

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2025

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

BEKHTI Omar, MEBARKI Sabrina

-THÈME-

**Evaluation de la production sélective par water shut off pour optimiser la
récupération d'huile dans le puits BKP2 à Haoud Berkaoui**

Soutenue le : // 2025 devant la commission d'examen

Jury :

Président :

Univ. Ouargla

Rapporteur :

Univ. Ouargla

Examineur :

Univ. Ouargla



Remerciements

Nous exprimons tout d'abord, nos profonds remerciements et louanges à Dieu tout puissant, qui nous a guidés sur le droit chemin et nous a donnés le courage et la volonté de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

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

Nous n'oublions pas de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Haoud Berkaoui Monsieur Benahmed loucif et Monsieur Sadouki Yacine « ingénieurs production » pour sa qualité d'encadrement exceptionnel

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



Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux personnes qui me sont les plus chères sur cette terre mon père Farid, parti trop tôt... Ton absence me pèse chaque jour, mais ta force continue de m'accompagner.

À ma chère maman Rabia Hakima, exemple de courage et de dévouement. Malgré les épreuves, tu es restée debout pour nous élever, nous guider et nous aimer inconditionnellement. Merci pour ta force silencieuse.

À mes trois sœurs, Nessrine, Fella et Louiza, les complices de cœur, qui ont grandi à mes côtés dans l'amour, le partage et la solidarité. Votre présence a été ma lumière dans les moments sombres.

A mon chère ami Oulhaci Wayl, pour avoir été à mes côtés dans les moments difficiles et pour leur soutien moral et leur encouragement tout au long de ce parcours.

Et à mon binôme Bekhti Omar, pour la collaboration, la complicité et la persévérance tout au long de ce travail.

Mebarki Sabrine





Dédicace

Je tiens à dédier cet humble travail à ceux qui ont été ma source d'inspiration, de soutien et d'amour tout au long de ce parcours.

À ma tendre mère Zemeli Zahra et mon très cher père Abdelouaheb, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices et leurs prières silencieuses.

À mes frères Mohammed et Imene, pour leur présence réconfortante et leurs encouragements constants.

À toute ma famille, et en particulier à ma grand-mère (Yema) et ma tante Noria (ma deuxième maman), qui ont toujours cru en moi et m'ont transmis des valeurs essentielles.

À mes amis Ahmed, Khaled, Oqba, Rami et Oussama pour leur soutien, leur écoute et les moments de légèreté partagés.

Et à mon binôme Mebarki Sabrine, pour la collaboration, la complicité et la persévérance tout au long de ce travail.

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien Infaillible. Merci d'être toujours là pour moi.

BEKHTI Omar



LISTE DE MATIERES :

Contents

Remerciements	2
Dédicace	3
Dédicace	4
LISTE DE FIGURE	8
LISTE DE TABLEAU	9
Symboles – Abréviations	10
Résumé.....	11
I. Introduction :.....	1
I.1 Problématique de la recherche :.....	1
I.2 L’objectif de la recherche :	2
I.3 Étapes de la Méthodologie :	2
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE CHAMP HAOUD BERKAOUI	
I.1 Introduction :.....	4
I.2 Situation géographique :.....	4
I.3 Cadre géologique :.....	5
II.4 Section stratigraphique du réservoir :	6
II.5 Les champs de la région :	6
II.5.1 Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :	7
II.5.2 Champ de Benkahla (BKH) :	8
II.5.3 Champ de Guellala (GLA) :	9
CHAPITRE II : REVUE DE LA LIITERATURE	
Introduction :	10
II.1. Définition et types des aquifères actifs :.....	10
II.2 Caractéristiques d'un réservoir alimenté par un aquifère actif :	11
II.3 Mécanisme de production d’eau :	11
II.3.1 Production d’eau par voies distinctes des hydrocarbures :.....	11
II.3.2 Production d’eau en Co-migration avec les hydrocarbures :.....	11
II.4 Facteurs déplacent l’eau vers le puits :	12
II.4.1 Source d'eau :	12
II.4.2 Gradient de pression :	12

II.4.3 Perméabilité relative à l'eau favorable :	12
II.5 Paramètres augmentant les venues d'eau :	12
II.5.1 Effet du volume de l'aquifère :	12
II.5.2 Effet de la perméabilité effective sur le phénomène de coning d'eau :	13
II.5.3 Effet de la Pression différentielle :	14
II.6 Problèmes résultant de la production d'eau :	14
II.7 Stratégie de contrôle d'eau :	15
II.7.1 Prospection de problème :	15
II.7.2 Diagnostic de problème :	16
II.7.3 Classification de problème :	16
II.7.3.1 complétion :	16
II.7.3.2 Le réservoir :	17
II.7.3.3 Courbe de diagnostic (chan plot) :	18
II.7.4 Conception de la solution :	22
II.7.4.1 Solutions mécaniques :	22
II.7.4.2 Solutions chimiques :	23

CHAPITRE III : METHODE ET MATERIELS

Introduction :	25
III.1 Le puits BKP2 :	25
III.1.1 Historique de puits :	25
III.2 Commentaires sur la lecture des outils :	28
III.3 Comparaison des résultats des PLT :	30
III.4 Interprétation du PLT (réalisée au DSL de 2007 à 2015 du puits BKP2) :	31
III.4.1 Evolution des paramètres de fond (Densité, Température, GR) de 2007 à 2015 :	31
III.5 Comportement du puits (bouchages) :	32
III.6 Evaluation du PLT :	33
III.7 Réalisation et évaluation du Water Shut-Off :	34
III.7.1. Objectif :	34
III.7.2. Procédure de l'opération :	34
III.7.3. Evaluation du Water Shut Off:	35
III.7.4 Evaluation :	36
III.8 PLT (réalisée le 25/08/2021 du puits BKP2) :	37
III.8.1 Interprétation du PLT (réalisée le 25/08/2021 du puits BKP2) :	37

III.8.2 Résultats des jaugeages :	38
III.8.3 Paramètres enregistrés :	39
III.8.3.1 Paramètres enregistrés dans le SAS et au niveau de la station de contrôle	39
(3885m) :	39
III.8.3.2 Paramètres enregistrés au niveau des stations :	39
III.8.3.3 Résultats de l'interprétation des passes Up & Down :	39
III.8.3.4 Comparaison avec les PLT précédents (Condition de surface) :	41
Conclusion :	42
CHAPITRE IV : RESULTAT ET DISCUSIONS	
Introduction :	44
IV.1 KAPPA Emeraude :	44
IV.1.1 Définition :	44
IV.1.2 Explication et fonctionnalités clés :	44
IV.1.3 Utilisation typique :	45
IV.1.2 Interprétation Résultats Test PLT pour des paramètres de fond du	46
puits BKP2 :	46
IV.3 Logiciel PIPESIM :	47
IV.3.1 Définition :	47
IV.3.2 Analyse Nodale :	49
IV.3.2.1 les paramètres du puits BKP2 :	49
IV.3.3 Interprétation du courbe nodal :	49
IV.3.4 L'effet du water Cut :	50
IV.3.4.1 Interprétation du profil de pression (P/T profile) obtenu sous PIPESIM, en fonction du	50
pourcentage de coupe d'eau (WCUT) :	50
.....	50
IV.3.4.3 Interprétation du profil de production d'huile obtenu sous PIPESIM, en fonction du	52
pourcentage de coupe d'eau (WCUT) :	52
Conclusion :	52
V. Conclusion :	54
VI. Recommandations :	55
BIBLIOGRAPHIE :	56
ANNEXE :	57

LISTE DE FIGURE

Figure 1: Historique de water-Cut de puits BKP2	2
Figure I. 1 : <i>Situation géographique de Haoud Berkaoui</i>	4
Figure I. 2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui (12)	5
Figure I. 3: Section stratigraphique du TRIAS ARGILO-GRESEUX (12)	6
Figure I. 4: Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui (12)	7
Figure II. 1: les géométries des aquifères.	10
Figure II. 2 : Effet du volume d'aquifère sur le débit d'eau (2).	13
Figure II. 3 : Effet de la perméabilité effective sur le débit d'eau (2)	13
Figure II. 4 : Effet de la pression différentielle sur le rapport eau-huile (2)	14
Figure II. 5: Flux (1) et Fuite (2) derrière le tubage.	17
Figure II. 6: Cône d'eau	18
Figure II. 7: historique de WOR et WOR' par rapport au temps cumulé	22
Figure III. 1: Carte position de puits BKP2.	25
Figure III. 2: Evolution des paramètres de fond (Densité, Température, GR) de 2007 à 2015 du puits BKP2.	31
Figure III. 3: Evolution des paramètres de fond de 25/08/2021 du puits	37
Figure IV. 1: Kappa Emeraude.	45
Figure IV. 2: Résultats Test PLT pour des paramètres de fond du puits	46
Figure IV. 3: New modeling techniques for nodal	48
Figure IV. 4: Modèle du puits	48
Figure IV. 5: Analyse Nodale pour le BKP2.	49
Figure IV. 6: Evaluation du profil de pression (P/T profile) obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT).	50
Figure IV. 7: Evaluation du profil de gradient de la pression obtenu sous PIPESIM, en fonction de coupe d'eau (WCUT)	51
Figure IV. 8: Evaluation du profil de production d'huile obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT).	52
Figure III. 1: Carte position de puits BKP2.	25
Figure III. 2: Evolution des paramètres de fond (Densité, Température, GR) de 2007 à 2015 du puits BKP2.	31
Figure III. 3: Evolution des paramètres de fond de 25/08/2021 du puits	37
Figure IV. 1: Kappa Emeraude.	45
Figure IV. 2: Résultats Test PLT pour des paramètres de fond du puits	46
Figure IV. 3: New modeling techniques for nodal	48
Figure IV. 4: Modèle du puits	48
Figure IV. 5: Analyse Nodale pour le BKP2.	49
Figure IV. 6: Evaluation du profil de pression (P/T profile) obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT).	50
Figure IV. 7: Evaluation du profil de gradient de la pression obtenu sous PIPESIM, en fonction de coupe d'eau (WCUT)	51
Figure IV. 8: Evaluation du profil de production d'huile obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT).	52

LISTE DE TABLEAU

Tableau I. 1: les puits du champ BKH.	9
Tableau I. 2: Les caractéristiques pétro physiques des trois champs.....	9
Tableau II. 1: historique de jaugeage.	19
Tableau II. 2: résultats de calcule.	21
Tableau II. 3: les matériaux et les méthodes de contrôle d'eau (11).....	24
Tableau III. 1: Données de jaugeages du puits BKP2.	26
Tableau III. 2: Paramètres enregistrés dans le SAS du puits BKP2.....	26
Tableau III. 33 : Paramètres enregistrés au niveau de la station de contrôle à 3885 m du BKP2.	26
Tableau III. 4: Paramètres enregistrés au niveau des stations.....	27
Tableau III. 5: Participation des intervalles par phase (Conditions Réservoir) du puits BKP2.	27
Tableau III. 6: Participation des intervalles par phase (Conditions Surface) du puits BKP2.....	28
Tableau III. 7: Dernier jaugeage du puit BKP2.	28
Tableau III. 8 : Comparaison des résultats des PLT : du 05/07/2015 à ceux du PLT du 08/12/2007	30
Tableau III. 9: Données de jaugeages avant et après l'opération WSO du puits BKP2.	35
Tableau III. 10: historique d'arrêt du puits BKP2.....	36
Tableau III. 11: Résultats des jaugeages.	38
Tableau III. 12: Paramètres enregistrés dans le SAS et au niveau de la station de contrôle (3885m) :	39
Tableau III. 13: Paramètres enregistrés au niveau des stations :	39
Tableau III. 14: Résultats de l'interprétation des passes Up & Down :	40
Tableau III. 15: Comparaison avec les PLT précédents (Condition de surface) :.....	41

Symboles – Abréviations

BKH : Benkahla.

Bo : Le facteur volumétrique de fond

BOP : Blow out preventer.

CFPA : compagnie française de pétrole Algérie.

CCL : Casing collar locator.

CFS : Continuous Flow meter.

Ct : Compressibilité.

CRD : Centre de recherche et de développement.

CT: Coiled Tubing.

CTU: Coiled Tubing Unit.

d : La densité.

GEA : Les Grès d'El Atchane.

GLA : Guellala.

Glane : Guellala Nord-Est.

GLC : Gaz Lift Conventionnel.

GLR : Gaz Liquide Ratio.

GOR: Gas Oil Ratio.

GR: Gamma ray.

HBK: Haoud Berkaoui.

Heb: Haniet El Baida.

Kg : Kef El Agroub.

hu : la hauteur utile de la couche productrice.

Ø Duse : Diamètre de la duse.

Mel : Mellala.

N'gs : N'goossa. P : la pression.

PFD : Pression de fond dynamique.

PLT : Production logging tools.

Pp : Pression de pipe.

Ptête : Pression de tête.

PVT : Pression, volume, température.

Q : Débit.

QH : Quartzites de Hamra.

Qg : Débit de gaz.

Qo : Débit d'huile.

Qt : Débit total.

Qw : Débit d'eau.

S : La section.

SPM : Side Pocket mandrel

T : Température.

TFD : Température de fond dynamique.

μ : Viscosité.

V : La vitesse.

WC: Water Cut.

WOR: Water Oil Ratio.

WSO : Water Shut-Off.

Δh : Différence d'hauteur.

ε : Constante diélectrique.

ΔP : Différence de pression.

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 l'efficacité de la production par le Water Shut-off dans le puits BKP2 du champ de Haoud Berkaoui afin d'augmenter la production des hydrocarbures et augmenter la rentabilité et réduire les problèmes causés par l'eau (corrosion, dépôts ...). L'analyse des données PLT et à l'aide d'interprétation des logs de production avec le logiciel EMEROUDE a permis d'identifier les zones responsables des venues d'eau, notamment les grès d'El Atchane. Ces venues d'eau ont causé des dépôts de BaSO_4 , affectant la production. Une opération de Water Shut-Off (WSO) a été réalisée pour isoler les zones productrices d'eau par le traitement physique (bouchon de ciment permanent). Après l'intervention, le débit d'eau a diminué, les arrêts de production ont été réduits et la stabilité du puits a été améliorée, malgré une légère baisse du débit d'huile.

Mots Clé : le Water Shut-off, PLT, EMEROUDE, traitement physique (bouchon de ciment permanent), BaSO_4 , l'interprétation ; La production d'eau ; l'efficacité.

Abstract

Water production in oil Wells is a major issue for producers due to the economic, environmental, and technical problems that negatively impact well productivity. The objective of the thesis is to study the effectiveness of production through Water Shut-off in the BKP2 well of the Haoud Berkaoui field in order to increase hydrocarbon production, enhance profitability, and reduce water-related issues (corrosion, deposits, etc.). The analysis of PLT data and the interpretation of production logs using the EMEROUDE software allowed us to identify the areas responsible for water influx, particularly the El Atchane sandstones. These water influxes caused BaSO_4 deposits, affecting production. A Water Shut-Off (WSO) operation was carried out to isolate the water-producing areas through physical treatment (permanent cement plug). After the intervention, the water flow decreased, production stoppages were reduced, and well stability improved, despite a slight decrease in oil flow.

Keywords: The Water Shut-off, PLT, EMEROUDE, mechanical treatment (plug), BaSO_4 , interpretation; Water production; efficiency.

الملخص

إنتاج المياه في الآبار النفطية هو قضية رئيسية بالنسبة للمنتجين بسبب المشاكل الاقتصادية والبيئية والتقنية التي تؤثر سلبًا على إنتاجية الآبار. الهدف من الرسالة هو دراسة فعالية الإنتاج عن طريق إغلاق المياه في البئر 2 BKP من حقل حوض بركاوي بهدف زيادة إنتاج الهيدروكربونات وزيادة الربحية وتقليل المشاكل الناتجة عن المياه (التآكل، الرواسب ...). تحليل بيانات PLT وبمساعدة تفسيرات سجلات الإنتاج باستخدام برنامج EMEROUDE سمح بتحديد المناطق المسؤولة عن تدفق المياه، ال سيما صخور Atchane EI تسببت هذه التدفقات المائية في ترسبات $BaSO_4$ ، مما أثر على الإنتاج. تم تنفيذ عملية إغلاق المياه (WSO) لعزل المناطق المنتجة للمياه عن طريق المعالجة الميكانيكية (السد). بعد التدخل، انخفض تدفق المياه، وتم تقليل توقعات الإنتاج، وتحسنت استقرار البئر، على الرغم من انخفاض الطفيف في تدفق النفط.

الكلمات الرئيسية: إيقاف المياه, PLT, EMEROUDE, المعالجة الفيزيائية (سداة الإسمنت الدائمة), $BaSO_4$, التفسير, إنتاج المياه, الكفاءة.

I. Introduction :

Le pétrole et le gaz sont des matières premières d'une grande importance dans l'industrie actuelle, car ils représentent les sources capitales d'énergie sur lesquels sont basée l'industrie, et par conséquent, toute la civilisation contemporaine (3).

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.

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.

Ils existent plusieurs manières et stratégie 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. 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 (1).

I.1 Problématique de la recherche :

Durant la majorité de la durée de vie des puits, le volume d'eau dans le fluide extrait continue de croître, ce qui pose une question technique, économique et écologique lors de l'exploitation des réserves pétrolières (1)

Cette hausse peut restreindre la durée de vie efficace des puits et provoquer d'importants problèmes, conduisant fréquemment à leur fermeture et également à une montée des frais opérationnels. L'impact des venues d'eau entraîne une diminution de l'index de productivité et cause plusieurs phénomènes tels que : les dépôts de sel, les dépôts de BaSO₄, corrosion, colmatages asphaltés, bouchage des perforations...etc. Un exemple concret est le puits BKP2

INTRODUCTION

situé au champ HBK (HOUD BERKAOUI). La production de ce puits a diminué en raison de l'augmentation de la production d'eau (WC).

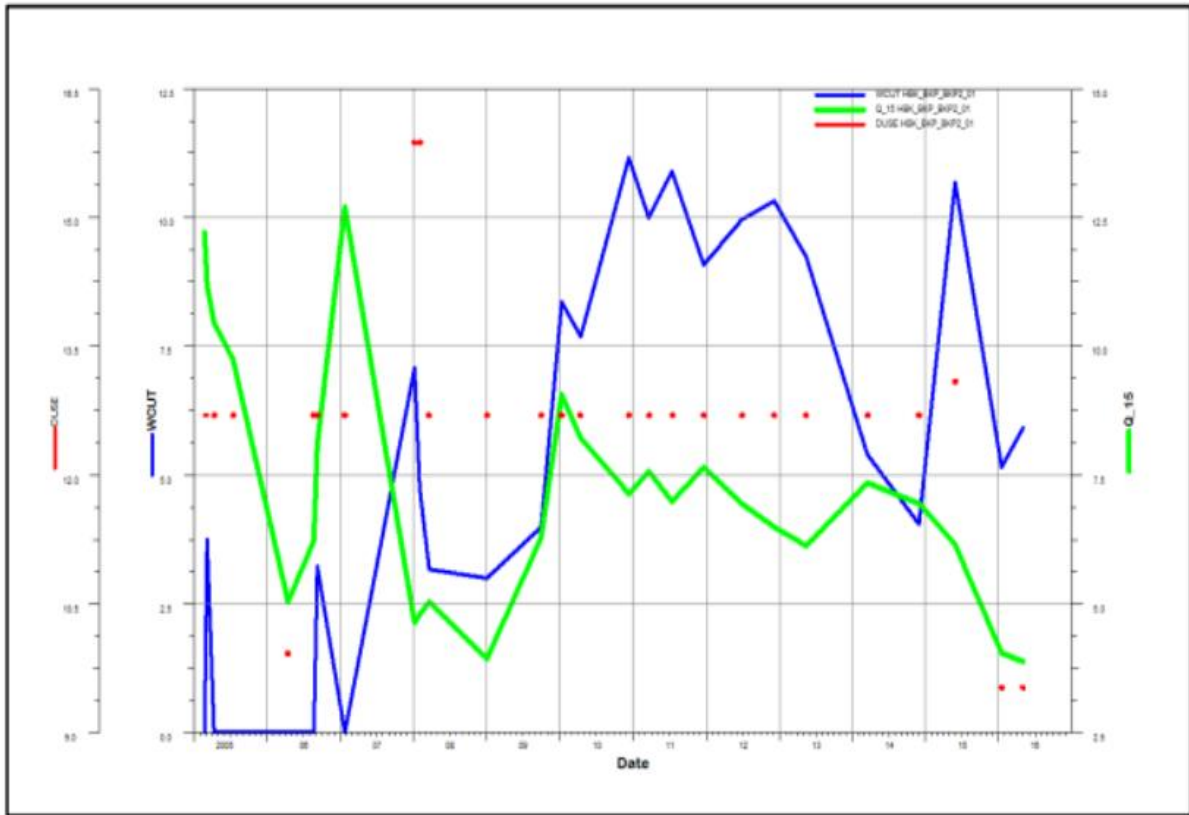


Figure : 1 Historique de water-Cut de puits BKP2.

