

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et
des sciences de la terre et de l'univers



Département de production des hydrocarbures

Mémoire
MASTER PROFESSIONNELLE

Domaine : Hydrocarbures et chimie

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Production

Presenté par : BETTAYEB Mourad, BADRI Choayeb

Thème

**Analyse technico économique de performance des
puits horizontaux**

Soutenu le **27/05/2015**
Devant le jury composé de :

Mme SOUCI Fatma Zohra	MA . A	Président
Mr MAHSOUL Ammar	MA . A	Examineur
Mr DOUAK Mohamed	MA . A	Encadreur

2014-2015

Résumé

Le développement technologique et l'augmentation de la population dans le monde ont causé une augmentation considérable dans la demande de l'énergie, ce qui a poussé les sociétés pétrolières à trouver une nouvelle stratégie qui marche avec cette actualité, il s'agit du forage horizontal qui est une technique permettant l'augmentation de la production ainsi que l'exploitation des réserves non conventionnelles.

Mais avant d'appliquer cette technique, on doit étudier sa performance techniquement et économiquement selon les caractéristiques du réservoir à exploiter.

Dans ce travail, on a étudié :

- La performance technique des puits horizontaux par rapport aux verticaux, aux slants et enfin aux verticaux stimulés 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 argumentant avec des cas pratiques bien choisis.
- L'évaluation économique dans laquelle on a comparé le prix de revient et le temps d'amortissement (POT) des deux types de forage (horizontal et verticale)

Abstract

Technological development and the increase of population in the world have caused a considerable increase in the demand for energy, This is what makes oil companies try to find a new strategy that works with this fact, it is drilling horizontal, which is a technique for increasing the production and exploitation of unconventional reserves.

But before applying this technique, one must study its performance technically and economically according to the characteristics of the reservoir to operate.

In this work, we studied :

- The technical performance of horizontal wells compared to vertical, the slants and finally to vertical stimulated by highlighting the various parameters that affect productivity such as the length of the drain, vertical permeability, thickness of reservoir, damage training ... etc. Arguing with well chosen case studies.
- The economic assessment in which we compared the cost price and the damping time (POT) of the two types of drilling (horizontal and vertical)

ملخص

التطور التقني وارتفاع الكثافة السكانية في العالم سببوا ارتفاع في طلب الطاقة هذه الأخيرة ما دفع بالشركات البترولية للبحث في استراتيجيات جديدة تتماشى مع هذا التطور الجديد هذا ما يتعلق بـ (منصات البترول) الأفقية هي تقنية تسمح بالزيادة في الإنتاج والتنقيب على الابار غير المعتمدة

-لكن قبل الشروع في العمل بهذه التقنية يجب دراسة أداؤها (التقني والاقتصادي) على حساب خصائص الخزان البترولي المراد تنقيب عليه.

في هذا العمل درسنا :

*الأداء التقني للآبار الأفقية مقارنة بالأخرى العمودية ومع الوضع في الحسبان مختلف التغيرات التي تؤثر على الإنتاج مثل (طول الأنبوب, النفاذية العمودية)

واستدلينا بحالات تطبيقية مختارة بدقة

*التطور الاقتصادي الذي من أجله تم مقارنة ثمن العائدات وزمن التصفية لنوعين من المنصات البترولية (الأفقية) .

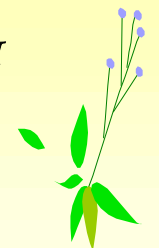


Remerciement

Au premier temps, nous remercions le bon ALLAH, qui nous a donné la force et le courage pour faire ce modeste travail.

Nous voudrions ici témoigner toute notre gratitude à Monsieur Douak Med notre encadreur de mémoire et notre examinateur Mr MAHSOUL Ammar et notre Président jury Mme SOUCI Fatma Zohra, pour sa confiance, sa disponibilité pendant l'élaboration de ce travail. Son soutien nous a permis de mener à bien ce travail dans le Département Production de l'université Kasdi merbah de ouargla

BETTAYEB et BADRI



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères : ABDE NOUR ET WALID ET toutes mes sœurs : NESSRIN ET SELMA . Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom BETTAYEB

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chères amies sur tout:

SEIF DIN . MAROUAN . ISSA . AMIN . SLIMEN , OUSSAMA . AYOUB .

TAHER , JABER , ACHREF , CHEMS EDIN . SALEH .

CHEIK , SABER , NADIR , SOUFIAN , ADEL , ABDE ALLAH

BETTAYEB MOURAD



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères ET toutes mes sœurs Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom BADRI

BADRI CHOAYEB



Nomenclature

B : facteur volumétrique FVF ; RB/STB

μ_o : viscosité d'huile ; cp

h : la hauteur productrice, ft

$h_{géo}$: hauteur totale de la couche ; ft

h_{eff} : hauteur effective de la couche ; ft

$L_{géo}$: la longueur totale du drain ; ft

L_{rn} : la longueur réservoir nette ; ft

L_{np} : la longueur nette pay ; ft

L_{eff} : la longueur effective ; ft

k_h : perméabilité horizontale ; md

k_v : perméabilité verticale ; md

P_{wf} : pression de fond dynamique ; psi

P_G : pression de réservoir ; psi

Q : débit ; bbl/d

r_w : rayon du puits ; ft

r_e : rayon de drainage ; ft

A : aire de drainage ; ft²

la surface drainée par un puits vertical : (1 acre =43560 ft²),

Sommaire

Introduction générale

Chapitre I : Généralité sur les puits horizontaux.

I-1. Définition d'un puits horizontal:	4
I-1. Les différents types de puits horizontaux :	5
Ultra short radius	5
Short radius	5
Medium radius	5
Long radius	6
Les puits multilatéraux	6
Les puits inclinés	8
1-2. les avantages et les inconvénients des puits horizontaux	8
2-3. Les applications des puits horizontaux	9
2-4. la complétion	10

Chapitre II: . Etude technique de la performance

2-1 .comment peuvent on étudier la performance ?	12
2-2 .différent régimes d'écoulement	13
2-3.performance des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux	14
2-4.performance des puits inclinés par rapport aux puits verticaux	24
2-5.performance des puits horizontaux par rapport aux slants	27
2-6.Performance des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux fracturés	29

Chapitre III: Etude économique de la performance

Plan de l'étude33
Calcul des réserves en place35
Volume à récupérer pour dépleter le réservoir.....35
Calcul économique37

conclusion et recommandations

1. Introduction générale :

1-1.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 a aimé appeler « 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 qu'on va discuter dans ce projet.

En Algérie, le premier puits foré est le MDZ 453 le 31/08/1993 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 OMOZ 64, foré dans 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 ce travail est d'étudier la performance des puits horizontaux techniquement et économiquement.

Dans l'étude technique on va comparer premièrement la performance des puits horizontaux par rapport aux verticaux, aux puits inclinés et enfin aux verticaux stimulés en utilisant 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 argumentant avec des cas pratiques bien choisis, dans le but de tirer les formations candidates à être exploitées par cette nouvelle technique.

Dans l'étude économique, on va faire une évaluation de la rentabilité et du temps d'amortissement des deux techniques (puits horizontal et vertical) suivie d'une comparaison entre les deux.

:

La nécessité d'améliorer la production des hydrocarbures, nous a contraints à appliquer de nouvelles technologies déjà opérationnelles telles que le forage horizontal et les reprises de puits.

I. généralités sur les puits horizontaux :

I-1. Définition d'un puits horizontal:

Typiquement, les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée, c'est la section verticale et déviés à partir un point appelé « kick off point » avec un rayon de courbure R qui diffère d'un type à un autre, puis dirigés horizontalement dans le réservoir, c'est le drain.

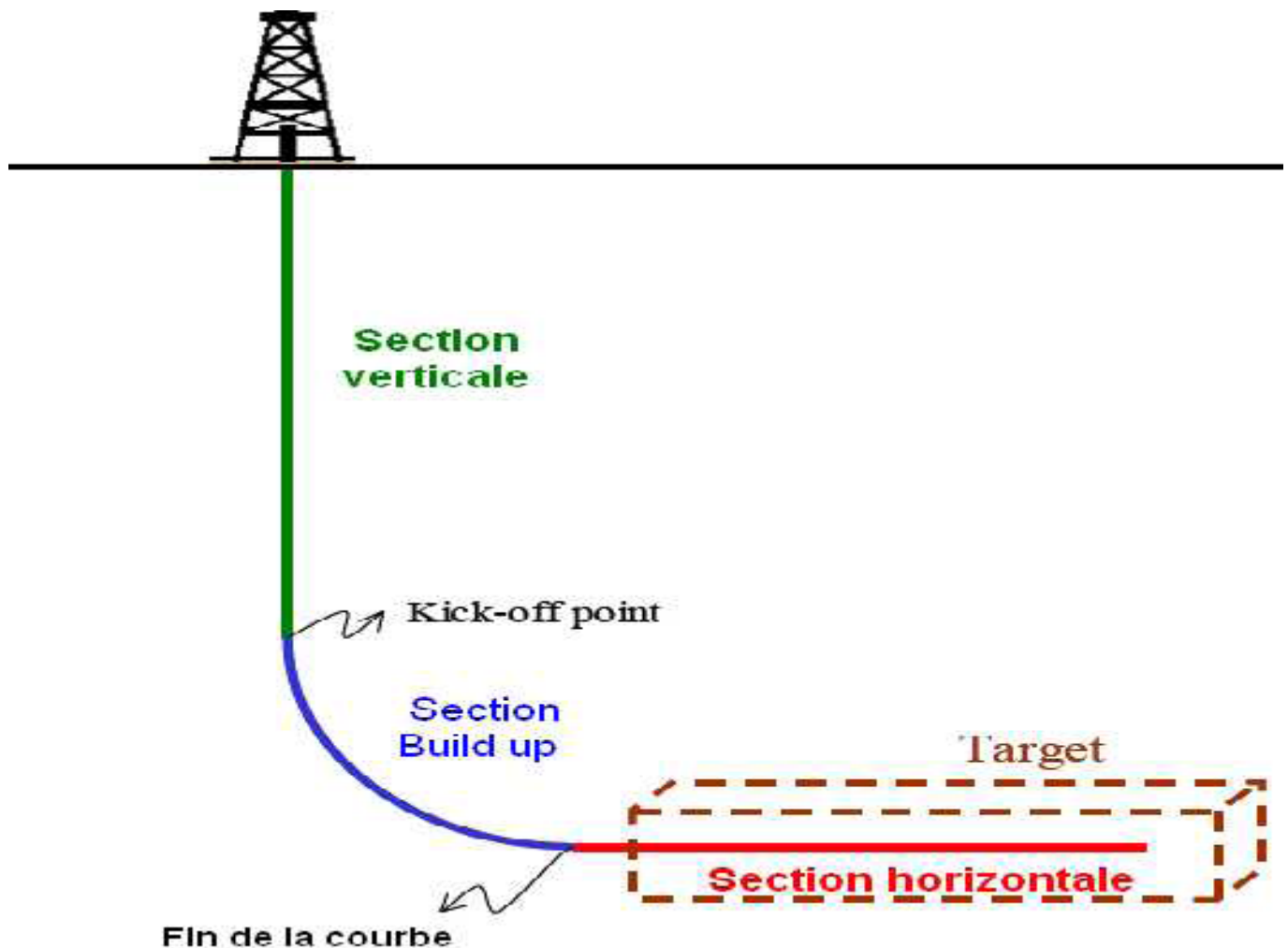


Figure 1-1: Un puits Horizontal.

