

N° Série :/2020

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

REZGANE Mohammed Nadjib, BELKHALFA Zoubeyda

-THEME-

Modélisation, prévision et plan de développement du système de production du champ EKT D'ELMERK

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mr OUAZZAZI MAA Univ. Ouargla

Rapporteur : Mme HAFSI MAA Univ. Ouargla

Examineurs : Mr MEHASSOUEL MCB Univ. Ouargla



Remerciement

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

*Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de **Mme. Hafsi**, on la remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.*


*Nous remercions très sincèrement **Mr. Tahar HLILET** recteur de l'**UKMO** ainsi tous nos enseignants qui ont contribué à notre formation.*

Nous remercions aussi les membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail.

*Nos remerciements les plus cordiaux s'adressant à **Mr. Hamoudi Seif Eddine** pour son aide, ses conseils précieux, ses critiques constructives, ses explications et suggestions pertinentes ainsi que pour ses qualités humaines et morales que nous avons toujours appréciées.*

*Nous ne manquerons pas l'occasion de remercier chaleureusement **Mr. RAMDANI Ahmed** qui a veillé au bon déroulement de notre stage.*

*Nos remerciements vont également à tous les personnels de **Groupement Berkine Elmerk**, spécialement les gens de service **EP**.*





Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime

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

*A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; maman **Fatima***

*Aux personnes dont j'ai bien aimé la présence dans ce jour, à mon père **ALI** et ma sœur **SARAH**, mes frères, ma nièce **ARJINAS**, mon neveu **ADAM***

Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont accompagné durant mon chemin d'études supérieures, mes aimables amis, collègues d'étude, et frères de cœur

*A mon binôme **Nadjib** et toute la famille **REZGANE***

BELKHELFA ZOUBEYDA



Dédicace

Je dédie ce travail :

A mon cher père Djilali,

L'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect

A ma chère mère Karima,

La femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureux

A mon cher frères Wail,

A ma chère sœur Douaa,

Pour ses soutiens moraux et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A mes cher grand-père et mère,

Qui je souhaite une bonne santé et Allah yerhmak .

A ma chère binôme zoubeyda,

Pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet..

A mon cher prof Mr ATLILI,

Qui était toujours à mes côtés et pour ça mis à ma disposition pour pouvoir accomplir mes études

A mes chères ami (e)s

Pour leurs aides et supports dans les moments difficiles.

A toute ma famille,

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

REZGANE Mohammed Nadjib

Résumé

Les champs pétroliers ou gazier naturellement éruptifs sont les plus rentable du côté économique par rapport au ceux qui sont assisté avec des systèmes de pompage au niveau des installations amont, ce qui revient à la pression du gisement et les caractéristiques petrophysiques d'hydrocarbure à produire. Autrement dit la pression du réservoir sera l'énergie motrice pour assurer l'écoulement à travers les installations de surface vers les centres de traitement,

Malgré l'assurance d'un système efficace du maintien de pression cela peut engendrée avec le temps des contraintes qui peuvent impacter la production en terme de perte de charges (pression) tel que les venues de gaz lie au recyclage de gaz aussi les percées d'eau de formation ou bien de l'injection de l'eau.

Les besoins de l'industrie pétrolière pour ce genre de problème disposent des logiciels qui peuvent bien optimiser la production ou l'injection en considérant ces contraintes par modélisation des cas réel même complique en terme de nombre de puits, des manifolds ou des séparateurs.

L'ensemble des scénarios évalués et interprétés dans la partie pratique en but d'avoir une bonne optimisation en minimise les pertes de production liée aux risques de retour de pression par impact d'augmentation de Percée d'eau.

Abstract

Naturally eruptive oil or gas fields are the most profitable of the economic grades compared to those assisted with pumping systems at the upstream plant level, which comes back to the reservoir pressure and petro-hydrocarbon physics to be produced. In other words, the pressure of the reservoir will be the driving energy to ensure flow through the surface installations to the treatment centres.

Despite the assurance of an efficient pressure-keeping system, this can create constraints over time that can affect production in terms of loss of load (pressure) such as gas inflow links to gas recycling also the formation water inflows or water injection.

The needs of the oil industry for this kind of problem has software that can well optimize production or injection by considering these constraints by modelling real cases even complicated in terms of number of wells, manifold or separators.

The set of scenarios evaluated and interpreted in the practical part in order to have a good optimization in minimizes the production losses related to the risks of return of pressure by impact of increase of Breakthrough of water.

ملخص

تعد حقول النفط أو الغاز المنبثقة بشكل طبيعي هي الأكثر ربحية من الناحية الاقتصادية مقارنة بتلك المدعومة بأنظمة الضخ في منشآت المنبع ، والتي تنخفض إلى ضغط الحقل والخصائص البتر وفيزيائية للمحروقات المنتجة. بمعنى آخر ، سيكون ضغط الخزان هو القوة المحركة لضمان التدفق عبر التركيبات السطحية إلى مراكز المعالجة .

على الرغم من ضمان وجود نظام فعال للحفاظ على الضغط ، إلا أنه بمرور الوقت يمكن أن يؤدي ذلك إلى حدوث قيود يمكن أن تؤثر على الإنتاج من حيث انخفاض الضغط مثل تدفقات الغاز المرتبطة بإعادة تدوير الغاز أيضاً. ماء التكوين أو حقن الماء.

إن احتياجات صناعة النفط لهذا النوع من المشاكل لها برامج يمكنها تحسين الإنتاج أو الحقن جيداً من خلال النظر في هذه القيود عن طريق نمذجة حالات حقيقية حتى معقدة من حيث عدد الآبار أو المشعبات أو الفواصل.

تم تقييم جميع السيناريوهات وتفسيرها في الجزء العملي من أجل الحصول على تحسين جيد من خلال تقليل خسائر الإنتاج المرتبطة بمخاطر عودة الضغط من خلال تأثير زيادة اختراق المياه.

Table des Matières

Liste des abréviations	V
Liste des tableaux.....	VII
Liste des figures	VII
Liste des annexes.....	VIII
Introduction générale.....	II
Chapitre I : Présentation du champ EL MERK.....	2
I.1 Situation Géographique générale	2
I.2 Situation Géographique :	3
I.3 Le bassin de BERKINE.....	4
I.4 Géologie et stratigraphique.....	4
I.5 Historique du champ	5
I.6 Les types des puits dans le champ ELM	6
I.6.1 L'installation de surface d'un puits	7
L'illustration ci-dessous montre quelques équipements de ces installations.....	7
I.6.1.1 La tête de puits.....	7
I.6.2 Dilution Water system (DW system)	8
I.6.3 Système d'injection de gaz lift.....	8
I.6.4 La ligne de production.....	9
I.7 Le reseau de collecte:.....	10
I.7.1 Les FGS (Field Gathering Station):.....	10
I.7.2 LES GDM (Gas Distribution Manifold) :.....	11
I.8 Centre de traitement CPF (Central Processing Facility)	11
I.9 La production dans le champ	12
Chapitre II Performance du réservoir et du puits	15
II.1 Définition de l'analyse nodale	16
II.2 Analyse des pertes de charges	16
II.3 Principe de l'analyse nodale.....	17
II.4 Les différentes positions du noeud	20
II.5 Applications de l'analyse nodale	22
II.6 Performance d'entrée.....	22
II.6.1 La perméabilité absolue:.....	22
II.6.2 L'indice de productivité.....	23
II.6.3 Relation de performance d'entrée - IPR	25
II.6.3.1 La méthode de l'IP (l'indice de productivité).....	25
II.6.3.2 La méthode de VOGEL	27
II.7 Vertical Lift Performance.....	28
II.7.1 Les régimes d'écoulements.....	28
II.7.2 Les variables influençant sur les pertes de charges	29
II.8 Flux de corrélations verticales :	32
II.9 Le point de fonctionnement du puits:	32
Chapitre III Modélisation et optimisation du système de production du champ EKT	35
III.1 Description du problème d'optimisation :	35
III.1.1 Modele de réservoir	35
III.1.2 Modele de système de collecte.....	35
III.2 Petroleum Expert PROSPER :	37
III.2.1 Définition	37

III.2.2	L'organigramme de fonctionnement de PROSPER	38
III.3	Petroleum Experts GAP :.....	39
III.3.1	Definition.....	39
III.3.2	Les Taches du GAP :.....	39
III.3.3	Les Lien avec le PROSPER :.....	40
III.3.4	L'organigramme de fonctionnement de GAP :.....	40
III.4	Modélisation des puits par Prosper :.....	41
III.4.1	Inflow Performance Relationship (IPR) :.....	43
III.4.2	Verticale lift performance (courbe VLP).....	45
III.4.3	La courbe VLP/IPR :.....	50
III.5	Modélisation du système de production :.....	50
III.5.1	Historique de production du champ EKT (cas réel) :.....	52
III.5.2	Optimisation avec les contraintes actuelles :.....	64
III.5.2.1	Les contraintes actuelles:.....	64
III.5.2.2	Les résultats du système:.....	64
III.5.2.3	Interprétations des résultats:.....	71
III.6	Optimisation des différentes scénarios de production :.....	72
III.6.1	Scénario(1) l'ouverture total de EKT-14:.....	72
III.6.1.1	Interprétation des résultats :.....	76
III.6.2	Scénario(2) implantation des prediction de WC :.....	77
III.6.2.1	Interprétation des résultats:.....	78
	Conclusion générale et recommandation.....	80
	Bibliographie	82
	Annexe A : Complétion schématique.....	83
	Annexe B : Offtakes et le régime d'écoulement pour les trunkline.....	90

Liste des abréviations

PG	Pression De Gisement
API	Américain Petroleum Institute
BSW	Basic Sédiment Water
H	Profondeur En Mètre
CPF	Central Processing Facility
DW	Dilution Water
EKT	El Kheit Eh Tessekha
EME	El Merk East
EMK	El Merk
EMN	El Merk North
GDM	Gas Distribution Manifold
FGS	Field Gathering Station
GL	Gas Lift
MPM	Multi-Phase Meter
PVT	Pressure Volume Temperature
GOR	Gas Oil Ratio
GLR	Gaz Liquide Ratio (Rapport Gas,Liquide)
WOR	Water Oil Ratio (Rapport Huile,Eau)
FVF	Formation Volume Facteur
GPL	Gaz De Petrole Liquifié
GNL	Gaz Naturel Liquifié
EP	Engineering Production
GB	Groupement Berkine
TAGI	Trias Argilo Gréseux Inferieur
WC	Percée D'eau
SDV	Shut Down Valve
GI	Gas Injector
PIT	Indicateur De Pression Et Transmetteur
PI	Indicateur De Pression
TIT	Indicateur De Température Et Transmetteur
TI	Indicateur De Température
SCF	Standard Cubic Feet
STB	Sock Tank Barrel
MSCF	Million Standard Cubic Feet
RKF	Rhourde El Khrouf
PSHH	Pressure Switch High High
PSLL	Pressure Switch Low Low
Re	Nombre De REYNOLDS
S	Skin
Z	Facteur De Copmressibilité

IP	Indice De Productivité (Bpj/Psi)
Pr	Pression Du Réservoir Statique (Psi)
Pwf	Pression De Fond Dynamique (Psi)
K	Perméabilité Absolue (En Md)
Ko	Perméabilité Relative A Huile (En Md)
re	Rayon De Drainage (En M)
rw	Rayon De Puits (En M)
dp	Gradient De Pression
μo	Viscosité De L'huile (En Cp)
Bo	Facteur Volumétrique D'huile (Std M ³ /M ³)
Bg	Facteur Volumétrique De Gaz (Std M ³ /M ³)
VLP	Performance Vertical Lift
Bbl/d	Blue Barrel Par Jour
IPR	Inflow Performance Relationship
WAG	Water Alternative Gas
AOF	Absolute Outflow (Debit Sortant Maximum)
Cp	Centipoise
BHFP	Bottom Hole Flowing Pressure (Pression De Fond Dynamique)
Rs	Gaz Dessous Dans L'huile /Solution GOR , Sm ³ /Sm ³
Gas SG	Gas Specific Gravity
Pb	Pression De Bulle (Psi)
Pw	Pressure Well Head (Psi)
Q_{huile}	Débit De Production D'huile (STB/D)
Q_{GAZ}	Débit D'injection Gaz Lift (Psi)
GAP	General Allocation Package
PROSPER	Production And System Performance
PETEX	Petroleum Experts
HBNS	Hassi Berkine Nord Sud
BOPD/Trains	Barrel Oil Day/ Trains
ELM	ELMERK
P_{sép}	Pression De Séparation
CPI	Computed Processed Interpretation

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Partie inférieure de la tête de puit.....	7
Tableau I-2 : Partie supérieure de la tête de puit	7
Tableau I-3 : Partie de l'injection de DW	8
Tableau I-4 : composants de la ligne de production.....	9
Tableau I-5 : Offtakes mars 2020	12
Tableau III-1 : les différents types du puits producteur dans le champ EKT	51
Tableau III-2 : les débits cible de l'offtakes 01/12/2019.....	64
Tableau III-3 : les résultats du système calibré	65
Tableau III-4 : les résultats de système suivant l'offtakes.....	65
Tableau III-5 : les résultats de calcul du système (scénario-1)	72
Tableau III-6 : les résultats de calculs du système (scénario2).....	78

Liste des figures

Figure I-1 : Situation Géographique du GB.....	2
Figure I-2 : Central Processing Facility -CPF-	3
Figure I-3 : les blocs de Bassin de BERKINE	4
Figure I-4 : colonne stratigraphique du block 208.....	5
Figure I-5 : Vue d'un puits muni d'une nouvelle technologie d'installation de surface	6
Figure I-6 Partie inférieure d'une tête de puits.....	7
Figure I-7 : Tête de Puits	8
Figure I-8 : Système d'injection du GL.....	8
Figure I-9 : Installation de surface d'un puits producteur d'huile.....	9
Figure I-10 : Installation de surface FGS	10
Figure I-11 : Manifold du gaz	11
Figure I-12 : Implantation du champ ELM.....	13
Figure II-1: les différentes pertes de charge dans le système de production	17
Figure II-2 : Position des différents nœuds.....	18
Figure II-3 : Détermination de la capacité d'écoulement	19
Figure II-4 : variation des pressions en tous rayons en fonction du temps	24
Figure II-5 : Évaluation de pression drawdown	24
Figure II-6 : La courbe IPR.....	25
Figure II-7 : La variation de l'IPR sur la vie d'un puits	26
Figure II-8 : La courbe IPR de Vogel.....	26
Figure II-9 : Influence de la taille de tubing sur les pertes de charge.....	29
Figure II-10 : influence de la densité sur les pertes de charge	30
Figure II-11 : influence de la viscosité sur les pertes de charge	30
Figure II-12 influence de GLR sur les pertes de charge.....	31
Figure II-13 : Influence de WOR sur les pertes de charges.....	31
Figure II-14 : Inflow + Outflow performances	33
Figure III-1 Représentation d'un système de collecte [6].....	36
Figure III-2 : L'organigramme de fonctionnement de PROSPER [6]	38
Figure III-3 : L'organigramme de fonctionnement de GAP.....	40

Figure III-4 : la position de puits EKT-17 dans le champ EKT.	41
Figure III-5 : Introduction des données pour démarrage de programme	42
Figure III-6 : Introduction des données PVT	42
Figure III-7 : Introduction des données pour la représentation de l'IPR	43
Figure III-8 : Introduction de la valeur de l'IP	44
Figure III-9 : Introduction du débit et de la pression de fond	44
Figure III-10 : la courbe IPR de puits EKT-17	45
Figure III-11 : Introduction des données des équipements du fond	46
Figure III-12 : Introduction des données géothermal gradient et déviation Survey	46
Figure III-13 : Sélection de différentes corrélations	47
Figure III-14 : Choix de corrélation	48
Figure III-15 : Courbes du gradient de pression tracées à partir des différentes corrélations et comparaison entre eux	49
Figure III-16 : La courbe VLP/IPR	50
Figure III-17 : la situation du champ EKT dans EL MERK	52
Figure III-18 : CPI de puits EKT-14	53
Figure III-19 : Historique de production du champ EKT.	55
Figure III-20 : Historique de production du champ EKT de 01/09/19 à 31/12/19	56
Figure III-21 : Historique de production d'EKT-01	57
Figure III-22 : Historique de production d'EKT-14	58
Figure III-23 : Historique de production d'EKT-17	59
Figure III-24 : Historique de production d'EKT-19	60
Figure III-25 : Historique de production d'EKT-05	61
Figure III-26 : Historique de production d'EKT-07	62
Figure III-27 : Historique de production d'EKT-09	63
Figure III-28 : Modèle calibré du système de production du champ EKT	66
Figure III-29 : Modèle du système de production du champ EKT.	67
Figure III-30 : Gradient de pression et température par rapport au profile de trunkline (FEKTT02-CPF)	68
Figure III-31 : Gradient de pression et température par rapport au profile de trunkline (FEKTT01-CPF)	69
Figure III-32 : Gradient de pression en fonction de pipe élévation	70
Figure III-33 : Gradient de pression en fonction de pipe élévation scénario 1 et 2.	73
Figure III-34 : Courbe du changement de régime d'écoulement	74
Figure III-35 : la stabilité de l'écoulement à travers les deux trunkline	75
Figure III-36 : prédiction de water-cut dans le champ EKT.	77

Liste des annexes

Annexe A : Complétion schématique.

Annexe B : Offtakes et régime d'écoulement pour les trunklines

- Offtakes pour décembre 2019
- Flow régime dans le trunkline (FEKTT02-CPF)
- Flow régime dans le trunkline (FEKTT01-CPF)

Introduction générale

La modélisation est une approche systématique de l'ingénierie pétrolière en vue de comprendre le comportement du fluide de système de production et les interactions entre ces différents segments pour l'optimisation et amélioration d'un champ pétrolier.

Pour les puits isolés ou les petits Systèmes, une simple analyse nodale est suffisante, par contre pour les systèmes plus complexes, l'optimisation exige des méthodes plus appropriées.

Beaucoup de champs matures sont produits par gaz lift sous des multiples contraintes imposées par le domaine de la capacité de traitement du système, dans notre travail, nous présentons une technique d'optimisation pour le système de production.

Un exemple d'application est traité dans ce mémoire pour une optimisation en utilisant l'ensemble **Petroleum expert**, l'étude consiste à développer la modélisation de système de production de sous champ **EKT d'EL MERK**, les puits sont modélisés avec **PROSPER**, puis rattaché au réseau de surface construit en **GAP**. Une fois le modèle validé, des prévisions de production en considérant le plan de développement actuel sont menées. Ensuite, des modifications appropriées lui pour améliorer la récupération.

On a 3 chapitre dans le 1er chapitre on a présenté le champ EL MERK, dans le 2ème chapitre on parle sur la performance du réservoir et du puits et on a travaillé dans le 3ème chapitre sur la modélisation et optimisation du système de production du champ EKT.

Chapitre I

Présentation du champ

ELMERK

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 région qui renferment ce trésor mystérieux sont devenues des perles brillantes pour l'économie du pays.

Cette étude a été déroulée sur l'une de ces régions qui a seulement 6ans depuis le début d'exploitation (production) sur son propriété, cette région est: EL MERK.

I.1 Situation Géographique générale

Le champ de Berkine se trouve dans le désert du Sahara Algérien comme le montre la figure I-1 à environ 350 Km Sud/Est de Hassi Messaoud qui se déportent sur environ 5,5 millions d'acres sur grand bassin intra car tonique qui occupe la région orientale d'Algérie la région méridionale de la Tunisie et la région occidentale de la Lybie. [1]



Figure I-1 : Situation Géographique du GB

I.2 Situation Géographique :

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

Elle est assurée par six partenaire SONATRACH, ANADARKO, ENI, MAERSK, CONCO PHILIPS et TALISMAN ont convenu à la réalisation d'une usine Central Processing Facility (CPF) de traitement d'huile et gaz humide comme le montre la figure 1-2, avec Deux trains identiques de traitement de brut et condensats d'une capacité de 63,500BOPD/Trains avec une capacité totale de Stockage de Brut est de 320,000 barils (50,000m³) et une capacité totale de stockage de condensats est de 150,000 barils (24,000m³).

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

La récupération et l'expédition d'huile vers Haoud El Hamra via PK0, et l'expédition de GPL et de Condensat vers Gassi Touil, via LR1 et OH. [1]



Figure I-2 : Central Processing Facility -CPF-

I.3 Le bassin de BERKINE

Le bassin de BERKINE est subdivisé en 4 blocs, qui sont: 404, 212, 208 et 405. Les blocs 404 et 412 sont à Hassi Berkine. Les blocs 208 et 405 appartiennent à la partie EL MERK (l'étude est faite sur le bloc 208).Le champ EL MERK produit 3 types d'hydrocarbure: huile, Gaz et condensat. La figure 1-3 montre les 4 blocs

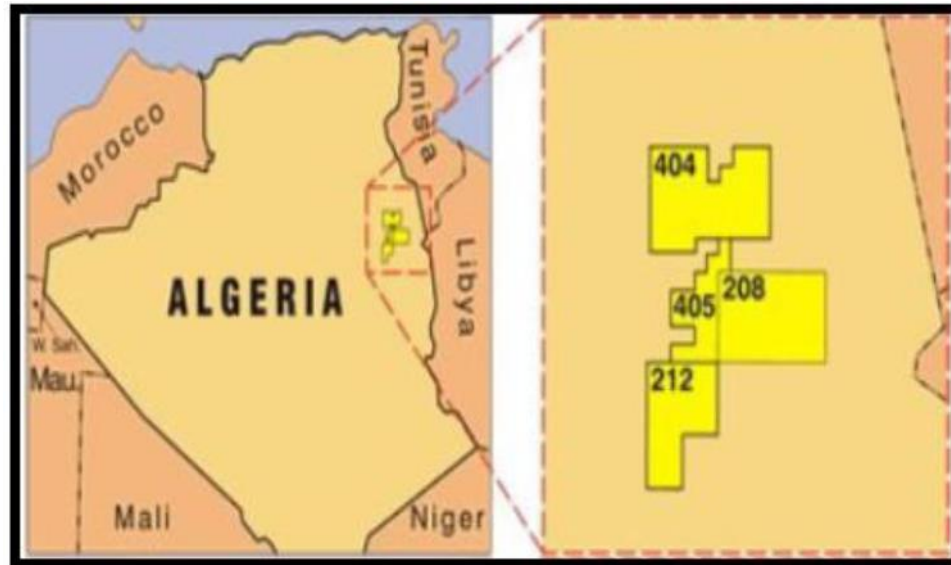


Figure I-3 : les blocs de Bassin de BERKINE

I.4 Géologie et stratigraphique

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

- Tagi (all Fields) : le trias Argilo – Gréseux inférieur (TAGI) Production d'huile et une petite quantité du gaz a condensat.
- RKF (all Fields) : producteur du gaz à condensat
- Strunian (all Fields sauf les EKT) : producteur du gaz à condensat. [1]

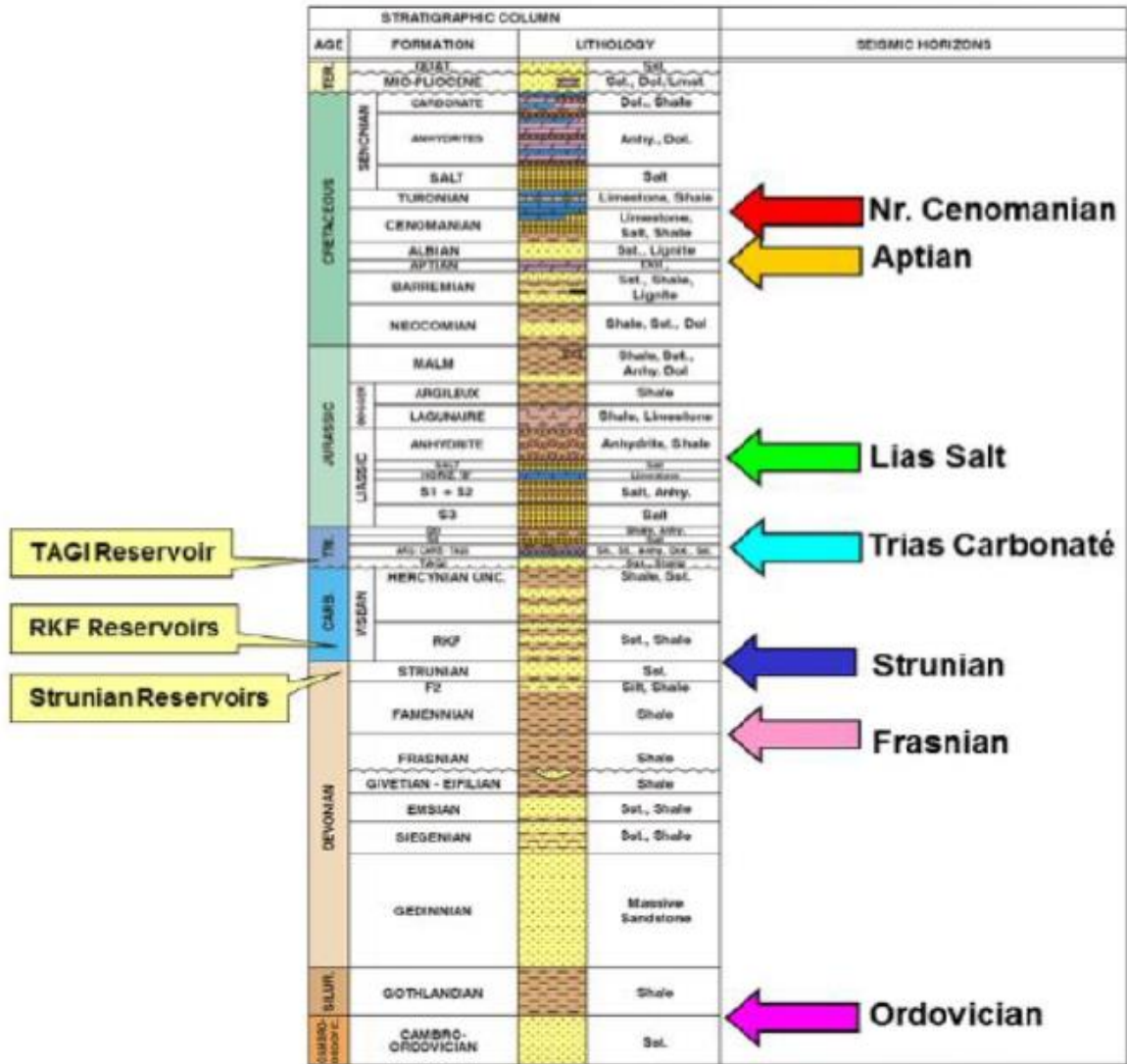


Figure I-4 : colonne stratigraphique du block 208

I.5 Historique du champ

L'exploitation et l'exploration dans le champ d'EL MERK est passée par les étapes suivantes

1998-1999 : étude géophysique en 2D de la région (el Merk)

1999 : étude géophysique en 3D, plus la correction des cartes 2D

2001 : pré-forages (+13 forages) et carottage

2002-2003 : étude PVT, pétro physique et estimation des réserve

2006 : EL MERK est considéré comme une région renferme des réserves très important des hydrocarbures.

