

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 :**

**BOUZIANE Yacine, HAFIDI Samir**

**-THEME-**

---

**Contribution des essais de puits  
dans l'analyse de l'injection d'eau au champ  
de HMD**

---

**Soutenue le : 26/05/2015 devant la commission d'examen  
8h-10h**

Jury:

<b>Président:</b>	SOUICI Fatma Zohra	M.A.A	Univ. K.M Ourgla
<b>Encadré par:</b>	CHOUICHA Samira	M.A.A	Univ. K.M Ourgla
<b>Examineurs:</b>	REMITA Abderaouf ANNOU Ahmed	M.A.A	Univ. K.M Ourgla

# REMERCIEMENTS



*En premier lieu, nous tenons à remercier notre dieu,  
notre créateur, pour le*

*Courage et la patience qu'il nous a donné pour  
accomplir ce travail.*

*Ainsi nos parents qui nous aident.*

*Nous remercions notre professeur consultant Ms .Chouïcha  
Samira pour ses Orientations et conseils.*

*Nous tenons aussi à exprimer nos profonds  
remerciements à nos enseignants de L'université de ouargla.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury  
qui nous feront l'honneur  
de juger notre travail.*

*Merci*

## *Dédicaces*

*A mes très chers parents qui ont fait mon bonheur et qui ont partagés*

*Mes malheurs.*

*A mes très chères frères : seif addin , talab lahcene ; Abd elBarí , et toute ma grande famille .*

*A tous mes amis surtout :*

*Amar satouh , Badri, Sabre khalidhi , Samir mrahi, Chaoki , Chaker, Nasradine*

*A tout le groupe production , forage et mécanique de chantiers pétrolier*

# Sommaire

Remerciement.....	01
Dédicace .....	
Sommaire.....	
Liste des figures.....	
Liste des tableaux.....	
Nomenclature.....	
Introduction.....	01
<b>Chapitre N° I : Etude de l'injection d'eau</b>	
I-1- Introduction .....	03
I-2- L'injection d'eau .....	03
I-3-les facteurs influant sur l'efficacité d'une récupération secondaire .....	03
I-3-1- Influence des caractéristiques du réservoir .....	03
I-4-les configurations d'injection .....	05
I-4-1. Schémas d'injection irrégulière.....	05
I-4-2. Schémas d'injection groupée .....	06
I-4- 3. Schémas d'injection régulier .....	07
I-5- description de l'injection d'eau .....	08
I-5-1- La perméabilité relative .....	08
I-5-2-la mobilité .....	09
I-6- L'efficacité de balayage .....	09
I-6-1- L'efficacité de déplacement .....	09
I-6- 2- L'efficacité superficielle .....	10
I-6- 3- L'efficacité verticale .....	10
<b>Chapitre N° II : La théorie des essais de puits</b>	
II-1- Introduction.....	12
II-2- Principe des essais de puits .....	12
III-3- But et objectif des essais de puits .....	12
II-4- Les types des essais de puits .....	12
II-5- Les équations de base .....	13
II-5-1-Types de fluides.....	13
II-5-2-Régimes d'écoulement .....	13
II-5- 3-La géométrie de réservoir (géométrie d'écoulement) .....	14
II-5- 4-Nombre de fluides débordants dans le réservoir.....	16
II-5- 5-La loi de Darcy .....	16
II-5- 6-Equation de continuité .....	16
II-5-7-L'équation de diffusivité .....	16
II-6- Les différents types d'essais .....	17
II-6-1-Essai d'interférence ou de pulse .....	17
II-6-2-Essai d'injection .....	17
II-6-3-Drill stem test (DST) .....	17
II-6-4-Essai en fermeture (BuildUp) .....	17
II-6-5-Essai en débit (Drawdown).....	17

II-7-Les essais Des Puits injecteurs.....	18
II-7-2-L'essai d'Injectivité.....	19
II-7-3- l'essai falloff.....	21

### Chapitre N° III : Analyse des cellules d'injection

III-1- Présentation de cellule d'injection MD120 .....	24
III-1-1-Les Caractéristiques des drains .....	24
III-1-2-L'injection d'eau dans la cellule d'injection MD120.....	25
III-2- par l'historique de production .....	25
III-2-1-Analyse de l'eau produite.....	25
III-2-2-Analyse de débit d'huile et de la pression en tête .....	26
III-2-3-Analyses de water cut.....	27
III-2-4-Analyse de la pression de gisement.....	28
III-2-5-Analyse des données de PLT .....	30
III-3- par les essais de puits.....	31
III-3-1- l'interprétation des essais falloff de puits MD120 .....	31
III-3-2- l'interprétation des essais Build up des puits MD256 et MD444 .....	33
<b>Conclusion .....</b>	<b>36</b>
<b>Bibliographie .....</b>	
<b>Résumé .....</b>	

## Liste des figures

Figure (I.1) L'effet de pendage sur le débit fractionnaire.....	04
Figure (I.2) l'injection périphérique.....	06
Figure (I.3) l'injection centrale.....	07
Figure (I.4) l'injection basal et à la crête.....	07
Figure (I.5) l'évaluation des perméabilités relatives de système eau-huile.....	09
Figure (I.6) l'évolution de $E_S$ en fonction de $M$ et $F_w$ .....	10
Figure (II.1) écoulement radial circulaire :(a) vue latérale et (b) vue de dessus.....	15
Figure (II.2) écoulement linéaire.....	15
Figure (II.3) écoulement sphérique ou hémisphérique.....	15
Figure (II.4) Essais Buildup.....	17
Figure (II.5) Essais Drawdown.....	17
Figure (II.6) Réponse idéal de la pression d'un essai d'injectivité.....	19
Figure (II.7) tracé semilog d'un essai d'injectivité.....	20
Figure (II.8) tracé log-log d'un essai d'injectivité.....	20
Figure (II.9) Réponse idéal de la pression d'un essai falloff.....	21
Figure (II.10) tracé semilog d'un essai falloff.....	22
Figure (II.11) le tracé de MDH d'un essai falloff.....	23
Figure (III.1) la cellule d'injection MD120.....	24
Figure (III.2) L'historique de l'injection d'eau des puits MD18, MD120, MD47, MD582.....	25
Figure (III.3) Évolution de la salinité de l'eau produite de puits MD256.....	26
Figure (III.4) L'effet de l'injection sur le débit d'huile et la pression en tête de puits MD256.....	27
Figure (III.5) L'effet de la quantité injecté sur le water cut de puits MD368.....	28
Figure (III.6) L'effet de la quantité injecté sur le water cut de puits MD256 et MD444.....	28
Figure (III.7) L'effet de la quantité injecté sur la pression de gisement de puits MD444.....	29
Figure (III.8) L'effet de la quantité injecté sur la pression de gisement de puits MD368.....	29
Figure (III.9) PLT de puits MD256.....	31
Figure (III.10) Essais falloff de puits MD120.....	32
Figure (III.11) L'Interprétation des essais de puits MD256.....	33
Figure (III.12) L'Interprétation des essais de puits MD444.....	35

# Liste des tableaux

Tableau(I.1) Types d'injection régulier.....	08
Tableau(III.1) Caractéristiques des drains traversés par MD120.....	24
Tableau(III.2) Composition chimique de l'eau injecte et de formation.....	25
Tableau(III.3) distance entre les puits MD120,MD47,MD582 et MD368.....	27
Tableau(III.4) distance entre les puits MD444,MD256 et MD120.....	28
Tableau(III.5) distance entre les puits MD120,MD582 et MD47et MD444.....	29
Tableau(III.6) Récapitulatif de l'analyse par les données de production.....	30
Tableau(III.7) l'interprétation d'Essais falloff de puits MD120.....	32
Tableau(III.8) l'interprétation d'Essais Buildup de puits MD256.....	34
Tableau(III.9) ) l'interprétation d'Essais Buildup de puits MD444.....	35

## Nomenclatures

$q_i$ : Débit d'injection, (STB/day).	$P^*$ : La pression extrapolée, (psi).
$q_j$ : Débit de fluide j, (STB/day).	$\varphi$ : La porosité, fraction.
$q_{ii}$ : Débit d'injection dans la couche i, (STB/day).	$r_w$ : Rayon de puits, (ft).
$W_i$ : Cumule d'eau injecté, (bbl).	$s$ : L'effet skin, paramètre adimensionnelle.
$k$ : La perméabilité, (md).	$r_e$ : Rayon de drainage (ft).
$k_{rj}$ : La perméabilité relative de fluide j.	$C$ : L'effet de capacité, (bbl/psi).
$k_j$ : La perméabilité effective de fluide j, (md).	$tp$ : Le temps de production, (hr).
$\mu_j$ : La viscosité de fluide j, (cp).	$tp$ : Pseudo temps.
$\rho_j$ : La masse volumique de fluide j, (lb/ft <sup>3</sup> )	$\Delta t_e$ : Le temps équivalent, (hr).
$F_d$ : Le débit fractionnaire de fluide déplaçant, fraction.	$m(p)$ : Pseudo pression.
$hi$ : L'épaisseur de la couche i, (ft).	$A$ : la section, (ft <sup>2</sup> ).
$\lambda_j$ : La mobilité de fluide j, (md/cp).	$V$ : Le volume, ft <sup>3</sup> .
$M$ : Rapport de mobilité, rapport.	$v$ : La vitesse, (ft /s <sup>2</sup> ).
$S_j$ : La Saturation de fluide j, (lb/ft <sup>3</sup> ).	$Z$ : Facteur de compressibilité
$S_{wi}$ : La Saturation initiale d'eau, (lb/ft <sup>3</sup> ).	$c_j$ : La compressibilité de fluide j, (Psi <sup>-1</sup> ).
$S_{wf}$ : Saturation finale d'eau, (lb/ft <sup>3</sup> ).	$\beta$ : Facteur volumétrique de fond (bbl/STB).
$S_{jabt}$ : La Saturation derrière le front de fluide j, (lb/ft <sup>3</sup> ).	$r_f$ : Rayon de front d'eau, (ft).
$P_j$ : La pression de fluide j, (psi).	$r_o$ : Rayon de front d'eau initial, (ft).
$P_i$ : La pression initiale (psi).	$r_{wb}^2$ : $at + r_o^2$
$P_C$ : La pression capillaire (psi).	$r_{tw}$ : $0.000264k_w t / (\phi \mu_w c_1)$
$P_{ws}$ : La pression de fond Duran la fermeture de puits, (psi).	$r_{to}$ : $0.000264k_o t / (\phi \mu_o c_2)$
	$E_i$ : l'intégrale Exponentiel
	$\gamma$ : le constant de Euler, 0.5,772,156

## Nomenclatures

---

$k_i$  : La perméabilité dans la couche i (md).

$\mu_0$  : La viscosité d'huile (cp).

$\mu$  : La viscosité (cp).

HMD : Hassi messaoud .

WOR : Water oil ration.

$\beta_o$  : Facteur volumétrique de fond (Huile)  
(bbl/STB).

$\beta_w$  : Facteur volumétrique de fond (Eau )  
(bbl/STB).

$E_t$  : L'efficacité globale de balayage.

$E_d$  : L'efficacité de déplacement .

$E_s$  : L'efficacité superficielle .

$E_v$  : L'efficacité verticale .

$N_p$  : la production d'huile cumulée.

$N_i$  : la production d'huile dans la couche i.

GOR : gas oil ration

# Introduction

Suite à l'augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et plus économique. Le nombre de nouvelles découvertes par année diminue, donc l'utilisation de la récupération assistée devient de plus en plus impérative. L'injection d'eau est la technique de récupération secondaire la plus répandue après l'épuisement de l'énergie primaire.

Avec le temps, la percée d'eau devient un problème persistant et peut même causer la fermeture du puits, et afin de remédier à ce problème, on fait appel à plusieurs techniques de réservoir engineering pour planifier et ensuite surveiller les projets d'injection d'eau, où la connaissance des hétérogénéités (la distribution des barrières affectant le déplacement de front d'eau) est importante. Si ces barrières-là sont localisées d'une manière très précise alors le problème de percée d'eau peut être atténué.

Par l'interprétation des essais de puits dans le champ de HMD, des nouvelles barrières peuvent être détectées et nous permettent de comprendre pourquoi la percée d'eau se produit rapidement dans certains puits, tandis que d'autres n'ont même pas reçu l'effet de l'injection. Afin d'optimiser l'efficacité de balayage du projet nous avons pensé à changer le modèle d'injection en introduisant le système des barrières d'étanchéité.

Le plan de travail de ce projet se présente comme suit :

Le premier chapitre est consacré à l'étude de l'injection d'eau qui est un processus par lequel l'eau soit injectée dans un réservoir producteur d'huile pour fournir un maintien de pression, un remplacement de vidage de réservoir, et améliore la production par le balayage de l'huile restant vers les puits producteurs. Dans le deuxième chapitre, on a présenté la théorie des essais de puits qui peut être employé pour caractériser les anomalies du réservoir telles que la présence des barrières, bien que leur distance du puits. Puis nous procédons à la théorie des essais de puits injecteur qui permet également la détermination du rapport de mobilité de fluide injectée et celle du réservoir, la position de front d'eau. Malgré que l'utilisation de l'essai falloff fournit des paramètres moyens de l'injection d'eau pour un réservoir stratifié et hétérogène.

le chapitre 3 est consacré à l'analyse des cellules d'injection, on commence par la présentation de la cellule d'injection MD120, suivie par l'analyse des données de production qui comprenant l'analyse chimique de l'eau produite, le débit d'huile et la pression en tête, l'évolution de « water cut » et le PLT est analysés et discutés . l'interprétation des essais a été faite pour les puits injecteurs (MD120,MD47,MD582) en utilisant le test fall off et les puits producteurs (MD444,MD256,MD368) par le test build up nous terminons notre travail par une conclusion générale.

