



## UNIVERSITE KASDI MERBAH-OUARGLA

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

Département de forage et de mécanique des chantiers pétroliers

### Mémoire fin d'étude master

Spécialité : hydrocarbure

Option : forage

Présenté par :

- *Temacini rabe*
- *Aid omar*
- *Chetti zine el abidine*

Thème:

Etude de la Performance des Puits Horizontaux

MDZ 492

Encadré par : Leghrieb Youcef

<u>Nom &amp; Prénom</u>	<u>Qualité</u>	<u>Université</u>
<i>Hadj saad nadir</i> :	Président	Ouargla
<i>Khantout abdelkader</i> :	Examineur	Ouargla

*Année Universitaire 2021/2022*

# Remerciement

En guise de reconnaissance, je tiens à témoigner mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribués de près ou de loin au bon déroulement de mon stage de fin d'étude et à l'élaboration de ce modeste travail.

Mes sincères gratitudes à M. .... pour la qualité de son enseignement, ses conseils et son intérêt incontestable qu'il porte à tous les étudiants.

Je tiens à remercier l'ensemble du personnel de Sonatrach HBK et HMD pour leur patience, leurs conseils pleins de sens et pour le suivi et l'intérêt qu'ils ont portaient à mes travaux.

Dans l'impossibilité de citer tous les noms, nos sincères remerciements vont à tous ceux et celles, qui de près ou de loin, ont permis par leurs conseils et leurs compétences la réalisation de ce mémoire

Enfin, je n'oserais oublier de remercier tout le corps professoral d'Université Kasdi Merbah de Ouargla, pour le travail énorme qu'il effectue pour nous créer les conditions les plus favorables pour le déroulement de nos études.

# Dédicace

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,

A mes chères sœurs ..... pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral,

A mes chers frères, ....., pour leur appui et leur encouragement,

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,

Merci d'être toujours là pour moi.

## Résumé

أدى التطور التكنولوجي وزيادة عدد السكان في العالم إلى زيادة كبيرة في الطلب على الطاقة ، الأمر الذي دفع شركات النفط إلى إيجاد استراتيجية جديدة تتوافق مع هذه الأخبار ، وهي الحفر الأفقي وهي تقنية تسمح بزيادة وكذلك استغلال الاحتياطيات غير التقليدية ولكن قبل تطبيق هذه التقنية لابد من دراسة أدائها فنيا واقتصاديا حسب خصائص المكنن المراد استغلاله

**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 Technological development and the increase in population in the world have caused a considerable increase in the demand for energy, which has pushed oil companies to find a new strategy that works with this news, it is drilling horizontal which is a technique allowing the increase of the production as well as the exploitation of the unconventional reserves.**

**But before applying this technique, we must study its performance technically and economically according to the characteristics of the reservoir to be exploited.**

## **Mots clés :**

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

**Austin Chalk:** gisement géant fracturé en USA.

**Brudhoe:** réservoir d'huile de bonne caractéristiques petrophysique à Alaska-USA.

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

**Bukken:** réservoirs de nord de Dakota USA

**Champs-v :** champs de gaz à forte perméabilité à la mer du nord.

**Débit critique:** débit max de production sans avoir une percée.

**Decrene:** champ de gaz alimenté par un aquifère à Alberta-canada.

**Drain:** la section horizontal du puits.

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

**Excentricité:** la distance du drain du centre de la couche réservoir.

**Flowback du sable :** l'écoulement inverse du proppant (sable) injecté dans la fracture.

**HAYTER:** champ d'huile lourde à Alberta – Canada.

**Helder:** champ d'huile lourde en offshore de la hollande.

**Huron shale:** réservoir de gaz à faible perméabilité au sud ouest de Virginia.

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

**Layered:** réservoir multicouches.

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

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

**NEW Mexico:** un champ de l'huile légère avec gas cap au Gulf du Mexique – USA.

**POT:** le temps d'amortissement à partir duquel on commence à avoir des bénéfices.

**Rayon effectif:** le rayon du puits équivalent au puits horizontal.

**Réservoir fermé:** réservoir non alimenté ni par gas cap ni par water drive.

**Rospo mare:** champ d'huile lourde en offshore de l'Italie.

**Saskatchewan:** une province riche d'hydrocarbures à Canada.

**Self clean up:** l'auto nettoyage de la paroi du puits cause par le bon écoulement du fluide.

**Side-tracking :** reprise d'un vertical par le forage d'un petit drain.

**Skin équivalent:** le skin du puits vertical équivalent au puits horizontal.

**Slant:** un puits incliné.

**Tight :** réservoir compact (à faible perméabilité).

**USDOE:** le département américain de l'énergie.

**Zuidwal:** un champ de gaz à forte perméabilité à l'onshore de la hollande.

## SOMMAIRE :

<i>Remerciement</i> .....	I
<i>Dédicace</i> .....	II
<i>Résumé</i> .....	III
<i>Mots Clés</i> .....	IV
<i>Sommaire</i> .....	V
<i>Liste des figures</i> .....	VII
<i>Liste des tableaux</i> .....	IX

### **Chapitre 01 : introduction**

1. <i>Introduction</i> .....	02
2. <i>Historique</i> .....	02
3. <i>Objectif du travail</i> .....	04
4. <i>Organisation de travail</i> .....	05
5. <i>Etude d'état des lieux</i> .....	06

### **Chapitre 02 : généralités sur les puits horizontaux**

2-1. <i>Types des puits horizontaux</i> .....	17
2-2. <i>les avantages et inconvénients des puits horizontaux</i> .....	21
2-3. <i>Les applications des puits horizontaux</i> .....	23
2-4. <i>la complétion</i> .....	27
2-4-1. <i>types de complétion</i> .....	27
2-4-2. <i>les considérations à prendre avant la complétion</i> .....	29

### **Chapitre 03 : étude technique et économique de la performance de P.H.**

3-1. <i>Situation géographique du champ Hassi Messaoud</i> .....	31
3-1-1 <i>Situation géographique du puits MDZ492</i> .....	32

3-2 Fiche technique du puits MDZ492.....	33
3-3 l'historique de production avant et après fracturation.....	34
4- étude économique de la performance.....	39
1. <i>Conclusion</i> .....	45
2. <i>Recommandations</i> .....	46
<b><i>Références</i></b> .....	<b>47</b>

## LISTE DE FIGURES :

Figure1-1 : Evolution des PH dans le monde.....	07
Figure 1-2 : les puits horizontaux canada /monde.....	08
Figure1-3 : répartition des puits horizontaux à canada.....	09
Figure 1-4 : les puits horizontaux USA / monde.....	09
Figure1-5 : répartition des puits horizontaux à USA.....	10
Figure 1-6: application des puits horizontaux au monde.....	11.
Figure 1-7 : application des puits horizontaux sans compter Austin Chalk.....	12
Figure1-8 : application des PH par la société CDNOXY.....	13
Figure 1-9 : Evolution du Coût des puits.....	14
Figure1-10 : évolution des PH en Algérie.....	15
Figure 1-11 : évolution du forage à HMD.....	15
Figure1-12: répartition des puits horizontaux à HMD.....	16
Figure 2-1 : type de puits horizontaux.....	20
Figure 2-2 : puits multilatéraux.....	21
Figure 2-3 : puits multilateraux en arête de poisson.....	21
Figure 2-4 : slants wells.....	22
Figure2-5 : reservoir naturellement fracturé.....	24
Figure2-6 : reservoir multicouches.....	24
Figure2-7 : phénomène de coning d'eau.....	26
Figure2-8 : raisons géologiques.....	26
Figure 2-9 : emplacements impraticables.....	27
Figure2-10 : Puits d'interception.....	27
Figure2-11 : puits horizontaux en offshore.....	28
Figure2-12 : différent types de complétion.....	29

Figure3-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	32
Figure 3-2 : Situation géographique de puits mdz492.....	33
Figure3-3 : Fiche technique du puits MDZ492.....	34
Figure 3-4 : Production avant fracturation.....	37
Figure 3-5 : de production après fracturation.....	37
Figure 3-6 : implantation des puits verticaux.....	41
Figure 3-7 implantation des puits horizontaux.....	41
Figure 3-8 : : évolution du cumul de production des deux puits.....	44

## LISTE DE TABLEAUX :

Tableau 1-1 : répartition des puits horizontaux à canada.....	08
Tableau 1-2: répartition des puits horizontaux à USA.....	10
Tableau 1-3 : application des puits horizontaux au monde.....	10
Tableau 1-4 : application des puits horizontaux sans compter Austin Chalk.....	11
Tableau 1-5 : application des PH par la société CDNOXY.....	12
Tableau 1-6: Evolution du Coût de réalisation des puits.....	13
Tableau 3-1 : l'historique de production avant et après fracturation: mdz 492.....	36
Tableau 3-2 : : l'évolution du cumul de production des deux puits.....	43

# **Chapitre 01 :**

## **Introduction Générale sue les puits horizontaux**

# 1. Introduction générale :

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.

## 1-1.Historique :

La grande profondeur des puits verticaux était l'idée que ces derniers ne sont pas parfaitement verticaux, c'est ce que les ingénieurs ont constaté dans les années 1920.

La première application de cette technique était en 1937 et a développée lentement comme suit :

- 1937 : la naissance du premier puits à YAREGA à USSR.
- 1939-41 : Leo ranney et Al ont foré 6 puits à McConnesville.
- 1942 : 4 puits ont été foré dans le champ Franklin Henry.  
4 puits à Pennsylvanie.  
2 puits à la Californie.
- 1946 : New Tech Oil a foré 117 puits mais à partir des tunnels.  
9 puits à la Californie.

- 1952 : 1 puits a été foré à Midway Sunset à la Californie.  
Quelque puits à l'ouest de Venezuela.  
  
8 puits à Los Angeles par Long Beach Oil Development.
- 1957 : 1 puits a été foré à USSR et un autre à la Chine.
- 1968 : 1 puits à l'est de la Sibérie-USSR.
- 1978 : Esso Canada a foré quelque puits à Cold Lake à Alberta.
- 1979 : Conoco a foré 6 puits à Tisdale Wyoming  
Texaco a foré 3 puits à Alberta.  
  
Esso Canada a foré 2 puits à Alberta.
- 1980-84: Elf- Aquitaine a foré 2 puits au sud ouest de la France.  
Elf- Aquitaine a foré un puits à Rospo Mare dans l'offshore de l'Italie.  
  
Elf- Aquitaine a foré un puits au sud de la France.  
  
Arco a foré 10 puits à Empire Abo Unit au New Mexico.  
  
Preussag a réalisé un puits en Allemagne
- 1985 : Esso Canada a foré un puits à Alberta.  
Petro Bras a réalisé un puits au champ de Fazenda Belam.  
  
Sohio a réalisé 2 puits à Texas (USA).
- 1985-87 : Sohio a foré 4 puits à Brudhoe Bay à Alaska (USA).  
Trendwell Oil a foré un puits à Muskegan.  
  
Texas Eastern Skyline a réalisé 2 puits à Utah.  
  
Liapco a foré un puits à Java Sea.  
  
Arco a réalisé 2 puits à Austin Chalk ,1 puits à Spraberry trend à Texas et 9 autres dans le champ Bima.  
  
DOE/BDM a foré un puits à l'ouest de Virginia.  
  
1 puits a été foré à l'ouest de la Seberie.

Vers la fin des années 1980, la technique de forage horizontal est devenue familière à cause de l'expérience du personnel et de développement de la technologie qui ont réduit considérablement le coût de réalisation, permettant ainsi leur propagation rapide pour atteindre environ de 9000 puits en 1993.

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.

En mars 2010, environ de 500 puits horizontaux sont forés à Hassi Messaoud.

## **1-2.Objectifs de l'étude :**

Notre objectif 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.

Et on termine avec :

- Une proposition d'une nouvelle stratégie pour la réussite des puits horizontaux au champ de Hassi Messaoud.
- Une recommandation de l'application de cette technique dans les autres champs algériens.

### **1-3. Organisation du travail :**

Ce projet qui a pour thème « étude de la performance des puits horizontaux, inclinés et verticaux fracturés » est subdivisé à cinq (5) chapitres principaux comme suit :

Dans le premier chapitre qui est une introduction générale, on va parler de l'historique des puits horizontaux et de leur évolution, l'objectif et l'organisation du travail, puis une étude d'état des lieux dans laquelle on cite les pays leaders de cette technique d'exploitation et son domaine d'application par une analyse statistique de données.

Dans le deuxième chapitre, on va se concentrer sur quelques généralités des puits horizontaux (les types et leurs candidatures, leurs complétions, leurs avantages et leurs inconvénients...etc.)

