

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

AMARA Abderrahmane.

NACER Taher.

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

**Etude technico-économique entre gaz-lift et La pompe
électrique immergé « ESP »
Puits (ONI-34 et OMJ-323).**

Devant le jury :

ZERAIBI Nouredine

SAIFI REDHA

BENYOUNES Khaled

MALEK Hacene

NAIT AMAR Menad

Professeur

MAA

Professeur

Ingénieur

Doctorant chercheur SH/CRD

UMBB

UMBB

UMBB

SH/IAP

SH/CRD

Président

Encadreur

Examinateur

Examinateur

Examinateur

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciement...

Tout d'abord, nous remercions Dieu le clément et le miséricordieux de nous avoir donné le Courage, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail et de nous avoir éclairés dans le chemin du savoir. En priant sa grâce pour ce qu'il nous réserve pour l'avenir.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr.R-Saifi pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux, sans oublier les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer notre travail.

Nous remercions aussi tous les ingénieurs du DP-IRARA-Hassi Messaoud.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département Gisement miniers et pétroliers, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

Dédicace...

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consentis des efforts rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

À ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.

À ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance.

*À celui qui a été toujours la source d'inspiration et de courage.... Merci **PÈRE**.*

À celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de la responsabilité.... Merci

***MÈRE**.*

À mes chers frères : Abdelghani, Abdelhamid, Abdelmalek.

À ma chère sœur : Maroua Ibtissem.

À mon très cher binôme : Taher NACER.

À mes meilleurs amis sans exception.

À tout qu'il me connut, sois de proche ou de loin.

Abderrahmane AMARA.

Dédicace...

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

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

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

À tous mes frères et sœurs.

À messieurs SAIFI pour leurs aides et encouragements.

À mes meilleurs amis sans exception, ainsi tous mes amis de classe.

À mon binôme AMARA

À tous ceux que j'aime et je respecte.

Taher NACER.

Résumé.

• ملخص :

في بداية عملية استغلال الحقول النفطية، يكون للمكامن المنتجة للنفط ضغط يسمى "ضغط المكن". وخلال فترة حياة البئر يقل الضغط، وعند حدود معينة لا يكون كافيا لدفع النفط للسطح نتيجة انخفاض الضغط الطبيعي للمكن مما يؤدي إلى تراجع الطاقة الإنتاجية لهذا الأخير. الأمر الذي يتطلب استخدام طرق الرفع الصناعي لاستخراج الموائع الهيدروكربونية المتبقية في البئر.

في هذه المذكرة تم دراسة مختلف التقنيات المساعدة على زيادة ضغط المكن في حقل حاسي مسعود، من خلال القيام بدراسة تجريبية على البئرين ONI-34 و OMJ-323 باستخدام تقنية إعادة حقن الغاز الطبيعي والمضخات الجوفية الكهربائية (Electrical Submersible Pump) لاختيار الطريقة الأمثل لزيادة الإنتاج والتي تعتمد على الدراسة التقنية والاقتصادية.

ولتجسيد هذه الدراسة تم استخدام برنامج PIPESIM لتحسين العملية الإنتاجية لأبار النفط والغاز بالارتكاز على تحليل نودال (NODAL ANALYSIS).

• Résumé :

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisent des hydrocarbures à une pression dite "pression de réservoir". Au fur et à mesure de la production, les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de cette pression, et une chute de l'énergie d'éruption. Cette chute risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle. Arrivé à ce point, on dit que le puits est devenu non éruptif qui nécessite de recourir à des moyens de production assistée.

Dans ce mémoire on a étudié les différents modes d'activation pour améliorer la production du champ HASSI MESSAOUD, c'est-à-dire remédier la production des puits du champ par l'installation de gaz-lift ou l'installation des pompes ESP et le choix du meilleur mode d'activation pour les deux puits ONI-34 et OMJ-323 qui est basé sur une étude technico-économique.

Pour notre étude, on a utilisé le logiciel PIPESIM pour optimiser le débit de production en se basant sur l'analyse nodale.



Résumé.

- **Abstract :**

In the beginning of exploitation phase, the reservoirs producing hydrocarbons have a pressure called "reservoir pressure." As production progresses, reservoirs begin to run out, experiencing a steady fall in this pressure, and a drop in eruptive energy. This fall may therefore, at a time, become insufficient to ensure production in a natural way. At this point, it is said that the well has become non-eruptive which requires the use of artificial ways of production.

In this thesis, we have studied the various activation modes to improve the production of HASSI MESSAOUD by studying the best activation mode between gas lifting and ESP pumps for the two wells ONI-34 and OMJ-323 based on a techno-economic study.

We used PIPESIM software as a tool to optimize the production flow based on nodal analysis.



Sommaire.

Liste des figures.....	I
Liste des tableaux.....	II
Nomenclatures.....	III
Introduction.....	1
Recherches bibliographiques.....	3
Chapitre « I » : Présentation géologique du champ Hassi Messaoud.	
I.1 Situation Géographique :.....	6
I.2 Historique Du champ Hassi Messaoud :.....	7
I.3 Description du réservoir :.....	8
I.4 Caractéristiques Pétro-Physiques Moyenne de réservoir cambrien :.....	8
I.5 PVT de champ Hassi Messaoud :.....	8
I.6 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud :.....	9
I.6.1 Problèmes générales du champ Hassi Messaoud :.....	9
I.6.1.1 Problème des dépôts:.....	9
I.6.1.2 Percé de gaz :.....	9
I.6.1.3 Chute de la pression du gisement :.....	9
I.6.2 Problèmes locaux au niveau du puits:.....	10
I.6.2.1 Mode de production :.....	10
I.6.2.2 L'indice de productivité:.....	11
I.6.2.3 La variation de GOR:.....	11
I.6.2.4 Présence des particules solides dans le brute:.....	12
Chapitre « II » : L'activation des puits.	
II.1 Introduction :.....	13
II.1.1 Les différents types d'activation:.....	14
II.2 Gaz-Lift :.....	15
II.2.1 Définition de gaz-lift :.....	15
II.2.2 Principe de gaz-lift :.....	15
II.2.3 Application de gaz-lift :.....	16
II.2.4 Types de méthode d'activation par gaz-lift:.....	17
II.2.4.1 En fonction de mode d'injection :.....	17
II.2.4.2 En fonction du circuit d'injection en surface :.....	18



Sommaire.

II.2.4.3	En fonction de la complétion :.....	19
II.2.5	Les principaux paramètres du gas-lift :.....	20
II.2.5.1	La pression en tête de puits (well Head pressure) :.....	20
II.2.5.2	La pression de gaz à injecter :.....	20
II.2.5.3	Profondeur d'injection de gaz :.....	20
II.2.5.4	l'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :.....	21
II.2.6	Les équipements de gas-lift :.....	21
II.2.6.1	Equipement de surface :.....	21
II.2.6.1	Equipement de fond :.....	22
II.2.7	Les avantages et inconvénients de gas-lift :.....	23
II.2.6.1	Les avantages de gas-lift :.....	23
II.2.6.1	Les inconvénients de gas-lift :.....	23
II.2.8	Conclusion:.....	23
II.3	La Pompe ESP (Electric Submersible Pumps):.....	24
II.3.1	Définition :.....	24
II.3.2	Principe des pompes centrifuges :.....	24
II.3.3	Les principaux paramètres d'ESP:.....	25
II.3.3.1	Paramètres liés à la profondeur :.....	25
II.3.3.2	Paramètres liés au débit :.....	26
II.3.4	Les différents facteurs influent la durée de vie de la pompe:.....	26
II.3.4.1	Désigne:.....	26
II.3.4.2	Gaz libre:.....	26
II.3.4.3	Viscosité:.....	27
II.3.4.4	Corrosion :.....	27
II.3.4.5	Sable :.....	27
II.3.4.6	Déposition :.....	27
II.3.4.7	Echec électrique :.....	27
II.3.4.8	Vieillessement :.....	27
II.3.5	Les équipements:.....	28
II.3.5.1	Les équipements de fonds :.....	28
II.3.5.2	Les équipements de surface :.....	32
II.3.6	Les Avantages et inconvénients:.....	33



Sommaire.

II.3.6.1 Les avantages:.....	33
II.3.6.1 Les inconvénients:.....	33
II.3.7 Conclusion:.....	33
Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.	
III.1 Analyse Nodale :.....	34
III.1.1 Introduction:	34
III.1.2 Objectifs :.....	35
III.1.3 Procédure :.....	35
III.1.4 Application de l'analyse nodale :.....	35
III.2 PIPESIM :.....	36
III.2.1 Aperçu sur le logiciel d'optimisation(Pipesim) :.....	36
III.2.2 Objectif de PIPESIM:.....	37
III.2.3 Méthodologie de travail par software PIPESIM:.....	37
III.3 Performance des puits :.....	37
III.3.1 Relation de performance d'entrée(IPR):.....	37
III.3.1.1 Introduction :.....	37
III.3.1.2 Indice de productivité :.....	38
III.3.1.3 Application Sur Pipesim :.....	39
III.3.2 Vertical lift performance (VLP):.....	47
III.3.2.1 Introduction :.....	47
III.3.2.2 Les types d'Ecoulements verticaux :.....	47
III.3.2.3 Les variables influençant sur les pertes de charges:.....	48
III.3.2.4 Application sur Pipesim:.....	48
III.3.3 Le point de fonctionnement:.....	52
III.3.3.1 Application sur Pipesim:.....	52
III.3.4 Actualisation du modèle:.....	54
III.3.4.1 Puits ONI-34:.....	54
III.3.4.2 Puits OMJ-323:.....	55
III.4. Conclusion :.....	55
Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).	
IV.1 Introduction:.....	56
IV.2 But d'étude :.....	56



Sommaire.

IV.3	Prévision de la pression de réservoir :	56
IV.3.1	Le puits ONI-34:	56
IV.3.2	Le puits OMJ-323:	57
IV.3.3	Interprétation:	57
IV.4	Le puits ONI-34 :	58
IV.4.1	Cas gaz-lift:	58
IV.4.1.1	Les données gaz-lift :	58
IV.4.1.2	Optimisation de la Duse et débit d'injection technique :	59
IV.4.1.3	Optimisation de débit d'injection économique :	60
IV.4.1.4	Le point de fonctionnement avec gaz-lift :	61
IV.4.1.5	Les paramètres influençant sur les puits en gaz lift:	62
IV.4.2	Cas de pompe électrique immergée (ESP):	64
IV.4.2.1	Le choix de la pompe (ESP):	64
IV.4.2.2	Les données de la pompe (ESP):	64
IV.4.2.3	Le domaine de fonctionnement de la pompe (ESP):	66
IV.4.2.4	Le point de fonctionnement avec ESP :	66
IV.4.1.5	Les paramètre influençant sur l'ESP:	66
IV.4.3	Etude comparative entre gaz-lift et ESP:	68
IV.4.3.1	Etude Technique :	68
IV.4.3.2	Etude économique :	69
IV.5	Le puits OMJ-323 :	73
IV.5.1	Cas gaz-lift:	73
IV.5.1.1	Les données gaz-lift :	73
IV.5.1.2	Optimisation de la Duse et débit d'injection technique :	74
IV.5.1.3	Optimisation de débit d'injection économique :	74
IV.5.1.4	Le point de fonctionnement avec gaz-lift :	75
IV.5.1.5	Les paramètres influençant sur les puits en gaz lift:	76
IV.5.2	Cas de pompe électrique immergée (ESP):	77
IV.5.2.1	Les données de la pompe (ESP):	77
IV.5.2.2	Le domaine de fonctionnement de la pompe (ESP):	77
IV.5.2.3	Le point de fonctionnement avec ESP :	78
IV.5.2.4	Les paramètre influençant sur l'ESP:	78



Sommaire.

IV.5.3	Etude comparative entre gaz-lift et ESP:.....	80
IV.5.3.1	Etude Technique :.....	80
IV.4.3.2	Etude économique :.....	81
Conclusion et recommandations.....		83
Bibliographie.....		VIII
ANNEXES.....		IX



Liste des figures.

Figure I-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	6
Figure I-2 : Les zones de champs Hassi Messaoud.....	7
Figure I-3 : Variation de débit d'huile en fonction du temps (puits ONI-34).....	10
Figure I-4 : Variation de débit d'huile en fonction du temps (puits OMJ-323).....	10
Figure I-5 : Variation de GOR en fonction du temps (puits ONI-34).....	11
Figure I-6 : Variation de GOR en fonction du temps (puits OMJ-323).....	12
Figure II-1 : Les cinq méthodes d'activations.....	15
Figure II-2 : Le principe de gaz-lift.....	16
Figure II-3 : Types de gaz-lift selon le mode d'injection.....	18
Figure II-4 : Gaz lift direct.....	19
Figure II-5 : Gaz lift indirect.....	19
Figure II-6 : Gaz lift double.....	20
Figure II-7 : Les équipements de surface.....	21
Figure II-8 : Principe des pompes centrifuges.....	25
Figure II-9 : Les équipements d'ESP.....	28
Figure II-10 : Les composants d'une pompe centrifuge.....	29
Figure II-11 : Les étages.....	30
Figure II-12 : L'arbre.....	30
Figure II-13 : La prise.....	31
Figure II-14 : Le câble.....	31
Figure II.15 : Armoire de commande.....	32
Figure II.16 : Transformateur.....	33
Figure III.1 : Perte de charge dans un système de production.....	34
Figure III.2 : Interface du logiciel Pipesim.....	36
Figure III.3 : Carte de position Puits ONI-34.....	39
Figure III.4 : Complétion du puits ONI-34.....	40
Figure III.5: L'entrée des données de complétion du puits ONI-34 sur Pipesim.....	41
Figure III.6: L'entrée des données de Build-up du puits ONI-34 sur Pipesim.....	41
Figure III.7: L'entrée des Propriétés de fluide du puits ONI-34 sur Pipesim.....	42
Figure III.8 : L'entrée des données de calibration de PVT du puits ONI-34 sur Pipesim.....	43



Liste des figures.

Figure III.9: La courbe IPR du puits ONI-34 sur Pipesim.....	43
Figure III.10 : Carte de position Puits OMJ-323.....	44
Figure III.11 : Complétion du puits OMJ-323.....	45
Figure III.12: La courbe IPR du puits OMJ-323 sur Pipesim.....	46
Figure III.13: Les types d'Ecoulements verticaux.....	47
Figure III.14: Icône catalogue.....	49
Figure III.15: L'entrée des données catalogue.....	49
Figure III.16 : choix de corrélation VLP.....	50
Figure III.17 : choix de corrélation VLP.....	51
Figure III.18 : Le point de fonctionnement de puits (ONI-34).....	53
Figure III.19 : Le point de fonctionnement de puits (OMJ-323).....	53
Figure III.20 : Le point de fonctionnement actualisé de puits (ONI34).....	54
Figure III.21: Le point de fonctionnement actualisé de puits (OMJ-323).....	55
Figure IV.1 : Sensibilité sur la pression de réservoir (PR).....	56
Figure IV.2 : Sensibilité sur la pression de réservoir (PR).....	57
Figure IV-3 : Variation de débit d'huile en fonction du temps (puits ONI-34).....	58
Figure IV-4 : L'entrée des données gaz-lift dans Pipesim (ONI-34).....	59
Figure IV-5 : Le débit technique et la Duse optimal (ONI-34).....	59
Figure IV-6 : Le débit économique optimal (ONI-34).....	60
Figure IV-7 : L'introduction du diamètre de Duse 14mm.....	61
Figure IV-8 : L'introduction du débit de gaz à injecté.....	61
Figure IV-9 VLP/IPR pour le puits (ONI-34) avec gaz-lift.....	62
Figure IV-10 Sensibilité sur la pression de gisement avec gaz-lift.....	63
Figure IV-11 Sensibilité sur l'indice de productivité avec gaz-lift.....	64
Figure IV-12 L'introduction des données d'ESP.....	65
Figure IV-13 Le domaine de fonctionnement d'ESP.....	65
Figure IV-14 VLP/IPR pour le puits (ONI-34) avec ESP.....	66
Figure IV-15 Sensibilité sur la pression de gisement avec ESP.....	67
Figure IV-16 Sensibilité sur GOR.....	67
Figure IV-17 Sensibilité sur le nombre de stage d'ESP.....	68



Liste des figures.

Figure IV-18 Prévisions de production avec gaz-lift et ESP.....	69
Figure IV-19 : Variation de débit d'huile en fonction du temps (puits OMJ-323).....	73
Figure IV-20 : Le débit technique et la Duse optimal (ONI-34).....	74
Figure IV-21 : Le débit économique optimal (OMJ-323).....	74
Figure IV-22 : VLP/IPR pour le puits (OMJ-323) avec gaz-lift.....	75
Figure IV-23 : Sensibilité sur la pression de gisement avec gaz-lift.....	76
Figure IV-24 Sensibilité sur l'indice de productivité avec gaz-lift.....	76
Figure IV-25 Le domaine de fonctionnement d'ESP.....	77
Figure IV-26 VLP/IPR pour le puits (OMJ-323) avec ESP.....	78
Figure IV-27 Sensibilité sur la pression de gisement avec ESP.....	78
Figure IV-28 Sensibilité sur GOR.....	79
Figure IV-29 Sensibilité sur le nombre de stage d'ESP.....	79
Figure IV-30 Prévisions de production avec gaz-lift et ESP.....	80



Liste des tableaux.

Tableau I-1 : Caractéristiques Pétro-Physiques Moyenne de réservoir.....	8
Tableau I-2 : les données PVT de champ Hassi Messaoud.....	8
Tableau I-3 : L'indice de productivité des puits.....	11
Tableau I-4 : Présence des particules solides.....	12
Tableau III-1 : Les données de Build-up.....	41
Tableau III-2 : Propriétés de fluide.....	42
Tableau III-3 : Les données de calibration de PVT.....	42
Tableau III-4 : Les données de Build-up.....	46
Tableau III-5 : Propriétés de fluide.....	46
Tableau III-6 : Les données de calibration de PVT.....	46
Tableau III-7 : Les données de catalogue.....	49
Tableau III-8 : Les données de catalogue.....	51
Tableau III-9 : L'écart de calcul de puits (ONI-34).....	53
Tableau III-10 : L'écart de calcul de puits (OMJ-323).....	54
Tableau III-11 : Les données de jaugeage.....	54
Tableau III-12 : Les données de jaugeage.....	55
Tableau IV-1 : La prévision de la durée de vie de puits.....	57
Tableau IV-2 : Les données de gaz-lift.....	58
Tableau IV-3 : Les données d'ESP.....	64
Tableau IV-4 : Comparaison technique entre gaz-lift et ESP puits (ONI-34).....	68
Tableau IV-5 : Les prix des opérations et de vente.....	71
Tableau IV-6 : Le cumule des Cash-flow pour l cas gaz-lift.....	71
Tableau IV-7 : Le cumule des Cash-flow pour le cas ESP.....	72
Tableau IV-8 : Les données de gaz-lift.....	73
Tableau IV-9 : Les données d'ESP.....	77
Tableau IV-10 : Comparaison technique entre gaz-lift et ESP puits (OMJ-323).....	80
Tableau IV-11 : Les prix des opérations et de vente.....	81
Tableau IV-12 : Le cumule des Cash-flow pour le cas gaz-lift.....	81
Tableau IV-12 : Le cumule des Cash-flow pour le cas ESP.....	82



Nomenclatures.

K : Perméabilité.

H_u : Hauteur utile.

H_T : Hauteur total.

PVT : Pression, volume, température.

GOR: gas (gaz) oil (huile) ration.

GLR: Gaz (gas) liquide (liquid) ration.

WOR: eau (water) huile (oil) ration.

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

IP : Indice de Productivité.

P_G: Pression de Gisement.

P_{sép}: Pression de Séparateur.

H: Profondeur du Puits.

d: Densité de fluide.

P_R : La pression moyenne du réservoir.

r_e : Rayon de drainage.

r_w: Rayon de puits.

μ_o : viscosité d'huile.

B_o : Facteur volumétrique de fond huile.

R_s : saturation de gaz dessue.

REDA: Russian Electrical Dynamo of Arutunof.

API: American petroleum institute.

PCP: Progressive cavity Pumping.

ESP : Electrical Submersible Pompe.

PIPESIM: Pipeline Simulator.

TDH: Total Developed Head.

BU: build-up.

DST: Drill System Test.

IPR: Inflow Performance Relationship.

VLP: vertical lift pressure.

HBR: Hagedorn & Brown.

AOFP: Absolute Open Flow Potential

BHP: Bottom Hole Pressure.

MD (Mesurment depth): Mesure de la profondeur de puits, et ces différents valeurs correspondent différents cotes.

TVD (trou vertical depth): Mesure verticale de la profondeur de puits.

VAN : valeur actuel Net.

DRCI : délais de récupération du capital investi.

IP : indice de profitabilité.



Introduction.

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde. C'est pour cela que l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures, depuis sa nationalisation en février 1971.

L'exploitation optimale de ce secteur demande une connaissance parfaite des données de base pour arriver à une récupération maximale des réserves en place du champ et la continuité de la production avec un coût minimal, c'est l'objectif principal de tous les pays producteurs d'huile. Les quantités vendues de pétrole et de gaz ne sont seulement pas liées aux réserves en place, mais beaucoup plus, à la récupération ou la rentabilité de l'investissement sur l'exploitation du réservoir.

Il demeure bien entendu qu'avec le temps, la pression du gisement commence à chuter de façon progressive en devenant insuffisante pour faire extraire l'effluent jusqu'en surface et au-delà vers les installations de séparation, ce qui va provoquer un déclin considérable de production.

Devant cette situation, il est impératif d'intervenir avec une énergie supplémentaire, dans le but est de maintenir les paramètres de production à un niveau appréciable, et cela, en utilisant les différentes méthodes de récupération assistées. Parmi ces modes d'activation, on a : Gas-Lift et Pompage (ESP).

D'après l'historique de production du champ HASSI MESSOUAD, on constate que quelque puits ont subi une chute de débit, ce que nécessite le recours vers un des modes d'activation.

L'objectif principal de notre projet est le choix d'un mode d'activation adéquat en se basant sur une étude technico-économique, afin d'améliorer la récupération des hydrocarbures du champ. Cette étude va se faire en se basant sur les concepts de l'analyse nodale en utilisant le logiciel PIPESIM spécialisé dans l'analyse des performances des systèmes de production. A travers ces modules, il nous a assisté dans le choix de la meilleure technique d'activation, en comparant les performances des puits avec le gaz-lift et les pompes ESP, et donc atteindre les objectifs techniques de cette étude. Néanmoins, nos résultats ne seront plus représentatifs sans les compléter par une étude économique.

Dans ce projet, on va essayer d'élaborer :

- Une présentation du champ HMD (situation géographique, géologique et ses caractéristiques).
- Généralités sur les deux méthodes d'activations.



Introduction.

- Une étude des deux méthodes d'activations (gas-lift, ESP) et l'influence de quelques paramètres en utilisant le logiciel PIPESIM dans les puits ONI-34 et OMJ-323.
- Une comparaison des deux méthodes d'activation : le gaz lift et les pompe ESP à partir de taux de production récupéré et le coût de chaque méthode.

Analyse Nodale

L'approche d'analyse des systèmes, souvent appelée technique Analyse Nodal, est appliquée depuis de nombreuses années pour analyser les performances de systèmes composés de plusieurs éléments en interaction. Les circuits électriques, les réseaux de canalisations complexes et les systèmes de pompage centrifuge sont tous analysés à l'aide de cette méthode. Son application aux systèmes de production des puits a été proposée pour la première fois par Gilbert en 1954 et approuvée par Nind en 1964 et Brown en 1978.

La procédure consiste à sélectionner un point de division ou un nœud dans le puits et à diviser le système à ce stade. Tous les composants en amont du nœud comprennent la section d'entrée, tandis que la section de sortie comprend tous les composants en aval du nœud. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être disponible pour chaque composant du système.

L'analyse nodale est la technique standard utilisée pour évaluer les performances des systèmes de production intégrés. Deux courbes représentent les capacités d'entrée et de sortie, et l'intersection des deux courbes donne le point de fonctionnement du système.

Quelque temps plus tard la sélection large des modèles de calcul disponibles ainsi que l'invention des ordinateurs et les logiciels (PERFORM, EXCEL...) ont mené à la réapparition des idées de Gilbert. La contribution du modèle de simulation numérique du système de la production permet d'optimiser la production et le débit désiré.

L'analyse nodale a été développée, vérifiée et appliquée comme suite :

Vogel (1968) a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour construire L'IPR d'un puits d'huile produisant à partir d'un réservoir saturé, l'étude a traité plusieurs types de réservoir comprenant ceux qui ont des valeurs différentes : des caractéristiques d'huile, des perméabilités, des facteurs de skin et des espacements entre les puits. L'équation finale par la méthode de Vogel a été basée sur des calculs effectués sur 21 conditions de réservoir différentes. [1]

Standing (1968) a proposé une procédure pour modifier la méthode de Vogel pour qu'elle tienne compte de l'endommagement ou de la stimulation du réservoir. [2]

Fetkovich (1973) a proposé une méthode pour déterminer la performance d'inflow pour les puits d'huile en utilisant les mêmes types d'équations utilisées pour analyser les puits de gaz. [3]

Recherches bibliographiques.

Johns et al. (1976) ont publié une méthode qui tient compte de l'effet de turbulence (écoulement non Darcien) sur la performance du puits.[4]

Klins et Majcher (1992) ont proposé une méthode qui tient compte de l'évolution de la pression au point de bulle et de la pression du réservoir.[5]

Wiggins (1994) a présenté une approche facile pour générer l'IPR pour un écoulement triphasique, qui est semblable à la méthode de Vogel.[6]

Sukarno and Wisnagroho (1995) ont développé l'IPR, en se basant sur les résultats de la simulation qui considère la variation de l'efficacité de l'écoulement causée par le skin dépendant du débit.[7]

L'utilisation de l'analyse nodale a approuvé son rôle pour le meilleur choix de la méthode utilisée à l'activation des puits entre le Gaz-lift et l'ESP.

Gaz-Lift:

Le premier essor du Gaz-lift était en 1797 par Carl Emanuel Loscher (ingénieur minier Allemand) qui a utilisé de l'air comprimé pour lifter le liquide en laboratoire, cependant l'application pratique de cette technique a été en 1846 par l'américain Cockford qui a activé quelques puits de Pennsylvanie par l'air comprimé. Quelque temps plus tard, le développement technologique de l'industrie sur tous les niveaux a permis l'apparition de premier équipement spécifique pour le Gaz-lift par l'américain Abear en 1865 et qui lui a donné le nom de Oilinjector ; à partir de cette dernière date l'activation par cette technique a connu un développement remarquable de point de vue technique et économique citons au titre d'exemple le succès rencontré dans le champs de Seminole en Oklahoma (de 1920 jusqu'à 1929) dans lequel ils ont utilisé le Gaz-lift naturel.[8]

ESP

L'étude d'Arutunoff sur le transport d'énergie a montré que le transport d'électricité peut être appliqué efficacement dans presque toutes les conditions. Son ambition était d'appliquer les résultats de son étude au secteur pétrolier et d'améliorer les méthodes obsolètes qu'il avait utilisées au début des années 1900 en Russie.

En 1916, Arutunoff était en train de redéfinir une pompe centrifuge couplée au moteur de déshydratation des mines et des navires. La pompe centrifuge répondait à cette spécification,



Recherches bibliographiques.

mais elle n'avait jamais été développée pour fonctionner avec des têtes à débit élevé. La technologie des champs pétroliers ESP d'Arutunoff a rapidement eu un impact significatif sur le secteur pétrolier. Sa pompe était essentielle au succès de la production de centaines de milliers de puits de pétrole au fil des années.[9]

I.1 Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850 km sud- sud-est d'Alger et à 300 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2000 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation :

- En coordonnées Lambert : Sud Algérie est la suivante :
 - 790.000 ➡ 840.000 EST.
 - 110.000 ➡ 150.000 Nord.
- En coordonnées géographiques :
 - Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°.
 - Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°.

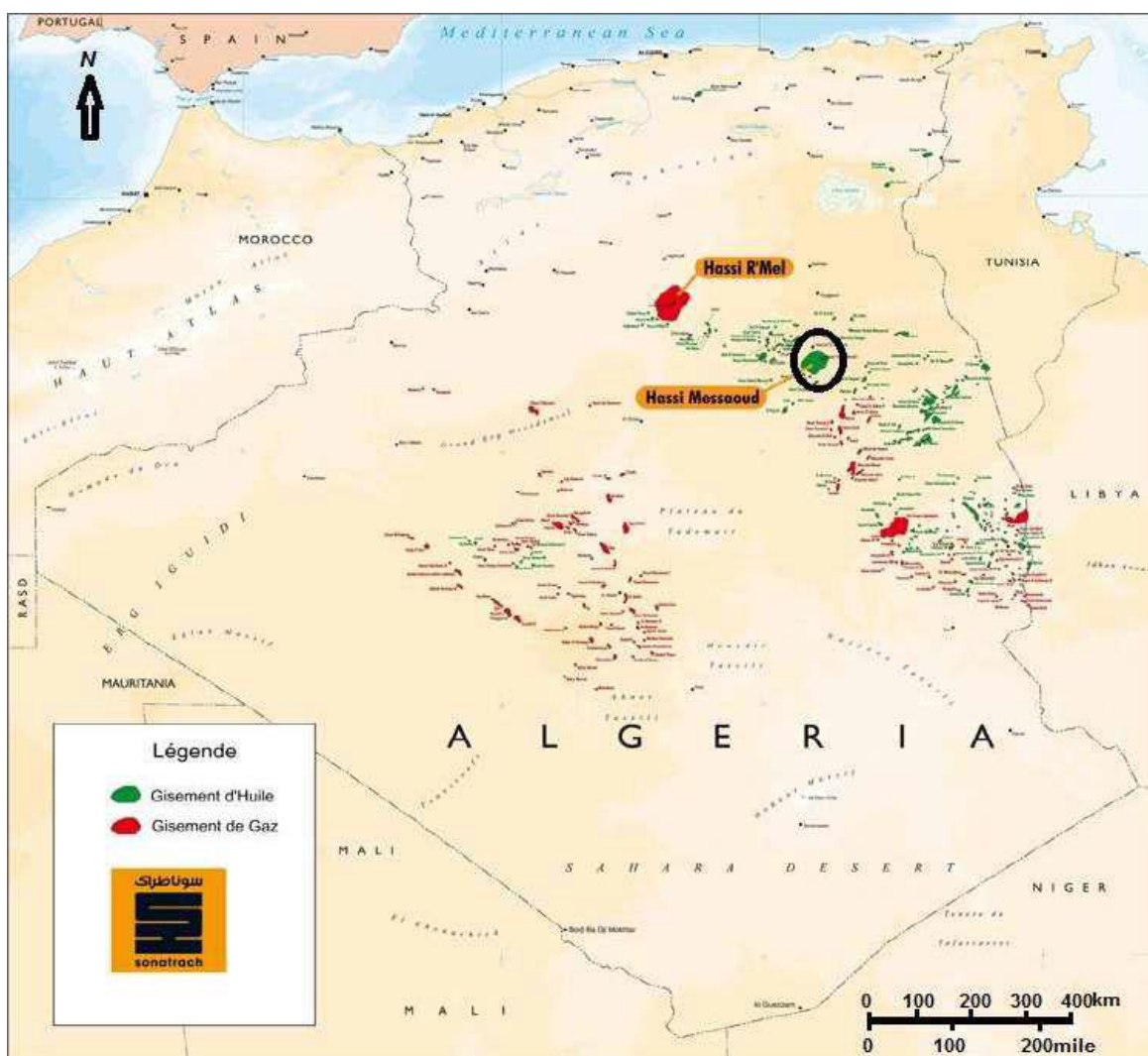


Figure I-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud. [10]

I.2 Historique du champ Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1; implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de L'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. [11]

Actuellement, le champ de Hassi-Messaoud est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière de point de vue pression de gisement.

