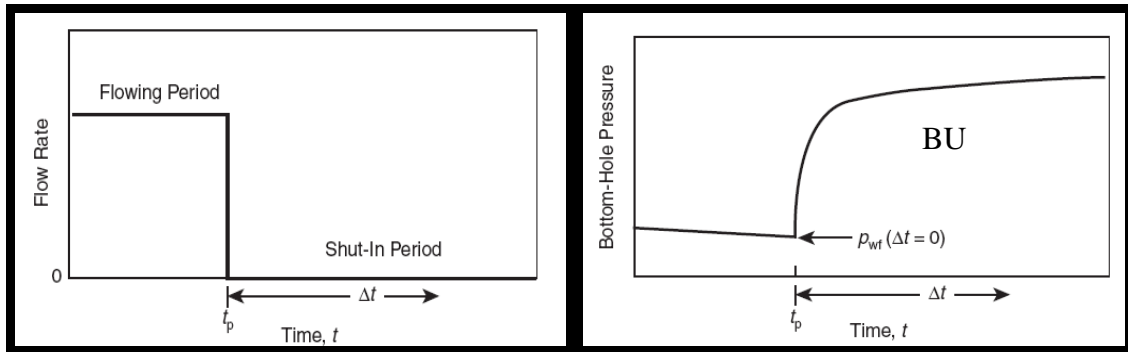


Fig. I.04. Essais de fermeture.

L'essai BuildUp nécessite la fermeture du puits et l'enregistrement de l'augmentation de la pression en fonction du temps. Les techniques habituelles d'analyse exigent un débit constant pendant le temps de production, soit à partir du début ou après une période de dernier débit assez longue pour avoir une distribution stable de pression avant la fermeture. [1]

I.4.6. Les équations de bases et leur solution analytique

I.4.6.1. Loi de Darcy:

La loi de Darcy est la loi utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux.

Selon cette loi, le débit de fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

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

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

Son expression vectorielle s'exprime par la relation suivante :

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

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

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

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

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

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

I.4.6.2. La compressibilité:

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

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \dots \dots \dots (I.05)$$

La compressibilité totale :

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

I.4.6.3. L'équation de diffusivité:

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

- Loi d'écoulement :

La loi utilisée pour décrire la circulation des fluides est la loi de Darcy, l'expression utilisée est celle de l'équation (I.01).

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

- Loi de conservation de la masse :

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

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

- L'équation d'état :

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

$$c_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \dots \dots \dots (I.08)$$

Equation de diffusion :

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

Nous obtenons une expression en pression :

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

Moyennant deux hypothèses :

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

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

Cette équation se traduit à une équation de diffusivité ordinaire :

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

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

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

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

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

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

Le plus souvent, on suppose que le réservoir est homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. Le puits traverse la couche sur toute son épaisseur. la compressibilité et la viscosité des fluides sont constante et uniformes en utilisant les conditions aux limites suivantes :

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

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits vérifie l'équation : [1]

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

I.4.6.4. Régimes d'écoulement:

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

C'est dans cette zone que sont mises en jeu les propriétés compressibles du réservoir qui permettent au débit de passer de 0 à q_B . [5]

I.4.6.4.1. Régime transitoire:

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

Cette définition suggère que le dérivé de pression par rapport au temps est essentiellement une fonction de la position i et du temps t , ainsi: [5]

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = f(x, t) \dots\dots\dots(I.13)$$

I.4.6.4.2. Régime pseudo permanent:

Quand la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul, le régime d'écoulement devient pseudo permanent. C'est le régime d'écoulement existant dans un réservoir fermé non alimenté, en production, cette définition déclare que le taux de changement de pression par rapport au temps à chaque position est constant, ou : [5]

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \dots\dots\dots(I.14)$$

I.4.6.4.3. Régime permanent:

Ce régime d'écoulement est identifié comme si la pression à chaque emplacement dans le réservoir reste constante, c.-à-d., ne change pas avec du temps. Mathématiquement, cette condition est exprimée comme : [1]

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \dots\dots\dots(I.15)$$

I.4.6.5.Méthodes d'interprétation**A) Procédure d'interprétation:**

- Diagnostic (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression) :
Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.
- L'interprétation (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification) : C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.
- Validation (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc.) :
L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.
Un dernier ajustement des paramètres est la plus part du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements. [3]

B) Méthodes des courbes types et de dérivée**B.1. Planches de Courbes types:**

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

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

Ses principaux objectifs sont :

- Situer le début du droit semi-log;
- Prendre en compte toutes les mesures de pression enregistrées;
- Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh, C, S) pour confrontation avec les résultats d'analyse semi-log;

- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Omega, Lamda);
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests.

B.2. La dérivée:

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

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

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

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

Il ne reste plus qu'à lire le libellé de la courbe type exprimée par une valeur de $C_D \exp(2S)$. La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte, la figure I.05 montre cette méthode. [2]

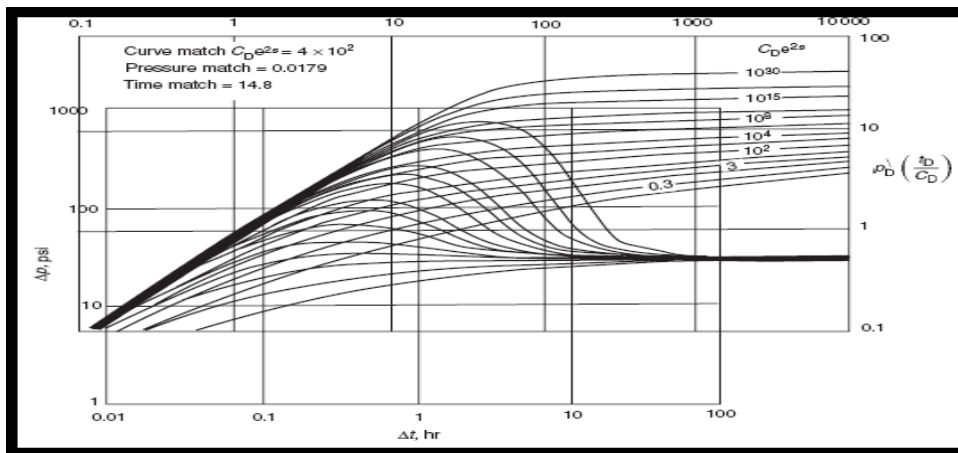


Fig. I.05. Calage des courbes types.

Chapitre II: notions sur les analyses nodales et calcul des pertes de charge

II.1. Introduction :

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. [9]

V.1. 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 montre un système de production simple, ce système se compose de trois phases : [6]

- Le milieu poreux.
- La conduite verticale ou inclinée.
- La collecte.

Le tableau II.1 suivant montre les différents nœuds du système

Les numéros des nœuds	les nomes des nœuds
1	Séparateur
2	Duse
3	Tête de puits
4	vanne de sécurité
5	Restriction
6	Fond du puits
7	Perforations
8	Réservoir

Tableau II.1. les différents nœuds de système

La figure II.1 montre les diverses pertes de charge qui peuvent se produire dans le système, du réservoir au séparateur. [1]

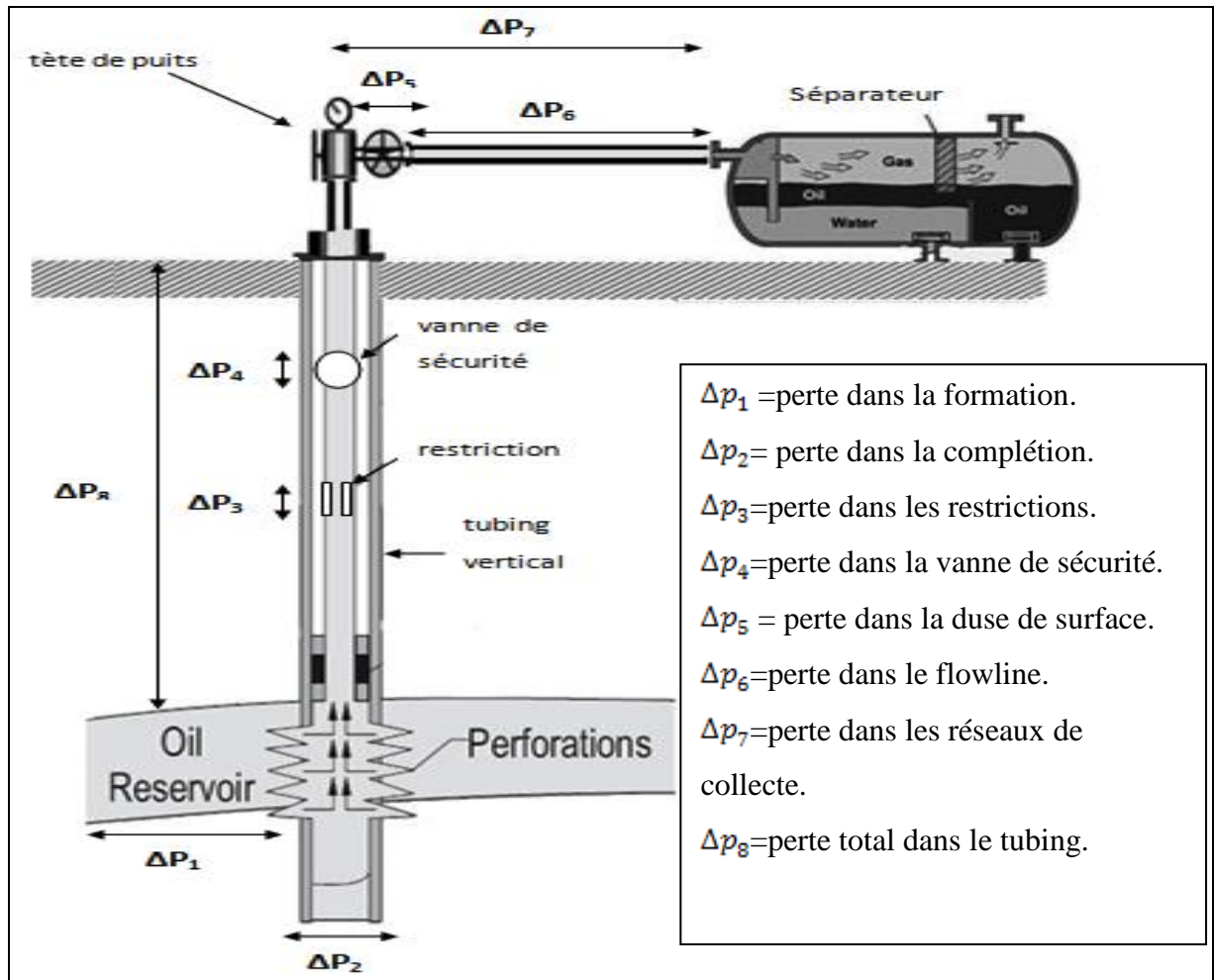


Fig : II.1: Perte de charge possible dans un système de production

II.3. Procédure d'application de l'analyse nodale :

L'approche d'analyse de système ou l'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre.

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, les nœuds utilisés sont montrés sur la figure II.2 Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose 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 nœud :

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

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

Inflow:

$$P_{node} = p_r - \Delta p$$

Outflow:

$$P_{node} = p_{sep} + \Delta p$$

$$[P_{node} = p_{tête} + \Delta p \quad \dots \quad \text{dans notre cas}]$$

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. (Voir figure II.2).

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 qui a été changée. 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 de même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation, la procédure est la suivante : [7]

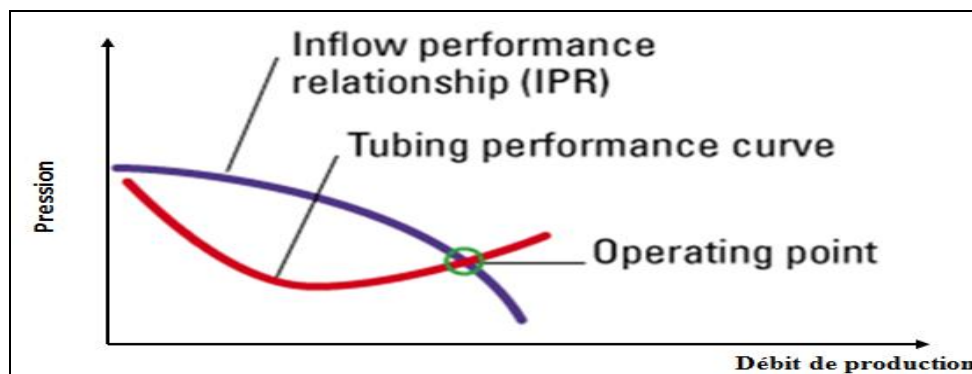


Fig. II.2: point de fonctionnement

- Choisir les composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisis.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR (Inflow Performance Relationship) c'est à dire la représentation de débit de production en fonction de la pression de fond dynamique.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

II.4. Objectif de l'analyse nodale :

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliqué à l'analyse de performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions d'inflow et de l'outflow.

