

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

Hebbaz Mohammed Laroussi - Allam Mohammed Djemai.

-THEME-

Modélisation du comportement de la pression liée à
l'augmentation des percées d'eau dans le champ EL
MERK

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

Jury:

Président	Boutalbi Mohammed Chaker	Univ-Ouargla
Encadreur	Miloudi Mustapha	Univ-Ouargla
Examineur	Douak Mohamed	Univ-Ouargla

Année Universitaire 2024/2025

Dédicaces

À la mémoire de ma défunte mère et de mon cher père, que Dieu leur accorde Sa miséricorde.

À celui qui m'a guidé vers le chemin de la vérité, et a ancré en moi la conviction que la volonté fait naître les grands hommes...

À mon père et à ma mère, couronne de ma tête et source intarissable de mon don de soi.

À ma noble famille, qui ne m'a jamais privé de son amour, de sa patience, ni de ses prières.

Merci pour votre soutien inconditionnel et votre confiance, qui furent la lumière de mon parcours.

Qu'Allah vous récompense généreusement, et inscrive vos bienfaits dans le registre de vos bonnes œuvres.

À ma seconde famille d'El Merk — ingénieurs, techniciens et chefs d'équipes —

je vous adresse mes plus sincères remerciements et ma profonde gratitude pour vos efforts et votre accompagnement.

À mes amis et collègues, compagnons de route...

À tous ceux qui m'ont offert, par une parole sincère, un souffle d'espoir et la force de continuer...

Que Dieu vous protège tous, et vous accorde réussite et bénédiction dans vos chemins.

Hebbaz Med Laroussi

الإهداء

إلى من أَرْضَعْتَنِي الحب والحنان إلى رمز الحب وبلسم الشفاء

إلى القلب الناصع بالبياض والدتي الحبيبة .

إلى من جرع الكأس فارغا ليسقيني قطرة حب إلى من كلت أنامله ليقدّم لنا لحظة سعادة إلى من حصّد
الأشواك عن دربي ليمهد لي طريق العلم والدي الكريم .

إلى القلوب الطاهرة الرقيقة والنفوس البريئة

إخوتي الأعزاء كل باسمه ذكور و إناث، إلى كل أصدقائي الأعزاء . إلى رفقاء الدرب عماد رويحات ،
بازين صهيب .

الشكر موصول إلى كل أساتذة وعمال كلية كل باسمه وشكر خاص إلى كل من الأساتذة ميلودي مصطفى،
الشطي جمال الدين ، سيد رحو الحاج محمد، عجو زكرياء،

أتليلي محمد الهادي .

إلى زملائي وزميلاتي دفعة 2025 خاصة كل من ساندنا بالقليل أو الكثير.

وأخص بالذكر شريكي هباز محمد لعروسي على كل لحظات التي قضيناها معا متمنيا له التوفيق في حياته

علام محمد الجمعي

Remerciements

Avant tout, je rends grâce à Dieu Tout-Puissant, qui m'a accordé la force et la détermination nécessaires pour mener à bien ce modeste travail.

C'est avec une profonde gratitude que j'exprime mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont, de près ou de loin, contribué à la réalisation de ce projet. Leurs apports ont été précieux et ont grandement enrichi mon expérience, tout en jouant un rôle déterminant dans la réussite de ce travail tout au long de la période du projet.

Mes remerciements vont en premier lieu aux ingénieur Seifo, ainsi qu'aux Messieurs Mohamed Dahdouh et Slimani Cherif, sans oublier mes encadrants Miloudi Mustapha et Adjou Zakaria, pour les informations, les conseils et l'accompagnement qu'ils m'ont généreusement offerts. Leur soutien m'a permis d'approfondir mes connaissances et de mieux appréhender les aspects techniques de ce travail.

Je tiens également à remercier chaleureusement l'ensemble du personnel des services de production et des services puits, pour leur collaboration et leur disponibilité.

Je n'oublie pas non plus l'équipe du département Réservoir, pour leurs encouragements constants et leur appui moral.

Enfin, j'adresse mes vifs remerciements à tout le personnel du site d'El Merk, pour leur accueil, leur encadrement et leur contribution tout au long de ma période de stage et de participation à ce projet

Hebbaz Mohammed Laroussi

Allam Mohammed Djemai

Résumé

les gisements en déplétion naturelle nécessitent un soutien par injection, soit par recyclage de gaz miscible, soit par injection d'eau compatible, afin de maintenir une pression suffisante pour assurer la remontée du fluide depuis le fond du puits jusqu'en la surface, puis vers les stations de traitement.

Cependant . même avec un système efficace de maintien de pression, certaines contraintes peuvent apparaître au fil du temps, affectant la production . Notamment l'arrivée des percée d'eau conduisant à l'élévation de water cut est considérée parmi les problèmes majeurs affectant la production des puits producteurs d'huile en modifiant le régime d'écoulement ainsi la génération des pertes de charge significatives. L'étude vise à la modélisation et et l'optimisation du système de production du champ El Merk. Le travail consiste en premier lieu le choix de trois puits candidats pour l'étude, puis la collecte des data: propriétés du fluide de réservoir, régime d'écoulement et type de puits ainsi que les data PVT. L'utilisation du logiciel PROSPER a été réalisée afin d'obtenir la performance Inflow Performance Relationship (IPR) et Vertical Performance Lift (VLP) tout en choisissant la corrélation de petroleum Experts 2 pour le calcul des pertes de charg et pour le logiciel GAP pour l'optimisation du système de production. Les principaux résultats obtenus ont montré un débit optimum d'injection gaz lift de 2 à 4 MMscf/d afin de garantir un débit d'exportation de 24700 bbl/j avec un water cut inférieur à 50%. Ces résultats ont contribues systématiquement dans la prise des décisions de développement du ce champ ainsi d'avoir un plan d'optimisation des systèmes de production pour les réservoirs ayant le problème de la production excessive d'eau.

Abstract

Reservoirs under natural depletion require support through injection, either by miscible gas recycling or by compatible water injection, in order to maintain sufficient pressure to ensure fluid lift from the bottom of the well to the surface, and then towards the processing facilities. However, even with an effective pressure maintenance system, certain constraints may appear over time, affecting production. Notably, water breakthrough leading to an increase in water cut is considered one of the major problems affecting oil well production, as it changes the flow regime and generates significant pressure losses. This study aims to model and optimize the production system of the El Merk field. The work first involves selecting three candidate wells for the study, then collecting data: reservoir fluid properties, flow regime, well type, and PVT data. The PROSPER software was used to obtain the Inflow Performance Relationship (IPR) and Vertical Lift Performance (VLP), using Petroleum Experts 2 correlation for pressure loss calculation. The GAP software was also used to optimize the production system. The main results obtained showed an optimal gas lift injection rate ranging from 2 to 4 MMscf/d to ensure an export flow rate of 24,700 bbl/d with a water cut below 50%. These results systematically contributed to the field development decision-making process, as well as to establishing a production system optimization plan for reservoirs facing excessive water production problems.

المخلص

تتطلب المكامن المنتجة بطريقة الانخفاض الطبيعي دعماً بالحقن، إما عن طريق إعادة تدوير الغاز القابل للامتزاج، أو عن طريق حقن الماء المتوافق، وذلك بهدف الحفاظ على ضغط كافٍ يضمن صعود المائع من قاع البئر إلى السطح، ثم إلى محطات المعالجة.

ومع ذلك، حتى مع وجود نظام فعال للحفاظ على الضغط، قد تظهر بعض القيود مع مرور الوقت تؤثر على الإنتاج. من بين هذه المشاكل الرئيسية وصول المياه إلى البئر (ظاهرة breakthrough)، مما يؤدي إلى زيادة نسبة الماء المنتج (water cut)، وهو ما يُعتبر من المشاكل الكبرى التي تؤثر على إنتاجية الآبار النفطية، من خلال تغيير نظام الجريان وتوليد خسائر كبيرة في الضغط.

تهدف هذه الدراسة إلى نمذجة وتحسين نظام الإنتاج لحقل المرق (El Merk) يشمل العمل في المقام الأول اختيار ثلاثة آبار مرشحة للدراسة، ثم جمع البيانات المتعلقة بخصائص مائع المكامن، نظام الجريان، نوع البئر، وبيانات PVT.

تم استخدام برنامج PROSPER للحصول على علاقة أداء الجريان الداخلي (IPR) وأداء الرفع العمودي (VLP)، مع اختيار علاقة Petroleum Experts 2 لحساب فقدان الضغط، كما تم استخدام برنامج GAP لتحسين نظام الإنتاج.

أظهرت النتائج الرئيسية التي تم الحصول عليها وجود معدل حقن غاز رفع مثالي يتراوح بين 2 إلى 4 مليون قدم مكعب قياسي في اليوم (MMscf/d)، لضمان معدل تصدير يبلغ 24,700 برميل في اليوم، مع الحفاظ على نسبة ماء منتج أقل من 50%.

ساهمت هذه النتائج بشكل منهجي في اتخاذ قرارات تطوير الحقل، وكذلك في وضع خطة تحسين نظم الإنتاج للطبقات التي تعاني من مشكلة الإنتاج المفرط للماء.

Table des Matières

<u>Liste des abréviations</u>	VI
<u>Liste des tableaux</u>	IX
<u>Liste des figures</u>	X
<u>Introduction générale</u>	1
Chapitre I : Présentation du champ EL MERK	3
1.1 Historique du groupement Berkine	3
1.2 Situation Géographique	3
1.3 Organisation générale du champ EL MERK	5
1.4 Organigramme de Division EP du champ EL MERK	5
1.5 Cadre Géologique :	6
1.6 Decoupage du champ EL Merk	6
1.7 Les types de puits dans le champ ELM	7
1.8 Le réseau de collecte	10
1.9 Situation Actuelle du champ	12
Chapitre II Production et méthode de récupération	16
2.1 Profil de production	16
2.2 Différentes techniques de récupération :	17
2.2.1 Récupération naturelle	17
2.2.2 Récupération assistée	17
2.3 Activation des puits	18
2.3.1 Théorie sur l'activation des puits	18
2.3.2 Le pompage	19
2.3.3 Le gaz-lift :	20
Chapitre III Performance du réservoir et du puits	27
3.1 Inflow performance	27
3.1.1 La perméabilité absolue:	27
3.1.2 L'indice de productivité	27
3.1.3 Inflow performance Relationship – IPR	29
3.2 Vertical Lift Performance	32
3.2.1 Les régimes d'écoulements	32
3.2.2 Les variables influençant sur les pertes de charges	33
3.3 Verticale corrélations flow:	34
3.3.1 Corrélation de Poettman et Carpenter:	34
3.3.2 Corrélation de Francher et Brown:	36
3.3.3 Corrélation de Beggs et Brill:	37
3.3.4 Hagedorn et Brown:	37
Chute de pression totale	37
3.3.5 Corrélation de Petroleum Experts	37
3.4 Le point de fonctionnement du puits:	37
Chapitre IV Modélisation et optimisation du système de production du champ EKT	40
4.1 Description du problème d'optimisation:	40
4.1.1 Modele de réservoir	40
4.1.2 Modele de système de collecte	40
4.2 Petroleum Experts PROSPER:	41
4.2.1 Definition	41

4.2.2 L'organigramme de fonctionnement de PROSPER.....	43
4.3 Petroleum Experts GAP:	44
4.3.1 Definition	44
4.1.1 Les Tâches du GAP :	44
4.1.2 Les Lien avec le PROSPER :	45
4.1.3 L'organigramme de fonctionnement de GAP :	45
4.2 Modélisation des puits par Prosper :	46
4.2.1 Inflow Performance Relationship (IPR)	48
4.2.2 Le choix de corrélation du calcul de perte de charge :	48
4.3 Modélisation du système de production :	50
4.3.1 Historique de production du champ EKT (cas réel) :	52
4.3.2 Optimisation avec les contraintes actuelles :	59
4.4 Optimisation des différents scénarios de production :	67
4.4.1 Scénario(1) l'ouverture total de EKT-14:	68
4.4.2 Scénario(2) implantation des prédictions de WC :	72
<u>Conclusion et recommandation</u>	75
<u>Bibliographie</u>	77
<u>Annexe A : Complétion schématique</u>	78
<u>Annexe B : Offtakes et résultats de calculs de GAP</u>	84

Liste des abréviations

AOF.....	Absolute Outflow (debit sortant maximum)
API.....	Américain Petroleum Institute
Bbl/d.....	Blue barrel par jour
BBO.....	Beggs & Brill Original
BBR.....	Beggs & Brill Revised
BHFP.....	Bottom Hole flowing pressure (Pression de fond dynamique)
Bo.....	Facteur volumétrique d'huile (std m3 /m3)
Bg.....	Facteur volumétrique de gaz (std m3 /m3)
BSW.....	Basic Sédiment Water
CPF.....	Central Processing Facility
Cp.....	Centipoise
DR.....	Dun & Ros
DW.....	Dilution Water
EKT.....	El Kheit eh Tessekha
EMK.....	El Merk
EME.....	El Merk East
EMN.....	El Merk North
EP.....	Engineering Production
ESP.....	Pompe Electro Submersible
FG.....	Field Gathering Station
FVF.....	Formation Volume Facteur
GAP.....	General Allocation Package
Gas SG.....	Gas Specific Gravity
GB.....	Groupeement Berkine
GI.....	Gas Injector
GL.....	Gas Lift
GLR.....	Gaz Liquide Ratio (Rapport Gaz, Liquide)
GNL.....	Gaz Naturel Liquéfié
GDM.....	Gas Distribution Manifold
GOR.....	Gas Oil Ratio
GPL.....	Gaz de Pétrole Liquéfié
H.....	Profondeur en mètre
IPR.....	Inflow Performance Relationship
IP.....	Indice de Productivité (bpj/psi)
K.....	Perméabilité absolue (en md)
Ko.....	Perméabilité relative à l'huile (en md)
MPFM.....	Multi-phase Flow Meter
MPM.....	Multi-phase Meter
MSCF.....	Million Standard Cubic Feet
MSP.....	Mise en Situation Professionnelle
μo.....	Viscosité de l'huile (en cp)
Pb.....	Pression de bulle (psi)
PC.....	Pompe à cavité progressive (PCP)
PETEX.....	Petroleum Experts
PIT.....	Indicateur de Pression et Transmetteur
PI.....	Indicateur de Pression
PVT.....	Pressure Volume Temperature
Pw.....	Pressure well head (psi)

Pwf.....	Pression de fond dynamique (psi)
Pr.....	Pression du réservoir statique (psi)
PSHH.....	Pressure Switch High High
PSLL.....	Pressure Switch Low Low
QGAZ.....	Débit d'injection gaz lift (psi)
Qhuile.....	Débit de production d'huile (STB/D)
Re.....	Nombre de Reynolds
RKF.....	Rhourde El Khrouf
Rs.....	Gaz dissous dans l'huile (Solution GOR, sm3/sm3)
rw.....	Rayon de puits (en m)
re.....	Rayon de drainage (en m)
S.....	Skin
SCF.....	Standard Cubic Feet
SDV.....	Shut Down Valve
STB.....	Sock Tank Barrel
TAGI.....	Trias Argilo Gréseux Inférieur
TI.....	Indicateur de Température
TIT.....	Indicateur de Température et Transmetteur
VLP.....	Vertical Lift Performance
WAG.....	Water Alternate Gas
WC.....	Water Cut
WOR.....	Water Oil Ratio (Rapport Huile, Eau)
Z.....	Facteur de compressibilité

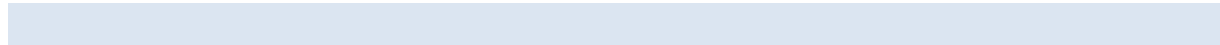
Liste des tableaux

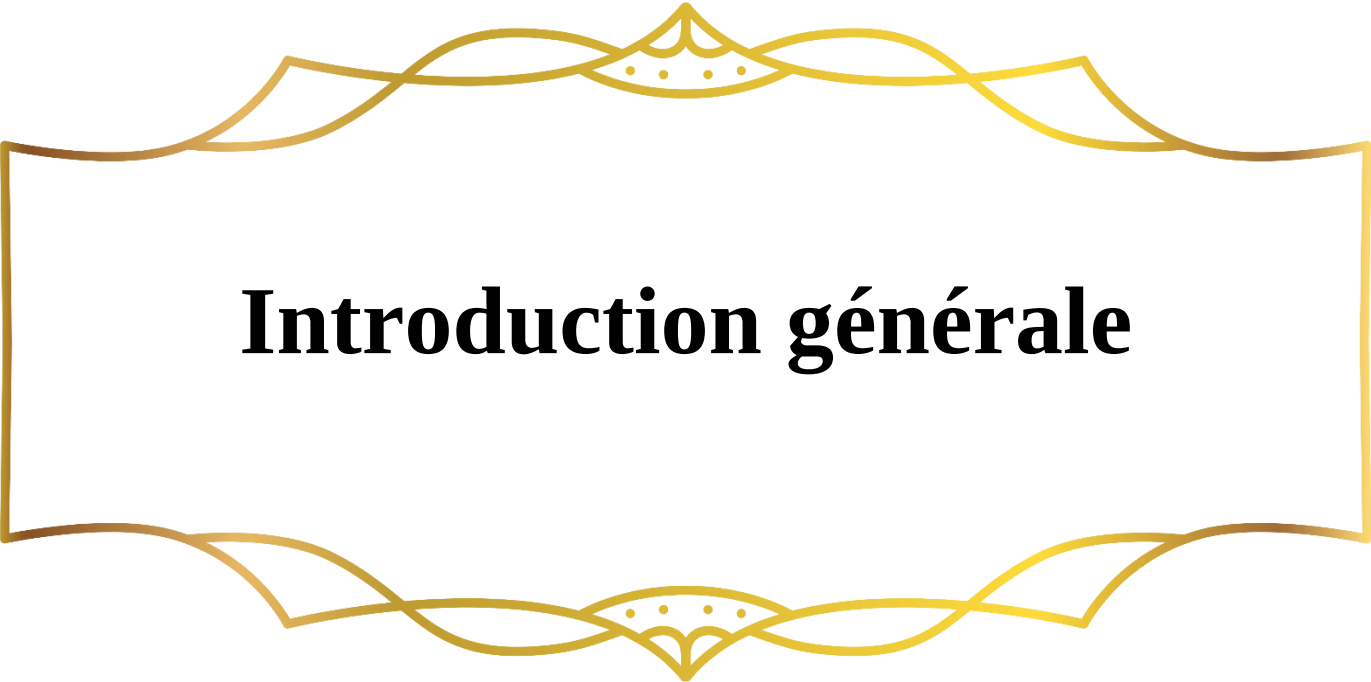
Tableau I-1 : Nombre de puits, FGS et GDM dans le champ El MERK.....	12
Tableau IV-1 : Les différents types du puits producteur dans le champ EKT	51
Tableau IV -2 : Les débits cible de l’offtakes 03/2025.....	59
Tableau IV -3 : Les résultats du système calibré	60
Tableau IV -4 : Les résultats de système suivant l’offtakes.....	60
Tableau IV -5 : Les résultats de calcul du système (scénario-1)	68
Tableau IV -6 : Les résultats de calculs du système (scénario2).....	74

Liste des figures

Figure I-1 : Situation Géographique du GB.....	4
Figure I-2 : CPF du champ EL Merk	4
Figure I-3 : Organisation général du champ EL MERK	5
Figure I-4 : Organigramme de Division EP du champ EL MER	5
Figure I-5 : Répartition des trois réservoirs suivant la coupe géologique	6
Figure I-6 : Découpage du champ EL MERK.....	7
Figure I-7 : La Tête de Puits.....	9
Figure I-8 : Système d'injection d'eau	10
Figure I-9 : FGS	11
Figure I-10 : Gas Distribution Manifold	11
Figure I-11 : Jonction.....	12
Figure I-12 : Implantation du champ ELM	13
Figure II-1 : Profil de production.....	16
Figure II-2 : Evolution de pertes de charges en fonction de débit de gaz	21
Figure III-1 : Variation des pressions en tous rayons en fonction du temps.....	28
Figure III-2 : Évaluation de pressure drawdown	29
Figure III-3 : La courbe IPR	30
Figure III-4 : La variation de l'IPR sur la vie d'un puits	30
Figure III-5 : La courbe IPR de Vogel	31
Figure III -6 : Inflow + Outflow performances.....	38
Figure IV-1 : Représentation d'un système de collecte	41
Figure IV-2 : L'organigramme de fonctionnement de PROSPER.....	43
Figure IV-3 : L'organigramme de fonctionnement de GAP.....	45
Figure IV-4 : La position de puits EKT-01 dans le champ EKT.	46
Figure IV-5 : La courbe IPR de puits EKT-01	48
Figure IV-6 : Comparaison entre les corrélations.....	49
Figure IV-7 La Courbe VLP/IPR	50
Figure IV-8 : La situation du champ EKT dans EL MERK.....	52
Figure IV-9 : CPI de puits EKT-14.....	53
Figure IV-10 : Historique de production du champ EKT.	55
Figure IV-11 : Historique de production du champ EKT de 09/21 à 01/21.....	55
Figure IV-12 : Historique de production de EKT-01	56
Figure IV-13 : Historique de production de EKT-16	57
Figure IV-14 : Historique de production de EKT-15	58
Figure IV-15 Modèle calibré du système de production du champ EKT	61
Figure IV-16 Modèle du système de production du champ EKT	62
Figure IV-17 Gradient de pression et température par rapport au profile de trunkline (FEKTT02-CPF)	63
Figure IV-18 Gradient de pression et température pour trunkline (FEKTT01-CPF)	64

Figure IV-19 Gradient de pression en fonction de pipe élévation.....	65
Figure IV-20 Gradient de pression en fonction de pipe élévation scénario 1 et 2.	69
Figure IV-21 Courbe du changement de régime d'écoulement	70
Figure IV-22 La stabilité de l'écoulement à travers les deux trunkline.....	71
Figure IV-23 Dernière mise à jour de l'état du water Cut dans le champ EKT...	73
Figure IV-24 : Prédiction de water-Cut dans le champ EKT.	73





Introduction générale

Introduction générale

Pour tous les champs pétroliers, l'optimisation des opérations de production est un facteur essentiel pour accroître la production et réduire les coûts.

Ainsi, pour les puits isolés ou les petits systèmes, une simple analyse nodale peut suffire. En revanche, pour les systèmes plus complexes, l'optimisation nécessite des méthodes plus adaptées.

De nombreux champs matures sont exploités par levage gazier sous diverses contraintes, notamment celles liées à la capacité de traitement du système. Dans ce contexte, l'utilisation d'outils de simulation numérique est devenue indispensable pour accompagner la prise de décision technique et économique tout au long du cycle de vie d'un champ pétrolier.

Parmi les logiciels les plus utilisés dans l'ingénierie de production, **PROSPER** et **GAP**, offrent des solutions performantes pour modéliser et optimiser les écoulements multiphasiques dans les puits et les réseaux de surface. PROSPER permet l'analyse détaillée du comportement des puits, en prenant en compte les caractéristiques du réservoir, des fluides et des équipements, tandis que GAP permet une modélisation intégrée à l'échelle du champ, en connectant les différents puits, séparateurs, compresseurs et autres infrastructures de production.

Dans notre travail, nous présentons une technique d'optimisation appliquée au système de production du **champ EKT à EL MERK**.

. Nous utilisons une nouvelle formulation capable de gérer les interactions entre les débits des sept puits de champ d'étude. Cette approche peut être appliquée à une variété de problèmes de complexité variable. Nous mettons en évidence l'importance d'une formulation rigoureuse du problème d'optimisation, basée sur des techniques modernes, en particulier la programmation quadratique séquentielle.

Nous nous intéressons à l'optimisation de la production d'un champ pétrolier à l'aide de **PROSPER** et **GAP**, à travers trois scénarios distincts de développement et de gestion du champ. Chaque scénario explore des conditions de production spécifiques, des stratégies de levage artificiel différentes, ou encore des modifications de configuration du réseau de surface, dans le but de maximiser la production tout en assurant la viabilité technique du système, en fournissant des analyses comparatives entre les scénarios testés, ainsi que des recommandations techniques basées sur les résultats obtenus.

Dans le but d'atteindre les objectifs fixés dans ce mémoire, à savoir l'optimisation de la production du champ pétrolier, nous avons structuré notre travail autour des axes suivants :

- Le premier chapitre est une présentation et description géologique du champ El Merk ; Cette première partie permettra de situer géographiquement et géologiquement le champ EL MERK, d'en présenter les principales caractéristiques (stratigraphie, réservoirs, types de roches, etc.), ainsi que les conditions générales de production.
- Le deuxième chapitre est une présentation de la Production et méthode de récupération; Ici, nous décrirons les techniques de récupération mises en œuvre dans le champ, les mécanismes de drainage naturel ou assisté, et les stratégies utilisées pour améliorer la récupération des hydrocarbures.
- Le troisième chapitre est pour la performance du réservoir et du puits ; Cette partie vise à évaluer le comportement dynamique du réservoir et la performance des puits, à travers l'analyse des données de production, les pertes de charges, les indices de productivité, etc.
- Dans la partie de calcul à savoir la modélisation et optimisation du système de production du champ **EKT** ; Une étude de cas sera menée sur les puits **EKT-14** et **EKT-19**, à travers trois scénarios de simulation développés avec les logiciels **PROSPER** et **GAP**. Cette section comprendra la construction des modèles, l'analyse des résultats et une discussion sur les différentes stratégies d'optimisation testées.
- Enfin, et à la Conclusion et recommandations nous présenterons une synthèse des résultats obtenus, les enseignements tirés de l'étude, et proposerons quelques recommandations techniques susceptibles d'améliorer la gestion et la performance du champ à moyen et long terme.



Chapitre I

Présentation du champ EL MERK

Introduction

Voici quelques dizaines d'années depuis le premier jaillissement du pétrole l'héritage des ères géologiques très anciennes sur les territoires algériens, des milliers de puits ont vu la lumière et encore des dizaines et des dizaines de régions qui renferment ce trésor mystérieux sont devenues des perles brillantes pour l'économie du pays.

Ce stage et cette étude a été déroulée sur l'une de ces régions qui a seulement 10 ans depuis le début d'exploitation (production) sur sa propriété, cette région est: **EL MERK**.

1.1 Historique du groupement Berkine

Le groupement Berkine a été créé en 1998 en tant qu'organisme d'opération par SONATRACH entreprise pétrolière et gazière nationale algérienne et ANADARKO une des premières compagnies indépendantes d'exploration et de production de pétrole et de gaz dans le monde. [1]

Le groupement Berkine est chargé de gérer des activités de l'association **SONATRACH/OXY (EX-ANADARKO)**.

A la date de **mai 2002** il a produit pour le compte de l'association un total de 100 millions de barils d'huile.

Le groupement exploite deux champs de production de pétrole, **Hassi Berkine** et **El Merk**. [1]

1.2 Situation Géographique

Le champ de Berkine se trouve dans le désert du Sahara algérien à environ 350 km sud-est de Hassi Messaoud qui s'étendent sur environ 5,5 millions d'acres sur grand bassin intracartonique qui occupe la région orientale d'Algérie la région méridionale de la Tunisie et la région occidentale de la Libye. [1]



Figure I-1 : Situation Géographique du GB

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).

Elle est assurée par six partenaires SONATRACH, ANADARKO, ENI, MAERSK, CONCO PHILIPS et TALISMAN ont convenu à la réalisation d'une usine (CPF) de traitement d'huile et gaz humide, 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.

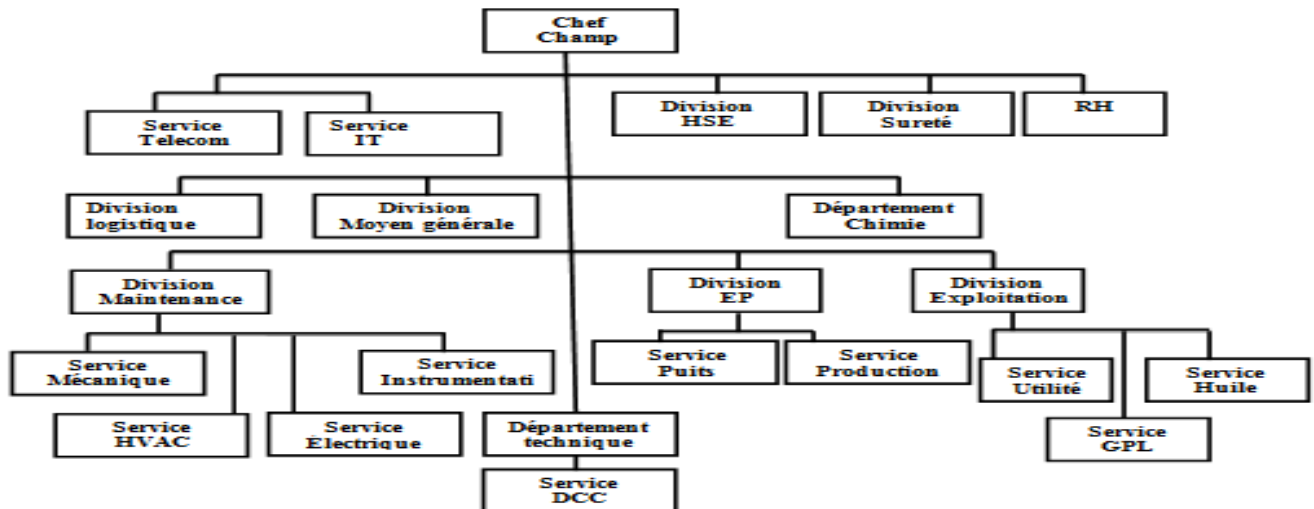


Figure I-2 : CPF du champ EL Merk

1.3 Organisation générale du champ EL MERK : Le schéma ci-dessous montre comment est organisé le champ EL MERK dans son ensemble.

:

Figure I-3 : Organisation générale du champ EL MERK



1.4 Organigramme de Division EP du champ EL MERK : Le schéma ci-dessous montre comment est organisé le de Division EP du champ EL MERK.

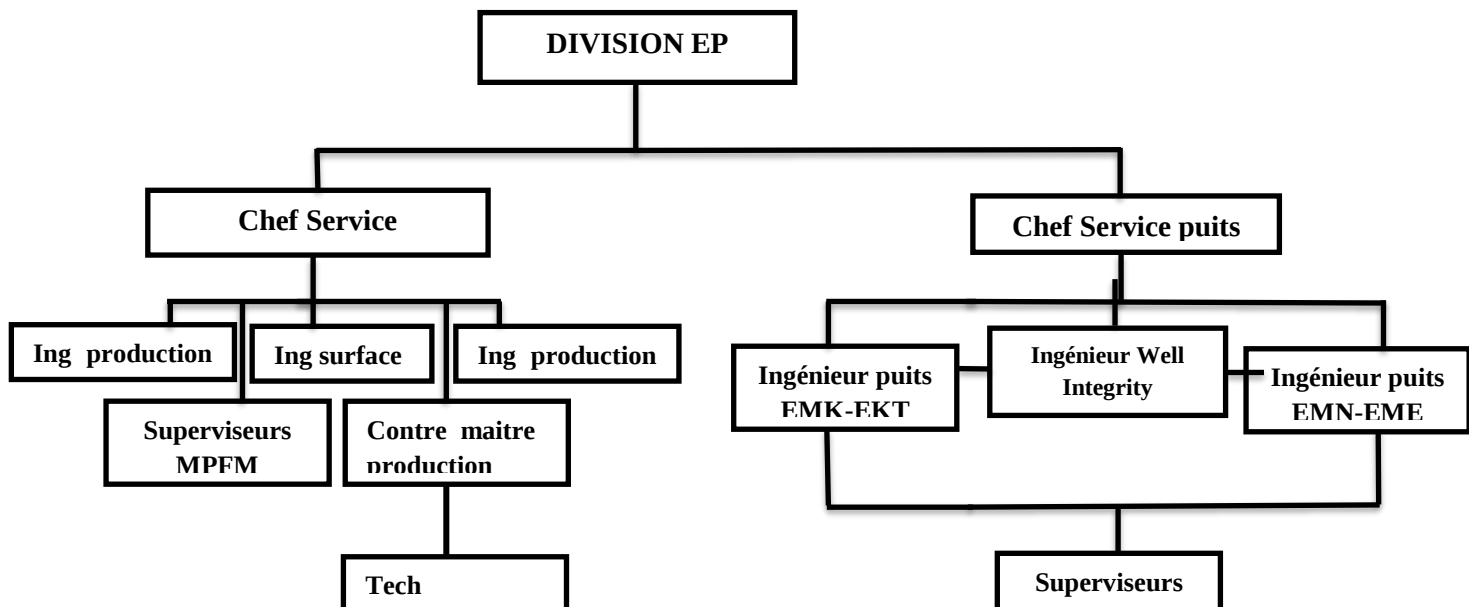


Figure I-4 : Organigramme de Division EP du champ EL MERK

- Service de production :

Sa mission est de suivre les installations de surface et contrôler les paramètres de production et l'injection, ainsi que l'allocation journalière de la production

- Service Puits :

Sa mission est de préparer le programme d'intervention sur le puits et suivre les opérations sur site.

