

N° Série : ...../2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de  
l'Univers

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**AMROUCI Abdelfateh, GUEDJOU DJ Houssam Eddine, SAIDANI Adda**

-THEME-

---

**ETUDE DE L'EFFET DE CONE D'EAU SUR LA PRODUCTION DES  
HYDROCARBURES**

---

Soutenue le : 08 / 06 / 2022 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président	BOUCHIREB. O	MCB	Univ. Ouargla
Examineur	BRAHMIA. N	MCB	Univ. Ouargla
Encadrant	FROUHAT. R	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

# REMERCIEMENT

En premier lieu nous tenons à remercier le « bon Dieu » pour la patience et la santé qu'il nous a offertes tout au long de nos études, sa bienveillance ainsi que la volonté de mener à bien ce travail.

Nous remercions également à nos enseignants qui nous ont accompagnés durant notre parcours universitaire, pour le savoir qu'ils nous ont transmis, et aussi parce qu'ils nous ont appris à aimer la spécialité.

Nous remercions monsieur l'encadrant FROUHAT Rachid pour son encadrement.

Nos profonds remerciements pour les membres de jury monsieur BOUCHIREB

Ouahab et monsieur BRAHMIA Nabil qui ont accepté d'évaluer ce travail.

Et puis, nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à nos familles, nos amies et à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

# DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail tout d'abord à la mémoire de ma très chère et douce  
maman, que Dieu aie son âme.*

*À mon très cher père, Qui a toujours été avec moi et qui m'a donné un  
magnifique modèle de labeur, et de persévérance, de soutien tout au long de  
mon cycle d'étude, que le bon dieu me le garde.*

*A mon frère et mes sœurs,*

*A mes tantes, mes oncles, mes cousines et cousins.*

*Ainsi qu'à toute la famille **AMROUCI** et **BOUKHATEM** qui n'ont cessé d'être  
pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.*

*Je dédie ce modeste travail à mes deux chères collègues **HOUSSAM** et **ADDA** et  
toutes personnes contribué à la réussite de ce travail, et chez qui j'ai trouvé  
l'entente dont j'avais besoin.*

**AMROUCIAbdelfateh**

# DÉDICACE

*J'ai le grand plaisir de dédire ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère*

*Mes chers parents qui m'ont toujours soutenu et qui ont répondu présents tout au long de mes études,*

*Ma mère qui a été toujours là pour moi dans tous les moments difficiles, que Dieu la protège.*

*Mon père qui m'a encouragé et qui veille sur moi que Dieu le garde.*

*Milles dédicaces ne puisse exprimer mes sincères sentiments pour leurs grands sacrifices.*

*A Mon source de force et mon bras droit Islam*

*A mon frère Wassim et mes sœurs Ilham et Tassnim*

*A mes tantes, mes oncles, mes cousines et cousins.*

*A mes chers compagnons au long de mon parcours*

*A tout la famille **Guedjoudj** et **Aourar***

*A tous ceux qui me connaissent de loin ou de près et qui ont contribué à la réalisation de ce modeste travail.*

**GUEDJOU DJ Houssam Eddine**

# DÉDICACE

*Aux personnes les plus chères au mondes qui m'ont permis d'arriver à ce que je suis maintenant, grâce à leur encouragement, leur dévouement répété matériel qu'immatériel et leur prières, je vous dédie le fruit récolté après tant d'années d'efforts A vous MES PARENTS*

*Je dédie ce modeste travail tout d'abord à mon cher père.*

*Ma mère qui a été toujours là pour moi dans tous les moments difficiles, que dieu la protège*

*A mes sœurs.*

*A Tous mes amis.*

*A mes chers collègues : Houssam, Abdelfattah*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de ce modeste travail.*

**SAIDANI Adda**

## RESUME

---

### ملخص :

أثناء إنتاج المحروقات، يعتبر تدفق المياه من أكثر المشاكل الاقتصادية والبيئية شيوعًا في هذا المجال، ويعتبر عقبة أمام المنتجين بسبب الآثار السلبية على الإنتاج مثل انخفاض الإنتاجية. يعتبر مخروط الماء من بين مشاكل المتعلقة بتدفق الماء، فهو عبارة عن حركة واجهة النفط-الماء نحو منطقة إنتاج البئر في شكل مخروط. تم تطوير عدة طرق لتحديد المخروط، و التي تسمح بتحديد طرق ووسائل للسيطرة على هذه الظاهرة لاستعادة الإنتاج. يدرس هذا العمل ظاهرة المخروط المائي، طرق تحديده، وطرق التحكم به والحلول الموصى بها لتلافي هذه الظاهرة.

**الكلمات المفتاحية :** إنتاج، محروقات، مخروط الماء، تسرب الماء، مشاكل الماء، معدل الإنتاجية، معدل الإنتاجية الحدي.

### Résumé :

Pendant la production des hydrocarbures, les venues d'eau sont parmi les problèmes économiques et environnementaux les plus courantes dans le domaine, se sont considérer comme un obstacle pour les producteurs à cause des effets négatifs sur la production tels que la diminution de la productivité. Le cône d'eau est parmi les problèmes liés aux venues d'eau, c'est le mouvement de l'interface huile-eau vers l'intervalle de production de puits sous la forme de cône. Plusieurs méthodes d'identification de coning sont développées, elles permettent de définir des méthodes et des moyens pour contrôler ce phénomène pour restaurer la production. Ce travail, étudie le phénomène de cône d'eau, l'identification, et les méthodes de contrôles et les solutions recommandées pour éviter phénomène.

**Mots clés :** Production, cône d'eau, coning, venues d'eau, taux de productivité, taux critique de production,

### Abstract :

During the production of hydrocarbons, water inflow is one of the most common economic and environmental problems in the field; it is considered as an obstacle for producers because of the negative effects on production such as decreased productivity. Water coning is among the problems related to water inflow; it is the movement of the oil-water interface towards the well production interval in the form of coning. Several methods of coning identification are developed; they allow to define methods and means to control this phenomenon to restore the production. This work, studies the phenomenon of water coning, the identification, and the control methods and solutions recommended to avoid phenomenon.

**Key words:** Production, water coning, water inflow, water problems, production rate, critical production rate.

---

# TABLE DES MATIERES

---

## Table des matières

<b>Remerciement</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>II</b>
<b>Table des matières</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>V</b>
<b>Liste des abréviations</b>	<b>VI</b>
<b>Résumé</b>	<b>VII</b>

<b>Introduction :</b> .....	<b>1</b>
-----------------------------	----------

<b>CHAPITRE I : GENERALITE SUR LES VENUES D'EAU</b> .....	<b>2</b>
---	----------

I.1	Introduction :.....	3
I.1.1	Gisement d'hydrocarbures :.....	3
I.1.2	Définition d'un gisement d'hydrocarbures :.....	4
I.1.3	Fluides contenus dans le réservoir : .....	4
I.1.4	Différents types de gisements :.....	4
I.2	Récupération des hydrocarbures : .....	5
I.2.1	La récupération primaire :.....	5
I.2.2	La récupération secondaire :.....	5
I.2.3	La récupération tertiaire : .....	5
I.3	Production d'eau :.....	6
I.3.1	Facteurs déplacent l'eau vers le puits: .....	6
I.3.2	Paramètres augmentant les venues d'eau: .....	7
I.3.3	Les effets des venues d'eau: .....	7
I.4	Causes des problèmes de production d'eau : .....	8
I.4.1	Problèmes mécaniques :.....	9
I.4.2	Problèmes liés à la complétion :.....	9
I.4.3	Problèmes liés aux réservoirs :.....	11

---

# TABLE DES MATIERES

---

## **CHAPITRE II : LE PHENOMENE DE CONE D'EAU..... 14**

II.1	Introduction :.....	15
II.2	Le phénomène de coning :.....	15
II.2.1	Définition :.....	15
II.2.2	Les facteurs influençant le coning :.....	17
II.3	La prédiction du cône d'eau :.....	17
II.4	Coning dans un puits vertical :.....	18
II.4.1	Corrélations de taux critiques de puits verticaux :.....	18
II.4.2	Temps de rupture dans les puits verticaux :.....	19
II.4.3	Calculs des performances des puits après la percée :.....	21
II.5	Coning dans un puits horizontal :.....	22
II.5.1	Corrélations des taux critiques de puits horizontaux :.....	22
II.5.2	Temps de rupture en puits horizontal :.....	24
II.6	Méthodes de contrôles du cône d'eau :.....	26
II.6.1	Perforation squeeze-off et recompletion:.....	26
II.6.2	Conformance technology - water shutoff :.....	27
II.6.3	Méthode de pénétration totale:.....	27
II.6.4	Technologie de puits Horizontal :.....	27
II.6.5	Technologie de separation d'eau-huile de fond:.....	28
II.6.6	Méthode de Downhole water sink (DWS) :.....	29
II.6.7	Downhole water loop (DWL) :.....	30
II.6.8	Complétions Intelligentes :.....	31

## **CHAPITRE III : ETUDE DE CAS DES TROIS PUITS DANS LE CHAMP DE HMD. .... 33**

III.1	Introduction :.....	34
III.2	Historique du champ de Hassi-Messaoud :.....	34
III.3	Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud :.....	34
III.4	Caractéristique du gisement de Hassi Messaoud :.....	37
III.4.1	Les principaux réservoirs pétroliers :.....	37
III.4.2	Caractéristiques des fluides :.....	37
III.5	Le logiciel d'analyse de puits et réservoirs OFM :.....	37
III.6	Etude de cas :.....	38
III.6.1	La localisation des trois puits :.....	38
III.6.2	Les données de jaugeage de puits HGA8 :.....	38

---

# TABLE DES MATIERES

---

III.6.3	Les données de puits MDZ556 :.....	39
III.6.4	Les données de puits HGA16 :.....	40
III.7	L'interprétation de Chan plot :.....	40
III.8	Conclusion :.....	43
<b>Conclusion :</b> .....		<b>44</b>
<b>Recommandation :</b> .....		<b>45</b>
<b>Références bibliographie :</b> .....		<b>46</b>
<b>ANNEX</b> .....		<b>50</b>



# LISTE DES FIGURES

---

## Liste des figures

Figure I-1: Coupe schématique d'un réservoir d'hydrocarbures. [1] .....	3
Figure I-2: Différents types de gisements. [1] .....	4
Figure I-3: Les différents types de récupération assistée. [2] .....	6
Figure I-4: Les problèmes mécaniques de tubage. [33] .....	9
Figure I-5: Les canaux derrière le tubage. [33] .....	10
Figure I-6: Les fractures hors de la zone. [33] .....	11
Figure I-7: Channeling. [33] .....	12
Figure I-8: Le coning. [33] .....	13
Figure II-2: Cône latéral. [1] .....	15
Figure II-1: Cône vertical. [1] .....	15
Figure II-3: Différentes situations de cône. [1] .....	16
Figure II-4: Situation de coning d'eau (crête) dans le cas d'un puits horizontal. [1] .....	16
Figure II-5: Schema de cône d'eau et de gaz dans un puits producteur. [10] .....	18
Figure II-6: Efficacité du balayage pour les puits horizontaux et verticaux. [5] .....	25
Figure II-7: schema de puits Horizontal. [11] .....	28
Figure II-8: schemade Downhole oil-water separation. [12] .....	29
Figure II-9: Schéma de Downhole water sink. [13] .....	30
Figure II-10: Schema de Downhole water loop. [13] .....	31
Figure II-11: Schema de completion intelligent. [14] .....	32
Figure III-1: Situation géographique du champ de hmd. ....	35
Figure III-2: Situation géologique des champs de HMD. ....	36
Figure III-3: La zonation du champ de HMD. ....	36
Figure III-4: Localisation des puits dans le champ de Hassi Messaoud. ....	38
Figure III-5: WOR et la Dérivé WOR' de puits HGA8. ....	40
Figure III-7: WOR et la Dérivé WOR' de puits MDZ556. ....	41
Figure III-9: WOR et la Dérivé WOR' de puits HGA16. ....	42

---

# LISTE DES TABLEAUX

---

## Liste des tableaux

Tableau III-1: Les données de jaugeage de puits HGA8.....	39
Tableau III-2: Les résultats des testes de puits MDZ556. ....	39
Tableau II-1: La comparaison entre les méthodes de contrôle de coning d'eau. ....	50



# SYMBOLES ET ABREVIATIONS

---

## Liste des symboles et abréviations :

**EOR** : enhanced oil recovery.

**WOR** : Water Oil Ratio.

$k_v$  : la perméabilité verticale (md).

$Q_{oc}$  : Le débit critique d'huile .

$\rho_o$  : la masse volumique d'huile.

$\rho_w$  : la masse volumique d'eau.

$r_e$  : Le rayon de drainage.

$r_w$  : Le rayon de puit.

$k_o$  : La perméabilité d'huile.

$\mu_o$  : La viscosité d'huile.

$B_o$  : Le facteur volumétrique de formation.

$h$  : Oil column thickness ft.

$h_p$  : Perforated interval.

$Z$  : Hauteur de cône sans dimension.

$Q_o$  : le débit d'huile (STB/day).

$t_{BT}$  : le temps nécessaire à la percée (days).

$\phi$  : La porosité.

$M$  : la mobilité..

$\mu_w$  : la viscosité d'eau.

$qC^*$  : dimensionless function.

$Q_{oc}$  : le débit critique d'huile .

$k_h$  : la perméabilité horizontale (md).

$(k_{rw})_{sor}$  : water relative permeability at residual oil saturation.

$h(k_{ro})_{swc}$  : oil relative permeability at connate water saturation.

$(f_w)_D$  : Water cut adimensionnel.

$(t_D)_{BT}$  : Temps de percée adimensionnel.

$(WC)_{limit}$  : Limite water cut adimensionnel.

$r_{eh}$  : Rayon de drainage des puits horizontaux.

$A$  : La zone de drainage du puits.

$\pi$  : constante d'Archimède (pi).

$L$  : la longueur de puit.

$r'_w$  : Rayon effectif du puits de forage.

$a$  : La moitié du grand axe de l'ellipse de drainage.

$D_b$  : the distance from the original WOC to the bottom of the perforations ft.

$Ye$  : half distance between two lines of horizontal wells.

$L$  : length of horizontal well (ft).

---

## SYMBOLES ET ABREVIATIONS

---

**$L_D$**  : longueur du puits adimensionnelle.

**$z_{WD}$**  : distance verticale adimensionnelle.

**$S_{wc}$**  : la saturation d'eau résiduelle.

**$S_{or}$**  : la saturation d'huile résiduelle.

**$E_s$**  : sweep efficiency, dimensionless.

**$q_D$**  : le débit dimensionnel.

**OWC**: contact eau-huile.

**DWL**: downhole water loop.

**DWS**: downhole water sink.

**DWI**: downhole water.

**DOWS**: downhole oil-water separation.

**WDI**: Water drainage interval.

**WRI**: Water reinjection interval.

**VCI**: vanne de regulation d'entrée.

**THDWL**: thin-horizontal downhole water.loop.

**HMD**: Hassi Messaoud.

---

# INTRODUCTION GENERALE

---

## **Introduction :**

La demande énergétique mondiale dominée par les énergies fossiles et notamment les hydrocarbures, Suite à l'augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures et la diminution du nombre de nouvelles découvertes par année, on est dans la nécessité d'optimiser la production des hydrocarbures manière plus efficace et plus économique.

Au cours de la vie de la plus part des puits, le pourcentage d'eau dans le fluide produit ne cesse d'augmenter, cette production d'eau représente un problème d'ordre technique, économique et environnemental lors de l'exploitation des gisements pétroliers. Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité ou même la fermeture des puits et d'un accroissement des coûts opérationnels liés à la nécessité de transporter, séparer et stocker des grandes quantités d'eau. Elle peut aussi créer des impacts irréversibles sur l'environnement, si elle n'est pas bien prise en charge lors de stockage et de décharge. Des problèmes induits tels que la corrosion des équipements tubulaires ou les dépôts sont souvent rencontrés. Il en résulte une fermeture prématurée de ces puits du fait d'une production devenue non économique. [3]

Parmi les problèmes liés à la production d'eau le phénomène de cône d'eau (coning), cela se produit lorsqu'une différence de pression autour du puits (drawdown) provoque un mouvement de l'interface huile-eau WOC vers l'intervalle de production en forme de cône. Ainsi, le problème de cône d'eau est considéré comme un obstacle pour les producteurs à cause de ses effets négatifs sur la production. Afin d'améliorer la production, il y a un ensemble des techniques et méthodes pour prévoir et contrôler ce problème.

Alors : Qu'est ce que le coning et ses effet? Et quelles sont les méthodes pour le contrôler ?

Pour atteindre l'objectif du travail, l'étude menée a été divisée en trois chapitres:

D'abord, dans le premier chapitre on présente une généralité sur les venues d'eau, la production d'eau, les facteurs déplaçant l'eau vers le puits, les effets des venues d'eau et les causes des problèmes d'eau.

Après, dans le deuxième chapitre est consacré au coning d'eau, la prédiction, l'identification et les différentes méthodes de contrôles.

En fin, le troisième chapitre présente une étude de cas sur trois puits sur le phénomène de cône d'eau dans le champ de Hassi Messaoud.

**CHAPITRE I :**

**GENERALITE SUR LES VENUES D'EAU.**

---

## I.1 Introduction :

La production d'eau pendant la production des hydrocarbures est l'un des obstacles les plus importants, dans ce chapitre, on va parler de gisement d'hydrocarbures, les différents types de gisement, les différents types de récupérations des hydrocarbures. Ensuite, la production d'eau, les facteurs déplaçant l'eau vers le puits, les effets des venues d'eau et en fin les différentes causes des venues d'eau.