Les paramètres utilisés le plus souvent dans l'analyse nodale pour l'optimisation sont:

- Le skin du puits.
- L'effets de la complétion.
- Diamètre du tubing.
- Pression de tête du puits ou de séparateur.

II.5. Performance et calcule des pertes de charges:

II.5.1. Notion sur l'indice de productivité:

L'indice de productivité est utilisé généralement pour mesurer la capacité d'un puits de production. 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 :

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \dots \dots \dots (II.1)$$

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'aie 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 (régime transitoire) comme illustré sur le schéma

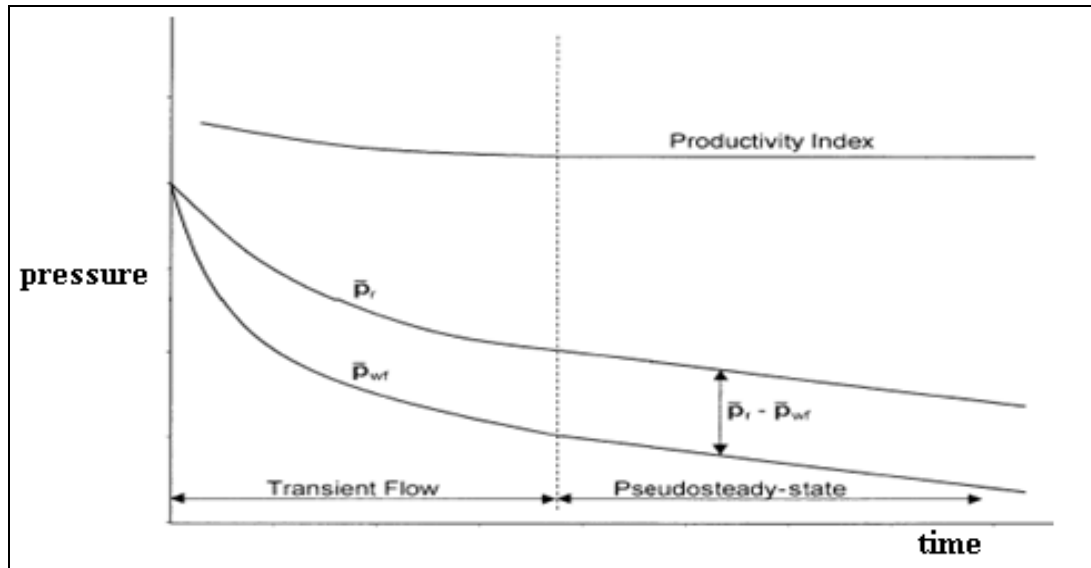


Fig: II.3. L'indice de productivité pendant les différents régimes d'écoulement

D'après l'équation (II.1) et l'équation (II.2), on peut exprimer l'indice de productivité :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \dots \dots \dots (II.2)$$

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_E}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (II.3)$$

L'équation (IV.3) 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 : [8]

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_r - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_E}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} dP \dots \dots \dots (II.4)$$

II.5.2. Construction des IPR dans les puits:

Si toutes les variables dans les équations d'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy pourraient être employées pour construire les IPR.

Malheureusement, les informations sont rarement disponibles de manière suffisante pour appliquer ces équations. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'inflow d'un puits. Plusieurs de ces méthodes empiriques, les plus largement utilisées pour construire les IPR d'un puits d'huile, sont présentées dans cette section. 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. [6]

II.5.2.1. Méthode de Vogel:

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour construire l'IPR d'un puits d'huile produisant à partir d'un réservoir saturé, l'étude a traité plusieurs types de réservoir comprenant ceux qui ont des valeurs différentes : des caractéristiques d'huile, des perméabilités, des facteurs de skin et des espacements entre les puits.

L'équation finale de Vogel est basée sur des calculs effectués sur les données de 21 réservoirs différents.

La méthode a été proposée pour les réservoirs saturés, à gaz dissous seulement, mais il s'est avéré par la suite que cette méthode s'applique pour n'importe quel type de réservoir dans lequel la saturation en gaz augmente avec le déclin de la pression de 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.

Suite à la représentation des courbes IPR adimensionnelles pour les cas considérés, Vogel est arrivé à la relation suivante entre le débit et la pression adimensionnelle : [8]

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

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.

A) Application de la méthode de Vogel pour un skin =0:

- **Facteur de skin nul (S=0) :**

1. Réservoir saturé : ($P_R \leq P_b$) :

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots (II.6)$$

2. Réservoir sous saturé : ($P_R \geq P_b$)

Les réservoirs sous saturé Doivent être considérées pour appliquer la méthode de Vogel pour un réservoir sous saturé. Là pression d'écoulement au fond du puits peut être supérieur ou inférieur à la pression de bulle.

Cas 2.1. Test ($P_{wf} \geq P_b$) La procédure :

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

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}} \dots\dots\dots (II.7)$$

2. Calculer q_b en utilisant l'équation:

$$q_b = J \cdot (\bar{P}_R - P_b) \dots\dots\dots (II.8)$$

3. Générer les IPR en utilisant l'équation:

$$q_o = J \cdot (\bar{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (II.9)$$

Cas 2.2. Test $P_{wf} \leq P_b$ la procédure est :

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

$$J = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \dots\dots\dots (II.10)$$

2. Calculer q_b en utilisant l'équation (II.8)

3. Générer les IPR en utilisant l'équation (II.9) pour $P_{wf} \leq P_b$

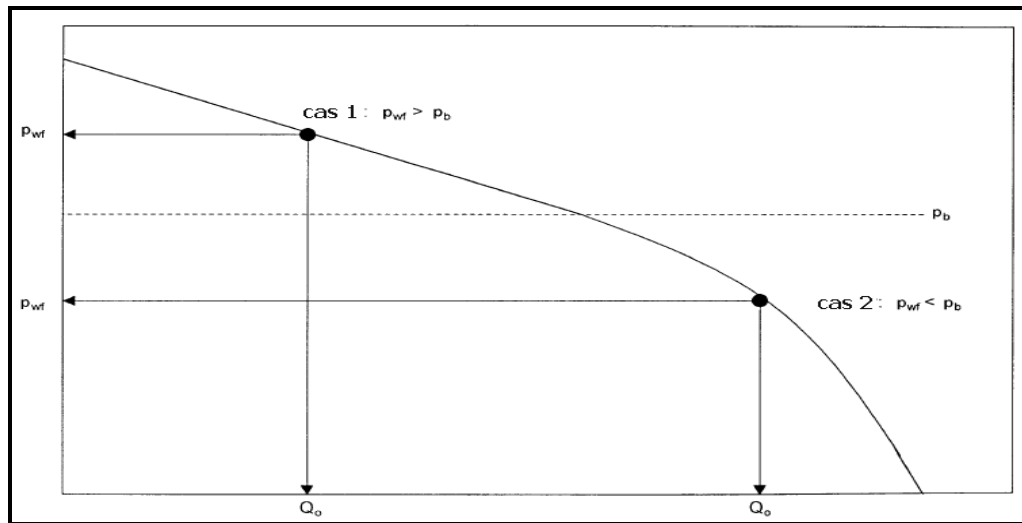


Fig. II.4: IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé.

B) Application de méthode de standing pour un skin $s \neq 0$:

La méthode présentée par Vogel pour générer les IPR ne considère pas le changement de la perméabilité absolue du réservoir. **Standing** propose une procédure pour modifier la méthode de Vogel pour qu'elle tienne compte de l'endommagement ou la stimulation du réservoir.

Le degré d'altération de la perméabilité peut être exprimé en termes de rapport de productivité (**PR**) ou efficacité d'écoulement (**FE**) : **Flow Efficiency**.

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{\overline{P_R} - P'_{wf}}{\overline{P_R} - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \dots \dots \dots (II.11)$$

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

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{\overline{P_R}} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{\overline{P_R}} \right)^2 \dots \dots \dots (II.12)$$

Une relation reliant P_{wf}, P'_{wf} et FE peut être obtenue par la résolution de l'équation

$$(IV.12) \text{ pour : } P'_{wf} : \frac{P'_{wf}}{P_R} = 1 - FE + FE \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) \dots\dots\dots (II.13)$$

$$\Rightarrow \frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots (II.14)$$

La contrainte pour l'application de cette équation est que P'_{wf} doit être supérieure à 0

$$\Rightarrow q_0 \leq q_{0(\max)}^{FE=1}$$

Ou : $P_{wf} \geq \overline{P_R} \left(1 - \frac{1}{FE} \right)$ cette contrainte est toujours satisfaite si $FE \leq 1$

Pour tenir compte des cas ou $FE > 1$ Harrison a introduit la relation suivante :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1,2 - 0,2 \cdot e^{\left(1,792 \cdot \frac{P_{wf}}{P_R} \right)} \dots\dots\dots (II.15)$$

L'une des principales applications de l'équation de Standing ou de Harrison est de prévoir la performance d'inflow lorsque le puits sera stimulé. [8]

1. Réservoir Saturé :

Une fois la valeur de $q_{0(\max)}^{FE=1}$ est obtenue par les données de test, l'équation (II.14) peut être utilisée pour déterminer inflow pour n'importe qu'elles valeurs de FE.

La procédure est la suivante:

- Utiliser les données de test et la valeur de FE, calculer $q_{0(\max)}^{FE=1}$ par l'équation (IV.12)
- Supposer différentes valeurs de P_{wf} et calculer q_0 pour chaque valeur de P_{wf} par l'équation (II.14)

2. Réservoir sous saturé:(FE#1)

L'équation (II.9) peut être modifiée pour s#0 (FE#1) et on obtient:

$$q_0 = J \cdot (\overline{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[1,8 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (II.15)$$

La procédure suivante peut être utilisée pour générer les IPR pour plusieurs valeurs de FE.

Cas 2.1. Test $P_{wf} \geq P_b$

- ✓ Calculer J par les données de test et l'équation (II.7).
- ✓ Générer les IPR pour les valeurs de $P_{wf} \leq P_b$ par l'utilisation de la valeur donnée de FE dans l'équation (II.15).

L'IPR pour $P_{wf} \geq P_b$ est linéaire.

- ✓ Pour des valeurs de FE différentes de celles existantes au moment de test, la valeur de J est modifié par:

$$J_2 = J_1 \cdot \frac{(FE)_2}{(FE)_1} \dots\dots\dots (II.15^*)$$

Cas 2.2. Test $P_{wf} \leq P_b$

- ✓ Calculer J par les données de test et l'équation (II.15).
- ✓ Générer les IPR pour les valeurs de $P_{wf} \leq P_b$ par l'équation (II.15).
- ✓ Pour d'autre valeur de FE, modifier J par l'équation (II.15*).