1.5 Cadre Géologique :

Bloc 208 d'EL Merk a une surface de 36km x 26km produit à partir de trois réservoirs :

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

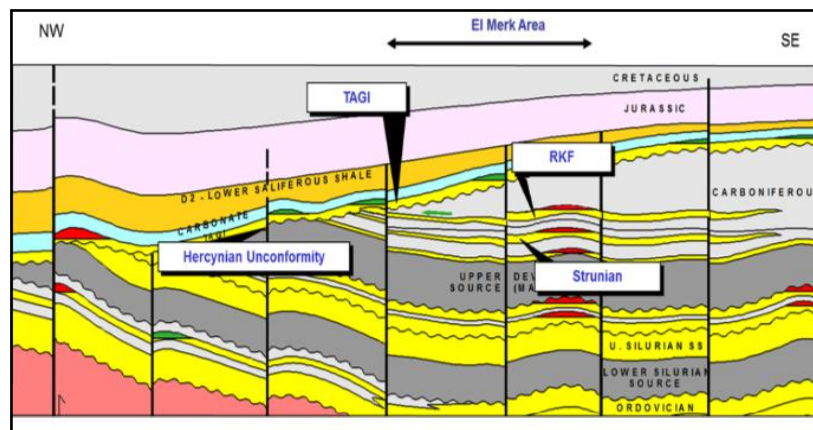


Figure I-5 : Répartition des trois réservoirs suivant la coupe géologique

1.6 Decoupage du champ EL Merk

Le champ EL MERK est divisé en quatre parties

EMK – EMN – EKT - EME

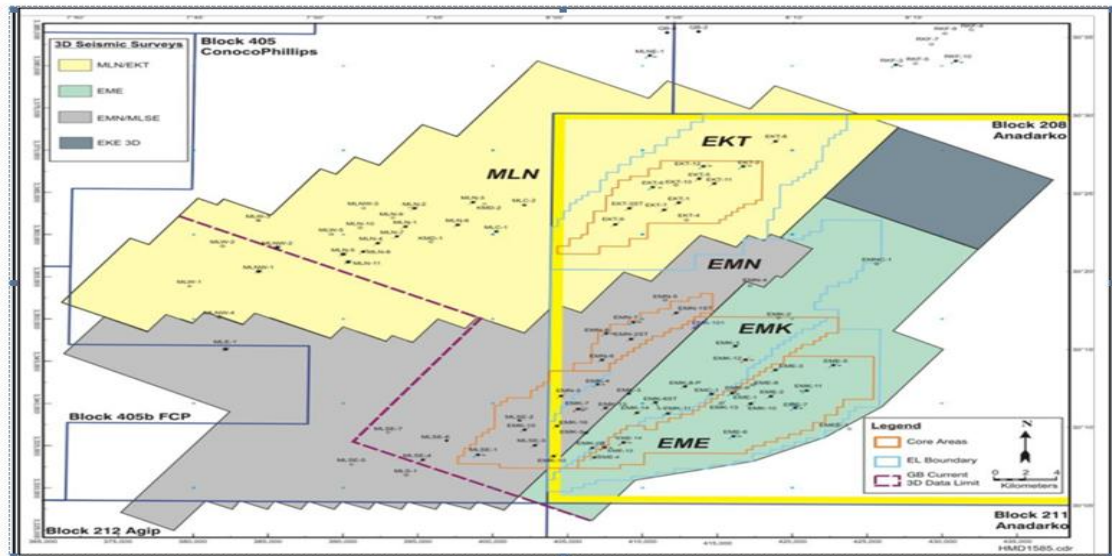


Figure I-6 : Découpage du champ EL MERK

1.7 Les types de puits dans le champ ELM

Dans EL MERK il y a nombreux parmi lesquels on trouve :

- Des puits producteurs d'eau ;
- Des puits producteurs du gaz condensat ;
- Des puits producteurs d'huile ;
- Des puits injecteurs du gaz ;
- Des puits injecteurs d'eau.

Notre objective c'est l'étude des puits producteurs d'huile qui sont équipés des systèmes très sophistiqués pour l'injection du gaz lift (pour l'activation du puits), et aussi des systèmes d'injection water dilution (dessalage) et un ensemble de vanne tel que :

- **Les équipements de surface :**
 - Les vannes maitresses inférieure et supérieure (Lower et Upper master valve)
 - Deux vannes latérales de production « la WING » l'une de vanne est contrôlé automatiquement et l'autre manuellement.
 - La vanne latérale « la kill » pour tuer le puits.
 - Vanne de curage (Swab valve)
 - Le chapeau de la tête.

Pour contrôler les vannes automatiques il faut maitre en fonction un HPU tel que ces vannes s'ouvrent et se ferment hydrauliquement.

- Dans la tête aussi il y'a des sorties des annulaires pour contrôler la pression.
- Une pipe qui est venu de FGS qui peut transporté le gaz lift tel que ce tuyau il va rentrer dans l'annulaire (7 pouce) et son but c'est d'alléger la colonne hydrostatique pour augmenter la production.
- Installation de DW pour le dessalage tel qu'on peut injecté l'eau dans le fond ou bien vers la ligne de production.
- **la duse** (vanne automatique qui l'on peut manipuler d'après le panneau de contrôle (EWCP) qui situe à coté de puits ou bien par la salle contrôle du CPF, ou par des buttons intégrer dans la duse elle-même ou bien par une vanne manuelle).
- **SDV** qui s'appelle la Grove C'est une vanne qui assuré la sécurité de puits tel que s'il y a une diminution ou une augmentation de pression (PSLL et PSHH) sont réalisées la vanne se ferme automatiquement.
- **EWCP** : C'est un système de haute technologie. Il assure le contrôle des différents organes avec une précision très importante (le contrôle des vannes de sécurité et leurs états, la duse), les systèmes d'injection de GL et DW, et l'injection des produits chimiques. Il est constitué essentiellement d'une tablette électronique, cette dernière fournit toutes les informations nécessaires sur le puits.

Au-dessous de cette tablette, on trouve quelques boutons qui ont pour buts de mettre les organes automatiques en état de réglage automatique (remote) ou manuel (local).

L'évolution de la pression et la température au niveau du puits est contrôlé à l'aide des gauges (PI-PIT, TI-TIT) placés au niveau de la tête de puits, ligne de production, les espaces annulaires, et tout ça est contrôlé à partir du pannelle et une salle de contrôle au niveau du CPF.



Figure I-7 : la Tête de Puits

- Les équipements de fond
 - **Tubing head:** C'est lui le responsable de l'attachement du tubing.
 - **Olive de suspension:** C'est lui qui va coller au Tubing Head à l'aide des pointeaux pour maintenir le poids de tubing et assurer l'étanchéité pour éviter toutes les communications entre le tubing et l'annulaire.
 - **Mandrin à poche latérale (gas lift mondrals)**
 - **Siège:** Pour aider les équipements d'attacher au tubing.
 - **Gauge :** Pour enregistrer l'évolution de la pression et de la température.
 - **Packer:** Pour assurer l'étanchéité entre l'annulaire et le tubing et pour attacher le tubing à l'annulaire
 - **Wire line entry guide.**
 - **Liner:** C'est le tubage de production.

1.8 Le réseau de collecte

Pour regrouper les hydrocarbures provenant des différents puits EKT, EMK, EME, EMN qui font partie du bloc 208, on trouve :

- **FGS :** (Field Gathering Station) c'est une station de collecte qui comprend un manifold collectant les conduites de brut venant des différents puits avec une ligne de test et une ligne de production, tel que les tests MPFM / MPM, ces conduites sont rassemblées dans un seul pipe puis elles sont acheminées vers le CPF. [1]

FGS reçoit l'eau qui vient des puits producteurs d'eau ou elle passe par des filtres et ensuite par une pompe pour augmenter la pression d'eau jusqu'à 230 bar et après l'eau va être acheminée vers les puits injecteurs d'eau et les puits producteurs d'huiles pour le dessalage (DW). [1]

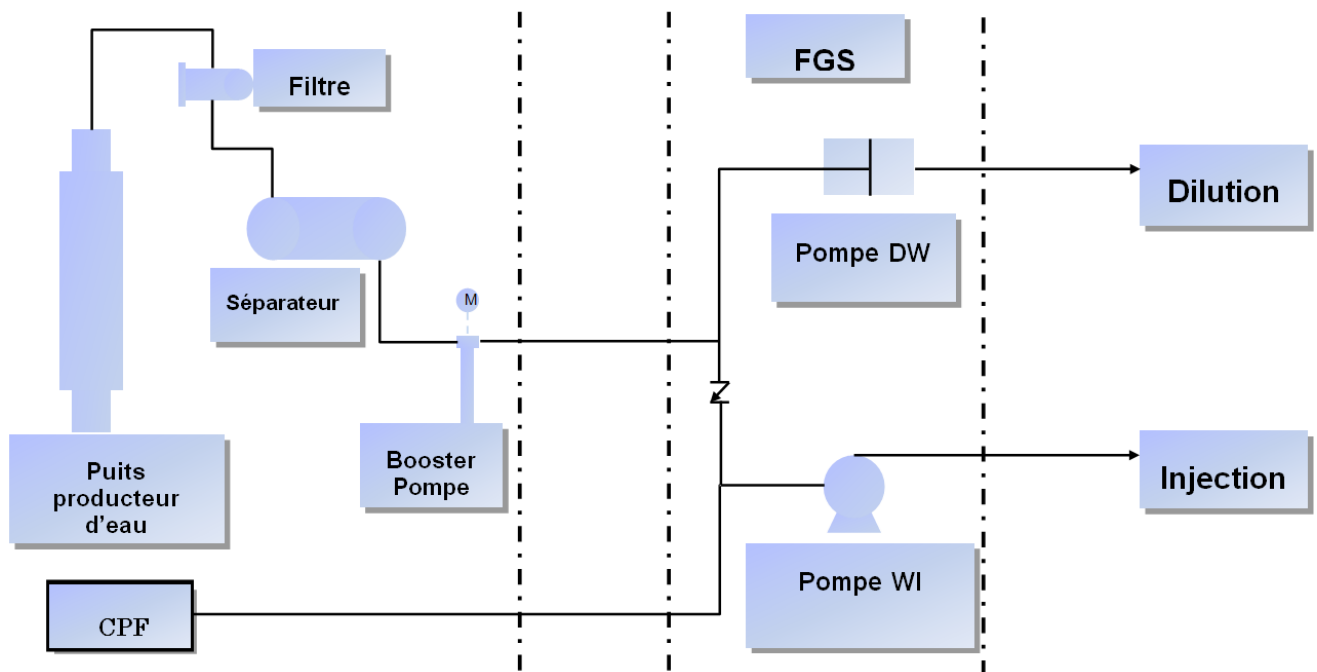


Figure I-8 : Système d'injection d'eau

Il existe aussi dans les FGS une entrée de gaz venue du GDM véhiculant le GL vers les puits producteurs d'huile dans le but d'améliorer la production d'huile



Figure I-9 : FGS

- **GDM** : (Gas Distribution Manifold) c'est un manifold du gaz qui reçoit le gaz du CPF. Ce gaz sera transféré aux puits injecteurs (GI) ou bien aux autres GDM



Figure I-10 : Gas Distribution Manifold

- **Jonction** :

Le rôle de la jonction c'est de relier plusieurs pipes qui transportent le brut (ces pipes sont venus de FGS), donc ils se transforment à une seule pipe qui va aller au CPF. A l'aide de vannes, la jonction permet d'arrêter la production au niveau d'une pipe pour la rediriger vers un autre



Figure I-11 : Jonction

1.9 Situation Actuelle du champ

Dans EL MERK on a 124 puits parmi ce dernier li y a quelques puits en cours de complétion.

Nous avons illustré sur le tableau suivant différent types de puits qu'on trouve dans le champ.

Tableau I-1 : Nombre de puits, FGS et GDM dans le champ El MERK

Producteur d'Huile (53)	Field Gathering station (10)
Producteur de condensat (10)	Gas Distribution Manifold (6)
Injecteur de Gaz (22)	
Injecteur d'eau (29)	
Puits d'eau (10)	

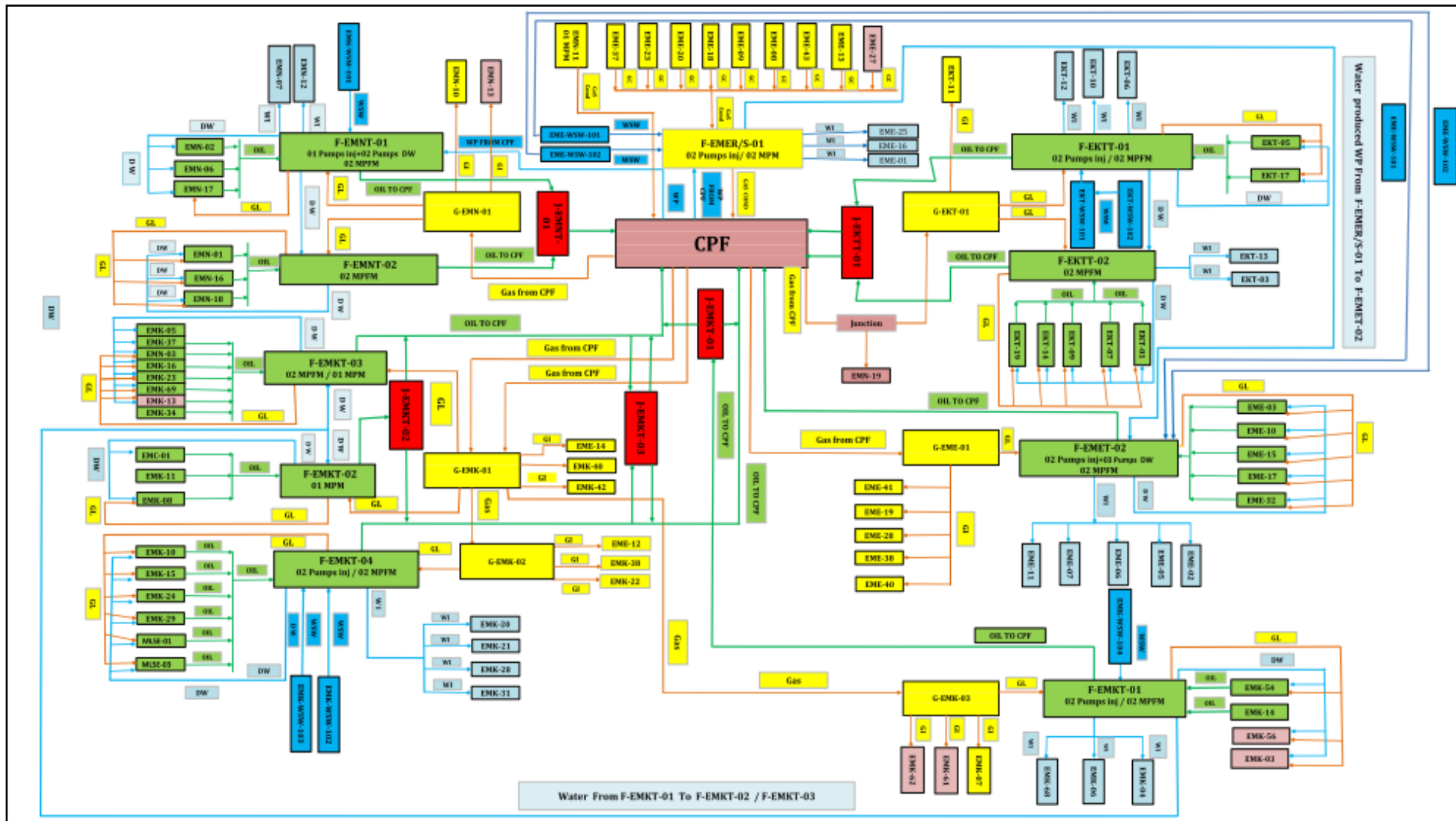


Figure I-12 : Implantation du champ ELM [1]

Conclusion

Le champ ELM est l'un des plus grands champs pétroliers en Algérie naturellement éruptif, il se divise en 4 parties : EMN-EMK-EKT-EME et il contient de nombreux puits tels qu'on a les puits producteurs d'huile, d'eau et de gaz condensat ainsi que les 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. [1]



Chapitre II

Production et méthode de récupération

Introduction

Dans le passé, les méthodes de récupération assistée étaient rarement prises en compte dès le début du développement d'un champ. Il y avait une frontière bien définie entre la phase de déplétion naturelle et la phase avec récupération assistée. De nos jours, il est devenu rare d'avoir à développer des champs géants à haut indice de productivité et ce sont plutôt des champs complexes aux réserves marginales qui sont mis en production.

2.1 Profil de production

- Le profil de production d'un champ est la courbe des productions (le plus souvent annuelles) établie en fonction du temps. On peut réaliser des profils de production d'un puits, d'un champ ou d'une zone géographique complète selon le même processus que celui appliqué à un système pétrolier, un bassin ou un pays.
- Un tel profil peut être descriptif (pour les chiffres des années antérieures, déjà connus), ou bien prédictif. Les profils prédictifs sont généralement élaborés au niveau d'un puits ou d'un champ, une fois les tests de mise en production réalisés. La figure Ci-dessous montre le profil de production d'un champ géant. [2]
- Les réserves du champ représentent l'aire sous la courbe définie par le profil de production.

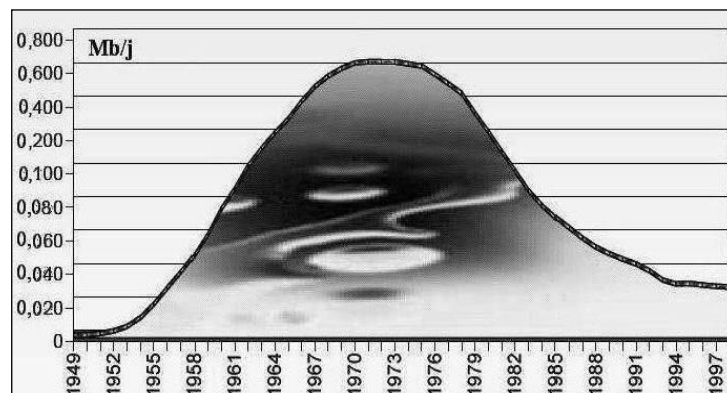


Figure II-1 : profil de production.

2.2 Différentes techniques de récupération :

2.2.1 Récupération naturelle

Un gisement de pétrole est constitué d'une accumulation géologique d'hydrocarbures sous forme liquide ou sous forme gazeuse .le liquide contient une certaine quantité de gaz dissous qui va être libérée dès lors que la pression est abaissée, soit en raison de la production, soit du fait de la remontée du fluide en surface.

Dans certains cas, la zone imprégnée de pétrole est bordée dans sa partie supérieure par une zone (gas-cap) contenant du gaz, et dans sa partie inférieure par une zone aquifère contenant de l'eau. L'ensemble se trouve à une pression de l'ordre de 200 ou 400 bars le plus.

Dès qu'un forage met en communication de ce gisement avec la surface de la terre, la pression va expulser le pétrole et le gaz vers la surface. [2]

2.2.2 Récupération assistée

La récupération par drainage naturelle ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération.

Les procédés utilisés (injection d'eau ou injection de gaz) étaient mis en œuvre dans un second temps après la décompression du gisement, d'où leur nom est de récupération secondaire.

Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie de gisement.

Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champs d'autres techniques plus élaborées, dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux de récupération plus élevée : C'est la récupération améliorée ou tertiaire. [2]

2.2.2.1 Les facteurs influents sur la récupération secondaires

- **Géologie du réservoir**

Comme le drainage résulte de l'écoulement entre les puits, l'une des conditions de réussite est qu'aucune barrière imperméable ne s'oppose à cette circulation.

L'homogénéité ou l'hétérogénéité du réservoir, la stratigraphie et la fissuration jouent un rôle trop important sur le front d'eau et ses chemins préférés

- **Perméabilité**

Pour la récupération secondaire comme pour une récupération primaire forte perméabilité est un facteur favorable.

Toutefois il existe une limite supérieure de perméabilité au-delà de laquelle la récupération secondaire devienne non rentable.

La distribution de la perméabilité dans le gisement dépend de l'homogénéité de réservoir.

- **Porosité**

Plus la porosité est grande, plus la saturation en huile est possible ce qui est un avantage pour la récupération primaire et secondaire.

2.3 Activation des puits

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptifs, elle concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aussi aux puits producteurs d'eau d'usages divers, tels ceux pour alimenter les utilités ou un maintien de pression. Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

2.3.1 Théorie sur l'activation des puits

- **Les puits éruptifs**

On dit qu'un puits est éruptif, lorsqu'il débite en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits.

$$P_G > H.d.0,098$$

P_G : Pression de gisement en bar.

H : Profondeur du puits en m.

d : Densité de fluide

▪ **Les puits non éruptifs**

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu'il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits

$$P_G \leq H.d.0,098$$

La non-éruption est rencontré dans certains nouveaux gisements où la pression de fond est faible, et dans le cas des gisements exploités depuis longtemps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible, alors que les réserves récupérables sont importantes.

Pour activer et mettre en production ces puits on peut agir sur l'un des paramètres d'inégalité :(sur la hauteur **H** de la colonne de fluide ou sur la densité de fluide **d**).

- La réduction de la hauteur **H** consiste à mettre le puits en pompage.
- La réduction de la densité **d** consiste à injecter un fluide moins dense, qui est le gaz, ce procédé est nommé Gaz-lift.

2.3.2 Le pompage

Dans la colonne de production (tubing), une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide dans le puits ; cette pompe apporte une énergie qui permet au fluide de poursuivre son chemin vers la surface.

Plusieurs techniques de pompage sont mises en œuvre pour pouvoir répondre aux nombreux problèmes posés tels que : la nature du fluide, la productivité du puits, la complétion, et l'environnement terrestre ou offshore, ainsi que les critères économiques.

Les deux modes de pompage les plus répandus dans le monde sont :

- **Le pompage aux tiges :**

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire des tiges et d'un système de va-et-vient.

- **Le pompage centrifuge émergé :**

Le pompage centrifuge est assuré par une pompe centrifuge électrique émergée à l'intérieur de la colonne de production

2.3.3 Le gaz-lift :

Le principe du gaz-lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible, pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient.

2.3.3.1 Généralité sur le gaz-lift

- **Principe de gaz-lift**

L'objectif de gaz-lift est de réduire la pression en fond de puits, et augmenter la production du réservoir.

Le gaz lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge totales, en injectant du gaz dans le tubing à un endroit le plus profond Possible. Ceci aura deux effets opposés :

- L'augmentation des pertes par friction (effet négatif).
- La diminution du poids de la colonne (effet positif).

La figure ci-dessous montre les pertes de charge dans un tubing produisant à un débit constant. Avant d'injecter le gaz, les pertes totales sont beaucoup plus statiques que par friction.

Après l'injection du gaz, les pertes totales sont diminuées grâce à l'importance diminution du poids de la colonne

Application du gaz-lift :

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

- **Les puits à huile**

L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

- **Les puits à eau**

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gaz-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

- **Démarrage des puits**

Dans certains cas, le Gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.

- **Nettoyage du puits injecteurs**

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift.

2.3.3.2 Les principaux parametre de gaz-lift

- **Pression en tête de puits**

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

- **Pression du gaz injecté**

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en single point. Ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the well). De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.

Ce sera le cas si le gaz provient d'un champ à gaz sur le déclin ou s'il sort de compresseur de moins en moins performants.

- **Profondeur d'injection de gaz**

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à forts IP.

De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating valve). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

- **IP important et effet de skin**

La production d'un puits dépend directement du « drawdown » appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gaz-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gaz-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener.

On appelle « effet de skin » l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de skin a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la re-perforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

2.3.3.3 Type de gaz-lift

Le gaz-lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et les productions des puits peuvent être :

- **soit directes** : injection par casing, production par tubing.
- **soit inverses** : injection par tubing, production par casing.

- **Gaz-lift direct :**

Le gaz est injecté dans l'annulaire (tubing-casing) et la production se fait par le tubing ; c'est la complétion la plus simple, et facile à opérer ; d'ailleurs c'est le design le plus fréquent.

Pour améliorer mieux la production du liquide, certains puits sont équipés de packer à By-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible.

- **Gaz-lift inverse :**

Il y a plusieurs types de cette mode :

- **Tubing concentrique :**

Le gaz est injecté dans un petit tube appelé concentrique. Ce genre de profil est très courant, mais le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques de gros diamètres descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4^{1/2} pour activer les puits au gaz lift.

Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, le puits produit dans le tubing initial et non pas dans le casing.

- **Gaz lift avec production dans le casing :**

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures entre le tubing et le casing, telles que les mesures de pression ou de température.

- De gros volumes de gaz sont nécessaires.

- Le design et les équipements sont spéciaux.

- Le puits n'est pas adapté au gaz-lift intermittent.

- **Gaz-lift double :**

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée.

Parmi les problèmes de complétion, on cite :

- ✓ La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire.
- ✓ L'encombrement des side pocket mandrels. En général, il n'est pas possible de sortir un tubing sur l'autre.

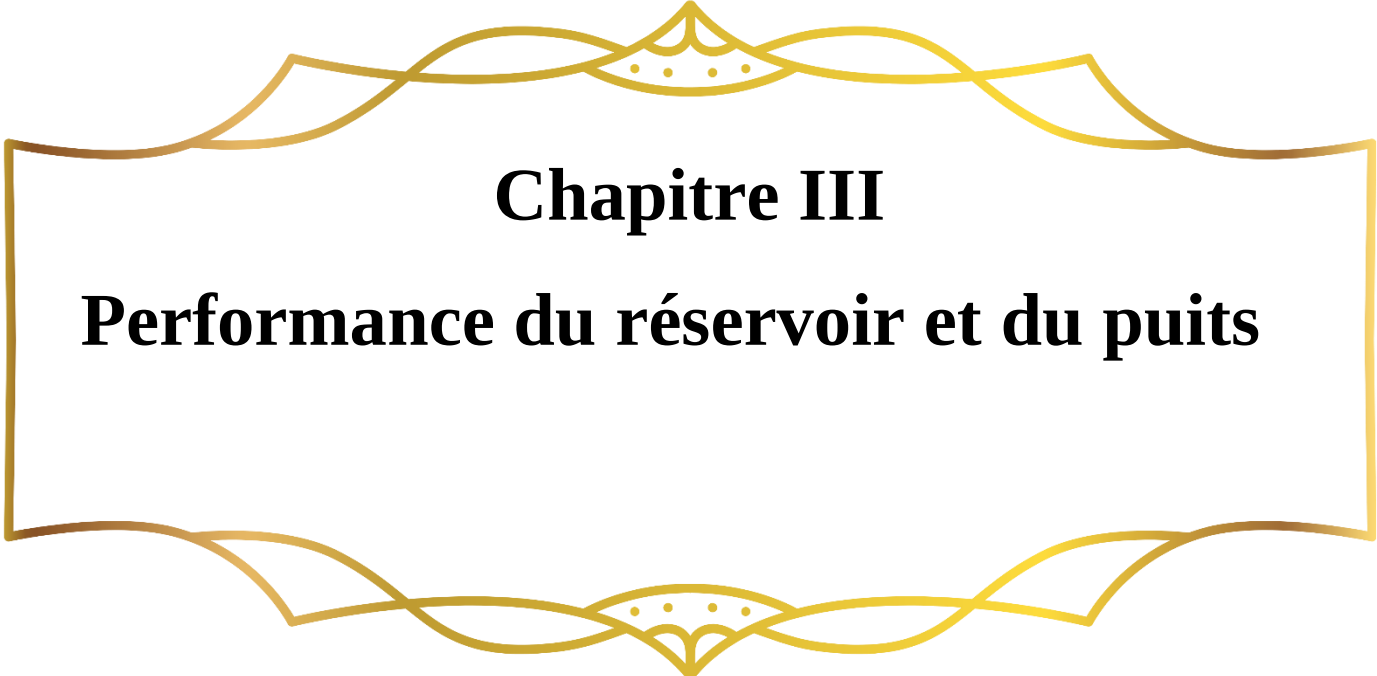
La mise au point des vannes pour ces puits est délicate. Le gaz lift double est donc assez rare sauf pour des champs où du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge, sans vannes de décharge.

- **Gaz lift parallèle :**

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz lift double au niveau de la mise en place de la complétion.

Le gaz est injecté dans le tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing.

Le gaz lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage.



Chapitre III

Performance du réservoir et du puits

Introduction

Le point de fonctionnement d'un puits est le point d'intersection de deux courbes, la courbe de performance du réservoir (**inflow**) et la courbe de performance de tubing (**outflow**).

Les performances "internes et externes" du réservoir (Inflow and outflow performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques, mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond du puits. Ceci est l'application de la loi des nœuds» qui veut que tout ce qui entre dans le nœud est égal à ce qui sort (inflow = outflow)

3.1 Inflow performance

3.1.1 La perméabilité absolue:

Les débits des fluides dans la roche dépendent des variables suivantes :

Les gradients de pression, la saturation des fluides, la viscosité des fluides, les propriétés des roches, et la plus importante c'est la perméabilité.

La perméabilité absolue est la capacité d'une roche à laisser passer un seul fluide à travers son milieu poreux. Elle est mesurée en millidarcies. Plus la valeur est grande plus l'écoulement de fluide est facile.

La perméabilité peut varier sensiblement dans les roches à quelques mètres écartés ou même avoir des valeurs différentes pour différentes directions à travers la même section de la roche, Cette propriété est anisotropie en raison des hétérogénéités du réservoir.

Comme on le voit dans l'équation de Darcy :

$$\frac{q}{A} = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

$\frac{q}{A}$: La vitesse d'écoulement de liquide à travers la section transversale dans une direction donnée.

K : La perméabilité dans cette direction.

$\frac{dp}{dl}$: Le gradient de pression. ; μ : La viscosité du liquide

3.1.2 L'indice de productivité

Les équations de l'écoulement nous disent que lorsque le puits est ouvert à la production, une onde de pression se déplace à travers le réservoir provoquant la pression dans la région touchée afin de diminuer continuellement avec le temps.

En vertu de ces passagères ou infini les conditions d'agir, les pressions en tout rayon donné diminuent rapidement au début, puis se stabilise avec le temps.

La pression au fond du puits P_{wf} , suit le même schéma pour une production constante.

