

**UNIVERSTE DE KASDI MERBAH OUARGLA**

**FACULTE D'HYDROCARBURES, DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES  
SCIENCES DE LA TERRE ET L'UNIVERS**

**Département de production**

**MEMOIRE**

**D'obtention du Diplôme de Master**

**Option : Production**



Présenté Par:

**BOURAHLA AMIRA-NOR FATIMA ZOHRA-ZEMMAL ABDENNOUR**

**-THEME -**

**MODELISATION ET OPTIMISATION DE  
PERFORMANCE (PRODUCTION,  
PRESSION) PAR INJECTION DU GAS-LIFT  
CHAMP DE HASSI R'MEL**

Soutenu le :23/05/2016

**Jurés :**

**Président:**

**ROBEI SARA**

**UNV OUAGRLA**

**Encadreur:**

**DOUAK MOHAMED**

**UNV OUAGRLA**

**Examineur:**

**GAREH SALIM**

**UNV OUAGRLA**

**Année universitaire : 2015/2016**



# Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre dieu, notre créateur, pour nous avoir donnés la force pour accomplir ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr : EZZINE MOHAMED, chef de département réservoir engineering, qui nous a proposé ce projet et nous a aidé à l'accomplir par ces précieux conseils et directifs, et qui nous ont aidé aussi à maîtriser le logiciel Prosper.

Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur DOUAK MOHAMED, mine de savoir et d'expérience, pour son grand soutien au travail.

Nous exprimons notre vive gratitude à l'ensemble du personnel du département huile pour leur suivi et leur aide importante dans l'élaboration de ce travail.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants de département des hydrocarbures de l'université d'Ouargla, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

A g. Fg A





## Dédicace

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

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

*A L'amour de ma vie ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A Celui qui a fait de moi un homme, mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.*

*A : foulla, leila, amal*

*A mon cousin : Karim haddadi*

*A mon frère : chebbout mohamed seddik*

*A mes chères binômes : Amira , Fatima zohra*

*A mes amis : Fayçal, SIF tabet , issam , raouf , mohamed ,*

*Lokman , Alla , kaddour , Bahi , mounib .....*

*Zemmal Abdennour*





## *Dédicace*

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

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

*A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.*

*A ma chères sœurs SIHEM et RANIA.*

*A mon chers frère IMAD.*

*A ABD ERRAHMAN, RUOIA, MONCIF.*

*A ma grande famille.*

*A mes chères binômes AMIRA et ANOUAR.*

*A tous mes amis.*

*NOR FATIMA ZOHRRA.*





## *Dédicace*

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

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

*A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qu'il m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour me voir réussir.*

*A ma chères sœur MADIHA.*

*A mon chers frère CHAFIK,*

*A la petite MERIEM.*

*A ma grande famille.*

*A mes chères binômes NOR et ANOUAR.*

*A mes collègues de travaille*

*A tous mes amis.*

*Bourahla Amira .*

## Liste des annexes

---

Annexe 1 : TABLE DE CONVERSION DES UNITES DE MESURES.

Annexe 2 : GLOSSAIRE.

Annexe3 : GAS-LIFT INTERMITTENT

Annexe 4 :GAS-LIFT CONTINUE

- Dessin A : Gas-lift direct (Complétion simple sélective) .
- Dessin B : Gas-lift inverse (Complétion simple sélective).
- Dessin C : Gas-lift inverse (Complétion sélective avec macaroni).
- Dessin D : Gas lift parallèle.
- Dessin E : Gas lift double (Complétion double).

Annexe 4 : LES COMPLETION DES PUITTS.

Annexe 5 : LES MODELES DES PUITTS.

- Inflow Performance Relationship (IPR)
- *Le point de fonctionnement IPR/VLP*
- Les variations de la pression de fond en fonction de la quantité gaz injecté*
- Les résultats du GAP*

## Liste des figures

---

FIG : I.1- SITUATION GEOGRAPHIQUE.....	P2
FIG : I.2 - SITUATION GEOGRAPHIQUE.....	P4
FIG : 1.3-COLONNE STRATIGRAPHIQUE.....	P5
FIG : II.1 - RECUPERATION D'HUILE.....	P11
FIG : II.2- METHODES D'ACTIVATIONS.....	P12
FIG : III.1- PERTES DE CHARGE POSSIBLES DANS UN SYSTEME DE PRODUCTION COMPLET.....	P22
FIG : III.2 - LES DIFFERENTES CORRELATIONS UTILISEES PAR PROSPER.....	P26
FIG : III.3- LES RESULTATS DES DIFFERENTES CORRELATIONS.....	P29
FIG : III.4- LA CORRELATION ADEQUATE AU MODELE DU PUIITS.....	P29
FIG : IV.1- DONNEE DE TEST DE BUILD UP.....	P31
FIG : IV.2- LA COURBE DE L'INFLOW DE (HR#7).....	P33
FIG : IV.3- <i>LE CHOIX DE CORRELATION DES PERTES DE CHARGES DANS LE TUBING</i> .....	P34
FIG : IV.4- LE CHOIX DE LA CORRELATION CONVENABLE.....	P34
FIG : IV.5 - POINT DE FONCTIONNEMENT IPR/VLP SANS INJECTION DU GAS- LIFT.....	P35
FIG : IV.6- POINT DE FONCTIONNEMENT IPR/VLP AVEC L'INJECTION ACTUEL DU GAS-LIFT (AVANT L'OPTIMISATION).....	P36
FIG : IV.7- LES VARIATIONS DE LA PRESSION DE FOND EN FONCTION DE LA QUANTITE DE GAZ INJECTEE.....	P36
FIG : IV.8- LES VARIATIONS DES DEBITS LIQUIDES EN FONCTION DES QUANTITES DU GAZ INJECTEES.....	P37
FIG : IV.9- NETWORK DES PUIITS OBTENUE PAR GAP-SOFTWARE.....	P38

## Liste des figures

---

FIG : IV.10- LES NOUVEAUX VOLUMES DU GAZ INJECTEE.....	P38
FIG : IV.11- POINT DE FONCTIONNEMENT IPR /VLP PAR L'INJECTION GAS-LIFT (APRES L'OPTIMISATION).....	P39
FIG : IV.12- LES DEBITS DE LIQUIDE EN FONCTION DES NOUVELLES QUANTITES DU GAZ.....	P40
FIG : IV.13- EFFET DE WATER-CUT SUR LA PRODUCTION D'HUILE.....	P41

## LISTE DES TABLAUX

TAB: IV.1-GOR relatif d'après le test de BUILD-UP.....	P 31
TAB: IV.2-Densité d'huile d'après le test de jaugeage.....	P32



# Sommaire

---

## Remerciement

## Dédicaces

## INTRODUCTION .....p1

### CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI R'MEL

I.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE.....P2

I.2 HISTORIQUE DE LA REGION.....P3

I.3 APERCUE GEOLOGIQUE SUR LE CHAMP.....P3

I.3.1 Position géologique.....P3

I.3.2 La structure.....P4

I.3.3 La stratigraphie.....P5

I.3.4 SUBDIVISION DES RESERVOIRS ET LES LIMITES D'EXTENTION.....P5

I.3.4.1 Le réservoir A.....P6

I.3.4.2 Le réservoir B.....P6

I.3.4.3 Le réservoir C.....P6

I.4 PRESENTATION DE L'ANNEAU D'HUILE.....P7

I.4.1 Cadre géologique.....P7

I.4.2 Particularités de l'anneau d'huile.....P8

I.4.2 Exploitation de l'anneau d'huile.....P9

### CHAPITRE II : METHODES D'ACTIVATION

II.1 INTRODUCTION.....P10

II.2 LES DIFFERENTS TYPES D'ACTIVATION .....P11

II.2.1- Le gas-lift .....P12

II.2.2- Définition et Principe du Gas Lift.....P12

II.2.3 Applications Du Gas-Lift.....P13

II.3 TYPES DE GAS-LIFT.....P14

II.3.1. Selon le mode d'injection.....P14

II.3.2 En fonction du type de complétion.....P14

## Sommaire

---

II.3.3 En fonction du circuit d'injection en surface .....	P16
II.4 LES PRINCIPAUX PARAMETRES DU GAS-LIFT.....	P16
II.5 VANNES DE GAS-LIFT, LEURS FONCTIONS ET LEURS PRINCIPES.....	P18
II.6 AVANTAGES ET INCOVENIENTS DU GAS-LIFT.....	P18
II.7 PORBLEMES LIES AU GAS- LIFT.....	P19
II.8 POURQUOI LE GAS-LIFT SUR HRM ?.....	P20
II.9 CONCLUSION.....	P20

### **CHAPITRE III : PERFORMANCE DES PUIITS**

III.1INTRODUCTION .....	P21
III.2 LES PERTES DE CHARGE.....	P22
III.3 ECOULEMENTS DANS LE RESRVOIR (inflowequation).....	P22
Ecoulement monophasique dans le réservoir.....	P23
Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de VOGEL).....	P24
III.4 CONFIGURATION DU RESERVOIR.....	P24
III.5 PRESENTATION DU LOGITIEL "PROSPER".....	P25
III.5.1- Introduction .....	P25
III.5.2 Les différents lois et corrélations utilisés par Prosper.....	P25
III.5.3 Application de l'analyse nodale en utilisant Prosper dans le domaine d'activation des puits.....	P26
III.6 MODELISATION ET OPTIMISATIONDE SYSTEME DE PRODUCTION DES PUIITS.....	P27
III.6.1 Les options de système.....	P27
III.6.2 Les données PVT.....	P28
III.6.3Les données des équipements.....	P28
III.6.4 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.....	P28



## Sommaire

---

III.7 ORGANIGRAMME DE FONCTIONNEMENT DU PROSPER.....	P30
--	-----

### **CHAPITRE IV : Application d'études**

IV.1 INTRODUCTION.....	P31
IV.2 JAUGEAGE.....	P31
IV.2.1 Les données PVT .....	P32
IV.2.2 Application de l'analyse Nodal avec Prosper .....	P32
L'entrée des données .....	P32
Les options du système .....	P32
Les données PVT.....	P33
Les données du puits .....	P33
Inflow Performance Relationship (IPR).....	P33
Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing.....	P34
Le point de fonctionnement IPR/VLP.....	P35
Cas actuel .....	P35
IV.3 ETAPE : GAP SOFTWARE.....	P37
IV.3.1 Résultat final .....	P40
IV.3.2 Interprétation .....	P40
IV.3.3 Remarque Effet de water cut.....	P41

### **Conclusions et recommandations**

#### **Annexe**

#### **Liste des figures**

#### **Liste des tableaux**

#### **Bibliographie**

## Liste d'abréviations

---

Les formules utilisées dans les manuels de gas-lift utilisent de nombreux symboles. Chaque Lettre possède une signification et avec un peu d'habitude, il est possible de comprendre la Signification du codage.

**L** : Profondeur.

**P** : Pression.

**Q** : Débit.

**T** : Température.

**G** : gaz.

**Liq** : liquide.

**Oil** : huile.

**Wat** : eau.

**GOR** : Ratio d'une quantité de gaz sur une quantité d'huile (*Gas oil ratio*).

**P<sub>w</sub>** : Pression du gaz en tête de puits en exploitation (*Well head operating injection gas pressure*).

**P<sub>wf</sub>** : Pression d'écoulement en fond de puits (*Flowing bottom hole pressure*).

**P<sub>whf</sub>** : Pression d'écoulement en tête de puits (*Well head flowing pressure*).

**Q<sub>g</sub>** : Débit du gaz aux conditions standards (*Gas flow rate at standart conditions*).

**Q<sub>liq</sub>** : Débit liquide (*Liquid flow rate*).

**Q<sub>oil</sub>** Débit d.huile (*Oil flow rate*).

**Q<sub>wat</sub>** Débit d.eau (*Water flow rate*).



---

## Résumé :

Le gas-lift est un moyen d'activation de puits au principe très simple.

L'effet de soutirage est obtenu en injectant du gaz au bas de la colonne de production, pour réduire la densité de la colonne de fluide dans le tubing (réduire la pression de fond du puits).

L'objectif de notre travail consiste à optimiser l'injection du gaz lift dans une zone d'huile dans le champ de Hassi R'mel. Cette optimisation se traduit par trouver une combinaison optimale des volumes du gaz injectés et du volume d'huile récupéré.

## Summary :

The gas-lift is a well operating means in very simple principle.

The racking effect is achieved by injecting gas at the bottom of the production tubing, to reduce the density of the fluid column in the tubing.

The aim of our work is to optimize the injection of lift gas in an oil field in the Hassi R'Mel field. This optimization leads to find an optimal combination of volumes of injected gas and the recovered oil volume.

## ملخص

غاز المصاعد هو وسيلة تعمل بشكل جيد والمبدأ بسيط جداً. ويتحقق تأثير السحب عن طريق حقن الغاز في الجزء السفلي من أنبوب الإنتاج، للتقليل من كثافة العمود السوائل في الأنابيب (تخفيض الضغط في قاع البئر).

والهدف من عملنا إيجاد الكميات المناسبة لضخ غاز رفع في حقل نفطي (حقل حاسي الرمل). وهذا يتوقف على إيجاد أفضل مزيج بين كميات الغاز المحقون وكميات النفط المستخرجة.

# Introduction

---

## INTRODUCTION

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme de notre époque et des matières premières indispensables à de nombreuses industries.

La demande sur deux énergies fossiles n'a pas cessé de croître et cette tendance n'est pas sur le point de s'inverser en particulier avec l'émergence de nouvelles puissances économiques. De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande.

Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, ou bien l'optimisation de la production des champs déjà découverts. En fait, la production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter.

Dans nombreux puits l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante entre le wellbore (puits) et le réservoir pour le faire s'écouler dans les installations de surface, dans d'autres puits l'énergie naturelle ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile, pour cela on dit que le puits est devenu non ou insuffisamment éruptif.

Parmi les modes d'activation plus utilisés, on trouve gaz lift. Le gaz lift est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production pour faire produire le puits.

Dans ce mémoire, nous allons étudier l'influence de l'injection du gaz dans le but d'optimiser la production du réservoir de la zone centrale du champ de HassiR'mel.

### ***Les objectifs de notre étude sont les suivants :***

- Modéliser le système de production à l'aide du logiciel PROSPER.
- Etudier la sensibilité de la performance des puits à des différents paramètres.
- Prévoir l'évolution de la production dans le temps.
- Etudier l'effet d'une technique d'activation, en l'occurrence le gaz lift, sur la production.
- Concevoir un réseau de collecte qui répond aux performances des puits.



## I. PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI R'MEL

### I.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le champ de Hassi R'mel dont la découverte remonte à 1956, est située à environ 500 Km au sud d'Alger, entre les villes de Laghouat et Ghardaïa, avec une altitude de 760 m environ.

Il est l'un des premiers gisements de gaz naturel, avec des réserves initiales estimées plus de 3000 milliards de m<sup>3</sup> standard, liés à une structure de dimensions 80 Km sur 60 Km. Il a un anneau d'huile dans le périphérique Est.

Le climat est caractérisé par une faible pluviométrie (140 mm/an) et une humidité moyenne de 19 % en été et 34 % en hiver, avec une amplitude thermique très importante variante entre 5° (hiver) et 45° (été).

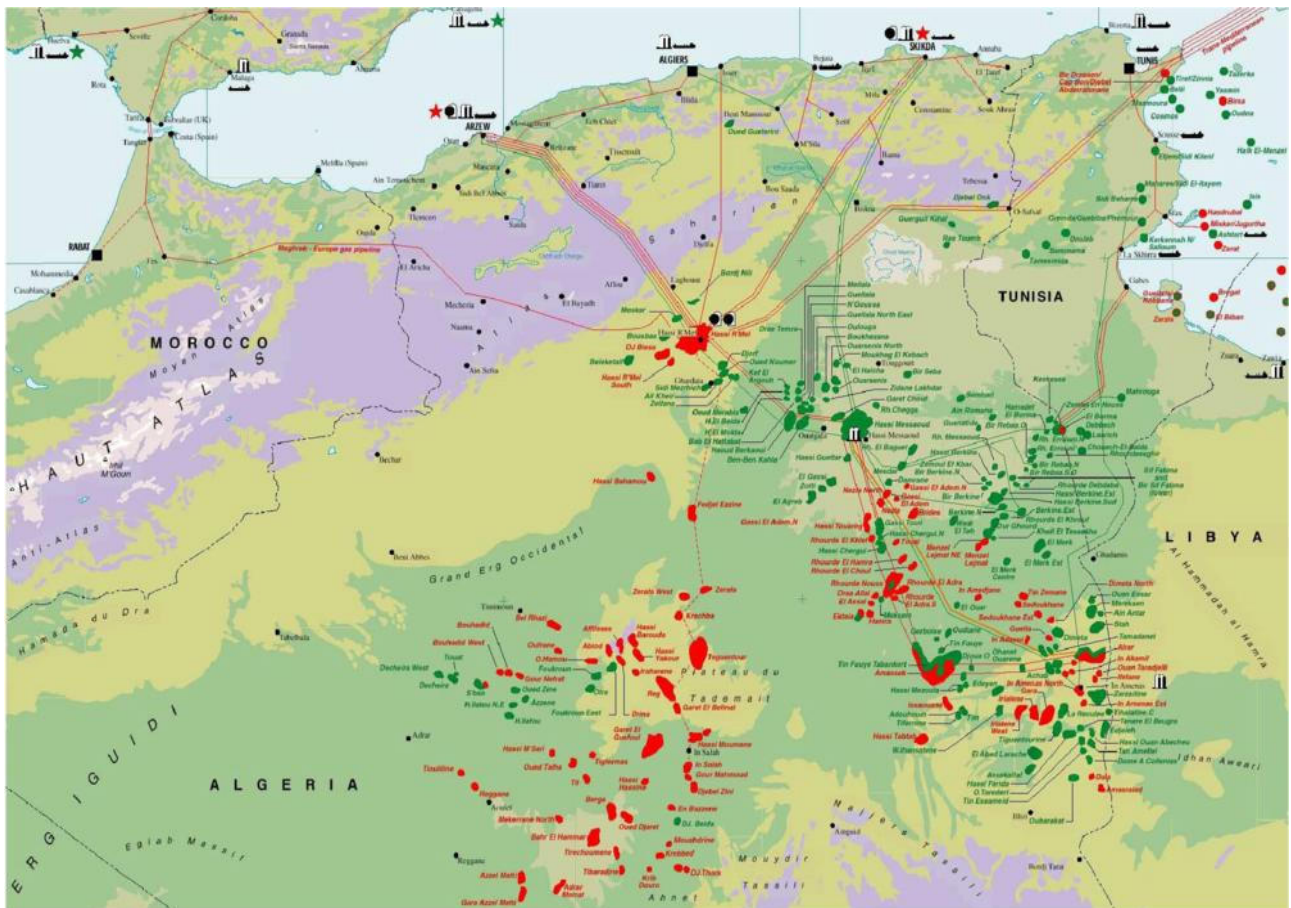


FIG I.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE

## **I.2 HISTORIQUE DE LA REGION**

La première campagne géophysique intéressante, dans la région, a eu lieu en 1951.

En 1952, le forage d'un premier puits d'exploration proche du BERRIANE a mis en évidence la présence d'un trias gréseux qui possède toutes les caractéristiques d'un excellent réservoir avec une large couverture de trias salifère.

En 1956, le sondage de HR1, réalisé vers la fin de l'année, a mis en évidence, à une profondeur de 2123 m, l'existence d'un gisement de gaz humide sous forte pression.

Les sondages qui le suivrent confirment l'existence d'un anticlinal et permettent d'étudier avec de plus de précision les niveaux géologiques, ainsi la nature des fluides in situ.

Pour remédier à la chute de pression, due au soutirage et pour augmenter la production du condensât, un certain nombre de puits injecteurs ont été implantés au Nord et au Sud de la zone centrale, dont le premier a été fait en 1976.

La présence d'huile à Hassi R'mel fut décelée très tôt avec le forage du puits HR8 en 1958 dans le secteur Sud-Ouest du champ.

En 1978, la direction d'exploitation se penche sur le problème de limitation du champ. Certains puits ont été implantés sur le flanc Sud - Est du champ à DJEBEL BISSA et BOUSBAA, où le puits BSB1 a donné des résultats satisfaisants d'huile (12.2 m<sup>3</sup>/j) dans les grès argilo – gréseux du trias.

En 1979, le puits de développement HR 38, implanté sur la périphérie de la structure, a mis en évidence la présence d'une colonne d'huile de 9.5 m d'épaisseur utile dans le niveau A.

Les puits HR (154,165,166) ont confirmés l'existence de l'anneau d'huile.

## **I.3 APERCUE GEOLOGIQUE SUR LE CHAMP**

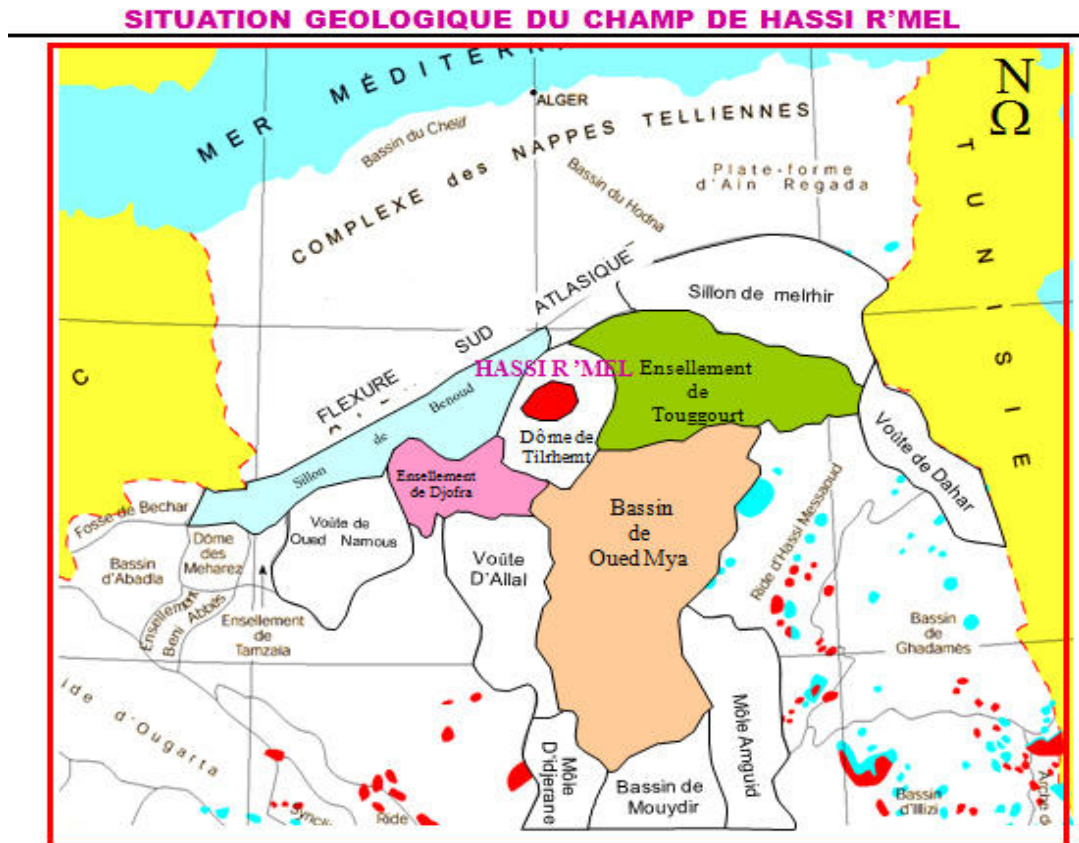
### ***I.3.1 POSITION GEOLOGIQUE***

Le champ de Hassi R'mel est situé sur la plate forme saharienne, dans la partie Nord - Ouest du bassin triasique, sur la dorsale IDJERANE M'ZAB et la voûte de TILGHEMT. Il est limité au Nord par les chaînes de l'ATLAS SAHARIEN, à l'Ouest par le bassin de BECHAR, à l'Est par le bassin d'OUED MYA et au Sud par le bassin d'AHNET et de MOUYDIR.



La tectonique de Hassi R'mel, qui s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plateforme saharienne, est marquée par deux cycles tectoniques important :

- Cycle autrichien
- Cycle hercynien



**FIG I.2 : POSITIONNEMENT DU CHAMP HRM**

### ***1.3.2 LA STRUCTURE***

D'après les cartes isobathes au toit du trias anhydrique, au toit du niveau D2 et au toit des niveaux (A, B, C), il apparaît que la structure du champ est un anticlinale de pendage ( $0.56^\circ$ ) ; ce qui est équivalent à 10 m/Km.

Suivant la direction Nord-Sud on distingue trois zones :

- ***La ZONE NORD***

C'est une Zone tectoniquement complexe, avec la présence de trois niveaux gréseux, nettement individualisés dont l'épaisseur diminue progressivement vers l'Est.

- **La ZONE CENTRALE**

Au niveau de cette zone, les trois niveaux A, B, C, se présentent avec d'excellentes caractéristiques de réservoir. La couverture est assurée par les argiles.

- **La ZONE SUD**

Elle est Caractérisée par une série d'ondulations de dimensions notables, avec une amplitude verticale égale à 50 m et des failles. Dans cette zone on constate l'absence des réservoirs A, B, et C

### 1.3.3 LA STRATIGRAPHIE

La série stratigraphique est relativement constante le long de la structure.

