

ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série : /2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

Mémoire présentée en vue d'obtention du Diplôme de Master
Option : Production Professionnel

Présenté Par :

Bougoffa Mohammed Mechiche.

Bouhennaf Salah Eddine.

Bouali Aissa.

-THÈME-

**Analyse de problème de condensation de gaz au fond du puits a
gaz sur la production au champ MLE (bloc 405b)
étude de cas puits MLE-08**

Soutenue le : 09/06/2022

Jury composé de :

Président : Djebbas Faycal.....MCA univ-ouargla

Examineur : Frouhat Rachid.....MAA univ-ouargla

Encadreur : Mr. Khebbaz Med El-ghali.....MAA univ-ouargla

Année universitaire 2021-2022

REMERCIEMENTS

La réalisation d'un travail de cette importance ne peut être menée à terme sans le support constant de tous les gens impliqués de près ou de loin dans le projet.

Ainsi l'achèvement d'un tel travail ne dépend pas seulement de l'auteur, mais aussi de toutes les personnes chères.

Je profite de cette opportunité pour vous remercier tous individuellement.

Nous exprimons notre profonde gratitude envers notre directeur de recherche Mr. Kebbaz Mohammed Lghali Maître de conférence à l'université Kasdi Merbah

Ouargla et le président de soutenance Mr. Djebbas Faycal et le examinateur Mr. Frouhat Rachid et Mr. Hammouti Rabah SH-Eni HMD Pour la qualité de sa supervision, ses nombreux conseils et sa bienveillante disponibilité.

L'ensemble du corps enseignant de la spécialité Production, pour leur participation à notre formation.

Dédicaces

Au nom de Dieu, le clément, le très miséricordieux.

Je dédie ce modeste travail particulièrement à :

Mon père qui m'a soutenue et encadrée jusqu'à ce jour.

Ma mère pour son encouragement et assistance.

J'adresse ma gratitude aussi à mes très chères frères

Pour toute ma famille BOUGOFFA

A mes amies chacune son nom pour leurs aides précieuses

Merci mille fois pour votre gentillesse, votre compétence et votre
Compréhension.

Je remercie également tous l'ensemble des Ingénieurs de la
direction FCP et division personnel qui ont contribué à ma
formation surtout Mr. Hamouti Rabah, Mr. Rabah Akchich,

Mr. Hicham Ennech et Mr. Yassin Zekraoui

A ma promotion de Master Production. 2021/2022

A tout ceux que je n'ai pas cité leurs noms

Mais je n'oublierai jamais leurs aides.

En fin à tous ce qui nous aiment et qu'on aime

Bougoffa Mohammed Mechiche

Dédicaces de Bouhenaf Salah Eddine

*Je dédie ce modeste travail avant tous :
A mes chers parents.*

*Mes dédicaces s'adressent également :
A mes chers frères et à ma sœur.*

*A tous les membres de ma famille.
Aussi, je dédie ce travail à tous mes amis,
Spécialement : Aïssa, Mohand, Toufik, Mechiche.
A tous les enseignants d'hydrocarbures.*

*A la fin, je dédie très chaleureusement ce mémoire à
la femme de ma vie.*

Dédicaces

*Avant tout nous tenons nos remerciements à notre dieu de nos avoir
donné la force et le courage.*

*Après de longues années d'études et de travail, Je dédie ce modeste
travail à :*

*Mes très chers parents et ma grande tante pour leurs bons amours, et
nos reconnaissances envers les sacrifices et le soutien moral qu'ils ont
fourni pendant toute la durée de nos études*

Mes frères et sœurs ;

A tous les membres de ma famille

Tous mes collègues et mes amis ,

Spécialement : Salah, Mohand, Toufik, Ayoub, Diya eddine, Mechiche.

Tous les professeurs qui nous ont enseigné de la spécialité

Production d'hydrocarbures ;

*Tous ceux que j'aime et qui m'apporté leur aide pour réaliser ce
mémoire*

Ainsi à la femme de ma vie.

Bouali Aïssa

Résumé :

Le puit de gaz à condensat MLE-08 possède des caractéristiques de réservoir comportement et perturbé, qui a affecté considérablement le taux de production.

L'objectif de ce travail est analyse les problèmes de condensation de gaz au fond du puits à gaz sur la production au champ MLE (bloc 405b)

La productivité de ce puits est réduite en raison d'un problème en amont « Liquid Loading » aux abords du puits.

La stratégie de l'étude consiste à identifier les puits les plus riches et touchés par le problème. Des enquêtes et des analyses ont été effectuées sur les opérations, DGS, SGS, WT (BUILD UP) et les ont ensuite transmises en deux phases (phase avant la mise en production et une phase après la mise en production).

Les résultats des tests de puits ont montré que MLE-08 présentaient le CGR le plus élevé et une baisse de pression anormale rapide.

Pour une solution rapide et efficace, un MPP a été installé à la surface de MLE-08, ce qui en fait la case pilote pour l'installation des pompes sur l'ensemble du projet MLE.

Mot clé : Liquid Loading, condensation, Optimisation, MPP.

ملخص :

يتميز بئر الغاز المكثف MLE-08 بخصائص مكنم معقدة وسلوك مضطرب ، مما يؤثر بشكل كبير على معدل الإنتاج.

الهدف من هذا العمل هو تحليل مشاكل تكثف الغاز اسفل بئر الغاز على الإنتاج في حقل MLE (block405b). إنتاجية هذه الآبار انخفضت بسبب مشكلة المنبع "تحميل السائل" اسفل البئر .

تتمثل استراتيجية الدراسة في تحديد أغنى الآبار المتأثرة بالمشكلة. تم إجراء التحقيقات والتحليلات التالية ،

(DGS ، SGS ، WT (BUILD UP). ثم نقلها على مرحلتين (المرحلة قبل بدء الإنتاج ومرحلة بعد بدء الإنتاج

أظهرت نتائج اختبار البئر أن MLE-08 أظهر أعلى معدل CGR وانخفاض سريع غير طبيعي في الضغط

للحصول على حل سريع وفعال ، تم تثبيت MPP على سطح MLE-08 ، مما يجعلها الصندوق التجريبي لتركيب

المضخات في جميع أنحاء مشروع MLE

الكلمات المفتاحية : تحميل السائل ، التكثيف ، التحسين ، MPP.

Abstract :

The gas condensate well MLE-08 has unique reservoir characteristics and disturbed behavior, which greatly affects the production rate.

The objective of this work is to analysis of the problem of gas condensation at the bottom of the gas well on production at the MLE field (block 405b)

The productivity of these wells is reduced due to an upstream problem "Liquid Loading" near the well.

The strategy of the study is to identify the richest wells affected by the problem. Investigations and analyses were carried out on the operations, DGS, SGS, WT (BUILD UP) and then transmitted them in two phases (phase before the start of production and a phase after the start of production).

Well test results showed that MLE-08 exhibited the highest CGR and rapid abnormal pressure drop.

For a quick and efficient solution, an MPP was installed on the surface of MLE-08, making it the pilot box for the installation of pumps throughout the MLE project.

Keywords: Liquid Loading, condensation, Optimization, MPP,

Table de matière

Résumé

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations notations et symboles

Introduction Générale	1
I. Chapitre 01 : présentation de champ MLE	3
I.1 Introduction	3
I.2 Projet de production (gaz-huile) bloc 405b MLE.....	3
I.3 Situation géographique	4
I.4 Structure géologique	5
I.4.1 Triasique argileux gréseux inférieur (TAGI)	5
I.4.2 Réservoirs carbonifères	6
I.4.3 Dévonien inférieur.....	6
II. Chapitre 02 : Classification et propriété de gaz.....	10
II.1 Introduction	10
II.2 Types de gaz.....	10
II.2.1 Gaz sec	11
II.2.2 Gaz humide	12
II.2.3 Gaz à condensat.....	12
II.3 Les propriétés de gaz.....	13
II.3.1 Gravité du gaz	13
II.3.2 Viscosité du gaz	13
II.3.3 Facteur de volume de formation de gaz.....	14
II.3.4 Compressibilité des gaz.....	14
II.4 Les équations de bases	15
II.4.1 Loi de Darcy en cas de gaz.....	15
II.4.2 L'équation de diffusivité	16
II.4.3 L'équation de conservation de la masse	17
III. Chapitre 03 : Les essais de puits	19
III.1 Introduction.....	19
III.2 Objectif des essais de puits	19
III.3 Les types des essais de puits	19
III.3.1 Essai de Drill Stem Test (DST).....	19

III.3.1.1 Principe de DST.....	20
III.3.1.2 Explication de diagramme de DST.....	20
III.3.2 Le test de transitoire de pression.....	21
III.3.2.1 Essai de débit (Draw Down)	21
III.3.2.2 Test de fermeture (Build Up)	23
III.3.3 Test d'interférence ou de pulse	24
III.4 Les méthodes d'interprétation.....	24
III.4.1 La Méthode d' HORNER.....	24
III.4.2 La méthode de dérivative	25
IV. Chapitre 04 : Analyse nodale.....	29
IV.1 Introduction.....	29
IV.2 Importance de l'analyse Nodale	29
IV.3 Objectifs de l'analyse nodale	30
IV.4 Procédure d'application de l'analyse nodale	31
IV.5 Les différentes positions du nœud	32
IV.6 Inflow performance relationship (IPR).....	33
IV.6.1 LOI DE DARCY	33
III.6.1 Méthode de Vogel.....	34
IV.6.2 Les principales corrélations de l'IPR pour les puits à gaz.....	35
IV.7 Pertes de charge dans le tubing VLP (Outflow)	35
IV.7.1 Les principales corrélations utilisées pour l'écoulement vertical	36
IV.7.2 Résultat	37
Conclusion	38
V. Chapitre 05 : Etude de cas MLE-08.....	40
V.1 Introduction :.....	40
V.2 Les test de puits MLE-08 avant la mise en production.....	40
V.2.1 Information générale sur le puits MLE-08	40
V.2.2 Séquence opérationnel des essais de puits MLE-08	43
V.2.3 Les données d'entrées	46
V.2.4 Interpretation.....	48
V.2.5 Analyse des performances des puits	50
V.3 Les test de puits MLE-08 après la mise en production	52
V.3.1 Historique de la production du puits	52
V.3.2 Les essais du puits MLE-08	53
V.3.3 Les tests DGS (DYNAMIC GRADIENT SURVEY)	54

V.3.4 Liste des opérations pour le MLE-08	55
V.3.5 Résultat des opérations	56
V.3.6 Etude de performance	56
V.3.6.1 Utilisation du logiciel ROSPER.....	57
V.3.7 Optimisation de la production pompe multi phasique (MPP).....	58
V.3.8 Les caractéristiques de la pompe multi phasique.....	59
V.3.9 Résultat de l'essai de séparateur et de gradient de pression dynamique.....	60
V.3.10 Detaille sur la production récente	61
V.3.11 Design et choix de la pompe	62
Conclusion	63
Conclusion Générale	65
Recommandation	66
Les référence :	67
Annexes	

Liste des tableaux

Tableau I. 1 Formations géologiques du réservoir.....	5
Tableau IV. 1 : Classification des corrélations de perte de charge	37
Tableau V. 1 : Les données générales de puits	41
Tableau V. 2 : Les résultats des essais de puits BU et DD	46
Tableau V. 3 : Les données de PVT	47
Tableau V. 4 : Les paramètres petrophysiques	47
Tableau V. 5 : Les résultats de test Buildup finale (337 heures)	48
Tableau V. 6 : Les résultats du well test	53
Tableau V. 7 : Les résultats de DGS (DYNAMIC GRADIENT SURVEY).....	54
Tableau V. 8 : L'intervalle du gradient standard pour les différents effluents SURVEY)	55
Tableau V. 9 : Liste des opérations sur MLE-08effluents SURVEY).....	55
Tableau V. 10 : Well test du 22 /08/2013 jusqu'à 21/10/2014	56
Tableau V. 11 : le point de fonctionnement MLE-08 pour WHP 40bars	59
Tableau V. 12 : La Fiche technique de la pompe (MPP).....	60
Tableau V. 13 : les résultats des tests de production après l'installation MPP.....	61

Liste des figures

Figure I. 1 : Situation géographique du champ MLE (bloc 405b).....	5
Figure I. 2 : couches productrices du bloc (405b).	7
Figure I. 3 : Les principaux réservoirs du bloc (405b)	8
Figure II. 1 Diagramme de phase.....	10
Figure II. 2 Diagramme de gaz sec	11
Figure II. 3 Diagramme de phase d'un gaz humide.....	12
Figure II. 4 Diagramme de phase d'gaz à condensat	13
Figure II. 5 expérience de Darcy.....	15
Figure III. 1 Diagramme de DST.....	20
Figure III. 2 Test de transitoire de pression	21
Figure III. 3 diagram de DrawDown test	22
Figure III. 4 diagramme de build Up	23
Figure III. 5 plot d'Horner.....	25
Figure III. 6 plot de dérivative	26
Figure III. 7 diagramme de dérivative de pression	27
Figure IV. 1: Pertes de charge possible dans un système de production [1]	30
Figure IV. 2 : Courbe d'outflow et inflow.....	32
Figure IV. 3 : Les déficient node.....	32
Figure IV. 4 : l'écoulement au niveau de node	33
Figure V. 1 : Situation géographique de MLE-08	41
Figure V. 2 : Well sketch MLE-08	42
Figure V. 3 : Testing Intervals MLE-08	43
Figure V. 4 : WHP and BHP.....	44
Figure V. 5 : Fluid rates, Co2 and CGR during the main flow.....	45
Figure V. 6 : Oil density, gas specific gravity and BSW during the main flow	45
Figure V. 7 : Log-log match	49
Figure V. 8 : Horner Match.....	50
Figure V. 9 : IPR courbe (Multirate Jones).....	51
Figure V. 10 : VLP/IPR match	51
Figure V. 11 : Evaluation de la pression de puits MLE-08	52
Figure V. 12 : Evaluation de la production de puits MLE-08	52
Figure V. 13 : Courbe IPR pour MLE-08	58
Figure V. 14 : VLP (avec 3 sensibilités) vs IPR	59
Figure V. 15 : Production récente MLE-08 avec MPP	61
Figure V. 16 : les performances de la pompe 15000 BPD.....	62
Figure V. 17 : les performances de la pompe 11000 BPD.....	63

Liste des abréviations notations et symboles

A	Section ft ²
AOF	Absolute open flow [<i>mmscf/jour</i>]
API	American petroleum institut
BU	Build Up
Bg	Facteur de volume de formation de gaz
CAFC	Central Area Field Complex
C _D	Capacity dimensional
Cg	Compressibilité de gaz
<i>CGR</i>	Condensate-to-gas ratio
DGS	Dynamic gradient survey
DST	Drill stem test
DD	Draw Down
<i>f</i>	Coefficient de friction
FBHP	Flow bottom hole pressure
FCP	Firste Calgary petrolume
<i>FLP</i>	Flow line pressure [<i>bar</i>]
<i>FTHP</i>	Flow tubing head pressure [<i>bar</i>]
<i>ge</i>	Gradient thermique de formation
<i>GLR</i>	Gaz liquide ration
<i>GPL</i>	Le gaz de pétrole liquéfié
K	Perméabilité [md]
Kh	Perméabilité horizontale
L	Longueur [ft]
MPP	Pompe Multi Phasique
<i>IPR</i>	Inflow Performance Relationship
MLE	Manzel Ledjmet East
P	Pression
P _D	Pression dimensional [psia]
P _i	Pression initiale [psia]
P _r	Pression de réservoir [psia]
P _{st}	Pression de surface [psia]
P _{sep}	Pression de séparateur [psia]

PTT	Pressure transient test
Pwfs	Pression de fond
Q	Débite
R	Rayon [ft]
S	Skin
TAGI	Triassique argileux gréseux inférieur
t	Le temp
T	Température du fluide
T _D	Température dimensional [°C]
T _i	Température initiale [°C]
T _r	Température de réservoir [°C]
T _{st}	Température de surface [°C]
T _{sep}	Température de séparateur [°C]
μ _g	Viscosity de gas
VLP	Vertical Lift Performance
WTH	Well Head Pressure
SG	Gas gravity
∅	porosité

Introduction Générale

Introduction Générale

Le gisement de gaz Menzel Ledjmet Est (MLE) est situé dans le périmètre de développement de In Aminas (blocs: 405b) dans le bassin de Berkine , le réservoir gréseux est principalement développé à la base de formation Trias, Il se caractérise par de faible propriétés pétrophysiques. Le champ MLE a été mis en production au fin de 2009 avec 24 puits. Depuis sa mise en production, un déclin de productivité du champ MLE fut observée et ce depuis de 2013.

Le champ "MLE" est un champ riche en gaz à condensat, l'exploitation du champ est devenue compliquée et soumise à des contraintes de Flow Assurance divers (migration des fines, sel, asphalte, faible perméabilité, Discontinuité des formations des gisements, Water Conning ...). Les puits commencent à produire avec des débits souhaités mais ont tendance toujours à chuter plus ou moins rapidement pendant une courte durée.

Pour atteindre notre but, ce travail est présenté en cinq chapitres:

Tout d'abord la présentation générale sur le champ MLE,

Le deuxième chapitre expliquer les conditions pour exploiter un gisement de gaz naturel concerne le diagramme de phases. Selon qu'une phase liquide d'hydrocarbures coexiste ou non avec la phase vapeur à un certain stade de la production.

Le troisième chapitre représenté les tests sur les puits de pétrole et de gaz sont effectués à différentes étapes du forage, de la complétion et de la production.

Ensuite le quatrième chapitre expliqué L'analyse nodale et son utilisation pour évaluer un système de production global (commençant par la pression statique du réservoir, et finissant avec celle de séparateur).

L'étape la plus importante est analyse et une révision d'interprétation des tests de puits qui effectué sur les puits MLE-08 et l'étude des performances de puits pour le choix du meilleur scénario et son application avec une surveillance permanente de n'importe quels changements.

Enfin nous terminons avec une conclusion et des recommandations.

*Chapitre 01 : Présentation de
champ MLE*

I. Chapitre 01 : présentation de champ MLE

I.1 Introduction

Le bassin de BERKINE, est l'un des meilleurs bassins des hydrocarbures en Algérie. Ses réserves contiennent les quatre produits (huile, GPL, condensat et gaz) qui sont générés par les roches-mères siluriennes et franciennes. Ce bassin compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérants dans le cadre de l'association FCP avec SONATRACH.

I.2 Projet de production (gaz-huile) bloc 405b MLE

C'est un projet d'association entre Sonatrach et ENI (SH-Eni). Le projet est un plan de développement du champ pétrolier et gazier sur le bloc 405b MLE, situé dans le bassin de Berkine en Algérie. Inclus dans le cadre du développement bloc 405b : une planification consiste à un système de collecte et une installation d'usine de gaz conçu pour traiter 9 millions de m³ de gaz par jour au début mais maintenant traiter 6 millions m³ par jour.

Le champ MLE comporte deux gisements, un gisement du gaz humide (MLE) et un gisement d'huile et du gaz CAFC (Central Area Field Complexe).

Les capacités installées de MLE assurent la production et le traitement du gaz humide permettant ainsi de disposer de neuf (9) millions de mètres cube par jour de gaz commercial, soit trois milliards de mètres cube par an, de 12.000 barils par jour de GPL, de 10.000 barils par jour de condensat et de 5.000 barils par jour d'huile. L'arrivée de ces nouvelles productions de pétrole et de gaz « permettra à Sonatrach d'atteindre les objectifs en termes d'augmentation de capacités afin d'assurer l'approvisionnement du marché national et ses livraisons au marché international ».

Le plan de développement du gisement MLE par l'association Sonatrach-First Calgary Petroleum Ltd (FCP, Canada, acquis en 2008 par l'Italien ENI) a reçu en février 2007 l'approbation de l'agence nationale de valorisation des ressources en hydrocarbures (Alnaft).

D'un coût global d'environ 1.3 milliard de dollars, comprend la construction d'une usine de traitement et la mise en place d'un réseau de collecte et des canalisations d'évacuation.

Les frais de développement étaient engagés au cours de la période 2007-2009 et sont supportés à hauteur de 75% pour FCP et 25% pour Sonatrach.

En outre, la totalité de la production gazière provenant de MLE sera commercialisée par Sonatrach pour le compte de l'association liant les deux opérateurs du projet.

L'acquisition par ENI de FCP a été effectuée fin 2008 en vertu d'un accord signé en septembre de la même année entre les deux compagnies pour un montant de 923 millions de dollars canadiens (609 millions d'euros).

Cette acquisition a entraîné une augmentation des réserves d'ENI en Algérie de 190 millions de barils équivalent pétrole (BEP).

FCP et Sonatrach ont signé récemment une prise d'intérêts à long terme ou de payer le gaz de commercialisation laquelle société commercialisera du gaz naturel total de la production du Bloc 405b. L'accord de marketing est structuré de façon similaire à des accords de fourniture du gaz naturel standards à long terme. Aucun des accords commerciaux a été conclu pour la vente de la production de liquide ; FCP sera vendue au prix du marché mondial.

Le champ MLE sera développé pour le gaz et liquides sec simultanés avec la première production actuellement prévue pour la fin 2009. Sonatrach et FCP forment un groupe en commun pour concevoir, construire et exploiter la production. Alors que les réserves estimées pour être développées et récupérées sont 1,3 billions de pieds cubes d'équivalent gaz (environ 230 millions de barils d'équivalent pétrole), avec gaz sec et liquides (pétrole, condensats et gaz de pétrole liquéfié), chacune contribuant environ de moitié des revenus total de production MLE.

Le coût estimatif total brut de l'élaboration MLE, y compris terrain installations de collecte, a été révisé à environ 1,3 milliard \$ US reflétant l'accord du FCP et Sonatrach incluant le coût des pipelines tie-en bloc comme étant un coût de développement conjoint. Par conséquent, FCP recevra une part accrue de la production dans le cadre du partage de production/contrat, accordé une compensation à l'augmentation des coûts. Sécher gaz et oléoducs sont prévues pour être construites par la joint-venture du Bloc 405b à un point sur le réseau de gazoducs national tie-in d'environ 140 km à l'ouest du bloc. En outre, un oléoduc est prévu pour construire à un point sur un oléoduc existant dans le bassin de Berkin (PK0) tie-in.

Le coût de développement sera engagé principalement sur la période 2007-2009 et sera financé à 75% par le FCP et 25% par Sonatrach. Le contrat pour le Front End Ingénierie, Design (FEED) et les travaux supplémentaires ont été apportés. La construction du contrat sera offerte et attribuée en 2007. Le coût du projet sera affiné pendant le processus de FEED.

I.3 Situation géographique

Le champ MLE (Menzel Ledjmet Est) se situe au sud-est de Hassi Messaoud a environ 220 km, au niveau de bloc 405b dans le bassin de barkine), La figure (I. 1) représente la situation géologique de champ.

