

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

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production professionnelle

Présenté Par :

LAIBI Amira, MLIK Khaoula, SAIDI Abdelghafour

-THÈME-

**Optimisation des puits gas-lift en fonction de
Complétion dans le bloc OMG (Upside Nord
HMD).**

Soutenu le : 22 / 06 / 2019 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	Mr. BELKSIER. Mohamed. Salah	Enseignant: Univ. OUARGLA
Examineur :	Mr. MILOUDI. Mustapha Med	Enseignant: Univ. OUARGLA
Examineur :	Mr. ATLILI. Med. El Hadi	Enseignant: Univ. OUARGLA
Encadreur :	Mr. CHETTI Djamel Eddine	Enseignant: Univ. OUARGLA

Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

*Tous nos remerciements vont à notre Encadreur **Mr DJAMEL EDDIN CHETTI** qui a accepté de suivre cette étude et qui nous a guidés tout au long de ce travail.*

*Nous tiendrons également à remercier M^{elle} **FARTAS Bouthaina** et **Mr SALHI Bachir, REZAGUI Mehdi, SWAB Abderrazak, MANSOURI Yacine***

Et tous les gens de la base IRARA et en particulier le personnel de la direction EP.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département production d'hydrocarbures qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

*Nous remercions tous les membres du jury **Mr BELKSIR, Mr MILOUDI, Mr ATLILI.***

Enfin, que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail et tous ceux qui nous ont aidé d'un simple encouragement trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus sincère.



Dédicace

Je dédie ce modeste travail

*A la personne qui est la source de succès dans ma vie avec
ses prières, ses Encouragements et sa tendresse, ma chère mère
A celui qui était toujours à mes cotés, le symbole de sacrifices*

Mon cher père

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères.

Zakaria et Abdeljalil

*À ma chère sœur **Chaima***

A ma très chère amie (Rima) qui m'a soutenu

*A mes tous chères amis surtout (Ali Seyfeddine, Fares,
Abdesselam, lakhder, Yesser) avec qui j'ai partagé le malheur et*

Le bonheur

A ma deuxième famille PPS Club

A mes collègues Khaoula et Amira

A toutes les familles Ezebsa, Saidi et Mahdi

Abdelghafour





Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir ma mère et mon père (que dieu le miséricorde). Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

Je te dis merci et mille fois merci maman pour tes sacrifices pour moi, ta patience et ton encouragement.

A mon très cher mari qui m'a soutenu le long de mon carrière

A mes très chers frères

A mes très chères sœurs

A mon trinôme Khaoula et Abdelghafour

A tous mes proches et toute ma promotion d'université.



Amira



Dédicace

*Quoi de plus que de pouvoir partager la joie de réussite avec les
êtres qu'on aime.*

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

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui
n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, pour
son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A mes chers frères **Moayed eddine abderrahmen,***

Isslem, Amir et Takie eddine.

*A mes chères sœurs **Rania et Assil.***

A tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation.

A mes meilleurs amis chacun à son nom.

A mes collègues du groupe production professionnelle.

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



Khaoula

SOMMAIRE

Remerciement	I
Dédicace	II
Liste des figures	III
Liste des tableaux	IV
Liste des symboles	V
Introduction général	1

Activation des puits

I. Introduction	2
I.1.Mode d'activation	2
I.2.Différents types d'activation.....	2
I.2.1.Pompage.....	2
I.2.2.Gaz lift.....	3
I.3.Principes du gaz lift	3
I.4.Types de gaz lift.....	4
I.4.1.Selon le mode d'injection	4
I.4.2.Classification en fonction de circuit d'injection	5
I.5.Différents chemisages en gaz lift.....	6
I.5.1.Complétions pour gaz-lift direct	6
I.5.2.Complétion pour Gas-lift inverse (Inverse gas-lift).....	7
I.5.3.Complétion Télescopique	9
I.6.Pertes de charges.....	10
I.7.Facteurs à considéré dans la conception du gaz lift.....	12
I.7.1.Pression en tête de puits (Well Head pressure).....	12
I.7.2.Pression de gaz à injecter	12
I.7.3.Profondeur de l'injection du gaz	13
I.7.4.IP important et effet de SKIN (high PI and Skin effect).....	13
I.8.Applications du gaz-lift	14
I.8.1.Puits à huile	14
I.8.2.Démarrage des puits.....	14
I.8.3.Nettoyage de puits injecteur (PIE) (Injector clean up).....	14

Performance des puits

II. Introduction	15
II.1.Objectifs	15
II.2.Applications de l'Analyse Nodale	15
II.3.Procédures d'application de l'analyse nodale	16
II.3.1.Sélection du nœud.....	16
II.3.2.IPR (Inflow Performance Relationship)	17
II.3.3.La courbe VLP.....	19

Optimisation des paramètres pour les puits gaz lift

III.1. Présentation de l'Upside Nord.....	20
III.1.1.Présentation de bloc OMG.....	20
III.1.2.Localisation du bloc OMG.....	21
III.2. Partie calcul (MBAL)	22
III.2.1.Estimation des réserves.....	22
III.2.2.L'équation de bilan matière.....	22
III.2.3.Aperçu sur le software MBAL.....	22
III.2.4.Calcul des réserves.....	23
III.2.5.Modèle MBAL.....	24
III.2.6.Calage de l'historique.....	24
III.2.7.Conclusion.....	25
III.3. Partie d'optimisation (PIPESIM)	25
III.3.1.Présentation du logiciel d'optimisation.....	25
III.4. Puits OMG 823.....	26
III.4.1.Historique de puits OMG823	26
III.4.2.Complétion de puits :	27
III.4.3.Données du puits au dernier BUILD UP (04/09/2018).....	27
III.4.4.Données du puits au dernier jaugeage UPDATE (30/12/2018).....	28
III.4.5.Optimisation de Gaz lift.....	29
III.4.6.Recommandations	39
III.5. Puits OMG 51.....	40

III.5.1.L’historique du puits	40
III.5.2.Complétion de puits	41
III.5.3.Données du puits au dernier build up (21/12/2018).....	41
III.5.4.Données du puits au dernier jaugeage UPDATE (17/12/2018).....	42
III.5.5.Optimisation de Gaz lift.....	42
III.5.6.Recommandation.....	47
III.6. Puits : OMG 73.....	48
III.6.1.Historique de puits OMG73	48
III.6.2.Complétion de puits	48
III.6.3.Données du puits au dernier BUILD UP (18/10/2018).....	49
III.6.4.Données du puits au dernier jaugeage UPDATE (14/01/2019).....	50
III.6.5.Optimisation de Gaz lift.....	50
III.6.6.Recommandation.....	56
III.7. Puits OMGZ801	56
III.7.1.Historique de puits OMGZ801	56
III.7.2.Complétion de puits	57
III.7.3.Données du puits au dernier BUILD UP (27/06/2016).....	57
III.7.4.Données du puits après l’opération de traitement.....	58
III.7.5.Optimisation de Gaz lift.....	59
III.7.6.Recommandation.....	63
III.8. L’étude économique	64
Conclusion générale	65
Recommandation.....	67
Bibliographie	VI
Annexes	VII
Résumé	VIII

Liste des figures

Figure I.1: système de gaz lift.	3
Figure I.2: Principe du gaz lift.....	4
Figure I.3: Injection de gaz-lift continue/intermittent.	5
Figure I.4: Circuit d'injection fermé.	5
Figure I.5: Circuit d'injection ouvert.	6
Figure I.6: Complétion gaz-lift direct.....	6
Figure I.7: Dessin tubing- concentrique.	7
Figure I.8: Dessin de production dans le casing.....	8
Figure I.9: Dessin de complétion double.....	8
Figure I.10: Complétion gaz-lift double parallèle.	9
Figure I.11: Complétion télescopique.	10
Figure I.12: Evolution des pets de charge en fonction du débit de gaz injecté.	11
Figure I.13: Impact de la pression de la tête de puits sur le débit d'injection du gaz-lift. ...	12
Figure I.14: Impact de débit d'injection de gaz-lift sur la pression de fond du puits.	13
Figure II.1: Différents composition des nœuds.....	16
Figure II.2: Courbe d'IPR (Inflow Performance Relationship).....	17
Figure II.3: Courbe de VLP (Vertical Lifting Performance).	19
Figure III. 1: Situation de l'Upside.....	20
Figure III. 2 : Blocs de l'up Side Nord (fait par Beicip-Franlab).....	21
Figure III. 3: Localisation du bloc d'étude.....	21
Figure III. 4: Modèle de MBAL.	24
Figure III. 5: Calage de l'historique de pression.	25
Figure III. 6: Courbe des différents paramètres.....	27
Figure III. 7: Performance de puits OMG823dans l'année de dernier test BU.....	28
Figure III. 8: Performance de puits OMG823 actuelle.	29
Figure III. 9: Performance du débit d'injection de gaz OMG823.	29
Figure III. 10: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3340m pour la complétion (4"1/2*1"66 annulus).	30
Figure III. 11: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3200m pour la complétion (4"1/2*1"66annulus).	31
Figure III. 12: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823à la cote 3340mpour la complétion (4"1/2*1"90annuus).	31

Figure III. 13: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3200m pour la complétion (4"1/2*1"90annulus).	33
Figure III. 14: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3340m pour la complétion (4"1/2*2"7/8annulus).	34
Figure III. 15: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3340m pour la complétion (4"1/2*2"7/8 tubing).	35
Figure III. 16: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3200m pour la complétion (4"1/2*2"7/8 annulus).	36
Figure III. 17: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823à la cote 3200m pour la complétion (4"1/2*2"7/8 tubing).	37
Figure III. 18: Courbes des différents paramètres.	40
Figure III. 19: Performance de puits OMG51dans l'année de dernier test BU.	41
Figure III. 20: Performance de puits OMG51 actuelle.	42
Figure III. 21: Performance du débit d'injection de gaz OMG51.	43
Figure III. 22: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51 pour la complétion (4"1/2*1"66annulus).	44
Figure III. 23: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51 pour la complétion (4"1/2*1"99 annulus).	45
Figure III. 24: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51pour la complétion (4"1/2*2"7/8).	46
Figure III. 25: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51 pour la complétion (4"1/2*2"7/8tubing).	47
Figure III. 26: Courbes des différents paramètres.	48
Figure III. 27: Performance de Puits OMG73 dans l'année de dernier test BU.....	49
Figure III. 28: Performance de puits OMG73 actuelle.	50
Figure III. 29: Performance du débit d'injection de gaz OMG73.	51
Figure III. 30: Performance de diamètre du duse et le skin de puits OMG73.	51
Figure III. 31: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4"1/2 * 1"660 Annulus).....	52
Figure III. 32: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4"1/2 * 1"900 Annulus).....	53
Figure III. 33: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4"1/2 * 2"7/8 Annulus).	54
Figure III. 34: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4"1/2 * 2"7/8 tubing).....	55
Figure III. 35: Les courbes des différents paramètres.	57

Figure III. 36: Performance de puits OMGZ801 actuelle.....	58
Figure III. 37: performance de débit d'injection de gaz OMGZ801.	59
Figure III. 38: Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4''1/2 * 1''90 Annulus).....	60
Figure III. 39: Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4''1/2 * 1''660 Annulus).....	61
Figure III. 40: Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Annulus).	62
Figure III. 41: Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Tubing).	63

Liste des tableaux

Tableau III. 1: Données du puits OMG823 au dernier BU.	27
Tableau III. 2: Données du puits OMG823 au dernier jaugeage.....	28
Tableau III. 3: Paramètres du puits selon les meilleurs scénarios.....	38
Tableau III. 4: Données du puits après la variation des différents paramètres (Water cut, Débit, Duse) 1’’66 ANNULUS.	38
Tableau III. 5: Données du puits après la variation des différents paramètres (Water cut, Débit, Duse) 2’’7/8 TUBING.	38
Tableau III. 6: Données du puits après la variation des différents paramètres (Water cut, Débit, Duse) 2’’7/8 TUBING.	39
Tableau III. 7 : Variation de débit en fonction de différentes données de puits.....	39
Tableau III. 8: Données du puits OMG 51 selon le BU du (21/12/2018).	41
Tableau III. 9: Données de dernier jaugeage de puits OMG51.....	42
Tableau III. 10: Paramètres de puits après les différents scénarios.....	47
Tableau III. 11: Données du puits OMG73 au dernier BU.	49
Tableau III. 12: Données du puits OMG73 au dernier test.	50
Tableau III. 13: les paramètres de puits après les différents scénarios.....	56
Tableau III. 14: Données du puits OMG823 au dernier test.	57
Tableau III. 15: Données du puits OMGZ801 après l’opération de traitement.....	58
Tableau III. 16 : Paramètres de puits après les différents scénarios.....	63
Tableau III. 17 : cout total des opérations.	64
Tableau III. 18 : cout total des opérations.	64

Les abréviations

AOF : Absolute Open Flow.

BU: Build Up.

CCE: Constant Composition Expansion.

DST: Drill Stem Test.

HMD: Hassi Messaoud.

HZN : Hors Zone Nord.

IP : Indice de Productivité.

IPR: Inflow Performance Relationship.

GLR : Gaz Liquid Ratio.

GOR : Gaz Oil Ratio.

MBAL: Material Balance.

OFM: Oil Field Manger.

OOIP: Original Oil In Place.

PCP : Pompe à Cavité Progressive.

PIE : Puits Injecteur d'Eau. (Injector clean up).

PIPESIM: Pipeline Simulator.

POT: Pay Out Time.

PVT: Pression, Volume, Temperature.

UN2: Upside Nord 2.

VLP: Vertical Lifting Performance.

WCT: Water Cut.

Notions ET Symbols

- B_o** : Facteur volumétrique du fond d'huile (Rm^3/STm^3).
- B_{oi}** : Facteur volumétrique du fond d'huile initial (Rm^3/STm^3).
- B_g** : Facteur volumétrique de fond du gaz (Rm^3/STm^3).
- B_{gi}** : Facteur volumétrique de fond du gaz initial (Rm^3/STm^3).
- B_w** : Facteur volumétrique de fond de l'eau (Rm^3/STm^3).
- C_f** : **Compressibilité** de la formation.
- C_W** : Compressibilité isotherme de l'eau (bar^{-1}).
- d** : Densité.
- D** : Diamètre intérieur de tubing (mm).
- d** : Diamètre extérieur du concentrique (mm).
- H** : Hauteur (m).
- IP** : Indice de productivité (bbl/j*psi).
- m** : Rapport de volume de gaz cap initial au volume d'huile initiale.
- N** : Quantité de réserve en place (MMm^3).
- P_b** : Pression de bulle (bar).
- P_g** : Pression de gisement (bar).
- P_{DF}** : Pression de fond (bar).
- P_r** : Pression de réservoir (bar).
- P_{sep}** : Pression de séparation (bar).
- $P_{tête}$** : Pression de tête de puits (bar).
- P_{ws}** : Pression de fond statique (psi).
- P_{wf}** : Pression de fond dynamique (psi).
- Q** : Débit produit (bbl/jour).
- q_0** : Débit entrant (bbl/j).

q_{max} : Débit maximum (bbl/j).

Q_g : Débit de gaz (m³/day).

R_{si} : GOR de dissolution initial (m^3/m^3).

R_s : GOR de dissolution (m^3/m^3).

S_{wi} : Saturation interstitiel de l'eau.

W_e : Entrée d'eau cumulée (STm^3).

W_p : Production d'eau cumulée (STm^3).

γ : Pénalité de l'huile.

Δ_p : Pression différentielle (bar).

Introduction générale

Introduction

L'exploitation naturelle d'un gisement consiste à l'acheminement des hydrocarbures du réservoir vers la surface par sa pression naturelle.

Généralement lors de la production des hydrocarbures, la pression chute progressivement avec le temps et par conséquent les puits ne pourront plus produire naturellement ; donc il faut recourir à des moyens de production artificiels.

Le but de tous pays producteurs est de chercher à récupérer le maximum des réserves en place, en utilisant toutes les méthodes de récupération disponibles. Parmi ces méthodes nous citons l'activation des puits par Gaz-lift qui est l'objectif de notre étude.

Parmi les champs pétroliers importants dans le monde, on trouve le champ de Hassi Messaoud qui s'étend sur une superficie d'environ 2200 Km².

Vu l'indisponibilité du gaz en quantités suffisantes dans la région de HMD, le gaz-lift est le moyen d'activation préféré : Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne de production, permettant de réduire la densité du mélange et la pression de fond. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum d'huile, en tenant compte l'influence des principaux paramètres du Gas-lift (GOR, pourcentage d'eau...). Mais les difficultés de cette méthode d'activation résident dans l'installation et le fonctionnement des équipements (la complétion, chemisage, Les mandrins).

Parallèlement au développement technique du Gas-lift, de nombreux problèmes apparaissent tel que : le choix de l'équipement convenable et la diminution des pertes de charge. Une étude de performance du système de production se révèle nécessaire, pour optimiser les principaux paramètres d'injection du gaz (débit, diamètre d'injection, pression et profondeur d'injection).

Dans ce mémoire, nous avons étudié les réserves dans le bloc(OMG) de l'Upside Nord à l'aide du code MBAL pour permettre l'optimisation des puits candidats en gaz lift.

Nous avons étudié l'influence des principaux paramètres de gaz lift et le choix de la complétion optimale pour les puits candidats qui ont un GOR moyen ou faible. A l'aide de PIPESIM nous avons estimé la complétion adaptée et la performance des puits (OMG51, OMG73, OMG823, OMGZ801) selon un débit d'injection optimal.

Le mémoire est présenté sous forme de trois chapitres :

Chapitre I : Activation des puits.

Chapitre II : Performance des puits.

Chapitre III : Optimisation des paramètres pour les puits gaz lift.

Enfin nous terminons avec une conclusion générale porte sur les principales conclusions à tirer suite à la comparaison des résultats obtenus ainsi que les recommandations pour des futurs travaux.

Chapitre I

I.Introduction

Au fur et à mesure que la production des réservoirs commence à s'épuiser, on observe une chute de pression. Cette pression risque donc à un moment donné de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

La seule manière de maintenir la production à un niveau élevé, on fait recours à la récupération secondaire et des fois à la récupération tertiaire. Mais il existe d'autres méthodes pour récupérer plus d'huile, même sans que le gisement perde de son énergie, ces méthodes sont appelées récupération assistée ou récupération artificielle.

I.1.Mode d'activation

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptif, elle concerne principalement les puits d'huile.

L'activation peut s'imposer dès le début d'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

Pour activer et mettre en production les puits non éruptifs, on peut agir sur l'un des paramètres suivants :

→ La réduction de la hauteur " H " consiste à mettre le puits en pompage.

→ La réduction de la densité " d " consiste à injecter un fluide moins dense, qui peut être le

Gaz, ce procédé nommée ; gaz Lift, qui fera l'objet de notre étude [3].

I.2. Différents types d'activation

I.2.1. Pompage

Une pompe placée sous le niveau dynamique de fluide dans le puits relève le brut jusqu'en surface, c'est un procédé mécanique utilisé généralement dans les puits qui ne sont pas profonds.

Il existe plusieurs types de pompes, les modes les plus répandus dans le monde sont :

- Pompes aux tiges.
- Pompes centrifuges.
- Pompes hydrauliques.
- Pompes PCP (à cavité progressive).

I.2.2. Gaz lift

C'est le mode d'activation le plus répandu et le plus performant dans le monde, son principe est basé sur l'allègement de la colonne hydrostatique en injectant un gaz sous le niveau dynamique du fluide à travers des vannes bien placées ou bien un petit tube concentrique pour cet effet (fig. I.1) [3].

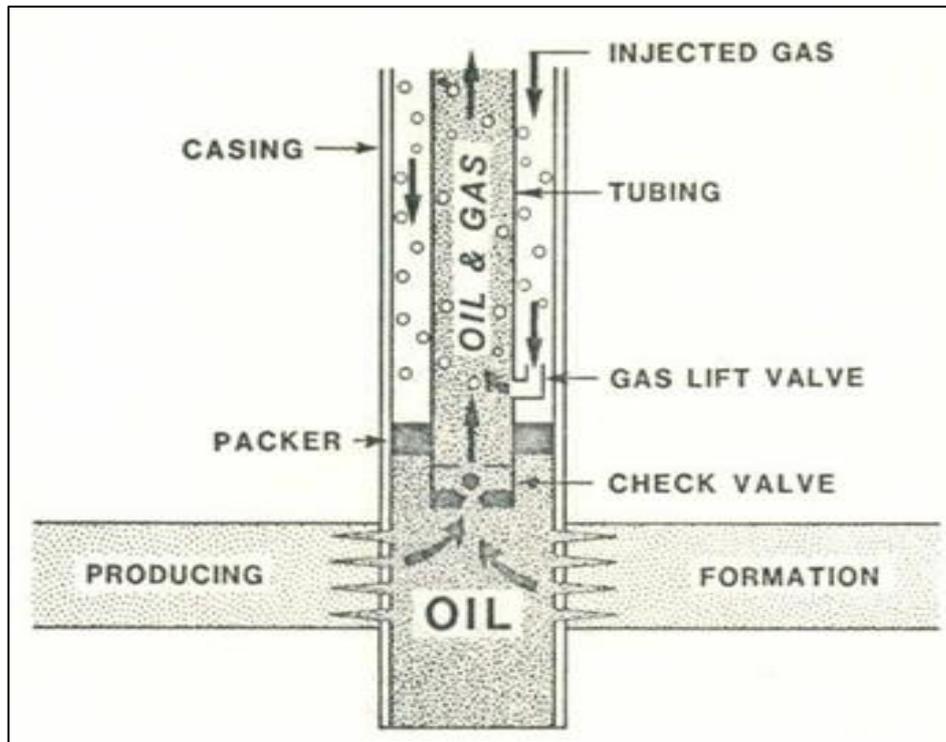


Figure I.1: système de gaz lift.

I.3. Principes du gaz lift

Le principe du gaz lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce jusqu'au séparateur (Fig. I.2).

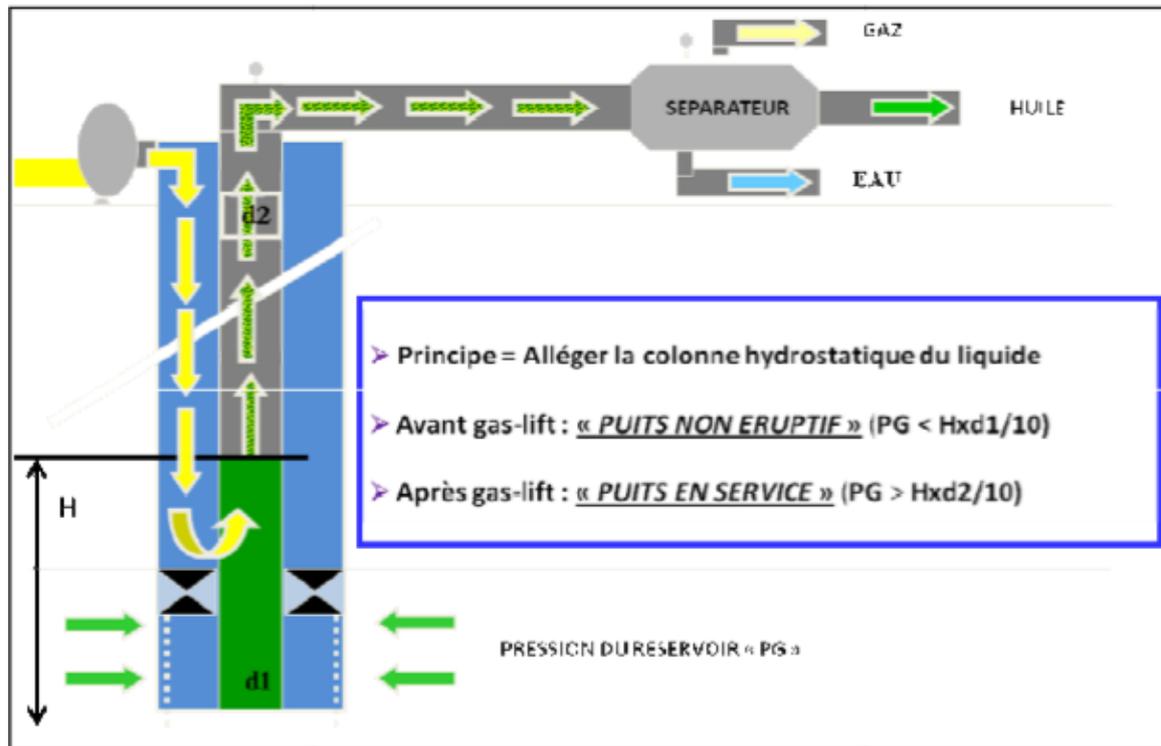


Figure I.2: Principe du gaz lift.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (GLRt = total Gas Liquid Ratio). Le GLTt optimum est le ratio entre le volume de gaz (injecté + produit) et le liquide produit lorsque la production du puits atteint son maximum [6].

I.4. Types de gaz lift

I.4.1. Selon le mode d'injection

Le gaz lift est réalisé selon deux modes :

1) Gaz-lift continue

C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide.

2) Gaz- lift intermittent

Consiste à injecter, cycliquement et instantanément, de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection(Fig.I.3).

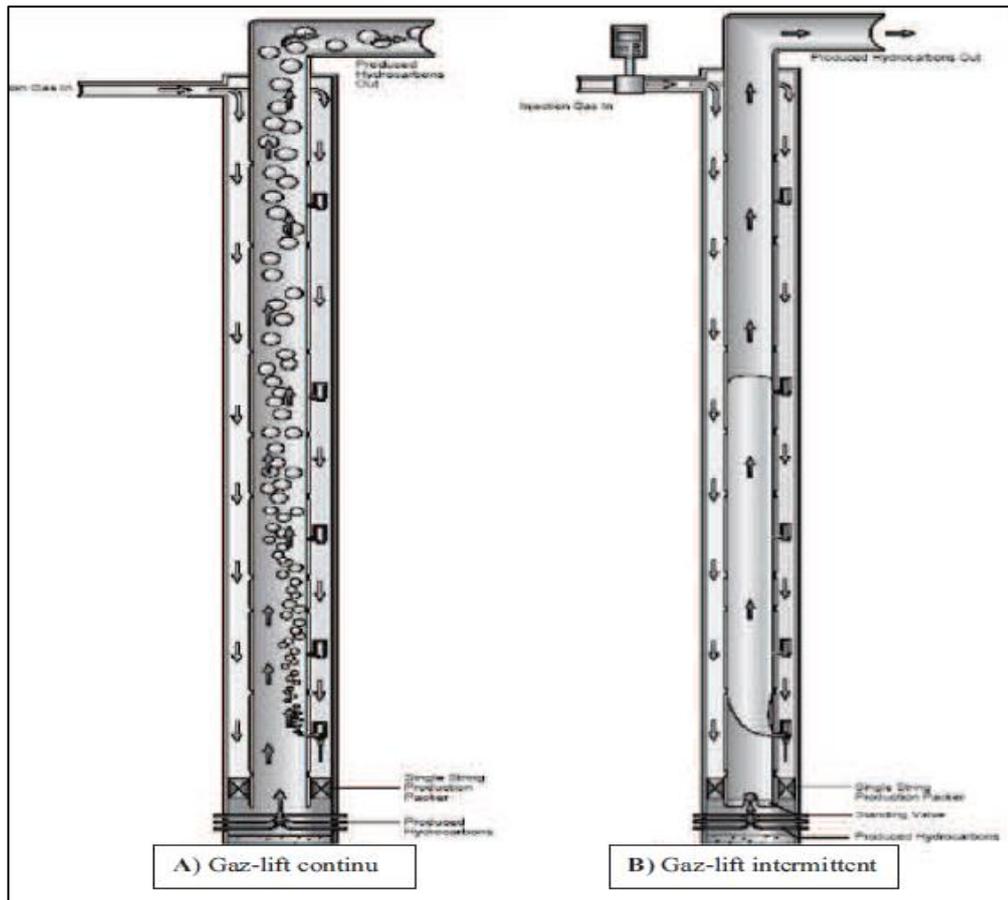


Figure I.3: Injection de gaz-lift continue/intermittent.