I-2. Les différents types de puits horizontaux : Les puits horizontaux sont subdivisés en plusieurs catégories qui sont :

➤ **Ultra short radius :**

Ces puits ont une longueur de drain inférieure à 200 ft, avec un build up rate de 45 à 60°/ft, un rayon de tubing de 1,25 à 2,5 pouce et un rayon de courbure de 1 à 2 ft.

Ce type de puits nécessite des équipements spécifiques comme des garnitures articulées. Il est foré par water jets et généralement utilisé pour l'injection de la vapeur d'eau.

En raison de sa petite longueur et petit diamètre, il est complété comme slotted liner pré perforé ou gravel packed. Dans ce type de puits on ne peut pas faire l'échantillonnage ou le logging.

➤ **Short radius :**

Ce type a un rayon de tubing de 4 ¾ à 6 pouces et un rayon de courbure compris entre 20 et 40 ft. La longueur du drain varie entre 250 et 450ft 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 le MWD avec un « down hole mud motor » qui permettent un meilleur control 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. Dans ce cas l'échantillonnage et le logging ne sont pas réalisables.

➤ **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 nous facilite la descente du casing et nous 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.

➤ **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.

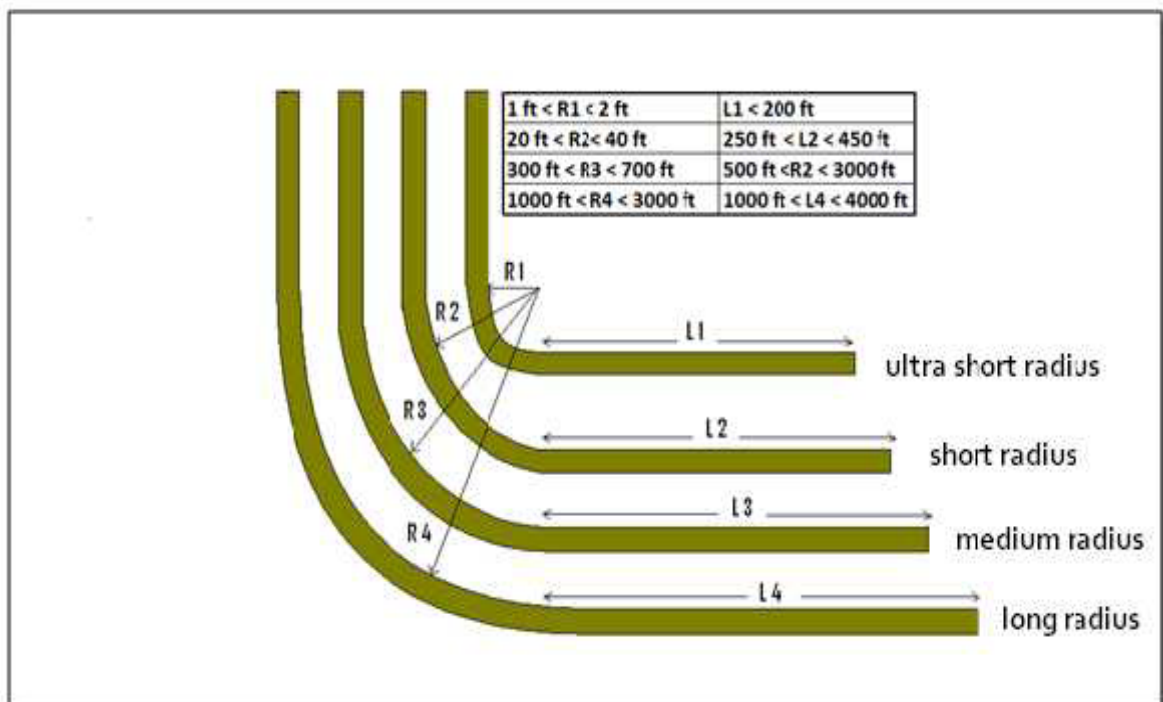


Figure 1-2: type de puits horizontaux.

➤ **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).

Il existe de nombreux type des puits multilatéraux, mais ont va citer que deux exemples :

- 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.

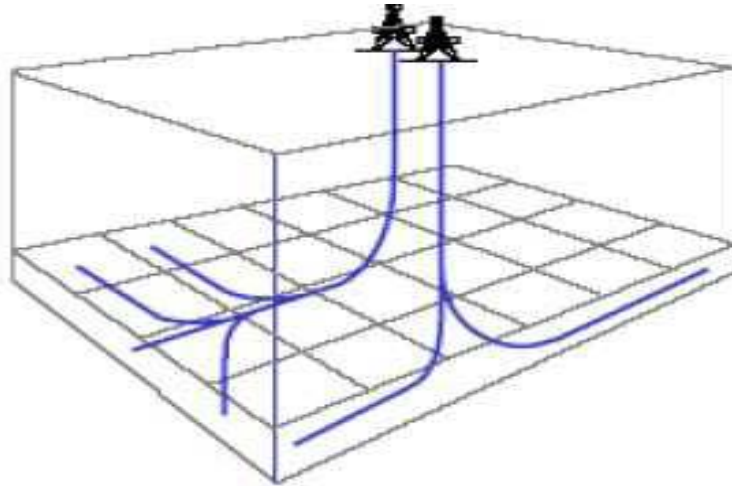


Figure 1-3 : puits multilatéraux.



Figure 1-4 : puits multilatéraux en arête de poisson.

➤ Puits inclinés:

C'est un puits foré avec une inclinaison dès la surface. 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° . L'utilisation des puits inclinés permet d'exploiter les horizons peu profonds.

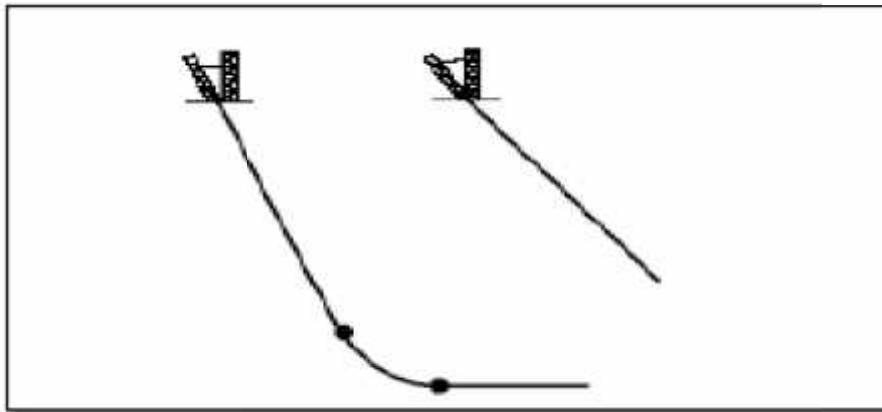


Figure 1-5 :Puits inclinés .

1-2. les avantages et les inconvénients des puits horizontaux :**1-2-1. Avantages :**

- ✓ 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.
- ✓ Permet de réduire la vitesse du fluide donc réduire les venues sable et le phénomène de la turbulence (surtout dans le gisement de gaz à forte perméabilité)

1-2-2. inconvénients:

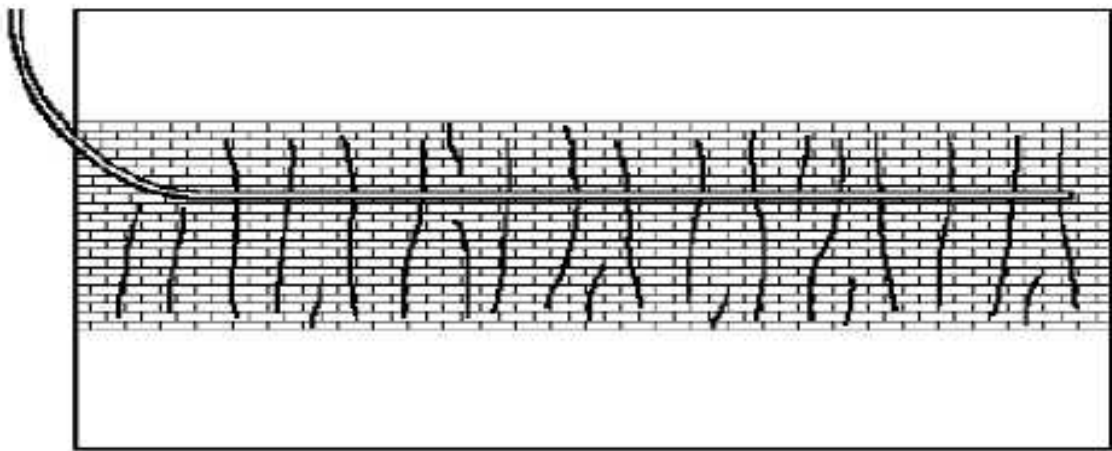
a. le coût additionnel

b. les risques opératoires :

- Le nettoyage du puits

2-3. Les applications des puits horizontaux :

2-3-1. dans les réservoirs naturellement fracturés :



Figur1-6 : reservoir naturellement fracturé.

2-3-2. réservoirs multicouches :

Dans ce cas un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux en interceptant plusieurs couches, c'est l'exemple du centre et du Gulf de USA.

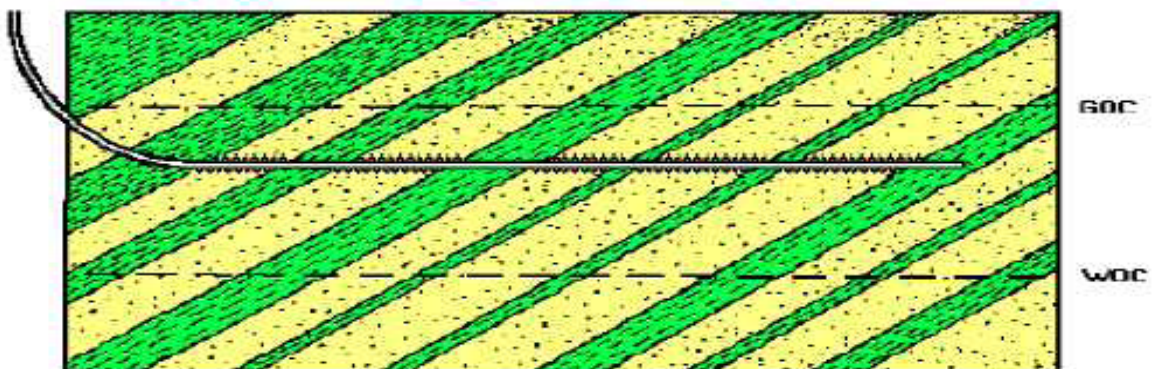


Figure1-7 : reservoir multicouches.

2-3-3. réservoirs à faible perméabilité :

Exemple : le champ Huron shale au sud ouest de Virginia(USA).

2-3-4. formations non consolidées**2-3-5. coning du gaz et de l'eau :**

, par exemple :

Rospo Mare, offshore Italie.

Le champ Helder, offshore de la Hollande.

Brudhoe, Alaska (USA).