2006-2008 : étude réservoir, modélisation du champ, implantation des emplacements des puits et la décision du développement du champ.

2008 : débuts de forage et le développement d'EL MERK (début des travaux pour construire le CPF (centre de traitement HC), les routes et la base de vie)

2013 : début de la production

I.6 Les types des puits dans le champ ELM

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

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

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) .



Figure I-5 : Vue d'un puits muni d'une nouvelle technologie d'installation de surface

I.6.1 L'installation de surface d'un puits

L'illustration ci-dessous montre quelques équipements de ces installations

I.6.1.1 La tête de puits

Elle se compose de deux parties

- Partie Inferieur de la tête de puits

Tableau I-1 : Partie inferieur de la tête de puit

Casing head	Casing spool
Tubing hanger	Garniture d'étanchéité
Bonnet adapter	Tubing head

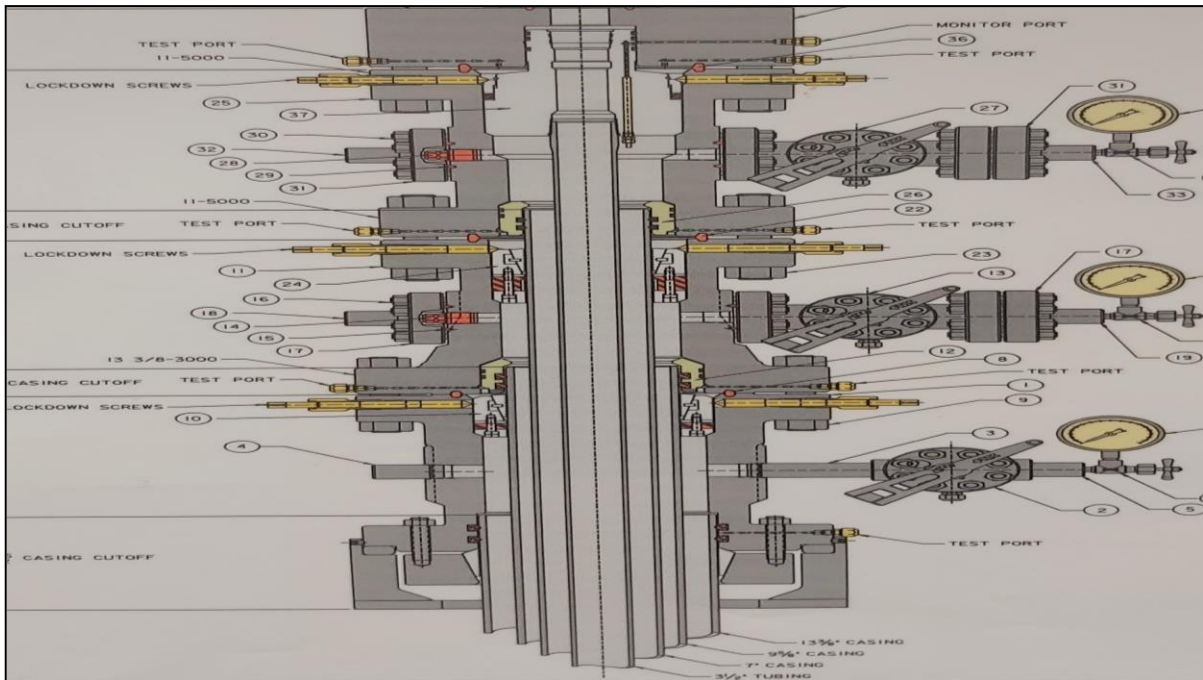


Figure I-6 Partie inférieure d'une tête de puits

- Partie Supérieur de la tête de Puits

Tableau I-2 : Partie supérieur de la tête de puit

-1-Vanne maîtresse supérieure (Upper Master Valve)	-4-SSV (Safety surface valve) de la ligne de production
-2-Vanne maîtresse inférieure (Lower Master Valve)	-5-Vannes laterales d'injection (Kill Wing Valve)
-3-Vanne latérale (Wing Valve)	-6- La croix
-7- Vanne de sommet (Swab Valve)	



Figure I-7 : Tête de Puits

I.6.2 Dilution Water system (DW system)

C'est un nouveau système ajouté aux arbres de Noel, il se place comme le montre la photo au-dessus de la croix

Tableau I-3 : Partie de l'injection de DW

-08- Ligne d'eau à injecter	-10- Vanne d'injection des produits chimiques
-09- SSV DW	-11- La croix
-12- Vanne latérale manuel d'injection	

I.6.3 Système d'injection de gaz lift

Ce système sert à l'injection du gaz lift venu des FGS dans l'annulaire du puits (l'annulaire 7 pouce). La ligne d'injection de surface a un diamètre de 2 pouces, connectée au casing spool qui correspond à l'annulaire d'injection comme il paraît au-dessous dans la figure I-9 .



Figure I-8 : Système d'injection du GL

I.6.4 La ligne de production

Elle se trouve après la vanne SSV de production. Elle comprend :

Tableau I-4 : composants de la ligne de production

1. La conduite	9. La prise d'échantillonnage
2. La ligne de GL	10. Des manomètres
3. La ligne de DW	11. Les brides de connexion
4. La ligne de purge	12. Chock valve
5. L'unité HPU (Hydraulic Pressure Unit)	13. FLV (flow control valve)
6. Unité d'injection des produits anti-corrosion et anti-dépôts	14. SDV de la ligne de production
7. EWCP (Electronic Wellhead Control Panel)	15. La torche
8. Tubes d'injection des produits chimiques	16. SDV de DW
17. MIV de la ligne de production	



Figure I-9 : Installation de surface d'un puits producteur d'huile

I.7 Le réseau de collecte:

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

- 10 Field Gathering Stations FGS,
- 06 Gas Distribution Manifolds.

I.7.1 Les FGS (Field Gathering Station):

Le FGS est une installation multitâche, on trouve sur laquelle

- Bac des produits chimiques qui sont injectés dans les manifolds afin de protéger les conduites.
- Manifold de DW
- Pompes pour l'injection d'eau
- VX de test
- Chambre électrique
- Un manifold de production collectant les conduites venant des puits producteurs .Ce manifold a 2 conduites (lignes) : ligne de production vers CPF, et une autre ligne de test en cas du test MPM ,Vx ou séparateur de test



Figure I-10 : Installation de surface FGS

I.7.2 LES GDM (Gas Distribution Manifold) :

C'est un manifold du gaz qui reçoit le gaz du CPF. Ce gaz sera transféré aux puits injecteur (GI) ou bien aux autres GDM Comme la montre la figure suivante.



Figure I-11 : Manifold du gaz

I.8 Centre de traitement CPF (Central Processing Facility)

Pour faire l'exploitation des hydrocarbures du champ el merk (EMK, EMN, EME, EKT), SONATRACH et ces partenariats (Anadarko, MaerskOil, Eni, ConocoPhillips et Talisman) ont signé un protocole d'accord en 2005 pour réaliser un centre de traitement CPF.

En Mars 2009 le groupement BERKINE déclare Le point de départ du projet 4 contrats EPC ont été attribués à :

- Petrofac (pour le paquet du CPF),
- ABB, SARPI et Petrojet (pour le paquet des réseaux de support),
- Kahrif (pour le paquet des lignes de transmission)
- Siemens (pour Le paquet de poteaux blindés). [1]

I.9 La production dans le champ

La production du champ El Merk est dépassé 100000 barils par jour pour l'huile, et 200 MMscf par jour pour le gaz à condensat et voici ci-dessous les objectifs à atteindre le mois de mars 2020

Tableau I-5 : Offtakes mars 2020 [2]

GROUPEMENT BERKINE											
Offtakes Main Table											
Oil	Well common name	Oil field DPR (bbl/d)	Predicted [OIL] for target rate (bbl/d)	Max Offtake Rate [Oil + OTC] PAS bbl/d	MMscfd gas from Oil	Last tested (Vx) producing GOR (scf/stb)	Shut-in Ranking (Highest GOR First)	Water Production (bwpd)	Last tested WCUT (%)	Gaslift Gas (MMscf)	FWP-LP (psi)
EMN	EMN-02			1500	9.2	6143		196.8	11.6		43
	EMN-06			1500	24.4	16245	6	371.7	19.9		1761
	EMN-16			4100	3.3	810		240.1	5.5		17
	EMN-17			1500	1.3	862		1004.8	40.1		348
	EMN-18			4600	46.4	10087	10	14.5	0.3		1072
	Field Total		13200	10685	73,200	84.6			1827.9		
EMK	MLSE-1			2300	3.4	1478		1772.7	43.5		32
	EMK-15			600	1.1	1803		936.2	60.9	3.0	63
	EMK-18			1300	2.1	1641		27.5	2.1		63
	EMK-29			4000	7.2	1799		4822.4	54.7	5.0	69
	MLSE-3			1000	1.7	1659		2324.6	69.9		13
	EMK-16			5000	8.8	1767		112.0	2.2		13
	EMK-24			4250	6.8	1604		1075.1	20.2		101
	EMK-37			0	0.0	16510		0.0	3.6		
	EMK-69			4000	46.5	11625	9	352.9	8.1		790
	EMK-54			1000	1.9	1852		831.6	45.4		
	EMN-03			0	0.0	3853		0.0	8.7		
	EMK-26			2000	3.9	1952		19.4	1.0		333
	EMK-67			0	0.0	1431		0.0	1.2		810
	EMK-45			1500	2.7	1830		22.6	1.5		116
	EMK-05			2500	41.5	16596	5	257.5	9.3		114
	EMK-10			2500	35.1	14033	8	19.7	0.8		
	EMK-23			0	0.0	20629		0.0	7.2		
	EMK-30			650	1.6	2484		87.4	11.9		7
	EMK-34			0	0.0	15642		0.0	1.4		
	EMK-04			600	1.3	2135		53.6	8.2		
EMK-14			0	0.0	9781		0.0	0.2			
EMK-08			2000	8.0	4009		100.5	4.8		101	
EMK-11			1500	14.8	9883		25.6	1.7		1755	
EMC-01			0	0.0	34421		0.0	0.9			
EMK-03			0	0.0	22659		0.0	0.5			
EMK-13			3500	20.7	5915		175.2	4.8		637	
EMK-56			2900	9.7	3353		0.0	0.0		101	
Field Total		43700	39381	43,100	218.9			13016.5		8.0	
EKT	EKT-01			5100	15.1	2969		1.9	0.0		481
	EKT-05			3500	3.9	1125		183.4	5.0	2.0	115
	EKT-16			6700	6.7	999		6.9	0.1		200
	EKT-17			2500	3.4	1361		1301.0	34.2		
	EKT-09			1200	1.5	1225		2044.9	63.0	5.0	11
	EKT-14			0	0.0	1130		0.0	94.6		
	EKT-19			5700	4.1	711		1693.8	22.9	5.0	39
	Field Total		24700	23440	24,700	34.7			5231.8		12.0
EKT	EKT-01			5100	15.1	2969		1.9	0.0		481
	EKT-05			3500	3.9	1125		183.4	5.0	2.0	115
	EKT-16			6700	6.7	999		6.9	0.1		200
	EKT-17			2500	3.4	1361		1301.0	34.2		
	EKT-09			1200	1.5	1225		2044.9	63.0	5.0	11
	EKT-14			0	0.0	1130		0.0	94.6		
	EKT-19			5700	4.1	711		1693.8	22.9	5.0	39
	Field Total		24700	23440	24,700	34.7			5231.8		12.0
EME Tagi	EME-03			1200	1.7	1440		126.3	9.5		994
	EME-10			7000	10.8	1545		123.4	1.7		1389
	EME-15			1000	2.6	2564		8.6	0.9		1747
	EME-17			3000	8.4	2803		8.2	0.3		1640
	EME-29			2000	3.1	1556		18.6	0.9		1215
	EME-30			3300	5.5	1679		266.4	7.5		1131
	EME-32			7000	12.0	1714		3.0	0.0		1092
Field Total		24,500	22957	24,500	44.2			554.5			
Tagi totals	Grand Total	106,100	96,463	105,500	382.3			20,630.7		20.0	

La carte ci-dessous représente le raccordement entre les puits (producteurs, injecteurs) et le CPF passant par les manifolds (FGS et GDM)

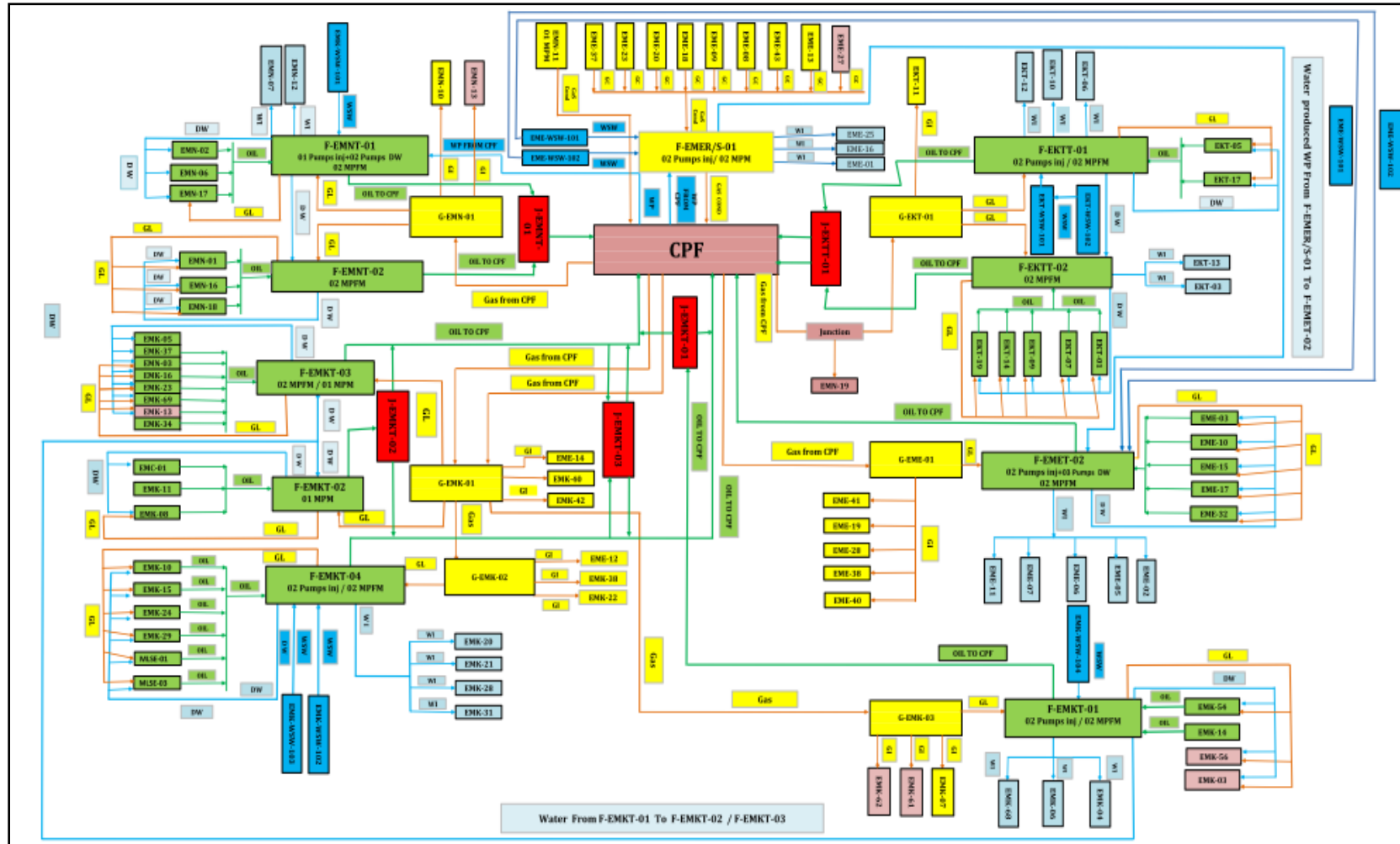


Figure I-12 : Implantation du champ ELM. [2]

Conclusion

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

Chapitre II

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)

II.1 Définition de l'analyse nodale

C'est une technique d'optimisation qui peut être employé pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisé intensivement dans les gisements d'huile et de gaz , elle est basée à combiné les possibilité de réservoir pour produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité de tubulaire a conduite l'effluent à la surface.

II.2 Analyse des pertes de charges

Le système permettant l'acheminement du fluide peut être divisé en trois parties :

1. Ecoulement dans le milieu poreux ;
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles ;
3. Ecoulement dans les conduites horizontales.

La chute de pression totale dans le système entier sera égale à la différence entre la pression du réservoir et la pression de séparation : $\Delta P_{\text{totale}} = \bar{P}_R - P_{\text{sép}} \dots \dots \text{II-1}$

Avec : \bar{P}_R et $P_{\text{sép}}$ sont respectivement : la pression moyenne du réservoir et la pression de séparation, Cette chute de pression est la somme des pertes ayant lieu dans les différentes parties du système de production.

Le choix et le dimensionnement des différents composants est très important, mais en raison de l'interaction entre les composants, un changement dans l'un d'eux peut changer le comportement du fluide dans les autres.

C'est pour cela que le système de production (réservoir + puits + collectes de surface) doit être analysé comme étant une seule unité. L'analyse de chaque partie séparément ne conduit pas à de bons résultats.

La production d'un puits peut souvent être limitée par la performance d'un seul composant du système. Si l'effet de chaque composant sur la performance du système peut être isolé, alors la performance de celui-ci peut être optimisée de la manière la plus économique.

La figure (II.1) montre les différentes pertes de charge qui peuvent être engendrées dans le système de production. [4]

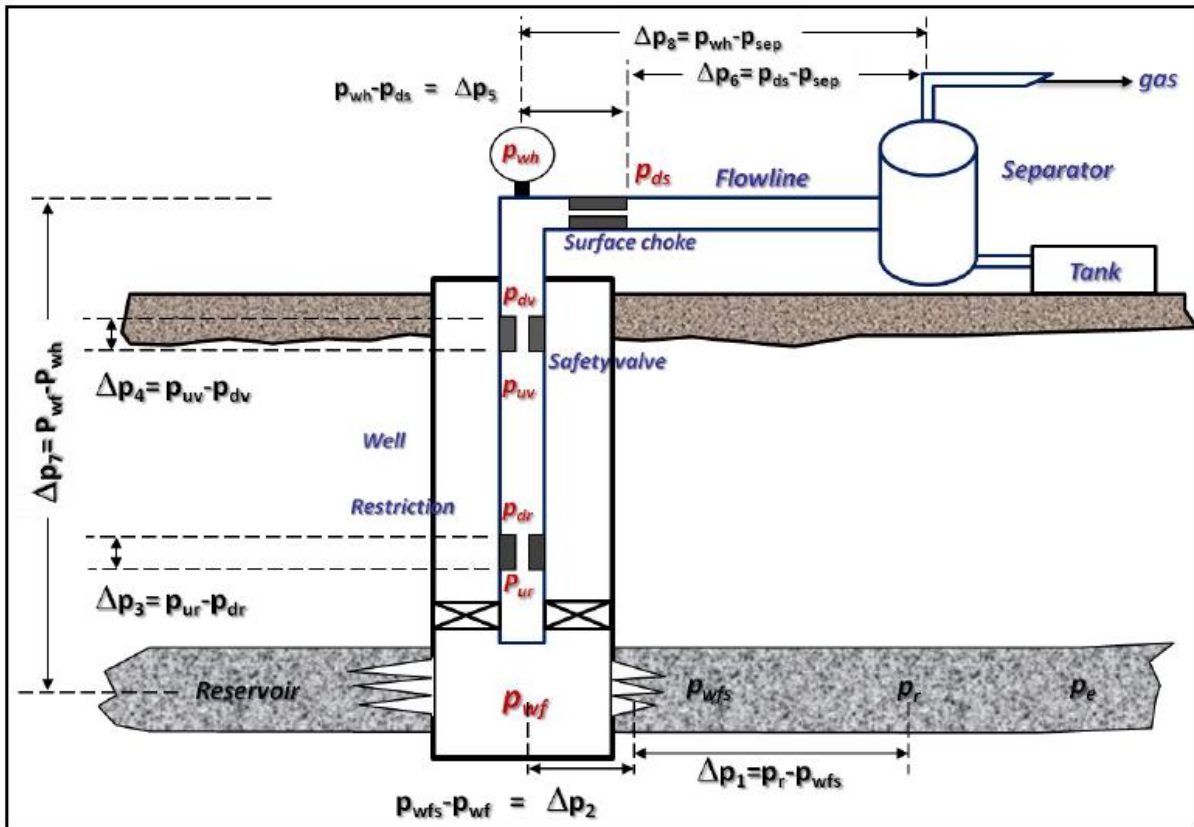


Figure II-1: les différentes pertes de charge dans le système de production

II.3 Principe de l'analyse nodale

Le concept de l'analyse des systèmes appelé «ANALYSE NODALE» a été appliqué depuis plusieurs années pour analyser la performance des systèmes composés de plusieurs unités qui présentent des interactions entre elles. Les circuits électriques, les systèmes complexes de pipelines et les systèmes de pompage centrifuge sont tous analysés en utilisant cette méthode.

Sa première application sur les puits producteurs d'huile a été proposée par Gilbert en 1954 et discutée par Nind en 1964 et Brown en 1978.

La procédure consiste à choisir un point de division ou un nœud dans le système et à le diviser au niveau de ce point en deux parties : la partie amont et la partie aval. Les nœuds les plus fréquemment utilisés sont donnés dans la figure suivante :

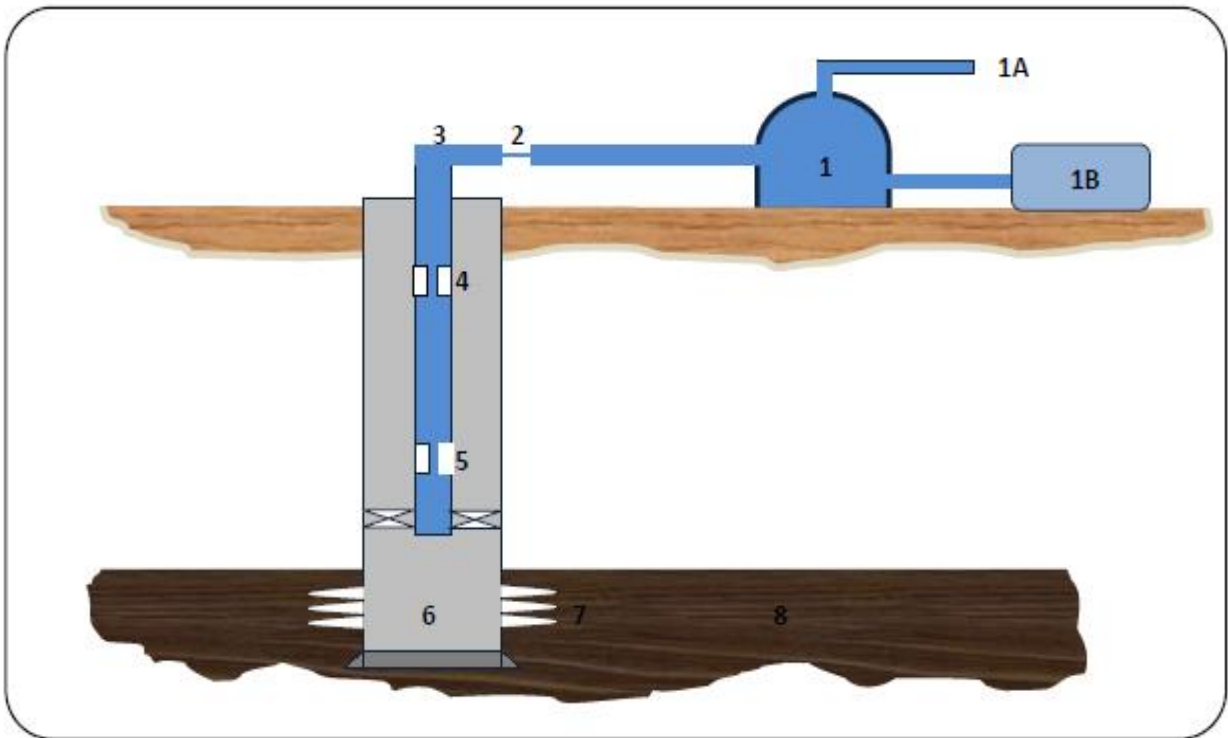


Figure II-2 : Position des différents nœuds

Tous les composants qui se trouvent en amont du nœud choisi sont désignés par la section Inflow, tandis que la section Outflow comporte tous les composants qui se trouvent en aval de ce nœud. Le débit de l'effluent circulant dans le système peut être déterminé lorsque les exigences suivantes sont satisfaites :

- ✓ Le débit entrant vers le nœud est égal au débit sortant.
- ✓ Une seule pression peut exister au niveau du nœud.