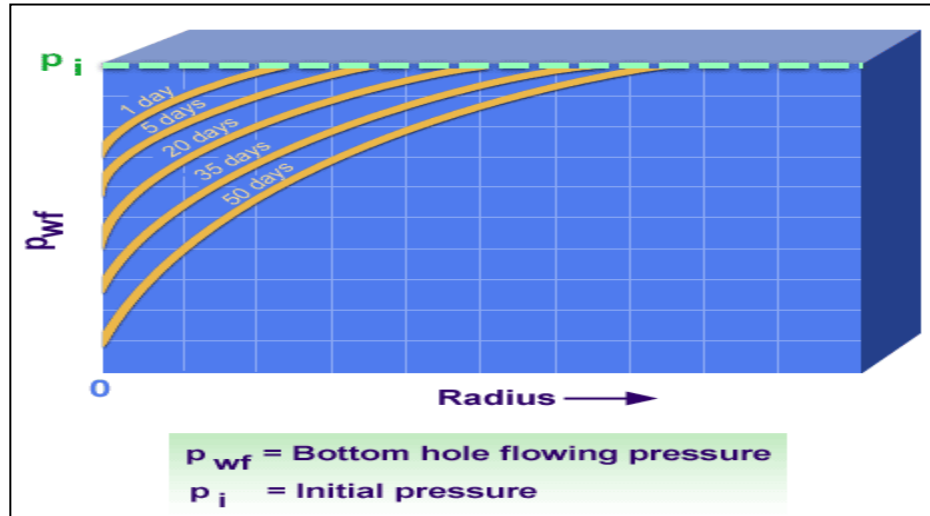


Figure III-1 : variation des pressions en tous rayons en fonction du temps

Peu de temps après le début de l'écoulement, la pression au fond du puits s'approche d'une valeur stable, et quand on utilise cette valeur stable dans nos calculs, nous pouvons l'utiliser 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**.

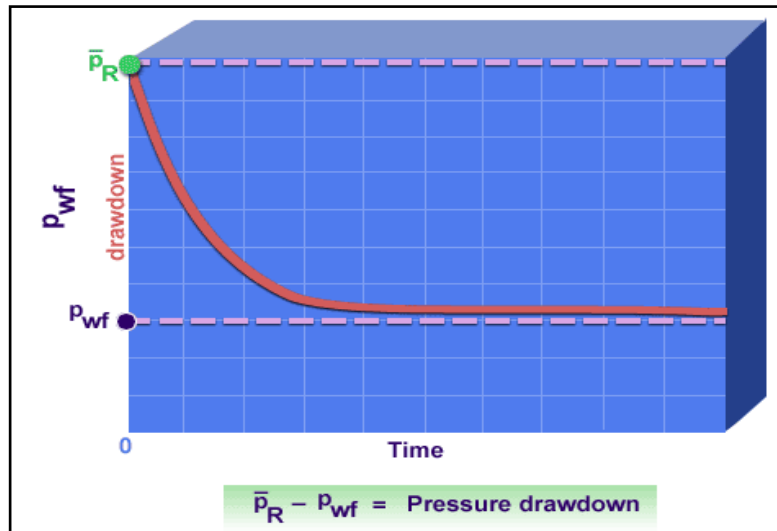


Figure III-2 :

pressure drawdown

Évaluation de

Pressure drawdown = $P_r - P_{wf}$.

Le **drawdown** entraîne un débit Q et définit l'indice de productivité J .

Indice de productivité :

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

L'indice de productivité représente la réponse dynamique du réservoir et de ses propriétés du fluide dans la zone de drainage d'un puits. Il définit la relation qui existe entre le débit Q et la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} pour une pression donnée de réservoir P_r .

3.1.3 Inflow performance Relationship – IPR

3.1.3.1 La méthode de l'IP (l'indice de productivité)

Quand la pression de fluide au fond du puits est au-dessus du point de bulle l'indice de la productivité sera constant.

Comme la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité diminuera où fur et à mesure que le gaz sort de la solution.

Gilbert (1954), le père de l'ingénierie de production moderne, a été le premier à comprendre la pleine signification de cette baisse de l'indice de productivité.

Il a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} en fonction du débit Q , c'est l'IPR. [3]

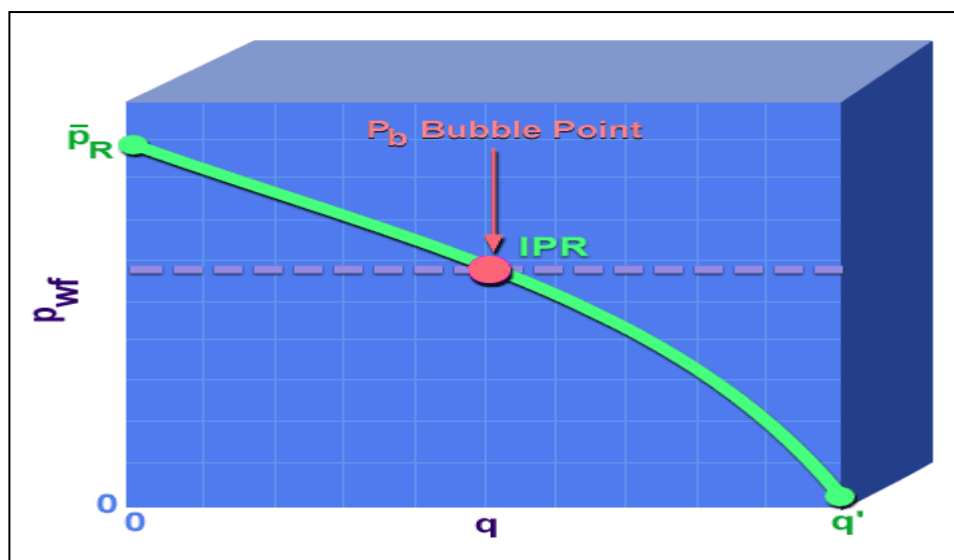


Figure III-3 : La courbe IPR

Parce que la pression du réservoir sera généralement dépleté par la production, l'IPR sur la vie d'un puits est démontré par une famille de courbes diminue vers l'origine. Chaque courbe représente la relation entre la pression et le débit à une pression de réservoir donnée.

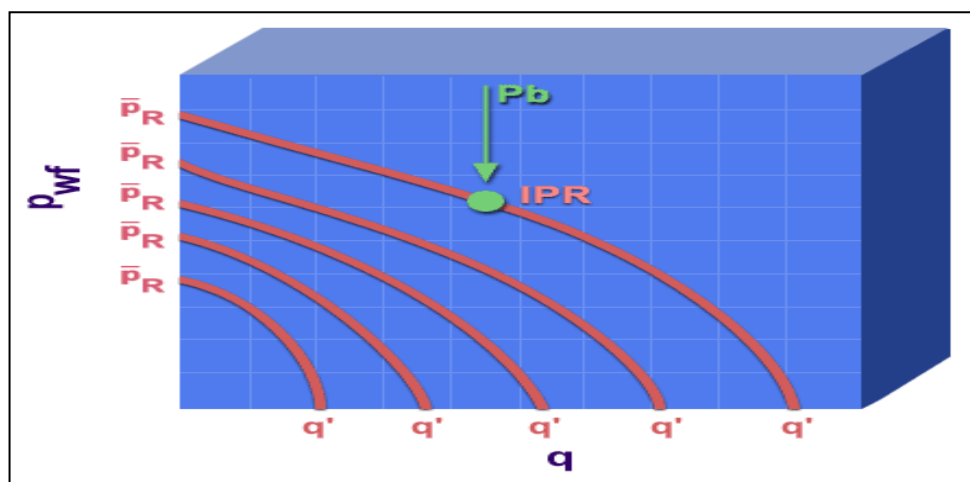


Figure III-4 : La variation de l'IPR sur la vie d'un puits

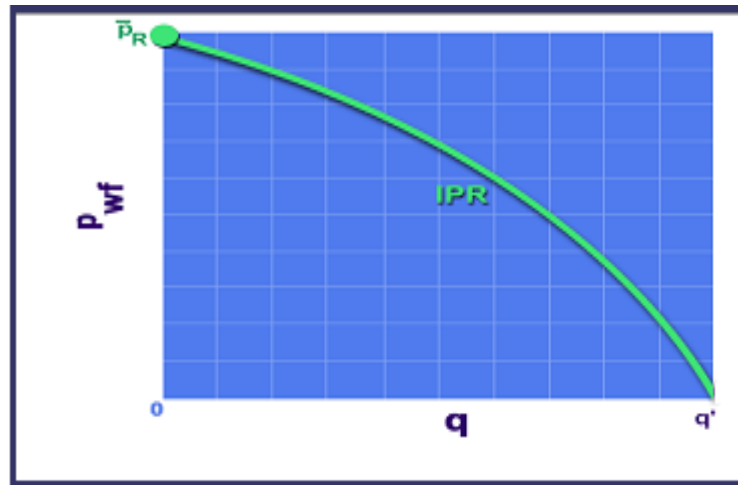


Figure III-5 : La courbe IPR de Vogel [2]

Les extrémités des courbes IPR sont la pression du réservoir moyenne P_R à un débit compris entre zéro, et le débit maximal Q qui coule au fond du puits à une pression de zéro, dans la pratique il n'est pas possible d'atteindre cette valeur, car la pression d'écoulement en fond du puits doit toujours avoir une certaine valeur finie.

Au-dessus du point de bulle, les courbes des IPR sont des lignes droites, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile ce qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

3.1.3.2 La méthode de VOGEL L'objectif principal de VOGEL était de simuler l'écoulement diphasique à travers un réservoir dans un trou foré.

Généralement on dit qu'un 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.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

q_o : Le débit d'huile (STB/Day).

p_{wf} : La pression au fond du puits (psig).

p_r : Pression du réservoir moyenne ou la pression de bulle.

$q_{o\max}$: Débit maximal qui correspond à $p_{wf} = 0$, il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est-à-dire pour un débit donné du test, nous avons :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(test)}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2}$$

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

Au-dessus du point de bulle, la courbe IPR est une ligne droite, nous pouvons obtenir sa forme, en tirant la tangente de la courbe à la pression de bulle, et l'étendant à la pression initiale moyenne du gisement. [2]

3.2 Vertical Lift Performance

La courbe de tubing (VLP) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides [3-4]

3.2.1 Les régimes d'écoulements

Un certain nombre de différents régimes d'écoulement se produisent lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales. Afin de décrire chacun. [3-4]

- liquide flow : Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle, d'où le régime d'écoulement est monophasique.
- bubble flow : le mouvement montant du liquide est accompagné par une réduction de pression, et que la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.
- 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 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. C'est le régime le plus efficace.
- annular flow : Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus bas, le gas forme un canal continu dans le centre de la chaîne, et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.
- mist flow : Enfin, 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 se disparaître, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

3.2.2 Les variables influençant sur les pertes de charges

Afin d'analyser et de concevoir nos systèmes de production, il est nécessaire de calculer la chute de pression qui existe entre le fond du puits et la surface lors de l'écoulement naturel. Le calcul de cette chute de pression pour toutes les conditions possibles est complexe.

Nous sommes obligés de compter sur des corrélations empiriques ou semi-empiriques. Ces corrélations tenir 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), et enfin, l'effet de glissement. Une autre variable est la déviation des puits verticaux.

- **la taille de tubing**

L'augmentation de diamètre provoque une diminution de perte de charge.

- **la densité du fluide**

L'augmentation de la densité du fluide fait augmenter les pertes de charge

- **La viscosité**

Nous voyons que les grandes valeurs de la viscosité accordent une plus grande perte de charge, dû à l'augmentation de la pression de frottement.

- **GLR**

L'augmentation de GLR accompagnée par une diminution des pertes de charges.

- **WOR**

Comme le rapport eau-huile (WOR) croît, les pertes de pression dans le tubing augmentent également.

3.3 Verticale corrélations flow:

Maintenant que nous avons discuté les sept variables principales qui influent sur l'écoulement dans le tubing, nous devons examiner les différentes méthodes qui ont été développées pour calculer les pertes de charge, Il n'est pas surprenant que nos méthodes de prévision ne soient pas basées sur la solution exacte d'équations mathématiques, mais plutôt sur des relations empiriques ou semi-empiriques.

Ces relations ont été développées en faisant certaines hypothèses sur les équations applicables à l'écoulement, et la collecte de données à partir d'un certain nombre de puits éruptifs dans des conditions contrôlées. Le résultat est la publication d'un ou plusieurs corrélations basées sur des bases mathématiques.

3.3.1 Corrélation de Poettman et Carpenter:

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

La corrélation de Poettman et Carpenter suppose que :

- L'effet de la viscosité est négligeable
- Le terme d'accélération est négligeable ($V = \text{constante}$)

1) Une valeur moyenne pour le facteur de frottement le long du tubing.

La détermination des pertes de charge avec cette méthode est faite en utilisant des abaques en termes de ρ et w .

$$W = q_o \cdot m$$

$$m = 350\gamma_o + 0.0764\gamma_g R + 350\gamma_w \text{WOR}$$

$$\rho_m = \frac{m}{V_m}$$

$$V_m = 5.61B_o + 5.61\text{WOR} + (GOR - R_s) \cdot \left(\frac{14.7}{p}\right) \cdot \left(\frac{T}{520}\right) \cdot \left(\frac{Z}{L}\right)$$

Où ρ_m : La masse volumique.

V_m : Volume du mélange (huile, eau, gaz).

W : Débit massique du fluide.

$$\frac{dP}{dh} = \frac{P_2 - P_1}{h_2 - h_1}$$

2) Le gradient de pression peut être exprimé comme suit :

$$\frac{dP}{dh} = \left(\frac{1}{144}\right) \cdot \left[\rho + \frac{F \cdot W^2}{7,413 \cdot 10^{10} \cdot d^5} \right]$$

3) Le facteur de frottement :

$$F = \frac{2g \cdot w \cdot d}{4v^2(h_1 - h_2)}$$

P_1 : la pression à la profondeur h_1 .

P₂ : la pression à la profondeur h₂.

d : le diamètre de la conduite (tubing).

V : la vitesse du fluide.

g : la gravité.

3.3.2 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 la valeur mesurée.

Même si elle fait un bon match, Francher et Brown ne devrait pas être utilisée pour les travaux quantitatifs.

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.

Ils ont introduit l'effet de GLR sur le facteur de frottement pour :

$$300 < \text{GLR} < 1500 \text{ scf/bbl et } 1500 < \text{GLR} < 3000 \text{ scf/bbl.}$$

◇ Formule de Francher et Brown

La corrélation est exprimée sous forme d'équation de chute de pression par friction :

$$\frac{dp}{dz} = - \left(\frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{2D} \right)$$

◇ Variables :

$\frac{dp}{dz}$: chute de pression par unité de longueur (Pa/m ou psi/ft)

f : facteur de friction (sans unité)

ρ_m : densité du mélange (kg/m³ ou lb/ft³)

v_m : vitesse du mélange (m/s ou ft/s)

D : diamètre intérieur de la conduite ou tubing (m ou ft)

3.3.3 Corrélation de Beggs et Brill:

Beggs et Brill ont développé une corrélation de la perte de charge, qui est applicable pour les conduites horizontales de faibles diamètres 1" et 1"^{1/2}. Pour les problèmes d'écoulements inclinés et verticales, Beggs et Brill ont introduit un facteur qui prend en considération de l'inclinaison qui change de -90° à +90°.

Elle surestime les chutes de pression dans les puits verticales et déviés.

3.3.4 Hagedorn et Brown:

La corrélation de Hagedorn et Brown est probablement la corrélation VLP la plus largement appliquée. 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.

Holdup=l'aire occupée par le liquide/la section de pipe.

Les améliorations suggérées par Brill et Hagedorn ont été mises en œuvre dans PROSPER :

L'expérience a montré que Hagedorn et Brown donne d'excellents résultats pour les puits de pétrole en bubble et slug flow.

Chute de pression totale

$$\frac{dp}{dz} = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{2D} + \rho_m \cdot g + \frac{d}{dz} (\rho_m \cdot v_m^2)$$

$\frac{dp}{dz}$: chute de pression par unité de longueur (Pa/m ou psi/ft)

f : facteur de friction

ρ_m : densité du mélange (liquide + gaz)

3.3.5 Corrélation de Petroleum Experts

Cette corrélation combine les meilleures caractéristiques des corrélations existantes, il utilise la corrélation de Hagedorn-Brown dans le régime slug flow. [4]

3.4 Le point de fonctionnement du puits :

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}).

Il change selon un changement dû à l'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à certains paramètres.

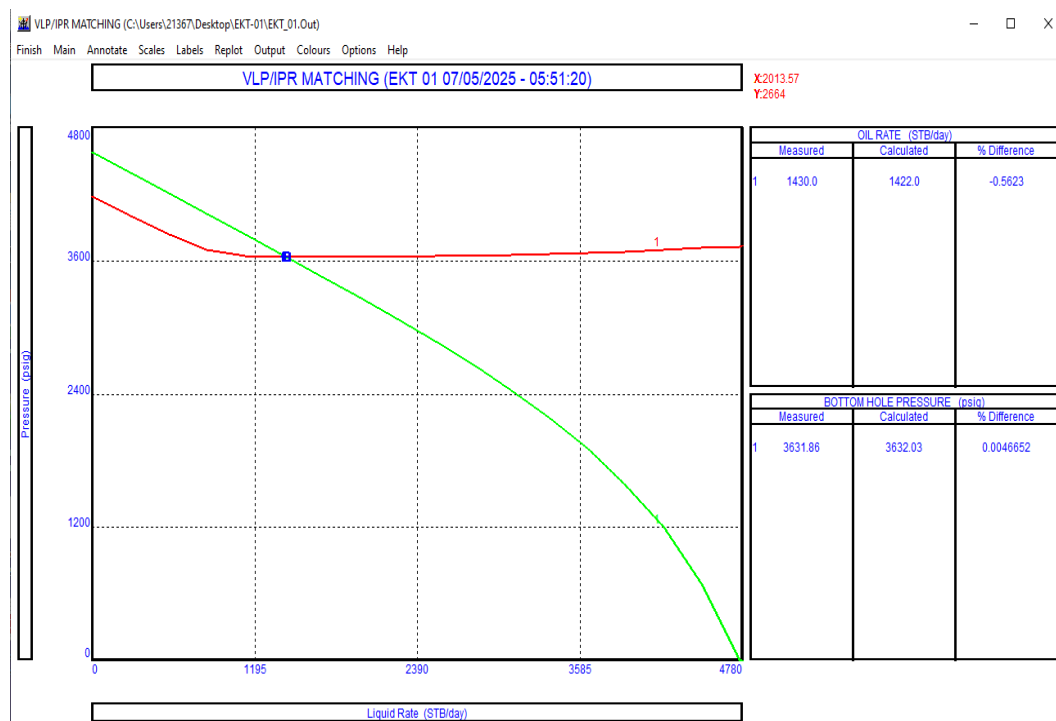


Figure III -6 : Inflow + Outflow performances

Chapitre IV
**Modélisation et optimisation du système de
production du champ EKT**

Introduction

Dans les champs pétroliers, la production des hydrocarbures est souvent limitée par :

- Les conditions du réservoir.
- La productibilité du réseau de pipelines.
- La capacité de transport des fluides des installations de surface.
- La sécurité.
- Des considérations économiques.
- La capacité de traitement des eaux.

Alors que la production est contrôlée par le réglage des débits de production des puits ainsi que la répartition des débits de gaz-lift.

La mise en œuvre de ces contrôles de manière optimale n'est pas facile, l'objectif de l'optimisation de la production est de trouver les meilleurs réglages opérationnels à un moment donné, sous réserve de toutes les contraintes, pour atteindre certains objectifs opérationnels, ces objectifs peuvent varier dans un champ à un autre avec le temps, en général, on voudra maximiser le débit de production ou de minimiser les coûts.

4.1 Description du problème d'optimisation:

4.1.1 Modele de réservoir

Le réservoir est modélisé par un simulateur de réservoir **black-oil** classique, il prévoit les conditions au puits des blocs qui forment les conditions aux limites pour le système de collecte.

4.1.2 Modele de système de collecte

Le système de collecte est modelé comme un réseau de type tree-like sans boucles, il comprend des puits, des liens et des nœuds.

- Les liens référer à tout dispositif ou une installation à travers laquelle les changements de pression.
- Un lien peut être une colonne de tubage, un choke, ou un pipeline.
- Un nœud représente un carrefour de flux ou le point terminal d'un lien.

Le schéma suivant montre une simple représentation d'un système de collecte.

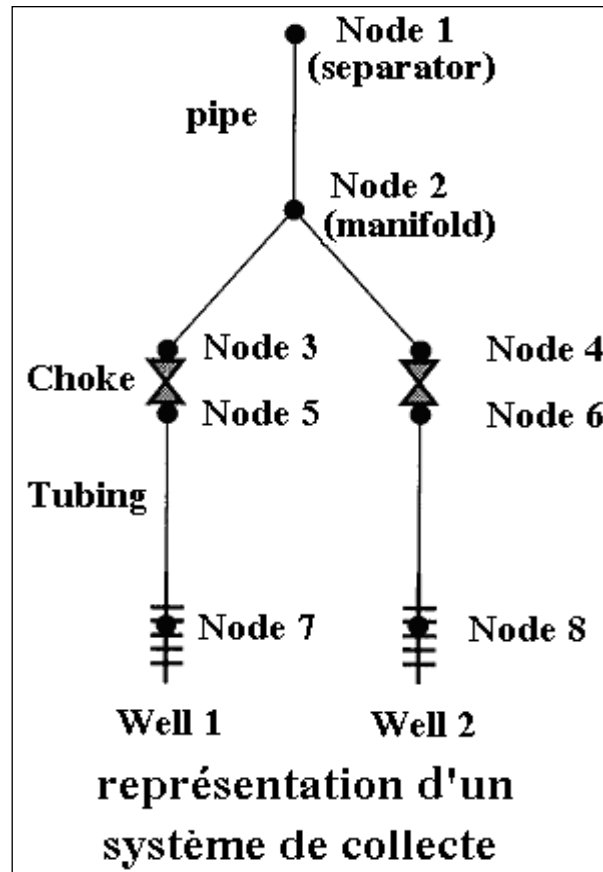


Figure IV-1 : Représentation d'un système de collecte [3]

4.2 Petroleum Experts PROSPER:

4.2.1 Definition

Le PROSPER (**PRO**duction and **S**ystems **PER**formance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production.

PROSPER peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés, et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, PROSPER assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PROSPER est utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios, et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de surface. [3-4]

4.2.2 L'organigramme de fonctionnement de PROSPER

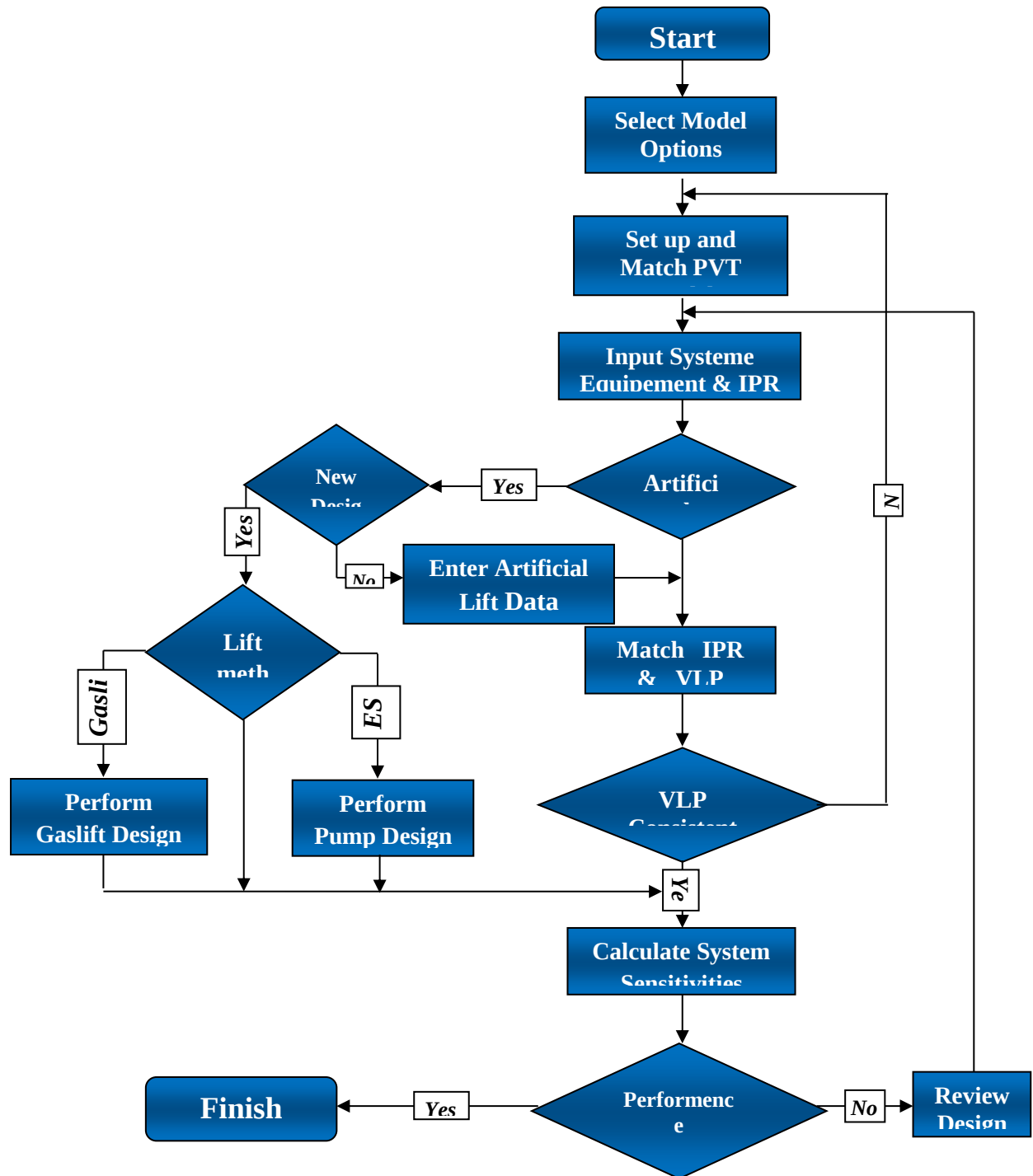


Figure IV-2 : L'organigramme de fonctionnement de PROSPER

4.3 Petroleum Experts GAP:

4.3.1 Definition

GAP (General Allocation Package) est un simulateur d'écoulements poly-phasiques qui est capable de modéliser et d'optimiser la production et l'injection.

Le GAP permet à l'ingénieur de construire des modèles de système complet, y compris les puits et le réseau de surface, il fait aussi des liens directement à PROSPER, son calcul peut être effectué pour l'état du système à un moment précis dans le temps.

4.1 Le GAP est le plus puissant moteur de calcul dans l'industrie, car il est basé sur la technique non-linéaire SQP, il permet de modéliser et d'optimiser des réseaux très complexes, composé de milliers d'éléments : des puits, pipelines, compresseurs, pompes, échangeurs de chaleur, etc., connecté en tous les moyens de toutes les manières possibles (à savoir boucles complexes). [3-4]

Le GAP permet d'optimiser le système, ce qui signifie :

- Pour maximiser une certaine fonction objectif (par exemple : la production de pétrole ou de gaz)
- et, en même temps, respecter toutes les contraintes dans le système.

4.1.1 Les Tâches du GAP :

- Modélisation complète des systèmes de production et de surface.
- Optimisation : GAP est un optimiseur puissant qui est capable de traiter une variété de puits dans le même réseau :
 - Les producteurs d'huile naturellement.
 - Les puits au gas-lift.
 - Les producteurs d'eau.
 - Les injecteurs d'eau ou de gaz.

L'Optimiseur de contrôle des débits de production en utilisant les chokes, des débits de gas-lift attribuant à maximiser la production d'hydrocarbures, tout en respectant les contraintes du système de collecte.

- L'allocation de la production.
- Les prévisions (Prévisions de la production).

- Modélisation des deux systèmes de production et d'injection en même temps pour générer des profils de production.

4.1.2 Les Lien avec le PROSPER :

Les performances des puits de prévision de la production sont assurées par des liens vers petroleum experts PROSPER.

PROSPER peut être exécuté à partir de **GAP** pour la génération des courbes de performance du puits et de Gas-lift.

4.1.3 L'organigramme de fonctionnement de GAP :

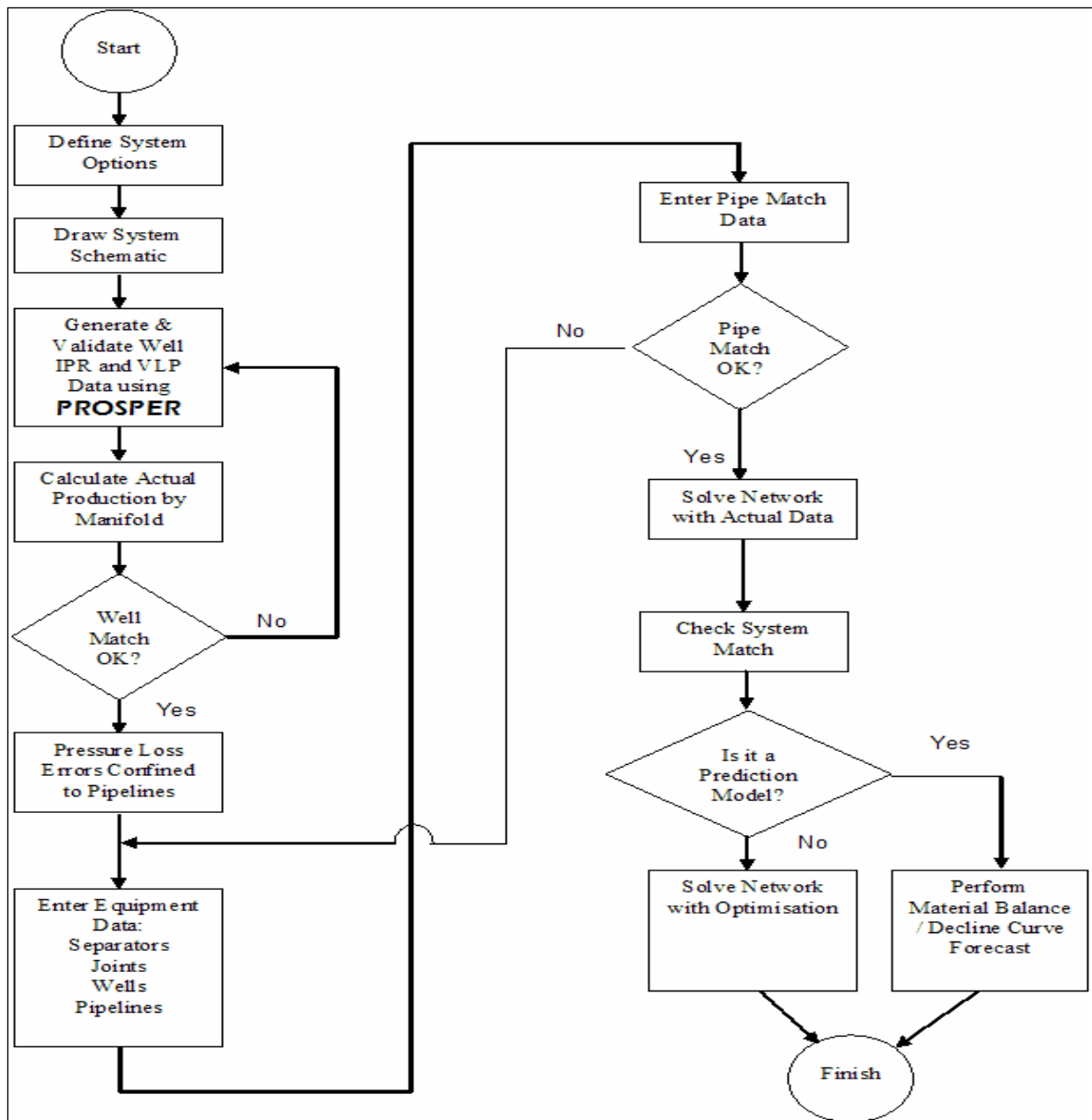


Figure IV-3 : L'organigramme de fonctionnement de GAP

4.2 Modélisation des puits par Prosper :

Pour faire la modélisation du système, il faut modéliser tous les puits par PROSPER. La procédure de cette modélisation est présentée dans l'exemple suivant : EKT-01

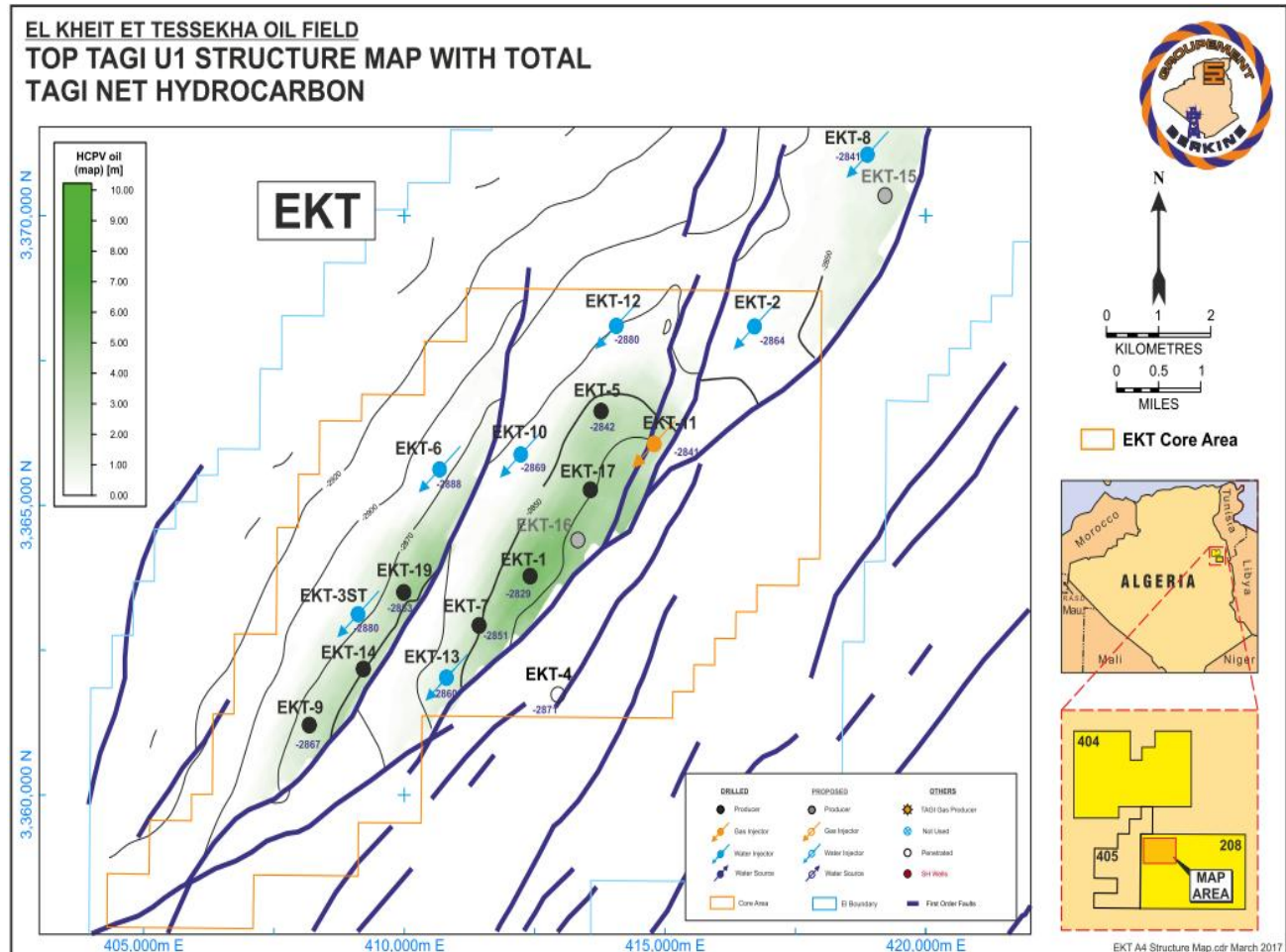


Figure IV-4 : la position de puits EKT-01 dans le champ EKT.