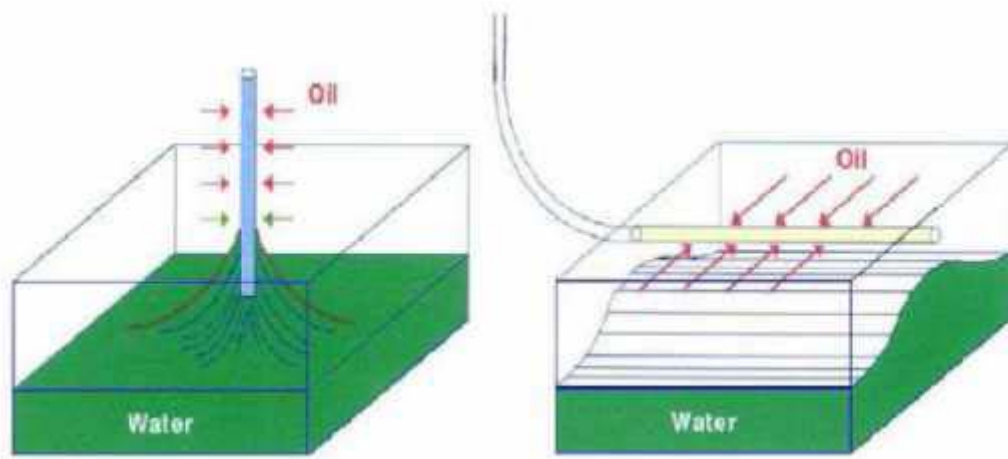


Figure1-8 : phénomène de coning d'eau.

2-4. la complétion :**2-4-1. types de complétion :**

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

- Open hole
- Slotted liner
- Liner avec isolation partielle
- Un liner cimenté et perforé

2-4-2. les considérations à prendre avant la complétion :

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

1. **La nature des roches et de la formation : 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.
2. **De 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).**
3. **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.**
4. **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.**
5. **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 ».**
6. **La stimulation : si on prévoit de fracturer le puits, il est préférable d'utiliser un LCP pour faciliter l'opération de fracturation en utilisant des isolants avec des plugs.**

2. Etude technique de la performance des puits horizontaux :

2-1 .comment peuvent on étudier la performance ? :

La performance des puits horizontaux par rapport aux verticaux peut être étudiée par l'un de ces deux paramètres

Ces paramètres sont :

1) L'indice de productivité (J_p):

L'indice de productivité est la grandeur significative de la production d'un puits parce qu'elle tient compte de débit de production et de la chute de pression dans le reservoir et elle est définie par le rapport du débit de production sur la chute de pression.

$$J_p = Q / \Delta P.$$

Dans l'étude de la performance, ce qu'il nous intéresse est l'efficacité traduite par (J_H/J_V).

2) 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 :

$$S = k h (\Delta P)_{skin} / (141,2. Q .\mu.B)$$

Ou

k : la perméabilité, md

h : la hauteur productrice, ft

(ΔP)_{skin} : la chute de pression due à l'endommagement, psi

Q : le débit STB/day

μ : la viscosité, cp

B : le facteur volumétrique, RB/STB

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

$$S = \ln (r_w / r'_w).$$

2-2 .différent régimes d'écoulement :

Typiquement, il existe trois régimes d'écoulement dans le réservoir qu'on doit connaître afin de décrire le comportement de l'écoulement et de la distribution de la pression en fonction du temps, ces régimes sont :

1. Le régime transitoire
2. Le régime permanent :

Dans ce régime la pression dans tout point du réservoir reste constante (ne change pas avec le temps).

$$(\partial P / \partial t) = 0.$$

3. Le régime pseudo régulière :

La variation de la pression dans le temps en tout point du réservoir est constante.

$$(\partial P / \partial t) = \text{cste.}$$

Note :

Dans cette étude on va utiliser les solutions permanent malgré la non application pratique pour les raisons suivantes :

- 1) *Simplicité de la résolution analytique (dérivation).*
- 2) *Simplicité de la vérification expérimentale : les phénomènes physiques sont similaires*

- *La loi de Fourier pour la conduction de la chaleur est : $Q = -k \cdot A \frac{\Delta T}{\Delta X}$*
- *La loi de Darcy pour l'écoulement dans le milieu poreux est : $Q = \frac{-k \cdot A}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta X}$*

2-3. performance des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux :

Expression de l'indice de productivité :

Pour le calcul de l'indice de productivité des puits horizontaux, plusieurs équations ont été élaborées :

- Borisov
- Giger, Reiss et Jourdan
- Renard et Dupuy
- Joshi

Dans cette étude on va travailler avec celle de Joshi qui est définie comme suit :

$$J_h = \frac{0,007078 h k_h / (\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{[a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}]}{(\frac{L}{2})} \right] + (h/L) \ln(h/2r_w)}$$

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

Ou : k_h : la perméabilité horizontale, md.

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

Et l'indice de productivité pour un puits vertical est donné par :

$$J_v = \frac{0,007078 h k_v / (\mu_o B_o)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

2-3-1. influence du skin sur la productivité :

Comme il est déjà défini par Van Everdingen et Hurst, le skin est l'endommagement qui cause la chute de pression aux abords du puits qu'on appelle $(\Delta P)_{skin}$, définie par :

$$(\Delta P)_{skin} = S (141,2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B) / k h$$

$$(\Delta P)_{\text{skin}} = S (141,2 \cdot \mu \cdot B / k) \cdot (Q / h) \quad (1)$$

(Q / h) : est le débit unitaire de production d'un puits vertical.

Pour un puits horizontal, le débit unitaire est (Q / L) , et l'expression de $(\Delta P)_{\text{skin}}$ devient :

$$(\Delta P)_{\text{skin}} = S (141,2 \cdot \mu \cdot B / k) \cdot (Q / L) \quad (2)$$

A partir des deux relations (1) et (2) on déduit que la chute de pression causée par l'endommagement dans un puits horizontal est beaucoup plus petite que celle d'un puits vertical, c'est-à-dire l'influence du skin est beaucoup plus moins sur les puits horizontaux que sur les puits verticaux de point de vue productivité.

Pour un réservoir de caractéristiques :

$$k_v = k_h = 10 \text{ md} \quad B_o = 1,34 \text{ RB/STB} \quad h = 25 \text{ ft}$$

$$\mu_o = 0,62 \text{ cp} \quad r_w = 0,365 \text{ ft}$$

résultats obtenus sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 2-1 : influence du skin sur l'efficacité des puits horizontaux.

L (ft)	S	Qv(STB/day)	Q _h (STB/day)	ΔP_{sv} (psi)	ΔP_{sh} (psi)	J_{hs} / J_{vs}
200	0.5	3150	7437.1695	738.99	218.094996	1.30318173
600	0.5	3150	12242.1419	738.99	119.666937	1.3823768
1000	0.5	3150	16071.1587	738.99	94.2573459	1.4044094
1600	0.5	3150	21483.5214	738.99	78.7505329	1.4182038
2000	0.5	3150	25100.1134	738.99	73.6060825	1.4228402
200	1	3150	7437.1695	1477.98	436.189991	1.53806187
600	1	3150	12242.1419	1477.98	239.333873	1.71213822
1000	1	3150	16071.1587	1477.98	188.514692	1.7636684
1600	1	3150	21483.5214	1477.98	157.501066	1.79666853
2000	1	3150	25100.1134	1477.98	147.212165	1.80789097
200	2	3150	7437.1695	2955.96	872.379982	1.87826572
600	2	3150	12242.1419	2955.96	478.667747	2.25200012
1000	2	3150	16071.1587	2955.96	377.029383	2.37394259

1600	2	3150	21483.5214	2955.96	315.002132	2.4550715
2000	2	3150	25100.1134	2955.96	294.42433	2.48322536
200	4	3150	7437.1695	5911.92	1744.75996	2.28427375
600	4	3150	12242.1419	5911.92	957.335494	3.0162426
1000	4	3150	16071.1587	5911.92	754.058767	3.288255
1600	4	3150	21483.5214	5911.92	630.004264	3.47976768
2000	4	3150	25100.1134	5911.92	588.84866	3.54832791

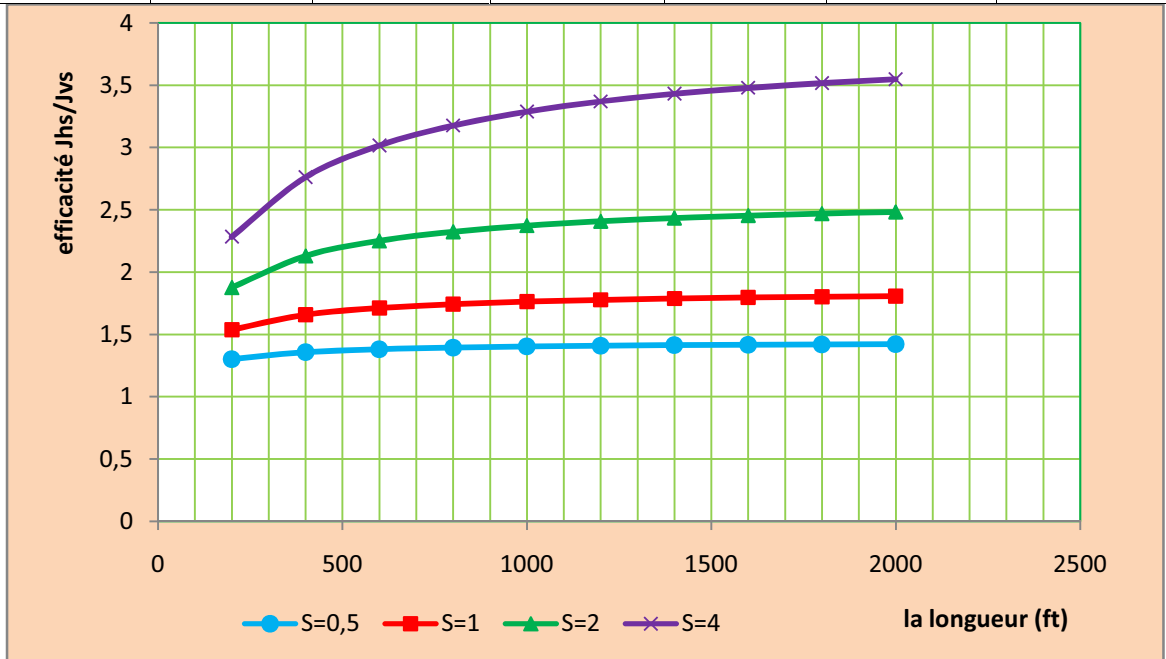


Figure 2-1 : influence du skin sur l'efficacité des puits horizontaux.

Ce qu'on peut conclure :

La performance des puits horizontaux par rapport aux verticaux est d'autant plus grande avec l'augmentation du skin (S).

L'endommagement des formations à faible perméabilité à cause de l'obturation des pores et le faible « self clean up » est une raison pour l'application des puits horizontaux dans ce type de formations.

Pour faire une vérification pratique, on a choisi la zone HZN du gisement de Hassi Messaoud (assure 47 % du total des puits horizontaux forés à HMD).