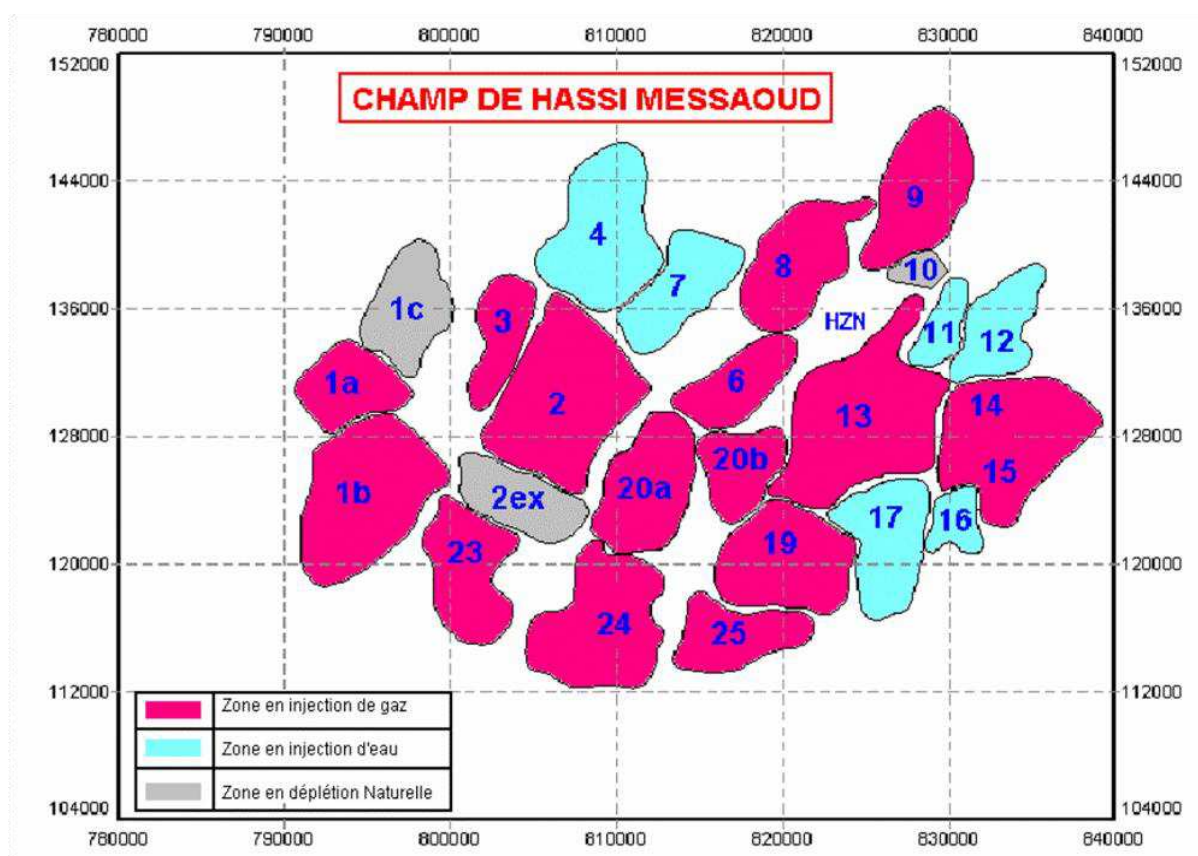


Figure I-2 : Les zones de champs Hassi Messaoud.

I.3 Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion poste paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de:

- **Ri** : zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- **Ra** : zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, D2, D3, D4.
- **R2** : série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- **R3** : d'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro-conglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. [12]

I.4 Caractéristiques Pétro-Physiques Moyenne de réservoir cambrien

Réservoir	K _{min} (md)	k _{moy} (md)	K _{max} (md)	Φ _{min} (%)	Φ _{moy} (%)	Φ _{max} (%)	Sw _i (%)	V _{sh moy} (%)	H _u /H _t (fraction)
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17	15	0,5-0,9
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7	0,8-1
R2	1	2.5	7	-	10	-	17	20	0,65-0,8
R3	-	<1	-	-	0,11	-	0,17	30	0,65

Tableau I-1 : Caractéristiques Pétro-Physiques Moyenne de réservoir.

I.5 PVT de champ Hassi Messaoud

Les données PVT sont représentées dans le tableau suivant :

Densité de l'huile	Densité de gaz	Viscosité de l'huile (cp)	Facteur volumétrique de l'huile (Sm ³ /Sm ³)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Pression de bulle (bar)
0.8	0.85	0.2	1.7	183-223	158-195

Tableau I-2 : les données PVT de champ Hassi Messaoud.



Chapitre « I » : Présentation géologique du champ Hassi Messaoud

I.6 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud

I.6.1 Problèmes générales du champ Hassi Messaoud

I.6.1.1 Problème des dépôts:

Le champ de Hassi Messaoud présente divers problèmes de production qui peut devenir Complexes par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement. Nous pouvons citer le premier problème qui est lié aux dépôts d'asphaltènes dans le tubing, le second problème lié au dépôt de sel dû à la présence d'eau salée saturée dans la formation. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits. En effet, la présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée. L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (Sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts. [13]

I.6.1.2 Percé de gaz :

Par ailleurs, les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit sévèrement l'indice de productivité et tout particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires. Les percées de gaz sont moins dramatiques, mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charge supplémentaires dans le réseau de collecte.

I.6.1.3 Chute de la pression du gisement :

Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs, d'où la nécessité à les méthodes d'activation. La disponibilité du gaz haute pression et la pompe électrique immergée rend ces méthodes les plus pratiques dans le champ de Hassi Messaoud.

I.6.1 Problèmes locaux au niveau du puits

I.6.2.1 Mode de production

Le débit du puits est un caractère important et leur variation indique la présence d'un ou plusieurs problèmes, mais la chute de la capacité de puits où les fluides ne peuvent pas arriver à la surface ou arrivent avec un débit faible peut être un indice à la nécessité d'un système d'activation.

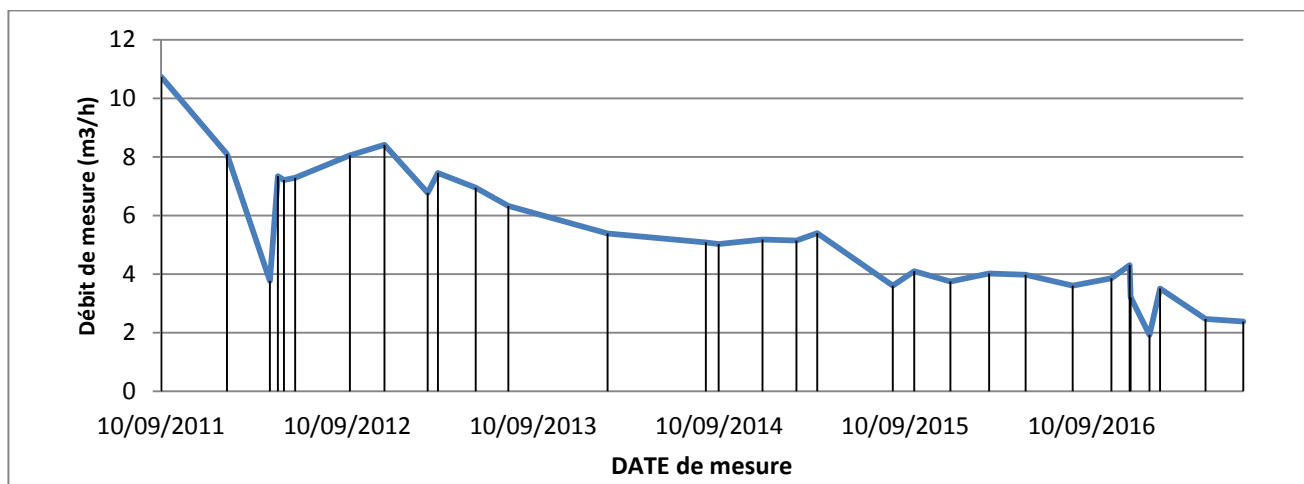


Figure I-3 : Variation de débit d'huile en fonction du temps (puits ONI-34).

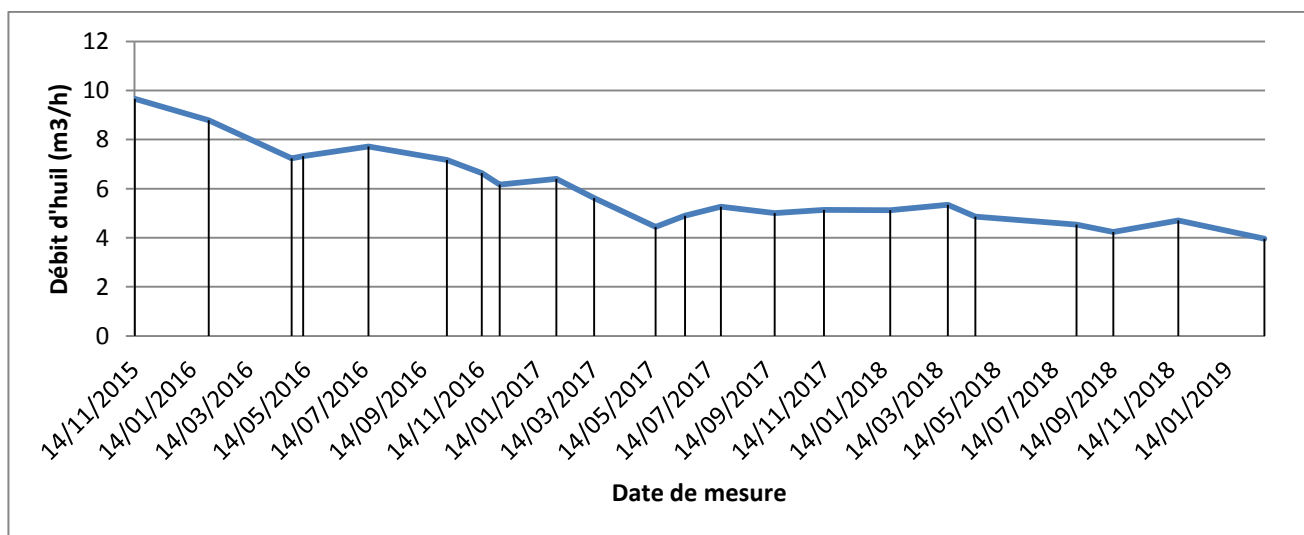


Figure I-4 : Variation de débit d'huile en fonction du temps (puits OMJ-323).

Chapitre « I » : Présentation géologique du champ Hassi Messaoud

I.6.2.2 L'indice de productivité

L'indice de productivité donné par le well- test, joue un rôle très important pour mettre un puits en activation soit avec le gaz lift, ou soit avec les pompes immergées (ESP). Il faut que les puits soient avec IP moyen ou bon. Pour le champ de Hassi Messaoud, l'IP est compris:

- Indice de productivité faible: $IP < 0.01 \text{ m}^3/\text{bar}/\text{jour}$.
- Indice de productivité moyen: $0.01 < IP < 0.5 \text{ m}^3/\text{bar}/\text{jour}$.
- Indice de productivité élevé: $IP > 0.5 \text{ m}^3/\text{bar}/\text{jour}$.

Puits	IP (m ³ /bar/jour)
ONI-34	2.16
OMJ-323	4.56

Tableau I-3 : L'indice de productivité des puits.

I.6.2.3 La variation de GOR

Nous savons que les pompes sont conçues pour pomper sauf que les fluides, ou avec une quantité faible et limitée de gaz présent dans le fluide, pour cette raison, il faut prendre en considération le GOR tel que les puits qui ont un faible GOR. Dans le champ de Hassi Messaoud, le GOR est compris:

- GOR faible: $GOR < 400 \text{ (sm}^3/\text{sm}^3\text{)}$.
- GOR moyen: $400 < GOR < 800 \text{ (sm}^3/\text{sm}^3\text{)}$.
- GOR élevé: $GOR > 800 \text{ (sm}^3/\text{sm}^3\text{)}$.

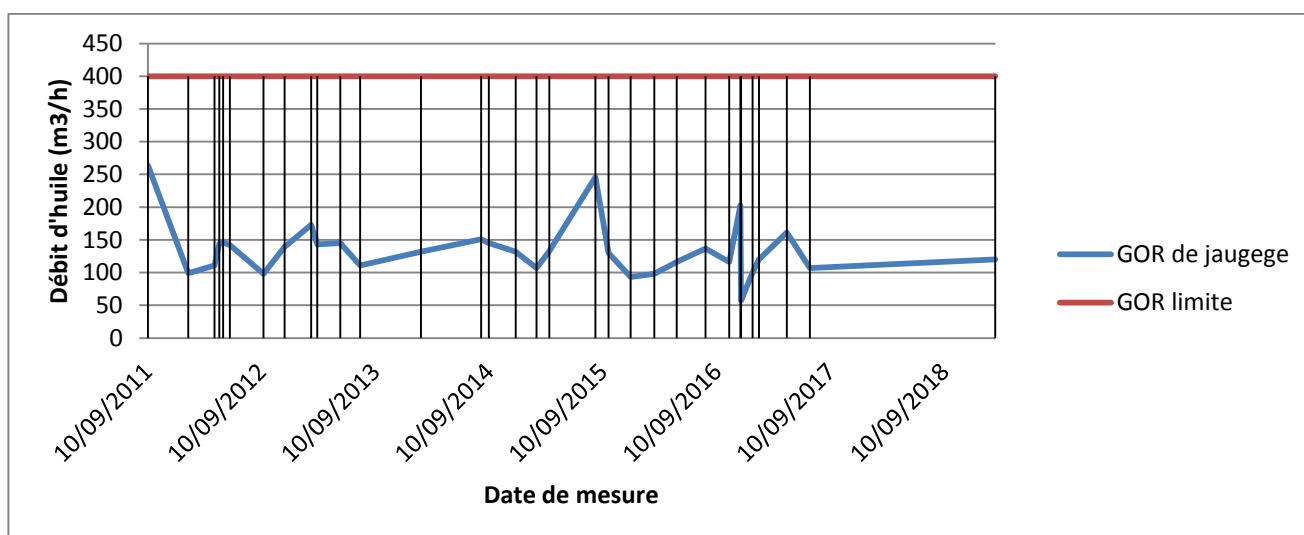


Figure I-5 : Variation de GOR en fonction du temps (puits ONI-34).

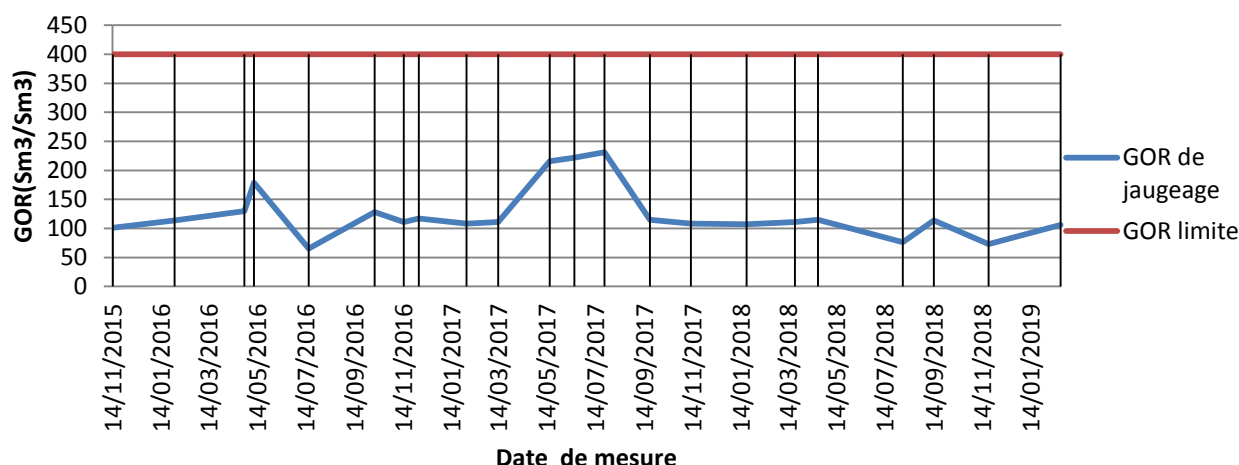


Figure I-6 : Variation de GOR en fonction du temps (puits OMJ-323).

I.6.2.4 Présence des particules solides dans le brute (sables, dépôts, asphaltes)

Le passage de brute contient des particules solide à l'intérieur des équipements de fond de la pompe ESP en particulier à travers les étages avec une vitesse importante favorise le frottement de ses particules solides avec les parois métalliques, au fur à mesure ce frottement avec le temps cause l'érosion de matériel. Pour éviter ce problème, il faut que le pourcentage des particules solides dans le brut ne passe pas une limite.

La présence des asphaltes dans le brute dans des conditions favorisées, résulte des dépôts le long du chemin d'écoulement des fluides, qui cause la réduction du passage, par conséquence la variation des conditions d'écoulement.

Puits	Présence des particules solides dans le brut
ONI-34	Très faible pourcentage
OMJ-323	Faible pourcentage (présence de crépine)

Tableau I-4 : Présence des particules solides.

II.1 Introduction

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement jusqu'aux installations de surface. C'est le cas de la plupart des réservoirs à travers le monde.

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite. Au fur et à mesure de la production, les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de la pression, et une chute de l'énergie d'éruption.

L'éventuelle percée d'eau, qui est un fluide relativement lourd, accentue cette déplétion. Cette pression risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

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

- **Les puits éruptifs:**

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

$$P_G > H.d.0,098 + \sum \Delta P + P_{sép} \quad \text{.....I}$$

P_G : Pression de gisement en (Bar).

$P_{sép}$: Pression de séparateur en (Bar).

H : Profondeur du puits en (m).

d : Densité de fluide.

$\sum \Delta P$: La somme des pertes de charge au cours de remontée de l'effluent vers la surface à travers les différents tubings, duses, collectes...

$H.d.0,098$: la Pression hydrostatique de l'effluent. [14]

- **Les puits non-éruptifs:**

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

Chapitre « II » : L'activation des puits.

$$P_G \leq H.d.0,098 + \Sigma \Delta P + P_{sep} \dots\dots\dots II$$

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

Pour activer et mettre en production ces puits, il faut installer un dispositif d'activation. On peut agir sur l'un des paramètres de non-égalité ; Sur la hauteur "H" de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide "d" où le puits est mis en Gas-lift. [14]

II.1.1 Les différents types d'activation

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

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

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant.

Il existe cinq méthodes d'activations:

- le Gaz-Lift.
- les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping – ESP).
- le pompage hydraulique de fond (Downhole hydraulic Pumping).
- le pompage aux tiges (Sucker rod pumping).
- les pompes à cavités progressant (Progressive cavity Pumping -PCP).

Dans notre projet, on s'intéresse sur les deux premières méthodes d'activation.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

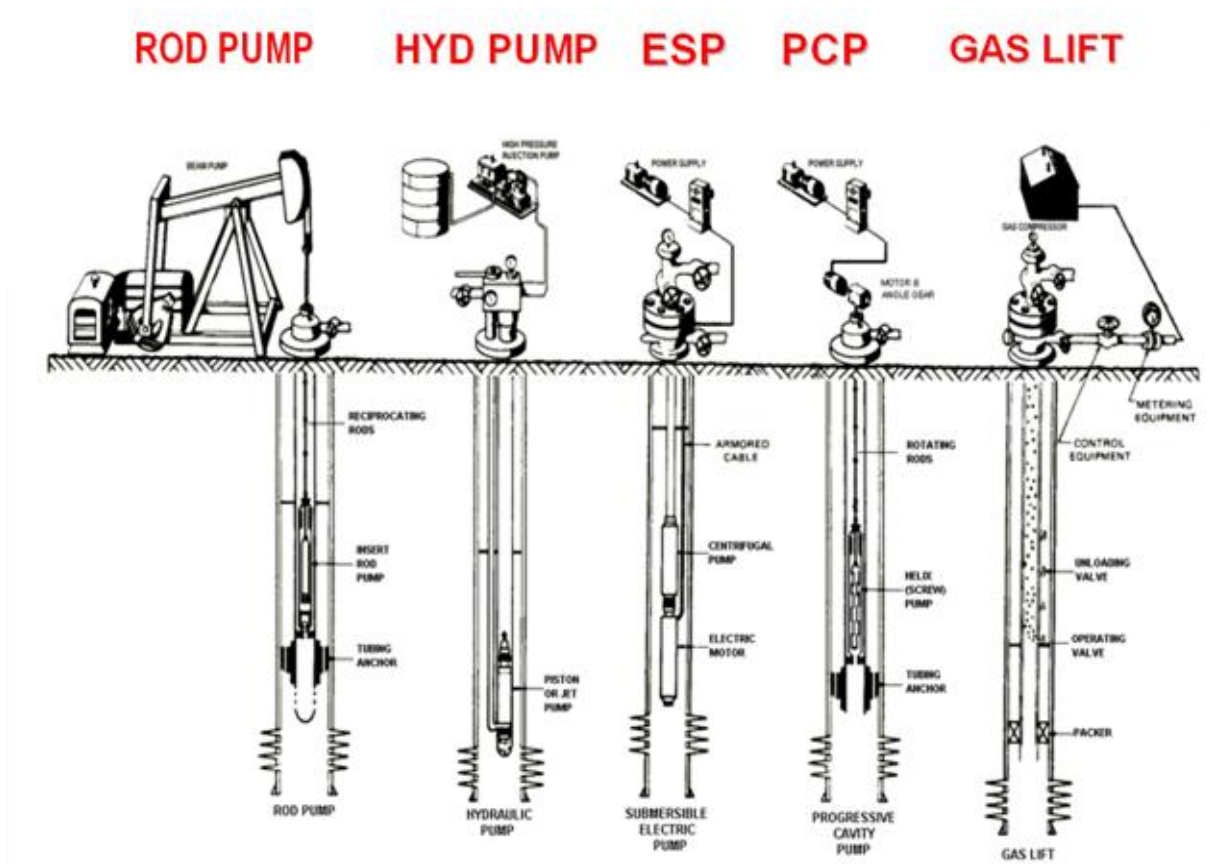


Figure II-1 : Les cinq méthodes d'activations. [15]

II.2 Gaz-Lift

II.2.1 Définition de gaz-lift

Le gaz lift est une technique de production activée permettant la mise en production des puits non ou insuffisamment éruptifs, par diminution du contre pression hydrostatique entre le fond et la surface, diminution réalisée par injection de gaz appoint au bas de la colonne de production.

II.2.2 Principe de gaz-lift

Le principe de gaz lift est reposé sur l'injection de gaz depuis la surface, à travers l'annulaire avec un débit et une pression bien déterminés ; le gaz injecté va traverser le tubing par des vannes bien placées, ce qui lui permet de mélanger avec l'huile contenu dans le tubing ; et par

Chapitre « II » : L'activation des puits.

conséquent, il y aura un allègement de la colonne d'huile, ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus.

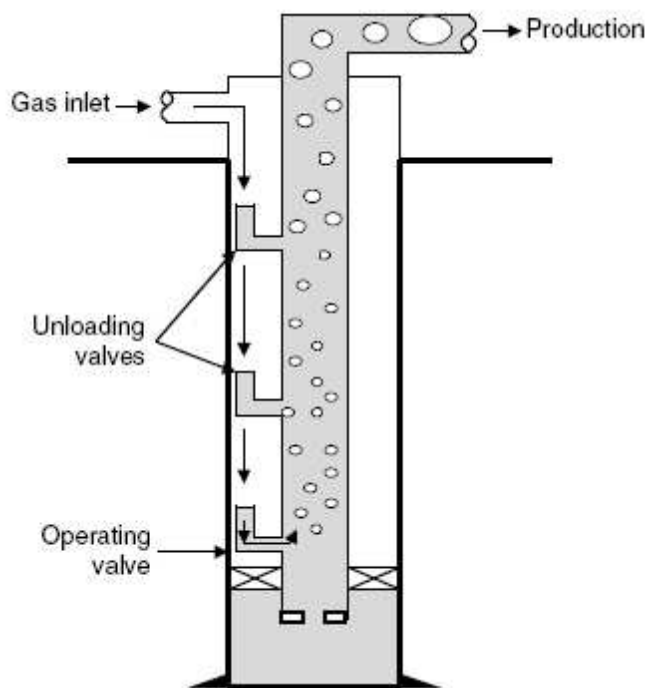


Figure II-2 : Le principe de gaz-lift.

II.2.3 Application de gaz-lift

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

- **Les puits à huile :**

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

- **Les puits à eau :**

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



Chapitre « II » : L'activation des puits.

- **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. Il existe des puits à gaz équipés d'un mandrin de Gaz-Lift pour les relancer après un ennoïement du tubing par de l'eau.

- **Nettoyage de puits injecteur :**

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en Gas-Lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide. [16]

II.2.4 Types de méthode d'activation par gaz-lift

II.2.4.1 En fonction de mode d'injection

On distingue :

- **Gas-lift continu :**

Dans ce cas, on injecte le gaz naturel à une pression et un débit déterminé, à la base de la colonne de production de façon à alléger le poids volumique dans celle-ci et à faire monter le niveau du mélange ainsi constitué jusqu'à la tête de puits, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

- **Gas-lift intermittent :**

Comme son nom l'indique, ce système produit par intermittence ou de façon irrégulière à intervalles de temps réguliers et a fort débit d'un volume déterminé de gaz naturel sous pression dans la partie inférieure du puits de façon à chasser vers le haut le volume de l'huile qu'il contient.

La pression sur la couche diminuant celle-ci le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

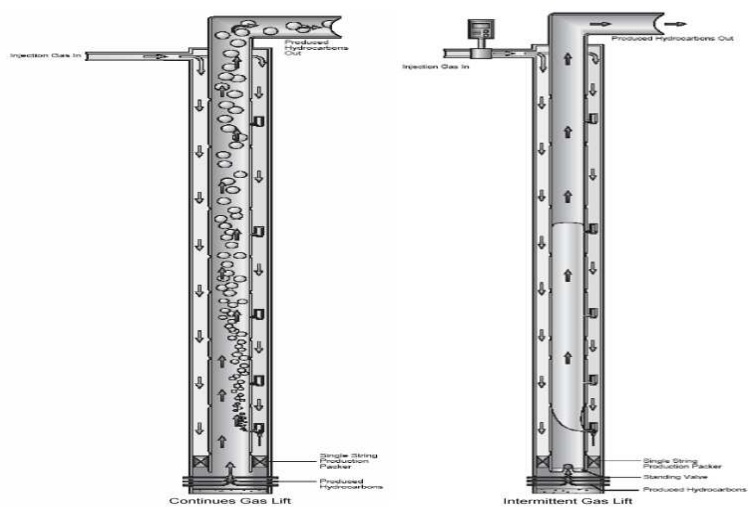


Figure II-3 : Types de gaz-lift selon le mode d'injection.

Le choix du gaz-lift continu ou intermittent est basé sur les principes suivants :

- puits à fort indice de productivité IP :

L'injection de gaz sera continue et à débit déterminé de gaz sous pression à la partie inférieure du puits, de façon à alléger la colonne d'huile présente dans celui-ci, et à faire monter le niveau du mélange ainsi constitué jusqu'à la tête de puits.

Dans ce cas, le gaz-lift est dit continu. ($IP > 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$).

- puits à faible indice de productivité IP :

L'injection à intervalles de temps réguliers et à fort débit, d'un volume déterminé de gaz sous pression à la partie inférieure du puits de façon à chasser de celui-ci l'huile qu'il contient.

Dans ce cas, le gaz-lift est dit intermittent ($IP < 1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$).

II.2.4.2 En fonction du circuit d'injection en surface

- Gaz-lift en circuit ouvert :

Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou vendu. On connaît donc dans ce cas, la valeur de la pression maximale d'injection fixée par le puits lui-même et les installations de traitements.

- Gaz –Lift en circuit fermé :

Dans ce cas, le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs ré-comprimé par une batterie de compresseurs après passage dans une unité de déshydratation dégazolinage et réinjecté dans les puits.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

II.2.4.3 En fonction de la complétion

- Gaz lift direct :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est le mode le plus répandu puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement.

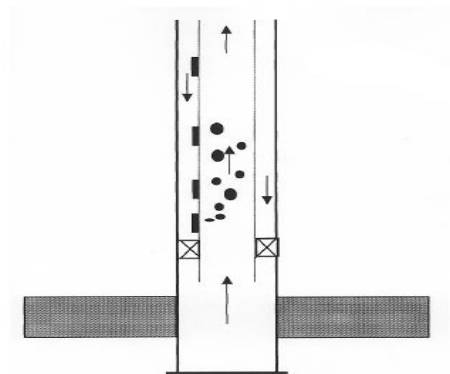


Figure II-4 : Gaz lift direct.

- Gaz lift indirect :

Dans ce cas, la méthode d'injection se diffère à la précédente, et même la production.

- Tubing concentrique (concentric tubing string) ; l'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération snubbing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4."

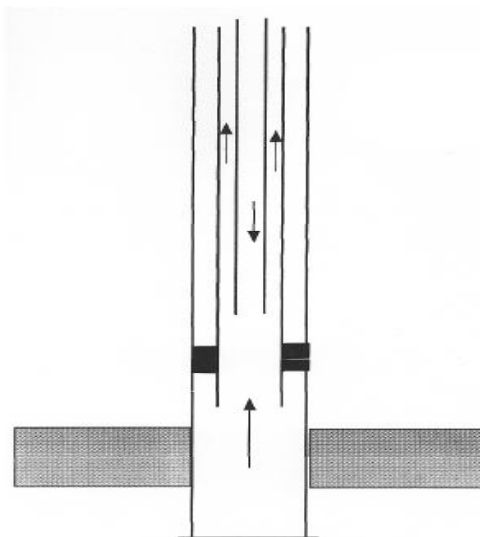


Figure II-5 : Gaz lift indirect.

- Production par le casing et injection par le tubing, cette technique convient au débit d'injection plus grand.

Elle est utilisée dans le cas où :

- Le gaz d'injection corrode le casing.
- Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

- Gaz lift double :

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

Parmi les problèmes de complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub- surface annulaire.
- L'encombrement des vannes à poche. En générale, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un tubing sur l'autre.

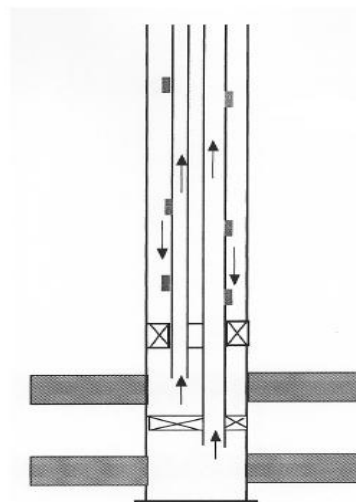


Figure II-6 : Gaz lift double.

II.2.5 Les principaux paramètres du gas-lift

II.2.5.1 La pression en tête de puits (well Head pressure)

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

Et plus la pression en tête est faible, plus le gas lift est efficace, et chaque fois la pression de tête est grande, on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charge et la pression de tête ; c'est pour ça la pression de tête est très important, elle influe directement sur deux paramètres essentiels de gas lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter.

II.2.5.2 La pression de gaz à injecter

Plus que la pression d'injection est grande plus que le point d'injection est profond. La pression du gaz injecté affecte aussi le nombre de vannes de décharge et permet de simplifier la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

II.2.5.3 Profondeur d'injection de gaz

Plus le point d'injection est profond, plus le gas lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

II.2.5.4 l'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S)

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique ; le gas lift est comme les autres méthodes d'activation des puits abaissent cette pression, donc le gas lift est affecté par l'indice de productivité. L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gas lift amène des débits spectaculaires.

L'effet « skin » ou colmatage de puits, c'est l'endommagement du voisinage de trou, il est lié généralement au filtrat de la boue de forage et d'autre paramètres. L'effet « skin » est une perte de charge supplémentaire dans le réservoir, il réduit directement l'indice de productivité et par conséquent affecte l'activation par gas lift.

II.2.6 Les équipements de gaz-lift

II.2.6.1 Equipement de surface

L'équipement de surface se compose de : dispositifs de mesure, dispositifs d'injection, et la ligne de gaz lift qui permet l'acheminement de gaz d'injection depuis la source jusqu'au puits, cette ligne renferme plusieurs vannes qui permettent en générale, l'isolement d'une partie ou l'ouverture à la torche suivant leur emplacement.

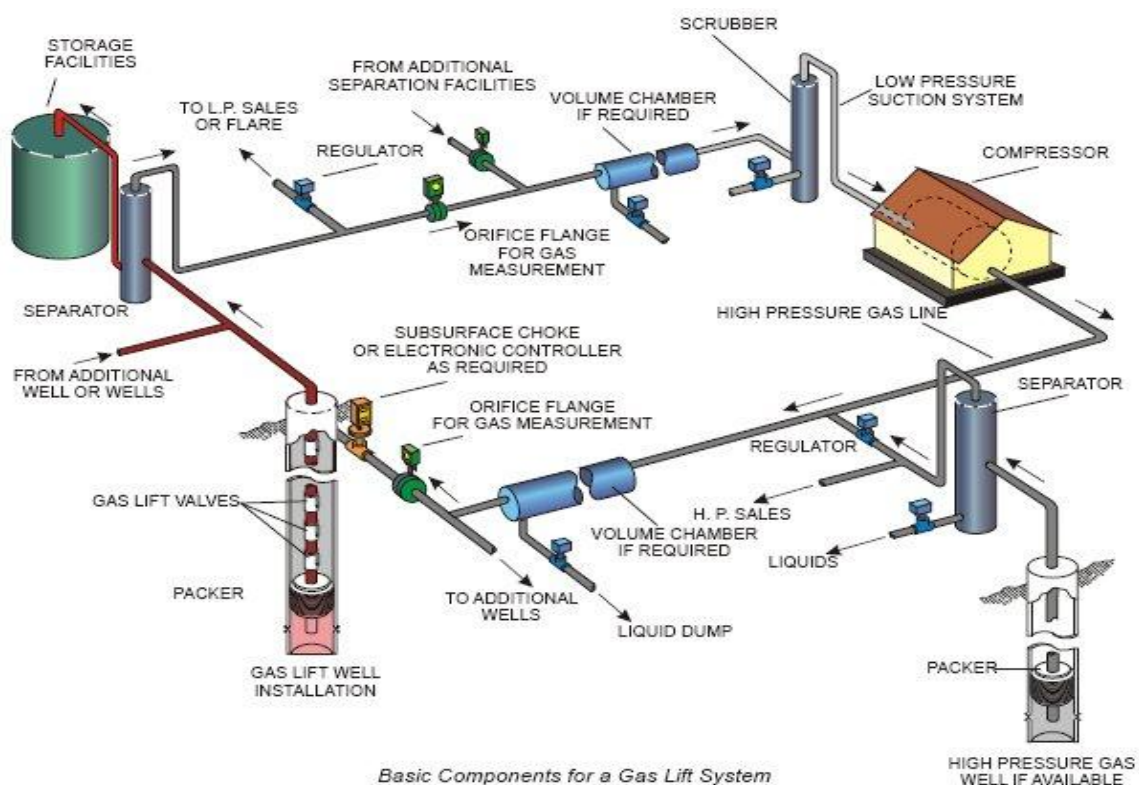


Figure II-7 : Les équipements de surface.