Le chapitre trois représente le corps de ce travail, du fait qu'il étudie techniquement la performance des puits horizontaux, on va expliquer l'effet de la longueur du drain, l'anisotropie horizontale et verticale, l'excentricité...etc. sur l'efficacité des puits horizontaux avec des exemples pratiques du champ de Hassi Messaoud et d'une variété bien choisie de champs dans le monde.

Dans le quatrième chapitre, on va étudier économiquement la performance des puits horizontaux en terme de temps d'amortissement (POT), prix de revient...etc. par la supposition d'un model de réservoir qu'on va exploiter en premier lieu par des puits verticaux puis en deuxième lieu par des puits horizontaux.

A la fin de ce travail, vous aurez pu lecteurs comme nous s'en sortir par une conclusion et quelques recommandations pour rendre cette technique plus efficace dans le champ de Hassi Messaoud et dans les autres champs algériens.

## 1-4. Etude d'état des lieux :

### 1-4-1. au monde :

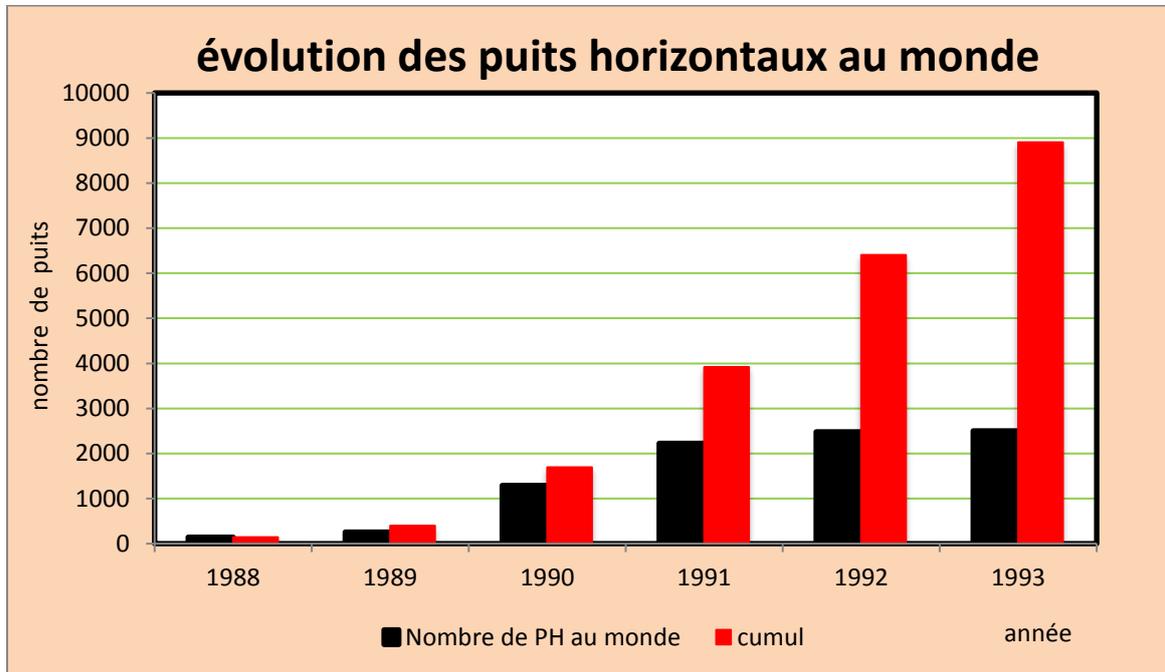


Figure1-1 : Evolution des PH dans le monde.

#### A. les leaders des puits horizontaux au monde :

La technique des puits horizontaux a été perfectionnée par les américains, d'ailleurs elle a connu une vaste application dans leurs gisements et ceux de Canada surtout avec la réussite de ces puits qui étaient convenables aux caractéristiques de ces gisements.

Pour cela, on a focalisé notre étude d'état des lieux sur ces deux leaders, et on a cité quelque autre cas comme ceux de l'Algérie.

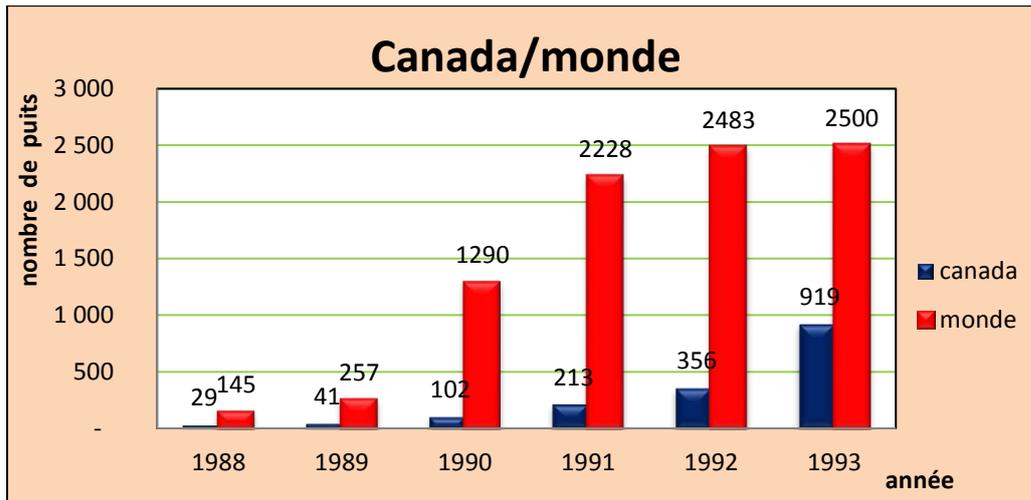


Figure 1-2 : les puits horizontaux Canada /monde.

	Canada	Saskatchewan	Alberta	autre
avant 1989	29	5	23	1
1989	41	12	23	6
1990	102	73	24	5
1991	213	143	64	6
1992	356	212	141	3
1993	919	545	310	64
1994	930	525	295	110

Tableau 1-1 : répartition des puits horizontaux à Canada.

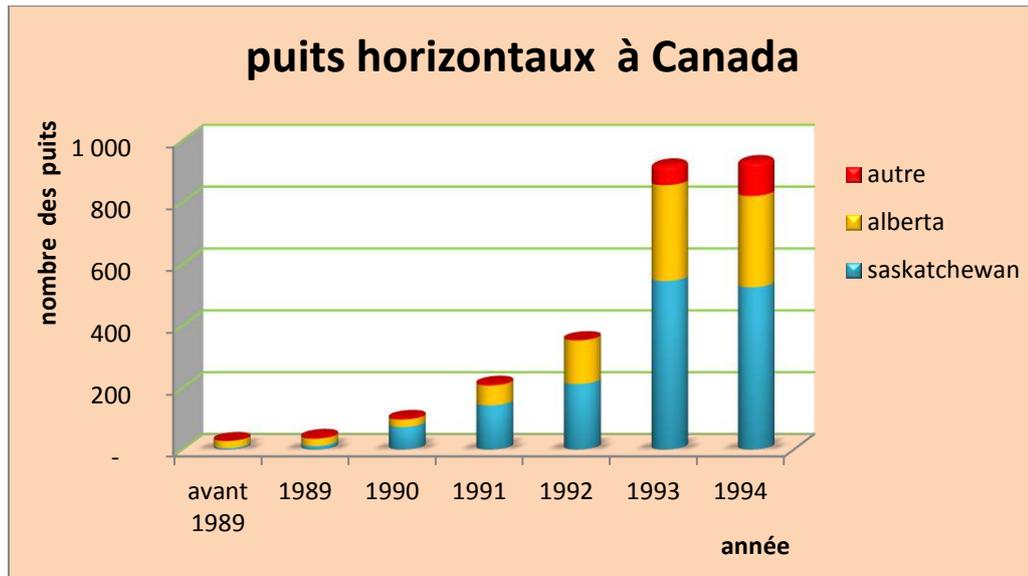


Figure1-3 : répartition des puits horizontaux à Canada.

On remarque que la plupart des puits horizontaux à Canada sont forés à Saskatchewan et Alberta dont la plupart des champs sont de l'huile lourde.

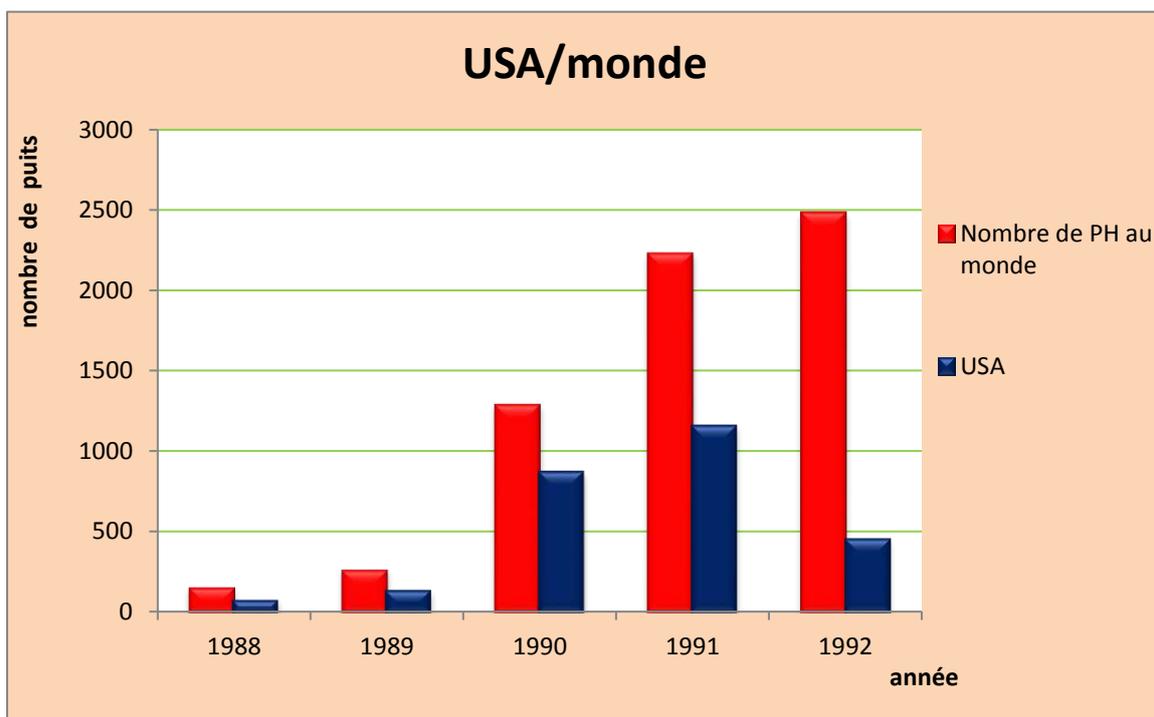


Figure 1-4 : les puits horizontaux USA/monde.

	USA	Austin Chalk	autre
avant1988	48	24	24
1988	65	32	33
1989	128	60	68
1990	867	742	125
1991	1153	1001	152
1992	447	390	57

Tableau 1-2: répartition des puits horizontaux à USA.

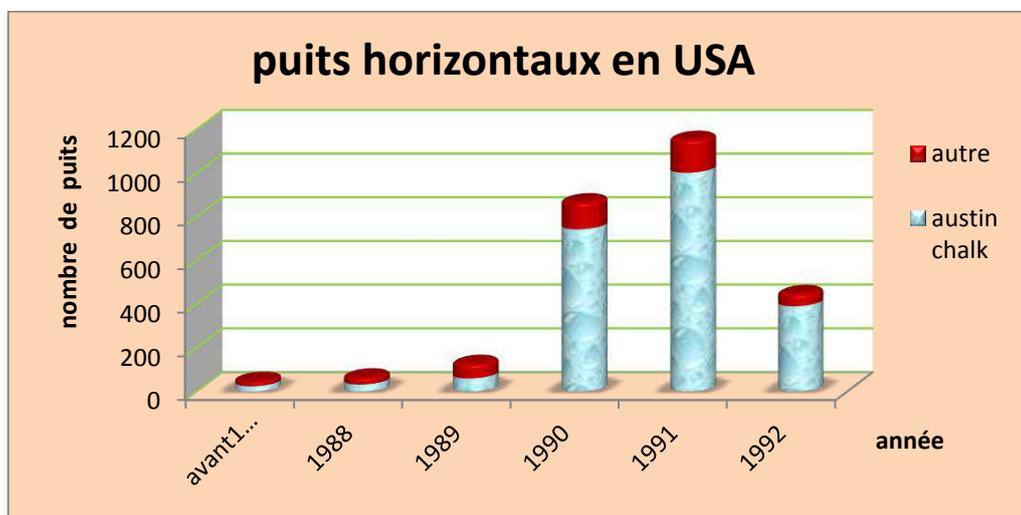


Figure1-5 : répartition des puits horizontaux à USA.