D'après l'analyse des données de well test , l'évolution de l'indice de productivité en fonction du skin pour 17 puits horizontaux et 17 puits verticaux est donnée par la figure suivante :

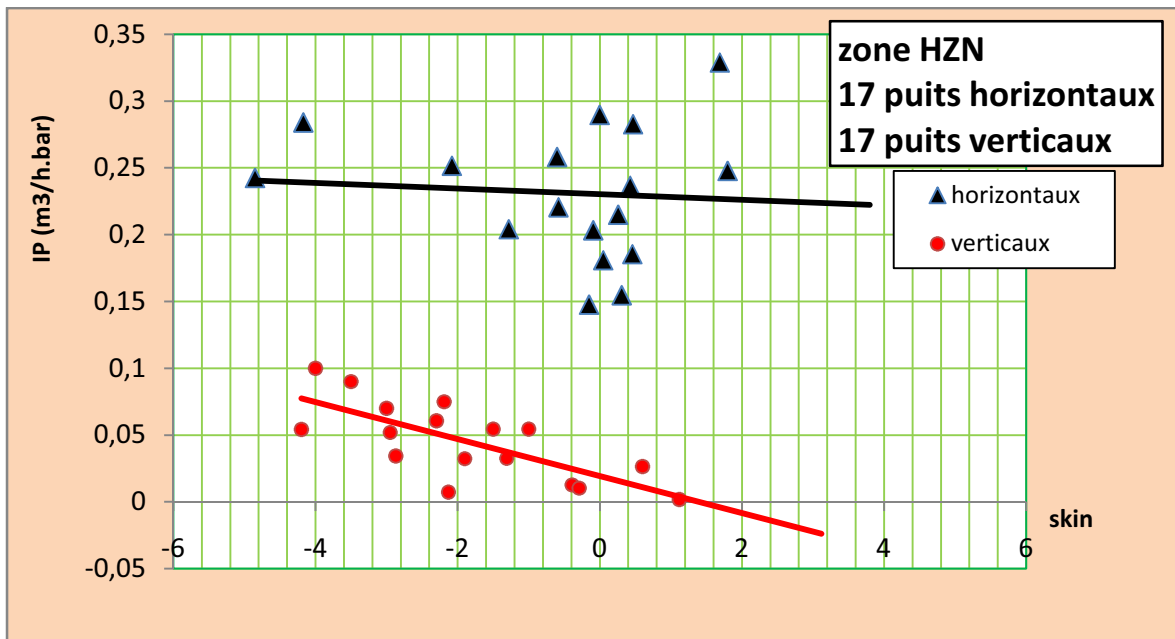


Figure2-2 : influence du skin sur les deux types de puits à HZN-HMD.

On voit clairement que l'augmentation du skin affecte beaucoup la productivité des puits verticaux, ce qui n'est pas le cas avec les puits horizontaux.

2-3-2. la surface de drainage :

- Influence de la longueur du drain sur la surface de drainage :

Les puits horizontaux sont capables de drainer des surfaces plus grandes que les puits verticaux.

Si on suppose que la surface de drainage pour un puits vertical est circulaire, celle d'un puits horizontal sera comme ci-dessous :

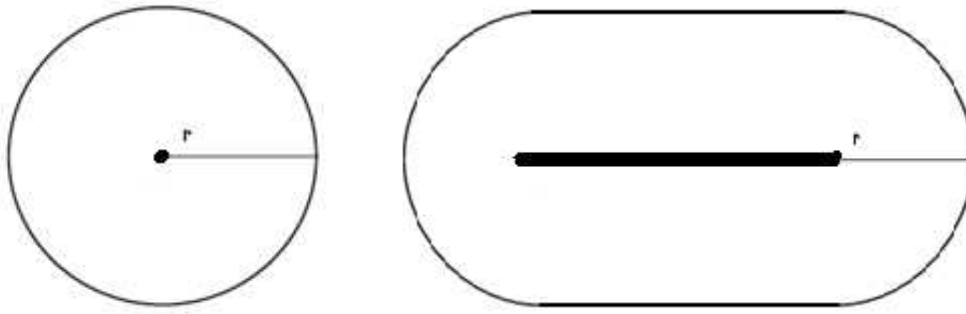


Figure 2-3 : Section de drainage pour les deux types de puits.

$$S_h = \pi r^2 + 2 r L$$

Ou S_h : section de drainage du puits horizontal, ft².

r : rayon de drainage du puits vertical, ft.

L : longueur du puits horizontal, ft.

Les surfaces drainées par un puits horizontal en fonction de la longueur sont illustrées dans le tableau suivant :

Tableau 2-2 : évolution de la surface de drainage avec la longueur.

L (ft)	S _h (acre)		
		2250	116.971499
250	48.5601125	2500	125.522922
500	57.1115358	2750	134.074346
750	65.6629591	3000	142.625769
1000	74.2143825	3250	151.177192
1250	82.7658058	3500	159.728616
1500	91.3172291	3750	168.280039
1750	99.8686524	4000	176.831462
2000	108.420076		

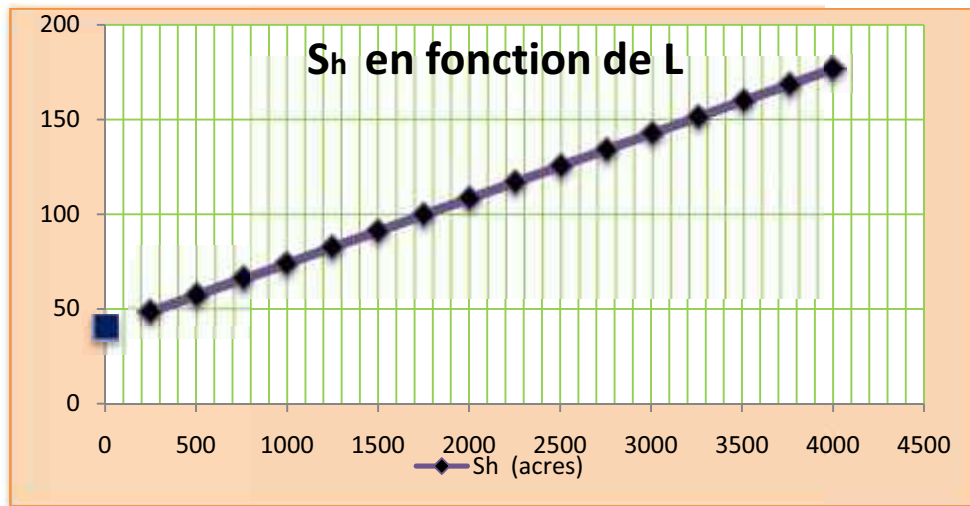


Figure 2-4 : évolution de la surface de drainage avec la longueur.

Ce qu'on peut conclure :

La surface de drainage augmente avec l'augmentation de la longueur du drain, pratiquement un puits de 1000 ft peut drainer deux fois la surface d'un vertical et un autre de 2000 ft peut drainer trois fois la surface de celui là.

2-3-3. influence de la longueur du drain et de l'épaisseur de la couche:

Le terme « long » pour un drain horizontal est relatif, du fait qu'il dépend de l'épaisseur de la couche. Pour une même couche de 100 ft d'épaisseur, un drain de 200 ft est considéré comme court alors qu'un autre de 2000 ft est considéré comme long, autrement dit la couche est considérée comme épaisse pour le premier et mince pour le deuxième.

Pour cela il faut jouer sur le rapport (h/L) ou la longueur adimensionnelle.

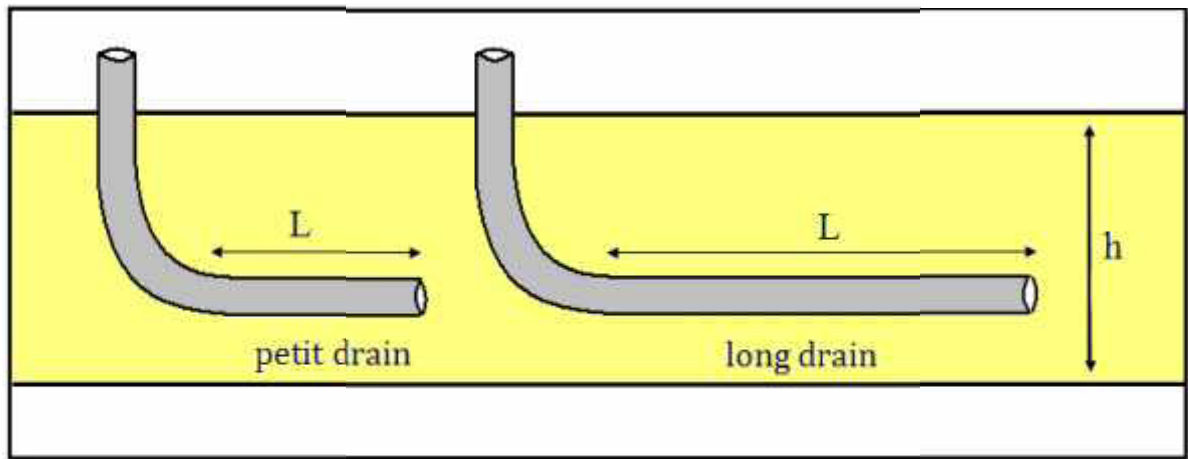


Figure 2-5 : la relativité de la longueur du drain.

Pour un réservoir de caractéristiques :

$$k_v = k_h = 75 \text{ md} \quad B_o = 1,34 \text{ RB/STB}$$

$$\Phi = 0,038 \quad r_w = 0,365 \text{ ft}$$

$$\mu_o = 0,62 \text{ cp} \quad S_v = 40 \text{ acres}$$

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 2-3 : influence de la longueur du drain sur l'efficacité (J_h/J_v) des puits horizontaux.

h (ft)	L (ft)	r_{eh} (ft)	a (ft)	J_v (STB/day.psi)	J_h (STB/day.psi)	J_h/J_v
25	200	806.181741	809.28872	2.1	4.958113	2.36100619
25	400	863.037079	874.700788	2.1	6.72284331	3.20135396
25	600	916.371649	941.244851	2.1	8.16142791	3.88639424
25	1000	1014.66497	1078.00999	2.1	10.7141058	5.10195515
25	1400	1104.24318	1220.13234	2.1	13.1259607	6.2504575
25	1600	1146.41048	1293.31106	2.1	14.3223476	6.82016551
25	2000	1226.40328	1443.95144	2.1	16.7334089	7.96828996
50	200	806.181741	809.28872	4.2	8.32686767	1.98258754
50	400	863.037079	874.700788	4.2	11.9051199	2.83455236
50	600	916.371649	941.244851	4.2	14.7754335	3.51796035
50	1000	1014.66497	1078.00999	4.2	19.7952685	4.71315916

50	1400	1104.24318	1220.13234	4.2	24.48447	5.82963571
50	1600	1146.41048	1293.31106	4.2	26.7977806	6.38042396
50	1800	1187.08087	1367.92028	4.2	29.1133809	6.93175736
50	2000	1226.40328	1443.95144	4.2	31.4414201	7.48605241
100	200	806.181741	809.28872	8.4	12.1941118	1.45167998
100	400	863.037079	874.700788	8.4	18.8754609	2.24707867
100	600	916.371649	941.244851	8.4	24.2954191	2.89231179
100	1000	1014.66497	1078.00999	8.4	33.7261281	4.01501525
100	1400	1104.24318	1220.13234	8.4	42.4479211	5.05332394
100	1600	1146.41048	1293.31106	8.4	46.7217955	5.56211852
100	2000	1226.40328	1443.95144	8.4	55.2528621	6.57772167
300	200	806.181741	809.28872	25.15	16.2347101	0.64551531
300	400	863.037079	874.700788	25.15	28.7438726	1.14289752
300	600	916.371649	941.244851	25.15	39.7768025	1.5815826
300	1000	1014.66497	1078.00999	25.15	59.7525117	2.3758454
300	1400	1104.24318	1220.13234	25.15	78.4488288	3.11923773

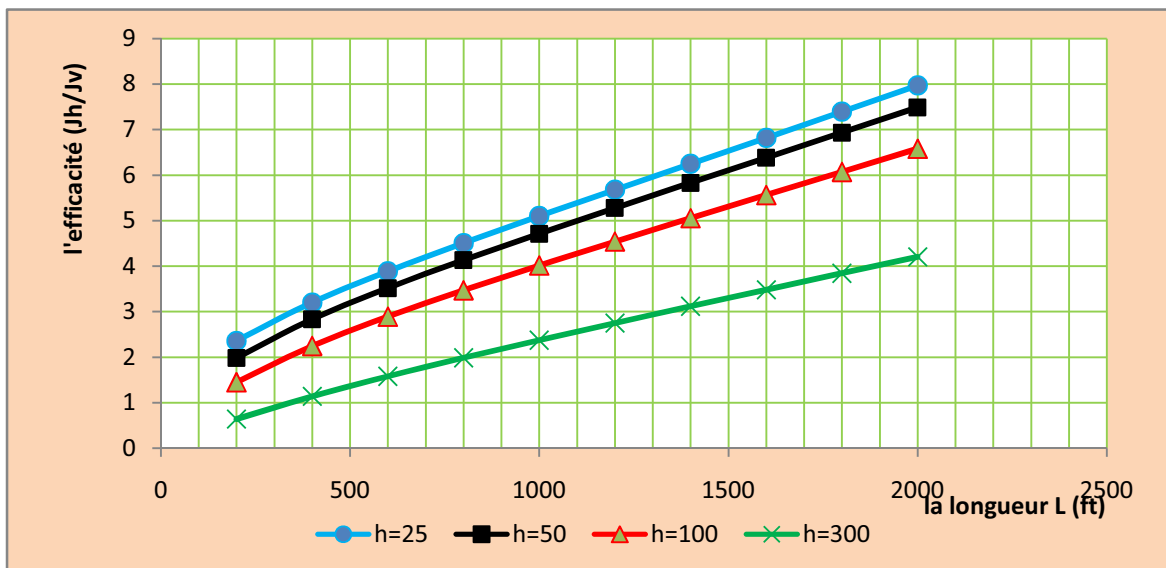


Figure 2-6 : influence de la longueur du drain sur l'efficacité (J_h/J_v) des puits horizontaux.

