

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 professionnel**

Présenté Par :

**Fareh Daoued, Ghania Achraf, Arigue Aymen**

-THÈME-

---

# **Etude de l'efficacité des puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud**

---

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Président	Miloudi Mustapha	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
examinatrice	Belmloud Fatima Zohra	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Rapporteuse	Boufades Djamila	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Co-encadreur	Adjou Zakaria	Doctorant	Univ. Kasdi Merbah Ouargla



# Remerciements

*Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.*

*Nous exprimons toute notre gratitude à **Mme BOUFADES DJAMILA** et **Mr ADJOU ZAKARIA** pour la confiance qui nous a témoigné en acceptant de suivre ce thème, ses conseils, son sérieux et sa disponibilité.*

*Nous remercions la commission d'examen d'avoir accepté d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.*

*Nous remercions aussi tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude.*

*Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années.*



# Dédicace

**Nous dédions ce modeste travail à :**

**Mes chers Parents, à qui je dois toute la réussite dans ma vie.**

**A mes chers frères et Sœurs**

**A mes familles FAREH et GASMI**

**A mes chers amis**

**mes collègues de ce travail Aymen et Achraf**

***FAREH DAOUED***

**Mes chers Parents qui m'ont tout donné, et à qui je dois toute  
réussite.**

**A mes chers frères .A mes chères Sœurs**

**A toute ma famille GHANIA**

**A mes chers Amis**

**A mes chers collègues : Aymen et Daoued.**

***GHANIA ACHRAF***

**Mes chers Parent, à qui je dois toute la réussite dans ma vie.**

**A mes chers frères et Sœurs**

**A toute ma famille ARIGUE**

**A tous mes Amis**

**A mes chers collègues : Daoued et Achraf.**

***ARIGUE AYMEN***

# Résumé

## ملخص

الحفر الأفقي هو تقنية جديدة مستخدمة في حقل حاسي مسعود ، بعد اثبات نجاحه في جميع أنحاء العالم. من أجل دراسة ربحية هذه التقنية ، من الضروري تسليط الضوء على المعايير المختلفة التي تؤثر على كفاءة الآبار الأفقية ، ومعرفة حساسية عامل الضرر ، وسمك الطبقة المنتجة المستهدفة. سيعتمد أداء هذا النوع من الآبار على الاختيار الصحيح للارتباط لحساب مؤشرات الإنتاجية أو نظام استكمال البئر أو حتى عمليات التحفيز في سياق زيادة إمكانات الإنتاج للمصارف المحفورة.

**الكلمات المفتاحية :** المصارف الأفقية ، مؤشر الإنتاجية ، عامل الضرر ، نصف القطر الفعال.

## Abstract

Horizontal drilling is a new technique used at the Hassi Messaoud field, after it has been predicted to be successful worldwide. In order to study the profitability of this technique, it is necessary to highlight the different parameters influencing the efficiency of the horizontal wells, see the sensitivity of the damage factor, and the thickness of the targeted formation. The performance of this type of well will be based on the correct choice of correlation for calculating productivity indexes, completion system or even stimulation operations in the context of increasing the potential of the drains drilled.

**Key words :** Horizontal drains, productivity index, damage factor, effective radius.

## Résumé

Le forage horizontal est une nouvelle technique utilisée au niveau du champ de Hassi Messaoud, après que cette dernière a fait prévue de succès dans le monde. Afin d'étudier la rentabilité de cette technique il faut mettre en évidence les différents paramètres influençant sur l'efficacité des puits horizontaux voir la sensibilité du facteur d'endommagement, et l'épaisseur de la formation ciblée. La performance de ce type des puits sera basée sur le bon choix de la corrélation de calcul des indices de productivité, système de complétion voir même les opérations de stimulation dans le cadre d'augmenter la potentialité des drains forés.

**Mots clés:** Drains horizontaux, indice de productivité, facteur d'endommagement, rayon effectif.

## Tableau des Matières

<b>Remerciements</b>	I
<b>Dédicaces</b>	II
<b>Résumé</b>	III
<b>Tableau des Matières</b>	IV
<b>Liste des figures</b>	VII
<b>Liste des tableaux</b>	VIII
<b>Liste des abréviations</b>	IX
<b>Introduction</b>	01

## Chapitre I : Généralités sur les puits horizontaux

<b>I-1 Définition d'un puits horizontal</b>	03
<b>I-2 Les applications des puits horizontaux</b>	03
I.2.1 Réservoirs naturellement fracturés	03
I.2.2 Réservoirs multicouches	04
I.2.3 Réservoirs à faible perméabilité	04
I.2.4 Formations non consolidées	04
I-2-5 Pour des raisons géologiques	04
I-2-6 Conning de gaz et de l'eau	05
I-2-7 Réservoirs d'huile lourde	05
I-2-8 Emplacement des surfaces impraticables	05
I-2-9 Puits d'interception	06
I-2-10 Plates-formes de production Multi puits (Clusters)	06
<b>I-3 Les différents types des puits horizontaux</b>	07
I-3-1 Les puits horizontaux	07
I-3-2 Les puits multilatéraux	08
I-3-3 Le Puits incliné	08
I-3-4 Les Puits en réentrée	09
<b>I-4 La complétion d'un puits horizontal</b>	09
I-4-1 Open hole	09
I-4-2 Slotted liner	10
I-4-3 Liner avec isolation partielle	10

I-4-4 Liner cimenté et perforé	11
I-4-5 Complétion sélective parallèle	11
I-4-6 Les considérations à prendre avant la complétion	11
<b>I-5 Planification et suivi de la trajectoire</b>	12
I-5-1 Préparation de profil théorique	12
I-5-2 Le profil théorique	13
<b>I-6 Le choix de l'emplacement d'un puits horizontal</b>	14
I-6-1 L'excentricité du puits	14
I-6-2 L'orientation du puits	14
<b>I-7 Les avantages et les inconvénients des puits horizontaux</b>	15
I-7-1 Avantages	15
I-7-2 Inconvénients	15

## Chapitre II : Les équations de performance des puits horizontaux

<b>II-1 L'indice de productivité (<math>J_p</math>)</b>	16
II-1-1 L'expression d'indice de productivité pour un puits vertical	16
II-1-2 L'expression d'Indice de productivité pour un puits horizontal	16
<b>II-2 Le rayon effectif (<math>r_w</math>)</b>	21
<b>II-3 Le skin équivalent (S)</b>	22

## Chapitre III : Analyse nodale

<b>III-1 Concept de l'analyse nodale</b>	24
<b>III-2 L'objectif de l'analyse nodale</b>	25
<b>III-3 Procédure d'application d'analyse nodale</b>	25
<b>III-4 Les différentes positions des nœuds</b>	26
<b>III-5 La procédure est la suivante</b>	27
<b>III-6 L'application de l'analyse nodale</b>	28
<b>III-7 Types d'IPR pour les puits horizontaux</b>	28
III-7-1 Écoulement équilibré (steady state)	28
III-7-2 Ecoulement Pseudo-régulier (pseudo steady state)	29
III-7-3 Ecoulement Transitoire	29
<b>III-8 Objective de l'analyse nodale dans notre étude</b>	29

## Chapitre IV : Performance des puits horizontaux

<b>IV-1 Présentation de la zone d'étude : Champ de Hassi Messaoud</b>	30
IV-1-1 Situation géographique	30
IV-1-2 Genèse et origine de l'huile	31
IV-1-3 Cadre géologique	31
IV-1-4 Aperçu stratigraphique	32
IV-1-5 Description et caractéristiques du réservoir	34
<b>IV-2 Calcul de l'indice de productivité dans le champ de HMD</b>	34
IV-2-1 Critères de choix des puits horizontaux candidats	34
IV-2-2 Les données pour le calcul de l'index de productivité	36
IV-2-3 Calcul de l'indice de productivité	37
IV-2-4 Interprétations des erreurs	39
IV-2-5 Sensibilité des paramètres de la relation Joshi 01	40
IV-2-6 Analyse et interprétation de l'index de productivité	43
IV-2-7 Concernant la longueur du drain des puits horizontaux	43
<b>IV-3 Conclusion</b>	46
<b>Conclusion</b>	47
<b>Recommandations</b>	48
<b>Bibliographies</b>	49
<b>Annexe</b>	50

## Liste des Figures

Figure I.1: Profil d'un puits horizontal.	03
Figure I.2 : Réservoir naturellement fracturé.	03
Figure I.3 : Réservoir multicouches.	04
Figure I.4: Raisons géologiques.	04
Figure I.5 : Phénomène de coning d'eau.	05
Figure I.6 : Emplacements des surfaces impraticables.	06
Figure I.7 : Puits d'interception.	06
Figure I.8 : Application offshore d'un puits horizontal.	06
Figure I.9 : Types des puits horizontaux.	07
Figure I.10 : Puits multilatéraux.	08
Figure I.11 : Puits inclinés.	08
Figure I.12 : Puits en réentrée.	09
Figure I.13 : Schéma d'un puits en open hole.	09
Figure I.14 : Complétion avec un Slotted Liner.	10
Figure I.15 : Schéma d'une complétion avec un Liner partiellement cimenté	10
Figure I.16 : Complétion avec un Liner cimenté et perforé.	11
Figure I.17 : Complétion sélective parallèle.	11
Figure I.18 : Schéma typique d'un plan vertical.	14
Figure I.19 : Schéma typique d'un plan horizontal.	14
Figure II-1 : La surface de drainage d'un puits horizontal.	18
Figure II-2 : Surface de drainage autour du drain.	20
Figure III-1 : Schéma des pertes de charge dans le système de production.	24
Figure III-2 : Point de fonctionnement.	26
Figure III-3 : Les IPR inflow et outflow.	27
Figure III-4 : Schéma de Giger, Joshi, Renard, Dupuy, et Economides corrélations.	29
Figure IV-1 : Situation géographique de champ HMD.	30
Figure IV-2 : Cadre géologique de champ HMD.	32
Figure IV-3 : Stratigraphie de champ HMD.	33
Figure IV-4 : Représentation des erreurs moyennes de différentes corrélations	39
Figure IV-5 : Effet de la longueur de drain horizontale sur $IP_h$	41
Figure IV-6 : Effet de la hauteur sur $IP_h$	42
Figure IV-7 : Représente de l'influence de la perméabilité horizontale sur l' $IP_h$ .	42



## Liste des tableaux

Tableau IV-1: Représente l'échelle de classement des puits horizontaux	35
Tableau IV-2: Représente la première échelle (IP bon)	35
Tableau IV-3: Représente la deuxième échelle (IP moyen)	35
Tableau IV-4: Représente la troisième échelle (IP Faible)	35
Tableau IV-5 : Résultats de calcul d'IP par les différentes longueurs	37
Tableau IV-6 : Valeurs des indices de productivité (IP) des puits horizontaux	38
Tableau IV-7 : Représente Les erreurs de chaque corrélation	38
Tableau IV-8 : Erreurs moyenne des différentes corrélations	39
Tableaux IV-9 : Calcul d'erreur d'IP pour la relation JOSHI 1	40
Tableau IV- 10 : Nombre de puits ayant une erreur inférieur 50% pour les différentes corrélations du calcul d'IPh	40
Tableau IV- 11 : Représente les résultats de calcul d'IP par les différentes longueurs	44
Tableau IV-12 : Représente les erreurs relatives des IPh calculé par apport à l'IPwt	44
Tableau IV-13 : Interprétations des valeurs de l'indice de productivité des puits	45

## Liste des abréviations

- A** : aire de drainage ; ft<sup>2</sup>
- B** : la racine carrée de l'inverse de l'indice d'anisotropie.
- B<sub>o</sub>** : facteur volumétrique FVF ; RB/STB
- BUR** : le gradient d'inclinaison de la déviation (build up rate) .
- dP** : chute de pression ; psi.
- DST** : drill stem test.
- h** : la hauteur productrice, ft
- heff** : hauteur effective de la couche ; ft
- hgéo** : hauteur totale de la couche ; ft
- IP** : indice de productivité
- Jp** : l'indice de productivité.
- kh** : perméabilité horizontale ; md
- KOP** : kick off point.
- kv** : perméabilité verticale ; md
- Lgéo** : la longueur totale du drain ; ft
- Lrn** : la longueur réservoir nette ; ft
- Lnp** : la longueur nette pay ; ft
- Leff** : la longueur effective ; ft
- LCP** : liner carabiné perforé.
- MD** : mesure depth.
- MWD** : outil de control de déviation (measure while drilling).
- Pwf** : pression de fond dynamique ; psi
- PG** : pression de réservoir ; psi
- Q** : débit ; bbl/d
- re** : rayon de drainage ; ft
- reh** : rayon de drainage d'un puits horizontal ; ft.
- la surface drainée par un puits vertical : (1 acre = 43560 ft<sup>2</sup>).
- rw** : rayon du puits ; ft
- TVD** : total vertical depth.
- μ<sub>o</sub>** : viscosité d'huile ; cp
- VS** : le déplacement horizontal total.
- Wt** : Well test.



# **Introduction**

### Introduction

Le forage horizontal est la science et l'art de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire à partir de la surface jusqu'à la cible qui est « le réservoir ». À cause de l'augmentation de la consommation de l'énergie fossile, ainsi que la nécessité de développer des réserves qui ne pourraient jamais être économiquement atteintes de n'importe quelle autre façon (réservoir compact...), cette technique devient de plus en plus un outil très important dans le développement des gisements d'hydrocarbures. Les puits horizontaux sont alors forés dans le majeur but d'augmenter la production de l'huile ou de gaz par rapport aux puits verticaux.

Mais avant que l'ingénieur décide de forer un puits, il doit étudier la performance des deux types selon les propriétés du réservoir, c'est ce qu'on appelle « l'efficacité » qui se traduit par le rapport des indices de productivité «  $J_h/J_v$  ». D'autre part, le mot performance ne tient pas juste compte de cette efficacité mais aussi du coût de forage, d'entretien, de taux de récupération, de temps d'exploitation, et d'autres paramètres qui seront mis en évidence dans cette étude.

En Algérie, le premier puits horizontal a été foré le 31/08/1993 sous le nom MDZ453 dans la zone 13 du champ de Hassi Messaoud, il fallait attendre le 12/09/1997 pour répéter l'expérience avec le deuxième puits horizontal OMOZ64 foré au niveau de la zone HZN.

Après le succès de ces 2 puits, et la diminution du temps de forage (251 jours pour MDZ453, à 74 jours pour les derniers puits), 281 puits horizontaux ont été réalisés entre 1993 et 2013. Dans les puits horizontaux le Inflow Performance Relationship (IPR) est difficile à déterminer, cela est lié à la complexité de régime d'écoulement d'un côté et d'autre côté au modèle de réservoir adopté.

Sous ses différentes contraintes la problématique qui s'impose est l'évaluation de la sensibilité des différents paramètres sur l'efficacité et la performance des puits horizontaux, voir même les opérations de stimulation réalisées sur ces puits du point de vue technoéconomique.

Le travail a comme objectif l'étude de la performance des puits horizontaux techniquement et économiquement dont l'étude sera basée sur le plan suivant:

Chapitre 1: va adopter des généralités sur les puits horizontaux.

Chapitre 2: la mise en évidence les équations de performance des puits horizontaux.

Chapitre 3: consacré pour l'analyse nodale comme outil d'étude, d'interprétation et d'optimisation de la performance des puits simulés.

Le dernier chapitre: est une étude pratique au niveau du champ de Hassi Messaoud dans laquelle on va suivre le plan suivant :

- Une comparaison de la performance des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux, aux puits inclinés et enfin aux verticaux stimulés en se basant sur le rapport des indices de productivité et en mettant en évidence les différents paramètres qui influent sur la productivité tel que la longueur du drain, la perméabilité verticale, l'épaisseur du réservoir, l'endommagement de la formation...etc.
- En outre, des puits candidates ont été exploités par cette nouvelle technique pour mettre en évidence l'efficacité de cette technique.



**Chapitre I :**  
**Généralités sur les**  
**puits horizontaux**

## I-1 Définition des puits horizontaux

Les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée puis horizontalement à une longueur additionnelle, s'étendant de centaine aux milliers de pieds comme montre la figure I.1 ci-dessous.

Cela permet d'augmenter la surface de contact entre le puits et la roche imprégnée d'hydrocarbures et donc d'accroître la productivité du puits. En effet, un puits vertical n'est en contact avec le réservoir que sur l'épaisseur de ce dernier. [1]

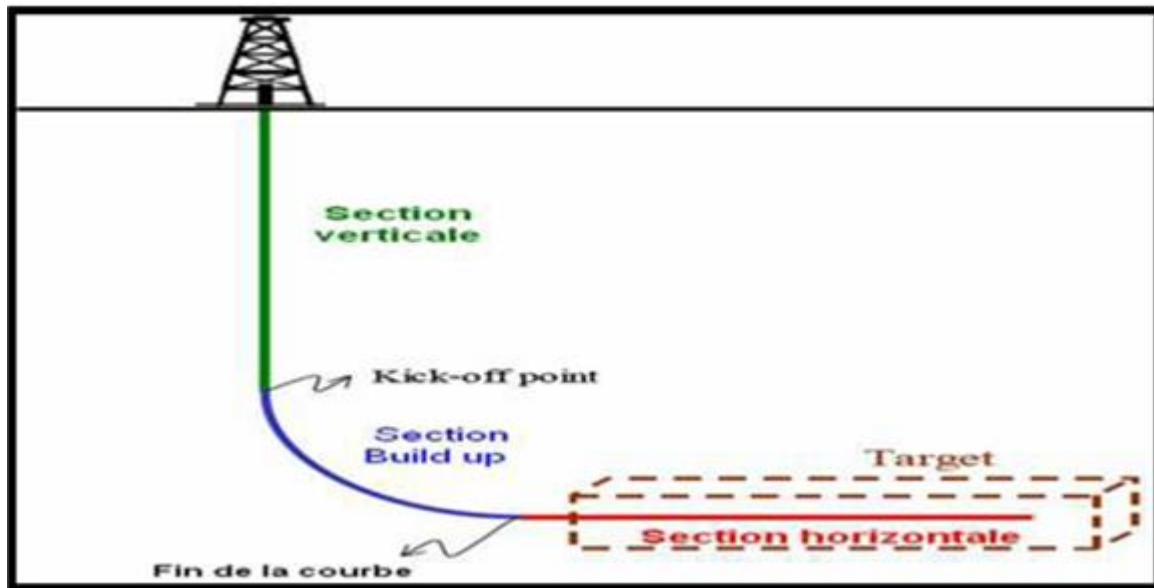


Figure I.1: Profil d'un puits horizontal. [2]

## I-2 Les applications des puits horizontaux

### I-2-1 Réservoirs naturellement fracturés

Ces réservoirs sont l'un des meilleurs candidats au développement par le forage horizontal.

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, par conséquent un puits horizontal est le meilleur moyen qui permet d'intercepter le plus grand nombre de ces fractures (Figure I.2).