# **Chapitre I**

## **Etude de l'injection d'eau**

**I.1.Introduction**

La récupération primaire d'huile décrit la production des hydrocarbures sous les mécanismes de drainage naturel et l'activation artificielle des puits, elle se produit par l'énergie initiale de réservoir à son découverte . Quand l'énergie initiale a été épuisée et le taux de récupération d'huile est en déclin , la production des hydrocarbures être augmenter par l'utilisation d'une énergie secondaire dans le réservoir , Les procédés conventionnels de la récupération secondaire ( l'injection d'eau , de gaz ) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. [5]

**I.2.L'injection d'eau :**

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire , l'injection d'eau peut être employée pour :

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ( ou de gaz-cap ) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers. [3]

**I.3.les principaux facteurs influant sur l'efficacité d'une récupération secondaire:** [5]

L'efficacité d'un procédé de récupération assisté dépend :

**I.3.1. Influence des caractéristiques du réservoir :**

Les caractéristiques déterminantes d'un gisement sont :

**I.3.1.1. La profondeur :**

.Sur le plan technique : Si la profondeur est faible , on est limité en ce qui concerne la pression à mètre en œuvre, qui doit être inférieure à la pression de fracturation.

.Sur le plan économique : le cout de mis en œuvre d'un procédé est étroitement lié à la profondeur, soit le cout de forage, ou la puissance des compresseurs.

**I.3.1.2.le pendage :**

En couche inclinée, dans la zone d'écoulement diphasique le débit fractionnaire  $F_d$  est

exprimé par l'équation :

$$F_d = \frac{1 + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_t \cdot \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial X} - g \cdot \Delta \rho \cdot \sin(\alpha)\right]}{1 + \frac{k_{ro} \cdot \mu_w}{k_{rw} \cdot \mu_o}} \tag{I.1}$$

$F_d$  : Le débit fractionnaire de fluide.

- $k$  : La perméabilité, (md).
- $k_{ro}$  : La perméabilité relative d'huile (md).
- $k_{rw}$  : La perméabilité relative d'eau (md).
- $P_c$  : La pression capillaire (psi).
- $\frac{\partial P_c}{\partial X}$  : Le dérivé de pression capillaire (psi) par rapport au X .
- $\rho_o$  : La masse volumique d'huile (lb/ft<sup>3</sup>) .
- $\mu_o$  : La viscosité d'huile (cp).
- $\mu_w$  : La viscosité de l'eau (cp).
- $\mu_t$  : La viscosité thermique (cp).

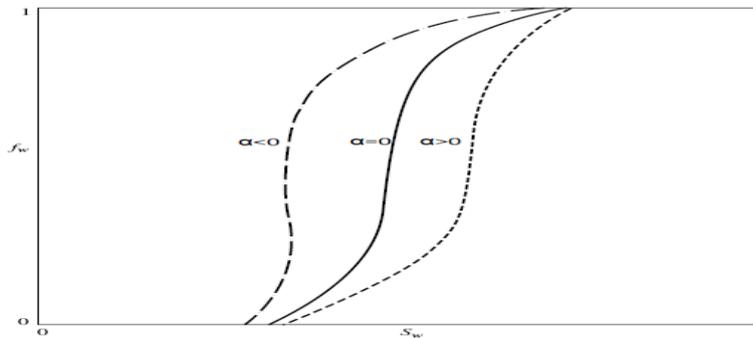


Fig. (I.1) L'EFFET DE PENDAGE SUR LE DEBIT FRACTIONNAIRE

**I.3.1.3.Degré d'hétérogénéité:**

Pour qu'il y ait une bonne récupération, il ne faut pas qu'il y ait d'obstacles à l'écoulement qui peuvent être de nature tectonique ( failles imperméables ) ou stratigraphique (variations latérales de faciès, lentilles, biseaux, etc.). Des cheminements préférentiels (réseaux de failles, fissures, strates plus perméable, etc.) permettant au fluide déplaçant de s'écouler sans drainer une bonne part de l'huile en place.

**a)multi strate :**

Il se forme dans chaque couche un front avec une vitesse proportionnelle à  $k_i$  Le débit

d'injection de la couche i est exprimé par l'équation : 
$$q_{ii} = q_{it} \frac{h_i k_i}{\sum h_i k_i} \tag{I.2}$$

$q_{ii}$  : Débit d'injection dans la couche i (Standar Baril/day).

$q_i$  : Debit d'injection (STB/day).

$h_i$  : L'épaisseur de la couche i (ft).

$K_i$  : La perméabilité de la couche i (md)

Il ya a alors irruption du fluide injecté dans le puits producteurs, par les couches les plus

perméables, alors que les couches les moins perméables ont été très peu balayées.

***b) Hétérogénéité répartie :***

Dans un réservoir, ou des dépôts compacts intercalés dans un milieu plus perméable, le front d'invasion ne progresse pas régulièrement dans le réservoir, car l'ensemble hétérogène présent au fluide injecté de multiples chemins plus ou moins rapides.

***1.3.1.4 Caractéristiques pétrophysiques:***

***a) porosité :***

Plus la porosité n'est grande, plus la saturation résiduelle en huile  $S_{or}$  en fin de phase primaire est grande qu'il est intéressant d'essayer de récupérer.

***b)-Perméabilité :***

La perméabilité est un facteur favorable pour la récupération. Toute fois il existe une limite supérieure au-delà de la quelle la récupération secondaire devienne non rentable.

***c)-La pression capillaire :***

Les phénomènes capillaires ont parfois un rôle utile. C'est le cas lorsqu'ils permettent une régularisation de l'avancée du front séparant deux fluides immiscibles en milieu poreux hétérogène (l'imbibition). Mais parfois elles ont un rôle néfaste. Elles sont responsables du piégeage de l'huile dans les pores.

***1.4.les configurations d'injection: [1]***

La première étape pour le désigne d'un projet d'injection eau est le choix de la configuration approprié d'où l'objectif est d'avoir un contact maximal avec l'huile, cela par la conversion des puits producteurs en puits injecteurs ou par le forage de nouveaux puits. Pour le choix de la configuration approprié les facteurs suivants doivent être pris en considérations:

- L'hétérogénéité de réservoir et la perméabilité directionnelle
- La direction des fractures de la formation
- La disponibilité de fluide d'injection (gaz ou eau)
- La durée désirée et prévue d'inondation
- La récupération maximale de l'huile
- l'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits

On distingue les schémas d'injection suivants, qui peuvent éventuellement être utilisées conjointement sur certain réservoirs :

***1.4.1. schéma d'injection irrégulier:***

On peut avoir ce schéma dans le cas où les conditions de surface ou la topologie de souterraine /et la présence des puits horizontaux dans le réservoir résulte la non uniformité de la

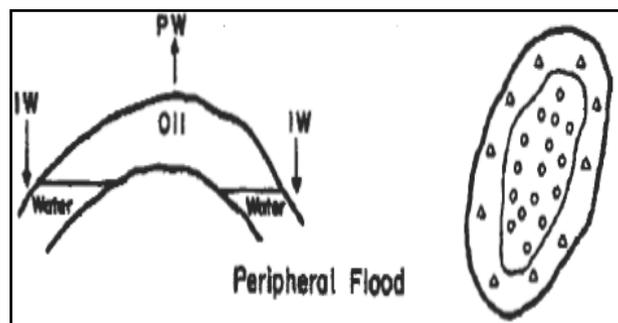
position des puits producteurs ou injecteurs.

#### **I.4.2. Schéma d'injection groupé :** [11]

##### **a) l'injection périphérique :**

Les puits injecteurs sont situés à la frontière externe du réservoir et l'huile est déplacée vers l'intérieur du réservoir, tels que un gisement anticlinal à aquifère sous-jacent soumis à une injection d'eau comme représenté sur la Figure (I.2).

IW : initial water      PW : pression water



**Fig. (I.2) L'INJECTION PERIPHERIQUE**

Les caractéristiques principales de ce schéma sont :

- L'injection périphérique permet généralement une récupération maximum d'huile avec un minimum de production d'eau.
- Ce schéma prend une longue durée pour que l'eau injectée remplisse l'espace de gaz de réservoir. Le résultat est un retard en réponse de champ en inondation.
- Pour la réussite d'une injection périphérique, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le déplacement de l'eau injectée à un taux désiré.
- Pour garder les puits injecteurs aussi proches que possible au front, les puits producteurs ont un water cut élevé vont être converti en puits injecteurs.
- Le débit d'injection est généralement un problème parce que les puits injecteurs continuent à pousser l'eau à des distances plus loin.

##### **b) l'injection concentré:**

L'injection concentrée (centrale) est le cas opposé de l'injection périphérique dans lequel les injecteurs situent au centre du champ, et l'injection progresse à l'extérieur, tels que un gisement anticlinal à chapeau de gaz, les puits d'injection sont le plus souvent groupé aux environs de top de l'anticlinal, comme représenté sur la figure (I.3).

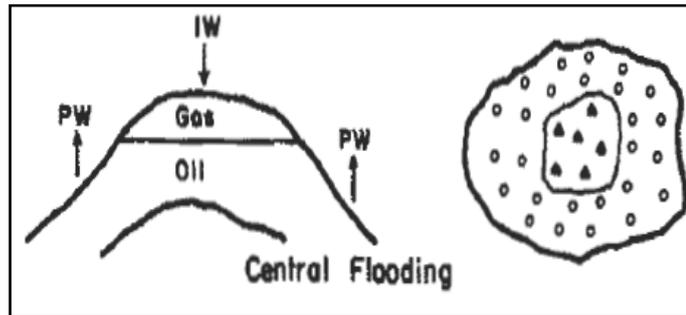


Fig. (I.3) L'INJECTION CENTRALE

*c) schémas d'injection basal et à la crête :*

Dans un gisement monoclinale avec dôme de gaz ou aquifère et soumis à injection d'eau ou de gaz. dans ce cas, on a une ou plusieurs lignes de puits d'injection situées vers le haut de la structure dans le cas d'injection de gaz, vers le bas dans le cas d'injection d'eau, plusieurs projets d'injection d'eau emploient les modèles basal d'injection avec des avantages additionnels gagnés de la Ségrégation de pesanteur, comme représenté sur la Figure (I.4).

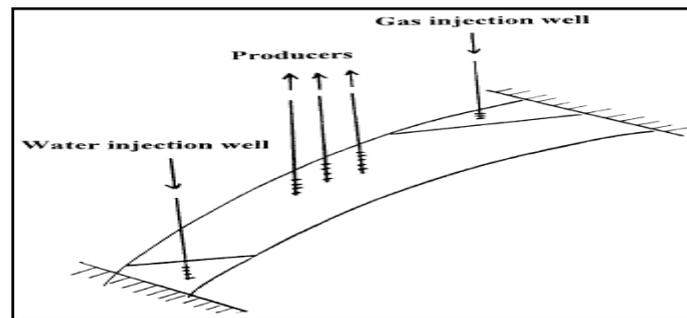
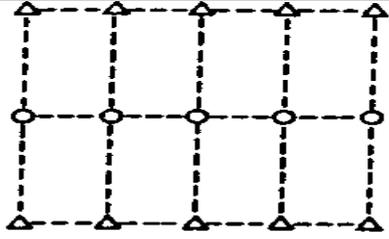
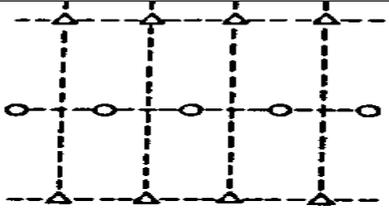
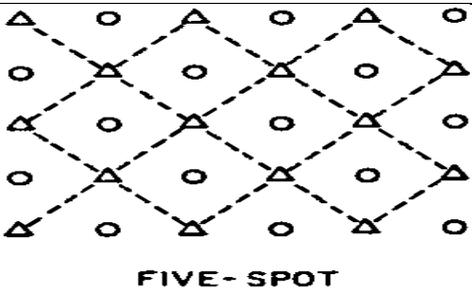
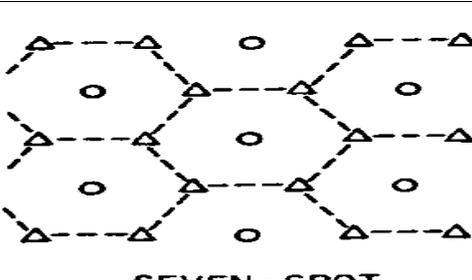
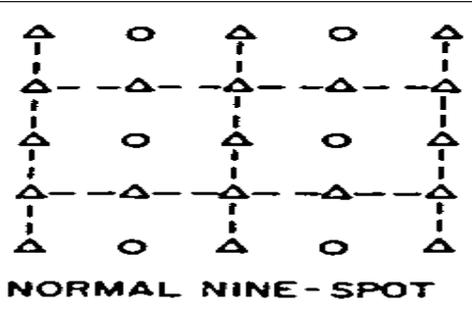


Fig. (I.4) L'INJECTION BASAL ET A LA CRETE

**I.4.3. Schéma d'injection régulier :**

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étendu, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés. Dans ce cas on obtient une distribution aussi régulière que celle développée pour la phase d'exploitation naturelle du gisement. Les dispositions les plus courantes sont représentées sur le tableau (I.1).

Tableau (I.1) : Types d'injection régulier (5)

<p>1. L'implantation en lignes sans décalage:</p>	
<p>2. L'implantation en lignes avec décalage :</p>	
<p>3. Maille à cinq puits:</p>	 <p style="text-align: center;">FIVE - SPOT</p>
<p>4 .Maille à sept puits:</p>	 <p style="text-align: center;">SEVEN - SPOT</p>
<p>5 .Maille à neuf puits:</p> <p>○ : puits injecteur          Δ : puits producteur</p>	 <p style="text-align: center;">NORMAL NINE - SPOT</p>

*I.5.description de l'injection d'eau : [1]*

*I.5.1. La perméabilité relative :*

La perméabilité relative est le rapport de la perméabilité efficace d'une phase à sa perméabilité absolue, elle dépend de la saturation de chaque phase.