Chapitre « II » : L'activation des puits.

- Dispositif d'injection :

Représenté par une Duse réglable placée sur la conduite d'arrivée du gaz avant la vanne d'annulaire, il permet d'assurer et de régler le débit de gaz injecté.

- Dispositif de mesure :

En surface, le système d'injection doit être équipé par de dispositifs de mesure, et ceci pour le bon fonctionnement du système de gaz lift, les paramètres à mesurer sont la pression et le débit d'injection. Les dispositifs de mesure sont les manomètres (pour mesurer les pressions tbg et csg), et un dispositif de mesure de débit représenté par l'orifice de DANNIEL et un enregistreur de type BARTON.

II.2.6.1 Equipement de fond

L'équipement de fond d'une installation gas-lift 'standard' est constitué de mandrins et de vannes de gas-lift. La quantité ou le nombre des mandrins et des vannes utilisés dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

- les mandrins :

On peut trouver principalement trois types de mandrins :

- mandrins conventionnels.
- mandrins à poche latérale (side Pocket mandrel).
- mandrins pour vannes concentriques.

- Les vannes de gaz lift :

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, cette pression peut être fournie par la pression de gaz ou du fluide, ou une combinaison des deux.

Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (side Pocket).

- Autres équipements spécifiques :

Parmi ces équipements on a :

- clapet anti-retour : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation, il est indispensable en gaz lift intermittent lorsque les puits sont fortement déplétif.
- sécurité annulaire : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.



Chapitre « II » : L'activation des puits.

- tubing spool : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire sous pression ne puisse créer un quelconque danger au dernier casing.

II.2.7 Les avantages et inconvénients de gas-lift

II.2.6.1 Les avantages de gaz-lift

- l'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des Mandrins peuvent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- le gaz-lift s'adapte à tous les profils de puits.
- grâce au gaz-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits.
- Permet de démarrer le puits.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

II.2.6.1 Les inconvénients de gaz-lift

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- le gaz-lift nécessite d'importants investissements de surface (station de Compression).
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- le gaz-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre dus à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en la présence de H_2S dans le gaz.

II.2.8 Conclusion

Le gaz-lift est le moyen d'activation le plus utilisé de nos jours dans le domaine d'hydrocarbure et plus précisément dans la production pétrolière afin d'améliorer l'indice de productivité qui est en relation directe avec le débit.

II.3 La Pompe ESP (Electric Submersible Pumps)

II.3.1 Définition

Le pompage centrifuge immergé est un mode de récupération assistée, généralement il est utilisé dans les réservoirs qui ont un haut water-cut et un bas GOR. Il est considéré comme un moyen efficace et économique de soulever des grands volumes de fluide de grandes profondeurs sous une variété des conditions des puits.

Les équipements de pompage sont capables de produire de 60,000 b/d. La pompe fonctionne avec plus haute efficacité quand elle pompe le liquide seulement.

Cette Pompe est une pompe à plusieurs étages. Chaque étage comporte un rotor équipé avec des aubes, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique. La pompe est normalement attachée à la colonne de la production.

II.3.2 Principe des pompes centrifuges

L'arbre est connecté au protecteur et au moteur. Il transmet la rotation du moteur aux rotors de la pompe. Les étages de la pompe sont les composants qui fournissent l'augmentation de pression au fluide. L'étage est composé d'un rotor (un ensemble des aubes fermées tournant) et d'un diffuseur stationnaire (stator).

Les étages sont connectés en série pour augmenter graduellement la pression jusqu'à la pression calculée pour atteindre le débit désiré. La figure II-8 montre le chemin du fluide, le fluide entre dans le rotor, le moment de rotation appliqué au fluide par le rotor est converti en énergie cinétique (en forme de vitesse). Une fois sorti du rotor, le fluide entre dans le diffuseur et diffusé vers l'étage prochain (la vitesse est convertie en pression). Ce processus continue jusqu'à où le fluide passe par tous les étages de la pompe et la pression de refoulement désigné est atteinte. Cette augmentation de pression est souvent référée comme le TDH de la pompe (Total Developed Head).

Le mécanisme de commande au niveau de la surface fournit la puissance nécessaire au moteur et protège les équipements de fond de l'ESP. La conception de système de commande du moteur change en complexité de très simple jusqu'à très sophistiquée, offrant des nombreuses options et apporte une amélioration des méthodes de commande pour la protection et de la surveillance des opérations. [17]

Chapitre « II » : L'activation des puits.

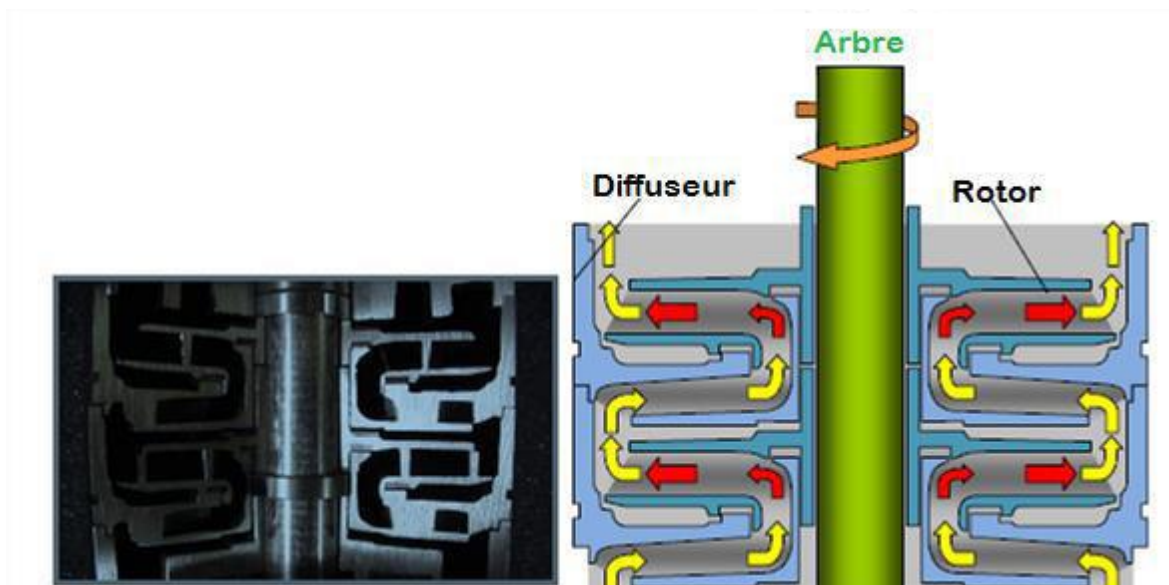


Figure II-8 : Principe des pompes centrifuges.

II.3.3 Les principaux paramètres d'ESP

II.3.3.1 Paramètres liés à la profondeur

La pompe doit se trouver sous «le niveau dynamique » qui est en fonction de :

- La pression de fond en débit (Pf), avec :

$$Pf = Pg - \frac{Q}{IP} \dots \dots \dots III$$

Ou :

PG : Pression de gisement ;

Q : Débit désiré ;

IP : Indice de productivité ;

$\frac{Q}{IP}$: Pertes de charge dans le gisement et aux abords de puits ;

- de la densité moyenne de l'effluent produit.
- Décline dans le temps avec la production cumulée.



Chapitre « II » : L'activation des puits.

De plus, pour limiter ou éviter le mieux possible des entrées de gaz dans la pompe au cours du passage de l'effluent sous la pression de bulle pendant la course montante du piston, il est recommandé, lorsque cela est possible, de placer la pompe sous une sub-émergence Supérieure à la hauteur de fluide dans l'espace annulaire correspondant à la pression de bulle à l'entrée de la pompe.

En pratique, on ajoute une marge de sécurité pour tenir compte aussi des fluctuations du niveau dynamique (écoulement contrarié au niveau de la liaison couche-trou variation de la densité moyenne de l'effluent...Etc.). [18]

II.3.3.2 Paramètres liés au débit

Le débit pompé dépend essentiellement de diamètre de la roue, de la vitesse de rotation de la pompe. Un même débit peut être obtenu pour des combinaisons différentes de ces paramètres.

II.3.4 Les différents facteurs influent la durée de vie de la pompe

II.3.4.1 Désigne

Un désigne propre pour l'unité de pompage est le premier facteur pour achever une longue durée de vie pour la pompe. Les conséquences d'un désigne non approprié vont sortir la pompe de son domaine de fonctionnement ce qui accélère la diminution de sa durée de vie. Le sous-dimensionnement de la pompe va entraîner des vibrations au moteur, le surdimensionnement de la pompe va causer l'échauffement du moteur (généralement causé par les changements des paramètres de production).

II.3.4.2 Gaz libre

L'effet néfaste du gaz libre sur l'ESP :

- Déplacement de la pompe vers le haut à cause de la poussée du gaz produit avec l'huile.
- Gaz locking (En présence du gaz comprimé dans les étages de la pompe, l'étage à partir de sa conception ne peut pas jouer le rôle de convertir l'énergie cinétique en énergie de pression pour les gaz).
- Perte de production (Si le GOR augmente $\Rightarrow$ Q_g augmente $\Rightarrow$ Q_o diminue).
- Stresse mécaniques et électriques.
- Pannes imprévues.

Pour résoudre le problème du gaz libre, il faut soit l'éviter, séparer ou le pomper.



Chapitre « II » : L'activation des puits.

II.3.4.3 Viscosité

Un fluide visqueux peut causer plusieurs problèmes. Quand la viscosité de fluide augmente, le BHP requis par la pompe augmente aussi. Ils produisent aussi plus de pertes de charge le long du tubing qui va pousser la pompe à travailler plus.

II.3.4.4 Corrosion

La présence de CO₂ et H₂S peut influencer l'unité de pompage par éroder les connexions électriques et l'étanchéité. La sélection de matériel approprié peut éviter ce problème.

II.3.4.5 Sable

Le sable accélère l'échec de la pompe à cause de l'augmentation de vibration de l'arbre qui va mener à perdre l'étanchéité mécanique de protecteur, en conséquence échec du moteur à cause de migration du fluide de réservoir dedans. Le même sable peut être produit plusieurs fois à travers la pompe sans aboutir à la surface.

La stratégie la plus efficace est d'éliminer ou diminuer la production de sable, comme on peut sélectionner un matériel approprié dans le désigne qui résiste abrasion et fournir plus de stabilisation à l'arbre de rotation.

II.3.4.6 Déposition

Dépôts, asphaltènes, paraffine peut se déposer dans la pompe. Le résultat est boucher ou diminuer l'écoulement à travers la pompe, diminuer son efficacité qui est associée avec le danger de griller le moteur. Le remède est soit par traitement chimique ou un revêtement (téflon) ou utiliser une pompe avec des étages mixés.

II.3.4.7 Echec électrique

Cet échec peut se produire soit à la surface qui est facile à rectifier ou dans le fond qui nécessite un work over pour changer le câble ou l'ESP.

II.3.4.8 Vieillessement

Malgré que la pompe s'est fonctionné dans ce propre désigne, certains composants vont atteindre son échec, surtout concernant les articles consommables comme les étanchéités, huile du moteur et les joints toriques, aussi les composants électriques et les outils de monitoring.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

II.3.5 Les équipements

Une pompe centrifuge consiste : Un moteur électrique, protecteur, section d'aspiration ou séparateur de gaz, une pompe centrifuge à plusieurs étages, un câble électrique, armoire, une boîte de jonction et transformateur.

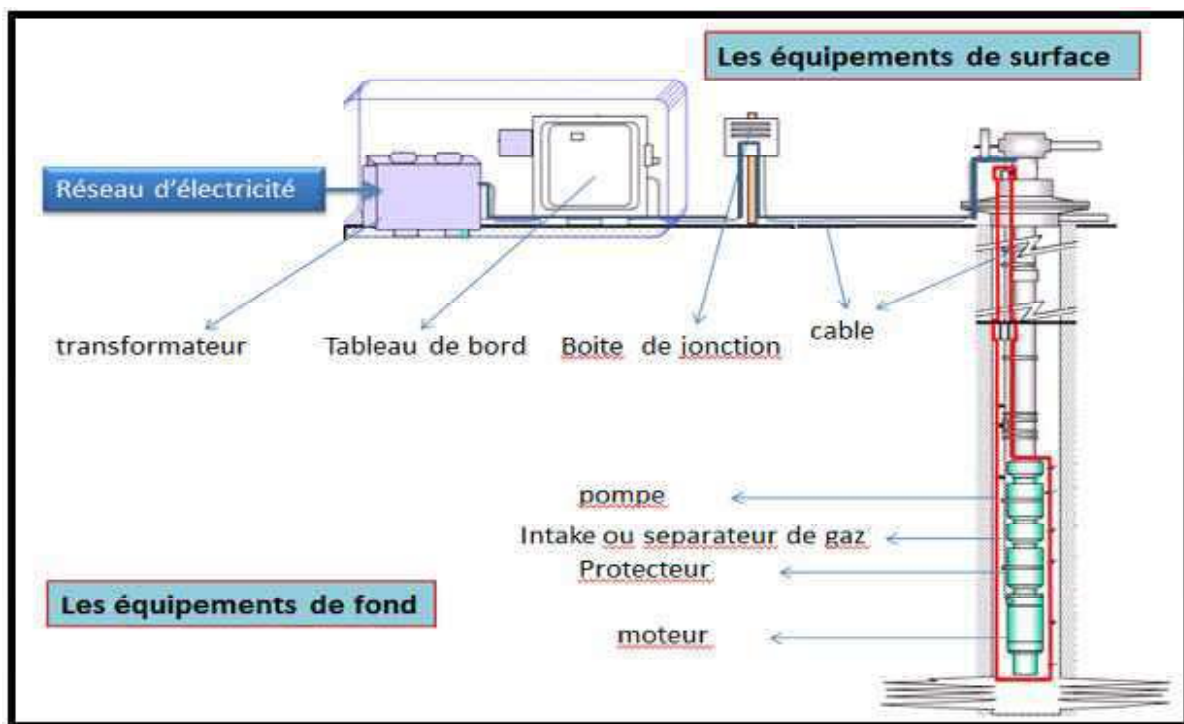


Figure II-9 : Les équipements d'ESP.

II.3.5.1 Les équipements de fonds

- Le moteur :

Le rôle essentiel du moteur est de convertir l'énergie électrique dans le moteur au mouvement qui va tourner l'arbre. L'arbre est connecté à la pompe à travers le protecteur et le séparateur. Les moteurs électriques dans l'ESP sont généralement des moteurs à deux pôles, triphasés, de type à induction.

- Le protecteur :

La position de protecteur est située entre la pompe et le moteur. Elle a pour but essentiel d'isoler le moteur de fluide. La construction du protecteur permet l'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur ce qui permet la dilatation ou la contraction de l'huile de moteur par suite de la dilatation thermique.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

Deux joints d'étanchéité mécanique fournissent une double protection sous la forme d'une barrière contre la migration de fluide le long de l'arbre. Le protecteur est un palier de butée du type de marine qui absorbe la charge axiale de la pompe.

- Séparateur :

Dans les puits avec haut GOR, la section d'aspiration est couplée à un séparateur de gaz qui aide à améliorer la performance de la pompe en séparant une portion du gaz libre avant qu'il entre le premier étage et l'orientant vers l'annulaire. Cela aide à éliminer le problème de (gas-locking).

- Les composants d'une pompe centrifuge:

La pompe(ESP) est composée des éléments de base suivants :

- Rotor (Impeller)

Le rotor est accordé à l'arbre et tourne au TR/MIN du moteur. Comme le rotor tourne, il fait donner une force centrifuge sur le fluide de la production.

- Le diffuseur : (Diffuser)

Le diffuseur dirige le fluide dans le prochain rotor et ne fait pas tourner.



Figure II-10 : Les composants d'une pompe centrifuge.

- Les étages (Pump Stage)

Un étage de la pompe est formé en combinant d'un rotor et d'un diffuseur.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

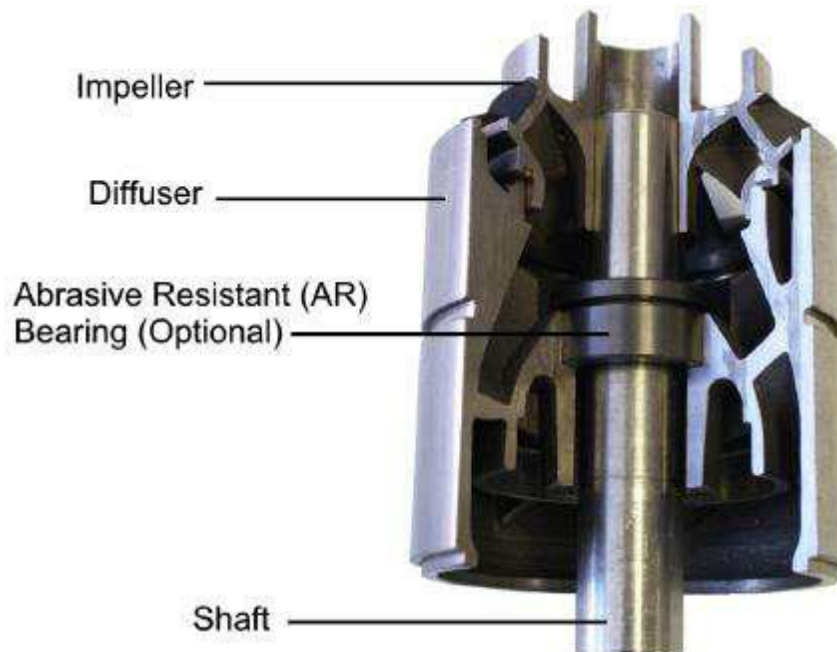


Figure II-11 : Les étages.

- L'arbre (Shaft) :
 L'arbre de la pompe est connecté au moteur (à travers le séparateur du gaz et le protecteur), et tourné avec le TR/MIN du moteur.

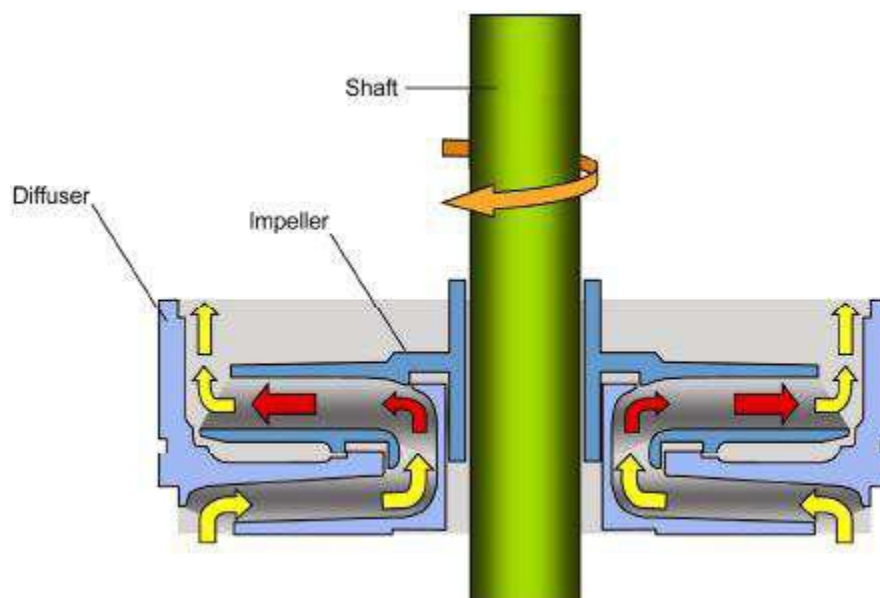


Figure II-12 : L'arbre.

- La prise (Intake) :
 La prise (Pump intake) est attachée à la fin, inférieure du logement de la pompe (pump housing) et fournit un couloir pour les fluides pour entrer et une garniture pour attacher au protecteur (seal) de l'ESP

Chapitre « II » : L'activation des puits.



Figure II-13 : La prise.

- Le câble électrique :

Le câble d'alimentation électrique c'est une partie très importante dans le système de pompage il nécessite de maîtriser les choix de matière aussi la qualité pour offrir un rendement optimum et une durée de vie exécutif et maximal parce que c'est la source principale pour alimenter le système. Généralement, il existe deux types de câbles un plat et l'autre rond, mais ces câbles ont des mêmes composants.

On trouve trois phases enveloppe et protège et étudie pour supporter des conditions très dures telles que la température de formation, la résistance électrique, le champ magnétique....etc.

N'oubliez pas que le câble doit être aussi rigide (la construction) pour résister aux dommages mécaniques et doit être souple ou courbe au fonctionnement et étanche parce qu'il va contacter plusieurs interfaces (gaz, liquide, sable,...etc.) et différents états.

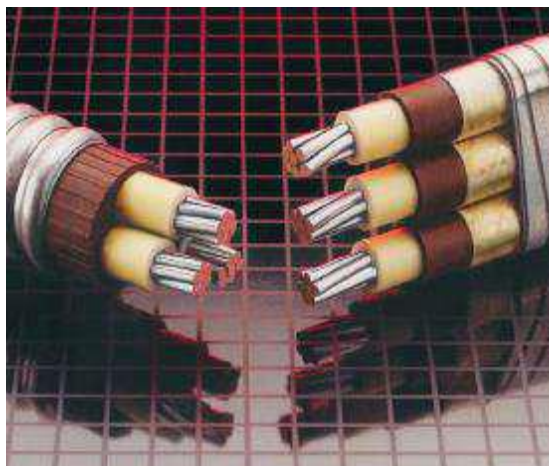


Figure II-14 : Le câble.

Chapitre « II » : L'activation des puits.

II.3.5.2 Les équipements de surface

- La tête de puits (Wellhead):

Pour les installations de système ESP, des têtes de puits spéciaux sont utilisées pour supporter le poids des équipements de fond et de maintenir le contrôle de l'annulaire. Ils doivent fournir un joint d'étanchéité non seulement autour du tubing, mais aussi autour du câble.

- Armoire de contrôle (Switchboard) :

Le Switchboard est le centre de contrôle de l'ESP, il agit comme un contrôleur de moteur et en conséquence il commande le fonctionnement de toute l'installation. Le Switchboard standard travaille sous une fréquence électrique constante, il varie en taille, conception et puissance.

Il a les fonctions suivantes:

- Fournit un contrôle interruption marche / arrêt (on / off) de l'équipement ESP à l'alimentation.
- Protège les équipements de surface et de fond des grandes variétés des problèmes.
- Surveille et enregistre des paramètres importants pendant le fonctionnement de la pompe.



Figure II.15 : Armoire de commande.

- Boîte de jonction (Junction Box) :

Le câble électrique venant du puits doit être connecté dans la surface avec le câble d'alimentation, comme montré sur la figure II.16 les deux câbles sont connectés dans la boîte de jonction. Cette boîte performe les trois fonctions importantes suivantes:

- Il assure la connexion électrique entre le câble de fond et de surface.
- Il évacue tout gaz dans l'atmosphère qui pourrait atteindre ce point à cause du migration des gaz à travers le câble. Évacuation de gaz élimine le risque d'incendie ou d'explosion quand il rentre dans le Switchboard.
- Il agit comme un point de test facilement accessible pour le contrôle électrique des équipements de fond

Chapitre « II » : L'activation des puits.

- Transformateur :

La distribution du courant électrique sur le champ de pétrole est habituellement réalisée à une tension intermédiaire et puisque la pompe ESP peut fonctionner dans l'intervalle de 250 jusqu'à 4000 volts un transformateur doit être utilisé pour transformer la distribution de tensions.

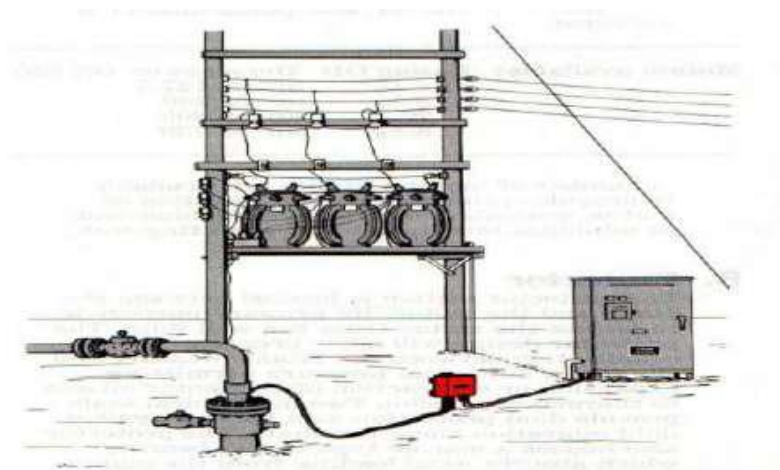


Figure II.16 : Transformateur.

II.3.6 Les Avantages et inconvénients

II.3.6.1 Les avantages

- Possibilité de débits importants à faible ou moyenne profondeur.
- Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau (WOR) élevée.
- Equipements de surface peu encombrants.
- Rendement plus élevé (higher efficiency)
- Adapté aux puits avec casing de 4 1/2 " ou plus grand.

II.3.6.1 Les inconvénients

- Ne peut produire en présence de gaz libre important dans l'effluent.
- Supporte mal la présence de sable.
- Mal adapté aux faibles débits.
- Limité en température et donc en profondeur.
- Nécessité de remonter le tubing en cas d'ennui.

II.3.7 Conclusion

La pompe ESP peut nous aider à améliorer la production et résoudre le problème de production par intermittence si elle est appliquée dans les bons puits.

III.1 Analyse Nodale

III.1.1 Introduction

L'approche d'analyse nodale de système est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits.

Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides. Les fluides doivent déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s). Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charge se produisent.

Ce système consiste en trois phases:

- Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir). $1 \rightarrow 2$
- Ecoulement à travers la colonne de production. $2 \rightarrow 5$
- Ecoulement à travers l'équipement de surface. $5 \rightarrow 6$

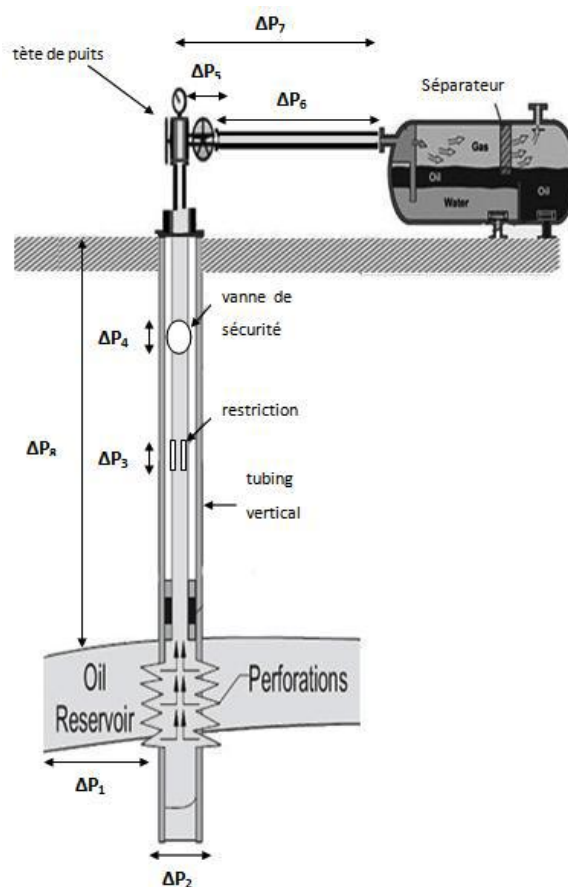


Figure III.1 : Perte de charge dans un système de production.



Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

III.1.2 Objectifs

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion.
- Optimiser le système pour produire le débit désiré.
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits produira ou s'épuisera.
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz.

III.1.3 Procédure

- 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.

III.1.4 Application de l'analyse nodale

Les applications possibles de l'analyse nodale sont comme suite:

- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- Choix du diamètre du tubing.
- Choix du mode d'activation.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la Duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift. [19]

III.2 PIPESIM

III.2.1 Aperçu sur le logiciel d'optimisation(Pipesim)

Le PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement, pression et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction machining, PIPESIM assure que les calculs sont aussi exacts que possible.

Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement et étudier sa sensibilité aux différents paramètres. Le PIPESIM comporte deux modèles :

- **Well Performance Analysis:** Ce module permet de créer les modèles des puits avant de les intégrer dans le modèle du réseau.
- **Network Analysis:** Ce module nous offre la possibilité de simuler le comportement de tout le réseau de puits et d'étudier l'effet des différents paramètres de ce réseau sur la production de chaque puits. [20]

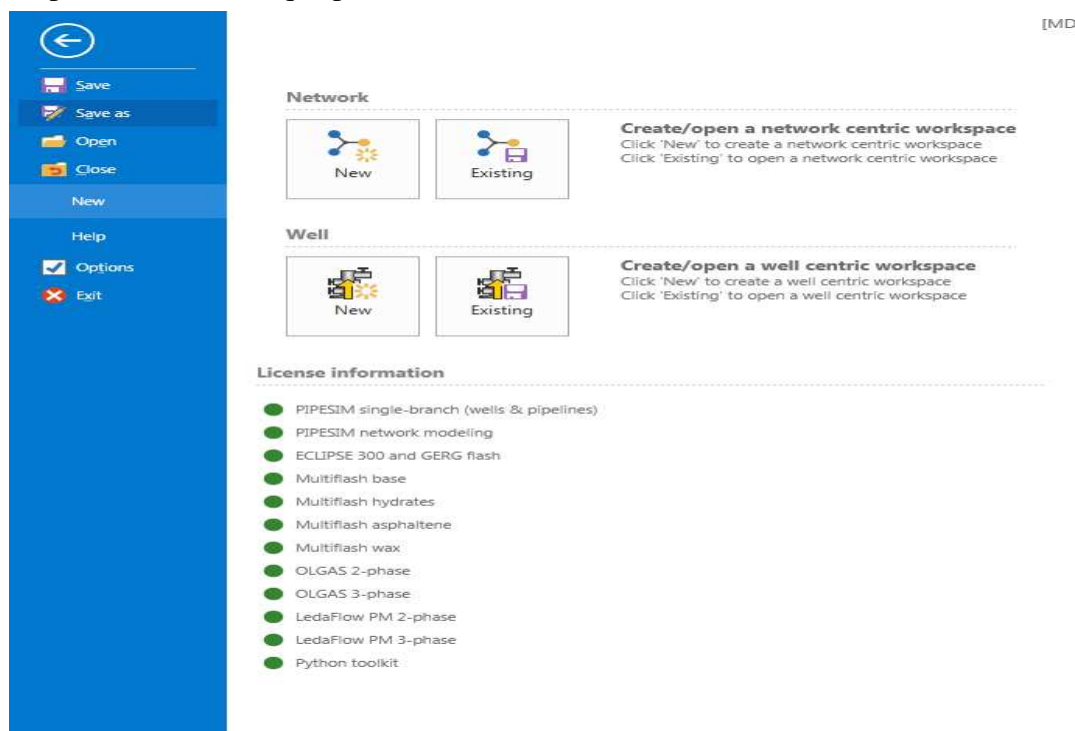


Figure III.2 : Interface du logiciel Pipesim.



Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

III.2.2 Objectif de PIPESIM

Le PIPESIM est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux des puits.
- L'optimisation de la production.
- L'analyse des puits multilatéraux.

III.2.3 Méthodologie de travail par software PIPESIM

Le calcul des performances de ce puits a passé par quatre étapes essentielles :

- Calage du modèle PVT.
- Calage du Test de puits le plus récent (BU, DST).
- Reproduction de l'état actuel du puits (calage du dernier jaugeage).
- Prédiction des performances du puits.

III.3 Performance des puits

III.3.1 Relation de performance d'entrée (IPR)

III.3.1.1 Introduction

Une des composantes les plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir, c'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique. Une des pressions fixes à tout moment dans la vie du réservoir est la pression moyenne du réservoir P_R .

L'écoulement vers le puits dépend du draw-down ou de la chute pression dans le réservoir ($\bar{P}_R - P_{WF}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tel que les propriétés de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation du roche en fluide, la compressibilité du fluide, la formation endommagée ou stimulée.