### I.1.1 Gisement d'hydrocarbures :

Définition d'un réservoir d'hydrocarbures Un réservoir est une formation du sous - sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée d'hydrocarbures (huile (pétrole)/et ou gaz). Il est limité par une barrière de roches imperméables et souvent par une barrière aquifère. L'huile est contenue dans une roche poreuse appelée roche magasin ou roche réservoir. Entre la roche réservoir et la barrière de roches imperméables un dôme de gaz peut s'interposer. (La figure I-1) montre une coupe schématique d'un réservoir d'hydrocarbures. [1]

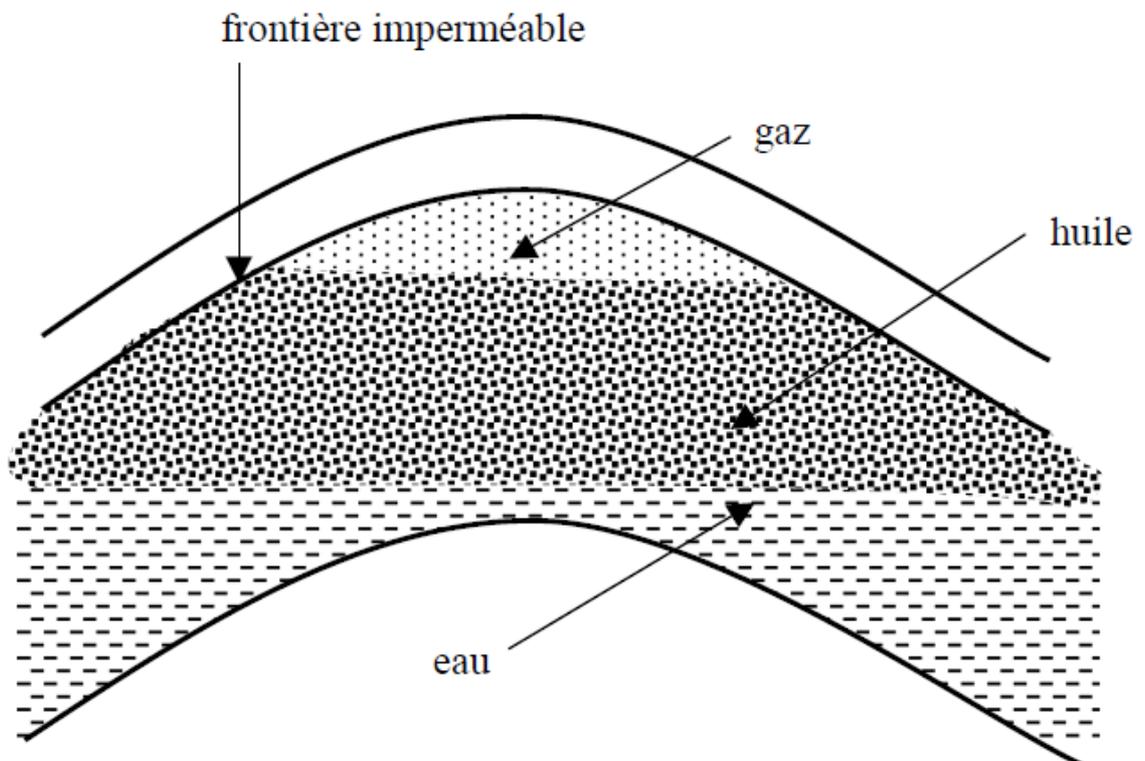


Figure I-1: Coupe schématique d'un réservoir d'hydrocarbures. [1]

**I.1.2 Définition d'un gisement d'hydrocarbures :**

Un gisement d'hydrocarbures est formé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux souterrains contenant des hydrocarbures liquides et/ou gazeux. Il faut noter que certains gisements sont constitués de plusieurs dizaines ou même de plusieurs centaines de réservoirs, superposés ou proches latéralement. [1]

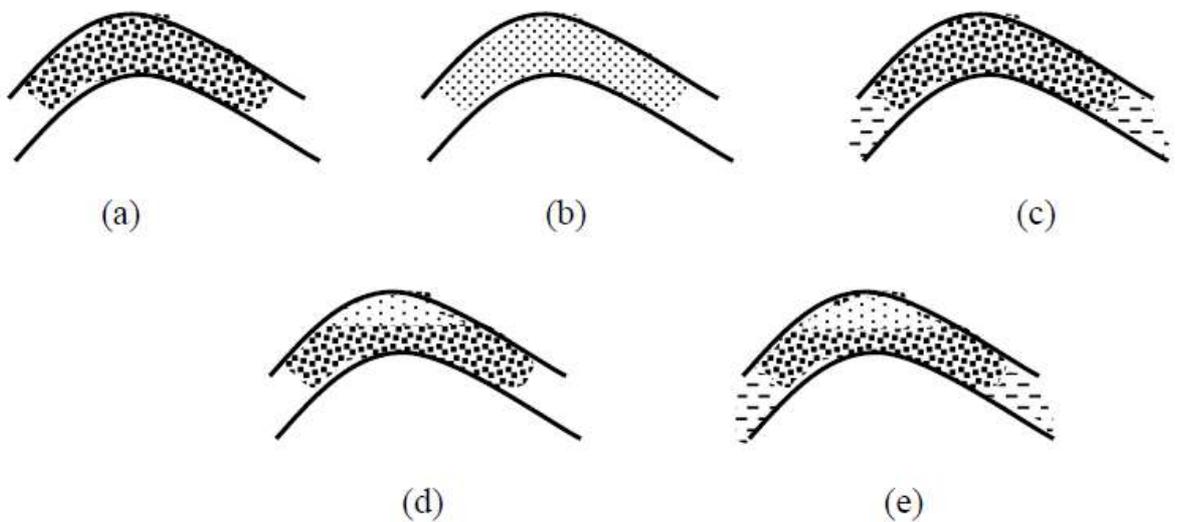
**I.1.3 Fluides contenus dans le réservoir :**

La disposition verticale des fluides contenus dans le réservoir est l'eau, l'huile et le gaz de bas en haut. Sont situés par les forces de gravité.

**I.1.4 Différents types de gisements :**

Les différents types de gisements d'huile qui peuvent être rencontrés sont [1] :

- Gisement d'huile monophasique (figure I-2a)
- Gisement d'huile avec expansion de gaz dissous (figure I-2b)
- Gisement d'huile avec aquifère (figure I-2c)
- Gisement d'huile avec un dôme de gaz (gaz - cap) (figure I-2d)
- Gisement d'huile avec un gaz - cap et un aquifère (figure I-2e)



**Figure I-2: Différents types de gisements. [1]**

**I.2 Récupération des hydrocarbures :**

Des puits sont forés dans les gisements de pétrole afin de drainer cette huile à la surface terrestre. Différents types de puits sont utilisés : verticaux, horizontaux et déviés. L'utilisation de l'un ou de l'autre type de puits s'appuie sur les aspects économiques mais aussi sur les caractéristiques du réservoir. [1]

La récupération du pétrole s'effectue par l'un des procédés suivants :

**I.2.1 La récupération primaire :**

L'huile est acheminée à la surface terrestre par drainage naturel, c.à.d. les puits sont ouverts à la production permettant la décompression du réservoir. [1]

- Expansion de gaz dissous.
- Drainage par un gaz – cap.
- Drainage par l'eau.

**I.2.2 La récupération secondaire :**

La récupération du pétrole par drainage naturel dépasse rarement les 30 à 40% [Cossé, 1993], c'est pourquoi d'autres techniques ont été mises en œuvre afin d'améliorer la récupération. Le mécanisme de récupération secondaire repose sur l'injection de fluides dans le réservoir pour un apport supplémentaire d'énergie. [1]

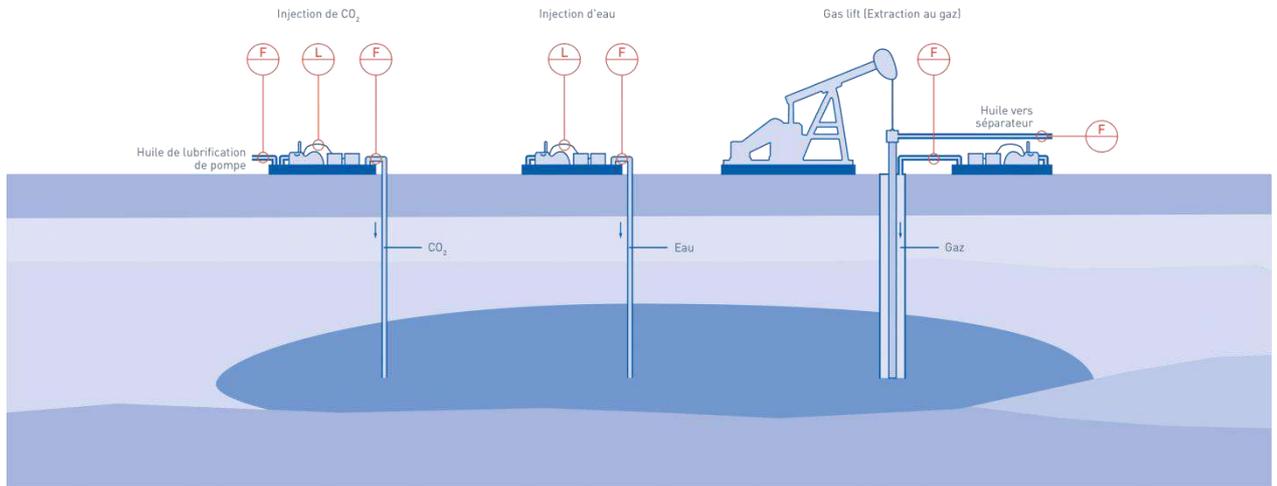
- L'injection d'eau.
- L'injection de gaz.

**I.2.3 La récupération tertiaire :**

L'injection d'eau ou de gaz non miscibles dans la roche réservoir conduit le plus souvent à une récupération moyenne (25 à 50%). D'autres méthodes sont alors utilisées en troisième phase lorsque la récupération secondaire devient inefficace, c'est ce que l'on appelle la récupération tertiaire ou améliorée. [1]

- Les méthodes non thermiques (injection de fluides miscibles et de polymères).

- Méthodes thermiques (injection de vapeur d'eau, combustion in - situ) appelées EOR (Enhanced Oil Recovery) et utilisées dans les réservoirs contenant des huiles lourdes.



**Figure 0-3: Les différents types de récupération assistée. [2]**

### I.3 Production d'eau :

La production d'eau est l'un des principaux problèmes techniques, environnementaux et économiques liés à la production de pétrole et de gaz. [33]

La mauvaise eau ne contribue pas à la production d'huile. L'eau est produite sans aucune trace d'huile. La production de mauvaise eau réduit la pression dans le réservoir. En général, c'est la même eau qui est recyclée au cours du processus de pompage, de séparation, de nettoyage et de réinjection. [33]

#### I.3.1 Facteurs déplacent l'eau vers le puits:

##### I.3.1.a Source des venues d'eau:

L'eau interstitielle originale de la couche réservoir où la saturation d'eau est plus grande que la saturation d'eau irréductible ou à partir des couches d'eau plus hautes ou plus basses. [3]

- Un aquifère actif de fond ou latéral.
- L'eau d'injection dans le cadre de la récupération secondaire.

##### I.3.1.b Gradient de pression:

La production des hydrocarbures est réalisée en créant un gradient de pression à travers la formation. Dans un puits entièrement perforé et pénétré dans la formation, le gradient

depression est horizontal aux abords de puits. Cependant, l'écoulement vers un puits partiellement pénétré ou perforé crée aussi, un gradient de pression vertical. De même, le gradient de pression s'accroît avec l'augmentation du débit. En conséquence, les grands débits font accélérer la remontée de la aquifère et entraînent une production d'eau excessive. [3]

### **I.3.1.c Perméabilité effective d'eau favorable:**

Pour que l'eau s'écoule à travers une zone, sa saturation doit dépasser la saturation irréductible. Au-delà de cette dernière, la perméabilité relative d'eau s'accroît avec l'augmentation de la saturation d'eau et celle des hydrocarbures décroît. L'huile et l'eau s'écoulent principalement à travers le chemin le moins résistant qui est la zone la plus perméable de réservoir. D'où, l'hétérogénéité de la perméabilité rend l'écoulement des fluides vers le puits complexe et n'est pas nécessairement à travers le chemin le plus court. [3]

### **I.3.2 Paramètres augmentant les venues d'eau:**

Certains paramètres favorisent l'accroissement de la production d'eau. On peut citer [3]:

- ✓ La perméabilité verticale.
- ✓ La dimension de l'aquifère.
- ✓ La pression différentielle.

### **I.3.3 Les effets des venues d'eau:**

Les venues d'eau ont plusieurs effets sur le système de production, parmi ces effets on peut citer:

- ✓ L'augmentation du débit d'eau à un débit de production totale maximale affecte sensiblement le débit d'huile. Cependant, le changement de la production d'huile est une fonction des pertes de charge et de viscosité aux différents rapports eau-huile, (Bourgoyne, 1986). [3]
- ✓ Le débit de production d'eau ne doit pas dépasser le débit maximum de la disposition. Ce dernier est défini par le volume d'eau de décharge autorisé, le débit limité des séparateurs (Georgie et al, 1992), la quantité d'eau qui peut être transportée efficacement par les installations et le débit de la réinjection d'eau. [3]

- ✓ Lorsque les venues d'eau sont un résultat des mécanismes de réservoir, la production d'eau peut induire une diminution significative des volumes d'huile accessibles et mobiles dans le réservoir (Kortekaas, 1985). Des débits plus élevés de la production d'eau d'une zone implique une augmentation de la saturation et de la perméabilité relative à l'eau. En conséquence, il sera plus difficile de produire l'huile. [3]
  
- ✓ L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment entre les grains qui tiennent la formation en place, permettant ainsi la production de sable (Coulter et al, 1987; Muecke, 1979). En conséquence, Les puits où la production d'eau est élevée peuvent avoir la plus faible chute de pression à travers le réservoir à laquelle la production de sable existe. [3]
  
- ✓ De la même façon que le débit d'eau affecte la corrosion, l'eau produite tend à former des dépôts suivant plusieurs manières, plus la production d'eau augmente, plus les dépôts se forment plus vite. Lors de la programmation d'un plan d'injection d'eau, on doit prendre en considération la composition chimique d'eau d'injection (Patton, 1974). Si le mélange d'eau d'injection et de la formation entraîne la formation des dépôts, cette dernière peut être augmentée considérablement lors de la percée d'eau d'injection dans les puits producteurs (Thomas, 1987). [3]

#### **I.4 Causes des problèmes de production d'eau :**

Les causes de la production d'eau peuvent être divisées en plusieurs catégories, notamment les problèmes mécaniques, les problèmes liés à la complétion et les problèmes liés au réservoir.

### I.4.1 Problèmes mécaniques :

Une mauvaise intégrité mécanique du tubage, comme les trous dus à la corrosion, l'usure et les fissures dues à des défauts, une pression excessive ou la déformation de la formation, contribue aux fuites de tubage. Les fuites de tubage se produisent souvent lorsqu'il n'y a pas de ciment derrière le tubage. Les fuites de tubage entraînent une entrée d'eau indésirable et une augmentation inattendue de la production d'eau. En outre, l'entrée d'eau dans le puits de forage peut endommager la formation productrice en raison de l'invasion du fluide. [4]

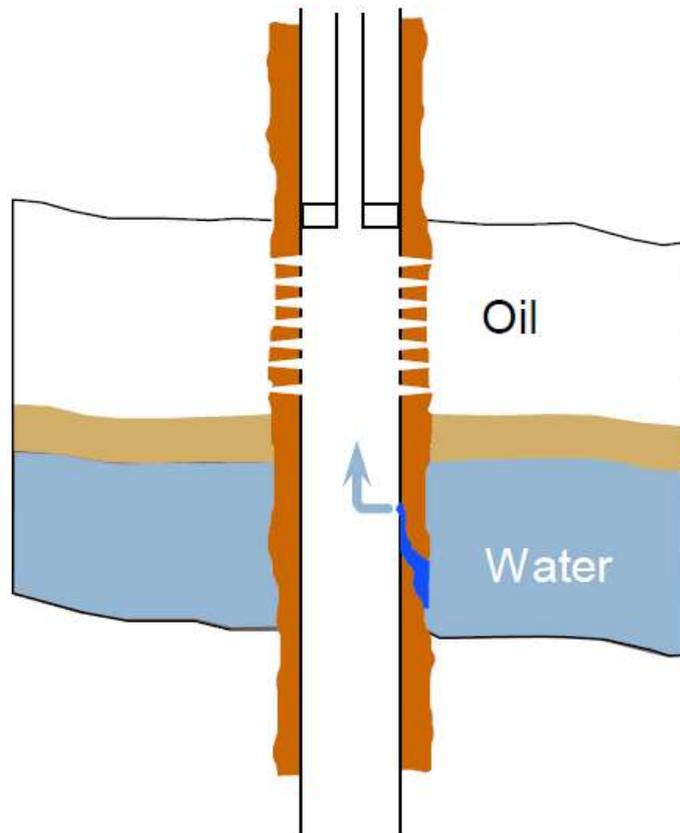


Figure I-4: Les problèmes mécaniques de tubage. [33]