I.2 L'objectif de la recherche :

Cette étude vise à mieux comprendre l'origine et les impacts des infiltrations d'eau en analysant les PLT et les tests de puits effectués sur les installations. Afin de décider la mise en œuvre ou non de Water Shut-Off ou procéder à une autre solution.

I.3 Étapes de la Méthodologie :

1. Collecte des Données

- Rassembler toutes les données pertinentes concernant les sources d'eau et les conditions de production.

2. Détection de la Source de Production d'Eau

- Utiliser le chan plot pour identifier les sources potentielles de production d'eau.

3. Localisation de la Source et Intervalle de Production

INTRODUCTION

- Analyser les PLT (Production Logging Tool) pour localiser précisément la source d'eau et de terminer l'intervalle de la production.

4. Interprétation des Analyses des PLT

- Utiliser le logiciel Emeraude Kappa pour interpréter les résultats des analyses des PLT.

5. Résolution du Problème de Production d'Eau.

Proposer une solution appropriée pour résoudre les problèmes identifiés dans la production d'eau.

6. Évaluation de l'Efficacité de la Solution

- Vérifier et évaluer l'efficacité de la solution proposée pour s'assurer qu'elle répond aux besoins de production.

7. Modélisation du Puits avec PIPESIM

- Utiliser le logiciel PIPESIM pour modéliser le puits et simuler les conditions de production.

8. Analyse Nodal

Réaliser une analyse nodale pour :

- Étudier la variation des courbes IPR (Inflow Performance Relationship) et VLP (Vertical Lift Performance).
- Analyser l'impact du water Cut sur le débit, la pression de fond, et le gradient de pression.

Conclusion :

Cette méthodologie fournit un cadre complet pour aborder les défis liés à la production d'eau.

En suivant ces étapes, il est possible d'optimiser la production et d'assurer une gestion efficace des ressources en eau.

CHAPITRE I :
GENERALITES SUR LE CHAMP
HAOUD BERKAOUI

I.1 Introduction :

La région de Haoud Berkaoui est une région pétrolière très importante qui a été évaluée avec le temps, elle a un potentiel significatif dans la production algérienne. Elle représente l'une des dix (10) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

A ce jour-là, plus de 100 puits sont en exploitation répartis sur l'ensemble des champs, dont des puits sont éruptifs, et d'autres sont en gaz lift.

I.2 Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui se situe à environ 800 km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud 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.

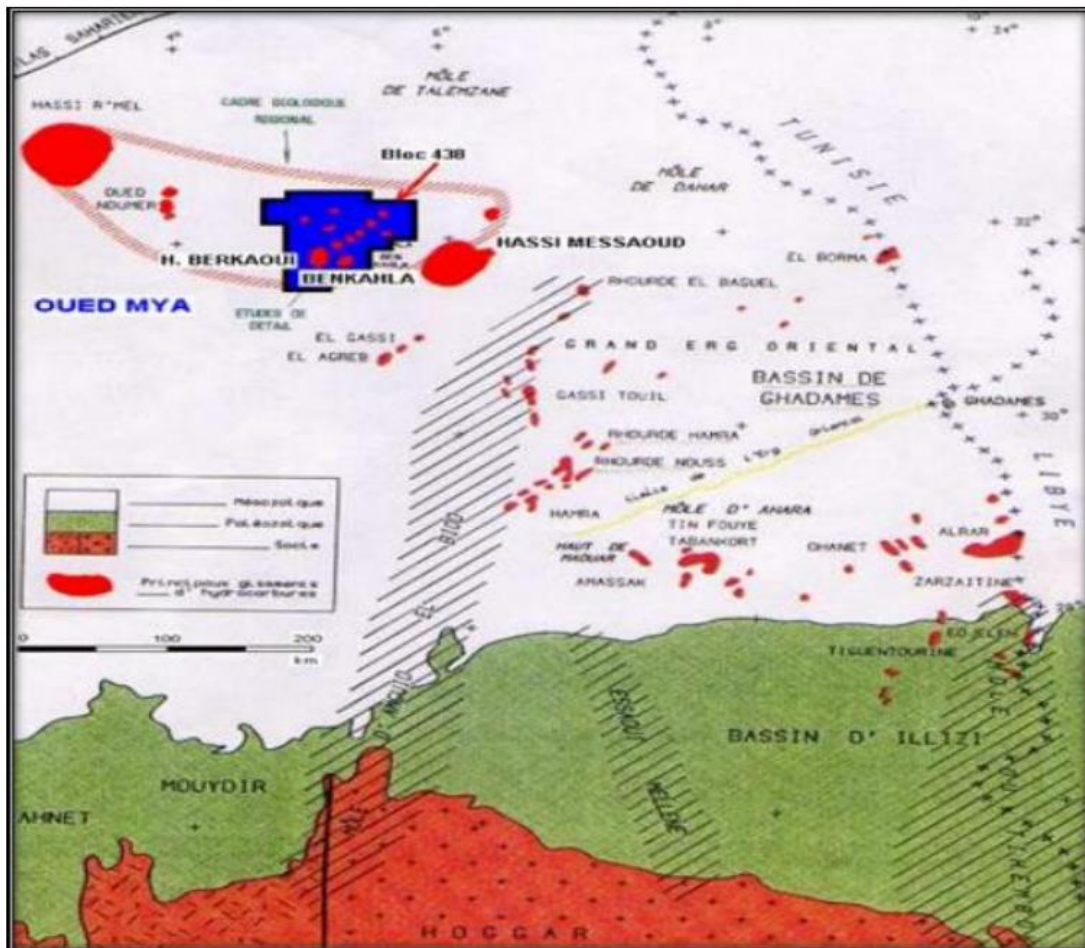


Figure I. 1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui.

I.3 Cadre géologique :

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued M'Ya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale.

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limité, au nord par la zone haute de Djamaa –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

La région de Haoud Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued M'Ya (Bloc 438) (Figure I.2). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, elle est 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.

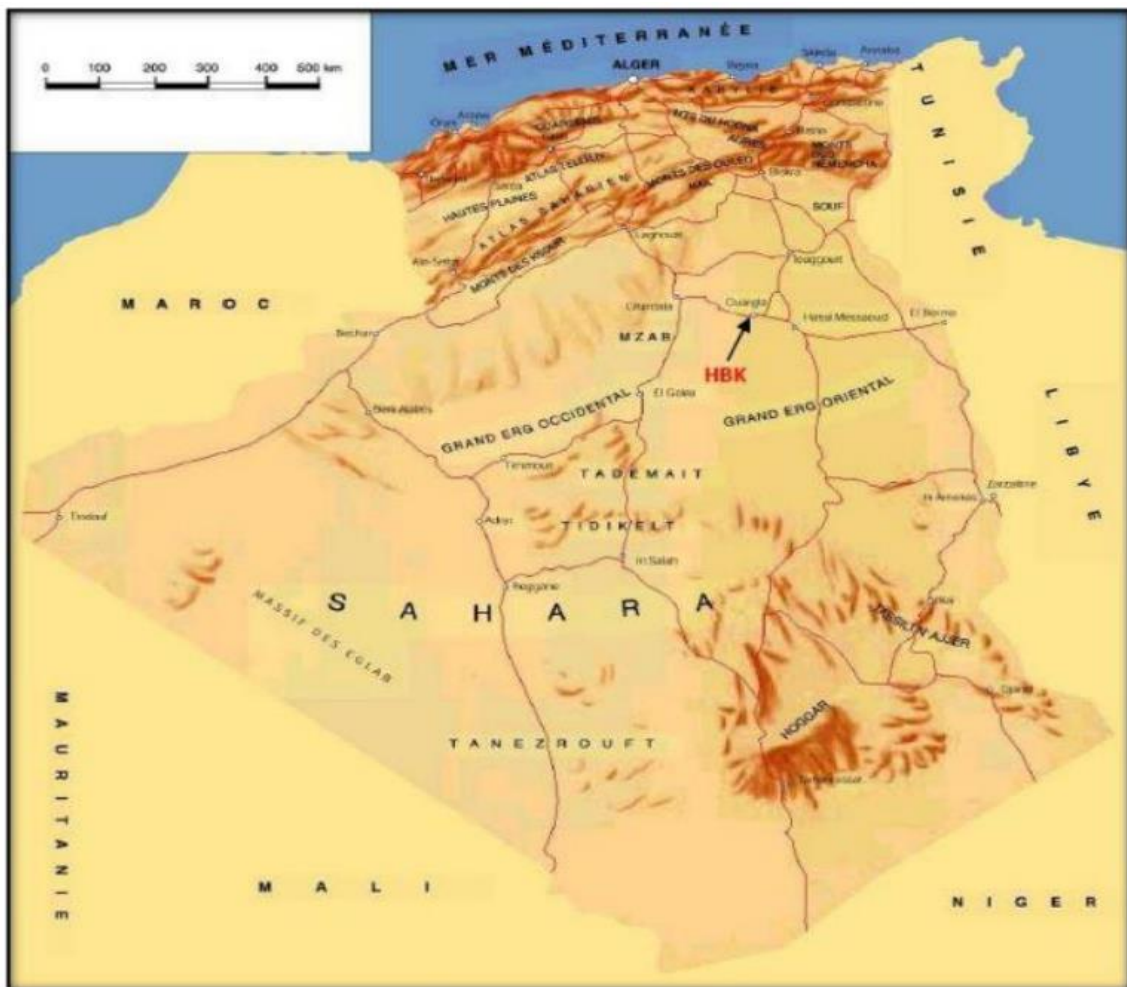


Figure I. 2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui (12).

II.4 Section stratigraphique du réservoir :

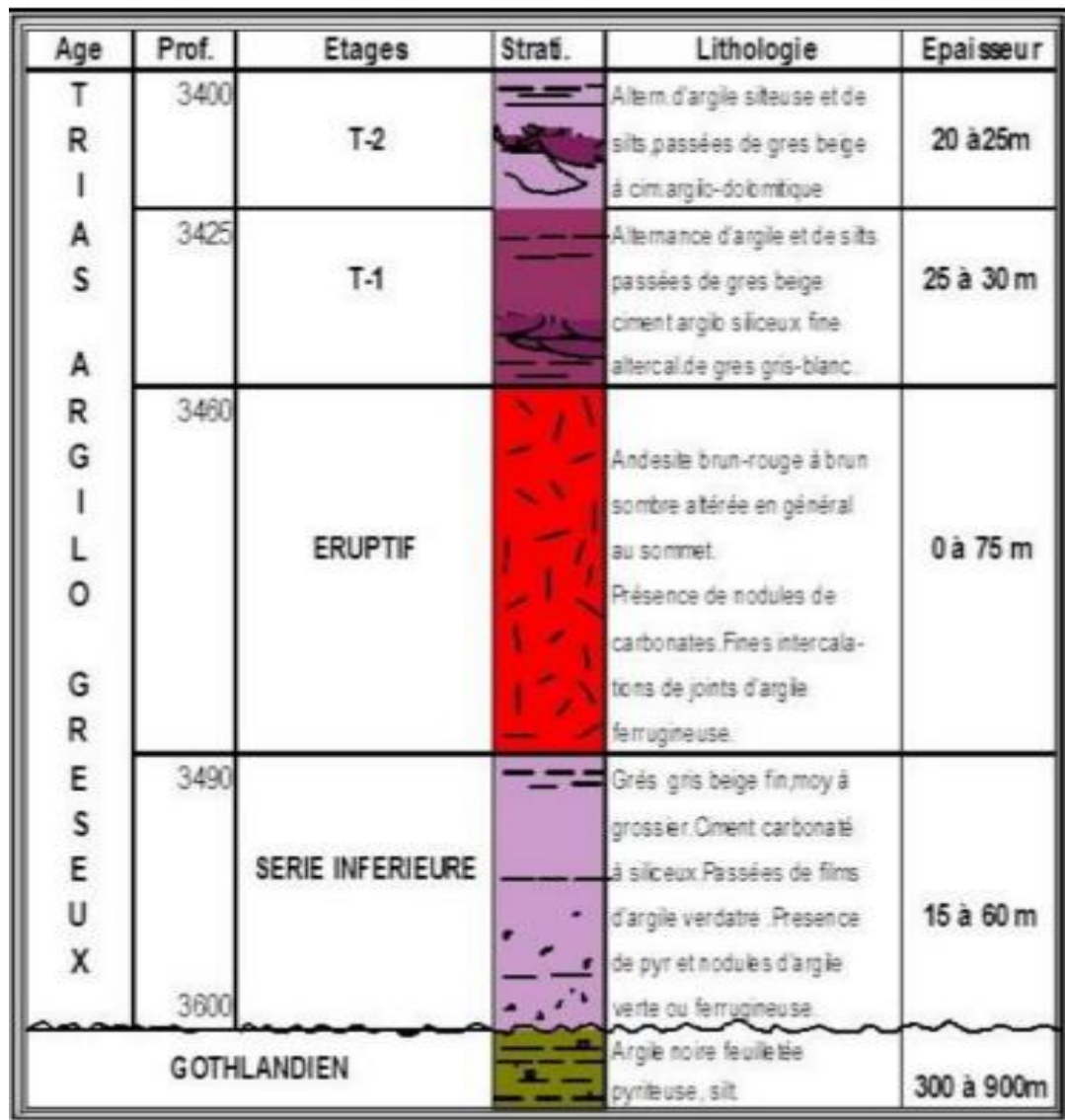


Figure I. 3: Section stratigraphique du TRIAS ARGILO-GRESEUX (12).

II.5 Les champs de la région :

Les champs de Haoud Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont :

- Champ de Haoud Berkaoui (HBK).
- Champ de Benkahla (BKH).
- Champ de Guellala (GLA).

Les champs périphériques : Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'goossa (N'gs).
- Haniet El Baida (Heb).
- Draa Tamra (Drt).
- Kef El Agroub (Kg).
- Mellala (Mel).
- Guellala Nord-Est (Glane)

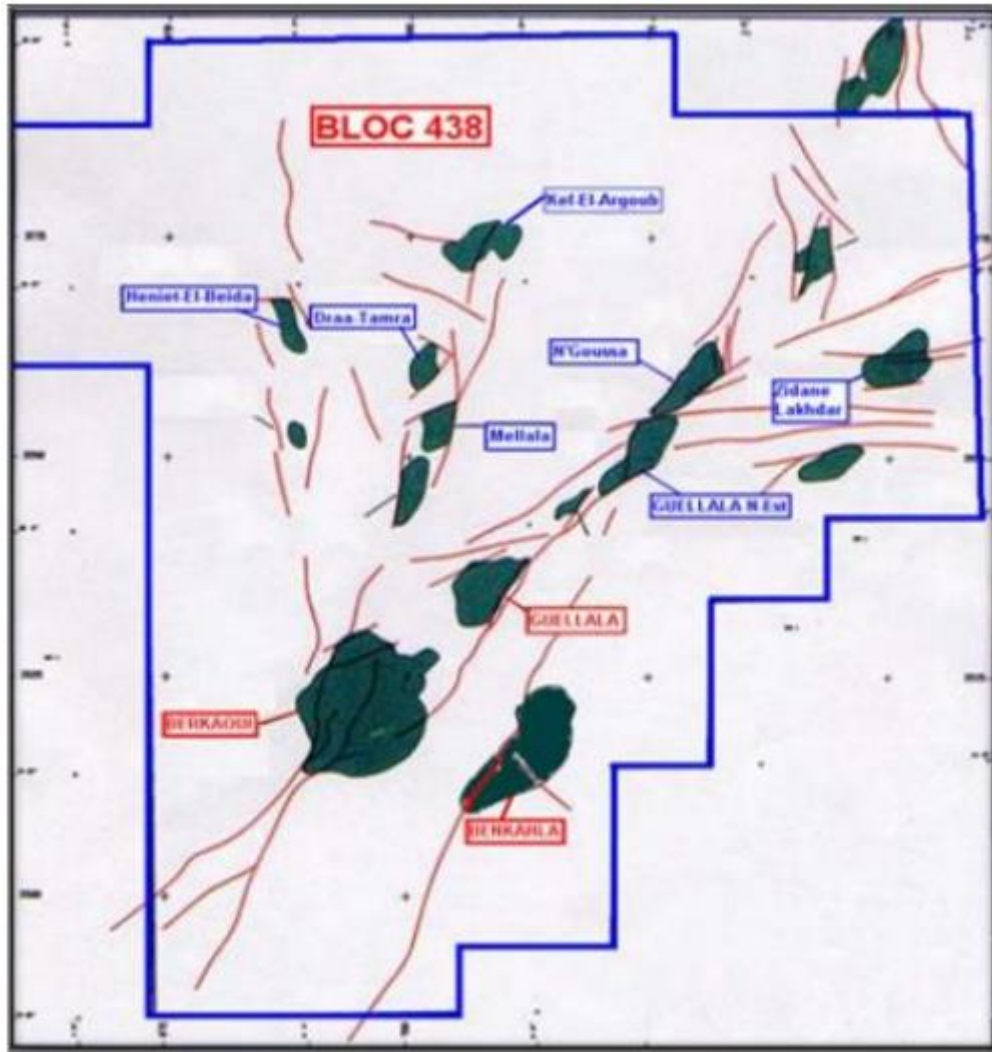


Figure I. 4: Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui (12).

II.5.1 Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :

Le gisement de Haoud-Berkaoui découvert en 1966 par la CFPA, ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions stm^3 d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il s'étend sur une superficie de 175 km^2 avec une élévation de 220 m. par rapport au niveau de la mer.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE CHAMP HAOUD BERKAOUI

Le gisement de Berkaoui se situe dans la dépression de l'Oued M'Ya, au centre de la province triasique, où elle est limitée [l'ouest par le champ de Hassi R'Mel, au sud-est par le gisement de Benkahla, au nord-est par le gisement de Galalla, l'est par le champ de Hassi Messaoud, et au sud par le gisement d'El-Gassi].

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones). Le démarrage du gaz lift s'est fait en 1993 à partir de l'UTG de Guellala, en effet, la production moyenne par puits est passée de 67 t/j à plus de 80 t/j.

Tableau I. 1 : les puits du champ HBK.