On remarque que la plupart des puits horizontaux à l'USA sont forés dans le gisement d'Austin Chalk qui est un gisement fracturé.

### B. application des puits horizontaux au monde :

Jusqu'à 1990, l'application des puits horizontaux dans le monde est donnée dans le tableau suivant :

fracturé	70%
coning	22%
tight	5%
autre	3%

Tableau 1-3 : application des puits horizontaux au monde.

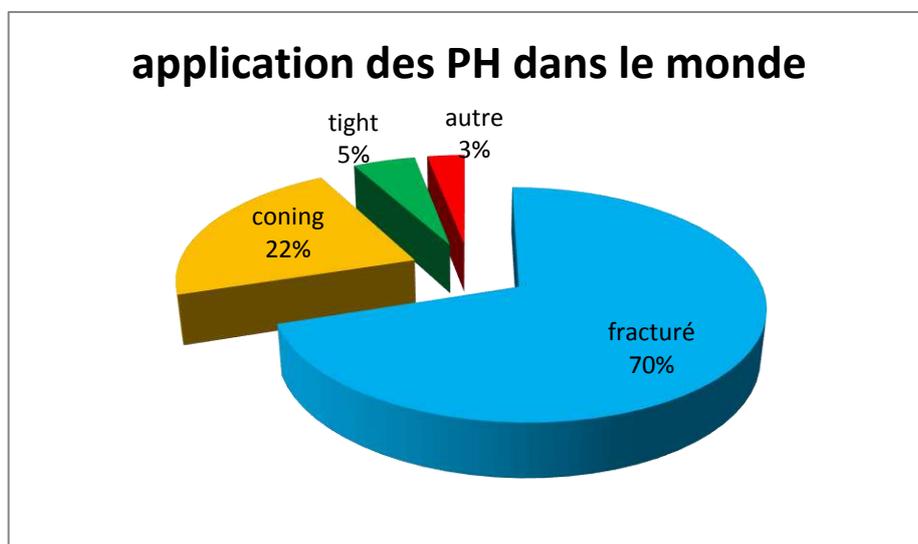


Figure 1-6: application des puits horizontaux au monde.

On remarque que la majorité des puits horizontaux à l'échelle mondiale sont forés dans les gisements fracturés, puis dans ceux qui ont le problème de coning.

fracturé	40
coning	44
tight	10
autre	6

Tableau 1-4 : application des puits horizontaux sans compter Austin Chalk.

### application des PH sans compter austin chalk

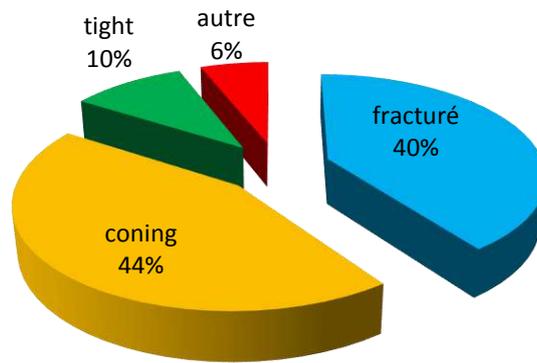


Figure 1-7 : application des puits horizontaux sans compter Austin Chalk.

On déduit que les puits horizontaux sont beaucoup appliqués pour éviter le problème de coning.

#### *Témoignage de la société CDNOXY:*

	Canada	monde
fracturé	1	47
coning	20	
hétérogénéité	24	41
heavy oil	54	
autre		12

Tableau 1-5 : application des PH par la société CDNOXY.

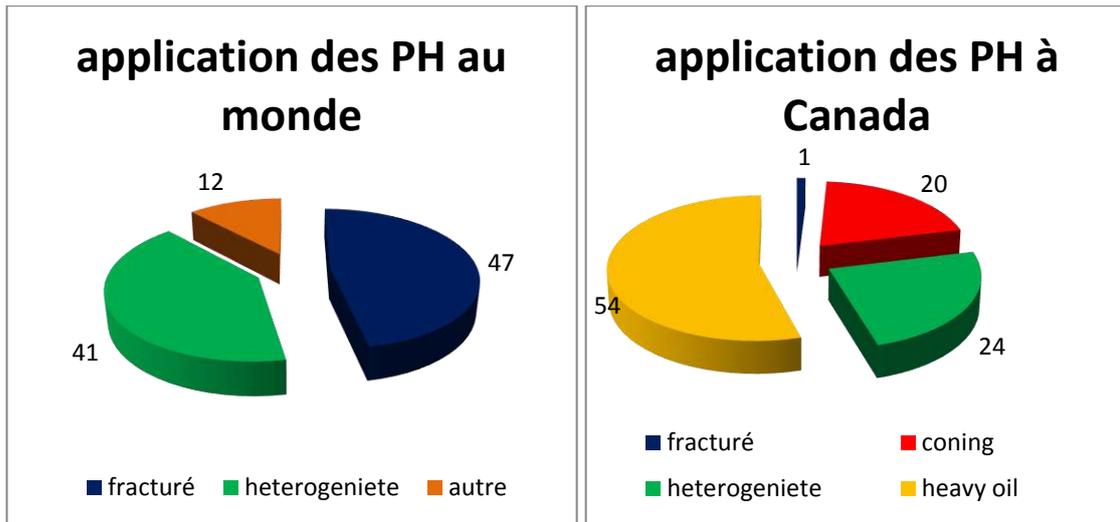


Figure1-8 : application des PH par la société CDNOXY.

**C. Evolution du Coût des puits en MM dollars:**

année	PH	PV	PH/PV
fin des 1970	15,2	2,7	5,62962963
début des 1980	13,4	2,5	5,36
1986	5,7	2,4	2,375
1987	3,5	2,3	1,52173913
1988	3,3	2,2	1,5
1989	3,2	2,1	1,52380952
1990	3,2	2,2	1,45454545

Tableau 1-6: Evolution du Coût de réalisation des puits.

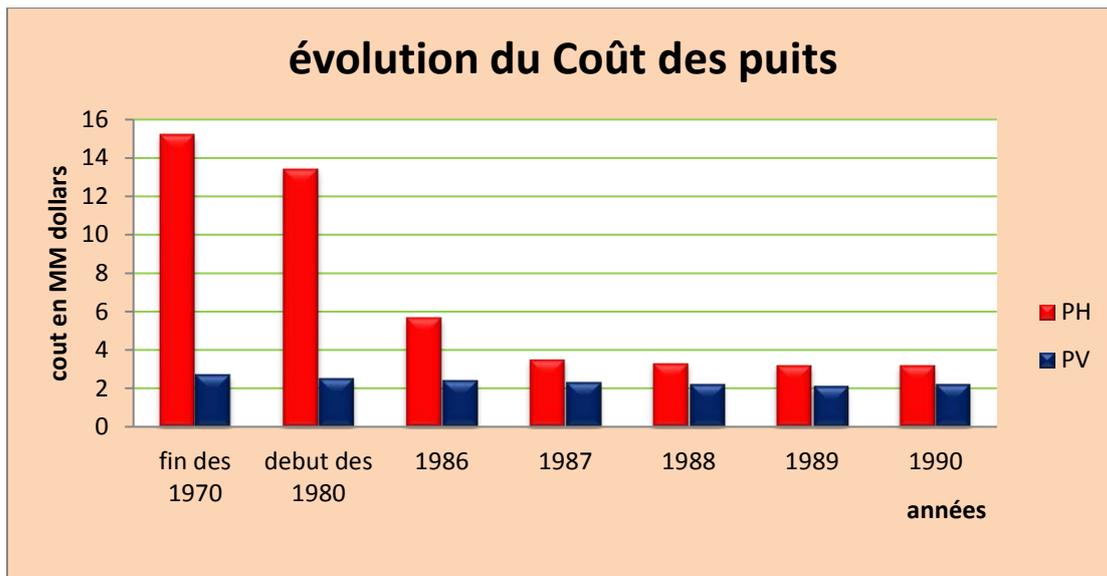


Figure 1-9 : Evolution du Coût des puits.

#### 1-4-2. En Algérie :

Vers la fin de l'année 1993 l'Algérie a commencé à adopter la technique de forage horizontal par la réalisation du premier puits MDZ453 à la zone 13 du champ de Hassi Messaoud. A partir de cette date cette technique s'est répandue rapidement dans ce champ par la reprise des verticaux en short radius avec un ralentissement du forage vertical.

En mars 2010, l'Algérie a réalisé 285 long radius et 215 shorts radius dans le champ de Hassi Messaoud, avec quelques essais dans les autres champs.

Les figures suivantes montrent l'évolution des puits horizontaux en Algérie :

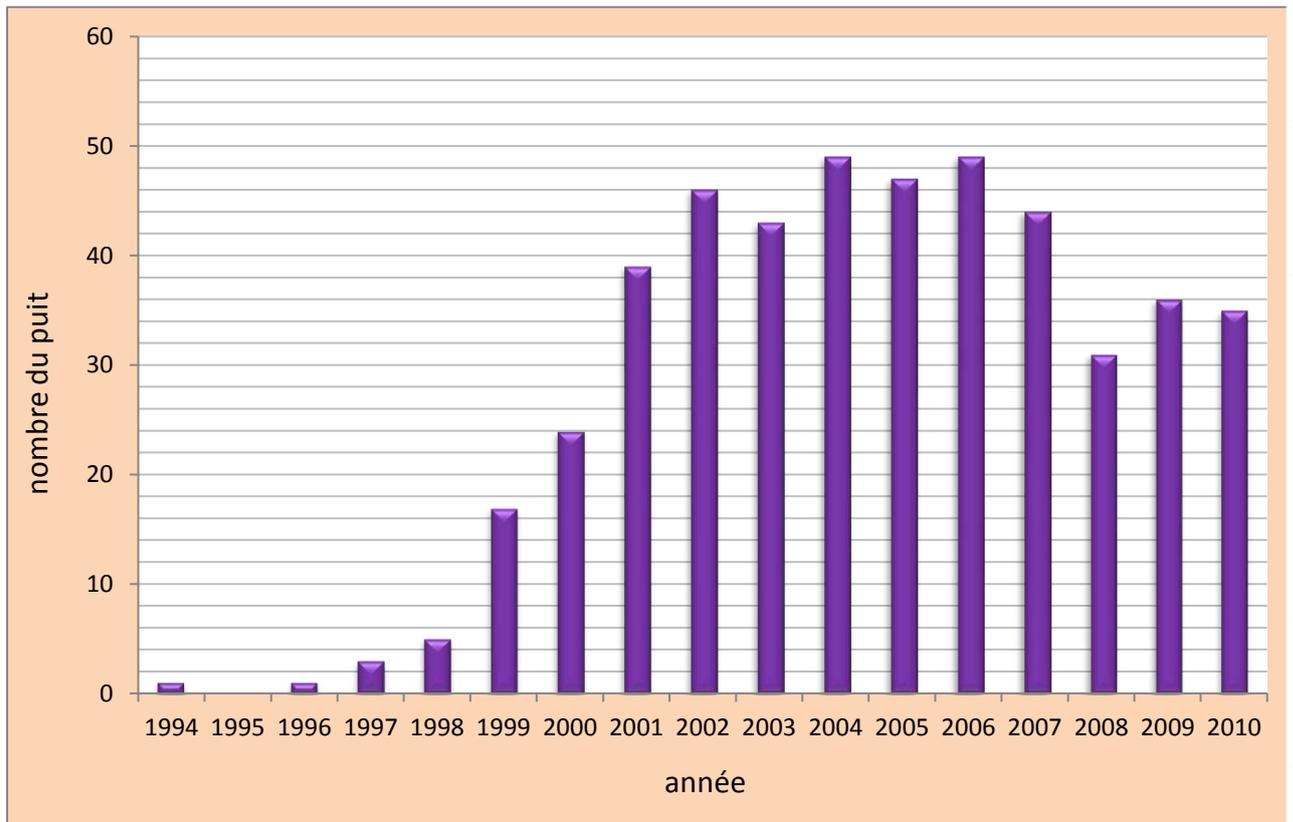


Figure1-10 : évolution des PH en Algérie.