### I.4.2 Problèmes liés à la complétion :

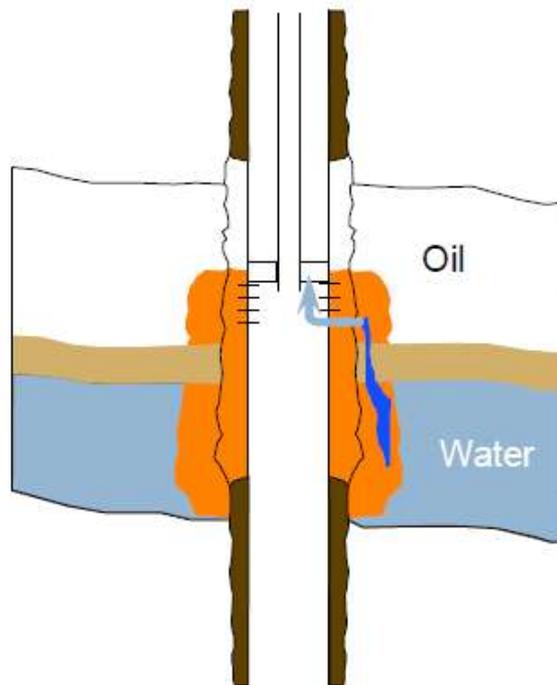
#### I.4.2.a Complétion dans ou près de la zone d'eau :

La complétion dans les zones où la saturation en eau est supérieure à la saturation en eau irréductible permet de produire l'eau immédiatement. Souvent, des barrières imperméables (par exemple, du schiste ou de l'anhydrite) séparent les strates contenant des hydrocarbures de

la zone saturée en eau qui pourrait être la source de la production excessive d'eau. Cependant, les barrières peuvent se rompre près du puits et permettre au fluide de migrer à travers le puits. Même si les perforations se situent au-dessus du contact initial eau-pétrole ou eau-gaz, la proximité permet une production plus facile et plus rapide de l'eau par coning ou crêtage. [4]

#### **I.4.2.b Canaux derrière le tubage :**

Les canaux derrière le tubage peuvent résulter d'une mauvaise liaison ciment-casing ou ciment-formation.<sup>3</sup> Les canaux derrière le tubage peuvent se développer tout au long de la vie d'un puits, mais il est plus probable qu'ils se produisent immédiatement après l'achèvement ou la stimulation du puits.[4]



**Figure I-5: Les canaux derrière le tubage. [33]**

**I.4.2.c Fracturation hors de la zone :**

Lorsque les puits sont fracturés hydrauliquement, la fracture se rompt souvent involontairement dans les zones d'eau. Dans ce cas, la conisation par la fracture hydraulique peut entraîner une augmentation substantielle de la production d'eau. En outre, les traitements de stimulation peuvent provoquer la rupture des barrières près du puits de forage, comme mentionné ci-dessus.[4]

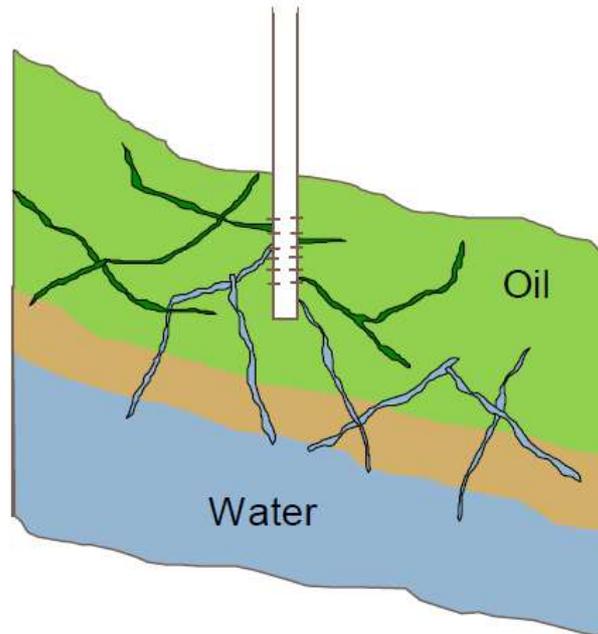


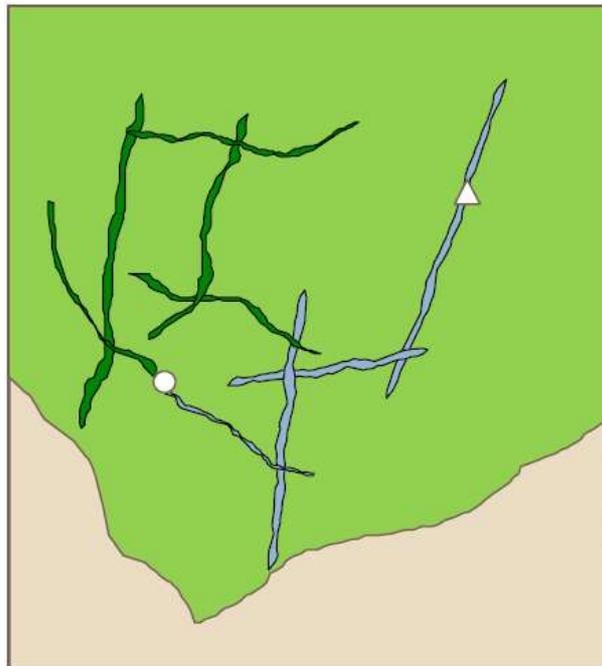
Figure I-6: Les fractures hors de la zone. [33]

**I.4.3 Problèmes liés aux réservoirs :****I.4.3.a Épuisement des réservoirs :**

La production d'eau est une conséquence inévitable de la production de pétrole ou de gaz. Il n'y a pas grand-chose à faire pour réduire la production d'eau dans un réservoir épuisé. En général, aux derniers stades de la production, l'objectif de la maîtrise de l'eau passe de la prévention de la production d'eau à la réduction du coût de l'eau produite. [4]

**I.4.3.b Channeling :**

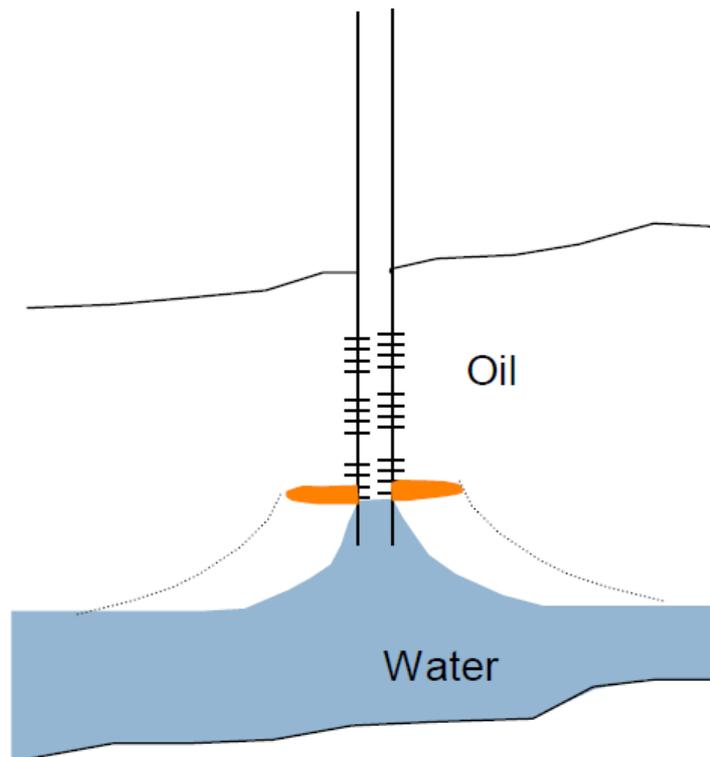
Comme nous l'avons vu précédemment, la canalisation de l'eau est due aux hétérogénéités du réservoir qui entraînent la présence de bandes de haute perméabilité. Les fractures ou les caractéristiques semblables à des fractures sont la cause la plus courante de la canalisation. La production d'eau peut provenir de fractures naturelles des aquifères sous-jacents. Les fractures induites ou naturelles peuvent provoquer une canalisation entre les puits. Dans les réservoirs non fracturés, la stratification et les variations de perméabilité associées entre les différentes couches peuvent souvent entraîner la formation de canaux entre un injecteur et un producteur ou d'un aquifère d'eau de bordure vers les producteurs. Les puits déviés et horizontaux sont susceptibles de croiser des failles ou des fractures. Si ces failles ou fractures se connectent à un aquifère, la production d'eau peut mettre en péril le puits. [4]



**Figure I-7: Channeling.** [33]

**I.4.3.c Coning :**

Lecône de l'eau est causé par un gradient de pression vertical à proximité du puits. Le puits est produit si rapidement que les forces visqueuses l'emportent sur les forces de gravité et attirent l'eau d'une zone connectée inférieure vers le puits de forage. Finalement, l'eau peut se briser dans la section perforée ou en trou ouvert, remplaçant tout ou partie de la production d'hydrocarbures. Une fois que la percée se produit, le problème a tendance à s'aggraver, car des coupes plus importantes sont produites. Bien que la réduction des taux de production puisse limiter le problème, elle ne peut pas le résoudre. Le cusping, dans une zone inclinée jusqu'à un puits vertical, et la crête d'eau dans les puits horizontaux sont des phénomènes similaires au coning d'eau. [4]



**Figure I-8: Le coning. [33]**

**CHAPITRE II :**

**LE PHENOMENE DE CONE D'EAU.**

---

**II.1 Introduction :**

Le cône d'eau (water coning) est parmi les majeurs problèmes dans la production des hydrocarbures, dans ce chapitre on va aborder la définition, les types, la prédiction de cône d'eau. Puis, les différentes corrélations de débit critique et de temps de percée, ainsi que les méthodes de contrôle de cône d'eau.

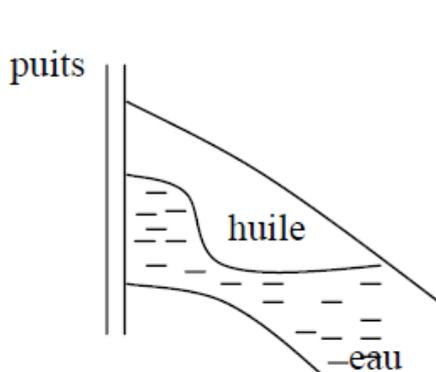
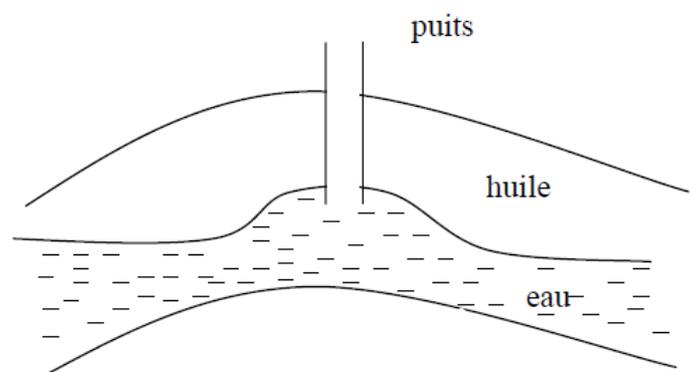
**II.2 Le phénomène de coning :****II.2.1 Définition :**

Le phénomène du coning, appelé aussi cône, consiste en la déformation locale de l'interface huile/eau à proximité du puits de production. L'interface tend à se déformer sous forme de cône d'où l'appellation dans l'industrie pétrolière par phénomène du cône (coning). Cette interface se rapprochera davantage du puits, pendant la période d'exploitation, entraînant l'entrée en production d'eau par un mouvement ascendant. [1]

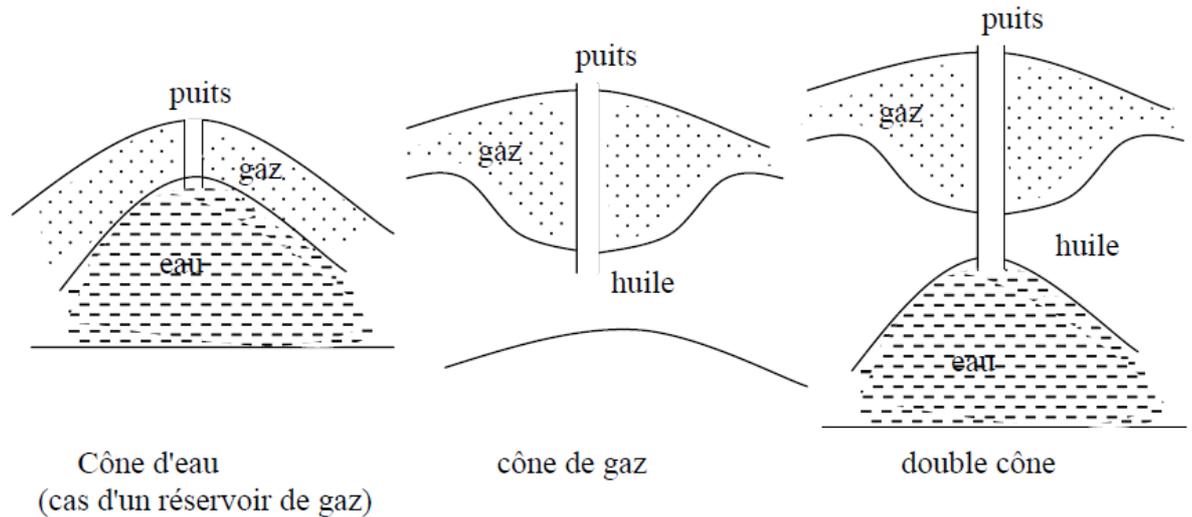
Suivant les conditions d'alimentation de l'aquifère, il existe deux types de coning d'eau :

Le cône latéral (Edge coning) résultant d'une alimentation non symétrique. L'entrée d'eau implique la perméabilité horizontale pour cette situation. [1]

Le cône vertical, (Bottom coning) résultant d'une alimentation symétrique. Le réservoir d'huile est en contact, dans ce cas, avec l'aquifère à travers toute son étendue. L'entrée d'eau a lieu verticalement, c'est la perméabilité verticale qui est impliquée. [1]

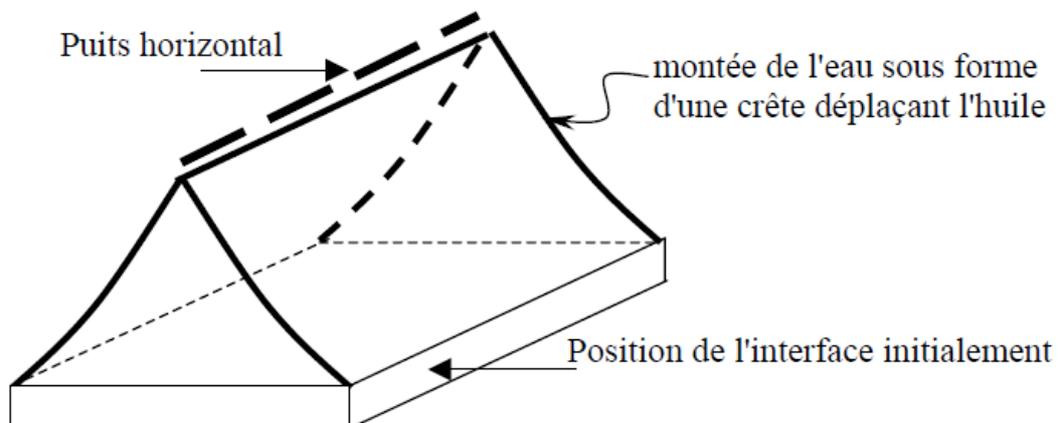
**Figure II-2: Cône latéral. [1]****Figure II-1: Cône vertical. [1]**

Les configurations précédentes de coning correspondent à un réservoir d'huile soutenu par un aquifère, on distingue aussi d'autres cas : un cône de gaz avec un réservoir d'huile, un cône d'eau avec un réservoir de gaz ou un double cône en présence d'un gaz - cap. [1]



**Figure II-3: Différentes situations de cône. [1]**

Toutes les situations de cône représentées correspondent à un cas de puits vertical. Dans le cas d'un puits horizontal, le développement de l'interface eau - huile, pour une situation de réservoir soutenu par un aquifère. L'eau en s'élevant forme une ligne de faîte, dans ce cas l'appellation cône est souvent remplacé par crête (cresting).[1]



**Figure II-4: Situation de coning d'eau (crête) dans le cas d'un puits horizontal. [1]**

**II.2.2 Les facteurs influençant le coning :**

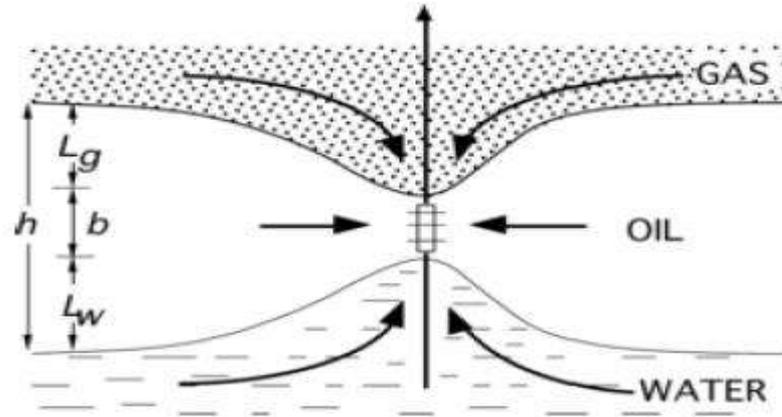
Les facteurs pouvant influencés la forme du cône et son développement peuvent être classés en trois catégories :

- Le débit de production
- Les caractéristiques du réservoir (perméabilités et porosité)
- Les fluides en présence (rapport de mobilité et forces gravitationnelles)
- Distance des contacts aux perforations.