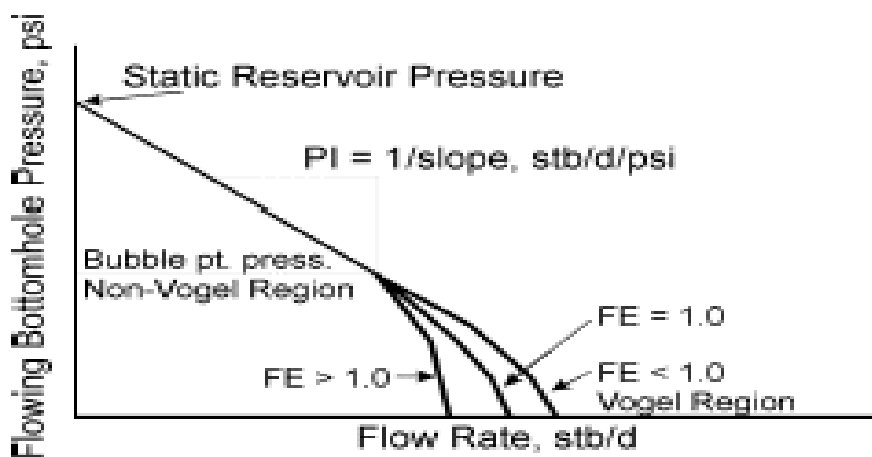


Fig .II.5. Equation de Vogel avec l'efficacité d'écoulement

II.5.3. Méthode de calcul des pertes de charge :

Les pertes de charge dans les conduits sont calculées par la formule suivant:

$$\frac{dP}{dl} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_f + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{acc} \dots \dots \dots (II.16)$$

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

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

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

II.5.4. Corrélations empiriques des pertes de charge :

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. [10]

II.5.5. 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 :

II.5.5.1. 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 [10]

II.5.5.2. 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). [10]

II.5.5.3. 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. [10]

II.5.6. 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 II.2 donne les corrélations permettant le calcul des pertes de charges pour les écoulements verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent. [10]

Méthode	Catégories
Poettmann and Carpenter	A
Baxendell and Thomas	A
Fancher and Brown	A
Hagedorn and Brown	B
Gray	B
Asheim	B
Duns and Ros	C
Orkiszewski	C
Aziz et al.	C
Chierici et al.	C
Beggs and Brill	C
Mukherjee and Brill	C

Tableau. II.2. les catégories de défient corrélations

Chapitre.III.
Analyses et interprétation des résultats DST.

III.1. Présentation de champ de Hassi Messaoud:

III.1.1. Situation du champ de Hassi Messaoud :

III.1.1.1. Situation géographique :

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

En coordonnées géographiques, il est limité :

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

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord



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

III.1.1.2. Situation géologique:

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

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

Au Sud, par le haut fond d'Amguid

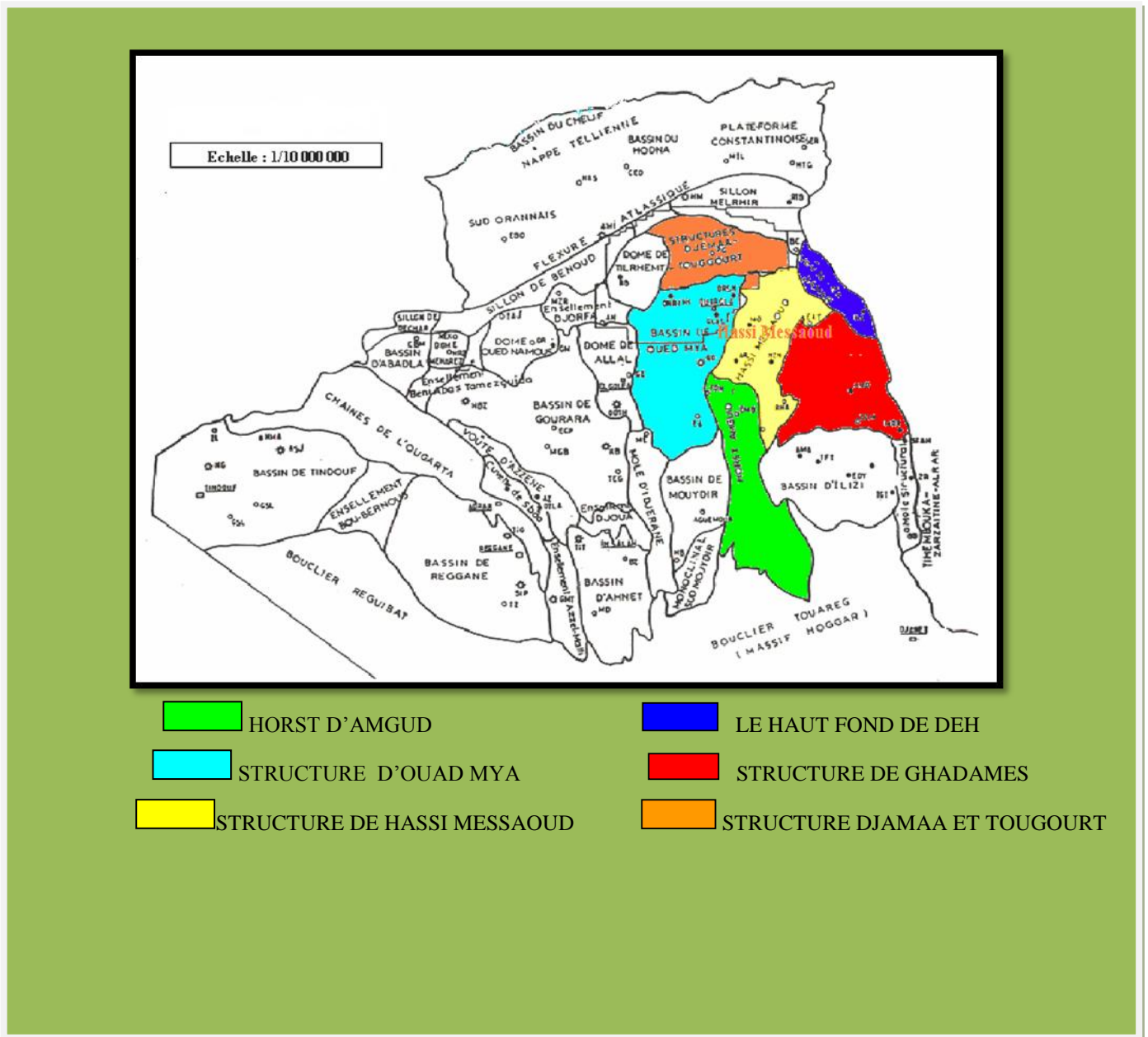


Fig. III.02 Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud

III.2. L'interprétation des résultats DST

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état du puits et le réservoir par détermination des paramètres qui leurs sont propres comme la perméabilité, le skin la pression moyenne de la couche, le kh la longueur effective, les limites de réservoir...etc. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre des bonnes décisions pour le développement d'un gisement (meilleur choix de complétion, nécessitant ou non des opérations de stimulations, récupération assistée...etc.).

Ces dernières années, ces techniques ont évolué rapidement. A commencer par les méthodes conventionnelles, l'utilisation de courbe types, puis par l'avènement des dérivées de la pression et l'introduction de l'outil informatique utilisant des logiciels tels que le PIPESIM qui est développé par la société SH LUMBERGER.

L'objectif de ce chapitre, port sur l'interprétation des essais de DST des nouveaux puits situés dans différentes zones du champ de HMD.

III.2.1. Analyse du puits OMG20

Le puits OMG 20 s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud dans la partie Upside Nord. L'objectif principal de ce puits est l'exploitation du réservoir cambrien (Ra). Le puits vertical est un producteur d'huile. Il a été foré le 21/12/2011 jusqu'à une profondeur de 3465m. Ce puits est localisé par les coordonnées suivantes:

X	Y	Z table	Z sol
812 252.6	150 384.36	166	156.63

Tableau. III.01: Localisation de puits OMG20.

Le puits OMG20 se trouve dans un secteur de caractéristiques pétrophysiques moyennes à bonnes, la figure III.3.

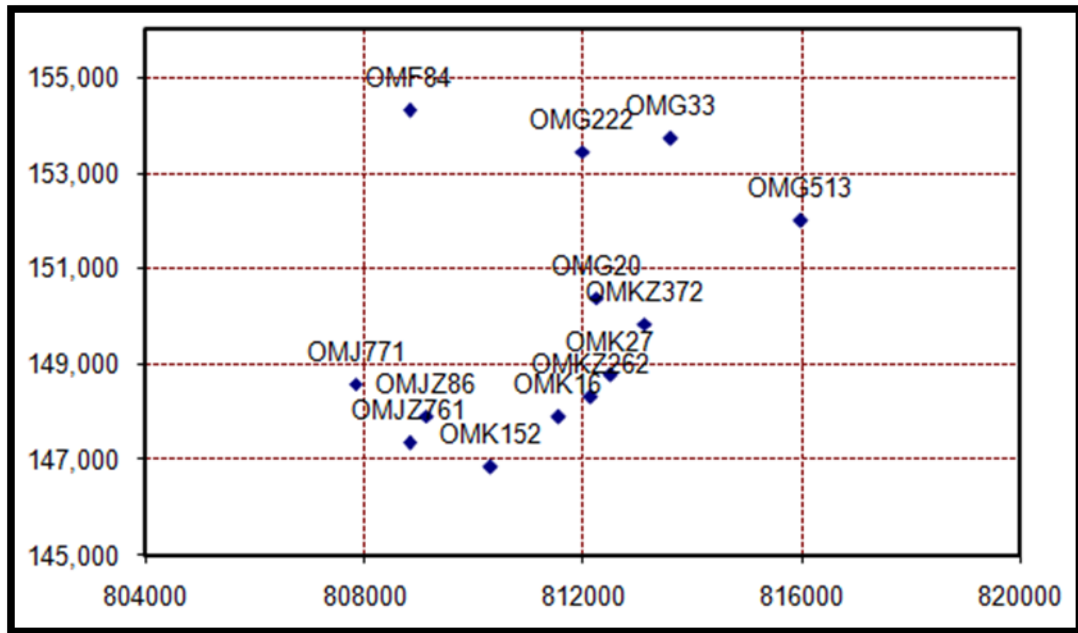


Fig. III.03: La situation géologique de puits OMG20.

III.2.2. Résultats de DST (mesure de fond):

Le puits subit une opération de DST le 02/01/2012. Les résultats de teste sont modélisés comme variation de pression et de température elles sont représentées suivant le diagramme ci-dessous:

DST OMG20 REPONSE

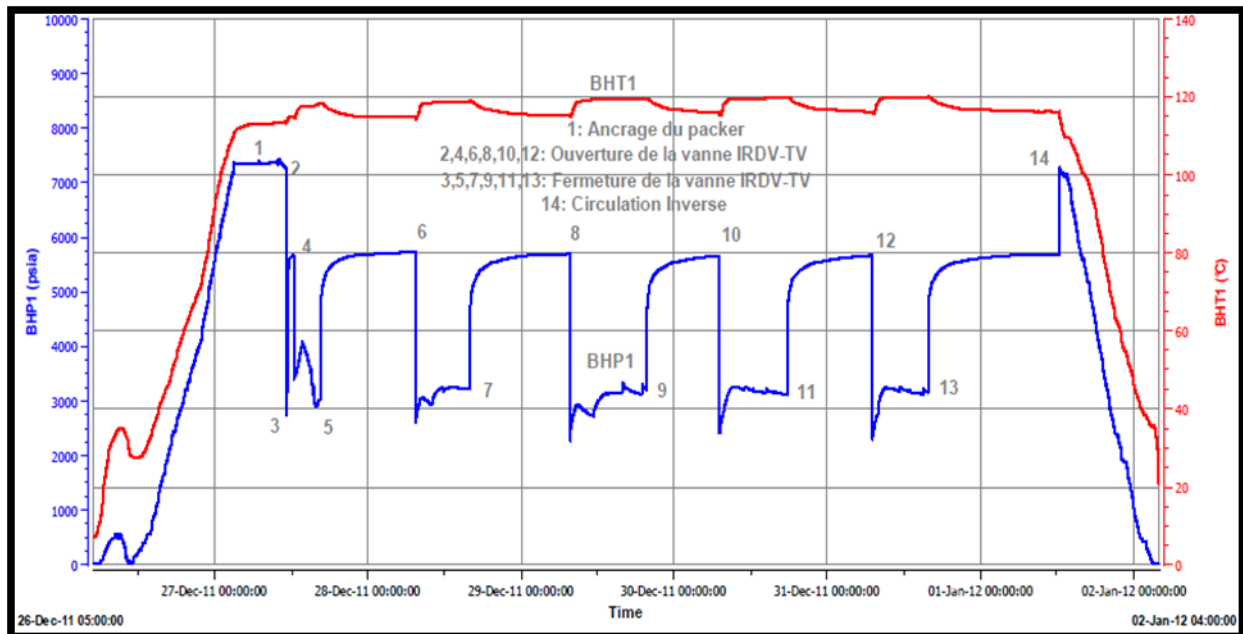


Fig.III.04.Graphe de pression en fonction du temps

- La lecture directe de graphe nous donne les informations suivantes:
- Pression hydrostatique initiale: 7270 psia = 510.09 kg/cm²
- Pression hydrostatique finale: 7250 psia = 508.69 kg/cm²
- Pression vièrge finale: 5750 psia = 403.23 kg/cm²
- Pression début débit: 3000 psia = 209.88 kg/cm²
- Pression fin débit: 2750 psia = 192.31 kg/cm²
- Pression fin remontée de pression: 5750 psia = 403.23 kg/cm²

