

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 :

SOUICI Hosni, SEDADKI Hocine, BOUHAFS Bisma

-THEME-

Etude de la performance des puits horizontaux Cas pratique Hassi Messaoud

Soutenu le : 26/05/2015 devant la commission d'examen

Jury:

Président: Kadri Ahmed Yacine MAA Univ. K.M Ouargla

Encadré par: Dada Saada MAA Univ. K.M Ouargla

Examineurs: Arbaoui Mohammed Ali MAA Univ. K.M Ouargla

A cœur vaillant rien d'impossible
A conscience tranquille tout est accessible
Quand il y a la soif d'apprendre
Tout vient à point à qui sait attendre
Quand il y a le souci de réaliser un dessein
Tout devient facile pour arriver à nos fins
Malgré les obstacles qui s'opposent
En dépit des difficultés qui s'interposent
Les études sont avant tout
Notre unique et seul atout
Ils représentent la lumière de notre existence
L'étoile brillante de notre réjouissance Comme
un vol de gerfauts hors du charnier natal Nous
partons ivres d'un rêve héroïque et brutal
Espérant des lendemains épiques
Un avenir glorieux et magique Souhaitant que
le fruit de nos efforts fournis Jour et nuit, nous
mènera vers le bonheur fleuri
,Aujourd'hui, ici rassemblés auprès des jurys
Nous prions dieu que cette soutenance Fera
signe de persévérance
Et que nous serions enchantés
Par notre travail honoré

Remerciements

Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux

Mes remerciements vont tout premièrement à Dieu tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donnée durant toutes ces longues années.

Nous exprimons nos profondes gratitude à nos parents pour leurs encouragements, leur soutien et pour les sacrifices qu'ils ont enduré.

Nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur M.DADA Saada pour avoir d'abord proposé ce thème, pour le suivi continué tout le long de la réalisation de ce thème et qui n'a pas cessé de nous donner ses conseils et remarques.

Nous remercions aussi les membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail.

Nos vifs remerciements au M.ZAATOUT et M.SATOUH du service

De well test Division production à SONATRACH /Hassi Messaoud

Pour leur soutien et leur aide.

Également nous adressons un grand merci à M. BOUHAFS Ahmed qui nous a beaucoup aidés à réaliser ce travail dans des bonnes conditions

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidé à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous aidés de près ou de loin à accomplir ce travail.

Enfin nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien tout moral et matériel.

Merci à tous.

Merci pour tout.

L'ensemble du Trinôme.

Dédicace

En premier lieu, je dédie ce modeste travail à tous ceux qui m'ont orienté durant ma vie et qui ont su me montrer le droit chemin, à ceux qui m'ont apporté, amour, encouragement et compréhension, pour mener à bien mes études.

À ma mère qui a sacrifiée sa jeunesse pour mon auspice, et pour l'esprit pur de mon père que sa mémoire reste toujours dans nos cœurs

À Ma grande mère.

À mes chers frères: Adel, mahdi, KHamissi et mes chères sœurs: Safaa et Noujoud.

À tous le membre de ma grande famille SOUICI petits et grands veuillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon affection...

À Mes chers oncles et tantes.

À Mes trinôme : Besma et houcine.

À Tous mes amis chacun a son nom..

À tous les étudiants master production professionnel 2015.

À Tous ceux que j'aime et je respecte.

Hosni

Dédicace

*C'est avec toute mon affection que
Je dédie ce modeste travail :
À celui qui m'ont donné la vie et
Qui m'ont apporté sans cesse leurs amours,
Qui a sacrifiée leurs jeunesses pour mon auspice,
À mes très chers parents
A tous ceux qui m'ont orienté de ma vie et qui ont su me montrer
le droit chemin,
À ceux qui m'ont apporté, amour,
Encouragement et compréhension,
Durant toute période de mes études.
À mon grand-père.
Pour l'esprit pur de ma grande mère.
À très chères sœurs :
Hanifa et son mari, Nour Houda et son mari,
Sawssan, Fatima, Safaa
Et Mon très cher frère :
Alla, et son femme.
À mon mari de futur Ahmed et sa famille.
À la source de ma joie : Amouna, Hayou, Mimo, Hanina et Zekri
A mes très chères amis intimes : Ahlem et Noussaiba.
À tous les membres de ma grande famille
De proche et de loin.
À Tous mes amis chacun a son nom.
À mes trinôme : Hosni et Houssine
Aussi à tous les enseignants de l'université
d'Ouargla.
À Tous ceux que j'aime et je respecte.*

Liste des Figures

Chapitre I : Généralité sur les puits horizontaux.

Fig I-1. Un puits Horizontal	03
Fig I-2 : type de puits horizontaux.	04
Fig I-3 : puits multilatéraux.	05
Fig I-4 : puits multilatéraux en arête de poisson	05
Fig I-5: puits inclinés	06
Fig I-6 : Puits en ré-entrée	06
Fig I-7 : chemin typique d'un puits vertical.	08
Fig I-8 : chemin du plan horizontal d'un puits horizontal.	08
Fig I-9 : réservoir naturellement fracturé	09
Fig I-10 : réservoir multicouches	10
Fig I-11 : phénomène de coning d'eau	10
Fig I-12 : raisons géologiques	11
Fig. I-13: emplacements impraticables	11
Fig. I-14:Puits d'interception	12
Fig. I-15: puits horizontaux en offshore.	12
Fig. I-16: complétion en open hole	13
Fig. I-17: complétion avec liner crépine ou pré perforé	14
Fig. I-18 : complétions avec un liner partiellement cimenté	14
Fig I-19 :différent type de complétion	15

Chapitre II : Equation de performance des puits horizontaux.

Fig. II-1 : La surface de drainage d'un puits horizontal	22
Fig. II-2 : représente la surface de drainage autour du drainage	24

Chapitre III: performance des puits horizontaux.

Fig III-1 : Représentation des erreurs moyennes de différentes corrélations	33
Fig III-2 : Représentation de nombre des puits ont des erreurs moyennes inférieur à 50% de différentes corrélations	35
Fig III-3 : Effet de la longueur du drain horizontal sur IPh cas anisotrope	36
Fig III-4 : Effet de la hauteur sur IPh cas anisotrope	37
Fig III-5 : Représente de l'influence de la perméabilité horizontale sur l'IPh	38

Liste des tableaux

Chapitre III: Performance des puits horizontaux

tableau III-1: Représente échelle classement des puits	27
tableau III-2: Représente la première échelle (A)IP compris entre 1.8 et 0.8 m ³ /hKg/cm ²	27
tableau III-3: Représente la deuxième échelle (B) IP compris entre 0.8 et 0.4 m ³ /hKg/cm ²	27
tableaux III-4: Représente la troisième échelle (C) IPcompris entre 0.011 et 0.4 m ³ /hKg/cm ²	28
tableau III-5:Représente les données de viscosité et facteur volumétrique et perméapilite horizontale et verticale des puits horizontaux	30
tableau III- 6: Représente différentes longueurs des puits horizontaux	31
tableau III- 7 : Valeurs des indices de productivité (IP) des puits horizontaux	31
tableau III- 8 : Représente Les erreurs de chaque corrélation	32
tableau III- 9 : Erreurs moyenne des différentes corrélations	32
tableau III- 10 : Calcul d'erreur d'IP pour la relation joshi 01	34
tableau III-11: Nombre de puits ayant une erreur inférieur 50% pour les différentes corrélations du calcul d'IPh	34
tableau III- 12 : Représente les résultats de calcul d'IP par les différentes longueurs	39
tableau III-13 : représente les erreurs relatives des IPh calculé par apport à l'IPwt	39

Liste de symbole

B_o : facteur volumétrique FVF ; RB/STB.

J_p : l'indice de productivité.

μ_o : viscosité d'huile ; cp

$h_{géo}$: 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.

Q : débit ; bbl/d.

r_w : rayon du puits ; ft.

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

A : aire de drainage ; ft².

B : la racine carrée de l'inverse de l'indice d'anisotropie.

a : le grand axe de la surface de drainage elliptique (ft).

dP : chute de pression ; psi.

Sommaire

Introduction générale	01
Chapitre I : Généralité sur les puits horizontaux	
I-1 Définition d'un puits horizontal	03
I-2 Les différents types de puits horizontaux	03
I.2.1. Les puits horizontaux	03
I.2.2. Les puits multilatéraux	05
I.2.3. Les puits inclinés	06
I.2.4. Les Puits en ré-entrée	06
I-3 Planification et suivi de la trajectoire	07
I-3-2-1 le plan vertical	07
I-3-2-2 Le plan horizontal	08
I-4 Emplacement du puits horizontal	09
I-5 Les Applications des puits horizontaux	09
I-5-1 Réservoir naturellement fracturé	09
I-5-2 Réservoirs multicouches	10
I-5-3 Réservoir à faible perméabilité	10
I-5-4 La formation non consolidée	10
I-5-5 Confinement de gaz et de l'eau	10
I-5-6 Réservoirs d'huile lourde	11
I-5-7 pour des raisons géologiques	11
I-5-8 Emplacement des surfaces impraticables	11
I-5-9 puits d'interception	12
I-5-10 Plates-formes de production Multi puits (Clusters)	12
I-6 La complétion d'un puits horizontal	13
I-6-1 Open hole	13
I-6-2 Slotted liner	13
I-6-3 liner avec isolation partielle	14
I-6-4 Un liner cimenté et perforé	14
I-6-5 Les considérations à prendre avant la complétion	15
I-7 les avantages et les inconvénients des puits horizontaux	16
I-7-1 Avantages	16
I-7-2 inconvénients	17
I.8 Le but du forage horizontal	17
I.8.1 Comparaison technique entre un puits vertical et un puits horizontal	18
I.8.2 Pour le forage conventionnel (vertical)	18
I.8.3 Pour le forage horizontal	18
Chapitre II : Equation de performance des puits horizontaux	
II-1 Introduction	19
II-2 L'indice de productivité (Jp)	19
II-2-1 L'expression d'Index de productivité de puits horizontale	19
II-2-1-1 Réservoir isotrope	19
II-2-1-2 Réservoir anisotrope	24
Chapitre III: performance des puits horizontaux.	
III-1 calcul l'indice de productivité dans le champ de HMD	27
III-1-1 comment choisir de puits horizontaux candidats	27
III-1-1-1 L'indice de productivité donné par well test	27

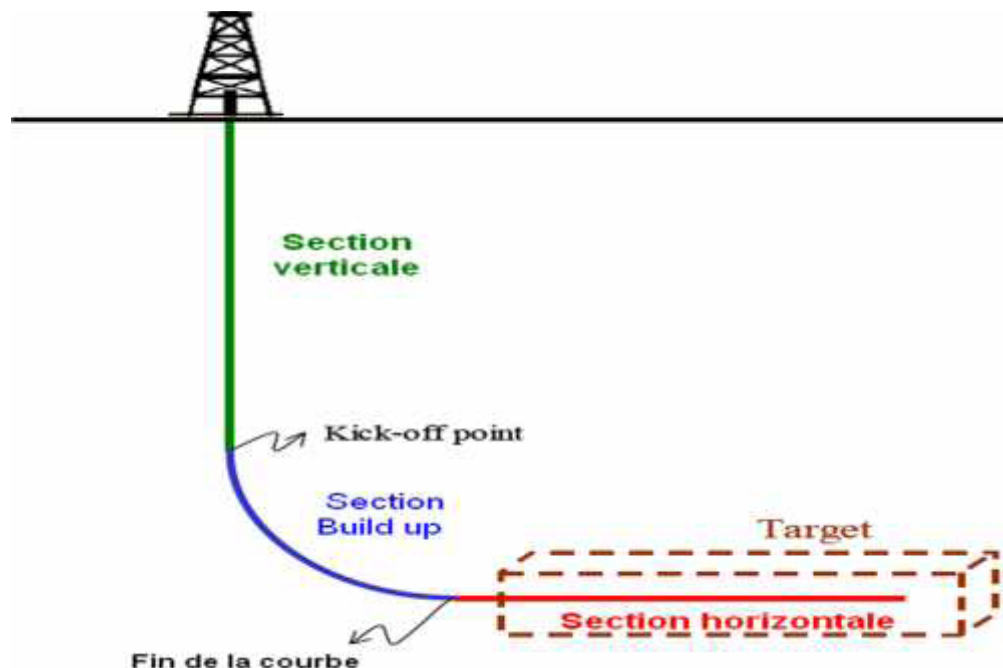
III-1-1-2 La pression de gisement	28
III-1-1-3 les données géologiques	28
III-1-1-4 La situation géographique des puits horizontaux	29
III-1-2 Les données pour le calcul de l'index de productivité	29
III-1-2-1. La viscosité et le facteur volumétrique	29
III-1-2-2. La hauteur du réservoir	29
III-1-2-3.La perméabilité horizontale	29
III-1-2-4.La perméabilité verticale	29
III-1-3 Calcul de l'indice de productivité	31
III-1-4 Interprétations des erreurs	33
III-1-5 Sensibilité des paramètres de la relation Joshi 01	35
III-1-5-1 L'influence de la longueur du drain de puits sur la productivité des	36
III-1-5-2 Influence de la hauteur du réservoir :	37
III-1-5-3 L'influence de la perméabilité horizontale :	37
III-1-6 Analyse et interprétation de l'index de productivité	38
III-1-6-1 concernant la longueur du drain des puits horizontaux .	39
III-1-6-2 Influence de la hauteur	40
Conclusion	41

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 et puis horizontalement à une longueur additionnelle, s'étendant de centaines aux milliers de pieds (Fig.I.1).(1)

Forer une section horizontale dans un réservoir permet d'augmenter la zone 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): PUIITS HORIZONTAL.

I.2 Les différents types des puits horizontaux :

I.2.1 Les puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont subdivisés en plusieurs catégories (Fig I.2) 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.(1)

● **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 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. Dans ce cas l'échantillonnage et le logging ne sont pas réalisables.(1)

● **Medium radius :**

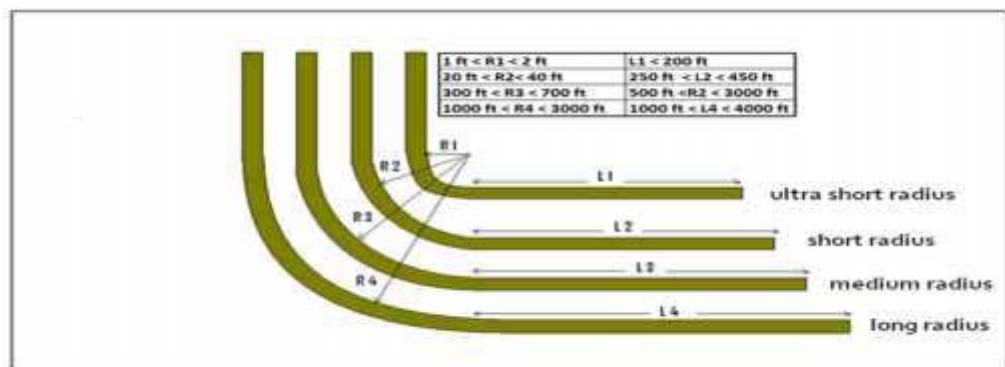
La longueur du drain de ce puits varie entre 500 et 3000 ft avec un rayon de courbure de 300 à 700 ft respectivement et un build up rate de 8 à 20°/100 ft. Son rayon de déviation facilite la descente du casing et donne la possibilité d'intervenir sur le fond. Tous les types de complétion sont possibles, 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.2):TYPES DES PUIITS HORIZONTAUX.