**II.3 La prédiction du cône d'eau :**

Dans la production d'un réservoir d'hydrocarbures à forte poussée d'eau ou d'un aquifère, et pendant une longue période il est probable que un ou plusieurs puits sur le champ connaîtront un cône d'eau. De plus, lors de la production à un taux de production élevé, le cône d'eau se produit de manière plus prononcée plus tôt que prévu. Il en résulte une production d'eau accélérée qui ne peut plus être contrôlée. [7]

Plusieurs études ont été réalisées pour prédire et atténuer le cône d'eau dans la production de pétrole et de gaz. L'étude précoce était basée sur la compréhension des configurations de puits et de cône; comme le montre (la figure II-5). Des corrélations ont été développées pour prédire le problème de cône en termes de taux critique d'huile; c'est-à-dire le débit d'huile de production maximal sans produire d'eau, le temps de percée de l'eau et le rapport eau-huile (WOR) après la percée. Parmi ceux-ci, le taux d'huile critique est probablement le paramètre de cône le plus discuté. [8]



**Figure II-5: Schema de cone d'eau et de gaz dans un puits producteur. [10]**

Généralement, ces formulations de corrélations peuvent être divisées en deux catégories :

- La première catégorie détermine analytiquement les corrélations sur la base des conditions d'équilibre des forces visqueuses et gravitaires dans le réservoir.
- la deuxième catégorie est basée sur des corrélations empiriques développées à partir d'expériences en laboratoire ou de simulation informatique. [9]

L'approche informatisée de l'étude du cône a fourni un moyen plus fiable d'évaluer les paramètres du réservoir et la complétion du puits lorsqu'ils affectent le phénomène de cône.

## II.4 Coning dans un puits vertical :

### II.4.1 Corrélations de taux critiques de puits verticaux :

Le débit critique  $Q_{oc}$  est défini comme le débit d'huile maximal admissible qui peut être imposée au puits pour éviter une percée du cône. Il existe plusieurs corrélations empiriques qui sont utilisé pour prédire le taux critique d'huile, y compris les corrélations de:[5]

- ◆ Meyer-Garder
- ◆ Chierici-Ciucci
- ◆ Hoyland-Papatzacos-Skjaeveland
- ◆ Chaney et al.
- ◆ Chaperson
- ◆ Schols

**II.4.1.a La corrélation de Meyer et Garder :**

Meyer et Garder (1954) suggèrent que le développement du coning est un résultat de l'écoulement radial de l'huile et de la dépression associée autour du puits de forage. Dans leurs dérivations, Meyer et Garder supposent un système homogène avec une perméabilité uniforme dans tout le réservoir, c'est-à-dire  $k_h = k_v$ . Il faut souligner que le rapport  $\frac{K_h}{K_v}$  est le terme le plus critique pour évaluer et résoudre le problème de coning. Ils ont développé trois corrélations pour déterminer le débit d'huile critique:[5]

- ✓ Conation de gaz.
- ✓ Conation d'eau.
- ✓ Coning combiné gaz et eau.

Meyer et Garder proposent une expression similaire pour déterminer le débit critique d'huile dans le système de conation d'eau, représenté schématiquement sur la figure : [5]

La relation proposée à la forme suivante:

$$Q_{oc} = 0.246 \times 10^{-4} \left[ \frac{\rho_w - \rho_o}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - h_p^2] (\text{STB/day}) \quad (\text{II-1})$$

**II.4.2 Temps de rupture dans les puits verticaux :**

Les calculs de débit critique montrent fréquemment des débits faibles qui, pour des raisons économiques, ne peuvent être imposées aux puits de production. Par conséquent, si un puits produit bien au-dessus de son taux critique, le cône se brisera après une période de temps donnée. Ce temps est appelé le temps de percée le  $t_{BT}$ . Les deux corrélations les plus utilisées sont documentées ci-dessous. [5]

**II.4.2.a La méthode Sobocinski-Cornelius :**

Sobocinski et Cornelius (1965) ont développé une corrélation pour prédire le temps de pénétration de l'eau basé sur les données de laboratoire et les résultats de la modélisation. Les auteurs ont fait une corrélation du temps de percée avec deux paramètres sans dimension, la hauteur du cône sans dimension et le temps de rupture adimensionnel qui sont définis par les expressions suivantes:[5]

Hauteur de cône sans dimension  $Z$  :

$$Z = 0.492 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h h(h - h_p)}{\mu_o B_o Q_o} \quad (\text{II} - 2)$$

Temps de rupture sans dimension  $(t_D)_{BT}$  :

$$(t_D)_{BT} = \frac{4Z + 1.75 Z^2 - 0.75 Z^3}{7 - 2 Z} \quad (\text{II} - 3)$$

Les auteurs ont proposé l'expression suivante pour prédire le temps percée à partir de la valeur calculée du temps la percée adimensionnel  $(t_D)_{BT}$ :

$$t_{BT} = \frac{20.325 \mu_o h \phi (t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o)K_v(1 + M^\alpha)} \quad (\text{II} - 4)$$

$t_{BT}$  : (jour)

Avec :

$M$ = mobilité eau/huile et elle est définie :

$$M = \left[ \frac{(k_{rw})_{sor}}{(k_{ro})_{swc}} \right] \left( \frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad (\text{II} - 5)$$

- $\alpha = 0,5$  pour  $M \leq 1$
- $\alpha = 0,6$  pour  $1 < M \leq 10$

Joshi (1991) a observé en examinant l'équation de  $(t_D)_{BT}$  que si  $Z = 3,5$  ou plus, il n'y aura pas de percée dans l'eau. Cette observation peut être imposé sur l'équation de  $Z$  avec  $Z = 3,5$  pour donner une expression de calcul le débit d'huile critique, ou :[5]

$$Q_{oc} = 0.141 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h h (h - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (\text{STB/day}) \quad (\text{II-6})$$

**II.4.2.b La méthode Bournazel-Jeanson :**

Sur la base de données expérimentale, Bournazel et Jeanson (1971) ont développé une méthodologie qui utilise les mêmes groupes adimensionnels que ceux proposés dans la méthode Sobocinski-Cornelius. La procédure de calcul du temps pour la percée est donnée ci-dessous :[5]

Étape 1. Calculez la hauteur du noyau sans dimension  $Z$ .

Étape 2. Calculez le temps de percée adimensionnel en appliquant l'expression suivante:

$$(t_D)_{BT} = \frac{Z}{3-0.7Z} \text{(II-7)}$$

Étape 3. Résolvez le temps nécessaire pour la percée  $t_{BT}$  en remplaçant les temps de percée adimensionnels calculé précédemment dans :

$$t_{BT} = \frac{20325 \mu_o h \phi (t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o) K_v (1 + M^\alpha)} \text{(II - 8)}$$

Comme l'a souligné Joshi (1991), l'équation de  $(t_D)_{BT}$  indique qu'aucune la percée se produit si  $Z \geq 4,286$

Pour déterminer  $Q_{oc}$  :

$$Q_{oc} = 0.1148 \times 10^{-4} \frac{(\rho_w - \rho_o) k_h h (h - h_p)}{\mu_o B_o} \text{(II - 9)}$$

### **II.4.3 Calculs des performances des puits après la percée :**

Une fois que la percée de l'eau se produit, il est important de prédire les performances de la production d'eau en fonction du temps. Normalement, en utilisant les modèles radiaux numériques résout un tel problème. Actuellement, il n'existe pas de solution analytique simple pour prédire les performances du puits verticale après la percée. [5]

Kuo et Desbrisay (1983) ont appliqué l'équation du bilan matières pour prédire l'élévation du contact huile-eau dans un réservoir homogène et réaliser une corrélation des résultats numériques en termes de paramètres adimensionnels suivants:[5]

- ◆ Water cut adimensionnel  $(f_w)_D$ .
- ◆ Temps de rupture adimensionnel  $(t_D)_{BT}$ .
- ◆ Limite water cut adimensionnel  $(WC)_{limit}$ .

**II.5 Coning dans un puits horizontal :**

Les applications de la technologie des puits horizontaux dans le développement des réservoirs d'hydrocarbures ont été largement utilisées ces dernières années. Un des principaux objectifs de l'utilisation de cette technologie est d'améliorer la récupération des hydrocarbures à partir de réservoirs water et/ou gas-cap drive. Les avantages d'utiliser un puits horizontal sur un puits vertical conventionnel sont leur plus grande capacité pour produire de l'huile avec le même drawdown et un temps de percée plus long pour un débit de production donné. [5]

Joshi (1991) propose un traitement détaillé du problème de coning dans les puits horizontaux.

Comme dans les puits verticaux, le problème du coning dans les puits horizontaux implique les calculs suivants:

- Détermination du débit critique.
- Prédiction de temps de rupture.
- Calculs des performances des puits après la percée.

**II.5.1 Corrélations des taux critiques de puits horizontaux :**

Pour estimer le débit critique en puits horizontales, on a quatre corrélations :

- Méthode Chaperson.
- Méthode Efros.
- Méthode de Karcher.
- Méthode de Joshi.

**II.5.1.a La méthode de Joshi :**

Joshi (1988) propose les relations suivantes pour déterminer le débit de pétrole critique dans les puits horizontaux en définissant les paramètres suivants:[5]

Rayon de drainage des puits horizontaux  $r_{eh}$ .

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43.560 A}{\pi}} \quad (\text{II-10})$$

Où A est la zone de drainage du puits horizontal en acres

La moitié du grand axe de l'ellipse de drainage a

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left[ 0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right]^{0.5} \quad (\text{II} - 11)$$

Rayon effectif du puits de forage  $r'_{w1}$

$$r'_{w1} = \frac{r_{eh} \left[\frac{L}{2a}\right]}{\left[1 + \sqrt{1 - \left[\frac{L}{2a}\right]^2}\right] \left[\frac{h}{2r_w}\right]^{h/L}} \quad (\text{II} - 12)$$

Pour système huile/eau :

$$Q_{oc} = 0.0246 \times 10^{-3} \frac{(\rho_w - \rho_o)k_h[h^2 - (h - D_b)^2]}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_{eh}}{r'_{w1}}\right)} \quad (\text{II} - 13)$$

**II.5.1.b Méthode Chaperson :**

Chaperson (1986) fournit une estimation simple et pratique de débit critique dans des conditions d'écoulement en régime permanent ou pseudo-stationnaire pour une formation isotrope. L'auteur propose les deux relations suivantes pour prédire les cônes d'eau et de gaz : [5]

$$Q_{oc} = 0.0783 - 10^{-4} \left(\frac{Lq^*c}{ye}\right) (\rho_w - \rho_o) \frac{k_h[h - (h - D_b)]^2}{\mu_o B_o} \quad (\text{II} - 14)$$

The above two equations are applicable under the following constraint:

$$1 \leq \alpha'' < 70 \text{ and } 2ye < 4L$$

$$\alpha'' = \left(\frac{y_e}{h}\right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (\text{II} - 15)$$

**II.5.1.c La méthode d'Efros :**

Efros (1963) a proposé une corrélation de débit critique basée sur l'hypothèse que le taux critique est presque indépendant du rayon de drainage. La corrélation ne tient pas compte de

l'effet de la perméabilité verticale. Efros a développé les deux relations suivantes qui sont conçues pour calculer le taux critique dans les systèmes huile-eau et gaz-huile : [5]

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)[h - (h - D_b)]^2 L}{\mu_o B_o \left[ y_e + \sqrt{y_e^2 + \left( \frac{h^2}{3} \right)} \right]} \quad (\text{II} - 16)$$

**II.5.1.d Méthode de Karcher :**

Karcher (1986) a proposé une corrélation qui produit un débit critique d'huile valeur de taux similaire à celle de l'équation d'Efros. Encore une fois, la corrélation ne tient pas compte de la perméabilité verticale.

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{k_h(\rho_w - \rho_o)(h - B)^2 L}{\mu_o B_o (2y_e)} \times \left[ 1 - \left( \frac{h - B}{y_e} \right)^2 (1/24) \right] \quad (\text{II} - 17)$$

Avec  $B = h - D_b$

**II.5.2 Temps de rupture en puits horizontal :**

Plusieurs auteurs ont proposé des expressions mathématiques pour déterminer le temps de percée dans les puits horizontaux. On vous présente Les deux méthodologies suivantes : [5]

- ✓ Méthode Ozkan-Raghavan.
- ✓ Méthode des Papatzacos.

**II.5.2.a La méthode Ozkan-Raghavan :**

Ozkan et Raghavan (1988) ont proposé une corrélation théorique pour le calcul de temps de percée dans un réservoir à bottom-water-drive. Les auteurs ont introduit les paramètres adimensionnels suivants: [5]

$$L_D = \text{longueur du puits adimensionnelle} = \left[ \frac{L}{(2h)} \right] \sqrt{\frac{K_v}{K_h}}$$

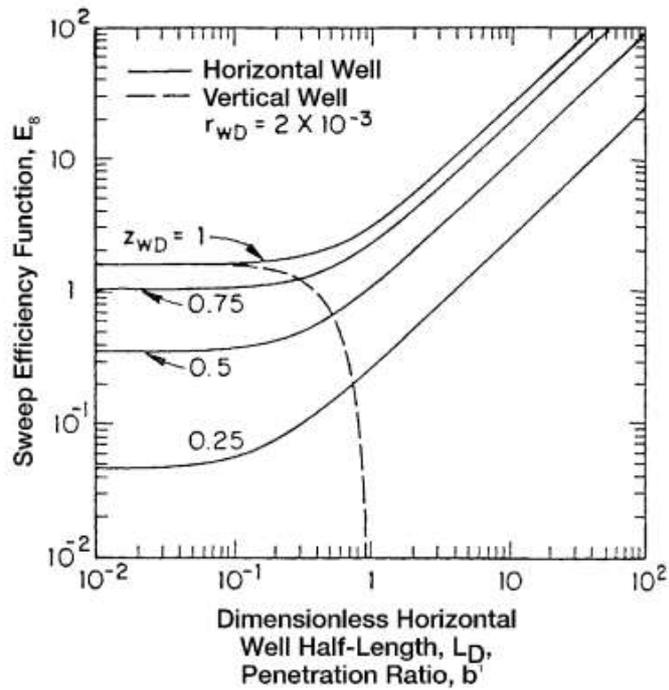
$$z_{WD} = \text{distance verticale adimensionnelle} = \frac{D_b}{h}$$

Ozkan et Raghavan ont exprimé le temps de percée de l'eau par l'équation suivante:

$$t_{BT} = \left[ \frac{f_d h^3 E_s}{5.615 Q_o B_o} \right] \left( \frac{k_h}{k_v} \right) \quad (\text{II-18})$$

Avec :  $f_d = \phi (1 - S_{wc} - S_{or})$

Ozkan et Raghavan ont corrélé graphiquement l'efficacité du balayage avec la longueur de puits adimensionnelle  $L_D$  et la distance verticale adimensionnelle  $Z_{WD}$  comme indiqué :



**Figure II-6: Efficacité du balayage pour les puits horizontaux et verticaux. [5]**

**II.5.2.b Méthode de Papatzacos :**

Papatzacos et al (1989) ont proposé une méthodologie basée sur solutions semi analytiques pour le développement du temps d'un cône de gaz ou d'eau et cônes simultanés de gaz et d'eau dans un réservoir anisotrope infini avec un puits horizontal placé dans la colonne d'huile.[5]

Étape 1. Calculez le débit adimensionnel  $q_D$  à partir de l'expression suivante:

$$q_D = \frac{20333.66 \mu_o B_o Q_o}{L h (\rho_w - \rho_o) \sqrt{k_v k_h}} \quad (\text{II} - 19)$$

Étape 2. Résolvez le temps de percée adimensionnel  $t_{DBT}$  en appliquant la relation suivante:

$$t_{DBT} = 1 - (3q_D - 1) \ln \left[ \frac{3q_D}{3q_D - 1} \right] \quad (\text{II} - 20)$$

Étape 3. Estimez le temps nécessaire à la percée de l'eau  $t_{BT}$  en utilisant les densités d'eau et d'huile dans l'expression suivante:

$$t_{BT} = \frac{22758.528 h \phi \mu_o t_{DBT}}{k_v (\rho_w - \rho_o)} \quad (\text{II} - 21)$$

## II.6 Méthodes de contrôles du cône d'eau :

Plusieurs approches ont été inventées pour développer des réservoirs avec Water-drive de manière efficace et économique. Les chercheurs ont commencé à chercher des moyens de contrôler le problème de cône d'eau. De nombreuses solutions pratiques ont été développées pour retarder le temps de percée de l'eau et minimiser l'intensité du cône d'eau dans les puits verticaux [15]. Cependant, certaines de ces méthodes de contrôle du cône d'eau proposées présentent des inconvénients ou des applications limitées sur le terrain [16], come le cout élevé ou le temps nécessaire pour les terminer. Les technologies de puits d'eau de fond (DWS) et de boucle d'eau de fond (DWL) sont des méthodes attrayantes d'atténuation de cône d'eau, qui se sont avérées être des méthodes efficaces pour réduire le coning d'eau dans les complétions pétrolières verticales. Ainsi, leurs applications sur le terrain ne peuvent pas être surestimées [6]. Malgré ca on ades méthodes classiques moins couteuses pourrait être la solution de coning, parmi eux la réalisation d'un bouchon de ciment, un bridge plug, un side track, avec la perforation au-dessus.

