N° Ordre… ……/FHC/UMBB/2024

République Algérienne Démocratique Et Populaire

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université M'Hamed Bougara – Boumerdes

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de Fin d'Etude

En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par

BOUHAMIDI Abdelwahab

GHERROUS Mohamed

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

Thème

Optimisation de la Production Pétrolière et Gestion de la Production d'eau dans la Région d'El Merk (Champ Berkine). Études et Solutions Pratiques pour le Bloc 208

Devant le jury :

Mr. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr. SAIFI Redha	Doctorant	UMB-Boumerdes	Examinateur

Résume

Les CPF ont une capacité de traitement d'eau toujours limitée, ce qui peut poser problème dans les zones présentant un taux élevé de water Cut. Des études sont nécessaires pour minimiser ce problème autant que possible et pour protéger les réserves de pétrole. La rentabilité d'un projet est étroitement liée à la durée de vie des puits, qui dépend à la fois des caractéristiques du réservoir et de la complétion des puits. Par conséquent, des modifications apportées à la complétion peuvent augmenter la production et la rentabilité.

L'étude d'optimisation de la production de pétrole du bloc 208, du champ Berkine vise à résoudre les problèmes identifiés, qu'il s'agisse du taux élevé de water Cut, ou de l'augmentation potentielle de la rentabilité des puits nécessitant, une intervention en raison des problèmes d'intégrité. Cette optimisation repose sur l'analyse et l'interprétation des diagraphies des puits, la simulation et une approche connue sous le nom d'analyse nodale.

Pour atteindre nos objectifs et évaluer la fiabilité de nos solutions proposées, d'une part, nous avons réalisé des simulations avec les différents scénarios possibles sur le bloc 208 relatifs aux puits présentant un taux élevé de water-cut et d'autre part, nous avons utilisé la technique d'analyse nodale en vue d'optimiser la production pour rentabiliser les puits présentant un problème d'intégrité.

Mots clés : diagraphies, interpréter, simulation, l'analyse nodale, coupure d'eau.

Abstract

The CPFs have a consistently limited water treatment capacity, which can pose a problem in areas with a high water cut. Studies are necessary to minimize this issue as much as possible. Additionally, the profitability of a project is closely linked to the lifespan of the wells, which depends on both reservoir characteristics and well completion. Consequently, modifications to completion can make the project more profitable.

The study of optimizing oil production in block 208 of the Berkine field aims to address the identified problems, whether it is the high water cut rate or the potential increase in profitability of wells requiring intervention due to integrity issues. This optimization is based on the analysis and interpretation of well logs, simulation, and an approach known as nodal analysis.

To achieve our objectives and evaluate the reliability of our proposed solutions, we have conducted simulations with different possible scenarios for block 208 concerning wells with a high water cut rate. Additionally, we have used the nodal analysis technique to optimize production and increase the profitability of wells with integrity issues.

Keywords: well logs, interpretation, simulation, nodal analysis, water cut.

ملخص

تتميز مرافق CPF بقدرة محدودة باستمرار على معالجة المياه، مما قد يشكل مشكلة في المناطق التي تشهد معدلات عالية من القطع المائي. لذلك، هناك حاجة إلى دراسات لتقليل هذه المشكلة قدر الإمكان. بالإضافة إلى ذلك، ترتبط ربحية المشروع ارتباطًا وثيقًا بعمر الآبار، الذي يعتمد على كل من خصائص الخزان وإكمال الآبار. وبالتالي، يمكن أن تؤدي التعديلات على إكمال الآبار إلى زيادة ربحية المشروع.

تهدف دراسة تحسين إنتاج النفط في الكتلة 208 من حقل بركين إلى معالجة المشكلات المحددة، سواء كان ذلك معدلات القطع المائي العالية أو الزيادة المحتملة في ربحية الآبار التي تتطلب تدخلاً بسبب مشكلات السلامة. يعتمد هذا التحسين على تحليل وتفسير سجلات الآبار، والمحاكاة، ونهج يُعرف بتحليل النودال.

لتحقيق أهدافنا وتقييم موثوقية الحلول المقترحة، قمنا بإجراء محاكاة لسيناريوهات مختلفة ممكنة للكتلة 208 المتعلقة بالآبار ذات معدلات القطع المائي العالية. بالإضافة إلى ذلك، استخدمنا تقنية تحليل النودال لتحسين الإنتاج وزيادة ربحية الآبار التي تواجه مشكلات في السلامة.

الكلمات المفتاحية : سجلات الآبار، التفسير، المحاكاة، تحليل النودال، القطع المائي.

Remerciements

Nous tenons en premier lieu à exprimer notre gratitude envers Dieu, le Tout-Puissant, pour nous avoir accordé la force et la patience nécessaires pour terminer ce modeste travail.

Nos plus sincères remerciements vont à notre encadreur, Dr GARECHE, pour son précieux soutien, ses orientations éclairées et ses conseils avisés tout au long de la réalisation de ce projet.

Nous tenons également à remercier Monsieur Aghoune Bobakar, Monsieur Morsli Hamza, ainsi que tous les membres du groupement El Merk.

Nous souhaitons également exprimer notre profonde reconnaissance envers les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont accordé, en acceptant de juger et d'évaluer notre travail, ainsi qu'à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation Mr. GARECH Mourad , Mr. ZERAIBI Nour Eddine , Mr. SAIFI Redha, Mr. BENYOUNES Khaled. depuis le début de notre parcours académique.

Enfin, nous tenons à adresser nos remerciements les plus chaleureux à nos familles et à nos amis, dont le soutien indéfectible et les encouragements constants ont été une source inestimable de motivation, tout au long de cette expérience.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

- Mes très chers parents
- Mes frères et sœurs
- Ma grande famille
- Mes amis et mes collègues : Walid, Baroudi, Mohamed Amine, Yahya, Amine, Mohamed, Mahdi, Ayoub….
- Tous ceux qui m'ont aidé, de près ou de loin, à réussir

BOUHAMIDI Abdelwahab

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à :

- L'être le plus cher de ma vie : ma mère.
- Celui qui a fait de moi un homme : mon père.
- Mes Grands-parents.
- Mes chers frères : Amine et Abderrahmane.
- Mon oncle.
- Toute ma famille.
- Mes meilleurs amis : Mohamed Amine, Mahdi, Ayoub, Alaa Mohamed, Abdelwahab, Hichem, Ahmed, Mahi.
- Tous mes autres amis.
- Tous ceux que j'aime et je respecte.

Gherrous Mohamed

Les listes des illustrations

LES FIGURES

Figure I- 1:Situation Géographique du GB. 2
Figure I- 2:Installation centrale de traitement -CPF-. 3
Figure I- 3:les blocs de Bassin de BERKINE. 4
Figure I- 4:EMK TAGI Structure Champ Sud. 4
Figure I- 5:Colonne stratigraphique du champ. 6
Figure I- 6: Vue d'un puits muni d'une nouvelle technologie d'installation de surface. 7

Figure II- 1:Diagramme de phases (P, T) d'un mélange d'hydrocarbures. 10
Figure II- 2: Diagramme P-T montrant les types de réservoirs de pétrole. 11
Figure II- 3: illustration de principe de la récupération primaire. 12
Figure II- 4:Drainage par expansion d'aquifère. 13
Figure II- 5: drainage par expansion de gas cap. 14
Figure II- 6:mécanisme de drainage combines. 15
Figure II- 7: modélisation statique & dynamique. 17
Figure II- 8: caractérisation d'un réservoir. 18
Figure II- 9: Upscaling : un défi pour l'intégration de l'information. 19
Figure II- 10: workflow pour la construction du modèle statique. 20

Figure III- 1:les diagraphies du puit K-15. 46
Figure III- 2: distribution de la saturation. 47
Figure III- 3:les plt du K-15. 47
Figure III- 4: la situation actuelle de la production. 48
Figure III- 5: la prédiction de la production de chaque niveau. 48
Figure III- 6: QOP des deux scenarios. 49
Figure III- 7: QWP des deux scenarios. 49
Figure III- 8: COP du K15 après l'optimisation 50
Figure III- 9: les diagraphies du K-18. 51
Figure III- 10: les plt du puit K-18. 51
Figure III- 11: l'unité U1 dans les diagraphies. 52
Figure III- 12:La production d'huile et d'eau dans chaque niveau (U1 et M1) 53
Figure III- 13: Prédiction de la production d'huile et le WCUT. 53
Figure III- 14: la prédiction du WCUT avec et sans isolation de l'unité M1. 54
Figure III- 15: la prédiction du QOP avec et sans isolation de l'unité M1. 54
Figure III- 16: la prédiction du WCUT pour les deux scenarios. 55
Figure III- 17: le COP après l'optimisation. 55
Figure III- 18: la prédiction du QOP avec et sans l'isolation combiner avec la perforation. 56
Figure III- 19: les plt du K-29. 57
Figure III- 20: les diagraphies du K-29. 57
Figure III- 21: les diagraphies du E-1. 58
Figure III- 22: les plt du E-1. 59
Figure III- 23: la prédiction de la production de chaque niveau. 60

Figure IV- 1: Système de production simple 62
Figure IV- 2:Pertes de charges possibles dans le système de production. 63
Figure IV- 3: Position des différents nœuds 64
Figure IV- 4: la pression au noede 65
Figure IV- 5: Inflow & Outflow performances. 66
Figure IV- 6: La relation entre le débit Q et la pression PWF 68
Figure IV- 7 : Les régimes d'écoulements 71
Figure IV- 8: Nœud Tête de puits. 73
Figure IV- 9: L'effet de diamètres de collecte sur la performance du puits. 74
Figure IV- 10: déférentes courbe IPR et VLP 74

Figure V- 1:inflow performence courbe 6
Figure V- 2: data du fluide model 83
Figure V- 3: IPR du puit PK26 83
Figure V- 4:choix de corrélation data 1 84
Figure V- 5:choix de corrélation data 2 84
Figure V- 6:corrélation pour le calage VLP. 84
Figure V- 7: Courbes VLP-IPR du puits PK-1 85
Figure V- 8: effet du diamètre du tubing du puits PK-1 86
Figure V- 9: Effet de la pression de réservoir du puits PK-1 86
Figure V- 10: Effet du water cut du puits PK-1 87
Figure V- 11: deppest injecting point 89
Figure V- 12: l'effet du débit a injecte 89
Figure V- 13: l'effet du débit d'injection 90
Figure V- 14: le positionnement des valves du puits PK-1 90
Figure V- 15: la complétion du gaz lift du puits PK-1 91
Figure V- 16: IPR du puit PK26 92
Figure V- 17: Courbes VLP/-IPR du puits PK-26 92
Figure V- 18: l'effet du diamètre du tubing du puits PK-26 93
Figure V- 19: l'effet du gaz lift du puits PK-26 93
Figure V- 20: Performance du gaz lift du puits PK-26 94
Figure V- 21: Effet du water cut du puits PK-26 94
Figure V- 22: Courbes VLP-IPR du puits PK-64 96
Figure V- 23 : Effet du diamètre de tubing du puits PK-64 96
Figure V- 24: Effet du water cut du puits PK-64 97
Figure V- 25: Effet du débit a injecte du puits PK-64 97

LES TABLEAUX

Tableau V. 1: les informations de complétion..... 81
Tableau V. 2: les propriétés de fluide..... 81
Tableau V. 3: le survey de déviation..... 82
Tableau V. 4:les équipements de fond 82
Tableau V. 5: le gradient géothermique 82
Tableau V. 6:les valeurs calculent et matche 85
Tableau V. 7: l'effet du diamètre du tubing..... 86
Tableau V. 8: l'effet du water cut 87
Tableau V. 9: les conditions aux limites 88
Tableau V. 10: les paramètres d'injection 88

Nomenclature

Sw	Saturation d'eau
Sg	Saturation de gaz
So	Saturation d'huile
ϕ	Porosité
K	Perméabilité
μo, μg, μw	Viscosité
ρg	Masse volumique
AGA	Acceleration-based gait analysis
AOF	Asolute Open Flow
BTU	British thermal unit
Bg	facteur volumétrique de formation de gaz
COP	cumulée de pétrole
CPF	Central Processing Facility
CPG	La chromotographie en phase gazeuse
Cp	compressibilité du volume poreux
dP	Gradient de pression
EKT	El Kheit Eh Tessekha
ELM	ELMERK
EMK	El Merk
EMN	El Merk North
EOR	Enhanced Oil Recovery
EOS	Equation of state
FWL	free water level
GB	Groupment Berkine
GLM	Model linèaire gènèralisè
GLR	gaz/liquide Ratio
GOR	gaz/pétrole Ratio
GPL	Gas petroleum liquids
GWC	Gas Water contact
HBNS	Hassi Berkine Nord Sud

HC	Hydrocarbure
IP	Indice de Productivité (STB/jour/psi)
IPR	Inflow Performance Relation
STB	Sock Tank Barrel
GL	Gas Lift
MSTB	Million Sock Tank Barrel
Mg	Masse molaire
NE	Nord-Est
Z	Facteur de compressibilité
Psep	pression de séparateur
Pwh	pression de tête
PLT	Production Logging Tool
P	Pression
Pb	Pression de bulle
PR	pression de réservoir
PS	Pression de saturation
PVT	Pressure Volume Temperature
PWF	pression de fond dynamique
PWT	pression au fond du puits
RKF	Rhourde El Khrouf
RMS	Root Mean Square
SCF	Standard Cubic Feet
SCSSV	surface-controlled subsurface safety valve
STB	Sock Tank Barrel
TAGI	trias Argilo – Gréseux inferieur
TC	tempèrature critique
TPC	tempèrature pseudo critique
TR	température du réservoir
TS	Tempurature de Saturation
TVD	True Vertical Depth

V	Volume spécifique
VLP	VERTICAL LIFT PERFORMANCE
WAG	Water Alternative Gas
WCT	WaterCut
WI	Water Injection
WOR	Water Oil Ratio
ρ	Masse volumique du fluide
μ	Viscosité du liquide
Q	débit volumétrique
$\rho_{o,s}$	densité d'huile du réservoir de stockage
B_o	facteur de volume de formation d'huile
K^{ab}	perméabilité
A^{ab}	zone de section d'écoulement
L^{ab}	distance
$P^{o\,b}$, $Po^{\,a}$	pression d'huile des cellules « a » et « b »
$\Delta Z^{ab} = Z_a - Z_b$	profondeurs de cellules

Table des matières

Contents

Résume…… 1

Abstract 1

2……. ملخص

Remerciements 3

Dédicace 4

LES FIGURES 5

LES TABLEAUX 7

Nomenclature 8

Chapitre I : Présentation du champ EL MERK 1

I.1 Introduction 2

I.2 Situation Géographique générale 2

I.3 Situation Géographique 3

I.4 Le bassin de BERKINE 4

I.5 Géologie et stratigraphique 4

I.6 Le réservoir de TAGI 5

I.6.1 TAGI inférieur 5

I.6.2 TAGI moyen 5

I.6.3 TAGI supérieur 5

I.7 Historique du champ 6

I.8 Les types des puits dans le champ ELM 7

I.9 Conclusion 7

Chapitre II : Mécanisme de drainage et modélisation réservoir-puits 8

II.1 Introduction 9

II.2 Classification des réservoirs et des fluides pétroliers 10

II.2.1 Les Gaz naturels ($T_R > T_C$) 10

II.2.2 Pétroles (huiles ou liquides à gaz dissous) ($T_R < T_C$) 11

II.3 Technique de récupération 12

II.3.1 Récupération primaire 12

II.3.2 Récupération secondaire 15

II.3.3 La récupération tertiaire 16

II.4 La modélisation d'un réservoir 17

II.5 Caractérisation d'un réservoir 18

II.5.1 Modèle statique 19
II.5.2 Modèle d'écoulement (modèle dynamique) 20
II.6 Types des modèles mathématiques 21
Chapitre III : Interprétation des diagraphies et simulation réservoir-puits 42
III.1 Introduction 43
III.2 Présentation du logiciel Nexus 44
III.3 Analyse et interprétation des puits 45
III.3.1 Le puit K-15 45
III.3.2 Le puit K-18 51
III.3.3 Le puit K-29 57
III.3.4 Le puit E-1 58
III.4 Conclusion : 60
Chapitre IV : Performance puits-réservoir 60
IV.1 Introduction 61
IV.2 L'importance de l'analyse nodale 61
IV.2.1 Système de production 61
IV.2.2 Objectif de l'analyse nodale 63
IV.2.3 Application de l'analyse nodale 63
IV.3 CONCEPT DE L'ANALYSE NODALE 64
IV.4 Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud 64
IV.5 PROCEDURE D'APPLICATION DE L'ANALYSE NODALE 65
IV.5.1 Le point de fonctionnement du puits 65
IV.6 PERFORMANCE DE RESERVOIR(IPR) 67
IV.6.1 Types de IPR 67
IV.6.2 Prédiction des futures IPR 69
IV.7 VERTICAL LIFT PERFORMANCE (VLP) 71
IV.7.1 Les régimes d'écoulements 71
IV.7.2 Les variables influençant sur les pertes de charges 72
IV.7.3 Verticale corrélations flow 72
IV.8 LES DIFFERENTES POSITIONS DES NŒUDS 73
Chapitre *V* : Modélisation et optimisation du système de production 75
V.1 Introduction 76
V.2 Présentation du logiciel PIPESIM (Pipe Simulator) 77

V.2.1 Les corrélations utilisées **77**
V.2.1 Les informations essentielles pour utiliser le logiciel Pipesim : **78**
V.3 Etude de l'IPR et VLP 79
V.3.1 Courbe IPR (inflow) **79**
V.3.2 Courbe de TPC (outflow) **80**
V.4 Résultats et interprétations des courbes IPR et VLP 81
V.4.1 LE PUITS PK 1 ..... **81**
V.4.2 Design de gaz lift du puit PK01 ..... **88**
V.4.3 LE PUITS PK 26 ..... **92**
V.4.4 LE PUITS PK 64 ..... **96**
V.5 **Etude économique** 98
V.6 Conclusion 99
Conclusion générale **100**
Perspectives **101**
Bibliographie **102**
ANNEXE **103**

Introduction générale

Le pétrole et le gaz occupent des rôles centraux dans notre société actuelle. En effet, étant les principales sources d'énergie et de matières premières pour de multiples industries, la demande mondiale pour ces ressources fossiles ne cesse de croître, une tendance qui ne montre aucun signe de ralentissement, notamment avec l'émergence de nouvelles puissances économiques et les tensions actuelles entre la Croatie et la Russie. Cette demande en hausse met une pression sur les pays producteurs, pour augmenter leur production afin de satisfaire les besoins du marché.

Cependant, l'exploitation des hydrocarbures comporte son lot de défis et de problèmes. Nous pouvons citer comme obstacles en Algérie, le cas de la région EL Merk dans le bloc 208, où l'augmentation du water-cut et les limitations de la capacité de traitement distinguent comme des problématiques majeures. Ces défis peuvent conduire à la fermeture de puits, que ce soit en raison d'une production excessive d'eau ou de problèmes liés à l'intégrité des installations présentes dans cette région. Face à cette situation critique, lors de notre stage pratique dans cette région, il nous a été exposé cette problématique afin de proposer des solutions pratiques suivantes :

- Maintenir la capacité de traitement de l'eau dans les limites requises, évitant ainsi la nécessité de fermer les puits.
- Maximiser la récupération d'huile en extrayant des quantités aussi importantes que possible, tout en maintenant la production d'eau à un niveau minimal.

Cette stratégie repose sur le constat que le bloc 208 d'El Merk est caractérisé par un taux de récupération d'hydrocarbures jusqu'alors relativement faible.

Notre démarche consiste d’une part, à optimiser le potentiel de production du bloc tout en gérant efficacement le WCUT dans chaque puits. Et d’autre part, à modéliser les puits présentant des problèmes d'intégrité, afin de proposer le meilleur scénario possible pour maintenir une production d'huile maximale. L’objectif est de mettre en œuvre des mesures efficaces pour résoudre les défis liés à l'augmentation du WCUT dans la région d'El Merk, tout en maximisant la récupération d'huile et en assurant la durabilité à long terme de l'exploitation des hydrocarbures dans cette région.

Dans ce mémoire, nous explorons principalement deux grandes sections. La première partie se consacre à la définition des zones jouant un rôle prépondérant dans la production d'eau et l'augmentation du water-cut pour chaque puits. À travers l'étude de cas spécifique au bloc EMK, on analyse les diagraphies PLT ainsi que l'historique de production afin d'identifier les zones à forte production aqueuse dans chaque puit. Suite à cette identification, nous proposons des stratégies visant à réduire le WCUT. Ces solutions sont ensuite testées en faisant la simulation de notre bloc, permettant d'évaluer l'impact sur la production d’huile.

La seconde partie du mémoire se concentre sur la modélisation des puits qui présente des problèmes d'intégrité à l'aide du logiciel Pipesim (ou bien Prosper), tout en réalisant une étude de sensibilité concernant divers paramètres, tels que le diamètre du tubing, le débit du gaz lift et d'autres facteurs influents. Cette étude est motivée par le constat relevé par ces puits présentant des problèmes d'intégrité, nécessitant ainsi l'exécution de travaux de reconditionnement (work_over). L'objectif visé est de comprendre l'impact de ces paramètres sur la performance des puits et à identifier le scénario potentiel pour avoir une production d'huile maximale possible.

Le mémoire est structuré en cinq chapitres principaux. Dans le premier chapitre, nous présentons la région d'El Merk en décrivant la géologie du champ, son historique et son développement. Ensuite, le second chapitre se concentre sur les mécanismes de drainage dans un réservoir et les principes de modélisation d'un réservoir pour effectuer une simulation.

Dans le troisième chapitre, nous abordons l'interprétation des diagraphies et des PLT des puits, ainsi que les solutions proposées pour réduire le "WCUT" et leur validation à l'aide d'une simulation.

Le quatrième et le dernier chapitre traitent l'analyse nodale et ses principes. Nous avons modélisé, généré les courbes IPR et VLP de trois puits et réalisé une étude de sensibilité sur trois paramètres pouvant affecter la production du pétrole : le diamètre du tubing, le débit de gaz lift injecté, et le "WCUT". Enfin, nous terminons par une étude économique, une conclusion générale et quelques perspectives de ce travail.

Chapitre I : Présentation du champ EL MERK

I.1 Introduction

Le bassin de Berkine a suscité un intérêt soutenu en géologie en raison de sa riche endorment en hydrocarbures, englobant les phases d'exploration, de caractérisation et de développement. Situé à l'est de l'erg, ce bassin intra-cratonique s'étend sur une superficie de 102 395 km2. Ses limites sont définies au nord par la flexure saharienne et les unités allochtones des montagnes du Sahara et de l'Atlas, et au sud par le bassin d'Illizi, avec les frontières tuniso-libyennes à l'est et le haut d'Amguid El Biod - Hassi Messaoud à l'ouest.

Le synclinal de Berkine s'est formé au cours des périodes paléozoïque et mésozoïque, conservant une couverture sédimentaire d'une épaisseur de 7 000 mètres. Ces couches sédimentaires sont séparées par des discordances régionales, notamment taconiennes, calédoniennes, hercyniennes et autrichiennes.

I.2 Situation Géographique générale

Le champ de Berkine est situé dans la partie Est du Sahara algérien, avec des coordonnées géographiques comprises entre 29° et 34° de latitude nord et 5° et 10° de longitude est. Les limites géographiques du bassin de Berkine sont les suivantes :

- À l'Est, il est bordé par le bassin de Syrte, situé entre la Tunisie et la Libye, caractérisé par une série de failles orientées NW-SE.
- Au Sud, on trouve le bassin d'Illizi
- À l'Ouest, on rencontre la masse d'Amguid El Biod et Hassi Messaoud
- Au Nord, les limites sont marquées par le rebord d'Ain-Roumana et la chaîne de montagnes de Dahar

Figure I- 1:Situation Géographique du GB.

I.3 Situation Géographique

Le champ EL-Merk se situe à environ 350 km au Sud – Est de Hassi Messaoud et à 80 km du Champ HBNS. Le développement d'EL MERK se fait en synergie des associations SONATRACH/ANADARKO et SONATRACH/CONCO PHILIPS (ex-Burlington).

SONATRACH, ANADARKO, ENI, MAERSK, CONCO, PHILIPS et TALISMAN sont les sept partenaires convenus pour la réalisation d'une usine Central Processing Facility (CPF) de traitement d'huile et gaz humide comme le montre la figure (I-2), avec Deux trains identiques de traitement de brut et condensats d'une capacité de 63,500BOPD/Trains avec une capacité totale de Stockage de Brut est de 320,000 barils (50,000m3) avec 150,000 barils (24,000m3) comme une capacité de stockage de condensats.

La production d'Huile actuel est 106,000 Baril par jour, Condensats environ 18,000 bbl/j et la production GPL environ de 28,000 bbl/j.

La récupération et l'expédition d'huile vers Haoud El Hamra via PK0, et l'expédition de GPL et de Condensat vers Gassi Touil, via LR1 et OH.

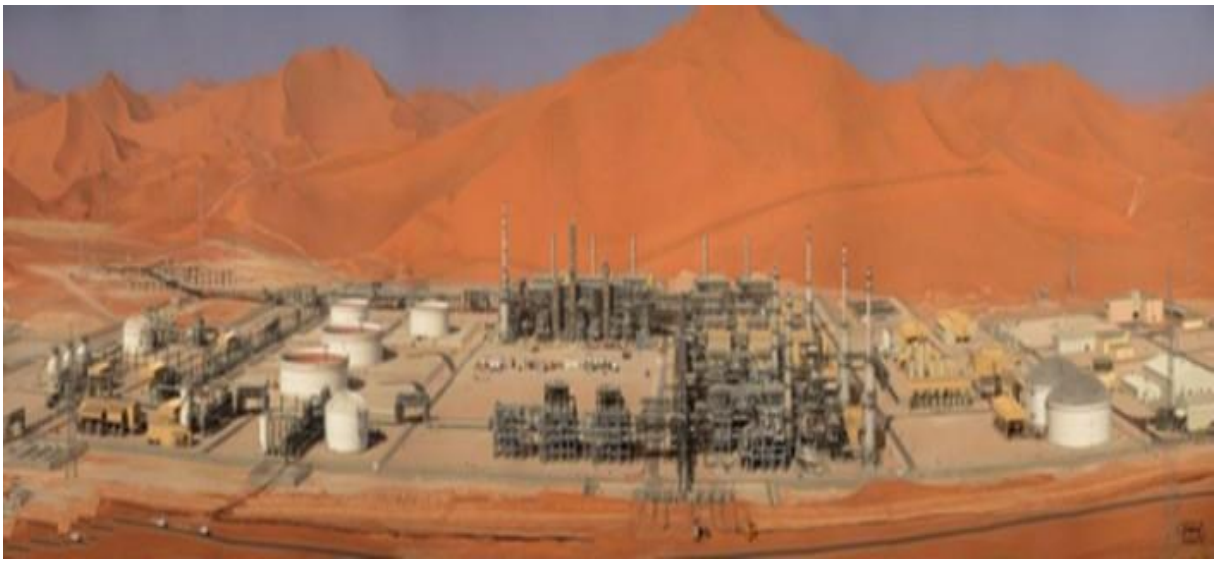


Figure I- 2:Installation centrale de traitement -CPF-.

I.4 Le bassin de BERKINE

Le bassin de BERKINE est subdivisé en 4 blocs, qui sont : 404, 212, 208 et 405. 404 et 412 des blocs trouve à Hassi Berkine. Les blocs 208 et 405 appartiennent à la partie EL MERK (l'étude est faite sur le bloc 208). Le champ EL MERK produit 3 types d'hydrocarbure : huile, Gaz et condensat. La figure I-3 montre les 4 blocs.

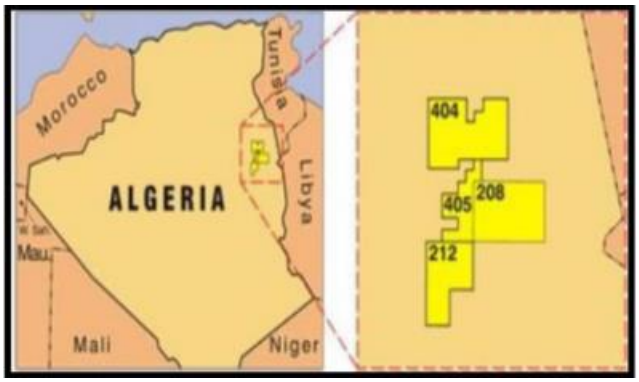


Figure I- 3:les blocs de Bassin de BERKINE.

I.5 Géologie et stratigraphique

Le Bloc 208 d'El Merk, couvrant une superficie de 36 km par 26 km, tire sa production de trois réservoirs distincts :

- ✓ Tagi (all Fields) : le trias Argilo – Gréseux inferieur (TAGI) Production d'huile et une petite quantité du gaz a condensat.
- ✓ RKF (all Fields) : producteur du gaz à condensat
- ✓ Strunian (all Fields sauf les EKT) : producteur du gaz à condensat.

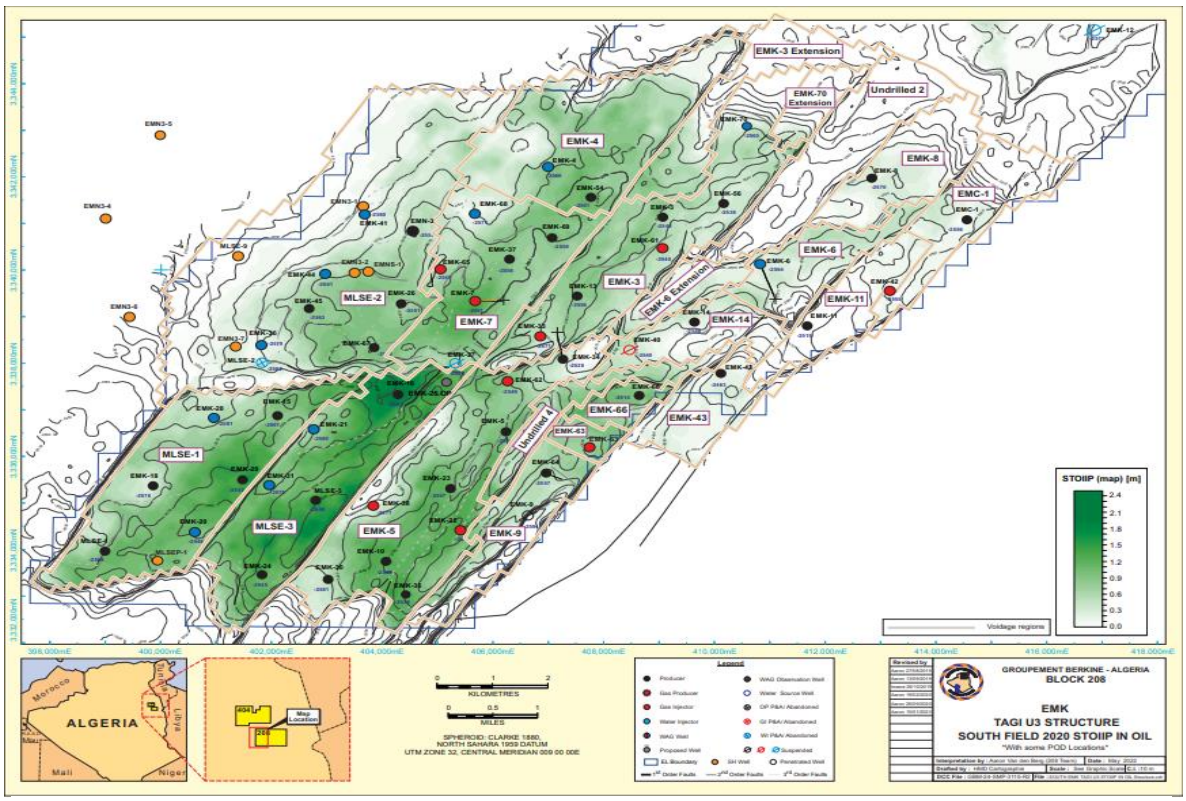


Figure I- 4:EMK TAGI Structure Champ Sud.

I.6 Le réservoir de TAGI

Le TAGI est le réservoir principal au niveau du bloc 208 dans le champ de Berkine. Ce réservoir est constitué par trois principales unités : le TAGI inférieur, TAGI moyen, et le TAGI supérieur, et il est subdivise en neuf sous couches. Les corrélations entre les puits dans le TAGI reposent sur l'hypothèse que les niveaux d'argile M2 et U2, qui sont continus à l'échelle régionale dans le champ, peuvent servir de repères.

I.6.1 TAGI inférieur

La partie inférieure du TAGI, appelée TAGI L, repose directement sur la discordance hercynienne et est subdivisée en deux niveaux :

- Une couche d'argile
- Une couche de grès, caractérisée par des dépôts fluviatiles, avec une épaisseur moyenne très faible d'environ 1,3 m et des propriétés pétro-physiques relativement faibles

I.6.2 TAGI moyen

Cette couche est divisée en quatre sous-couches :

- M1c, M1b et M1a : composées de grès présentant des caractéristiques moyennes. Leur épaisseur varie en fonction de la distribution locale des chenaux.

I.6.3 TAGI supérieur

La couche supérieure du TAGI se compose également de quatre sous-couches :

- U1a : principalement constituée de grès fluviatiles, avec quelques dépôts éoliens. Elle s'étend latéralement avec une épaisseur moyenne variant de 2,6 à 10 m (Figure I-4).
- U1b : un niveau de grès de qualité de réservoir moins bonne dans le sud-est, avec des dépôts deltaïques intercalés, et une épaisseur moyenne de 2,9 à 11 m.
- U2 : une couche d'argile, présente dans toute la région, caractérisée par une faible épaisseur variant de 0,15 à 3,96 m.
- U3 : cette sous-couche présente une épaisseur variable où des niveaux de grès initiaux sont intercalés avec des dépôts deltaïques, avec une épaisseur moyenne d'environ 5,03 m.

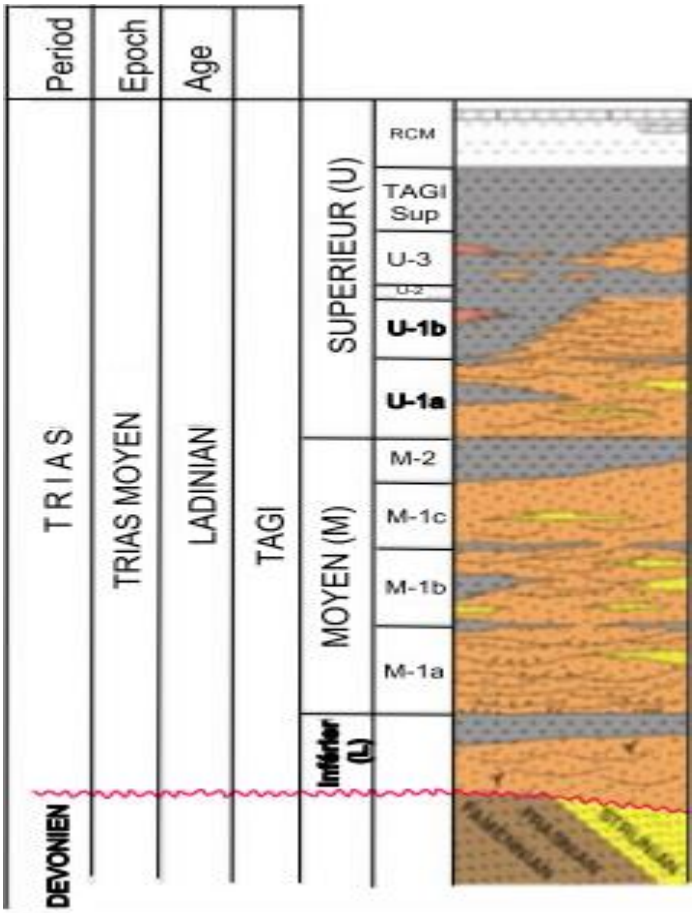


Figure I- 5:Colonne stratigraphique du champ.

I.7 Historique du champ

Les activités d'exploitation et d'exploration dans le champ d'EL MERK ont suivi les étapes chronologiques suivantes :

1998-1999 : Réalisation d'une étude géophysique 2D de la région d'El Merk
1999 : Poursuite avec une étude géophysique en 3D et ajustement des cartographies 2D précédentes.
2001 : exécution de pré-forages (+13 forages) et carottage
2002-2003 : étude PVT, pétro physique et estimation des réserves
2006 : EL MERK est considéré comme une région renferme des réserves très important des hydrocarbures.
2006-2008 : étude réservoir, modélisation du champ, implantation des emplacements des puits et la décision du développement du champ.
2008 : débuts de forage et le développement d'EL MERK (début des travaux pour construire le CPF (centre de traitement HC), les routes et la base de vie)
2013-jusqu'à aujourd'hui : début de la production

I.8 Les types des puits dans le champ ELM

Dans EL MERK il y a nombreux puits tel qu'on a :

- Des puits producteur d'eau.
- Des puits producteur d'huile.
- Des puits injecteur du gaz.
- Des puits injecteur d'eau.
- Des puits producteur du gaz condensat.