I.2.2. Les puits multilatéraux :

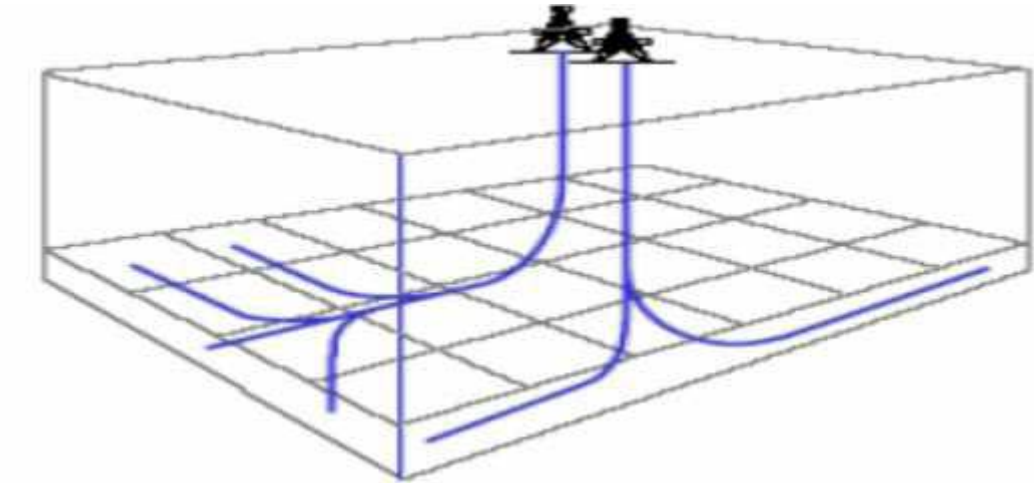
Ce sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer plusieurs drains horizontaux à partir d'un seul drain qui peut être vertical, dévié ou horizontal.

Ces puits permettent d'exploiter plusieurs couches en forant un seul puits à la surface.

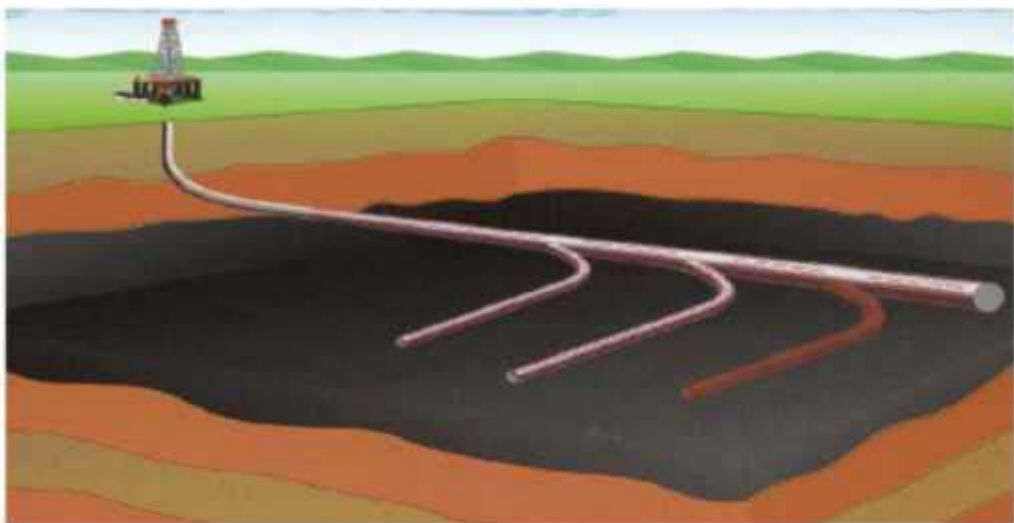
Donc ils sont applicables pour l'exploitation des réservoirs multicouches (layered).(1)

Il existe de nombreux type des puits multilatéraux, mais ont va citer que deux exemples (Figures I.3, I.4):

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



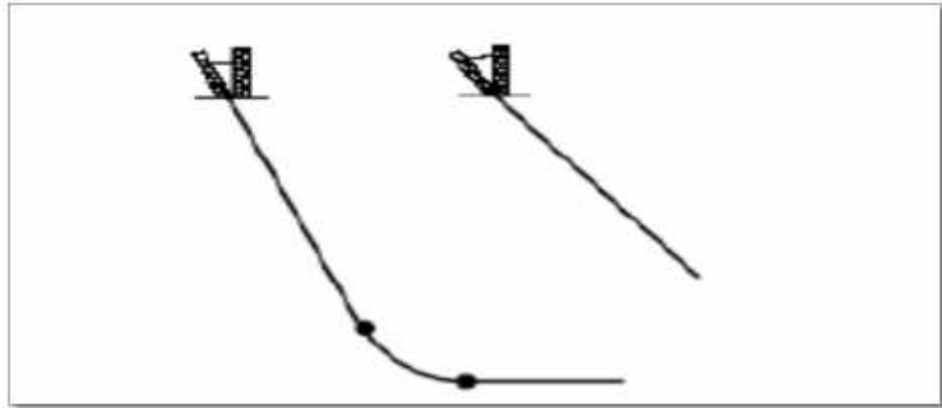
(Figure I.3) : PUIITS MULTILATERAUX.



(Figure I.4) : PUIITS MULTILATERAUX EN ARETE DE POISSON.

I.2.3 Le Puits incliné:

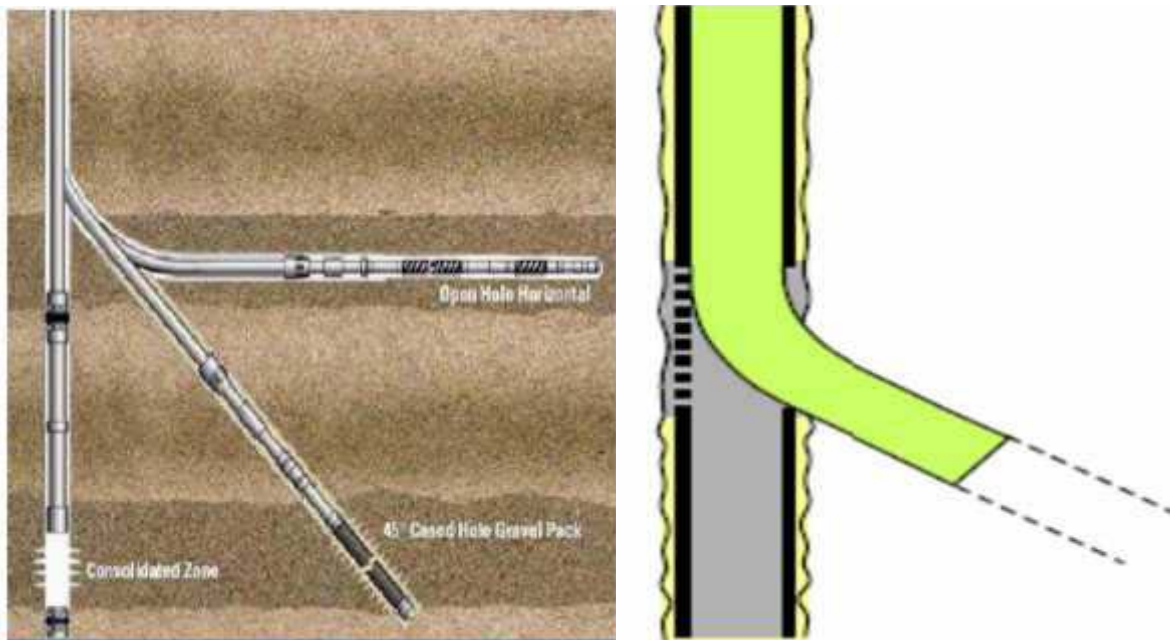
C'est un puits foré avec une inclinaison dès la surface (Fig I.5) Ce type nécessite d'avoir en surface un appareil de forage spécial appelé « tilt ou slant rig ». L'angle d'inclinaison varie d'un puits à un autre et peut atteindre le maximum avec 45° . L'utilisation des puits inclinés permet d'exploiter les horizons peu profonds.(1)



(Figure I.5) : PUIITS INCLINES.

I.2.4. Les Puits en ré-entrée:

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 (Fig I.6).(1)



(Figure I.6) : PUIITS RE ENTREE.

I-3. Planification et suivi de la trajectoire :

I.3.1 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, tel 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 of (KOP) relativement haut.(2)

- **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.(2)

- **Capacité à permettre des gradients importants :**

C'est la capacité du matériel de déviation (moteur de fond).(2)

- **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.(2)

- **La nature de réservoir :**

La nature du réservoir influe sur :

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

I.3.2 Le profil théorique :

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

I.3.2.1 le plan vertical :

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

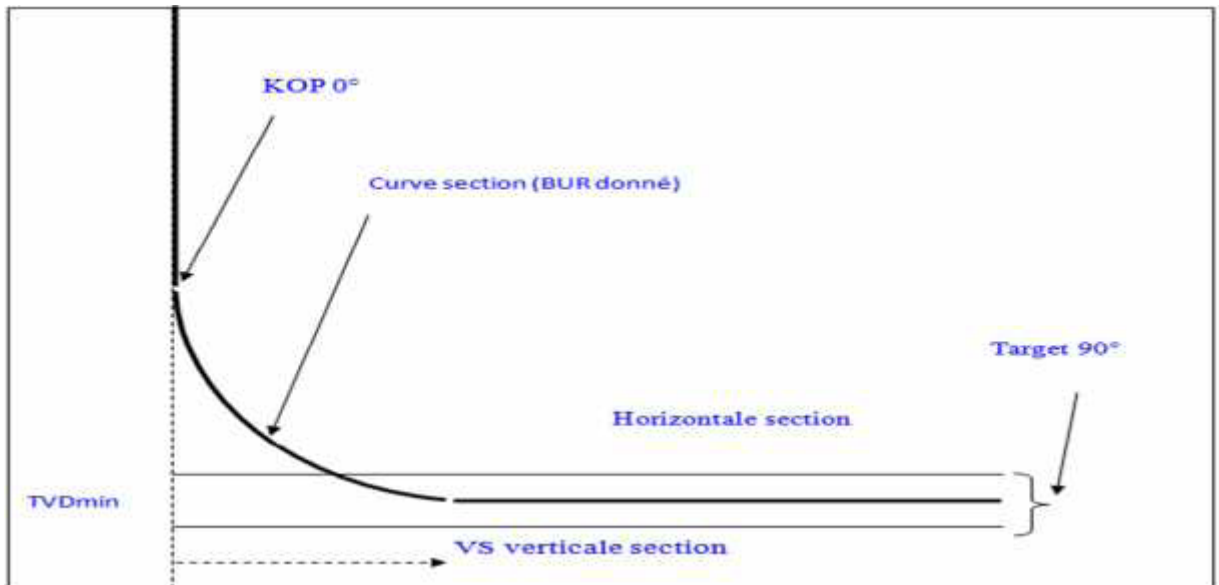
- Une partie verticale.
- Une partie courbe (build up) à partir de l'amorce de la déviation ou l'inclinaison peut atteindre 90° degrés qui va vers le drain cible : le cible (target)
- une partie horizontale : c'est le vertical section vers l'azimut choisi.(2)

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).

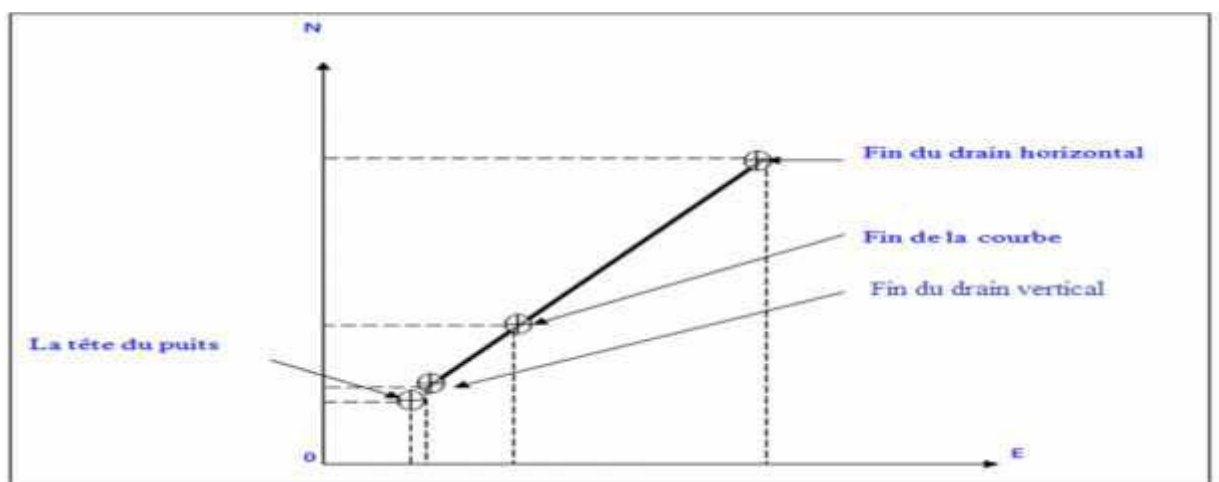
- **VS**: le déplacement horizontal total.
- **KOP**: la côte de l'amorce de la déviation (kick off point) et pour le choix, il faut tenir compte des paramètres géologiques et éviter les zones à perte ou le forage est difficile.
- **BUR**: le gradient d'inclinaison de la déviation (build up rate) .



(Figure I.7): CHEMIN TYPIQUE D'UN Puits VERTICAL.

I.3.2.2 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 azimuth de 45° sera présente comme suit (Fig I.8).(2)



(Figure I.8) : CHEMIN DU PLAN HORIZONTAL D'UN Puits HORIZONTAL.

I-4. Emplacement du puits horizontal :

Ce choix doit prendre en considération les cas suivants :

● **L'excentricité du puits** : (c'est l'emplacement suivant la hauteur) la hauteur 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.(2)

● **L'orientation du puits** : doit être choisie avec la direction de la plus forte perméabilité (par exemple perpendiculaire aux fissures).(2)

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.(2)

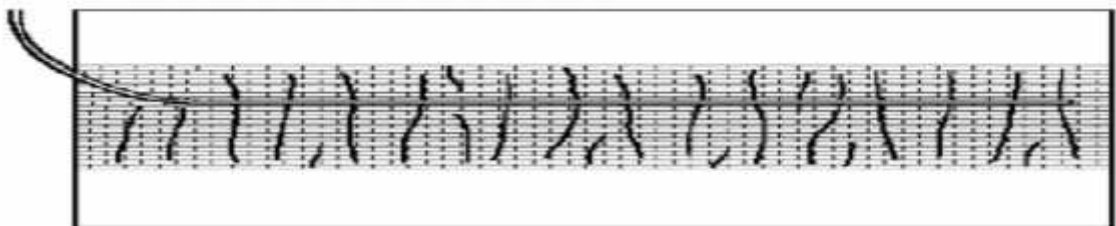
L'utilisation du forage horizontal a permis d'améliorer la production jusqu'à parfois 4 fois mieux que le forage vertical avec une réduction du GOR.(2)

I-5. Les applications des puits horizontaux :

I.5.1 Réservoirs naturellement fracturés :

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

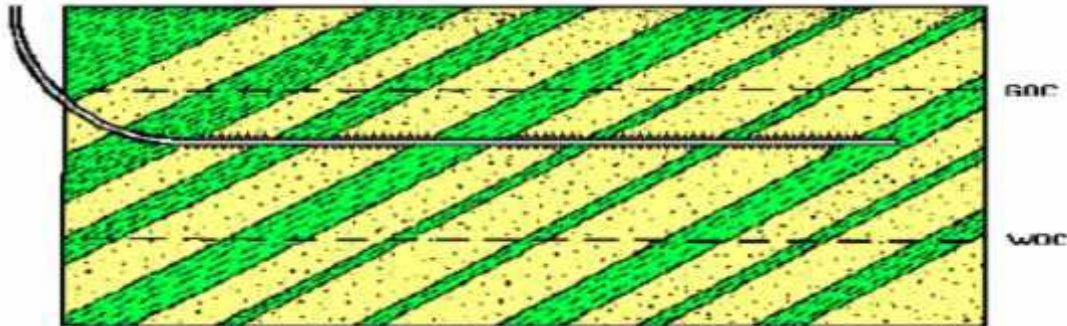
Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, par conséquent un puits horizontal est le meilleur moyen qui permet d'intercepter le plus grand nombre de ces fractures (Fig I.9):



(Figure I.9) : RESERVOIR NATURELLEMENT FRACTURE.