### II.6.1 Perforation squeeze-off et recompletion:

Dans certains réservoirs où les barrières de schiste sont interstratifiées avec le grès comme dans les sables stratifiés, les barrières de schiste pourraient former un joint efficace entre les couches de sable. Le grès - sable hautement perméable, les couches en contact avec la zone d'eau sont souvent responsables de l'afflux d'eau élevé dans l'intervalle de production. Cette zone pourrait être isolée par du ciment pressé pendant l'opération de reconditionnement afin de minimiser le niveau de production d'eau. La plupart du temps, toute la perforation est complètement évincée et le puits est à nouveau complété loin du nouveau contact huile-eau. La production d'eau par cône ne peut être modifiée par la cimentation par compression que si l'eau s'écoule à travers des fractures naturelles ou créées, ou à travers des canaux annulaires dans la gaine de ciment primaire. [17]

**II.6.2 Conformance technology - water shutoff :**

La technologie de conformité est l'application de processus à un puits de forage ou à un réservoir pour aider à réduire la production d'eau et/ou de gaz indésirables afin d'améliorer efficacement la récupération des hydrocarbures et/ou de satisfaire un large éventail d'objectifs environnementaux et de gestion de réservoir. D'autre part, l'arrêt de l'eau implique une opération qui empêche l'eau d'atteindre et/ou d'entrer dans le(s) puits de production pendant la production de pétrole et de gaz. Cette technique est utilisée dans le monde entier pour éviter la production massive d'eau. Pour atteindre cet objectif, la technologie de conformité chimique : scellant et modificateur de perméabilité relative sont utilisés. Les matériaux d'étanchéité sont des matériaux préférés qui scellent sélectivement une zone de production d'eau qui peut être isolée mécaniquement ou chimiquement. Les modificateurs de perméabilité relative sont des traitements polymères qui peuvent être conçus pour réduire le débit d'eau de la zone traitée avec un minimum de dommages à la production de pétrole et de gaz. [18]

**II.6.3 Méthode de pénétration totale:**

Cette méthode implique simplement l'extension de l'intervalle de perforation pour traverser toute la zone de production (pétrole) et dans la zone d'eau inférieure pour maintenir l'écoulement radial des fluides (c'est-à-dire le pétrole et l'eau) dans le puits de forage. L'approche consiste à éviter le développement d'un cône et d'une dérivation d'huile associée. Par conséquent, la production d'eau commence immédiatement lorsque la production de pétrole commence. Par conséquent, des installations de traitement de l'eau sont mises en place pour accueillir l'excédent d'eau produite à la surface. Cependant, au fil du temps, à mesure que la production se poursuit, la tendance au développement des cônes est inévitable [19]. En outre, cette méthode de production combinée crée un problème environnemental indésirable causé par l'élimination de l'eau contaminée. [24]

**II.6.4 Technologie de puits Horizontal :**

Les puits horizontaux sont des puits à angle élevé dont l'inclinaison est généralement supérieure à 85° et qui sont forés pour améliorer le rendement du réservoir en plaçant un long trou de forage à l'intérieur du réservoir [20]. (La figure II-7) montre le schéma de la configuration horizontale du puits dans la zone d'huile d'un réservoir. Le but des puits horizontaux est d'améliorer la productivité des puits, de réduire le coning de l'eau et du gaz,

d'intersecté les fractures naturelles et d'améliorer l'économie des puits. Inversement, cette technologie de puits qui semble être une méthode de suppression du coning connaît également des phénomènes de coning si le taux de production est trop élevé [21]. Cependant, le taux de production qui peut entraîner le coning dans le puits horizontal est beaucoup plus élevé que son homologue vertical [6]. Les puits horizontaux ne sont pas toujours une solution au problème de conicité de l'eau, car ils sont limités par la technologie de forage [22]. De plus, cette technologie de puits ne peut drainer qu'une zone de paye par puits horizontal et son coût élevé de 1,4 à 3 fois plus élevé qu'un puits vertical [25] est préoccupant. En effet, pour réduire le coning, il est essentiel d'avoir un certain écartement (distance verticale) entre le contact huile-eau et le puits horizontal [23]

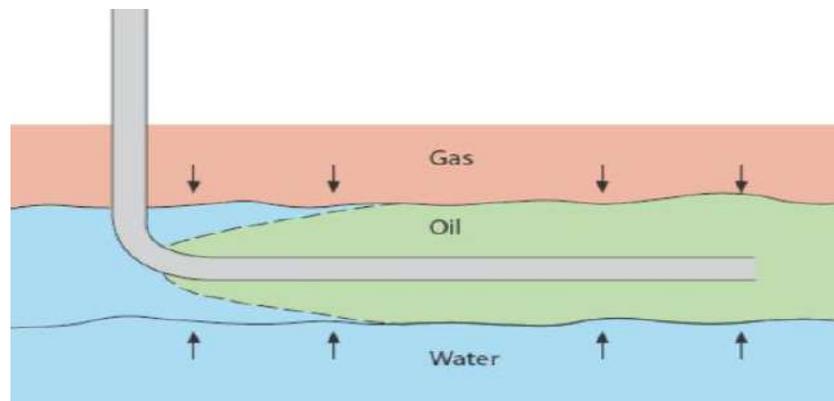
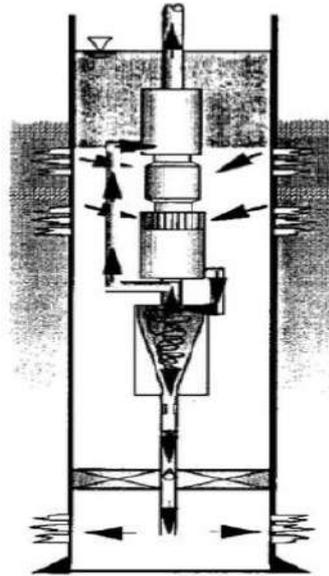


Figure II-7: schéma de puits Horizontal. [11]

### II.6.5 Technologie de separation d'eau-huile de fond:

La séparation huile-eau en fond de trou (DOWS) comprend l'utilisation de séparateurs hydrocyclonique et de pompes de fond de conception spéciale installées dans la chaîne de complétion/production pour séparer le mélange d'huile et d'eau dans le puits. (La figure II-8) illustre une configuration typique de la technologie de séparation huile-eau en fond de trou. Cette technologie est utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière depuis les années 1990, mais, malgré ses avantages économiques et environnementaux, seul un nombre limité de systèmes a été installé dans les puits de pétrole et de gaz [12]. Ce développement est dû à la complexité de la technologie, car l'espace de forage est très limité. Par conséquent, l'hydrocyclone conçu (doit être étroit) pour l'opération a entravé la taille minimale du casing. La technologie permet de réduire la manutention de l'eau de surface, mais le problème fondamental de l'interférence de l'eau avec la production de pétrole à l'intérieur du réservoir

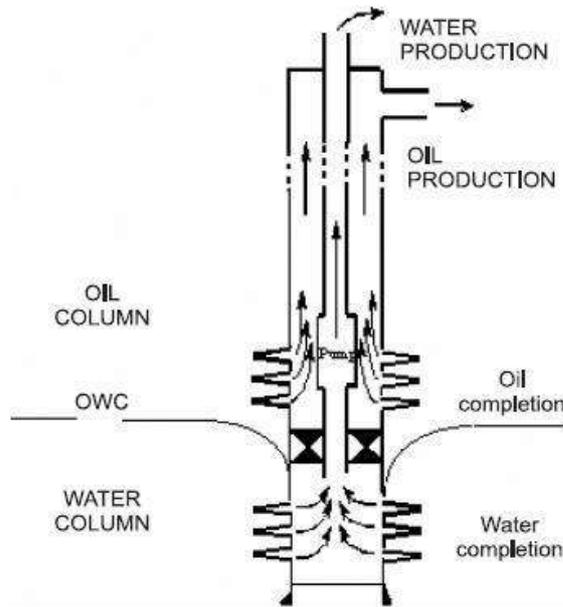
qui crée l'huile de dérivation n'est toujours pas résolue avec cette technologie. Par conséquent, le problème du pétrole contourné par le développement du cône d'eau n'est pas atténué par cette technologie. [24]



**Figure II-9: schéma de Downhole oil-water separation.** [12]

### **II.6.6 Méthode de Downhole water sink (DWS) :**

Downhole water sink (DWS) est une technique de complétion/production pour produire des hydrocarbures sans eau à partir de réservoirs avec water-drive et forte tendance au coning [26]. Il offre une solution innovante pour le contrôle du coning de l'eau qui peut réduire considérablement le water cut [27], ainsi que de retarder le temps de percée. Cette technologie élimine l'eau qui coupe la production d'hydrocarbures en utilisant un mécanisme hydrodynamique de contrôle du coning sur place au contact huile-eau [28]. Essentiellement, le DWS consiste en un puits à double complétion, l'un terminé dans la zone pétrolière pour la production de pétrole et l'autre terminé dans la zone d'eau pour le drainage de l'eau près du contact huile-eau. Le système typique de puits d'eau de fond (DWS) est représenté à la (Figure II-9). Dans la Figure, la complétion du drainage fournit la chute de pression supplémentaire sous le contact huile-eau qui peut équilibrer la force ascendante à l'intervalle d'huile. Par conséquent, cette diminution de pression dans l'intervalle d'eau peut entraîner une suppression considérable du coning de l'eau et conduit à un meilleur contrôle de water cut après la percée de l'eau. [6]



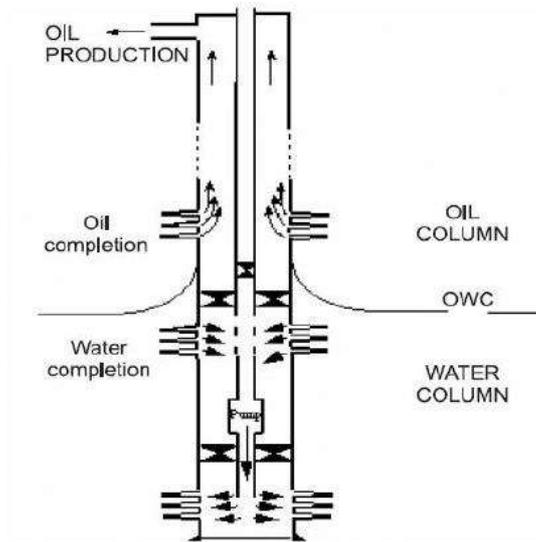
**Figure II-10: Schéma de Downhole water sink.** [13]

Cependant, pour la technologie DWS, un regard sur le volume total d'eau produite à la surface pourrait être effrayant par rapport au puits conventionnel. C'est parce qu'une grande partie de l'eau exempte d'huile est remontée à la surface, ce qui ne nécessite pas de traitement. Par conséquent, le coût de l'élimination de l'eau n'augmenterait pas en raison de la technologie. Bien que la technologie DWS montre de grands potentiels, elle nécessite une grande quantité d'eau à pomper et à manipuler à la surface, ce qui implique des coûts de levage importants. [6]

### **II.6.7 Downhole water loop (DWL) :**

La technologie de boucle d'eau au fond de trou (DWL) a été développée sur la base d'un puits d'eau en fond de trou (DWS) pour amortir le recul (c.-à-d. la manipulation d'un énorme volume d'eau à la surface), expérimenté avec la technologie (DWS). Il s'agit d'un puits triple : une perforation située à la zone d'huile et les deux autres situées à la zone d'eau. Ces trois complétions sont séparées par deux packers contrairement à la complétion DWS avec un seul packer. La partie supérieure de la zone pétrolière est utilisée pour la production de pétrole, tandis que la deuxième, l'intervalle de drainage de l'eau (WDI), est utilisée pour

produire de l'eau simultanément près du contact huile-eau afin de stabiliser l'interface. L'eau produite au (WDI) est réinjectée dans le même aquifère par la complétion plus bas d'intervalle de réinjection de l'eau (WRI) à l'aide d'une pompe submersible. Une configuration typique de la boucle d'eau en fond de trou (DWL) est illustrée à (la figure II-10). Cependant, l'efficacité de la DWL dépend fortement de la distance verticale entre les deux complétions de boucle d'eau : le drainage de l'eau et les intervalles de réinjection de l'eau. Ainsi, la dépendance de la technologie DWL à l'égard de l'intervalle de complétion des boucles d'eau limite son application dans un réservoir avec une zone d'eau de petite taille (aquifère) [16]. Malheureusement, aucune application sur le terrain de la technologie de boucle d'eau en fond de trou n'a été signalée dans la littérature. [6]

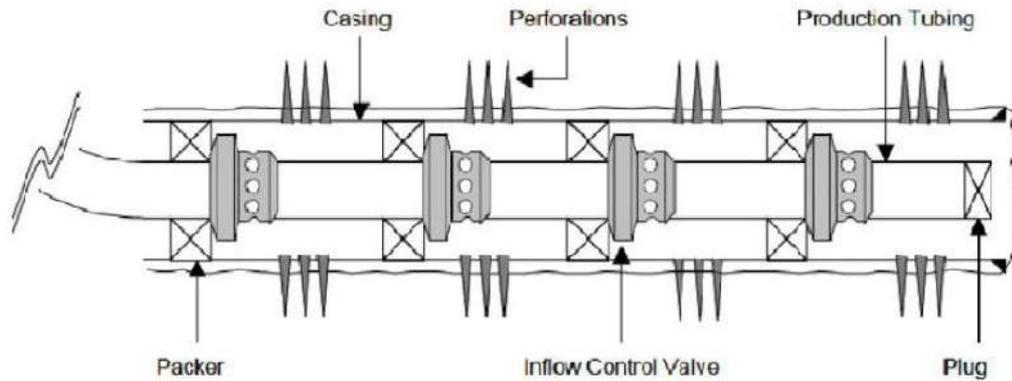


**Figure II-11: Schema de Downhole water loop.** [13]

**II.6.8 Complétions Intelligentes :**

Les complétions qui permettent aux ingénieurs de réservoir de surveiller et de contrôler la production ou l'injection dans au moins une zone de réservoir sont connues comme étant intelligentes. Cette technologie s'avère être un moyen fiable et rentable de mieux gérer les réservoirs. Les puits intelligents sont essentiellement des puits équipés d'un équipement spécial de complétion en fond qui mesure et surveille l'état des puits et les paramètres du réservoir tels que le débit, la composition du fluide, la température et la pression de fond [11]. De plus, les puits intelligents sont munis de vannes de contrôle en fond de trou pour réguler,

sceller des parties du trou de forage et optimiser le mouvement des hydrocarbures dans le puits afin d'améliorer la récupération du pétrole [29]. Par conséquent, la technologie de puits intelligente peut fournir un moyen efficace de traiter le coning d'eau en déployant des instruments spéciaux de fond de trou qui peuvent être actionnés à distance [30]. Ainsi, elle protège les opérations contre les risques associés aux premières percées d'eau ou de gaz et contre les flux croisés entre la zone de production dans le même puits. [6]



**Figure II-12: schema de complétion intelligent.** [14]

Les complétions intelligentes, tout comme les autres méthodes d'atténuation de coning d'eau, ont leurs inconvénients, sont très coûteux en raison des dispositifs de contrôle d'entrée installés, des câbles et des lignes de contrôle, des packers d'alimentation d'isolement et des systèmes de collecte de données de contrôle de surface. La fiabilité des vannes et des capteurs de fond est un facteur à prendre en considération dans l'achèvement intelligent des puits [31]. En outre, l'identification de candidats potentiels et appropriés pour la technologie intelligente des puits est une préoccupation majeure.[32]

Le tableau montre la comparaison entre les différentes méthodes de contrôle de coning d'eau :

Voir annex

**CHAPITRE III :**

**ETUDE DE CAS DES TROIS PUIITS DANS LE CHAMP  
DE HMD.**

---

**III.1 Introduction :**

Dans ce chapitre on va aborder l'historique de du champs de Hassi Messaoud, la situation et les caractéristique de ce champ, après une étude de cas des trois puits qui montre un présence de coning d'eau dans le champ de HMD.

**III.2 Historique du champ de Hassi-Messaoud :**

Après la mise en évidence par la sismique de la structure de HASSI Messaoud comme étant un vaste dôme structural (une structure géologique capable de constituer un piège pour les hydrocarbures), les ingénieurs géologues et techniciens de la compagnie Française SN. REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie) ont découvert le gisement de HASSI Messaoud le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1. [35]

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien, un épaisseur de 200 m et sa pression initiale est estimée à 482 Kgf/cm<sup>2</sup>(après plus de 40 ans de la production elle a chuté de 200 kgf/cm<sup>2</sup>).En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien ,Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN. REPAL. [34]

La production du gisement a atteint 550 Kbbbl/j dans les années 1970, elle décline jusqu'à 300 Kbbbl/j en 1989 et remonte à environ 359 Kbbbl/j. Sonatrach compte l'augmenter jusqu'à 700 Kbbbl/j en 2012.Des ambitions qui ne seront pas atteintes, la production continue sa chute.

**III.3 Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud :**

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Est par El Borma et à l'Ouest par Ouargla.

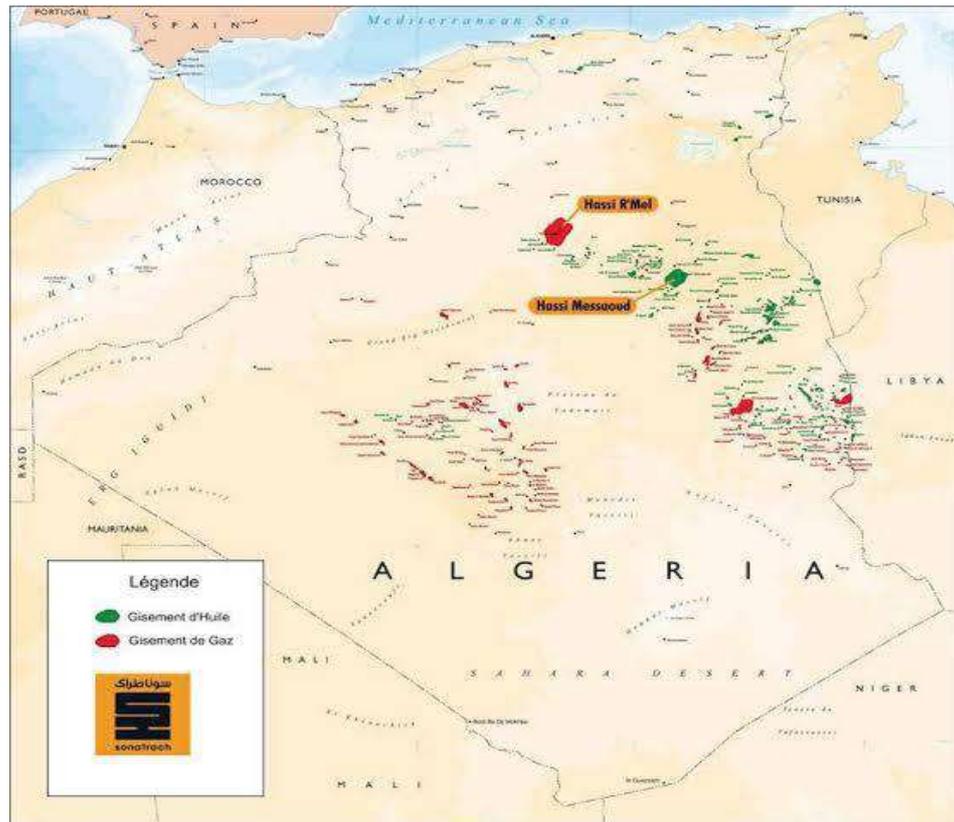


Figure III-1: Situation géographique du champ de hmd.