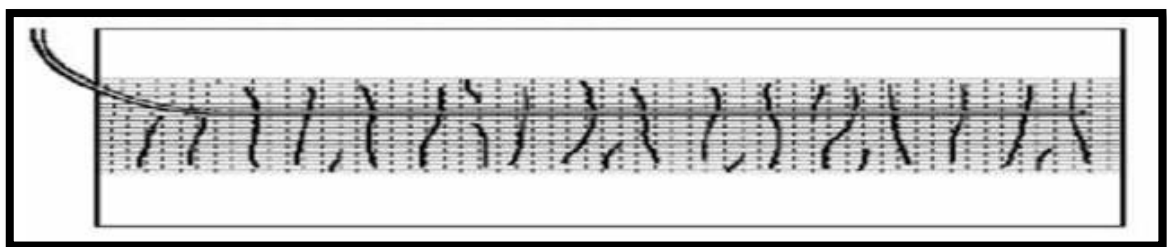


Figure I.2 : Réservoir naturellement fracturé. [2]

### I-2-2 Réservoirs multicouches

Dans ce cas un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux en interceptant plusieurs couches (Figure I.3). [1]

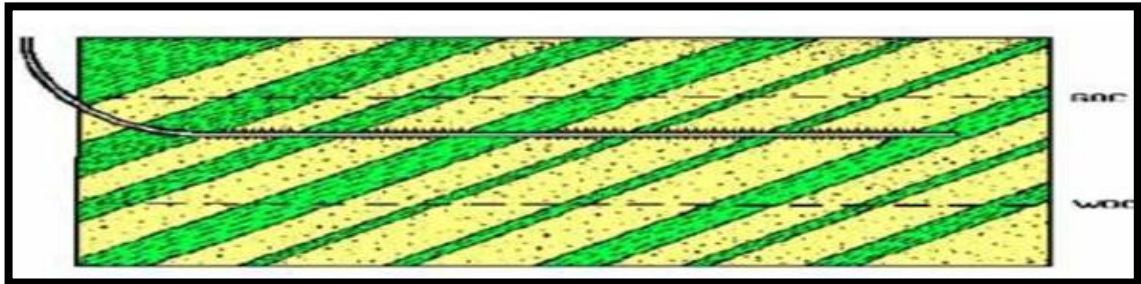


Figure I.3 : Réservoir multicouches. [2]

### I-2-3 Réservoirs à faible perméabilité

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir. [1]

Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages:

- Il est plus facile de forer un long drain que de créer une fracture équivalente.
- La direction est parfaitement contrôlée.

### I-2-4 Formations non consolidées

Dans ces types de formations la production est accompagnée par des venues de sable qui peuvent entraîner une diminution de la production.

Donc pour convaincre ce problème on utilise le forage horizontal qui baisse la vitesse du fluide aux abords du puits et réduit ou élimine la production du sable. [1]

### I-2-5 Pour des raisons géologiques

- Dans le cas d'un dôme de sel, le forage horizontal est une solution pour l'éviter.
- En cas de présence d'une faille, on fore un drain horizontal pour bien contrôler la trajectoire.

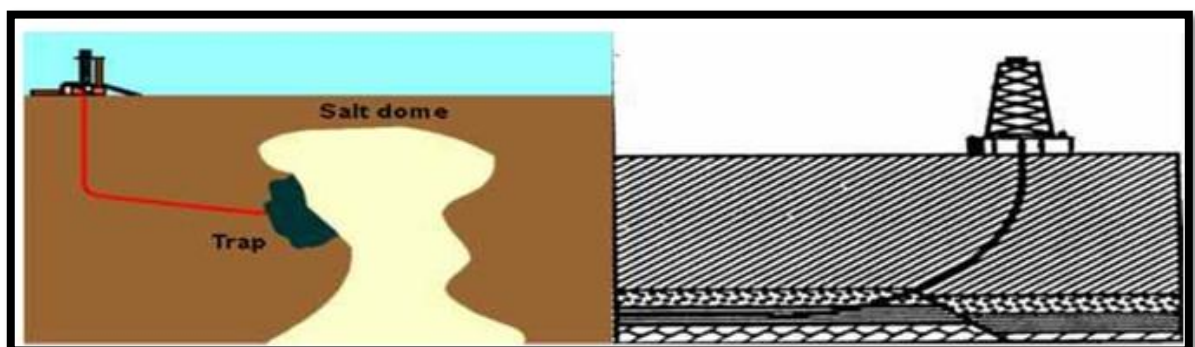


Figure I.4: Raisons géologiques. [2]



### I-2-6 Coning du gaz et de l'eau

Dans le cas d'un gisement alimenté par un aquifère ou à gaz cap, la production chute rapidement avec l'arrivée de l'eau ou de gaz comme s'est représenté dans la figure I.5 ci-dessous.

Le phénomène de coning d'eau signifie la déformation locale de l'interface eau-huile pour prendre une forme grossièrement conique. C'est l'un des problèmes rencontrés lors de l'exploitation des réservoirs liés à un aquifère, du fait qu'il entraîne une augmentation de la production d'eau, pour cela il faut le minimiser.

Le forage horizontal augmente la production de tels réservoirs:

- En augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau.
- En améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau.

Des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivée de gaz.

Les puits horizontaux réduisent la chute de pression par rapport aux verticaux ce qui réduit la vitesse du fluide par conséquent le phénomène de coning, aidant ainsi le balayage de l'huile.

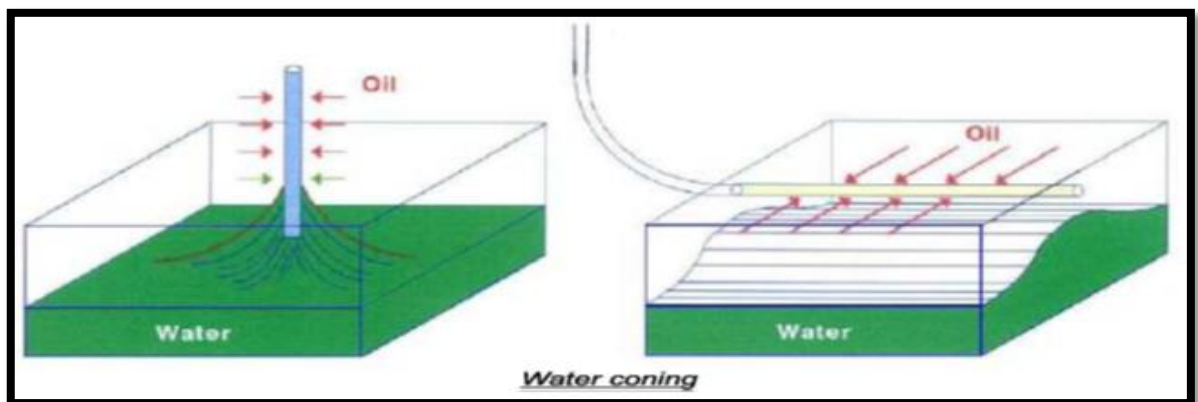


Figure I. 5 : Phénomène de coning d'eau. [2]

### I-2-7 Réservoirs d'huile lourde

Dans ce type de réservoir, l'eau est plus mobile que l'huile alors l'application de la technique précédente permet d'augmenter le temps de la percée de l'eau. [1]

### I-2-8 Emplacement des surfaces impraticables

- Exploiter les réservoirs situés en offshore à partir du rivage.
- Si le réservoir est situé au-dessous d'une ville, il est obligatoirement de forer un drain horizontal à partir d'une place située près de la ville.
- Exploiter les réservoirs situés au-dessous des montagnes.

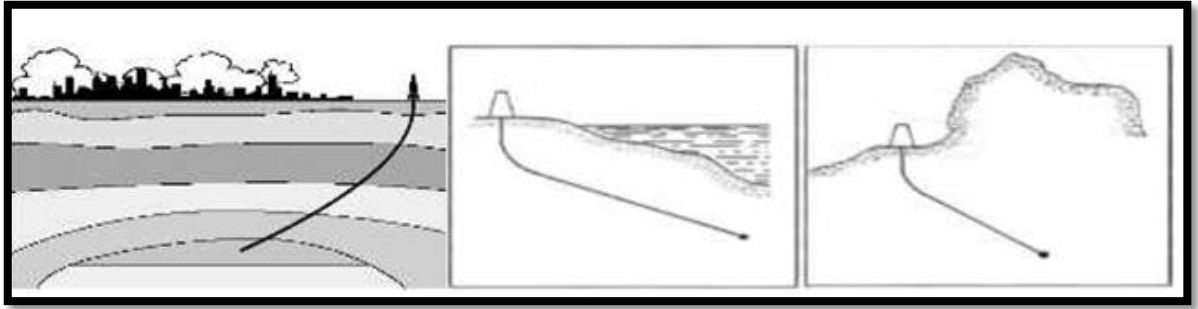


Figure I.6 : Emplacements des surfaces impraticables. [2]

### I-2-9 Puits d'interception

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable comme s'est représenté dans la figure I.7 ci-dessous. C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934). [1]

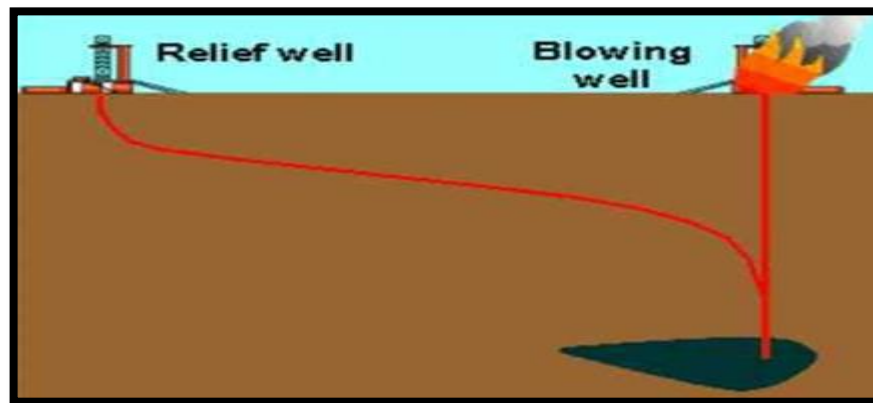


Figure I.7 : Puits d'interception. [2]

### I-2-10 Plates-formes de production Multi puits (Clusters)

C'est l'une des plus importantes applications du forage dirigé permettant le développement économique de réservoir offshore comme s'est représenté dans la figure I.8 ci-dessous. [1]

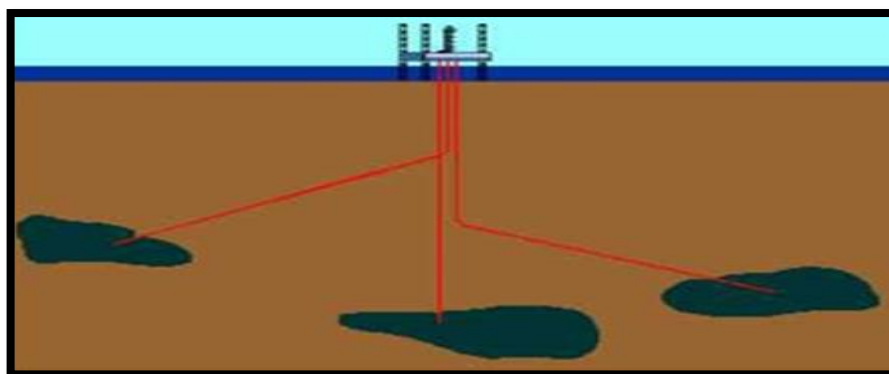


Figure I.8 : Application offshore d'un puits horizontal. [2]

### I-3 Les différents types des puits horizontaux :

#### I-3-1 Les puits horizontaux

Les puits horizontaux sont subdivisés en plusieurs catégories comme s'est représenté dans la figure I.9 ci-dessous :

##### ●Short radius :

Ce type a un rayon de tubing de 4<sup>3/4</sup> à 6 pouces et un rayon de courbure compris entre 20 et 40 ft. La longueur du drain varie entre 250 et 450 ft et son build up rate entre 2 et 5°/ft. Les premiers puits ont été forés par l'utilisation des tiges flexibles pour faciliter l'opération, mais actuellement on utilise les MWD avec un « Down Hole Mud Motor » qui permettent un meilleur contrôle de la trajectoire. Ils peuvent être déviés à partir d'un puits vertical tubé ou non tubé. Ils sont complétés comme open hole ou avec slotted liner. [1]

##### ●Medium radius :

La longueur du drain de ce puits varie entre 500 et 3000 ft avec un rayon de courbure de 300 à 700 ft respectivement et un build up rate de 8 à 20°/100 ft. Son rayon de déviation facilite la descente du casing et donne la possibilité d'intervenir sur le fond. Tous les types de complétion sont possibles, le logging, l'échantillonnage et la stimulation peuvent aussi avoir lieu. [1]

##### ●Long radius:

Ce type de puits à un rayon de courbure de 1000 à 3000 ft avec une longueur du drain de 1000 à 4000 ft et un build up rate de 1 à 6°/100ft. Tous les types de complétion ainsi le logging, l'échantillonnage et la stimulation sont réalisables. Ils permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnel.

Dans ce genre de puits, le forage avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètres est possible. [1]

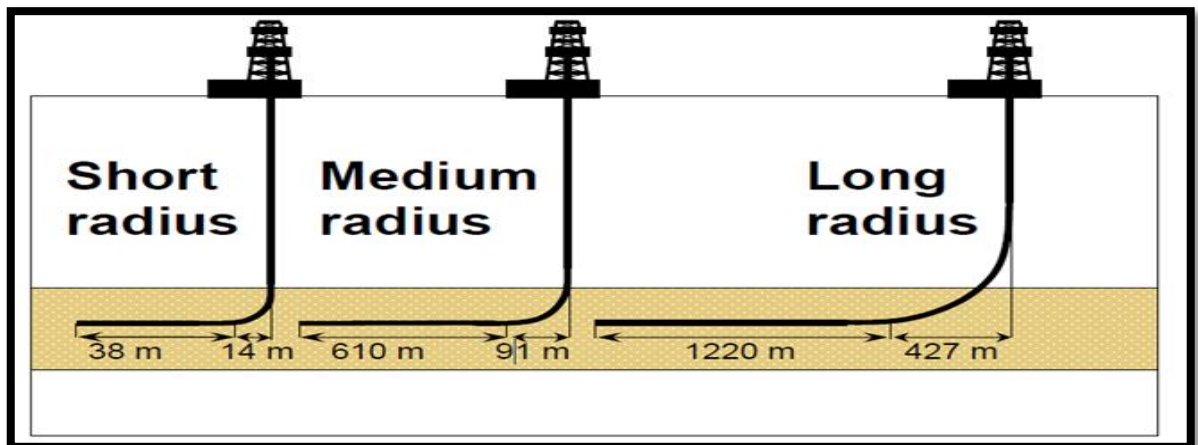


Figure I.9 : Types des puits horizontaux. [2]

### I-3-2 Les puits multilatéraux

Ce sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer plusieurs drains horizontaux à partir d'un seul drain qui peut être vertical, dévié ou horizontal. Ces puits permettent d'exploiter plusieurs couches en forant un seul puits à la surface. Donc ils sont applicables pour l'exploitation des réservoirs multicouches (layered). [1]

Il existe de nombreux type des puits multilatéraux, les deux majeurs exemples sont représentés dans les figures I.10 et I.11 ci-dessous :

- Un puits vertical avec des branches horizontales.
- Un puits dit « *arête de poisson* » ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal.

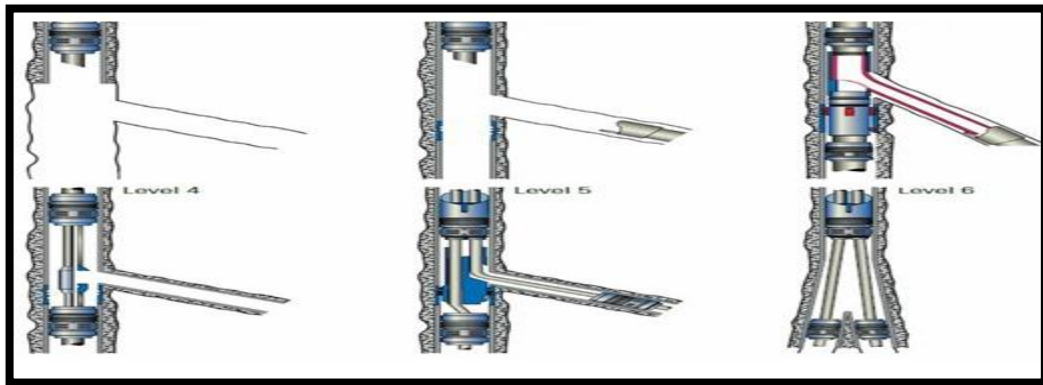


Figure I.10 : Puits multilatéraux. [2]

### I-3-3 Le Puits incliné

C'est un puits foré avec une inclinaison dès la surface comme s'est représenté dans la figure I.11 ci-dessous. Ce type nécessite d'avoir en surface un appareil de forage spécial appelé « tilt ou slant rig ». L'angle d'inclinaison varie d'un puits à un autre et peut atteindre le maximum avec  $45^\circ$ . L'utilisation des puits inclinés permet d'exploiter les horizons peu profonds. [1]

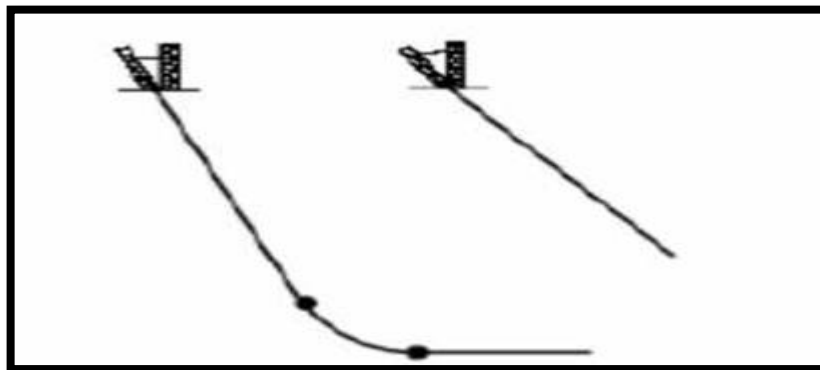


Figure I.11 : Puits inclinés. [2]

### I-3-4 Les Puits en réentrée

Les puits en ré-entrée sont une autre séquelle forage horizontal et consistent un repartir d'un puits déjà existant, vertical ou dévié, qui est alors abandonné et bouché afin de fore un puits latéral se terminant le plus souvent à l'horizontale comme s'est représenté dans la figure I.12 ci-dessous. [1]

