

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

## 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 :

**BELBALI Abdelkader, MANANE Younes et ZEGHBA Brahim**

---

Étude des problèmes des venues d'eau

Haoud-Berkaoui

---

Soutenue le : 05 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

#### Jury :

Président	Univ. Ouargla
Examineur	Univ. Ouargla
Encadrant	Univ. Ouargla

**Année Universitaire 2023/2024**

# Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Dieu, notre Créateur, qui nous a donné la force de mener à bien ce travail.

Cette étude a été menée au sein de la Direction Régionale du **Haoud-Berkaoui**.

Nous tenons à remercier sa direction de nous avoir permis

D'y parvenir en nous accueillant dans ses différents départements. Nous tenons à exprimer nos remerciements au **Dr. Belmiloud Fatima Zohra** pour notre encadrement, notre assistance, nos orientations et nos conseils pendant cette période ainsi que pour son soutien considérable et le temps utile qu'elle nous a alloué pour mener à bien cette étude.

Nous adressons bien entendu nos remerciements à tous les professeurs du Département de Production de l'Université de Ouargla, sans oublier tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à l'élaboration de cet ouvrage.

À tous, encore une fois, merci beaucoup.

**Brahim, Younes et Abdelkader**

# Dédicace

Loué soit Dieu, par la grâce, la générosité et la grâce duquel j'ai achevé cet humble travail.

Par la suite, j'ai le plaisir de présenter ce travail à :

Ceux qui ont suivi mon éducation et travaillé dur pour qu'ils voient sous leurs yeux les plus hauts niveaux de réussite, à ma chère mère qui m'a soutenu avec toute sa gentillesse, sa tendresse et ses conseils pour mener à bien mes études, et à mon cher père qui a résisté par moi et m'a préparé pour tout ce dont j'avais besoin, merci à vous deux qui n'avez pas oublié le bénéfice de vos prières.

A tous mes chers frères et mes chères sœurs.

A tous mes amis, à tous ceux qui m'ont aidé directement ou indirectement, et à tous ceux que j'aime.

Je dédie également mon travail à mes éminents professeurs en particulier et aux responsables du département de production en général.

Enfin, je dédie fièrement cette lettre à mes collègues :

**BRAHIM et ABDELKADER.**

**MANANE Younes**

## **Dédicace**

Je dédie ce modeste travail qui n'aurait pu aboutir et voir la lumière sans l'aide de

Dieu le Tout Puissant à :

Mon honorable père **Djamel Eddine** et ma très chère mère **Touria**, qui m'ont enseigné le vrai sens de la vie et m'ont élevé avec tout leur amour, patience, soutien et conseils. Je leur dois le mérite pour ce que je suis devenu aujourd'hui. Merci mon père, merci ma mère, que Dieu vous protège et vous garde pour nous tous inchallah.

Mon frère **Ishak**, et mes sœurs **Chahinaz** et **Zoulikha**.

Et un Remerciement spécial à mon grand-père **Mamoun**

Mes binômes **Younes** et **Brahim**, ainsi qu'à tous mes amis et mes collègues.

**Abdelkader**

# Dédicace

*Je dédie humblement ce travail à mes chers parents, qui ont été mes piliers, mon inspiration et ma motivation tout au long de ce parcours. À mon père, pour son soutien inébranlable, et à ma mère, pour sa lumière, son amour inconditionnel et sa patience infinie. Que Dieu les protège et les bénisse.*

*À Mme [Belmiloub Fatima], mon encadrante, dont les conseils avisés, les orientations précieuses et le soutien constant ont été d'une aide inestimable dans l'élaboration de ce mémoire.*

*À mes frères et sœurs, qui ont été mes complices, mes confidents et mes meilleurs supporters. Votre présence a été un réconfort constant.*

*À ma précieuse Sidra, Ta naissance a été une source inestimable de joie et de motivation.*

*À ma famille élargie, à mes tantes, oncles, cousins et cousines, dont le soutien et les encouragements ont été une source de force et de courage.*

*À mes amis, qui ont partagé mes joies, mes peines et mes succès. Votre amitié est un trésor que je chérirai toujours.*

*À mes binômes, [Kada et Younes], avec qui j'ai partagé ce voyage académique. Merci pour notre collaboration fructueuse et notre soutien mutuel.*

*À toute la section [master 2 production provisionnelle], pour l'esprit d'entraide et de solidarité qui nous a unis.*

*Enfin, je dédie ce travail à toutes les personnes qui m'ont aimé et soutenu, qui ont cru en moi et m'ont encouragé. Votre confiance en moi a été ma plus grande motivation et je vous en suis infiniment reconnaissant.*

***Brahim***

## Résumé :

Dans les champs pétrolifères matures, la production excessive d'eau est un problème complexe qui affecte gravement l'économie et l'environnement. Ce mémoire présente une généralité sur les venues d'eau ainsi que l'analyse les causes des venues d'eau, telles que les problèmes de complétion et les caractéristiques des réservoirs, et propose des solutions pour minimiser leurs impacts. À travers une étude de cas détaillée, il examine les méthodes de contrôle des venues d'eau appliquées dans le champ de Haoud-Berkaoui, y compris l'utilisation de bouchons de sable et de ciment. Les résultats montrent que bien que ces méthodes soient essentielles pour maintenir la viabilité des opérations de production. Ce travail souligne également l'importance de l'utilisation d'outils analytiques comme les courbes PLT pour diagnostiquer et localiser les venues d'eau, offrant ainsi des recommandations pratiques.

**Mots-clés :** Industrie pétrolière, afflux d'eau, productivité des puits, ratio eau-pétrole.

## Abstract:

In mature oil fields, excessive water production is a complex problem that severely impacts both the economy and the environment. This paper provides an overview of water influxes and analyzes the causes, such as completion issues and reservoir characteristics. It also proposes solutions to minimize their impacts. Through a detailed case study, it examines water control methods implemented in the Haoud-Berkaoui field, including the use of sand plugs and cement. The results demonstrate that while these methods are crucial for sustaining production operations, the study underscores the importance of employing analytical tools like PLT (Production Logging Tool) curves to diagnose and locate water influxes, thereby offering practical recommendations.

**Keywords:** Petroleum industry, water inflow, well productivity, water-oil ratio.

## ملخص :

في الحقول النفطية الناضجة، تعد الإنتاجية المفرطة للمياه مشكلة معقدة تؤثر بشكل كبير على الاقتصاد والبيئة. يقدم هذا البحث نظرة عامة على تدفق المياه وكذلك تحليلاً لأسباب تدفق المياه، مثل مشاكل الإتمام وخصائص المكامن، ويقترح حلولاً لتقليل تأثيراتها. من خلال دراسة حالة مفصلة، يفحص طرق التحكم في تدفق المياه المطبقة في حقل حوض بركاوي، بما في ذلك استخدام سدادات الرمل والأسمنت. تُظهر النتائج أن هذه الأساليب ضرورية للحفاظ على جدوى العمليات الإنتاجية. يؤكد هذا العمل أيضاً على أهمية استخدام الأدوات التحليلية مثل منحنيات PLT لتشخيص وتحديد مواقع تدفق المياه، مما يقدم توصيات عملية.

**كلمات مفتاحية:** صناعة البترول، تدفق المياه، إنتاج الآبار، نسبة الماء إلى النفط.

## Table des matières

Remerciements .....	I
Dédicace.....	II
Table des matières.....	VI
La liste des figures .....	IX
List des tableaux .....	X
List des abbreviations .....	XI
INTRODUCTION GÉNÉRALE : .....	1
CHAPITRE I GÉNÉRALITÉ SUR LES VENUES D’EAU .....	2
1. Introduction :.....	2
2. Gisement d’hydrocarbures :.....	2
3. Production d’eau :.....	3
3.1. Facteurs déplaçant l’eau vers le puits :.....	4
3.1.1. Des venues d’eau :.....	4
4. Causes des venues d’eau :.....	4
4.1. Problèmes mécaniques :.....	4
4.2. Problèmes liés à la complétion :.....	5
4.2.1. Complétion dans ou près de la zone d'eau :.....	5
4.2.2. Canaux derrière le tubage :.....	5
4.2.3. Fracturation hors de la zone :.....	5
4.3. Problèmes liés aux réservoirs :.....	6
4.3.1. Épuisement des réservoirs :.....	6
4.3.2. Channeling :.....	6
5. Conséquences des venues d’eau :.....	7
Les dépôts.....	7
6. Solutions des problèmes des venues d’eau :.....	8
6.1. Les solutions mécaniques :.....	8

6.2. Les solutions chimiques :.....	8
Chapitre II Etude des venues d'eau dans le système de production .....	9
1. Introduction :.....	9
2. Etude des venues d'eau dans le réservoir : .....	9
2.1. Coning d'eau : .....	9
2.2. Calcul des entrées d'eau :.....	11
2.3. L'injection d'eau : .....	12
3. Etude des venues d'eau dans la complétion : .....	15
3.1. Impact des venues d'eau sur le système nodale :.....	15
3.2. Problèmes des dépôts dans le puits :.....	16
3.3. La corrosion des équipements de complétion :.....	17
Chapitre III traitements des venues d'eau .....	1
1. Introduction :.....	18
2. Types de traitement :.....	18
2.1. Scellant de zone : .....	18
2.2. Agents réducteurs de perméabilité (PRA) : .....	18
2.3. Modificateurs de perméabilité relative (RPM) :.....	18
2.4. Description des traitements précédemment appliqués :.....	19
2.5. Durée de traitement.....	20
2.6. Sélection de la composition et du volume du traitement : .....	20
2.7. Placement : .....	21
2.8. Considérations de viscosité :.....	22
2.9. Considérations de température : .....	22
1.1. Considérations de température : .....	22
Chapitre IV Étude de cas.....	24
1. Introduction.....	24



2.	Situation géographique : .....	24
3.	Présentation de la région : .....	25
4.	les champs de la région: .....	25
4.2.	Caractéristiques du réservoir : .....	27
4.3.	Aspect structurel : .....	27
5.	Etude de cas : .....	27
5.1.	Les problèmes effectués par les venues d'eau : .....	27
5.2.	Le logiciel d'analyse de puits et réservoirs OFM : .....	28
5.3.	Choisi des puits candidats : .....	28
6.	Les puits sélectionnés pour l'étude : .....	28
6.1.	LE PUIT GLSW1 : .....	28
6.2.	Puits NGS-P2 : .....	36
7.	Conclusion Générale et Recommandations .....	40
	Les références: .....	41

# La liste des figures

Figure I.1 : Coupe schématique d'un réservoir d'hydrocarbures.....	2
Figure I.2 : Différents types de gisements. ....	3
Figure I.5 : Les problèmes mécaniques de tubage. [9] .....	4
Figure I.6 : Les canaux derrière le tubage. [9] .....	5
Figure I.7 : Les fractures hors de la zone.[9] .....	6
Figure I.8 : Channeling.[9] .....	7
Figure I.9 : Schéma d'un Bouchon.[11].....	8
Figure II.1 Chutes de pression dans un puits vertical et horizontal.....	9
Figure II.3 : Effet de la viscosité d'huile sur le débit fractionnaire.....	13
Figure II.4 : Evolution des perméabilités relatives de système eau-huile .....	14
Figure II.5 : Effet de pourcentage d'eau sur le profil de pression dans le tubing .....	16
Figure III.5: Comment un modificateur de perméabilité relative peut ajuster les courbes de perméabilité	19
Figure III.6: Profil prévu de réchauffement d'un puits traité : Temps d'injection du traitement = 12 heures, Température statique du fond de trou (BSST) = 91°C, Rayon du traitement = 7 mètres. ....	23
Fig. IV-1 Situation géographique de Haoud Berkaoui [13] .....	24
Fig. IV-2 Situation géologique de Haoud Berkaoui [13].....	25
Figure IV.5 : localisation de puit GLSW1 .....	29
Figure IV.6 : les données surface de puit GLSW1 .....	29
Figure IV.7 : Evolution du Water Cut et P tête - GLSW1 .....	34
Figure IV.8 : Evolution des salinités d'huile et d'eau Puits GLSW1 .....	34
Figure IV.10 : localisation de puit NGS-P2 .....	36
Figure IV.11 : les données de surface .....	36

# List des tableaux

Tableau (I.2) : Conséquences des venues d'eau .....	7
Table III.2 : Comparaison des Traitements .....	21
Table IV.1 : Ancien jaugeage .....	32
Table IV.2 : LE dernier jaugeage de puit GLSW1.....	33
Table IV.3 : Participation des intervalles par phase, aux conditions réservoir. ....	33

# List des abbreviations

**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.

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

**$k_h$**  : la perméabilité horizontale (md).

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

**(WC)limit** : Limited 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).

**qC \*** : dimensionless fonction.

**LD** : longueur du puits adimensionnelle.

**zWD** : distance verticale adimensionnelle.

**S<sub>wc</sub>**: la saturation d'eau résiduelle.

**S<sub>or</sub>** : la saturation d'huile résiduelle.

**E<sub>S</sub>** : sweep efficiency, dimensionless.

**q<sub>D</sub>** : le debit

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

**HBK** : Haoud-Berkaoui.

# INTRODUCTION GÉNÉRAL

---

## INTRODUCTION GÉNÉRALE :

La gestion des venues d'eau dans les champs pétrolifères représente un défi majeur pour l'industrie pétrolière. Les venues d'eau excessives peuvent entraîner une réduction significative de la production d'hydrocarbures, augmenter les coûts d'exploitation et poser des problèmes environnementaux importants. Ce mémoire vise à examiner en profondeur les causes, les impacts et les solutions aux venues d'eau dans les réservoirs pétrolifères, en mettant un accent particulier sur les techniques de prévention et de contrôle des venues d'eau. En se basant sur des études de cas et des analyses de données, ce travail offre une perspective exhaustive sur les stratégies les plus efficaces pour gérer ce phénomène complexe. Ce mémoire a un objectif de vise à comprendre les causes et les impacts des venues d'eau dans les réservoirs pétrolifères, en particulier dans le champ de Haoud-Berkaoui, et propose des solutions efficaces pour leur contrôle. Grâce à des analyses détaillées et des outils analytiques avancés, il offre des recommandations pratiques pour améliorer la gestion de l'eau dans les champs pétrolifères matures. Pour atteindre l'objectif de travail, l'étude menée en quatre chapitres a été divisée : Premièrement, dans le premier chapitre, nous proposons des modèles circulaires à l'eau, de la production d'eau, des facteurs qui transportent l'eau vers le puits, les effets des bases d'eau et les causes des problèmes d'eau. Dans le deuxième chapitre, une étude sur l'eau est consacrée au système de production. Troisième chapitre, nous avons fait des propositions pour traitement à la production excessive d'eau. Quatrième chapitre présente une étude de cas sur deux puits sur le phénomène de l'hypertéine dans le domaine de Haoud- Berkaoui.