I.4.2. Classification en fonction de circuit d'injection

Il existe deux circuits d'injection :

1) Circuit fermé

Le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est ré-comprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits (Fig. I.4).

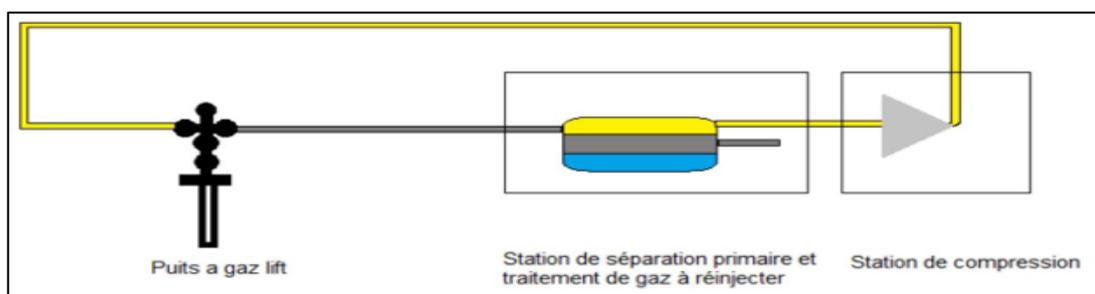


Figure I.4: Circuit d'injection fermé.

2) Circuit ouvert

Circuit ouvert du gaz traité provenant d'un gisement de gaz utilisé pour le gaz lift. Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé (Fig. I.5) [4].

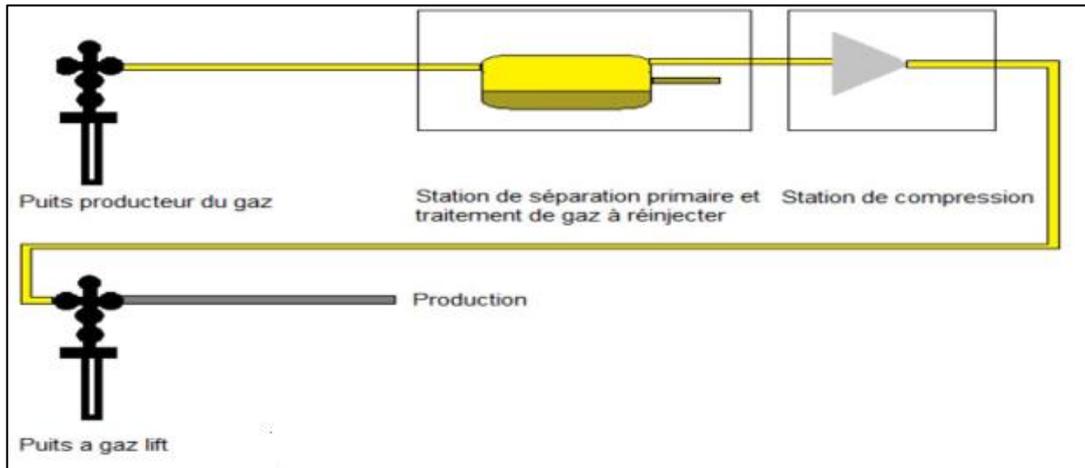


Figure I.5: Circuit d'injection ouvert.

I.5. Différents chemisages en gaz lift

Le gaz lift peut-être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peut être direct ou inverse :

I.5.1. Complétions pour gaz-lift direct

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle (Fig. I.6).

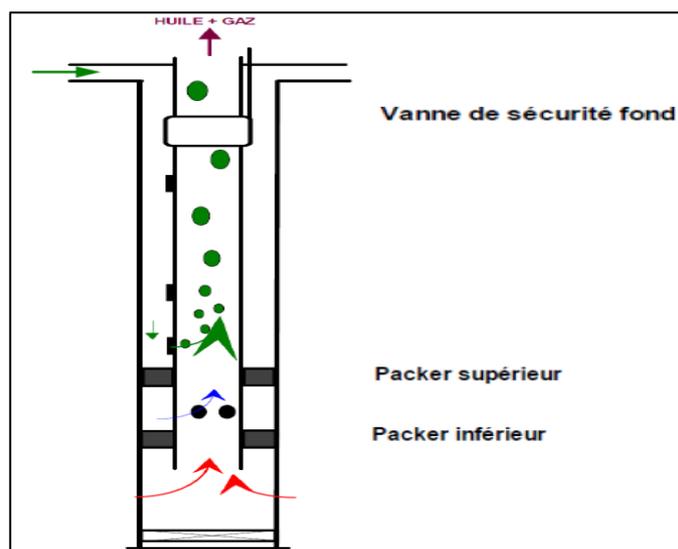


Figure I.6: Complétion gaz-lift direct.

I.5.2. Complétion pour Gas-lift inverse (Inverse gas-lift)

1) Tubing concentrique (Concentric tubing string)

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendu au cours de la vie du puits (Fig. I.7).

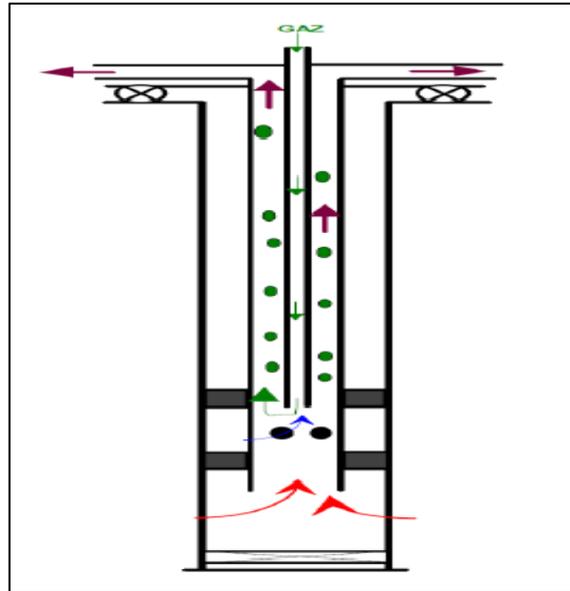


Figure I.7: Dessin tubing- concentrique.

2) Gaz-lift avec production dans le casing

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing (Fig. I.8). 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 est mal adapté au gaz-lift intermittent.

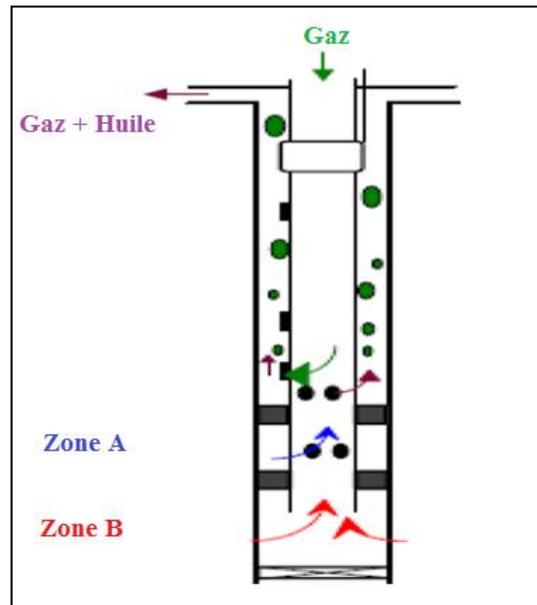


Figure I.8: Dessin de production dans le casing.

3) Gas-lift double (dual gas-lift)

Les complétions doubles ne sont pas faciles à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée (Fig. I.9). Parmi les problèmes de cette complétion, soulignons :

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

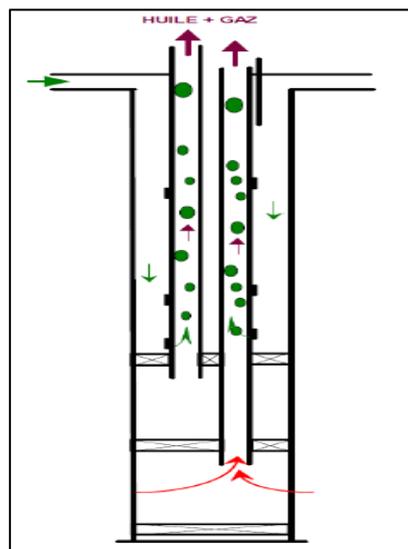


Figure I.9: Dessin de complétion double.

4) Gaz-lift parallèle (parallel gas-lift)

Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing voire la figure (I.10) [7].

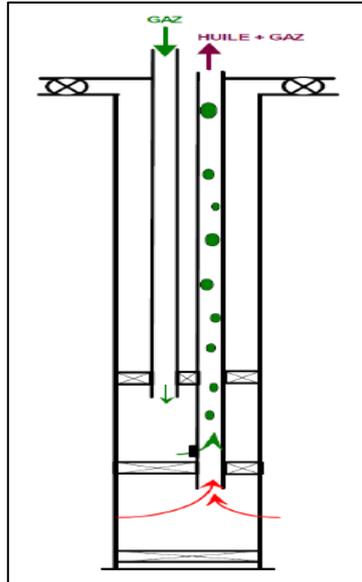


Figure I.10: Complétion gaz-lift double parallèle.

I.5.3. Complétion Télescopique

Le choix de cette complétion est devenu idéal sur les puits salés et non éruptif (Fig. I.11).

Elle fonctionne selon les principes suivants :

- La séparation Entre l'injection d'eau et G-L a permis d'éviter le phénomène de givrage.
- Le débit d'injection d'eau peut être contrôlé par la mesure quotidienne de la salinité d'eau.

La complétion télescopique est définie par la descente du tubing 4''1/2 dans lequel descend un chemisage 2''7/8 et enfin un concentrique 1''315 :

- ❖ Le 4''1/2 sert pour l'injection du G-L.
- ❖ 2''7/8 sert pour la production.
- ❖ 1''315 sert pour l'injection d'eau [2].

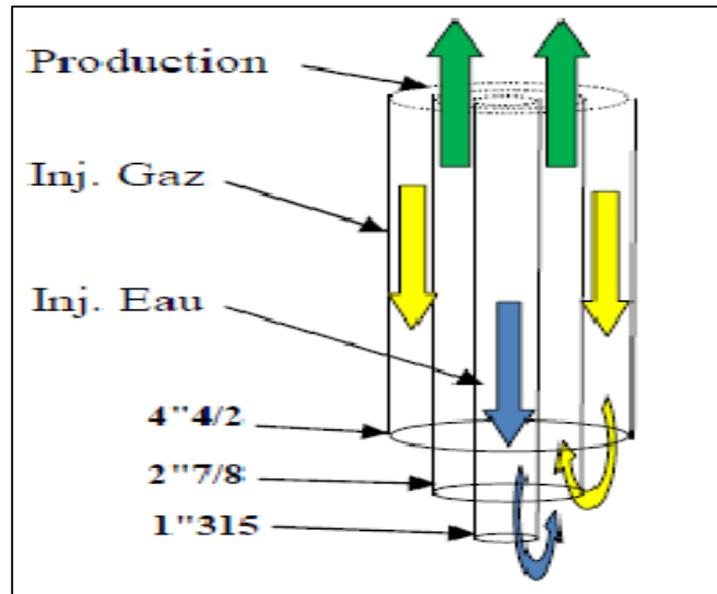


Figure I.11: Complétion télescopique.

I.6. Pertes de charges

Le point clé d'une conception de gas lift reste les pertes de charge en écoulement multiphasique, 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 en injectant du gaz dans le tubing à travers le point le plus profond possible

(Fig. I.12).

Ceci aura deux effets opposés :

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

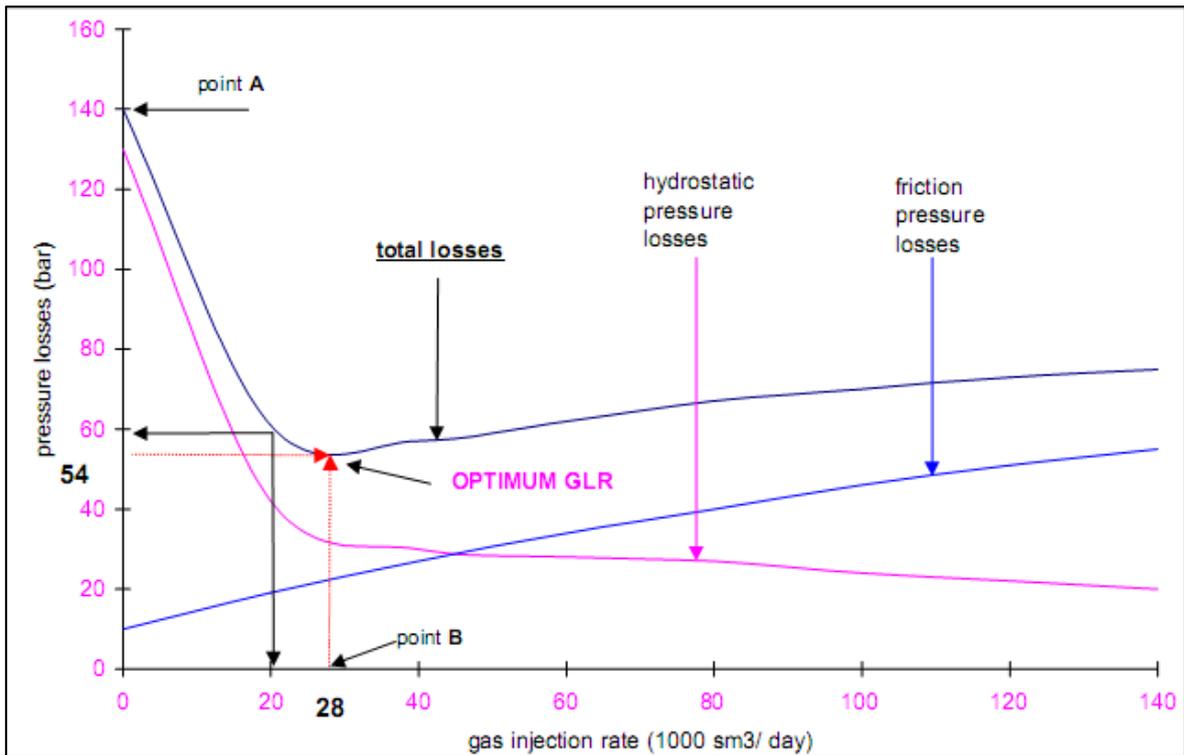


Figure I.12: Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.

La figure ci-dessus donne l'évolution des pertes de charge en fonction de GLR, où on remarque deux zones différentes :

Dans la première zone, l'augmentation de GLR diminue la perte de charge totale, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l'augmentation des pertes de charge par frottement.

Dans la deuxième zone, la perte de charge totale augmente, avec l'augmentation des pertes de charge gravitationnelles, et les pertes de charge par frottement, et ça malgré l'augmentation de GLR.

Le minimum des pertes de charge totale correspond à un GLR optimum.

L'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface. Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé, il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des producteurs voisins.

Il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale [3].

I.7. Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift

Parmi les facteurs majeurs on peut citer :

I.7.1. Pression en tête de puits (Well Head pressure)

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête, ce dernier est fonction des réseaux de collectes et des pressions des jonctions (manifolds).

Plus la pression en tête est faible, plus le gaz lift est efficace, et chaque fois que la pression de tête est grande on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charges et la pression de tête (Fig. I.13).

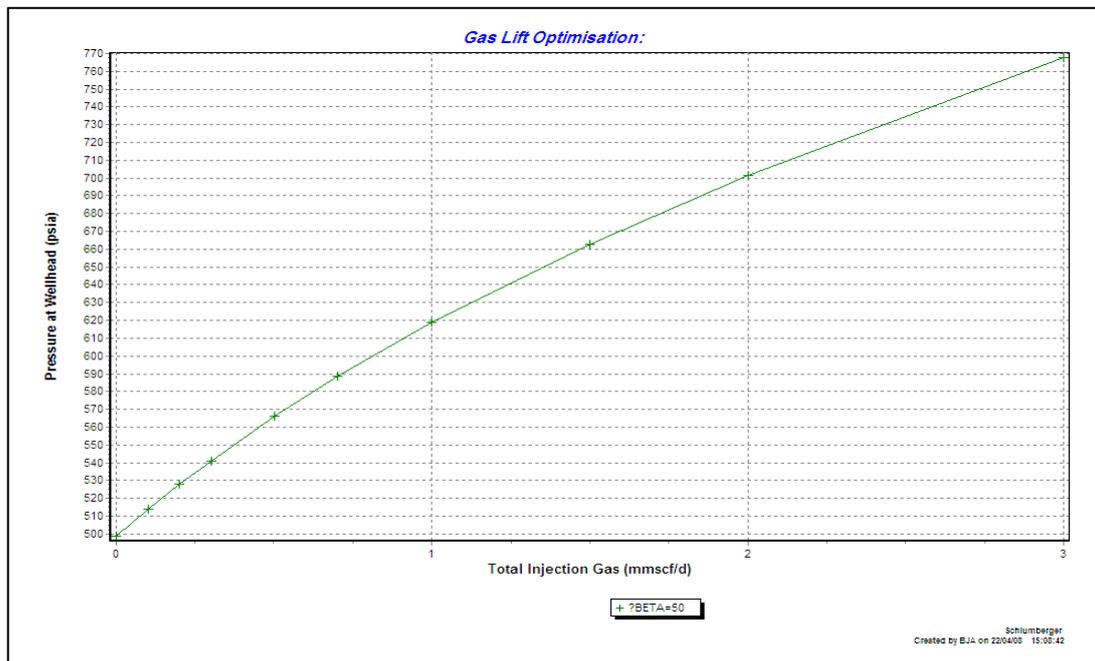


Figure I.13: Impact de la pression de la tête de puits sur le débit d'injection du gaz-lift.

I.7.2. Pression de gaz à injecter

La pression d'injection au fond est la pression sous laquelle le gaz arrive au point d'injection (Fig. I.14). Elle est choisie de telle façon à éviter l'adsorption de l'effluent par la formation, elle est donnée par la loi suivante :

- Pour un système direct (production tubulaire c'est-à-dire injection par l'espace annulaire tubing –concentrique et production par le concentrique) :

$$P_{DF} = H \frac{D^2}{d^2} \times \frac{\gamma}{10} \quad (\text{Bar}) \quad (\text{I.1})$$

H : La hauteur statique mesurée à partir du point d'injection. En [m]

D : Diamètre intérieur du tubing en [mm]

d : Diamètre extérieur du concentrique en [mm]

γ : Densité de l'huile.

• Pour un système indirecte (production annulaire c'est-à-dire injection par le concentrique et production par l'espace annulaire) :

$$P_{DF} = H \frac{D^2}{D^2 - d^2} \times \frac{\gamma}{10} \quad (\text{Bar}) \quad (\text{I.2})$$

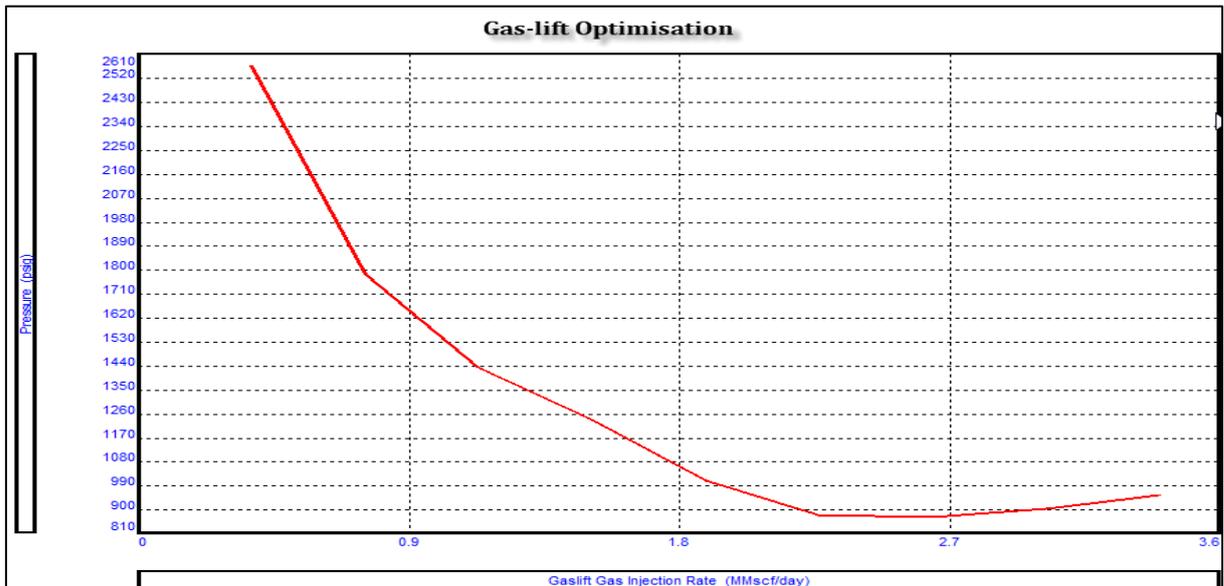


Figure I.14: Impact de débit d'injection de gaz-lift sur la pression de fond du puits.

I.7.3. 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.

Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

I.7.4. IP important et effet de SKIN (high PI and Skin effect)

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

On appelle effet de skin l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de skin a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un de nombreux procédés connus tels que l'acidification, la perforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz [6].

I.8. Applications du gaz-lift

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

I.8.1. Puits à huile

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

I.8.2. Démarrage des puits

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

I.8.3. Nettoyage de puits injecteur (PIE) (Injector clean up)

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrent les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire [4].

Chapitre II

II. Introduction

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz.

Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

Les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur peuvent être subdivisées 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).

II.1. Objectifs

- ✚ Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion.
- ✚ Déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- ✚ Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- ✚ Optimiser le système pour produire le débit escompté.
- ✚ Vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- ✚ Reconnaître rapidement la manière d'augmentation des taux de la production.

II.2. Applications de l'Analyse Nodale

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift.

L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants :

- ✚ Diamètre du tubing.
- ✚ Pression de tête du puits ou de séparateur.
- ✚ L'effet de la complétion.
- ✚ Le skin du puits.

- ✚ Evaluation des puits stimulés.
- ✚ Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau de collecte.
- ✚ Optimisation de la production par gaz lift.
- ✚ Analyse de l'effet de la densité des perforations.

II.3. Procédures d'application de l'analyse nodale

L'Analyse Nodale est appliquée pour analyser la performance des systèmes qui sont formés des composants ayant une interaction mutuelle.

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

- ✚ Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- ✚ Choisir les composants à optimiser.
- ✚ Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- ✚ Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- ✚ Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- ✚ Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

II.3.1. Sélection du nœud

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments du système. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure Suivante (Fig. II.1).

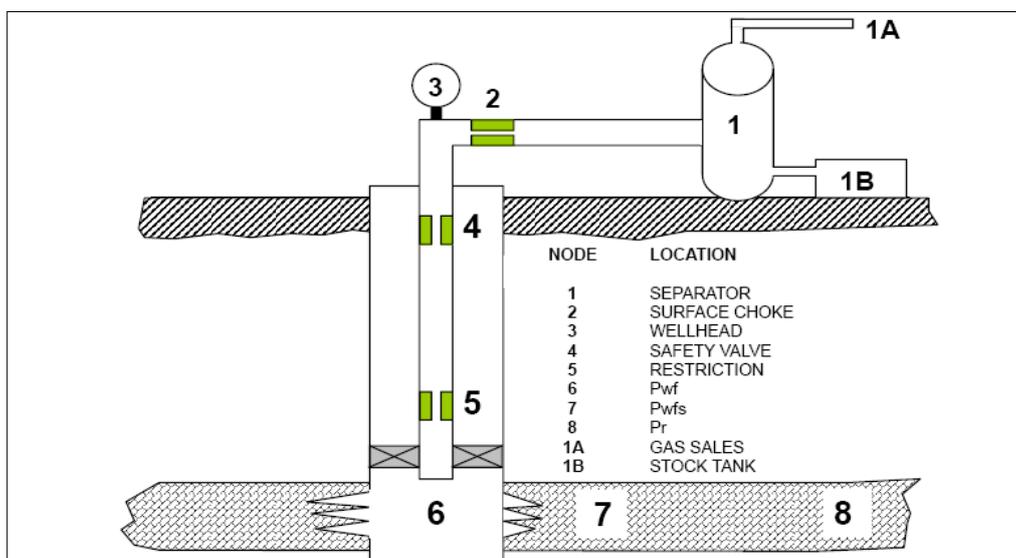


Figure II.1: Différents composition des nœuds.

Le nœud dans le puits divise le système en deux, tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose 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 nœud :

- ✚ Le débit entrant est égal au débit sortant.
- ✚ Une seule pression peut exister.

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

$$\text{➤ Inflow : } P_{node} = P_r - \Delta p \quad (\text{II.1})$$

$$\text{➤ Outflow : } P_{node} = P_{sep} + \Delta p \quad (\text{II.2})$$

$$\text{Ou : } P_{node} = P_{tete} + \Delta p \quad (\text{II.3})$$

II.3.2. IPR (Inflow Performance Relationship)

La construction de la courbe IPR (**Inflow Performance Relationship**) est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits à évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits (le cas du nœud au fond) (Fig. II.2).

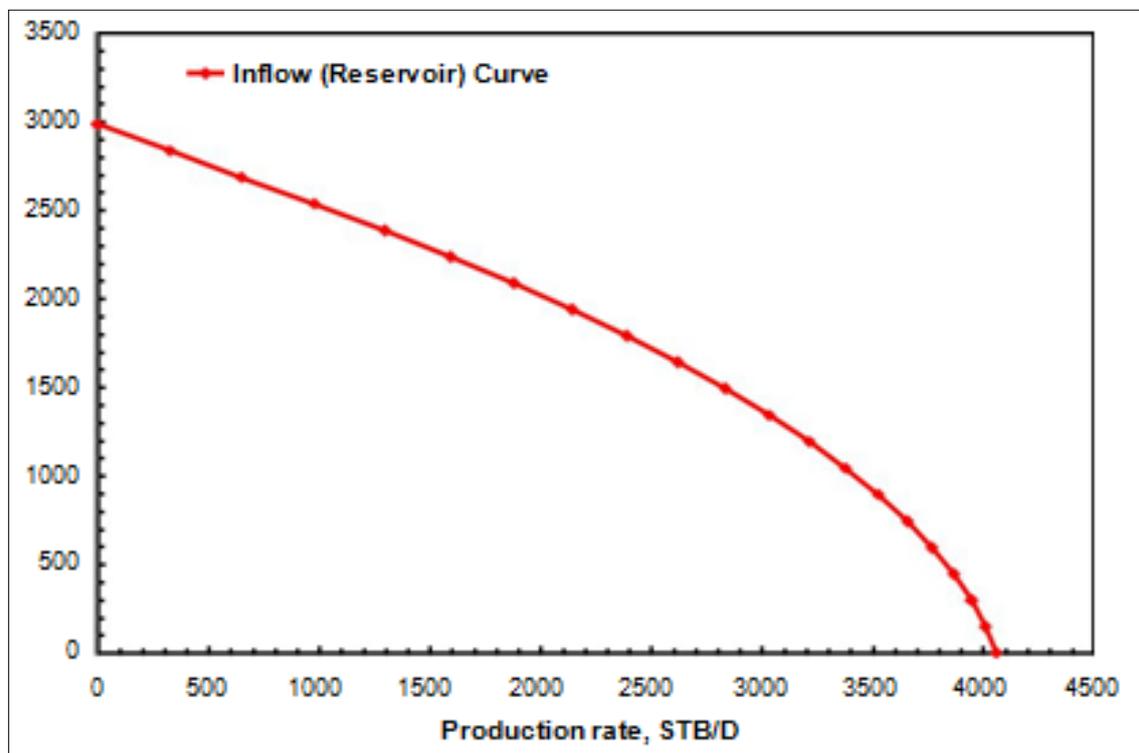


Figure II.2: Courbe d'IPR (Inflow Performance Relationship).

Plusieurs corrélations ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, les plus utilisées dans le cas d'un réservoir à huile sont :

✚ Well IP (Loi de Darcy)

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (\text{II.4})$$

IP : indice de productivité (bbl/j*psi).

Q : le débit produit (baril par jour).

P_{ws} : Pression de fond statique (psi).