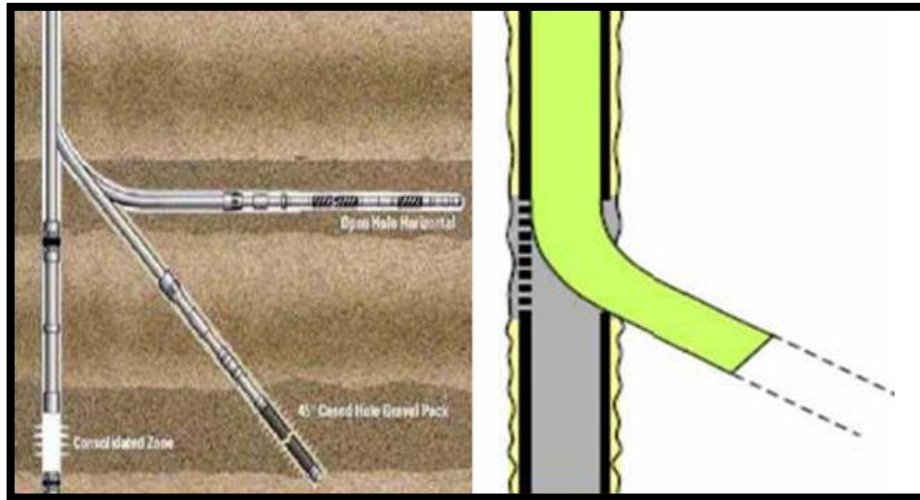


Figure I.12 : Puits en réentrée. [2]

### I-4 La complétion d'un puits horizontal

Le type de complétion joue un rôle très important dans la performance des puits horizontaux parmi eux :

#### I-4-1 Open hole

Cette complétion n'est pas chère, mais limitée juste pour les formations consolidées, elle est rarement utilisée car on ne peut pas stimuler la formation, mais elle est encore utilisée au gisement comme s'est représenté dans la figure I.13 ci-dessous. [3]

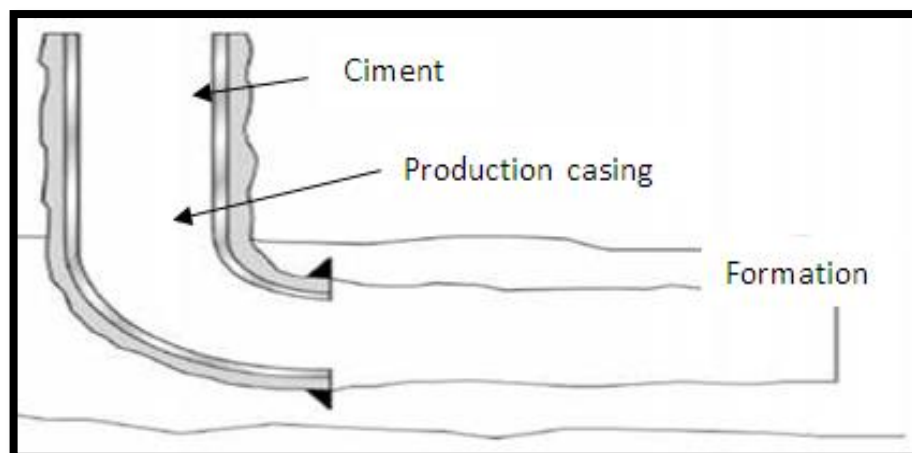


Figure I.13 : Schéma d'un puits en open hole. [4]

### I-4-2 Slotted liner

Elle est utilisée pour les problèmes d'effondrement, on peut avoir :

- Liner avec des slots.
- Un liner pré-perforé.
- Prepacked liners.

Ce type de complétion est utilisé pour arrêter les venues du sable, mais ils peuvent être bouchés avec le temps, pour cela on utilise un gravel pack avec slotted liner.

L'inconvénient est qu'on ne peut pas stimuler la formation (on aura la perte de l'acide ou du gel dans l'annulaire), comme aussi on ne peut pas sélectionner les zones à fracturer comme s'est représenté dans la figure I.14 ci-dessous. [3]

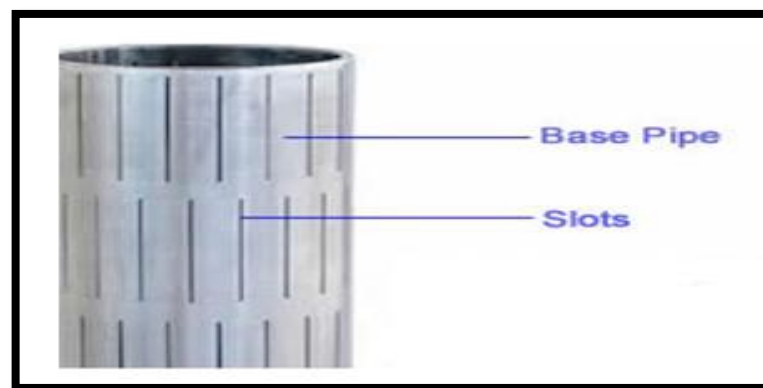


Figure I.14 : Complétion avec un Slotted Liner. [4]

### I-4-3 Liner avec isolation partielle

On utilise dans ce cas un slotted liner avec des packers à l'extérieur pour permettre la sélectivité des zones à produire ou à stimuler et éviter les pertes du gel ou de l'acide comme s'est représenté dans la figure I.15 ci-dessous. [1]

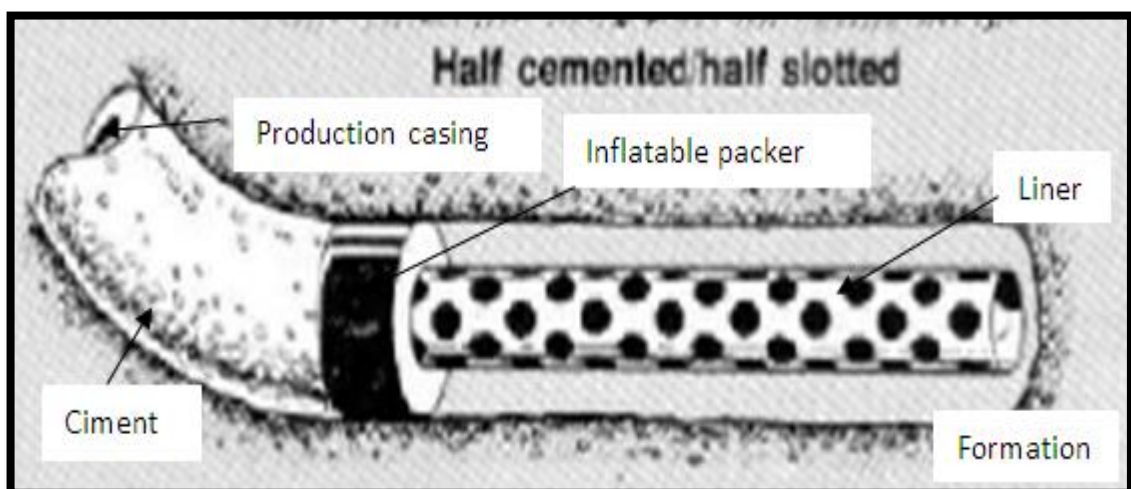


Figure I.15 : Schéma d'une complétion avec un Liner partiellement cimenté [4]

#### I-4-4 Liner cimenté et perforé

Cette complétion est utilisée pour les puits long et medium radius, mais Il faut noter que dans ce cas, pour avoir une bonne cimentation du liner le ciment ne doit pas contenir beaucoup de l'eau afin d'éviter la séparation de la phase solide de la phase liquide par effet de gravité et donc avoir un ciment homogène dans le drain horizontal comme s'est représenté dans la figure I.16 ci-dessous. [3]

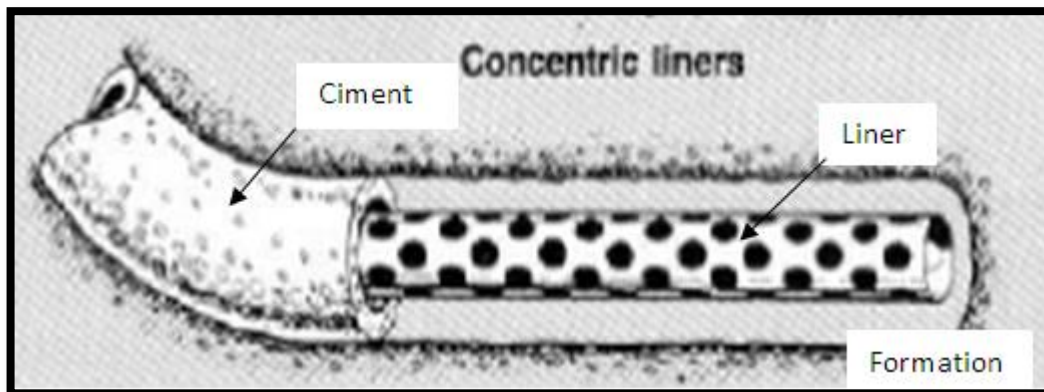


Figure I.16 : Complétion avec un Liner cimenté et perforé. [4]

#### I-4-5 Complétion sélective parallèle

Cette complétion est utilisée dans les puits qui contiennent des différentes couches réservoirs pour mettre la production de ces couches en même temps ; comme montre la figure I.17 ci-dessous. [3]

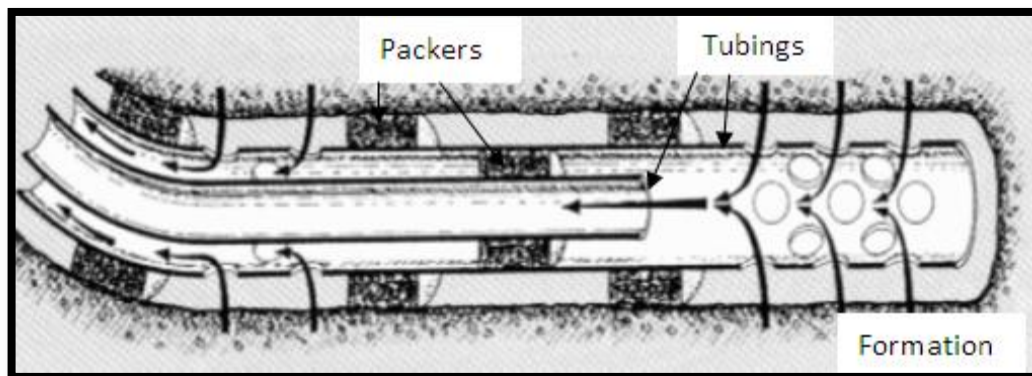


Figure I.17 : Complétion sélective parallèle. [4]

#### I-4-6 Les considérations à prendre avant la complétion

Avant de compléter le puits avec l'une des complétions citées précédemment, il y a beaucoup de paramètre à prendre en considération:

- **La nature de la formation** : si le puits est complété comme open hole, l'ingénieur doit être sûr que la formation est stable et ne produit pas du sable. L'expérience a

montré que les puits forés dans la direction de la contrainte horizontale minimale sont très stables.

- **La nature des fluides en place :** pour les gisements de gaz à forte perméabilité ou les gisements d'huile à forte viscosité on doit compléter le puits de telle façon à maximiser la production en évitant le phénomène de turbulence par le contrôle du débit de production (la taille des slots pour un slotted liner ou la longueur des intervalles perforés dans les LCP).
- **L'alimentation du gisement :** pour les gisements alimentés par un aquifère ou bien un gaz cap on doit compléter le drain de façon à isoler les zones susceptibles à avoir des percées.
- **Type de forage :** pour un puits en ultra short radius ou short radius on le complète en open hole ou avec un slotted liner, alors que pour le medium et long radius c'est possible d'utiliser tous les types de complétion.
- **Fluide de forage :** l'endommagement de la formation dans les puits horizontaux est un grand problème surtout dans les formations à faibles perméabilité à cause du temps important d'exposition (grande invasion par rapport au verticaux), donc le puits doit être nettoyé, ce qui n'est pas possible en open hole (short radius) et difficile en slotted liner, par contre dans le medium et long radius le nettoyage est possible avec un outil appelé « swabtool ». [3]

## I-5 Planification et suivi de la trajectoire

### I-5-1 Préparation de profil théorique

La détermination du profil d'un puits dépend essentiellement de nombreux paramètres et doit répondre à des exigences à la fois géométriques et parfois techniques, telles que :

- **Le déplacement horizontal requis au point d'entrée**

Est égal au rayon de courbures (déviation) d'un puits à un rayon de courbures simple. Un long déplacement peut rendre obligatoire le forage d'une section tangentielle et donc un kick off (KOP) relativement haut.

- **La longueur du drain horizontal**

Dépend essentiellement des caractéristiques de production, mais peut être du point de vue technique, est limitée. Par exemple, dans le cas d'un réservoir peu profond.

- **Capacité à permettre des gradients importants**

C'est la capacité du matériel de déviation (moteur de fond).



**•les pertes :**

Il n'y a pas mal de problèmes qui peuvent influencer sur le fonctionnement des moteurs de fond et des MWD à mud pulses. Ce sont les pertes partielles ou totales qui peuvent conduire à modifier le programme.

**•La nature de réservoir**

La nature du réservoir influe sur :

- La détermination de fluide de forage (nettoyage, risque d'endommagement)
- La stabilité des parois.
- La longueur du drain (la longueur optimale du drain doit être déterminée). [2]

**I-5-2 Le profil théorique**

Généralement, la trajectoire théorique d'un puits horizontal est composée de deux plans :

**I-5-2-a Le plan vertical**

Dans lequel on trouve la profondeur et le déplacement, Ce plan comporte généralement :

- Une partie verticale.
- Une partie courbe (build up) à partir de l'amorce de la déviation ou l'inclinaison peut atteindre 90° degrés qui va vers le drain cible : la cible (target)
- Une partie horizontale : c'est la section verticale vers l'azimut choisi. Un profil théorique vertical est défini par quatre paramètres à savoir :

**TVD:** C'est la distance verticale séparant la tête du puits (ou la table de rotation ou encore tout autre niveau de référence), de la cible appelée côte ou « total vertical depth, 'TVD' » Alors que la longueur de la trajectoire réellement forée par l'outil sera appelée profondeur ou « longueur forée » ou bien measurement depth (MD).

**VS:** le déplacement horizontal total.

**KOP:** la côte de l'amorce de la déviation (kick off point) et pour le choix, il faut tenir compte des paramètres géologiques et éviter les zones à perte ou le forage est difficile.

**BFR:** le gradient d'inclinaison de la déviation (build up rate). [2] comme s'est représenté dans la figure I.18 ci-dessous

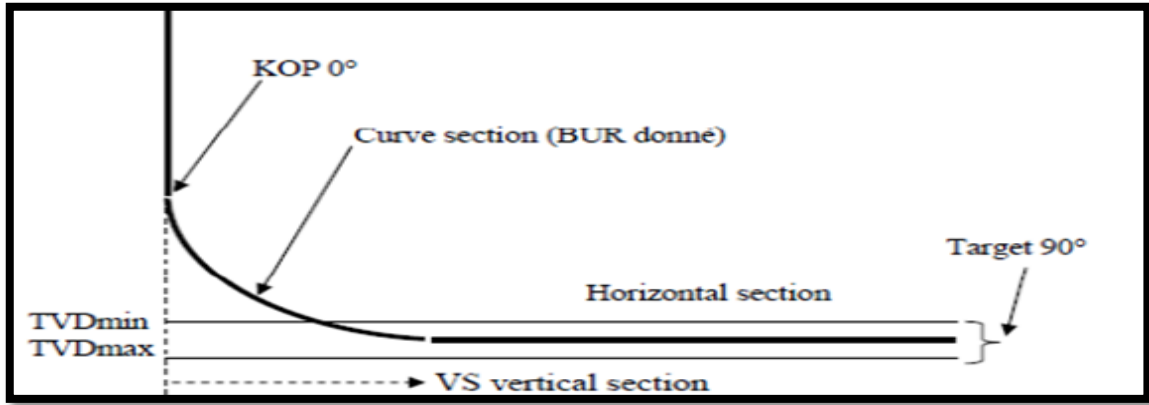


Figure I.18 : Schéma typique d'un plan vertical. [2]

#### I-5-2-b Le plan horizontal

Dans ce plan, on représente la position du puits dans un plan horizontal par rapport au Nord en indiquant l'azimut dans ce dernier. Exemple : un puits qui a un déplacement horizontal de 600 m, un azimut de  $45^\circ$  sera présent comme suit dans la figure I.19 ci-dessous. [2]

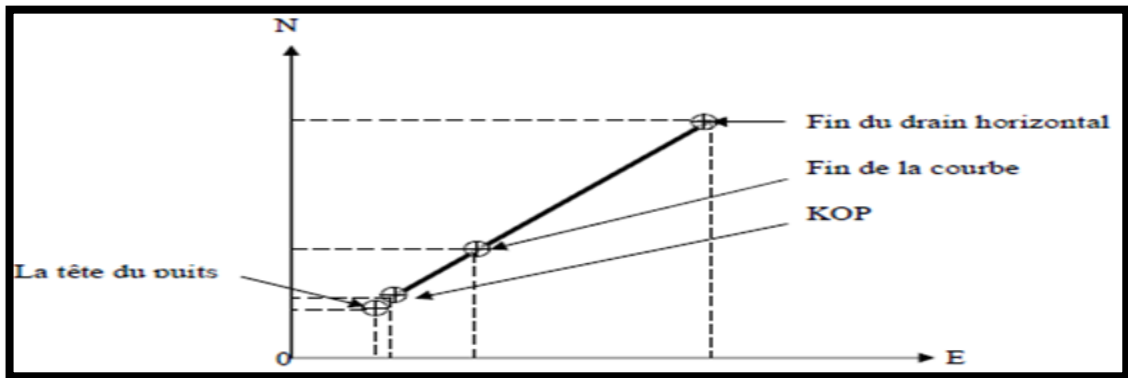


Figure I.19 : Schéma typique d'un plan horizontal. [4]

### I-6 Le choix de l'emplacement d'un puits horizontal

Ce choix doit prendre en considération les cas suivants :

#### I-6-1 L'excentricité du puits

C'est l'emplacement suivant la hauteur qui influe sur l'index de productivité car si on s'écarte du centre du réservoir en hauteur, cela influera sur la nature de l'écoulement et de ce fait, l'excentricité diminue l'index de productivité.

#### I-6-2 L'orientation du puits

Doit être choisie avec la direction de la plus forte perméabilité (par exemple perpendiculaire aux fissures).

Les puits horizontaux sont appliqués par le besoin de régler les problèmes de production telle que :

- Faible perméabilité du réservoir.
- Forte chute de pression aux alentours du puits.
- Forte viscosité des fluides de la formation.
- Hétérogénéité des caractéristiques du réservoir.

Le forage horizontal peut placer le puits près du top du réservoir loin du contact huile/eau et on aura ainsi une production avec plus d'huile et moins d'eau par rapport au forage vertical.

C'est dans ce but que le forage horizontal est plus favorable dans les réservoirs à problème de coning.