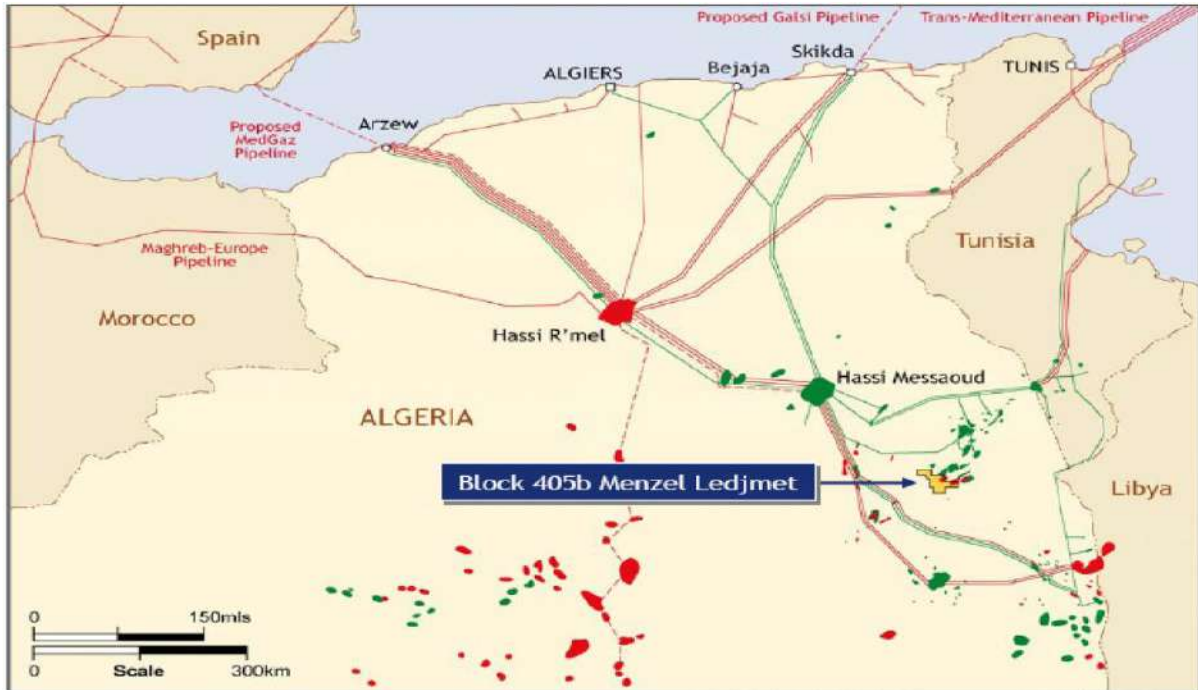


Figure I. 2 : Situation géographique du champ MLE (bloc 405b)

I.4 Structure géologique

Ce tableau ci dessous est un aperçu des principales roches réservoirs du champ MLE.

Tableau I. 1 : Formations géologiques du réservoir

TAGI	Carnian	Triassique
F1A	Tournasian	Carbonifere
F1B		
F2A		
F2B	Strunian	Dévonien supérieur
F6-1	Siegenian	Dévonien inferieure
F6-2A UPPER		
F6-2A lower		

I.4.1 Triassique argileux gréseux inférieur (TAGI)

Le réservoir TAGI constitue la série basale du mésozoïque. Il est marqué par des dépôts de nature fluviatiles qui se développent dans tout le bassin comme montre dans la figure (I. 3).

Le TAGI a deux séquences principales :

1. Le TAGI inférieur, ou la série de remplissages, dont l'étendue et l'épaisseur sont régis par la paléographie post-hercynienne.

2. Le TAGI moyen à supérieur, dans lequel prédominent la formation de canal d'une anastomose, le type sinueux. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans la partie centrale et au nord-est du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgresseur marine à la base des calcaires Triasiques.[1]

I.4.2 Réservoirs carbonifères

De l'âge de Strunian à Visean, les réservoirs de carbonifères se présentent sous la forme des intervalles de sable-pierre dans les séquences d'argile et de grès associées à un environnement de dépôt marin peu profond. Le carbonifère de base a une étendue limitée à la partie centrale et aux bords occidentaux du bassin de Berkine. La tendance du faciès de grès d'un type proximal indique le rôle prédominant de l'ancien relief d'Amguid-Messaoud et Dahar, qui a servi de source principale de matériel. Les réservoirs Strunian-Carbonifères ont des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50m, avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès Produisent du gaz condensat et de l'huile à Menzel Lejmet et de l'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).[1]

I.4.3 Dévonien inférieur

Les réservoirs du dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, dominés par une série de grès massifs du type fluvatile (post-calédonien) d'épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et le Siegenien transgressif, qui a des réservoirs en des pierres de grès interconnectés correspondant à la barre offshore et au type deltaic. La répartition des faciès dans le Dévonien inférieur est également marquée par l'influence du relief majeur d'Amguid-Messaoud et des détritiques entrants dans le bassin de Berkine du sud-est. Ces grès avec de bonnes caractéristiques pétro physiques. Sont connus pour produire du condensat de gaz et de l'huile légère dans la zone MLSE et MLE.

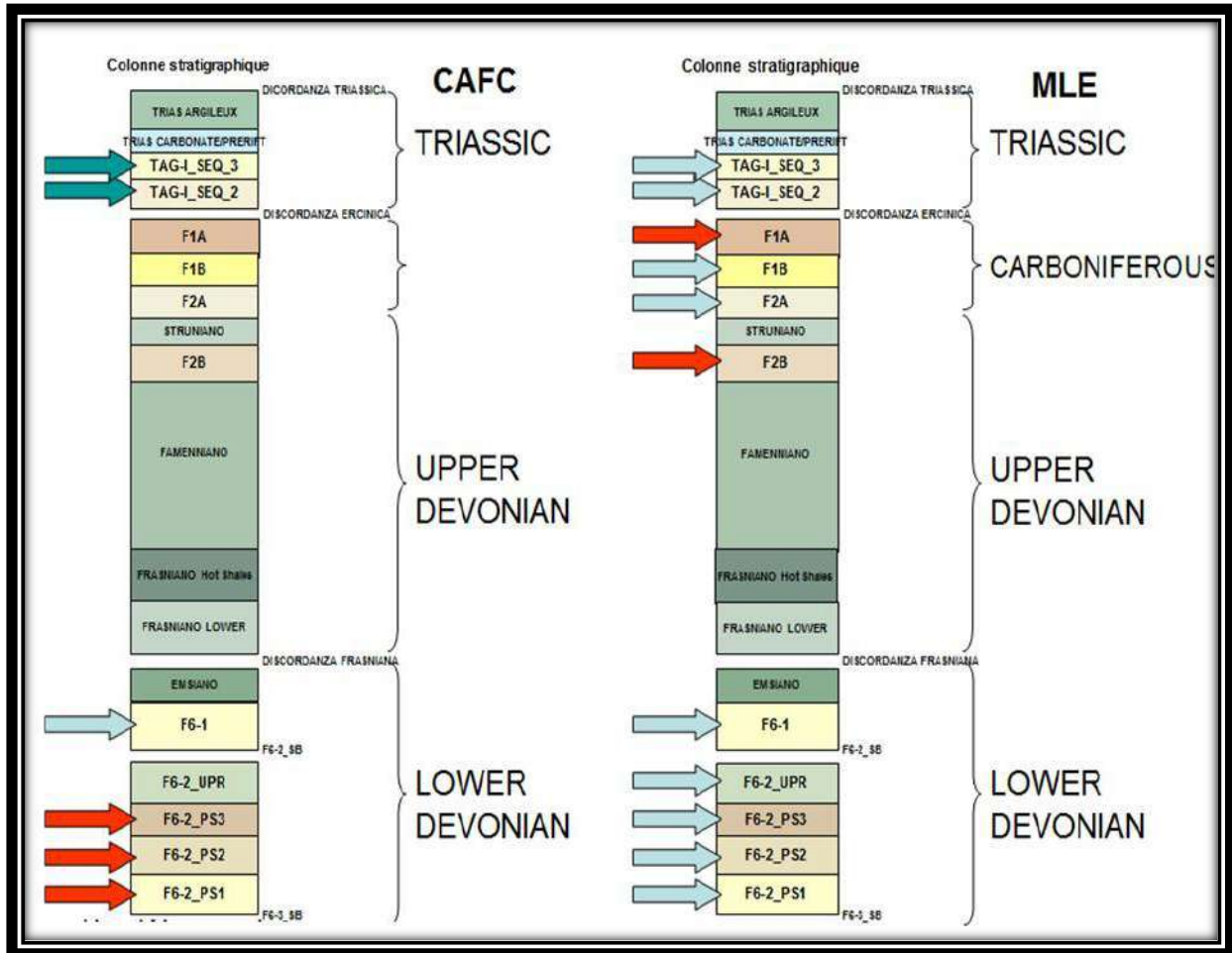


Figure I. 4 : couches productrices du bloc (405b)

Les données géologiques de base pour le champ MLE sont obtenues à partir des journaux petro physiques, des rapports finaux et des découpages. En outre, plus d'informations régionales ont été déterminées à partir des puits d'exploration forés par FCP sur le bloc 405b à l'ouest du champ MLE. C'était très utile pour fournir des données pour les TAGI et F6 zones de réservoir (les zones intermédiaires sont érodées) comme représenté sur la figure ci-dessous Figure (I. 5).[1]

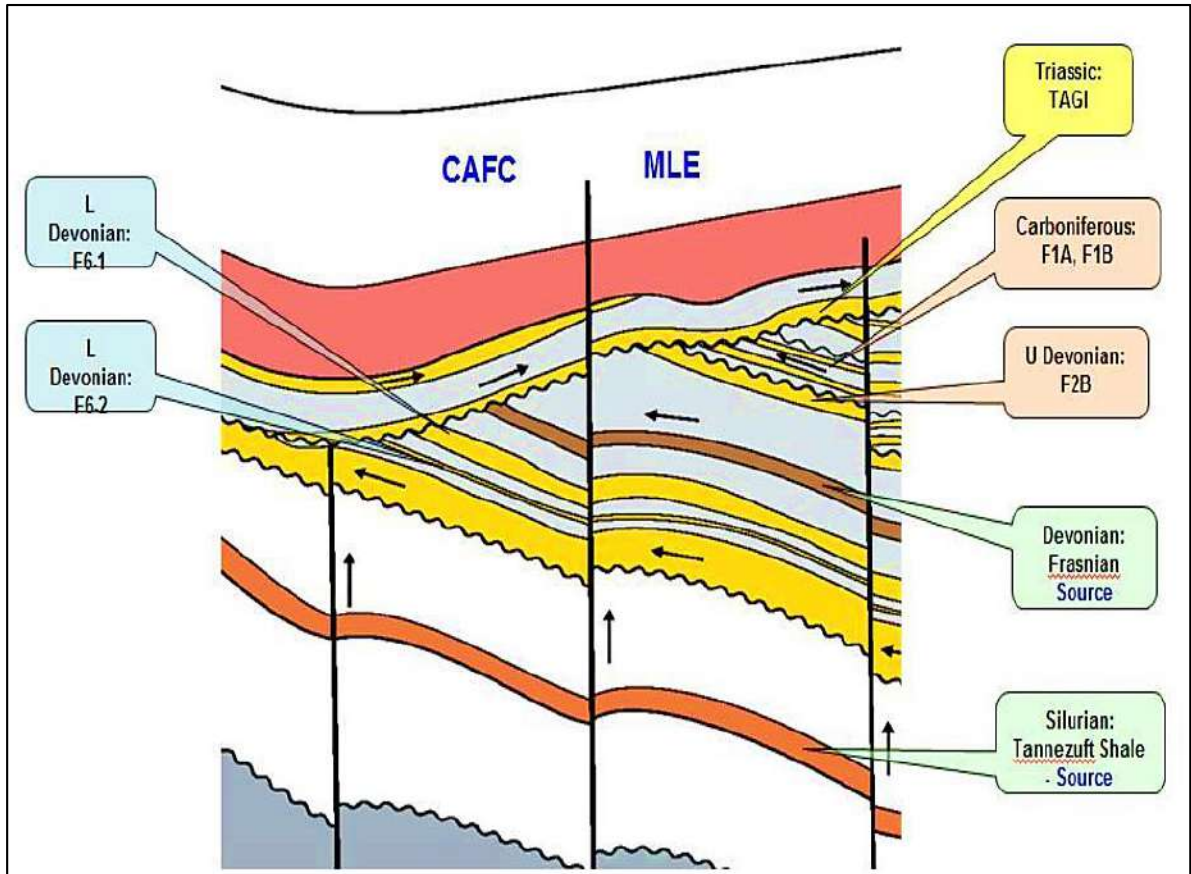


Figure I. 6 : Les principaux réservoirs du bloc (405b)

Conclusion

Dans ce chapitre le travail à faire rappeler quelques notions de base sur la présentation de champ MLE et le Projet production (gaz-huile) bloc 405b MLE, Ensuite nous avons présenté la différente situation géographique et géologique du champ MLE.

Chapitre 02 : Classification et propriété de gaz

II. Chapitre 02 : Classification et propriété de gaz

II.1 Introduction

L'une des premières informations requises pour exploiter un gisement de gaz naturel concerne le diagramme de phases. Selon qu'une phase liquide d'hydrocarbures coexiste ou non avec la phase vapeur à un certain stade de la production, le gaz est dit sec, associé ou à condensat. Ce dernier est très domine au champ MLE. [1]

II.2 Types de gaz

Les différents types de gaz sont classés selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface, considérons le diagramme de phases du fluide de réservoir figure(II.1). [1]

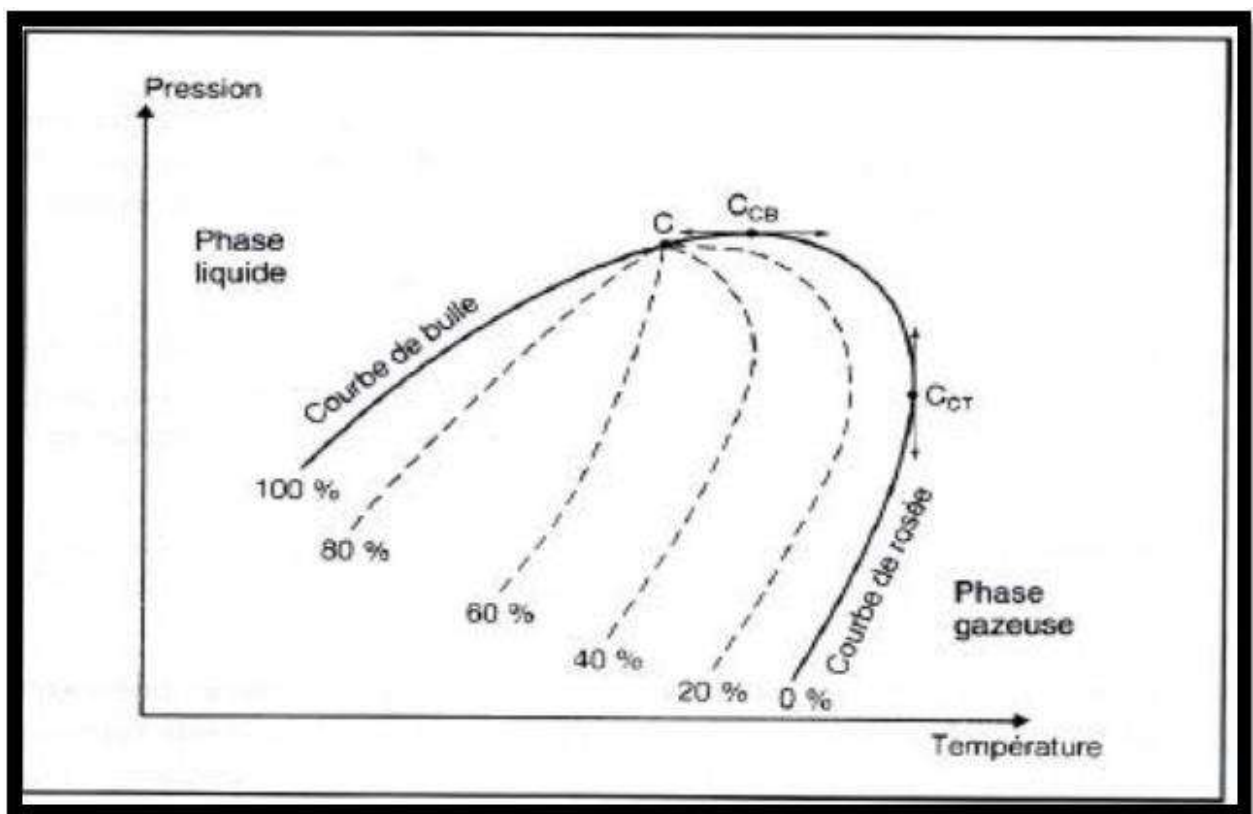


Figure II. 1 : Diagramme de phase

Sur ce diagramme, le domaine d'équilibre liquide-vapeur se situe entre la courbe de bulle et la courbe de rosée, qui représentent respectivement les conditions de saturation lorsque le mélange est entièrement liquide (100 % de phase liquide) et entièrement gazeux (0% de phase liquide).

La courbe de bulle et la courbe de rosée se rejoignent au point critique C. La forme de l'enveloppe du domaine diphasique dépend de la composition du gaz naturel. Si le gaz est formé de méthane presque pur, le domaine diphasique est étroit et se réduit à une courbe unique pour du méthane pur (courbe d'équilibre liquide-vapeur du méthane).

Lorsque la proportion d'hydrocarbures plus lourds augmente, le domaine diphasique s'élargit et une phase liquide peut apparaître dans les conditions de production. L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface.[1]

Ceci conduit à distinguer les cas suivants :

II.2.1 Gaz sec

Un gaz sec ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production. C'est-à-dire que les points représentant les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine diphasique Figure (II. 1).

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide. Ceci reste vrai lorsque la pression dans le réservoir décroît avec k temps. Pendant l'exploitation du gisement. Cette situation implique un domaine diphasique relativement étroit. Le gaz doit être concentré en méthane et contenir très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.[1]

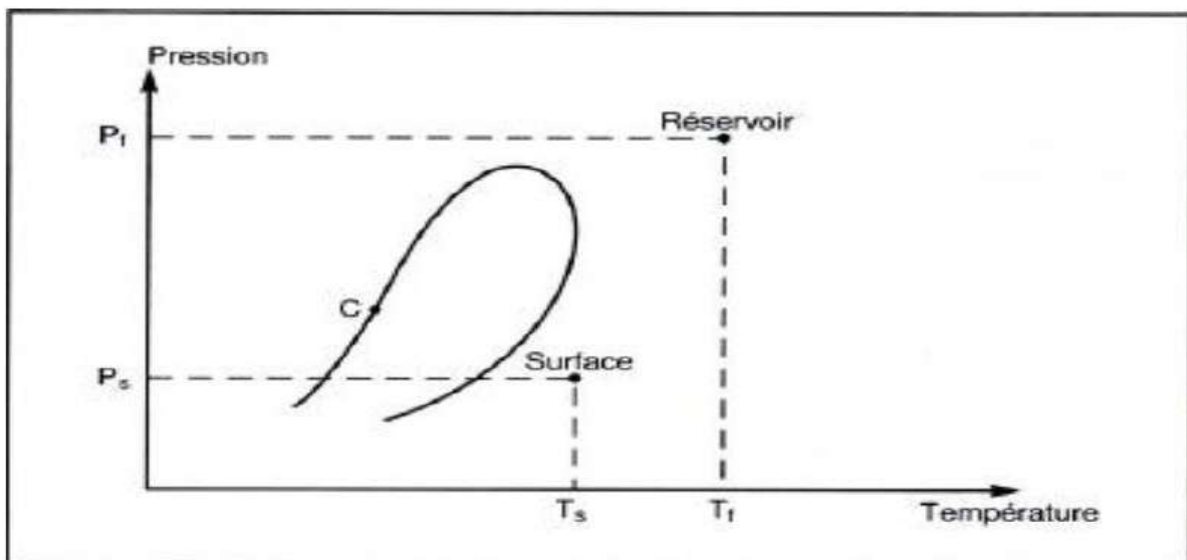


Figure II. 2 : Diagramme de gaz sec

II.2.2 Gaz humide

Un gaz humide s'il y a production de la phase liquide en surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement Figure (II. 2).

Dans le cas d'un gaz humide, la température du réservoir est supérieure à la température du cricondentherme et l'isotherme qui correspond à la température du réservoir ne traverse pas la zone diphasique : il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse en cours de production (déplétion du gisement) par contre , il se forme une phase liquide en surface, le point de coordonnées P_s T_s qui représente les conditions de surface ,étant situé dans le domaine liquide-vapeur.

Si les conditions en surface restent fixées au cours de l'exploitation du gisement, la fraction liquide produite en surface reste constante et la composition de l'effluent n'évolue pas au cours du temps. [1]

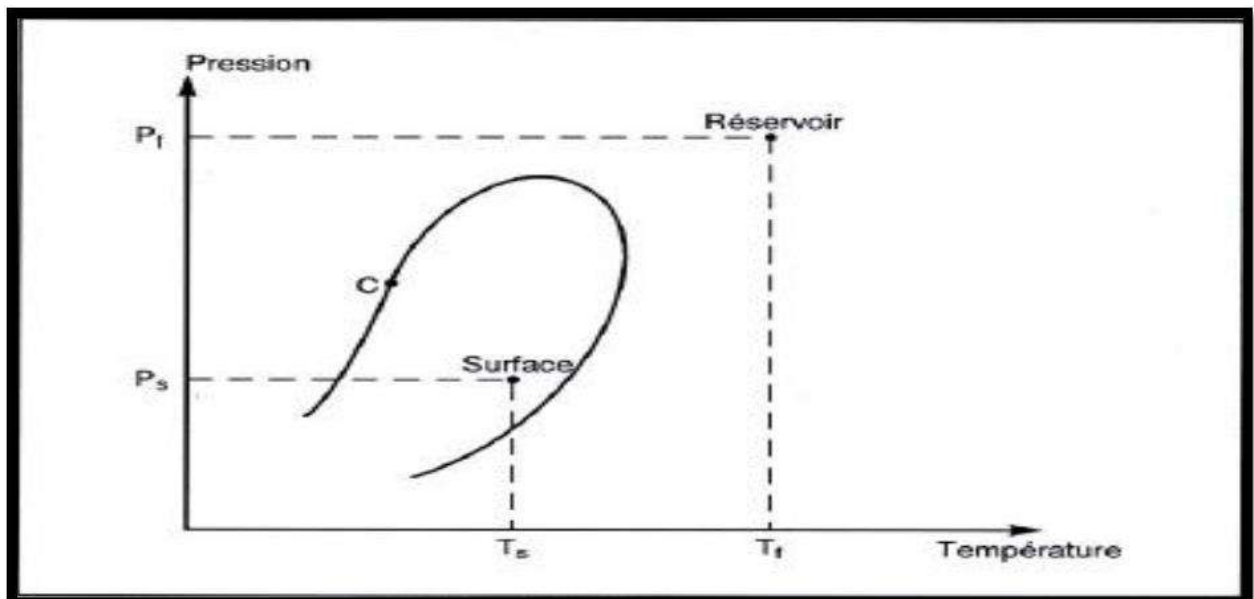


Figure II. 3 : Diagramme de phase d'un gaz humide

II.2.3 Gaz à condensat

Dans le cas d'un gaz à condensât, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde. La température T_f du réservoir est comprise entre la température critique et la température du cricondentherme. Tandis que le point représentant les conditions dans le réservoir se trouve à l'intérieur ou au-dessus de la zone de condensation rétrograde figure (II. 4).

Lors la production, la décompression du gaz à la température T_f conduit à la formation par condensation rétrograde d'une phase liquide qui se dépose dans la roche-réservoir. Au cours de la remontée dans le puits, le gaz se refroidit, avec production de liquide en surface.