Durant le fonctionnement du puits, deux pressions restent constantes et ne dépendent pas du débit. L'une est la pression moyenne du réservoir \bar{P}_R l'autre est généralement la pression de séparation $P_{sép}$ (ou la pression de tête P_{wh} si le puits est contrôlé par une duse de surface). Une fois que le nœud soit choisi, la pression au niveau de celui-ci est calculée à partir des deux directions (amont et aval) en commençant par les pressions fixes (\bar{P}_R et $P_{sép}$)

- ✓ Ecoulement entrant vers le nœud (Inflow) : $\bar{P}_R - \Delta P_{(amont)} = P_{noeud}$
- ✓ Ecoulement sortant du nœud (Outflow) : $P_{sép} + \Delta P_{(avat)} = P_{noeud}$

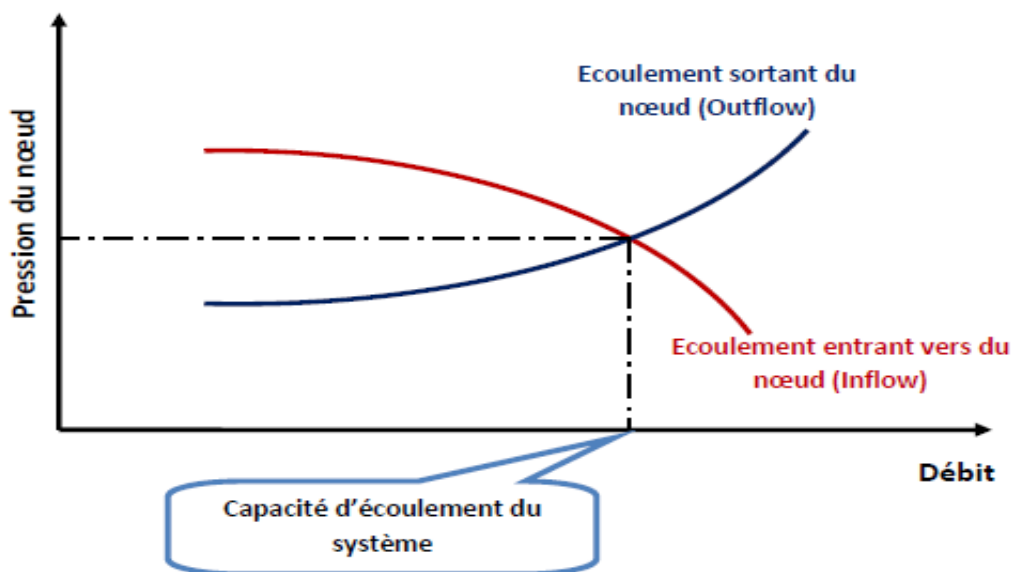


Figure II-3 : Détermination de la capacité d'écoulement

Les pertes de charge Δp dans les différents composants dépendent du débit d'écoulement. Par conséquent, la représentation graphique de la pression du nœud en fonction du débit donne lieu à deux courbes dont l'intersection représente le point de fonctionnement du système satisfaisant les deux exigences précédentes. Cette procédure est illustrée par la figure II.3

L'effet du changement dans les différents composants peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit pour les nouvelles caractéristiques de ce même composant. Si un changement est fait dans l'un des composants amont, seule la courbe Inflow change (La

courbe Outflow reste la même). Cependant, si l'un des composants aval est modifié, la courbe Outflow change et la courbe Inflow reste la même. Si l'une ou l'autre des courbes est modifiée, leur intersection sera décalée et de nouvelles conditions de pression et de débit vont avoir lieu au niveau du nœud choisi. Le décalage des deux courbes peut aussi se produire dans le cas où les pressions fixes (P_R et $P_{sép}$) ou l'une d'elles présente un changement (déplétion du réservoir ou changement de la pression de séparation). [4]

II.4 Les différentes positions du nœud

- **Nœud 1 : le séparateur**

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

Les données nécessaires sont :

- ✓ L'IPR mesuré dans le trou du puits.
- ✓ La chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- ✓ La chute de pression dans la collecte en fonction du débit.

- **Nœud 2 : la Duse**

L'emplacement du nœud 2(duse) nous permet d'étudier l'effet de la duse, et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- ✓ L'IPR mesuré dans le trou de puits.
- ✓ La chute de pression en fonction de débit.

- **Nœud 3 : la tête de puits**

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- ✓ IPR (Inflow-Performance-Relationship) mesuré dans le puits
- ✓ chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- ✓ Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- ✓ Pression du séparateur.

- **Nœud 6 : le fond du puits**

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- ✓ La courbe de l'IPR mesurée dans le trou de puits.
- ✓ La chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- ✓ La chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- ✓ La pression de séparateur (séparation).

- **Nœud 7 : au niveau des perforations**

Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

Les données nécessaires sont:

- ✓ L'IPR de la formation avant les perforations.
- ✓ La chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- ✓ La chute de pression dans la collecte.
- ✓ La pression de séparateur (séparation).

- **Nœud 8 : le réservoir**

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- ✓ IPR mesuré dans le trou de puits.
- ✓ Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- ✓ Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- ✓ Pression de séparateur (séparation). [5]

II.5 Applications de l'analyse nodale

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser plusieurs problèmes qui peuvent avoir lieu dans les puits producteurs d'huiles et producteurs de gaz. Elle peut être appliquée aux puits éruptifs ou activés. Elle peut aussi être appliquée pour les puits injecteurs d'eau ou de gaz par modification des expressions de l'Inflow et l'Outflow. Sous-titre d'exemple, les applications suivantes sont possibles :

1. Choisir la dimension des tubings
2. Choisir la dimension des collectes de surface
3. Choisir le design du Gravel Pack
4. Choisir le diamètre de la duse
5. Choisir la dimension de la vanne de sécurité de sub-surface
6. Analyser un système existant pour des restrictions d'écoulement anormales
7. Le design de gaz-lift, de pompage et autres
8. Evaluation de la stimulation des puits
9. Déterminer l'effet de compression dans les puits à gaz
10. Analyser l'effet de la densité de perforations
11. Prédiction de l'effet de la déplétion du réservoir sur la capacité de production.

Donc pour analyse notre système de production, on va baser sur la théorie d'analyse nodale qui consiste à diviser le chemin d'écoulement du fluide depuis le réservoir jusqu'au surface en deux parties que se rencontrent en un point appelé le nœud, situé dans notre cas au fond du puits, et par l'écoulement dans le tubing (après le nœud) est appelé l'OUTFLOW. [4]

II.6 Performance d'entrée

II.6.1 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 grand 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 :

$$\frac{q}{A} = \frac{-K}{\mu} \frac{dp}{dl} \dots\dots II-2$$

$\frac{q}{A}$: 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

II.6.2 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 diminue 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.

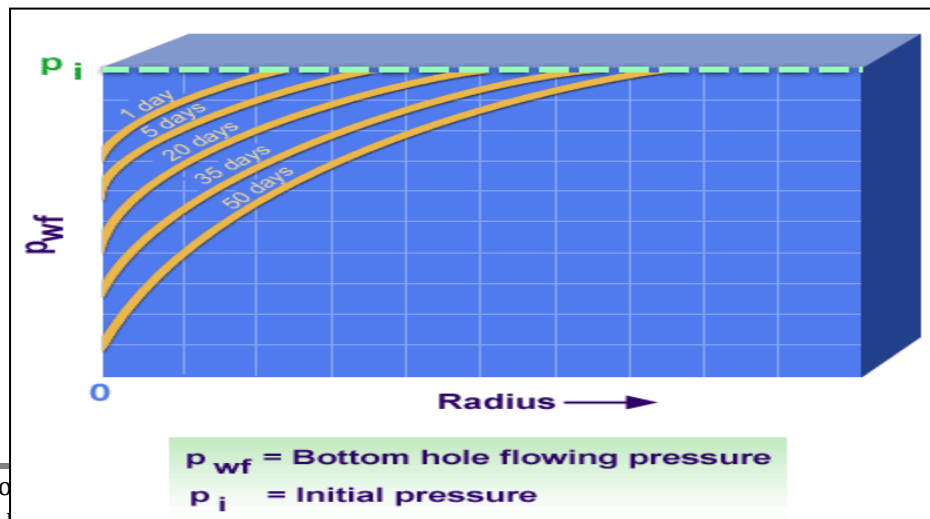
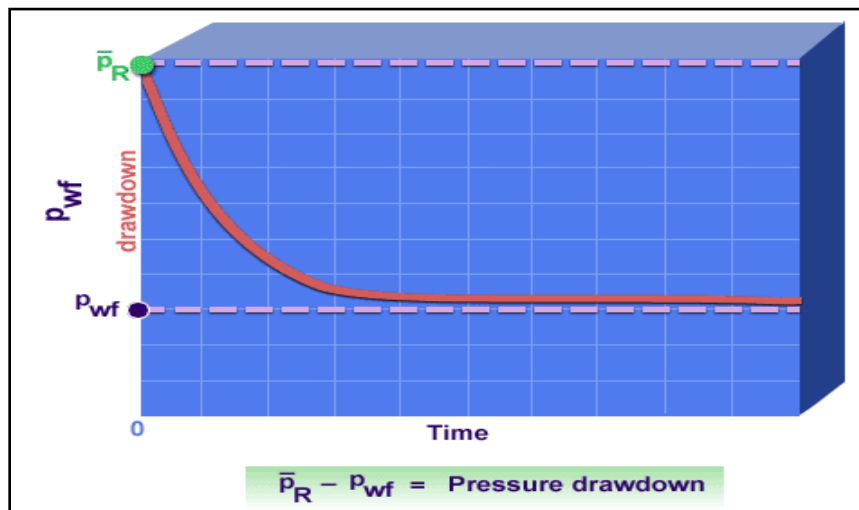


Figure II-4 : variation des pressions en tous rayons en fonction du temps

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 moyenne et le fond du puits est appelée **pression drawdown**.

**Figure II-5 : Évaluation de pression drawdown**

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

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

Indice de productivité :

$$j = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots \text{II-3}$$

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 .

II.6.3 Relation de performance d'entrée - IPR

II.6.3.1 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, il 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.

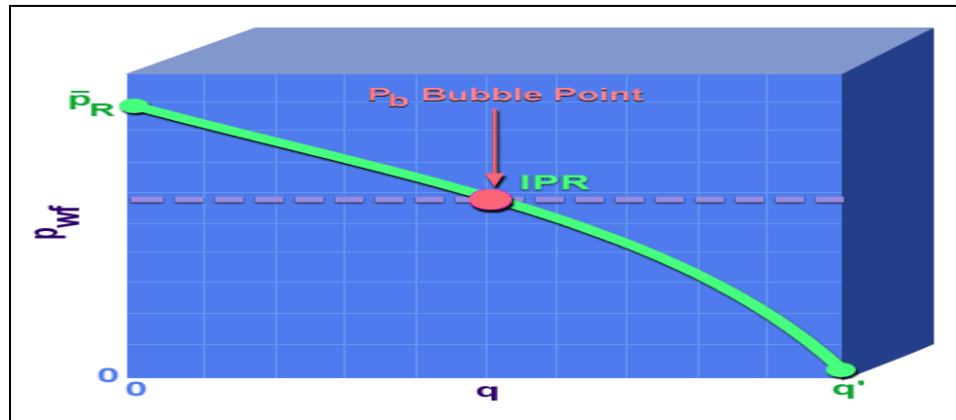


Figure II-6 : La courbe IPR

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.

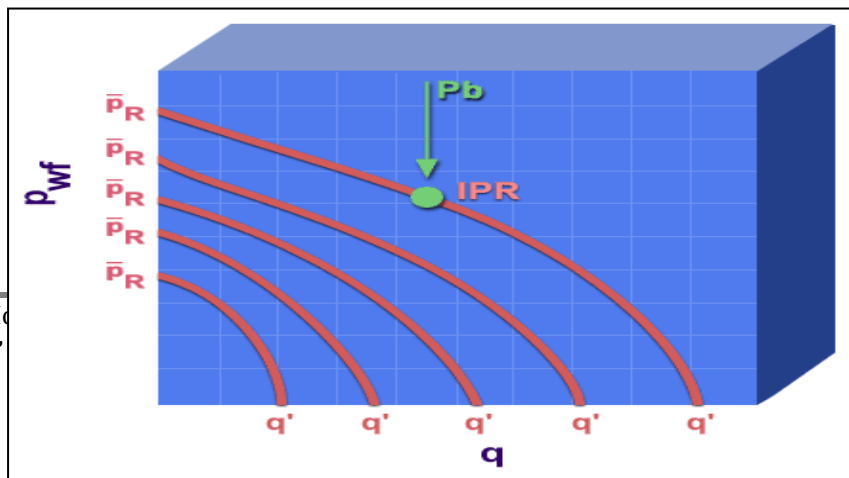
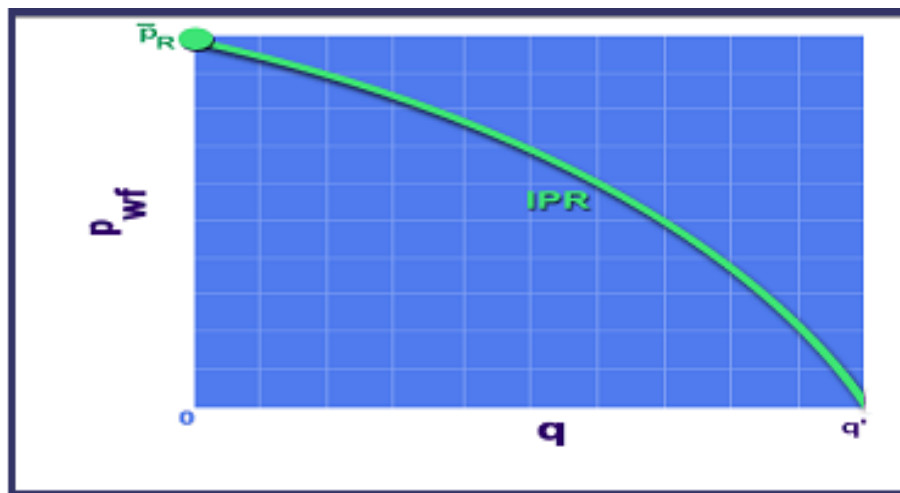


Figure II-7 : La variation de l'IPR sur la vie d'un puits

Les des IPR sont du moyenne débit entre zéro, maximal



extrémités courbes la pression réservoir P_R à un compris et le débit 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 droite, 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 qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

II.6.3.2 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.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \dots\dots II-4$$

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. [3]

II.7 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

II.7.1 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.

- 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 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 croissent régulièrement par les dépassements et coalescent 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 gaz 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 disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide. [3]

II.7.2 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 gas-liquide (GLR), rapport eau-huile (WOR), et enfin, l'effet de glissement. Une autre variable est la déviation des puits verticaux. [3]

- **La taille de tubing**

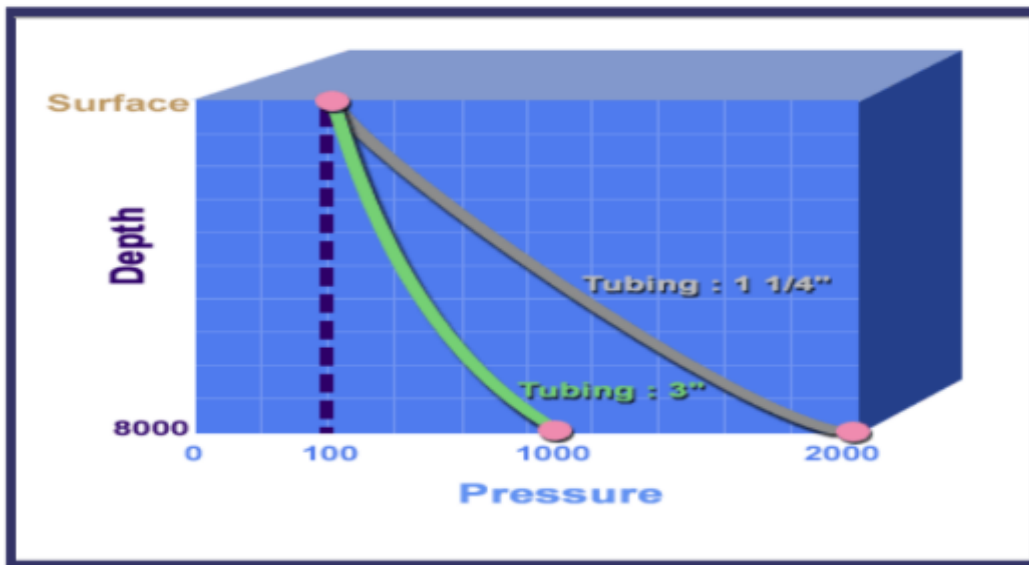


Figure II-9 : Influence de la taille de tubing sur les pertes de charge

- **La densité du fluide**

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

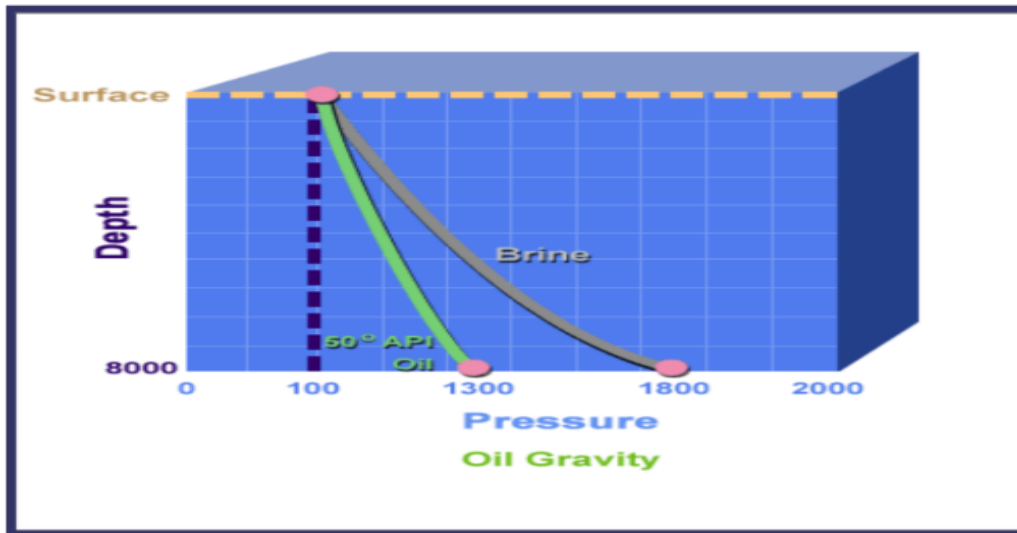


Figure II-10 : influence de la densité sur les pertes de charge

- **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.

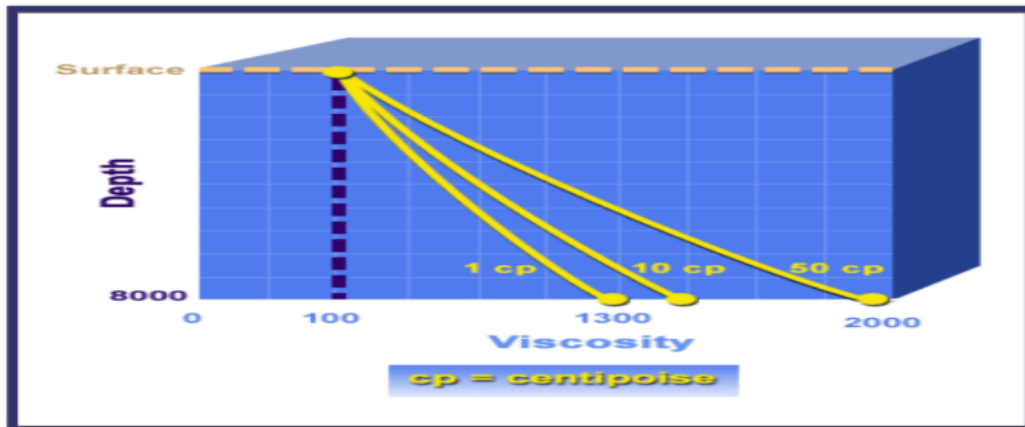


Figure II-11 : influence de la viscosité sur les pertes de charge

- GLR

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

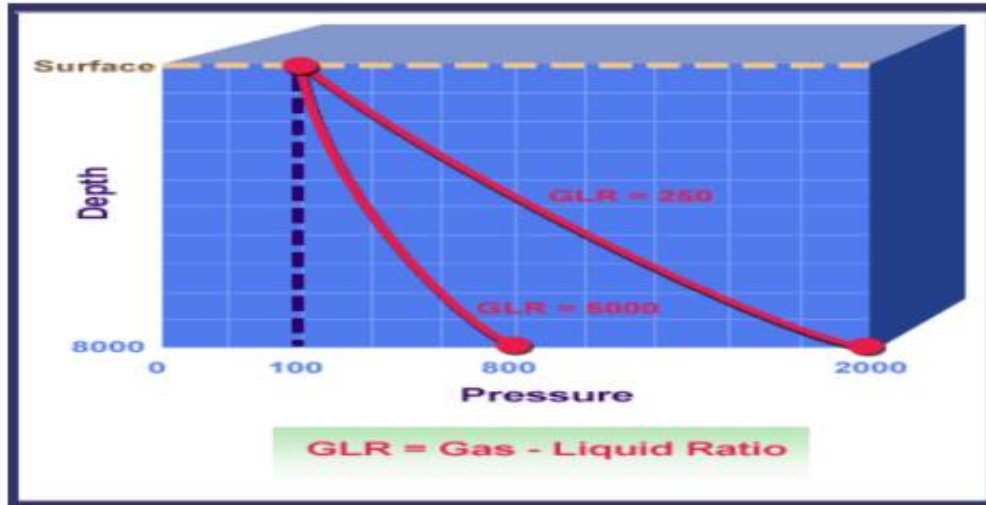


Figure II-12 influence de GLR sur les pertes de charge

- WOR

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

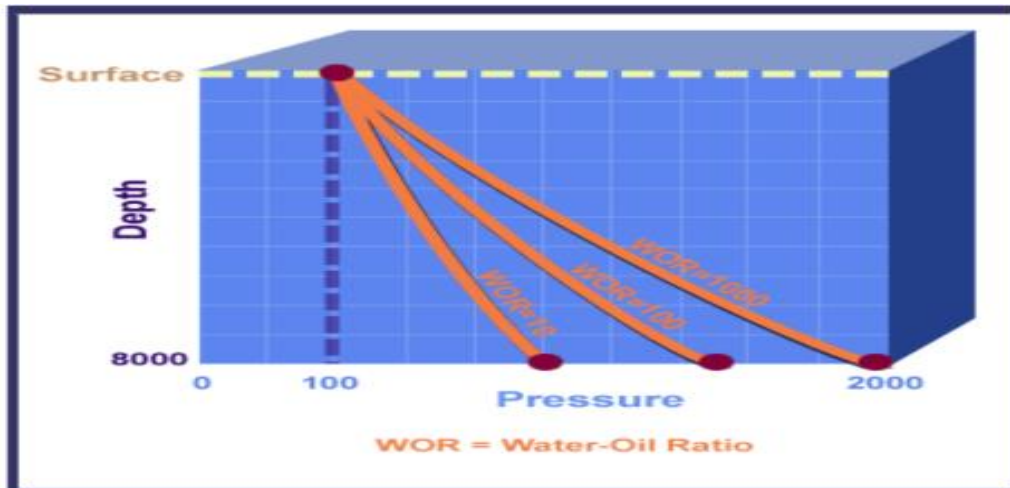


Figure II-13 : Influence de WOR sur les pertes de charges

II.8 Flux de corrélations verticales :

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 sont pas basées sur la solution exacte d'équations mathématiques, mais plutôt sur des relations empiriques ou semi-empirique.

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 du puits éruptifs dans des conditions contrôlées. Le résultat est la publication d'un ou plusieurs corrélations basées sur des bases mathématiques. [3]

II.9 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.