L'utilisation du forage horizontal a permis d'améliorer la production jusqu'à parfois 4 fois mieux que le forage vertical avec une réduction du GOR. [2]

## **I-7 Les avantages et les inconvénients des puits horizontaux :**

### **I-7-1 Avantages**

L'application de la technique des puits horizontaux permet d'avoir de nombreux avantages tels que :

- Permet le développement d'un champ qui ne peut pas être exploité commercialement (réservoirs à faible perméabilité) par les puits verticaux.
- Permet l'augmentation de la production et cela en augmentant la surface de contact.
- Améliorer le taux de récupération des réserves avec un meilleur drainage de la couche productrice.
- Réduire les problèmes de coning d'eau et de gaz. [5]

### **I-7-2 Inconvénients**

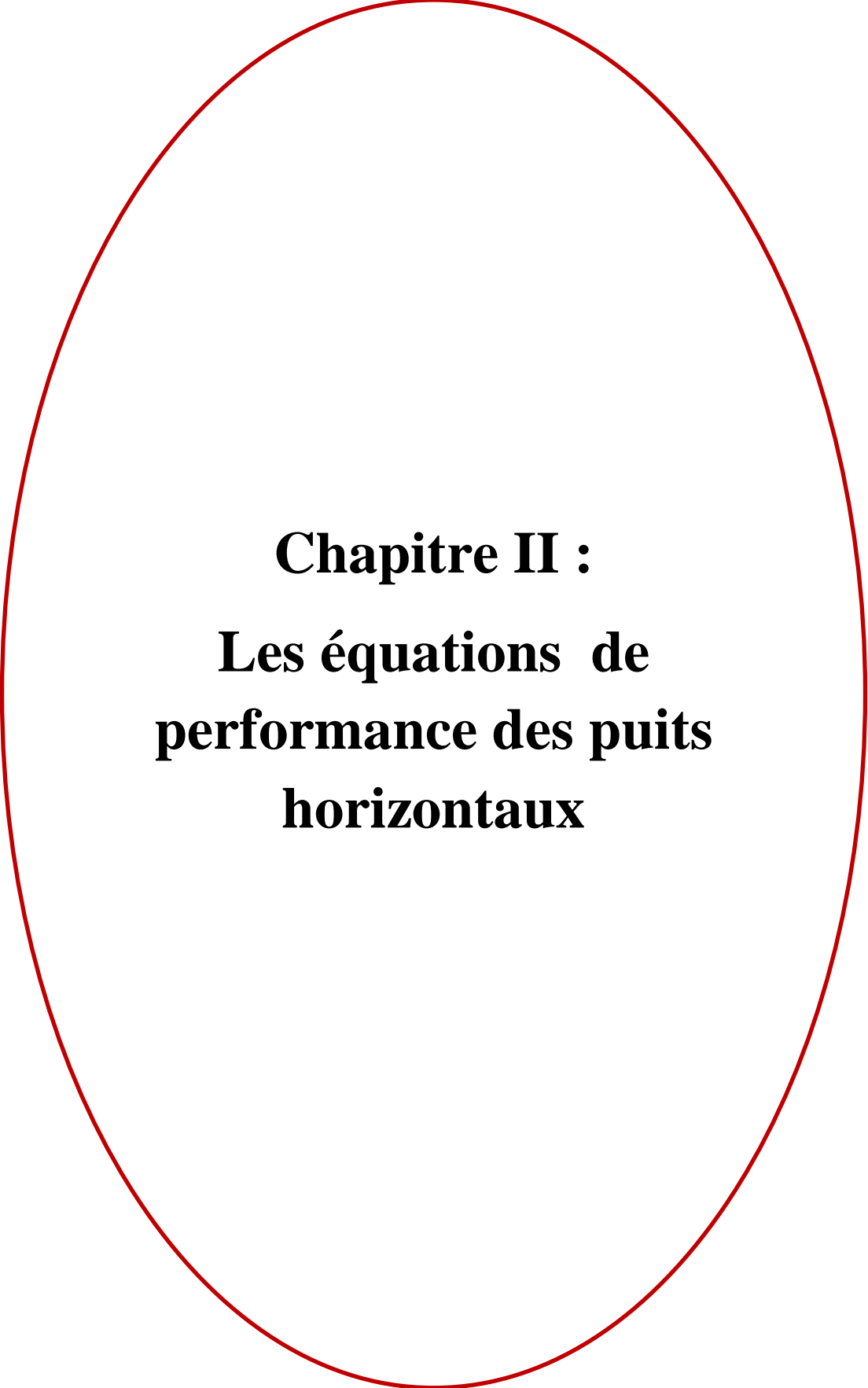
#### **Coût additionnel**

Le coût d'un forage horizontal est plus grand qu'un forage vertical puisque le temps de forage est important et le drain nécessite plus d'outils, et l'utilisation d'un moteur MWD pour le contrôle de la trajectoire.

#### **Risques opératoires**

Les puits horizontaux présentent au cours de leurs réalisations un risque opératoire et des difficultés supplémentaires :

- Pour atteindre la cible.
- Le nettoyage du puits.
- Le comportement des formations et leurs instabilités. [5]



**Chapitre II :**  
**Les équations de**  
**performance des puits**  
**horizontaux**

**II-1 L'indice de productivité (J<sub>p</sub>)**

L'indice de productivité est important dans l'étude technicoeconomique d'exploitation de réservoir, il exprime le potentiel de puits ce qui est très important pour avoir une idée sur la qualité de réservoir ainsi son majeur intérêt dans le calcul prévisionnel de débit et de pression. Il est considéré parmi les parametres clés concernant les opérataions nécessaire afin de maximiser la production.

L'indice de productivité est la grandeur significative de la production d'un puits puisqu'elle tient compte de débit de production, de la chute de pression dans le réservoir.

Dans l'étude de la performance des puits horizontaux, ce qui nous intéresse est l'efficacité traduite par le rapport des indices de productivité (J<sub>h</sub>/J<sub>v</sub>). [6]

**II-1-1 L'expression d'indice de productivité pour un puits vertical**

Le rapport entre le débit entrant au puits (well inflow rate) et la chute de pression dans le réservoir (draw down) a été souvent exprimé sous forme d'indice de productivité J. [7] Où :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots \text{(II-1)}$$

L'équation (II-1) est valable seulement si la fonction de pression  $f(P) = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0}$  est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0} dP \dots\dots\dots \text{(II-2)}$$

**II-1-2 L'expression d'Indice de productivité pour un puits horizontal**

**II-1-2-a Pour un réservoir isotrope**

**A-1) La méthode de Borisov (1984)**

Borisov a étudié le comportement de l'écoulement du puits horizontal sous les conditions permanentes (steady state). Donc, les seules études qualitatives de performance des puits horizontaux ont été considérées jusqu'au 1984. En 1984, les régimes d'écoulement sont définis par un écoulement radial dans le plan vertical du fond de puits, et par un écoulement linéaire dans le plan horizontal. Le réservoir est supposé infini dont les limites supérieures et inférieures sont imperméables. En plus, l'aire de drainage horizontal est supposée avec un facteur de géométrie symétrique. [8]

L'équation de Borisov a supposé que l'aire de drainage est elliptique. Borisov (1984) a proposé l'expression suivante pour prévoir l'indice de productivité d'un puits horizontal dans un réservoir isotrope :

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[ \ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) \right]} \dots\dots\dots (II-3)$$

**A-2) La méthode de Giger et al (1984)**

Giger et al. (1984) ont développé au réservoir un modèle permanent (steady state) pour calculer la paire de la pression de fond (sand face) et le débit pour les réservoirs isotropes et anisotropes. Giger a utilisé un drainage d'un rectangle avec deux demi-cercles dans les deux côtés du fond du puits horizontal.

Pour les réservoirs, la méthode de Muskat est utilisée pour calculer la perméabilité du réservoir équivalente et ajuster les autres paramètres. [8]

$$J_h = \frac{0.00708 L k_h}{\mu_o B_o \left[ \left(\frac{L}{h}\right) \ln(X) + \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} \dots\dots\dots (II-4)$$

Avec :

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{L/(2r_{eh})} \dots\dots\dots (II-5)$$

**A-3) Renard & Dupuy (1990)**

Renard & Dupuy (1991) considèrent un facteur de la géométrie de drainage 'Shape factor' pour l'écoulement permanent 'steady state'. Ce type IPR n'est pas suggéré si la demi-longueur du drain horizontal est supérieure à 0.9 fois le rayon de drainage efficace. [8]

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[ \cosh^{-1}\left(\frac{2a}{L}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right) \right]} \dots\dots\dots (II-6)$$

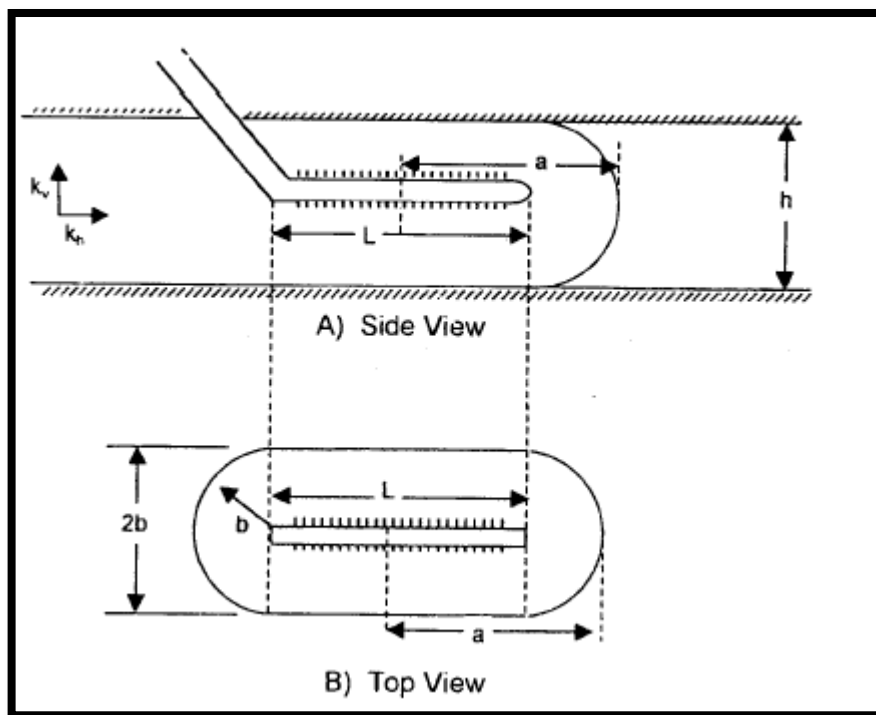
**A-4) La méthode de Joshi (1991)**

Un puits horizontal est étudié à partir d'un certain nombre de puits verticaux proches les uns des autres et complétés dans un réservoir d'une épaisseur limitée. La figure II-1 ci-dessous montre la zone de drainage d'un puits horizontal de longueur L dans un réservoir d'une épaisseur h. Chaque fin d'un puits horizontal va drainer un demi-cercle d'un rayon b, avec une forme de drainage rectangulaire d'un puits horizontal. [8]

En supposant que chaque fin d'un puits horizontal est représentée par un puits vertical qui draine une superficie d'un demi-cercle de rayon de b, Joshi (1991) propose les deux méthodes suivantes pour le calcul de la zone de drainage de caractère horizontal.

**La 1<sup>ère</sup> méthode :**

Joshi a proposé que le bassin versant soit représenté par deux demi-cercles d'un rayon b (équivalent à un rayon d'un puits vertical r à chaque extrémité et un rectangle de dimensions L (2b), dans le centre. La surface de drainage du puits horizontal est alors donnée par:



**Figure II-1 : La surface de drainage d'un puits horizontal. [8]**

La formule qui exprime la surface de drainage :

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43,560} \dots\dots\dots(\text{II-7})$$

**La 2<sup>ème</sup> méthode :**

Joshi suppose que la surface de drainage d'un puits horizontal est une ellipse et donnée par cette formule: [8]

$$A = \frac{\pi ab}{43,560} \dots\dots\dots(\text{II-8})$$

Avec :

$$a = \frac{L}{2} + b \dots\dots\dots(\text{II-9})$$

Joshi a noté que les deux méthodes donnent des valeurs différentes pour l'aire de drainage A et a suggéré d'attribuer la valeur moyenne pour le drainage du puits horizontal.

En 1988, Joshi a résolu le problème de 3-D comme celui de 2D, c'est à dire, il a résumé que l'écoulement du fluide peut être divisé en deux écoulement : horizontal et vertical. L'équation de Joshi devient largement utilisée dans l'industrie pétrolière. L'équation de Joshi a résumé que l'aire de drainage est elliptique. [8]

Joshi (1991) a présenté l'expression suivante pour estimer l'indice de productivité d'un puits horizontal dans les réservoirs isotropes. Tel que : a est la demie longueur de l'axe principal de l'ellipse de drainage et donné par : [9]

$$a = (L/2) \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{ch}/L)^4} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(\text{II-10})$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \dots\dots\dots(\text{II-11})$$

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[ \ln(R) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]} \dots\dots\dots(\text{II-12})$$



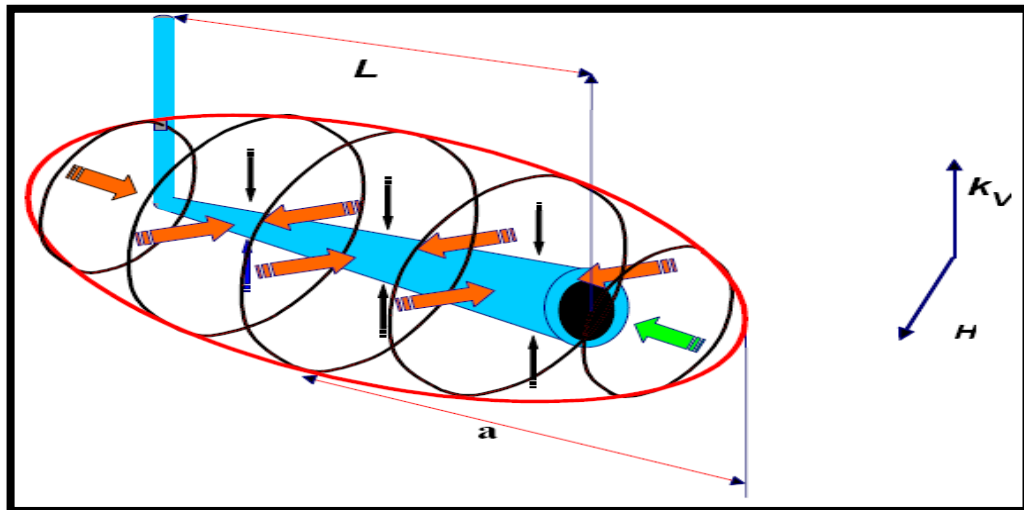


Figure II-2 : Surface de drainage autour du drain. [10]

**II-1-2-b Pour un réservoir anisotrope**

**B-1) La méthode de Giger :**

Giger a introduit l'influence de l'anisotropie du réservoir par le terme B qui est la racine carrée de l'inverse de l'indice d'anisotropie [8]

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots\dots\dots (II-13)$$

$$J_h = \frac{0.00708 k_h}{\mu_o B_o \left[ \left( \frac{1}{h} \right) \ln (X) + \left( \frac{B^2}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right]} \dots\dots\dots (II-14)$$

**B-2) La méthode de Joshi :**

Joshi a introduit la perméabilité verticale pour expliquer l'influence de l'anisotropie du réservoir: c'est formule sont applicable pour  $L > 0.4 BH$  [8]

**La 1<sup>ere</sup> méthode :**

$$J_h = \frac{0.00708 H k_h}{\mu_o B_o \left( \ln (R) + \left( \frac{Bh}{L} \right) \ln \left( \frac{Bh}{2Rw} \right) \right)} \dots\dots\dots (II-15)$$

**La 2<sup>eme</sup> méthode :**

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[ \ln (R) + \left( \frac{B^2 h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2r_w} \right) \right]} \dots\dots\dots (II-16)$$

Selon Joshi, l'équation (II-16) est tiré de manière plus rigoureuse que l'équation (II-15) il y a une différence de 14% dans l'index de productivité calculé par ces deux formules ; pour une longueur L supérieur de 0.4\*BH [8]

**B-3) La méthode de Renard :**

Renard a introduit l'influence de l'anisotropie du réservoir: [8]

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[ \cosh^{-1} \left( \frac{2a}{L} \right) + \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \dots\dots\dots (II-17)$$

$$r'_w = \frac{(1 + B) r_w}{2B} \dots\dots\dots(II-18)$$

**B-4) La méthode d'Economides et al. (1991) :**

Economides et al. (1991) modélisent les performances des puits horizontaux pour l'écoulement permanent en considérant les puits anisotropes et le drainage ellipsoïde. La longueur de drain horizontal doit être plus grande que la racine carrée de (kh /kv) multipliée par l'épaisseur de la formation.

Ce type IPR n'est pas suggéré si la demi-longueur du drain horizontal est plus grande que 0.9 fois le rayon du drainage efficace.

En 1991, Economides et al ont modifié le second terme logarithmique dans l'équation de Joshi résumant que l'excentricité du puits est nulle: [8]

$$IP = \frac{0,007078 k_H h}{B \mu \left[ \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right) + \left( \frac{I_{an} h}{L} \times \ln \frac{I_{an} h}{r_w (I_{an} + 1)} \right) \right]} \dots\dots\dots (II-19)$$

**II-2 Le rayon effectif (r'\_w)**

Le rayon effectif est le rayon théorique équivalent au rayon d'un puits vertical de même production, c'est à dire si le puits est vertical endommagé le rayon effectif serait inférieur au rayon réel par contre si le puits est vertical stimulé le rayon effectif serait supérieur au rayon réel, il est défini par les relations suivantes : [8]

$$r'_w = \frac{r_{eh} \left( \frac{L}{2} \right)}{a \left[ 1 + \sqrt{1 - \left( \frac{L}{2a} \right)^2} \right] \left[ \frac{h}{2r_w} \right]^{h/L}} \dots\dots\dots (II-20)$$

Avec :

$$a = (L/2) \left[ 0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0,5} \dots\dots\dots (II-21)$$

$$r'_w = r_w \cdot e^{(-s)} \dots\dots\dots (II-22)$$

Ou :

$r_{eh}$ : rayon de drainage d'un puits horizontal, ft.

$a$ : le grand axe de la surface de drainage elliptique, ft.

$S$ : le skin équivalent.

$r_w$  : le rayon réel du puits, ft.

$r'_w$  : le rayon effectif du puits, ft.

Le rayon de drainage d'un puits à drain horizontal :

Pour la notion du rayon de drainage, chaque auteur a émis sa propre hypothèse :

- GEIGER considère que la limite lointaine est elliptique et prend comme rayon de drainage la demi-distance du petit axe de l'ellipse. [8]
- JOSHI a calculé le rayon de drainage à partir de la surface de drainage supposé :

$$Reh = \sqrt{\frac{43.560 * A}{\pi}} \dots\dots\dots (II-23)$$

Ensuite joshi considère aussi que la limite lointaine est elliptique, mais lui il prend comme rayon de drainage la moyenne géométrique des deux demi distances du grand et petit axe.

$$b = \sqrt{a^2 + (l/2)^2} \dots\dots\dots (II-24)$$

$$reh = \sqrt{a * b} \dots\dots\dots (II-25)$$

**II-3 Le skin équivalent (s) :**

Van Everdingen et Hurst ont remarqué que la pression réelle du fond du puits est inférieure à celle calculée théoriquement à cause d'une chute de pression aux abords du puits. En plus cette chute de pression ne dépend pas du temps, ils ont constaté alors qu'elle est due à la diminution de la perméabilité dans la zone proche du puits causée par l'endommagement durant le forage, c'est ce qu'ils ont appelé le « skin factor » ou l'effet d'endommagement. Il est défini comme suit : [6]

$$S = \frac{k.h.(\Delta P)_{skin}}{(141,2.Q.\mu.B)} \dots\dots\dots (II-26)$$

Ou :

k : la perméabilité, md.

h : la hauteur productrice, ft.