I.5.2 réservoirs multicouches :

Dans ce cas un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux en interceptant plusieurs couches (Fig I.10).(1)



(Figure I.10):RESERVOIRES MULTICOUCHES.

I.5.3 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, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

I.5.4 formations non consolidées :

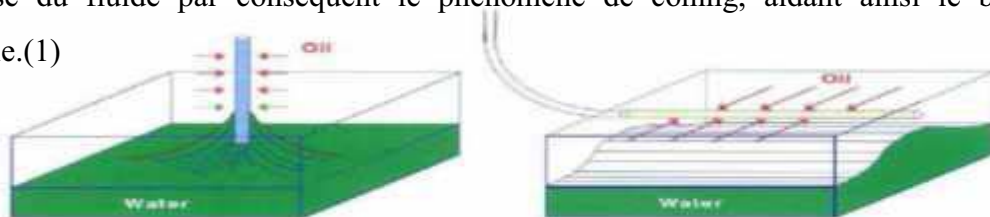
Dans ces types de formations la production est accompagnée par des venues de sable qui peuvent entraîner une diminution de la production.

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.5.5 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(Fig I.11).

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.(1)



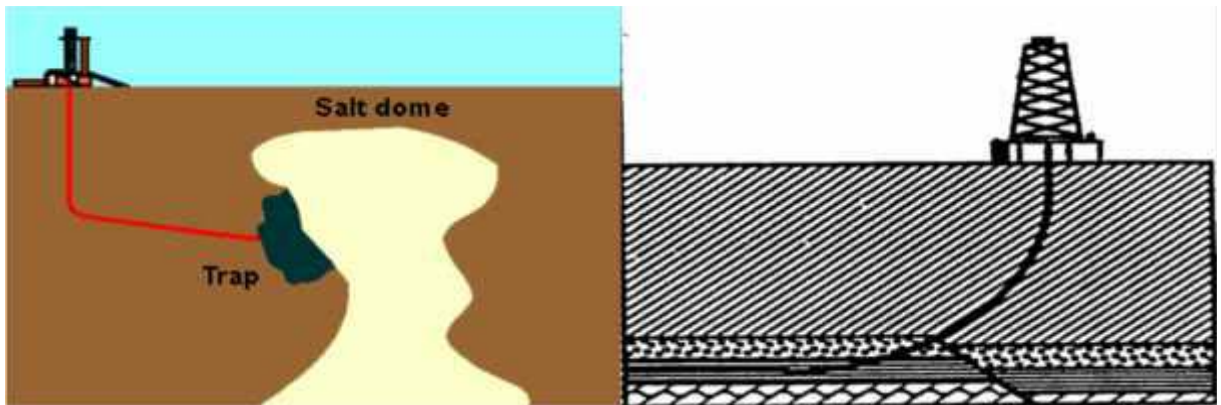
(Figure I. 11): PHENOMENE DE CONING D'EAU.

I.5.6 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.5.7 pour des raisons géologiques :

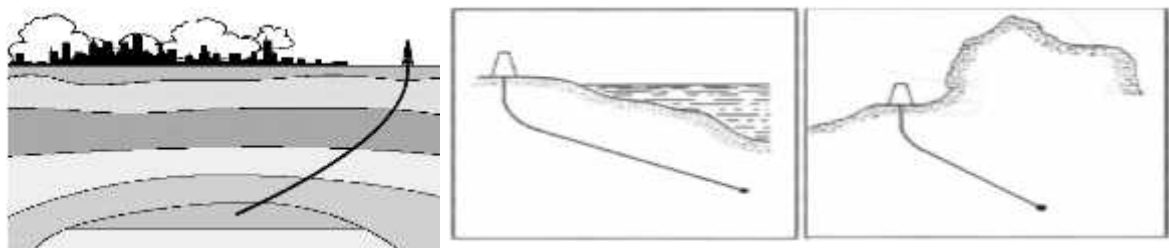
- Dans le cas d'un dôme de sel, le forage horizontal est une solution pour l'éviter.
- En cas de présence d'une faille, on fore un drain horizontal pour bien contrôler la trajectoire.



(Figure I.12): RAISONS GEOLOGIQUES.

I.5.8 Emplacement des surfaces impraticables :

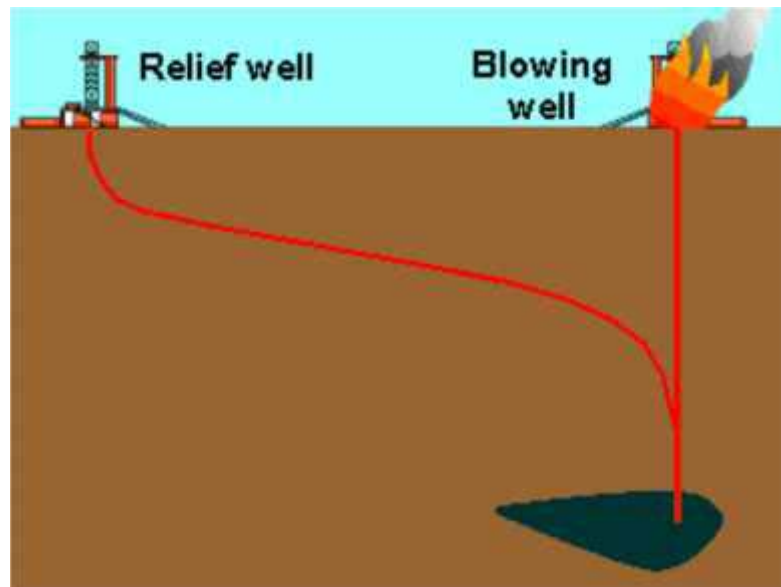
- Exploiter les réservoirs situés en offshore à partir du rivage.
- Si le réservoir est situé au-dessous d'une ville, il est obligatoirement de forer un drain horizontal à partir d'une place située près de la ville.
- Exploiter les réservoirs situés au-dessous des montagnes.



(Figure I.13) : EMBLEMES IMPRATICABLES.

I.5.9 puits d'interception :

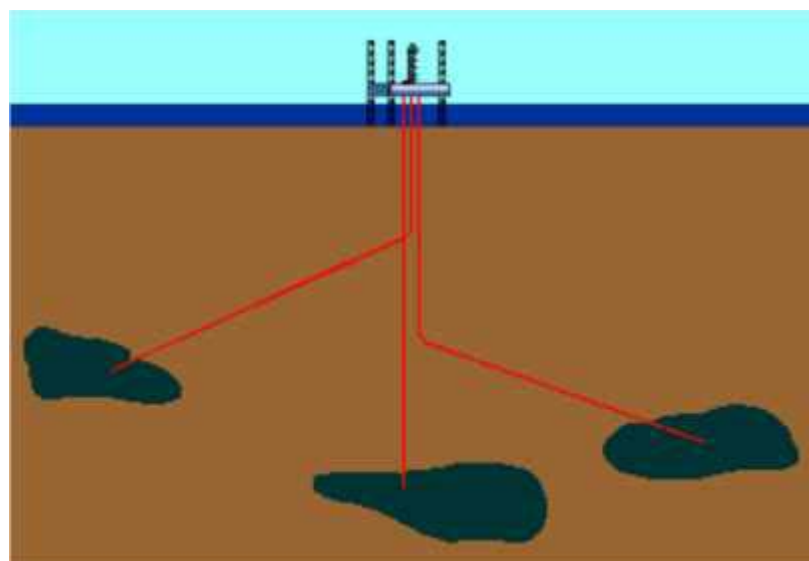
Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable (Fig I.14). C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934).(1)



(Figure I.14): PUIITS D'INTERCEPTION.

I.5.10 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 (Fig I.15).(1)



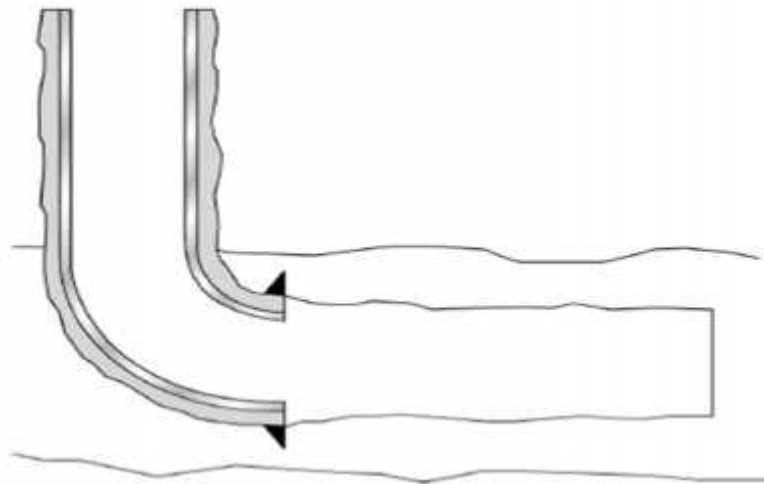
(Figure I.15) : PUIITS HORIZONTAUX EN OFFSHORE.

I.6 La complétion d'un puits horizontal :

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

I.6.1 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 (Fig I.16).(3)



(FigureI.16): COMPLITION EN OPEN HOLE.

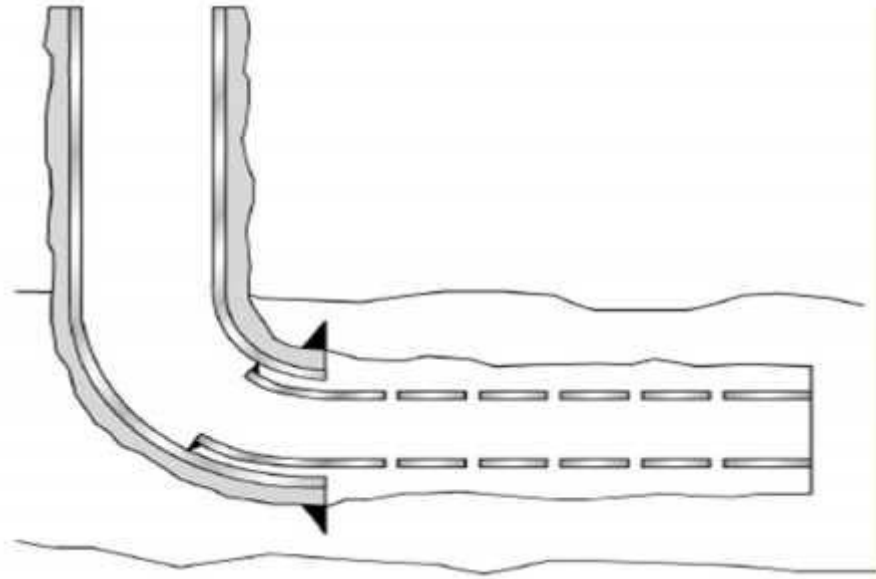
I.6.2 Slotted liner :

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.

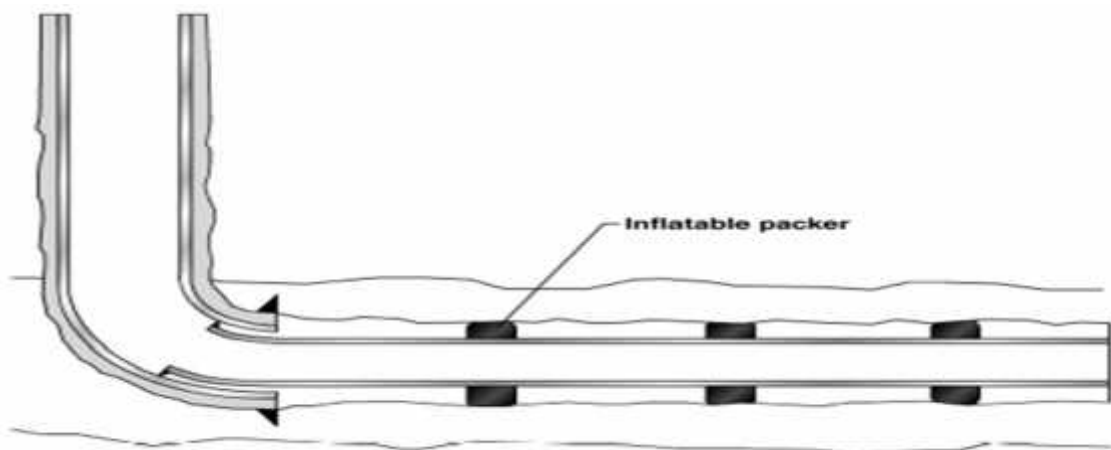
L'inconvénient est qu'on ne peut pas stimuler la formation (on aura la perte de l'acide ou du gel dans l'annulaire), comme aussi on ne peut pas sélectionner les zones à fracturer.(3)



(FigureI.17): COMPLETION AVEC LINER CRIPINE PRE- PERFORE.

I.6.3 Liner avec isolation partielle :

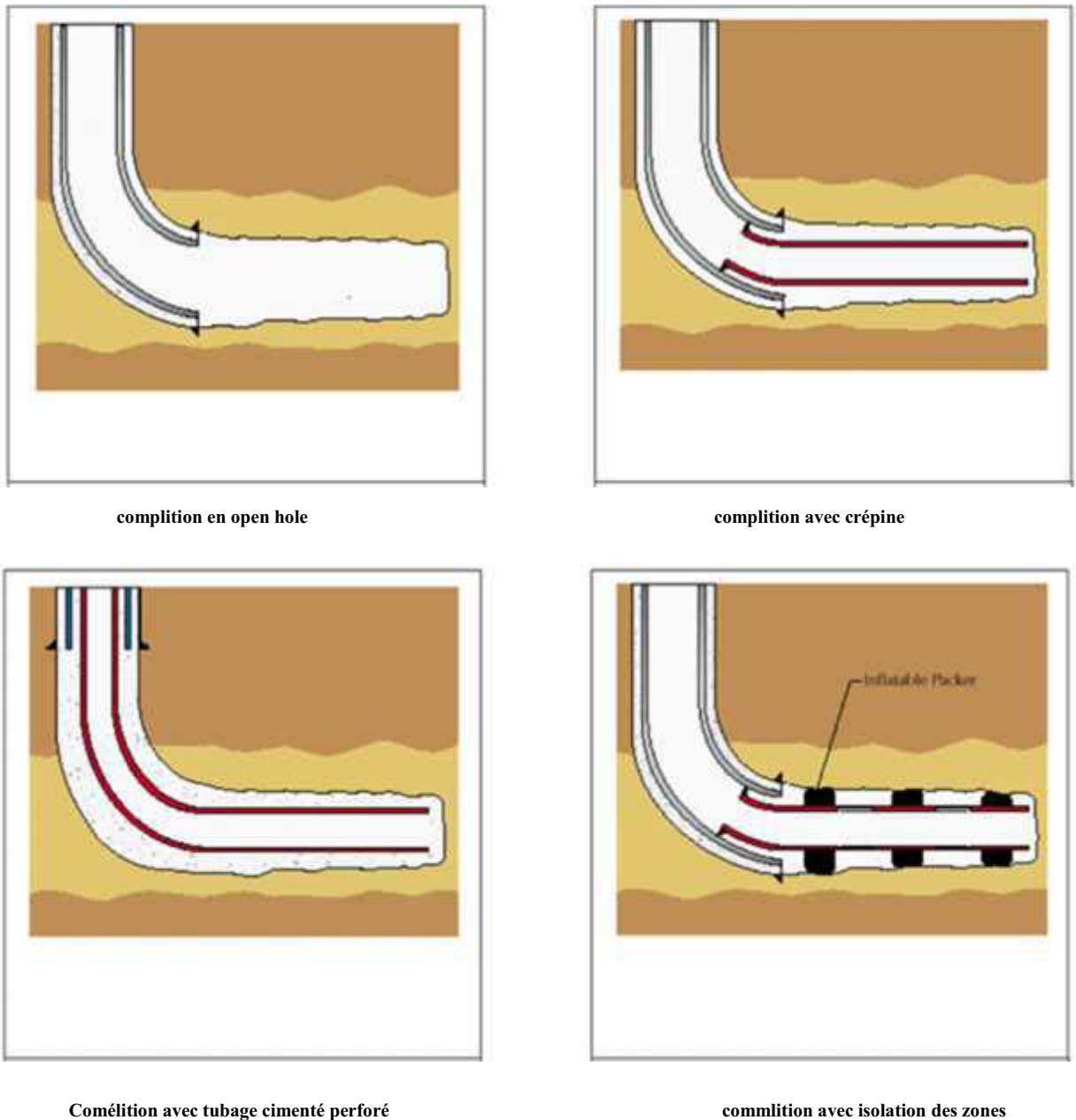
On utilise dans ce cas un slotted liner avec des packers à l'extérieur pour permettre la sélectivité des zones à produire ou à stimuler et éviter les pertes du gel ou de l'acide (Fig I.18).(1)



(FigureI.18) : COMPLETION AVEC LINER PARTIELLEMENT CIMENTE.