**CHAPITRE I**  
**GÉNÉRALITÉ SUR LES**  
**VENUES D'EAU**

## 1. Introduction :

La production d'eau est l'un des problèmes techniques, environnementaux et économiques majeurs associés à la production de pétrole et de gaz. La production d'eau peut limiter la vie productive des puits de pétrole et de gaz. L'eau produite représente le plus grand flux de déchets associé à la production pétrolière et gazière. L'impact environnemental de la manipulation, du traitement et de l'élimination de l'eau produite peut sérieusement affecter la rentabilité de la production pétrolière et gazière. 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. [1]

## 2. 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. [2]

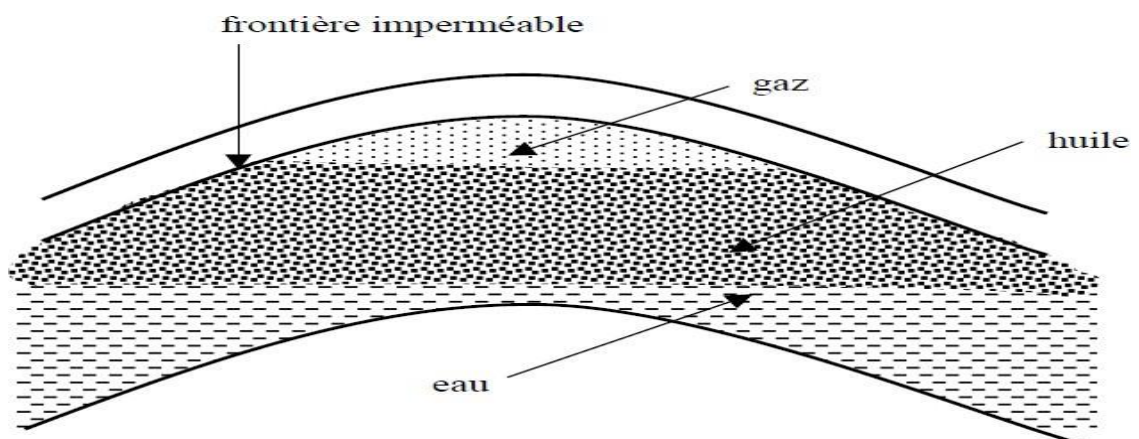


Figure I.1 : Coupe schématique d'un réservoir d'hydrocarbures.

- 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.



- Les différents types de gisements d'huile qui peuvent être rencontrés sont :
  - 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)

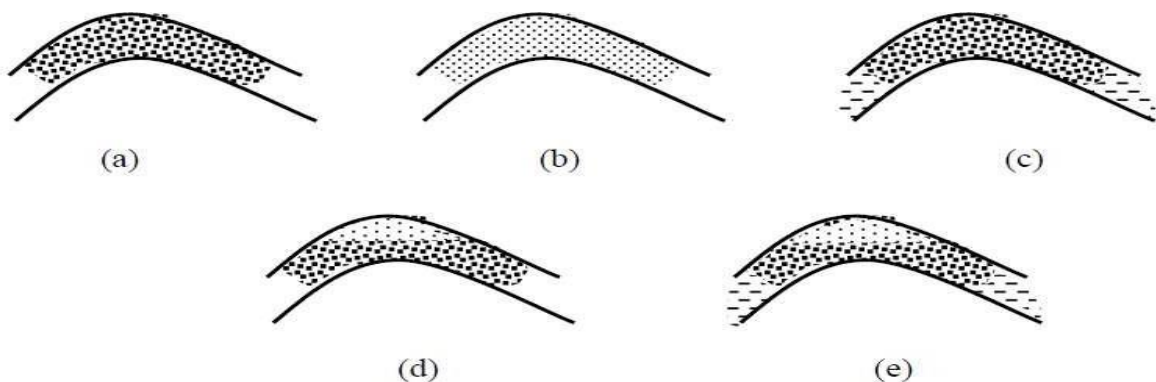


Figure I.2 : Différents types de gisements.

### 3. Production d'eau :

L'eau produite est de l'eau présente dans les mêmes formations que le pétrole et le gaz. Lorsque le pétrole et le gaz remontent à la surface, l'eau produite remonte également à la surface. Elle peut également être appelée « saumure » ou « eau salée ». L'eau produite contient certaines des caractéristiques chimiques de la formation à partir de laquelle elle a été produite et des hydrocarbures associés. L'eau produite peut provenir d'eau naturelle dans les formations contenant du pétrole et du gaz ou peut être de l'eau qui a été précédemment injectée dans ces formations par le biais d'activités conçues pour augmenter la production de pétrole à partir des formations telles que des opérations d'inondation d'eau ou d'inondation de vapeur. Dans certaines situations, de l'eau supplémentaire provenant d'autres formations adjacentes aux couches contenant des hydrocarbures peut faire partie de l'eau produite qui remonte à la surface. [3]

### 3.1. Facteurs déplaçant l'eau vers le puits :

#### 3.1.1. Des venues d'eau :

- L'eau interstitielle originaire 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.
- Un aquifère actif de fond ou latéral.
- L'eau d'injection dans le cadre de la récupération secondaire. [6]

### 4. Causes des venues d'eau :

Les causes de production d'eau peuvent être divisées en plusieurs catégories, notamment des problèmes mécaniques, liés à l'achèvement et liés au réservoir.

#### 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. [8]

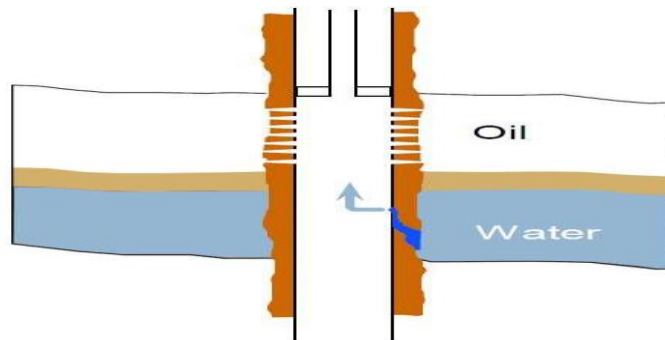


Figure I.5 : Les problèmes mécaniques de tubage. [9]

## 4.2. Problèmes liés à la complétion :

### 4.2.1. 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. [8]

### 4.2.2. 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. [8]

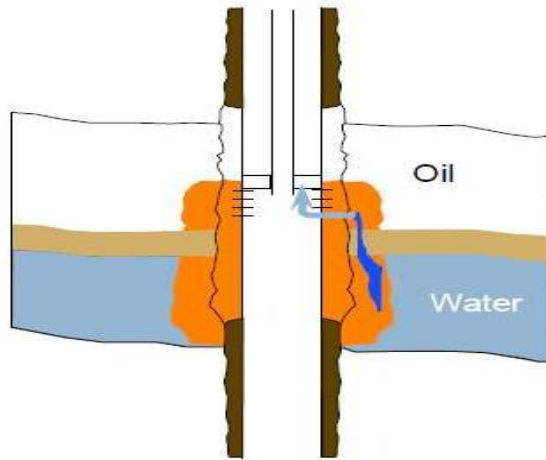


Figure I.6 : Les canaux derrière le tubage. [9]

### 4.2.3. 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.[8]

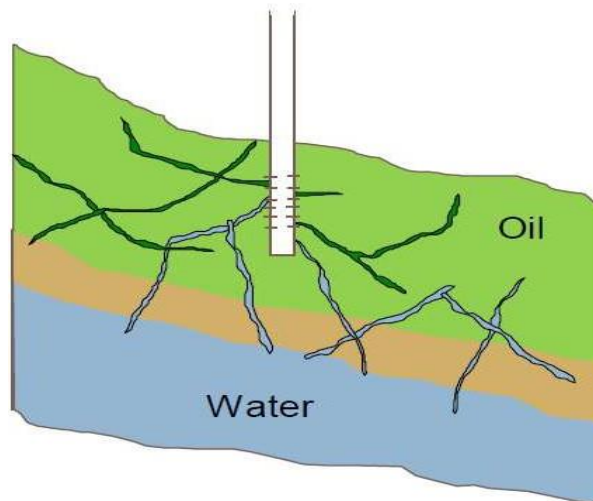


Figure I.7 : Les fractures hors de la zone.[9]

### 4.3. Problèmes liés aux réservoirs :

#### 4.3.1. 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.[8]

#### 4.3.2. Channeling :

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.[8]

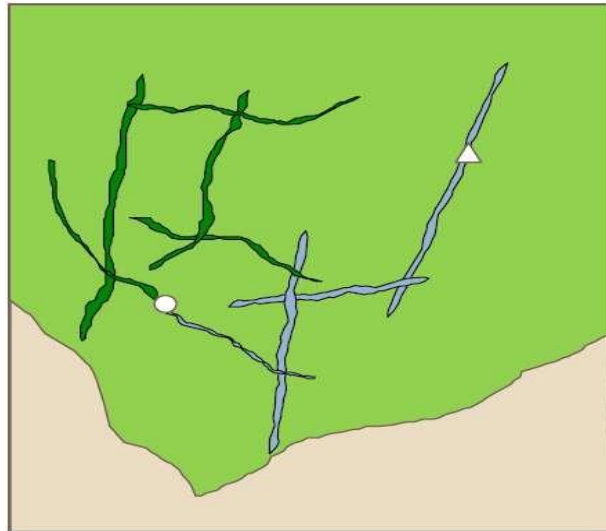


Figure I.8 : Channeling.[9]

**5. Conséquences des venues d'eau :**

**Tableau (I.2) : Conséquences des venues d'eau**

Les dépôts	La corrosion	Les hydrates	La production de sable
<p>Les différents dépôts peuvent réduire la section d'écoulement jusqu'à boucher complètement la colonne de production, ainsi que les installations de puits et de collecte.</p>	<p>L'eau produite est généralement très salée, ce qui peut provoquer des exacerbations de Phénomène de corrosion des équipements de tuyauterie.</p>	<p>L'hydrate est un composé de propriétés physiques formé entre les gaz et l'eau sous certaines conditions de pression et de température.</p>	<p>L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment qui tiennent les grains et la formation en place, permettant ainsi la production de sable.</p>

## 6. Solutions des problèmes des venues d'eau :

Pour tous les types de problèmes, il existe une variété d'options de solution, des solutions mécaniques et chimiques relativement simples et peu coûteuses aux solutions complètes les plus complexes et les plus coûteuses. Les problèmes d'infiltration d'eau multiples sont courants et nécessitent souvent une combinaison de solutions.[10]

### 6.1. Les solutions mécaniques :

Dans plusieurs problèmes des venues d'eau tels que les fuites de tubage, l'écoulement derrière le tubage, la remontée de contact eau-huile ainsi que l'envahissement de l'eau des couches sans croisement d'écoulement (crossflow), les bouchons : mécaniques (bridge plugs), gonflables (straddlepackers), de ciment (Portland ciment) ou de sable (Sand plugs) permettent d'isoler les intervalles inondés par l'aquifère.

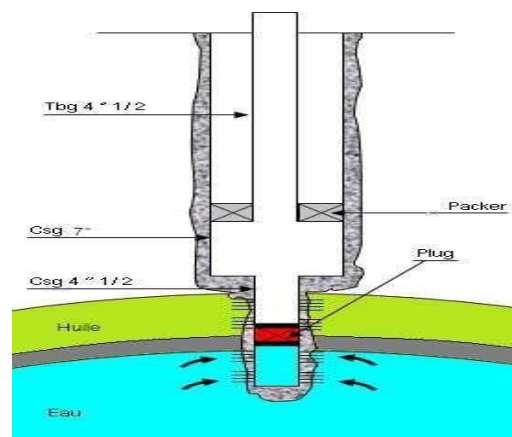


Figure I.9 : Schéma d'un Bouchon.[11]

Lorsque le puits doit être maintenu ouvert pour les niveaux les plus profonds que le point d'entrée d'eau, une pièce de tubage (casing patch) descendue au fond de puits peut être la meilleure solution, elle peut obstruer l'écoulement d'eau à travers le tubage afin d'isoler les zones à eau.[11]

### 6.2. Les solutions chimiques :

Certains traitements chimiques utilisent des gels polymères ou pré-gelés pour contrôler l'excès de production d'eau. Les gels pénètrent dans les fissures et voies de drainage, où ils bloquent le mouvement de l'eau. Le gel polymère est un mélange de polymères et d'agents réticulés, tandis que le gelant est un fluide avant la formation complète des liaisons chimiques. [8]

**Chapitre II**

**Etude des venues d'eau dans  
le système de production**

## 1. Introduction :

Le système de production des puits peut être divisé en deux parties principales le réservoir et la complétion, toutes deux liées au fond de puits. Le réservoir est caractérisé par l'équation de l'inflow dans le milieu poreux et est associé au coning d'eau, aux entrées d'eau et à l'écoulement de l'eau d'injection. La complétion comprend tous les équipements de puits et est décrite par l'équation de l'outflow. Elle est sujette à des phénomènes comme l'alourdissement de la colonne de production, les dépôts et la corrosion, qui sont liés aux venues d'eau.

## 2. Etude des venues d'eau dans le réservoir :

### 2.1. Coning d'eau :

Le phénomène de coning d'eau est l'un des problèmes rencontrés lors de l'exploitation des gisements associés à un aquifère, et il est crucial de le minimiser et de le retarder. Ce phénomène est principalement causé par une chute de pression significative autour des puits verticaux, ce qui rend ce problème plus sévère dans ce type de configuration de puits (voir figure II-1). Dans les réservoirs associés à un aquifère de fond en l'absence d'un chapeau de gaz, les puits verticaux sont généralement perforés dans la partie supérieure de la zone productrice afin de réduire au minimum le coning d'eau. [5]

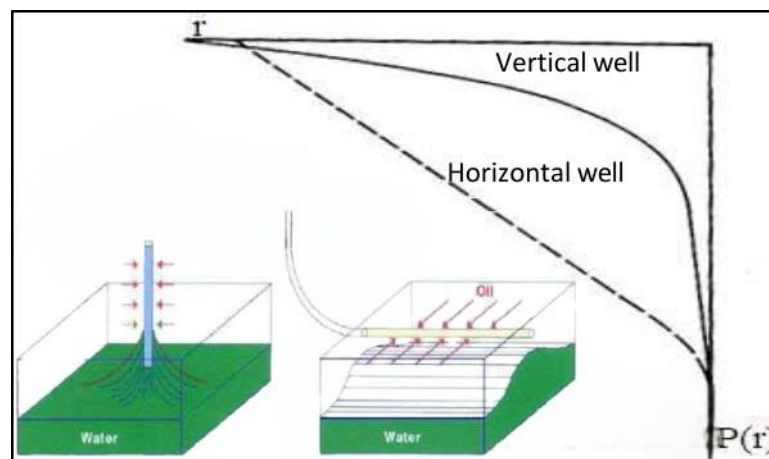


Figure II.1 Chutes de pression dans un puits vertical et horizontal

La probabilité de survenue d'un coning est directement liée à la viscosité de l'huile et inversement proportionnelle à la différence de densité entre les deux phases. Par conséquent, le phénomène de coning peut se produire lorsque l'effet de la faible viscosité de l'eau par



rapport à l'huile, à un certain débit, l'emporte sur l'effet de ségrégation dû à la différence de densité.