Ce qu'on peut conclure :

Les puits horizontaux deviennent plus performants avec l'augmentation de leurs longueurs (L).

La productivité des puits verticaux augmente plus rapidement que celle des puits horizontaux avec l'augmentation de l'épaisseur (h), par conséquent l'efficacité « J_h / J_v » diminue.

C'est pour cette raison que les puits horizontaux sont préférés dans les couches minces.

2-3-4. dans les réservoirs de gaz :

Les puits horizontaux sont beaucoup applicables dans les réservoirs de gaz à faible ou à forte perméabilité.

A. réservoirs de gaz à faible perméabilité :

Dans ce cas, les puits horizontaux représentent une bonne solution pour améliorer le drainage et la productivité.

B. réservoirs de gaz à forte perméabilité :

Les puits horizontaux sont aussi applicables dans les réservoirs de gaz à forte perméabilité pour réduire le phénomène de turbulence causé par la grande vitesse d'écoulement aux abords du puits, et cela par l'augmentation de l'intervalle de pénétration.

La figure suivante montre ce phénomène dans les deux types de puits :

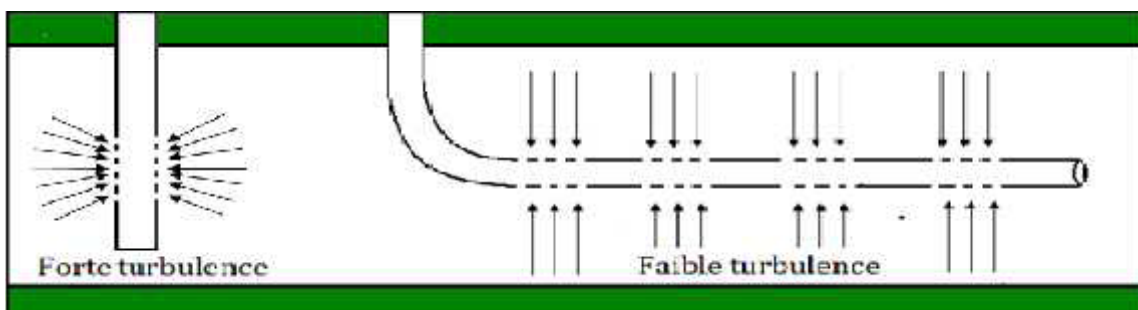


Figure 2-7 : phénomène de turbulence dans les deux types de puits.

Ce lier et Al ont développé une équation qui détermine le rapport des chutes de pression causée par la turbulence entre les deux types de puits :

$$\left[\frac{(\Delta P)_{ht}}{(\Delta P)_{vt}} \right] = \frac{2 \beta^2}{(1 + \beta)} \left(\frac{h}{L} \right)^2$$

Ou :
$$\beta = \left(\frac{k_h}{k_v} \right)^{0,5}$$

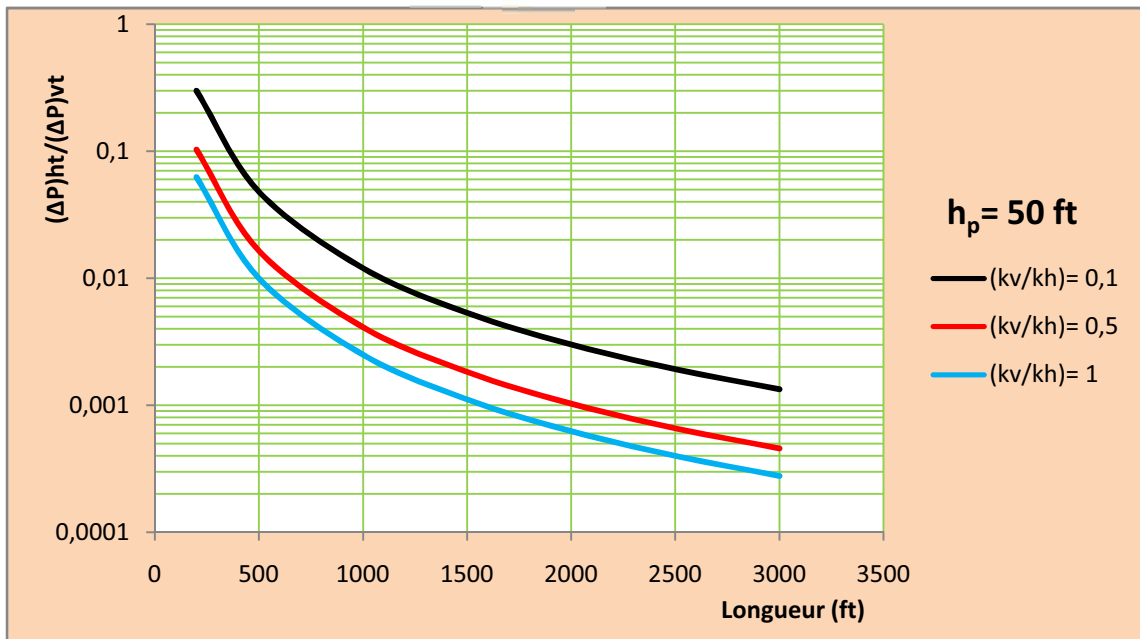


Figure 2-8 : efficacité des puits horizontaux dans la réduction de la turbulence.

Ce qu'on peut conclure :

La chute de pression causée par la turbulence dans un puits horizontal est beaucoup plus petite que celle d'un puits vertical.

Cette chute diminue avec la longueur effective du drain et augmente avec l'anisotropie.

2-4. performance des puits inclinés par rapport aux puits verticaux :

Les puits slant sont inclinés dès la surface pour augmenter la surface du contact par l'augmentation de la longueur traversant la couche productrice avec une technique du forage moins difficile que celle des puits horizontaux.

Ces puits se bénéficient des deux perméabilités horizontale k_h et verticale k_v .

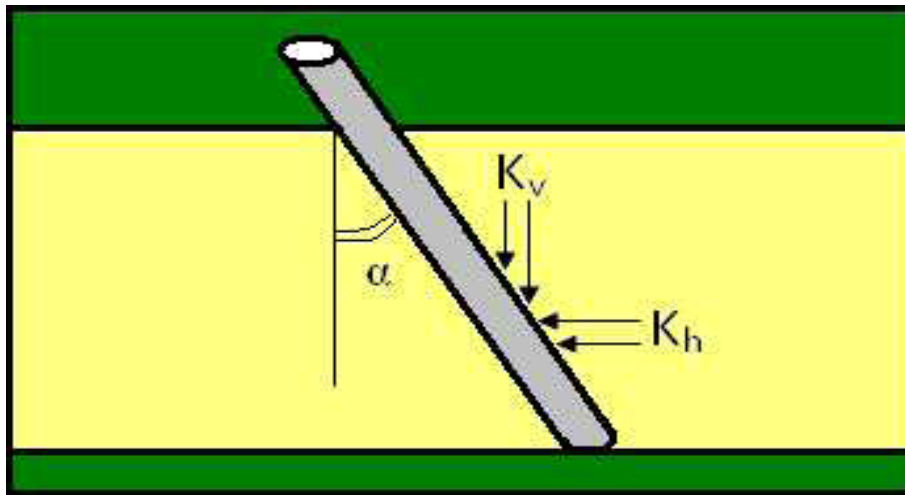


Figure 2-9 : schéma d'un puits incliné.

Cinco, Miller et Ramey ont développé une équation qui détermine le skin équivalent des puits inclinés pour un réservoir anisotrope :

$$s = - \left(\frac{\alpha'}{41} \right)^{2,06} - \left(\frac{\alpha'}{56} \right)^{1,865} \log \left(\frac{h_D}{100} \right)$$

Avec $\alpha' < 75^\circ$

$$\alpha' = \arctg[\sqrt{(k_v/k_h)} \cdot \text{tg}(\alpha)]$$

$$h_D = \left(\frac{h}{r_w} \right) \sqrt{(k_h/k_v)}$$

$$\frac{I_{stant}}{J_v} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{[\ln(r_e/r_w) + s]}$$

Pour un réservoir de caractéristiques :

$$k_h = 75 \text{ md}$$

$$B_0 = 1,34 \text{ RB/STB}$$

$$\mu_0 = 0,62 \text{ cp}$$

$$\Phi = 0,038$$

$$r_w = 0,365 \text{ ft}$$

$$S_v = 40 \text{ acres}$$

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 2-4: influence de l'angle d'inclinaison et de l'épaisseur sur l'efficacité (J_s/J_v).

