

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2023

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

Présenté Par :

BENETTOUMI Celia, BENSIMASSOUAD Amina, BENSIMASSOUAD Chiama

-THEME-

LA POSSIBILITE DE LA PRODUCTION SELECTIF POUR
L'OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DU PETROLE BRUT

(GSE-3CHAMP BRN)

Soutenu le : 06 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Kadri Ahmed Yassine	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Brahmia Nabil	MCB	Univ. Ouargla
Examineur :	Khebbaz Mohammed El-ghali	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

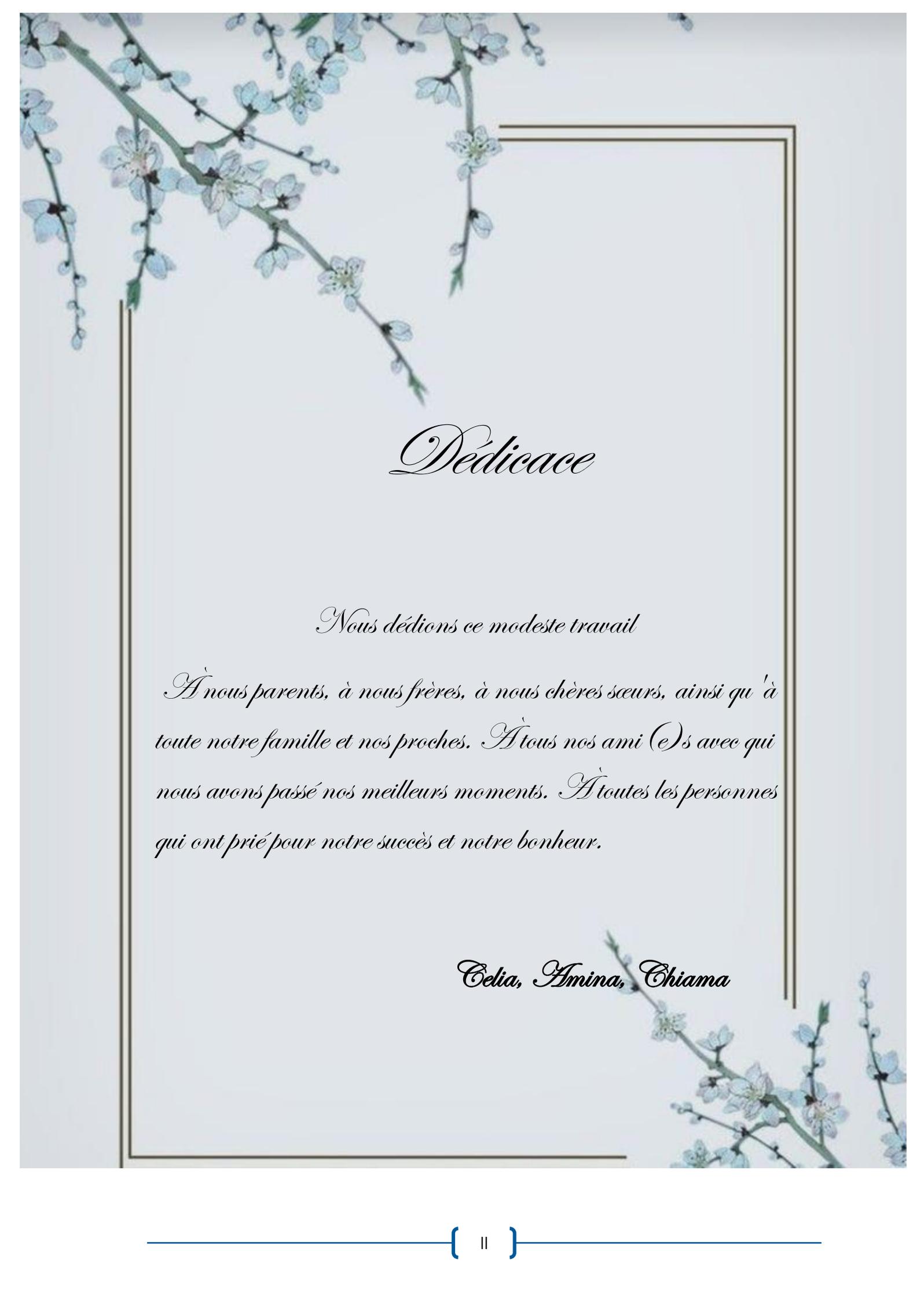
*Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le
clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience
pour terminer ce modeste travail.*

*Nous tenons à exprimer nos remerciements à Monsieur Dr
Brahmia Nabil pour nous avoir encadrés, dirigés et pour
avoir eu confiance en nos orientations scientifiques dans ce
mémoire.*

*Nous exprimons également nos sincères remerciements à
Monsieur Mohammed Amine Kriat « ingénieur
réservoir » pour sa qualité d'encadrement exceptionnel au sein du
groupement Sonatrach-Eni.*

*Ainsi que les membres de jury Mr Kadri Ahmed Yacine
, Khebbaz Mohammed El-ghali et Adjou Zakaria*

*Enfin, nous remercions toutes les personnes qui nous ont
aidées de près ou de loin dans la réalisation de ce présent travail.*



Dédicace

Nous dédions ce modeste travail

À nous parents, à nous frères, à nous chères sœurs, ainsi qu'à toute notre famille et nos proches. À tous nos ami(e)s avec qui nous avons passé nos meilleurs moments. À toutes les personnes qui ont prié pour notre succès et notre bonheur.

Celia, Amina, Chiama

Résumé

La production d'eau dans les puits pétroliers est un enjeu majeur pour les producteurs en raison des problèmes économique, environnementaux et techniques qui ont un impact négatif sur la productivité des puits. L'objectif du mémoire est d'étudier la possibilité de la production sélective par le Water Shut-off dans le puits GSE 3 de champ BRN afin d'augmenter la production des hydrocarbures et augmenter la rentabilité et réduire les problèmes causés par l'eau (corrosion, dépôts ...). Dans cette étude, la stratégie de la résolution d'un problème d'excès d'eau est passé en revue de littérature en examinant plus particulièrement le diagnostic, la classification et les traitements actuels disponibles pour résoudre le problème. Après le diagnostic et la détection de problème d'eau et leurs mécanisme de production une évaluation de la candidature de puits GSE 3 pour une opération de WSO à l'aide d'un modèle statique avec le logiciel PROSPER et une simulation dynamique avec le simulateur ECLIPSE a été réaliser et une méthode de calcul de débit critique et le temps de break-through a été aussi discuté. Les résultats obtenus montrent qu'ils ont possibles d'obtenir une réduction significative de la production d'eau de 0 stb/jours et une augmentation de production d'huile après le traitement mécanique (bridge plug avec bouchon de ciment) de 5000 stb/jour. Le traitement WSO peut être une méthode efficace pour améliorer la production de pétrole en réduisant la production d'eau aussi la méthode de calcul utilisé peut être utilisé contrôler la production d'eau dans les puits de pétrole, mais le traitement il doit être utilisé avec prudence et en tenant compte des caractéristiques spécifiques du puits et de la formation géologique.

Les mots clés : Water Shut-off, traitement mécanique, production sélective, production d'eau, simulation, mécanisme de production d'eau.

Abstract:

Water production in oil wells is a major concern for producers due to the economic, environmental, and technical problems that have a negative impact on well productivity. The objective of this work is to study the feasibility of selective production through water shut-off in well GSE 3 of the BRN field in order to increase hydrocarbon production, improve profitability, and reduce water-related issues such as corrosion and deposits. This study reviews the strategy for addressing excess water issues, focusing on

diagnosis, classification, and currently available treatments to solve the problem. An evaluation of the suitability of well GSE 3 for a water shut-off operation was performed using a static model with PROSPER software and a dynamic simulation with the ECLIPSE simulator. A method for calculating the critical flow rate and breakthrough time was also discussed. The results obtained demonstrate that it is possible to achieve a significant reduction in water production to 0stb/day and an increase in oil production after mechanical treatment (bridge plug with cement). Water shut-off treatment can be an effective method for improving oil production to 5000 stb/day by reducing water production and the method used is a successful method to control production water in the wells, but the treatment should be used with caution and taking into account the specific characteristics of the well and geological formation.

Keywords: water shut-off, mechanical treatment, selective production, water production, simulation, water production mechanism, bridge plug.

تلخيص:

إن إنتاج المياه في آبار النفط يشكل قلقاً كبيراً للمنتجين بسبب المشاكل الاقتصادية والبيئية والتقنية التي تؤثر سلباً على إنتاجية الآبار. يهدف هذا العمل إلى دراسة إمكانية الإنتاج الانتقائي من خلال إغلاق المياه في بئر GSE-3 في حقل BRN لزيادة إنتاج الهيدروكربونات وتحسين الربحية والحد من المشاكل المتعلقة بالمياه مثل التآكل والترسبات. تستعرض هذه الدراسة استراتيجية معالجة مشكلة إنتاج المياه، مع التركيز بشكل خاص على التشخيص والتصنيف والعلاجات المتاحة حالياً لحل المشكلة. تم إجراء تقييم لمدى ملاءمة بئر GSE-3 لعملية إغلاق المياه باستخدام نموذج ثابت ببرنامج PROSPER ومحاكاة ديناميكية باستخدام محاكي ECLIPSE. وتمت مناقشة طريقة حساب معدل التدفق الحرج ووقت الاختراق. أظهرت النتائج المتحصل عليها أنه من الممكن تحقيق تقليل كبير في إنتاج المياه بنسبة 0% وزيادة إنتاج النفط بعد المعالجة الميكانيكية (المسدة) بمقدار 5000 stb/day. يمكن أن يكون علاج إغلاق المياه طريقة فعالة لتحسين إنتاج النفط من خلال تقليل إنتاج المياه كما يمكن كذلك أن تكون طريقة الحساب المستعملة ناجحة في مراقبة تدفق الماء في الآبار، ولكن يجب استخدام المعالجة بحذر والأخذ بعين الاعتبار الخصائص الخاصة بالبئر والتكوين الجيولوجي.

الكلمات الرئيسية: إغلاق المياه، المعالجة الميكانيكية، الإنتاج الانتقائي، إنتاج المياه، المحاكاة، طرق إنتاج المياه سداة.

Contribution des auteurs :

-Auteurs :

Nom : Bensimessaoud Amina - Université de Kasdi Merbah Ouargla.

Nom : Benettoumi celia - Université de Kasdi Merbah Ouargla.

Nom : Bensimessaoud Chiama - université de Kasdi Merbah Ouargla.

Nom : Dr. Nabil Brahmia - université de Kasdi Merbah Ouargla.

Nom : Mohamed Amine kariat_Ingénieur réservoir « Groupement Eni-Sonatrach ».

-Contributions individuelles :

- **Benettoumi Celia** : Introduction, Revue de littérature, l'organisation des données, analyse et interprétation des données par logiciel Prosper révision critique du contenu.
- **Bensimessaoud Amina** : L'organisation des données, Partie méthode et matériel, analyse des résultats de simulation dynamique par logiciel Eclipse révision critique du contenu.
- **Bensimessaoud Chiama** : Méthode théorique de calcul de cône d'eau, interprétation de résultats vérification de validité de méthode. Conclusion et recommandation de mémoire, révision critique du contenu.
- **Dr. Nabil Brahmia** : Conceptualisation, proposition et conseils sur la méthodologie, la supervision et l'administration du projet.
- **Mohamed Amine Kariat** : L'organisation des données, développement des logiciels Eclipse et Propser.

-Confirmation de l'exactitude :

Nous, soussignés, confirmons que les données fournies ci-dessus sont réelles et que nous consentons à être inclus en tant qu'auteurs du mémoire.

Bensimessaoud Amina

Bensimessaoud Chiama

Benettoumi Celia

-Déclaration d'éthique :

Nous confirmons avoir respecté les principes éthiques de la recherche, y compris la confidentialité des données, l'intégrité intellectuelle.

-Disponibilité des données

L'ensemble de données a été collecté auprès de groupement « Sonatrach-Eni » basée à Hassi Messaoud-Algérie.