P_{wf} : pression de fond dynamique (psi).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

✚ Modèle de Vogel

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où 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 et il a déduit son équation :

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

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

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

($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

\overline{P}_R : Pression du réservoir approximative.

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP).

Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.

II.3.3. La courbe VLP

La courbe VLP (Vertical Lifting Performance) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle est tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par des corrélations confèrents les pertes de charge verticales en fonction des différents débits (Fig. II.3) [5].

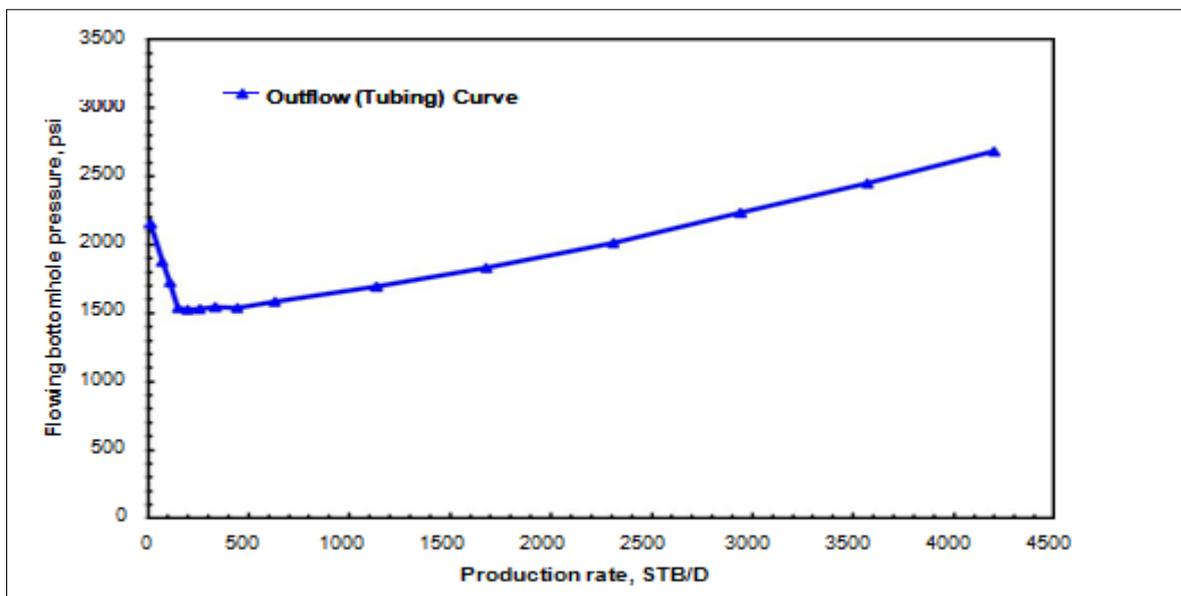


Figure II.3: Courbe de VLP (Vertical Lifting Performance).

Chapitre III

III.1. Présentation de l'Upside Nord

L'Upside Nord correspond à la partie Nord du champ de Hassi Messaoud délimitée par le Périmètre d'exploitation d'une superficie de 1412 Km². L'interprétation de la sismique 2D et 3D a permis de mettre en évidence plusieurs compartiments ou blocs séparés par des failles d'extension régionale.

Ainsi, des forages sont dédiés particulièrement à certains blocs pour connaître leurs potentiels et surtout pour réduire les incertitudes liées à la structurale, la position du plan d'eau et la productivité des puits. Il est important de signaler que la présence des andésites avec des épaisseurs assez importantes crée un problème supplémentaire lors du forage (Fig.III.1) [8].

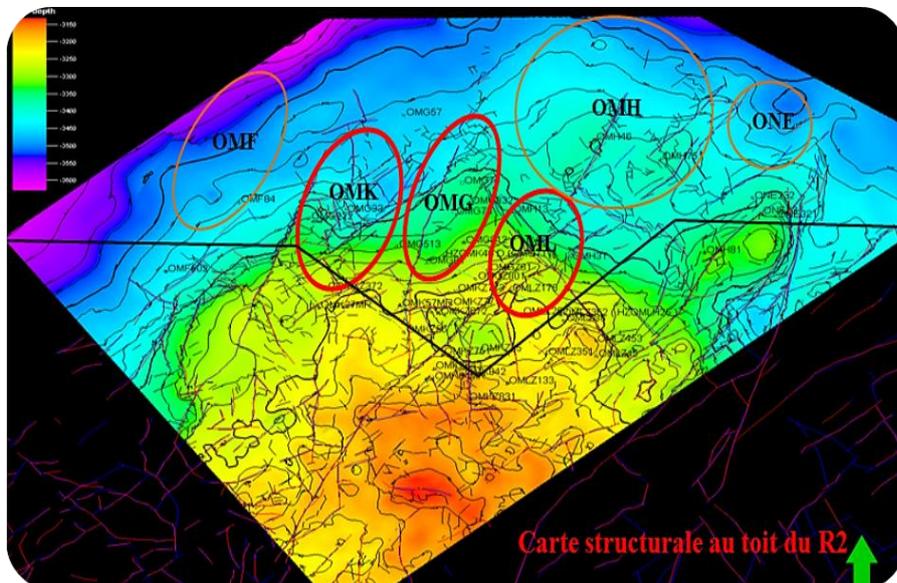


Figure III. 1: Situation de l'Upside.

III.1.1. Présentation de bloc OMG

Le bloc qu'on a choisi pour élaborer notre étude d'optimisation est le bloc UN2 qui est illustré dans la Figure fait par Beicip-Franlab ; qui comporte 20 puits et qui est limité par des failles (qu'on suppose comme des failles 100% étanches).

Le bloc choisi est situé sur une surface de 27 km², le premier puits foré est OMG61 en 2003. Ce dernier est caractérisé par l'absence des drains D5 et D4 à cause de la DH, les meilleurs drains sont les D2, ID et le D1 (Fig.III.2) [8].

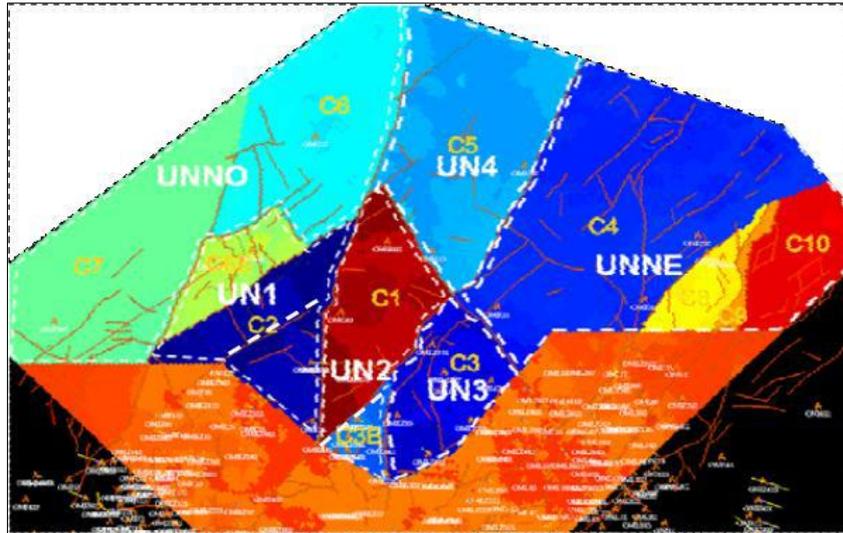


Figure III. 2 :Blocs de l'up Side Nord (fait par Beicip-Franlab).

III.1.2. Localisation du bloc OMG

Le bloc OMG se situe à la partie centrale l'up side nord de hassi messaoud.

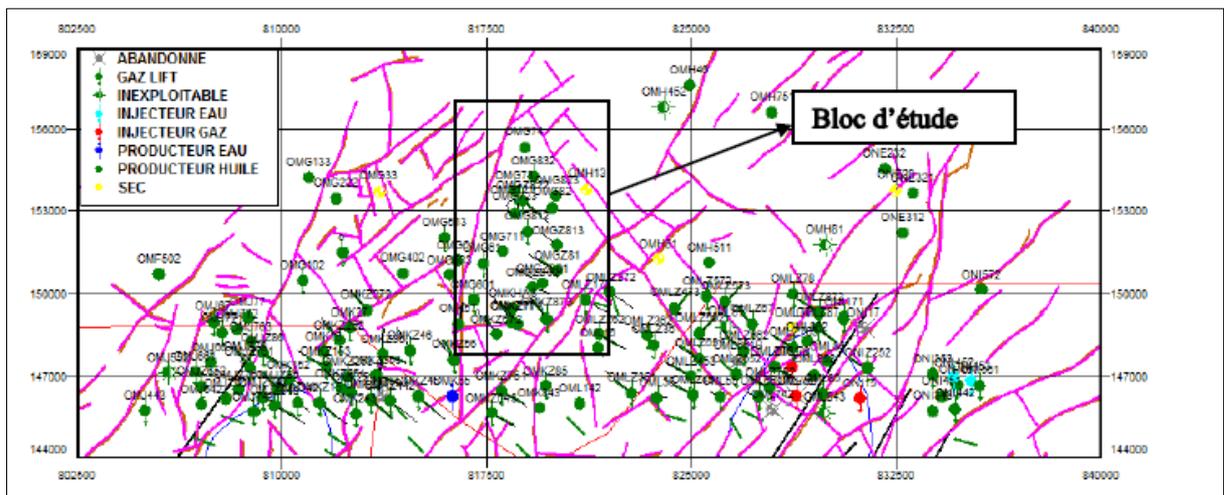


Figure III. 3: Localisation du bloc d'étude.

D'après les résultats des différents tests qui ont été réalisés sur le bloc **OMG**, les trois drains de réservoir **D2**, **ID** et **D1** ont la mauvaise porosité, avec une valeur faible de **8%**, tandis que la perméabilité dans ce bloc est généralement faible et qui varie entre **0.65 md** et **2.9 md**.

La pression de gisement dans ce bloc a une nature déclinante qui chute rapidement au fur et à mesure avec la production de bloc suite au manque de maintien de pression dans l'Upside nord et le bloc **OMG**. Ce déclin est aussi causé principalement aux PVT, Kh faibles et le bouchage par les dépôts (Fig.III.3) [1].

III.2. Partie calcul (MBAL)

III.2.1. Estimation des réserves

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées au laboratoire.

Il existe plusieurs méthodes très différentes pour évaluer les quantités des hydrocarbures dans les réservoirs parmi c'est méthodes : la méthode de bilan matière.

A partir de cette méthode on va calculer les réserves des hydrocarbures dans le bloc OMG.

III.2.2. L'équation de bilan matière

$$N \left[B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} R_s) + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 + S_{wi}} \right) \Delta P \right] + W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w \quad (III.1)$$

III.2.3. Aperçu sur le software MBAL

MBAL est un outil d'analyse de réservoir qui utilise l'historique de production et les caractéristiques PVT du fluide à produire pour :

- effectuer des calculs de bilan matière
- estimer les réserves d'huile originales en place (OOIP)
- identifier les mécanismes de drainage à l'intérieur du réservoir (dilatation des fluides, l'expansion et l'afflux de formation aquifère).

Le logiciel MBAL se présente comme un package constitué de divers modules visant à aider l'ingénieur pour une meilleure compréhension du comportement des réservoirs et d'effectuer la prévision d'exécution. Actuellement, les différents modules dans MBAL sont :

- Material Balance.
- Monte Carlo volumetric.
- Decline Curve Analyse.

III.2.4. Calcul des réserves

Les paramètres nécessaires aux calculs ont été choisis comme suite :

Le logiciel MBAL exige certaines données pour calculer :

1) Options du système

Les définitions des options du système sont :

- Reservoir Fluide : Oil
- Reservoir Model : Single Tanks
- PVT Model : Simple PVT
- Production Histories: By well

2) Données PVT

Pour valider les données PVT on a besoin de :

- Température du réservoir : 118°C
- Pression de bulle : 153 kg /cm
- Formation GOR : 150
- Densité de l'huile : 42 API
- Salinité de l'eau : 188000 ppm

Pour le matching des paramètres PVT on a utilisé les corrélations :

- Lasater: Pb, Rs, Bo.
- Oil viscosity: Petrosky & al.

3) Données de réservoir

Paramètres de réservoir :

- Type de réservoir : Oil
- Température : 120°C
- Pression initial : 476 kg /cm²
- Porosité : 0,08
- Saturation d'eau : 0,25
- Compressibilité d'eau : use corrélation
- Initial Gas Cap : 0
- OOIP : 40 e+6 Sm³

4) Données des puits

Type de puits : Oil production

On introduit l'historique de production de chaque puits (pression, cumul d'huile et le cumul de gaz).

III.2.5. Modèle MBAL

La figure suivante représente le modèle de MBAL (Fig.III.4).

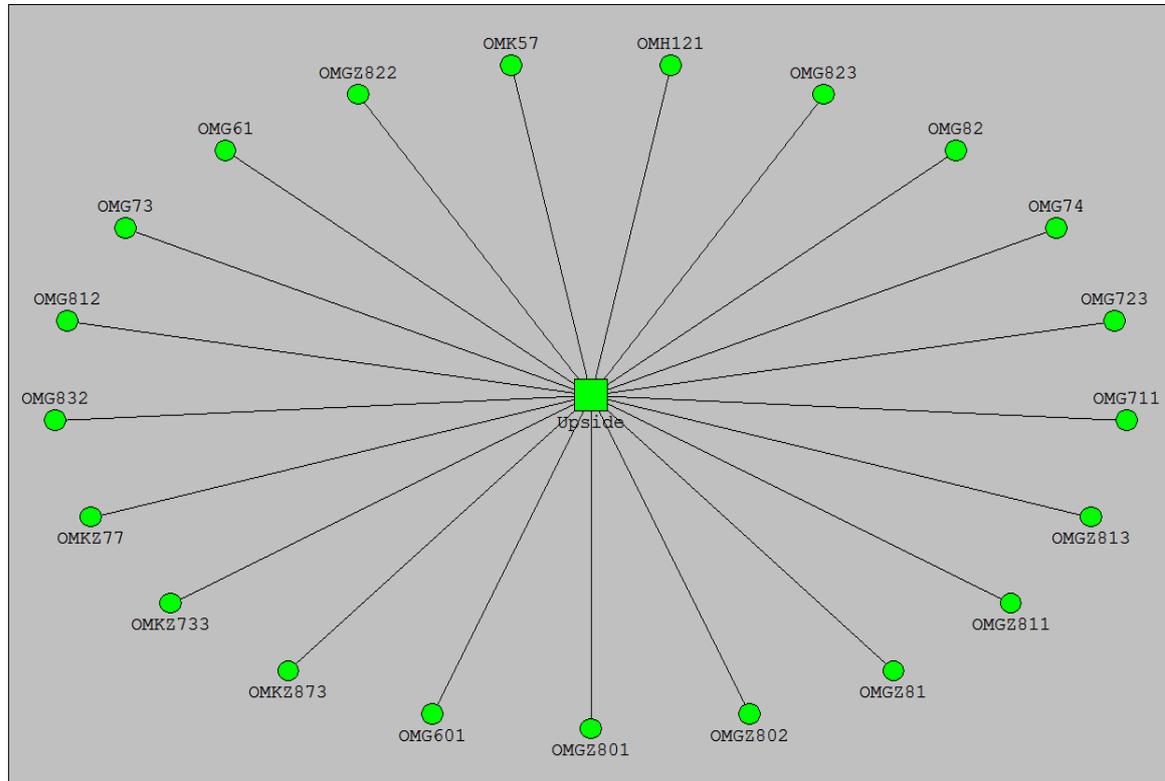


Figure III. 4:Modèle de MBAL.

Les pressions de réservoir de chaque puits sont déterminées à partir de l'interprétation des essais de puits. Ces pressions sont toutes données à une côte de référence de -3200 m par rapport au niveau de la mer.

III.2.6. Calage de l'historique

Après l'insertion de toutes les données nécessaires pour le calcul et pour réaliser la simulation, on propose une valeur pour les réserves. D'après les résultats de pression de gisement moyenne obtenue par la simulation on trace une courbe de tendance pour le calage de notre modèle, et on fait varier à chaque fois la valeur des réserves jusqu'à ce qu'on ait un bon calage (Fig.III.5) .

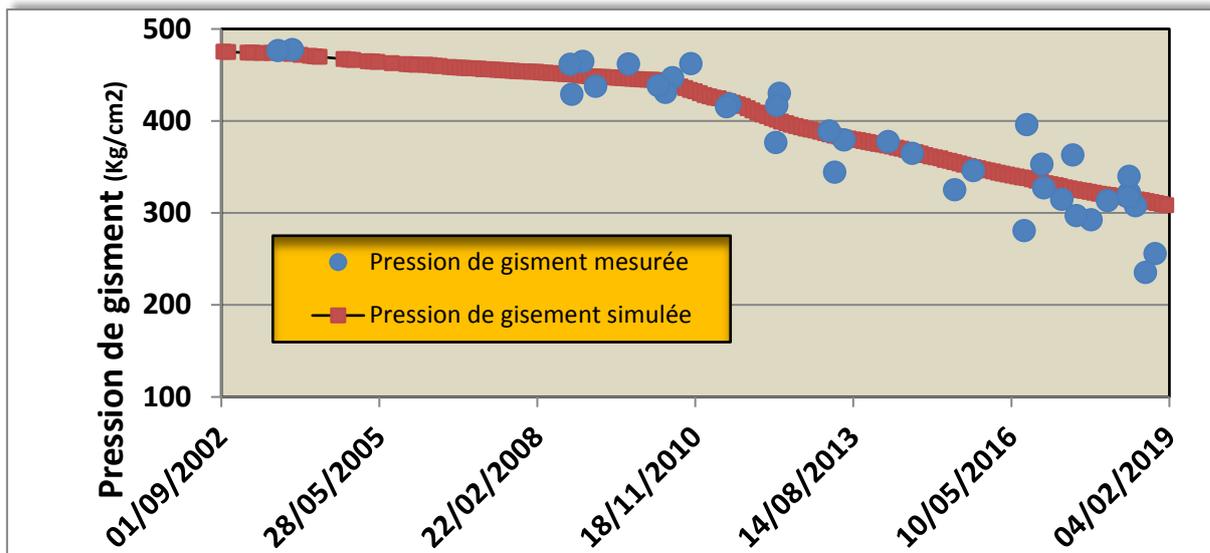


Figure III. 5: Calage de l'historique de pression.

III.2.7. Conclusion

L'étude faite sur l'estimation des réserves dans cette partie avec la méthode de bilan matière montre l'existence d'un potentiel important en réserves dynamiques de l'ordre de $N=40 \text{ MM m}^3$.

III.3. Partie d'optimisation (PIPESIM)

III.3.1. Présentation du logiciel d'optimisation

Le logiciel PIPESIM (**P**ipeline **S**imulator) est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir).
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire).
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur).

1) Application du logiciel PIPESIM

- L'optimisation des équipements des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits.
- L'optimisation des systèmes de production.
- L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux.
- L'optimisation des systèmes de récupération.

2) Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance).
- Les données petro-physiques.
- Rapport géologique.
- Données PVT.
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage.
- Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits.

3) Optimisation des paramètres pour les puits gaz lift

Dans cette partie on a travaillé sur l'optimisation des paramètres qui influent sur l'efficacité du gaz lift. Les paramètres considérés sont :

- Le diamètre de chemisage.
- Le débit d'injection du gas-lift.
- Mode d'injection (annulaire ou concentrique).
- Profondeur (point) d'injection.
- Diamètre de la duse.

On a choisi les quatre puits OMG832 ; OMG51, OMG 73 et OMGZ801 comme exemple du champ de Hassi Massaoud.

III.4. Puits OMG 823**III.4.1. Historique de puits OMG823**

OMG 823 est un puits producteur d'huile foré en 2016 dans la zone centrale (zone HZN), il est programmé prochainement raccordé en gaz lift pour augmenter la production.

Ci-dessous les trois courbes qui présentent la pression de gisement et la pression de fond ; GOR et les différents jaugeages(Q_{HUILE}) (Fig.III.6).

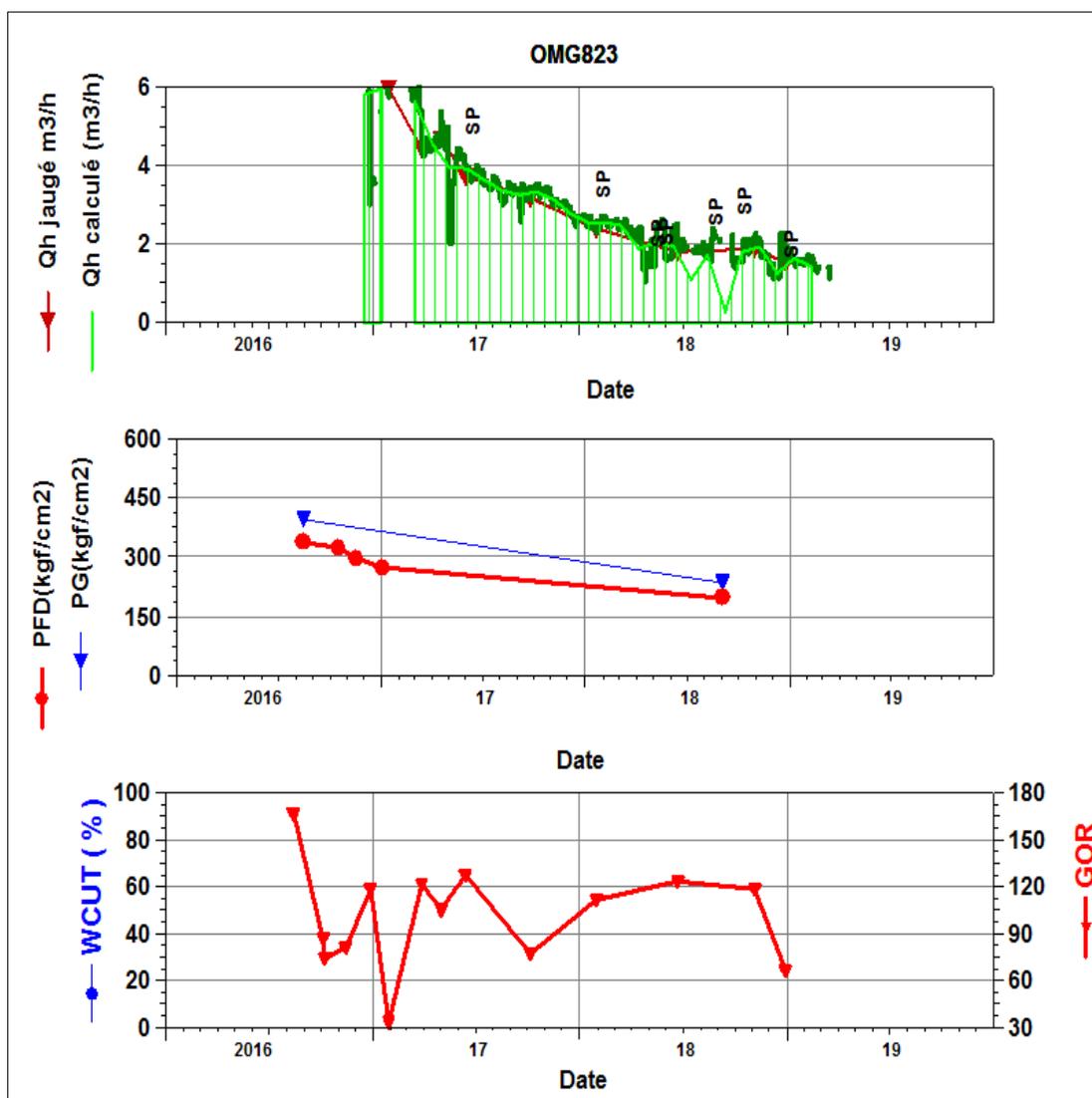


Figure III. 6: Courbe des différents paramètres.

III.4.2. Complétion de puits :

OMG 823 est un puits vertical en open hole complété par tubing 4’’1/2.

La complétion de puits est représentée dans La fiche technique.

III.4.3. Données du puits au dernier BUILD UP (04/09/2018)

Tableau III. 1: Données du puits OMG823 au dernier BU.

PG (kgf/cm ²)	239.91	DUSE (mm)	8
PFD (kgf/cm ²)	200	SKIN	-
PT (kgf/cm ²)	24.88	GOR	188
Qo (m ³ /d)	42.93	IP	0.05
Qg (m ³ /d)	5284.56	Wcut %	0

A partir de ces données le point de fonctionnement obtenu par PIPESIM dans l'année de build up est le suivant (Fig.III.7.) :

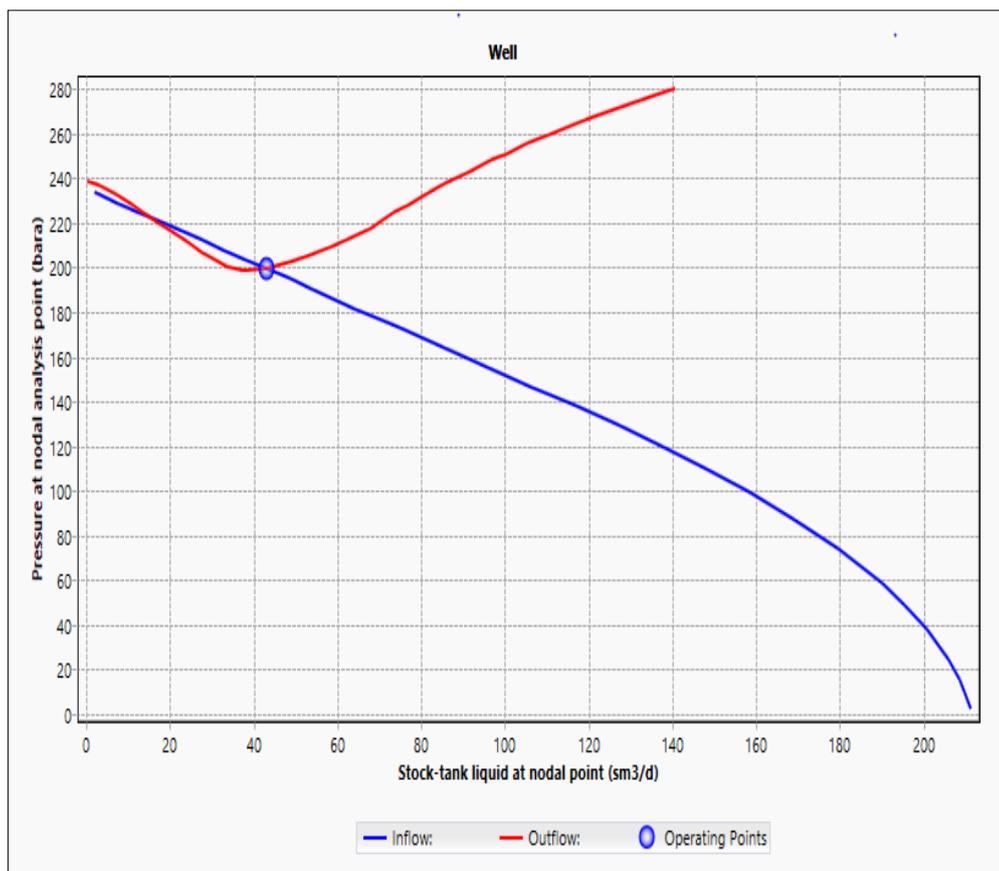


Figure III. 7: Performance de puits OMG823 dans l'année de dernier test BU.

Le point de fonctionnement du puits est l'intersection de l'inflow (la performance du réservoir) et l'outflow (performance du tubing) (Q_o égale à 42.93 m³/d).

III.4.4. Données du puits au dernier jaugeage UPDATE (30/12/2018)

Tableau III. 2: Données du puits OMG823 au dernier jaugeage.