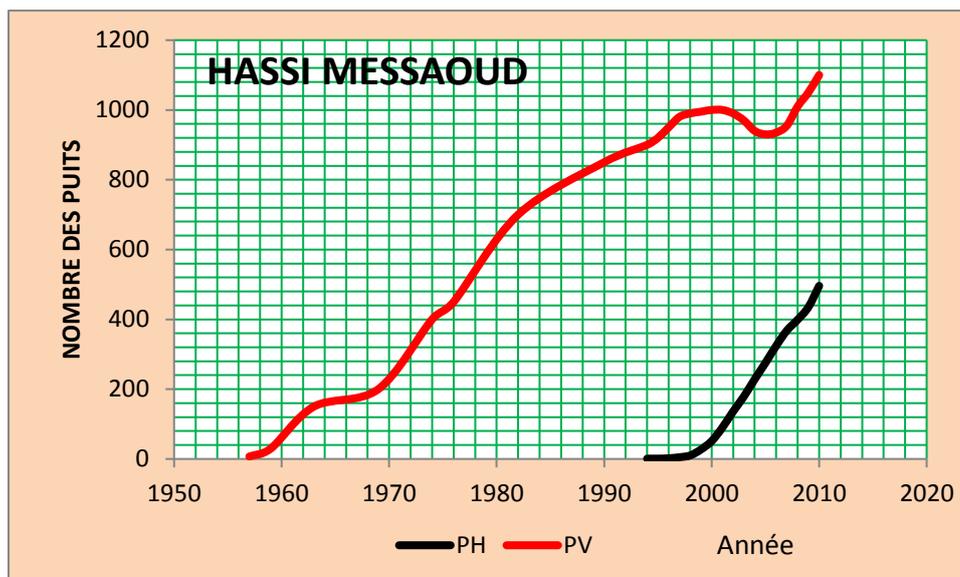


Figure 1-11 : évolution du forage à HMD.

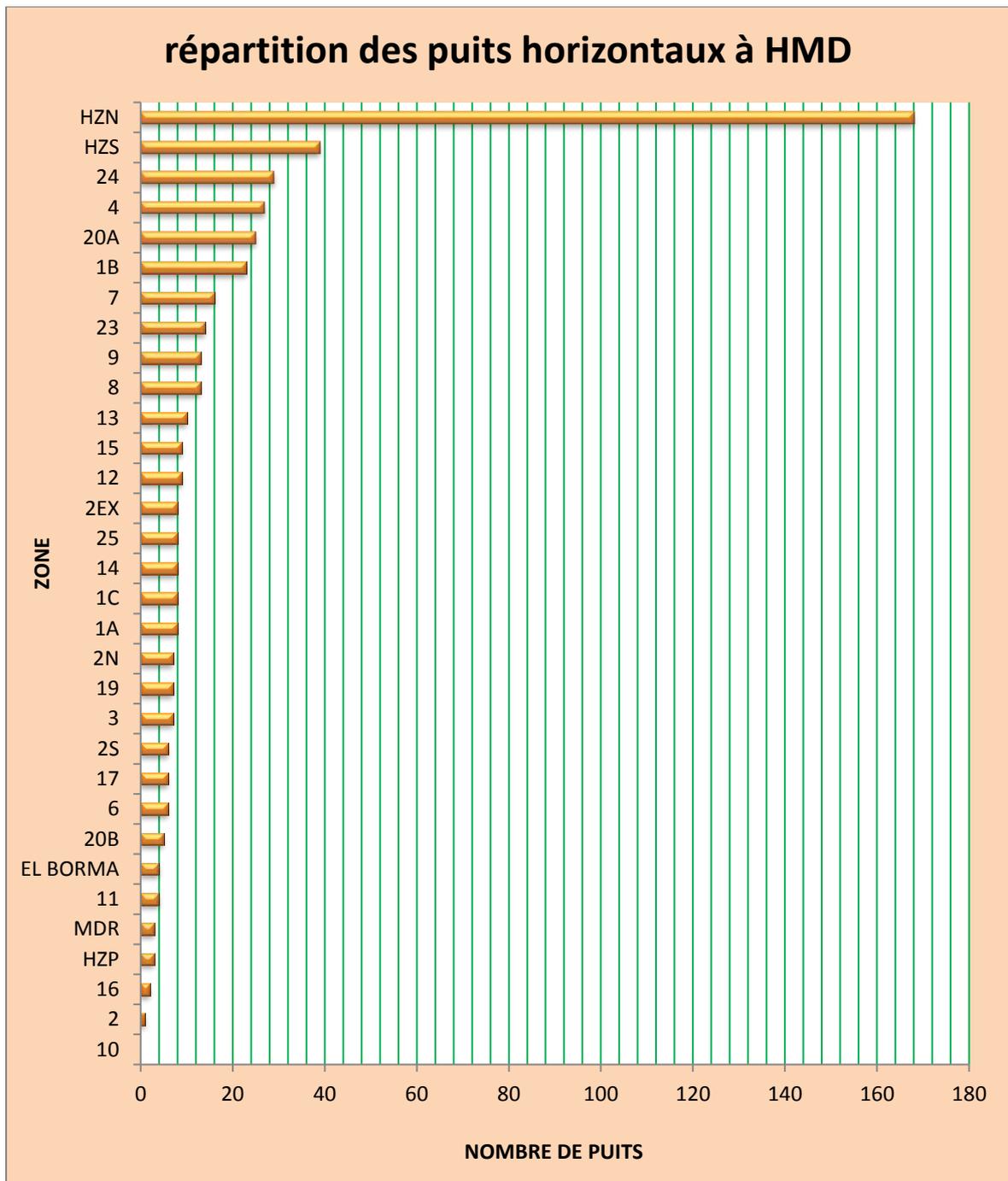


Figure1-12: répartition des puits horizontaux à HMD.

On voit bien que la plupart de puits horizontaux sont forés à la zone HZN de Hassi Messaoud (environ de 47% du total des puits) qui est une zone très hétérogène.

Pour cela, on va utiliser cette zone pour la vérification pratique de l'influence de quelque paramètre sur la performance des puits horizontaux.

# **Chapitre 02 :**

## **Généralités sur les puits horizontaux**

## 2. généralités sur les puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont une méthode alternative de forage pour le pétrole et le gaz naturel lorsque les puits verticaux ne donnent pas assez de combustible ou ne sont pas possibles. Le fait de forer à un angle non vertical peut atteindre des cibles et stimuler les réservoirs de pétrole et de gaz d'une manière qu'un puits vertical ne peut pas faire.[1] Combinées à la fracturation hydraulique, des roches auparavant improductives peuvent être utilisées comme sources de gaz naturel. Parmi les exemples de ces types de gisements, citons les formations qui contiennent du gaz de schiste ou du gaz de réservoir étanche.[2]

### 2-1.type de puits horizontaux :

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.

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.

Le Short Radius consiste à donner une nouvelle vie à des anciens puits dont la production a considérablement baissé, par une ouverture dans la paroi du puits, un nouveau forage repart dans une autre direction vers une zone non drainée. Cette technique permet une réduction des coûts (plate-forme, génie civil et équipements de production déjà existants), l'exécution du forage est alors plus rapide.

➤ **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.

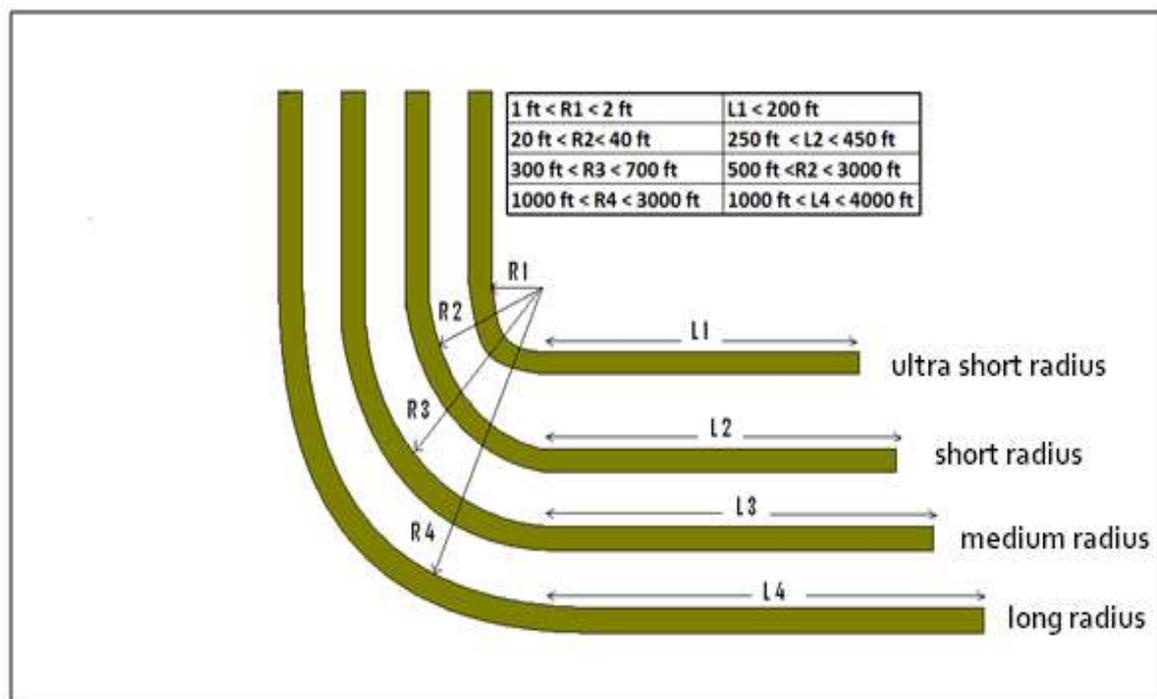


Figure 2-1 : type de puits horizontaux.

➤ **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.

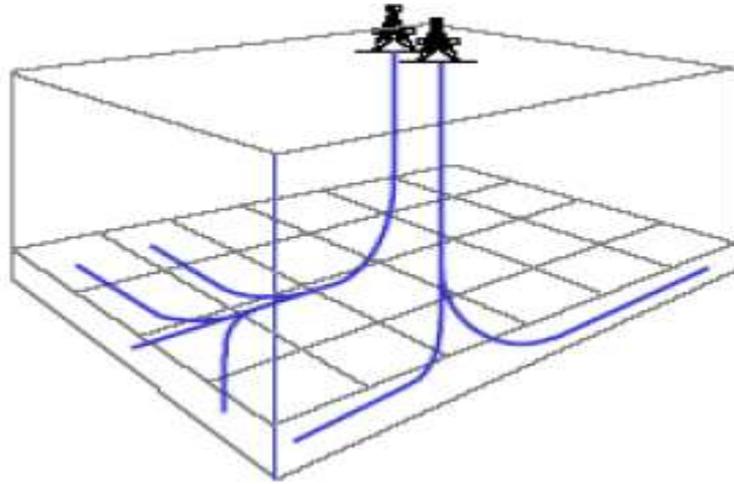


Figure 2-2 : puits multilatéraux.



Figure 2-3 : 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  $45^\circ$ . L'utilisation des puits inclinés permet d'exploiter les horizons peu profonds.

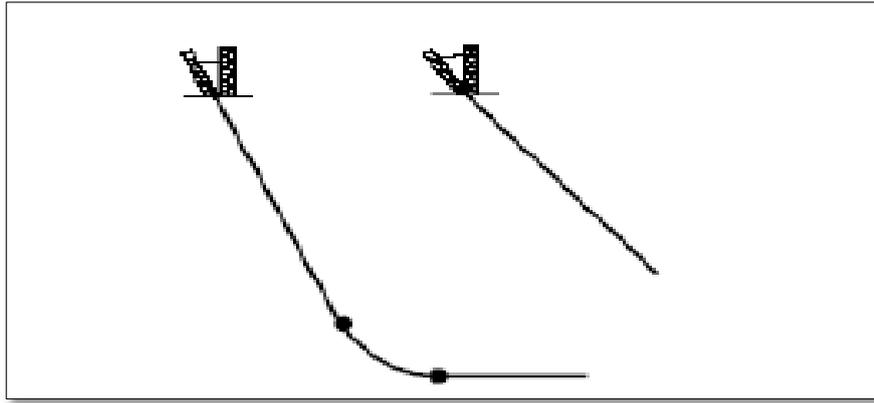


Figure 2-4 : slants wells.

## 2-2. les avantages et les inconvénients des puits horizontaux :

### 2-2-1. 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.
- ✓ 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).
- ✓ Ils peuvent être appliqués dans la récupération assistée surtout pour la récupération thermique.
- ✓ Réduire les problèmes de coning d'eau et de gaz.
- ✓ Dans les puits horizontaux la gravité participe dans le drainage.

### 2-2-2. 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.

Le coût additionnel est proportionnel à la profondeur et au type de complétion et sa position (onshore, offshore).

En notant aussi que l'expérience et la technologie joue un rôle important : à la fin de 1970 le coût d'un puits horizontal est 6 à 8 fois le coût d'un puits vertical, et au milieu de 1980 le coût est réduit à 2 à 3 fois et actuellement, il est de l'ordre de 1,4 jusqu'à 3 fois.