α (°)	α' (°)	h (ft)	h_D	S	Jincline/Jv
15	15	25	68.4931507	-0.111925446	1.014904878
15	15	50	136.986301	-0.137727204	1.01840408
15	15	100	273.972603	-0.163528963	1.021927494
15	15	200	547.945205	-0.189330721	1.025475374
15	15	300	821.917808	-0.204423782	1.027562193
30	30	25	68.4931507	-0.474140189	1.066340202
30	30	50	136.986301	-0.56812772	1.080549908
30	30	100	273.972603	-0.662115252	1.095143437
30	30	200	547.945205	-0.756102783	1.110136553
30	30	300	821.917808	-0.811081964	1.119098809
45	45	25	68.4931507	-1.102080361	1.169052464
45	45	50	136.986301	-1.302287906	1.206092315
45	45	100	273.972603	-1.502495451	1.24555608
45	45	200	547.945205	-1.702702996	1.287689741
45	45	300	821.917808	-1.819816902	1.313684453
60	60	25	68.4931507	-2.004151672	1.356795334
60	60	100	273.972603	-2.688884548	1.545151988
60	60	200	547.945205	-3.031250985	1.660404537

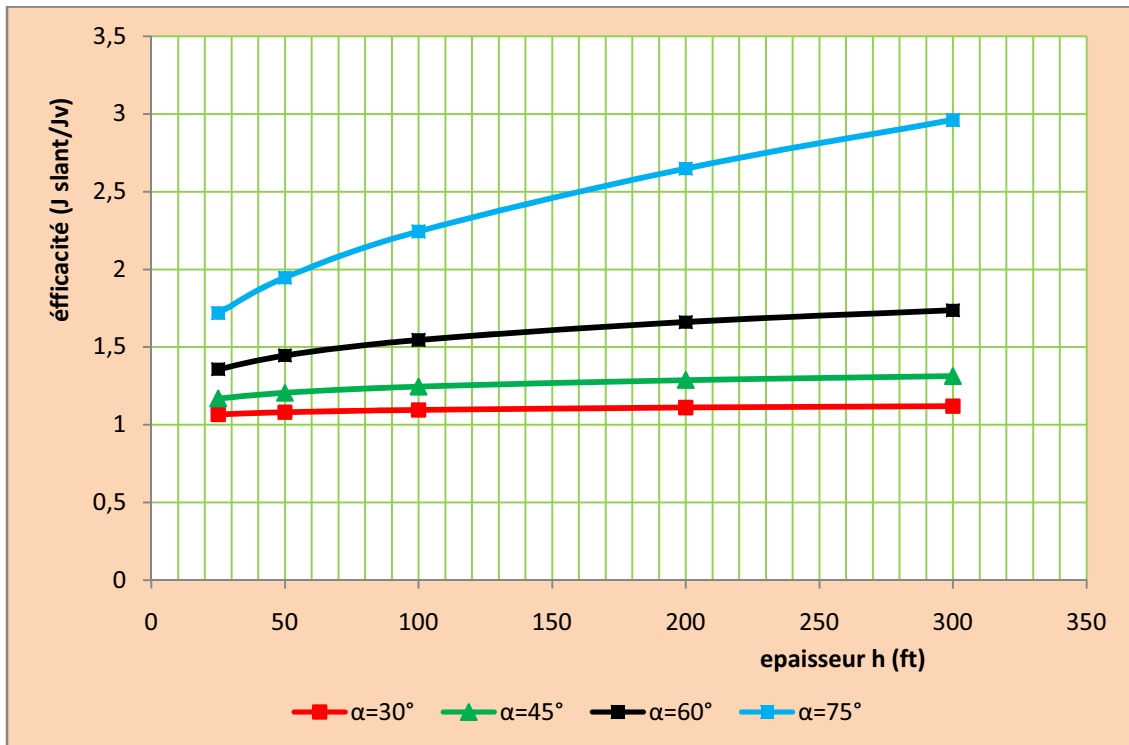


Figure 2-10 : influence de l'angle d'inclinaison et de l'épaisseur sur l'efficacité (J_s/J_v).

Ce qu'on peut conclure :

La performance des puits inclinés augmente avec l'augmentation de l'angle d'inclinaison.

Contrairement aux puits horizontaux, la performance des puits inclinés augmente avec l'augmentation de l'épaisseur de la couche.

Dans le champ de Hassi Messaoud la plupart des puits horizontaux sont normalement forés comme des puits inclinés .

Pour faire une vérification pratique de la performance des inclinés , on a pris deux puits : l'un est vertical et l'autre est incliné de la même zone (HZN), il s' agit de OMJZ502 et OMG61. Le profil de la déviation du incliné est représenté ci-après :

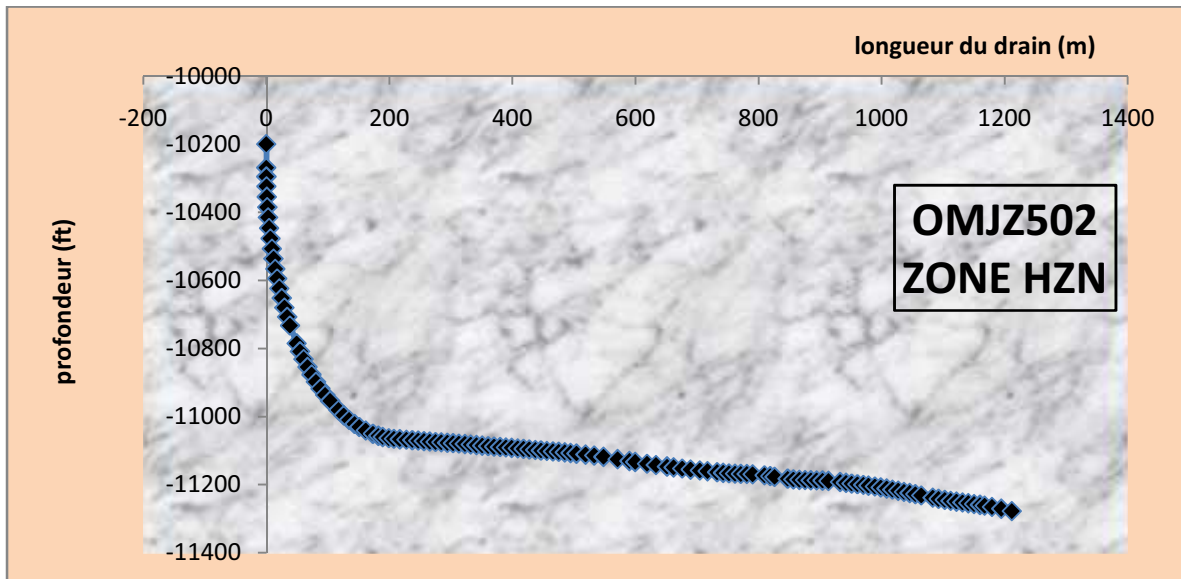


Figure2-11 : schéma d'un puits incliné (OMJZ502) à Hassi Messaoud.

On voit clairement que la production du puits incliné est meilleure que celle du puits vertical, ce qui montre la performance des inclinés par rapport aux verticaux dans le réservoir épais (environ de 300ft) du champ de HMD.

2-5.performance des puits horizontaux par rapport aux inclinés :

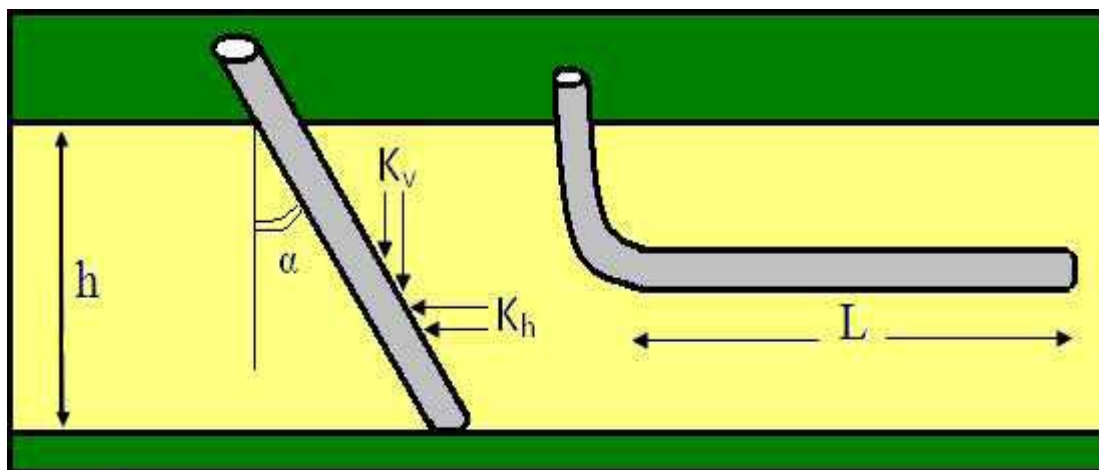


Figure 2-12 : schéma d'un puits horizontal et un puits incliné.

Pour un réservoir de caractéristiques :

$k_h = 75\text{md}$	$B_0 = 1,34 \text{ RB/STB}$	$h = 300 \text{ ft}$	$S_v = 40 \text{ acres}$
$\Phi = 0,038$	$r_w = 0,365 \text{ ft}$	$\mu_0 = 0,62\text{cp}$	

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 2-5: comparaison des productivités des puits horizontaux et des inclinés de point de vue anisotropie et longueur.

K_v/K_h	β	L_{ph}	J_h	$L_{incline}$	$J_{incline}$
0.05	4.47213595	200	11.1903625	310.571812	25.2100395
0.05	4.47213595	400	20.5452212	346.357093	25.4148028
0.05	4.47213595	600	29.07342	424.095243	25.915756
0.05	4.47213595	800	37.1210595	599.44888	27.3668293
0.05	4.47213595	1000	44.8653081	1156.24767	34.8286649
0.5	1.41421356	200	29.4730853	310.571812	25.5488959
0.5	1.41421356	400	47.718018	346.357093	26.9123989
0.5	1.41421356	600	62.8223757	424.095243	30.0655356
0.5	1.41421356	800	76.4493907	599.44888	37.9146869
0.5	1.41421356	1000	89.2676485	1156.24767	66.7724917
1	1	200	36.5823354	310.571812	25.8431892
1	1	400	56.6263826	346.357093	28.145335
1	1	600	72.8862572	424.095243	33.039164
1	1	800	87.4727388	599.44888	43.6643467
1	1	1000	101.178384	1156.24767	74.4630178

Ce qu'on peut conclure :

Pour le réservoir anisotrope de très faible perméabilité verticale, et contrairement aux puits long radius, les puits inclinés se comportent mieux que les puits short radius (pratiquement l'inclinaison des slants ne dépasse pas 45°).

Dans le champ de Hassi Messaoud les puits à rayon moyen (medium radius) sont normalement forés comme horizontaux, pour cela on a choisi deux puits: l'un est horizontal et l'autre est incliné de la même zone (ZONE 24). Il s'agit de MDZ535 et MD342 dont les profils de déviation sont représentés ci-dessous :

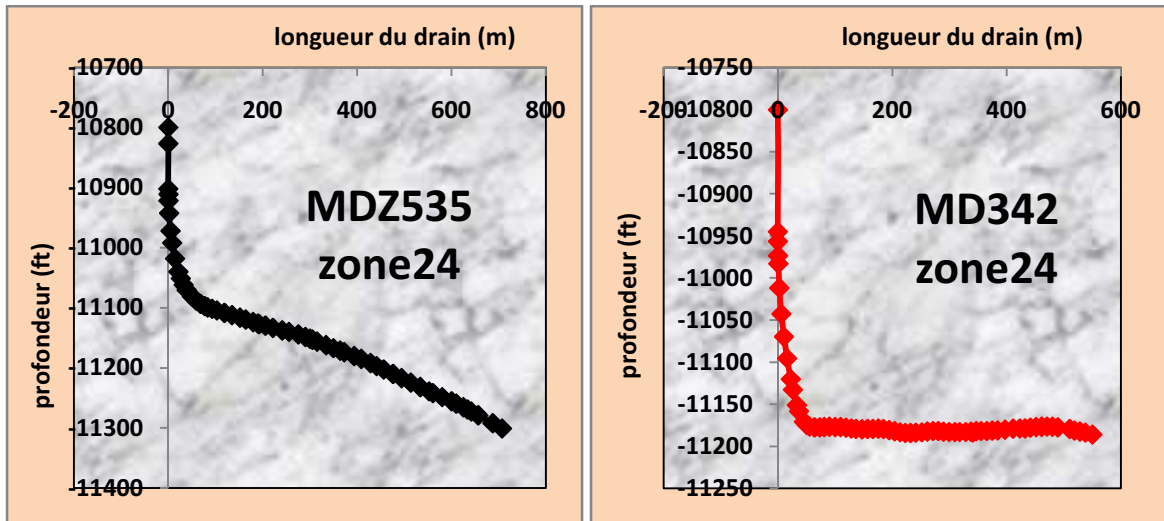


Figure2-13: schéma d'un puits horizontal (MDZ535) et d'un incliné (MD342) à la zone 24 de HMD.