Dans la majorité des cas, la pression initiale est proche de la pression de rosée rétrograde et la mise en production amène très vite une condensation d'hydrocarbures. La phase condensée s'enrichissant en constituants lourds, la composition du gaz produit évolue en fonction du temps. [1]

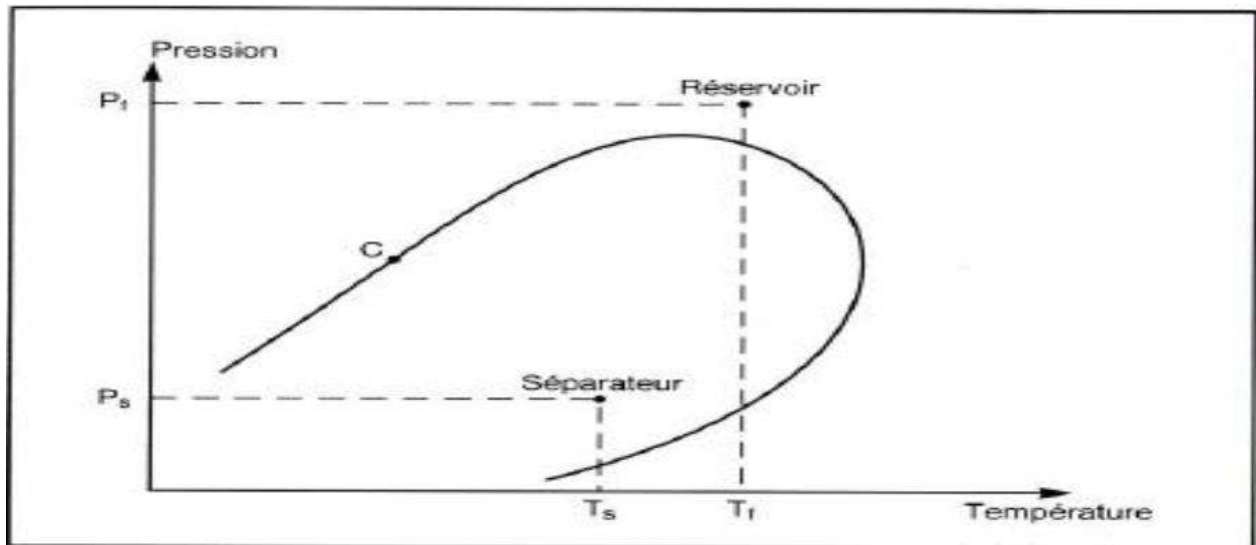


Figure II. 4 : Diagramme de phase d'un gaz à condensat

II.3 Les propriétés de gaz

II.3.1 Gravité du gaz

La gravité du gaz, telle qu'elle est utilisée dans la production de gaz naturel et l'ingénierie des réservoirs, est le rapport entre le poids moléculaire d'un gaz naturel et celui de l'air, lui-même un mélange de gaz. Le poids moléculaire de l'air est généralement considéré comme égal à 28,97 (environ 79 % d'azote et 21 % d'oxygène). [2]

Donc la gravité du gaz, symbolisée par Y est :

$$Sg = \frac{MW}{28.97} = \frac{\sum y_i MW_i}{28.97} \quad \text{Equation II. 1}$$

Où

y et MW sont la fraction molaire et le poids moléculaire, respectivement, d'un composant individuel.

II.3.2 Viscosité du gaz

La viscosité des gaz dans les conditions du réservoir varie généralement de 0,02 à 0,04 cp. Des corrélations sont disponibles pour des estimations plus précises. Viscosités des gaz sont

rarement mesurés pour les applications pétrolières et gazières - ils sont normalement estimés avec des corrélations.

Valeur calorifique : Le pouvoir calorifique d'un gaz peut être estimé à partir de la composition du gaz et des pouvoirs calorifiques associés à chaque composant du gaz.

La valeur du mélange H_m est définie comme :

$$H_m = \sum_{i=1}^{N_c} y_i H_i \quad \text{Equation II. 2}$$

Où

N_c : est le nombre de composants.

y_i : est la fraction molaire du composant i

H_i est le pouvoir calorifique du composant i .

Les valeurs calorifiques des composants individuels sont tabulées dans des manuels de référence.

Le pouvoir calorifique d'un gaz naturel est souvent compris entre 1000 et 1200 BTU/SCF où BTU fait référence à l'énergie en unités thermiques britanniques et le SCF fait référence aux pieds cubes standard de gaz. [3]

II.3.3 Facteur de volume de formation de gaz

Le facteur de volume de formation relie le volume du réservoir au volume dans des conditions standard de tout mélange d'hydrocarbures.

Dans le cas d'un gaz naturel, le facteur de volume de formation, B_g , peut être mis en relation avec l'application de la loi des gaz réels pour les conditions de réservoir et pour la condition standard. [2]

Ainsi,

$$B_g = \frac{V}{V_{sc}} = \frac{ZnRT/P}{Z_{sc}nRT/P_{sc}} \quad \text{Equation II. 3}$$

Pour une même masse, nR peut s'annuler et, après substitution de Z , LT 60+ 460 520 R, et p 14,7 psi, Eq (II. 3) devient :

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT}{p} (resft^3/SCF) \quad \text{Equation II. 4}$$

II.3.4 Compressibilité des gaz

La compressibilité des gaz, c_g , souvent appelée compressibilité isotherme, a une expression thermodynamique exacte :

[2]

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{Equation II. 5}$$

II.4 Les équations de bases

II.4.1 Loi de Darcy en cas de gaz

L'expérience de Darcy consiste à mesurer un débit et un gradient de charge qui permettent de calculer une perméabilité comme représenté dans la figure (II.5).

Cette expérience a été développée au départ pour des sables ou des matériaux peu cohérents.

L'échantillon est dans un tube de rayon R, et soumis à un gradient de charge dû à la différence de hauteur d'eau dans les deux réservoirs amont et aval, dont les niveaux sont maintenus constants. Le sens d'écoulement est inverse au gradient de charge.

Ce gradient de charge peut également être déterminé grâce à la mesure de la différence de hauteur d'eau (ΔH) dans deux tubes piézométriques distants de L.

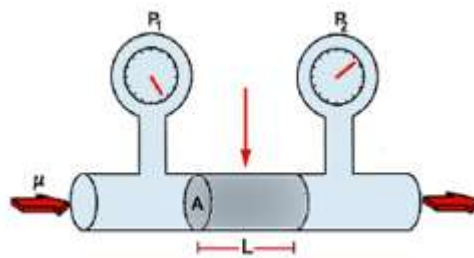


Figure II. 5 : expérience de Darcy

Le débit mesuré correspond au fluide (Q) qui s'écoule dans le massif entre les deux packers.

Au cours de ces essais, la perméabilité est calculée :

$$Q = \frac{Akd p}{\mu_g dl} \quad \text{Equation II. 6}$$

Pour un écoulement de gaz linéaire, l'équation peut être intégrée pour donner la chute de pression se produisant sur une certaine longueur L :

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93ZT\mu L}{kA} q_{sc} \quad \text{Equation II. 7}$$

Ou :

p = Pression psia.

T = Temperature °R.

μ = viscosité cp.

L = Longueur ft.

k = Pérmeablilite md.

A = Section ft².

q_{sc} = Le débit scf/day.

Pour un écoulement à grande vitesse dans lequel des turbulences .la loi de Darcy doit être modifiée pour tenir compte de la chute de pression supplémentaire causée par la turbulence.

L'application de la correction de turbulence aux équations (II. 6 et II. 7) donne :

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93Z\mu_gLT}{k_gA} q_{sc} + \frac{1.247 \times 10^{-16} \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{sc}^2 \quad \text{Equation II. 8}$$

Ou :

Z = Facteur de déviation du gaz évalué à T, p,

T = Température d'écoulement, °R,

γ_g = Gravite de gas

q_{sc} = Débit de gaz à 14,7 psia, 60°F, scf/jour, viscosité du gaz à T, p, cp,

μ_g = Viscosite de gas $\bar{T} \bar{P}_{cp}$

k_g = Permeabilite md

A = Debut de gas ft²

L'équation de Darcy pour le flux de gaz radial, y compris l'altération de la perméabilité et la turbulence, a été dérivée précédemment en tant qu'équation Cette équation peut être exprimée comme suit :

[4]

$$q_{sc} = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h (\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln(0.472 r_e / r_w)} \quad \text{Equation II. 9}$$

II.4.2 L'équation de diffusivité

Le point de départ du puits de gaz PTT est une équation de diffusivité. La pression était la fonction dépendante dans l'équation de diffusivité pour le puits de pétrole PTT. En revanche, l'équation de diffusivité pour le puits de gaz PTT doit tenir compte des propriétés non linéaires du gaz.

Cela peut être fait en exprimant l'équation de diffusivité pour le flux de gaz en termes de pseudo pression de gaz réelle m(p) (psia²/cp) comme :

[2]

$$\frac{\partial^2 m(P)}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial m(P)}{\partial r_D} = \frac{\partial m(P)}{\partial t_D} \quad \text{Equation II. 10}$$

Le rayon sans dimension et le temps sans dimension sont définis comme :

$$r_D \equiv \frac{r}{r_w} \quad t_D \equiv 0.000264 \frac{kt}{\phi(\mu_{cT})i r_w^2} \quad \text{Equation II. 11}$$

II.4.3 L'équation de conservation de la masse

Soit $\rho(\vec{r}, t)$ la masse volumique du fluide. La conservation de la masse se traduit localement par l'équation dite de continuité :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{v}) = 0 \quad \text{Equation II. 12}$$

qui peut se réécrire

$$\frac{D\rho}{Dt} + \rho \text{div}(\vec{v}) = 0 \quad \text{Equation II. 13}$$

La particule fluide de masse volumique ρ renferme une quantité de masse δm dans un volume $\delta v = \delta m / \rho$. Si ρ varie au cours du mouvement, c'est que le volume δv varie (δm est par construction constant, même si la particule fluide n'est pas toujours constituée des mêmes molécules, cf. partie A).

Ainsi,

$$\rho \text{div}(\vec{v}) = -\frac{1}{\rho} \frac{D\rho}{Dt} = \frac{1}{\delta v} \frac{D(\delta v)}{Dt} \quad \text{Equation II. 14}$$

La divergence du vecteur vitesse $\vec{v}(\vec{r}, t)$ est donc le taux d'accroissement du volume de la particule fluide située en \vec{r} à l'instant t . Si cette divergence est positive, le volume en question croît, si elle est négative, le volume se contracte. [2]

Chapitre 03 : Les essais de puits

III. Chapitre 03 : Les essais de puits

III.1 Introduction

Les tests sur les puits de pétrole et de gaz sont effectués à différentes étapes du forage, de la complétion et de la production. Les objectifs du test à chaque étape vont de la simple identification des fluides produits et de la détermination de la productibilité du réservoir à la caractérisation des caractéristiques complexes du réservoir. La plupart des tests de puits peuvent être regroupés en tests de productivité ou en tests descriptifs/réservoirs. Quels que soient les objectifs, les données d'essais de puits sont essentielles pour l'analyse et l'amélioration des performances réservoirs et pour des prédictions fiables. Celles-ci, à leur tour, sont essentielles pour optimiser le développement du réservoir et une gestion efficace de l'actif. [5]

III.2 Objectif des essais de puits

Les essais de puits permettent d'obtenir des informations sur le réservoir. En association avec les études géologiques et géophysiques, les résultats d'essai de puits servent à construire le modèle de réservoir, utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles. La qualité de communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits. Les informations résultant d'un essai sont :

- Perméabilité K .
- Skin S .
- Well pore storage du puits de forage, C_w .
- Pression de fond P_w .
- Pression moyenne de la zone de drainage, P .
- Rayon de drainage.
- Forme du réservoir.
- Pour estimer le débit AOF.
- Efficacité Facteur d'écoulement turbulent, D .
- Rayon d'investigation, r . [3]

III.3 Les types des essais de puits

III.3.1 Essai de Drill Stem Test (DST)

Drill stem test (DST) est une forme d'achèvement temporaire d'un puits qui est conçu pour déterminer la productivité et les propriétés des fluides avant l'achèvement du puits.

Bien qu'un DST puisse être effectuée dans un trou non tubé (Open hole) ou dans un trou tubé (cased hole), le test en trou ouvert est plus courant. L'ensemble d'outils qui se compose d'un obturateur, d'une vanne d'essai et d'une vanne d'égalisation, est descendue par la tige de forage jusqu'à une position opposée à la formation à tester. Le packer se dilate contre le trou pour séparer la section annulaire remplie de boue de l'intervalle d'intérêt, et la vanne d'essai permet aux fluides de formation de pénétrer dans la tige de forage pendant l'essai.

La vanne d'égalisation permet d'égaliser la pression après le test afin que le packer puisse être récupéré. En fermant la vanne de test, une montée en pression est obtenue ; en ouvrant la vanne de test, on obtient une baisse de pression. Pendant le DST, les pressions et les débits sont mesurés en fonction du temps. [6]

III.3.1.1 Principe de DST

C'est la mise en production d'un puits juste après son forage par une complétion provisoire, à travers un train de test, dont le but est de déterminer les paramètres de la couche productrice et de décider sur le type de complétion définitif à descendre dans le puits.[6]

III.3.1.2 Explication de diagramme de DST

La figure suivante (III. 1) représente l'enregistré pendant l'opération de DST.

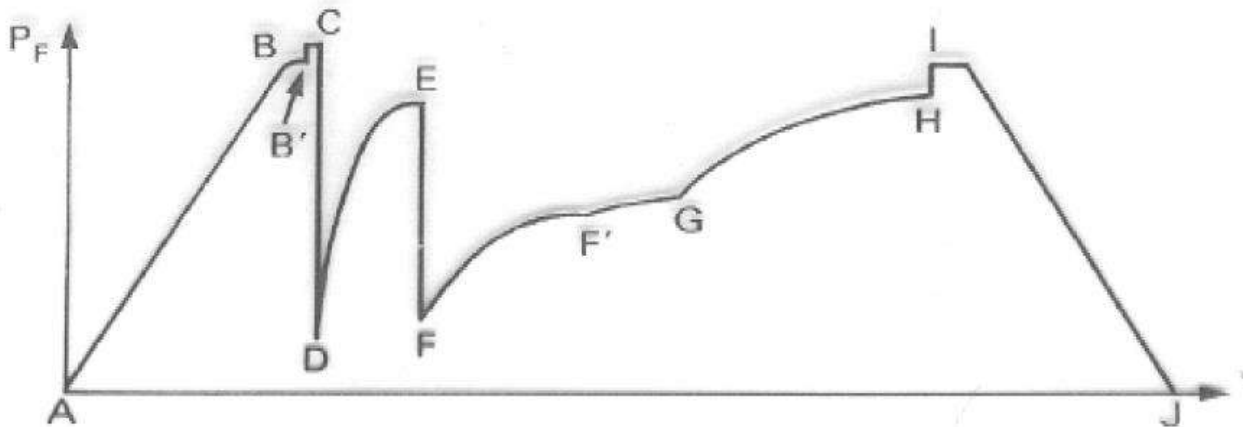


Figure III. 2 : Diagramme de DST

- A.B** : Descente train de test dans le puits rempli de boue
- B.B'** : attente au fond (plus ou moins longue)
- C** : ancrage du packer
- C.D** : ouverture la vanne (c) permettant à la couche de débiter dans l'intérieur de tiges
- D.E** : remontée de pression après une production faible
- E.F** : ouverture de tester, le fond de puits est mis en communication avec l'intérieur des tiges
- F.G** : la couche débits dans le puits

F' : arrivée de la boue en surface

G.H : on ferme le puits (remontée de pression)

H.I : la pression de la colonne de boue est à nouveau appliquée sur la couche par égalisation des pressions au-dessus et en dessous du packer qui est ensuite désancré

I.J : remontée du train de test

III.3.2 Le test de transitoire de pression

Le test de transitoire de pression (PTT) est une méthode largement utilisée pour obtenir des informations autour du réservoir loin du puits. La méthode PTT repose sur la mesure des changements de pression au puits de forage en fonction du temps qui accompagnent l'écoulement des fluides changements de taux dans le puits de forage.

Les variations de pression sont appelées transitoires de pression. Par exemple, le débit d'un puits de production ou d'injection peut être augmenté ou diminué.

Les manomètres mesurent les variations de pression résultantes en fonction de temps. Des tracés de pression et une dérivée temporelle de la pression en fonction du temps sont préparés.

L'interprétation de ces tracés donne des informations sur l'écoulement des fluides à travers différentes parties du réservoir. [2]

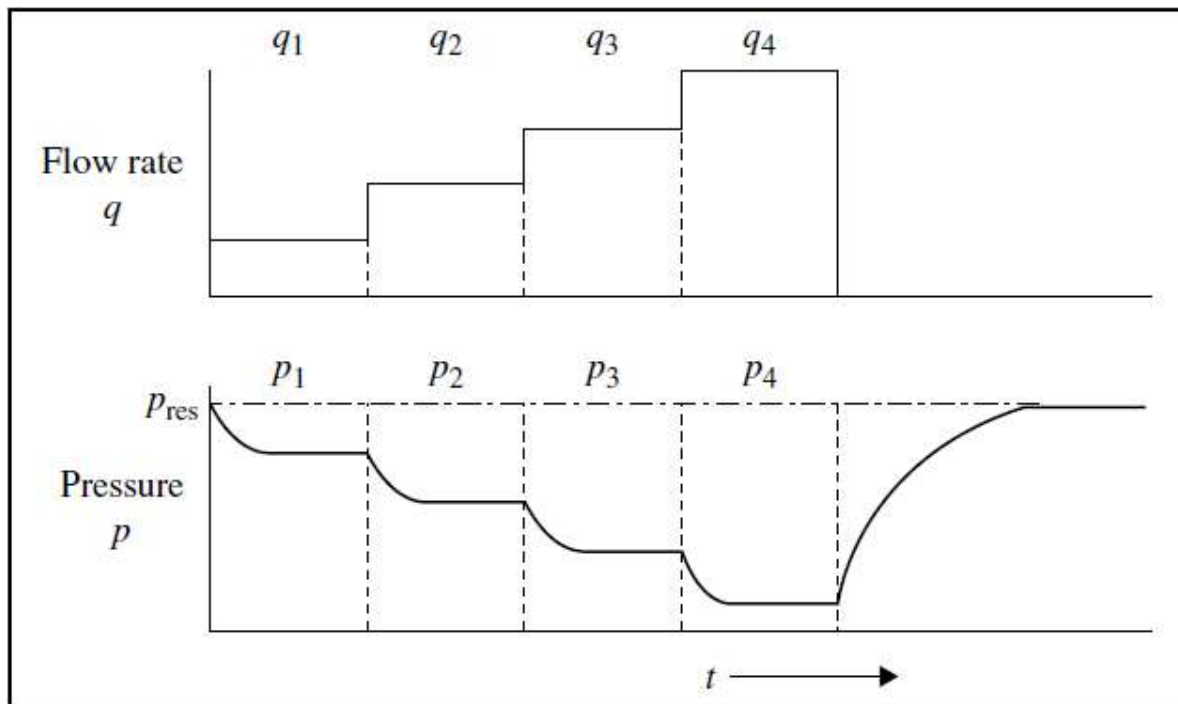


Figure III. 3 : Test de transitoire de pression

III.3.2.1 Essai de débit (Draw Down)

Une procédure analogue à l'analyse des tests PBU est utilisée pour analyser les tests de rabattement de pression dans les puits de gaz. Le test de rabattement mesure la réponse de

pression à un débit de gaz Q pour un puits de gaz qui a été fermé suffisamment longtemps pour atteindre une pression statique, c'est-à-dire une pression qui ne change pas.

La variation de la pseudo-pression réelle du gaz est :

$$m(p_{ws}) = m(p_i) + \frac{1637qT}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi(\mu c_T)r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869s' \right] \quad \text{Equation III. 1}$$

[2]

Un schéma de l'historique idéal du débit et de la pression est illustré par la Figure (III.03)

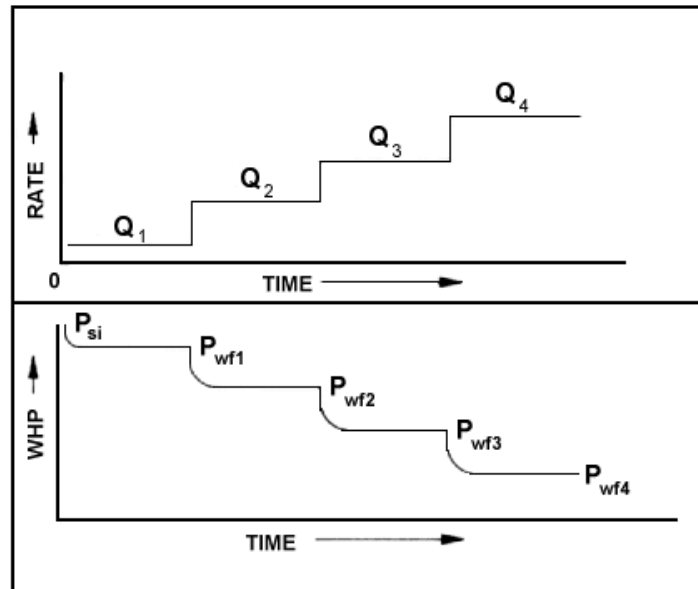


Figure III. 4 : Diagramme de Draw Down test

III.3.2.1.1 Procédure de test Draw Down

- Le test de Draw Down est effectué dans des puits fermés pendant une longue période afin que Pws égale P de la tête de puits.
- Si le puits est en production, il doit être fermé pendant suffisamment de temps pour que Pws égale P
- Descend l'équipement d'enregistrement de la pression dans le puits
- Produire le puits à débit stabilisé (q) en ajustant la duse
- Lire Pwf
- On observera une étape où la perte de charge est presque négligeable
- Terminez le test et sortez l'équipement. [3]

III.3.2.2 Test de fermeture (Build Up)

Nous illustrons l'analyse du PTT d'un puits de gaz en analysant un test PBU dans un puits de gaz, Un débit de gaz est maintenu à un débit stabilisé pendant une durée temps de fermeture.

Le puits est fermé après la période d'écoulement stabilisé et la réponse en pression au puits est enregistrée en fonction du temps de fermeture Δt .

Le principe de superposition est combiné avec le observation que la pseudo pression de gaz réelle sans dimension augmente linéairement avec le logarithme du temps pendant la période d'action infinie pour trouver la solution de l'équation de diffusivité réelle du gaz comme :

$$m(p_{ws}) = m(p_i) + \frac{1637qT}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi(\mu c_T)r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869s' \right] \quad \text{Equation III. 2}$$

[2]

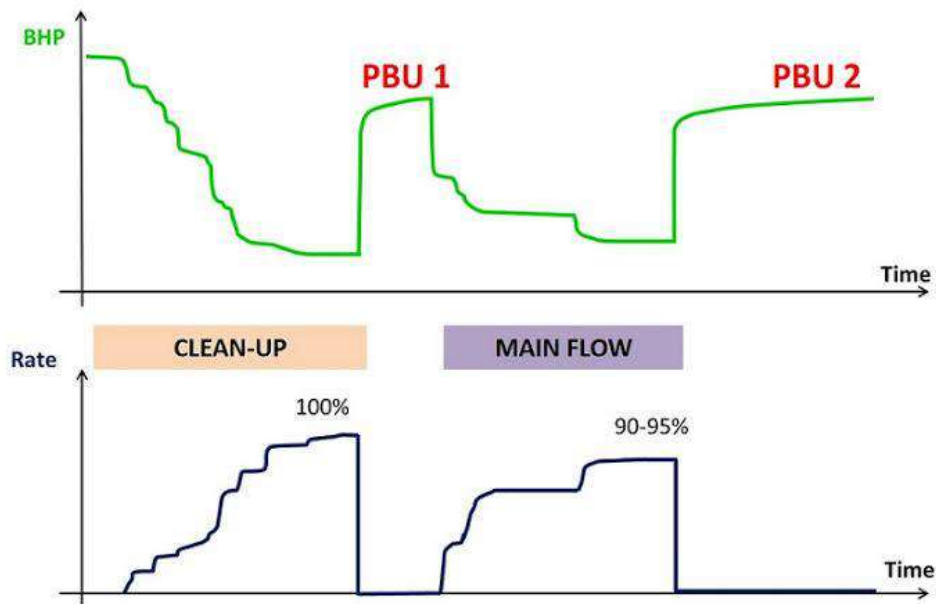


Figure III. 5 : Diagramme de build Up

III.3.2.2.1 Les objectifs du test Build Up

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et d'analyser:

- La perméabilité effective de réservoir.
- Le taux d'endommagement de la formation(SKIN).
- La pression moyenne de réservoir.
- Les limites du réservoir. (Les failles)
- Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité)

III.3.2.2.2 Les avantages de test Build Up

Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes:

- Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$).
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond.
- Le test peut être utilisé dans certains puits qui fonctionnent avec des moyens artificiels (Pompage).