Les étapes de modélisation comme suit :

- **Les données d'entres**

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle

System Summary (EKT_01.Out)

Buttons: Done, Cancel, Report, Export, Help, Datestamp

Fluid Description

- Fluid: Oil and Water
- Method: Black Oil
- Separator: Single-Stage Separator
- Emulsions: No
- Hydrates: Disable Warning
- Water Viscosity: Use Default Correlation
- Viscosity Model: Newtonian Fluid

Well

- Flow Type: Tubing Flow
- Well Type: Producer

Artificial Lift

- Method: None

User information

- Company: Grouperment Berkine
- Field: EKT
- Location: EIMERK
- Well: EKT 01
- Platform:
- Analyst: Hebbaz med laroussi
- Date: mardi 29 avril 2025

Calculation Type

- Predict: Pressure and Temperature (on land)
- Model: Rough Approximation
- Range: Full System
- Output: Show calculating data

Well Completion

- Type: Cased Hole
- Sand Control: None

Reservoir

- Inflow Type: Single Branch
- Gas Coning: No

Comments (Ctrl-Enter for new line)

- **Les données PVT**

PVT - INPUT DATA (EKT_01.Out) (Oil - Black Oil matched)

Buttons: Done, Cancel, Tables, Match Data, Regression, Correlations, Calculate, Save, Open, Composition, Help

☐ Use Tables Export

Input Parameters

- Solution GOR: 961 scf/STB
- Oil Gravity: 49.5542 API
- Gas Gravity: 0.79153 sp. gravity
- Water Salinity: 260000 ppm

Impurities

- Mole Percent H2S: 0 percent
- Mole Percent CO2: 0.43 percent
- Mole Percent N2: 0.83 percent

Correlations

- Pb, Rs, Bo: Standing
- Oil Viscosity: Beal et al

PVT is MATCHED

- **Les données des équipements**

- La déviation du sondage.

- Les équipements de fond de puits.
- Le gradient géothermique.

4.2.1 Inflow Performance Relationship (IPR)

La méthode IP (l'indice de productivité) utilisé pour le calcul de l'IPR est conditionnée par les paramètres du puits ci-dessous :

Le gisement de champ EKT est un gisement d'huile sous-saturée $P_G > P_b$, $P_{wf} > P_b$.

$P_G = 5000$ psig, $P_{wf} = 3800$ psig, $P_b = 2040$ psig

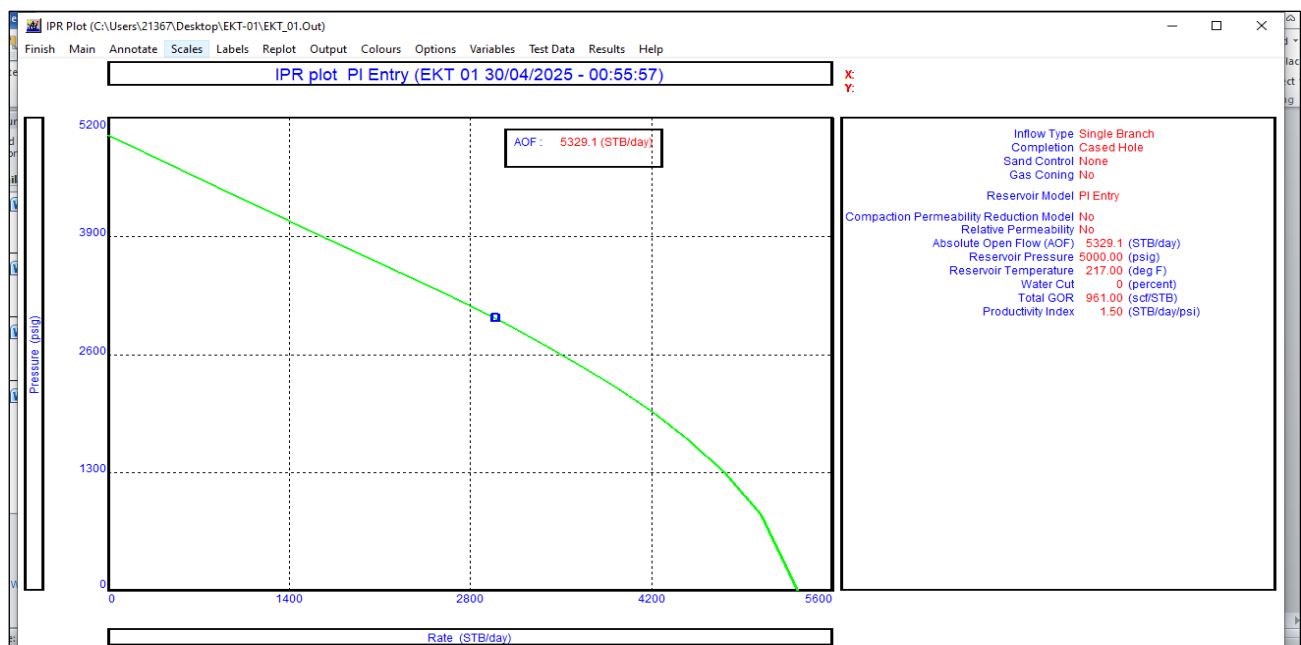


Figure IV-5 : la courbe IPR de puits EKT-01

La courbe ci-dessus indique que l'indice de productivité est un constant ceci correspond à l'écoulement monophasique du gisement.

Pour des raisons de calcul, le PROSPER considère la décroissance de la pression du fond jusqu'au point zéro, ce qui explique incurvation à partir de la pression de bulle.

4.2.2 Le choix de corrélation du calcul de perte de charge :

Il est bien connu qu'il n'y a pas une corrélation multiphasique universelle, donc il faut faire une entre les corrélations disponibles pour choisir la meilleure.

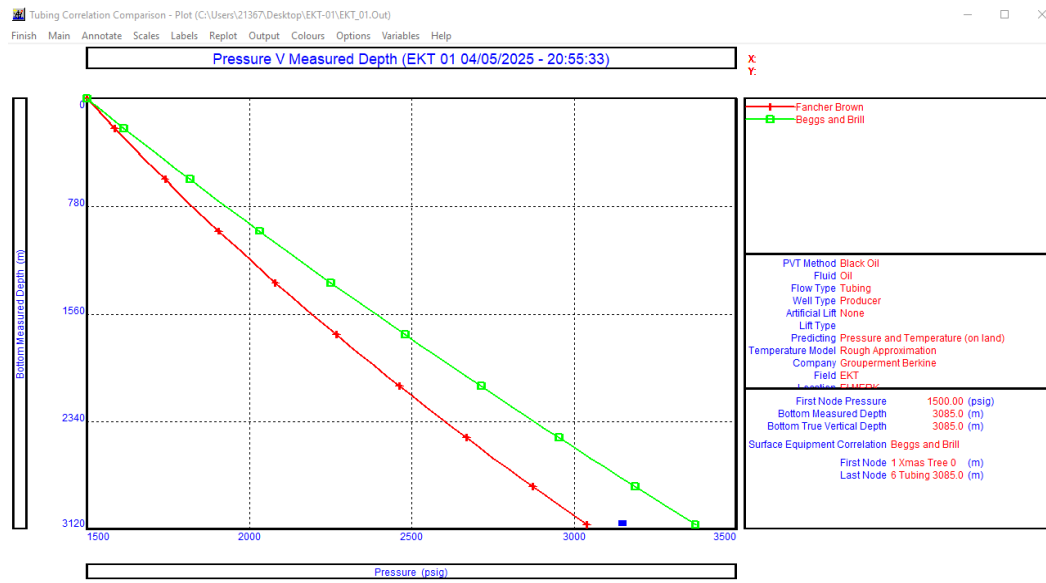


Figure IV-6 : comparaison entre les corrélations

On peut voir clairement que le point d'essai est situé entre les courbes de Fancher & Brown et Beggs & Brill, car Fancher & Brown prend le minimum des pertes de charge, tandis que Beggs & Brill prend le maximum de ces dernières.

		Correlation	Parameter 1	Parameter 2	Standard Deviation
1	Reset	Duns and Ros Modified	1	1	
2	Reset	Hagedorn Brown	1	1	
3	Reset	Fancher Brown	0.40942	0.2	178.47
4	Reset	Mukerjee Brill	0.37046	1	146.341
5	Reset	Beggs and Brill	0.33264	0.2	0.62549
6	Reset	Petroleum Experts	1.13666	1.98688	0
7	Reset	Orkiszewski	1	1	
8	Reset	Petroleum Experts 2	1.12462	1.91256	0.00024414
9	Reset	Duns and Ros Original	1	1	
10	Reset	Petroleum Experts 3	1.21209	2.04871	0.00024414
11	Reset	GRE (modified by PE)	1	1	
12	Reset	Petroleum Experts 4	1.29451	4.7221	0.00048828
13	Reset	Hydro-3P	1	1	
14	Reset	Petroleum Experts 5	1	1	
15	Reset	OLGAS 2P	1	1	
16	Reset	OLGAS 3P	1	1	
17	Reset	OLGAS3P EXT	1	1	

Nous pouvons également voir que la corrélation petroleum Experts 2 est très proche des points d'essai, donc nous allons sélectionner cette corrélation.

La courbe VLP/IPR :

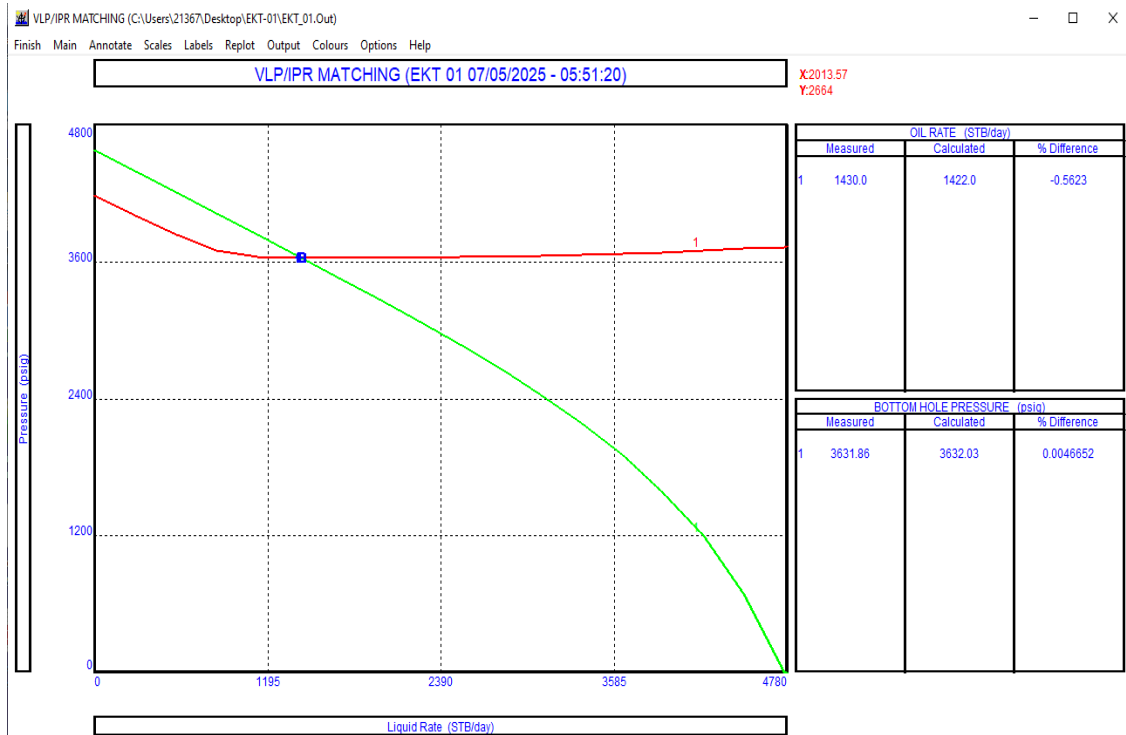


Figure IV-7 La Courbe VLP/IPR

On voit que notre point de test est situé sur le point de fonctionnement dont l'intersection des deux courbes.

4.3 Modélisation du système de production :

La première étape dans la construction du modèle est le choix du système en l'occurrence la méthode de production, ainsi que le modèle PVT dans ce cas black Oil.

La seconde étape est d'élaborer le système, qui comprend les puits producteurs d'huile du champ, le CPF, les nœuds, les chokes et les pipelines.

Comme mentionné plutôt, le GAP prend en charge cette modélisation, pour cela il introduit les modèles des puits générés par PROSPER.

Cette modélisation consiste à introduire les données relatives aux :

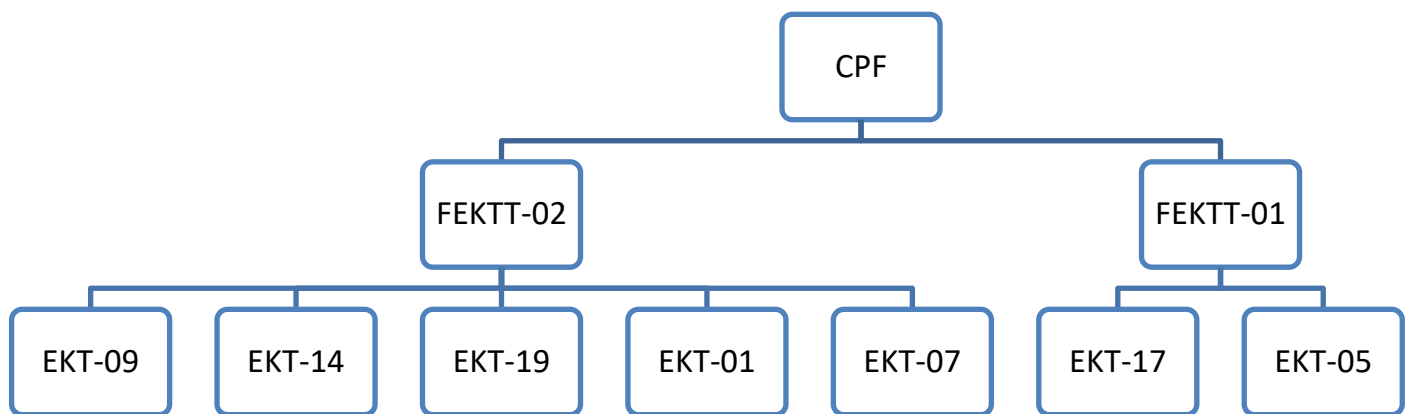
- 1- Pipelines tels que longueur, diamètre, rugosités, trajectoire
- 2- Chokes : diamètre.
- 3- Puits (IPR/VLP) : les paramètres de ces données sont générés par PROSPER.
- 4- CPF : dans cette dernière les contraintes liées à la capacité du CPF sont évaluées en termes de volume.

Donc dans notre système on a :

Deux **FGS (FEKTT01-FEKTT02)** et (7) puits producteurs parmi ces derniers il y a (3) puits avec gaz lift.

Tableau IV-1 : les différents types du puits producteur dans le champ EKT

Champ EKT	Puits producteur	Puits producteur avec gaz lift
	EKT-01	EKT-09
	EKT-19	EKT-05
	EKT-07	EKT-17
	EKT-14	



4.3.1 Historique de production du champ EKT (cas réel) :

Le champ EKT parmi les champs les plus loin du CPF a environ de 20km.

Dans le champ EKT il y a différents types de puits

- 09 puits producteurs (EKT01/05/09/14/15/16/17/19/07).
- 6 puits injecteur d'eau (EKT-03/06/10/12/13).
- 1 puits injecteur de gaz (EKT-11).
- 02 puits source d'eau (EKT-101/102).

Comme dans ces derniers temps on a remarqué l'augmentation importante du **WC** dans le champ EKT on a prévu de faire une modélisation de ce champ pour objectif d'optimiser la production.

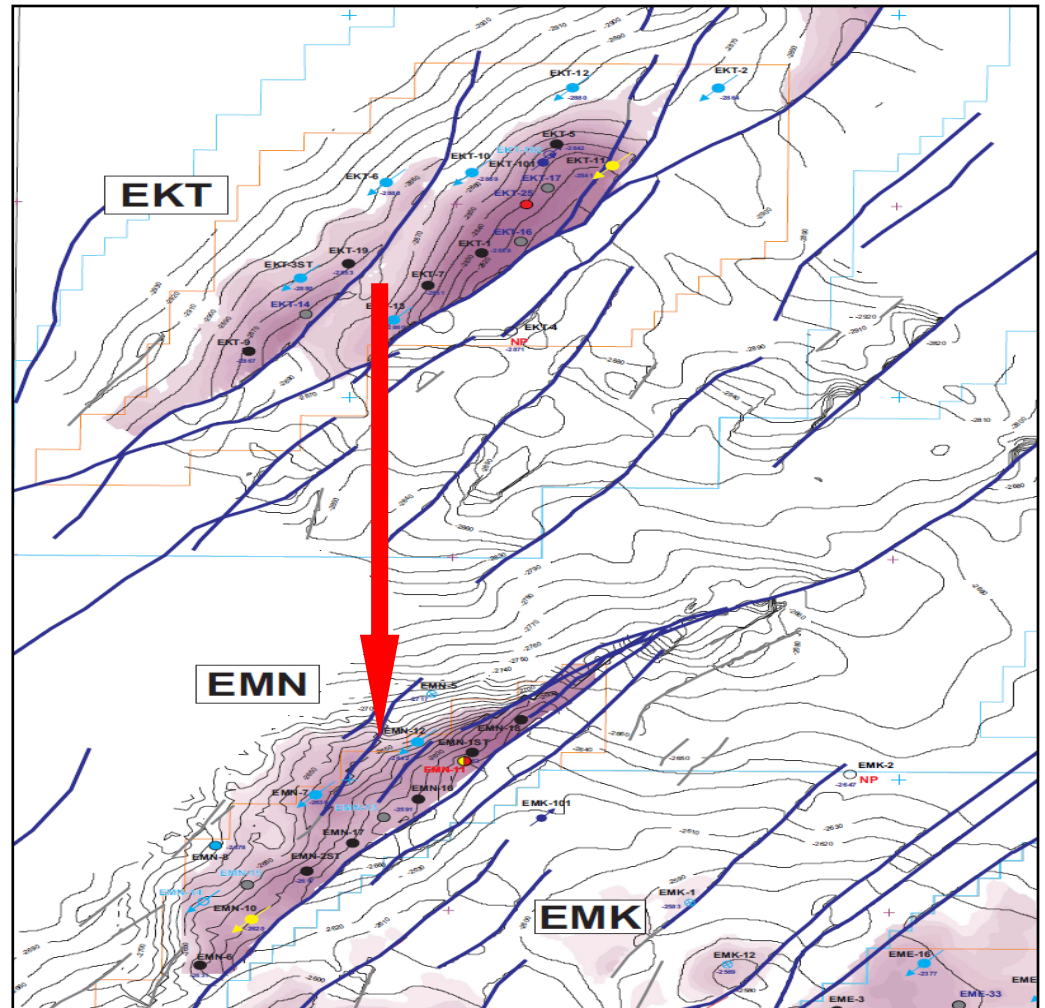
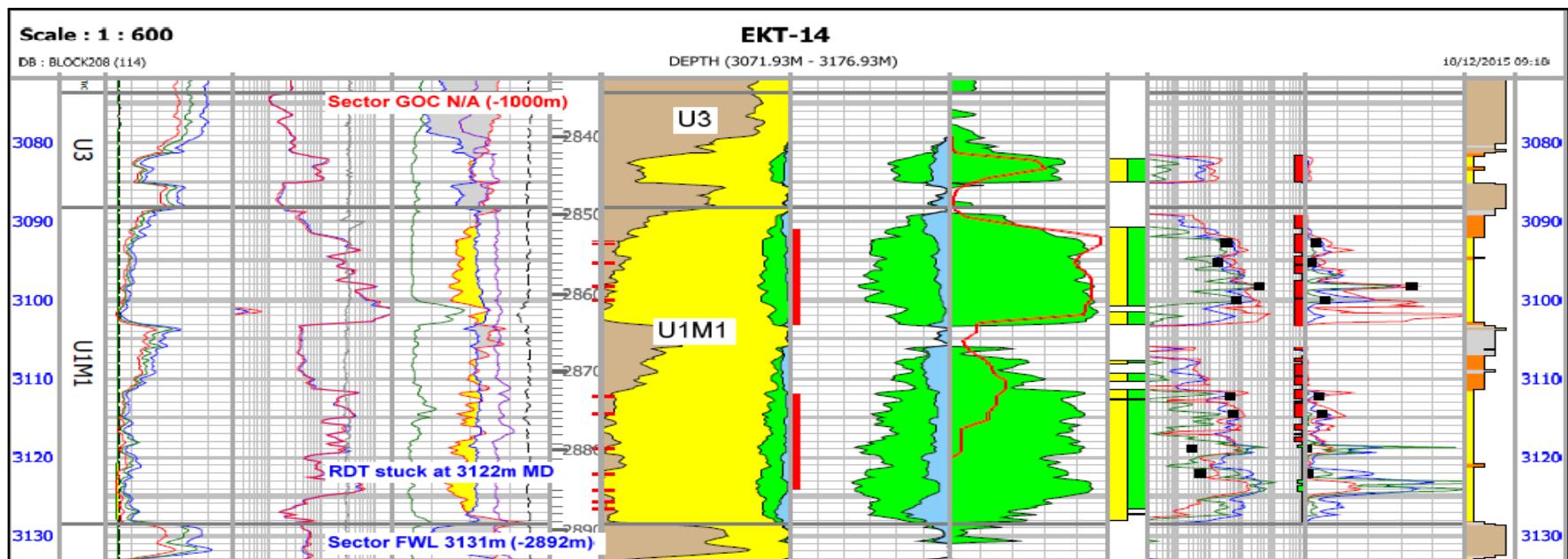


Figure IV-8 : la situation du champ EKT dans EL MERK

Le seul puits qui a un cas critique depuis son premier temps de mise en test c'était **EKT-14** dont il a produit un taux d'eau qui n'était pas prévu par le model de simulation en se basant sur l'interprétation du **CPI** qu'il montre une bonne saturation d'huile dès son forage et complétion en date du 15 Février 2015, cet situation critique a une seule justification que la région autour de **EKT-14** est inondée par l'injection d'eau du **EKT-03**.



« Figure IV-9 : CPI de puits EKT-14

Les figures suivante représente historique du champ EKT, d'où on constate que le champ est stable en terme de production huile et gaz mais le contraire pour la teneur en eau vue les percées d'eau qui persistent depuis Dec 2021.

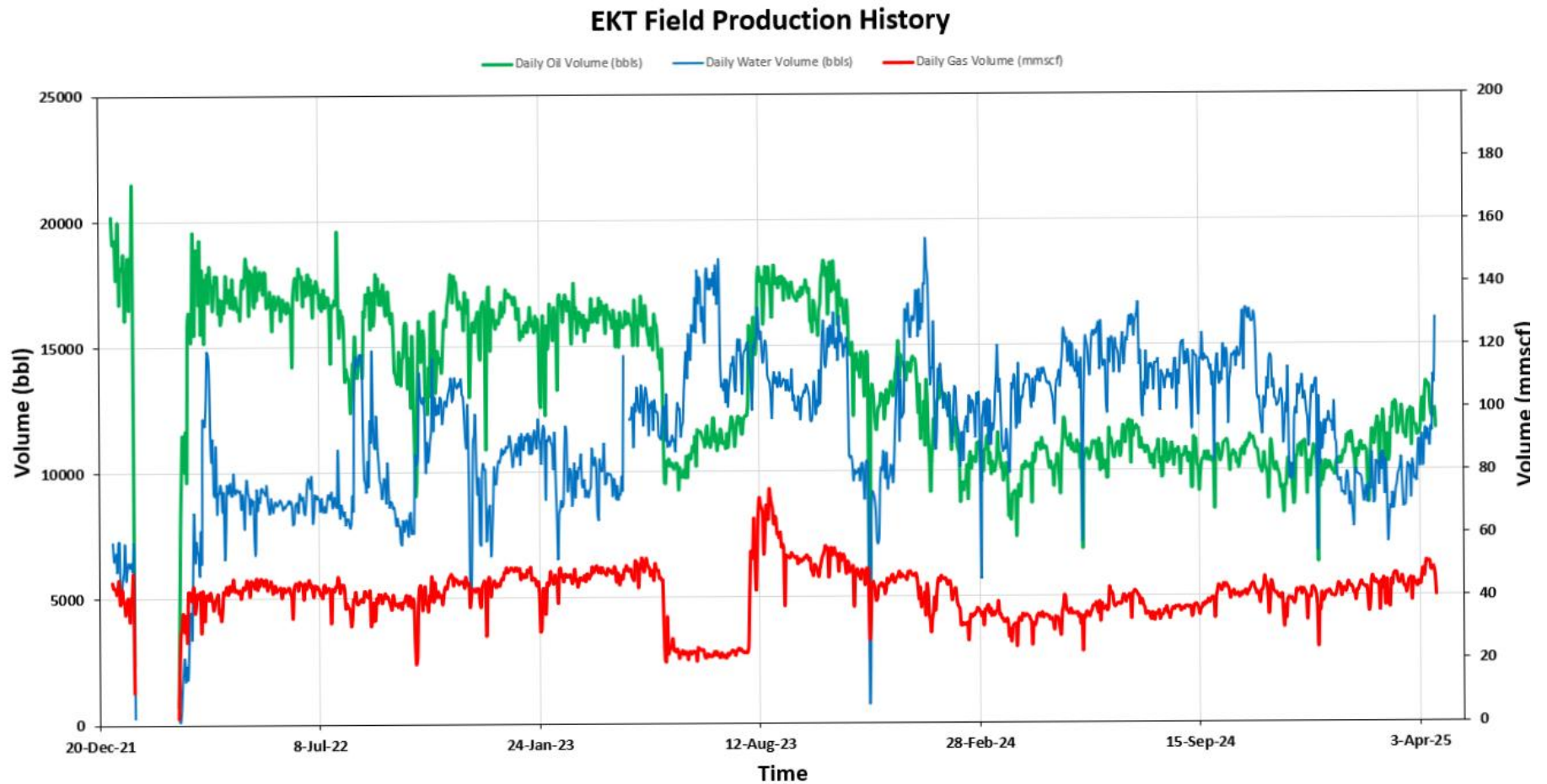


Figure IV-10 : Historique de production du champ EKT.