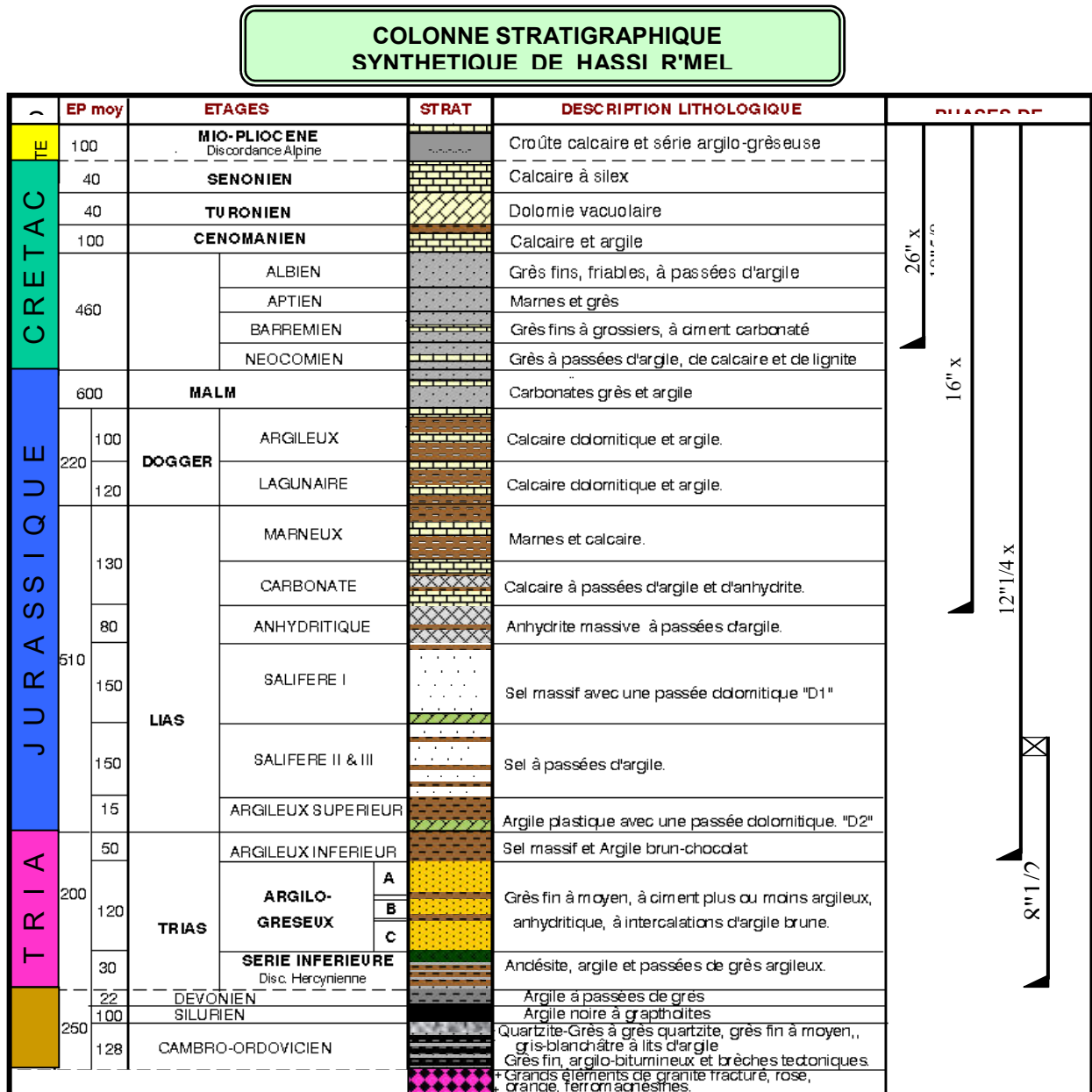


FIG I.3 : SUBDIVISION DES RESERVOIRS ET LES LIMITES D'EXTENTION

Le réservoir de HASSI R'MEL est constitué de trois principaux niveaux réservoirs, gréseux, d'âge triasique dénommé A, B, C, séparés entre eux par des argiles.

Ils reposent en discordance sur la surface hercynienne. La couverture est assurée par le trias argileux et le trias évaporitique. Ils peuvent entrer en communication latérale et verticale par suite :

- Des rejets des failles (5 à 10 m)
- D'une fracturation plus ou moins développée.
- De la faible épaisseur locale des niveaux argileux

#### ***1.3.4.1 LE RESERVOIR A***

***Les limites d'extension*** : il possède la plus grande extension, avec une superficie de 2640 km<sup>2</sup> et recouvre pratiquement la totalité du champ, à l'exception de la zone Sud-Ouest.

Les épaisseurs utiles sont relativement constantes sur tout son étendu, avec une moyenne de 15 m. La perméabilité moyenne est de 250 md et la porosité moyenne est 15% avec une saturation de 24% et des réserves évaluées à plus de 54% des réserves totales.

Du point de vue **lithologique** il est gréseux, à grains fins à ciment anhydritique, parfois compacte.

#### ***1.3.4.2 LE RESERVOIR B***

***Les limites d'extension*** : D'extension plus limitée celle du réservoir A, il est limité à la zone centrale et la zone Nord du champ, représentant une superficie de 1150 Km<sup>2</sup>. C'est le niveau le plus mince et le plus variable en épaisseurs, surtout dans la zone centrale où elle passe de 30 m à quelques mètres seulement

Les épaisseurs maximales se trouvent au Nord.

La porosité est de 15 % et la perméabilité 250 mds avec une saturation en eau de 28% et ses réserves qui représentent 13% des réserves totales.

**La lithologie** : Les grès qui composent le réservoir B, sont fins, plus ou moins argileux et anhydritique. Ils sont intercalés avec une série argileuse.

#### ***1.3.4.3 LE RESERVOIR C***

***Les limites d'extension*** : il s'étend sur la majeure partie du champ, sauf dans la zone sud où il se biseaute. Il couvre une superficie de 1780 km<sup>2</sup> et peut atteindre jusqu'à 60 m d'épaisseur dans la partie nord. Son épaisseur varie régulièrement suivant une direction Nord-Sud.

Dans certains secteurs, notamment le centre et le Nord, il se subdivise en 2 ou 3 sous niveaux, séparés les uns des autres par des bancs d'argiles d'extension locale.



Des trois niveaux réservoirs, le niveau C est celui qui possède les meilleures caractéristiques pétrochimiques, avec une perméabilité de 880 md et une porosité qui dépasse les 18%, avec une saturation en eau qui atteint 13 %, et des réserves en place qui représentent 33 % des réserves totales.

**La lithologie :** Il est composé des grains fins à moyens, très peu cimentés à conglomérats et de grains de quartz blanc laiteux, de taille variable, allant de quelques mm à quelques cm, avec de fines passées d'argiles.

## **I.4 PRESENTATION DE L'ANNEAU D'HUILE**

### ***I.4.1 Cadre géologique***

La mise en évidence de l'existence de l'anneau d'huile, dans le gisement de gaz de Hassi R'mel fut confirmée, juste après la découverte du gisement de gaz, en 1958 avec le puits HR08 situé au Sud Ouest du champ, où une faible colonne d'huile a été rencontrée.

En 1979, les puits de délimitation du champ, finirent par découvrir un anneau d'huile d'une hauteur moyenne de 11m, sur le flanc Est du champ offrant ainsi une perspective de développement et de mise en production.

Cette huile a été rencontrée au niveau supérieure (niveau A), d'un réservoir d'âge triasique, en contact direct avec l'aquifère sous-jacent et d'un large gaz cap sus-jacent.

Ce niveau se caractérise, par des grès quartziques à ciment argilo-anydritique et argilo-carbonaté d'âge triasique (TAG), il se repose sur des couches d'argile et d'andésite de la série inférieure qui se biseautent à l'extrême limite EST pour mettre en contact direct le TAG avec le combro-ordovicien.

La profondeur moyenne au toit de l'horizon 'A' est de 2213m ; l'épaisseur totale varie de 15.4m (HR203) à 37.2m (HR161) pour une moyenne de 23.6m.

L'anneau d'huile en question s'étend du Nord Est jusqu'au Sud Est sur une distance d'environ 65 km pour une largeur moyenne de 4 km.

L'huile qui renferme cet anneau est légère, de densité 0.81 (42°API) en contact et en équilibre thermodynamique avec le gaz a condensât avec une pression de bulle initiale, égale à la pression de rosée du gaz, 311kg/cm<sup>2</sup>.

Les qualités réservoir de niveau 'A' sur le flanc contenant l'anneau d'huile sont caractérisées par des perméabilités moyennes de 250md. L'environnement de positionnement de type fluvial peu profond, se reflète par une sédimentation variable conférant à la formation une hétérogénéité latérale et verticale plus ou moins prononcée selon les endroits. Les volumes initiaux en place estimés sont de l'ordre de **90 millions de m<sup>3</sup>**.

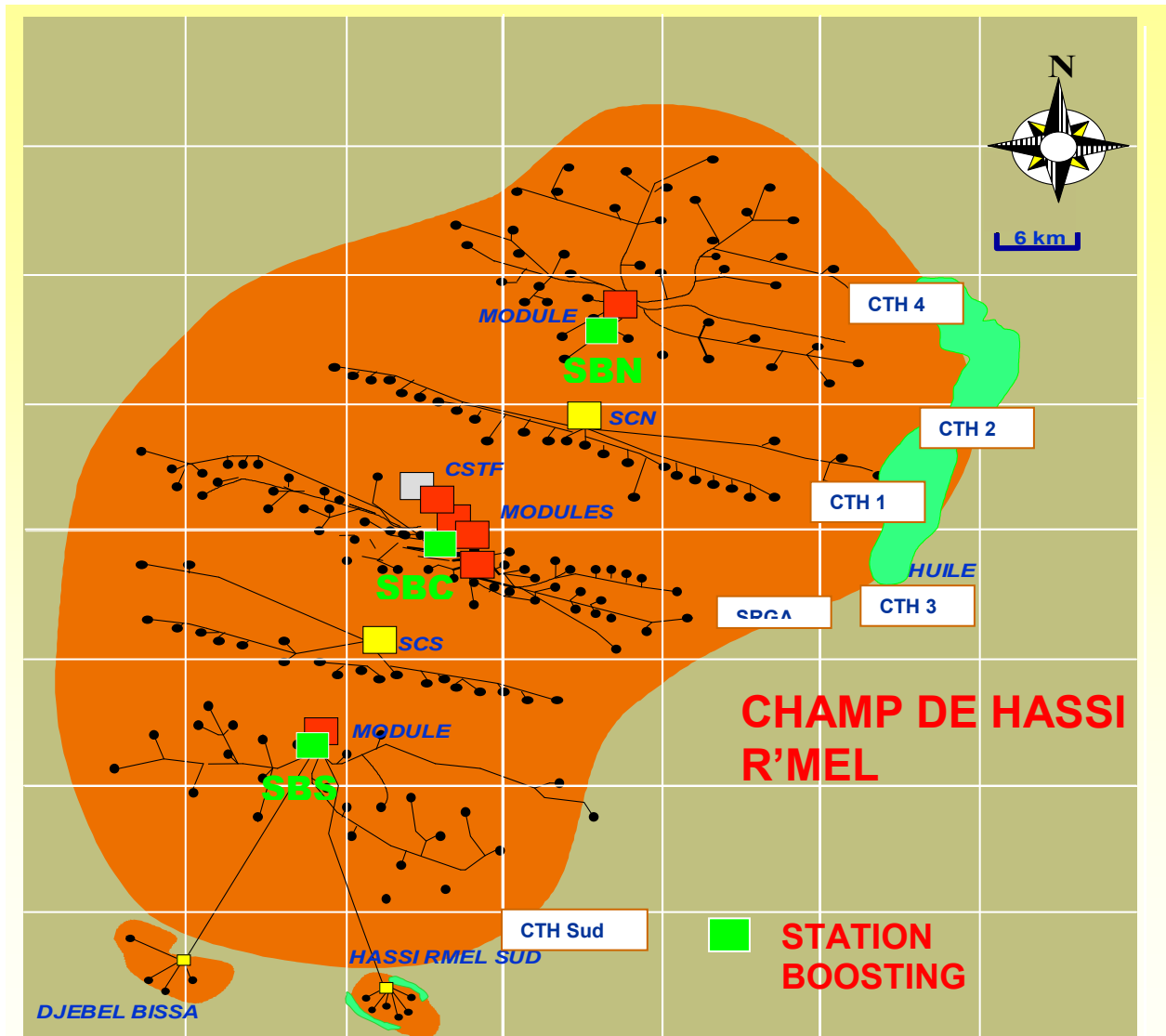


FIG I.4 : PRESENTATION DE L'ANNEAU D'HUILE

#### I.4.2 Particularités de l'anneau d'huile

Plusieurs particularités sont relevées sur l'anneau d'huile et cela est lié au mode et au milieu de positionnement où on note au niveau de certains secteurs en occurrence au niveau du CTH1 et CTH2 (centre de traitement d'huile) la présence des barrières verticales de perméabilités type argileuses.

Par contre certains secteurs ne révèlent aucune barrière. Ces barrières jouent un grand rôle sur la position des perforations et la hauteur à perforer retardant l'arrivée du gaz ou de l'eau.

#### ***1.4.3 Exploitation de l'anneau d'huile***

L'exploitation de l'anneau d'huile depuis 1981 a conduit à la récupération de plus de 3.5 millions de m<sup>3</sup> d'huile.

Le traitement d'huile produite s'effectue à partir de 5 centres de traitements (CTH1 ; CTH2 CTH3 ; CTH4 ; CTH Sud) repartis sur le long de l'anneau.

Le comportement des puits en production est relatif à plusieurs facteurs dont l'état de cimentation des liners qui a conduit dans certains puits à leurs inondations prématurées par de l'eau ou une arrivée prématurée du gaz ou les deux à fois.

En plus de ce problème, certains puits sont perforés avec des gardes insuffisantes ou avec une hauteur importante ou encore avec un débit de production élevé.



## II-METHODES D'ACTIVATION

### II.1 INTRODUCTION :

Au tout début de l'exploitation pétrolière, l'écoulement des hydrocarbures qui sont le plus souvent légères est assuré par un potentiel suffisant qui permet le mouvement des fluides à partir du réservoir jusqu'aux installations de surface, C'est souvent le cas dans la plupart des réservoirs à travers le monde.

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir", qui représente l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de leurs pressions, ainsi que de leurs énergies d'éruption.

L'éventuelle percée d'eau, qui est un fluide relativement lourd, accentue cette déplétion.

Cette pression risque donc, à un moment donné, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif, et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

Le gas-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à un endroit le plus profond possible.

#### *a) Les puits éruptifs :*

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

$$P - P_{sép} > 0,098H d + \Sigma D P$$

#### *b) Les puits non éruptifs :*

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

$$P - P_{sép} \leq 0,098H d + \Sigma D P$$

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

Pour activer et mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d'activation. On peut agir sur l'un des paramètres de non-égalité ; (sur la hauteur "  $H$  " de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide "  $d$  " ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l'alléger).

## II.2 Les différents types d'activation :

Il existe différents moyens pour essayer de freiner ce déclin. Parmi ces moyens, il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. On peut par exemple réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression ; ou bien traiter chimiquement la zone de roche située à proximité du puits pour favoriser la circulation des effluents.

Nous nous intéressons ici aux moyens de continuer à produire malgré la dégradation des conditions de production.

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant. Dans le monde l'activation concerne 75 % des puits d'huile hors U.S.A, et 90 % U.S.A incluse. Elle est réalisée sous forme de deux procédés :

- Relevé mécanique des fluides par POMPAGE.
- Allègement du fluide par le mélange avec du gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production, appelé : GAS-LIFT.

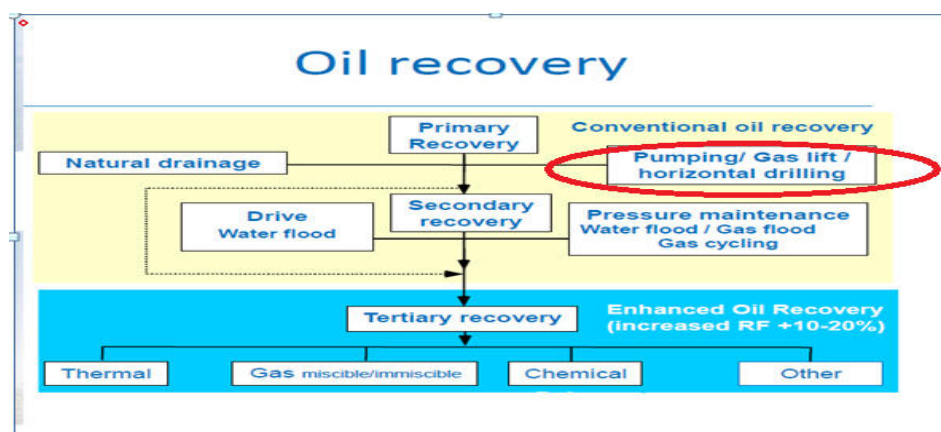


FIG II.1 : RECUPERATION D'HUILE

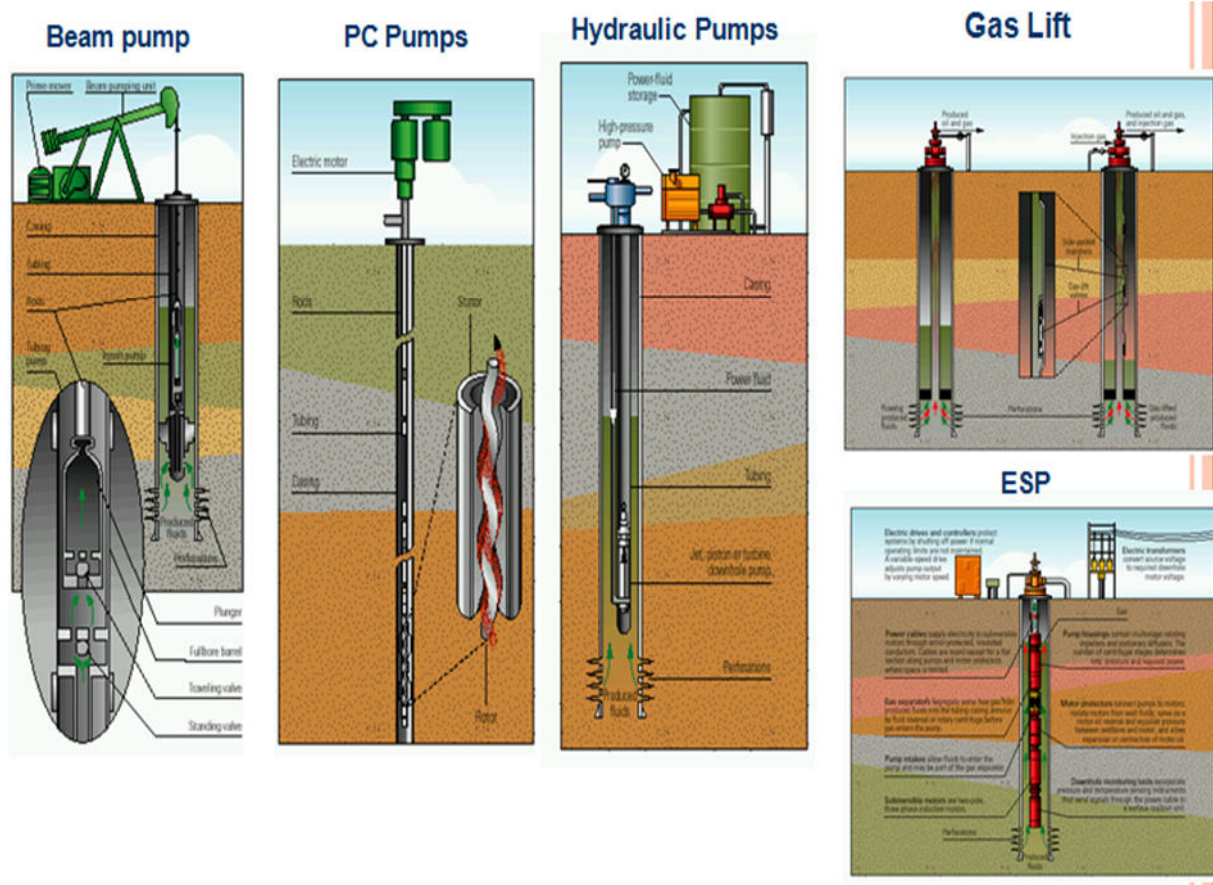


FIG II.2 : METHODES D'ACTIVATIONS

**II.2.1- Le gas-lift :**

Parmi les différentes méthodes d'activation, c'est les procédés qui se rapprochent le plus à l'écoulement naturel. Le gas lift est la méthode d'activation la plus utilisée au champ de HRM.

C'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. Cette technique agit :

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (**Gas-lift continu**).
- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gas-lift intermittent**).

**II.2.2- Définition et Principe du Gas Lift :**

C'est une méthode de production (ou, à vrai dire, une méthode d'activation des puits), qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

Le principe est d'injecter, par la surface, du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire aussi profondément que possible ; et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique); rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface (jusqu'au séparateur). Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire.

Cette remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanismes :

- Diminution du gradient dynamique de pression.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de *GLR*<sub>optimum</sub>.

### ***II.2.3 Applications Du Gas-Lift :***

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

#### ***· Augmentation du débit :***

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieur relativement à la moyenne, le gas-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

#### ***· Mise en production des puits non éruptifs :***

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le gas-lift, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing.

#### ***· Démarrage :***

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression.



**· Les puits à eau :**

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

**· Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up) :**

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrent les perforations ou la formation. Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, est assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

**II.3 TYPES DE GAS LIFT****II.3.1. Selon le mode d'injection**

Le gas-lift est réalisé par injection de gaz soit continue, soit intermittente.

**A) Gas-lift continu :** une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

**B) Gas-lift intermittent :** injection intermittente et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient, la pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

**II.3.2 En fonction du type de complétion**

Le gas lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peut être :

**A) Complétions pour gas-lift direct**

L'injection de gaz est effectuée dans l'annulaire tubing.-casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

## ***B) Gas-lift inverse***

### ***Tubing concentrique***

La complétion présentée dans l'annexe représente un puits où le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Mais le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques de gros diamètres descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7 " recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gas-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gas-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, le puits produit dans le tubing initial et non pas dans le casing.

### ***Gas-lift avec production dans le casing***

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

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, telles que des mesures de pression ou de température
- De gros volumes de gaz sont nécessaires. Le design et les équipements sont spéciaux
- Le puits n'est pas adapté au gas-lift intermittent

### ***Gas-lift double***

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée (commingle production). Parmi les problèmes de complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.

En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un tubing sur l'autre.

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

### ***Le gas-lift parallèle***

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gas-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing.

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

### ***II.3.3. En fonction du circuit d'injection en surface***

#### ***A) Gas –lift en circuit fermé***

Le gaz qui servi au gaz- lift est récupère à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydrations), il est recomprimé par une batterie de compresseur et réinjecté dans le puits

#### ***B) Gas - lift en circuit ouvert***

Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz est utilisé pour le gas lift. Après utilisation ce gaz est brûlé a la torche ou bien commercialisé.

#### ***C) Auto –gas lift***

L'huile de réservoir est liftée grâce au gaz d'un réservoir de gaz situe au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer.

## **II.4 LES PRINCIPAUX PARAMETRES DU GAS-LIFT**

### ***A) Pression en tête de puits***

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

**B) Pression du gaz injecté**

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

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits.

La formule la plus utilisée pour la détermination de pression d'injection en surface est celle de R.V. SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans la colonne verticale, connaissant plusieurs paramètres, tels que le débit de gaz injecté, pression d'injection au fond ...etc.

**\* Formule de R.V. SMITH**

$$e^s P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q_g^2 \gamma_g T X f Z (e^s - 1)}{d^5 S} \times 0.925 \times 10^{-2}$$

Où :

Q : débit de gaz injecté en m<sup>3</sup>/j

X : la profondeur d'injection en m

$$S = 0.0685 \frac{\gamma_g X}{T Z}$$

$\bar{T}$  : Température moyenne en °K.

P<sub>2</sub> : pression d'injection au fond, en bar

P<sub>1</sub> : pression d'injection en surface, en bar

F : coefficient de frottement, il est en fonction de Re et (ε/d).

Où :

$$R_e = \frac{18 \gamma_g Q_g}{\mu_g d} \text{ avec } Q_g \text{ en m}^3/\text{h.}$$



( $\varepsilon/d$ ) déterminé à l'aide d'une abaque.

Z : facteur de compressibilité.

$\gamma_g$  : densité de gaz.

### ***C) Profondeur de l'injection du gaz***

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

## **II.5 VANNES DE GAS-LIFT, LEURS FONCTIONS ET LEURS PRINCIPES**

On pourrait réaliser la décharge du fluide mort par des trous percés dans le tubing, conduirait à une consommation excessive de gaz et à une profondeur finale d'injection limitée car le gaz passant par l'orifice supérieur serait perdu pour l'orifice le plus profond.

En réalité, on va équiper la colonne de production de vannes de décharge, le principe de ces vannes est celui d'une vanne régulatrice de pression destinée à s'ouvrir dès que la pression du gaz dépasse une valeur pour laquelle la vanne a été préréglée.

Les vannes sont disposées le long de la colonne de tubing, ancrée dans des mandrins spéciaux dont les cotes ont été calculées au préalable. Celles –ci seront fonction de la pression de gaz

D'injection disponible en tête, du gradient de gaz, du gradient statique du fluide mort et de la contre pression tubing au débit donné, par le GLR de décharge.

## **II.6 AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU GAS-LIFT**

### ***A) Avantages :***

- Le coût initial des équipements du GLS (gas-lift simple) est généralement bas.
- Le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la pose des vannes si nécessaire.
- Grâce au gas-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite.
- Le gas-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau.

- Le gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Utilisation du gaz produit en place.

### ***B) Inconvénients :***

- Legas-lift nécessite d'importants investissements de surface. Du gaz sous haute pression est rarement disponible sur un champ, ainsi, une station de compression est à prévoir. Quand du gaz à haute pression est utilisé, il revient à la surface à une pression basse et doit être ré-comprimé pour être vendu ou réinjecté. Il est très rare de nos jours que du gaz soit envoyé à la torche et nous ne pouvons que nous réjouir de cette économie d'énergie liée à la protection de l'environnement.
- Legas-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir devient très basse. Dans de telles conditions, le gas-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.

## **II.7 PROBLEMES LIES AU GAS- LIFT**

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglement (duse ou vanne), conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

**•Prévention des hydrates :** La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela en doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.

- ***Erosion des équipements :***

L'érosion est un phénomène indésirable crée par action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des Duse utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraises la Duse a ses parois intérieurs , le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influentes négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz soit important par rapportà celui de l'huile

## **II.8 Pourquoi le GAS-LIFT sur HRM ?**

L'exploitation de certaines zones du champ de HRM en gas-lift a été décidée pour les raisons suivantes :

- Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs.
- Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression)
- L'activation par pompage électrique n'était pas possible suite aux limitations des moyens de l'époque.

## **II.9CONCLUSION :**

Le principe du gas-lift est d'utiliser le gaz produit par l'exploitation pour augmenter la quantité d'huile extraite par jour lorsque le réservoir "s'essouffle".

### III.1 INTRODUCTION :

Le système nodal est une subdivision des différents éléments d'une complétion d'un puits dans le but de prévoir un débit et optimiser le système de production. La figure (Fig.III.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production. Il peut être subdivisé comme suit :

- 1- L'écoulement dans le milieu poreux.
- 2- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé.
- 3- L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface.

La figure (Fig.III.1) représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tous le système de production à partir du réservoir jusqu'au séparateur.

Afin de simplifier ce système, des nœuds sont placés pour lier des différents segments, pour pouvoir les définir par des équations ou des corrélations.

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point  $P_{wf}$  (fond de puits), où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe ligne).

En se basant sur le principe du système nodal, on peut tracer l'évolution de la pression de réservoir en fonction de débit qu'on appelle '**inflow**', et la pression de fond de la pression en tête, qu'on appelle le '**outflow**'.