Le champ de Hassi Messaoud est délimité par :

- A l'Ouest la dépression d'oued Mya.
- Au Sud le Horst d'Amguid.
- Au Nord la structure Djamaa Touggourt.
- A l'Est la dépression de Ghadamès, Rhourde El Baguel et les hauts fonds de Dahar.

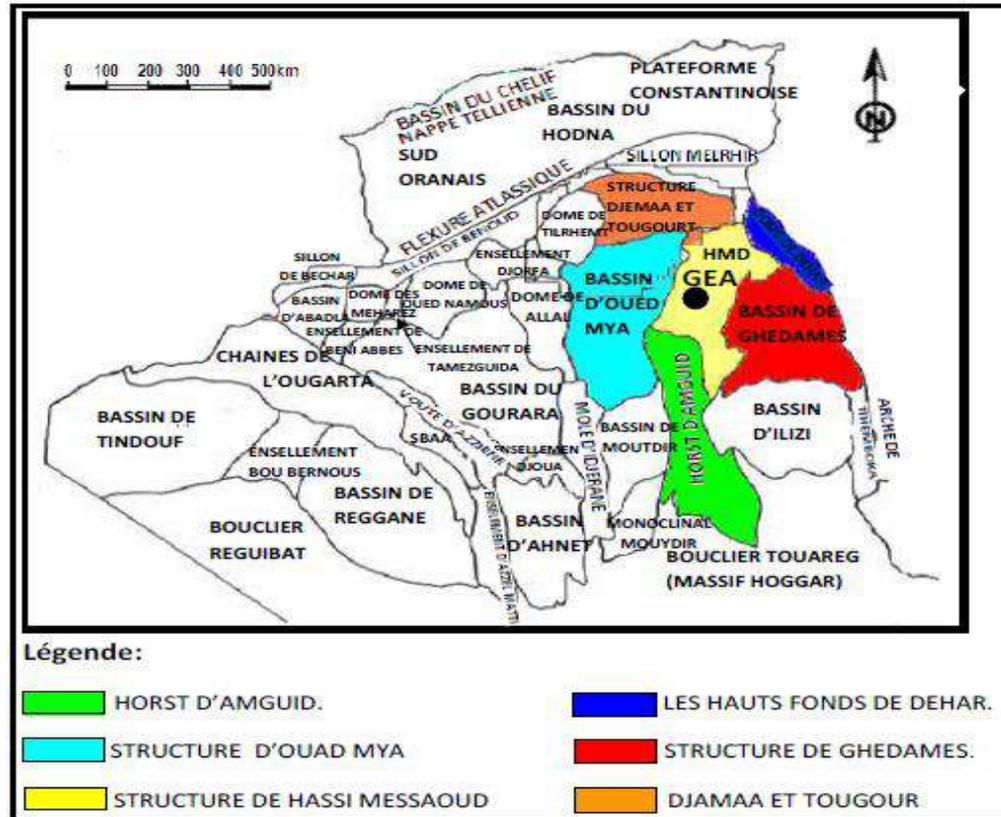


Figure III-2: Situation géologique des champs de HMD.

Le champ du HMD est divisé en 25 zones :

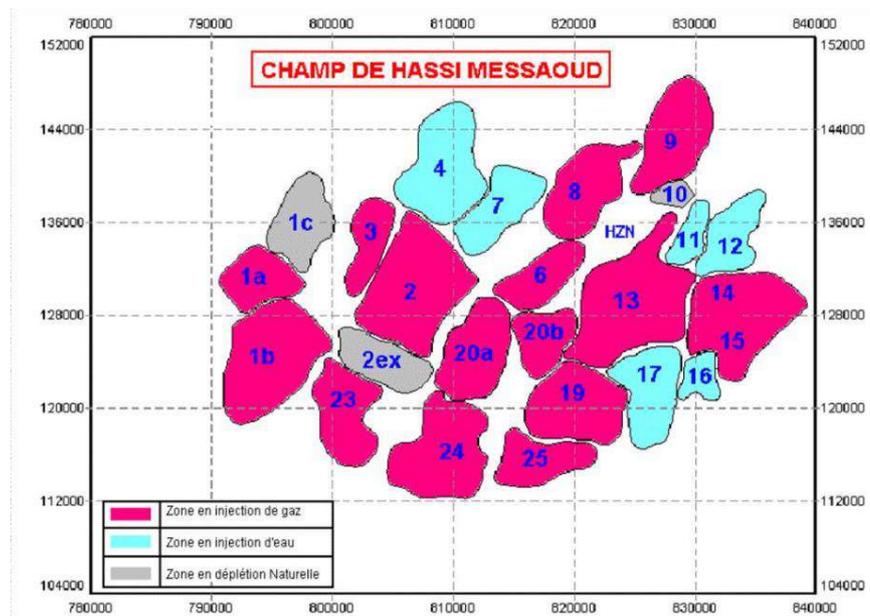


Figure III-3: La zonation du champ de HMD.

**III.4 Caractéristique du gisement de Hassi Messaoud :****III.4.1 Les principaux réservoirs pétroliers :**

- ✓ Les réservoirs du Cambrien.
- ✓ Les réservoirs de l'Ordovicien.

**III.4.2 Caractéristiques des fluides :****III.4.2.a Les caractéristiques des huiles:**

- ✓ L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- ✓ La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm<sup>2</sup>.
- ✓ La température est de l'ordre de 118°C.
- ✓ Le GOR est de 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- ✓ La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- ✓ La perméabilité est assez faible.
- ✓ La viscosité est de 0,2 cp.
- ✓ Le facteur de volume est de 1,7.

**III.4.2.b Les caractéristiques de gaz associé :**

- ✓ Un point de bulle de 160 kg/cm<sup>2</sup>.
- ✓ Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- ✓ La compressibilité est de 0.8 bar<sup>-1</sup>

**III.5 Le logiciel d'analyse de puits et réservoirs OFM :**

Est un outil puissant conçu pour la surveillance et la gestion quotidiennes des champs pétroliers et gaziers. Le logiciel OFM offre une interface conviviale, vous permettant de visualiser, modifier et analyser les données de production de et de réservoir. Vous pouvez effectuer des analyses de base et complexes pour de complétion individuelles ou multiples, des groupes de puits, un champ entier ou plusieurs champs.

**Critères de choix des puits candidats**

- ✓ L'historique de production.
- ✓ Le water cut.

III.6 Etude de cas :

III.6.1 La localisation des trois puits :

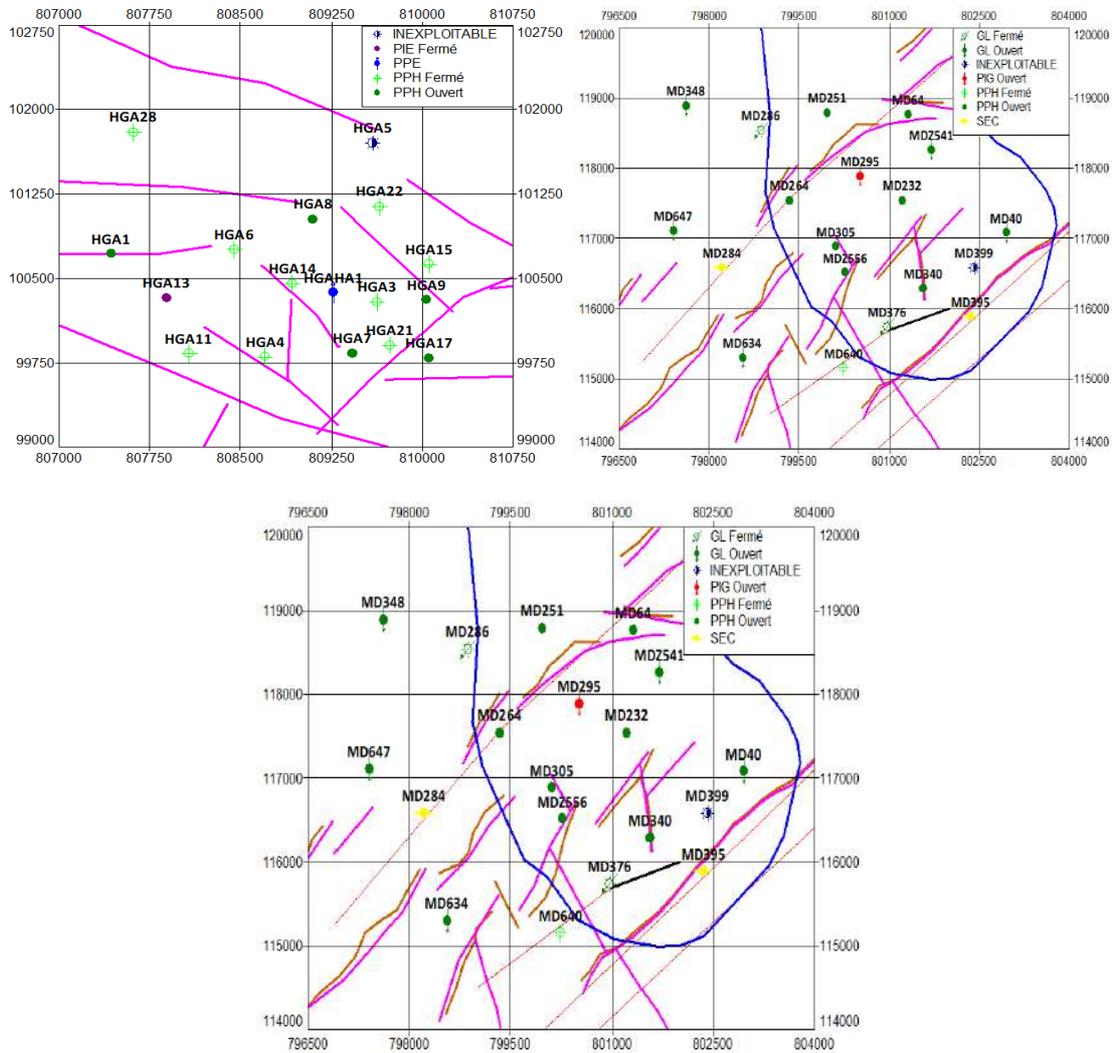


Figure III-4: Localisation des puits dans le champ de Hassi Messaoud.

III.6.2 Les données de jaugeage de puits HGA8 :

C'est un puits vertical producteur d'huile foré en juillet 2002.

D'après le profile de production on a un water cut, et un débit élevé d'eau récupéré.

**Tableau 0-1: Les données de jaugeage de puits HGA8.**

Date	Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	PT (kg/cm <sup>2</sup> )	(Débit Eau (l/h))	
		Huile	Gaz			Récupéré	Injectée
05/10/2002	12.7	34.25	6367.52	158	195.9		
07/12/2002	11.91	17.39	2824.62	138	216.5		
07/04/2003	9.23	18.57	3861.24	178	197		
06/09/2003	9.13	17.78	3862.21	185	193.3		
28/10/2003	9.13	16.6	3703.29	192	185.2		
18/01/2004	9.13	15.81	3349.16	186	195.4		
17/03/2004	9.13	17.78	2562.72	117	191.6		
10/07/2004	9.13	16.8	2908.86	173	178.2	0	
21/11/2004	9.13	13.76	1560.13	113	189.8	0	
23/02/2005	9.03	15.01	2506.42	167	155.9	0	
18/06/2005	9.13	7.52	888.44	118	69	120	
21/06/2005	9.13	7.5	886.99	118	68	250	
23/07/2005	9	14.06	2466.97	176	160	650	
25/08/2005	9.13	13.69	2267.47	166	160.8	360	
09/03/2006	9.13	9.13	1662.79	182	112	800	
18/06/2006	9.13	8.24	1571.07	191	98	893	560
04/09/2006	9	7.87	911.47	116	96.2	475	540
15/02/2007	9	9.46	1912.83	202	68	680	540
31/10/2007	9	6.91	900.57	130	50	720	1140
30/03/2008	9	5.94	867.64	146	36.7	1800	1080
26/08/2008	9	7.07	1276.50	180	47.1	1020	480
22/01/2009	9	5.2	1050.52	202	42.5	795	

**III.6.3 Les données de puits MDZ556 :**

C'est un puits horizontal producteur d'huile foré en 2004 dans la zone 23. Avec une complétion de liner perforé ancré.

**Tableau III-2: Les résultats des testes de puits MDZ556.**

	Date	PG (Kg/cm <sup>2</sup> )	Débit (m <sup>3</sup> /h)	IP ((m <sup>3</sup> /h)/(kg/cm <sup>2</sup> ))	Duse (mm)
DST	19/10/2003	335.31	19.61	1.218	12.8
BUILD UP	04/03/2006	340.45	12.43	0.222	13

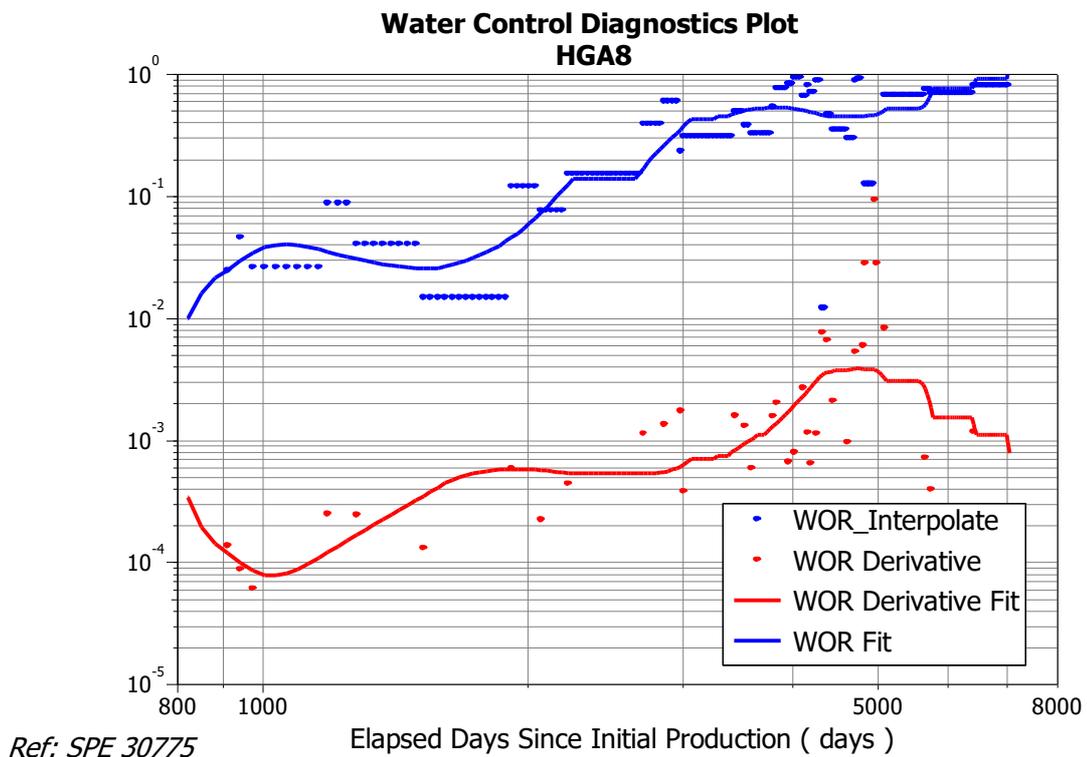
**III.6.3.a Analyse du rapport d'imagerie :**

Fractures: 500 fractures sont identifiées sur l'image, dont la majorité sont des fractures conductrices, 158 mixtes, 59 résistantes à low amplitude, 49 fractures classées comme étant des fractures de cisaillements à petit déplacement (d'échelle cm). la plupart sont des fractures discontinues. Les fractures qui présentent de grandes valeurs de résistivité sont des fractures ouvertes probablement. L'orientation principale de ces fractures est de direction ne/sw avec un angle de 50° à 90°. La majorité de ces fractures sont condensées aux intervalles; 3650 m (fractures de cisaillement) et 3830 m (fractures de cisaillement et fractures conductrices).

**III.6.4 Les données de puits HGA16 :**

C'est un puits vertical producteur d'huile foré en mai 2004, avec la complétion d'un liner 7'' cimenté et perforé à 2513m, sabot à 3519.5m

**III.7 L'interprétation de Chan plot :**



**Figure III-5: WOR et la Dérivé WOR' de puits HGA8.**

Selon Chan (1995), les tracés log-log du WOR (rapport eau-pétrole) ou du GOR (rapport gaz-pétrole) en fonction du temps et leurs dérivés se sont avérés capables de différencier si le puits subit un cône de l'eau ou du gaz, une percée ou un channeling.