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelée « inflow performance » par Gilbert; et la représentation de pression de fond dynamique en fonction de débit est appelé « inflow performance Relationship » ou IPR.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz.

La méthode à utilisé dans notre projet est : **Indice de productivité (IP).**

III.3.1.2 Indice de productivité

L'indice de productivité d'un puits est définie comme étant le nombre de barils de liquide qui peut être produit pour une valeur donnée de "draw-down" sur le réservoir.

$$IP = \frac{Q_{liq}}{p_r - p_{wf}} \quad \text{III.1}$$

Q_{liq} : est le débit liquide produit en STB/Day.

$p_r - p_{wf}$: Est le "draw-down" sur la formation en psi

Pour déterminer la formule de l'indice de productivité, on applique l'équation de Darcy à l'écoulement d'huile dans le réservoir

$$q = \frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad \text{III.2}$$

En intégrant cette équation le long du rayon de drainage du puits L'indice de productivité peut être exprimé par la formule suivante :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0} dP \quad \text{III.3}$$

Si la fonction $f(p) = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0}$ est indépendante de la pression où qu'elle peut être évaluée à la pression moyenne de la zone de drainage du puits, alors la formule de l'indice de productivité devient :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{III.4}$$

Si toutes les variables dans les équations d'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy, pourraient être employées pour construire les IPR.[20]

III.3.1.3 Application Sur Pipesim

III.3.1.3.1 Le puits ONI-34

- Position du puits ONI34 :

Le puits ONI34 se situe dans la zone HZN centrale et ses coordonnées sont les suivants:

X = 833813.19

Y = 145021.28

Z (sol) = 162.68m

Z (table) = 172 m

Fond = 3453m

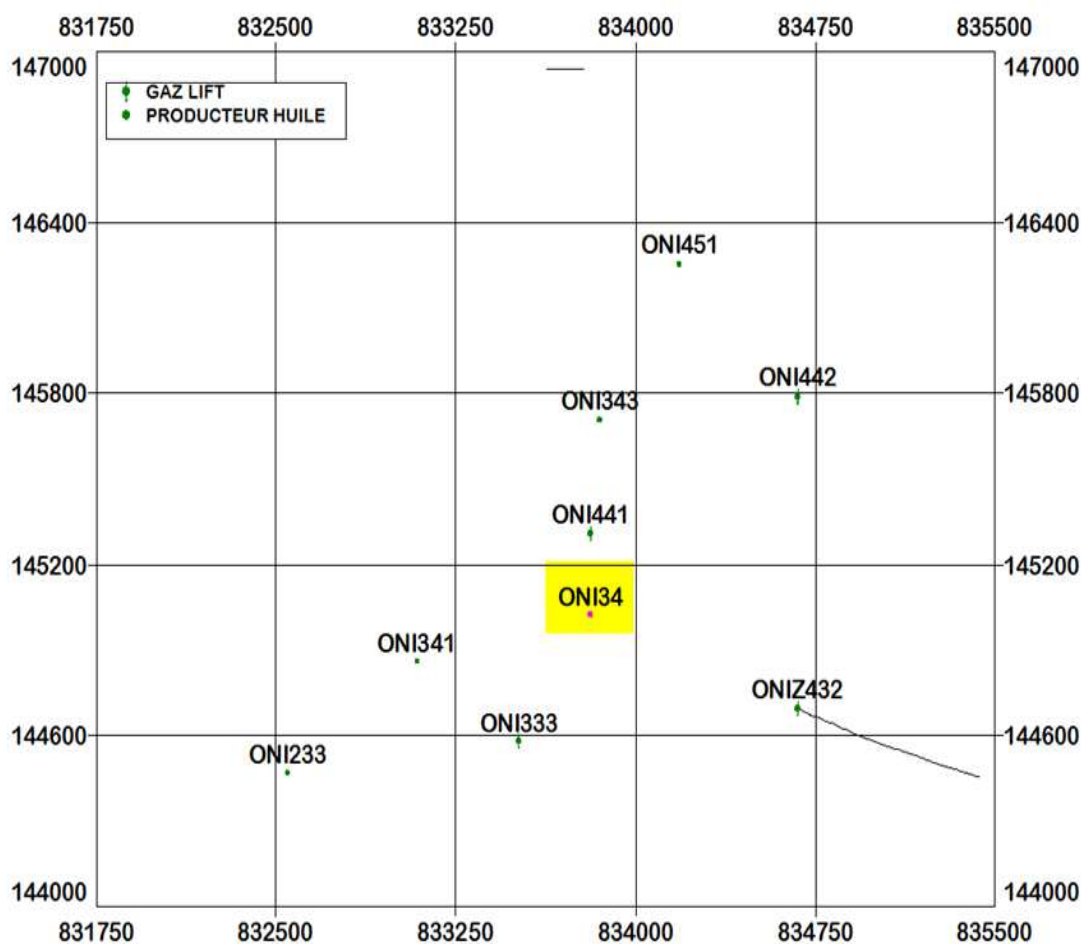


Figure III.3 : Carte de position Puits ONI-34. [22]

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

• Les données de tubing:

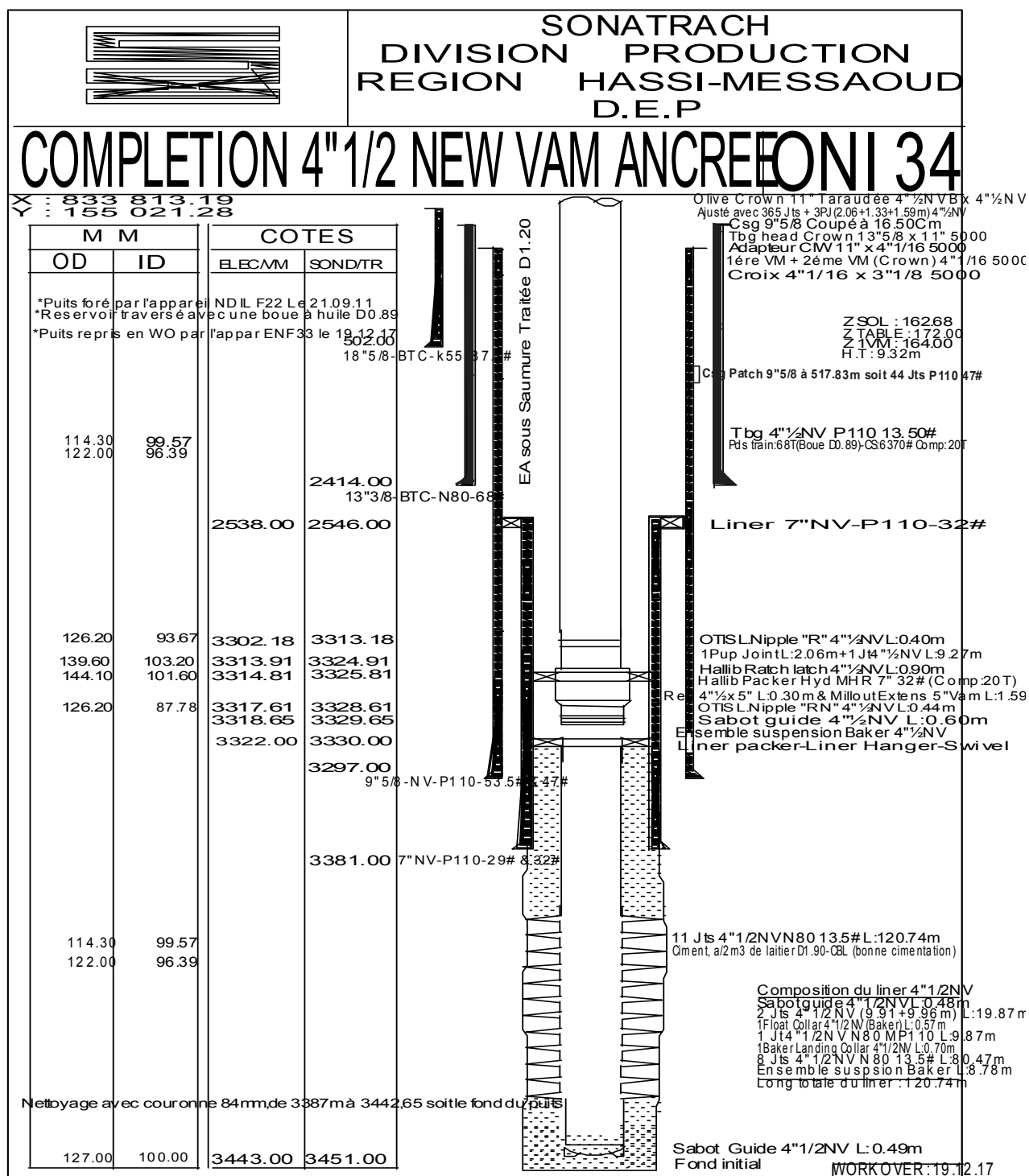


Figure III.4 : Complétion du puits ONI-34.

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

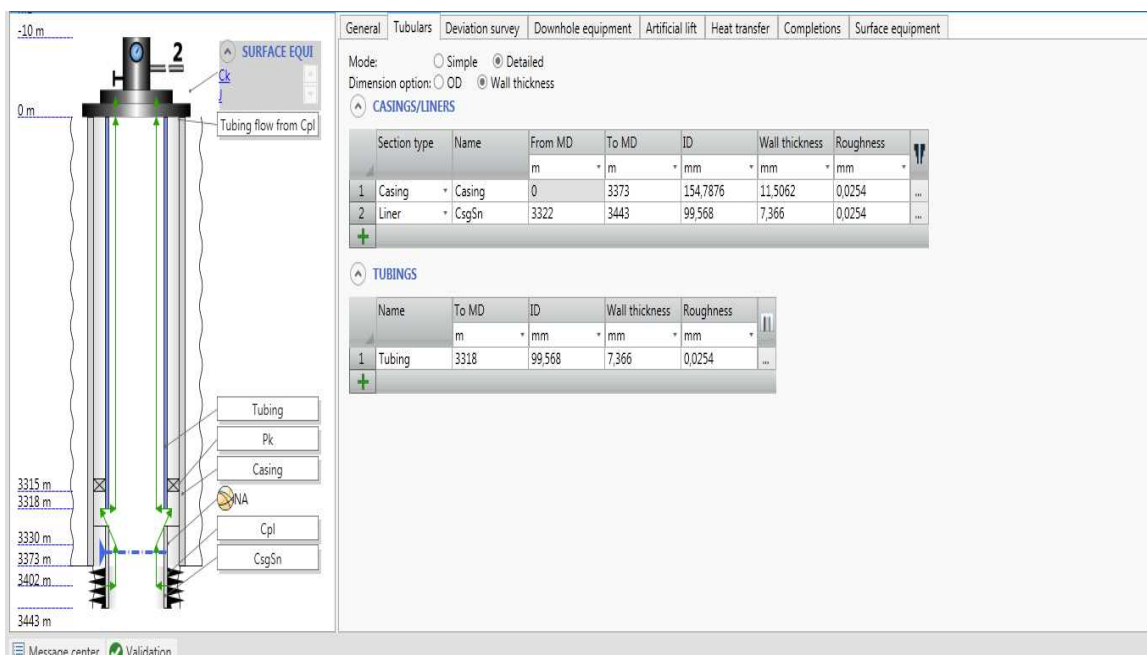


Figure III.5: L'entrée des données de complétion du puits ONI-34 sur Pipesim.

- Les données de test build-up:

Build-up	Pression de réservoir (Kgf/cm ² g)	Température de réservoir (°C)	Débit (Sm ³ /h)	Pression de fond dynamique (Kgf/cm ² g)	IPR model
13/08/2016	208	118	3.6	163.59	Well-PI

Tableau III-1 : Les données de Build-up.

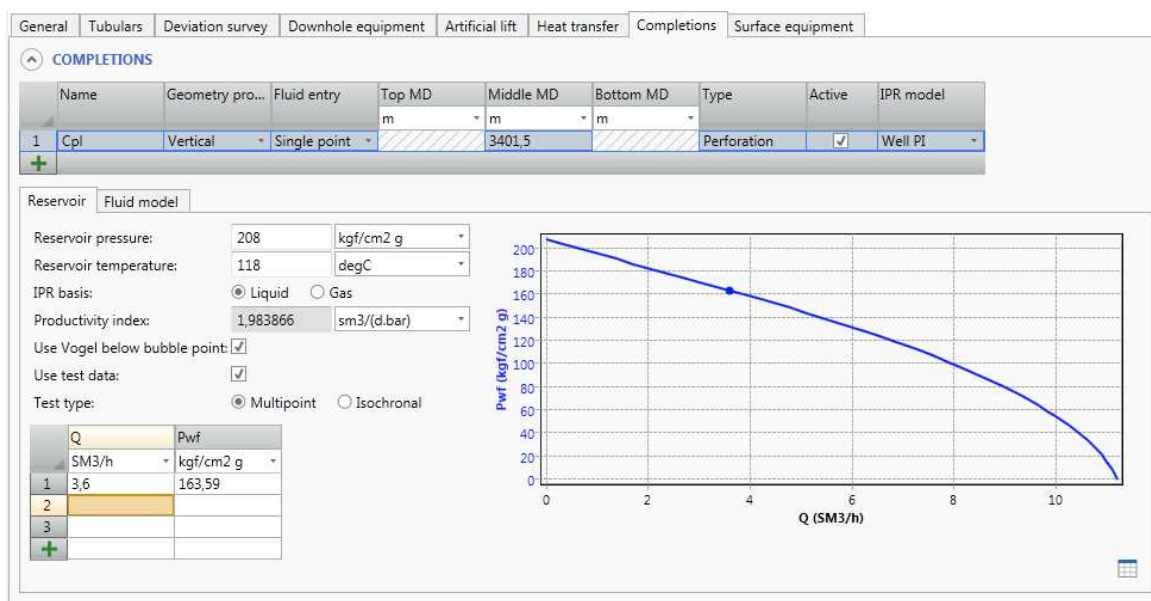


Figure III.6: L'entrée des données de Build-up du puits ONI-34 sur Pipesim.

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

- Les données PVT:
 - Propriétés de fluide :

Modèle fluide	Water cut(%)	GOR _s (Sm ³ / Sm ³)	Densité de Gaz (sp.g)	Densité d'eau (sp.g)	Densité d'huile(API)
Black oil	0	201	1.104	1.02	42.14

Tableau III-2 : Propriétés de fluide.

The screenshot shows the PIPESIM software interface. The 'COMPLETIONS' tab is selected. Below it, a table lists completion data for well 'ONI34'. The 'Edit Black oil ONI34' dialog box is open, showing the 'FLUID' tab. The 'Name' field is 'Black oil ONI34'. The 'Description' field is empty. The 'Properties' section is expanded, showing 'STOCK TANK PROPERTIES' and 'CONTAMINANT MOLE FRACTIONS'. The 'STOCK TANK PROPERTIES' section includes fields for Watercut (0%), GOR (201 sm³/sm³), Gas specific gravity (1.104), Water specific gravity (1.02), and API (42.14 dAPI). The 'CONTAMINANT MOLE FRACTIONS' section includes fields for CO₂ fraction (0), H₂S fraction (0), N₂ fraction (0), H₂ fraction (0), and CO fraction (0). The 'PIPESIM' logo is visible at the bottom left, and a 'Close' button is at the bottom right.

Figure III.7: L'entrée des Propriétés de fluide du puits ONI-34 sur Pipesim.

- Les données de calibration de PVT :

Pression de bulle (Kgf/cm ²)	R _s (sm ³ / sm ³)	B _o	Viscosité (cp)	Température (°C)
158	201	1.802	0.19	118

Tableau III-3 : Les données de calibration de PVT.

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

COMPLETIONS

Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1 Cpl	Vertical	Single point	m	3401,5	m	Perforation	☒	Well PI

Reservoir Fluid model

Edit 'Black oil ONB4'

FLUID

Name: Black oil ONB4 Save as template

Description:

Properties Viscosity Calibration Thermal

		Calibration	Pressure	Temperature	Correlation
Above BP	OFVF		bara	degC	Vasquez & Beggs
At BP	Sat. Gas:	201 sm3/sm3	158 kgf/cm2 g	118 degC	Lasater
	OFVF	1,802	158 kgf/cm2 g	118 degC	Standing
At or Below BP	Live oil viscosity:	0,19 cP	158 kgf/cm2 g	118 degC	Chew & Connally
	Gas viscosity:		bara	degC	Lee et al.
	Gas Z:		bara	degC	Standing

PIPESIM

Close

Figure III.8 : L'entrée des données de calibration de PVT du puits ONI-34 sur Pipesim.

- La courbe IPR du puits ONI-34 :

Après introduire les données de tubing, PVT et leur calibration on a généré la courbe IPR.

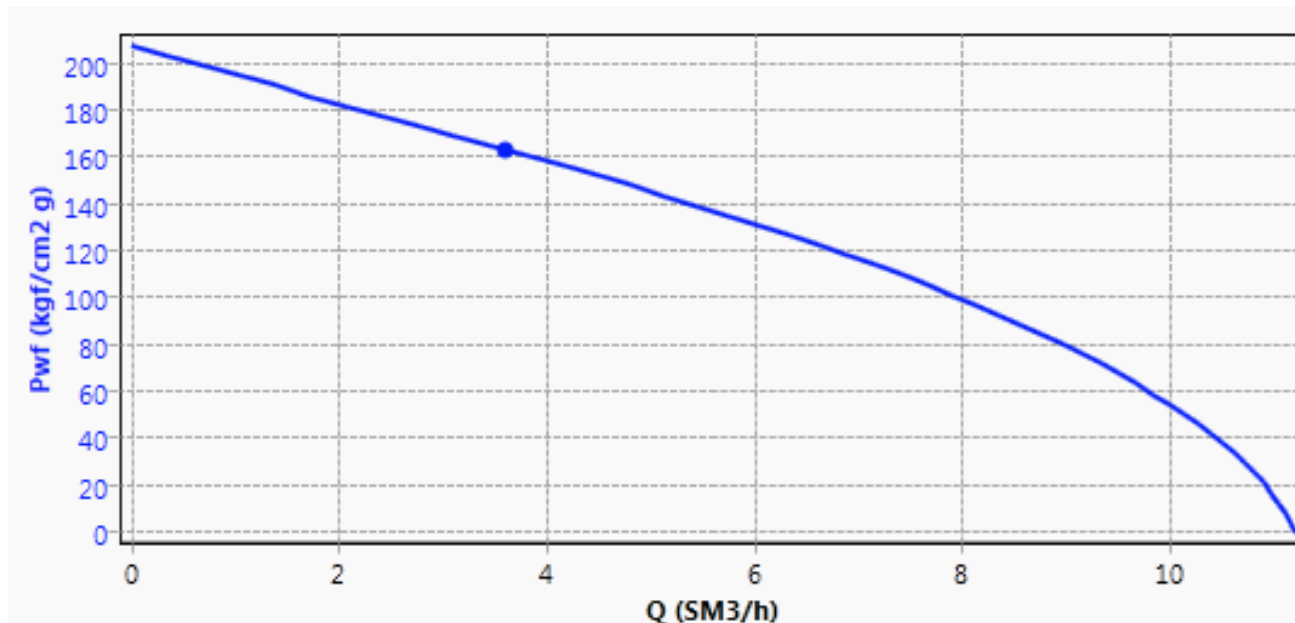


Figure III.9: La courbe IPR du puits ONI-34 sur Pipesim.

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

III.3.1.3.2

Le puits OMJ-323

- Position du puits OMJ-323 :

Le puits OMJ-323 se situe dans la zone HZN centrale et ses coordonnées sont les suivants:

$X = 803743.67$
 $Z (\text{sol}) = 149.302\text{m}$

$Y = 143347.05$
 $Z (\text{table}) = 158.442 \text{ m}$

Fond = 3466m

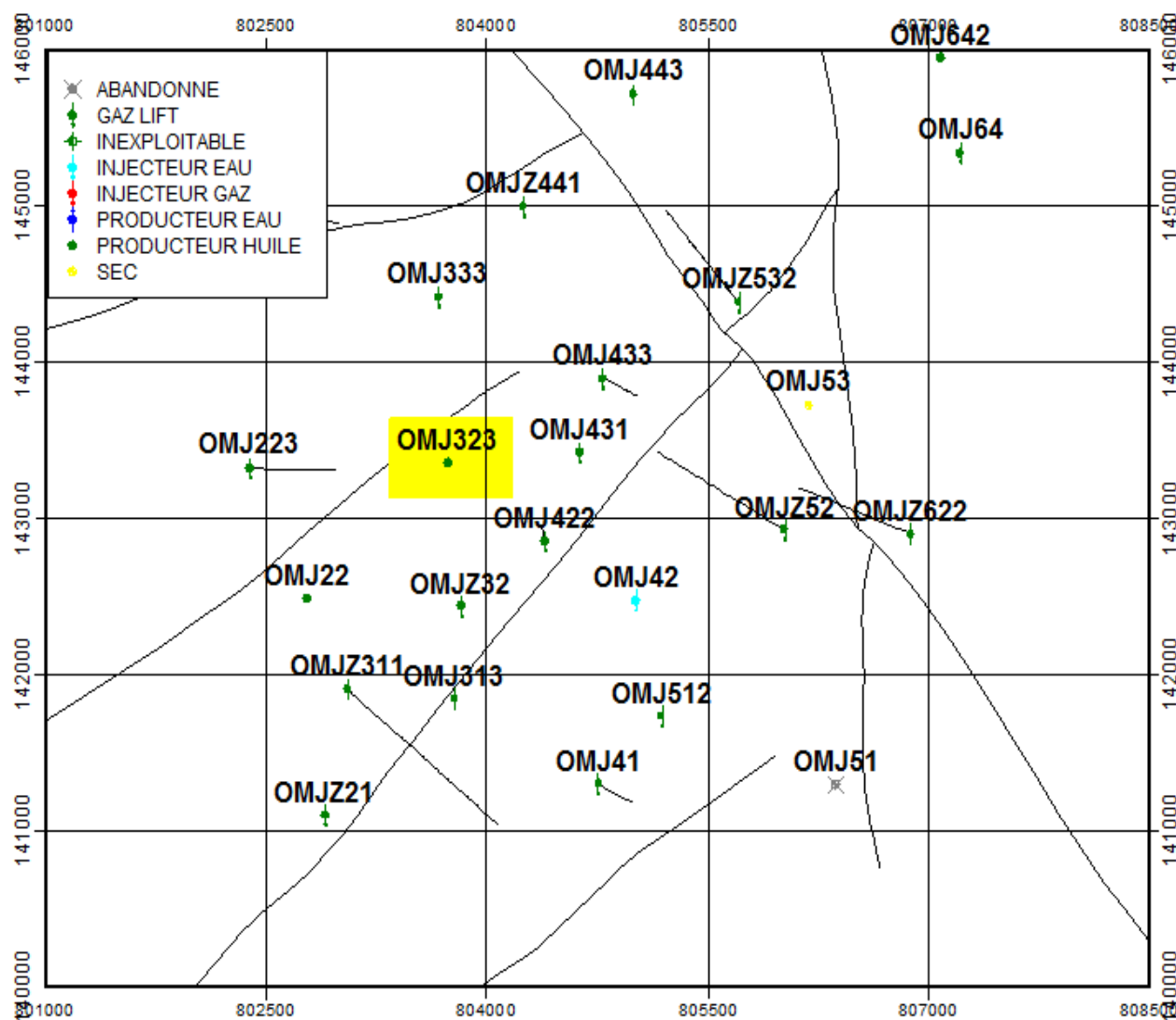


Figure III.10 : Carte de position Puits OMJ-323.

[23]

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

• Les données de tubing:

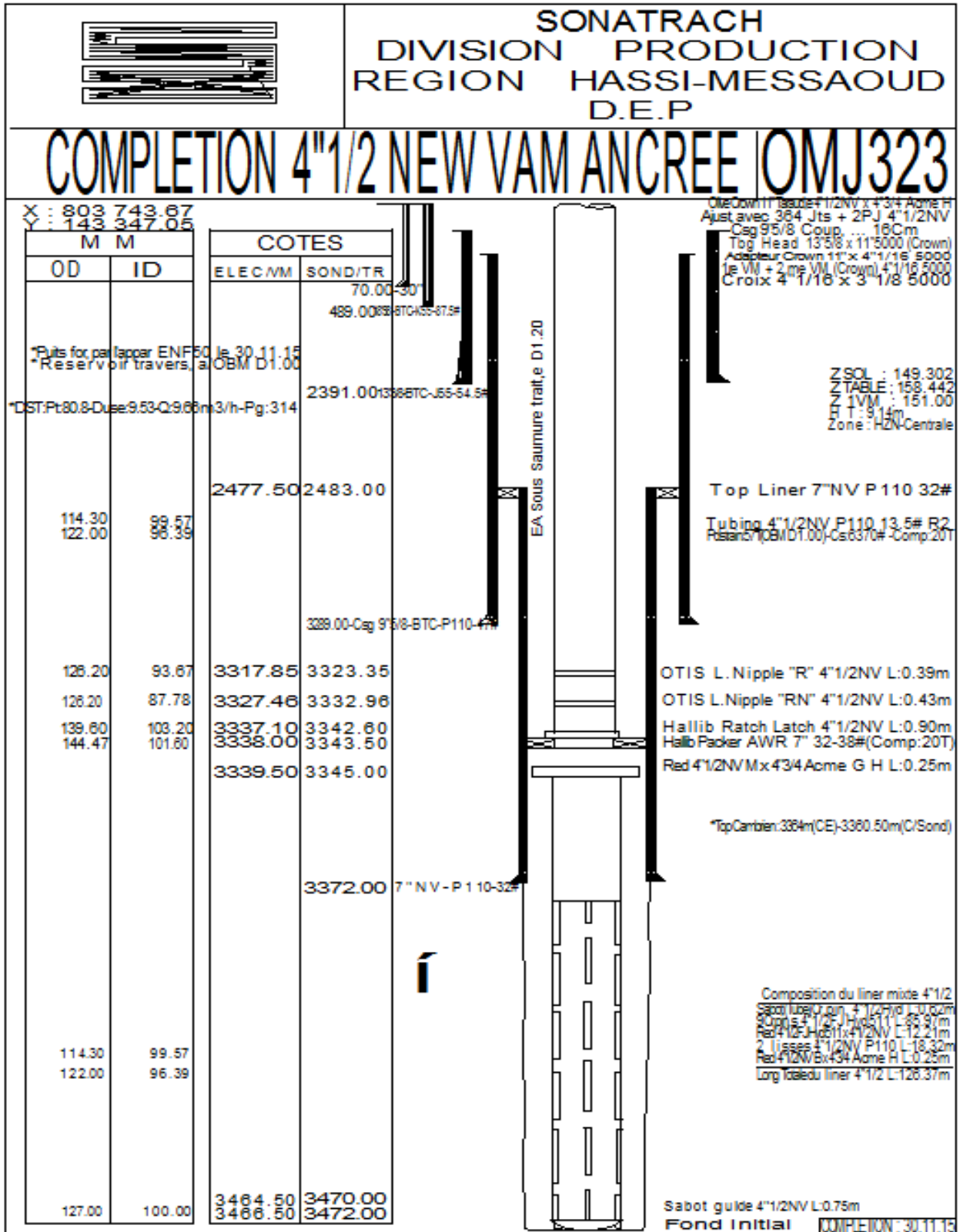


Figure III.11 : Complétion du puits OMJ-323.

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

- Les données de test build-up:

Build-up	Pression de réservoir (Kgf/cm ² g)	Température de réservoir (°C)	Débit (Sm ³ /h)	Pression de fond dynamique (Kgf/cm ² g)	IPR model
14/01/2018	263	118	5.5	229	Well-PI

Tableau III-4 : Les données de Build-up.

- Les données PVT:
 - Propriétés de fluide :

Modèle fluide	Water cut(%)	GOR _s (Sm ³ / Sm ³)	Densité de Gaz (sp.g)	Densité d'eau (sp.g)	Densité d'huile(API)
Black oil	0	197	1.144	1.02	45

Tableau III-5 : Propriétés de fluide.

- Les données de calibration de PVT :

Pression de bulle (Kgf/cm ²)	R _s (sm ³ / sm ³)	B _o	Viscosité (cp)	Température (°C)
133	197	1.701	0.302	118

Tableau III-6 : Les données de calibration de PVT.

- La courbe IPR du puits OMJ-323:

On fait les mêmes étapes précédentes (ONI-34) : introduire les données de tubing, PVT et leur calibration. On a généré la courbe IPR.

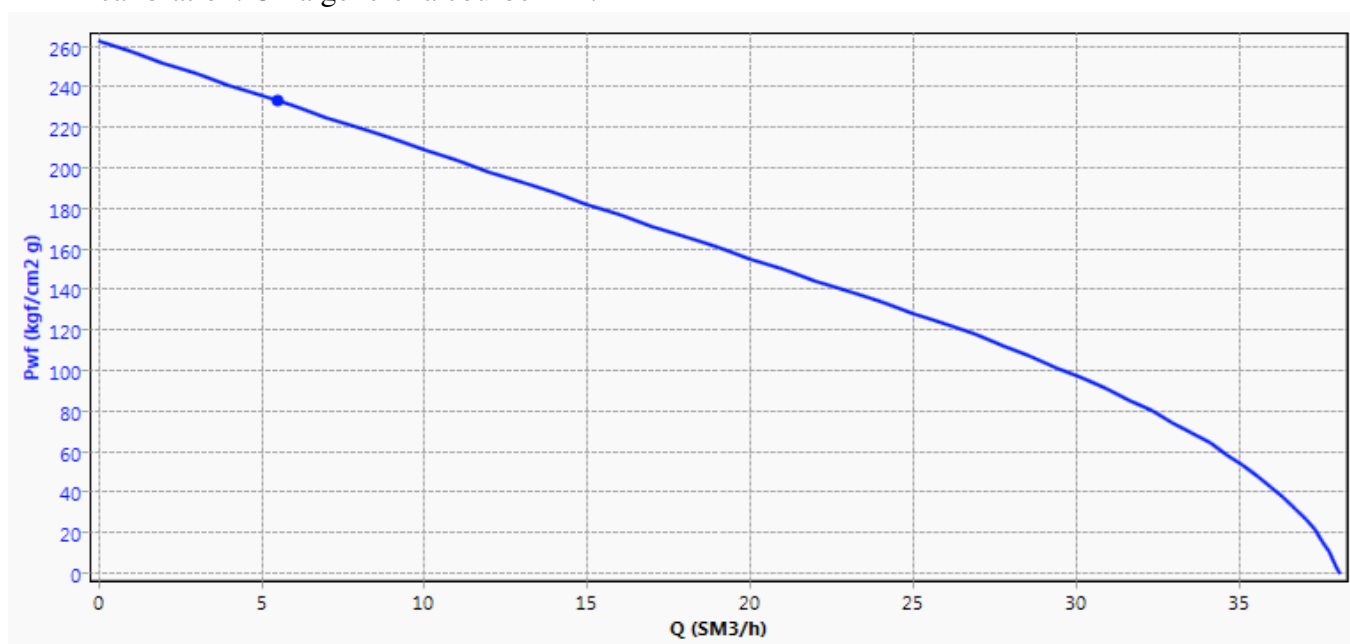


Figure III.12: La courbe IPR du puits OMJ-323 sur Pipesim.

III.3.2 Vertical lift performance (VLP)

III.3.2.1 Introduction

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

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans un puits vertical.

III.3.2.2 Les types d'Écoulements verticaux

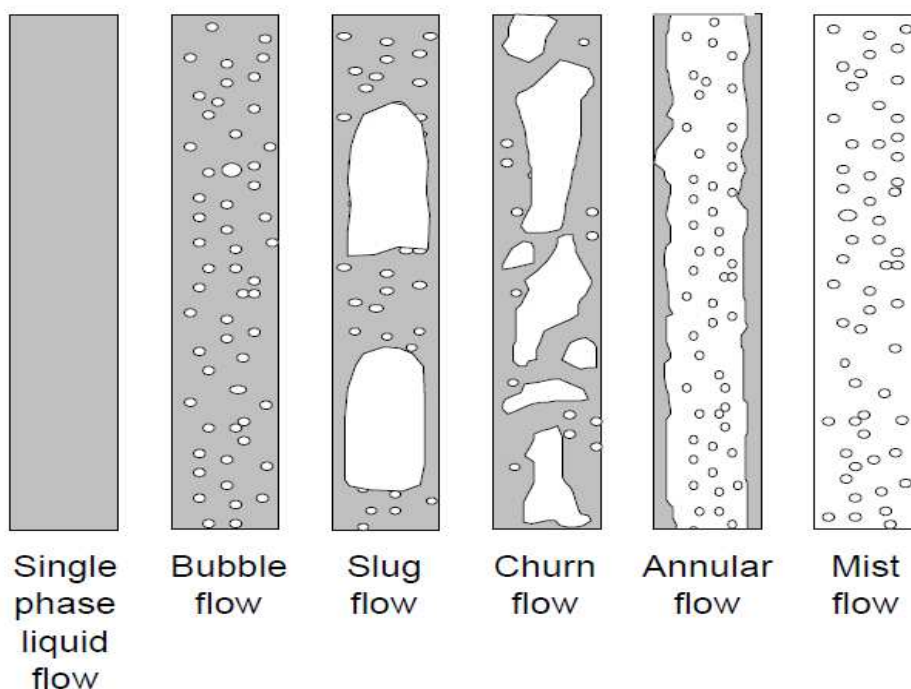


Figure III.13: Les types d'Écoulements verticaux.