#### **b. les risques opératoires :**

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

- *Pour atteindre la cible :*

Il est généralement très difficile de cibler la couche avec une tolérance étroite.

- *Le nettoyage du puits :*

Lors du forage, on peut avoir l'accumulation des déblais à la partie horizontale, donc il faut avoir un fluide qui assure la remontée de ces derniers jusqu'à la surface pour avoir un bon nettoyage.

- *Le comportement des formations et leurs instabilités :*

Le comportement varie selon la formation et l'instabilité des drains horizontaux posent beaucoup de problèmes dans les formations non consolidées.

La stabilité de certaines formations diminue fortement lorsque l'inclinaison augmente. Des études géotechniques préliminaires sont recommandées lorsqu'un tel risque existe.

## **2-3. Les applications des puits horizontaux :**

### **2-3-1. dans les 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.

Exemples : Le gisement Austin Chalk à Texas.

Formation Bakken au nord de Dakota(USA).

Dévonien à l'ouest de Virginia(USA).

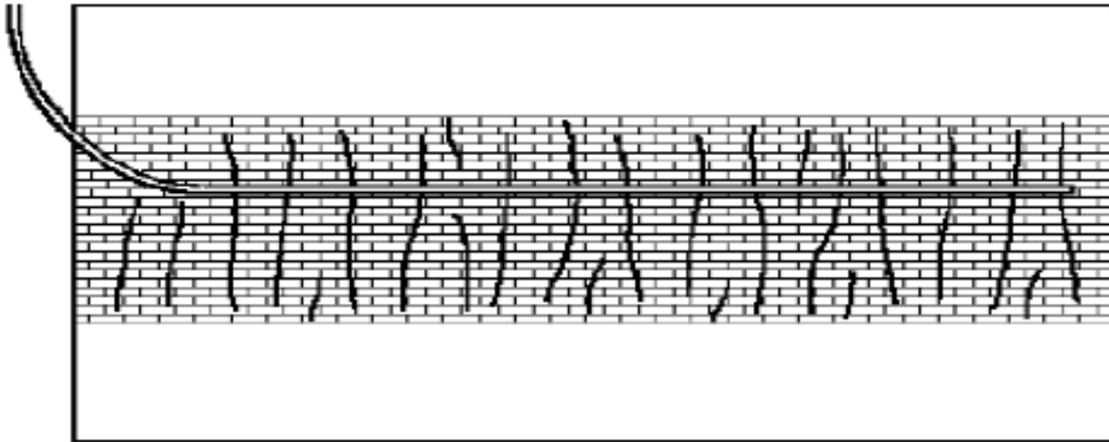


Figure2-5 : réservoir naturellement fracturé.

### 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.

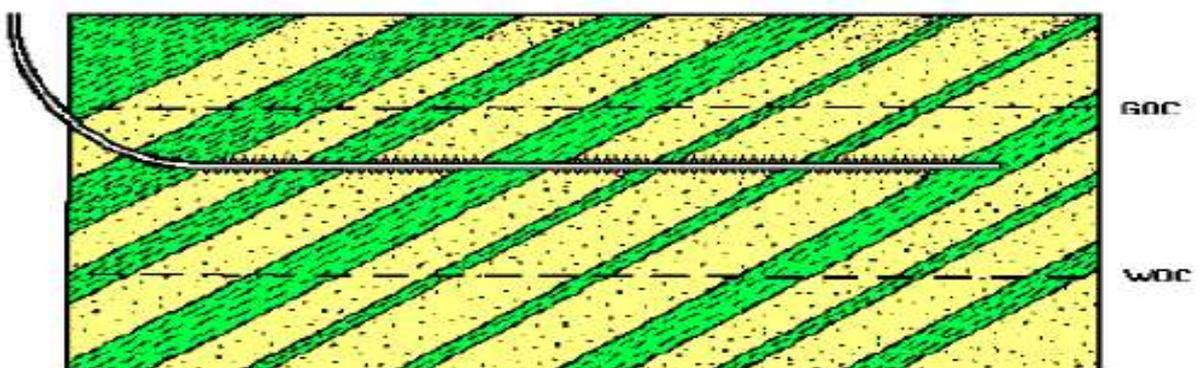


Figure2-6 : réservoir multicouches.

### 2-3-3. réservoirs à faible perméabilité :

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

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.

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

#### **2-3-4. 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.

#### **2-3-5. 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.

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, par exemple :

Rospo Mare, offshore Italie.

Le champ Helder, offshore de la Hollande.

Le champ Bima, Indonésie.

Brudhoe, Alaska (USA).

Empire Abo Unit, New Mexico.

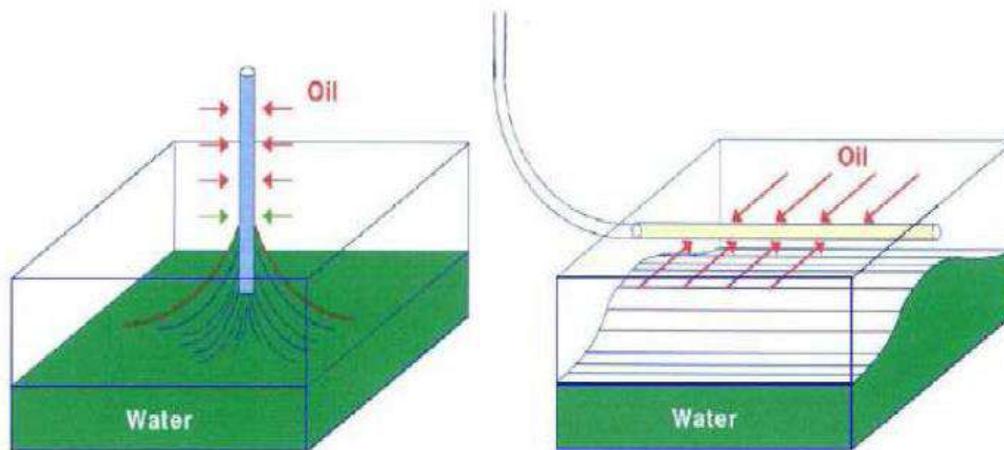


Figure2-7 : phénomène de coning d'eau.

### 2-3-6. 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. On cite quelques exemples :

Rospo Mare, Italie.

Saskatchewan, Canada.

Alberta, Canada.

### 2-3-7. 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.

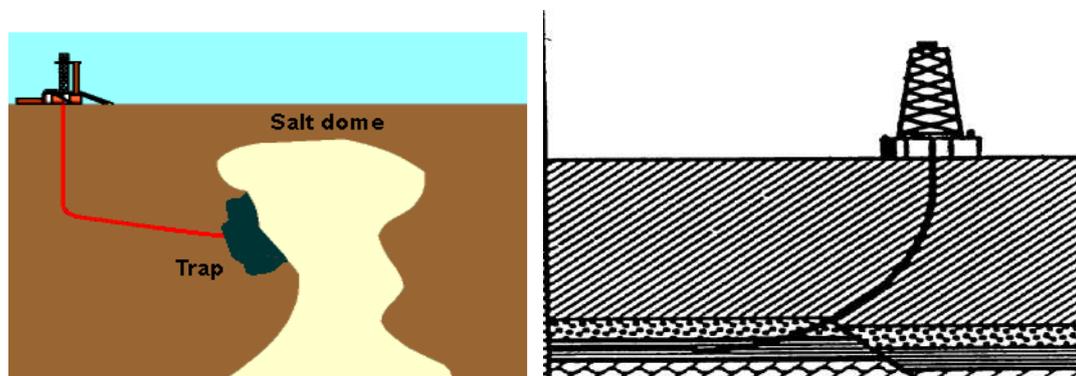


Figure2-8 : raisons géologiques.

### 2-3-8. 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.

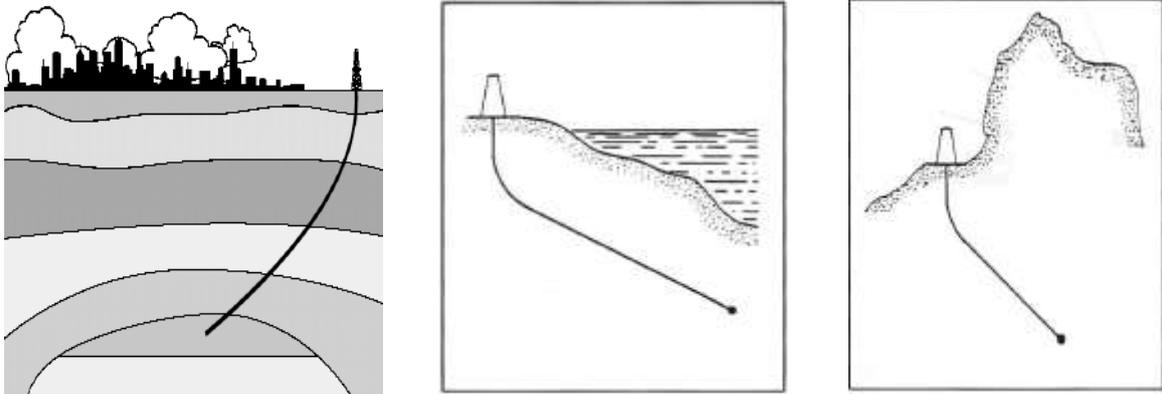


Figure 2-9 : emplacements impraticables.

### 2-3-9. puits d'interception :

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

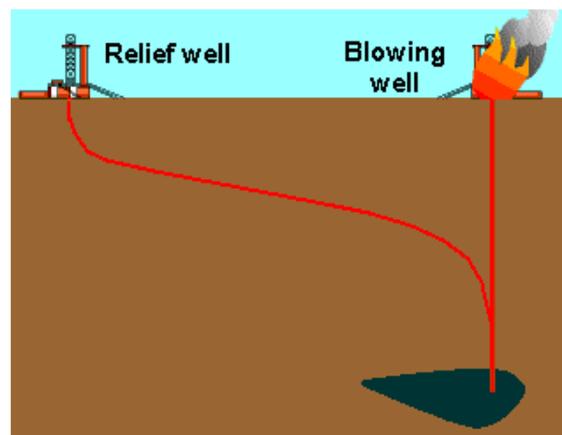


Figure2-10 : Puits d'interception.

### 2-3-10. 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.

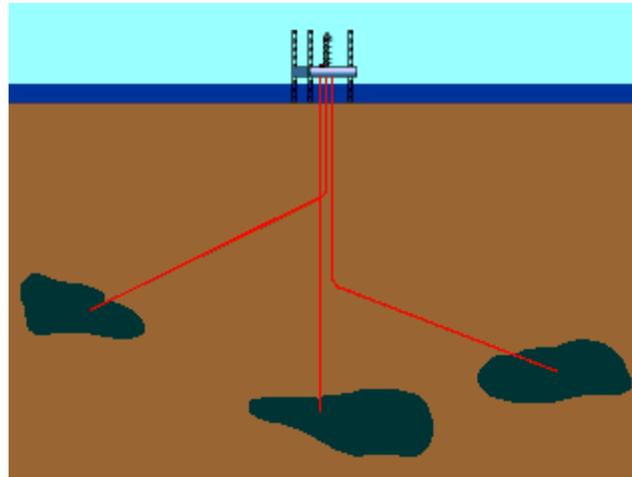


Figure2-11 : puits horizontaux en offshore.

## 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 :**

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 d'*Austin Chalk* à Texas.

➤ **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.

➤ 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.

➤ 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.