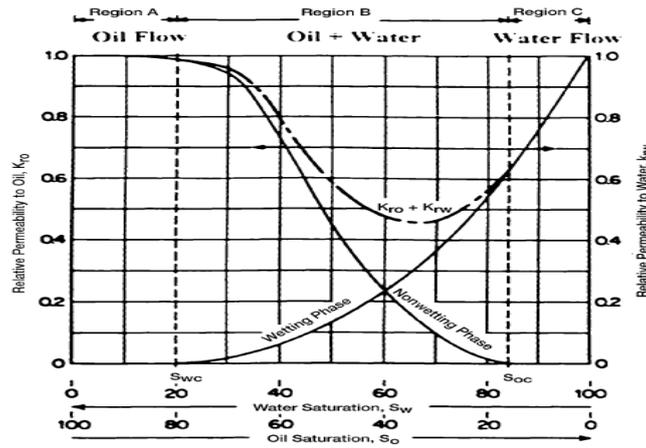


Fig. (I.5) EVALUATION DES PERMEABILITE RELATIVES DE SYSTEME EAU-HUIL

**I.5.2. la mobilité:**

La mobilité d'un fluide λ est le rapport de la perméabilité effective d'un fluide à sa viscosité :

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} = \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \quad (\lambda \text{ déplacé}) \tag{I.3}$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} = \frac{k k_{rw}}{\mu_w} \quad (\lambda \text{ déplaçant}) \tag{I.4}$$

Le rapport de mobilité M est le rapport de la mobilité de fluide de déplacement par rapport

au fluide déplacé : 
$$M = \frac{\lambda \text{ déplaçant}}{\lambda \text{ déplacé}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{(k_{rw} / \mu_w) S_{wf}}{(k_{ro} / \mu_o) S_{wi}} \tag{I.5}$$

$S_{wi}$  : La Saturation initiale d'eau, (lb/ft<sup>3</sup>).

$S_{wf}$  : Saturation finale d'eau, (lb/ft<sup>3</sup>).

Selon la valeur de M, le déplacement peut être caractérisé par :

M < 1 : on a un déplacement piston, l'eau déplace plus lentement que l'huile et la récupération est élevée, la zone de transition est faible.

M = 1 : la récupération et la zone de transition sont modéré.

M > 1 : la récupération est faible, une percée se produit rapidement.

**I.6. L'efficacité de balayage :**

L'efficacité globale de balayage d'une technique de récupération secondaire est le produit des trois efficacités :  $E_t = E_d \cdot E_s \cdot E_v$  (I.6)

En termes de la production d'huile cumulée :  $N_p = N_i \cdot E_d \cdot E_s \cdot E_v$  (I.7)

**I.6.1. L'efficacité de déplacement :**

C'est le taux d'huile déplacé dans la zone balayé :  $E_d = \frac{S_{wabt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} = \frac{S_{oi} - S_{oabt}}{S_{oi}}$  (I.8)

$S_{oabt}$  : La Saturation derrière le front d'huile (lb/ft<sup>3</sup>).

$S_{oi}$  : La Saturation initiale d'huile (lb/ft<sup>3</sup>).

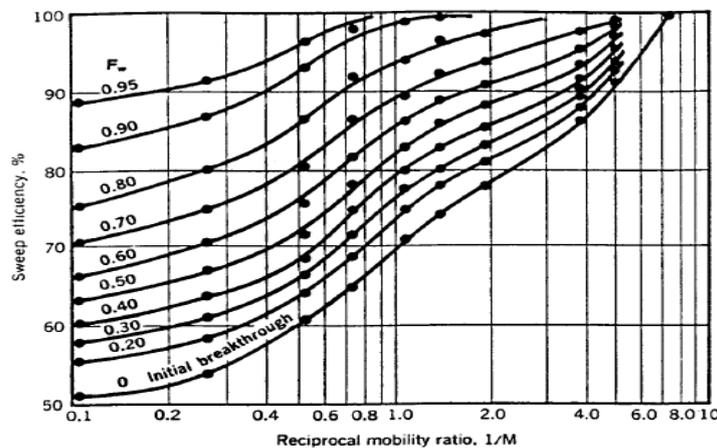
$S_{wabt}$  : La Saturation derrière le front de l'eau (lb/ft<sup>3</sup>).

L'efficacité de déplacement maximal est donné par :  $E_{dmax} = \frac{1-S_{wi}-S_{or}}{1-S_{wi}}$  (I.9)

$S_{or}$  : La Saturation d'huile relative (lb/ft<sup>3</sup>).

**I.6.2. L'efficacité superficielle :**

L'efficacité superficielle est le taux de la surface balayé d'un schéma d'injection par le fluide de déplacement. Elle varie de 0 au début d'injection jusqu'à  $E_s$  a la percée, puis elle continue a augmenté lentement. Elle est donnée pour le schéma à cinq puits et le schéma à lignes avec décalage par la Figure (I.6). (11)



**Fig. (I.6) L'EVOLUTION DE  $E_s$  EN FONCTION DE M et  $F_w$**

**I.6.3. L'efficacité verticale: [11]**

L'efficacité verticale est le taux de la section verticale de la couche productrice qui est en contact avec le fluide injecté .comme la perméabilité n'est pas uniforme pour les différentes strates, le fluide injecté tend a déplacé dans le réservoir a un front irrégulier.

**a) les hypothèses :**

- il n'y a pas d'écoulement entre les couches.
- le déplacement est immiscible.
- L'écoulement est linéaire.
- la distance parcourue par l' eau pour chaque couche et proportionnelle à sa perméabilité.
- un déplacement piston pour chaque couche.

**b)méthode de STILES :**

Stiles ( 1949 ) suppose un système de couche où la percée d'eau se produit séquentiellement dans l'ordre décroissant de la perméabilité, donc si la percée se produit dans la couche i alors les couches de la i sont balayées par l'eau . Sur la base de ce concept Stiles a proposé

$$\text{l'expression suivante : } E_v = \frac{\left(\frac{k}{\varphi}\right)_i (\sum_{j=1}^i (\varphi h)_j + \sum_{j=i+1}^n (k h)_j)}{\left(\frac{k}{\varphi}\right)_i \sum_{j=1}^n (\varphi h)_j} \quad (\text{I.10})$$

$\varphi$  : La porosité, fraction.

$$\text{Si la porosité est constante, l'équation peut être écrite : } E_v = \frac{k_i \sum_{j=1}^i h_j + \sum_{j=i+1}^n (k h)_j}{k_i h_t} \quad (\text{I.11})$$

Stiles développe aussi l'expression suivant pour déterminer le rapport eau-huile (WOR) de

$$\text{la production d'une couche en percé : } WOR = \left( \frac{(k_{rw})_{s_{or}} \cdot \mu_o \cdot \beta_o}{(k_{ro})_{s_{wi}} \cdot \mu_w \cdot \beta_w} \right) \left( \frac{\sum_{j=1}^n (k h)_j}{\sum_{j=i+1}^n (k h)_j} \right) \quad (\text{I.12})$$

$\beta_o$  : Facteur volumétrique de fond (Huile) (bbl/STB).

$\beta_w$  : Facteur volumétrique de fond (Eau) (bbl/STB).

$h$  : L'épaisseur (ft).

WOR : Water oil ration.

# **Chapitre II**

## **La théorie des essais de puits**

**II .1.Introduction :**

L'ingénieur de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de réservoir et pour prévoir la future production sous divers modes de fonctionnements l'ingénieur de production doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance de puits . Beaucoup de cette information peut être obtenue à partir des essais de puits. [9]

**II.2. Principe des essais de puits:**

Lors d'un essai du puits, une réponse en pression transitoire est créée à la suite d'une variation de débit. En fonction de l'objectif de l'essai , la réponse du puits est enregistrée pendant une durée déterminée . La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé depuis le début de la période. [10]

**II.3. objectifs des essais de puits :**

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. Les résultats d'essais de puits, associés avec les études géologiques et géophysiques, servent à construire le modèle de réservoir, qui sera utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération , selon les conditions opérationnelles . La qualité de la communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits .D'une façon générale le but et l'objectif des essais de puits sont :

- Evaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits.
- Déterminer la nature et les caractéristiques de l'effluent produit.
- Mesurer la pression régnante dans le gisement.
- Mesurer la pression en cours de production.
- Evaluer la perméabilité des couches aux abords du puits (zone altérée).
- Evaluer la perméabilité des couches au-delà de cette zone (perméabilité intrinsèque).

**II .4.les types des essais de puits :**

- Selon la chronologie de test : on a les tests initiaux (DST), potentiels, et périodiques.
- Selon le nombre de puits : on a les tests à un seul puits ou à plusieurs puits.
- Selon le type de puits : test des puits producteurs ou des puits injecteurs
- Selon le mode de test : test de fermeture ou d'ouverture ou de plusieurs fermetures. [6]

**II.5. Les équations de base : [4]****II.5.1. Types de fluides:**

La compressibilité isotherme est s'exprime comme suit :

$$\text{En termes de volume liquide : } c = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_{T=cte} \quad (II.1)$$

$$\text{En termes de masse volumique : } c = \frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_{T=cte} \quad (II.2)$$

**a) fluides incompressibles:**

Un fluide incompressible est défini comme fluide dont le volume ou la densité ne change

pas avec de la pression. C.-à-d. :  $\frac{\partial V}{\partial P} = 0$

(II.3)

$$\frac{\partial \rho}{\partial P} = 0 \quad (II.4)$$

**b) Fluides légèrement compressibles:**

Ces fluides « légèrement » compressibles montrent de petits changements de volume, ou de densité, avec des changements de pression. Connaissant le volume référence  $V_{ref}$  à une pression de référence  $P_{ref}$ , les changements du volume de ce fluide en fonction de la pression  $p$  peuvent être mathématiquement décrits comme suit :

$$\exp[c(P_{ref} - P)] = \frac{V}{V_{ref}} \quad (II.5)$$

$$V = V_{ref} \exp[c(P_{ref} - P)] \quad (II.6)$$

$V$  : Le volume de fluide (ft<sup>3</sup>).

$P$  : La pression de fluide (psi).

$V_{ref}$  : le volume référence (ft<sup>3</sup>).

$P_{ref}$  : La pression de référence (psi).

**c) Fluides compressibles:**

Ce sont des fluides qui éprouvent de grands changements de volume en fonction de la pression. La compressibilité isotherme dans ce cas est donnée par l'expression suivante :

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left( \frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \quad (II.7)$$

$Z$  : Facteur de compressibilité.

**II.5.2. Régimes d'écoulement:**

L'analyse des essais de puits doit être capable de reconnaître tous ces régimes afin d'appliquer

l'équation correcte dans le temps convenable. Les principaux régimes d'écoulement qu'on peut rencontrer dans une interprétation d'essai de puits sont généralement comme suit :

**a) Écoulement permanent (steady state flow):**

C'est un écoulement incompressible avec le temps dans un point fixe de réservoir, dans ce cas la pression doit être constante avec le temps à n'importe quel point dans le système d'écoulement, c.-à-d., ne change pas avec le temps. Mathématiquement, cette condition est exprimée comme suit :  $\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = 0$

(II.8)

Cela peut exister quand les fluides produits sont remplacés par une source extérieure avec le même débit de production (cas du water drive actif).

**b) Écoulement transitoire (unsteady state):**

C'est un écoulement dont les limites de réservoir n'ont aucun effet sur le comportement de pression. (La perturbation créée n'a pas encore atteint les limites du réservoir). 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 :  $\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = f(x, t)$  (II.9)

**c) Écoulement semi permanent (Pseudosteady-state):**

Ce type d'écoulement vient juste après l'écoulement transitoire, c'est un écoulement compressible dont la pression change à la même vitesse dans tous les points du gisement. (Alimentation non active), Mathématiquement, cette définition déclare que le taux de changement de pression par rapport au temps à chaque position est constant, ou :

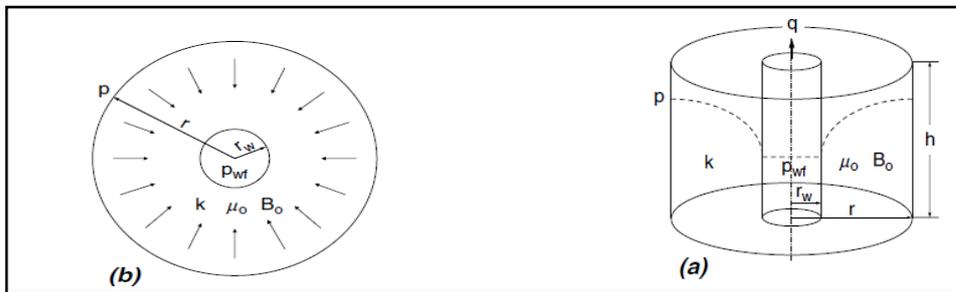
$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = \text{constant} \quad (II.10)$$

**II.5.3. La géométrie de réservoir (géométrie d'écoulement):**

La majorité des tests ne peuvent pas décrire la réponse du réservoir entier mais une partie plus proche du puits testé, pour cela il est nécessaire de décrire cette partie du réservoir affectée par la géométrie de l'écoulement possible durant le test, la géométrie de l'écoulement réel peut être représentée par l'un des l'écoulement suivants :

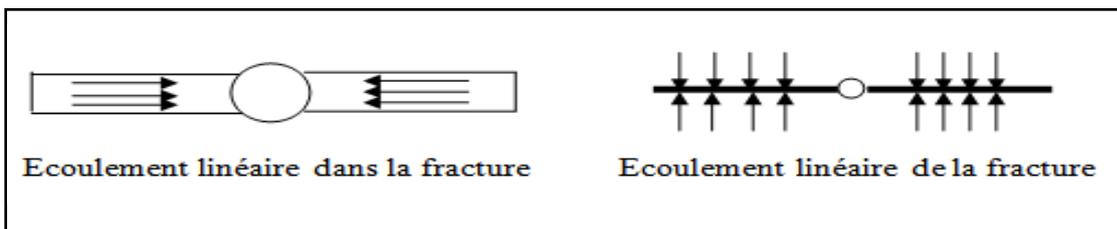
**a) Écoulement radial circulaire**

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial, voir figure (II.1)



**Fig. (II.1) ECOULEMENT RADIAL CIRCULAIRE : (A) VUE LATÉRALE ET (B) VUE DE DESSUS**  
**b) Écoulement linéaire.**

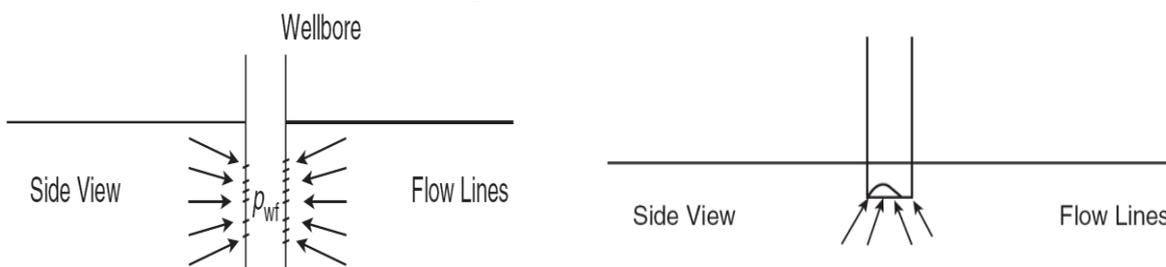
L'écoulement linéaire intervient lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et l'écoulement suit une seule direction. Cela se produit seulement lorsque l'aire de l'écoulement est constante, on trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle, voir figure (II.2).