Puits	Puits producteurs D'huile	Puits fermés	Puits producteurs D'eau (albien)	Puits Secs
Nombre	57	13	7	9

II.5.2 Champ de Benkahla (BKH) :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 km², élevée de 209 m par rapport au niveau de la mer. Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

Le gisement de Benkahla se situe dans la dépression de l'Oued M'Ya, au centre de la province triasique, où elle est limitée [l'ouest par le champ de Hassi R'Mel, au nord-ouest par le gisement de Berkaoui, au nord-est par le gisement de Galalla, l'est par le champ de Hassi Messaoud, et au sud par le gisement d'El-Gassi].

Le premier forage de Benkahla fût en 1966, le premier test de production effectué par CFPA donna un débit de 11 m³/h avec une pression de fond de 520 kg/cm² et un GOR de 101m³/m³.

Tableau I. 1: les puits du champ BKH.

Puits	Puits producteurs D'huile	Puits fermés	Puits producteurs D'eau (albien)	Puits Secs
Nombre	25	8	5	8

II.5.3 Champ de Guellala (GLA) :

Ce gisement est découvert le 28/09/1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m.

Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

Tableau I. 2: Les caractéristiques pétro physiques des trois champs

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm²)	518	532	532.5
Pression de bull (kgf/cm²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	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 (m³)	143.9 x 10⁶	100 x 10⁶	103.6 x 10⁶

CHAPITRE II :

REVUE DE LA LIITERATURE

Introduction :

La production d'eau constitue une problématique centrale dans l'exploitation des réservoirs souterrains, en particulier dans les contextes industriels et énergétiques. Pour bien comprendre les mécanismes associés à cette production, il est essentiel d'examiner les systèmes aquifères qui alimentent les réservoirs. Ce chapitre présente les notions de base sur les aquifères actifs, leurs différents types, ainsi que les caractéristiques des réservoirs qu'ils alimentent. Il détaille également les mécanismes physiques responsables du déplacement de l'eau vers les puits, les facteurs influençant ces déplacements, ainsi que les paramètres qui peuvent accroître les venues d'eau. Enfin, une attention particulière est accordée aux problèmes que peut engendrer la production d'eau et aux stratégies de contrôle qui peuvent être mises en œuvre pour les atténuer.

II.1. Définition et types des aquifères actifs :

Plusieurs réservoirs sont limités sur une partie ou sur la totalité de leurs périphéries avec des systèmes roche-eau appelés aquifères (2). Un aquifère actif est une formation géologique saturée en eau qui joue un rôle dynamique dans les réservoirs d'hydrocarbures. Ces aquifères exercent une pression sur les fluides du réservoir et peuvent influencer la production de pétrole et de gaz en contribuant à l'entraînement des hydrocarbures vers les puits de production ou en générant des effets indésirables comme l'invasion d'eau.

Il est courant de parler de l'aquifère de fond ou latéral lors de la discussion sur les entrées d'eau dans les réservoirs. L'aquifère de fond est situé directement sous l'huile et l'aquifère latéral est situé aux abords de la zone à huile (2).

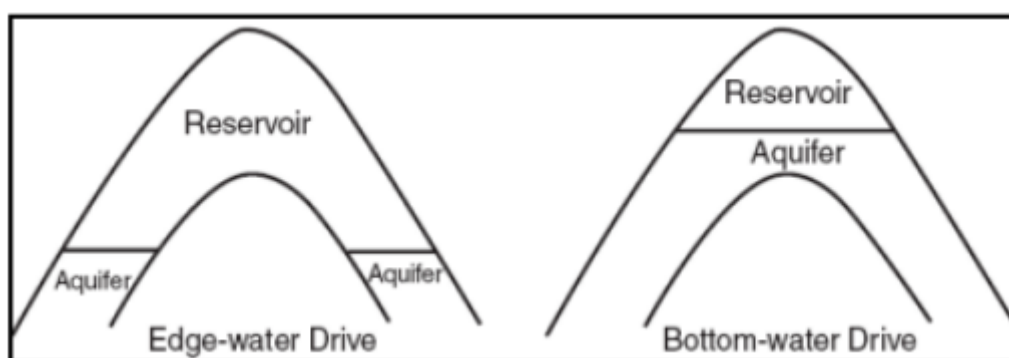


Figure II. 1: les géométries des aquifères.

II.2 Caractéristiques d'un réservoir alimenté par un aquifère actif :

Caractéristiques	Tendance
Pression de réservoir	Maintenue élevée.
Rapport gaz-huile (GOR)	Maintenu faible.
Production d'eau	Commence vite et augmente jusqu'à un niveau appréciable.
Débit de production	Le puits débite jusqu'à atteindre à une Production d'eau excessive.
Récupération d'huile ultime	35% jusqu'à 75%.

II.3 Mécanisme de production d'eau :

Dans les systèmes de production d'hydrocarbures, la dynamique de l'eau en présence du pétrole et du gaz influence directement la récupération des hydrocarbures. On distingue deux principaux mécanismes selon les voies de migration de l'eau au sein du réservoir :

II.3.1 Production d'eau par voies distinctes des hydrocarbures :

Dans cette configuration, l'eau migre vers le fond du puits par des chemins indépendants de ceux empruntés par les hydrocarbures. Ce phénomène induit une compétition entre les flux d'eau et d'hydrocarbures, pouvant affecter le rendement du réservoir. Une diminution du débit d'eau produit entraîne généralement une augmentation de la production d'hydrocarbures et une amélioration du facteur de récupération. En raison de son impact positif sur l'extraction des hydrocarbures, cette approche devrait être priorisée lors de la mise en place de stratégies de gestion des sources d'eau.

II.3.2 Production d'eau en Co-migration avec les hydrocarbures :

Dans ce cas, l'eau est extraite simultanément avec les hydrocarbures, généralement après une période d'exploitation ou après l'initiation d'une injection d'eau. L'augmentation de la saturation en eau réduit la perméabilité relative de l'huile, ce qui limite son écoulement dans le réservoir. Par conséquent, toute réduction de la production d'eau dans ce scénario entraîne également une baisse du débit de production des hydrocarbures, compromettant l'efficacité de l'extraction.

II.4 Facteurs déplacent l'eau vers le puits :

II.4.1 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 (1).

II.4.2 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 (1).

II.4.3 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 (1).

II.5 Paramètres augmentant les venues d'eau :

II.5.1 Effet du volume de l'aquifère :

La figure II.2 représente les variations de débit d'eau en fonction de temps pour différentes valeurs de volume de l'aquifère.

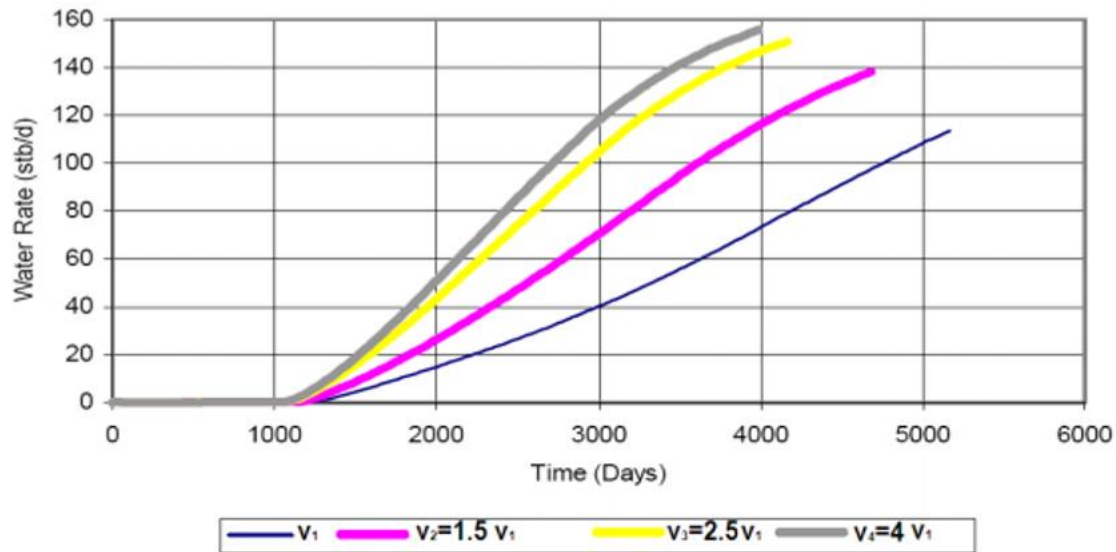


Figure II. 2 : Effet du volume d'aquifère sur le débit d'eau (2).

→ On remarque que le débit d'eau augmente avec l'accroissement du volume d'aquifère.

II.5.2 Effet de la perméabilité effective sur le phénomène de coning d'eau :

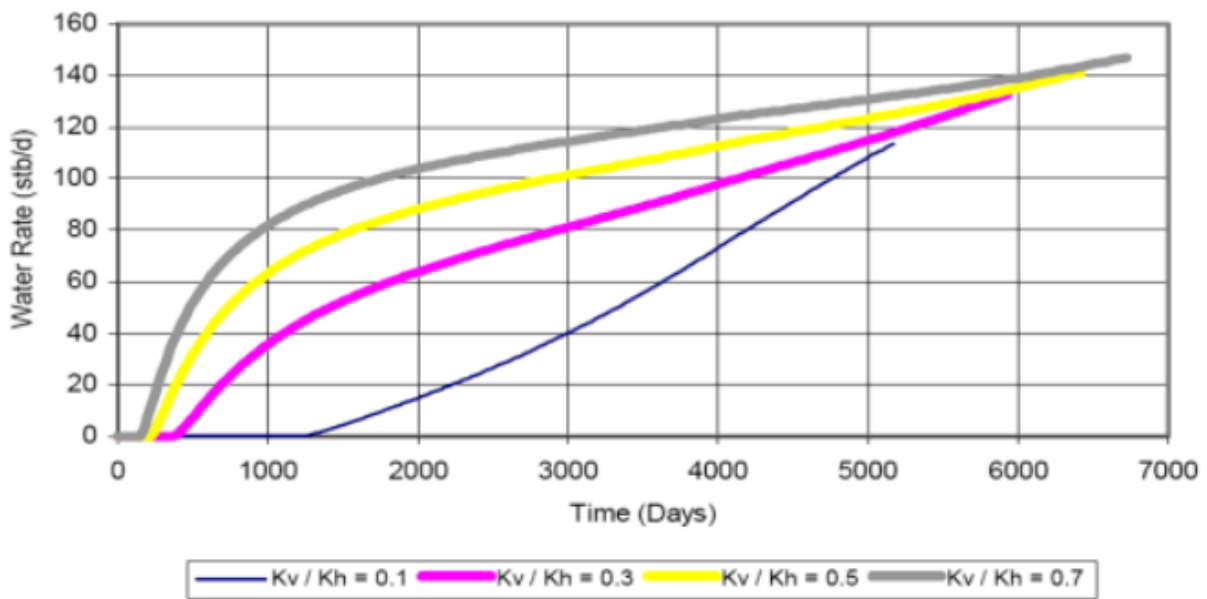


Figure II. 3 : Effet de la perméabilité effective sur le débit d'eau (2).

→ On remarque que le temps de percée et le débit d'eau augmentent avec l'accroissement de la perméabilité verticale.

❖ Les résultats d'interprétation géologique présentés dans l'annexe A sont compatibles avec le résultat président et indique que les perméabilités carottes sont faibles, à l'exception du drain RA ou elle est assez élevée (34.08md).

II.5.3 Effet de la Pression différentielle :

La figure II.4 représente les variations de rapport eau-huile en fonction du facteur de récupération pour différentes valeurs de pression différentielle.

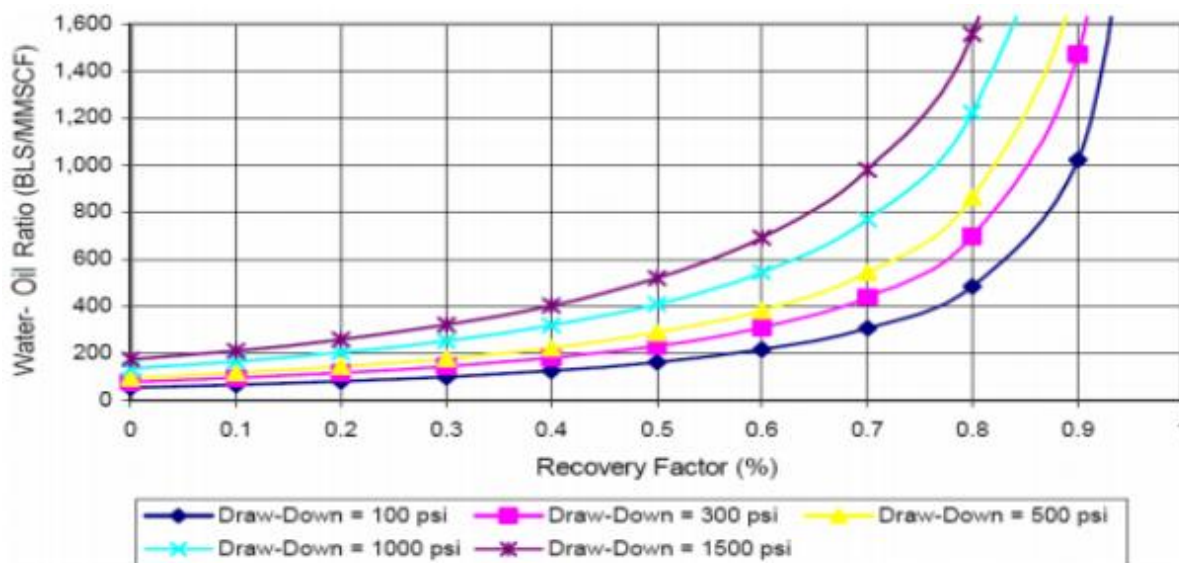


Figure II. 4 : Effet de la pression différentielle sur le rapport eau-huile (2).

II.6 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'infiltre 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 (2) :

- **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.

II.7 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 (4).

II.7.1 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 (5) :

- ✓ 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.

II.7.2 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 diaggraphie 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 diaggraphies, les méthodes analytiques peuvent optimiser les traitements pour améliorer la récupération du pétrole (6).

II.7.3 Classification de problème :

Ces causes peuvent être divisées en plusieurs catégories englobant principalement la complétion et le réservoir :

II.7.3.1 complétion :

Les principales causes liées à la complétion sont :

II.7.3.1.1 Fuites ou écoulement derrière le tubage (Channeling) :

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. 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 (4).

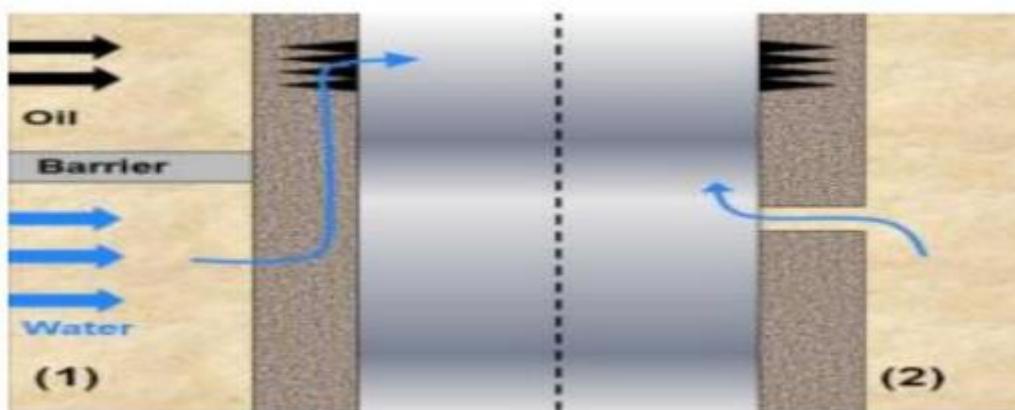


Figure II. 5: Flux (1) et Fuite (2) derrière le tubage.

II.7.3.1.2 Fracturation hydraulique :

La stimulation par fracturation hydraulique accélère l'arrivée d'eau, soit par augmentation de la production de façon que la fracture produit une succion d'eau ou par pénétration du compartiment d'eau. Dans d'autres cas, la fracturation provoque une fissuration de la barrière imperméable (argile, anhydrite) qui sépare le niveau d'hydrocarbure de celle d'eau (2).

II.7.3.1.3 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 (7).

II.7.3.1.4 Mauvais état du tubage :

Un mauvais choix des caractéristiques d'acier peut engendrer une fuite dans le tubage au cours de la durée de vie d'un puits. Ainsi, la production d'eau est accrue (2).

II.7.3.2 Le réservoir :

II.7.3.2.1 Réservoir fissuré et faille non étanche :

Ils sont d'une nature tectonique. Les failles et les fissures représentent des chemins préférentiels à l'eau entre l'aquifère et le puits. Dans ces cas, la production d'eau met le puits en péril.

II.7.3.2 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. 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 (8).

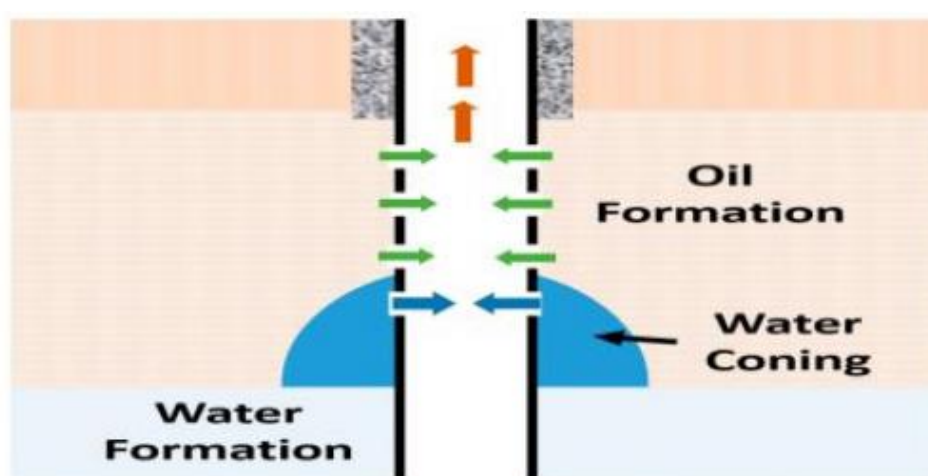


Figure II. 6: Cône d'eau.

II.7.3.3 Courbe de diagnostic (chan plot) :

Une nouvelle technique pour déterminer les sources 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 (4).

En utilisant le format Microsoft Excel, les données de production et un calcul simplifié WOR et WOR' donnés dans le tableau (II.1) pour le puits BKP2.

CHAPITRE II : REVUE DE LA LIITERATURE

Tableau II. 1: historique de jaugeage.

Date de mesure	Diamètre Duse (mm)	Débit d'huile (m3/h)	Débit de gaz (m3/h)	Débit d'eau Récupérée (l/h)
07/11/2004	12.7	27.96	6507.42	0
08/12/2004	11	18.43	3374.01	450
20/12/2004	11	25.7	5057.5	0
13/04/2005	11	13.8	2725.5	0
20/06/2005	11	22.06	4877.69	90
28/08/2005	11	11.73	2081.45	1400
19/11/2005	11	7.97	817.62	1680
18/02/2006	11	13.34	3214.62	260
26/09/2006	11	7.47	2244.79	2510
12/08/2007	11	6.11	597.55	2140
12/10/2009	11	5.08	658.94	4006
21/02/2011	11	9.03	1221.27	8000
14/11/2011	11	7.63	1490.40	9000
13/06/2012	16	4.4	555.28	10000
05/09/2012	16	4.4	762.21	7600
19/10/2012	16	3.91	1506.64	2280
02/02/2013	16	1.97	397.1	5700
12/03/2013	16	3.6	526.71	5070
05/05/2013	16	2.8	508.25	5900
22/01/2016	16	4.67	577.33	13580
18/02/2016	16	2.34	413.07	11300
29/02/2016	16	2.76	521.81	8455
17/04/2016	16	1.57	257.33	9000
08/07/2016	16	2.55	676.46	9843
09/09/2016	16	1.85	891.88	11460
28/12/2016	16	0.78	299.69	5580
13/01/2017	16	0.4	220.70	7144

➤ **Méthodologie :**

Premièrement, la valeur du rapport eau/huile (WOR) est calculée en utilisant la production actuelle d'huile et d'eau, et l'équation est la suivante :

$$WOR = Q_w / Q_o \dots\dots\dots II.1$$

Ensuite, la valeur de la dérivée du rapport eau/huile (WOR) est calculée par l'équation suivante:

$$WOR' = d (WOR) / dt = WOR_1 - WOR_2 / t_1 - t_2 \dots\dots\dots II.2$$

➤ **Résultats et Discussion :**

CHAPITRE II : REVUE DE LA LIITERATURE

Tableau II. 2: résultats de calcule.