Table des matières

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Contribution des auteurs	V
Liste des figures	IX
Liste des tableaux	X
I.Introduction	1
1.1 PROBLEMATIQUE DE MEMOIRE	2
1.2 L'OBJECTIF DE MEMOIRE	2
1.3 METHODOLOGIE DE MEMOIRE	3
2 Revue de la littérature	4
2.1 PROBLEMES RESULTANT DE LA PRODUCTION D'EAU	4
2.2 MECANISME DE PRODUCTION D'EAU	5
2.2.1 Source d'eau	5
2.2.2 Gradient de pression	5
2.2.3 Perméabilité relative à l'eau favorable	6
2.3 STRATEGIE DE CONTROLE D'EAU	6
2.3.1 Prospection de problème	6
2.3.2 Diagnostic de problème	7
2.3.3 Classification de problème	7
2.3.4 Conception de la solution	10
SECTION.M : Méthode et Matériels	
3 Méthode et Matériel	15
3.1 PUITES GSE-3	16
3.2 PLT DE PUITES GSE-3	17
3.3 COURBE DE DIAGNOSTIC (CHAN PLOT)	17
3.4 MODELISATION DE LA SOLUTION	18
3.4.1 Analyse nodale	18
3.4.2 Simulation statique de traitement mécanique WSO	19
3.4.3 Simulation dynamique de traitement mécanique WSO	20
3.5 MODELES ET CORRELATIONS DU CONING DE L'EAU	21

3.5.1 Méthode de Meyer et Garder pour le calcul de débit critique	21
3.5.2 <i>La méthode de calcul du temps de percée.</i>	22
3.5.3 Méthode de calcul de performance après break-through	24
SECTION R ET D : Résultat et discussions	
4.1 RESULTATS DE DIAGNOSTIC DES DONNEES	27
4.2 RESULTAT DE MODELISATION DE LA SOLUTION MECANIQUE	27
4.2.1 Analyse nodale en état réel (U+M+L+B TAGI)	27
4.2.2 Sensibilité sur le water cut	28
4.2.3 Sensibilité sur le GOR	28
4.2.4 Simulation statique	29
4.2.5 Simulation dynamique	29
4.3 RESULTATS DE CALCULE POUR LE PREMIER WOC (B TAGI) AVANT L'ISOLATION	31
4.3.1 Calcul de débit critique	31
4.3.2 Calcul de break through :	31
4.3.3 Performance après break through	32
4.4 RESULTATS DE CALCUL POUR LE DEUXIEME WOC (M TAGI) APRES L'ISOLATION	33
4.4.1 Calcul de débit critique et break through	33
4.4.2 Performance après break through	33
SECTION.III.Conclusion et Recommandations	34
Bibliographies	37

Liste des figures

Figure 1-1 :Historique de production de puits GSE-3	2
Figure 1-2 :Organigramme de méthodologie du travail	3
Figure 2-1 : Flux (1) et Fuite (2) derrière le tubage.....	8
Figure 2-2 :Puits connecté à un aquifère par une caractéristique ouverte	9
Figure 2-3 : Cône d'eau	10
Figure 2-4 :Bridge plug	11
Figure 2-5 : Effet de traitement chimique.....	13
Figure 2-6 :Boucle de gestion d'eau	14
Figure 3-1 :Champ BRN.....	15
Figure 3-2 : Emplacement structurel de puits GSE 3	16
Figure3-3 :La profondeur des contact oil-water (WOC)	16
Figure 3-4 :Les résultats de PLT	17
Figure 3-5 : Courbe de diagnostic	18
Figure 3-6 :Coning d'eau.....	22
Figure 4-1 : Analyse nodale.....	27
Figure 4-2 :Analyse nodale après l'isolation de TAGI (lower +basal)	30
Figure 4-3 :Résultat de simulation dans l'état actuel de puits.....	29
Figure 4-4 :Résultats de simulation de MWSO	30
Figure 4-5 :Résultat de simulation de MWSO (GSE-7puits injecteur de gaz).....	31

Liste des tableaux

Tableau 3-1: Les données de puits GSE-3	19
Tableau 3-2 : Les données entré dans prosper pour simuler l'isolation des niveau.....	20
Tableau 3-3: Les intervalles de perforation des puits GSE3	20
Tableau 3-4: Les données utilisées pour calculé de débit critique	22
Tableau 3-5: Les données utilisées pour calcul de temps de break-trough	24
Tableau 3-6 : Les données utilisées pour calcul de performances de production	27
Tableau 4-1: Les résultats de sensibilité sur le Wc	29
Tableau 4-2: Les résultats de sensibilité sur le GOR	29
Tableau 4-3: Résultat de calcul de débit critique	32
Tableau 4-4: Résultat de calcul de temps de break through.....	33
Tableau 4-5: Résultat des calculs de WC limite, Qw et Qh produite.....	33
Tableau 4-6: Résultats de calcul de débit critique et break through.....	33
Tableau 4-7: Résultat des calculs de WC limite, Qw et Qo après le break through.	34

Liste des abbreviations

WSO	Water Shut-off;
MWSO	Mechanical Water Shut-off;
Wc	Water cut (%);
Qo	Debit oil (stb/d);
PLT	Production Logging Tool;
GOR	Gas Oil Ratio;
OIP	Oil in Place;
WOR	Water Oil Ratio;
WOR'	Water Oil Ratio derivative;
Rs	Solution gas oil ratio in situ ;
TVDSS	True Vertical Depth Sub Sea;
P_{réservoir}	Pression réservoir (bar) ;
P_{fond}	Pression de fond (bar) ;
P_{tete}	Pression de tête (bar) ;
T_{réservoir}	Température de réservoir (C°) ;
D_{oil}	Densité d'huile (API) ;
D_{gas}	Densité de gaz (SP) ;
Q_{liquide}	Débit liquide (stb/d) ;
H	hauteur (m) ;
K	Perméabilité (md) ;
R_{puit}	Rayon de puits (inches) ;
API	American Petroleum Institut (densité API) ;

Q_{oc}	débite critique d'huile, STB/day ;
ρ_o, ρ_g	densité de gaz et d'huile, respectivement, lb/ft ³ ;
k_o	perméabilité effective d'huile, md ;
r_e, r_w	rayon de drainage et de puits, ft ;
h	l'épaisseur de la colonne d'huile, ft ;
h_p	L'intervalle perforé du puits, ft ;
B_o	facteur volumétrique d'huile ;
k_h	la perméabilité horizontale, md ;
Q_o	débit d'huile, STB/day;
t_{BT}	temps de percée, jours ;
\emptyset	la porosité, fraction ;
k_v	la perméabilité verticale, md ;
$(k_{ro})_{swc}$	perméabilité relative de l'huile à la saturation de l'eau connate, md ;
$(k_{rw})_{sor}$	perméabilité relative de l'eau à la saturation en huile résiduelle, md ;
$(WC)_{limit}$	Valeur de water Cut limité ;
$\mu_o \mu_w$	viscosités de l'huile et de l'eau, cp ;
H_o, H_w	Épaisseur initiale de la zone pétrolière et aquatique ft ;
H	épaisseur actuelle de la zone pétrolière, ft ;
h_w	épaisseur actuelle de la zone aquifère, ft ;
N_p	production cumulative de pétrole, STB ;
N	pétrole initial en place, STB.

1 Introduction

Depuis 1850, la production pétrolière a été introduite comme les principales activités industrielles dans le monde, il est considéré comme la source d'énergie importante pour de nombreux pays jusqu'à aujourd'hui, et selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale est appelée à croître de 0,7 à 1,4 %/an entre 2008 et 2035 selon différents scénarios et restera dominée par les énergies fossiles et notamment les hydrocarbures, même si leur part est prévue à la baisse (IFP, 2011). Suite à cette augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures et la diminution du nombre de nouvelles découvertes par an, on est dans la nécessité d'optimiser la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et plus économique. L'optimisation de la production permet de maximiser la quantité de pétrole récupérée, ce qui peut se traduire par une augmentation significative des revenus pour les producteurs.

Il existe plusieurs manières et stratégies pour une meilleure optimisation telle que la production sélective. Cette dernière est utilisée dans l'industrie pétrolière pour optimiser la récupération d'huile et du gaz des réservoirs. Il s'agit de produire sélectivement des fluides à partir de différentes zones d'un puits, il permet de cibler les zones les plus productives et d'éviter les moins productives, en fonction de leurs propriétés géologiques, afin d'augmenter la productivité globale et les taux de récupération. Et Parmi les techniques de la production sélective, on trouve le Water Shut-off, est une technique utilisée dans l'industrie pétrolière pour contrôler la production d'eau dans les puits de pétrole qui consiste à isoler la zone de production d'eau à l'aide d'une variété de méthodes (solution chimique est mécanique). Cette technique est souvent utilisée pour prolonger la durée de vie d'un puits et pour maximiser la production de pétrole tout en minimisant les coûts liés à la gestion de l'eau. La mise en œuvre de la technique de "Water Shut-off" peut varier en fonction des caractéristiques géologiques du puits, des conditions de production et des objectifs de production.

Introduction

1.1 Problématique de mémoire :

Au cours de la vie de la plupart 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. Cette augmentation peut limiter la vie productive des puits et peut causer de graves problèmes, ce qui conduit souvent à la fermeture des puits et aussi un accroissement des coûts opérationnels. Un exemple concret est le puits GSE-3 situé au champ BRN (BIR RBAA NORD). La production de ce puits a diminué en raison de l'augmentation de la production d'eau (WC). La percée d'eau se produisant le 20/06/2020, cela conduit à la fermeture du puits le 20/04/2023 (Figure 1-1).

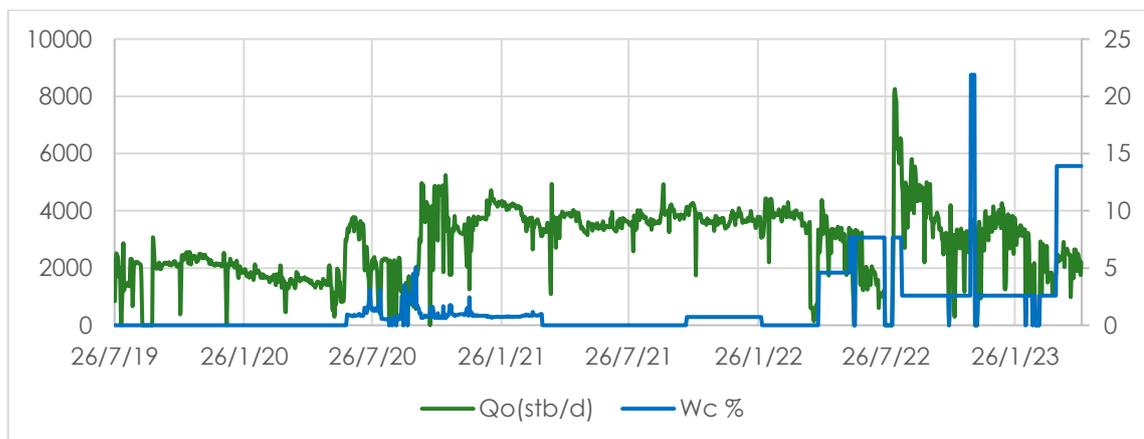


Figure 1-1 : Historique de production de puits GSE-3

Pour cela, en a cherché à répondre sur les questions suivantes :

- Quel intervalle produit de l'eau ?
- Quel est le mécanisme de production d'eau dans le puits GSE-3 ?
- Est-ce que le puits GSE-3 est un puits candidat pour le traitement de Water Shut-off ?
- Quelles stratégies de surveillance et de prévention peuvent être mises en place pour anticiper et atténuer les problèmes de production d'eau dans les puits pétroliers ?

1.2 L'objectif de mémoire :

L'objectif de ce travail est d'étudier la possibilité de la production sélective par le Water Shut-off de puits GSE-3 à fin d'optimiser la production d'huile dans le champ de BRN.

1.3 Méthodologie de mémoire :

Pour éteindre l'objectif de travail, on est dans la nécessité de :

- Détecter la source et l'intervalle de production d'eau à partir de l'analyse des PLT
- Comprendre le mécanisme de production d'eau en utilisant le chan plot.
- Résoudre le problème de production d'eau en proposant une solution appropriée.
- Modélisation de la solution à l'aide d'un modèle statique réalisé avec le logiciel PROSPER et effectuer une simulation dynamique avec le simulateur ECLIPSE pour prévoir le comportement futur du puits GSE-3.
- Calculer le débit critique et le temps de break-through pour déterminer les limites de production, afin de maintenir une production optimale tout en évitant les effets négatifs du coning.