PG (kgf/cm ²)	237	DUSE (mm)	8
PFD (kgf/cm ²)	200	SKIN	-
PT (kgf/cm ²)	22.41	GOR	66
Qo (m ³ /d)	34.45	IP	0.04
Qg (m ³ /d)	2402.64	Wcut %	0

Le point de fonctionnement actuel obtenu par PIPESIM (Fig.III.8):

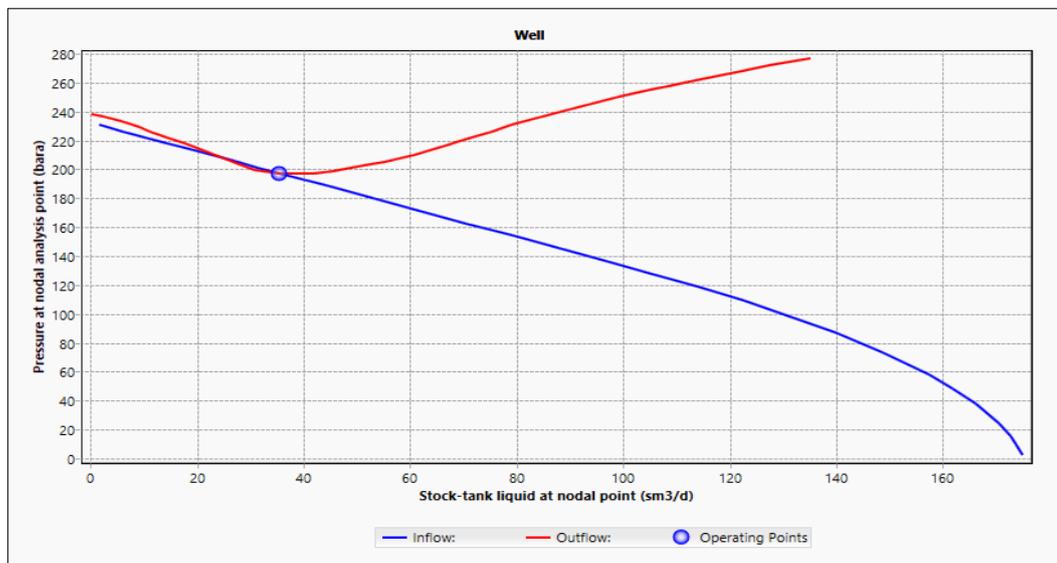


Figure III. 8: Performance de puits OMG823 actuelle.

III.4.5.Optimisation de Gaz lift

Dans cette partie, en se basant sur l'optimisation de diamètre de chemisage, Pour chaque complétion, on change la côte d'injection et on choisit le meilleur débit d'injection de gaz et on change la duse, puis, on compare les résultats obtenus et on choisit le meilleur chemisage.

1) Performance du débit d'injection de gaz

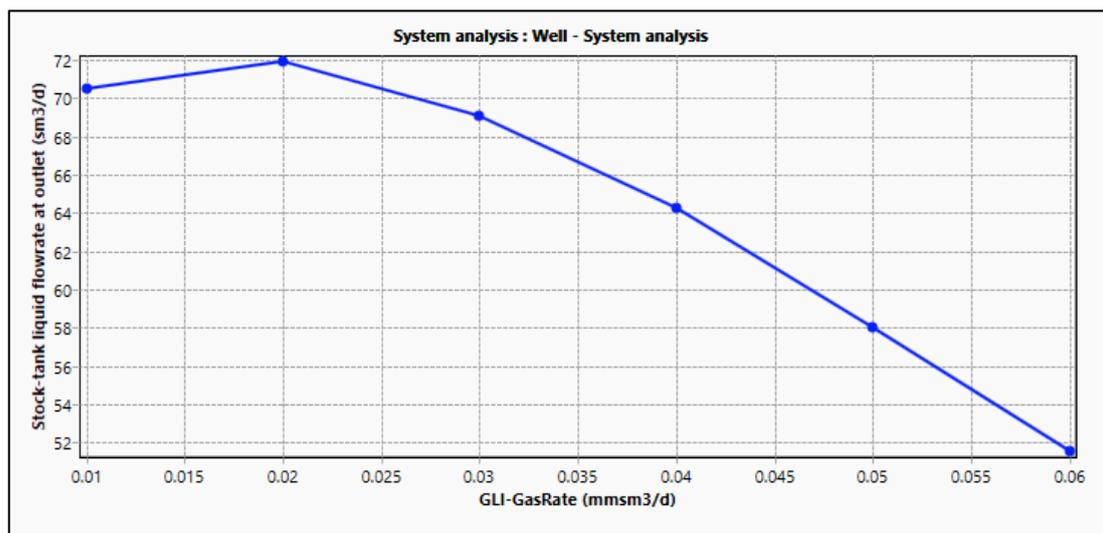


Figure III. 9:Performance du débit d'injection de gaz OMG823.

Le meilleur débit d'injection de gaz pour trouver meilleur débit d'huile et Q_g (injecter) égale à 0.02 mmsm³/d (Fig.III.9).

a) Pour la complétion (4''1/2 * 1''660 Annulus)

• A la cote (3340 m)

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à 0.02 mmsm³/d au diamètre de duse égale 8mm, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig.III.10) :

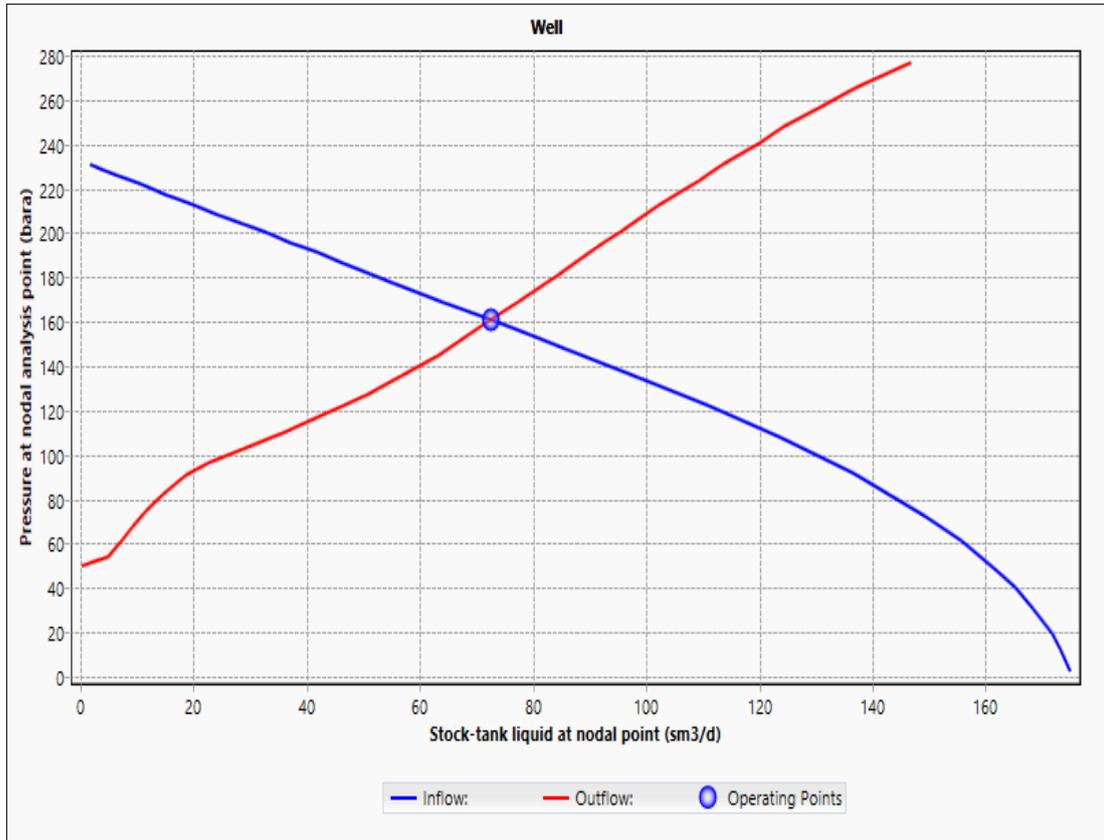


Figure III. 10:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3340m pour la complétion (4''1/2*1''66 annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 8 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 20000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Qo (sm³/d)	73
PFD (kgf/m²)	163.70

b) Pour la complétion (4''1/2 * 1''660 Annulus)

• **A la cote (3200 m)**

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à **0.02 mmsm³/d** au diamètre de duse égale **8mm**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant(Fig.III.11) :

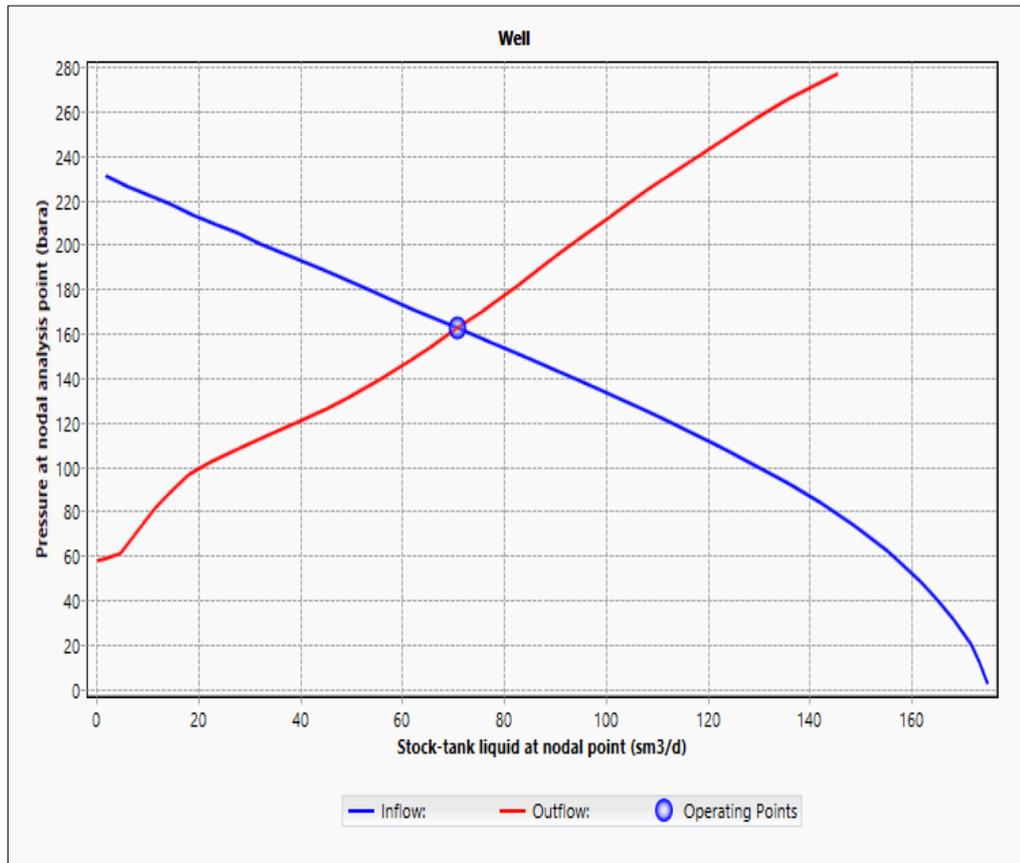


Figure III. 11:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3200m pour la complétion (4''1/2*1''66annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **8 mm** avec un débit de gaz injecté optimum de **20000 m³/d** on obtient les résultats suivants :

Qo (sm³/d)	70
PFD (kgf/m²)	164

c) Pour la complétion (4''1/2 * 1''90 Annulus)

• A la cote (3340 m)

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à $0.02 \text{ mmsm}^3/\text{d}$ au diamètre de duse égale 8 mm , on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant(Fig.III.12) :

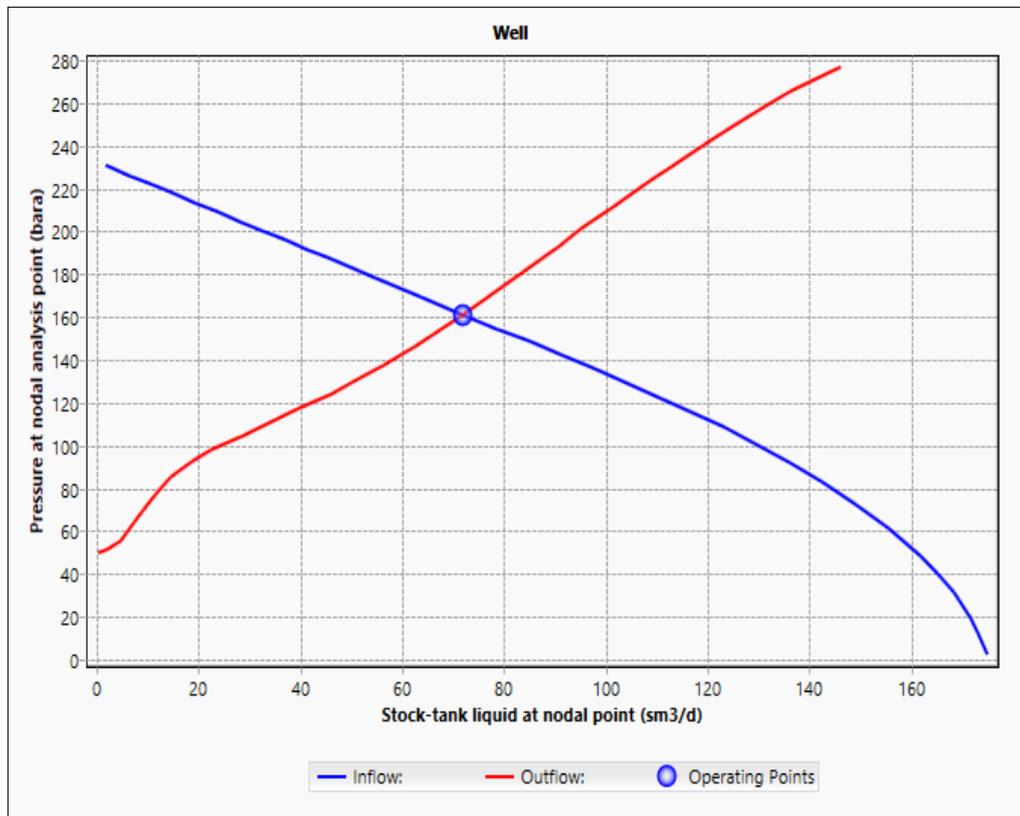


Figure III. 12:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823à la cote 3340mpour la complétion (4''1/2*1''90annuus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 8 mm avec un débit de gaz injecté optimum de $20000 \text{ m}^3/\text{d}$ on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm^3/d)	72
PFD (kgf/m^2)	164

d) Pour la complétion (4''1/2 * 1''90 Annules) :

- A la cote (3200 m) :

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à 0.02 mmsm³/d au diamètre de duse égale 8mm, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig.III.13) :

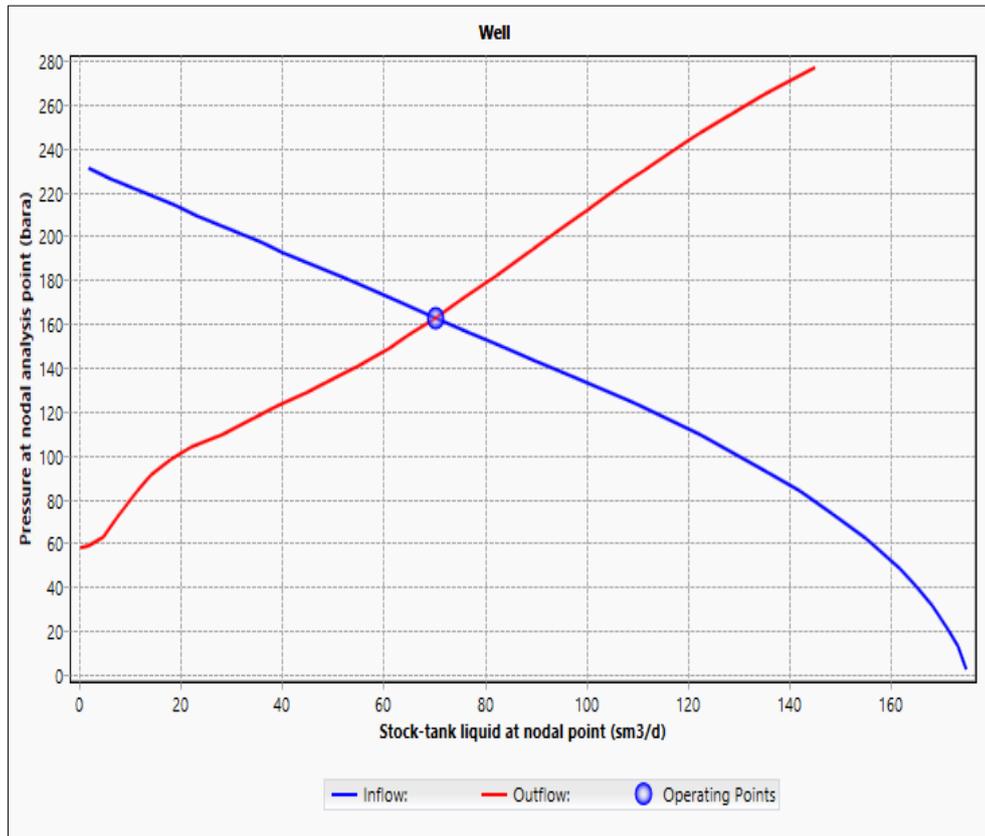


Figure III. 13:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3200m pour la complétion (4''1/2*1''90annlus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 8 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 20000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Qo (sm³/d)	70
PFD (kgf/m²)	164

e) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Annulus) :

- A la cote (3340 m) :

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à 0.02 mmsm³/d au diamètre de duse égale 8mm, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig.III.14) :

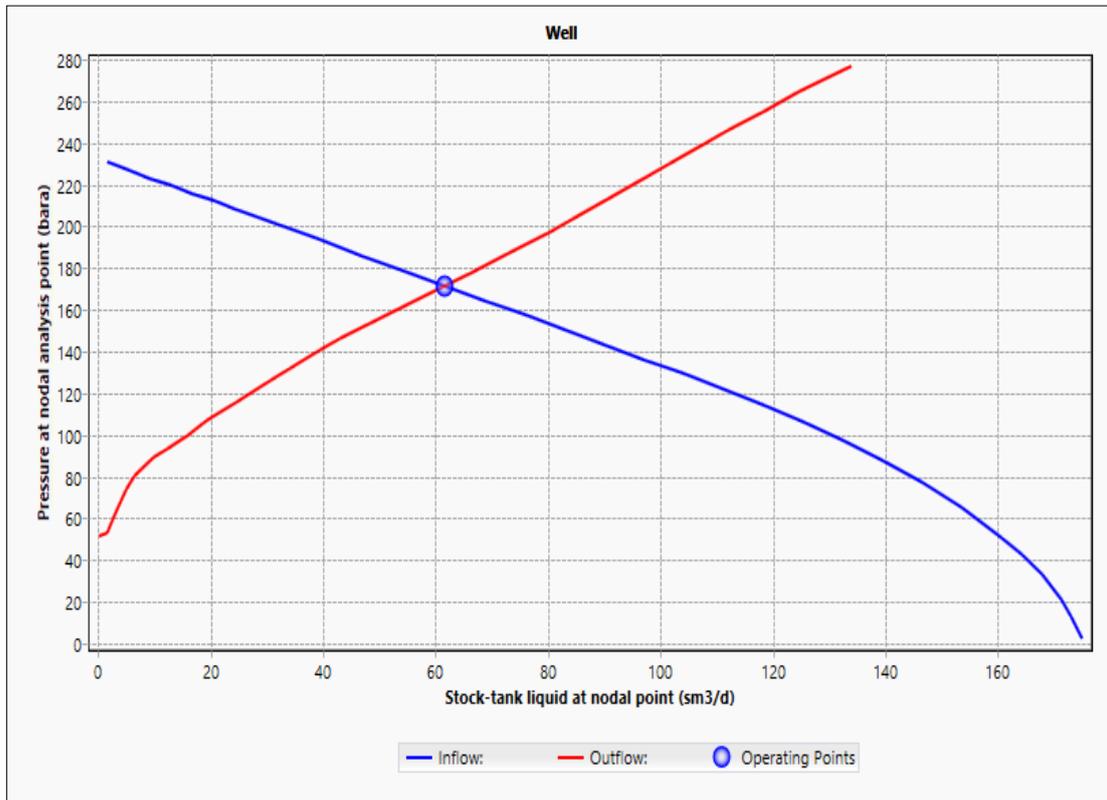


Figure III. 14: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3340m pour la complétion (4''1/2*2''7/8annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 8 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 20000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Qo (sm³/d)	61
PFD (kgf/m²)	173

f) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Tubing) :

• A la cote (3340 m) :

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à 0.02 mmsm³/d au diamètre de duse égale 8mm, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig.III.15) :

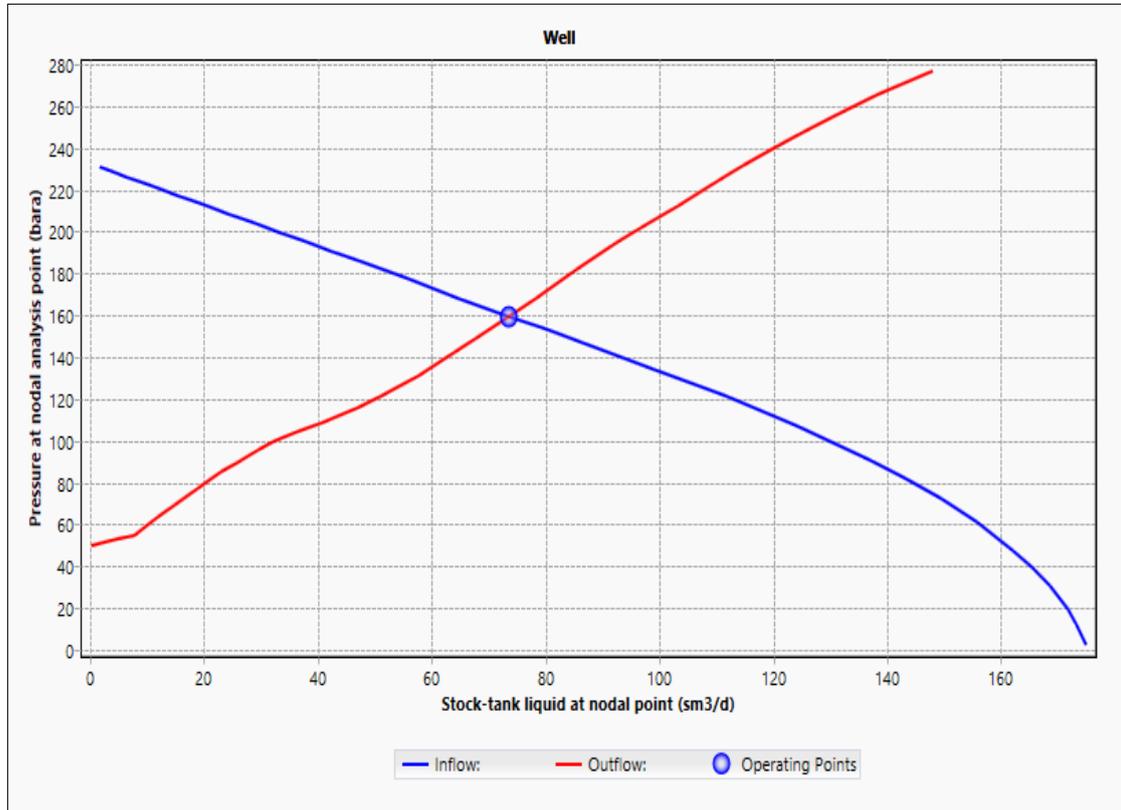


Figure III. 15:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3340m pour la complétion (4''1/2*2''7/8 tubing).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 8 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 20000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o	73(sm³/d)
PFD	161(kgf/m²)

g) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Annulus) :

- A la cote (3200 m) :

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à 0.02 mmsm³/d au diamètre de duse égale 8mm, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig.III.16) :

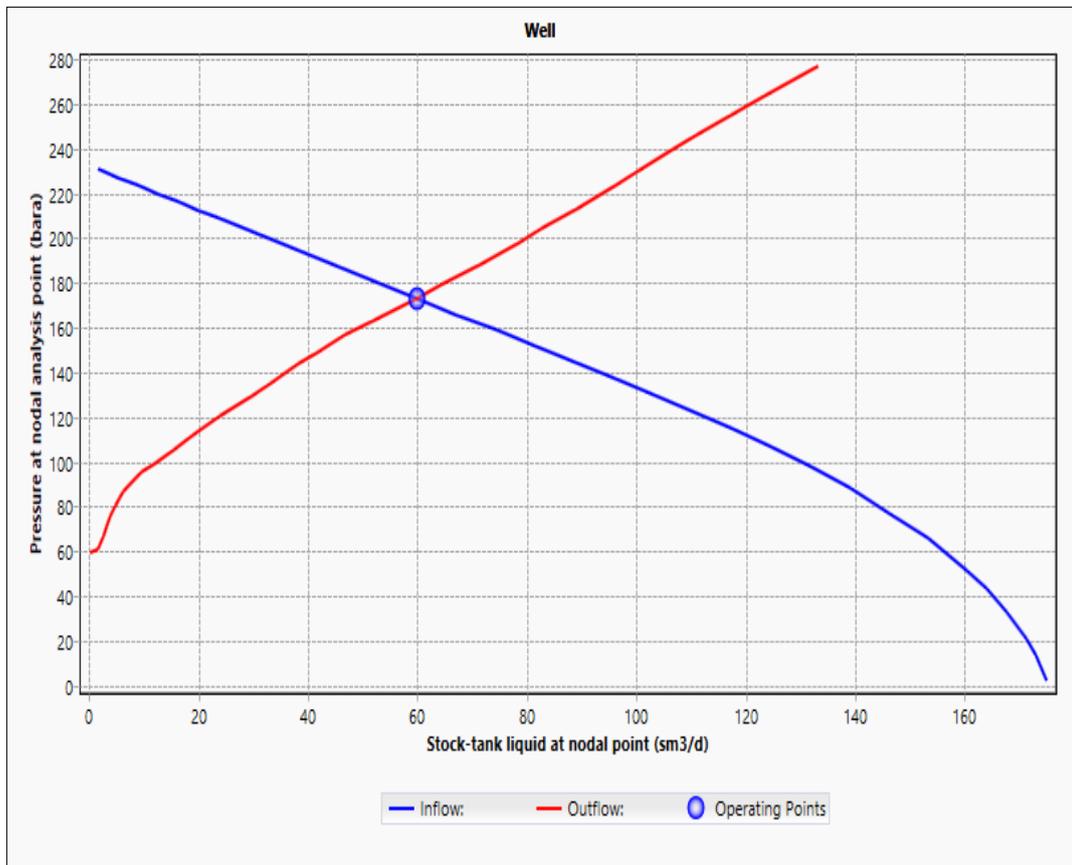


Figure III. 16: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823 à la cote 3200m pour la complétion (4''1/2*2''7/8 annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 8 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 20000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o	59(sm³/d)
PFD	175(kgf/m²)

h) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 tubing) :

- A la cote (3200 m) :

Pour débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à 0.02 mmsm³/d au diamètre de duse égale à 8mm, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig.III.17).