III.2.3. Résultats de jaugeage (mesure en surface):

Une opération de jaugeage a été réalisé le 02/01/2012, Les résultats obtenus sont citées ci-dessous:

q0 m ³ /h	Pt kg/cm ²	GOR m ³ /m ³	Duse mm	Wcut %	S huile mg/l	T tête °C	Pb kg/cm ²
4.89	35.15	93	9.53	0	146	41	170

Tableau. III.02: Résultats de jaugeage de puits OMG20

III.2.4. Analyses du test DST OMG20:

- Les données nécessaires à l'interprétation:

Paramètres de puits	Paramètres de la couche		Paramètres du fluide		
rw(m)	hu(m)	Ø (%)	Ct(cm ² /kg)	μo(cp)	Bo (B/STB)
0.1524	84	12	2.956e ⁻⁴	0.274	1.629

Tableau. III.03. Donnés de réservoir et de puits de OMG20

III.2.5. Analyse de puits OMG102

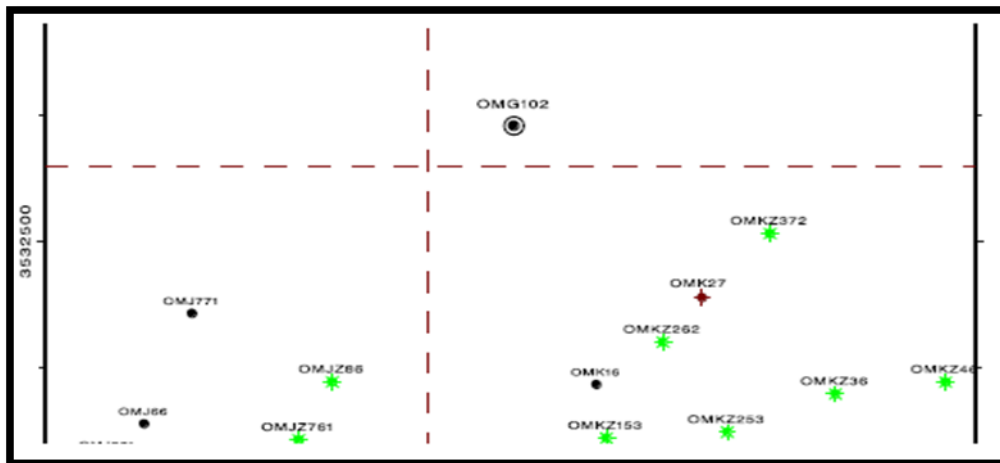


FIG.III.5. Situation géologique du puits OMG102

X	Y	Z table	Z sol
810776	150450	179	169.7

Tableau. III.04: Localisation de puits OMG10

III.2.6. Résultats de DST (mesure au fond) pour le puits OMG10

DST OMG102 REPONSE

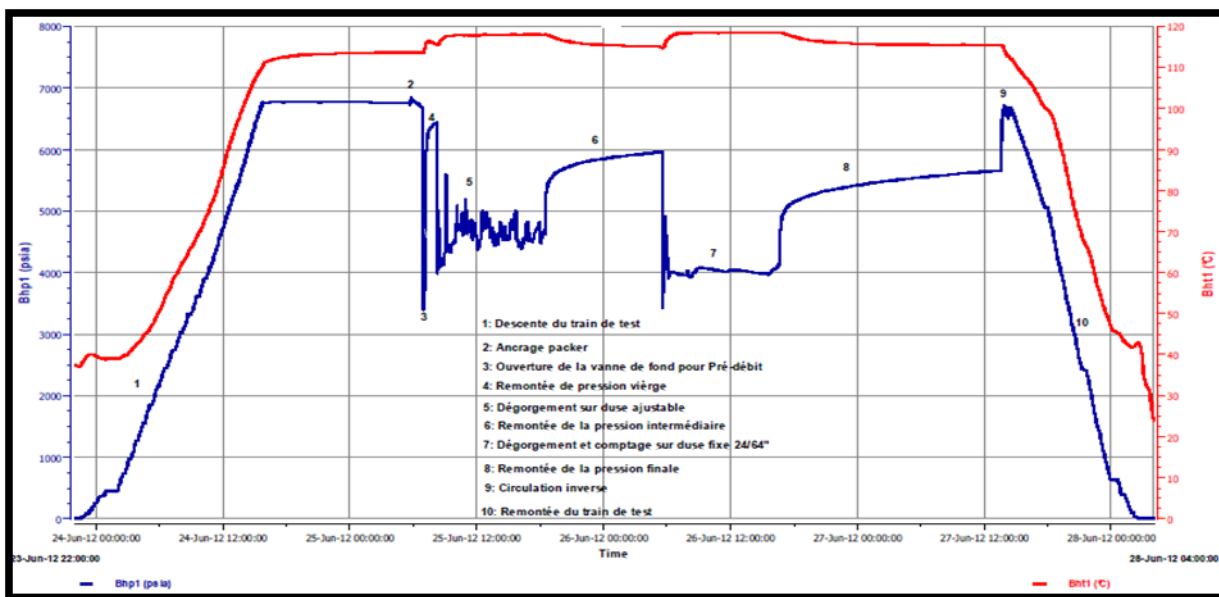


Fig.III.06. Graphe de pression et de température en fonction du temps

La lecture directe de graphe nous donne les informations suivantes:

- Pression hydrostatique initiale: 6750 psia = 473.54 kg/cm²
- Pression hydrostatique finale: 6720 psia = 471.42 kg/cm²
- Pression vièrge finale: 5600 psia = 392.68 kg/cm²
- Pression début débit: 4250 psia = 297.77 kg/cm²
- Pression fin débit: 4200 psia = 294.25 kg/cm²
- Pression fin remontée de pression: 5675 psia = 396.69 kg/cm²

III.2.7. Les résultats de jaugeage (mesure en surface):

Une opération de jaugeage a été réalisée le 28/06/2012, les résultats obtenus sont cités Ci-dessous :

q0 m ³ /h	Pt kg/cm ²	GOR m ³ /m ³	Duse mm	W cut %	S huile mg/l	T tête °c	Pb kg/cm ²
7.44	70.31	151	9.53	0	48	41	200

Tableau. III.05. Données de réservoir et de puits OMG102

III.2.8. Analyses du test DST OMG102:

- Les données nécessaires à l'interprétation:

Paramètres de puits	Paramètres de la couche		Paramètres du fluide		
rw(m)	hu(m)	Ø (%)	Ct (kg/cm ²)	μo(cp)	Bo (B/STB)
0.1524	84	12	2.91e ⁻⁴	0.2766	1.622744128

Tableau. III.06. Données de réservoir et de puits OMG102

Chapitre IV: modélisation et optimisation du système de production

IV.1. Introduction:

Notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et optimiser de système de production de deux puits situent à Hassi Messaoud pour cela nous avons utilisé le logiciel

PIPSIM

IV.2: aperçu sur logiciel d'optimisation PIPESIM:

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes:

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de la production.
- L'analyse des puits multilatéraux.

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction matching, PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres.

Pour réaliser l'objectif de notre travail, qui est d'optimiser la production des puits, nous avons utilisé les modules suivants :

- ✚ *Well Performance Analysis*: Ce module permet de créer les modèles des puits avant de les intégrer dans le modèle du réseau.

✚ *Network Analysis* : Ce module nous offre la possibilité de simuler le comportement de tout un réseau de puits et d'étudier l'effet des différents paramètres de ce réseau sur la production de chaque puits.

IV.3. Modélisation des puits:

A l'aide du logiciel Pipesim®, nous modéliserons d'abord les deux puits qui à étudier. La modélisation comporte plusieurs aspects:

1. Le modèle réservoir.
2. Les données PVT.
3. La complétion.
4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
5. Le tracé des courbes inflow et outflow.

IV.3.1. Modèle réservoir :

IV.3.1.1. la corrélation de l'écoulement dans le réservoir

Les réservoir correspondant à ces puits caractérisés par des pression de réservoir initiales supérieures à la pression de bulle ($P_{ri} = 407$ "à la cote de la mesure" $> P_b = 200 \text{ kg/cm}^2$) et pour le puits OMG102 ($p_{ri} = 418 \text{ kg/cm}^2$ "à la cote de mesure" $P_b = 200$) Donc l'écoulement dans le réservoir est écoulement monophasique. De ce fait, l'équation qui doit être utilisée pour calculer les pertes de charge dans le réservoir est l'équation de Vogel dans le cas de réservoir sous saturé:

$$\text{Pour } P_{wf} \geq P_b \quad q_o = J \cdot (\bar{P}_r - P_b)$$

$$\text{Pour } P_{wf} \leq P_b \quad q_o = J \cdot (\bar{P}_r - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Pour que l'on puisse tracer les courbe IPR de puits, nous devons calculer les débits maxima (AOF) que ses puits peuvent délivrer. Pour cela nous devons utiliser les données de DST mesurées au fond et en surface.

IV.3.1.2. la corrélation des données du DST (mesure de fond)

les mesures de pression et de température dont on dispose étaient réaliser au niveau des gauges et non pas au niveau de perforation. Donc les valeurs de pression et de

température de fond statique doivent être corrigées et cela en tenant en compte de gradient statique de pression et de température, comme il est indiqué ci-dessous:

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

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

P_{fs} : Pression de fond statique

	Puits	OMG102	OMG20
	Côte de fond	3460	3465
	côte de perfos (m)	3397	3381
	côte de mesure (m)	3340	3321.20
Valeurs mesurées	Pression de tête dynamique (kg/cm ²)	70.31	35.15
	Pression de tête statique (kg/cm ²)		406.984
	Pression de fond dynamique (kg/cm ²)	291.5	222.50
	Température de fond statique (°C)	115	119.46
Gradient statique	Pression (kg/cm ² /m ²)	0.065	0.065
	/ 100m) Température	3	3
Valeurs Corrigées	Pression de réservoir	418	410.871
) Température de fond statique (°C)	118	121.26
	Pression de fond dynamique (kg/cm ²)	295.1	226.36
	Débit de test (m ³ /h)	7.44	4.89
	Diamètre de la Duse (mm)	9.53	9.93
	Index de production ($\frac{m^3 cm^2}{h} / kg$)	0.061	0.0265

Tableau IV.1.Données des essais de puits.

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

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

IV.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 ces puits. Le modèle utilisé est le modèle *black oil*. Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Puits	Densité de l'huile	GOR (sm ³ /sm ³)	Densité du gaz	WOR (sm ³ /sm ³)	Pression de bulle (psi)
OMG20	0.806	199	0.97	0	200
OMG102	0.853	151	0.97	0	200

Tableau IV.2. Paramètre des PVT des effluents de puits

IV.3.3. la complétion de puits

Le modèle de puits à concevoir avec PIPESIM comporte une partie représentant le tubing. Le tableau ci-dessous résume les données de complétion nécessaires pour créer les modèles de nos puits.

Puits	Côte des mid perfos (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominal du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
OMG20	3381	3367	4 ^{1/2}	3.93
OMG102	3397	3389	4 ^{1/2}	3.93

Tableau IV.3.les données de complétion

Voir la fiche de complétion dans l'annexe.

IV.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. PIPESIM nous offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons :

Corrélation	Abréviation
Ansari	ANS
Beggs and Brill original	BBO
Beggs and Brill revised	BBR
Duns and Ros	DR
Hagedorn and Brown	HBR
Mukherjee and Brill	MB
Orkiszewski	ORK

Tableau IV.4.les corrélation d'écoulement verticale

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

1. On fixe le débit du liquide du test et la pression en tête correspondante.
2. On choisit la pression de réservoir (*inlet pressure*) comme variable à calculer.
3. On sélectionne les corrélations précitées comme corrélations d'écoulement vertical.
4. A partir des courbes générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions de fond dynamiques à la côte de mesure.
5. On calcule les pertes de charge dans le tubing

$$\Delta P = P_{wf} - P_{wh}$$

6. On compare ces valeurs aux pressions de fond dynamiques mesurées et cela en calculant l'erreur relative :

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

Où :

ΔP_m : perte de charge mesurée,

ΔP_c : perte de charge calculée.