La méthodologie de travail est présentée dans l'organigramme ci-dessous :

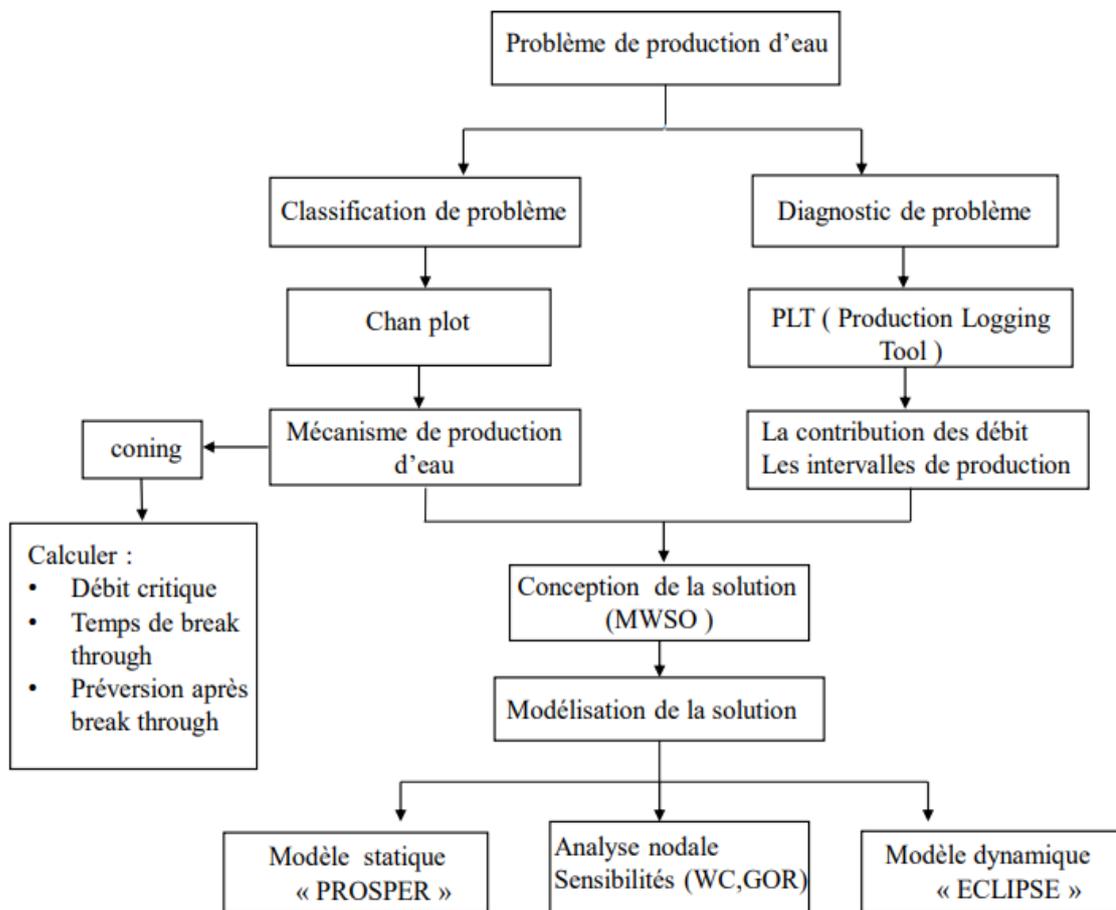


Figure 1-2 :Organigramme de la méthodologie du travail.

2 Revue de la littérature

2.1 Problèmes résultant de la production d'eau :

Lors de l'exploitation des puits pétrolier, une percée d'eau peut se produire lorsque l'eau s'infiltré dans le réservoir de pétrole et commence à être produite avec le pétrole. Cette percée d'eau peut avoir des effets significatifs sur le système de production est aussi peut causer beaucoup de problèmes comme (Belazzoug,2012) :

- Les dépôts : le sel dissous dans l'eau produite va se cristalliser et se déposer pour former des dépôts lors de la remonter de l'effluent dans le tubing et suite à la chute de pression et de température qui entraînent une diminution de la solubilité de sel dans l'eau.
- La corrosion : L'eau produite est généralement très salée, elle peut être l'origine d'aggravation du phénomène de corrosion des équipements tubulaires.
- Les émulsions : Dans le puits et le collecte, la production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent l'origine des associations d'une nature physique telles que les émulsions entre l'eau et l'huile. Une émulsion visqueuse est susceptible de réduire d'une façon significative la productivité des puits.
- Les hydrates : Les hydrates sont des associations d'une nature physique qui se forment entre le gaz et l'eau sous certaines conditions de pression et de température.
- L'alourdissement de la colonne hydrostatique : La production d'eau entraîne un alourdissement de la colonne d'effluent dans la colonne de production, suite à l'augmentation de la masse volumique moyenne du mélange eau/huile. Cela résulte une augmentation de la pression de fond et une chute de débit total.
- Le blocage à eau (water blocking) : L'intervention impropre de dessalage par bouchon d'eau dans les formations produit des pertes importantes d'eau et entraîne une augmentation de la saturation d'eau aux abords de puits. En conséquence, la production d'huile chute parfois fortement, bien que d'une façon temporaire.

- La diminution de la perméabilité relative d'huile : La productivité des puits d'huile est fortement liée à la perméabilité relative d'huile au Voisinage de puits, cette dernière est altérée par la présence simultanée d'eau.
- La production de sable : L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment qui tiennent les grains et la formation en Place, permettant ainsi la production de sable.

2.2 Mécanisme de production d'eau (Belazzoug,2012) :

L'eau peut s'écouler dans un puits par deux types de chemins. Dans le premier cas, l'eau prend généralement un chemin différent vers le puits que les hydrocarbures. Ce type de production d'eau concurrence directement la production de pétrole ou de gaz naturel. La réduction de la production d'eau dans cette situation augmente fréquemment la production de pétrole et de gaz et améliore la récupération. Ce type de production d'eau devrait être un candidat de choix pour le Water Shut-off. Le deuxième type d'eau produite est l'eau coproduite avec le pétrole, la réduction de la production de ce type d'eau entraînera une diminution correspondante de la production de pétrole. Pour que l'écoulement d'eau se produise dans un réservoir, trois facteurs doivent être présents :

2.2.1 Source d'eau :

Les sources d'eau produite comprennent l'eau de formation, l'aquifère et l'eau injectée. L'eau de formation peut provenir d'une zone saturée en eau à l'intérieur du réservoir ou de zone située au-dessus ou au-dessous de la zone productive. De nombreux réservoirs sont adjacents à un aquifère actif et sont soumis à l'entraînement de l'eau de fond ou de bord. L'eau est souvent injectée dans les réservoirs de pétrole à des fins de maintien de la pression ou de récupération secondaire. L'eau injectée est l'une des sources des problèmes de production d'eau.

2.2.2 Gradient de pression :

L'extraction de pétrole et de gaz d'un réservoir ne peut être réalisée qu'en dépressurant le puits, ce qui crée un gradient de pression au sein de la formation. La production à partir d'un puits entièrement pénétré et perforé crée un gradient de pression horizontal dans la formation. Cependant, les fluides provenant de puits partiellement pénétrants peuvent créer des gradients de pression verticaux à proximité du puits de forage et des gradients de pression horizontaux dans la formation.

2.2.3 Perméabilité relative à l'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.

2.3 Stratégie de contrôle d'eau :

Le problème de la production d'eau indésirable peut être lié à des faibles facteurs de récupération. Une mauvaise évaluation du problème conduit à un traitement inefficace ou à un contrôle inexact, c'est donc une perte de temps et d'argent. Joseph et Ajienka (2010) soutiennent qu'il existe plusieurs éléments stratégiques clés qui constituent toute opération réussie de Water Shut-off ([Robbie Lewis, 2014](#)).

2.3.1 Prospection de problème :

Implique la prospection des puits pour la présence d'un problème de production d'eau. Les critères communs pour les puits candidats WSO comprennent généralement une combinaison des éléments suivants ([Tzoni T. Raykov 2008](#)) :

- Puits produisant à leur limite économique.
- Important reliquat d'OIP.
- Position structurelle.
- Haut WOR.
- Productivité initiale élevée.
- Niveau élevé du liquide de production.
- Intervalle de perforation (longueur).
- Épaisseur de la zone payante.

2.3.2 Diagnostic de problème :

Une fois que les puits ont été examinés et qu'une liste restreinte des candidats a été générée, il est important de diagnostiquer l'emplacement des intervalles inondés pour l'isolement par le traitement WSO. Pour une conception de traitement optimale, Il existe deux groupes de méthodes et de techniques qui peuvent être utilisées pour identifier l'intervalle d'une production d'eau, les tests de diagraphie de production (PLT) et les méthodes analytiques.

Le PLT est le moyen le plus efficace pour déterminer les causes probables de percée, les méthodes analytiques basées sur l'analyse et la comparaison des données géologiques-physiques, sismiques et de l'historique de la production. Cependant, il est impossible de déterminer avec précision l'intervalle de percée en utilisant uniquement des méthodes analytiques. Généralement, la combinaison de plusieurs méthodes doit être utilisée pour déterminer les causes possibles de la production d'eau indésirable. Avec les tests de puits et les diagraphies, les méthodes analytiques peuvent optimiser les traitements pour améliorer la récupération du pétrole ([Shagiakhmetov.A Yushchenko.S,2022](#)).

2.3.3 Classification de problème :

Une fois que l'emplacement du problème au long du puits a été identifié, l'étape suivante consiste à comprendre et à classer la nature ou le mécanisme du problème d'eau afin qu'une technique de traitement appropriée puisse être conçue. Il s'agit d'une étape importante qui peut entraver les chances de succès du WSO si elle est mal diagnostiquée. Des plots complexes tels qu'un log-log du rapport eau-huile (WOR) et sa dérivée par rapport au temps peuvent être particulièrement utiles pour diagnostiquer initialement l'apparition et le mécanisme des problèmes d'eau, tels que le cône d'eau ou les canalisations à haute perméabilité. Certains des mécanismes de production d'eau les plus courants sont définis ci-dessous :

2.3.3.1 Fuites ou écoulement derrière le tubage :

Une mauvaise intégrité mécanique du tubage, telle que des trous dus à la corrosion, l'usure et les fissures dues à des défauts, une pression excessive ou une déformation de la formation, contribue aux fuites du tubage. Souvent, les fuites de tubage se produisent lorsqu'il n'y a pas de ciment derrière le tubage ([K. Aminian](#)).

Et L'écoulement dans le puits depuis l'arrière du tubage résulte de la présence d'un espace vide résultant normalement d'un travail de cimentation médiocre entraînant une mauvaise liaison entre le ciment et la formation (figure2-1). Cela permet à l'eau de s'écouler à travers le ciment et dans le puits à l'intervalle perforé ouvert le plus proche. Les fuites de tubage entraînent une entrée d'eau non désirée et une augmentation inattendue de la production d'eau (Robbie Lewis,2014).

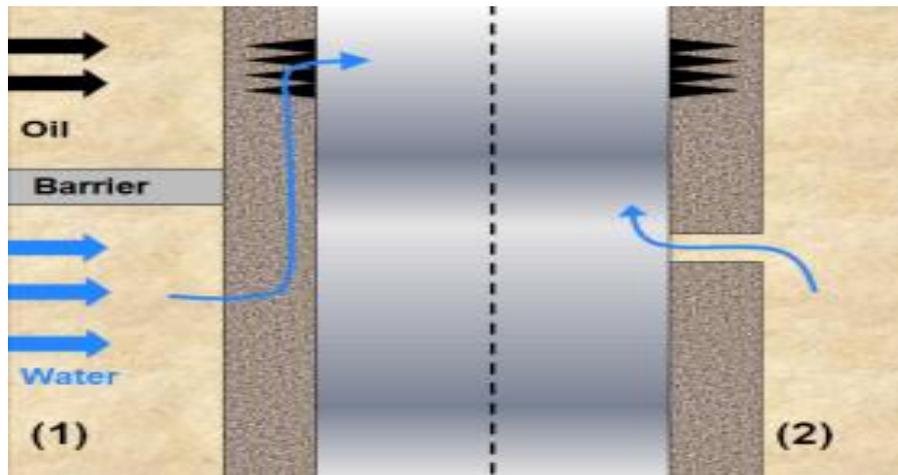


Figure 2-1: Flux (1) et Fuite (2) derrière le tubage

2.3.3.2 *Fractures :*

Les problèmes d'excès d'eau associés aux fractures peuvent être divisés en deux catégories principales. Un système de fractures naturelles directement à un aquifère ou des fractures qui induisent une canalisation des injecteurs vers les producteurs. Le premier fait référence à une extension d'un système de fractures naturelles permettant la communication entre l'aquifère et le puits producteur(figure2-2). Alors que ce dernier fait référence à un réseau de fracture permettant une communication directe entre l'injecteur et le producteur, entraînant souvent une percée précoce de l'eau (Robbie Lewis,2014).