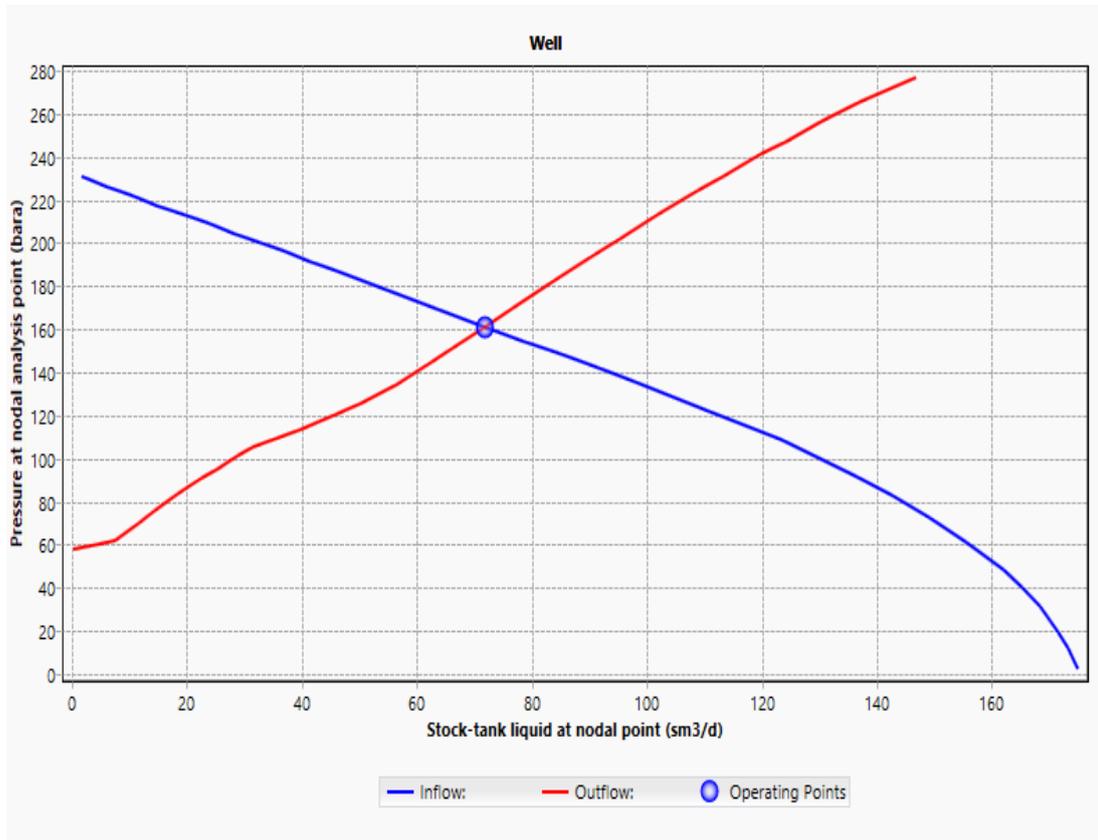


Figure III. 17:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG823à la cote 3200m pour la complétion (4"1/2*2"7/8 tubing).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 8 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 20000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o	72(sm³/d)
PFD	163(kgf/m²)

D'après les différents scénarios proposés, on choisit les meilleures cotes qui ont donné une bonne récupération des hydrocarbures en les représentant dans le tableau suivant :

Tableau III. 3: Paramètres du puits selon les meilleurs scénarios.

Diamètre de CCE	Cote opt	Q d'injection de gaz sm ³ /d	Duse (mm)	Q _{HUILE} (sm ³ /d)
1''660	3340m	20000	8	73
2''7/8 tubing	3340m	20000	8	73
2''7/8 tubing	3200m	20000	8	72

On propose quelques scénarios pour estimer la meilleure production en supposant que le pourcentage de water cut augmentera dans le réservoir. En changeant à chaque fois le diamètre de la duse et en injectant le gaz lift à Q_{inj} égale à 20000 Sm³/d, On obtient à partir de logiciel PIPESIM les résultats de l'optimisation suivants :

2) Cote 3340 Annulus 1''66 et Tubing 2''7/8 à débit de gaz injecté égal 0.02mmsm³/d

Les tableaux suivants représentent les valeurs des débits de production en fonction de la variation de water cut et de la duse.

Tableau III. 4: Données du puits après la variation des différents paramètres (Water cut, Débit, Duse) 1''66 ANNULUS.

↘	Q (sm ³ /d)				
WATER CUT	duse (8mm)	duse (12mm)	duse (14mm)	duse (16mm)	duse (18mm)
10	71	106	116	122	125
20	70	104	114	119	123
30	69	102	11	117	120
40	68	100	109	114	118
50	67	98	107	112	115

Tableau III. 5: Données du puits après la variation des différents paramètres (Water cut, Débit, Duse) 2''7/8 TUBING.

↘	Q (sm ³ /d)				
WATER CUT	duse (8mm)	duse (12mm)	duse (14mm)	duse (16mm)	duse (18mm)
10	73	112.5	124.95	131.69	135.98
20	72	11.05	123.2	129.7	133.98
30	71.5	109.5	121.3	127.7	131.83
40	71	108.04	119.34	125.5	129.62
50	69	106.5	117.32	12.3	127.26

3) La cote 3200 tubing 2''7/8 débit =0.02mmsm³/d

Ce tableau représente les valeurs des débits de production en fonction de la variation de water cut et de la duse.

Tableau III. 6: Données du puits après la variation des différents paramètres (Water cut, Débit, Duse) 2''7/8 TUBING.

↘	Q (sm ³ /d)				
WATER CUT	duse (8mm)	duse (12mm)	duse (14mm)	duse (16mm)	duse (18mm)
10	71	110	123	129	134
20	70	108	120	127	131
30	69	106	118	125	129
40	68	105	116	122	126
50	67	103	113	119	123

Après l'interprétation des résultats des tableaux ci-dessus, on conclut que le chemisage 2 ''7/8(tubing) est le meilleur pour l'injection de gas lift et le water cut égal à 50%, avec une injection de gas lift optimal de 20000(m³ / d) et le diamètre de la duse de 18 (mm) avec un débit optimum de (127.26 m³/d). Tableau suivants :

Tableau III. 7 : Variation de débit en fonction de différentes données de puits.

Diamètre de CCE	Cote opt	Q d'injection de gaz sm³/d	La duse mm	Water cut %	Qo opt sm³/d
1''660	3340 m	20000	18	50	115
2''7/8 annulus	3200 m	20000	18	50	123
2''7/8 tubing	3200 m	20000	18	50	127.26

III.4.6.Recommandations

- Faire des études d'optimisation des duses afin d'avoir de bons résultats.
- Surveiller et prévenir l'augmentation du water cut dans le puits.

III.5. Puits OMG 51

III.5.1. L'historique du puits

OMG 51 est un puits producteur d'huile foré en 2017 dans la zone centrale (zone HZN), il est programmé prochainement raccordé en gaz lift pour augmenter la production.

Ci-dessous les trois courbes qui présentent la pression de gisement et la pression de fond ; GOR et les différents jaugeages (Q_{HUILE}) (Fig. III.18).

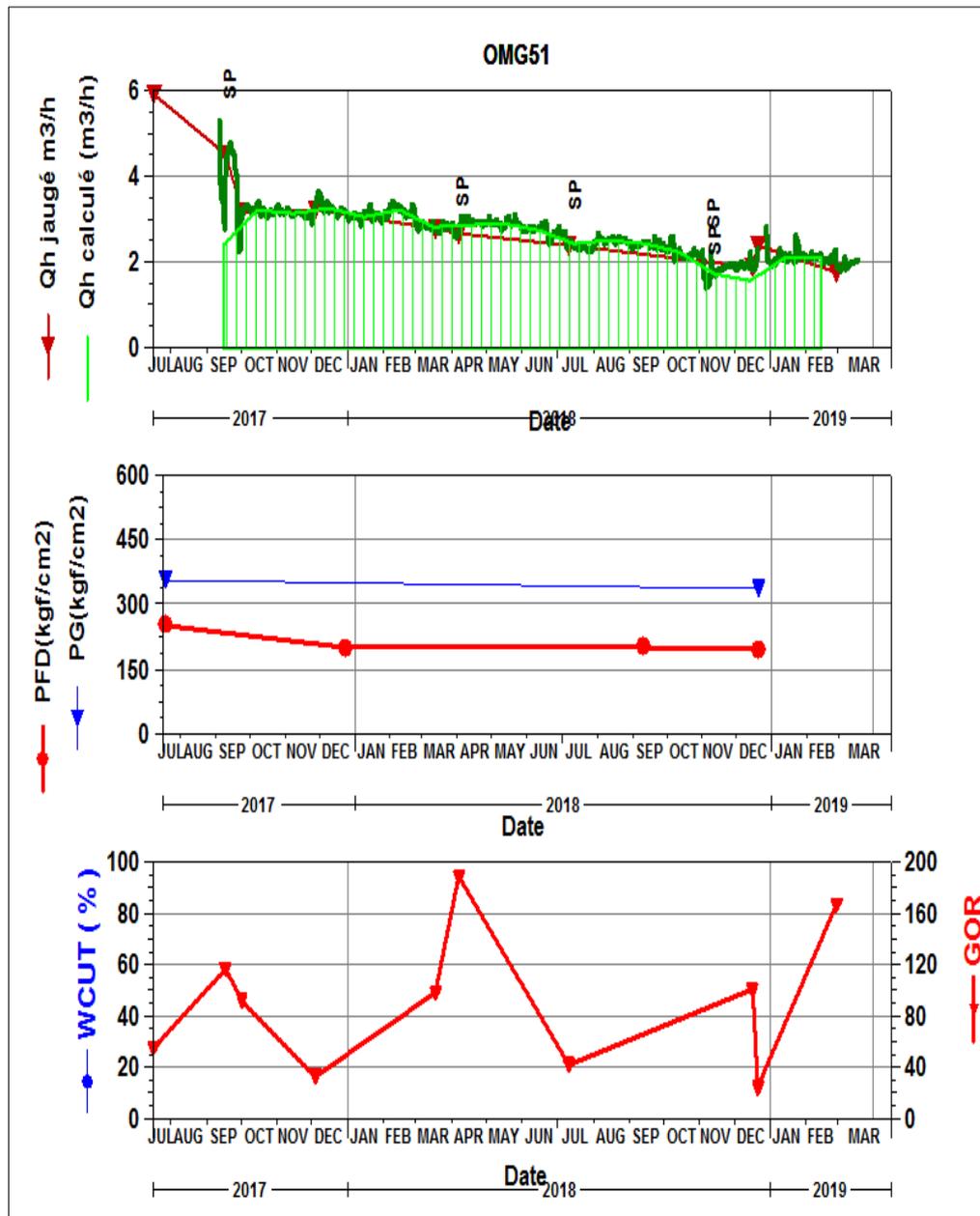


Figure III. 18: Courbes des différents paramètres.

III.5.2. Complétion de puits

OMG 51 est un puits vertical en open hole complété par tubing 4''1/2.

La complétion de puits est représentée dans La fiche technique.

III.5.3. Données du puits au dernier build up (21/12/2018)

Tableau III. 8: Données du puits OMG 51 selon le BU du (21/12/2018).

PG (kgf/cm²)	335.84	DUSE (mm)	9
PFD (kgf/cm²)	194.9	SKIN	/
PT (kgf/cm²)	18.9	GOR	100
Qo (m³/d)	44.88	IP	0.42
Qg (m³/d)	4469.04	Wcut %	0

La figure suivante montre le point de fonctionnement du puits obtenu par PIPESIM à partir de ce build up (Fig. III.19).

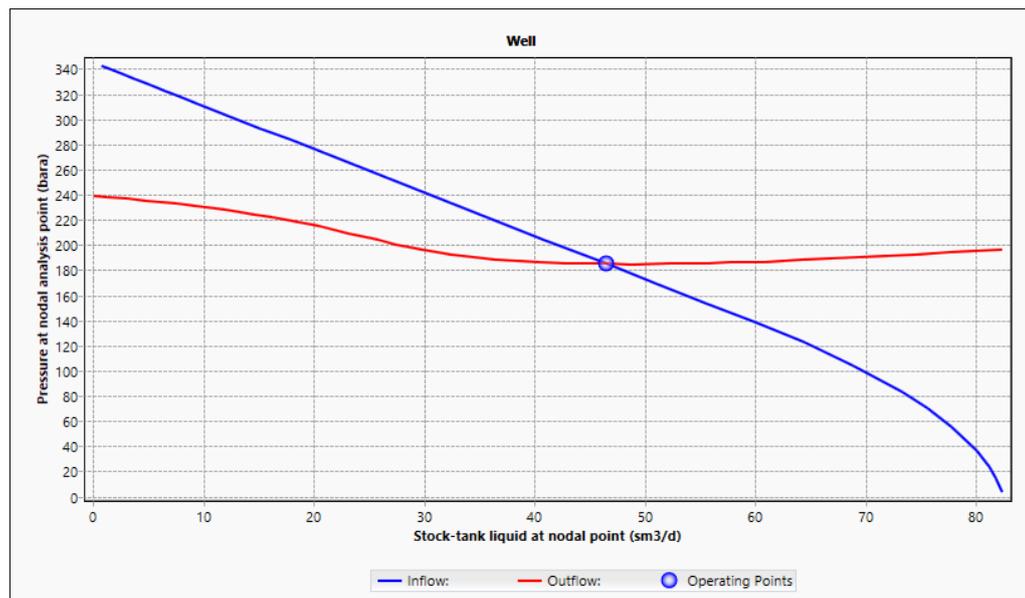


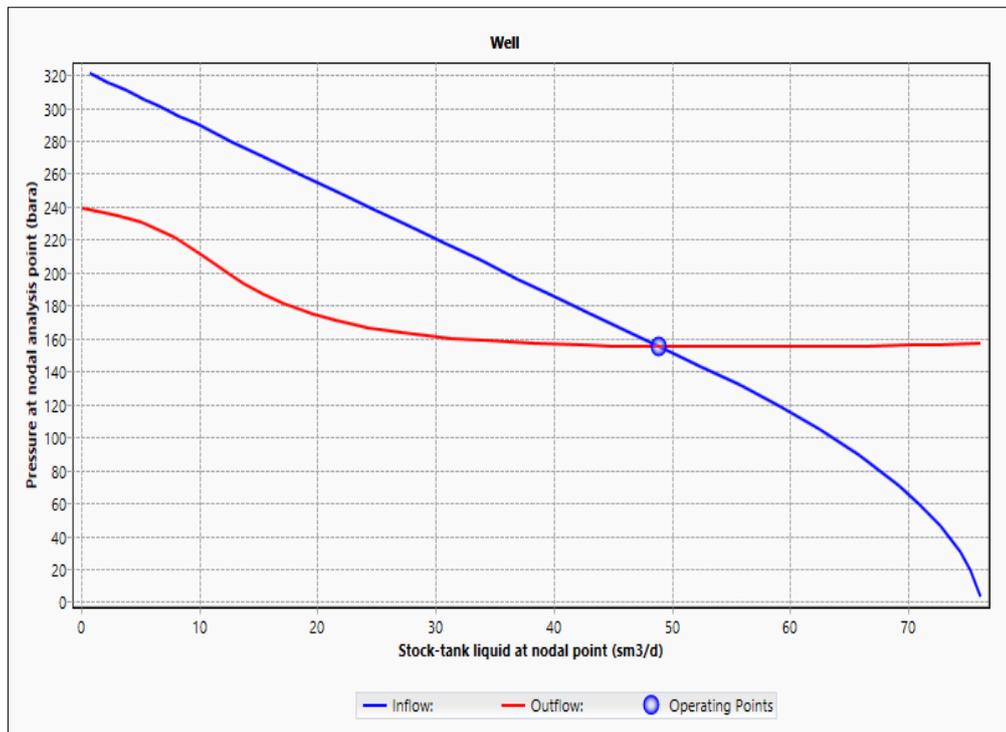
Figure III. 19:Performance de puits OMG51 dans l'année de dernier test BU.

Le point de fonctionnement du puits est l'intersection de la courbe d'IPR (la performance du réservoir) et celle du VLP (performance du tubing) et cette dernière nous donne un débit $Q=41.32\text{m}^3/\text{d}$.

III.5.4. Données du puits au dernier jaugeage UPDATE (17/12/2018)**Tableau III. 9:** Données de dernier jaugeage de puits OMG51.

Pg estimé	330 kg/cm ²	Qoil	42 m ³ /d
Pt	18.31 kg/cm ²	Qgaz inj	/
Pp	15.83 kg/cm ²	GOR	166 sm ³ /sm ³
Duse	9 mm	Wcut	0 %

Le point de fonctionnement actuel obtenu par PIPESIM (Fig. III.20).

**Figure III. 20:** Performance de puits OMG51 actuelle.**III.5.5. Optimisation de Gaz lift**

Maintenant ; on va injecter le gaz lift en modifiant à chaque fois la complétion du puits, changer le diamètre de la dusse et on va garder la même cote de CCE pour voir quelle complétion donne un meilleur débit de production.

1) Performance du débit d'injection de gaz

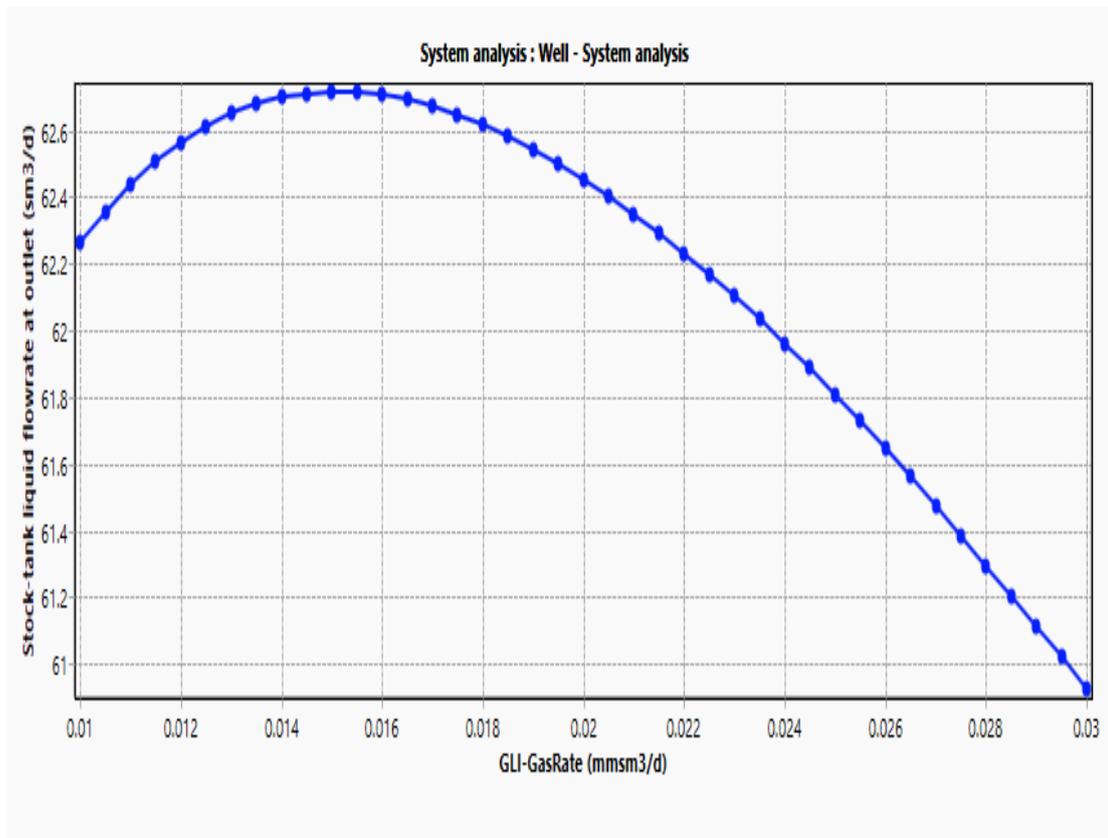


Figure III. 21:Performance du débit d'injection de gaz OMG51.

Le meilleur débit d'injection de gaz pour trouver meilleur débit d'huile et Q_g (injecter) égale **0.015 mmsm³/d** (Fig. III.21).

a) Pour la complétion (4''1/2 * 1''660 Annulus)

- **A la cote (3340 m)**

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à **0.015mmsm³/d** au diamètre de duse égale à **16mm**, on obtient à partir du logiciel PIPESIM le graphe d'optimisation suivant (Fig.III.22).

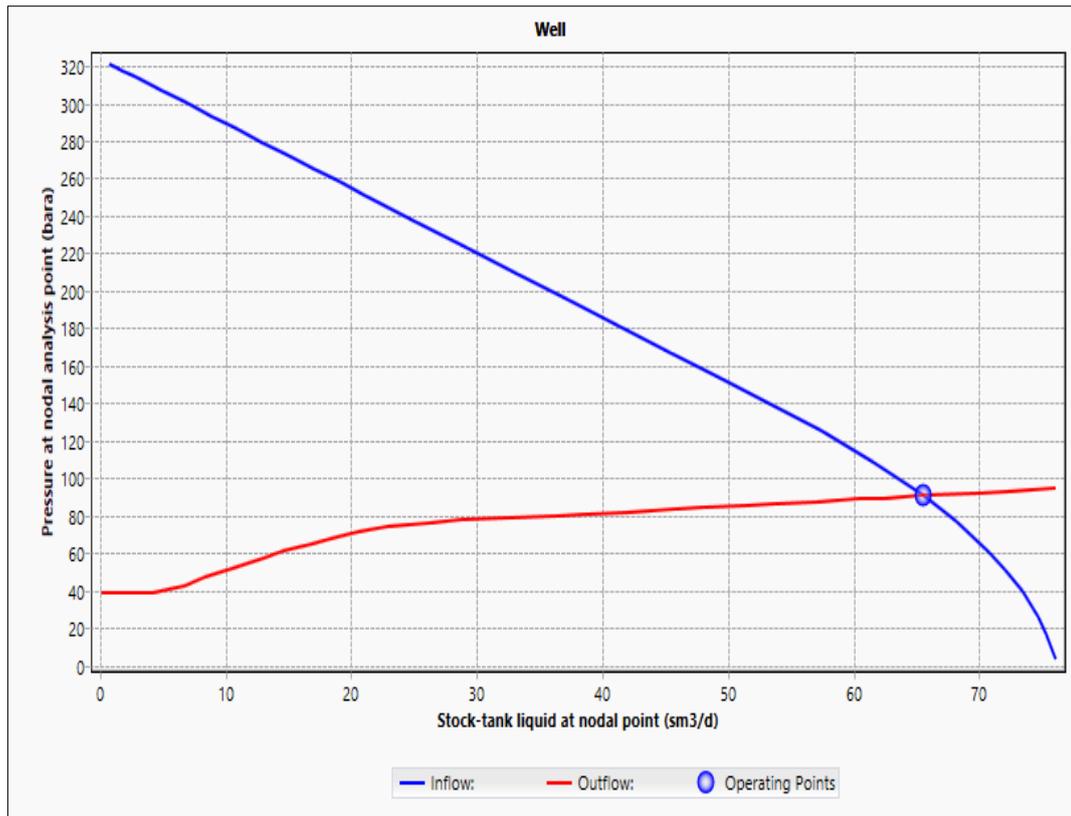


Figure III. 22: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51 pour la complétion (4''1/2*1''66annlus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **16** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **15000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	65.55
PFD (kgf/m²)	91.26

b) Pour la complétion (4''1/2 * 1''900 Annulus)

• **A la cote (3340 m)**

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) égale à **0.015mmsm³/d** au diamètre de duse égale à **16mm**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe d'optimisation suivant (Fig. III.23).

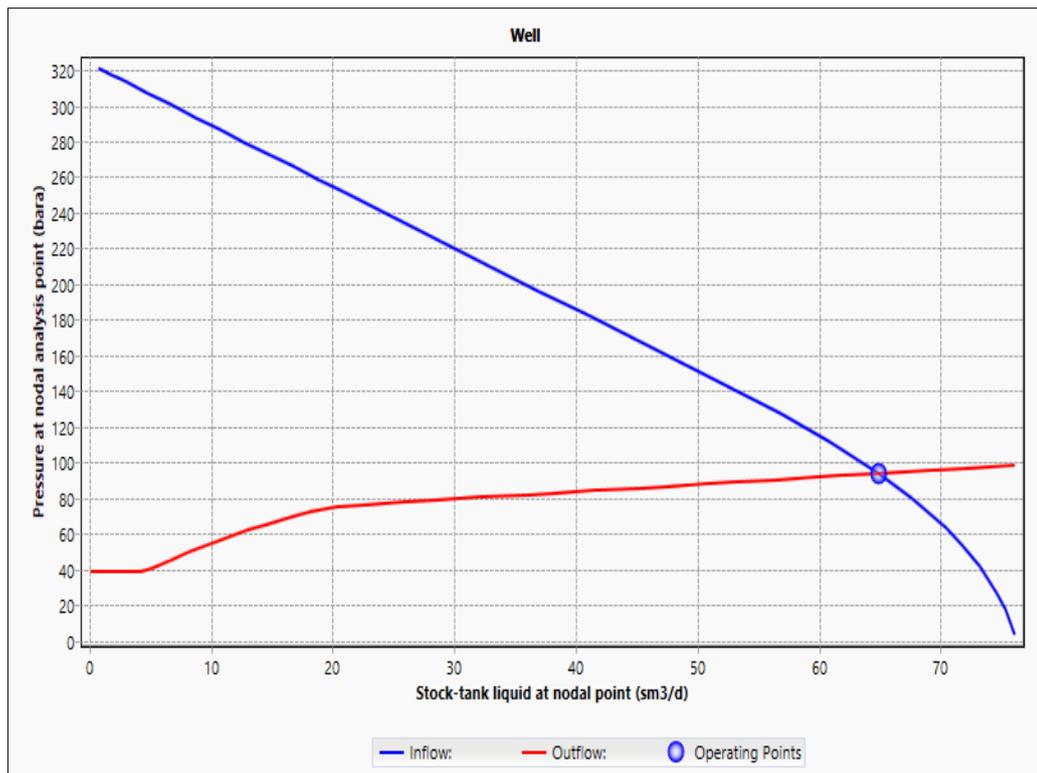


Figure III. 23: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51 pour la complétion (4''1/2*1''99 annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **15** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **15000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	64.88
PFD (kgf/m²)	94.60

c) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Annulus)

• **A la cote (3340 m)**

Pour un débit d'injection de gaz **Q_g (injecter) égale à 0.015mmsm³/d** au diamètre de duse égale à **16mm**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe d'optimisation suivant (Fig. III.24).

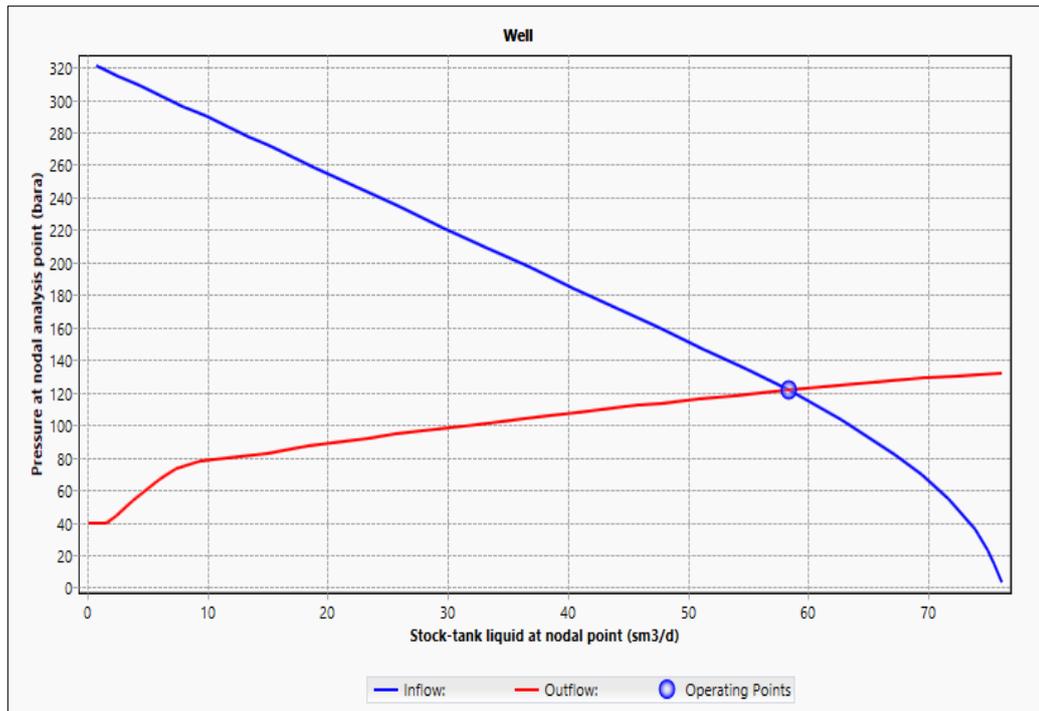


Figure III. 24: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51 pour la complétion (4'1/2*2'7/8).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **16** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **15000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	58.40
PFD (kgf/m²)	122.76

d) Pour la complétion (4'1/2 * 2'7/8 TUBING)

• **A la cote (3340 m)**

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) = **0.015 mmsm³/d** au diamètre de duse = à **16mm**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig.III.25).