**Fig. (II.2) ECOULEMENT LINEAIRE**

**c) Écoulement sphérique et hémisphérique:**

Tout dépend de la configuration de la complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou semi-sphérique aux abords du puits. Par exemple, dans un puits avec des intervalles de perforation limités, l'écoulement est sphérique au voisinage des perfos, dans le cas d'une pénétration partielle l'écoulement est semi-sphérique et l'écoulement devient radial tout en s'éloignant du puits, voir figure (II.3)



**Fig. (II.3) ECOULEMENT SPHERIQUE OU HEMISPHERIQUE**

**II.5.4. Nombre des fluides présents dans le réservoir:**

Les expressions mathématiques qui sont employées pour prévoir le comportement volumétrique et de pression dans un réservoir varient dans la forme et la complexité selon le nombre de fluides mobiles dans le réservoir . Il y a généralement trois cas de système d'écoulement :

- écoulement monophasique (huile, eau, ou gaz) ;
- écoulement bi-phasique (huile-eau, gaz-huile, ou gaz-eau)
- écoulement triphasé (huile, eau, et gaz).

**II.5.5. La loi de Darcy :**

Elle exprime le débit de fluide (q) qui traverse un échantillon de roche, elle est donnée par

l'équation suivant : 
$$v = \frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \tag{II.11}$$

$\frac{\partial P}{\partial x}$  : Le dérivé de pression (psi) par rapport au X (m) .

v : La vitesse, (ft /s<sup>2</sup>).

A : La section, (ft<sup>2</sup>).

en écoulement radial circulaire: 
$$q = \frac{K}{\mu} 2 \pi r h \frac{\partial P}{\partial r} \tag{II.12}$$

r : Rayon (ft).

La loi de Darcy s'applique seulement aux conditions suivantes:

- écoulement à faible vitesse (laminaire) ;
- écoulement permanent ;
- formation homogène ;
- pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent , qui se produit à des vitesses plus élevées , une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire.

**II.5.6. Equation de continuité :**

Cette équation explique le principe de Lavoisier (conservation de la masse), la variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre la quantité de fluide entrée et sortie pendant l'intervalle de temps, et peut être formulé

mathématiquement avec : 
$$div(\rho \vec{v}) + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \tag{II.13}$$

**II.5.7. L'équation de diffusivité :**

En utilisant la loi de DARCY et la loi de conservation de la masse , on peut obtenir une exp-

ression en pression pour «  $s_o=1$  », l'équation de diffusivité peut s'écrire comme suit :

$$\text{div} \left( \rho \frac{\bar{k}}{\mu} \vec{\nabla} P \right) = \rho \varphi c_t \frac{\partial P}{\partial t} \tag{II.14}$$

**II.6. Les différents types d'essais:** [6], [5]

**II.6.1. Essai d'interférence :**

La pression est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur. Ces essais permettent d'établir la communication les puits.

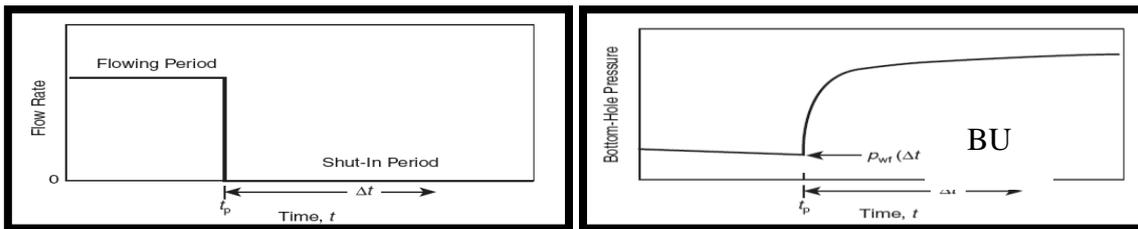
**II.6.2. Essai d'injection:**

Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente et, après fermeture, elle diminue.

**II.6.3. Drill stem test (DST):**

Est réalisé après forage dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

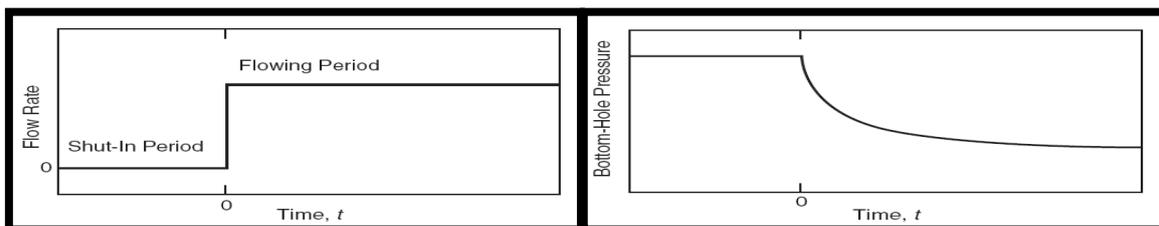
**II.6.4. Essai de buildup:**



**Fig. (II.4) ESSAIS BUILDUP**

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 production, soit à partir du début ou après une période de dernier débit assez longue pour avoir une distribution stable de pression avant fermeture. La figure (II.4). L'analyse des résultats de buildup est utilisée pour la détermination du modèle de réservoir.

**II.6.5. Essai drawdown:**



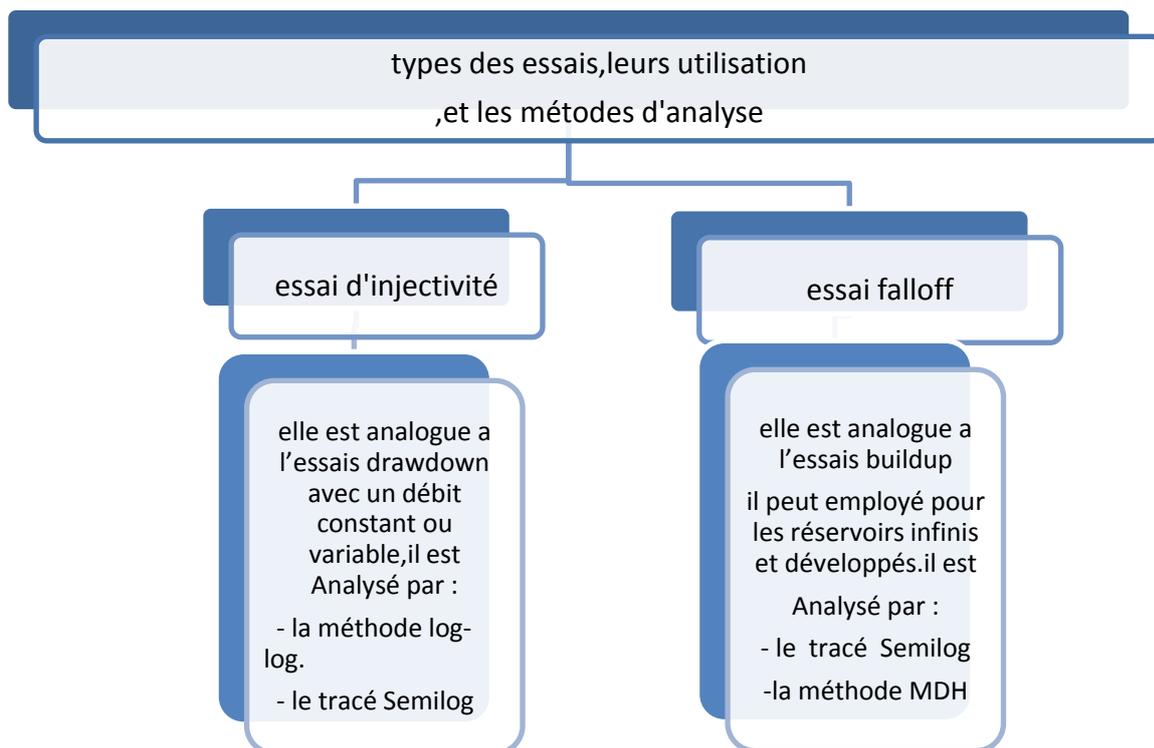
**Fig. (II.5) ESSAIS DRAWDOWN**

L'essai drawdown est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à débit constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement. Figure (II.5).

### II.7. Les essais Des Puits injecteurs [6]

Ce chapitre présente les techniques d'analyse des données de pression dans les puits injecteurs. L'essai d'injectivité et l'essai falloff sont employés pour estimer les propriétés de réservoir par un puits injecteur, la connaissance de ces propriétés et des conditions proches de puits dans un puits injecteur est importante comme les puits producteurs. L'essai transitoire d'un puits injecteur et son analyse est simple, si on considère un rapport de mobilité égale à l'unité entre le fluide injecté et le fluide in-situ et un rayon d'investigation qui n'atteint pas les limites de l'interface eau-huile (fluide injecté). La figure suivante montre les types des essais des puits injecteurs et leurs utilisations.

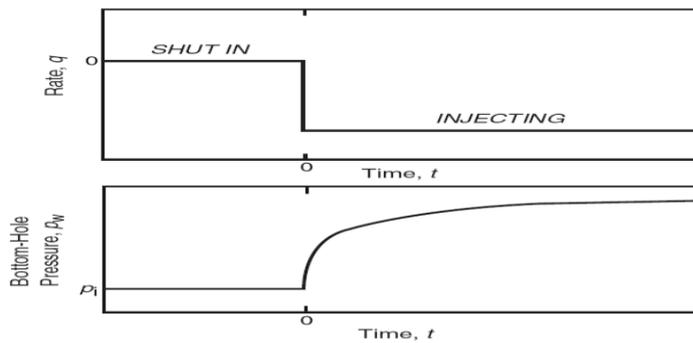
#### II.7.1.DIFFERENTS TYPES DES ESSAIS DES PUIITS INJECTEURS



**II.7.2. L'essai d'Injectivité : [7]**

**II.7.2.1. But d'essai d'Injectivité :**

L'essai d'Injectivité est un essai transitoire de pression pendant L'injection dans un puits. Earlougher (1977) a précisé que la valeur d'unité pour le rapport de mobilité est une Approximation raisonnable pour plusieurs réservoirs sous l'inondation d'eau. Les objectifs des essais d'injection sont semblables aux essais de production, à savoir la détermination de : la perméabilité, L'effet skin, la pression moyenne , l'hétérogénéité de réservoir et la distance de front.



**Fig.(II.6) REPONSE IDEAL DE LA PRESSION D'UN ESSAIS D'INJECTIVIE**

**II.7.2.2. Analyse d'essai d'Injectivité :**

Dans un essai d'injectivité, le puits est fermé jusqu'à ce que la pression soit stabilisée à la pression initiale de réservoir  $P_i$ . Puis , l'injection commence à un débit constant  $q_{inj}$ , figure (II,6) , tout en enregistrant la pression de fond  $q_{inj}$ . Pour un système avec un rapport de mobilité égale à l'unité, l'essai d'injectivité est identique à un essai drawdown sauf que le débit  $q_i$  est négatif. Donc l'expression de la pression sera obtenue par analogue avec l'essai drawdown, pour  $q_i = \text{Constant}$  :  $P_{wf} = P_{1hr} + m \log(t)$  (II.15)

$P_{wf}$  : La pression d'injection de fond (psi).

$P_{1hr}$  : La pression de gisement dans un heure.

L'expression ci-dessus indique que la variation de la pression d'injection de fond en fonction de logarithme du temps d'injection présenter par une droite comme indique sur la figure (II,7), avec une interception de  $P_{1hr}$  et une pente  $m$  défini par :

$$m = \frac{162.6 q_i \beta \mu}{kh} \tag{II.16}$$

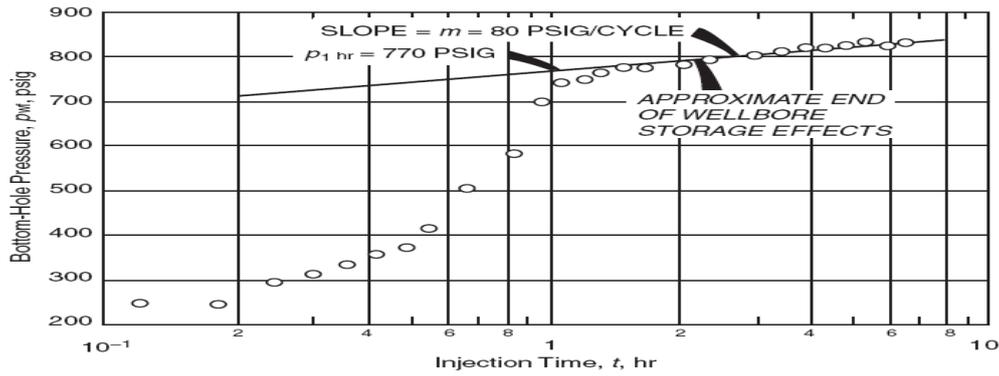


Fig. (II.7) TRACE SEMILOG D'UN ESSAIS D'IJECTIVITE

Earlougher (1977) a recommandé que toutes les analyses d'essai d'injectivité doivent inclure le tracé log-log de  $(P_{wf}-P_i)$  en fonction de temps d'injection dont l'objectif est de déterminer la durée de l'effet de capacité Figure . (II.8) . Le commencement de la ligne droite des emilog, c.-à-d la fin d'effet de capacité de puits, peut être aussi estimé à partir de l'expression suivante:

$$t < \frac{(200\ 000 + 12\ 000s)C}{kh/\mu} \tag{II.17}$$

L'effet de capacité est estimé en choisissant un point sur la ligne de pente unitaire :

$$C = \frac{q_i \beta t}{24 \Delta p} \tag{II.18}$$

$\beta$  : Facteur volumétrique de fond (bbl/STB).