7. On calcule l'erreur relative moyenne de l'ensemble des puits.

$$\overline{E_{relative}} = \sum_{i=1}^N \frac{E_{relative_i}}{N}$$

N : le nombre de puits, dans ce cas, N = 2.

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

Le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenus :

N.B : les erreurs relatives sont données en pourcentage (%)

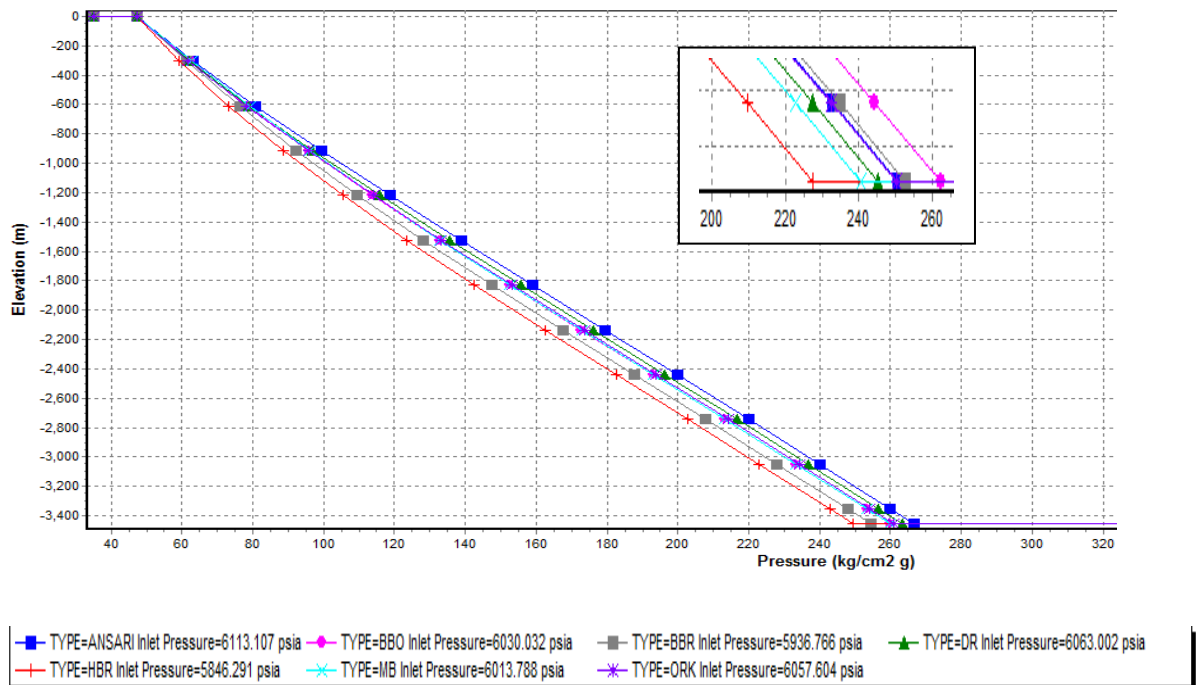


Fig IV.1.gradient de pression avec différentes corrélation pour le puits OMG 20

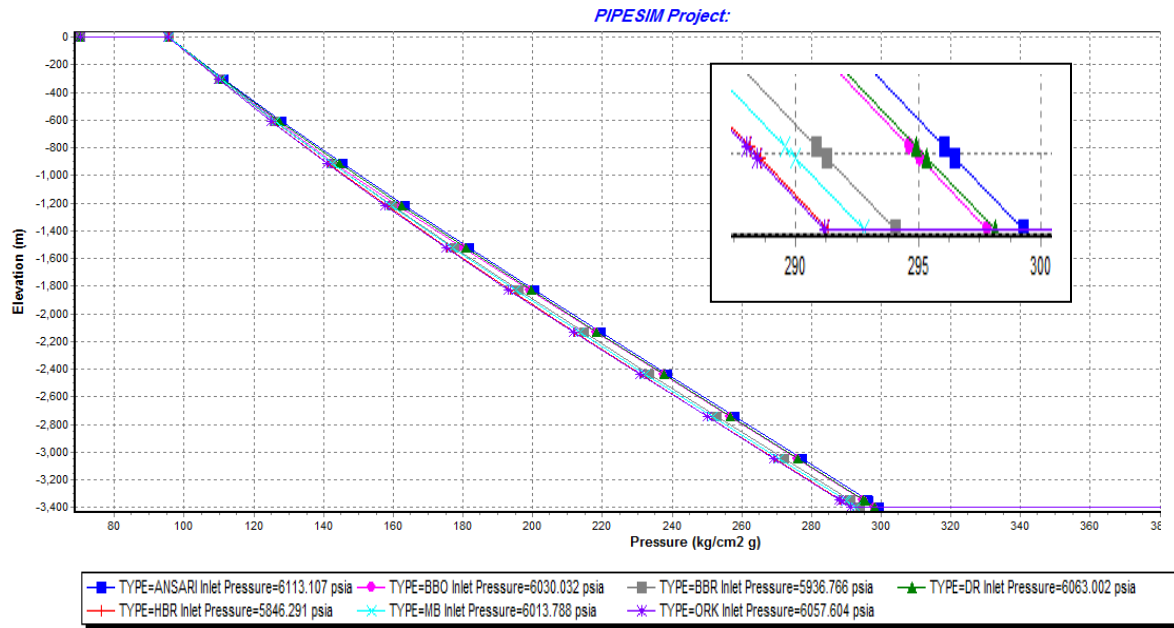


Fig. IV.2.gradient de pression avec corrélation pour le puits OMG102

Dans les deux diagrammes nous constatons que la méthode de **Hogdoren et Brwon** donne les estimations des pertes de charge verticale les plus proches des valeurs mesurées. De ce fait, cette corrélation sera utilisée pour les calculs des pertes de charge dans le tubing de nos puits.

IV.3.5. Tracer les courbes inflow et outflow:

En utilisant l'analyse nodale, nous allons étudier les performances actuelles des puits et cela dans le but d'identifier les puits qui ont un bon potentiel et aussi de déterminer le point de fonctionnement de chaque puits (P_{wf} , Q_o). Pour cela nous allons tracer les courbes *inflow* (IPR) et *outflow* (VLP) pour chaque puits. A partir de ces courbes nous déterminerons les valeurs de l'AOFPP (*Absolute open flow potential*) et des points de fonctionnement des puits.

Prenons l'exemple du puitsOMG20. La figure suivante représente les courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) de ce puits.

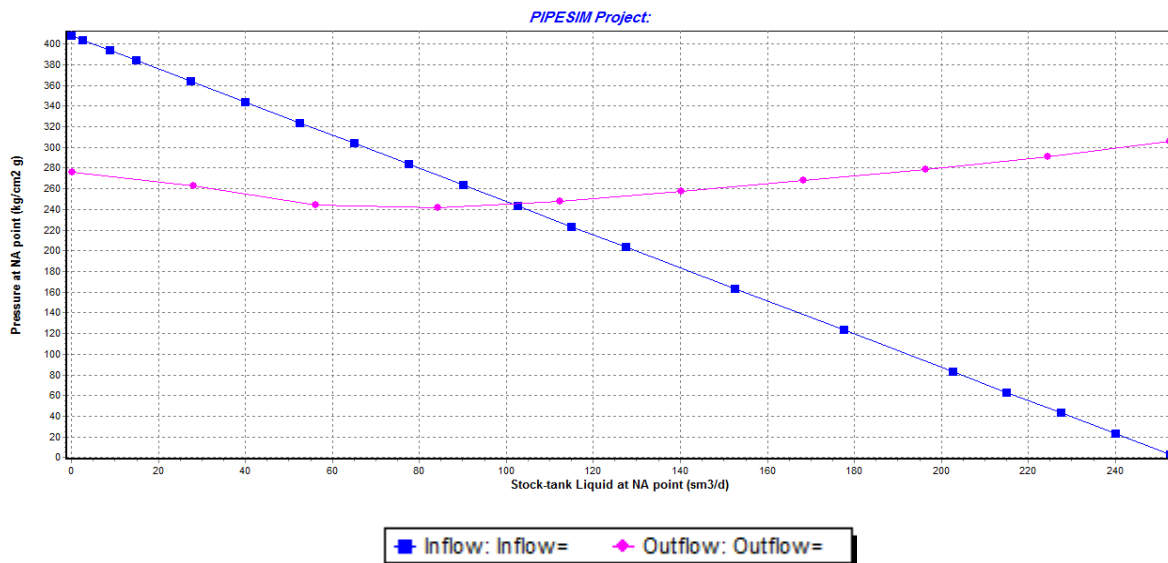


Fig. IV.3. Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits OMG20

Dans le tableau suivant représentées les débits et les pressions de fond dynamique correspondant aux points de fonctionnement de nos puits

Puits	OMG20	OMG102
$Q(m^3 / j)$	4.22	7.48
$P_{wf} (\frac{kg}{cm^2})$	244	295

Tableau IV.4. Points de fonctionnement des puits déterminés par PIPESIM

IV.4. Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM :

Pour s’assurer que les modèles construits représentent les puits avec suffisamment 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	OMG20	OMG102
Les données Mesurées	$Q(m^3 / j)$	4.89	7.44
	$Pwf(kg/cm^2)$	226.36	295.1
les données obtenue par pipsim	$Q(m^3 / j)$	4.58	7.48
	$Pwf(kg/cm^2)$	245	295
Erreur (%)	$Q(m^3 / j)$	6.34	0.53
	$Pwf(kg/cm^2)$	8.23	0.03

Tableau IV.5. Comparaison entre les données mesurées et celles calculées par PIPESIM

Nous constatons que, à quelques exceptions près, l'écart entre les données mesurées et les données obtenues par simulation est inférieur à 8.5%. Donc, nous en déduisons que les modèles que nous avons construits représentent les puits avec une précision satisfaisante.

IV.5. Optimisation de diamètre de tubing:

Dans cette section, nous allons vérifier si les tubings avec lesquelles sont complétés les puits de la série inférieure répondront aux performances de ces puits lorsqu'ils produiront à l'aide du gaz lift. Pour cela, nous allons utiliser l'opération *nodal analysis* du logiciel PIPESIM. Les tubings que nous étudierons ont pour diamètres nominaux : 2''7/8, 3''1/2, 4''1/2, 5''

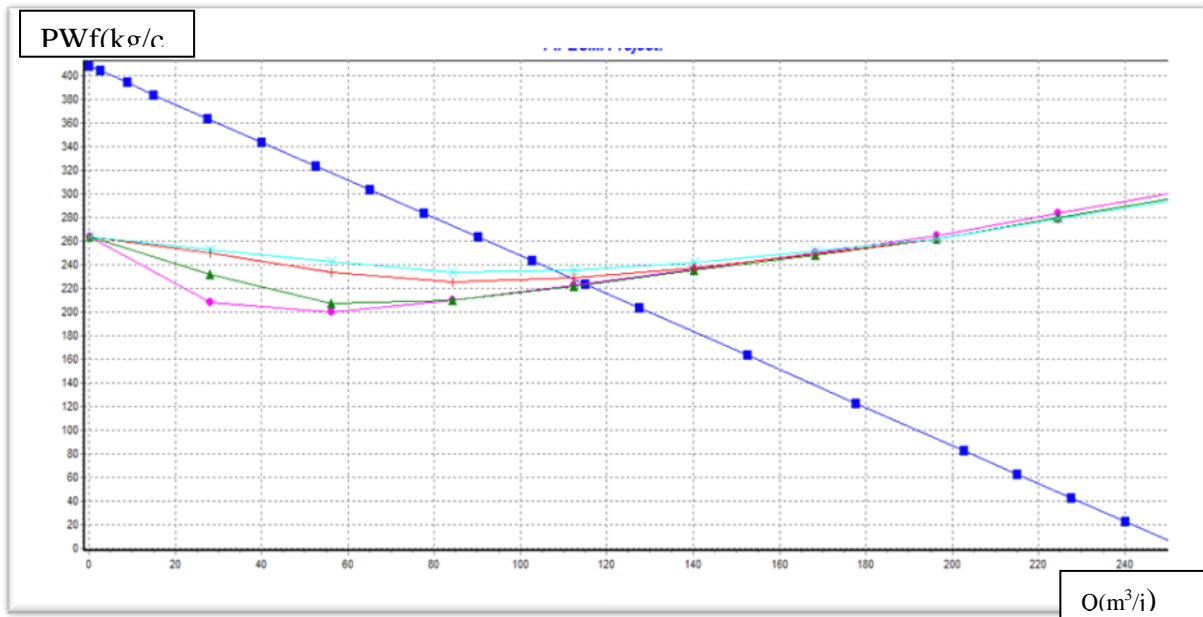


Fig. IV.4. Sensibilité de la production du puits OMG20 au changement du diamètre du tubing

Pour le puits OMG102 voir le diagramme dans l'annexe.