III.3.2.2.3 Les inconvénients de test Build Up

- Perte de production à la fermeture du puits.
- Nécessite un débit constant pendant la période qui précède la fermeture.

III.3.3 Test d'interférence ou de pulse

La pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur.

Ces essais permettent d'établir une communication entre les puits, avec l'essai de « pulse test », le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et c'est l'oscillation de pression qui en résulte au puits d'observation qui est interprétée.

III.4 Les méthodes d'interprétation

L'objectif de l'interprétation des tests de puits est d'obtenir les résultats les plus cohérents et corrects. Ceci peut être réalisé en suivant une approche systématique. L'accent mis ici sur la méthodologie d'interprétation s'appuie sur les informations présentées.

III.4.1 La Méthode d' HORNER

On utilise le principe de superposition des débits pour interpréter la remontée de pression, l'équation devient:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6q\mu_g B_g}{kh} \log \left[\left(\frac{kt}{q\mu_g c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right] \quad \text{Equation III. 3}$$

L'équation précédente montre que la pression de fond varie linéairement en fonction de

$$\left[\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad \text{Equation III. 4}$$

[3]

III.4.1.1 Calcul de La perméabilité

Si l'on porte sur un graphique dans le papier semi log $P_{wf} = f \left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$, on observe une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente m .

$$m = \frac{162.6q\mu B}{kh} \Rightarrow kh = \frac{62.6q\mu B}{m}$$

Donc on peut calculer la perméabilité de réservoir à partir de l'équation suivante :

$$k = \frac{62.6q\mu B}{mh} \quad \text{Equation III. 5}$$

III.4.1.2 Calcule de skin S

Si on prend un intervalle de temps :

$$S = 1.15 \left[\frac{p_i - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{kt}{q\mu c_t r_w^2} \right) \right] + 3.23 + \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad \text{Equation III. 6}$$

III.4.1.3 Pression extrapolée

Pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée.

Elle est notée (p^*) Figure III. 6 .

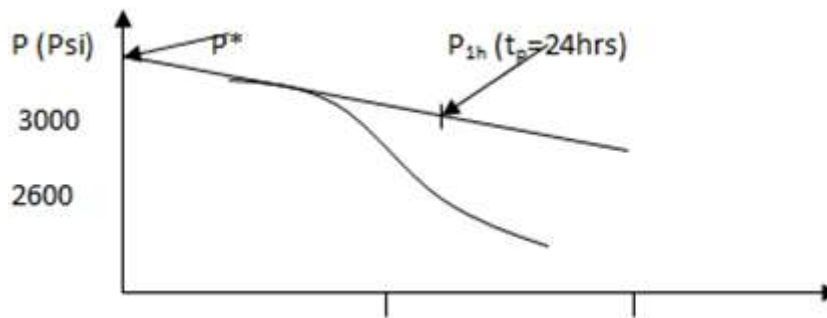


Figure III. 7 : plot d'Horner

III.4.2 La méthode de dérivative

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression exploitent, les avantages de la représentation par courbes types et remédient aux inconvénients de la représentation logarithmique.

Ces méthodes sont fondées sur une constatation dans un essai de puits, la variation de la pression a plus de signification que la pression elle-même. Ceci est illustré par le fait que c'est de la pente des droits semi-logs que l'on tire les informations sur le réservoir dans les méthodes conventionnelles.

Différentes formes de dérivées ont été proposé dans la littérature pétrolière au début des années 1980. Parmi ces approches, la plus intéressante est celle due à D.Bourdet. [3]

III.4.2.1 Propriétés de la dérivée

En écoulement radial circulaire, la pression sans dimension s'exprime en débit par :

$$P_D = 1/2 \left[\ln \frac{t_D}{c_D} + 0.80907 + \ln c_D e^{2S} \right] \quad \text{Equation III. 7}$$

La dérivé de la pression par rapport à la fonction temps de l'écoulement radiale

circulaire qui représenté dans la figure (III. 8) s'exprime par :

$$\frac{dP_D}{d\left(\frac{t_D}{P_D}\right)} = P_D = \frac{0.5}{\frac{t_D}{P_D}}$$

Equation III. 8

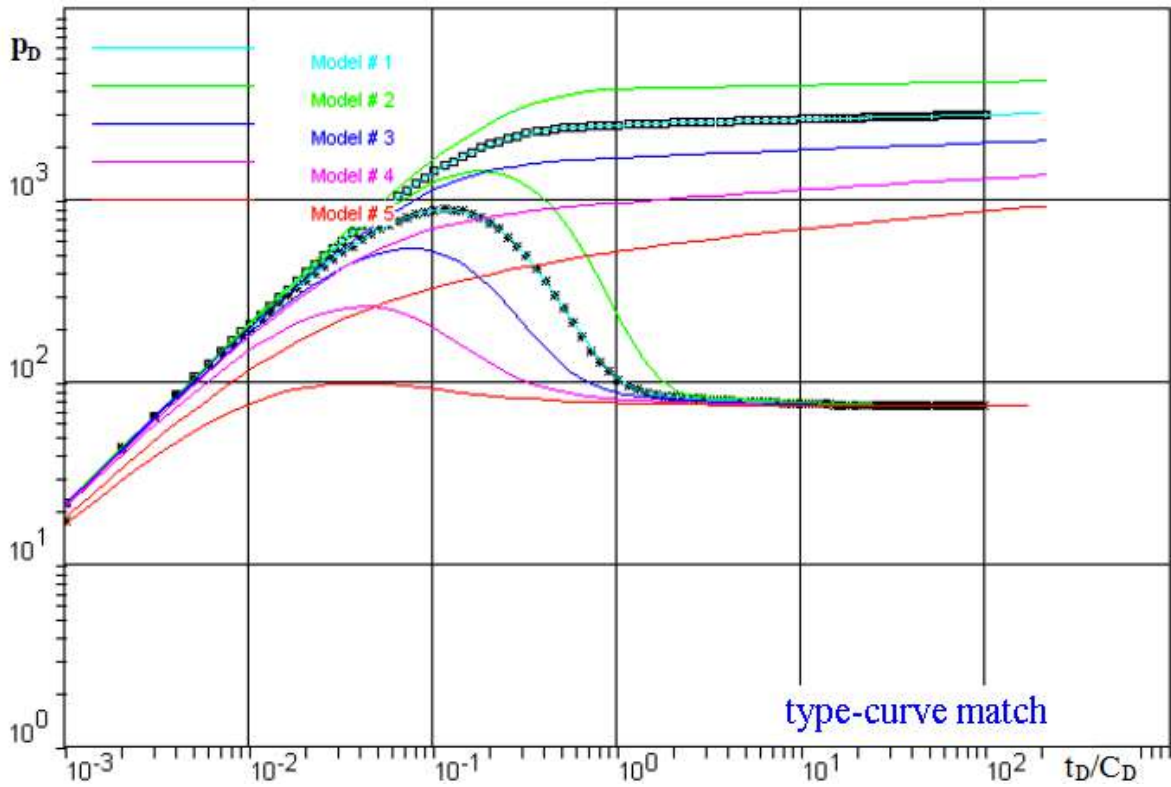


Figure III. 9 : Plot de dérivative

La Perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le Skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée ait été atteint.

III.4.2.3 Calcul de perméabilité k_h du réservoir

La perméabilité est calculée à partir de la valeur $\Delta \bar{p}_{st}$ représente la stabilisation de la dérivée figure (III.7).

$$K = 141.2 \frac{q_g \bar{B}_g \bar{\mu}_g}{h} \left(\frac{P_D}{p_i - p_{wf}} \right) \quad \text{Equation III. 9}$$

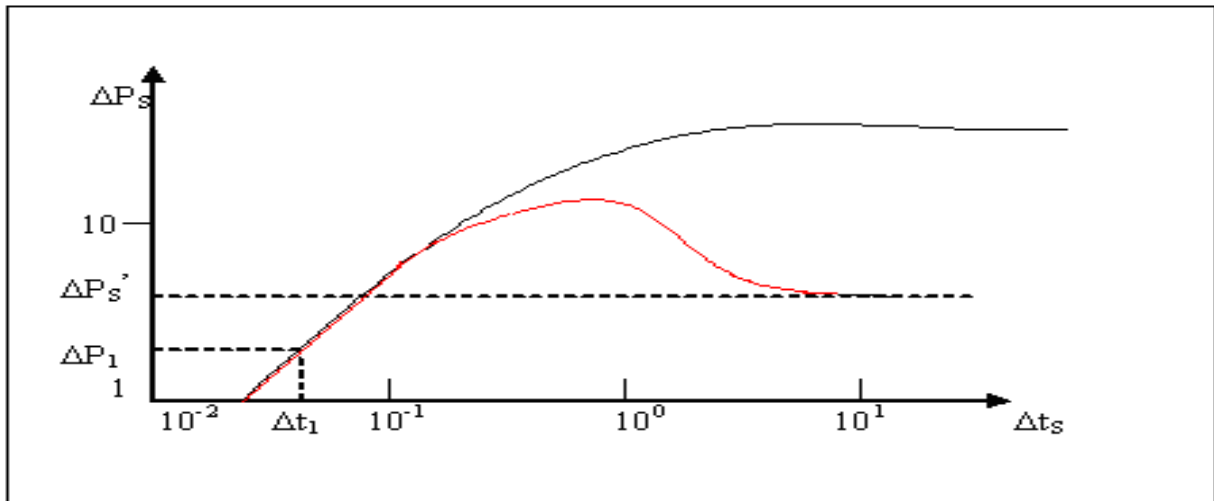


Figure III. 10 : Diagramme de dérivée de pression

III.4.2.4 Calcul de skin

La valeur du skin peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite semi-log : $\Delta P_s, \Delta t_s$

Le skin est calculé à partir de l'expression conventionnelle donnée par la loi semi-log pour une remontée de pression suivant une période à débit constant:

$$S = 0.5 \ln \frac{c_D e^{2s}}{c_D} \quad \text{Equation III. 10}$$

Chapitre 04 : Analyse nodale

IV. Chapitre 04 : Analyse nodale

IV.1 Introduction

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production global (commençant par la pression statique du réservoir, et finissant avec celle de séparateur). C'est une technique d'optimisation employée pour analyser les problèmes de production et pour améliorer les performances du système de plusieurs de puits. Cette méthode est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, Le comportement de production d'un puits est caractérisé par deux indicateurs de performance :

Inflow performance qui traite l'écoulement du fluide de formation dans le réservoir et fond du puits.

Vertical lift Performance (outflow), qui traite les pertes de pression à travers les tubes de production verticaux, produisant ainsi des monophasique, diphasiques ou un mixte.

C'est pour ça que nous devons bien analyser la performance de puits, avec la méthode la plus courante l'analyse de nodal, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. [7]

IV.2 Importance de l'analyse Nodale

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir à la surface. Pour surmonter des pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent.

La figure (IV. 1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux,
2. Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).[7]

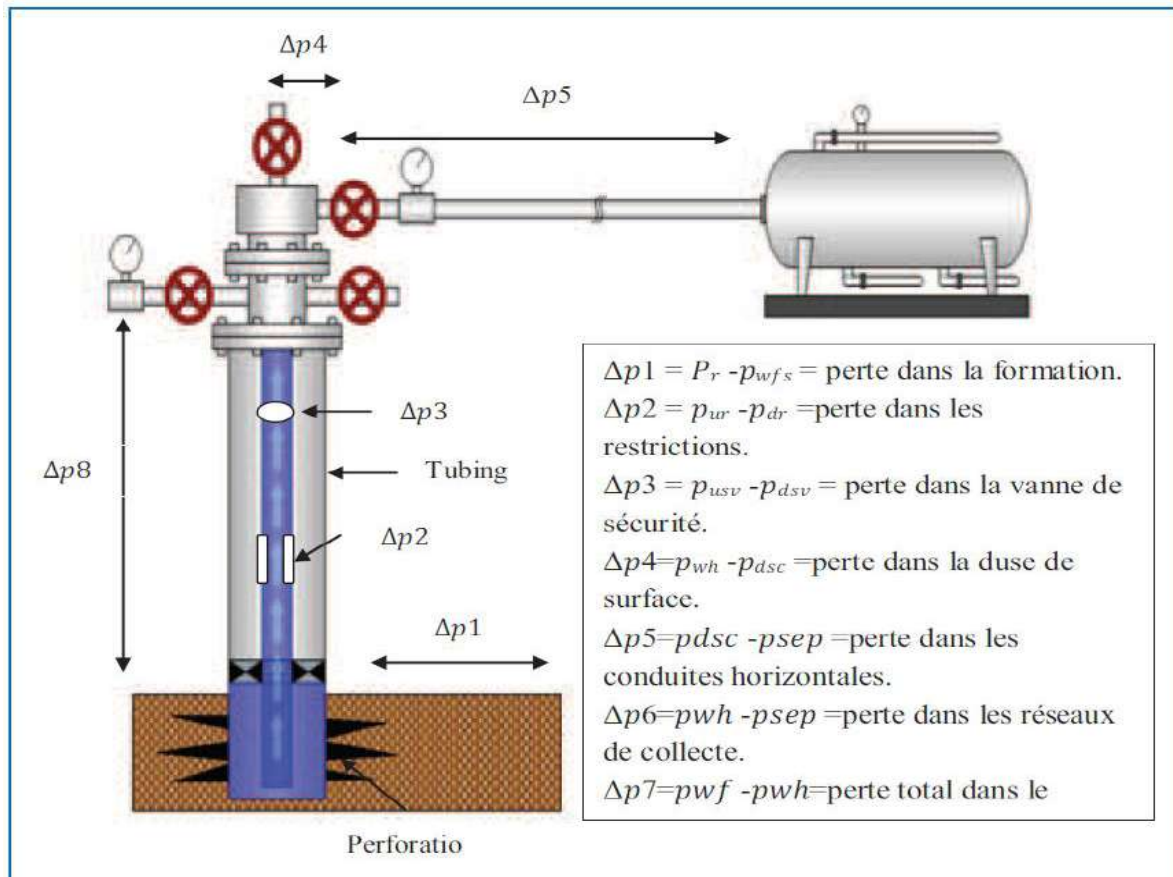


Figure IV. 1 : Pertes de charge possible dans un système de production

IV.3 Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production. [7]

IV.4 Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure (IV. 2)

Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

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

$$\text{Inflow : } P_{\text{node}} = P_r - \Delta p \quad \text{Equation IV. 1}$$

$$\text{Outflow : } P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + \Delta p \quad \text{Equation IV. 2}$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit qu'une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow. [8]

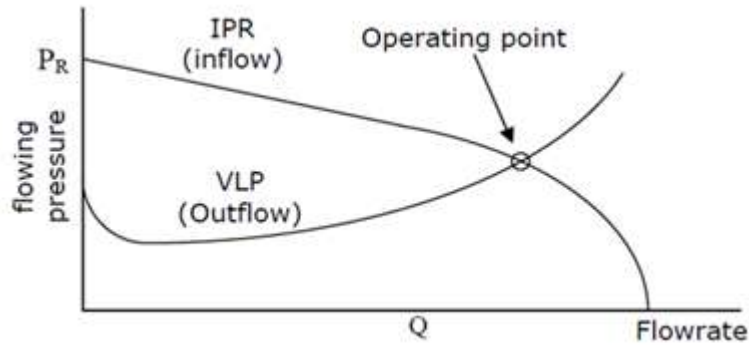


Figure IV. 2 : Courbe d'outflow et inflow.

IV.5 Les différentes positions du nœud

Afin de simplifier le système, des noeuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles, comme indiqué dans la figure (IV. 3). Le système devient donc subdivisé des deux parties inflow (IPR) et outflow (VLP).

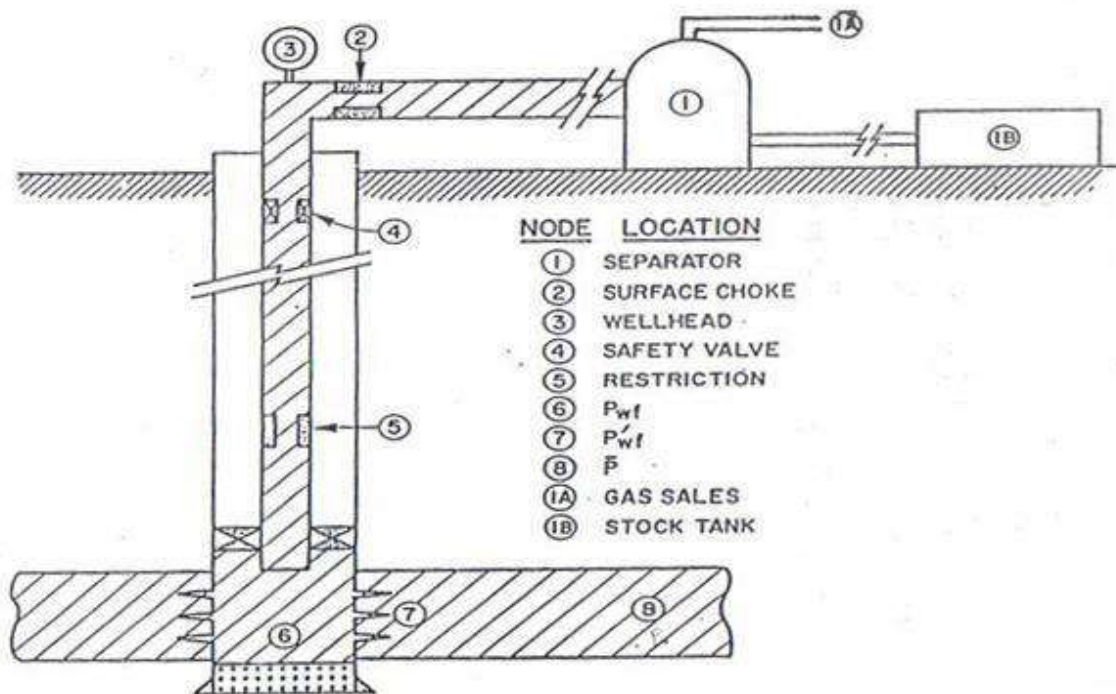


Figure IV. 3 : Les différents nodes

1. **Séparateur** : le choix du noeud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la Pression de la séparation sur le fonctionnement du puits.
2. **Duse** : cet emplacement nous permet d'étudier l'effet de la Duse, et de contrôler le débit de production.

3. **Tête de puits (well head)** : le choix du noeud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte dans la performance du puits.
4. **Fond du puits** : le choix du noeud au fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR et de diamètre de tubing sur la performance du puits.
5. **Au niveau des perforations** : le choix du noeud au niveau des perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.
6. **Réservoir** : le choix du noeud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits. [9]

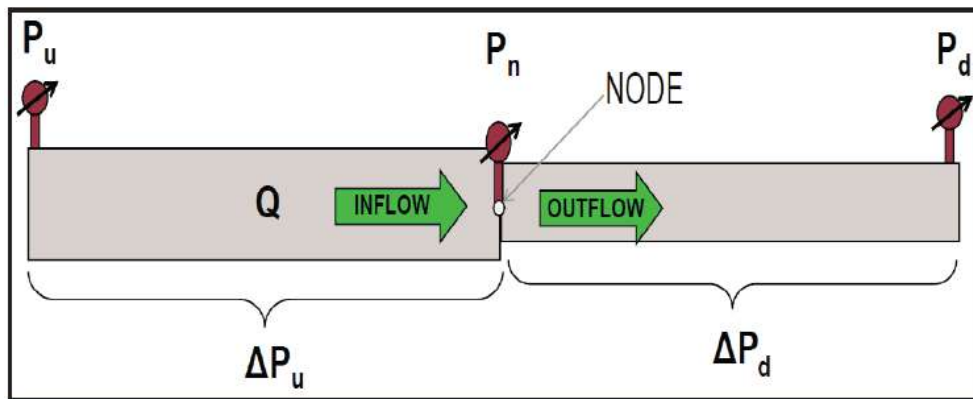


Figure IV. 4 : l'écoulement au niveau de node

IV.6 Inflow performance relationship (IPR)

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétro physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a : [7]

IV.6.1 LOI DE DARCY

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un

fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante:

$$V = \frac{q}{A} = -\frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)\partial P}{\partial x} \quad \text{Equation IV. 3}$$

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- Écoulement à faible vitesse (laminaire).
- Écoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.[4]

III.6.1 Méthode de Vogel

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits ou la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle.

Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro-physiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique est-il a déduit son équation :

$$\frac{q_0}{q_{0 \max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2 \quad \text{Equation IV. 4}$$

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf}

$q_{0 \max}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique.

p_{wf} : Pression de fond dynamique.

P_r : Pression du réservoir approximative. [4]

IV.6.2 Les principales corrélations de l'IPR pour les puits à gaz

IV.6.2.1 Corrélation de Jones

L'équation de Jones pour le gaz est une forme modifiée de l'équation de Darcy qui prend en considération les pertes de charge dans l'écoulement laminaire et turbulent, elle est exprimée sous la forme :

$$p_r - p_{wf} = A Q^2 + BQ \quad \text{Equation IV. 5}$$

"A" et " B" : sont calculés à partir les propriétés de réservoir, comme ils peuvent être déterminés à partir les essais multi-rate ; en traçant la courbe $\Delta P / Q = f(Q)$ en coordonnées cartésiennes, on obtient une ligne droite ayant une pente " A " et une intersection "B" quand le débit (Q) égale à zéro. [9]

IV.6.2.2 Back pressure

Sa forme est :

$$Q = c(p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad \text{Equation IV. 6}$$

Où "c" et "n" sont déterminés à partir de pression et des propriétés de réservoir. [9]

IV.6.2.3 Méthode C and N

C'est la même forme que l'équation back pressure mais elle diffère dans la manière de l'obtention des constante c et n :

$$Q = c(p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad \text{Equation IV. 7}$$

Où "c" et "n" sont déterminés en traçant la courbe de Q en fonction de $(p_r^2 - p_{wf}^2)$ sur un papier log-log .Et "n" varie de 0.5 pour un écoulement turbulent à 1 pour un écoulement laminaire. [9]

IV.7 Pertes de charge dans le tubing VLP (Outflow)

L'un des composants les plus importants du système de puits total est le tubage du puits. Jusqu'à 80 % de la perte de pression totale, c'est-à-dire $(P_r - P_{se})$, Peuvent être consommés pour remonter les fluides du fond du trou à la surface. L'écoulement peut exister dans la tubulure ou dans l'espace annulaire entre la tubulure et le tubage. Les puits peuvent être verticaux ou forés avec de grands angles de déviation, notamment dans le cas de puits offshore ou de puits forés en zone urbaine. L'équation générale du gradient de pression, qui s'appliquera à l'écoulement de n'importe quel fluide dans un tuyau à n'importe quel angle d'inclinaison, a été donnée dans l'équation suivant :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right) = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{ele} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_f + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} \quad \text{Equation IV. 8}$$

Où :

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \text{perte de charge totale.}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{ele} = \frac{g\rho}{g_c} \times \sin \theta (\text{Composante due a lenergie potentielle})$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} (\text{composante due au frottement})$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dL} (\text{composante due a lenergie cinitique})$$

f : Coefficient de friction.