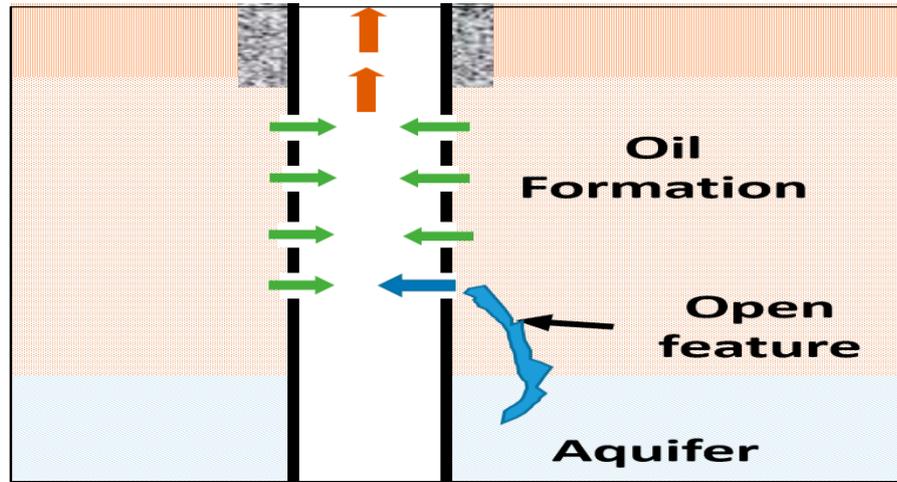


Figure 2-2 : Puits connecté à un aquifère par une caractéristique ouverte

2.3.3.3 Complétion dans ou près de l'eau :

La complétion dans les zones où la saturation en eau est supérieure à la saturation en eau irréductible permet à l'eau d'être produite immédiatement. Souvent, des barrières imperméables (par exemple, du schiste ou de l'anhydrite) séparent les strates contenant des hydrocarbures, des zones saturées en eau qui pourraient être à l'origine de la production excessive d'eau. Cependant, les barrières peuvent s'effondrer près du puits et permettre aux fluides de migrer à travers le puits. Même si les perforations se trouvent au-dessus du contact initial entre l'eau et l'huile ou entre l'eau et le gaz, la proximité permet à l'eau d'être produite plus facilement et plus rapidement par coning ou cresting (K. Aminian).

2.3.3.4 Cône d'eau :

Associé à l'augmentation du contact huile-eau (OWC) en raison d'une combinaison de perméabilité verticale élevée et de taux de production élevé (figure2-3). Cela accélère la montée de l'OWC vers les perforations les plus basses, et une augmentation immédiate du WOR peut être observée. Habituellement, le moyen le plus simple de diagnostiquer le cône d'eau consiste à utiliser des plots de diagnostic log-log WOR et WOR dérivés en fonction du temps (Chan, 1995).

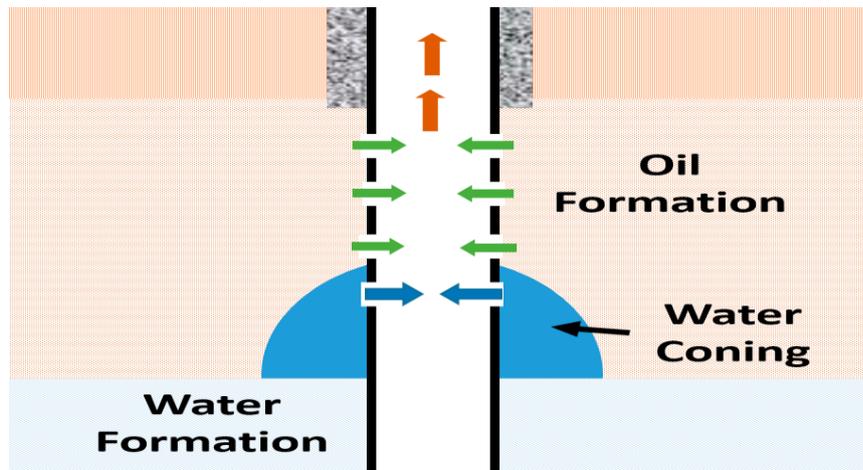


Figure 2-3: Cône d'eau

2.3.4 Conception de la solution :

L'objectif principal du traitement WSO est d'arrêter la production associée d'excès d'eau sans causer de graves dommages aux zones productrices d'hydrocarbures, ce qui pourrait entraîner une réduction du taux de pétrole ou de gaz. Par conséquent, une fois qu'un diagnostic minutieux et une classification d'un problème d'excès d'eau ont été entrepris, l'étape suivante est l'examen des options de traitement. Ceux-ci peuvent être divisés en deux groupes, les traitements WSO mécaniques ou chimiques. Chaque traitement a une liste appropriée de critères, où, lors de l'application, une probabilité de succès opérationnel est attribuée au mécanisme de production d'eau classé (Joseph et Ajienska, 2010). Le critère principal qui détermine un traitement par rapport à l'autre peut être basé sur l'emplacement de l'intervalle du problème. Si l'intervalle problématique est l'intervalle le plus perforé, le plus bas, alors l'arrêt mécanique de l'eau est préféré, car isoler et arrêter directement la production est assez facile et peu coûteux (Robbie Lewis, 2014).

2.3.4.1 Solution mécanique :

Dans le puits, il existe des technologies disponibles qui peuvent arrêter avec succès la production d'eau indésirable. L'impact peut être vu en quelques heures contrairement aux solutions chimiques. Le contrôle mécanique de la production d'eau est connu pour ses résultats rapides ainsi que ses coûts peu élevés. Les opérations de Water Shut-off sont préférées par les opérateurs, car elles sont relativement moins chères que les solutions chimiques. Encore une fois, un diagnostic précis est essentiel

avant de tenter d'appliquer ces solutions, comme cela peut entraîner la perte de la production de pétrole du puits (A. Taha, M. Amani .2019). Les outils mécaniques les plus utilisés sont les suivants :

- Bridge plug :

Le bridge plug est un outil qui est placé dans le puits pour en isoler la partie inférieure (figure 2-4). Ils peuvent être permanents et récupérables. Ils sont conçus en différentes tailles pour être utilisés et mis en place dans différentes tailles de tubage et de trou ouvert. Pour une mise en place à long terme, il est recommandé d'utiliser un bridge plug permanent surmonté d'un bouchon de ciment afin d'assurer l'étanchéité et l'intégrité (Tzoni T. Raykov,2008).

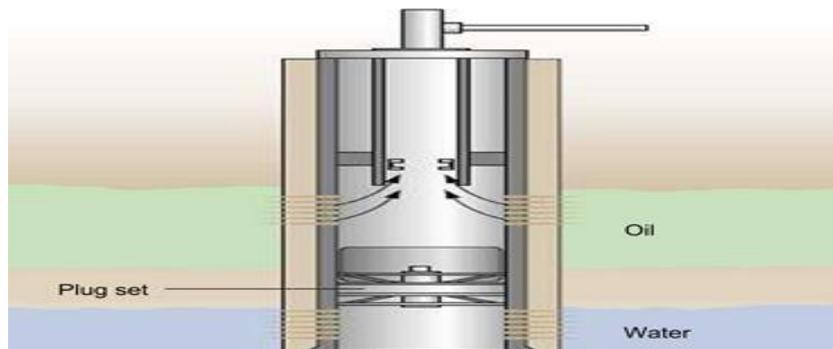


Figure 2-4 :Bridge plug

- Packers :

Les Packers peuvent également être récupérables et permanents. Selon le type de travail effectué dans le puits. Le packer récupérable est conçu pour fournir une isolation pour les travaux de traitement chimique des zones inférieures ou supérieures (Tzoni T. Raykov,2008).

- Casing Patch :

C'est un outil de fond de puits utilisé pour réparer les dommages, la corrosion ou les fuites du tubage. Les patches sont le plus souvent utilisées pour des réparations à court ou moyen terme qui permettent de reprendre la production jusqu'à une opération de reconditionnement majeure (Tzoni T. Raykov,2008).

2.3.4.2 Solutions chimiques :

Loin du puits, dans le réservoir ou à proximité du puits, les opérations de Water-Shut-off peuvent être réalisées par plusieurs traitements chimiques. Ces solutions chimiques conduisent à une meilleure conformité dans le réservoir ainsi qu'au blocage des zones de production d'eau indésirables. L'idée est de pouvoir fermer les chemins de moindre résistance devant l'eau en réduisant leur perméabilité afin d'empêcher l'eau d'arrivée au puits par eux. En outre, ils aident à forcer l'eau à se mobiliser et à déplacer le pétrole dans le réservoir. En d'autres termes, l'objectif est de bloquer les caractéristiques ouvertes et les canaux à haute perméabilité pour forcer l'eau à emprunter le chemin le plus difficile pour balayer le pétrole de la roche matricielle, ce qui se traduit par des rendements économiques globaux plus élevés que la production de pétrole à partir de fractures. En fait, Les résultats des solutions chimiques peuvent être obtenus en quelques mois à quelques années, selon la nature du réservoir et les propriétés des produits chimiques injectés.

Le principal avantage des opérations WSO chimique de l'eau par rapport aux opérations mécaniques est qu'elles résolvent le problème de la production d'eau indésirable au lieu de la cacher sous ou derrière un bouchon, un Packer.... Les produits chimiques injectés peuvent atteindre les caractéristiques de l'eau dans le réservoir et réduire la perméabilité, entraînant leur fermeture complète. Ils ont également la liberté de se déplacer entre les couches et les fonctionnalités, ce qui les aide à atteindre de grandes étendues et à les fermer complètement. Une autre utilisation de l'injection chimique consiste à augmenter la viscosité du fluide injecté, ce qui conduit à une meilleure efficacité de balayage et réduit éventuellement la production d'eau indésirable. Par exemple, l'efficacité des agents de WSO dépend fortement des propriétés du réservoir et doit être compatible avec la température du réservoir et la salinité de l'eau afin d'obtenir une WSO efficace. (A. Taha, M. Amani .2019).

- Gel :

L'injection de gel est l'une des solutions chimiques les plus connues pour les opérations de WSO (figure 2-5). Il est utilisé pour réduire le rapport eau-huile. Cela se produit grâce à la capacité du gel à réduire la perméabilité et à bloquer les éléments ouverts, les fractures et les zones d'eau à haute perméabilité. Il peut être appliqué dans le

puits, près ou loin du puits de production via des puits d'injection. Il est très efficace pour réduire la perméabilité des zones indésirables et a prouvé sa potentialité à améliorer l'efficacité du balayage et à fermer les zones d'eau non arrosées. Le gel injecté est principalement constitué d'eau, de faibles volumes, de polymères et d'agents chimiques réticulant (A. Taha, M. Amani .2019).

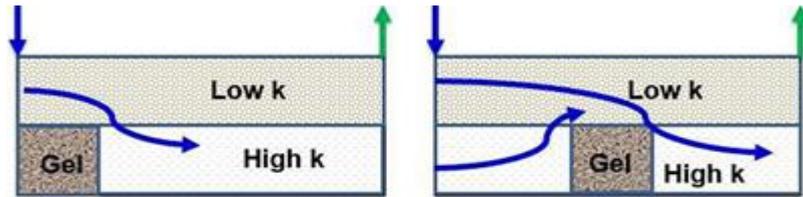


Figure 2-5: Effet de traitement chimique

- Inondation de polymère :

Une autre technique courante pour les opérations de Water-Shut off est l'utilisation de la méthode d'injection de polymère pour augmenter la viscosité de l'eau. Cette technique est appliquée pour augmenter la viscosité du fluide d'entraînement (l'eau) qui aide à mobiliser et à déplacer le pétrole dans la roche matricielle du réservoir. Cette technique est généralement appliquée dans le réservoir loin des puits de production à travers des puits d'injection d'eau pour obtenir une meilleure efficacité de balayage dans le réservoir. Cela conduit finalement à prévenir la production excessive d'eau. L'utilisation de l'injection de polymères est très courante chez les opérateurs pétroliers et peut être préparée en dissolvant les polymères dans l'eau injectée et en l'injectant à travers des puits d'injection. (A. Taha, M. Amani .2019).