Date de mesure	Débit d'huile (m3/h)	Débit d'eau récupérée (m3/h)	Temps (jr)	Temps Cumul (jr)	WOR	WOR'
07/11/2004	27.96	0	31	31	0	0
08/12/2004	18.43	0.45	12	43	0,02441671	0,002034726
20/12/2004	25.7	0	114	157	0	-0,000214182
13/04/2005	13.8	0	68	225	0	0
20/06/2005	22.06	0.09	69	294	0,00407978	5,91273E-05
28/08/2005	11.73	1.4	83	377	0,11935209	0,001388823
19/11/2005	7.97	1.68	91	468	0,21079046	0,001004817
18/02/2006	13.34	0.26	220	688	0,01949025	-0,000869546
26/09/2006	7.47	2.51	320	1008	0,33601071	0,000989126
12/08/2007	6.11	2.14	791	1799	0,3502455	1,79959E-05
12/10/2009	5.08	4.006	496	2295	0,78858268	0,000883744
21/02/2011	9.03	8	235	2530	0,88593577	0,000414268
14/11/2011	7.63	9	212	2742	1,17955439	0,001384993
13/06/2012	4.4	10	84	2870	2,27272727	0,013013963
05/09/2012	4.4	7.6	44	2826	1,72727273	-0,012396694
19/10/2012	3.91	2.28	75	2870	0,5831202	-0,015255367
02/02/2013	1.97	5.7	38	2983	2,89340102	0,060796863
12/03/2013	3.6	5.07	54	3037	1,40833333	-0,027501253
05/05/2013	2.8	5.09	992	4029	2,10714286	0,000704445
22/01/2016	4.67	13.58	27	4056	2,90792291	0,029658521
18/02/2016	2.34	11.3	11	4067	4,82905983	0,174648811
29/02/2016	2.76	8.455	48	4115	3,0634058	-0,036784459
17/04/2016	1.57	9	82	4197	5,73248408	0,032549735
08/07/2016	2.55	9.843	63	4260	3,86	-0,029721969
09/09/2016	1.85	11.460	110	4370	6,19459459	0,021223587
28/12/2016	0.78	5.58	16	4386	7,15384615	0,059953222
13/01/2017	0.4	7.144	1	4387	17,86	10,70615385

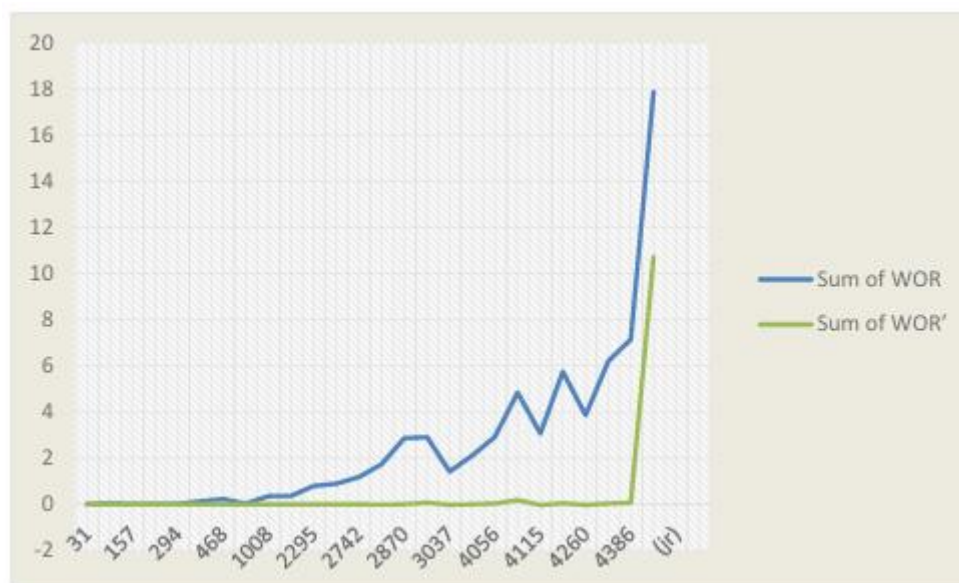


Figure II. 7: historique de WOR et WOR' par rapport au temps cumulé

La Figure II.7 montre que le processus de déplacement de l'eau semblait tout à fait normal, après 294 jours, le WOR augmente relativement rapidement. Une valeur constante à la fin de cette période (le jour 468 à 1799). Après cette période, le dérivé de WOR par rapport au temps a montré une pente positive indiquant le problème de la canalisation d'eau.

Donc la Figures II.7 montre un exemple de puits BKP2 de canalisation d'eau à pente positive.

II.7.4 Conception de la solution :

La réduction au minimum de la quantité d'eau produite dans les puits est un défi. Différentes techniques ont été employées pour contrôler le problème des venues d'eau dans les puits d'huile, Chaque type de problème a des options de solution qui s'étendent des solutions mécaniques et chimiques simples et relativement peu coûteuses, aux solutions plus complexes et plus chères. Les problèmes de contrôle d'eau multiples sont communs et souvent une combinaison des solutions est exigée.

II.7.4.1 Solutions mécaniques :

Les opérateurs pétroliers utilisent des techniques mécaniques diverses pour obstruer l'eau d'entrer au puits. Ont donné plusieurs exemples de ces techniques (9) :

- Bouchon mécanique de fond (Straddle packers, Bridge plugs).
- Bouchon de sable de fond.
- Ciment Portland (obtenu par traitement de calcaire et d'argile, très résistant).

- Pièce d'une colonne (Tubing patch).

Ces techniques ont été employées durant plusieurs années, mais elles ne sont pas réussies dans toutes les applications. Recommandent que les approches mécaniques puissent être employées pour obstruer les fuites au niveau de la liaison couche-trou ou pour bloquer l'écoulement derrière la colonne sans présence d'une restriction d'écoulement et dans les puits non fracturés avec des barrières de perméabilité horizontales (9).

II.7.4.2 Solutions chimiques :

Une autre approche d'arrêter la production d'eau en permettant la production continue des hydrocarbures comporte l'utilisation des fluides chimiques en les injectant dans la formation.

Quelques compagnies ont tenté d'injecter des résines ou des gels de haute viscosité, organiques ou inorganiques, dans les intervalles producteurs d'eau, ces barrières imperméables qui nécessitent une isolation de la zone d'huile au cours de leur mise en place, ont pour but d'empêcher tout écoulement d'eau (2).

✓ Gel :

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 (10).

✓ Inondation de polymère :

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 (10).

Tableau II. 3: les matériaux et les méthodes de contrôle d'eau (11).

Agents d'obturation chimiques et physiques	Techniques mécaniques
• Ciment, sable, carbonate de calcium • Gels, résines • Mousses, émulsions, particules, précipités, microorganismes • Inondations de polymère / de contrôle de la mobilité	• Packers, bridge plugs, patches • Abandon de puits, forage intercalaire • Contrôle de flux de pattem • Puits horizontaux

Conclusion :

En somme, la compréhension des mécanismes de production d'eau à partir d'un aquifère actif repose sur l'analyse conjointe de la nature de l'aquifère, des propriétés du réservoir, et des forces motrices en jeu. Si certains paramètres peuvent favoriser l'augmentation des venues d'eau, cette production n'est pas sans conséquences sur l'efficacité de l'exploitation et la durabilité des installations. Il est donc crucial d'identifier les problèmes potentiels liés à la présence d'eau et de mettre en place des stratégies de contrôle adaptées. Ce chapitre pose ainsi les bases nécessaires pour aborder de manière rationnelle et efficace les défis liés à la gestion de l'eau dans les réservoirs alimentés par des aquifères actifs.

CHAPITRE III :

METHODE ET MATERIELS

Introduction :

L'analyse approfondie du puits BKP2 constitue une étape essentielle pour comprendre les causes de la production d'eau indésirable et mettre en œuvre des solutions efficaces. Ce chapitre présente les différentes méthodes utilisées et les matériels employés pour diagnostiquer et traiter ce phénomène. Il débute par un rappel de l'historique du puits, suivi par l'étude des données de jaugeage et des mesures issues du PLT (Production Logging Tool), utilisées pour identifier l'intervalle responsable de la production d'eau. L'évolution du comportement du puits est ensuite analysée afin d'évaluer la pertinence des diagnostics. Sur cette base, une opération de water shut-off a été réalisée pour limiter les venues d'eau. Enfin, l'efficacité de cette opération est évaluée à travers les résultats post-intervention.

III.1 Le puits BKP2 :

III.1.1 Historique de puits :

Le puits BKP2 est un puits producteur d'huile, il a été foré en 2004, Le puits étant implanté dans la zone BERKAOUI traverse les drains Quartzites de Hamra et Grès d'El Atchane dans un intervalle de 3904.43 à 4081.19 m ; soit une hauteur de 177.76 m. ce puits étant éruptif est compléter avec un tubing 4"½ et un Liner mixte 4"½ (crépines).il a commencé à produire le 14/02/2005.

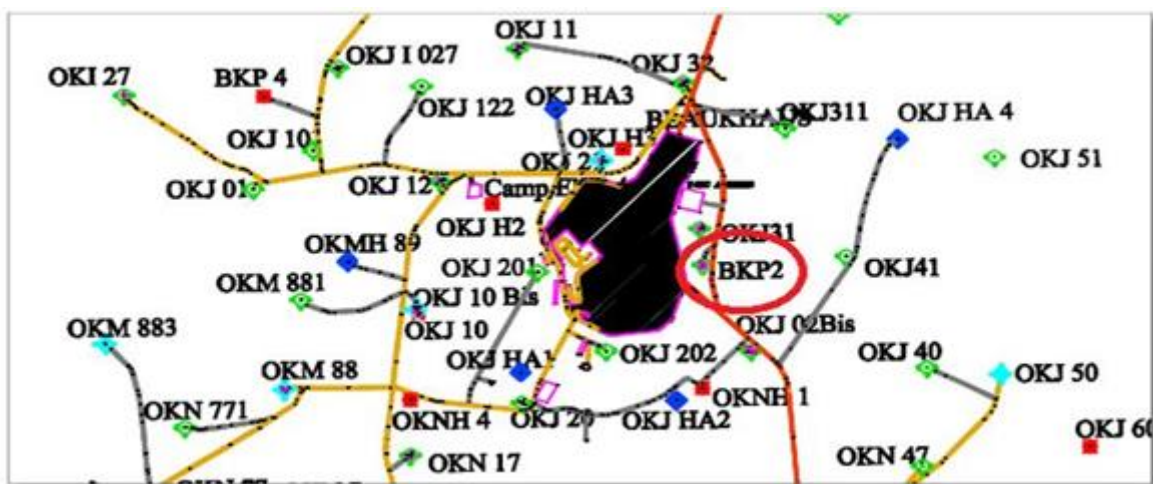


Figure III. 1: Carte position de puits BKP2.

CHAPITRE III : METHODE ET MATERIELS

Tableau III. 1: Données de jaugeages du puits BKP2.

Date	P tête	P pipe	Duse	Salinité huile	Salinité eau	Qo	Qw	Qg	WC	GLRf	GLRtot
	kgf/cm ²	kgf/cm ²	mm	m3/h	g/l	m3/h	m3/h	m3/h	%	m3/m3	m3/m3
18/03/14	33,2	15,7	12,7	1158	350	7,343	433,33	869,67	5,41	112	112
30/11/14	28,7	13,6	12,7	4668	345	6,944	300,33	702,96	4,04	97	97
31/05/15	31,1	14,3	13,1	12273	350	6,150	758,67	653,22	10,68	95	95

Tableau III. 2: Paramètres enregistrés dans le SAS du puits BKP2.

Paramètres enregistrés	Pression	Température	Densité	Spinner
	(kgf/cm ²)	(°C)	(g/cc)	(rps)
Au début de l'opération	31,64	33,77	0,046	0
A la fin de l'opération	39,66	45,29	0,045	0

Tableau III. 33 : Paramètres enregistrés au niveau de la station de contrôle à 3885 m du BKP2.

Paramètres enregistrés	Pression	Température	Densité	Spinner
	(kgf/cm ²)	(°C)	(g/cc)	(rps)
Au début de l'opération	259,76	119,50	0,730	11,34
A la fin de l'opération	275,96	119,48	0,784	7,59

CHAPITRE III : METHODE ET MATERIELS

Tableau III. 4: Paramètres enregistrés au niveau des stations.

Réservoir	Stations (m)	Pression (kgf/cm ²)	Température. (°C)	Densité (g/cc)	Spinner (rps)	Water holdup
Quartzites de Hamra	3930	278,04	119,62	0,873	1,370	0,541
	3955	278,78	119,45	1,178	-1,747	0,935
	4005	283,29	119,67	1,197	0,012	0,983
	4020	283,97	119,82	1,191	-1,323	1,000
Grès d'El Atchane	4030	284,07	119,39	1,200	0,000	1,000
	4060	286,72	119,66	1,200	-0,018	1,000
	4090	289,21	120,19	1,199	-0,008	1,000

Tableau III. 5: Participation des intervalles par phase (Conditions Réservoir) du puits BKP2.

Réservoir	Zone	Intervalle (m)	Qt (m3/ h)	Tau x (%)	Qo (m3/h)	Qw (m3/ h)	Qg (m3/h)	Dens (g/cc)	PFD (kg/cm ²)	TFD (°C)
Quartzite s De Hamra	N°1	3904,4 @ 3939,0	9,70	75,7 8	9,700	0,00	0	0,750	263,84	119,65
	N°2	3940,6 @ 3986,9	1,70	13,2 8	1,700	0,00	0	1,169	267,84	119,59
	N°3	3988,4 @ 4005,7	0,94	7,34	0,310	0,63	0	1,169	271,51	119,75
QH+GEA	N°4	4007,3 @ 4033,7	0,46	3,59	0,000	0,46	0	1,192	274,12	119,57
Grès D'El Atchane	N°5	4034,8 @ 4057,4	0,00	0,00	0,000	0,00	0	1,197	277,09	119,46
Total.			12,80	100	11,71	1,09	0	---	---	---

NB : Pour Densité, PFD et TFD, les valeurs prises sont des valeurs moyennes le long des zones.

Tableau III. 6: Participation des intervalles par phase (Conditions Surface) du puits BKP2.

Réservoir	Zone	Intervalle (m)	Qoil (m3/h)	Taux (%)	Qw (m3/h)	Taux (%)	Qg (m3/h)
Quartzites de Hamra	N°1	3904,4 @ 3939,0	6,11	82,79	0	0	1010,55
	N°2	3940,6 @ 3986,9	1,07	14,5	0	0	177,12
	N°3	3988,4 @ 4005,7	0,20	2,71	0,60	57,69	33,30
QH + GEA	N°4	4007,3 @ 4033,7	0	0	0,44 4	42,31	0,68
Grès d'El Atchane	N°5	4034,8 @ 4057,4	0	0	0	0	0
Total.			7,38	100	1,04	100	1221,65

Paramètres du PLT : GOR = 165, 67 m3/m3 WC = 12.35 % GLR = 145 m3/m3

Tableau III. 7: Dernier jaugeage du puit BKP2.

Date du Dernier Jaugeage	Ptête	Ppipe	Duse	Sal huile	Sal eau	Qoil	Qw	Qg	W.C	GOR	GLR
	kgf/cm ²	kgf/cm ²	mm	mg/l	g/l	m3/h	L/h	m3/h	%	m3/m3	m3/m3
31/05/2015	31,1	14,3	13,1	12273	350	6,150	758,67	653,22	10,98	106	95

III.2 Commentaires sur la lecture des outils :

- Le PLT utilisé lors de l'acquisition des données du puits BKP-2 est composé de :
- Débitmètre, Densimètre, Thermomètre, Manomètre, GR, CCL, Calliper.
- La lecture de la densité suit pratiquement le même profil pour toutes les passes d'enregistrement :
- Elle indique une valeur de 1.20 au droit des Grès d'El Atchane ; une eau salée saturée dont ce réservoir serait la source, au voisinage de la cote 4060 m.

- Juste au bas des Quartzites de Hamra, la densité chute très légèrement, signe d'une probable production d'un mélange d'eau et d'huile.
- De 3995 à 3978 m, la densité chute encore, pour montrer une production d'huile.
- Mais, de 3978 à 3945 m, on remarque une légère augmentation de la densité, qui marque l'existence d'une source de venue d'eau au voisinage de la cote 3978 m. A 3941 m, on remarque une chute importante de densité, indiquant la zone probable de production potentielle des Quartzites de Hamra [QH].
- Enfin, à la cote 3911 m ; soit 11 m au-dessus du top des Quartzites de Hamra, on remarque encore une dernière chute de densité, qui serait due à un écoulement derrière les crépines, en raison sans doute d'un bouchage de celles-ci au top des Quartzites de Hamra (3926 m).
 - Le profil de la température :
- Indique un infime réchauffement au niveau des Grès d'El Atchane, à la cote 4060 m.
- Mais le réchauffement s'accroît de façon plus nette à la cote 4042m, et devient encore plus important à la cote 4033 m, dans la partie supérieure des Grès d'El

Atchane.

- A la cote 4023 m, apparaît le réchauffement dans la Quartzites de Hamra, et de façon encore plus accentuée à 4000 m.
- Cependant, un refroidissement par rapport au gradient géothermique apparaît le long de l'intervalle 3966 à 3941 m, et qui fait penser à un probable cross-flow.
- Enfin, un dernier réchauffement apparaît au-dessus de la cote 3941 m ; signe d'une production d'huile.
 - La lecture du Spinner est très mauvaise, en raison des dépôts de sel dans les crépines, qui créent de la turbulence à l'écoulement. De même, l'écoulement derrière les crépines affecte énormément le profil de lecture du Spinner ; ce qui a engendré une difficulté à obtenir un profil de vitesses stable, et donc une difficulté à obtenir une calibration satisfaisante lors de l'interprétation.
 - La qualité de la lecture du Calliper n'est point satisfaisante, cependant il révèle des dépôts de sel sur la hauteur presque de toutes les crépines. Aucun rétrécissement sévère du diamètre n'est apparent, mais les dépôts en question s'accumuleraient facilement pour causer des bouchages pouvant freiner sérieusement le puits.