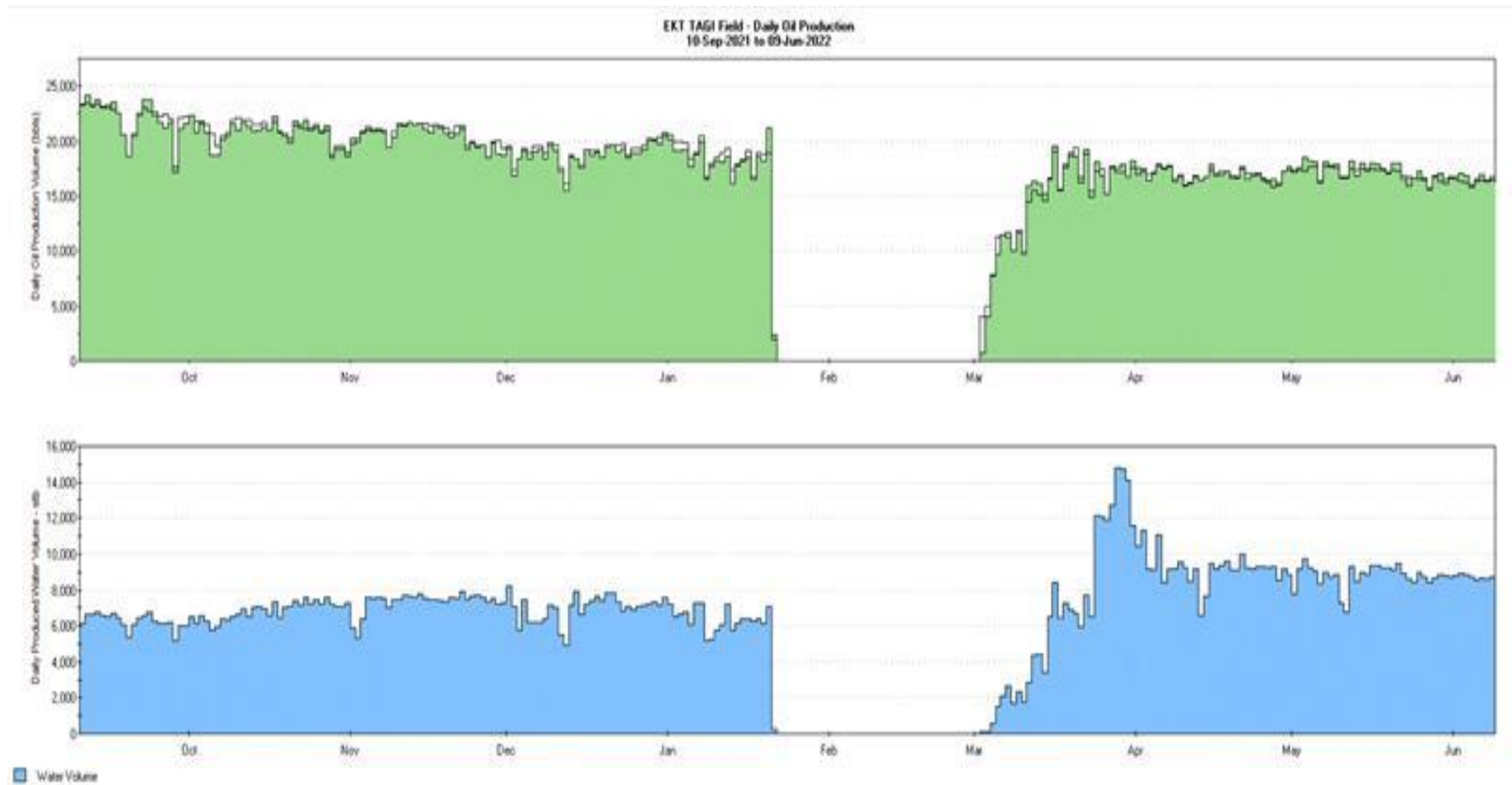


Figure IV-11 : Historique de production du champ EKT de 09/21 à 01/21

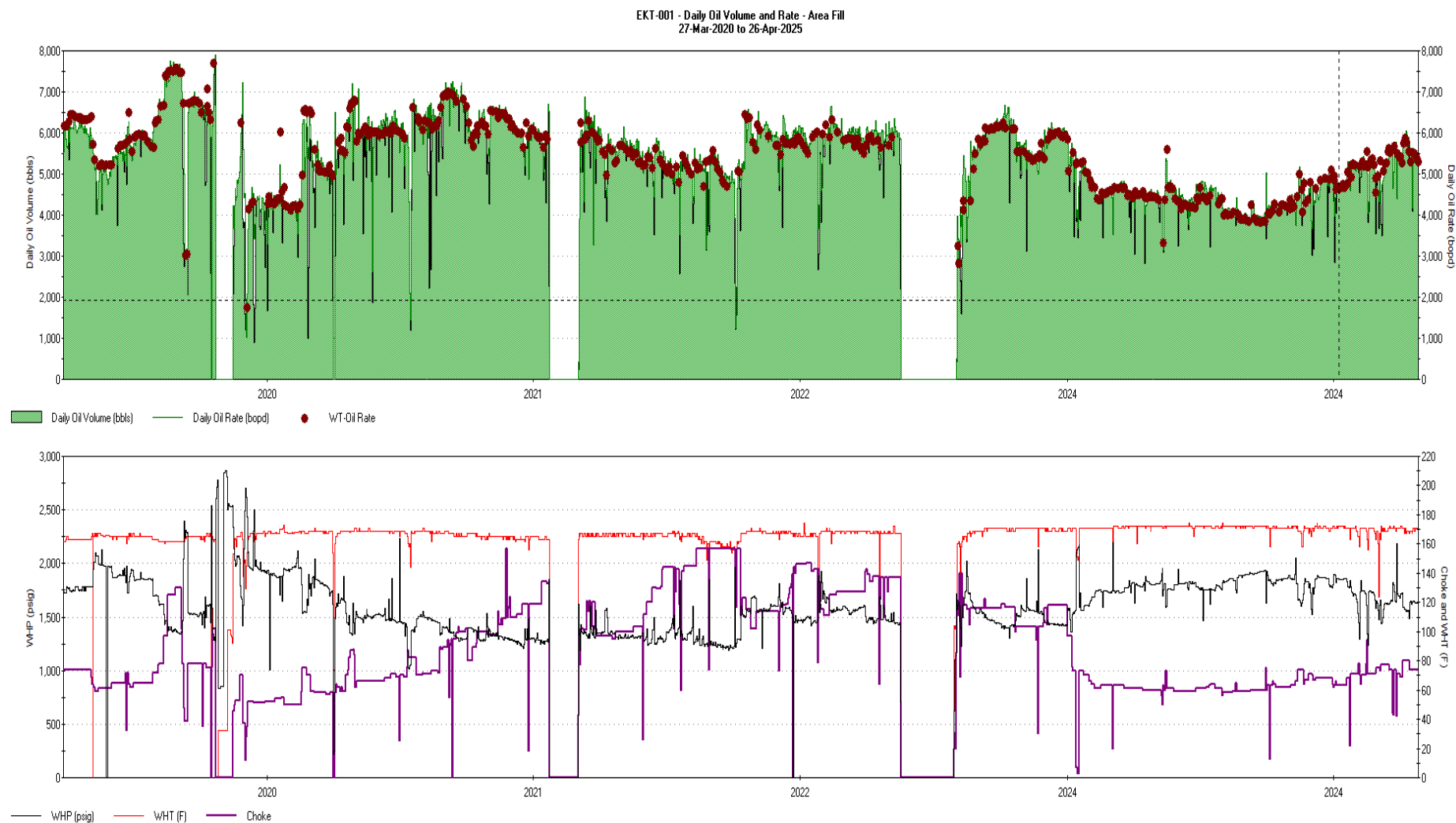


Figure IV-12 : Historique de production de EKT-01

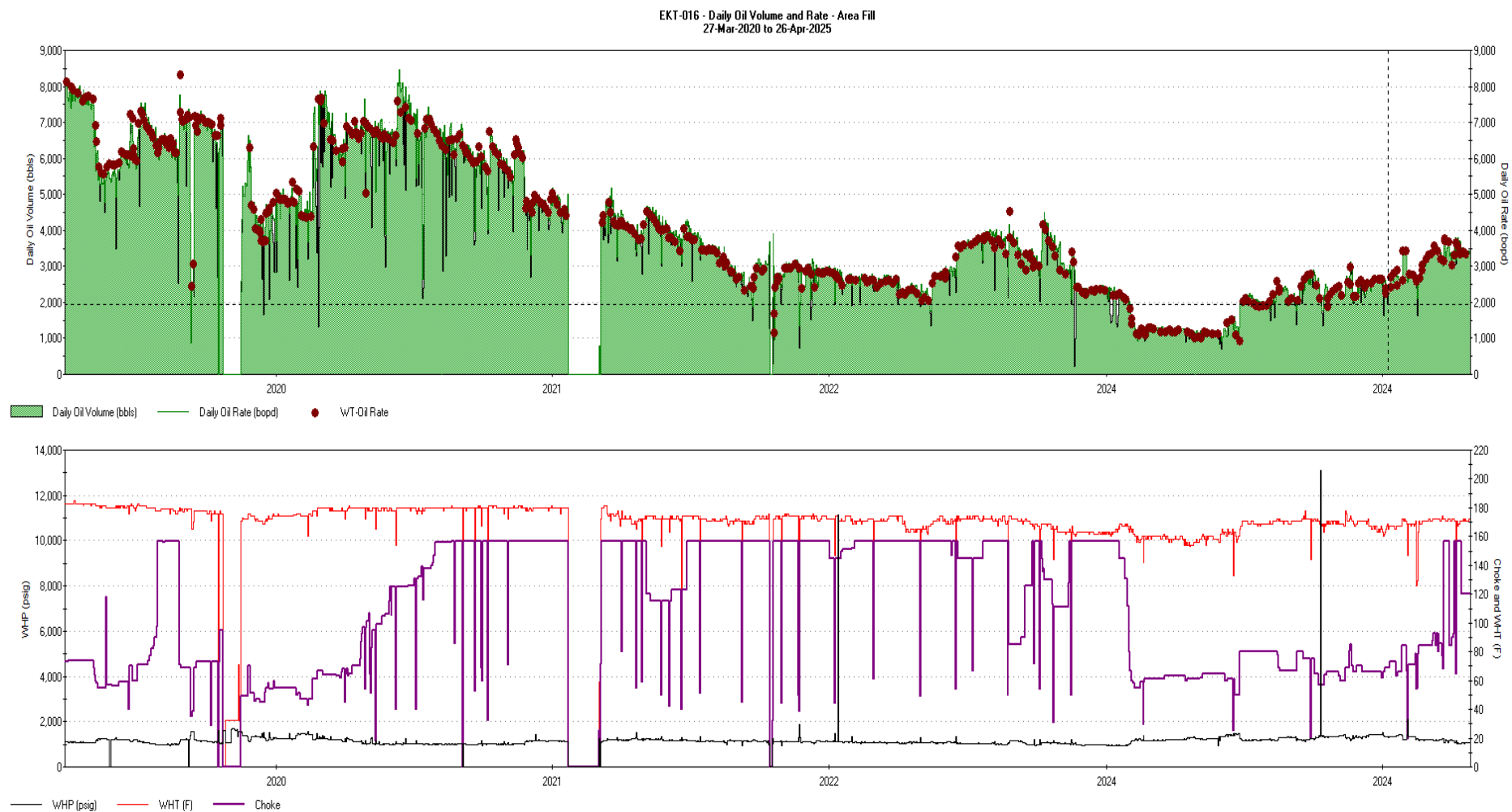


Figure IV-13 : Historique de production de EKT-16

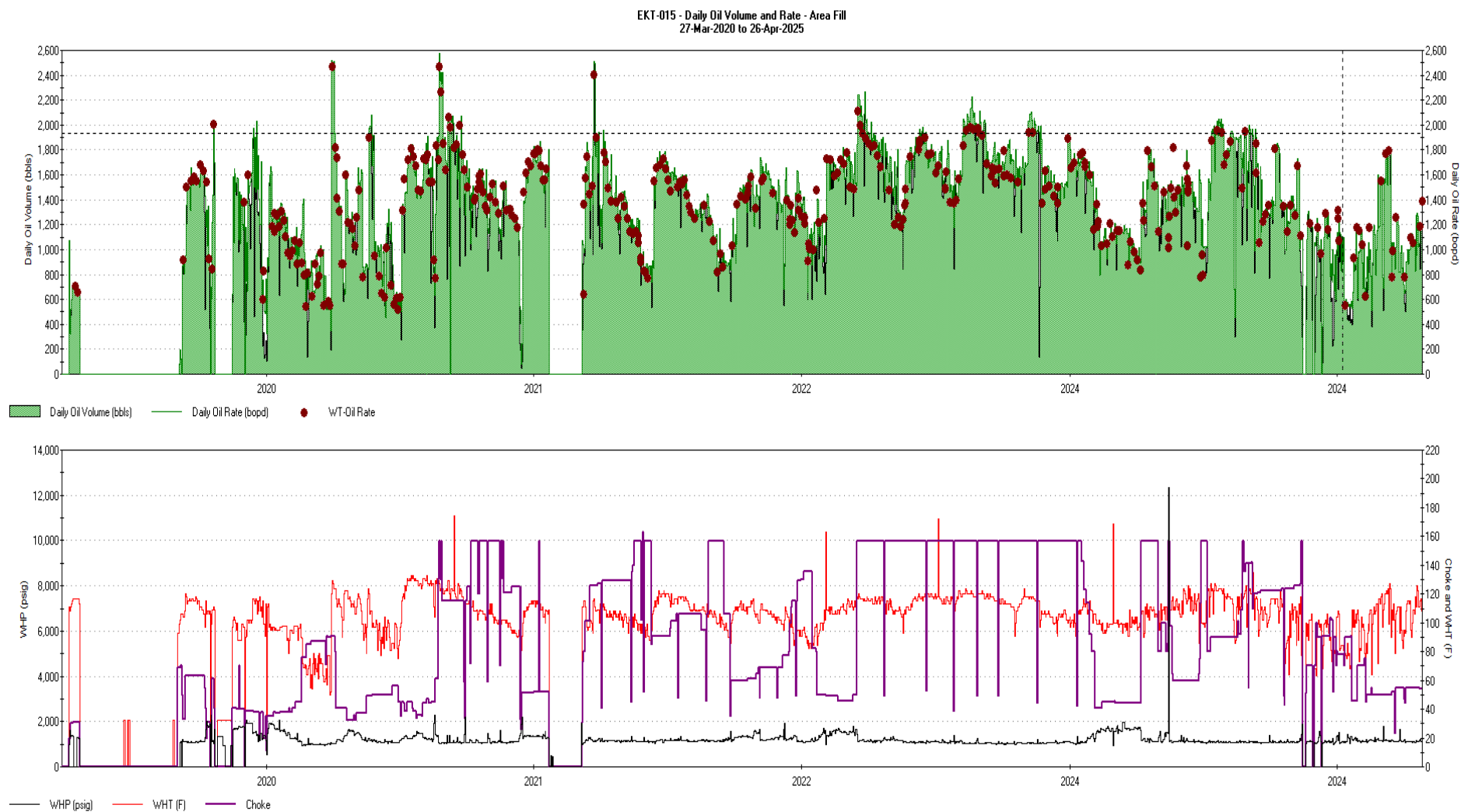


Figure IV-14 : Historique de production de EKT-15

4.3.2 Optimisation avec les contraintes actuelles :

L'étape suivante c'est l'élaboration du modèle de production du champ EKT et l'optimisation du potentiel de production sans ou avec des contraintes qui peuvent impactées la production en créant des retours de pression.

4.3.2.1 Les contraintes actuelles:

D'après l'offtakes du **Mars 2025** on a pris nos contrainte (voir **Annexe B : offtakes 03/2025**).

Tableau IV -2 : les débits cible de l'offtakes 03/2025

Champ EKT	Les puits	Débit cible (bbl/d)
	EKT-01	7000
	EKT-05	1500
	EKT-16	1500
	EKT-17	5000
	EKT-09	3500
	EKT-14	200
	EKT-19	6000
Le débit maximum d'huile produit c'est 24700 bbl/d .		

Pour les puits à gaz lift on a choisir des débits d'injection optimum de **2 à 4 MMscf/d**.

Le **GAP** tient compte de toutes ces contraintes pour calculer les différents débits des puits

4.3.2.2 Les résultats du système:

Après quelque heures de calcule par **GAP** on obtient les résultats suivants

Quand le système est calibré (sans ouverture de EKT-14).

Tableau IV -3 : les résultats du système calibré

Puits	Gas available (MMscf/d)	Oil produced (STB/day)	Gas produced (MMscf /day)	Water produced (STB/day)	WCT	GOR (Scf/STB)	GLR Scf/STB
EKT01	30	7999	6.79	00	00	970	970
EKT14	30	---	---	---	---	---	---
EKT17	30	4999.9	5.250	00	00	1050	1050
EKT19	30	6003.4	3.620	337.7	5.3	600	568.2
EKT05	30	1500	2.175	62.5	04	1450	1392
EKT07	30	1500.8	1.801	1278.5	46	1200	648
EKT09	30	2715.3	1.901	1886.9	41	700	413
La production totale d'huile est de 24718.4 bbl/d.							

Tableau IV-4 : les résultats de système suivant l'offtakes

puits	Gas available (MMscf/d)	Oil produced (STB/day)	Gas produced (MMscf /day)	Water produced (STB/day)	WCT (%)	GOR (Scf/STB)	GLR (Scf/STB)
EKT01	30	6747.9	6.545	00	00	970	970
EKT14	30	200	0.120	799.9	80	600	120
EKT17	30	4999.8	5.250	00	00	1050	1050
EKT19	30	6009	3.605	336.3	5.3	600	568
EKT05	30	1499.9	2.175	62.5	04	1450	1392
EKT07	30	1336.1	1.603	1138.1	46	1200	648
EKT09	30	2347.8	1.643	1631.5	41	700	413

Les deux figures suivantes représentent le modèle du système de production du champ EKT.

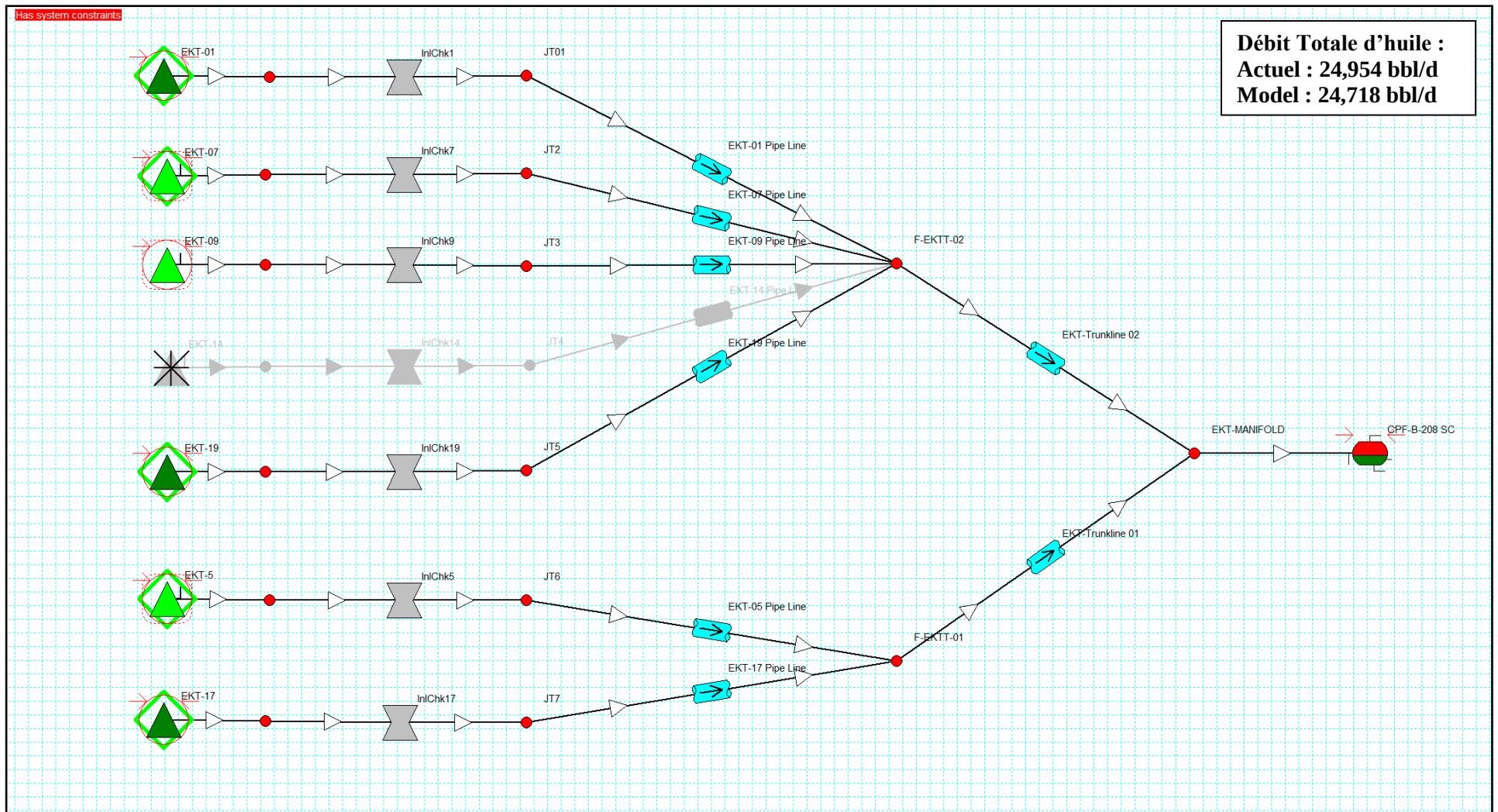


Figure IV-15 Modèle calibré du système de production du champ EKT

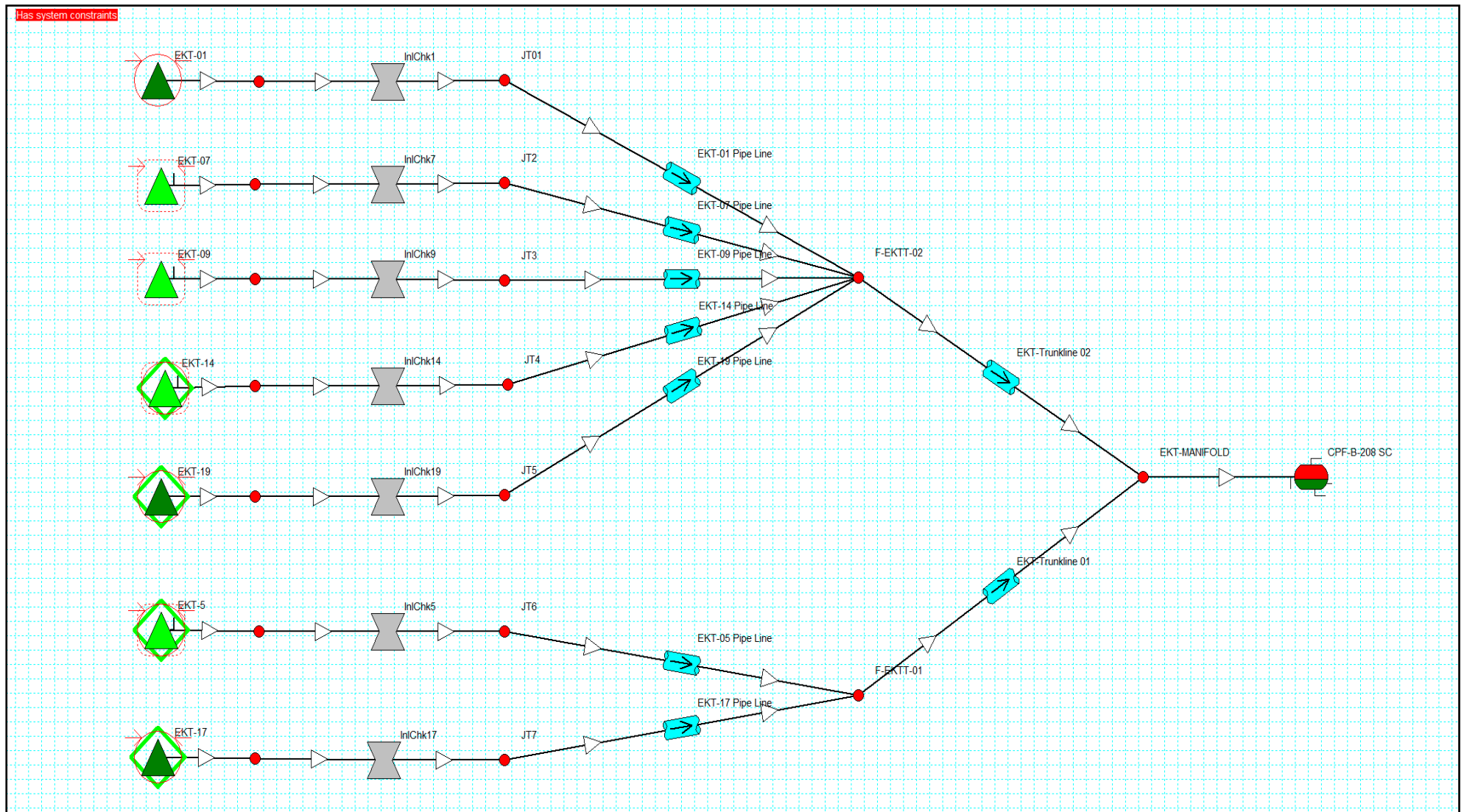


Figure IV-16 Modèle du système de production du champ EKT

- les graphes qui représentent la variation de pression et la température dans les deux trunkline à partir des **FGS** vers le **CPF**:

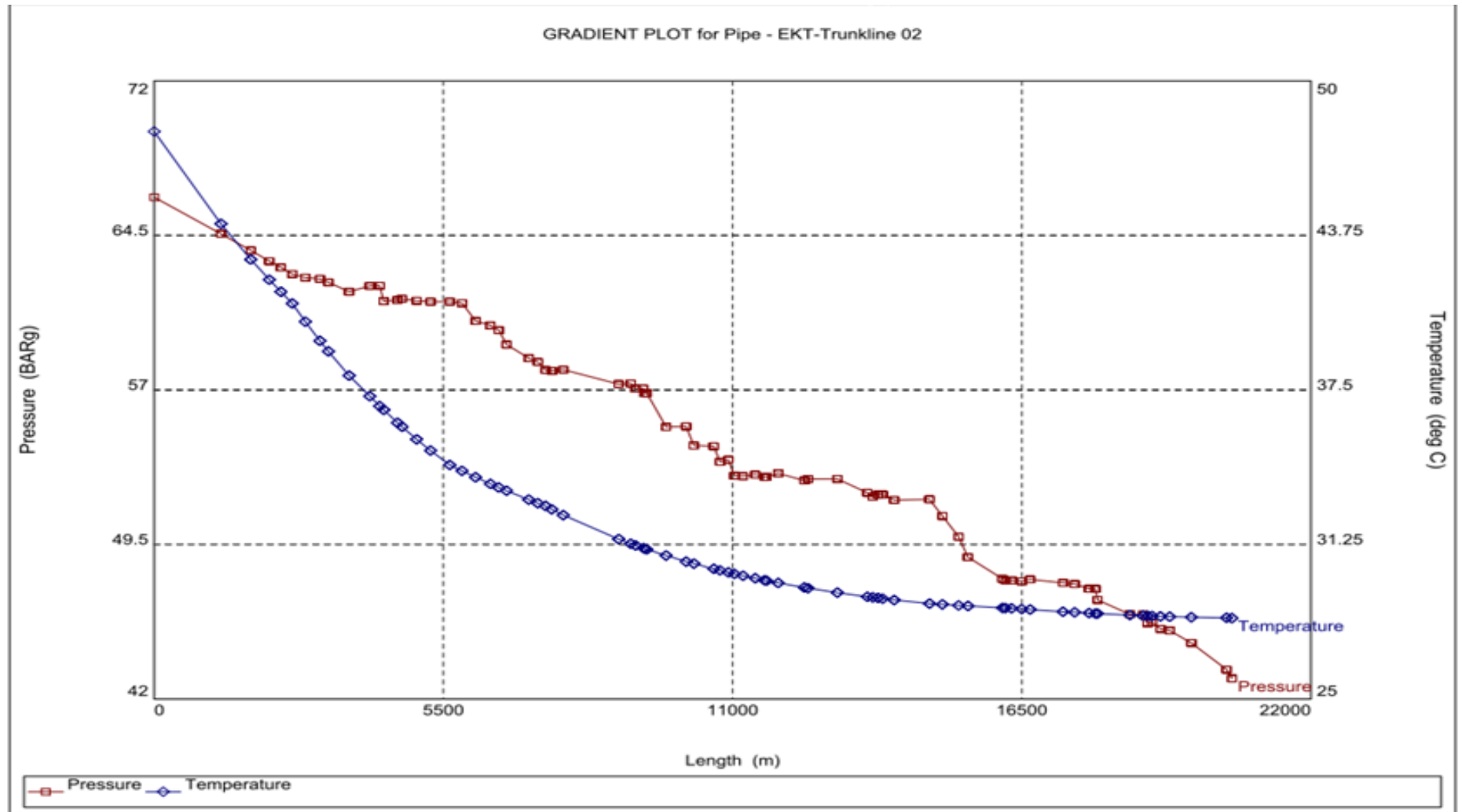


Figure IV-17 Gradient de pression et température par rapport au profile de trunkline (FEKTT02-CPF)

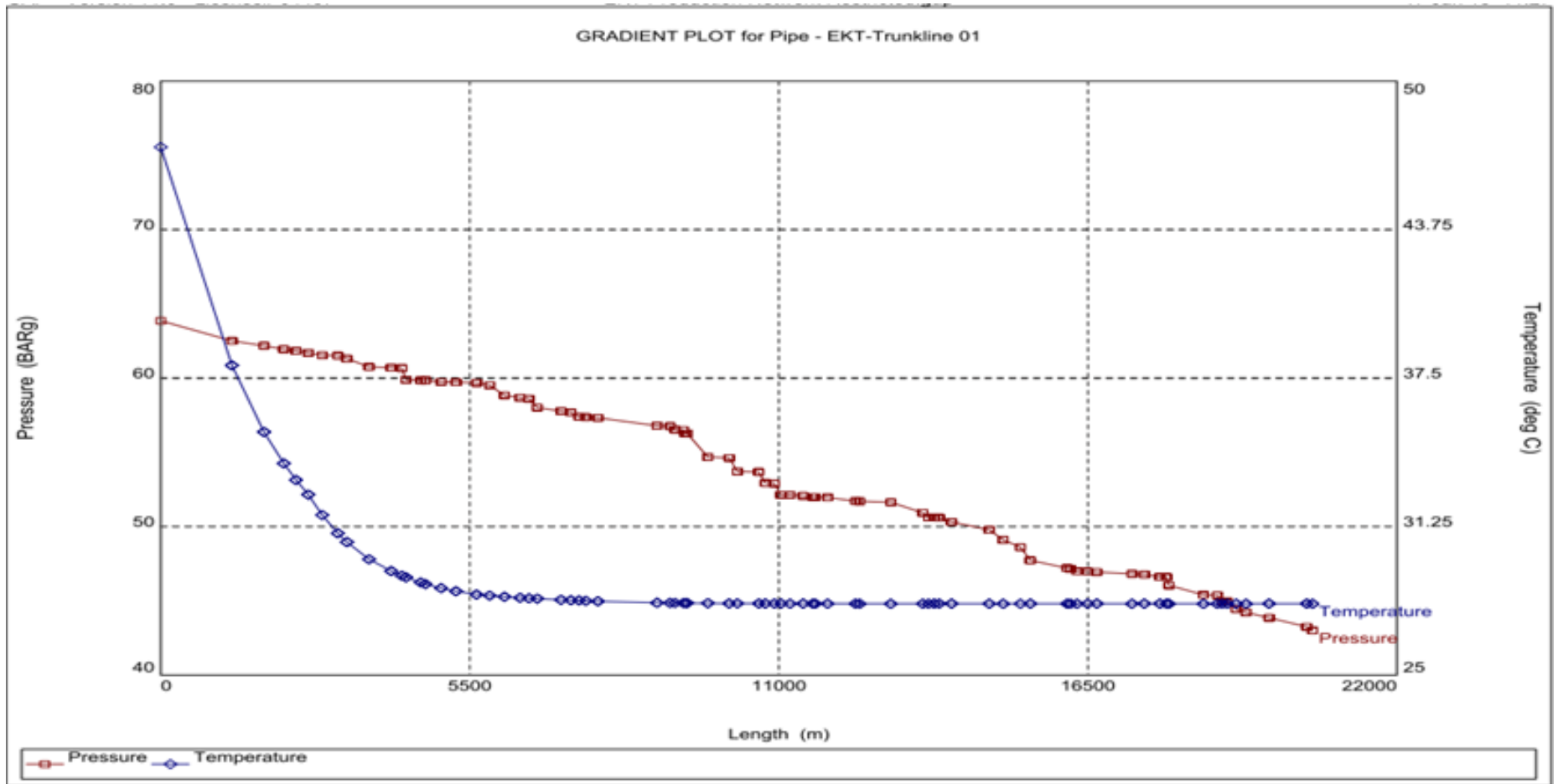


Figure IV-18 Gradient de pression et température pour trunkline (FEKTT01-CPF)