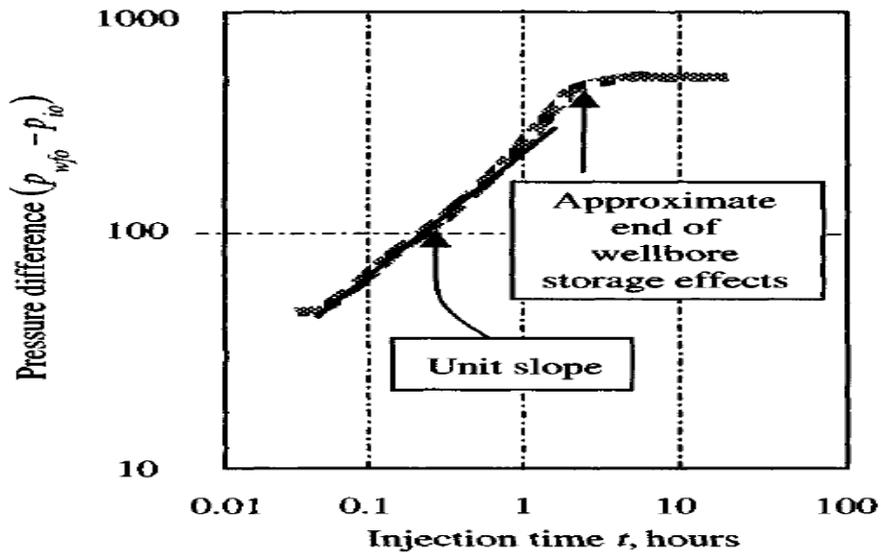


Fig. (II.8) TRACE LOG-LOG D'UN ESSAIS D' INJECTIVITE

La perméabilité et l'effet skin peuvent être déterminées comme décrit précédemment par

$$k = \frac{162.6q_i\beta\mu}{mh} \tag{II.19}$$

$$s = 1.1513\left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.2275\right] \tag{II.20}$$

Les relations ci-dessus sont valides pour un rapport de mobilité approximativement égal à 1

c.-à-d.  $r_{inv} < r_{wb}$  avec :  $r_{inv} = 0.0359 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}}$  (II.21)

$$r_{inv} : \text{Rayon d'investigation (ft). } r_f = \sqrt{\frac{5.615W_i}{\pi h\phi(S_{wabt} - S_{wi})}} \tag{II.22}$$

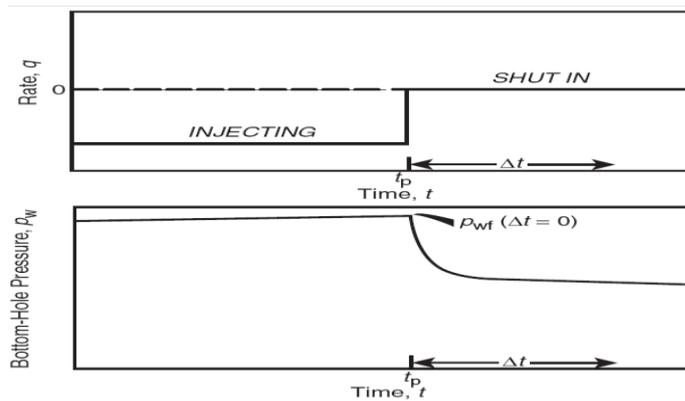
$r_f$  : Rayon de front (ft).

$W_i$  : Cumule d'eau injecté, (bbl).

**II.7.3- l'essai falloff :** [ 5 ]

**II.7.3.1. Analyse d'essai falloff :**

Après l'essai d'injectivité qui a duré pendant un temps total d'injection  $t_p$  à un débit d'injection constant  $q_i$ , le puits est alors fermé. Les données de pression prises juste avant et pendant la fermeture sont analysées par la méthode de plot Horner . Comme illustré sur la figure (II.9), l'essai falloff est analogue à l'essai buildup. Donc on peut exprimer l'expression de la pression pour l'essai falloff par analogue avec l'essai buildup :



**Fig(II.9) REPONSE IDEALE DE LA PRESSION D'UN ESSAIS FALLOFF**

$$P_{ws} = P^* + m \left[ \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \right] \tag{II.23}$$

$P^*$  : La pression extrapolée, (psi).

$P_{ws}$  : La pression de fond Duran la fermeture de puits, (psi).

$T_p$  : Le temps équivalent d'injection (hr) .

$$\text{avec : } m = \left( \frac{162.6 q_i \beta \mu}{kh} \right) \tag{II.24}$$

où  $p^*$  est la pression extrapolé qui est seulement égale à la pression initiale (originale) de réservoir dans un gisement nouvellement découvert. Le tracé de  $P_{ws}$  en fonction de  $\log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$  donne une droite avec une interception de  $p^*$  à  $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$  et une pente négative  $m$ .

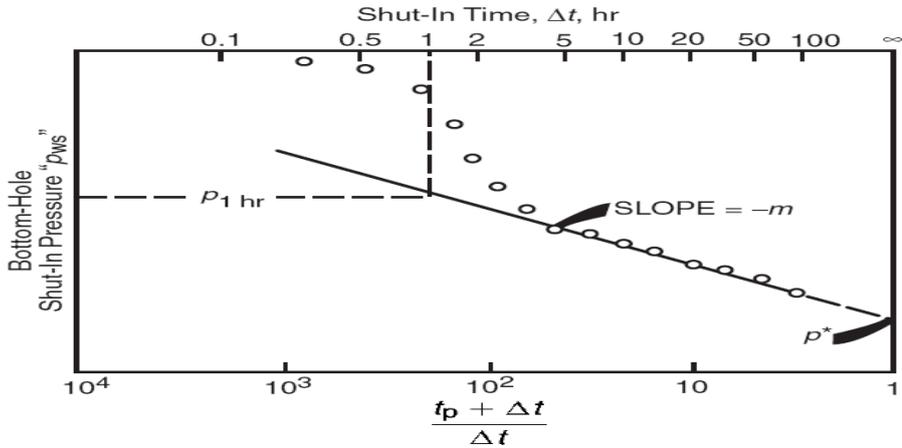


FIG. (II.10) TRACE SEMILOG D'UN ESSAI FALLOFF

Le tracé log-log des données devrait être construite afin d'identifier la fin de l'effet de capa- capacité de puits et Le commencement de la ligne droite de semilog . On peut estimer

$$\text{une autre fois ce temps par L'équation : } t = \frac{170\,000 C e^{0.14 S}}{(kh/\mu_w)} \tag{II.25}$$

l'effet wellbore storage d'un essai falloff qui exhibite une diminution de déclin de  $P_{ws}$  due a :  
 1-l'expansion d'eau dans le puits.

2-le vidage de puits sous l'effet de la chute de pression de fond qui est insuffisant de supporter la colonne d'eau jusqu'à la surface. La perméabilité et l'effet skin peuvent être determiner par les expressions:

$$k = \frac{162.6 q_i \beta \mu}{|m| h} \tag{II.26}$$

$$s = 1.1513 \left[ \frac{P_{wf} - P_{1hr}}{|m|} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \tag{II.27}$$

Earlougher (1977) a montré que si le débit d'injection change avant l'essai falloff , le temps équivalent d'injection peut être approximé par:  $t_p = 24 W_i / q_i$  (II.28)

$W_i$  : volume cumulative injecté depuis la dernière égalization de pression.

$q_i$  : le débit d'injection juste avant la fermeture de puits.

Les données de falloff peuvent également être exprimées dans le plot MDH, on exprimant  $P_{ws}$  en fonction de  $\log(\Delta t)$ . Figure. (II.10), la pression extrapolé  $P^*$  est donnée par l'équation:

$$P^* = P_{1\text{ hr}} - |m| \log(t_p + 1) \tag{II.29}$$

Earlougher a précisé que le plot MDH est plus pratique à employer sauf si  $t_p$  soit moins qu'environ deux fois le temps de fermeture.

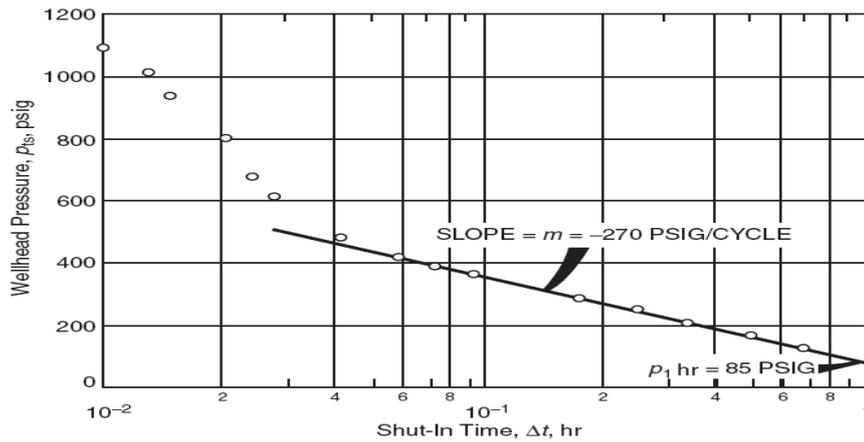


FIG. (II.11) LE TRACE DE MDH D'UN ESSAI FALLOFF

La pression moyen de reservoir  $\bar{p}$  peut determiner par:

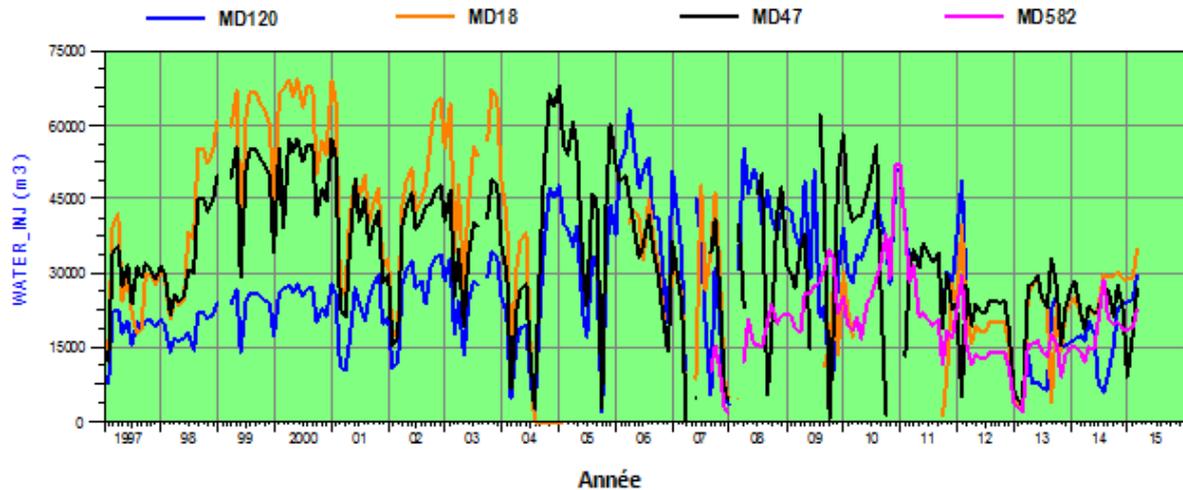
- 1- si le temps d'injection  $t_p$  est court, on peut considérer que  $\bar{p} = p^*$ .
- 2-si non on utilise la methode MDH .

# **Chapitre III**

## **Analyse d'un cellule d'injection**



### III.1.2.L'injection d'eau dans la cellule d'injection MD120 :



**Fig. (III.2) LA VARIATION DE L'INJECTION D'EAU DANS LES PUIIS MD18, MD120, MD47, MD582.**

Pour faire un bon diagnostic de la cellule d'injection MD120 il faut faire les analyses suivantes:

#### III.2.par l'historique de production :

L'analyse d'historique de production nous a permis de conclure les puits producteurs qui reçoivent l'effet d'injection et le système de communication entre les puits producteurs et les puits injecteurs.

##### III.2.1.Analyse de l'eau produite :

Le processus de l'analyse consiste à distinguer l'origine de l'eau produite en analysant les données de la salinité ainsi que sa composition chimique.

**Tableau (III.2) : Composition chimique de l'eau injectée et de formation**

		L'eau injectée	L'eau de la formation
salinité (g/l)		21	340
Densité		1	1.23
Composition Chimique en (ppm)	Cl <sup>-</sup>	420	210000
	Br <sup>++</sup>	0	800
	So4 <sup>--</sup>	600	0

Le contraste de la salinité entre l'eau injectée et l'eau du réservoir, ainsi que les différences qui existent en leur composition chimique, représente un outil pour savoir l'origine de l'eau produite.