III.3 Comparaison des résultats des PLT :

Tableau III. 8 : Comparaison des résultats des PLT : du 05/07/2015 à ceux du PLT du 08/12/2007

RES	Banc	Zone	PLT du 08/12/2007				Banc	Zone	PLT du 05/07/2015				
			Qo	Qw	Qg	Taux			Qo	Taux	Qw	Taux	Qg
	N°	(m)	(m ³ /h)	(m ³ /h)	(m ³ /h)	(%)			(m ³ /h)	(%)	(m ³ /h)	(%)	(m ³ /h)
QH	N°1	3904.4 à 3954.1	9.42	1.69	155 9.4	95. 8	N°1	3904.4 à 3939.0	6.11	82. 76	0.00	0.0 0	101 0.5
	N°2	3955.6 à 3979.2	- 0.25	- 1.31	- 41.4 1	- 2.5 5	N°2	3940.6 à 3986.9	1.07	14. 5	0.00	0.0 0	177. 12
	N°3	3980.8 à 4004.8	0.15	0.80	25.5 8	1.5 3	N°3	3988.4 à 4005.7	0.20	2.7 1	0.60	57. 7	33.3 0
	N°4	4008.0 à 4034.3	0.51	0.51	84.9 4	5.1 9	N°4	4007.3 à 4033.7	0.00	0.0 0	0.44	42. 3	0.68
GEA	N°5	4035.4 à 4081.2	0.00	0.00	0.00	0.0 0	N°5	4034.8 à 4057.4	0.00	0.0 0	0.00	0.0 0	0.00
	Total		9.83	1.69	162 8.5	16 28. 5		Total	7.38	10 0	1.04	10 0	122 1.6
	GORf (m ³ /m ³)		141					GORf (m ³ /m ³)	145				
	GLRf (m ³ /m ³)		165, 67					GLRf (m ³ /m ³)	165.53				
	WC (%)		14, 67					WC (%)	12.35				

III.4 Interprétation du PLT (réalisée au DSL de 2007 à 2015 du puits BKP2) :

Cette opération a pour l'objectif de déterminer le Profil de production et localisation des sources de venues d'eau.

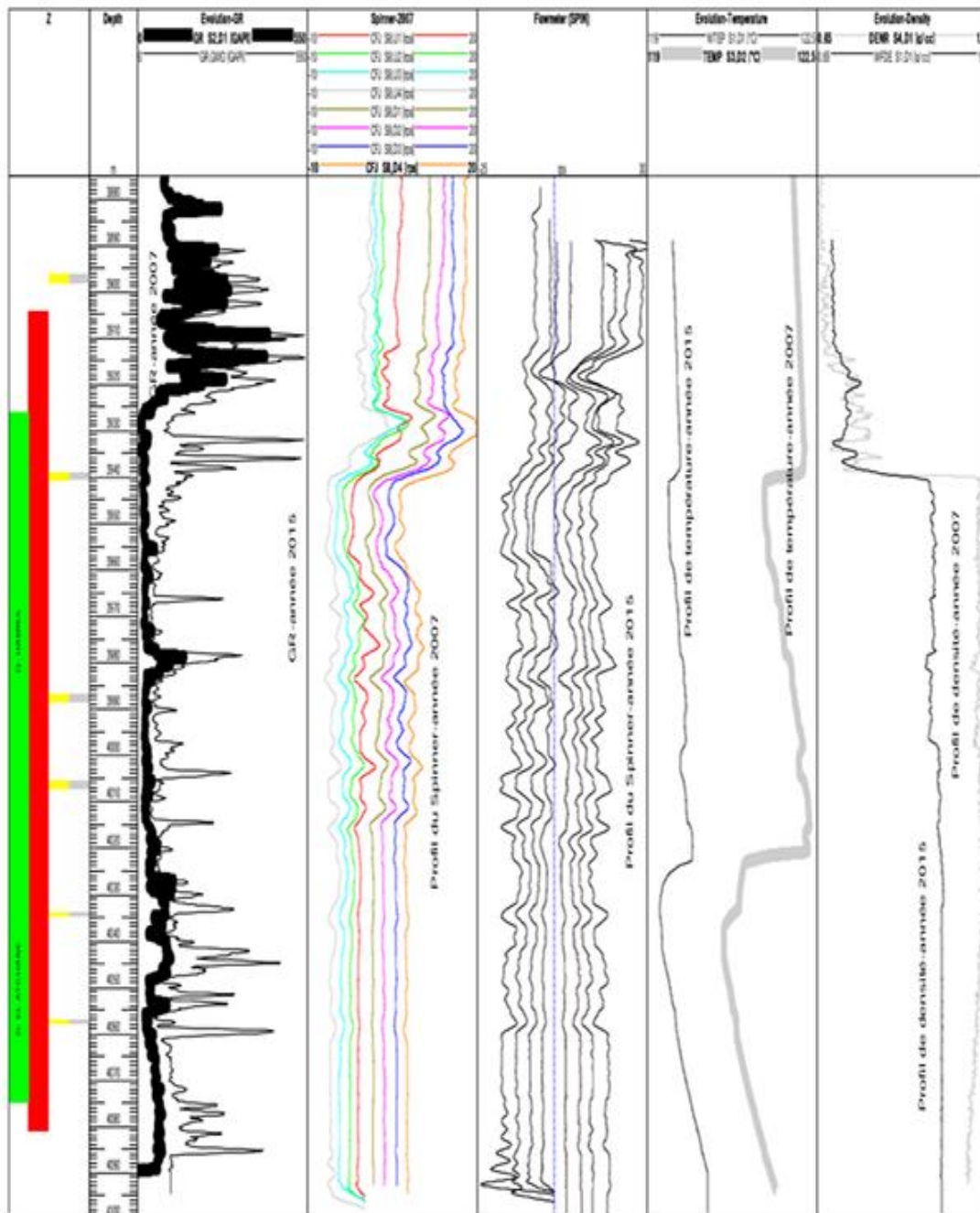


Figure III. 2: Evolution des paramètres de fond (Densité, Température, GR) de 2007 à 2015 du puits BKP2.

III.4.1 Evolution des paramètres de fond (Densité, Température, GR) de 2007 à 2015 :

- Comme il ressort des profils de la figure III.2, nous remarquons que le GR a sensiblement augmenté au droit des Quartzites de Hamra et des Grès d'El Atchane, et ce à des endroits bien déterminés : lieux où il y a surtout arrivé d'eau, accompagnée de sel et autre charriage d'argiles radioactives ; d'où les bouchages fréquents du puits.
- Qualitativement, le profil de température n'a pas changé, mais quantitativement, nous remarquons une chute de valeur due à la diminution de la production du puits.
- De même, le profil de densité demeure qualitativement le même. Mais une légère augmentation de valeur en haut des crépines montre bien une augmentation du débit d'eau.
- Le profil du spinner de juillet 2015 est plus perturbé que celui de décembre 2007, mais l'allure globale reste inchangée, sauf en haut des crépines, en raison d'écoulement derrière celles-ci.

III.5 Comportement du puits (bouchages) :

- L'observation des rapports des contrôles Wire Line, sur une période de deux années (2014-2015), révèle que la plupart des passages négatifs, ainsi que les battages opérés, ont eu lieu dans le tubing suspendu 2 7/8", de 3830 à 3885 m. Au niveau des crépines (section de passage plus large), le passage d'un calibre correspondant au drift des crépines n'est pas possible, sauf après si le tubing suspendu est remonté. Contrôle WL du 26/08/2013, après la remontée du tbg 2 7/8" (Snubbing du 10/08 au 25/08/13), GC Ø 86mm, GC Ø78mm, GC Ø64mm, et GC Ø54mm, battus à 3870 m. TS = 4081.19 m.
- Un autre endroit, situé entre 300 et 500 m, est aussi quelques fois lieu de passage négatif.
- Enfin, certains passages négatifs ont eu lieu juste en surface, à 3 m de profondeur.
- Comme il est connu, en plus des dépôts de sel, le puits BKP2 présente aussi un problème épineux qu'est celui de dépôt du BaSO₄, et qui a déjà causé d'importants endommagements. La précipitation du BaSO₄ est certainement due à l'incompatibilité de deux eaux dont il faut bien s'assurer de l'origine. Sachant que le dessalage se fait avec une eau albienne, porteuse d'ions SO₄⁻⁻, est que l'eau de l'un des réservoirs (QH & GEA), ou les deux sont chargée d'ions Ba⁺⁺, l'indésirable dépôt est donc évident.

Cependant, il est pratiquement impossible dans notre cas d'avoir deux échantillons distincts pour vérifier si c'est l'eau des QHamra ou celle des Grès d'El Atchane qui est chargée d'ions Ba⁺⁺.

- La seule approche, pour donner une explication plausible, est une analogie avec le puits BKP1.
- L'observation des résultats du PLT du 11 mai 2006 du puits BKP1 (Voir annexe N°3 et annexe N°4), montre que les Grès d'El Atchane ne participent pas à la production, donc l'eau produite au niveau de ce puits proviendrait uniquement des Quartzites de Hamra. Hors le puits ne présente pas de problème de dépôt du BaSO_4 , donc nous déduisons que l'eau des Quartzites de Hamra ne présente pas de problème de compatibilité avec l'eau Albienne. Autrement dit, la cause du problème du puits BKP2 proviendrait des Grès d'El Atchane : son eau comporterait certainement les ions Ba^{++} , qui se combinent aux SO_4^{--} de l'eau de dessalage (eau Albienne).
- Une étude de compatibilité de l'eau du puits BKP2 avec l'eau de l'albien et du réservoir du TAG-SI a été réalisée par CRD en 2014.

III.6 Evaluation du PLT :

- Ayant eu certaines données perturbées, notamment la lecture du Spinner, il a été difficile de réussir la calibration des vitesses. Aussi, le nombre d'Inflow Zones a été réduit à 04, afin de matcher le modèle et les valeurs mesurées.
- D'après l'interprétation du PLT du 05/07/2015, on constate, tout comme lors du PLT du 08/12/2007, que seule la partie sommitale du réservoir des Quartzites de Hamra participe potentiellement à la production ; elle assure les 98,9 % de la production (zone allant de 3904,4 à 3986,9 m).
- Les 1,1 % restants proviennent de la partie basale des Quartzites de Hamra. Quant au réservoir Grès d'El Atchane, aucune production d'huile n'y provient, et l'image obtenue aussi bien par le bubble count que le water hold up montre que les traces d'huile n'apparaissent qu'à partir de 4018.3 m. Et la production s'accroît potentiellement à partir de la cote 3940 m.
- Par ailleurs, les deux réservoirs, Quartzites de Hamra et Grès d'El Atchane, produisent tous deux de l'eau, mais la majeure partie provient du premier réservoir ; soit 57,69 % par la zone allant de 3988,4 à 4005,7 m (Quartzites de Hamra), et 42,31 % par la zone allant de 4007,3 à 4033,7 m (Quartzites de Hamra + Grès d'El Atchane).
- Cependant, d'après les résultats de l'interprétation, et au vu aussi de l'image établie à l'aide du water hold up, le débit d'eau serait encore plus important que ce qui a été évalué à l'aide du VX.

- Le même effet qu'en 2007 est encore observable : bien qu'il n'y ait pas de mouvement apparent au spinner (faibles vitesses et dépôts de sel), un infime réchauffement a lieu de 4059 à 4056 m, et un autre, beaucoup plus net, a lieu 4042 à 4026,2 m, toujours dans les grès d'El Atchane ; et il s'agit d'une production d'eau.
- De même, la partie basale des Quartzites de Hamra (4026,2 à 4016,3 m) ne produit que de l'eau.
- Le deuxième effet remarquable est le refroidissement à la cote 3866 m, par rapport au gradient géothermique, ainsi que la diminution de la vitesse du spinner durant les 08 passes Down et Up. Ce ci traduit la possibilité d'un cross-flow à cet endroit-là.
- Enfin, il est utile de rappeler l'analogie faite avec le puits BKP1 au paragraphe (Comportement du puits), afin de faire d'une opération de water shut off une priorité absolue, vu les conséquences de la formation du BaSO₄ sur l'état et la production du puits, ainsi que les endommagements et autre risque qui pèsent sur les installations de surface (puits et centre de production).
- Après cette évaluation faite par l'entreprise SONATRACH se basent sur le PLT réalisé par Schlumberger il a été suggéré ce qui suit :
 - Comme mesure préventive, il est utile de ne plus contrôler le puits jusqu'au fond (4100 m), et de se fixer une limite préventive à 4016 m.
 - Prévoir une opération de nettoyage des crépines avec jetting à haute pression, de 3900 à 3996 m, pour se limiter uniquement à la zone qui produit substantiellement de l'huile.
 - Etudier la faisabilité d'une opération de Water Shut Off, en isolant les Grès d'El Atchane et une partie des Quartzites de Hamra (cote 4016,3 m). Pour ce faire, il est nécessaire de demander des propositions détaillées sur la faisabilité d'une opération de Water Shut Off.
 - Dans le cas où une opération de Water Shut Off s'avère non réalisable, faire une évaluation du manque à gagner, en raison des bouchages fréquents du puits, et étudier l'opportunité d'une reprise en Work-Over pour réaliser un Side-Track.

III.7 Réalisation et évaluation du Water Shut-Off :

III.7.1. Objectif :

L'objectif assigné à ce job est d'isoler définitivement le réservoir de GEA, responsable de la production d'eau chargé en Ba⁺⁺, par un bouchon de ciment permanent au CTU.

III.7.2. Procédure de l'opération :

CHAPITRE III : METHODE ET MATERIELS

Le traitement s'effectue, au Coiled Tubing, en deux journées comme suit :

❖ **1er Jour :**

- ✓ Circulation avec de l'eau traitée avec 2% KCl.
- ✓ Remplissage de CT avec de Linear Gel et de sable 20/40.
- ✓ Pompage à une pression sensiblement stable.
- ✓ Perforations de liner crépiné au Surgi-Jet de 4080 à 4005 m, soit tous les Cinq mètres.
- ✓ Mise en place d'un bouchon de sable au fond du puits (le sable utilisé durant les perforations au Surgi-Jet se déposera au fond par décantation, jusqu'au bas de la Crépine).

❖ **2ème Jour :**

- ✓ Neutralisation du puits.
- ✓ Mise en place d'un bouchon de ciment par sous pression (squeeze), de telle manière à assurer uniquement la pénétration du ciment dans la formation et de renforcer l'étanchéité derrière le liner crépiné 4"1/2 du réservoir de GEA.

III.7.3. Evaluation du Water Shut Off:

Tableau III. 9: Données de jaugeages avant et après l'opération WSO du puits BKP2.

BKP2	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité Huile	Salinité Eau	Qo	Qw	Qg	WC
	kgf/cm ²	kgf/cm ²	mm	mg/l	g/l	m3/h	m3/h	m3/h	%
31/05/15 Avant WSO	31.1	14.3	13.1	12273	350	6.150	0.758	653.22	10.68
19/01/16 Après WSO	32	17.8	9.52	1041	350	4.10	0.223	548	5.16
02/05/16 Après WSO	32.1	18	9.52	362	350	3.883	0.249	445	5.9

Tableau III. 10: historique d'arrêt du puits BKP2.

	Nombre d'arrêt	Heures d'arrêt	Production perdu (m3)
Avant WSO Du 20/02/15 au 07/12/15	93	800	5200
Après WSO Du 07/12/15 au 20/09/16	29	405	1620

III.7.4 Evaluation :

- Le suivi continu de ce puits a révélé la manifestation de sédiments, dépôts de sels ; auxquels on remédie par injection d'eau d'albien ; et la formation du BaSO₄.
- D'après l'analyse de compatibilité faite en mars 2014, Le BaSO₄ est formé à partir de l'incompatibilité de deux eaux l'une provenant de l'albien (SO₄) et l'autre du gisement (Ba). C'est pourquoi le PLT du 05/07/2015 a été réalisé (Annexe B).
- L'interprétation du PLT a montré que le banc producteur principal est le banc N°1 de QH (3904,4 à 3939,0 m) avec un taux de production d'huile de 82.76%, ainsi que le banc N°2 de QH (3940,6 à 3986,9 m) avec un taux de 14.5% ; leurs water-cut est de 0%.
- Tandis que les deux bancs N°3 de QH (3988.4 à 4005.7 m) et N°4 de GEA (4007.3 à 4033.7 m) sont à l'origine des venues d'eau, comme l'eau de QH ne contient pas de Ba⁺⁺ alors l'eau de GEA est l'origine Ba⁺⁺ (Annexe B).
- D'après cette étude et l'analyse des données précédentes, il a été décidé de faire un Water Shut-Off pour isoler les banc N°3, N°4 et N°5. Cette décision était la bonne et la mise en œuvre de WSO a bien réussi parce que d'une part les venues d'eau ont été diminuées et d'autre part la formation de BaSO₄ a été stoppée (isolation du réservoir de GEA).
- D'après les derniers jaugeages (19/01/2016 et 02/05/2016) effectués après le WSO, on remarque que le débit d'huile a chuté de 6.15 à 3.88 m³/h et aussi le water-cut a diminué de 10.68 à 5.9%. Malgré le débit d'huile a chuté les heures d'arrêts se sont rétrécies, ce qui est en faveur de la production.

- Cette amélioration a fourni une augmentation du 15% de taux de production du champ complet parce que le BaSO₄ s'est prolongé jusqu'au manifold.

III.8 PLT (réalisée le 25/08/2021 du puits BKP2) :

III.8.1 Interprétation du PLT (réalisée le 25/08/2021 du puits BKP2) :

Cette opération a pour l'objectif de déterminer et évaluer le Profil de production et localisation des sources de venues d'eau.

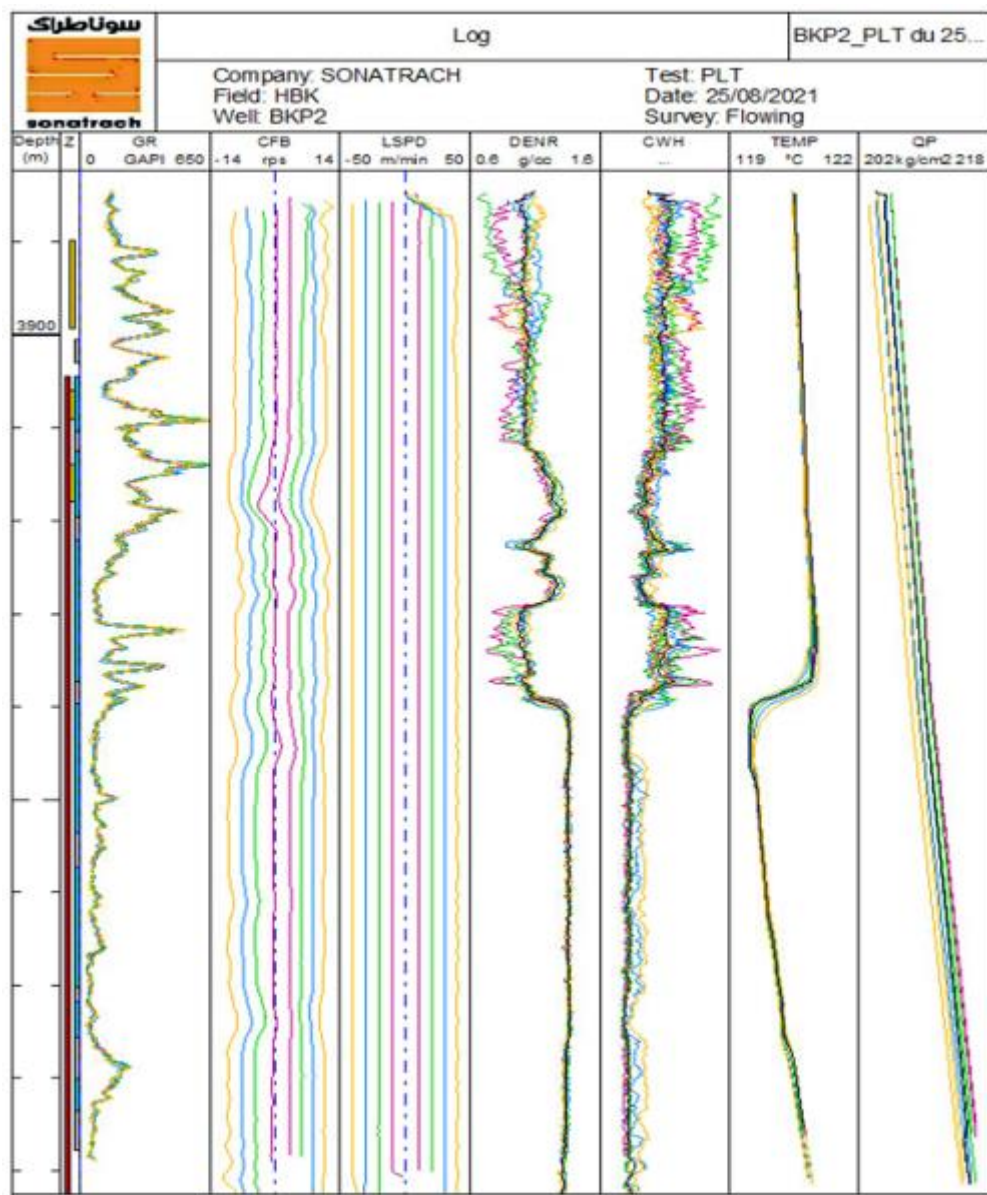


Figure III. 3: Evolution des paramètres de fond de 25/08/2021 du puits

CHAPITRE III : METHODE ET MATERIELS

Cette figure, générée à l'aide du logiciel EMERAUDE pour le puits BKP2 du champ BHK en mode flowing, présente l'évolution des paramètres de fond essentiels pour l'interprétation d'un test PLT. On y retrouve notamment les courbes du Gamma Ray (GR) pour l'identification lithologique, la vitesse apparente du spinner (SAPH) et la vitesse linéaire (LSPD) qui indiquent les zones actives de production, la densité (DENR) pour différencier les types de fluides, le taux de saturation en eau (CWH) pour localiser les apports en eau, la température (TEMP) qui révèle les entrées de fluide par les variations thermiques, et enfin le débit total en surface (QGP). L'analyse conjointe de ces paramètres permet de déterminer les zones productrices du puits, de caractériser les fluides extraits (huile, gaz, eau) et de mieux comprendre la performance du réservoir en vue d'une interprétation PLT approfondie.