( $\Delta P$ )<sub>skin</sub> : la chute de pression due à l'endommagement, psi.

Q : le débit STB/day.

$\mu$  : la viscosité, cp.

B : le facteur volumétrique, RB/STB.

Ce qui nous intéresse dans cette étude est le skin équivalent défini par :

$$S = \ln (r_w / r'_w) \dots\dots\dots \text{(II-27)}$$



**Chapitre III :**  
**Analyse nodale**

### III-1 Concept de l'analyse nodale

Le taux de production ou la dérivabilité d'un puits peut souvent être sévèrement limité par la performance d'une seule composante dans le système de production. C'est pour ceci que les pétroliers trouvaient une nouvelle technique qui permet de résoudre le problème de papillonnage et aussi d'augmenter le taux de récupération cette technique qui s'appelle l'analyse nodale. [11]

L'analyse nodale C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, Elle est basée à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire a conduite l'effluent à la surface. [11]

L'analyse nodale permet de choisir le dimensionnement des différentes composantes, mais en raison de l'interaction parmi les composantes un changement de la chute de pression dans une composante peut changer le comportement de chute de pression dans toutes les autres, ceci se produit parce que le fluide débordant, est compressible et donc la chute de pression dans une composante particulière ne dépend seulement pas du débit d'écoulement mais également de la pression moyenne qui existe dans celle-ci. Les diverses perte de charge peut se Produire dans la formation, au niveau de complétion dans les dusses dans les vannes dans le réseau collecte comme indique la figure III-1 ci-dessous : [11]

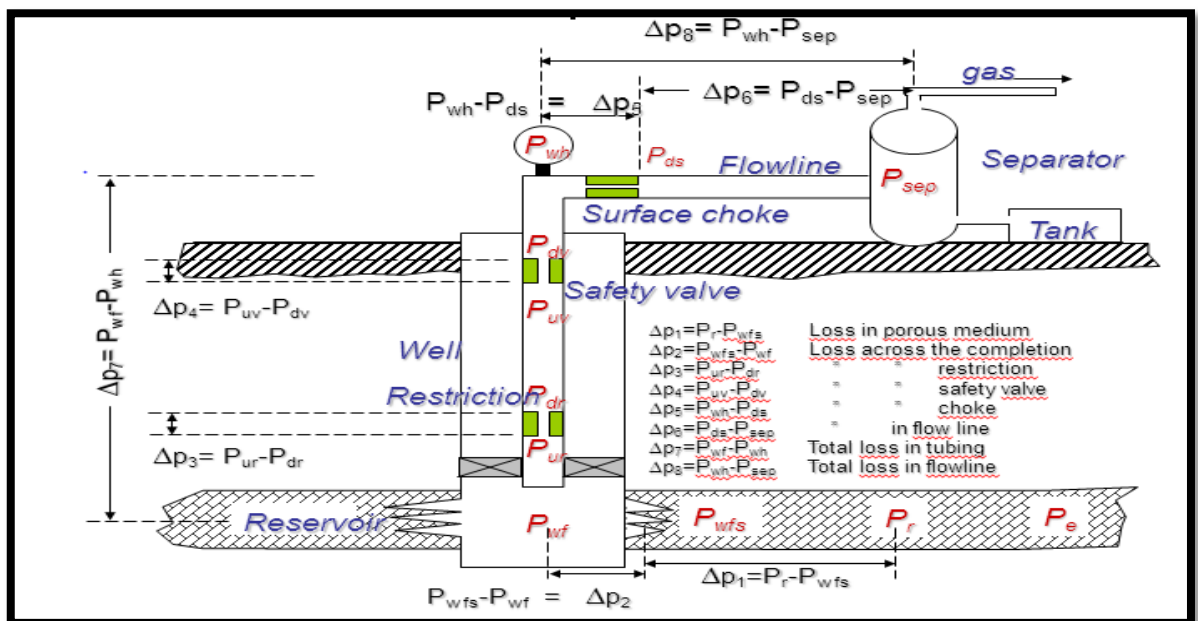


Figure III-1 : Schéma des pertes de charge dans le système de production. [12]

### III-2 L'objectif de l'analyse nodale

Généralement, Les objectifs de l'analyse nodale sont nombreux mais les plus importants sont les suivants :

- Déterminer le débit auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits produira ou s'épuisera.
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift.
- Optimiser le système pour produire le débit voulu.
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.
- Permettre l'identification rapide par les opérateurs de gestion et de technologie des manières d'augmenter le taux de production. [11]

### III-3 Procédure d'application d'analyse nodale

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, utilisé. 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 : [11]

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

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

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 III-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'out flow 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. [11]

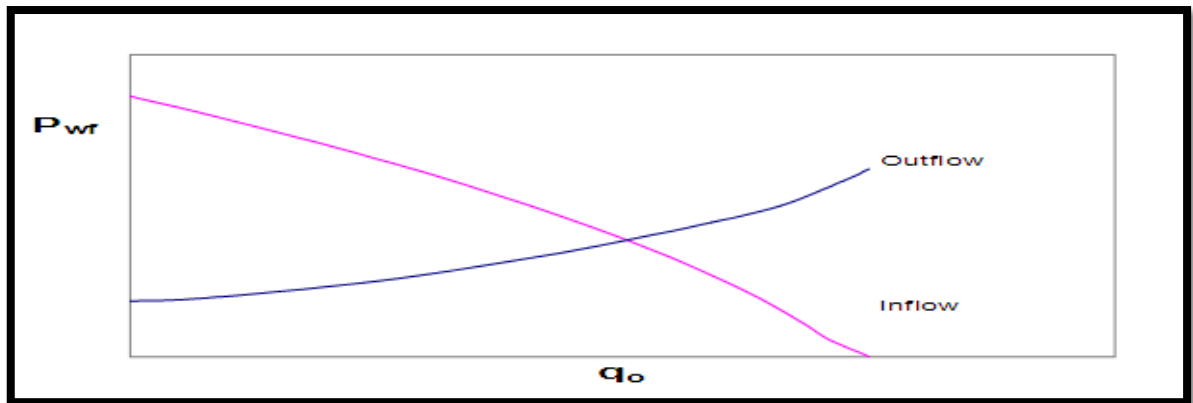


Figure III-2 : Point de fonctionnement. [11]

### III-4 Les différentes positions de nœud

Le nœud peut prendre une différente position ça dépend l'objectif d'étude, les positions possibles sont :le Séparateur, la tête de puits, le réservoir, la perforation et la Duse

#### a) Séparateur :

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

1. IPR mesuré du puits.
2. Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
3. Chute de pression dans la collecte en fonction de débit

La figure III-3 au-dessous , nous avons donné un exemple qui explique l'effet de pression de séparation sur la valeur de débit optimum. [11]

#### b) Duse :

L'emplacement de nœud 2 (Duse) nous a permet d'étudier L'effet de la Duse et de contrôler le débit.

De production. Les données nécessaires sont:

- IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression en fonction de débit.



- L'équation  $Pwf = (GLR, q, \partial)$ . [11]

### c) Tête de puits :

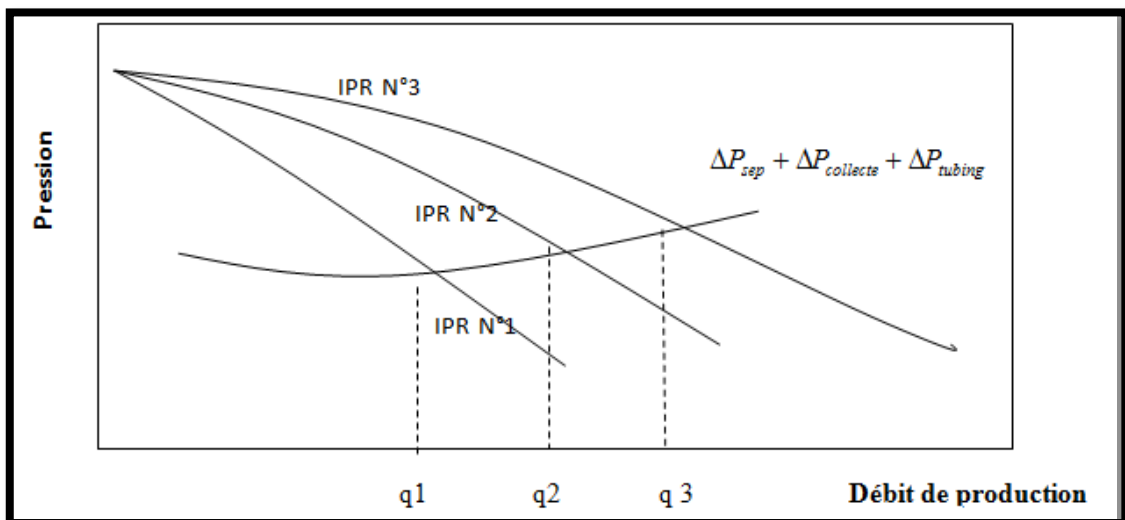
Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- **IPR** (Inflow Performance Relationship) du puits.
- Chute de pression du tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression du séparateur. [11]

### d) Fond du puits:

Cette position permet de d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits.



**Figure III-3 :** Les IPR inflow et outflow. [11]

### e) Réservoir

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits.

### f) Au niveau de la perforation

Le nœud au niveau de la perforation nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations sur la performance du puits.

## III-5 La procédure est la suivante

- 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. [13]

### III-6 L'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup de problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué pour étudier la performance des puits producteur et même les puits injecteur seulement en modifiant l'expression d'inflow et outflow. Le procédé peut être également appliqué à l'analyse des performances des puits horizontal; certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit :

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Conception du Gravel pack.
- Choix du diamètre de la Duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production. [13]

### III-7 Types d'IPR pour les puits horizontaux

Des réservoirs horizontaux sont modélisés en utilisant un réservoir rectangulaire avec un puits horizontal. Certains des types d'IPR exigent que le puits soit au centre du réservoir. Autre types indiquent l'endroit du puits. La perméabilité verticale et horizontale est nécessaire pour les calculs. La plupart des corrélations exigent les mêmes données d'entrée avec la position additionnelle de puits pour les méthodes de **Kuchuk** et de **Goode** et de **Thambynaya** (Voir figure III-4). [13]

Les listes suivantes classent les types d'IPR horizontaux par catégories disponibles :

#### III-7-1 Écoulement équilibré (steady state)

- Giger et autres (1984)
- Economides et autres. (1991)
- Joshi (1988)

- Renard et Dupuy (1991)

### III-7-2 Ecoulement Pseudo-régulier (pseudo steady state)

- Kuchuk (1988).
- Babu et Odeh (1989).

### III-7-3 Ecouement Transitoire

- Goode et Thambynaya (1987).

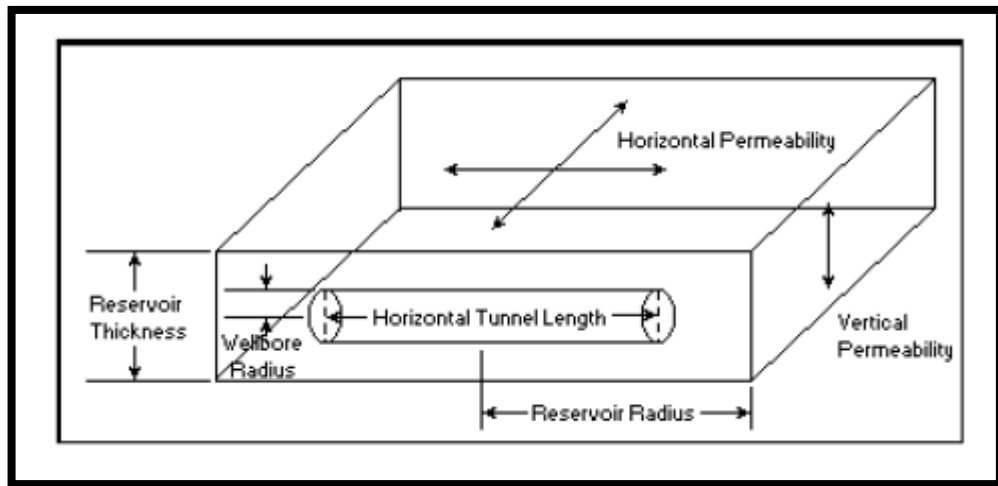
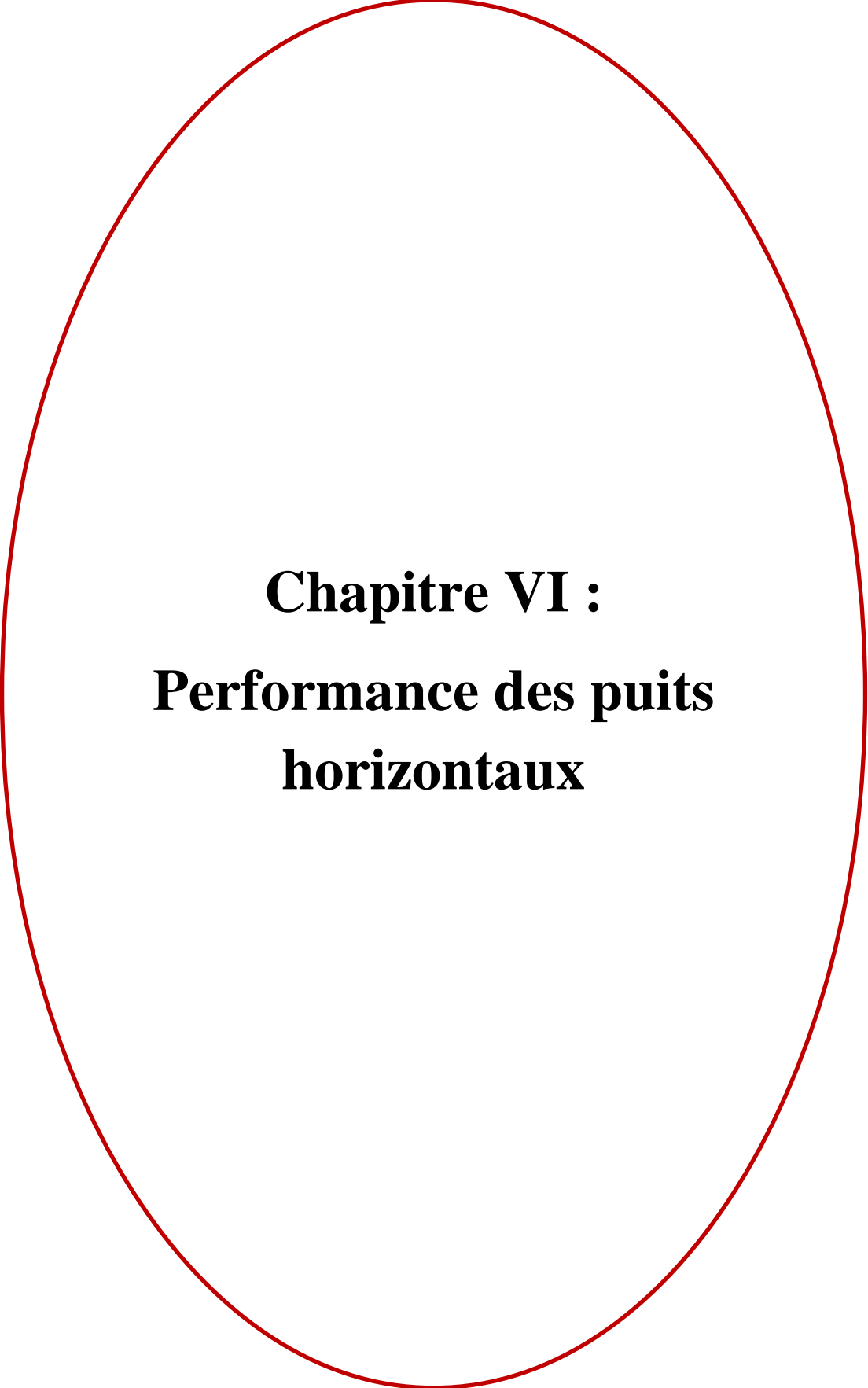


Figure III-4 : Schéma de Giger, Joshi, Renard, Dupuy, et Economides corrélations. [13]

### III-8 Objective de l'analyse nodale dans notre étude

Etudier la sensibilité de paramètre qui influent sur in flow sur quelque puits horizontale tel que la perméabilité verticale, le skin, la longueur, hauteur effectif.

La modification de ces paramètres nous permet de voir le changement de point de fonctionnement de système. Et par conséquence avoir une idée sur l'opération adéquate.



**Chapitre VI :**  
**Performance des puits**  
**horizontaux**

### IV-1 Présentation de la zone d'étude : champ de Hassi Messaoud

Le champ de HMD est un gisement gréseux de forte puissance qui s'étend sur quelques 2200 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>.

La couche productrice située à une profondeur moyenne de 3400 m se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétro-physiques difficilement prévisibles et ce, malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 1200 puits verticaux et horizontaux qui ont été continuellement carottés au cours de ces 50 dernières années.

Les propriétés pétro-physiques peuvent être une aubaine pour la productivité, comme ils peuvent provoquer une succession de problèmes à résoudre

#### IV-1-1 Situation géographique

Le champ de HMD se situe à 850 km Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.