Figure I- 6: Vue d'un puits muni d'une nouvelle technologie d'installation de surface.

I.9 Conclusion

Le champ ELM est l'un des plus grands champs pétroliers en Algérie naturellement éruptif, il se devisé en 4 parties : EMN-EMK-EKT-EME et il contient de nombreux puits tels que les puits producteurs d'huile, d'eau et de gaz condensat ainsi que des puits injecteurs de gaz et d'eau pour optimiser la production et augmenter la récupération. Ces puits sont équipés par des installations très développées pour faciliter la production en toute sécurité.

Chapitre II : Mécanisme de drainage et modélisation réservoir-puits

II.1 Introduction

Un gisement est composé de roches souterraines poreuses et perméables contenant des hydrocarbures liquides et/ou gazeux d'origine sédimentaire, confinés par des barrières imperméables. L'analyse continue du gisement pendant son exploitation vise à recueillir les données nécessaires pour mettre en œuvre diverses techniques, telles que l'emplacement optimal des puits et différentes méthodes de récupération. Cela inclut l'injection d'eau pour améliorer le taux de récupération des hydrocarbures et optimiser l'exploitation du gisement.

Le taux de récupération, est défini comme le rapport entre le volume d'huile produite et le volume initial des réserves, dépend de divers facteurs, notamment la configuration du réservoir, les propriétés des roches et les caractéristiques des hydrocarbures. Les méthodes de récupération, visant à augmenter la quantité d'hydrocarbures extraites, sont classées en trois catégories :

- Primaire : selon qu'elles reposent sur l'énergie propre du champ
- Secondaire : une intervention externe telle que l'injection
- Tertiaire : des méthodes complexes

L'exploitation des ressources pétrolières et gazières doivent être optimisées. Mais, il représente un défi majeur pour l'industrie énergétique. Pour relever ce défi, l'ingénierie de réservoir joue un rôle essentiel en fournissant les outils et les méthodologies nécessaires pour comprendre et exploiter efficacement ces gisements. Dans ce contexte, l'élaboration d'un modèle mathématique précis du réservoir se révèle être une étape fondamentale.

La création d'un modèle numérique précis du réservoir est essentielle pour optimiser l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. En intégrant une variété de données et en utilisant des techniques d'analyse avancées, ce modèle permettra de mieux comprendre le comportement du réservoir et de prendre des décisions éclairées pour maximiser la production tout en minimisant les coûts et les risques associés à l'exploitation des hydrocarbures.

II.2 Classification des réservoirs et des fluides pétroliers

Le diagramme de phase d'un mélange d'hydrocarbures, illustré par la figure I 1, est généralement utilisé pour spécifier le type de réservoir. Le réservoir est un réservoir de gaz naturel pour température du réservoir (T_R) est supérieure à la température critique du fluide (T_C, si non ($T_R < T_C$) c'est un réservoir de pétrole (ou huile).

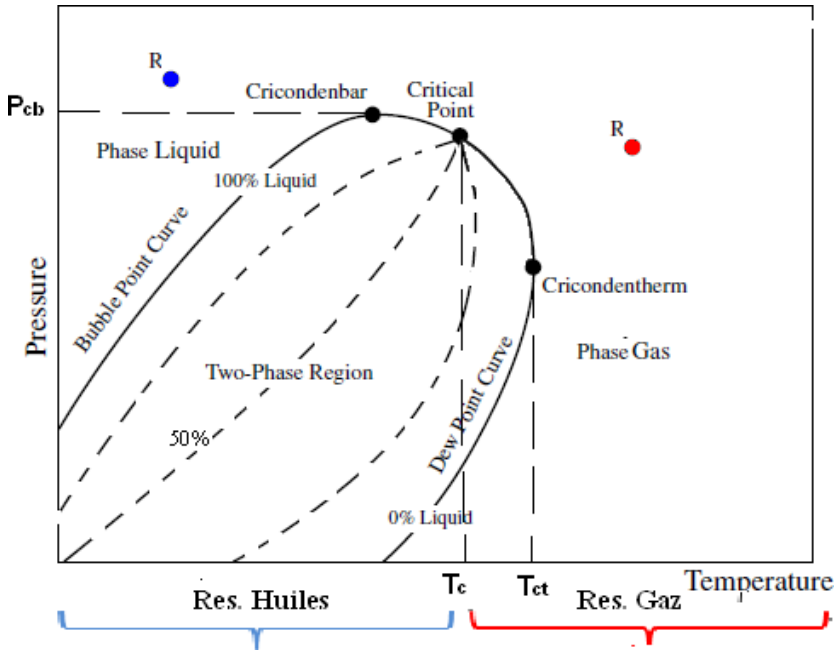


Figure II- 1:Diagramme de phases (P, T) d'un mélange d'hydrocarbures.

Tct (cricondentherm) et Pcb (cricondenbar), désignent, respectivement, la température et la pression maximale d'existence d'un équilibre diphasique. Les courbes en pointillés à l'intérieure du domaine d'équilibre L-V représentent des iso-titres.

II.2.1 Les Gaz naturels ($T_R > T_C$)

Pour $T_R > T_C$, le réservoir est classé réservoir à gaz naturels. Cependant, les gaz eux- mêmes se subdivisent en trois groupes selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement (ou réservoir) et de surface.

II.2.1.1 Gaz à condensats (ou système rétrograde)

On va avoir la présence d'une zone de condensation rétrograde où la phase liquide est obtenue par détente (abaissement de P) du mélange gazeux : si P_R est réduite (à T_R = Cste), au point D c'est l'apparition de la première goutte de (à la traversée de la courbe de rosée), puis avec la chute de pression la proportion de liquide augmente jusqu'à atteindre une valeur maximale de 30%[1].

Pour qu'il y ait une condensation rétrograde, il faut que la température du réservoir (T_R) soit comprise entre la température critique (Tc) du mélange et sa température maximale de condensation (Tct) (Tc <T_R <Tct).

II.2.1.2 Gaz condensats quasi-critique

Pour une température du réservoir T_R est très proche de la température critique Tc, le mélange hydrocarbure est classé gaz condensat quasi-critique. Comme toutes les iso- volume convergent au point critique, une augmentation rapide de la quantité de liquide a lieu dès que la pression baisse en dessous du point de rosée.

II.2.1.3 Gaz humides

Quand on doit avoir la production du liquide à la surface on dit que la gaz est humide sans qu'il y ait de condensation rétrograde dans le gisement. Dans ce scénario, lorsque la température du réservoir (T_r) est supérieure à la température critique (Tct), le gaz ne traverse pas la zone diphasique, ce qui signifie qu'aucune phase liquide n'apparaît dans le réservoir lorsque la pression diminue pendant la production (déplétion du gisement). Cependant, une phase liquide se forme en surface, avec des conditions (TS, PS) situées à l'intérieur du domaine liquide-vapeur[1].

II.2.1.4 Gaz secs

Un gaz sec ne produit pas de liquide ni dans le réservoir ni dans les conditions de surface. L'isotherme correspondant à la température du réservoir (T_R) et le point représentatif des conditions de production en surface (T_S) sont, par conséquent, tous deux situés à l'extérieur[1] de la courbe de saturation du gaz (mélange hydrocarbures).

II.2.2 Pétroles (huiles ou liquides à gaz dissous) ($T_R < T_C$)

Les réservoirs de pétroles sont classés, selon la pression initiale des réservoirs (P_R), en 3 catégories [1]:

Réservoirs à huile sous-saturée (**si $P_R > P_b$**) lorsque la pression dans le réservoir (P_R) est supérieure à la pression de du point de bulle (P_b) (point 1, Fig. II-2.),

Réservoir à huile saturée si $P_R=P_b$ (point 2)

Réservoir à gaz de couverture (gas-cap) lorsque **$P_R < P_b$** (point 3).

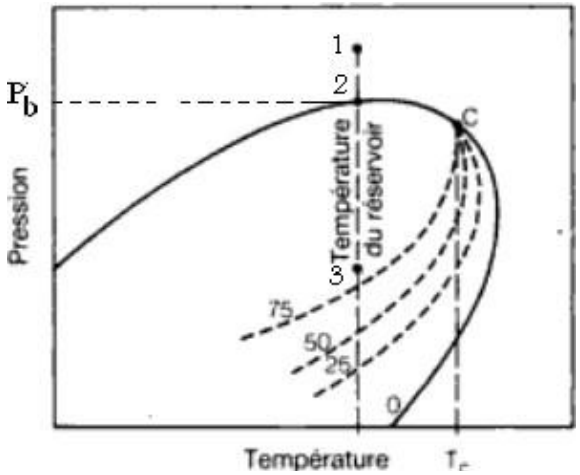


Figure II- 2: Diagramme P-T montrant les types de réservoirs de pétrole.

Les huiles (pétrole brut) dans ces réservoirs couvrent un grand éventail de propriétés physiques et compositions chimiques. De ce fait, elles peuvent être regroupées en plusieurs catégories, à

savoir : pétrole noire ordinaire, Pétrole brut à faible contraction, Pétrole brut à forte contraction (huile volatile), Pétrole brut quasi-critique.

II.2.2.1 Pétrole noire ordinaire

Le diagramme de phase dans ce cas est caractérisé par des lignes iso-volume pratiquement équidistantes. En dehors des basses pressions, la courbe de contraction de liquide est une ligne droite. Lorsqu'il est produit, le pétrole ordinaire donne généralement des rapports de gas-oil entre 200 et 700 SCF/STB et des densités de 15 ° à 40°API[14] [1].

II.2.2.2 Pétrole brut à faibles contraction

Le pétrole à faible contraction contient peu de gaz en solution et est relativement riche en constituants lourds. Sa température critique ***Tc*** est donc élevée et son point critique est généralement situé à droite du Cricondenbar (Pct).

II.2.2.3 Pétrole brut à forte contraction (ou huiles volatiles)

Ce pétrole contient plus de gaz en solution que le cas précédent (à faible contraction). Il est donc plus riche en constituants volatils (de ce fait Tc est plus faible et donc plus proche de T_R). Les lignes iso-volume dans le diagramme de phase sont très rapprochées près de la courbe de bulle mais très espacées ailleurs (pour de faibles pressions).

II.2.2.4 Pétrole brut quasi-critique

Lorsque T_R est proche de Tc, le mélange d'hydrocarbures est identifié comme étant un pétrole brut quasi-critique dont le volume se contracte à 50% (et moins) lorsque la pression baisse (à T scte) de 10 à 50 psi en dessous du point de bulle (point E). Ce pétrole est caractérisé par un rapport gas-oil élevé (GOR > 3000 SCF/STB) et sa composition molaire renferme 2,5 à 20 % heptanes-plus, 35% ou moins éthane à hexanes et le reste du méthane[1].

II.3 Technique de récupération

II.3.1 Récupération primaire

Les fluides de réservoir quittent le réservoir et circule dans les puits sous l'effet de la différence de pression entre le gisement et le fond de puit dans ce cas on dit que le puits est éruptif.

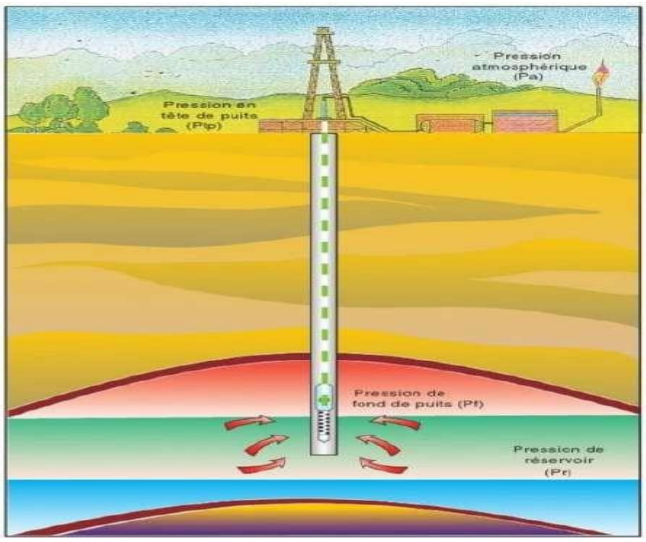


Figure II- 3: illustration de principe de la récupération primaire.

Lorsque l'énergie potentielle du gisement est limitée, la récupération primaire reste une option viable mais nécessite un apport supplémentaire d'énergie pour abaisser la pression au fond du puits. Ce besoin peut être comblé par différentes méthodes d'activation de puit telles que le pompage mécanique, où une pompe est installée au fond du puits et alimentée soit par un moteur électrique immergé, soit par un système de tiges actionné depuis la surface. Une autre méthode est le "gas lift", où un gaz est injecté dans l'espace annulaire entre le tubage et la colonne de production, provoquant la remontée du gaz mélangé à l'huile sous forme de bulles à travers le tubage interne, réduisant ainsi la densité moyenne du fluide dans le puits et donc la charge hydraulique.

Indépendamment du type de puits (éruptif ou en pompage), le processus d'écoulement dans le gisement pendant la phase de récupération primaire reste essentiellement le même : les fluides et la roche se décompressent, leur volume augmente, et c'est cette expansion qui permet la production, moyennant bien sûr un certain coût.

Dans de nombreux gisements, divers mécanismes naturels peuvent ralentir cette diminution de pression, parmi lesquels on compte :

- Expansion de l'aquifère
- Expansion du gaz dissous
- Expansion du gaz cap
- Drainage par gravité
- Mécanisme d'entraînement affecté par le compactage du réservoir
- Mécanisme d'entraînement combinaison

II.3.1.1 Expansion de l'aquifère

Certains réservoirs sont connectés à un aquifère situé en dessous, comme illustré dans la figure II-4. Avec la diminution de la pression dans le réservoir à cause de l'exploitation pétrolière, l'eau de l'aquifère, comprimée, se dilate vers le réservoir et aide à soutenir la pression. Ce phénomène est connu sous le nom de « water drive ». Ce mécanisme fonctionne efficacement lorsque le réservoir est associé à un grand aquifère, en raison de la faible compressibilité de l'eau, ou à un aquifère connecté à la surface, permettant ainsi un apport d'énergie substantiel. L'eau qui remplace le pétrole est alors rechargée depuis la surface. Ce processus est très efficace pour l'extraction du pétrole, permettant dans de nombreux cas d'atteindre des taux de récupération supérieurs à 50 %[2].

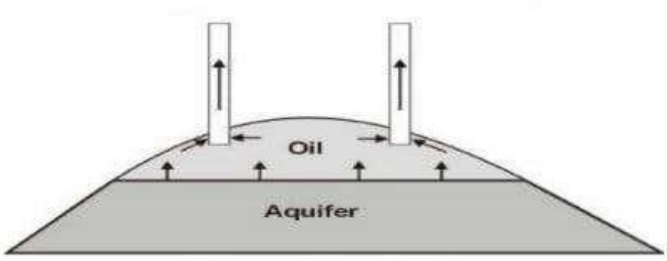


Figure II- 4:Drainage par expansion d'aquifère.

II.3.1.2 Expansion du gaz dissous

Le taux de récupération est environ 5 à 30 %[2], lorsque la pression du réservoir atteint la pression de bulle l'huile devient saturée et le gaz commence a libre. Ce mécanisme est une énergie principale pour produire le fluide de réservoir. Initialement, le gaz présent dans un réservoir reste immobile jusqu'à ce qu'il atteigne la saturation en gaz critique. Une fois ce seuil franchi, le gaz commence à circuler vers un puits. Dans des situations où la perméabilité verticale est importante, le gaz peut se déplacer vers le haut, on et donc la formation d'un bouchon de gaz est produite qui facilite l'extraction du pétrole.

II.3.1.3 Expansion du gas cap

Dans les gisements d'hydrocarbures dotés d'un gas cap, l'expansion de ce dernier exerce une pression sur la colonne d'huile, particulièrement après la production et la baisse de pression dans le réservoir. Ce phénomène, connu sous le nom de "drive by gas cap", est le principal mécanisme contribuant à la production. Lors de l'extraction de pétrole de ces réservoirs, la pression diminue de manière constante tandis que la production pétrolière baisse, mais le ratio gaz-pétrole (GOR) tend à augmenter. Ce mécanisme peut conduire à un taux de récupération variant entre 25% et 50% [2].

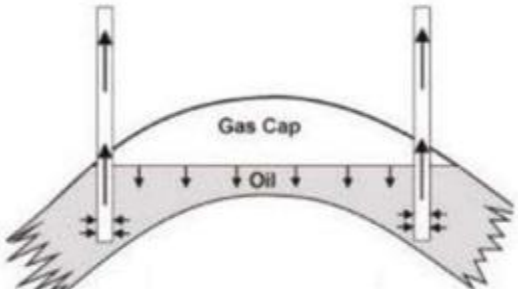


Figure II- 5: drainage par expansion de gas cap.

II.3.1.4 Drainage par gravité

La variation de densité entre le pétrole, le gaz et l'eau cause leur séparation naturelle au sein du réservoir. Bien que ce phénomène puisse servir de mécanisme d'entraînement, son efficacité est limitée en pratique et il est généralement employé en combinaison avec d'autres méthodes d'entraînement. La production par drainage gravitaire est possible. Toutefois, ce processus est très efficace sur de longues durées et peut aboutir à des taux de récupération très élevés. De ce fait, il est souvent utilisé en support aux autres techniques d'entraînement.

II.3.1.5 Mécanisme d'entraînement affecté par le compactage du réservoir

Le pétrole situé dans les pores du réservoir est soumis à la pression exercée par le poids des sédiments qui le surplombent et par la pression des fluides qu'ils renferment. Lorsqu'un fluide est extrait du réservoir, la baisse de pression résultante dans ces espaces poreux due à l'extraction peut être partiellement contrebalancée par la compaction des sédiments supérieurs qui compriment à leur tour ceux de la zone de production. Cela entraîne une diminution de la porosité et un effet de compression accrue.

II.3.1.6 Mécanisme drainage combinés

La majorité des réservoirs fonctionnent avec plus d'un mécanisme de drainage Le type le plus fréquent de récupération combine généralement l'entraînement par gaz dissous (avec ou sans gaz en chapeau) et un entraînement par eau de faible intensité. L'efficacité de la récupération augmente lorsque l'entraînement par gaz libre se produit en conjonction avec un entraînement par eau actif, comme illustré dans la figure II-6.

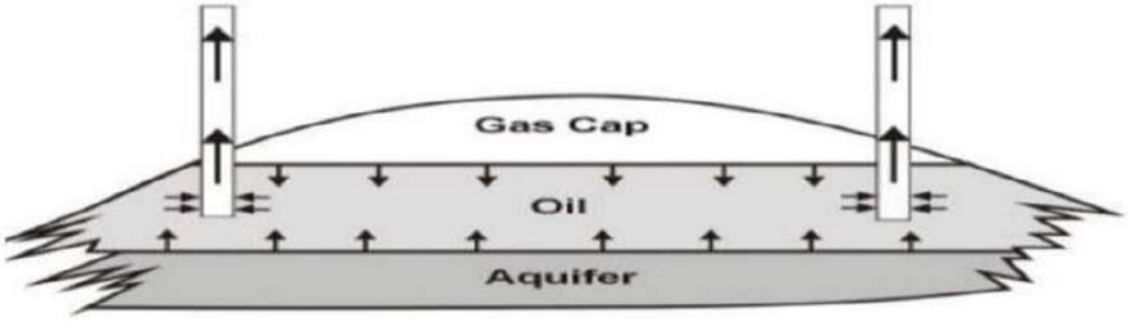


Figure II- 6:mécanisme de drainage combines.

II.3.2 Récupération secondaire

Dans la plupart des situations, les mécanismes de récupération primaire ne suffisent pas pour extraire des quantités de pétrole qui seraient économiquement suffisants. Par conséquent, il est devenu essentiel d'injecter de l'énergie dans ces réservoirs une fois que la pression initiale du gisement diminue et devient insuffisante pour pousser le pétrole vers la surface.

La seconde phase de l'extraction des hydrocarbures implique l'utilisation d'un fluide externe, comme de l'eau ou du gaz, qui est injecté dans le réservoir via des puits d'injection situés dans des formations rocheuses en contact avec les puits producteurs. L'objectif de ce processus, appelé récupération secondaire, est de soutenir la pression du réservoir et de pousser les hydrocarbures vers les puits de production. Les trois méthodes fréquemment employées sont les suivantes :

- Méthode d'injection d'eau
- Méthode d'injection de gaz
- Méthode d'injection WAG

II.3.2.1 Récupération par injection d'eau

C’est la méthode le plus courante utilise pour améliorer le taux de récupération. Cette méthode implique le forage de nouveaux puits injecteurs ou la conversion de puits producteurs existants en injecteurs pour y introduire de l'eau. D'une part, cette eau aide à préserver la pression du gisement en occupant l'espace laissé par le pétrole extrait dans les pores de la roche réservoir. D'autre part, elle traverse la couche productrice, poussant ainsi le pétrole vers les puits producteurs. Toutefois, l'efficacité de ce déplacement est conditionnée par plusieurs facteurs

II.3.2.2 Récupération par injection de gaz

L'injection de gaz fonctionne selon les mêmes principes, où le fluide injecté est généralement du gaz naturel. Cette injection peut se faire soit dans le dôme de gaz soit directement dans la couche d'huile. Lorsqu'il est injecté dans un gisement d'huile, le gaz sert à restaurer la pression du réservoir et peut ultérieurement être récupéré.

Cette méthode est particulièrement avantageuse pour valoriser le gaz naturel associé au pétrole dans des régions où il n'existe pas de marché local, comme dans les zones désertiques éloignées ou en offshore, et où la combustion du gaz est interdite. Bien que l'injection de gaz nécessite moins de forage de puits comparée à l'injection d'eau, elle exige en revanche l'utilisation d'équipements de compression plus sophistiqués.

II.3.2.3 Récupération par injection de WAG

L'injection WAG est devenue une technique couramment utilisée pour augmenter la récupération de pétrole dans les champs pétroliers matures. Ce procédé alterne les cycles d'injection de gaz et d'eau. Les gaz, du fait de leur faible viscosité, se déplacent rapidement et peuvent donc être moins efficaces dans le balayage macroscopique des hydrocarbures. Injecter de l'eau après le gaz aide à réguler la mobilité du gaz et à stabiliser le front de progression. Les méthodes de récupération WAG tirent parti des bénéfices de chaque type d'injection : elles combinent l'efficacité de balayage de l'eau avec l'efficacité de déplacement du gaz, ce qui permet d'optimiser la production de pétrole additionnelle.

II.3.3 La récupération tertiaire

L’extraction du pétrole d’un gisement se fait en trois étapes. Les deux premières étapes permettent de récupérer en moyenne 30 % des réserves d'hydrocarbures. Le pétrole qui est piégé dans la roche par action des forces capillaires ou bien du fait des viscosités très élevées ne peut pas être extrait ni par la récupération primaire ni par la récupération secondaire.

Une troisième étape, connue sous le nom de récupération assistée du pétrole améliorée ou Enhanced Oil Recovery (EOR), peut extraire une portion supplémentaire du pétrole restant (entre 5 % et 20 %). Cette méthode améliore le flux du pétrole dans le réservoir en modifiant ses propriétés physiques et chimiques ainsi que ses interactions avec la roche du réservoir.

Les principales techniques de récupération assistée du pétrole améliorée – EOR se divisent en trois catégories :

- EOR chimiques
- EOR thermiques
- EOR par injection de gaz

II.4 La modélisation d'un réservoir

La modélisation d'un réservoir se décompose en deux phases clés :

- Tout d'abord, la construction du modèle statique, qui se concentre sur la caractérisation géologique du gisement. L'objectif principal est d'évaluer les propriétés physiques du réservoir et d'estimer les quantités d'hydrocarbures présentes (accumulation).
- Ensuite, vient la création du modèle dynamique, qui se focalise sur le déplacement des fluides à l'intérieur du réservoir pendant la production. Son but est de dimensionner de manière précise les installations de production, de prédire le comportement du réservoir dans le temps (quantités à produire [réserves], débit et durée de la production, évolution de la pression [déplétion]) et d'optimiser le plan de développement (nombre et emplacement des puits de production et d'injection, comme illustré dans la figure II-7).

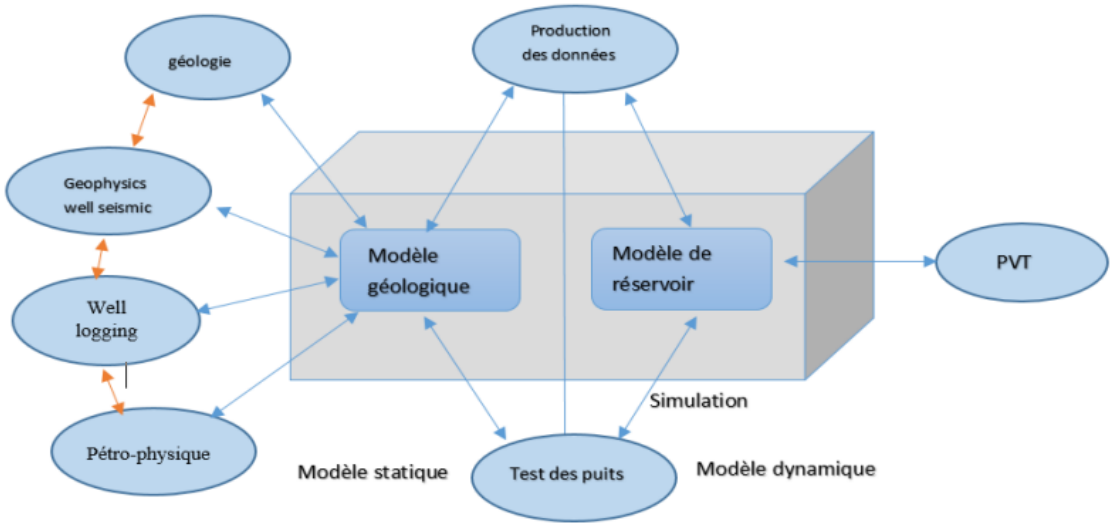


Figure II- 7: modélisation statique & dynamique.

La relation entre ces deux modèles est étroite, car le modèle dynamique est élaboré à partir du modèle statique. C'est pourquoi il est crucial de créer un modèle géologique fidèle à la réalité et le plus fiable possible dans la quantification de ses caractéristiques. Avant d'entamer la modélisation numérique, une phase de caractérisation est essentielle. Cette étape implique la collecte, le contrôle, l'analyse et la synthèse de toutes les données disponibles concernant le champ pétrolier. L'objectif est de comprendre au mieux la structure et l'organisation interne du réservoir, notamment la distribution des faciès réservoir et l'identification des principales hétérogénéités. Cette caractérisation nécessite une forte intégration de différentes disciplines géoscientifiques, telles que la géophysique, la sédimentologie, la pétrophysique de laboratoire, la géochimie et l'ingénierie de gisement, sous la coordination du géologue de réservoir. Cette collaboration garantit la cohérence du modèle généré et permet une représentation précise du réservoir pour la modélisation numérique.

II.5 Caractérisation d'un réservoir

Pour caractériser un réservoir, il est nécessaire de décomposer la complexité du problème en plusieurs éléments plus simples à aborder individuellement. Habituellement, ce processus commence par une analyse à grande échelle, en déterminant la géométrie du réservoir et son volume à l'aide de données sismiques. Ensuite, on évalue ses caractéristiques structurelles telles que les principales failles et les réseaux de fractures, en combinant les données sismiques avec celles des puits d'exploration.

Par la suite, on examine l'organisation interne du réservoir, en identifiant les principales formations géologiques, leur continuité, les variations de faciès à l'intérieur du réservoir, et en analysant les hétérogénéités telles que les barrières ou les drains potentiels. Ces analyses reposent sur les données des puits, les carottes et les mesures en laboratoire. Enfin, on procède à la détermination de la nature et de la composition des fluides présents dans le réservoir.

La modélisation nécessite une simplification de la complexité géologique. Ainsi, la stratégie du workflow, c'est-à-dire les étapes de caractérisation et de modélisation, vise à simplifier l'objet tout en conservant l'information essentielle, même si cela implique une perte partielle de précision. Il est donc crucial de suivre une procédure rigoureuse dans la séquence de travail, en respectant des règles précises à chaque étape du processus et en utilisant les outils appropriés pour atteindre les objectifs spécifiques.

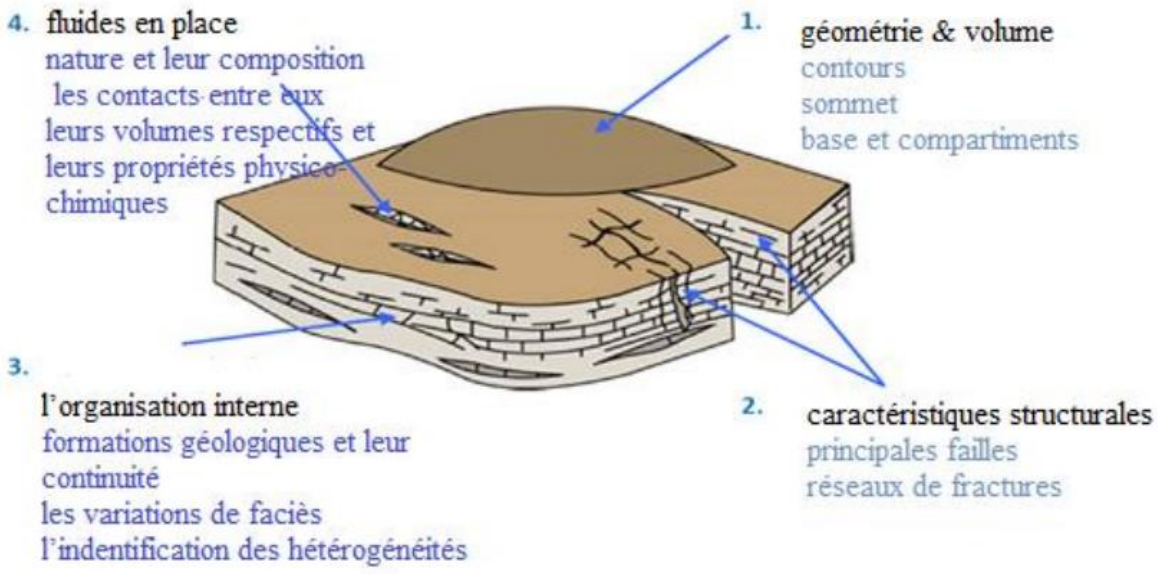


Figure II- 8: caractérisation d'un réservoir.

À la suite de ce workflow, le résultat final sera un modèle simplifié du réservoir, constitué de cellules virtuelles auxquelles seront attribuées des valeurs moyennes des paramètres caractéristiques de la roche réservoir, tels que le rapport épaisseur utile/totale, le faciès lithologique, la porosité effective, la perméabilité, la saturation en hydrocarbures, et autres. Une fois que le géologue de réservoir a créé le modèle statique en découpant le réservoir en ces cellules et en y attribuant les propriétés appropriées, l'ingénieur de réservoir prendra en charge le modèle. Il pourra alors, si nécessaire, ajuster l'échelle du modèle en modifiant la taille

des cellules (appelé upscaling) pour se concentrer principalement sur les fluides, ce qui entraînera la création du modèle dynamique.

La taille des cellules dans chaque type de modèle dépend des objectifs spécifiques de ce modèle. En général, les cellules dans un modèle statique ont des dimensions moyennes d'environ 1 mètre de côté, tandis que celles dans un modèle dynamique sont beaucoup plus grandes, généralement autour de 10 mètres par côté. Ce concept d'upscaling implique donc de regrouper plusieurs cellules statiques pour former une seule cellule dynamique.

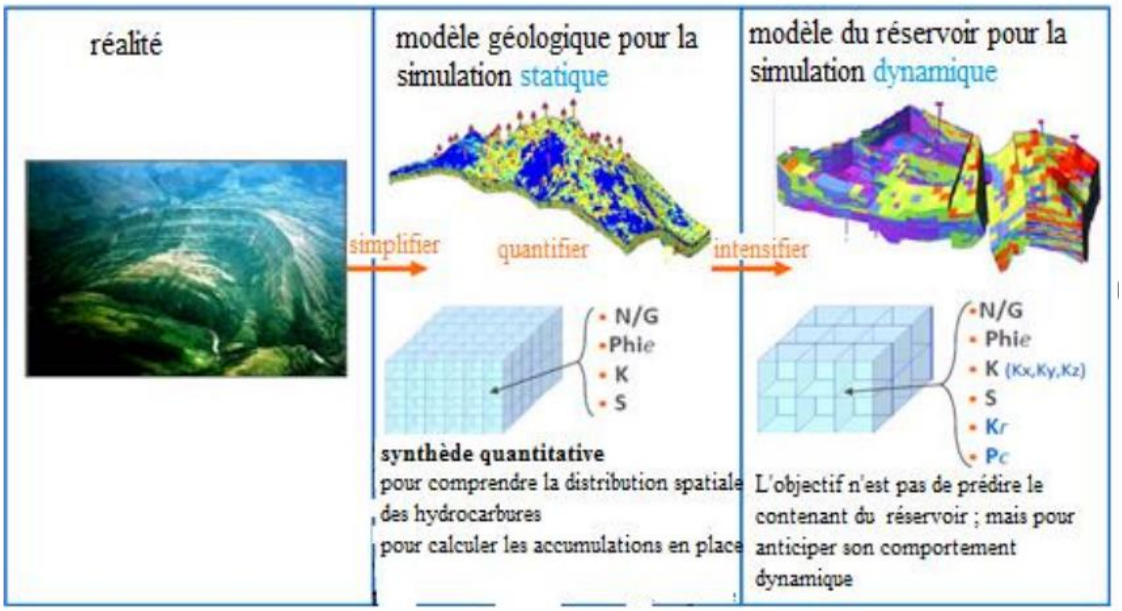


Figure II- 9: Upscaling : un défi pour l'intégration de l'information.

II.5.1 Modèle statique

Le modèle statique est construit en intégrant les données sismiques, géologiques, pétrophysiques et les descriptions des fluides. Il permet plusieurs analyses importantes :

- Caractériser la géométrie du réservoir ainsi que les propriétés des roches qui le composent.
- Définir les unités d'écoulement à l'intérieur du réservoir, ce qui aide à comprendre comment les fluides se déplaceront à travers celui-ci.
- Estimer les volumes de fluides initialement présents dans le réservoir, ce qui est essentiel pour évaluer le potentiel de production et planifier les opérations de récupération.

Le processus de construction du modèle statique suit un workflow comprenant plusieurs étapes, telles que décrites dans la Figure II-9:

1. La modélisation structurelle : Cette étape implique la modélisation des failles, la création du maillage et la détermination des piliers. Toutes ces opérations sont regroupées dans un seul ensemble de données, formant ainsi le modèle géologique complet représenté par une grille CPG 3D.

2. La modélisation sédimentologique : Cette étape se concentre sur la représentation des caractéristiques sédimentaires du réservoir, telles que la distribution des faciès et des dépôts sédimentaires.
3. La modélisation stratigraphique : Cette étape consiste à définir les différentes couches stratigraphiques du réservoir et à les intégrer dans le modèle géologique.
4. La modélisation des propriétés pétro-physiques : Il s'agit de la distribution des propriétés pétro-physiques sur l'ensemble de la grille du modèle géologique, ce qui permet de déterminer les caractéristiques physiques des roches du réservoir, telles que la porosité et la perméabilité.

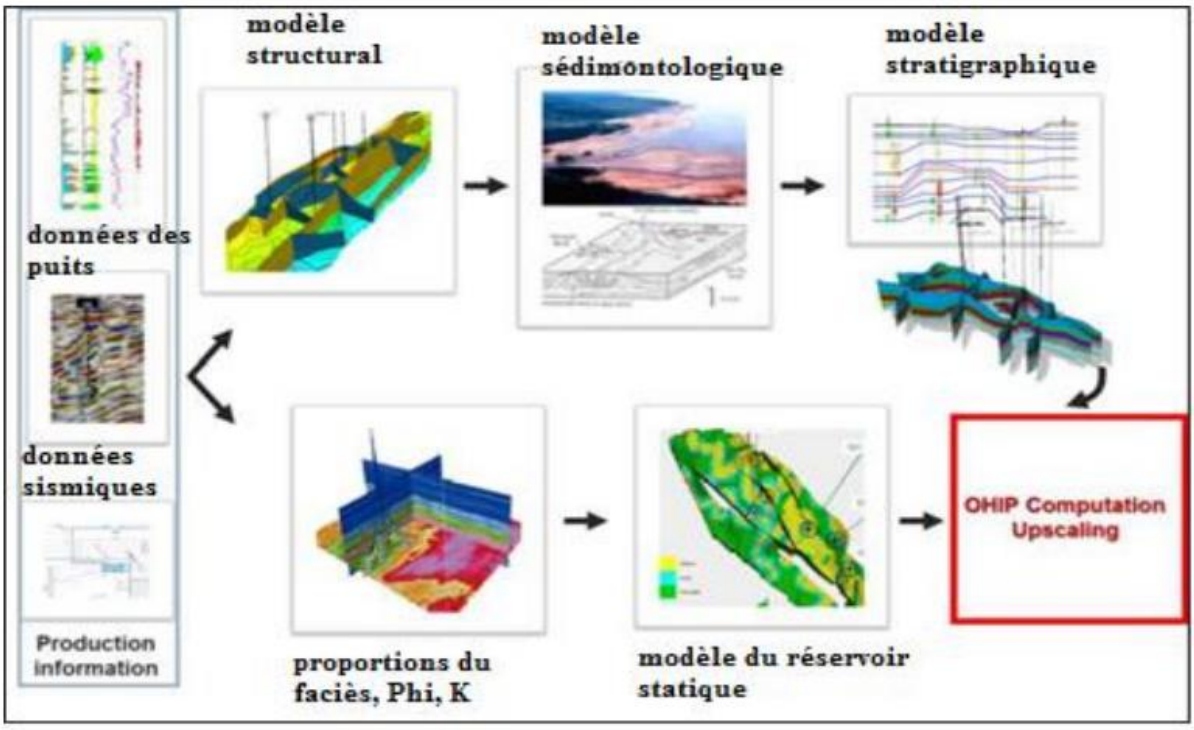


Figure II- 10: workflow pour la construction du modèle statique.