III.8.2 Résultats des jaugages :

Tableau III. 11: Résultats des jaugages.

Date	Duse(mm)	P (tête) (kgf/c m ²)	P (pipe) (kgf/c m ²)	Pamt- gaz (kgf/c m ²)	Paval -gz (kgf/c m ²)	Qoil (m3/ h)	Qw (m3/ h)	Qg(m 3/h)	GLR f (m3/ m3)	W C (%)
05/12/2 020	9.52	32	11.7	---	---	3.99	0.68	1519	108	14. 49
WO du 08/01/2021										
27/05/2 021	9.52	25.1	10.6	134	55	2.52	0.25	2146	75	8.9 2
09/06/2 021	9.52	26.5	10.5	134	48	2.43	0.1	599.3	27	3.9 8
04/07/2 021	9.52	20.71	12.5	134	40	2.35	0	679.7	116	0

III.8.3 Paramètres enregistrés :

III.8.3.1 Paramètres enregistrés dans le SAS et au niveau de la station de contrôle

(3885m) :

Tableau III. 12: Paramètres enregistrés dans le SAS et au niveau de la station de contrôle (3885m) :

Paramètres enregistrés	SAS		Station de contrôle (3885 m)	
	Au début	A la fin	Au début	A la fin
Pressure (kgf/cm ²)	25.24	24.69	205.28	194.30
Température (°C)	41.20	42.71	120.47	120.51
Densité (g/cc)	0,024	0,023	0,99	0,96
Capacitance (Cps)	32854.41	32907.58	29005.93	29126.44
Spinner (rps)	0,00	0,00	0.68	1.76

III.8.3.2 Paramètres enregistrés au niveau des stations :

Tableau III. 13: Paramètres enregistrés au niveau des stations :

Réservoir	Stations	Pression	Température	Densité	Spinner	Capacitance
	(m)	(kgf/cm ²)	(°C)	(g/cc)	(rps)	(cps)
Quartzites de Hamra	3915,0	197,02	120,81	1,09	0,91	28447,13
	3930,0	206,15	120,95	1,21	1,38	27893,44
	3947,0	203,07	119,41	1,36	1,36	27166,62
	3955,0	207,63	119,64	1,35	0,92	27210,5
	3976,0	205,35	120,16	1,36	1,71	27080,19
	3995,0	206,77	120,95	1,26	0,45	27104,59

III.8.3.3 Résultats de l'interprétation des passes Up & Down :

CHAPITRE III : METHODE ET MATERIELS

Tableau III. 14: Résultats de l'interprétation des passes Up & Down :

R	Zone (m)		Conditions réservoir					Conditions surface				
			Qlt	Taux	Qoil	Qw	Qgaz	Qlt	Taux	Qoil	Qw	Qgaz
			(m3/h)	(%)	(m3/h)	(m3/h)	(m3/h)	(m3/h)	(%)	(m3/h)	(m3/h)	(m3/h)
Q H	N° 1	3904,4 @ 3910,3	0,077	4,24	0,077	00	00	0,069	3,4	0,069	0,00	11,5
	N° 2	3912,5 @ 3919,5	0,26	14,29	0,26	00	00	0,247	11,7	0,24	0,00	38,80
	N° 3	3922,1 @ 3937,3	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
	N° 4	3939,7 @ 3953,6	1,4	76,99	1,40	00	00	1,27	62	1,27	00	209,13
	N° 5	3957,4 @3970,2	0,081	4,49	0,081	00	00	0,73	3,6	0,073	00	12,19
	N° 6	3971,8 @ 3975,7	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
	N° 7	3980,1 @ 3983,6	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
	Totaux		1,818	100	1,818	00	00	1,6558	80,58	1,65	0,86	340,20

• **GOR** = 206.18 sm3/sm3.

• **WC** = 34.26 %.

CHAPITRE III : METHODE ET MATERIELS

III.8.3.4 Comparaison avec les PLT précédents (Condition de surface) :

Tableau III. 15: Comparaison avec les PLT précédents (Condition de surface) :

PLT du 2015 (Condition surface)							
R	Zone	Intervalle (m)	Qlt	Taux	Qoil	Qw	Q g
			(m3/h)	(%)	(m3/h)	(m3/h)	(m3/h)
QH	N°1	3904,5 @ 3942,1	3.77	94.49	3.77	0,00	621,88
	N°2	3943,3 @ 3970,6	1.09	5.51	0.22	0,87	36,95
	N°3	3972,5 @ 4006.0	0.10	0,00	0,00	0,10	0,00
	Totaux		4.96	100	3.99	0.98	658.82

PLT du 2021 (Condition surface)							
R	Zone	Intervalle (m)	Qlt	Taux	Qoil	Qw	Q gaz
			(m3/h)	(%)	(m3/h)	(m3/h)	(m3/h)
QH	N°1	3904,4 @ 3910,3	0,069	3.4	0,069	0,00	11.5
	N°2	3912,5 @ 3919,5	0,24	11.7	0,24	0,00	38.80
	N°3	3922,1 @ 3937,3	00	00	00	00	00
	N°4	3939,7 @ 3953,6	1.27	62	1.27	00	209.13
	N°5	3957,4 @3970,2	0.073	3.6	0.073	00	12.19
	N°6	3971.8 @ 3975,7	00	00	00	00	00
	N°7	3980,1 @ 3983,6	00	00	00	00	00
	Totaux		1.65	80.58	1.65	0.86	340.20

- Les résultats des deux mesures PLT (2021 et 2016), s'accordent sur la zone sommitale productrice des Q.H dans ce puits. Ils montrent cependant une variation et une discordance dans les débits d'huile produit, sachant que les intervalles des zones contributantes ont été modifiés après l'isolement des Grès d'El Atchane par un Bouchon de ciment.

Conclusion :

L'étude du puits BKP2 à travers les différentes méthodes de surveillance et d'intervention a permis d'identifier précisément la zone responsable de la production d'eau. L'utilisation du PLT s'est révélée essentielle pour localiser l'intervalle producteur, tandis que l'opération de water shut-off a permis de réduire significativement les venues d'eau. L'évaluation post traitement a confirmé l'efficacité partielle ou totale de l'intervention selon les cas. Ainsi, ce chapitre illustre l'importance d'une approche méthodique combinant observation, diagnostic et action ciblée pour optimiser la gestion de la production d'eau dans les puits.

CHAPITRE IV : RESULTAT ET DISCUSIONS

Introduction :

Ce chapitre présente les résultats obtenus à la suite des différentes analyses effectuées sur le puits BKP2, ainsi que les interprétations qui en découlent. L'objectif est de comprendre la source et l'ampleur du problème de production d'eau, puis de proposer une solution adaptée. L'analyse des données PLT (Production Logging Tool), assistée par le logiciel Emeraude Kappa, permet d'identifier les zones de production d'eau dans le puits. Une fois le diagnostic établi, une solution technique est proposée pour y remédier. L'efficacité de cette solution est ensuite évaluée pour s'assurer qu'elle répond aux exigences opérationnelles. En complément, la modélisation du puits à l'aide de PIPESIM, ainsi que l'analyse nodale, permettent de simuler le comportement du puits sous différentes conditions de production et d'optimiser les performances globales du système.

IV.1 KAPPA Emeraude :

KAPPA Emeraude est un logiciel spécialisé utilisé principalement dans le domaine du génie pétrolier, notamment pour l'analyse et l'interprétation des données de diagraphie de production (ou production logging en anglais).

IV.1.1 Définition :

KAPPA Emeraude est un outil de traitement et d'interprétation des logs de production, développé par la société KAPPA Engineering. Il permet d'analyser les données enregistrées dans un puits en production pour comprendre le comportement des fluides (huile, gaz, eau) dans la colonne du puits.

IV.1.2 Explication et fonctionnalités clés :

- ✓ Analyse de logs de production : température, pression, débit multiphasique, etc.
- ✓ Identification des zones productives ou injectrices : détection des intervalles de contribution ou d'entrée des fluides.
- ✓ Simulation de profils de production : modélisation du comportement du puits en fonction des conditions mesurées.
- ✓ Support des outils monophasés et multiphasés : il peut gérer différentes technologies de capteurs (spinners, outils de densité, etc.).
- ✓ Correction des effets de puits déviés ou inclinés : prend en compte la géométrie complexe du puits.

CHAPITRE IV : RESULTAT ET DISCUSSIONS

- ✓ Interface graphique interactive : permet une visualisation claire des données et une interprétation efficace.

IV.1.3 Utilisation typique :

Les ingénieurs utilisent Emeraude pour :

- ✓ Diagnostiquer des problèmes de production (e.g. entrée d'eau, canalisation derrière tubage),
- ✓ Optimiser la production en identifiant les zones à fermer ou stimuler,
- ✓ Suivre l'évolution des performances d'un puits au fil du temps.

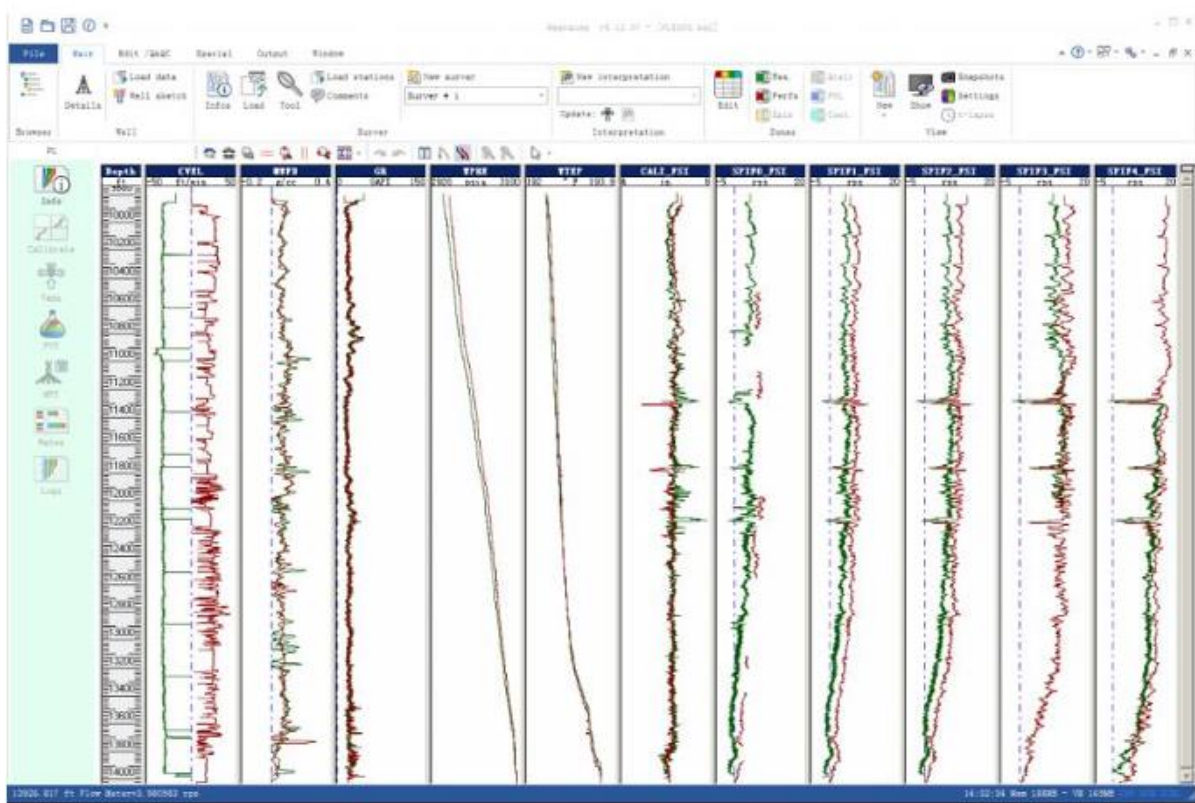


Figure IV. 1: Kappa Emeraude.

CHAPITRE IV : RESULTAT ET DISCUSIONS

IV.1.2 Interprétation Résultats Test PLT pour des paramètres de fond du

puits BKP2 :

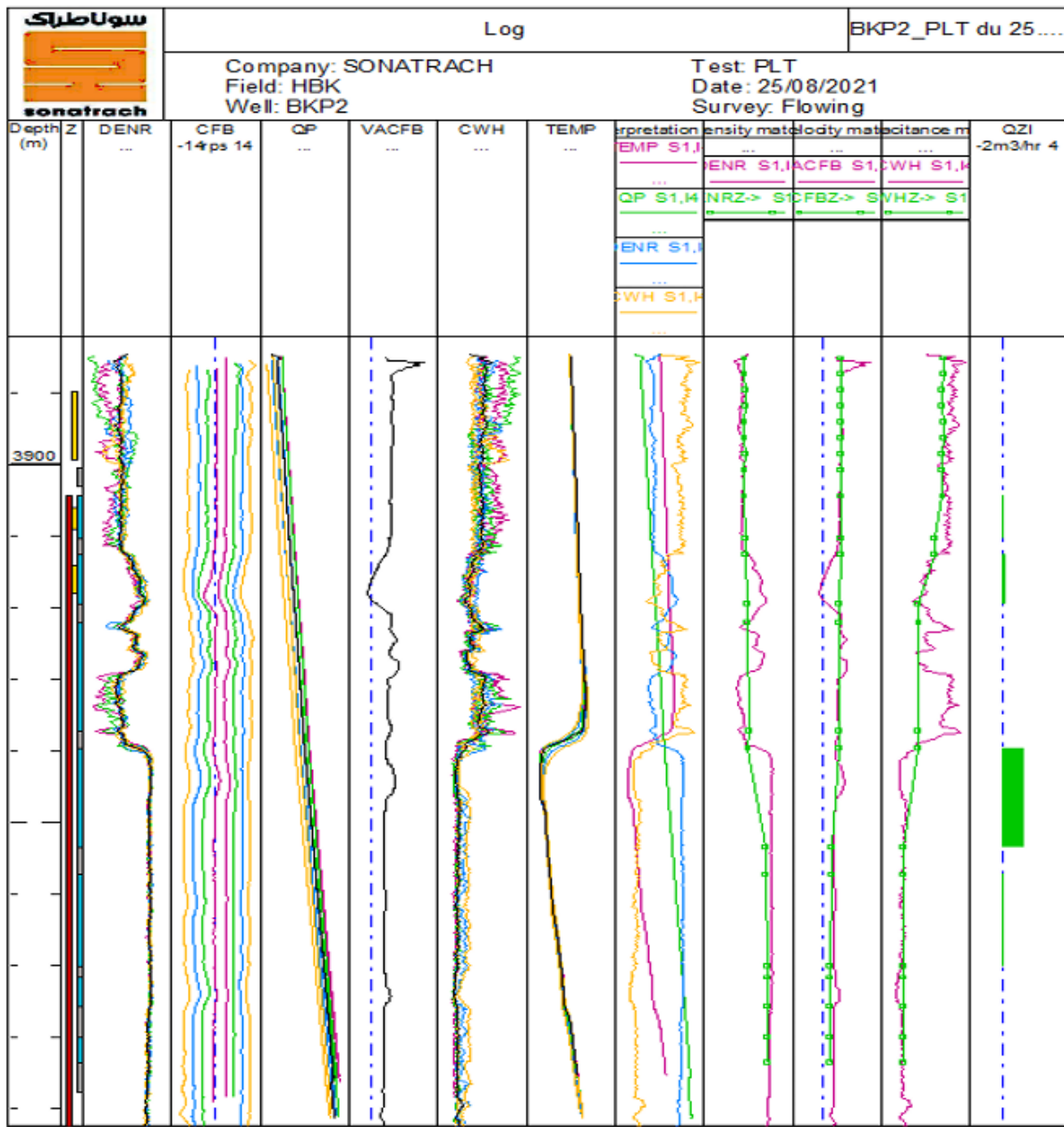


Figure IV. 2: Résultats Test PLT pour des paramètres de fond du puits.

Cette figure montre le résultat interprété du test PLT du puits BKP2 (champ HBK - SONATRACH), obtenu avec le logiciel EMERAUDE après acquisition des paramètres de fond. Les courbes principales incluent la densité (DENR), le débit cumulé (QGP), le volume apparent de fluide (VACFB), la saturation en eau (CWH), la température (TEMP) ainsi que les courbes d'interprétation des zones productrices. À partir de l'analyse des profils, on distingue clairement trois types de production :

- ✓ Zone productrice d'huile : Identifiée entre 3904.04 m et 3910.3 m, entre 3912.5 m et 3919.5 m, entre 3939.7 m et 3953.6 m, et entre 3957.4 m et 3970.2 m, caractérisée par un débit QGP élevé, une courbe CWH faible (saturation en eau faible), une température en baisse (refroidissement dû à l'entrée d'huile), et une densité intermédiaire.
- ✓ Zone productrice d'eau : Identifiée entre 3904.4 m et 3910.3 m, et entre 3912.5 m et 3919.5 m, la courbe CWH augmente fortement, traduisant une forte saturation en eau ; la température chute légèrement et la densité devient plus élevée, indiquant la présence d'eau.
- ✓ Zone productrice de gaz : Identifiée entre 3904.04 m et 3910.3 m, entre 3912.5 m et 3919.5 m, entre 3939.7 m et 3953.6 m, et entre 3957.4 m et 3970.2 m, elle est associée à une faible densité (DENR), une température relativement stable ou en légère hausse (effet Joule-Thomson du gaz), et une courbe CWH quasi nulle, ce qui confirme l'absence d'eau.
- ✓ Les barres colorées à droite de la figure représentent l'interprétation finale des zones de production du puits BKP2, réalisée automatiquement par le logiciel EMERAUDE. Chaque couleur correspond à un type de fluide produit dans une zone donnée, selon la légende interne du logiciel, souvent standardisée comme suit :
 - Vert : zone de production d'huile (oil zone)
 - Bleu (s'il y en a) : zone de production de gaz
 - Rose ou violet : zone de production d'eau

Ces barres synthétisent les informations issues des courbes (QGP, CWH, TEMP, DENR, etc.) en indiquant quelle zone contribue et avec quel fluide. Leur position verticale indique la profondeur, et leur longueur la taille de l'intervalle producteur. Ainsi, par exemple, une barre verte entre 3870 et 3885 m signifie que l'huile est produite dans cet intervalle, ce qui est confirmé par une faible teneur en eau (CWH), un débit élevé (QGP), une température en baisse, et une densité compatible avec du pétrole. Ces barres facilitent donc la lecture rapide des résultats PLT en identifiant clairement les zones productrices par type de fluide.