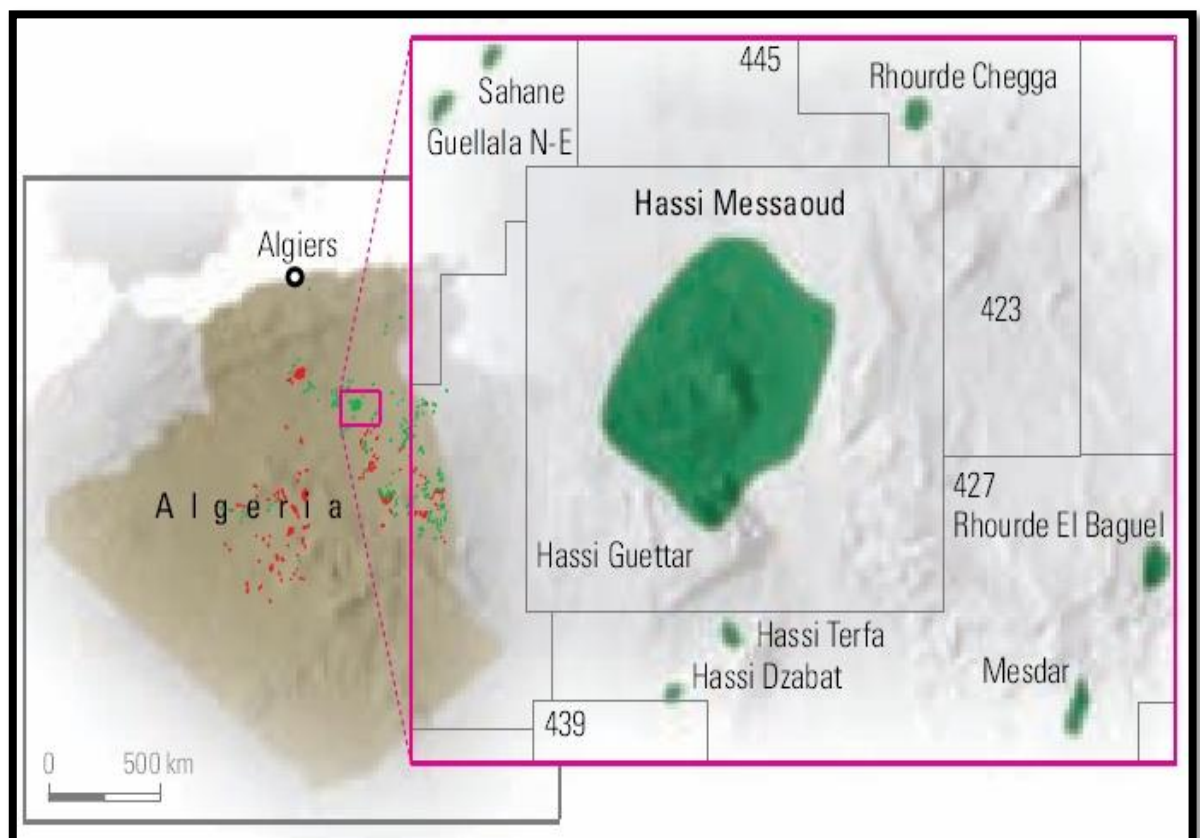


Figure IV-1 : Situation géographique de champ HMD.

### IV-1-2 Genèse et origine de l'huile

Le réservoir de HMD est à 3300 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du cambrien.

Il y a deux sources possibles à propos de l'origine de l'huile de HMD :

Les bancs argileux des argiles d'El-Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout de l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures.

Les argiles du silurien, puissante série, riches en matières organiques, situées de part et d'autre du gisement à de grandes profondeurs (sillon de Dorbane notamment).

L'extension géographique des niveaux, leur importante radioactivité et les tests géochimiques réalisés leur confèrent le rôle de roche mère potentielle ayant généré une grande partie de l'huile.

### IV-1-3 Cadre géologique

Le champ de HMD occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie.

Il est limité :

Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].

Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.

A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

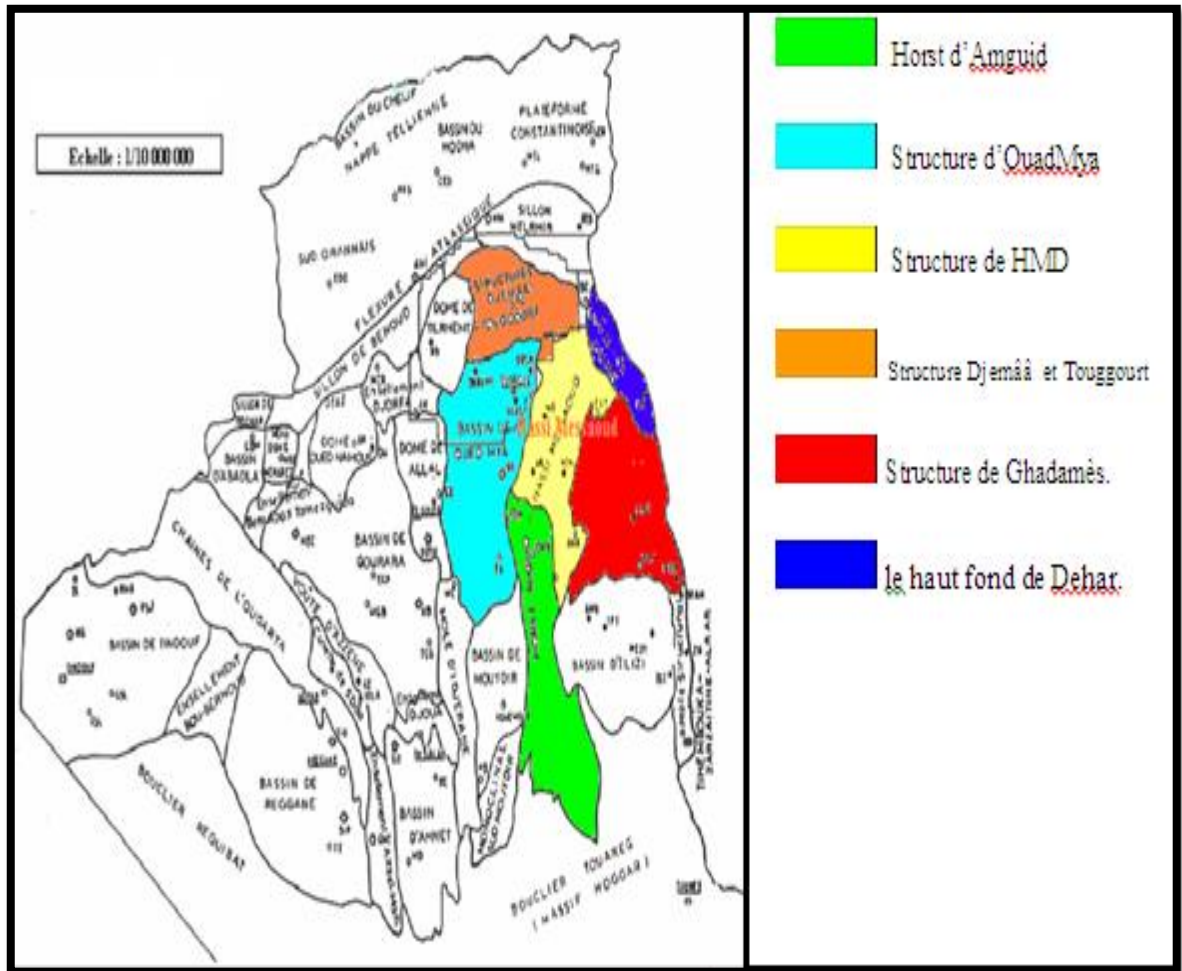


Figure IV-2 : Cadre géologique de champ HMD.

IV-1-4 Aperçu stratigraphique

La stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud se presente comme suit (Figure IV-3) :

ERE	SYST	ETAGES	LITHOLOGIE	EPAISSEUR MOYENNE	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240/239	Sable, calcaire, marne sableuse		
		EOCENE		120/122	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SEVONIEN	CARBONATE ANHYDRITIQUE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite		
			SALIFERE	209/219	Anhydrite, marne, dolomie		
			TURONIEN	140/149	Sel massif et traces d'anhydrite		
			CENOMANIEN	90/112	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
			ALBINE	145/147	Anhydrite, marne, dolomie		
			APTIEN	350/362	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
			BARREMIEN	24/25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
			NEOCOMIEN	276/280	Argile, grès, dolomie		
				180/182	Argile, marne, dolomie, grès		
	JURASSIQUE		MALM		225/226	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX		105/107	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE		210/211	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	LD 1		65/66	Dolomie, anhydrite, argile	
			LS 1		90	Alternance sel, anhydrite et argile	
			LD 2		55	Anhydrite de dolomie cristalline	
			LS 2		58/60	Alternance sel et argile	
			LD 3		30/31	Alternance de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1		46	Alternance de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2		189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3				202	sel massif et traces d'argile	
			ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
			GRESEUX		0 à 35/35	Grès, argile	
			ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0 à 92	Andésites altérées	
	PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fines avec traces de tigliites	
			GRÈS D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
			ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles shisteuses, verte ou noires glauconieuses à graptolites	
			ZONE DES ALTERNANCES		20/18	Alternance de grès et argile. Présence de tigliites	
		CAMBRIEN	Ri (Isométriques)		42/50	Grès isométrique, fins, silteux	
Ra (Anisométriques)				120/125	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
R 2				100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
R 3				300/370	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN				45	Grès argileux rouges		
SOCLE					Granite porphyroïde rose		

Figure IV-3 : Stratigraphie de champ HMD.



#### IV-1-5 Description et caractéristiques du réservoir

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur un plan vertical.
- La porosité est faible de 5 à 10 %.
- La perméabilité est très faible de moyenne 0.1 –200 md.
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45 °API) permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinsertion de gaz
- La viscosité est d'environ 0.2 cp a la pression de saturation.
- Le facteur volumétrique de fond Bo est de  $1.7 \text{ m}^3/\text{stdm}^3$ .
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile + eau + roche) est:  $3,63.10^4 \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ .
- La saturation initiale en huile est de 80% à 90% maximum.
- La saturation critique en gaz est de l'ordre de 08%.
- La pression de Gisement est variable de 90 à 470 kg/cm<sup>2</sup>.
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm<sup>2</sup>.
- La température est de l'ordre de 118° C.
- Les puits présentent des G.O.R d'une moyenne de  $220 \text{ m}^3/\text{m}^3$  (sauf pour les puits en percée où le G.O.R peut dépasser  $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$  et plus).
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum mais peut également être nulle.
- Cote de référence est de 3200 m.
- Le contacte Huile/Eau initiale est à plus ou moins 3380 m.

#### IV-2 Calcul de l'indice de productivité dans le champ de HMD

L'objectif de cette partie est le choix de la bonne corrélation de calcul de l'IP applicable pour les puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud.

##### IV-2-1 Critères de choix des puits horizontaux candidats

Le choix des puits horizontal était en fonction des paramètres suivants :

##### IV-2-1-a L'indice de productivité donné par Well Test :

Le choix des puits horizontaux s'est basé sur la nature de l'index de productivité donné par le well test. Dans le cas de Hassi Messaoud, l' $IP_h$  est donné par le tableau IV-1 ci-dessous :

**Tableau IV-1: Représente l'échelle de classement des puits horizontaux**

Echelle	Bon ( $m^3/hkg/cm^2$ )	Moyen ( $m^3/hkg/cm^2$ )	Faible ( $m^3/hkg/cm^2$ )
Intervalles	$0.9 < IP_{wt} < 1.8$	$0.2 < IP_{wt} < 0.8$	$0.01 < IP_{wt} < 0.1$

**Tableau IV-2: Représente la première échelle (IP bon)**

Puits	Type de Test	$IP_{wt}$ ( $m^3/hkg/cm^2$ )
ONIZ411	DST	1.618
MDZ651	DST	0.962

**Tableau IV-3: Représente la deuxième échelle (IP moyen)**

Puits	Type de Test	$IP_{wt}$ ( $m^3/hkg/cm^2$ )
OMKZ153	DST	0.504
MDZ574	BUILD UP	0.473

**Tableau IV-4: Représente la troisième échelle (IP Faible)**

Puits	Type de Test	$IP_{wt}$ ( $m^3/hkg/cm^2$ )
OMOZ241	BUILD UP	0.068

#### IV-2-1-b La pression de gisement

Pour simplifier la tâche et aussi pour éviter le problème de l'écoulement polyphasique.

#### IV-2-1-c Les données de well test

La disponibilité des données de well test est très importante dans notre étude, les paramètres les plus importants sont : la longueur effective, la hauteur effective et le produit de la hauteur par la perméabilité proche et lointain ( $k_h$ ).

#### IV-2-1-d Les données géologiques

La disponibilité des données géologiques telle que la perméabilité et les résultats d'imagerie.

#### **IV-2-1-e La situation géographique des puits horizontaux**

Pour avoir une idée sur la qualité de réservoir, nous avons choisi des puits appartenant à la zone sud et d'autre à la zone nord. Les puits situés dans le disposent d'une appellation commençant par la lettre "O", par exemple (ONIZ411), ceux situés au sud commencent par la lettre "M", par exemple(MDZ574).

#### **IV-2-2 Les données pour le calcul de l'index de productivité**

##### **IV-2-2-a La viscosité et le facteur volumétrique :**

La viscosité et le facteur volumétrique dépendent de la pression du gisement et la pression du bulle.

##### **IV-2-2-b La hauteur du réservoir :**

D'après les renseignements géologiques et le profil de puits, nous avons tiré la hauteur du réservoir qui alimente le drain de chaque puits. La plupart des puits horizontaux ciblent le réservoir Ra.

Remarque : Nous avons supposé qu'il y a une faible contribution entre les drains a cause de la faible perméabilité verticale du réservoir HMD.

##### **IV-2-2-c La perméabilité horizontale :**

Le problème rencontré, étant l'absence des données de perméabilités horizontales et verticales des puits horizontaux, parce que le carottage des puits horizontaux n'a pas été réalisé, suite à la difficulté de récupération des carottes.

Pour remédier à cette difficulté, nous avons alors fait une approximation en utilisant les données disponibles des puits verticaux les plus proches des puits horizontaux concernant la perméabilité horizontale.

##### **IV-2-2-d La perméabilité verticale :**

Les données de perméabilité verticale sont très rares, alors nous avons pris une valeur moyenne d'indice d'anisotropie à HMD qui est 0.1 pour calculer cette perméabilité verticale.

##### **IV-2-2-e Longueur de drain :**

Dans notre étude, nous avons utilisé différentes longueurs telles que : la longueur géométrique, la longueur effective, longueur réservoir net et longueur net pay.

**A- La longueur géométrique :** C'est la longueur totale mesurée à partir du build up jusqu'à la fin du drain. Elle est obtenue par la relation suivante :

$L_{géo} = MD$  (drain final) - MD (casing 7''). Avec MD : c'est la profondeur mesurée.

**B- La longueur réservoir net:** C'est la partie raffinée de la longueur totale du réservoir, c'est l'élimination d'une partie de la longueur qui ne contribue pas à cause des impuretés telle que les argiles. Elle est obtenue à partir des données géologiques.

**C- La longueur net pay :** C'est la longueur du réservoir, tout en supprimant la partie de la longueur dont la perméabilité de cette zone est inférieure à un seuil. Elle est obtenue à partir des données géologiques Leur obtention se fait à partir des renseignements géologiques.

**D- La longueur effective :** C'est la longueur mesuré par le well test.

#### IV-2-3 Calcul de l'indice de productivité :

Nous avons calculé les valeurs d'indice de productivité de nos puits candidats par les différentes longueurs et les relations de Joshi 1, Joshi 2, Giger-Reiss Jourdan, Economides et al et Renard-Dupey, en utilisant les paramètres de HMD.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau (IV-5) et (IV-6) ci-dessous :

**Tableau IV- 5 : Résultats de calcul d'IP par les différentes longueurs**

Puits	IP(Lgéo) Stb/day/psi	IP(Lrn) Stb/day/psi	IP(Lnp) Stb/day/psi	IP(Leffe) Stb/day/psi
ONIZ411	20.5139392	19.9706222	19.0203002	18.6248141
MDZ651	13.2060207	12.2629164	12.2049812	11.6373205
OMKZ153	9.46311792	9.47829329	9.34952157	6.09689143
MDZ574	5.63264089	5.24842319	5.20354888	4.2690337
OMOZ241	0.2442219	0.22750387	0.16835759	0.38710422

Tableau IV- 6 : Valeurs des indices de productivité (IP) des puits horizontaux

Puits	IP de Joshi 2	IP de Joshi 1	IP de Giger et al	IP de Renard-Dupey	IP de Economides et al
ONIZ411	133.71023	21.516012	88.927923	159.61377	324.755915
MDZ651	40.083005	18.467601	21.449714	47.837933	73.6136371
OMKZ153	74.821099	12.044792	49.676179	89.759222	201.68162
MDZ574	7.5868188	1.1625472	7.5799837	7.9850053	11.4629833
OMOZ241	1.3752782	0.2651129	1.0783533	1.420252	1.76471215

Pour choisir la relation la plus adéquate à HMD, nous avons estimé l'erreur de chaque corrélation qui est calculé par la relation suivante :

$$E(\%) = (\text{IP}_{\text{calculé}} - \text{IP}_{\text{wt}}) / \text{IP}_{\text{wt}}$$

Le tableau (IV-7) suivant illustre ces erreurs:

Tableau IV- 7 : Représente Les erreurs de chaque corrélation

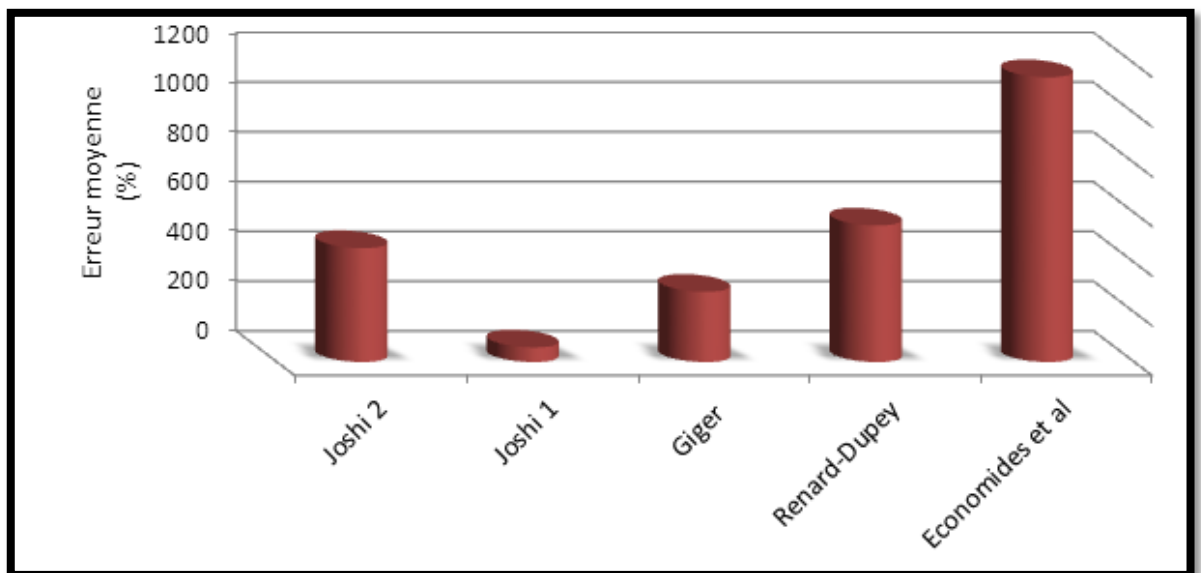
Puits	E de Joshi 2	E de Joshi 1	E de Giger et al	E de Renard-Dupey	E de Economides et al
ONIZ411	583.137581	9.927241	354.340766	715.4811	1559.20722
MDZ651	244.435003	58.692893	84.318322	311.073435	532.565175
OMKZ153	1127.20077	97.556277	714.77881	1372.21289	3207.9418
MDZ574	82.22825	97.27679	82.24426	81.29552	73.14853
OMOZ241	255.273365	31.43631	178.569243	266.891371	355.875206

Ensuite, nous avons calculé l'erreur moyenne de chaque corrélation. Les résultats sont regroupés dans le tableau (IV-8) suivant :

**Tableau IV- 8 : Erreurs moyenne des différentes corrélations**

Corrélation	E de Joshi 2	E de Joshi 1	E de Giger et al	E de Renard-Dupey	E de Economides et al
<b>ERREUR MOYENNE</b>	458.4549938	58.9779022	282.8502802	549.3908632	1145.747586

Pour bien illustrer cette différence d'erreur moyenne entre les corrélations, nous avons reproduit l'histogramme suivant :



**Figure IV-4 :** Représentation des erreurs moyennes de différentes corrélations

#### IV-2-4 Interprétations des erreurs

Au regard de ces résultats, Il est évident que la relation de BORISOV présente l'erreur moyenne la plus importante. Par contre, celle de JOSHI 1 est la plus faible.