I.6.4 Un 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.(3)



(FigureI.19) : DIFFERENTS TYPES DE COMPLITION.

I.6.5 Les considération 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.(3)

- **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.(3)
- **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.(3)
- **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)
- **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.(3)

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.(4)

I.7.2 Inconvénients:

a. le 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.

b. les 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.(4)

I.8 Le but du forage horizontal:

C'est l'augmentation de la production et par conséquent le débit. Ceci est dû au fait que le puits produit par la section horizontale du drain et qui est supérieur en générale à l'épaisseur du réservoir. (4)

Le forage horizontal est appliqué aux cas suivants :

- Amélioration de la productivité par l'augmentation de la surface du puits à exposer à l'écoulement.
- Résolution du coning d'eau et de gaz (débit critique plus élevé), et ceci par diminution de la vitesse d'écoulement.
- Maintenir d'un grand débit de production le plus longtemps possible pour optimiser la production.
- Amélioration de l'efficacité de balayage verticale et superficielle.
- Amélioration du drainage dans la formation hétérogène (connecter les lentilles d'huile).
- Possibilité avantageuse de fracturation hydraulique.

Plus généralement, 03 considérations sont favorables à la mise en œuvre de forage horizontal par rapport à un vertical, il s'agit de :

- Gisement de faible épaisseur.
- Gisement de faible perméabilité.
- Une viscosité importante de l'huile.

I.8.1 Comparaison technique entre un puits vertical et un puits horizontal :

Les calculs analytiques et les simulations sur des modèles des puits horizontaux montrent que le gain d'un puits à drain horizontal peut atteindre couramment un facteur de 4 à 5 fois le gain de productivité d'un puits vertical.(3)

I.8.2 Pour le forage conventionnel (vertical) :

- Forage rotary en général.
- Un seul paramètre nécessaire pour une performance de forage « ROP ».
- La surface exposée aux écoulements est limitée.
- Forage nécessite peu de moyen.
- La garniture de forage est ordinaire.
- Equipe de forage habituel.
- Des mesures occasionnelles.

I.8.3 Pour le forage horizontal :

- Garniture de forage spéciale.
- Forage avec moteur + MWD (measurement while drilling).
- Demande beaucoup des moyens indispensables.
- La pénétration dans un réservoir est importante.
- Equipe multidisciplinaire et spécialisée.

« ROP ; la trajectoire ; La position du drain » s'est des paramètres importants.

III : Les équations de la performance des puits horizontaux

II.1 Introduction :

Le réservoir c'est le plus important composant dans le système total d'un puits, c'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), il ya plusieurs type de réservoir limité ou non, avec ou sans aquifère contient un gaz cap ou non.

II.2 L'indice de productivité (J_p):

L'indice de productivité est important dans l'étude de technicoéconomique d'exploitation de reservoir , il exprime le potentiel de puits ce qui est tres important pour avoir une idée sur la qualité de reervoir ainsi l'indice de productivité est tres utile pour le calcul previsionnel de debit et de pression.(5)

Aussi l'indice de productivité est tres important dans les decision concernant les opertaions necessaire afin de ameliorer la production et pour avoir une recuperation maximale.

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 réservoir et elle est définie par le rapport du débit de production sur la chute de pression.(5)

$$J_p = Q / \Delta P. \quad (II-1)$$

Avec :

J_p : l'indice de productivité.

Q : débit (bbl/d).

ΔP : chute de pression.

II-2-1. L'expression d'Indice de productivité de puits horizontale :

II.2.1.1 Pour un réservoir isotrope :

Un réservoir isotrope c'est un réservoir ou les caractéristique pétro physique est constant dans toutes la direction .Un écoulement monophasique c'est l'écoulement ou la pression de fluide est supérieur a la pression de bulle, c'est-à-dire que il ya que une seul phase en mouvement.

IPR pour un écoulement monophasique est linéaire alors il suffit de trouver l'expression d'indice de productivité pour tracer IPR, l'indice de productivité pour un écoulement monophasique

dépend de l'anisotropie de réservoir et le type d'écoulement dans le drain ,aussi dépend de la forme de surface de drainage supposé, et le model de réservoir et aussi de régime d'écoulement. Chaque relation a sa condition d'application : (6)

A- La méthode de Borisov:

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 :

$$J_h = \frac{0.00708 \frac{L k_h}{h}}{10 E_o \left[\ln \left(\frac{r_{eh}}{L} \right) + \ln \left(\frac{L}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (\text{II-2})$$

Avec :

h: la hauteur productrice (ft).

k_h: perméabilité horizontale (md).

μ_o: viscosité d'huile (cp).

r_{eh}: rayon de drainage d'un puits horizontal(ft).

r_w: rayon du puits (ft).

B- La méthode de Giger et al :

Giger et al. (1984) IPR 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 cotés du fond du puits horizontal.(6)

$$J_h = \frac{0.00708 \frac{L k_h}{h}}{10 E_o \left[\ln \left(\frac{r_{eh}}{L} \right) + \ln \left(\frac{L}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (\text{II-3})$$

$$\text{Avec : } X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{L/(2r_{eh})} \quad (\text{II-4})$$

Avec :

k_h : perméabilité horizontale (md).

μ_o : viscosité d'huile (cp).

B_o : facteur volumétrique FVF (RB/STB).

h : la hauteur productrice (ft).

r_w : le rayon réel du puits(ft).

r_{eh} : rayon de drainage d'un puits horizontal (ft).

C- Renard & Dupuy (1990) :

Renard & Dupuy (1991) considèrent un facteur de la géométrie de drainage 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. (6)

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (\text{II-5})$$

Avec :

k_h : perméabilité horizontale (md).

μ_o : viscosité d'huile (cp).

B_o : Facteur volumétrique FVF (RB/STB).

h : la hauteur productrice (ft).

D- La méthode de Joshi (1991) :

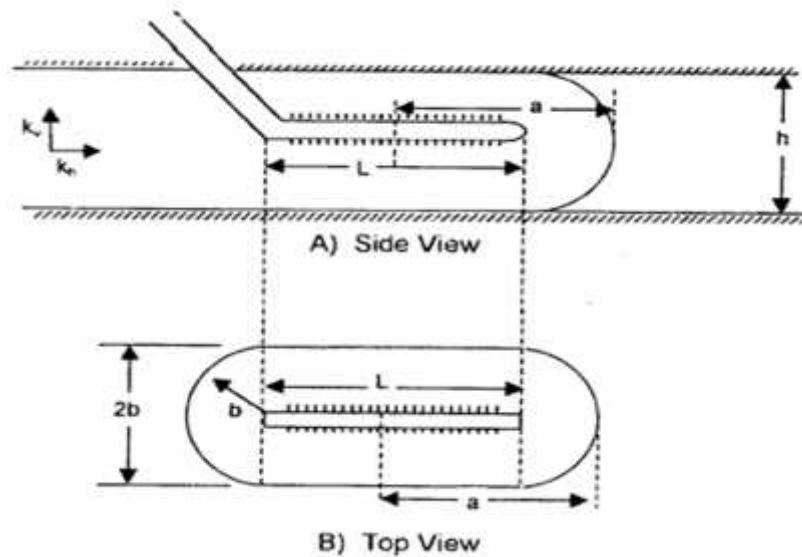
Un puits horizontal est étudié à partir d'un certain nombre de puits verticaux proches les uns des autres et complétés dans un réservoir d'une épaisseur limitée. La figure au dessous montre la

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. (6)

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 méthode 1 :

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 PUIS HORIZONTAL).

-La formule qui exprime la surface de drainage :

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43,560} \quad (\text{II-6})$$

-La méthode 2 :

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

$$A = \frac{\pi ab}{43,560} \quad (\text{II-7})$$

Avec :

$$a = \frac{L}{2} + b \quad (\text{II-8})$$

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.

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 :

$$a = (L / 2) [0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4}]^{0.5} \quad (\text{II-9})$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \quad (\text{II-10})$$

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o E_o \ln(R) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \quad (\text{II-11})$$

Avec :

a: le grand axe de la surface de drainage elliptique(ft).

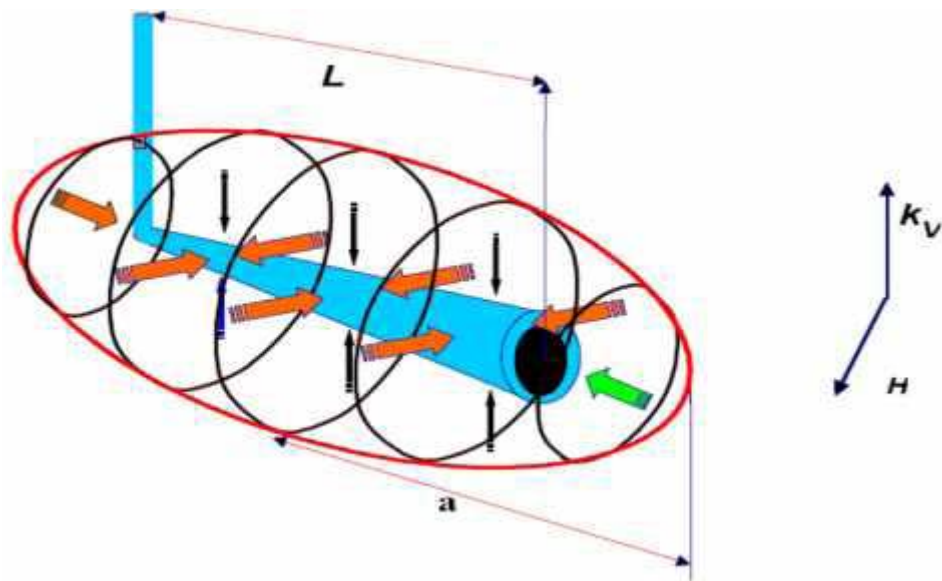
μ_o : viscosité d'huile (cp).

B_o : Facteur volumétrique FVF (RB/STB).

h: la hauteur productrice (ft).

r_w : le rayon réel du puits(ft).

r_{eh} : rayon de drainage d'un puits horizontal (ft).



(Figure. II-2 : REPRESENTE LA SURFACE DE DRAINAGE AUTOUR DU DRAINAGE) .

II.2.1.2 Réservoir anisotrope :

A- 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.(6)

$$J_h = \frac{0.00708 k_h}{\mu_o B_o \left[\frac{1}{F} \ln(X) + \left(\frac{B^2}{L} \right) \ln\left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (\text{II-12})$$

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

Avec :

B: facteur volumétrique FVF (RB/STB).

μ_o : viscosité d'huile (cp).

h : la hauteur productrice (ft).

r_w : le rayon réel du puits(ft).

k_h : perméabilité horizontale (md).

k_v : perméabilité verticale (md).

B- 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 $L > 0.4$.(6)

Joshi 1:

$$j_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o E_o \left[\ln(R) + \left(\frac{Bh}{L} \right) \ln \left(\frac{Bh}{2r_w} \right) \right]} \quad (\text{II-14})$$

Joshi 2:

$$j_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o E_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2 h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (\text{II-15})$$

Avec :

B : facteur volumétrique FVF (RB/STB) .

k_h : perméabilité horizontale (md) .

μ_o : viscosité d'huile (cp) .

h : la hauteur productrice (ft).

r_w : rayon du puits (ft).

C- La méthode de Renard :

Renard a introduit l'influence de l'anisotropie du réservoir:

$$j_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o E_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2B}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (\text{II-16})$$

• **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 :

$$r'_w = \frac{(1+B)r_w}{2B} \quad (\text{II-17})$$

D- 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.(7)

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:

$$IP = \frac{0,007078 k_H h}{B \mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right) + \left(\frac{I_{an} h}{L} \times \ln \frac{I_{an} h}{r_w (I_{an} + 1)} \right) \right]} \quad (\text{II-18})$$

$$I_{an} = 0,1$$

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.
- JOSHI a calculé le rayon de drainage à partir de la surface de drainage supposé :

$$R_{eh} = \sqrt{\frac{43560A}{\pi}} \quad (\text{II-19})$$

III : Partie pratique

III-1. Calcul 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.

III-1-1. Comment choisir de puits horizontaux candidats ?

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

III.1.1.1 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. Pour Hassi Messaoud, l'IP_h est compris :

(Tableau III-1): Représente échelle classement des puits :

échelle	A bon $m^3/hkg/cm^2$	B moy $m^3/hkg/cm^2$	C faible $m^3/hkg/cm^2$
Intervals	$0.8 < IP_{bon} < 1.8$	$0.4 < IP_{moy} < 0.8$	$0.011 < IP_{faible} < 0.4$

(Tableau III-2): Représente la première échelle (A) IP compris entre 1.8 et 0.8 $m^3/hKg/cm^2$:

Puits	Type de Test	Date	IP wt $m^3/hkg/cm^2$
ONMZ27	DST	06/05/2012	0,925
OMKZ121	DST	15/02/2004	1,171
MDZ667	DST	09/05/2005	0,845
MDZ544	DST	06/11/2002	0,932
MDZ509	DST	14/03/2000	1,799

(Tableau III-3): Représente la deuxième échelle (B) IP compris entre 0.8 et 0.4 $m^3/hKg/cm^2$:

Puits	Type de Test	Date	IP wt $m^3/hkg/cm^2$
MDZ661	DST	01/05/2014	0,637
ONIZ632	DST	22/01/2011	0,491
OMJZ751	DST	03/06/2012	0,572
MDZ626	DST	06/10/2011	0,737
OMPZ341	DST	26/03/2006	0,551

(Tableau III-4): Représente la troisième échelle (C) IP compris entre 0.011 et 0.4 m³/hKg/cm² :

Puits	Type de Test	Date	IP wt m3/hkg/cm2
ONMZ133	DST	05/12/2014	0,04
OMJZ32	DST	23/07/2014	0,256
OMIZ821	DST	16/05/2012	0,318
OMOZ662	DST	18/06/2013	0,068
MDZ663	DST	29/10/2014	0,191

III.1.1.2 La pression de gisement :

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

III.1.1.3 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 (kh).

III.1.1.4 Les données géologiques :

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

III.1.1.5 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 dispositif d'une appellation commençant par la lettre "O", par exemple (OMKZ121), ceux situés au sud commencent par la lettre "M", par exemple (MDZ588).

III.1.2 Les données pour le calcul de l'index de productivité :

III.1.2.1 La viscosité et le facteur volumétrique :

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

III.1.2.2 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 à cause de la faible perméabilité verticale du réservoir HMD.

III.1.2.3 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.

III.1.2.4 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.