IV.3 Logiciel PIPESIM :

IV.3.1 Définition :

La conception et l'étude des systèmes de production de pétrole et de gaz utilisent le programme de simulation d'écoulement en régime permanent multiphasé Pipe Sim. Le flux polyphasique

CHAPITRE IV : RESULTAT ET DISCUSIONS

du réservoir à la tête de puits peut être modélisé à l'aide d'outils tels que le logiciel Pipe Sim. Afin de produire une analyse approfondie du système de production, il évalue également les performances des conduites d'écoulement et des installations de surface.

Le programme PIPESIM nous aide à optimiser les opérations de production et d'injection en utilisant des techniques de modélisation avancées telles que l'analyse nodale, l'analyse PVT, la remontée de gaz et la modélisation de l'érosion et de la corrosion.

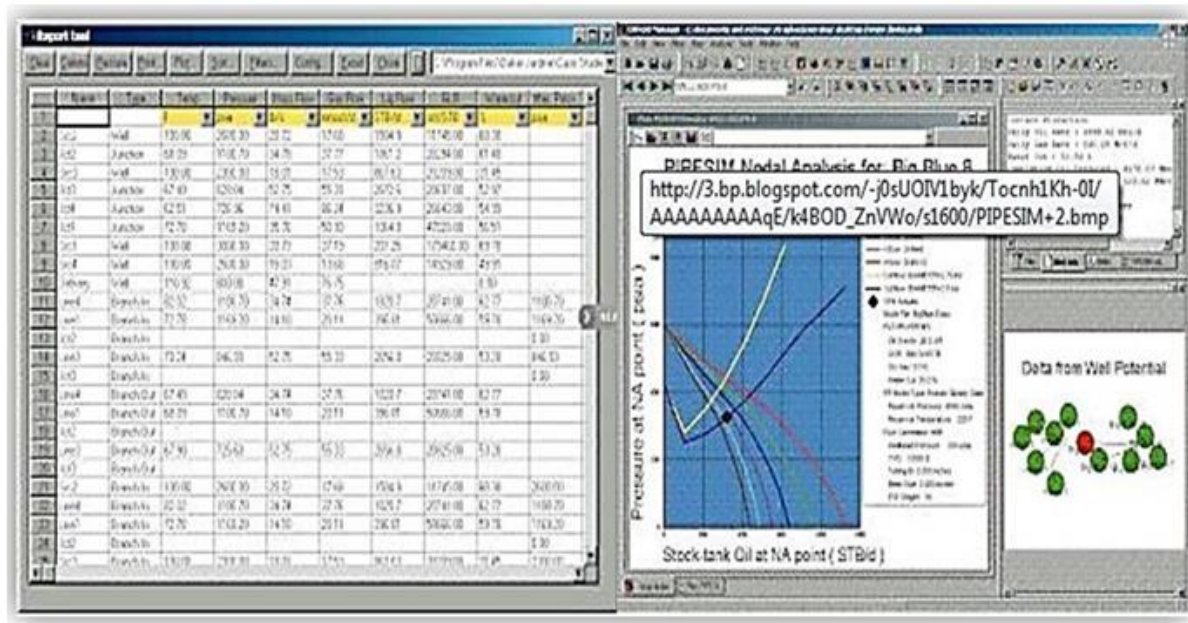


Figure IV. 3: New modeling techniques for nodal.

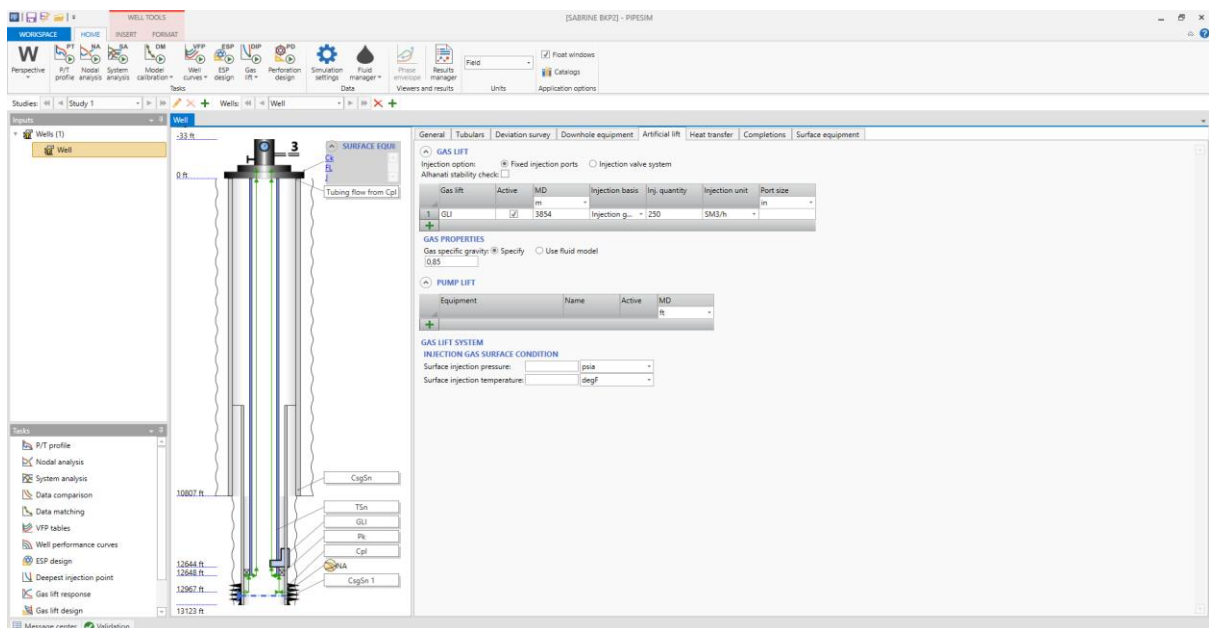


Figure IV. 4: Modèle du puits.

IV.3.2 Analyse Nodale :

IV.3.2.1 les paramètres du puits BKP2 :

- Duse : 18,26 mm
- Débit : 2,6 m³/h
- PFD : 143 kg/cm²
- PFS : 350kg/cm²
- Débit du gaz d'injection : 250 m³/h.

IV.3.3 Interprétation du courbe nodal :

✓ Pour obtenir le point de fonctionnement du puits, il faut faire le Matching entre la courbe d'IPR et le courbe de VLP, pour connaitre à quel débit et quelle pression le puits fonctionne.

✓ On note que le VLP c'est le fonctionnement de partie 'out flow' du système, qu'est l'écoulement du fluide du fond jusqu'à la surface.

✓ La figure suivante affiche le point de fonctionnement du puits, ce point montre que le débit de production était 417 STB/j (≈ 2.76 m³/h) et la pression au fond du puits était

121.4 kgf/cm² (≈ 1726 psi).

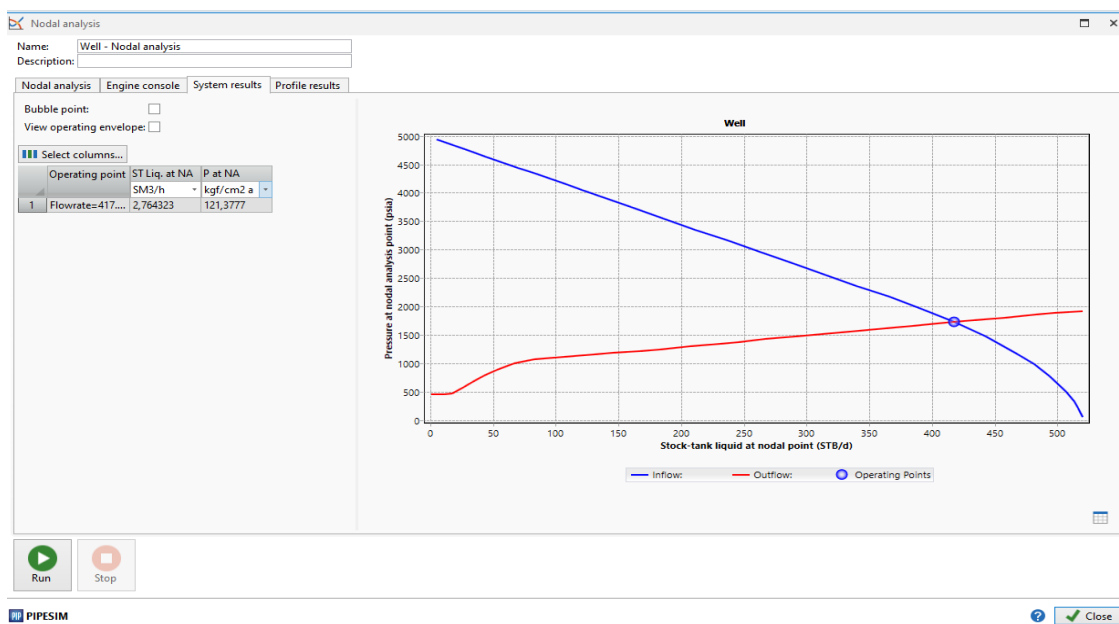


Figure IV. 5: Analyse Nodale pour le BKP2.

IV.3.4 L'effet du water Cut :

IV.3.4.1 Interprétation du profil de pression (P/T profile) obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT) :

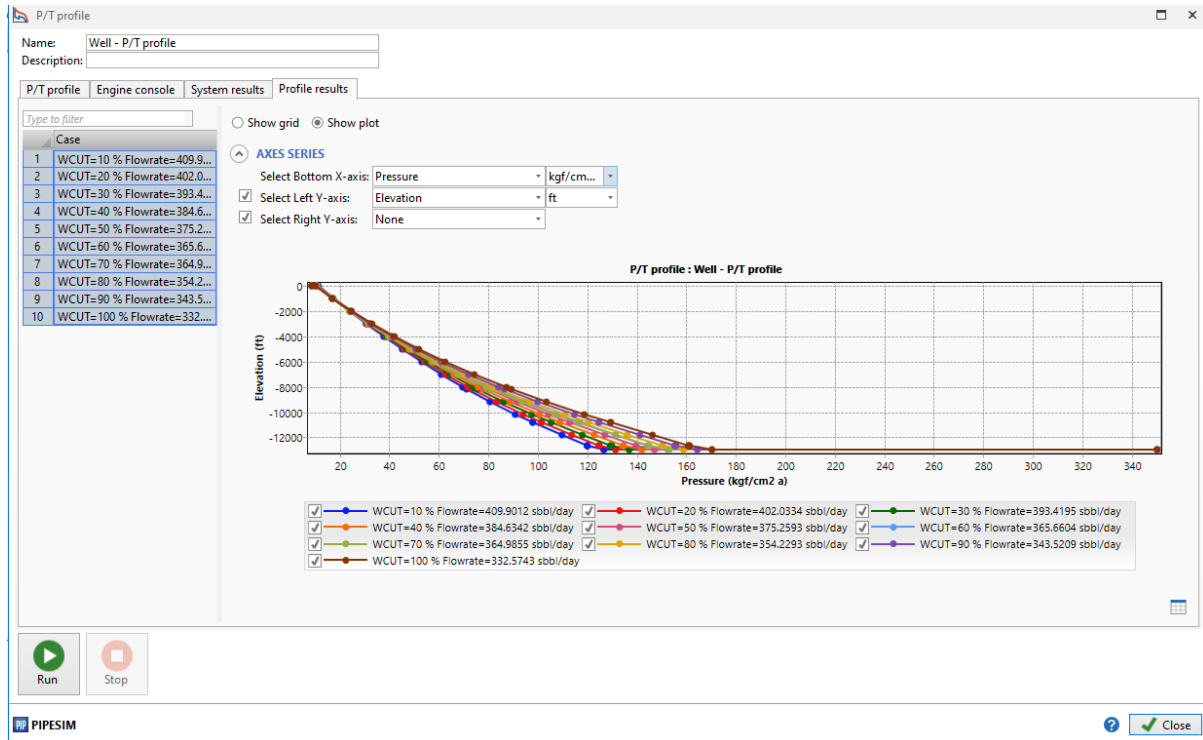


Figure IV. 6: Evaluation du profil de pression (P/T profile) obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT).

La figure IV.6, issue de simulations sous PIPESIM, illustre l'effet du pourcentage de coupe d'eau (WCUT) sur le profil de pression en fonction de l'élévation (P/T profile). On y observe une chute de pression progressive avec la profondeur, et cette chute devient plus marquée à mesure que le WCUT diminue. À WCUT faible (10 %), la pression initiale est plus élevée (~340 kgf/cm²) et diminue de façon plus accentuée par rapport aux cas de WCUT élevé (jusqu'à 100 %), où la pression est globalement plus basse. Cette tendance s'explique par le fait que les mélanges à faible teneur en eau (donc riches en huile) sont plus visqueux et denses, ce qui entraîne davantage de pertes de charge et une plus grande chute de pression. En revanche, lorsque la coupe d'eau augmente, la viscosité du fluide diminue, réduisant les frottements et donc la perte de pression sur toute la hauteur du puits. Cette courbe met en évidence l'importance de la composition du fluide sur le comportement de pression dans le système de production.

IV.3.4.2 Interprétation du profil de gradient de la pression obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT) :

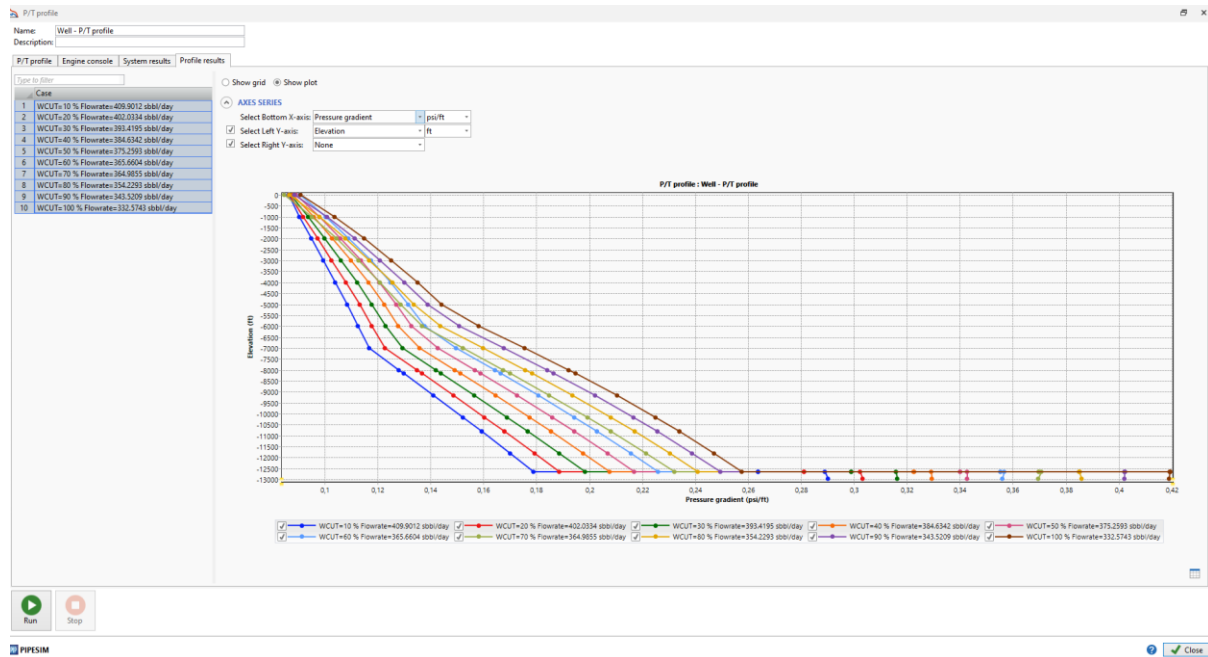


Figure IV. 7: Evaluation du profil de gradient de la pression obtenu sous PIPESIM, en fonction de coupe d'eau (WCUT).

La figure IV.7 montre, à travers des simulations réalisées sous PIPESIM, l'impact du pourcentage de coupe d'eau (WCUT) sur le profil de gradient de pression dans un conduit de production. On constate que lorsque le WCUT augmente de 0 % à 90 %, le gradient de pression diminue progressivement, ce qui indique une perte de pression moins marquée le long du conduit. Cette diminution est due à la baisse de la viscosité globale du fluide lorsque la proportion d'eau augmente, rendant l'écoulement plus fluide et réduisant les frottements internes. À faibles WCUT, l'huile domine, entraînant des pertes de pression plus élevées en raison de sa viscosité plus importante. Ainsi, l'augmentation du WCUT contribue à améliorer l'écoulement du fluide, mais au-delà d'un certain seuil, elle peut aussi entraîner des régimes d'écoulement complexes (comme le flow stratifié ou intermittent), affectant différemment le profil de pression. Cette analyse est essentielle pour le dimensionnement optimal des systèmes de transport en production pétrolière.

IV.3.4.3 Interprétation du profil de production d'huile obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT) :

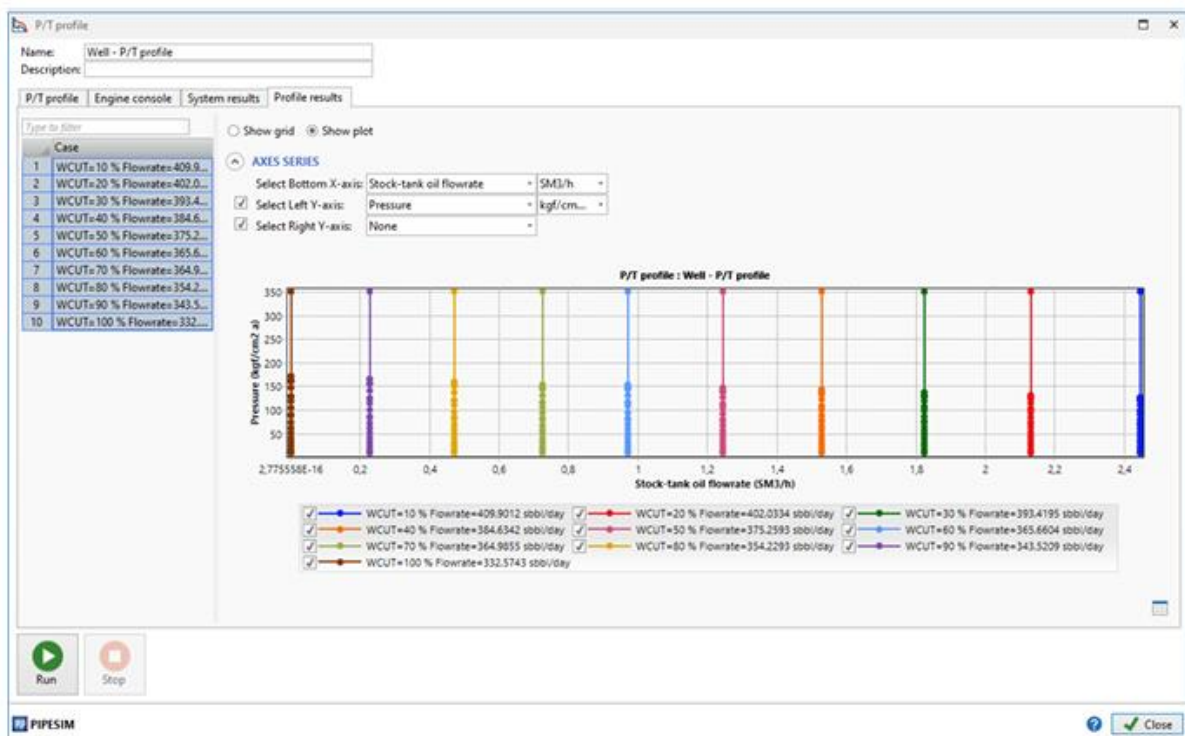


Figure IV. 8: Evaluation du profil de production d'huile obtenu sous PIPESIM, en fonction du pourcentage de coupe d'eau (WCUT).