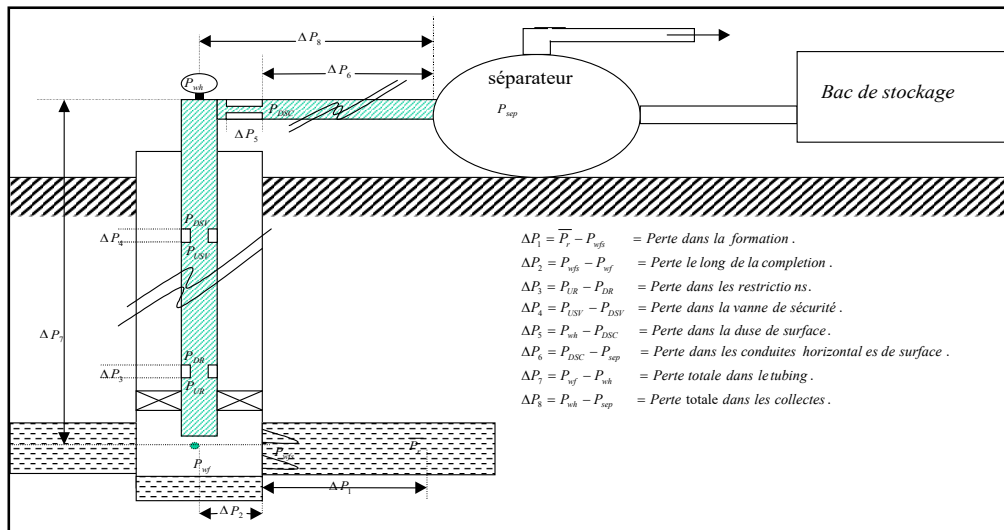
*Equation de l'inflow :*

$$P_r - \Delta P_{res} = P_{wf}$$

*Equation de l'Outflow :*

$$P_{sep} + \Delta P_{pipe} + \Delta P_{tubing} = P_{wf}$$





**FIG. III.1- PERTES DE CHARGE POSSIBLES DANS UN SYSTEME DE PRODUCTION COMPLET**

### III.2 LES PERTES DE CHARGE:

Quand un puits produit, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (réservoir bottomholeflowing pressure -  $P_{wf}$ ) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (wellheadflowing pressure -  $P_{whf}$ ). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, de l'énergie est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charge sont la somme de deux facteurs :

- Des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing,
- Le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

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

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

### III.3 ECOULEMENT DANS LE RESERVOIRE (inflowequation) :

La construction de la courbe IPR (Inflow performance relationship) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface.

L'équation générale de DARCY peut être écrite comme suit :

$$q = \frac{(\text{constant}) \times k \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} F(p) dp$$

Avec :

$$F(p) = \frac{k_o(p)}{\mu_o(p) \times B_o(p)} = \frac{k_o}{\mu_o \times B_o}(p)$$

**a) Écoulement monophasique dans le réservoir :**

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression de fond ( $P_{wf}$ ) est supérieure à la pression de bulle ( $P_b$ ),  $P_{wf} > P_b$ .

Cet écoulement peut être défini par la loi de DARCY :

$$q = \frac{h \times k_o \times (p_r - p_{wf})}{\mu_o \times B_o}$$

$$q = I_p \times (p_r - p_{wf}) \text{ Ou } I_p = \frac{k \times h}{\mu_o \times B_o}$$

Pour Darcy  $q_{\max}$  correspond a  $p_{wf} = 0$

$$\text{D'ou } q_o(\max) = \frac{k \times h}{\mu_o \times B_o} \times p_r$$

Equation de DARCY pour un écoulement radial-circulaire :

$$q = \frac{kh(p_r - p_{wf})}{141.2B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Où :

- $q$  : débit d'huile conditions de fond (bbl/j).
- $k$  : perméabilité (md).
- $h$  : hauteur du réservoir (ft).
- $\mu$  : viscosité d'huile (cp).
- $P_r$  : pression de gisement (psi)
- $P_{wf}$  : pression de fond dynamique (psi)
- $r_e$  : rayon de drainage (ft)

- $r_w$  : rayon du puits (ft)
- $S$ : skin total

**b) Écoulement diphasique dans le réservoir (équation de VOGEL) :**

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de Vogel. Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où ( $P_r < P_b$ ). Vogel a abouti à une équation, basée sur le calcul numérique, après avoir simulé plusieurs types d'écoulement dans les réservoirs d'huile avec gas-drive et pour différentes variations des propriétés des fluides considérés.

Vogel a fait varier le débit d'huile pour plusieurs valeurs de pression de fond dynamique, et il a tracé la courbe du rapport  $\frac{P_{wf}}{P_r}$  en fonction du rapport  $\left(\frac{q_o}{q_{max}}\right)$ .

Vogel a obtenu une courbe ayant la forme d'une fonction quadratique :

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

Avec les conditions aux limites suivantes :

Pour :  $P_{wf} = 0$        $\longrightarrow$        $q_o = q_{max}$ , d'où  $c = 1$

$q_o = 0$        $\longrightarrow$        $P_r$

$$\frac{q_o}{q_o(\max)} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2$$

$q_{max}$  : débit maximal. Il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est à dire, pour un débit donné du test, nous déterminons :

$$q_o(\max) = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

### III.4 CONFIGURATION DE L'ÉCOULEMENT:

Les structures d'écoulement sont au nombre de sept :

- **Écoulement en bulles (bubble flow)** : cette structure apparaît avec des valeurs réduites du GOR.
- **Écoulement en bouchons (plug flow)** : lorsque le GOR augmente, les bulles deviennent larges. En se combinant entre elles, elles forment des bouchons de gaz.
- **Écoulement stratifié (stratified flow)** : une grande augmentation du GOR rend les bouchons longs ; ce qui permet de diviser l'huile et le gaz en deux couches séparées.

- **Écoulement en vagues (wavy flow)** : avec l'augmentation du débit de gaz, l'interface stratifié gaz-huile devient en vagues.
- **Écoulement En Vagues Moutonnantes (Slug Flow)** : à force d'augmenter le débit de gaz, le GOR augmente la hauteur des vagues de liquide jusqu'à ce que la crête touche les parois du pipe.
- **Écoulement annulaire (annular flow)** : une grande augmentation du GOR rend l'huile entourée par le gaz.
- **Écoulement dispersé (mist flow)** à l'extrême valeur du GOR le liquide se disperse dans le gaz et l'écoulement devient un brouillard.

### III.5 PRESENTATION DU LOGICIEL "PROSPER":

#### **III.5.1 Introduction :**

Le logiciel **PROSPER**, permet de modéliser et d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement triphasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement à travers le réservoir ;
- L'écoulement à travers la complétion ;
- L'écoulement à travers le tubing ;
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production. Il permet :

- L'analyse de la performance des puits ;
- L'optimisation des complétions ;
- L'optimisation du gas-lift.

#### **III.5.2 Les différents lois et corrélations utilisés par Prosper :**

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface.

Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrits respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascenseur.



Des nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, certaines sont générales et d'autres sont limités à un domaine d'application réduit.

Parmi les corrélations utilisées par Prosper on peut citer :(voir tableau ci-dessous)

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1 <sup>ere</sup>	<b>POETTMAN &amp; CARPENTER</b>	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 <sup>eme</sup>	<b>HAGERDORN &amp; BROWN</b>	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 <sup>eme</sup>	<b>DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI</b>	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

**FIG III.2 : LES DIFFERENTES CORRELATIONS UTILISEES PAR PROSPER**

La corrélation de BEGGS&AL est la plus convenable pour le champ de Hassi R'MEL, cette dernière suppose que l'écoulement est permanent en tenant compte des propriétés des fluides ainsi que l'effet de glissement et le terme d'accélération.

A signaler par ailleurs que l'écoulement à travers la collecte est pris en considération pour notre cas d'étude.

### ***III.5.3 Application de l'analyse nodale en utilisant Prosper dans le domaine d'activation des puits :***

L'utilisation du Prosper dans le domaine d'activation des puits passe par les étapes suivantes :

- Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent Build Up ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.
- Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changées.
- Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.
- Représenter sur le même graphe, la situation actuelle du puits en calant le dernier jaugeage effectué sur le puits considéré. Dans notre cas, le paramètre qui susceptibles d'être changé est le débit d'injection de gaz.
- En fonction de la réponse du puits au changement, nous pourrions conclure que le puits est ou n'est pas candidat à cette méthode d'activation.
- Ensuite, nous allons faire un design du réseau de collecte en utilisant le logiciel GAP (un logiciel complémentaire au PROSPER), qui va nous donner la distribution optimale du volume du gaz disponible sur les puits étudiées, afin d'obtenir une amélioration de production.

### **III.6 Modélisation et optimisation de système de production des puits :**

D'abord à l'aide du logiciel Prosper, nous modéliserons nos puits. La modélisation comporte plusieurs aspects :

1. Les options de système.
2. Les données PVT.
3. La complétion.
4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
5. Le modèle de réservoir.
6. Le tracé des courbes IPR et VLP.

#### ***III.6.1 Les options de système :***

Le remplissage de ces options permet de décrire le type de système que nous essayons de modéliser. Donc avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- Type de fluide.
- Type d'écoulement.
- Méthode utilisée.
- Type de séparateur...etc.

**III.6.2 Les données PVT :**

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude d'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits.

**III.6.3 Les données des équipements :**

Le modèle de puits à concevoir avec Prosper comporte une partie concernant l'équipement. En ce qui concerne notre étude, on se limitera sur 03 paramètres :

1. Gradient géothermique nécessite : MD et sa T correspondante.
2. Surveillance de déviation nécessite : MD et TVD.
3. La complétion : les figures citées dans l'annexe (fig. ??) résument les données de complétion nécessaires pour créer le modèle de nos puits.

**III.6.4 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :**

Afin de construire un modèle du puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. Prosper nous offre une multitude de corrélations. Prosper contient une fenêtre adéquate aux données de puits qui permette de faire une comparaison entre ces corrélations.

Les résultats des différentes corrélations seront représentés par la figure suivante :

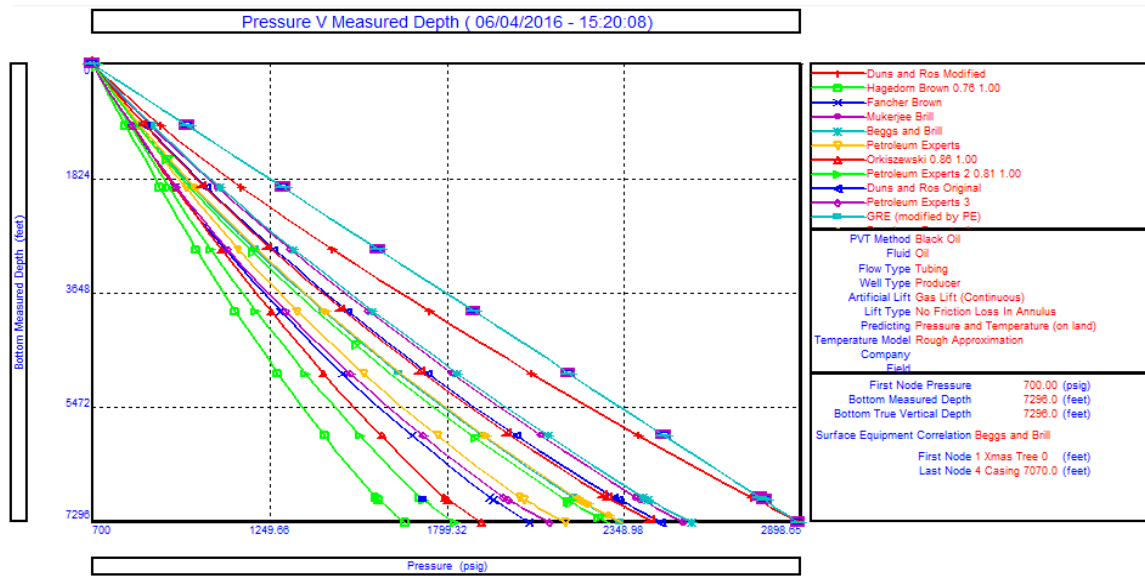


FIG.III.3- LES RESULTATS DES DIFFERENTES CORRELATIONS

Après la comparaison entre les erreurs lus par des différentes corrélations, on trouve que la corrélation de **Petroleum experts 2** est la corrélation la plus adéquate pour calculer les pertes de charge le long de tubing (outflow).

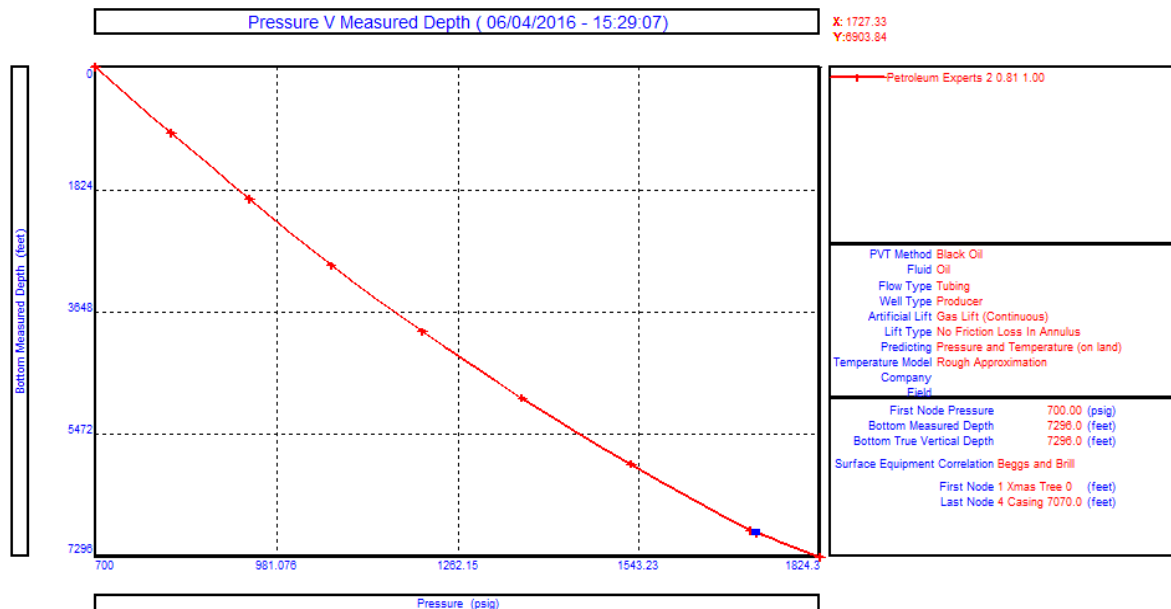
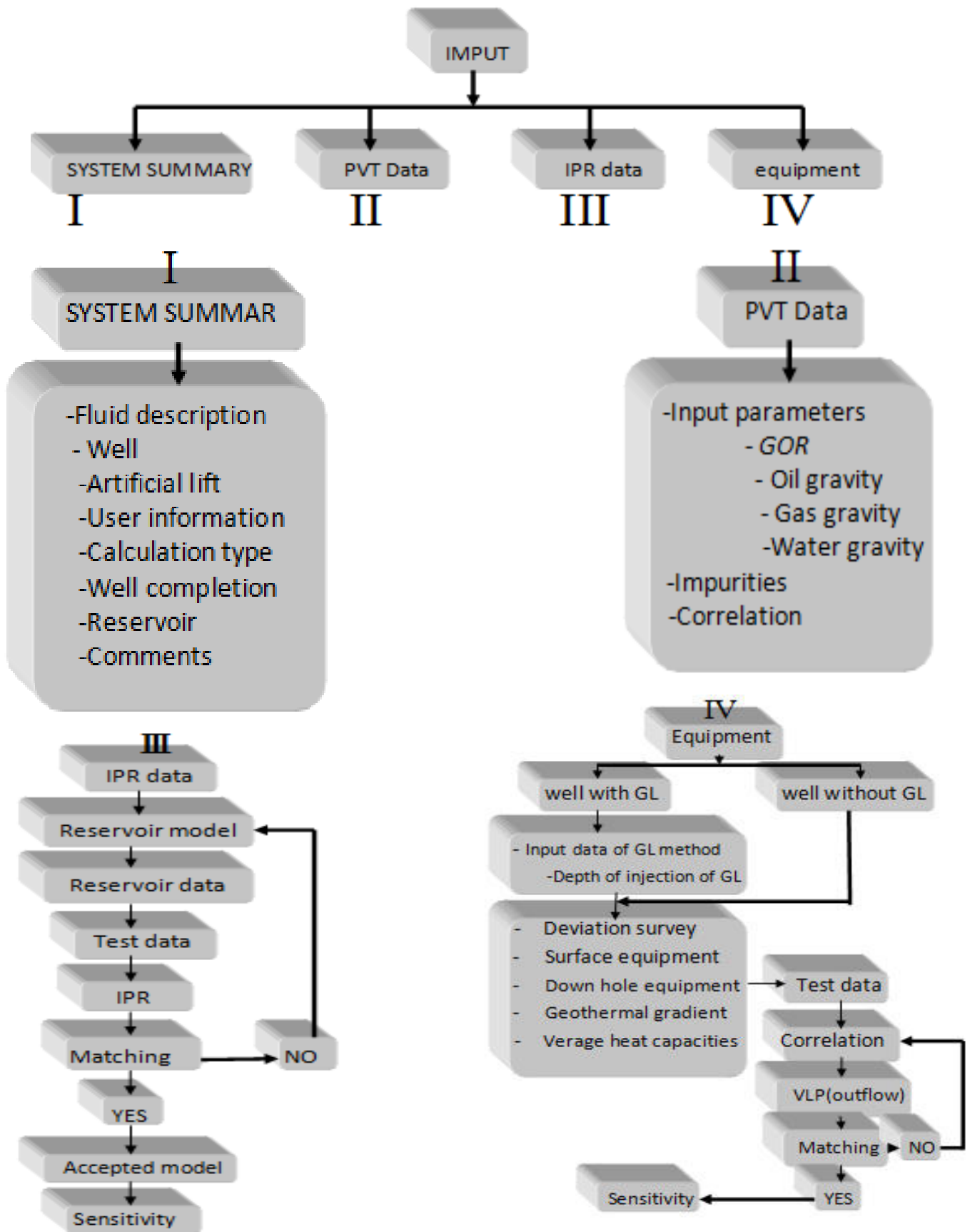


FIG.III.4- LA CORRELATION ADEQUATE AU MODELE DU PUIITS

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



III.7 ORGANIGRAMME DE FONCTIONNEMENT DU PROSPER:



## APPLICATION DE L'ETUDE

### IV.1 INTRODUCTION :

Notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et d'optimiser des puits en gas-lift, ces puits sont liés au même manifold.

L'optimisation gaz-lift par volume du gaz injecté veut dire la sélection du volume du gaz injecté optimum pour récupérer un volume optimum d'huile. Pour cela nous avons utilisé le logiciel PROSPER.

On a choisi le puits (HR #7) comme exemple.

### IV.2 Jaugeage :

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR,  $T_{tête}$  et le  $Q_{eau}$ . Pour ce puits on a utilisé les données de BuildUp

Name	Liquide Rate BDP	WHP Psi	GI injection Msm <sup>3</sup> /d	casing CHIP gaz+water psi	Oil Rate sm <sup>3</sup> /d	Water Rate sm <sup>3</sup> /d	Gas Rate Msm <sup>3</sup> /d	FBHP Psi	Wcut %
HR#1	747	798	15	1740	60	372	25	1727	0.51
HR#2	828	860	10	1711	74	365	18	1730	0.44
HR#3	300	770	10	1725	7	252	21	1883	0.84
HR#4	500	525	15	1291	32	296	41	1500	0.60
HR#5	364	565	8	1300	8	315	16	1330	0.86
HR#6	385	840	25	1600	11	315	32	1600	0.82
HR#7	200	551	10	1275	21	6	9	1223	0.37
Total	3324		93		213	1991	162		

**FIG : IV.1- DONNEE DE TEST DE BUILD UP**

Well	HR#1	HR#2	HR#3	HR#4	HR#5	HR#6	HR#7
<b>GOR</b>	330	300	200	300	2200	2000	400

**TAB : IV.1-GOR RELATIF D'APRES LE TEST DE BUILD UP**

**IV.2.1 Les données PVT :**

- ✚ Densité de gaz :  $d_g = 0.67 \text{ sp. gravity}$
- ✚ Pression de bulle :  $P_b = 2946.48 \text{ PSI}$
- ✚ Température de gisement est de :  $T = 88^\circ \text{c}$
- ✚ La viscosité :  $\mu_o = 0.584 \text{ Cp}$
- ✚ Le facteur volumétrique de fond :  $B_o = 1.387 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- ✚ Densité moyenne d'huile en surface :

puits	01	02	03	04	05	06	07
densité d'huile (API)	39.1876	37.1532	39.1876	37.1532	38.9819	37.9671	39.1876

**TAB : IV.2-DENSITE D'HUILE D'APRES LE TEST DE JAUGEAGE****IV.2.2 Application de l'analyse Nodal avec Prosper :**

Pour déterminer le point de fonctionnement de system ( $Q_o$ ,  $P_{wf}$ ), on va introduire les données de Build up et de jaugeage du puits dans le logiciel PROSPER, les étapes de l'application sont les suivantes :

**a) L'entrée des données :**

Pour créer un modèle, Prosper exige un certain nombre de données :

- **Les options du système :**

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- Le type du fluide.
- La méthode utilisée.
- Type d'écoulement.
- Type de fluide
- .- Type de séparateur...etc.

- **Les données PVT :**

La pression de bulle, la densité de l'huile et de gaz, la viscosité du fluide, la température de gisement, la salinité de l'eau, le pourcentage des impuretés...

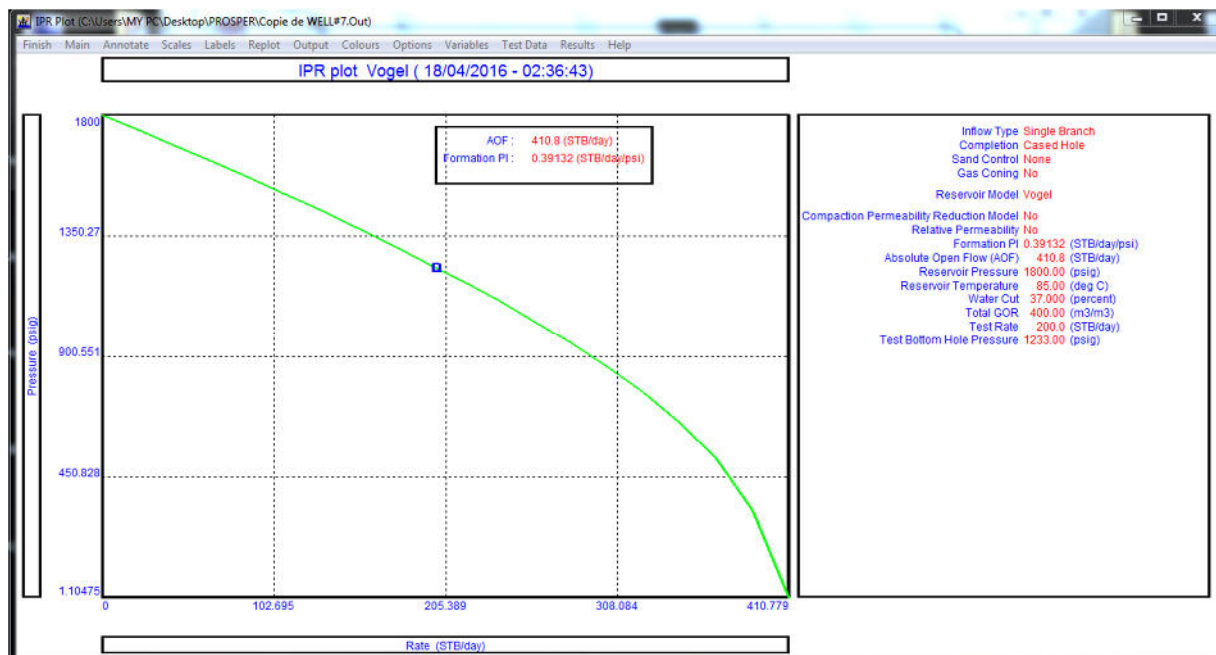
- **Les données du puits :**

- Les déviations du sondage.
- Les équipements du fond du puits.
- Le gradient géothermique.

**REMARQUE :** Dans notre mémoire, on va prendre un seul exemple de puits (puitsHR#7), et la procédure de travail sera la même pour tous les puits.