ρ : La masse volumique kg/m³.

ϑ : La vitesse m/s.

g_c : Coefficient de conversion.

θ : L'angle de l'inclinaison de tubing.

g : La gravité en m/s².

L : La longueur de tubing. [4]

IV.7.1 Les principales corrélations utilisées pour l'écoulement vertical

IV.7.1.1 Duns & Ros

C'est le résultat du travail de laboratoire où le holdup de liquide et le régime d'écoulement sont observés. Ils ont utilisés une carte du modèle d'écoulement pour déterminer la vitesse de glissement (et par conséquent le holdup de liquide) et le facteur de frottement.

Cette corrélation est recommandée pour les puits où les grands rapports gaz-liquide et les vitesses d'écoulement ont induit le comportement de régime d'écoulement. [4]

IV.7.1.2 Petroleum Expert

Cette corrélation combine les meilleurs dispositifs des corrélations existantes. Elle emploie la carte d'écoulement de Gould et Al et la corrélation de Hagedorn Brown dans le slug flow, et des Duns & ROS pour le mist flow. Dans le régime transitoire, une combinaison des résultats de ces modes d'écoulement sont employées. [10]

IV.7.1.3 Duns& Ros original

C'est la méthode éditée originale, sans perfectionnements appliqués dans la corrélation primaire de Duns & ROS. Cette dernière a été développée et optimisée pour l'utilisation avec le condensat. [7]

IV.7.1.4 Duns & Ros modified

C'est le résultat du travail de laboratoire où le holdup de liquide et le régime d'écoulement sont observés. Ils ont utilisés une carte du modèle d'écoulement pour déterminer la vitesse de glissement (et par conséquent le holdup de liquide) et le facteur de frottement.

Cette corrélation est recommandée pour les puits où les grands rapports gaz-liquide et les vitesses d'écoulement ont induit le comportement de régime d'écoulement. [7]

Tableau IV. 1 : Classification des corrélations de perte de charge

Méthode	Categorie
Poettmann and Carpenter	A
Baxendell and Thomas	A
Fancher and Brown	A
Hagedorn and Brown	B
Gray	B
Ashiem	B
Duns and Rose	C
Orkiszewski	C
Aziz et al	C
Chierici et al	C
Beggs and Brill	C

IV.7.2 Résultat

Après l'analyse d'inflow et outflow, on obtient deux courbes IPR et VLP comme indiqué dans la figure (IV. 5). L'intersection de ses deux courbes, c'est le point de fonctionnement.

Pour les réservoirs riches en gaz et en condensat, et dont la pression du réservoir est inférieure à la pression de rosée, on utilise les modèles suivants : Multi rate Jones, C and N pour tracer l'IPR et les corrélations de Duns and Ros, Petroleum Expert pour établir le VLP.

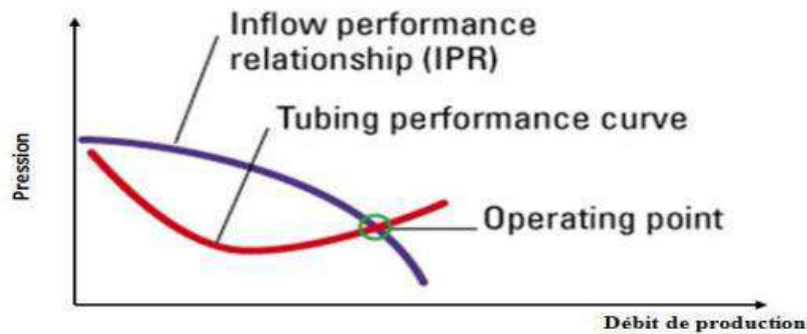


Figure IV. 5 : Point de fancecienment

Conclusion

Pour les réservoirs riche en gaz a condensat dont la pression du réservoir est inférieure à la pression de rosée les corrélations les modèles: Multi rate Jones, C and N pour tracer l'IPR et les corrélations de Duns and Rosé, Petroleum Expert établir le VLP.

Chapitre 05 : Etude de cas
puits MLE-08

V. Chapitre 05 : Etude de cas puits MLE-08

V.1 Introduction

Ce chapitre présente le développement et une révision d'interprétation des tests de puits et une analyse des performances des puits qui basé sur les test de puits effectué sur le puits MLE-8, qui est situé dans la partie centrale ouest du champ MLE, en Algérie (Figure V.1). Les opérations de test de puits ont eu lieu dans la période entre le (10 mars et le 01 avril 2009) avant la mise en production et le (10/10/2013 jusqu'à 03/01/2019) après la mise en production.

Les principaux objectifs de l'interprétation des tests sont les suivants:

- Définissez la quantité de fluides de formation
- Déterminer les caractéristiques de formation et le modèle du réservoir (pression du réservoir, Produit d'épaisseur de perméabilité (kh)).
- évaluer le facteur de skin et estimer ses principaux composants (mécanique et géométrique).
- Évaluer la délivrabilité des puits.
- Trouvez des preuves d'hétérogénéités (limites associées aux défauts ou à la variation du faciès si quelconque).
- Établir des relations de performance bien (IPR, VLP).

V.2 Les test de puits MLE-08 avant la mise en production

V.2.1 Information générale sur le puits MLE-08

Le puits MLE-8 est situé dans le bloc 405b dans le bassin de Berkine, au champ gazier de Menzel Ledjmet, en Algérie (Figure V.1).

Le MLE-08 est un puits vertical qui a été foré et complété avec un tubing et de 4^{1/2} pouces en juin 2008 et sa profondeur atteint les 14104.3 – 14124 ft TVD RT (4299-4305 m TVD RT).

La cible du puits a été supposée être une formation contenant du gaz à condensat. L'intervalle de test entre 14104.3 – 14124 ft TVD RT (4299-4305 m TVD RT).

Les données générales sur les puits sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau V. 1 : Les données générales de puits

Location	Berkine basin Algeria
Well Name	MLE-8
Well Type	Vertical Development Well
Production License	Block 405B
Coordinates	Latitude 300 12' 02.33520'' N Longitude 070 44' 50.91110'' E
Rotary Table Elevation	797.6 ft (243.1 m)
Well Total Depth	14695 ft TVD RT (4479 m TVD RT)
Target zone	F6-2 Upper

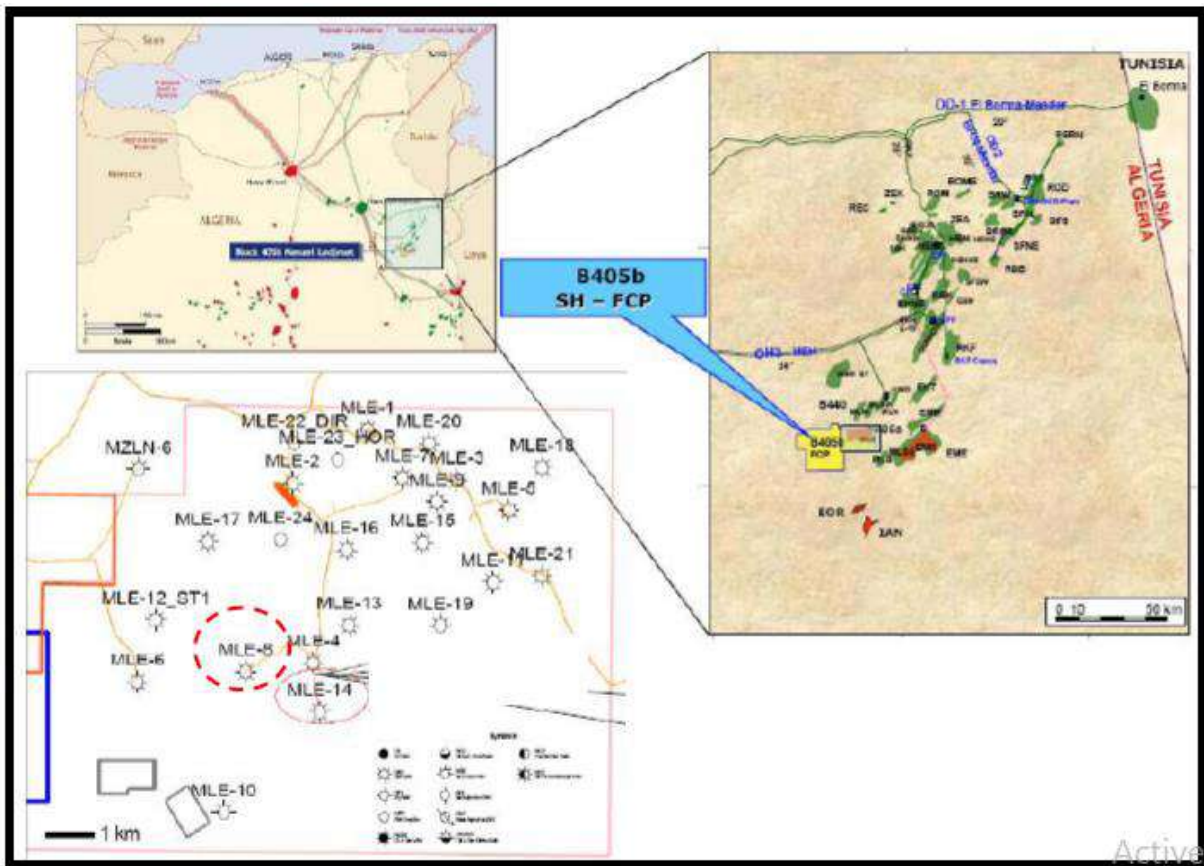


Figure V. 1 : Situation géographique de MLE-08

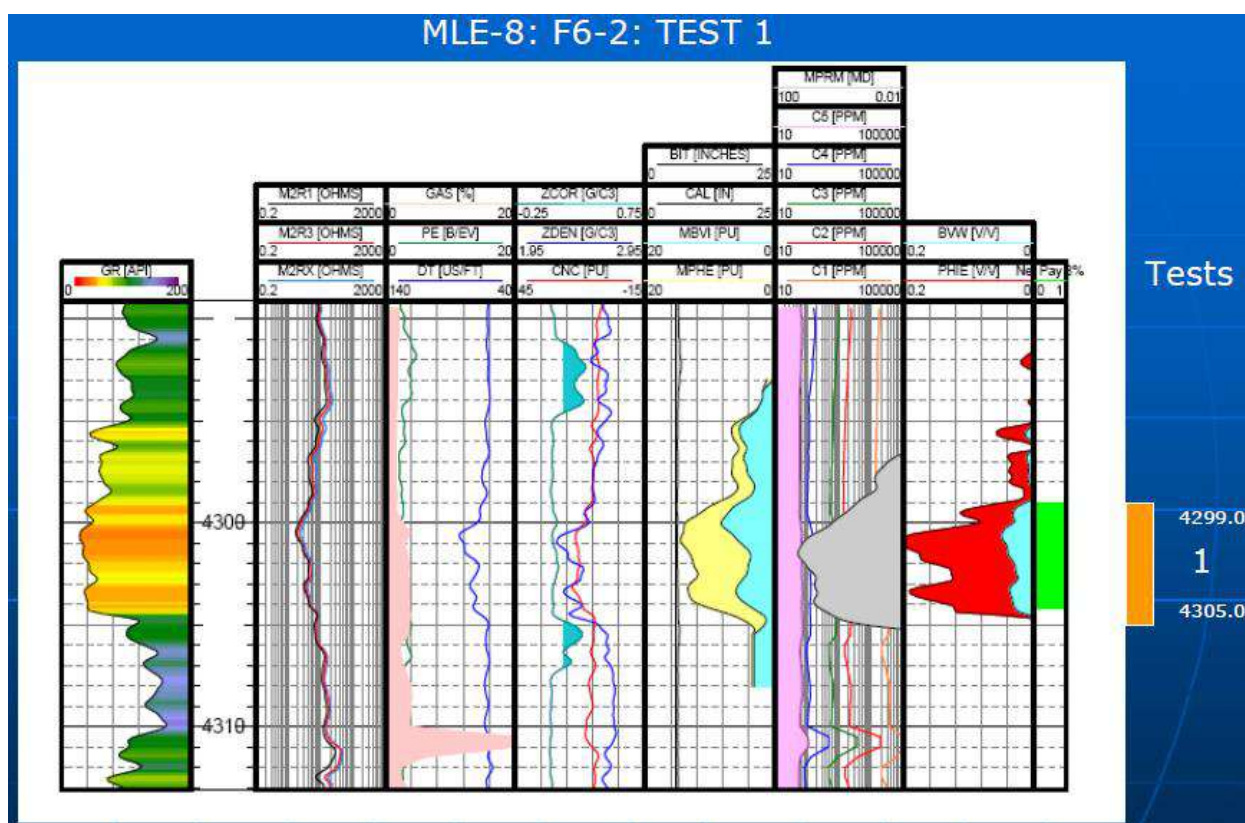


Figure V. 3 : Testing Intervals MLE-08

V.2.2 Séquence opérationnel des essais de puits MLE-08

Le puits a été achevé comme un puits de forage mince en utilisant un lien temporaire de 4^{1/2} "comme principal" Tubes de production à des fins de test. Le puits a atteint une profondeur totale de 14695 pieds TVD RT (4479m TVD). À 16h15 le 12 mars 2009, N₂ a été pompé à travers des tubes de bobine afin de pressuriser les tubes.

La première enquête statique a été réalisée à 18h15 le 12 mars. A 13h15 le 13 mars, l'intervalle 14104.3–14124 ft TVD RT (4299-4305 M TVD RT). Perforé en état de sous-équilibre (environ 500 psi).

Le deuxième profil statique a commencé à 6h15 le 14 mars, avant la phase de nettoyage. Le 15 mars, trois jauges de mémoire (WCQR # 4250 Gauge inférieure, WTQR # 863 GAUGE MIDE ET WTQR 816 Gauge supérieure) étaient RIH avec Slickline et étaient réglés à 14122.2, 14116.5 et 14110.8 ft MD RT pour l'acquisition des signaux de test de puits: BHP et BHT.

Les données de toutes les jauges étaient disponibles. Entre le 15 mars et le 1er avril 2009, le test de puits a été effectué et comprenait:

- Le flux principal à trois obstacles accrus
- accumulation finale
- Profil statique

La figure (V. 4) à la figure (V. 6) montre les paramètres les plus pertinents (WHP, BHP, taux de fluide, GOR, Contaminants, densités de fluide) enregistrées pendant l'opération globale

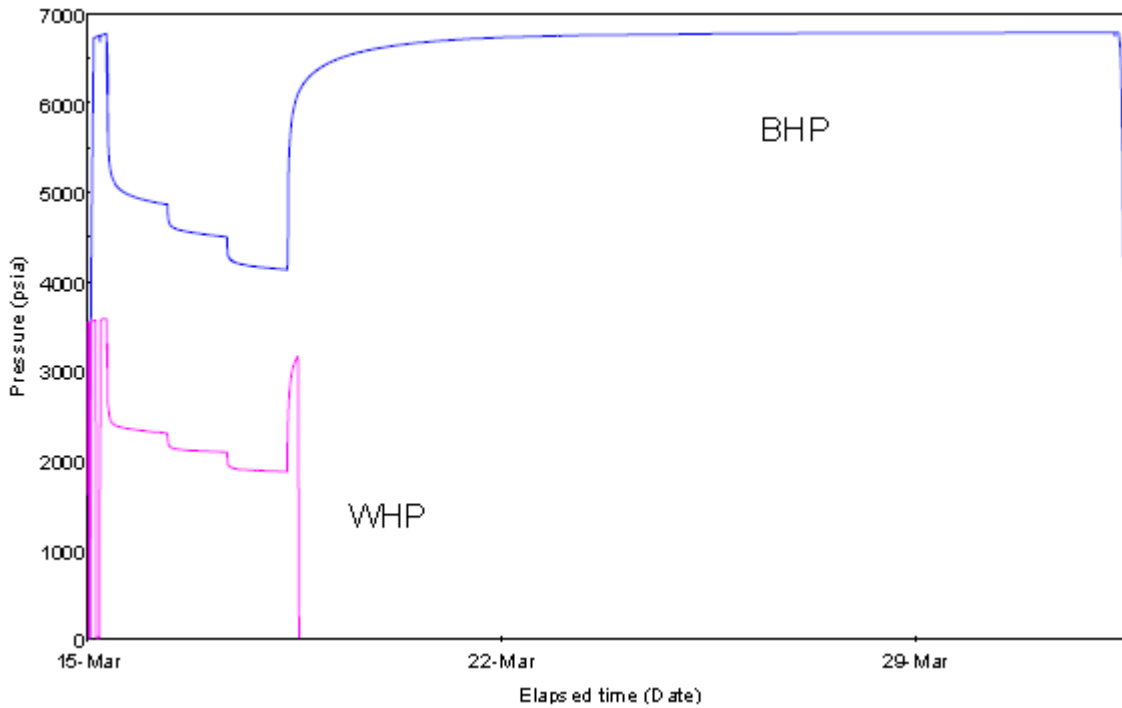


Figure V. 4 : WHP and BHP

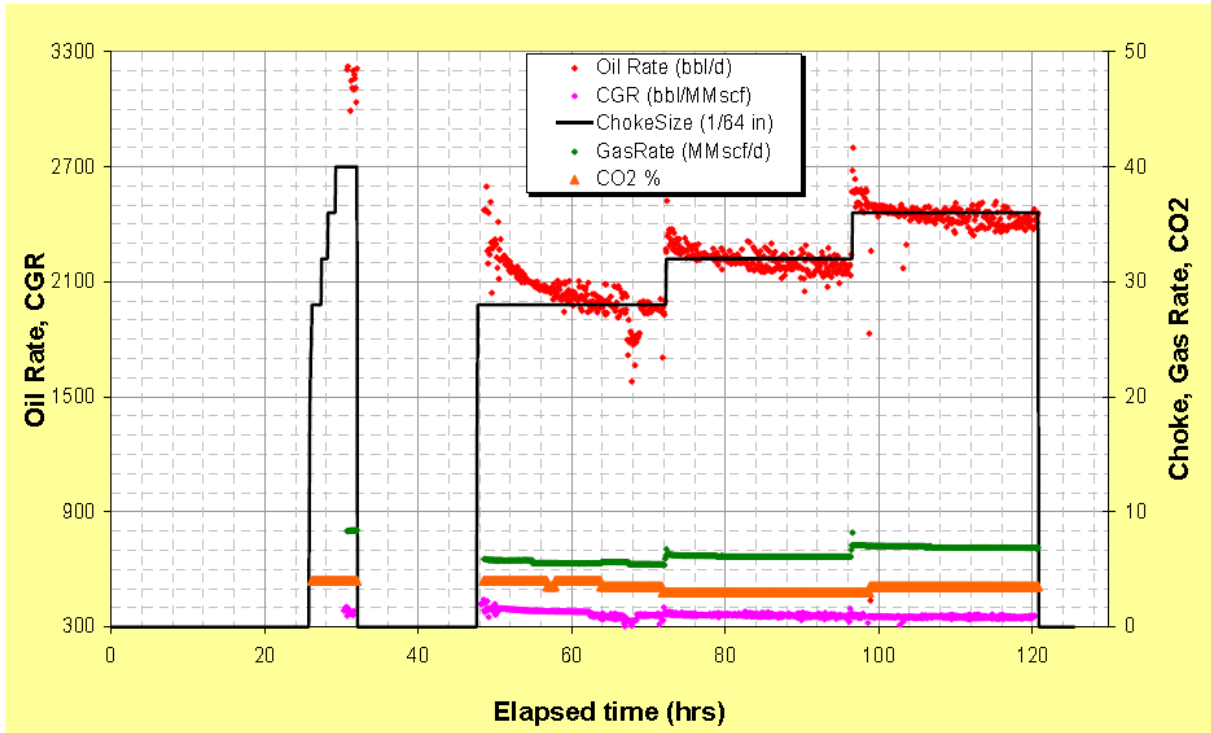


Figure V. 5 : Début, Co2 et CGR pendant le début

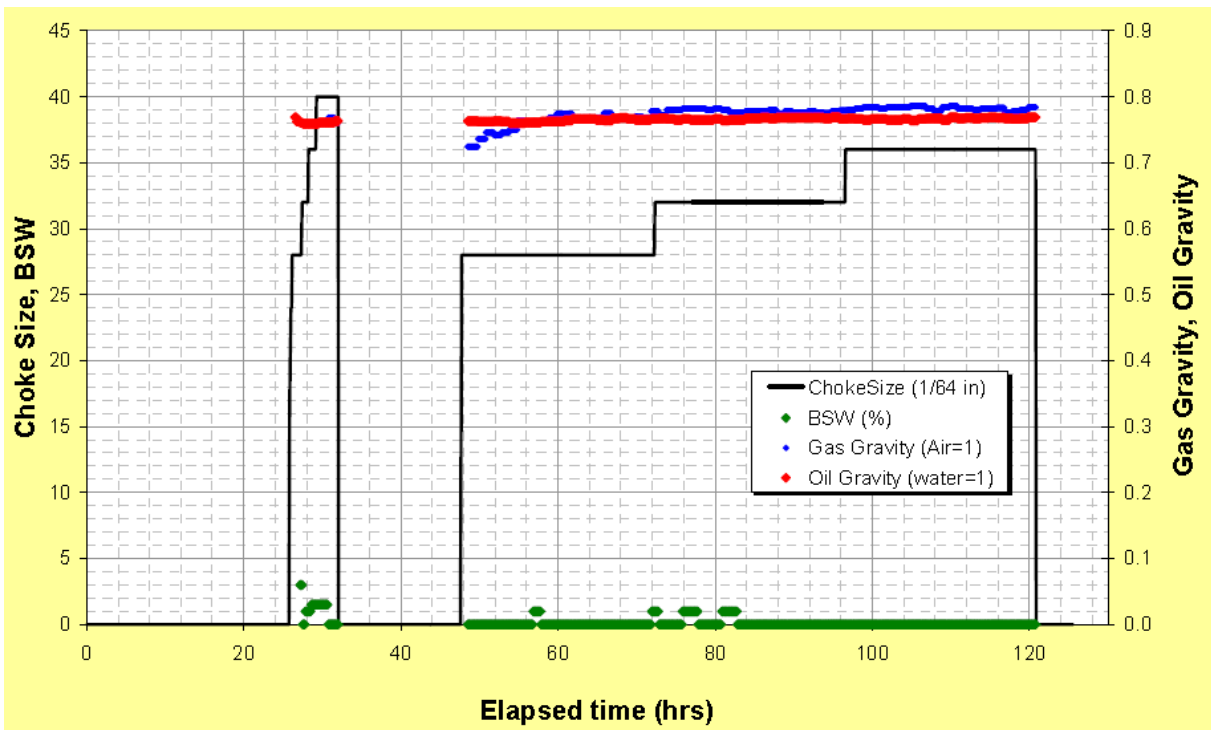


Figure V. 6 : Densité d'huile, spécifique gravité de gaz et BSW pendant le début

Les tableaux ci-dessous représente les résultats des essais de puits MLE-08 BU et DD avant la mise en production.