II.5.2 Modèle d'écoulement (modèle dynamique)

Pour obtenir le modèle dynamique, il est nécessaire de mettre à l'échelle, ou upscaler, le modèle statique. Cette étape est indispensable car les simulateurs de réservoir sont généralement limités en termes de nombre de cellules qu'ils peuvent gérer par rapport au modèle géologique statique qui en compte beaucoup plus. L'upscaling implique de définir une grille grossière correspondant à la simulation d'écoulement des fluides et d'ajuster les propriétés en effectuant une moyenne pondérée des valeurs sur les différentes cellules du modèle statique pour les attribuer aux cellules correspondantes du modèle dynamique. En général, il est préférable d'homogénéiser les valeurs des propriétés sur les cellules du modèle statique avant d'effectuer l'upscaling pour faciliter le processus.

Les dimensions moyennes des cellules varient entre les modèles statiques et dynamiques, t de 1 à 2m x 10 à 20m x 10 à 20m pour le modèle statique et de 5à15mx50à150mx50à150m pour le modèle dynamique généralement plus grandes pour ce dernier, en raison de la complexité de l'écoulement des fluides et de la taille du réservoir considéré.

Les paramètres injectés dans les cellules diffèrent entre le modèle statique et le modèle dynamique. Le modèle statique se concentre sur des propriétés comme (N/G, Phie, K, S, Faciès), tandis que le modèle dynamique intègre des paramètres supplémentaires qui s'intéressent aux fluides tels que (N/G, Phie, Kx-Ky-K, S, Kr, Pc, Rock type).

II.6 Types des modèles mathématiques

Les modèles mathématiques utilisés dans l'ingénierie de réservoir se déclinent en plusieurs types, parmi lesquels les plus couramment utilisés sont :

- **Le modèle "black-oil"** : ce modèle repose sur des fonctions "black-oil" qui décrit les phases fluides comme étant mono-constituantes. Il est largement utilisé pour modéliser le comportement des réservoirs contenant des mélanges d'huile, de gaz et d'eau.

Les hypothèses principales des modèles Black Oïl sont :

- Trois composants (l'eau, huile, gaz)
- Trois phases (en condition de réservoir)
- Trois équations d'écoulement (équation de l'huile, d'eau et du gaz)

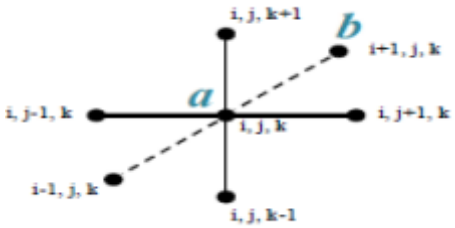
Les équations :

C'est des équations qui décrit l'écoulement des fluides dans les réservoirs pétroliers, qui sont :

✓ **Pour l'huile :**

$$\sum_b \frac{\rho_{o,s}}{B_o}\frac{K^{ab}A^{ab}}{L^{ab}}\frac{K^{ab}{}_{ro}}{\mu_o}\left(P_o{}^b - P_o{}^a + \rho_o g \Delta Z^{ab}\right) = \Delta m^a{}_o \qquad \text{(II 1)}$$

$$\text{Avec :}\quad \Delta m^a{}_o = V^a\left[S_o{}^a\left(\rho_o{}^a\frac{\Delta\phi^a}{\Delta P} + \phi^a\frac{\triangle\rho_o{}^a}{\Delta P}\right)\Delta P_o{}^a + \phi^a\rho_o{}^a\Delta S_o{}^a\right] \qquad \text{(II 2)}$$



✓ **Pour l'eau :**

$$\sum_b \frac{\rho_{w,s}}{B_w}\frac{K^{ab}A^{ab}}{L^{ab}}\frac{K^{ab}{}_{rw}}{\mu_o}\left(P_w{}^b - P_w{}^a + \rho_w g \Delta Z^{ab}\right) = \Delta m^a{}_w \qquad \text{(II 3)}$$

$$\text{Avec : } \Delta m^a{}_w = V^a\left[S_w{}^a\left(\rho_w{}^a\frac{\Delta\phi^a}{\Delta P} + \phi^a\frac{\triangle\rho_w{}^a}{\Delta P}\right)\Delta P_w{}^a + \phi^a\rho_w{}^a\Delta S_w{}^a\right] \qquad \text{(II 4)}$$

✓ **Pour le gaz :**

$$\sum_b \rho_{g,s}\frac{K^{ab}A^{ab}}{L^{ab}}\left[\frac{K^{ab}{}_{rg}}{\mu_g B_g}\left(P_g{}^b - P_g{}^a + \rho_g g \Delta Z^{ab}\right) + R_s\frac{K^{ab}{}_{ro}}{\mu_o}\left(P_o{}^b - P_o{}^a + \rho_o g \Delta Z^{ab}\right)\right] = \Delta m^a{}_g \qquad \text{(II 5)}$$

Avec :

$$\Delta m^a{}_g = V^a\left(\rho_w{}^a S_w{}^a + R_s \rho_{g,s} S_o{}^a S_o\right)\Delta\phi^a + V^a\phi^a\left[\left(S_g{}^a\frac{\Delta\rho_g{}^a}{\Delta P} + S_o{}^a\rho_{g,s}\frac{\triangle R_s}{\Delta P}\right)\Delta P_g{}^a + R_s\rho_{g,s}{}^a\Delta S_o{}^a\right] \qquad \text{(II6)}$$

L'équation précédente prise en compte le gaz libre et du gaz dissous

Et $\frac{K^{ab}A^{ab}}{L^{ab}}$ c'est la transmissibilité entre deux cellules a et b.

Donc la composition du fluide reste constante pendant la simulation et les hydrocarbures sont supposées décrite comme deux composants huile et gaz pour le modèle de black huile.

- **Le modèle compositionnel** :

Ce modèle utilise des équations d'état (EOS) pour prendre en compte la composition chimique des différentes phases hydrocarbures, telles que l'huile et le gaz. Il permet une représentation plus précise du comportement des fluides en prenant en considération les interactions entre les différents composants.

Pour ce modèle il faudra résoudre « n » équations d'écoulement simultanément, «n » étant le nombre de composants: C1,C2,C3,…Cn+N2,H2S,… Les paramètres sont les même que précédemment.

Les inconnues pour un modèle compositionnel sont :

- La masse du mélange,
- Les deux fractions liquide et vapeur, notées L et V,
- Les fractions molaires de chaque composant, en phase liquide, vapeur et totale : (xn, yn, zn) on a donc (3+3*n) inconnues n : c'est le nombre du composant).

Les équations nécessaires pour le modèle compositionnelle :

- Une équation de conservation pour les fractions de liquide et de vapeur L + V = 1
- Deux équations de conservation pour les compositions de la phase vapeur et de la phase liquide : $\sum \mathrm{x_n} = \sum y_n = 1$
- Deux équations de conservation pour les compositions de la phase vapeur et de la phase liquide : $\mathrm{Lx_n} + \mathrm{Vy_n} = \mathrm{Z_n}$
- Une expression de constante d'équilibre pour chaque composant : $\frac{\mathrm{y_n}}{\mathrm{x_n}} = \mathrm{k_n(P,T)}$
- Une équation d'écoulement pour chaque composant, similaire aux précédentes ; elle est obtenue en écrivant une équation de continuité pour chaque composant.

Chapitre III : Interprétation des diagraphies et simulation réservoir-puits

III.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'analyse détaillée et à l'optimisation de quatre puits pétroliers spécifiques, identifiés comme K-15, K-18, K-29, et E-1, dans le but principal de réduire le taux de production d'eau, communément désigné par le terme "water-cut". Cette démarche est essentielle pour améliorer l'efficacité de la production et prolonger la durée de vie économique des puits concernés. Nous débuterons par une évaluation des données existantes pour chaque puits, incluant l'interprétation des diagraphies de production par logging de type PLT (Production Logging Tool), ainsi que l'analyse de l'historique de production de chaque puits. Cette analyse permettra de détecter précisément les zones productrices d'eau et celles qui contribuent majoritairement à la production d'hydrocarbure. Suite à cette identification, nous proposerons des interventions techniques adaptées à chaque situation. Ces solutions pourront inclure, par exemple, l'isolation des zones à forte production d'eau par des techniques de squeeze cimentaire ou la re-perforation dans des zones potentiellement plus rentables en termes d'hydrocarbures. Chaque proposition sera étayée par des justifications géologique qui assurer leur efficacité.

Une fois ces solutions sont proposées, il sera impératif de modéliser leur impact potentiel à l'aide de simulations dynamiques des réservoirs. Ces simulations serviront à prédire l'évolution de la production des puits suite aux interventions proposées, offrant ainsi une vision prospective et quantifiée des profits attendus. L'objectif ultime étant d'optimiser la production tout en minimisant le water-cut, ce qui est crucial pour la rentabilité à long terme des opérations.

En conclusion, ce chapitre présentera une démarche structurée et fondée sur des données probantes pour adresser l'un des défis majeurs de l'industrie pétrolière : la gestion efficace du water-cut. Nos analyses et propositions seront discutées en détail, offrant une base solide pour des décisions opérationnelles éclairées et stratégiquement viables.

III.2 Présentation du logiciel Nexus

Dans notre étude nous avons utilisé le logiciel Nexus pour la simulation du réservoir. Ce logiciel été développé par le laboratoire national de los Alamos et Crayy Research, réservoir Nexus® nouvelle génération ce dernier fourni à l'utilisateur un outil de modélisation intégré nécessaire pour résoudre les problèmes complexes. En effet, la modélisation et la simulation des réservoirs pétrolier et gazier permettent d'optimiser la production et prendre des décisions éclairées en matière de gestion et développement des champs pétrolier.

Les taches applicables le logiciel nexus :

- **Modélisation des réservoirs** : Nexus permet de créer des modèles numériques détaillés des réservoirs pétroliers et gaziers en prenant en compte divers paramètres géologiques, géophysiques et de production.
- **Simulation de flux** : Le logiciel utilise des techniques avancées de simulation numérique pour modéliser le flux des fluides (pétrole, gaz, eau) à travers le réservoir, en tenant compte des caractéristiques physiques du réservoir et des conditions opérationnelles.
- **Analyse de performance** : Nexus permet d'analyser la performance du réservoir en termes de production de pétrole et de gaz, de pression, de débit, etc. Les ingénieurs peuvent effectuer des simulations pour évaluer différents scénarios de production et optimiser les stratégies de récupération.
- **Optimisation de la production** : En utilisant les résultats des simulations, les ingénieurs peuvent prendre des décisions stratégiques pour optimiser la production des champs pétroliers et gaziers, en ajustant les schémas de production, les taux d'injection, etc…
- **Visualisation des données** : Nexus offre des outils de visualisation avancés pour représenter les résultats des simulations sous forme de graphiques, de tableaux et de modèles 3D, ce qui facilite la compréhension et l'interprétation des données.

III.3 Analyse et interprétation des puits

III.3.1 Le puit K-15

Le puits K-15, mis en production pour la première fois en mai 2013, a initialement enregistré un débit prometteur de 2700 barils de pétrole par jour, avec un water-cut nul, indiquant une absence d'eau dans la production. Cependant, depuis fin 2015, la performance de ce puits a été considérablement impactée par l'augmentation du water-cut, un phénomène qui pose un défi majeur pour le maintien de sa rentabilité. À la dernière mesure, la production a drastiquement diminué pour atteindre seulement 400 barils par jour, avec un water-cut alarmant de 90%. Cette situation critique souligne l'urgence et la nécessité d'entreprendre une étude approfondie afin de développer des stratégies efficaces pour réduire le water-cut et améliorer la performance globale du puits K-15.

III.3.1.1 L'interprétation du PLT

La dernière diagraphie PLT (2019) indique que l'eau est produite à partir de la perforation la plus basse (unité M1) qui produit également du pétrole et possède une meilleure qualité de réservoir par rapport aux unités supérieures.

Dans le cas où l'isolation zonale de M1 est proposée, il n'y a pas de barrière d'argile entre les unités U1 et M1, cependant, les deux zones sont séparées par une couche de grès compact de 5 à 8 mètres avec une qualité de roche médiocre (porosité ≤ 10%, perméabilité ≤ 5 mD). Cette couche pourrait théoriquement agir comme une barrière verticale dynamique pour réaliser au moins une isolation "partielle".

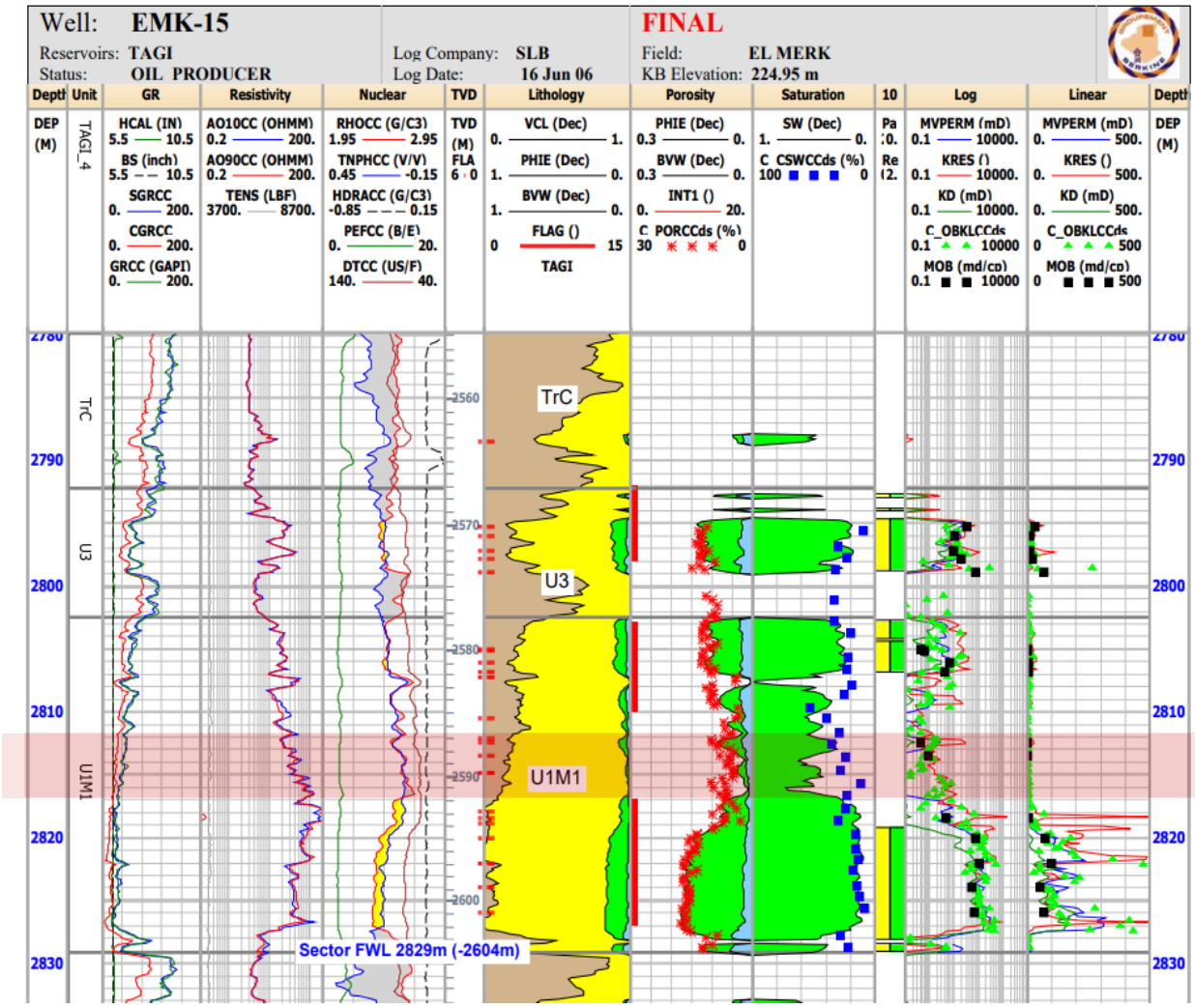


Figure III- 1:les diagraphies du puit K-15.

Lors de l'examen des données de fermeture du PLT, on observe un flux croisé clair de la zone M1 vers la zone U1, cela est dû à la présence d'un différentiel de pression entre les deux couches, ce qui prouve que la zone serrée au milieu agit comme une barrière de flux. Le modèle de simulation semble reproduire ce comportement, les couches de grès compact sont désactivées car leurs propriétés sont inférieures aux critères de coupure. Par conséquent, l'isolation de l'unité M1 est réalisable.

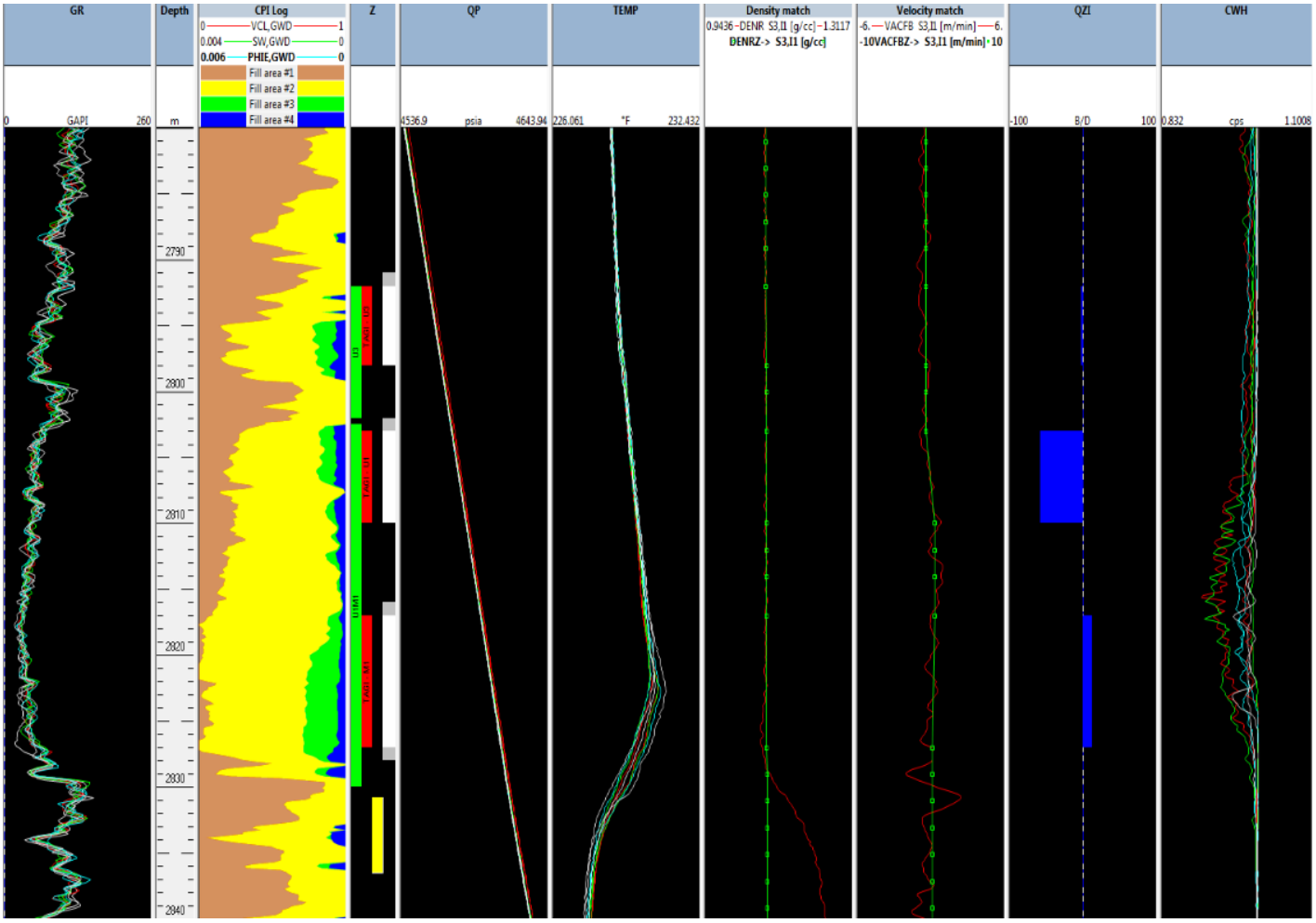


Figure III- 3:les plt du K-15.

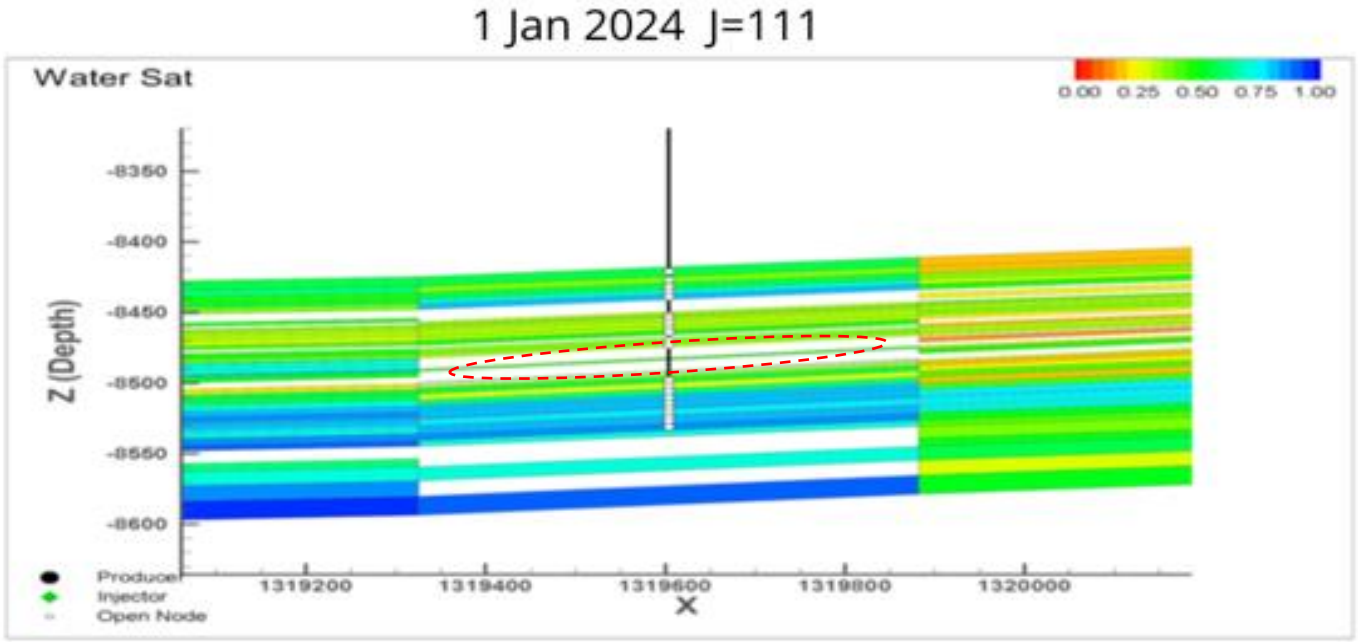


Figure III- 2: distribution de la saturation.

III.3.1.2 Run de la simulation

La situation actuelle de la production est représentée par la figure suivante :

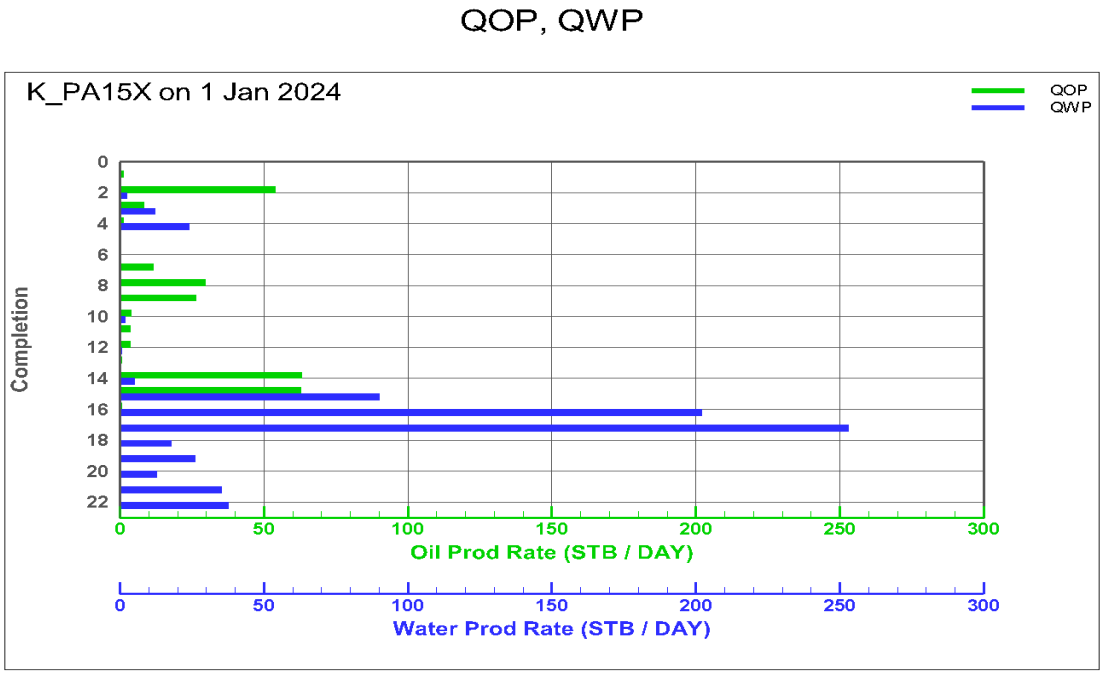


Figure III- 4: la situation actuelle de la production.

La prédiction du modèle de simulation montre qu'en isolant la perforation M1, il y a une baisse notable de la production d'eau, mais cela entraînera également une réduction de la production de pétrole comme il est exprimé dans la figure(III-5)

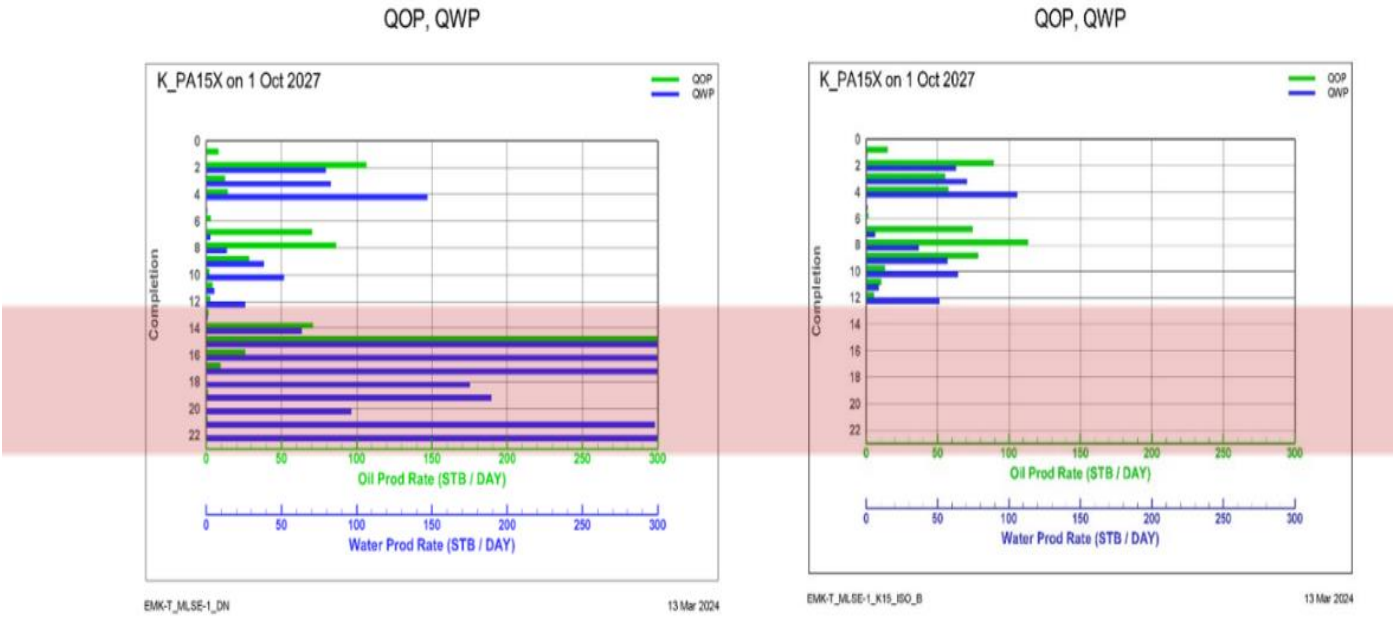


Figure III- 5: la prédiction de la production de chaque niveau.

Comme prévu, le modèle prédit une baisse significative de la production d'eau en isolant l'unité M1, les résultats sont montrés dans les graphes suivants :

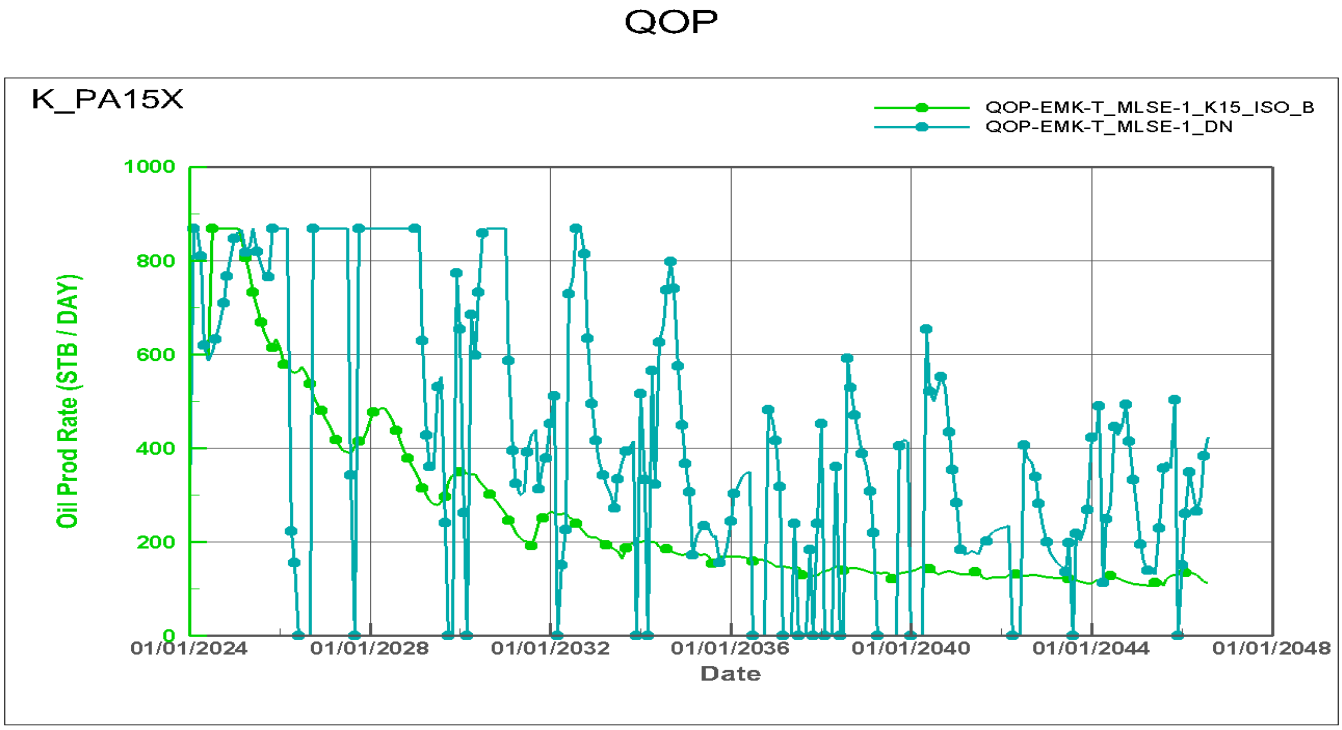


Figure III- 6: QOP des deux scenarios.

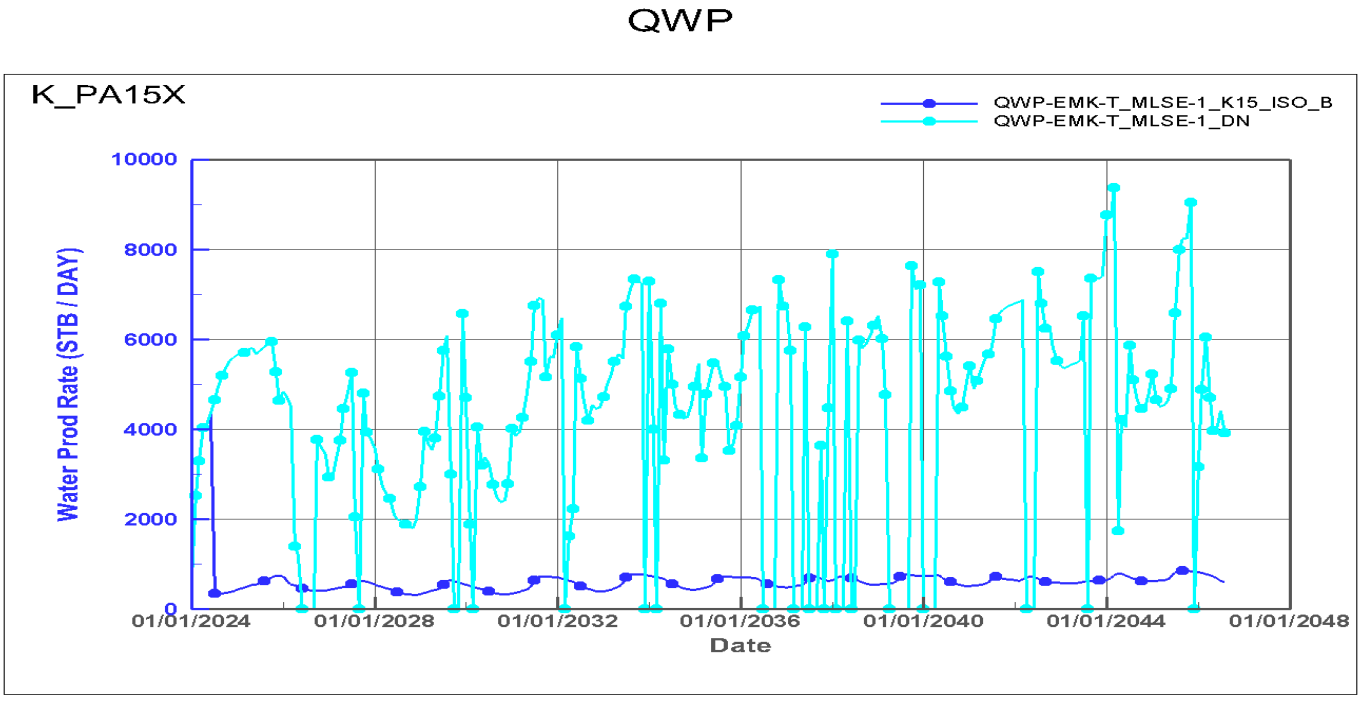


Figure III- 7: QWP des deux scenarios.