(Tableau III-5) : Représente les données de viscosité et facteur volumétrique et la perméabilité Horizontale et verticale des puits horizontaux:

Puits	Bo	μ_o	kh md	kv md
MDZ642	1,778	0,213	4,03	0,403
MDZ651	1,79	0,205	11	1,1
OMKZ153	1,61	0,27	10,1	1,01
ONIZ411	1,6942	0,2281	17,5	1,75
OMKZ121	1,69	0,248	25	2,5
MDZ663	1,785	0,216	4,08	0,408
OMKZ241	1,616	0,269	0,526	0,0526
MDZ574	1,82	0,201	17,3	1,73

III.1.2.5 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 :

$$L_{\text{géo}} = \text{MD} (\text{drain final}) - \text{MD} (\text{casing}''').$$

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 mesurée par le well teste.

Le tableau suivant regroupe les différentes longueurs obtenues.

(Tableau III- 6) : Représente différentes longueurs des puits horizontaux :

Les puits	L-Gé	L-re-net	L-net-pay	L ft-eff
MDZ642	1679,79003	1470,73491	1427299,87	1952,73951
MDZ651	1171,25984	1072,01444	1066,0105	881,000652
OMKZ153	3139,76378	3145,01312	3100,49213	2585,74475
ONIZ411	3543,30709	3260,30184	3230,93832	2674,51444
OMKZ121	2752,62467	2349,08136	1837,8937	3618,86483
MDZ663	2247,37353	1930,98425	1930,98425	114,082
OMKZ241	3339,89501	3078,24803	2195,53806	1635,34777
MDZ574	2736,22047	2402,49344	2366,0105	2974,8458

III.1.3 Calcul de l'indice de productivité :

Nous avons calculé les valeurs d'indice de productivité de notre puits candidats par 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 ci-dessous :

(Tableau III- 7): Valeurs des indices de productivité (IP) des puits horizontaux:

LES PUIITS	IP-Joshi2	IP-Joshi1	IP-Giger & al	IP-Renard	IP-Economides	IP-Borisov	IP-wt_II
MDZ642	2,6792754	0,859201	2,6601458	3,2143623	6,86880087	2,9181067	4,05249728
MDZ651	40,083005	18,467601	21,449714	47,837933	73,6136371	52,319046	11,6373205
OMKZ153	74,821099	12,044792	49,676179	89,759222	201,68162	3198,0961	6,09689143
ONIZ411	133,71023	21,516012	88,927923	159,61377	324,755915	776,47494	19,572957
OMKZ121	166,73959	32,628829	121,22929	202,04163	587,310181	819,07724	14,189789
MDZ663	7,9270923	2,3182055	6,1510387	8,1657732	9,74854649	8,9767953	2,3105283
OMKZ241	1,3752782	0,2654129	1,0783533	1,420252	1,76471215	1,5544916	0,38710422
MDZ574	7,5868188	1,1625472	7,5799837	7,9850053	11,4629833	7,9850203	42,690337

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

$$E(\%) = (IP_{calculé} - IP_{wt}) / IP_{wt}$$

Le tableau suivant illustre ces erreurs.

(Tableau III- 8) : Représente Les erreurs de chaque corrélation :

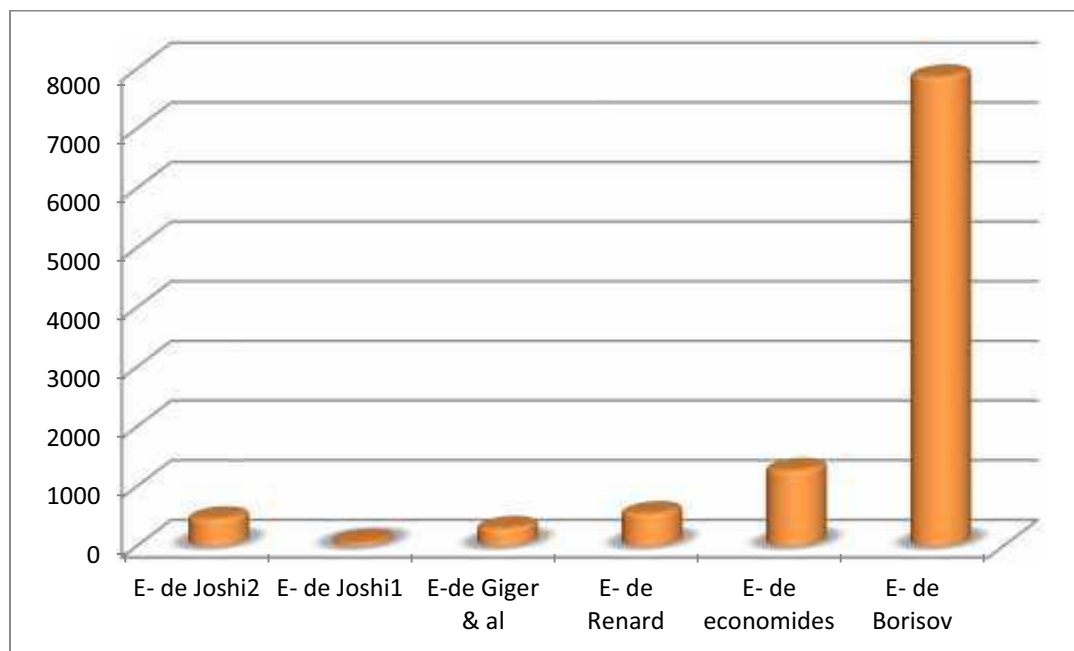
LES PUIITS	E- de Joshi2	E- de Joshi1	E-de Giger & al	E- de Renard	E- de economides	E- de Borisov
MDZ642	33,88582	78,79823	34,35786	20,68194	69,495509	27,99238
MDZ651	244,435003	58,692893	84,318322	311,073435	532,565175	349,579831
OMKZ153	1127,20077	97,556277	714,77881	1372,21289	3207,9418	52354,535
ONIZ411	583,137581	9,927241	354,340766	715,4811	1559,20722	3867,08037
OMKZ121	1075,06745	49,945838	754,341719	1323,85224	4038,96346	5672,30035
MDZ663	243,085704	0,332271	166,217846	253,41585	321,918506	288,517002
OMKZ241	255,273365	31,43631	178,569243	266,891371	355,875206	301,569265
MDZ574	82,22825	97,27679	82,24426	81,29552	73,14853	81,29549

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

(Tableau III- 9): Erreurs moyenne des différentes corrélations :

CORRELATION	E- de Joshi2	E- de Joshi1	E-de Giger & al	E- de Renard	E- de economides	E- de Borisov
ERREUR MOYENNE	455,5392429	62,99573125	296,1461033	543,1130433	1269,889426	7867,858711

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



(Fig. III-1) : REPRESENTATION DES ERREURS MOYENNES DE DEFFERENTES CORRELATIONS.

III.1.4 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 présente 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_h , en fonction de nombre de puits présentant une erreur n'excédant pas 50%, nous obtiendrons les résultats qui sont.

(Tableaux III-10) : Calcul d'erreur d'IP pour la relation JOSHI 1:

Erreur (%)	Nombre de puits			Total de puits
	Echelle 01	Echelle 02	Echelle 03	
E<10	1	---	1	2
10<E<50	---	1	1	2
50<E<75	1	---	---	1
75<E<100	1	---	1	2
E>100	1	---	---	1

(Tableau III- 11) : Nombre de puits ayant une erreur inférieure 50% pour les différentes corrélations du calcul d'IPh :

Corrélation	Joshi2	Joshi1	Giger el Al	Renard	Economides	Borisov
Nombre de Puits	2	3	1	1	1	/

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

37.5% pour la relation Joshi 1.

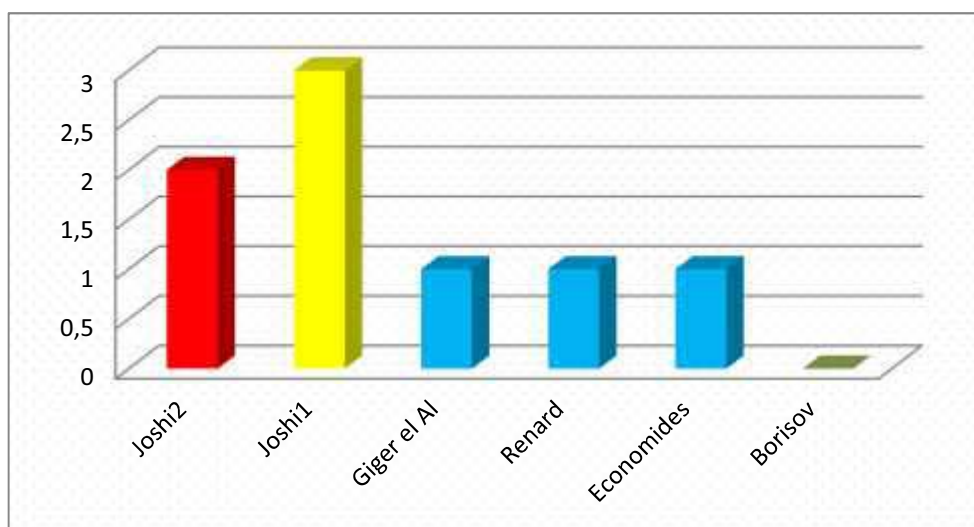
25% pour la relation de Joshi 2.

12.5% pour Economides et al .

12.5% pour la relation de Giger –Reiss Jordan .

12.5% pour la relation de Renard.

00 % pour la relation de Borisov.



(Fig. III-2) : REPRESENTATION DE NOMBRE DES PUIITS ONT DES ERREURS MOYENNES INFÉRIEUR A 50% DE DIFFÉRENTES CORRELATION.

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.

III.1.5 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_h 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 :

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

$$h = 131.2332 \text{ ft} \quad K_v = 2 \text{ md} \quad U_o = 0.2647278 \text{ Cp} \quad r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$j_h = \frac{0.00708 h K_h}{\mu B_o \left(\ln(R) + \left(\frac{Bh}{L} \right) \ln\left(\frac{Bh}{2r_w} \right) \right)}$$

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

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

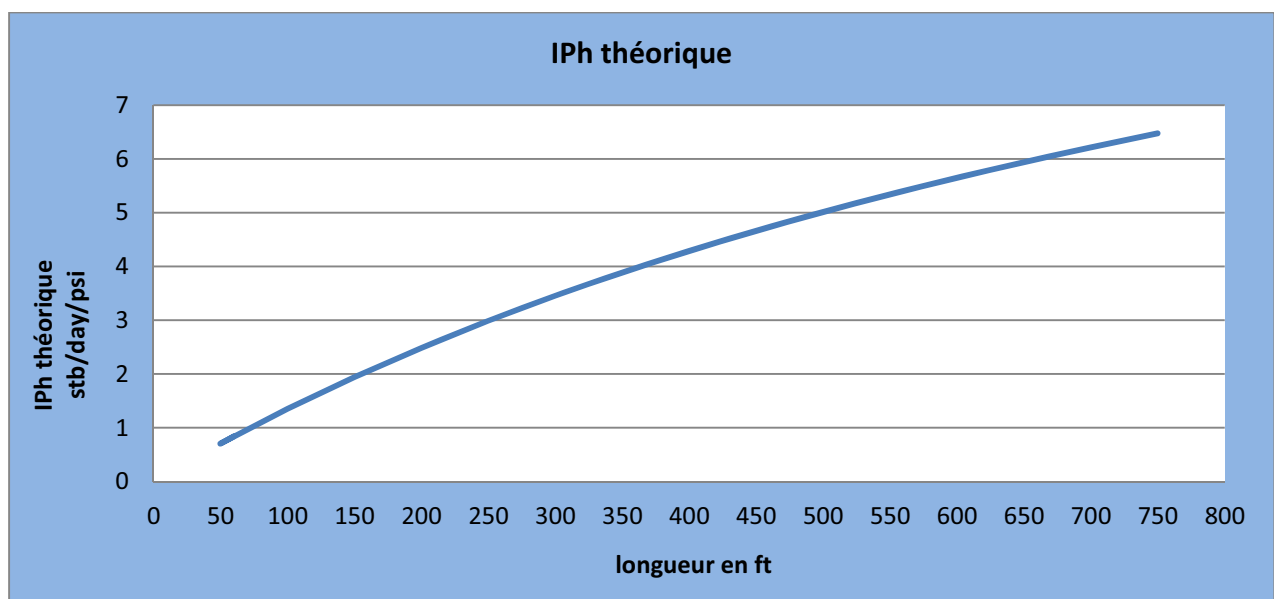
$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)}$$

Où

$$Reh = \sqrt{\frac{43560 \cdot A}{\pi}}$$

III.1.5.1 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 (Fig III-3) :



(Fig. III-3): EFFET DE LA LONGAURE DU DRAIN HORIZONTALE SUR IPh

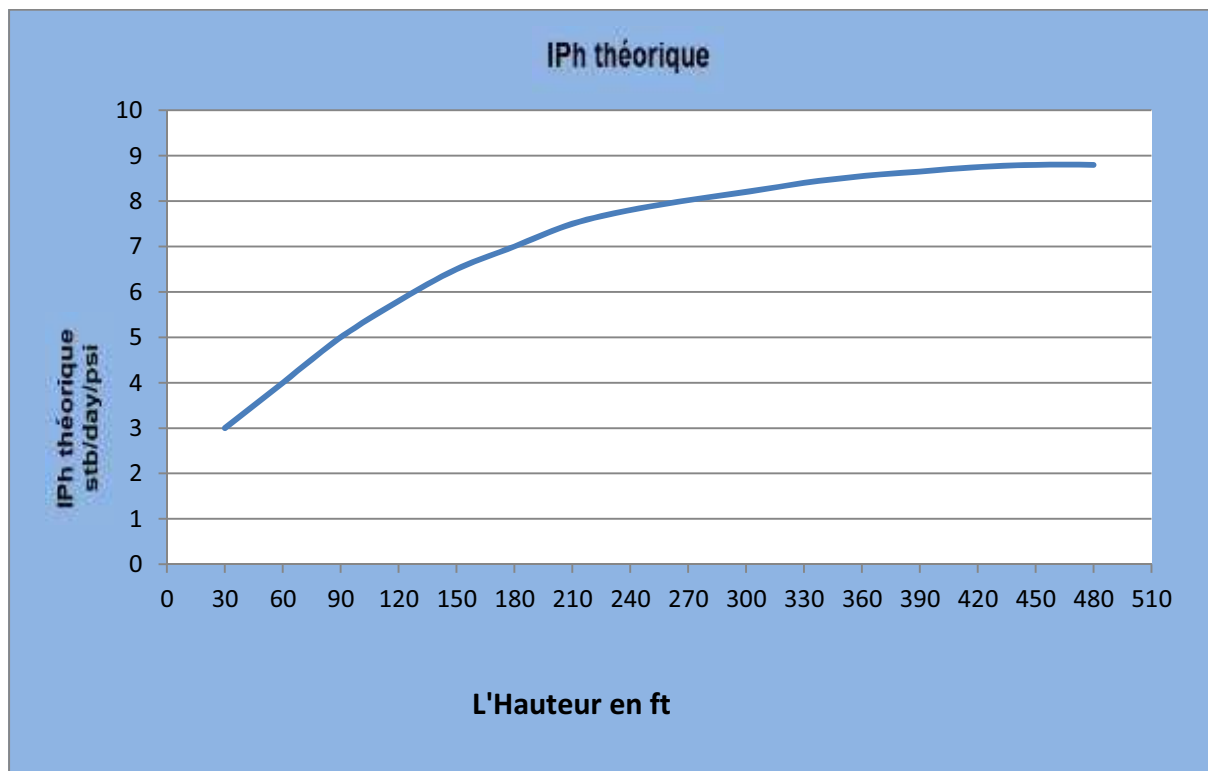
L'analyse de cette courbe fait apparaître :

Comme nous pouvons le constater, l' IP_h 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_h calculé par la corrélation Joshi1. Cette évolution est de la forme en puissance.