Tableau V. 2 : Les résultats des essais de puits BU et DD

	Dur. hrs	Choke “1/64 ”	WHP psia	WH T°C	BHP psia	BHT °C	Oil Rate bbl/D	Gas Rate MMscf/ D	CGR bbl/MMs cf
Clean-up	6					Variable			
Shut-in	15	-	-	-	-	-	-	-	-
DD 1	24.6	28	2304	65	4863	153	1990	5.6	372
DD 2	24.2	32	2089	70	4502	153	2210	6.1	361
DD 3	24.5	36	1875	74	4134	153	2430	7	350
Final BU	337	-	-		6788	153			

V.2.3 Les données d'entrées

Les paramètres d'entrée PVT ont été calculés en utilisant une corrélation empirique (Interpréter / 2008 Logiciel). Ces paramètres doivent être mis à jour lorsque la réponse du laboratoire PVT sera disponible.

La densité des condensats, la gravité du gaz et la production de CGR ont été estimées à partir des données de la production de surface.

Le condensat de gaz a été étudié comme un gaz monophasique équivalent dans les conditions du réservoir.

La gravité spécifique au gaz équivalente (dans les conditions du réservoir) a été calculée en tenant compte de la gravité du gaz spécifique et gravité spécifique du condensat dans les conditions de surface.

SG équivalent a été calculé en utilisant la formule suivante:

$$SG_{eq} = \frac{GOR \times SG_{gas} + 4584 \times SG_{oil}}{GOR + 132800 \times \frac{SG_{oil}}{M_{oil}}} \quad \text{Equation V. 1}$$

où:

GOR = 2.8 (MScf/STb) (test Gas Oil Ratio)

SG gas = 0.774 (specific gravity of surface gas)

SG oil = 0.765 (53.5 °API) (specific gravity of surface condensate)

Moil = 127.8 (Molecular weight of condensate)

Les propriétés de fluide PVT extrapolées utilisées pour l'analyse sont répertoriées dans le tableau ci-dessous

Tableau V. 3 : Les données de PVT

Propriétés PVT extrapolées	
Pression de Réservoir.	6805 @ 14104.3 ft TVD RT psia
Température de Réservoir	153 °C
facteur volume formation de gaz	0.004 cf/scf
viscosité de gaz	0.087 Cp
Spécifique Gravité de gaz	0.774 (air=1)
Equivalent gravité de gaz	1.585 (air=1)
Condensat gravité	53.5 °API
GOR	2.8 MScf/STb
Compressibilité de gaz	2.36E-5 1/psi

Les paramètres pétrophysiques utilisés dans l'analyse sont recueillis à partir du FCP et sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau V. 4 : Les paramètres petrophysiques

Parameters pétrophysiques	
Net thickness	14 ft
Gas saturation	78.2 %
Water saturation	21.8 %
Porosity	16.1 %
Well radius	0.25 ft

V.2.4 Interpretation

Le test Build Up finale (337 heures) était la plus appropriée pour l'interprétation des tests de puits. Le modèle suivant était supposé:

- Temps précoce: stockage et peau des puits de forage (C et S)
- Temps du milieu: composite radial
- TARD TEMPS: Étendue latérale infinie

Le modèle composite radial a été choisi afin de prendre en compte la présence d'un banque des condensats. Cela signifie que pendant la production, la pression de puits était significativement sous la pression du point de rosée, de sorte qu'une goutte de condensat était possible à proximité du bien. Dans tous les cas, il sera fourni par l'analyse FLUID PVT lorsqu'il est disponible.

Les paramètres du réservoir les plus pertinents obtenus à partir de l'interprétation sont représentés dans le tableau (V. 5) et la figure (V. 7) et la figure (V. 8).

Tableau V. 5 : Les résultats de test Build Up finale (337 heures)

Pression extrapolés et profondeur de gauge.	6808 psia (14117.5 ft)
Perméabilité (kh).	350 mD.ft
Average effective permeability, kouter (referred to outer zone)	25 mD
Average effective permeability, kinner (referred to inner zone)	11 mD
Wellbore storage C	0.036 bbl/psi
Mobility Ratio, $M = (kh / \mu)_{inner} / outer$	0.35
Diffusivity Ratio, $D = (\phi ct h)_{inner} / outer$	0.8
Skin	3.7
Turbulence skin factor (D factor)	0.5 D/MMscf
Radius of the condensate region	906 ft
Estimated radius of investigation	3079 ft

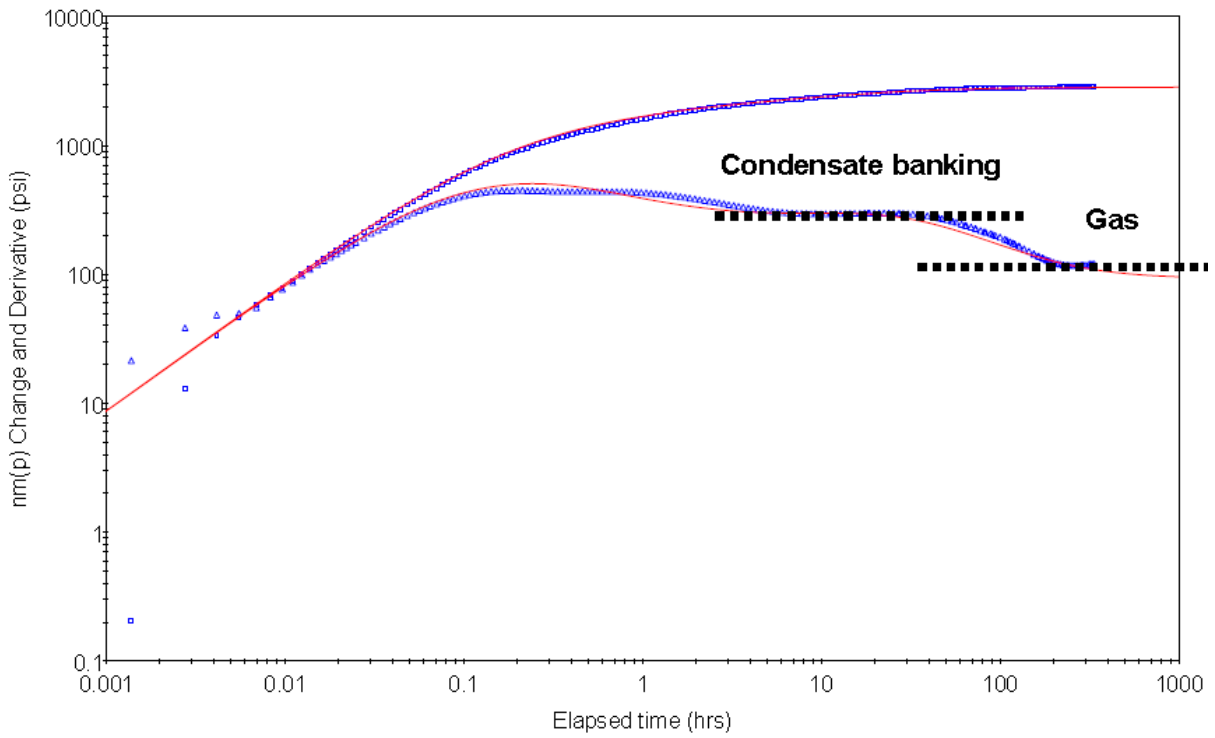


Figure V. 7 : Log-log match

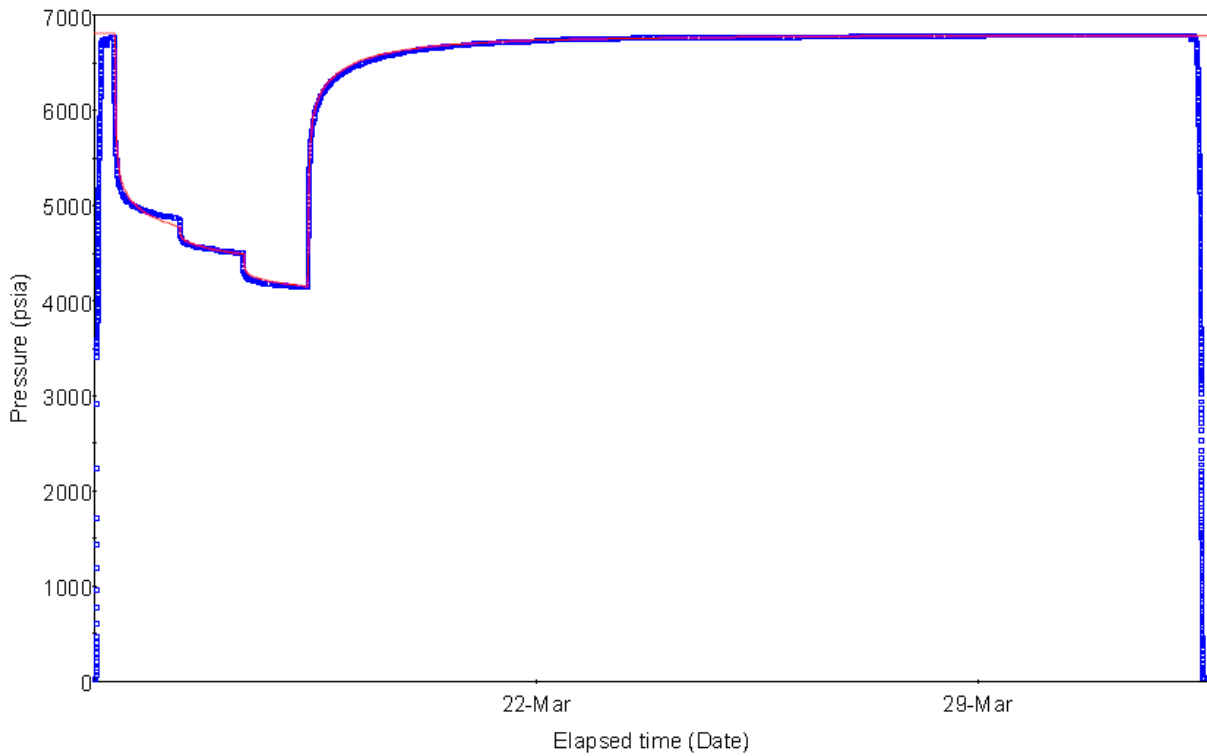


Figure V. 1 : History Match

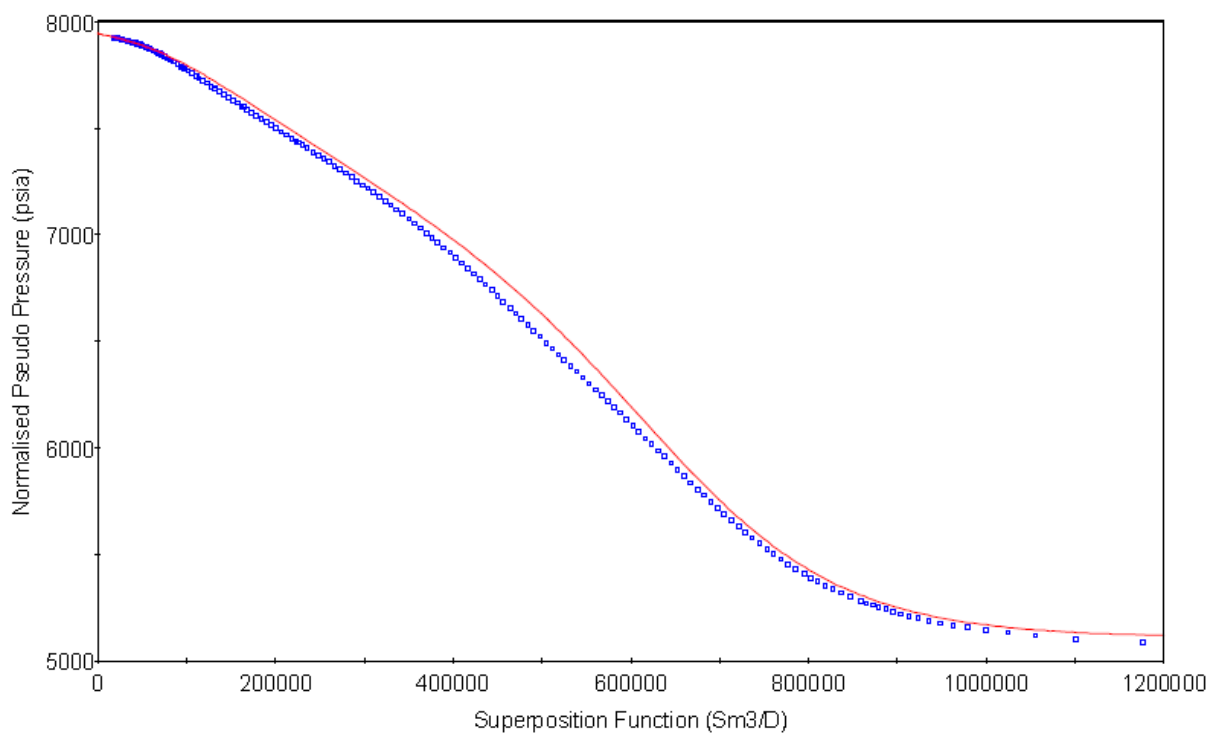


Figure V. 8 : Horner Match

V.2.5 Analyse des performances des puits

L'analyse des performances du puits a été réalisée afin de décrire le comportement du flux système (réservoir + puits).

L'analyse a été effectuée avec le logiciel d'analyse WP Prosper 10.4 par pétrole Experts. Une approche d'analyse nodale a été utilisée, divisant le système au nœud du trou inférieur.

Le Performance des afflux du réservoir (DPI) et les courbes de performance du puits (VLP), affluant et sortant du nœud de trou inférieur respectivement, sont définis comme des fonctions des taux et du BHP en utilisant du liquide PVT et paramètres du réservoir de l'interprétation des tests de puits.

Les résultats des tests de puits principaux pour les trois DD (Choke 28/64'', 32/64'' et 36/64'') ont été utilisés pour courbes IPR / VLP correspondant.

La courbe IPR a été obtenue à l'aide de Jones multi rates figure (V. 9)

Un bon match VLP / IPR a été obtenu en utilisant la corrélation Petroleum Expert 2 pour la modélisation.

L'IPR et pour le VLP (paramètre 1 = 0,7 et le paramètre 2 = 1).

L'AOF estimé est d'environ 11500 mmscf / j à une skin de 3,7.

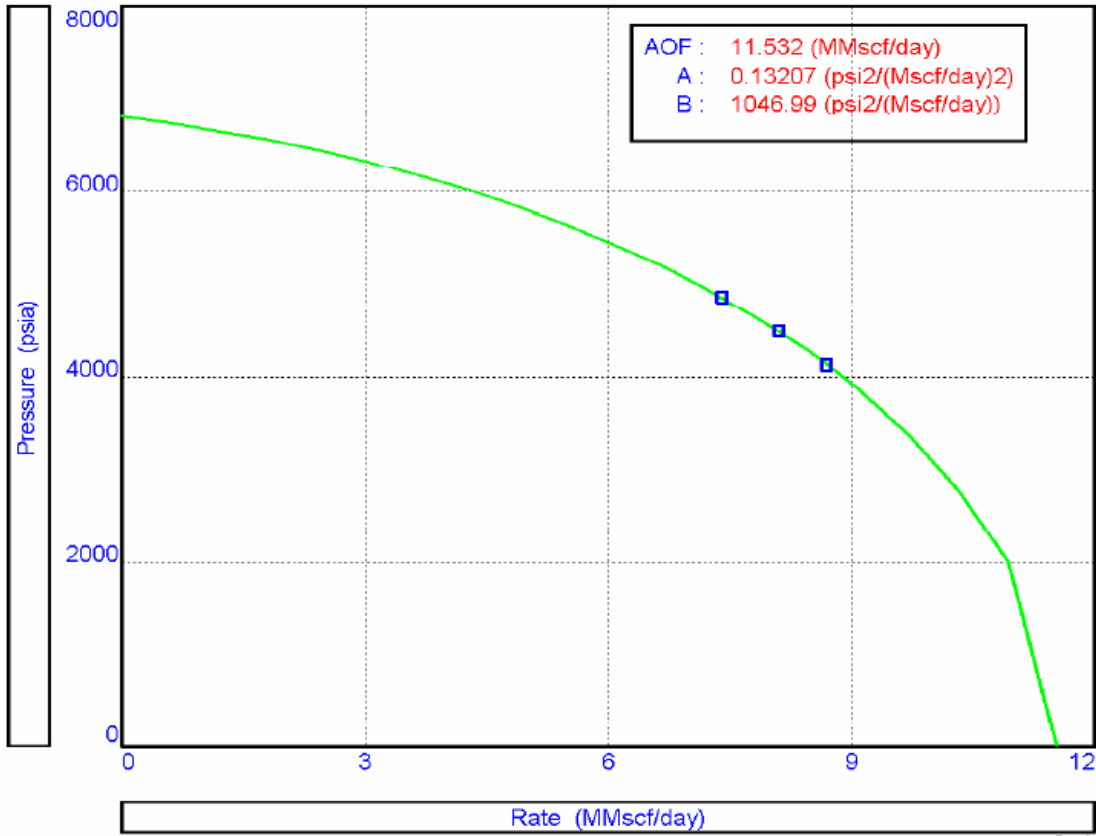


Figure V. 9 : IPR courbe (Multirate Jones)

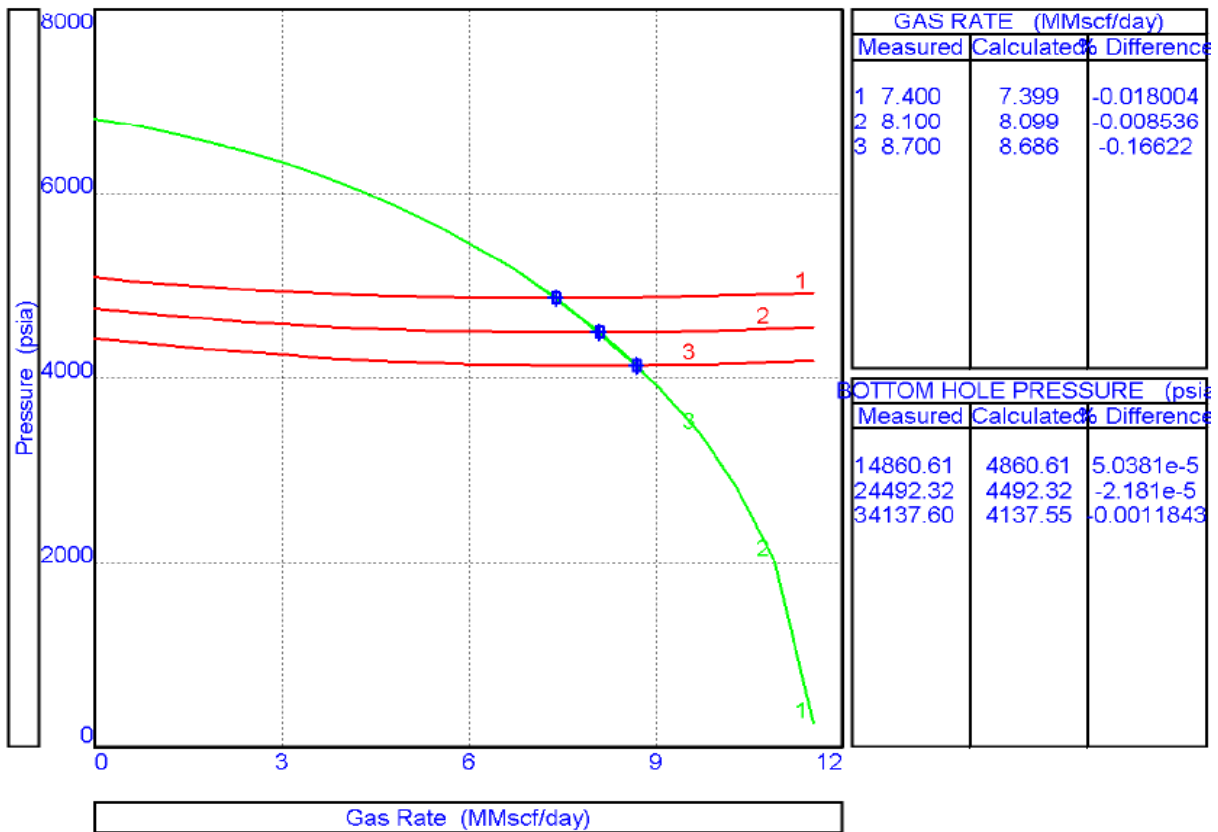


Figure V. 10 : VLP/IPR match

V.3 Les test de puits MLE-08 après la mise en production

V.3.1 Historique de la production du puits

Le MLE-08 est mis en production, en avril 2013. Il avait un très bon débit qui atteint les 3 MMscf/jour de gaz et 1412 STbbl/jour de condensat, donc un CGR de (470 STbbl/MMscf). Mais une forte baisse de pression a été constaté, le début de 2014 jusqu'à l'égalisation de la pression de la ligne et de la tête, ce qui a entraîné l'arrêt de production en février 2015. Comme représenté ci-dessous figure(V.11) et la figure (V.12)

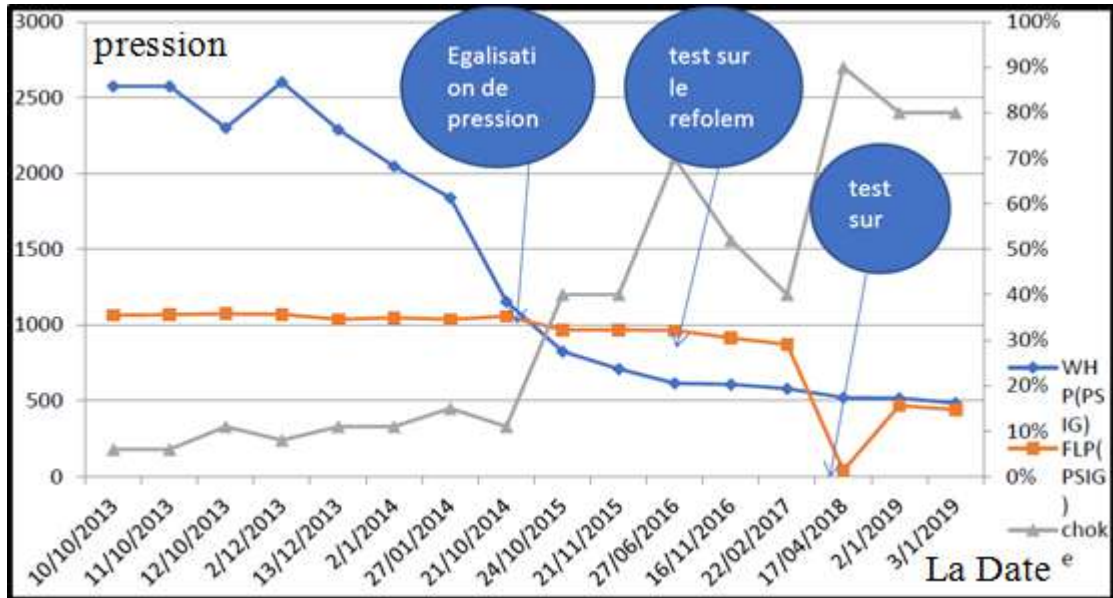


Figure V. 12 : Evaluation de la pression de puits MLE-08

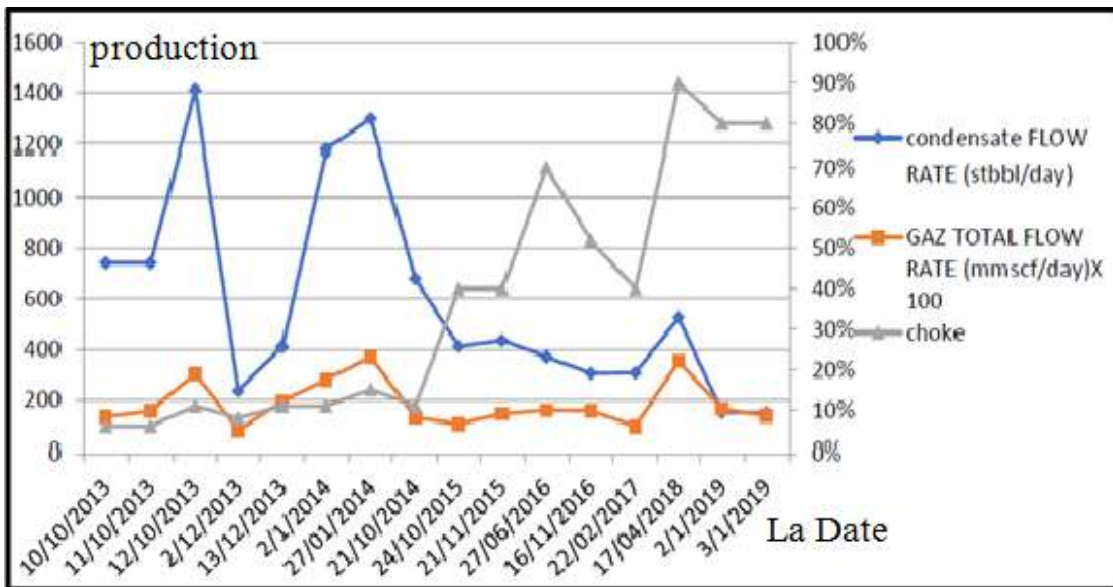


Figure V. 13 : Evaluation de la production de puits MLE-08

On remarque une chute significative de la pression de tête, une production instable avec

des chutes fréquentes et accentuées, dû au chargement de la colonne par des liquides qui participe à son auto neutralisation en 2015.