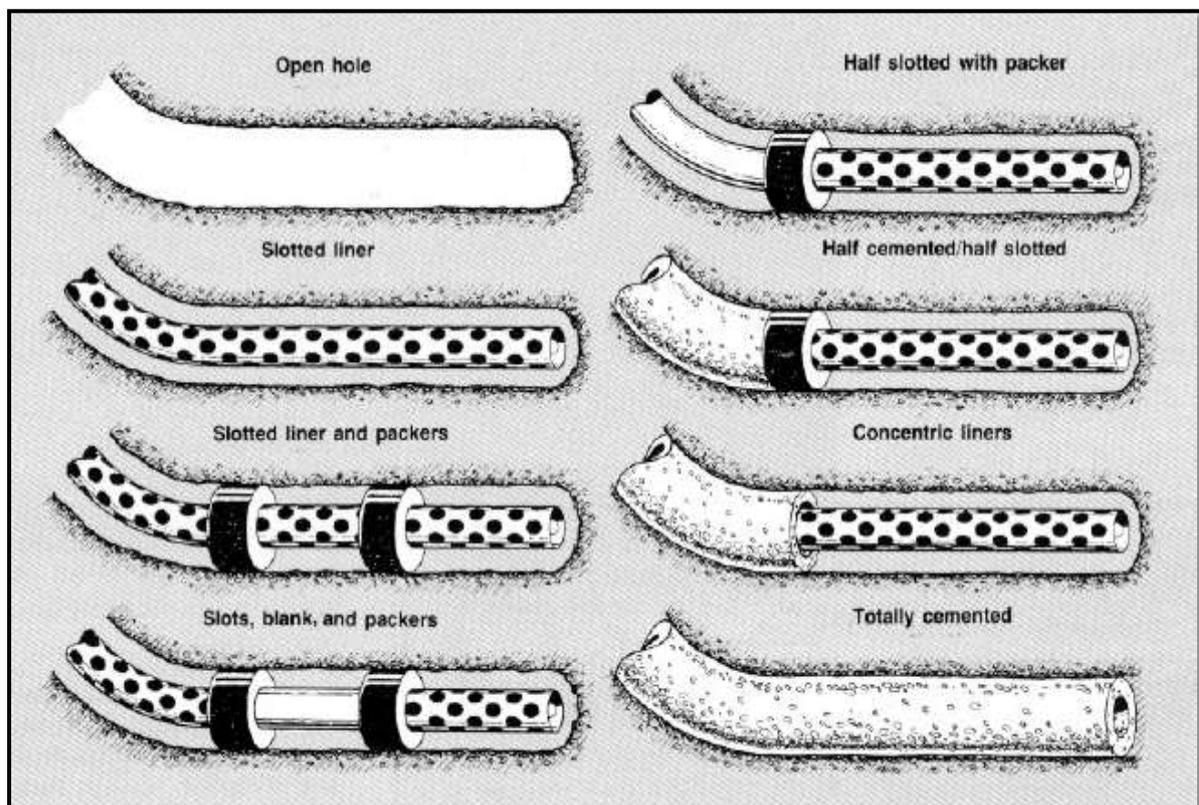


Figure2-12 : différent types de complétion.

### 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 paramètre à prendre en considération:

1. **La nature des roches et 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.
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, c'est l'exemple de Spraberry à Texas, le secteur Danois à la mer du nord...etc.

**Remarque :** la productivité des puits horizontaux dépend de la longueur du drain et du type de complétion, qui elle-même dépend de la technique du forage, pour cela c'est très important que les ingénieurs de forage travaillent en collaboration avec les ingénieurs réservoir et les ingénieurs de complétion, donc la réalisation d'un puits horizontal est un projet multi disciplinaires.

# **Chapite 03 :**

## **Etude technique et économique de la performance des puits horizontaux**

### **3. étude technique de la performance de PH: MDZ 492**

#### **1 - Situation géographique du champ Hassi Messaoud**

- 1) Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie nord de la province

triasique. Il se situe à 650 km Sud-Sud-est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde El Baguel et à 280 Km du gisement de gaz de Hassi R'Mel. Il est limité au Nord par les structures Djemaa de Touggourt, au Sud par le horst d'Amguid, à l'Est par la dépression de Ghadamès et à l'Ouest par le bassin d'Oued Mya. Le champ de Hassi Messaoud a une superficie de 4200 Km<sup>2</sup>

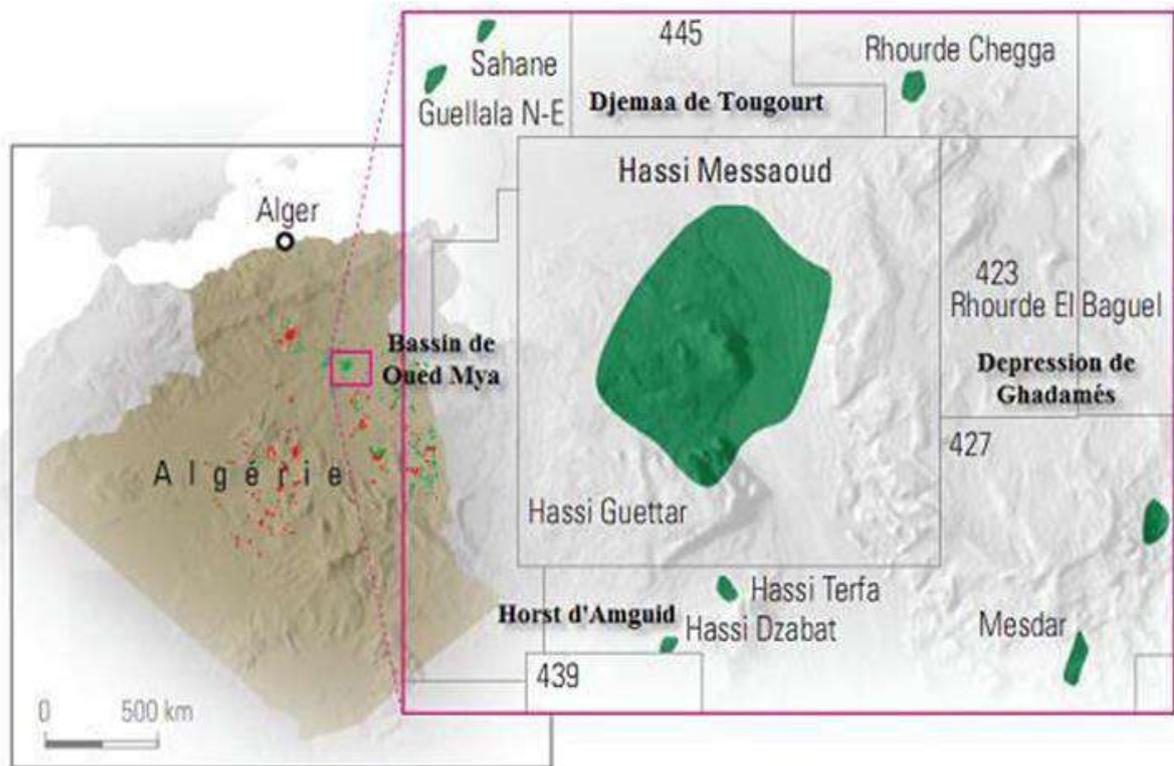


Figure3-1-Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

### 1-1 Situation géographique du puits MDZ492

Le puits MDZ492 est situé à l'Est de la zone 8 du gisement de Hassi Messaoud selon les coordonnées Lambert:

X = 825 074.13m

Y = 146 297.99 m

Z (sol) = 138 m

Z (table) = 143.6m

Coordonnées UTM:

X =228876.55

Y = 3528731.65 m

Zone: 32

Géographique: l'altitude 31° 51' 52,305 N - longitude: 6° 8' 4,004 E

### **SITUATION DU Puits OMLZ45 :**

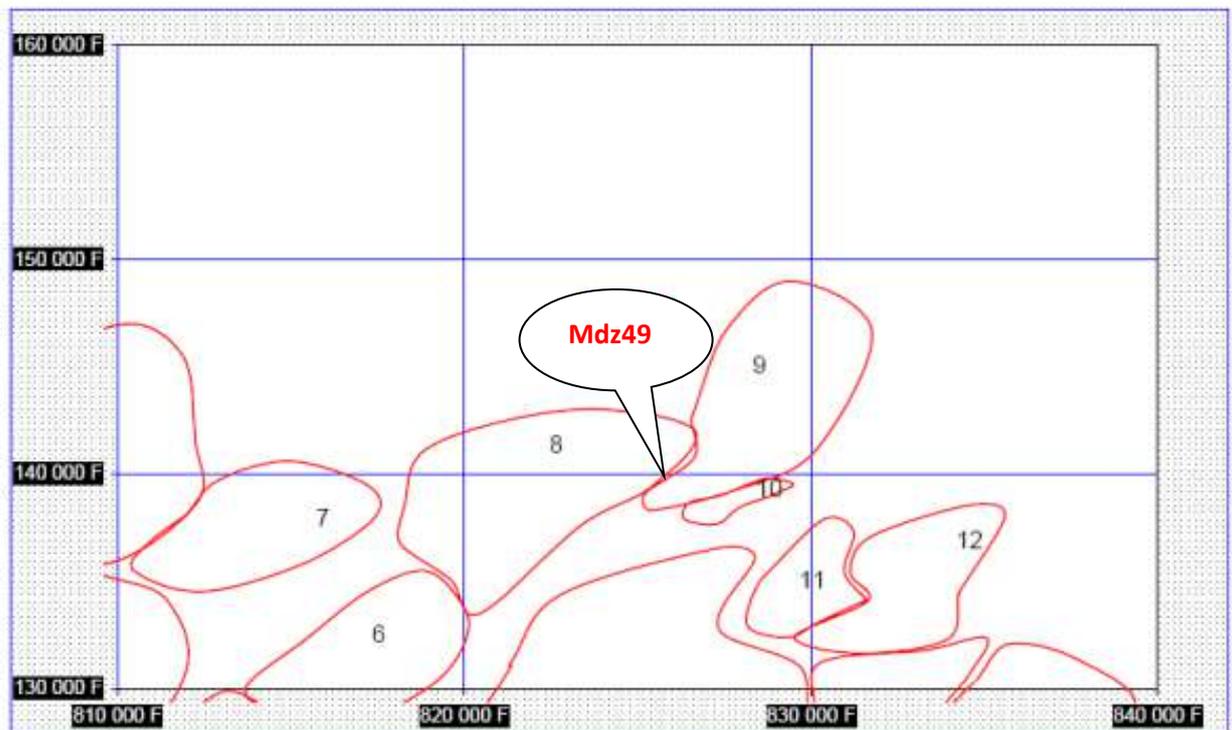


Figure3-2-Situation géographique de puits mdz492

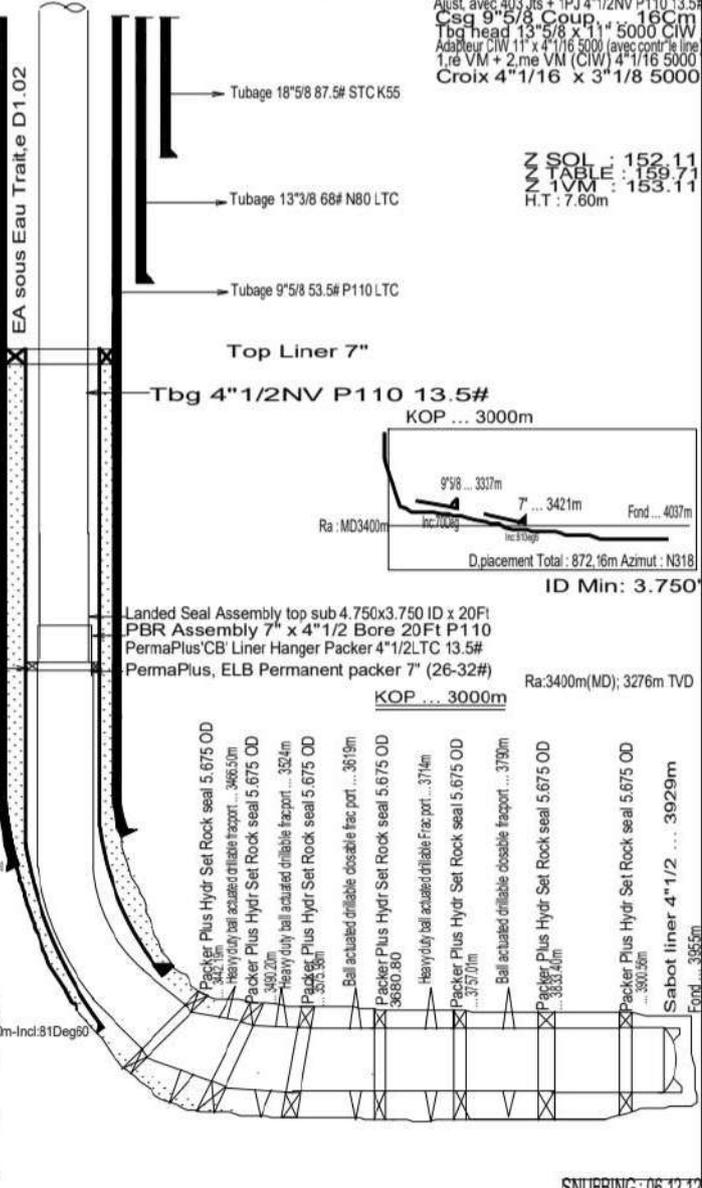
**SONATRACH  
DIVISION PRODUCTION  
REGION HASSI-MESSAOUD  
D.E.P**

# COMPLETION 4"1/2 NEW VAM P110 13.5# MDZ492

X = 808.334,26  
Y: 125.910,73

Olive CIW Taraud, e 4"1/2NV x 4"3/4 Acme (Equip. de Contr"le line)  
Ajust. avec 403 Jts + 1PJ 4"1/2NV P110 13.5#  
Csg 9"5/8 Coup. 16Cm  
Tbg head 13"5/8 x 11" 5000 CIW  
Adaptateur CIW 11" x 4"1/16 5000 (avec contr"le line)  
1.re VM + 2.me VM (CIW) 4"1/16 5000  
Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000