2-6. Performance des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux fracturés :

La fracturation hydraulique est une opération de stimulation qui consiste à créer une perméabilité artificielle pour améliorer la productivité ou établir un contact entre le réservoir et le fond du puits en cas d'endommagement (après le forage).

La fracturation confronte beaucoup de problèmes comme :

- La difficulté de contrôler la hauteur et la direction.
- La perte du gel (surtout les réservoirs à faible perméabilité).
- Flow back du sable.
- Le non application dans les réservoirs fracturés.

Les puits horizontaux représentent une alternative pour les limitations des fracturations.

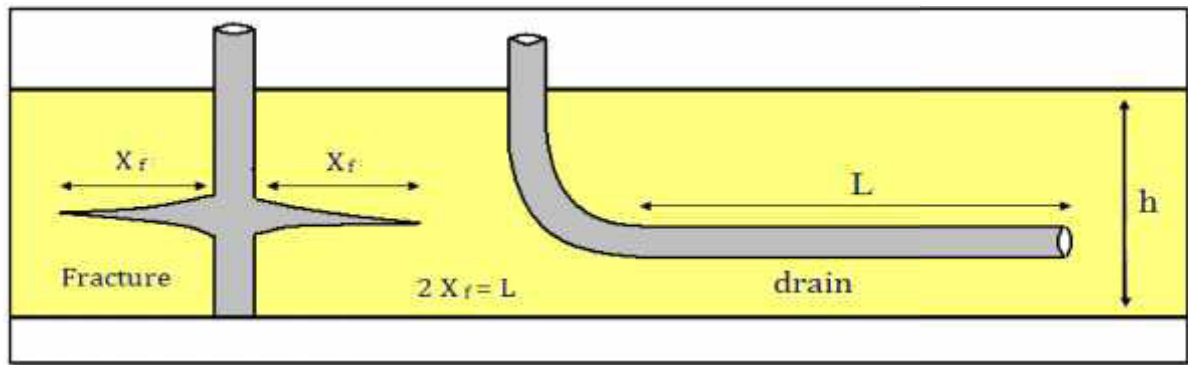


Figure 2-14: schéma d'une fracture et d'un puits horizontal.

Il existe trois types de fractures :

- ✓ A conductivité infinie : la chute de pression le long de la fracture est nulle.
- ✓ A débit uniforme : le débit est le même le long de la fracture.
- ✓ A conductivité finie : c'est le cas réel.

Pour notre étude, on va utiliser les fractures à conductivité finie qui sont les plus proches de la réalité dont les équations sont données ci-après :

$$F_{CD} = \left(\frac{k_f b_f}{k X_f} \right)$$

Ou :

k_f : la conductivité de la fracture, md.

b_f : la largeur de la fracture, ft.

X_f : demi-longueur de la fracture, ft.

k : perméabilité de la formation, md.

F_{CD} : la conductivité adimensionnelle.

Le rayon effectif de la fracture est déterminé par l'abaque suivant :

400	200	0.50718904	1.64	0.26	52	0.51130021	0.99195937
600	300	0.62947185	1.09333333	0.2	60	0.540346	1.16494219
800	400	0.73946543	0.82	0.17	68	0.56859783	1.30050694
1000	500	0.84332986	0.656	0.14	70	0.5755674	1.46521478
1200	600	0.94399561	0.54666667	0.12	72	0.58250629	1.62057581
1400	700	1.04310203	0.46857143	0.105	73.5	0.58769211	1.77491242
1600	800	1.14165507	0.41	0.09	72	0.58250629	1.95990169
1800	900	1.24030566	0.36444444	0.08	72	0.58250629	2.12925709
2000	1000	1.33948618	0.328	0.07	70	0.5755674	2.32724469

Ce qu'on peut conclure :

Contrairement aux puits medium et long radius, les puits verticaux fracturés sont plus performants que les shorts radius.

Ceci est du au fait que la conductivité de la fracture est meilleure dans la zone proche du puits.

La longueur de la fracture diminue avec la compacité de la formation. Pratiquement la longueur des fractures ne dépasse pas 2000ft.

3-Etude économique de la performance des puits horizontaux:

1) Plan de l'étude :

Une étude technique ne suffit pas de dire que les puits horizontaux sont meilleurs par rapport aux puits verticaux.

L'étude technique doit toujours être complétée par une étude économique pour pouvoir évaluer la performance de la technique étudiée.

Afin d'accomplir notre travail, on va faire une approche économique qui donnera une lumière sur cette technique d'exploitation.

Pour cela, on a supposé qu'on a un réservoir à exploiter ayant les caractéristiques suivantes :

$$\{X = 15840 \text{ ft} \quad , \quad Y = 10560 \text{ ft} \} \longrightarrow S_t = 3840 \text{ acres}$$

$$K_h = 60 \text{ md} \qquad S_w = 0,21 \qquad D \text{ (profondeur)} = 3000 \text{ m.}$$

$$K_v = 12 \text{ md} \qquad S_{or} = 0,20$$

$$h = 120 \text{ ft} \qquad B_o = 1,2 \text{ RB/STB}$$

$$\Phi = 0,11 \qquad \mu_o = 0,6 \text{ cp}$$

$$\Delta\rho = 16,26 \text{ lb/ft}^3 \qquad F = 50\% \text{ (aquifère très actif) le coefficient de récupération.}$$

En premier lieu, on va l'exploiter avec des puits verticaux drainant chacun 40 acres, pour cela il nous faut 96 puits.

Le schéma ci-dessous représente l'implantation de ces puits dans le réservoir :

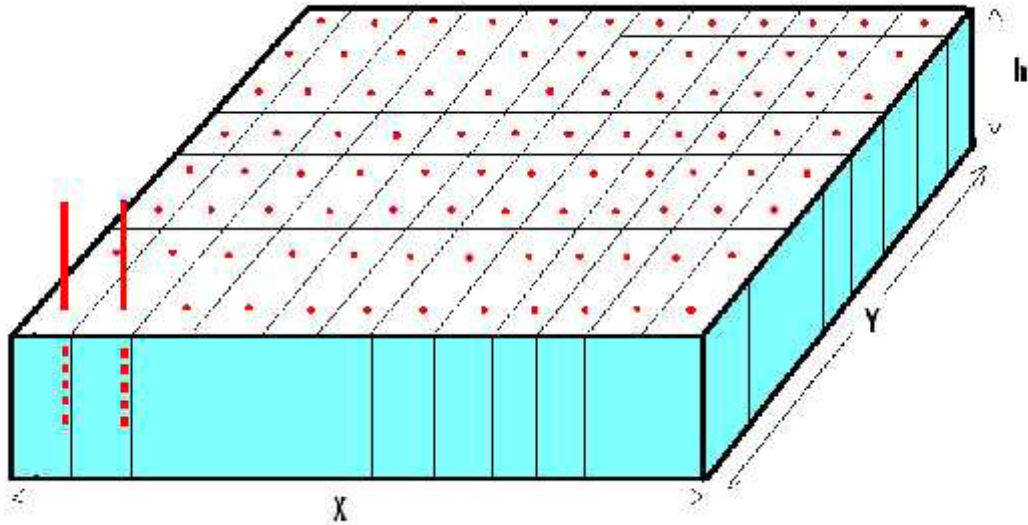


Figure 3-1: implantation des puits verticaux.

Et en deuxième lieu, l'exploitation sera faite par des puits horizontaux ayant chacun une longueur de 2000 ft et une surface de drainage de 120 acres, pour cela il nous faut 32 puits.

Le schéma ci-dessous représente l'implantation de ces puits dans le réservoir :

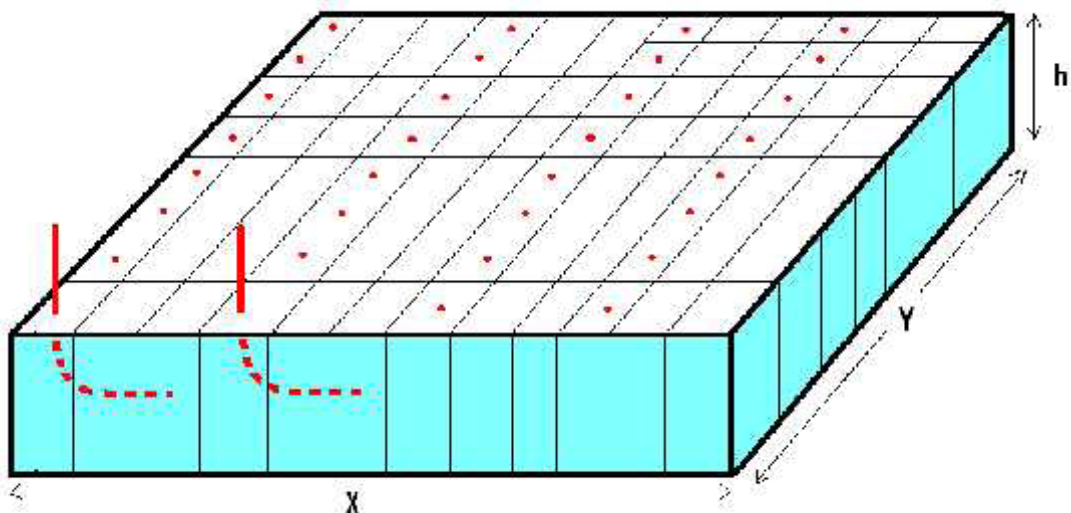


Figure 3-2: implantation des puits horizontaux.

2) Calcul des réserves en place :

$$V_{\text{res}} = [S_t \cdot h \cdot \Phi (1 - S_w - S_{\text{or}})] / (5,615 \cdot B_0).$$

$$V_{\text{res}} = 139934,7840 \text{ barils.}$$

3) Volume à récupérer pour dépléter le réservoir:

$$V_{\text{récupéré}} = V_{\text{res}} \cdot F$$

Tel que F : le coefficient de récupération.

$$V_{\text{récupéré}} = 69967,39200 \text{ barils.}$$

Avec l'utilisation des puits horizontaux, chaque puits va récupérer un cumul de production de :

$$V_{\text{ch}} = V_{\text{récupéré}} / 32 \quad \Rightarrow \quad V_{\text{ch}} = 2186,481 \text{ barils.}$$

Et avec l'utilisation des puits verticaux, chaque puits va récupérer un cumul de production de :

$$V_{\text{cv}} = V_{\text{récupéré}} / 96 \quad \Rightarrow \quad V_{\text{cv}} = 728,827 \text{ barils.}$$

Le tableau suivant illustre l'évolution de la déplétion du réservoir par l'utilisation des débits critiques (afin d'éviter le phénomène de coning) avec les deux techniques d'exploitation :

Tableau 3-1 : l'évolution du cumul de production des deux puits

t (day)	Δt (day)	Qcv(STB/day)	Vcv	Qch(STB/day)	Vch
0	0	183,470789	0	1903,369809	0
3	3	183,359403	550,412368	1900,430373	5710,10943
10	7	183,099825	1833,92819	1893,591081	19013,122
30	20	182,360503	5495,92469	1874,188001	56884,9436
50	20	181,626046	9143,13475	1855,082015	94368,7037
70	20	180,89641	12775,6557	1836,267081	131470,344
90	20	180,17155	16393,5839	1817,737309	168195,686
110	20	179,451424	19997,0149	1799,48696	204550,432
200	90	176,246172	36147,643	1719,302389	366504,258
298	100	172,789952	53772,2602	1637,818073	534995,892
450	150	167,785576	79690,753	1521,03976	783944,239
650	200	161,443616	113247,868	1384,19467	1088152,19
950	300	152,560185	161680,953	1207,789456	1503410,59
1200	250	145,786138	199820,999	1087,054402	1805357,96
1800	400	135,800058	258135,455	847,9094171	2457590,6
2400	800	118,364786	377639,505	681,9249559	2966336,25
2480	400	111,230417	414984,525	665,1952445	3020890,24
3346	546	102,480679	475646,721		
4400	1054	88,0046905	583543,97		
5400	1000	77,2047941	671462,334		
6400	1000	68,4392849	748597,684		
7400	1000	61,2055521	816980,09		
8400	1000	55,151198	878138,34		
9600	1200	49,0329369	944271,957		
10886	1286	43,6059111	1007286,09		