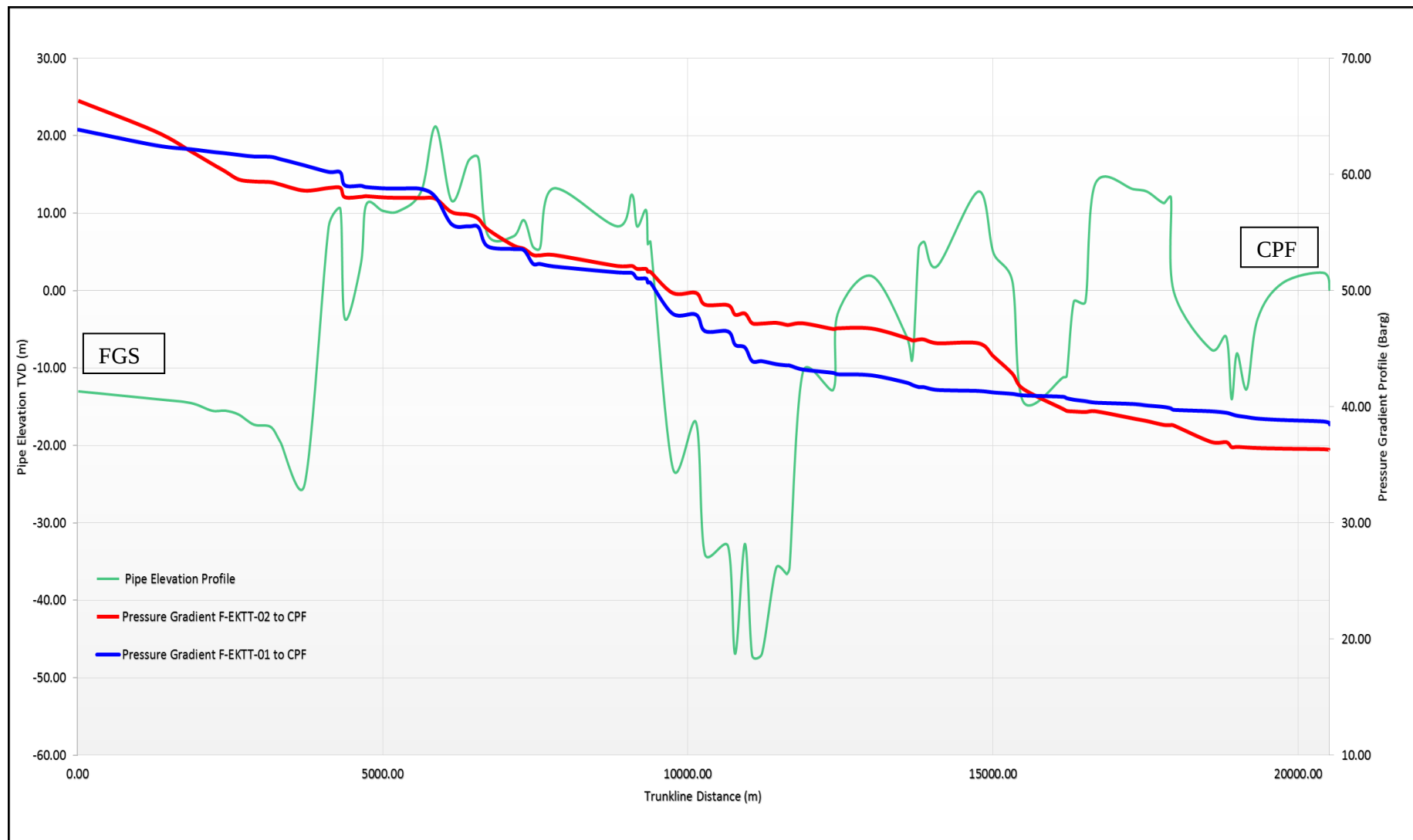


Figure IV-19 Gradient de pression en fonction de pipe élévation

4.3.2.3 Interprétations des résultats:

D'après les résultats précédents :

- Lors du premier calcul, une fois le système de production équilibré, nous avons appliqué un ensemble de contraintes opérationnelles sur les puits afin de respecter les limites techniques tout en atteignant l'objectif de production fixé. L'objectif principal était de garantir un débit d'exportation de 24 700 barils par jour (bbl/j), conformément aux exigences du plan de production. Dans ce contexte, la fermeture du puits EKT-14 a eu un impact direct sur les volumes disponibles, ce qui a nécessité une reconfiguration des contributions des autres puits du réseau. Après analyse du potentiel des puits restants, il a été constaté que le puits EKT-01 disposait encore d'une marge de production exploitable. Ainsi, pour compenser la perte liée à l'arrêt de EKT-14, la production du puits EKT-01 a été augmentée de manière ciblée pour atteindre un débit de 8 000 bbl/j. Cette action a permis de rétablir l'équilibre du système tout en assurant la continuité des volumes requis à l'export, sans dépasser les limites de capacité du réseau ni compromettre la stabilité du système de levage gaz.
- Avec l'ouverture du puits EKT-14, une nouvelle configuration de production a été établie sur l'ensemble des sept puits actifs du système. Toutefois, il a été constaté que trois puits – à savoir EKT-01, EKT-09 et EKT-07 – ne parviennent pas à atteindre les débits d'offtake souhaités. Une analyse de l'historique de production de ces puits révèle toutefois que leurs performances ont toujours été limitées, avec un débit maximal observé d'environ 2 800 bbl/j pour EKT-09 et 1 500 bbl/j pour EKT-07. Les résultats obtenus à partir de la simulation du système montrent un débit de 2 347 bbl/j pour EKT-09 et de 1 336 bbl/j pour EKT-07, ce qui reste cohérent avec les performances réelles observées sur le terrain. Ces écarts sont donc jugés acceptables compte tenu des contraintes de production propres à chaque puits et des limites techniques observées historiquement. Cela confirme la fiabilité du modèle utilisé et la pertinence des résultats obtenus dans le cadre de cette configuration d'optimisation.
- Il a été constaté que le puits EKT-14 produit une quantité significative d'eau, avec un débit de 799,9 bbl/j, contre seulement 200 bbl/j d'huile. Cette situation est parfaitement cohérente avec le comportement connu du puits, puisque son taux de percée d'eau est très élevé, atteignant 80 %. Cette forte production d'eau a un impact hydraulique non négligeable sur le système, notamment par l'augmentation de la pression en aval. En effet, l'ouverture de

ce puits a engendré un retour de pression estimé à 2 bars au niveau du manifold FEKTT02. Ce retour de pression s'est répercuté sur le puits EKT-01, en réduisant son efficacité de production. En conséquence, le débit de ce dernier a chuté pour atteindre 6 747,9 bbl/j. Cette interaction négative entre les puits met en évidence l'importance de considérer les effets de couplage hydrodynamique dans les systèmes de production multi-puits, et souligne la nécessité d'une gestion fine des ouvertures de puits à forte teneur en eau afin d'éviter des pertes de production sur les puits plus performants.

- Les autres puits nous donnent des bons résultats si on compare avec leurs historiques de production réelle.
- D'après les deux figures précédentes (Figure IV-18 et Figure IV-19), on observe clairement l'évolution de la pression et de la température tout au long de la trunkline, depuis la sortie du FGS (Flow Gathering System) jusqu'à l'entrée du CPF (Central Processing Facility). Cette visualisation met en évidence les pertes de charge et les pertes thermiques qui surviennent le long du réseau. Si l'on prend comme exemple le tronçon reliant FEKTT02 au CPF, on remarque que la pression initiale au niveau du FGS est d'environ 68 bar, avec une température de 49 °C. En fin de ligne, à l'entrée du CPF, ces valeurs diminuent sensiblement pour atteindre 43 bar et 28 °C respectivement. Cette chute de pression et de température s'explique par les phénomènes de frottement dans la conduite, les pertes de chaleur vers l'environnement, ainsi que la distance parcourue par le fluide. Cette analyse met en évidence l'importance de prendre en compte les profils de pression et de température dans la conception, le suivi et l'optimisation des réseaux de transport de production.

Pour voir les résultats bien détaillé des calculs de **GAP** voir **Annexe B : résultats de calculs pour l'état actuel**.

4.4 Optimisation des différents scénarios de production :

Après avoir effectué la calibration complète du système de production, l'objectif était de faire correspondre les résultats du modèle avec les données réelles de production, aussi bien au niveau des puits qu'à l'entrée du CPF, en termes de débits triphasiques (huile, gaz et eau). Cette étape de calibration est cruciale pour garantir la fiabilité des simulations futures. Une fois le système

correctement ajusté, la phase suivante a consisté à élaborer différents scénarios de production. Ces scénarios ont impliqué l'application de contraintes ciblées sur divers nœuds du réseau (puits, manifolds, trunklines, etc.) dans le but de simuler leur impact sur le comportement hydraulique global, notamment en matière de retour de pression. Ces retours de pression, lorsqu'ils sont significatifs, peuvent générer une chute de production sur certains puits en raison de la diminution du différentiel de pression nécessaire à l'écoulement optimal. Ce type d'analyse permet d'anticiper les effets indésirables liés à certaines configurations de production, et d'identifier les leviers d'optimisation à mettre en œuvre pour maximiser les volumes produits tout en respectant les contraintes d'exploitation.

4.4.1 Scénario(1) l'ouverture totale de EKT-14:

Pour cela on a proposé l'ouverture totale de **EKT-14** (fully open) avec l'injection maximale de gaz lift de **6 MMscf/d**. Et on garde les mêmes contraintes précédentes dans le système

Après le calcul du système on obtient les résultats suivant :

puits	Gaz available (MMscf/d)	Oil produced (STB/day)	Gas produced (MMscf /day)	Water produced (STB/day)	WCT (%)	GOR (Scf/STB)	GLR (Scf/STB)
EKT01	30	6354.5	6.164	00	00	970	970
EKT14	30	483	0.290	1931.9	80	600	120
EKT17	30	4999.8	5.250	00	00	1050	1050
EKT19	30	6000	3.6	335.8	5.3	600	568
EKT05	30	1499.9	2.175	62.5	04	1450	1392
EKT07	30	1284	1.541	1093.8	46	1200	648
EKT09	30	2244.8	1.571	1559.5	41	700	413
Le débit total d'huile produit est de 22866 bbl/d							

Tableau IV-5 : les résultats de calcul du système (scénario-1)

- Le reste des résultats de système bien détaillé dans l'**Annexe B : Les résultats de calculs de GAP, Scénario (1)**

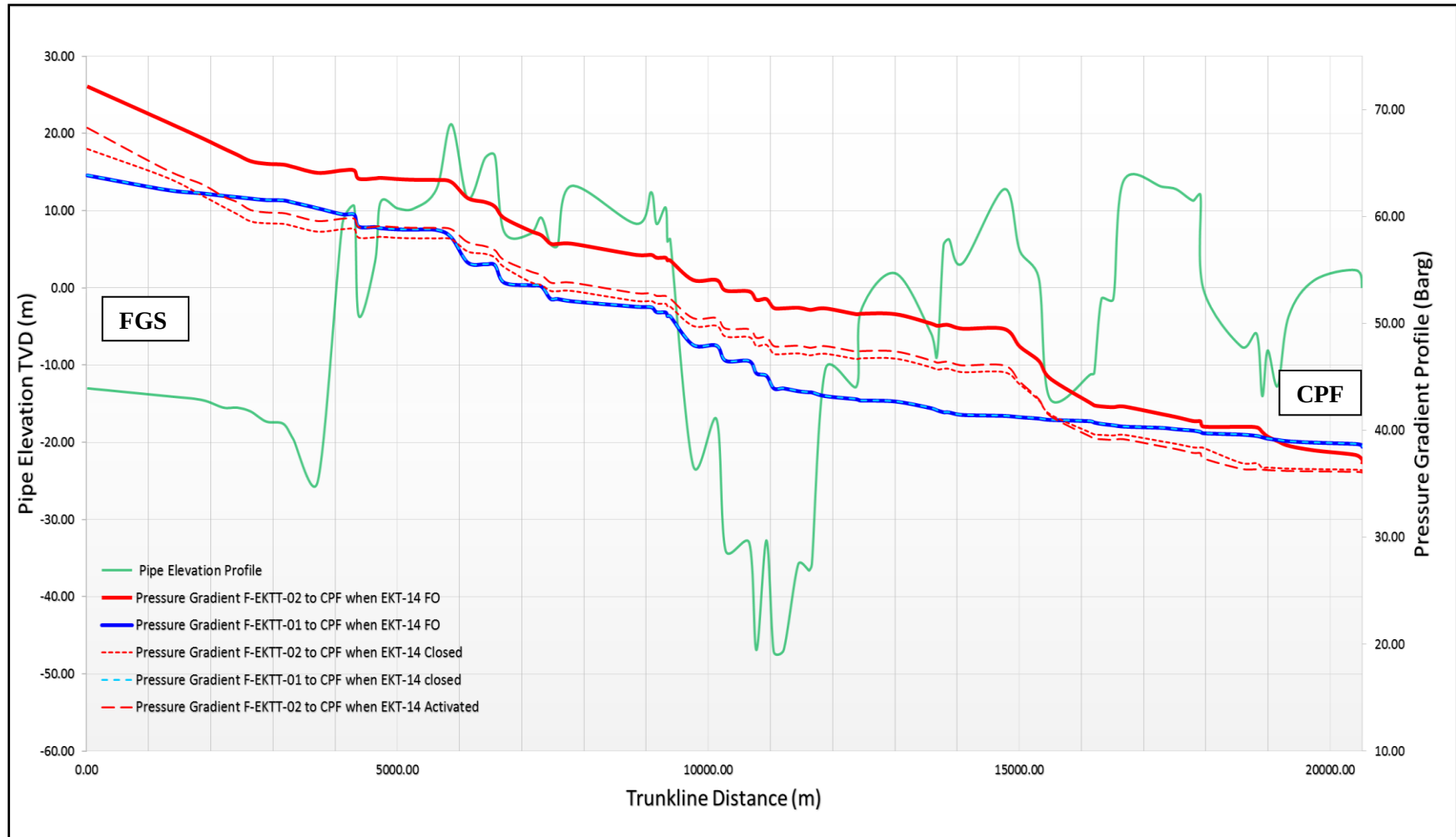


Figure IV-20 Gradient de pression en fonction de pipe élévation scénario 1 et 2.



Figure IV-21 Courbe du changement de régime d'écoulement



Figure IV-22 la stabilité de l'écoulement à travers les deux trunkline

4.4.1.1 Interprétation des résultats :

- L'optimisation du modèle GAP a permis d'obtenir des résultats cohérents avec la réalité, en conservant les mêmes contraintes. Il est à noter que les pertes de charge dans le trunkline sont particulièrement marquées au niveau des points morts, c'est-à-dire dans les zones les plus basses du réseau
- L'ouverture totale de EKT-14, combinée à un water cut élevé (**80 %**) et un débit d'eau de **1932 bbl/j**, a pratiquement modifié le régime d'écoulement, passant d'un régime *stratified wavy* à un régime *slug flow*. Cela se traduit par la formation de bouchons d'eau dans le trunkline, comme illustré à la **figure 4.22**. Ce phénomène entraîne également un retour de pression au niveau du FEKTT02, estimé à environ **8 bars..**
- Cet impact a entraîné une diminution de la production totale du champ EKT, avec un débit de production d'huile réduit à **1850 bbl/j**.
- On note que la production de EKT-14 n'a pas eu d'impact sur **FEKTT01**, en raison de la configuration des trunklines, qui sont séparées.

4.4.2 Scénario(2) implantation des prediction de WC :

D'après les simulations du modèle réservoir, des prédictions de l'évolution du water cut dans le champ EKT ont été établies jusqu'en 2046. La figure suivante présente les courbes de percée d'eau pour chaque puits producteur d'huile du champ EKT.

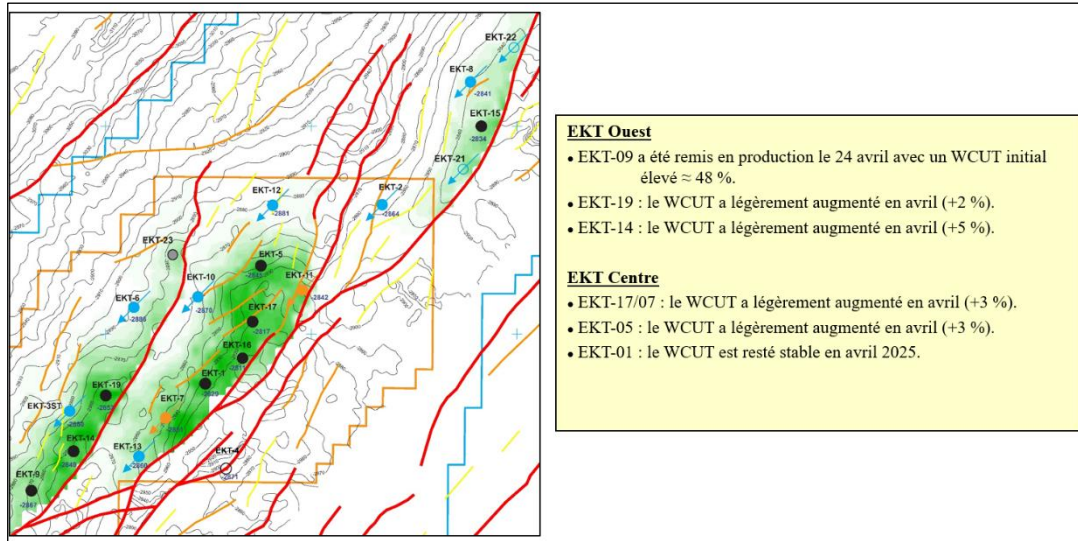


Figure IV-23 Dernière mise à jour de l'état du water Cut dans le champ EKT

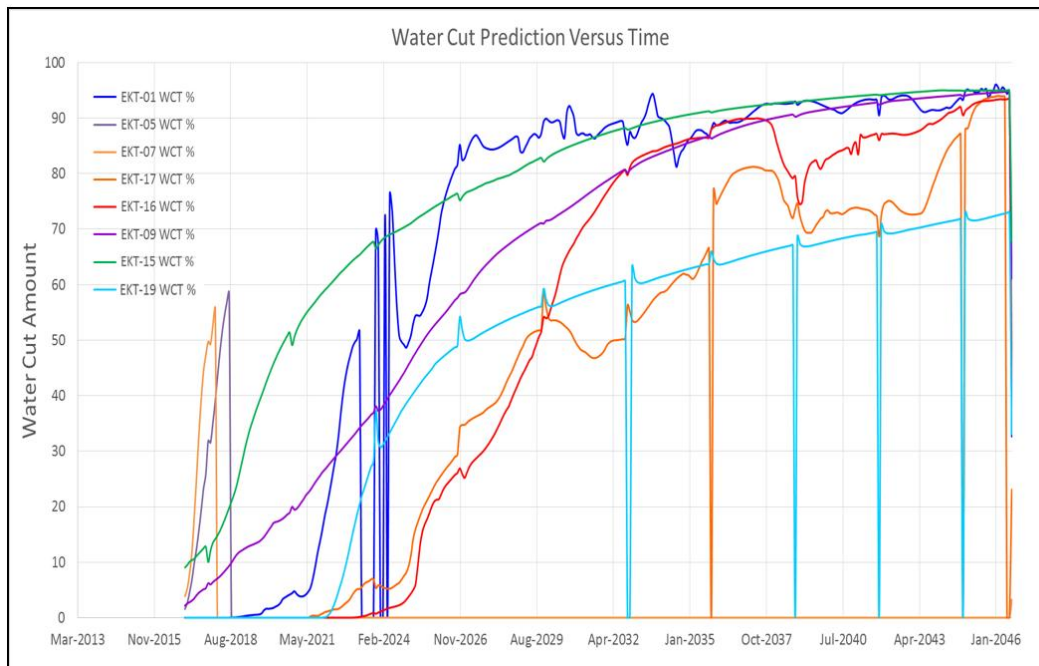


Figure IV-24 : prédiction de water-Cut dans le champ EKT.

Dans ce cas on suppose une valeur prédictive de WC de EKT 19 pour l'années 2026 de WC= 50%.

Après le calcul du système on obtient les résultats suivant :

Tableau IV-6 : les résultats de calculs du système (scénario2).

puits	Gas Available MMscf/d	Oil prod. STB/d	Gas prod. MMscf/d	Water prod. STB/d	WC %	GOR Scf/STB	GLR Scf/STB
EKT01	30	6909.6	6.702	00	0	970	970
EKT14	30	500.5	0.300	2002	80	600	120
EKT17	30	4999.8	5.250	00	0	1050	1050
EKT05	30	1500.1	2.175	62.5	4	1450	1392
EKT07	30	1359.1	1.631	1157.7	46	1200	648
EKT09	30	2390.7	1.674	1661.3	41	700	413
EKT19	30	00	00	00	50	00	00

Pour le reste des résultats de calculs voir **Annexe C : Les résultats de calculs de GAP, Scénario (2).**

4.4.2.1 Interprétation des résultats:

- Le puits **EKT-19** a été automatiquement **fermé par le système GAP**, en raison d'une **pression excessive enregistrée au point FEKTT02**, qui atteint **66,64 bar**. Ce niveau de pression est critique et pourrait compromettre la stabilité du réseau de production, d'où la décision du système de stopper ce puits pour éviter toute surcharge.
- À l'inverse, le puits **EKT-14** reste en production avec un **débit liquide particulièrement élevé de 2502,5 STB/j**, malgré un **water cut élevé de 80 %**. Cela démontre que le système privilégie les puits à fort débit, même en présence d'une teneur en eau importante, tant que les contraintes hydrauliques globales restent gérables..
- La pression au niveau de **EKTT02** est de **66.64 bar** et pour **EKTT01** est de **63.86 bar**.
- Enfin, il est important de noter que **malgré un water cut inférieur (50 %)**, le puits **EKT-19 a été fermé**, contrairement à **EKT-14 (80 % WC)** qui reste en production. Cette décision algorithmique est guidée par **le potentiel de production plus faible de EKT-19** dans le contexte global du réseau, combiné à son effet négatif sur la pression.

Conclusion et recommandation

Le logiciel GAP s'est révélé être un outil efficace pour optimiser l'utilisation du puits EKT-14 dans le champ EKT. L'évaluation et l'interprétation de l'ensemble des scénarios dans la partie pratique ont été réalisées dans le but de minimiser les pertes de production liées au risque de retour de pression, notamment causé par l'augmentation de la percée d'eau.

À l'issue de cette étude, les conclusions et recommandations suivantes ont été établies :

- **La fermeture permanente du puits EKT-14 n'est pas un scénario optimal.** Une réouverture partielle ou conditionnelle est envisageable.
- **La fermeture du puits injecteur d'eau EKT-3 peut être envisagée**, dans la mesure où ce puits impacte négativement EKT-14. Cela reste conditionné à la capacité du CPF à traiter le niveau d'eau produit. Une surveillance périodique de la percée d'eau via des tests VX au niveau du FGS est nécessaire. En l'absence d'amélioration, **l'implantation d'un système WAG** (Water Alternating Gas) pourrait représenter une solution d'optimisation.
- Les principaux résultats obtenus ont montré un débit optimum d'injection gaz lift de 2 à 4 MMscf/d afin de garantir un débit d'exportation de 24700 bbl/j avec un water cut inférieur à 50%. Ces résultats ont contribué systématiquement dans la prise des décisions de développement du ce champ ainsi d'avoir un plan d'optimisation des systèmes de production pour les réservoirs ayant le problème de la production excessive d'eau. Mais pour des résultats plus efficaces . nous recommandons les recommandations suivantes :
- **La réalisation de tests de logging** est recommandée pour localiser précisément les zones d'entrée de la percée d'eau. Cela permettrait d'étudier la possibilité d'isoler les couches productrices d'eau par l'installation d'un patch tubage, d'un bouchon mécanique, ou par injection de ciment.
- **L'augmentation de la pression**, due à l'accumulation d'eau stagnante dans les trunklines, rend nécessaire la mise en place d'opérations de raclage périodiques, ce qui peut également impacter la production.

- À l'avenir, si la percée d'eau devient significative dans la majorité des puits, un **système d'assistance à la production** devra être envisagé au niveau du FGS. L'exemple des pompes multiphasiques déjà mises en service dans le champ BKNE (bloc 404) pourrait servir de référence.

Bibliographie

[1]: Document GB El Merk confidentiel

[2]: Optimization of Production Operations in Petroleum Fields ;Pengju Wang, SPE 77658-MS Stanford University; Michael Litvak, SPE, BP; Khalid Aziz, SPE, Stanford University. Présentée lors du SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE) en 2002, à San Antonio, Texas.

[2]: Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides (et Ding Zhu pour la 2^e édition), Production Technology; Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University 2012.

[3]: Production optimisation using Nodales Analysis, Dr. James F. Lea, Jr. l'International Meeting on Petroleum Engineering, à Beijing, Chine, mars 1986. SPE-14121-MS

[4]: PETEX user manual IPM GAP version13. Confidentiel

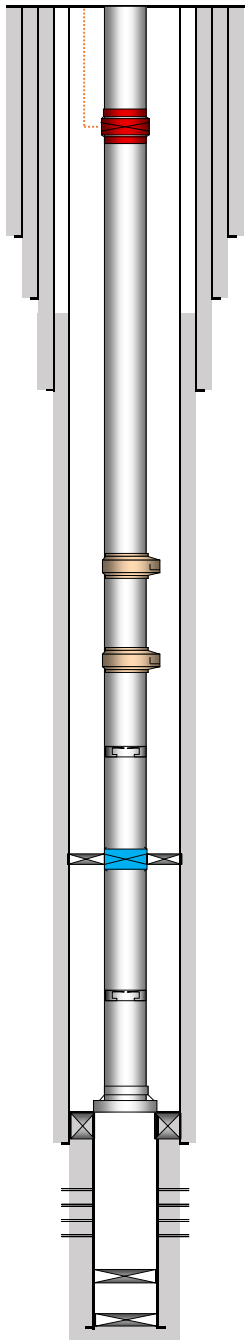
Annexe A : Complétion schématique

 OPERATOR: GROUPEMENT BERKINE		WELL: EKT-07 OP	WELL SKETCH: PROPOSED COMPLETION	DATE: March 18th, 2023
DRILLING RIG: Deaco-165		RKB: 8.34	PREPARED BY: Hichem Gharsalli	

TUBULAR DATA						
SECTION	OD	ID	WEIGHT	GRADE	THRD	MD
CONDUCTOR	30	29	157.53	X-52, P-110	ST-2	55.00
SURFACE	20	18.75	106.5	X-56	RL-4S	375.00
INTERMEDIATE	13.375	12.459	54.5	K-55	BTC	1070.00
PRODUCTION	9.625	8.599	43.5	N-80	V&M	2411.00
PRODUCTION	7	6.184	29	N-80, VM95H	BTC	2924.50
LINER TOP						2447.65
LINER	4.5	3.958	12.6	13% Cr	NV	3650.00
TUBING						2447.65
TUBING						

WELLHEAD DATA	
TYPE	
WP	5000
T.H.A.	
HANGER	
RT-GL	8.34
RT-TDS	

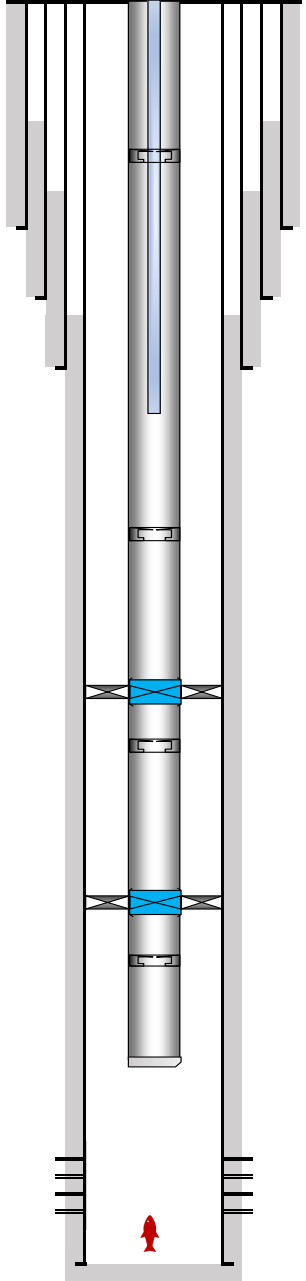
FLUIDS	WELL SUMMARY	DATE	DEPTH	COMMENTS
DRL FLUID:	RESTRICTIONS:			
CMP FLUID:	RESTRICTIONS:	7-12-23	2337 m THF	Lower GLM Depth
PKR FLUID: 8.5 ppg KCL	LAST HUD:	Aug 06th, 24	3186 m THF	with 3.8" GC

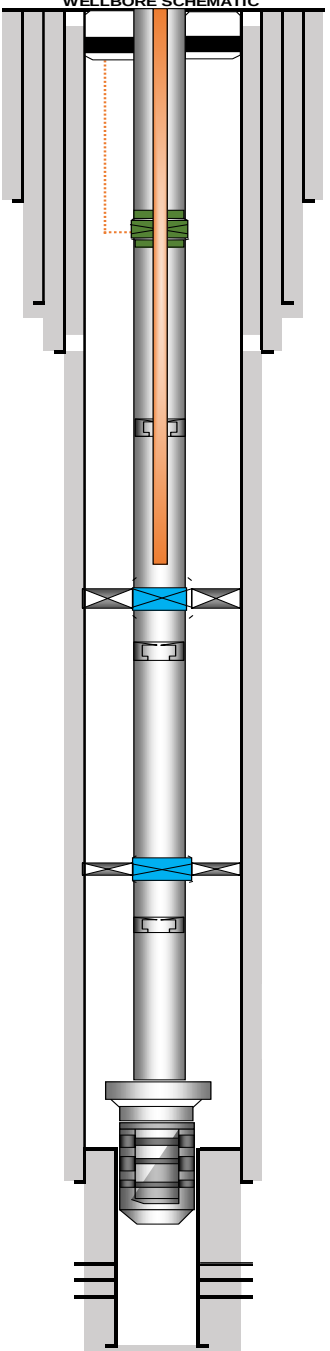
WELLBORE SCHEMATIC	DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH MD-RKB
	Rig Floor - Tie-down Bolts Elevation			8.34
	ABB Tubing Hanger 4 7/8" Stub Acme Box up x 4 1/2" New Vam Box	3.980	10.875	8.62
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	10.25
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 223	3.958	4.910	22.59
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 217	3.958	4.910	34.92
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.950	4.900	36.78
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.950	4.920	38.52
	4 1/2" x 3.813" TUSME SCSSV (BAKER 'BR' Profile) - Assy # 1029	3.814	5.980	40.66
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.950	4.900	42.40
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.900	44.26
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint # D	3.958	4.900	46.68
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 215	3.958	4.910	58.57
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.975	4.920	60.68
	4 1/2" NV Box x 5" NV Pin Crossover - Assy # 983	3.970	5.555	61.19
	5" 18 lb/ft New Vam Pup Joint	4.270	5.580	63.41
	CSG: 20"			375.00
	CSG: 13 3/8"			1070.00
	CSG: 9 5/8"			2411.00
	5" 18 lb/ft L-80 New Vam Tubing 169 Joints	4.276	5.587	2276.03
	5" 18 lb/ft New Vam Pup Joint	4.305	5.580	2278.53
	4 1/2" NV Pin x 5" NV Box Crossover - Assy # 982	3.975	5.570	2279.04
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.960	4.910	2280.90
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 9 & 10	3.958	4.900	2306.38
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.962	4.915	2308.24
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.940	4.917	2309.98
	Baker - Gas Lift Mandrel Assy No 1018 (Dummy)	3.860	5.975	2312.14
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.935	4.915	2313.87
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.955	4.910	2315.73
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 7 & 8	3.958	4.900	2339.24
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.970	4.900	2341.10
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.940	4.910	2342.84
	Baker - Gas Lift Mandrel c/w Equalizing Dummy	3.870	5.975	2345.00
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.950	4.905	2346.74
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.965	4.900	2348.60
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 5 & 6	3.958	4.900	2373.20
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.950	4.900	2375.06
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.945	4.900	2376.80
	4 1/2" x 3.813" Baker 'BR' Nipple - Assy # 1034	3.813	4.895	2377.26
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.950	4.900	2378.99
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.955	4.900	2380.84
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 4	3.958	4.500	2393.19
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.950	4.910	2395.05
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.925	4.895	2396.79
	KC-22 Anchor Seal Unit	3.870	5.480	2397.56
	Baker 'SABL' Permanent Packer - Assy # 1027	3.890	5.860	2398.98
	5" New Vam Millout Extension	4.370	5.000	2400.57
	5" New Vam x 4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	4.000	5.530	2401.07
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.960	4.910	2402.80
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.970	4.910	2404.66
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 3	3.958	4.910	2416.99
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 2	3.958	4.910	2429.28
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.490	4.900	2431.14
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.940	4.895	2432.87
	4 1/2" x 3.813" Baker 'BR' Nipple - Assy # 1033	3.940	4.885	2433.33
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.950	4.890	2435.06
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.945	4.900	2436.92
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 1	3.958	4.910	2448.74
	4 1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.940	4.995	2450.60
	4 1/2" New Vam Flow Coupling	3.833	4.990	2452.33
	4 1/2" Tie Back Seal NO-GO - Assy # 1036	3.975	5.480	2452.66
	Bottom of Tie Back WLEG.	3.975	5.020	2454.39
	LNR TOP: 4 1/2"			2447.65
	CSG: 7"			2924.50
	PERF: 3088 - 3093 m & 3099 - 3110 m AIT 3-1/8" Predator XP, 6 spf 60o phasing			
	PERF: 3110 - 3113 m & 3115 - 3135 m AIT 2 7/8" HSC, 6spf 60 deg phasing 21 Mar 2019			
	Re-Perf: 3088 - 3093 m GPMT 3-1/8" Shaped Charge 22.7g DP3 HMX, 6 spf 60Deg phasing, 19 Jul 24			
	Re-Perf: 3115 - 3135 m GPMT 3-1/8" Shaped Charge 22.7g DP3 HMX, 6 spf 60Deg phasing, 18 Jul 24			
	CIBP:			3195.00
	CIBP:			3522.10
	LNR: 4 1/2"			3650.00
	PBTD			