COTES	
ELEC/VM	SOND/TR
511.00	18"5/8
2335.00	13"3/8
2578.00	



**Composition de la completion**  
 Packer Plus Bullet style Re-entry Guide 4"1/2LTC  
 Flicat Collar With single Valve 4"1/2LTC  
 1Pup Joint 4"1/2LTC 13.5# P110  
 Packer Plus Fluted swivel centralizer 4"1/2LTC  
 Float collar with single Valve 4"1/2LTC  
 Packers plus toe circulating sub 4"1/2LTC  
 1Pup Joint 4"1/2LTC P110 L:1.85m  
 Cross over 4"1/2LTC x New Vam  
 2 Jts 4"1/2NV P110 13.5# L:19.24m  
 Cross Over 4"1/2LTC x New Vam  
 1Pup Joint 4"1/2LTC L:0.90m  
 Packer Plus fluted swivel 4"1/2LTC  
 Packer plus Hyd set rockseal 7" x 4"1/2LTC  
 1Pup Joint 4"1/2LTC L:1.82m  
 Cross over 4"1/2LTC x NV  
 2 Jts 4"1/2New Vam L:19.24m  
 Cross over 4"1/2LTC x NV  
 1Pup Joint 4"1/2LTC L:0.90m  
 Packer Plus fluted swivel centralizer 4"1/2LTC  
 2994.64  
 Packer Plus Dual external hydr activated fracport 4"1/2LTC  
 Packer Plus, fluted swivel centralizer 4"1/2LTC  
 1Pup Joint 4"1/2LTC L:1.83m  
 Cross-over 4"1/2NV x LTC P110  
 3 Jts 4"1/2LTC P110 13.5# L:28.51m  
 Cross-Over 4"1/2LTC x NV L:0.26m  
 1Pup Joint 4"1/2LTC L:0.94m  
 Packer Plus, Fluted swivel centralizer 4"1/2LTC L:0.3m  
 Packer Plus, Hyd set rockseal 7" x 4"1/2LTC L:1.6m  
 1Pup Joint 4"1/2LTC L:1.86m  
 Cross over 4"1/2LTC x NV L:0.3m  
 4 Jts 4"1/2LTC N80 13.5# L:37.92m  
 Cross Over 4"1/2LTC x NV L:0.26m  
 Sabot Guide P58 ... 3337m-TVD:3256m-Incl:81Deg60  
 1Pup Joint 4"1/2LTC P110 L:0.94m  
 Packer Plus, Ball actuated drillable closeable fracport L:1.6m  
 1Pup Joint 4"1/2LTC L:1.86m  
 Cross-Over 4"1/2LTC P110 L:0.3m  
 3 Jts 4"1/2LTC P110 13.5# L:27.97m  
 Cross-Over LTC x NV L:0.3m  
 1Pup Joint 4"1/2LTC P110 L:0.94m  
 Packer Plus Fluted swivel centralizer 4"1/2LTC L:0.3m  
 Packer Plus, Hyd set rockseal Open hole dual element Packer L:1.6m  
 1Pup Joint 4"1/2 P110 L:1.86m  
 Cross-Over NV x LTC L:0.3m  
 4 Jts 4"1/2NV P110 13.5# L:37.87m  
 Cross-Over LTC x NV L:0.3m  
 1Pup Joint 4"1/2LTC P110 13.5# L:0.94m  
 Packer Plus, Heavy duty ball actuated drillable fracport L:1.6m  
 1Pup Joint 4"1/2LTC P110 13.5# L:1.86m  
 Cross-Over NV x LTC L:0.3m  
 3 Jts 4"1/2NV P110 13.5# L:28.20m  
 Cross-Over LTC x NV L:0.30m  
 1Pup Joint 4"1/2LTC P110 13.5# L:0.94m  
 Packer Plus, fluted swivel centralizer 4"1/2LTC L:0.3m  
 Packer Plus, Hyd set rockseal Open hole dual element packer

Figure3- 3 Fiche technique du puits MDZ492

## 2- l'historique de production avant et après fracturation: mdz 492

Date Mesure	Diam. Duse (m m)	Unité Sépa r.	Débit (m³/ h)		GOR	Pression (kg/c m²)	Densité	K Psi	Débit Eau (l/ h)		Press.I nj (Bar)	Débit GL (M3/ J)
			Huile	Gaz					Press. Tete	Pres s. Pipe		
08/12/19 98	12.7	1440	7.9	1671. 40	179	43.4	0	5.1	.807 1	-	48	0.533
09/08/19 99	16.67	720	3.1	628.7 1	188	20.5	11.5	3.7	-	-	37	1.049
14/12/19 99	12.7	720	2.37	448.1 4	191	18.2	15.1	5	-	-	25	0.68
06/03/20 00	12.7	600	2.37	363.9 8	164	19.2	13.7	6.3	-	-	23	0.786
11/02/20 01	12.7	1440	1.88	281.6 0	155	15.8	14.8	4	-	-	18	0.513
07/05/20 07	18	600	2.52	2169. 83	860	16.2	13.5	3.67	.798	-	19	1.055 8
04/05/20 09	18	720	1.99	2500. 69	1254	19	14	4.79	.799	-	18	1.731 7
06/05/20 09	18	720	1.99	1330. 20	668	16	13.7	5.71	.795	-	19	1.260 6
23/12/20 08	12.7	600	4.77	756.4 7	159	32.3	13.4	5.1	.795	-	21	0.656 7
23/12/20 09	12.7	600	5.36	616.1 2	115	32.3	14	4.96	.796	-	27	0.585
27/12/20 09	15	600	8.53	492.2 3	58	30.9	14.7	5.66	.794	-	23	0.474
28/12/20 09	15	600	8.42	478.0 4	57	30.9	15.5	5.3	.795	-	22	0.480 5

01/02/20 10	null	Vx29	8.73	2105. 66	241	27.8	10.7	--	.816	-	11	0
31/10/20 11	17.46	Vx29	5.25	1144. 42	218	25.3	11.1	--	.803	-	30	0.828 5
18/12/20 12	17.46	655	3.58	888.1 0	248	29	13.5	5.3	.793	-	21	1.394 1
14/07/20 13	17.46	Vx29	4.03	1033. 10	256	16.7	13	--	.799	-	30	0.694 7
05/04/20 14	17	1440	4.02	928.5 9	231	16.8	13.6	13.05	.791	-	23	0.644 2
06/12/20 15	17	Vx29	3.95	1465. 91	371	17.9	12.4	--	.797	-	23	0.743 7
04/04/20 16	17	1440	3.36	1701. 46	506	19.2	13.7	13.66	.799	-	35	0.936 7
16/02/20 17	17	-	3.13	1548. 32	495	22	14	13.97	.778	-	14	1.152 9
09/03/20 18	17	1440	2.91	1544. 49	531	24.3	13.8	13.26	.798	-	21	1.370 2
10/02/20 19	13	Vx29	2.55	1848. 35	726	32	13.5	--	.796	-	19	1.272 1
02/02/20 20	13	Vx40	2.4	2222. 35	925	31.6	16.2	--	.789	-	22.1	1.330 7
27/09/20 21	13	Vx40	1.85	2344. 75	1268	29.3	12.4	--	.79	-	29.6	1.603 1
06/10/20 21	14	Vx40	1.76	2167. 50	1232	26.2	12.7	12.85	.792	-	36.3	1.721 6

Tableau3-1 : l'historique de production avant et après fracturation: mdz 492

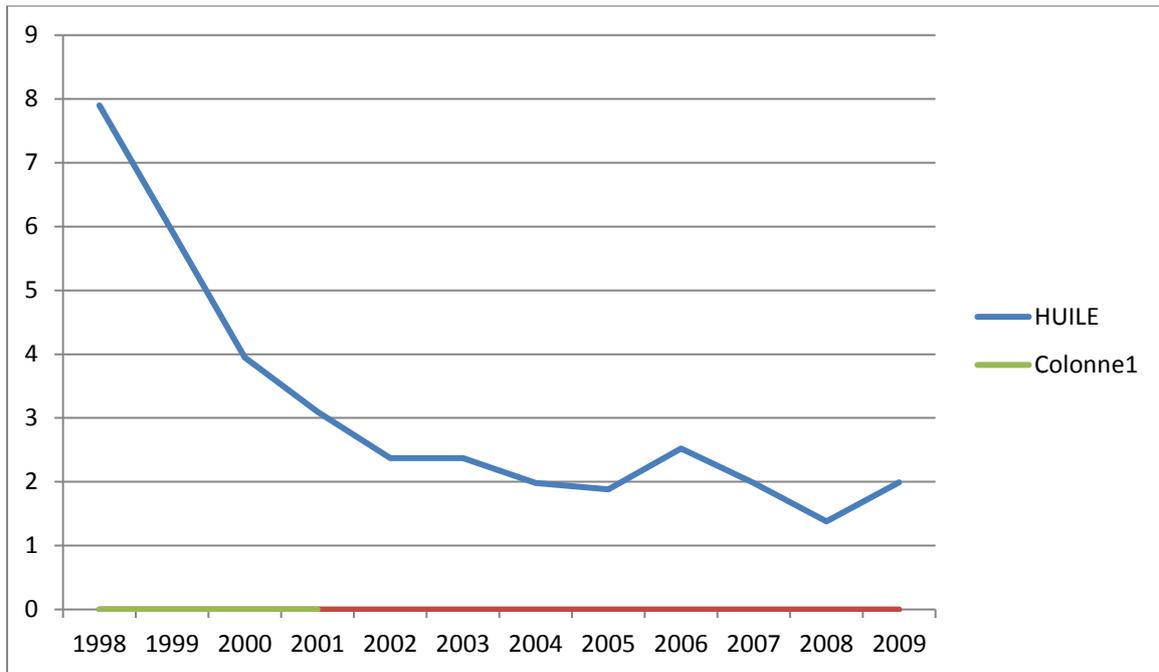


Figure 3-4:

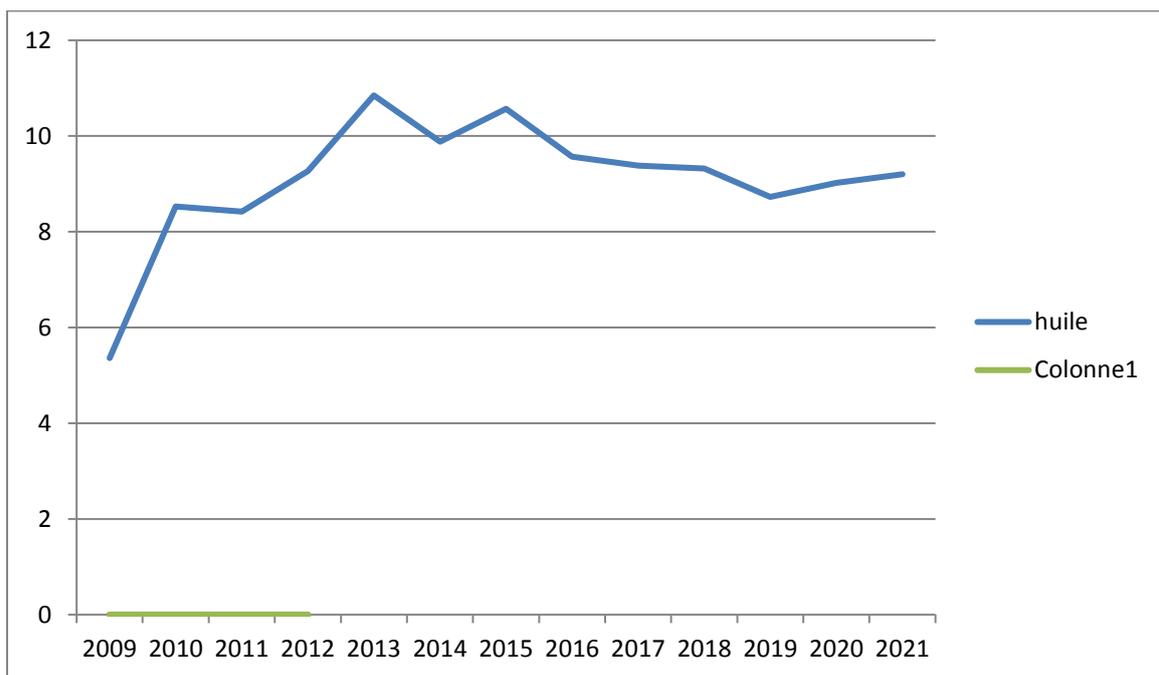


Figure3-5: de production après fracturation

**On remarque une diminution importante du débit avant fracturation, mais après fracturation, le débit est revenu pour augmenter et se stabiliser**

### **3-Skin :** (coefficient d'endommagement)

Le skin est l'un de l'endommagement qui a lieu dans le réservoir d'hydrocarbures pendant sa vie.