III.1.5.2 Influence de la hauteur du réservoir :

En, menant de calculé la sensibilité de la hauteur du réservoir sur la valeur de l' IP_h obtenu par la relation Joshi1, nous avons calculé les résultats de la figure (Fig.III-4) :



(Fig. III-4): EFFET DE LA HAUTEUR SUR IP_h .

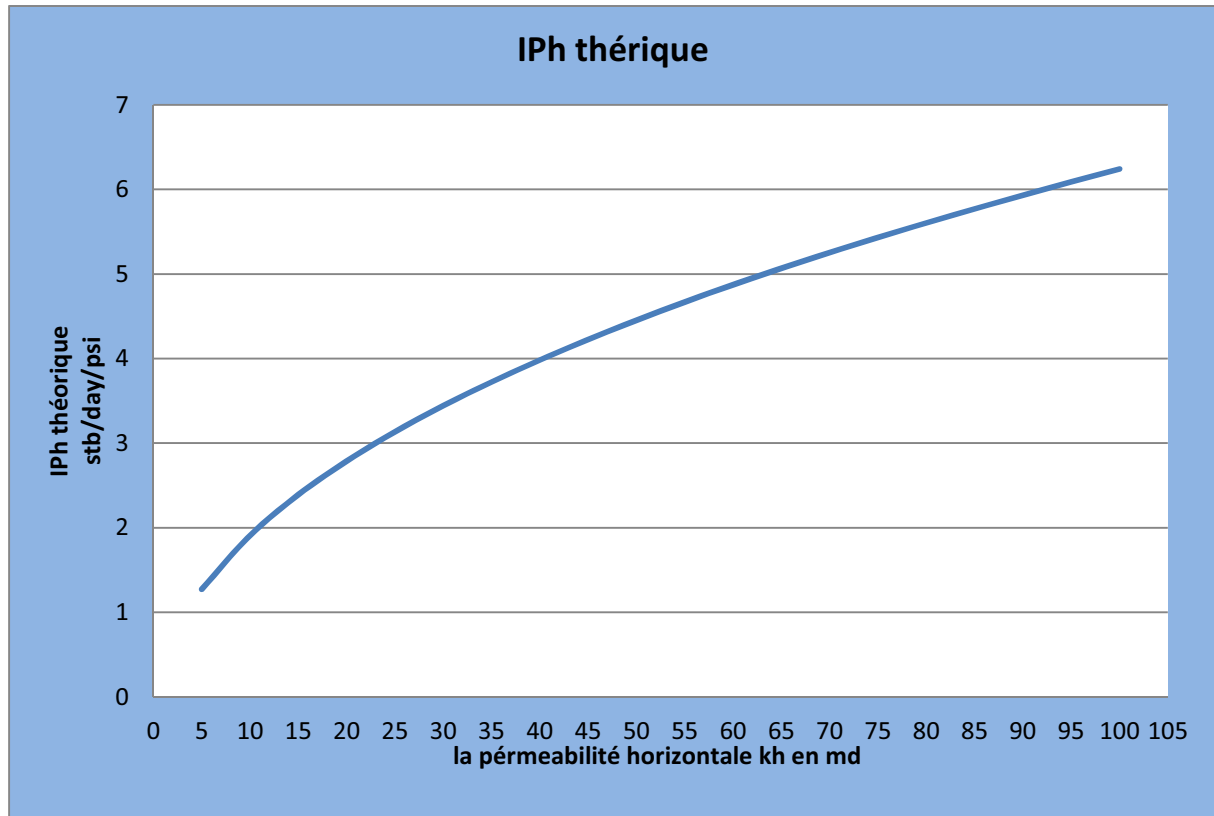
●L'analyse de cette courbe fait apparaître :

Une augmentation rapide l' IP_h jusqu' à 6 stb/day/psi pour une longue de drain environ 1200 ft, puis une évolution très lente de l' IP_h 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.

III.1.5.3 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_h théorique calculé par la corrélation Joshi 1 les résultats sont regroupés dans la figure (Fig III-5).



(Fig. III-5) : REPRESENTE DE L'INFLUENCE DE LA PERMEABILITE HORIZONTALE SUR L'IPh.

● *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.

III.1.6 Analyse et interprétation de l'index de productivité :

L'application de la corrélation Joshi1 pour le calcul de l'IP concernant les 08 puits de HMD permet de distinguer trois échelles 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-MDZ663.
- B) Cas $IP_h \text{ calculé} < IP_{wt}$ les puits concernent 2 : MDZ574- MDZ642.
- C) Cas $IP_h \text{ calculé} > IP_{wt}$ les puits concernent 3 ; MDZ651- OKMZ153-ONIZ411.

III.1.6.1 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 $L_{v,s \text{ net}}$ 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 le paragraphe précédent, nous avons analysé et interprété les résultats obtenus pour l'indice de productivité calculé (Joshi1) 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 suivant.

(Tableau III- 12): Représente les résultats de calcul d'IP par les différentes longueurs :

PUITS	IP gé	IP rn	IP np	IP-wt_II
MDZ642	3,09602207	2,85157456	7,78618098	4,05249728
MDZ651	13,2060207	12,2629164	12,2049812	11,6373205
OMKZ153	9,46311792	9,47829329	9,34952157	6,09689143
ONIZ411	19,5294687	18,0467703	17,8922021	19,572957
OMKZ121	28,6201789	24,5652769	19,3610733	14,189789
MDZ663	2,05229168	1,81631153	1,81631153	2,3105283
OMKZ241	0,2442219	0,22750387	0,16835759	0,38710422
MDZ574	5,63264089	5,24842319	5,20354888	42,690337

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 III-13) : représente les erreurs relatives des IPh calculé par apport à l'IPwt :

NOM DE P	E-IP gé	E-IP rn	E-IP np
MDZ642	23,60212	92,132911	29,63414
MDZ651	13,479908	5,375772	4,877933
OMKZ153	55,212177	55,461081	53,348992
ONIZ411	0,22219	7,79743	8,58713
OMKZ121	101,69559	73,119396	36,443701
MDZ663	86,17652	66,38977	21,38977
OMKZ241	56,50846	58,2293	36,91056
MDZ574	86,80582	87,70583	87,81094

- La longueur L_{np} diminue les erreurs et approche les valeurs de l'IP calculé aux valeurs de l'IP (wt) mesuré par le well test.
- On a 6 puits (MDZ642-MDZ651-ONIZ411-OMKZ121-MDZ663) 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%).

III.1.6.2 Influence de la qualité du réservoir :

Dans la corrélation de Joshi1 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.

ANNEXE:

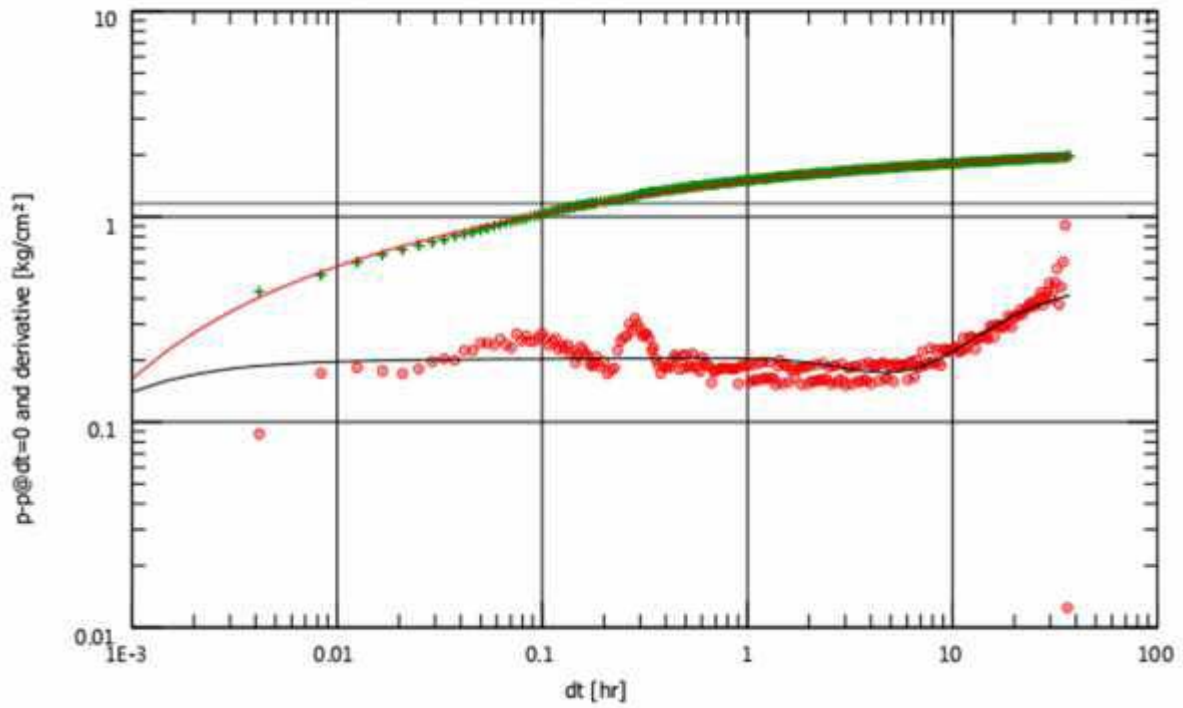
Puits	Date	DIAM_DUSE	PRES_P	PRES_T	PRES_SEPAR	DEBIT_HUILE	DEBIT_GAS	EBIT_EAU_RE	EBIT_EAU_IN	GOR	K_PSI	TEMP_HUILE	UNITE_SEPAR
MDZ574	12-mars-06	16	13,5	33	4,28	2,4	371,84	0		155	2,0179	13	1440
MDZ663	01-nov-14	9,53	10	32,3	4,28	4,37	842,25	0		193	0,4275	22	1440
MDZ642	14-mai-11	9,53	10	133,2	4,59	5,51	3900,47	0		708	1,3987	32	UNKNOWN
MDZ663	01-nov-14	9,53	10	32,3	4,28	4,37	842,25	0		193	0,4275	22	1440
OMKZ241	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
OMKZ121	07-mai-04	12,7	14	22,5	4	7,11	1436,673			190	0,307	35	600
MDZ651	06-avr-12	9,53	57	73,7		7,52	1289,38	0		171	0,5552	29	Vx29

ANNEXE 01: Test Jaugeage de Puits sélectionnées.

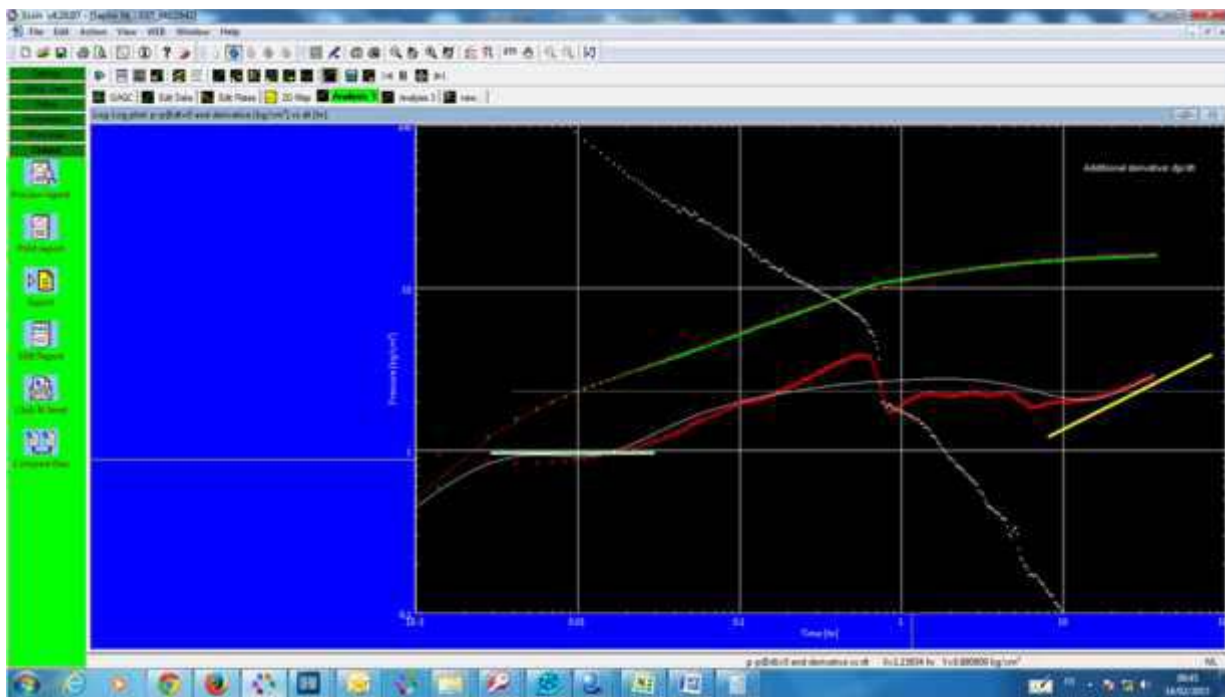
UWI	Date	DUSE	ESSAI	PRESS_T	DEBIT_HUILE	HK_PROCHE	HK_LOINTAIN	IP_I	PFD	PRESS_G	SKIN	DEPTH
MDZ642	16-mai-11	9.53	DST	133,2	5,51	495	209	4,05249728	234,81	269,04	-2,4	2926,33
MDZ651	08-avr-12	9.53	DST	73,7	7,52	1910	165	11,6373205	249,18	269	-0,2	3017
OMKZ153	21-oct-07	12.7	DST	44,8	10,34	431	604	6,09689143	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	2930,58
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 cp	Kh md	hft	A-acer	kv	kh/kv	B	Reh	a	R	Rw	X	rwi'
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	1,15772519	0,25	1,45714434	0,16452847
3926,312	1,6942	0,2281	17,5	194,8819	48,49424	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

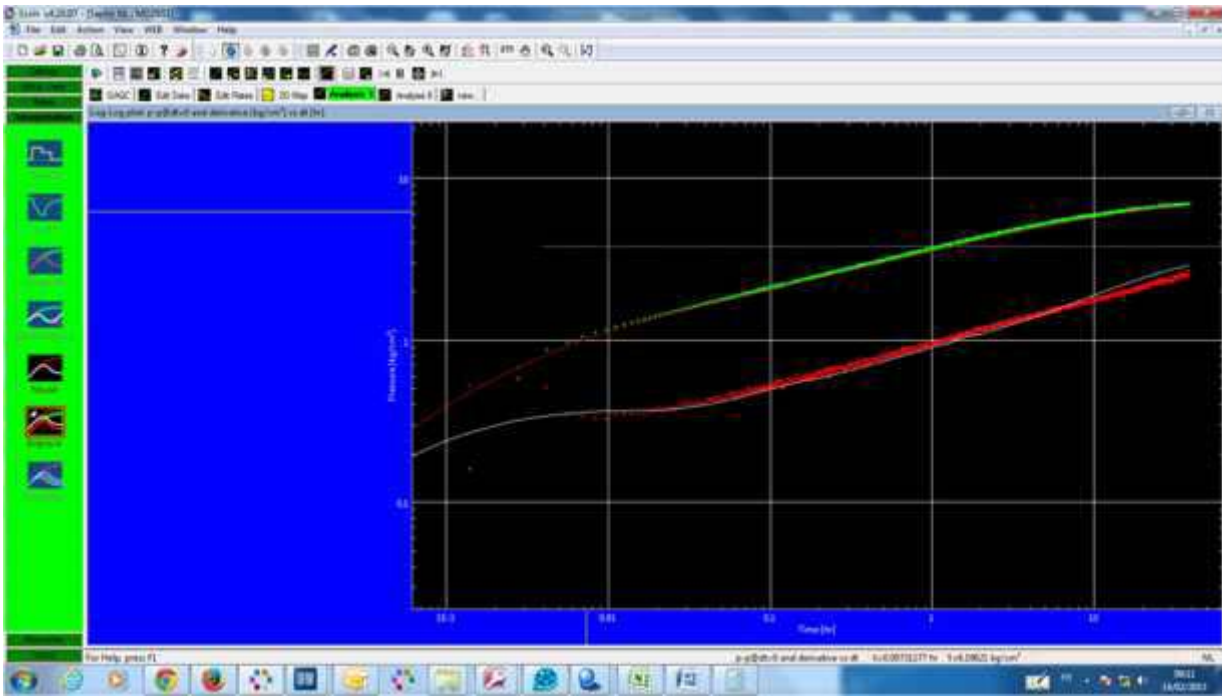
ANNEXE 02: Les Paramètres de 08 Puits a été sélectionnées.