	OPERATOR: GROUPEMENT BERKINE	WELL: EKT-17 OP	WELL SKETCH: PROPOSED COMPLETION	DATE April 19th, 23
	DRILLING RIG: Nabors Rig-810	RKB: 9.44	PREPARED BY: Hichem Gharsali	

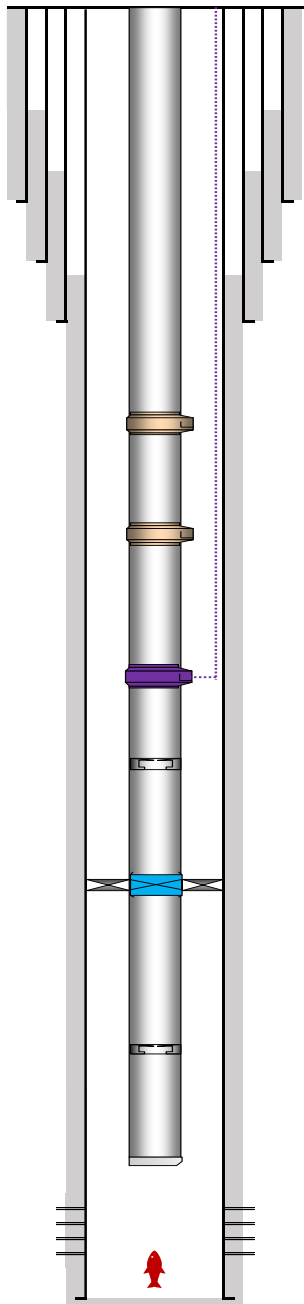
TUBULAR DATA							WELLHEAD DATA	
SECTION	OD	ID	WEIGHT	GRADE	THRD	MD	TOC	TYPE
CONDUCTOR	30"	28.5	234.29	X-52	ST-2	55.00	0.00	WP
SURFACE	20"	18.75	129.33	X-56	LYNX SA2	380.00	0.00	
INTERMEDIATE	13 3/8"	12.415	68	N-80	BTC	2404.00		T.H.A
PRODUCTION	9 5/8"	8.755	43.5	P-110, N-80	BTC	2894.00		
PRODUCTION	7"	6.184	29	80CR, N-80, P-11	NV	3248.00		HANGER
LINER TOP								
LINER								
TUBING								RT-GL
TUBING								RT-TDS

FLUIDS	WELL SUMMARY	DATE	DEPTH	COMMENTS
DRL FLUID:	RESTRICTIONS:			
CMP FLUID: 10.1 ppg NaCl	RESTRICTIONS:			
PKR FLUID:	LAST HUD:	Jan 16th, 24	3180 m THF	Drift with 3.8" GC

WELLBORE SCHEMATIC	DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH MD-RKB
	EKT-17 Rig 810 RT - Tie down bolts Elevation			9.44
	FMC Tubing Hanger 9" TC-1A-IL c/w False Bowl	3.900	13.500	9.60
	4.1/2" VT Box Btm x 7.875" Pin RH Acme (Top), Type-H BPV prep.			
	Assy: GB-51 SN: 20-05-07DZ PN:2000076534			
	4.5" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP PXP Pup joint	3.958	4.500	11.22
	4 1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Tubing R3 (2jts)	3.958	4.937	36.52
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.937	38.33
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 VAM TOP Flow Coupling	3.920	5.010	40.08
	Baker 3.813" R Nipple 13Cr/80 VAM TOP	3.813	4.910	40.40
	Assy: GB-45 SN: 07 PN:10578540			
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 VAM TOP Flow Coupling	3.920	5.010	42.14
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	3.958	4.937	43.96
	CSG: 20"			380.00
	CSG: 13 3/8"			2404.00
	CSG: 9 5/8"			2894.00
	GLS (2890.5 m THF)			2900.00
	4 1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Tubing R3 (227jts)	3.958	4.937	2917.960
	Tubing stretch			2919.760
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	3.913	4.937	2921.509
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 VAM TOP Flow Coupling	3.920	5.010	2921.829
	Baker 3.813" R Nipple 13Cr/80 VAM TOP	3.813	4.910	2923.569
	Assy: GB-67 SN: 012 PN:10578540			
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 VAM TOP Flow Coupling	3.920	5.010	2925.387
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	3.913	4.937	2938.041
	4 1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Tubing R3 (1jt)	3.958	4.937	2939.851
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 Vam Top Pup Joint	3.958	4.937	2941.591
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 Vam Top Flow Coupling	3.920	5.010	2944.021
	Baker PREMIER Retrievable Packer 13Cr/80MY VAM TOP	3.900	5.840	2945.761
	Assy: GB-70 SN: 107476090-01 PN: H784630253			
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 Vam Top Flow Coupling	3.920	5.010	2946.081
	Baker BR 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP	3.813	4.900	2947.831
	Assy: GB-70 SN: 02-016 PN:10578540			
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 Vam Top Flow Coupling	3.920	5.010	2948.729
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 Vam Top Pup Joint	3.958	4.937	2977.528
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Tubing R2 (3jts)	3.958	4.937	2979.338
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 Vam Top Pup Joint	3.958	4.937	2981.083
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 Vam Top Flow Coupling	3.920	5.010	2983.513
	Baker PREMIER Retrievable Packer 13Cr/80MY VAM TOP	3.900	5.840	2985.253
	Assy: GB-36 SN:107481848-01 PN: H784630253			
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 Vam Top Flow Coupling	3.920	5.010	2985.573
	Baker BR 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP	3.813	4.900	2987.318
	Assy: GB-36 SN:04 PN:10578540			
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80 Vam Top Flow Coupling	3.920	5.010	2988.217
	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 Vam Top Pup Joint	3.958	4.937	3000.875
	4 1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Tubing R3 (1jt)	3.958	4.937	3001.335
	Wire Line Entry Bell Guide 13Cr/80 VamTop	3.920	5.010	
	Bottom WEG			
	PERF:3.042.0m - 3.046.0m AIT. 3.1/8" HSC. 6spf 60 deg phasing			
	PERF:3.056.0m - 3.070.0m AIT. 3.1/8" HSC. 6spf 60 deg phasing			
	PERF:3.075.0m - 3.089.0m AIT. 3.1/8" HSC. 6spf 60 deg phasing			
	FISH			
	CSG: 7"			3248.00
	PBTD			3223.00

OPERATOR: GROUPEMENT BERKINE DRILLING RIG: Tassili 128		WELL: EKT-9 RKB: 8.38		WELL SKETCH: OP Completion Schematic PREPARED BY: Younes Babanedjar		20-03-25																																																																																																																																																																																																																																																						
FLUIDS TBG To Perf Top155 A Annulus to PKR Top139				WELLHEAD DATA TYPE OP WP T.H.A 5K 5K HANGER RT-TDS VG TUBING 11 X 4-1/2 VAM TOP BTM 12.6PPF X 4.875-6 STUB ACME RH LIFT 8.38																																																																																																																																																																																																																																																								
WELL SUMMARY		DATE	DEPTH	COMMENTS																																																																																																																																																																																																																																																								
RESTRICTIONS:																																																																																																																																																																																																																																																												
RESTRICTIONS:																																																																																																																																																																																																																																																												
LAST HUD:		11-04-2025	3217.62	3.8' GC slick line depth THF																																																																																																																																																																																																																																																								
WELLBORE SCHEMATIC 				<table><thead><tr><th>DESCRIPTION</th><th>Depth</th><th>Length</th><th>OD</th><th>ID</th></tr></thead><tbody><tr><td>Rotary Table - Tie down Bolts Elevation</td><td>0.00</td><td>8.38</td><td></td><td></td></tr><tr><td>VG TUBING 11 X 4-1/2 VAM TOP BTM 12.6PPF X 4.875-6 STUB ACME RH LIFT, assy #226 PN#H399992-1 REV A SN#800166969</td><td>8.38</td><td>0.220</td><td>10.920</td><td>3.913</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP PIN x PIN</td><td>8.60</td><td>1.348</td><td>4.500</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1</td><td>9.95</td><td>12.454</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1</td><td>22.40</td><td>12.512</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>Note: 3 x Baker CI Cross-Coupling protectors</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>34.91</td><td>1.820</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>36.73</td><td>1.770</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>Halliburton NE-SCSSV 13CR-80 , 4.1/2" 12.6 lb/ft VAM TOP , 3.813" 'R' Profile: Assy#306 PN# 102657048 SN#0005365103-02</td><td>38.50</td><td>1.650</td><td>5.995</td><td>3.813</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>40.15</td><td>1.750</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>41.90</td><td>1.818</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>43.72</td><td>1.201</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 187</td><td>44.92</td><td>2315.780</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>2360.70</td><td>1.820</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2362.52</td><td>1.750</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP Assy#283 PN#10578540 SN#4512310887-04-009</td><td>2364.27</td><td>0.320</td><td>4.937</td><td>3.813</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2364.59</td><td>1.760</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>2366.35</td><td>1.818</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 1</td><td>2368.17</td><td>12.438</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>2380.61</td><td>1.800</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2382.41</td><td>1.750</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>Baker PREMIER Packer w.STR 13Cr/80MY VAM TOP Assy#286 PN#H78460049 SN#108463531SN03</td><td>2384.16</td><td>2.820</td><td>5.910</td><td>3.870</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2386.98</td><td>1.760</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP PN#286 PN#10578540 SN#4512310887-04-016</td><td>2388.74</td><td>0.320</td><td>4.937</td><td>3.813</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2389.06</td><td>1.760</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>2390.82</td><td>0.898</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>PKR set in Neutral</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1</td><td>2391.72</td><td>9.493</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 2</td><td>2401.21</td><td>24.896</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>2426.11</td><td>1.820</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2427.93</td><td>1.750</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>Baker PREMIER Packer w.STR 13Cr/80MY VAM TOP Assy#285 PN#H78460049 SN#108463531SN02</td><td>2429.68</td><td>2.820</td><td>5.910</td><td>3.870</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2432.50</td><td>1.750</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP PN#285 PN#10578540 SN#4512310887-04-048</td><td>2434.25</td><td>0.320</td><td>4.937</td><td>3.813</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling</td><td>2434.57</td><td>1.750</td><td>4.957</td><td>3.913</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>2436.32</td><td>0.898</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>PKR set in Neutral</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 1</td><td>2437.22</td><td>11.538</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1</td><td>2448.75</td><td>9.588</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint</td><td>2458.34</td><td>1.810</td><td>4.937</td><td>3.958</td></tr><tr><td>Baker 4.1/2" Tie Back Seal Assy w/ 5" OD Seals unidirectionnal faced down Assy#220 PN#H297500285 SN#108321854 SN04</td><td>2460.15</td><td>2.020</td><td>5.500</td><td>3.913</td></tr><tr><td>End of Assembly</td><td>2462.17</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td colspan="5">TOP LN 4.5" 2467.02M</td></tr><tr><td colspan="5">Top of 4.1/2" Liner Completion Depth 2461.05m</td></tr><tr><td colspan="5">TBSA 1m inside 4 1/2" TOL after packer set</td></tr><tr><td colspan="5">Last HUD with m with</td></tr><tr><td colspan="5">PERF: 3,100.5 - 3,112.5</td></tr><tr><td colspan="5">4.1/2" Liner shoe at 3282m Drillers Depth</td></tr></tbody></table>				DESCRIPTION	Depth	Length	OD	ID	Rotary Table - Tie down Bolts Elevation	0.00	8.38			VG TUBING 11 X 4-1/2 VAM TOP BTM 12.6PPF X 4.875-6 STUB ACME RH LIFT, assy #226 PN#H399992-1 REV A SN#800166969	8.38	0.220	10.920	3.913	4.1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP PIN x PIN	8.60	1.348	4.500	3.958	4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	9.95	12.454	4.937	3.958	4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	22.40	12.512	4.937	3.958	Note: 3 x Baker CI Cross-Coupling protectors					4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	34.91	1.820	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	36.73	1.770	4.957	3.913	Halliburton NE-SCSSV 13CR-80 , 4.1/2" 12.6 lb/ft VAM TOP , 3.813" 'R' Profile: Assy#306 PN# 102657048 SN#0005365103-02	38.50	1.650	5.995	3.813	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	40.15	1.750	4.957	3.913	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	41.90	1.818	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	43.72	1.201	4.937	3.958	4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 187	44.92	2315.780	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2360.70	1.820	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2362.52	1.750	4.957	3.913	Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP Assy#283 PN#10578540 SN#4512310887-04-009	2364.27	0.320	4.937	3.813	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2364.59	1.760	4.957	3.913	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2366.35	1.818	4.937	3.958	4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 1	2368.17	12.438	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2380.61	1.800	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2382.41	1.750	4.957	3.913	Baker PREMIER Packer w.STR 13Cr/80MY VAM TOP Assy#286 PN#H78460049 SN#108463531SN03	2384.16	2.820	5.910	3.870	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2386.98	1.760	4.957	3.913	Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP PN#286 PN#10578540 SN#4512310887-04-016	2388.74	0.320	4.937	3.813	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2389.06	1.760	4.957	3.913	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2390.82	0.898	4.937	3.958	PKR set in Neutral					4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	2391.72	9.493	4.937	3.958	4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 2	2401.21	24.896	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2426.11	1.820	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2427.93	1.750	4.957	3.913	Baker PREMIER Packer w.STR 13Cr/80MY VAM TOP Assy#285 PN#H78460049 SN#108463531SN02	2429.68	2.820	5.910	3.870	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2432.50	1.750	4.957	3.913	Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP PN#285 PN#10578540 SN#4512310887-04-048	2434.25	0.320	4.937	3.813	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2434.57	1.750	4.957	3.913	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2436.32	0.898	4.937	3.958	PKR set in Neutral					4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 1	2437.22	11.538	4.937	3.958	4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	2448.75	9.588	4.937	3.958	4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2458.34	1.810	4.937	3.958	Baker 4.1/2" Tie Back Seal Assy w/ 5" OD Seals unidirectionnal faced down Assy#220 PN#H297500285 SN#108321854 SN04	2460.15	2.020	5.500	3.913	End of Assembly	2462.17				TOP LN 4.5" 2467.02M					Top of 4.1/2" Liner Completion Depth 2461.05m					TBSA 1m inside 4 1/2" TOL after packer set					Last HUD with m with					PERF: 3,100.5 - 3,112.5					4.1/2" Liner shoe at 3282m Drillers Depth				
DESCRIPTION	Depth	Length	OD	ID																																																																																																																																																																																																																																																								
Rotary Table - Tie down Bolts Elevation	0.00	8.38																																																																																																																																																																																																																																																										
VG TUBING 11 X 4-1/2 VAM TOP BTM 12.6PPF X 4.875-6 STUB ACME RH LIFT, assy #226 PN#H399992-1 REV A SN#800166969	8.38	0.220	10.920	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP PIN x PIN	8.60	1.348	4.500	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	9.95	12.454	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	22.40	12.512	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
Note: 3 x Baker CI Cross-Coupling protectors																																																																																																																																																																																																																																																												
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	34.91	1.820	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	36.73	1.770	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
Halliburton NE-SCSSV 13CR-80 , 4.1/2" 12.6 lb/ft VAM TOP , 3.813" 'R' Profile: Assy#306 PN# 102657048 SN#0005365103-02	38.50	1.650	5.995	3.813																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	40.15	1.750	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	41.90	1.818	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	43.72	1.201	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 187	44.92	2315.780	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2360.70	1.820	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2362.52	1.750	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP Assy#283 PN#10578540 SN#4512310887-04-009	2364.27	0.320	4.937	3.813																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2364.59	1.760	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2366.35	1.818	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 1	2368.17	12.438	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2380.61	1.800	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2382.41	1.750	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
Baker PREMIER Packer w.STR 13Cr/80MY VAM TOP Assy#286 PN#H78460049 SN#108463531SN03	2384.16	2.820	5.910	3.870																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2386.98	1.760	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP PN#286 PN#10578540 SN#4512310887-04-016	2388.74	0.320	4.937	3.813																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2389.06	1.760	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2390.82	0.898	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
PKR set in Neutral																																																																																																																																																																																																																																																												
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	2391.72	9.493	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 2	2401.21	24.896	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2426.11	1.820	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2427.93	1.750	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
Baker PREMIER Packer w.STR 13Cr/80MY VAM TOP Assy#285 PN#H78460049 SN#108463531SN02	2429.68	2.820	5.910	3.870																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2432.50	1.750	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
Baker 'BR' 3.813" NIPPLE 13Cr/80MY VAM TOP PN#285 PN#10578540 SN#4512310887-04-048	2434.25	0.320	4.937	3.813																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/80MY VAM TOP Flow Coupling	2434.57	1.750	4.957	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2436.32	0.898	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
PKR set in Neutral																																																																																																																																																																																																																																																												
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R3 Tubing Joint x 1	2437.22	11.538	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4 1/2" 12.6lb/ft 13Cr/95 VAM TOP R2 Tubing Joint x 1	2448.75	9.588	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
4.1/2" 12.6 lb/ft 13Cr/95 VAM TOP Pup Joint	2458.34	1.810	4.937	3.958																																																																																																																																																																																																																																																								
Baker 4.1/2" Tie Back Seal Assy w/ 5" OD Seals unidirectionnal faced down Assy#220 PN#H297500285 SN#108321854 SN04	2460.15	2.020	5.500	3.913																																																																																																																																																																																																																																																								
End of Assembly	2462.17																																																																																																																																																																																																																																																											
TOP LN 4.5" 2467.02M																																																																																																																																																																																																																																																												
Top of 4.1/2" Liner Completion Depth 2461.05m																																																																																																																																																																																																																																																												
TBSA 1m inside 4 1/2" TOL after packer set																																																																																																																																																																																																																																																												
Last HUD with m with																																																																																																																																																																																																																																																												
PERF: 3,100.5 - 3,112.5																																																																																																																																																																																																																																																												
4.1/2" Liner shoe at 3282m Drillers Depth																																																																																																																																																																																																																																																												
				Completion fluid: 9.7 ppg CaCl2 Inhibited and Filtered brine																																																																																																																																																																																																																																																								
				SCSSV Info: Start Opening: 1300psi Full open: 1500 psi Closing: 900 Psi Return of 5000psi: 65ml																																																																																																																																																																																																																																																								

Annexe A : Complétion schématique

 OPERATOR: GROUPEMENT BERKINE		WELL: EKT-19 OP		WELL SKETCH: PROPOSED COMPLETION		DATE April 19th, 23																																																																																																																																																																																																																																													
DRILLING RIG: Nabors Rig-810		RKB: 9.11		PREPARED BY: Hichem Gharsalli Youssef SALEM																																																																																																																																																																																																																																															
				Updated BY:																																																																																																																																																																																																																																															
<table><tr><th colspan="7">TUBULAR DATA</th><th colspan="2">WELLHEAD DATA</th></tr><tr><th>SECTION</th><th>OD</th><th>ID</th><th>WEIGHT</th><th>GRADE</th><th>THRD</th><th>MD</th><th>TOC</th><th>TYPE</th><th></th></tr><tr><td>CONDUCTOR</td><td>30"</td><td>28.5</td><td>234.29</td><td>X-52</td><td>ST-2</td><td>55.00</td><td>0.00</td><td>WP</td><td>5000</td></tr><tr><td>SURFACE</td><td>20"</td><td>18.75</td><td>129.33</td><td>X-56</td><td>LEOPAR SD2</td><td>368.00</td><td>0.00</td><td></td><td></td></tr><tr><td>INTERMEDIATE</td><td>13"3/8</td><td>12.415</td><td>68</td><td>N-80</td><td>BTC</td><td>2426.00</td><td></td><td>T.H.A</td><td></td></tr><tr><td>PRODUCTION</td><td>9"5/8</td><td>8.755</td><td>43.5</td><td>P-110HC, N-80</td><td>BTC</td><td>2957.00</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>PRODUCTION</td><td>7"</td><td>6.184</td><td>29</td><td>N-80, P-110</td><td>HSC</td><td>3191.64</td><td></td><td>HANGER</td><td></td></tr><tr><td>LINER TOP</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>LINER</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>TUBING</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>RT-GL</td><td>9.11</td></tr><tr><td>TUBING</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>RT-TDS</td><td></td></tr></table>								TUBULAR DATA							WELLHEAD DATA		SECTION	OD	ID	WEIGHT	GRADE	THRD	MD	TOC	TYPE		CONDUCTOR	30"	28.5	234.29	X-52	ST-2	55.00	0.00	WP	5000	SURFACE	20"	18.75	129.33	X-56	LEOPAR SD2	368.00	0.00			INTERMEDIATE	13"3/8	12.415	68	N-80	BTC	2426.00		T.H.A		PRODUCTION	9"5/8	8.755	43.5	P-110HC, N-80	BTC	2957.00				PRODUCTION	7"	6.184	29	N-80, P-110	HSC	3191.64		HANGER		LINER TOP										LINER										TUBING								RT-GL	9.11	TUBING								RT-TDS																																																																																																																																
TUBULAR DATA							WELLHEAD DATA																																																																																																																																																																																																																																												
SECTION	OD	ID	WEIGHT	GRADE	THRD	MD	TOC	TYPE																																																																																																																																																																																																																																											
CONDUCTOR	30"	28.5	234.29	X-52	ST-2	55.00	0.00	WP	5000																																																																																																																																																																																																																																										
SURFACE	20"	18.75	129.33	X-56	LEOPAR SD2	368.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																												
INTERMEDIATE	13"3/8	12.415	68	N-80	BTC	2426.00		T.H.A																																																																																																																																																																																																																																											
PRODUCTION	9"5/8	8.755	43.5	P-110HC, N-80	BTC	2957.00																																																																																																																																																																																																																																													
PRODUCTION	7"	6.184	29	N-80, P-110	HSC	3191.64		HANGER																																																																																																																																																																																																																																											
LINER TOP																																																																																																																																																																																																																																																			
LINER																																																																																																																																																																																																																																																			
TUBING								RT-GL	9.11																																																																																																																																																																																																																																										
TUBING								RT-TDS																																																																																																																																																																																																																																											
FLUIDS DRL FLUID: CMP FLUID: 10.0 ppg CaCl PKR FLUID: 8.4 ppg KCl		WELL SUMMARY RESTRICTIONS: LAST HUD: Dec 05,23		DATE Dec 05,23		DEPTH 3161 m THF		COMMENTS Drift 3.8" To HUD																																																																																																																																																																																																																																											
WELLBORE SCHEMATIC 		<table><tr><th>DESCRIPTION</th><th>ID</th><th>OD</th><th>DEPTH MD-RKB</th></tr><tr><td>EKT-19 Rig 810 RT - HOP Elevation</td><td></td><td></td><td>9.11</td></tr><tr><td>FMC Tbg Hanger Assy253 4.1/2" N.Vam Pin Btm x 7.875" Pin Acme (Top)</td><td>3.900</td><td>13.500</td><td>9.11</td></tr><tr><td>2 Jts 4 1/2" 12.6lb/ft New Vam L-80 Tubing Joints R3 #235, #236</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>10.81</td></tr><tr><td>2 Pup Jnts 4 1/2" 12.6lb/ft New Vam L-80 (3.09m above 2.4m below)</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>35.02</td></tr><tr><td>203 Fiber optic cable clamps used</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Compression</td><td></td><td></td><td>34.31</td></tr><tr><td>228 of 4 1/2" 12.6 lb/ft NV L-80 Tubing Joints R3.</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>39.80</td></tr><tr><td>CSG: 20"</td><td></td><td></td><td>368.00</td></tr><tr><td>CSG: 13 3/8"</td><td></td><td></td><td>2426.00</td></tr><tr><td>CSG: 9 5/8"</td><td></td><td></td><td>2957.00</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2798.10</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>4.900</td><td>2799.99</td></tr><tr><td>Baker Gas Lift Mandrel clw equalizing dummy Assy258</td><td>3.865</td><td>6.000</td><td>2801.72</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>4.900</td><td>2803.75</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2805.48</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 6</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2807.37</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 5</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2819.53</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2831.65</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>4.900</td><td>2833.52</td></tr><tr><td>Baker Gas Lift Mandrel clw Modified (Shortened) equalizing dummy GLS (2835.28 m RKB) installed on December 08 2023</td><td>3.860</td><td>6.000</td><td>2835.28</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>4.900</td><td>2837.31</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2839.06</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 4</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2840.94</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 3</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2853.08</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 2</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2865.2</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 1</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2877.3</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint (bxb)</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2889.42</td></tr><tr><td>Weatherford Permanent Down Hole Gauge Mandrel Assy001</td><td>3.958</td><td>5.800</td><td>2891.39</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2893.02</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 303</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2894.99</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2904.40</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>5.500</td><td>2906.29</td></tr><tr><td>4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy265</td><td>3.813</td><td>4.910</td><td>2908.05</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>5.500</td><td>2908.38</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2910.14</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2912.03</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.938</td><td>5.500</td><td>2913.93</td></tr><tr><td>KC-22 Anchor Seal Unit.</td><td>3.875</td><td>5.500</td><td>2915.69</td></tr><tr><td>Baker 'SABL-3' Permanent Hydraulic Set Packer Assy262</td><td>3.880</td><td>5.875</td><td>2916.46</td></tr><tr><td>5" New Vam Millout Extension</td><td>4.300</td><td>5.000</td><td>2917.88</td></tr><tr><td>5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover</td><td>3.958</td><td>5.500</td><td>2919.47</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>5.500</td><td>2919.71</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2921.47</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 302</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2923.36</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2932.78</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>5.500</td><td>2934.67</td></tr><tr><td>4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy 245</td><td>3.813</td><td>4.910</td><td>2936.43</td></tr><tr><td>4.1/2" New Vam Flow Coupling</td><td>3.958</td><td>5.500</td><td>2936.76</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2938.52</td></tr><tr><td>4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 301</td><td>3.958</td><td>4.500</td><td>2940.41</td></tr><tr><td>Wire Line Entry Bell Guide.</td><td>3.970</td><td>5.200</td><td>2949.83</td></tr><tr><td>Bottom WEG</td><td></td><td></td><td>2950.08</td></tr><tr><td>PERF:3103.0-3114.0m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>PERF:3119.0-3124.5m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>PERF:3124.0-3135.5m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>FISH</td><td></td><td></td><td>3161.00</td></tr><tr><td>CSG: 7"</td><td></td><td></td><td>3191.64</td></tr><tr><td>PBTD</td><td></td><td></td><td>3166.91</td></tr></table>						DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH MD-RKB	EKT-19 Rig 810 RT - HOP Elevation			9.11	FMC Tbg Hanger Assy253 4.1/2" N.Vam Pin Btm x 7.875" Pin Acme (Top)	3.900	13.500	9.11	2 Jts 4 1/2" 12.6lb/ft New Vam L-80 Tubing Joints R3 #235, #236	3.958	4.500	10.81	2 Pup Jnts 4 1/2" 12.6lb/ft New Vam L-80 (3.09m above 2.4m below)	3.958	4.500	35.02	203 Fiber optic cable clamps used				Compression			34.31	228 of 4 1/2" 12.6 lb/ft NV L-80 Tubing Joints R3.	3.958	4.500	39.80	CSG: 20"			368.00	CSG: 13 3/8"			2426.00	CSG: 9 5/8"			2957.00	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2798.10	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2799.99	Baker Gas Lift Mandrel clw equalizing dummy Assy258	3.865	6.000	2801.72	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2803.75	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2805.48	4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 6	3.958	4.500	2807.37	4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 5	3.958	4.500	2819.53	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2831.65	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2833.52	Baker Gas Lift Mandrel clw Modified (Shortened) equalizing dummy GLS (2835.28 m RKB) installed on December 08 2023	3.860	6.000	2835.28	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2837.31	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2839.06	4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 4	3.958	4.500	2840.94	4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 3	3.958	4.500	2853.08	4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 2	3.958	4.500	2865.2	4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 1	3.958	4.500	2877.3	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint (bxb)	3.958	4.500	2889.42	Weatherford Permanent Down Hole Gauge Mandrel Assy001	3.958	5.800	2891.39	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2893.02	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 303	3.958	4.500	2894.99	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2904.40	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2906.29	4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy265	3.813	4.910	2908.05	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2908.38	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2910.14	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2912.03	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.938	5.500	2913.93	KC-22 Anchor Seal Unit.	3.875	5.500	2915.69	Baker 'SABL-3' Permanent Hydraulic Set Packer Assy262	3.880	5.875	2916.46	5" New Vam Millout Extension	4.300	5.000	2917.88	5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	3.958	5.500	2919.47	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2919.71	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2921.47	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 302	3.958	4.500	2923.36	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2932.78	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2934.67	4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy 245	3.813	4.910	2936.43	4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2936.76	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2938.52	4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 301	3.958	4.500	2940.41	Wire Line Entry Bell Guide.	3.970	5.200	2949.83	Bottom WEG			2950.08	PERF:3103.0-3114.0m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas				PERF:3119.0-3124.5m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas				PERF:3124.0-3135.5m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas				FISH			3161.00	CSG: 7"			3191.64	PBTD			3166.91
DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH MD-RKB																																																																																																																																																																																																																																																
EKT-19 Rig 810 RT - HOP Elevation			9.11																																																																																																																																																																																																																																																
FMC Tbg Hanger Assy253 4.1/2" N.Vam Pin Btm x 7.875" Pin Acme (Top)	3.900	13.500	9.11																																																																																																																																																																																																																																																
2 Jts 4 1/2" 12.6lb/ft New Vam L-80 Tubing Joints R3 #235, #236	3.958	4.500	10.81																																																																																																																																																																																																																																																
2 Pup Jnts 4 1/2" 12.6lb/ft New Vam L-80 (3.09m above 2.4m below)	3.958	4.500	35.02																																																																																																																																																																																																																																																
203 Fiber optic cable clamps used																																																																																																																																																																																																																																																			
Compression			34.31																																																																																																																																																																																																																																																
228 of 4 1/2" 12.6 lb/ft NV L-80 Tubing Joints R3.	3.958	4.500	39.80																																																																																																																																																																																																																																																
CSG: 20"			368.00																																																																																																																																																																																																																																																
CSG: 13 3/8"			2426.00																																																																																																																																																																																																																																																
CSG: 9 5/8"			2957.00																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2798.10																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2799.99																																																																																																																																																																																																																																																
Baker Gas Lift Mandrel clw equalizing dummy Assy258	3.865	6.000	2801.72																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2803.75																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2805.48																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 6	3.958	4.500	2807.37																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 5	3.958	4.500	2819.53																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2831.65																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2833.52																																																																																																																																																																																																																																																
Baker Gas Lift Mandrel clw Modified (Shortened) equalizing dummy GLS (2835.28 m RKB) installed on December 08 2023	3.860	6.000	2835.28																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	4.900	2837.31																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2839.06																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 4	3.958	4.500	2840.94																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 3	3.958	4.500	2853.08																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 2	3.958	4.500	2865.2																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft NV L80 R3 Joint # 1	3.958	4.500	2877.3																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint (bxb)	3.958	4.500	2889.42																																																																																																																																																																																																																																																
Weatherford Permanent Down Hole Gauge Mandrel Assy001	3.958	5.800	2891.39																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2893.02																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 303	3.958	4.500	2894.99																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2904.40																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2906.29																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy265	3.813	4.910	2908.05																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2908.38																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2910.14																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2912.03																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.938	5.500	2913.93																																																																																																																																																																																																																																																
KC-22 Anchor Seal Unit.	3.875	5.500	2915.69																																																																																																																																																																																																																																																
Baker 'SABL-3' Permanent Hydraulic Set Packer Assy262	3.880	5.875	2916.46																																																																																																																																																																																																																																																
5" New Vam Millout Extension	4.300	5.000	2917.88																																																																																																																																																																																																																																																
5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	3.958	5.500	2919.47																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2919.71																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2921.47																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 302	3.958	4.500	2923.36																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2932.78																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2934.67																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy 245	3.813	4.910	2936.43																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" New Vam Flow Coupling	3.958	5.500	2936.76																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	3.958	4.500	2938.52																																																																																																																																																																																																																																																
4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints R2 # 301	3.958	4.500	2940.41																																																																																																																																																																																																																																																
Wire Line Entry Bell Guide.	3.970	5.200	2949.83																																																																																																																																																																																																																																																
Bottom WEG			2950.08																																																																																																																																																																																																																																																
PERF:3103.0-3114.0m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas																																																																																																																																																																																																																																																			
PERF:3119.0-3124.5m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas																																																																																																																																																																																																																																																			
PERF:3124.0-3135.5m AIT, with HESP 3-1/8 HSC, loaded 6 spf, 60 deg phas																																																																																																																																																																																																																																																			
FISH			3161.00																																																																																																																																																																																																																																																
CSG: 7"			3191.64																																																																																																																																																																																																																																																
PBTD			3166.91																																																																																																																																																																																																																																																