L'application de la relation de JOSHI 1 dans le champ de HMD pour le calcul de l'IP indique les résultats qui sont regroupés dans le tableau ci-dessous ou sont portés les intervalles d'erreurs et les différentes échelles pour les 08 puits.

L'analyse ces résultats souligne que 4 des puits représente une erreur inférieure à 50 %. Par contre 4 des puits présente une erreur supérieure à 50 %.

Il faudra un autre critère pour le bon choix de la relation. En effet, si nous appliquons les différentes corrélations pour le calcul de l'IP<sub>h</sub>, en fonction de nombre de puits présentant une erreur n'excédant pas 50%, nous obtiendrons les résultats qui sont.

Tableaux IV-9 : Calcul d'erreur d'IP pour la relation JOSHI 1

Erreur (%)	Nombre de puits			Total de puits
	A	B	C	
$E < 10$	1	---	---	1
$10 < E < 50$	---	---	1	1
$50 < E < 75$	1	---		1
$75 < E < 100$	---	2	---	2

Tableau IV- 10 : Nombre de puits ayant une erreur inférieure 50% pour les différentes corrélations du calcul d'IP<sub>h</sub>

Corrélation	Joshi 2	Joshi 1	Giger et al	Renard-Dupey	Economides et al
Nombre de puits	0	2	0	0	0

A cet effet, nous pouvons observer que les erreurs commises dans le calcul de l'IP<sub>h</sub> par les différentes corrélations (voir table) qui peuvent être acceptable sont approximativement de l'ordre.

40% pour la relation Joshi 1.

0% pour la relation de Joshi 2.

0% pour la relation de Giger et al.

0% pour la relation de Renard-Dupey.

0% pour Economides et al.

Finalement, nous pouvons conclure que la corrélation de Joshi 01 s'avère intéressante pour le calcul de l'IP. Il est recommandé dans le champ de HMD.

#### IV-2-5 Sensibilité des paramètres de la relation Joshi 01

Maintenant nous venons de montrer que la relation Joshi 01 est applicable dans le champ de HMD, nous allons tenter d'expliquer l'écart d'erreur entre les valeurs de l'IP<sub>h</sub> calculés par la relation et celle du well test.

Pour se faire, nous allons mener une étude de sensibilité des paramètres tels que longueur du drain, la hauteur de la couche, l'anisotropie du milieu (réservoir) et la perméabilité horizontale et verticale.

On a les données moyennes du champ de HMD :

$L = 2296.581$  ft       $K_h = 20$  md       $B_o = 1.70$  v/v       $r_{ev} = 820.2075$  ft

$H = 131.2332$  ft       $K_v = 2$  md       $U_o = 0.2647278$  cp       $r_w = 0.25$  ft

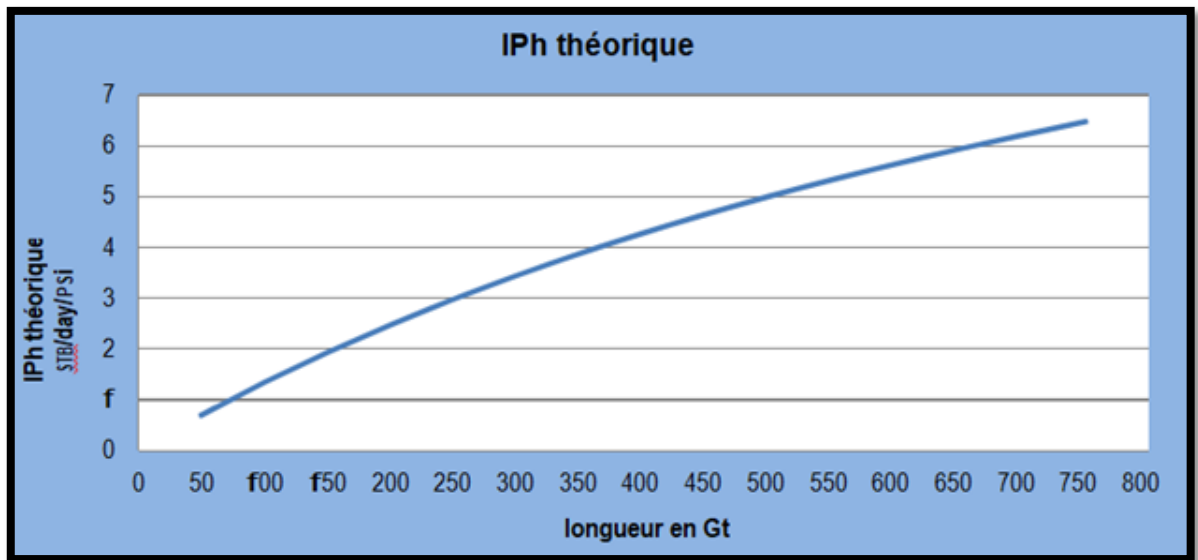
$$J_h = \frac{0.00708HKh}{\mu B_o \left( \ln(R) + \left(\frac{Bh}{l}\right) \ln\left(\frac{Bh}{2Rw}\right) \right)}$$

Où les paramètres R, a, B sont définies respectivement par :

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \quad a = (L/2) \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{ch}/L)^4} \right]^{0.5} \quad B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

**IV-2-5-a L'influence de la longueur du drain de puits sur la productivité des puits horizontaux**

En considérant que le milieu est anisotrope, et en menant une étude de sensibilité de la longueur du drain sur le calcul de l'IPh par la corrélation Joshi1 (Figure IV-5) :



**Figure IV-5 : Effet de la longueur de drain horizontale sur IP<sub>h</sub>**

- **L'analyse de cette courbe fait apparaître :**

Comme nous pouvons le constater, l'IP<sub>h</sub> est très sensible à la longueur du drain. En effet, il passe de 2 stb/day/psi pour 150 ft à 6 stb/day/psi pour 650 ft.

Nous pouvons conclure que l'influence de la longueur du drain est très sensible pour l'IP<sub>h</sub> calculé par la corrélation Joshi1. Cette évolution est de la forme en puissance.



#### IV-2-5-b Influence de la hauteur du réservoir :

En menant de calculé la sensibilité de la hauteur du réservoir sur la valeur de l'IP<sub>h</sub> obtenu par la relation Joshi1, nous avons calculé les résultats de la figure (Figure IV-6) :

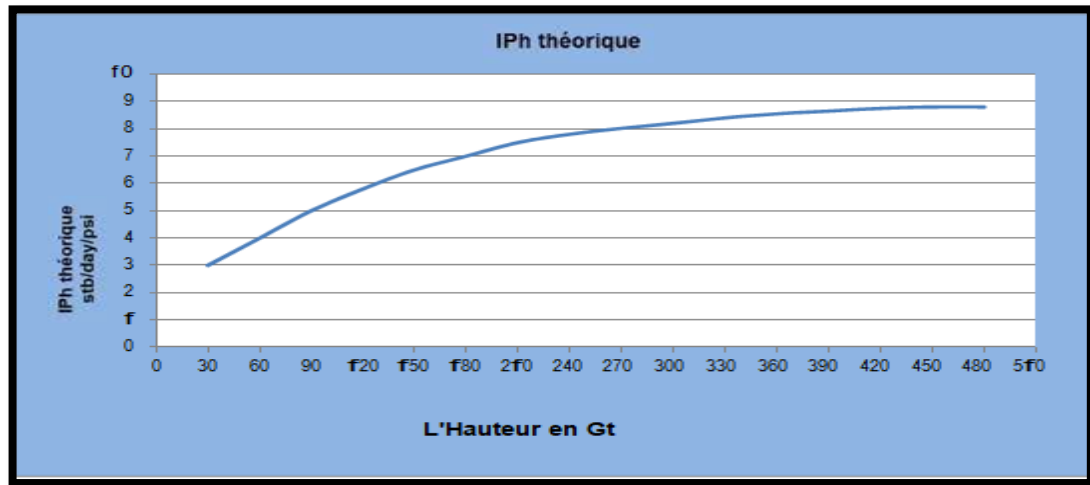


Figure IV-6 : Effet de la hauteur sur IP<sub>h</sub>

- L'analyse de cette courbe fait apparaitre :

Une augmentation rapide l'IP<sub>h</sub> jusqu' à 6 stb/day/psi pour une longue de drain environ 1200 ft, puis une évolution très lente de l'IP<sub>h</sub> au-delà de ce point.

En effet, cette évolution est de type logarithmique. L'influence de la couche est peu significative dans la relation de Joshi1.

#### IV-2-5-c L'influence de la perméabilité horizontale :

Dans ce cas, nous allons fixer l'une des deux perméabilités horizontale ou verticale, et on fait varier l'autre, pour suivre l'évolution de l'IP<sub>h</sub> théorique calculé par la corrélation Joshi1 les résultats sont regrouper dans la figure IV-7.

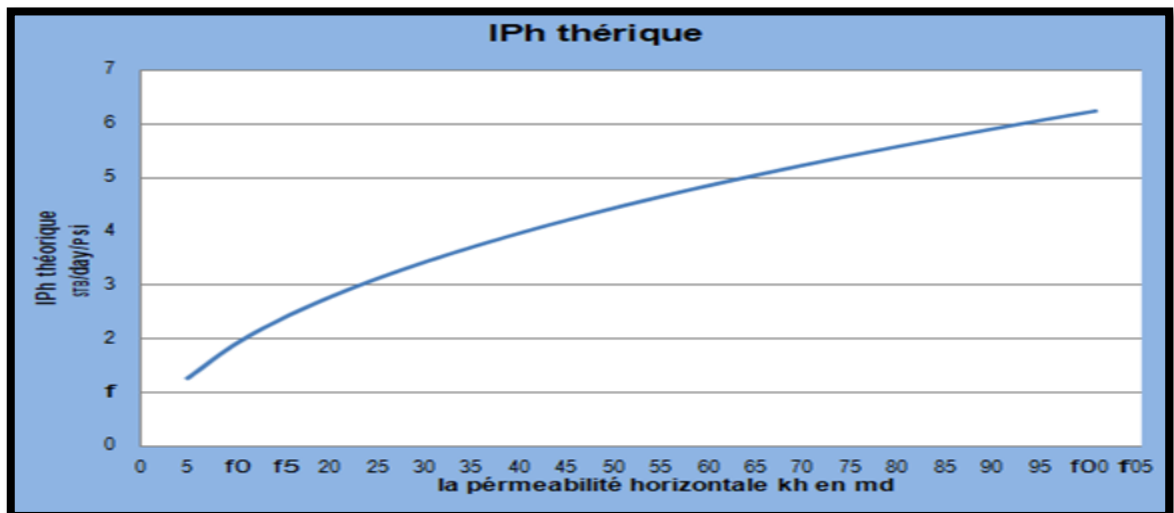


Figure IV-7 : Représente de l'influence de la perméabilité horizontale sur l'IP<sub>h</sub>.

- **L'analyse de cette courbe fait apparaître :**

L'analyse de cette courbe fait apparaître deux zones distinctes :

- Croissance moyenne de l'IP de 1 à 3 stb/day/psi, si la perméabilité est comprise entre 5 à 25 md.
- Croissance très rapide de l'IP de 3 à 6 stb/day/psi, si la perméabilité est comprise entre 25 à 100 md.

Nous pouvons conclure que l'influence de la perméabilité horizontale est significative sur l'index de productivité de Joshi 1.

#### **IV-2-6 Analyse et interprétation de l'index de productivité**

L'application de la corrélation Joshi 1 pour le calcul de l'IP concernant les 05 puits de HMD permet de distinguer trois échelle de résultats tels que :  $IP_h \text{ calculé} = IP_{wt}$ ,

$IP_h \text{ calculé} > IP_w$  et  $IP_h \text{ calculé} < IP_{wt}$ .

- A) Cas  $IP_h \text{ calculé} = IP_{wt}$  les puits concernent 3 : ONIZ 411- OMKZ241.
- B) Cas  $IP_h \text{ calculé} < IP_{wt}$  les puits concernent 2 : MDZ574.
- C) Cas  $IP_h \text{ calculé} > IP_{wt}$  les puits concernent 3 ; MDZ651- OKMZ153.

#### **IV-2-7 Concernant la longueur du drain des puits horizontaux**

Les différentes longueurs de drain définies au début de ce chapitre, nous avons constaté que la longueur  $L_{v.s}$  ne contribue pas totalement à la production. Ainsi nous pouvons supposer que la longueur réelle est différente de la longueur  $L_{v.s}$ .

En se basant sur l'étude de la sensibilité des paramètres (longueur, hauteur, anisotropie) réalisée dans la paragraphe précédent, nous avons analysé et interprété les résultats obtenus pour l'indice de productivité calculé (Joshi 1) et mesuré par (well test) :

On a recalculé les  $IP_h$  des puits horizontaux candidats, une fois avec LR.N et une autre fois avec LN.P, les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau IV-11 suivant :

Tableau IV- 11 : Représente les résultats de calcul d'IP par les différentes longueurs

Puits	IP(Lgéó) Stb/day/psi	IP(Lrn) Stb/day/psi	IP(Lnp) Stb/day/psi	IP(Leffe) Stb/day/psi
<b>ONIZ411</b>	20.5139392	19.9706222	19.0203002	18.6248141
<b>MDZ651</b>	13.2060207	12.2629164	12.2049812	11.6373205
<b>OMKZ153</b>	9.46311792	9.47829329	9.34952157	6.09689143
<b>MDZ574</b>	5.63264089	5.24842319	5.20354888	4.2690337
<b>OMOZ241</b>	0.2442219	0.22750387	0.16835759	0.38710422

Pour la longueur la plus significative, on a calculé les erreurs entre les résultats d'IP calculé par les trois longueurs et le well test.

Tableau IV-12 : Représente les erreurs relatives des  $IP_h$  calculé par apport à l' $IP_{wt}$ 

Puits	Erreur IP(Lgéó)	Erreur IP(Lrn)	Erreur IP(Lnp)
<b>ONIZ411</b>	0.22219	7.79743	8.58713
<b>MDZ651</b>	13.479908	5.375772	4.877933
<b>OMKZ153</b>	55.212177	55.461081	53.348992
<b>MDZ574</b>	86.80582	87.70583	80.81094
<b>OMOZ241</b>	56.50846	58.2293	36.91056

- La longueur Lnp diminue les erreurs et approche les valeurs de l'IP calculé aux valeurs de l'IP (wt) mesuré par le well test.

- On a 3 puits (ONIZ411- MDZ651- OMOZ241) ayant des erreurs acceptables comprises entre 0 % et 50%.

- On a 2 puits (MDZ574-OMKZ153) dont les erreurs ne sont pas acceptables (supérieures à 50%).

#### IV-2-7-a Influence de la qualité du réservoir :

Dans la corrélation de Joshi<sup>1</sup> le terme de la perméabilité ne représente que la perméabilité de la matrice. Ainsi, pour étudier l'influence de la perméabilité ( $K_v$ ,  $K_h$ ), on se base sur l'interprétation de l'imagerie qui détermine l'existence ou non des fractures ouvertes ou fermées. Ce qui pourra justifier l'écart entre les deux indices de productivité.

**Tableau IV-13 : Interprétations des valeurs de l'indice de productivité des puits**

Puits	L'interprétation
<b>ONIZ411</b>	-5 fractures ouvertes -64 fractures partiellement ouvertes
<b>MDZ651</b>	- la formation est dure et compacte - fractures ouvertes importantes et partiellement ouvertes
<b>OMKZ153</b>	- 8 fractures ouvertes - 95 partiellement ouvertes - 4 fractures fermées - intercepte des zones où se trouvent des roches éruptives
<b>MDZ574</b>	Les fractures naturelles sont classifiées comme des fractures ouvertes et partiellement ouvertes: -les fractures ouvertes avec une direction E-W. - les fractures partiellement ouvertes avec une direction E-W.
<b>OMOZ241</b>	-13 fractures ouvertes

### IV-3 Conclusion

La présence de fractures ouvertes au niveau de la partie du drain du puits qui les intercepte influe beaucoup sur la productivité à cause de leur perméabilité élevée par rapport à la perméabilité de la matrice. Et à cause de leur propagation dans le gisement peuvent conduire les hydrocarbures d'un drain de gisement non contribuable avec le drain de gisement ciblé par le drain du puits. Ceci interprète l'écart de calcul pour les puits qui ont  $IP_h$  calculé  $>$   $IP_{wt}$ . Ainsi on peut dire que la corrélation de Joshi ne tient pas en compte de la présence de fractures. Concernant les puits qui ont  $IP_h$  calculé  $>$   $IP_{wt}$ , ces puits présentent généralement une hétérogénéité intense qui peut être créée soit : Par exemple : formation compacte et dure avec la présence de fractures engendrant, l'interception des failles et la présence des roches éruptives (roches intrusives). Par ailleurs, on peut remarquer aussi que la longueur effective est inférieure par rapport à la longueur nette pay pour ces puits, ceci confirme l'influence de la nature de la formation sur le calcul de  $IP_h$ . Il est recommandé de ne pas appliquer la corrélation de Joshi<sup>2</sup> pour les zones présentant une hétérogénéité du réservoir.



**Conclusion et  
recommandations**

### Conclusion

Le travail réalisé ainsi que les résultats obtenus, nous ont permis de conclure les points suivants :

- La corrélation de Joshi 1 est une relation intéressante et très utile dans le calcul de l'indice de productivité au niveau de champ de Hassi Messaoud et par conséquent l'efficacité prévisionnelle en tenant compte l'intervalle d'erreur.
- La corrélation Joshi 1 ne tient pas compte la présence de failles et la présence de fractures hydrauliquement actives.
- Il n'est pas recommandé d'appliquer la relation de Joshi 1 pour la zone qui présente forte hétérogénéité de réservoir d'où la nécessité des données géologiques bien précises.
- On peut appliquer l'équation de Joshi 1 dans la zone fortement fracturée en tenant compte des erreurs dans le calcul prévisionnel, parce qu'on a toujours une valeur d'efficacité réelle supérieure à la théorie.
- La réalisation d'un puits horizontal n'est pas intéressante dans les zones de mauvaise qualité de réservoir, notamment dans le réservoir RI.
- On a trouvé que l'efficacité dans les zones fortement fracturées est bonne et elle peut atteindre 3 ce qui confirme l'importance des fractures sur l'efficacité des puits horizontaux.
- A cause de la grande hétérogénéité de réservoir il n'est pas conseillé de forer des puits de grande longueur afin d'éviter aussi les zones non contribuables.
- Généralement le skin n'a pas une influence assez remarquable sur la productivité des puits horizontaux.