Pour un débit de production donné, la chute de pression imposée dans un réservoir de faible perméabilité est plus importante que dans un réservoir de haute perméabilité. Ainsi, les réservoirs de haute perméabilité présentent moins de tendance au coning que les réservoirs de faible perméabilité. En général, les réservoirs ayant une perméabilité d'un darcy ou plus montrent moins de problèmes de coning d'eau.

Dans les réservoirs naturellement fracturés, le coning d'eau devient plus prononcé en raison de l'écoulement de l'eau de l'aquifère à travers les fractures de haute perméabilité. Pour minimiser le coning, il est nécessaire de réduire la chute de pression, mais cela entraîne une diminution du débit de production. Les puits horizontaux sont souvent utilisés comme solution efficace car ils réduisent la chute de pression sans diminuer le débit de production.

Les réservoirs liés à un aquifère par les paramètres suivants :

- Le débit critique ( $Q_{oc}$ ) : est le débit maximum avec lequel on peut produire sans avoir une percée d'eau.
- Le temps de percée ( $t_{Bt}$ ) : c'est le temps à partir duquel on aura une percée d'eau. [5]

### **2.1.1. Le débit critique :**

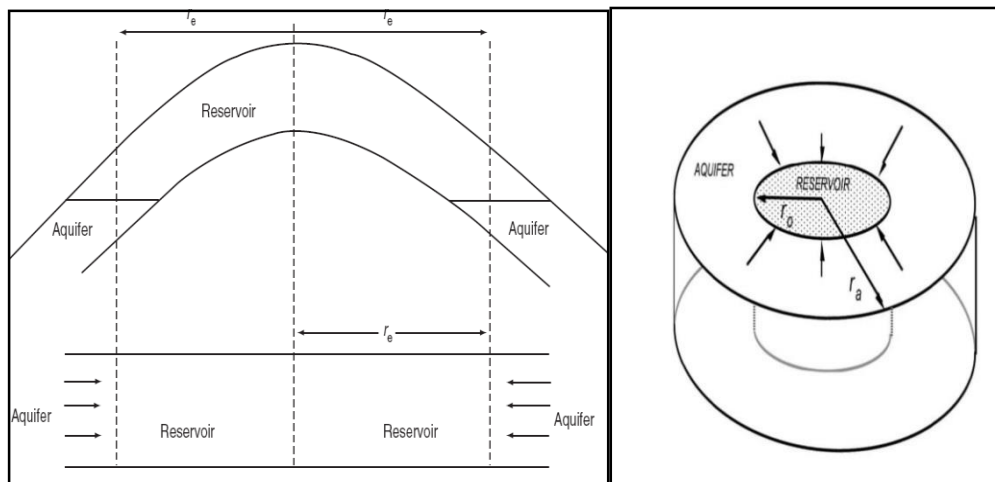
Plusieurs corrélations ont été élaborées pour déterminer le débit critique. Ces corrélations démontrent que le débit critique dépend de la perméabilité effective de l'huile, de sa viscosité, de la différence de densité entre l'eau et l'huile, de la fraction de pénétration du puits, ainsi que de la perméabilité verticale. Lorsque le débit de production du puits est inférieur au débit critique  $Q_{oc}$ , le cône reste stable (régime infra-critique). En revanche, si le débit de production dépasse la valeur du débit critique, le cône devient instable (régime supercritique), ce qui entraîne la production d'eau par le puits. [5]

Plusieurs réservoirs d'huile sont exploités grâce à l'action d'un aquifère actif, souvent désigné comme un "aquifère naturel". Lorsque les hydrocarbures sont extraits, la pression diminue, ce qui stimule une réaction de l'aquifère pour compenser cette baisse. Cette réaction se traduit par des entrées d'eau, également

appelées "afflux d'eau", qui maintiennent la pression dans le réservoir et soutiennent la production, figure II.2.

Les entrées d'eau sont attribuées aux :

- Expansion d'eau dans la couche aquifère.
- Compressibilité de la roche aquifère.
- L'écoulement par gravité où la couche aquifère est localisée structurellement plus haute que le réservoir.



**Figure II.2 : Modèle idéal représentant les entrées d'eau**

### 2.2. Calcul des entrées d'eau :

Le calcul des entrées d'eau se fait avec l'un des modèles suivants :

- Modèle de pot.
- Modèle permanent de Schilthuis (1936).
- Modèle permanent modifié de Hurst (1943).
- Modèle transitoire de Van Everdingen et Hurst (1949):
  - a) Dans le cas des aquifères latéraux.
    - o Dans le cas des aquifères de fond.
- Modèle transitoire de Carter-Tracy (1960).

- La méthode de Fetkovitch (1971) :
  - Dans le cas des aquifères radiaux.
  - Dans le cas des aquifères linéaires

### 2.3. L'injection d'eau :

L'injection d'eau est une méthode permettant d'augmenter la récupération du pétrole à partir d'un réservoir existant. L'eau est réinjectée dans le réservoir, généralement pour augmenter la pression et ainsi stimuler la production d'un puits. Elle permet d'améliorer le balayage du réservoir et de maintenir la pression du gisement en cas de manque d'énergie à cause de l'expansion de l'aquifère. Outre son but secondaire de récupération, l'injection d'eau peut aussi aider à diminuer la salinité de l'eau produite si cela entraîne des problèmes spécifiques.

#### 2.3.1. Influence des caractéristiques des roches et des fluides :

##### Influence des caractéristiques pétro physiques :

###### a) Porosité :

Plus la porosité n'est pas grande, plus la saturation résiduelle en huile  $S_{or}$  à la fin de la phase primaire est grande, d'où il est intéressant d'essayer de la récupérer.

###### b) Perméabilité :

La perméabilité est un facteur favorable pour la récupération. Toutefois il existe une limite supérieure au-delà de laquelle la récupération secondaire devienne non rentable.

###### c) La pression capillaire :

Les phénomènes capillaires ont parfois un rôle utile, c'est le cas lorsqu'ils permettent une régularisation de l'avancement du front séparant deux fluides immiscibles dans un milieu poreux hétérogène. Dans d'autres cas, ils peuvent avoir un rôle néfaste, lorsqu'ils causent le piégeage de l'huile dans les pores. [5]

2.3.2. Influence des caractéristiques des fluides :

L'augmentation de la viscosité résulte un accroissement de débit fractionnaire d'eau  $F_w$ , figure II-3. Cela peut être vérifié par l'équation de débit fractionnaire suivante :

$$FW = \frac{1 + \left(\frac{K_o.A}{U_o.Qt}\right) \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - g \frac{\Delta \rho \sin(a)}{1}\right)}{K_{ro}.U_w} \quad (II.14)$$

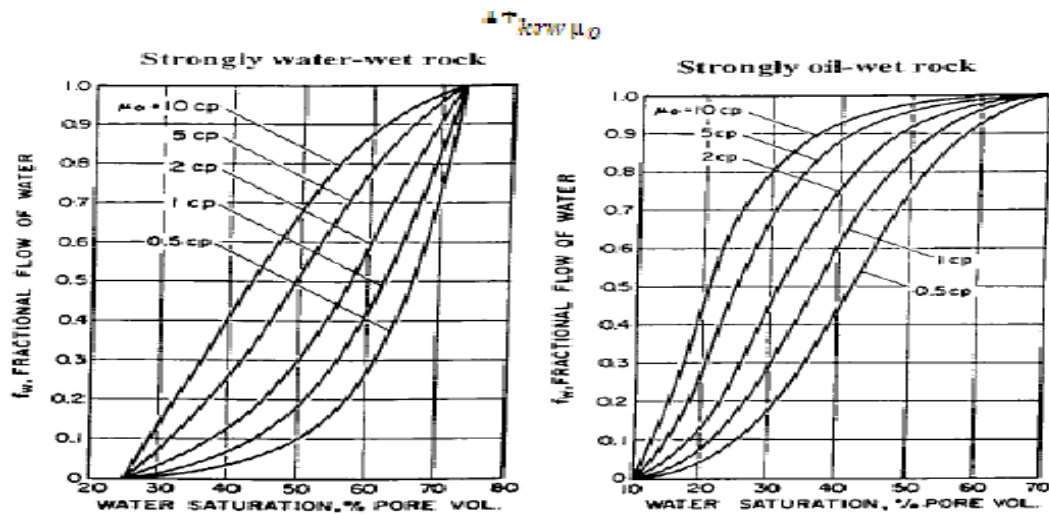


Figure II.3 : Effet de la viscosité d'huile sur le débit fractionnaire

2.3.3. La perméabilité relative :

La perméabilité relative est le rapport de la perméabilité effective d'une phase à sa perméabilité absolue, elle dépend de la saturation des phases. Figure II-4

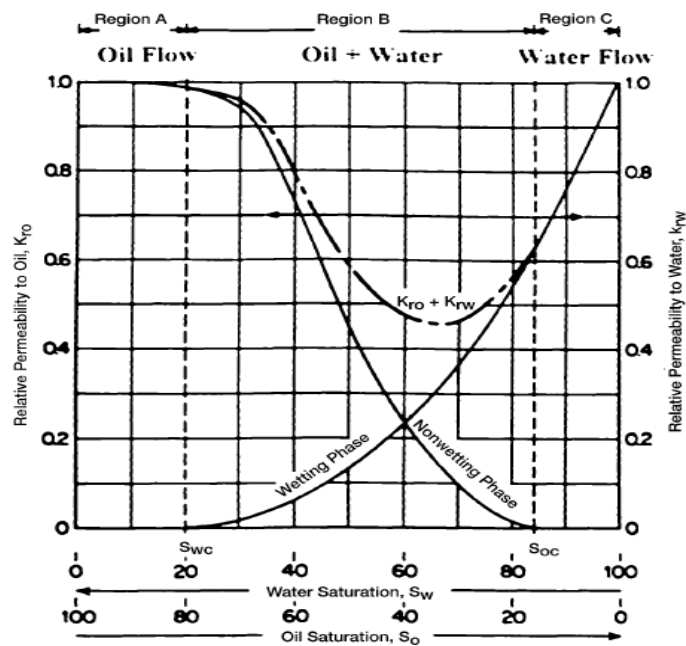


Figure II.4 : Evolution des perméabilités relatives de système eau-huile

### 2.3.4. La mobilité :

La mobilité d'un fluide  $\lambda$  est le rapport de sa perméabilité effective à sa viscosité :

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \quad \lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \quad (\text{II.15})$$

M est le rapport de mobilité de fluide déplaçant à celle de fluide déplacé.

$$M = \frac{\lambda \text{ déplacement}}{\lambda \text{ déplacé}} = \frac{\lambda_w \left( \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right) S_{wf}}{\lambda_o \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o} \right) S_{wi}} \quad (\text{II.16})$$

Selon la valeur de M, le déplacement peut être caractérisé par :

$M < 1$  : La récupération est élevée et l'eau déplace plus lentement que l'huile.

$M = 1$  : La récupération et la zone de transition sont modérées.

$M > 1$  : La récupération est faible et la percée se produit rapidement.

### 3. Etude des venues d'eau dans la complétion :

#### 3.1. Impact des venues d'eau sur le système nodale :

L'eau est plus lourde que l'huile, en conséquence l'augmentation de pourcentage d'eau (water cut,  $F_w$ ) produit une augmentation de la masse volumique moyenne de liquide, d'où l'augmentation du gradient de pression dans le puits avec une diminution du rapport gaz- liquide (GLR) car le gaz libre dans le tubing est provenu de l'huile.

La figure II-5 montre l'effet d'augmentation de  $F_w$  sur le profil de pression.

$$p_l = p_o(1 - F_w) + p_w f_w \quad (\text{II.23})$$

$$GLR = \frac{q_g}{(q_o + q_w)} \quad (\text{II.24})$$

Avec :

$\rho_l$  : La masse volumique moyenne de liquide.

$\rho_i$  : La masse volumique de la phase i.

$F_w$  : Le pourcentage d'eau (water cut),  $\% = \frac{q_w}{q_w + q_o}$ .

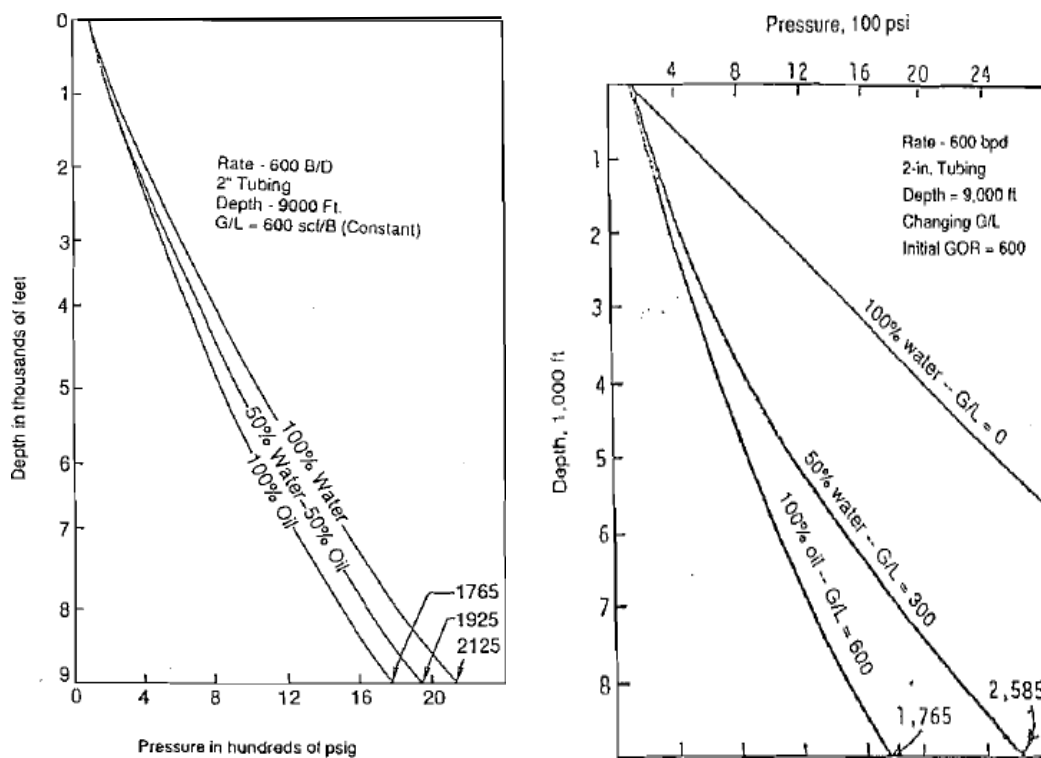


Figure II.5 : Effet de pourcentage d'eau sur le profil de pression dans le tubing

### 3.2. Problèmes des dépôts dans le puits :

#### 3.2.1. Les dépôts liés aux venues d'eau :

Généralement, l'eau produite est très chargée en sels et quelquefois jusqu'à la saturation, du fait qu'elle soit provenue de la couche aquifère qui peut retenir des quantités importantes de sel.

Le sel prédominant est le chlorure de sodium (Na Cl), mais il est toujours accompagné en quantités variables en sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme des sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.

L'eau de formation peut contenir jusqu'à 350 g/l de chlorure de sodium, et être ainsi aussi proche à la saturation qu'une très faible chute de température ou de pression provoque une précipitation importante de Na Cl.

Les dépôts de chlorure de sodium sont les moins gênants pour les producteurs, car la solubilité de Na Cl est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts. [5]

### 3.2.2. Problème d'incompatibilité des eaux :

On peut avoir une précipitation d'un ou de plusieurs sels inorganiques, lorsque on mélange deux eaux incompatibles. C'est le cas d'une eau de réservoir qui contient le baryum mélangé avec une eau d'injection qui contient le sulfate, ce peut être aussi le cas d'une eau de réservoir qui contient le calcium mélangé avec un fluide de complétion fait de l'eau d'injection qui contient le sulfate ou l'acide (HF ou HCl).

Les dépôts sulfatés montrent souvent un fort impact sur la productivité des puits. La plupart du temps, ces dépôts sont dus à une incompatibilité entre l'eau de réservoir qui peut contenir une quantité importante de calcium, de strontium et de baryum et un autre fluide qui peut être l'eau d'injection ou le fluide de complétion.

Dans ce cas, on peut avoir la formation des dépôts suivants :

- **Sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ ):** La solubilité du sulfate de calcium est élevée, donc les dépôts de sulfate de calcium ne se rencontrent qu'exceptionnellement.
- **Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ ) :** La solubilité du sulfate de strontium est intermédiaire entre celle du sulfate de calcium et celle du sulfate de baryum.
- **Sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ ) :** La solubilité du sulfate de baryum est négligeable, de l'ordre de quelques PPM. En conséquence, tout contact d'une eau de réservoir qui contient le baryum avec une eau qui contient le sulfate entraîne la formation de barytine (sulfate de baryum). [5]

### 3.3. La corrosion des équipements de complétion :

Le débit d'eau influence fortement le taux de corrosion des équipements en fonction de la concentration de matériaux corrosifs. Un débit élevé augmente le contact avec les surfaces métalliques, accélérant la corrosion. Bien que certains produits de corrosion puissent former une couche protectrice, un débit trop élevé peut l'éroder, exposant ainsi les surfaces aux éléments corrosifs. [5]



# **Chapitre III**

## **traitements des venues d'eau**

## 1. Introduction :

La production excessive d'eau est le plus souvent traitée plutôt que prévenue. Les clés du succès pour arrêter ou prévenir l'excès d'eau sont une caractérisation adéquate du problème, une conception de traitement appropriée et un placement efficace du traitement. Chaque problème possède différentes solutions disponibles, allant des approches mécaniques et chimiques simples et économiques, aux méthodes de complétion plus complexes et coûteuses. Les défis multiples associés aux influx d'eau sont courants et exigent souvent l'adoption d'une combinaison de solutions.

## 2. Types de traitement :

### 2.1. Scellant de zone :

Les Scellants de zone ferment toute la production d'une zone traitée, existant sous deux formes principales : les produits pour puits de forage (chimiques ou mécaniques) et les mastics matriciels. Les mastics chimiques agissent sans pénétrer la roche, tandis que les mastics matriciels réduisent la perméabilité à zéro en injectant la roche. Ils sont conçus pour durer indéfiniment ou jusqu'à ce que leur coût soit compensé par les avantages économiques. [12]

### 2.2. Agents réducteurs de perméabilité (PRA) :

**Définition** : Une ARP doit pouvoir réduire la production d'eau de l'intervalle cible. La plupart des PRA sont des traitements matriciels, mais des bouchons de sable placés dans le puits de forage peuvent également être conçus pour réduire, plutôt que boucher, la perméabilité.

Une PRA peut également réduire la perméabilité au pétrole de la zone cible. [12]

### 2.3. Modificateurs de perméabilité relative (RPM) :

La définition d'un RPM est controversée, mais il est généralement défini comme un matériau réduisant la perméabilité à l'eau plus qu'à l'huile. Certains estiment qu'un RPM doit également diminuer le rapport eau-huile (WOR) pour être considéré comme tel. Ces deux définitions impliquent une réduction du taux de production d'eau par rapport à celui du pétrole lors de l'application du RPM, avec la première exigeant

également une modification des courbes de perméabilité relative en fonction de la saturation.

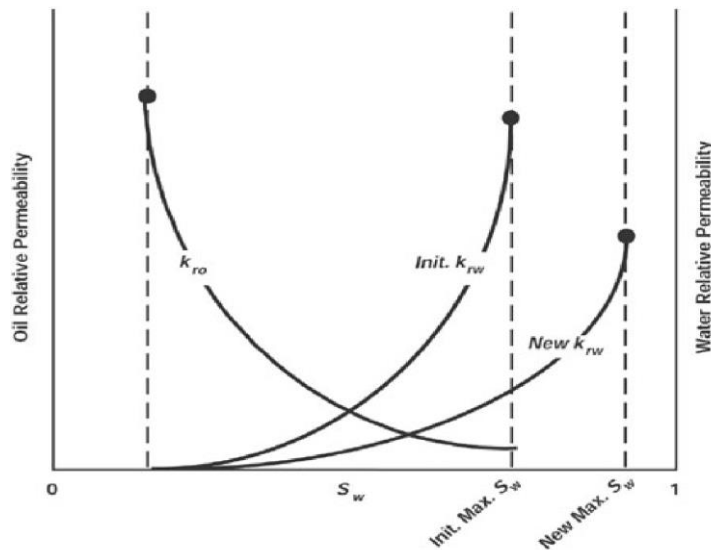


Figure III.5: Comment un modificateur de perméabilité relative peut ajuster les courbes de perméabilité

La durée de vie des RPM est débattue, avec une dégradation potentielle liée à l'accumulation de saturation en eau en dehors de la zone traitée. Les RPM peuvent agir sélectivement en colmatant les pores saturés d'eau, influençant ainsi la perméabilité. Certains RPM peuvent s'adsorber sélectivement à la surface de la roche, modifiant les propriétés de l'eau et du pétrole pour améliorer la production. [12]

#### 2.4. Description des traitements précédemment appliqués :

Les applications des systèmes actuellement disponibles pour promouvoir un effet ou pour traiter un mécanisme de production d'eau spécifique qui sont :

**Bouchons mécaniques :** Ceux-ci incluent les packers de tubes mécaniques et les bouchons coulissants. Dispositifs à manches. Ceux-ci peuvent être intégrés au tube et gonflés ou fermés par Appareils filaires ou slickline. Des packers mécaniques peuvent également être installés dans le puits et réglé une fois le puits terminé. Les dispositifs mécaniques d'arrêt d'eau ont été utilisés avec succès dans le monde entier et sont particulièrement utiles lorsqu'il y a peu de chances que l'eau s'écoule vers une autre section ouverte du bien (Brand et al., 1995). Des bouchons mécaniques peuvent être utilisés pour sceller n'importe quelle section de l'intervalle complété.

**Bouchons de sable :** du sable peut être placé dans le puits de forage pour réduire ou arrêter production de l'intervalle inférieur d'un puits. La taille du tamis à sable et la taille du bouchon peuvent être ajustées pour provoquer soit une étanchéité totale, soit un bouchon partiel. Souvent, lorsqu'un total Un joint d'étanchéité est requis, la dernière partie du bouchon peut être mélangée avec du ciment (ou un autre mastic chimique) pour renforcer l'étanchéité.

**Ciment à base d'eau :** Il s'agit notamment de ciments standards ou ultrafins. En bouillie dans l'eau. La petite granulométrie des ciments ultrafins peut permettre une pénétration plus complète dans les micro-canaux.

**Ciments à base d'hydrocarbures :** Ces ciments comprennent des ciments standards et ultrafins, mais sont mis en suspension dans des huiles (généralement du diesel). Les boues contiennent des matériaux tensioactifs qui leur permettent d'absorber l'eau d'un milieu extérieur. Les ciments à base de pétrole sont conçus pour être placés n'importe où dans un puits, mais ne durcissent que s'ils entrent en contact avec de l'eau, ce qui permet une certaine sélectivité.

## 2.5. Durée de traitement

En général, l'efficacité des traitements pour réduire ou arrêter la production d'eau dans les conditions de fond de trou peut durer indéfiniment selon la stabilité du traitement et les taux de production d'eau prévus. Pour les traitements arrêtant complètement la production, cela devrait empêcher toute production ultérieure de l'intervalle traité. La capacité des traitements à réduire la perméabilité dépend de leur résistance à la dégradation, testée en laboratoire et confirmée par des tests sur le terrain, bien que la raison de la disparité entre les résultats de ces tests reste incomplètement comprise. [12]

## 2.6. Sélection de la composition et du volume du traitement :

Le choix d'un traitement pour réduire ou prévenir une production d'eau excessive implique un équilibre entre les aspects techniques (résistance, profondeur, stabilité) et économiques (volumes, concentrations). Une solution technique plus coûteuse peut offrir des avantages économiques considérables, tandis qu'une option moins chère mais techniquement inférieure peut ne pas être rentable. Les exigences environnementales et de toxicité sont également cruciales, en particulier dans des régions comme la mer du Nord norvégienne, où la législation est stricte. Le processus

de sélection examine les traitements disponibles pour leur capacité à répondre aux besoins spécifiques, pouvant conduire à un choix unique ou à plusieurs options basées sur différentes formulations chimiques ou concentrations.

**Table III.2 : Comparaison des Traitements**

<b>Formulation A: Zone Sealant</b>	<b>Formulation B: PRA</b>	<b>Formulation C: PRA</b>
1.5% Polymer A	0.7% Polymer A	1.5% Polymer A
1000 ppm Crosslinker X	500 ppm Crosslinker X	1000 ppm Crosslinker X
Mixed in 2% KCl brine	Mixed in 2% KCl brine	Mixed in 2% KCl brine
Treatment Volume: 100 m <sup>3</sup>	Treatment Volume: 100 m <sup>3</sup>	Treatment Volume: 40 m <sup>3</sup>

La formulation B, à concentration moindre, génère un gel moins dommageable pour la roche par rapport à la formulation A, mais avec une efficacité moindre. La formulation C peut être aussi dommageable, mais en moindre quantité, nécessitant une pénétration plus profonde pour former un joint. Ce choix dépend de l'équilibre entre efficacité du traitement et impact sur la roche, et peut varier selon la concentration et la profondeur de pénétration des formulations. [12]

## 2.7. Placement :

1. **Bullheading** : Méthode d'injection simple où le traitement est pompé dans le tubage existant sans isolation mécanique de la zone, efficace si seule la zone cible est ouverte et si le traitement n'endommage pas les zones adjacentes.
2. **Placement avec obturateur mécanique** : Utilisation d'un obturateur pour isoler la zone cible, comprenant différents types d'obturateurs pour une isolation précise.
3. **Injection double** : Combinaison de l'obturateur mécanique avec l'injection simultanée d'un second fluide non dommageable pour éviter l'invasion du traitement dans les zones adjacentes.

4. **Isoflow** : Méthode dirigeant le traitement vers la zone cible sans isolation mécanique, en surveillant l'interface entre deux fluides pour ajuster les débits et maintenir la position de l'interface à l'extrémité du tubage. [12]

## **2.8. Considérations de viscosité :**

L'isolation des zones est recommandée lors de l'utilisation de fluides de scellement pour éviter les dommages aux intervalles non ciblés. Dans les cas où l'isolement complet n'est pas possible, des systèmes peuvent être choisis pour pénétrer préférentiellement dans les zones à perméabilité plus élevée, réduisant ainsi le risque de dommages aux lentilles adjacentes à perméabilité plus faible. Des fluides de faible viscosité ont tendance à s'infiltrer dans les couches à perméabilité plus élevée, tandis que les fluides de viscosité plus élevée ont tendance à se dévier, nécessitant une surveillance et des variations de formulation pour réduire les risques. [12]

## **2.9. Considérations de température :**

### **1.1.Considérations de température :**

Les compositions de traitement influencent les temps de prise, nécessitant souvent la fermeture des puits jusqu'à ce que le traitement épaississe pour éviter les fuites ou le déplacement. Historiquement, les temps de gélification étaient basés sur la température statique du fond de trou, mais les simulations révèlent que le refroidissement lors de l'injection peut prolonger ce processus pendant plusieurs jours. Ce délai peut être crucial pour éviter les problèmes potentiels liés à la solidification du traitement, voire de plusieurs semaines (Figure III.6).

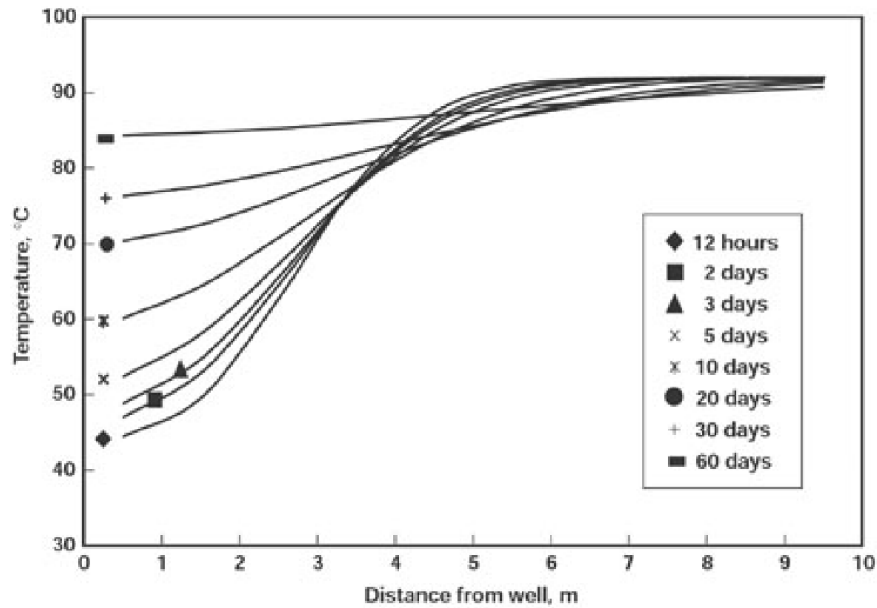


Figure III.6: Profil prévu de réchauffement d'un puits traité : Temps d'injection du traitement = 12 heures, Température statique du fond de trou (BSST) = 91°C, Rayon du traitement = 7 mètres.

Pour les traitements de grande envergure, des simulations de refroidissement sont essentielles pour planifier les réactions, impliquant des ajustements du débit de pompage ou de la formulation. La décision dépend du système choisi, tenant compte des limitations de température/temps et de la dépendance au temps/résistance. Par exemple, pour un système IAS, une injection rapide avec une concentration d'activateur adaptée peut optimiser la solidification rapide, réduisant ainsi le temps de placement et améliorant la résistance du gel. [12]

# Chapitre IV

## Étude de cas



## 1. Introduction

La Société Nationale Algérienne de recherche, d'exploration, de transport par canalisation et de commercialisation des hydrocarbures "SONATRACH" est l'une des plus grandes sociétés énergétiques au monde.

## 2. Situation géographique :

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.



Fig. IV-1 Situation géographique de Haoud-Berkaoui [13]

### 3. Présentation de la région :

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin d'Oued-Mya (Figure I-2), ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée Nord-Est/Sud-Ouest, cette dernière séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au Nord-Est.

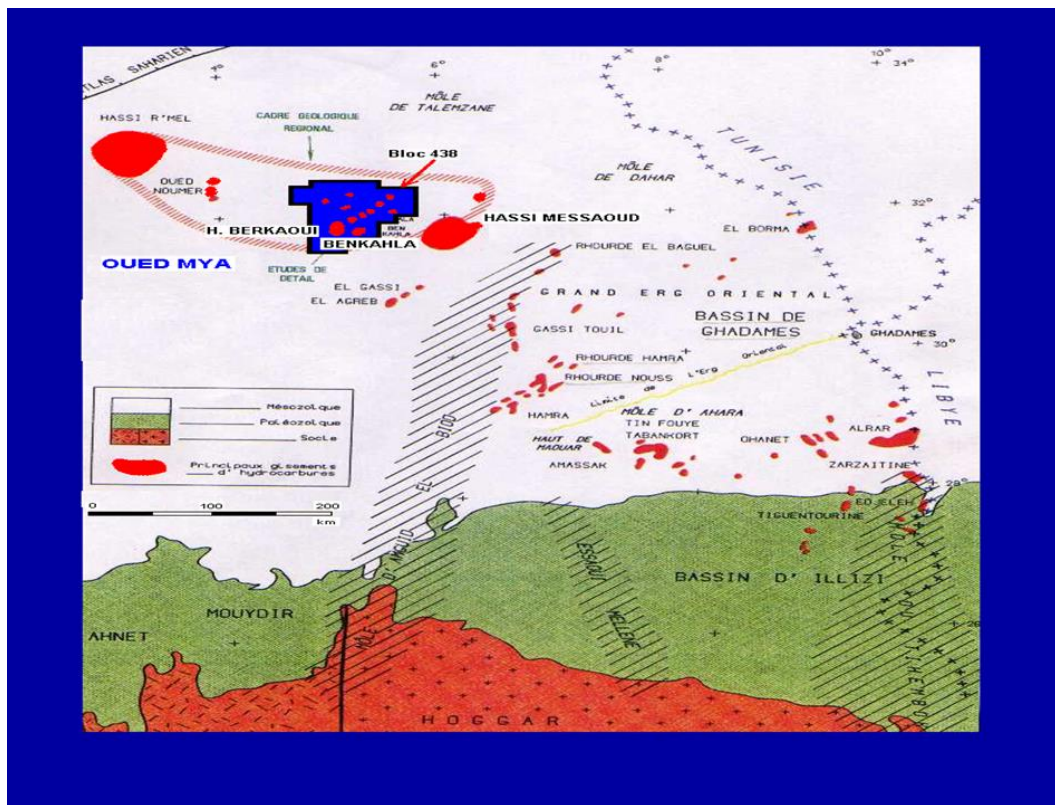


Fig. IV-2 Situation géologique de Haoud-Berkaoui [13]

### 4. Les champs de la région :

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens (Fig. I-3), elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km<sup>2</sup>, dont les principaux sont :

- Haoud-Berkaoui.
- champ de Benkahla.
- Champ de Guellala .

Les caractéristiques pétro-physiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous :

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm <sup>2</sup> )	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm <sup>2</sup> )	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne $\Phi$ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m <sup>3</sup> )	143,9.10 <sup>+6</sup>	100.10 <sup>+6</sup>	103,6. 10 <sup>+6</sup>

#### Les roches réservoirs :

Le Trias argilo-gréseux est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs, constitués par les séries suivantes :

- ✓ **La série inférieure,**
- ✓ **Le Trias T<sub>1</sub>,**
- ✓ **Le Trias T<sub>2</sub>.**

Les trois (3) gisements de la région produisent de l'huile à partir de la série inférieure et du réservoir T<sub>1</sub>. Le contact huile / eau est évalué à -3325 m pour le champ de Haoud Berkaoui.

#### **4.1.1. Les roches couvertures :**

La couverture du Trias argilo-gréseux est parfaitement assurée à l'échelle régionale par une puissante série évaporitique représentée par environ 1000 m de sel et d'anhydrite, allant du Trias S<sub>4</sub> au Lias anhydritique. Au Sud de la région, cette couverture est directement transgressive sur le substratum paléozoïque, assurant ainsi la couverture des biseaux des différents réservoirs du Trias.

#### **4.2. Caractéristiques du réservoir :**

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétro physiques de ce champ sont mentionnées dans le tableau.

#### **4.3. Aspect structurel :**

La structure de Haoud-Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued- Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central. Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté nord-sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau.

### **5. Etude de cas :**

#### **5.1. Les problèmes effectués par les venues d'eau :**

- Réduit la production d'huile.
- Corrosion des équipements.
- élargit la salinité d'huile.
- dépôt de sel.

## **5.2. Le logiciel d'analyse de puits et réservoirs OFM :**

Le logiciel OFM permet de transformer les données en décisions susceptibles d'améliorer les performances des champs pétroliers et gaziers tout au long de leur cycle de vie. Un accès rapide aux informations importantes signifie que toutes les réponses se trouvent au même endroit pour les gestionnaires, les ingénieurs pétroliers et les géo scientifiques.

Des visualisations faciles à utiliser permettent aux ingénieurs de comprendre les performances et de répondre rapidement aux questions tout en révélant les anomalies, tendances et exceptions cachées dans les données. OFM vous offre l'intelligence puissante nécessaire à l'analyse des puits et des réservoirs, de l'analyse ponctuelle aux rapports et tableaux de bord interactifs, en passant par les flux de travail standard de l'industrie et une analyse prédictive puissante. Les capacités d'ouverture permettent l'intégration dans différents domaines pour utiliser toutes les données et flux de travail traités.

## **5.3. Choisi des puits candidats :**

### **5.3.1. Critères de choix des puits candidats**

- ✓ L'historique de production.
- ✓ Le water Cut.
- ✓ L'interprétation PLT

## **6. Les puits sélectionnés pour l'étude :**

### **6.1. LE PUIT GLSW1 :**

#### **6.1.1. La localisation de puis :**

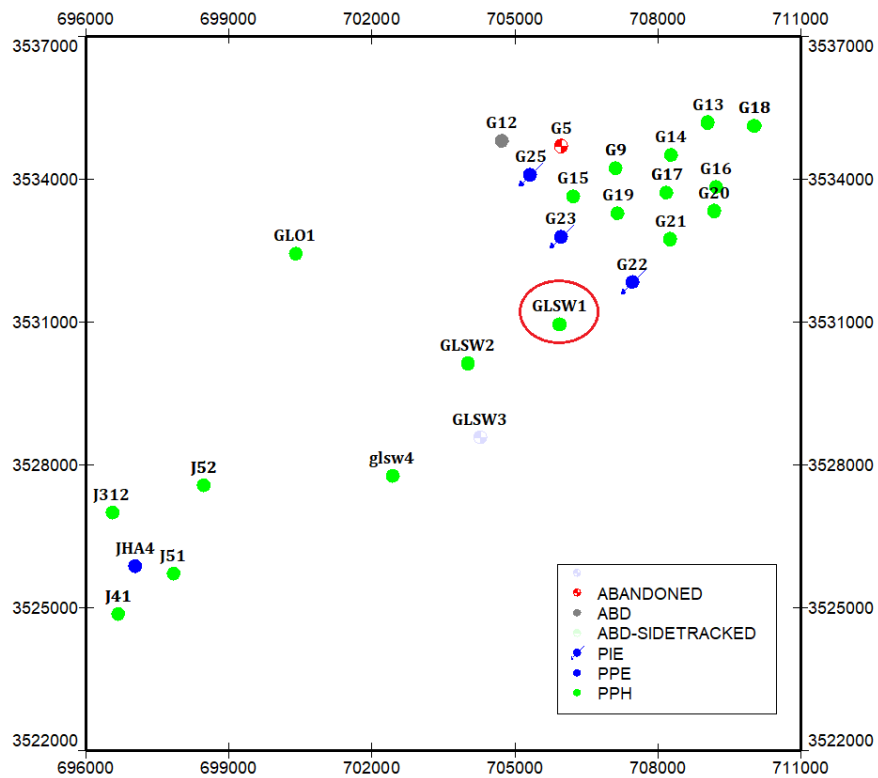


Figure IV.5 : localisation de puit GLSW1

Le puits GLSW1 a été implanté pour tester le Trias argileux-gréseux (Série Inférieure), et l’Ordovicien (Quartzites de Hamra). Foré en 2006 ; et mis en service en 2012. Il est situé sur le flanc Sud-ouest du gisement de Guellala, à 1,7 km et 1,8 km au Sud des PIE GLA22 et GLA 23 respectivement.

**6.1.2. Les données de surface :**

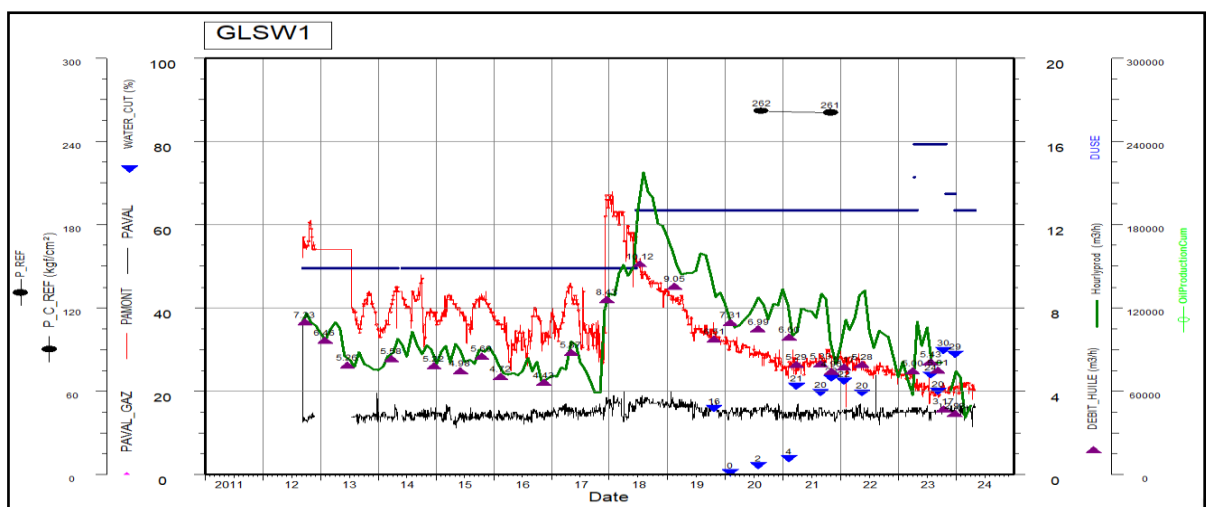


Figure IV.6 : les données surface de puit GLSW1

**6.1.3. Données du puits :**

Puits : GLSW1.  
 Statut : PPH.  
 Champ : GUELLA Sud-ouest.  
 Situation du puits : Eruptif  
 Réservoir : TAG série inférieure  
 Type de formation : Sandstone

**Perforations :**

Mi- perforations = **3585.50** m.

Banc n°	Intervalles perforés (m)	Hauteur (m)
1	3580,00 - 3583,00	3,00
2	3585,00 - 3591,00	6,00
Hauteur total perforée		9,00

## 6.1.4. Interprétation des diagraphies (RDT du 09 mars 2006.)

Réservoir	Zone	N° ordre	Profondeur	Pression de gisement	
			(m)	(Psi)	(kgf/cm <sup>2</sup> )
SI	Huile	1	3580,48	4942,03	347,46
		2	3580,99	4942,44	347,49
		3	3581,82	4942,73	347,51
		4	3586,49	4948,46	347,91
		5	3587,36	4947,54	347,85
		6	3586,73	4947,59	347,85
		7	3587,37	4947,44	347,84
		8	3589,48	4949,43	347,98
		9	3594,02	4953,75	348,28
	Eau	10	3601,32	5048,68	354,96
		11	3603,48	5046,16	354,78
		12	3605,00	5048,85	354,97
		13	3606,00	5050,45	355,08

## 6.1.5. Pression de réservoir (PFS du 21/08/2020) :

- Pression de fond statique :
- 263.14 Kgf/cm<sup>2</sup> à la cote mesure 3550 m
  - 261.72 Kgf/cm<sup>2</sup> à la cote de référence 3300m



**6.1.6. Profil de production (PLT du 20/11/2016).**

Réservoir	Bancs	Perforations	Qt	Taux	Q huile	Q eau	Q gas
		(m)	(m <sup>3</sup> /h)	(%)	(m <sup>3</sup> /h)	(m <sup>3</sup> /h)	(m <sup>3</sup> /h)
SI	N°1	3580.00 @ 3583.00	0.02	0.29	0.02	0.00	0.00
	N°2	3585.00 @ 3591.00	6.68	99.7	6.68	0.00	0.00

**6.1.7. Résultats des jaugeages****Table IV.1 : Ancien jaugeage**

Date	P Tête	Duse	Q Huile	S eau	S Huile	WC
20/09/2012	54,8	9,92	7,327	0	23	0
27/01/2013	47	9,92	6,464	0	82	0
17/06/2013	40,2	9,92	5,257	0	23	0
03/06/2015	39,4	9,92	4,98	0	12	0
24/03/2014	41,2	9,92	5,582	0	12	0
17/12/2014	38,3	9,92	5,22	0	12	0
03/05/2017	45,4	9,92	5,865	0	58	0
11/11/2016	32,5	9,92	4,426	0	222	0
11/02/2016	35,3	9,92	4,718	0	12	0
15/10/2015	42,6	9,92	5,69	0	12	0
15/12/2017	66,6	9,92	8,425	0	58	0
11/07/2018	50,2	12,7	10,118	0	1134	0
16/02/2019	42	12,7	9,051	0	2328	0
24/10/2019	33,15	12,7	6,508	0	35088	15,85

<b>03/02/2020</b>	31,6	12,7	7,31	0	<b>52638</b>	<b>0,41</b>
<b>27/07/2020</b>	28,17	12,7	6,99	<b>292,48</b>	<b>76038</b>	<b>2,05</b>
<b>10/02/2021</b>	26.98	12.7	6.601	<b>251,54</b>	<b>58488</b>	<b>3,76</b>

**Dernier jaugeage**

**Table IV.2 : LE dernier jaugeage de puit GLSW1**

Jaugeage	P tête (kgf/cm <sup>2</sup> )	P pipe (kgf/cm <sup>2</sup> )	Duse (mm)	Q <sub>o</sub> (m <sup>3</sup> /h)	WC (%)	GLR forme
<b>02/04/2023</b>	<b>22.73</b>	<b>16.21</b>	<b>12.7</b>	<b>4.99</b>	<b>0</b>	<b>98</b>
24/07/2023	20.23	16.36	15.88	5.42	23.87	72
08/09/2023	19.63	16.25	15.88	5.01	19.94	81
15/10/2023	20.7	16.5	13.49	3.16	29.78	110
25/12/2023	20.6	16.4	12.7	2.93	28.89	100
02/04/2024	20.8	14.7	12.7	3.24	30.38	104

**Remarque :** en remarque que le WC augment. Donc on a venue d'eau.

**6.1.8. Interprétation du PLT :**

**Résultats de l'interprétation des passes Up & Down.**

**Table IV.3 : Participation des intervalles par phase, aux conditions réservoir.**

Perforations (m)	Conditions réservoir					Conditions surface				
	Qt m <sup>3</sup> /h	Taux huile %	Q huile m <sup>3</sup> /h	Q eau m <sup>3</sup> /h	Q gaz m <sup>3</sup> /h	Qt m <sup>3</sup> /h	Taux Huile %	Q Huile m <sup>3</sup> /h	Q eau m <sup>3</sup> /h	Q gaz m <sup>3</sup> /h

3580,00 @ 3583.00	1.57	28.80	<b>0.83</b>	0.74	0	1.28	32.16	<b>0.56</b>	0.72	79.94
3585.00 @ 3591.00	3.88	71.19	<b>3.58</b>	0.30	0	2.7	67.83	<b>2.41</b>	0.29	337.3
Totaux	5.45	100	<b>4.41</b>	1.04	0	3.98	100	<b>2.97</b>	1.01	417.24

GLRF=104.82 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>, WC=25.37%

6.1.9. Les graphes de salinité et water cut :

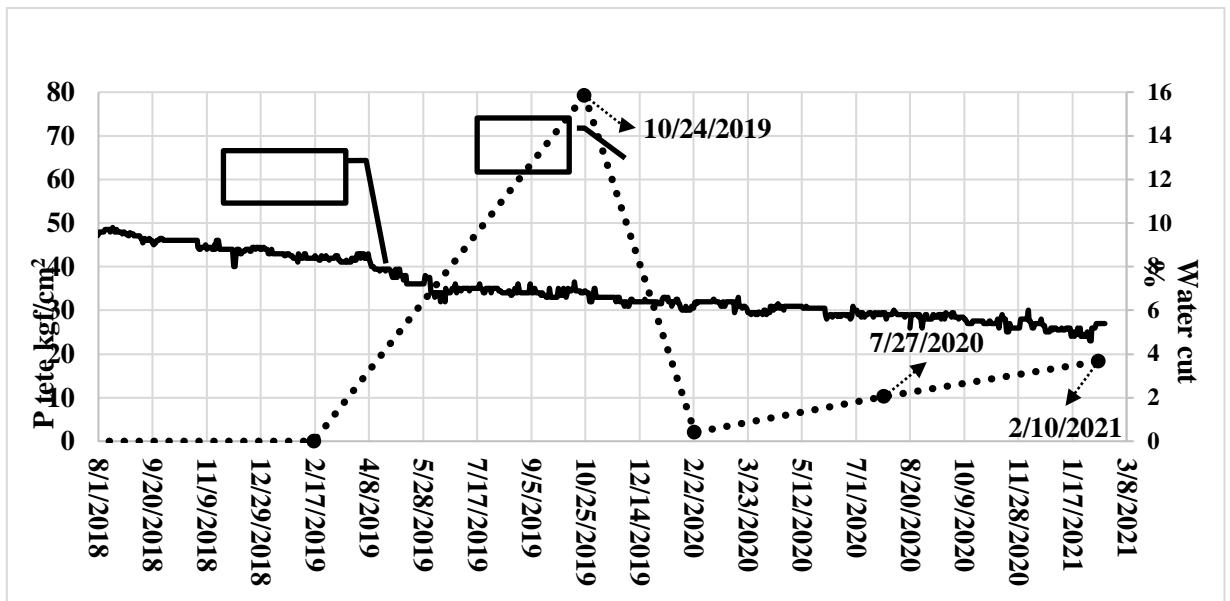


Figure IV.7 : Evolution du Water Cut et P tête - GLSW1

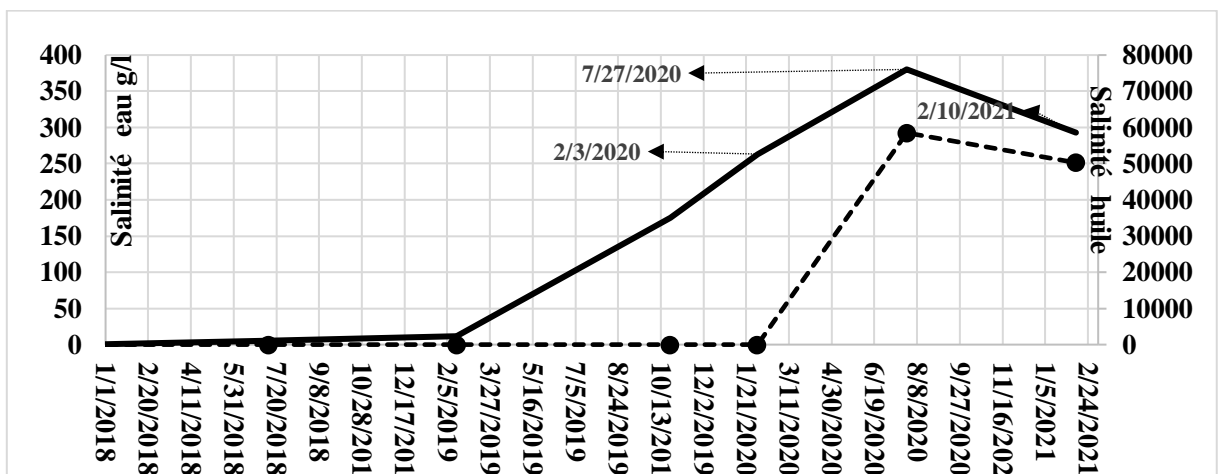


Figure IV.8 : Evolution des salinités d'eau et d'huile Puits GLSW1

6.1.10. Analyse et commentaire :

Les résultats des jaugeages périodiques du puits GLSW1 montrent une augmentation remarquable des salinités d'huile et d'eau ; ainsi que le Water Cut, au cours des deux dernières années.

L'interprétation diagraphique (RDT du 09/03/2006) indique que le contact huile/eau se trouve à environ **3596m** ; soit 5m au-dessous des bas perforations. **(3580 -3591m)**

L'interprétation du PLT du 20/11/2016 montre que la totalité de la production provient de la partie sommitale du banc N°2 avec un taux de participation de 99.70 %. Absence totale de la production d'eau. Le maintien de pression dans cette zone est assuré par les PIE GLA22, GLA23 et GLA25, qui se trouvent au nord du puits GLSW1 (environ à 1.8 km de distance).

Le PIE GLA22 a été stimulé en juin 2020 ; ce qui justifie l'amélioration de son injectivité. Il est devenu le seul PIE qui assure le maintien dans la zone, après la fermeture des deux PIE GLA23 et GLA25 juillet 2020 (suite à la décision du PED).

L'augmentation des salinités (eau et huile) a été remarquée après l'augmentation du débit d'injection d'eau au niveau des PIE GLA 22, GLA25 et GLA23, à partir du mois de septembre 2018. Après la fermeture des PIE GLA23 et GLA25, GLA22 est resté le seul PIE en service dans la zone, ou il fallait assurer le volume d'eau totale à injecter dans le champ GLA (400 m<sup>3</sup>/j).

6.2. Puits NGS-P2 :

6.2.1. Localisation de puit :

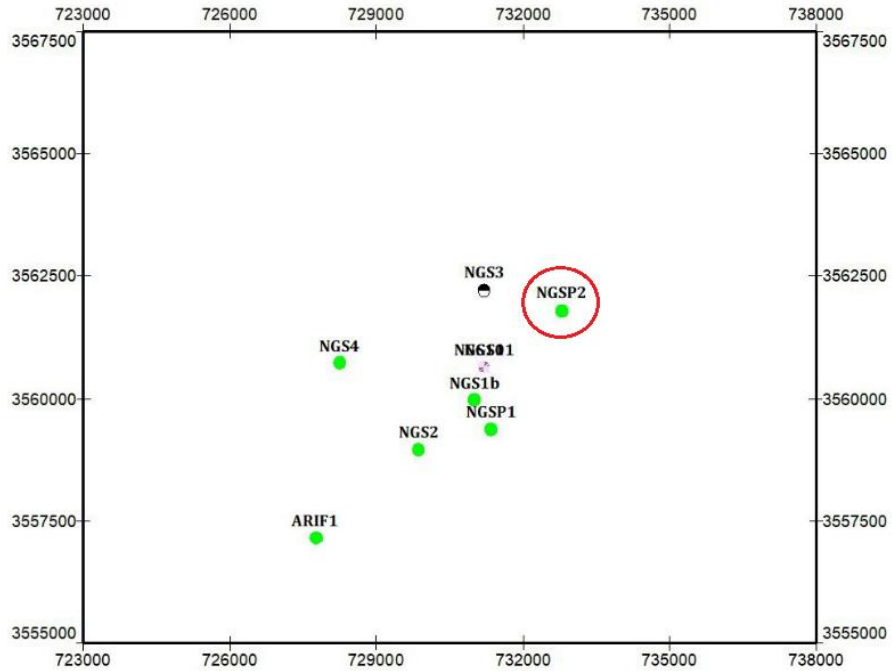


Figure IV.10 : localisation de puit NGS-P2

6.2.2. Paramètre de surface :

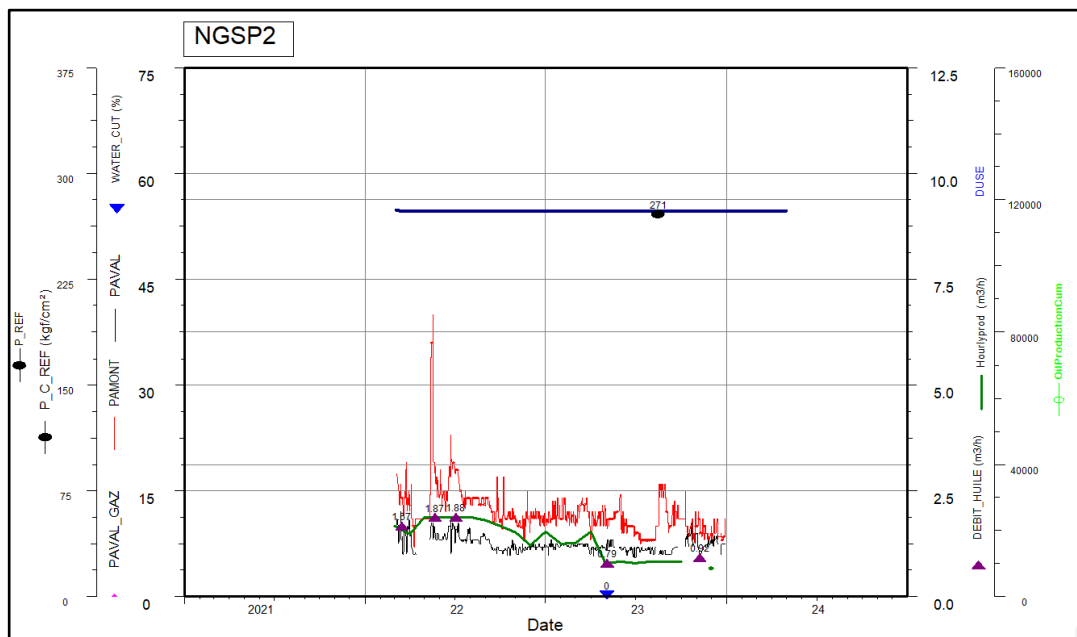


Figure IV.11 : les données de surface

**6.2.3. Données du puits :**Puits : **NGS-P2**Statut : **PPH.**Champ : **N'GOUSSA.**Réservoir : **Dévonien****6.2.4. Perforations :**Cote mi- perforations : **3870.50 m**

Banc n°	Intervalles perforés (m)	Hauteur (m)
1	3853,00 @ 3862,00	9
2	3874,00 @ 3876,00	2
3	3879,00 @ 3881,00	2
4	3886,00 @ 3888,00	2
Hauteur totale Perforée		15

**6.2.5. Pression réservoir Dévonien : DST du 12/02/2022 :**Pression de gisement est de l'ordre de **541 kgf/cm<sup>2</sup>.**

Contrôle WL : Le 08/04/2022

GC 54 mm TS à 4168 m.

Bouchon de sable :

**Top du sable prévue @ 3869 m, (soit 5 m au-dessus du top perfos du 2<sup>ème</sup> banc perforé (3874,00 m).**

**6.2.6. Résultats des \_Jaugeages NGSP2 :**

Date	Duse (mm)	P_tête (bar)	P-pipe (bar)	Q-huile (m <sup>3</sup> /h)	Dens_huile (g/cm <sup>3</sup> )	WC (%)	Salinite_huile (mg/l)	Salinite_eau (g/l)	GLR_form (sm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
------	-----------	--------------	--------------	-----------------------------	---------------------------------	--------	-----------------------	--------------------	---

16/03/2022	9,12	13,17	7,94	1,667	0,8327	0	198	0	77
22/05/2022	9,12	16,3	8,5	1,868	0,8194	0	315	0	151
03/07/2022	9,12	15,8	7,2	1,878	0,8268	0	3962	0	148
05/05/2023	9,12	9,02	7,23	0,794	0,8196	0,15	12	0	127
08/11/2023	9,12	7,5	5,7	0,923	0,8205	0	12	0	122

### 6.2.7. Résultats de l'interprétation des passes Up & Down,

Perforations (m)	Conditions réservoir					Conditions surface				
	Qt m <sup>3</sup> /h	Taux huile %	Q huile m <sup>3</sup> /h	Q eau m <sup>3</sup> /h	Q gas m <sup>3</sup> /h	Qt m <sup>3</sup> /h	Taux Huile	Q huile m <sup>3</sup> /h	Q eau m <sup>3</sup> /h	Q gas m <sup>3</sup> /h
3715,00 @ 3717,50	0.14	3.79	<b>0.034</b>	0.034	0.071	15.48	5.44	<b>0.023</b>	0.033	15.42
3720,00 @ 3723,90	0.26	6.93	<b>0.067</b>	0.083	0.11	24.86	8.74	<b>0.049</b>	0.081	24.73
3853,00 @ 3862,00	3.31	89.28	<b>1.31</b>	1.42	0.58	244.14	85.82	<b>0.85</b>	1.36	241.9 3
3874,00 @ 3876,00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3879,00 @ 3881,00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3886,00 @ 3888,00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

<b>Total</b>	3.71	100	<b>1.41</b>	1.42	0.76	284.47	100	<b>0.92</b>	1.48	282.08
--------------	------	-----	-------------	------	------	--------	-----	-------------	------	--------

- **GORF** = 306.61 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>
- **WC** = 61.67 %.

#### Comparaison des résultats PLT :

Dans le but d'évaluer le nouveau comportement du puits après la perforation du TAG-SI, et déterminer la source des entrées d'eau observées, on peut conclure que le débit d'huile actuel est de **0.920 m<sup>3</sup>/h**, assez proche de celui estimé théoriquement par la formule de la Duse **0.896 m<sup>3</sup>/h**.

Toutefois, et à la lecture des résultats des deux PLT ci-dessus, on remarque un déclin de **58.60 %** de la productivité initiale du puits, contre une production d'eau équivalente à **61.67 %**, soit un débit de **1.48 m<sup>3</sup>/h**. Qui provient principalement du réservoir dévonien avec un taux de **92.30 %**, sans doute charrié suite à la fracturation hydraulique de ce dernier.

La perforation du TAG-SI, reste malheureusement sans apport positif sur la production. D'après l'analyse des données Open Hole, ce dernier est caractérisé par des paramètres pétro physiques peu encourageants, voire faibles.

La production du puits est instable, et l'effluent est triphasique, elle se fait cependant à travers une colonne d'eau salée au fond, surplombé par une eau douce, ce qui crée un effet de recyclage au fond. Le contact initial a été localisé à **3415 m** (passe 10 down), après l'acquisition, le nouveau contact a été relocalisé vers **3485.50 m**.

La production provient principalement de la partie sommitale du B3, de 3853,00 @ 3857,00 m ; soit 4 m, avec un taux de **85.82 %**. La participation des autres bancs est négligeable à nulle.

**Solution** : isoler les bancs perforés inférieures à 3874 m, jusqu'au TD soit 4372 m. en utilisant un bouchon de 15 745 kg de Sable (20/40). Le Top bouchon Sable prévu à 3869 m (soit 503 m), 7 m au-dessous de bas perfs 3862 m et 5 m au-dessus de la zone à isoler.



### 7. Conclusion Générale et Recommandations

Cette étude approfondie sur les venues d'eau dans les champs pétrolifères met en lumière la complexité de ce problème et son impact significatif sur les opérations de production. Les analyses ont révélé que les venues d'eau excessives dans la région de Haoud-Berkaoui sont principalement dues à des problèmes de complétion et aux caractéristiques intrinsèques des réservoirs. Les solutions mises en œuvre, bien que coûteuses, ont démontré leur efficacité pour contrôler et réduire ces venues d'eau. En conclusion, la gestion proactive des venues d'eau, soutenue par des outils analytiques précis et des stratégies de traitement adaptées, est cruciale pour assurer la durabilité et la rentabilité des champs pétrolifères matures. Les enseignements tirés de cette étude peuvent être appliqués à d'autres régions confrontées à des problèmes similaires, contribuant ainsi à l'amélioration globale des pratiques de gestion de l'eau dans l'industrie pétrolière.

#### Recommandations

L'étude recommande d'améliorer les systèmes de drainage et de mettre en place des mesures préventives. Il est aussi conseillé de renforcer les politiques de gestion de l'eau et d'investir dans des technologies de prévention des venues d'eau.

Les limitations de l'étude, telles que la disponibilité limitée des données et la zone géographique restreinte, suggèrent que des recherches futures sont nécessaires pour tester l'efficacité des solutions dans différents contextes et sur le long terme.

## Les références

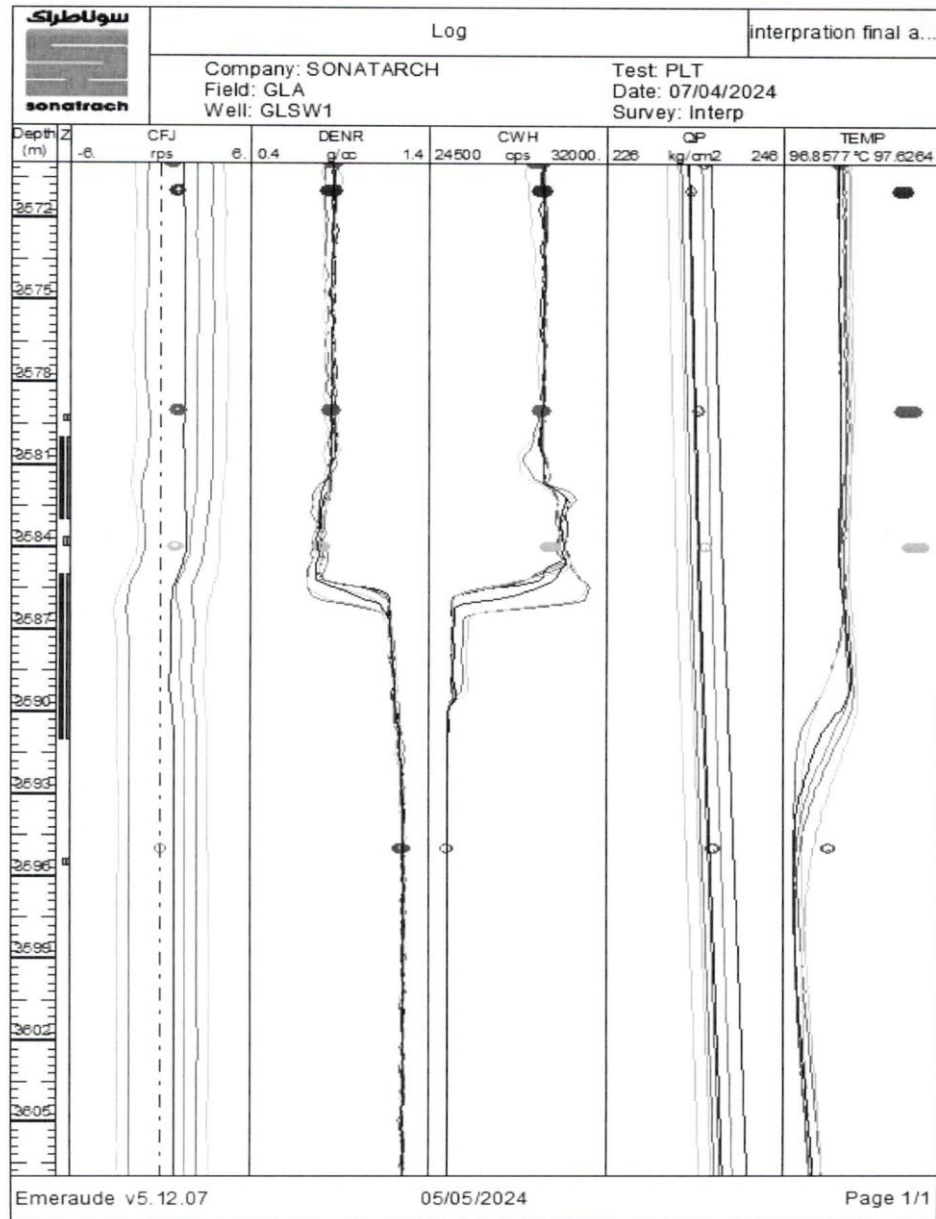
---

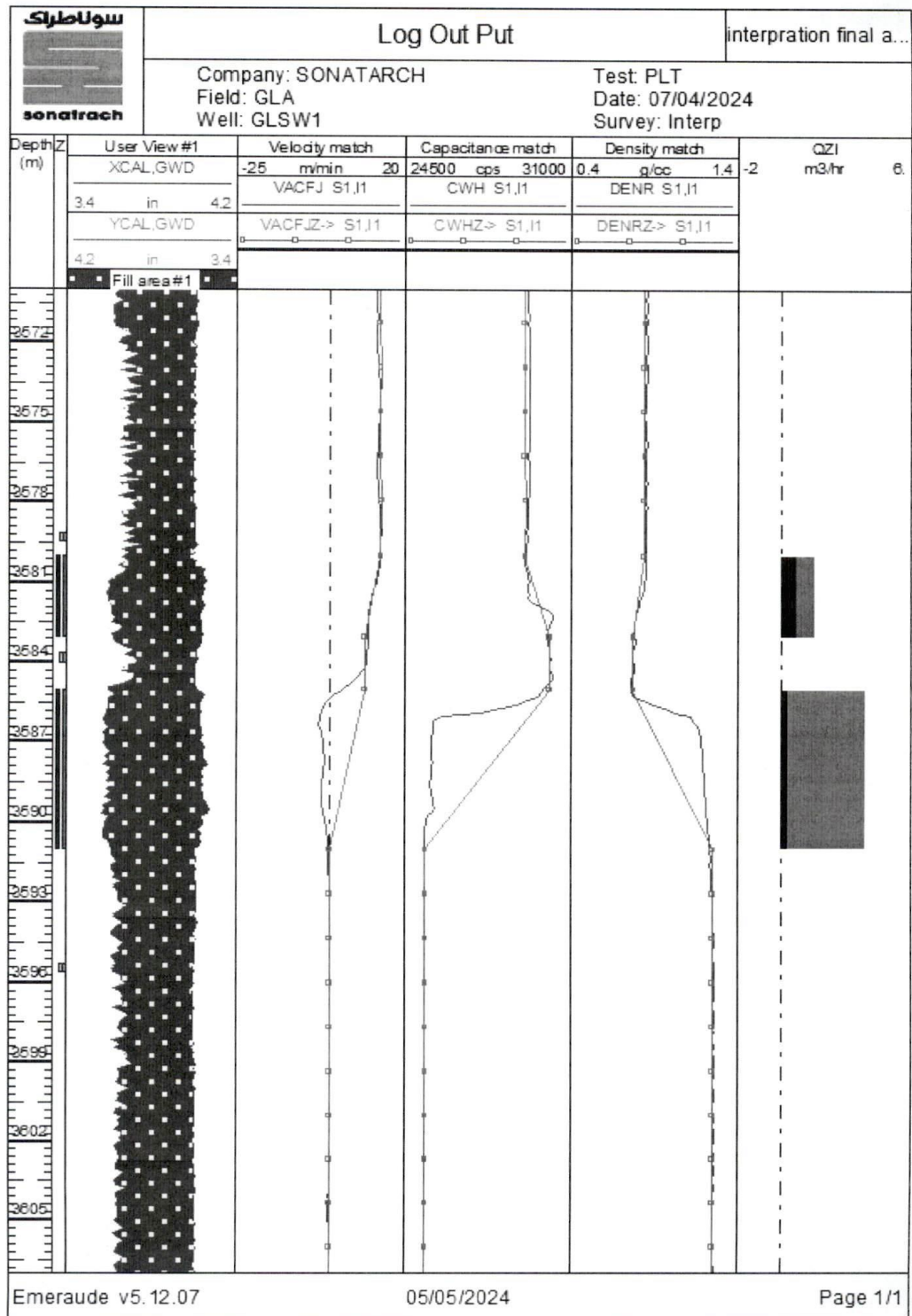
### Les références:




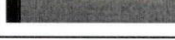


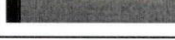


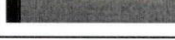
- [1] Excessive Water Production Diagnostic and Control -Case Study Jake Oil Field – Sudan.  
Mohanned Mahgoupa, Elham Khairb\* a,b Sudan University of Science and Technology, Khartoum  
Sudan
- [2] YACINE OULD-AMER. Contribution a l'étude des écoulements polyphasiques non  
miscibles dans les milieux poreux application au coning d'eau. Thèse doctorat d'état.  
Université des sciences et de la technologie Houari Boumediene. 2004
- [3] Ahmed T.; Reservoir engineering handbook, deuxième édition, Gulf professional  
publishing, ISBN: 0-88415-770-9 (2001)
- [4] BELAZZOUG Fateh. Etude des problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile. Mémoire  
MAGISTER. Université Kasdi Merbah Ouargla. 2012.
- [5] AMROUCI Abdelfateh, GUEDJOUJ Houssam Eddine, SAIDANI Adda. ETUDE DE L'EFFET  
DE CONE D'EAU SUR LA PRODUCTION DES HYDROCARBURES. Mémoire MAGISTER.  
Université Kasdi Merbah Ouargla.2022.
- [6] Ahmed T. et McKinney P. D. ; Advanced reservoir engineering, Elsevier, ISBN: 0-7506-7733-3  
(2005)
- [7] Dale Beggs H.; Production optimization using nodal analysis, oil & gas consultants international et  
Petroskills, ISBN: 0-930972-14-7 (2003).
- [8] K. Aminian. Water Production Problems and Solutions-Part I. Petroleum & Natural Gas  
Engineering Department West Virginia University. 2004
- [9] MAHMOUD FARAG RADWAN. Water Control in Oil & Gas Wells.
- [10] Kolher. N, Lessi. J et Tabary. R ; Successful application cases of water control treatments in  
Russia, oil and gas science and technology, IFP (1995)
- [11] MOUDIR Mohammed , DRIF Hamza. Test d'efficacité d'injection d'un  
polymère à réduire les venues d'eau dans un producteur d'huile. Mémoire  
MAGISTER. Université M'Hamed Bougara, Boumerdes.2022
- [12] Economides M. J., Watters L. T. et Dunn-Norman S. ; Petroleum well  
construction,Halliburton Energy Services (1997)
- [13] document de Sonatrach Haoud-Berkaoui