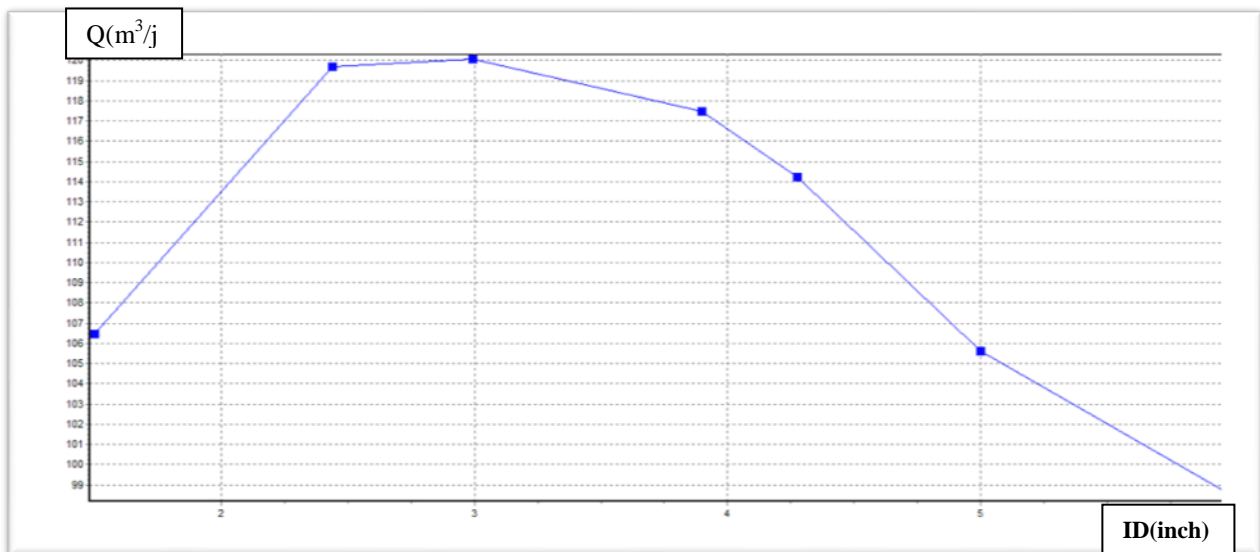


Fig. IV.5. La sensibilité de débit en fonction de diamètre de tubing

à partir de cette diagramme nous constatons que :

l'augmentation de diamètre génère une augmentation de débit jusqu'à atteint une valeur maximum $120 \text{ m}^3/\text{j}$, après cette valeur on vu une diminution de débit quelle que soit le l'augmentation de diamètre.

finalement on distingue que le diamètre optimale de puits OMG20 est $3\text{''}1/2$.

IV.6. Optimisation de réseau collecte:

Pour déterminer le schéma de raccordement pour les deux puits qui permet de maximiser la production, nous allons étudier plusieurs configurations possibles et nous choisirons celle qui donne le meilleur débit.

Pour cela nous avons utilisé le modèle network.

IV.6.1. Données nécessaires pour la construction d'un modèle du réseau de collecte :

Diamètre nominal (in)	diamètre intérieur (in)	épaisseur (in)	Rugosité (in)
4	3,438	0,531	0,00006
6	5,504	0,561	0,00006
8	7,437	0,6	0,00006

Tableau IV.6.les données de pipe

Pression de séparateur 24.35 kg/cm^2

Puits	Altitude (m)	élévation (m)	Distance (m)
Manifold	148	Référence	Référence
OMG20	156	8	340
OMG102	175	27	1617

Tableau IV.7. Distances et élévations des puits par rapport au manifold

Notons que la corrélation le plus utilisé dans les pipes horizontales est celle *Beggs and Brill Revised* par ce que elle donne le petit erreur relative par rapport aux données mesurées.

IV.6.2. Optimisation des diamètres des pipes de la liaison individuelle:

Pour déterminer le diamètre optimal de chacune des liaisons individuelles, nous allons étudier la sensibilité du débit des puits et celle des pertes de charges le long de ces

liaison au diamètre nominal du pipe. La gamme des pipes à étudier comprend les diamètres suivants : 4'', 6'' et 8''.

Diamètre	4"		6"		8"	
Pipe	$\Delta P(\text{kg}/\text{cm}^2)$	Qo (m3/j)	$\Delta P(\text{kg}/\text{cm}^2)$	Qo (m3/j)	$\Delta P(\text{kg}/\text{cm}^2)$	Qo (m3/j)
OMG20-M	0.49	147.49	0.30	147.66	0.36	147.56
OMG102-M	5.4	300.54	1.15	307.38	0.9	307.65

Tableau. IV.8. Influence du diamètre des liaisons individuelles sur les débits et les pertes de charges

N.B : M signifie manifold

A partir ce tableau nous constatons que:

- ✚ Les pertes de charge sont faible pour les trois diamètres de la liaison OMG20-M et on vu que le débit est augmente lorsque on passe le diamètre de 4" à 6" et diminuée lorsque le diamètre est égale à 8".
- ✚ Les pertes de charge sont élevées pour le diamètre 4" par rapport les deux diamètres présidents et aussi on vois que le débit augmente lorsqu'on change le diamètre de 4" à 6" et elle augmente lorsque le diamètre est égale à 8".

IV.6.3. Le choix de diamètre des pipes:

Les diamètres optimaux des liaisons individuelles reliant les puits au manifold sont:

Pipes	OMG20-M	OMG102-M
Diamètre optimal (in)	6"	6"

Tableau IV.9. les diamètre des puits OMG20.OMG102

N.B: dans la liaison OMG102-M nous avons choisi le diamètre 6" au lieu le diamètre 8" qui donne un débit mieux car l'effet économique dans le cas d'utilisation le diamètre 8".

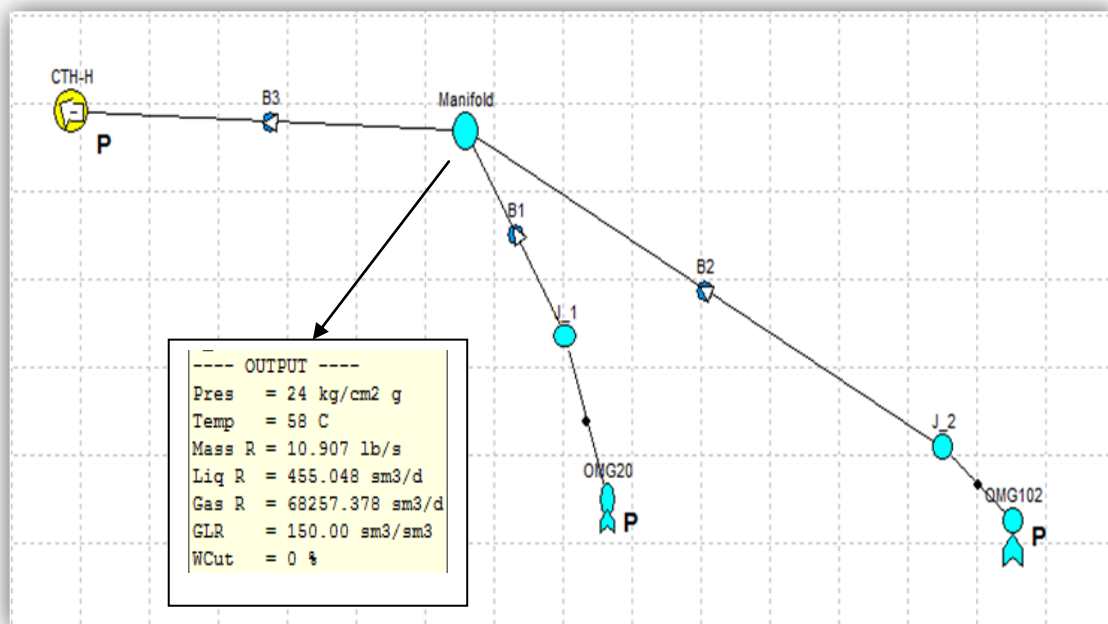


Fig. IV.6. Schéma de raccordement pour les liaisons individuelles OMG20-M et OMG102-M

IV.7. Optimisation de la production:

IV.7.1. Etude déclin de production

Durant la vie de réservoir, la production des hydrocarbures aura pour effet de la diminution de pression de réservoir et aussi la diminution de GOR ce qui contribuera à la réduction de la productivité, dans le tableau ci-dessus nous donnons les résultats des tests de puits OMG20

Date de mesure	Débits de puits (m^3/h)		GOR	Pression de tête (kg/cm^2)
	Huile	Gaz		
22/12/2011	4.89	454.50	120	35.15
17/11/2012	2.6	308.69	119	32
11/12/2013	2.41	269.77	112	29.5

Tableau IV.10.les jaugeages appliqué sur le puits OMG20

D'après le tableau nous constatons que :

- Le débit de puits décroître dans le deuxième et le troisième jaugeage.
- Diminution de GOR et pression de tête

Donc, il faut envisager de mettre en place un système d'activation qui fournira de l'énergie à ces puits et leurs permettra de produire le plus longtemps possible et cela dès le début de l'exploitation.

Le système d'activation qui s'impose dans notre cas est le gaz lift et cela grâce à la disponibilité du gaz dans le gisement de Hassi Messaoud, Le gaz lift contribuera à l'amélioration de la production de puits tant qu'ils sont éruptifs et les aidera à produire quand l'énergie du gisement ne devient plus suffisante pour les faire débiter.

IV.7.2. L'optimisation de gaz lift:

A l'aide de la fonction *gaz lift response* du logiciel PIPESIM, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour le puits concernés par l'optimisation du gaz lift.

- **Les paramètres du gaz lift**

Pression de tête	29.5 (kg/cm^2)
Débit de dernière jaugeage	57.84 (m^3/j)
Débit d'injection de gaz	20000 (m^3/j)
Température d'injection de surface	30°C
Densité de gaz spécifique	0.768
Profondeur d'injection	3320 m

Tableau IV.11. Les paramètres de gaz lift

Et aussi les données de tube concentrique

Bottom MD (m)	Diamètre intérieure (inches)	Epaisseur de tube concentrique (inches)
3320	1.41	0.125

Tableau IV.12.les données de tube concentrique

IV.7.3. Détermination des débits optima de gaz injecté:

Nous prenons l'exemple du puits OMG20. Le graphe ci-dessous représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté.

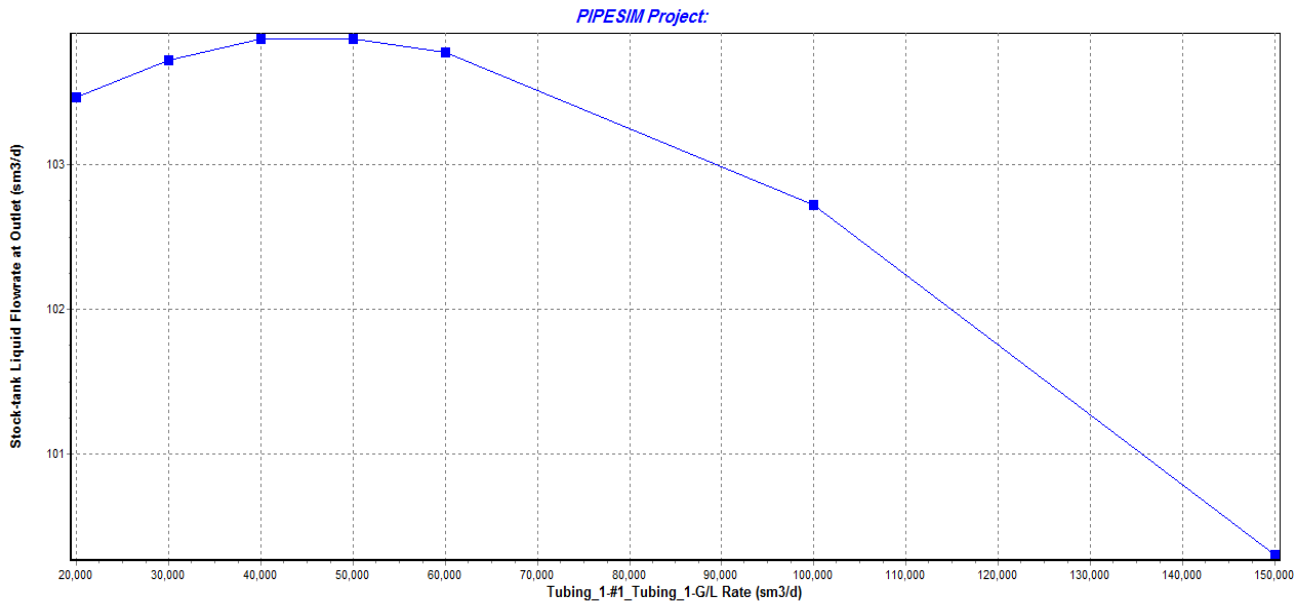


Fig. IV.7. Courbe de performance du gaz lift du puits OMG20

- La courbe ne passe pas par le zéro. Cela revient au fait que le puits est éruptif à l'état actuel.
- L'augmentation du débit d'injection du gaz génère une augmentation du débit d'huile jusqu'à ce que celui-ci atteigne une valeur maximale de $103.8 \text{ m}^3/\text{j}$ pour un débit de gaz égal à $40000 \text{ sm}^3/\text{j}$. Toute augmentation du débit de gaz au-delà de cette valeur provoquera une diminution du débit d'huile.
- La courbe prend une forme aplatie à partir d'une certaine valeur du débit de gaz. Donc, il sera plus judicieux de choisir un débit de gaz inférieur au débit optimum mais qui donne un débit d'huile légèrement inférieur au débit maximum. Dans le cas du puits OMG20, nous choisissons le débit de gaz de $20.000 \text{ sm}^3/\text{j}$. Ce débit, appelé débit économique, bien que nettement inférieur au débit optimum, il génère un débit d'huile de $103.5 \text{ sm}^3/\text{j}$. Ce débit est inférieur au débit maximum de seulement 0,3%.

Conclusion

L'étude d'optimisation réalisée sur les deux puits OMG20 et OMG 102 du gisement de Hassi Messaoud nord nous permet de conclure les points suivants :

- ✚ Le fluide s'écoulant dans le réservoir est un fluide diphasique. Donc la courbe de performance du réservoir (IPR) est déterminée à partir de l'équation de Vogel.
- ✚ La corrélation de Hagedorn & Brown donne les prédictions des pertes de charges verticales les plus précises.
- ✚ Sans mécanisme d'activation, la production des puits (OMG20 et OMG 102) chutera rapidement dans les premières années d'exploitation.
- ✚ Le gaz lift permet d'augmenter la production des puits de la série inférieure tant que ceux-ci sont éruptifs et de les faire produire quand ils ne le seront plus.
- ✚ Les débits économiques d'injection du gaz sont:

Pour le puits OMG20 est égale $20 \text{ Msm}^3/\text{j}$ et aussi pour le puits OMG102.

- ✚ Les diamètres optimums de tubing des puits sont :

Pour le puits OMG20 est égale $4''^{1/2}$ et aussi pour le puits OMG102.

- ✚ Les diamètres optimaux des pipes des réseaux collectes (les liaisons individuels)

Pour la liaison individuel OMG20-M est égale $6''$ et aussi pour la liaison individuel OMG102-M. [10]

Recommandations

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

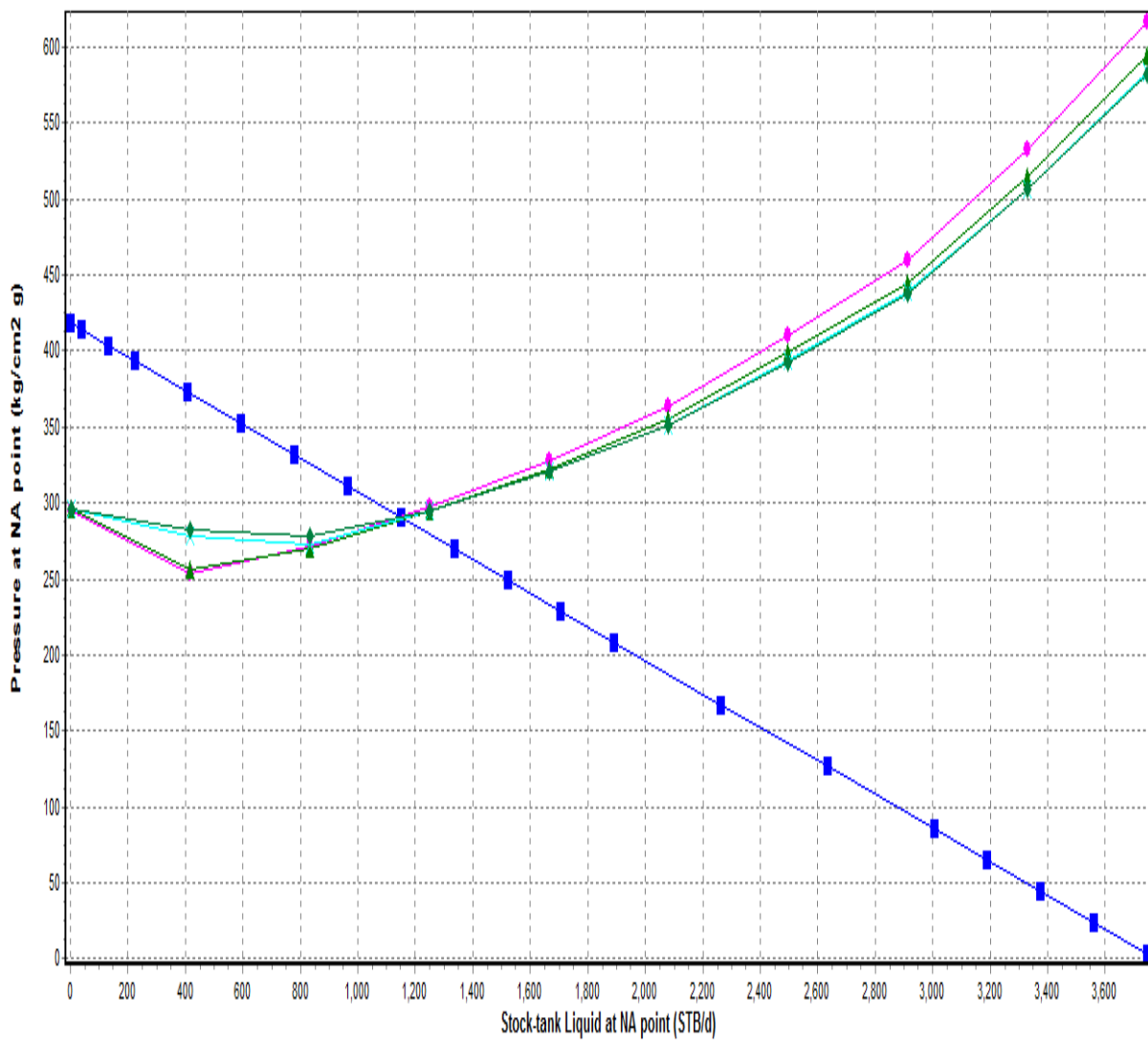
- ✚ Faire un contrôle périodique du débit d'huile et du gaz lift pour confirmer les résultats de l'optimisation.
- ✚ Refaire l'optimisation du débit d'injection de gaz au fur et à mesure de l'évolution des paramètres du réservoir tels que la pression de réservoir, le GOR et le water cut.
- ✚ Effectuer périodiquement des opérations de mesures telles que le PLT afin de mettre à jour la base de données des puits. [10]

Bibliographie

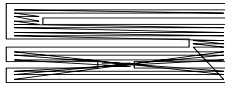
- ↪ Introduction to well testing, document Schlumberger, March 1998. [1]
- ↪ Essai des puits : Méthodes d'interprétation, G. Bourdarot, IFP. Editions Technip. 1996[2]
- ↪ Interprétation des essais de puits, D. Bourdet, ENSPM. [3]
- ↪ Essais des puits en production par Y. Barbier, IFP. Edition Technip. (1968). [4]
- ↪ Dynamique flow analysis books (DFA) de KAPPA (2007). [5]
- ↪ Inflow Performance Modelling & Well Testing, © The R. Gordon University 2009[6]
- ↪ Guo & Ghalambor Petroleum Production Engineering_2007[7]
- ↪ Well Test Analysis the use of Advanced interpretation Models, Handbook of Petroleum Exploration and Production. Auteur: DOMINIQUE BOURDET. Elsevier. Paris, 2002. [8]
- ↪ Well Performance 2nd Ed .Auteur: M. Golan & C.H. Whitson. Edition: Tapir. NORWAY 1996. [9]
- ↪ Thème mémoire : Optimisation et modélisation de système de production de la série inférieure du gisement HR sud. Présenté par : D. Abdrahime et B. Boubakeur. Université Boumerdes, FHC 2010. [10]

ANNEXE

PIPESIM Project:



Sensibilité de production de puits OMG102 au changement de diamètre de tubing

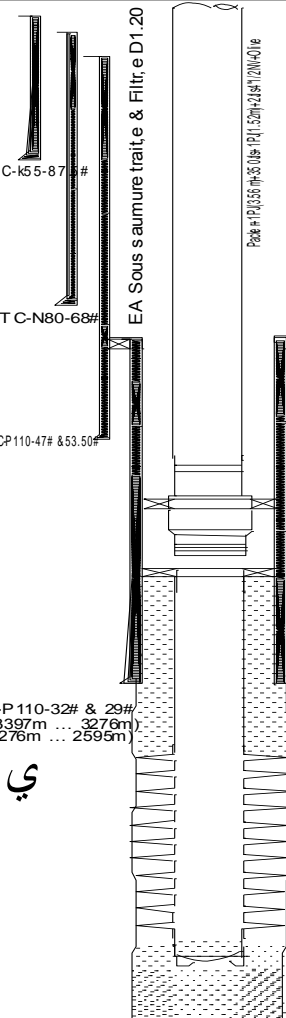


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREEOMG102

X : 810 776.2136
Y : 150 450.4758

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			544.00 18" 5/8- BTC-K55-87 #
114.30 122.00	99.57 96.39		2381.00 13" 3/8- BTC-N80-68#
		2586.10	2595.00
			3325.00 9" 5/8 BTCP110-47# & 53.50#
126.20 139.60 144.10	93.67 103.20 101.60	3310.25	3318.55 3323.63 3331.93 3324.53 3332.83
126.20	87.78	3327.29	3335.59 3328.00 3336.30 3329.70 3338.00
		3389.70	3397.00 7" NV-P110-32# & 29# 32# (3397m ... 3276m) 29# (3276m ... 2595m)
114.30 122.00	99.57 96.39		
		3459.70	3467.00
127.00	100.00	3463.70	3471.00
		3477.70	3485.00



Olive Crown 7 1/16 Taroude 4 1/2 NV x 4 3/4 Acme f
Ajust. avec 352 Jts + 2 P.J (3.52+1.52m) 4 1/2 NV
- Csg 9 5/8 Coup. ... 16 Cm
Tbg head Crown 13 5/8 x 11" 5000
Adapteur Crown 11" x 4 1/16 5000
1re VM + 2,me VM (Crown) 4 1/16 5000
Croix 4 1/16 x 3 1/8 5000

Z SOL : 170.00
Z TABLE : 179.30
Z 1^{re} VM : 171.00
H.T. : 9.30m
Zone : Upside Nord

Tbg 4 1/2 NV N80 MP 110 13.5#
Pds train: 50T(OBM D1.40)-CS:4920# & 6370#-Comp:20T