La figure ci-dessus présente les principales configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique (liquide/ vapeur). Dans le cas de l'écoulement de deux liquides immiscibles (eau/huile), on rencontre les mêmes régimes.

- Pour des fortes vitesses de liquide et de faible vitesse de vapeur, on se retrouve en présence d'écoulement dispersés à bulle (Bubble flow). Plus l'écoulement est turbulent et plus ces bulles vont fragmenter.
- Pour des faibles vitesses de liquide, on observe des écoulements intermittents. Tout d'abord, on obtient un écoulement à poche (slug flow). Il s'agit d'un écoulement



Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

intermittent constitué de poche de vapeur allongée, avec un avant arrondi et un arrière plat (bulles de Taylor). Lorsque la vitesse de vapeur augmente, les poches de vapeur vont se fractionner et l'écoulement va être de plus en plus désordonné. Il s'agit d'un écoulement qui tend à devenir annulaire, mais où la vitesse de vapeur n'est pas assez importante et le film liquide en paroi retombe périodiquement. On a alors un écoulement pulsatile, où semi-annulaire (churn flow).

- Pour des grandes vitesses de vapeur, le film liquide va être plaqué en paroi et on aura un écoulement annulaire (annular flow), avec des gouttelettes transportées au cœur de la conduite, où bien un écoulement à brouillard (mist flow).

Dans le cas d'un écoulement avec transfert de chaleur et changement de phase, l'écoulement va rencontrer différents régimes au cours de sa montée dans la conduite. [24]

III.3.2.3 Les variables influençant sur les pertes de charge

Ces variables sont :

- Taille de tubing.
- Le débit.
- La viscosité du fluide.
- La densité du fluide.
- Le rapport gaz-liquide (GLR).
- Le rapport eau-huile (WOR).
- L'effet de glissement.
- La déviation des puits verticaux.

III.3.2.4 Application sur Pipesim

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements tri-phasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit.

Pour choisir la corrélation, on fait les étapes suivant :

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

III.3.2.4.1

Le puits ONI-34

- Les données de Catalogue:

Débit d'huile (Sm ³ /h)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Water cut(%)	Température (°C)	Pression de fond dynamique (Kgf/cm ² g)	Pression de tête (Kgf/cm ² g)	Profondeur de Pression de fond dyn (m)
3.6	136.65	0	118	163.59	26	3330

Tableau III-7 : Les données de catalogue.

On introduit les données précédentes sur Pipesim par icône « Catalogue »

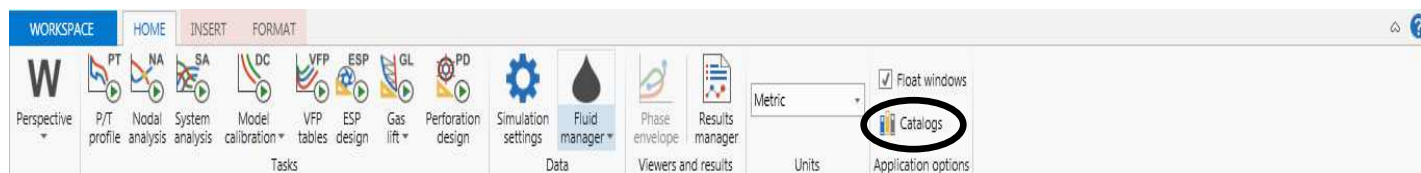


Figure III.14: Icône catalogue.

Survey data

Name: ONB4 CAL[Imported]
 Type: Well
 Date/Time: 24/03/2019 13:42
 Oil flowrate: 86,4 sm3/d
 Water flowrate: 0 sm3/d
 Gas flowrate: 0,01180728 mmsm3/d
 GOR: 136,6583 sm3/sm3
 Watercut: 0 %

COMMENTS
 Survey comments:
 Max. characters 2000

PROFILE DATA
 Fluid phases: 2-phase

	Measured depth	Pressure	Temperature	Liquid holdup	Gas holdup
	m	bara	degC	%	%
1	3330	163,59	118		

PIPESIM [?] [OK] [Cancel]

Figure III.15: L'entrée des données catalogue.

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

• Choix de corrélation VLP :

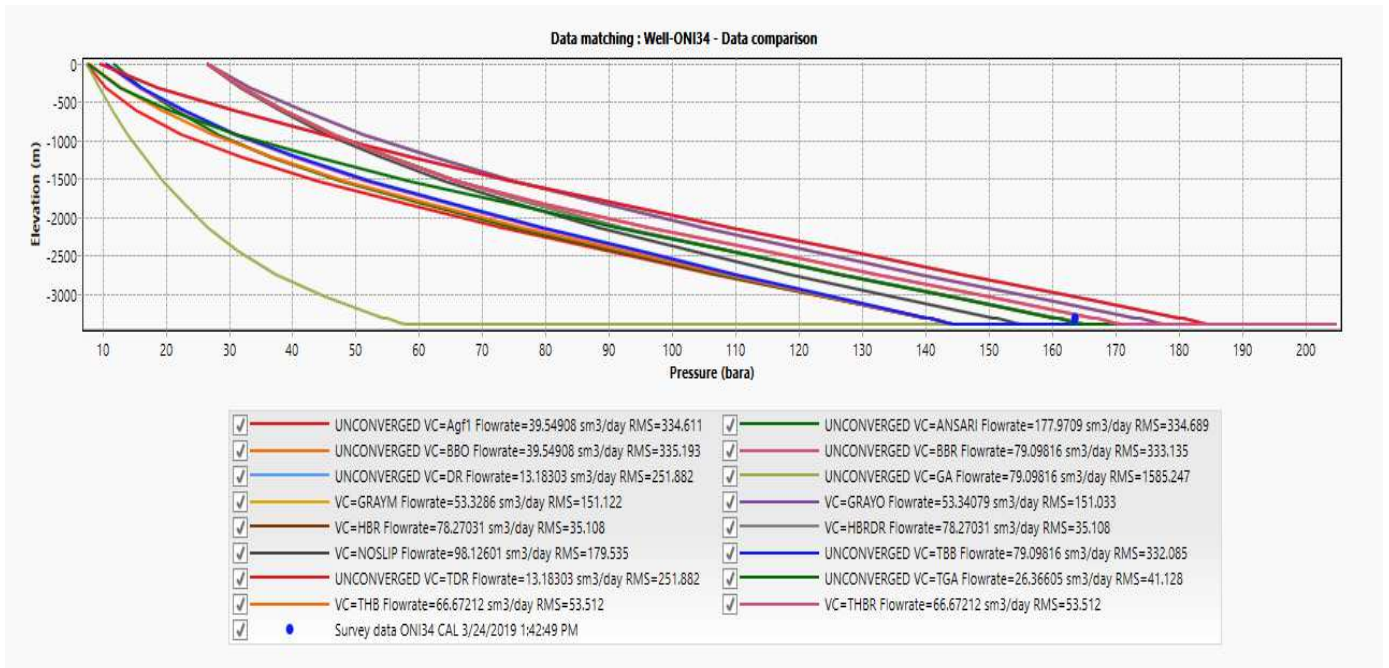


Figure III.16 : choix de corrélation VLP.

• Interprétation :

D'après les résultats obtenus, on remarque que la corrélation **HBR (Hagedorn & Brown)** est très proche des data mesuré, donc nous allons sélectionner cette corrélation pour le calcul des pertes de charge vertical.

• La corrélation HBR (Hagedorn & Brown) :

Cette corrélation a été développée en utilisant les données obtenues à partir de 1500 ft (profondeur).

La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : Les pertes de charge sont prévues pour les diamètres entre 1 et 1,5 in, dans laquelle l'enquête expérimentale a été réalisée. Pour les diamètres supérieurs à 1,5 in la chute de pression est approximative aux prévisions.
- Densité d'huile : la corrélation de Hagedorn & Brown prévoir le profil de pression pour les huiles lourdes (13-25 API) et pour les huiles légères (40-56 API)

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

- GLR : La perte de charge est approximative aux prévisions pour GLR inférieure à 5000.
- Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne pour une large gamme de water-cuts. [25]

III.3.2.4.2 Le puits OMJ-323

On fait les mêmes étapes précédentes (ONI-34) : introduire les données de catalogue.

• Les données de Catalogue:

Débit d'huile (Sm ³ /h)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Water cut(%)	Température (°C)	Pression de fond dynamique (Kgf/cm ² g)	Pression de Tête (Kgf/cm ² g)	Profondeur de Pression de fond dyn (m)
5.5	107	0	118	229	37.1	3327

Tableau III-8 : Les données de catalogue.

• Choix de corrélation VLP :

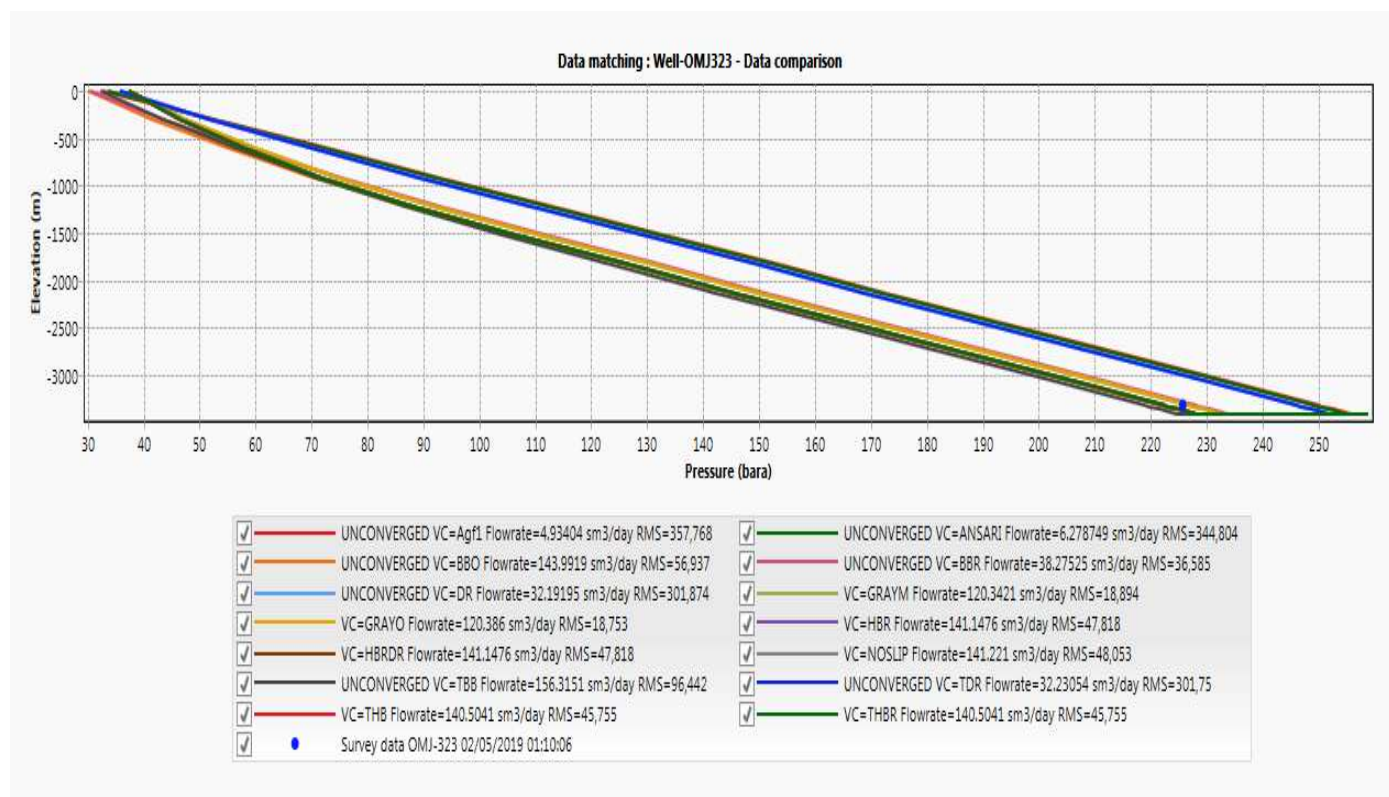


Figure III.17 : choix de corrélation VLP.



Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

- **Interprétation :**

D'après les résultats obtenus, on remarque que la corrélation **Gray(Original)** est très proche des data mesuré, donc nous allons sélectionner cette corrélation pour le calcul des pertes de charge vertical.

- **La corrélation Gray(1974):**

Gray a développé une corrélation empirique pour un puits vertical produisant du gaz et du gaz condensat ou de l'eau. Le glissement est considéré, mais il ne fait pas la distinction entre différents schémas d'écoulement (complétion). La corrélation est basée sur un total de 108 données de test de puits.

Gray a mis en garde l'utilisation de la corrélation au-delà des limites suivantes:

- vitesses supérieures à 50 ft / sec.
- diamètres nominaux supérieurs à 3,5 pouces.
- charges de condensat ou de liquide supérieures à 50 bbl / MMscf.
- charges d'eau ou de liquide supérieures à 5 bbl / MMscf. [25]

III.3.3 Le point de fonctionnement

Il suffit de tracer sur le même graphique, la réponse du réservoir, et la réponse du tubing. Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits (couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion) caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (**Q, P_{wf}**).

III.3.3.1 Application sur Pipesim

On sélectionne l'opération « Nodal Analysis », en fixant « Outlet pressure » de chaque puits, Puis on exécute le model. On a obtenu les résultats suivants:

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

III.3.2.4.1

Le puits ONI-34

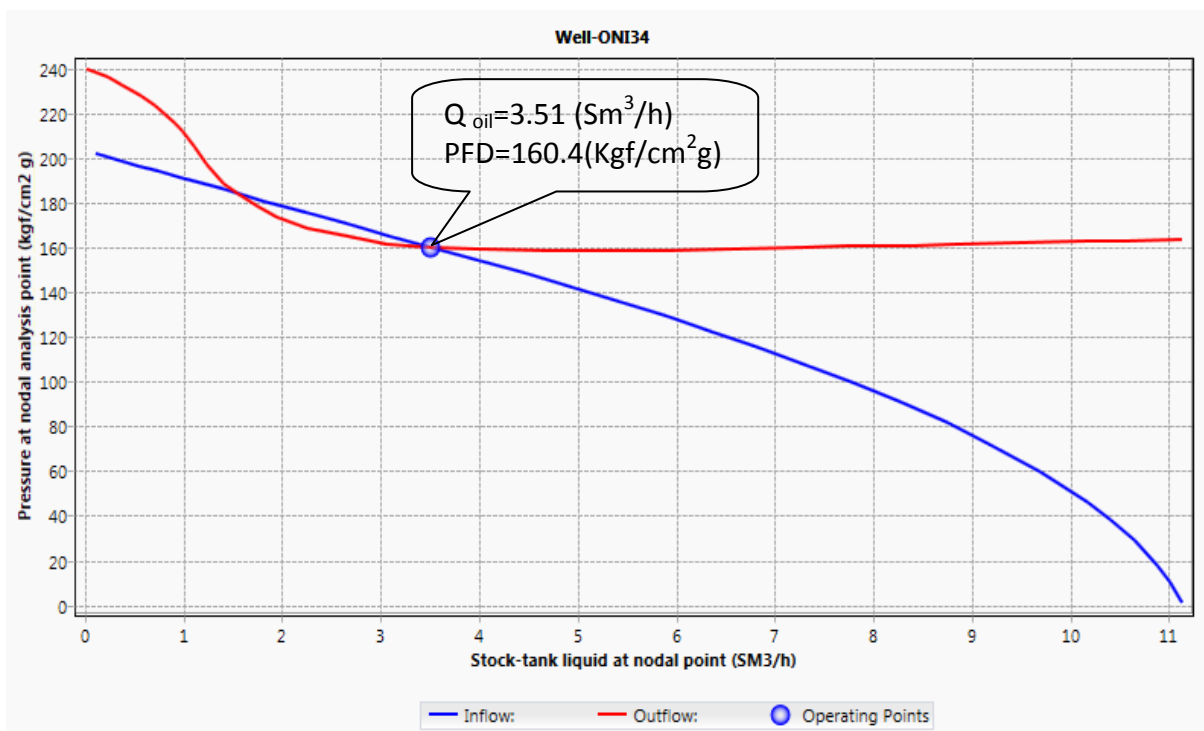


Figure III.18 : Le point de fonctionnement de puits (ONI-34).

- Calcul de l'erreur :
$$\text{Ecart} = \left| \frac{P_m - P_c}{P_m} \right| < 10\%$$

$P_m(\text{Kgf/cm}^2 \text{ g})$	$P_c (\text{Kgf/cm}^2 \text{ g})$	Ecart(%)
163.59	160.40	2

Tableau III-9 : L'écart de calcul de puits (ONI-34).

III.3.2.4.1

Le puits OMJ-323

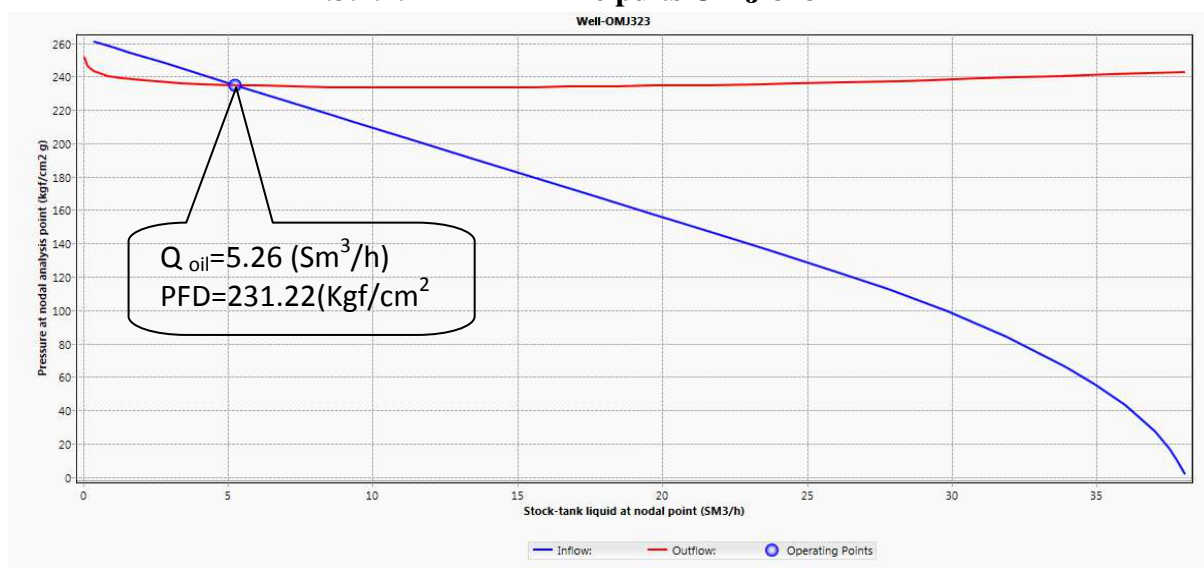


Figure III.19 : Le point de fonctionnement de puits (OMJ-323).

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

- Calcul de l'erreur :
$$Ecart = \left| \frac{P_m - P_c}{P_m} \right| < 10\%$$

P_m (Kgf/cm ² g)	P_c (Kgf/cm ² g)	Ecart (%)
229	231.22	0.96

Tableau III-10 : L'écart de calcul de puits (OMJ-323).

III.3.4 Actualisation du modèle

Après l'actualisation du modèle précédent, on a obtenu la figure suivante :

III.3.4.1 Puits ONI-34

III.3.4.1.1 Les données jaugeage (21/04/2017) :

Débit d'huile (Sm ³ /h)	Pression de réservoir (Kgf/cm ² g)	Pression de tête (Kgf/cm ² g)	GOR (Sm ³ / Sm ³)	Duse (mm)	Pression de Pipe (Kgf/cm ² g)
2.47	207	19.5	161	10	15.2

Tableau III-11 : Les données de jaugeage.

III.3.4.1.2 Le point de fonctionnement actualisé

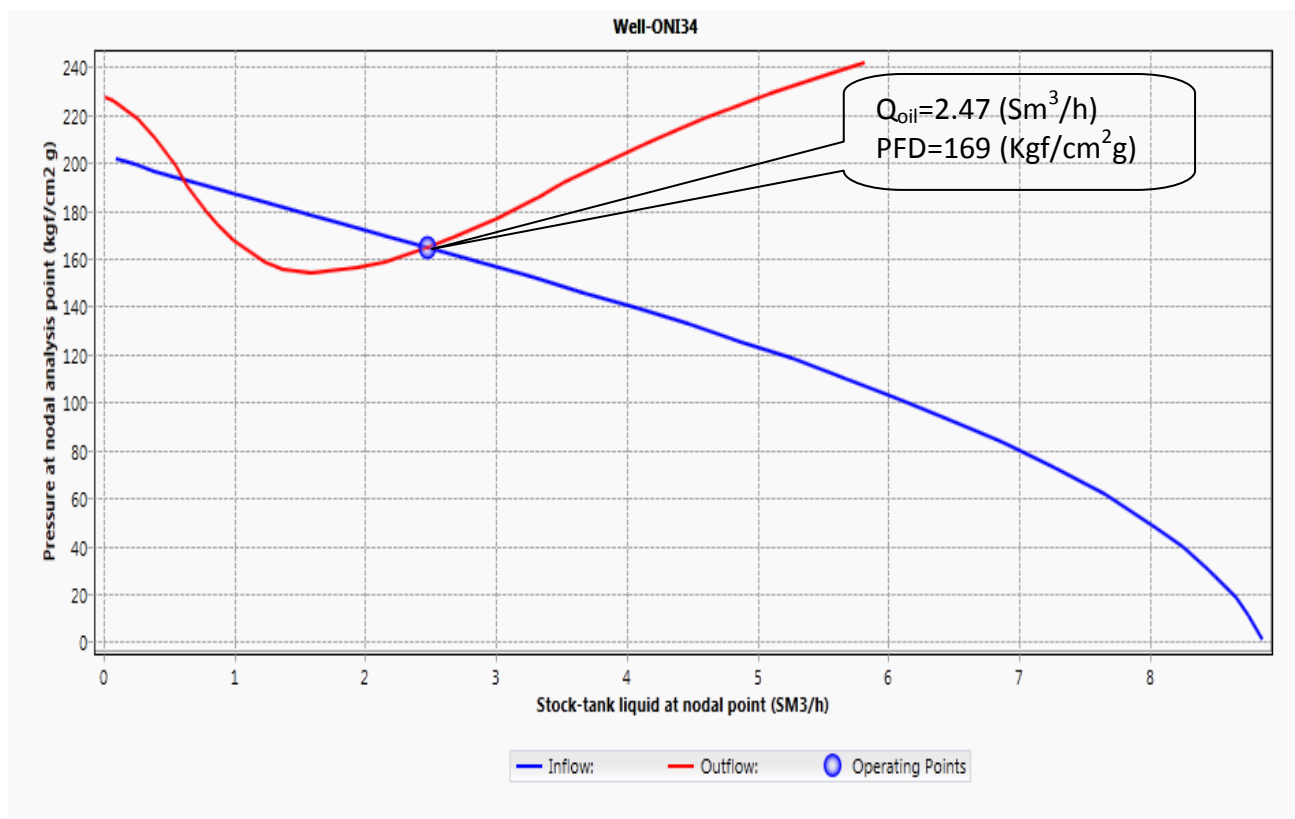


Figure III.20 : Le point de fonctionnement actualisé de puits (ONI34).

Chapitre « III » : Modélisation et Analyse nodal.

III.3.4.2 Puits OMJ-323

III.3.4.2.1 Les données jaugeage (21/02/2019)

Débit d'huile (Sm ³ /h)	Pression de réservoir (Kgf/cm ² g)	Pression de tête (Kgf/cm ² g)	GOR (Sm ³ / Sm ³)	Duse (mm)	Pression de Pipe (Kgf/cm ² g)
3.96	260	28.9	106	9	10.8

Tableau III-12 : Les données de jaugeage.

III.3.4.2.2 Le point de fonctionnement actualisé

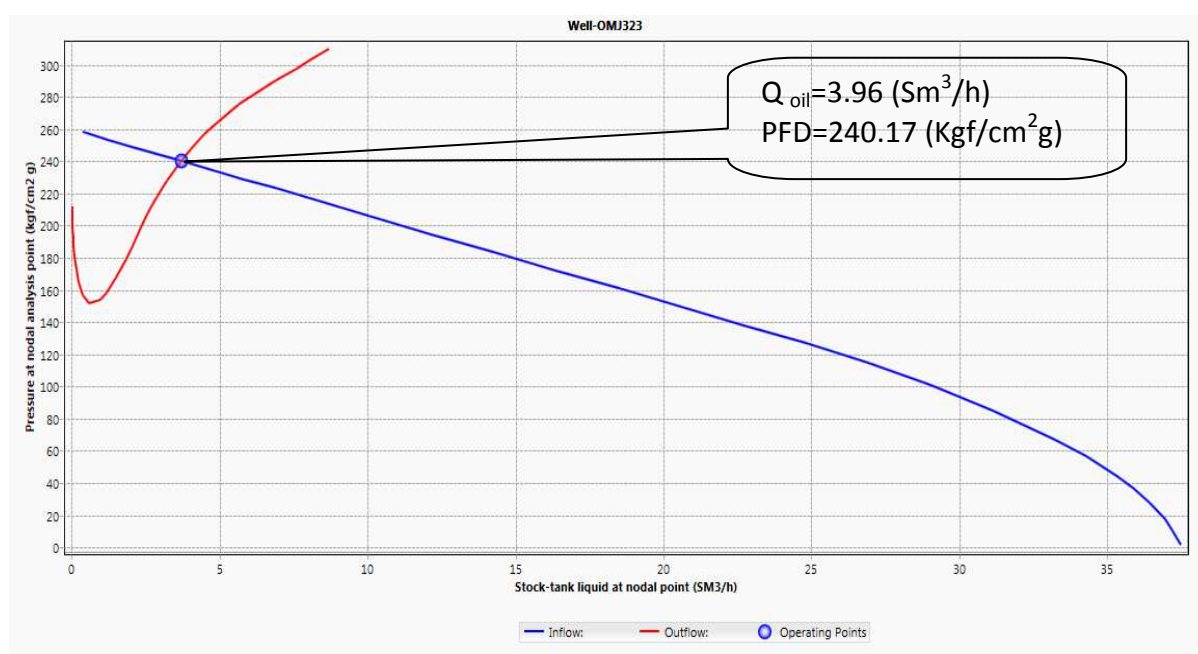


Figure III.21: Le point de fonctionnement actualisé de puits (OMJ-323).

III.4. Conclusion

L'analyse nodale est très utile dans la modélisation et l'optimisation de système de production. Elle nous aide à résoudre plusieurs problèmes de production et améliorer les performances des puits.

IV.1 Introduction

La modélisation montre que les deux puits ONI-34 et OMJ-323 produisent dans des conditions instables, mais ils possèdent un bon AOFP avec une faible pression de réservoir. Pour que la production de ces puits augmente, il est fortement recommandé d'aider les deux puits par une activation assistée (gaz-lift / ESP).

IV.2 But d'étude

C'est d'étudier la performance de puits avec une méthode d'activation (gaz-lift / ESP) et de prévoir la durée de vie de ce dernier et d'obtenir les paramètres admissibles pour l'exploitation du puits en toute sécurité avec une bonne valeur économique.

IV.3 Prévion de la pression de réservoir

IV.3.1 Le puits ONI-34

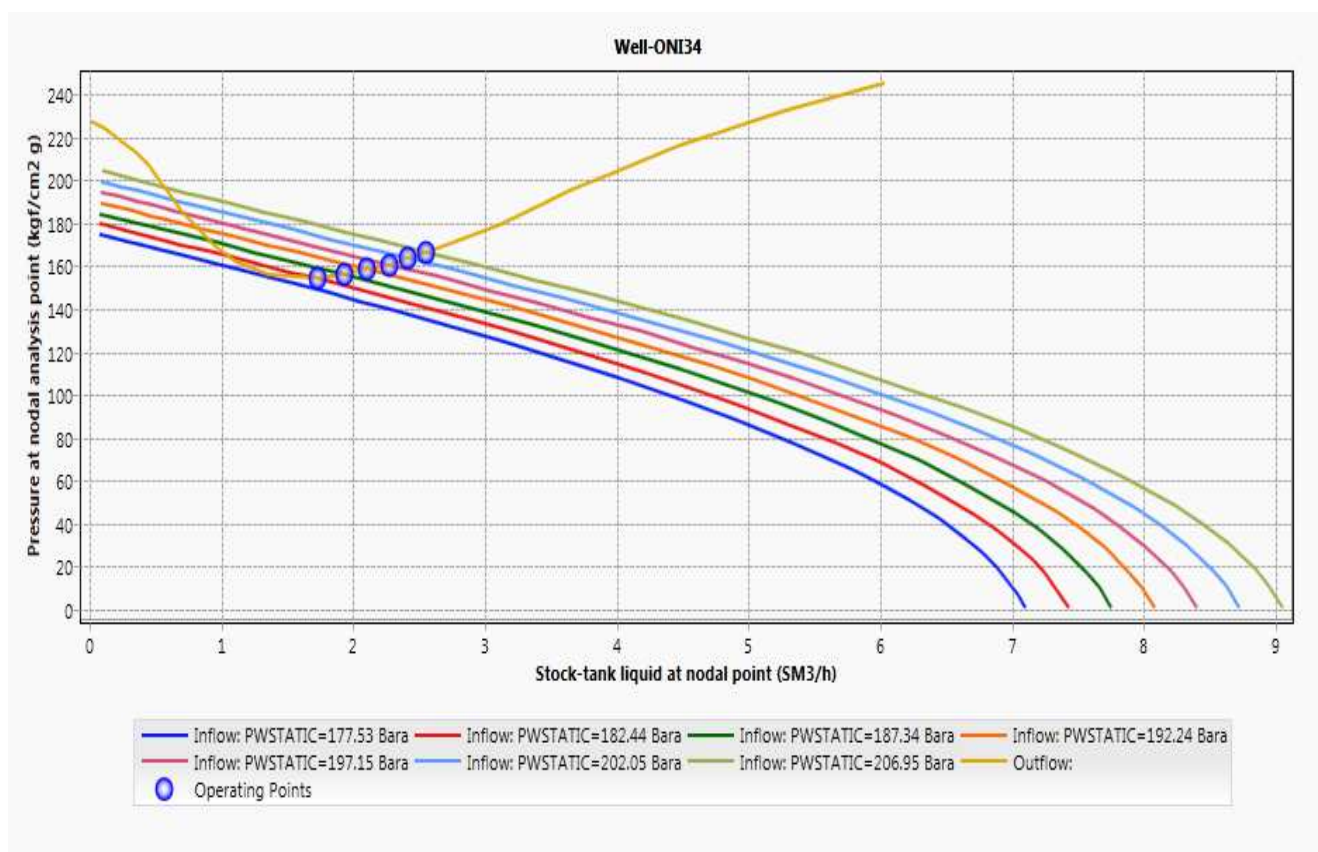


Figure IV.1 : Sensibilité sur la pression de réservoir (P_R).

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

IV.3.2 Le puits OMJ-323

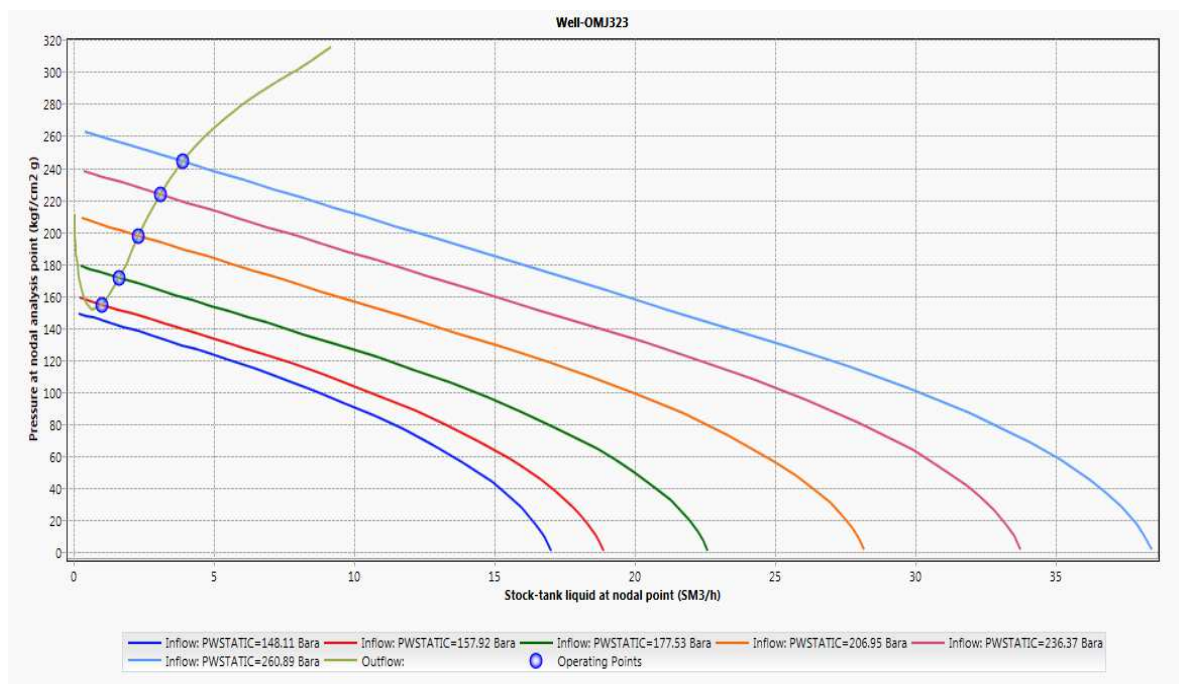


Figure IV.2 : Sensibilité sur la pression de réservoir (P_R).