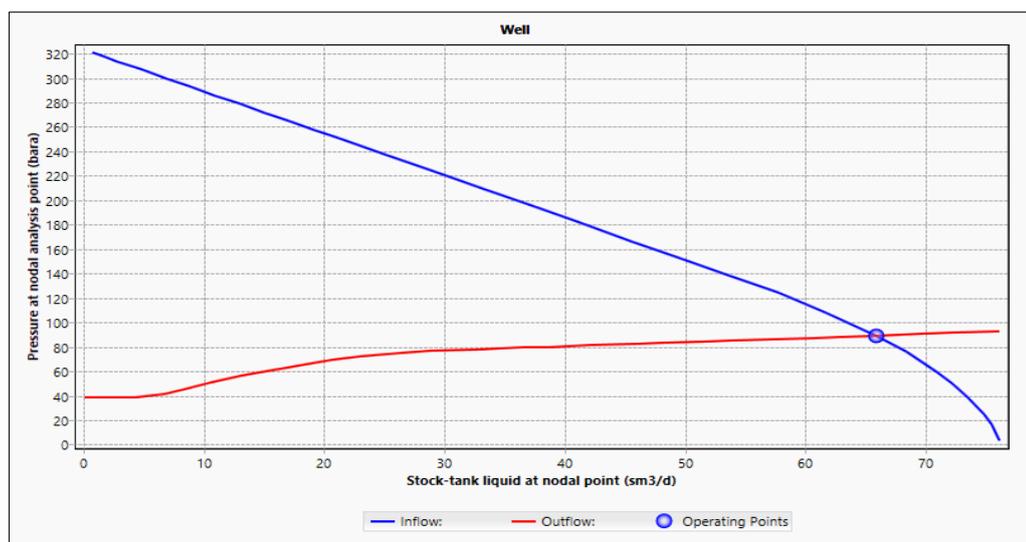


Figure III. 25: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG51 pour la complétion (4''1/2*2''7/8tubing).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **16** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **15000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	65.82
PFD (kgf/m²)	89.92

D'après les différents scénarios précédents on choisit le bon taux de récupération des hydrocarbures dans le meilleur chemisage, d'après le tableau suivant :

Tableau III. 10: Paramètres de puits après les différents scénarios.

Diamètre de CCE	Cote opt	Q d'injection de gaz sm ³ /d	Duse (mm)	Q _{HUILE} (sm ³ /d)
2''7/8 tubing	3340m	15000	14	65.82

On conclut après l'interprétation des résultats récapitulatifs et le tableau au-dessus, que le chemisage 2''7/8(tubing) qui donne le meilleur débit de récupération.

III.5.6.Recommandation

- Descente de chemisage 2''7/8 jusqu'à la cote 3340m.
- De faire le gaz lift avec l'injection de gaz lift dans l'annulaire.
- Mettre le puits en production avec un GL optimal de 15000sm³/d duse 14mm.
- Faire une fracturation hydraulique pour augmenter le débit de production.

III.6. Puits : OMG 73

III.6.1. Historique de puits OMG73

OMG 73 est un puits producteur d'huile foré en 2010 dans la zone centrale (zone HZN), il est programmé prochainement raccordé en gaz lift pour augmenter la production.

Ci-dessous les trois courbes qui présentent la pression de gisement et la pression de fond ; GOR et les différents jaugeages (Q_{HUILE}) (Fig. III.26).

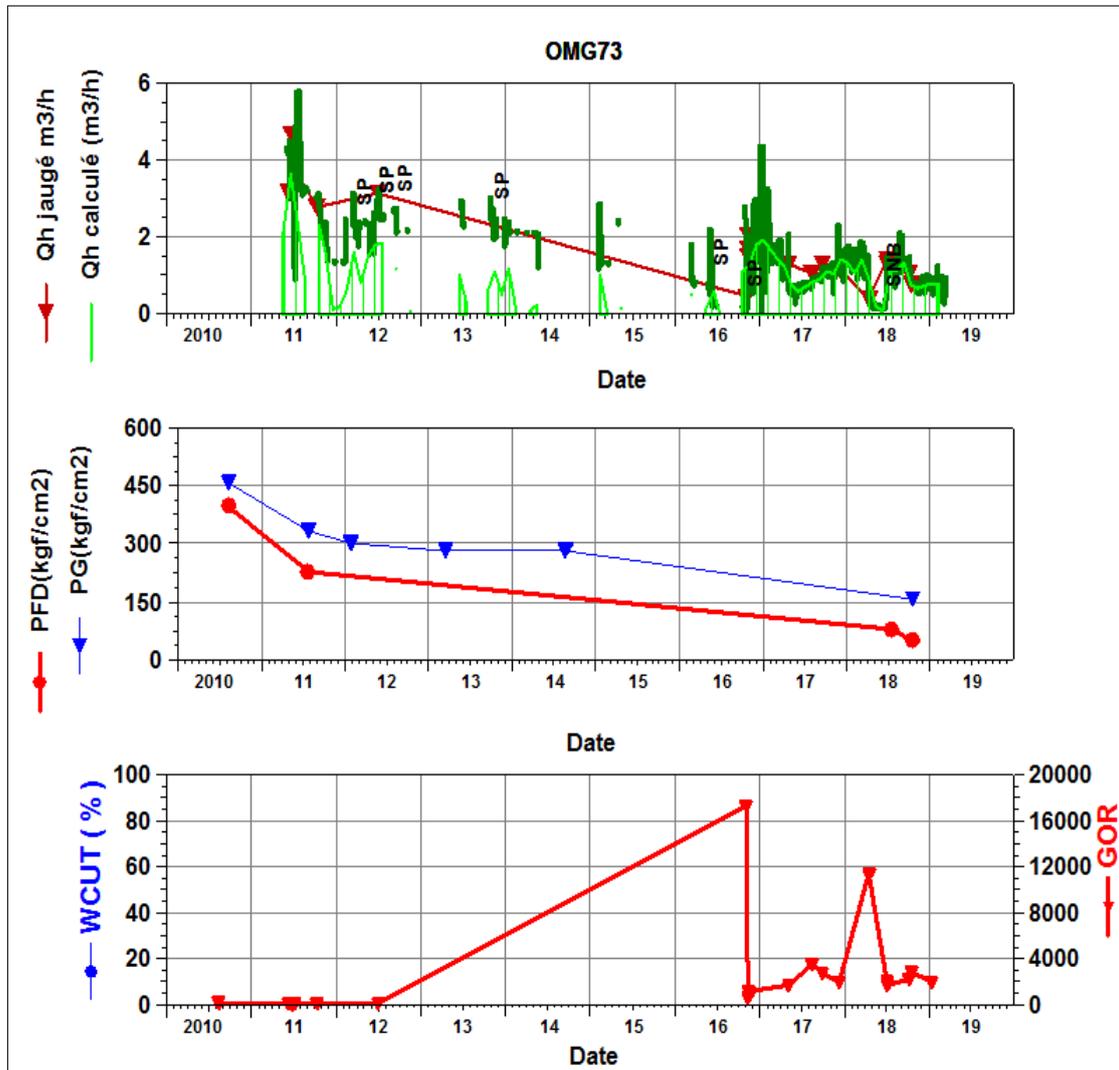


Figure III. 26: Courbes des différents paramètres.

III.6.2. Complétion de puits

Le puits est vertical, perforé complété par un tubing 4''1/2 NV et concentrique 1''660 pour l'injection de gaz.

La complétion de puits est représentée dans La fiche technique.

III.6.3. Données du puits au dernier BUILD UP (18/10/2018)

Tableau III. 11: Données du puits OMG73 au dernier BU.

PG (kgf/cm ²)	152	DUSE (mm)	17
PFD (kgf/cm ²)	65	SKIN	1.25
PT (kgf/cm ²)	21	GOR	2789
Qo (m ³ /d)	19.2	IP	0.2
Qg (m ³ /d)	53548.8	Wcut %	0

A partir de ces données Le point de fonctionnement obtenu par PIPESIM dans l'année de build up est le suivant (Fig. III.27).

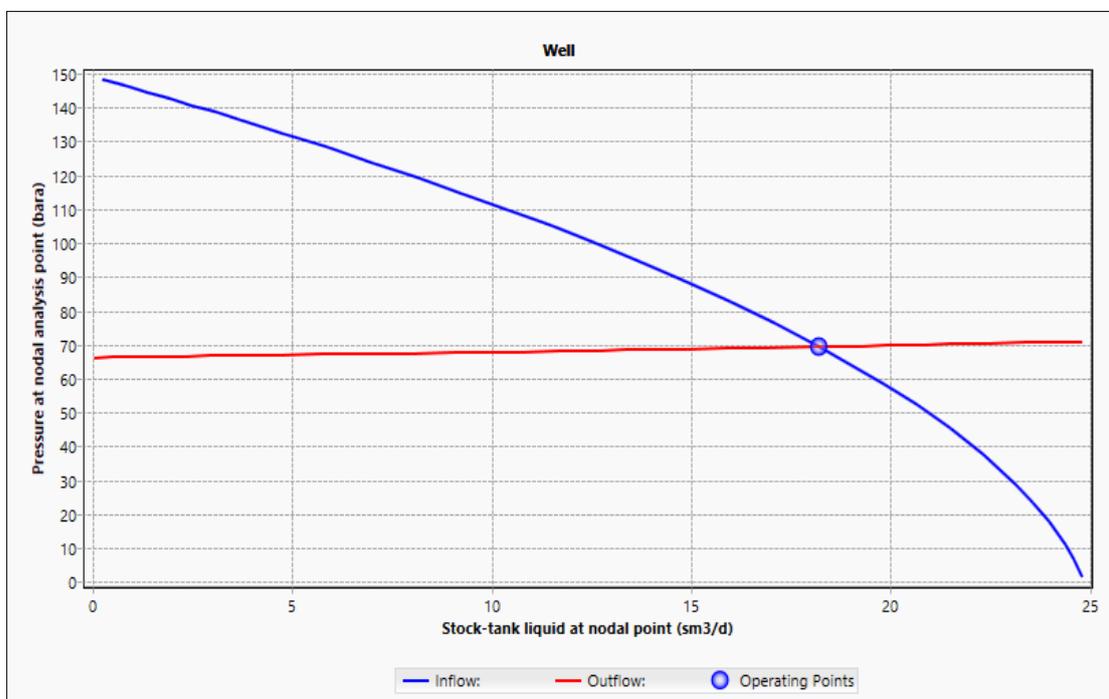


Figure III. 27: Performance de Puits OMG73 dans l'année de dernier test BU.

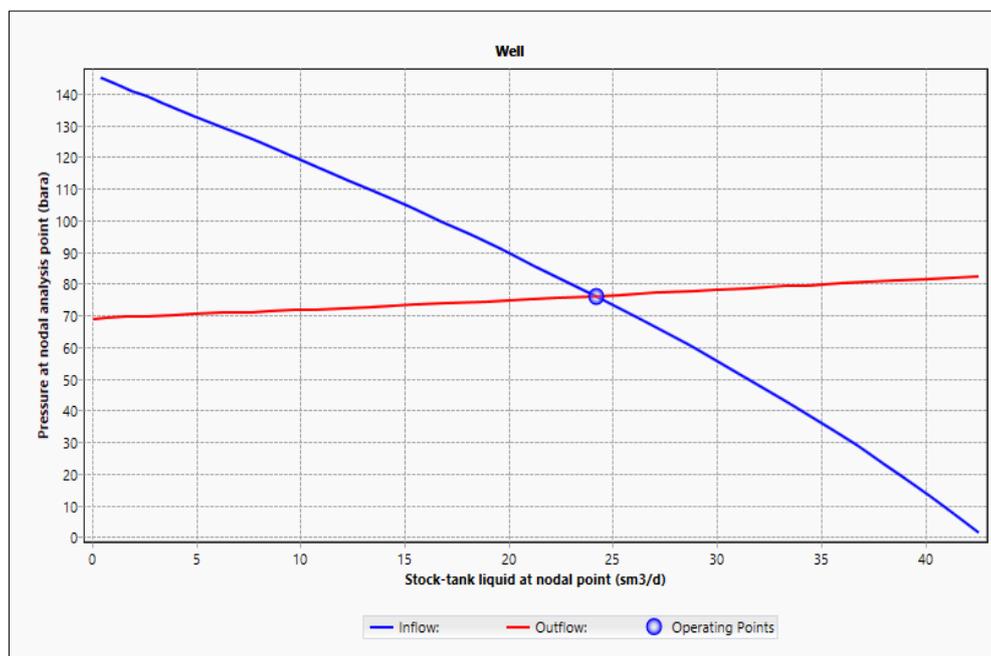
Le point de fonctionnement du puits est l'intersection de la courbe de l'inflow (la performance du réservoir) et celle de l'outflow (performance du tubing)

D'après la figure on trouve que le débit **Qo=18.02 sm3/d.**

III.6.4. Données du puits au dernier jaugeage UPDATE (14/01/2019)**Tableau III. 12:** Données du puits OMG73 au dernier test.

PG (kgf/cm²)	149	DUSE (mm)	15
PFD (kgf/cm²)	76.57	SKIN	3
PT (kgf/cm²)	22.14	GOR	1925
Qo (m³/d)	24.3	IP	0.3
Qg (m³/d)	35431.44	Wcut %	0

Le point de fonctionnement actuel obtenu par PIPESIM (Fig. III.28).

**Figure III. 28:** Performance de puits OMG73 actuelle.**III.6.5. Optimisation de Gaz lift**

Dans cette partie, en se basant sur l'optimisation du diamètre de chaque chemisage, Pour chaque complétion, on fixe la côte d'injection et on choisit le meilleur débit d'injection de gaz, Puis, on compare les résultats obtenus et choisit le meilleur chemisage.

1) Performance du débit d'injection de gaz

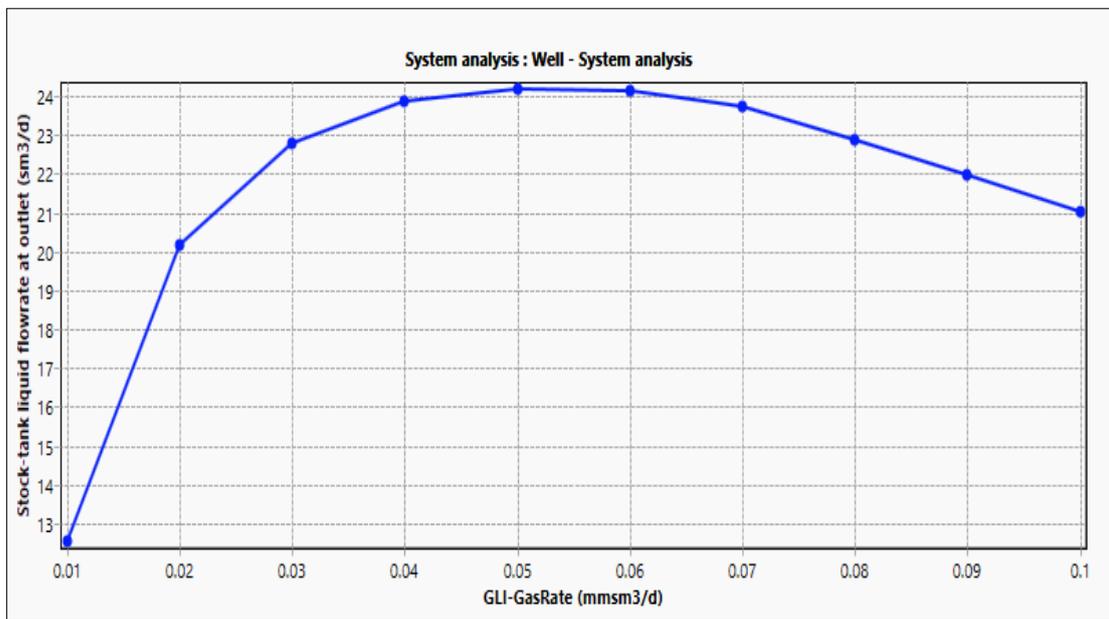


Figure III. 29:Performance du débit d'injection de gaz OMG73.

Selon la courbe on trouve que le meilleur débit de gaz injecté pour avoir un taux de récupération est $Q_g(\text{injecter}) = 0.06 \text{ mmsm}^3/\text{d}$ (Fig. III.29).

2) Performance de diamètre du duses et le skin

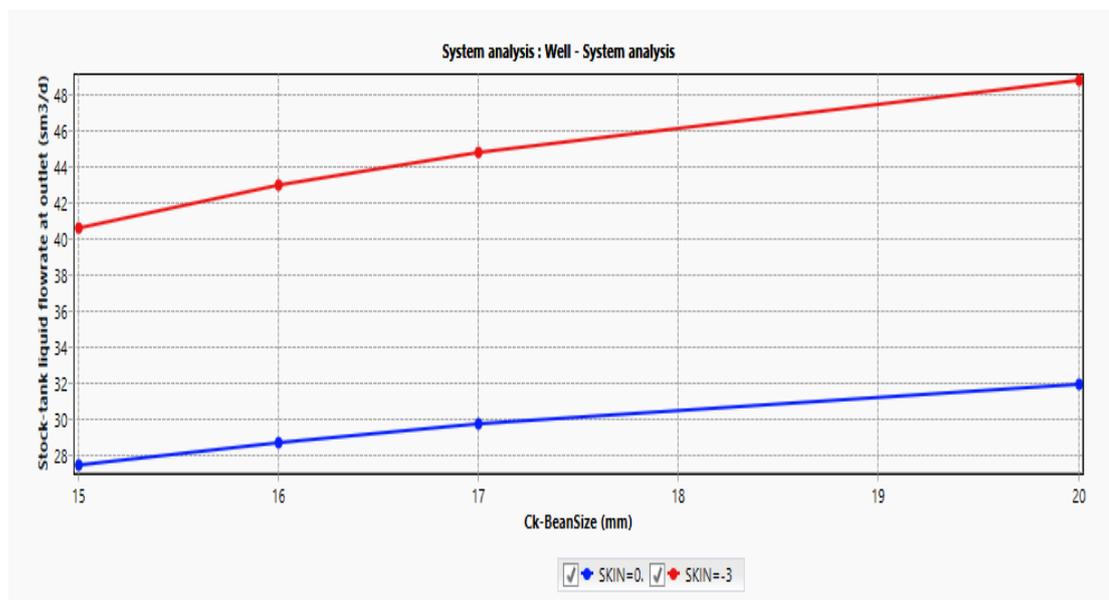


Figure III. 30:Performance de diamètre du duse et le skin de puits OMG73.

Pour ce puits, il faut le stimuler (minimiser le skin) à **-3** et le diamètre de duse égale **20mm** pour trouver un meilleur débit (Fig. III.30).

a) Pour la complétion (4''1/2 * 1''660 Annulus)

• A la cote (3300 m)

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) = 0.06mmsm₂/d au diamètre de duse égale à 20mm, skin égale -3, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig. III.31).

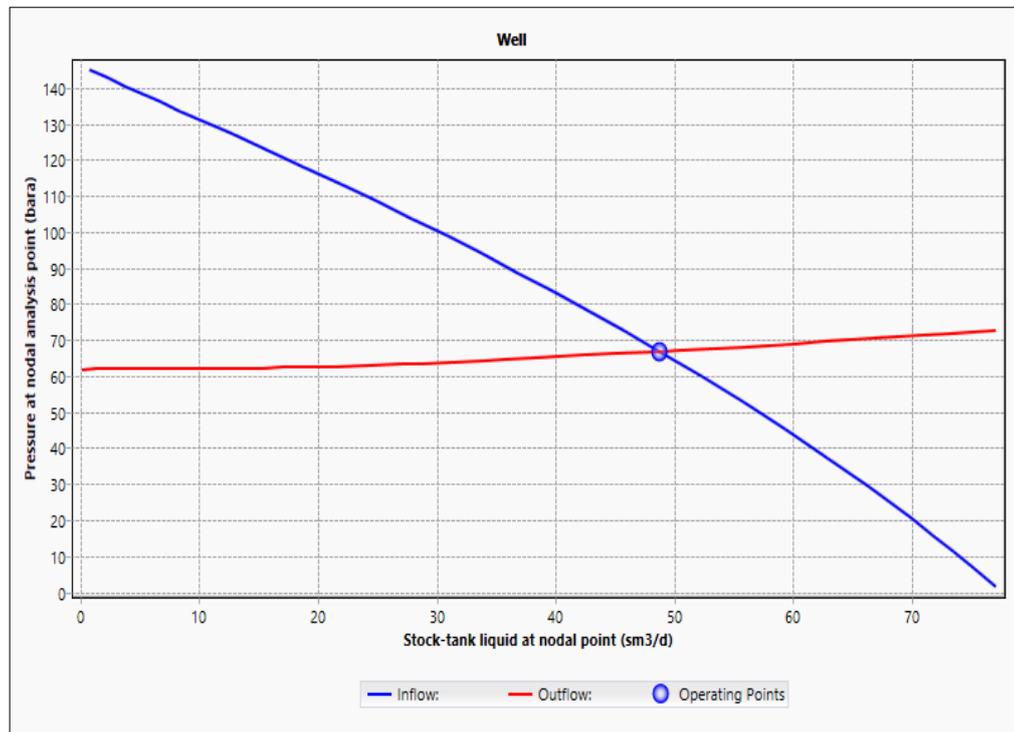


Figure III. 31:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4''1/2 * 1''660 Annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 20 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 60000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	48.76
PFD (kgf/m²)	67

b) Pour la complétion (4''1/2 * 1''900 Annulus)

• **A la cote (3300 m)**

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) = **0.06mmsm²/d** au diamètre de duse égale **20mm** et skin égale **-3**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig. III.32).

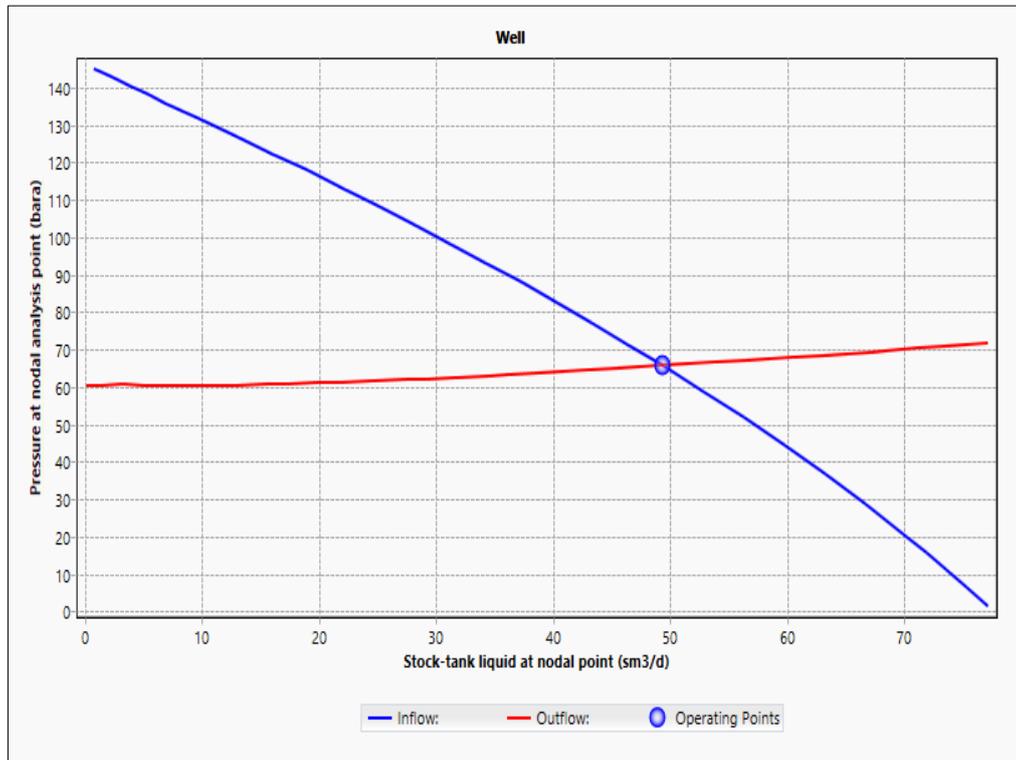


Figure III. 32: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4''1/2 * 1''900 Annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **20** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **60000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	49.33
PFD (kgf/m²)	65

c) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Annulus)

• A la cote (3300 m)

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) = 0.06mmsm²/d au diamètre de duse égale 20mm et skin égale -3, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig. III.33).

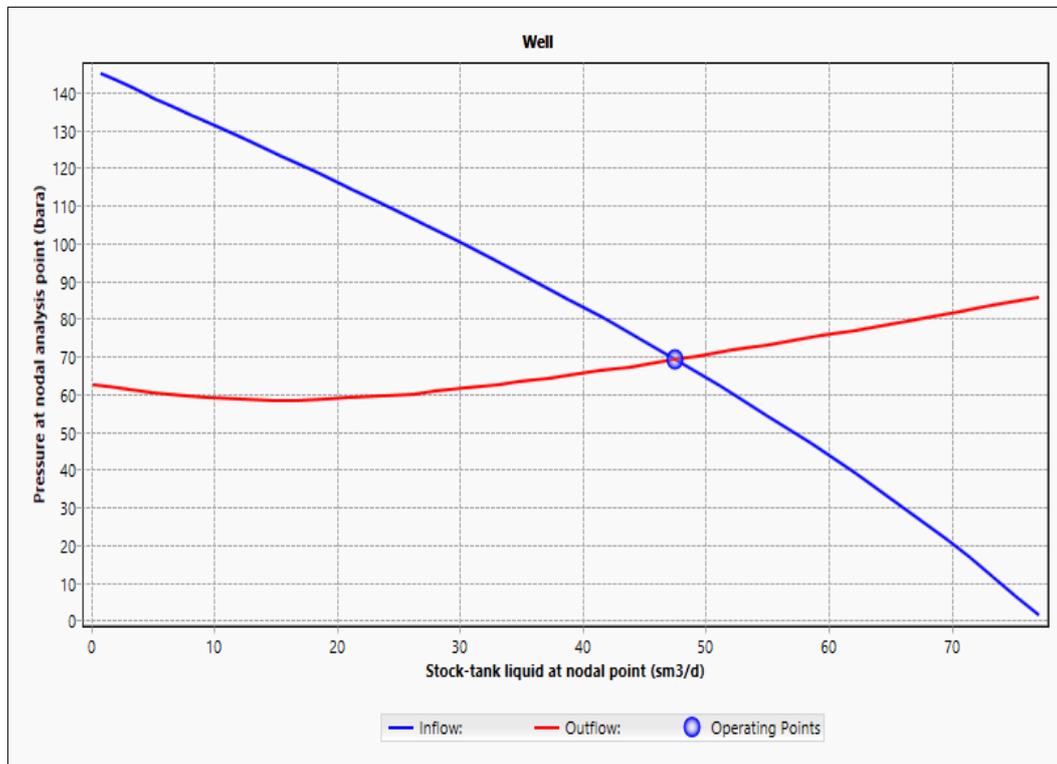


Figure III. 33:Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4'' 1/2 * 2''7/8 Annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 20 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 60000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	47.50
PFD (kgf/m²)	69

d) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 TUBING)

• **A la cote (3300 m)**

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) = 0.06 mmsm²/d au diamètre de duse égale à 20mm et skin égale -3, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe de l'optimisation suivant (Fig. III.34).