**b) Inflow Performance Relationship (IPR) :**

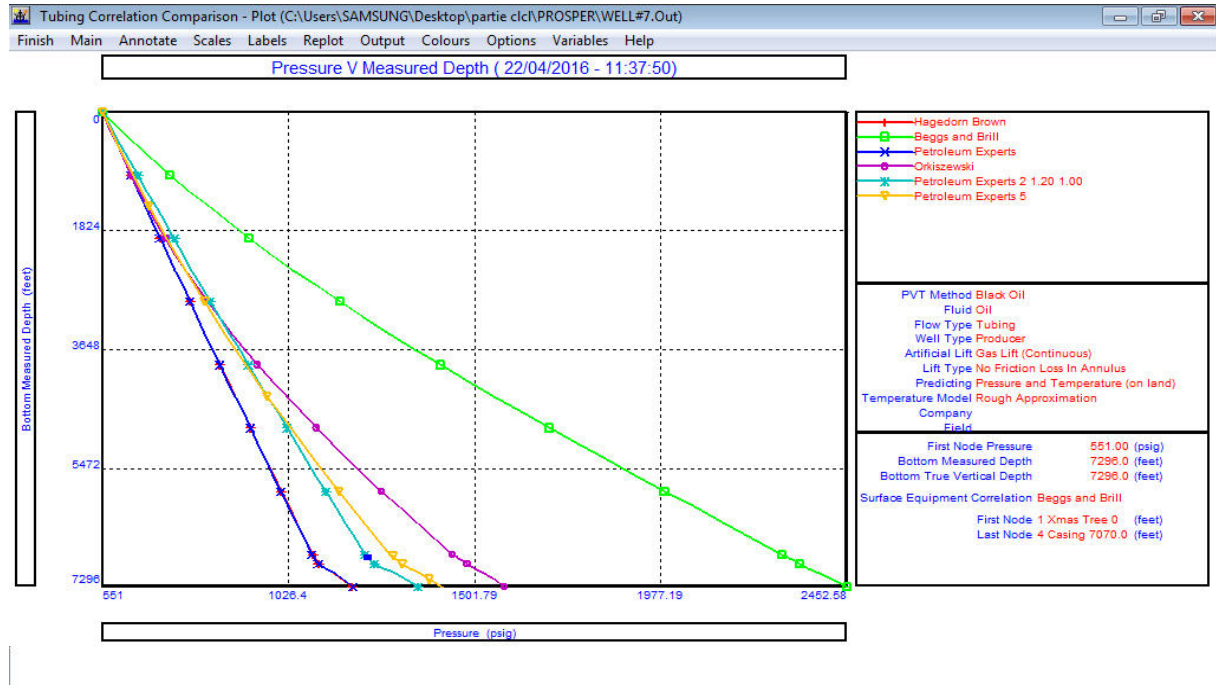
On a utilisé la loi de Vogel pour déterminer la courbe de l'inflow, (l'écoulement dans le réservoir)



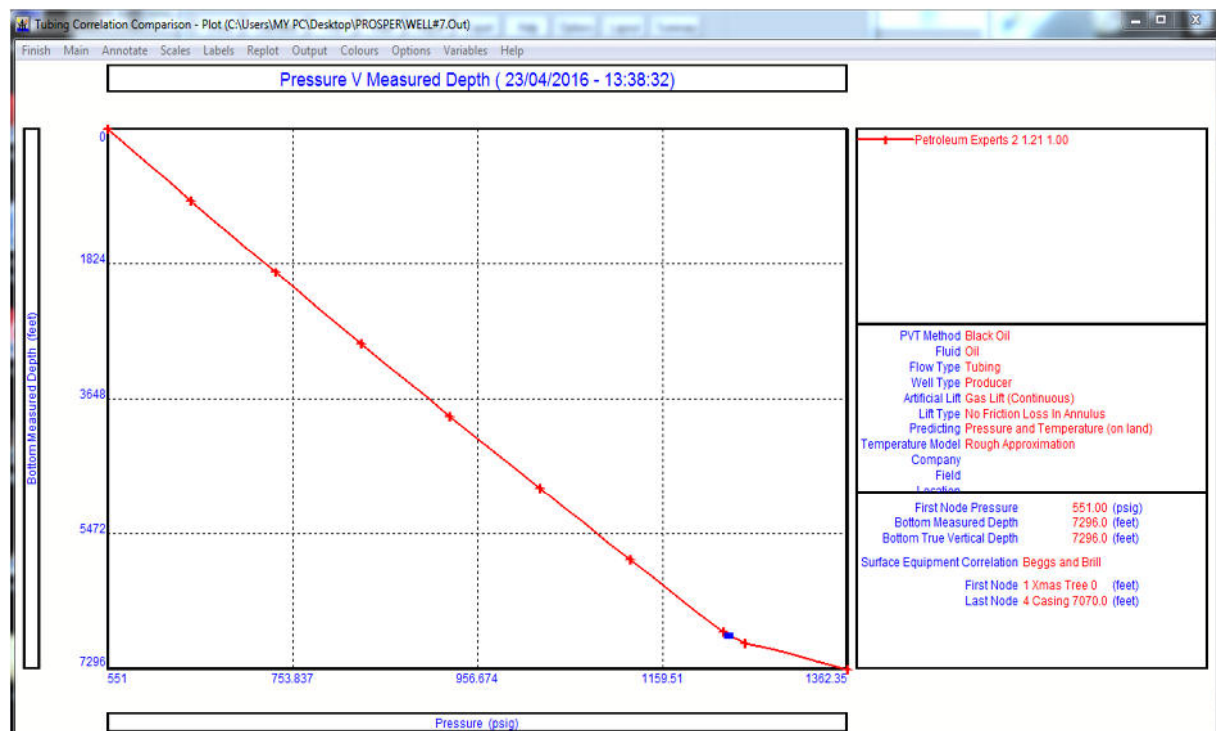
**FIG : IV.2- LA COURBE DE L'INFLOW DE (HR#7)**

**c) Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing :**

On constate que la corrélation de Petroleum experts 2, est la plus convenable pour le champ de HassiR'mel. On obtient le résultat ci-dessous :



**FIG : IV.3-LE CHOIX DE CORRELATION DES PERTES DE CHARGES DANS LE TUBING**



**FIG : IV.4- LE CHOIX DE LA CORRELATION CONVENABLE**



Après la comparaison entre les graphes des corrélations et les données du test de jaugeage on trouve que la corrélation de Petroleum experts 2 est la plus convenable pour le calcul des pertes de charge le long de tubing (outflow).

c) **Le point de fonctionnement IPR/VLP** : Le point de fonctionnement d'après les données de Build up est comme suite :

1) **Sans injection du gas-lift** : Sans injection de gaz-lift, on remarque que les courbes IPR et VLP ne sont pas croisées, puisque le puits ne débite pas.

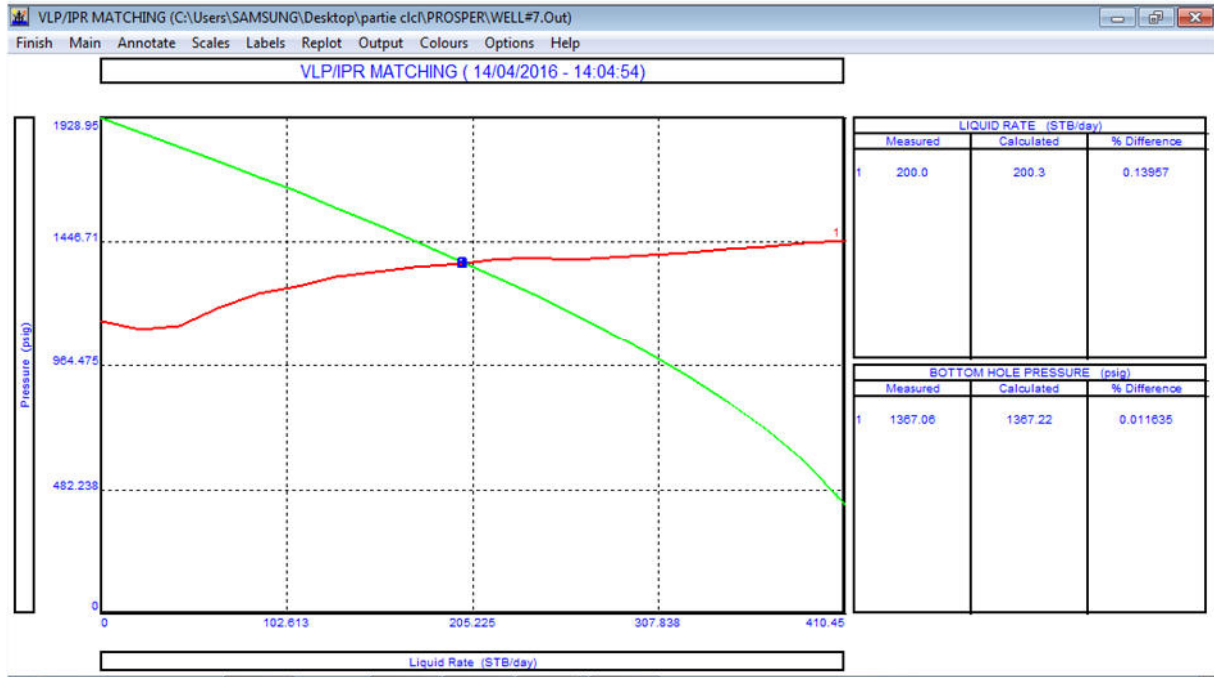


FIG : IV.5 - POINT DE FONCTIONNEMENT IPR/VLP SANS INJECTION DU GAS-LIFT

d) **Cas actuel** :

Après la chute du potentiel, le puits a été activé par l'injection du gaz-lift et les données sont présentées dans les tableaux précédents.

Le plot d'IPR/VLP représente le cas actuel comme suite :



**FIG : IV.6- POINT DE FONCTIONNEMENT IPR/VLP AVEC L'INJECTION ACTUEL DU GAS-LIFT (AVANT L'OPTIMISATION)**

Le plot ci-dessus indique le point de fonctionnement du puits dans le cas actuel, c'est-à-dire avec les paramètres de fonctionnements réels retiraients du test (Pfw=1233 PSIG ,Qliq=200 STB /Day).



**FIG : IV.7- LES VARIATIONS DE LA PRESSION DE FOND EN FONCTION DE LA QUANTITE DE GAZ INJECTEE**

Le graphe précédent démontre que la pression de fond est influencée par la quantité du gas-lift injecté, chaque augmentation dans la quantité de gaz injecté engendre une diminution de pression de fond, et c'est ça l'objectif principale de l'activation.

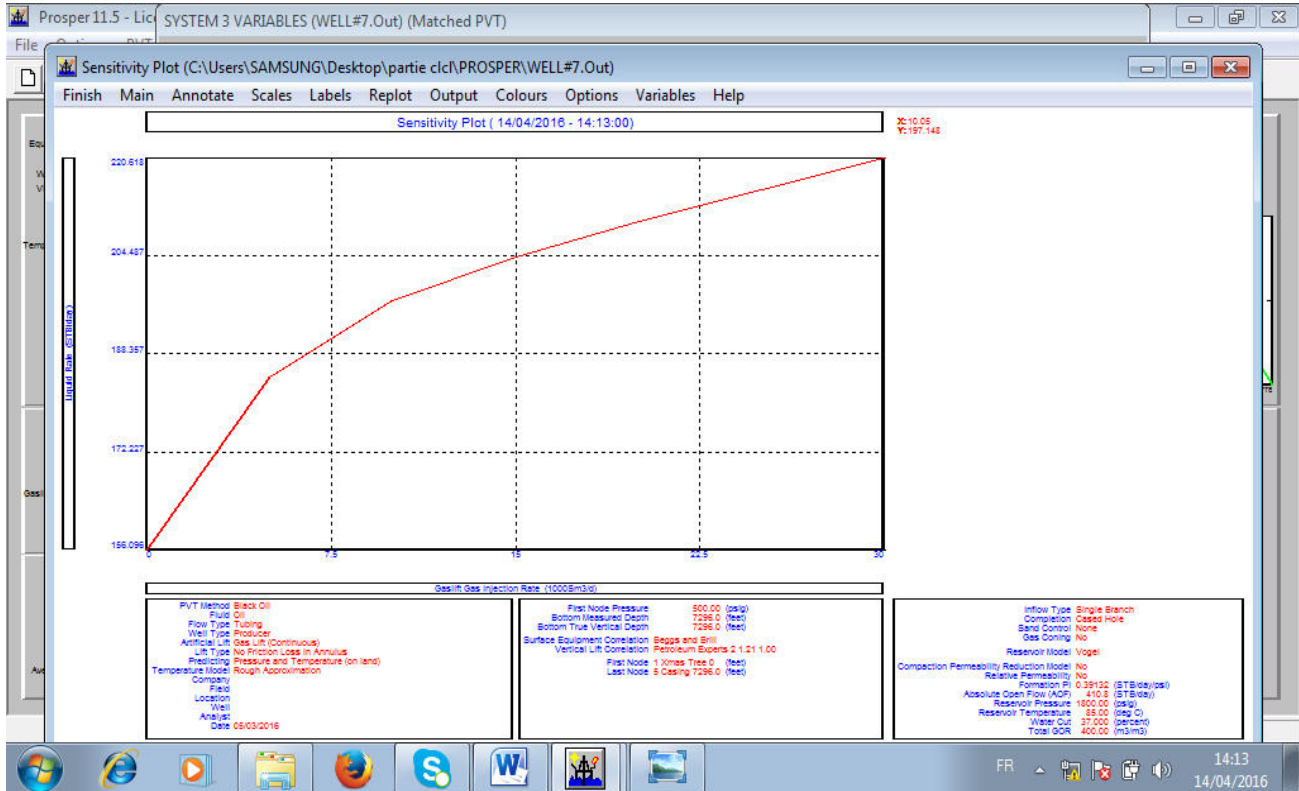


FIG : IV.8- LES VARIATIONS DES DEBITS LIQUIDES EN FONCTION DES QUANTITES DU GAZ INJECTEES

D'après le graphe, on remarque que le débit liquide augmente proportionnellement avec le volume du gaz injecté.

### IV.3 ETAPE : GAP SOFTWARE

Après l'obtention des modèles réels des puits à partir du PRSPER, on a importé les données vers GAP(logiciel complémentaire du PROSPER).

On a créé un NETWORK englobe tous les puits dans un réseau de collecte (voir le schéma)

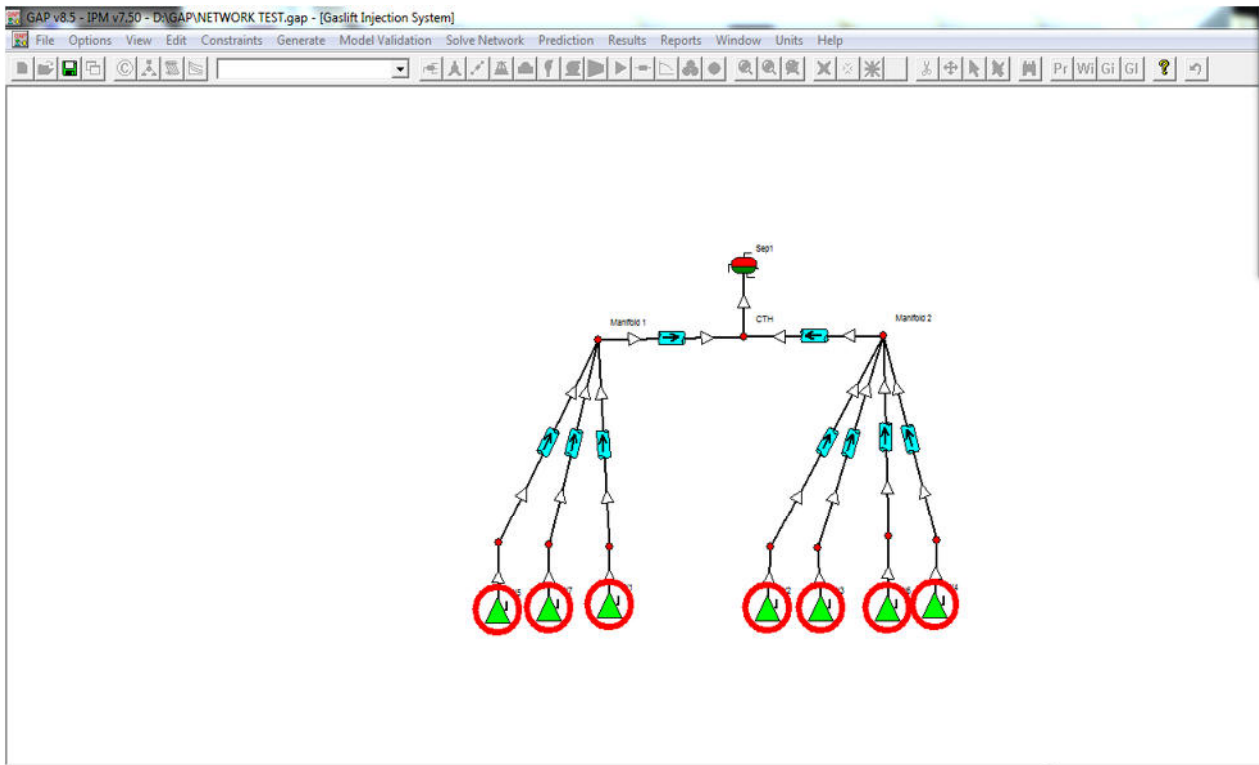


FIG : IV.9- NETWORK DES Puits OBTENUE PAR GAP-SOFTWARE

La nouvelle distribution de la quantité du gaz-lift injectées à partir du GAP est exprimée dans le tableau suivant :

Compare measured and estimated rates for VLP/IPR wells

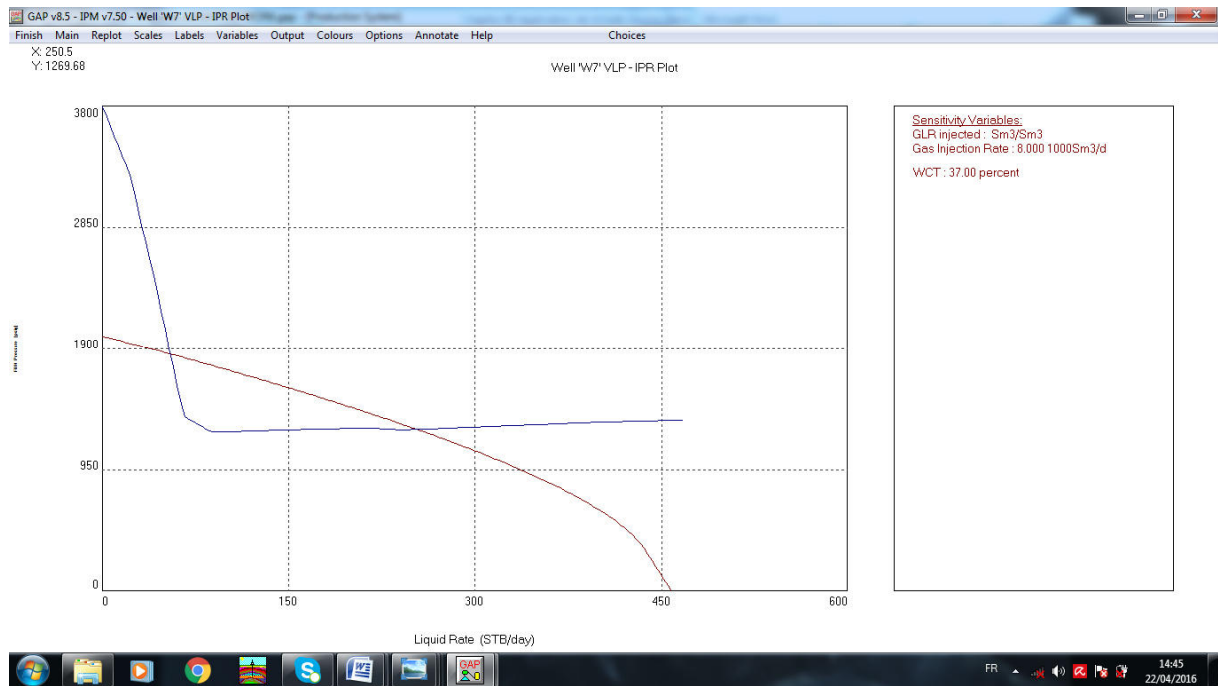
Well Label	Measured								VLP & IPR	
	Reservoir Pressure	IPR Offset dP	Gas inj. rate	Manifold Pressure	Casing Pressure	Liquid Rate	WCT	GOR		
	psig	psi	1000Sm <sup>3</sup> /d	psig	psig	STB/day	percent	Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>		
W1	2170	0	10	798		747	51	416	Edit	Plot
W2	2170	0	8	860		828	44	375	Edit	Plot
W3	2000	0	10	770		300	85	330	Edit	Plot
W4	2200	0	24	525		500	60	350	Edit	Plot
W5	2150	0	8	565		364	86	2000	Edit	Plot
W6	2200	0	27	800		385	82	2200	Edit	Plot
W7	2000	0	8	551		200	37	280	Edit	Plot

FIG : IV.10- LES NOUVEAUX VOLUMES DU GAZ INJECTEE

Compare measured and estimated rates for VLP/IPR wells

Well Label	Measured								VLP & IPR	
	Reservoir Pressure	IPR Offset dP	Gas inj. rate	Manifold Pressure	Casing Pressure	Liquid Rate	WCT	GOR		
	psig	psi	1000Sm <sup>3</sup> /d	psig	psig	STB/day	percent	Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	Edit	Plot
W1	2170	0	10	798		747	51	416	Edit	Plot
W2	2170	0	8	860		828	44	375	Edit	Plot
W3	2000	0	10	770		300	85	330	Edit	Plot
W4	2200	0	24	525		500	60	350	Edit	Plot
W5	2150	0	8	565		364	86	2000	Edit	Plot
W6	2200	0	27	800		385	82	2200	Edit	Plot
W7	2000	0	8	551		200	37	280	Edit	Plot

La fenêtre plot dans le tableau ci-dessus nous donne les plots qui représentent les nouveaux points de fonctionnement.



**FIG : IV.11- POINT DE FONCTIONNEMENT IPR /VLP PAR L'INJECTION GAS-LIFT (APRES L'OPTIMISATION)**



**IV.3.1 Résultat final :**

Name	GL injecter avant Msm <sup>3</sup> /d	débit de liquide BPD	GL injecter après Msm <sup>3</sup> /d	débit de liquide après l'optimisation BPD
HR#1	15	747	10	850
HR#2	10	828	8	735
HR#3	10	300	10	310
HR#4	15	500	24	412
HR#5	8	364	8	363
HR#6	25	385	27	364
HR#7	10	200	8	253

FIG : IV.12- LES DEBITS DE LIQUIDE EN FONCTION DES NOUVELLES QUANTITES DU GAZ

**IV.3.2 Interprétation :**

L'analyse de sensibilité au débit d'injection est faite pour sélectionner le débit optimum du gaz injecter dans les conditions existantes le points d'injection optimum correspond au point ou l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile ou même chuter la production si le débit est très grand c.-à-d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible d'après les courbes qui montrent le débit du liquide en fonction du débit de gaz injecter (tableau) on constate que :

Pour les puits (**HR#1 et HR#7**) les deux sont des bons qui nous donnent des débits important, mais on remarque que le débit de liquide augmente énormément avec une augmentation légère de débit de gaz injecté.

Pour les puits (**HR#3 et HR#5**) GAP n'a pas changé les débits de gaz injectés, ce qui explique que les débits utilisés actuellement sont satisfaisant pour une production optimale.

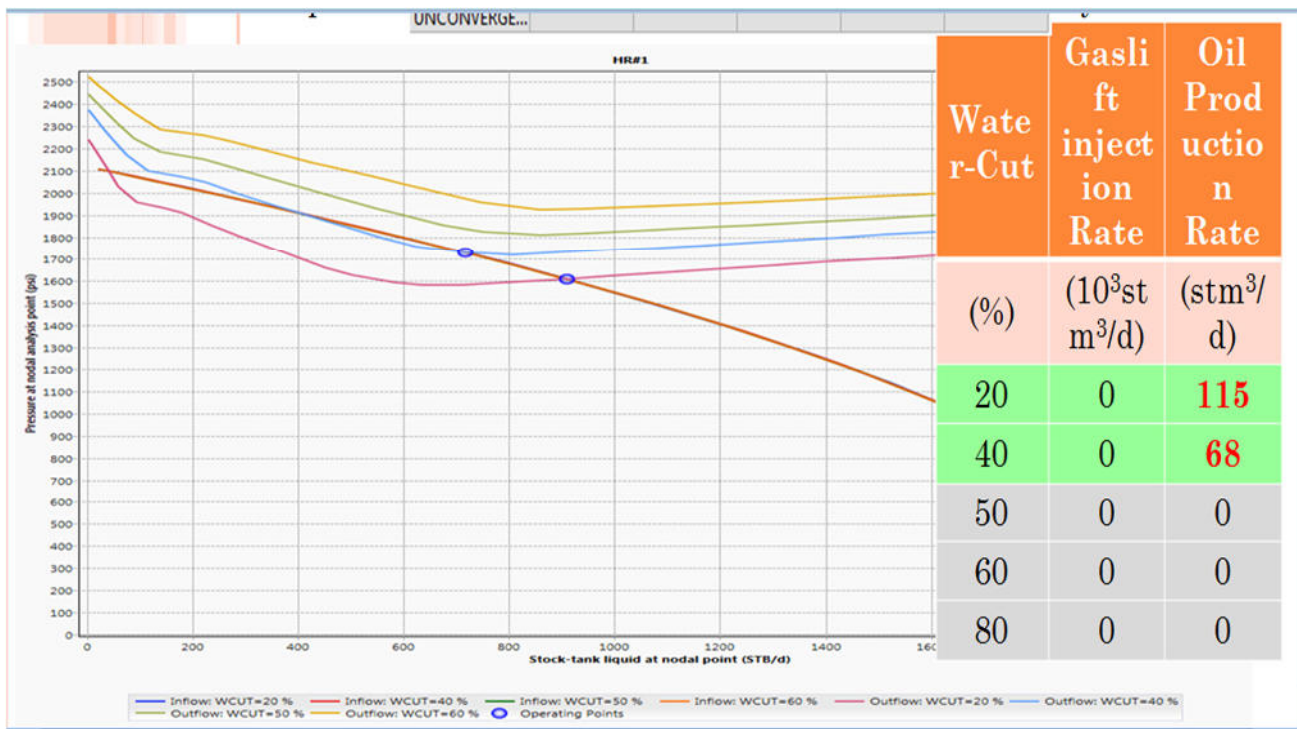
Pour les puits (**HR#4 et HR#6**) L'augmentation du volume de gaz injecté provoque une chute de production ce qui montre que les puits sont dans le régime critique et les débits injectés actuellement sont les plus convenables et toute addition du gaz va égoergée les puits.

Pour les puits (HR#2) l'abaissement dans le débit de gaz injecté crée une chute de production cette chute est le résultat de l'élévation de la différence de pression au fond de puits engendrée par l'élévation de la pression du fond.

**IV.3.3 Remarque**

**Effet de water-cut :**

La figure ci- après montre l'effet de water cut sur le débit de production, On voit clairement que l'augmentation du water cut est inversement proportionnelle à la production. Donc le water-cut a un effet négatif, et pose un problème futur très sérieux l'analyse permet de déterminer les différents débits de liquide en fonction d'augmentation du water-cut.



**FIG : IV.13- EFFET DE WATER-CUT SUR LA PRODUCTION D'HUILE**

## Conclusion et Recommandation

---

### CONCLUSION :

Le gaz lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression d'hydrostatique ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif.

Dans notre étude on a étudié le paramètre le plus important qui influe sur l'optimisation de gaz lift pour cela on a utilisé logiciel PROSPER pour améliorer la performance des puits.

Le gaz lift est une technique d'activation très simple qui a prouvé une très bonne efficacité dans l'anneau d'huile de HASSI R'MEL, mais suivant les tests de sensibilité qu'on a fait, On aperçoit que l'excès ou la manque de gaz entrave beaucoup la production c'est pour cela l'exactitude des volumes injectés est très importante.

### RECOMMANDATION :

On propose quelques recommandations qui peuvent contribuer dans l'optimisation de la production des puits de l'anneau d'huile de HASSI R'MEL :

- ✚ Etalonnage périodique des instruments de mesure tel que les manomètres de pression, dispositifs de mesure des débits et thermocouples.
  
- ✚ Faire les programmes de surveillance selon l'état la production des puits.
  
- ✚ Faire des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement du réservoir.
  
- ✚ Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.
  
- ✚ Faire une étude sur le positionnement des perforations et la hauteur à perforer pour retarder l'arrivé du gaz et de l'eau
  
- ✚ Equiper les puits par le système de télémétrie (SCADA).

## Annexes

### Annexe 1 : TABLE DE CONVERSION DES UNITES DE MESURES

<b>viscosité</b>	1 cP	=	0,001	pascal.sec
	1 cSt	=	0,000001	m2.sec
	1 cSt	=	0,00155	in2/sec

<b>viscosité</b>	1 pascal.sec	=	1000	cP
	1 m2.sec	=	1000000	cSt
	1 in2/sec	=	645,1613	cSt

<b>poids</b>	1 lbs	=	0,454	kg
	1 ounce	=	28,350	g
	1 grain	=	64,800	mg
	1 short tons	=	987,190	kg
	1 long tons	=	1016,100	kg

<b>poids</b>	1 kg	=	2,205	lbs
	1 g	=	0,0353	ounce
	1 mg	=	0,0154	grain
	1 metric ton	=	1,0130	short tons
	1 metric ton	=	0,9842	long tons

<b>débit</b>	1 bbls/day	=	0,006625	m3/ hour
	1 bbls/day	=	0,159	m3/ day
	1 cft/day	=	0,02832	m3/ day

<b>débit</b>	1 m3/ hour	=	150,94	bbls/day
	1 m3/ day	=	6,29	bbls/day
	1 m3/ day	=	35,314	cft/day

<b>température</b>	$1^{\circ}\text{F} = (1,8 \times ^{\circ}\text{C}) + 32$			
	$1^{\circ}\text{F} / \text{ft} = 1,8 \text{ } ^{\circ}\text{C} / \text{m}$			
	$^{\circ}\text{R} = ^{\circ}\text{F} + 459,7 = 1,8 \text{ } ^{\circ}\text{K}$ degrés absolus			
	$^{\circ}\text{K} = (^{\circ}\text{F} + 459,7) / 1,8$			

<b>température</b>	$1^{\circ}\text{C} = (^{\circ}\text{F} - 32) / 1,8$			
	$1^{\circ}\text{C} / \text{m} = 0,55 \text{ } ^{\circ}\text{F} / \text{ft}$			
	$^{\circ}\text{R} = (1,8 \text{ } ^{\circ}\text{C}) + 491,7 = 1,8 \text{ } ^{\circ}\text{K}$ degrés absolus			
	$^{\circ}\text{K} = ^{\circ}\text{C} + 273$			

<b>densité</b>	1 lbs/ gal	=	8,3370	kg/ dm3
	API*	=	(141.5/ sp. Gr.) - 131.5	
<b>gradient</b>	1 sp. Grav.	=	0,4335	psi/ft
<b>flotaison</b>	buoy. Factor	=	(7,851 -sp. Gr) / 7,851	

<b>densité</b>	1 kg/ dm3	=	0,12	lbs/ gal
	sp. Grav.	=	141.5/ (131.5 + sp. Gr)	
<b>gradient</b>	1 sp. Grav.	=	0,10	kg/cm2/m
<b>flotaison</b>	buoy. Factor	=	(7,851 -sp. Gr) / 7,851	

<b>couple</b>	1 ft.lbs	=	0,138	kg.m
---------------	----------	---	-------	------

<b>couple</b>	1 kg.m	=	7,2330	ft.lbs
---------------	--------	---	--------	--------

<b>GOR / GLR</b>	1 ft3 / bbl	=	0,1781	m3/m3
------------------	-------------	---	--------	-------

<b>GOR / GLR</b>	1 m3/m3	=	5,615	ft3 / bbl
------------------	---------	---	-------	-----------

<b>IP</b>	1 bpd/ psi	=	0,2262	(m3/d)/(kg/cm2)
-----------	------------	---	--------	-----------------

<b>IP</b>	1 (m3/j)/(kg/cm2)	=	4,420	bpd/ psi
-----------	-------------------	---	-------	----------

<b>débit surface</b>	6000 bbls/ day	=	8,020	ft/s
	7 in2			(flowing speed)

<b>débit surface</b>	10 l/s	=	249,525	cm/s
	40 cm2			(flowing speed)

<b>vitesse</b>	1 ft/s	=	1,0973	km/h
	1 ft/mn	=	0,508	cm/s

<b>vitesse</b>	1 km/h	=	0,911	ft/s
	1 cm/s	=	1,969	ft/mn

<b>salinité</b>	1 grain/gal US	=	58,4200	g/l
-----------------	----------------	---	---------	-----

<b>salinité</b>	1 g/l	=	0,017	grain/gal US
-----------------	-------	---	-------	--------------

<b>énergie</b>	1 btu	=	1055,10	Joule
----------------	-------	---	---------	-------

<b>énergie</b>	1 joule	=	0,000948	btu
	1 joule	=	0,2388	cal
	1 joule	=	0,1020	kgm

### Annexe 2 : GLOSSAIRE

**API American Petroleum Institute** : Institut américain dont l'objet principal est de normaliser les techniques et les équipements utilisés dans le milieu pétrolier.

**Densité API (Gravity) Densité API** : Densité d'un pétrole mesurée suivant une méthode Recommandée par l'API.

**Artificial Lift : Récupération assistée.** Application en fond de puits d'une énergie D'origine extérieure au puits pour relever les fluides d'un réservoir.

**Flowing Bottom Hole pressure : Pression d'écoulement en fond de puits.** La pression existant en face de la formation en phase de production.

**Gas-Lift Relevage au gaz.** Méthode de relevage artificiel dans laquelle l'énergie d'un gaz comprimé est utilisée pour faire remonter des fluides jusqu'à la surface. Le gaz est injecté en fond de puits.

**Gas Liquid Ratio (GLR) Ratio du gaz sur le liquide.** Quantité de gaz ramené aux conditions standards produit avec un mètre cube de liquide (huile plus eau). L'unité est souvent des m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

**Gas Oil Ratio (GOR) Ratio du gaz sur l'huile.** Quantité de gaz ramené aux conditions Standards produit avec un mètre cube d'huile. L'unité est souvent des m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>.

**IPR Relation physique des performances du réservoir (*Inflow Performance Relationship*).** Relation de la pression de fond en écoulement à la production pour un puits donné.

**P.I. Indice de productivité.** Ratio du débit produit sur le draw-down.

**Point de bulle :** Le point de bulle d'un gaz est la pression à laquelle ce gaz se libère de l'huile dans laquelle il était dissout pour devenir un gaz libre.

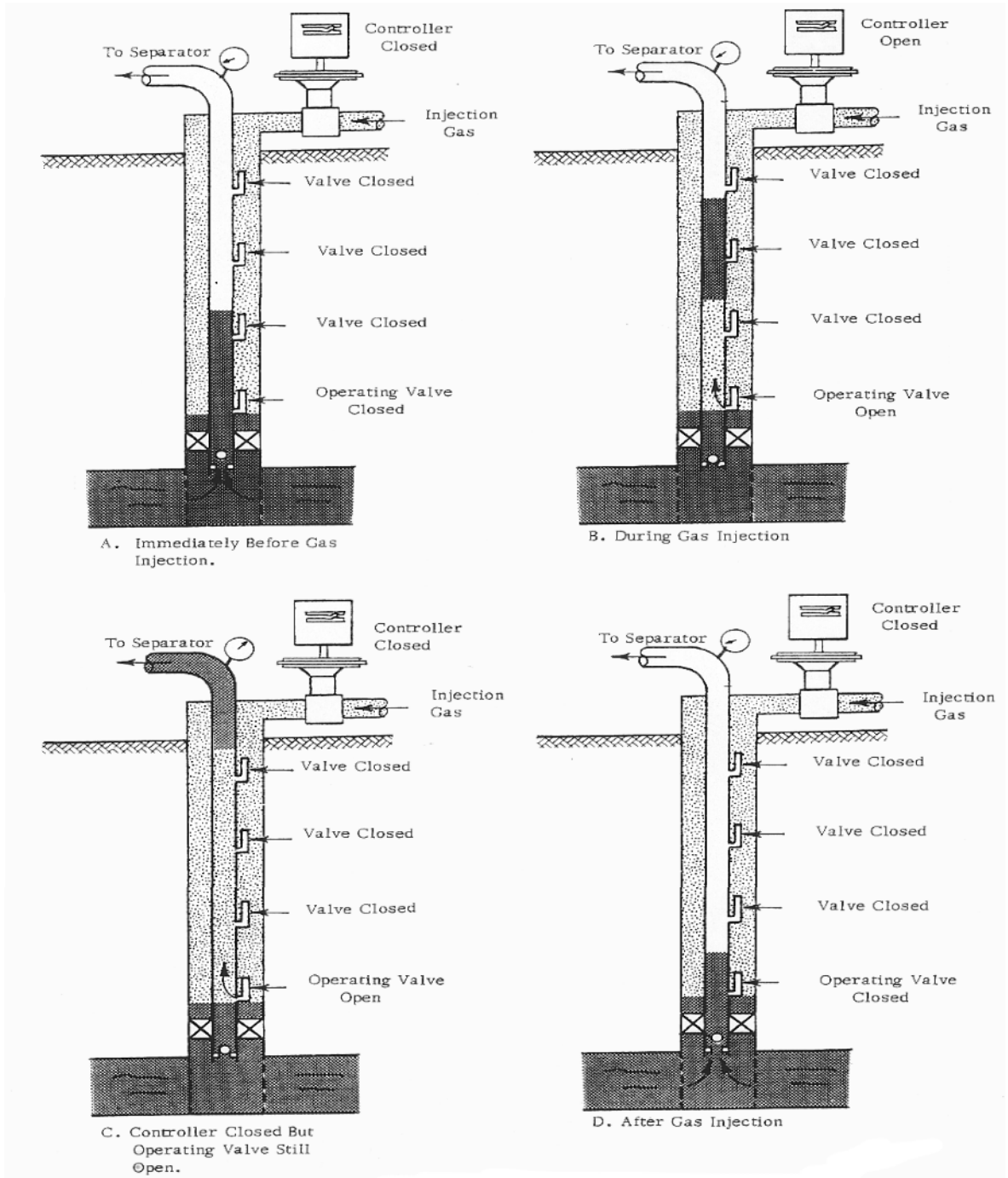
**Oil formation volume factor Bo :** Un volume d'huile dans le réservoir diminuera lors de sa remontée et de son passage aux conditions standards. Ceci s'explique par la libération du gaz dissout. Le 'oil formation volume factor. Bo est défini comme le volume de fluide du réservoir nécessaire pour produire un volume d'huile aux conditions standards.

**Viscosité** La viscosité de l'huile  $\mu_o$  dépend de la nature de l'huile, de la quantité de gaz en solution, de la température et de la pression. La viscosité de l'huile est normalement obtenue par l'analyse PVT des fluides échantillonnés. Toutefois, lorsque cette donnée n'est pas disponible, des corrélations peuvent être utilisées pour estimer la viscosité de l'huile aux conditions standards ou à différentes conditions du réservoir.

**Annexe3 : GAS-LIFT INTERMITTENT**

\* Cycles d'opérations pour gas-lift intermittent.

\* Gas-lift intermittent avec chambre.

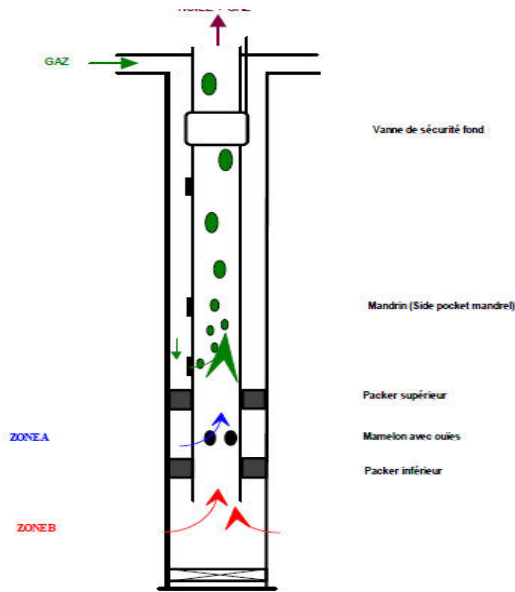




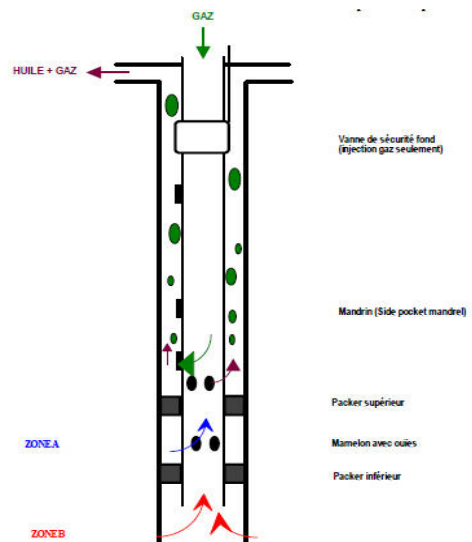
Annexe 3 :GAS-LIFT CONTINUE

Dessin A : Gas-lift direct

Complétion simple sélective

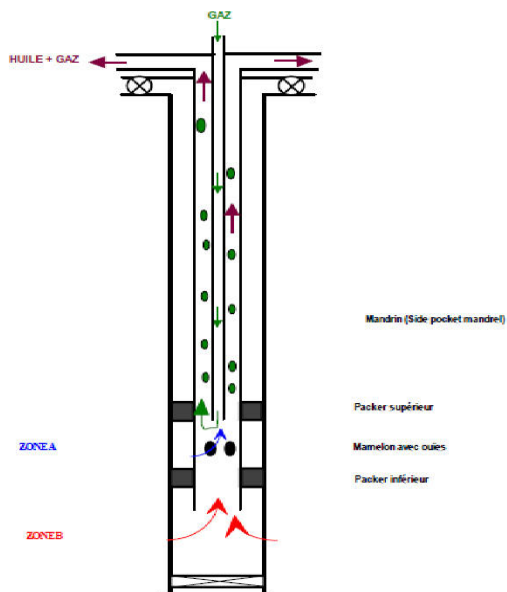


Dessin B : Gas-lift inverse  
Complétion simple sélective

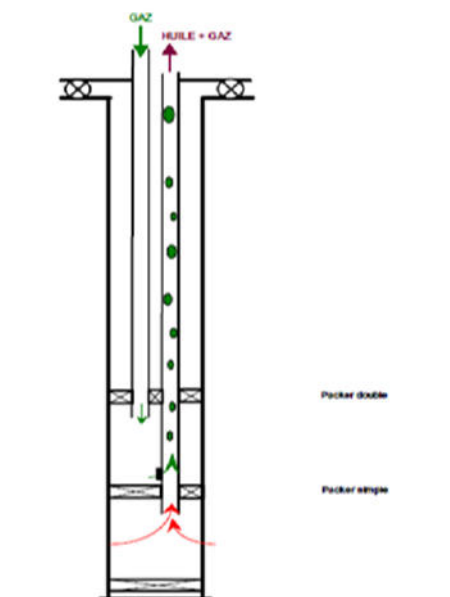


Dessin C : Gas-lift inverse  
parallèle.

Complétion sélective avec macaroni.

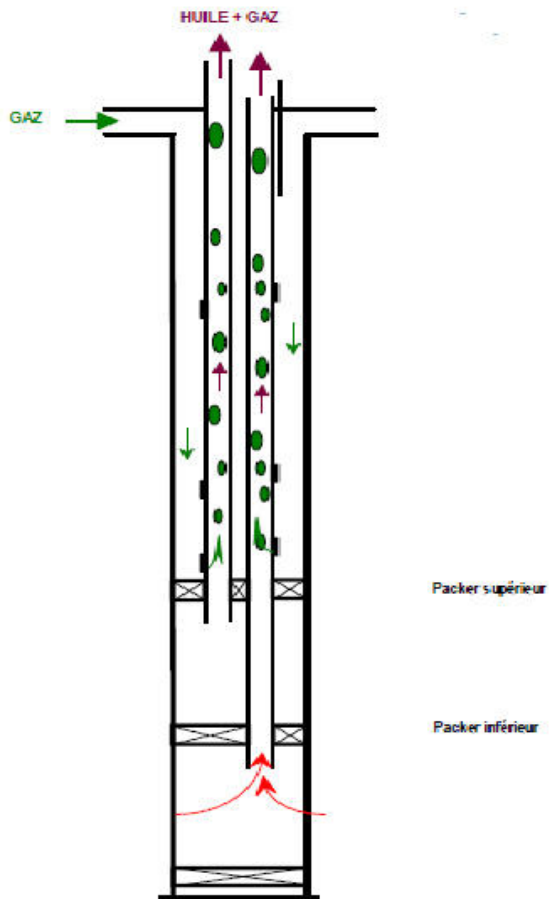


Dessin D : Gas lift  
Complétion double.