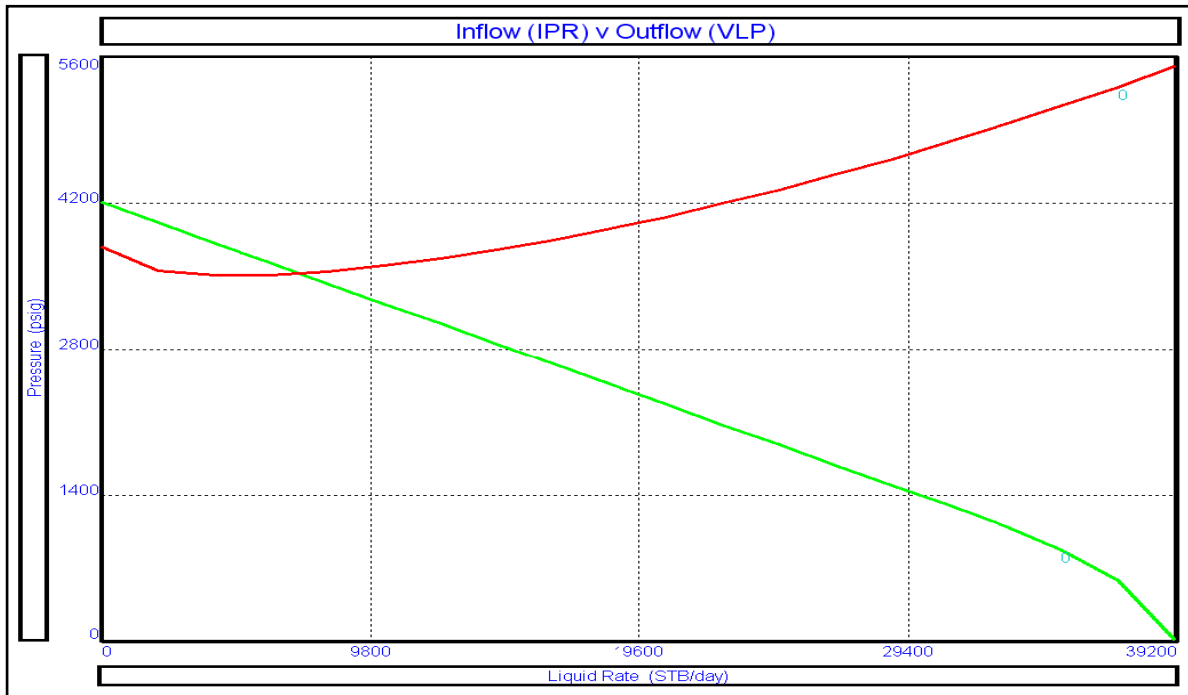


Figure II-14 : Inflow + Outflow performances

Chapitre III

**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 gas-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.

III.1 Description du problème d'optimisation :

III.1.1 Modèle 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.

III.1.2 Modèle de système de collecte

Le système de collecte est modélisé 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, une 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.

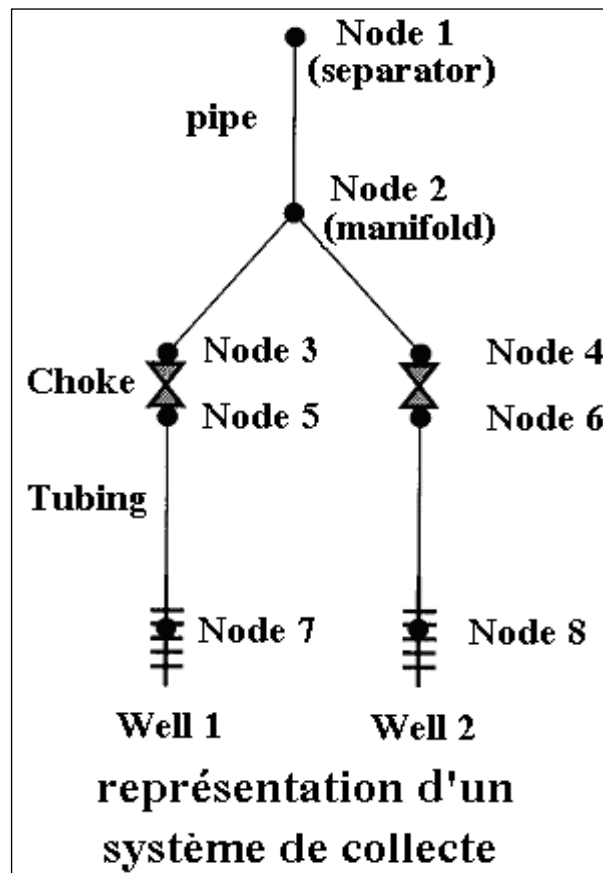


Figure III-1 Représentation d'un système de collecte [6]

III.2 Petroleum Expert PROSPER :

III.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. [6]

III.2.2 L'organigramme de fonctionnement de PROSPER

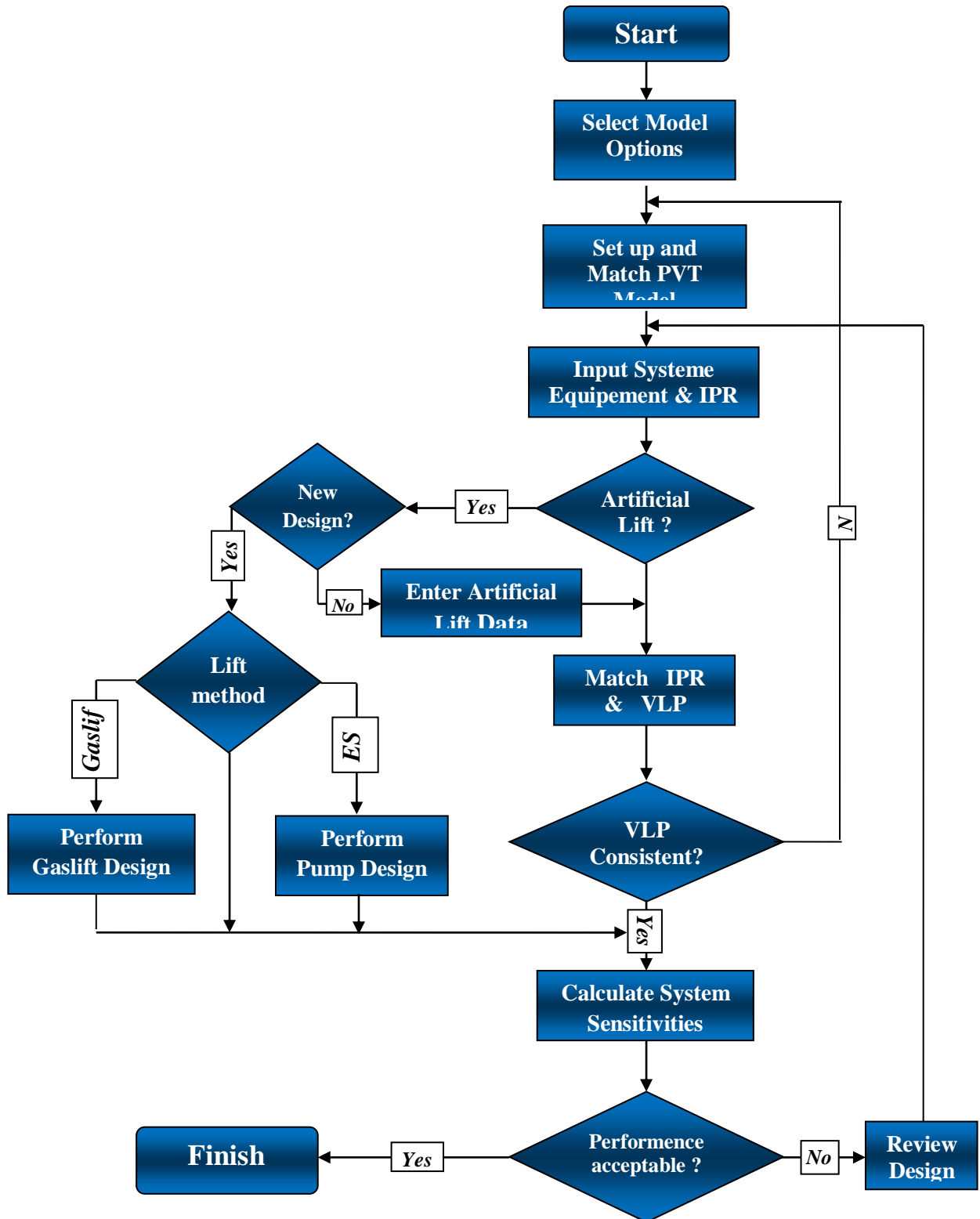


Figure III-2 : L'organigramme de fonctionnement de PROSPER [6]

III.3 Petroleum Experts GAP :

III.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.

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 par des milliers d'éléments : des puits, pipelines, compresseurs, pompes, échangeurs de chaleur, etc., connecté en toute les moyens possibles (à savoir boucles complexes).

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 tous les contraintes dans le système.

III.3.2 Les Taches 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 en 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. [6]

III.3.3 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.

III.3.4 L'organigramme de fonctionnement de GAP :

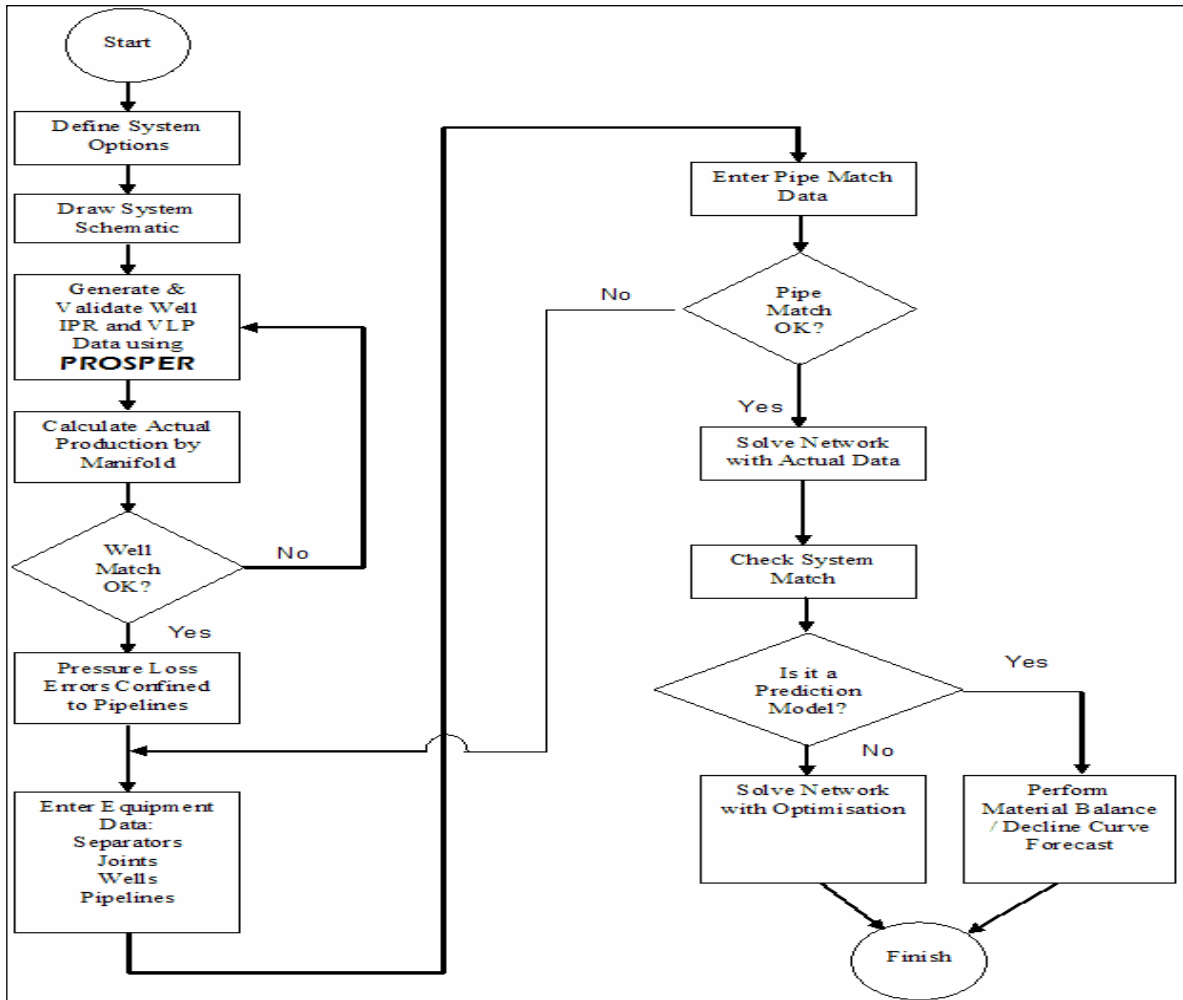


Figure III-3 : L'organigramme de fonctionnement de GAP

III.4 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-17**

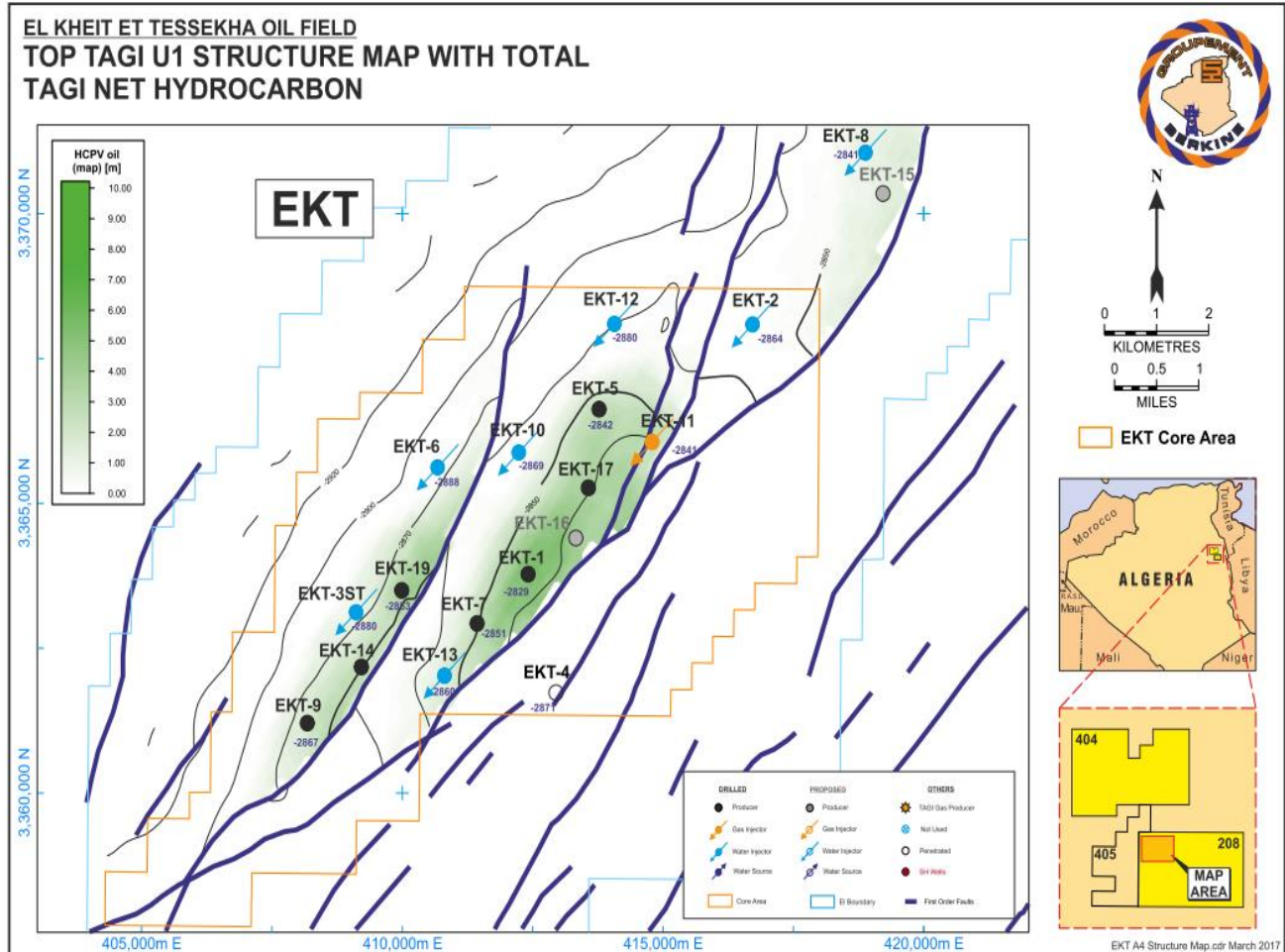


Figure III-4 : la position de puits EKT-17 dans le champ EKT.

Les étapes de modélisation comme suit :

- **Les données d'entres**

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle

The screenshot shows the 'System Summary' window with the following settings:

- 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: Groupement Berkin, Field: EKT, Location: EL-MERK, Well: EKT-17, Platform: , Analyst: Belkhefha-Rezgane, Date: dimanche 8 mars 2020.
- 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:** (Empty text area)

Figure III-5 : Introduction des données pour démarrage de programme

- Les données PVT

The screenshot shows the 'PVT' data entry window with the following settings:

- Buttons:** Done, Cancel, Tables, Match Data, Regression, Correlations, Calculate, Save, Open, Composition, Help.
- Use Tables:** Use Tables, Export button.
- Input Parameters:**

Solution GOR	950	scf/STB
Oil Gravity	48.2967	API
Gas Gravity	0.702	sp. gravity
Water Salinity	196100	ppm
- Correlations:**

Pb, Rs, Bo	Glaso
Oil Viscosity	Beal et al
- Impurities:**

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

Figure III-6 : Introduction des données PVT

III.4.1 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 $P_G > P_b$, $P_{wf} > P_b$.

$P_G = 4323$ psig. $P_{wf} = 3800$ psig. $P_b = 2040$ psig

- **Introduction des données**

Pour matcher la courbe de l'inflow, il est nécessaire d'introduire dans la **section IPR DATA** les paramètres suivants :

- ✓ Pression et la température de la formation
- ✓ Water cut (WC)
- ✓ Gas oil ratio (GOR)
- ✓ Choix du modèle réservoir.

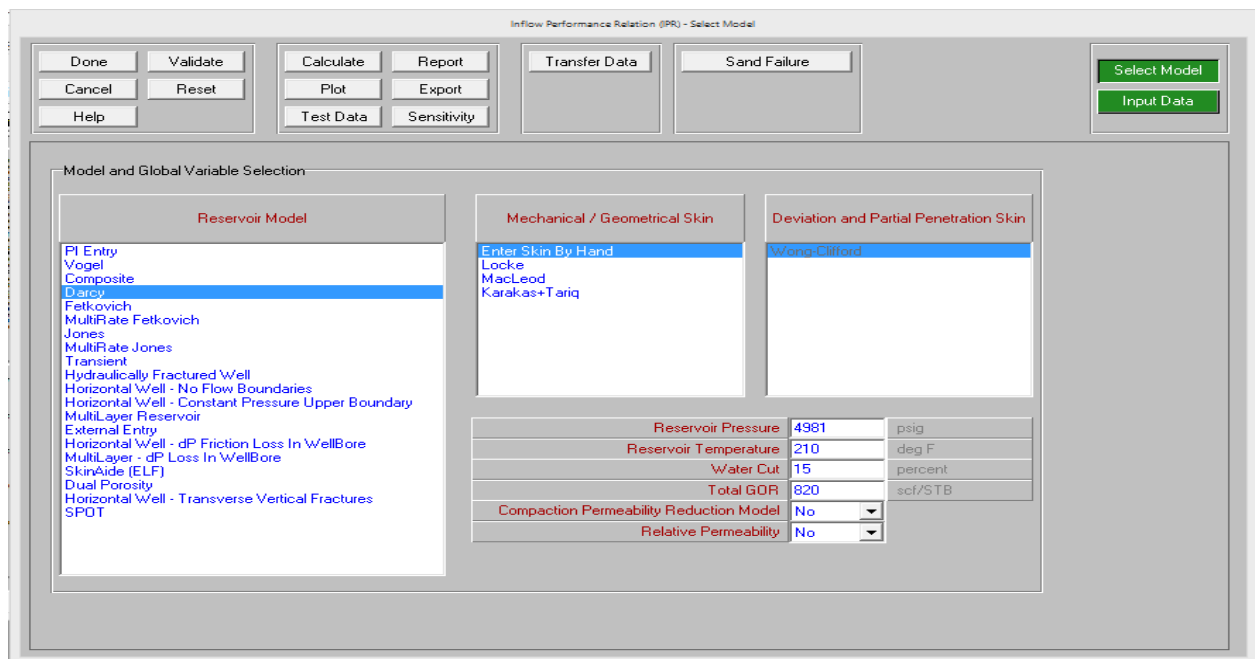


Figure III-7 : Introduction des données pour la représentation de l'IPR

- Introduction de la valeur de l'IP obtenue par le test Build Up.

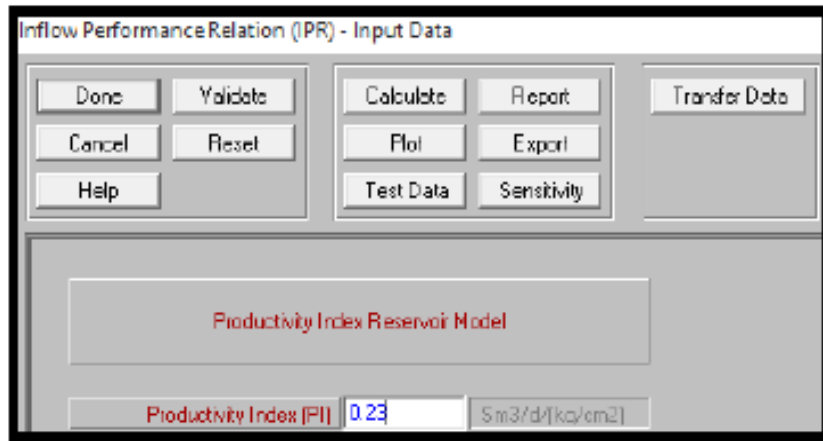


Figure III-8 : Introduction de la valeur de l'IP

- **Calcul et représentation**

Une fois les données introduites et le calcul effectué à partir de la commande **Calculate**, le logiciel génère la courbe de l'IPR (évolution de la pression de fond en fonction du débit).

Représentation du point de mesure donné par le test Build UP (pression de fond et débit du liquide) en insérant les données via la commande **Test Data**.

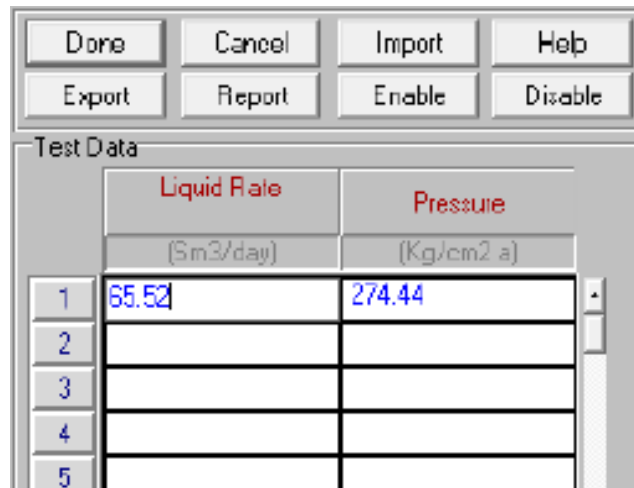


Figure III-9 : Introduction du débit et de la pression de fond

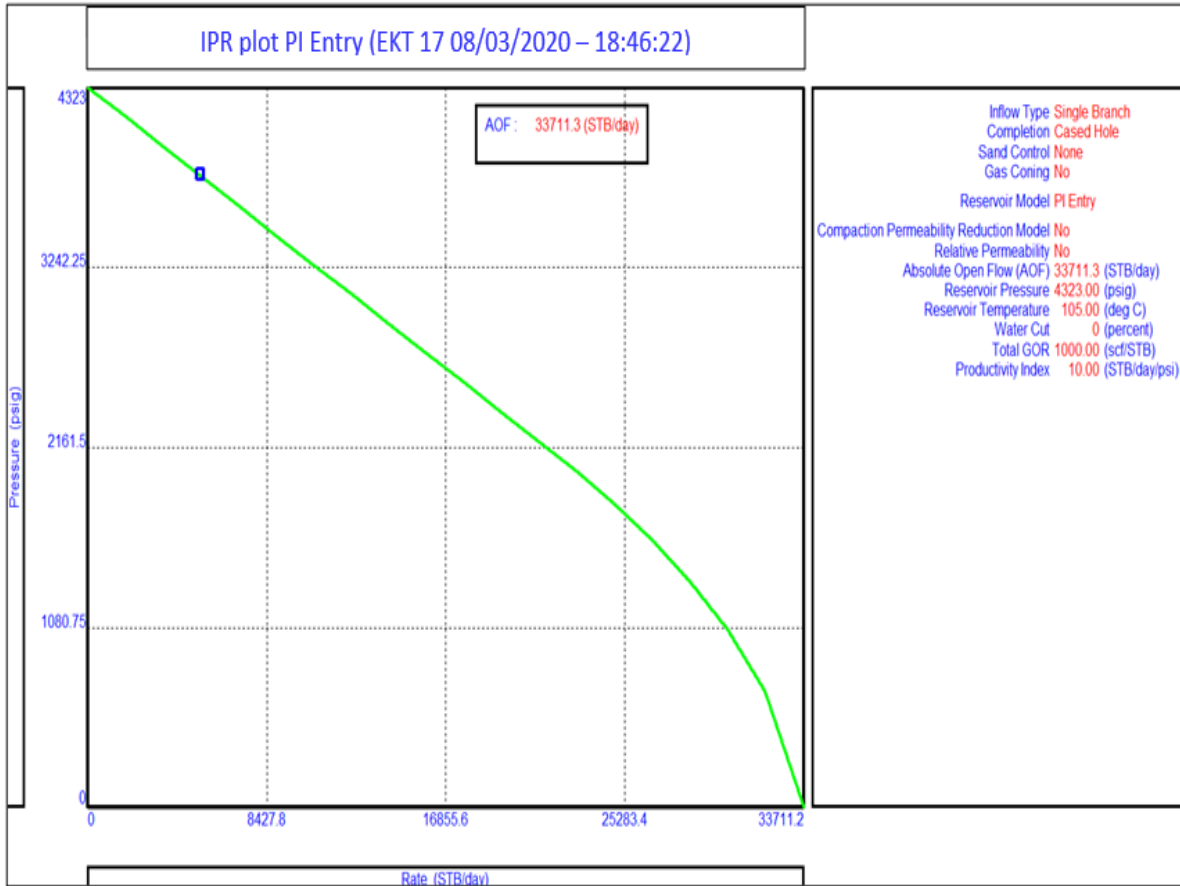


Figure III-10 : la courbe IPR de puits EKT-17

III.4.2 Verticale lift performance (courbe VLP)

- Introduction des données

Introduction des données dans la section **EQUIPMENT DATA**, des différents équipements (profondeur, diamètre intérieur et rugosité), de la profondeur de la formation ciblée, des températures de fond et de surface et le coefficient de transfert de chaleur total.