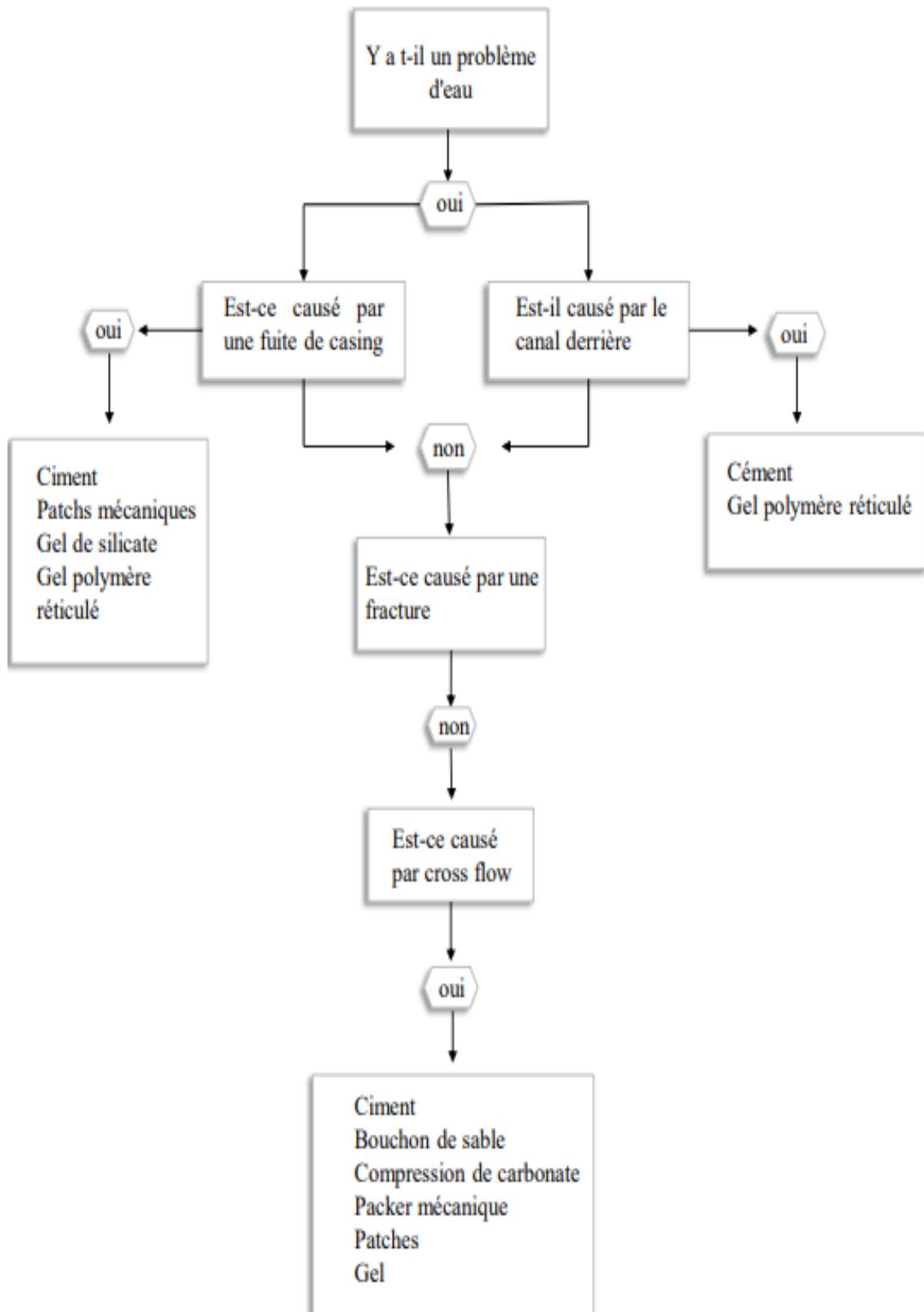


Figure 2-6 :Boucle de gestion d'eau

3 Méthode et Matériel

Le champ de BIR REBAA NORD (BRN) est situé dans la région centre ouest du désert du Grand Erg Oriental. Le principal réservoir dans la région d'étude est le Trias Argilo Gréseux Inférieur. Il est subdivisé en trois niveaux, qui sont de bas en haut (TAGI inférieur, TAGI moyen, TAGI supérieur). La pression de Réservoir est variable (220-250) bar, l'huile a des propriétés variables selon les régions, à l'est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm² pour un rapport de dissolution de gaz Rs égal à 240 stm³/m³, à l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm² pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 stm³ / m³.

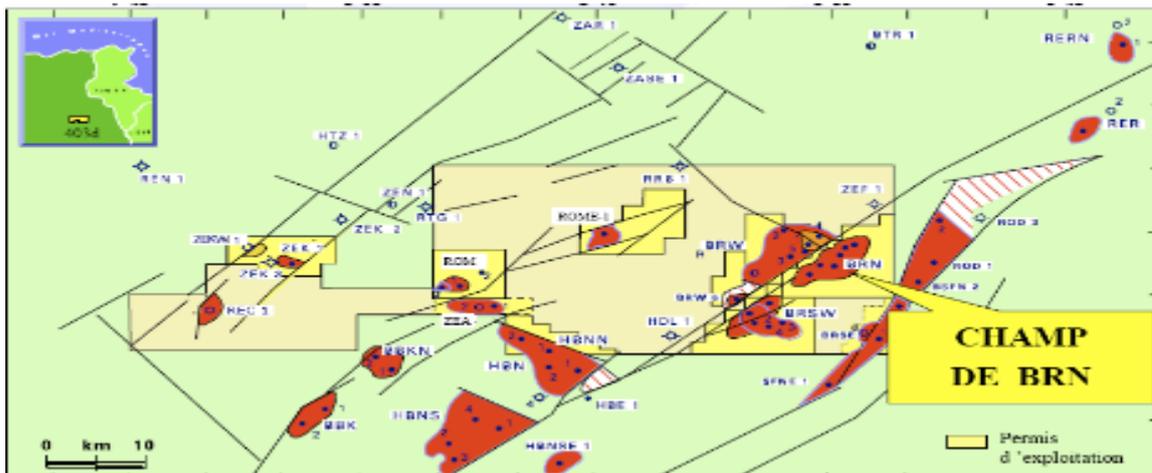


Figure 3-1: Champ BRN

Les puits producteurs de BRN affichent actuellement de production d'eau (GSEB, GSE-29, RBN-9, RBN-15, GSE-3, GSE-11, BRN-6, BRN-12) ce qui entraîne de nombreux Problèmes opérationnels. Plusieurs puits sont présentement hors ligne, de sorte que le champ de BRN peut maintenir un niveau d'exploitation élevé.

On a choisi d'étudier la candidature de puits GSE-3 pour le Water Shut-off ou la production d'eau pose une chute de production d'huile est des problèmes de dépôt des sels qui nécessite des interventions journalières.

3.1 Puits GSE-3 :

GSE-3 c'est un puits producteur d'huile a été foré en 2004 et perforée dans tous les niveaux TAGI (U+M+L+B TAGI) (figure 3-2) et complété avec un liner cimenté perforée.

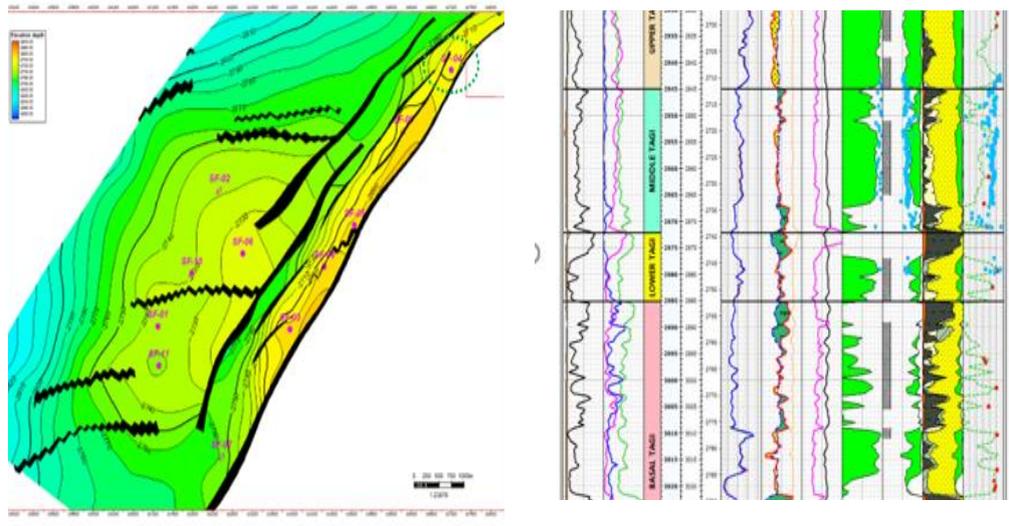


Figure 3-2 : Emplacement structurel de puits GSE-3 (base de données GSE)

Le réservoir traversé par le puits contient deux zones saturées en eau (figure3-3), le premier contact oil-water au niveau de Middle TAGI à 2740 mTVDSS et le deuxième contact oil-water à 3019 mTVDSS au niveau de basale TAGI.

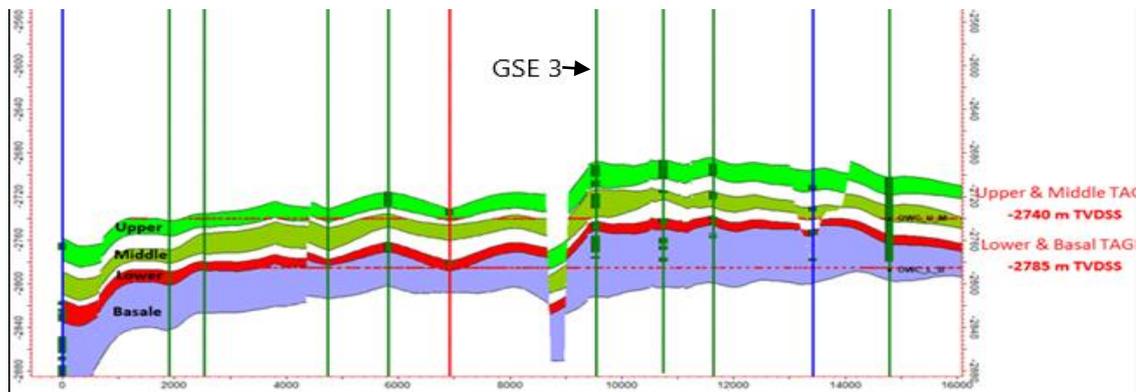
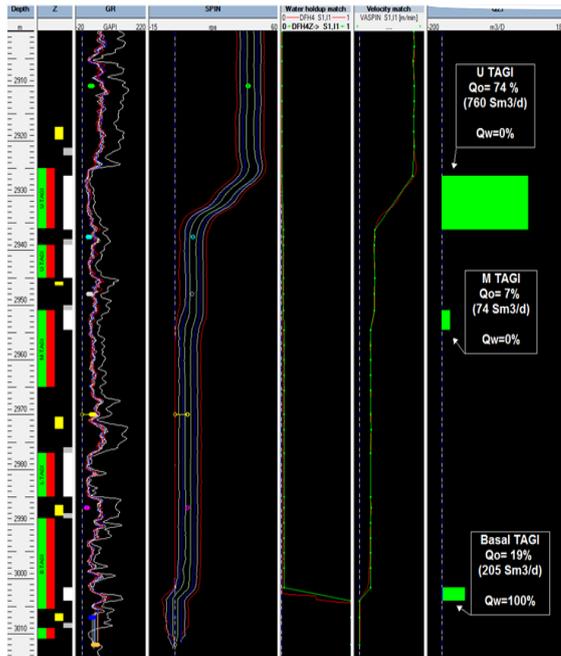


Figure3-3 : la profondeur des contact oil-water (base de données GSE)

3.2 PLT de puits GSE-3 :

Un PLT a été enregistré Le 08/07/2022 (figure 3-4), révélant une contribution en huile de Upper (74%), Middle (7%) et Basal (19%) et une production d'eau de 100% de Basal TAGI.



Zones		Perforations	Q _{oil}	Q _{water}
		m	%	%
U TAGI	Inf.1	(2925.0-2937.0)	74	0
	Inf.2	(2939.0-2945.0)	0	0
M TAGI	Inf.3	(2951.0-2965.0)	7	0
L TAGI	Inf.4	(2977.0-2985.0)	0	0
Basal TAGI	Inf.5	(2989.0-3005.5)	19	100
	Inf.6	(3009.0-3011.0)	0	0

Figure 3-4 :Les résultats de PLT (base de données GSE)

3.3 Courbe de diagnostic (chan plot) :

Une nouvelle technique pour déterminer les mécanismes de production excessive d'eau consiste à l'utilisation des plots de WOR et de son dérivé (WOR') en fonction de temps cumulé, en examinant exclusivement la canalisation, de la perméabilité et le cône d'eau. L'étude conclut que le tracé WOR' pour le cône d'eau peut être associé à une pente négative changeant progressivement (Robbie Lewis, 2014). La figure (4) représente la Courbe de diagnostic (chan plot) de puits GSE-3 qui démontre que le mécanisme de production d'eau dans ce puits est un cône d'eau (coning).