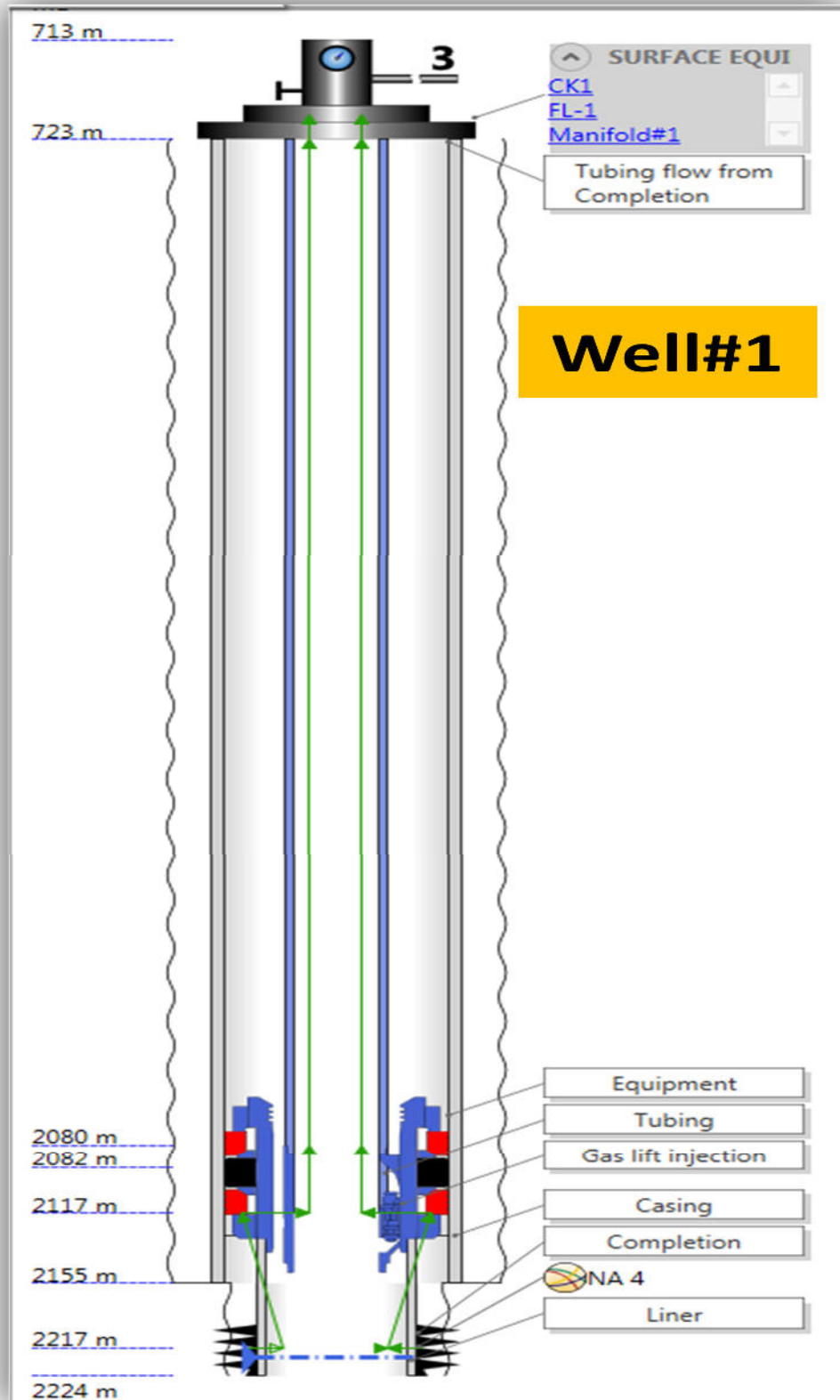


Dessin E : Gas lift double

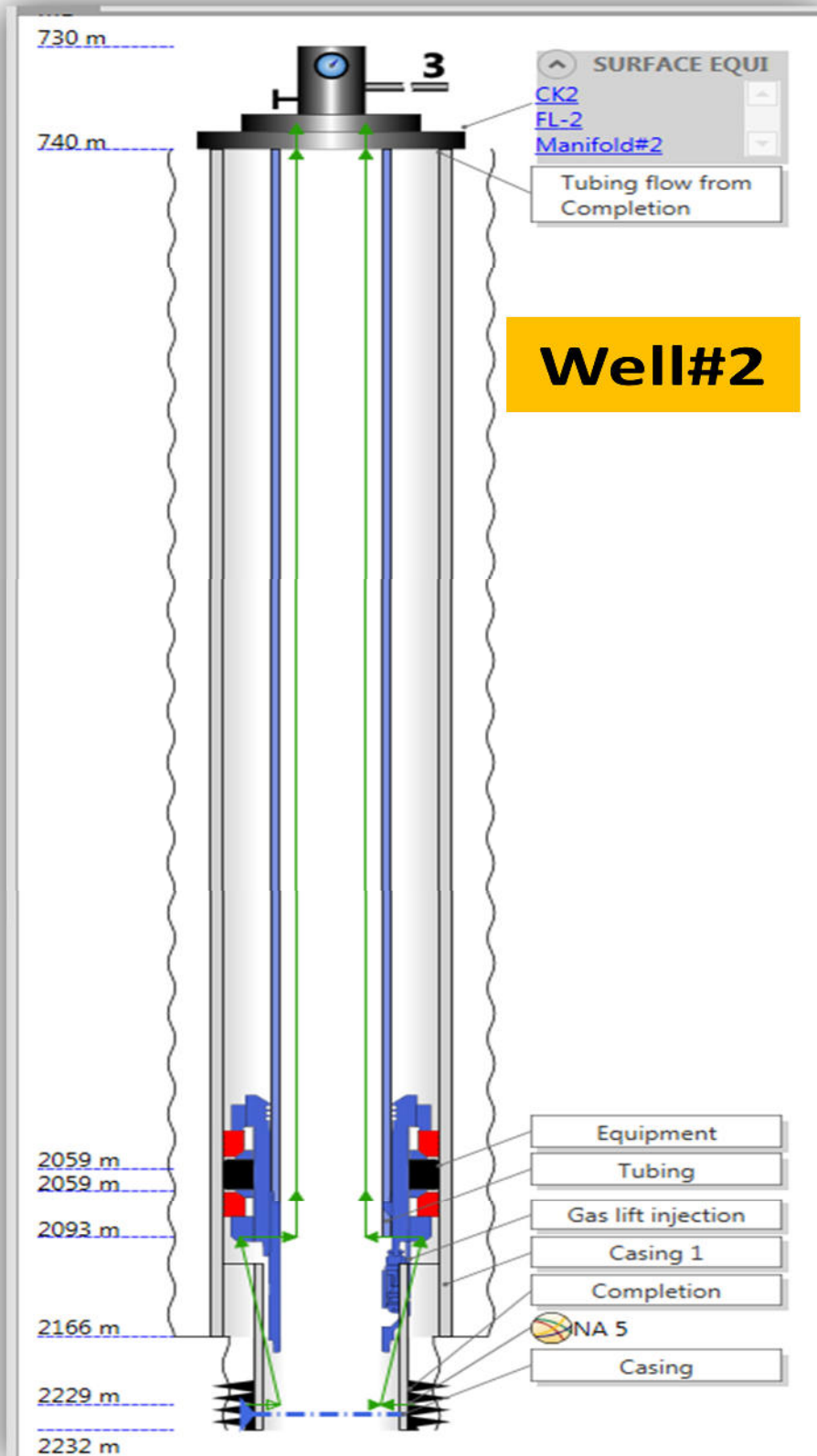
Complétion double



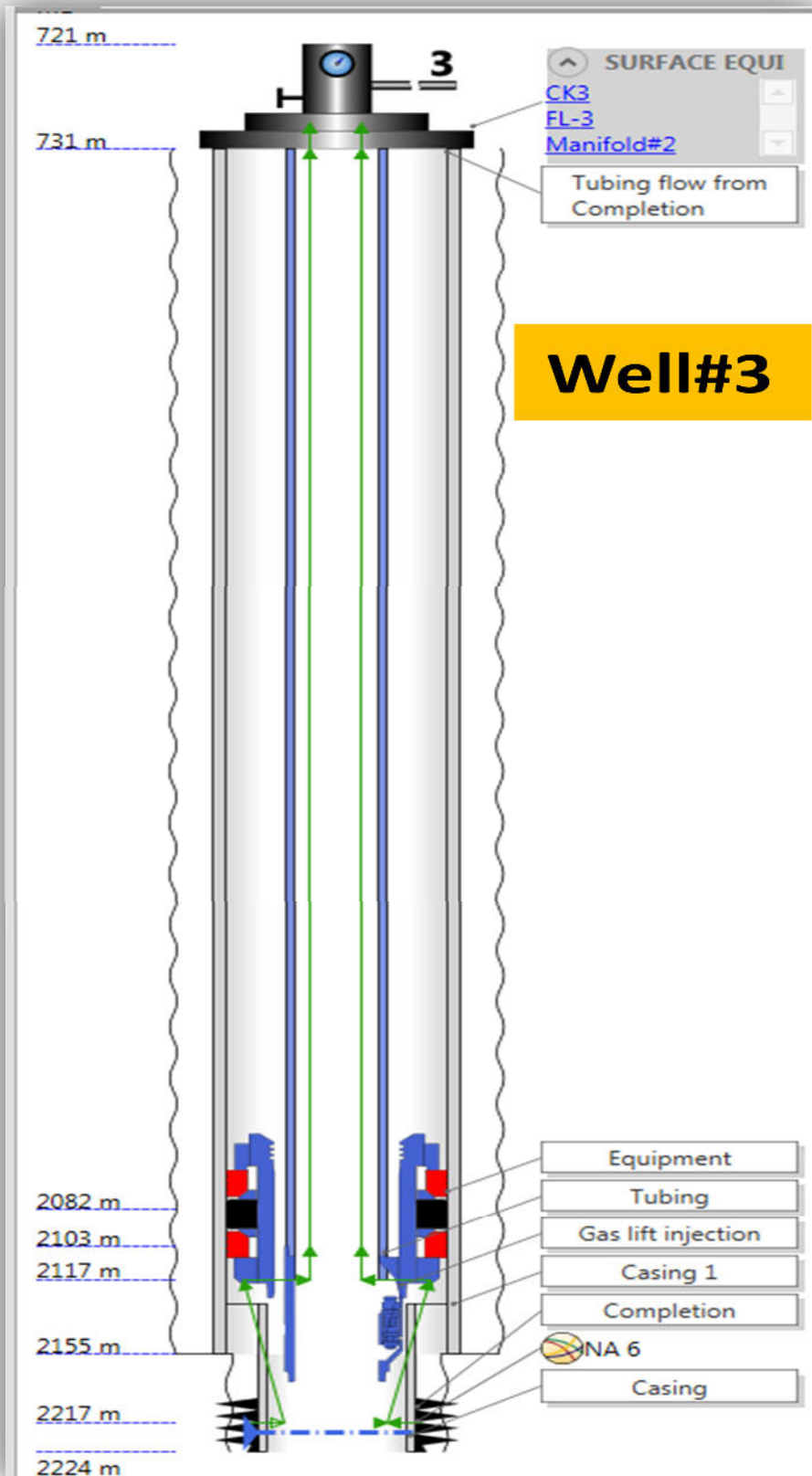
Annexe 4 : LES COMPLETION DES PUITES



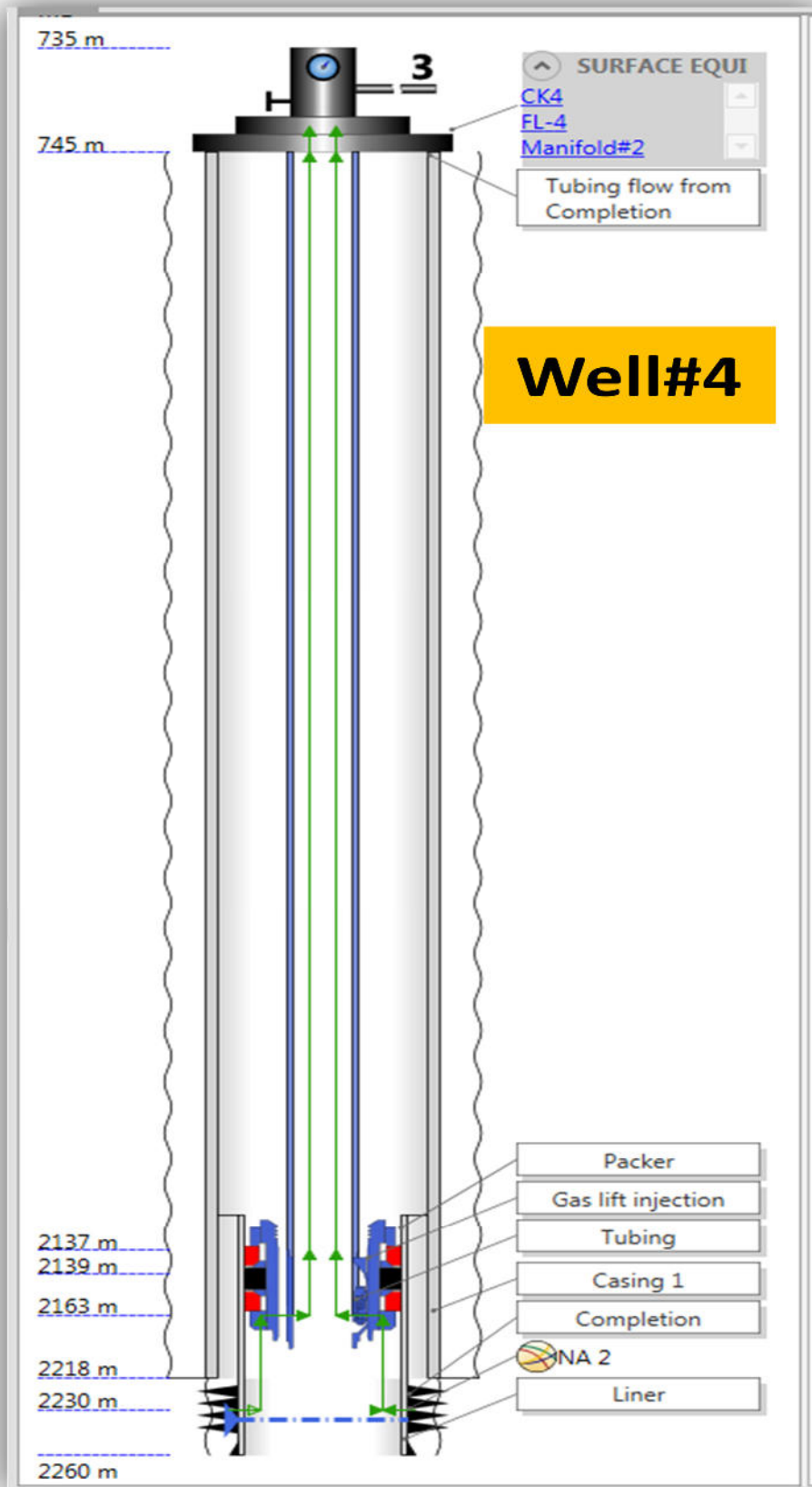
# Annexes



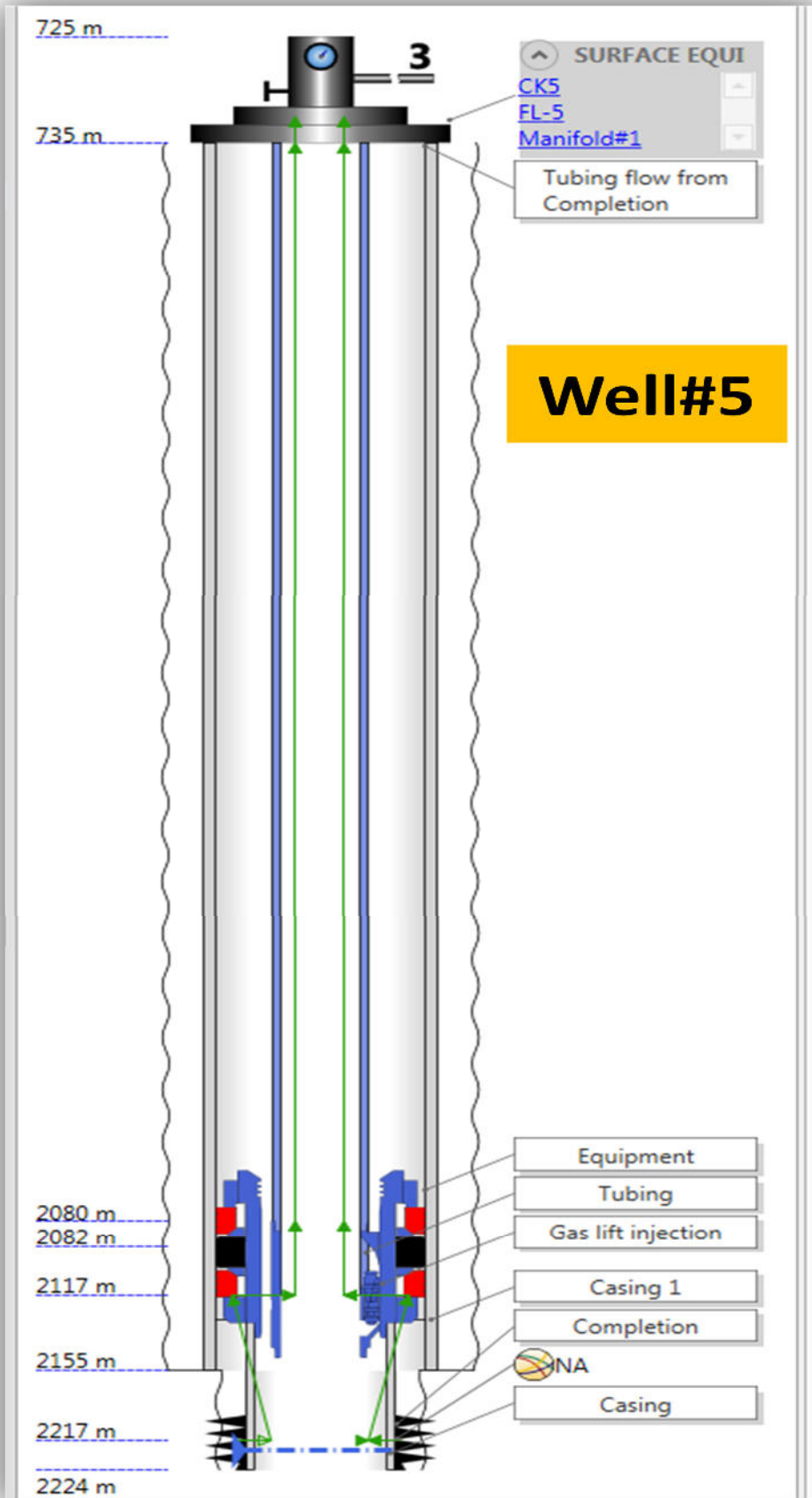
# Annexes



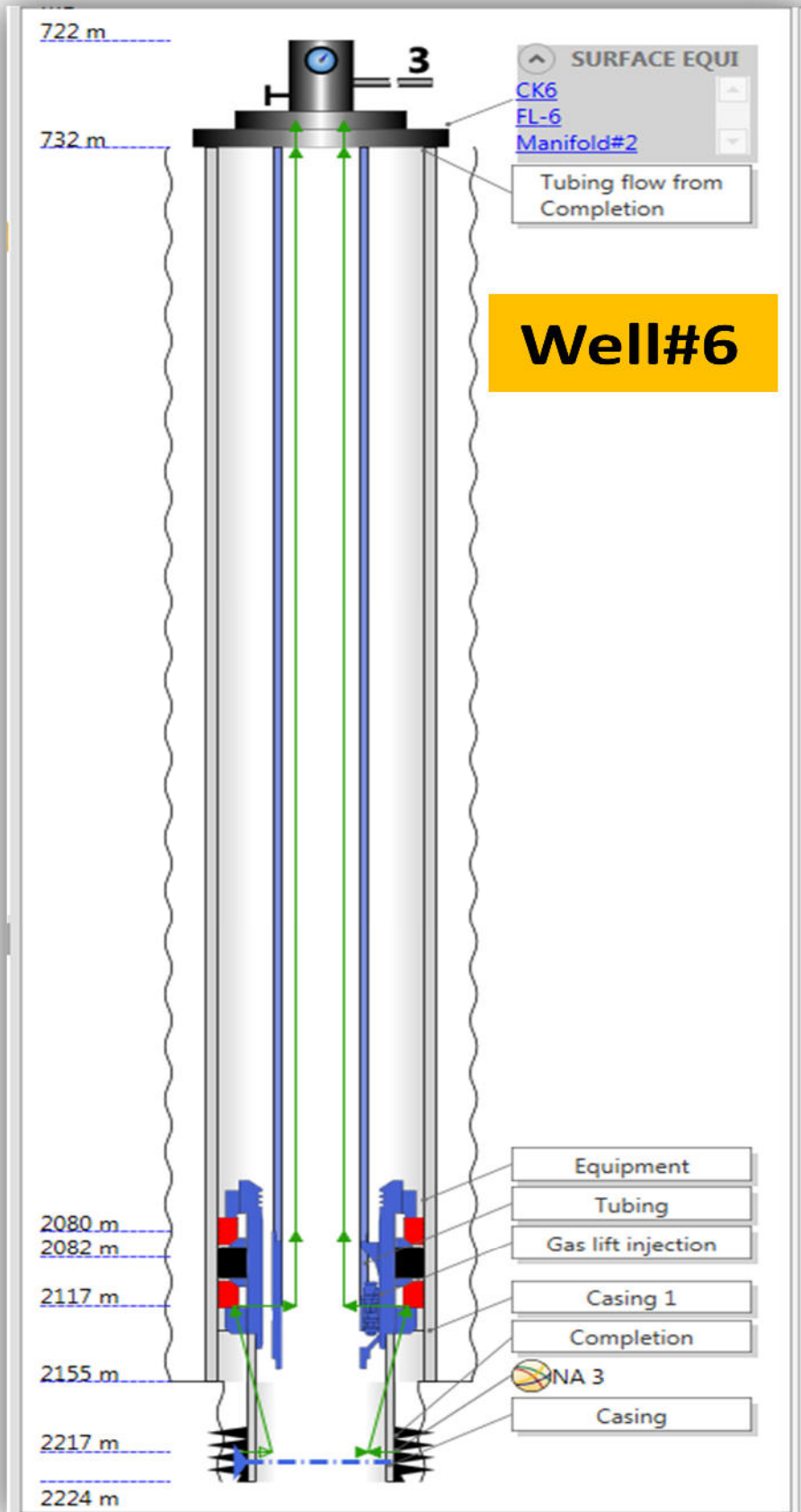
# Annexes

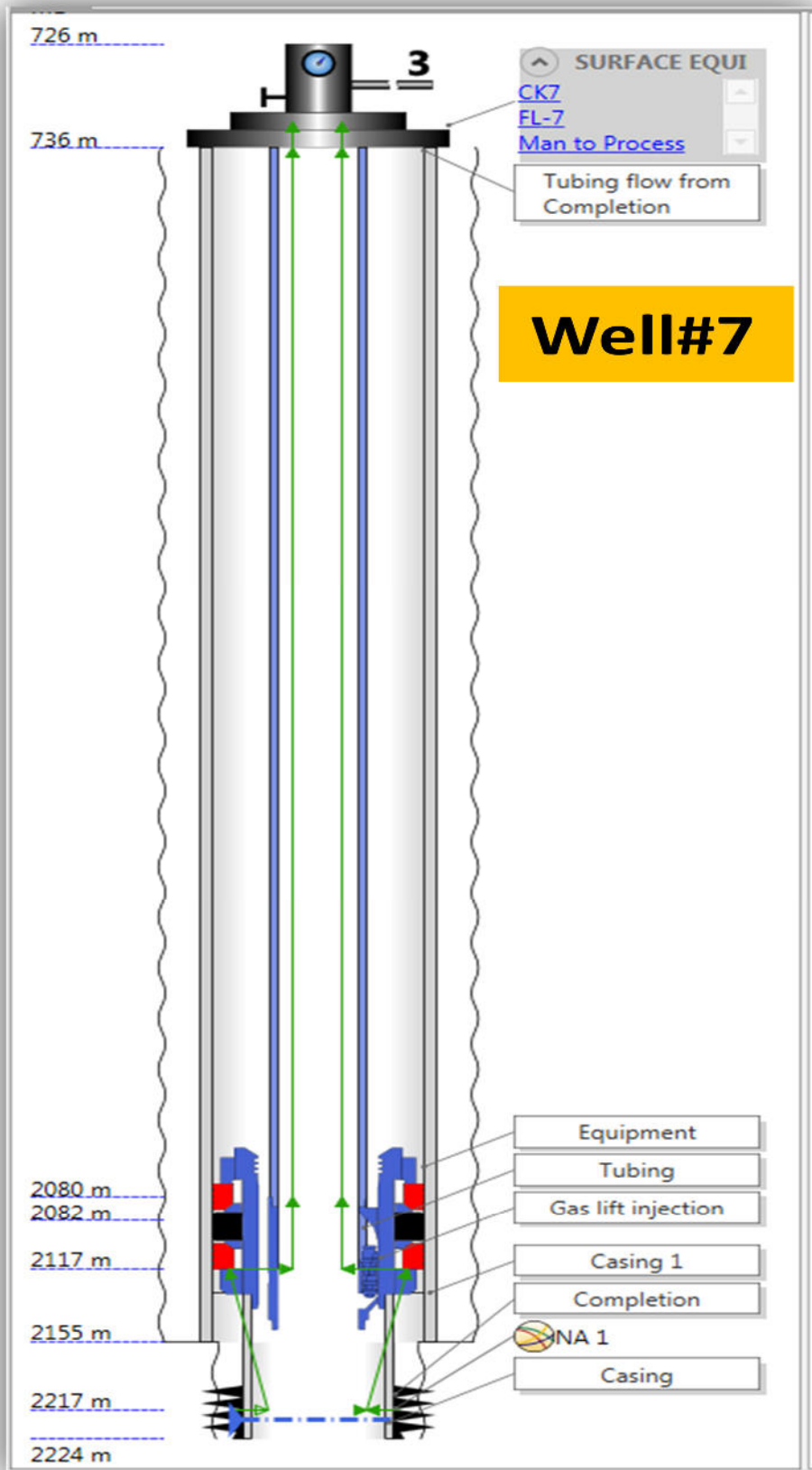






# Annexes

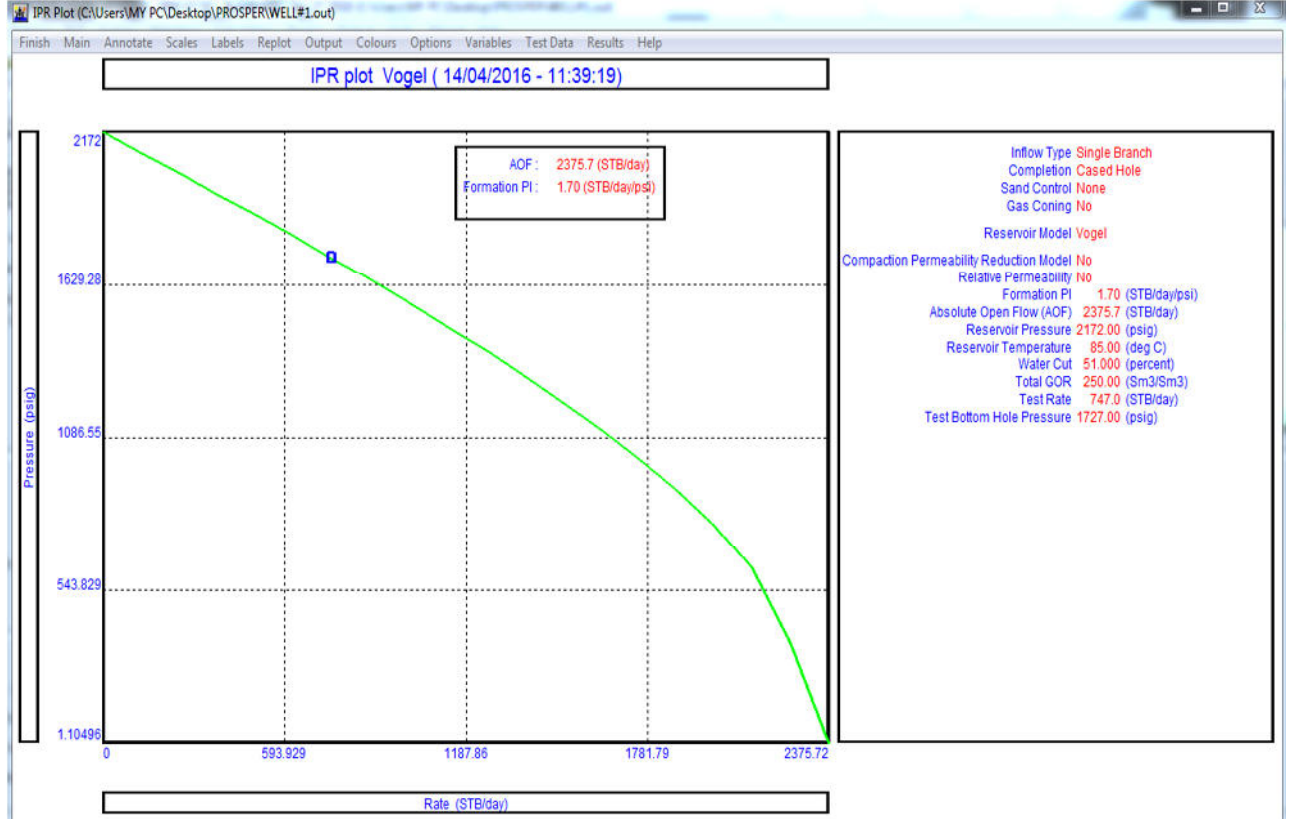




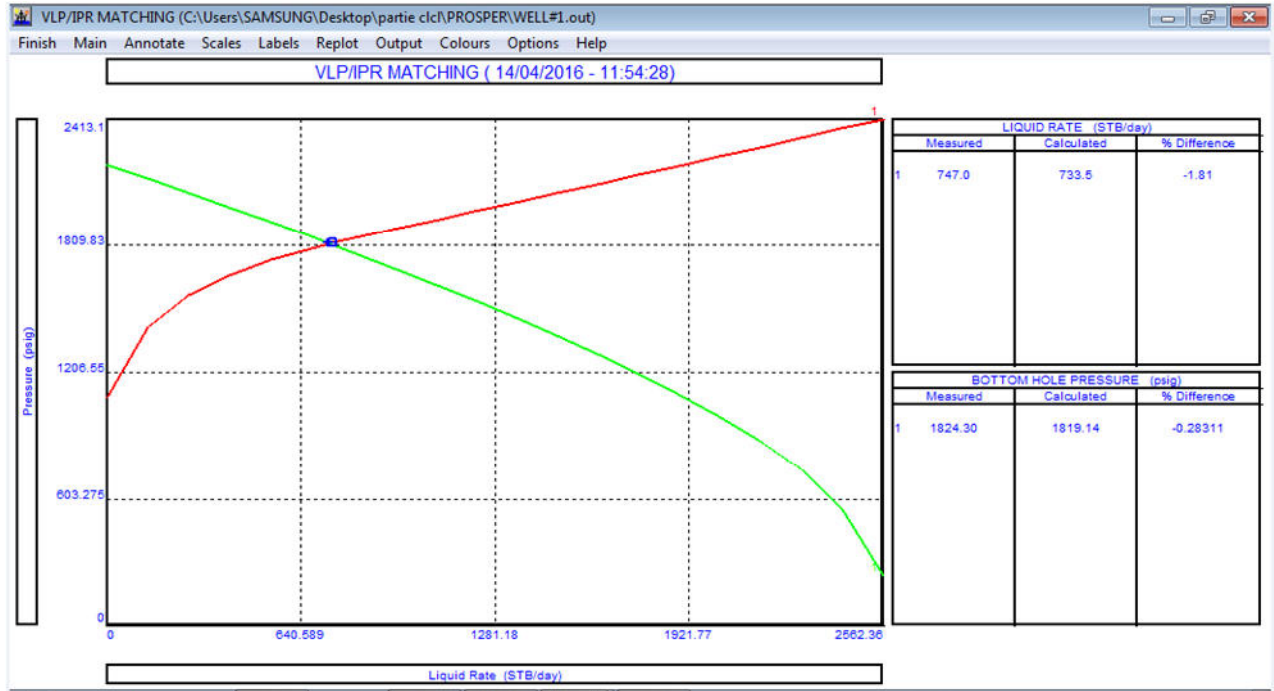
**Annexe 5 : LES MODELES DES Puits.**

**HR#1:**

**a) Inflow Performance Relationship (IPR) :**

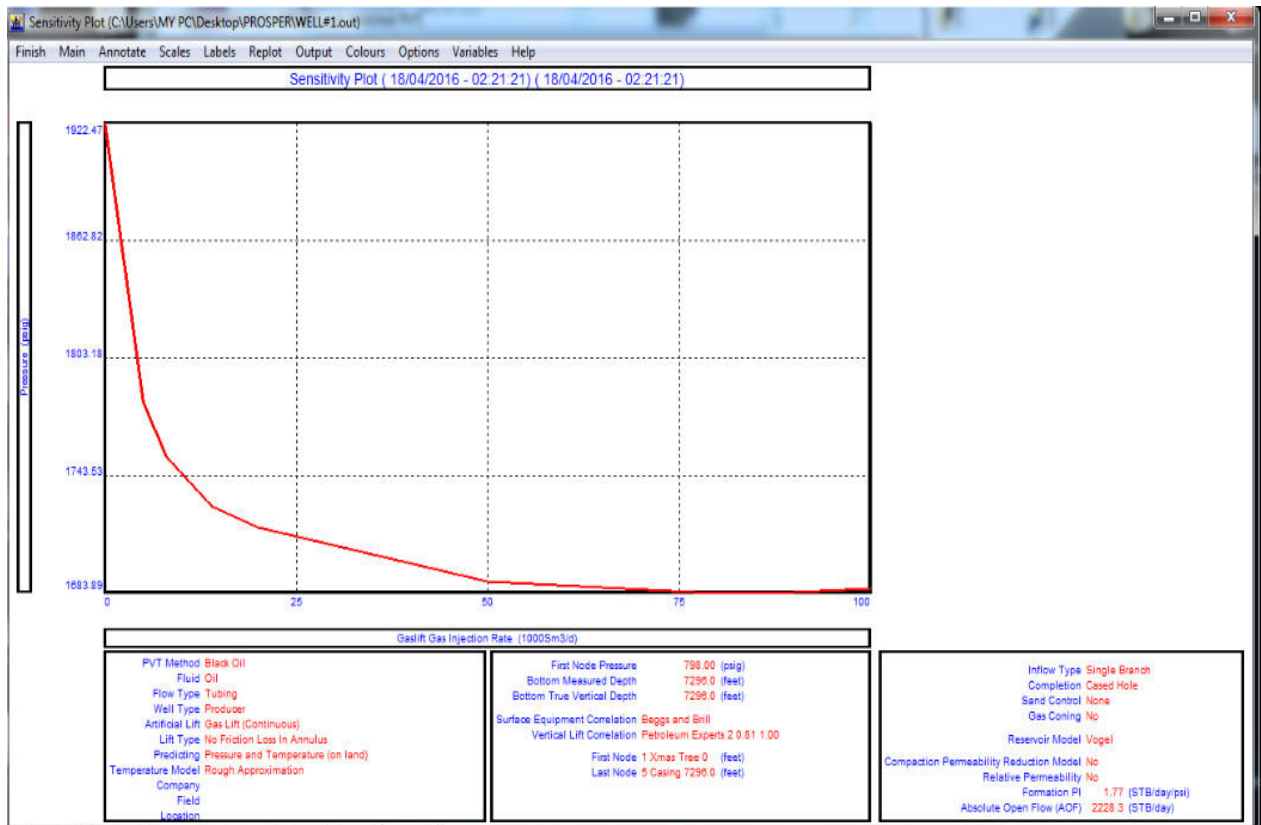


**b) Le point de fonctionnement IPR/VLP :**

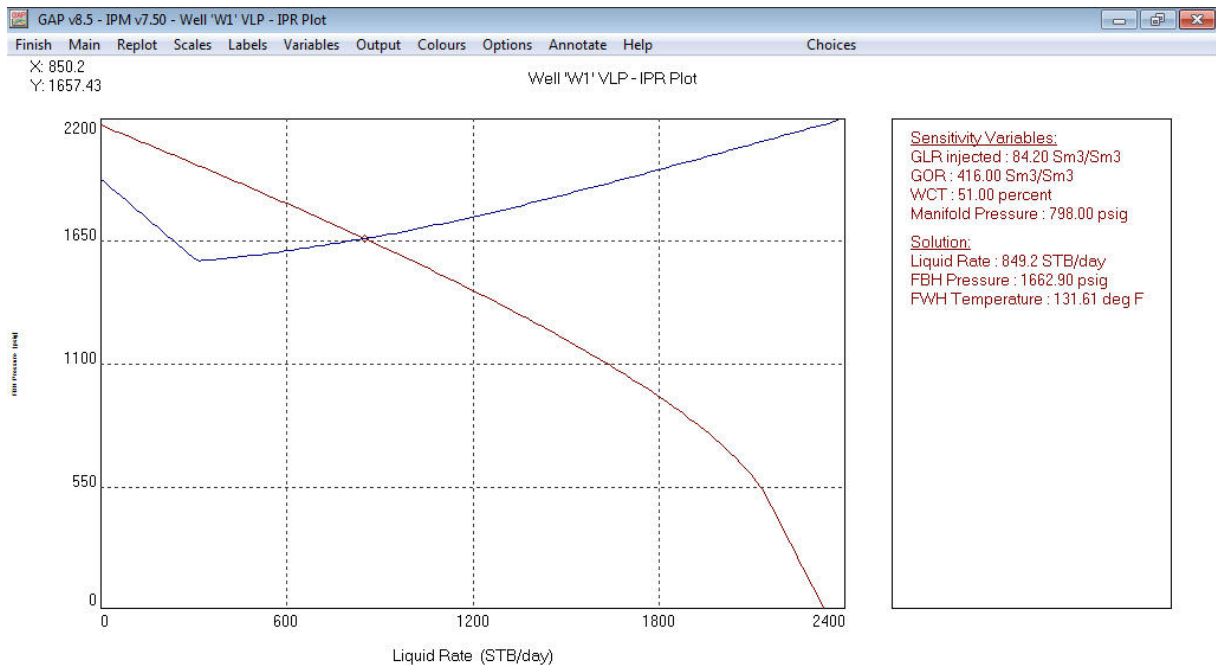


## Annexes

### c) Les variations de la pression de fond en fonction de la quantité gaz injecté :



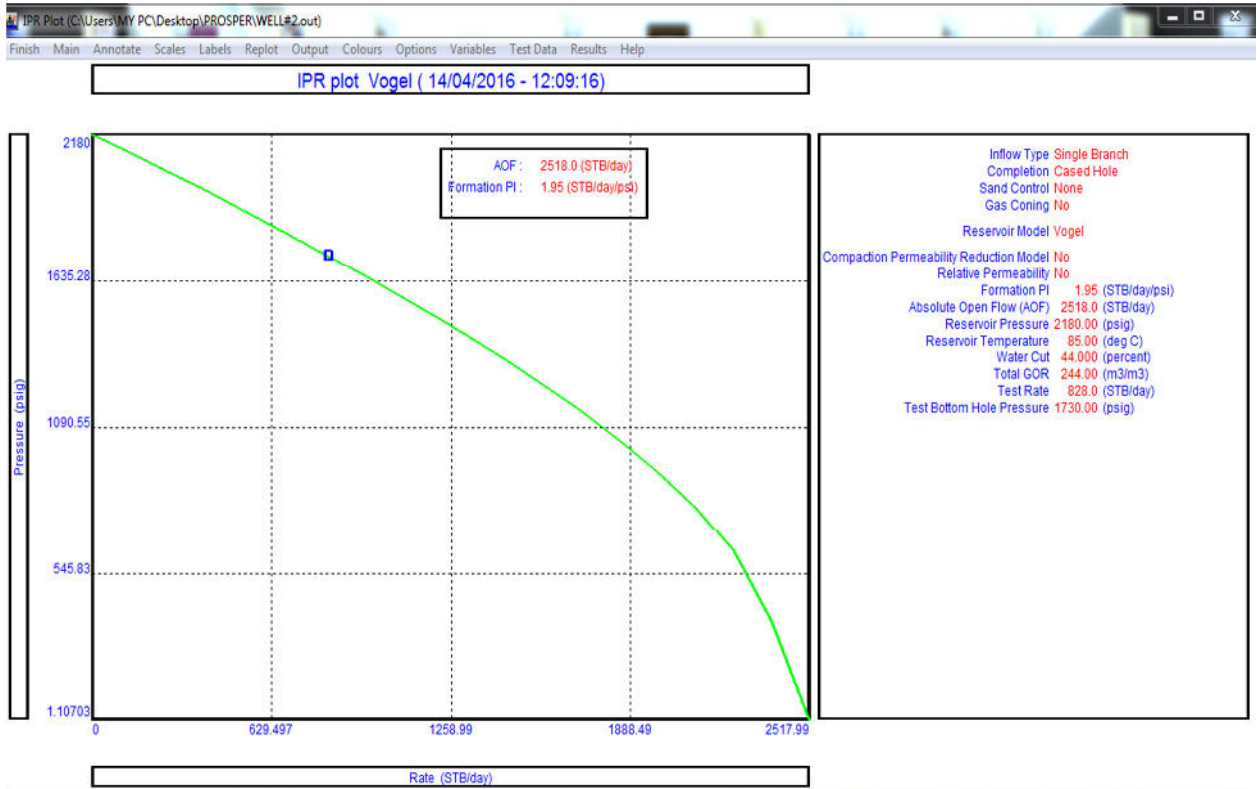
### d) Les résultats du GAP:



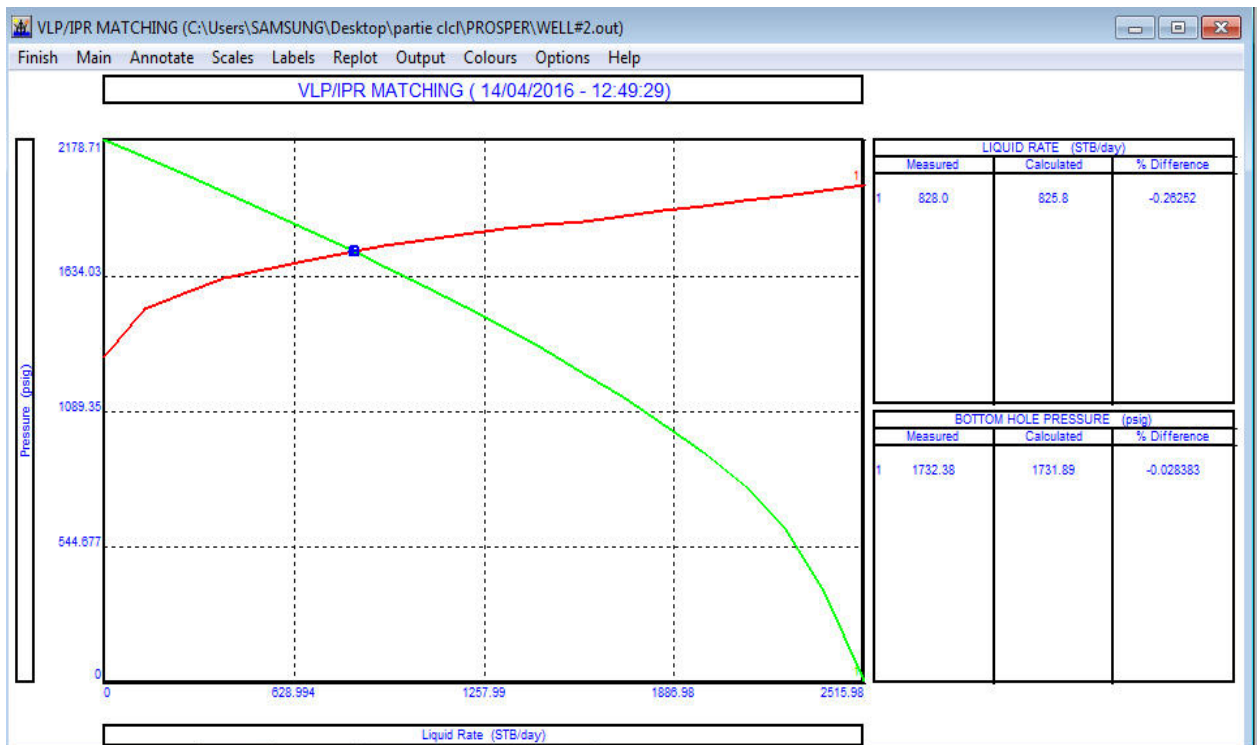
# Annexes

**HR#2:**

**a) Inflow Performance Relationship (IPR) :**



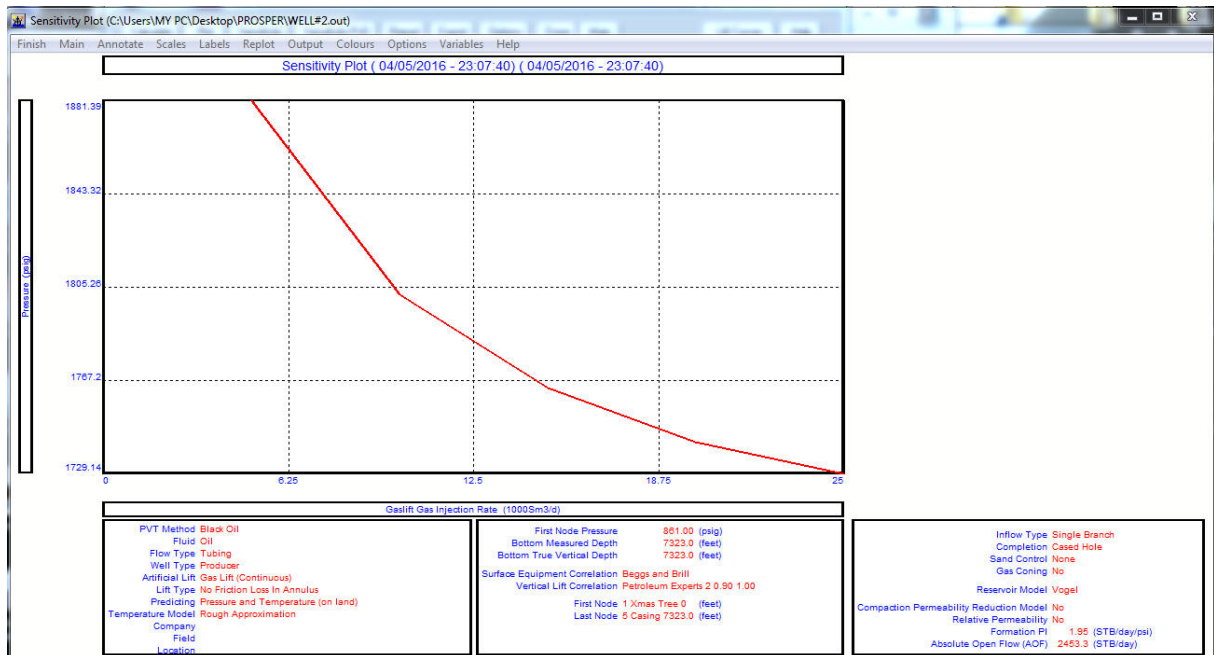
**b) Le point de fonctionnement IPR/VLP :**



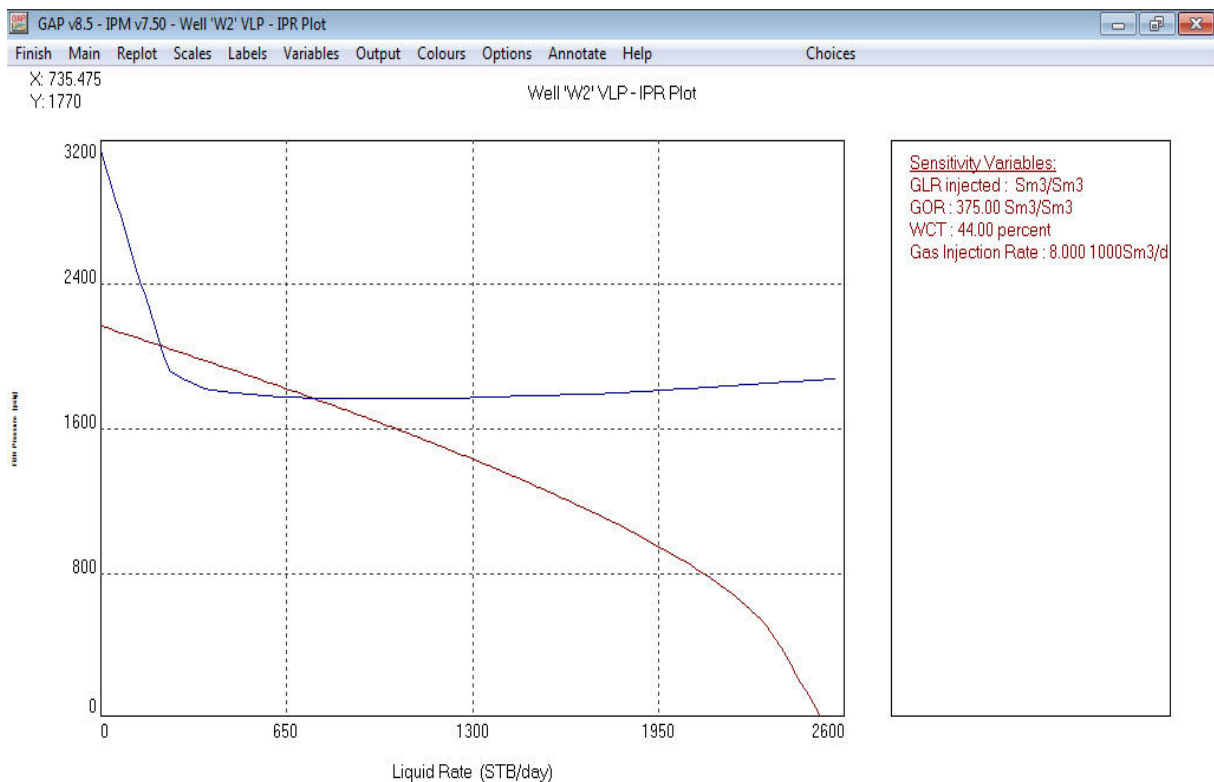


## Annexes

### c) Les variations de la pression de fond en fonction de la quantité de gaz injecté :



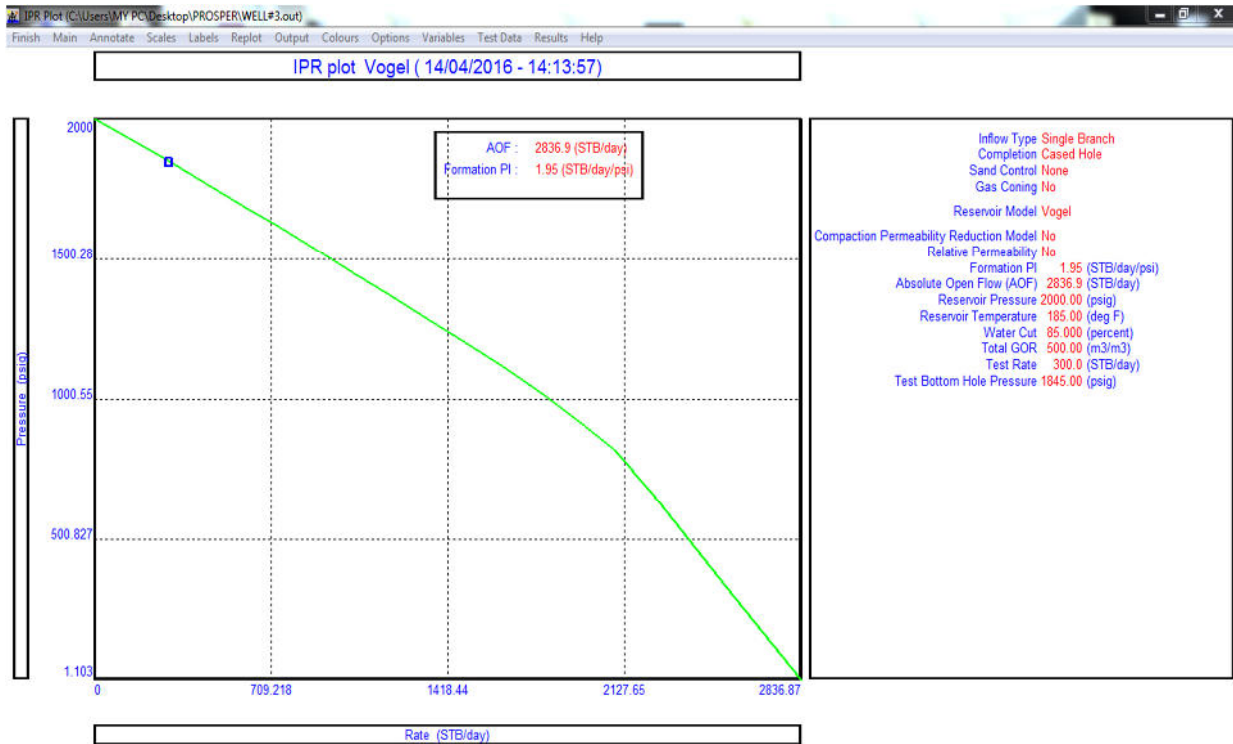
### d) Les résultats du GAP:



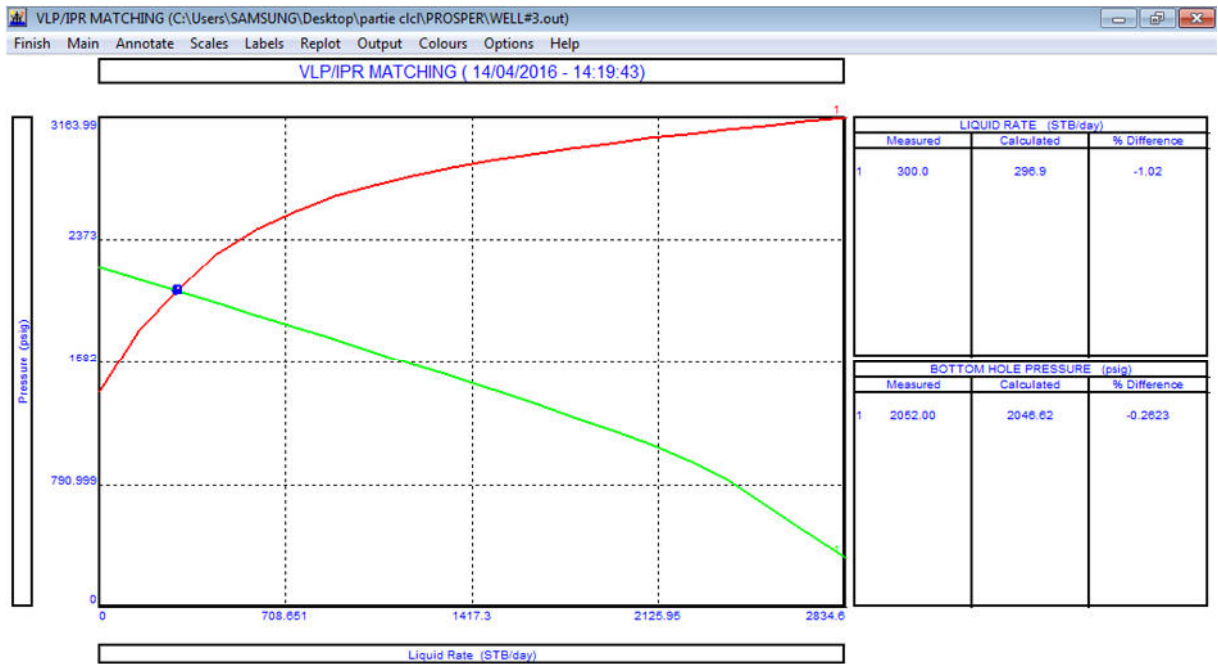
# Annexes

HR#3:

**a) Inflow Performance Relationship (IPR) :**

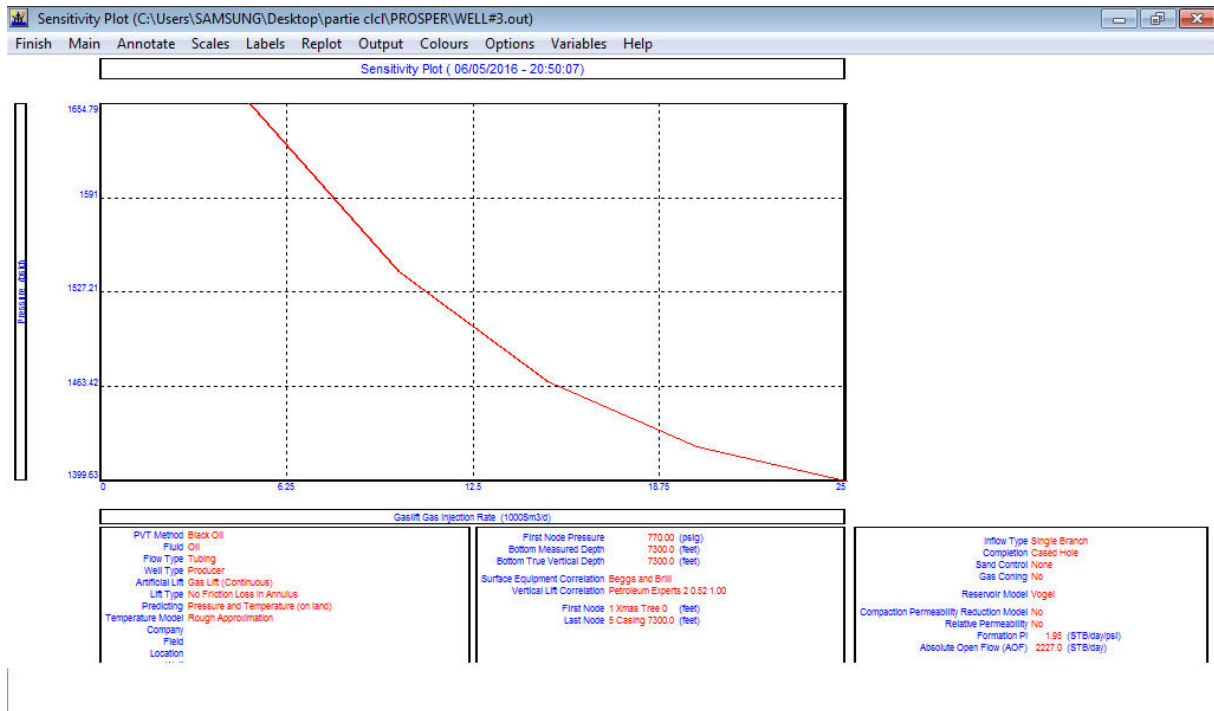


**b) Le point de fonctionnement IPR/VLP :**

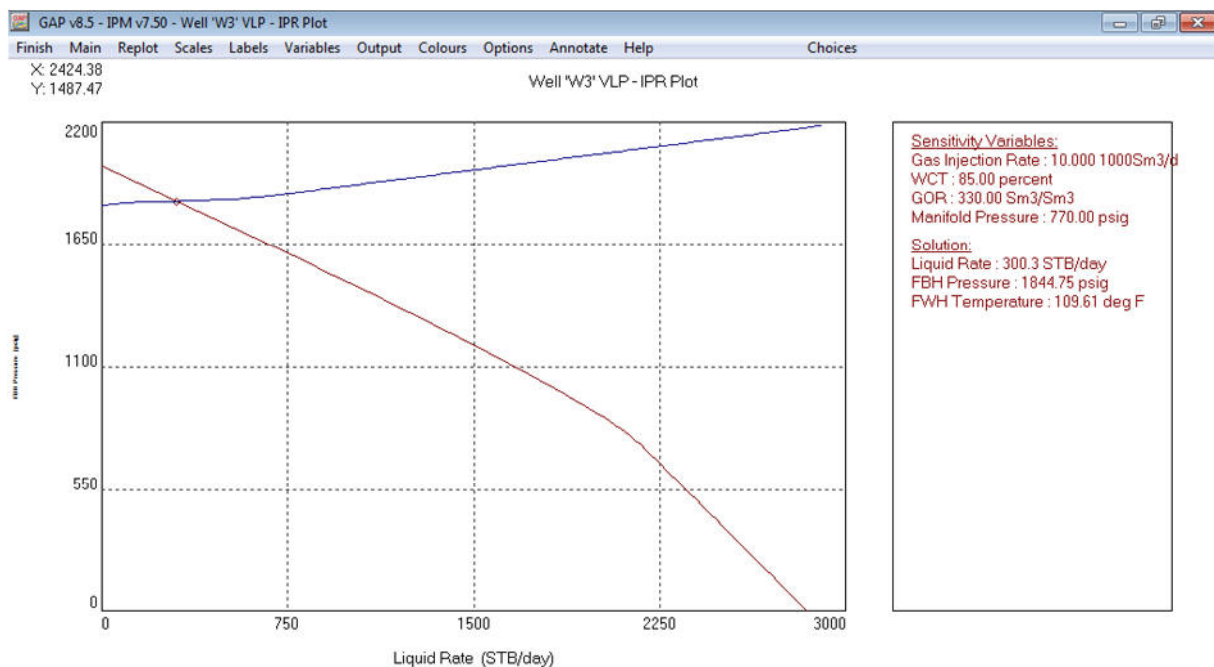


# Annexes

## c) Les variations de la pression de fond en fonction de la quantité de gaz injecté :



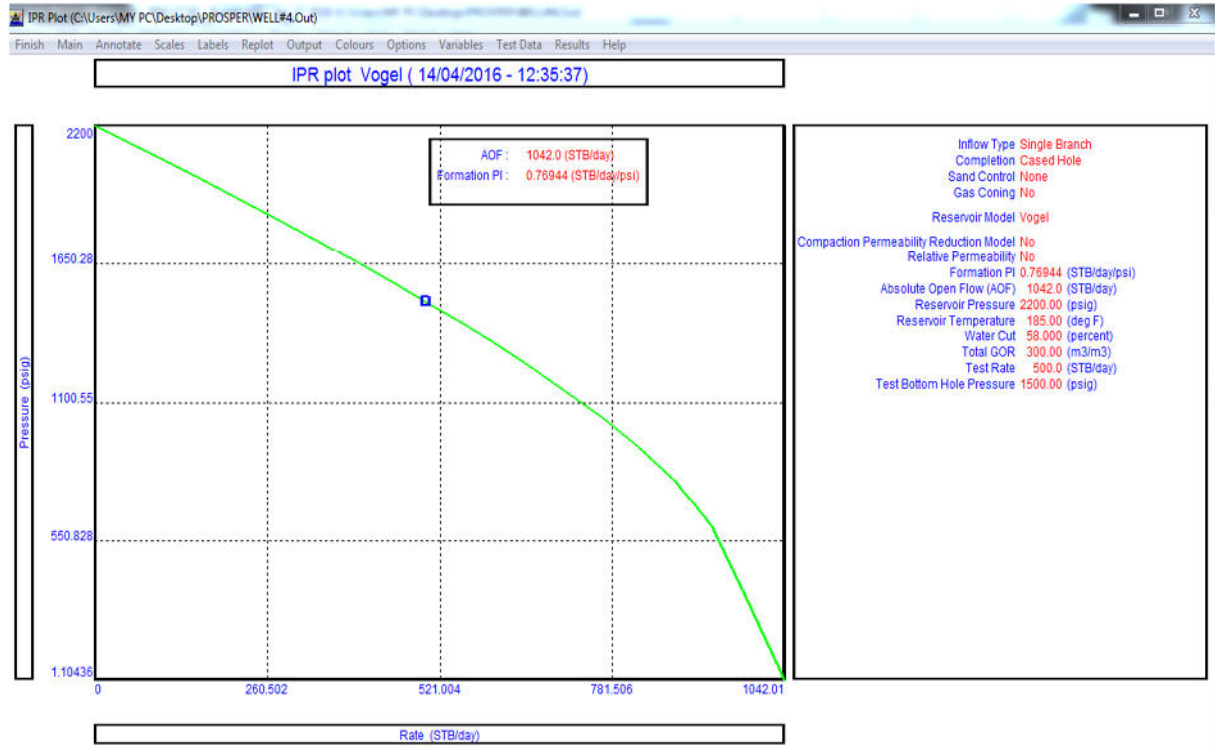
## d) Les résultats du GAP:



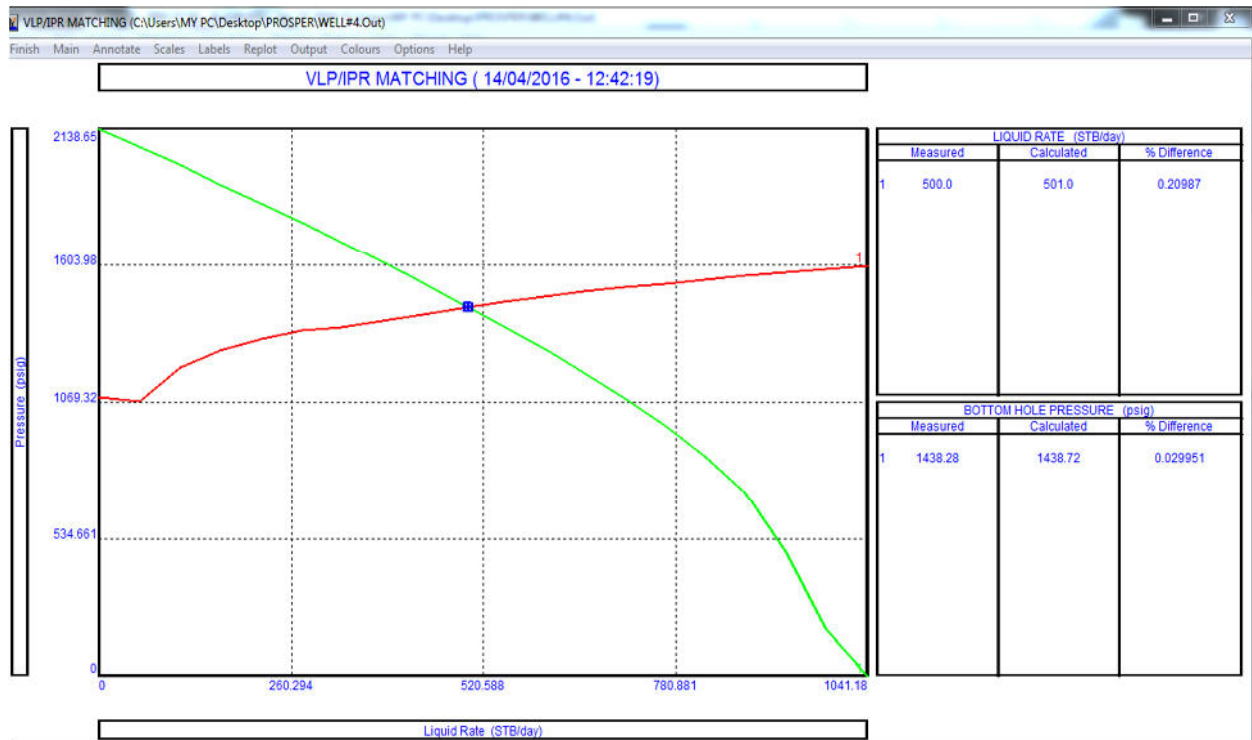
# Annexes

**HR#4:**

**a) Inflow Performance Relationship (IPR) :**

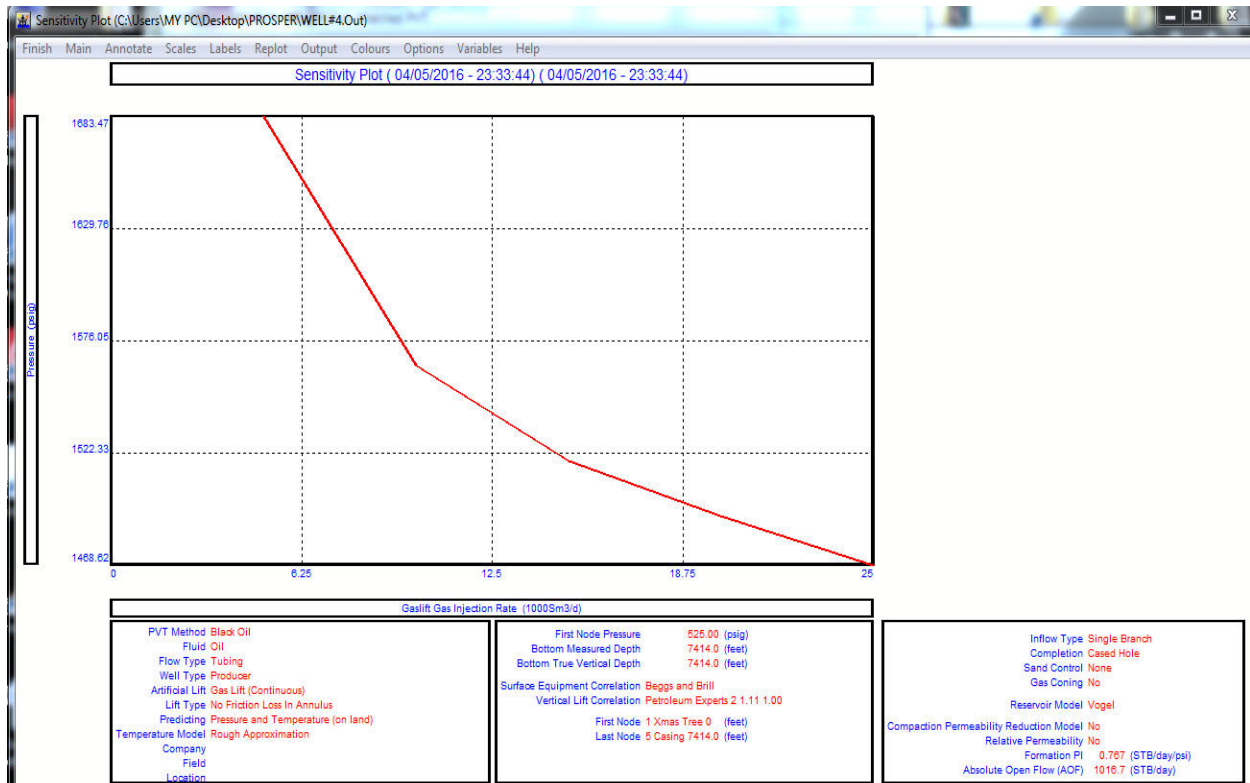


**b) Le point de fonctionnement IPR/VLP :**

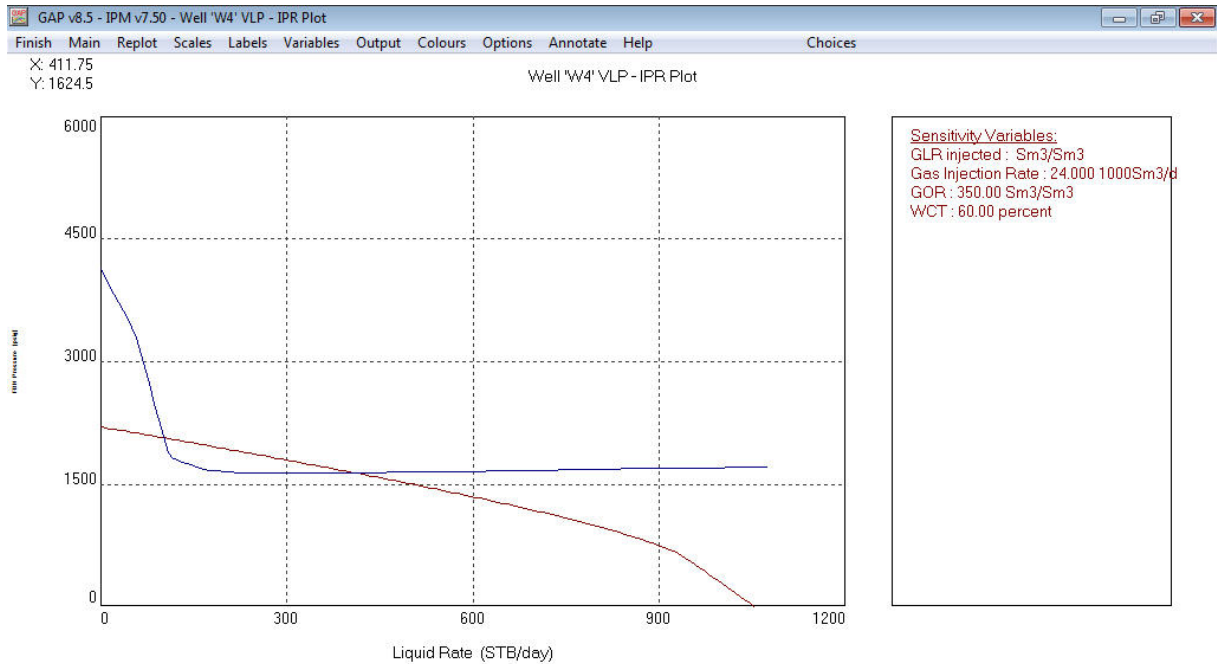


# Annexes

## c) Les variations de la pression de fond en fonction de la quantité de gaz injecté :



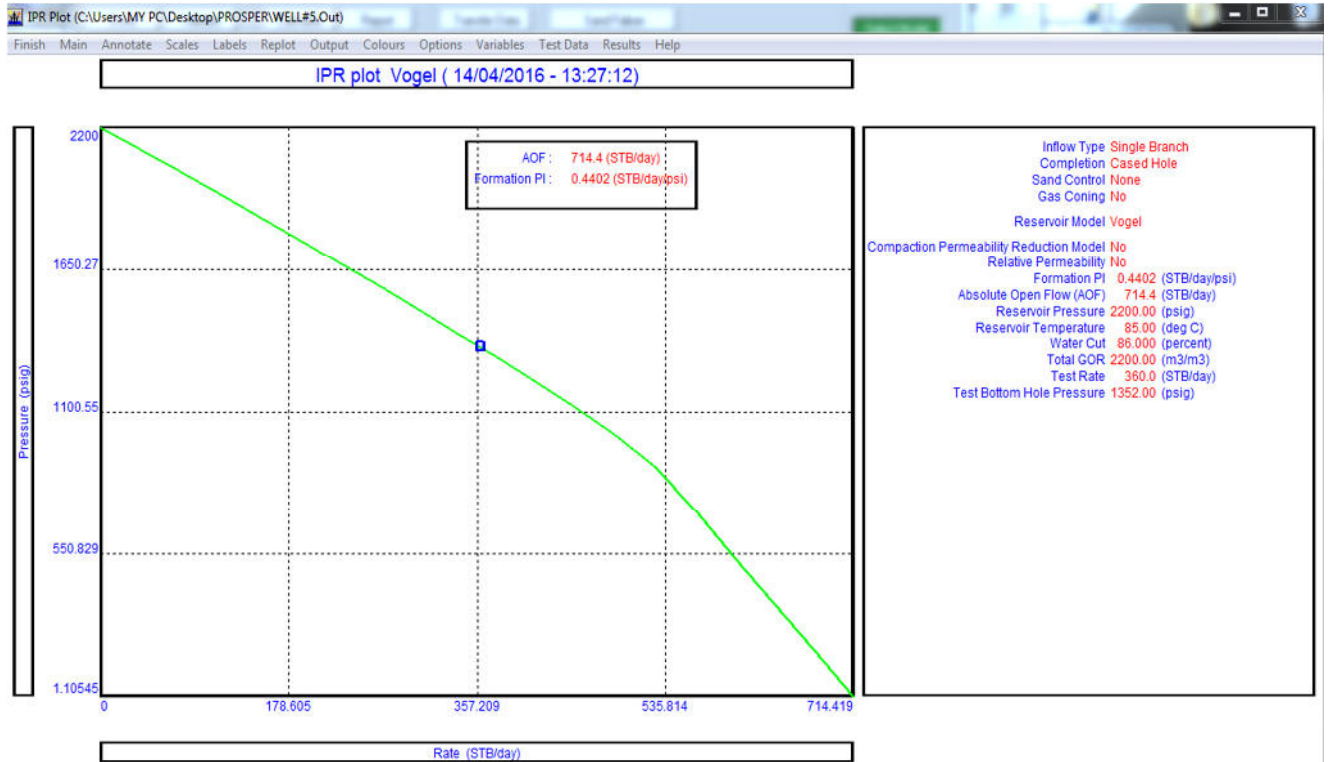
## d) Les résultats du GAP:



# Annexes

**HR#5:**

**a) Inflow Performance Relationship (IPR):**



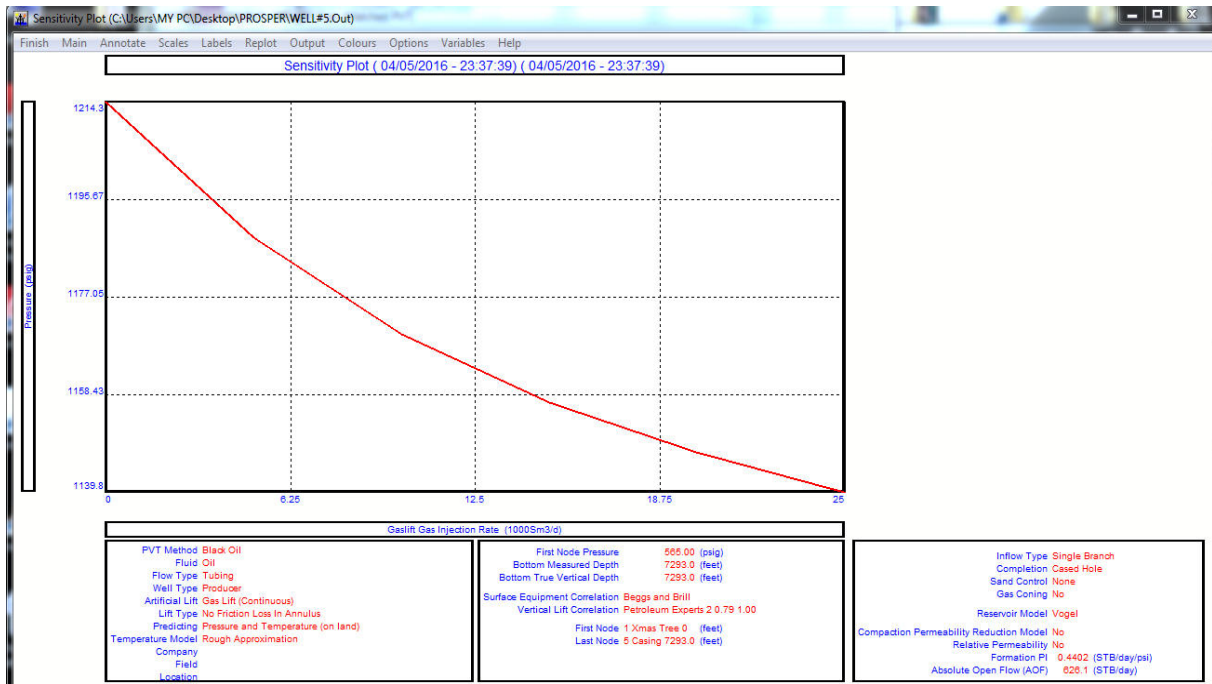
**b) Le point de fonctionnement IPR/VLP :**



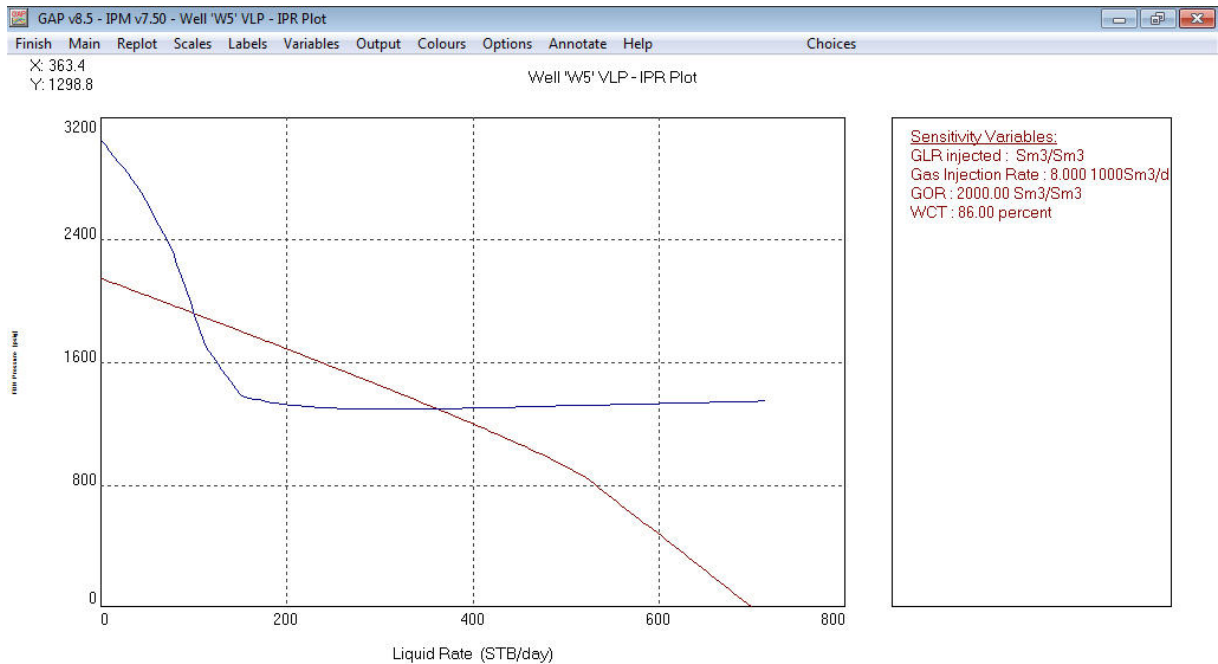


# Annexes

## c) Les variations de la pression de fond en fonction de la quantité de gaz injecté :



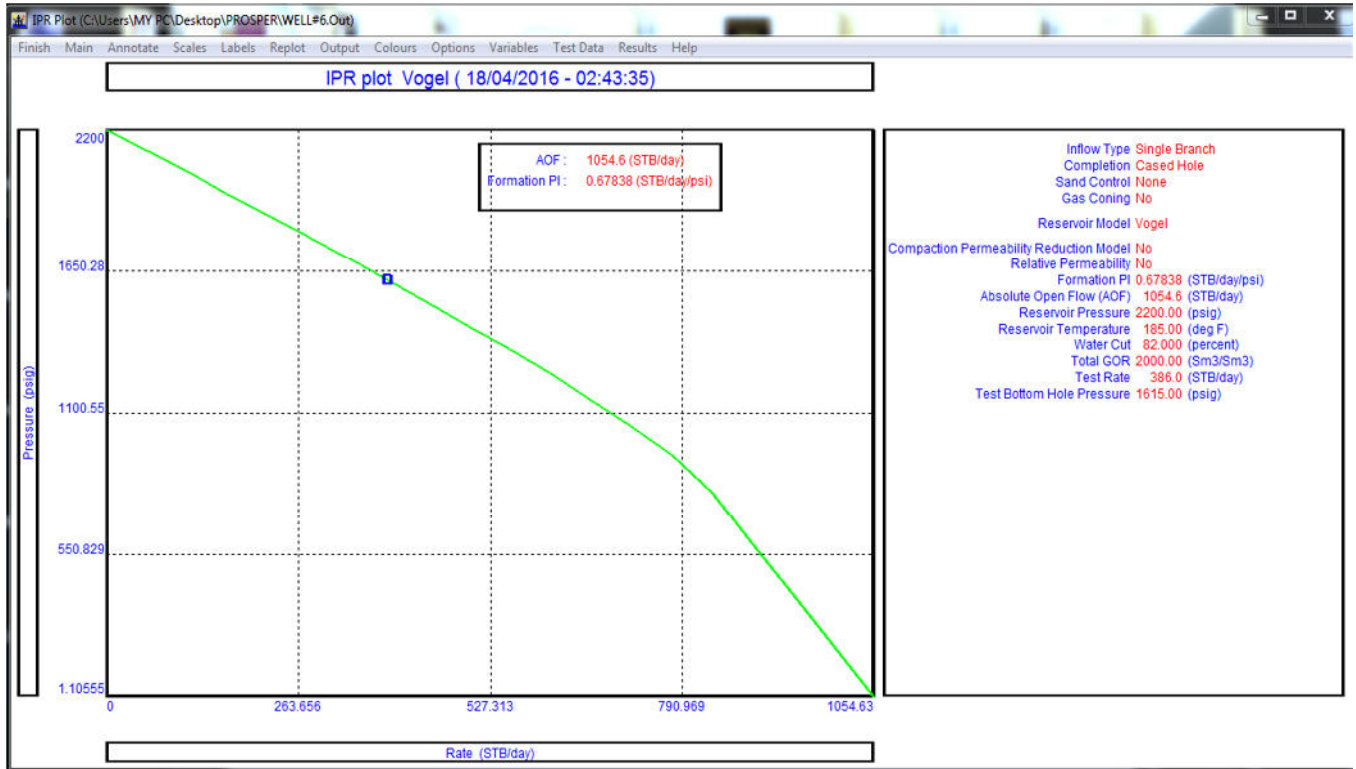
## d) Les résultats du GAP:



# Annexes

**HR#6:**

**a) Inflow Performance Relationship (IPR) :**

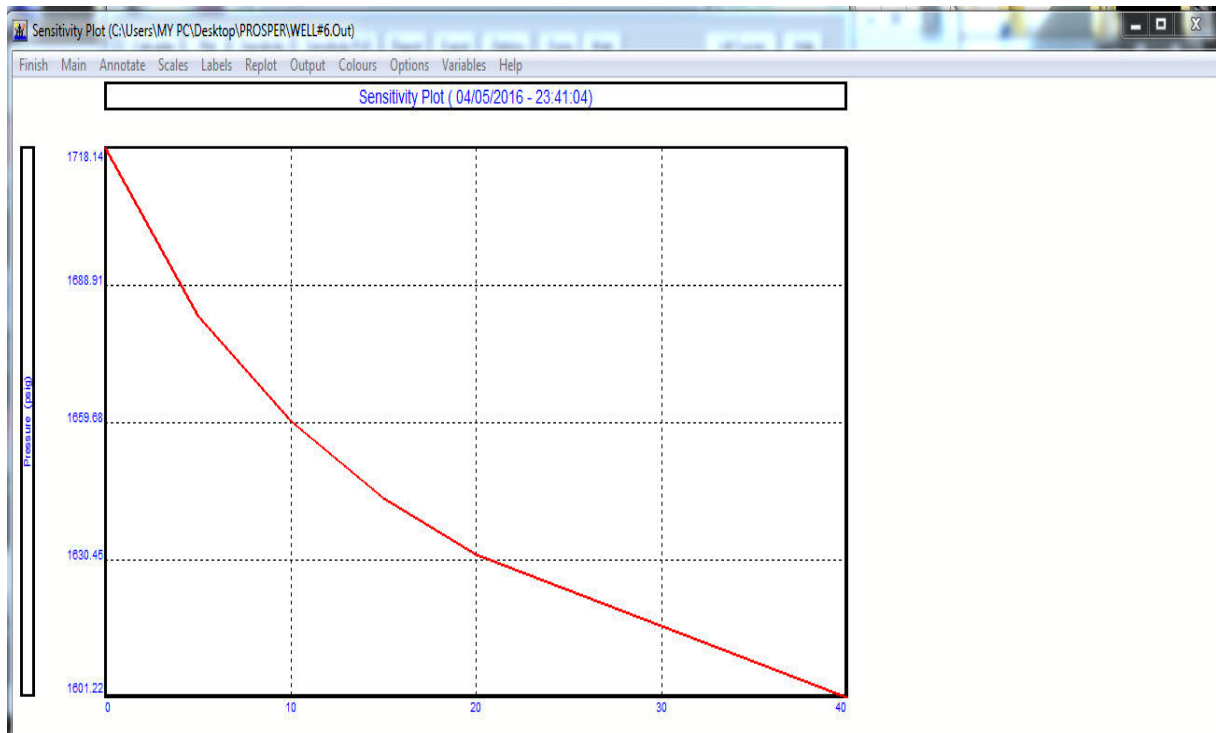


**b) Le point de fonctionnement IPR/VLP :**

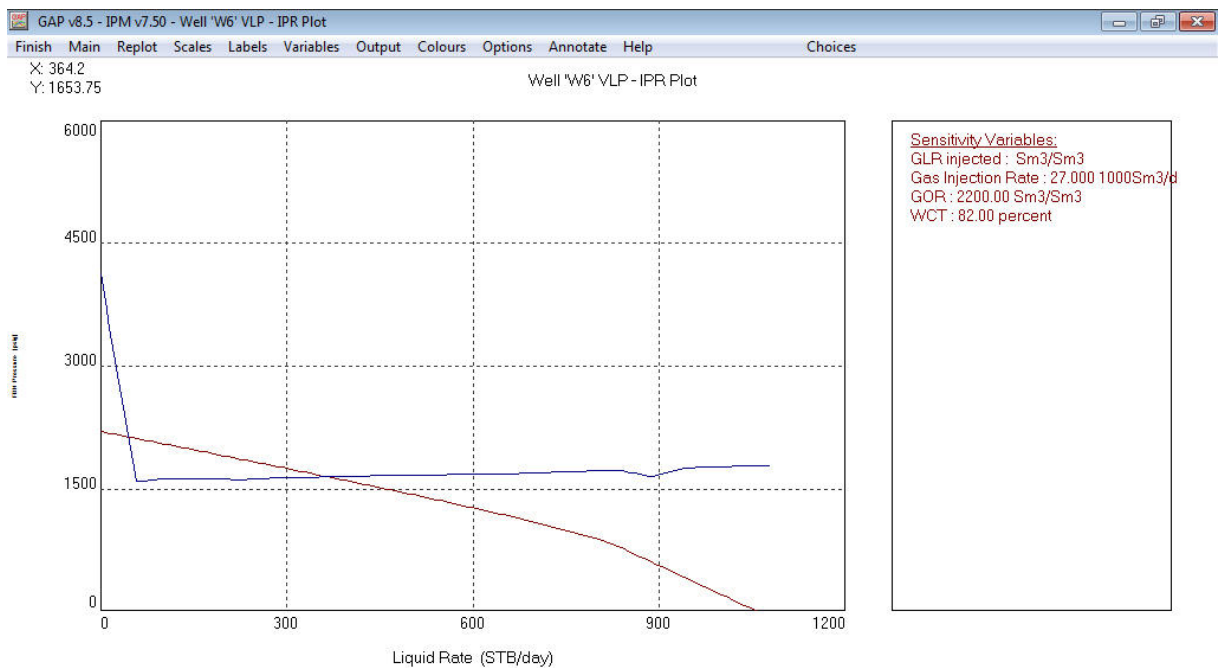


## Annexes

### c) Les variations de la pression de fond en fonction de la quantité de gaz injecté :



### d) Les résultats du GAP:



## Bibliographie

---

1. H. Dale Beggs: Production Optimization Using NODAL™ Analysis, OGCI and Petroskills publications, Tulsa, Oklahoma, (2003).
2. James P. Brill and Hemanta Mukherjee: Multiphase Flow in Well, Society of Petroleum Engineers Inc., (1999).
3. Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor: Petroleum Production Engineering, Elsevier, (2008).
4. techniques d'exploitation pétrolière” : Michel Caron, Denis Perrin, Georges Gaillon.(édition 1995).
5. techniques d'exploitation pétrolière” : René COSSE (édition 1988).
6. D. Perrin, M. Caron, G. Gaillot: La production fond, Editions Technip, (1995).
7. Christopher Earls Brennen: Fundamentals of Multiphase Flow, California Institute of Technology, (2003).
8. Artificial Lift Manual Part 2A, Gas Lift Design, Shell International Petroleum.
9. Document proposé SONATRACH HASSI R'MEL,