DOWNHOLE EQUIPMENT (skt 17.An0)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment

Input Data

	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	1000	3.958	0.0006					1
3		SSSV		3						1
4		Tubing	11000	3.958	0.0006					1
5		Casing	11400					6	0.0006	1
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Figure III-11 : Introduction des données des équipements du fond

GEOTHERMAL GRADIENT (skt 17.An0)

Done Cancel Main Help Import Plot
Insert Delete Copy Cut Paste All

Input Data

	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)	Overall Heat Transfer Coefficient BTU/h/ft2/F
1	0	45	
2	11400	210	7.96094
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			

DEVIATION SURVEY (skt 17.An0)

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	4300	4273	481.114	6.4241
3	4600	4528	639.149	31.7883
4	4900	4800	765.703	24.9513
5	11300	10350	3952.79	29.8666
6	11400	10440	3996.38	25.8419
7				
8				
9				

Figure III-12 : Introduction des données géothermal gradient et déviation Survey

- **Matching du gradient de température**

On va introduire les pressions de tête, water cut, débit, GOR, GOR libre, pression et profondeur au point de mesure lors du test Build Up

- Sélectionné les corrélations puis comparai entre elle pour déterminer celle qui matche le plus le gradient de température traversé.

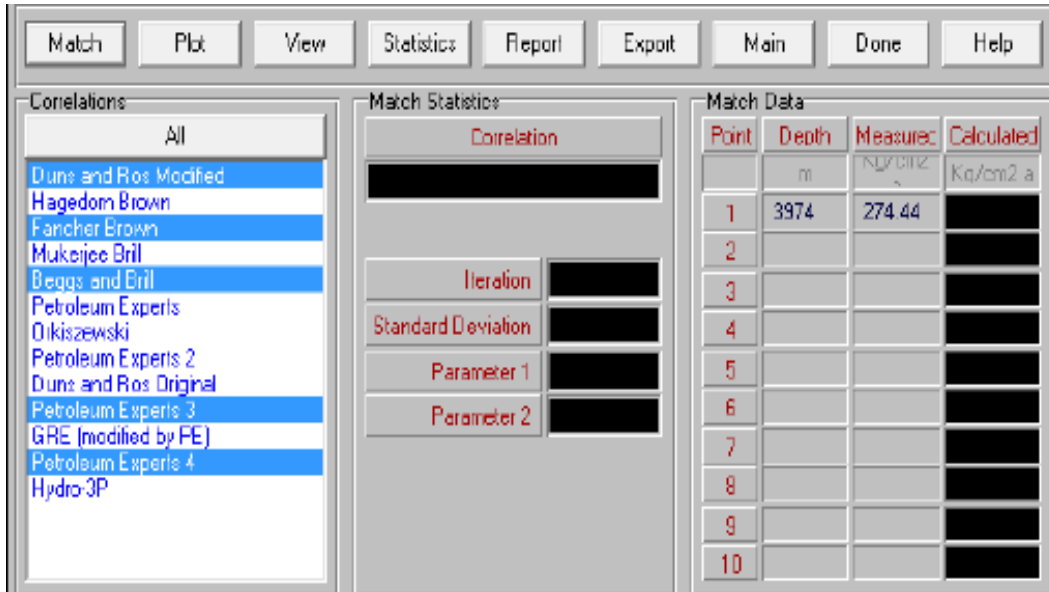


Figure III-13 : Sélection de différentes corrélations

- **Choix de la corrélation**

La corrélation la plus pertinente est déterminée tels que les paramètres de gravité (a) et de friction (b) convergent le plus vers l'unité avec une erreur tolérable inférieure à **10%**.

TUBING CORRELATION MATCH PARAMETERS (EKT_17.Anl) (Matched PVT)

Done Cancel Main Reset all Report Export Help

		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	1	1	
4	Reset	Mukerjee Brill	1	1	
5	Reset	Beggs and Brill	1	1	
6	Reset	Petroleum Experts	1.00419	1	0.00073242
7	Reset	Orkiszewski	1	1	
8	Reset	Petroleum Experts 2	1.00336	1	0.00073242
9	Reset	Duns and Ros Original	1	1	
10	Reset	Petroleum Experts 3	1.00617	1	0.00024414
11	Reset	GRE (modified by PE)	1	1	
12	Reset	Petroleum Experts 4	1.00522	1	0.00073242
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	

Figure III-14 : Choix de corrélation

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

- **Matching du gradient de pression**

- Introduction des paramètres : pression en tête de puits, water cut, débit d'huile, GOR, GOR libre, pression et profondeur au point de mesure lors du test Build Up, puis choix du type de débit et des corrélations à comparer.

- Représentation des courbes de l'évolution de la pression en fonction de la profondeur à partir des corrélations.

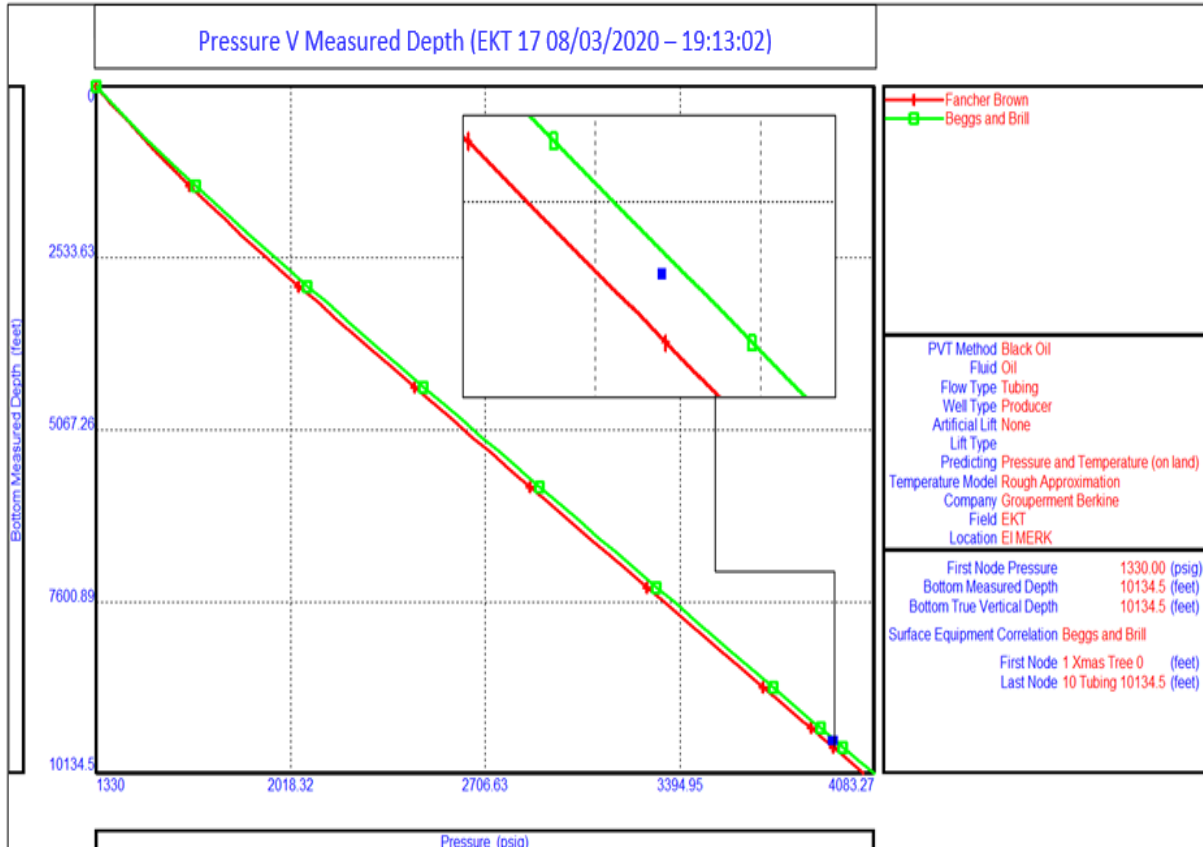


Figure III-15 : Courbes du gradient de pression tracées à partir des différentes corrélations et comparaison entre eux

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.

III.4.3 La courbe VLP/IPR :

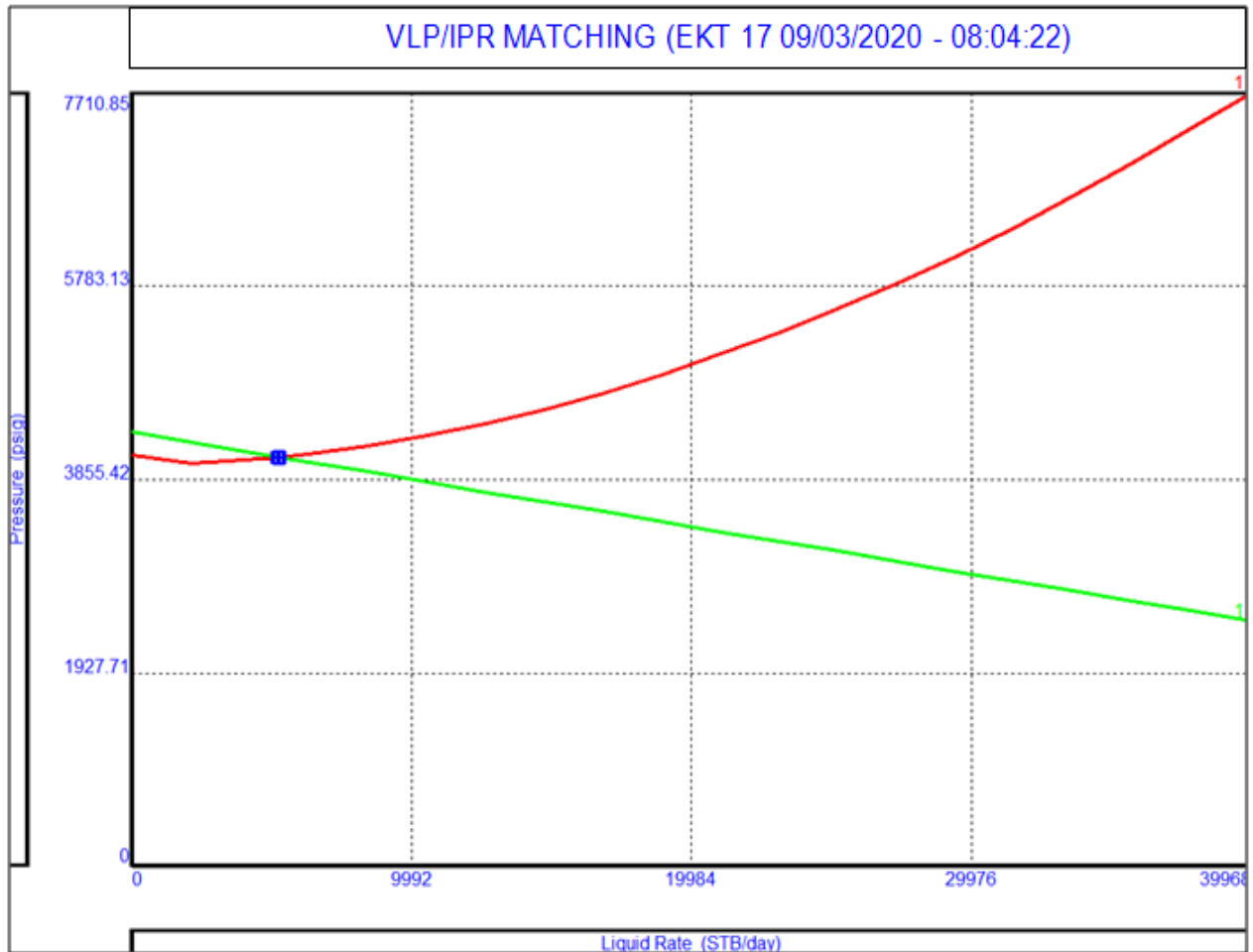


Figure III-16 : La courbe VLP/IPR

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

III.5 Modélisation du système de production :

La première étape dans la construction du modèle est le choix du système en l'occurrence la méthode 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 pipes lines.

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 :

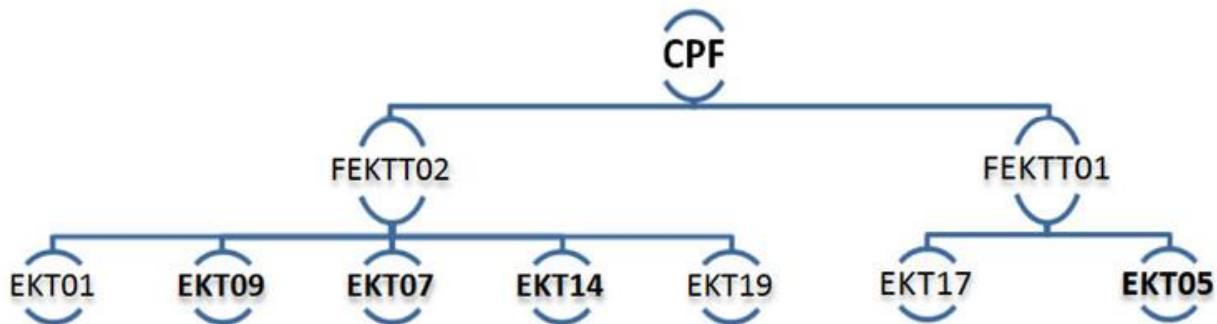
- 1- Pipelines tel que longueur, diamètre, rugosités, trajectoire
- 2- Chokes : diamètre.
- 3- Puits (IPR/VLP) : les paramètres de ces données sont générés par PROSPER.
- 4- CPF : dans cette dernière les contraintes liées à la capacité du CPF sont évaluées en termes de volume.

Donc dans notre système on a :

Deux FGS (**FEKTT01-FEKTT02**) et (7) puits producteurs parmi ces derniers il y a (4) puits avec gaz lift.

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

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



III.5.1 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

- 07 puits producteurs (EKT-01/05/07/09/14/17/19).
- 06 puits injecteur d'eau (EKT-03/06/10/12/13).
- 01 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 optimiser la production.

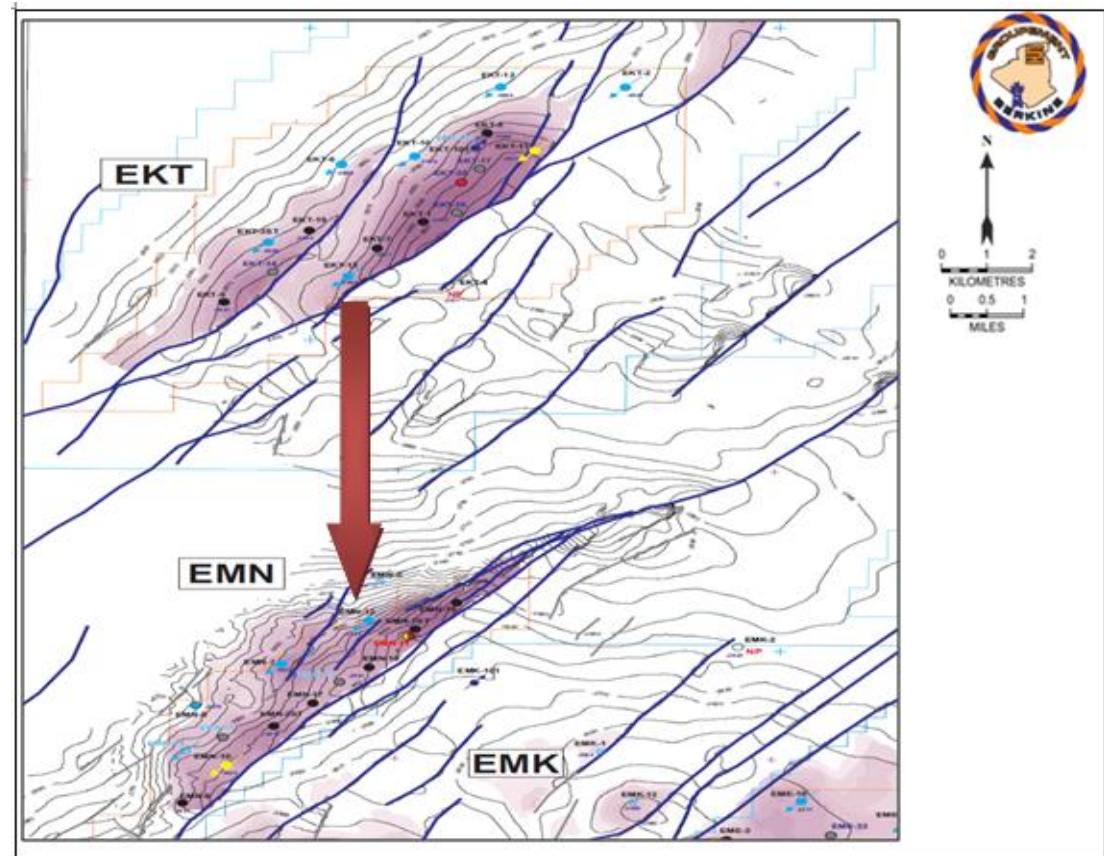


Figure III-17 : la situation du champ EKT dans EL MERK

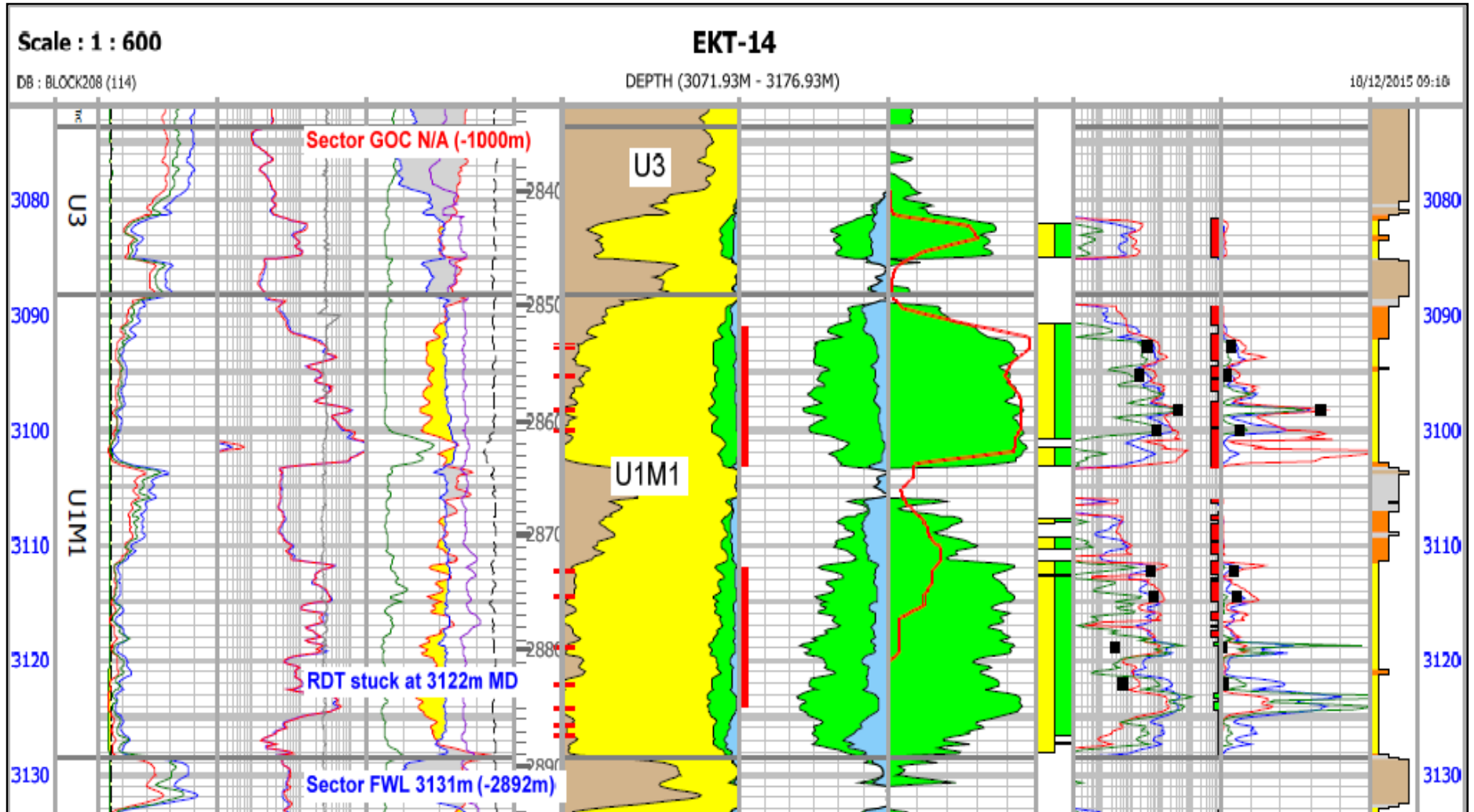


Figure III-18 : CPI de puits EKT-14

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**

Les figures suivantes représentent l'historique du champ EKT, d'où on constate que le champ est stable en terme de production d'huile et de gaz mais le contraire pour la teneur en eau vue les percées d'eau qui persistent depuis Mars 2016.

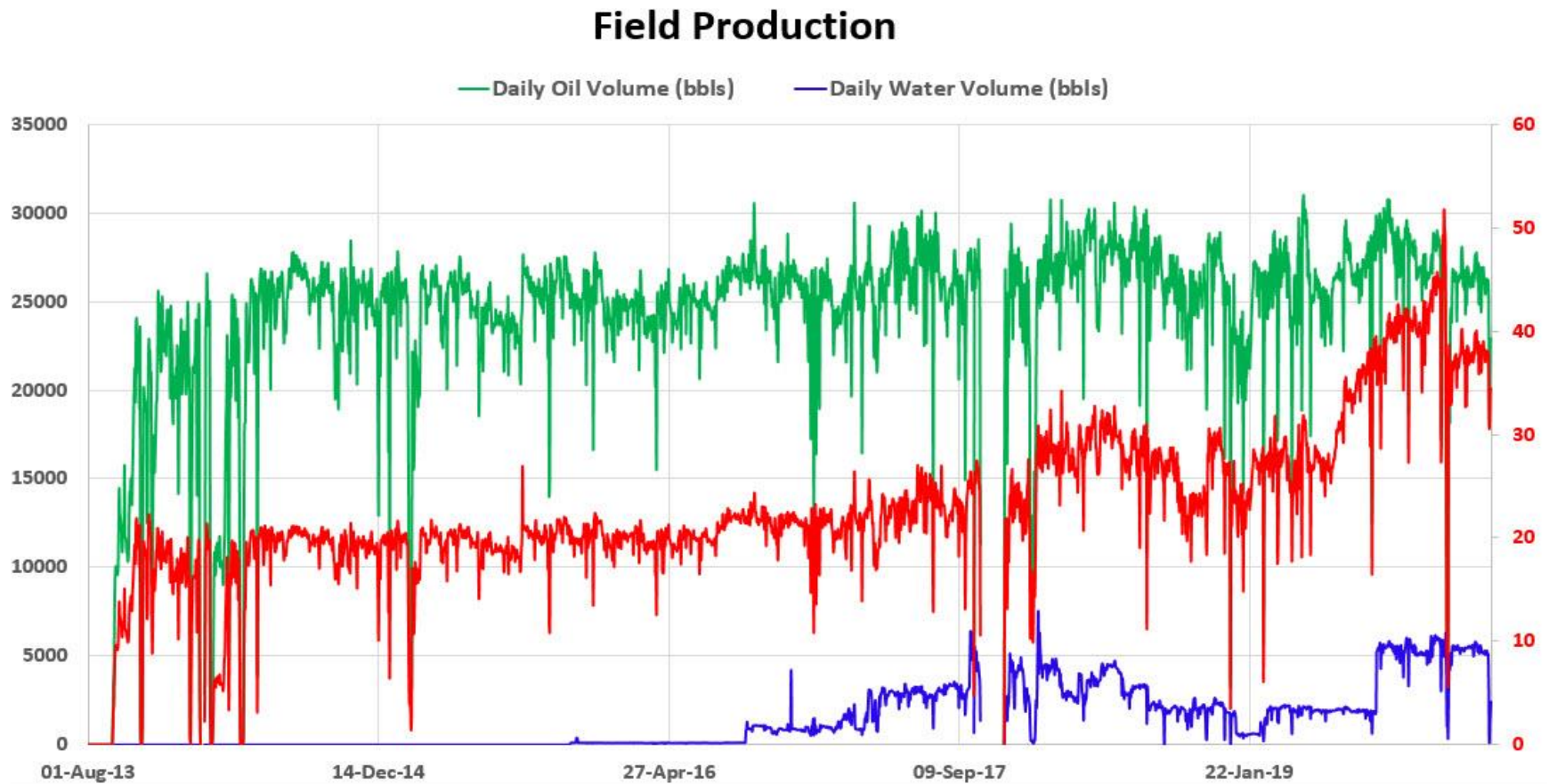


Figure III-19 : Historique de production du champ EKT.