Annexe B : Offtakes et résultats de calculs de GAP

- Offtakes pour Mars 2025 Les résultats de calculs de GAP (état actuel)

Offtakes Main Table									
Oil		Oil field DPR (bbl/d)	Opec OIL phase limit (bbl/d)	Opec Cushion	Opec OIL + x% (bbl/d)	Predicted [OIL] for target rate (bbl/d)	Target Rate [Oil + OTC] PAS bbl/d	Total produced Qoil target for month (stb)	MMscf/d gas from Qoil
EMN	EMN-01						0		0.0
	EMN-02						1500		2.9
	EMN-06						2000		17.6
	EMN-16						3000		2.5
	EMN-17						2000		1.6
	EMN-18						4000		3.4
Field Total		15000		0%		11250	12,500	348,750	28.1
EMK	MLSE-01						5500		11.4
	EMK-15						0		0.0
	EMK-29						6000		12.8
	MLSE-03						3000		6.6
	EMK-16						3500		5.9
	EMK-24						4000		7.9
	Closed	EMK-37					0		0.0
	Closed	EMK-69					0		0.0
	Closed	EMK-54					0		0.0
	Closed	EMN-03					0		0.0
	EMK-06						3500		34.8
	EMK-10						2000		24.9
	EMK-23						3800		34.6
	EMK-34						3000		26.5
	Closed	EMK-14					0		0.0
	EMK-08						1000		2.7
	EMK-11						0		0.0
	EMC-01						0		0.0
	EMK-03						3000		8.6
	EMK-13						3000		4.9
	EMK-56						1500		2.9
Field Total		43700	37843	0%	37843	38520	42,800	1,194,120	184.6
EKT	EKT-01						7000		6.9
	EKT-05						1500		1.6
	EKT-07						1500		1.9
	EKT-17						5000		5.0
	EKT-09						3500		1.0
	EKT-14						200		0.5
	EKT-19						6000		3.6
Field Total		24700		0%		22230	24,700	689,130	20.5
EME Tagi	EME-03						3000		4.6
	EME-10						8000		12.1
	EME-15						3000		9.8
	EME-17						2500		4.3
	EME-32						8000		14.0
Field Total		24,500		0%		22050	24,500	683,550	44.8
Entire Tagi totals		Grand Total	107,900			94,050	104,500	2,915,550	278.0
Condensates		Field DPR MMscf/d (Gas)	Opec OIL phase limit (bbl/d)	Cushion > Opec OIL limit (%)	Opec OIL + x% (bbl/d)	Predicted [OIL] for target rate (bbl/d)	Target Rate Qgas MMscf/d	Total produced Qgas target for month (MMscf)	Approximate liquid production (bbl/d)
	EME-20	26.9				0	0.0	0	0
EME-04 R	EME-43	31.5				822	6.0	186	886
EMN R	EMN-11	11.9				1110	8.0	248	800
	EME-06						0.0		0
	EME-09						30.0		910
	EME-37						0.0		0
EME R	Field Total	81.0				720	30.0	930	910
	EME-13						25.0		1982
	EME-18						42.0		5404
	EME-23						40.0		3475
	EME-27						10.0		1188
EME S	Field Total	142.0				11075	117.0	3627	12049
Cond totals	Grand Total	293.3				13727	161.0	4991	13,845
EMK Oil Total	Manual entry >>		37,843	0%	37,843	38,520			
Tagi Non-Unit + Cond Field Oil Total	Manual entry >>		67,242	0%	67,242	69,257			
Grand ELM Oil Total			105,085		105,085	107,777	ELM Average Crude Oil Yield	0.90	

- Les résultats de calculs de GAP (état actuel)

M:\Well Data , Engineering\PETEX Workarea\208 Gap Networks\EKT Gap Model\EKT Production Network Restricted.gap

##### # RESULTS - DETAILED FOR ALL ITEMS # #####						
Title: Production System type: Production Optimisation method: Production PVT model: Black Oil Prediction: On Prediction method: Pressure and temperature Wax or Hydrate warning: Off Water Vapour: No Calculations Temperature Model: Rough approximation Calculate Well Choke DeltaT: Off Use Default Correlation: Off						
Label	Gaslift available	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Gas Lift Injection Rate
	MMscf/day	STB/day	MMscf/day	STB/day	STB/day	MMscf/day
Inline Choke - InlChk1	30.000	6747.9	6.545	0.0	6747.9	0.000
Inline Choke - InlChk14	30.000	200.0	0.120	799.9	999.9	2.000
Inline Choke - InlChk17	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Inline Choke - InlChk19	30.000	6009.0	3.605	336.3	6345.3	0.000
Inline Choke - InlChk5	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Inline Choke - InlChk7	30.000	1336.1	1.603	1138.1	2474.2	3.500
Inline Choke - InlChk9	30.000	2347.8	1.643	1631.5	3979.3	4.000
Joint - <no label>	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Joint - <no label>	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Joint - <no label>	30.000	6009.0	3.605	336.3	6345.3	0.000
Joint - <no label>	30.000	200.0	0.120	799.9	999.9	2.000
Joint - <no label>	30.000	2347.8	1.643	1631.5	3979.3	4.000
Joint - <no label>	30.000	1336.1	1.603	1138.1	2474.2	3.500
Joint - <no label>	30.000	6747.9	6.545	0.0	6747.9	0.000
Joint - EKT-MANIFOLD	30.000	23140.4	20.942	3968.3	27108.7	11.500
Joint - F-EKTT-01	30.000	6499.7	7.425	62.5	6562.2	2.000
Joint - F-EKTT-02	30.000	16640.7	13.518	3905.8	20546.5	9.500
Joint - JT01	30.000	6747.9	6.545	0.0	6747.9	0.000
Joint - JT2	30.000	1336.1	1.603	1138.1	2474.2	3.500
Joint - JT3	30.000	2347.8	1.643	1631.5	3979.3	4.000
Joint - JT4	30.000	200.0	0.120	799.9	999.9	2.000
Joint - JT5	30.000	6009.0	3.605	336.3	6345.3	0.000
Joint - JT6	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Joint - JT7	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Pipe - EKT-01 Pipe Line	30.000	6747.9	6.545	0.0	6747.9	0.000
Pipe - EKT-05 Pipe Line	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Pipe - EKT-07 Pipe Line	30.000	1336.1	1.603	1138.1	2474.2	3.500
Pipe - EKT-09 Pipe Line	30.000	2347.8	1.643	1631.5	3979.3	4.000
Pipe - EKT-14 Pipe Line	30.000	200.0	0.120	799.9	999.9	2.000
Pipe - EKT-17 Pipe Line	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Pipe - EKT-19 Pipe Line	30.000	6009.0	3.605	336.3	6345.3	0.000
Pipe - EKT-Trunkline 01	30.000	6499.7	7.425	62.5	6562.2	2.000
Pipe - EKT-Trunkline 02	30.000	16640.7	13.518	3905.8	20546.5	9.500
Separator - CPF-B-208 SC	30.000	23140.4	20.942	3968.3	27108.7	11.500
Well - EKT-01	30.000	6747.9	6.545	0.0	6747.9	0.000
Well - EKT-07	30.000	1336.1	1.603	1138.1	2474.2	3.500
Well - EKT-09	30.000	2347.8	1.643	1631.5	3979.3	4.000
Well - EKT-14	30.000	200.0	0.120	799.9	999.9	2.000
Well - EKT-17	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Well - EKT-19	30.000	6009.0	3.605	336.3	6345.3	0.000
Well - EKT-5	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Label	Revenue	Mass Flow Rate	HC Mass Flow Rate	Average Oil Rate	Average Gas Rate	Average Water Rate
	MMU\$/day	lbm/sec	lbm/sec	STB/day	MMscf/day	STB/day
Inline Choke - InlChk1	0.00	26.40	26.40	6747.9	6.545	0.0
Inline Choke - InlChk14	0.00	6.10	1.96	200.0	0.120	799.9
Inline Choke - InlChk17	0.00	19.87	19.87	4999.8	5.250	0.0
Inline Choke - InlChk19	0.00	23.56	21.82	6009.0	3.605	336.3
Inline Choke - InlChk5	0.00	7.98	7.65	1499.9	2.175	62.5
Inline Choke - InlChk7	0.00	13.51	7.63	1336.1	1.603	1138.1
Inline Choke - InlChk9	0.00	19.61	11.18	2347.8	1.643	1631.5
Joint - <no label>	0.00	19.87	19.87	4999.8	5.250	0.0
Joint - <no label>	0.00	6.74	6.42	1499.9	2.175	62.5
Joint - <no label>	0.00	23.56	21.82	6009.0	3.605	336.3
Joint - <no label>	0.00	4.86	0.73	200.0	0.120	799.9
Joint - <no label>	0.00	17.13	8.70	2347.8	1.643	1631.5
Joint - <no label>	0.00	11.34	5.46	1336.1	1.603	1138.1
Joint - <no label>	0.00	26.40	26.40	6747.9	6.545	0.0
Joint - EKT-MANIFOLD	0.00	117.01	96.51	23140.4	20.942	3968.3
Joint - F-EKTT-01	0.00	27.84	27.52	6499.7	7.425	62.5
Joint - F-EKTT-02	0.00	89.17	68.99	16640.7	13.518	3905.8
Joint - JT01	0.00	26.40	26.40	6747.9	6.545	0.0
Joint - JT2	0.00	13.51	7.63	1336.1	1.603	1138.1
Joint - JT3	0.00	19.61	11.18	2347.8	1.643	1631.5
Joint - JT4	0.00	6.10	1.96	200.0	0.120	799.9
Joint - JT5	0.00	23.56	21.82	6009.0	3.605	336.3
Joint - JT6	0.00	7.98	7.65	1499.9	2.175	62.5

- Les résultats de calculs de GAP, Scénario (1)

M:\Well Data , Engineering\PETEX Workarea\208 Gap Networks\EKT Gap Model\EKT Production Network Restricted.gap

##### # RESULTS - DETAILED FOR ALL ITEMS # #####						
Title: Production						
System type: Production						
Optimisation method: Production						
PVT model: Black Oil						
Prediction: On						
Prediction method: Pressure and temperature						
Wax or Hydrate warning: Off						
Water Vapour: No Calculations						
Temperature Model: Rough approximation						
Calculate Well Choke DeltaT: Off						
Use Default Correlation: Off						
Label	Gaslift available	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Gas Lift Injection Rate
	MMscf/day	STB/day	MMscf/day	STB/day	STB/day	MMscf/day
Inline Choke - InlChk1	30.000	6354.5	6.164	0.0	6354.5	0.000
Inline Choke - InlChk14	30.000	483.0	0.290	1931.9	2414.9	6.000
Inline Choke - InlChk17	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Inline Choke - InlChk19	30.000	6000.0	3.600	335.8	6335.8	0.000
Inline Choke - InlChk5	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Inline Choke - InlChk7	30.000	1284.0	1.541	1093.8	2377.7	3.500
Inline Choke - InlChk9	30.000	2244.8	1.571	1559.9	3804.7	4.000
Joint - <no label>	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Joint - <no label>	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Joint - <no label>	30.000	6000.0	3.600	335.8	6335.8	0.000
Joint - <no label>	30.000	483.0	0.290	1931.9	2414.9	6.000
Joint - <no label>	30.000	2244.8	1.571	1559.9	3804.7	4.000
Joint - <no label>	30.000	1284.0	1.541	1093.8	2377.7	3.500
Joint - <no label>	30.000	6354.5	6.164	0.0	6354.5	0.000
Joint - EKT-MANIFOLD	30.000	22866.0	20.590	4983.9	27849.8	15.500
Joint - F-EKTT-01	30.000	6499.7	7.425	62.5	6562.2	2.000
Joint - F-EKTT-02	30.000	16366.2	13.166	4921.4	21287.6	13.500
Joint - JT01	30.000	6354.5	6.164	0.0	6354.5	0.000
Joint - JT2	30.000	1284.0	1.541	1093.8	2377.7	3.500
Joint - JT3	30.000	2244.8	1.571	1559.9	3804.7	4.000
Joint - JT4	30.000	483.0	0.290	1931.9	2414.9	6.000
Joint - JT5	30.000	6000.0	3.600	335.8	6335.8	0.000
Joint - JT6	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Joint - JT7	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Pipe - EKT-01 Pipe Line	30.000	6354.5	6.164	0.0	6354.5	0.000
Pipe - EKT-05 Pipe Line	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Pipe - EKT-07 Pipe Line	30.000	1284.0	1.541	1093.8	2377.7	3.500
Pipe - EKT-09 Pipe Line	30.000	2244.8	1.571	1559.9	3804.7	4.000
Pipe - EKT-14 Pipe Line	30.000	483.0	0.290	1931.9	2414.9	6.000
Pipe - EKT-17 Pipe Line	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Pipe - EKT-19 Pipe Line	30.000	6000.0	3.600	335.8	6335.8	0.000
Pipe - EKT-Trunkline 01	30.000	6499.7	7.425	62.5	6562.2	2.000
Pipe - EKT-Trunkline 02	30.000	16366.2	13.166	4921.4	21287.6	13.500
Separator - CPF-B-208 SC	30.000	22866.0	20.590	4983.9	27849.8	15.500
Well - EKT-01	30.000	6354.5	6.164	0.0	6354.5	0.000
Well - EKT-07	30.000	1284.0	1.541	1093.8	2377.7	3.500
Well - EKT-09	30.000	2244.8	1.571	1559.9	3804.7	4.000
Well - EKT-14	30.000	483.0	0.290	1931.9	2414.9	6.000
Well - EKT-17	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Well - EKT-19	30.000	6000.0	3.600	335.8	6335.8	0.000
Well - EKT-5	30.000	1499.9	2.175	62.5	1562.4	2.000
Label	Revenue	Mass Flow Rate	HC Mass Flow Rate	Average Oil Rate	Average Gas Rate	Average Water Rate
	MMUS\$/day	lbm/sec	lbm/sec	STB/day	MMscf/day	STB/day
Inline Choke - InlChk1	0.00	24.86	24.86	6354.5	6.164	0.0
Inline Choke - InlChk14	0.00	15.45	5.47	483.0	0.290	1931.9
Inline Choke - InlChk17	0.00	19.87	19.87	4999.8	5.250	0.0
Inline Choke - InlChk19	0.00	23.52	21.79	6000.0	3.600	335.8
Inline Choke - InlChk5	0.00	7.98	7.65	1499.9	2.175	62.5
Inline Choke - InlChk7	0.00	13.07	7.41	1284.0	1.541	1093.8
Inline Choke - InlChk9	0.00	18.86	10.80	2244.8	1.571	1559.9
Joint - <no label>	0.00	19.87	19.87	4999.8	5.250	0.0
Joint - <no label>	0.00	6.74	6.42	1499.9	2.175	62.5
Joint - <no label>	0.00	23.52	21.79	6000.0	3.600	335.8
Joint - <no label>	0.00	11.74	1.75	483.0	0.290	1931.9
Joint - <no label>	0.00	16.38	8.32	2244.8	1.571	1559.9
Joint - <no label>	0.00	10.90	5.25	1284.0	1.541	1093.8
Joint - <no label>	0.00	24.86	24.86	6354.5	6.164	0.0
Joint - EKT-MANIFOLD	0.00	123.60	97.85	22866.0	20.590	4983.9
Joint - F-EKTT-01	0.00	27.84	27.52	6499.7	7.425	62.5
Joint - F-EKTT-02	0.00	95.75	70.33	16366.2	13.166	4921.4
Joint - JT01	0.00	24.86	24.86	6354.5	6.164	0.0
Joint - JT2	0.00	13.07	7.41	1284.0	1.541	1093.8
Joint - JT3	0.00	18.86	10.80	2244.8	1.571	1559.9
Joint - JT4	0.00	15.45	5.47	483.0	0.290	1931.9
Joint - JT5	0.00	23.52	21.79	6000.0	3.600	335.8
Joint - JT6	0.00	7.98	7.65	1499.9	2.175	62.5

• Les résultats de calculs de GAP, Scénario (2)

M:\Well Data , Engineering\PETEX Workarea\208 Gap Networks\EKT Gap Model\EKT Production Network Restricted WCT_Maximised.gap

##### # RESULTS - DETAILED FOR ALL ITEMS # #####						
Title: Production System type: Production Optimisation method: Production PVT model: Black Oil Prediction: On Prediction method: Pressure and temperature Wax or Hydrate warning: Off Water Vapour: No Calculations Temperature Model: Rough approximation Calculate Well Choke DeltaT: Off Use Default Correlation: Off						
Label	Gaslift available	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Gas Lift Injection Rate
	MMscf/day	STB/day	MMscf/day	STB/day	STB/day	MMscf/day
Inline Choke - InlChk1	30.000	6909.6	6.702	0.0	6909.6	0.000
Inline Choke - InlChk14	30.000	500.5	0.300	2002.0	2502.5	6.000
Inline Choke - InlChk17	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Inline Choke - InlChk19	30.000	0.0	0.000	0.0	0.0	0.000
Inline Choke - InlChk5	30.000	1500.1	2.175	62.5	1562.6	2.000
Inline Choke - InlChk7	30.000	1359.1	1.631	1157.7	2516.8	3.500
Inline Choke - InlChk9	30.000	2390.7	1.674	1661.3	4052.1	4.000
Joint - <no label>	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Joint - <no label>	30.000	1500.1	2.175	62.5	1562.6	2.000
Joint - <no label>	30.000	0.0	0.000	0.0	0.0	0.000
Joint - <no label>	30.000	500.5	0.300	2002.0	2502.5	6.000
Joint - <no label>	30.000	2390.7	1.674	1661.3	4052.1	4.000
Joint - <no label>	30.000	1359.1	1.631	1157.7	2516.8	3.500
Joint - <no label>	30.000	6909.6	6.702	0.0	6909.6	0.000
Joint - EKT-MANIFOLD	30.000	17659.7	17.732	4883.6	22543.3	15.500
Joint - F-EKTT-01	30.000	6499.8	7.425	62.5	6562.3	2.000
Joint - F-EKTT-02	30.000	11159.9	10.307	4821.1	15981.0	13.500
Joint - JT01	30.000	6909.6	6.702	0.0	6909.6	0.000
Joint - JT2	30.000	1359.1	1.631	1157.7	2516.8	3.500
Joint - JT3	30.000	2390.7	1.674	1661.3	4052.1	4.000
Joint - JT4	30.000	500.5	0.300	2002.0	2502.5	6.000
Joint - JT5	30.000	0.0	0.000	0.0	0.0	0.000
Joint - JT6	30.000	1500.1	2.175	62.5	1562.6	2.000
Joint - JT7	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Pipe - EKT-01 Pipe Line	30.000	6909.6	6.702	0.0	6909.6	0.000
Pipe - EKT-05 Pipe Line	30.000	1500.1	2.175	62.5	1562.6	2.000
Pipe - EKT-07 Pipe Line	30.000	1359.1	1.631	1157.7	2516.8	3.500
Pipe - EKT-09 Pipe Line	30.000	2390.7	1.674	1661.3	4052.1	4.000
Pipe - EKT-14 Pipe Line	30.000	500.5	0.300	2002.0	2502.5	6.000
Pipe - EKT-17 Pipe Line	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Pipe - EKT-19 Pipe Line	30.000	0.0	0.000	0.0	0.0	0.000
Pipe - EKT-Trunkline 01	30.000	6499.8	7.425	62.5	6562.3	2.000
Pipe - EKT-Trunkline 02	30.000	11159.9	10.307	4821.1	15981.0	13.500
Separator - CPF-B-208 SC	30.000	17659.7	17.732	4883.6	22543.3	15.500
Well - EKT-01	30.000	6909.6	6.702	0.0	6909.6	0.000
Well - EKT-07	30.000	1359.1	1.631	1157.7	2516.8	3.500
Well - EKT-09	30.000	2390.7	1.674	1661.3	4052.1	4.000
Well - EKT-14	30.000	500.5	0.300	2002.0	2502.5	6.000
Well - EKT-17	30.000	4999.8	5.250	0.0	4999.8	0.000
Well - EKT-19	30.000	0.0	0.000	0.0	0.0	0.000
Well - EKT-5	30.000	1500.1	2.175	62.5	1562.6	2.000
Label	Revenue	Mass Flow Rate	HC Mass Flow Rate	Average Oil Rate	Average Gas Rate	Average Water Rate
	MMUS\$/day	lbm/sec	lbm/sec	STB/day	MMscf/day	STB/day
Inline Choke - InlChk1	0.00	27.03	27.03	6909.6	6.702	0.0
Inline Choke - InlChk14	0.00	15.88	5.53	500.5	0.300	2002.0
Inline Choke - InlChk17	0.00	19.87	19.87	4999.8	5.250	0.0
Inline Choke - InlChk19	0.00	0.00	0.00	0.0	0.000	0.0
Inline Choke - InlChk5	0.00	7.98	7.65	1500.1	2.175	62.5
Inline Choke - InlChk7	0.00	13.70	7.72	1359.1	1.631	1157.7
Inline Choke - InlChk9	0.00	19.92	11.34	2390.7	1.674	1661.3
Joint - <no label>	0.00	19.87	19.87	4999.8	5.250	0.0
Joint - <no label>	0.00	6.74	6.42	1500.1	2.175	62.5
Joint - <no label>	0.00	0.00	0.00	0.0	0.000	0.0
Joint - <no label>	0.00	12.16	1.82	500.5	0.300	2002.0
Joint - <no label>	0.00	17.45	8.86	2390.7	1.674	1661.3
Joint - <no label>	0.00	11.54	5.55	1359.1	1.631	1157.7
Joint - <no label>	0.00	27.03	27.03	6909.6	6.702	0.0
Joint - EKT-MANIFOLD	0.00	104.37	79.14	17659.7	17.732	4883.6
Joint - F-EKTT-01	0.00	27.84	27.52	6499.8	7.425	62.5
Joint - F-EKTT-02	0.00	76.53	51.62	11159.9	10.307	4821.1
Joint - JT01	0.00	27.03	27.03	6909.6	6.702	0.0
Joint - JT2	0.00	13.70	7.72	1359.1	1.631	1157.7
Joint - JT3	0.00	19.92	11.34	2390.7	1.674	1661.3
Joint - JT4	0.00	15.88	5.53	500.5	0.300	2002.0
Joint - JT5	0.00	0.00	0.00	0.0	0.000	0.0
Joint - JT6	0.00	7.98	7.65	1500.1	2.175	62.5

- **Flow régime dans le trunkline (FEKTT2-CPF)**

Pipe Distance (m)	Elevation TVD (m)	Pressure (Barg)	Temperature (Deg C)	Gradient (Bar/m)	Holdup	Regime	Heat Transfer (BTU/h/ft2/F)
13.00	-13.00	68.30	47.23			WellHead	
1283.30	-14.00	64.37	43.85	0.0031	0.54	Slug Flow	4
1852.70	-14.50	63.04	42.54	0.0023	0.53	Slug Flow	4
2203.20	-15.50	61.87	41.78	0.0034	0.52	Slug Flow	4
2422.20	-15.50	61.36	41.33	0.0023	0.52	Slug Flow	4
2641.20	-16.00	60.61	40.89	0.0034	0.52	Slug Flow	4
2889.40	-17.30	60.39	40.21	0.0009	0.63	Slug Flow	4
3166.80	-17.60	60.32	39.49	0.0003	0.59	Strat Wavy	4
3327.50	-19.60	60.11	39.09	0.0013	0.63	Slug Flow	4
3721.70	-25.00	59.58	38.17	0.0013	0.63	Slug Flow	4
4115.90	8.30	59.80	37.39	-0.0006	0.22	Strat Wavy	4
4305.70	10.60	59.81	37.00	0.0000	0.36	Strat Wavy	4
4378.70	-3.60	59.01	36.86	0.0108	0.58	Slug Flow	4
4641.60	3.40	59.05	36.36	-0.0001	0.28	Strat Wavy	4
4729.20	11.10	59.10	36.20	-0.0006	0.19	Strat Wavy	4
5006.60	10.30	59.00	35.72	0.0004	0.62	Strat Wavy	4
5269.40	10.30	58.94	35.29	0.0002	0.57	Strat Wavy	4
5634.40	12.90	58.93	34.72	0.0000	0.42	Strat Wavy	4
5868.10	21.20	58.81	34.49	0.0005	0.46	Strat Wavy	4
6130.90	11.60	57.61	34.24	0.0045	0.49	Slug Flow	4
6408.30	16.80	57.23	33.98	0.0014	0.50	Slug Flow	4
6568.90	17.10	56.85	33.83	0.0023	0.50	Slug Flow	4
6714.90	7.30	55.94	33.71	0.0063	0.47	Slug Flow	4
7138.30	7.00	54.87	33.35	0.0025	0.49	Slug Flow	4
7313.60	9.10	54.54	33.21	0.0019	0.48	Slug Flow	4
7459.60	5.70	53.84	33.09	0.0048	0.47	Slug Flow	4
7576.40	5.50	53.80	32.97	0.0003	0.59	Strat Wavy	4
7795.40	13.20	53.83	32.73	-0.0002	0.28	Strat Wavy	4
8846.70	8.30	52.83	31.76	0.0009	0.59	Slug Flow	4
9080.30	12.40	52.85	31.57	0.0000	0.31	Strat Wavy	4
9167.90	8.30	52.58	31.50	0.0030	0.59	Slug Flow	4
9313.90	10.40	52.58	31.39	0.0000	0.37	Strat Wavy	4
9343.10	6.00	52.33	31.37	0.0086	0.57	Slug Flow	4
9386.90	6.30	52.33	31.34	0.0001	0.42	Strat Wavy	4
9751.90	-22.90	50.51	31.08	0.0050	0.59	Slug Flow	4

• **Flow régime dans le trunkline (FEKTT01-CPF)**

Pipe Distance (m)	Elevation TVD (m)	Pressure (Barg)	Temperature (Deg C)	Gradient (Bar/m)	Holdup	Regime	Heat Transfer (BTU/h/ft2/F)
13.00	-13.00	63.86	47.22			WellHead	
1283.30	-14.00	62.51	37.97	0.0011	0.53	Strat Wavy	4
1852.70	-14.50	62.18	35.16	0.0006	0.55	Strat Wavy	4
2203.20	-15.50	61.95	33.84	0.0007	0.59	Strat Wavy	4
2422.20	-15.50	61.83	33.14	0.0005	0.54	Strat Wavy	4
2641.20	-16.00	61.69	32.53	0.0006	0.58	Strat Wavy	4
2889.40	-17.30	61.55	31.68	0.0006	0.77	Slug Flow	4
3166.80	-17.60	61.52	30.91	0.0001	0.66	Strat Wavy	4
3327.50	-19.60	61.32	30.55	0.0013	0.77	Slug Flow	4
3721.70	-25.00	60.78	29.83	0.0014	0.77	Slug Flow	4
4115.90	8.30	60.22	29.35	0.0014	0.24	Strat Wavy	4
4305.70	10.60	60.19	29.15	0.0001	0.17	Strat Wavy	4
4378.70	-3.60	59.07	29.08	0.0154	0.77	Slug Flow	4
4641.60	3.40	59.03	28.87	0.0002	0.13	Strat Wavy	4
4729.20	11.10	58.92	28.81	0.0012	0.21	Strat Wavy	4
5006.60	10.30	58.81	28.64	0.0004	0.78	Strat Wavy	4
5269.40	10.30	58.79	28.51	0.0001	0.53	Strat Wavy	4
5634.40	12.90	58.75	28.38	0.0001	0.20	Strat Wavy	4
5868.10	21.20	58.05	28.33	0.0030	0.62	Strat Wavy	4
6130.90	11.60	55.71	28.28	0.0089	0.61	Slug Flow	4
6408.30	16.80	55.54	28.24	0.0006	0.29	Strat Wavy	4
6568.90	17.10	55.46	28.22	0.0005	0.48	Strat Wavy	4
6714.90	7.30	53.83	28.20	0.0112	0.60	Slug Flow	4
7138.30	7.00	53.58	28.16	0.0006	0.51	Strat Wavy	4
7313.60	9.10	53.48	28.14	0.0006	0.33	Strat Wavy	4
7459.60	5.70	52.33	28.13	0.0078	0.58	Slug Flow	4
7576.40	5.50	52.30	28.12	0.0003	0.74	Strat Wavy	4
7795.40	13.20	52.09	28.10	0.0009	0.31	Strat Wavy	4
8846.70	8.30	51.57	28.04	0.0005	0.73	Slug Flow	4
9080.30	12.40	51.53	28.03	0.0002	0.15	Strat Wavy	4
9167.90	8.30	51.07	28.03	0.0053	0.85	Strat Wavy	4
9313.90	10.40	51.04	28.03	0.0002	0.16	Strat Wavy	4
9343.10	6.00	50.69	28.03	0.0122	0.73	Slug Flow	4
9386.90	6.30	50.68	28.03	0.0001	0.21	Strat Wavy	4
9751.90	-22.90	48.01	28.02	0.0073	0.72	Slug Flow	4