### III.2.1.1.Évolution de la salinité (g/l) de l'eau produite de puits MD256 :

Les données de la salinité de l'eau produite sont représentées sur la figure (III.3), on remarque une augmentation de l'eau injectée avec une augmentation de l'eau récupérée et la salinité dans l'intervalle compris entre l'année [2004-2007] nous pouvons conclure que l'eau produite est un mélange entre l'eau injectée et l'eau formation. Entre l'année [2007-2015] lorsque on arrête l'injection, on observe une diminution de l'eau récupérée, on déduit que l'eau injectée et l'eau récupérée sont les mêmes. Puis une augmentation de l'eau récupérée à partir de 2012 jusqu'à 2015 avec une augmentation de la salinité, nous pouvons conclure que l'eau produite est l'eau de la formation. On déduit que l'eau de la formation est plus concentrée.

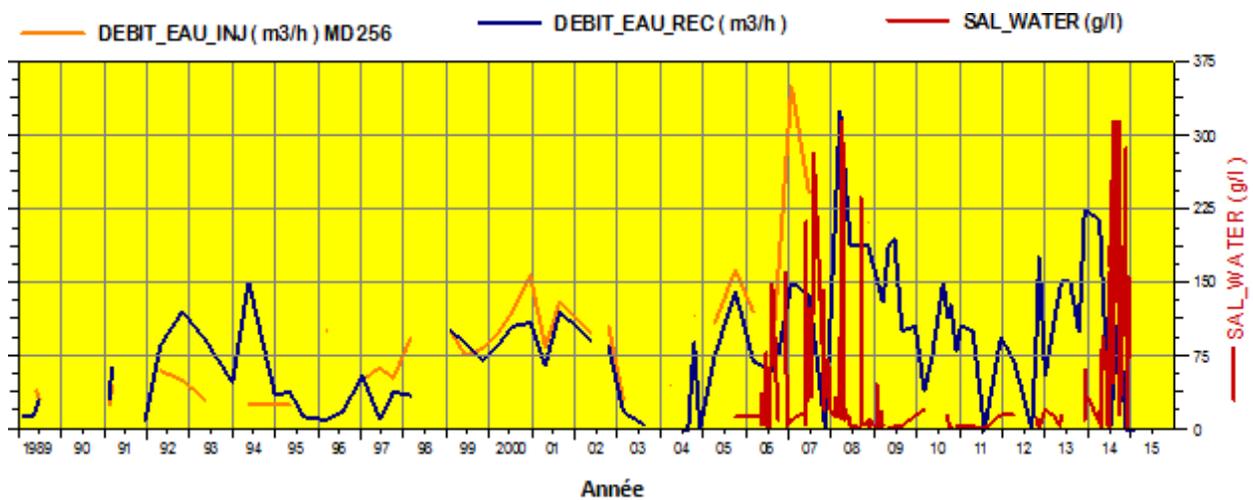
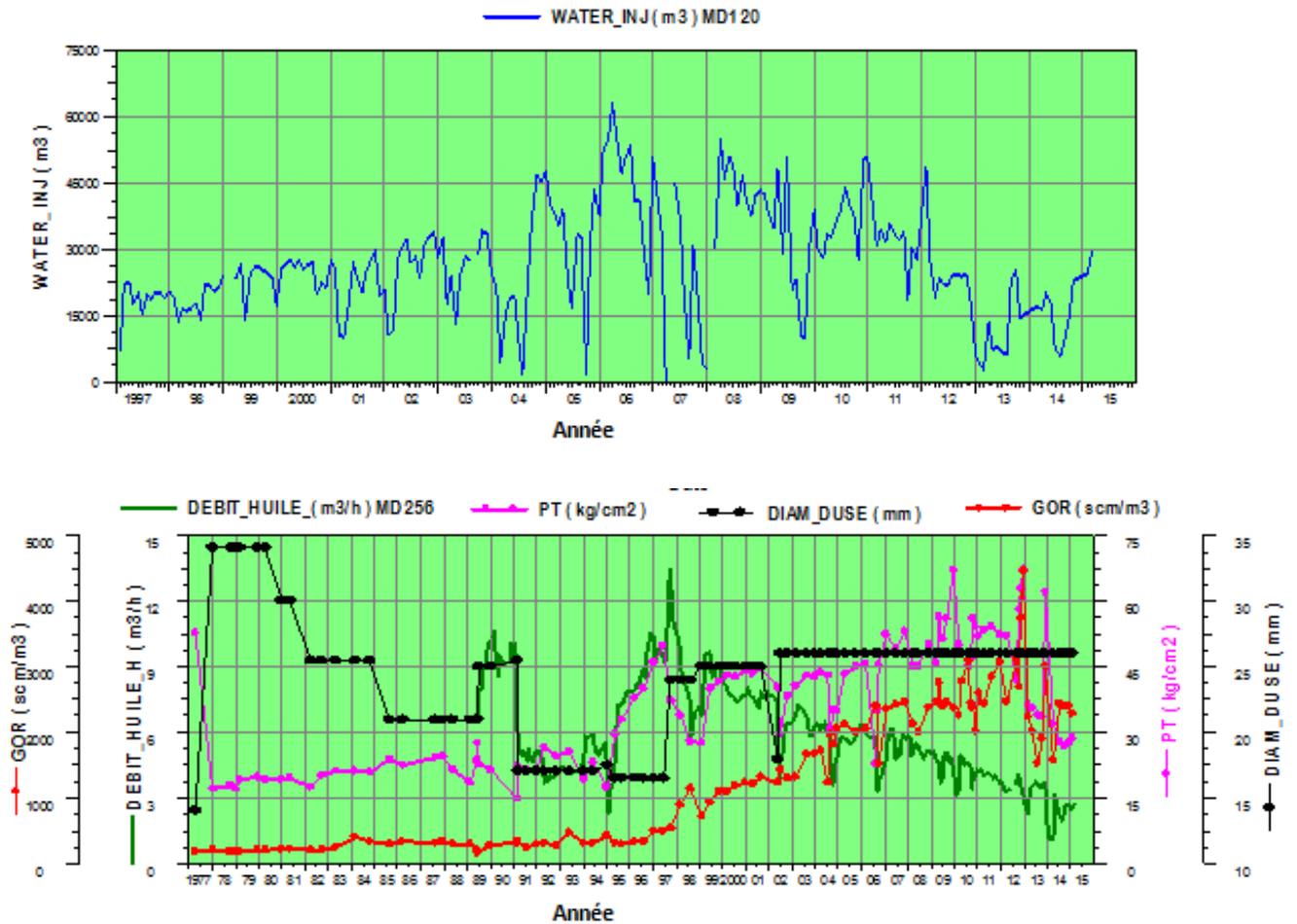


Fig. (III.3) LA VARIATION DE LA SALINITE (G/L) DE L'EAU PRODUITE DE PUIITS MD256

### III.2.2.Analyse de débit d'huile et de la pression en tête de puits:

L'évolution de la production d'huile peut nous informer sur l'efficacité du procédé de maintien de pression et de balayage car la réception de l'effet d'injection mène à une augmentation du débit d'huile. La pression en tête de puits peut être également une bonne indication de l'effet de maintien de pression, car l'augmentation de la pression de fond entraîne l'augmentation de la pression en tête de puits. ( Si les autres paramètres de production restent constants. **la figure (III.4)** montre une augmentation continue de la pression en tête sous l'effet de l'augmentation de GOR est cela à partir de l'année [2004-2015]. On remarque une augmentation de GOR sous l'effet de la diamètre de duse et en cours de la diminution de l'injection d'eau. Puis une diminution de débit d'huile sous l'effet de la diminution de l'injection d'eau. Cela nous a permis de supposer que ce puits affecté par l'injection.



**Fig.(III.4) L'EFFET DE L'INJECTION SUR LE DEBIT D'HUILE ET LA PRESSION EN TETE DE Puits MD256.**

**III.2.3. Analyse de Water cut des puits (MD 368 , MD 444 et MD256) :**

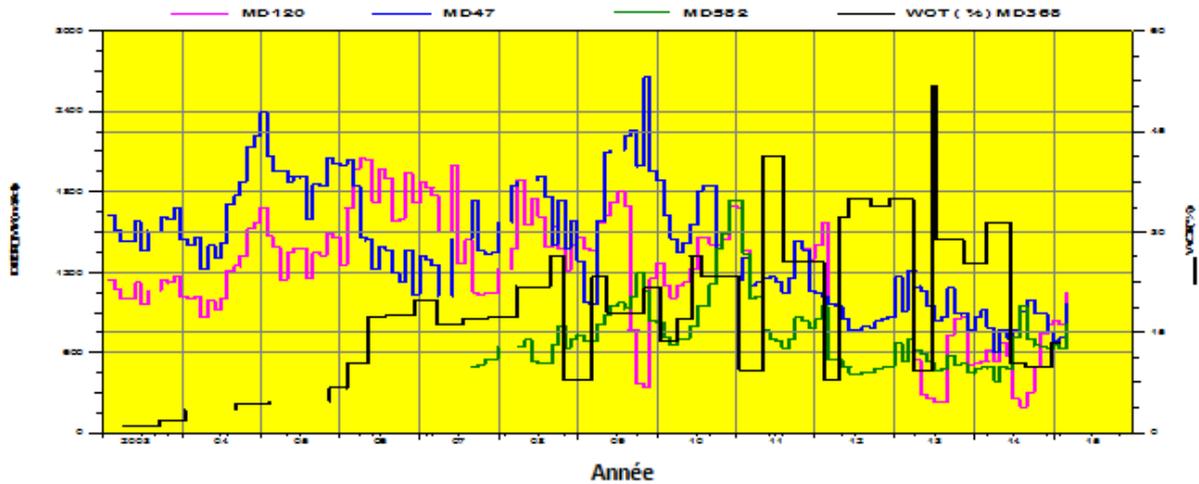
L'objectif de l'analyse de water cut dans un puits producteur en percée est de connaître les puits injecteurs affectent ce puits.

**a) Le puits MD368 :**

**Tableau (III.3) : distance entre les puits MD120 ,MD47,MD582 et MD368**

Puits	MD120	MD47	MD582
Distance au puits MD368 (m)	1000.32	2327.16	1900.78

D'après La figure (III.5) de [2008-2015] l'injection par les puits MD120 et MD47 et MD582 a réagi presque proportionnel avec la quantité d'eau produite au puits MD368. Ceci peu têtre dû au communication entre ces injecteurs et le puits producteur MD368. Cela nous permis de supposer que ce puits affecté par l'injection de MD120,MD47 ,MD 582 .



FIG(III.5) L'EFFET DE LA QUANTITE INJECTE SUR LE WATER CUT DE PUIIS MD368

b) Les puis MD444 et MD256

Tableau (III.4) :distance entre les puis MD444 ,MD256 et MD120

Puits producteurs	MD444	MD256
Distance au puits MD 120(m)	740.887	2261.82

Les deux puits étaients en percée en 2009, Depuis 2009 le water cut et la quantité injectée par MD120 ont presque le même comportement . Cela montre la dépendance de water cut à la quantité injectée par MD120. Entre 2011 et 2014 et il y avait une diminution brusque de l'injection par MD120 suivie par une augmentation de water cut, ceci peut être expliqué par la non communication avec MD120.

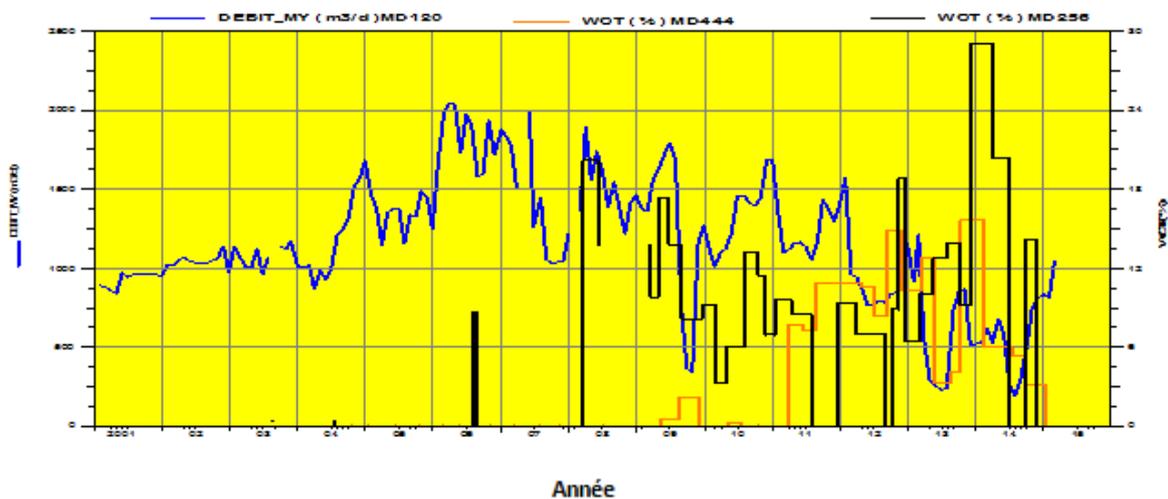


Fig. (III.6) L'EFFET DE LA QUANTITE INJECTE SUR LE WATER CUT DE MD256 ET MD444

### III.2.4. Analyse de la pression de gisement des puits (MD444 et MD368):

A partir des données de mesure des essais de puits on peut déterminer l'effet de débit d'injection sur la pression de gisement, Les résultats discuté dans cette étude peuvent être confirmé par la variation de la pression de gisement enregistrée au puits producteur pendant la période de fermeture des puits injecteurs

#### a) Le puits MD444 :

Tableau (III.5) : distance entre les puits MD120 ,MD582et MD47et MD444

puits	MD120	MD582	MD47
La distance au (MD444)	740.887	3152.19	2986.88

D'après la figure (III.7) : Pendant la période correspondant à la fermeture de puits injecteur MD582, On remarque une diminution puis une augmentation de la pression de gisement, Ce qui indique la dépendance entre le puits producteur MD444 et le puits injecteur MD582.

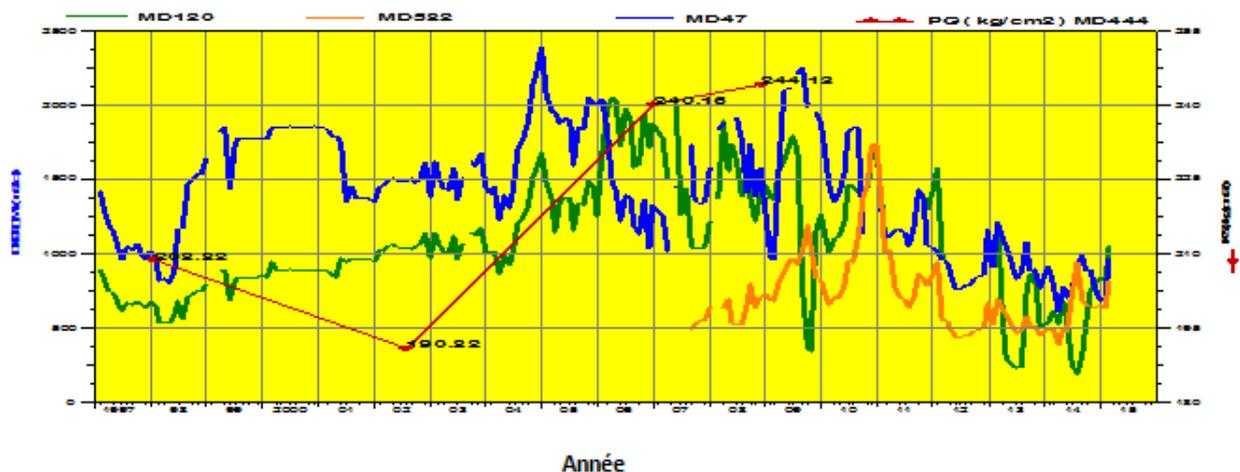


Fig. (III.7) L'EFFET DE LA QUANTITE INJECTE SUR LA PRESSION DE GISEMENT DE MD444

#### b) Le Puits MD368 :

quand le puits injecteur MD582 a été fermé , suivie par une augmentation de la pression de gisement, cela peut être expliqué par le non communication entre les deux puits MD582 et le puits producteur MD368.

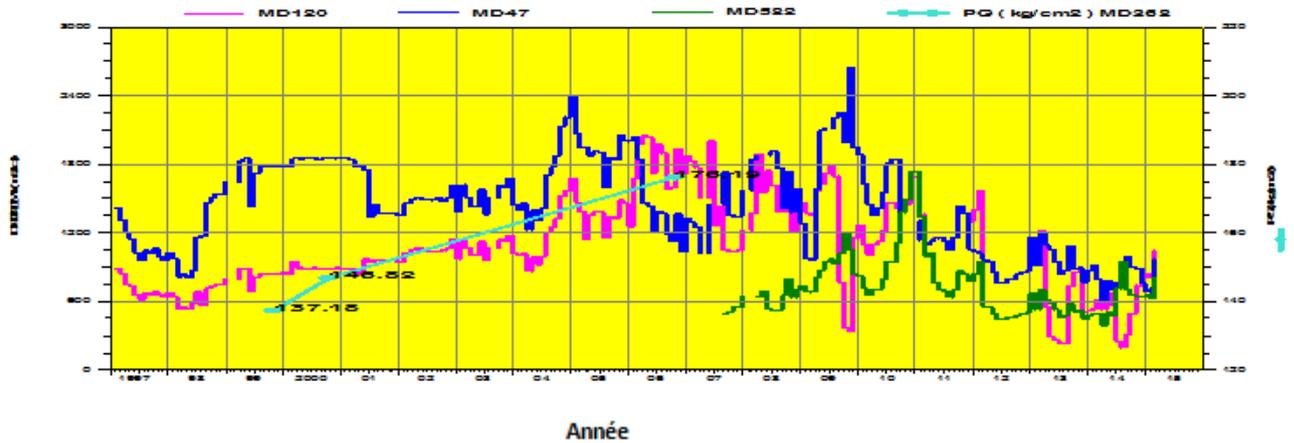


FIG. (III.8) L'EFFET DE LA QUANTITE INJECTE SUR LA PRESSION DE GISEMENT DE MD368

Tableau (III.6): Récapitulatif de l'analyse par les données de production

puits	Analyse de la pression de gisement	Analyse de water cut	Conclusion
MD256		MD120	MD120 est fort affecté par rapport MD47, MD582
MD368	MD120,MD47 et MD582	MD582,MD47,MD120	MD 368 est faiblement affecté par MD582et moyen affecté par MD120 et MD47
MD444	MD120,MD582,MD47	MD120	MD120 est fort affecté par rapport MD47,MD582

**III.2.5. Analyse des données de PLT (production logging Tools) :**

L'analyse de PLT nous a permis de connaître la portion de la production de chaque couche, et celles qui sont en percée. Le résultat de l'interprétation du PLT de puits MD256 montre les intervalles de production suivants :

**De 3480 au fond (3491m) :**

Environ 27% d'huile ,13% du gaz et 20% d'eau provenant de la partie basse de l'ID.

**De 3469 a 3472,5m:**

Le profil de production montre une absorption de l'huile, d'eau et du gaz produit par la zone de bas ce qui pousse à penser à un cross flow ou il s'agit probablement de présence des caves derrière la crépine.

**De 3444,5 a 3450m:**

la contribution de cette zone est relativement importante ; environ 20% d'huile avec 70% d'eau et 27% de gaz provient de cet intervalle, ce qui correspond au milieu du D2

**De 3430,5 a 3438m:**

Environ 22% d'huile avec 10% d'eau et 27% de gaz provient de cet intervalle, ce qui correspond au milieu du D3

**De 3422 a 3426m:**

Environ 31% d'huile avec 10% de gaz provient de cet intervalle, ce qui correspond a la partie supérieure du D3 et la partie inferieure du D5.

Le PLT de puits MD256 (figure **(III.9)**) montre que les deux drains D2 et ID sont les plus productifs d'eau.

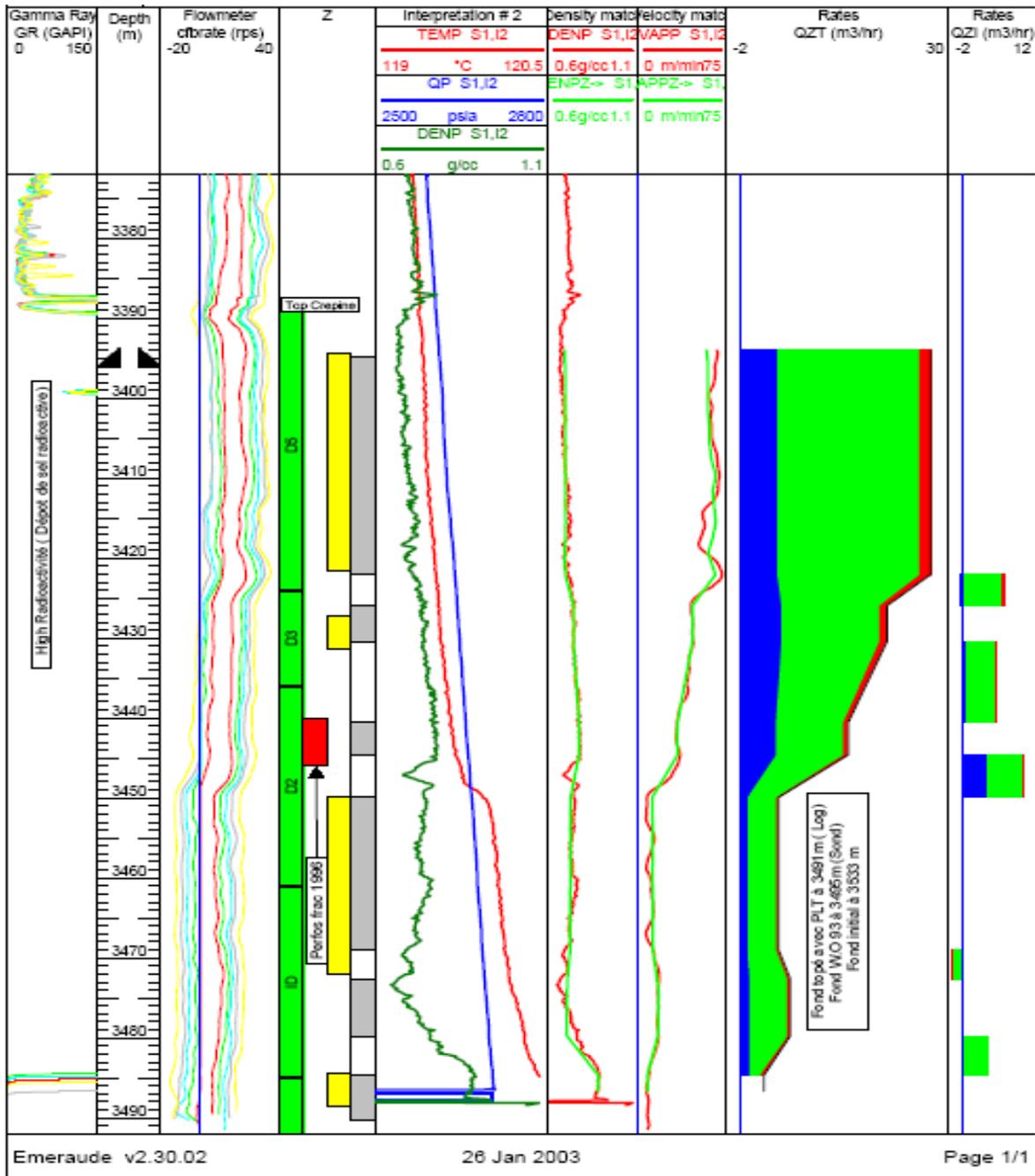


Fig. (III.9) PLT DE Puits MD256

III.3.Par les essais de puits :

III.3.1.L'interprétation d'essais falloff de puits MD120 :

D'après la figure( III.10) , le réservoir est radial composite sans failles . Et le tableau suivant (figure III.7) montre cette résultats .

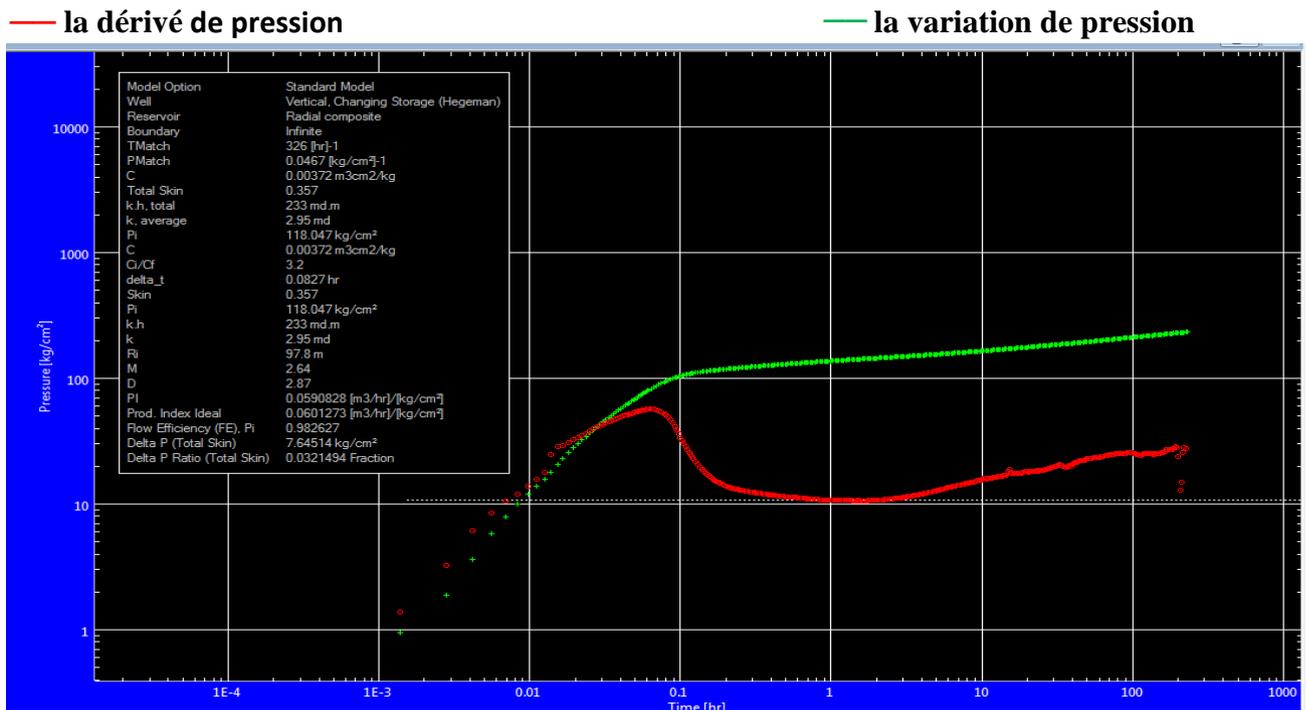


Fig. (III.10) ESSAIS FALLOFF DE PUIITS MD120

Tableau (III.7) : Les résultats d'Essais falloff de puits MD120

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)	Index Prod.Inj.	Skin	Duse
		gisement	Fond Dyn.	Tête				
DST	20/01/1970	354	321.76	105.4	Huile 11.91	.369	14.8	9.53
EP BU	13/03/1972	320	169.32	40	Huile 20.64	.137	0	SD1
BUILD UP	17/07/1974	224.2	92.5	21.5	Huile 10.5	.082	-2.9	SD1
BUILD UP	24/02/1986	205.32	78.86	22.2	Huile 7.77	.063	-2.9	21
BUILD UP	02/02/1987	195.2	75.59	23.9	Huile 8.5	.073	-3.14	21
FALL OFF	17/05/1989	192.41	449.85	204	Eau 23.6	.089	-6.5	
FALL OFF	03/11/1990	200	510.62	230	Eau 24	.058	-5.4	
PFS	20/11/1991	206.39						
FALL OFF	12/02/1992	207	613.23	247	Eau 26	.063	-5.7	
PFS	13/11/1994	226.05						
FALL OFF	07/06/2001	281.33	507.71	190	Eau 39	.168	-1.77	
FALL OFF	29/07/2001	317.13	530.88	178	Eau 40	.183	1.03	
FALL OFF	18/08/2002	293.74	508.77	185	Eau 43	.195	-.49	
FALL OFF	03/08/2006	338.52	424.44	188.65	Eau 80	.853	-7.2	
FALL OFF	22/05/2014	308.29	558.56	217.2	Eau 26	.097	.35	

III.3.2.L'interprétation des essais Buildup des puits (MD256 et MD444) :

a) Le puits MD256 :

D'après la figure de l'interprétation de l'essais de puits MD256, On remarque une augmentation et après une diminution puis la courbe presque constante, tel que l'augmentation dans la courbe indique l'effet de capacité wellbore storage et puis la liaison couche-trou et la diminution indique le radial composite.

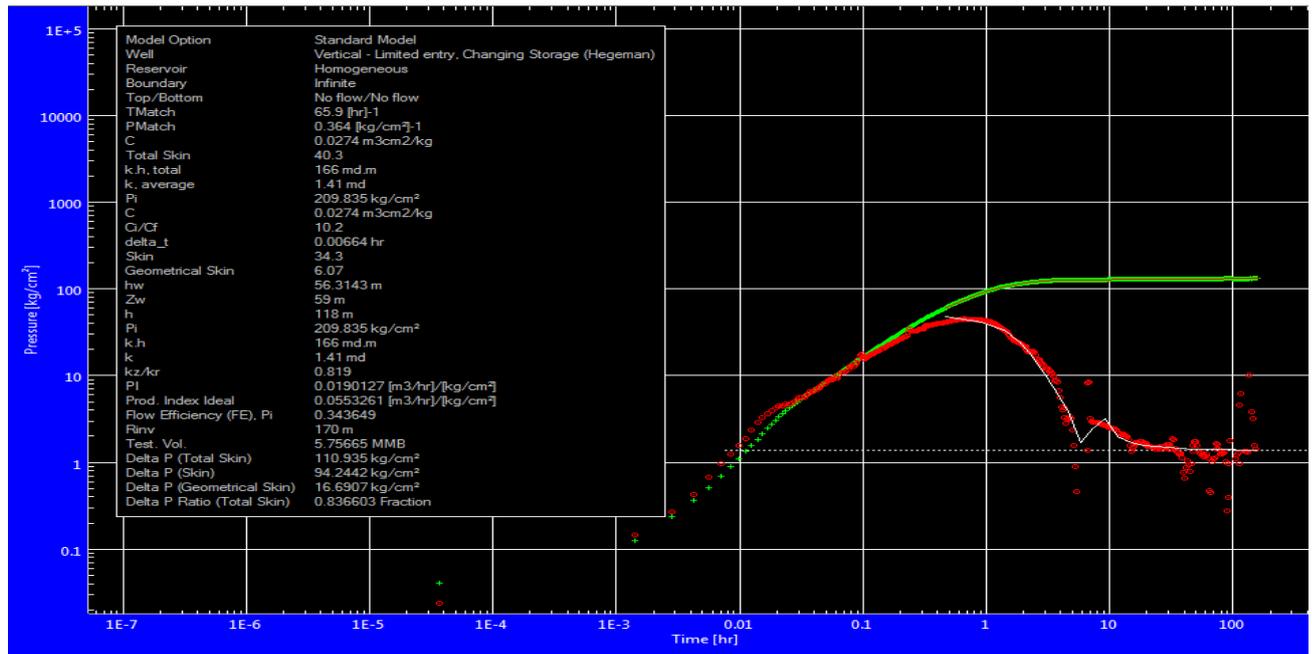


Fig. (III.11) ESSAIS BUILDUP DE PUIITS MD256

Tableau (III.8) : Les résultats d'essais buildup de puits MD256

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit d'huile (m <sup>3</sup> /h)		Index Prod. Inj.	Skin	Duse
		Gisement	Fond Dyn.	Tete					
DST	10/02/1977	216	207	46	Huile	4.3	.84	-5.6	9.5
BUILD UP	25/11/1986	183.86	71.19	22.7	Huile	7.57	.067	13	21
BUILD UP	09/10/1987	191.27	67.78	23.6	Huile	7.68	.062	6.18	21
BUILD UP	04/02/1992	180.8	111.97	21.9	Huile	4.45	.065	5.5	17
BUILD UP	17/10/1992	194.13	98.84	22.81	Huile	3.88	.041	2.9	17
BUILD UP	03/08/2002	210.84	82.23	34	Huile	5.69	.039	29	26
BUILD UP	12/07/2009	208.62	108.55	51.2	Huile	4.87	.049	16	26
BUILD UP	28/09/2014	202.59	66.07	27	Huile	2.73	.019	34.3	26

D'après le tableau ( III.5 ) on remarque que ; l' ouverture de la Duse entraine une augmentation de débit d'huile et de la pression de gisement, Elle diminue ainsi la pression en tête, suivie par une diminution de l'index de l'injectivité , la fermeture non complète de la duse conduit à une chute de débit d'huile, La deuxième ouverture de la duse de 17 a 26'' sert à l'augmentation de débit d'huile, On déduit que l'effet de l'injection par le puits MD 120 est fort.

**b)Le puits MD444 :**

A partir de la figure de l'interprétation on remarque une augmentation puis une diminution qui indique le skin de puits et après des points présente une diminution puis une augmentation qui indique les barrières exemple faille.

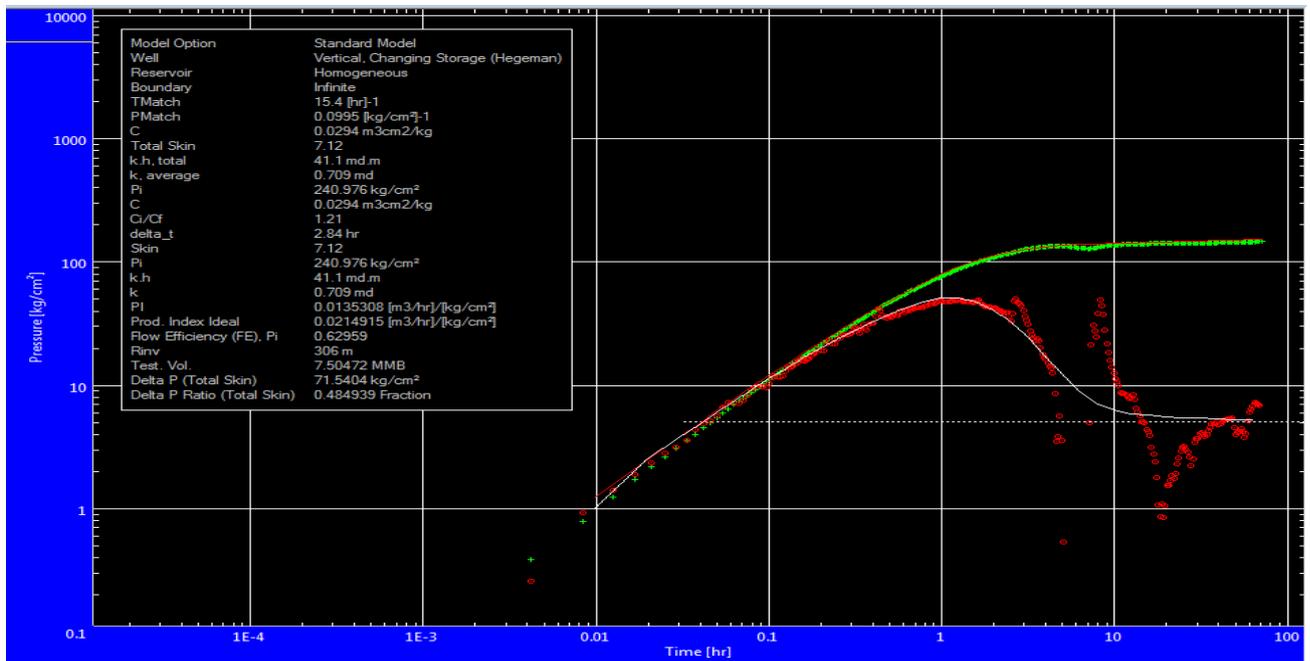


Fig.(III.12) ESSAIS BUILDUP DE PUIIS MD444

Tableau (III.9) :Les résultats d'essais buildup de puits MD444

	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)		Index Prod.   Inj.	Skin	Duse
		Gisement	Fond Dyn.	Tete	Huile				
EP BU	26/04/1991	196	56.81	19.8	Huile	2.48	.018	25	13
BUILD UP	01/07/1991	184.44	74.19	20.2	Huile	2	.018	20.4	13
BUILD UP	09/04/1993	184.27	66.75	18.8	Huile	1.91	.016	14	13
BUILD UP	17/01/1998	208.82	81.77	18	Huile	2.4	.019	17.3	15
BUILD UP	04/08/2002	190.82	66.25	28	Huile	3.66	.029	7.94	15
BUILD UP	09/01/2007	240.16	54.23		Huile	3.17	.0172	16	15
BUILD UP	05/12/2008	244.13	55.47	18.8	Huile	2.51	.014	7.09	15

**Conclusion :**

D'après les résultats de test, on remarque une augmentation de l'index de l'injectivité suivie par une augmentation de la pression de gisement et la pression en tête ainsi le débit d'huile avec l'ouverture de Duse on déduit que le puits injecteur MD120 est considéré comme un bon puits injecteur.

## Conclusion :

- L'interprétation des essais falloff est beaucoup plus compliquée que celle des essais buildup du fait de la non uniformité de déplacement de front.
- L'analyse des essais de puits a donné des informations sur l'existence des barrières, leur distance, et les valeurs de perméabilité. Ces paramètres sont obligatoires pour construire le modèle de simulation et optimiser le schéma d'implantation des puits.
- L'échec du schéma d'injection a été essentiellement dû à l'ignorance des barrières et leurs emplacements.
- la production et l'injection se produit principalement dans les drains D2 et ID pour la cellule d'injection MD120.
- La pression de réservoir est maintenue, même augmentée dans certains compartiments, mais il n'y a aucune amélioration de la production.
- Les puits de forte perméabilité sont les premiers à être détruits par l'inondation d'eau.
- Un bon balayage d'huile par l'eau est obtenu dans les secteurs à faible perméabilité.
- La percée d'eau est un problème sérieux dans les cellules d'injection, il a causé la fermeture de 03 puits dans la cellule d'injection MD120.

# Bibliographie

- [1] Ahmed Tarek, Advanced Reservoir Engineering , Elsevier 2005, ISBN:0-7506-7733-3
- [2] Amanat U.Chaudhry, Oil Well Testing Handbook , Elsevier 2004, ISBN:0-7506-7706-6
- [3] Ahmed Tarek, Reservoir engineering Handbook, Gulf professional publishing 2001,  
ISBN:088415-770-9
- [4] Dominique Bourdet, Well test analysis, Elsevier 2002, ISBN: 0-444-50968-2
- [5] Djabbar Tiab, pressure falloff analysis in water injection wells using TDS technique,  
SPE 70035
- [6] M.Latil, Cours de production tome 6 récupération assisté, Technip, ISBN:2.7108.0267.8
  
- [7] Olivier Houzé, Ole S.Fjaere, Dynamic flow analysis :the theory and practice of  
Pressure transient and production analysis, Kappa...octobre 2008. V4.10.01
- [8] René Cossé, Le gisement , Technip 1982, ISBN: 2-7108-0558-8
- [9] Sonatrach,The use of well test to evaluate water injection in Hassi Messaoud field, 2002
- [10] William C.Lyons, Ali Ghalambor, Petroleum production engineering, Elsevier Science  
Technology Books..February 2007, ISBN: 0750682701
- [11] William C.Lyons, Standard handbook of petroleum and natural gas engineering  
Volume 2, Gulf professional publishing 1996, ISBN: 0-88415-643-5

## *RESUME*

Notre travail présente les résultats d'une étude de l'injection au niveau de la cellule MD120 qui comporte trois puits injecteurs (MD47, MD582, MD120) et 13 puits producteurs.

Ce travail est réalisé dont le but est d'étudier l'efficacité de balayage, la percée d'eau et la connaissance de distribution des barrières.

L'objectif principale étant d'une part l'étude de l'effet des puits injecteurs d'eau sur les puits producteurs en utilisant le test falloff et buildup et d'autre part prévoir la communication entre les puits injecteurs (MD120, MD47, MD582) et les puits producteurs par l'analyse de l'effet de la quantité d'eau injecté sur les pressions de gisement et le water cut.

les principaux résultats obtenus montrent que :

- D2, ID sont les meilleurs drains dont leur perméabilités égale  $K_{D2} = 101,58$  md et  $K_{ID} = 78,04$  md.
- L'origine l'eau produite provient de l'eau de formation d'après le tableau de la salinité ( $S = 340 \text{ g / L}$ ).
- La variation de la pression de gisement nous indique l'effet de l'injection des puits injecteurs sur les puits producteurs.
- Le comportement de l'injection et de balayage de l'eau dans le gisement
- Le changement des paramètres (pression, perméabilité, débit)
- Dans les puits producteurs est analysé par l'essai buildup.

## *SUMMARY*

Our work presents the results of a study of injection at the MD120 cell with three injection wells (MD47, MD582, MD120) and 13 producing wells.

This work is done with the aim of studying scanning efficiency, water breakthrough and knowledge barriers distribution.

The main objective is on one hand the study of the effect of water injection wells on production wells using the buildup and falloff test and also provide communication between injection wells (MD120, MD47, MD582) and producing wells by analyzing the effect of the amount of water injected into the reservoir pressure and water cut.

the main results show that :

- D2 ID are the best of which drains their permeabilities equal  $K_{D2} = 101.58$  m and  $K_{ID} = 78,04$  md.
- The origin of the water produced from the formation water from Table salinity ( $S = 340 \text{ g / L}$ ).
- The variation in the reservoir pressure indicates the effect of the injection of the injection wells to the production wells
- The behavior of the injection of water into the deposit scanning
- Changing parameters (pressure, permeability, flow)
- In producing wells is analyzed by testing build up