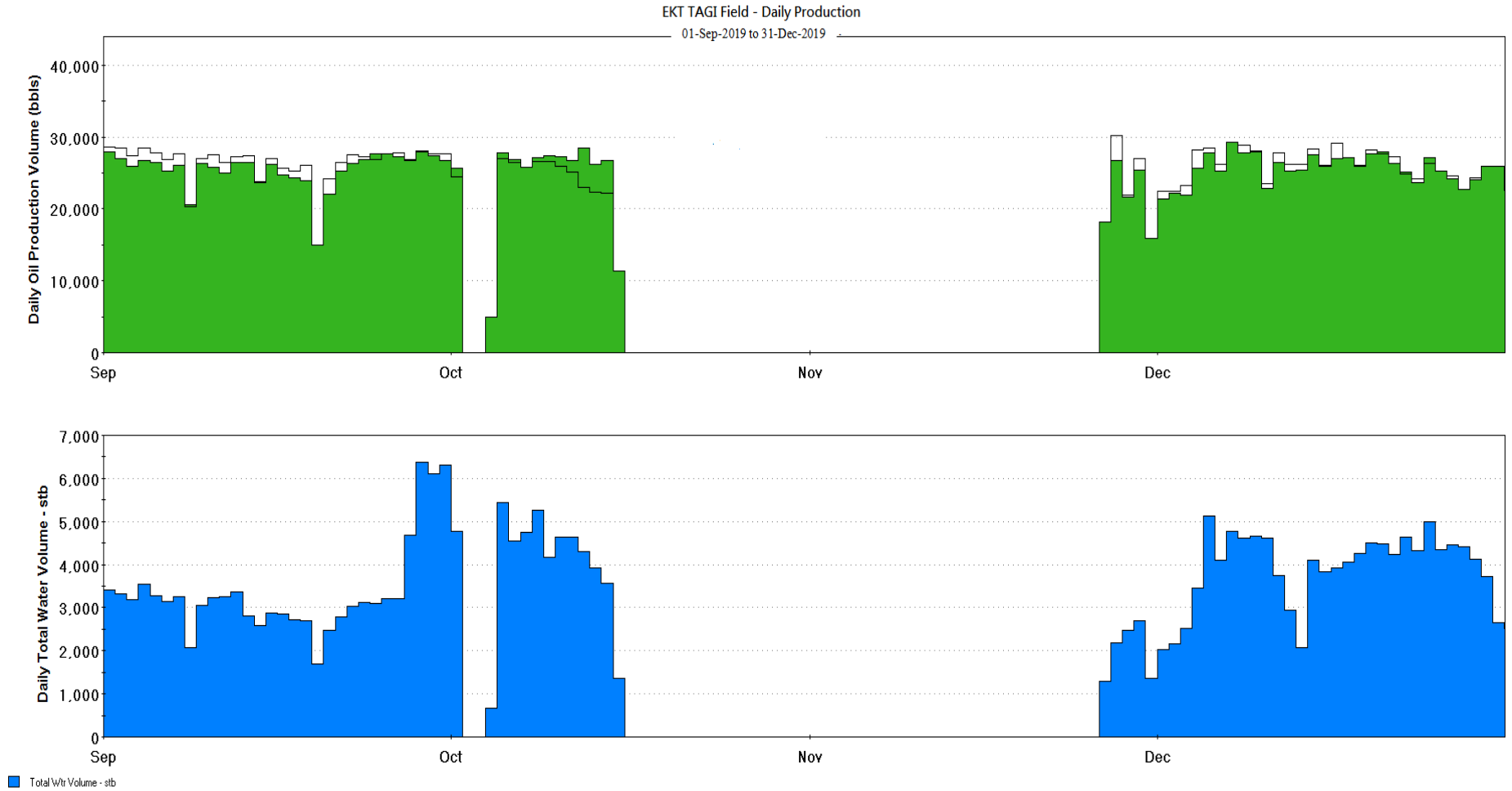


Figure III-20 : Historique de production du champ EKT de 01/09/19 à 31/12/19



Figure III-21 : Historique de production d'EKT-01

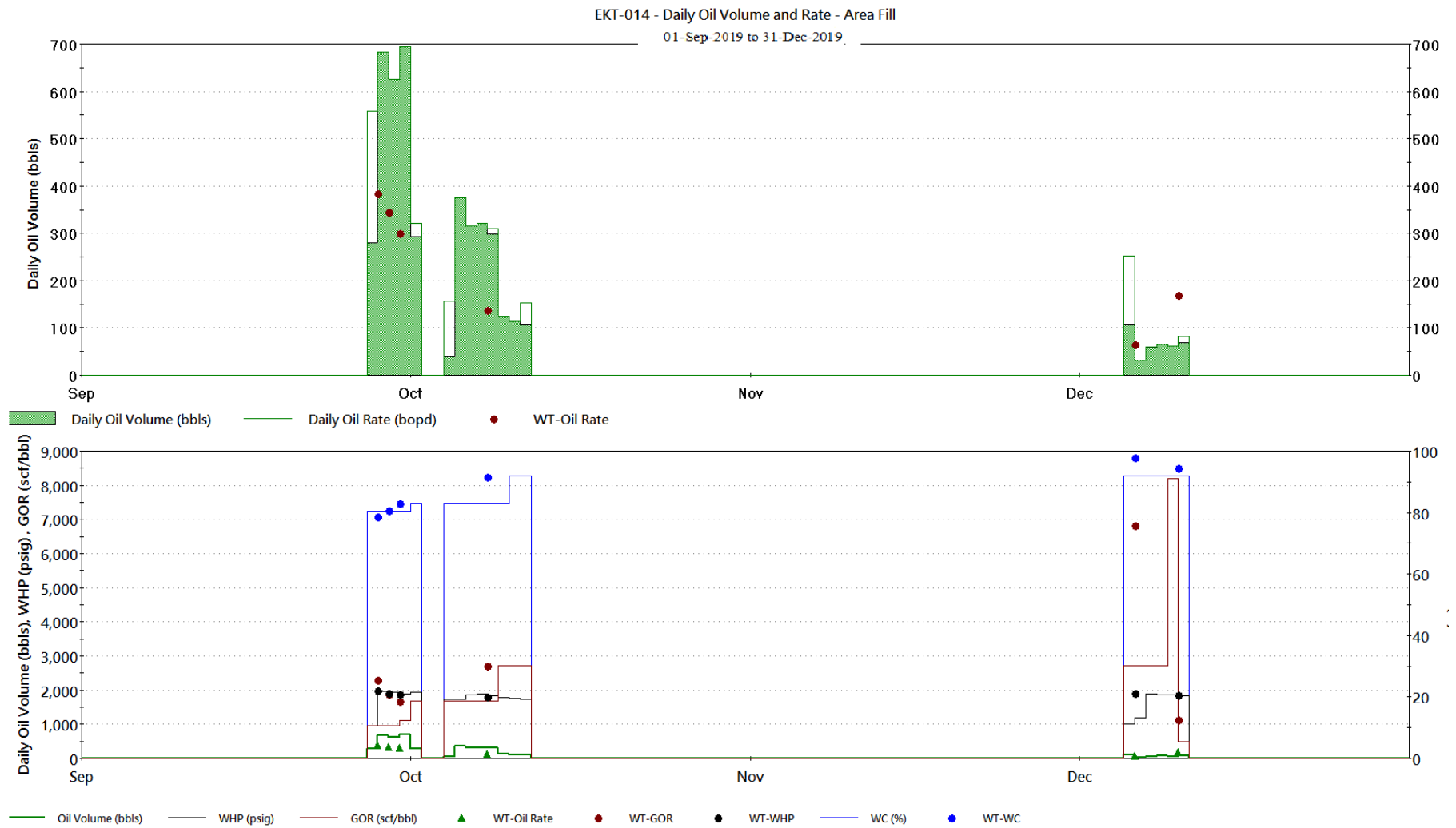


Figure III-22 : Historique de production d'EKT-14



Figure III-23 : Historique de production d'EKT-17



Figure III-24 : Historique de production d'EKT-19



Figure III-25 : Historique de production d'EKT-05



Figure III-26 : Historique de production d'EKT-07

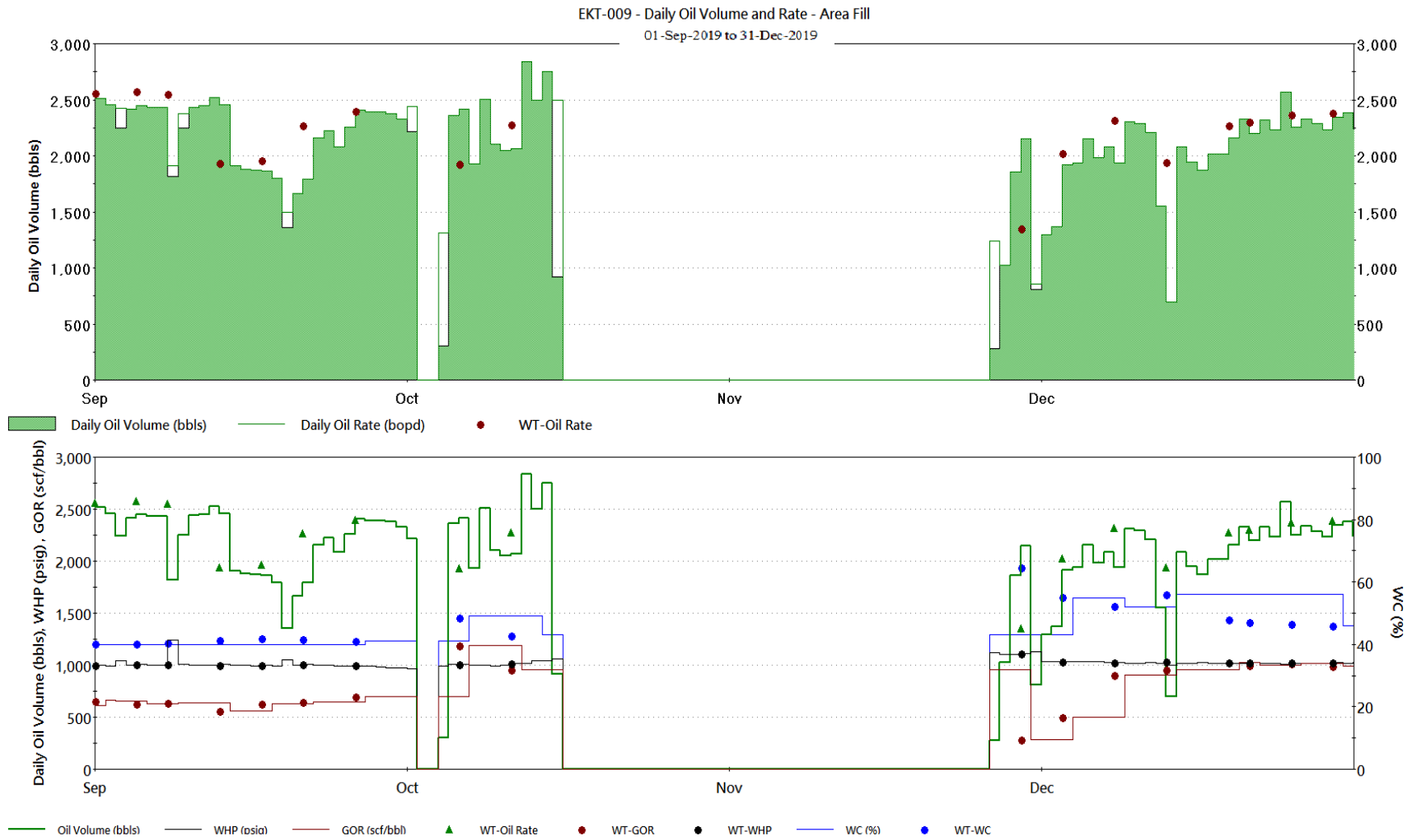


Figure III-27 : Historique de production d'EKT-09

III.5.2 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.

III.5.2.1 Les contraintes actuelles:

D'après l'offtakes du **Décembre 2019** on a pris nos contrainte (**voir Annexe B : oftakes 01/12/2019**).

Tableau III-2 : les débits cible de l'oftakes 01/12/2019

Champ EKT	Les puits	Débit cible (bbl/d)
		EKT-01
	EKT-05	1500
	EKT-07	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 choisi 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

III.5.2.2 Les résultats du système:

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

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

Tableau III-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 III-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.

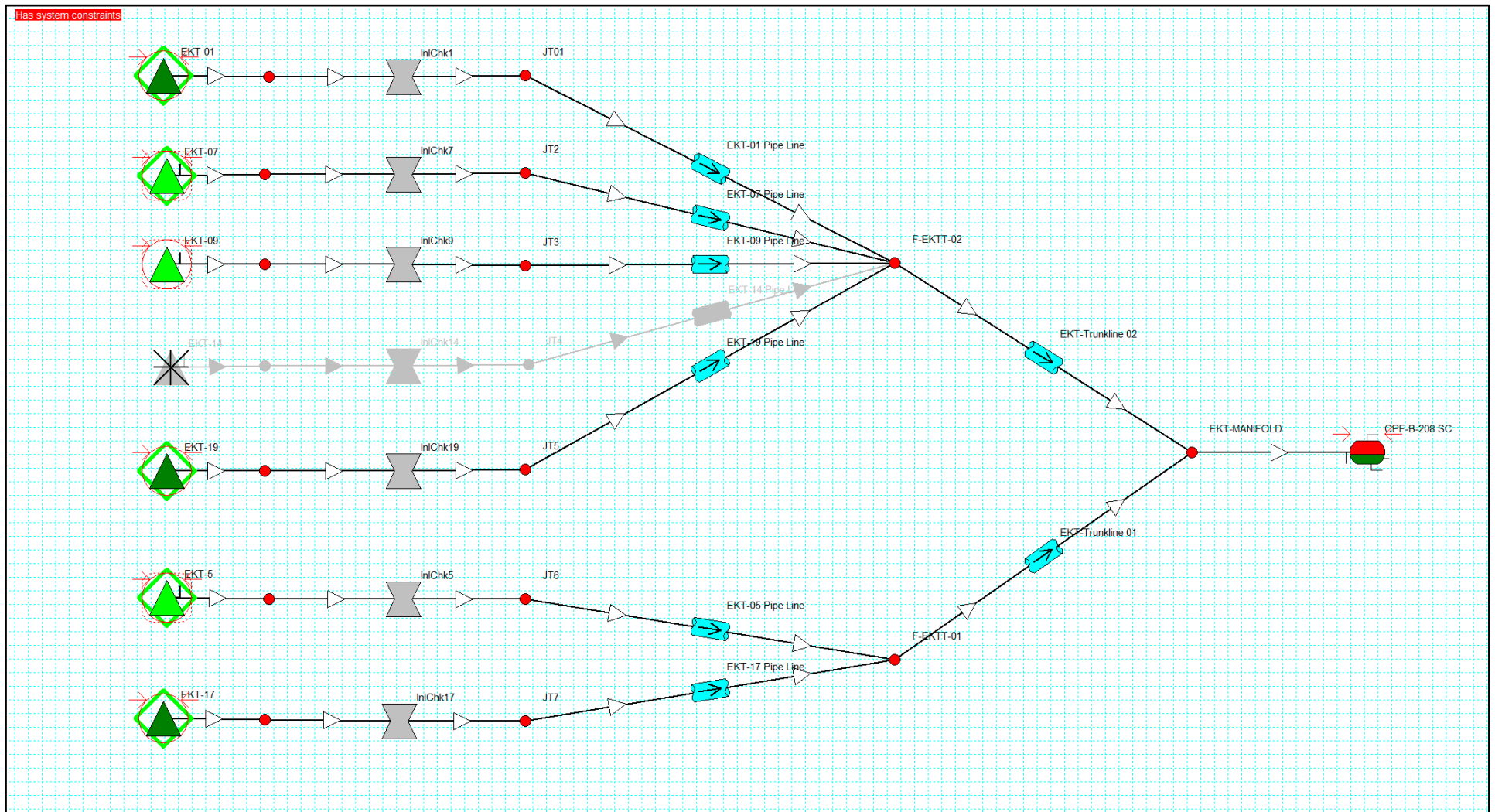


Figure III-28 : Modèle calibré du système de production du champ EKT

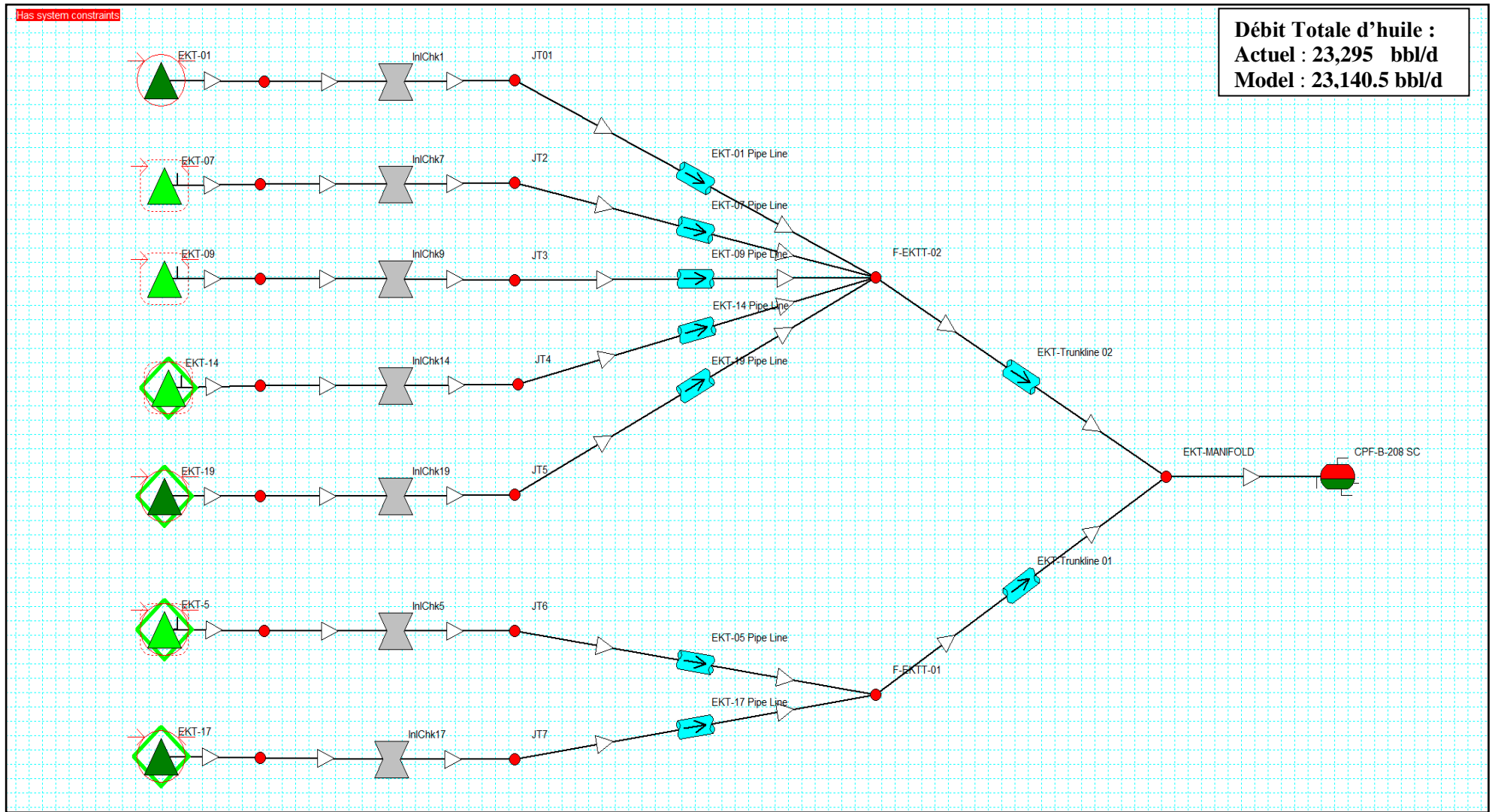


Figure III-29 : Modèle du système de production du champ EKT.

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

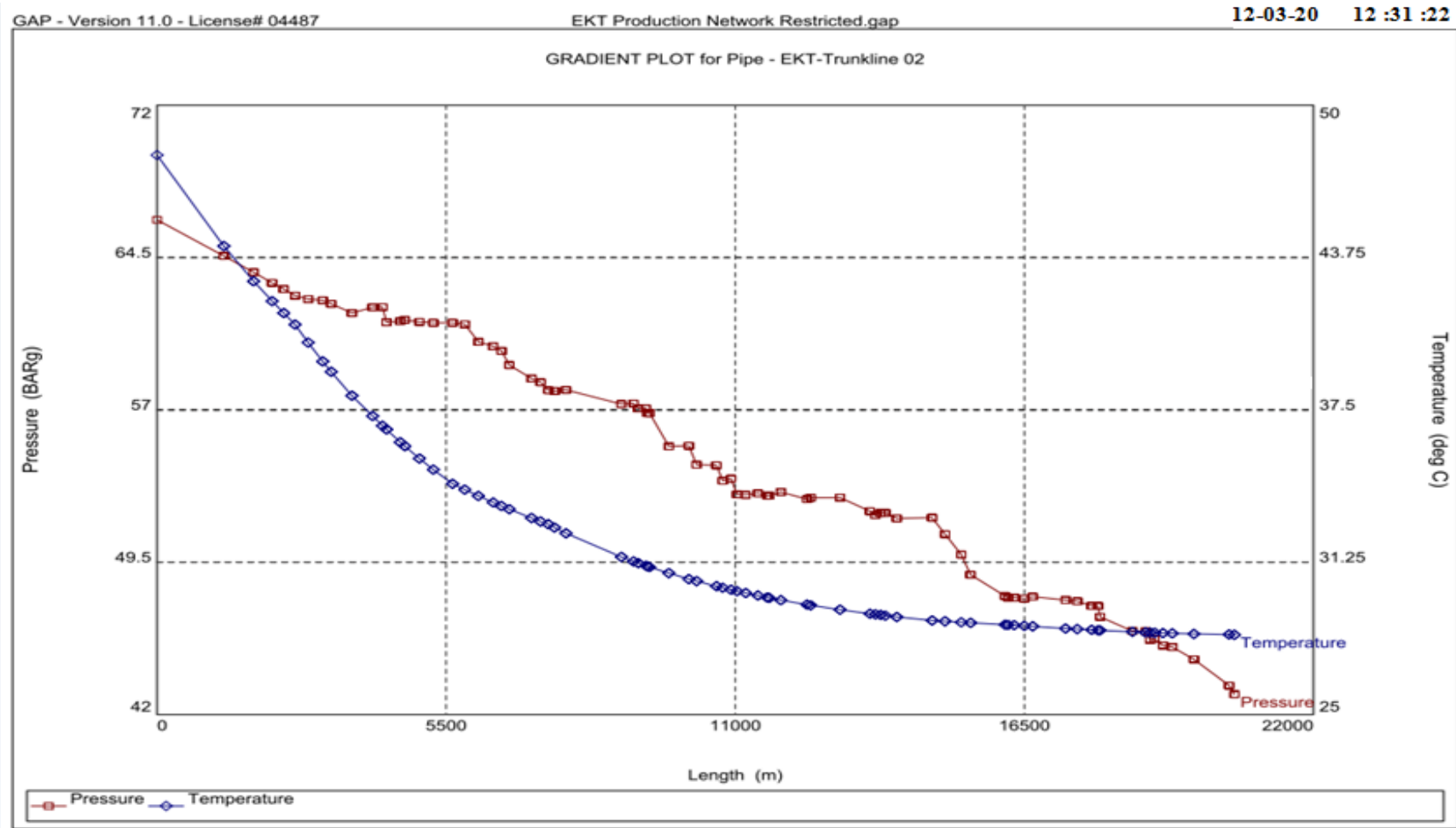


Figure III-30 : Gradient de pression et température par rapport au profil de trunkline (FEKTT02-CPF)

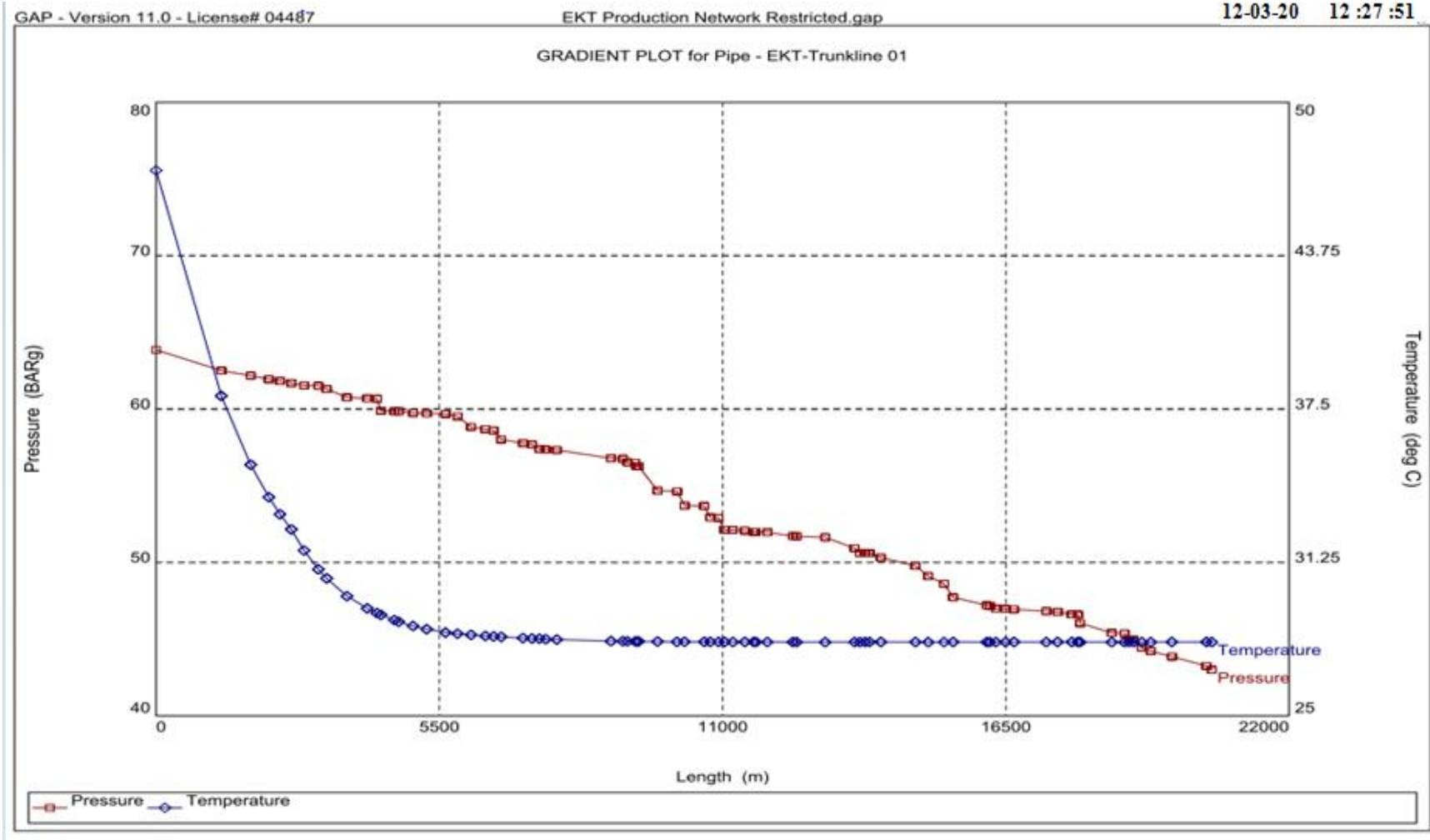


Figure III-31 : Gradient de pression et température par rapport au profile de trunkline (FEKTT01-CPF)