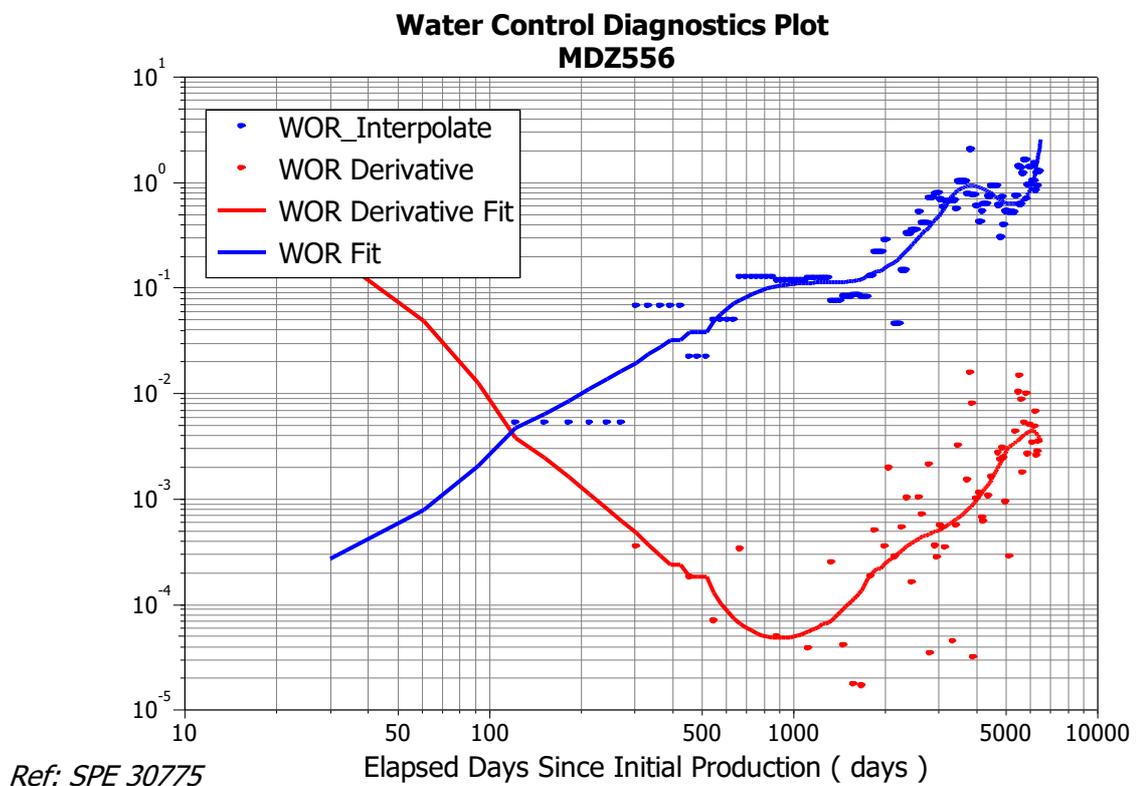
On peut diviser le WOR en trois périodes :

- ✓ La première période s'étend du début de la production à la percée de l'eau, où le WOR est constant.
- ✓ La deuxième période dite de transition le WOR augmente relativement rapidement, mais ça ralentit dans ce cas (channeling).
- ✓ La troisième période montre l'augmentation du WOR comme étant assez rapide pour les deux (coning et channeling).

Les dérivés de WOR (WOR') permettent de distinguer le coning et le channeling.

On a les courbes WOR' présenter une pente positive presque constante qui indique l'occurrence de channeling.

**III.7.1.a L'interprétation de Chan plots :**



**Figure III-6: WOR et la Dérivé WOR' de puits MDZ556.**

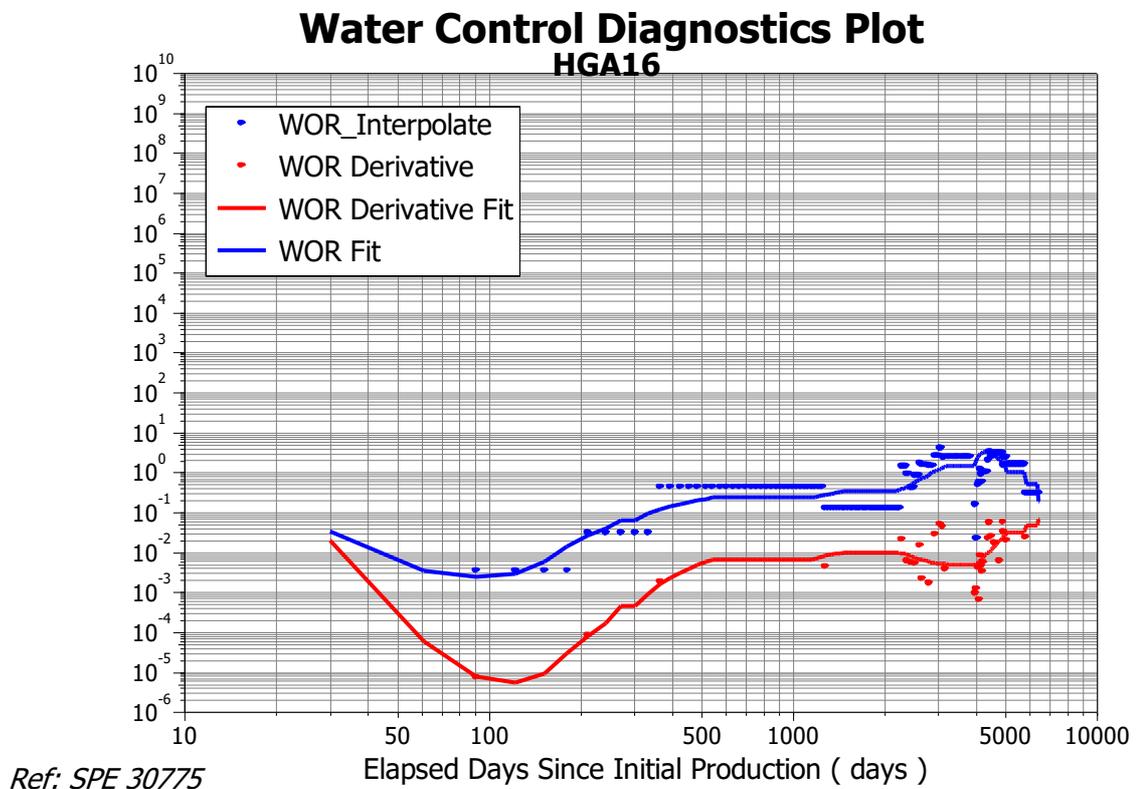
On peut deviser le WOR en trois périodes :

- ✓ La première période s'étend du début de la production à la percée de l'eau, où le WOR est constant.
- ✓ La deuxième période dite de transition le taux d'augmentation du WOR après la percée de l'eau est relativement lent et se rapproche progressivement d'une valeur constante (le cas de coning).
- ✓ La troisième période montre l'augmentation du WOR comme étant assez rapide pour les deux (coning et channeling).

On a la courbe de dérivé (WOR') présente une pente négative dans la section de (500 à 1000) jours devenant positive après, qui indique l'occurrence de combinaison des deux mécanismes ce qui est considéré un coning avec un comportement de canalisation tardif.

Ce phénomène est du à la présence des fractures come nous l'avons mentionné précédemment dans l'analyse d'imagerie.

**III.7.1.b L'interprétation de Chan plots :**



**Figure III-7: WOR et la Dérivé WOR' de puits HGA16.**

On peut deviser le WOR en trois périodes :

- ✓ La première période s'étend du début de la production à la percée de l'eau, où le WOR est constant.
- ✓ La deuxième période dite de transition le taux d'augmentation du WOR après la percée de l'eau est relativement lent et se rapproche progressivement d'une valeur constante (le cas de coning).
- ✓ La troisième période montre l'augmentation du WOR comme étant assez rapide pour les deux (coning et channeling).

On a la courbe de dérivé (WOR') présente une pente négative dans la section de (2500 à 4000) jours, et devenant positive après, qui indique l'occurrence de combinaison des deux mécanismes ce qui est considéré un coning avec un comportement de canalisation tardif.

### **III.8 Conclusion :**

Dans ce chapitre, on peut conclure que le coning n'est pas très courant dans le champ de Hassi Messaoud, on ne peut pas identifier le phénomène de coning avec les données de jaugeage seulement, les courbes de WOR et WOR' de chan plot sans précis pour l'identification de coning.

## CONCLUSION

---

### **Conclusion :**

Après l'étude de phénomène de cône d'eau, on a conclu que ce phénomène est l'un des majeurs problèmes qui rencontre les producteurs dans l'industrie pétrolière.

Nous avons étudié le coning d'eau dans trois puits dans le champ de Hassi Messaoud. On peut conclure :

- Le coning d'eau n'est pas très fréquent dans le champ de Hassi Messaoud.
- Le problème de coning est due a la remonté rapide de WOC a cause de production au dessus de taux critique (optimal) de la production.
- L'augmentation de la teneur on eau (water cut) peut être un signe de présence de coning d'eau.
- L'utilisation de Logiciel OFM nous permet de réaliser les Chan plot pour étudier le coning.
- L'étude des courbe de WOR et WOR' de Chan plots est une méthode précise pour confirmer la présence de coning d'eau.
- Les courbes de Chan plot nous permettent d'identifier le présence de coning d'eau et les séparer des autre types des venues d'eau comme le channeling.
- Les courbes de Chan plots nous permettent de déterminer le temps de percée d'eau.
- Les solutions pour contrôler le coning peut être très cher.
- Les méthodes de contrôle les plus utiliser dans le champ de Hassi Messaoud sont : Le bridge plug, Le bouchon de ciment, un side track, ou la fermeture de puits.

## RECOMMANDATION

---

### **Recommandation :**

Afin d'éliminer et de contrôler le coning d'eau nous recommandons de tenir en compte les points suivantes :

- Nous prenons en compte les données qui montre la présence d'eau de gisement.
- Réaliser les différentes techniques de contrôle de coning avec les installations de fonds tels que DWS et DWL.
- Réaliser un forage horizontal si l'épaisseur de couche productrice est mince.
- Dans le cas d'un puits avec cased hole on peut :
  - Réaliser un bouchon de ciment, après, des perforations au-dessus de cimentation.
  - Réaliser un bridge plug pour isoler la zone de contact huile-eau OWC.
- Dans le cas d'un puits avec open hole on peut réaliser un liner cimenté et perforé et choisir l'intervalle au-dessus le OWC pour les perforations, après les mêmes procédures de puits avec cased hole.
- Faire une cimentation et réaliser un side track.
- Toutes les méthodes précédentes doivent être avec une duse de débit au-dessous le débit critique de production pour éviter de la reformation de coning d'eau.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

---

### Références bibliographie :

- [1]. YACINE OULD-AMER. Contribution a l'étude des écoulements polyphasiques non miscibles dans les milieux poreux application au coning d'eau. Thèse doctorat d'état. Université des sciences et de la technologie Houari Boumediene. 2004
- [2]. <https://fr.krohne.com/fr/industries/industrie-petroliere-gaziere/exploration-production-industrie-petroliere-gaziere/injection-co2-injection-eau-extraction-gaz-industrie-petroliere-gaziere/>
- [3]. BELAZZOUG Fateh. Etude des problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile. Mémoire MAGISTER. Université Kasdi Merbah Ouargla. 2012.
- [4].K. Aminian. Water Production Problems and Solutions-Part I. Petroleum & Natural Gas Engineering Department West Virginia University. 2004
- [5]. Tarek Ahmed Reservoir engineering handbook /.—4th ed.
- [6].Anietie N. Okon, Dulu Appah, Julius U. Akpabio. Water Coning Prediction Review and Control: Developing an Integrated Approach. Journal of Scientific Research & ReportsArticle no.JSRR.33291. 14(4): 1-24, 2017
- [7].Bea CE. Prediction of water coneformation in a naturally fractured reservoirwith aquifer drive - an artificial expertapplication. M.Sc. Thesis submitted to theDepartment of Energy and MineralEngineering, Pennsylvania StateUniversity; 2015.
- [8].Osisanya SO, Recham R, Touami M.effects of water coning on the performanceof vertical and horizontal wells - a reservoirsimulation study of Hassi R' Mel field,Algeria. Paper presented at CanadianInternational Petroleum Conference held atCalgary, Alberta, Canada, June 4-8; 2000.
- [9].Recham R. Super-critical rate based oneconomic recovery in water and gasconing by using vertical and horizontal wellperformance. Society of PetroleumEngineers. SPE Paper 71820; 2001.
- [10] Available:[http://petrowiki.org/Water\\_and\\_gas\\_coning](http://petrowiki.org/Water_and_gas_coning)**

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

---

- [11] Shaibu R, Klewiah I, Mahamah MA, Acquah IE, Cobbah C, Asiedu SW. An intelligent well approach to controlling water coning problem in horizontal production wells. International Journal of Engineering Research and Technology. 2017;6(1):317-323.
- [12] Abdullah AO, Ahmed MM. Downhole separation technology. B.Eng. Project submitted to the Petroleum Engineering Department, Faculty of Engineering and Architecture, University of Khartoum; 2015.
- [13] Wojtanowicz AK. Downhole water sink technology for water coning control wells. Research report submitted to Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering, Louisiana State University; 2006.
- [14] Aderemi AO. Intelligent well application in production wells. M.Sc. Dissertation submitted to University of Aberdeen; 2012.
- [15]. Jin L. Downhole water loop (DWL) well completion for water coning control – theoretical analysis. M.Sc. Thesis submitted to the Graduate Faculty of the Louisiana State University; 2009.
- [16]. Jin L, Wojtanowicz AK, Hughes RG. An analytical model for water coning control installation in reservoir with bottom water. Paper presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 16-18; 2009.
- [17]. Goodwin KJ. Principles of squeeze cementing. Paper presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, March 8-9. 1984.
- [18]. Available: <https://halliburton.com/chemical-conformance-technology-controlling-water-production-from-mature-fields/>
- [19]. Ehlig-Economides CA, Chan KS, Spath JB. Production enhancement strategies for strong bottom water drive reservoirs. Paper presented at the Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, October 6-9; 1996.
- [20]. Available: [www.petrowiki.org/Horizontal\\_well](http://www.petrowiki.org/Horizontal_well)
- [21]. Joshi SD. Cost/Benefits of horizontal wells. Paper presented at Society of Petroleum Engineers Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting held in Long Beach, California, May 19-24; 2003.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

---

- [22]. Chugbo AI, Roux GD, Bosio JC. Thin oil columns, most people think horizontal wells, Obagi field case suggests contrary. Paper presented at the 64th Annual Technical Conference of Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Texas, October 8 -11; 1989.
- [23]. Joshi SD. Horizontal well technology. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, USA. 1991:251-267.
- [24]. Inikori SO. Numerical study of water coning control with downhole water sink (DWS) well completions in vertical and horizontal wells. Ph.D. Dissertation Submitted to the Graduate Faculty of the Louisiana University; 2002.
- [25]. <https://petroblogweb.wordpress.com/2016/08/14/advantages-limitations-andclassification-of-horizontal-wells/>
- [26]. Wojtanowicz AK, Xu H, Bassiouni Z. Oil well coning control using dual completion with tailpipe water sink. Proceeding for Society of Petroleum Engineers Production Operation Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, April 7-9; 1991.
- [27]. Gan X. Twin-horizontal downhole water loop production system. Submitted to the Department of Geoscience and Petroleum Engineering, Delft University of Technology, Netherland; 2015.
- [28]. Luiprasert R, Srisuriyachai F, Athichanogorn SL. Water coning management for oil reservoir with bottom aquifer by downhole water loop. Paper presented at the 11th International Conference on Mining, Materials and Petroleum Engineering held at Chiang Mai, Thailand, November 11-13; 2013.
- [29]. Kwame S, Afari SA, Aggrey WN. Intelligent well technology – dealing with gas coning problems in production wells. International Journal of Applied Science and Technology. 2014;4(5):121-135.
- [30]. Addiegro-Guevara EA, Jackson MD, Giddins MA. Insurance value of intelligent well technology against reservoir uncertainty. Paper presented at the Society of Petroleum Engineers Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, April 19-23; 2008.
- [31]. Cullick S, Sukkestad T. Smart operations with intelligent well system. Paper presented at Society of Petroleum Engineers Intelligent Energy Conference and Exhibition held in Utrecht, Netherland, March 23-25; 2010.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

---

[32]. Arashi A. Defining and implementing functional requirements of an intelligent well completion system. Paper presented at Latin American and Caribbean Petroleum Engineers Conference held in Buenos Aires, Argentina, April 15-18;2007.

[33]. MAHMOUD FARAG RADWAN. Water Control in Oil & Gas Wells.

[34]. L. MAAMAR et H. KHJTER, *Optimisation de la production pétrolière, Mémoire de Master*, Université de Béjaia, p. 20, 2015.

[35]A. COMBAZ, Les premières découvertes de pétrole au Sahara dans les années 1950 : le témoignage d'un acteur, Travaux du Comité français d'Histoire de la Géologie, Comité français d'Histoire de la géologie, 2002.

Tableau II-1: La comparaison entre les méthodes de contrôle de coning d'eau.