IV.3.3 Interprétation

La sensibilité de la pression du réservoir montre que les puits ne peuvent pas produire pendant une longue période sans support de pression du réservoir ni activation assisté (ESP/Gaz-lift).

Le tableau suivant montre la période de vie du puits et la pression de réservoir à laquelle le puits est mort :

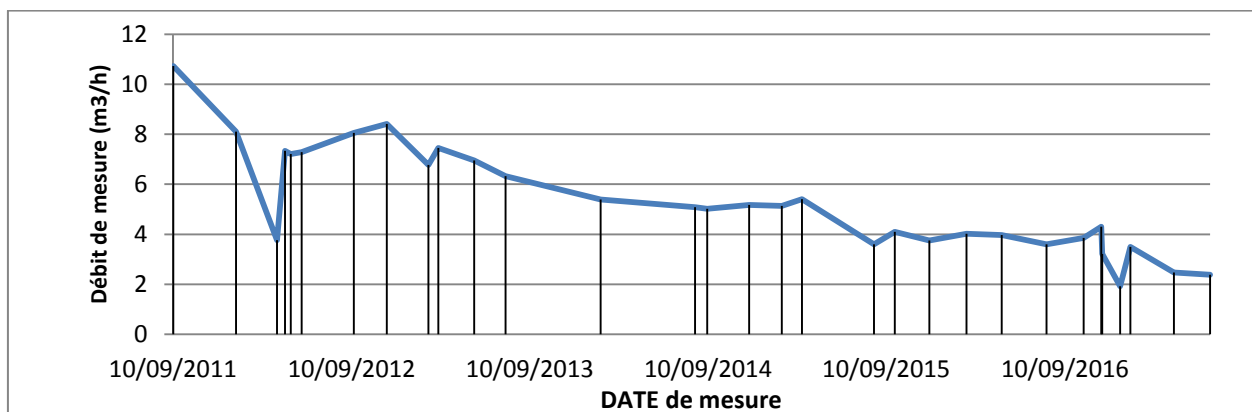
$$\left\{ \begin{array}{ll} 1 \text{ an} & \rightarrow \text{chute de 3 (Bar)} \\ \text{Période(Ans)} & \rightarrow P_R \text{ Actuel} - P_R \text{ Minimal (Bar)} \end{array} \right.$$

Le puits	P_R Actuel (Kgf/cm ² .g)	P_R Minimal (Kgf/cm ² .g)	Période (Ans)
ONI-34	207	180	9 avec faible débit
OMJ-323	263	155	35 avec très faible débit

Tableau IV-1 : La prévision de la durée de vie de puits.

IV.4 Le puits ONI-34

A partir de l'historique de puits ONI-34 et les résultats des courbes de l'analyse nodale de l'état initial et actuel on note que le débit a une tendance de se diminuer ou le débit de l'état actuel classé comme un débit faible.



Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

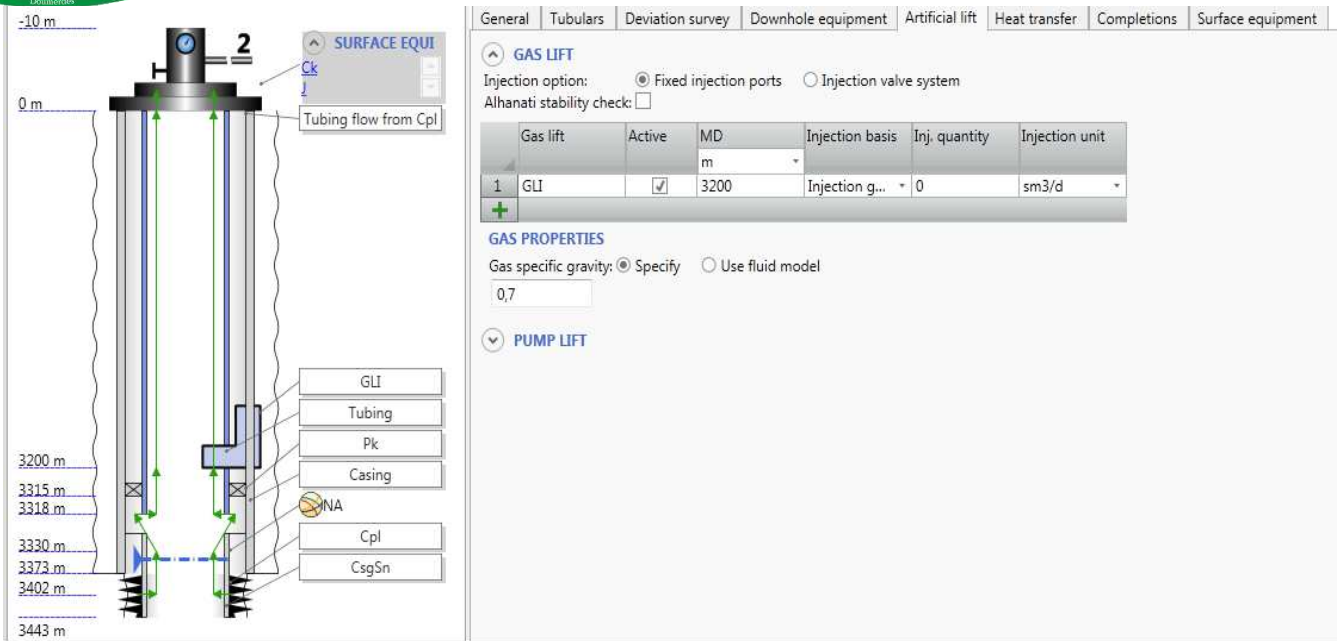


Figure IV-4 :L'entrée des données gaz-lift dans Pipesim (ONI-34).

IV.4.1.2 Optimisation de la Duse et débit d'injection technique

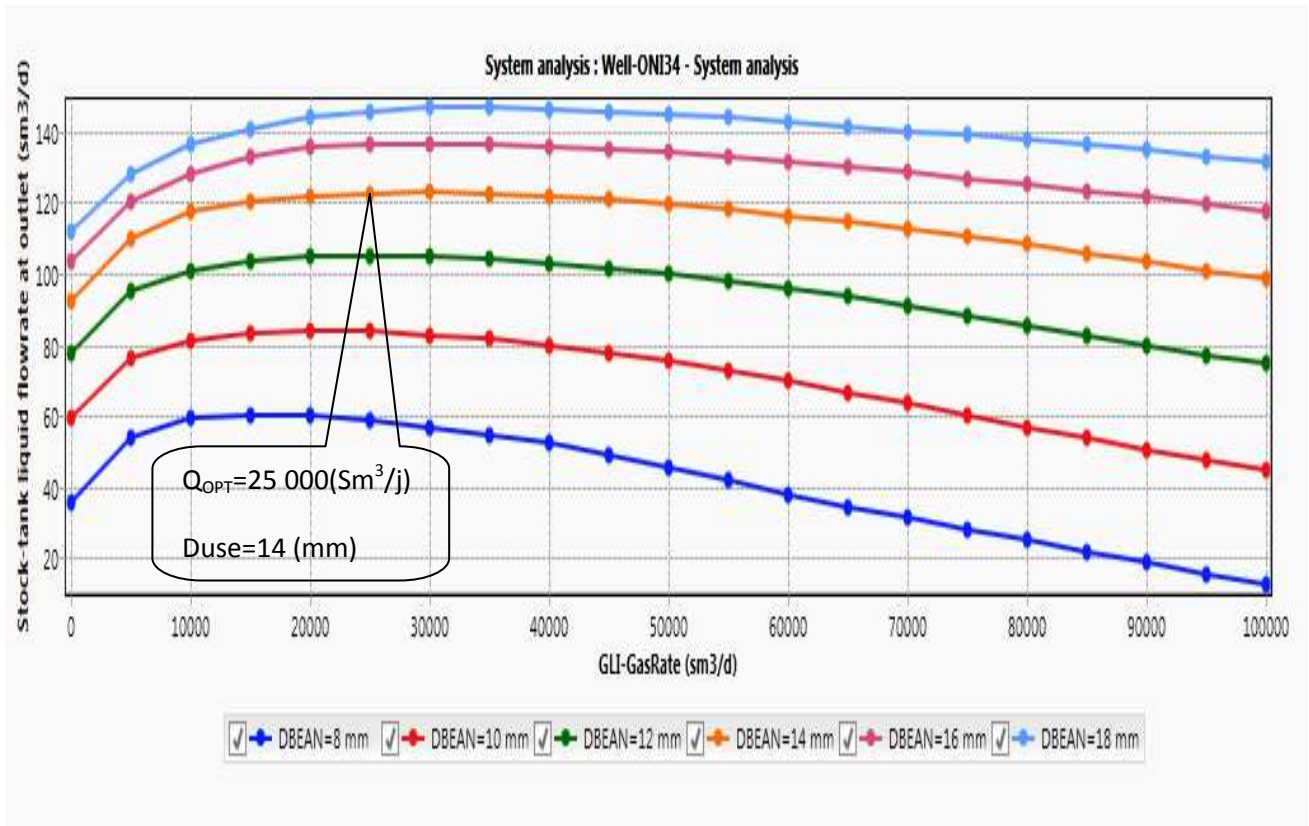


Figure IV-5 : Le débit technique et la Duse optimal (ONI-34).

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

• Interprétation :

Le volume de gaz à injecter requis peut être lu à partir du graphique d'optimisation de la dépense de gaz (débit de production de liquide par rapport au débit d'injection de gaz). Comme indiqué dans la figure ci-dessus, le débit de liquide maximal pouvant être obtenu pour le ONI-34 correspond au débit d'injection de gaz optimal de 25 000 Sm³ / j avec une Duse de taille optimale 14 mm.

IV.4.1.3 Optimisation de débit d'injection économique

Pour optimiser le débit de gaz à injecter, il faut prendre en considération l'aspect économique (bénéfices \$/jours), donc il faut ploter : Bénéfices en fonction de débit de gaz injecté.

Tel que :

$$\text{Bénéfices } (\$/j) = (\text{Prix d'huile unitaire} \times \text{Quantité d'huile}_{\text{Produit}}) - (\text{Prix de gaz}_{\text{inj}} \text{ unitaire} \times \text{Quantité de gaz}_{\text{inj}})$$

• Les données :

Prix d'huile unitaire = 50 (\$/baril).

Prix de gaz_{inj} unitaire = 0.0015 (\$/Sm³).

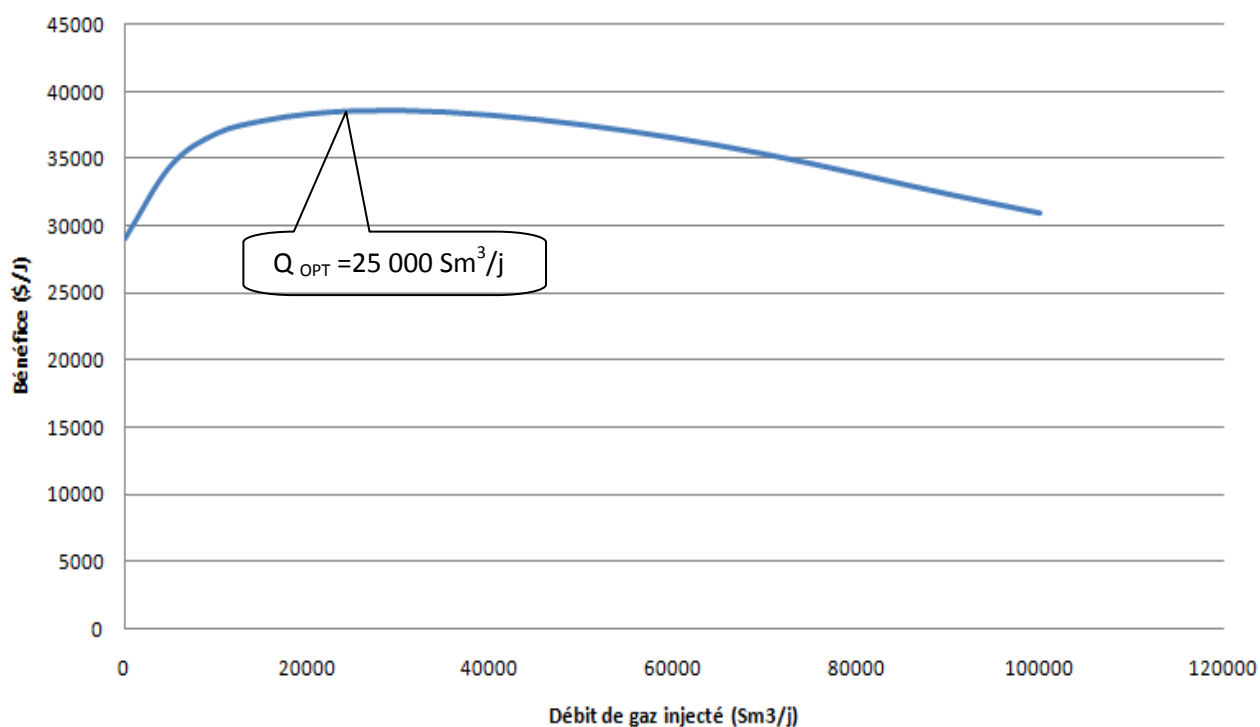


Figure IV-6 : Le débit économique optimal (ONI-34).

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

• Interprétation :

D'après la figure si dessus on peut détecter le débit économique de gaz à injecté qui égale 25 000 Sm^3/j . Dans ce cas le débit technique et économique sont les mêmes.

IV.4.1.4 Le point de fonctionnement avec gaz-lift

Après l'introduction des données de Duse et le débit de gaz à injecté optimal tel que :

La Duse 14mm.

Bean size: 14 mm

Critical pressure ratio: ☒ Specify ☐ Calculate

0,53

Tolerance: 0,5 %

Upstream pipe ID: mm

Figure IV-7 : L'introduction du diamètre de Duse 14mm.

Et le débit de gaz à injecté = 25 000 sm^3/j .

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

GAS LIFT

Injection option: ☒ Fixed injection ports ☐ Injection valve system

Alhanati stability check: ☐

	Gas lift	Active	MD	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit
			m			
1	GLI	☒	3200	Injection g...	25000	sm3/d
+						

Figure IV-8 : L'introduction du débit de gaz à injecté.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

On a obtenu le point de fonctionnement avec le gaz lift qui est illustré par la figure suivante :

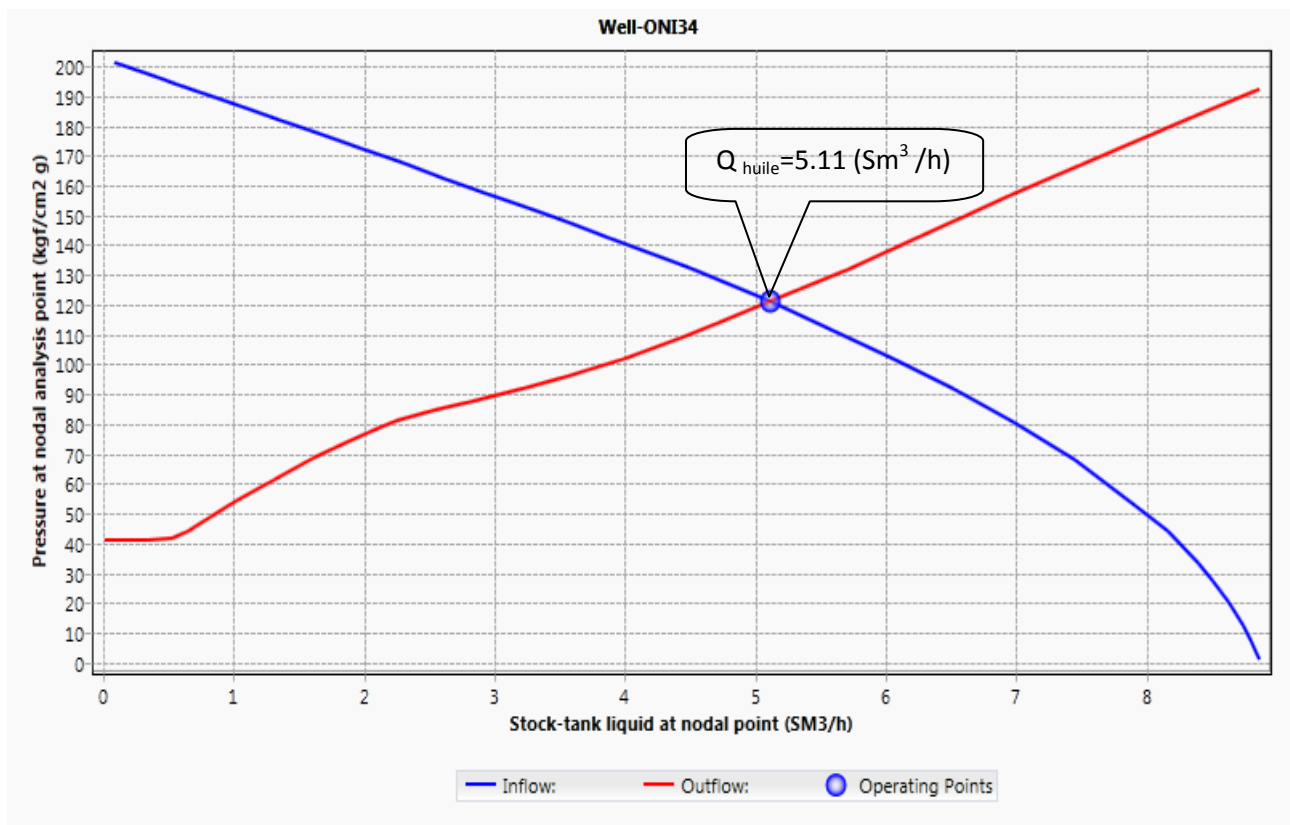


Figure IV-9 VLP/IPR pour le puits (ONI-34) avec gaz-lift.

- **Interprétation :**

On remarque que nous pouvons affirmer que le puits ONI-34 peut garantir un débit de **5.11 m³/h** par activation gas-lift avec une augmentation de **51.66%**.

IV.4.1.5 Les paramètres influençant sur les puits en gaz lift

La production optimale d'un puits équipé en gaz- lift est susceptible de s'affecter par certains nombre de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production est généralement une chute de celle-ci. Parmi les paramètres les plus sensibles à Hassi Messaoud on peut citer :

- déclin de La pression de gisement.
- L'indice de productivité IP.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- **Influence de déclin de la pression de gisement :**

L'optimisation des puits en gas-lift se fait en fonction de la pression du réservoir. Le déclin de cette dernière influe sur la production, puisque elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir, et si cette source disparaît ou devient très faible on doit recourir à d'autre méthode de récupération puisque le gaz lift dans ces cas devient inutile

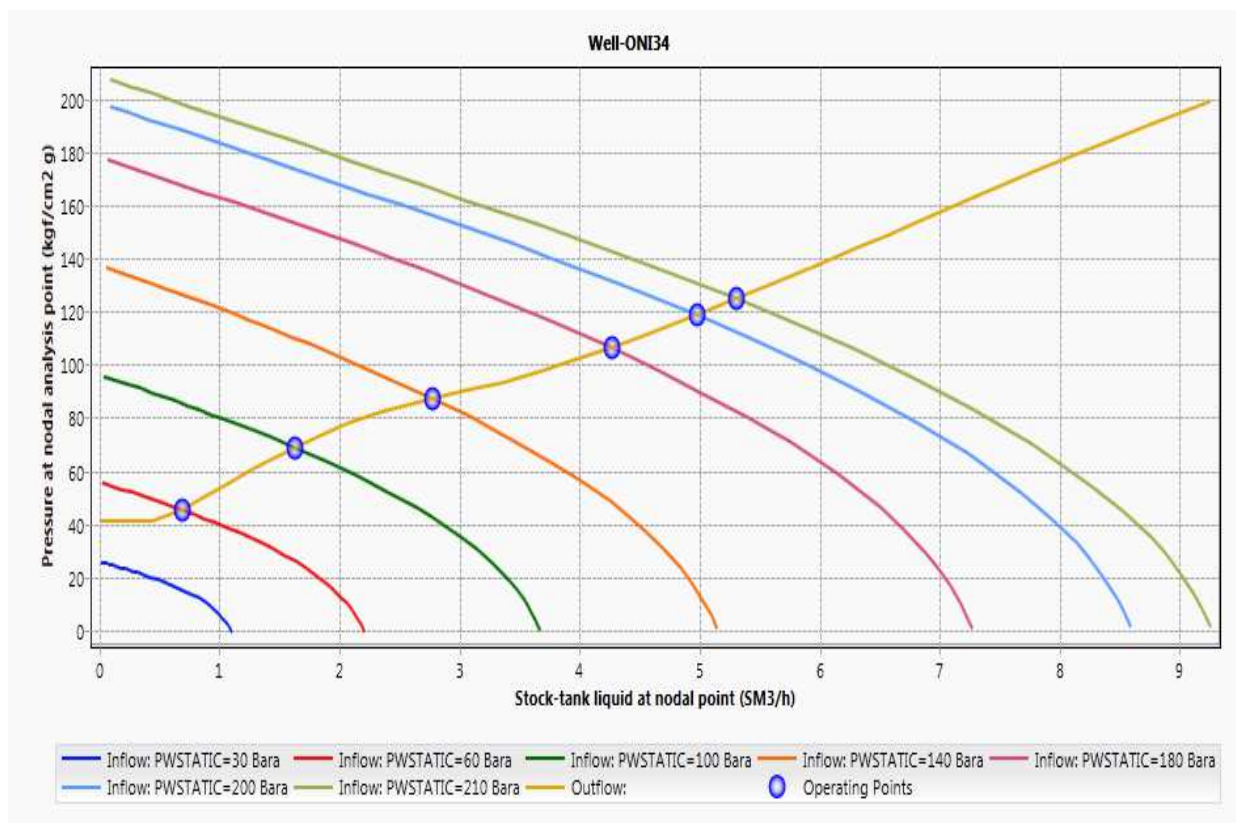


Figure IV-10 Sensibilité sur la pression de gisement avec gaz-lift.

- **Interprétation:**

D'après la figure ci dessus, on remarque que le puits a une longue durée de vie qui dépasse 55 ans avec une moyenne de déplétion de 3 (bars) par an au champs de Hassi Massoud.

- **Influence de l'indice de productivité :**

L'indice de productivité est un paramètre important qui influe beaucoup sur le débit de puits, on fait varie l'IP avec le débit de gaz injecté pour obtenir le débit de huile, et la figure suivante montre cette influence

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

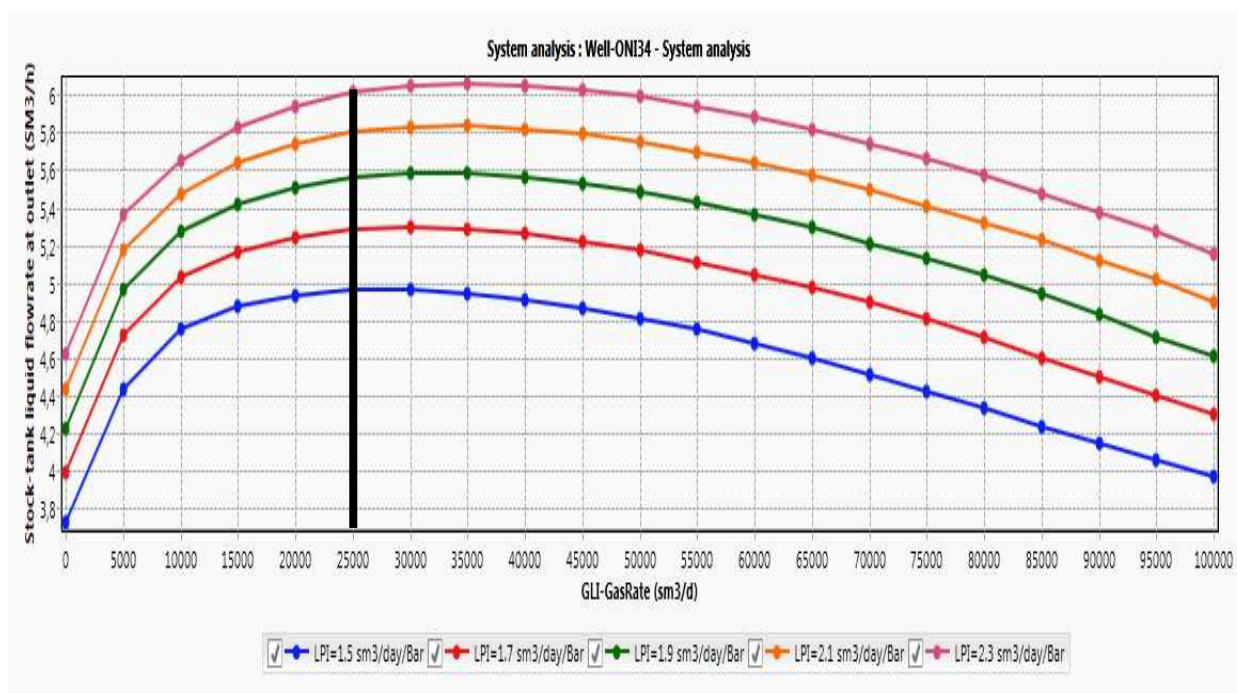


Figure IV-11 Sensibilité sur l'indice de productivité avec gaz-lift.

• Interprétation:

Lorsqu'on injecte un volume de gaz qui égale 25 000Sm³/j, on remarque que pour chaque augmentation d'IP, le débit d'huile augment par une grand quantité. Alors, il est nécessaire de faire une stimulation au niveau réservoir.

IV.4.2 Cas de pompe électrique immergée (ESP)

IV.4.2.1 Le choix de la pompe (ESP)

Plusieurs opérations sont effectuées dans le cadre de la conception de l'ESP du puits afin de calculer et de rapporter les performances d'un puits avant et après l'installation d'un ESP.

Dans ce cas, nous choisissons la pompe selon la disponibilité sur le marché.

IV.4.2.2 Les données de la pompe (ESP)

Type d'ESP	Série	Profondeur (m)	Fréquence(Hz)	Stage	Diamètre d'ESP (in)
REDA-D800N	400	3100	60	168	4

Tableau IV-3 : Les données d'ESP.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

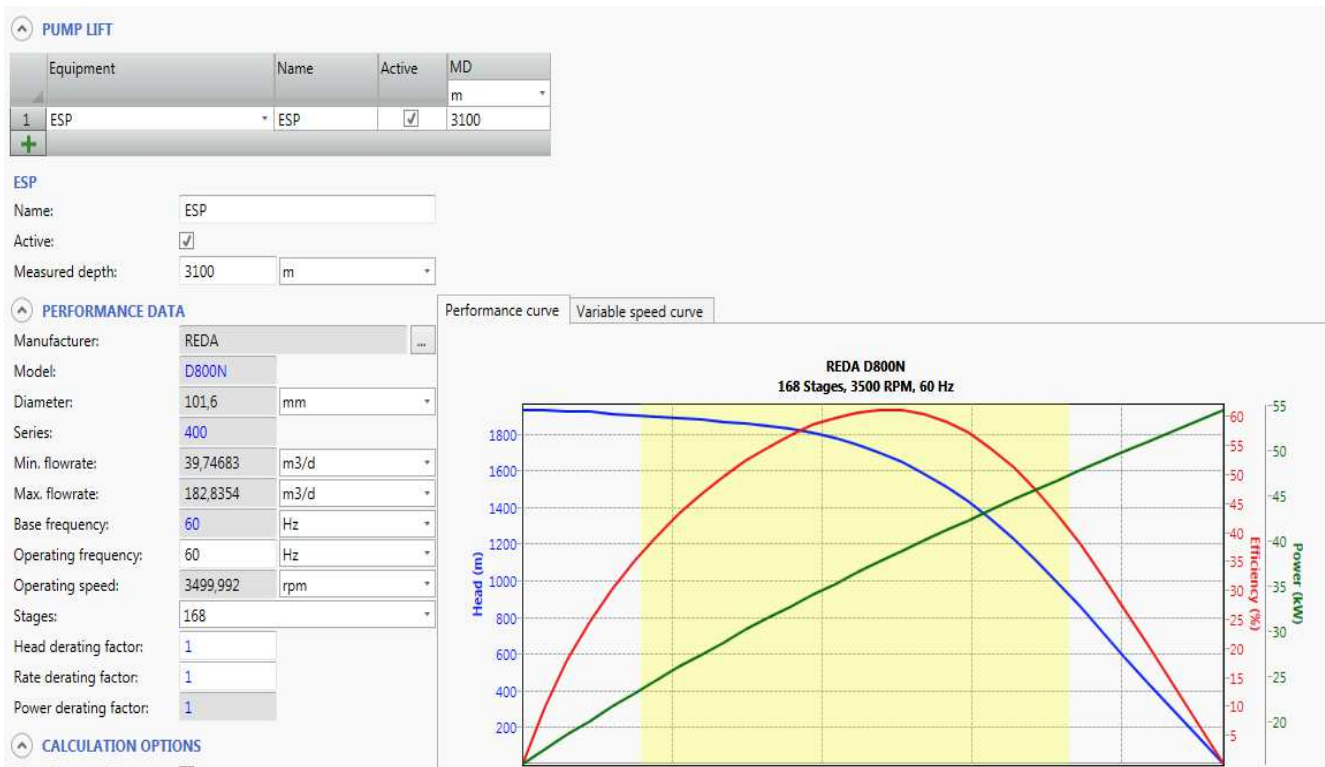


Figure IV-12 L'introduction des données d'ESP.

IV.4.2.3 Le domaine de fonctionnement de la pompe (ESP)

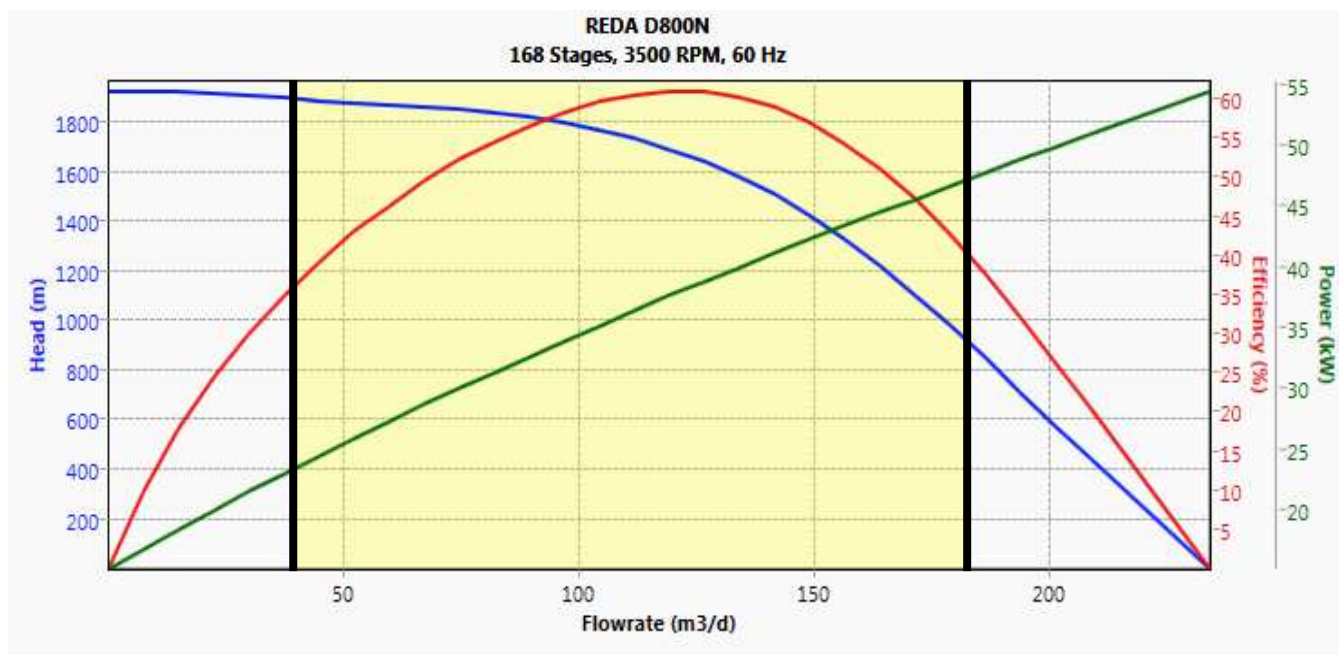


Figure IV-13 Le domaine de fonctionnement d'ESP.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- **Interprétation:**

D'après la figure ci-dessus, on remarque que la pompe ESP fonctionne entre le débit min 39 m³/j Et un débit max 182 m³/j. Dans cet intervalle, elle fonctionne avec une meilleure efficacité.