La figure IV.8, générée sous PIPESIM, montre l'effet du pourcentage de coupe d'eau (WCUT) sur le débit de production d'huile exprimé en stock-tank oil flow rate (SM³/h). On observe une diminution progressive du débit d'huile à mesure que le WCUT augmente, passant d'environ 409.9 stb/j à 332.7 stb/j entre 10 % et 100 % de WCUT. Cette tendance indique qu'une augmentation de la teneur en eau dans le fluide produit réduit la quantité d'huile extraite, car une plus grande proportion du volume total est occupée par l'eau. Cette réduction s'explique par le fait que, pour un débit total constant, l'augmentation de l'eau déplacée dans le système réduit proportionnellement le volume d'huile récupérable. Ainsi, plus le WCUT est élevé, plus la production d'huile diminue, ce qui souligne l'importance de maîtriser la coupe d'eau pour maintenir des niveaux de production pétrolière économiquement viables.

Conclusion :

L'interprétation des données PLT et leur traitement via Emeraude Kappa ont permis de localiser précisément l'origine de la production d'eau dans le puits BKP2. La solution proposée a été validée à travers une évaluation rigoureuse qui démontre une amélioration notable des

CHAPITRE IV : RESULTAT ET DISCUSSIONS

performances. La modélisation avec PIPESIM et l'analyse nodale ont offert une vision complète du comportement du puits, en mettant en évidence les interactions entre les courbes IPR et VLP. Ces résultats soulignent l'importance d'une approche intégrée, combinant diagnostic précis, outils de simulation et validation terrain, pour assurer une production optimisée et maîtrisée de l'eau dans les réservoirs.

CONCLUSION ET RECOMMENDATIONS

V. Conclusion :

Ce mémoire de fin d'études s'inscrit dans le cadre de l'optimisation de la production pétrolière dans les gisements matures, et plus particulièrement dans la gestion des venues d'eau indésirables. L'étude a été réalisée sur le puits BKP2, appartenant au champ Haoud Berkaoui (HBK), situé dans le bassin de Oued M'Ya, en plein cœur du Sahara algérien. L'objectif principal était d'analyser les causes de la hausse du water-cut, d'identifier les zones responsables des venues d'eau, et de proposer une solution technique efficace, en l'occurrence une opération de Water shutt off.

Les analyses effectuées à partir des données historiques de production, des tests PLT (Production Logging Tools) et des mesures de fond ont permis de localiser les intervalles responsables des venues d'eau. Il a été mis en évidence que les grès d'El Atchane (GEA) sont à l'origine principale de cette production indésirable, avec une eau riche en ions Ba^{++} . Cette caractéristique chimique a provoqué, au contact de l'eau albienne contenant des ions SO_4^{--} , la précipitation de $BaSO_4$ (sulfate de baryum), un composé solide qui engendre des bouchages dans les crépines et le tubing, diminuant ainsi le débit de production et augmentant la fréquence des arrêts non planifiés.

Suite à cette analyse, une opération de WSO a été décidée et mise en œuvre à l'aide d'un Coiled Tubing Unit (CTU), impliquant la perforation sélective, la mise en place d'un bouchon de sable, puis l'injection de ciment par squeeze pour isoler les zones aquifères. Les résultats ont été positifs : réduction du débit d'eau de plus de 70 %, baisse du water-cut de 10,68 % à 5,9 %, réduction des heures d'arrêt, et stabilité accrue du puits. Bien qu'une légère diminution du débit d'huile ait été enregistrée, la performance globale du puits a été améliorée.

L'étude met en lumière l'importance de l'intégration des données de diagraphie, de production, et d'analyses physico-chimiques dans la prise de décision opérationnelle. Elle démontre que, même dans les réservoirs matures, une intervention ciblée et bien planifiée peut prolonger la durée de vie d'un puits, réduire les coûts d'entretien, limiter les risques pour les installations de surface, et préserver l'environnement en réduisant les volumes d'eau à traiter. En conclusion, ce travail démontre que la combinaison d'un diagnostic rigoureux et d'une solution technique bien exécutée permet non seulement de résoudre un problème récurrent, mais aussi d'améliorer durablement la performance d'un puits pétrolier. Le cas du puits BKP2 constitue un exemple concret et reproductible pour d'autres gisements confrontés aux mêmes défis.

VI. Recommandations :

Sur la base des résultats obtenus, il est recommandé de :

- Poursuivre la surveillance régulière du puits BKP2, notamment par PLT périodiques.
- Étendre ce type d'approche aux autres puits du champ HBK présentant un water-cut élevé.
- Réaliser des études de compatibilité des eaux avant toute opération de dessalage ou injection.
- Former les équipes à la lecture détaillée des profils PLT pour un diagnostic plus rapide.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE :

- (1) : BENETTOUMI Celia, BENSIMASSOUAD Amina, BENSIMASSOUAD Chiama ; “ LA POSSIBILITE DE LA PRODUCTION SELECTIF POUR L’OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DU PETROLE BRUT” ; université kasdi Merbah Ouargla ;2023.
- (2) : Belazzoug Fateh ; “ Etude des problèmes des venues d’eau dans les champs d’huile” ; université kasdi Merbah Ouargla ;2012.
- (3) : HACHEF El Hadi, BELMOUM Sif Eddine, DJEDIAI Abd Errahmane ; “ Optimisation Des Performance Des Puits De Pétrole “ ; université kasdi Merbah Ouargla ;2023.
- (4): Robbie Lewis; “Water Shutoff in the Dunbar Field, Identification of Candidates and Production Gains”; imperial college London ;2014.
- (5): Tzoni T. Raykov 2008.
- (6): Shagiakhmetov.A; Yushchenko.S; “Substantiation of in Situ Water Shut-Off Technology in Carbonate Oil Reservoirs”; Energies; 2022.
- (7): Aminian. K; “Water production problems and solutions-part I”, petroleum & natural gas engineering department, West Virginia university.
- (8) : Chan, K.S; “Water Control Diagnostic Plots,”; SPE 30775 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Dallas ;1995.
- (9): Seright R. S., Lane R. H. et Sydansk R. D.; A strategy for attacking excess water production, SPE 70067 (2001).
- (10): 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.
- (11) : Elphick, J. et Seright, R.S. : « A Classification of Water Problem Types », article 1 présenté à la PNC Intl en 1997. Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shut Off, houston, 6 août.
- (12) : BEICIP-SONATRACH. Région de L'Oued Mya, Evaluation des réservoirs cotrat E7-PES-05.

ANNEX

ANNEX

ANNEXE :

Annexe A : Caractéristiques petro physiques du réservoir.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR												
=====+												
ETAGE	RESULTATS - CAROTTES						INTERPRETATION ELAN RESULTATS DU					
LUMP												
+ ET												
=====+												
S/ETAGE	TOIT	MUR	EP-CAR	Kv	Kh	PHIv	PHIh	INTERVALLE INTERP	EP.nette	K	PHI	Sw
Vcl												
	(m)	(m)	(md)	(md)	(%)	(%)	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)
(%)												
-----+												
O/QH	3264 @ 3292.0	28.0	1.89	4.06	7.89	8.02	3265.0 @ 3293.0	21.83	-	09.0	20.0	08.0
-----+												
O/GEA	3292 @ 3310.0	18.0	0.13	0.33	5.99	7.22	3293.0 @ 3308.0	0.00	-	0.0	0.0	0.0
-----+												
O/AEG	Non carotté	-	-	-	-	-	3308.0 @ 3399.0	6.67	-	07.0	24.0	12.0
-----+												
O/2_ALT	3418 @ 3419.0	01.0	-	0.38	-	2.94	3399.0 @ 3423.0	5.41	-	11.0	30.0	13.0
-----+												
Ri sup.	3419.4 -3440.5	21.1	0.15	0.16	4.20	4.40	3423.0 @ 3444.0	18.1	-	07.0	20.0	06.0
-----+												
Eruptif	3440.5 -3473.0	32.5	-	-	-	-	3444.0 @ 3477.0	0.00	-	-	-	-
-----+												
Ri inf.	3473.0 -3496.8	23.8	4.89	2.87	7.51	7.12	3477.0 @ 3499.0	17.06	-	09.0	07.0	12.0
-----+												
Cm Ra	3496.8 -3515.0	96.2	29.55	34.08	9.78	8.81	3499.0 @ 3514.0	14.39	-	08.0	08.0	14.0

Annexe B : Analyse de compatibilité de deux eaux du puits BKP3.



Division Technologies
& Développement

RAPPORT D'ESSAIS

«Seuls les résultats d'essais(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation»

N° 54/13.1052/2014



Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
disponible
sur
www.cofrac.fr

1. Introduction

Une opération d'échantillonnage de deux eaux a été effectuée par les exploitants de la région de Haoud Berkaoui, ces échantillons ont été d'abord acheminés vers Hassi Messaoud puis envoyés à la Division Technologies et Développement au mois de Mars 2014.

Ces échantillons d'eau ont fait l'objet de poursuite d'investigation de la recherche des éléments qui sont sources à l'apparition de dépôts solide dans les installations de surface au niveau de manifold principal.

2. Échantillonnage des eaux

Les échantillons d'eau ont été prélevés au niveau des points suivants :

- Tête de puits pour l'eau de formation BKP2 qui produit de la nappe de l'Ordovicien,
- Centre de séparation de Haoud Berkaoui pour les eaux de maintien de pression(Albien).

3. Étude de la compatibilité des eaux au laboratoire

Comme préalable à toute étude de compatibilité des eaux, l'analyse chimique des eaux destinées à être en contact dans les conditions de surface et/ou de fond est nécessaire.

La connaissance qualitative et quantitative des éléments chimiques (cations et anions) présents dans les eaux est primordiale, pour prévoir l'éventualité et la nature des dépôts susceptibles de se former lors du contact de ces eaux.

L'orientation des essais de compatibilité entre les eaux est donc conditionnée par la nature des espèces chimiques présentes dans le(s) mélange(s) d'eaux.

4. Analyse chimique des eaux

5. Paramètres analysés

Pour toute étude de compatibilité des eaux, une analyse chimique spécifique s'impose. Cette analyse se justifie par les actions et les interactions des paramètres ci-dessous énumérés.

ANNEX

Tableau 1. Résultats des analyses chimiques des eaux

Échantillons	Eau du puits BKP2 pH = 0.5		Eau du puits BKP2 pH<2	
pH				
<u>Cations</u>	mg/l	még/l	mg/l	még/l
Na ⁺	52922	2301	82876	3603
K ⁺	3356	86	3573	92
Ca ⁺⁺	39920	1996	38797	1938
Mg ⁺⁺	10409	856	8609	708
Sr ⁺⁺	965.9	/	965.9	/
Ba ⁺⁺	1095	/	1095	/
Fe ⁺⁺	3239	116	3016	108
Total	/	5355	/	6449
<u>Anions</u>	mg/l	még/l	mg/l	még/l
HCO ₃ ⁻	0	0	0	0
CO ₃ ⁼⁼	0	0	0	0
SO ₄ ⁼⁼	0	0	0	0
Cl ⁻	190060	5360	227988	6430
Total	/	5360	/	6430

Tableau 2. Résultats des études de compatibilité des mélanges d'Albien/BKP2 dans les conditions ambiantes et à la température de 80°C.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Albien/BKP2 Ambiantes (mg/l)				Masse des dépôts obtenus mg/l	Albien/BKP2 Température à 80°C (mg/l)			
		Ca ⁺⁺	Sr ⁺⁺	Ba ⁺⁺	SO ₄ ⁼⁼		Ca ⁺⁺	Sr ⁺⁺	Ba ⁺⁺	SO ₄ ⁼⁼
0/100	-	39920	965.9	1095	0	-	39920	965.9	1095	0
10/90	438	35927	854	Tr	0	545	35711	854	Tr	0
20/80	501	31935	768	Tr	0	754	31874	768	Tr	0
30/70	1033	27943	642	Tr	0	1102	27700	642	Tr	0
40/60	1125	23951	536	Tr	0	1264	23615	536	Tr	0
50/50	1215	19959	450	0	Tr	1329	19822	450	Tr	0
60/40	1362	15967	344	0	Tr	1422	15731	344	0	Tr
70/30	1124	11975	268	0	Tr	1100	11863	268	0	Tr
80/20	851	7983	173	0	Tr	925	7723	173	0	Tr
90/10	657	3991	75	0	Tr	747	3745	75	0	Tr

Tr : Trace

ANNEX

Tableau 6. Résultats des études de compatibilité des mélanges des eaux de Séparation/BKP2 dans les conditions ambiantes et à la température de 80°C.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Eau de séparation/BKP2 Ambiantes (mg/l)				Masse des dépôts obtenus mg/l	Eau de séparation/BKP2 Température à 80°C (mg/l)			
		Ca ⁺⁺	Sr ⁺⁺	Ba ⁺⁺	SO ₄ ⁻		Ca ⁺⁺	Sr ⁺⁺	Ba ⁺⁺	SO ₄ ⁻
0/100										
10/90	638	36364	854	Tr	0	718	35364	854	Tr	0
20/80	701	32010	768	Tr	0	755	33010	768	Tr	0
30/70	1132	29256	642	Tr	0	1182	28256	642	Tr	0
40/60	1257	25701	536	Tr	0	1277	24701	536	Tr	0
50/50	1321	22147	450	0	Tr	1385	21147	450	Tr	0
60/40	1480	18593	344	0	Tr	1521	17593	344	0	Tr
70/30	1090	15038	268	0	Tr	1132	14038	268	0	Tr
80/20	900	11484	173	0	Tr	987	10484	173	0	Tr
90/10	500	7930	75	0	Tr	654	7830	75	0	Tr

11. Conclusion

- Les analyses chimiques ont permis de conclure :
- L'eau produite se caractérise par une forte salinité qui la classe dans la catégorie des eaux salées sursaturées, qui la rend aussi sensible aux variations de la température.
- Cette eau a un trouble qui évolue en présence d'oxygène de l'air vers une précipitation rouge d'hydroxyde ferrique avec une quantité importante en sédiments.
- Des investigations plus poussées s'imposent pour identifier les puits qui produiraient du baryum et que seraient à l'origine du problème de formation des dépôts de sulfate de baryum
- L'eau de BKP2 est très chargée en solides dissous, elle se caractérise par sa teneur élevée en éléments Baryum, Strontium et Calcium,
- L'étude expérimentale montre aussi que les eaux des puits (OKN43, OKN53, OKJ32, les eaux de séparation et l'eau d'Albien) sont incompatible et ce dans les conditions de surface et de fond avec l'eau de BKP2,
- L'analyse qualitative aux RX des dépôts obtenus lors de l'étude de compatibilité, des eaux des puits avec l'eau du puits BKP2 a montré qu'il y a présence essentiellement de sulfates de baryum (BaSO₄),
- Le taux critique des mélanges diffère d'un mélange à l'autre selon leur teneur en sulfates
- Le poids maximal de dépôts qui peut se former est de 1692 mg/l avec un rapport de mélange de 70/30 pour OKJ32/BKP2.

ANNEX

Annexe C : Les fiches techniques des puits.



SONATRACH
Direction Régionale
Haoud - Berkaoui
Service - Puits / Section: WO

BKP 2

EQUIPEMENT DE SURFACE

Designation	Const.	Type	Dimension	Obs
Top cap	CIW		4"1/16 x 5000	
Vanne de curage	CIW	F	4"1/16 x 5000	
Croix	CIW		3"1/8x4"1/16 x5000	
02 vannes laterales	CIW	F	3"1/8 x5000	
Porte duse	CIW		3"1/8 x5000	
02 vannes maitresses	CIW	F	4"1/16 x 5000	
Adapteur	CIW		7"1/16 x 4"1/16 x 5000	
Tbg head	CIW		7"1/16x 11"x 5000	
02 vannes laterales	CIW	F	2"1/16 x 5000	
Adapteur	CIW	F	11" x 5000 x 10 000	

EQUIPEMENT DE FOND

Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
HTR			8,45	8,45	
Olive de suspension	CIW	FB	0,3	8,75	
1 Tubing 4"1/2 N.Vam	Vall	N80-12,6	8,75	17,50	
1 Pup joint 4"1/2 N.Vam	Vall	N80-12,6	2,96	20,46	
335 Tubing 4"1/2 N.Vam	Vall	N80-12,6	3150,62	3 171,08	
Vanne de circulation SSD	Otis	XA	1,3	3 172,38	3 168,32
1 Tubing 4"1/2 N.Vam	Vall	N80-12,6	9,53	3 181,91	
1 Niple 4"1/2 Vam	Otis	XN	0,38	3 182,29	3 178,23
1 Tubing 4"1/2 N.Vam	Vall	N80-12,6	9,44	3 191,73	
Anchor seal 4"1/2 Vam	Half	AWR	0,43	3 192,16	3 188,10
Tête du Liner 4"1/2					3 188,80
Anneau (Reforé)					3875,78
Pack - off (Reforé)					3895,18
H.Crépine					3904,43
B.Crépine					4081,19
Sabot du 4"1/2					4100,58
Fond (TD)					4 101,00

CONCENTRIQUE

Désignation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
HTR x OCT			7,2	7,2	
Olive de susp 2"7/8 Nvam	Str-Flow		0,22	7,42	
415 Tbg 2"7/8 Nvam	Vall	N80-6,40	3858,04	3865,46	
1 Nipple 2"7/8 Nvam	Otis	"X"	0,36	3865,82	
1Tbg 2"7/8 Nvam	Vall	N80-6,40	9,22	3875,04	
Sabot 2"7/8 Nvam	Vall	N80-6,40	0,55	3875,59	

PERFORATIONS - (m)

H.Crépine	@	3904,43	m	
B.Crépine	@	4081,19	m	
Soit au total :		176,76	m	

Diagram illustrating the wellbore structure and depths for BKP 2. The diagram shows the following components and their corresponding depths (m):

- 18" 5/8
- 13" 3/8
- 9" 5/8
- 254.00 m
- 762.00 m
- 2355.00 m
- Tbgs 4"1/2
- Tbgs 2"7/8
- SSD
- LN XN
- Packer SITE
- Tête Liner
- Sabot 7"
- LN "X"
- Sabot 2"7/8
- H. Crépine
- B. Crépine
- Sabot 4"1/2
- Fond

Key depths (m) are indicated on the right side of the diagram:

- 3168.32 m
- 3178.23 m
- 3188.10 m
- 3188.80 m
- 3294.00 m
- 3865.82 m
- 3875.59 m
- 3904.43 m
- 4081.19 m
- 4100.58 m
- 4101.00 m

Complétion réalisé le : 29/10/2004

Fiche réalisée par DOGHMANE Snubbing le: 23/12/2009

NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 158 & sont des côtes SPE