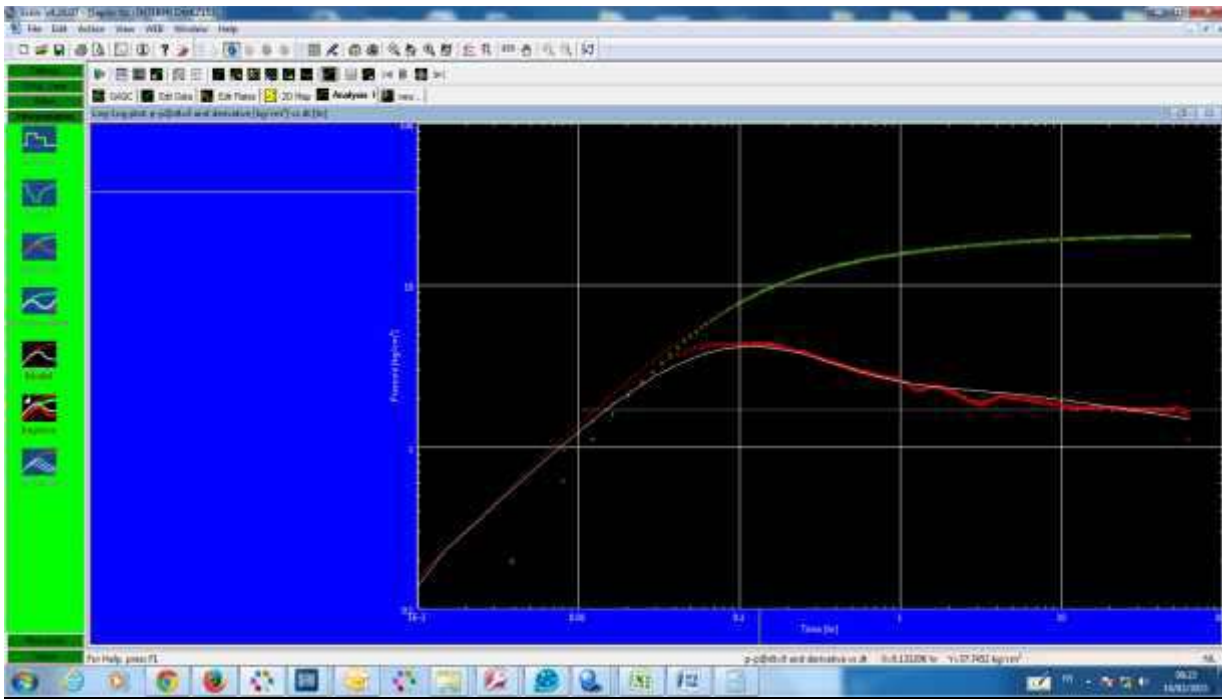
ANNEXE 03: DST DE PUIITS MDZ574.



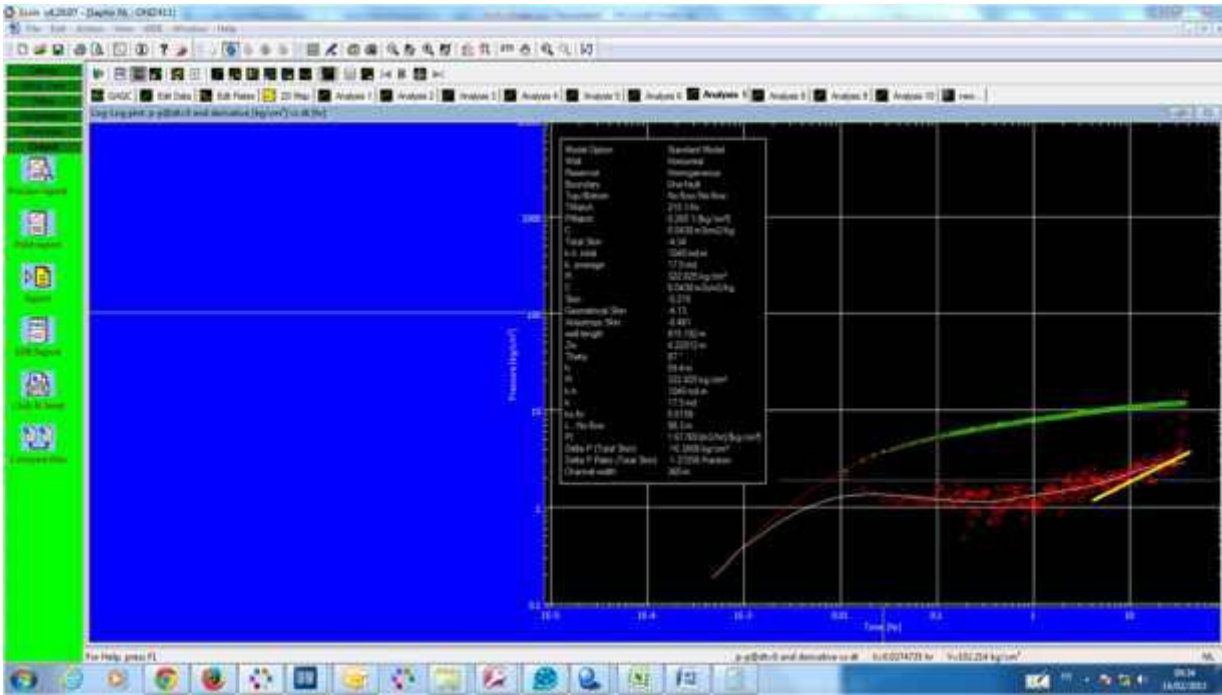
ANNEXE 04: DST DE PUIITS MDZ642.



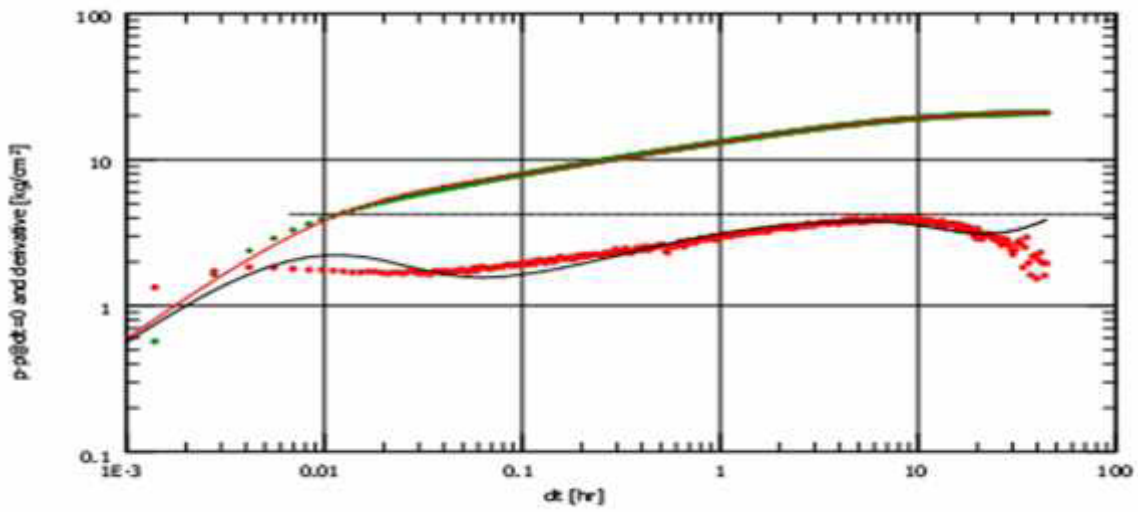
ANNEXE 05: DST DE Puits MDZ651.



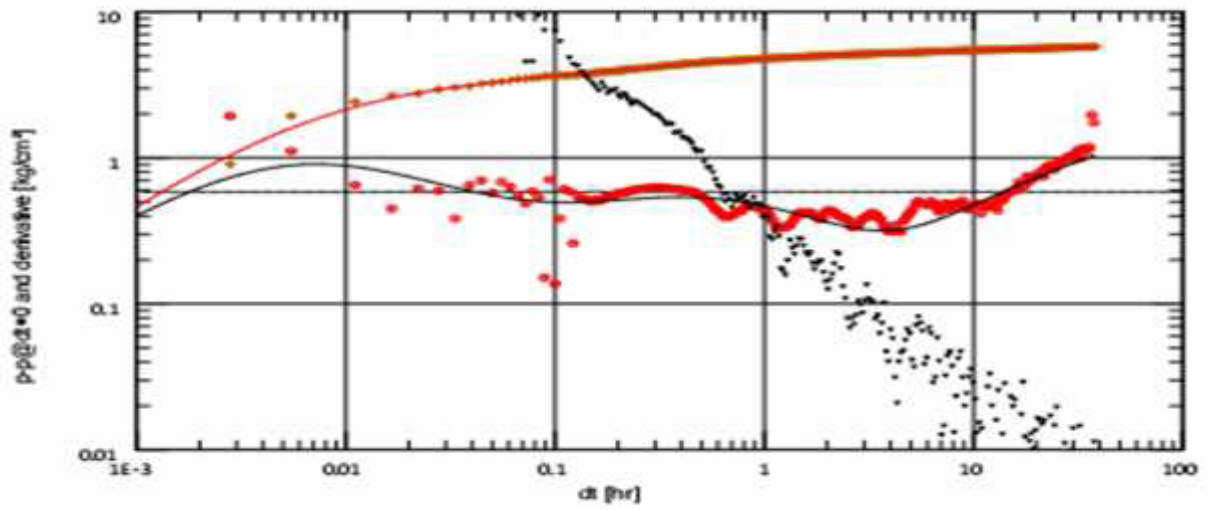
ANNEXE 06: DST DE Puits OMK153.



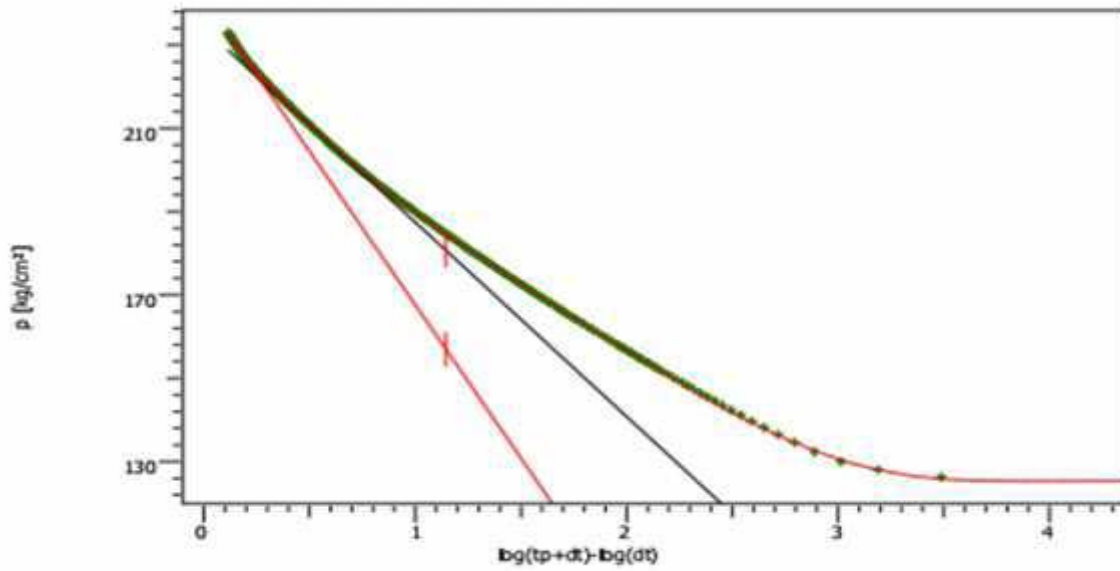
ANNEXE 07: DST DE Puits ONIZ411.



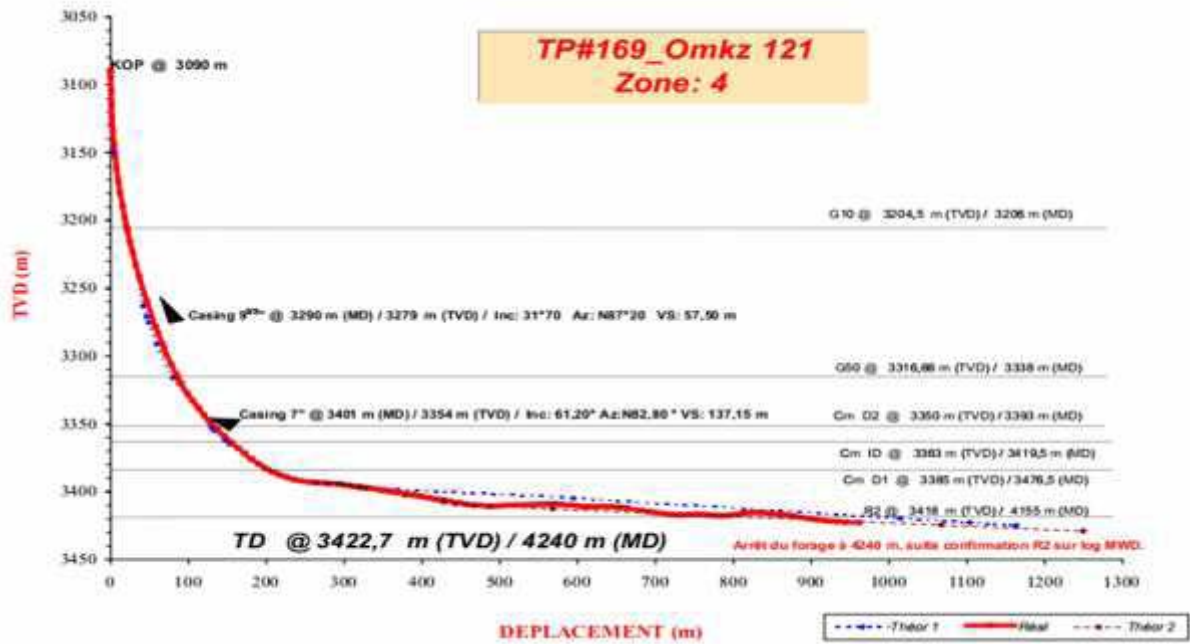
ANNEXE 08: DST DE Puits MDZ663.



ANNEXE 09: DST DE PUIITS OMZ121.



ANNEXE 10 : DST DE PUIITS OMK241.