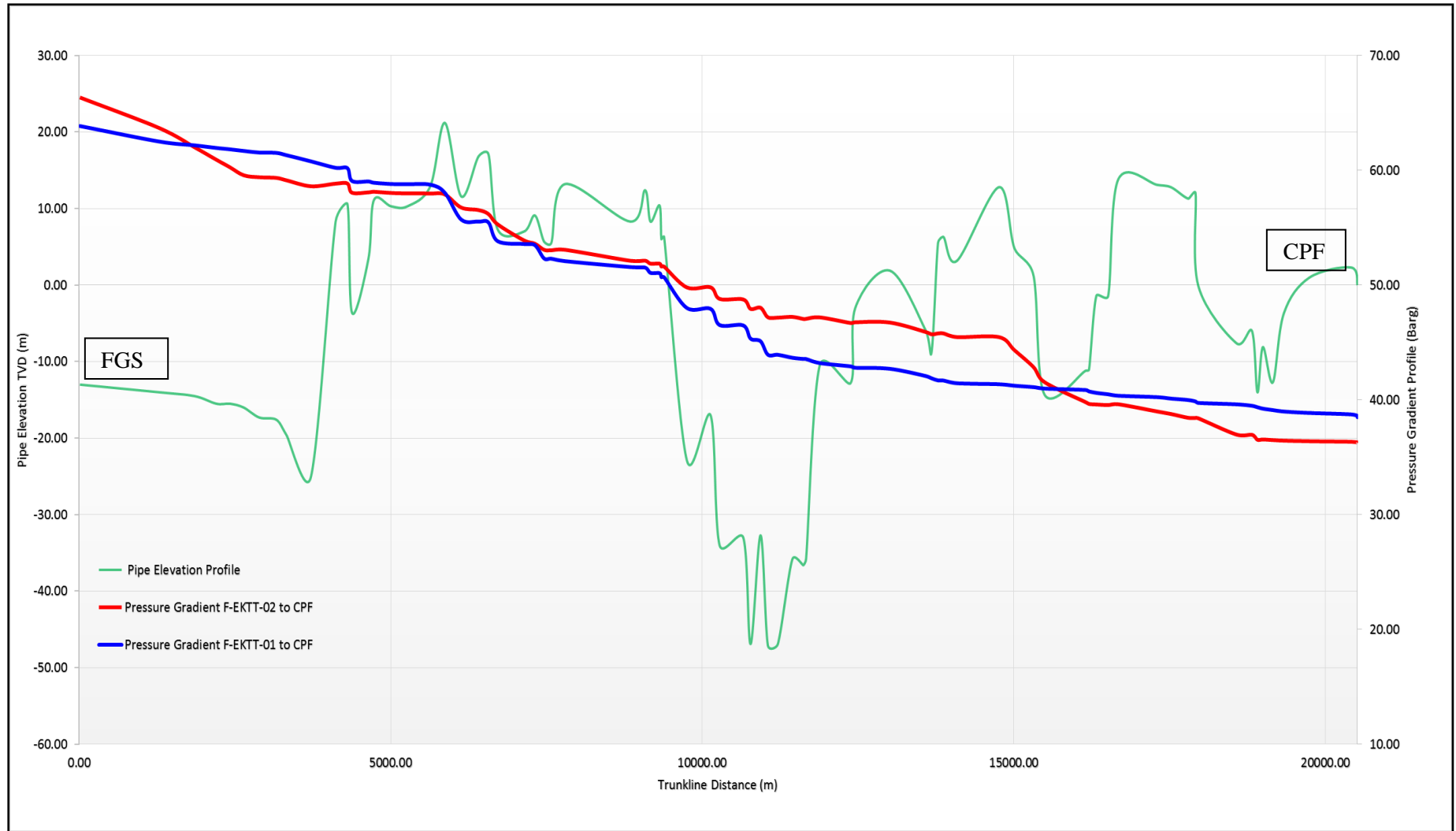


Figure III-32 : Gradient de pression en fonction de pipe élévation

III.5.2.3 Interprétations des résultats:

D'après les résultats précédents :

- Pour le premier calcul pour que le système devienne équilibré. On a mis des contraintes sur les puits et pour la production de l'offtakes de **24700 bbl/d** on doit l'atteindre. Avec la fermeture de **EKT 14** et comme nous avons le potentiel dans le puits **EKT 01** on a augmenté la production de ce dernier à **8000bbl/d**.
- Avec l'ouverture de **EKT-14** parmi les **07** puits il y a trois puits qui ne produisent pas le débit de l'offtakes voulue c'est **EKT 01**, **EKT 09** et **EKT 07**, mais suivant l'historique de ces derniers on voit que la production ne dépasse pas le **2800 bbl/d** pour le **EKT 09** et **1500bbl/d** pour **EKT 07** et d'après les résultats de système on obtient un débit de **2347 bbl/d** pour **EKT 09** et **1336 bbl/d** pour **EKT 07**. Donc ces résultats sont acceptables si on compare avec la production réelle de ces puits.
- On remarque que le puits **EKT 14** produit beaucoup d'eau avec un débit de **799.9 bbl/d** et **200 bbl/d** d'huile, tout à fait normale car le **percée d'eau** de ce puits est très élevée de **80%** ce dernier a engendré un retour de pression de **2 bar** au niveau de **FEKTT02** qui impacte sur la production du **EKT01** et diminue la production de ces derniers jusqu'à **6747.9bbl/d**.
- Les autres puits nous donnent des bons résultats si on compare avec leurs historiques de production réelle.
- D'après les deux figures précédentes **Figure III-18** et **Figure III-19**, on voit très bien comment la pression et la température varient tout le long de la trunkline à partir de **FGS** jusqu'à l'entrée de **CPF**. Si on prend par exemple le cas du **FEKTT02-CPF** on remarque que la pression et la température dans **FGS** est de **68 bar, 49° C** a diminué pour aboutir à **43 bar, 28 °C** dans l'entrée de **CPF**.

III.6 Optimisation des différents scénarios de production :

Après avoir calibré le système de production pour pouvoir produire la réalité en termes de débit triphasique que ça soit au niveau du puits ou bien au niveau du CPF, l'étape suivante est de faire des scénarios de production en appliquant des contraintes sur des différents nœuds du réseau en but de simulé l'impact en terme de retour de pression ce qui engendre une perte de production.

III.6.1 Scénario(1) l'ouverture total de EKT-14:

Pour cela on a proposé l'ouverture totale d'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 :

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

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							

- Pour le régime d'écoulement voire Annexe B

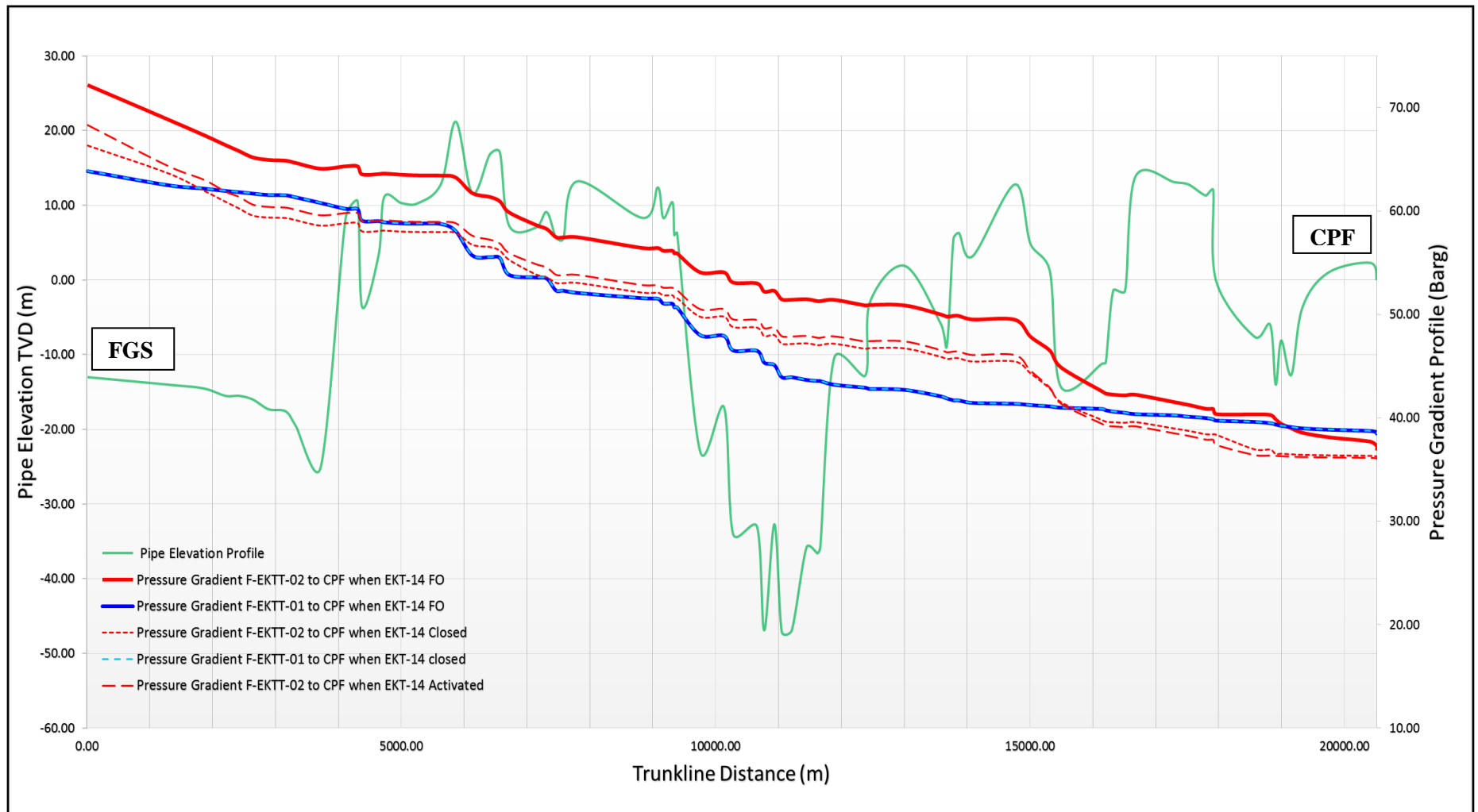


Figure III-33 : Gradient de pression en fonction de pipe élévation scénario 1 et 2.



Figure III-34 : Courbe du changement de régime d'écoulement



Figure III-35 : la stabilité de l'écoulement à travers les deux trunkline

III.6.1.1 Interprétation des résultats :

- L'optimisation du modèle GAP a donné des résultats proches à la réalité en utilisant les mêmes contraintes dont on remarque que les pertes de charge au niveau du trunkline sont favorisées dans les points mort (les plus bas).
- L'ouverture totale de **EKT 14** avec son **WC (80%)** élevé avec débit d'eau de **1932 bbl/d** pratiquement a changé le régime d'écoulement (stratified wavy) vers le régime (slug flow) c'est à dire créations des bouchons d'eau au niveau du trunkline ce qui est représenté dans la figure III.33, ce dernier phénomène provoque également un retour de pression au niveau du **FEKTT02** d'environ **06 bars**.
- Cet impact a diminué la production totale du champ EKT avec un taux de production d'huile de **1850 bbl/d**.
- On note que la production de **EKT-14** n'a pas impacté **FEKTT01**, vue la configuration des trunkline qui sont séparées.

III.6.2 Scénario(2) implantation des prediction de WC :

D'après les simulations du modèle réservoir on a des prédictions de l'évolution de Water-Cut dans le champ EKT jusqu'à 2046 .la figure suivante représente les graphes de l'évolution de Percée d'eau pour chaque puits producteur d'huile dans le champ EKT.

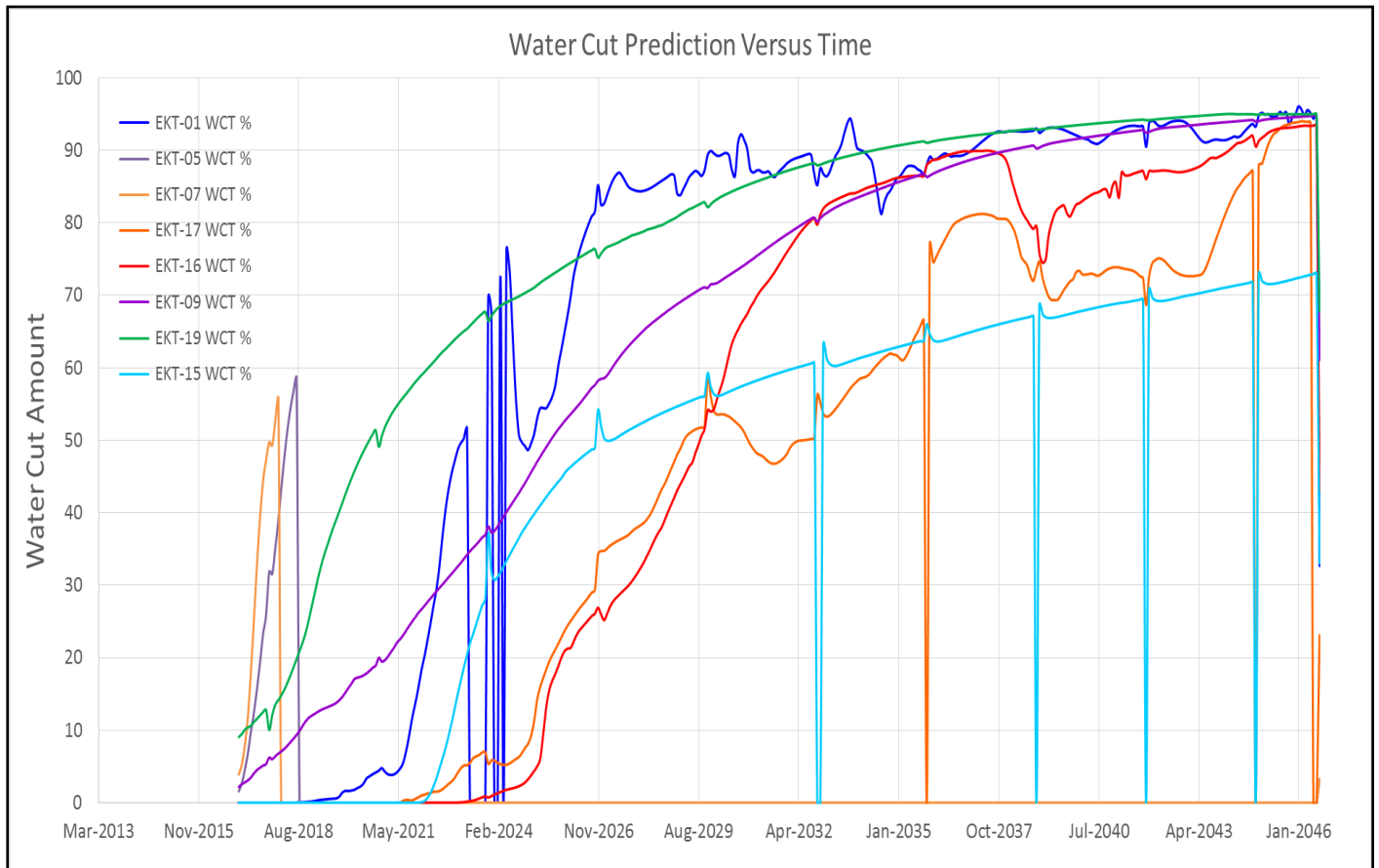


Figure III-36 : prédiction de water-cut dans le champ EKT.

Dans ce cas on suppose une valeur prédictive de WC de EKT 19 pour l'année 2024 de

WC= 67%.

Après le calcul du système on obtient les résultats suivant :

Tableau III-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	67	00	00

Pour le régime d'écoulement voir Annexe B

III.6.2.1 Interprétation des résultats:

- On voit que notre puits **EKT-19** est fermé par le système car la pression est très élevée au niveau **EKTT02**
- Le débit liquide **EKT-14** est très élevé de **2502.5 STB/d**.
- La pression au niveau de **EKTT02** est de **66.64 bar** et pour **EKTT01** est de **63.86 bar**.
- Malgré **EKT-19** est de **WC=67%** et **EKT-14** est de **WC=80%**, le système à fermer l'**EKT-19** vue à son potentiel.

Conclusion

Dans ce chapitre on a élaboré un modèle de production du champ **EKT** par l'utilisation du software gap qui nous aide à optimiser l'utilisation de l'**EKT-14**, donc on a fait des optimisations de quelques scénarios de production :

-le premier scénario c'est l'ouverture totale de l'**EKT-14** et ce dernier à provoquer un retour de pression au niveau de l'**FEKTT-02** est diminué la production totale du champ **EKT**.

-le deuxième scénario ; d'après la simulation du modèle réservoir on a supposé une valeur de percée d'eau de l'**EKT-19** pour l'année **2024**, et malgré que la percée d'eau de l'**EKT-14** est très élevé par rapport à ce dernier, le système à fermer **EKT-19** vue à son potentiel.

Conclusion générale et recommandation

La fonction d'optimisation permet à l'utilisateur d'appliquer les meilleurs paramètres (duses de tête de puits, conduites, allocation de gaz lift, etc.) afin de maximiser une certaine fonction objective et en même temps d'honorer les contraintes entrées dans le système.

Dans cette thèse on a travaillé sur la plateforme IPM Petroleum Expert (Mbal , PROSPER , GAP) qui a construit un modèle pour le champs EKT d'EL MERK il nous donne plusieurs scénario de développements pour déterminer l'optimisation la plus rentable

Le software **GAP** est un moyen qui nous aide à optimiser l'utilisation de EKT-14 dans le sous champ EKT du champ ALMERK.

L'ensemble des scénarios évalués et interprétés dans la partie pratique en but d'avoir une bonne optimisation en minimisons les pertes de production liée au risques de retour de pression par impact d'augmentation de Percée d'eau, nous menons a cité des conclusions et recommandations suivantes :

- La fermeture de l'**EKT-14** permanent n'est pas un scénario optimum on prévoie de l'ouvrir
- La fermeture du puits injecteur d'eau **EKT-3** qui est impacte le **EKT-14** en cas le **CPF** accepte le niveau d'eau produit par ce dernier avec l'observation périodique de percée d'eau par des tests **VX** au niveau du **FGS**.S'il n'y a pas d'amélioration dans le percée d'eau l'un des moyens pour optimiser la production c'est l'implantation du système **WAG**.
- Faire des tests de logging pour bien détecter l'entrée des percées d'eau pour voir la possibilité d'isoler la couche productive d'eau avec installation d'un patch tubage, bouchon mécanique, ou bien injection du ciment.

- L'augmentation de la pression liée à l'augmentation d'eau stagnée dans les trunkline nous oblige de faire les opérations de raclage périodique ce qui a aussi un impact sur la production.
- Dans le proche future ou le Percée d'eau sera important dans la plupart des puits un moyen d'énergisé la production sera recommander d'être installé au niveau du **FGS** comme exemple les pompes multiphasique mise déjà en place dans le champ BKNE bloc 404

Bibliographie

- [1]----Documents Privés Groupement Berkine Sonatrach/ Anadarko El Merk (2016)
- [2]----Sub-Surface Groupement Berkine Sonatrach Anadarko El Merk (Mars 2020)
- [3]---Production Optimization using Nodal Analysis book, OGCI Publications. Oil & Gas
Consultants International Inc, Tulsa; Dale Beggs. H " .
- [4]---Production Optimization by Nodal Analysis.By RAMI ALI ALI AL-TAM
- [5]---Documents Privés Groupement Berkine Sonatrach/ Anadarko El Merk 2018
- [6]---PETEX user manual IPM GAP version13

Annexe A : Complétion schématique

STRING	Description	I.D. ins	O.D. ins	Drift ins	Length m	Depth m	Depth ft
	FMC Tubing Hanger 11" x 5.1/8"					7.25	7.25
	5.1/2" LTC Box Up x 5.1/2" Hydril 563 RFB Box Down	4.728	11	4.603	0.3	7.55	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	4.728	5.5	4.603	0.5	8.05	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	4.728	5.5	4.603	14.7	22.75	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	4.728	5.5	4.603	13.44	36.19	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	4.728	5.5	4.603	3.75	39.94	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	4.728	5.5	4.603	0.61	40.55	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	4.728	5.5	4.603	2.55	43.1	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	4.728	6.05	4.603	1.73	44.83	
	5.1/2" x 4.562" TE-5 SCSSV	4.562	8.375	4.437	1.96	46.79	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	4.728	5.5	4.603	1.71	48.5	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Tubing x 81 Jts.	4.728	5.5	4.603	1086.55	1135.05	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	4.728	5.5	4.603	2.55	1137.6	
	5.1/2" Hydril 563 RFB Box x 4.1/2" Hydril 563 RFB Pin	3.87	6.05	3.745	1.77	1139.37	
	Flow Coupling Crossover						
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Tubing x 111 Jts.	3.87	4.5	3.745	1442.76	2582.13	
	Pip tag in Pin of Joint # xxx						
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	3.87	4.5	3.745	11.73	2593.86	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	3.87	4.5	3.745	11.73	2593.86	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	3.87	4.5	3.745	1.86	2595.72	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	3.87	5.2	3.745	1.73	2597.45	
	4.1/2" x 3.75" 'CMD' SSD	3.75	5.5	3.625	1.37	2598.82	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	3.87	5.2	3.745	1.74	2600.56	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	3.87	4.5	3.745	13.82	2614.38	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	3.87	4.5	3.745	13.54	2627.92	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	3.87	4.5	3.745	1.62	2629.54	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	3.87	5.2	3.745	1.74	2631.28	
	4.1/2" KC-22 Anchor Latch Seal Unit	3.87	5.435	3.745	0.77	2632.05	
	7" 'SABL' Permanent Packer	3.875	5.875	3.75	1.63	2633.68	
	5" New Vam Pin x Pin Millout Extension	4.35	5		1.59	2635.27	
	5" New Vam Box x 4.1/2" Hydril 563 RFB Pin X-over	3.87	5.587	3.745	0.41	2635.68	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	3.87	5.2	3.745	1.76	2637.44	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	3.87	4.5	3.745	13.73	2651.17	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	3.87	4.5	3.745	1.9	2653.07	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	3.87	5.2	3.745	1.73	2654.8	
	4.1/2" x 3.68" Model 'F' Seating Nipple	3.688	5.2	3.563	0.48	2655.28	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	3.87	5.2	3.745	1.74	2657.02	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Joint	3.87	4.5	3.745	13.74	2670.76	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Pup Joint	3.87	4.5	3.745	1.9	2672.66	
	4.1/2" Hydril 563 RFB Box x Pin Flow Coupling	3.87	5.2	3.745	1.74	2674.4	
	4.1/2" x 5.00" Tie back Seal	3.87	5	3.745	0.8	2675.2	
	4.1/2" Liner Top @ 2677 m (E/Line Depth) 2675 m (Drillers Depth)						
	7" Liner @ 2904 m Drillers Depth						
	4.1/2" Pip tag @ 3007 m E/Line Depth						
	TAGI Perfs : 3043 - 3054.5 m						
	3060 - 3072 m All perfs 12 s.p.f.						
	3074.5 - 3085 m						
	4.1/2" Liner @ 3221 m Drillers Depth						