### Recommandations

À partir de cette étude, nous pouvons recommander les points suivants :

- Faire des études géologiques approfondies préalablement pour les puits d'intérêt afin d'éviter l'échec d'un essai de DST en utilisant la sismique 3D pour bien cibler les zones de bonne caractéristiques pétrophysiques.
- Appliquer la corrélation de Joshi1 pour le calcul prévisionnel de l'efficacité dans les zones présentant une faible hétérogénéité.
- Faire une étude de simulation de la fracturation hydraulique pour éviter l'échec de l'opération.
- Faire une acidification pour améliorer la production des puits a faible IP.
- Forer des puits inclinés afin d'intercepter les fractures et pour raisons économiques,
- Et d'utiliser les nouvelles techniques de diagraphie (DTS) dans les études des puits horizontaux.
- Ne pas forer les drains dans la direction de l'alimentation artificielle (eau ou gaz).
- Eviter de forer des drains dans le réservoir Ri. (faible contribution par Ra et faible caractéristique pétrophysiques).
- Réaliser des opérations de stimulation afin de renforcer et améliorer la productivité des puits horizontaux.



## Références

---

- [1] Horizontal well (contribution in petroleum geology and engineering).
- [2] UFR Drilling, Production and Reservoir Engineering “forage dirigé et UBD “ .
- [3] Horizontal well: performance, completion and stimulation.
- [4] Les puits horizontaux master 2 documents .
- [5] Cours de production.
- [6] Dominique Veillon “ La Liaison couche-trou”, Edition TECHNIP, 27 Rue Ginoux, France 2001.
- [7] B. LE FUR et Ch. MARLE “ L’exploitation des gisements d’hydrocarbures”, Edition TECHNIP, 27 Rue Ginoux, France 1974.
- [8] H. CHOLET “ Well Production Practical HandBook”, Edition TECHNIP, France 2001.
- [9] Richard Carden et Robert D. Grace “ HORIZONTAL AND DIRECTIONAL WELL PRODUCTION”, 2002.
- [10] SONATRACH ASSOCIATION DATA 2000, “ Forage horizontal et réentrée sur le champ de Hassi Messaoud”
- [11] SAFOUANE SAIDI “ NODAL ANALYSIS PRODUCTION OPTIMIZATION”, School of Boumerdes, 2015.
- [12] R. H. James “Well Performance Introduction”, Oklahoma, 2000.
- [13] R. COSSE “ Basics Of Reservoir Engineering”, Edition TECHNIP, France 1993.

# ANNEXE

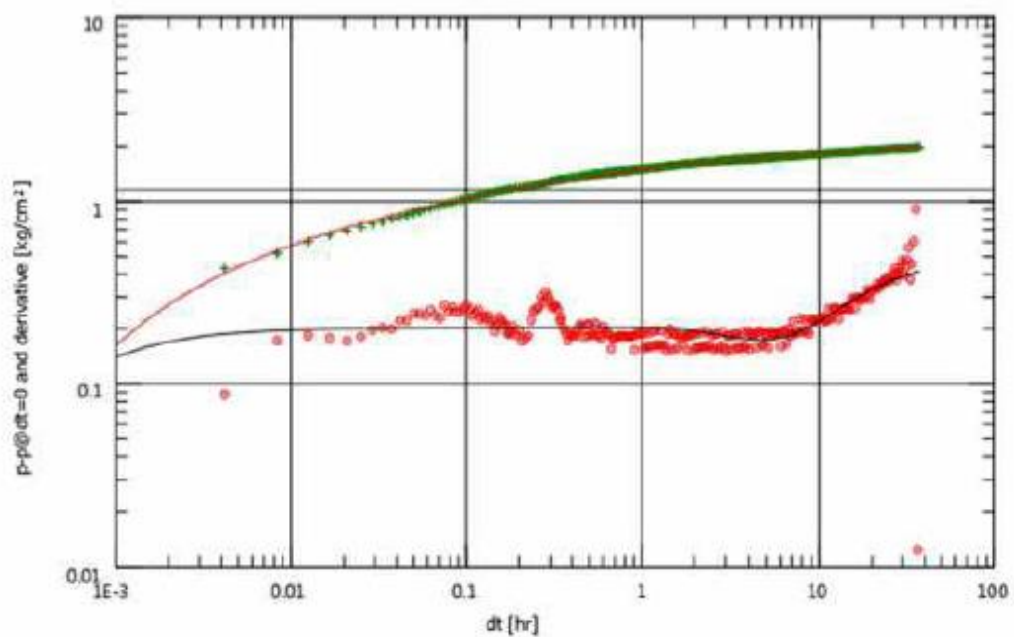
Puits	Date	DIAM_DUSE	PRES_P	PRES_T	PRES_SEPAR	DEBIT_HUILE	DEBIT_GAS	EBIT_EAU_RE	EBIT_EAU_IN	GOR	K_PSI	TEMP_HUILE	UNITE_SEPAR
MD2574	12-mars-06	16	13,5	33	4,28	2,4	371,84	0		155	2,0179	13	1440
MD2663	01-nov-14	9,53	10	32,3	4,28	4,37	842,25	0		193	0,4275	22	1440
MD2642	14-mai-11	9,53	10	133,2	4,59	5,51	3900,47	0		708	1,3987	32	UNKNOWN
MD2663	01-nov-14	9,53	10	32,3	4,28	4,37	842,25	0		193	0,4275	22	1440
OMK2241	17-mai-06	12,7	5	16,1	3,58	3,76	283,18	0		75	0,4155	38	1440
ONIZ411	16-sept-05	12,7	12	111,4	7,14	20,47	3986,96	0		195	0,5281	52	655
OMK2121	07-mai-04	12,7	14	22,5	4	7,11	1436,673			190	0,307	35	600
MD2651	06-avr-12	9,53	57	73,7		7,52	1289,38	0		171	0,5552	29	Vx29

**ANNEXE 01:** Test Jaugeage de Puits sélectionnés.

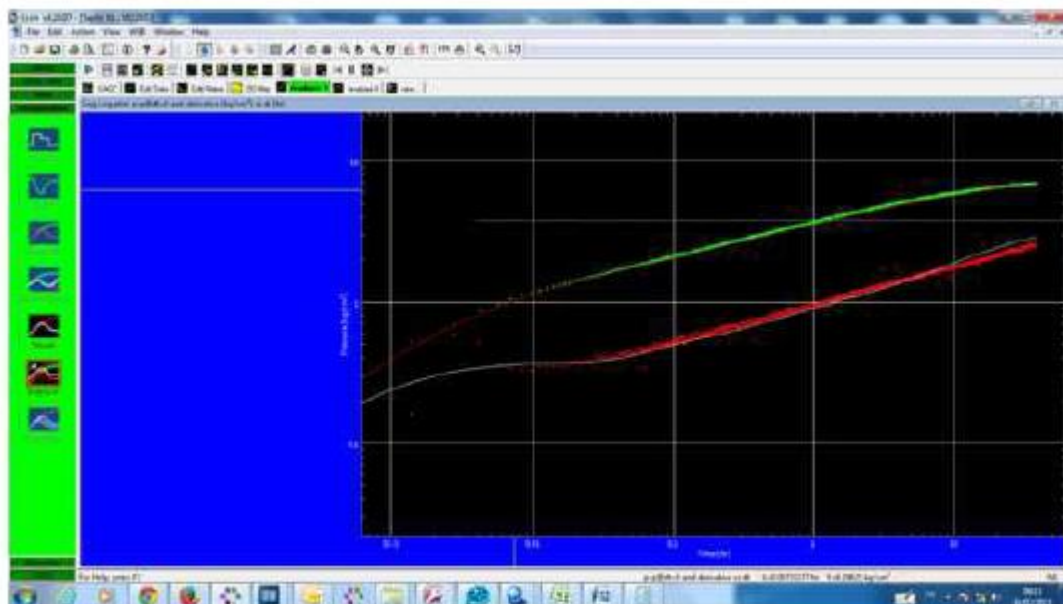
UWI	Date	DUSE	ESSAI	PRESS T	DEBIT HUILE	HK PROCHE	HK LOINTAIN	IP II	PFD	PRESS G	SKIN	DEPTH
MDZ642	16-mai-11	9.53	DST	133,2	5,51	495	209	4,05249728	234,81	269,04	-2,4	2926,33
MDZ651	08-avr-12	9.53	DST	73,7	7,52	1910	165	11,6373205	249,18	269	-0,2	3017
OMKZ153	21-oct-07	12.7	DST	44,8	10,34	431	604	6,09689143	218,34	262,6	-1,2	3015,43
ONIZ411	18-sept-05	12.7	DST	111,4	20,47	1690	1040	19,572957	310,18	339,39	-0,22	3200
OMKZ121	15-févr-04	12.7	DST	23,12	5,36	930	876	14,189789	162,56	188,35	0,28	2874
MDZ663	29-oct-14	9.53	DST	32,3	4,37	89,7		2,3105283	182,59	205,41	0,6	2990,58
OMKZ241	20-mai-06	12.7	DST	16,1	3,76	30	19	0,38710422	125,33	261,92	-0,47	2881,31
MDZ574	22-sept-05	12.7	DST	35,4	7,2	2420	518	42,690337	164,61	187,63	-0,97	3200

Lft	Bo	µo φ	Kh md	hft	A-aer	kv	kn/kv	B	Reh	a	R	Rw	X	rW
315,94	1,778	0,213	4,03	170,6037	12,12356	0,403	10	3,16227766	410,104179	425,587701	5,19574395	0,25	5,37811669	0,16452847
1782,644	1,79	0,205	11	49,2126	7,759078	1,1	10	3,16227766	328,083335	899,322126	1,14325777	0,25	1,43367874	0,16452847
4043,209	1,61	0,27	10,1	206,6929	43,76602	1,01	10	3,16227766	779,197658	2043,32465	1,1577519	0,25	1,45714434	0,16452847
3926,312	1,6942	0,2281	17,5	194,8819	49,49424	1,75	10	3,16227766	820,208358	1991,99353	1,18671995	0,25	1,50157099	0,16452847
3156,168	1,69	0,248	25	239,5013	25,13941	2,5	10	3,16227766	590,54997	1593,19368	1,14828688	0,25	1,44194631	0,16452847
2627,46063	1,785	0,216	4,08	72,1784777	82,16975	0,408	10	3,16227766	1067,66522	1514,15041	1,72561123	0,25	2,1012924	0,16452847
3679,72441	1,616	0,269	0,526	114,829396	161,1906	0,0526	10	3,16227766	1495,37105	2120,61529	1,72572147	0,25	2,10139859	0,16452847
329,822835	1,82	0,201	17,3	98,4251969	124,1452	1,73	10	3,16227766	1312,33308	1317,52408	15,9157362	0,25	15,9781975	0,16452847

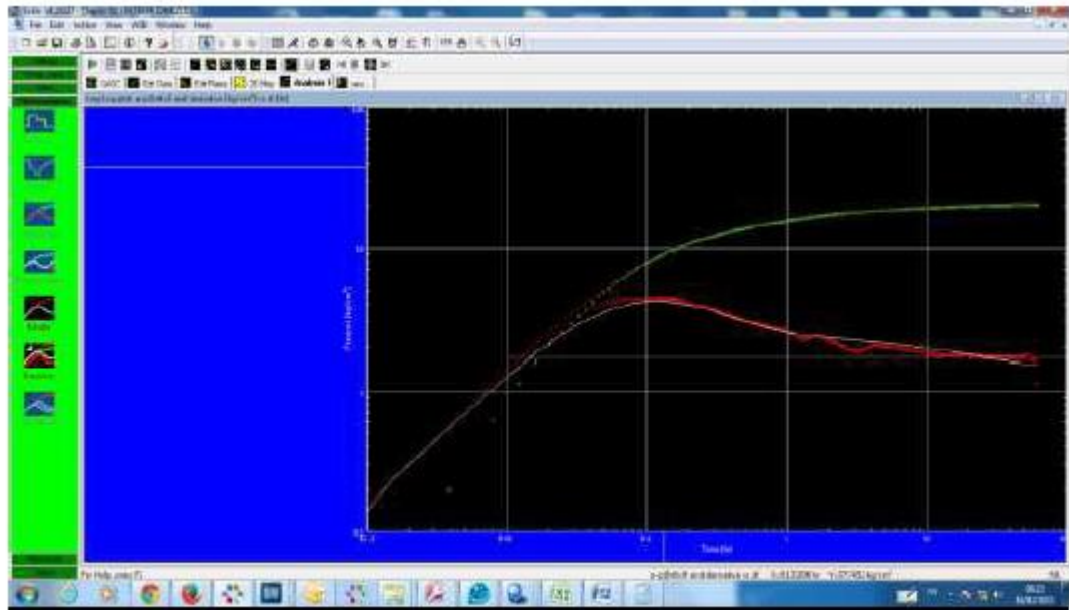
ANNEXE 02: Les Paramètres des Puits a été sélectionnées.



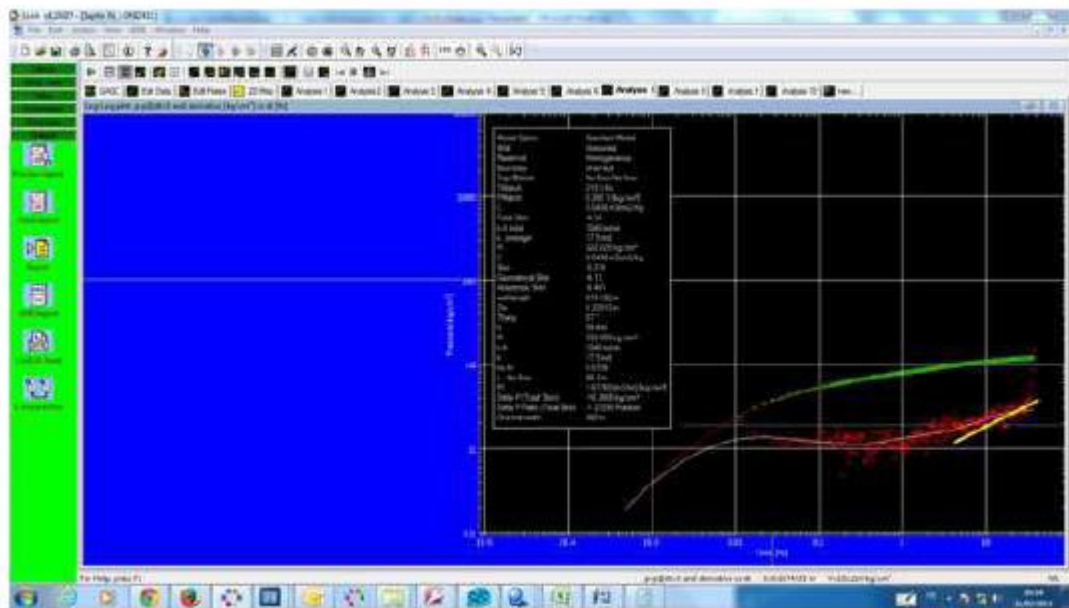
ANNEXE 03: DST DE PUITES MDZ574.



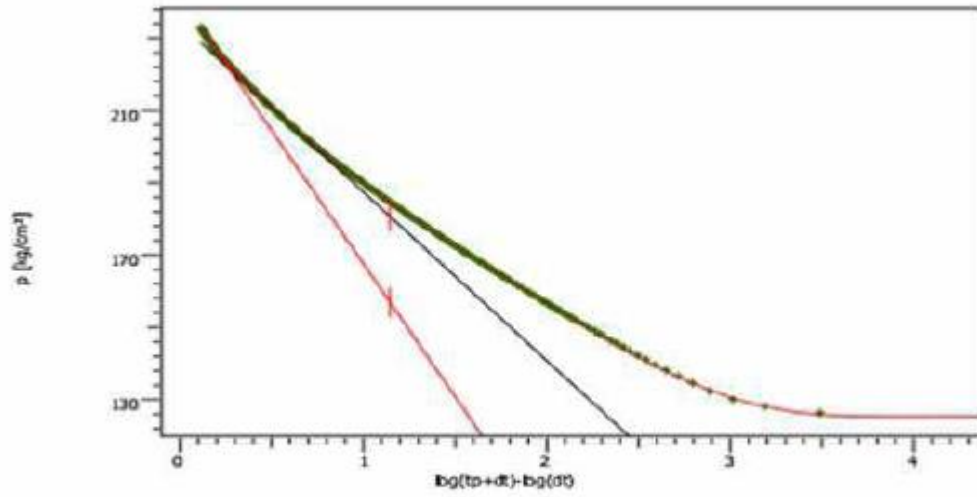
ANNEXE 04: DST DE PUITES MDZ651.



ANNEXE 05: DST DE PUITZ OMK153.



ANNEXE 06: DST DE PUITZ ONIZ411.



**ANNEXE 07: DST DE Puits OMK241.**

# Résumé

## ملخص

الحفر الأفقي هو تقنية جديدة مستخدمة في حقل حاسي مسعود ، بعد اثبات نجاحه في جميع أنحاء العالم. من أجل دراسة ربحية هذه التقنية ، من الضروري تسليط الضوء على المعايير المختلفة التي تؤثر على كفاءة الآبار الأفقية ، ومعرفة حساسية عامل الضرر ، وسمك الطبقة المنتجة المستهدفة. سيعتمد أداء هذا النوع من الآبار على الاختيار الصحيح للارتباط لحساب مؤشرات الإنتاجية أو نظام استكمال البئر أو حتى عمليات التحفيز في سياق زيادة إمكانات الإنتاج للمصارف المحفورة.

**الكلمات المفتاحية :** المصارف الأفقية ، مؤشر الإنتاجية ، عامل الضرر ، نصف القطر الفعال.

## Abstract

Horizontal drilling is a new technique used at the Hassi Messaoud field, after it has been predicted to be successful worldwide. In order to study the profitability of this technique, it is necessary to highlight the different parameters influencing the efficiency of the horizontal wells, see the sensitivity of the damage factor, and the thickness of the targeted formation. The performance of this type of well will be based on the correct choice of correlation for calculating productivity indexes, completion system or even stimulation operations in the context of increasing the potential of the drains drilled.

**Key words :** Horizontal drains, productivity index, damage factor, effective radius.

## Résumé

Le forage horizontal est une nouvelle technique utilisée au niveau du champ de Hassi Messaoud, après que cette dernière a fait prévue de succès dans le monde. Afin d'étudier la rentabilité de cette technique il faut mettre en évidence les différents paramètres influençant sur l'efficacité des puits horizontaux voir la sensibilité du facteur d'endommagement, et l'épaisseur de la formation ciblée. La performance de ce type des puits sera basée sur le bon choix de la corrélation de calcul des indices de productivité, système de complétion voir même les opérations de stimulation dans le cadre d'augmenter la potentialité des drains forés.

**Mots clés:** Drains horizontaux, indice de productivité, facteur d'endommagement, rayon effectif.