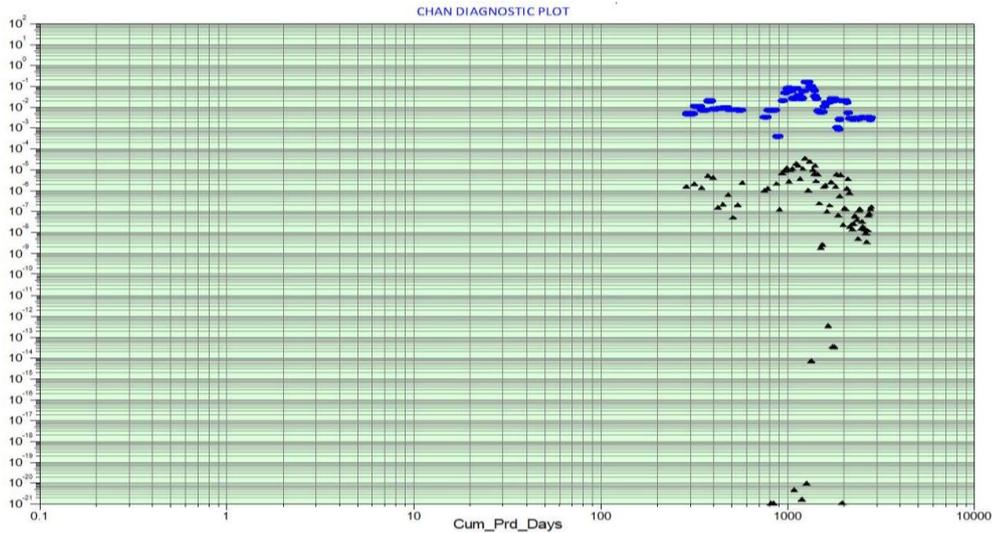


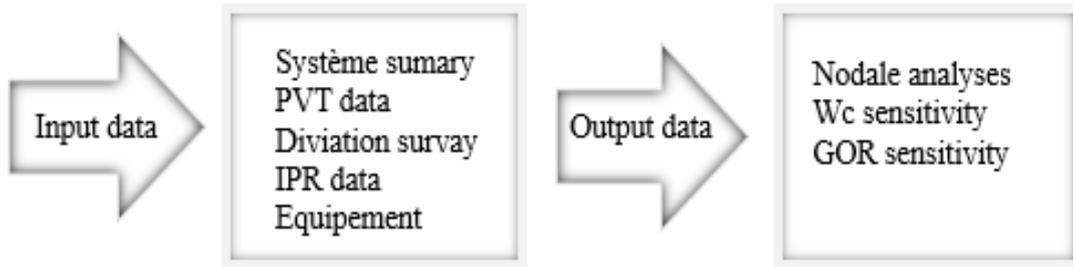
Figure 3-5 : Courbe de diagnostic (base de données GSE).

3.4 Modélisation de la solution :

3.4.1 Analyse nodale :

L'analyse nodale a été réalisée à l'aide du logiciel de performance des puits Prosper avant la simulation de traitement WSO permettra de quantifier les gains instantanés de production d'hydrocarbures associés à une réduction de l'eau indésirable. Cela permettra une première étape de sélection des puits candidats, afin d'évaluer la réponse de la production et le potentiel initial d'un traitement WSO.

La théorie dit que lorsque la production d'eau est réduite, il y aura une colonne de fluide plus légère dans le puits producteur, ce qui permet d'augmenter la production pour le même draw-down. Pour pouvoir comprendre tout le potentiel d'un traitement WSO, différents cas doivent être exécutés pour satisfaire à une analyse de sensibilité approfondie, ce qui signifie qu'il faut analyser l'intervalle des possibilités de réduction de water cut. Pour modéliser la sensibilité sur le water cut dans Prosper, il faut d'abord créer un modèle de production qui prend en compte les caractéristiques du réservoir, les propriétés des fluides et les paramètres de production (tableau 3-1). Le modèle peut être basé sur des données réelles ou simulées.



Les données utilisées sont montrés dans le tableau suivante(3-1) :

Tableau 3-1: les données de puits GSE-3(base de données GSE)

$P_{réservoir}$ (bar)	P_{fond} (bar)	$P_{tête}$ (bar)	$T_{réservoir}$(c°)
287	280,59	103,82	91,2
D_{oil} (API)	D_{gaz}(SP)	Rs	salinity eau (ppm)
37,4	0,83	288	168000
$Q_{liquide}$ (bbl/d)	Q_{oil} (bbl/d)	WC%	GOR
1118,2	6800	5	288

À partir des résultats de la simulation de la performance de puits candidat, le gain de production peut être visualisé par un diagramme des courbes de performance VLP (vertical lift performance) et IPR (in flow production relation curve).

3.4.2 Simulation statique de traitement mécanique WSO :

Pour simuler les opérations de traitement mécanique de l'eau, telles que l'isolation de l'intervalle par bridge Plug. L'identifier de l'intervalle de fermeture est indispensable (figure3), puis la simulation a été exécutée sans production de l'intervalle déterminé, ce qui donne un aperçu de la réaction de production du puits après l'opération d'isolement de l'intervalle.

Une simulation statique par logiciel Prosper donne un gain de production par rapport au puits nécessite les données sont présentées dans le tableau 3-2 pour chaque niveau :

Méthode et Matériel

Tableau 3-2 : les données utilisées dans Prosper pour simuler l'isolation des niveau.
(base de données GSE).

Donnés Layer	P	H	D_{gas}	GOR	WC	D_{oil}	K	air de drainage	R_{puits}	Dietz shape factor
	Bar	M	sp.gravity	m^3/m^3	%	API	Md	Acres	inches	
Upper	283	12	0,827	288	0	43	810	20	3	30
Upper	283	6	0,827	288	0	43	95	20	3	30
Middle	284	14	0,827	288	0	43	190	20	3	30
Lower	296	8	0,827	157	0	37	668	20	3	30
Basal	297	16,5	0,827	157	30	37	161	20	3	30
Basal	297	2	0,827	157	30	37	308	20	3	30

3.4.3 Simulation dynamique de traitement mécanique WSO :

La simulation dynamique par le logiciel de simulation de réservoir ECLIPSE montre l'effet de l'isolation des intervalles inondé par l'eau sur la production de puits à long terme et l'effet de traitement sur la production de champs. La simulation d'un traitement mécanique Water Shut-off avec éclipse implique la création d'un modèle de simulation de réservoir qui prend en compte les caractéristiques géologiques et de production de réservoir. Une fois le modèle a été créé, l'intervalle précise pour l'isolement (Basal+Lower) doivent être conclu pour voire l'effet d'isolement (tableau 3-3). Et aussi la profondeur de contact oil-water (OWC) (figure.) **Tableau 3-3:** les intervalles des perforation de puits GSE3 (base de données GSE).

Niveau	Intervalle de perforation (TVDSS)
Upper TAGI	2691,25 - 2702,25
	2705,25 - 2711,25
Middle TAGI	2717,25 - 2731,25
Lower TAGI	2743,25 - 2751,25
Basal TAGI	2755,25 - 2771,78
	2775,25 - 2777,25

Les concepts suivants basent sur les calculs des paramètres principaux pour étudier le phénomène de coning d'eau par utilisation de différentes corrélations, pour éviter l'arrivée d'eau la valeur de débit critique est important et le calcul de temps de percé donner une prévision sur la performance de production d'eau après le percé.

3.5 Modèles et corrélations du Coning de l'eau : (Kudapa V.K, Iqbal M.I, Memon S, Azharuddin S, Rajawy I.A .2022).

Trois catégories de corrélations utilisées pour résoudre le problème du coning. Ces catégories sont les suivantes :

- Calculs du taux critique (Q_{OC}) : Meyer et Garder
- Prévisions du temps de percée (T_{BT}) : Sobocinski-Corneliu.
- Calculs de la performance des puits après la percée : Kuo et Desbrisay (principalement WOR vs. Time)

3.5.1 Méthode de Meyer et Garder pour le calcul de débit critique :

Meyer et Garder ont suggéré que le développement du coning est le résultat de l'écoulement radial du pétrole et de la chute de pression associée autour du puits de forage. Dans leurs calculs, Meyer et Garder supposent un système homogène avec une perméabilité uniforme dans tout le réservoir, c'est-à-dire $K_h = K_v$. Il convient de souligner que le rapport K_h/K_v est le terme le plus critique dans l'évaluation et la résolution du problème du coning. Meyer et Garder proposent une expression similaire pour déterminer le débit d'huile critique dans le système de conduction d'eau. La relation proposée a la forme suivante :

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

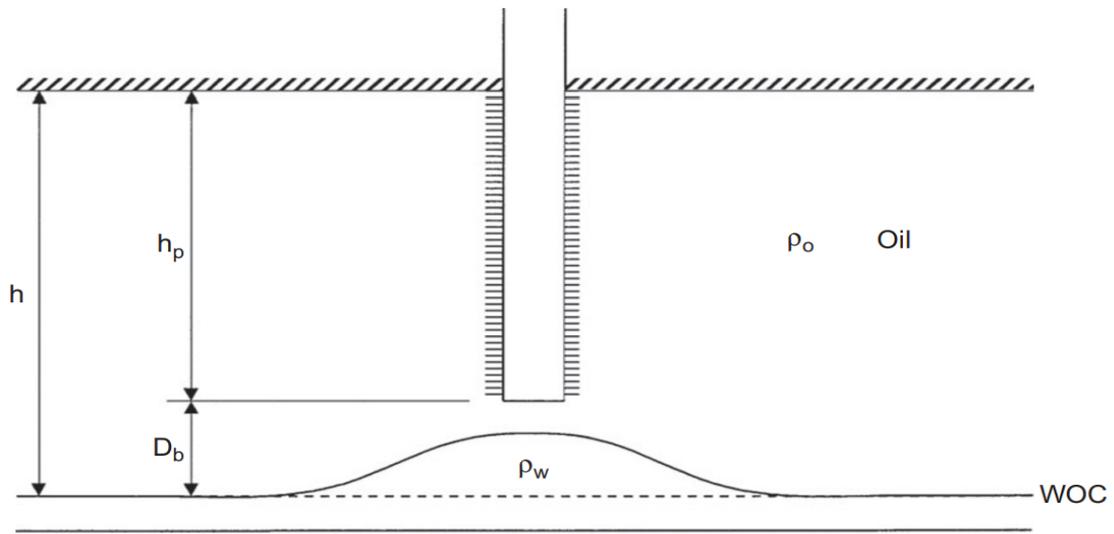


Figure 3-6 :Coning d'eau

Les données présentées dans le tableau ci-dessous (3-4) sont utilisées pour calculer le débit critique de premier contact oil-water avant l'isolation pour avoir si le débit de production a été respecté et deuxième contact oil-water pour prédire le débit critique que doit respecter afin d'éviter une autre venue de cône d'eau après isolation :

Tableau 3-4: Les données utilisées pour calculé de débit critique (base de données GSE).

	ρ_o	ρ_w	H	h_p	k_o	μ_o	B_o	r_e	r_w
OWC 2	47.4452	74.9135	165	101	900	0.29	1.931	8,277	0,25
OWC 1	47.4452	74.9135	410	187,01	100	0,29	1,931	8,277	0,25

3.5.2 La méthode de calcul du temps de percée.

3.5.2.1 La corrélation de Sobocinski-Corneliu :

Sobocinski et Corneliu ont développé une corrélation pour prédire le temps de percée de l'eau sur la base de données de laboratoire et de résultats de modélisation. Les auteurs ont corrélé le temps de percée avec deux paramètres sans dimension, la hauteur

Méthode et Matériel

de cône sans dimension et le temps de percée sans dimension. Ces deux paramètres sans dimension sont définis par les expressions suivantes:

3.5.2.1.1 Hauteur du cône sans dimension Z :

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

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

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

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

$$t_{BT} : \frac{20.325\mu_o h\emptyset(t_D)_{BT}}{(\rho_w - \rho_o)K_V(1 + M^\alpha)} \quad (4)$$

M : la mobilité eau-huile et est définie par

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

avec: $\alpha : 0.5$ pour $M \leq 1$ / $\alpha : 0.6$ pour $1 \leq M \leq 10$

Les données présentées dans le tableau ci-dessous (3-5) sont utilisées pour :

- Le Calcul de temps de break through (l'eau vient de WOC-1 Basal TAGI) afin de comparer avec le temps réel de percée avant isolation
- Le Calcul de temps de break through (l'eau vient de WOC-2 Middle TAGI) après isolation afin de prédire le temps d'arrive d'eau.

Tableau 3-5: les données utilisées pour calcul de temps de break-through. (base de données GSE)

	ρ_o	ρ_w	h	h_p	μ_o	B_o	Q_o	kh	H_o	ϕ	kv	μ_w	krw	kro
OWC 2	47.4452	74.9135	165	101	0.29	1.931	4950	900	165	0,22	900	1	0,85	0,4
OWC 1	47.4452	74.9135	410	187	0,29	1,93	1398	100	410	0,22	100	1	0,6	0,8

3.5.3 Méthode de calcul de performance après break-through :

Une fois que la percée d'eau a eu lieu, il est important de prévoir la performance de la production d'eau en fonction du temps. Pour prédire la performance du puits vertical après la percée. Kuo et Desbrisay ont appliqué l'équation du bilan des matériaux pour prédire l'augmentation du contact entre l'huile et l'eau dans un réservoir homogène et ont corrélé leurs résultats numériques en fonction des paramètres adimensionnels suivants :

- Coupe d'eau sans dimension $(f_w)_D$.
- Temps de percée sans dimension t_{DBT}
- Coupe d'eau limite sans dimension $(WC)_{Limit}$

Les étapes spécifiques de la procédure proposée sont indiquées ci-dessous.

Étape 1. Calculer le temps de percée t_{BT} en utilisant la méthode Sobocinski-Cornelius ou la corrélation Bournazel-Jeanson.

Étape 2. Supposons un moment t quelconque après la percée.

Étape 3. Calculer le rapport de temps de percée sans dimension t_{DBT} à partir de :

$$t_{DBT} = \frac{t}{t_{BT}} \quad (6)$$

Étape 4. Calculer la coupe d'eau limite sans dimension à partir de

Méthode et Matériel

$$(WC)_{Limit} = \frac{M}{M + \left(\frac{h}{h_w}\right)} \quad (7)$$

Avec les paramètres de l'équation définis ci-dessous :

$$M = \left[\frac{(K_{rw})_{sor}}{(K_{ro})_{swc}} \right] \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (8)$$

$$h = H_o(1 - R) \quad (9)$$

$$h_w = H_w + H_o R \quad (10)$$

$$R = \left(\frac{N_p}{N} \right) \left[\frac{1 - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right] \quad (11)$$

Étape 5. Calculer la coupure d'eau sans dimension $(f_w)_D$ sur la base du ratio du temps de percée sans dimension, comme indiqué dans les relations suivantes :

$$(f_w)_D = 0 \text{ pour } t_{DBT} < 0.5 \quad (12)$$

$$(f_w)_D = 0.29 + 0.941 \log(t_{DBT}) \text{ Pour } 0.5 \leq t_{DBT} \leq 5.7$$

$$(f_w)_D = 1 \text{ Pour } t_{DBT} > 5.7$$

Étape 6. Calculer la coupure d'eau réelle f_w à partir de l'expression :

$$f_w = (f_w)_D (WC)_{Limit} \quad (13)$$

Étape 7. Calculer les débits d'eau et d'huile à l'aide des expressions suivantes :

$$Q_w = (f_w) Q_T \quad (14)$$

$$Q_o = Q_T - Q_w \quad (15)$$

Les données présentées dans le tableau ci-dessous (3-6) sont utilisées pour calculer :

Méthode et Matériel

- Avant isolation : le débit de production d'huile et d'eau en utilisant les équations de Kuo et Desbrisay pour avoir si les mêmes résultats obtenu dans l'état réel (la production d'eau vient de premier contact oil-water Basal TAGI).
- Après l'isolation : afin de prédire le comportement de production (la production d'eau vient de deuxième contact oil-water Middle TAGI).

Tableau 3-6 : Les données utilisées pour calcul de performances de production (base de données GSE).

	Ho	Hw	NP	N	Sor	Swc	QT	temps proposé
OWC 2	165	16	0,1971	13	0,54	0,05	4950	1000
OWC 1	410	298,556	100	0,29	0,25	0,45	1398	250

4 Résultat et discussions :

4.1 Résultats de diagnostic des données :

D'après les résultats des logs de production (PLT) enregistrés, l'eau produite vient du niveau Basal TAGI, dans ce cas l'arrêt mécanique de l'eau est proposé. Il est impossible d'isoler uniquement le Basal TAGI, car la distance entre Lower-Basal est seulement 4 m avec un risque élevé d'endommagement de la formation (en cas de pompage de ciment) et de canalisation possible à travers le ciment entre le tubing et le casing. Alors une isolation mécanique avec un bridge plug des deux niveaux (Basal +Lower) TAGI est conçu pour des raisons opérationnelles.

4.2 Résultat de modélisation de la solution mécanique :

4.2.1 Analyse nodale en état réel (U+M+L+B TAGI) :

le resultat de l'analyse nodale montrant que la courbe de VLP et IPR se croisent en deux piont de fonctionnement (figure4-1) , cet indice indique un écoulement avec bouchon conduit a une production instable (entre 4500 et 6500 stb/d), ainsi , les deux courbes sont presque tangentes d'où un changement minime en water cut peut entrainer l'arrête de production de puits.

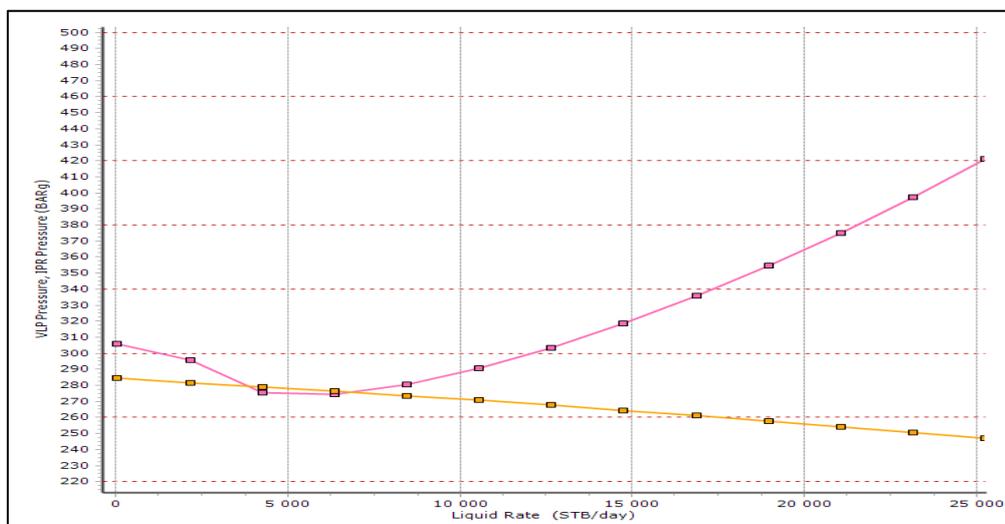


Figure 4-1 : Analyse nodale

Résultats et discussions

4.2.2 Sensibilité sur le water cut :

Les résultats de sensibilité sont éclairés dans le tableau sous dessous. Qui représente le changement de débit liquide en fonction de la variation de pourcentage de water cut.

Tableau 4-1: les résultats de sensibilité sur le Wc

WC %	0	3.3	10	16	18
Liquid Rate [stb/d]	7547	6918	5472	3176	0
Oil Rate [stb/d]	7547	6736	4924	2666	0
Water Rate [stb/d]	0	226	87	80	0.00

Le tableau (4-1) Montre que pour une réduction de la production d'eau, il y a une augmentation de débit 100 Sm³/d d'huile produite par rapport à état initial. Le débit d'huile décroît d'une valeur variée entre 4 924 (stb/d) et 2666 (stb/d) face d'une augmentation de water cut 10 % à 16%. Le puits se cessera de produire en Natural Flow à water cut de 18%. Alors Tout un petit changement de pourcentage de water cut peut affecter grandement sur la productivité de puits.

4.2.3 Sensibilité sur le GOR :

Les différentes sensibilités sur le GOR avec la variation de pourcentage de WC données les résultats de tableau (4-2). Avec l'augmentation de GOR le puits ne casse pas à 18% et continue à produire avec des pourcentages élevés de water cut (allègement de la colonne hydrostatique).

Tableau 4-2: les résultats de sensibilité sur le GOR

GOR(m ³ /m ³)	1000		2000		3000	
WC%	18	75	18	90	18	95
$Q_{liquide}$ (m ³ /d)	1400	0	850	0	750	0
Q_{oil} (m ³ /d)	1148	0	697	0	615	0

Résultats et discussions

4.2.4 Simulation statique :

L'analyse nodale avec l'isolation des niveaux (Basal + Lower) TAGI montrant une stabilité avec un accroissement de production qui peut produire $\approx 5000-10000$ (stb/d) avec un draw-down de 10 bar (figure 4-2).

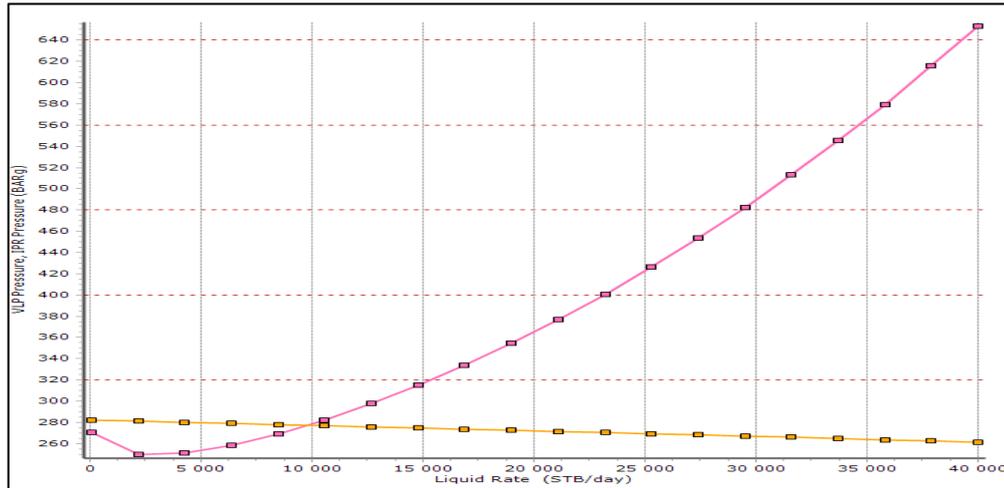


Figure 4-2 :Analyse nodale après l'isolation de TAGI (Lower +Basal).

4.2.5 Simulation dynamique :

4.2.5.1 Sans isolation :

Les résultats de simulation dynamique sans isolation montrant une chute de production après l'augmentation de water cut jusqu'à 11% est un arrêt de production totale de puits le 1/04/2024 (figure4-3).

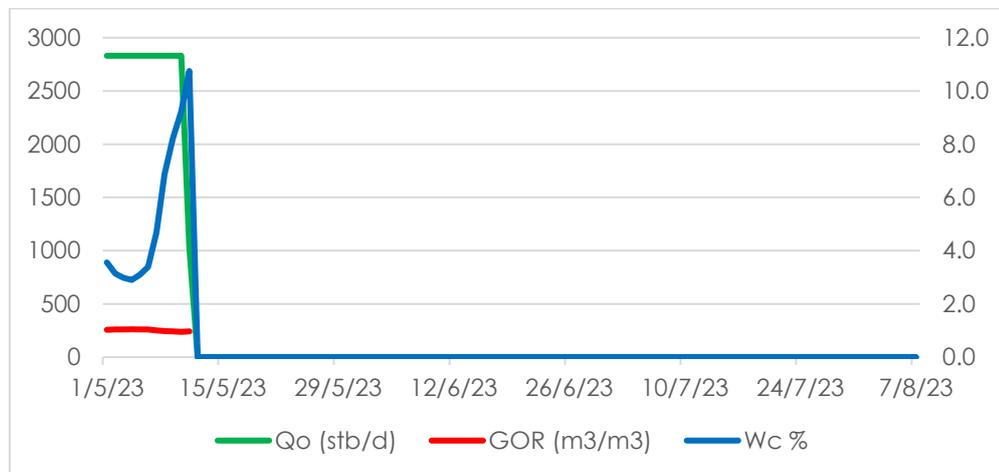


Figure 4-3 :Résultat de simulation dans l'état actuel de puits.

Résultats et discussions

4.2.5.2 Avec isolation :

La réponse de production résultant de la simulation MWSO est présentée dans la figure (4-4), Montre un arrêt total de production d'eau (WC=0%) pendant 5 ans après l'isolation, avec une augmentation de 2800 à 5000 (stb/d) par rapport au scénario de base.

Une production d'eau apparaitre au début de 2028, le pourcentage de WC ne cesse d'augmenter jusqu'à atteindre 16%, cela est accompagné d'une baisse de production. Le puits cessera de produire la fin de 2029. Le retour de l'apparition de la production d'eau dû au contact oil-water au niveau de Middle TAGI.

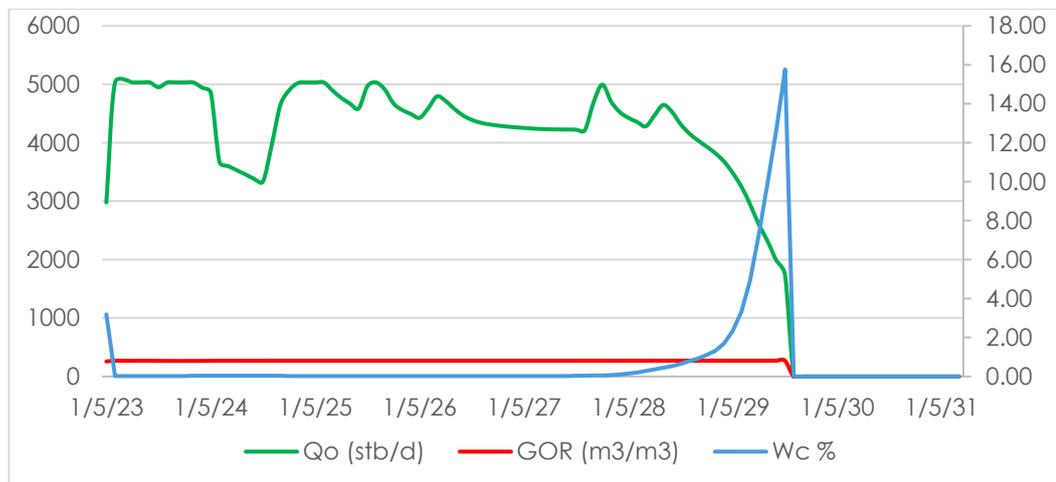


Figure 4-4 :Résultats de simulation de MWSO

4.2.5.3 Avec isolation et conversion de puits GSE-7 à un puits injecteur de gaz

D'autre réponse de production résultant de la simulation MWSO avec l'effet de conversion le puits GSE-7 à un puits injecteur de gaz est présentée dans la figure (4-5). Montre un arrêt de production d'eau jusqu'à la fin 2025 avec une production moyenne de 5 000(stb/d). À partir de 2026, une augmentation de pourcentage de WC accompagné d'une chute de production considérable. Le puits demeure en production jusqu'au 2031 avec un pourcentage de water cut 82% grâce à l'effet de GOR (allègement de la colonne hydrostatique).

Résultats et discussions

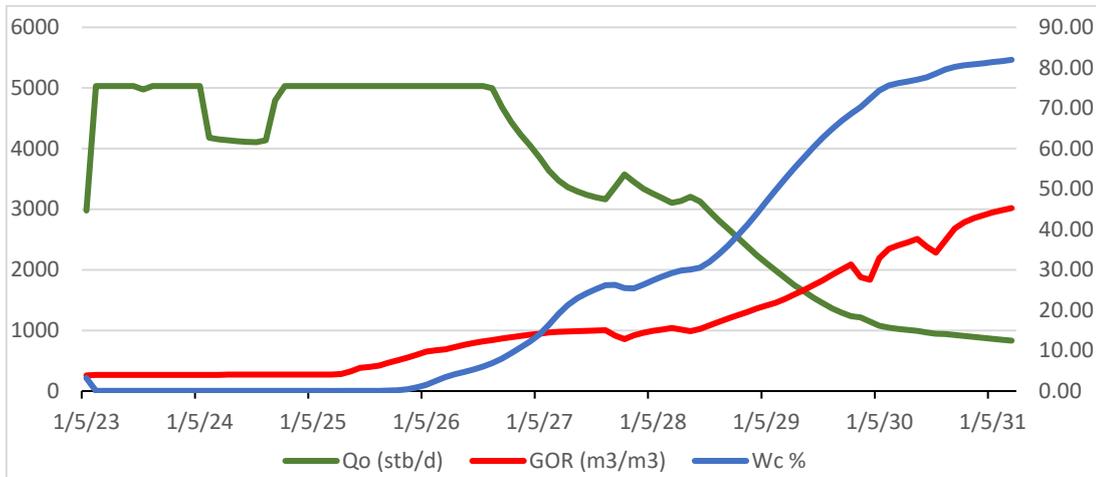


Figure 4-5 : Résultat de simulation de MWSO (GSE-7 puits injecteur de gaz)

4.3 Résultats de calcul pour le premier WOC (Basal TAGI) avant l'isolation :

4.3.1 Calcul de débit critique :

Les résultats de calcul représentent dans le tableau (4-3) montre que le débit de production de puits GSE-3 dépasse son débit de production critique, pour cela un cône d'eau se forme au premier contact de l'huile et de l'eau dans le niveau Basal TAGI, et commence à remonter avec la poursuite de la production jusqu'à ce que l'eau perce les perforations les plus basses après un certain laps de temps.

Tableau 4-3: Résultat de calcul de débit critique

L'intervalle de débit de production (stb/d)	Q_{oc} (stb/d)
700-8256	4593.004967

4.3.2 Calcul de break through :

En utilisant la corrélation de Sobocinski et Cornelius pour avoir le temps de percée de l'eau, les résultats sont indiqués dans le tableau (4-4) montre que le temps d'arrivée de percée d'eau est 332 jours tandis que le phénomène de break through où l'eau a complètement traversé une certaine barrière s'est produit après 415 jours cela suggère que le débit critique de production n'ait pas été respecté voir le tableau (4-3).

Résultats et discussions

Tableau 4-4:Résultat de calcul de temps de break through

Temps de percée d'eau	t_{BT}	Unité
332	415.8882671	DAY

4.3.3 Performance après break through :

Calcul de WC limite, Q_o et Q_w :

Le tableau suivant (4-5) indique le débit de production avant la percée et les résultats de calcul de water cut limite, le débit de production d'huile et débit d'eau après la percée d'eau en appliquant la méthode de Kuo et Desbrisay :

Tableau 4-5: Résultat des calculs de Wc limite , Q_w et Q_h produite .

Q_t (STB/j) avant la percée	WC limite. (%)	Q_o Calculé (STB/j) après la percée	Q_w Calculé. (STB/j) après la percée	Q_o (STB/j) mesuré
1398	1.83157	1372.39465	25.6053486	1147

En comparant les résultats des calculs avec le débit mesuré on trouve que une marge d'erreur de 225stb/d.

- D'après les calculs de premier contact on trouve que la méthode utilisée donne des résultats fiables donc on peut l'appliquer pour estimer le débit critique, le temps de break through et la performance de production d'eau pour le deuxième contact dans le niveau middle TAGI afin de maintenir une production optimale tout en évitant les effets négatifs du coning de deuxième contact WOC.

4.4 Résultats de calcul pour le deuxième WOC (Middle TAGI) après l'isolation :

4.4.1 Calcul de débit critique et break through :

- D'après le tableau (4-6), le débit de production ne doit pas dépasser la valeur 5282.63 (stb/d) pour éviter le phénomène de cône d'eau.
- Résultat de cette méthode de calcul C'est le même résultat de prévision de simulation dynamique, voir la figure (4-4).

Tableau 4-6:Résultats de calcul de débit critique et break through.

Q_{OC} (STB/j)	t_{BT} (jours)
5282.635186	1599.091162

4.4.2 Performance après break through :

Calcul de WC limite Q_w et Q_o :

Le résultat de calcul de la performance de production d'eau en fonction du temps après le break through de deuxième contact WOC indique dans le tableau suivant :

Tableau 4-7:Résultat des calculs de WC limite, Q_w et Q_o après t_{BT}

WC limite(%)	Q_o avant la percée (STB/jour)	Q_w Calculé Après la percée	Q_o Après la percée
0.28	4950	13.93801	4936.062

Les résultats montrent qu'une valeur de water cut de 0.28% peut effectuer sur la production avec un déclin de 14 (stb/d).

Après avoir analysé et discuté les résultats, il devient clair que le puits GSE-3 est un bon candidat pour un traitement mécanique de Water Shut-off. Ce traitement a un effet positif sur le puits, ou il réduira la production d'eau de 100%, et augmentera la productivité du puits qui peut atteindre les 5000 (stb/d), ainsi la durée de vie du puits.

5 Conclusion et Recommandations

En conclusion, l'application du traitement de Water Shut-off pour optimiser la production est un sujet essentiel qui nécessite une attention particulière dans l'industrie pétrolière. Ce traitement permet d'éliminer l'eau indésirable afin de maintenir une production optimale. Notre étude approfondie atteindra :

- Une fois que le mécanisme de production est compris et identifié, une stratégie efficace peut être formulée pour contrôler la production d'eau.
- La partie la plus importante dans toute opération d'arrêt d'eau est le diagnostic Précis du problème
- À l'aide des données de terrain et de simulation informatique, nous avons démontré la faisabilité du traitement mécanique dans le cas du puits GSE-3 ainsi que les améliorations significatives qu'il peut apporter à la production.
- La simulation statique par Prosper et la simulation dynamique par Eclipse ont des prévisions convergentes concernant la valeur de Water cut qui le puits peut éteindre pour avoir l'arrêt de production.
- D'après les résultats obtenus de méthode utilisée pour le calcul de débit critique et le break through, on peut dire que cette méthode est valable à suivre pour l'estimation de cônes et le temps d'arrivée d'eau dans les puits de pétrole.
- Le Water Shut-off ne permet pas toujours d'arrêter complètement la production d'eau, en particulier dans les formations géologiques complexes ou les puits anciens. Il convient donc d'explorer en permanence de nouvelles méthodes et techniques afin d'améliorer l'efficacité de ce traitement pendant le développement de production des puits
- L'optimisation du Water Shut-off peut avoir un impact typique sur la production de puits. Les ingénieurs et les chercheurs en production pétrolière doivent donc continuer à se pencher sur cette technique pour maximiser la production et améliorer l'efficacité de cette méthode essentielle.

Conclusion et Recommandations

Il est recommandé d'utiliser un bridge plug comme un traitement MWSO. C'est l'une des techniques les plus faciles et les plus rentables utilisées. Pour assurer l'augmentation de la pression différentielle, un bouchon de ciment doit être déversé au-dessus du bridge plug.

Il est recommandé de ne pas dépasser le débit critique calculé afin d'éviter l'arrivée d'un autre cône d'eau (deuxième WOC qui se trouve au niveau Middle TAGI) après l'isolation de niveau (Basal +Lower).

Il est fortement recommandé d'acquérir davantage des données PLT pour optimiser le traitement de WSO. Ces données supplémentaires permettent d'améliorer la conception d'intervention. Elles fourniront des informations précieuses sur les propriétés de réservoir, notamment la distribution de l'eau et d'huile, ce qui permettra de prendre des décisions plus éclairées lors de l'application du traitement de Water Shut-off.

Bibliographie

Bibliographies:

1. Abdullah Taha, Mahmood Amani; “Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells Chemical and Mechanical Solutions”; Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University at Qatar, P.O. Box 23874, Qatar; 2019.
2. Aminian. K; “Water production problems and solutions-part I”, petroleum & natural gas engineering department, West Virginia university.
3. Belazzoug Fateh ; “ Etude des problèmes des venues d’eau dans les champs d’huile” ; université kasdi Merbah Ouargla ;2012
4. Chan, K.S; “Water Control Diagnostic Plots,”; SPE 30775 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Dallas ;1995.
5. IFP ;“L’eau dans la production de carburants Production pétrolière et raffinage” ; énergie nouvelle ;2011
6. Kudapa V.K, Iqbal M.I, Memon S, Azharuddin S, Rajawy I.A, Production Enhancement Using Prosper Software with Reference to Well Test Matching and Modeling for Good Financial Management. Mater. Proc. 2022.
7. Mohamed A. Kassab, Ali E. Abbas, Iman Elgamal, Basem M. Shawky, Mahmoud F. Mubarak, R. Hosny; “Review on the Estimating the Effective Way for Managing the Produced Water: Case Study”; Egyptian Petroleum Research Institute, Faculty of Petroleum and Mining Engineering-Suez University, Bader EL-Din Petroleum Company; Egypt; 2021.
8. Robbie Lewis; “Water Shutoff in the Dunbar Field, Identification of Candidates and Production Gains”; imperial college London ;2014.
9. Shagiakhmetov.A; Yushchenko.S; “Substantiation of in Situ Water Shut-Off Technology in Carbonate Oil Reservoirs”; Energies; 2022.