Top liner 7" NV -P110-29# & 32#

Top of cement
18 5/8 jusqu'en surface
13 3/8 ... 2191m

OTIS LNipple "R" 4 1/2 NV L:0.40m
1 Pup Joint (1.52) + 1 tbg (9.46m) 4 1/2 NV
Baker Anchor seal 4 1/2 NV L:0.32m
Baker Packer SABL 3 7/8 32-38# (comp:20T)
Red 4 1/2 NV x 5" Vam L:0.20m + Mill out exten 5" Vam L:1.60m
OTIS LNipple "RN" 4 1/2 NV L:0.40m
Sabot guide 4 1/2 NV L:0.31m
Ensemble suspension Liner Weather 4 1/2 NV
Liner packer-Liner Hanger-Swivel

*Top Cambrien : 3394 m (Sond) - 3391 m (CE)

13 Jts 4 1/2 NV N80 L:132.04m

Composition du liner 4 1/2 NV
1 Sabot Guide 4 1/2 NV L:0.64m
2 Jts (9.5+9.48m) 4 1/2 NV N80
1 Float Collar (Weather) 4 1/2 NV L:0.48m
1 Jt 4 1/2 NV N80 13.5# L:9.50m
1 Landing Collar (Weather) 4 1/2 NV L:0.51m
10 Jts 4 1/2 NV N80 L:94.95m
Ensemble suspension (Weather) 4 1/2 NV L:94.95m
Long Totale du liner (Weather) 4 1/2 NV L:7.02m

Sabot Guide 4 1/2 NV L:0.64m
(Top Bouchon de ciment)

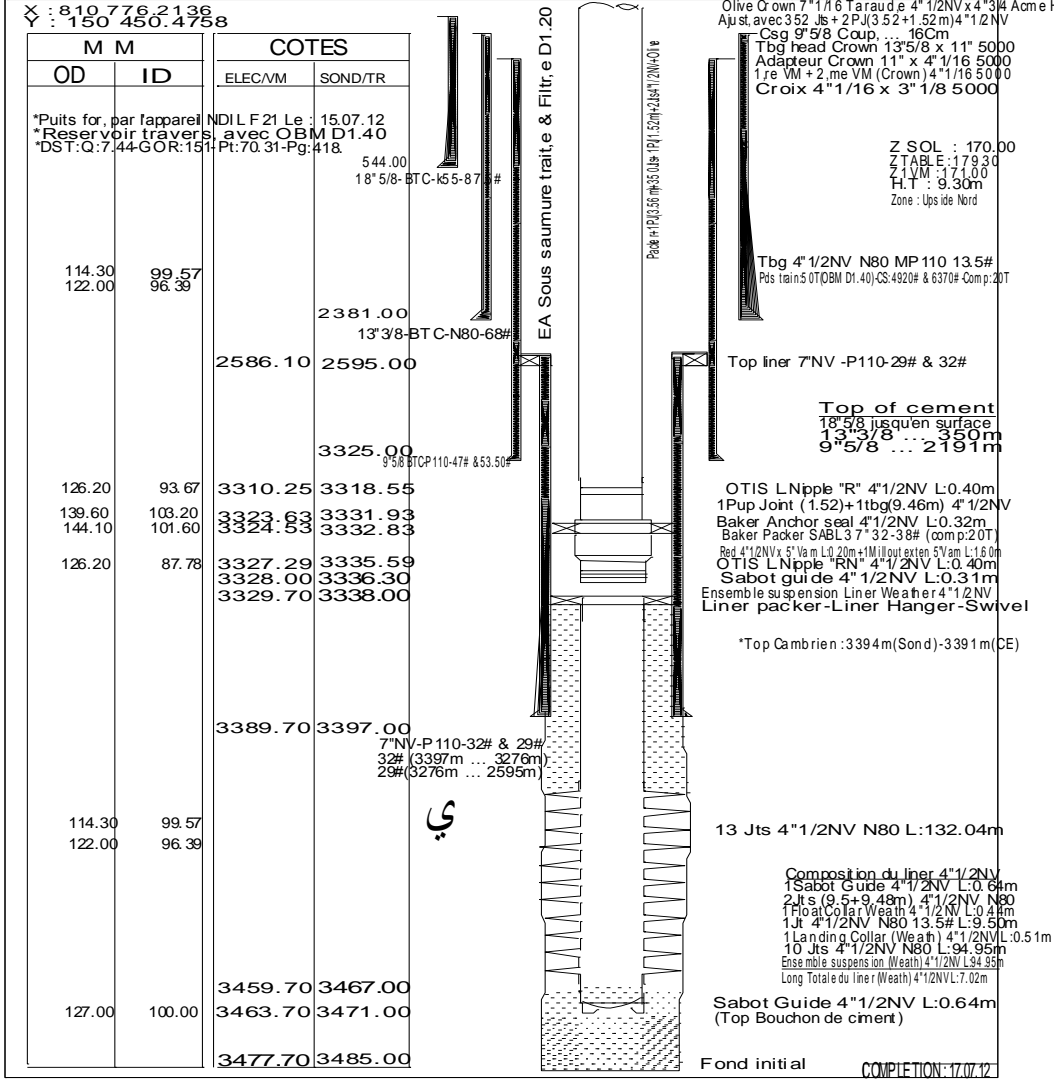
Fond initial

COMPLETION: 17.07.12

La fiche technique de puits OMG102

SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P

COMPLETION 4" 1/2 NEW VAM ANCREEOMG102



La complétion de puits OMG20

Client SH-DP	Well OMG-20	Field Hassl-messaoud	Rig F 21	Date 25-Dec-11	Job Reference 1
Run # 1	Temperature 120 DegC	Interval 3375-3461m	Mud Weight 1.52 g/cc	Mud Type OBM	Max. Deviation 0

#	Tool	Description	Tensile	Working	Diameter		Threads		Length meters	Depth	
			Rating Kib	Pressure psi	OD in.	ID	Top	Bottom		Top	Bottom

Final Copy

1	Flow Head 3-1/16", 10K FHD-G	490	10,000	8.00	3.06	6 1/2" S.A. Box	6 1/2" S.A. Box	3.78	-5.91	-2.14
2	Cross over reducer X-Dvar	0	0	6.00	4.00	6 1/2" S.A. Pin	4 1/2" IF Pin	0.80	-2.14	-1.34
3	5' Drill Pipe Drill Pipe 77 stands	0	0	5.00	4.28	4 1/2" IF Box	4 1/2" IF Pin	2235.43	-1.34	2234.09
4	Cross over reducer X-Dvar	0	0	5.00	2.76	4 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	0.74	2234.09	2234.83
5	3 1/2" Drill Pipe Drill Pipe 30 stands	0	0	3.50	2.76	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	889.77	2234.83	3104.60
6	Slip Joint SLP-J-FAA 1145	314	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.50	3104.60	3112.10
7	4 3/4" Drill Collars Drill Collars 6 stands	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	170.30	3112.10	3282.40
8	Single Shot Hydrostatic Reversing SHRV-FEA 1102	400	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	1.35	3282.40	3283.76
9	4 3/4" Drill Collars Drill Collars 1 stands	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	26.47	3283.76	3312.23
10	Iris Dual Valve IRDV-AB 1150	300	10,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	6.24	3312.23	3318.47
11	DST Gauge Adaptor DGA-C 777	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3.61	3318.47	3322.07
12	JAR JAR-FEA 1251	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2.41	3322.07	3324.48
13	Safety Joint SJB-FA 1586	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	0.52	3324.48	3325.00
14	Flapac Packer 7" 32# FLXP-FA 1201	221	12,000	5.98	2.25	3 1/2" IF Box	2 7/8" EUE Pin	2.82	3325.00	3327.82
15	Mud shoe Mud shoe	0	0	2.77	2.44	2 7/8" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	0.70	3327.82	3328.52

La complétion OMG20 lors de DST

Schlumberger		Client : SONATRACH-DP		Field : Hassi Messaoud		Well : OMC-102		Report No. : Field Report			
No. : INDRSF-21		Well : OMC-102		Report No. : Field Report							
SCHEMA DE TRAIN DE TEST											
#	Tool	Description	Tensile	Working	Diameter		Threads		Length	Depth	
			Rating	Pressure	OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom
			Klb	psi	in.	in.			meters	meters	meters
Final Copy											
1		Flow Head SK FHD-F	480	10,000	5.08	3.96	6 1/2" S.A. Box	4 1/2" F Pin	1.76	-4.18	-2.32
2		5" Drill Pipe Drill Pipe 21 Stands + 2 Joints DP	0	0	5.08	4.76	4 1/2" F Box	4 1/2" F Pin	2128.54	0.00	2128.54
3		Cross over reducer X-Over	0	0	5.43	3.25	4 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	0.24	2128.27	2127.01
4		3 1/2" Drill Pipe Drill Pipe 25 Stands	0	0	3.50	2.76	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	1614.67	2127.01	2151.68
5		Sup Joint SJ-P-FAA	314	15,000	5.08	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	1.98	2151.68	2153.65
6		4 3/4" Drill Collars Drill Collars 5 Stands DC	0	0	4.45	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	142.95	2153.65	2201.50
7		Single Shot Hydraulic Reversing SRRV-FAA	400	15,000	5.08	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	1.25	2201.50	2202.75
8		4 3/4" Drill Collars Drill Collars 1 Stand DC	0	0	4.75	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	28.27	2202.98	2231.23
9		IRV Dual Valve IRDV-AB	300	10,000	5.08	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	6.24	2231.23	2237.47
10		SCT Gauge Adapter DGA-C	350	15,000	5.08	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	2.81	2237.47	2241.07
11		JAR JAR-FAA	050	15,000	5.08	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	2.41	2241.07	2243.48
12		Safety Joint SJB-FA	350	15,000	5.08	3.25	3 1/2" F Box	3 1/2" F Pin	6.51	2243.48	2244.95
13		Flexipac Packer T 32V FLXP-FA	221	12,000	5.08	3.25	3 1/2" F Box	2 7/8" EJE Pin	2.82	2344.08	2246.82
14		Mudhoe Mudhoe	0	0	3.88	2.44	2 7/8" EJE Box	2 7/8" EJE Pin	0.85	2346.82	2347.67

La complétion OMC102 lors de DST

Jaugeages

PUITS : OMG20

Pression Tête ▼ Diagramme

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
● Puits OMG20													
28/12/2011	9.53	1440	4.89	454.50	93	35.15	10	4.18	19	.4163	0		-----
17/11/2012	8	600	2.6	308.69	119	32	23	4.59	16	.5202	0		-----
11/02/2013	8	600	2.41	269.77	112	29.5	23	4.28	12	.5038	0		-----

Tableau représente les jaugeages effectuée sur le puits OMG20

Résumé

Dans le domaine de production des hydrocarbures le choisir de système de production très important, dans notre mémoire on a choisi le système de production (complétion et les liaisons individuels) pour les deux puits OMG20 et OMG 102 on base sur le meilleur débit et moins perte de charge pour développer le champ, ce travail se fait à partir de l'analyse et de l'interprétation des réponses transitoires de pression ,et nous avons utilisée aussi les méthodes courbe type et la dérivation, en exploitant logiciel PIPESIM.

Ce travail englobe aussi l'augmentation de production en cas de son déclin ce derrière par l'activation de gaz lift.

Summary

In the field of hydrocarbon production the choice of the production system is very important.

In our work we chose the production system (tubing, individual bonds) for tow wells OMG20,OMG102 basing on the best flow and lower pressure drop to develop the field, this work is done via the analysis and the interpretation of pressure transient responses and we also used the curve type and derivation methods, exploiting the pipsim software.

The work also involves the increase in production in case its decline of the latter by activation of lift gaz.

ملخص

ان تجهيز الابار في مجال المحروقات يعتبر ذات اهمية بالغة , و في مشروعنا هذا اخترنا تجهيز بئرين OMG20,OMG102 على مستويين اولا عمق البئر و ثانيا على مستوى السطح معتمدين في ذلك على معيارين وهما التدفق و ضياع الحمولة الزائدة بحيث يتم الاختيار على اساس اكثر تدفق و في نفس الوقت اقل ضياع في الحمولة الزائدة مع مراعاة الجانب الاقتصادي , وقد تم هذا العمل بواسطة تحليل نتائج الضغط للبئرين عن طريق برنامج PIPESIM.

و يشمل هذا المشروع ايضا تحسين مردود الانتاجية في حالة انخفاضها بواسطة حقن الغاز.