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin.

Il décrit les changements dans la zone proche du puits. Ces changements sont dus à plusieurs problèmes qui peuvent être provoqués pratiquement par n'importe quelle activité pétrolière, telle que le forage, la perforation et la stimulation. Le skin est un facteur sans dimensions qui peut être obtenu à partir d'un essai de puits, qui traduit la liaison entre, le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire ( $\Delta P_{\text{skin}}$ ) localisée aux abords du puits.

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

- Les perforations : Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur  $360^\circ$ , mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin  $S_p$  appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perfos, de leurs répartitions et leurs puissances de pénétration,

- La pénétration partielle : La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une épaisseur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Ceci sera le cas lorsque l'on voudra se prémunir contre des venues d'eau ou de gaz prématurées, ou que l'on se trouvera en présence d'une barrière argileuse. Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin  $S_c$ ) qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée.

Endommagement global : Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

Le calcul du skin donne trois possibilités sont :

- $S > 0$  : réservoir endommagé
- $S = 0$  : productivité normal (ou réservoir restauré)
- $S < 0$  : puits stimulé

#### **4-conclusion :**

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

## 4-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 :

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

$$K_h = 60 \text{ md}$$

$$S_w = 0,21$$

$$D \text{ (profondeur)} = 3000 \text{ m.}$$

$$K_v = 12 \text{ md}$$

$$S_{or} = 0,20$$

$$h = 120 \text{ ft}$$

$$B_o = 1,2 \text{ RB/STB}$$

$$\Phi = 0,11$$

$$\mu_o = 0,6 \text{ cp}$$

$$\Delta\rho = 16,26 \text{ lb/ft}^3$$

$$F = 50\% \text{ (aquifère très actif)}$$

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 :

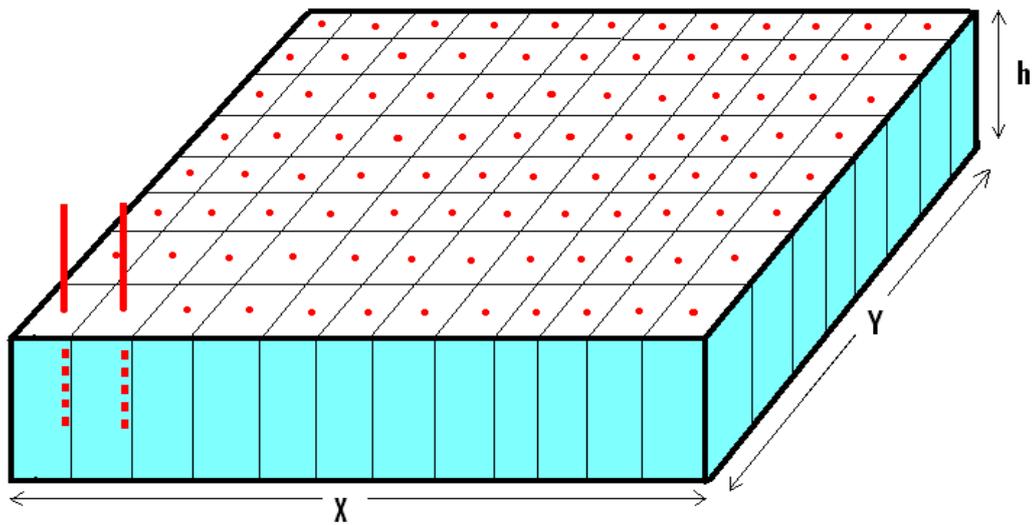


Figure 3-6: implantation des puits verticaux.

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 :

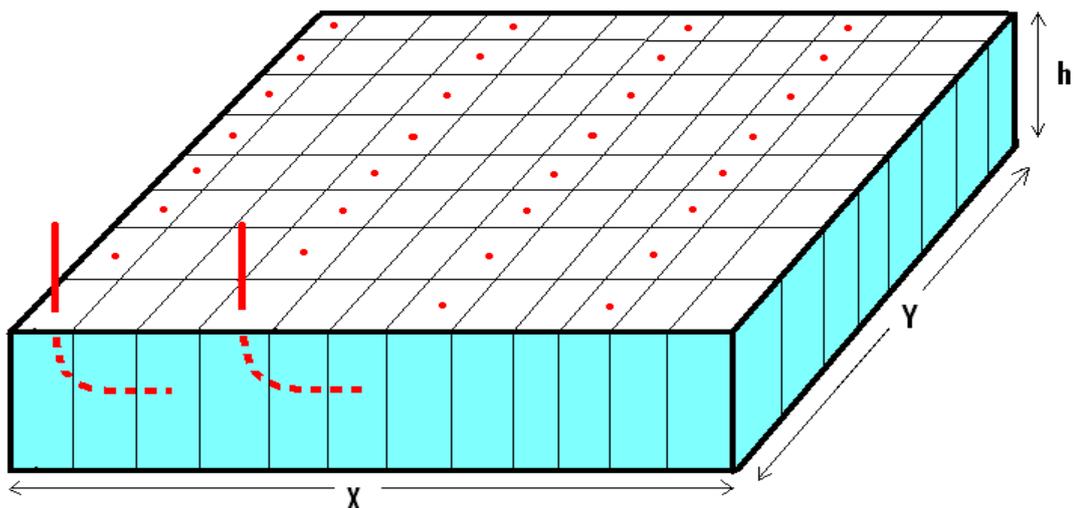


Figure 3-7: implantation des puits horizontaux.

## 2) Calcul des réserves en place :

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

$$V_{\text{res}} = 193336579,9 \text{ barils.}$$

## 3) Volume à récupérer pour dépléter le réservoir:

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

Tel que F: le coefficient de récupération.

$$V_{\text{récupéré}} = 96668289,94 \text{ barils.}$$

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

$$V_{\text{ch}} = V_{\text{récupéré}} / 32 \quad \xrightarrow{\text{implique}} \quad V_{\text{ch}} = 3020884,061 \text{ barils.}$$

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

$$V_{\text{cv}} = V_{\text{récupéré}} / 96 \quad \xrightarrow{\text{implique}} \quad V_{\text{cv}} = 1006961,354 \text{ barils.}$$

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 :

t (day)	$\Delta t$ (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		

Tableau 3-2 : l'évolution du cumul de production des deux puits.

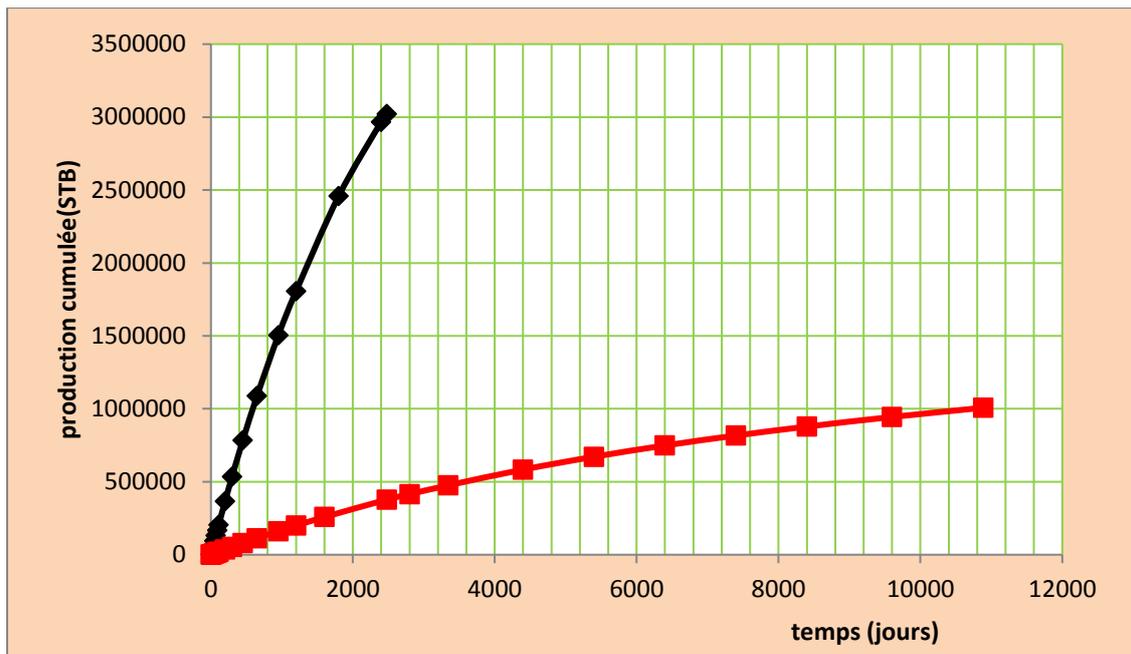


Figure 3-8 : évolution du cumul de production des deux puits.

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 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 :

$$7.10^6 + 3.V_{ch} = 75.V_{ch} \xrightarrow{\text{implique}} V_{ch} = 97222,22 \text{ barils.}$$

D'après la figure de l'évolution de cumul de production, on aura le POT  $\approx 52$  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.*

## 4. Conclusion et recommandations:

### 4-1.conclusion :

L'étude technique et économique 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.
- ✚ Le choix de l'azimute se base sur l'anisotropie horizontale, de telle façon que le drain soit dirigé dans la direction de la faible perméabilité pour avoir un meilleur drainage.
- ✚ 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 fermés, l'influence de l'excentricité du drain est négligeable.
- ✚ Dans les réservoirs alimentés, les puits horizontaux sont plus performants du fait qu'ils peuvent produire avec des débits élevés sans avoir des percées rapides (coning).
- ✚ Dans les réservoirs de gaz à forte perméabilité, les puits horizontaux représentent la meilleure solution pour réduire la chute de pression causée par la turbulence à cause de leur grande longueur effective.
- ✚ 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.

✚ Contrairement au puits short radius, les puits medium et long radius sont plus performants que la fracturation hydraulique à cause de la diminution considérable de la conductivité de la fracture avec la longueur ce qui n'est pas le cas avec les puits horizontaux.

✚ Economiquement, les puits horizontaux :

- Ont un prix de revient proche à celui des verticaux.
- Ont un POT plus petit que celui des verticaux.

#### **4-2.recommandations:**

1) Pour le champ de Hassi Messaoud, on recommande de :

- ✚ Ne pas forer des drains dans la direction de l'alimentation artificielle (eau ou gaz).
- ✚ Utiliser la sismique 3D pour bien cibler les zones de bonne caractéristiques petrophysiques (perméabilité...), et éviter la percée de l'eau.
- ✚ Forer des short radius ou des doubles drains horizontalement et ne pas forer les slant ou les long radius (réservoir très hétérogène).

2) Pour les autres champs algériens :

- ✚ Utiliser le forage horizontal dans les réservoirs tight comme l'ordovicien de berkine avec une complétion adéquate de telle façon à pouvoir les fracturer.
- ✚ Faire une étude approfondie avec les experts sur la possibilité d'application des puits horizontaux dans les champs algériens.

3) les puits horizontaux peuvent épuiser les réservoirs rapidement, donc cette technique représente une solution pour les sociétés de production qui exploitent des réservoirs sous contrat à cause de leur rapidité d'épuisement.

## Référence :

- 1/ **Joshi** , Horizontal Well Technology \_2 , **pennwell publishing company, 1991.**
- 2/ **Jean-Paul Szezuka Edition 3.3** , Forage dirigé « Ingénierie et méthodes » , **ENSPM , Juin 2005.**
- 3/ **Jean-Paul Szezuka Edition 3.3** ,Ingénierie du forage dirigé,
- 4/ **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** ».
- 6/ **Ahmed Tarek & Paul McKinney**, Advanced Reservoir Engineering, **ELSEVIER , 2005.**
- 7/ **Chaudhry**, Oil well testing handbook, **ELSEVIER, 2004.**
- 8/**SPE65496**: Horizontal Well Performances in Hassi-Messaoud Oil Field.
- 9/ Well Evaluation Conference (**WEC-Algérie, 2007**).
- 10/ Horizontal Wells, **Teknica petroleum services, Alberta 2001.**
- 11/ Multilateral Wells, **Sonatrach 2005.**
- 12/ We are Halliburton, **Algeria 2009.**
- 13/ **Djebbar Tiab et Erle C. Donaldson**, Petrophysics : Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, **ELSEVIER, 2004.**
- 14/ **Ahmed Tarek**, hydrocarbon phase behavior, **gulf publishing company, 1989.**