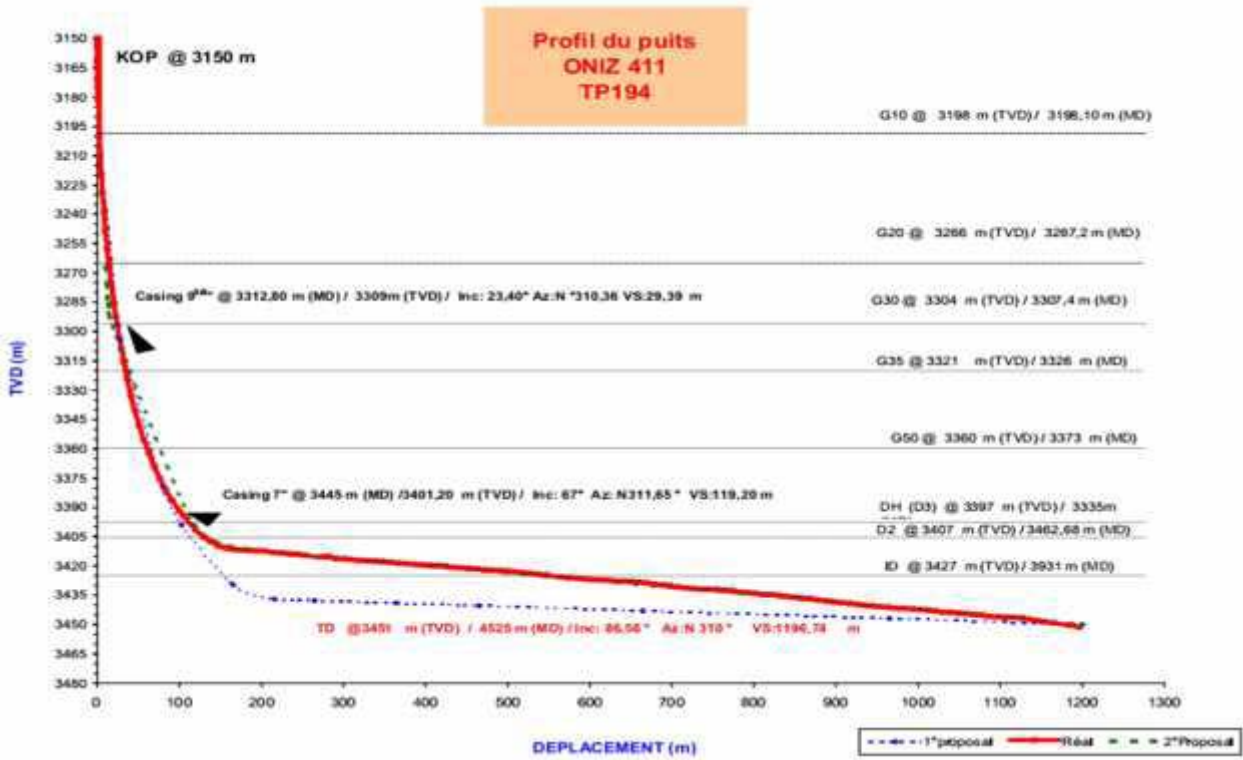
ANNEXE 11 : Puits OMKZ121.



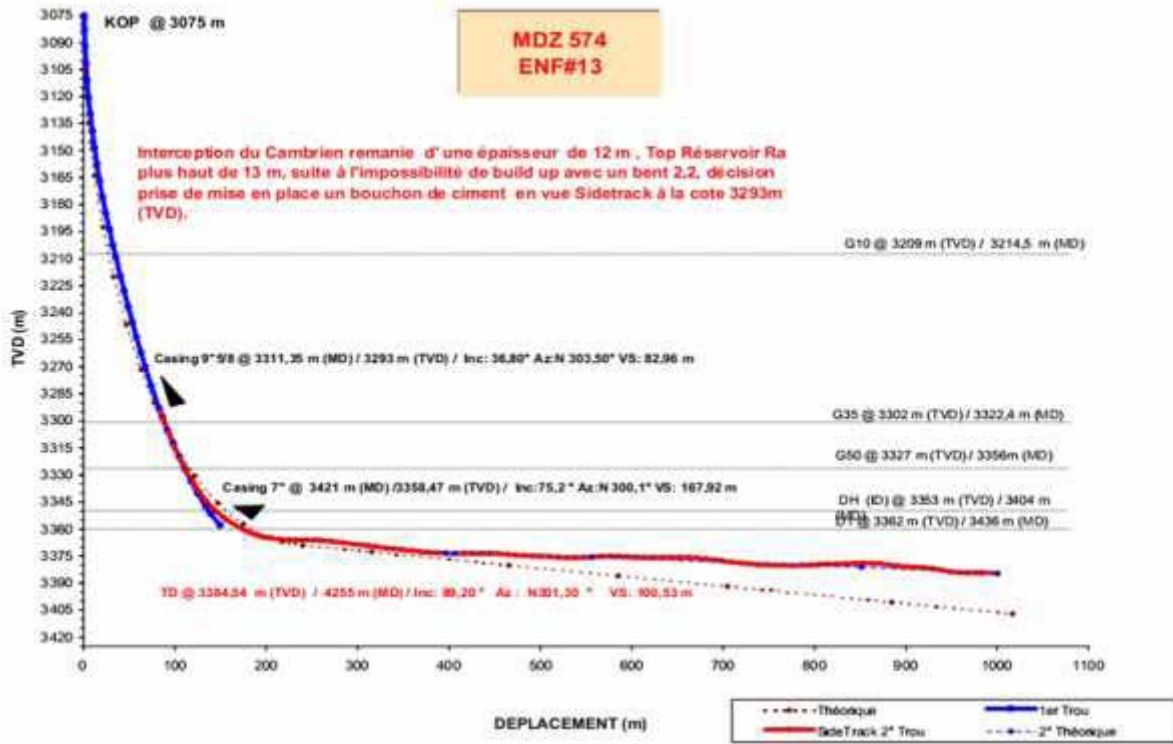
ANNEXE 12 : Puits OMKZ153.



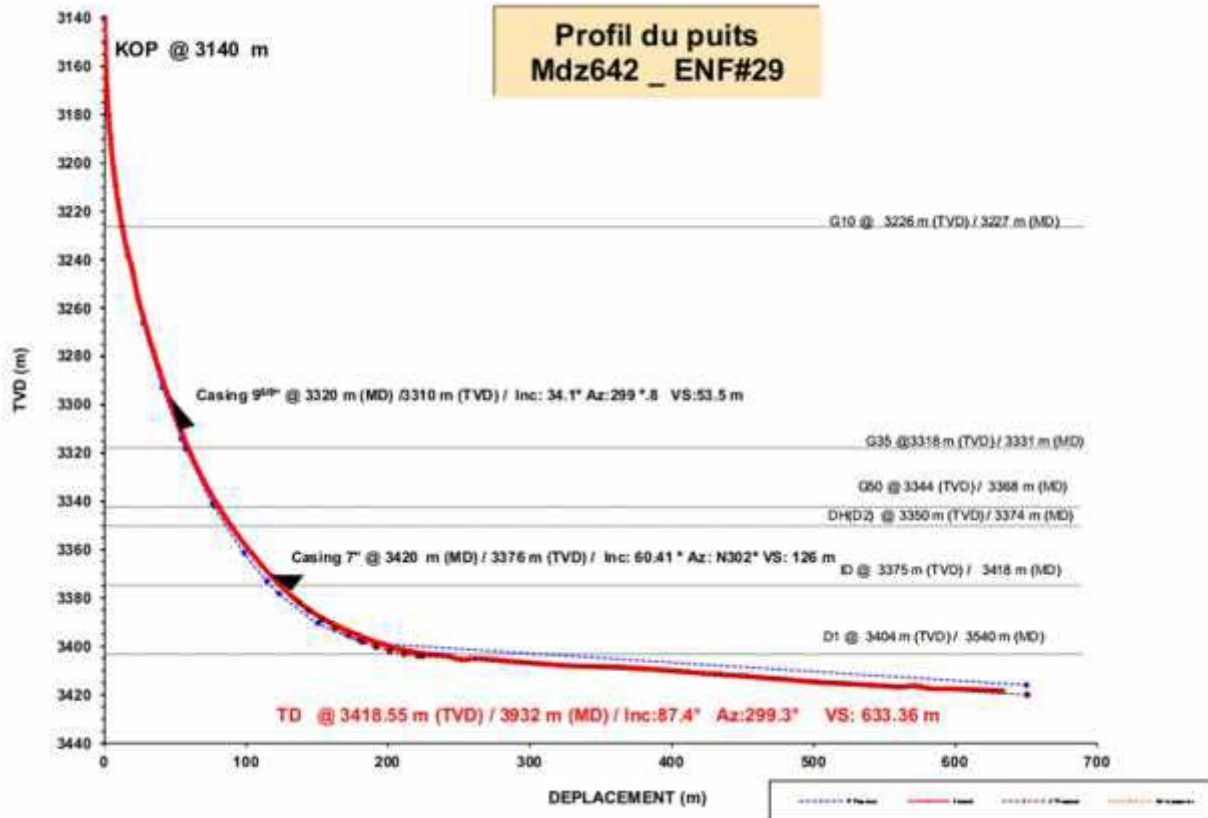
ANNEXE 13 : Puits OMKZ241.



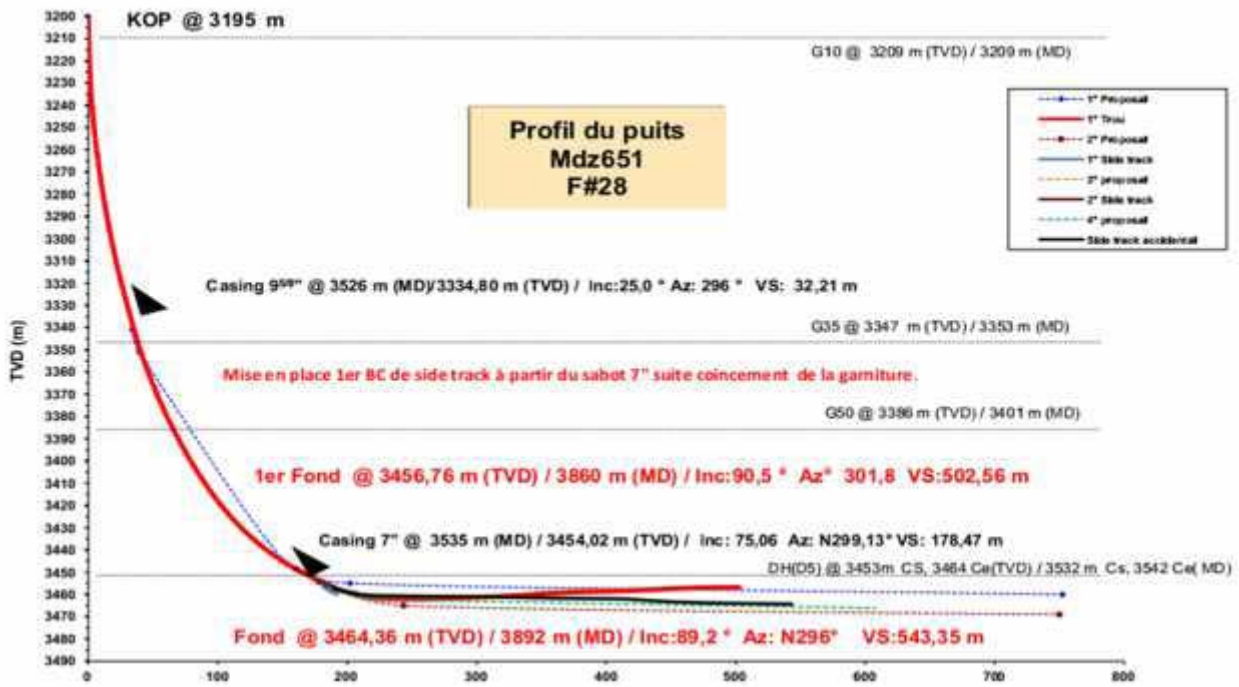
ANNEXE 14 : Puits ONIZ411.



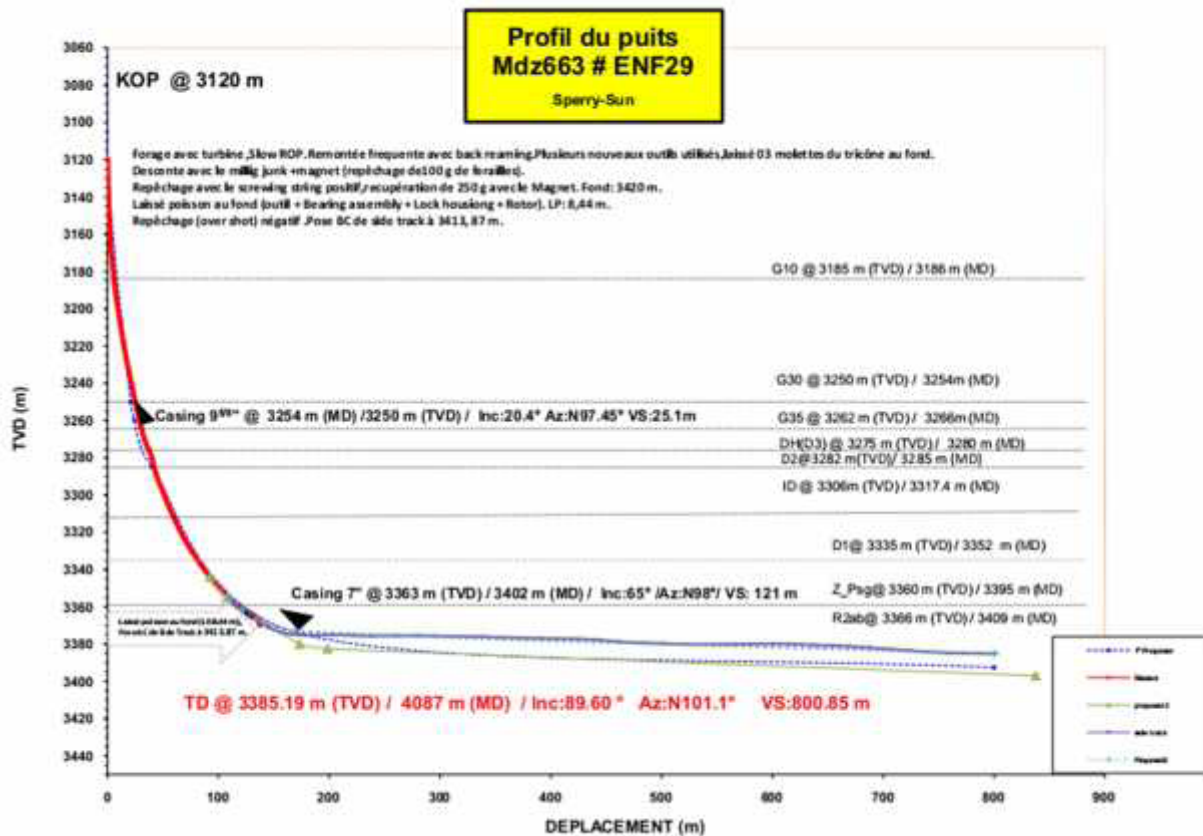
ANNEXE 15 : PUIIS MDZ574.



ANNEXE 16 : PUIIS MDZ642.



ANNEXE 17 : Puits MDZ651.



ANNEXE 18 : Puits MDZ663.

Bibliographie

- 1-Horizontal well (contribution in petroleum geology and engineering).**
- 2-Horizontal well Schlumberger.**
- 3-Horizontal well: performance, completion & stimulation.
(seminar by: M.j.economides 1995).**
- 4-Cours de production.**
- 5-PE65496: Horizontal Well Performances in Hassi-Messaoud Oil Field.**
- 6-The technology of horizontal well (s Joshi 1991).**
- 7-M.Economides, horizontal wells: completion & evaluation.**

Les mots clé

Puits horizontaux : Les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée et puis horizontalement à une longueur additionnelle.

Performance des puits horizontaux : l'efficacité des puits horizontaux.

Azimut: l'angle entre le drain et le nord géographique.

Build up rate : l'angle de déviation du puits.

Drain: la section horizontal du puits.

Efficacité: la performance définie par le rapport des indices de productivités (J_h / J_v).

Kick off point : le point à partir duquel le puits quitte la section verticale.

Longueur effective : longueur de pénétration (productrice) du puits.

MWD: outil de control de déviation (mesure while drilling).

BUR: le gradient d'inclinaison de la déviation (build up rate)

KOP: kick off point.

TVD : total vertical depth

VS: le déplacement horizontal total.

LCP : liner carabiné perforé

MD : mesure depth

DST : drill stem test.

Well test

IP :indice de productivité