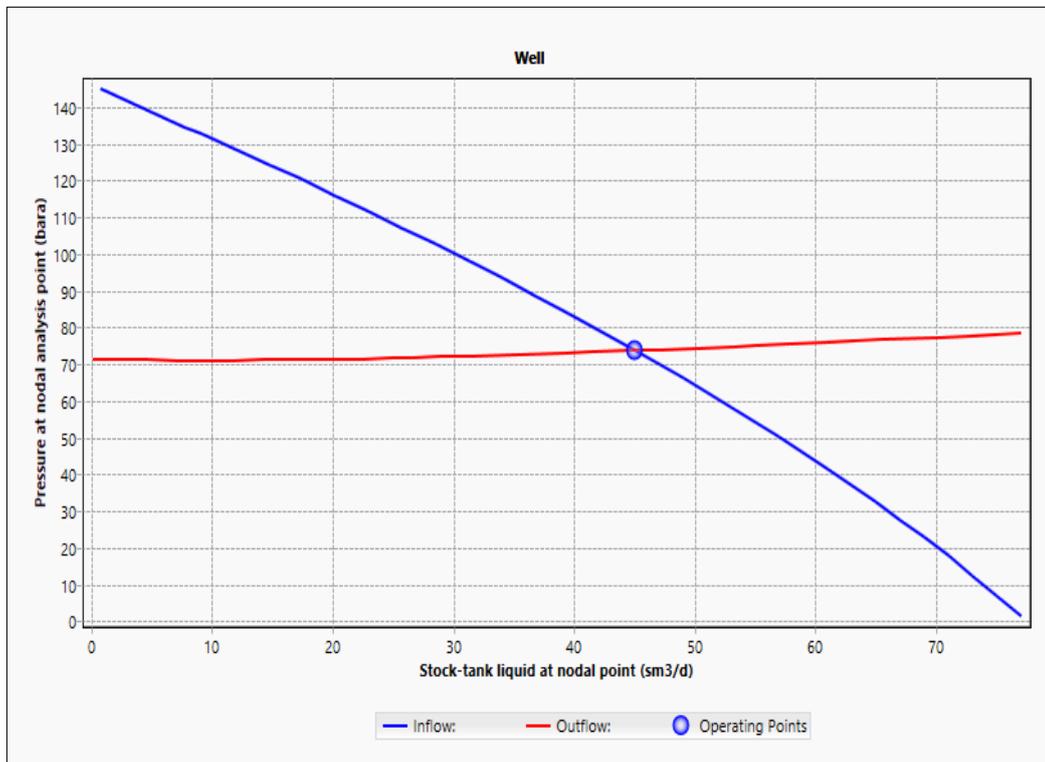


Figure III. 34: Optimisation de gaz lift pour le puits OMG 73 Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 tubing).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre 20 mm avec un débit de gaz injecté optimum de 60000 m³/d on obtient les résultats suivants :

Q_o (sm³/d)	45.03
PFD (kgf/m²)	74

D'après les différents scénarios précédents on choisit le meilleur chemisage qui a donné une bonne récupération des hydrocarbures dans le tableau suivants :

Tableau III. 13: les paramètres de puits après les différents scénarios.

Diamètre de CCE	Cote opt	Q d'injection de gaz sm^3/d	Duse (mm)	Q_{HUILE} sm^3/d
CCE 1''900	3300m	60000	20	49.33

On conclut après l'interprétation des résultats récapitulatifs et le tableau au-dessus, que le CCE 1''900 qui a donné le meilleur débit de récupération.

III.6.6.Recommandation

- Remplacer CCE 1''660 par le CCE 1''900 pour avoir une meilleure production.
- Mettre le puits en production avec un débit de GL optimal = 60000 sm^3/d , une duse de 20 mm.
- Surveiller l'augmentation du water cut de puits et les grandes quantités de gaz lift injecté.
- Faire un contrôle quotidien de débit de gaz et de la pression d'injection.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.
- Faire une stimulation dans le puits pour réduire le skin par le reformat a -3.

III.7. Puits OMGZ801

III.7.1.Historique de puits OMGZ801

Est un puits producteur d'huile foré on 2010 dans la zone HZN puits endommagé à cause des dépôts d'asphaltées, ce puits a été fermé le 2018.

Ci-dessous les trois courbes qui présentent la pression de gisement et la pression de fond ; GOR et les différents jaugeages(Q_{HUILE}) & water cut (Fig. III.35).

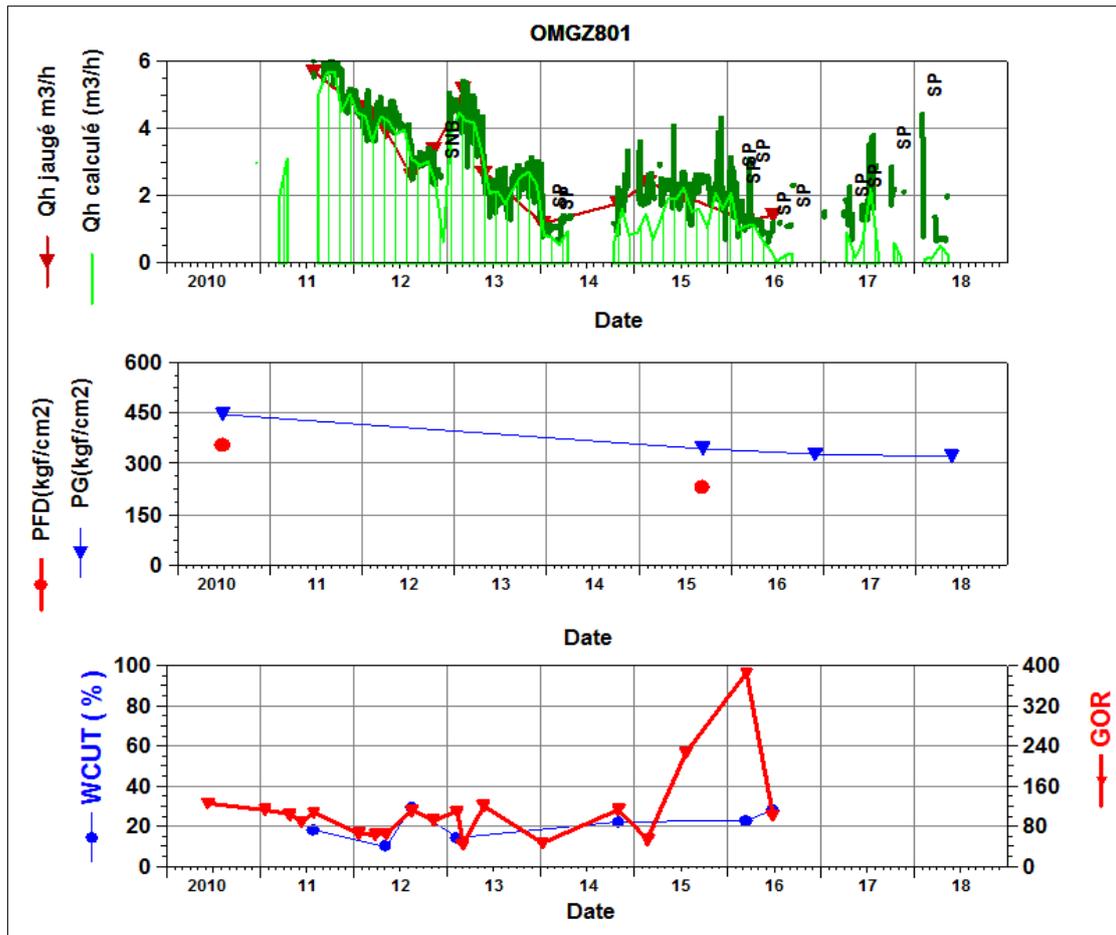


Figure III. 35: Les courbes des différents paramètres.

III.7.2. Complétion de puits

Est un puits horizontal complété par liner crépin 4’’1/2 long de drain 1007m dans le réservoir, un tubing 4’’1/2.

La complétion de puits est représentée dans La fiche technique.

III.7.3. Données du puits au dernier BUILD UP (27/06/2016)

L'état actuel du puits : fermé le 11/05/2018.

Tableau III. 14: Données du puits OMG823 au dernier test.

PG (kgf/cm ²)	260	DUSE (mm)	9
PFD (kgf/cm ²)	167	SKIN	8
PT (kgf/cm ²)	97	GOR	102
K Darcy	1.5	IP	-
Qo (m ³ /d)	-	Wcut %	25

A partir de ces données précédentes on obtient la courbe de point du fonctionnement (Fig. III.36).

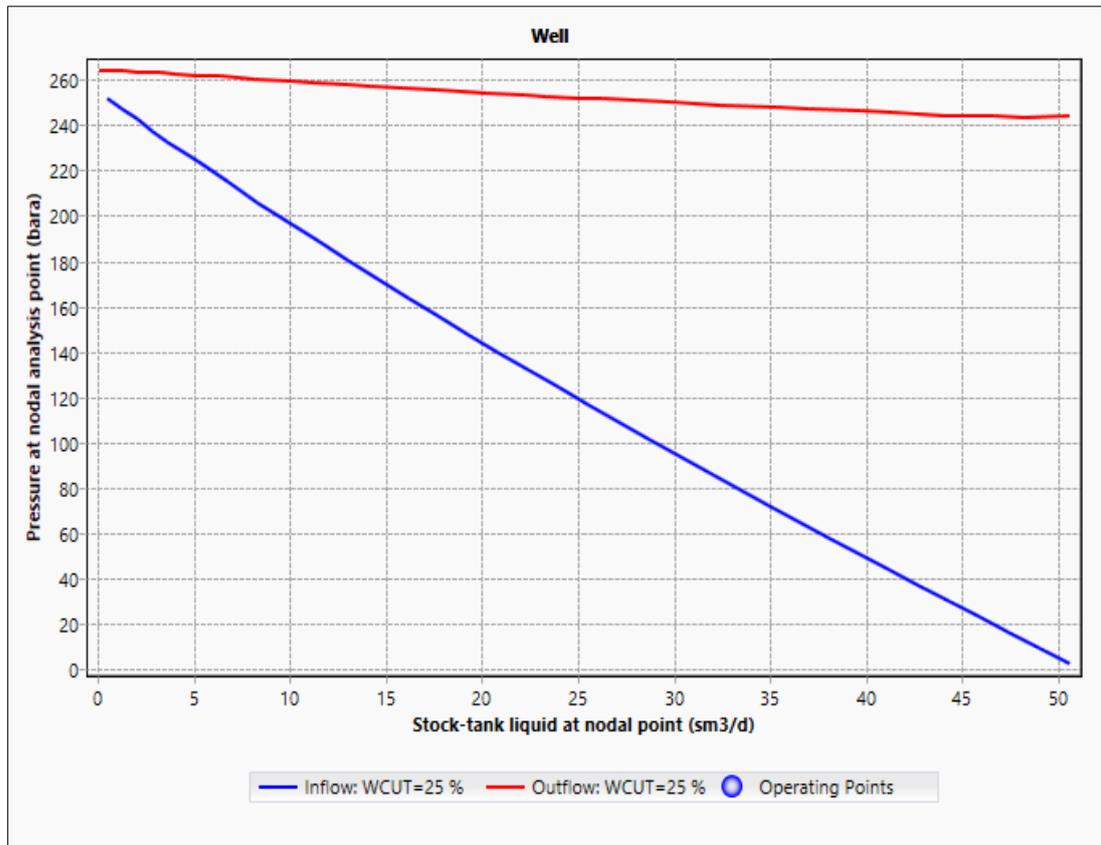


Figure III. 36:Performance de puits OMGZ801 actuelle.

Selon le dernier jaugeage le puits a été fermé. Tout d'abord on doit stimuler ce puits pour réduire le skin et augmenter le taux de récupération. Par suite on injecte le gaz lift par des différents CCE sur une côte de 3027.68 m.

III.7.4. Données du puits après l'opération de traitement

Tableau III. 15: Données du puits OMGZ801 après l'opération de traitement.

Pg (kgf/cm²)	260	Duse (mm)	9
PFD (kgf/cm²)	-	Skin	8
PT (kgf/cm²)	97	GOR	102
K darcy	1.5	IP	-

III.7.5.Optimisation de Gaz lift

Dans cette partie, en se basant sur l'optimisation du le diamètre de chemisage, Pour chaque complétion, on fixe la côte d'injection et on choisit le meilleur débit d'injection de gaz et on fixe la duse à 14 mm, Puis ,on compare les résultats obtenus et choisit le meilleur chemisage.

1) Performance de débit d'injection de gaz

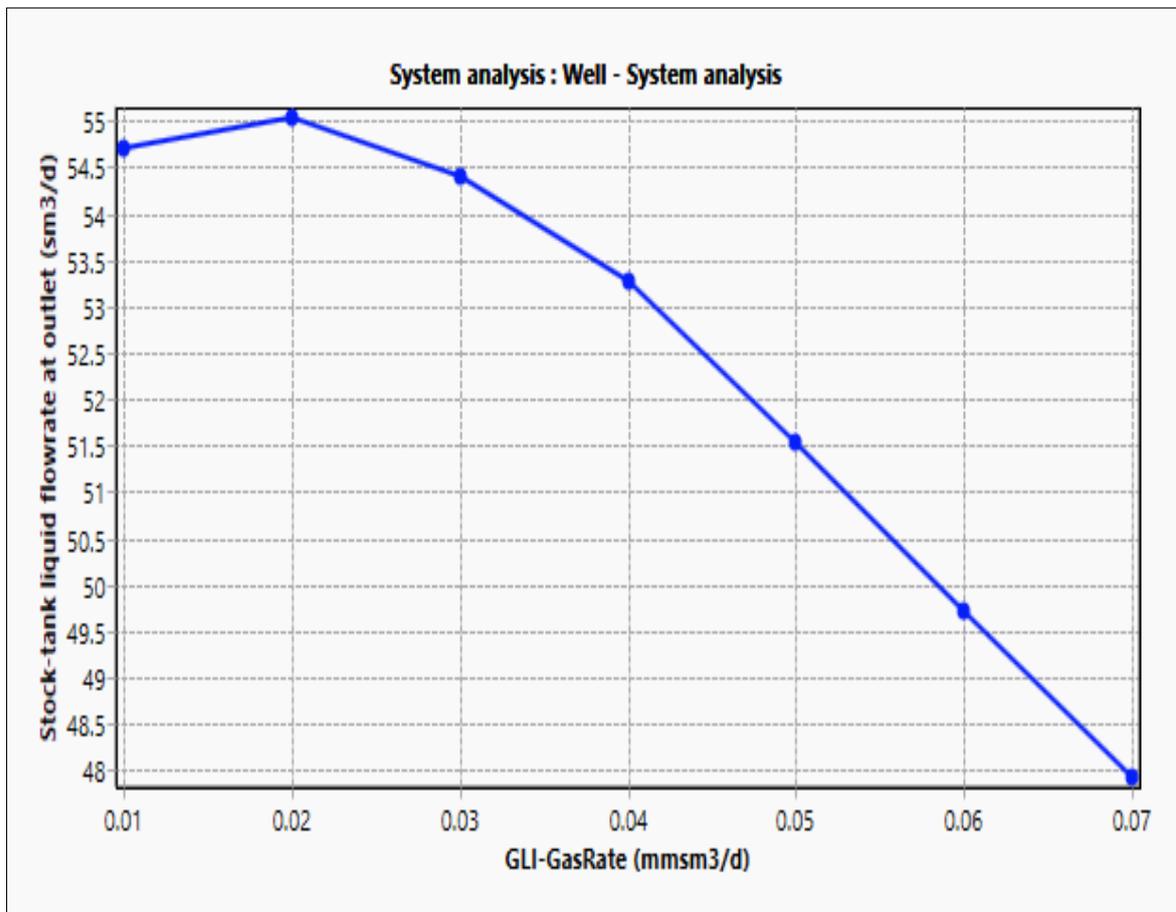


Figure III. 37:performance de débit d'injection de gaz OMGZ801.

Le meilleur débit d'injection de gaz pour trouver un meilleur débit d'huile et Q_g (injecter) = **0.02 mmsm³/d** (Fig. III.37).

a) Pour la complétion (4''1/2 * 1''90 Annulus)

- A la cote (3027.68 m)

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) = **0.02 mmsm³/d** au diamètre de duse égale à **14mm**, après l'intervention sur le puits on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe d'optimisation suivant (Fig. III.38).

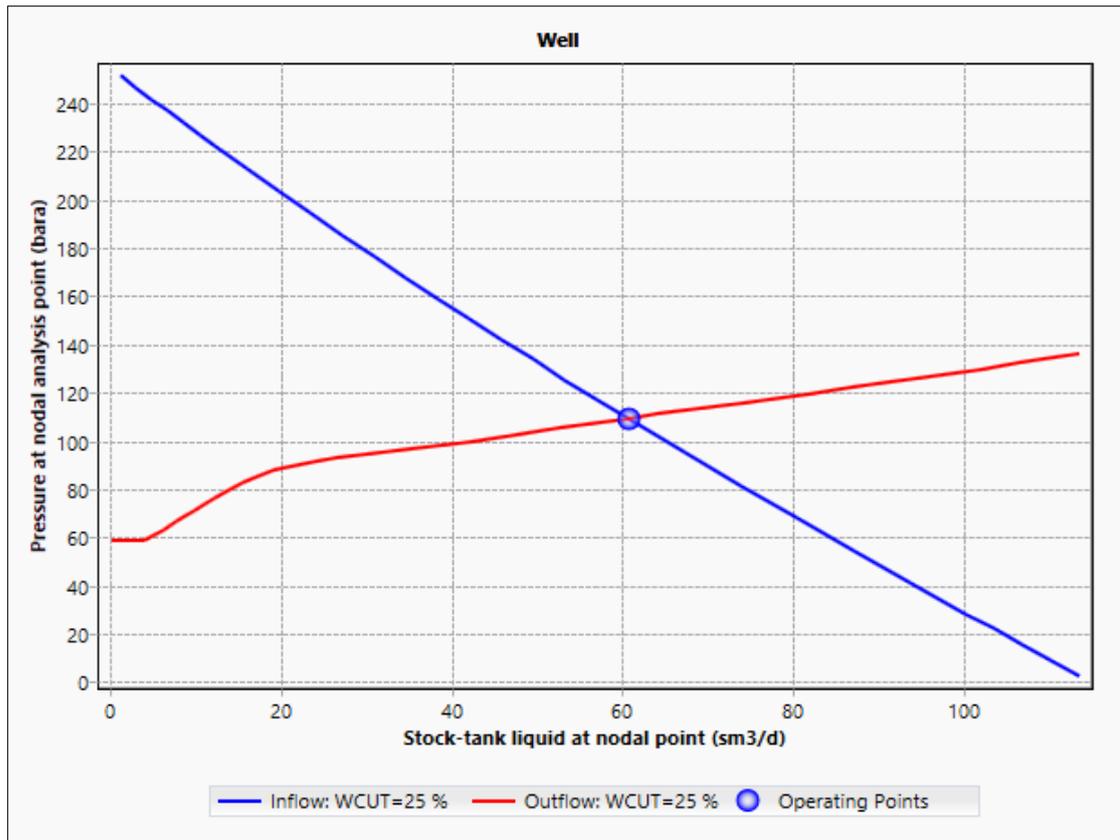


Figure III. 38:Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4’’1/2 * 1’’90 Annulus).

Selon l’optimisation, la duse optimale est de diamètre **14** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **20000** m3/d on obtient les résultats suivants :

Skin	-1	Qo (sm³/d)	60.65
Pg (kgf/cm²)	260	Qg injecté (mmsm³/d)	0.02
K (darcy)	1.5	water cut (%)	25
PFD (bar)	109	Duse (mm)	14

b) Pour la complétion (4’’1/2 * 1’’660 Annulus)

- **A la cote (3027.68 m)**

Pour débit d’injection de gaz **Q_g (injecter)= 0.02 mmsm₂/d** au diamètre de duse= à **14mm**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe d’optimisation suivant (Fig.III.39).

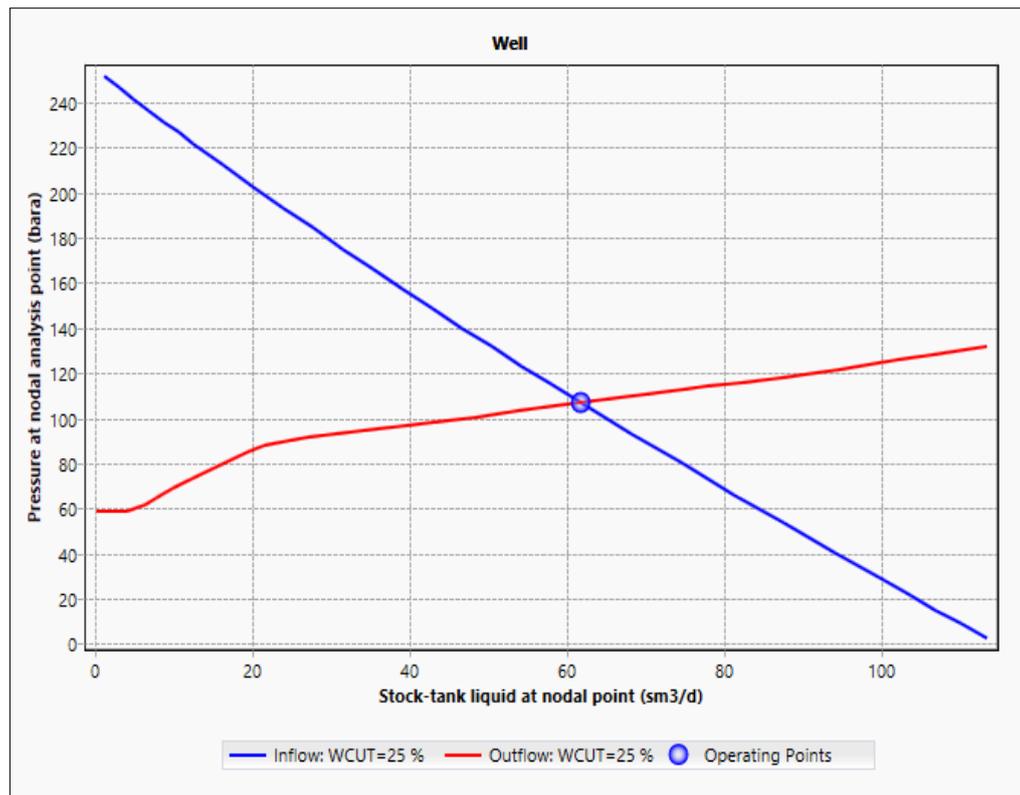


Figure III. 39: Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4''1/2 * 1''660 Annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **14** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **20000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Skin	-1	Qo (sm³/d)	61.81
Pg (kgf/cm²)	260	Qg injecté (mmsm³/d)	0.02
K (darcy)	1.5	water cut (%)	25
PFD (bar)	106.8	Duse (mm)	14

c) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Annulus)

• A la cote (3027.68 m)

Pour un débit d'injection de gaz $Q_g(\text{injecter}) = 0.02$ mmsm²/d au diamètre de duse égale à **14mm**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe d'optimisation suivant (Fig.III.40).

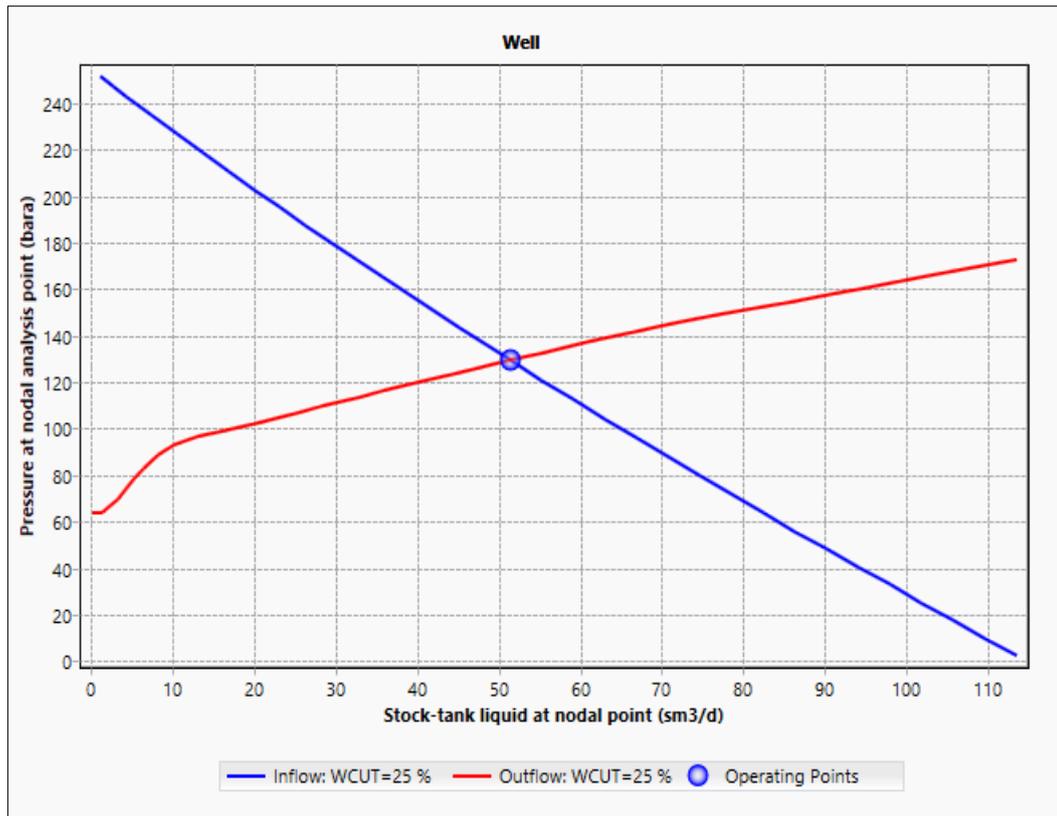


Figure III. 40: Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Annulus).

Selon l'optimisation, la duse optimale est de diamètre **14** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **20000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Skin	-1	Qo (sm³/d)	51
Pg(kgf/cm²)	260	Qg injecté (mmsm³/d)	0.02
K (darcy)	1.5	water cut (%)	25
PFD (bar)	129	Duse (mm)	14

d) Pour la complétion (4''1/2 * 2''7/8 Tubing)

- **A la cote (3027.68 m)**

Pour un débit d'injection de gaz Q_g (injecter) = **0.02** mmsm²/d au diamètre de duse égale à **14mm**, on obtient à partir de logiciel PIPESIM le graphe d'optimisation suivant (Fig.III.41).

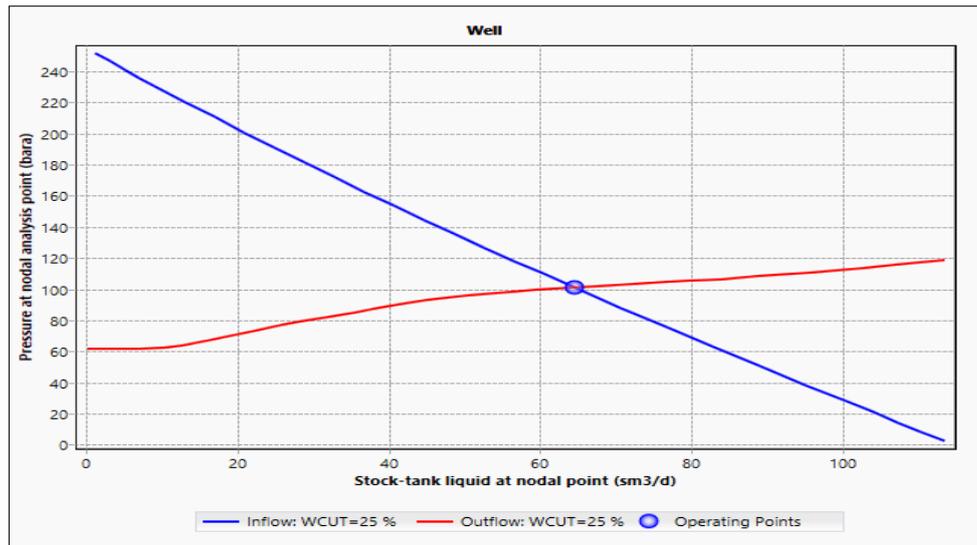


Figure III. 41: Optimisation de gaz lift pour le puits OMGZ 801 à la cote 3027.68m Pour la complétion (4’’1/2 * 2’’7/8 Tubing).

Selon l’optimisation, la duse optimale est de diamètre **14** mm avec un débit de gaz injecté optimum de **20000** m³/d on obtient les résultats suivants :

Skin	-1	Qo (sm³/d)	65
Pg (kgf/cm²)	260	Qg injecté (mmsm³/d)	0.02
K (darcy)	1.5	water cut (%)	25
PFD (bar)	102	Duse (mm)	14

D’après les différents scenarios précédents on choisit le meilleur chemisage qui a donné une bonne récupération des hydrocarbures dans le tableau suivant :

Tableau III. 16 : Paramètres de puits après les différents scénarios.

Diamètre de CCE	Cote opt	Q d’injection de gaz sm ³ /d	Duse (mm)	Q _{HUILE} sm ³ /d
2’’7/8 tubing	3027.68m	20000	14	65

III.7.6. Recommandation

- Stimuler le puits par le reformat chaque deux mois.
- Mettre le puits en production avec un débit de GL optimal = 20000 sm³/d, une duse de 14 mm et de skin -1.
- injecter du gaz par le chemisage 2’’7/8 tubing.

III.8. L'étude économique**Exemple : OMG823**

Ce projet nécessite :

- 1) Un réseau de collecte.
- 2) Equipement de surface du puits.
- 3) Equipement de fond du puits.

CCE1.66 : 94983.798DA/join

CCE1.99 : 57956.934DA/join

Chemisage : 2''7/8 : 46220.422DA/join

Tableau III. 17 : cout total des opérations.

	Coût estimatif (DA)	Observation
L'opération de traitement (reformat)	214500	Puits stimulé
Installation de la surface	12000000	/
Reprise des puits	48000000	SNUBING
Total	139805035.04	/

Donc le coût total du projet est de

Calcul du POT (délai de récupération) :

La production avant l'optimisation 34.45 (m³/d) et après l'optimisation 127.26 (m³/d)

C'est-à-dire le gain 92.81 (m³/d) * 6.29 (bbl)=583.77 (bbl)

Le coût du baril de pétrole en dollars : 70 \$, et 1\$=125DA c'est-à-dire :

5107987,5DA.

$$POT = \frac{139805035.04}{5107987.5} \approx 27 \text{ jours.} \quad (\text{III.2})$$

Donc, après 27 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.

Tableau III. 18 : cout total des opérations.

	Le cout des opérations(DA)	Le gain (DA/Jour)	POT(Jour)
OMG823	139805035.04	5107987.5	27
OMG51	55237620.948	1310925	42
OMG73	203577188.22	13377512.5	15
OMGZ801	99219287.86	3577437.5	27

Conclusion générale

Le gaz lift est le moyen d'activation le plus utilisé au champ HMD. Cette technique consiste à injecter le gaz au bas de la colonne de production pour réduire la densité du fluide.

Dans notre travail on a étudié quelques paramètres influents sur l'optimisation de gaz lift. On a utilisé le logiciel PIPESIM pour améliorer la performance des puits (OMG823, OMG51, OMG73, OMGZ801). Parmi les paramètres étudiés la quantité de gaz injecté, la profondeur et le diamètre du chemisage.

On peut mettre en évidence les conclusions suivantes :

- ✚ Le débit optimal de gaz injecté :
 - OMG823 : Q_g optimal = 20000 (sm³/d), il correspond à un débit d'huile de : Q_{oil} = 73(sm³/d) pour un débit initial Q_{oil} = 34sm³/d. La profondeur optimale de chemisage 2''7/8 tubing est 3340m. En concernant l'étude économique, après 27 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.
 - OMG51 : Q_g optimal = 15000 (sm³/d), il correspond à un débit d'huile de : Q_{oil} = 65(sm³/d) pour un débit initial Q_{oil} = 42 sm³/d. La profondeur optimale de chemisage 2''7/8 tubing est 3340m. En concernant l'étude économique, après 42 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.
 - OMG73 : Q_g optimal = 60000 (sm³/d), il correspond à un débit d'huile de : Q_{oil} = 49(sm³/d) pour un débit initial Q_{oil} = 24sm³/d. La profondeur optimale de concentrique 1''900 est 3300m. En concernant l'étude économique, après 15 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.
 - OMGZ801 : Q_g optimal = 20000 (sm³/d), il correspond à un débit d'huile de : Q_{oil} = 65(sm³/d) pour un débit initial Q_{oil} = 0(sm³/d) puits fermé. La profondeur optimale de chemisage 2''7/8 tubing est 3027.68m. En concernant l'étude économique, après 27 jours de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.
- ✚ Le mode de production avec la technique de gaz lift a donné des résultats très satisfaisants sur le champ de Hassi Messaoud, bien que la technique ne soit pas encore maîtrisée au point de garantir une longue exploitation
- ✚ Le débit du puits en gaz lift est fonction du diamètre de chemisage descendu.

- ✚ L'optimisation du débit d'injection de gaz conduit à minimiser les pertes de charge totales (gravitationnelles et par friction).
- ✚ En général la côte du sabot CCE est meilleure quand elle est la plus basse possible.
- ✚ L'utilisation du CCE est plus adéquate sur les puits du champ de Hassi Messaoud que des complétions avec SPM spécial gas lift pour préserver la colonne de production intègre.

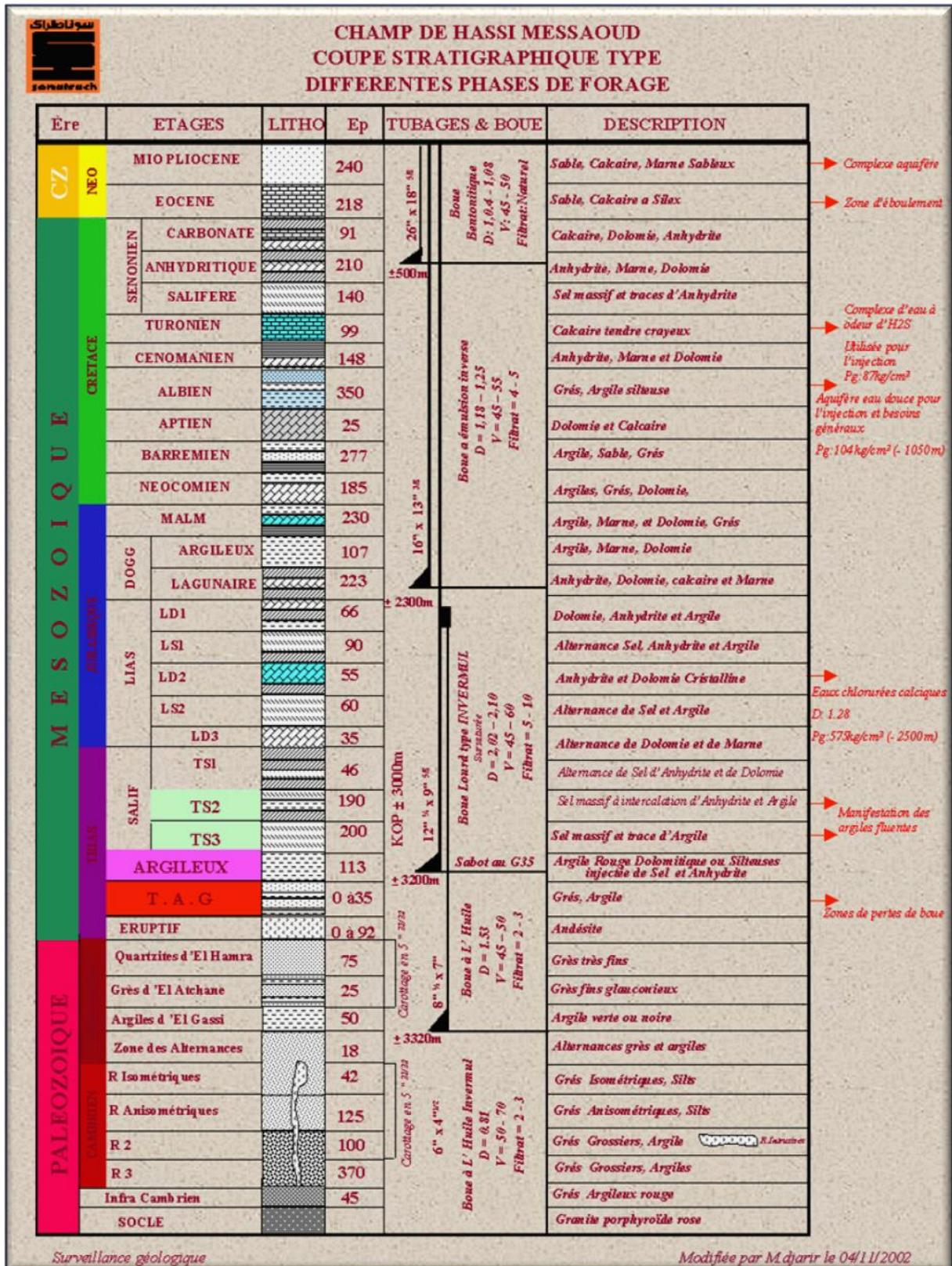
Recommandations

- Prévoir un schéma d'injection de gaz ou d'eau par la conversion des puits producteurs en injecteurs et l'implantation des nouveaux puits injecteurs pour balayer l'huile sur la totalité du bloc.
- Optimiser les débits d'injection et de production pour retarder les percées de gaz et de l'eau, et pour ne pas perdre un grand volume de fluide injecté sans rentabilité.
- Après certain temps d'injection, convertir les puits en percée en puits injecteurs ou les fermer et augmenter les débits d'injection après que la pression d'injection en tête arrive à son maximum.
- Réaliser des tests Build-Up de puits périodiquement, spécialement conçus pour voir les effets des limites et l'évolution des pressions moyennes de la formation dont le but de mieux caractériser le réservoir.
- Etudier la possibilité de convertir le puits fermé (OMGZ801) en Short Radius à cause de sa faible productivité. La reprise des puits en shorts radius (SR) permet d'augmenter le contact couche trou suite à la faible perméabilité dans le bloc. Notant que les puits horizontaux dans ce dernier présentent de bonnes productivités mieux que les puits verticaux.
- Prendre en charge les problèmes de flow assurance (asphaltènes, sels).

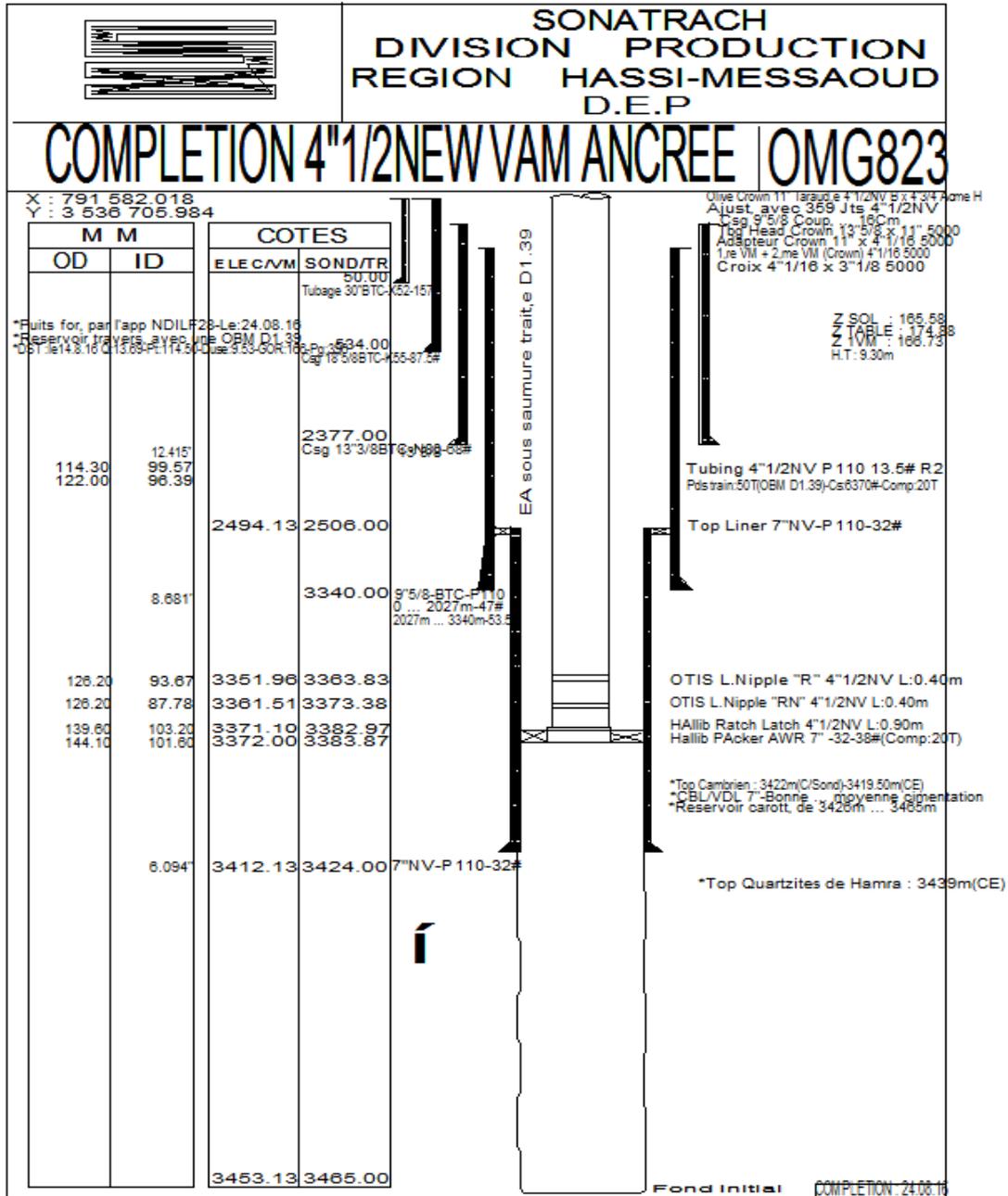
Références bibliographiques

- [1] Activité gisement de Hassi Messaoud, rapport prepare par division PED, 2010.
- [2] Document propose par DP IRARA HMD.
- [3] La production fond, Denis Perrin, Edition technique.
- [4] Production technology, institute of petroleum engineering. Heriot- Watt.
- [5] Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI.
- [6] Récupération assisté par gaz lift, Groupe Socotec Industrie.
- [7] Schlumberger Gas Lift Design and Technology.
- [8] SLB, 2012, OFM (oil field manager) V.2014.

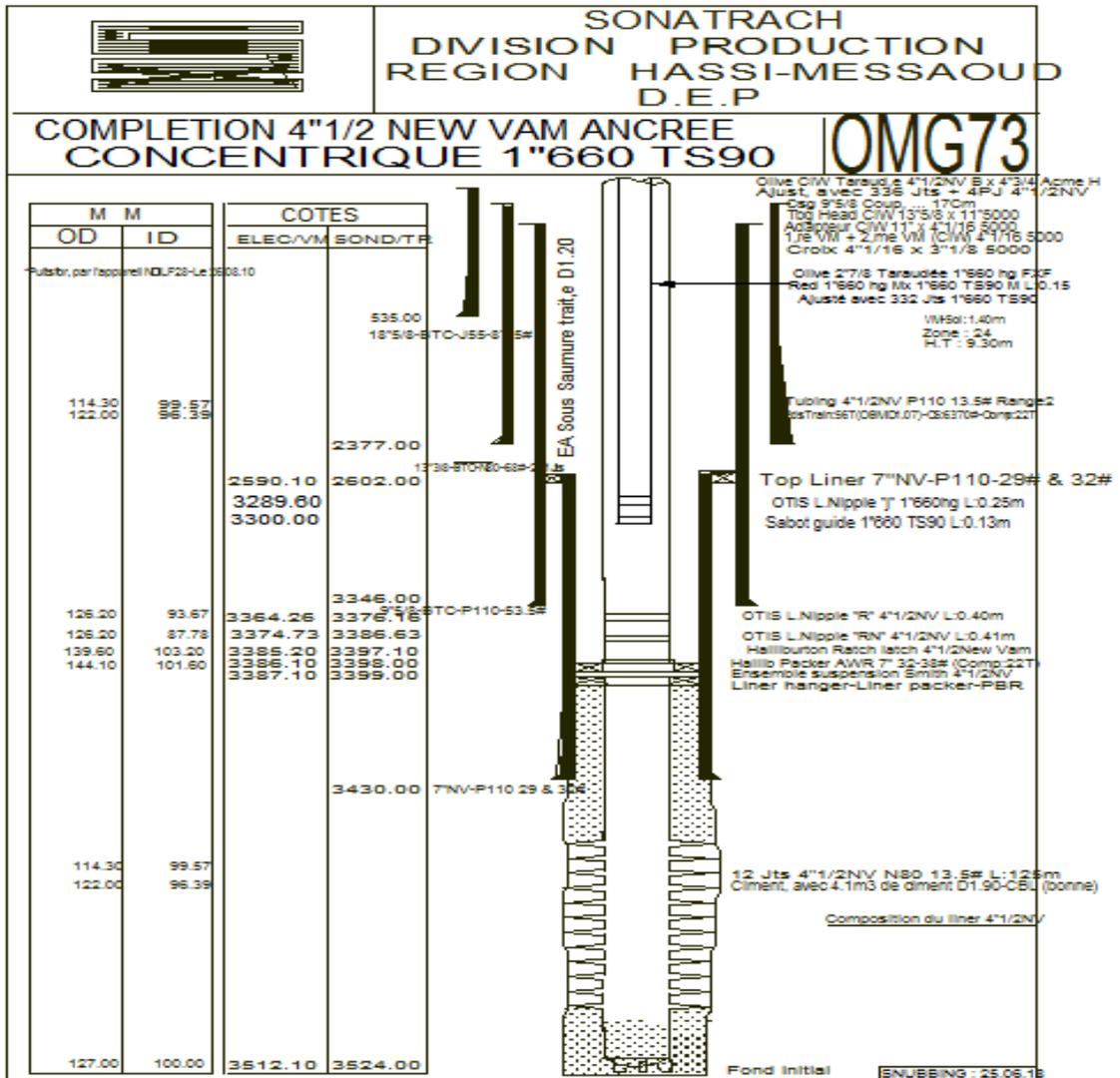
Données globale des puits du bloc étudié



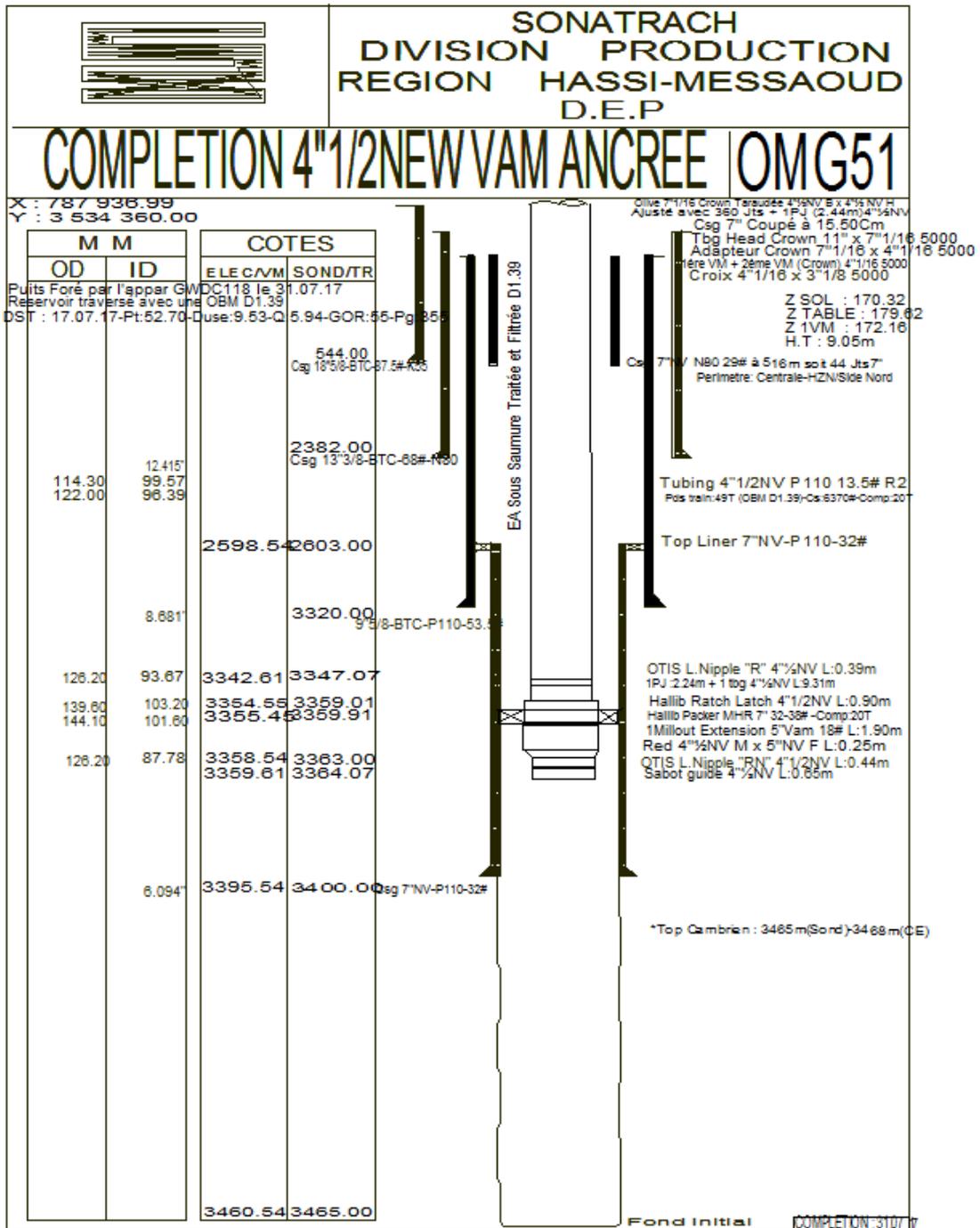
Fiche technique du puits OMG832



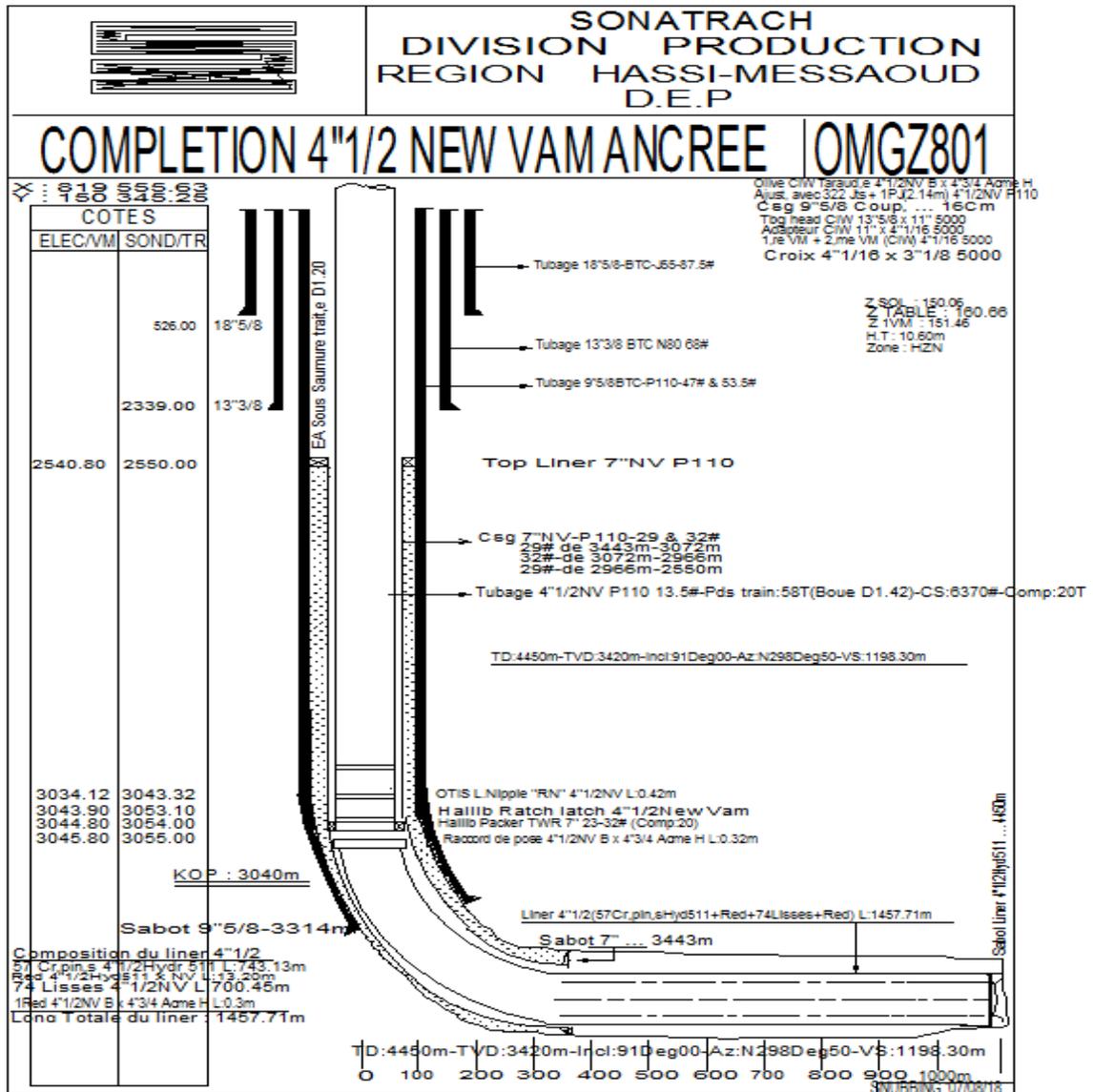
Fiche technique du puits **OMG73**



Fiche technique du puits OMG51



Fiche technique du puits OMGZ801



ملخص :

يتوقف هذا العمل على إجراء دراسة لتحسين الانتاجية على كتلة OMG منطقة Upside في حقل حاسي مسعود التي تعاني من النضوب الطبيعي. الهدف من ذلك هو دراسة تأثير بعض العوامل التي تؤثر على تحسين حقن الغاز وكمية الغاز عمق و قطر الانبوب.

من النتائج الإيجابية التي تم الحصول عليها من خلال الحلول المقترحة لتحسين الإنتاجية يمكننا أن نستنتج أن الانتقال إلى الاسترداد الثانوي (رفع الغاز) ضروري للحفاظ على ضغط الخزان وهضبة الإنتاج لفترة طويلة.

استخدمنا رمز MBAL لحساب احتياطات الكتلة ورمز PIPESIM لتحسين آبار رفع الغاز.

الكلمات المفتاحية : رفع الغاز، التحليل العقدي، رمز MBAL، رمز PIPESIM، التحسين .

Résumé :

Ce travail consiste à faire une étude d'optimisation par gaz lift sur le bloc OMG dans la zone de l'Upside Nord de Hassi Messaoud qui est en déplétion naturelle. L'objectif est l'étude de l'influence de quelques paramètres qui influent sur l'optimisation de l'injection de gaz, la quantité de gaz, la profondeur et le diamètre des chemisages.

D'après les résultats positifs obtenus dans les scénarios de l'optimisation, nous pouvons conclure que le passage à la récupération secondaire (gaz lift) est nécessaire pour maintenir à la pression de gisement et le plateau de production pour une longue durée.

Nous avons utilisé le code MBAL pour calculer les réserves du bloc et le code PIPESIM pour l'optimisation des puits en gaz lift.

Mots clés : gaz-lift, analyse nodale, code MBAL, code PIPESIM, optimisation.

Abstract :

Our job is to make a gas lift optimization study on the OMG block in the Hassi Messaoud Upside North area which is in natural depletion. The objective is to study the influence of some parameters that influence the optimization of gas injection, the quantity of gas, the depth and the diameter of the liners.

From the positive results obtained in the optimization scenarios, we can conclude that the transition to the secondary recovery (gas lift) is necessary to maintain the reservoir pressure and the production plateau for a long time.

We used the MBAL code to calculate the reserves of the block and the PIPESIM code for the optimization of gas lift wells.

Key words: gas-lift, nodal analysis, MBAL code, PIPESIM code, optimization.