EKT-01

Figure 01 : Complétion schématique d'EKT-01

Reference Log Depth (m USIT)	Depth m	String	Description	O.D. ins	I.D. ins	Drift ins	Length m
	0.00		Rig Floor - Tie-down Bolts Elevation				7.90
	1.87		Velco Tubing Hanger 4.1/2" New Vam Box x 4.875"	11.00	4.00	3.875	1.87
	15.37		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint #	4.50	3.96	3.833	13.50
	28.83		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint #	4.50	3.96	3.833	13.46
			Note: 2 x cross coupling protectors & 3 x mid joint protectors run				
	30.69		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.86
	32.42		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.73
	34.56		4.1/2" TUSME SCSSV ('BR' Profile) Assy No 719	6.00	3.813	3.813	2.14
	36.29		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.73
	38.15		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.86
	40.56		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam pup Joint	4.50	3.96	3.833	2.41
			4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam pup Joint	4.50	3.96	3.833	2.41
	52.32		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint #	4.50	3.96	3.833	11.76
	65.78		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint #	4.50	3.96	3.833	13.46
	70.51		5" x 4.1/2" New Vam Crossover Assembly No 677				4.73
	2250.45		5" 18 lb/ft New Vam Tubing xxx Joints	5.00	4.28	4.151	2179.94
	2255.24		4.1/2" X 5" New Vam Crossover Assembly No 67	5.5	4.28	4.151	4.79
	2268.79		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 10	4.50	3.96	3.833	13.55
	2282.36		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 9	4.50	3.96	3.833	13.57
	2284.25		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.89
	2285.99		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2288.16		Baker - Gas Lift Mandrel Assy No 726(PSI Model	6.00	3.93	3.833	2.17
	2289.90		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2291.79		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.89
	2303.32		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 8	4.50	3.96	3.833	11.53
	2315.23		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 7	4.50	3.96	3.833	11.91
	2317.11		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.88
	2318.85		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2321.02		Baker - Gas Lift Mandrel Assy No 725(PSI Model	6.00	3.93	3.833	2.17
	2322.76		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2324.64		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.88
	2349.70		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joints # 5 & 6	4.50	3.96	3.833	25.06
	2351.59		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.89
	2353.33		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2353.79		4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy No 723	4.94	3.813	3.813	0.46
	2355.53		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2357.43		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.90
	2370.82		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 4	4.50	3.96	3.833	13.39
	2372.71		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.89
	2374.45		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2375.22		KC-22 Anchor Seal Unit	5.20	3.88	3.855	0.77
	2376.64		Baker 'SABL' Permanent Packer Assy No 728	5.88	3.87	3.845	1.42
	2378.23		5" New Vam Millout Extension	5.51	4.42	4.295	1.59
	2378.52		5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	5.51	3.87	3.845	0.29
	2380.26		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2382.15		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.89
	2394.16		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 3	4.50	3.96	3.833	12.01
	2407.54		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 2	4.50	3.96	3.833	13.38
	2409.43		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.89
	2411.17		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2411.63		4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy No 731	4.94	3.813	3.813	0.46
	2413.37		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2415.27		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.90
	2428.83		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 1	4.50	3.96	3.833	13.56
	2430.72		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.50	3.96	3.833	1.89
	2432.46		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.94	3.87	3.833	1.74
	2434.46		4.1/2" Tie Back Seal Assy (No seals installed) No	5.00	3.87	3.845	2.00
	2434.46		Top of 4.1/2" Liner - 2,439.28 m Drillers Depth				
			Bottom of tie back - 0.99 m inside PBR				
			7" Casing Shoe at 3,xxx m Drillers Depth				
			Radio Active Pip Tag @ 3,026.03 m				
			DIPS @ 3,027.89 m				
			Perforations :3,065.9 - 3,069.9m with 2.75", 6spf, 60deg Predator.				
			Perforations :3,070.9 - 3,075.0m with 2.75", 6spf, 60deg Predator.				
			Perforations :3,079.0 - 3,096.0m with 2.75", 6spf, 60deg Predator.				
			DIPS @ 3,204.65 m				
			PBTD				
			Landing Collar at 3,621.64m Drillers Depth-PBTD				

EKT-05

Figure 02 : Complétion schématique d'EKT-05

Depth m AIT	Depth m	String	Description	O.D. ins	I.D. ins	Drift ins	Length m
	8.40		Rig Floor - Tie-down Bolts Elevation				8.34
	8.62		ABB Tubing Hanger 4.7/8" Stub Acme Box up x 4.1/2" New Vam Box	10.875	3.980	3.833	0.22
	10.25		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.63
	22.59		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 223	4.910	3.958	3.833	12.34
	34.92		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 217	4.910	3.958	3.833	12.33
	36.78		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.990	3.833	1.86
	38.52		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.920	3.950	3.833	1.74
	40.66		4.1/2" x 3.813" TUSME SCSSV (BAKER 'BR' Profile) - Assy # 1029	5.980	3.814	3.813	2.14
	42.40		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.950	3.833	1.74
	44.26		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.958	3.833	1.86
	46.68		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint # D	4.900	3.958	3.833	2.42
	58.57		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 215	4.910	3.958	3.833	11.89
	58.57						
	60.66		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.920	3.975	3.833	2.11
	61.19		4.1/2" NV Box x 5" NV Pin Crossover - Assy # 983	5.555	3.970	3.833	0.51
	63.41		5" 18 lb/ft New Vam Pup Joint	5.580	4.270	3.833	2.22
	2276.03		5" 18 lb/ft L-80 New Vam Tubing 169 Joints	5.587	4.276	4.151	2212.62
	2278.53		5" 18 lb/ft New Vam Pup Joint	5.580	4.305	3.833	2.5
	2279.04		4.1/2" NV Pin x 5" NV Box Crossover - Assy # 982	5.570	3.975	3.833	0.51
	2280.90		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.910	3.960	3.833	1.86
	2306.38		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 9 & 10	4.900	3.958	3.833	25.48
	2308.24		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.915	3.962	3.833	1.86
	2309.98		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.917	3.940	3.833	1.74
	2312.14		Baker - Gas Lift Mandrel Assy No 1018 (PSI Model)	5.975	3.860	3.833	2.16
	2313.87		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.915	3.935	3.833	1.73
	2315.73		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.910	3.955	3.833	1.86
	2319.24		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 7 & 8	4.900	3.958	3.833	23.51
	2341.10		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.970	3.833	1.86
	2342.84		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.910	3.940	3.833	1.74
	2345.00		Baker - Gas Lift Mandrel Assy No 1017 (PSI Model)	5.975	3.870	3.813	2.16
	2346.74		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.905	3.950	3.833	1.74
	2348.60		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.965	3.833	1.86
	2373.20		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 5 & 6	4.900	3.958	3.833	24.60
	2375.06		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.950	3.833	1.86
	2376.80		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.945	3.833	1.74
	S/L 2,377m RT		4.1/2" x 3.813" Baker 'BR' Nipple - Assy # 1034	4.885	3.813	3.813	0.46
	2378.99		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.950	3.833	1.73
	2380.84		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.955	3.833	1.85
	2393.19		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 4	4.500	3.958	3.833	12.35
	2395.05		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.910	3.950	3.833	1.86
	2396.79		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.895	3.925	3.833	1.74
	2397.56		KC-22 Anchor Seal Unit	5.480	3.870	3.833	0.77
	2398.98		Baker 'SABL' Permanent Pecker - Assy # 1027	5.860	3.890	3.833	1.42
	2400.57		5" New Vam Millout Extension	5.000	4.370	3.833	1.59
	2401.07		5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Crossover	5.530	4.000	3.833	0.50
	2402.80		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.910	3.960	3.833	1.73
	2404.66		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.910	3.970	3.833	1.86
	2416.99		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 3	4.910	3.958	3.833	12.33
	2429.28		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 2	4.910	3.958	3.833	12.29
	2431.14		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.490	3.833	1.86
	2432.87		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.895	3.940	3.833	1.73
	S/L 2,433 m RT		4.1/2" x 3.813" Baker 'BR' Nipple - Assy # 1033	4.885	3.813	3.813	0.46
	2435.06		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.890	3.950	3.833	1.73
	2436.92		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.900	3.945	3.833	1.86
	2448.74		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Joint # 1	4.910	3.958	3.833	11.82
	2450.60		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam Pup Joint	4.995	3.940	3.833	1.86
	2452.33		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.990	3.833	3.833	1.73
	2452.66		4.1/2" Tie Back Seal NO-GO - Assy # 1036	5.480	3.975	3.833	0.35
	2454.39		Bottom of Tie Back WLEG.	5.020	3.975	3.833	1.73
			7" Casing Shoe at - 2924.50 m Drillers Depth				
			DIPS Assy# 1032 @ 3037 m				
	Pip Tag @ 3053 m		TAG: 3088 - 3093 m & 3099 - 3110 m AIT 3-1/8" Predator XP, 6 spf 60° phasing				
			DIPS Assy# 1031 @ 3202.9 m				
			Plug				
			RKF Perf - 3,500.0 - 3,505.5 m AIT Log. 2.3/8" Predator - EHC - 6 spf, 60 Deg phasing				
	H.U.D. 3,625 m RT (3.75")		Landing Collar at 3622 m Drillers Depth				
			PBTD - 3650 m Drillers Depth				

EKT-07

Figure 03 : Complétion schématique d'EKT-07

S/L Depth (m-RT)	Depth (m-RT)	String	Description	O.D. (ins)	I.D. (ins)	Drift (ins)	Length (m)
			EKT-17 Rig 810 RT - Tie down bolts Elevation				9.44
	9.44		FMC TH Assy 720 4.1/2" N.V Pin Btm x 7.875" Pin Acme (Top)	13.500	3.900	3.833	
	9.60		HANGER - Below HOP	9.000	4.000	3.833	0.16
	11.23		4.5" 12.6# N VAM PxP Pup joint	4.500	3.958	3.833	1.63
	11.23						
	11.23		247 Fiber optic cable clamps used				
	11.23						
	10.52		20K lbs Compression				-0.71
	10.52						
	19.94		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L-80 tubing Joint R2 # 304				9.42
	2850.00		238 Jts of 4 1/2" 12.6 lb/ft HSC L-80 Tubing Joints R3.	4.500	3.958	3.833	2830.06
	2850.00						
	2850.00						
	2851.90		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
	2853.57		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.67
	2855.61		Mandrel c/w equalizing dummy Assy 741	6.000	3.865	3.833	2.04
	2855.61		SN: 15895-05				
	2857.32		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.72
	2859.22		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
	2871.15		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L80 R3 Joint # 6	4.500	3.958	3.833	11.93
	2871.15						
	2883.08		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L80 R3 Joint # 5	4.500	3.958	3.833	11.93
	2885.04		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.96
	2886.76		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
	2888.81		Mandrel c/w Non equalizing dummy Assy 727	6.000	3.860	3.833	2.04
	2888.81		SN: 15895-04 - DO NOT REPLACE DUMMY VALVE - SEE COMPLETION REPORTS				
	2890.54		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.74
	2892.50		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.96
	2904.37		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L80 R3 Joint # 4	4.500	3.958	3.833	11.87
	2916.37		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L80 R3 Joint # 3	4.500	3.958	3.833	12.00
	2928.38		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L80 R3 Joint # 2	4.500	3.958	3.833	12.01
	2940.38		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L80 R3 Joint # 1	4.500	3.958	3.833	12.00
	2940.38						
	2942.27		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint (bxb)	4.500	3.958	3.833	1.89
	2944.02		Weatherford Permanent Down Hole Gauge Mandrel Assy 651	5.800	3.958	3.833	1.75
	2945.92		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
	2954.96		4.1/2" 12.6 lb/ft HSC L-80 Joint R2 #303	4.500	3.958	3.833	9.04
	2956.85		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.892
	2958.58		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.728
	2958.95		4.1/2" x 3.813" R Nipple Assy 744	4.910	3.813	3.813	0.368
	2958.95		SN:3041095-22				
	2960.64		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.698
	2962.53		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.884
	2964.42		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.895
	2966.15		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.938	3.855	1.725
	2966.73		Ratch-Latch Dressed with MSN seals	5.500	3.875	3.845	0.585
	2968.55		Halliburton MHR Permanent Hydraulic Set Packer Assy 639	5.875	3.880	4.295	1.815
	2968.55		SN:27944111-07				
	2970.14		5" New Vam Millout Extension	5.000	4.300	3.833	1.593
	2970.43		5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Crossover	5.500	3.958	3.833	0.292
	2972.16		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.727
	2974.06		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.895
	2974.06						
	2983.65		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Joint R2 #302	4.500	3.958	3.833	9.59
	2983.65						
	2985.54		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.890
	2987.27		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.730
	2987.64		4.1/2" x 3.813" R Nipple Assy 711	4.910	3.813	3.833	0.370
	2987.64		SN:3041095-32				
	2989.34		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.700
	2991.22		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.880
	2991.22						
	3000.04		4.1/2" 12.6 lb/ft New Vam L-80 Joint R2 #301	4.500	3.958	3.833	8.82
	3000.37		Wire Line Entry Bell Guide.	5.000	3.970	3.833	0.33
	3000.37		Bottom WEG				
			Pip tag at 3028.61 m				
			Completion fluid: 10.1 ppg NaCl CaCl2 brine				
				Initial	Re-perf	Add Perfs	
			Perfs TAGI U1M1: 3,042.0m - 3,046.0m AIT. 3.1/8" HSC. 6spf 60 deg phasing	24-Aug-15			
			Perfs TAGI U1M1: 3,056.0m - 3,070.0m AIT. 3.1/8" HSC. 6spf 60 deg phasing	24-Aug-15			
			Perfs TAGI U1M1: 3,075.0m - 3,089.0m AIT. 3.1/8" HSC. 6spf 60 deg phasing	13-Aug-15			
			7" Float Collar @ 3223 m MD (Drillers Depth)				
			S/L HUD 3227 RT with 3.8" GC on the 15/01/2015				
			7" Casing Shoe @ 3248 m MD (Drillers Depth)				
			Completed:16/01/2015				
			EKT-17				
			FB Oil Producer				
			Updated 25 Aug 15 NL				

Fish in hole 6.68m length.
Top of Fish at 3,212mTHF

Figure 04 : Complétion schématique d'EKT-17

Slickline Depth-RKB	Depth m	String	Description	O.D. ins	I.D. ins	Drift ins	Length m
	9.11		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)	13.500	3.908	3.833	1.70
	10.81		2 Jts 4 1/2" 12.6lbft New Vam L-80 Tubing Joints R3 #235 #236	4.500	3.958	3.833	24.21
	35.02		2 Pup Jnts 4 1/2" 12.6lbft New Vam L-80 (3.09m above 2.4m below)	4.500	3.958	3.833	5.49
			203 Fiber optic cable clamps used				
			Compression				-0.71
	39.80		228 of 4 1/2" 12.6 lbft NV L-80 Tubing Joints R3.	4.500	3.958	3.833	2768.30
	2798.10		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
	2799.99		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
	2801.72		Baker Gas Lift Mandrel c/w equalizing dummy Assy258	6.000	3.865	3.833	2.63
	2803.75		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.73
	2805.48		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
	2807.37		4.1/2" 12.6 lbft NV L80 R3 Joint # 6	4.500	3.958	3.833	12.16
	2819.53		4.1/2" 12.6 lbft NV L80 R3 Joint # 5	4.500	3.958	3.833	12.12
	2831.65		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.87
	2833.52		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.76
	2835.28		Baker Gas Lift Mandrel c/w equalizing dummy Assy185	6.000	3.866	3.833	2.63
	2837.31		4.1/2" New Vam Flow Coupling	4.900	3.958	3.833	1.75
	2839.06		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.88
	2840.94		4.1/2" 12.6 lbft NV L80 R3 Joint # 4	4.500	3.958	3.833	12.14
	2853.08		4.1/2" 12.6 lbft NV L80 R3 Joint # 3	4.500	3.958	3.833	12.12
	2865.20		4.1/2" 12.6 lbft NV L80 R3 Joint # 2	4.500	3.958	3.833	12.10
	2877.30		4.1/2" 12.6 lbft NV L80 R3 Joint # 1	4.500	3.958	3.833	12.12
	2889.42		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint (bbb)	4.500	3.958	3.833	1.97
	2891.39		Weatherford Permanent Down Hole Gauge Mandrel Assy001	5.200	3.958	3.833	1.63
	2893.02		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.97
	2894.99		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Joints R2 # 303	4.500	3.958	3.833	9.41
	2904.40		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
	2906.29		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.76
	2908.05		4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy265	4.910	3.813	3.813	0.33
	2908.38		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.76
	2910.14		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
	2912.03		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.90
	2913.93		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.938	3.833	1.76
	2915.69		KC-22 Anchor Seal Unit.	5.500	3.875	3.845	0.77
	2916.46		Baker "SABL-3" Permanent Hydraulic Set Packer Assy262	5.875	3.880	4.295	1.42
	2917.88		5" New Vam Milkout Extension	5.000	4.300	3.833	1.59
	2919.47		5" New Vam x 4.1/2" 12.6 lbft New Vam Crossover	5.500	3.958	3.833	0.24
	2919.71		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.76
	2921.47		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
	2923.36		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Joints R2 # 302	4.500	3.958	3.833	9.42
	2932.78		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
	2934.67		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.76
	2936.43		4.1/2" x 3.813" BR Nipple Assy 245	4.910	3.813	3.833	0.33
	2936.76		4.1/2" New Vam Flow Coupling	5.500	3.958	3.833	1.76
	2938.52		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Pup Joint	4.500	3.958	3.833	1.89
	2940.41		4.1/2" 12.6 lbft New Vam Joints R2 # 301	4.500	3.958	3.833	9.42
	2949.83		Wire Line Entry Bell Guide.	5.200	3.970	3.833	0.25
	2950.08		Bottom WEG				
			Radio Active Pip Tag on 3m Pup Jnt @ 3,855.84m				Completion Fluid: 8.4 ppg KCl
			PROPOSED Perforations, HESP 3-1/8" HC, loaded 6 spf, 60 deg phasing				
			3102.5 - 3114.5m (12m)				
			3118.5 - 3127.0m (8.5m)				
			3127.0 - 3139.0m (12m, with blank from 3135.0 - 3137.0m)				
			7" Float Collar @ 3,166.91m (Drillers Depth)				
			7" Casing Shoe @ 3,191.64m (Drillers Depth)				

Figure 07 : Complétion schématique d'EKT-19

Annexe B : Offtakes et le régime d'écoulement pour les trunkline.

Tableau 01 : Offtakes Décembre 2019

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 Oil target for month (stb)	MMscfd gas from Oil	
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-05					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	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 MMscfd (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 MMscfd	Total produced Qgas target for month (MMscfd)	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-08					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		

Tableau 02 : Flow régime dans le trunkline (FEKTT02-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
10131.60	-17.00	50.52	30.83	0.0000	0.36	Strat Wavy	4

10277.60	-34.00	49.52	30.74	0.0068	0.57	Slug Flow	4
10657.20	-33.00	49.46	30.52	0.0001	0.47	Strat Wavy	4
10774.00	-46.90	48.66	30.46	0.0069	0.56	Slug Flow	4
10934.60	-32.70	48.73	30.37	-0.0004	0.20	Strat Wavy	4
11051.40	-47.10	47.90	30.31	0.0071	0.55	Slug Flow	4
11212.10	-46.90	47.87	30.23	0.0002	0.49	Strat Wavy	4
11445.70	-35.80	47.92	30.12	-0.0002	0.22	Strat Wavy	4
11620.90	-36.60	47.74	30.04	0.0010	0.56	Slug Flow	4
11664.70	-35.80	47.74	30.02	0.0000	0.30	Strat Wavy	4
11883.70	-10.50	47.88	29.93	-0.0006	0.16	Strat Wavy	4
12380.10	-12.80	47.37	29.73	0.0010	0.55	Slug Flow	4
12453.20	-3.00	47.42	29.70	-0.0007	0.16	Strat Wavy	4
13008.00	1.90	47.39	29.51	0.0001	0.37	Strat Wavy	4
13577.40	-5.80	46.56	29.33	0.0015	0.55	Slug Flow	4
13679.60	-8.70	46.34	29.30	0.0021	0.55	Slug Flow	4
13781.90	5.50	46.41	29.27	-0.0007	0.15	Strat Wavy	4
13869.50	6.30	46.41	29.25	0.0001	0.37	Strat Wavy	4
14088.50	3.20	46.08	29.19	0.0015	0.55	Slug Flow	4
14760.10	12.80	46.07	29.02	0.0000	0.36	Strat Wavy	4
15008.40	4.80	44.56	28.99	0.0061	0.40	Slug Flow	4
15315.00	1.20	42.92	28.94	0.0053	0.40	Slug Flow	4
15490.20	-14.30	41.39	28.92	0.0087	0.36	Slug Flow	4
16147.20	-11.20	39.41	28.83	0.0030	0.38	Slug Flow	4
16205.60	-11.00	39.23	28.82	0.0031	0.37	Slug Flow	4
16322.50	-1.40	39.17	28.81	0.0005	0.38	Strat Wavy	4
16512.30	-1.40	39.12	28.77	0.0003	0.47	Strat Wavy	4
16672.90	13.80	39.18	28.75	-0.0004	0.17	Strat Wavy	4
17300.70	13.10	38.50	28.65	0.0011	0.49	Slug Flow	4
17519.70	12.80	38.26	28.62	0.0011	0.48	Slug Flow	4
17797.20	11.30	37.90	28.58	0.0013	0.48	Slug Flow	4
17914.00	12.00	37.88	28.57	0.0001	0.38	Strat Wavy	4
17957.80	-0.09	37.39	28.56	0.0113	0.41	Slug Flow	4
18571.00	-7.60	36.41	28.49	0.0016	0.47	Slug Flow	4
18819.20	-6.00	36.37	28.47	0.0001	0.38	Strat Wavy	4
18906.90	-14.00	36.33	28.46	0.0048	0.45	Slug Flow	4
18994.50	-8.10	36.29	28.45	-0.0002	0.19	Strat Wavy	4
19155.10	-12.70	36.25	28.43	0.0023	0.46	Slug Flow	4
19330.30	-3.70	36.21	28.42	0.0012	0.34	Strat Wavy	4
19739.10	0.97	36.17	28.40	0.0034	0.33	Slug Flow	4
20410.80	2.30	36.13	28.36	0.0042	0.31	Slug Flow	4

20513.00	0.00	36.09	28.35	0.0060	0.29	Slug Flow	4
20513.00	0.00	36.05	28.35	0.0023		Manifold	4

Tableau 03 : 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
10131.60	-17.00	47.94	28.01	0.0002	0.15	Strat Wavy	4
10277.60	-34.00	46.52	28.01	0.0097	0.70	Slug Flow	4
10657.20	-33.00	46.49	28.01	0.0001	0.27	Strat Wavy	4
10774.00	-46.90	45.34	28.01	0.0098	0.70	Slug Flow	4
10934.60	-32.70	45.11	28.01	0.0014	0.20	Strat Wavy	4
11051.40	-47.10	43.94	28.01	0.0100	0.69	Slug Flow	4
11212.10	-46.90	43.93	28.01	0.0001	0.31	Strat Wavy	4
11445.70	-35.80	43.67	28.00	0.0011	0.26	Strat Wavy	4
11620.90	-36.60	43.57	28.00	0.0006	0.67	Slug Flow	4
11664.70	-35.80	43.56	28.00	0.0002	0.14	Strat Wavy	4
11883.70	-10.50	43.21	28.00	0.0016	0.17	Strat Wavy	4
12380.10	-12.80	42.92	28.00	0.0006	0.67	Slug Flow	4
12453.20	-3.00	42.80	28.00	0.0017	0.16	Strat Wavy	4
13008.00	1.90	42.71	28.00	0.0002	0.18	Strat Wavy	4
13577.40	-5.80	42.09	28.00	0.0011	0.66	Slug Flow	4
13679.60	-8.70	41.88	28.00	0.0021	0.66	Slug Flow	4
13781.90	5.50	41.70	28.00	0.0017	0.16	Strat Wavy	4
13869.50	6.30	41.69	28.00	0.0002	0.18	Strat Wavy	4
14088.50	3.20	41.45	28.00	0.0011	0.66	Slug Flow	4
14760.10	12.80	40.81	28.00	0.0009	0.32	Strat Wavy	4
15008.40	4.80	38.50	28.00	0.0093	0.45	Slug Flow	4
15315.00	1.20	36.19	28.00	0.0075	0.43	Slug Flow	4
15490.20	-14.30	33.68	28.00	0.0143	0.40	Slug Flow	4
16147.20	-11.20	32.93	28.00	0.0011	0.36	Strat Wavy	4
16205.60	-11.00	32.86	28.00	0.0012	0.36	Strat Wavy	4
16322.50	-1.40	32.30	28.00	0.0048	0.41	Strat Wavy	4
16512.30	-1.40	32.27	28.00	0.0001	0.41	Strat Wavy	4
16672.90	13.80	32.01	28.00	0.0016	0.18	Strat Wavy	4
17300.70	13.10	31.90	28.00	0.0002	0.54	Strat Wavy	4
17519.70	12.80	31.86	28.00	0.0002	0.53	Strat Wavy	4
17797.20	11.30	31.63	28.00	0.0008	0.57	Slug Flow	4
17914.00	12.00	31.61	28.00	0.0002	0.19	Strat Wavy	4
17957.80	-0.09	31.59	28.00	0.0166	0.52	Slug Flow	4
18571.00	-7.60	31.57	28.00	0.0011	0.56	Slug Flow	4
18819.20	-6.00	31.55	28.00	0.0002	0.19	Strat Wavy	4
18906.90	-14.00	31.53	28.00	0.0070	0.56	Slug Flow	4

18994.50	-8.10	31.51	28.00	0.0014	0.21	Strat Wavy	4
19155.10	-12.70	31.49	28.00	0.0037	0.55	Slug Flow	4
19330.30	-3.70	31.47	28.00	0.0050	0.45	Strat Wavy	4
19739.10	0.97	31.45	28.00	0.0059	0.51	Strat Wavy	4
20410.80	2.30	31.43	28.00	0.0036	0.31	Slug Flow	4
20513.00	0.00	31.41	28.00	0.0092	0.29	Slug Flow	4