V.3.2 Les essais du puits MLE-08

Les tableaux suivants (V.6) illustrent les différents résultats de test de séparateur et de gradient de pression dynamique (DGS) effectués sur le puits MLE-08 avant de procéder à son optimisation actuelle.

Tableau V. 7 : Les résultats du well test

DATE	WHP(P SIG)	FLP(P SIG)	condensate FLOW RATE (stbbl/day)	GAZ FLOW RATE (mmscf/day)*100	CGR(bbl/MMscf)
10/10/2013	2574	1066	743	134.2	553.24
11/10/2013	2574	1069	743	155.9	476.58
12/10/2013	2300	1074.1	1412	304.2	464.328
2/12/2013	2603	1071.2	235	78.3	300.12
13/12/2013	2289	1037.3	411	193.3	212.527
2/1/2014	2048.3	1048	1179	279.8	421.497
27/01/2014	1839.3	1037.8	1299	372.1	212.527
21/10/2014	1153.7	1057.2	679.83	130.2	522.142
24/10/2015	826.5	969.4	411.27	103.4	397.74
21/11/2015	710.5	969.3	435.92	145.3	300.01
27/06/2016	485.6	442.1	371.36	160	232.2
16/11/2016	609	915.4	304.56	157.4	193.49
22/02/2017	580	873	307	95.1	322.81
17/04/2018	522	40.6	528.601	354.6	149.0696
2/1/2019	517.1	469.3	151.416	164.4	91.93
3/1/2019	485.6	442.2	148.454	136.3	108.91

Commentaire :

L'analyse de la performance du débit MLE-8 (GCR très élevé Environ 400 bbl / MMscf) c'est un très bon puits riche en condensat.

On remarque une chute importante de pression de tête ce qui a influer sur la production de puits MLE-8 cote gaz et cote condensat.

Tableau V. 9 : L'intervalle du gradient standard pour les différents effluents SURVEY)

Phase	Gradient (psia/m)	
Gaz	0,07	0,36
Condensat	0,36	0,85
Huile	0,85	1,35
Eau	1,35	1,92

Commentaire :

Suite à la comparaison entre les DGS et l'intervalle du gradient, on conclue que la colonne de production (tubing et cased hole) est plein de liquide (condensat, eau), ce qui signifie "le liquide loading issue".

V.3.4 Liste des opérations pour le MLE-08

Tableau V. 10 : Liste des opérations sur MLE-08 effluents SURVEY)

Date l'opération	Type d'opération
Novembre 2013	Fracturation hydraulique
07/07/2014	Acidification avec coiled tubing
03/11/2014	Perforation
22/03/2015	Installation de la pompe sur la ligne de production

V.3.5 Résultat des opérations

V.3.5.1 Fracturation hydraulique et acidification

Tableau V. 11 : Well test du 22 /08/2013 jusqu'à 21/10/2014

Well	Date	Choke	WHP	BHP from DGS	Standard/stock tank condition				
					Q _{gas}	Q _{cond}	Q _{water}	CGR	WGR
		%	Bar	Bar	MMscf/d	STbbl/d	STbbl/d	bbl/MMscf	bbl/MMscf
MLE-8	22/08/2013	3	151	/	0.3	144	0.0	496.6	0.0
	11/10/2013	6	177	/	1.6	743	3.6	476.6	2.3
	12/10/2013	11	160	/	3.0	1412	9.8	464.2	3.2
	02/01/2014	11	140	/	2.8	1179	8.7	421.5	3.1
	03/01/2014	11	140	/	2.8	1194	10.2	427.8	3.6
	04/01/2014	14	130	/	3.6	1389	9.3	385.9	2.6
	27/01/2014	15	126	281.6	3.7	1299	10.1	349.0	2.7
	21/10/2014	11	79	196.5	1.3	680	3.9	522.1	3.0

Commentaire :

D'après les résultats du Well test avant et après les opérations, on peut noter que la fracturation ne nous a donné aucun gain de production mais plutôt une diminution de production, comme vous pouvez le constater dans tableau (IV.10)

Ensuite, l'acidification n'a rien changé aussi. Par contre, elle a endommagé notre well bore et la troisième opération (perforation). D'après le rapport, ils ont dit que la perforation dans la zone F6-2, ps3 a fait une augmentation de pression de tête de 9 bars de plus, mais juste après le tir donc on ne la prend pas en considération, parce que le débit n'a pas vraiment évolué. C'est pour ça qu'il faut trouver un autre scénario d'optimisation, sinon on abandonne le puits carrément.

V.3.6 Etude de performance

Pour bien mener l'étude de la performance d'un puits, il a fallu tout d'abord, se renseigner et collecter quelques informations sur les différents états de puits. Ensuite les saisir dans le logiciel **PROSPER**, par exemple :

1. Le modèle réservoir.
2. Les données PVT.

3. Les données des essais de puits
4. La complétion.
5. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
6. Le tracé des courbes inflow et outflow.

a- Le modèle du réservoir

Puisque le réservoir F6-2 est un gaz a condensat dont la pression de réservoir est inférieur à la pression de rosée, à partir des quel son apris pour tracer l'IPR, on a utilisé les données des essais de puits: on a choisi le modèle: Multi rate Jones

b- Les données PVT

Pour avoir un modèle fiable avec le maximum d'exactitude, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits, Le modèle utilisé est le modèle Black oil(condensat).Puisque l'étude PVT est faite et la corrélation de Duns and Rosé établir le VLP , on va importer les résultats et on les intègre dans **PROSPER**.

V.3.6.1 Utilisation du logiciel PROSPER

Le logiciel PROSPER (production and Systems performance) est un logiciel d'analyse de performance des Systèmes de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production et de réservoir à prédire les paramètres d'écoulement et du température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre, permettent aux designs existants d'être optimisés.

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 donne des calculs exacts. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir.

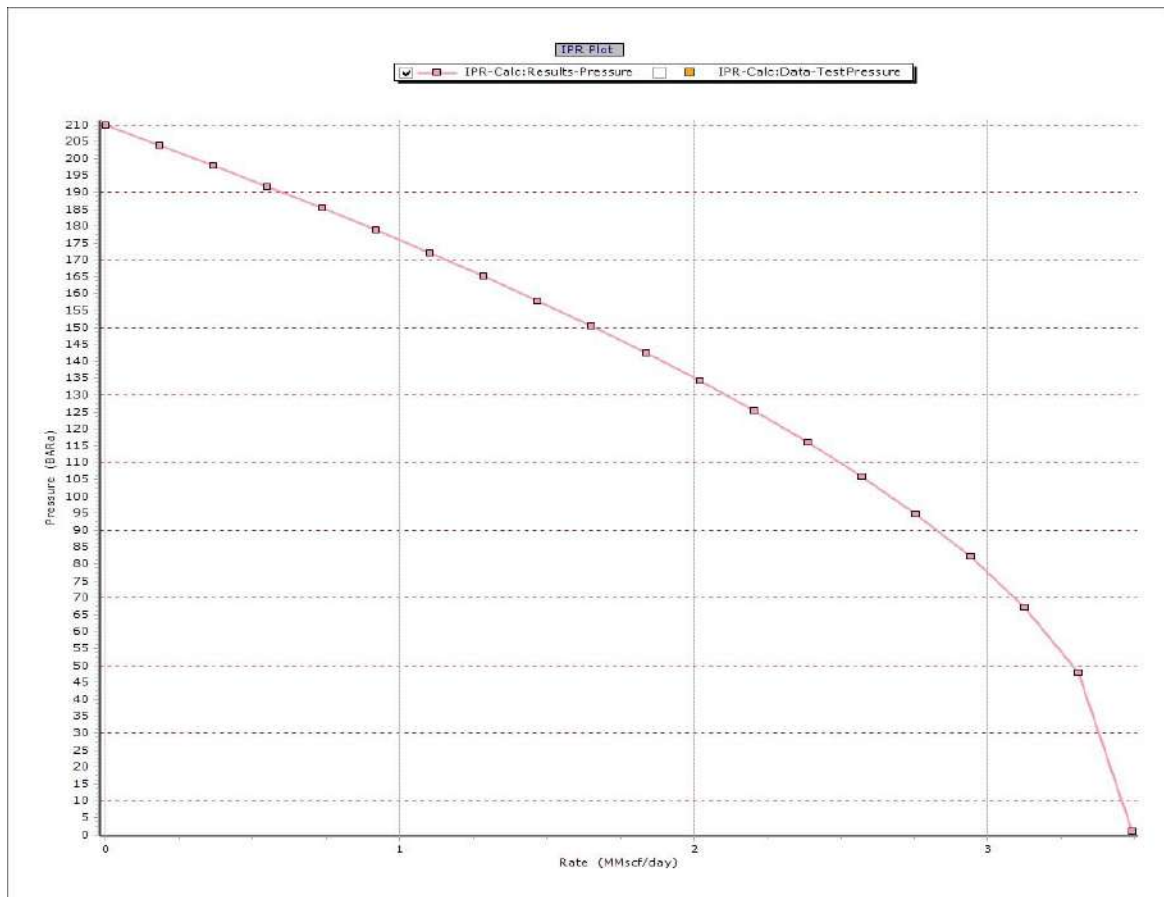


Figure V. 14 : Courbe IPR pour MLE-08

V.3.7 Optimisation de la production pompe multi phasique (MPP)

Différentes tentatives ont été menées pour améliorer la performance de la production de puits, à partir de la stimulation du réservoir; la fracturation hydraulique, la stimulation acide et l'extension de la perforation ne réussissent aucunement à inverser la forte tendance au déclin qui finit par provoquer la fermeture de puits. Après avoir considéré différentes options, un équipement de pompage de surface a été sélectionné comme la meilleure option disponible pour le scénario complexe MLE-08.

Les pompes de surface ont une limitation en termes de quantité de gaz qu'elles peuvent gérer, définie comme la GVF (Fraction de Volume de Gaz jusqu'à 95%): en raison du faible GOR, MLE-08 a été identifié comme un bon candidat. pour un tel type d'équipement.

La pompe a été installée sur le site du puits MLE-8 à partir du 22 mars 2015, fonctionnant continuellement jusqu'à maintenant avec un minimum de temps d'arrêt et des problèmes opérationnels.

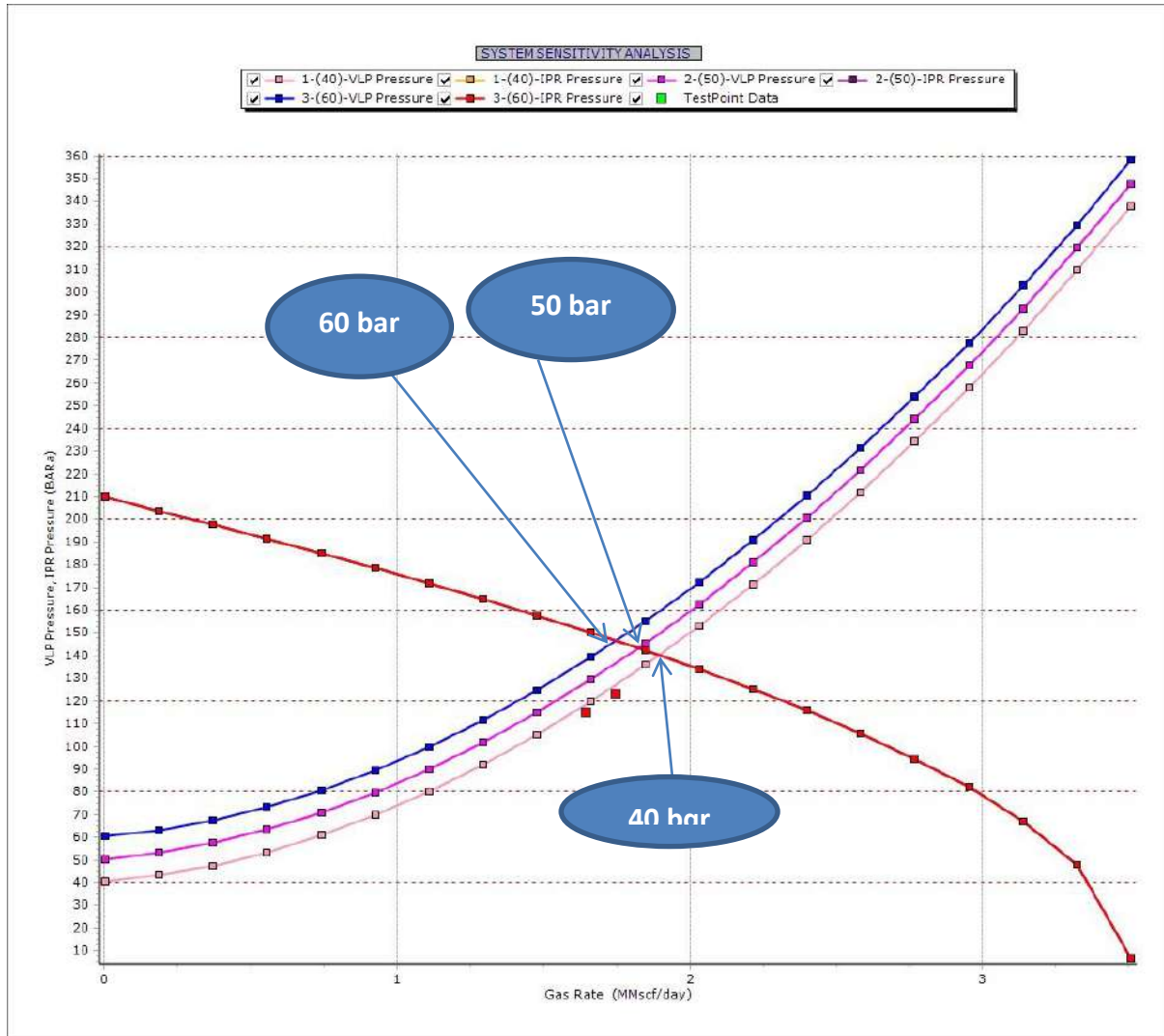


Figure V. 15 : VLP (avec 3 sensibilités) vs IPR

Le tableau suivant (V.12) nous donne les différents résultats au point de fonctionnement(PF)

Tableau V. 13 : le point de fonctionnement MLE-08 pour WHP 40bars

Top Node Pressure	40	bar
Gas Rate	2.06806	(MMscf/day)
Oil Rate	320	(STB/day)
Water Rate	0	(STB/day)
Liquid Rate	320	(STB/day)
Solution Node Pressure	105.27	(BARa)
dP Friction	938.981	(psi)
dP Gravity	4.45571	(psi)

V.3.8 Les caractéristiques de la pompe multiphasique

Le modèle de pompe installé "15000 BPD-6" peut fournir jusqu'à 28 bar de pression

Différentielle (pression d'entrée-sortie) jusqu'à 15 000 bpd de produits.

Tableau V. 14 : La Fiche technique de la pompe (MPP).

Pump data	
Pump type	MPP 15000 bpd 6
Electric power	250 Hp-400 V-230 -50 Hz 600
Maximum flow rate	15000 bpd
Maximum defferential pressure	28 bar
Maximum section pressure	6 bar
Maximum discharge pressure	70 bar
Maximum discharge temperature	75 °C
Maximum GVF	95 %

Le système de pompe multi phase installé comprend les équipements suivants:

- Pompe multi phase sur un dérapage portable (skid),
- Générateur électrique, 250 KVA avec un système de secours,
- Cabine de contrôle de système,
- Réservoir diesel, 40 m3 pour l'alimentation en carburant du générateur.

V.3.9 Résultat de l'essai de séparateur et de gradient de pression dynamique

Différents tests de séparateurs ont été effectués, afin d'évaluer davantage les performances réelles de la pompe et de définir les actions potentielles futures. Le séparateur a été raccordé au collecteur M-01 (MLE-08 flow-line) en testant le puits avec différents débits ainsi que l'enregistrement des profils dynamiques et statiques. La majeure partie de l'essai a été précédée d'un bon nettoyage pour éviter autant que possible l'influence du chargement de liquide sur l'acquisition des données.

Un Build Up de 24h a également été réalisé pour collecter un ensemble complet de données qui a rendu possible la conclusion du document.

Le troisième débit du dernier test de séparateur a été effectué en déviant le débit vers la ligne de torche, ce qui a permis de diminuer le FLP et par conséquent le WHP jusqu'à 38 bars.

Les conditions de production standard actuelle empêchent la pompe d'atteindre une valeur WHP = 38 bars en raison de la limite de conception ΔP du système de suralimentation installé (c'est-à-dire 28 bars). Cette mesure a été réalisée dans le but de mettre en évidence la nécessité future d'une chance de permettre une production adéquate des réserves restantes en

abaissant au minimum la WHP du puits MLE-08 tout en produisant à un rythme économique. Le tableau ci-dessous (V. 15) résume les résultats des tests de production dans différentes conditions qui ont été réalisées depuis l'installation de la pompe.

Tableau V. 16 : les résultats des tests de production après l'installation MPP

WHP	FBHP from DGS	Qgaz	Qcond	Qwater	SBHP from SGS	DD
Bar	Psia	MMscf/d	STbbl/d	STbbl/d	Psia	Psia
56	2392	1,3	411	1,5	3450	411
48	2063	1,42	438	5,9	3450	438
49	1949	1,5	436	4,9	3375	436
56	2259	1,1	373	0	3375	373
38	1405	2,4	591	9,1	3375	591

V.3.10 Detaille sur la production récente

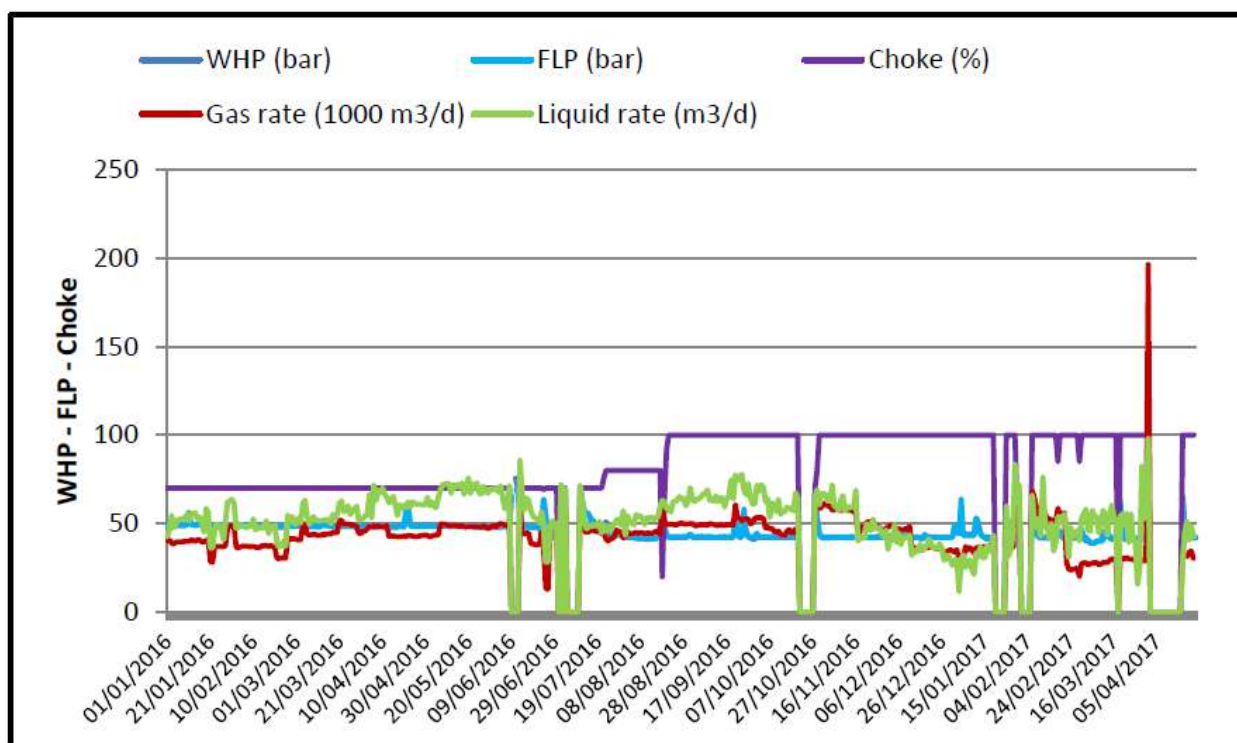


Figure V. 16 : Production récente MLE-08 avec MPP

Quelques s'arrêt de production pour le changement de stator de la pompe.

La pression d'aspiration de la pompe a été réduite de 57 à 55 bars avec une amélioration de la production.

Le changement de pompe et le port normal du stator ont été trouvés. La nouvelle pompe a été remise en service avec une pression d'aspiration de 55 bars, mais tous les paramètres

étaient très instables. (SIWHP = 128 Bar a été enregistré après plus de 48 heures d'arrêt)

La pression d'aspiration a été réduite au minimum 43 bars en observant les paramètres stables (pompe et puits).

Production drawdown

Les mesures statiques et dynamiques récentes permettent une estimation correcte de l'abaissement imposé dans la face de sable. Ainsi, les conditions de puits actuelles avec la pression d'aspiration de la pompe l'aspiration appliquée a été mesurée à 1 426,2 psi, ce qui n'est toujours pas conforme accord.

V.3.11 Design et choix de la pompe

La pompe installée sur le puits MLE-08 a été choisie en tenant compte des fractions de vide gazeux (GVF) pouvant atteindre 95% et de la pression différentielle de la pompe (ΔP) pouvant supporter la production attendue (gaz, condensat et eau) tandis que la décharge la pression serait supérieure à la pression de la ligne d'écoulement au CPF .