IV.4.2.4 Le point de fonctionnement avec ESP

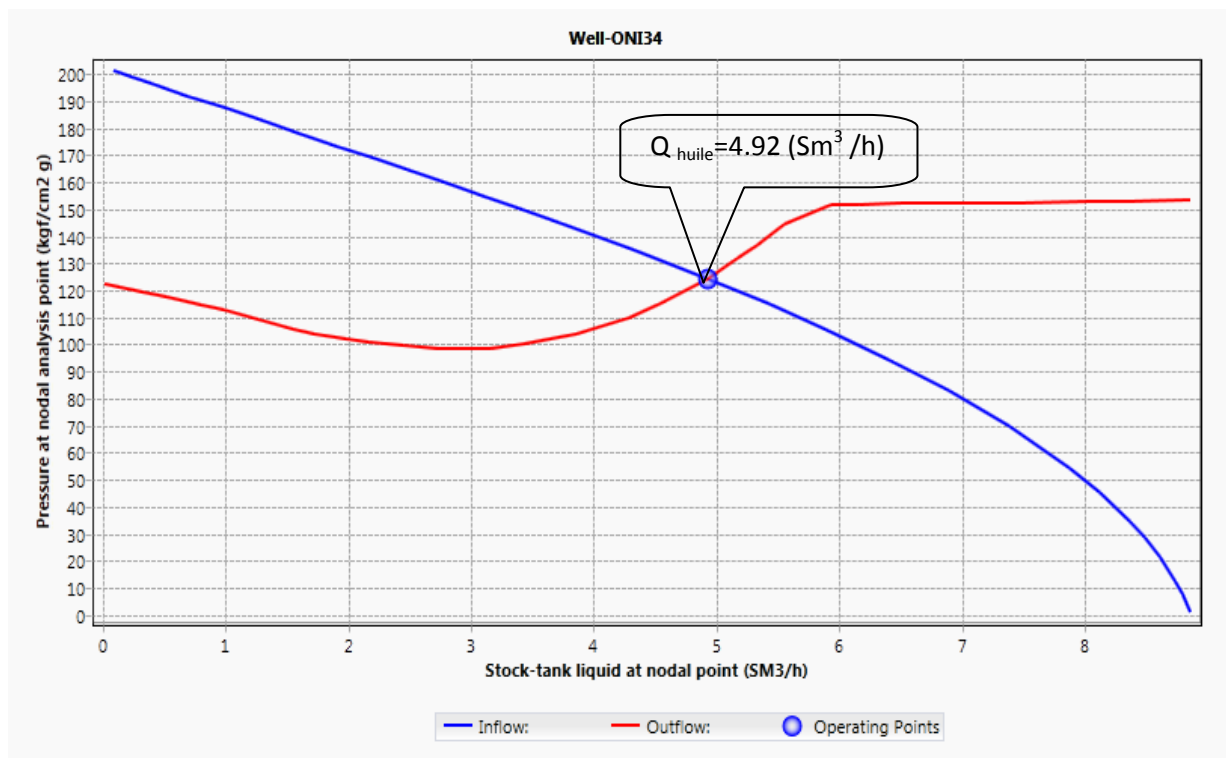


Figure IV-14 VLP/IPR pour le puits (ONI-34) avec ESP.

- **Interprétation :**

On remarque que nous pouvons affirmer que le puits ONI-34 peut garantir un débit de 4.92 m³/h par un système d'ESP avec une augmentation de 49.8%.

IV.4.1.5 Les paramètre influençant sur l'ESP

On a plusieurs paramètres qui influence sur la pompe ESP et en même temps sur la productivité de puits.les paramètres sont :

- Déclin de La pression de gisement.
- GOR.
- Nombre de stages.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- Influence de déclin de la pression de gisement :**

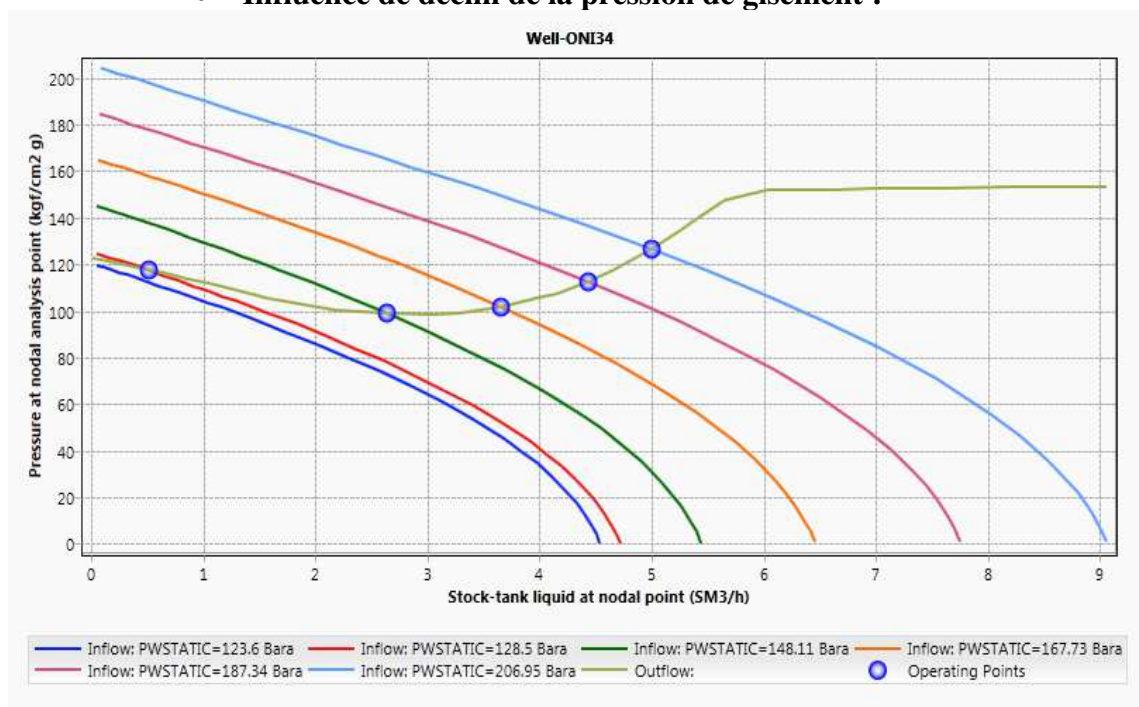


Figure IV-15 Sensibilité sur la pression de gisement avec ESP.

- Interprétation:**

D'après la figure ci dessus, on remarque que le puits a une durée de vie de 27 ans avec une moyenne de déplétion de 3 (bars) par an au champ de Hassi Massaoud.

- Influence de GOR sur ESP:**

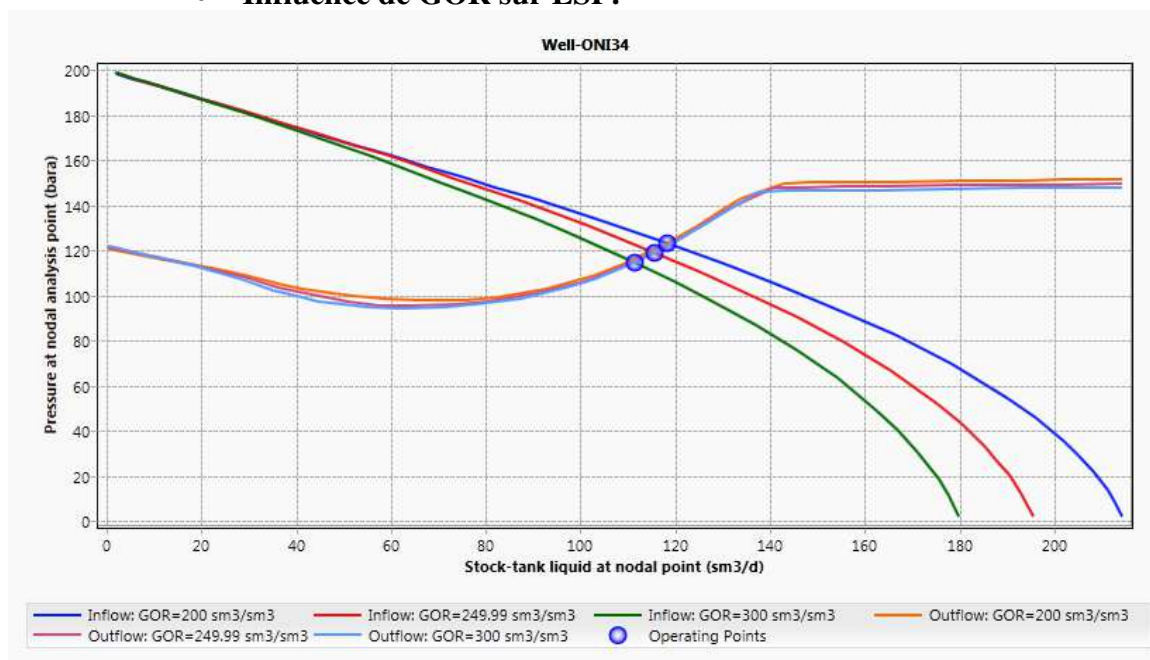


Figure IV-16 Sensibilité sur GOR.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- **Interprétation:**

D'après la figure ci dessus, on remarque que si le GOR augmente, le débit d'huile va diminuer et cette augmentation va influencer sur la pompe négativement (aspect technique : cavitation).

- **Influence de nombre de stage sur la productivité:**

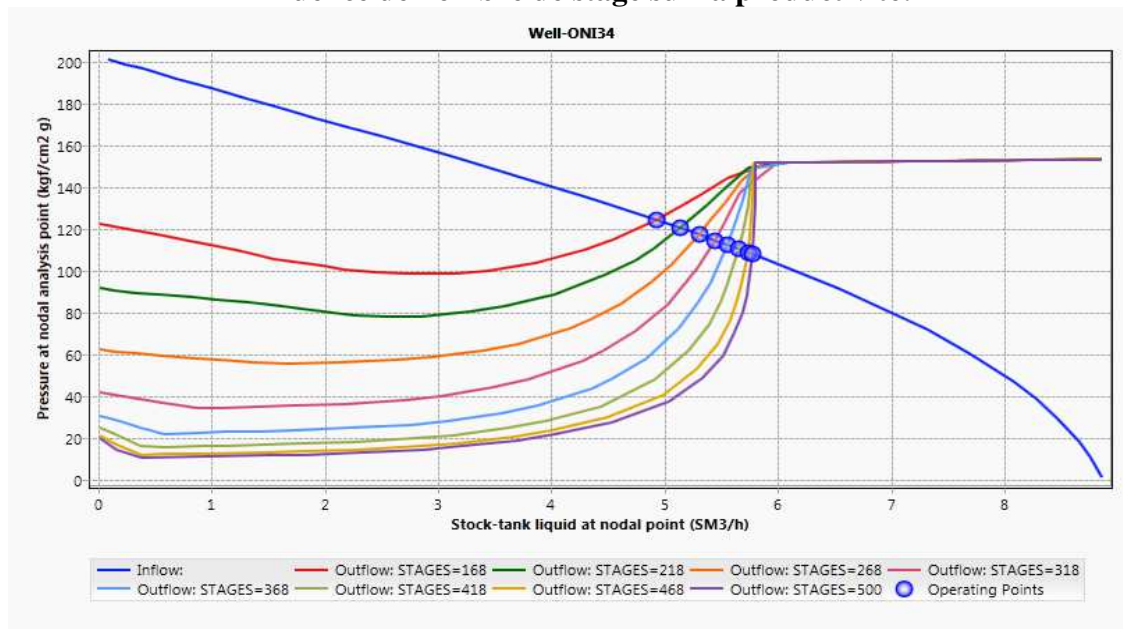


Figure IV-17 Sensibilité sur le nombre de stage d'ESP.

- **Interprétation:**

D'après la figure ci dessus, on remarque que si on augmente le nombre de stage de la pompe, le débit d'huile va augmenter tel que si on augmente les étages de 168 à 368, on aura un gain de **23.68%**.

IV.4.3 Etude comparative entre gaz-lift et ESP

IV.4.3.1 Etude Technique

	Débit de gaz à injecté (Sm ³ /j)	N° d'étage	Débit d'huile (Sm ³ /h)
Gaz-lift	25 000		5.11
ESP		168	4.92

Tableau IV-4 : Comparaison technique entre gaz-lift et ESP puits (ONI-34).

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

Les résultats de la comparaison de la production (tableau IV.4) montrent que la solution de gaz lift donne un taux de production plus élevé par rapport à la solution ESP dans les mêmes conditions de puits.

- **Prévisions de production avec les deux méthodes d'activation:**

Nous avons établi une prévision de production avec la courbe de déclin à l'aide d'Excel.

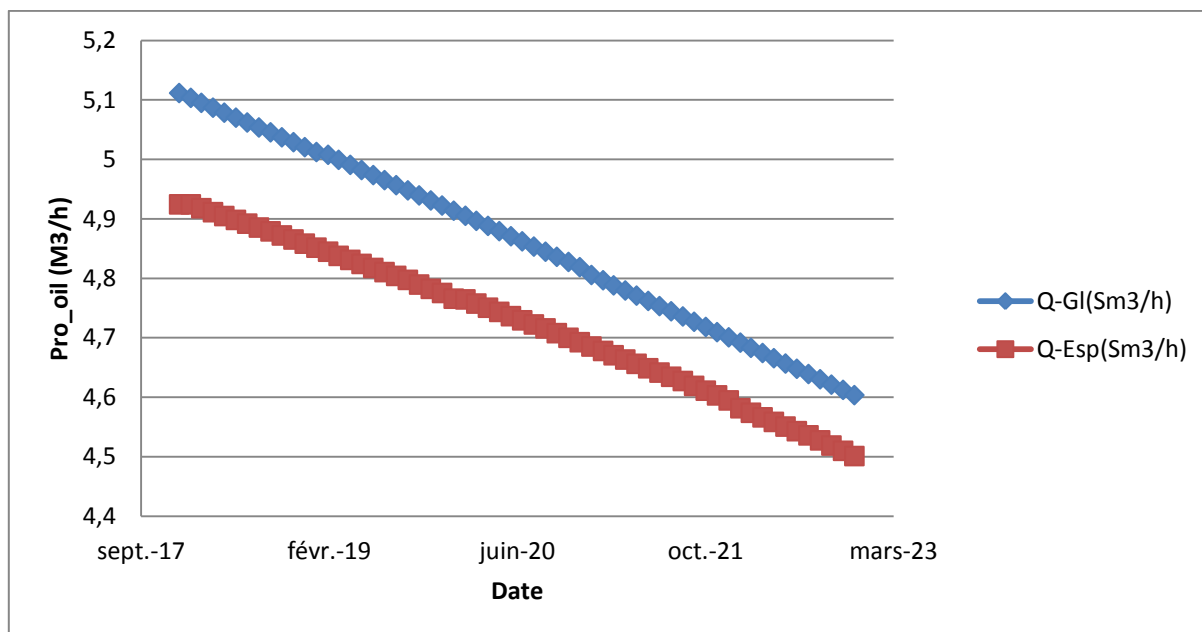


Figure IV-18 Prévisions de production avec gaz-lift et ESP.

IV.4.3.2 Etude économique

Après l'étude technique, une étude économique complète cette dernière pour avoir des meilleurs choix et décisions qui peuvent apporter des rendements plus élevés et un poids économique important.

- **Procédure de l'évaluation économique des scénarios :**

Pour pouvoir évaluer la rentabilité des scénarios sur un long terme et la comparaison entre leurs effets économiques, il y a plusieurs paramètres très sensibles qui doivent être calculés :

- **VAN :**

Par définition, la VAN est la différence entre les cash in flow actualisée et l'investissement initial. La formule mathématique de la VAN est la suivante :

$$VAN = (-I_0) + \sum_{t=0}^n \frac{cf}{(1+i)^n}$$



Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

Où :

I_0 : dépense initiale d'investissement.

C_f : est le cash-flow d'une période t .

i : est le taux d'actualisation.

n : est le nombre d'année.

- Cash flow :

C'est la différence entre les cash in flow (recettes) et les cash out flow (dépenses ou expéditeurs).

- Utilités de la VAN :

Suivant la valeur de la VAN d'un projet ou d'un scénario, on évalue sa rentabilité de la façon suivante :

Si $VAN > 0$ le projet est rentable et sera accepté.

Si $VAN < 0$ le projet n'est pas rentable et sera refusé.

○ DRCI (délais de récupération du capital investi) :

C'est le rendement financier attendu d'un investissement sur une période donnée; il peut être exprimé globalement ou périodiquement sous forme de pourcentage du coût de l'investissement ou en dollars réels. Le paiement peut également faire référence à la période au cours de laquelle un investissement ou un projet est censé récupérer son investissement en capital initial et devenir de manière minimale rentable.

○ IP (Indice de profitabilité) :

L'indice de rentabilité est un indice qui tente d'identifier la relation entre les coûts et les avantages d'un projet proposé en utilisant un ratio calculé comme suit:

$$IP = \frac{\left(\sum_{t=0}^n \frac{C_f}{(1+i)^n} \right)}{I_0}$$

• Les données pour l'étude économique :

Opération wire-line (\$)	800 000.00
Connexion en gaz-lift (600m de pipe)(\$)	100 000.00
Prix gaz injecté (\$/an)	13687.5
Opération work-over (\$)(30 jours)	1 000 000.00

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

Perte de production pendant le work-over(\$)	514 505.66
Installation Pompe ESP (\$)	150 000.00
Location Pompe ESP (\$/j)	1 600.00
Le taux d'actualisation (i)(%)	1
Nombre d'années d'étude (ans)	3

Tableau IV-5 : Les prix des opérations et de vente. [24]

- Le cas gaz-lift :

Années	2017	2018	2019	2020
Investissement (\$)	941 062.5	0	0	0
Cumule d'Huile produit (Barile)	/	275 295.18	270 018.11	264 441.64
Prix d'huile (\$/Barile)	/	46	50	53
Cash-flow (\$)	/	12 663 578.28	13 500 905.50	14 015 406.67
Cash-flow actualisé (1%)	/	12 538 196.32	13 234 884.33	13 603 215.63
VAN	-941 062.50	11 597 133.80	21 832 018.20	38 435 233.80

Tableau IV-6 : Le cumule des Cash-flow pour l cas gaz-lift.

La valeur actuelle net dans ce cas est : $VAN=38,4 \times 10^6$ \$.

Le délai de récupération du capital investi dans ce cas est : DRCI=27 jours.

L'Indice de profitabilité est : IP=41.84%.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- Le cas ESP :

Années	2017	2018	2019	2020
Investissement (\$)	1 664 505.66	0	0	0
Cumule d'Huile produit (Barile)	/	265 963 ,79	261 584,5	257 149,182
Prix d'huile (\$/Barile)	/	46	50	53
Cash-flow (\$)	/	12 234 334,34	13 079 225	13 628 906,65
Location Pompe ESP	/	584000	584000	584000
Cash-flow net(\$)	/	11650334,34	12495225	13044906,65
Cash-flow actualisé (1 %)	/	11 534 984,5	12249019,7	12661257,88
VAN	-1 664 505.66	9 870 478.84	22 119 498.50	34 780 756.40

Tableau IV-7 : Le cumule des Cash-flow pour le cas ESP.

La valeur actuelle net dans ce cas est : $VAN=34,78 \times 10^6$ \$.

Le délai de récupération du capital investi dans ce cas est : $DRCI=52$ jours.

L'Indice de profitabilité est : $IP=21.90\%$

➤ **Conclusion :**

Les résultats de la comparaison entre ESP et Gaz- Lift, présentés ci-dessus, montrent que le gain économique de gaz-lift est plus important que le gain d'ESP.

IV.5 Le puits OMJ-323

A partir de l'historique de puits OMJ-323 et les résultats des courbes de l'analyse nodale de l'état initial et actuel on note que le débit a une tendance de se diminuer ou le débit de l'état actuel classé comme un débit faible.

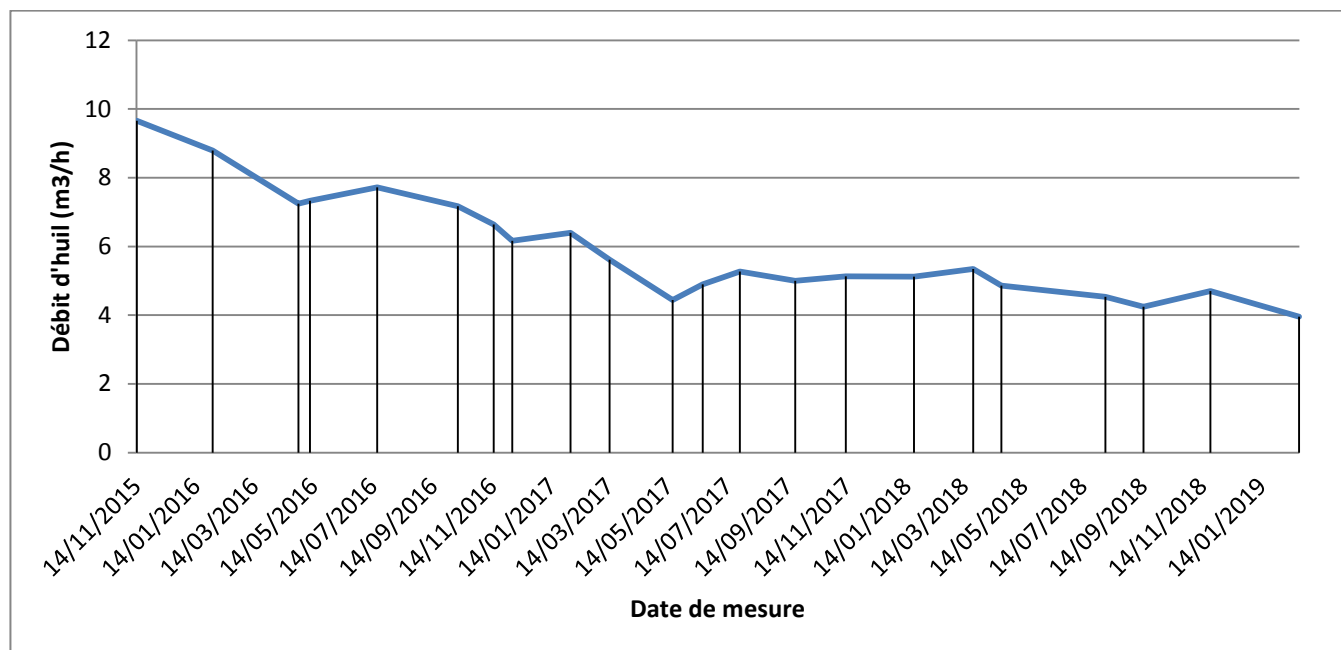


Figure IV-19 : Variation de débit d'huile en fonction du temps (puits OMJ-323).

Donc ce puits (OMJ-323) nécessite un système d'activation soit par Gaz lift, soit par les pompes immergées

IV.5.1 Cas gaz-lift

On utilise le modèle de puits actualisé par les paramètres de jaugeage pour effectuer une optimisation de gaz-lift et voir comment les paramètres du puits vont changer.

IV.5.1.1 Les données gaz-lift

Profondeur d'injection (m)	La densité de gaz injecté
3200	0.7

Tableau IV-8 : Les données de gaz-lift.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

IV.5.1.2 Optimisation de la Duse et débit d'injection technique

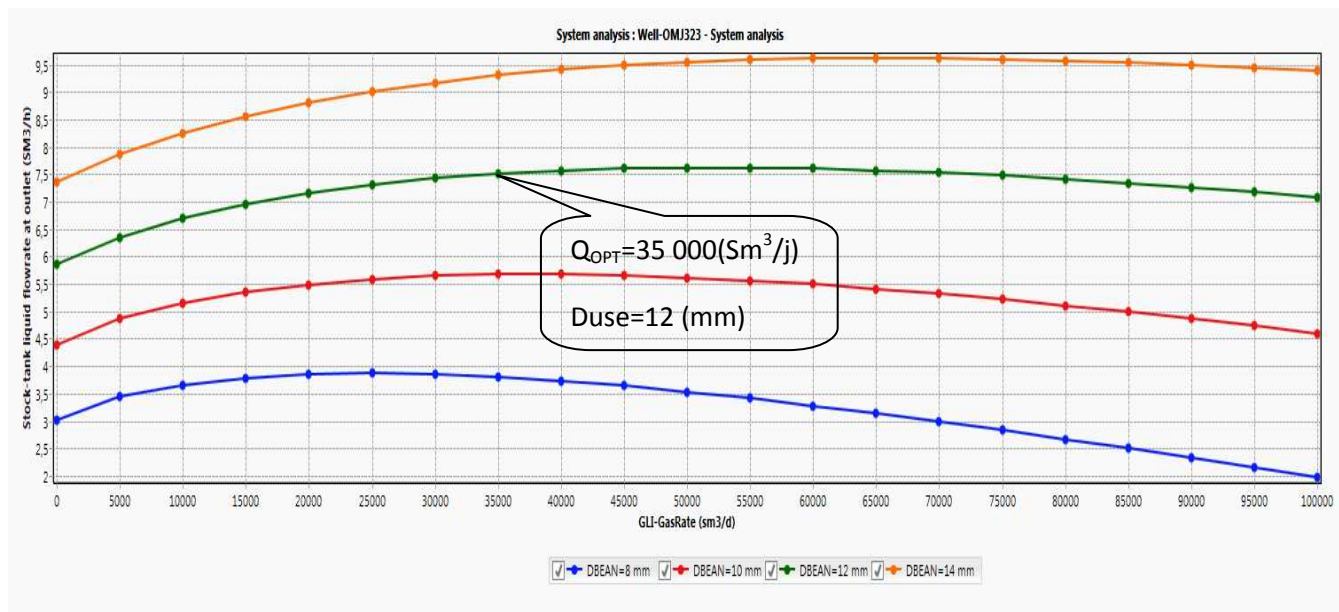


Figure IV-20 : Le débit technique et la Duse optimal (ONI-34).

• Interprétation :

D'après la figure ci-dessus, on remarque que le débit de liquide maximal pouvant être obtenu pour le OMJ-323 correspond au débit d'injection de gaz optimal de 35 000 Sm³ / j avec une Duse de taille optimale 12 mm.

IV.5.1.3 Optimisation de débit d'injection économique

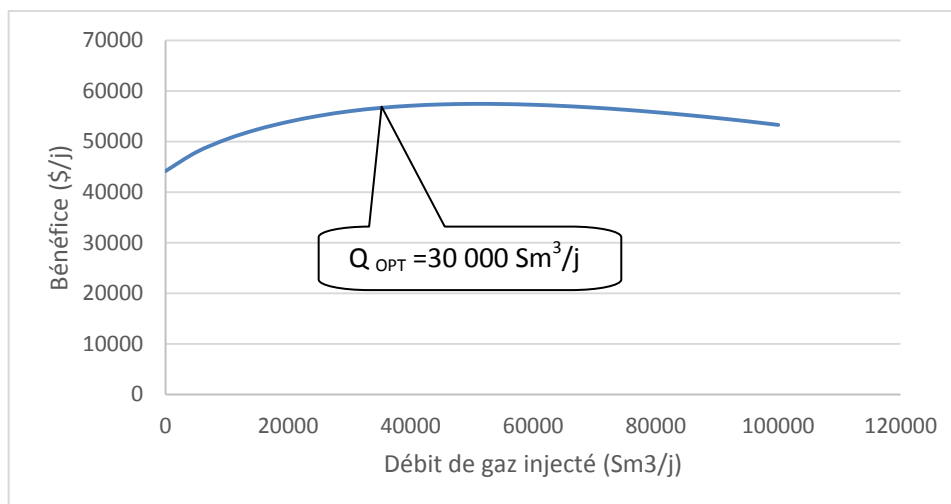


Figure IV-21 : Le débit économique optimal (OMJ-323).

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- **Interprétation :**

D'après la figure si dessus on remarque que le débit économique de gaz à injecté qui égale $30\,000\text{ Sm}^3/\text{j}$ est différent du débit technique.

IV.5.1.4 Le point de fonctionnement avec gaz-lift

Après l'introduction des données de Duse et le débit de gaz à injecté optimal tel que :

La Duse 12mm et le débit de gaz à injecté = $30\,000\text{sm}^3/\text{j}$.

On a obtenu le point de fonctionnement avec le gaz lift qui est illustré par la figure suivante :

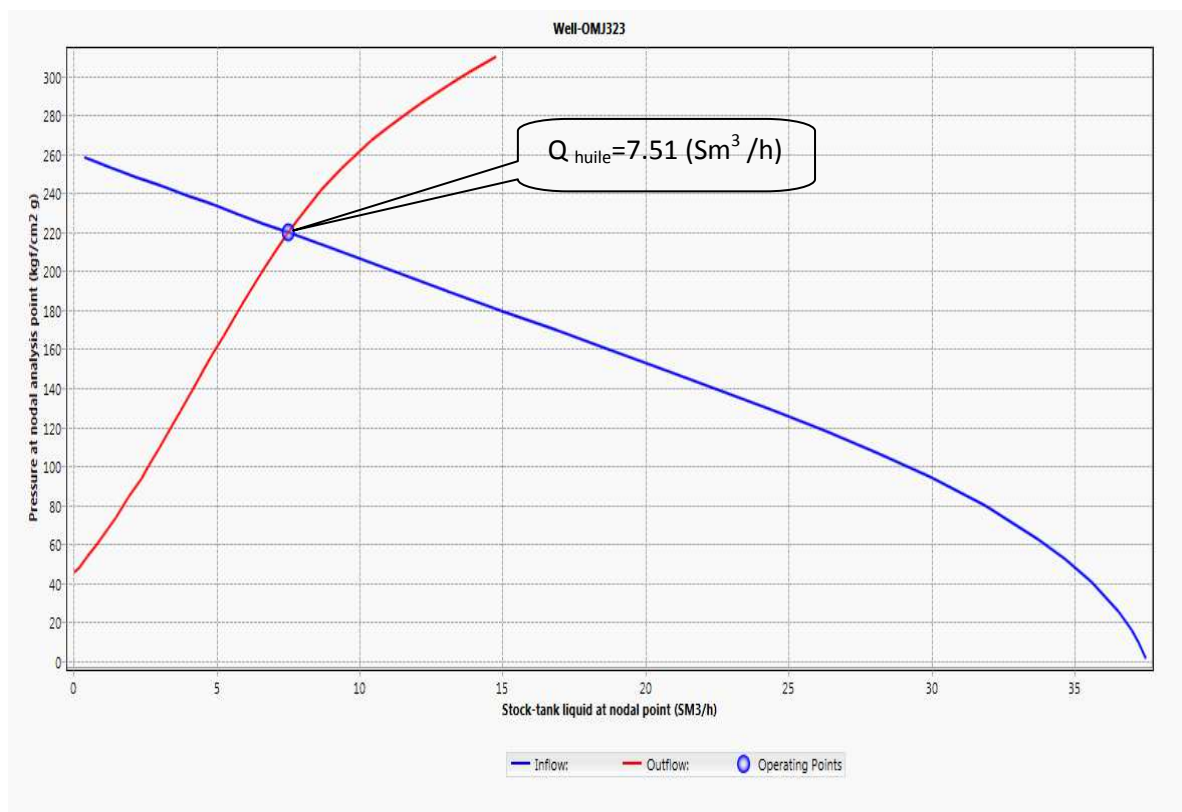


Figure IV-22 : VLP/IPR pour le puits (OMJ-323) avec gaz-lift.