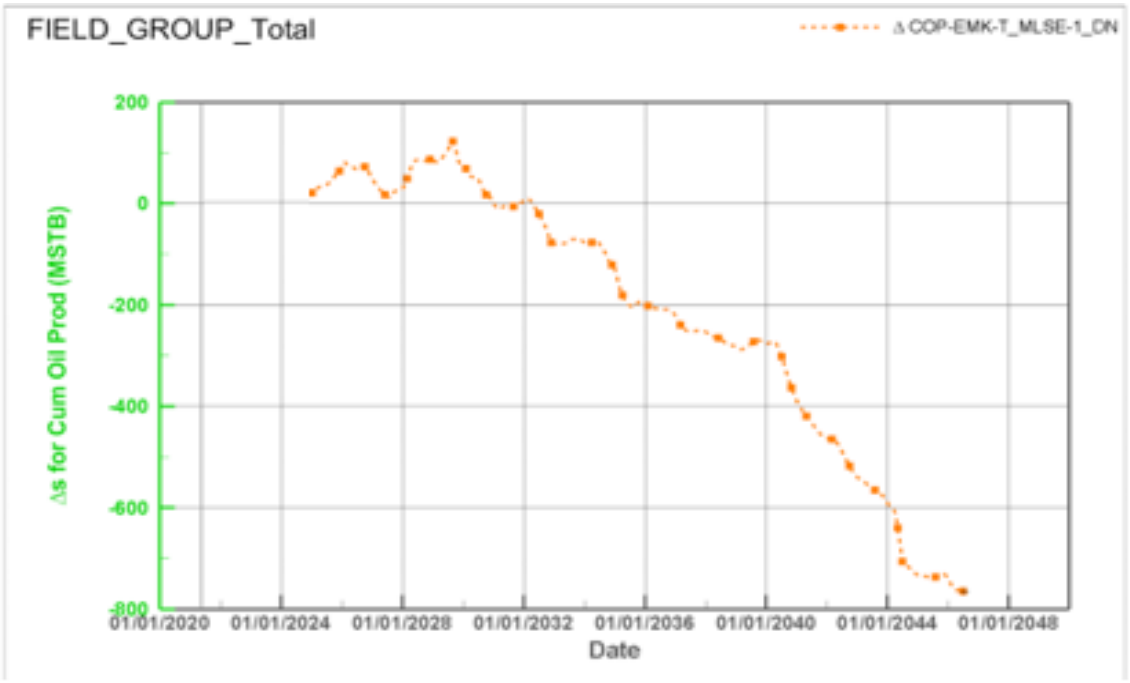


Figure III- 8: COP du K15 après l'optimisation

Commentaire

Il est à noter que la réduction du débit d'eau est maintenue pendant toute la durée de vie du puits (selon le modèle). Cependant, l'isolation zonale entraînerait également une perte de capacité de production, car l'unité M1 contribue également, mais partiellement à la production totale de pétrole. La perte totale de la production cumulée de pétrole (COP) est inférieure à 1 million de barils, mais le débit de pétrole est plus stable. En réalité, cela peut être compensé par l'augmentation du débit de pétrole provenant d'autres puits à taux élevé de WCUT, car l'isolation dans EMK-15 libérerait plus de capacité en ce qui concerne la limitation de la pression au fond du puits (PWT), avec une réduction de la production d'eau de 5000 à 1000 barils par jour. Par conséquent, il est important de réaliser des PLT supplémentaires à l'avenir avant d'envisager une isolation zonale, car cela pourrait également entraver la production de pétrole.

III.3.2 Le puit K-18

Le puits K-18, est un puit vertical, producteur d'huile situé à une profondeur verticale totale (TVD) de 2994 mètres, sa complétion étant assurée par un tubage cimenté. Sa production a été initiée en 2018 avec un débit initial de 3000 barils standard par jour (STB/D) et un water-cut nul. À ce jour, le puits K-18 maintient une production de pétrole relativement stable, atteignant 800 barils standard par jour (STB/D), avec une quantité minimale d'eau produite.

III.3.2.1 L'interprétation du PLT

Malgré la proximité de la FWL (Water Oil Contact), l'unité M1 ne produit pas encore d'eau, selon la dernière diagraphie PLT (2018). De plus, cette zone contribue également de manière minimale à la production de pétrole en raison de la pauvre qualité de roche comme il est exprimé dans les figures suivantes :

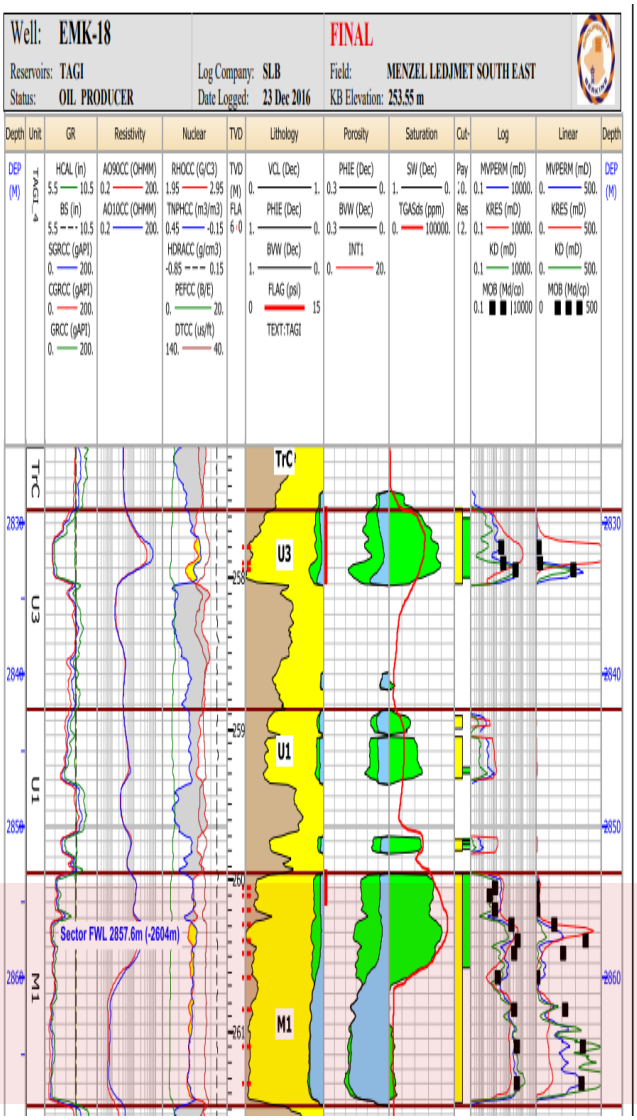


Figure III- 10: les diagraphies du K-18.

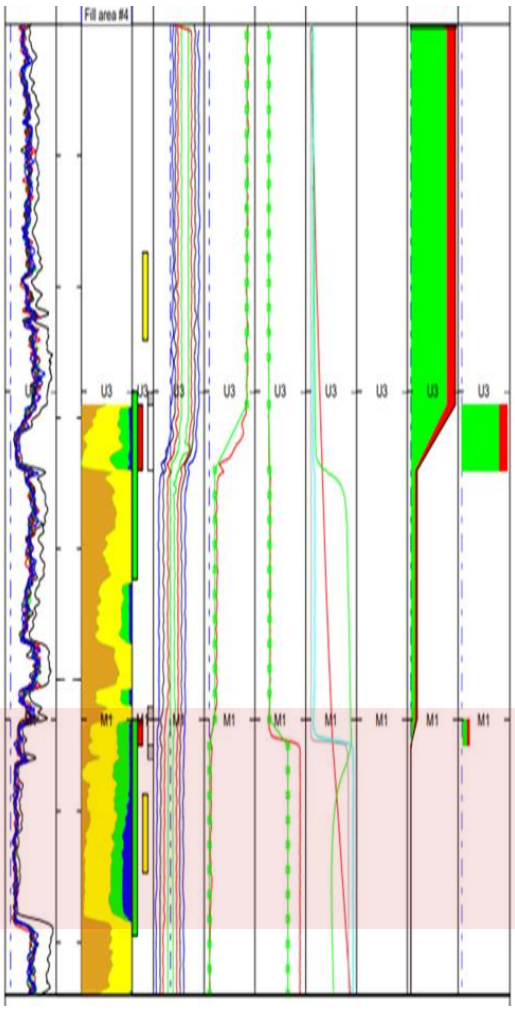


Figure III- 9: les plt du puit K-18.

L'unité U1 dans K-18 n'a pas encore été perforée car elle présente une faible épaisseur de paye nette, une faible porosité (environ 10%) et une forte saturation en eau (50%). Par conséquent, la perforation de l'U1 n'est pas censée ajouter une production significative au puits.

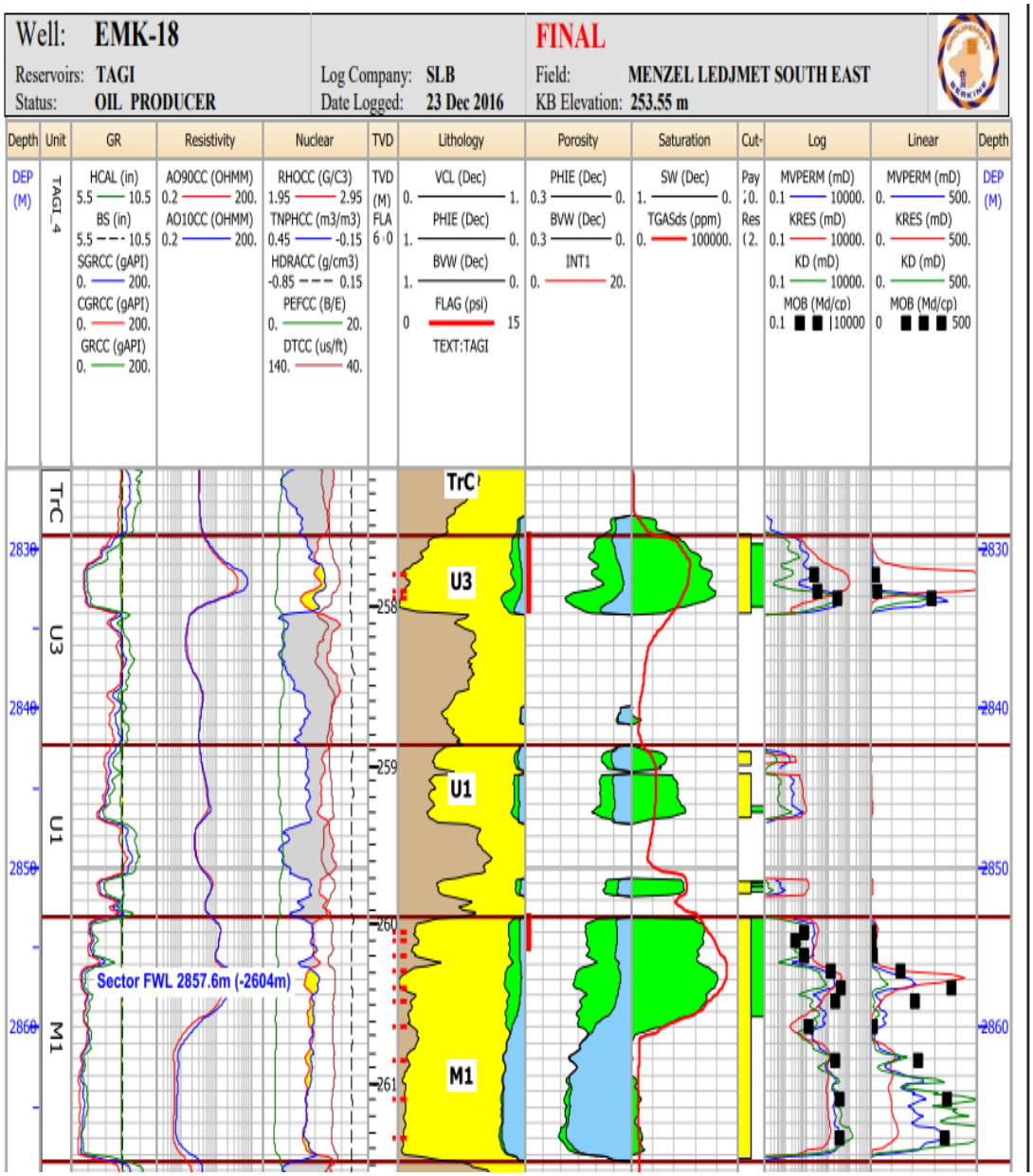


Figure III- 11: l'unité U1 dans les diagraphies.

Run simulation

La simulation prédit une augmentation du WCUT dans les années à venir. À ce moment-là, l'unité M1 contribuera de manière significative à la production totale d'eau en raison de la proximité de la GWC et de l'injection d'eau à proximité depuis les puits K-28 / 20. L'isolation de la perforation inférieure (M1) à ce moment-là dans le futur devrait réduire le taux de coupure en eau sans impact considérable sur la production de pétrole.

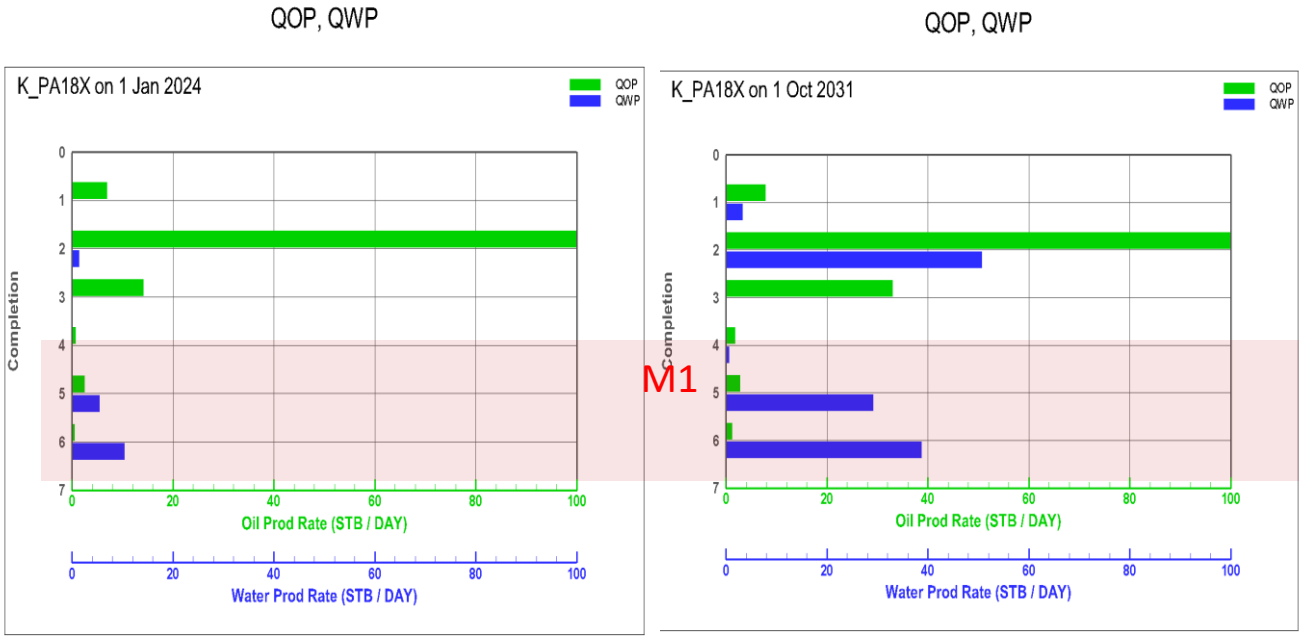


Figure III- 12:La production d'huile et d'eau dans chaque niveau (U1 et M1)

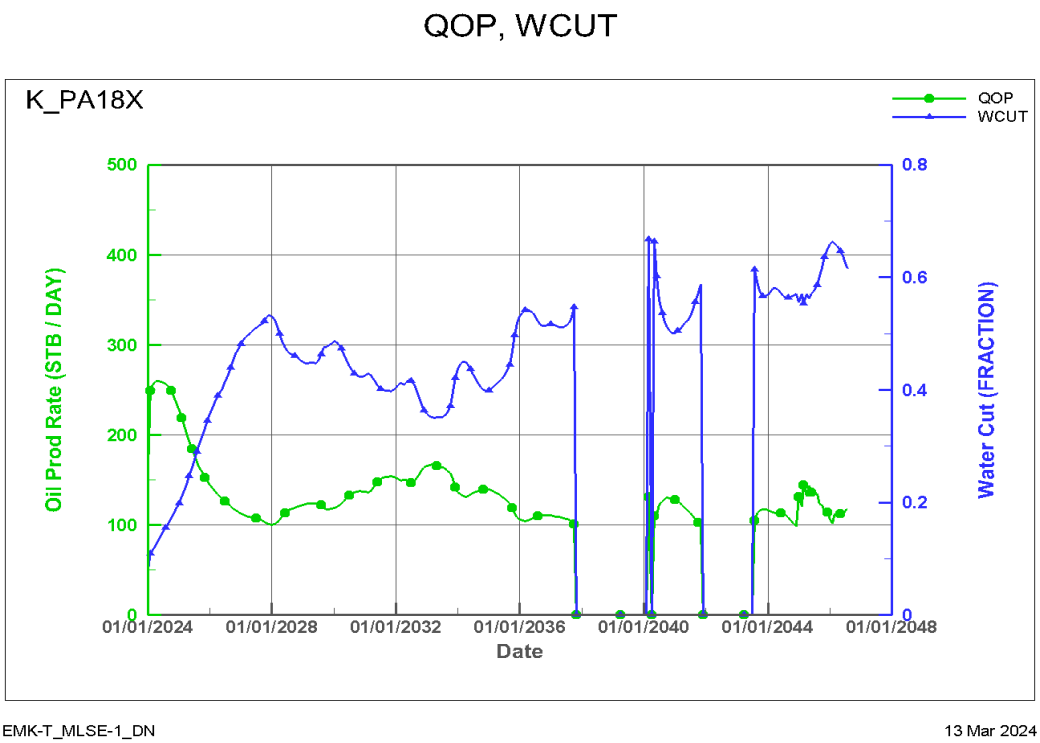


Figure III- 13: Prédiction de la production d'huile et le WCUT.

Lors de l'isolation de l'unité M1, le modèle prédit une réduction d'environ 50 % de la production d'eau. Cependant, pour une raison quelconque, cette diminution de la production d'eau impacte légèrement la production de pétrole du puits EMK-18, entraînant une certaine instabilité à long terme.

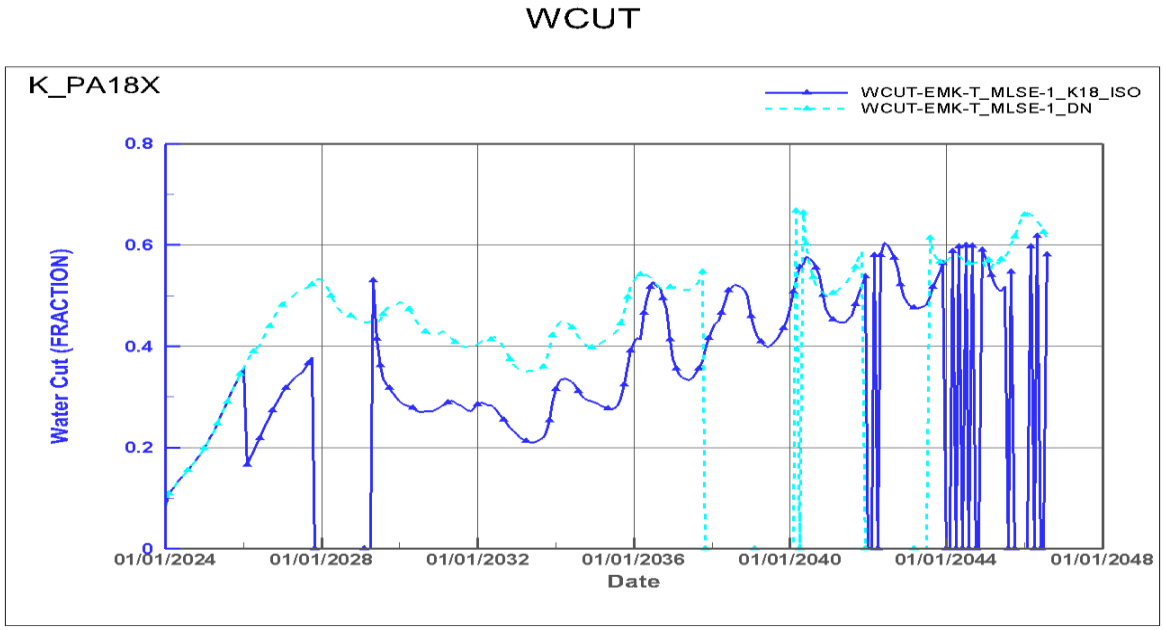


Figure III- 14: la prédiction du WCUT avec et sans isolation de l'unité M1.

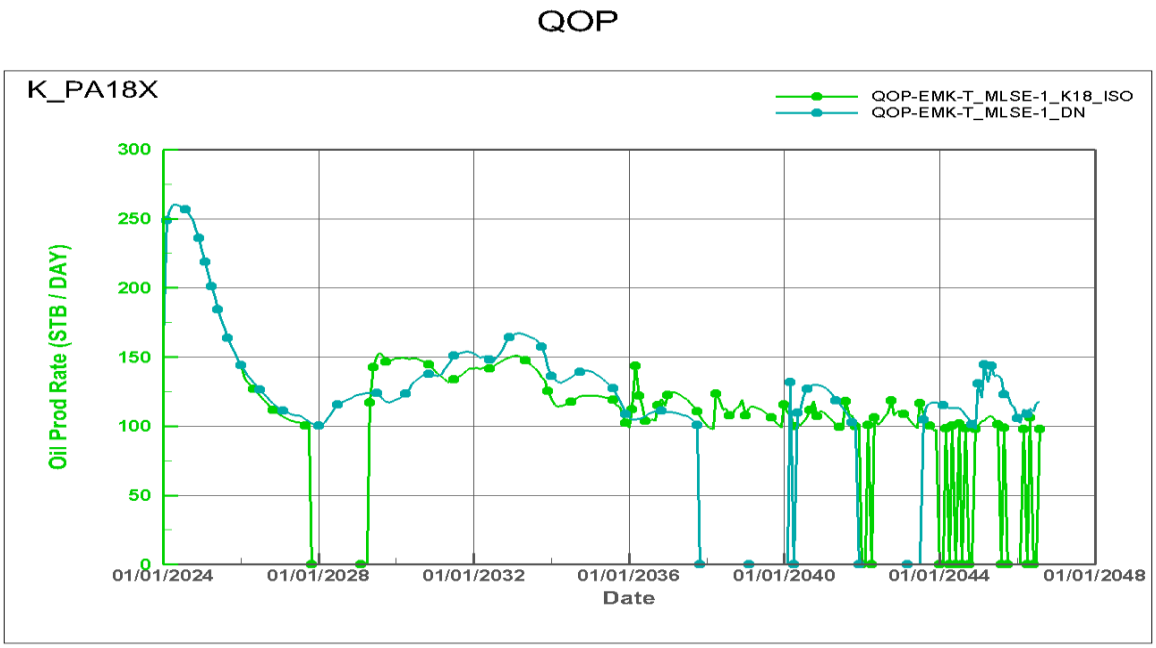


Figure III- 15: la prédiction du QOP avec et sans isolation de l'unité M1.

Par conséquent, perforer l'unité U1 ne devrait pas apporter une production significative au puits. Cependant, le modèle prédit une légère augmentation de la production de pétrole avec une performance moins instable.

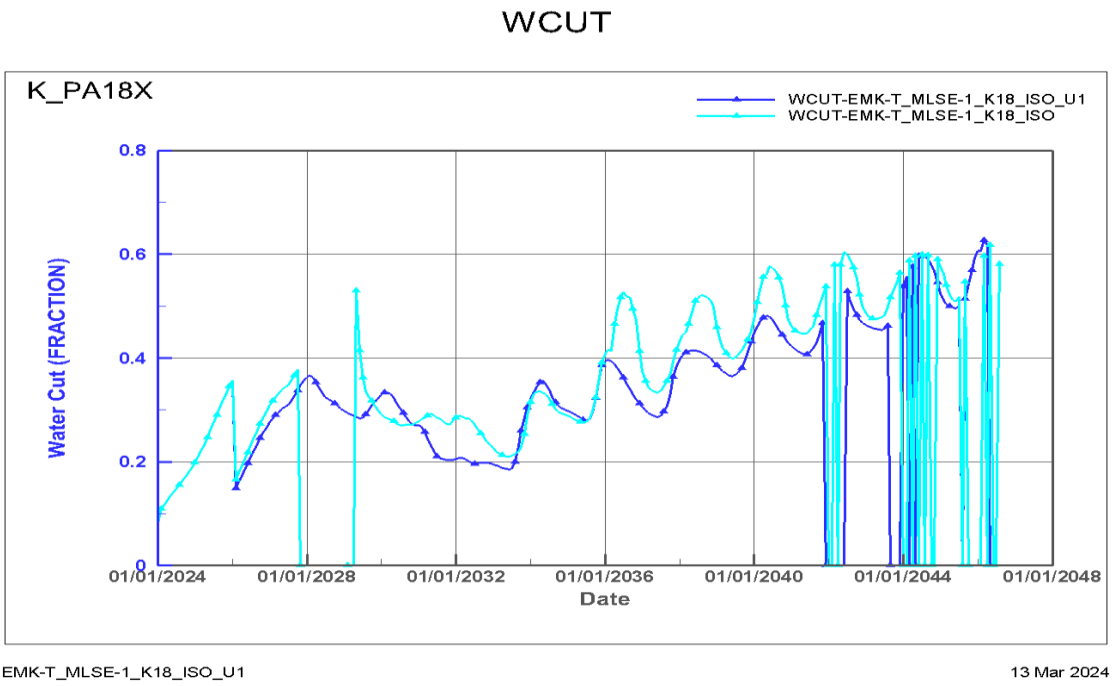


Figure III- 16: la prédiction du WCUT pour les deux scenarios.

Isoler l'unité M1 combinée à la perforation de l'unité U1 entraîne un Delta COP positif (+150MSTB), en plus d'une réduction de 50 % de la production d'eau

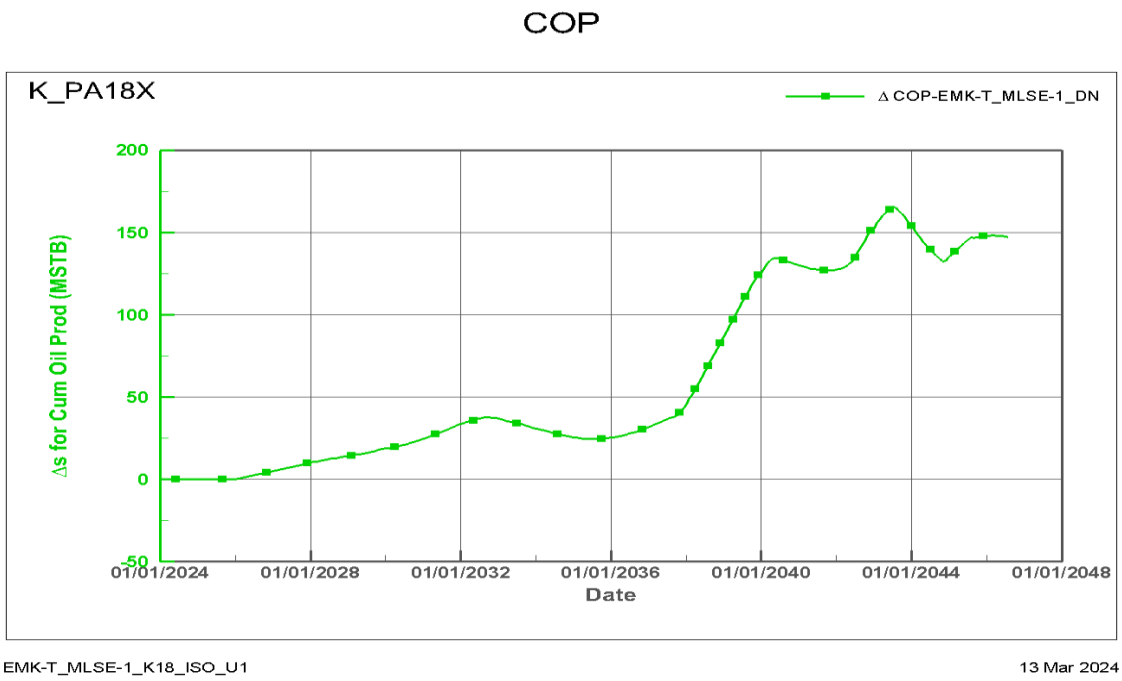


Figure III- 17: le COP après l'optimisation.

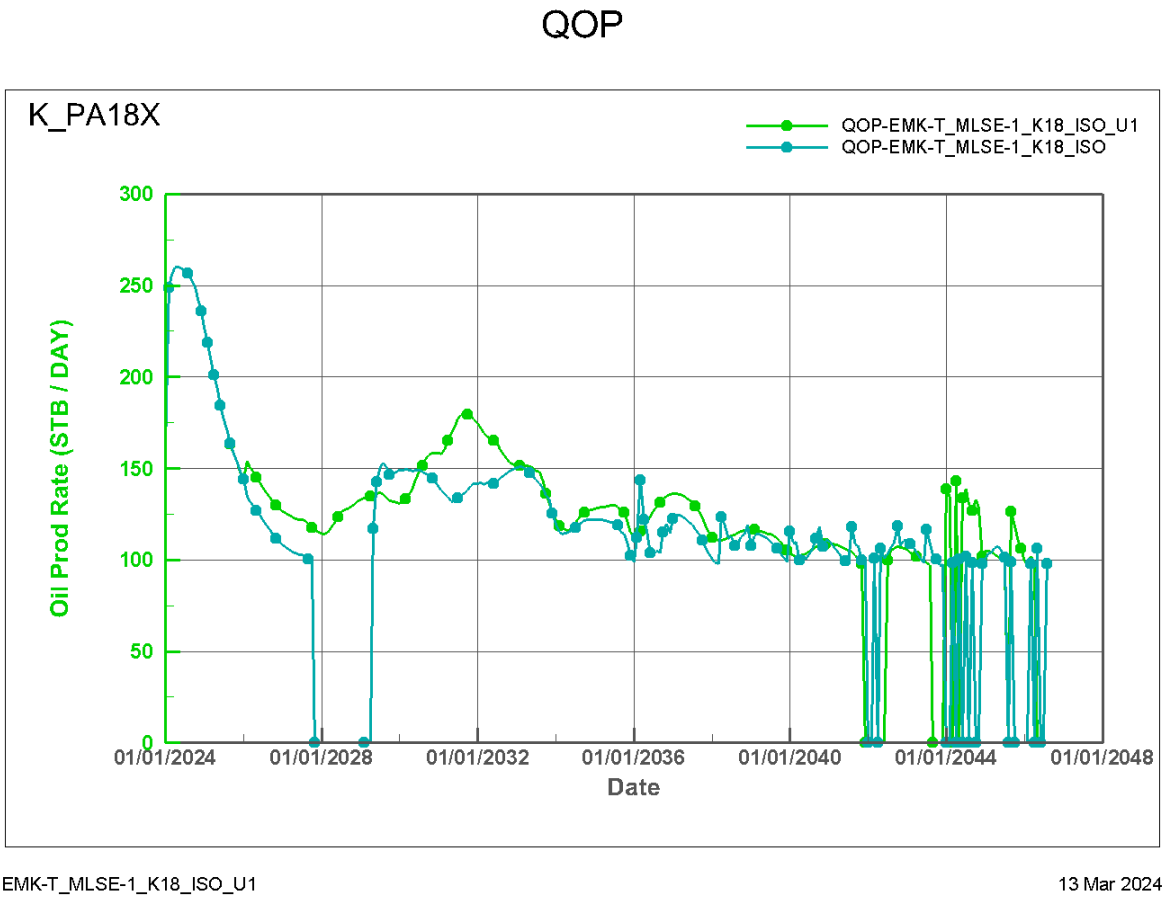


Figure III- 18: la prédiction du QOP avec et sans l'isolation combiner avec la perforation

Commentaire sur K-18

Les résultats de la simulation confirment bien que l'unité M1 contribue de manière très limitée à la production actuelle, son isolation entraînera une réduction future de 50 % de la production d'eau. Cependant, cette action aura un impact sur la production de pétrole. En revanche, l'ajout de perforations dans l'unité U1 est prévu pour augmenter le débit de production. Donc, la combinaison de l'isolation de M1 et de la perforation de U1 est anticipée pour avoir des effets positifs sur la production, avec une diminution de 50 % de la production d'eau et une augmentation de 150 MSTB/jour dans la production de pétrole. Ces résultats soulignent l'importance de stratégies d'optimisation pour améliorer la performance des puits pétroliers.

III.3.3 Le puit K-29

Le puits a débuté sa production en octobre 2013 après avoir été foré et complété en trou tube cimenté dans un trou de profil vertical, avec une profondeur verticale totale (TVD) de 3094 mètres. Initialement, la production a connu un débit de pétrole élevé dépassant les 6000 barils standard par jour (STB/D), avec un water-cut nul. Cependant, au fil du temps, la production de pétrole du puits K-29 a connu une baisse progressive en raison de l'augmentation du WCUT. Les paramètres les plus récents indiquent une production de 700 barils standard par jour (STB/D) avec un WCT de 85%.

III.3.3.1 L'interprétation des PLT

La dernière diagraphie PLT (2019) révèle une production d'eau provenant de toutes les couches, notamment de la zone M1. En raison de l'absence de toute barrière de flux vertical au niveau du réservoir, l'isolation zonale ne peut être envisagée pour ce puits. De plus, aucune opportunité de perforer de nouvelles couches n'est disponible.

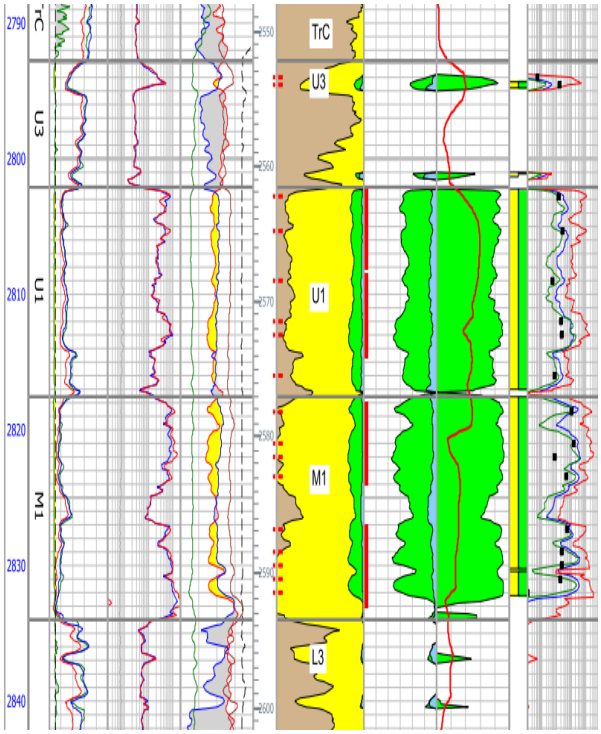


Figure III- 20: les diagraphies du K-29.

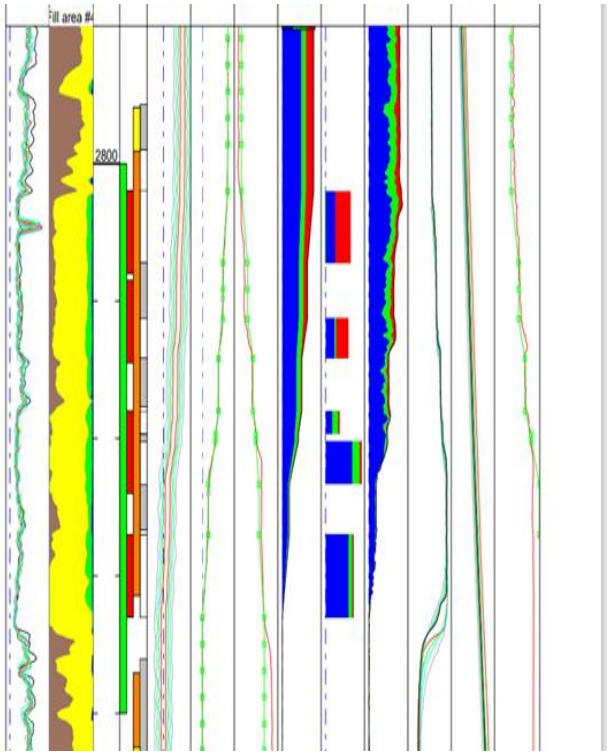


Figure III- 19: les plt du K-29.

Commentaire

Il n'existe aucune solution technique viable pour réduire le WCUT, qui atteint 80% dans ce puits. Cette situation est attribuable à la géologie de la région, qui se caractérise par l'absence de barrière dans le réservoir comme il est bien présenté dans les deux figures.

III.3.4 Le puit E-1

E-1 a débuté sa production en mars 2013 avec un débit dépassant les 7000 STB/jour et un WCUT nul. Ce puits a été foré et complété en trou vertical. Historiquement, la production du puits a connu une baisse notable depuis 2018, passant de 7000 STB/jour à 2000 STB/jour, en raison de la percée d'eau, Cependant, ses performances les plus récentes montrent qu'il peut encore continuer à produire (1400 STB/jour, WCT = 67%). En raison de problèmes d'intégrité, E-1 est proposé pour la mise hors service permanente. Par conséquent, une étude est envisagée pour évaluer la possibilité de forer un autre puits à proximité ou de procéder à un side tracking.

III.3.4.1 Interprétation du PLT

La diagraphie PLT de E-1 (2019) montre que l'eau est principalement produite depuis le bas de l'unité M1

La simulation prédit que l'eau finira par percer au niveau de l'unité U1 également comme la figure montre, résultant de l'injection d'eau dans le puits d'injection EMK-20 WI. Par conséquent, l'isolation de l'unité M1 n'est pas réalisable pour ce puits. Cependant, en cas de production excessive d'eau à l'avenir à partir de l'U1M1, les deux couches peuvent être fermées pour permettre une production adéquate uniquement à partir de la couche TrC.

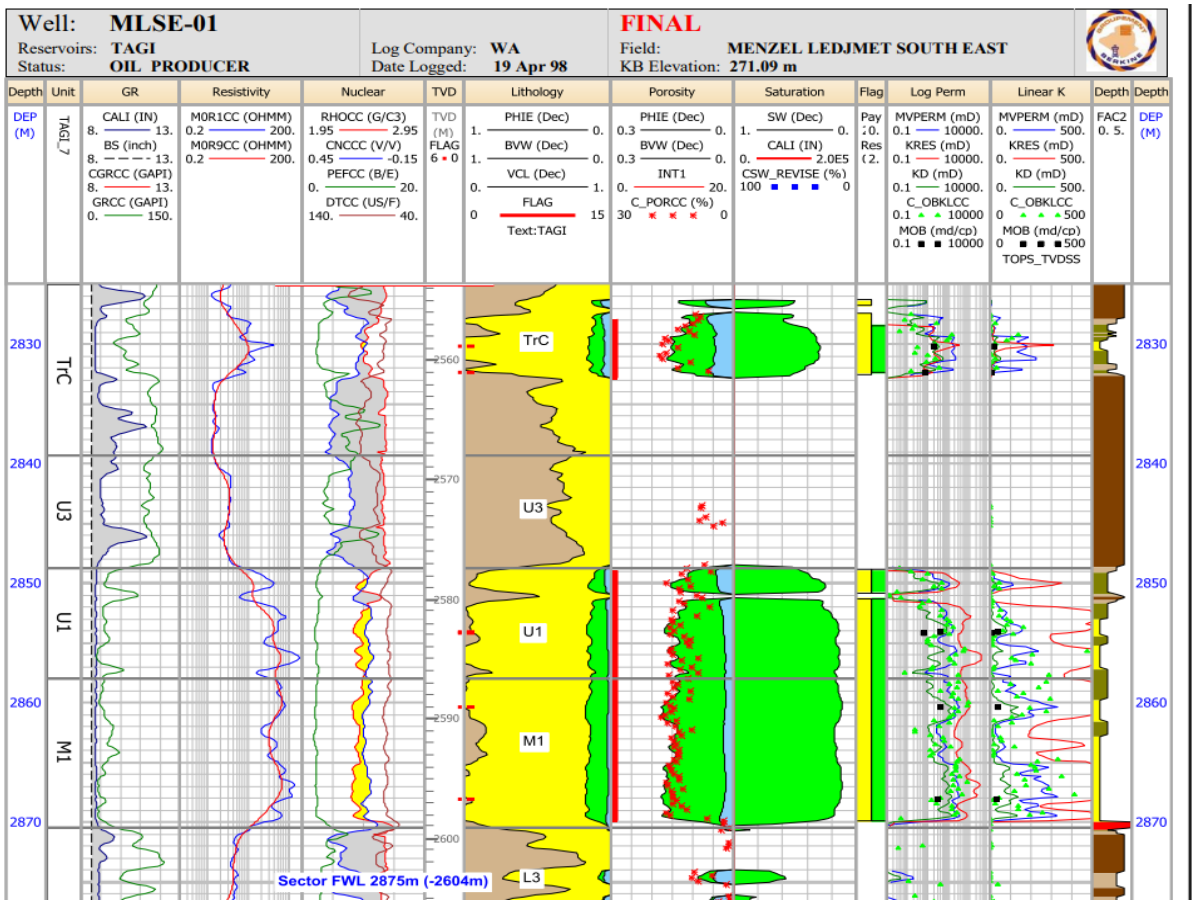


Figure III- 21: les diagraphies du E-1.

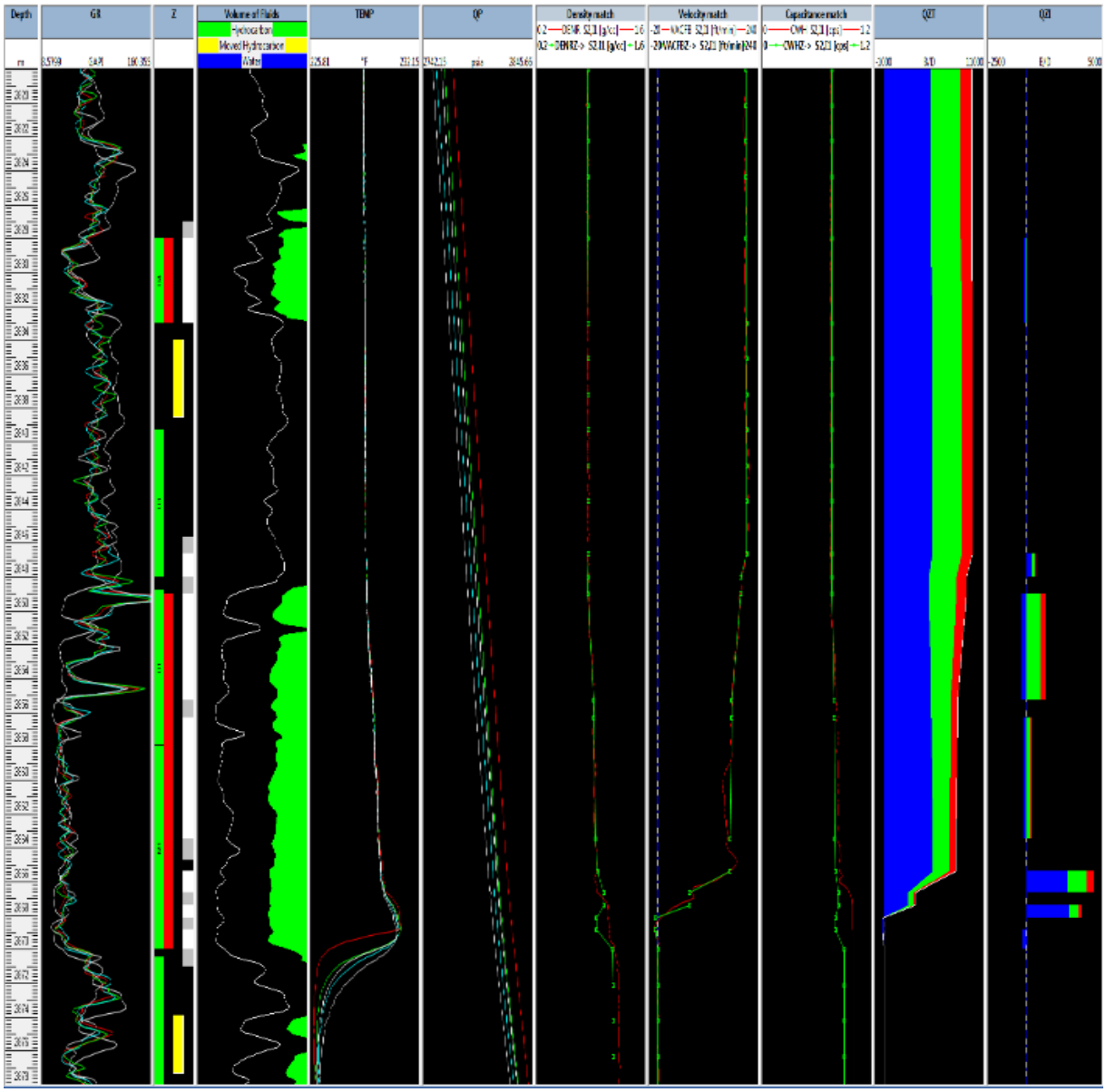


Figure III- 22: les plt du E-1.

TrC semble exister uniquement dans la région de MLSE-1, avec une qualité de roche médiocre/moyenne (≈10 mD), avec probablement des réserves limitées connectées. TrC doit être produite en mode d'épuisement, la couche peut être stimulée afin d'accélérer la récupération des réserves et de minimiser la chute de pression dans la région NWB.

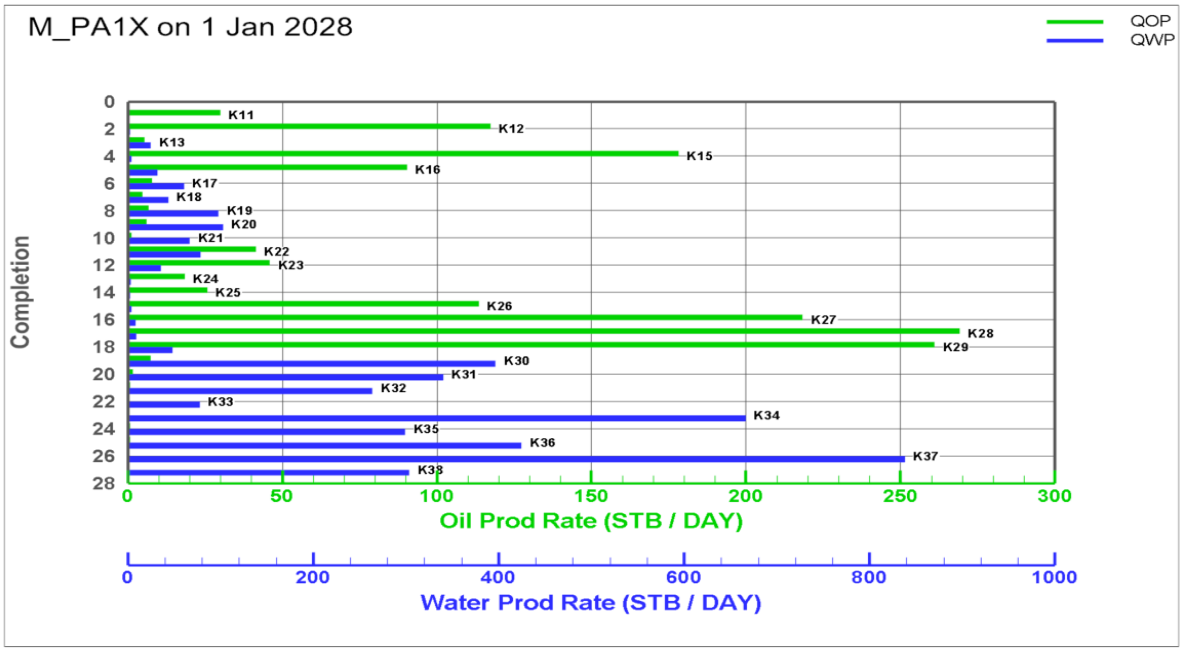


Figure III- 23: la prédiction de la production de chaque niveau.

La stimulation peut être réalisée en utilisant un traitement à l'acide puisque la matrice a une certaine teneur en carbonate. Ou en utilisant la fracturation hydraulique, la présence d'argile au-dessus et en dessous devrait assurer un meilleur confinement des fractures avec une demi-longueur plus élevée.

III.4 Conclusion :

En conclusion du chapitre, on peut dire que le choix de fermer ou de perforer les zones dépend des caractéristiques géologiques. Dans le cas de l'isolation, cela nécessite l'existence d'une barrière géologique pour être effectif. La validation des résultats proposés passe toujours par une simulation et une interprétation des résultats. Enfin, pour les cas où les caractéristiques de la roche sont faibles, mais que celle-ci a un potentiel de production de pétrole, nous proposons des opérations de stimulation.

Chapitre IV : Performance puits-réservoir

IV.1 Introduction

L'approche d'analyse nodale des systèmes se révèle être un outil indispensable dans l'évaluation complète d'un système de production, débutant avec la pression statique du réservoir et aboutissant au séparateur. Cette méthodologie, inscrite dans le cadre de l'optimisation, offre une puissante solution pour l'analyse et l'amélioration des performances de systèmes à plusieurs puits. Son utilisation est particulièrement prépondérante dans les gisements d'huile et de gaz depuis son introduction par Gilbert dans les années 50, et elle a depuis été officiellement baptisée "analyse nodale" par K. E.

La contribution novatrice de cette approche réside dans sa capacité à effectuer une simulation numérique approfondie du système de production. Cette démarche vise à optimiser la production, en cherchant à atteindre un débit spécifique. La finesse de cette analyse nodale dans le contexte des gisements d'hydrocarbures permet non seulement de diagnostiquer les problèmes potentiels de production, mais également de formuler des stratégies visant à maximiser l'efficacité du système dans l'atteinte des objectifs de débit préétablis. Ainsi, elle s'affirme comme un instrument essentiel dans la quête continue d'efficacité et de rendement optimal au sein de l'industrie pétrolière et gazière.

IV.2 L'importance de l'analyse nodale

IV.2.1 Système de production

Chaque puits de production, qu'il s'agisse d'huile, de gaz, ou d'eau, est soumis à un processus de forage et d'équipement complet, permettant l'extraction des fluides depuis le réservoir jusqu'à la surface. La nécessité de surmonter les pertes de charge, particulièrement dans les conduites telles que le tubing et les collectes, pendant l'extraction de ces fluides, implique l'utilisation d'énergie. Les fluides, émergeant du réservoir, un milieu poreux sous-terrain, traversent ensuite le réseau de conduites (tubing, collectes) avant de s'acheminer finalement vers les séparateurs.

La complexité du système de production peut varier, incorporant de nombreuses composantes où les pertes de charge sont inévitables. La Figure (IV- 1) présente un schéma illustratif d'un système de production simple, soulignant la diversité potentielle des configurations.

Ce système se compose de trois phases :

- ✓ Ecoulement dans le milieu poreux
- ✓ Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles
- ✓ Ecoulement dans les pipes horizontales

La baisse de pression dans tout le système à n'importe quel moment sera égale à la pression du fluide initiale moins la pression du fluide finale

Avec :

P_r et P_{sep} sont la pression moyenne de réservoir et la pression de séparation respectivement.

La chute de pression le long de n'importe quelle composante change avec le taux de production qui sera contrôlé par les composantes choisies, elle est définie par la somme des chutes des pressions produites dans toutes les composantes du système.

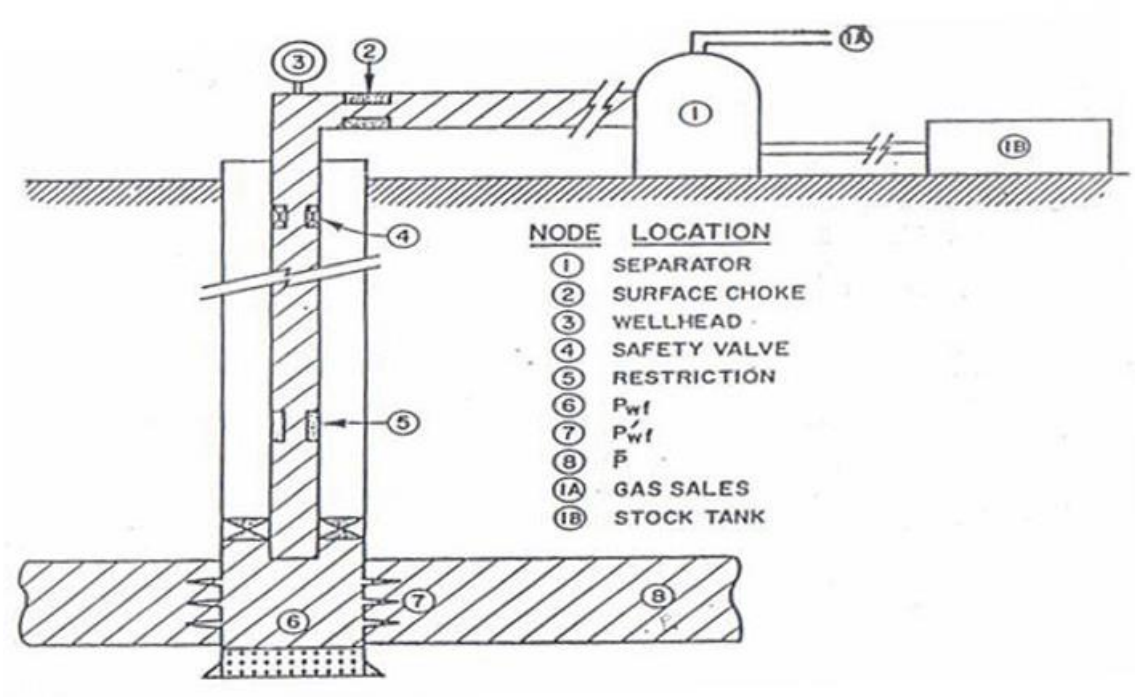


Figure IV- 1: Système de production simple

Le choix et le dimensionnement des différentes composantes dans un système de production revêtent une importance cruciale. Une modification de la chute de pression au sein d'une composante peut avoir des répercussions sur l'ensemble du comportement de la chute de pression dans le système. Il est impératif de reconnaître que la conception finale d'un système de production ne peut pas être dissociée en une performance de réservoir d'un côté et une performance du système de pipes de l'autre. Ces deux aspects sont intrinsèquement liés et leur manipulation doit être intégrée de manière holistique.

Souvent, le taux de production d'un puits peut être significativement limité par la performance d'une seule composante du système. En isolant l'effet de chaque composante sur l'ensemble de la performance du système, il devient possible d'optimiser la performance du système de la manière la plus économique. Cette approche intégrée est essentielle pour garantir une conception efficace et un fonctionnement optimal du système de production.

La Fig. (IV- 2) : montre les diverses pertes de charge qui peuvent se produire dans le système réservoir-séparateur.

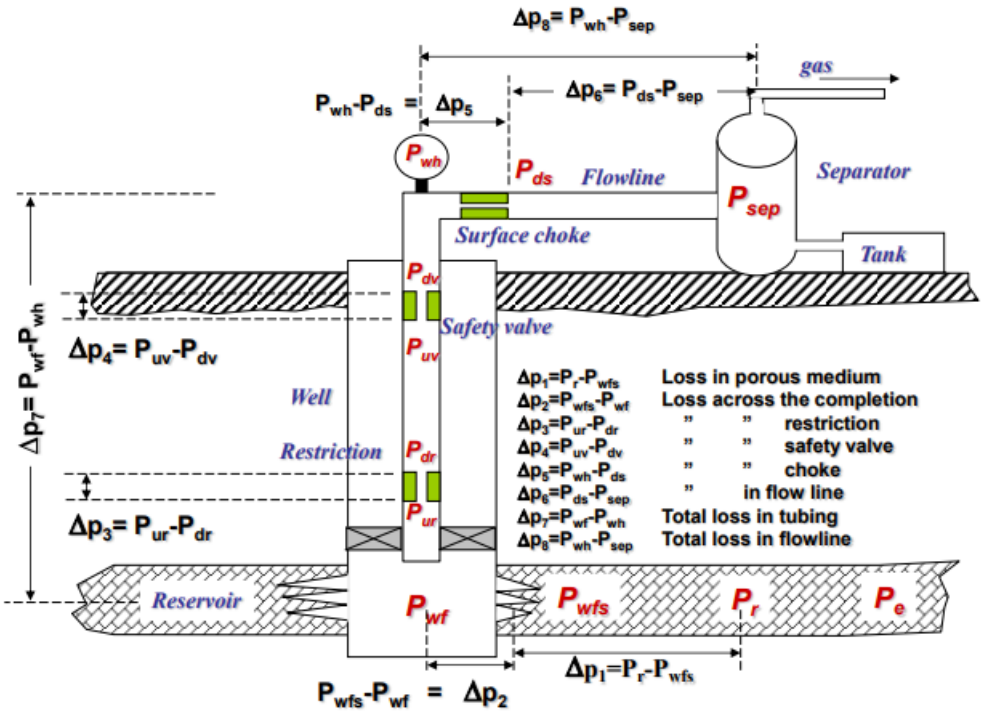


Figure IV- 2:Pertes de charges possibles dans le système de production.

IV.2.2 Objectif de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ✓ Diagnostic précis des pertes de charge.
- ✓ Optimisation continue des performances du système.
- ✓ Prévention proactive des problèmes potentiels.
- ✓ Amélioration de l'efficacité énergétique.
- ✓ Évaluation ciblée de la délivrabilité du puits.
- ✓ Soutien à la conception et à l'optimisation du système.

IV.2.3 Application de l'analyse nodale

- ✓ Évaluation des puits stimulés et anticipation des impacts de la déplétion sur la production.
- ✓ Sélection précise du diamètre du tubing pour une efficacité maximale.
- ✓ Optimisation des dimensions des collecteurs et du réseau de production.
- ✓ Conception efficiente du Gravel Pack et choix optimal du diamètre de la Duse de surface.
- ✓ Maximisation de la production par Gaz Lift par le biais de l'analyse nodale.
- ✓ Évaluation fine de l'impact de la densité des perforations sur la performance globale du puits.

IV.3 CONCEPT DE L'ANALYSE NODALE

Pour résoudre l'intégralité du système de production, on positionne des nœuds le long du réseau. Ces nœuds sont caractérisés par diverses équations ou corrélations.

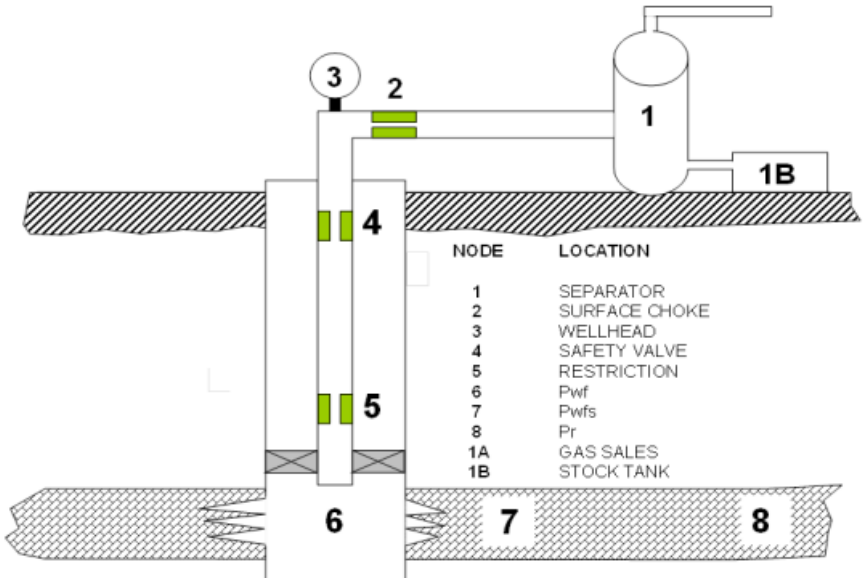


Figure IV- 3: Position des différents nœuds

Les nœuds sont classés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, et la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. Noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont la pression de gisement Pr et la pression de séparation Psep ou la pression de tête Pwh si le puits est commandé par la Duse.

IV.4 Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud

Le choix d'un nœud permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Cures). Les données nécessaires sont :

- ✓ Courbe IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
- ✓ Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- ✓ Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop versus rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- ✓ Pression de séparateur (séparation).

IV.5 PROCEDURE D'APPLICATION DE L'ANALYSE NODALE

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

1-Marquez un objectif spécifique pour le cas (exp : déterminer le diamètre de Tubing).

2-Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.

3-Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement) et les corrélations désirées.

4- Effectuer le calcul du cas et vérifier les résultats graphiquement.

5-Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits.

6- Ajuster les entrées et recalculer pour améliorer les résultats au besoin.

7-Répétier les étape 1 à 6 pour le prochain objectif du cas.

IV.5.1 Le point de fonctionnement du puits

Une corrélation entre le débit et la perte de pression doit être établie pour chaque composant du système. Le débit à travers le système est calculé une fois que les conditions suivantes sont remplies au nœud :

Le débit entrée et sortie sont égaux.

Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

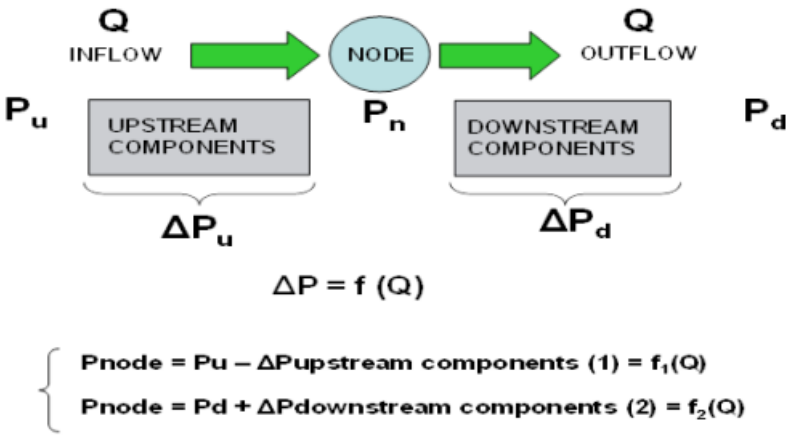


Figure IV- 4: la pression au noede

Inflow:

$$P_{node} = P_r - \Delta P_U \qquad \text{(IV 1)}$$

Outflow:

$$P_{node} = P_{sep} + \Delta P_D \qquad \text{(IV 2)}$$

Où : $P_{node} = P_{tete} + \Delta P$ (Dans ce cas)

Il suffit de tracer sur le même graphique la réponse du réservoir et la réponse du tubing. Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits (Couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion) caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (Q , P_{wf}).

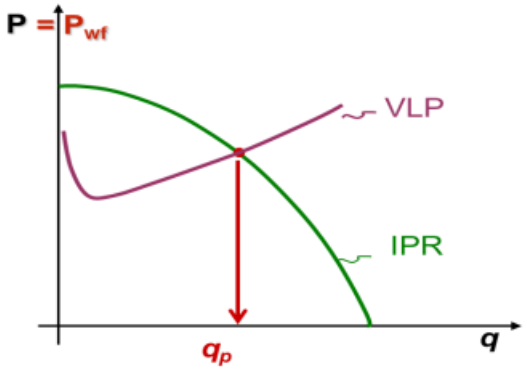


Figure IV- 5: Inflow & Outflow performances.

L'impact de toute modification apportée à une composante du réservoir ou du tubing, étant donné sa sensibilité à certains paramètres, peut être analysé en recalculant la pression au nœud en fonction du débit, en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante modifiée. En modifiant l'une des deux courbes, un nouveau point de fonctionnement est obtenu, ce qui signifie une nouvelle capacité d'écoulement, même si les pressions fixes sont modifiées en raison de l'épuisement ou de changements dans les conditions de séparation
La procédure est la suivante :

- ✓ Le choix des composants à optimiser.
- ✓ Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisis.
- ✓ Établir les expressions pour l'Inflow et l'Outflow.
- ✓ Rassembler les données nécessaires pour construire les courbes de performance d'entrée (IPR), représentant la pression de fond dynamique (PWF) en fonction du débit de production.
- ✓ Évaluer l'impact des modifications apportées aux caractéristiques des composants en traçant l'Inflow ou l'Outflow.

IV.6 PERFORMANCE DE RESERVOIR(IPR)

IV.6.1 Types de IPR

La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tels que les propriétés pétro physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée…, Cette relation est la courbe IPR qui est très importante dans la production. Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, l'équation de base sur laquelle toutes les diverses formes sont basées est la loi de Darcy qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé. Bien que, la forme de cette équation puisse être tout à fait différente pour différents types de fluides, elle est donnée par :

$$\frac{Q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \qquad \text{(IV 3)}$$

Pour l'élaboration de IPR plusieurs méthodes ont été élaborées et on peut citer :

La méthode de L'IP (indice de productivité)

Les concepts de l'écoulement nous enseignent que lorsqu'un puits est mis en production pour la première fois, une propagation d'ondes de pression se produit à travers le réservoir, entraînant une baisse graduelle de la pression dans la zone d'influence au fil du temps. Pendant la production, cette propagation d'ondes de pression se maintient à travers le réservoir, induisant une diminution progressive de la pression dans la zone en question. Au cours de ces phases transitoires ou à durée indéfinie, la pression dans une zone spécifique diminue rapidement initialement avant de se stabiliser avec le temps

En vertu de ces passagères ou infini les conditions d'agir, les pressions en tout rayon donné diminue rapidement au début, puis se stabilise avec le temps. The pressure at the wellbore, P_{wf} , follows the same pattern for a constante production rate Figure (IV- 2) La pression au fond du puits P_{wf} suit le même schéma pour une production constante.

Peu de temps après le début de l'écoulement, la pression au fond du puits s'approche d'une valeur stable qu'on utilise comme une approximation des équations de l'écoulement à l'équilibre dans notre analyse.

La différence entre la pression du réservoir moyen et le fond du puits est appelée le pressure Drawdown ($PR - p\,wf\,.r - Pwf$) qui va entraîner un débit Q et définit l'indice de productivité J donnée par :

$$j = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \qquad \text{(IV 4)}$$

L'indice de productivité décrit la réponse dynamique du réservoir et de ses caractéristiques fluidiques dans la zone de drainage d'un puits. Il établit la corrélation entre le débit Q et la pression d'écoulement au fond du puits pour une pression de réservoir donnée, comme il est représenté sur la Fig. (IV- 3).

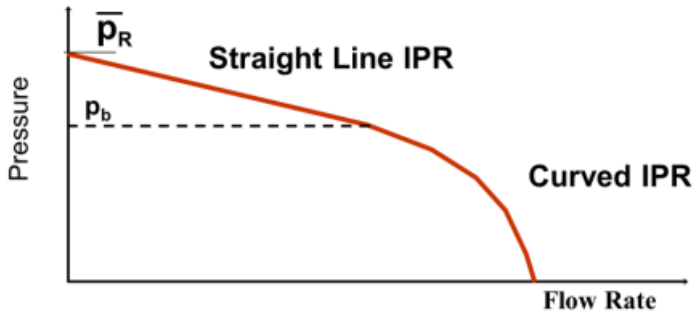


Figure IV- 6: La relation entre le débit Q et la pression PWF.

En observant à partir du graphe :
Au-dessus du point de bulle, la courbe IPR est une ligne droite en raison de la présence d'une seule phase de fluide. La perméabilité reste constante et égale à la perméabilité absolue, et l'indice de productivité correspond à l'inverse de la pente de la courbe IPR.
Au-dessous du point de bulle : La libération des gaz est produite dans ce cas et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

La méthode de Vogel

L'objectif principal de VOGEL était de simuler l'écoulement diphasique à travers un réservoir dans un puits.
L'écoulement est diphasique lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle $P_r < P_b$, VOGEL a établi une relation empirique qui caractérise ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \qquad \text{(IV 5)}$$

Il peut être déterminé en utilisant les données des tests c'est-à-dire pour un débit donné du test, nous avons :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(test)}{1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \qquad \text{(IV 6)}$$

Les résultats de VOGEL sont seulement pour la partie incurvée dans la courbe IPR qui existe au-dessous du point de bulle.

Méthode de Fetkovich

Il propose une approche pour déterminer la performance d'Inflow pour les puits d'huile en utilisant des équations similaires à celle utilisées pour analyser les puits de gaz.

L'équation utilisée par Fetkovich est la suivante :

$$q_o = C.\left(P_r^{\,2} - P_{wf}^{\,2}\right)^n \qquad \text{(IV 7)}$$

A partir 40 tests d'analyse on a obtenu que n varie entre 0,58 et 1,00, Une fois les valeurs de C et n sont déterminées par les données des tests, l'équation (7) peut être utilisée pour générer L'IPR complet.
Puisque on a deux inconnus (C et n) il nous faut au moins deux tests pour les déterminés.

IV.6.2 Prédiction des futures IPR

Étant donné que la pression du réservoir diminue en raison de la déplétion, la capacité du réservoir à transporter l'huile diminue. Cela, est dû à la diminution de la fonction de pression $f(P) = \dfrac{k_{ro}}{\mu_o.B_o}$ car la perméabilité relative à l'huile k_{ro} diminue avec l'augmentation de la saturation en gaz.

Méthode de Standing

Standing a développé une méthode qui permet de prédire la diminution du débit $q_{o\max}$ en réponse à l'accroissement de la saturation en gaz du réservoir due à la déplétion. L'équation de Vogel est modifiée pour fournir :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_r}\right).\left(1 + 0,8.\frac{P_{wf}}{P_r}\right) \qquad \text{(IV 8)}$$

Substituant par l'expression de l'index de productivité dans l'équation (III.05) et réarrangeant on trouve :

$$J = \frac{q_{o\max}}{P_r}.\left(1 + 0,8.\frac{P_{wf}}{P_r}\right) \qquad \text{(IV 9)}$$

Standing défini l'index de productivité de "drawdown zéro" comme suit :

$$J^* = \lim J\left(P_{wf} \to P_R\right) = \frac{1,8.q_{o\max}}{P_R} \qquad \text{ou :} \quad q_{o\max} = \frac{J^*.P_R}{1,8} \qquad \text{(IV 10)}$$

Si le changement de J^* avec la déplétion peut être prédit donc le changement de $q_{o\max}$ peut être déterminé.

Et l'autre définition de J^* est:

$$J^* = \frac{0,00708.k.h}{\ln\left(0,472.\frac{r_e}{r_w}\right)}.f\left(P_r\right) \qquad (11) \qquad \text{ou :} \quad f(P_r) = \frac{k_{ro}}{\mu_o.B_o} \qquad (IV\ 12)$$

La relation entre J^*_P actuel et le futur J^*_F peut être exprimé par :

$$\frac{J^*_F}{J^*_P} = \frac{f\left(P_{RF}\right)}{f\left(P_{RP}\right)} \qquad (IV\ 13)$$

La combinaison entre les deux équations (12) et (13) donne la relation entre $q_{o(\max)P}$ et $q_{o(\max)F}$:

$$q_{o(\max)F} = q_{o(\max)P}.\left[\frac{P_{RF}.f\left(P_{RF}\right)}{P_{RP}.f\left(P_{RP}\right)}\right] \qquad (IV\ 14)$$

Une fois $q_{o(\max)P}$ est déterminé à partir du test actuel du puits, la valeur future $q_{o(\max)F}$ peut être calculée si la valeur de la fonction de pression $f\left(P_{RF}\right)$ peut être prédite à P_{RF}

En générant les IPR futur à partir de :

$$q_{oF} = q_{o(\max)F}\left[1-0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)-0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right] \qquad (IV\ 15)$$

$$\text{Ou :}\ q_{oF} = \frac{J^*_F.P_{RF}}{1,8}\left[1-0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)-0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right] \qquad (IV\ 16)$$

La procédure pour générer les futures IPR :

Calculer $q_{o(\max)P}$ en utilisant les données actuelles du test du puits et l'équation (III.6)

En utilisant les propriétés de fluide, les données de saturation et la perméabilité relative pour Calculer $f\left(P_{RP}\right)$ et $f\left(P_{RF}\right)$.

Calculer J^*_F, en utilisant l'équation (IV.18) ou $q_{o(\max)F}$ par l'équation (IV 15)

Générer les futures IPR en utilisant l'équation (III.16)

Méthode de Fetkovich

La méthode proposée par Fetkovich pour construire les futures IPR consiste à ajuster le coefficient d'écoulement C dans l'équation (17) pour les changements de la fonction de pression $f(P_r)$, il a supposé que $f(P_r)$ est une fonction linéaire de P_r ,et C peut être déterminé à partir de :

$$q_{oF} = C_P.\left(\frac{P_{RF}}{P_{RP}}\right).\left(P_{RF}{}^2 - P_{wf}{}^2\right)^n \qquad (IV\ 17)$$

IV.7 VERTICAL LIFT PERFORMANCE (VLP)

La courbe de performance du tubing (VLP) illustre l'efficacité de l'équipement et son impact sur le flux, en tenant compte des pertes de charge générées. Elle a été établie en se basant sur les pressions dynamiques du fond calculées à l'aide d'une des méthodes de corrélation des pertes de charge verticales pour des différentes débits de liquide.

IV.7.1 Les régimes d'écoulements

Plusieurs régimes d'écoulements peuvent se produire lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales.

Liquide flow : la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle Dans ce cas, d'où le régime d'écoulement est monophasique.
Bubble flow : le mouvement ascendant du liquide est accompagné d'une chute de pression. Cette pression baisse au-dessous du point de bulle. Des bulles se forment alors et glissent vers le haut dans le tubing.
Slug flow : Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, plus le gaz est libéré de solution et les plus grosses bulles croître régulièrement par les dépassements et les coaliser avec les plus petits comme ils se déplacent vers le haut, portent entre eux les gouttes d'huiles contenant des petites bulles de gaz.

Annular flow : À des pressions plus élevées dans le tubing, le gaz se trouve dans un canal continu au centre du conduit tandis que l'huile se déplace à une vitesse réduite vers le haut, ce dernier forme un anneau annulaire le long des parois internes du tube.
mist flow : Si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante à partir du bas vers le haut, l'annulaire de liquide va disparaitre, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

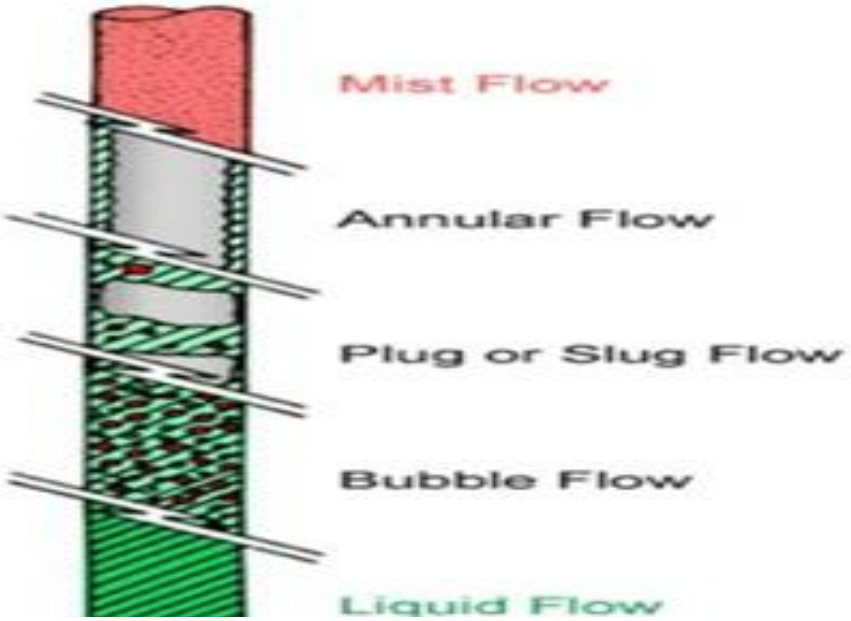


Figure IV- 7 : Les régimes d'écoulements

IV.7.2 Les variables influençant sur les pertes de charges

Le calcul de la chute de pression qui existe entre le fond du puits et la surface lors de l'écoulement naturel pour toutes les conditions possibles est complexe. A cet effet, plusieurs corrélations empiriques ou semi empiriques ont été proposées.

Ces corrélations tiennent compte des sept variables importantes qui influent sur les pertes de charge d'un puits éruptif.

Ces variables sont :

- ✓ La taille de tubing.
- ✓ Le débit.
- ✓ La viscosité du fluide.
- ✓ La densité du fluide.
- ✓ Rapport gaz-liquide (GLR).
- ✓ Rapport eau-huile (WOR).
- ✓ L'effet de glissement.

IV.7.3 Verticale corrélations flow

Les diverses approches élaborées pour estimer les pertes de charge ne reposent pas sur une résolution exacte d'équations mathématiques, mais plutôt sur des relations empiriques ou semi-empiriques. Ces relations ont été établies à partir des hypothèses sur les équations pertinentes pour l'écoulement, en plus de recueillir des données à partir d'un ensemble spécifique de puits dans des conditions contrôlées.

Corrélation de Poettman et Carpenter

Cette corrélation a été développée à partir de l'équation générale de l'énergie où le mélange (huile, eau, gaz) est considéré monophasique.

La corrélation de Poettman et Carpenter suppose que :

- ✓ L'effet de la viscosité est négligeable.
- ✓ Le terme d'accélération est négligeable (V= constante).

Corrélation de Francher et Brown

Cette corrélation donne la plus petite valeur possible de VLP, car elle néglige les glissements de gaz/liquide, il faut toujours prévoir une pression qui est inférieure à a la valeur mesurée, même si elle fait un bon callage.

La procédure de calcul pour cette corrélation est la même que la méthode de Poettman et Carpenter avec une petite modification sur la détermination de facteur de frottement.

Hagedorn et Brown

La corrélation de Hagedorn et Brown est probablement la corrélation VLP la plus largement utilisée. Elle fonctionne bien pour bubble et slug régimes d'écoulement dans une large gamme d'applications. À des faibles débits, elle sous-prédit les pressions. Cela peut entraîner des prévisions optimistes pour un minimum de débit stable.

Hagedorn et Brown a constaté le holdup (l'aire occupée par le liquide/la section de pipe) de liquide pourrait être corrélée à quatre paramètres sans dimension : Les améliorations suggérées par Hagedorn et Brownont ont été mises en œuvre dans Le logiciel PROSPER : L'expérience a montré que la méthode de Hagedorn et Brown est particulièrement efficace pour les puits de pétrole soumis à des régimes d'écoulement en bubble et en slug.

Corrélation de Petroleum Experts

Il intègre les aspects les plus performants des méthodes existantes, en adoptant la méthode de Hagedorn-Brown spécifiquement pour les régimes d'écoulement en slug.

IV.8 LES DIFFERENTES POSITIONS DES NŒUDS

Nœud 3 : Tête de puits (wellhead)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits.

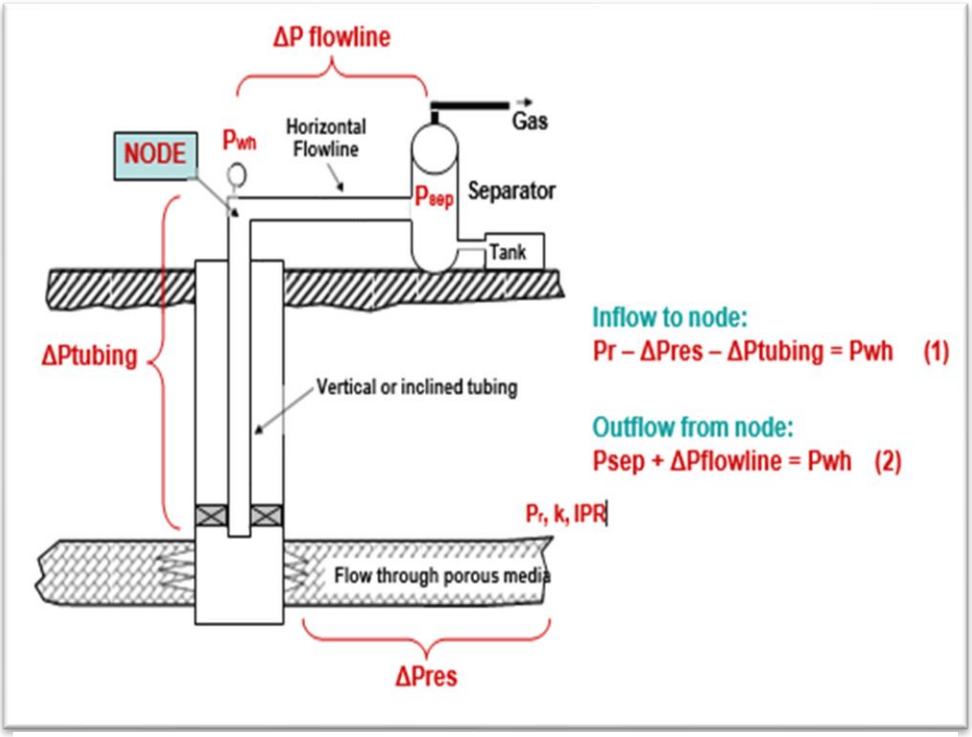


Figure IV- 8: Nœud Tête de puits.

La Fig. (IV-9) montre l'effet de deux diamètres de collecte sur la performance du puits, l'augmentation du diamètre de la collecte ($D_1 \rightarrow D_2$) est suivie par une augmentation de débit de Production $q_1 \rightarrow q_2$.

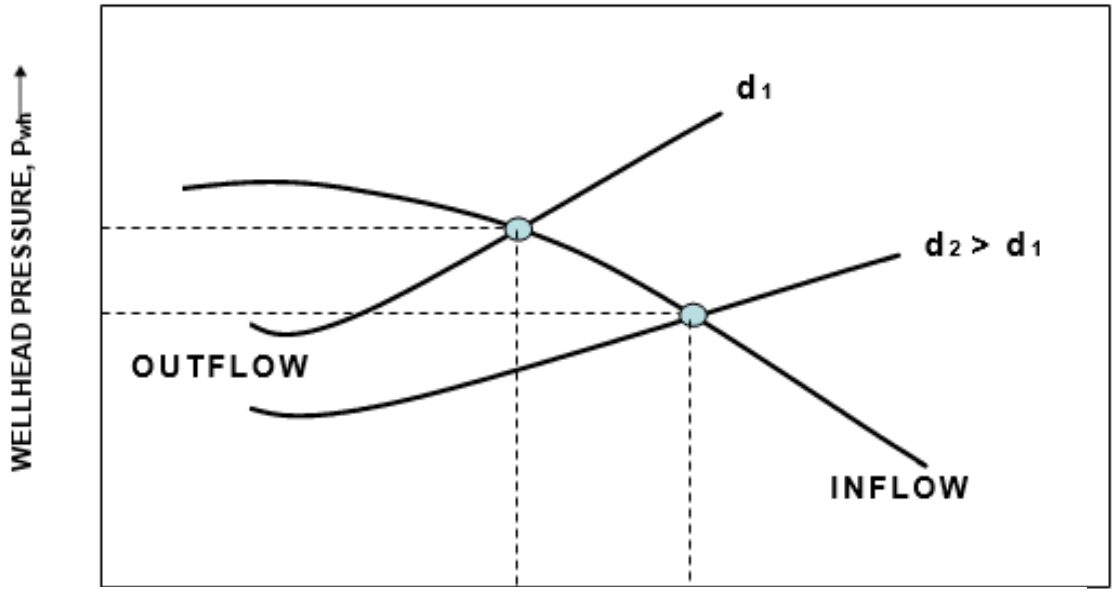


Figure IV- 9: L'effet de diamètres de collecte sur la performance du puits.

Nœud 6 : Fond du puits Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

Avec :

IPR (1) désigne la caractéristique IPR d'une couche de réservoir colmatée,

IPR (2) correspond à celle d'une couche de réservoir non colmatée et non stimulée.

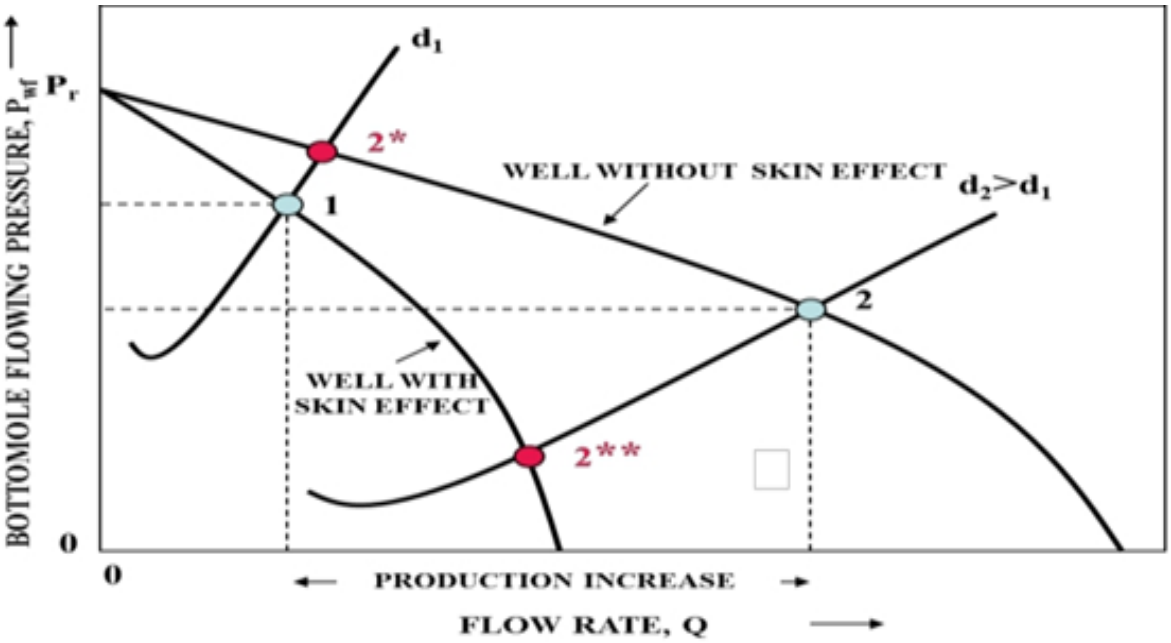


Figure IV- 10: déférentes courbe IPR et VLP

Nœud8 : réservoir

Ils permettent d'analyser l'impact de la déplétion du réservoir sur le rendement du puits pour un nœud situé à cette position

Chapitre V : Modélisation et optimisation du système de production

V.1 Introduction

Ce chapitre a pour objectif d'augmenter la production des puits de pétrole en menant une étude de sensibilité approfondie. Pour ce faire, nous analyserons les performances de plusieurs puits, à savoir PK 1, PK 26 et PK 64, en examinant divers paramètres critiques qui influencent leur production. Parmi ces paramètres, nous évaluerons l'impact du diamètre du tubing, de la pression du réservoir, et du water cut sur les débits de production.

L'étude de sensibilité permettra de comprendre comment chaque paramètre affecte le fonctionnement des puits et d'identifier les conditions optimales pour maximiser la production. En particulier, nous nous concentrerons sur les stratégies d'optimisation telles que l'utilisation du gaz lift, une méthode d'activation artificielle qui injecte du gaz dans le puits pour améliorer le flux des hydrocarbures.

À travers cette analyse détaillée, nous visons à élaborer des recommandations pratiques et efficaces pour améliorer la production des puits. Les résultats obtenus guideront les décisions opérationnelles et les interventions nécessaires pour optimiser la performance des puits de pétrole, assurant ainsi une exploitation plus rentable et durable des ressources.

V.2 Présentation du logiciel PIPESIM (Pipe Simulator)

Le logiciel de simulation d'écoulement multiphasique en régime permanent PIPESIM intègre les trois zones de flux dans sa modélisation : l'écoulement multiphasique, le transfert de chaleur et le comportement des fluides. Depuis plus de trois décennies, PIPESIM bénéficie d'améliorations continues, qui intègrent non seulement les avancées scientifiques dans ces domaines, mais aussi les dernières innovations en matière d'informatique et de technologies de l'industrie pétrolière et gazière.

PIPESIM offre des modèles mécanistiques avancés à trois phases, une modélisation précise du transfert de chaleur et des fonctionnalités complètes de modélisation PVT (Pression-Volume-Température). Les données cartographiques prises en charge par ESRI permettent une représentation spatiale réaliste des puits, des équipements et des réseaux. Les réseaux peuvent être construits manuellement sur la carte ou automatiquement à partir d'un fichier de format SIG. La création et l'analyse rapides des modèles de puits sont facilitées par des schémas interactifs de puits intégrés.

V.2.1 Les corrélations utilisées

Ces corrélations sont employées pour évaluer les pertes de charge, elles sont divisées en plusieurs catégories :

- Pour les écoulements monophasiques
- Pour les écoulements multiphasiques en configuration verticale.
- Pour les écoulements multiphasiques en configuration horizontale.

Au fil des années, diverses corrélations d'écoulement ont été proposées. En plus des corrélations d'écoulement intégrées dans le logiciel, les utilisateurs ont la possibilité de créer et d'ajouter leurs propres corrélations multiphasiques dans PIPESIM.

A titre d'exemple, nous pouvons citer Quelques corrélations :

Pour les écoulements monophasiques :

- Moody
- AGA
- Panhandle 'A'
- Panhandle 'B'
- Hazen-Williams
- Weymouth

Pour les écoulements multiphasiques en configuration verticale :

- Ansari
- Baker Jardine révisé
- Beggs&Brill original
- Beggs&Brill révisé
- Beggs & Minami
- Duns & Ros
- Hangedorn & Brown
- Lockhart & Martinelli

Pour les écoulements multiphasiques en configuration horizontale :

- Baker Jardine révisé
- Beggs & Brill original
- Beggs & Brill révisé
- Brill & Minami
- Dukler, AGA + Flanagan
- Dukler, AGA + Flanagan (retard Eaton)

V.2.1 Les informations essentielles pour utiliser le logiciel Pipesim :

- Les données géologiques.
- Les données de complétion du puits.
- Résultats de tests.
- Informations de jaugeages.
- Historique de production du puits.

V.3 Etude de l'IPR et VLP

V.3.1 Courbe IPR (inflow)

Nous avons examiné différentes méthodes pour tracer la courbe de l'IPR, utilisant selon les cas :

- L'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) lorsque Pb < Pwf.
- L'équation de Vogel pour l'écoulement diphasique lorsque Pr est inférieur à Pb
- Une équation combinant les approches DARCY et VOGEL lorsque Pwf < Pb < Pr. Dans notre situation où Pr < Pb, nous appliquons l'équation de VOGEL, qui se présente comme suit :

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = c + b \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right) + a \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2$$

Ensuite, nous sélectionnons les débits d'huile Qo tels que Qo < Qomax et déterminons les pressions de fond dynamique Pwf correspondantes. Ces valeurs sont ensuite représentées sur le graphique Pwf = f(Qo), qui nous fournit le profil suivant :

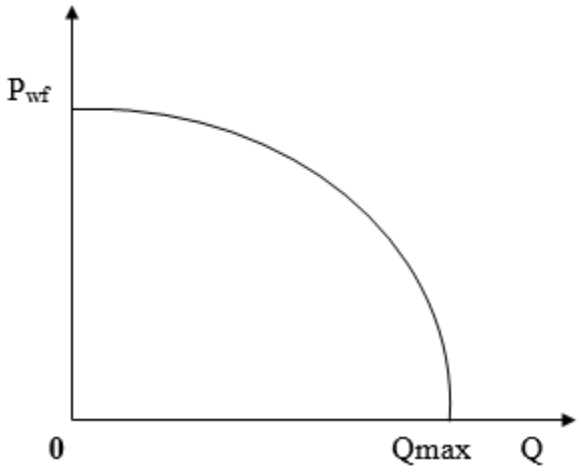


Figure V- 1:inflow performence courbe

V.3.2 Courbe de TPC (outflow)

De nombreuses méthodes de corrélation pour les écoulements diphasiques dans les tubings ont été développées, certaines ayant une portée générale tandis que d'autres sont spécifiques à des applications plus restreintes. Parmi les corrélations intégrées au logiciel PERFORM, on trouve :

- La corrélation de Poetmann & Carpenter ;
- La corrélation de Fancher &Brown ;
- La corrélation de Hagedorn & Brown ;
- La corrélation de Beggs & Brill.

La tâche consiste à sélectionner une corrélation qui reflète au mieux les données mesurées, face au manque de données.

Dans notre cas, les tests PLT.et donc les valeurs de la pression de fond dynamique. Pour contourner cette contrainte, nous utiliserons les données disponibles ; les pressions de tête. La démarche à suivre pour identifier la corrélation appropriée est la suivante :

1) Entrer les données du puits en plaçant le nœud au niveau de la tête de puits.
2) Tester différentes corrélations pour le tubing en mode "puits vertical", tout en conservant la même corrélation pour le réservoir (Vogel).
3) Observer la pression de tête générée par chaque corrélation testée.
4) La corrélation la plus adaptée sera celle qui produit une pression de tête la plus proche de la valeur mesurée.

V.4 Résultats et interprétations des courbes IPR et VLP

V.4.1 LE PUITS PK 1

V.3.1.1 Description

Le puits étudié produit du "light oil" mélangé à du gaz dissous, nécessitant l'application de la méthode Black oil pour l'analyse, en raison de sa composition spécifique. Selon le rapport PVT, la séparation du fluide extrait se fait en single stage, indiquant une procédure simplifiée de traitement. Il s'agit d'un puits producteur d'huile, équipé d'une complétion de type cased hole, qui assure une protection et une gestion efficace des zones productrices. Le fluide, de nature newtonienne, s'écoule dans le tubing à travers une unique branche, simplifiant l'analyse des dynamiques d'écoulement. Cette configuration spécifique du puits, combinée à ses propriétés de fluide, guide les stratégies d'exploitation et les techniques d'optimisation de la production.

V.4.1.2 La complétion

Les informations de complétion de ce puits sont montrées comme suit :

Tableau V. 1: les informations de complétion

Diamètre intérieur du tubing [in]	3,826
Diamètre intérieur du tubage [in]	3,826
Sabot du tubing [m]	2454,94
Top perforation [m]	2792.0
Bottom perforation [m]	2798.0
Profondeur du packer [m]	2397,903
Température de surface [°F]	85,7
Température de surface [°F]	212

V.3.1.3 Les données PVT

Les propriétés de fluide

Les propriétés de fluide sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau V. 2: les propriétés de fluide

Reservoir fluid	Water and oil
Fluid model	Black oil
Separator	Single stage
Solution GOR	1534 (scf/STB)
Gas gravity	0.7364 (sp.gravity)
Water salinity	330000 (ppm)
Mole percent CO2	0.62 (percent)
Mole percent N2	*V.3* (percent)

V.4.1.4 Entrée des données du système

La section d'entrée des équipements de système et subdivisée en sous-section suivant :

- ✓ Le Survey de la déviation
- ✓ Les équipements de surface
- ✓ Les équipements du fond
- ✓ Le gradient géothermique

❖ **Le Survey de la déviation**

Le puit PK26 est un puit vertical de profondeur 2970 m

Tableau V. 3: le Survey de déviation

Measured Depth in m	True Vertical Depth in m
0	0
2970	2970

Survey type : Vertical

❖ **Les équipements de fond**

Tableau V. 4:les équipements de fond

Type	ID	OD	Measured depth(m)
Casing	5,92	7	1110
Liner	3,826	4.5	2970
Tubing	3,826	4.5	2956.3
GLM: Van Oil Gas Lift Mandrel	3.886	6.02	2303.84 et 2374.26
R NIPPLE:	3.813	4.920	2340.8 et 2433.7
Halliburton 'MHR' Permanent Packer			2397.94
SCSSV: 4.1/2" NE	3.814	6	40.69

❖ **Le gradient géothermique**

Tableau V. 5: le gradient géothermique

Formation TVD (m)	Formation Température (deg F)
Température du sol à la tête du puit	82.4
2970	218.12

Les chaleurs spécifiques sont estime comme suit :

Cp huile = 0.53 BTU/lb/°F

Cp gaz = 0.51 BTU/lb/°F

Cp water = 1 BTU/lb/°F

Et Coefficient de transfert de chaleur global = 14.7812 (BTU/h/ft2/F)

V.4.1.5 Inflow Performance Relation (IPR) data (oil well)

Model de réservoir : Vogel

La pression de réservoir : 4575 psi

La température de réservoir : 212 deg F

Water Cut: 7 pourcents

GOR Totale : 1534 scf/STB

PI de formation: 0.184 STB/day/psi

Production index: 0.184 STB/day/psi

AOF = 470.365 STB/day

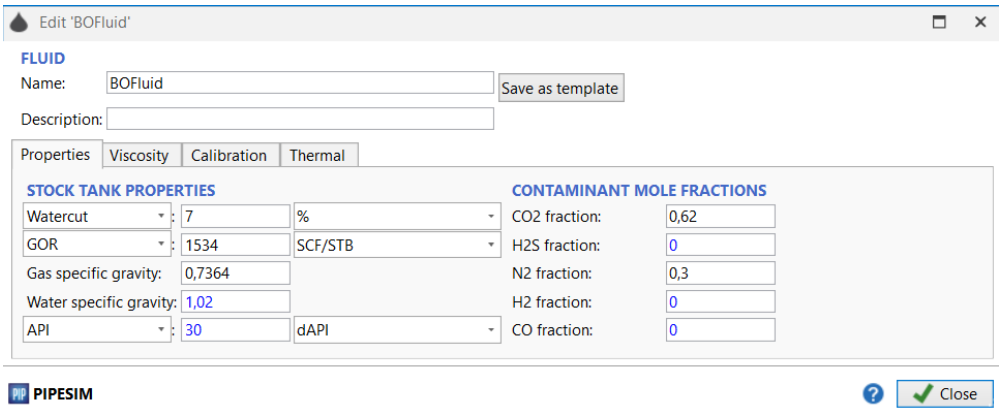


Figure V- 2: data du fluide model

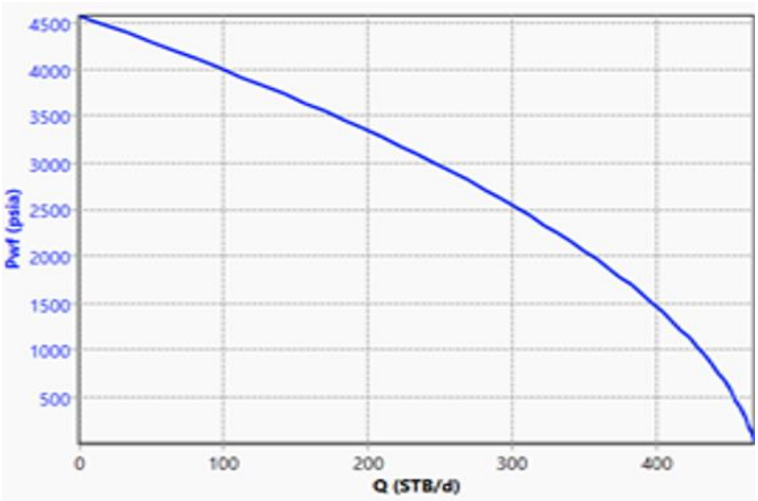


Figure V- 3: IPR du puit PK26

V.4.1.6 Analyse de VLP

Choix de la corrélation des pertes de charge pour l'écoulement vertical

Les données utilisées pour le choix de corrélation des pertes de charges sont :

Date/Time:	21/03/2024 02:23	
Oil flowrate:	272,54	STB/d
Water flowrate:	6,06	STB/d
Gas flowrate:	1,504	mmscf/d
GOR:	5518,456	SCF/STB
Watercut:	2,175162	%

Figure V- 4:choix de corrélation data 1

PROFILE DATA

Fluid phases: (•) 2-phase ( ) 3-phase

	Measured depth	Pressure	Temperature
	ft	psia	degF
1	0	1084	85,12
2	7713,255	2430,86	212

Figure V- 5:choix de corrélation data 2

Pour chaque puits, on procède comme suit :

- **Onglet operation >> model calibration >> data matching**
- **Sélectionner les correlations correspondante**

Nous avons testé toutes les options possibles fournies par PIPESIM et on a trouvé que la corrélation de GRAY Modifié donne des résultats optimums :

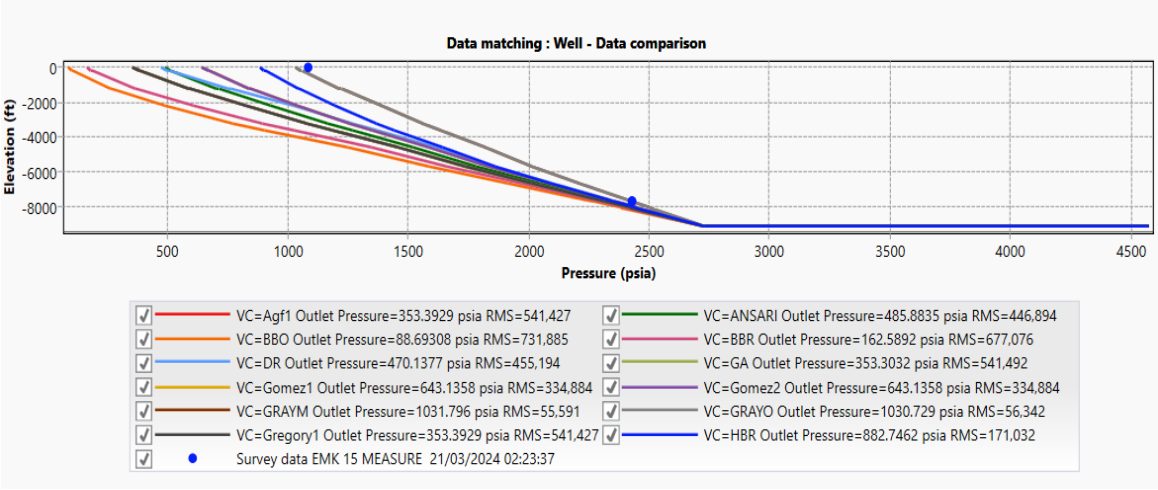


Figure V- 6:corrélation pour le calage VLP.

PIPESIM calcule, pour chaque corrélation, l'erreur RMS totale (Root Mean Square) ainsi que les facteurs de friction, de liquid-holdup et de transfert thermique. La corrélation à choisir est celle qui présente l'erreur la plus faible. Si certaines corrélations présentent des erreurs proches les unes des autres, on choisira celle dont les facteurs (friction, liquid-holdup & transfert thermique) sont proches de l'unité.

V.4.1.7 Simulation des puits et vérification du modèle

Pour évaluer l'adéquation de notre modèle vis-à-vis des performances des puits, nous employons la méthode d'analyse nodale. Cette approche nous permet de générer les courbes de Performance d'Entrée en Flux (IPR), qui décrivent l'écoulement à travers le réservoir, et les courbes de Performance Vertical (VLP), qui représentent les pertes de charge dans le tubing après ajustement. Leur croisement définit le point de fonctionnement du puits. Voici les résultats obtenus par modélisation :

Les deux courbes IPR et VLP sont représentées par la figure (V 2) et leur intersection correspond au le point de fonctionnement :

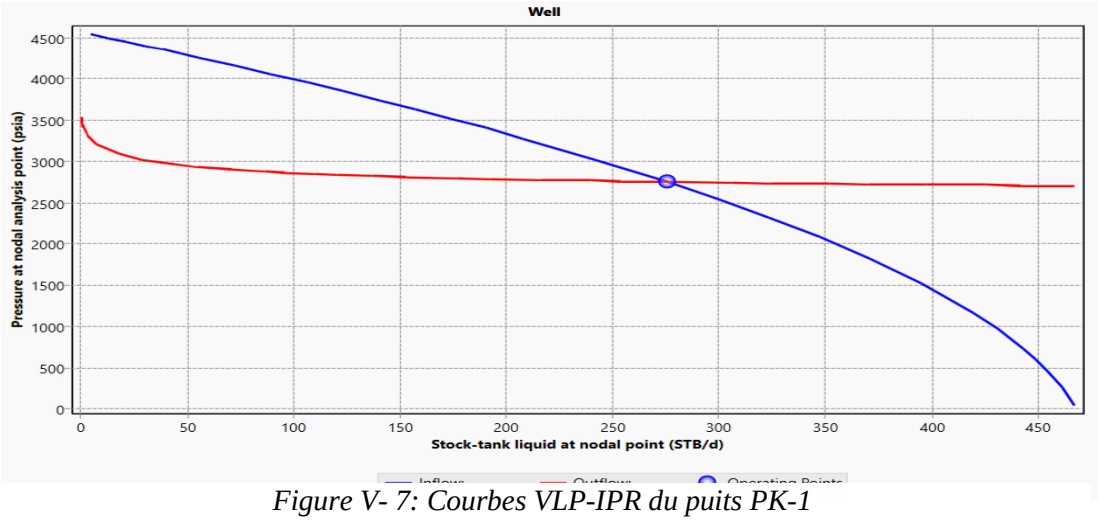


Figure V- 7: Courbes VLP-IPR du puits PK-1

Les résultats obtenus sont récapitulés dans la table ci-dessous :

Tableau V. 6: Comparaison entre valeurs mesurées et calculées

Débit (STB/d)		Pression de fond dynamique (psia)	
Mesuré	Calculé	Mesuré	Calculé
276,0	275,5604	2755,53	2755.93

A la lecture de la table 6n nous constatons un bon calage des valeurs calculée par rapport aux valeurs mesurées et calcule sont très proche.

V.4.1.8 Etude de sensibilité du puits PK 01

L'étude de sensibilité sur les paramètres de puits peut être faite, une fois que notre modèle soit calibré et les deux courbes de l'inflow et outflow sont générées.

❖ ***Le diamètre de tubing :***

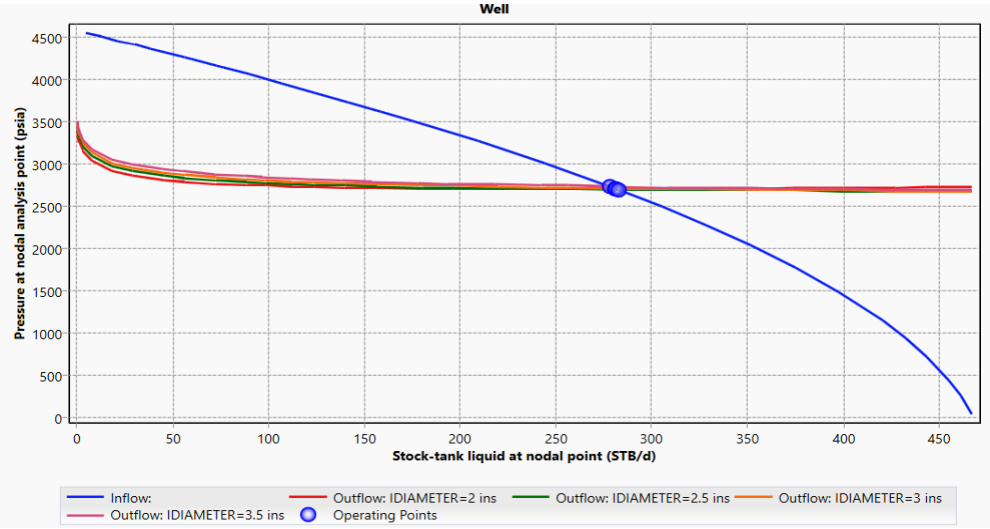


Figure V- 8: effet du diamètre du tubing du puits PK-1

On peut exprimer les résultats dans le tableau suivant :

Tableau V. 7: l'effet du diamètre du tubing

	Operating point	ST liq at NA(STB/day)	P at NA
1	ID= 2,5 inch	280,9748	2710,104
2	ID= 3 inch	279,1361	2725,737
3	ID= 3,5 inch	276,5366	2747,715
4	ID= 4 inch	273,724	27771,331

❖ ***La pression de réservoir :***

❖

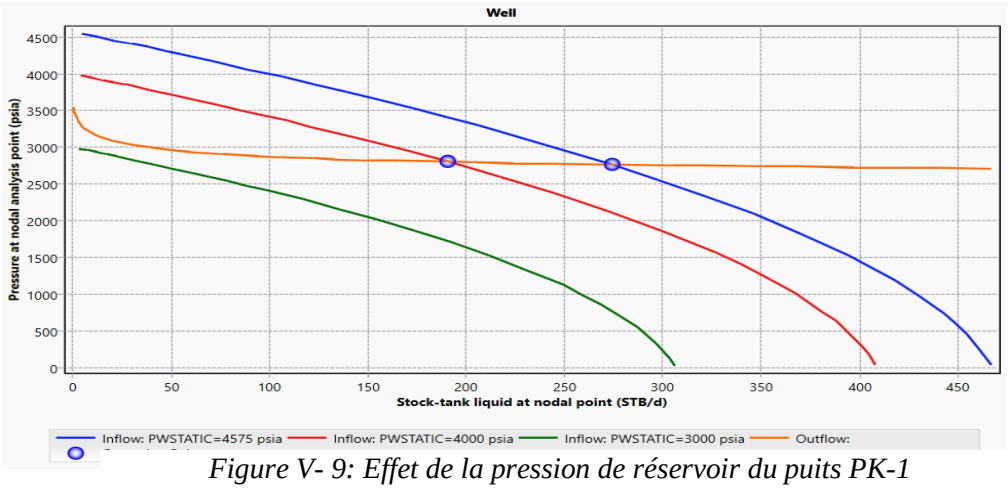


Figure V- 9: Effet de la pression de réservoir du puits PK-1

❖ ***Le water Cut (pour voir l'effet de l'augmentation du water cut) :***

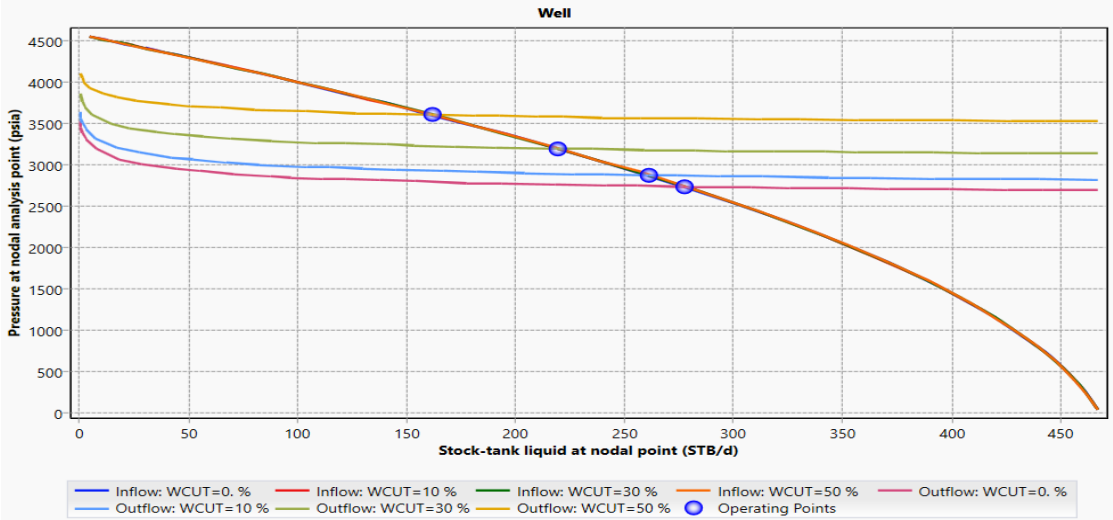


Figure V- 10: Effet du water cut du puits PK-1

Les résultats sont exprimés dans le tableau suivant :

Tableau V. 8: l'effet du water cut

	Operating point	ST liq at NA (STB/d)	P at NA (psia)
1	Wc = 0%	277,6992	2737,929
2	Wc = 10%	260,9675	2876,411
3	Wc = 30%	219,6347	3196,814
4	Wc = 50%	161,7224	3604,592

V.4.1.9 Commentaire sur le puit PK01

Après avoir réalisé le scénario de l'analyse de sensibilité, nous constatons que le changement du diamètre du tubing de production a un impact marginal sur le débit de production. Cependant, il est important de noter que le remplacement du tubing de production peut être réalisable, car le puits doit subir une opération de workover en raison de problèmes d'intégrité. Par ailleurs, la diminution de la pression du réservoir a un effet significatif sur le débit de production, notamment lorsque la pression descend en dessous de 3500 psi. Dans de telles conditions, le puit arrête à produire et pour éviter ces problèmes, il est envisageable de recourir au gaz lift, étant donné que notre puits est déjà connecté au réseau de gaz lift. Ainsi, la prochaine étape consistera à étudier l'installation des vannes de gaz lift dans la complétion et à déterminer le débit optimal d'injection.

V.4.2 Design de gaz lift du puit PK01

Dans cette section, nous allons élaborer un schéma du système de gaz lift, précisant l'emplacement de chaque vanne dans la configuration, pour un débit de pompage fixe et une pression en tête donnée. En effet, ce puits doit subir une opération de "workover" en raison de problèmes d'intégrité dans le tubing de production, nécessitant ainsi un remplacement automatique de la complétion. Nous allons également déterminer le graphique du débit d'injection de gaz en fonction du débit de liquide produit.

V.4.2.1 Deepest injection point

Le point d'injection le plus profond représente le point maximal possible pour réaliser l'injection dans notre puits. Il doit être déterminé selon les indications suivantes afin de façonner la conception du gaz lift :

Boundery condition :

Tableau V. 9: les conditions aux limites

Production outlet pressur	1085 psie
Reservoir pressur	4575 psie
Reservoir tempreture	212 degF
GOR	1534 SCF/STB
Water Cut	7 %

Injection paramètres :

Tableau V. 10: les paramètres d'injection

Operating injection pressur	1678 psie
Surface injection tempreture	85 degF
Target injection rate	2
Gaz specific garvity	0,7

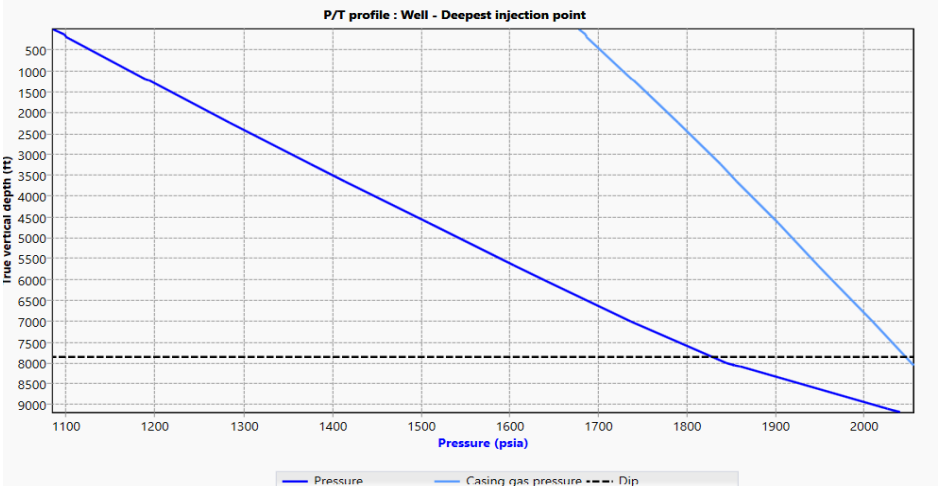


Figure V- 11: deppest injecting point

V.4.2.2 Gaz lift design

L'option " Gas-Lift Design " permet d'accomplir cette tâche en introduisant le débit d'injection choisi ainsi que d'autres paramètres tels que la pression d'injection et la densité du gaz à injecter.

V.4.2.3 La performance du gaz-lift du puits PK 01

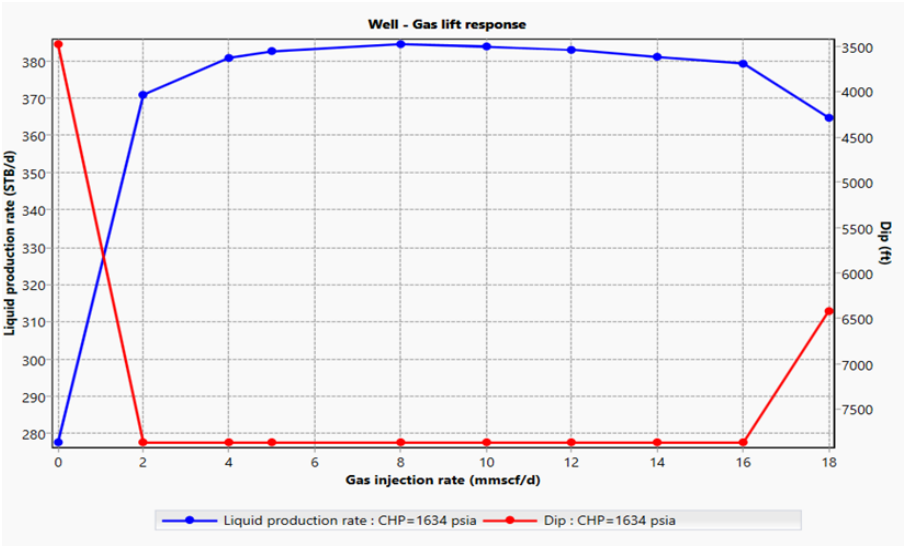


Figure V- 12: l'effet du débit a injecte

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (total Gas Liquid Ratio). Le GLRt optimal est le ratio entre le volume optimum de gaz (injecté + produit) et le liquide produit.

Selon cette courbe, on observe que le débit d'injection de gaz qu'il ne faut pas le dépasse est d'environ 8 millions de mètres cubes standard par jour, correspondant à un débit de production maximal. Si ce débit d'injection est dépassé, une chute de production se produit, comme le montre clairement la courbe.

Débit maximale qu'il ne faut

Pas dépasse

.

	Case	CHP	Qgi	QI	DIP
		psia	mmscf/d	STB/d	ft
1	CHP=1634 p...	1634	0	277,6835	3480,934
2	CHP=1634 p...	1634	2	370,8283	7860,811
3	CHP=1634 p...	1634	4	380,7865	7860,811
4	CHP=1634 p...	1634	5	382,7296	7860,811
5	CHP=1634 p...	1634	8	384,5056	7860,811
6	CHP=1634 p...	1634	10	384,0359	7860,811
7	CHP=1634 p...	1634	12	382,8602	7860,811
8	CHP=1634 p...	1634	14	381,1951	7860,811
9	CHP=1634 p...	1634	16	379,1555	7860,811
10	CHP=1634 p...	1634	18	364,6298	6420,14

Figure V- 13: l'effet du débit d'injection

Dans la section **Artificial lift > Gas lift > Gas Lift Design** on introduit les données suivantes pour notre puit :

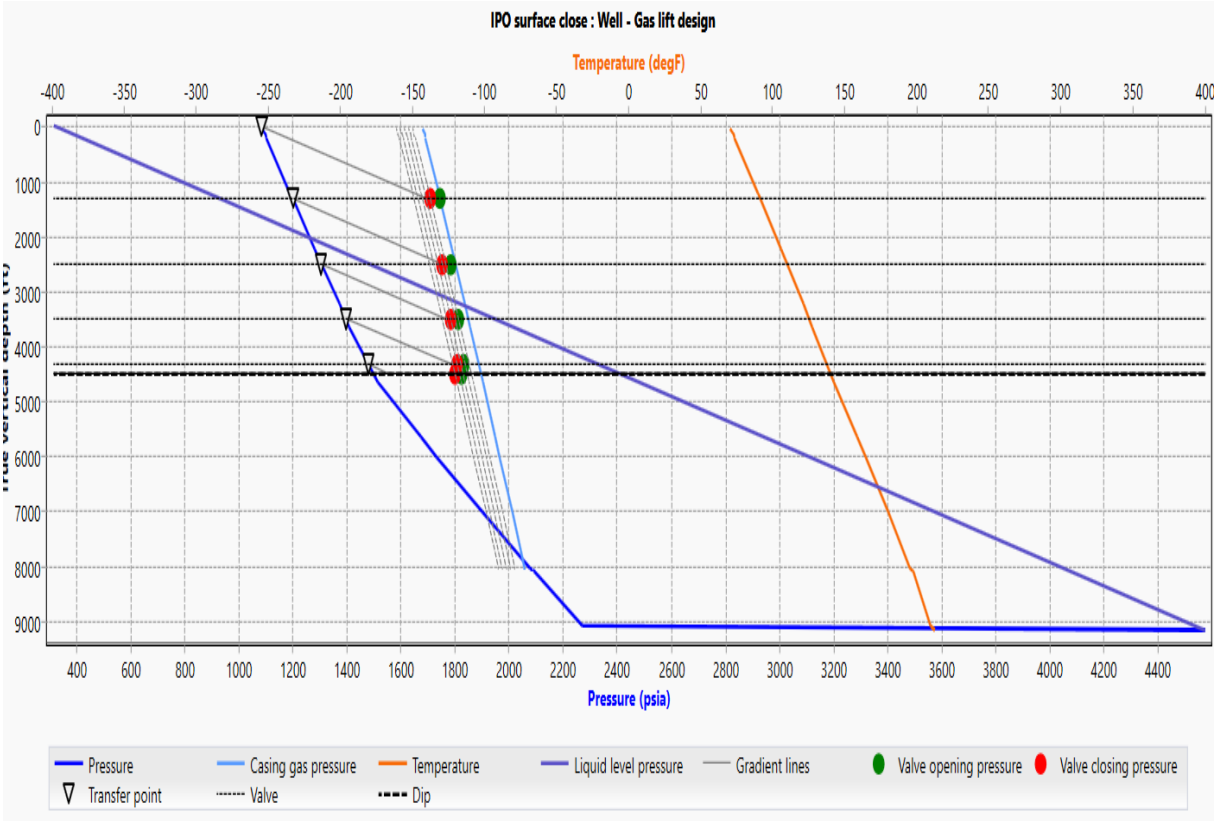


Figure V- 14: le positionnement des valves du puits PK-1

Pour ajouter ce design à la complétion du puits on clique sur le bouton " Install Design " (le débit de gaz a injecté est choisisse a un valeur de 2 STB/day), et PIPESIM installe ce design à la complétion. Ceci est montré dans la figure suivante :

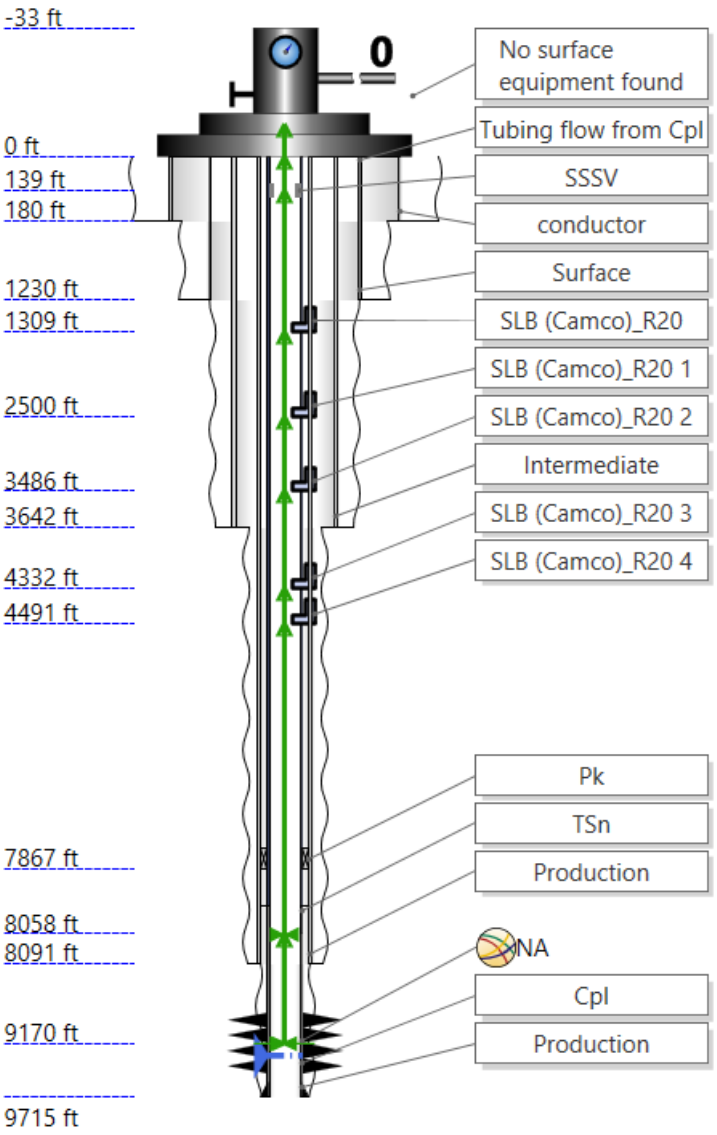


Figure V- 15: la complétion du gaz lift du puits PK-1

Le puit PK26 est obtenue des conceptions avec cinq mandrins dont les quatre premières vannes sont des vannes de décharge et la troisième vanne c'est une vanne d'opération.

V.4.3 LE PUITS PK 26

V.4.3.1 Courbe Inflow performance

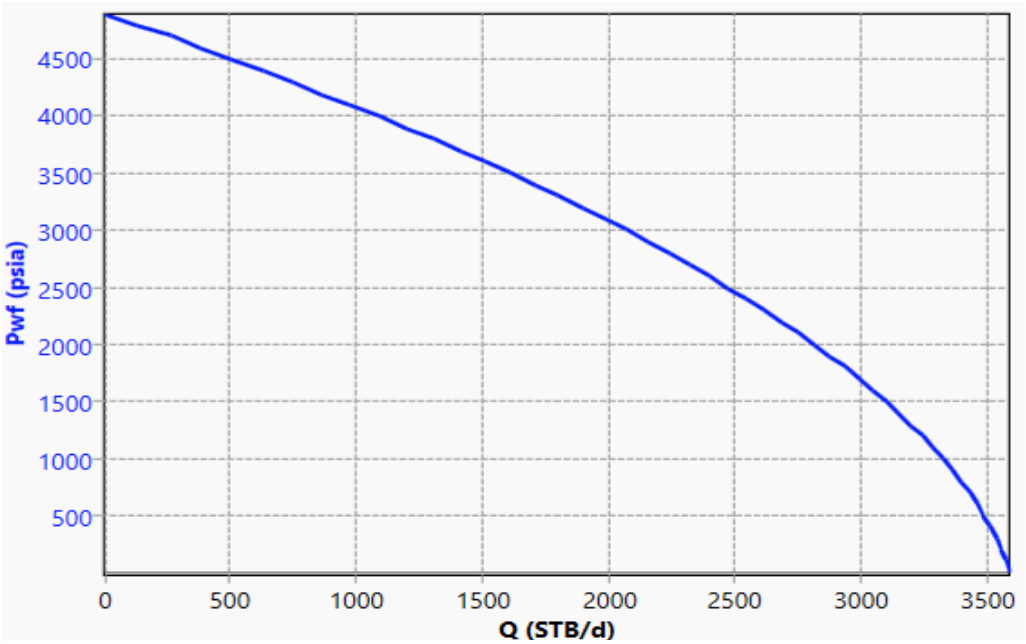


Figure V- 16: IPR du puit PK26

V.4.3.2 Matche : VLP et IPR

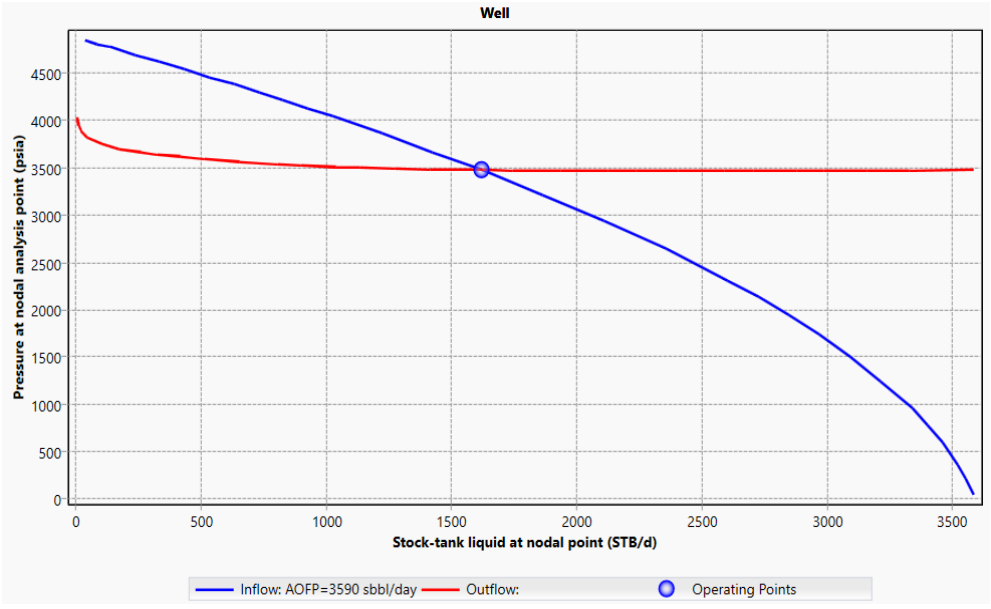


Figure V- 17: Courbes VLP/-IPR du puits PK-26

V.4.3.3 Etude de sensibilité du puits PK26

- ***Le diamètre de tubing :***

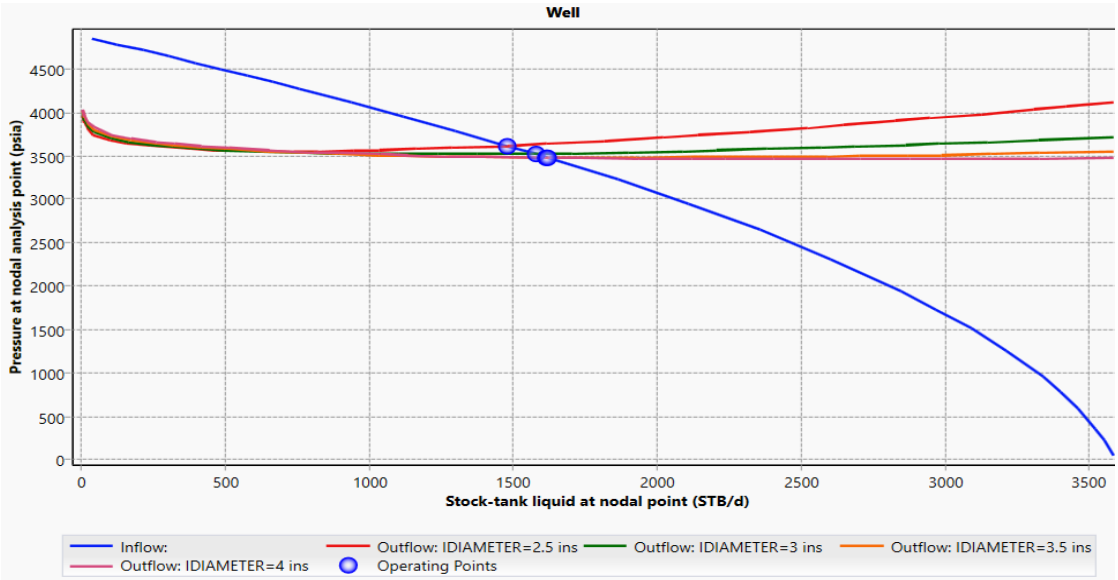


Figure V- 18: l'effet du diamètre du tubing du puits PK-26

Note : Le changement de diamètre du tubing n'a aucun effet sur la production de notre puits, donc le changement de complétion est une solution non favorable. Mais comme ce puits est déjà relié à un système d'activation avec gaz lift et comme le water cut est élevé, on peut augmenter la production en utilisant le gaz lift.

- *Débit de gaz lift :*

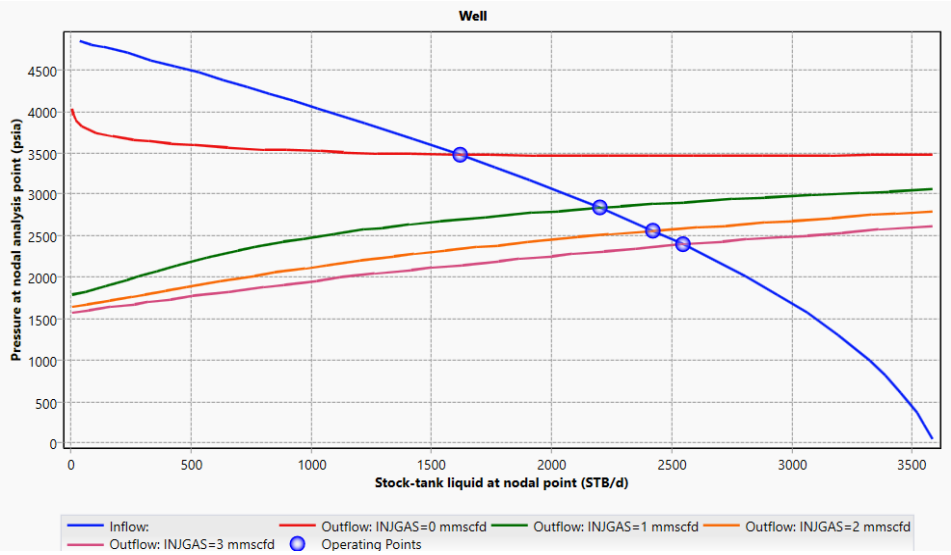


Figure V- 19: l'effet du gaz lift du puits PK-26

La performance du gaz-lift du puits PK 26 :

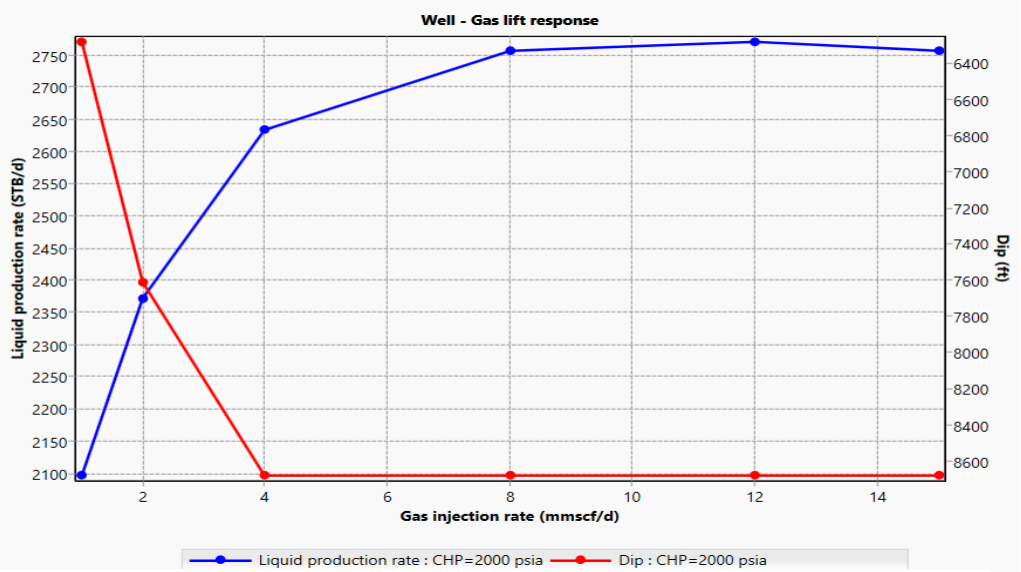


Figure V- 20: Performance du gaz lift du puits PK-26

❖ ***Le water cut:***

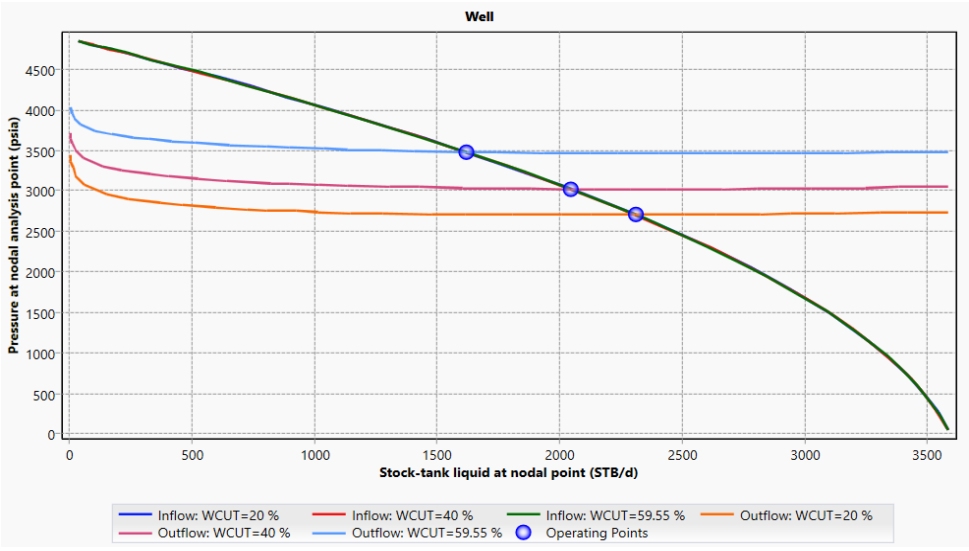


Figure V- 21: Effet du water cut du puits PK-26

V.4.3.4 Commentaire sur le puit PK26

Pour le PK26, il est évident que le changement de complétion n'a pas eu l'effet favorable, le changement de diamètre n'a pas contribué à augmenter la production. Cependant, l'activation du gaz lift se révèle très avantageuse dans ce cas précis, étant donné que le pourcentage de water cut dépasse les 60%. De plus, notre puits est déjà connecté à un réseau de surface de gaz lift. Suite à l'analyse de sensibilité, nous avons constaté une augmentation de la production jusqu'à 2600 STB/jour, ce qui justifie le démarrage de l'injection de gaz lift dans notre système. En ce qui concerne le water cut, une étude visant à réduire ce dernier est particulièrement prometteuse, comme le poid de la colonne hydrostatique va diminue.

V.4.4 LE PUITS PK 64

V.4.4.1 Courbes VLP et IPR du puits PK-64

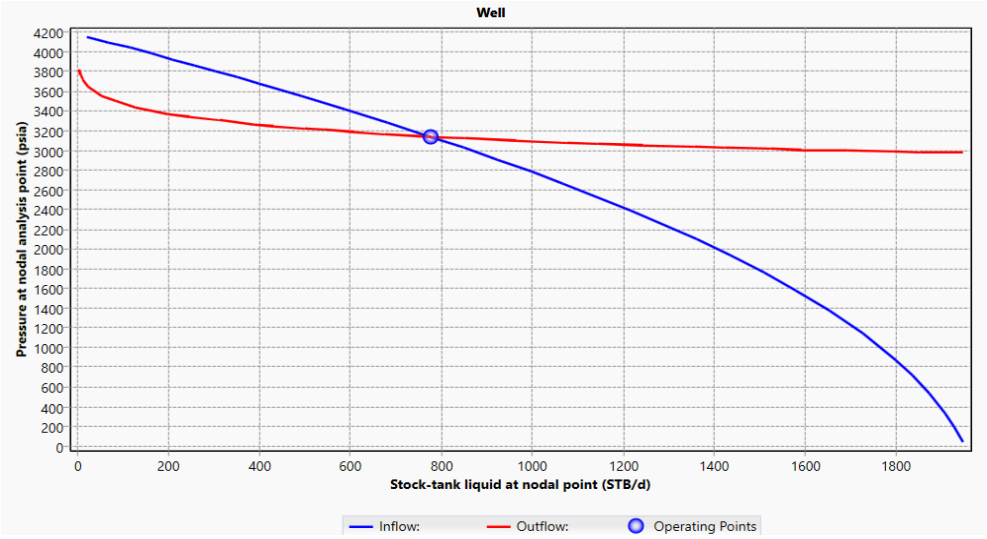


Figure V- 22: Courbes VLP-IPR du puits PK-64

V.4.4.2 Etude de sensibilité du puits PK-64

- ***Le diamètre de tubing :***

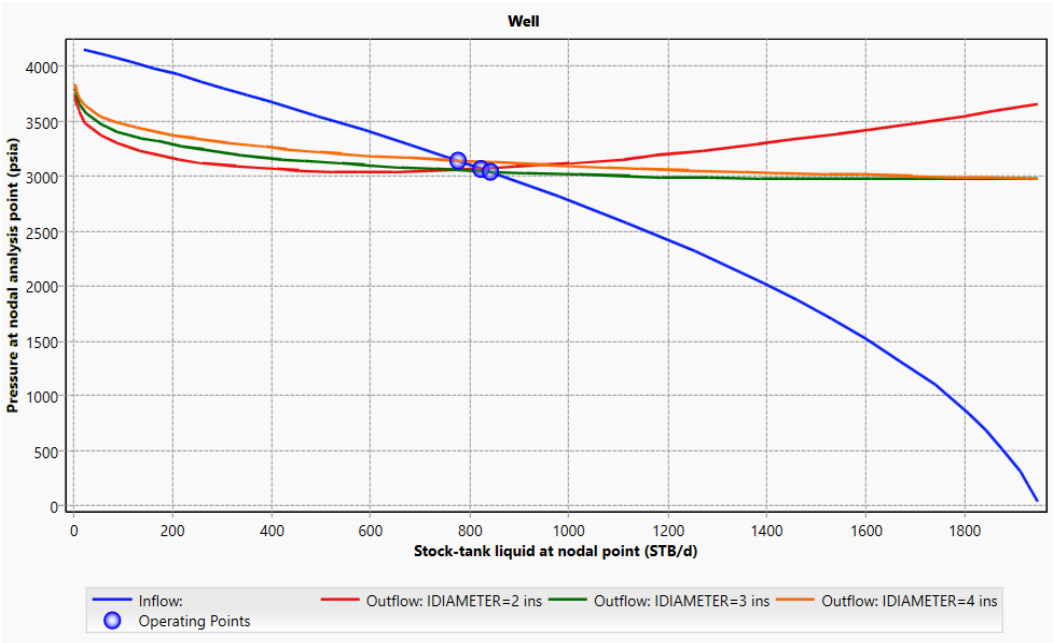


Figure V- 23 : Effet du diamètre de tubing du puits PK-64

❖ ***Le water cut :***

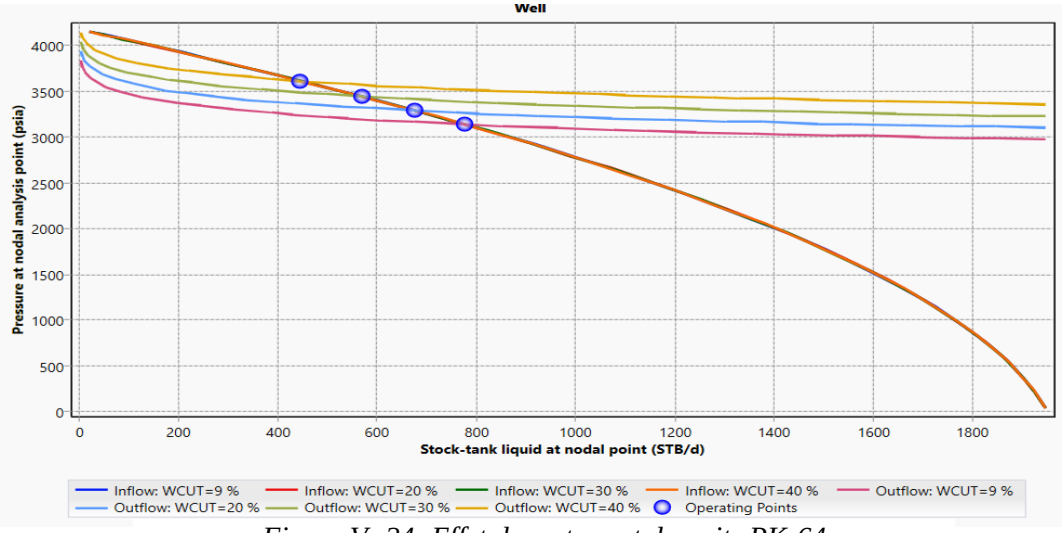


Figure V- 24: Effet du water cut du puits PK-64

❖ ***Débit de gaz_lift :***

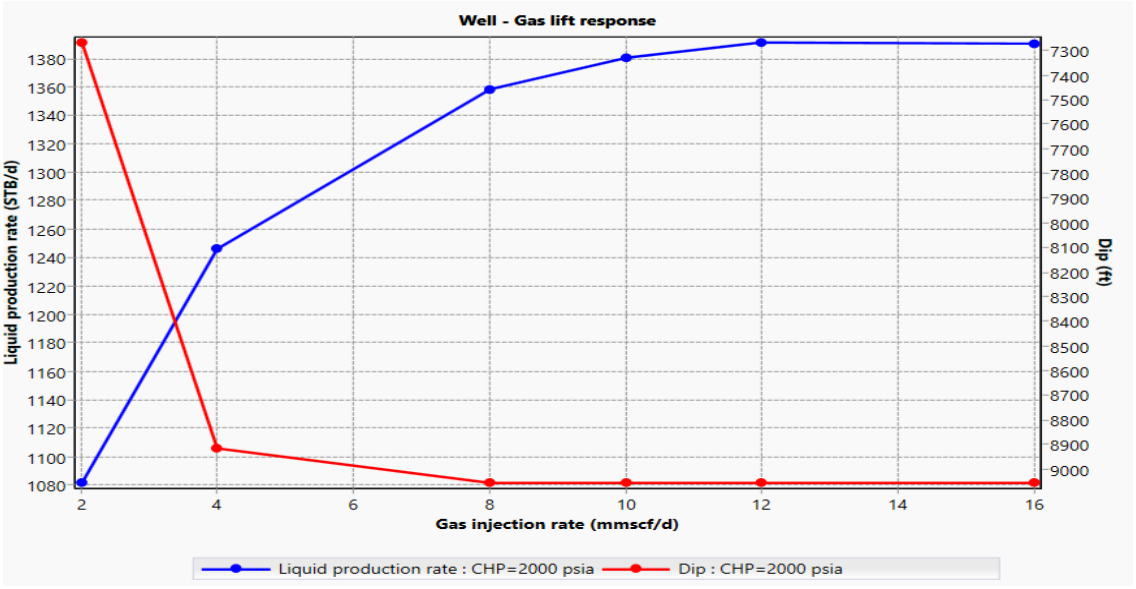


Figure V- 25: Effet du débit a injecte du puits PK-64

Le débit maximal de gaz ne doit pas dépasser 12 mmscf/day, au-delà duquel la production diminue. Pour choisir le débit d'injection, une étude économique est nécessaire pour le choix de débit d'injection.

V.4.4.3 Commentaire

Après l'analyse des résultats de la sensibilité, il est observé que le remplacement du tubing par un diamètre de 3 pouces entraînera une augmentation du débit, passant de 775 STB/jour à 840 STB/jour, ce qui représente une augmentation notable de 75 STB/jour. Cette augmentation significative du débit renforce l'idée que ce puits est un candidat idéal pour une opération de work-over. De plus, l'utilisation du gaz lift reste avantageuse, car elle peut entraîner une augmentation de la production de plus de 80%, permettant d'atteindre jusqu'à 1300 STB/jour. En ce qui concerne le water cut, il est essentiel de noter qu'une augmentation de ce dernier pourrait diminuer considérablement la production.

V.5 Etude économique

K18

Ce puit nécessite :

- Isolation d'une zone
- Perforation d'une autre zone

Cout totale des opérations

	Cout estime ($)	Le temp d'arrête (jours)	Opération effectue
L'isolation du zone	2.000.000	5	Le cimentation selective avec le Coild tubing
La perforation de la zone	300.000	3	Coild tubing pour ajouter des perforations

Donc le cout total de se project est 2.300.000$

Calcule de POT (délais de récupération) :

Le prix de baril par day est : 82$

Apres l'effectuation de c'est opération on va avoir une augmentation de la production avec 350 barile par day

Cad : 350*82=28700$

POT = 80 day

Donc, après un période de 80 day on va récupéra notre investissement.

PK26 :

Ce puit nécessite :

- Installation des vannes de gaz lift (les réseaux de surface sont déjà régler)

Cout d'opération (Wire line) : 30.000$ + les arrêtes de 3 jours

L'installation du gaz lift va augmenter le débit du PK26 de 1600 STB/day jusqu'à 2500 STB/day

POT= 5,7 jours

Donc, après 6 jours de la production avec le gaz_lift on va avoir des bénéfices

	Le cout des opérations ($)	Le gain ($/Jour)	POT(Jour)
PK1	451.000	7790	57,9
PK26	423.600	73.800	5,74
PK64	553.240	46.740	11,84

V.6 Conclusion

Influence des paramètres sur les puits	PK01	PK26	PK64
Water-cut	Une diminution de Water-cut impacte la production du pétrole à un débit jusqu'à 277 STB/D. Soit un gain environ de 2%.	Une étude visant à réduire ce dernier est particulièrement prometteuse.	Une augmentation de ce dernier pourrait diminuer considérablement la production.
Débit de gaz	8 millions de mètres cubes standard par jour, correspondant à un débit de production maximal.	Nous avons constaté une augmentation de la production jusqu'à 2600 STB/jour.	L'utilisation du gas lift reste avantageuse, car elle peut entraîner une augmentation de la production de plus de 80%, permettant d'atteindre jusqu'à 1300 STB/jour.
Tubing	Impact marginal sur le débit.	Le changement de diamètre du tubing n'a aucun effet sur la production.	Le remplacement du tubing par un diamètre de 3 pouces représente une augmentation notable de 75 STB/jour.

Conclusion générale

Le travail mené dans ce mémoire, nous a permis de proposer des solutions aux problèmes rencontrés dans le champ El Merk. D'une part, résoudre le taux élevé de water-cut existant dans les quatre puits E1-K15-K29-K18 et d'autre part, identifier les méthodes pouvant augmenter la production d'huile au niveau des puits PK1-PK26-PK64 qui présentent un problème d'intégrité, nécessitant une rénovation.

A partir, de l'analyse et l'interprétation des diagraphies et les PLT, nous avons réussi à identifier les unités productrices d'eau au niveau du réservoir et déterminer l'existence ou l'absence de barrières. En effet, dans le cas du puits K15, nous avons pu identifier l'existence d'une barrière entre les unités M1 et U1. Par conséquent, l'isolation de l'unité M1, présentant un taux élevé de water-cut ne serait que favorable pour diminuer la production d'eau.

Par ailleurs, il faut souligner que pour le puits K18, malgré sa localisation à proximité du contact eau-huile, l'unité M1 ne produit pas encore d'eau, selon le dernier test de profil de production (PLT). Cependant, la simulation réservoir-puits nous révélé une augmentation de la teneur en eau (water cut) pour l'unité M1 dans le futur. Dans ce cas de figure, nous avons proposé l'isolation d'une partie de la zone et la perforation d'une autre partie de la zone de M1. Ce qui a été validé par la simulation.

Les solutions proposées pour y remédier aux problèmes rencontrés dans ce champ, ont été validées par les simulations réalisées. Ce qui a conforté les résultats obtenus et leurs efficacités en vue des prévisions dans le futur.

En ce qui concerne la deuxième partie de notre travail, nous avons généré les courbes IPR en fonction des courbes VLP pour chaque puits. L'étude de sensibilité de différents paramètres pouvant affecter la production d'huile, tels que (changement de complétion, gas-lift,…) a souligné les points suivants :

- Le changement de complétion n'est pas une solution viable pour accroître la rentabilité de la production des puits PK1 et PK26. Mais l'activation des puits par gas-lift, s'avère efficace et rentable. En effet, nous pouvons observer sur le puits PK26, une augmentation significative de la production d'huile passant de 1600 STB/jour pour atteindre 2500 STB/jour.
- L'installation du gas-lift s'appuie seulement sur un réseau de surface déjà mis en place et ne nécessitant que la mise en place des vannes de gas-lift conformément au design établi.
- L'historique de production révèle que le PK26 souffre de problèmes de water cut élevé, atteignant 80%. Une étude visant à réduire ce water cut, similaire comme les autres puits, est donc recommandée

Perspectives

Aux termes de cette étude, qui consistait d'une part, à résoudre le problème de water-cut rencontré au niveau des puits E1-K15-K29-K18 et d'autre part, à améliorer la rentabilité des puits PK1-PK26-PK64 dans le champ El Merk, quelques perspectives de ce travail peuvent être énumérées comme suite :

- Au niveau du puits K-18, une combinaison d'isolation de l'unité M1 avec un packer mécanique pour séparer efficacement la zone de production d'eau et une perforation de l'unité U1, en utilisant des charges de perforation orientées (geared charges) seraient favorables pour augmenter la production de pétrole.
- Le forage d'un autre puits proche du puits E1 ou bien faire le side trucking dans lui-même avec la perforation et la production seulement de la couche Trc. La stimulation de cette zone par acidification est aussi souhaitée.
- L'isolation de l'unité M1 par injection du ciment (squeeze) ou avec un packer mécanique est impérative afin de diminuer le water-Cut qui atteint 94%.
- L'étude de salinité de l'eau produite ou bien l'utilisation du traceur radioactive s'avère plus que nécessaire pour voir, l'influence du rayon de drainage des puits injecteur K20 et K28.
- En raison de l'absence de barrières géologiques et de l'inefficacité de l'isolation, nous préconisons pour le puits E1, l'exploration des nouvelles techniques de récupération assistée, telles que l'injection de polymères ou de surfactants pour améliorer la mobilité du pétrole et réduire enfin la production d'eau.
- Selon l'historique de production, prévoir une étude pour diminuer le water-cut très élevé du puits PK64.
- Réaliser l'emplacement de vannes de gas-lift pour l'activation des trois puits PK1-PK26-PK64 afin d'augmenter le débit de production d'huile. Le changement du tubing à un diamètre de 3 pouces est aussi recommandé pour le puits PK64.

Bibliographie

[1] « COMPOSITION ET CLASSIFICATION DE FLUIDE DE RESERVOIR.pdf ».

[2] P. Bia, *L'Exploitation des gisements d'hydrocarbures: domaines scientifiques et principes généraux*. Editions TECHNIP, 1974.

[3] T. Ertekin, J. H. Abou-Kassem, et G. R. King, « Basic applied reservoir simulation », *No Title*, 2001

[4] R. Cossé, *Techniques d'exploitation pétrolière: Le Gisement*. Editions TECHNIP, 1988.

[5] M. R. Islam, J. H. Abou-Kassem, et S. M. Farouq-Ali, *Petroleum Reservoir Simulation*. Elsevier, 2020.

[6] « COMPOSITION ET CLASSIFICATION DE FLUIDE DE RESERVOIR.pdf ».

[7] O. Ameur-Zaimeche, « Modélisation géologique des réservoirs pétroliers à l'aide des méthodes de l'intelligence artificielle, cas du bassin de Berkine, sud-est de l'Algérie », 2020.

[8] A. Ferrat et Y. Aoulmi, « Simulation de l'injection de l'eau dans lespuits horizontaux pour le maintien de pression d'un gisement de pétrole », Thesis, École Nationale Polytechnique, 2018.

[9] « QU'EST-CE QUE L'ETUDE D'UN GISEMENT ? » Consulté le: 25 mai 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://www.geo-skill.com/p/quest-ce-que-letude-dun-gisement.html

[10] A. Benali, A. Bacetti, A. Belkherroubi, H. Harhad, et S. Fasla-Louhibi, « Fluid flow simulation through a naturally fractured reservoir with Matlab & Eclipse software », *Nat. Technol. -Fundam. Eng. Sci. N*, p. 19-27, 2017.

[11] « Documents Sonatrach EL MERK, DATA Bank ».

[12] « Gas lift system design », PetroWiki.

[13] « gas lift well design PTC - Recherche Google ». Consulté le: 15 mai 2024. [En ligne].

[14] « Inflow Performance: The Basics », janv. 2017, doi: 10.2118/9781613999622-06.

[15] « memoire MAPH12_Bouyakoub_said.pdf.crdownload ».

[16] T. Odjugo, Y. Baba, A. Aliyu, N. Okereke, L. Oloyede, et O. Onifade, « Optimisation of artificial lifts using prosper nodal analysis for barbra-1 well in Niger delta », *Niger. J. Technol. Dev.*, vol. 17, nº 3, p. 150-155, 2020.

[17] K. E. Brown et J. F. Lea, « Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells », *J. Pet. Technol.*, vol. 37, nº 10, p. 1751-1763, oct. 1985, doi: 10.2118/14714-PA.

[18] H. D. Beggs, *Production Optimization Using Nodal (TM) Analysis*. Ogci, 2003. Consulté le: 4 avril 2024.

[19] B. Guo, *Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*. Elsevier, 2011.

ANNEXE

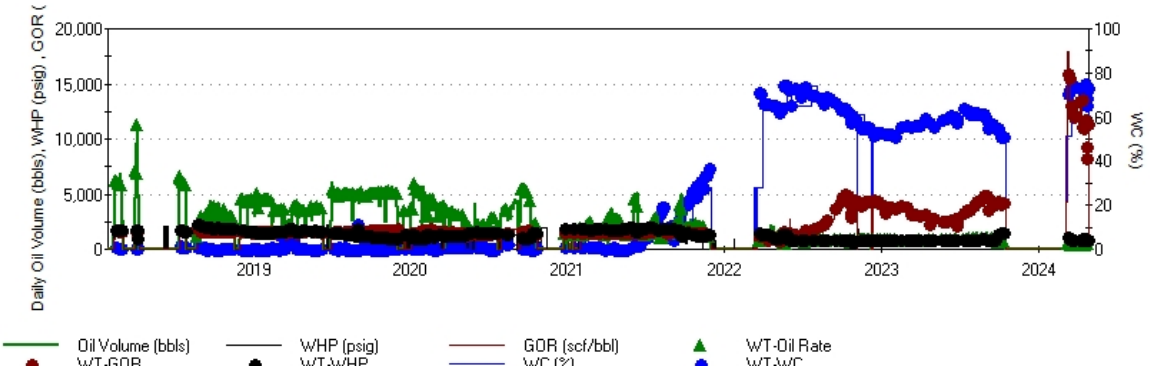


Figure 1: la production d'huile, d'eau et du gaz PK26

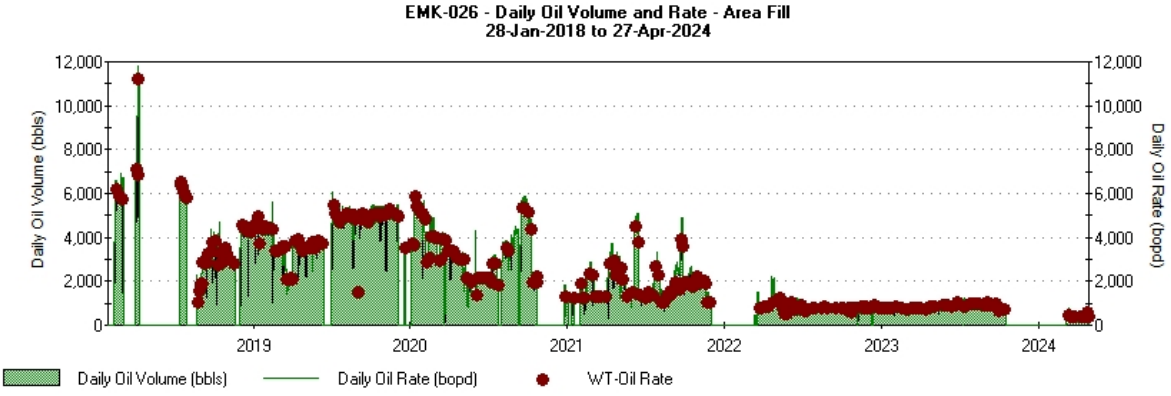


Figure 2: la production d'huile PK26

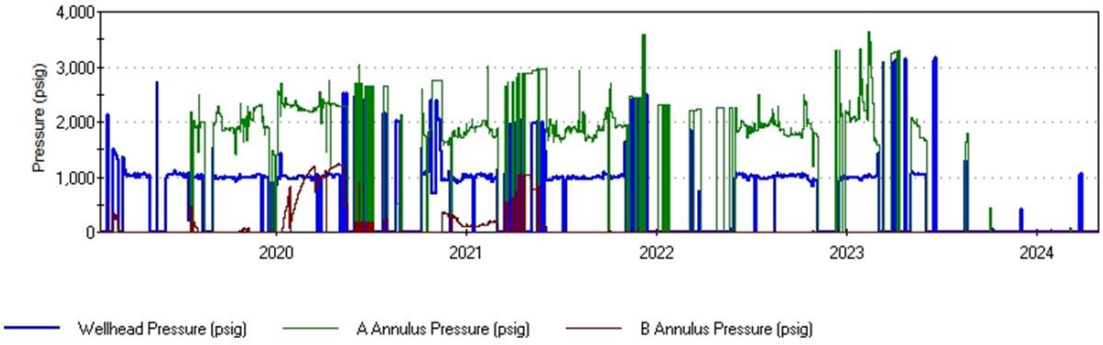


Figure 3: la production d'huile, d'eau et du gaz du PK64

OPERATOR:		WELL:	P-64 OP	WELL SKETCH:	DATE
GROUPEMENT BERKINE				PROPOSED COMPLETION	4/20/2023
DRILLING RIG:	NABORS 810	RKB:	9.38	PREPARED BY:	Jihed Hamed

TUBULAR DATA

SECTION	OD	ID	WEIGHT	GRADE	THRD	MD	TOC
CONDUCTOR	30"	28.50	234.29	X-52	LEOPARD SD2	55.00	
SURFACE	20"	18.75	129.33	X-56	LYNX SA2	377.00	
INTERMEDIATE	13"3/8	12.415	68	N-80	BTC	2495.00	
PRODUCTION	9"5/8	8.755	43.5	N-80/P110-HC	BTC	2769.00	
PRODUCTION	7"	6.184	29	13%Cr L80 / N80	New VAM / HSC	2981.00	
LINER TOP							
LINER							
TUBING	4"1/2	3.958	12.6	13% Cr L-80	VamTop	2812.53	
TUBING							

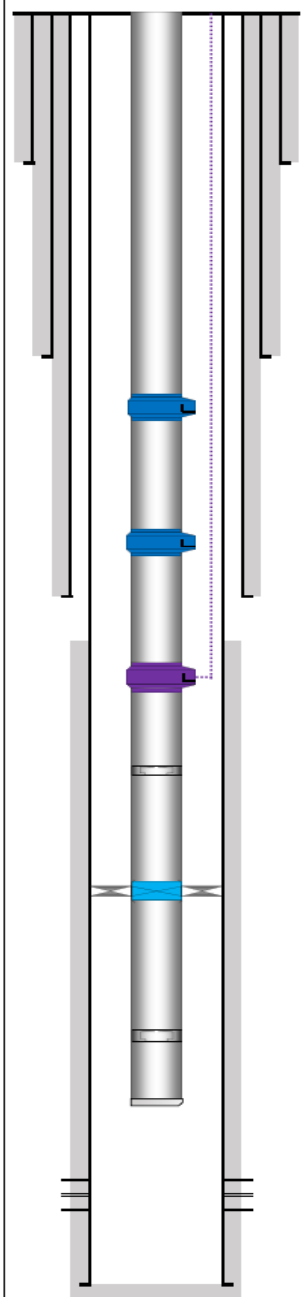
WELLHEAD DATA

TYPE	
WP	
T.H.A.	
HANGER	
RT-GL	9.38
RT-TDS	9.52

FLUIDS	
DRL FLUID:	
CMP FLUID:	8.4 % KCL Brine
PKR FLUID:	

WELL SUMMARY	DATE	DEPTH	COMMENTS
RESTRICTIONS:	9/24/23	2718 m THF	Set Evotrieve Plug with JC
RESTRICTIONS:	8/19/23	2743 mTHF	Set PR Plug with Junk Catcher
LAST HUD:	3/23/23	2946 mTHF	3.8" GC

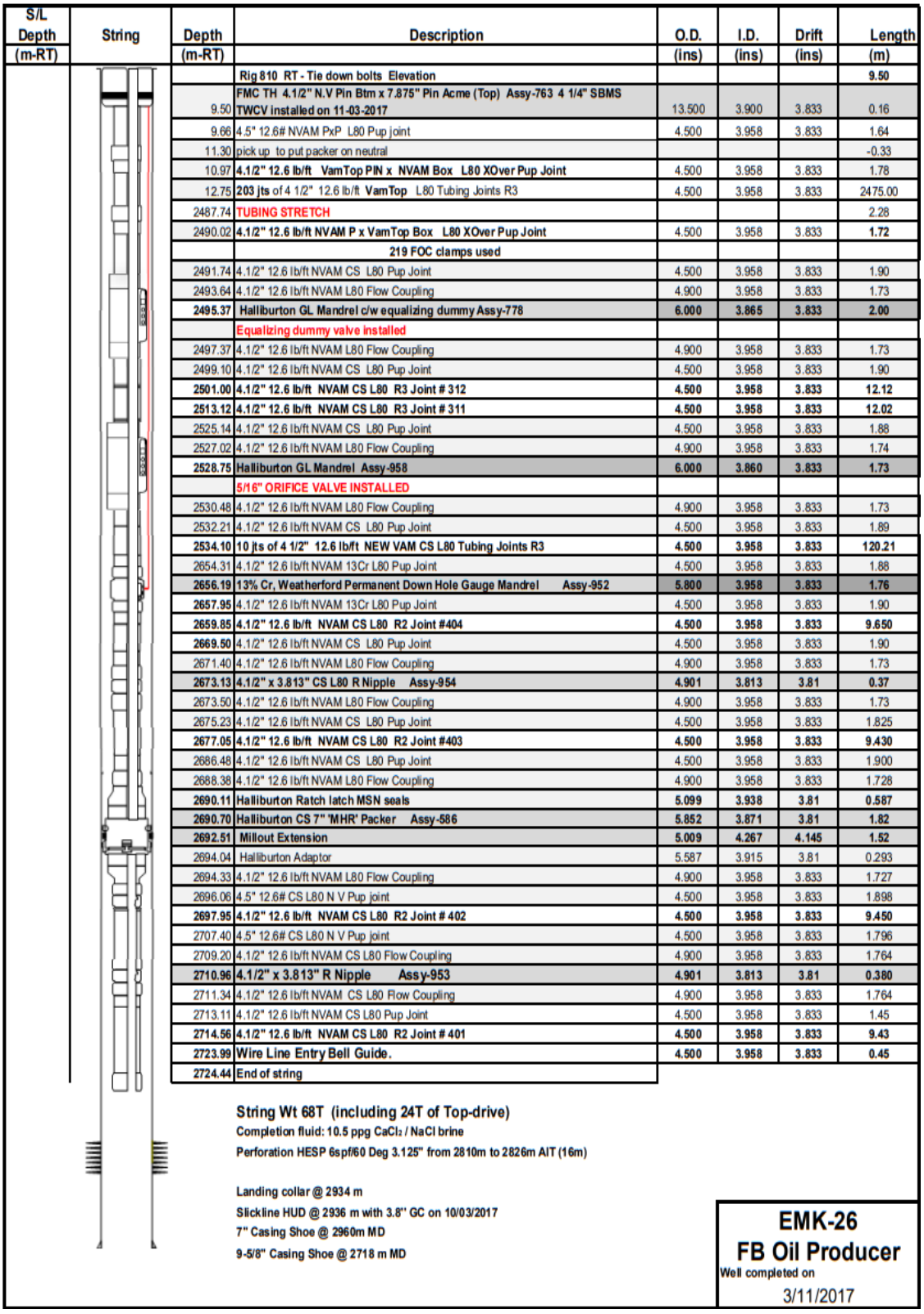
WELLBORE SCHEMATIC



DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH MD-RKB
FMC UH Tubing Hanger 9" x 4.1/2" New Vam Box x 7.875" Pin Acme (Top) w/ 13.1/2" x 9" False Bowl Assy#1084 P/N:2000019401 S/N:1404	3.890	9.000	9.52
4.1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 NVAM PIN x VAM TOP PIN	3.958	4.500	9.67
220 standard control line clamps			
4 1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP R3 Tubing Joint x 2	3.958	4.900	11.40
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	36.66
4 1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP R3 Tubing Joint x 1	3.958	4.900	41.44
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	54.08
CSG: 20"			377.00
4 1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP R3 Tubing Joint x 207	3.958	4.910	55.86
Tubing stretch 2.44 m			
CSG: 13 3/8"			2495.00
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.945	4.900	2664.73
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.954	4.910	2666.51
Halliburton Gas Lift Mandrel c/w equalizing dummy Assy#1080 P/N: 127141-13 S/N: 19561-06	3.865	6.000	2668.26
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.945	4.910	2670.48
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	2672.23
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP R3 Tubing Joint x 2	3.958	4.900	2674.02
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.945	4.900	2698.15
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.954	4.910	2699.94
Halliburton Gas Lift Mandrel c/w orifice valve Assy#1071 P/N:127141-13 S/N:19950-37	3.860	6.000	2701.69
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.945	4.910	2703.92
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	2705.66
CSG: 9 5/8"			2769.00
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP R3 Tubing Joint x 3	3.958	4.900	2707.44
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	2744.70
Weatherford Permanent Down Hole Gauge Mandrel 13Cr VAM TOP Assy#1081 P/N:2601317 S/N:17082-02	**3.958**	**4.907**	**2746.48**
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.892	2748.18
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	2749.41
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.945	4.910	2751.18
R Nipple: Halliburton 4.1/2" x 3.813" 13Cr/80MY VAM TOP R Nipple Assy#1060 P/N:396235 S/N:0003820491	**3.813**	**4.967**	**2752.93**
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.945	4.910	2753.30
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	2755.04
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	2756.24
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.945	4.910	2758.05
Halliburton Seal Anchor 13Cr/80MY dressed with ATP seals	3.863	5.290	2759.79
Halliburton MHR Packer 13Cr/80MY VAM TOP Assy#Our560 P/N:102659493 S/N:0003792488-09	**3.875**	**5.875**	**2760.16**
5" 13Cr/80MY VAM TOP Millout Extension	4.256	5.050	2761.97
5" 13Cr/80MY x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	3.919	5.632	2763.63
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	3.945	4.910	2764.01
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.900	2765.75
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/L80 VAM TOP BOX x NVAM PIN R3 Crossover Jt.	3.955	4.907	2767.57
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 NVAM Pup Joint	3.945	4.910	2779.70
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY NVAM Flow Coupling	3.813	4.967	2781.58
R Nipple: Halliburton 4.1/2" x 3.813" 13Cr/80MY NVAM R Nipple Assy#995 P/N:101014148 S/N:3258634-07	**3.945**	**4.910**	**2783.31**
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY NVAM Flow Coupling	3.958	4.900	2783.69
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/L80 NVAM Pup Joint	3.955	4.907	2785.42
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/L80 NVAM R3 Tubing Joint x2	3.970	5.200	2787.31
Wire Line entry bell Guide. 13Cr NVAM			2811.96
End of Assembly			2812.53
PERF: TAGI U: 2,873.0m - 2,881.0m AIT. 27/8" HSC. 6spf 60 deg phasing (15 Jan 2019)			
PERF: TAGI M: 2,887.0m - 2,892.0m AIT. 3.1/8" HSC. 6spf 60 deg phasing (23 Oct 2018)			
CSG: 7"			2981.00
PBTD			

Figure 4: fiche technique du puit PK64

Figure 5: fiche technique du puit PK64



S/L Depth (m-RT)	String	Depth (m-RT)	Description	O.D. (ins)	I.D. (ins)	Drift (ins)	Length (m)
			Rig 810 RT - Tie down bolts Elevation				9.50
		9.50	FMC TH 4.1/2" N.V Pin Btm x 7.875" Pin Acme (Top) Assy-763 4 1/4" SBMS TWCV installed on 11-03-2017	13.500	3.900	3.833	0.16
		9.66	4.5" 12.6# NVAM PxP L80 Pup joint	4.500	3.958	3.833	1.64
		11.30	pick up to put packer on neutral				-0.33
		10.97	**4.1/2" 12.6 lb/ft VamTop PIN x NVAM Box L80 XOver Pup Joint**	4.500	3.958	3.833	1.78
		12.75	**203 jts** of 4 1/2" 12.6 lb/ft **VamTop** L80 Tubing Joints R3	4.500	3.958	3.833	2475.00
		2487.74	TUBING STRETCH				2.28
		2490.02	**4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM P x VamTop Box L80 XOver Pup Joint**	4.500	3.958	3.833	**1.72**
			219 FOC clamps used				
		2491.74	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
		2493.64	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
		2495.37	**Halliburton GL Mandrel c/w equalizing dummy Assy-778**	**6.000**	**3.865**	**3.833**	**2.00**
			Equalizing dummy valve installed				
		2497.37	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
		2499.10	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
		2501.00	**4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 R3 Joint # 312**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**12.12**
		2513.12	**4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 R3 Joint # 311**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**12.02**
		2525.14	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.88
		2527.02	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.74
		2528.75	**Halliburton GL Mandrel Assy-958**	**6.000**	**3.860**	**3.833**	**1.73**
			5/16" ORIFICE VALVE INSTALLED				
		2530.48	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
		2532.21	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
		2534.10	**10 jts of 4 1/2" 12.6 lb/ft NEW VAM CS L80 Tubing Joints R3**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**120.21**
		2654.31	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM 13Cr L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.88
		2656.19	**13% Cr, Weatherford Permanent Down Hole Gauge Mandrel Assy-952**	**5.800**	**3.958**	**3.833**	**1.76**
		2657.95	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM 13Cr L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
		2659.85	**4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 R2 Joint #404**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**9.650**
		2669.50	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
		2671.40	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
		2673.13	**4.1/2" x 3.813" CS L80 R Nipple Assy-954**	**4.901**	**3.813**	**3.81**	**0.37**
		2673.50	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
		2675.23	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.825
		2677.05	**4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 R2 Joint #403**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**9.430**
		2686.48	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.900
		2688.38	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.728
		2690.11	**Halliburton Ratch latch MSN seals**	**5.099**	**3.938**	**3.81**	**0.587**
		2690.70	**Halliburton CS 7" 'MHR' Packer Assy-586**	**5.852**	**3.871**	**3.81**	**1.82**
		2692.51	**Millout Extension**	**5.009**	**4.267**	**4.145**	**1.52**
		2694.04	Halliburton Adaptor	5.587	3.915	3.81	0.293
		2694.33	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.727
		2696.06	4.5" 12.6# CS L80 N V Pup joint	4.500	3.958	3.833	1.898
		2697.95	**4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 R2 Joint # 402**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**9.450**
		2707.40	4.5" 12.6# CS L80 N V Pup joint	4.500	3.958	3.833	1.796
		2709.20	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.764
		2710.96	**4.1/2" x 3.813" R Nipple Assy-953**	**4.901**	**3.813**	**3.81**	**0.380**
		2711.34	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.764
		2713.11	4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.45
		2714.56	**4.1/2" 12.6 lb/ft NVAM CS L80 R2 Joint # 401**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**9.43**
		2723.99	**Wire Line Entry Bell Guide.**	**4.500**	**3.958**	**3.833**	**0.45**
		2724.44	**End of string**				

String Wt 68T (including 24T of Top-drive)

Completion fluid: 10.5 ppg $CaCl_2$ / NaCl brine

Perforation HESP 6spf/60 Deg 3.125" from 2810m to 2826m AIT (16m)

Landing collar @ 2934 m

Slickline HUD @ 2936 m with 3.8" GC on 10/03/2017

7" Casing Shoe @ 2960m MD

9-5/8" Casing Shoe @ 2718 m MD

EMK-26

FB Oil Producer

Well completed on

3/11/2017

Figure 6: Fiche technique du puit PK26

Figure 7: Fiche technique du puit PK26

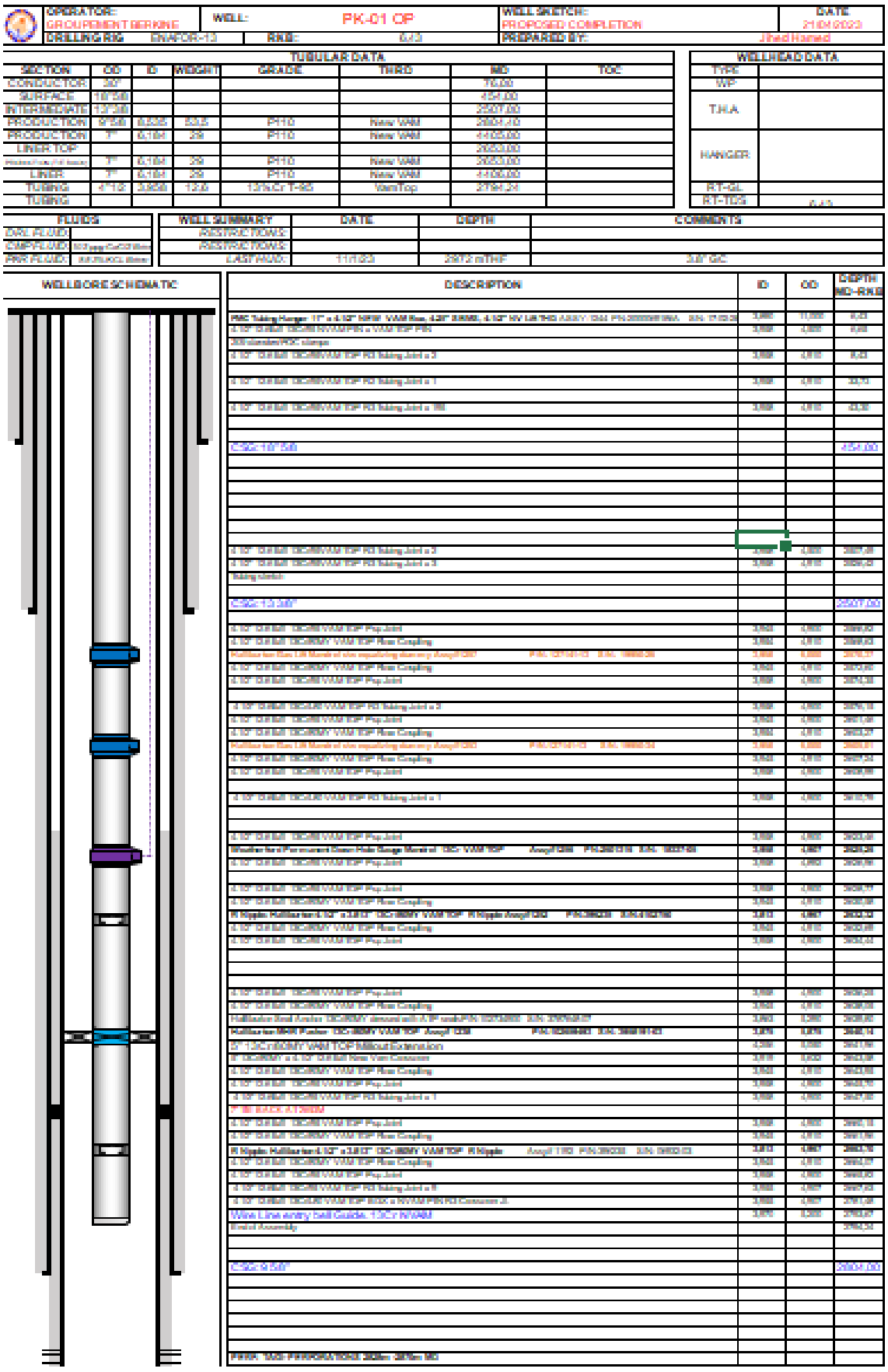


Figure 8: Fiche technique du puit PK01

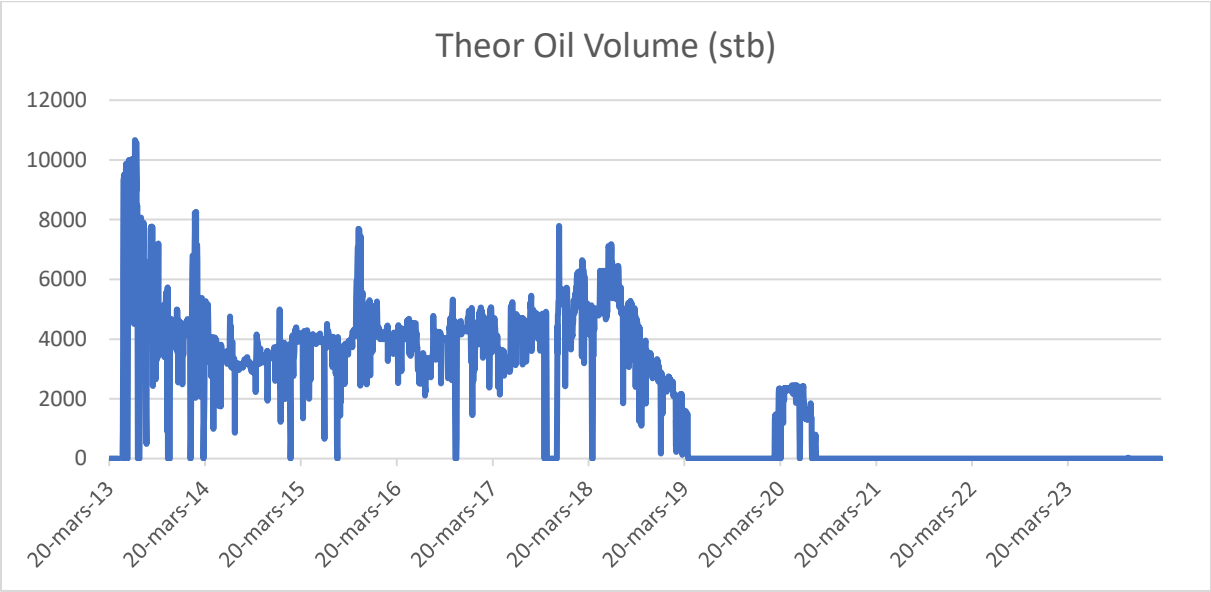


Figure 9: historique de production du PK01

Zones m	Qt res. B/D	Production %
Inf. 1 (2792.0-2798.0)	62.87	4.37
Inf. 2 (2803.0-2810.0)	91.01	6.33
Inf. 3 (2817.0-2822.7)	268.37	18.66
Inf. 4 (2823.1-2825.7)	547.19	38.04
Inf. 5 (2826.2-2827.0)	469.11	32.61

Contributions by phase

Zones m	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
Inf. 1 (2792.0-2798.0)	0.00	41.20	21.68	
Inf. 2 (2803.0-2810.0)	0.00	60.48	30.53	
Inf. 3 (2817.0-2822.7)	40.36	155.29	72.73	
Inf. 4 (2823.1-2825.7)	421.09	85.93	40.17	
Inf. 5 (2826.2-2827.0)	194.10	188.19	86.82	

Figure 10: contribution de chaque phase du K15

Zones m	Qt res. B/D	Production %
Inf. 1 (2792.0-2798.0)	62.87	4.37
Inf. 2 (2803.0-2810.0)	91.01	6.33
Inf. 3 (2817.0-2822.7)	268.37	18.66
Inf. 4 (2823.1-2825.7)	547.19	38.04
Inf. 5 (2826.2-2827.0)	469.11	32.61

Zones m	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
Inf. 1 (2792.0-2798.0)	0.00	41.20	21.68	
Inf. 2 (2803.0-2810.0)	0.00	60.48	30.53	
Inf. 3 (2817.0-2822.7)	40.36	155.29	72.73	
Inf. 4 (2823.1-2825.7)	421.09	85.93	40.17	
Inf. 5 (2826.2-2827.0)	194.10	188.19	86.82	

Figure 11:contribution de chaque phase du K18

Zones m	Qt res. B/D	Production %
Inf. 1 (2828.0-2833.0)	-86.58	-0.84
Inf. 2 (2846.6-2848.0)	650.26	6.32
Inf. 3 (2849.0-2855.3)	1002.32	9.75
Inf. 4 (2856.3-2863.5)	203.53	1.98
Inf. 5 (2865.4-2866.6)	4453.50	43.30
Inf. 6 (2867.4-2868.1)	3648.94	35.48
Inf. 7 (2868.8-2870.0)	-239.66	-2.33

Contributions by phase

Zones m	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
Inf. 1 (2828.0-2833.0)	-160.34	39.00	34.76	
Inf. 2 (2846.6-2848.0)	390.12	189.69	70.44	
Inf. 3 (2849.0-2855.3)	-297.24	959.13	340.43	
Inf. 4 (2856.3-2863.5)	-176.41	276.24	103.70	
Inf. 5 (2865.4-2866.6)	2749.70	1247.38	456.42	
Inf. 6 (2867.4-2868.1)	2833.77	598.24	216.93	
Inf. 7 (2868.8-2870.0)	-221.92	-12.68	-5.05	

Figure 12: contribution des phases pour E1

Zones m	Qt res. B/D	Production %
Inf. 1 (2802.0-2807.2)	2880.55	19.75
Inf. 2 (2811.3-2814.2)	2615.34	17.94
Inf. 3 (2818.0-2819.7)	1621.15	11.12
Inf. 4 (2820.2-2823.3)	4209.17	28.87
Inf. 5 (2827.0-2833.0)	3255.66	22.33

Contributions by phase

Zones m	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
Inf. 1 (2802.0-2807.2)	1148.34	-11.03	1743.24	
Inf. 2 (2811.3-2814.2)	1083.95	133.05	1398.33	
Inf. 3 (2818.0-2819.7)	836.23	624.18	160.74	
Inf. 4 (2820.2-2823.3)	3123.91	865.36	219.90	
Inf. 5 (2827.0-2833.0)	2690.03	452.17	113.46	

Figure 14: contribution des phases pour K29