Puits : GLSW-1

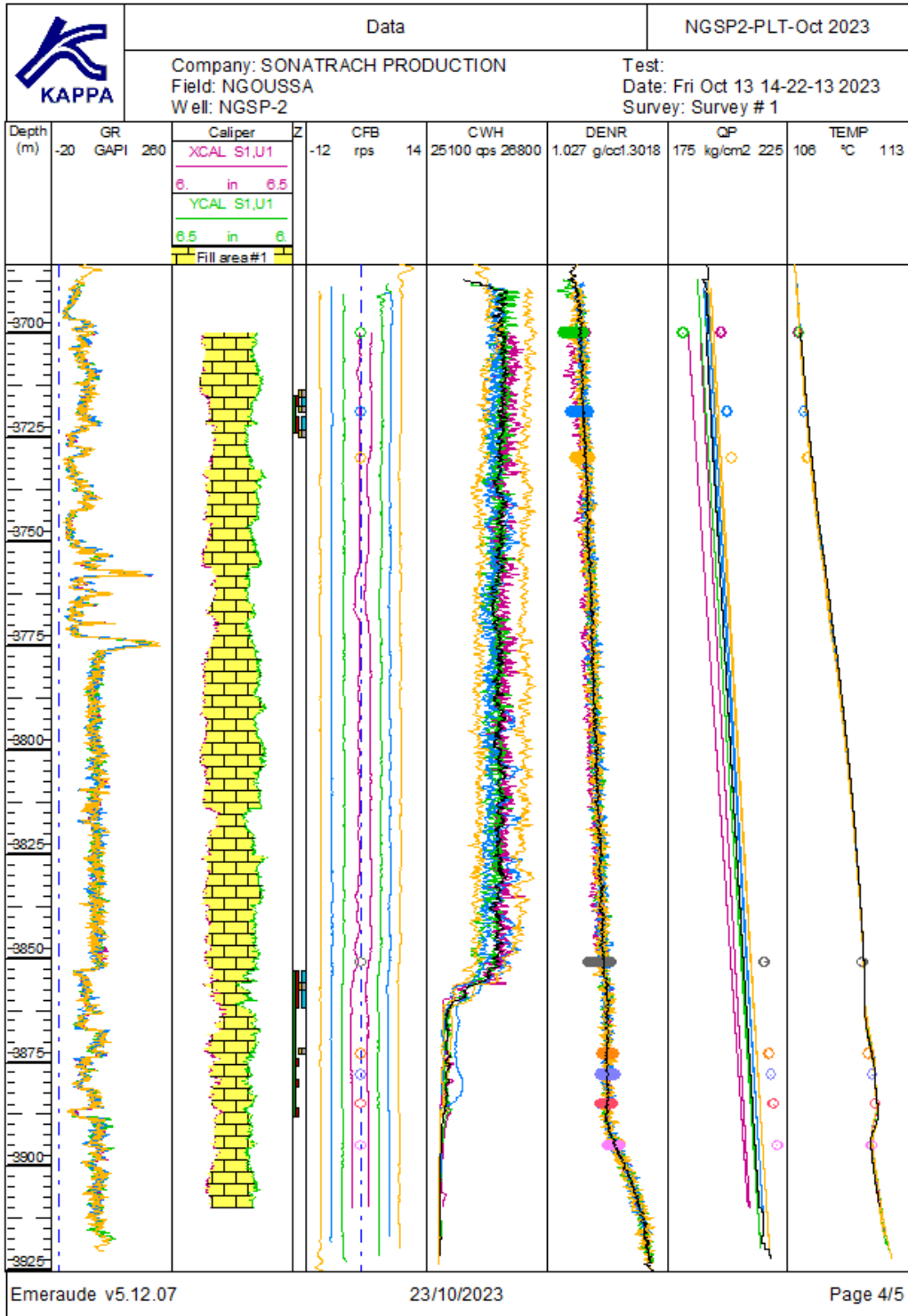
PLT du 07/04/2024

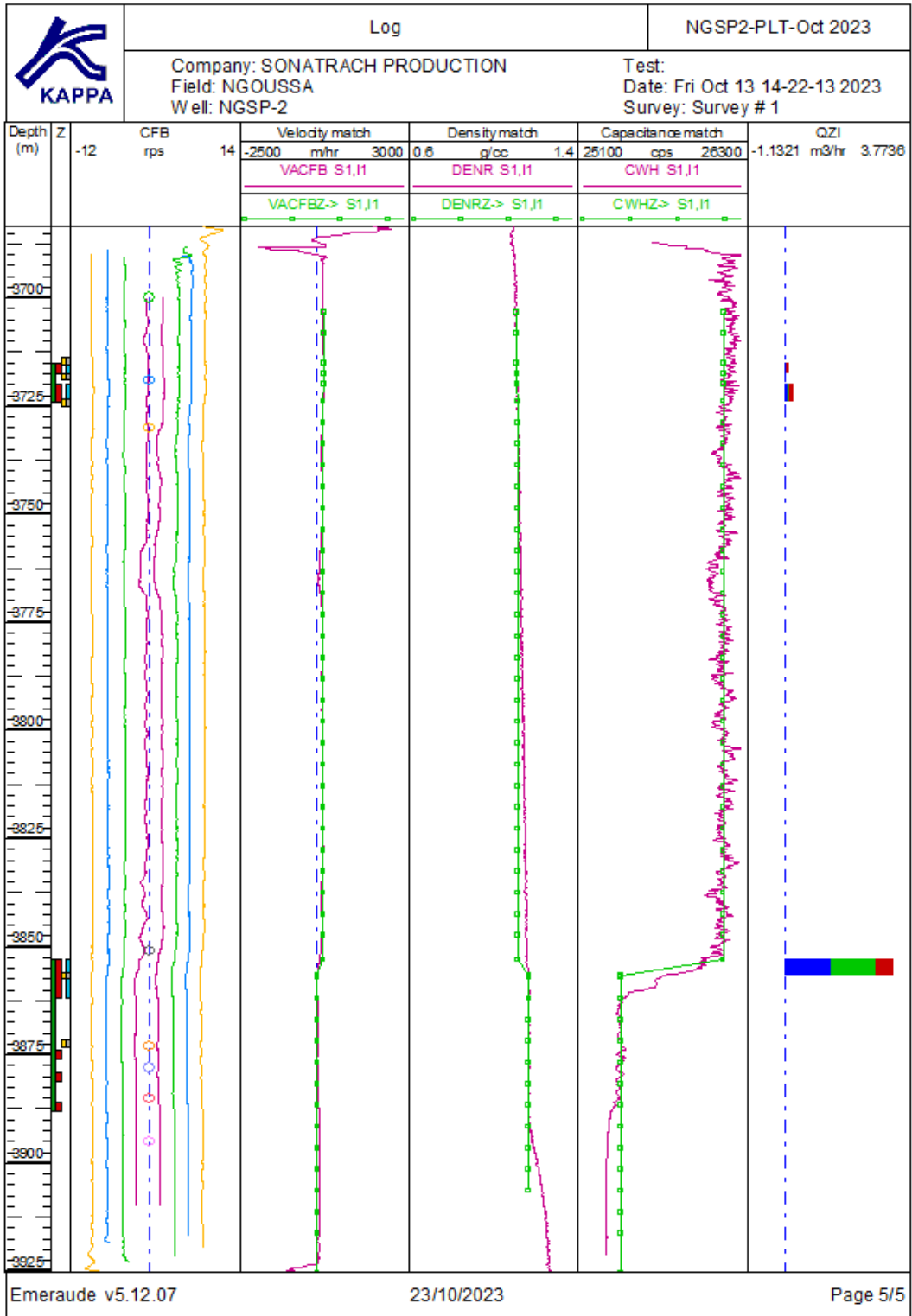





	Zone Contributions; Res. Cond.			interpration final ...															
	Company: SONATARCH Field: GLA Well: GLSW1		Test: PLT Date: 07/04/2024 Survey: Interp																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Zones m</th> <th>Qt res. m3/hr</th> <th>Production %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inf. 1 (3580.0-3583.0)</td> <td>1.57</td> <td>28.77</td> </tr> <tr> <td>Inf. 2 (3585.0-3591.0)</td> <td>3.88</td> <td>71.23</td> </tr> </tbody> </table>		Zones m	Qt res. m3/hr	Production %	Inf. 1 (3580.0-3583.0)	1.57	28.77	Inf. 2 (3585.0-3591.0)	3.88	71.23	Contributions by phase								
Zones m	Qt res. m3/hr	Production %																	
Inf. 1 (3580.0-3583.0)	1.57	28.77																	
Inf. 2 (3585.0-3591.0)	3.88	71.23																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Zones m</th> <th>Qw res. m3/hr</th> <th>Qo res. m3/hr</th> <th>Qg res. m3/hr</th> <th>  </th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inf. 1 (3580.0-3583.0)</td> <td>0.74</td> <td>0.83</td> <td>0.00</td> <td>  </td> </tr> <tr> <td>Inf. 2 (3585.0-3591.0)</td> <td>0.30</td> <td>3.58</td> <td>0.00</td> <td>  </td> </tr> </tbody> </table>		Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr		Inf. 1 (3580.0-3583.0)	0.74	0.83	0.00		Inf. 2 (3585.0-3591.0)	0.30	3.58	0.00				
Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr																
Inf. 1 (3580.0-3583.0)	0.74	0.83	0.00																
Inf. 2 (3585.0-3591.0)	0.30	3.58	0.00																
Emeraude v5.12.07		05/05/2024		Page 2/3															













	Zone Contributions; S.C.			interpration final ...																
	Company: SONATARCH Field: GLA Well: GLSW1		Test: PLT Date: 07/04/2024 Survey: Interp																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Zones m</th> <th>Water m3/hr</th> <th>Oil m3/hr</th> <th>Gas m3/hr</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inf. 1(3580.0-3583.0)</td> <td>0.72</td> <td>0.56</td> <td>79.94</td> </tr> <tr> <td>Inf. 2(3585.0-3591.0)</td> <td>0.29</td> <td>2.41</td> <td>337.30</td> </tr> <tr> <td>Total (inc. Bottom)</td> <td>1.01</td> <td>2.97</td> <td>417.24</td> </tr> </tbody> </table>					Zones m	Water m3/hr	Oil m3/hr	Gas m3/hr	Inf. 1(3580.0-3583.0)	0.72	0.56	79.94	Inf. 2(3585.0-3591.0)	0.29	2.41	337.30	Total (inc. Bottom)	1.01	2.97	417.24
Zones m	Water m3/hr	Oil m3/hr	Gas m3/hr																	
Inf. 1(3580.0-3583.0)	0.72	0.56	79.94																	
Inf. 2(3585.0-3591.0)	0.29	2.41	337.30																	
Total (inc. Bottom)	1.01	2.97	417.24																	
Emeraude v5.12.07		05/05/2024		Page 1/3																







	Zone Contributions; S.C.	NGSP2-PLT-Oct 2023																									
	Company: SONATRACH PRODUCTION Field: NGOUSSA Well: NGSP-2	Test: Date: Fri Oct 13 14-22-13 2023 Survey: Survey # 1																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Zones m</th> <th>Water m3/hr</th> <th>Oil m3/hr</th> <th>Gas m3/hr</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inf. 1(3715.0-3717.5)</td> <td>3.34E-2</td> <td>2.30E-2</td> <td>15.42</td> </tr> <tr> <td>Inf. 2(3720.0-3723.9)</td> <td>8.08E-2</td> <td>4.49E-2</td> <td>24.73</td> </tr> <tr> <td>Inf. 3(3853.0-3856.6)</td> <td>1.36</td> <td>0.85</td> <td>241.93</td> </tr> <tr> <td>Inf. 4(3857.0-3862.0)</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>Total (inc. Bottom)</td> <td>1.48</td> <td>0.92</td> <td>282.08</td> </tr> </tbody> </table>				Zones m	Water m3/hr	Oil m3/hr	Gas m3/hr	Inf. 1(3715.0-3717.5)	3.34E-2	2.30E-2	15.42	Inf. 2(3720.0-3723.9)	8.08E-2	4.49E-2	24.73	Inf. 3(3853.0-3856.6)	1.36	0.85	241.93	Inf. 4(3857.0-3862.0)	0.00	0.00	0.00	Total (inc. Bottom)	1.48	0.92	282.08
Zones m	Water m3/hr	Oil m3/hr	Gas m3/hr																								
Inf. 1(3715.0-3717.5)	3.34E-2	2.30E-2	15.42																								
Inf. 2(3720.0-3723.9)	8.08E-2	4.49E-2	24.73																								
Inf. 3(3853.0-3856.6)	1.36	0.85	241.93																								
Inf. 4(3857.0-3862.0)	0.00	0.00	0.00																								
Total (inc. Bottom)	1.48	0.92	282.08																								

	Zone Contributions; Res. Cond.	NGSP2-PLT-Oct 2023																										
	Company: SONATRACH PRODUCTION Field: NGOUSSA Well: NGSP-2	Test: Date: Fri Oct 13 14-22-13 2023 Survey: Survey # 1																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Zones m</th> <th>Qt res. m3/hr</th> <th>Production %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inf. 1 (3715.0-3717.5)</td> <td>0.14</td> <td>3.79</td> </tr> <tr> <td>Inf. 2 (3720.0-3723.9)</td> <td>0.26</td> <td>6.93</td> </tr> <tr> <td>Inf. 3 (3853.0-3856.6)</td> <td>3.31</td> <td>89.28</td> </tr> <tr> <td>Inf. 4 (3857.0-3862.0)</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> </tr> </tbody> </table>				Zones m	Qt res. m3/hr	Production %	Inf. 1 (3715.0-3717.5)	0.14	3.79	Inf. 2 (3720.0-3723.9)	0.26	6.93	Inf. 3 (3853.0-3856.6)	3.31	89.28	Inf. 4 (3857.0-3862.0)	0.00	0.00										
Zones m	Qt res. m3/hr	Production %																										
Inf. 1 (3715.0-3717.5)	0.14	3.79																										
Inf. 2 (3720.0-3723.9)	0.26	6.93																										
Inf. 3 (3853.0-3856.6)	3.31	89.28																										
Inf. 4 (3857.0-3862.0)	0.00	0.00																										
Contributions by phase																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Zones m</th> <th>Qw res. m3/hr</th> <th>Qo res. m3/hr</th> <th>Qg res. m3/hr</th> <th> <div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: blue;">■</span> W                             <span style="color: green;">■</span> O                             <span style="color: red;">■</span> G                         </div> </th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inf. 1 (3715.0-3717.5)</td> <td>3.46E-2</td> <td>3.43E-2</td> <td>7.14E-2</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Inf. 2 (3720.0-3723.9)</td> <td>8.37E-2</td> <td>6.75E-2</td> <td>0.11</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Inf. 3 (3853.0-3856.6)</td> <td>1.42</td> <td>1.31</td> <td>0.58</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Inf. 4 (3857.0-3862.0)</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	<div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: blue;">■</span> W                             <span style="color: green;">■</span> O                             <span style="color: red;">■</span> G                         </div>	Inf. 1 (3715.0-3717.5)	3.46E-2	3.43E-2	7.14E-2		Inf. 2 (3720.0-3723.9)	8.37E-2	6.75E-2	0.11		Inf. 3 (3853.0-3856.6)	1.42	1.31	0.58		Inf. 4 (3857.0-3862.0)	0.00	0.00	0.00	
Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	<div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: blue;">■</span> W                             <span style="color: green;">■</span> O                             <span style="color: red;">■</span> G                         </div>																								
Inf. 1 (3715.0-3717.5)	3.46E-2	3.43E-2	7.14E-2																									
Inf. 2 (3720.0-3723.9)	8.37E-2	6.75E-2	0.11																									
Inf. 3 (3853.0-3856.6)	1.42	1.31	0.58																									
Inf. 4 (3857.0-3862.0)	0.00	0.00	0.00	