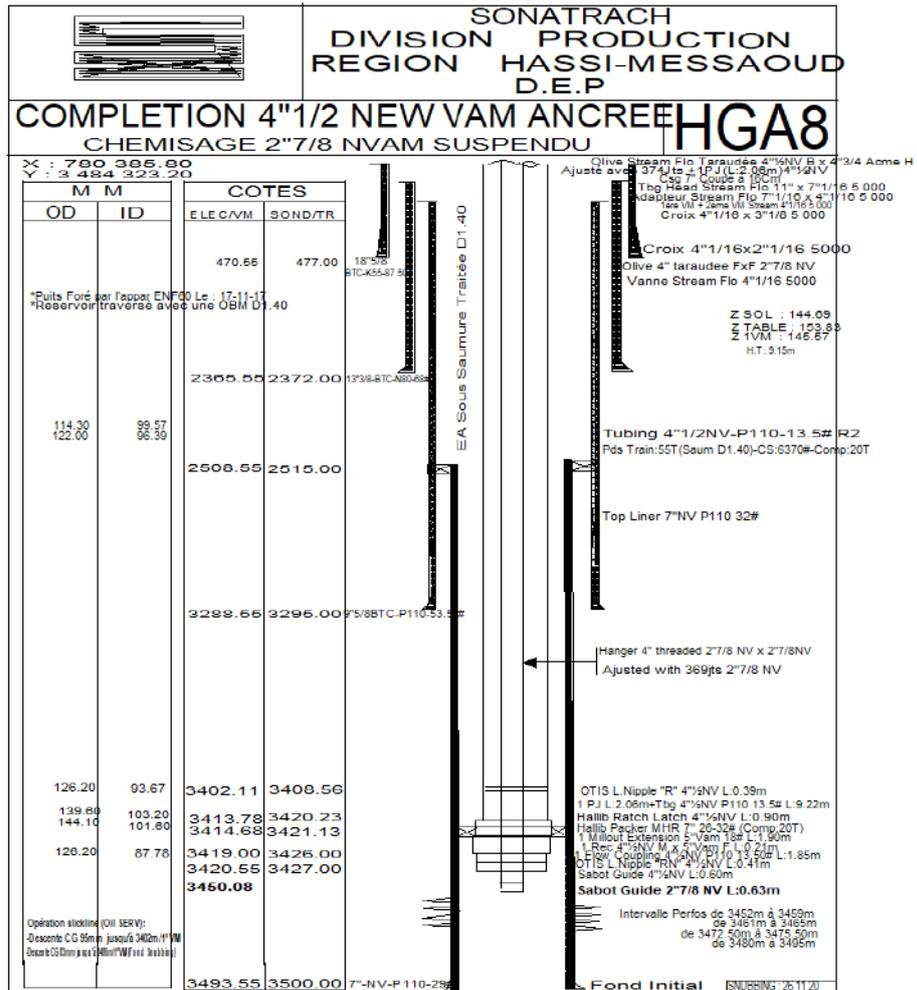
Méthodes de contrôle	Completion	Avantage(s)	Limites	Réservoir candidat
<b>1. Production inférieure à débit critique <math>q_c</math></b>		-Faible water cut. -Pas de production d'eau à la surface. -Retard de temps de percée.	-Le taux de production n'est pas économique.	Les réservoirs avec aquifère actif et inactif (faible).
<b>2. Perforation loin de contact huile-eau (OWC)</b>	L'intervalle de perforation est placé à une distance prédéterminée du contact huile-eau	-Retardé le temps de percée. -Le taux de production de pétrole peut être légèrement supérieur au taux critique.	-Il est limité par l'épaisseur de la colonne d'huile (zone productrice) du réservoir.	-Réservoirs à huile mince et conventionnels avec aquifère actif et inactif.
<b>3. Pénétration totale</b>	L'intervalle de perforation couvre toute la zone d'huile et la distance étendue sous le contact huile-eau (OWC) dans la couche d'eau.	-Le taux de production de pétrole serait supérieur au taux de production critique. -Temps de percée retardé. -Faible water cut.	La hauteur de la zone d'huile est le facteur déterminant.	Réservoirs à huile mince; surtout avec aquifère inactif.
<b>4. Traitement de Gel de puits vertical.</b>	Injection de polymères ou de gels pour former une barrière entre les zones d'huile et d'eau.	-Temps de percée retardé. -Réduction de water cut.	-Les polymères ou les gels peuvent boucher la connectivité des pores du réservoir, ce qui peut nuire à l'écoulement du liquide. -Le puits peut être endommagé lorsque la barrière en polymère ou en gel pénètre dans le puits de pétrole	Les réservoirs avec aquifère inactif et actif.

## ANNEX

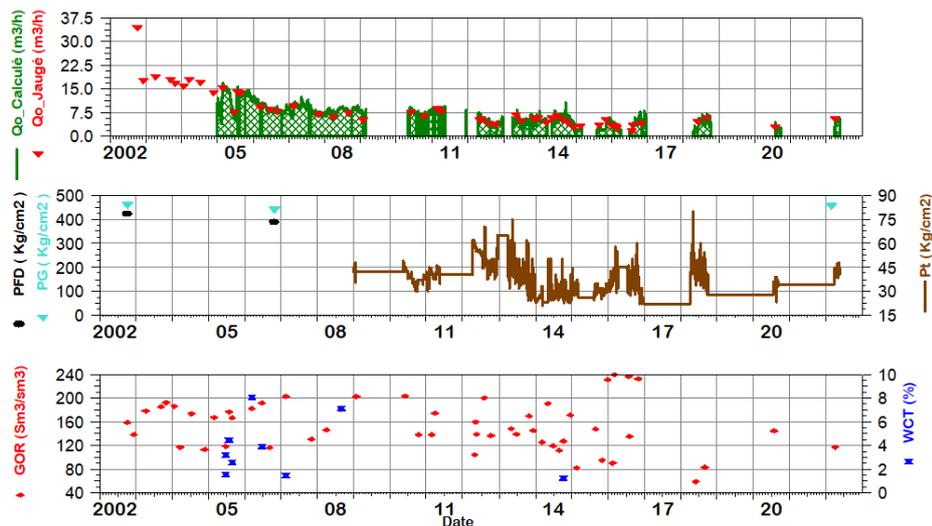
<b>5. Puits horizontaux.</b>	Forage horizontal dans la zone de pétrole.	Par rapport à un puits vertical, il fournit un temps de percée retardé et des potentiels de récupération de pétrole élevés.	Pétrole Les puits horizontaux sont limités par la technologie de forage.  Il est cher que son homologue conventionnel.	Réservoirs à colonne d'huile mince et conventionnels réservoirs d'aquifère faible et actif.
<b>6. Technologie de séparation de fond de huile-eau</b>	complétion avec hydrocyclone et installé pompes pour séparer le mélange eau-huile.	-Production d'huile sans eau à la surface. -Réduction de traitement de l'eau à la surface, etc.	Entrave à la taille minimale du casing.	Réservoirs classique et d'huile mince avec aquifère faible et actif.
<b>7. Downhole water sink (DWS)</b>	Double completion; au-dessus et au-dessous du contact huile-eau (OWC).	-Augmentez le taux critique et réduire water cut. -Temps de percée Retardé.	Production d'eau et problèmes de manutention. Plus de consommation d'énergie et de frais de levage élevés cher que conventionnel (simple) puits	Réservoir conventionnel avec aquifère actif fort.
<b>8. Downhole water loop (DWL)</b>	Triple completions; une au-dessus contact huile-eau et deux sous OWC (c.-à-d. une completion à DI et autres à DWI)	-Augmenter le taux critique et la réduction de water cut, avec un retard de temps de percée.  -Meilleure performance de maintien de pression du réservoir.  -Pas de production et de traitement de l'eau à la surface. -Moins d'énergie et coût de consommation de la pompe à eau.	-La conception soignée du système de production. -Limité par l'épaisseur de l'aquifère.  -Le coût est cher.	Réservoirs avec water drive faibles (inactifs).

## ANNEX

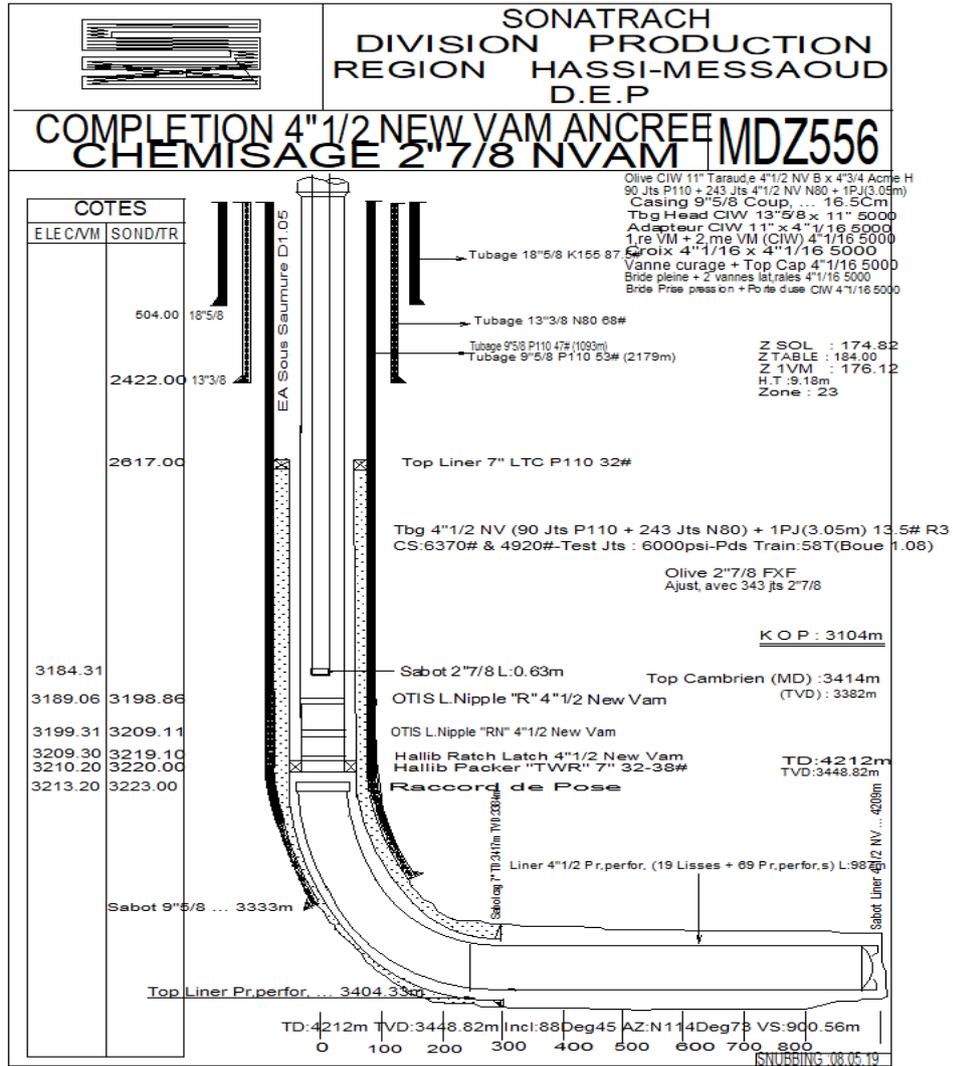
<b>9. Thin-horizontal downhole water loop (THDWL)</b>	Quadruple (quatre) complétion une au-dessus de OWC pour production de pétrole et trois au-dessous de OWC.	Traitement de l'inconvénient observé dans le DWS et le DWL.  Water cut inférieure ou faible que DWS et DWL.	Très coûteux que l'approche de complétion DWS et DWL.	Les deux réservoirs de water drive avec aquifère faible et actif.
<b>10. Complétion intelligente.</b>	Bien complété avec l'installation des vannes de régulation d'entrée (VCI), capteurs, jauges, etc.	Surveiller, réguler et mesurer les paramètres du réservoir et du fluide Augmenter la productivité du réservoir.	coût élevé des VCI installés, etc. La fiabilité des vannes de fond et du capteur sont des facteurs importants pour la surveillance et le contrôle.	Des réservoirs conventionnels et à épaisseur d'huile mince.



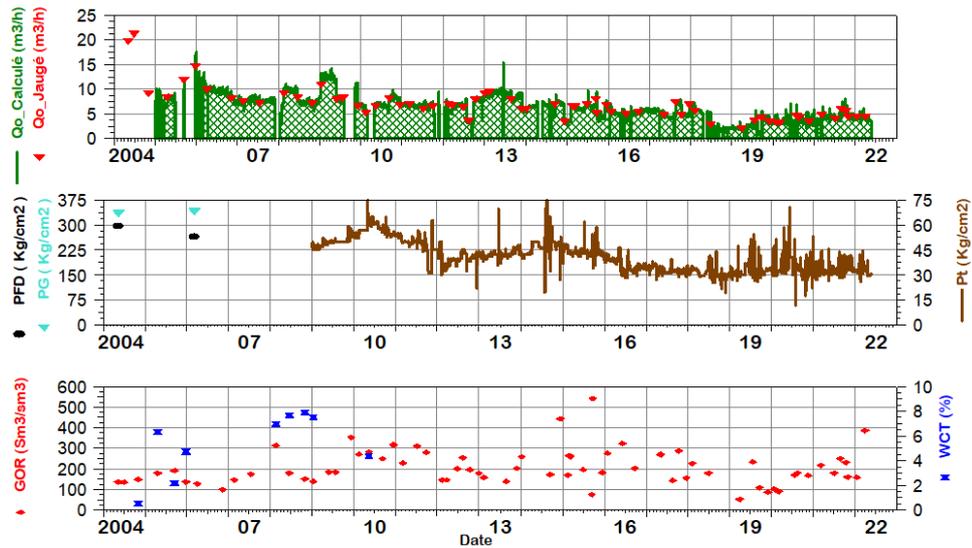
Fiche technique de puits HGA8



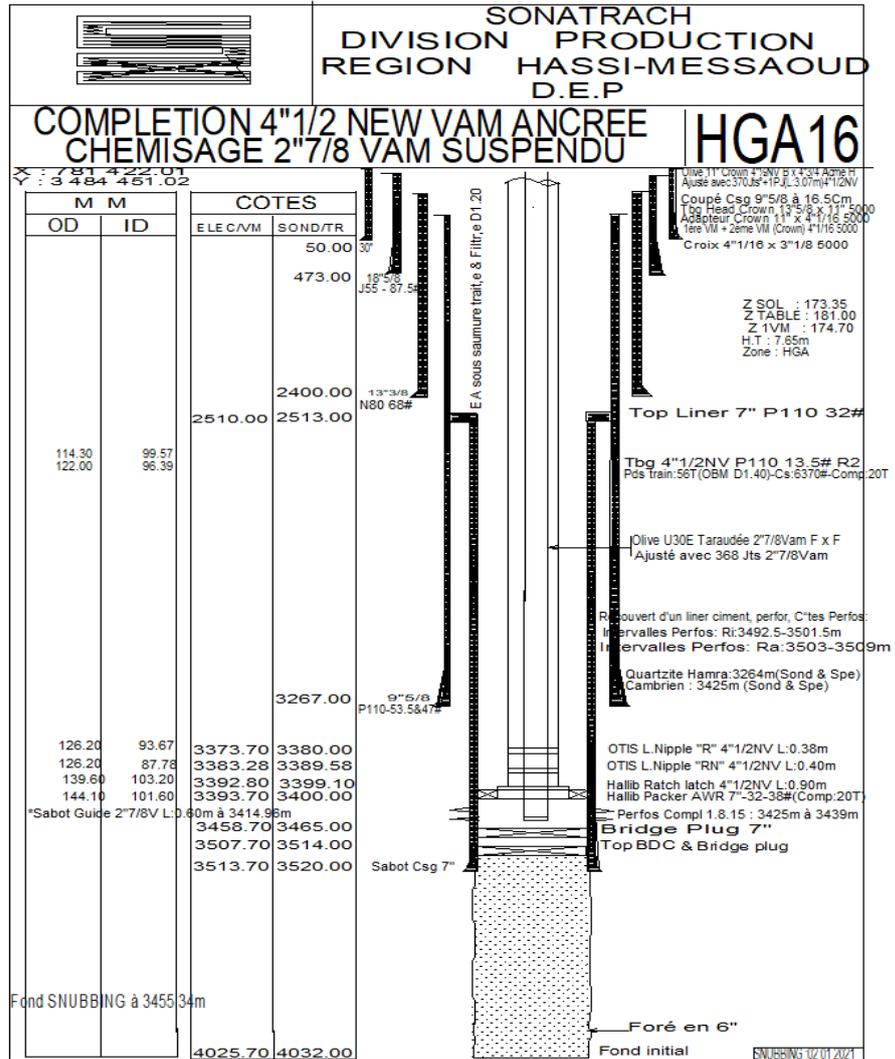
L'évolution des paramètres de puits HGA8



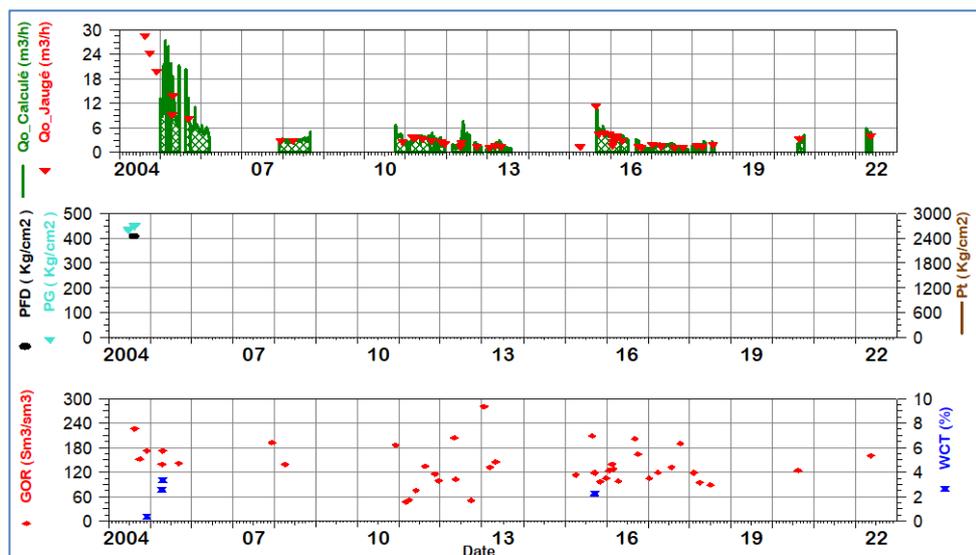
Fiche technique de puits MDZ556



L'évolution des paramètres de puits MDZ556



Fiche technique de puits HGA16



L'évolution des paramètres de puits HGA16