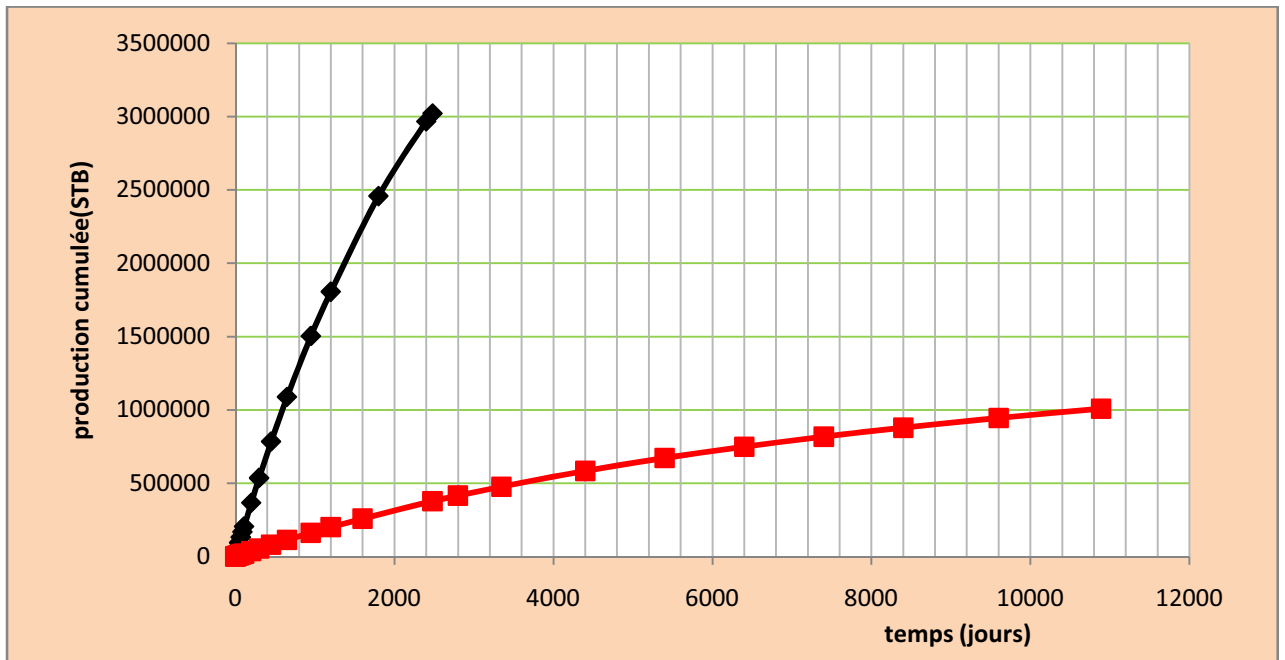


Figure 3-3 : évolution du cumul de production des deux puits (Ph – et Pv –)

Le réservoir va être déplété dans 2480 jours par l'utilisation des puits horizontaux, alors qu'il faut 10886 jours si on utilise des puits verticaux.

4) Calcul économique :

Définitions :

- **Le prix de revient** : est le coût équivalent de toutes les dépenses d'un baril.
- **Le temps d'amortissement « Pay Out Time »** : c'est le temps à partir duquel on commence à avoir bénéfices net (le puits récupère son coût d'investissement).

Puits verticaux :

Le coût global de réalisation d'un puits vertical : $2,5 \cdot 10^6$ \$.

Le cumul de production d'un puits vertical est : 1007286,09 barils.

On admet que le coût d'exploitation moyen d'un baril: 03 \$, et le prix de vente : 75 \$.

Le prix de revient d'un baril est : $(2,5 \cdot 10^6 / 1007286,09) + 03 = 5,48$ \$/baril.

Le POT (le temps d'amortissement) d'un puits vertical :

Soit V_{cv} le volume cumulé de production qui correspond au POT, alors :

$$2,5 \cdot 10^6 + 3 \cdot V_{cv} = 75 \cdot V_{cv} \quad \Rightarrow \quad V_{cv} = 34722,22 \text{ barils.}$$

D'après la figure de l'évolution de cumul de production, on aura le POT ≈ 192 jours.

Puits horizontaux :

Le coût global de réalisation d'un puits horizontal : $7 \cdot 10^6$ \$.

Le cumul de production d'un puits horizontal est : $3020890,24$ barils.

On admet que le coût d'exploitation moyen d'un baril: 03 \$, et le prix de vente : 75 \$.

Le prix de revient d'un baril est : $(7 \cdot 10^6 / 3020890,24) + 03 = 5,31$ \$/baril.

Le POT d'un puits horizontal :

Soit V_{ch} le volume cumulé de production qui correspond au POT, alors :

$$7 \cdot 10^6 + 3 \cdot V_{ch} = 75 \cdot V_{ch} \quad \Rightarrow \quad V_{ch} = 97222,22 \text{ barils.}$$

D'après la figure 3-3 de l'évolution de cumul de production, on aura le POT ≈ 52 jours.

Ce qu'on peut conclure :

D'après l'étude économique qu'on a fait, on constate que :

Le prix de revient d'un baril issu d'un puits horizontal est très proche de celui issu d'un puits vertical.

Malgré son coût de réalisation élevé, le POT d'un puits horizontal est beaucoup plus petit que celui d'un puits vertical.

De point de vue économique, la technique des puits horizontaux représente une solution pour les sociétés de production qui exploitent des réservoirs sous contrat à cause de la rapidité d'épuisement.

5.1 Conclusion :

L'étude technique faite sur la performance des puits horizontaux et leur comparaison avec les puits inclinés, verticaux et verticaux fracturés nous a conduit à conclure que :

- ✚ Le skin, et malgré sa grande valeur dans les puits horizontaux n'affecte pas beaucoup la productivité du fait que la chute de pression causée par l'endommagement est plus petite que celle des puits verticaux.

- ✚ Dans les réservoirs à forte perméabilité verticale comme les réservoirs naturellement fracturés les puits horizontaux sont plus performants parce qu'ils interceptent les fractures et se bénéficient de leur perméabilité pour améliorer le drainage vertical et donc avoir une bonne productivité.

- ✚ Dans les réservoirs à faible perméabilité, à cause du faible drainage des puits verticaux et la non efficacité des fracturations hydrauliques, les puits horizontaux sont le seul alternatif possible pour l'exploitation de ce type de réservoirs.

- ✚ L'efficacité des puits horizontaux par rapport aux puits inclinés augmente avec la perméabilité verticale et diminue avec l'épaisseur de la couche.

- ✚ Economiquement, les puits horizontaux :
 - Ont un prix de revient proche à celui des verticaux.
 - Ont un POT plus petit que celui des verticaux.

5. 2 Recommandations:

- À Hassi Messaoud:

- Utiliser la sismique 3D pour bien cibler le réservoir.

- Aux autres champs algériens:

- Utiliser les PH dans les réservoirs compacts
- Faire une étude approfondie sur la possibilité d'application des PH dans les autres champs.

Exploiter les réservoirs sous contrat par la technique du forage horizontal

LISTE DE FIGURES :

Chapitre I :Généralité sur les puits horizontaux.

Fig I-1 : Un puits Horizontal.....	4
Fig I-2 : type de puits horizontaux.....	6
Fig I-3 : puits multilatéraux.....	7
Fig I-4 : puits multilateraux en arête de poisson.	7
Fig I-5: puits inclinés.....	8
Fig I-6 reservoir naturellement fracturé.	9
Fig I-7 : reservoir multicouches.....	9
Fig I-8 : phénomène de coning d'eau	10

Chapitre II: . Etude technique de la performance

FigII-1 : influence du skin sur l'efficacité des puits horizontaux	16
FigII-2 : influence du skin sur les deux types de puits à HZN-HMD	17
FigII-3 :Section de drainage pour les deux types de puits	18
FigII-4: évolution de la surface de drainage avec la longueur	19
FigII-5 : la relativité de la longueur du drain	20
FigII-6: influence de la longueur du drain sur l'efficacité (J_h/J_v) des puits horizontaux	21
FigII-7:phénomène de turbulence dans les deux types de puits	22
FigII-8: efficacité des puits horizontaux dans la réduction de la turbulence.....	23
FigII-9:schema d'un puits incliné	24
FigII-10:influence de l'angle d'inclinaison et de l'épaisseur sur l'efficacité (J_s/J_v).....	26
FigII-11:schéma d'un puits incliné (OMJZ502) à Hassi Messaoud	27
FigII-12: schéma d'un puits horizontal et un puits incliné	27
FigII-13: schéma d'un puits horizontal (MDZ535) et d'un puits incliné (MD342) à la zone 24 de HMD.	29

FigII-14 : schéma d'une fracture et d'un puits horizontal30
FigII-15 : abaque de détermination du rayon effectif d'une fracture31

Chapitre III: Etude économique de la performance

Fig III-1 : implantation des puits verticaux 34
Fig III-2 : implantation des puits horizontaux 34
Fig III-3 : évolution du cumul de production des deux puits 37
.

LISTE DE TABLEAUX :

Tableau 2-1 : influence du skin sur l'efficacité des puits horizontaux

Tableau 2-2 : évolution de la surface de drainage avec la longueur

Tableau 2-3 : influence de la longueur du drain sur l'efficacité (J_h/J_v) des puits horizontaux

Tableau 2-4: influence de l'angle d'inclinaison et de l'épaisseur sur l'efficacité (J_s/J_v).

Tableau 2-5: comparaison des productivités des puits horizontaux et des slants de point de vue anisotropie et longueur.

Tableau 2-6 : efficacité des puits horizontaux par rapport aux PV fracturés

Tableau 3-1 : l'évolution du cumul de production des deux puits

Bibliographie :

- Joshi , Horizontal Well Technology _2 , pennwell publishing company, 1991.
- Jean-Paul Szezuka Edition 3.3 , Forage dirigé « Ingénierie et méthodes » , ENSPM , Juin 2005.
- Jean-Paul Szezuka Edition 3.3 ,Ingénierie du forage dirigé, ENSPM , Juin 2005.
- thèse master IAP de ZERFAOUI LAID & KAB MALIK sous le thème : « évaluation des horizontaux et des reprises de puits à Hassi Messaoud ».
- Ahmed Tarek & Paul McKinney, Advanced Reservoir Engineering, ELSEVIER , 2005.
- Chaudhry, Oil well testing handbook, ELSEVIER, 2004.
- SPE65496: Horizontal Well Performances in Hassi-Messaoud Oil Field.
- Well Evaluation Conference (WEC-Algérie, 2007).
- Horizontal Wells, Teknica petroleum services, Alberta 2001.
- Multilateral Wells, Sonatrach 2005.
- We are Halliburton, Algeria 2009.
- Djebbar Tiab et Erle C. Donaldson, Petrophysics : Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, ELSEVIER, 2004.
- Ahmed Tarek, hydrocarbon phase behavior, gulf publishing company, 1989.