Les calculs initiaux suggèrent que la pompe la plus appropriée pour se conformer à la productibilité du puits et à l'état du réseau était le modèle «15000 BPD-6», fournissant jusqu'à 25 bar de traitement ΔP jusqu'à 15 000 bpd de produits combinés.

Il a été remarqué que les pompes peuvent être installées en série ou en parallèle pour répondre à un large éventail de scénarios de production de puits.

La figure ci-dessous (V. 17) montre les données techniques prises en compte lors de la phase d'ingénierie

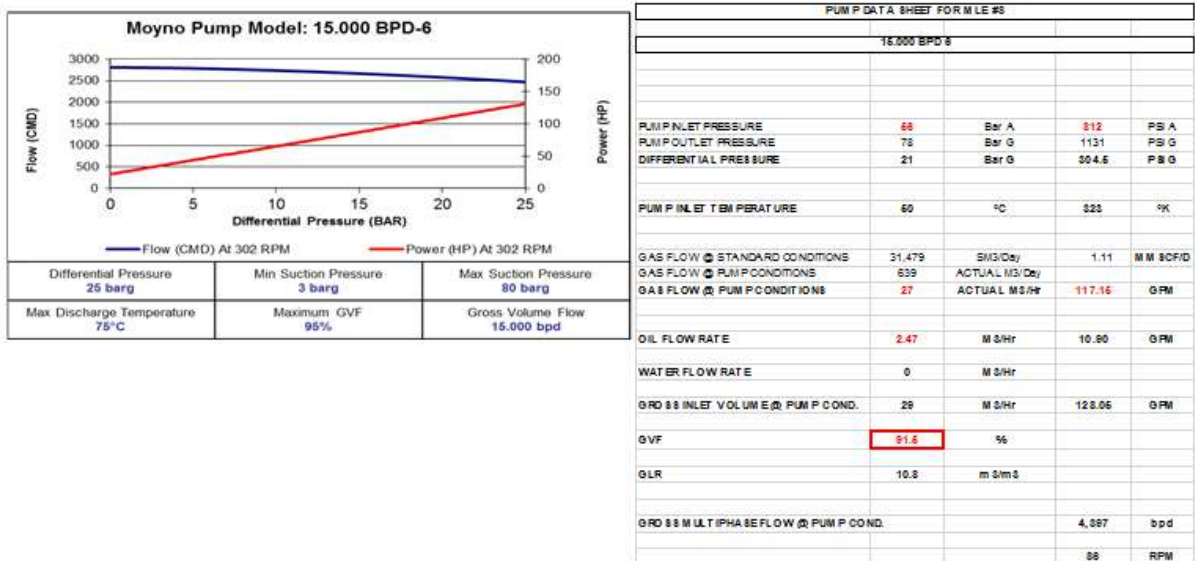


Figure V. 18 : les performances de la pompe 15000 BPD

La nécessité de certains changements futurs sur la configuration de la pompe a été mise en évidence lors de la phase de planification, car la forte tendance initiale à l'épuisement devrait se poursuivre. Dans ce sens, une autre pompe (11000 BPD-12) a été identifiée comme remplacement futur de l'actuel 15.000 BPD-6 car la nouvelle pompe sera capable de gérer la situation de puits actuelle de la même manière mais avec plus de marge en termes de pression différentielle pour maintenir le puits sur la production avec épuisement normal du réservoir jusqu'à ce que les taux de production soient économiquement viables.

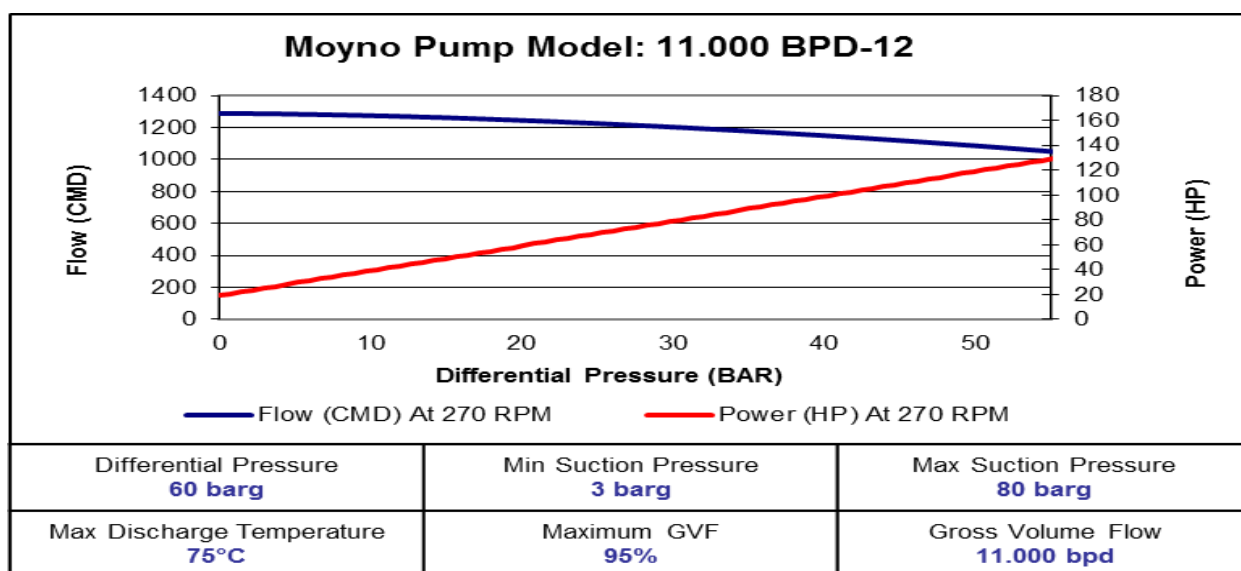


Figure V. 20 : les performances de la pompe 11000 BPD

Conclusion

- L'acquisition et l'analyse des données fusionnées avec l'historique de production de puits ont démontré que la MPP est le seul moyen disponible pour maintenir le MLE-08 en production dans les conditions CPF actuelles.
- La baisse de la production de puits observée est liée aux phénomènes puits / réservoir et ne peut pas être associée à la performance MPP, il est donc fortement recommandé de maintenir le MPP en service jusqu'à ce que la limite économique soit atteinte.
- selon le test de séparation récent, le puits devrait fournir 700 boed, donc le coût de la pompe étant fixé à 2.200 USD / jour, le SH-FCP paie 3.14 USD / bbl. Le puits n'est pas capable de produire par d'autres moyens

Conclusion Générale

Conclusion Générale

La complexité du réservoir est la première cause de l'inefficacité des opérations de stimulation. L'impossibilité de maintenir la pression par une récupération secondaire est à cause de la discontinuité du réservoir et les faibles caractéristiques pétro physiques.

La vitesse critique du gaz est un paramètre essentiel pour maintenir le débit critique, les solutions au niveau du réservoir sont limitées et sans rentabilité rapide. De ce fait, la recherche des solutions au niveau de l'upstream était un choix obligatoire.

L'acquisition et l'analyse des données fusionnées avec l'historique de production de puits ont démontré que la MPP est une solution efficace et rapide pour maintenir le MLE-8 en production dans les conditions CPF actuelles (SLUGCATCHER 50 BAR), car la baisse de la production de puits observée est liée aux phénomènes puits / réservoir (liquide loading) et ne peut pas être associée à la performance MPP.

Certaines technologies de chargement de liquide, telles que, le piston élévateur (plunger lift) et l'outil vortex, ne sont pas applicables aux puits de gaz proches de leur phase de déplétion ultérieure, à cause de leur prix excessif et la rentabilité faible de la production.

Le velocity string montre des résultats acceptables de 0.3MMSCF/Jours et de 288 bbl /Jours sans chargement de liquide avec l'utilisation CT de 2' et de WFHP de 70 Bars (situation actuelle)

Toutes les technologies de chargement de liquide ne sont pas des solutions permanentes à long terme donc le calcul de la rentabilité ou le POT est très important avant l'exécution.

Recommandation

Le puits MLE-08 n'est pas capable de produire par d'autres moyens. Donc, il est fortement recommandé de maintenir le MPP en service, jusqu'à ce que la limite économique soit atteinte. Mais après l'épuisement naturel du réservoir, il est recommandé de changer le modèle actuel de pompe 15000 BPD-6 avec un modèle plus puissant (DP élevé), afin de prolonger la durée de vie du puits. Tant que le problème de liquide loading ne concerne pas un seul puits : l'installation d'un système de pompage est la solution la plus optimale afin d'obtenir une production en mode continu.

L'utilisation d'un mousseur, d'une pompe multiphasique, d'une chaîne de vitesse (velocity string), d'un outil vortex et du plunger lift au début de la période de déplétion des puits, peuvent augmenter la récupération des réserves et prolongent la durée de vie des puits, car ces opérations nécessitent une fermeture du puits pour la préparation d'une installation ou un batch traitement en ajoutant les pertes de production aux dépenses de ces technologies, et les chances d'avoir un bon POT dans des puits de faible débit décroissent.

Les référence :

Bibliographie

- [1] Y. Nallaparaju, «Prediction of Liquid Loading,» *Pandit Deendayal Petroleum University*, 2012.
- [2] Introduction to petroleum engineering John R. fanchi and richard l. christiansen.
- [3] Gas reservoir engineering (Djebbar Tiab, Ph.D.) Professor, school of petroleum & geological engineering, the university of Oklahoma. Director, the university of Oklahoma graduate program in petroleum engineering in Algeria.
- [4] H. D. Beggs, Optimization Using Nodal TM Analysis, 1994.
- [5] Introduction to well testing Slb
- [6] Working guide to Reservoir engineering and natural gas production engineering (william -lyons).
- [7] Modèle mémoire iap M : H.AMOUCHI
- [8] J. M.ZINSALO, «Mécanique de fluides pour les ingénieurs».
- [9] Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering Third Edition William C. Lyons, Ph.D., P.E. Gary J. Plisga, B.S. Michael D. Lorenz, B.S.
- [10] P. Experts, Manuel Logiciel PROSPER, 2003.

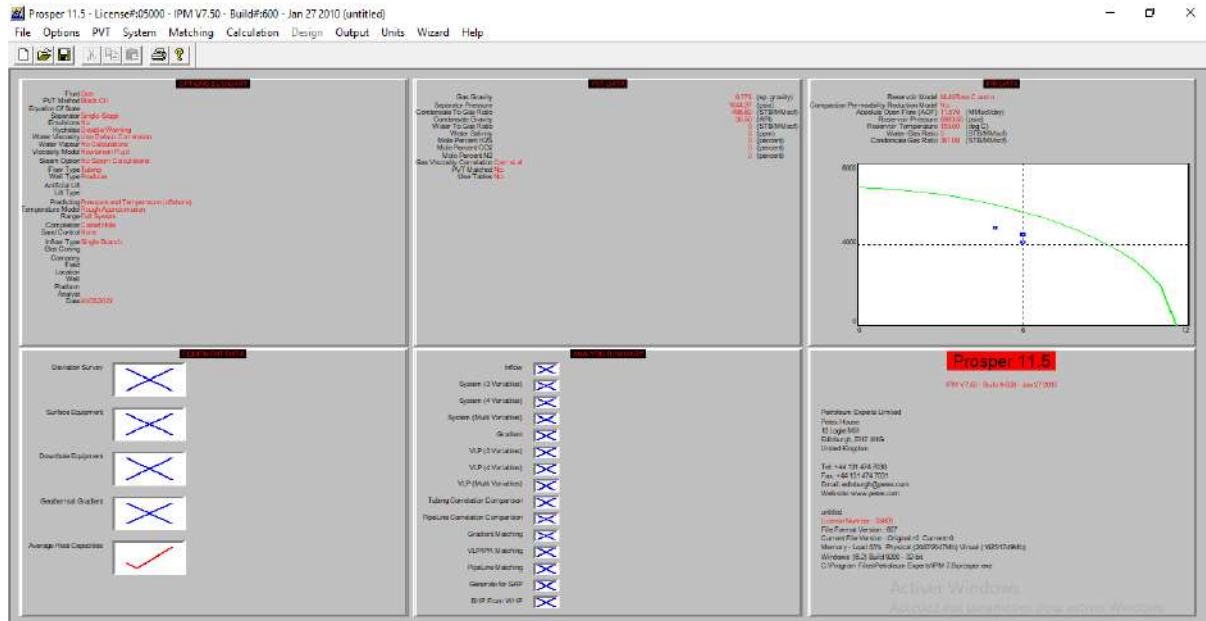
Webographie

- [1] Article sur le site euro-petrole, «Pétrole Algérie: Approbation par l'Agence ALNAFT du plan de développement du Champ Menzel Ledjmet - Est - Bassin de Berkine»
<https://www.euro-petrole.com/petrole-algerie-approbation-par-lagence-alnaft-du-plan-de-developpement-du-champ-menzel-ledjmet-est-bassin-de-berkine--n-f-1004>.
- [2] http://res-nlp.univ-lemans.fr/NLP_S_M02_G02_01/co/Contenu_13c.html

Annexe

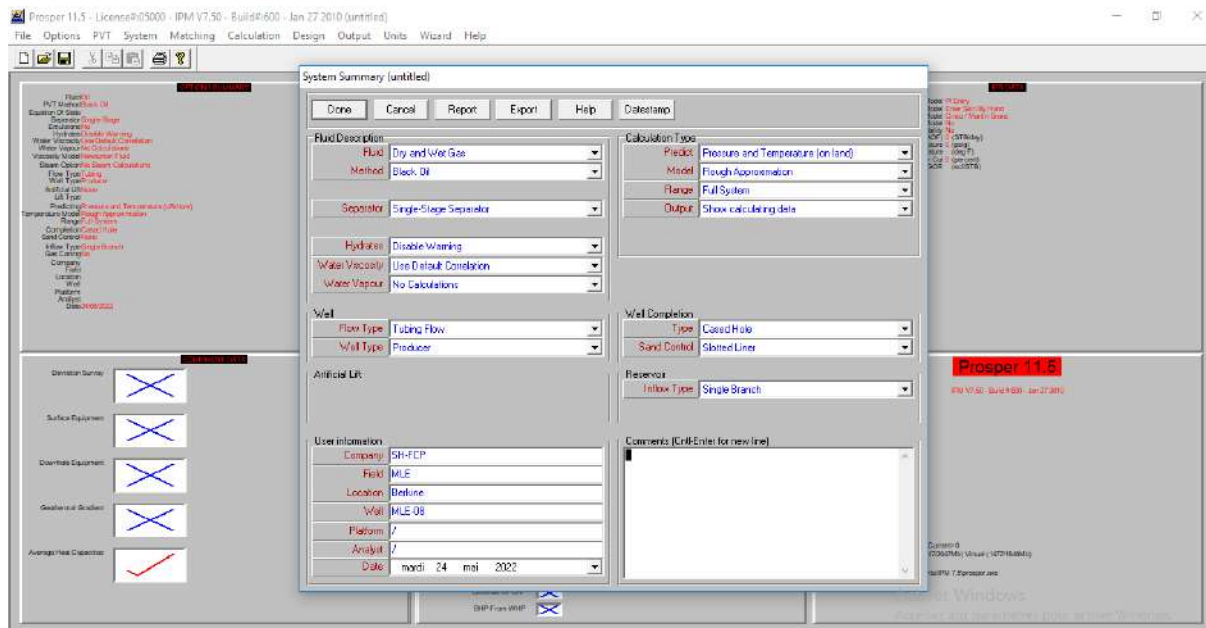
Voici les différentes interfaces du logiciel Prosper et les étapes de son utilisation :

☛ Interface



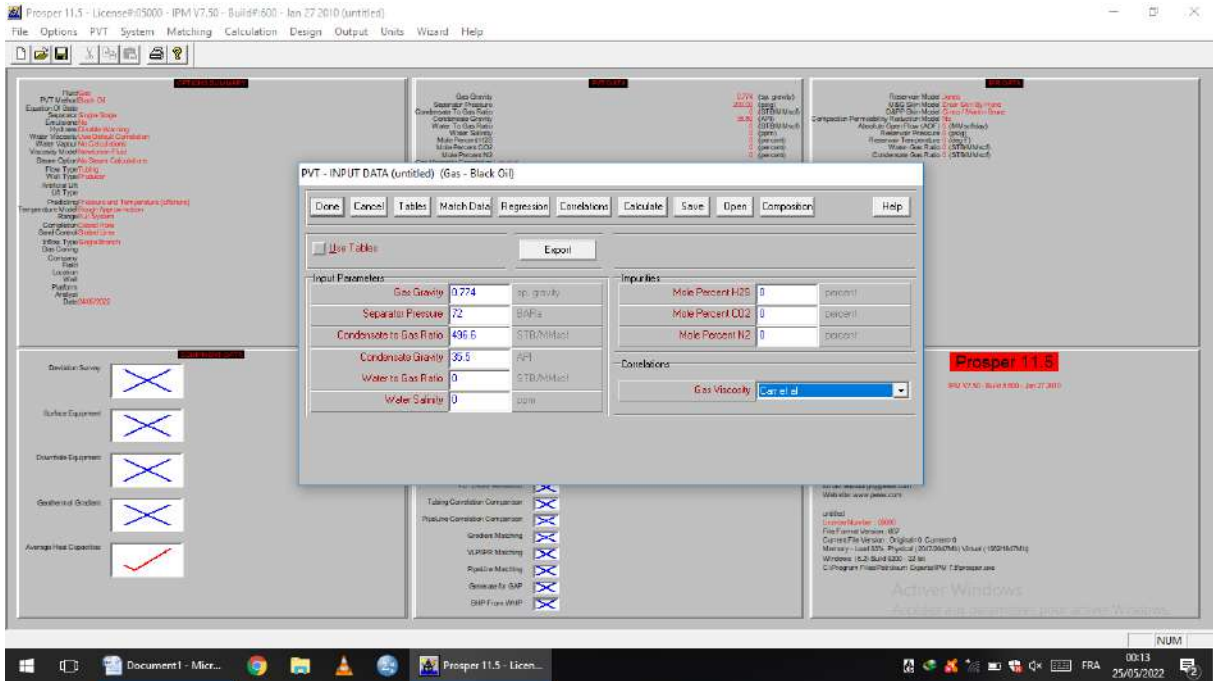
Annexe 01 : Interface de PROSPER

☛ System summary

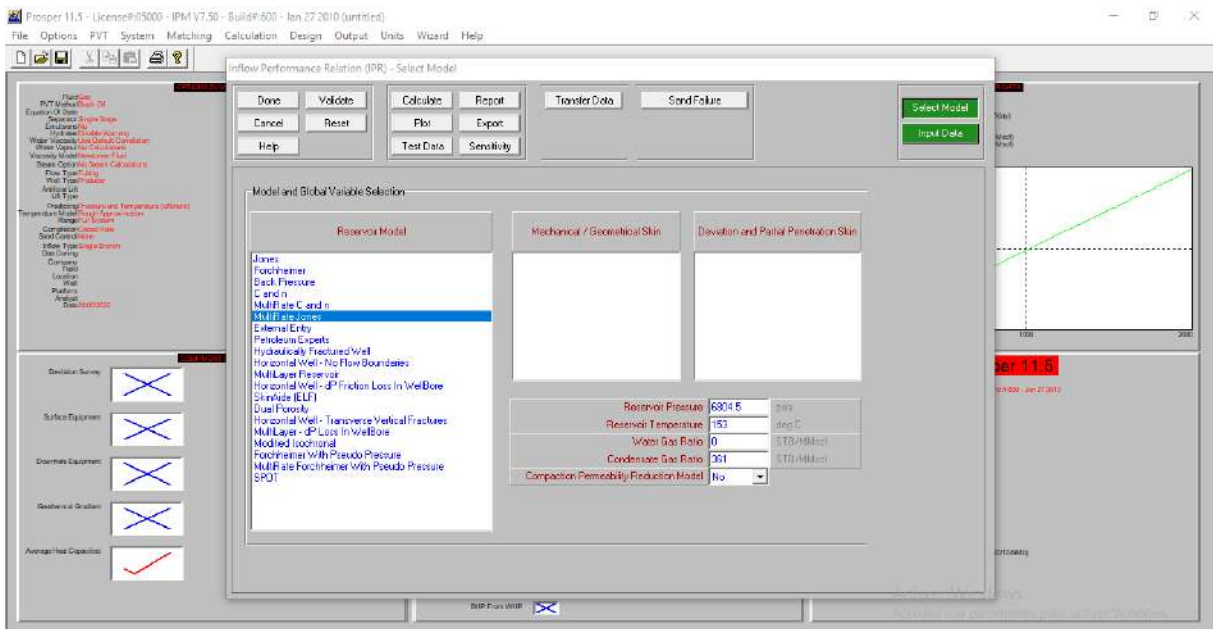


Annexe 02: System summary du Prosper

PVT

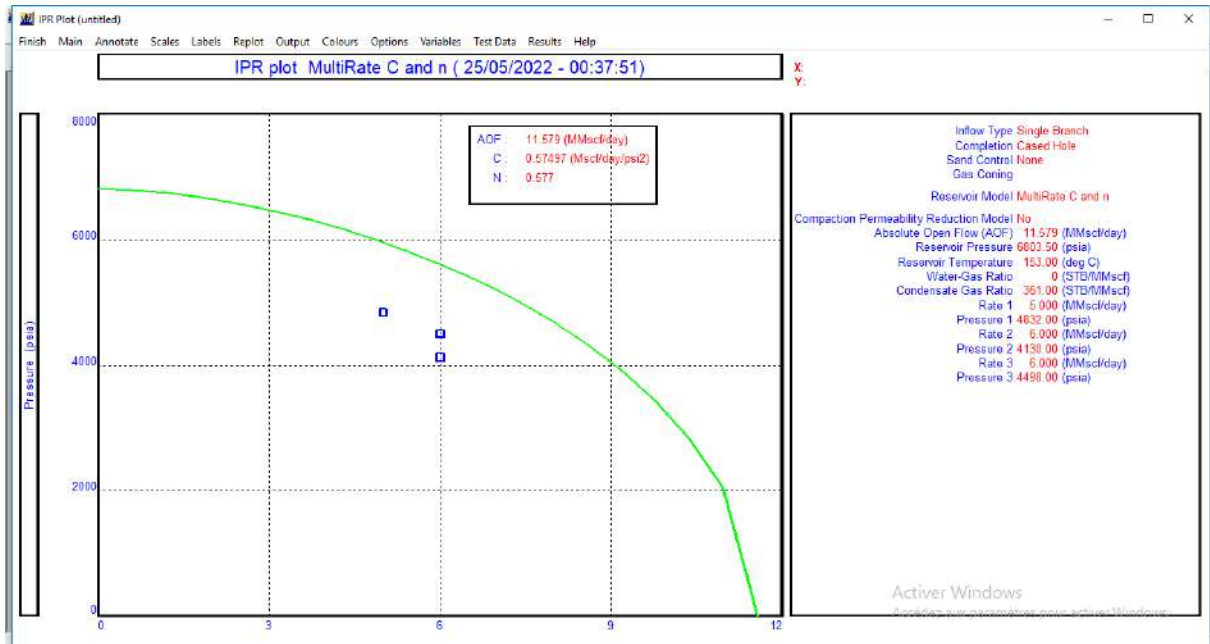


Annexe 03: PVT Prosper



Annexe 04: PVT Prosper

✿ IPR courbe par la corrélation de (Multirate c and n)



Annexe 05 : IPR courbe (Multirate c and n)