- **Interprétation :**

On remarque que nous pouvons affirmer que le puits OMJ-323 peut garantir un débit de **7.51 m³/h** par un système d'élévation au gaz avec une augmentation de 47.27%.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

IV.5.1.5 Les paramètres influençant sur les puits en gaz lift

- Influence de déclin de la pression de gisement :

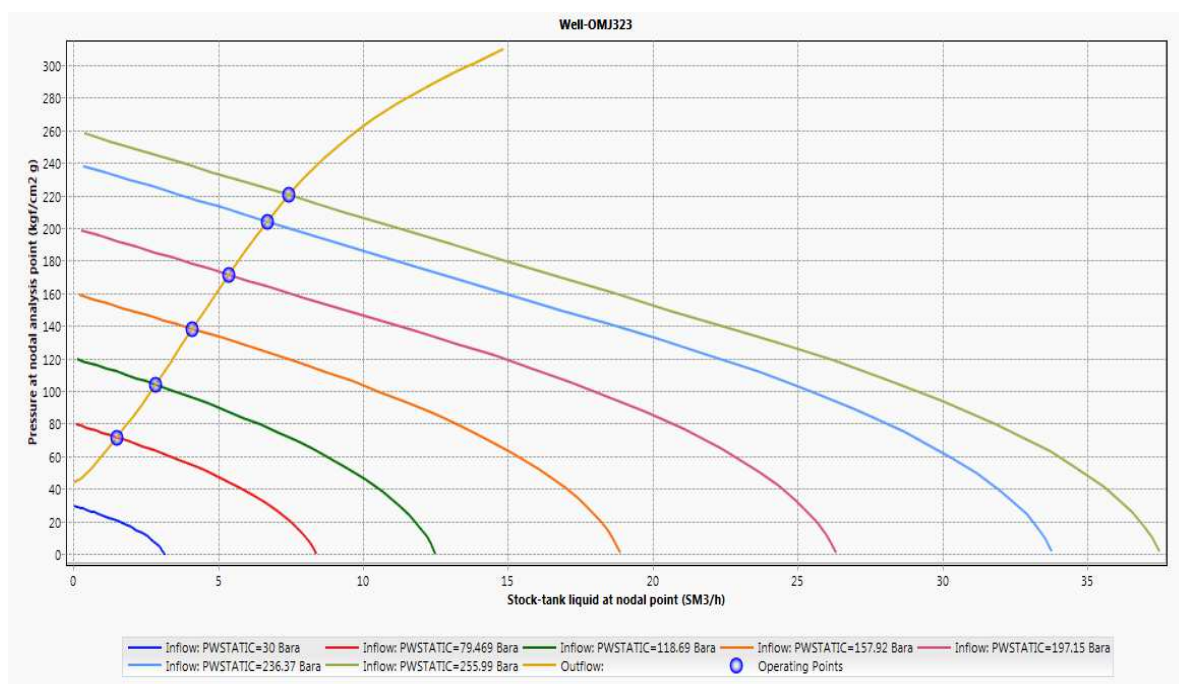


Figure IV-23 : Sensibilité sur la pression de gisement avec gaz-lift.

- Interprétation:

D'après la figure ci dessus, on remarque que le puits a une longue durée de vie qui dépasse 65 ans avec une moyenne de déplétion de 3 (bars) par an au champs de Hassi Massaoud.

- Influence de l'indice de productivité :

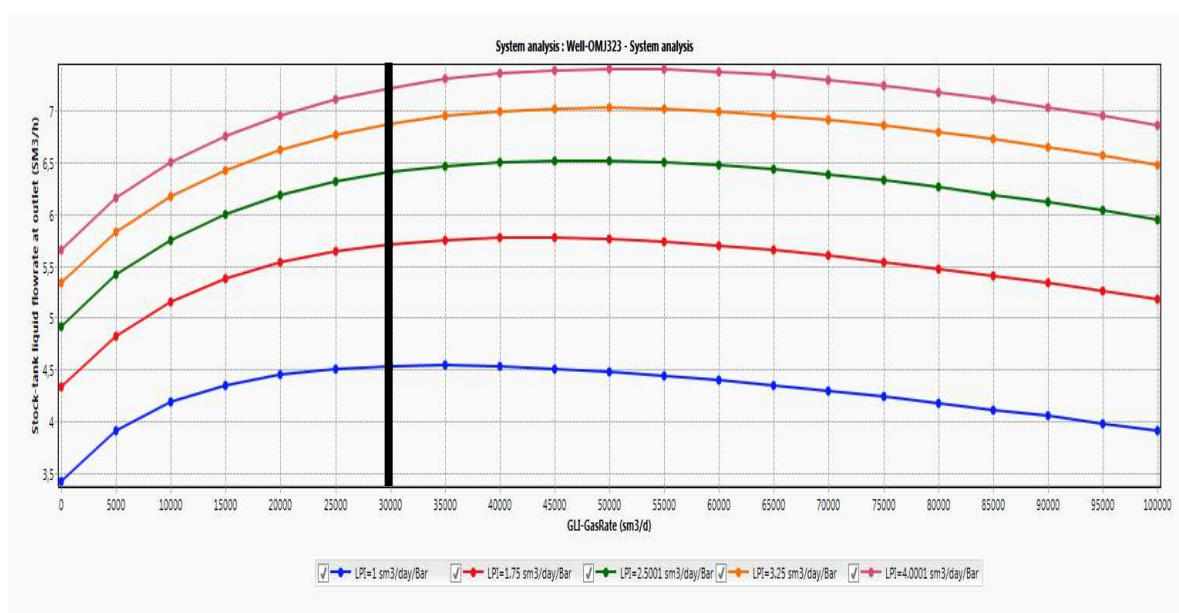


Figure IV-24 Sensibilité sur l'indice de productivité avec gaz-lift.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

• Interprétation:

Lorsqu'on injecte un volume de gaz qui égale $30\,000\text{Sm}^3/\text{j}$, on remarque que pour chaque diminution d'IP, le débit d'huile diminue. Alors, il est nécessaire de faire une stimulation au niveau réservoir.

IV.5.2 Cas de pompe électrique immergée (ESP)

IV.4.2.1 Les données de la pompe (ESP)

Type d'ESP	Série	Profondeur (m)	Fréquence(Hz)	Stage	Diamètre d'ESP (in)
REDA A2700	338	3100	60	215	4

Tableau IV-9 : Les données d'ESP.

IV.5.2.2 Le domaine de fonctionnement de la pompe (ESP)

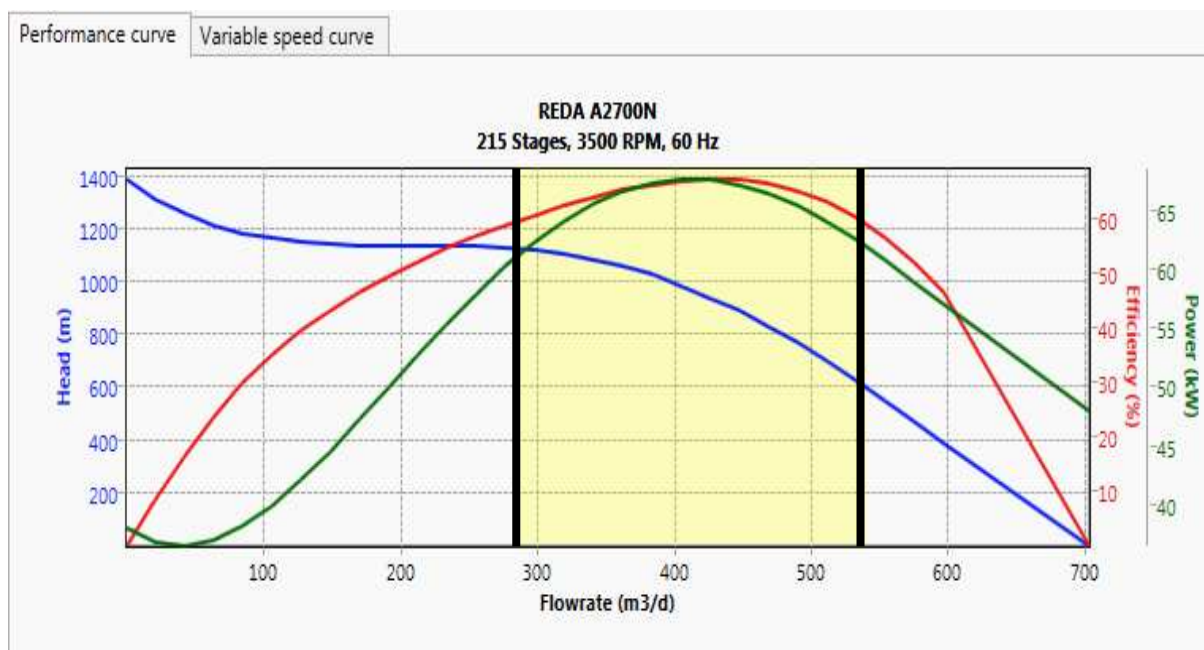


Figure IV-25 Le domaine de fonctionnement d'ESP.

• Interprétation:

D'après la figure ci-dessus, on remarque que la pompe ESP fonctionne entre le débit min $290\text{ m}^3/\text{j}$ Et un débit max $540\text{ m}^3/\text{j}$. Dans cet intervalle, elle fonctionne avec une meilleure efficacité.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

IV.5.2.3 Le point de fonctionnement avec ESP

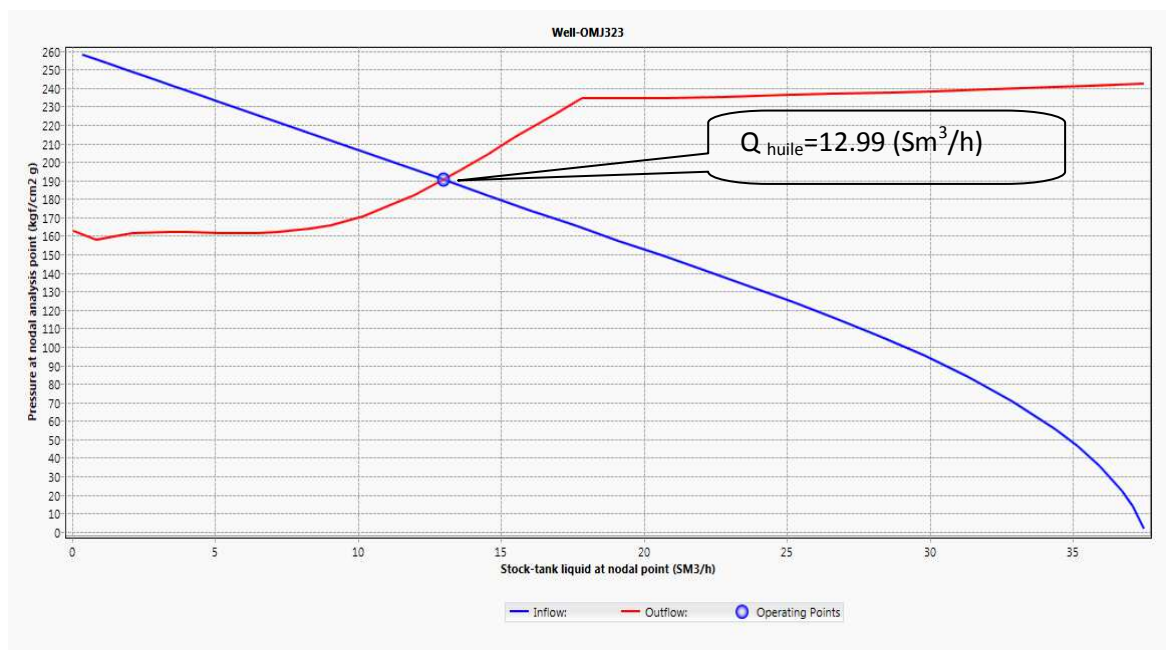


Figure IV-26 VLP/IPR pour le puits (OMJ-323) avec ESP.

- Interprétation :

On remarque que nous pouvons affirmer que le puits OMJ-323 peut garantir un débit de 12.99 m³/h par un système d'ESP avec une augmentation de 69.51%.

IV.5.2.4 Les paramètres influençant sur l'ESP

- Influence de déclin de la pression de gisement :

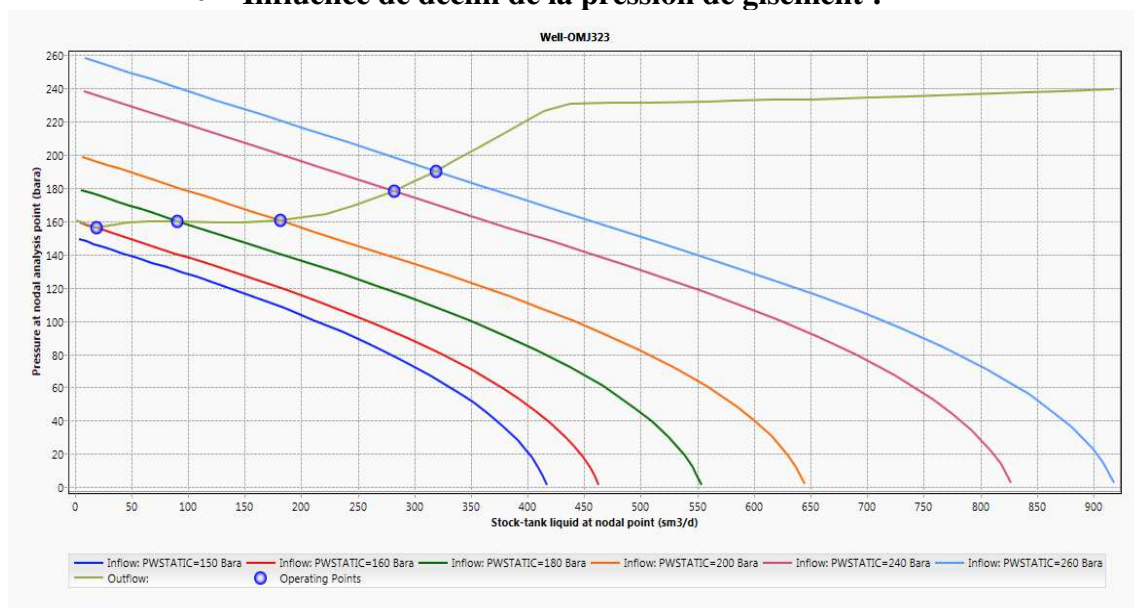


Figure IV-27 Sensibilité sur la pression de gisement avec ESP.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- **Interprétation:**

D'après la figure ci dessus, on remarque que le puits a une durée de vie de 35 ans avec une moyenne de déplétion de 3 (bars) par an au champ de Hassi Massaoud.

- **Influence de GOR sur ESP:**

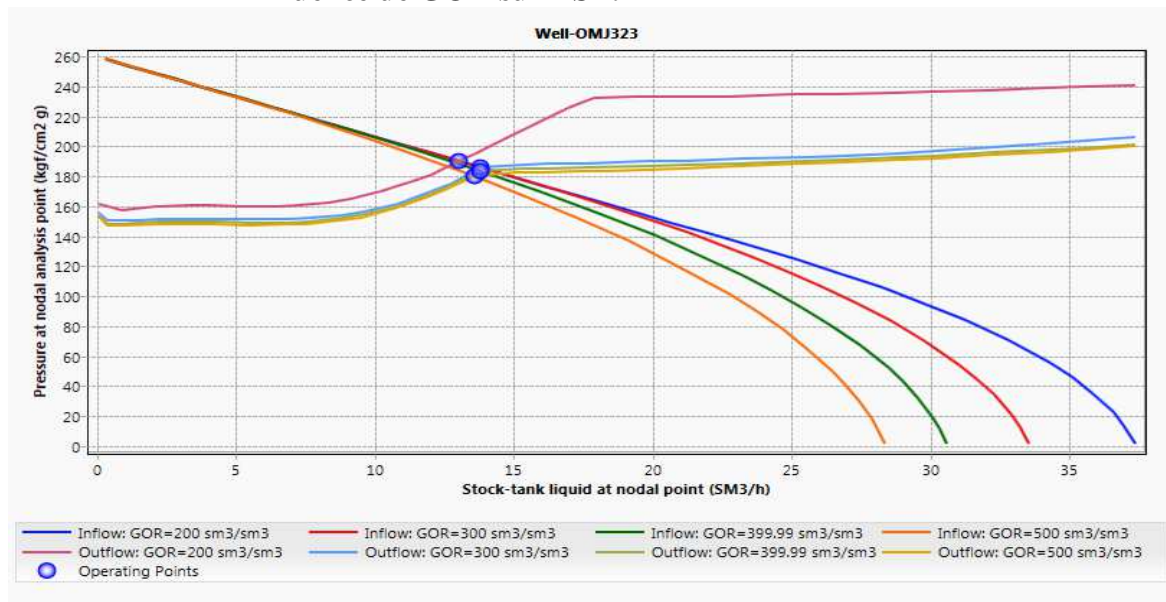


Figure IV-28 Sensibilité sur GOR.

- **Interprétation:**

D'après la figure ci dessus, on remarque que si le GOR augmente, le débit d'huile ne change pas beaucoup et cette augmentation de GOR n'influe pas sur la pompe.

- **Influence de nombre de stage sur la productivité:**

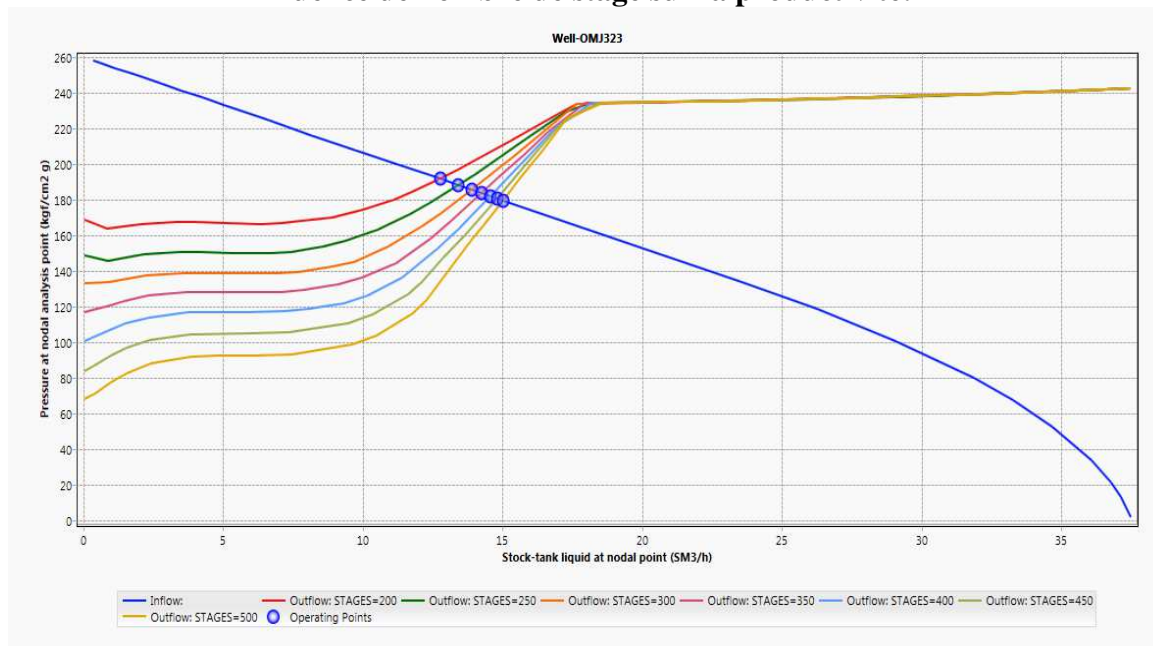


Figure IV-29 Sensibilité sur le nombre de stage d'ESP.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

- **Interprétation:**

D'après la figure ci dessus, on remarque que si on augmente le nombre de stage de la pompe, le débit d'huile va augmenter tel que si on augmente les étages de 215 à 500, on aura un gain de 13.33%.

IV.5.3 Etude comparative entre gaz-lift et ESP

IV.5.3.1 Etude Technique

	Débit de gaz à injecté (Sm ³ /j)	N° d'étage	Débit d'huile (Sm ³ /h)
Gaz-lift	30 000		7.51
ESP		215	12.99

Tableau IV-10 : Comparaison technique entre gaz-lift et ESP puits (OMJ-323).

Les résultats de la comparaison de la production (tableau IV.10) montrent que la solution d'ESP donne un taux de production plus élevé par rapport à la solution gaz-lift dans les mêmes conditions de puits.

- **Prévisions de production avec les deux méthodes d'activation:**

Nous avons établi une prévision de production avec la courbe de déclin à l'aide d'Excel.

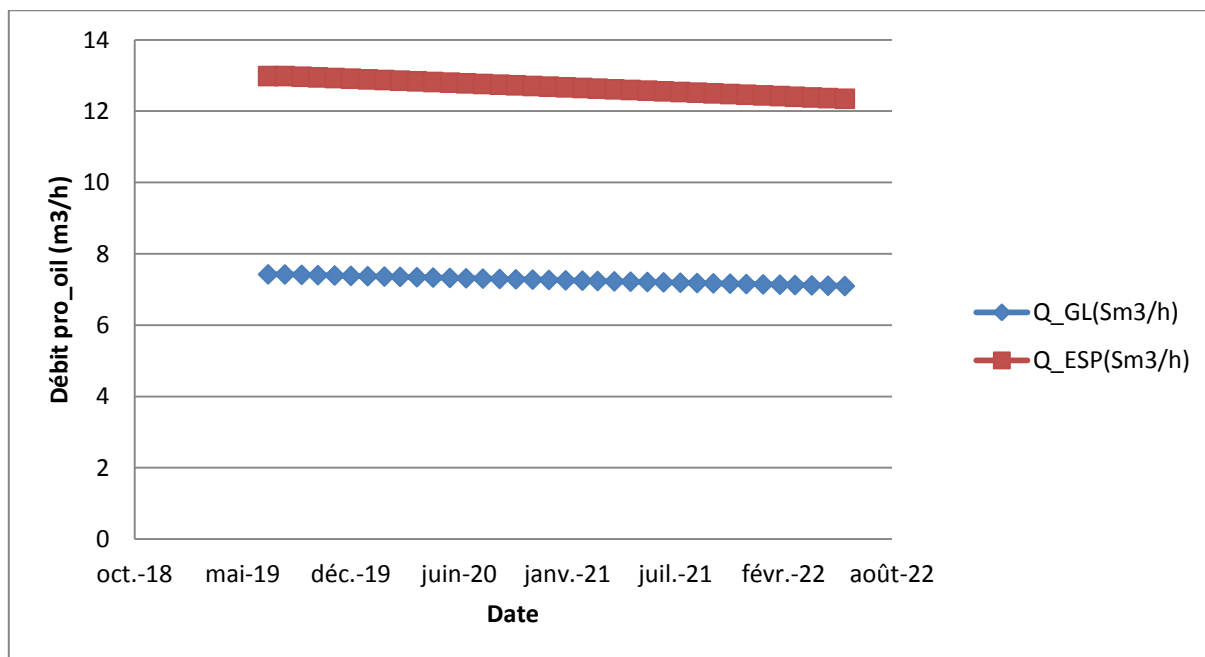


Figure IV-30 Prévisions de production avec gaz-lift et ESP.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

IV.4.3.2 Etude économique

- Les données pour l'étude économique :

Opération wire-line (\$)	800 000.00
Connexion en gaz-lift(\$)	130 000.00
Prix gaz injecté (\$/an)	25 550.00
Opération work-over (\$)(30 jours)	1 000 000.00
Perte de production pendant le work-over(\$)	382923.60
Installation Pompe ESP (\$)	150 000.00
Location Pompe ESP (\$/j)	1 600.00
Le taux d'actualisation (i)(%)	1
Nombre d'années d'étude (ans)	3

Tableau IV-11 : Les prix des opérations et de vente.

- Le cas gaz-lift :

Années	2019	2020	2021	2022
Investissement (\$)	1 006 650.00	0	0	0
Cumule d'Huile produit (Barile)	/	400 960.72	394 713.67	388 522.60
Prix d'huile (\$/Barile)	/	53	53	53
Cash-flow (\$)	/	21 250 918.32	20 919 824.40	20 591 697.84
Cash-flow actualisé (1%)	/	21 040 513.19	20 507 621.21	19 986 099.05
VAN	-1 006 650.00	20 033 863.20	40 541 484.40	60 527 583.50

Tableau IV-12 : Le cumule des Cash-flow pour le cas gaz-lift.

Chapitre « IV » : Etude des cas (Interprétation).

La valeur actuelle net dans ce cas est : $VAN=60.5 \times 10^6$ \$.

Le délai de récupération du capital investi dans ce cas est : $DRCI=17$ jours.

L'Indice de profitabilité est : $IP=61.12\%$.

- **Le cas ESP :**

Années	2019	2020	2021	2022
Investissement (\$)	1 532 923.60	0	0	0
Cumule d'Huile produit (Barile)	/	701 069.16	689 027.32	676 722.84
Prix d'huile (\$/Barile)	/	53	53	53
Cash-flow (\$)	/	37 156 665.60	36 518 448.00	35 866 310.40
Location Pompe ESP	/	584000	584000	584000
Cash-flow net(\$)	/	36 572 665.60	35 934 448.00	35 282 310.40
Cash-flow actualisé (1%)	/	36 210 560.00	35 226 397.41	34 244 662.87
VAN	-1 532 923.60	34 677 636.40	69 904 033.80	104 148 697.00

Tableau IV-12 : Le cumule des Cash-flow pour le cas ESP.

La valeur actuelle net dans ce cas est : $VAN=104.15 \times 10^6$ \$.

Le délai de récupération du capital investi dans ce cas est : $DRCI=15$ jours.

L'Indice de profitabilité est : $IP=69\%$

➤ **Conclusion :**

Les résultats de la comparaison entre ESP et Gaz- Lift, présentés ci-dessus, montrent que le gain économique de gaz-lift est plus important que le gain d'ESP.

• Conclusion :

Après l'évaluation et l'étude qu'on a faite sur les puits ONI-34 et OMJ-323 au champ de HASSI MESSOEUD, on a conclu que :

➤ pour le Puits ONI-34

- Le mode d'activation gaz lift est une solution pour augmenter le débit de production.
- L'activation par gaz lift donne une augmentation de 52 % du débit initial, par contre l'activation par le système ESP donne une augmentation de 49 % du débit initial.
- L'étude de la sensibilité montre que l'IP est le paramètre qui influe beaucoup sur le débit de production dans les deux méthodes d'activation.
- Le gaz-lift est efficace pour ce puits, car il donne une longue période de production (55 ans).

➤ pour le Puits OMJ-323

- Après notre étude techno-économique, on conclut que l'activation de puits par l'installation de pompe ESP est la méthode d'activation la plus efficace.
- Si le système de pompage fonctionne dans un rythme stable dans tout le temps, on peut avoir un débit de production important.
- Pour l'activation par le système ESP, la production augmente avec l'augmentation de l'IP.
- La pompe ESP à donner un gain de production important égale 70 %, par contre l'activation par le système gaz-lift donne une augmentation de 47% du débit initial.
- La pompe ESP donne une longue période de production (35 ans).

• **Recommandation :**

À partir de cette étude, un certain nombre de recommandations doivent être prises en considération :

- D'après les résultats de la sensibilité sur l'IP, il est recommandé de faire une stimulation pour avoir un IP important qui implique un débit de production élevée.
- Il est recommandé de prendre en considération l'étude de débit économique de gaz injecté.
- Il est recommandé de faire une optimisation du débit de gaz injecté avec le changement des paramètres de réservoir.
- Faire un contrôle quotidien de débit et de la pression d'injection pour le puits ONI-34.
- Avant d'installer le système, il faut tenir compte des problèmes d'exploitation qui peuvent être présentes dans le puits tel que : les solides (débris, sable...), les dépôts minéraux (sel...) et organiques (asphaltes...) et prévoir la solution adéquate.
- Il est recommandé d'optimiser le nombre d'étages de la pompe pour le puits OMJ-323.
- Faire un contrôle quotidien de débit, de la pression, de la puissance et du rendement de la pompe pour assurer un bon fonctionnement du système ESP pour le puits OMJ-323.
- Il est impératif de faire très attention lors de la manipulation des puits activés par pompe ESP, surtout lors de l'exécution des opérations d'acidification pour ne pas endommager le système par l'action de l'acide.



Bibliographie.

- [1] Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells, Journal of Petroleum Technology, 1968, Vol. 20, Num. 1, pp. 83 - 92. (SPE Paper 1476). DOI: 10.2118/1476-PA
- [2] Standing, M.B. 1971. Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. J Pet Technol 23 (9): 1141-1142. SPE-3332-PA.
- [3] Fetkovich, M.J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells," paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Meeting, Las Vegas, Nevada, 30 September–3 October.
- [4] Jones, L.G., Blount, E.M., and Glaze, O.H. 1976. Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests To Predict Performance of Wells Having Turbulence. Presented at the SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 3-6 October 1976. SPE-6133-MS.
- [5] 9. Klins M.A., Majher M.W. Inflow Performance relationships for damaged or improved wells producing under solution-gas drive. SPE paper 19852, Journal of Petroleum Technology, 1992, Vol. 44, Num. 12, pp. 1357 - 1363. DOI: 10.2118/19852-PA.
- [6] Wiggins, M.L. 1993. Generalized Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow. SPE Res Eng 9 (3): 181-182. SPE-25458-PA.
- [7] Sukarno P., Wisnagroho A. Generalized two-phase IPR curve equation under influence of non-linear flow efficiency, Proc., Soc of Indonesian Petroleum Engineers Production Optimization Intl. Symposium, 1995, Bandung, Indonesia, pp. 31 - 3.
- [8] www.pétrowiki.org.
- [9] www.ESPpumpe.com.
- [10] well evaluation conferenc schlumberger sonatrach (**WEC 2007**).
- [11] khaled echeikh 1971
- [12] Sonatrach "Géologie champ Hassi MESSAOUD-2017"
- [13] Rapport laboratoire DP-IRARA-HMD.
- [14] Activation des puits (D. PERRIN - ENSPM).
- [15] Schlumberger Gas lift équipement & opérations.
- [16] Récupération Assistée par gas-lift (SERPRO)
- [17] ESP Systems Components, Materials and Specifications (Schlumberger).
- [18] Pump Selection (Schlumberger).
- [19] Beggs H., Production optimization using nodal analysis. Oklahoma, (2002).
- [20] PIPESIM_2017.2_Fundamentals.
- [21] J.D.Jansen, P.K.Currie: Modeling and Optimization of Oil and Gas Production Systems, the Section Petroleum Engineering. 2005.
- [22] OFM (Sonatrach).
- [23] OFM (Sonatrach).
- [24] Beggs H., Production optimization using nodal analysis. Oklahoma, (2002).
- [25] Help Pipesim.

Annexes.

General Report

Schlumberger

Company: Sonatrach
 Engineer: Application Engineer - HMD Base

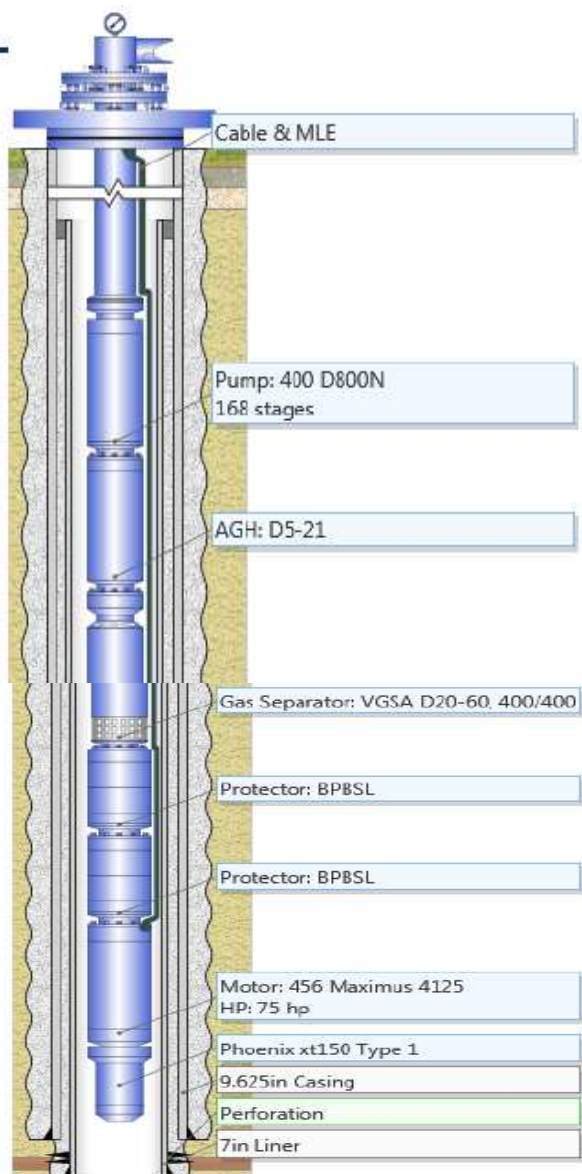
Project: ESP Design
 Date:

Technical Design

General Information

Contact Details

Project: ESP Design
 Prepared by: Application Engineer - HMD Base
 Date:
 Corporate Customer: Sonatrach
 Country: Algeria
 Location: Hassi Messaoud
 Field & Lease: HZN
 Well Name: ONI34
 API Well Reg. #:
 Company: Yacine Kaci
 Engineer:
 Contact: Base Irara - Hassi Messaoud
 Address:
 E-Mail: kaci-tp.yacine@hmd.sonatrach.dz
 Phone:
 Fax:



Annexes.

General Report

Schlumberger

Company: Sonatrach
Engineer: Application Engineer - HMD Base

Project: ESP Design
Date:

Technical Design

General Information

Contact Details

Project: ESP Design
Prepared by: Application Engineer - HMD Base
Date:
Corporate Customer: Sonatrach
Country: Algeria
Location: Hassi Messaoud
Field & Lease: HZN
Well Name: OMJ323
API Well Reg. #: Yacine Kaci
Company: Yacine Kaci
Engineer: Base Irara - Hassi Messaoud
Contact: kaci-tp.yacine@hmd.sonatrach.dz
Address:
E-Mail:
Phone:
Fax:

