

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme
MASTER

Présenté par :

Bouabadallah Kenza & Smara Latifa

Filière : Exploitation

Option : Production des hydrocarbures

Thème

**Etude comparative entre le gas-lift et les pompes électriques immergées
appliquée à la région d'In Aménas**

Devant le jury :

HAMMOUDI Tarik	MC (B)	UMBB	Président
SAIFI Redha	MC (A)	UMBB	Encadreur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
BAHNOUS Dounia	MA (B)	UMBB	Examineur
MALEK Hacene	Ingénieur	SH	Examineur

Années universitaire 2015/2016

Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu, notre créateur qui nous a donné la force pour accomplir ce modeste travail.

Nos sincères gratitudes à tous le personnel du service technique production qui nous ont pris en charge en termes d'encadrement et qui nous ont considérés comme un élément de leur équipe en particulier : notre encadreur Mr:T.Nechem et Mr : M. Maddi qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

*Tout le reste de personnel : LILIA.ABDELKADER, NABILA, SAMIR, et surtout
Mme : W.Berriani.*

Nous tiendrons aussi à remercier vivement le chef de direction technique production : Mr D.Bouaraftine sans oublier Mr : K.Kartoubi.

Un vif remerciement s'adresse à tout le personnel du Pôle Sud ; en particulier Mr : L.Belaifa et Mr : H.Chekou pour leur grand soutien et leurs conseils considérables.

A notre promoteur Mr : R.Saïfi qui nous a guidé à réaliser ce travail, pour son suivi et son orientation.

On tient aussi à remercier tous les enseignants du département gisement qui ont contribué de près ou de loin à notre formation en particulier: Mrs : Benyounes

Hammoudi et Hadjadj, Kassimi, Gareche, Bahnous, Belhouchet.

On remercie également tous ceux

qui ont contribué de près ou de loin à

L'élaboration de ce mémoire,

qui trouveront ici l'expression

de nos reconnaissances

les plus sincères.



Kenza et Latifa

DEDICACE

Je tiens à dédier ce modeste mémoire...

A mes très chers parents en signe de reconnaissance de l'immense bien qu'ils ont fait pour moi concernant mon éducation qui aboutit aujourd'hui à la réalisation de cette étude. Pour m'avoir donnée la vie et la joie de vivre leurs conseils et bénédictions n'ont jamais fait défaut. Pour m'avoir protégé et encouragé durant toutes ces années, vous étiez toujours présents quand j'avais besoin de vous, je n'aurais pu achever ce travail sans votre générosité et votre affection Recevez à travers ce travail, toute ma gratitude et mes profonds sentiments.

Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

*A mes sœurs et mes frères surtout **Ibtissem** qui a toujours été là pour moi, qui m'a toujours soutenu et a su me redonner le sourire*

A mon binôme et chère amie Latifa

Mes dédicaces s'adressent également à tous mes amis avec qui

J'ai partagé les meilleurs moments de ma vie d'étude Sghir

Asma, Nouara, Khdiya, Ahlem et Hadjer

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

KENZA

Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce mémoire :

*A mes chers et respectueux parents ; vraiment aucune
dédicace ne saurait exprimer mon attachement .mon amour et mon affection.*

*Ils me donnent toujours l'espoir de vivre et n'ont jamais cessé de prier
pour moi. je vous offre ce travail en témoignage de tous les sacrifices
et l'immense tendresse dont vous m'avez toujours su me combler.*

Puisse dieu tous puisant vous garder et vous procurer santé et bonheur.

*A Mes chers et magnifiques frères Miloud et Hamza qui m'ont soutenu
et encouragé à chaque épreuve.*

A ma belle et adorable sœur Aida que dieu la garde.

A tous mes oncles et tantes et cousins.

A mon binôme et chère amie Kenza.

*A mes très chers amis surtout : mon cher
Mohamed.Nouara. Hanane, Khadidja Feryal.Ahlem. Hadjer. Sans
oublier mes camarades de groupe MAPH /11.*

A Tous ceux que j'aime et que je respecte et qui m'aiment.

Latifa.

Résumé

A la découverte des nouveaux champs, la plus part des puits de pétrole dans les premières étapes de leurs vies coulent à la surface naturellement, c'est les puits éruptifs. Ces deniers ont une pression de fond suffisante pour vaincre les pertes de charge qui se produisent le long de l'écoulement du fond de puits jusqu'au séparateur.

Au fur et à mesure de l'exploitation des champs, ce critère n'est pas vérifié et le puits devient non éruptif. Donc on doit faire appel à des méthodes pour extraire le maximum de pétrole qui se trouve encore dans le sous-sol et ainsi d'augmenter le taux de récupération.

Parmi ces méthodes on a l'activation des puits qui agit sur la colonne de production autrement dit sur la courbe de l'outflow du système de production en diminuant la pression de fond dynamique, pour ce faire, il y a deux modes, soit de diminuer la densité du mélange qui se trouve dans la colonne de production dans ce cas on parle du Gas-lift, soit de diminuer la hauteur de la colonne hydrostatique, là on parle du pompage.

Le choix de la méthode d'activation doit se faire en se basant sur des études techniques et économiques selon les caractéristiques du puits et des fluides.

Dans notre étude on va essayer de faire un choix entre l'activation par le Gas-lift ou bien les pompes électriques immergées dans la région d'**In Aménas** en utilisant le logiciel de simulation **PIPESIM**. Le choix a été fait à l'aide d'une étude économique dans laquelle nous avons comparé le temps d'amortissement (POT) de chaque mode d'activation qui nous a permis de sélectionner le bon choix (pompe ESP ou gaz-lift) pour chaque puits (EAL38, EAL 01 TRT 01 TRT 04 et TRT 07)

Mots clés : Gas-lift, ESP, optimisation, outflow, activation candidature, PIPESIM, POT, simulation.

Abstract

The discovery of new fields, most of the oil wells in the early stages of their lives flow to the surface naturally, it is the flowing wells. While these funds have sufficient background to overcome the pressure, losses that occur along the flow of the well bottom to the separator.

As to the exploitation of fields, this criterion is not verified and the well becomes non-flowing. So we must use methods to extract the maximum amount of oil that is still in the basement and thus to increase the recovery rate.

Among these methods was the activation of the well acting on the tubing string that is the outflow of the curve of the production system by reducing the dynamic bottom hole pressure, to do this, there are two modes, namely of reduce the density of the mixture is in the production string in this case we speak of Gas-lift or lower the height of the hydrostatic column, here we speak of pumping.

The choice of the method of activation must be made based on technical and economic studies according to the characteristics of the well and fluid.

In our study, we will try to make a choice between turning the Gas-lift or electric submersible pumps in the region of **In Aménas** using simulation software **PIPESIM**. The choice was made with an economic study in which we compared the damping time (POT) of each activation mode that allows us to select the right choice (ESP pump where gas-lift) for each well (EAL 38, EAL 01, TRT 01, TRT 04 and TRT 07).

Keywords: Gas-lift, ESP, optimization, outflow, application; activation, PIPESIM, POT, simulation.

Table des matières

Résumé	
Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralités et points sur la zone d'étude	
I.1.Historique du champ d'In-Amenas.....	3
I.2. Situation du champ d'In-Amenas.....	3
I.2.1. Situation géographique.....	3
I.2.2. Situation géologique.....	4
I.3. Le Systeme pétrolier du champs d'In-Amenas.....	4
I.3. 1. Roches mères	4
I.3.2. Roches réservoirs	5
I.3. 3.Roches couvertures	5
I.5. Présentation du champ d'El Adeb Larache.....	5
I.6.Données du champ d'El Adeb Larache	6
I.6.1. Position des puits.....	6
I.6.2.Caractéristiques des fluides	7
I.6.3.Réserves	7
I.6.4. Caractéristiques des réservoirs	7
I.6.4.1. Description du réservoir Dévonien F4	8
I.6.4.2. Description du réservoir Dévonien F6	10
I.7. Présentation du champ Ouan Taredert (TRT).....	14
I.8.Données du champ d'OUAN TAREDERT	16
I.8.1.Profondeur moyenne des réservoirs.....	16
I.8.2.Position initiale des contacts des fluides.....	16
I.8.3.Caractéristiques des fluides.....	16
I.8.4.Volume des gas-cap.....	17

I.8.5.Réserves	17
I.8.6.Caractéristiques des réservoirs	17
I.8.6.1.Description du réservoir Cambro ordovicien.....	18

Chapitre II : Les modes d'activation des puits

II.1.Introduction	19
II.2.L'objectif de l'activation des puits.....	19
II.3.Le gas-lift.....	19
II.4.Pompage.....	21
II.4.1.Les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps)	21
II.4.2.Les pompes hydrauliques (Hydraulic Pumps).....	22
II.4.3.Pompe à cavité progressant (Progressive cavity pumping - PCP).....	25
II.4.4.Pompes électriques immergées (Electric Submersible Pump).....	26
II.5.Comparaison entre les différents modes d'activation.....	28
II.5.1. Suivant le débit	28
II.5.2.Suivant l'application.....	28
II.5.3.Suivant l'efficacité	29
II.5.4.Comparaison entre le GL (gas lift) et ESP (Pompe Electro Submersible).....	29
II.6.Choix d'un procédé d'activation.....	30
II.6.1.Critère économique	30
II.6.2.Critères techniques.....	31

Chapitre III : Le gas-lift

III.1.Introduction.....	32
III.2.Principes de Gas-lift	32
III.3.Le choix du débit d'injection optimal.....	34
III.3.1. Définition de l'optimum technique.....	34
III.3.2. Définition de l'optimum économique.....	35
III.3.3. Procédure de la détermination de l'optimum économique.....	35
III.4.Applications du Gas-lift.....	35
III.5.Les principaux paramètres du gas-lift.....	36
III.5.1.Pression en tête de puits (Well head pressure).....	36
III.5.2.Pression du gaz injecté.....	36

III .5.3.Profondeur de l'injection du gaz.....	36
III .5.4.IP important et effet de skin (High PI and Skin effet).....	36
III .6.Les limites du gas-lift.....	37
III .7.Types de Gas -Lift	37
III .7.1.Selon le mode d'injection	37
III .7.2.En fonction du type de complétion	39
III .7.3.En fonction du circuit d'injection en surface	40
III .8.Problèmes liés au Gas- lift	40
III .8.1. Formation des hydrates.....	40
III .8.2.Érosion des équipements	41
III .9.Les équipements de gaz-lift.....	41
III .9.1.Les équipements de surface	41
III 9.1.1. L'équipement de compression	41
III 9.1.2.Le réseau de distribution Haute Pression	41
III 9.1.3.Equipement de mesure et de contrôle	41
III 9.1.4.Réseau de distribution basse pression	42
III 9.1.5.L'équipement de déshydratation	42
III 9.2.Les équipements de fond	43
III 9.2.1. Les mandrins et les vannes	43

Chapitre IV : les pompes électriques immergées (ESP)

IV .1.Introduction	45
VI .2. Principe de fonctionnement de la pompe ESP.....	45
VI .3.Les équipements d'ESP.....	45
VI .3.1.composants de surface.....	45
VI .3.2.Composants de Subsurface.....	45
VI .3.1.1.Transformers (Primary and Secondary).....	46
VI .3.1.2.Switchboard or Variable Speed Drive or Soft Start.....	47
VI .3.1.3.La boîte de jonction (Junction Box).....	47
VI .3.1.4.Wellhead (tête de puits).....	47
VI .3.2.1.Câble électrique.....	47

VI .3.2.1.1.L'ampérage du câble.....	48
VI .3.2.1.2.Chute de tension.....	49
VI .3.2.2. La pompe (Pump).....	49
VI .3.2.2.1. Courbes caractéristiques de la pompe ESP.....	50
VI .3.2.2.2. La cavitation dans les pompes ESP.....	52
VI .3.2.2.2. Le problème de sous ou surdimensionnement d'une pompe ESP.....	52
VI .3.2.2.3. Types de pompe ESP	53
VI.3.2.3 Dispositif d'aspiration (Intake).....	53
VI.3.2.4 .séparateur de gaz (Gas Separator (Optional)).....	53
VI .3.2.5 .Le protecteur (Protector ou Seal).....	54
VI .3.2.6 .Le moteur électrique.....	54
VI .4. Design de la pompe ESP.....	55
VI .4.1. La colonne dynamique totale et le point de fonctionnement de la pompe.....	55
VI .4.2. Calcul de l'installation de la pompe.....	57
VI .4.2.1. Principe de base.....	57
VI .4.2.2. Design de l'installation de la pompe ESP.....	58
V.5. Cas spéciaux d'applications des pompes ESP.....	62
V.5.1. Pompage des fluides visqueux.....	63
V.5.2. Pompage des fluides contenant un fort pourcentage du gaz libre ($P_{in} < P_b$).....	64
V.5.3.Pompage des effluents contenant du sable.....	64
VI.5.4. Présence des sels	65
VI.5.5. Présence des asphaltes	65
VI.6. Recommandation pour l'utilisation de la pompe ESP.....	65
VI.7. La durée de vie d'une unité de pompage.....	66

Chapitre V : L'analyse nodale

Partie 1 : La résolution par l'analyse nodale

V.1.1. Généralité sur l'analyse nodale.....	67
---	----

V.1.2. Concept et procédure de l'analyse nodale.....	69
V.1.3.Objectif de l'analyse nodale	70
V.1.4.Application de l'Analyse Nodale	71

Partie 2 : performance du réservoir et du puits

V.2.1.Introduction.....	71
V.2.2. Inflow performance Relationship (IPR).....	71
V.2.3.Les équations de performance d'un puits	72
V.2.3.1. La loi de Darcy	72
V.2.3.2.Les différents cas de l'application de la loi de Darcy.....	73
V.2.3.3.Altération de la perméabilité et la turbulence.....	74
V.2.3.4.Notion de l'indice de productivité	75
V.2.3.4.1.les facteurs qui influent sur l'indice de productivité.....	76
V.2.3.5.Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile.....	77
V.2.3.5.1.Well PI.....	78
V.2.3.5.2.Méthode de Vogel.....	78
V.2.3.5.3.Application de la méthode de Vogel pour un skin nul.....	79
V.2.3.5.4.Modification de Standing.....	79
V.2.3.5.5.Méthode de Fetkovich.....	81
V.2.3. 8.Prédiction des futures IPR pour les puits d'huile	81
V.2.3. 8.1.Méthode de standing.....	82
V.2.3. 8.2.Méthode de Fetkovich	82

Partie 3 : Pertes de charge dans le tubing

V.3.1.Introduction	83
V.3.2.La courbe de performance du tubing (Tubing Performance Curves).....	83
V.3.3.Les facteurs affectant le VLP.....	83
V.3.4.Ecoulement monophasique.....	84
V.3.4.1.Equation de conservation de l'énergie.....	84
V.3.5.Ecoulement diphasique.....	86
V.3.5.1.Paramètres descriptifs des écoulements diphasiques	86
V.3.5.2.Configuration de l'écoulement verticale diphasique.....	88
V.3.5.3.Prédiction des pertes de charge en écoulement diphasique.....	89
V.3.5.4.Les différents modèles de l'écoulement multiphasique	90

Chapitre VI : Partie pratique

VI.1. Introduction.....	93
-------------------------	----

VI .2. Etapes et méthodologie du travail	93
VI .2.1. Modélisation et simulation du puits	93
VI .2.2.1. Collecte des données	94
VI .2.2.2. Introduction les données des équipements et du réservoir.....	94
VI .2.2.3. Introduction et calibrage des PVT (Pression, Volume et Température).....	94
VI .2.2.4. Calibrage IPR, VLP.....	94
VI .2.2.5. Reproduction de l'état actuel du puits.....	94
VI .2.2.6. Prédiction des performances du puits par la mise en place d'une pompe ESP ou gas-lift.	94
VI .3. Application.....	94

Partie 1 : étude et optimisation du champ d'El Adab Larache

VI.3.1.1 Modélisation des puits.....	96
--------------------------------------	----

Pour le puits EAL 38	96
-----------------------------------	----

A. Création du modèle physique	96
B. Création du modèle fluide et calibrage des PVT	97
C. Analyse et vérification des données:.....	101
D. Choix des corrélations	102
E. Détermination du point de fonctionnement	104
F. Détermination de l'état actuel du puits.....	104

La modélisation du puits EAL 01	104
--	-----

C. Analyse et vérification des données:.....	106
D. Choix des corrélations	106
E. Détermination du point de fonctionnement	107

VI.3.1.2. Scenario I : L'activation par gas-lift

a. Etude de l'influence du water-cut sur la production avant Gas-lift.....	108
b. Etude de l'influence du GOR sur la production.....	109
c. Etude de l'influence de la pression du réservoir sur la production	110
d. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection	110
e. Détermination de la profondeur d'injection de gaz	116
f. Le design du puits EAL38.....	116
g. Etude de l'influence du le water-cut sur la production après Gas-lift.....	120

VI.3.1.3. Scenario II : activation par la pompe ESP

VI.3.1.3.1.Design de la pompe ESP.....	122
a. première étape : Collecte les données du puits.....	122
b. deuxième étape : Choix de la pompe	122

c. troisième étape : Choix du moteur	124
d. quatrième étape : Choix du câble	125
VI.3.1.3.2.L'influence du changement future des paramètres sur le système.....	128
a. Changement du pourcentage de volume de gaz à l'entrée de la pompe	128
b. Changement de l'indice de productivité IP	129
c. Changement du water –cut après l'installation de la pompe ESP.....	129
d. Changement de la fréquence.....	131

Partie 2 : étude et optimisation du champ de OUAN TAREDERT

VI.3.2.1.Modélisation des puits TRT 01, TRT04, TRT 07.....	133
A. Création du modèle physique	133
B. Création du modèle fluide et calibrage des PVT	134
C. Analyse et vérification des données.....	134
D. Choix des corrélations.....	135
E. Détermination de point de fonctionnement des puits.....	135

VI.3.2.2. Scenario I : L'activation par gas-lift

Pour les puits TRT 01, TRT 07.....	137
a. Etude de l'influence du water cut sur la production avant Gas-lift.....	137
b. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection.....	138
Pour le puits TRT 04.....	142
a. Etude de l'influence du water cut sur la production avant Gas-lift.....	142
b. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection.....	142

VI.3.2.3. Scenario II : activation par la pompe ESP

Point de fonctionnement avec ESP pour TRT 01.....	143
Point de fonctionnement avec ESP pour TRT 04.....	144
Point de fonctionnement avec ESP pour TRT 07.....	144
VI.3.2.4. Conclusion	146

Partie 3 : Etude économique

VI.3.3. 1.Définition de POT (Pay-Out time)	145
VI.3.3.2. Calcul économique pour le gas- lift.....	146
VI.3.3.3 Calcul économique pour la pompe ESP.....	147
VI.3.4. Comparaison des résultats	147
Conclusions et recommandations.....	148

Liste des figures

Figure I.1: Situation géographique du champ d'In Aménas.....	3
Figure I.2: Situation géologique du champ d'In Aménas.....	4
Figure I.3: Situation géologique du gisement d'ELADEB LARACHE.....	6
Figure I.4: Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F4.....	6
Figure I.5: coupe stratigraphique type du réservoir F4.....	9
Figure I.6: Carte isobare du dévonien F4.....	10
Figure I.7: Evolution du pourcentage d'eau en fonction du temps.....	10
Figure I.8: période de production des puits de F6.....	11
Figure I.9: Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F6.....	11
Figure I.10: coupe stratigraphique type du réservoir F6.....	13
Figure I.11: variation de pression de gisement.....	13
Figure I.12: historique de production des puits de F6.....	14
Figure I.13: Présentation du champ Ouan Taredert.....	15
Figure I.14: Permis d'exploitation du champ d'OUAN TAREDERT.....	16
Figure II.1: l'activation par gas-lift	19
Figure II.2: schéma d'une pompe aux tiges (sucker rod pump).....	2
Figure II.3: schéma d'un puits équipé d'une pompe hydraulique à piston.....	23
Figure II.4: schéma d'un puits équipé d'une pompe hydraulique à jet	24
Figure II.5: schéma d'activation par la pompe à cavité progressive	25
Figure II.6: schéma d'un puits équipé d'une pompe ESP	27
Figure III.1: Principe de gaz lift	32
Figure III.2: Un puits dans les conditions dynamiques.....	33
Figure III.3: Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.....	34
Figure III.4: L'activation par Gas-lift continu.....	38
Figure III.5: L'activation par Gas-lift intermittent.....	39
Figure III.6: Les équipements de surface.....	42
Figure III.7: Position des mandrins.....	43
Figure III.8: Les différents types des mandrins.....	44
Figure VI.1 : Equipements d'une pompe ESP.....	46
Figure VI.2: Transformateur.....	46
Figure VI.3 : Switchboard.....	47
Figure VI.4 : Junction Box.....	47
Figure VI.5 : tête de puits.....	47
Figure VI.6 : Câble électrique rond et plat.....	48
Figure VI.7 : Chute de tension.....	49
Figure VI.8 : Pompe ESP.....	49
Figure VI.9 : Rotor et diffuseur d'une pompe ESP.....	50
Figure VI.10 : courbe réelle $H = f(Q)$	50
Figure VI.11 : Courbe de la puissance absorbée $N = f(Q)$	51
Figure VI.12 : Courbe du rendement $\eta = f(Q)$	51
Figure VI.13 : Courbes rassemblées des constructeurs.....	51
Figure VI.14 : Problème de sous et sur dimensionnement d'une pompe ESP.....	52
Figure VI.15: Mixed flow stages.....	53

Figure VI.16:Radial stages.....	53
Figure VI.17 : Dispositif d'aspiration et le séparateur d'une pompe ESP.....	54
Figure VI.18 : Protecteur.....	54
Figure VI.19 : moteur électrique d'une pompe ESP.....	55
Figure VI.20 : Colonne Dynamique Totale	55
Figure VI.21 : Changement de la colonne dynamique totale en fonction du débit.....	56
Figure VI.22 : Détermination de la hauteur d'un étage d'une pompe ESP.....	56
Figure VI.23 : Point de fonctionnement d'une pompe ESP à différentes fréquences.....	56
Figure VI.24 : Organigramme montrant les différentes étapes de design d'une pompe ESP...58	58
Figure VI.25 : courbe de performance de la pompe ESP.....	61
Figure VI.26 : Effet de la viscosité et % du gaz libre sur la performance de la pompe.....	63
Figure VI.27 : Production du gaz libre à travers l'espace annulaire.....	64
Figure V.1.1:Pertes de charge possible dans un système de production.....	67
Figure VI.2 : Profile de la pression de la production.....	68
Figure V.1.3: différentes positions des nœuds.....	69
Figure V.1.4 : point de fonctionnement.....	70
Figure V.1.5 :l'IPR d'un puits.....	72
Figure V.2.1: Organigramme montrant les différents cas de l'application de la loi de darcy..73	73
Figure V.2.2: Effet de l'altération de la perméabilité.....	74
Figure V.2.3: Effet du facteur de skin.....	75
Figure V.2.4:Indice de productivité pour les différents régimes d'écoulement.....	76
Figure V.2.5:courbe d'IPR adimensionnelle de Vogel.....	78
Figure V.2.6: IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé.....	79
Figure V.2.7: Organigramme montrant les différentes applications de la loi de Vogel.....	81
Figure V.3.1: perte de charge dans le système de la production.....	84
Figure V.3.2: Géométrie de l'écoulement.....	85
Figure V.3.3: Configuration de l'écoulement verticale diphasique.....	89
Figure VI.1 : Présentation du puits EAL38.....	95
Figure VI.2 : Présentation du puits EAL01.....	95
Figure VI.3 : Configuration mécanique du puits EAL38.....	96
Figure VI.4 : Configuration mécanique du puits EAL01.....	96
Figure VI.5: Solution Rs du puits EAL38.....	98
Figure VI.6 : Solution Bo du puits EAL38.....	98
Figure VI.7: Solution Rs du puits EAL01.....	99
Figure VI.8 : Solution Bo du puits EAL01.....	99
Figure VI.9:Calibrage des PVT du puits EAL38.....	100
FigureVI.10 :Estimation de la Pression de fond dynamique par la corrélation M-Bd'EAL38.....	101
Figure VI.11 : Matching des corrélations pour le puits EAL38.....	102
Figure VI.12 : Sensibilité avec la corrélation M-B d'EAL38.....	103
Figure VI.13 : Sensibilité avec la corrélation M-B d'EAL38.....	103
Figure VI.14:Point de fonctionnement du puits EAL38.....	104
Figure VI.15: Estimation de la nouvelle Pression de fond dynamique d'EAL 38.....	105
Figure VI.16:Point de fonctionnement actuel du puits d'EAL38.....	105
Figure VI.17: Point de fonctionnement actuel du puits EAL01.....	107
Figure VI.18: Influence de Water Cut sur la production avant injection pour EAL38.....	108

Figure VI.19: Influence de Water Cut sur la production avant injection pour EAL01.....	108
Figure VI.20: Influence de l'augmentation du GOR sur la production de puits EAL38.....	109
Figure VI.21: Influence de l'augmentation du GOR sur la production de puits EAL01.....	109
Figure VI.22 : Introduction des données pour l'obtention de la courbe de Gauss du puitsEAL38.....	111
Figure VI.23: Courbes de Gauss pour le puits EAL38.....	111
Figure VI .24 : Courbes de Gauss pour le puits EAL01.....	112
Figure VI.25 : Courbe du gauss avec la pression d'injection optimale pour EAL38.....	112
Figure VI.26 : Courbe du gauss avec la pression d'injection optimale pour EAL01.....	113
Figure VI.27 : Courbe des bénéfices pour le puits EAL38.....	114
Figure VI .28: Courbe des bénéfices pour le puits EAL01.....	114
Figure VI.29: Sensibilité sur le point d'injection Gas Lift le plus profond pour EAL38.....	116
Figure VI.30 : Résultats du design de puits EAL38.....	117
Figure VI.31 : Positionnement des vannes pour le puits EAL38.....	118
Figure VI. 32 : Point de fonctionnement après gas-lift du puits EAL38.....	118
Figure VI.33:Comparaison entre le débit d'huile avant et après Gas-lift pour EAL38.....	119
Figure VI. 34 : Point de fonctionnement après gas-lift pour le puits EAL01.....	119
Figure VI.35 : Comparaison entre le débit d'huile avant et après Gas-lift pour EAL01.....	120
Figure VI.36 : Effet du water-cut après le gas-lift pour le puits EAL38.....	120
Figure VI.37: Effet du water-cut après le gas-lift pour le puits EAL01.....	121
Figure VI.38:Données de design de la pompe pour le puits EAL38.....	123
Figure VI.39 : Courbes de performance de la pompe D725Npour EAL38.....	123
Figure VI.40: Choix du moteur pour EAL38.....	125
Figure VI.41:Courbes de performance de la pompe ESP du puits EAL38.....	126
Figure VI.42:Courbes de performance de la pompe ESP pour le puits EAL01.....	127
Figure VI.43:Point de fonctionnement du puits EAL38 avec ESP.....	127
Figure VI.44 : Point de fonctionnement du puits EAL01 avec ESP.....	128
Figure VI.45:Pourcentage de gaz en fonction de la profondeur de la pompe pour EAL38....	128
Figure VI .46: Pourcentage de gaz en fonction de la profondeur de la pompe pour EAL01..	129
Figure VI.47: Effet du changement futur de Water-cut sur le puits EAL38.....	130
Figure VI.48 : Effet du changement futur de Water-cut sur le puits EAL01.....	130
Figure VI.49: Effet de changement de la fréquence sur le puits EAL38.....	131
Figure VI.50: Effet de changement de la fréquence sur le puits EAL01.....	131
Figure VI.51: Résultats de l'optimisation du puits EAL38.....	132
Figure VI.52: Résultats de l'optimisation du puits EAL 01.....	133
Figure VI.53:Point de fonctionnement du puits TRT 01.....	135
Figure VI .54: Point de fonctionnement du puits TRT 04.....	136
Figure VI.55:Point de fonctionnement du puits TRT 07.....	136
Figure VI.56: Influence de Water Cut sur la production avant Gas-lift pour TRT01.....	137
Figure VI.57 : Influence de Water-Cut sur la production avant Gas-lift pout TRT07.....	138
Figure VI.58 : Courbe de gauss de puits TRT 01.....	138
Figure VI.59: Courbe de gauss de puits TRT 07.....	139
Figure VI.60: Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT 01.....	140
Figure VI.61: Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT 07.....	140
Figure VI.62: Influence de l'augmentation du Water-Cut sur la production avant Gas-lift...	142
Figure VI.63 : courbe de gauss de puits TRT 04.....	142
Figure VI.64: Le point de fonctionnement après l'installation de la pompe ESP.....	143
Figure VI .65: Le point de fonctionnement après l'installation de la pompe ESP.....	144
Figure VI.66: Le point de fonctionnement après l'installation de la pompe ESP.....	144

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Caractéristiques des fluides	7
Tableau I.2 : Réserves en place du champ d'El Adeb Larache.....	7
Tableau I.3 : Caractéristiques des réservoirs F4 et F6.....	8
Tableau I.4 : Les caractéristiques des fluides.....	16
Tableau I.5 : Réserves en place du champ TRT	17
Tableau I.6 : Caractéristiques des réservoirs.....	17
Tableau II.1 : Comparaison entre les différents modes d'activation suivant le débit.....	28
Tableau II.2 : Comparaison entre les différents modes d'activation suivant l'application technique:.....	28
Tableau II.3 : Efficacité de différents modes d'activation.....	29
Tableau II.4: Comparaison entre le gas-lift et ESP pumps.....	30
Tableau IV.1 : Ampérage du câble.....	48
Tableau V.3.1 : Distribution des composantes de perte de charge dans une conduite	86
Tableau V.3.2 : Corrélations des pertes de charges pour un écoulement diphasique.....	92
Tableau VI.1 : Données jaugeages des puits EAL38 et EAL01.....	97
Tableau VI.2 : Données PVT du puits EAL38 et EAL01..... ;;	97
Tableau VI.3 : Résultats de calibration des PVT pour le puits EAL38.....	98
Tableau VI.4 : Résultats de calibration des PVT pour le puits EAL01.....	99
Tableau VI.5: les corrélations utilisées pour le puits EAL38.....	100
Tableau VI.6 : les corrélations utilisées pour le calibrage du puits EAL 01.....	100
Tableau VI.7: Pression de fond dynamique et Gradient de pression du puits EAL38.....	101
Tableau VI.8 : Résultats d'IPR/VLP pour le puits EAL38.....	104
Tableau VI.9 : Données de jaugeages du puits EAL38 (08/12/2015).....	104
Tableau VI.10 : Comparaison des résultats du puits EAL38.....	106
Tableau VI.11 : Données de l'inflow pour le puits EAL 01.....	106
Tableau VI.12 : Données nécessaire pour la construction de la courbe de Gauss.....	110
Tableau VI.13 : Résultats avec l'optimum technique pour le puits EAL38.....	113
Tableau VI.14 : Résultats avec l'optimum technique pour le puits EAL01.....	113
Tableau VI.15 : Résultats de l'optimum économique pour EAL38.....	115
Tableau VI.16 : Résultats de l'optimum économique pour EAL01.....	115
Tableau VI.17 : Comparaison entre l'optimum technique et économique pour le puits EAL38.....	115
Tableau VI.18 : Comparaison entre l'optimum technique et économique pour le puits EAL01.....	115
Tableau VI.19 : Effet du water cut après gas-lift pour EAL38.....	121

Tableau VI.20 : Effet du water cut après gas-lift pour EAL01.....	121
Tableau VI.21 : Paramètres de la pompe ESP pour le puits EAL 38.....	124
Tableau VI.22 : Paramètres de la pompe ESP pour le puits EAL01.....	124
Tableau VI.23 : Choix de moteur de la pompe D725Npour EAL38.....	125
Tableau VI.24 : Choix de moteur de la pompe D1400Npour EAL01.....	125
Tableau VI.25 : Choix du câble de la pompe D725Npour le puits EAL38.....	126
Tableau VI.26 : Choix du câble de la pompe D1400Npour le puits EAL01.....	126
Tableau VI.27 : Résultats de l'effet de Water-Cut sur le débit de production de EAL38.....	130
Tableau VI.28 : Effet de changement de la fréquence sur le débit de production de EAL38....	131
Tableau VI.29 : Effet de changement de la fréquence sur le débit de production.....	132
Tableau VI.30 : Résultats de l'optimisation du puits EAL38.....	132
Tableau VI.31 : Résultats de l'optimisation du puits EAL01.....	132
Tableau VI. 32 : Données de complétion des puits.....	133
Tableau VI. 33 : Données de jaugeage des puits.....	134
Tableau VI.34 : Données des tests d'AMERADA.....	134
Tableau VI.35 : Estimation de Pfd par la corrélation d'H – B.....	134
Tableau VI.36 : AOFD des puits.....	135
Tableau VI.37 : Résultats d'IPR/VLP pour les puits.....	137
Tableau VI.38 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit du puits TRT 01.....	140
Tableau VI.39 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT	141
Tableau VI.40 : Candidature du puits TRT 01 pour le gas-lift selon le Water-Cut.....	141
Tableau VI.41 : Candidature du puits TRT 07 pour le gas-lift selon le Water-Cut.....	141
Tableau VI.42 : la candidature du puits TRT 04 pour le gas-lift selon le Water-Cut.....	143
Tableau VI.43 : Résultats de l'optimisation des puits TRT.....	145
Tableau VI.44 : Gain des puits EAL 38 etEAL01 avec ESP et gas-lift.....	145
Tableau VI. 45 : Cout des équipements de gas-lift.....	146
Tableau VI.46 : POT des puits EAL 38et EAL 01 pour le Gas-lift.....	146
Tableau VI.47 : Cout des opérations d'une pompe ESP.....	147
Tableau VI.48 : POT d'une pompe ESP.....	147

Liste des abréviations

GL: Gas Lift.	-
ESP: Electro Submersible Pump.	-
PCP: Progressive cavity pumping -PCP.	-
GLR: Gas Liquid Ratio.	-
GLRt: Total Gas Liquid Ratio.	-
Qgaz : débit de gaz injecté	(m ³ /j)
GLR économique : economic Gas Liquid Ratio.	-
GOR: gas oil ration	(m ³ / m ³)
OD : diamètre extérieur	(in)
Pr : pression de réservoir	(psig)
VSD: Variable Speed Drive.	-
VFG: Variable Frequency Generator.	-
VSG: Variable Speed Generator.	-
IPR: inflow performance relationship	-
Pfd: pression du fond du puits	(psig)
Pb : pression du bulle	(psig)
PI : l'index de la productivité	(m ³ /j.bar)
Qo : débit d'huile	(m ³ /j)
Bo : Facteur de volume de liquide	(bbl/STB)
Bg : Facteur de formation volume gaz	(bbl/STB)
RS : Gas dissout dans l'huile	(m ³ /m ³)
Vtg : Le volume total de gaz	(mcf)
Vs : Le volume de gaz dans la solution	(mcf)
Vof : Le volume d'huile à la pompe	(mcf)
Vgf : Le volume de gaz à la pompe	(mcf)
Vt : Le volume de fluide total	(mcf)
TDH : la colonne Dynamique Totale	(feet)
Hd : La distance entre le niveau dynamique et la tête du puits.	-
N : nombre d'étage.	-
H : hauteur d'un étage	(m)
BHP : la puissance	(hp)
ΔP : perte de charge	(psi)
Z=le facteur de Compressibilité de gaz.	-
P tête : pression de tête	(psi)
VLP : vertical lift performance.	-
Pws : la pression de fond statique	(psig)
S : Le skin d'endommagement.	-
k : Perméabilité du milieu poreux	(md)
v : Vitesse apparente du fluide	(feet/s)

μ : Viscosité du milieu	(cp)
$\frac{dP}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement	(psi/feet)
A : section de passage de fluide	(cm ²)
Θ : angle d'inclinaison	(degré)
r_e : Rayon de drainage du puits	(ft)
r_w : Rayon du puits	(ft)
k_0 : la perméabilité effective de l'huile	(md)
K_{ro} : la perméabilité relative de l'huile	(md)
$q_{0(max)}$: Le débit maximum	(bbl/d)
FE : Flow Efficiency.	-
C : coefficient d'écoulement.	-
n : exposant dépendant des caractéristiques du puits.	-
WOR : water oil ratio.	-
u = énergie interne.	-
γ_g :gas Specific gravity	-
N1: vitesse de pompe	(tr/mn)
P_{in} : pression a l'aspiration (Intake)	(barg)
PV =énergie de détente ou de compression	-
H_L : hold up.	-
ρ : la masse volumique de fluide	(kg/m ³)
dl : Surface de contact	(m)
dP : Gradient de pression	(Psi)
dV : Variation de la vitesse	(m/s ²)
g : Constante de gravité	(m/s ²)
T=la température	(F)
API : Densité d'huile.	-
Q_w : Débit eau	(m ³ /j)
Q_g : Débit gaz	(m ³ /j)
V : Vitesse de fluide	(m ² /s)
TRT: OUAN TAREDERT	-
EAL: EL ADEB LARACHE.	-
POT: Pay-Out time.	-

Introduction

Les réserves récupérables de pétrole dans le monde dites conventionnelles sont estimées à environ 10 000 milliards de barils. Ce chiffre est à comparer aux quelques 4 500 à 5 000 milliards de barils restant dans les gisements qui ont été découverts. Il signifie que les trois quart des ressources encore disponible ne seront probablement pas ramenées à la surface. Elles resteront enfouies dans le sous-sol, si l'on n'arrive pas à modifier les conditions actuelles de la production.

Le taux de récupération varie d'un gisement à l'autre. Il dépend notamment de la configuration du réservoir (hétérogénéités, propriétés des roches) et des caractéristiques de l'huile en place, qui est plus ou moins fluide. En tenant compte du pétrole déjà produit dans les gisements connus (910 milliards de barils), ce taux peut atteindre une valeur de 35%.

Augmenter le taux de récupération serait un moyen d'accroître la production de manière plus rapide, plus sûr, et sans doute moins onéreuse que de lancer de nouvelles compagnes d'exploration.

Le taux de récupération constitue lui-même un gisement supplémentaire, extrêmement prometteur. C'est la raison pour laquelle les centres de recherches scientifique consacrent, depuis longtemps, une large part de ces recherches à cette question. Améliorer le taux de récupération passe par la mise en œuvre de techniques diverses, allant d'une implantation optimale des puits à la bonne gestion de la production sur toute la durée de vie de gisement, en passant par divers procédés tels que l'injection d'eau, de gaz, des polymères, WAG et l'injection SWAG afin de maximiser l'extraction du brut.

L'amélioration de la production d'un puits peut être faite par deux moyens de traitement :

A-Contrainte du réservoir : Différentes méthodes de récupération des hydrocarbures (récupérations, La récupération primaire, secondaire et tertiaire), stimulation du réservoir (fracturation, acidification...).

B-Contrainte du puits : Artificial-Lift ou l'activation des puits :

Dans ce mémoire, nous nous intéressons à l'activation des puits (**la catégorie B**) qui concerne principalement les puits producteurs d'huile, elle s'impose lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

Dans le monde, l'activation des puits est réalisée sous deux formes de procédés :

- Relevage mécanique des fluides par **pompage**
- Allègement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou **Gas-Lift**

L'objectif global de ce travail consiste à identifier les puits candidats à l'activation pour le champ d'EL Adeb Larache ainsi que le champ TRT sachant que Les méthodes d'activation proposées dans cette étude sont le Gas-lift et les pompes électriques immergées. Ensuite on va faire une optimisation des paramètres et le design des puits candidats pour chaque mode d'activation en utilisant le logiciel « PIPESIM ». Pour finir, on va déterminer l'apport et l'efficacité par puits qui nous permettent de choisir le mode d'activation qui lui correspond le mieux. Ce choix se base sur le côté économique.

Donc, le problème qui se pose c'est de déterminer le mode d'activation adéquat pour les puits candidats, est ce que c'est le Gas-lift ou bien les pompes électriques immergées ?

Pour répondre à cette question, une étude est structurée en six chapitres. Le premier est consacré à la présentation du champ d'Adeb Larache et TRT du point de vue géologique, géographique et un aperçu sur les caractéristiques des réservoirs. Dans le second chapitre on va aborder les différents modes d'activation, le principe de chaque mode, ses avantages et ses inconvénients et on terminera ce chapitre par une comparaison entre ces différents modes.

Dans le troisième chapitre, on détaillera la technique de gas-lift où on va développer son principe de fonctionnement et son application, ses principaux paramètres et limitation.

Le quatrième chapitre discute le principe des pompes électriques immergées, ses équipements de surface et de fond, les problèmes rencontrés par ces pompes. Ainsi que les étapes suivies pour réaliser le design de ces dernières.

Dans le cinquième chapitre on présentera la théorie de l'analyse nodale, les différents modèles utilisés pour le calcul des pertes de charge dans le réservoir pour la construction des courbes IPR et les différentes corrélations employées pour le calcul des pertes de charge dans le tubing afin de construire les courbes VLP.

Dans le dernier chapitre, on va traiter la partie de modélisation et la candidature des cinq puits par le software (PIPESIM 2009), ensuite la partie de la création du design GL et de la pompe ESP. On terminera notre travail par une étude économique comparative entre ces deux modes qui va nous permettre de faire un choix d'activation.

On va terminer ce mémoire par une conclusion générale et quelques recommandations.

I.1. Historique du champ d'In-Amenas

Le champ d'In-Amenas a été édifié dans les années soixante ; suite à la découverte historique des gisements d'hydrocarbures en **1956** dans son secteur EST.

La première découverte pétrolière au sud Algérien était le 28 Février 1956 avec le forage du puits EDJELEH 101(DL101). Elle représente la deuxième zone d'exploitation pétrolière en Algérie avec une capacité de production d'environ **5000 m³ /jour**.

I.2. Situation du champ d'In-Amenas

I.2.1. Situation géographique

Du point de vue coordonné géographiques, la région d'In-Amenas est limitée :

- **Au Nord** par la parallèle 28° 28' selon l'axe (d'Est en Ouest) Ouan-Taradjeli Touraine, Irlalene, West-Ihansatene et Tihigaline .
- **Au Sud** par la parallèle 26°30' selon l'alignement des petites structures, d'Est en Ouest : Amenaned, In-Teria, Tin-Mezoratine, Assekaifaf, Tihigaline et Le Couloir.
- **A l'Est** par la frontière Algéro-lybienne au niveau du méridien 10°.
- **A l'Ouest** par le méridien 8° passant par l'Erg Issaouane.

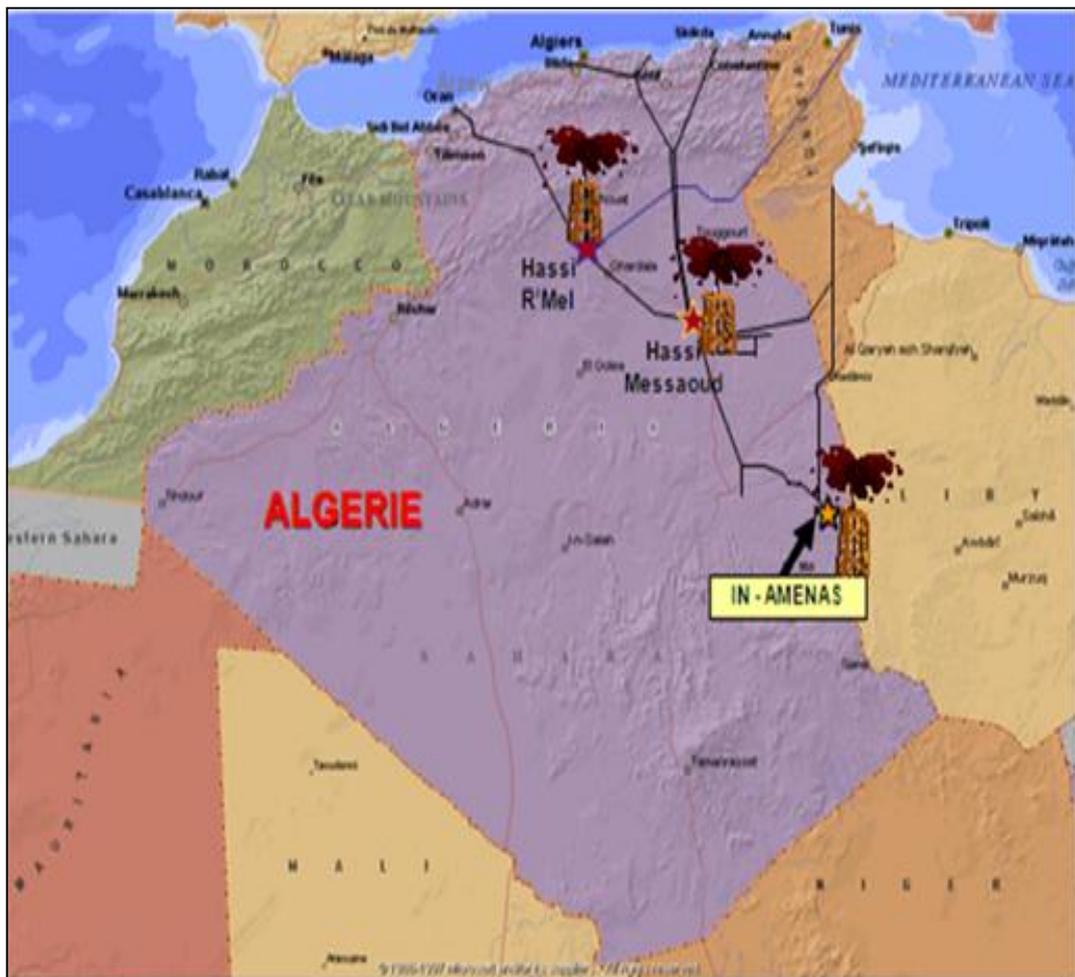


Figure I.1 : Situation géographique du champ d'In Aménas.

I.2.2. Situation géologique

Le champ d'In Aménas est situé dans le sud Algérien à **1600 km** d'Alger, à **730 km** au sud de Hassi Massoud à la frontière Libyenne, au centre de ce qu'on appelle le bassin d'Illizi à **240 km** de chef-lieu Illizi .

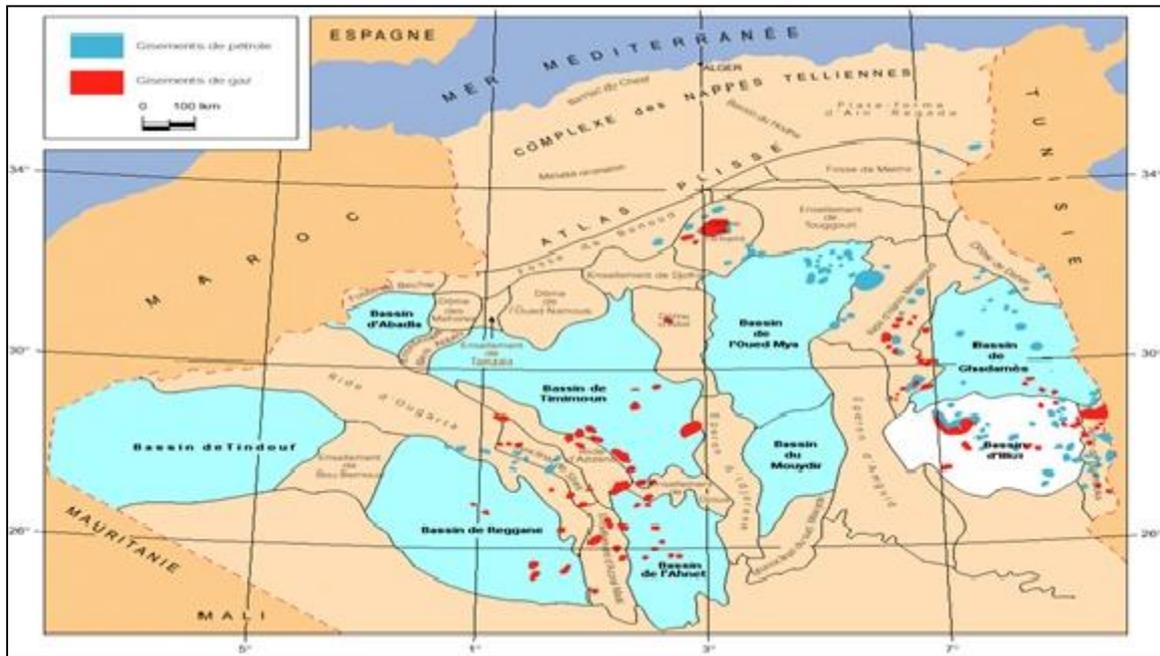


Figure I.2 : Situation géologique du champ d'In Aménas

I.3. Le Système pétrolier du champs d'In Aménas

I.3. 1. Roches mères

Les roches mères existantes dans le bassin d'Illizi sont des argiles à graptolites du silurien, ont actuellement atteint un maximum de subsidence d'environ 5400m à partir de la surface, la température est d'environ 180°C à cette profondeur.

Les principales roches mères du bassin (Silurien et Dévonien) sont en cours de génération d'huile et de gaz humide dans tout le bassin.

La phase de génération du gaz sec et de destruction de l'huile par « Cracking » n'est pas encore achevée.

Les deux principales roches mères sont actuellement presque dans la phase principale de génération d'huile.

Dans les dépôts du bassin de Ghadamès et d'Illizi, les argiles à graptolites avaient commencé à générer de l'huile durant le Carbonifère.

Donc, les principales roches mères sont constituées par les argiles du Gothlandien dont l'épaisseur Varie de 250 à 400m. Les argiles de l'Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifère ont également des caractéristiques de roches mères, mais elles sont de moindre importance.

I.3.2. Roches réservoirs

Les réservoirs à hydrocarbures sont de type gréseux ou sableux tels que :

- Les grès et grès quartzitiques de l'Ordovicien.
- Les grès du réservoir Devono-Gothlandien (F6).
- Les réservoirs gréseux du Dévonien (F5, F4 et F2).
- Les niveaux gréseux du Carbonifère (D6, D4, D2, B4) mais leurs réserves sont moins importantes que celles des réservoirs Dévoniens.

I.3.3. Roches couvertures

Les roches couvertures sont constituées par les argiles du gothlandien pour les réservoirs Cambro-ordoviciens et les séries argileuses intercalées entre les réservoirs Dévonien et Carbonifère.

I.4. La stratigraphie

La stratigraphie du permis In Aménas est essentiellement représentée par une épaisse série Paléozoïque qui repose sur le socle métamorphique.

- **Le Mésozoïque** : 500 m d'argilo – gréseux formant la série de Zarzaitine.
- **Le Carbonifère** : 1350 m englobant la série de Tiguentourine, le calcaire et argilo – calcaires du Westphalien et les alternances argilo - gréseuses avec les séries des réservoirs B8, B12, D0 à D8 du Viséen.
- **Dévonien** : 420 m formés par le réservoir F2, F4, F5 et F6 séparés par des séries argileuses.
- **Silurien** : 370m d'argiles noires feuilletés, le Silurien supérieur est à dominance gréseuse et constitue la partie inférieure du réservoir F6 d'âge Siluro – Dévonien.
- **Le Cambro – Ordovicien** : supérieur à 200 m de grés et d'argiles.

I.5. Présentation du champ d'El Adeb Larache

La structure d'El Adeb Larache est située entre les parallèles 27°20' et 27°30' N, et les méridiens 8°45' et 8°55' E, à 90 km au Sud du gisement d'In Aménas et au Sud-ouest de l'Erg Bourahret et à 40 km du gisement de Tiguentourine, à environ 20 km du Nord-est du champ d'Assekaifaf Nord (**voir figure I.4**).

Ce champ a été découvert en Septembre 1958 par le forage du puits (EAL-1) sur une structure anticlinale confirmée par sismique, cette structure est représentée au niveau du réservoir Dévonien F4 par un anticlinal d'axe Ouest-Nord-Ouest, Est-Sud-est, faiblement dissymétrique et limité à l'Ouest par une faille séparant le puits EAL-2 de l'ensemble du champ.

Le Dévonien F4, F5 et F6 sont les principaux réservoirs producteur du champ, le F4 et F5 possèdent des gaz caps importants, les réserves en place sont :

- Le F4 : $16,27 * 10^6 \text{ m}^3$ (meilleure caractéristique pétrophysiques).
- Le F5 : $0,23 * 10^6 \text{ m}^3$
- Le F6 : $93,60 * 10^6 \text{ m}^3$

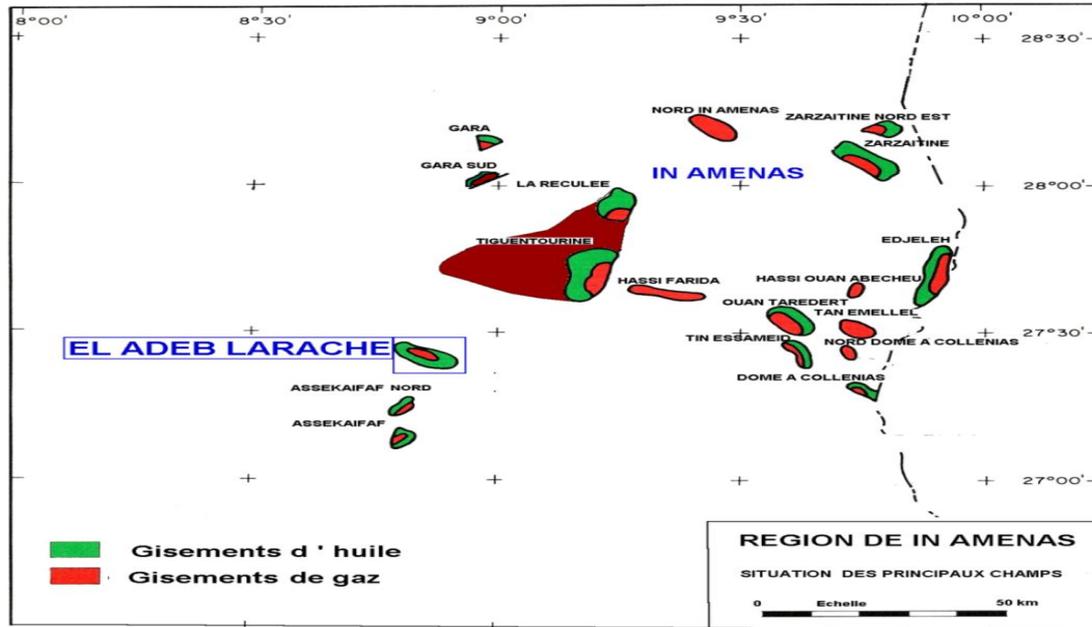


Figure I.3 : Situation géologique du gisement d'EL Adeb Larache

I.6. Données du champ d'El Adeb Larache

I.6.1. Position des puits

Jusqu'au 31 Décembre 2014, un total de 40 puits ont été forés dans la structure d'El Adeb Larache .la position des puits est indiquée dans la (Figure I.4) Le puits EAL-31 situé au Nord-Ouest du puits EAL-2 n'est pas représenté.

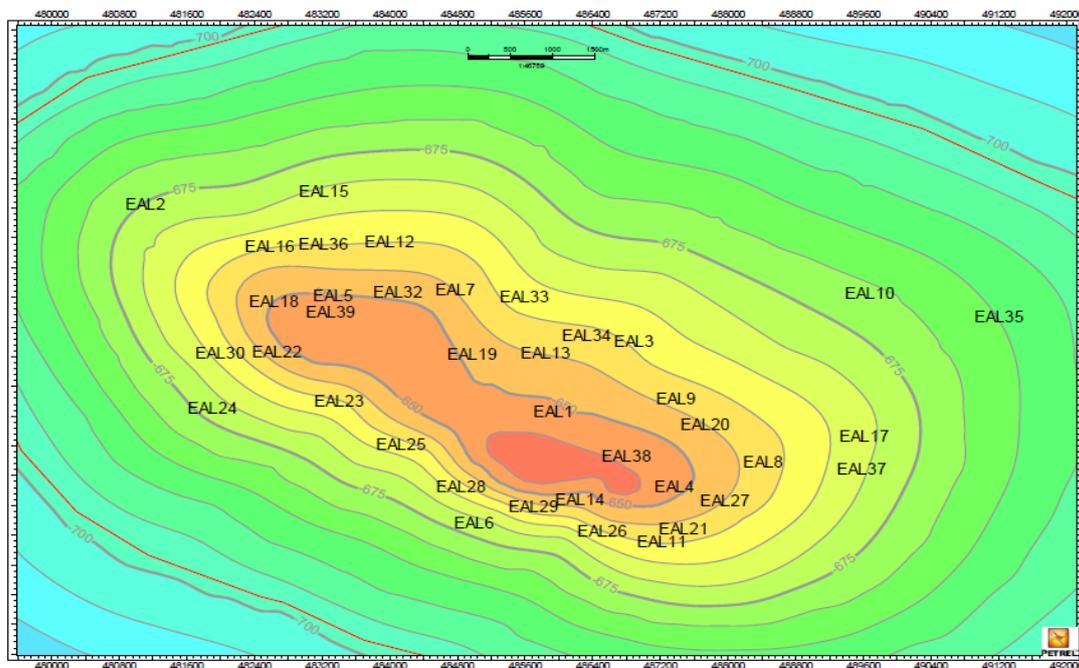


Figure I.4 : Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F4 et position des puits

I.6.2. Caractéristiques des fluides

Les caractéristiques des hydrocarbures sont les suivantes :

Tableau I.1 : Caractéristiques des fluides

caractéristique	F4	F6
Pression initiale (kg/cm ²)	121.8	130.2
Pression de saturation (kg/cm ²)	121.5	96.5
Viscosité de l'huile. Cp	0.402	0.48
GOR de dissolution à l'origine. m ³ / m ³	116.4	78.2
F.V.F initiale d'huile	1.3737	1.279
Température initiale. (C ⁰)	73	72

L'huile des niveaux F4 et F5 est saturée, elle est comprise entre un dôme de gaz et un aquifère ; l'épaisseur de l'anneau d'huile est de 15 m dans le F4 et de 3, 5 m dans le F5. L'huile du F6 est sous-saturée et seul un aquifère sous-jacent est en contact avec cette huile.

- La surface du dôme de gaz est de 15 km², la viscosité du gaz à l'origine est de 0.0152 cp et le FVF initial Bg = 0.0862 m³/ sm³ pour le réservoir dévonien F4.
- La salinité de l'eau recueillie dans le F4 en cours des DST varie suivant les puits de 15 à 37 g/l

I.6.3. Réserves

Les réserves d'huiles en place sont représentées dans le tableau suivant

Tableau I.2 : Réserves en place du champ d'El Adeb Larache

réservoirs	Réserves en place		Réserves récupérables		Coefficient de récupération
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ T	10 ⁶ m ³	10 ⁶ T	
F4	26.5	21.3	11.5	9.3	43.3
F6	100	80	0.055	0.045	0.055
F5	Non estimées				

I.6.4. Caractéristiques des réservoirs

Les caractéristiques du réservoir retenues dans les différents bancs sont celles qui figurent dans le rapport C.R.E.F.S. Ce sont des valeurs moyennes établies à partir des résultats des logs fondamentaux de chaque puits, Les caractéristiques des réservoirs sont les suivantes :

Tableau I.3 : Caractéristiques des réservoirs F4 et F6

caractéristique	F4	F6
Profondeur moyenne (m)	1250	1350
Pression initiales (kg/cm ²)	121.6	130.2
Pression de bulle (kg/cm ²)	121.55	96.5
Température (C ⁰)	73	78.2
Epaisseur totale (m)	30	3.5 à 28
Epaisseur utile (m)	11.6	7
Porosité (°/°)	20	13
Perméabilité moyenne (md)	140	0 à 30
Saturation en eau (°/°)	33 à 42	40

I.6.4.1. Description du réservoir Dévonien F4

Le réservoir producteur est essentiellement au niveau du Dévonien F4, sa profondeur moyenne est d'environ 1250 mètre.

Au niveau du toit du réservoir F4, la surface de la zone imprégnée d'huile est d'environ 30 Km², tandis que la surface du dôme de gaz est d'environ 15 Km².

Ce réservoir contient huit (8) bancs plus au moins gréseux répertoriés : **A, B, C, D, E1, E2, E3 et F**, d'environ 70 m d'épaisseur et varie de 65 m (EAL-2) à 78 m (EAL-26). Il est formé de deux parties :

- ✚ **F4 supérieur** (40 m) regroupe les bancs : **A, B, C et D**, constituée de grès fin et d'argile noir.
- ✚ **F4 inférieur** (25 m) regroupe les bancs : **E1, E2, E3 et F** constituée de grès moyens friable.

Le dévonien **F4** d'El Adeb Larache contenant une couche d'huile (se situe dans la partie inférieure), surmonté d'un gaz cap (localisé dans la partie supérieur), sa partie supérieure présente de mauvaise qualité de réservoir avec 12 à 20 % de porosité et perméabilité moyenne de 0,5 md (varie de 0,1 à 10 md).

La division du réservoir F4 en bancs E1, E2 et E3 ne semble pas s'imposer en ce qui concerne le comportement du réservoir. En effet, la sédimentation argilo-gréseuse et peu régulière, ce qui rend les corrélations de puits à puits souvent douteuse. Les différents bancs que l'on peut mettre en évidence au droit de chaque puits ne présente pas de continuité. Seule la base du niveau E3 apparait de façon nette sur tous les puits. Le toit du niveau E1 par contre est rarement défini de façon précise.

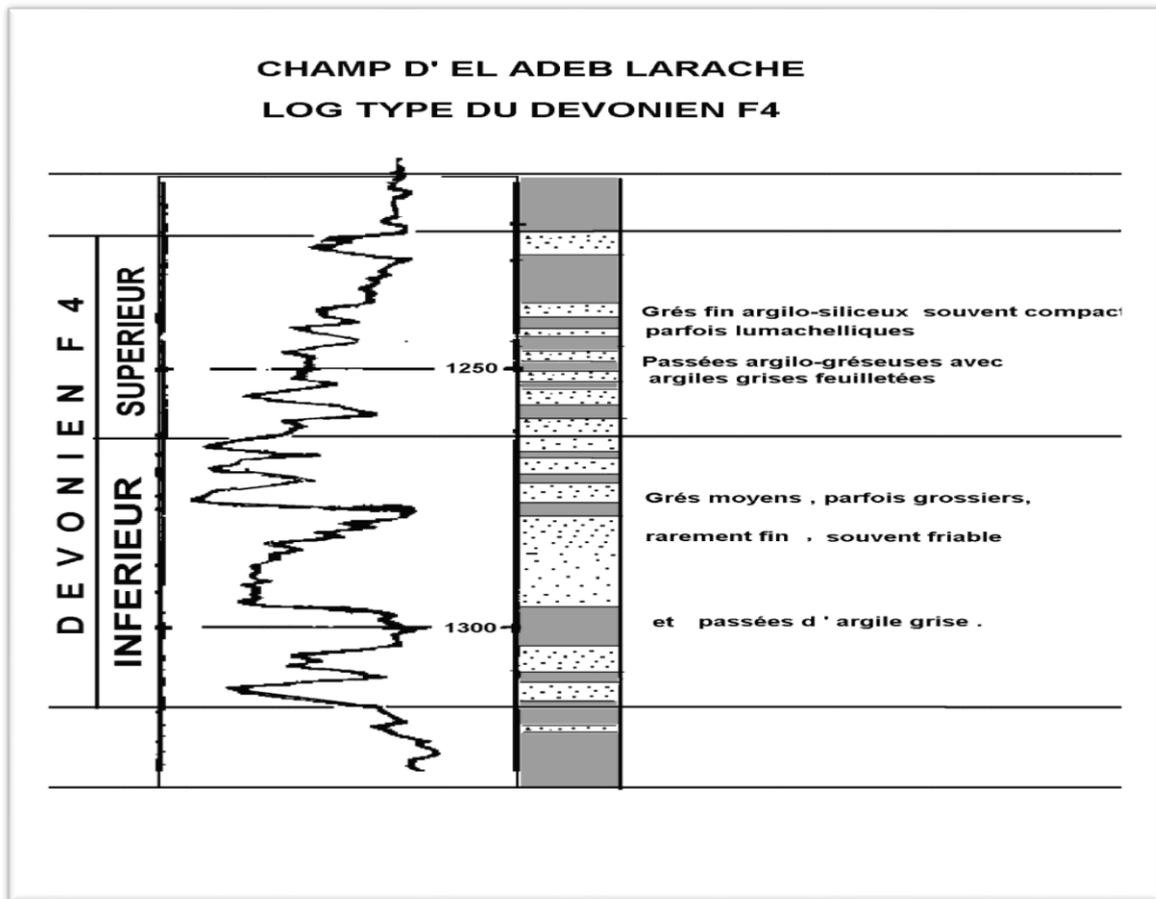


Figure I.5 : Coupe stratigraphique type du réservoir F4

- **Position initiale des contacts des fluides**

- a. **Contact gaz-huile**

Le contact gaz-huile (GOC) est situé à la cote -698 m /NM ; cette valeur est en accord avec les résultats de la plupart des essais effectués dans les sondages.

- b. **Contact huile-eau**

Le contact huile-eau (WOC) a été pris à -714 m/NM en accord avec l'estimation des volumes d'hydrocarbures en place. Cette valeur est peut-être légèrement optimiste en ce qui concerne les puits du flanc Sud de la structure mais correcte pour ceux du flanc Nord, car la cote de ce contact se situe entre -712 m/NM et -714 m/NM suivant les puits.

- **Etat de développement du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F4 :**

- Jusqu'au 31/12/2014, 40 puits ont été forés dans la structure d'El Adeb Larache (30 puits ont produit dans le réservoir Dévonien F4).
- **Le 11/11/2011** le champ a été fermé, suite à la fermeture de tous les puits producteurs d'huile.
- La production cumulée d'huile au 31 Décembre 2014 est de 9.063 106 m³, soit 7.3 106 T, représentant 34.2 % des RPL.

- **Pression du gisement :** Une campagne de mesure de pressions statiques (24 heures) a été réalisée sur 6 puits, durant le mois de Septembre de l'année 2014 pour le Dévonien F4. La pression initiale du réservoir est de 121.55 kg/cm², pour l'année 2014 elle est de 107.1 kg/cm² très stable par rapport à l'année 2013, suite à la fermeture du gisement en Novembre 2011. La figure ci-dessous montre la distribution de la pression statique (isobare).

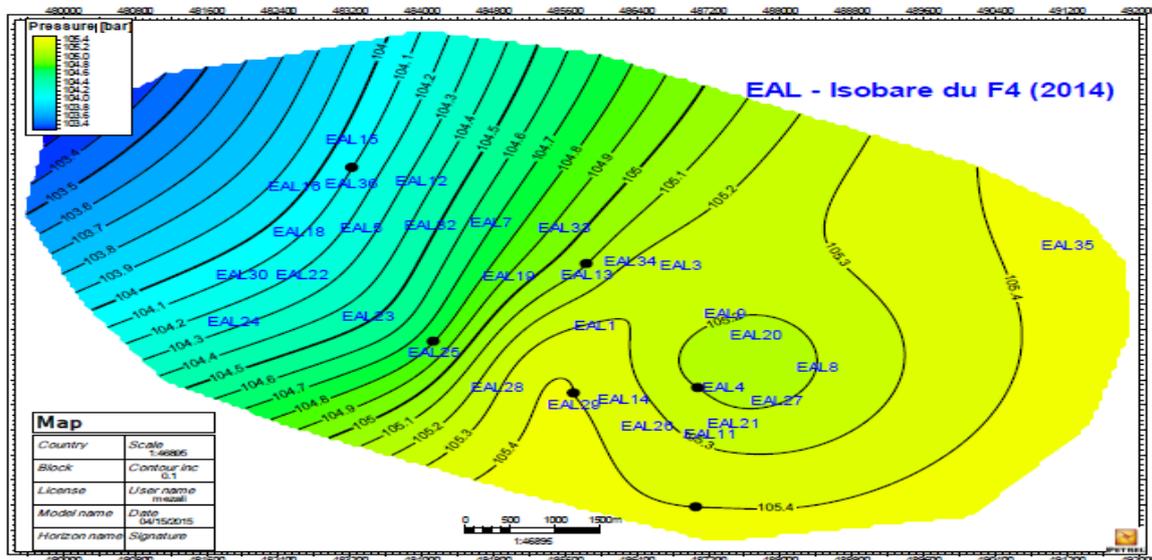


Figure I.6 : Carte isobare du dévonien F4.

- **Causes de fermeture des puits :** Un fort pourcentage d'eau atteignant les 80% dû à un aquifère actif, comme le montre le graphe ci-dessous

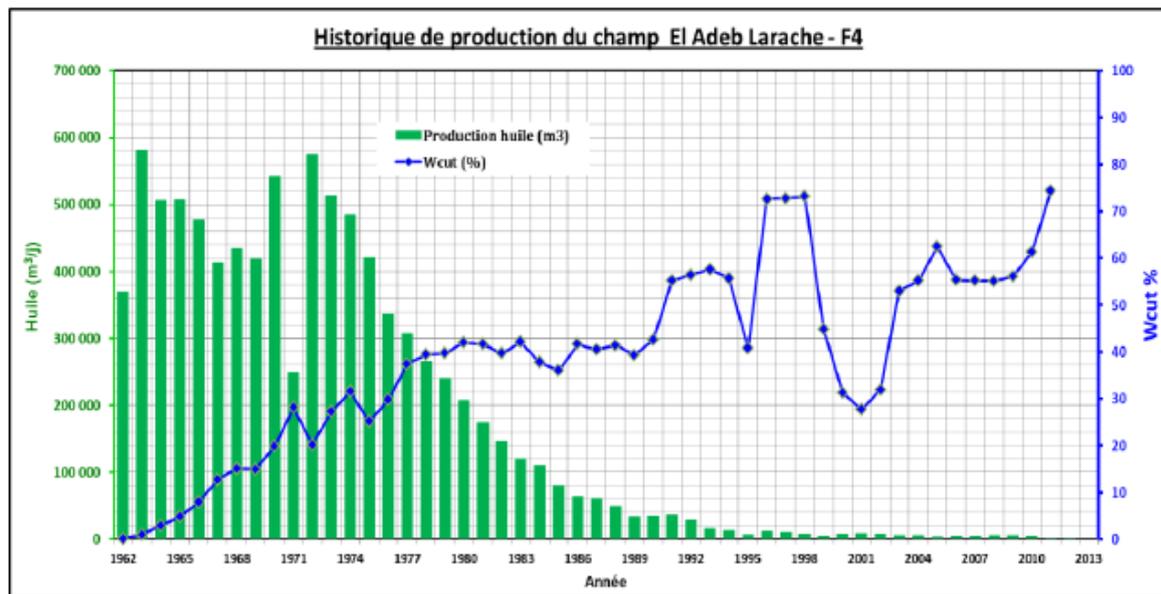


Figure I.7 : Evolution du pourcentage d'eau en fonction du temps.

I.6.4.2. Description du réservoir Dévonien F6

- **Historique du gisement F6**
 - 23 puits ont été forés et ont atteint le F6 dont deux seulement l'ont complètement traversé (EAL1 et EAL31). A cause des mauvaises qualités du réservoir, treize puits seulement ont été perforés et mis en production.

Ces puits ont produit pendant des périodes variables mais souvent courtes.

- Pour la mise en production le réservoir F6, sept puits ont été acidifiés et fracturés (EAL6, 9, 11, 14, 15, 17, 24).
- En mai 1970 le dévonien F6 a été fermé. Il a été rouvert en 1988 par la mise en production d'un seul puits (EAL39), nouvellement foré.
- En décembre 1984, EAL38 a été foré, la stimulation prévue du puits n'a pas pu être réalisée ; vu l'état de la cimentation du tubage de production.
- En janvier 2001, le dévonien F6 a été fermé à cause de la faible productivité.
- Réouverture du champ après le forage d'EAL-39 et EAL-38
- Le réservoir est fermé depuis le 16/07/2011

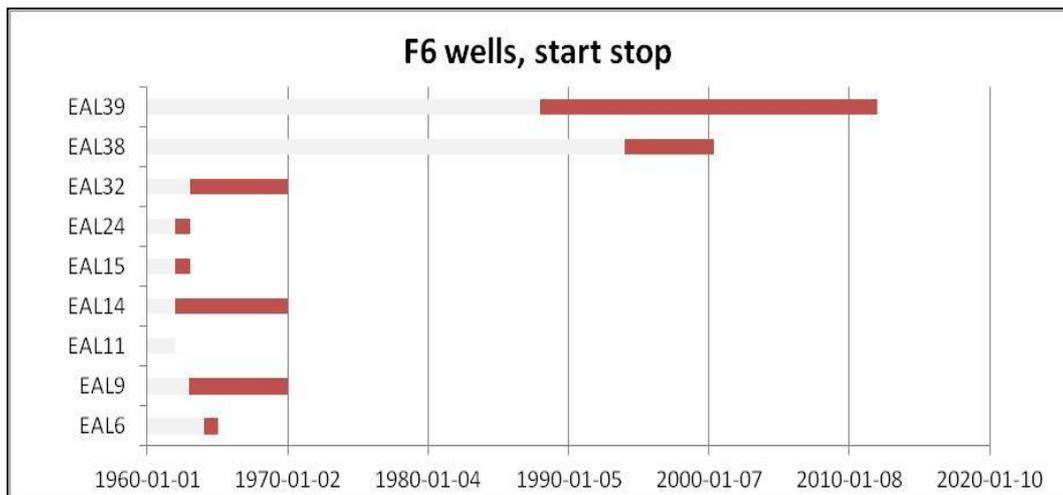


Figure I.8 : Période de production des puits de F6

• Aspect structurale

Le Dévonien F6 est un réservoir producteur d'huile de la structure d'El Adeb Larache. Comme l'indique la figure représentant les isobathes au toit du réservoir F6 qui se trouve ci-dessous, l'aspect de la structure est une anticlinale d'orientation NO – SE, d'une surface de 120 km², sa profondeur moyenne est d'environ 1350 mètres.

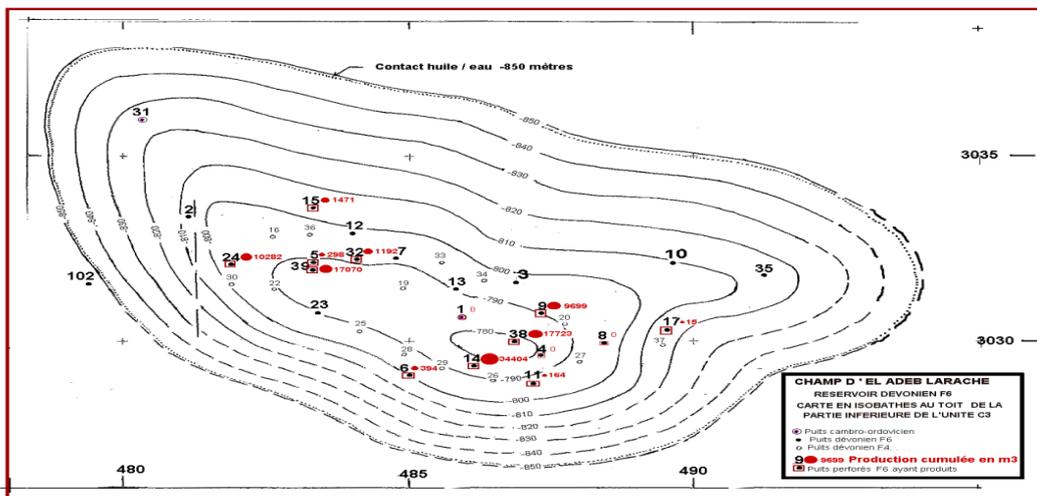


Figure I.9 : Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F6

- **Aspect stratigraphique**

Le réservoir F6 est constitué par un ensemble lenticulaire de grés argileux à ciment siliceux. Les variations dans la teneur en ciment argileux-siliceux des lentilles gréseuses expliquent la difficulté des corrélations et la répartition variable des volumes imprègnés d'hydrocarbures sur la hauteur du réservoir.

L'étude présente se limite aux 3 premières unités du F6 définies par :

Unité I-C3 : On peut distinguer 3 ensembles dans l'unité I repérables en diagraphies :

- **Ensemble supérieur** : prédominance de grés-argileux ou de grés fin à fines laminaires argileuses ; la base peut être marquée par une passée argilo-gréseuse.
- **Ensemble moyen** : c'est un ensemble gréseux assez monotone, coupé de quelques petites passées argileuses noires, ou argilo-gréseuse.
- **ensemble inférieur** : zone de passage unité I – unité II, Sa composition est plus hétérogène, et varie très notablement d'un sondage à l'autre, l'épaisseur de cette première passée évoquant l'unité II.

Elle est caractérisée par les propriétés suivantes :

- ✚ Porosité variant de 7 à 14 %.
- ✚ Perméabilité variant de 0.2 à 3 m d.
- ✚ Présence de fractures.

Unité II -C2 : puissance 40.5m à EAL 31 ,42.5m à EAL1, >64m à EAL15.

Alternance de grés fins à moyens silico-argileux, et d'argiles.

Cette unité est caractérisée par les propriétés suivantes :

- ✚ Porosité variant de 12 à 16 %.
- ✚ Perméabilité variant de 1 à 120 m d.

Le volume d'huile en place contenu dans les deux unités productrices (C3 et C2) est estimé à $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, considérant les paramètres moyens du réservoir :

- Hauteur utile..... 26 m.
- Porosité 13 %.
- Saturation en eau..... 40 %.
- Contact huile/Eau - 850 m. Nm

Unité III-C1 : puissance ELA 31 : 17.5m. Ce sont les grés d'Ohanet. Il s'agit d'une formation homogène dans son ensemble, sans aucune passée argileuse ou argilo-gréseuse. Le grés est hétérogène, fin à grossier, avec des lits obliques grossiers à graviers de quartz, donnant des pentes sédimentaires. C'est un bon réservoir, envahi d'eau douce à EL ADEB LARACHE

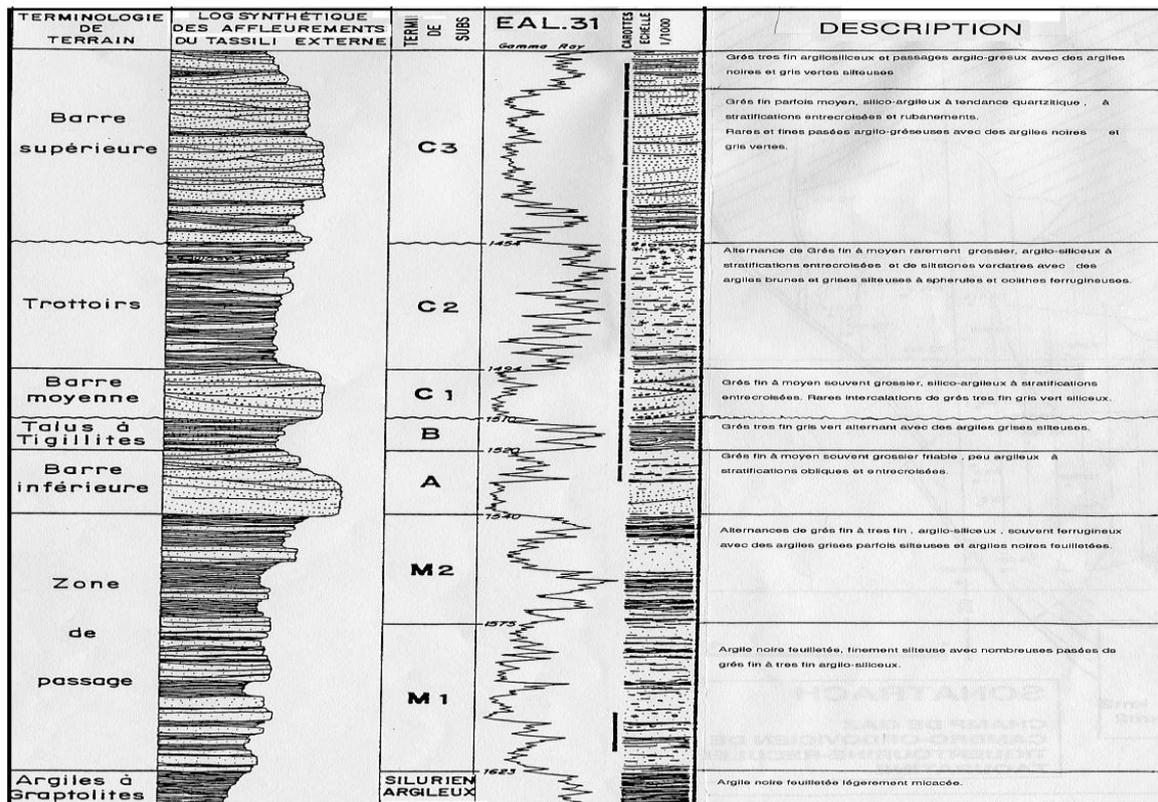


Figure I.10 : Coupe stratigraphique type du réservoir F6

- **Pression du gisement :** la figure ci-dessous montre que le Dévonien f6 est caractérisé par un faible déclin de la pression de réservoir est ça due à la présence d'un Water-drive peu actif.

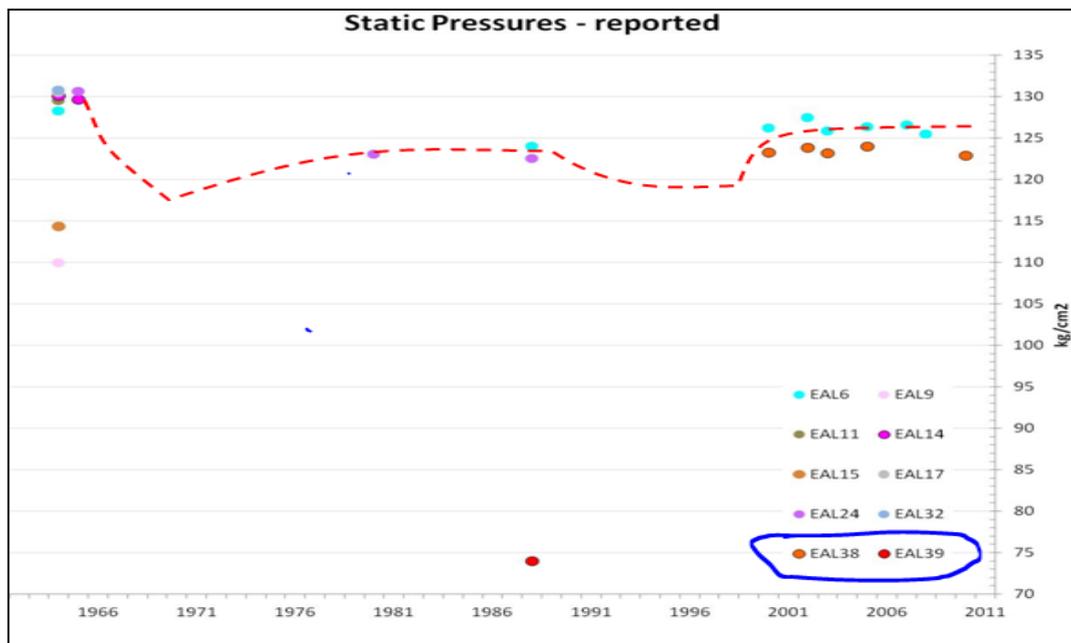


Figure I.11 : Variation de pression de gisement

- **Historique de production**

Le réservoir F6 a commencé de débité à partir de 1962 jusqu'au 1971 avec une fluctuation du volume d'eau et une faible variation de GOR. Ensuite il été fermé jusqu' au 1988 cette période été caractérisé par un fort GOR et un faible Water-cut et une production d'huile n'est pas très importante. Ensuite il est fermé jusqu'à présent depuis 2011 (Voir Figure).

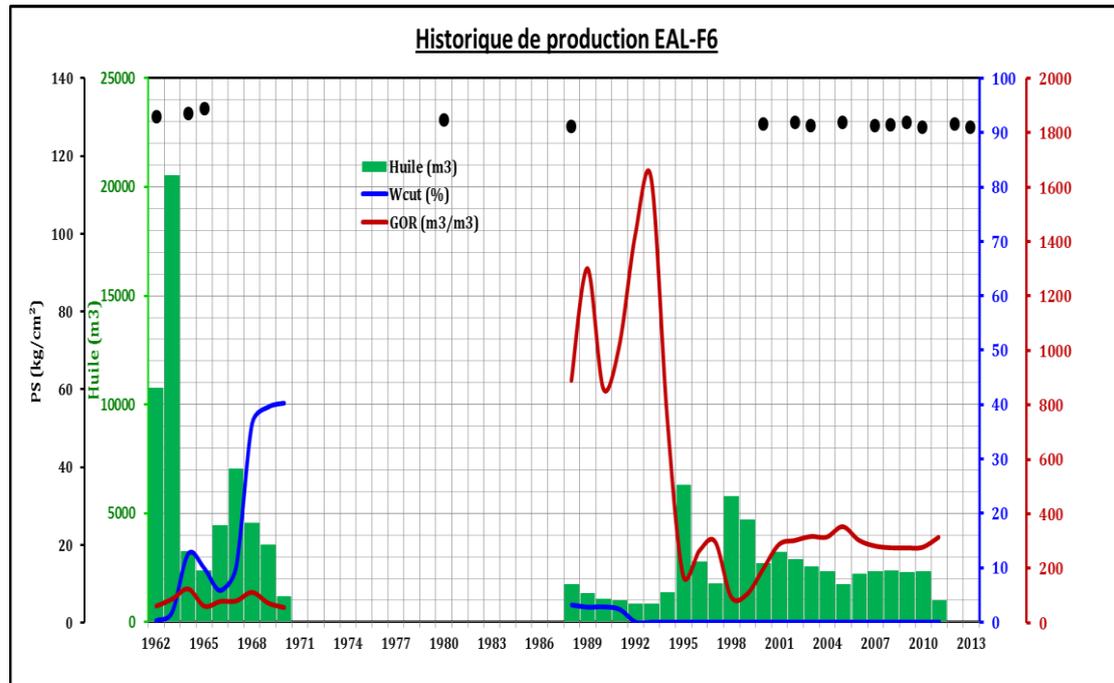


Figure I.12 : Historique de production des puits de F6

I.7. Présentation du champ Ouan Taredert (TRT)

Le champ d'Ouan Taredert est situé dans la partie Sud-Est du bassin d'Illizi et fait partie du Block 241. Il est localisé sur le haut fond de Tihemboka. 116 Km au SE d'IN-AMÉNAS 46 km au SSE d'EDJELEH (Voir la Figure) .Sa structure est située à 10 Km environ au Nord-Ouest du gisement de DOME A COLLENIAS.D'une superficie d'environ 15 km², cette structure apparaît en surface dans une échancrure de l'erg Bourahret ; elle a été localisée à partir d'une étude géologique de surface et confirmée par gravimétrie. C'est un anticlinal très dissymétrique d'axe NW-SE ; le flanc Ouest présente des pendages a 20à 25, tandis que le flanc Est n'a que 3 de pendage moyen.

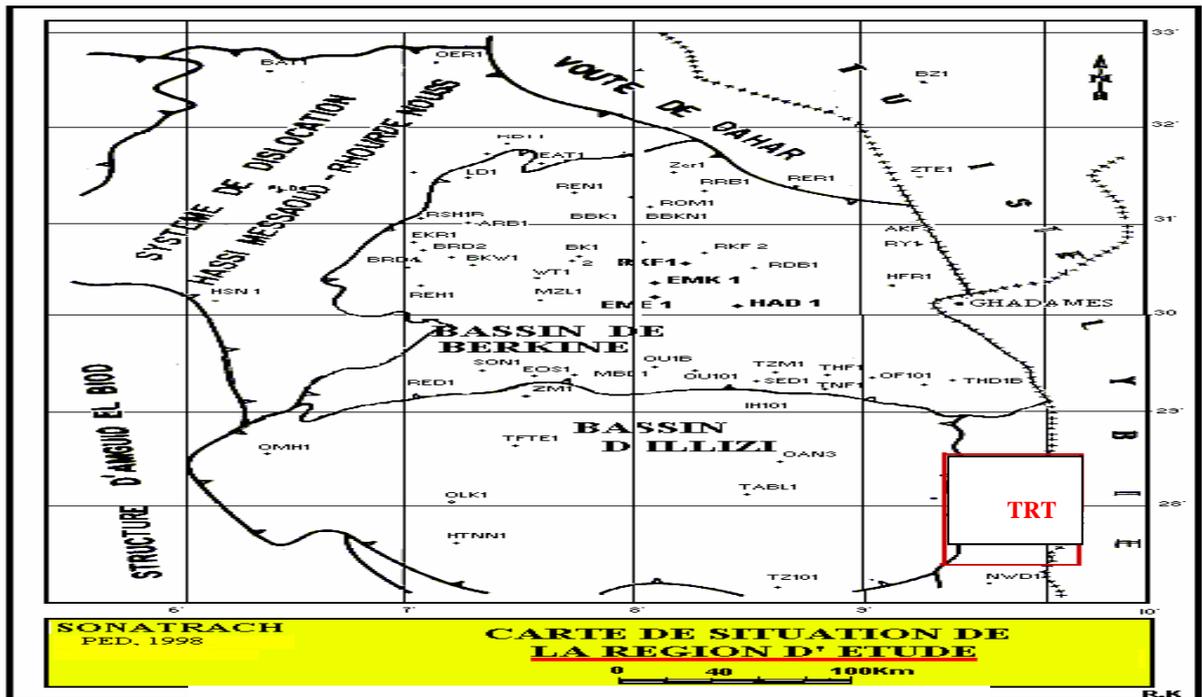


Figure I.13 : Présentation du champ Ouan Taredert

Le gisement d'huile saturé avec gas-cap du Cambro-ordovicien a été découvert en Décembre 1958 avec le forage du TRT1, le Cambro-ordovicien est le seul réservoir mis en production. Ouverte dans le Carbonifère, la série présente de huit en bas ; Sa mise en exploitation a débuté en 1964 ; outre le Cambro-ordovicien à la base, les principaux réservoirs suivants :

- Carbonifère
 - B4 } Mauvaises caractéristiques de réservoir
 - B6 }
 - B8 } Aquifère
 - B10 } Mauvaises caractéristique de réservoir
 - B11 }
 - B12 }
 - D0 } Gazéifiée
 - D2 }
 - Dévonien
 - D4 } Mauvaises caractéristique de réservoir
 - D6 }
 - F2 } Gazéifiée
 - F4 } Gazéifiée et indices d'huile
 - F5 } Contenant de l'huile et du gaz
 - F6 } Mauvaises caractéristiques de réservoir

Seul le gisement Cambro-ordovicien (C-O) a produit de l'huile avec une production d'huile cumulée de 312.2 Mm³.

Sept puits ont été forés sur la structure, dont six atteint le Cambro-ordovicien, quatre puits ont été mis en production et trois encore producteurs (TRT01.4 et 7).

La production a débuté de manière régulière en 1964 ; son rythme maximum (84 m³ ST/j) a été atteint en 1967 après la mise en production de TRT07 en juin 1966.

Le périmètre d'exploitation du gisement d'Ouan Taredert intitulé "Périmètre de Ouan Taredert", est défini par les points (1 à 12). La superficie demandée de ce périmètre d'exploitation est de 85.15 km².

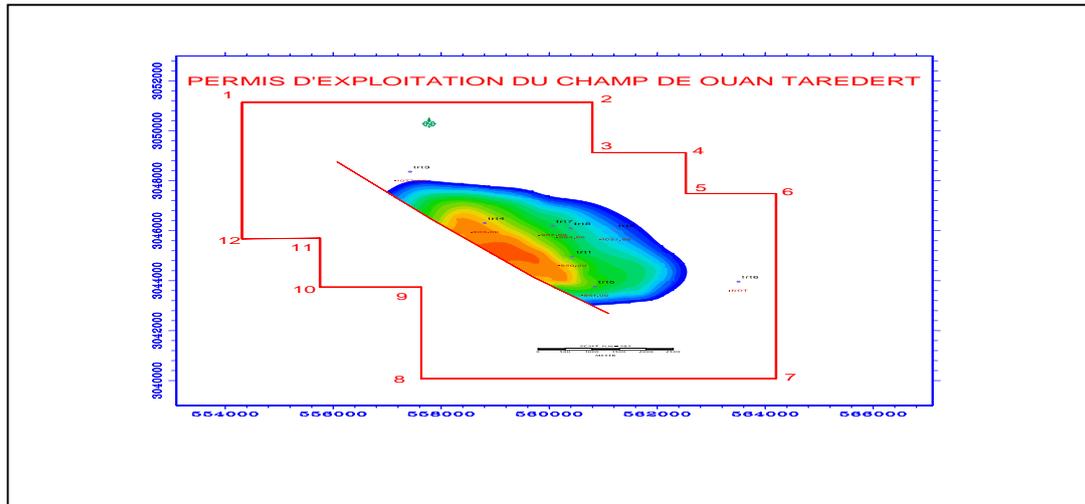


Figure I.14: Permis d'exploitation du champ d'OUAN TAREDERT

I.8.Données du champ d'OUAN TAREDERT

I.8.1.Profondeur moyenne des réservoirs

- F5 : 1000m
- Cambro ordovicien : 1500 m

I.8.2.Position initiale des contacts des fluides

- F5 : Contact gaz-huile entre -418 et -480m/NM
Contact huile –eau -513+- 4m/NM
- Cambro ordovicien : Contact gas-huile -964 m/NM
Contact huile –eau -1002m/NM

I.8.3.Caractéristiques des fluides

Les caractéristiques des hydrocarbures sont les suivantes :

Tableau I.4 : Caractéristiques des fluides

Caractéristique	F5	Cambro ordovicien
Cote de référence (m/NM)	420	959
Pression initiale (kg/cm ²)	95	152
Densité de l'huile	0.81	0.814
GOR de dissolution m ³ / m ³	65116.4	87.9
F.V.F d'huile m ³ fond/ ST m ³	1.1	1.3325
Eau salée g/l	39 à 80	80 à 100
Température C ⁰	65	95

I.8.4. Volume du gas-cap

- F5 : m=5.1 par rapport au volume d'huile prouvé.
m=2.1 par rapport au volume d'huile totale (prouvé + possible).
- Cambro ordovicien : m= 1 par rapport au volume d'huile prouvé.
m= 0.6 par rapport au volume d'huile totale (prouvé + possible).

I.8.5. Réserves

Les réserves d'huiles en place sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau I.5 : Réserves en place du champ TRT

Réservoir	Unité	Prouvé (10 ⁶ m ³)	Possible (10 ⁶ m ³)	Prouvé+ Possible (10 ⁶ m ³)
F5		1.77	5	6.77
Cambro ordovicien	Unité II	1.9	-	1.9
	Unité IV	1.3	1.7	3
	Total	3.2	1.7	4.9
Ensemble du champ		4.97	6.7	11.67

I.8.6. Caractéristiques des réservoirs

Les caractéristiques du réservoir proviennent de la dernière note C.R.E.F.S. Cette caractéristique, bonne au top de la structure (TRT1, TRT4, TRT5). Les caractéristiques des réservoirs sont les suivantes :

Tableau I.6 : Caractéristiques des réservoirs

Caractéristique	F5	Cambro ordovicien
Pression de bulle (kg/cm ²)	95	152
Epaisseur totale (m)	13.5	19
Epaisseur utile (m)	2.7	5
Porosité (°/°)	20 à 21	9
Perméabilité moyenne (md)	200 à 250	10 à 800
Saturation en eau (°/°)	35	16

I.8.6.1. Description du réservoir Cambro ordovicien

Ce réservoir atteint par 6 des 7 puits implantés sur le champ est le seul mis en exploitation depuis Octobre 1964.

- **Données structurales**

La structure au niveau du réservoir Cambro ordovicien a sensiblement la même allure qu'au niveau du dévonien F5 (voir annexe).

- **Données stratigraphiques**

La série stratigraphique comprend les termes classiques pour la région. Soit de haut en bas :

-Zone radioactive du Gothlandien	
-Unité IV Grès compacts	Zone A
-Argiles gréseuses compactes	Zone B
-Grès de Taredert (Réservoir)	
-Discordance de ravinement	Zone C
-Unité II Grès à ciment siliceux Réservoir Grès arkosiques et argileux	Zone D

- **Evolution de la pression statique depuis l'origine de l'exploitation**

Cambro ordovicien : chute de pression d'environ 1.5 kg/cm^2 au 1.1.1967

- **Mécanisme de drainage**

Cambro ordovicien : Water-drive actif, gas-cap et expansion des gaz dissous de moindre influence.

- **Etat de développement du gisement d'OUAN TAREDERT Cambro ordovicien**

-Jusqu'au 06/08/1966, 7 puits ont été forés dans la structure de d'OUAN TAREDERT après l'arrêt de TRT5 (3 puits ont actuellement produit dans le réservoir Cambro ordovicien).

-Une augmentation constatée en 1966 et 1967 est due à la mise en production du puits TRT07. -La production cumulée d'huile du stock s'élevait au 1.1.1969 à 110.149.5 m³, représentant 3.4 % des RPL.

II.1.Introduction

Dans le passé, les méthodes de récupération assistée étaient rarement prises en compte dès le début du développement d'un champ. Il y avait une frontière bien définie entre la phase de déplétion naturelle et la phase avec récupération assistée. De nos jours, il est devenu rare d'avoir à développer des champs géants à haut indice de productivité car ce sont plutôt des champs complexes aux réserves marginales qui sont mis en production. Il est donc impératif de prévoir un soutirage artificiel dès le début du schéma de développement d'un champ.

Il existe deux procédés principalement d'activation qui sont :

- Méthodes Artificiel Lift par **Gas-lift** (GL).
- Méthodes Artificiel Lift par **pompage** : divisé en quatre types
 - 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).

II.2.L'objectif de l'activation des puits

L'activation des puits consiste à réduire la contre pression de la colonne du fluide par conséquent on aura les fluides de réservoir qui peuvent s'écouler jusqu'au fond de puits.

Donc l'activation sert à :

- Compenser l'effet du déclin de la pression du réservoir
- Compenser l'effet d'augmentation du water-cut ou GLR dans les puits d'huile ou du gaz
- Vaincre les pertes de charge dues aux frottements associés à la production des bruts visqueux, ou à la production avec des forts débits à travers les restrictions.
- Démarrer les puits.
- réduire l'effet de retour des fluides dans le puits à la suite de la baisse de la pression de la tête du puits.

II.3.Le gas-lift

Le gas-lift est un moyen d'activation des puits très populaire. L'effet de soutirage est obtenu en injectant du gaz au bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz qui réduit la densité de la colonne de fluide dans le tubing, nécessite un conduit de la surface jusqu'au point d'injection. Ce conduit peut être un petit tube concentrique, un tube parallèle ou l'annulaire entre le tubing et le casing.

Une autre manière de définir le gas-lift est de le considérer comme un moyen d'amener de l'énergie en fond de puits et de le transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface.

Le gaz peut être injecté **en continu** ou par **bouchons** à forte pression. Cette dernière méthode appelée 'gas-lift intermittent' est particulièrement adaptée aux réservoirs fortement déplétés ou à faible productivité.

Le gas-lift est utilisé pour :

- Augmenter la production des puits éruptifs
- Produire des puits qui ne produisent pas naturellement
- Démarrer des puits morts (kick off dead wells)
- Nettoyer des puits injecteurs (back flush injection Wells)

La grosse amélioration des techniques de gas-lift apparut avec la mise au point des premières vanes de décharge (Unloading valves) vers 1930. Ces vanes sont utilisées lorsque la pression du gaz d'injection n'est pas assez forte pour amener le gaz à une profondeur suffisante. Le positionnement de ces vanes dans la complétion et leur tarage sont des étapes très importantes de la conception d'une installation de gas-lift.

Ce positionnement est définitif et toute modification nécessite une reprise (Work over) coûteuse. Ce sera le cas, par exemple, si le premier mandrin est placé trop bas et rend le démarrage difficile voire impossible. De même, un positionnement trop haut du dernier mandrin réduit fortement la production du puits.

Par contre, le tarage des vanes est facile à modifier si les vanes sont récupérables au câble (wireline retrievable), ce qui est souvent le cas. Une erreur de tarage peut se traduire par une perte de production et il importe de la détecter rapidement.

En injectant, généralement par l'annulaire, du gaz dans le tubing (en quantité suffisante et suffisamment bas), on allège l'effluent dans le tubing et on diminue donc ainsi la contrepression hydrostatique du fluide qui s'exerce sur le gisement.

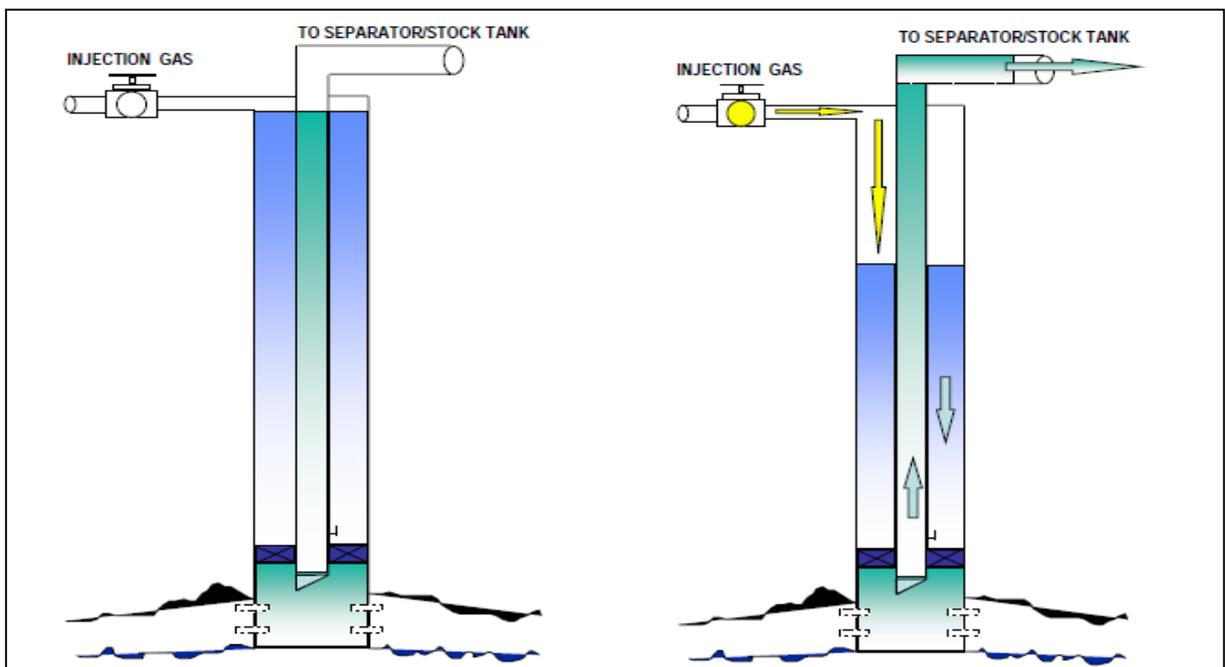


Figure II.1 : Activation par gas-lift

Avantages

- flexibilité
- investissement faible pour l'équipement du puits
- adaptation sur puits déviés
- possibilité de présence de sable
- matériel réduit sur le puits en surface
- interventions légères sur les puits
- possibilité de traitement
- utilisation possible du gaz produit sur place

Inconvénient

- nécessité d'une source de gaz
- importance des installations de surface (compresseurs GL)
- sensibilité du procédé à la pression en tête de puits
- problèmes d'hydrates
- rendement faible (10 à 30%)

II.4.Pompage

Les pompes sont des appareils qui génèrent une différence de pression entre les tubulures d'entrée et de sortie. Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide, de l'énergie potentielle (par accroissement de la pression en aval) soit de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide. Ainsi, on peut vouloir augmenter le débit (accroissement de l'énergie cinétique) ou /et augmenter la pression (accroissement d'énergie potentielle) pour des fluides gazeux, liquide, visqueux, très visqueux...

Dans le tubing, et au moins à une profondeur telle que le fluide puisse y arriver de lui-même, on place une pompe qui fournit au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement.

II.4.1.Les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps)

C'est le type de pompage le plus ancien et le plus répandu actuellement, cette méthode est utilisée principalement dans les puits d'huile peu profonds à Moyen-profondeur ($h < 10.000$ pieds (3048 m)).

Une pompe chasse le fluide qui est dans le tubing vers la surface. Dans sa forme la plus simple, elle consiste en un corps de pompe (ou cylindre) suspendu au tubing à sa base se trouve un clapet à bille « le clapet de pied » (ou clapet fixe), tandis qu'un deuxième clapet à bille « le clapet mobile » se trouve à l'intérieur du piston, le piston est actionné de haut en bas et réciproquement dans le corps de pompe par un train de tiges de pompage formé de tiges d'acier vissées les unes au bout des autres et rattaché en surface, après avoir traversé le presse-étoupe de la tête de puits grâce à une tige polie, à l'unité de pompage, en surface, l'unité de pompage fournit, grâce à un moteur et un système bielle-manivelle, le mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage et donc à la pompe.

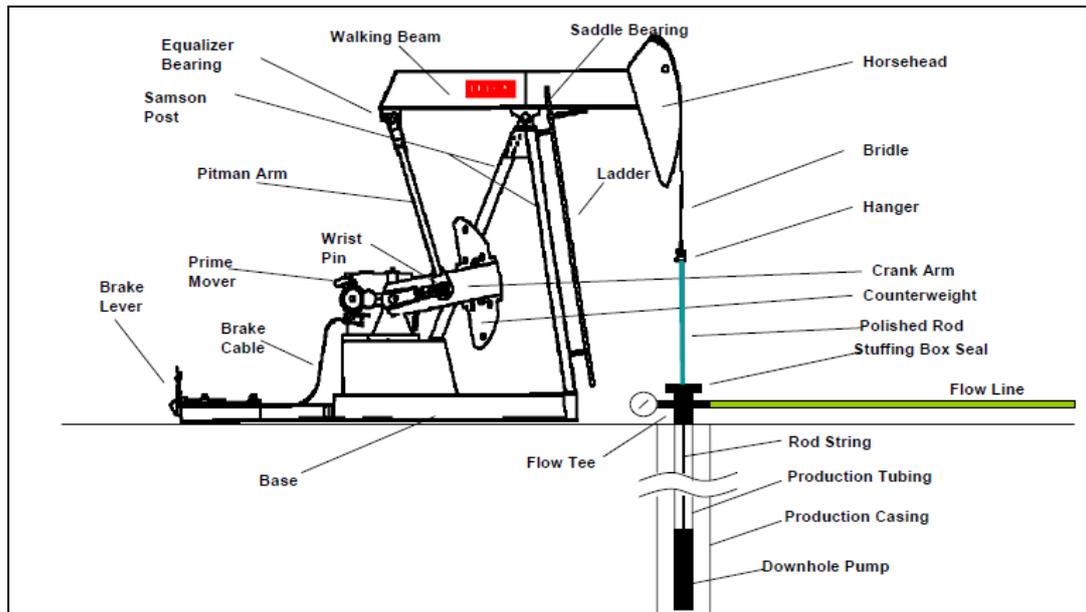


Figure II.2 : Schéma d'une pompe aux tiges (sucker rod pump)

Avantages

- La capacité de pompage peut facilement être modifiée pour tenir compte les variations de la performance des puits.
- Elle est utilisée pour environ de 80% des puits en on shore.
- C'est une méthode économique.
- Pas d'influence de gaz sur la pompe.
- Elle peut être utilisée pour n'importe quelles conditions existant dans les puits ; donc elle peut être installée jusqu'à la mort du puits.
- Meilleur pour les huiles lourdes

Inconvénients

- Efficacité limitée, l'entretien est très délicat et applicable seulement pour les puits verticaux.
- limitation des profondeurs et de déviation des puits.
- sensible à la présence du sable et du gaz
- Rendement volumétrique réduit dans les puits a GOR élevés.
- Coût d'investissement initial élevé pour les pompes à grandes capacités.

II.4.2. Les pompes hydrauliques (Hydraulic Pumps)

➤ **La pompe hydraulique à piston**

Une pompe de surface permet d'envoyer par un tubing d'alimentation, l'huile motrice dans un moteur à piston double effet situé en fond de puits ; un tiroir permet d'envoyer cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre moteur. Le piston moteur est couplé au piston double effet de la pompe. Le fluide moteur et l'effluent produit remontent généralement ensemble par un même tubing de production (concentrique ou tubing d'alimentation) ou éventuellement par des conduits séparés.

Quand le fluide moteur et l'effluent produit sont mélangés à la remontée, on prélève une partie de l'huile dans le bac de stockage pour la réinjecter dans le circuit moteur.

On peut ainsi produire de quelques mètres cubes à plus de 300 m³/j jusqu'à des profondeurs pouvant dépasser 4 000 m. Pour cela, on utilise généralement un débit de fluide moteur de 1,5 à deux fois le débit produit et une pression de fluide moteur de quelques dizaines à quelques centaines de bars.

La pompe peut, selon les cas, être remontée par circulation inverse ou au bout du tubing d'alimentation.

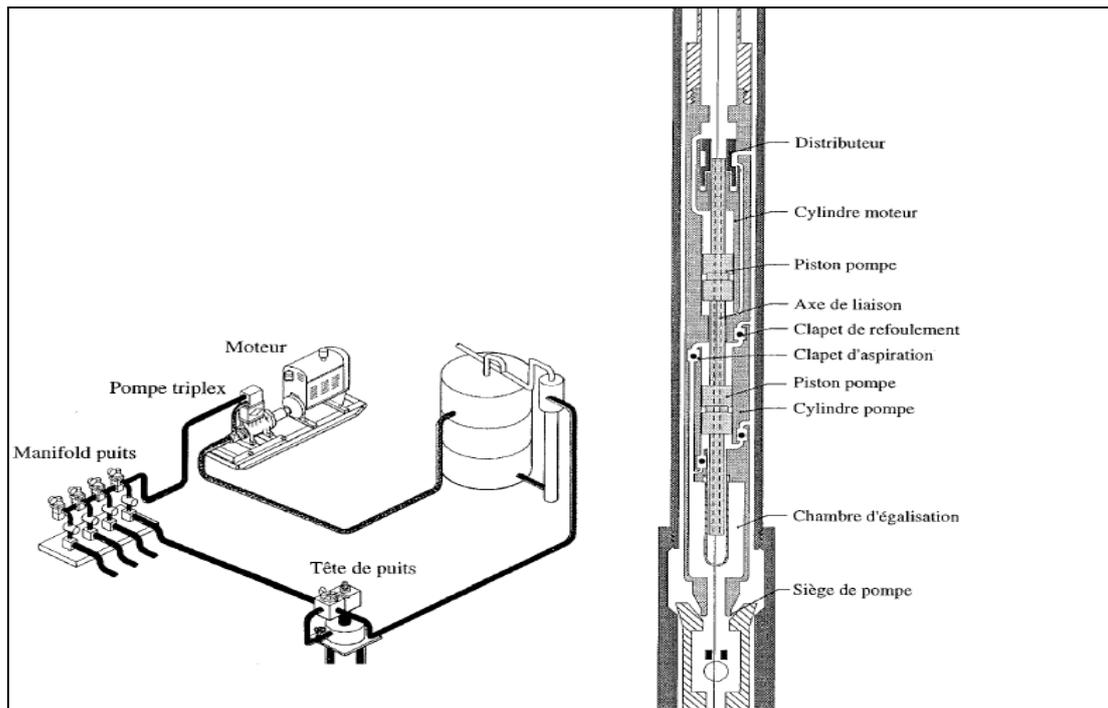


Figure II.3 : Schéma d'un puits équipé d'une pompe hydraulique à piston

Avantages

- la possibilité de soulever de gros volumes à des grandes profondeurs.
- Compatible avec les déviations du puits.
- les paramètres de fonctionnement peuvent être facilement changés.
- la possibilité d'utiliser le gaz, diesel ou de l'électricité.

Inconvénients

- Huile comme un fluide de puissance peut causer un risque d'incendie.
- La nécessité des grands volumes d'huile.
- Non compatible avec les solides.
- Coût d'exploitation peut être élevé.

➤ **La pompe hydraulique à jet**

Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une duse débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.

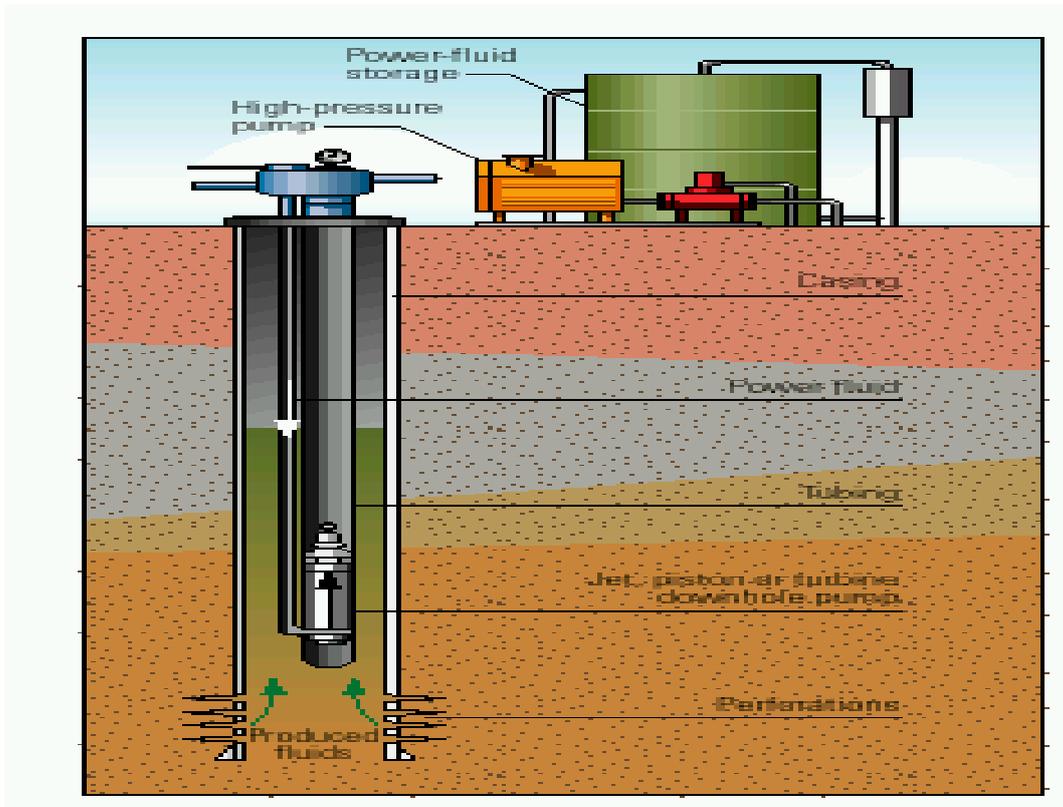


Figure II.4 : Schéma d'un puits équipé d'une pompe hydraulique à jet

Avantages

- le tubing et les équipements de fond restent propres.
- L'eau peut être utilisée comme un fluide moteur (power fluid)
- Les traitements pour la corrosion ou l'émulsion sont faciles à appliquer.

Inconvénients

- cette méthode d'activation n'est pas efficace.
- la nécessité de l'injection des grands volumes du fluide à haute pression
- Le système peut être utilisé l'huile comme fluide moteur (power fluid) qui présente un risque d'incendie.

II.4.3. Pompe à cavité progressant (Progressive cavity pumping - PCP)

Le système de PCP est généralement constitué d'une unité de surface et une pompe à cavité progressive, elle muni d'un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourne à l'intérieur d'un stator. Ce dernier est fixé au fond, dans la plupart des cas, le rotor en élastomère moulé et profilé en double hélices internes, il est attaché à un train de tiges suspendu et mis en rotation par le lecteur de surface.

La rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui dans le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice. Dans quelques cas, les pompes PCP sont connectées avec des moteurs de pompe Submersible Électrique.

A-progressive cavity pump

B-Rod string

C-PC Drive Head

D-Sheave et Belts Transmission

E- Electric MOTOR

F-Vector Flux Drive

G-Downhole Pressure /Temperature Gauges

H-Casing Wellhead Gauge

I-Tubing wellhead Gauge

J-Surface Data Acquisition

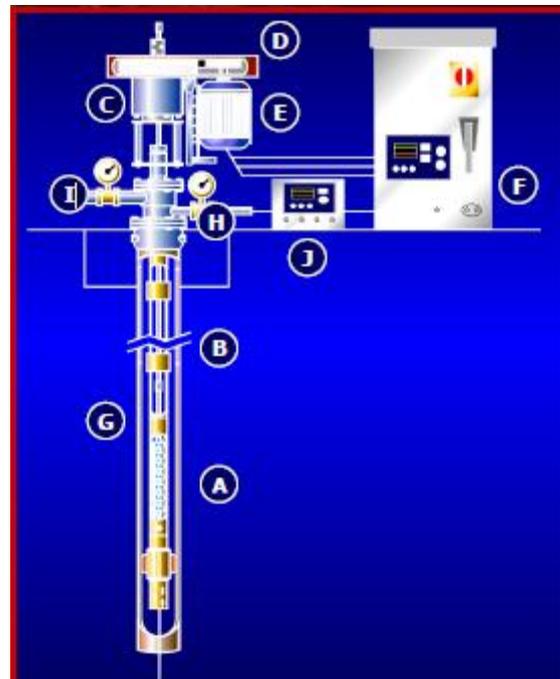


Figure II.5 : Schéma d'activation par la pompe à cavité progressive

Avantages

- faible coût d'investissement
- faible encombrement en surface
- bon rendement (40 à 70%)
- simplicité d'installation
- Accepte de grandes quantités de sable

Inconvénients

- usure du tubing et des tiges
- limité en température d'utilisation (122°C maxi)
- sensible à la présence d'H₂S, de CO₂ et d'aromatiques
- sensible au gaz libre

Applications

- Le pétrole lourd et les bitumes.
- Production des fluides chargés des particules solides.
- le pétrole peu sulfuré ou doux.

II.4.4.Pompes électriques immergées (Electric Submersible Pump)

Le Système de pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production (casing) et à connecter au mécanisme du contrôle de la surface et transformateur par un câble du pouvoir électrique.

Les composants du fond sont suspendus au casing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de la pompe. Au-dessus du moteur le protecteur, la prise (Intake) ou séparateur du gaz, et la pompe. Le câble électrique est rayé à tubing et branché dans le sommet du moteur.

Comme le fluide vient dans le puits il doit passer par le moteur et dans la pompe. Le fluide est alors entre la prise et la pompe. Chaque étage (combinaison de rotor/diffuser) ajoute une pression au fluide à un débit donné. Le fluide développera suffisamment de pression afin de soulever le fluide à la surface et dans le séparateur ou réseau de collecte.

Les pompes submersibles électriques sont utilisées pour des grands débits (plus de 1,000 BPD).

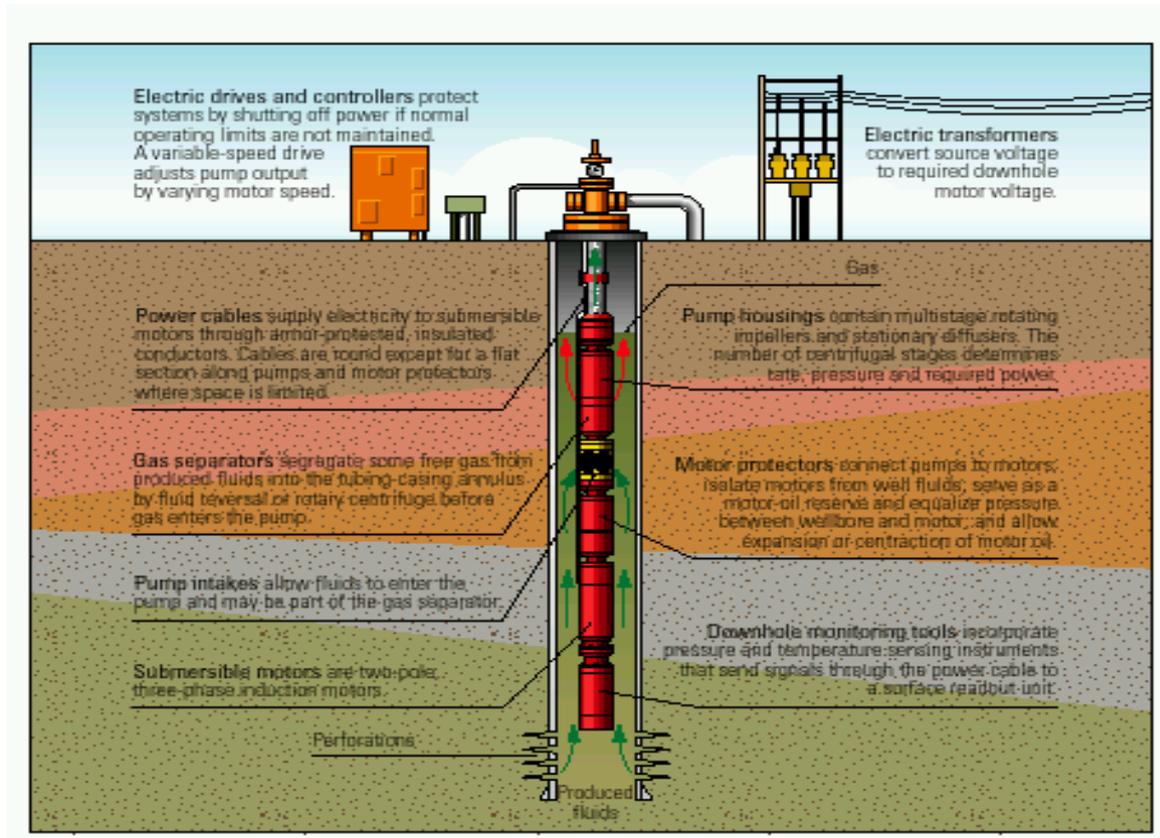


Figure II.6 : Schéma d'un puits équipé d'une pompe ESP

Avantages

- Débits importants
- Simplicité de conception
- Peu encombrant
- Bon rendement (35 à 60%)
- Pas de nuisances
- Facile à opérer
- Possibilité d'installer des capteurs pour mesurer la pression de fond
- Peut être installée dans un puits dévié à condition d'être dans une partie rectiligne
- Coût faible pour de gros débits

Inconvénients

- pas ou peu flexible (sans variateur)
- présence de gaz gênante (15% maximum accepté avec un gaz séparateur)
- intervention sur le puits avec matériel lourd
- durée de vie faible si température puits élevée (1 an en moyenne)
- énergie électrique requise doit être stable
- pas utilisable pour les faibles débits (30 m³/J mini pour refroidissement moteur)

II.5. Comparaison entre les différents modes d'activation

II.5.1. Suivant le débit

Le tableau suivant illustre les débits minimal et maximal soutiré par les différents modes d'activation.

Tableau II.1 : Comparaison entre les différents modes d'activation suivant le débit

Mode d'activation	Sous-système	Débit minimal (bbl/d)	Débit maximal (bbl/d)
Gas-lift	Intermittent	2,5	250
	Continu	250	50 000
ESP	/	250	50 000
Hydraulique	Piston	50	5 000
	Jet	250	15 000
	Turbine	2 500	50 000
Mécanique	Tiges	5	5 000
	Cavité progressive	5	5 000

II.5.2. Suivant l'application

Le tableau suivant explique le choix du mode d'activation suivant leur application :

Tableau II.2: Comparaison entre les différents modes d'activation suivant l'application technique.

Application	Commentaires
situation en surface	Pour les zones urbaines, les pompes aux tiges peuvent être utilisées ; tandis que le gaz présente un risque.
nombre de puits	Gas lift est pratique pour plusieurs puits, mais peu pratique pour les puits individuels.
Haute température	Les pompes PCP et ESP sont limitées par la température. Les pompes à turbine sont meilleurs que ESP
Fluides visqueux	Meilleure manipulation par PCP ou Sucker Rod
Présence de gaz	Utilisation du gas-lift, pompe à turbine ou ESP avec séparateur.

Présence de sable	PCP et de gaz lift sont les meilleurs
Profondeur	PCP fonctionne avec des faibles profondeurs.
Déviations	Mal adapté pour les pompes aux tiges
Survicing	Simple pour le gas-lift et les pompes hydrauliques

II.5.3. Suivant l'efficacité

Les modes d'activation sont classés selon leur efficacité comme montre le tableau suivant :

Tableau II.3 : Efficacité des différents modes d'activation

Système	Efficacités (%)
Pompes aux tiges	30-40
Pompes électriques immergées	50-60
Pompes à cavité progressive	60-80
Pompes a jet	10-25
Pompes hydrauliques	30-40
Gas-lift	20 - 30

II.5.4. Comparaison entre le GL (gas lift) et ESP (Pompe Electro Submersible)

Le tableau suivant montre la comparaison entre les pompes ESP et le Gas-lift :

Tableau II.4: Comparaison entre le gas-lift et ESP pumps

Points forts ESP comparés au GL	Points faibles ESP comparés au GL
<ul style="list-style-type: none"> - Peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basse (Bottom Hole flowing pressure). - Rendement plus élevé (higher, efficiency). - Electricité plus facile à produire que le gaz. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent, même si le GLR est faible. - Peu flexible, à l'exception des puits avec variateurs de vitesse. - Détection des problèmes plus difficiles. - Réparations (repairs) plus difficiles. - Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes. - Panes plus fréquents - Absence de ligne électrique.

II.6.Choix d'un procédé d'activation

II.6.1.Critère économique

Le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettra de récupérer l'huile plus rapidement (actualisation), quantité importante (récupération des réserves), et au moindre coût (rentabilité).

Mais le coût global de l'activation (coût d'investissement et coût de fonctionnement) n'est pas facile à évaluer.

Ainsi, en ce qui concerne l'investissement, s'il est relativement facile de prévoir le coût du matériel spécifique d'activation (pompe, unité de pompage, compresseur pour le gas-lift, ...), il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer la part de surcoût lie au procédé d'activation dans l'investissement initial.

En effet, par exemple, la complétion initiale du puits est conçue, lorsque cela est possible, en tenant compte de l'option d'activation des puits qui sera implantée plus tard.

De même, le dimensionnement d'une plateforme de production en mer doit tenir compte des équipements supplémentaires qui sont requis pour l'activation.

En ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais directs d'exploitation et de maintenance du système d'activation peuvent être assez facilement isolés, il est par contre beaucoup plus difficile de les prévoir à priori.

En effet, par exemple, les dépenses de l'énergie propre au procédé, d'activation suppose, au préalable, la connaissance du rendement énergétique du procédé, ce qui est loin d'être facile. De même, le coût de maintenance et de réparation des équipements est généralement basé sur des hypothèses fondées sur des statistiques (établies dans telle ou telle partie du monde ou sur tel ou tel gisement) qui n'est pas forcément représentatif pour le gisement considéré.

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz), ou non valorisable (eau, sable et sédiments). Ces traitements peuvent être influencés par le mode d'activation retenu. Ainsi certains procédés favorisent la formation d'émulsion, le moussage, ou facilitent l'injection de fond du puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti-émulsion,...

II.6.2. Critères techniques

Le choix d'une méthode d'activation des puits demande au préalable d'étudier sans à priori les différents procédés possibles, et de déterminer lequel est le plus compatible avec les spécifications de production requises (débit et pression en tête principalement) et avec les contraintes dues au gisement et à son environnement.

➤ **Le premier critère**

Il tient à la source d'énergie nécessaire au procédé à sa disponibilité et à son coût d'accès. De ce point de vue, les procédés à faible rendement énergétique seront désavantagés dans les zones où l'approvisionnement en énergie est cher.

➤ **Le deuxième critère**

Il est représenté par la couple de paramètres hauteur de refoulement de la pompe (ou pression à procurer) et débit de liquide à produire, dont le produit représente la puissance utile à mettre en œuvre. Notons que la hauteur de refoulement requise est en relation avec la pression en fond du puits et la profondeur du puits.

➤ **Le troisième critère**

Il tient compte l'ensemble des diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants :

- **L'environnement général** : l'état du site, les conditions climatique, l'environnement industriel, ainsi que les normes de sécurité...
- **L'infra structure du surface et l'environnement immédiat** : le fait que les puits soient isolés, ou au contraire groupés, influe sur le choix du procédé d'activation ainsi que les équipements complémentaire de surface.
- **L'architecture du puits** : en particulier le profil du puits, sa profondeur, la place disponible au voisinage de puits, le nombre des niveaux à produire séparément.
- **Les caractéristiques de l'effluent à produire** : le pourcentage d'eau, la présence du gaz libre, la viscosité, la présence des constituants corrosifs, le sable.

III.1.Introduction

Un puits peut être activé pour produire plus, mais surtout lorsque l'effluent n'a plus suffisamment d'énergie pour accéder à la surface dans les conditions fixées par le procédé.

L'une des méthodes d'activation pour ce genre de puits est le gaz lift, c'est le moyen qui permet de faire produire les puits non éruptifs ou d'augmenter le débit de certains puits légèrement éruptifs. C'est l'injection du gaz qui va permettre l'acheminement de l'huile vers la surface par la combinaison de l'un des mécanismes ou selon une combinaison des mécanismes suivants :

- ✓ Réduction du poids de la colonne hydrostatique des fluides.
- ✓ Expansion du gaz injecté.
- ✓ Déplacement des fluides par du gaz comprimé

III.2.Principes de Gaz lift

L'objectif d'une activation par gaz lift est de réduire la pression du fond de puits en écoulement (bottom hole flowing pressure) et augmenter ainsi la production du réservoir.

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

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

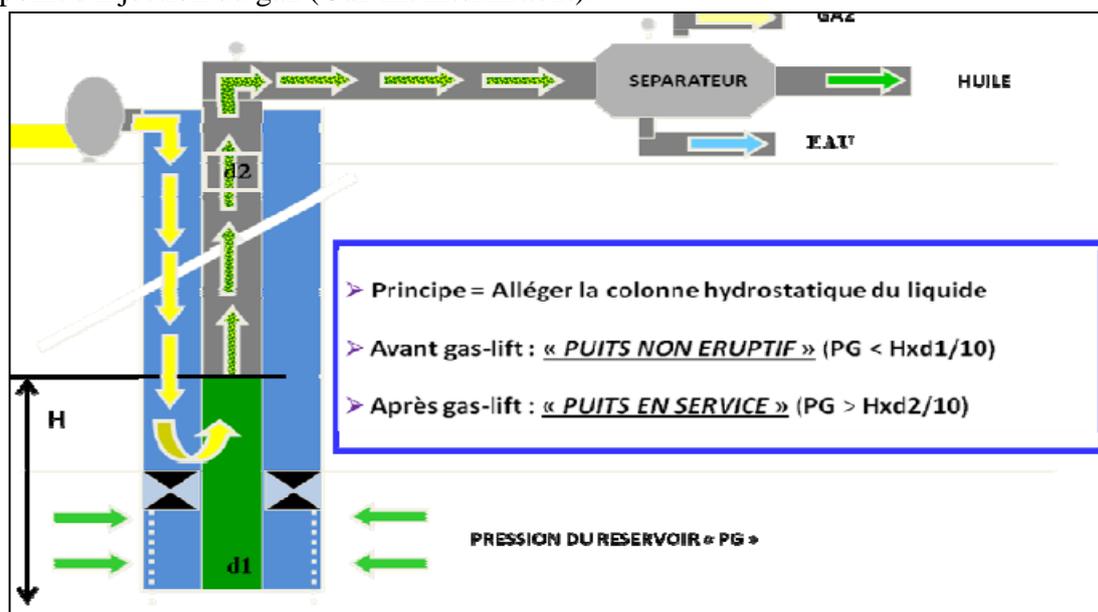


Figure III.1 : Principe du gaz lift

Pour illustrer l'effet du gaz lift, la figure suivante schématise le puits avec une injection de gaz dans le tubing à partir de la vanne (point G). Comme le puits démarre en produisant 100% d'eau, le gradient sous le point d'injection reste constant. L'effet du gaz est très net et l'on voit, en particulier, que le poids de la colonne entre la vanne et la surface (point I) est grandement réduit. Le niveau liquide remonte à la surface et la pression en tête est le point I.

de nouveaux points sont définis :

Point F : pression tubing à la profondeur de la vanne

Point H : pression d'écoulement au fond

Point J : température à la profondeur de la vanne en écoulement.

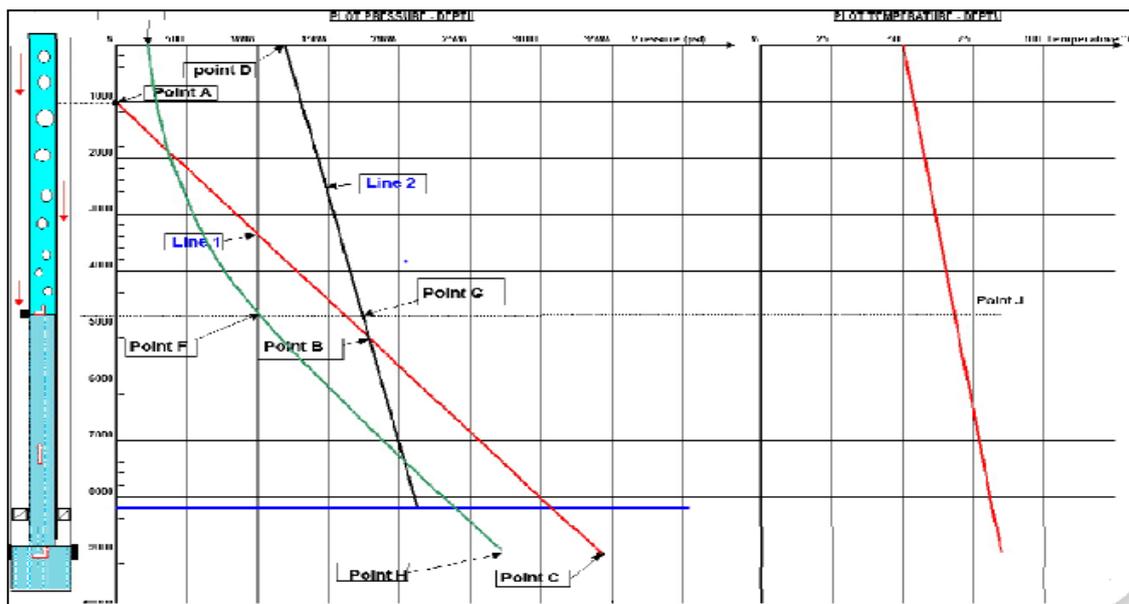


Figure III.2 : Puits dans les conditions dynamiques

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

Le point délicat d'une conception de gaz lift reste l'estimation des pertes de charges en écoulement multiphasique qui sont obtenues à partir des recueils de courbes ou à l'aide d'un ordinateur.

Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

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

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

La figure suivante montre les pertes de charge dans un tubing réduisant à un débit constant de 200 m³ / jour. Avant d'injecter du gaz, les pertes totales étaient de 140 bars point A ($Q_{\text{gaz}} = 0$, Pertes = 140 bars). Le puits produisait naturellement et les pertes étaient principalement hydrostatiques (130bars) avec seulement 10 bars de pertes par friction. En injectant 20 000 m³ / jour de gaz, les pertes sont ramenées à seulement 60 bars grâce à l'importante diminution du poids de colonne (pertes hydrostatiques = 43 bars) et malgré l'augmentation des pertes par friction f (17 bars). Avec un débit de 28 000 m³ / jour (point B) de gaz injecté, la valeur minimale de la courbe est atteinte. Ceci signifie que les pertes vont commencer à croître si l'on continue à augmenter le débit d'injection du gaz. Ce point est appelé **.GLR optimum**. Où le puits produit au débit maximum de la complétion installée.

La moindre augmentation du débit de gaz aura deux effets négatifs : moins de production d'huile et gaspillage de gaz. Le système a atteint un point où le tubing ne peut plus évacuer ce que le réservoir peut produire. Pour aller au-delà de ce débit maximum, nous devons mettre en place un tubing plus gros.

Il est aussi important de se souvenir que l'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface. Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des producteurs voisins. De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur GLR optimum, mais à leur **GLR économique**.

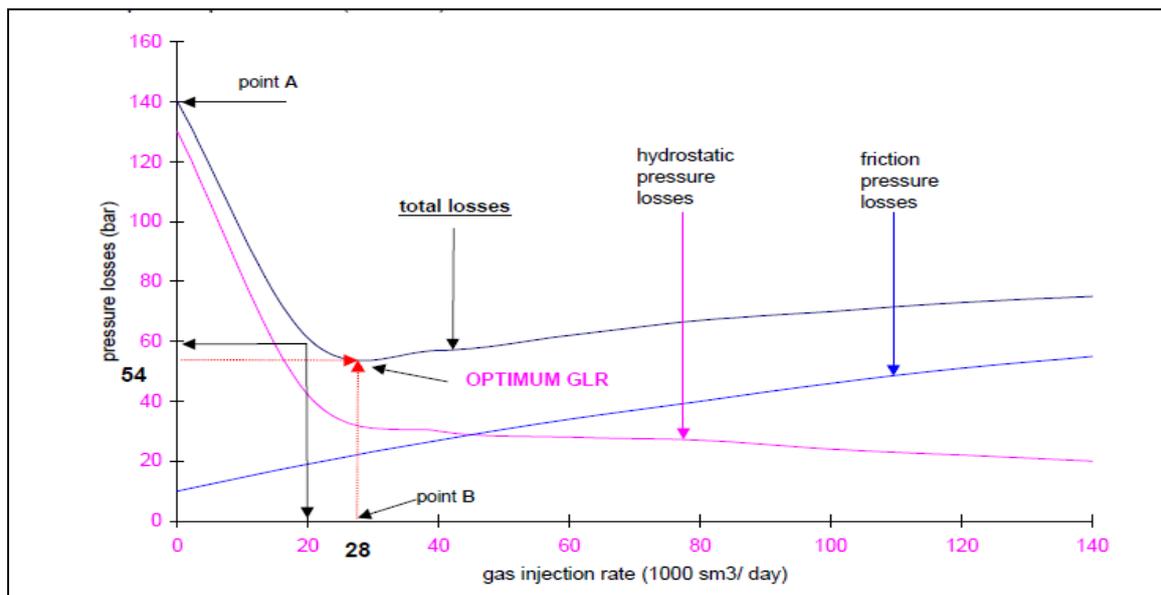


Figure III.3 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté

III.3. Le choix du débit d'injection optimal

Pour déterminer le débit d'injection optimal pour un puits à gaz lift, il faut prendre en considération l'optimum technique et l'optimum économique.

III.3.1. Définition de l'optimum technique

C'est le point qui correspond à un bénéfice max d'un puits. On le détermine à partir de la courbe de réponse du débit de production en fonction du débit d'injection.

III.3.2. Définition de l'optimum économique

C'est le débit d'injection optimal déterminé où le pas d'avancement des revenus est plus rapide que celui des coûts.

➤ Définition du coût

C'est l'ensemble des charges s'appliquant à un moyen d'exploitation ou à un produit ou un stade d'élaboration de produit.

Il est généralement calculé à la fin de chaque étape d'exploitation.

➤ Définition des revenus

C'est l'ensemble des entrées que rapporte un produit ou un projet, après l'année d'exploitation.

➤ Définition du bénéfice

C'est la différence entre les revenus et le coût de même période.

$$\text{Bénéfice} = \text{Revenu} - \text{coût}$$

Plus on injecte du gaz lift plus le débit de production augmente et plus le puits devient performant.

-Augmentation rapide des revenus en même temps que les coûts (en petite quantité) avant d'atteindre le débit de production maximum de la courbe de réponse. Après avoir dépassé le débit max, le coût augmente plus rapidement que les revenus.

-Quand les revenus sont plus importants que les coûts, on a un bénéfice important.

-Après le point maximum de la courbe des bénéfices où la pente égale à 0, on remarque que les bénéfices sont moins importants. Cela est dû à l'importante augmentation des coûts. (Les revenus moins importants que le coût)

III.3.3. Procédure de la détermination de l'optimum économique

Pour trouver l'optimum économique on procède selon les étapes suivantes :

1- On prend les données des débits de production et d'injection gaz lift de la courbe de réponse.

2- Sur fichier Excel, on les convertit en revenus et coût par ordre, en utilisant le coût du gaz lift en dollars et le coût du débit de production en m³/j.

➤ **Coût = coût de 1 m³/j de gaz lift* le débit d'injection du gaz lift**

➤ **Revenu = coût de 1m³ /j d'huile* le débit d'huile de production**

3- Après avoir calculé les revenus et les coûts, on calcule les bénéfices. Puis, on trace la courbe des bénéfices en fonction du débit d'injection du gaz lift.

4- On cherche le point où la pente qui est égale à 0 dans la courbe des bénéfices en fonction du débit d'injection.

5- On projette sur l'axe des X, on trouve le débit d'injection de gaz lift optimum.

Après cela, on utilise la courbe de réponse afin de déterminer le débit d'injection optimal.

III .4.Applications du Gaz lift

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

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

- ❖ **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 l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).
- ❖ **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.
- ❖ **Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up)** : Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrer les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire.

III .5.Les principaux paramètres du gaz lift

III .5.1.Pression en tête de puits (Well Head pressure)

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins. Il en découle que les puits en gaz lift ne doivent jamais être 'dusés' en tête de puits. Une règle du pouce dit que les besoins en gaz sont divisés par deux quand la pression en tête de puits est divisée par deux.

III .5.2.Pression du gaz injecté

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en single Point. Ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the Well). De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits. Ce sera le cas si le gaz provient d'un champ à gaz sur le déclin ou s'il sort de compresseur de moins en moins performants.

III .5.3.Profondeur de l'injection du gaz

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté. Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

III .5.4.IP important et effet de skin (High PI and Skin effet)

La production d'un puits dépend directement du draw-down appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gaz lift réduit cette pression comme le

font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gaz lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener.

III .6.Les limites du gaz lift

Le gaz lift nécessite d'importants investissements en surface. Une station de compression (compression plant) est à prévoir et nécessite la construction d'une nouvelle plate-forme dans les développements offshore.

Le gaz à la surface à une pression basse et doit être ré-comprimé pour être réinjecté.

Le gaz lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir en écoulement devient très basse. Dans de telles conditions, le gaz lift intermittent peut améliorer les performances du puits.

Le gaz lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après ré-compression, un arrêt complet des installations avec purge peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres puits. Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro-submersibles sont à prévoir pour permettre de produire du pétrole et son précieux gaz associé.

Le gaz lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre pression est élevée.

Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.

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 présence de H₂S dans le gaz.

III .7.Types du Gas -Lift

III .7.1.Selon le mode d'injection

En fonction du mode d'injection du gaz lift on distingue :

➤ Gas- lift continu

Cette méthode consiste à amplifier le mécanisme naturel d'allègement de l'huile produite par le gaz associé (libre ou dissous dans le gisement) en injectant du gaz dans le tubing. Le point d'injection et le débit d'injection sont déterminés de manière à alléger suffisamment la colonne d'effluent et obtenir ainsi une pression en fond de puits suffisamment basse en fonction du débit désiré. Cette technique est très utilisée pour des débits de quelques dizaines à plusieurs milliers de mètres cubes par jour.

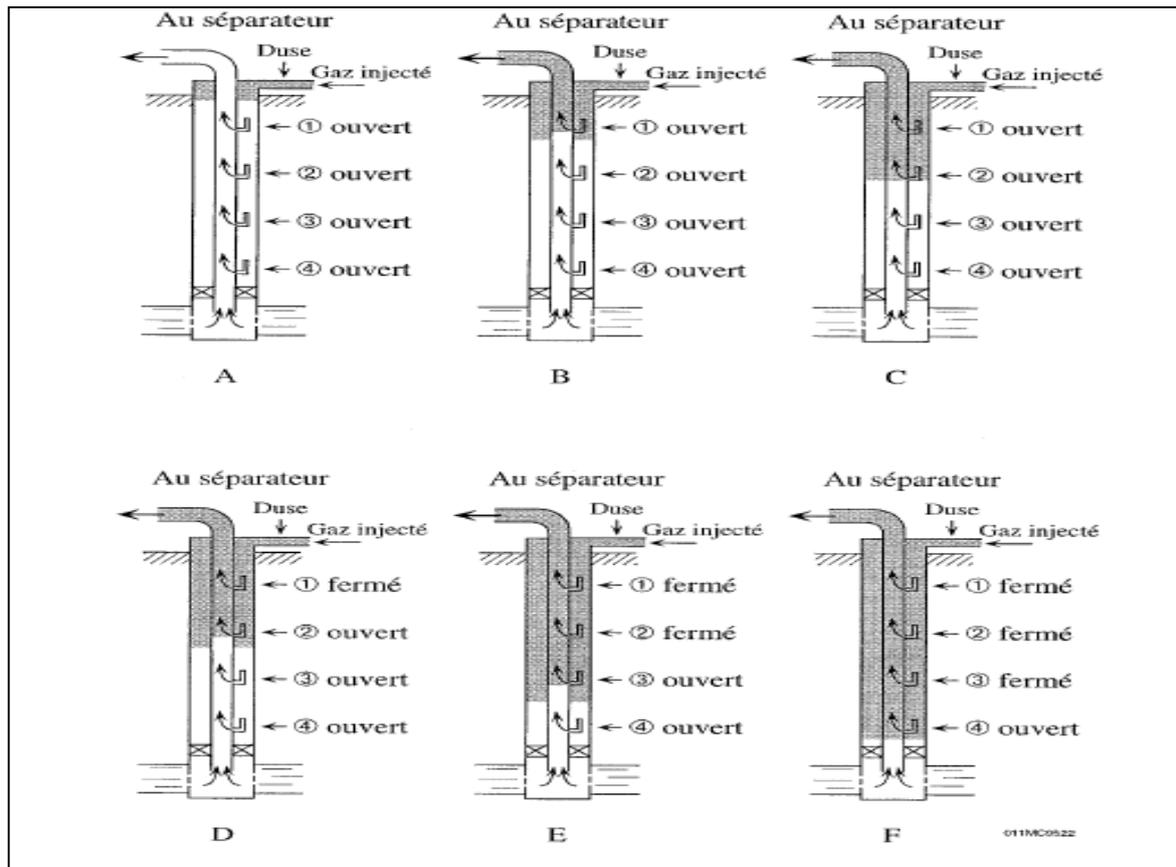


Figure III.4 : Activation par gaz lift continu

➤ Gaz lift intermittent

Cette technique est très peu utilisée, trouve son application pour les très faibles débits (moins de quelques dizaines de mètres cubes par jour) et surtout lorsqu'il est nécessaire d'avoir une très faible pression en fond de puits.

Elle consiste à déplacer un bouchon de liquide vers la surface par un volume suffisant de gaz à forte pression. Le gaz doit entrer dans le tubing par une vanne à un débit suffisant pour communiquer au bouchon de liquide une vitesse telle que le gaz ne ségrégue pas à travers le liquide. Une fois la vanne fermée, le bouchon de liquide poursuit son ascension du fait de la détente du gaz. La pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à ré-débiter et le liquide qui s'accumule au-dessus de la vanne d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

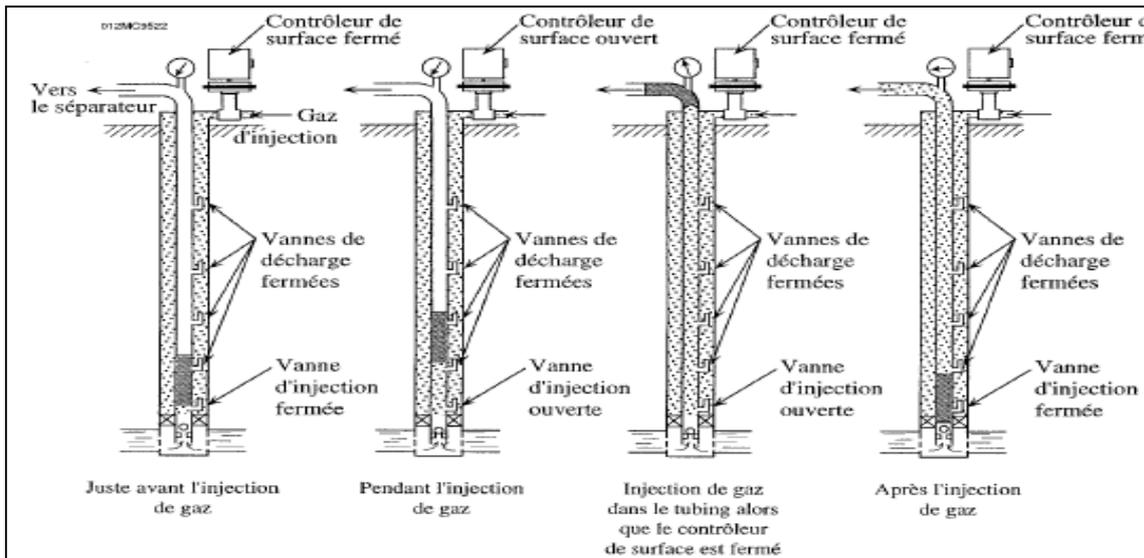


Figure III.5 : Activation par gaz lift intermittent

III .7.2.En fonction du type de complétion

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

➤ Complétions pour Gaz lift direct :

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

➤ Gaz lift inverse (Inverse Gas lift): on distingue

A-Tubing concentrique (Concentric tubing string)

L'injection de gaz est effectuée dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le Gaz lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

B-Gaz lift avec production dans le casing

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

- De gros volumes de gaz sont nécessaires.
- Le design et les équipements sont spéciaux.

C-Gaz lift double (dual gas lift)

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. Parmi les problèmes de complétion, soulignons :

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

La mise au point des vannes pour ces puits est délicate.

D-Le gaz lift parallel (parallel gaz lift)

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

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

III .7.3.En fonction du circuit d'injection en surface

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (Gas- oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

➤ **Gas –lift en circuit fermé**

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

➤ **Gas - lift en circuit ouvert**

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

➤ **Auto –Gas lift**

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

III .8.Problèmes liés au Gas- lift

Il existe plusieurs problèmes qui peuvent être rencontrés lors de l'injection de gaz-lift qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate on distingue :

III .8.1. Formation des hydrates

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduit à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence de gouttelettes d'eau dans le gaz. La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela, les précautions suivantes doivent être prises :

- traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).

- Un traitement thermique qui permettrait d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.

III .8.2.Érosion des équipements

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

Ces variations influent négativement sur le débit d'huile produite, le volume de gaz soit important par rapport à celui de l'huile, il se produit alors des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui présente un problème dans la séparation.

III .9.Les équipements de gaz-lift

III .9.1.Les équipements de surface

Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface .L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection.

L'équipement de surface est constitué de :

- Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante)
- Un réseau de distribution de haute pression.
- Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.)
- Réseau de récupération des fluides à basse pression.
- Équipement de déshydratation

III 9.1.1. L'équipement de compression

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression jusqu'à 6615 psi et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

III .9.1.2.Le réseau de distribution Haute Pression

Il est formé d'un système des pipes (conduites) qui peut travailler à des très grandes pressions, ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

III .9.1.3.Equipement de mesure et de contrôle

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- Duse manuelle de réglage de débit de gaz

- Équipement de mesure de débit.

III .9.1.4.Réseau de distribution basse pression

Il est composé des pipelines qui acheminent le fluide des têtes des puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la phase consiste à transporter le brut des têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent l'huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation.

III .9.1.5.L'équipement de déshydratation

Le gaz naturel comporte des quantités importantes de vapeurs d'eau qui viennent de la présence de coings d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à contenir de l'eau dépend essentiellement de la pression du gaz et de sa température.

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates. Ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz.

Ces agents sont généralement le di éthylène glycol (DEG) et le tri éthylène glycol (TEG).

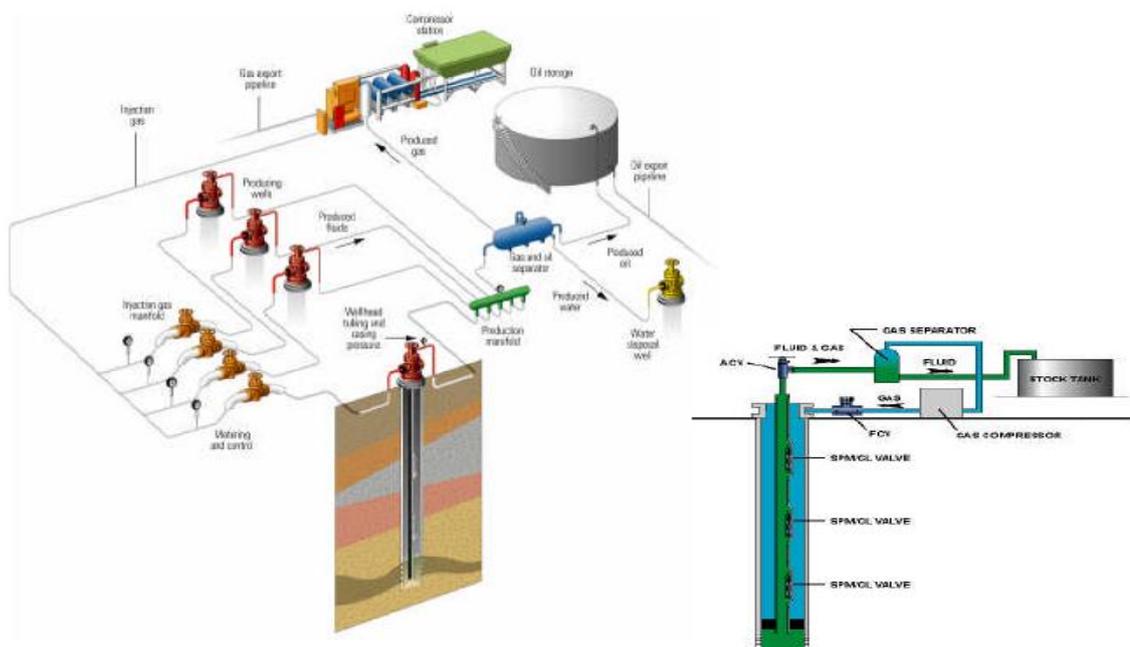


Figure III.6 : Equipements de surface

III .9.2.Les équipements de fond

III .9.2.1. Les mandrins et les vannes

➤ Les mandrins

Le mandrin est un tube avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble de tubing) à la profondeur désirée.il permet de porter une vanne sans influe sur la diamètre du tubing.

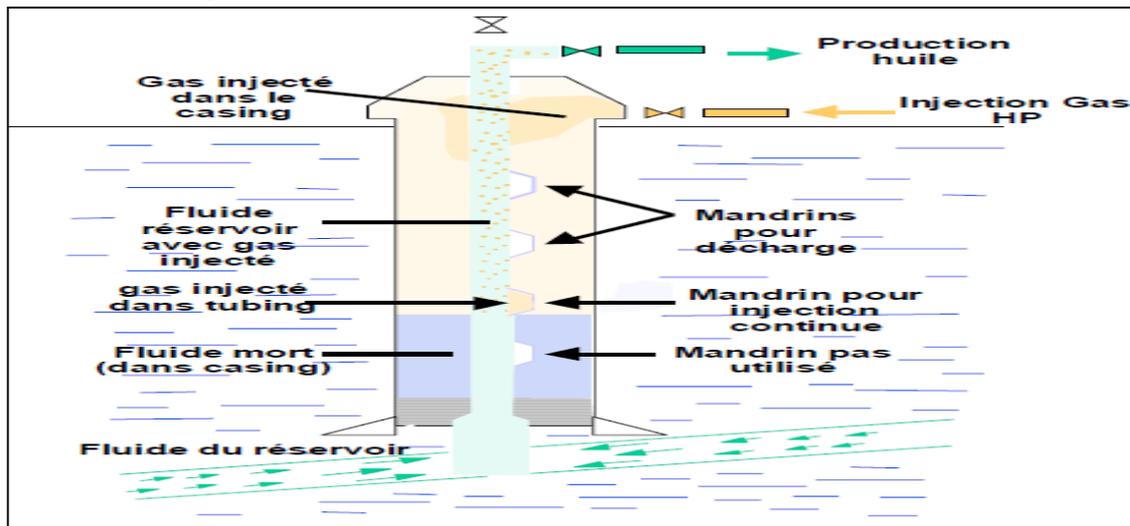


Figure III.7 : Position des mandrins

Il existe trois types des mandrins :

a) Les mandrins conventionnels : C'est le modèle le plus ancien, ils ont un support externe sur lequel est installée la vanne de gaz lift, Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés en surface avant la descente, le positionnement vertical de la vanne est aidé par un petit guide fixé sur le corps.

Ce type de mandrins présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige une opération de Work-Over.

b) Les mandrins à poche latérale (side Pocket mandrels)

Elles ont révolutionné le gaz lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble. Ce type de mandrins a été conçu pour la toute première fois par CAMCO en 1957

c) Les mandrins avec vanne concentrique :

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique où le passage du gaz se fait vers celle-ci de l'annulaire.

La vanne concentrique peut :

- soit être intégré au mandrin ;
- soit être mise en place par travail au câble.

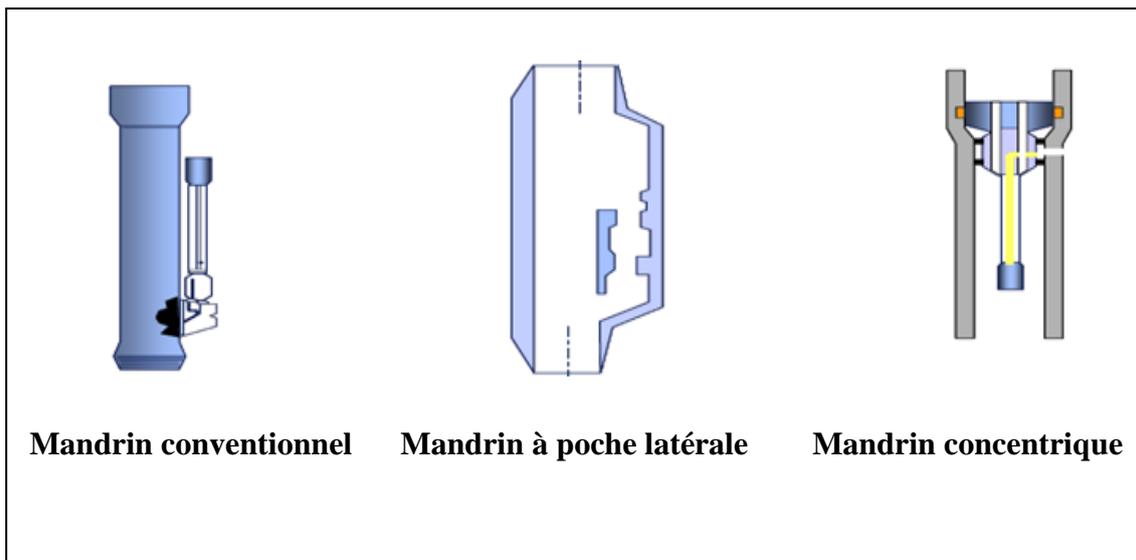


Figure III.8 : Différents types des mandrins

➤ **les vannes**

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 du gaz ou de fluide, ou une combinaison des deux. Elles sont généralement installées dans des mandrins .il existe trois types qui sont :

-Vanne de décharge : ouverte si la différentielle de pression entre l'espace annulaire et le tubing est suffisante, utile pour le démarrage ; un orifice limite le débit quand la vanne est ouverte. Son rôle permet de décharger progressivement le puits à l'aide de la pression d'injection de gaz disponible pour atteindre la profondeur d'injection requise, soit le point d'injection final.

-Vanne de service : elle assure l'injection en service normal au point d'injection final, elle est toujours ouverte, en général, il s'agit d'un simple orifice qui contrôle la stabilité du débit injecté. Elle est située au point d'injection final, généralement un orifice dont le diamètre aura été choisi pour injecter un débit de gaz optimisé, permettra de produire le puits au débit liquide désiré.

-Bouchons dits dummies : bouchon pour barrière de sécurité et protection des portées des mandrins.

Partie 1 : La résolution par l'analyse nodale

V.1.1. Généralité sur l'analyse nodale

Le rôle d'un puits producteur est d'acheminer l'huile ou le gaz du réservoir jusqu'au bac de stockage (stock tank) ou au centre d'expédition (sales line). Le déplacement et le transport de ces fluides nécessitent l'énergie pour surmonter les pertes de charge (friction losses) dans tout le système de production. Ce dernier peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charge se produisent. Il peut être subdivisé en trois parties :

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir)
2. Ecoulement à travers la colonne de production (tubing)
3. Ecoulement à travers les équipements de la surface (réseaux de collecte)

La chute de pression acquise par les fluides est la somme de toutes les pertes de charge dans le système et égale à tout moment la pression initiale (PR) du réservoir moins la pression finale du fluide (Psep).

L'analyse nodale est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Elle est basée à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond du puits avec la capacité du tubulaire à conduire l'effluent jusqu'à la surface.

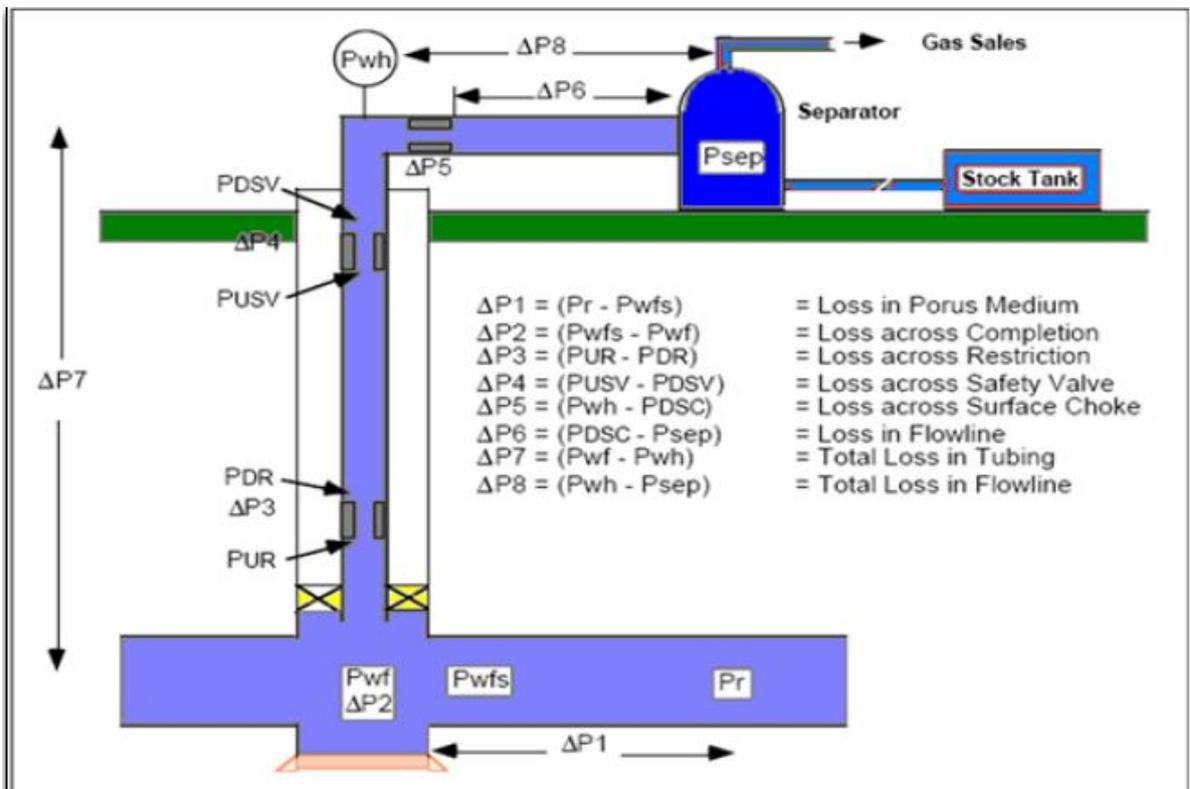


Figure V.1.1: Pertes de charge possible dans un système de production.

Dans cette figure les pertes de charge dans le système de production sont classées comme suit :

$$\Delta P_1 = \bar{P}_r - P_{wfs} \quad : \text{Perte dans le milieu poreux.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \quad : \text{Perte le long de la complétion.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} \quad : \text{Perte le long des restrictions.}$$

$$\Delta P_4 = P_{usv} - P_{dsv} \quad : \text{Perte le long de vanne de sécurité}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} \quad : \text{Perte dans la Duse de surface.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} \quad : \text{Perte dans les conduites de surface.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh} \quad : \text{Perte totale dans le tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep} \quad : \text{Perte totale dans les collectes.}$$

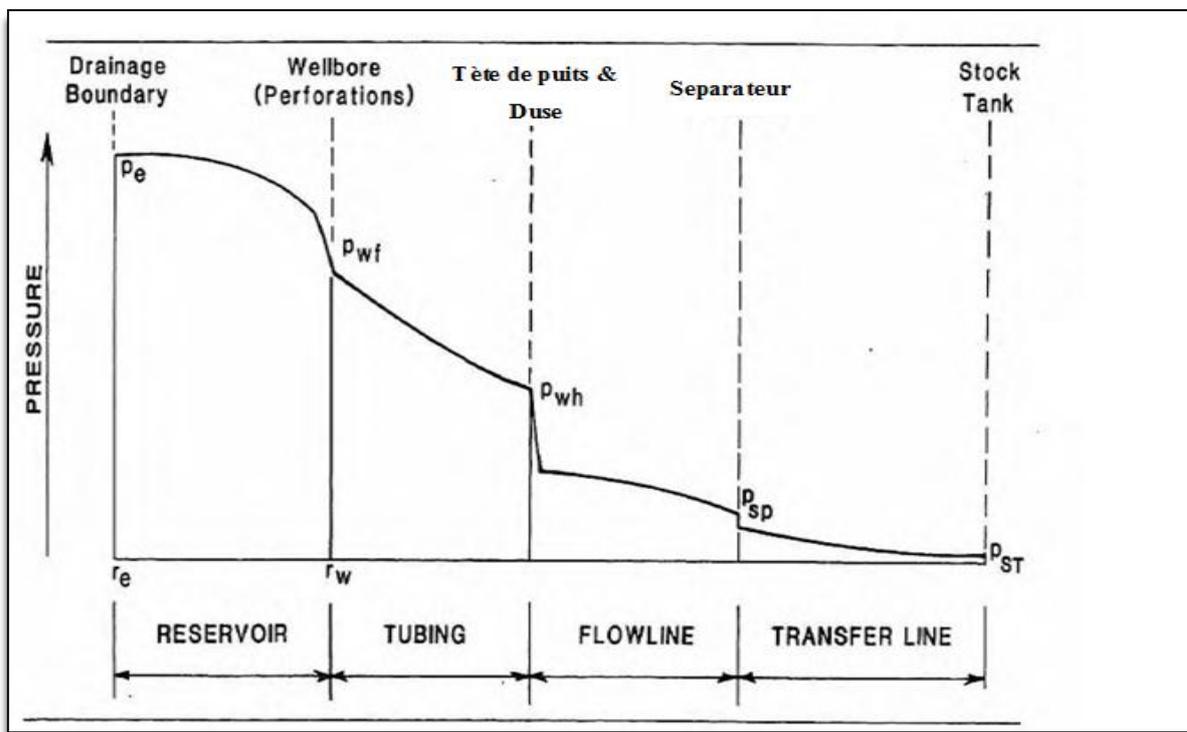


Figure V.1.2 : Profile de la pression de production.

V.1.2. Concept et procédure de l'analyse nodale

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (du réservoir jusqu'au bac de stockage) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser les problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Cette technique a été introduite par GILBERT en 1954 et traitée plus tard par NIND en 1964 et OWN en 1978.

La procédure consiste à sélectionner un nœud dans la chaîne de production, et diviser le système à partir de ce nœud qui prend les différentes positions désignées sur cette figure :

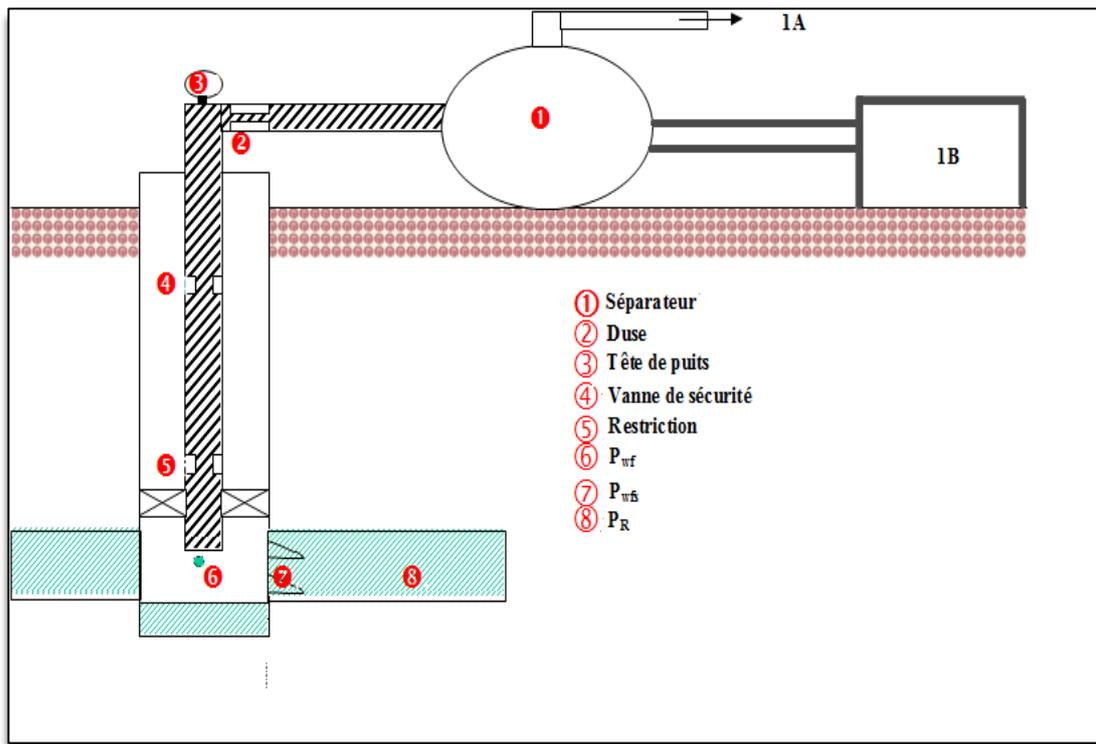


Figure V.1.3: Différentes positions des nœuds.

Les composants d'amont du nœud constituent la section Inflow et ceux de l'aval constituent la section Outflow. Une relation entre le débit d'écoulement et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système.

Le débit peut être déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites :

- Le débit entrant = le débit sortant.
- Une seule pression peut exister.

Durant la vie du puits, il y a deux pressions qui sont indépendantes du débit :

- La pression moyenne du réservoir
- La pression du séparateur (P_s) et /ou la pression du tête de puits (P_t).

Il existe une position d'équilibre entre l'Inflow et l'Outflow appelée point de fonctionnement

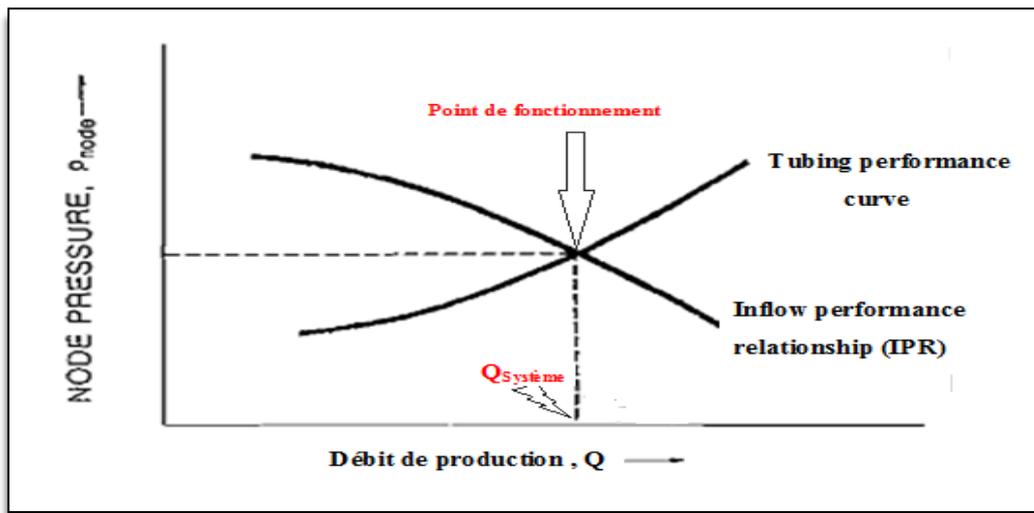


Figure V.1.4 : Courbe de performance et point de fonctionnement d'un puits.

Une fois le nœud est choisi les pressions dans les deux directions sont calculées comme suit :

- Inflow: $P_{\text{nœud}} = P_r - \Delta p$ (upstream components)

(Upstream components) : représente les pertes de charge en amont du nœud c-à-d dans le réservoir

- Outflow: $P_{\text{nœud}} = P_{\text{sep}} + \Delta p$ (downstream components)

Ou bien comme dans notre cas $P_{\text{nœud}} = P_{\text{tête}} + \Delta p$ (downstream components)

Δp (downstream components) : représente les pertes de charge en aval du nœud

La chute de pression dans chaque élément varie avec le débit de production, une présentation de pression en fonction du débit donne naissance à deux courbes et l'intersection de ces deux courbes donne le point de fonctionnement du puits.

La procédure de travail est la suivante :

- Le choix des composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud.
- Développer les expressions pour l'Inflow et l'Outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des courbes correspondante (IPR, VLP)

V.1.3.Objectif de l'analyse nodale

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et la complétion du puits (d'abord par écoulement naturel).
- Déterminer sous quelle condition d'écoulement un puits débutera ou mourra.
- Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aide dans le choix de mode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composant dans le système de production.
- Permettre l'identification rapide par des méthodes avec lesquelles on peut augmenter le taux de production.

V.1.4. Application de l'Analyse Nodale

L'Analyse Nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift. La procédure peut également être appliquée à l'analyse de la performance des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions d'inflow et de l'outflow.

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

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

Partie 2 : performance du réservoir et du puits

V.2.1. Introduction

Le point de fonctionnement d'un puits est le point d'intersection de deux courbes, la courbe de performance du réservoir (inflow) et la courbe de performance du tubing (outflow).

Les performances internes et externes du réservoir (inflow and outflow performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques, mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond de puits. Ceci est l'application de la loi des nœuds.

L'analyse des performances du puits ou du réservoir a besoin la relation qui gouverne l'écoulement des fluides de la formation vers le fond du puits ou bien la relation entre le débit et la perte de charge qui est complexe et dépend des propriétés de la roche comme la perméabilité et celles des fluides comme la viscosité.

L'IPR (inflow performance Relationship) développe un modèle pour les écoulements des fluides dans le réservoir à travers la formation et dans le puits. Elle est exprimée en fonction de la pression de fond statique (P_{ws}), pression de fond dynamique (P_{wf}) et le débit de production (Q).

V.2.2. Inflow performance relationship (IPR)

L'écoulement du fluide de réservoir vers le fond du puits est appelé **Inflow performance** et la représentation graphique est appelé **Inflow Performance Relationship** qui est définie comme relation fonctionnelle entre le débit de production et la chute de pression ($Q=f(p)$).

L'écoulement des fluides dépend essentiellement de :

- Les propriétés pétrophysiques de la roche.
- Les caractéristiques des fluides.
- Les régimes d'écoulement.
- Le taux d'endommagement.
- Les mécanismes de drainage.

Les facteurs affectant l'IPR

- Indice de productivité (J).
- La pression du réservoir (P_r).
- Le skin d'endommagement (S).
- Le rayon de drainage.

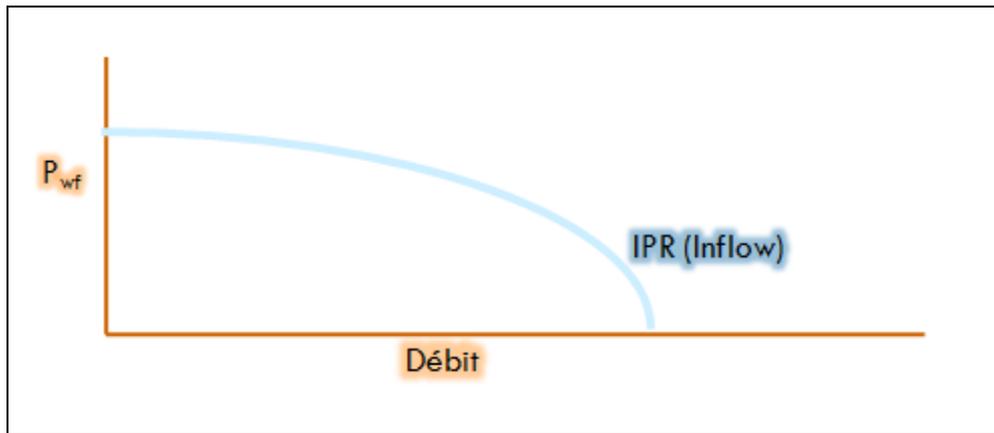


Figure V.2.1: IPR d'un puits

V.2.3. Les équations de performance d'un puits

V.2.3.1. La loi de Darcy

L'équation qui exprime la chute de pression dans le réservoir en fonction de la vitesse d'écoulement ou le débit de production elle est très importante pour l'étude des performances des puits.

La loi fondamentale des écoulements des fluides dans un milieu poreux est exprimée par **DARCY**. Cette expression mathématique a été développée par DARCY en 1856, où il a exprimé la vitesse apparente d'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux en fonction de gradient de pression.

Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et que le filtre de sable a été complètement saturé avec de l'eau, donc les effets des propriétés ou de la saturation des fluides ne seront pas prisent en considération.

Les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi l'équation ne tenait pas compte des changements de vitesse avec l'endroit, écrite en forme différentielle, la loi de Darcy est :

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots V.1$$

Où : k : Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide.

μ : Viscosité du milieu.

$\frac{dP}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement.

Le signe négatif est ajouté car le gradient de pression est négatif dans le sens de l'écoulement.

Le débit est donné par cette expression :

$$q = vA = -A \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots V.2$$

V.2.3.2. Les différents cas de l'application de la loi de Darcy

Darcy a considéré deux types d'écoulements indiqués comme suit

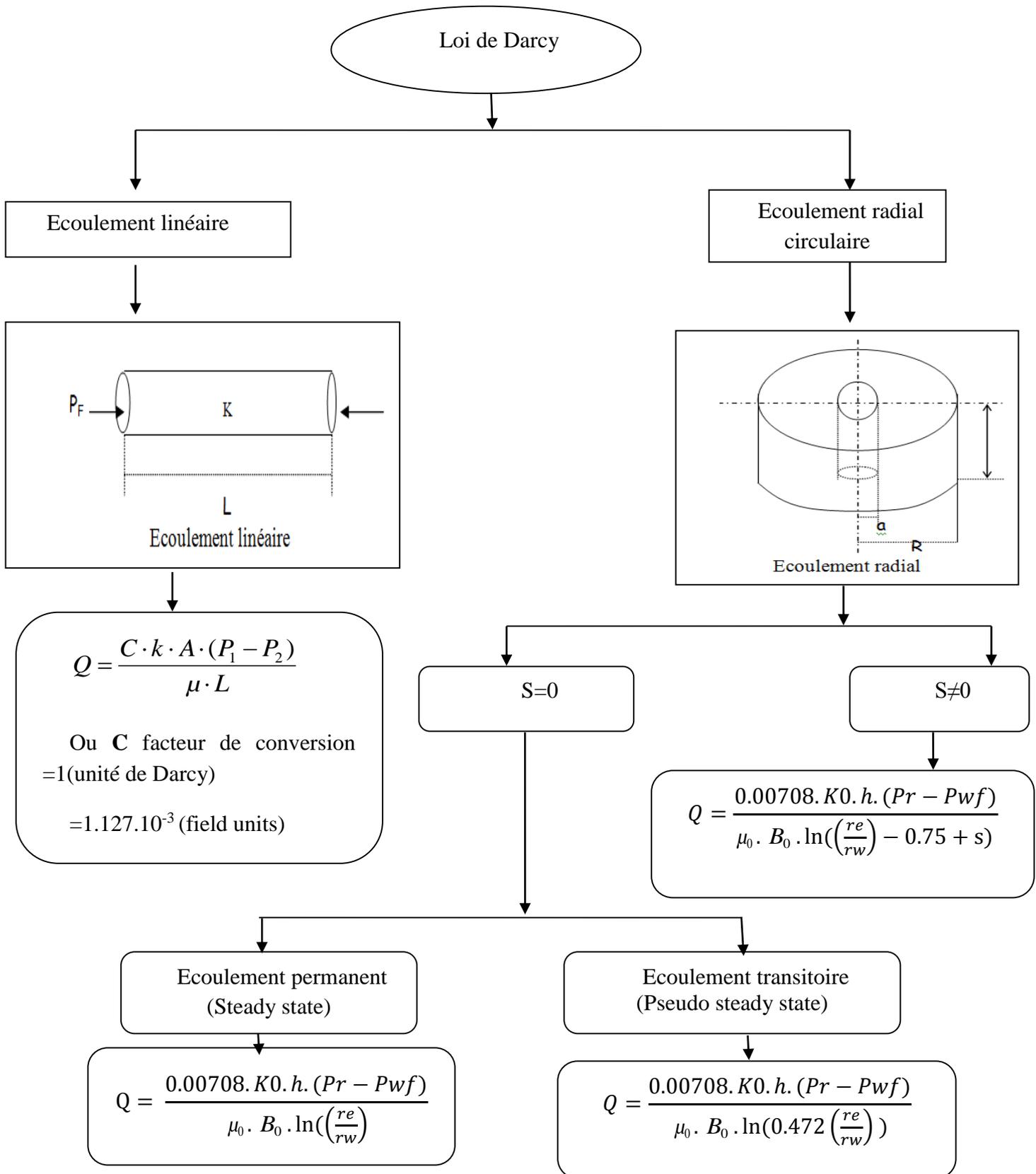


Figure V.2.2: Organigramme montrant les différents cas de l'application de la loi de darcy

Où Q : Débit entrant, (STB/Day).

H : L'épaisseur du réservoir, (ft).

Pr : Pression du réservoir, (psi).

μ_0 : viscosité de l'huile, (Cp).

B_0 : Facteur volumétrique de formation, (bbl/STB).

r_e : Rayon de drainage du puits, (ft).

r_w : Rayon du puits, (ft).

K_0 : la perméabilité effective de l'huile, (md).

V.2.3.3. Altération de la perméabilité et la turbulence

La loi de Darcy assume que la perméabilité est constante dans tout l'aire de drainage du puits et que l'écoulement de fluide est laminaire. La perméabilité effective de l'huile est le produit entre la perméabilité relative de l'huile et la perméabilité absolue ($K_o = K * K_{ro}$).

La perméabilité absolue (K) peut être augmentée aux alentours de puits par la stimulation des puits ou diminuée par l'endommagement de la formation, ce changement de la perméabilité peut modifier la pente de profil de pression en fonction de rayon de puits ceci est illustré sur la figure suivante :

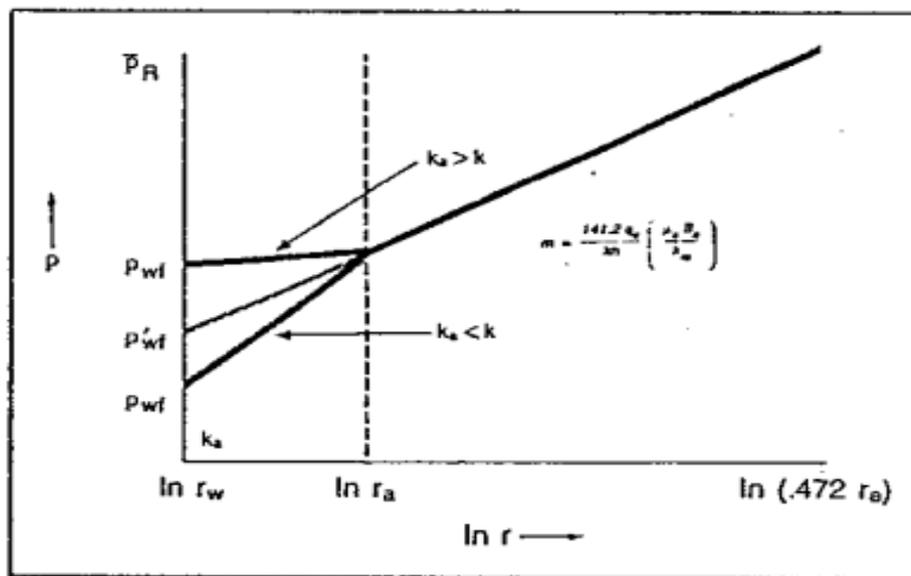


Figure V.2.3: Effet de l'altération de la perméabilité

La figure illustre que pour un débit constant, une faible différence de pression (Δp) est nécessaire si le puits a été stimulé tandis qu'une forte différence de pression (Δp) est nécessaire si le puits a été endommagé.

Dans la plus part des cas, il est impossible de déterminer la valeur de la perméabilité altérée et le rayon d'altération du puits (r_a), dans ce cas on peut assumer que le changement de la pression du à l'altération de la perméabilité est apparait sous la forme de l'effet de skin.

L'effet de skin est une perte de charge supplémentaire dans le réservoir qui peut être défini comme étant un nombre adimensionnel, il est donné par l'équation suivante :

$$Q = \frac{0.00708.K0.h.(Pr-Pwf)}{\mu_0 . B_0 . \ln(0.472\left(\frac{r_e}{r_w}\right)-0.75+s')} \dots\dots\dots V.3$$

D'où le facteur de skin inclut l'effet de l'endommagement actuel et l'effet de turbulent
 $S'=S+Dq$

Où S : le facteur de skin dû au changement de la perméabilité

Dq : le coefficient de turbulence

Le terme S est positif pour les formations endommagées et négatif pour les formations stimulées et nul lorsque il n'y a pas changement de la perméabilité, le coefficient de turbulence est positif pour un écoulement turbulent ou nul pour un écoulement laminaire.

L'effet de S' sur le profil de pression pour un réservoir d'huile est illustré sur la figure ci-dessous.

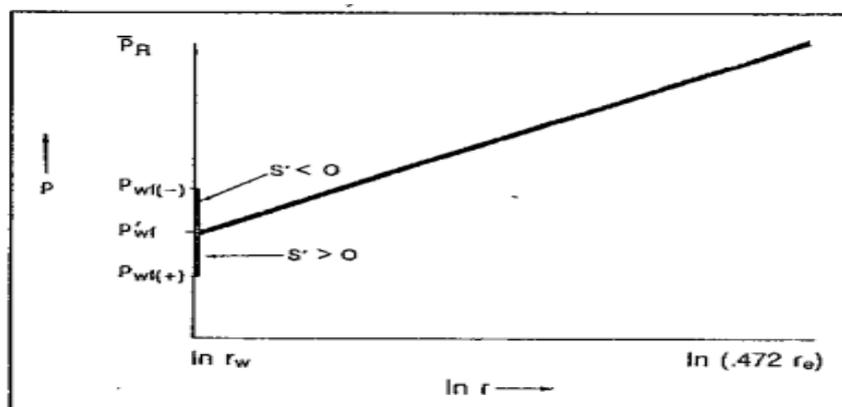


Figure V.2.4: Effet du facteur de skin

V.2.3.4. Notion de l'indice de productivité :

L'indice de productivité est utilisé généralement pour mesurer la capacité d'un puits de production. Il est défini par le symbole J qui est Le rapport entre le débit entrant au puits (**Inflow rate**) et la chute de pression dans le réservoir (**Draw down**).

Pour une production de l'huile sans eau l'indice de productivité est donné par :

$$J = \frac{Q}{Pr-P_{wf}} \dots\dots\dots V.4$$

Où P_{wf} : La pression de fond, psi.

L'indice de productivité est mesuré généralement pendant un essai de production sur le puits. Il est important de noter que l'indice de productivité est une mesure valide du potentiel de productivité de puits seulement si le puits coule au régime Pseudo-Steady state comme illustré sur le schéma (figure I.4)

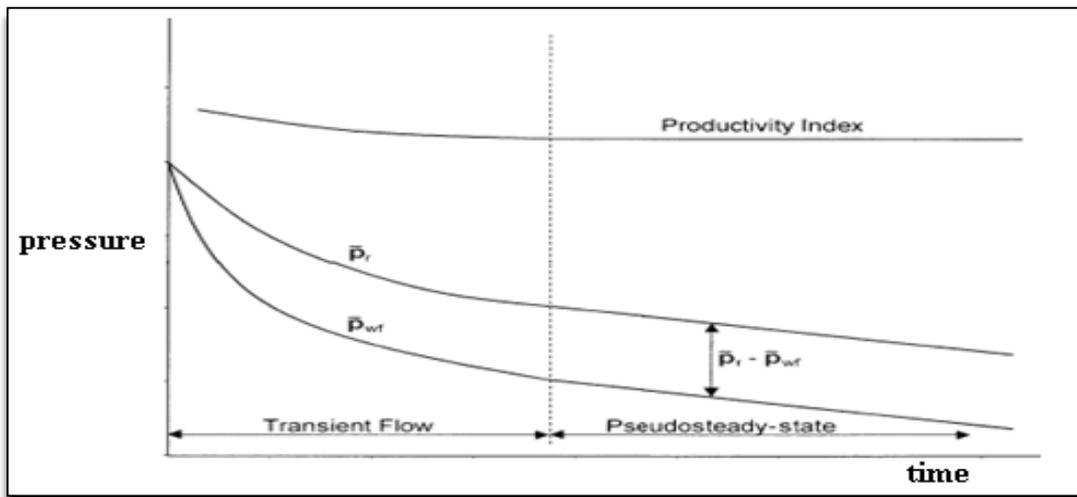


Figure V.2.5 : Indice de productivité pour les différents régimes d'écoulement

D'après l'équation de Darcy en écoulement permanent et la définition de l'indice de productivité, on peut exprimer l'indice de productivité comme suit :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots \dots \dots V.5$$

Cette équation est valable seulement si la fonction de pression $f(P) = \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o}$ est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme suit :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_r - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} dP \dots \dots \dots V.6$$

L'indice de productivité est déterminé à partir d'un seul essai de production ($P_{wf}=f(Q)$).

Il est important de noter que l'indice de productivité est utilisé dans le cas d'un écoulement monophasique lorsque la pression du réservoir (P_r) est au-dessus de la pression de bulle (P_b).

V.2.3.4.1 les facteurs qui influent sur l'indice de productivité

➤ **Le comportement de fluide dans le réservoir :**

La connaissance de la pression de bulle et la pression de rosée nous donne une idée sur le comportement de fluide dans le réservoir ; la présence du gaz libre dans le réservoir ($P_r < P_b$) indique l'existence d'une perméabilité relative du gaz qui influe sur celle de l'huile.

A partir du diagramme de phase (pression-température) on peut savoir la phase de fluide qui se trouve dans le réservoir.

Si la pression initiale de réservoir est supérieure à la pression de bulle ; en fonction du temps cette pression pourrait être chutée au-delà de la pression bulle alors on aura le changement de la phase dans le réservoir et la libération des bulles de gaz, ce qui provoque la diminution de la perméabilité relative d'huile. En plus si le puits est produit à un débit qui nécessite une P_{wf} inférieure à la pression de bulle (P_b) l'indice de productivité va diminuer aux abords de puits.

➤ **La perméabilité relative**

La présence du gaz libre dans le réservoir influe sur la capacité d'écoulement de l'huile ; celle-ci va diminuer si la saturation en gaz augmente dans le réservoir.

Comme l'indice de productivité est en fonction de la perméabilité de l'huile, alors la présence du gaz dans le réservoir indique la présence d'une perméabilité relative du gaz ce qui va diminuer la perméabilité relative de l'huile.

➤ **La viscosité de l'huile**

La viscosité de l'huile saturée en gaz a une température constante diminue en fonction de la chute de pression dans le réservoir (**valable pour $P_r > P_b$**).

Si la pression de réservoir est au-delà de la pression de bulle la viscosité va augmenter car le gaz devient libre dans le réservoir.

Comme l'indice de productivité est en fonction de la viscosité, donc il y a une relation entre ces deux paramètres.

➤ **Le facteur volumétrique de fond**

La chute de pression provoque l'expansion d'huile, si on atteint la pression de bulle on aura la libération de gaz ce qui influe sur le facteur volumétrique de fond et ce dernier influe sur l'indice de productivité.

V.2.3.5.Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile

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 (**Inflow Performance Relationship**).

Malheureusement, les informations sont rarement disponibles de manière suffisante pour appliquer ces équations. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'inflow d'un puits. Plusieurs de ces méthodes empiriques, les plus largement utilisées pour construire les IPR d'un puits d'huile, sont présentées dans cette section .La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certains exigent plusieurs essais dans lesquels P_{wf} et q_o sont mesurés.

V.2.3.5.1. Well PI :

L'indice de productivité est donné par la relation suivante : $q_0 = J (Pr - P_{wf})$

Dans le cas d'un réservoir sous-saturé ou la pression de fond dynamique peut être inférieure ou supérieure à la pression de bulle, on doit utiliser la correction de Vogel sous le point de bulle.

Si la pression statique du réservoir est inférieure à la pression de bulle, alors on doit utiliser les différents modèles d'IPR, par exemple : Vogel ou Fetkovitch qui sont prévu pour un réservoir saturé.

V.2.3.5.2. Méthode de Vogel

Vogel 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.

La méthode a été proposée pour les réservoirs saturés, à gaz dissous seulement, mais il s'est avéré par la suite que cette méthode s'applique pour n'importe quel type de réservoir dans lequel la saturation en gaz augmente avec le déclin de la pression de réservoir, La méthode originale de Vogel ne tient pas compte des effets du facteur de skin, mais une modification postérieure donnée par Standing a rendu la méthode applicable aux puits endommagés ou stimulés.

Suite à la représentation des courbes IPR adimensionnelles pour les cas considérés, Vogel est arrivé à la relation suivante entre le débit et la pression adimensionnelle :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots V.7$$

Où $q_{0(max)}$ est le débit maximum avec une pression nulle au fond en écoulement.

Vogel a montré que dans la plupart des applications de sa méthode l'erreur dans le débit prévu d'inflow est moins de **10%**, mais elle peut atteindre **20%** pendant les étapes finales de l'épuisement.

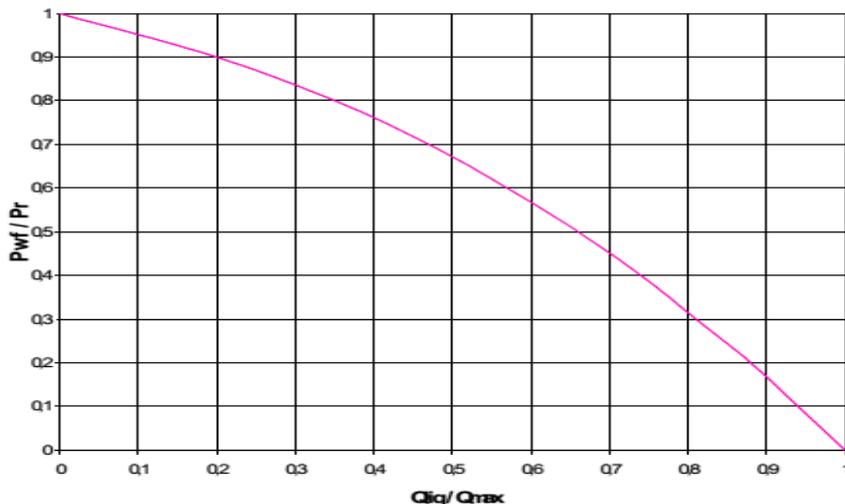


Figure V.2.6: Courbe d'IPR adimensionnelle de Vogel

En utilisant la courbe d'IPR de Vogel, Il est possible de calculer le débit maximum que le réservoir peut produire. Il correspond à une pression de fond d'écoulement nulle ($P_{wf} = 0$). A ce point, le "Draw-down" sur la formation est maximum et est égal à la pression statique du réservoir P_R . Sur la courbe, c'est le point ($x=1, y=0$). Cette valeur est théorique et ne peut jamais être atteinte.

V.2.3.5.3. Application de la méthode de Vogel pour un skin nul

1. Réservoir saturé : ($P_R = P_b$) :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots V.8$$

2. Réservoir sous saturé : ($P_R < P_b$)

➤ Cas 1 : pour $P_{wf} \geq P_b$

$$J = \frac{q_0}{P_R - P_{wf}} \dots\dots\dots V.9$$

➤ Cas 2 : pour $P_{wf} \leq P_b$

$$q_0 = J \cdot (P_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \right] \dots\dots V.10$$

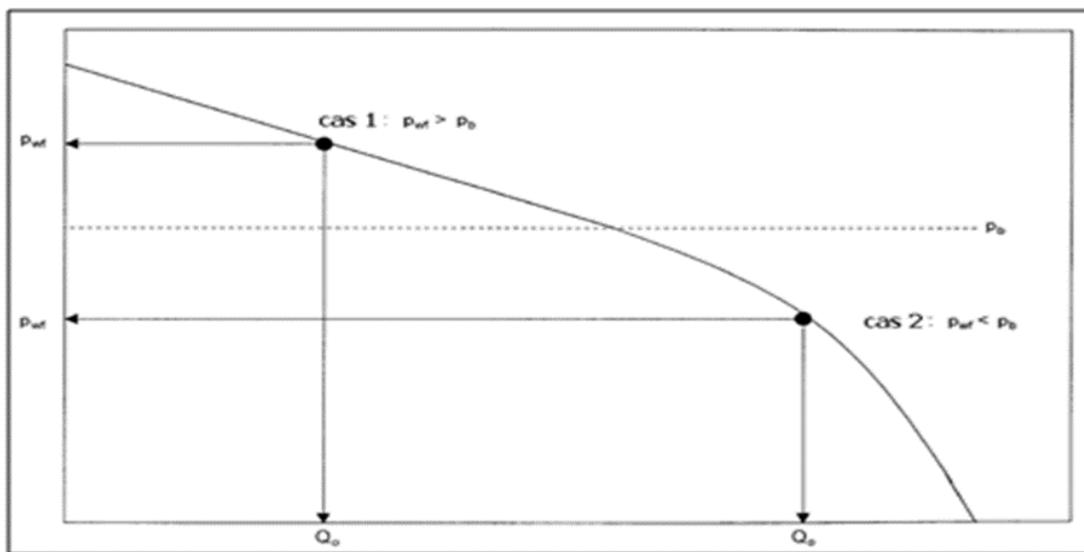


Figure V.2.7 : IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé

V.2.3.5.4.Modification de Standing

La méthode présentée par Vogel pour générer les IPR ne considère pas le changement de la perméabilité absolue du réservoir. **Standing** propose une procédure pour modifier la méthode de Vogel pour qu'elle tienne compte de l'endommagement ou la stimulation du réservoir.

Le degré d'altération de la perméabilité peut être exprimé en termes de rapport de productivité (**PR**) ou efficacité d'écoulement (**FE**) : **Flow Efficiency**.

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{\overline{P_R} - P'_{wf}}{P_R - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \dots\dots\dots V.11$$

L'équation de Vogel devient :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots V.12$$

Une relation reliant P_{wf} , P'_{wf} et FE peut être obtenue

$$\frac{P'_{wf}}{P_R} = 1 - FE + FE \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)$$

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots V.13$$

La contrainte pour l'application de cette équation est que P'_{wf} doit être supérieure à 0

Ou : $P_{wf} \geq \overline{P_R} \cdot \left(1 - \frac{1}{FE} \right)$ cette contrainte est toujours satisfaite si $FE \leq 1$

Dans le cas d'un réservoir sous saturé L'équation de Vogel peut être modifiée pour (FE#1) on obtient:

$$q_0 = J \cdot (\overline{P_R} - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[1,8 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots V.14$$

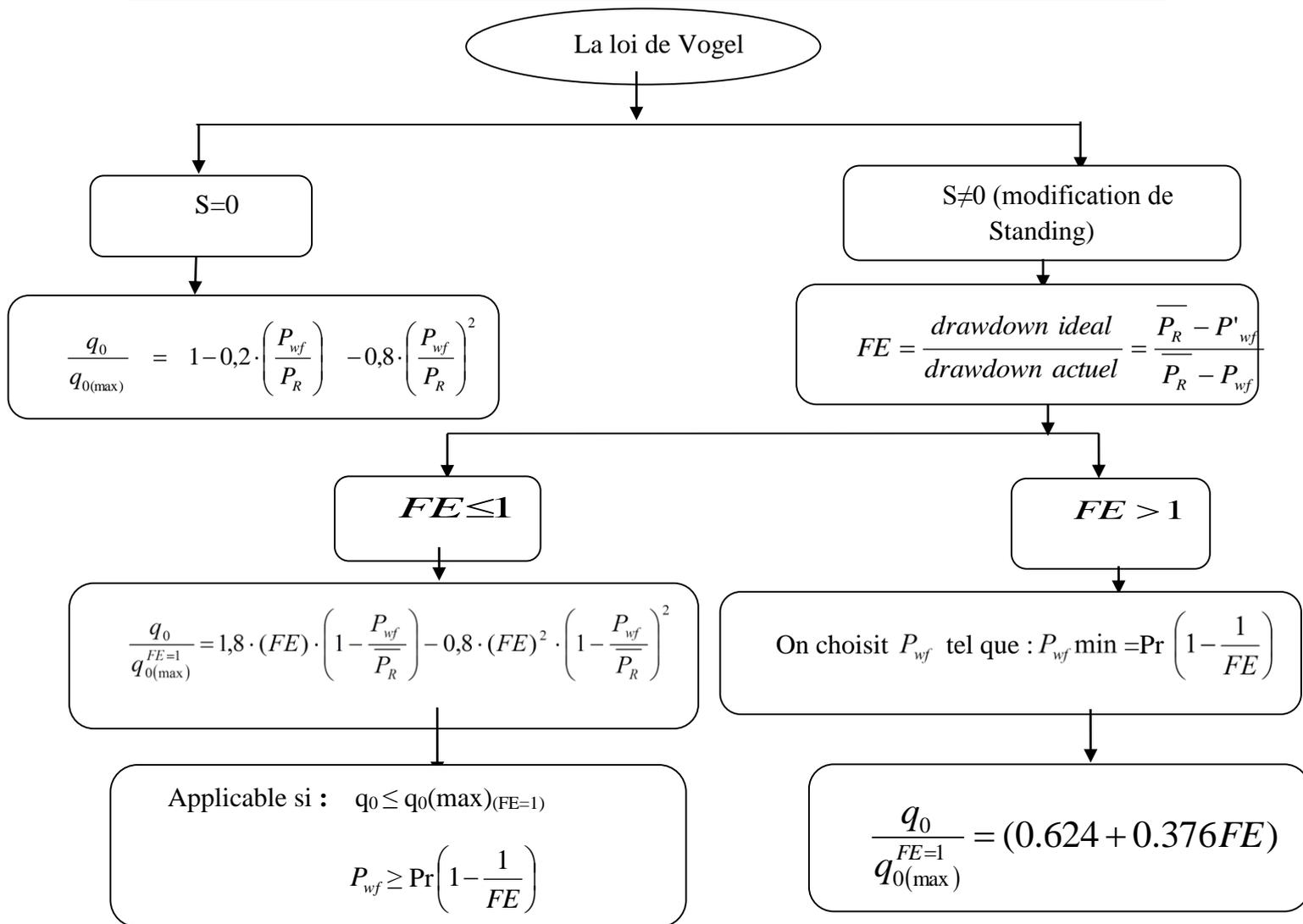


Figure V.2.8: Organigramme montrant les différentes applications de la loi de Vogel

V.2.3.5.5. Méthode de Fetkovitch

Fetkovitch propose 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.

$$q_0 = C \cdot \left(P_R^2 - P_{wf}^2 \right)^n \dots\dots\dots V.15$$

C : coefficient d'écoulement.

n : exposant dépendant des caractéristiques du puits.

La valeur de (n) varie entre 0,568 & 1,00 pour 40 cas de test analysés par Fetkovitch.

V.2.3.6. Prédiction des futures IPR pour les puits d'huile

Puisque la pression du réservoir diminue dans le temps à cause de la déplétion, la capacité du réservoir à transporter l'huile diminue. Cela, est dû à la diminution de la fonction de pression $\left[f(P) = \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right]$ car la perméabilité relative à l'huile diminue avec l'augmentation de la saturation en gaz.

V.2.3.6.1.Méthode de standing

Standing a publié une procédure qui peut être utilisée pour la prédiction de déclin de la valeur de débit $q_{o(max)}$ avec l'augmentation de la saturation de gaz dans le réservoir à cause de la déplétion.

L'équation de Vogel peut être réarrangée pour donner:

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right) \dots\dots\dots V.16$$

$$\frac{J^*_F}{J^*_p} = \frac{f(\bar{P}_{RF})}{f(\bar{P}_{RP})} \dots\dots\dots V.17$$

Où : J^*_F : La valeur de J^* lorsque \bar{P}_{RP} chute à \bar{P}_{RF}

J^*_p : La valeur de J^* à la présente valeur de la pression de réservoir \bar{P}_{RP}

$$q_{o(max)F} = q_{o(max)P} \cdot \left[\frac{\bar{P}_{RF} \cdot f(\bar{P}_{RF})}{\bar{P}_{RP} \cdot f(\bar{P}_{RP})}\right] \dots\dots\dots V.18$$

Une fois la valeur de $q_{o(max)P}$ est déterminée à partir de test actuel de puits, la valeur de $q_{o(max)F}$ peut être calculé si la valeur de la fonction de pression $f(\bar{P}_{RF})$ peut être prédite à \bar{P}_{RF} .

Donc les futures IPR peuvent être générés à partir de:

$$q_{oF} = q_{o(max)F} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RP}}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RF}}\right)^2\right] \dots\dots\dots V.19$$

Où :

$$q_{oF} = \frac{J^*_F \cdot \bar{P}_{RF}}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RP}}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{RF}}\right)^2\right] \dots\dots V.20$$

V.2.3.6.2.Méthode de Fetkovitch:

La méthode proposée par Fetkovitch pour construire les futures IPR consiste à ajuster le coefficient d'écoulement C pour les changements de la fonction de pression $f(\bar{P}_R)$.

Il a supposé que $f(\bar{P}_R)$ est une fonction linéaire de $f(\bar{P}_R)$, et C peut être déterminé a partir de :

$$q_{oF} = Cp \cdot \left(\frac{\bar{P}_{RF}}{\bar{P}_{RP}}\right) \cdot \left(\bar{P}_{RF}^2 - P_{wf}^2\right)^n \dots\dots\dots V.21$$

Partie 3 : Pertes de charge dans le tubing

V.3.1.Introduction

Pour déterminer la performance de n'importe quel puits de production, il est nécessaire de calculer les pertes de charge dans tout le système de production (le réservoir et les conduites). Les procédures de calcul des pertes de charges dans le réservoir, $\Delta P = P_r - P_{wfs}$, sont illustrées dans la partie 2 de ce chapitre.

Dans cette partie, on va présenter les méthodes de calcul des pertes de charge dans le tubing. Ces pertes de charge sont en fonction de débit de production et des caractéristiques des composants du système de production. Dans le cas d'un écoulement monophasique de fluide les pertes sont calculées facilement ; mais la plus part des puits produisent l'effluent sous l'état multiphasique. Pour les puits d'huile, il y a toujours le gaz libre qui accompagne l'huile. La présence de gaz et de liquide en même temps dans le système d'écoulement complique le calcul des pertes de charge, car on aura le changement de phase avec le changement de pression.

V.3.2.La courbe de performance du tubing (Tubing Performance Curves)

L'écoulement du fluide du fond du puits vers la surface est appelé **outflow performance** et la représentation graphique est appelée **Vertical Lift Performance (VLP)** qui représente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées.

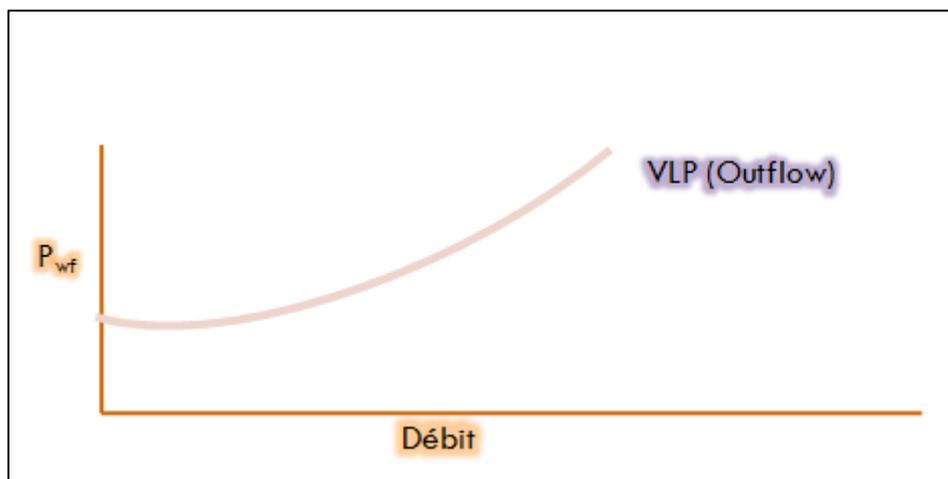


Figure V.3.1: Perte de charge dans le système de la production

V.3.3.Les facteurs affectant le VLP

- Les dimensions du tubing
- Le water cut (WOR)
- Le GOR ou le gaz injecté
- Les dimensions de la vanne de sécurité de sub-surface (SSSV)
- Les dimensions de la Duse
- La pression de tête.

V.3.4.Ecoulement monophasique

V.3.4.1.Equation de conservation de l'énergie

L'équation de base d'écoulement des fluides c'est l'équation de la conservation de l'énergie. Au début, elle est développée à partir des équations de la thermodynamique. Ensuite, elle est modifiée pour y intégrer le terme de perte de charge.

Considérons un système permanent, le bilan des énergies peut être écrit comme suit :

$$u_1 + p_1 v_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgz_1}{g_c} + q' + w_s' = u_2 + p_2 v_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgz_2}{g_c} \dots\dots\dots V.22$$

Où :

u = énergie interne,

Pv =énergie de détente ou de compression

$$\frac{mv^2}{2g_c} = \text{Énergie cinétique,}$$

$$\frac{mgz}{g_c} = \text{Énergie potentielle,}$$

q' =énergie thermique échangée par le fluide

w_s' = Travail subit par le fluide.

Le développement de l'équation (V.24) pour une conduite inclinée d'un angle θ par rapport à l'horizontal. Comme $dz = dl \sin \theta$

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dl \sin \theta + dl_w = 0 \dots\dots\dots V.23$$

En multipliant l'équation par $\frac{\rho}{dl}$, Donc le gradient de la pression peut s'écrire comme suit, et cela en considérant que la perte de charge est positive dans le sens de l'écoulement :

$$\frac{dp}{dl} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{\rho v dv}{g_c dl} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_f \dots\dots\dots V.24$$

Où : $\left(\frac{dp}{dl} \right)_f \equiv \rho \frac{dl_w}{dl}$, ce terme représente les pertes de charge dues à la friction.

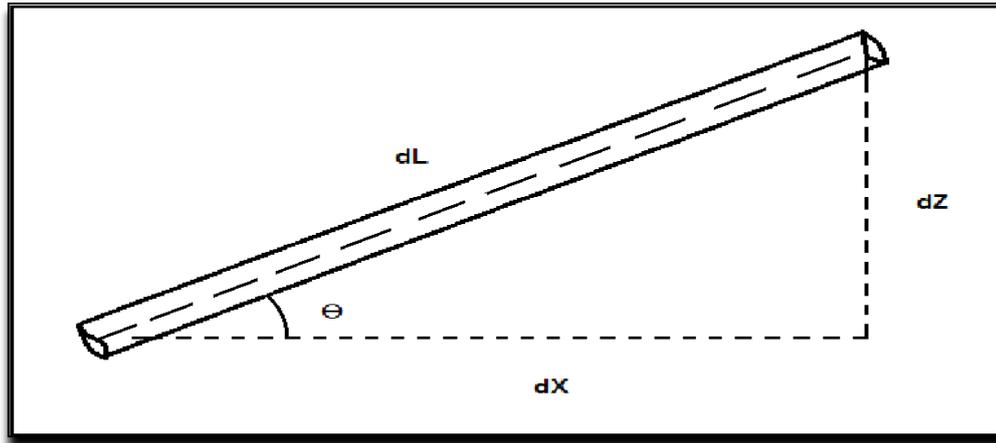


Figure V.3.2: Géométrie de l'écoulement.

Dans les conduites horizontales, les pertes de charge sont causées seulement par la variation de l'énergie cinétique et les frottements.

Le développement de chaque type de pertes de charges nous donne l'équation (V.25) :

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_f + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} \dots\dots\dots V.25$$

Où :

$$\frac{dp}{dl} : \text{Perte de charge totale,}$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta : \text{Perte de charge due à l'élévation,}$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} : \text{Perte de charge due aux frottements,}$$

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dl} : \text{Perte de charge due à l'accélération.}$$

Les gammes de contribution de chacune des composantes par rapport à la perte totale dans les conduites verticales, inclinées et horizontales pour les puits d'huile peuvent être représentées par le tableau suivant :

Tableau V.3.1 : Distribution des composantes de perte de charge dans une conduite

composantes	Types de conduite	
	Verticale ou inclinée	horizontale
Elévation	70%-90%	0%-30%
Friction	0%-15%	70%-100%
Accélération	Moins importantes que celles d'élévation et de friction	

V.3.5.Écoulement diphasique

L'introduction d'une seconde phase dans l'étude des écoulements complique l'analyse de l'équation du gradient de pression. Pour le même débit, les pertes de charge sont plus importantes que celles dans un écoulement monophasique. Les fluides peuvent se séparer à cause de la différence de leurs densités et aussi en raison de leur écoulement à des vitesses différentes. Par ailleurs, les propriétés des fluides telles que la vitesse, la densité et la viscosité, et dont la détermination est relativement facile dans le cas d'un écoulement monophasique deviennent très difficile à estimer.

Avant de modifier l'équation du gradient de pression pour l'adapter à un écoulement diphasique, quelques paramètres spécifiques de ce type d'écoulement doivent être définis et estimés.

V.3.5.1.Paramètres descriptifs des écoulements diphasiques

Avant de mettre le problème d'un écoulement multiphasique sous la forme d'un modèle mathématique, on doit décider quelles sont les paramètres contrôlant l'écoulement multiphasique, comme des vitesses ou bien des concentrations. La première question est donc de bien préciser ces différents paramètres.

➤ **Hold-up du liquide**

H_L il est défini comme étant la fraction d'un élément de la conduite occupée par le liquide à un instant donné.

$$H_L = \frac{\text{volume de liquide dans le segment}}{\text{volume du segment de la conduite}} \dots\dots\dots V.26$$

Le volume du segment est choisi grand devant les fluctuations que l'on veut lisser, mais petit devant les variations globales que souhaite étudier.

La valeur de H_L ne peut pas être calculée analytiquement. Elle doit être déterminée à partir des corrélations empiriques, elle est en fonction des (propriétés de gaz et de liquide, configuration de l'écoulement, diamètre de conduite et l'inclinaison de la conduite).

Le gaz Holdup est: $H_g = 1 - H_L$.

Dans le cas de non glissement (si les deux fluides (gaz et liquide) s'écoulent à la même vitesse, c'est-à-dire sans glissement), elle peut être calculée directement à partir de débit de liquide et du gaz :

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g} \dots\dots\dots V.27$$

Où :

Q_L : le débit in-situ du liquide.

Q_g : le débit in-situ du gaz.

Le Holdup du gaz sans glissement est : $\lambda_g = 1 - \lambda_L$

➤ **vitesse**

La vitesse apparente du gaz est calculée par la formule suivante :

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A} \dots\dots\dots V.28$$

La vraie section à travers laquelle s'écoule le gaz est réduite par la présence du liquide à ($A.H_g$). Donc, la vitesse réelle du gaz est déterminée comme suit :

$$v_{sg} = \frac{Q_g}{AH_g} \dots\dots\dots V.29$$

La vitesse du mélange diphasique est calculée en se basant sur le débit total in-situ comme l'illustre l'équation.

$$v_m = \frac{Q_L + Q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \dots\dots\dots V.30$$

Comme il a été mentionné précédemment, les deux phases, gazeuse et liquide, peuvent s'écouler à des vitesses différentes dans la conduite. Certains auteurs préfèrent estimer le degré de glissement et ainsi le holdup du liquide en déterminant la vitesse de glissement V_s . La vitesse de glissement est définie comme étant la différence entre les vitesses réelles des deux phases :

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} \dots\dots\dots V.31$$

Utilisant les définitions précédentes des différentes vitesses, on peut parvenir à de nouvelles formes des équations du holdup du liquide et du holdup du liquide sans glissement qui sont les suivantes :

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \dots\dots\dots V.32$$

Et :

$$H_L = \frac{v_s - v_m + \sqrt{[(v_m - v_s)^2 + 4v_s v_{sL}]}{2v_s} \dots\dots\dots V.33$$

➤ **Masse volumique**

Le calcul de la masse volumique d'un mélange gaz-liquide nécessite la connaissance du holdup liquide. Pour cela, trois équations sont utilisées :

$$\rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \text{ est utilisée généralement pour calculer } \left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele}$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \cdot \lambda_g^2}{H_g} \text{ est utilisée généralement pour calculer } \left(\frac{dP}{dL} \right)_f$$

➤ **viscosité**

La viscosité du fluide en écoulement est utilisée pour déterminer le nombre de Reynolds ainsi que d'autres nombres adimensionnels utilisés comme paramètres dans les corrélations. La notion d'une viscosité d'un mélange diphasique est plutôt vague et elle est définie différemment par les auteurs. Les équations suivantes sont les plus utilisées :

$$\mu_s = \mu_L \cdot H_L + \mu_g \cdot H_g \dots\dots\dots V.34$$

$$\mu_k = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{H_g} \dots\dots\dots V.35$$

V.3.5.2. Configuration de l'écoulement verticale diphasique

L'écoulement simultané de deux phases de propriétés physiques différentes à travers une conduite se présente suivant plusieurs organisations spatiales pour les phases.

Plusieurs régimes d'écoulements ont été établis suivant la distribution relative des phases.

La topologie de l'écoulement va dépendre des paramètres suivants :

- Les conditions d'opération (pression, température, apport de chaleur...)
- Les propriétés physiques des phases (densité, viscosité, ...)
- Les débits de chaque phase
- La géométrie et l'orientation de la conduite

Govier a présenté une série descriptive pour les configurations d'écoulement pour l'air et l'eau représentées dans la figure ci-dessous

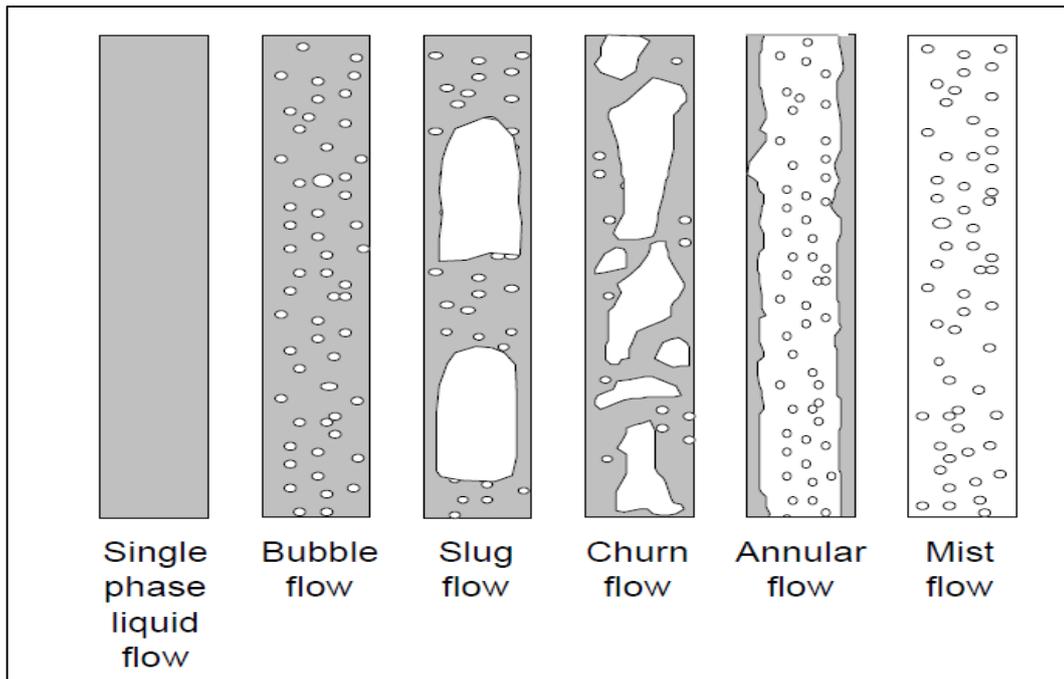


Figure V.3.3: Configuration de l'écoulement verticale diphasique

- Pour des fortes vitesses de liquide et de faible vitesse de vapeur, on se retrouve en présence d'écoulements 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 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 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.

V.3.5.3. Prédiction des pertes de charge en écoulement diphasique

L'équation du gradient de pression, applicable pour n'importe quel fluide circulant dans un pipe incliné d'un angle donné Θ par rapport à l'horizontal, était présentée précédemment :

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl} \right)_{el} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_f + \left(\frac{dp}{dl} \right)_{acc}$$

➤ **Le terme de gravité**

Dans le cas d'un écoulement diphasique, le terme de gravité s'écrit comme suit :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \sin \theta \dots\dots\dots V.36$$

Où :

ρ_s est la densité du mélange gaz-liquide dans la partie considérée de la conduite.

➤ **Le terme de frottement**

Le terme de frottement devient :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f_{ip} \cdot \rho_f \cdot v_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots V.37$$

Où :

f_{ip} : Facteur de frottement

v_m : vitesse moyenne du mélange

➤ **Le terme d'accélération**

Le terme d'accélération dans le cas de l'écoulement diphasique est représenté comme suit :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = \frac{\rho_f v_m dv_m}{g_c dL} \dots\dots\dots V.38$$

Ce terme est généralement négligé par la majorité des auteurs.

A partir de la discussion des différents termes qui contribuent dans l'équation du gradient de pression totale, on peut conclure que pour développer des équations du gradient de pression dans le cas d'un écoulement diphasique il est nécessaire de développer des méthodes permettant le calcul du holdup du liquide et du facteur de friction. C'est l'approche suivie par presque tous les chercheurs dans l'étude du gradient de pression diphasique.

V.3.5.4. Les différents modèles de l'écoulement multiphasique :

La difficulté de la modélisation de l'écoulement multiphasique se situe dans l'arrangement physique des phases. Les débits et les propriétés des phases déterminent l'arrangement physique du fluide, et cet arrangement détermine la perte de pression due à la hauteur hydrostatique et due au frottement.

Il existe trois modèles analytiques simples qui permettent de prendre en compte le maximum des fonctions et des données de l'écoulement afin de prédire les paramètres de fonctionnement des installations. Ces modèles sont :

- Modèle homogène (Catégorie A) :

La configuration est non considérée et la vitesse de glissement est nulle. On remplace l'écoulement diphasique par un pseudo-fluide monophasique dont les propriétés (vitesse, masse volumique, viscosité) sont les moyennes du mélange obéissant aux lois d'un écoulement monophasique

- Modèle de glissement (Catégorie B) :

La configuration est non considérée et la vitesse de glissement non nulle. Dans le cas d'un écoulement avec glissement, il devient nécessaire d'utiliser des corrélations empiriques pour calculer la fraction volumique.

- Modèle généralisé (Catégorie C) :

La configuration est considérée et la vitesse de glissement non nulle.

Bien que le modèle homogène et le modèle de glissement puissent donner de bon résultat lorsque le rapport de glissement est proche de 1, il n'est en général pas applicable dans la majorité des situations car la perte de pression dépend fortement des régimes d'écoulement. Sa prédiction donc requiert l'emploi des corrélations pour déterminer d'abord les régimes d'écoulement dans la conduite.

V.3.5.5.L'utilité des corrélations

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- Prédire le moment où le puits va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- Faire le design des systèmes d'activation.
- Déterminer la pression de fond dynamique Pwf.
- Déterminer les IP des puits.
- Prédire les débits maximums.

Les principales corrélations des pertes de charges sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.3.2 : Corrélations des pertes de charges pour un écoulement diphasique

Catégorie	Auteur	Hypothèse	But
A	Poettman/Carpenter Baxendell and Thomas Fancher and Brown	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	Une corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
B	Hagerdorn/Brown Gray Asheim	-Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	Corrélation permet la détermination de : -le Hold – up -le facteur de frottement diphasique
C	Duns/Ros Beggs/Brill Orkiszewski Mukherjee/Brill	-glissement de phase - prise en compte du régime d'écoulement	Des corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

VI.1. Introduction

L'objectif global de cette étude consiste à identifier les puits candidats à l'activation pour le champ d'EL Adeb Larache ainsi que le champ TRT sachant que Les méthodes d'activation proposées dans cette étude sont le Gaz lift et les pompes électriques immergées. Ensuite on va faire une optimisation des paramètres et le design des puits candidats pour chaque mode d'activation .Pour finir, on va déterminer l'apport et l'efficacité par puits qui nous permettent de choisir le mode d'activation qui lui correspond le mieux. Ce choix se base sur le côté technique et économique.

L'historique de production montre qu'il y a 64 puits fermés dans le champ El Adeb Larache (23 puits dans le réservoir dévonien F6 et 41 puits dans le réservoir dévonien F4) à raison de mauvaise cimentation, abandon de poisson et déplétion de la pression de réservoir.

Il y a 8 puits forés dans le réservoir cambro-ordovicien du champ TRT (Ouan Taredert).La production diminue suite à des problèmes rencontrés et la chute rapide de la pression de gisement.

Actuellement trois puits du champ TRT sont en production (TRT01, TRT04 et TRT07) et le puits TRT05 fermé suite à un débit nul.

Les puits sélectionnés pour cette étude sont EAL38 et EAL01 du champ El Adeb Larache et les puits TRT01, TRT04 et TRT07 du champ TRT (cette sélection est faite soit pour ré-ouvrir le champ (EAL) soit pour augmenter la production (TRT)).

Afin d'atteindre l'objectif souhaité, deux scénarios sont proposés sur les puits sélectionnés à être activés pour faire une étude comparative entre les deux modes d'activation. Ces deux scenarios sont :

- **Scenario** : L'activation par **gaz lift**.
- **Scénario II** : L'activation par **les pompes ESP**

VI .2. Etapes et méthodologie du travail

Dans notre étude on a utilisé le logiciel **PIPESIM.2009** (PIPELINE SIMULATOR) qui est conçu par la compagnie de service Schlumberger .Il sert à faire des analyses nodales des puits à l'aide des formulations d'**IPR** : écoulement à travers le réservoir (corrélations de VOGEL, Darcy, etc.) et des formulations **VLP** : écoulement à travers le tubing (corrélations Hagedorn et Brown, Poettman Carpenter, Duns et Ros, etc.) . Comme il peut faciliter le calcul des pressions d'injection, le débit de production optimum, la localisation des vannes dans le cas d'un système du gaz lift ainsi il permet aussi de faire un design d'une pompe ESP...etc.

VI .2.1. Modélisation et simulation du puits

Pour modéliser n'importe quel puits sur le logiciel il faut respecter les étapes suivantes :

VI .2.2.1. Collecte des données

On prend les résultats et les données techniques des puits choisis à partir du :

- **Test du jaugeage** : débit d'huile, Water cut, GOR, Pression de tête, diamètre de la duse du puits, la densité d'huile et du gaz.
- **d'ouverture Well test (build up)** : Pression et température de réservoir, Pression de fond dynamique, gradient de pression dynamique.
- **la fiche technique (complétion du puits)** : le type du puits, les côtes de tubing et de casing, les intervalles des perforations, Diamètre extérieur de tubing et celle du casing.
- **Les données PVT** : Rs (GOR de dissolution), FVF, Pression de bulle, densité et viscosité de l'huile.

VI .2.2.2. Introduction les données des équipements et du réservoir

Si la pression du fond dynamique est supérieure à la pression du bulle on procède à l'écoulement de darcy (Well PI) sinon on doit choisir une des corrélations (VOGEL, PESEUDO STEADY STATE, FETKOVITCH ...).

VI .2.2.3. Introduction et calibrage des PVT (Pression, Volume et Température)

C.-à-d. construire un model fluide a partir des données et à des pressions et températures bien précises.

VI .2.2.4. Calibrage IPR, VLP

Trouver le point de fonctionnement du système par le choix de la meilleure corrélation pour l'écoulement verticale (qui a un minime d'erreurs) et celle de réservoir.

VI .2.2.5. Reproduction de l'état actuel du puits

Actualisation du modèle par la recherche de la pression de fond qui correspond au dernier test de jaugeage.

VI .2.2.6. Prédiction des performances du puits par la mise en place d'une pompe ESP ou gaz lift.

C.-à-d. faire une optimisation du système avec les sensibilités nécessaires.

VI .3. Application

Dans cette étape, on décrit la procédure de modélisation et simulation des puits EAL38 et EAL01. TRT01 ; TRT04 ; TRT07.

Partie 1 : Etude et optimisation du champ d'El Adab Larache (EAL38 et EAL01)

Afin de bien illustrer les résultats, on a adopté le puits EAL38 comme un exemple, ou on va présenter la procédure d'optimisation étape par étape.

Le puits EAL38 est un puits qui fonctionne dans les conditions critiques, producteur d'huile, il a été mis en production le 01/01/1994, il est relié au CS2.

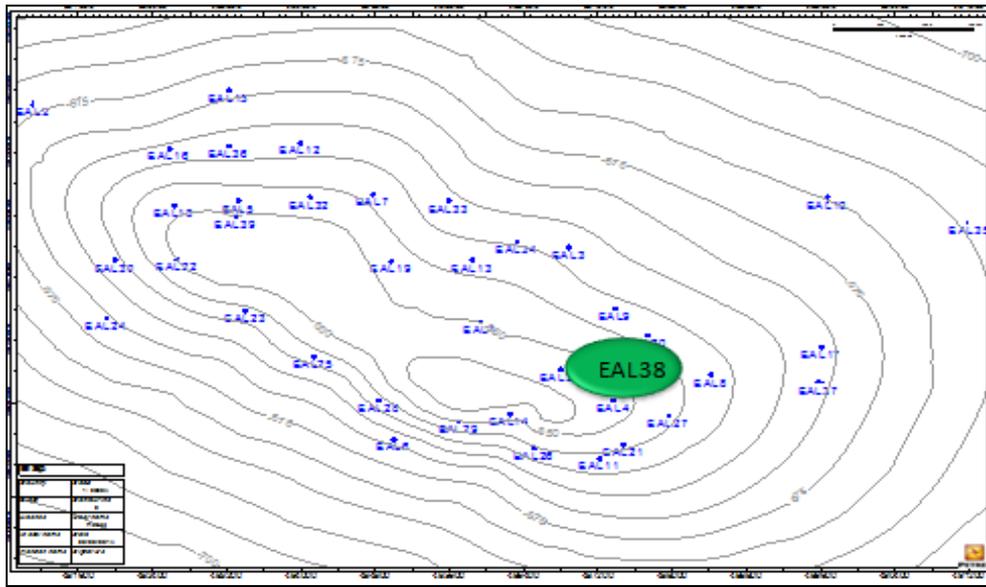


Figure VI.1 : Présentation du puits EAL38

Le puits EAL01 est non éruptif, producteur d'huile, il a été mis en production le 01/09/1980, il est actuellement fermé suite à un débit nul.

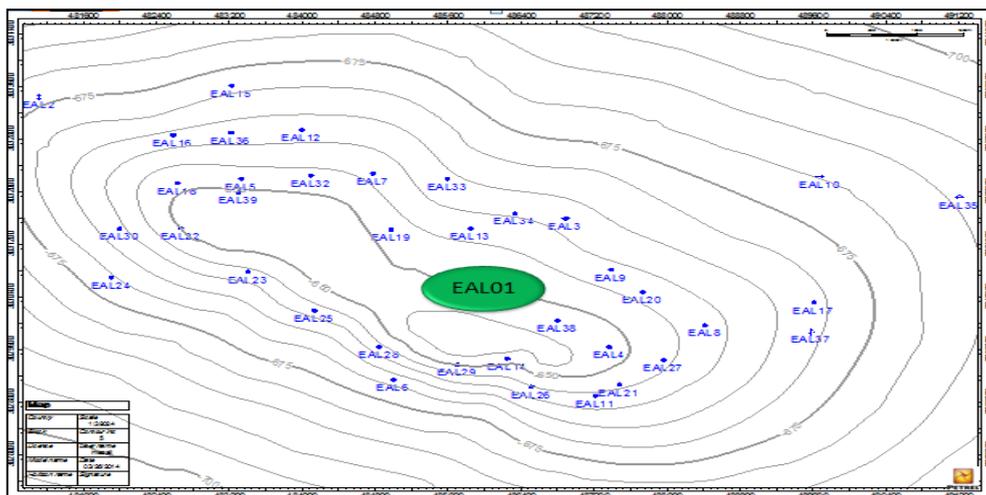


Figure VI.2 : Présentation du puits EAL01

VI.3.1.1. Modélisation des puits

A. Création du modèle physique

Le menu principale du PIPESIM permet au utilisateur d'accéder aux diverses fonctionnalités comme la création d'un nouveau modèle. La configuration mécanique du puits EAL38 est construite à partir de la fiche technique (voir l'annexe) :

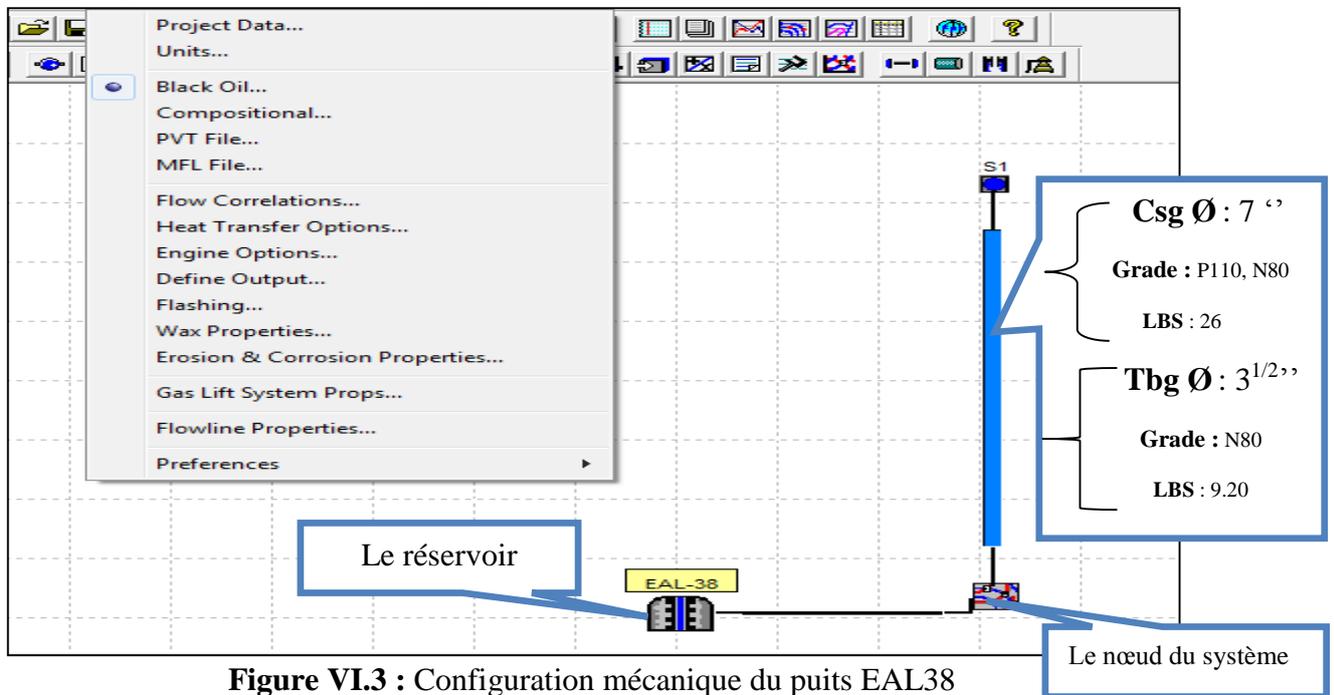


Figure VI.3 : Configuration mécanique du puits EAL38

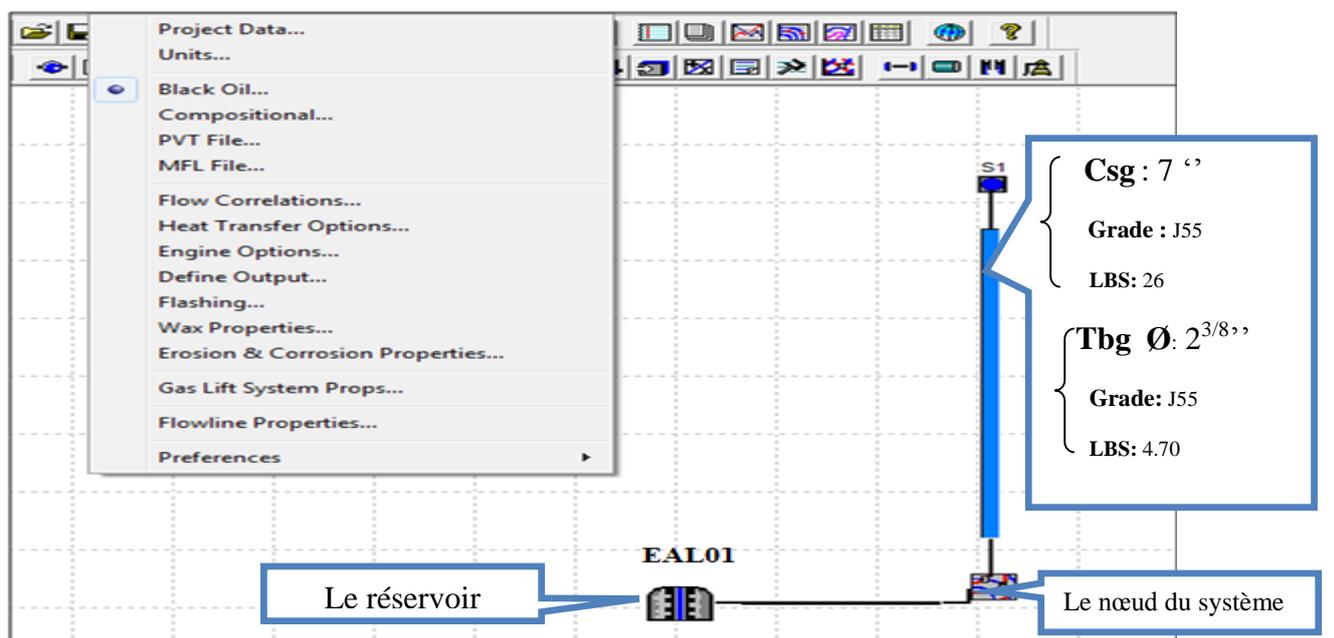


Figure VI.4 : Configuration mécanique du puits EAL01

B. Création du modèle fluide et calibrage des PVT

On a choisi le modèle **Black Oil** car c'est celui qui correspond le mieux à notre cas, vu que les variations de la masse volumique en fonction de la pression sont négligeables.

Pour créer le modèle fluide ; on est besoin des données jaugeages de puits EAL38 qui sont :

Tableau VI.1 : Données jaugeages des puits EAL38 et EAL01

puits	EAL38	EAL01
D a t e	24/01/2015	15/06/2015
Duse	OPEN	OPEN
Pression de tête (psig)	14.7	18.5
Débit de gaz total (m ³ /j)	621	11175
Pression de séparation (psig)	8.9	/
Diamètre d'orifice (in)	0.500	/
Débit d'huile (m ³ /j)	18.20	75
Densité de gaz (air = 1)	0.798	0.7
Densité d'huile Sp.gr/ 15°C	0.805	0.818
Débit de gaz de formation (m ³ /j)	621	11175
G. O. R de formation (m ³ /m ³)	34	149.0
volume d'eau (m ³ /j)	1	26.9
Water-CUT (%)	5.21	26.4

Afin de construire un modèle fiable pour n'importe quelle simulation du puits. Un calibrage des données PVT (FVF, le Rs et la viscosité d'huile) doit être fait.

Le tableau ci-dessous représente les propriétés PVT utilisé pour le choix des corrélations adéquates afin de calibrer le model de fluide.

Tableau VI .2 : Données PVT du puits EAL38 et EAL01

Paramètre	Valeur	Valeur
FVF (st m ³ / m ³)	1.2855	1.3575
GOR de dissolution (m ³ / m ³)	78.67	116
Viscosité d'huile (cp)	0.44	0.514
Le facteur de compressibilité Z	0.9446	0.9445
La pression du bulle (kg/cm ²)	96.5	121.5

Le **Rs** et le **FVF** sont des paramètres indispensables pour la production. Ils servent à améliorer les prédictions faites pour chaque puits.

Voici les courbes qui représentent les solutions Bo et Rs par ordre.

- Le **Rs** représente le gaz dissous dans l'huile
- Le **FVF** représente le rapport entre le volume d'huile en place dans le réservoir et le volume d'huile produite en surface.

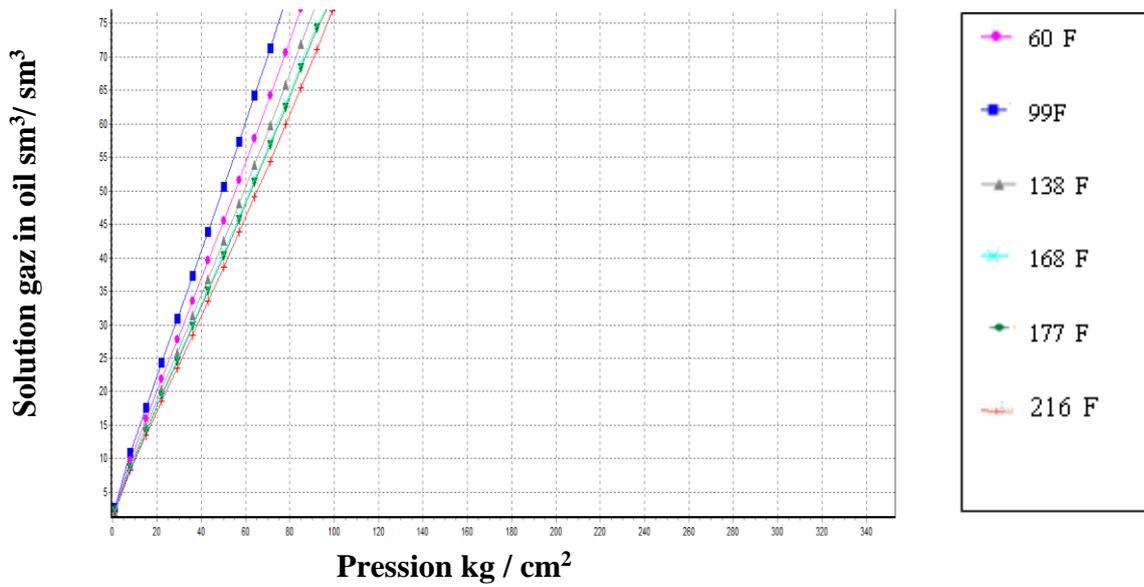


Figure VI.5 : Solution Rs du puits EAL38.

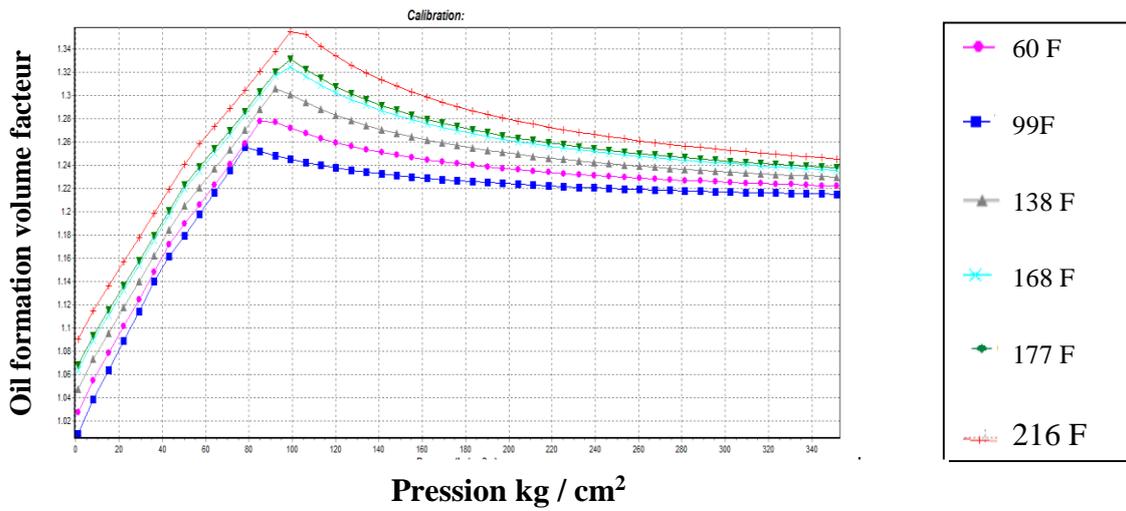


Figure VI.6 : Solution Bo du puits EAL38

Tableau VI .3 : Résultats de calibration des PVT pour le puits EAL38

FVF (st m ³ / m ³)	1.2799
Rs (m ³ / m ³)	78.50

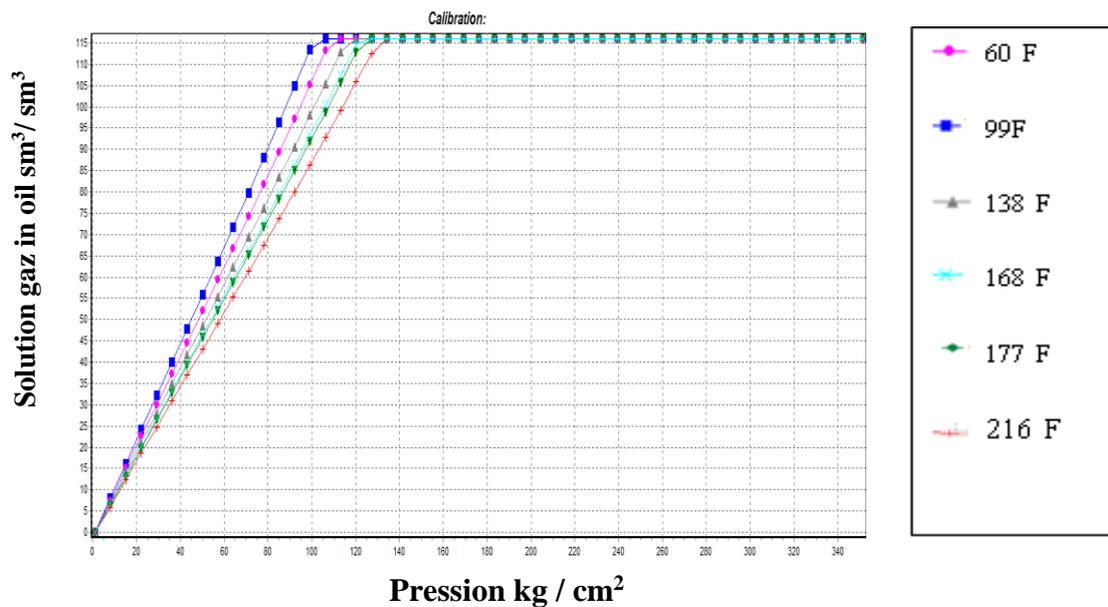


Figure VI.7 : Solution Rs du puits EAL01

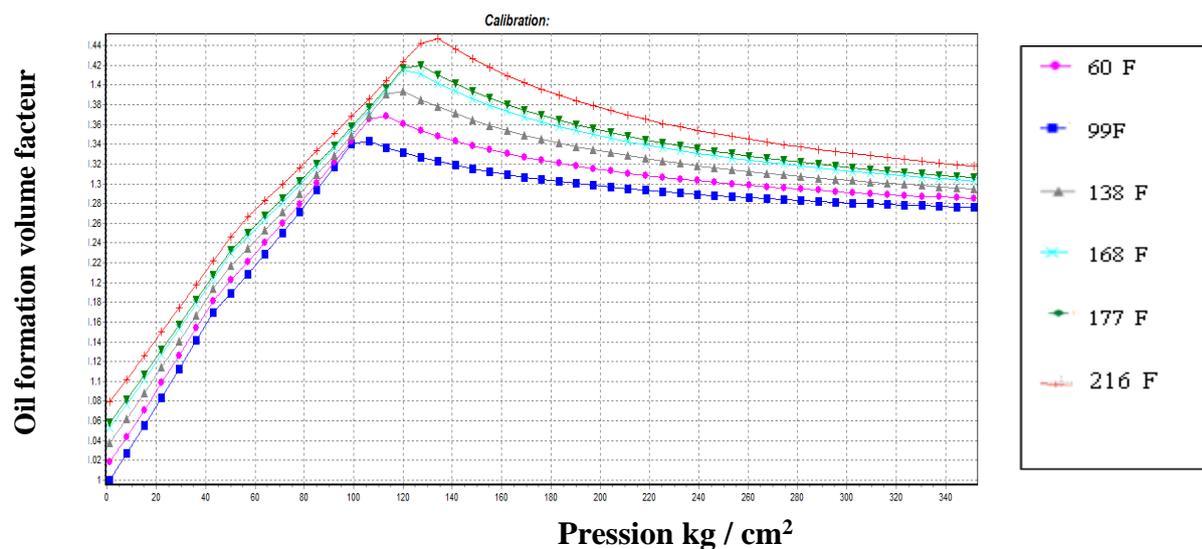


Figure VI.8 : Solution Bo du puits EAL01

- **Résultats de la calibration pour le puits EAL01**

Tableau VI.4 : Résultats de calibration des PVT pour le puits EAL01

FVF (st m³/ m³)	1.3575
Rs (m³/ m³)	116

Les modèles sont calibrés car ils sont capables de reproduire correctement les données mesurées avec une erreur acceptable. Et voici les corrélations choisies pour les différents paramètres.

Tableau VI .5: Corrélations utilisées pour le puits EAL38

Paramètres	Corrélation
Bo	Standing
Rs	Glaso
Viscosité de l’huile	Chew and conally
Z	Standing

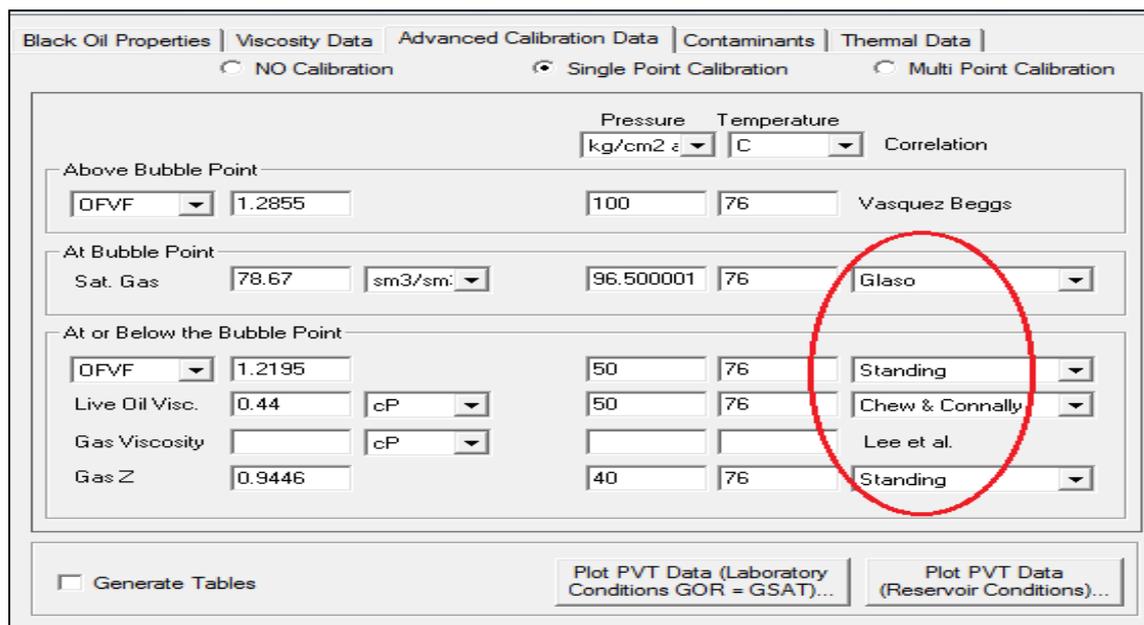


Figure VI.9 : Calibrage des PVT du puits EAL38.

Tableau VI.6 : Corrélations utilisées pour le calibrage du puits EAL01

Paramètres	Corrélation
Oil Viscosity	Kartoatmodjo
Gas Viscosity	Lee et al.
Oil FVF above Bubble Point	Vasquez & Beggs
Oil FVF below Bubble Point	Standing
Solution GOR/Bubble Point	Lasater
Gas Z Factor	Standing

➤ pour le puits EAL38

C. Analyse et vérification des données

Avant toute manipulation des données dans le logiciel, la vérification et la consistance des données est une étape importante si l'on veut obtenir des résultats cohérents et concrets.

Les calculs de vérification sont :

▪ Niveau des perforations

On s'appuyant sur la fiche technique et on lit directement la valeur du top des perforations qui est égale : **1402m** pour le puits EAL38

▪ Pression de fond dynamique

Après le calcul du niveau des perforations, on passe à trouver la pression de fond dynamique en utilisant les données regroupées dans le tableau suivant :

Tableau VI .7: Pression de fond dynamique et Gradient de pression du puits EAL38

Depth (m)	Pressure(Psig)	Température(C°)	Gradient Pressure	Gradient Température
150	19.31	33.33	/	/
436	364.63	44.63	1.2074	3.95
873	876.70	60.52	1.1718	3.64
1292	1287.64	75.09	0.9808	3.48

La correction de la pression de fond dynamique mesurée est faite selon la procédure suivante :

On trace la courbe de gradient dynamique (la profondeur en fonction de la pression du fond dynamique) à la cote mesure (**1292 m**) ; puis on fait le matching de cette courbe avec les corrélations de l'écoulement verticale, on a abouti au choix de la corrélation de **Mukherjee and Brill (MB)** qui représente le minimum d'erreur. En utilisant cette corrélation, on a estimé la pression de fond dynamique à la cote de top perf (**1402m**) qui est de l'ordre de **93.19barg**.

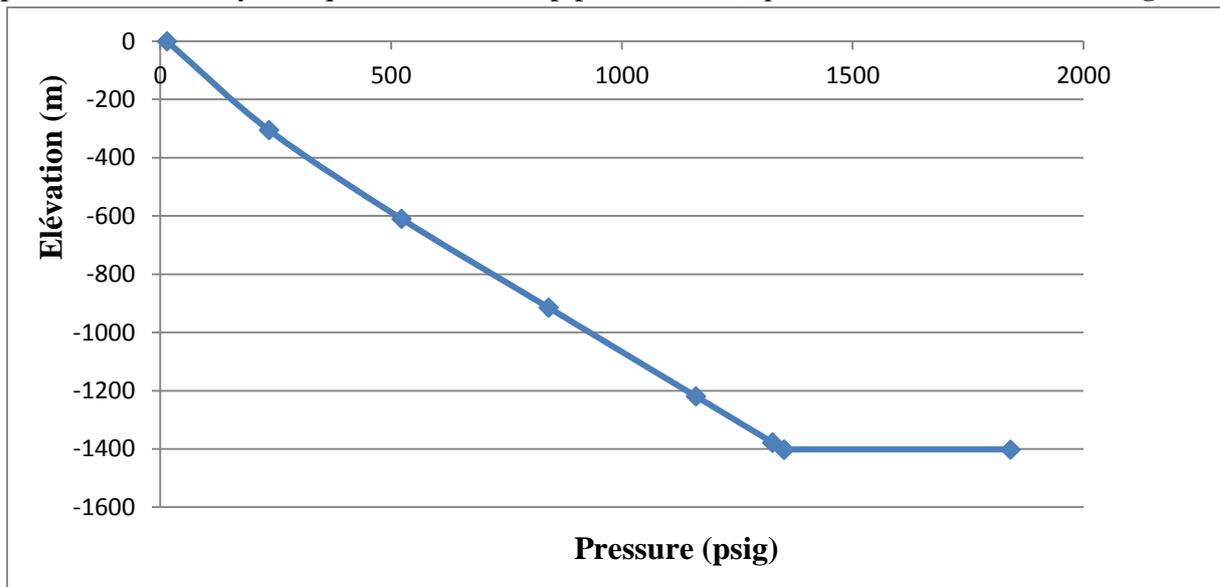


Figure VI.10 : Estimation de la Pression de fond dynamique par la corrélation **MB** du puits EAL38

D. Choix des corrélations

Le choix se fera sur les corrélations pour l'écoulement du réservoir vers le fond et l'écoulement vertical du fond jusqu'à la surface.

■ Pour l'écoulement INFLOW :

Lorsque la pression du gisement est nettement au-dessus de la pression de bulle, dans ce cas l'écoulement dans le réservoir est un écoulement monophasique. Le modèle de **DARCY (Well PI)** est celui qui s'impose pour la détermination de la courbe INFLOW. Dans le cas de puits **EAL38Pr=127 barg et Pb=93.62 barg**, mais la pression de fond dynamique **Pfd=93.19 barg** est inférieure à la pression de bulle donc on va utiliser le modèle de **Vogel** au-dessous de la **Pb**.

■ Pour l'écoulement OUTFLOW :

La détermination de la corrélation à utiliser pour simuler la courbe de l'Outflow puits est difficile, ceci est dû à la complexité de l'écoulement multiphasique dans le tubing.

Cette étape est très importante pour la suite des calculs. Elle détermine le taux d'exactitude des prédictions de pertes de charge dans le tubing.

À l'aide du logiciel on a fait le matching des différentes corrélations (Flow Corrélations matching) avec la courbe de gradient de pression dynamique mesuré, le choix de la corrélation se fait par le calcul de l'erreur entre les mesures de gradient de pression dynamique et les valeurs de pression données par la corrélation. La corrélation qui a le minimum d'erreur c'est celle qui devrait être choisie. La figure ci-dessous montre la comparaison entre la courbe de gradient de pression dynamique et les différentes corrélations choisies :

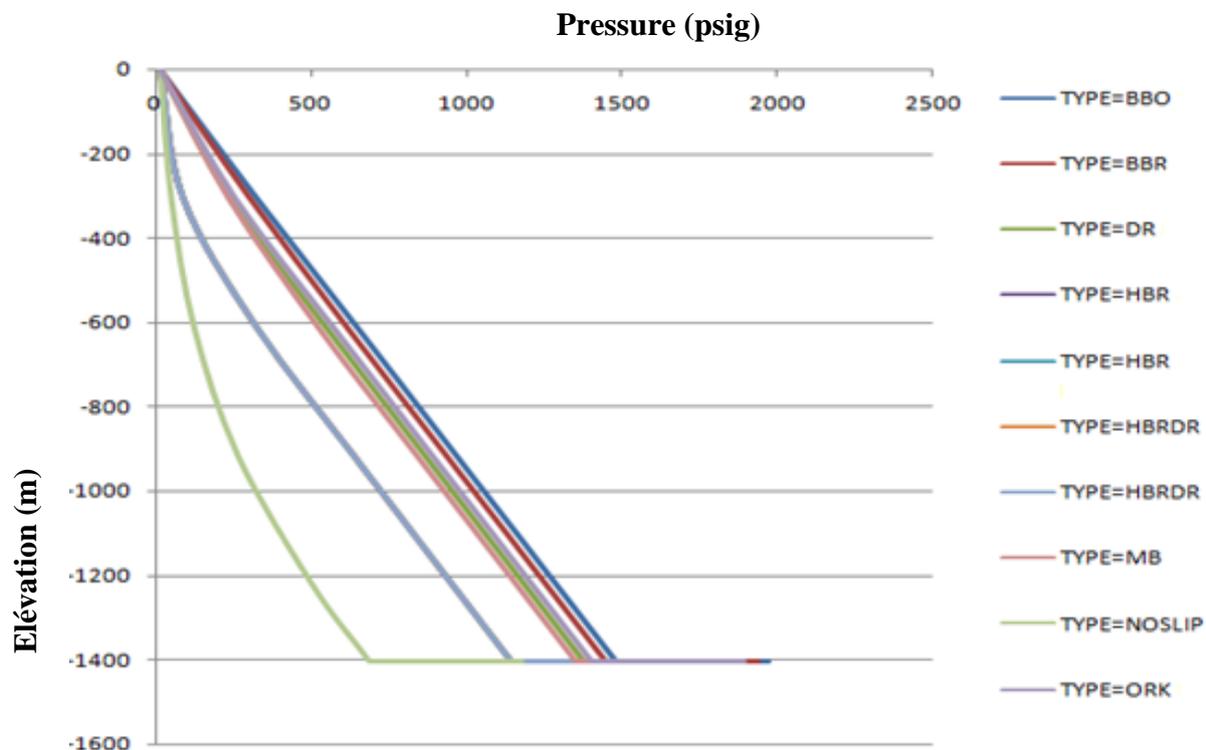


Figure VI.11 : Matching des corrélations pour le puits EAL38

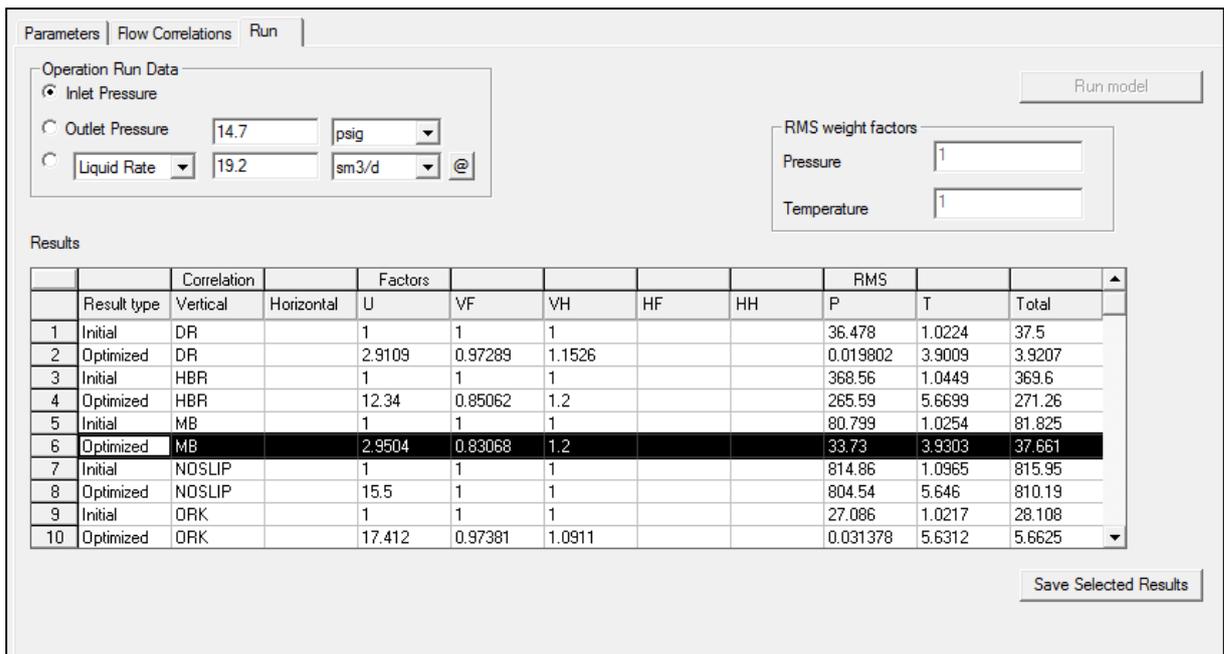


Figure VI.12 : Résultats de la calibration du puits EAL38 ‘MB’

A partir des résultats de la régression et la figure ci-dessus, on remarque que la corrélation **M-B** représente bien l’état actuel du puits EAL38 avec une erreur de l’ordre de **37.661** par rapport aux autres corrélations.

Après calibration et le choix de la bonne corrélation, La figure suivante représente la superposition de la corrélation choisie par rapport à la donnée mesurée.

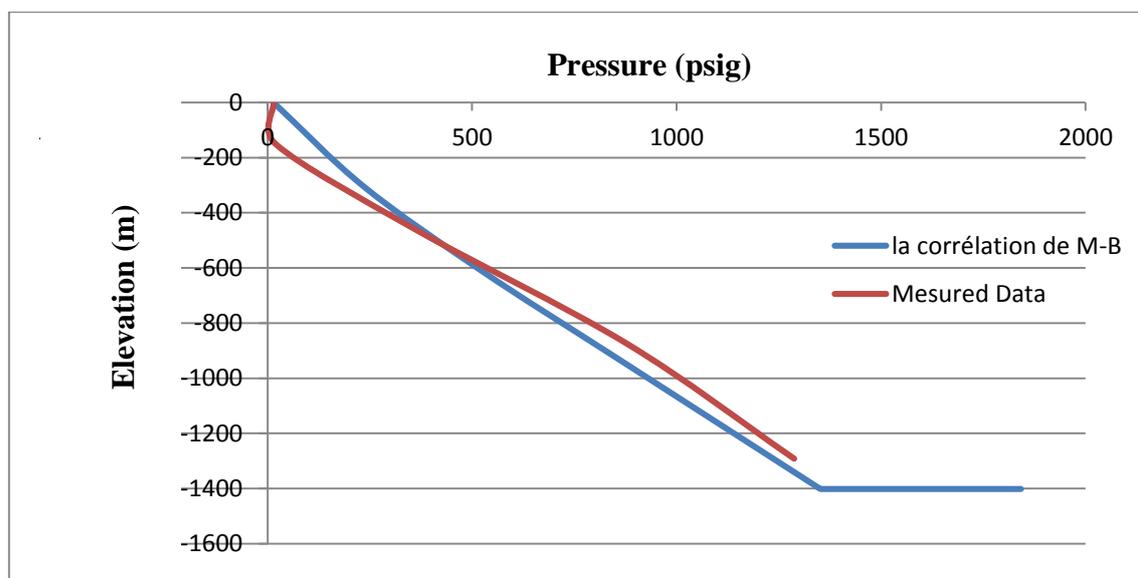


Figure VI.13 : Sensibilité avec la corrélation **M-B** du puits EAL38

E. Détermination du point de fonctionnement

L'intersection entre la courbe d'IPR et VLP donne le point de fonctionnement du puits EAL38. Ce point représente la pression et le débit du liquide pour lesquels le puits fonctionne à l'état actuel

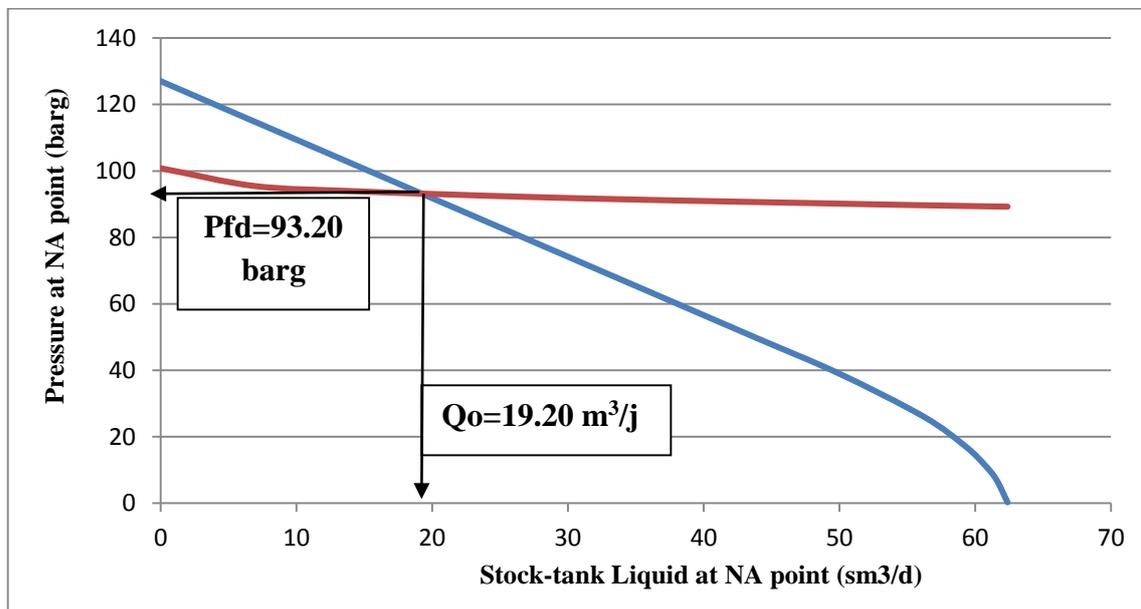


Figure VI.14 : Point de fonctionnement du puits EAL38

Le débit et la pression de fond calculés par PIPESIM sont très proches aux données de test, ce qui veut dire que le modèle créé est bien calibré.

Les coordonnées du point sont montrées dans le tableau ci-dessous :

Tableau VI.8 : Résultats d'IPR/VLP pour le puits EAL38

Valeurs	Mesurées	Calculés	Différence %
Liquide rate (Sm ³ /j)	19.20	19.19	0.052
Pression de fond dynamique (barg)	93.20	93.17	0.018

F. Détermination de l'état actuel du puits

Après trouver le point de fonctionnement de puits EAL38 et à l'aide des données du dernier jaugeage (08/12/2015) on a abouti à déterminer l'état actuel du puits par la modification de ces dernières données et l'estimation de la nouvelle pression du fond dynamique Pfd à la cote top perf.

Les données de dernier test de jaugeage sont mentionnées dans le tableau suivant :

Tableau VI.9 : données de jaugeages du puits EAL38 (08/12/2015)

Date	Date 08/12/2015
Pression de tête : (psig)	17.1
Débit d'huile : (m ³ /j)	23.95
G. O. R de formation :(m ³ /m ³)	32
volume d'eau : (m ³ /j)	0
Water- Cut : %	0

Voici la courbe de la pression du fond dynamique actuelle en fonction de la profondeur

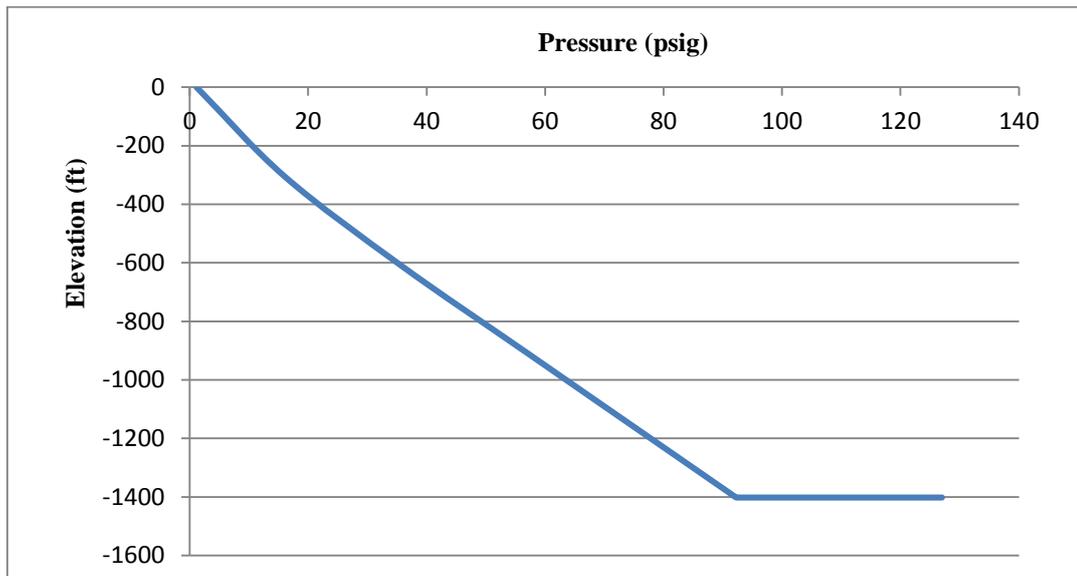


Figure VI.15 : Estimation de la nouvelle Pression de fond dynamique d'EAL38

Une lecture sur le graphe à la cote des tops perforation nous donne la valeur de la Pfd qui est égale à **92.25 barg**.

Le graphe ci-dessous représente le point de fonctionnement de puits avec les données de la production actuelle.

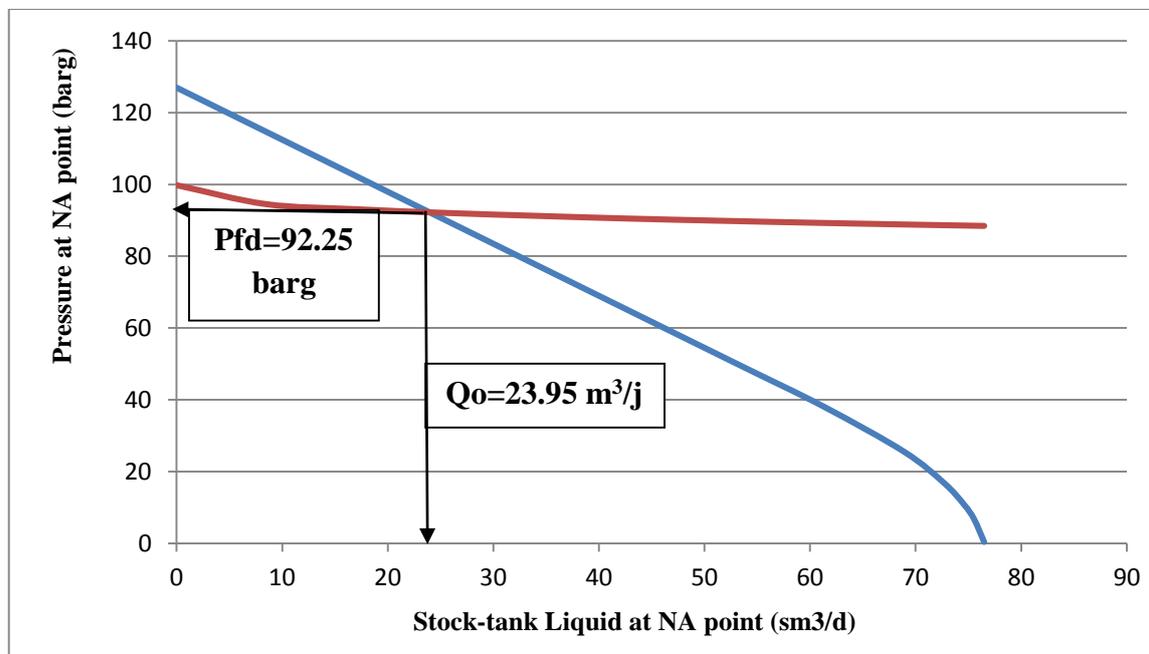


Figure VI.16 : Point de fonctionnement actuel du puits d'EAL38

On dit un modèle qu'il est valide si on lui introduisant les données d'autres tests, il donnera des calculs proches des données mesurées. Après introduction des données du dernier test de jaugeage. A ce stade, le modèle est bien validé et est prêt à être utilisé.

Le tableau suivant montre la comparaison entre les résultats du puits EAL38 à partir des données de jaugeage :

Tableau VI.10 : Comparaison des résultats du puits EAL38

	Pfd (psig)	Q0 (M3/J)	Pr (barg)	IP (stb/day/psi)
Etat de puits avant	1351.6	19.20	127	0.27
Etat de puits actuel	1338	23.95	127	0.29

➤ **La modélisation du puits EAL01**

C-Analyse et vérification des données :

▪ **Pression de fond dynamique**

On a estimé la pression de fond dynamique à l'aide de la corrélation de **Hagedorn and Brown** avec un facteur de friction de l'ordre de 1 et un facteur de Hold-up de l'ordre de 1

On a trouvé que **Pwf = 59.2 barg**

D-Choix des corrélations

▪ **Pour l'écoulement INFLOW**

Le modèle de Vogel est celui qui s'impose pour la détermination de la courbe de l'INFLOW

Tableau VI.11 : Données de l'inflow pour le puits EAL01

Modèle du réservoir	Vogel
Debit maximum (AOF), m ³ /j	121.8
Pression statique du réservoir, kg/cm ²	105
Débit actuel, m ³ /j	76.8
Top des perforations, m	1263

Pour l'écoulement OUTFLOW:

Comme on n'a pas des mesures de pression de fond dynamique, on a choisi la corrélation de **Hagedorn and Brown** car celle-ci qui nous donne des résultats les plus fiables pour notre modèle de puits

E. Détermination du point de fonctionnement

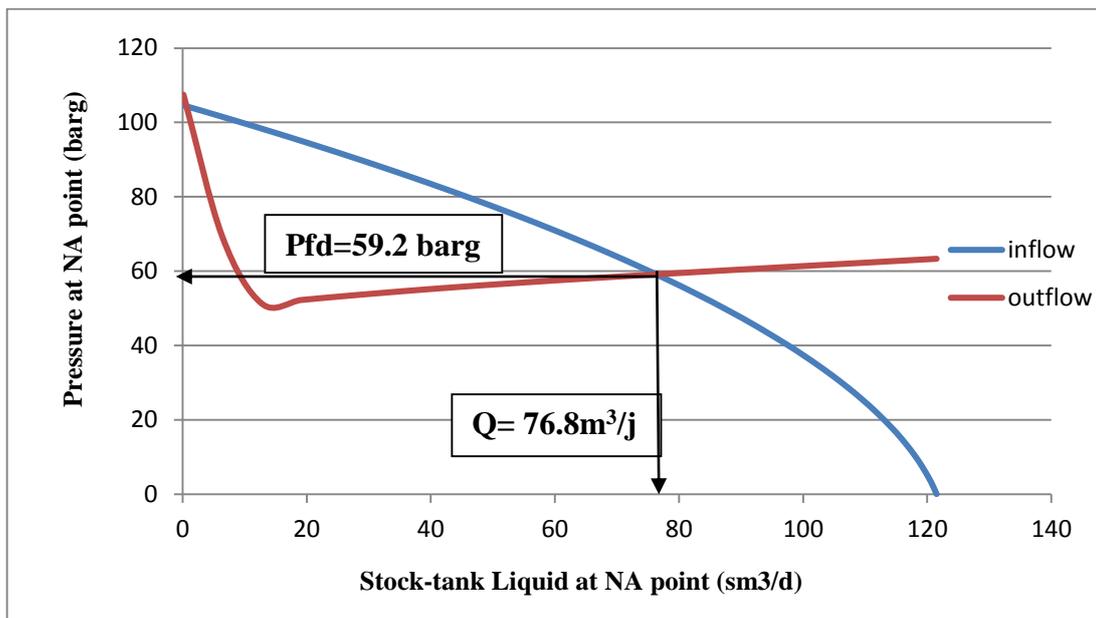


Figure VI.17 : Point de fonctionnement actuel du puits EAL01

VI.3.1.2. Scenario I : Activation par Gaz lift

Le point délicat d'une conception de gaz lift reste l'estimation des pertes de charge en écoulement multiphasique afin de réduire la pression du fond de puits et augmenter ainsi la production du réservoir pour n'importe quel puits classé comme candidat.

L'objectif sera donc de faire une optimisation de la production des puits par le Gaz lift avec des sensibilités et faire un design du système.

Le design commence et s'effectue en deux étapes :

- La première étape concerne le futur profil du puits : En fonction des données disponibles, la pression d'injection et la quantité de gaz nécessaire sont estimées.
- La seconde étape est de concevoir le système de décharge du puits : la position des mandrins de décharge et les vannes.

Ayant obtenu le point de fonctionnement actuel du puits EAL38 ; on passe maintenant à l'étude des sensibilités sur les paramètres suivants :

- ✓ la pression d'injection du gaz.
- ✓ le débit d'injection de gaz.
- ✓ la profondeur d'injection de gaz.

Et aussi voir l'influence de certains paramètres sur l'injection du gaz lift qui sont :

- ✓ Le water cut
- ✓ Le GOR
- ✓ La pression du réservoir.

a. Etude de l'influence du water-cut sur la production avant Gaz lift

L'objectif de cette sensibilité est d'estimer le pourcentage d'eau (Water Cut) qu'au-delà le puits ne peut débiter en éruptif (on aura un décrochement du point de fonctionnement).

Dans notre exemple de calcul sur le puits EAL38, on a un pourcentage d'eau qui est nul, mais au fur et à mesure de la production, on aura des venues d'eau (ca s'explique par la présence d'un water drive).

Lors de l'augmentation du pourcentage d'eau, la colonne s'alourdit, donc la production chute ce qui nous oblige à injecter de gaz pour alléger la colonne hydrostatique.

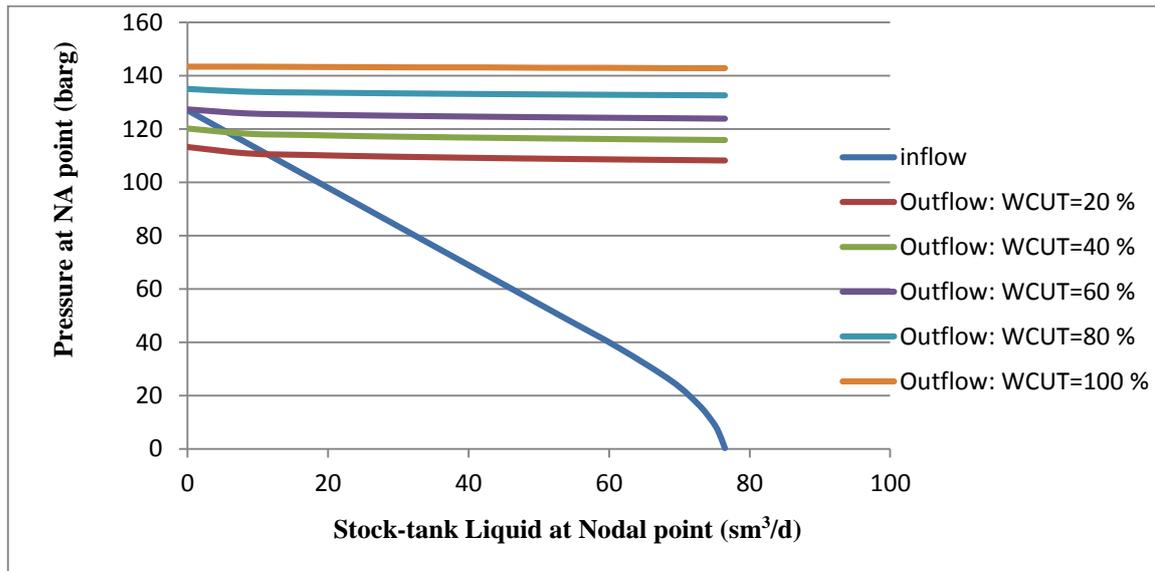


Figure VI.18 : Influence de Water Cut sur la production avant injection pour EAL38

On remarque que plus le pourcentage d'eau augmente le débit de la production diminue. Lorsque le Water-Cut atteint les 76%, le puits EAL38 arrête de produire.

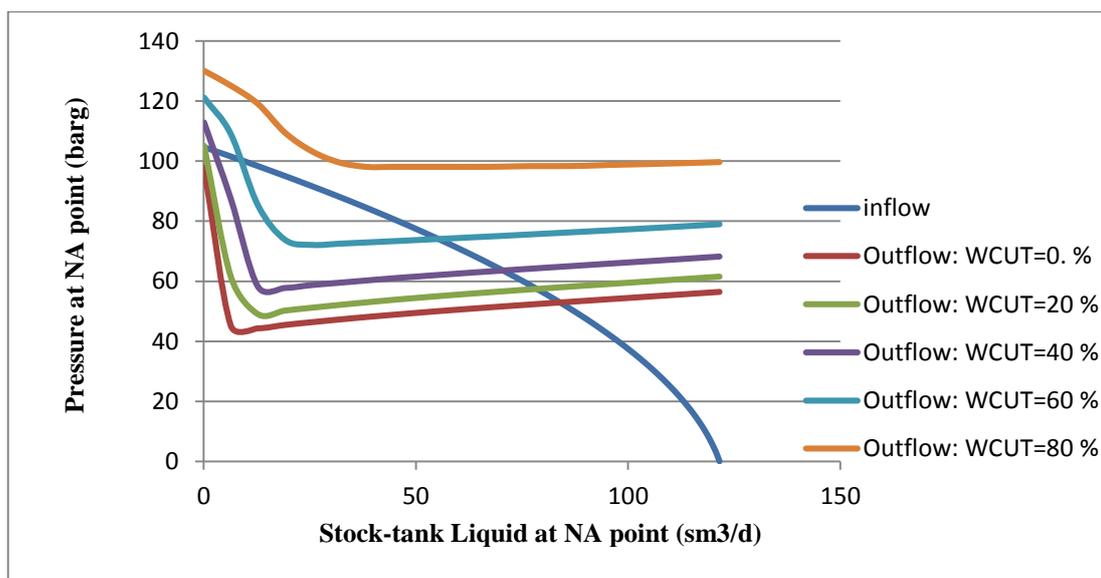


Figure VI.19 : Influence de Water Cut sur la production avant injection pour EAL01

Lorsque le WOR atteint les 75%, le puits EAL01 arrête de produire

b. Etude de l'influence du GOR sur la production

D'après la courbe ci-dessus on remarque que plus la valeur de GOR augmente la production augmente c-à-d. le gaz a un effet positif. Donc le puits est candidats à être lifté.

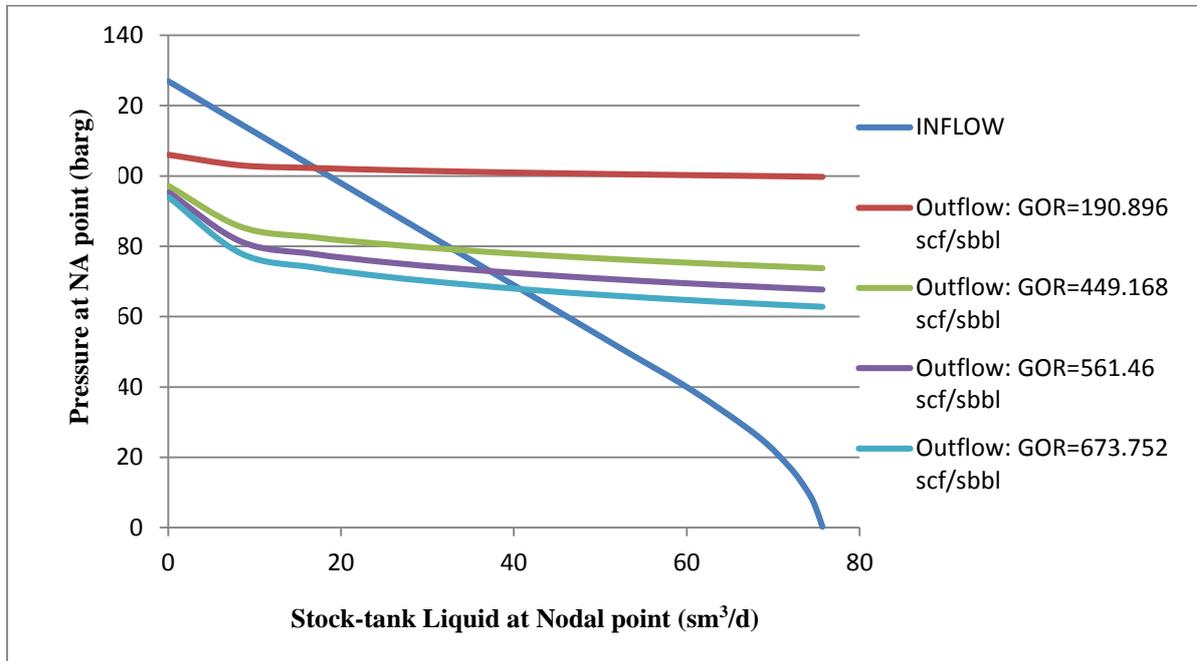


Figure VI.20 : Influence de l'augmentation du GOR sur la production de puits EAL38.

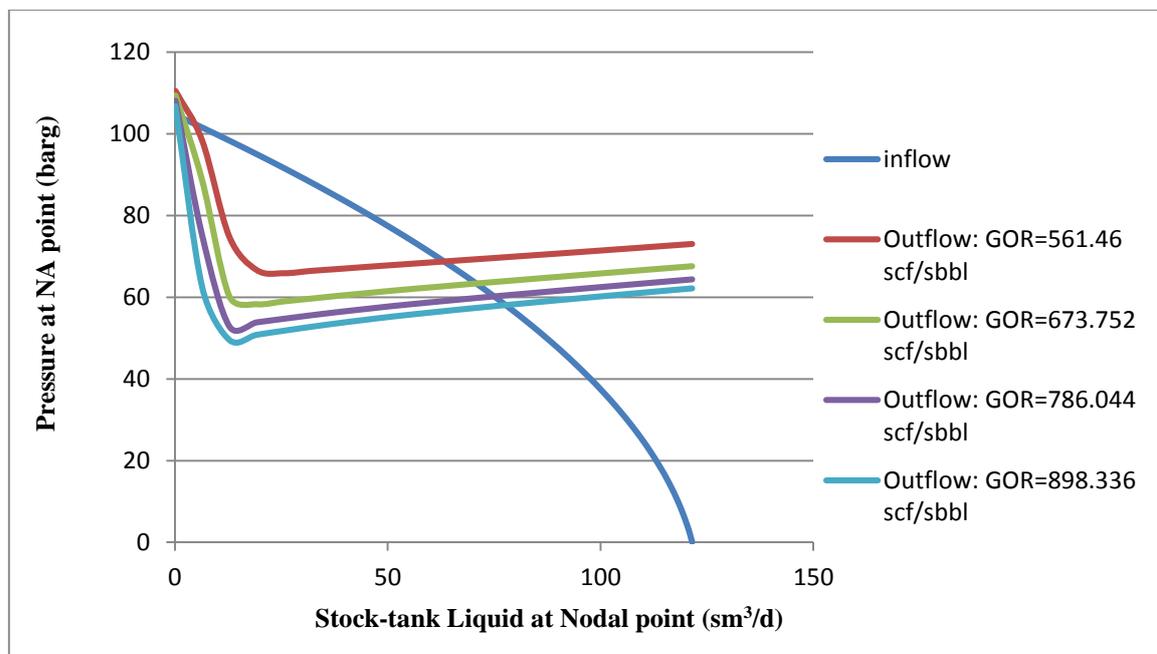


Figure VI.21 : Influence de l'augmentation du GOR sur la production de puits EAL01.

c. Etude de l'influence de la pression du réservoir sur la production

L'étude d'optimisation de puits avant et après gaz lift se fait en fonction de la pression du réservoir. La chute de cette dernière influe sur la production, puisque elle représente la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir.

Dans le cas du puits EAL38 et EAL01 la pression du réservoir est maintenue constante et sa due à la présence d'un water drive actif .donc ce cas-là, elle n'a pas d'influence sur le système.

d. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection

L'objectif de l'injection du gaz est de diminuer la densité de fluide, ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnelles dans le tubing. Mais cette injection va augmenter les pertes de charge dues aux frottements, le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir le minimum des pertes de charge gravitationnelles et en même temps le minimum de pertes de charge dues aux frottements des fluides sur les parois de tubing.

Dans la région d'In Aménas, l'injection de gaz lift se fait à travers les mandrins dans l'espace annulaire (casing-tubing) et la production d'huile se fait à travers le tubing.

La détermination du **Q_{ing}optimum** est faite avec PIPESIM, on fait varier le débit d'injection de gas lift et la pression d'injection.

Dans la section **Artificial lift > Gas lift > Lift Gas Response**, on introduit les données nécessaires qui sont

Tableau VI .12 : Données nécessaire pour la construction de la courbe de Gauss

La pression en tête	7 barg
La température de gaz injecté	40 C°
La perte de charge minimale entre les vannes	150 psig
La densité du gaz injecté	0.7

A partir de cette étape on obtient une courbe qui s'appelle **la courbe de Gauss** (courbe qui représente la variation de débit de production du liquide en fonction du débit d'injection de gas à différente pression d'injection).

Le but de cette première étape est de déterminer le débit d'injection optimum (GLR technique) pour le puits concerné.

On procède sur le logiciel comme suit

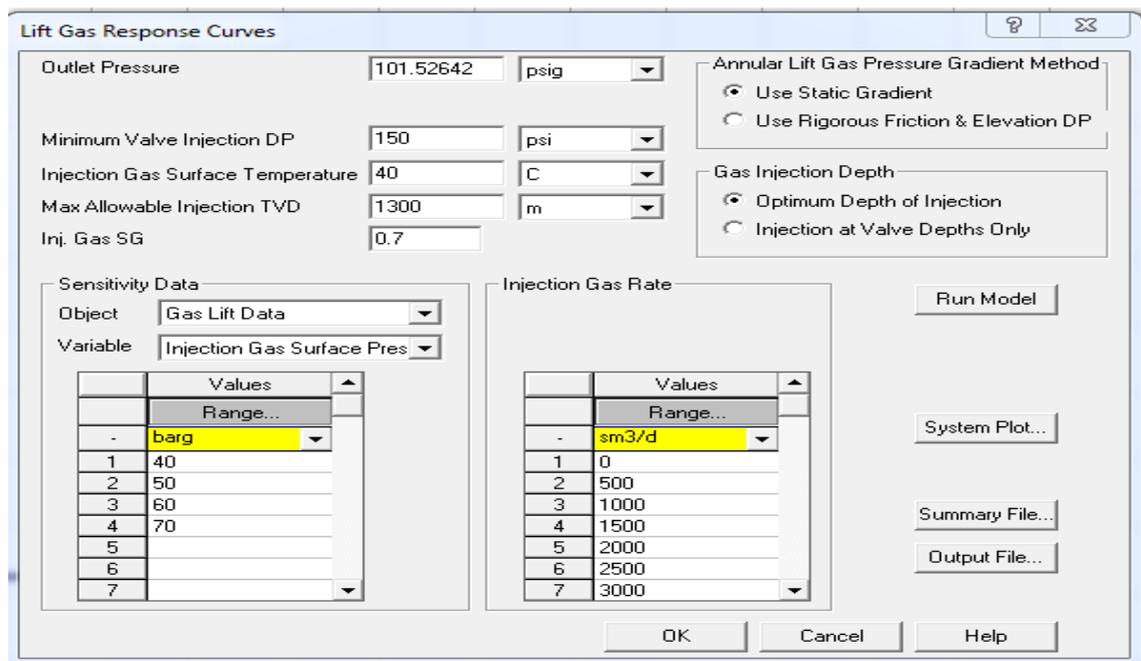


Figure VI.22 : Introduction des données pour l’obtention de la courbe de Gauss du puits EAL38

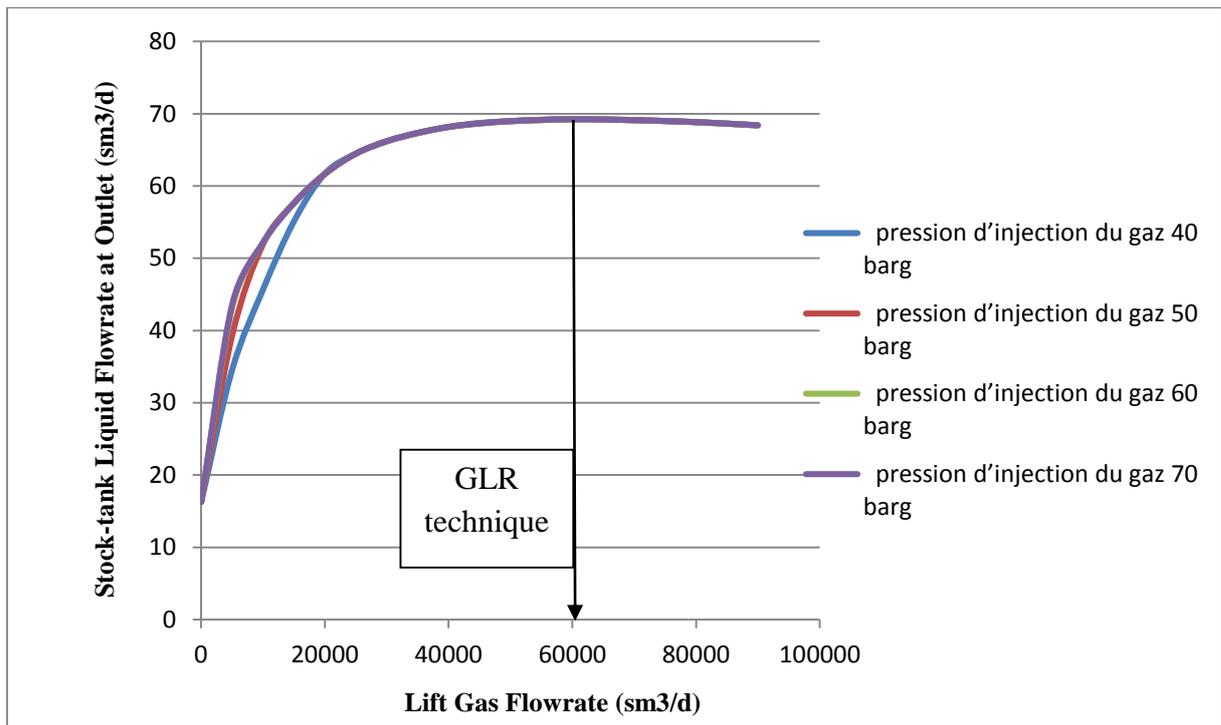


Figure VI.23 : Courbes de Gauss pour le puits EAL38

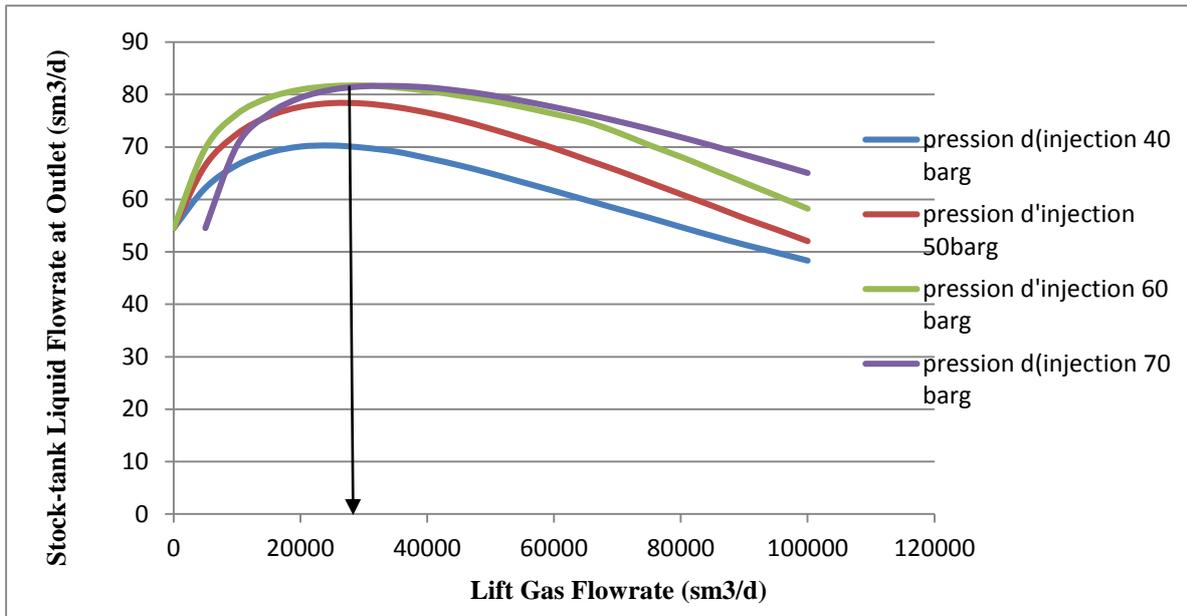


Figure VI .24 : Courbes de Gauss pour le puits EAL01

A partir des courbes qui se trouvent ci-dessus, on remarque que les puits EAL38 et EAL01 on constate que :

Pour le puits EAL38 avec un débit d’injection optimal du **Qing optimum=60000 sm³/j**, on aura une augmentation du débit d’huile jusqu’ à **70 sm³/j**. si on dépasse ce débit d’injection on aura une chute de production. La pression d’injection optimale est de **50 barg**.

Pour le puits EAL01 avec un débit d’injection optimal du **Qing optimum=27000 sm³/j** on aura une augmentation du débit d’huile jusqu’ à **87 sm³/j**. si on dépasse ce débit d’injection on aura une chute de production. La pression d’injection optimale est de **60 barg**.

Voici la courbe du gauss avec la pression d’injection optimale et le débit d’injection optimal.

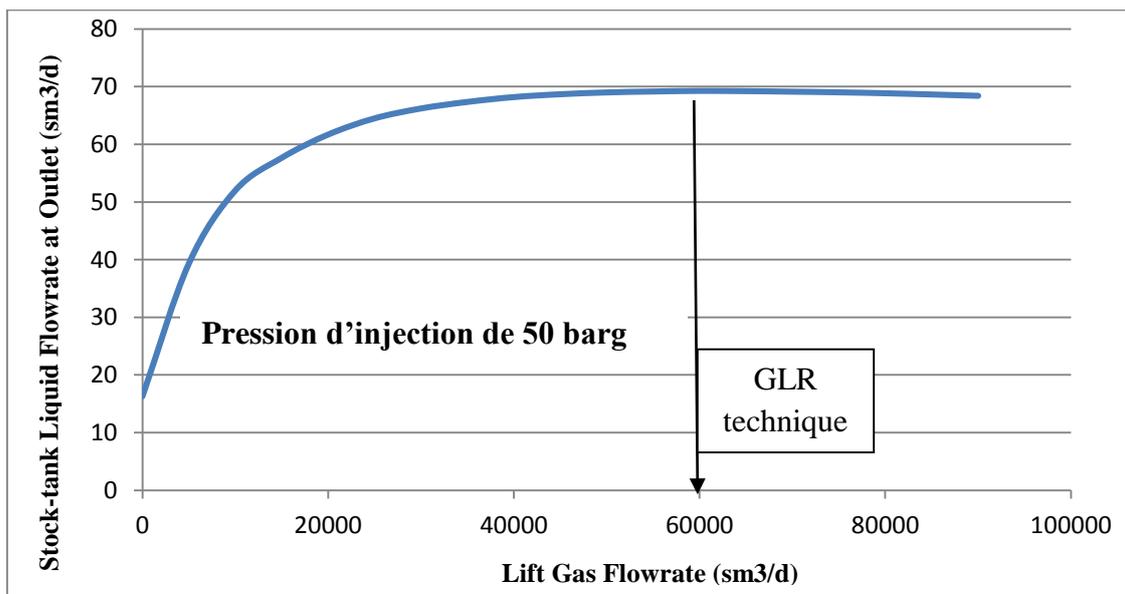


Figure VI.25 : Courbe du gauss avec la pression d’injection optimale pour EAL38

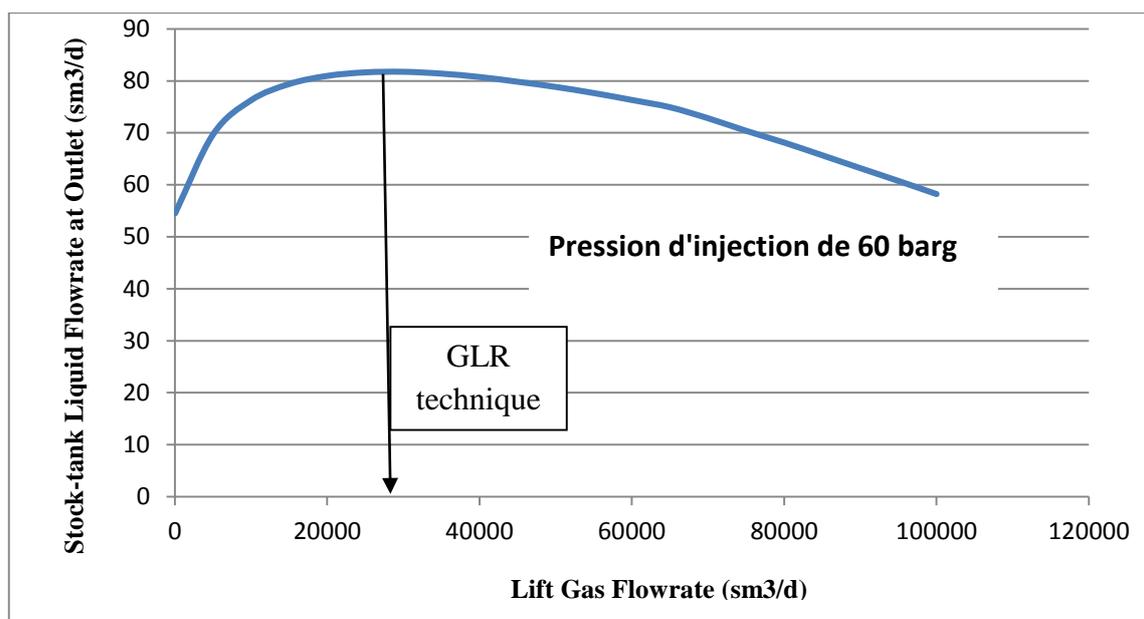


Figure VI.26 : Courbe du gauss avec la pression d’injection optimale pour EAL01

Résultats de l’optimisation du puits EAL38 et EAL01

❖ Optimum technique

Tableau VI.13 : Résultats avec l’optimum technique pour le puits EAL38

Débit d’injection de Gas lift	60000 sm³/j
Pression d’injection de Gas lift	50 barg
Profondeur d’injection de Gas lift	1300 m
Débit de production optimisé	70 sm³/j
Debit de liquide sans injection	23.95 sm³/j
Gain de production	46.05 sm³/j

Tableau VI.14 : Résultats avec l’optimum technique pour le puits EAL01

Débit d’injection de Gas lift	27000 sm³/j
Pression d’injection de Gas lift	60 barg
Profondeur d’injection de Gas lift	1150 m
Débit de production optimisé	87 sm³/j
Débit de liquide sans injection	76.7 sm³/j
Gain de production	10.3 sm³/j

❖ l’optimum économique

Après la détermination de l’optimum technique, on passe à la détermination de l’optimum économique.

A partir des résultats de la courbe de Gauss, on calcule les couts de Gaz lift et les revenus d’huile produite. La déférence entre ces dernières donne le bénéfice, la courbe ci-dessous montre la variation des bénéfices en fonction des débits d’injection. Le GLR économique correspond au max de bénéfice.

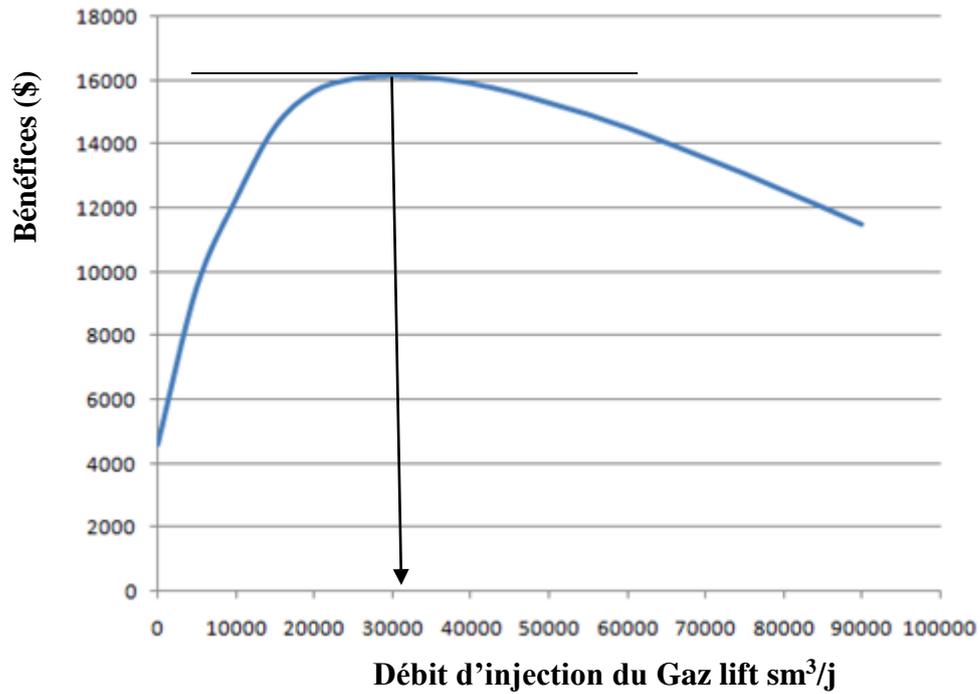


Figure VI.27 : Courbe des bénéfices pour le puits EAL38

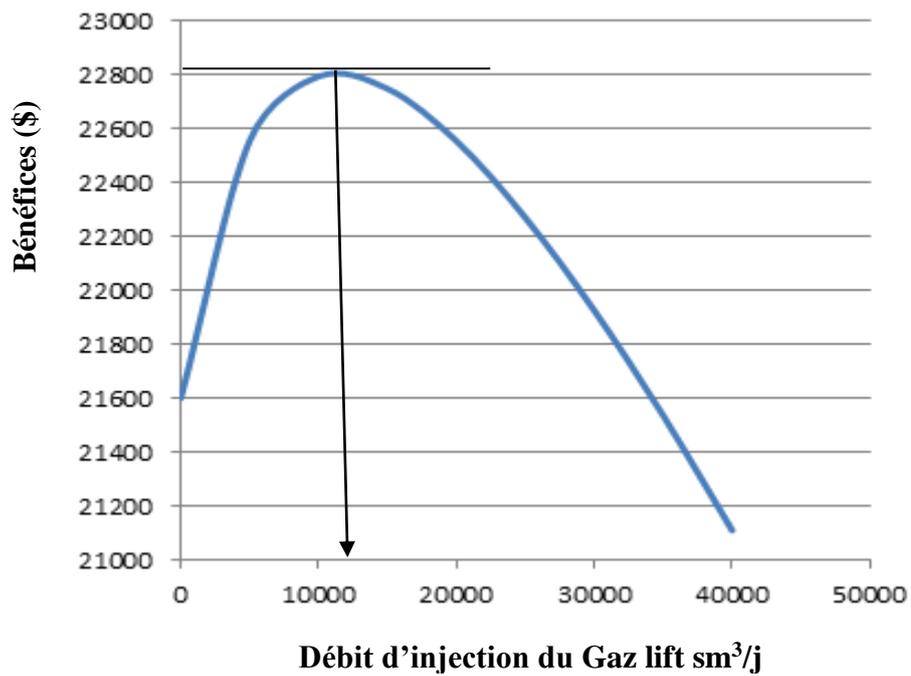


Figure VI .28: Courbe des bénéfices pour le puits EAL01

Les résultats de l'optimum économique sont montrés dans les tableaux ci-dessous

Tableau VI.15 : Résultats de l'optimum économique pour EAL38

Débit de d'injection de gas Lift (sm3/j)	Coûts du gas lift (\$)	Débit d'huile (sm ³ /j)	Revenus d'huile(\$)	Bénéfices (\$)
30000	2700	66.5	18835.4	16135.4

Tableau VI.16 : Résultats de l'optimum économique pour EAL01

Débit de l'injection de gas Lift (sm3/j)	Coûts du gas lift (\$)	Débit d'huile (sm ³ /j)	Revenus d'huile (\$)	Bénéfices (\$)
12000	1080	84	23772	22692

❖ **Comparaison entre l'optimum technique et économique**

Dans notre étude, on a trouvé que le GLR économique et technique de puits EAL38 donne des bons résultats en terme de la production et ça revient à la qualité de l'huile de ce puits qui est lourde (**GOR faible**) c'est pour ça ; elle est besoin de l'énergie pour remonter au surface.

Mais ce n'est pas le cas pour le puits EAL01 qui donne des faibles résultats en termes de production.

Tableau VI.17 : Comparaison entre l'optimum technique et économique pour le puits EAL38

	Débit du gas lift injecté (m ³ /d)	Débit d'huile (m ³ /d)	Gain en production (%)	Gain de bénéfice (%)
Optimum technique	60000	70	337.5	214.62
Optimum économique	30000	66.6	316.25	249.87

Tableau VI.18 : Comparaison entre l'optimum technique et économique pour le puits EAL01

	Débit du gas lift injecté (m ³ /d)	Débit d'huile (m ³ /d)	Gain en production (%)	Gain de bénéfice (%)
Optimum technique	27000	87	13.42	-2.26 (perte)
Optimum économique	12000	84	9.51	5.05

e. Détermination de la profondeur d'injection de gaz

Cette étape permet de calculer la cote du point d'injection le plus profond (**Deepest Injection Point**). On Introduisant les données nécessaires qui sont :

- **pour EAL38**
 - ✓ La pression d'injection optimale : **50barg**.
 - ✓ débit d'injection économique **Qing : 30 000 sm³/j.**
le résultat permet de trouver un deppest point du **1298.6m**.
- **pour EAL01**
 - ✓ La pression d'injection optimale : **60barg**.
 - ✓ débit d'injection économique **Qing : 12000 sm³/j.**
le résultat permet de trouver un deppest point du **1148.7349m**.

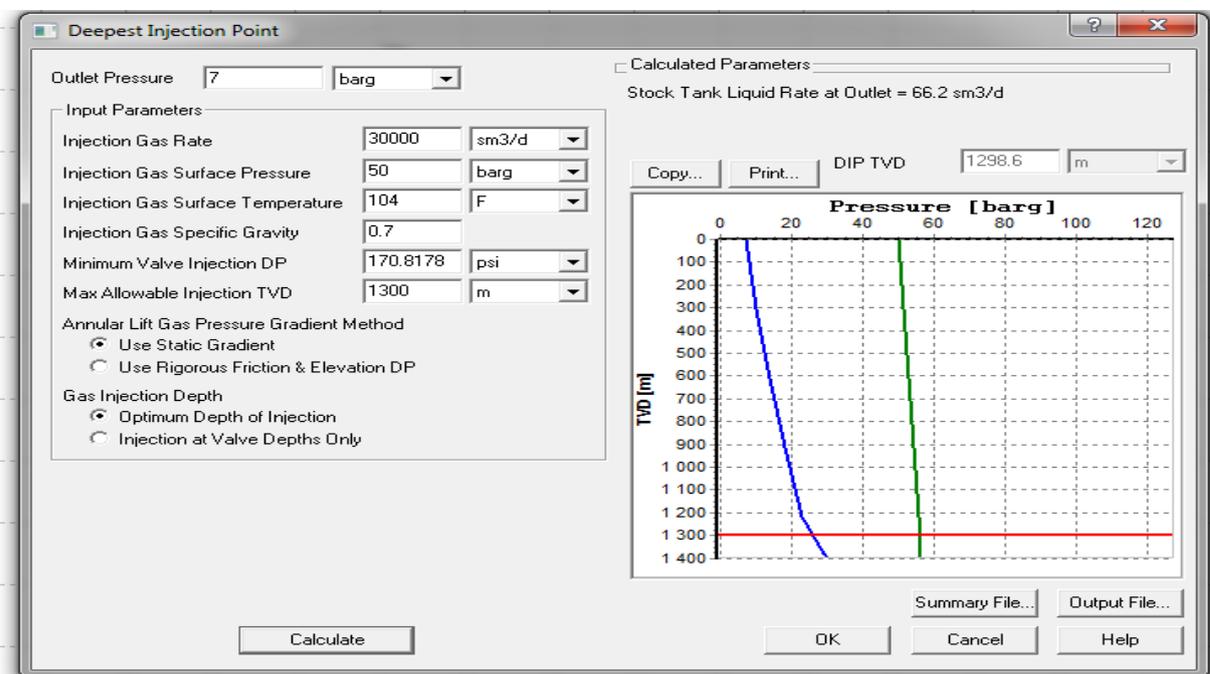


Figure VI.29 : Sensibilité sur le point d'injection Gas Lift le plus profond pour EAL38.

f. Le design du Gaz lift

Cette étape a pour objectif de donner une complétion finale d'un puits candidat au gas lift, en déterminant le type et la position des vannes, en se basant sur les différentes méthodes graphiques.

L'option **Artificial lift > Gas lift > Gas Lift Design** permet d'accomplir cette tâche en introduisant les données suivantes :

- ✓ **Choix du type de vanne** : les vannes sont disponibles dans le champ :
 - Manufacturé : Schlumberger.
 - Type : IPO.
 - Taille (diamètre extérieur) : 1 inches.
 - Port diamètre : ¼inches.

- ✓ **Introduire les paramètres de design de puits EAL38 à l'aide du logiciel :**
 - La pression de démarrage (Kick off pressure) : **50 barg.**
 - Pression d'injection disponible (Available injection pressure) : **50barg.**
 - Pression de tête (Unloading production pressure) : **7 barg.**
 - Le débit du gaz injecté (Target injection gas flow rate) : **30 000m³/d.**
 - La température du gaz à injecter (injection gas surface température) : **40C.**
 - La densité de gaz injecté (injection gaz S.G) : **0.7.**
 - Le gradient (Unloading gradient) : **0.12 barg/m** (ce gradient correspond au puits rempli avec la saumure lors de changement de la complétion en vue de compléter le tubing avec les mandrins de gaz lift).
 - Min. valve spacing : **150 m.**
 - Min valve injection **P = 150 psi.**
 - La profondeur disponible (Max. allowable depth) : **1300 m.**
- ✓ **Introduire les facteurs de sécurité ;** les facteurs de sécurité sont généralement Choisis par défaut pour ce type de vannes (en cas problème de fermeture ou ouverture des vannes)
 - Closing pressure drop between valves: **15 psi.**
 - La chute de pression à travers la vanne (Locating at. valve location) : **50 psig.**
 - Coefficient décharge (utilisé pour la détermination du débit à travers la Duse déterminé expérimentalement) : **0,865.**

Après l'exécution de cette opération, on obtient les résultats suivants :

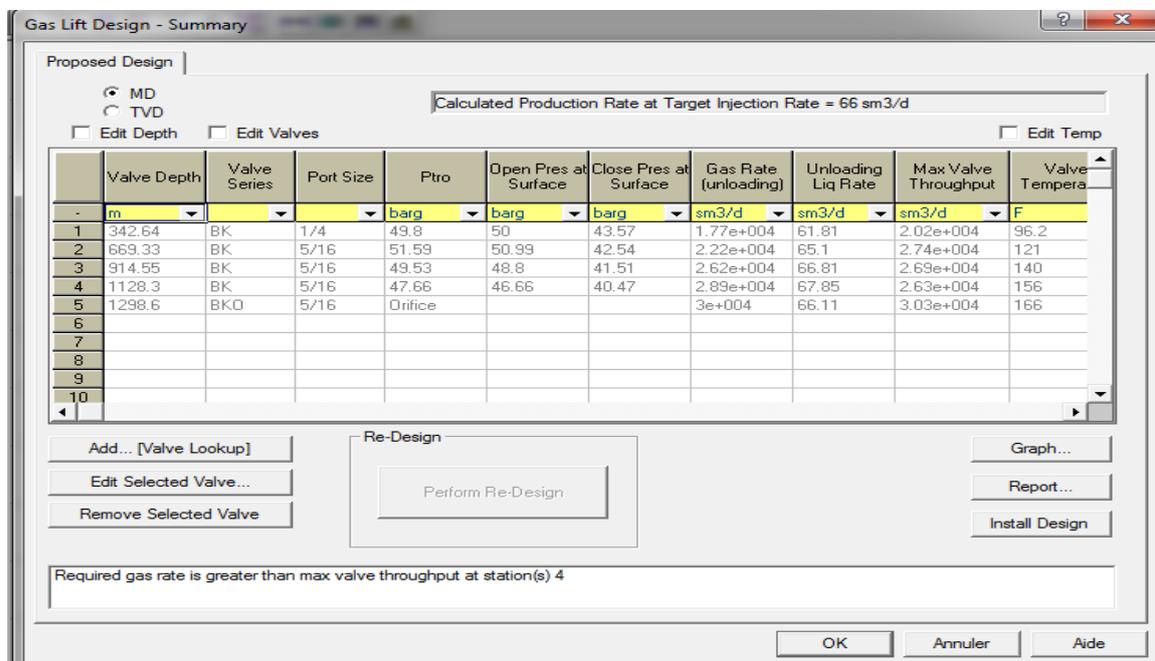


Figure VI.30 : Résultats du design de puits EAL38.

La représentation graphique de ces résultats est montrée dans la figure ci-dessous

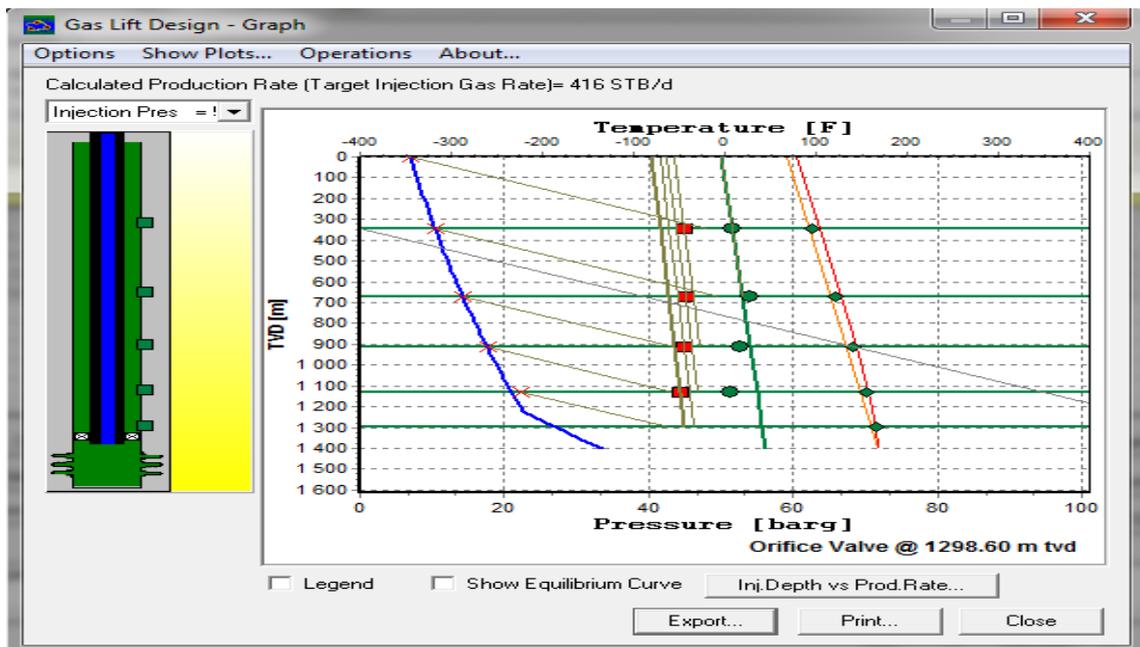


Figure VI.31 : Positionnement des vannes pour le puits EAL38

➤ Pour le puits EAL38

On remarque que le design a donné 5vannes :

- 04vannes de décharges.
- 01 vanne opératrice à 1298.60 m

➤ Pour le puits EAL01

Le design a donné 5vannes :

- 03vannes de décharges.
- 01 vanne opératrice
- 01 dummy à 1148.73 m

Après avoir équipé ces puits avec le gaz lift, les figures ci-dessous représentent les nouvelles courbes IPR & VLP des puits EAL38 et EAL01qui montrent une augmentation remarquable de débit de la production.

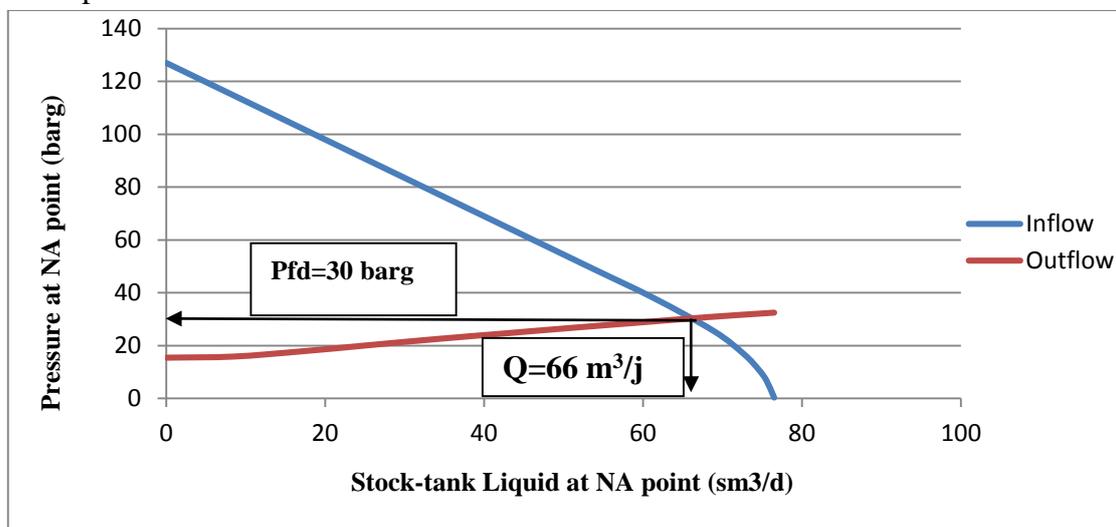


Figure VI. 32 : Point de fonctionnement après gaz lift du puits EAL38

Voici l'effet de gaz lift sur la production aux conditions actuelles du puits EAL38.

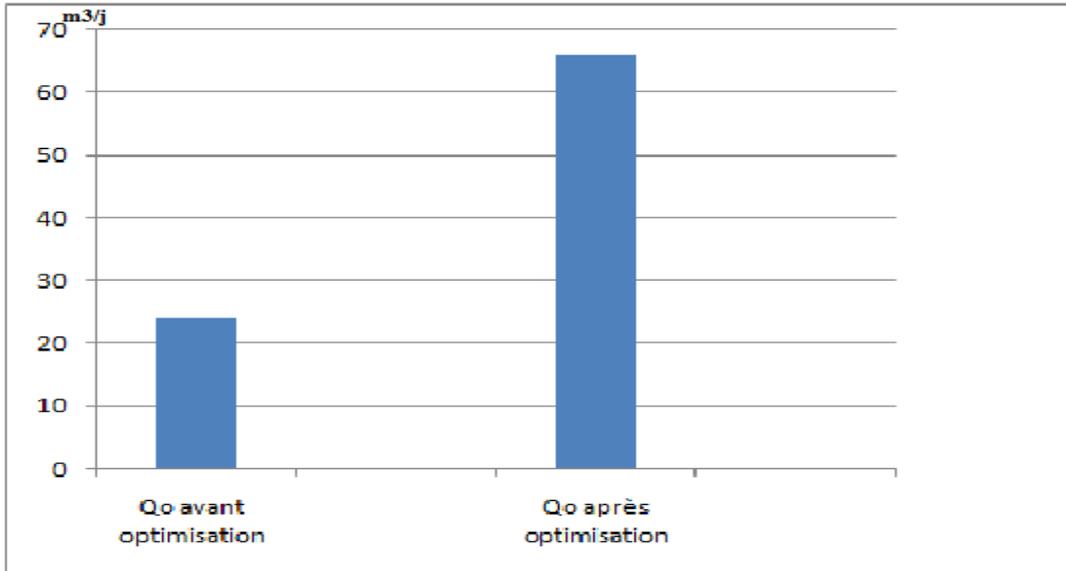


Figure VI.33 : Comparaison entre le débit d'huile avant et après Gaz lift pour EAL38

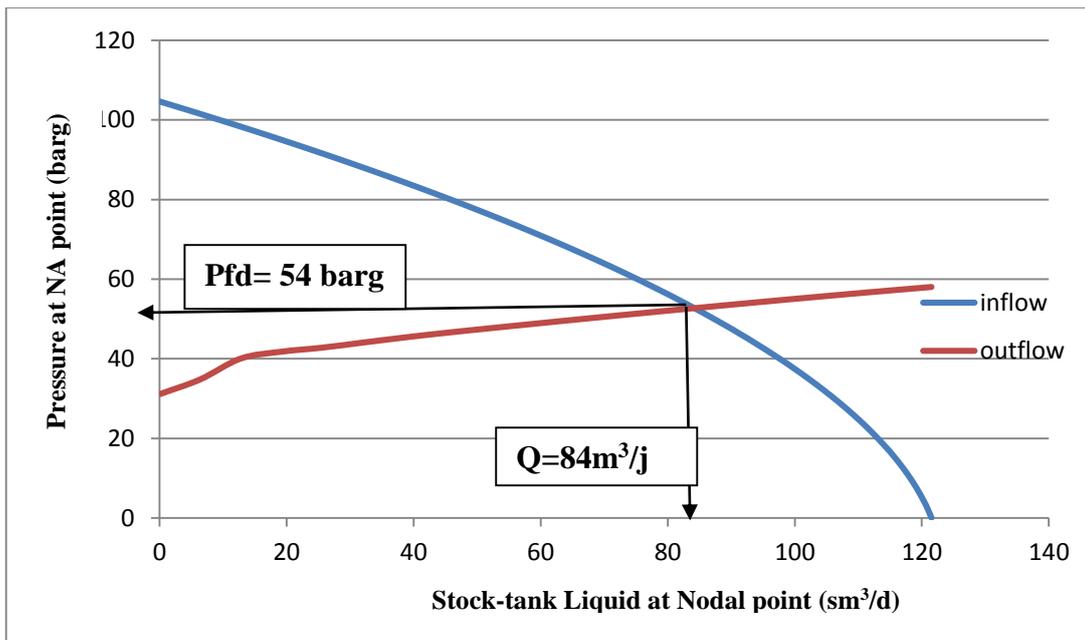


Figure VI. 34 : Point de fonctionnement après gaz lift pour le puits EAL01

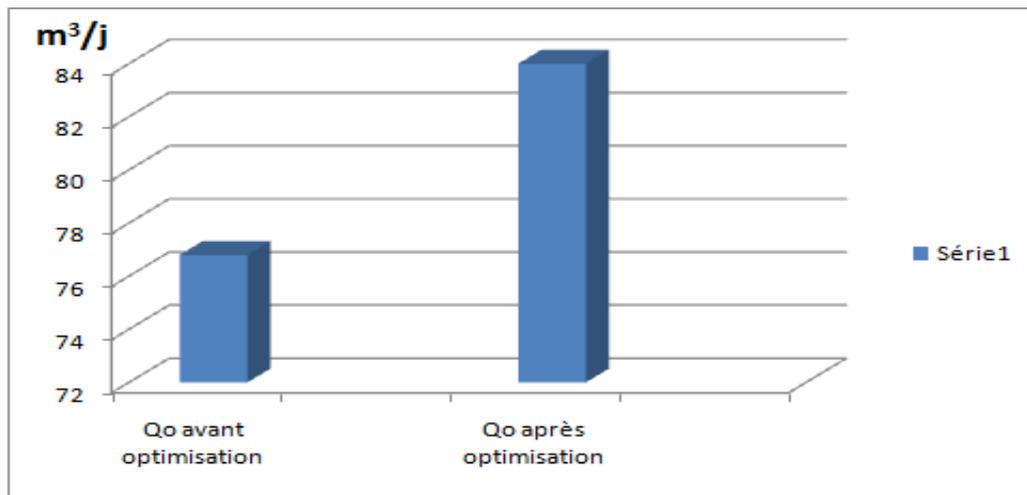


Figure VI.35 : Comparaison entre le débit d’huile avant et après Gaz lift pour EAL01

g. Etude de l’influence du le water-cut sur la production après Gaz lift

La production optimale d’un puits équipé en gaz lift est susceptible de s’affecter par un certains nombres de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production et généralement le déclin de celle-ci. Parmi les paramètres les plus sensibles c’est le water cut.

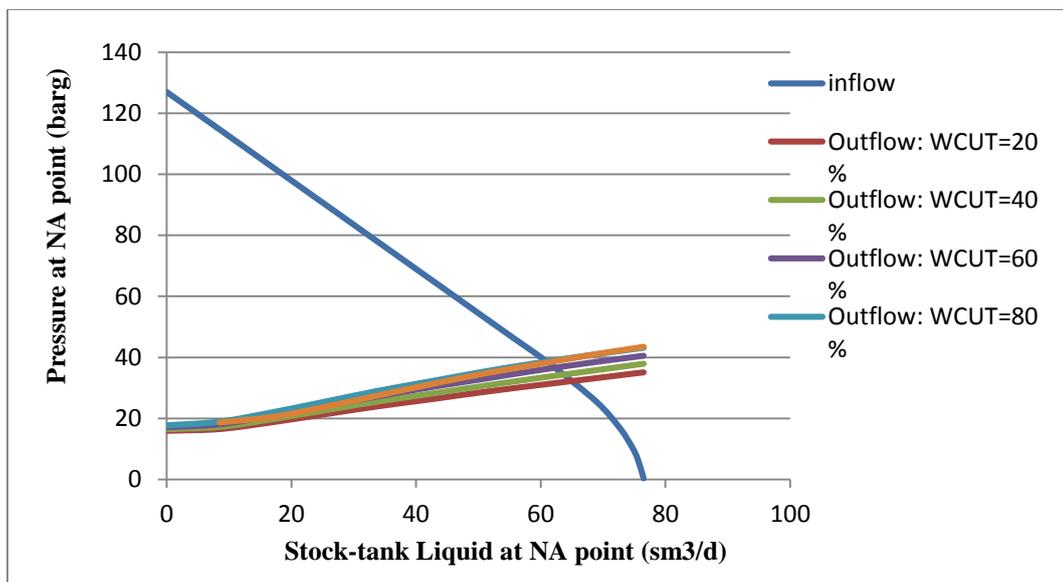


Figure VI.36 : Effet du water-cut après le gaz lift pour le puits EAL38

D’après ce tableau On voit clairement que l’augmentation du Water-cut est inversement proportionnelle à la production, donc le water-cut à un effet négatif sur la production.

Tableau VI.19 : Effet du water cut après gaz lift pour EAL38

Le pourcentage d'eau	Débit de liquide (m ³ /j)	Débit d'huile (m ³ /j)
0	66	66
40	64	38.4
60	62	24.8
100	59	0

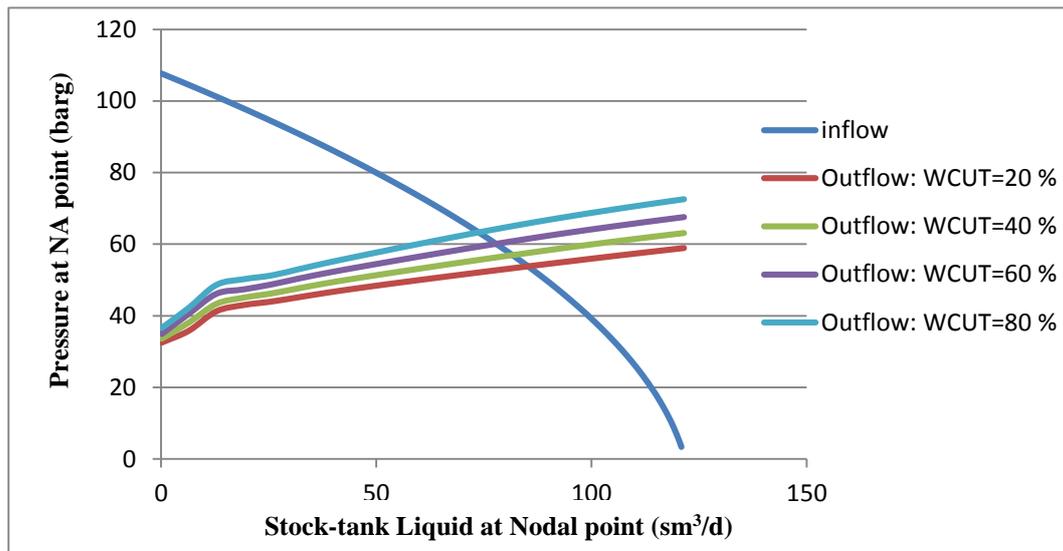


Figure VI.37 : Effet du water-cut après le gaz lift pour le puits EAL01

Tableau VI.20 : Effet du water cut après gaz lift pour EAL01

Le pourcentage d'eau	Débit de liquide (m ³ /j)	Débit d'huile (m ³ /j)
0	88	88
40	84	50.4
60	77	30.8
100	68	0

• Conclusion

A partir des résultats de scénario de gaz lift, on conclut que :

- Pour le puits EAL38 : Avec un débit de gaz injecté de 30000 m³/j (GLR économique) on aura un gain très important de la production et même de bénéfice. donc ce puits est candidat au Gaz lift.
- Pour le puits EAL01 : Avec un débit de gaz injecté de 12000 m³/j (GLR économique) on aura un gain de production très faible et même de bénéfice. donc ce puits n'est pas candidat au Gaz lift
- Donc une étude économique est nécessaire pour voir la priorité d'utilisation de ce type de lifting ou passer à la pompe ESP.

VI.3.1.3. Scenario II : Activation par la pompe ESP

Les pompes ESP ont une grande efficacité pour lifter de grands volumes, car elles fournissent au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement.

VI.3.1.3.1. Design de la pompe ESP

Afin d'intégrer une pompe dans un puits, un design doit être effectué pour sélectionner la meilleure pompe adéquate à ce puits, donc il faut respecter les étapes suivantes :

a. Première étape : Collecte les données du puits

La collection des données nous a permis de construire le modèle de puits qui représente l'état actuel de puits sans activation.

Les données des puits EAL38 et EAL01 sont citées au paravent dans la modélisation du gaz lift.

b. Deuxième étape : Choix de la pompe

Le choix de la pompe dépend de la disponibilité de ce type sur le champ et des paramètres de la production (débit désiré ...) pour ne pas dépasser l'intervalle du fonctionnement.

Dans la section »Artificial lift » ESP Design » Pump Selection» De PIPESIM on fait introduire les données nécessaires pour le design de la pompe qui sont :

- **Pour le puits EAL38**
- ✓ Débit du liquide désiré (80% de l'AOF)= 60 sm³/j
- ✓ La pression en tête désirée : 07 barg
- ✓ Pression statique du réservoir : 127barg
- ✓ Water cut ; 0 %
- ✓ GOR : 32 m³/m³
- ✓ Profondeur de la pompe : 1350m (50 m au-dessus de top perf pour assurer le bon refroidissement du moteur et éviter la vibration de la pompe dans la zone de turbulence en face des perforations).
- ✓ ID du casing : 6.276 pouces
- ✓ Fréquence =50Hz
- ✓ Efficacités de séparateur (dans ce cas on n'utilise pas un séparateur car le pourcentage de gaz libre à l'entrée de la pompe est de l'ordre de 5%. Ce résultat a été obtenu à partir d'un calcul qui a été fait sur le fichier Excel qui se trouve dans l'annexe).

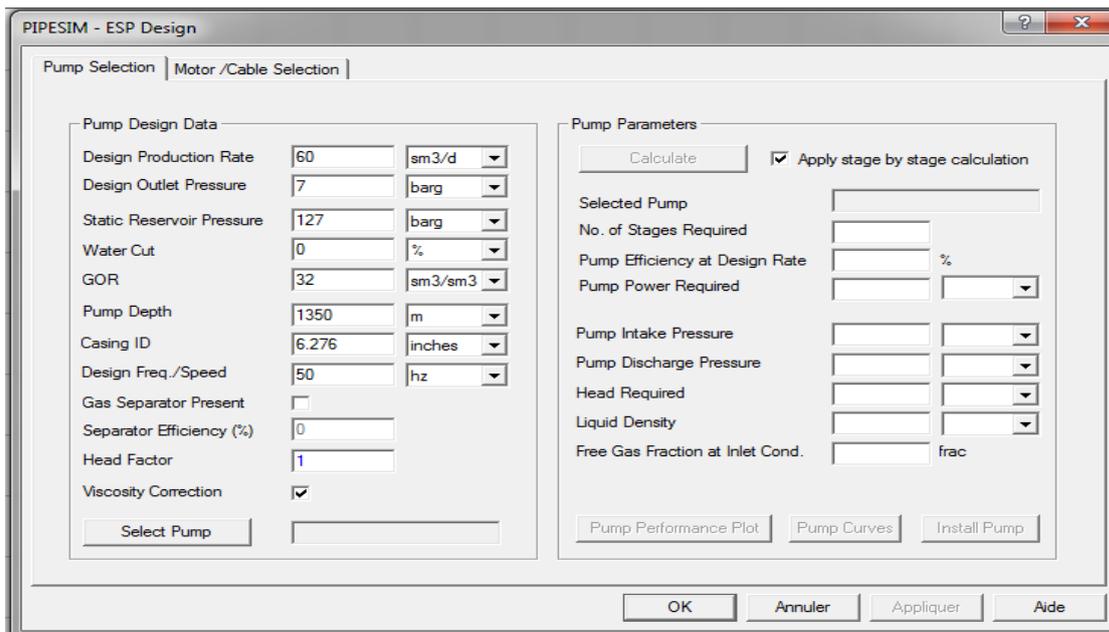


Figure VI.38 : Données de design de la pompe pour le puits EAL38

La section « **Select Pump** » de logiciel nous a permet de sélectionner la catégorie de la pompe disponible, dans notre cas on a choisi **REDASLB**. Suivant les courbes de performance de chaque modèle de pompe on a choisi celui la plus efficace qui est **D725N**.

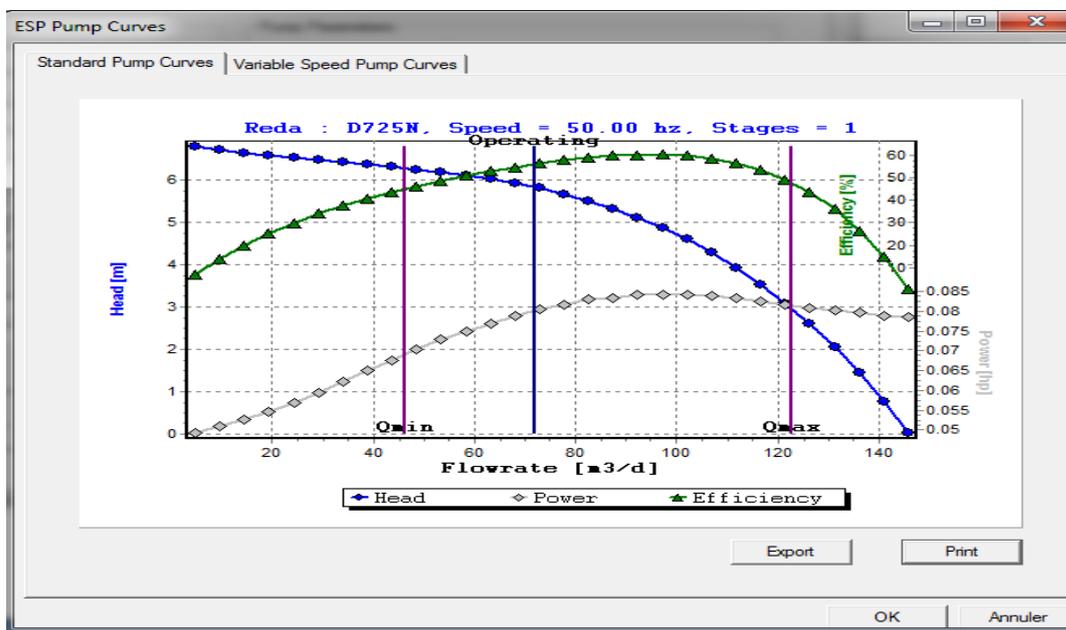


Figure VI.39 : Courbes de performance de la pompe **D725N** pour EAL38

Après le choix du modèle de la pompe **D725N**, on a obtenu les paramètres de la pompe suivants :

Tableau VI.21 : Paramètres de la pompe ESP pour le puits EAL38

Débit de Liquid à l'aspiration m³/d	70
Pump Head Required m	872.4
Pompe sélectionnée	D725N
Nombre d'étage	148
Pression de refoulement barg	98
Pression d'aspiration barg	36
Pourcentage de gaz à l'aspiration frac	0.014
Puissance de la pompe Hp	13
Efficacité de la pompe %	52
Efficacité de séparateur	Pas de séparateur

- **Pour le puits EAL01** : la même procédure doit être suivie

Tableau VI.22 : Paramètres de la pompe ESP pour le puits EAL01

Profondeur de la pompe (m)	1200
Débit désiré (m ³ /d)	75
Débit de liquide à l'aspiration (m ³ /d)	78.293
Pump Head Required(m)	1005.58
Pompe sélectionnée	REDA D1400N
Nombre d'étage	121
Pression de refoulement (barg)	106.12
Pression d'aspiration (barg)	22.26
Pourcentage de gaz à l'aspiration(%)	28.06
Puissance de la pompe	18.7HP
Efficacité de la pompe (%)	52.49
Efficacité de séparateur (%)	89.69

c. Troisième étape : Choix du moteur

Après sélectionner la pompe adéquate, on passe au choix du moteur

La section »Artificial lift » **ESP Design » Motor/Cable Selection» select Motor»** de PIPESIM donne la main à sélectionner la série convenable du moteur, ce dernier doit avoir un fort voltage et un faible ampérage (pour avoir un moteur puissant et un câble de faible diamètre).

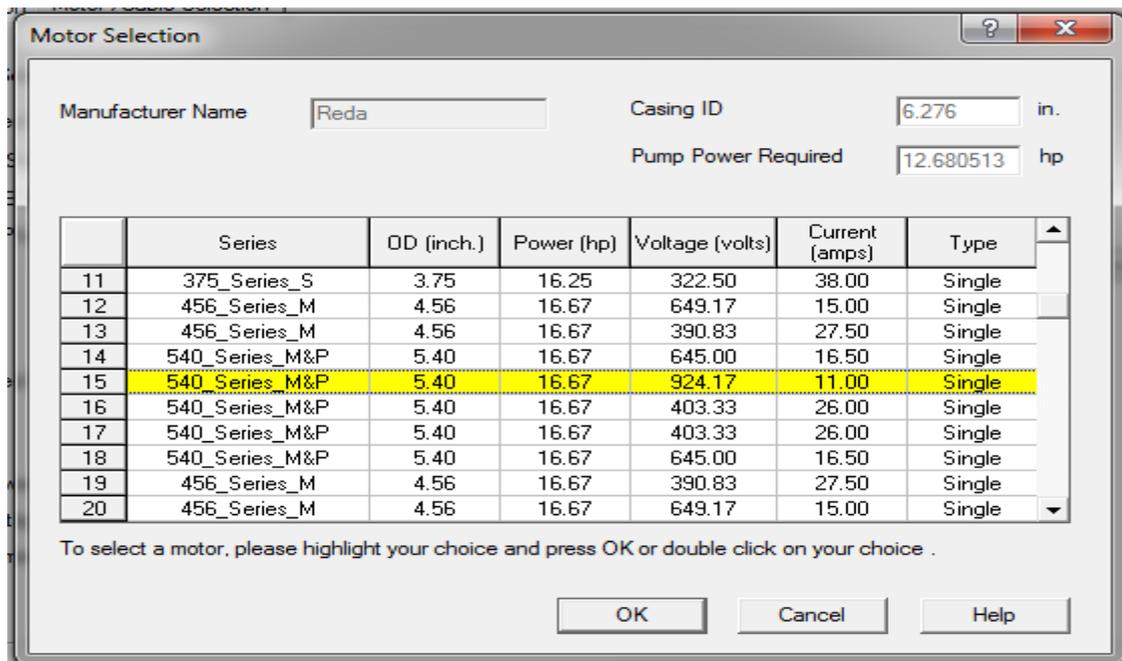


Figure VI.40 : Choix du moteur pour EAL38

Les résultats sont motionnés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau VI.23 : Choix de moteur de la pompe D725N pour EAL38

série	540
diamètre extérieur (in)	5.4
Puissance du moteur (hp)	17
Voltage du moteur (volts)	924
l'ampérage du moteur (amps)	11

Tableau VI.24 : Choix de moteur de la pompe D1400N pour EAL01

série	S456 Maximum
Puissance du moteur (hp)	40.6
Vitesse du moteur (rpm)	3245.9
l'ampérage du moteur (amps)	14.2
Voltage du moteur (volts)	1415.5

d. Quatrième étape : Choix du câble

Le choix du type du câble c'est la dernière étape du design d'une pompe ESP.

La section »Artificial lift » ESP Design » Motor/ cable Selection » select cable» de PIPESIM donne la main à sélectionner la série convenable de câble, ce dernier doit avoir un ampérage supérieur à celui du moteur.

Les résultats sont mentionnés dans les tableaux suivants :

Tableau VI.25 : Choix du câble de la pompe **D725N** pour le puits EAL38

Type	#10 Cu or #8A
Longueur (m)	1380
perte de voltage (volts)	121
voltage de fond (volts)	924
Voltage de surface (volts)	1016

Tableau VI.26 : Choix du câble de la pompe **D1400N** pour le puits EAL01

Type	#10 Cu or #8A
Longueur (m)	1260.9
perte de voltage	248.4
voltage de fond	633.3
Voltage de surface	881.7

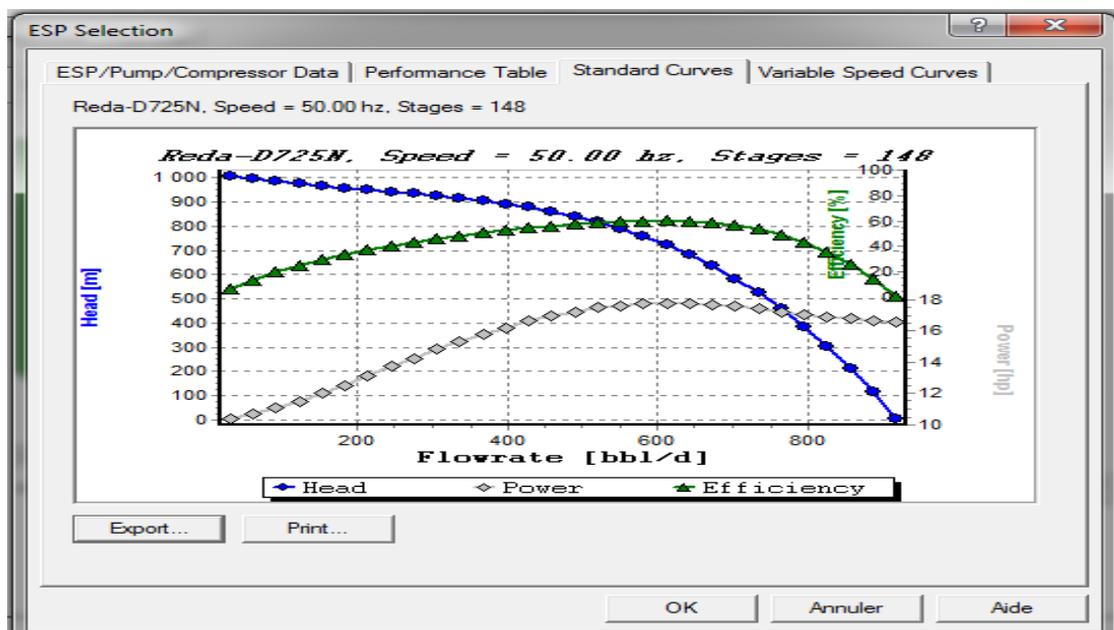


Figure VI.41 : Courbes de performance de la pompe ESP du puits EAL38

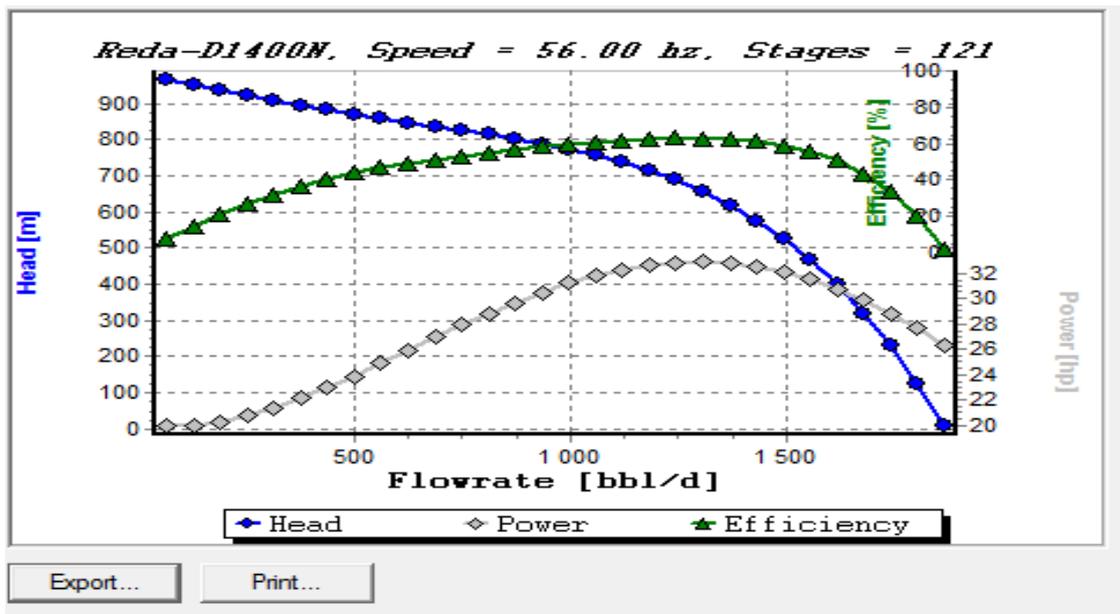


Figure VI.42 : Courbes de performance de la pompe ESP pour le puits EAL01

Pour ajouter ce design à la complétion du puits on clique sur le bouton « **Install Design** », et PIPESIM installe ce design à la complétion.

Après avoir équipé ce puits avec la pompe ESP, les figures ci-dessous présentent les nouvelles courbes IPR & VLP du puits EAL38 et EAL01 qui montrent une augmentation remarquable du débit du liquide.

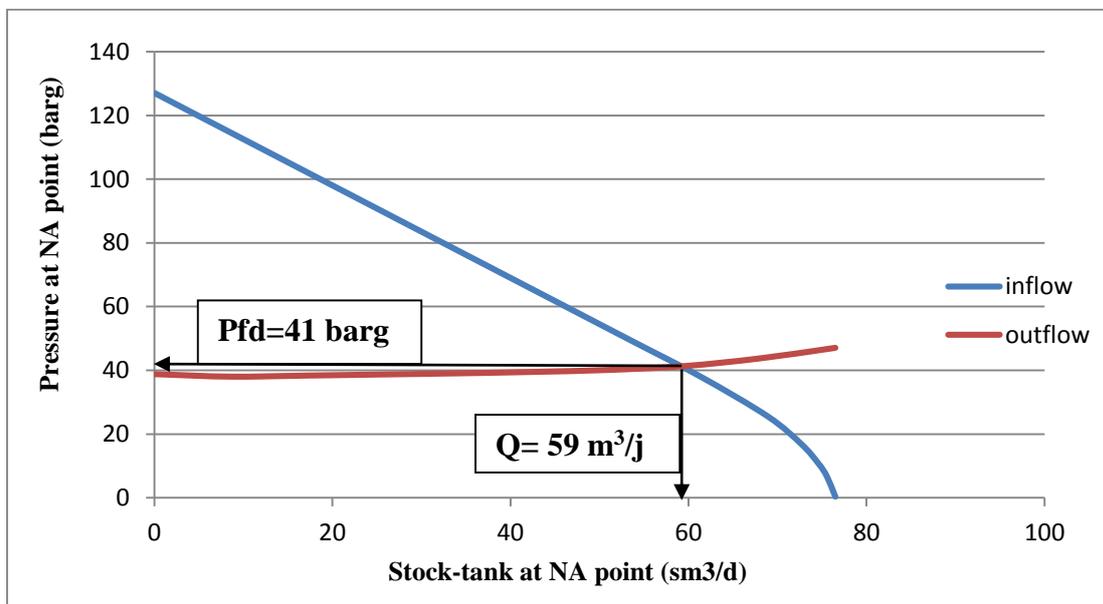


Figure VI.43 : Point de fonctionnement du puits EAL38 avec ESP

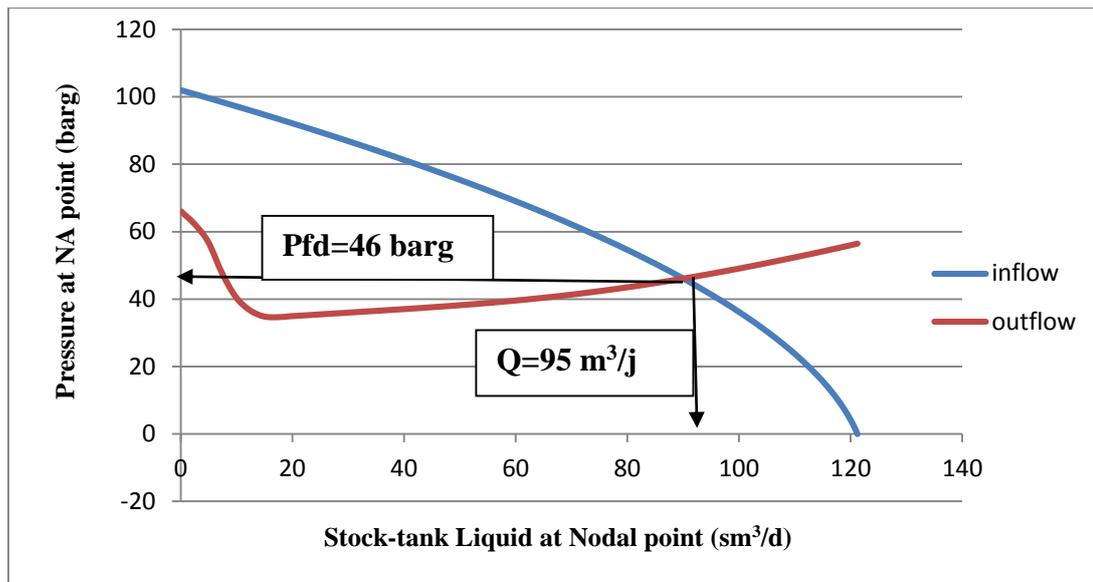


Figure VI.44 : Point de fonctionnement du puits EAL01 avec ESP

VI.3.1.3.2. Influence de changement future des paramètres sur le système

a. Changement du pourcentage de volume de gaz à l’entrée de la pompe

D’après les résultats, on constate que le pourcentage de volume de gaz à l’entrée de la pompe diminue en fonction de la de la profondeur donc il est recommandé d’installer la pompe à une profondeur la plus basse possible pour éviter le problème de cavitation.

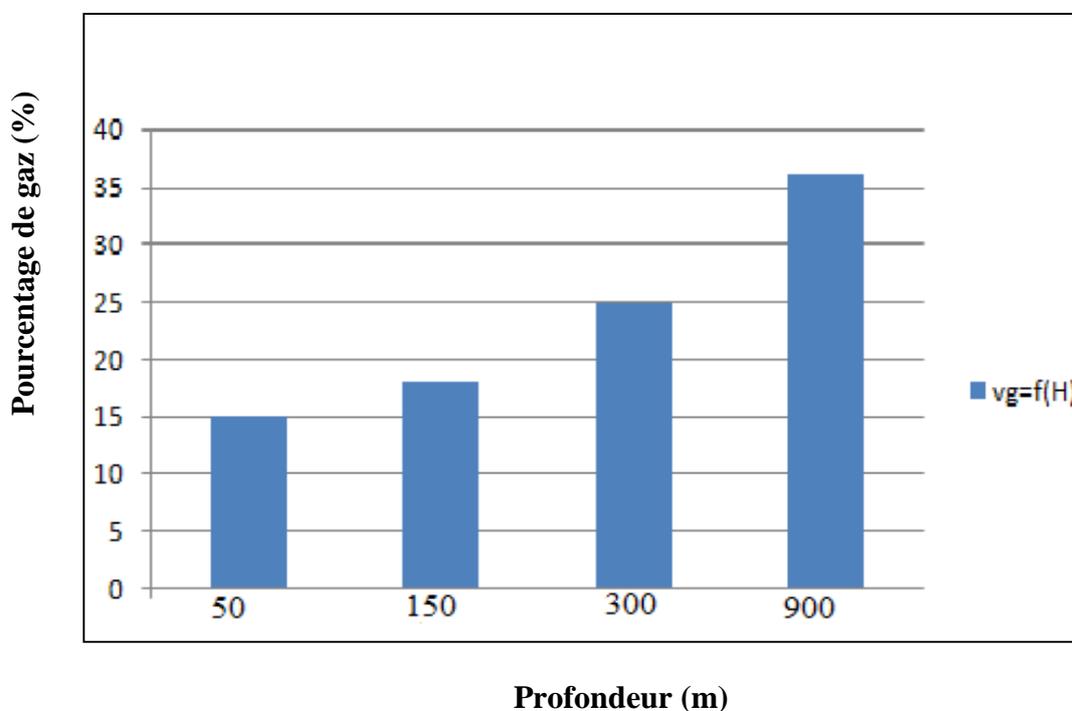


Figure VI.45 : Pourcentage de gaz en fonction de la profondeur de la pompe pour EAL38

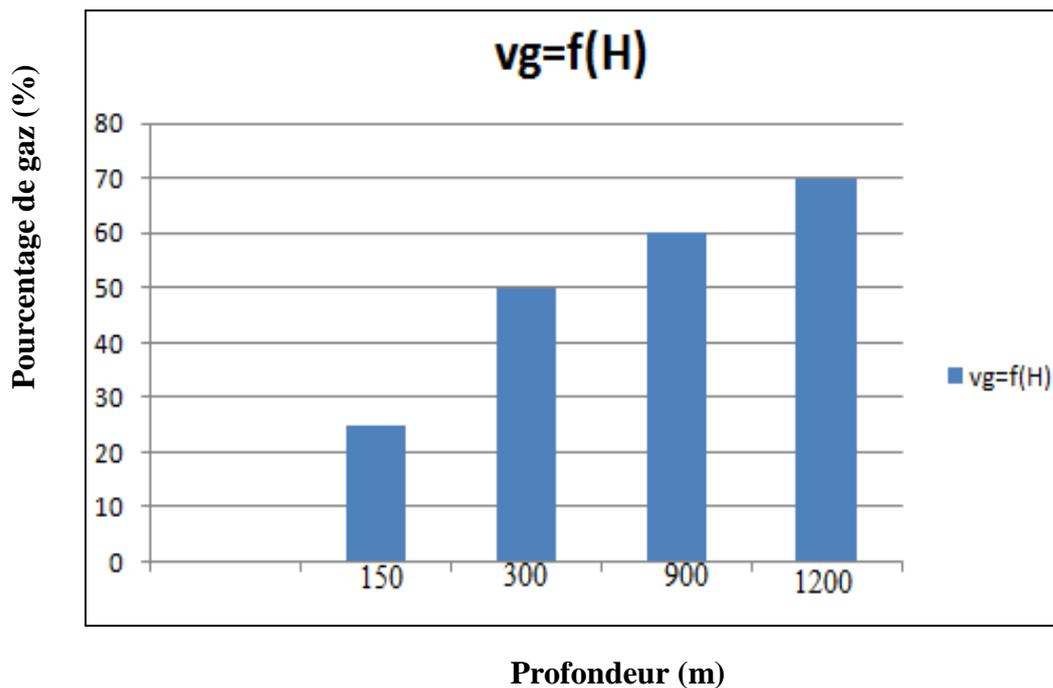


Figure VI .46: Pourcentage de gaz en fonction de la profondeur de la pompe pour EAL01

b. Changement de l'indice de productivité IP

L'objectif de faire une sensibilité sur l'indice de productivité est pour éviter le problème de sous-dimensionnement ou surdimensionnement qui entraîne l'usure de la pompe et stresse mécanique au niveau du moteur. Si on a un changement considérable (déclin) de la pression de réservoir en fonction du temps ou si l'indice de productivité de puits n'est pas fiable, alors une sensibilité sur le IP doit être faite pour avoir des résultats fiables, dans ce cas il est recommandé d'installer un variateur de vitesse VSD.

Dans notre cas l'indice de productivité est considéré fiable, donc une sensibilité sur ce dernier n'est pas nécessaire.

c. Changement du Water -Cut après l'installation de la pompe ESP

La figure ci-dessous montre que si le pourcentage de Water-Cut augmente, le débit de production diminue (le water-cut n'a pas d'influence sur la performance de la pompe ESP).

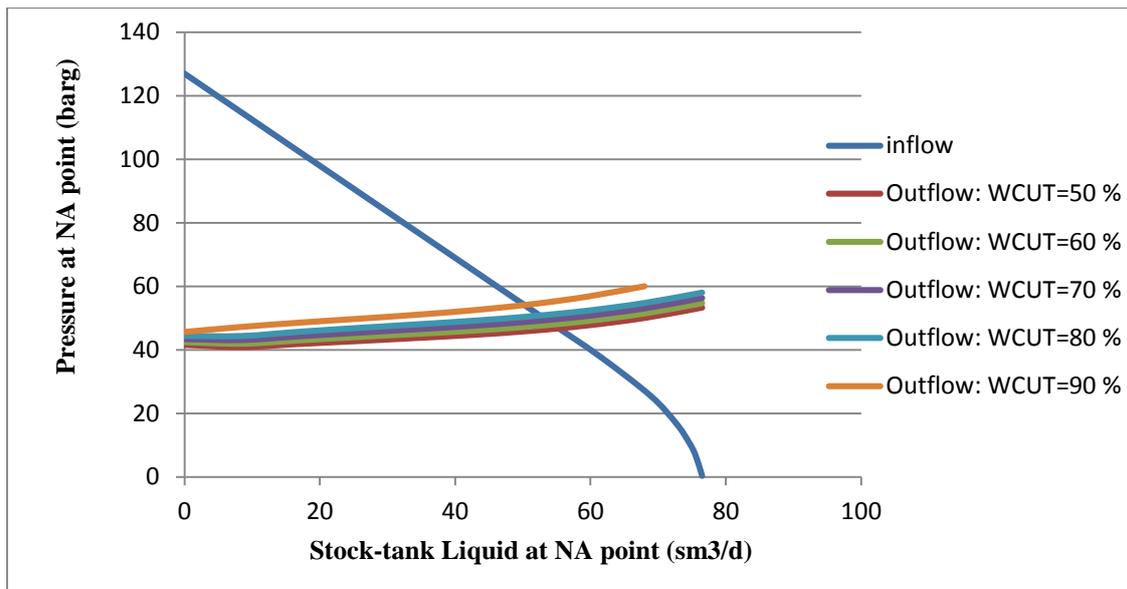


Figure VI.47 : Effet du changement futur de Water-cut sur le puits EAL38

Tableau VI.27 : Résultats de l'effet de Water-Cut sur le débit de production d'EAL38

Water-Cut (%)	Débit de liquide (m ³ /j)	Débit d'huile (m ³ /j)
0	59	59
20	57.5	46
40	56	33
60	54.4	21
80	52.4	10
100	49	0

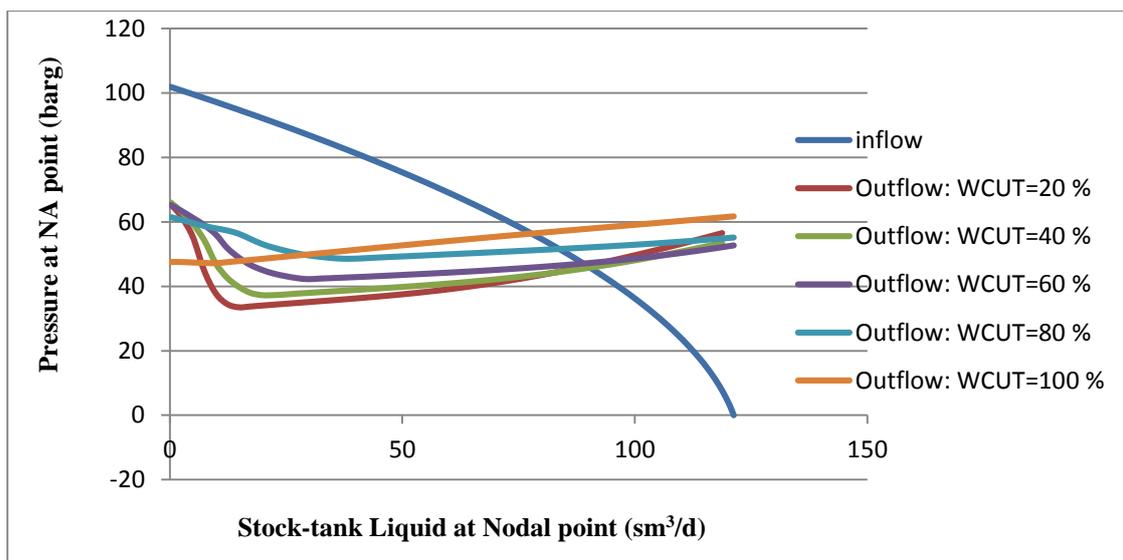


Figure VI.48 : Effet du changement futur de Water-cut sur le puits EAL01

d. changement de la fréquence

A partir des résultats obtenus par PIPESIM, on constate que lorsque la fréquence augmente, le débit de la pompe augmente.

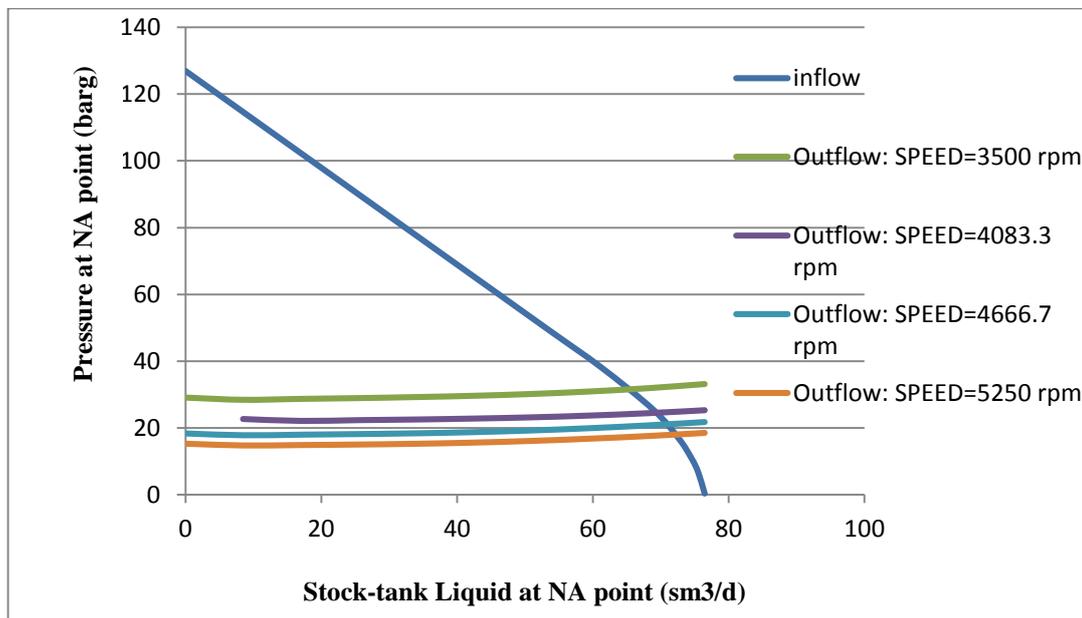


Figure VI.49 : Effet de changement de la fréquence sur le puits EAL38

Tableau VI.28 : Effet de changement de la fréquence sur le débit de production d’EAL38

la fréquence (Hz)	Débit de production (m ³ /j)
50	59
60	65
70	69
80	71

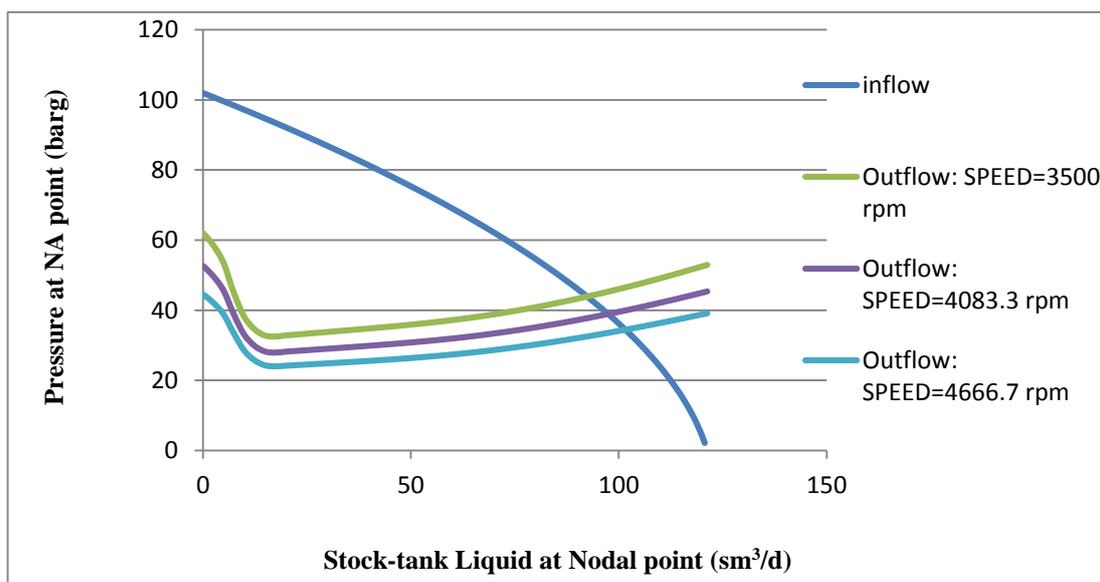


Figure VI.50 : Effet de changement de la fréquence sur le puits EAL01

Tableau VI.29 : Effet de changement de la fréquence sur le débit de production

la fréquence (Hz)	Débit de production (m ³ /j)
60	93
70	104
80	106

- **Comparaison entre les résultats**

Les tableaux suivants englobent tous les résultats de l'optimisation du puits EAL38 et EAL01

Tableau VI.30 : Résultats de l'optimisation du puits EAL38

Puits	Qo l'état actuel m ³ /j	Qo avec ESP m ³ /j	Qo avec GL Economique m ³ /j	Gain ESP m ³ /j	Gain GL m ³ /j
EAL38	23.95	59	66	35.05	42.05

Figure VI.51 : Résultats de l'optimisation du puits EAL38

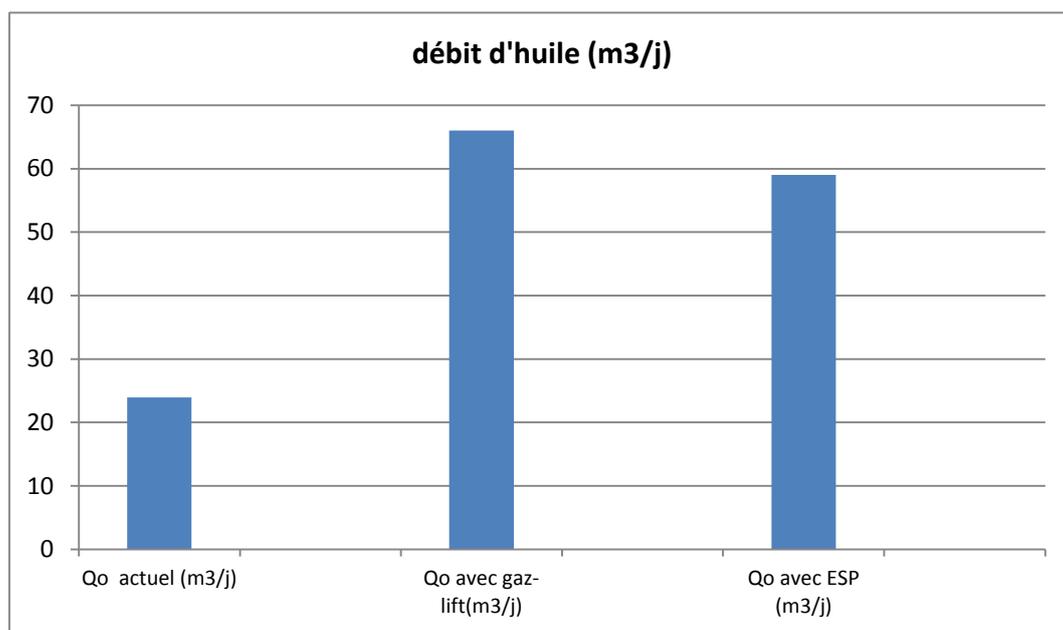


Tableau VI.31 : Résultats de l'optimisation du puits EAL01

Puits	Qo l'état actuel m ³ /j	Qo avec ESP m ³ /j	Qo avec GL Economique m ³ /j	Gain ESP m ³ /j	Gain GL m ³ /j
EAL01	76.8	95	84	18.2	7.2

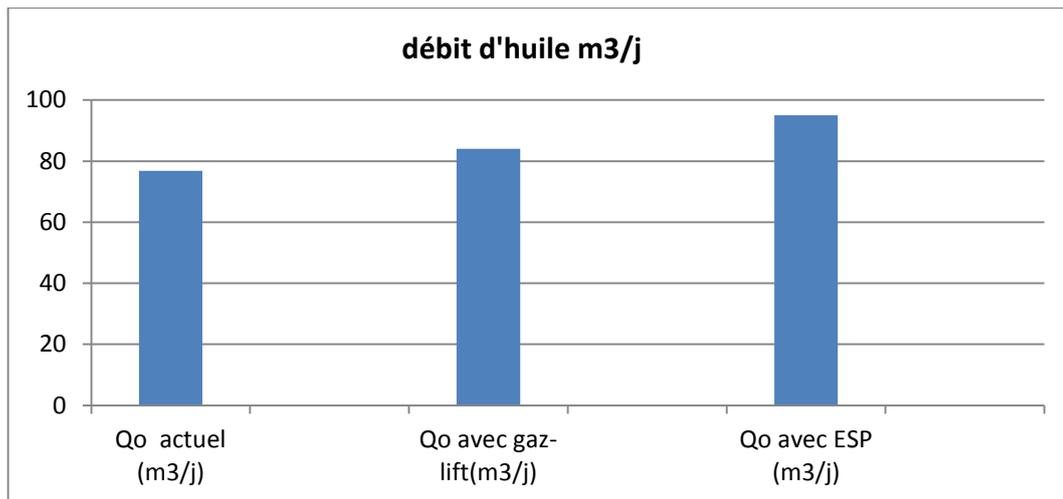


Figure VI.52 : Résultats de l’optimisation du puits EAL01

• **Conclusion et discussion des résultats**

D’après l’étude de deux scenarios de Gaz lift et les pompes ESP on conclut que :

Techniquement parlant, pour le puits EAL38 le gain de la production avec le gaz lift est plus grand par rapport à celui de la pompe ESP, par contre pour le puits EAL01, on a trouvé que le gain de la production avec la pompe ESP est plus grand par rapport à celui du gaz lift.

Donc une étude économique doit se faire pour le choix de la mode d’activation le plus adéquat pour ces puits.

Partie 2 : Etude et optimisation du champ de OUAN TAREDERT

VI.3.2.1.Modélisation des puits TRT01, TRT04, TRT07

A. Création du modèle physique

La configuration mécanique du puits **TRT01 TRT04 et TRT07**est construite à partir des fiches techniques des puits (voir l’annexe).

Le tableau ci-dessous résume les données de complétion nécessaires pour créer les modèles des puits.

Tableau VI. 32 : Données de complétion des puits

Puits	Casing (inch)		Tubing (inch)		Liner (inch)	Perforation(m)
	OD	ID	OD	ID	OD	
TRT-1	7	6.26 7	2 ^{3/8}	1.995	4 ^{1/2}	1476.54
TRT-4	5 ^{1/2}	5.01 2	2 ^{3/8}	1.995	/	1517.03
TRT-7	5 ^{1/2}	5.01 2	2 ^{3/8}	1.995	/	1514.22

B. Création du modèle fluide et calibrage des PVT

Les données de jaugeage sont celles utilisées pour créer ce modèle et représentées dans le tableau suivant :

Tableau VI. 33 : Données de jaugeage des puits

Puits	TRT-1	TRT-4	TRT-7
Pression en tête (barg)	35.24	29.66	28.07
Choke size (mm)	8	9	9
Qo (m³/j)	71.47	28.39	61.69
Qw (m³/j)	0	0	0
QL (m³/j)	71.47	28.39	61.69
Qg (m³/j)	12033	8316	12066
GOR (m³/ m³)	168	292	196
Water cut (%)	0	0	0
Etat	Ouvert	Ouvert	Ouvert

C. Analyse et vérification des données

a-Test de pression

Tous les puits ont été modélisés en utilisant les données des tests AMERADA (mesure de la pression statique) qui sont mentionnées dans le tableau suivant :

Tableau VI.34 : Données des tests d'AMERADA

Puits	TRT01	TRT04	TRT07
Pression de fond statique (barg)	139.68	140.93	140.03

NB : la température de réservoir est égale à **96 °C**.

Comme on n'a pas les mesures de la pression de fond dynamique on a estimé celle-ci par la corrélation de **Hagedorn and Brown** qui représente mieux les modèles des puits.

Tableau VI.35 : Estimation de Pfd par la corrélation d'**H – B**

Puits	TRT-1	TRT-4	TRT-7
Pression de fond dynamique (barg)	77	60.1	65.7

D. Choix des corrélations

• **INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)**

Nous pourrions tracer les courbes de performances du réservoir IPR pour chaque puits et cela en se basant sur l'équation de **Vogel** (la pression du réservoir est inférieure à la pression de bulle, c'est un réservoir avec un gaz cap), ce qui permet de déterminer les débits maximaux des puits AOF, ces débits sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau VI.36 : AOF des puits

Puits	TRT-1	TRT-4	TRT-7
AOF m ³ /j	111.13	36.65	84.99

▪ **Pour l'écoulement OUTFLOW**

On a pris la corrélation de Hagedorn and Brown par défaut pour modéliser l'écoulement de fluide dans le tubing.

E. Détermination de point de fonctionnement des puits

On a introduit les données du puits dans le logiciel afin de déterminer le point de fonctionnement (Q_o, P_{fd}) .les modèles des trois puits sont représentés dans les figures suivantes :

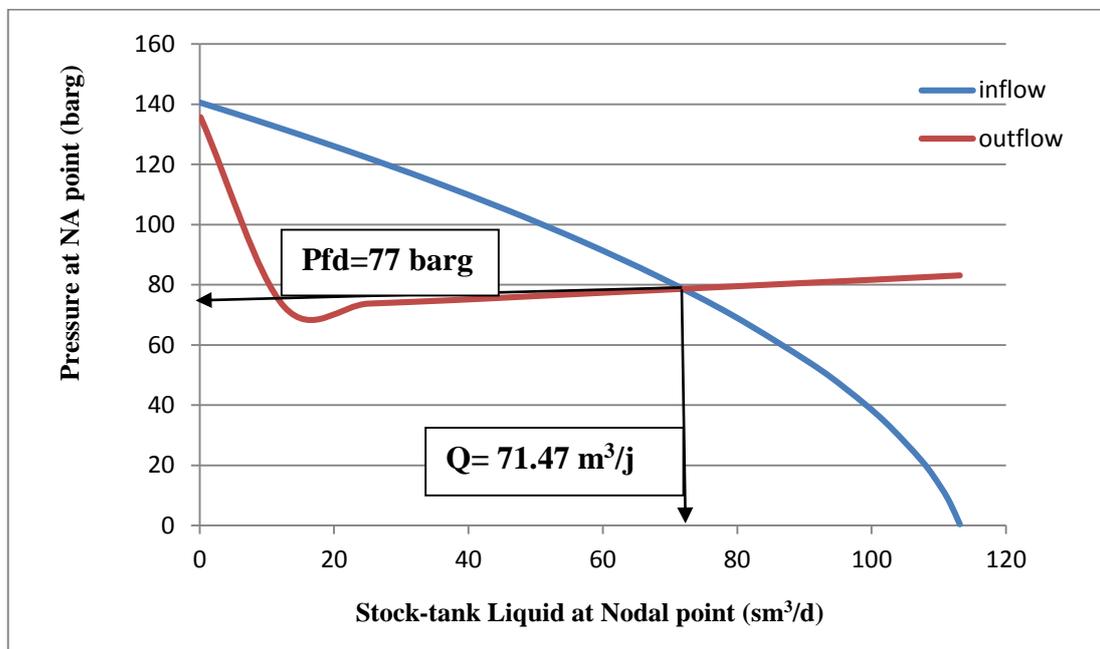


Figure VI.53 : Point de fonctionnement du puits TRT01

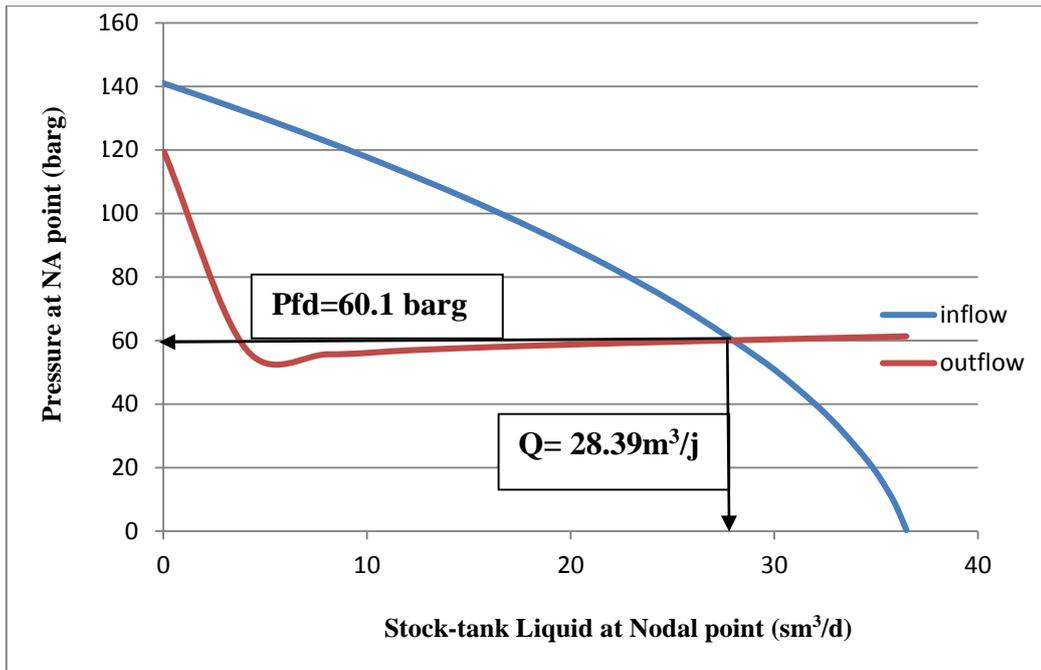


Figure VI .54: Point de fonctionnement du puits TRT04

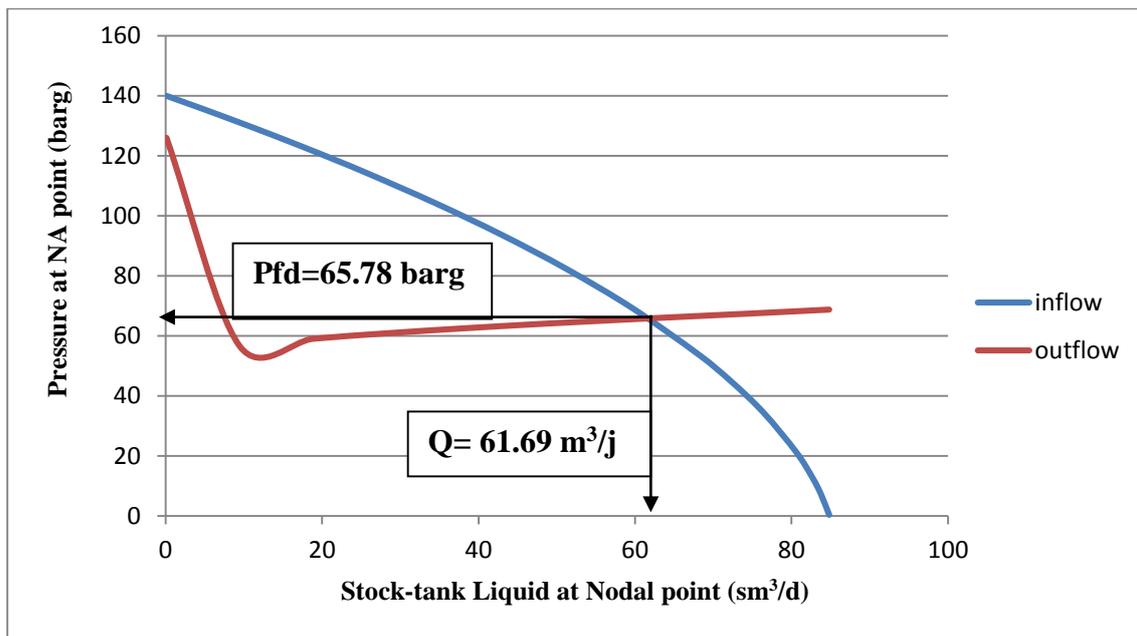


Figure VI.55 : Point de fonctionnement du puits TRT07

Les coordonnées des points de fonctionnement sont montrées dans le tableau suivant :

Tableau VI.37 : Résultats d'IPR/VLP pour les puits

Puits	Valeurs	Mesurées	Calculés	Différence %
TRT01	Liquid rate (Sm ³ /j)	71.47	71.46	0.014
	Bottom hole pressure (barg)	77	77.2	0.259
TRT04	Liquid rate (Sm ³ /j)	28.39	27.2	4.19
	Bottom hole pressure (barg)	60.1	59.96	0.067
TRT07	Liquid rate (Sm ³ /j)	61.69	61.52	0.275
	Bottom hole pressure (barg)	65.78	65.68	0.152

VI.3.2.2. Scenario I : Activation par gaz lift

➤ Pour Les puits TRT01, TRT07

a. Etude de l'influence du water-cut sur la production avant Gaz lift

Dans l'exemple de calcul sur les puits TRT01 et TRT07, on a un pourcentage d'eau qui est nul, mais au fur et à mesure de la production. On aura des venues d'eau (ca s'explique par la présence d'un water drive).

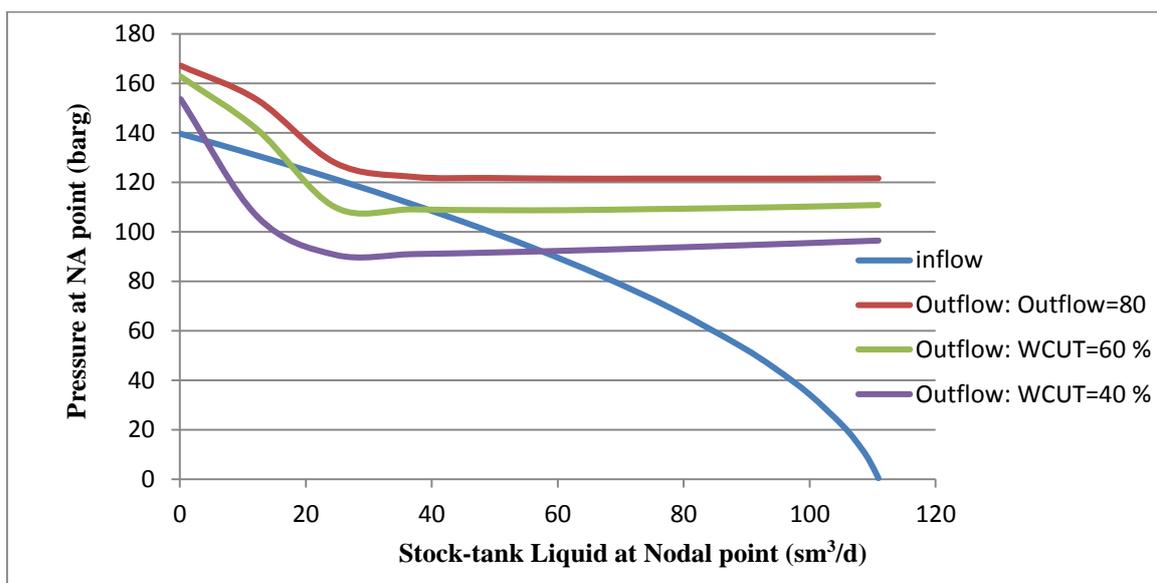


Figure VI.56 : Influence de Water Cut sur la production avant Gaz lift pour TRT01

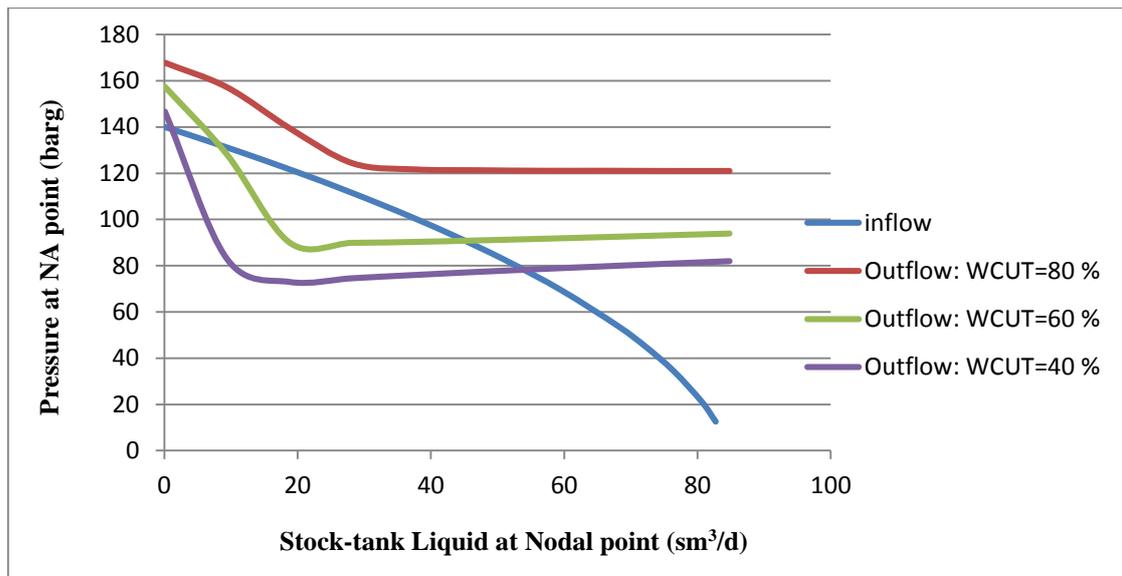


Figure VI.57 : Influence de Water-Cut sur la production avant Gaz lift pour TRT07

b. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection

- L'optimum technique :

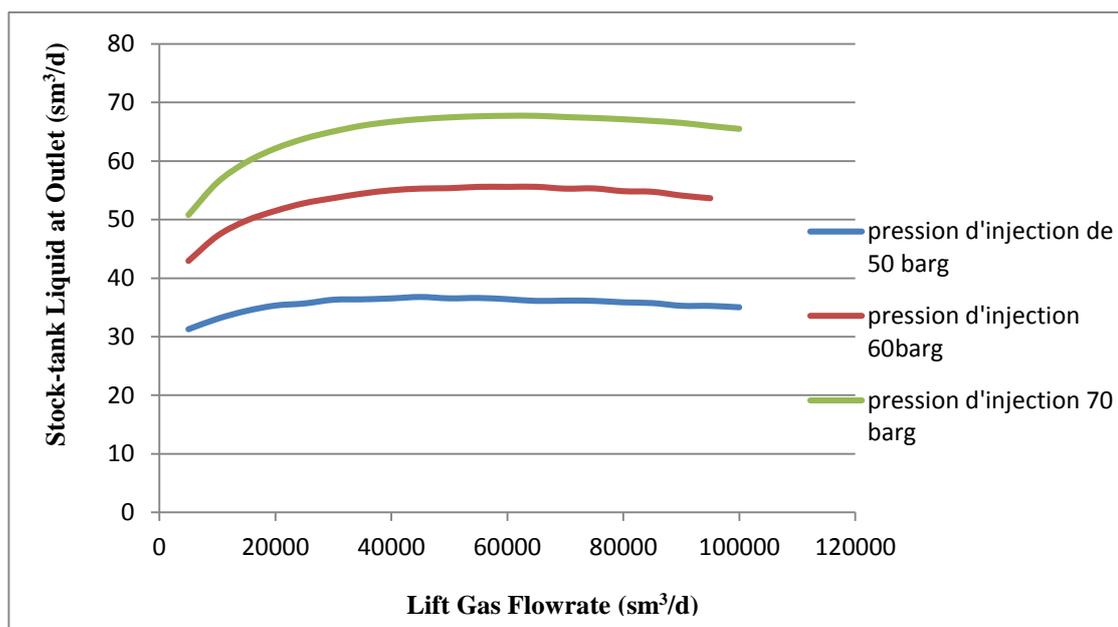


Figure VI.58 : Courbe de gauss de puits TRT01

A partir de la courbe ci-dessus on remarque que le puits TRT01 donne un débit d'injection optimal du **Qing optimum=40000 sm³/j** qui fait augmenter le débit d'huile à **71.5sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production.

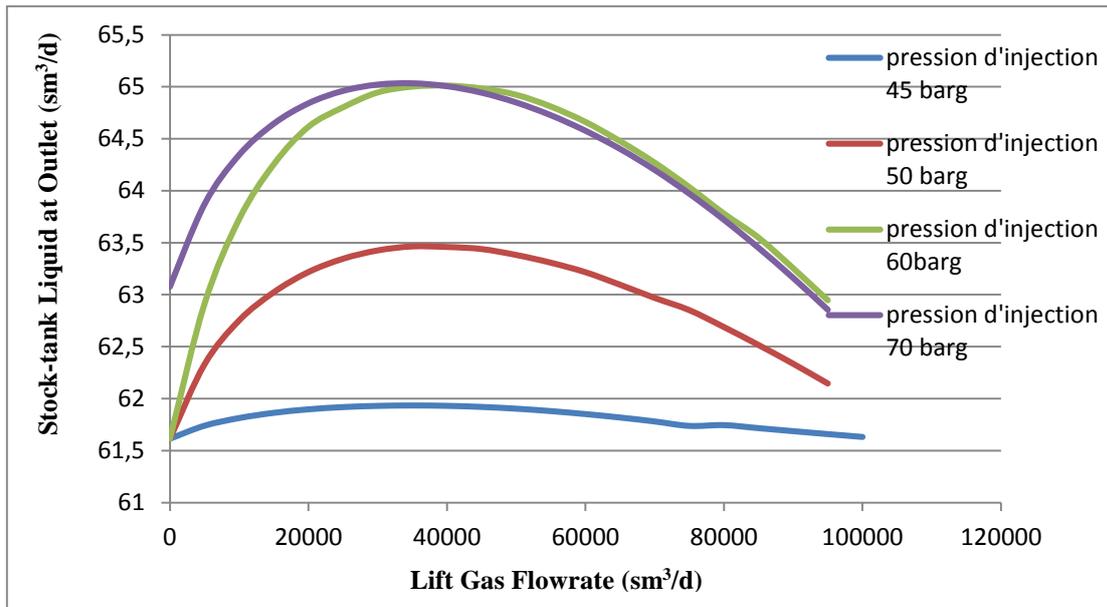


Figure VI.59 : Courbe de gauss de puits TRT07

A partir de la courbe ci-dessus on remarque que le puits TRT07 donne un débit d'injection optimal du **Qing optimum=40000 sm³/j** fait augmenter le débit d'huile à **65 sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production. La pression d'injection optimale est de **60barg**.

- **L'optimum économique :**

- pour le puits TRT01, le débit d'injection économique est de l'ordre de **10 000 m³/j** (selon la disponibilité du champ de TRT) pour une pression d'injection de **60 barg**.

- pour le puits TRT07, le débit d'injection économique est de l'ordre de **10 000 m³/j** (selon la disponibilité du champ de TRT) pour une pression d'injection de **60 barg**.

-Le gaz lift n'a pas un apport de production important pour les deux puits TRT01 et TRT07 à l'état actuel c-à-d le cout de gaz à injecter est supérieur à celui de revenu de l'huile produite donc ces puits ne sont pas candidat au Gaz lift.

-Mais on remarque que la pression en tête de ces puits est élevée car ils débitent avec une Duse de **20/64"** c'est pour ça on recommande d'ouvrir la Duse pour que la pression en tête diminue et par conséquence le débit augmente.

Ce qui justifier de faire une sensibilité sur la pression en tête

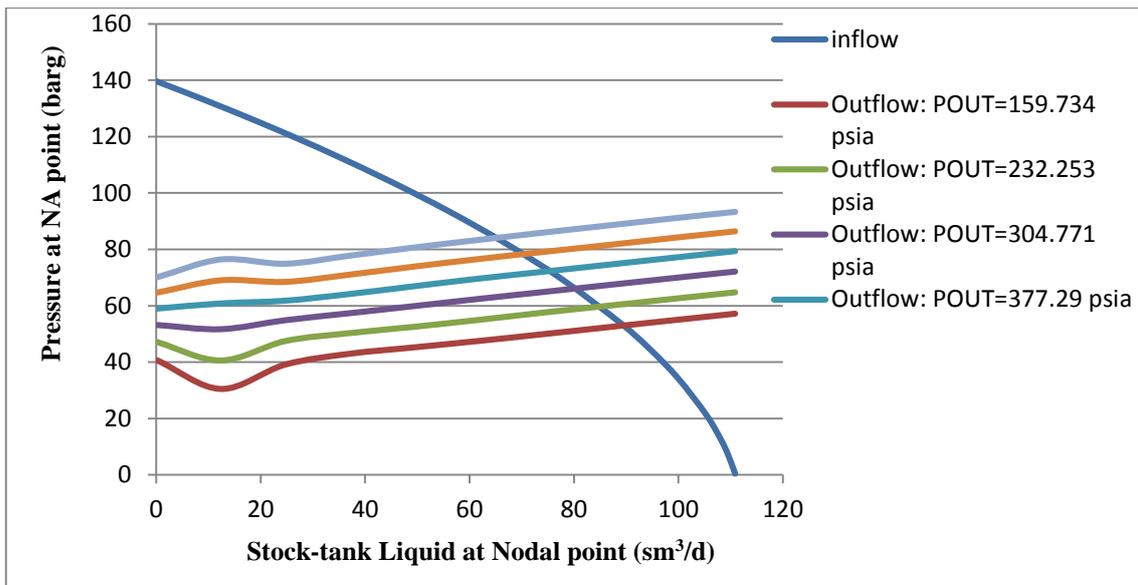


Figure VI.60 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT01

Tableau VI.38 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit du puits TRT01

Pression en tête (barg)	Débit d'huile (m³/j)
35	71.5
30	76.6
25	81.0
20	85.4
15	89.9
10	93.9

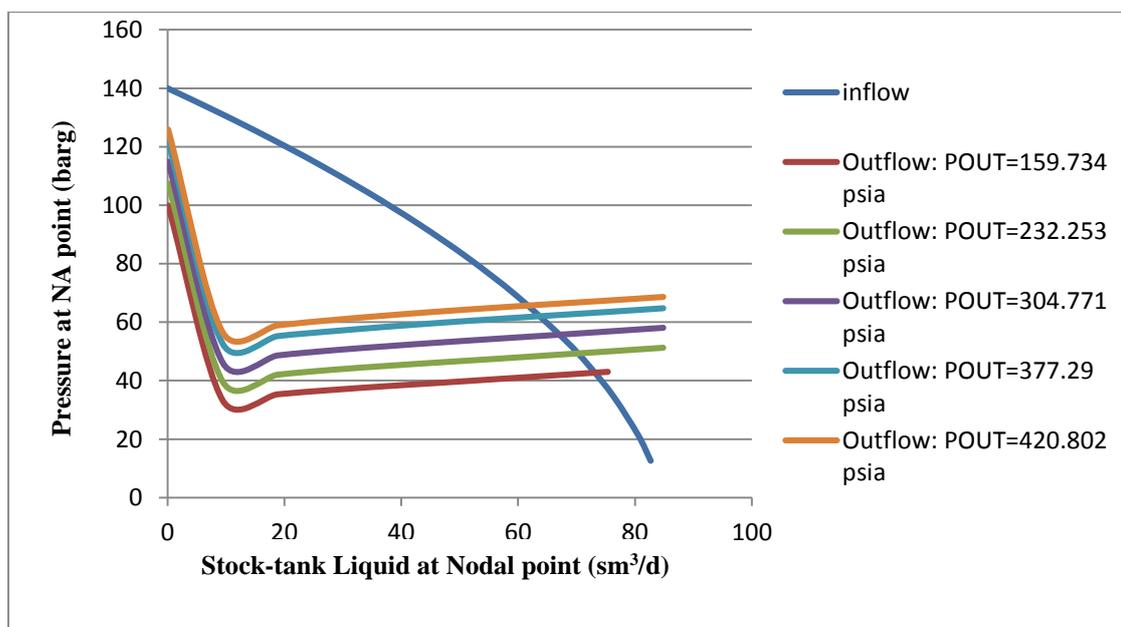


Figure VI.61 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT07

Le gaz lift n'a pas d'apport de production signifiant pour les puits à l'état actuel. Ces deux puits pourraient être plus tard des bons candidats pour le gaz lift avec l'augmentation du Water-cut, afin de montrer l'efficacité du gaz lift sur le maintien de production dans le temps, on fait une étude de sensibilité sur le water cut avec une injection du gaz lift.

Tableau VI.39 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT07

Pression en tête (barg)	Débit d'huile (m ³ /j)
10	73
15	70
20	67
25	63.6
28	61.6

Tableau VI.40 : Candidature du puits TRT01 pour le gaz lift selon le Water-Cut

	Sans Gaz Lift		Avec Gaz Lift		
	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	Gain (m3/j)
WC =0%	71.47	71.47	71.47	75.21	3.73
WC =40%	52.96	31.77	69.49	41.73	9.92
WC =60%	-	-	63.02	25.21	25.20

Avec un WC = 60% le puits TRT01 ne débite plus.

Tableau VI.41 : Candidature du puits TRT07 pour le gaz lift selon le Water-Cut

	Sans Gaz Lift		Avec Gaz Lift		
	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	Gain (m3/j)
WC =0%	61.69	61.69	62	62	0.31
WC =50%	46.71	23.35	48.51	24.25	0.9
WC =70%	-	-	45.54	13.66	13.66

Avec un WC = 70 % le puits ne débite plus.

➤ Pour Le puits TRT04

a. Etude de l'influence du water cut sur la production avant Gaz lift

Dans notre exemple de calcul sur le puits TRT04, on a un pourcentage d'eau qui est nul, mais au fur et à mesure de la production. On aura des venues d'eau (ca s'explique par la présence d'un water drive).

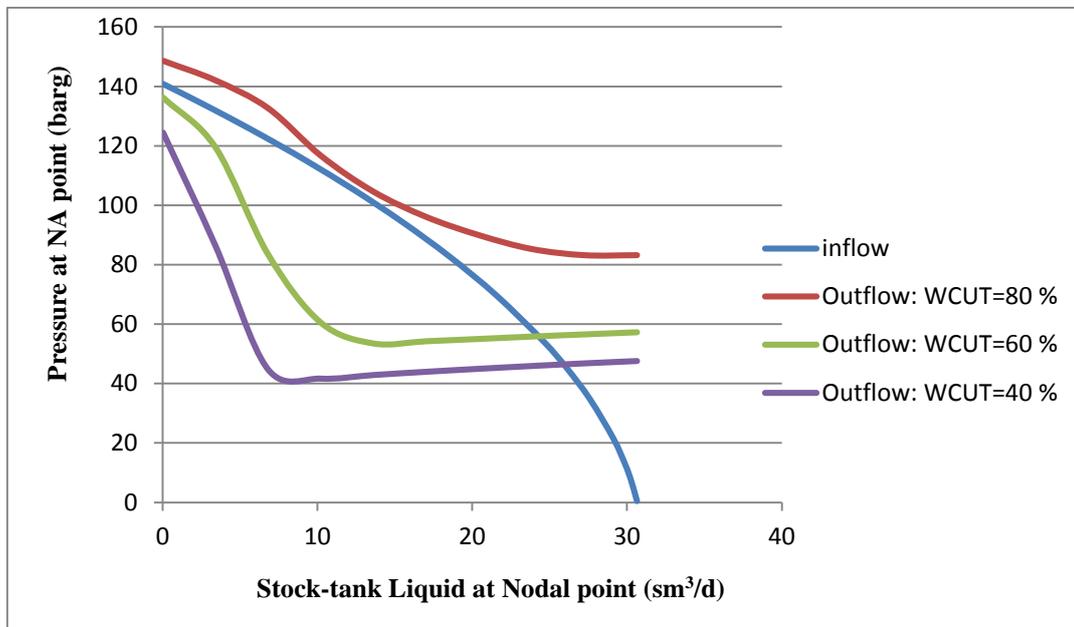


Figure VI.62 : Influence de l'augmentation du Water-Cut sur la production avant Gaz lift

b. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection

➤ L'optimum technique :

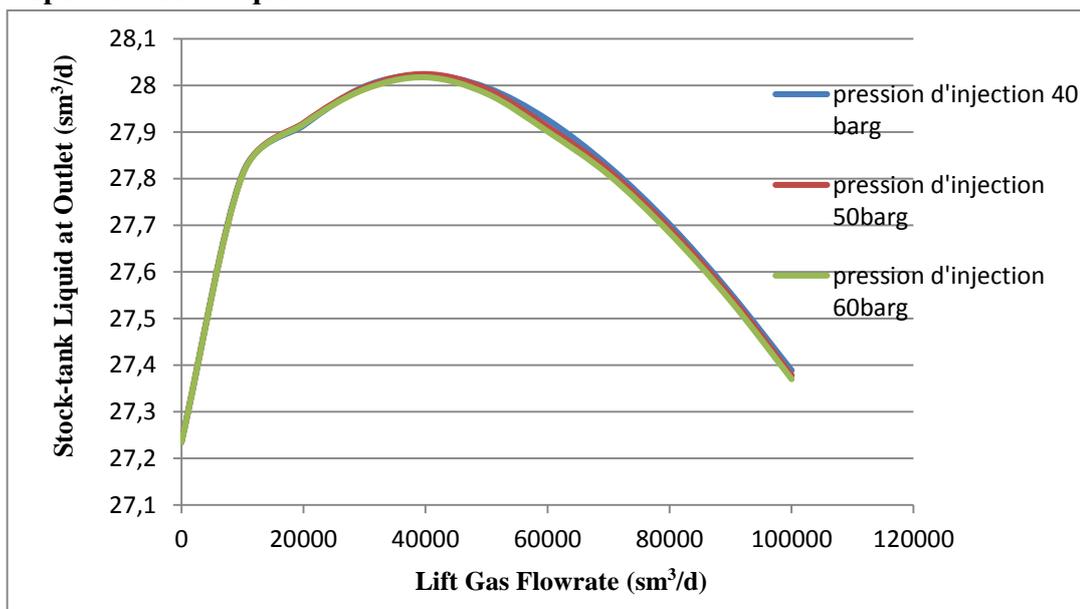


Figure VI.63 : Courbe de gauss de puits TRT04

A partir de la courbe ci-dessus on remarque que le puits TRT04 donne un débit d'injection optimal du **Qing optimum=10000 sm³/j** fait augmenter le débit d'huile à **28.2sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production. La pression d'injection optimale est de **40 barg**.

➤ **L'optimum économique :**

-le débit d'injection économique est de l'ordre de **10 000 m³/j** (selon la disponibilité du champ de TRT) pour une pression d'injection de **40 barg**.

-Comme le gaz lift n'a pas d'apport de production signifiant pour ce puits à l'état actuel. Et afin de montrer l'efficacité du gaz lift sur le maintien de production dans le temps, on fait une étude de sensibilité du water cut avec une injection du gaz lift.

Tableau VI.42 : Candidature du puits TRT04 pour le gaz lift selon le Water-Cut

	Sans Gaz Lift		Avec Gaz Lift		
	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	Gain (m3/j)
WC =0%	28.39	28.39	28.54	28.54	0.15
WC =50%	25.61	12.80	28.16	14.08	1.28
WC =80%	-	-		1.29	1.29

Avec un WC = 80% le puits ne débite plus.

Donc ce puits n'est pas candidat au gaz lift.

➤ **Conclusion et discussion des résultats**

D'après les scenarios du Gaz lift faites sur les puits TRT01, TRT04 et TRT07, on conclut que ces puits ne sont pas candidats au Gaz lift, mais ces puits pourraient être candidats au Gas lift avec l'augmentation de Water-cut dans le temps.

VI.3.2.3. Scenario II : Activation par la pompe ESP

• **Point de fonctionnement avec ESP pour TRT01**

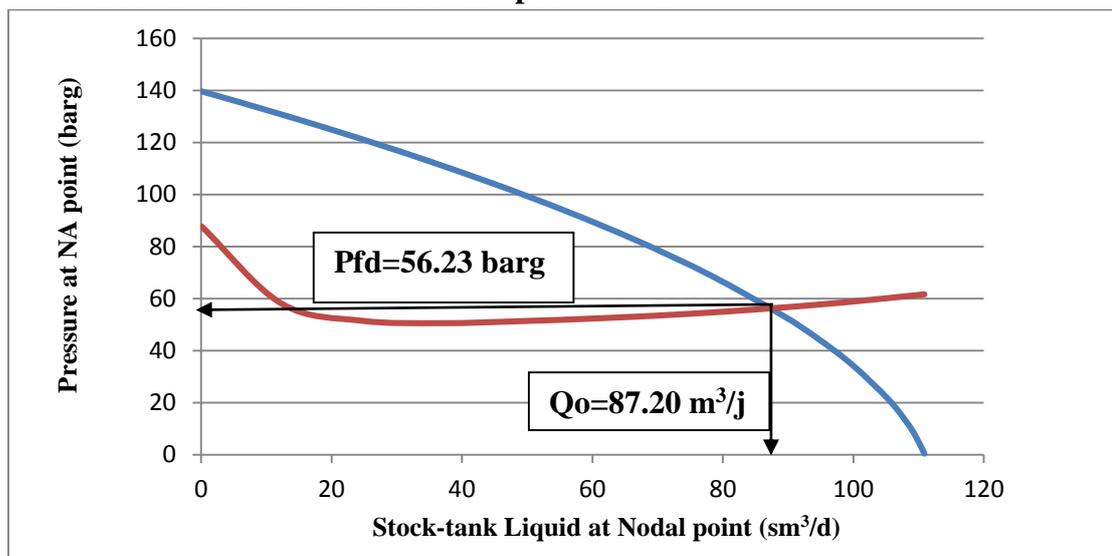


Figure VI.64 : Point de fonctionnement après l'installation de la pompe ESP

• Point de fonctionnement avec ESP pour TRT04

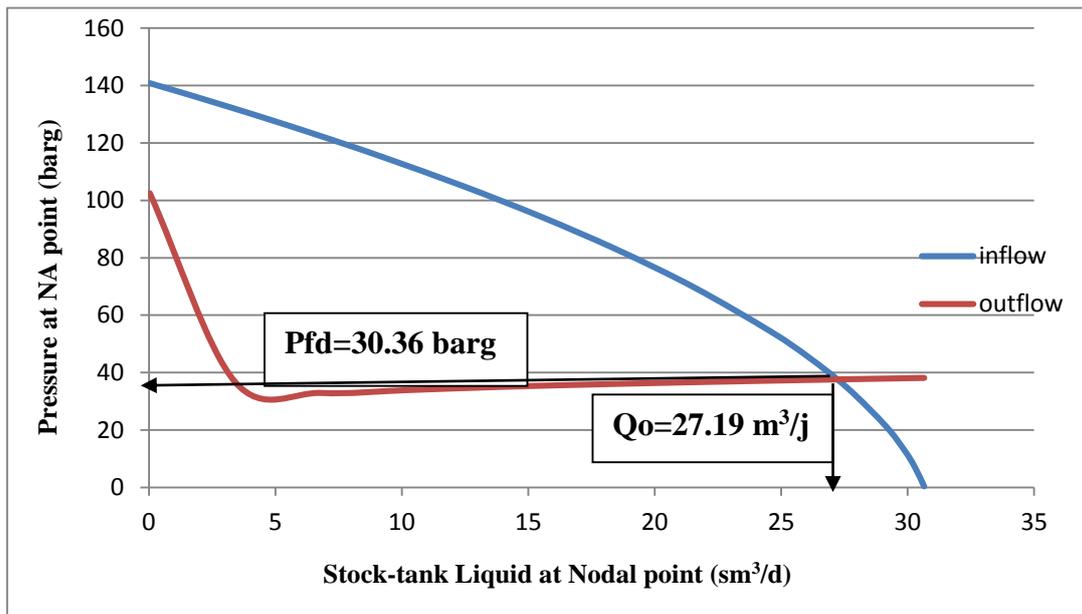


Figure VI .65: Point de fonctionnement après l’installation de la pompe ESP

• Point de fonctionnement avec ESP pour TRT07

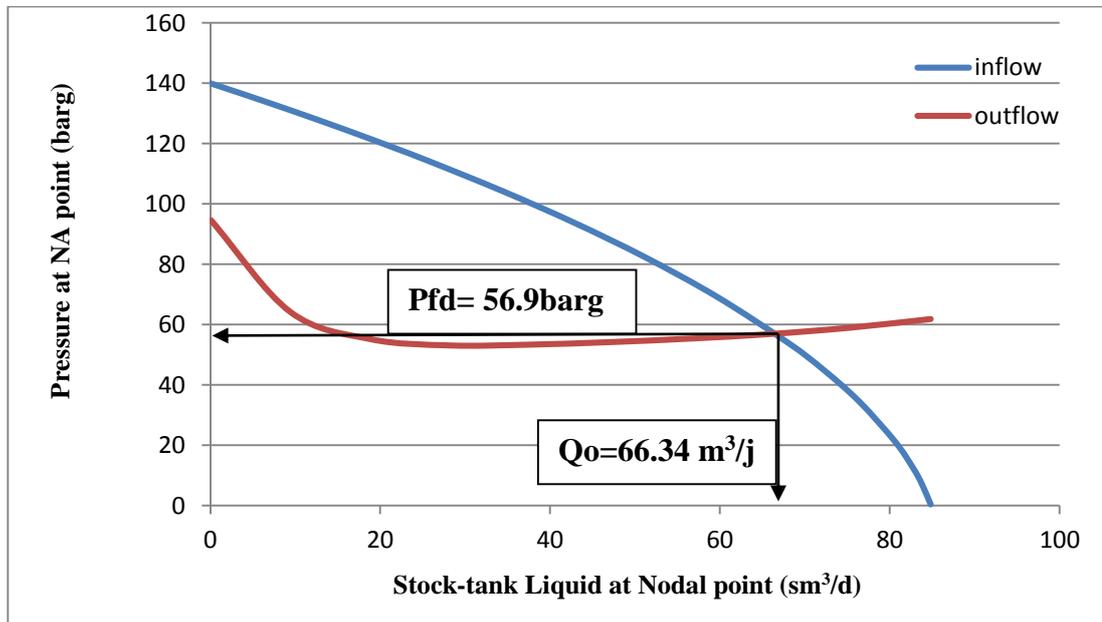


Figure VI.66 : Point de fonctionnement après l’installation de la pompe ESP

➤ **Comparaison entre les résultats**

Le tableau suivant englobe tous les résultats de l'optimisation des trois puits de TRT

Tableau VI.43 : Résultats de l'optimisation des puits TRT

Puits	Qo l'état actuel (m ³ /j)	Qo avec ESP m ³ /j	Qo avec GL Economique m ³ /j	Gain ESP m ³ /j	Gain GL m ³ /j
TRT01	71.47	87.20	75.2	15.73	3.37
TRT04	28.39	27.19	28.54	-1.2	0.15
TRT07	61.69	66.34	62	4.65	0.31

V.3.2.4. Conclusion

D'après l'étude qui on a fait, on conclut que les puits de TRT (TRT01, TRT04 et TRT07) ne sont pas candidats à la pompe ESP car ils ont un faible apport de production.

Partie 3 : Etude économique

Dans cette étude, on va calculer le POT (pay-out-time) pour les deux projets les pompes électriques immergée ESP et le Gaz lift pour les puits candidats à l'activation (EAL01 et EAL38) dans le but de sélectionner le meilleur mode d'activation et si le projet est économiquement réalisable ou pas.

VI.3.3.1. Définition de POT (Pay-Out time) : c'est le temps à partir duquel un projet commence à rentrer des bénéfices. En d'autres termes, c'est le temps nécessaire pour que le revenu d'exploitation d'un projet devienne égal au capital initialement investi. Les deux puits choisi pour l'activation sont non éruptifs à l'état actuel, le tableau ci-dessous montre le gain de la production de ces puits avec ESP et le Gaz lift

Tableau VI.44 : Gain des puits EAL38 et EAL01 avec ESP et gaz lift

Puits	Qo à d'état actuel	Gain avec ESP	Gain avec gaz lift
EAL38	Non éruptif	35.05m ³ /j	42 .8m ³ /j
EAL01	Non éruptif	18.2 m ³ /j	7.2m ³ /j

VI.3.3.2. Calcul économique pour le gas- lift

Ce projet nécessite :

- ✓ Une source d'énergie (la pression et le débit d'injection en tête du puits)
- ✓ Un réseau de collecte.
- ✓ Equipement de surface du puits.
- ✓ Equipement de fond du puits

Les couts des équipements sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau VI. 45 : Coût des équipements de gaz lift

Les équipements	Le coût US\$.
Réseau de collecte	37035.06
Equipement de surface	11369.25
Equipement de fond	4589.75
Reprise des puits	133274.57
Dépenses du gaz lift pour un seul puits	186268.63

$$POT = \frac{\text{le montant total}}{\text{gain d'huile} * \text{cout du pétrole}}$$

Tableau VI.46 : POT des puits EAL38 et EAL01 pour le Gaz lift

Puits	Gain m3/j	POT GL (jour)
EAL38	42.8	12
EAL01	7.2	85

Donc, après 12 et 85 jours respectivement les puits EAL38 et EAL01 commencent à rentrer des bénéfices avec le Gaz lift.

VI.3.3. Calcul économique pour la pompe ESP

Les couts des opérations sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau VI.47 : Cout des opérations d'une pompe ESP

l'opération	Le coût
Le coût de l'opération de Work over pour la remontée de la complétion et l'installation d'une nouvelle tête de puits durant tout un mois.	600 000 US\$.
Le cout d'une nouvelle tête de puits adapte pour la pompe et l'installation du câble électrique pour l'alimentation.	50 000 US\$.
Le cout de la pompe, les équipements de fond, appareil de surface, accessoires et l'opération de l'installation.	300 000 US\$.
Le gain de production des puits étudiés durant l'opération est pris en considération avec le prix du pétrole par baril (prix de budget de sécurité).	35US\$ (17/05/2016)

$$POT = \frac{\text{coutdel'operation}}{\text{gaindeproduction} * \text{lecoutdepétrole}}$$

Tableau VI.48 : POT d'une pompe ESP

Puits	Dépenses (US\$)	Gain/jour (US\$)	POT (jour)
EAL38	950000	10581.13	90
EAL01	950000	5494.34	173

Les puits EAL38 et EAL01 commencent à rentrer des bénéfices à partir de 90, 173 jours respectivement avec la pompe ESP.

- **Remarque :** on n'a pas fait l'étude économique pour les puits de TRT, car ils n'ont pas un grand apport de production.

VI.3.3.4. Comparaison entre les résultats

A partir des résultats qui sont cités dans les tableaux ci-dessus, on conclut que le projet d'installation des pompes électriques immergées est moins rentable que celui de gaz lift pour les deux puits de champ d'El Adeb Larache (EAL01 et EAL38). Donc le mode d'activation techniquement réalisable et économiquement rentable c'est le mode d'activation par le gaz lift.

VI.1. Introduction

L'objectif global de cette étude consiste à identifier les puits candidats à l'activation pour le champ d'EL Adeb Larache ainsi que le champ TRT sachant que Les méthodes d'activation proposées dans cette étude sont le Gaz lift et les pompes électriques immergées. Ensuite on va faire une optimisation des paramètres et le design des puits candidats pour chaque mode d'activation .Pour finir, on va déterminer l'apport et l'efficacité par puits qui nous permettent de choisir le mode d'activation qui lui correspond le mieux. Ce choix se base sur le côté technique et économique.

L'historique de production montre qu'il y a 64 puits fermés dans le champ El Adeb Larache (23 puits dans le réservoir dévonien F6 et 41 puits dans le réservoir dévonien F4) à raison de mauvaise cimentation, abandon de poisson et déplétion de la pression de réservoir.

Il y a 8 puits forés dans le réservoir cambro-ordovicien du champ TRT (Ouan Taredert).La production diminue suite à des problèmes rencontrés et la chute rapide de la pression de gisement.

Actuellement trois puits du champ TRT sont en production (TRT01, TRT04 et TRT07) et le puits TRT05 fermé suite à un débit nul.

Les puits sélectionnés pour cette étude sont EAL38 et EAL01 du champ El Adeb Larache et les puits TRT01, TRT04 et TRT07 du champ TRT (cette sélection est faite soit pour ré-ouvrir le champ (EAL) soit pour augmenter la production (TRT)).

Afin d'atteindre l'objectif souhaité, deux scénarios sont proposés sur les puits sélectionnés à être activés pour faire une étude comparative entre les deux modes d'activation. Ces deux scenarios sont :

- **Scenario** : L'activation par **gaz lift**.
- **Scénario II** : L'activation par **les pompes ESP**

VI .2. Etapes et méthodologie du travail

Dans notre étude on a utilisé le logiciel **PIPESIM.2009** (PIPELINE SIMULATOR) qui est conçu par la compagnie de service Schlumberger .Il sert à faire des analyses nodales des puits à l'aide des formulations d'**IPR** : écoulement à travers le réservoir (corrélations de VOGEL, Darcy, etc.) et des formulations **VLP** : écoulement à travers le tubing (corrélations Hagedorn et Brown, Poettman Carpenter, Duns et Ros, etc.) . Comme il peut faciliter le calcul des pressions d'injection, le débit de production optimum, la localisation des vannes dans le cas d'un système du gaz lift ainsi il permet aussi de faire un design d'une pompe ESP...etc.

VI .2.1. Modélisation et simulation du puits

Pour modéliser n'importe quel puits sur le logiciel il faut respecter les étapes suivantes :

VI .2.2.1. Collecte des données

On prend les résultats et les données techniques des puits choisis à partir du :

- **Test du jaugeage** : débit d'huile, Water cut, GOR, Pression de tête, diamètre de la duse du puits, la densité d'huile et du gaz.
- **d'ouverture Well test (build up)** : Pression et température de réservoir, Pression de fond dynamique, gradient de pression dynamique.
- **la fiche technique (complétion du puits)** : le type du puits, les côtes de tubing et de casing, les intervalles des perforations, Diamètre extérieur de tubing et celle du casing.
- **Les données PVT** : Rs (GOR de dissolution), FVF, Pression de bulle, densité et viscosité de l'huile.

VI .2.2.2. Introduction les données des équipements et du réservoir

Si la pression du fond dynamique est supérieure à la pression du bulle on procède à l'écoulement de darcy (Well PI) sinon on doit choisir une des corrélations (VOGEL, PESEUDO STEADY STATE, FETKOVITCH ...).

VI .2.2.3. Introduction et calibrage des PVT (Pression, Volume et Température)

C.-à-d. construire un model fluide a partir des données et à des pressions et températures bien précises.

VI .2.2.4. Calibrage IPR, VLP

Trouver le point de fonctionnement du système par le choix de la meilleure corrélation pour l'écoulement verticale (qui a un minime d'erreurs) et celle de réservoir.

VI .2.2.5. Reproduction de l'état actuel du puits

Actualisation du modèle par la recherche de la pression de fond qui correspond au dernier test de jaugeage.

VI .2.2.6. Prédiction des performances du puits par la mise en place d'une pompe ESP ou gaz lift.

C.-à-d. faire une optimisation du système avec les sensibilités nécessaires.

VI .3. Application

Dans cette étape, on décrit la procédure de modélisation et simulation des puits EAL38 et EAL01. TRT01 ; TRT04 ; TRT07.

Partie 1 : Etude et optimisation du champ d'El Adab Larache (EAL38 et EAL01)

Afin de bien illustrer les résultats, on a adopté le puits EAL38 comme un exemple, ou on va présenter la procédure d'optimisation étape par étape.

Le puits EAL38 est un puits qui fonctionne dans les conditions critiques, producteur d'huile, il a été mis en production le 01/01/1994, il est relié au CS2.

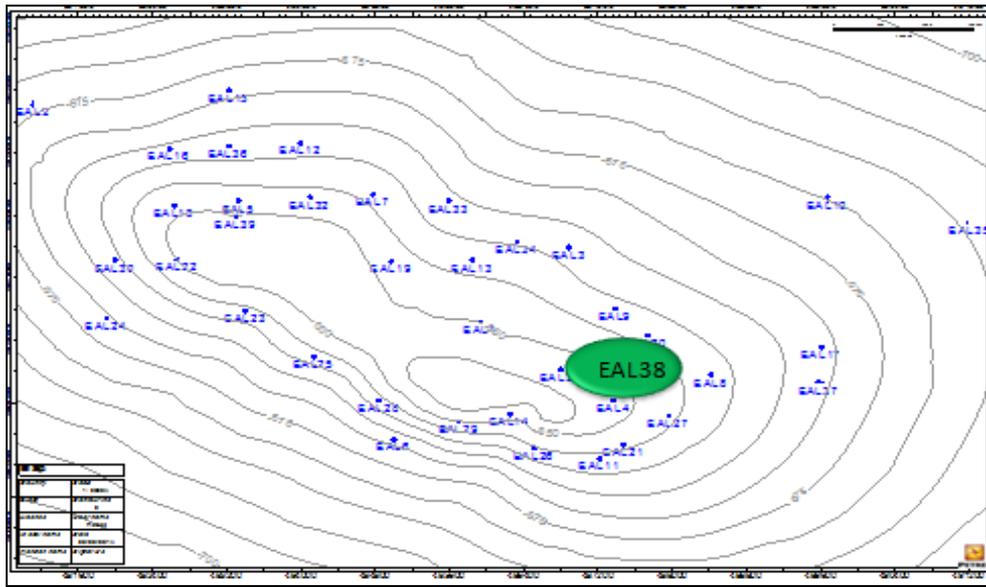


Figure VI.1 : Présentation du puits EAL38

Le puits EAL01 est non éruptif, producteur d'huile, il a été mis en production le 01/09/1980, il est actuellement fermé suite à un débit nul.

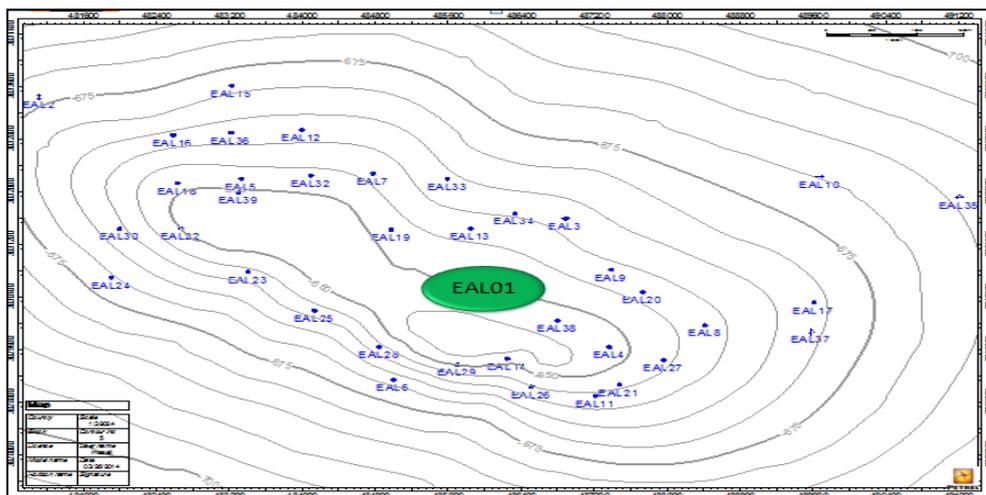


Figure VI.2 : Présentation du puits EAL01

VI.3.1.1. Modélisation des puits

A. Création du modèle physique

Le menu principale du PIPESIM permet au utilisateur d'accéder aux diverses fonctionnalités comme la création d'un nouveau modèle. La configuration mécanique du puits EAL38 est construite à partir de la fiche technique (voir l'annexe) :

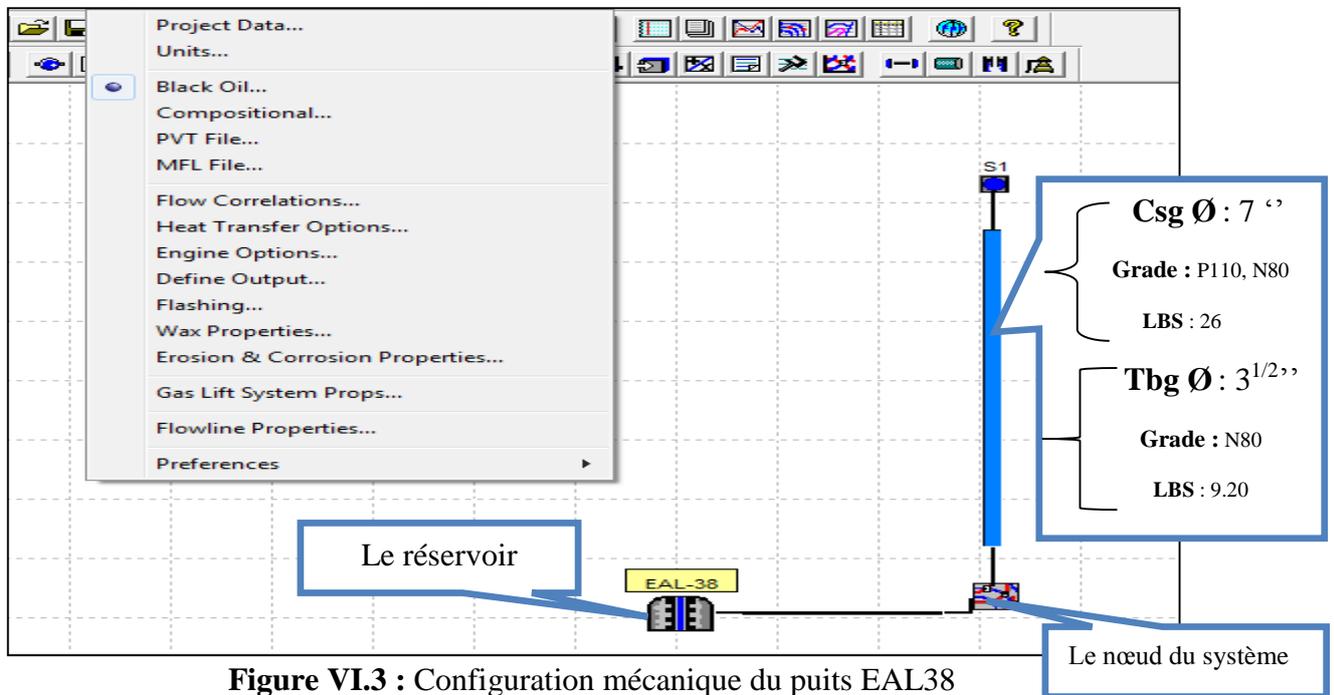


Figure VI.3 : Configuration mécanique du puits EAL38

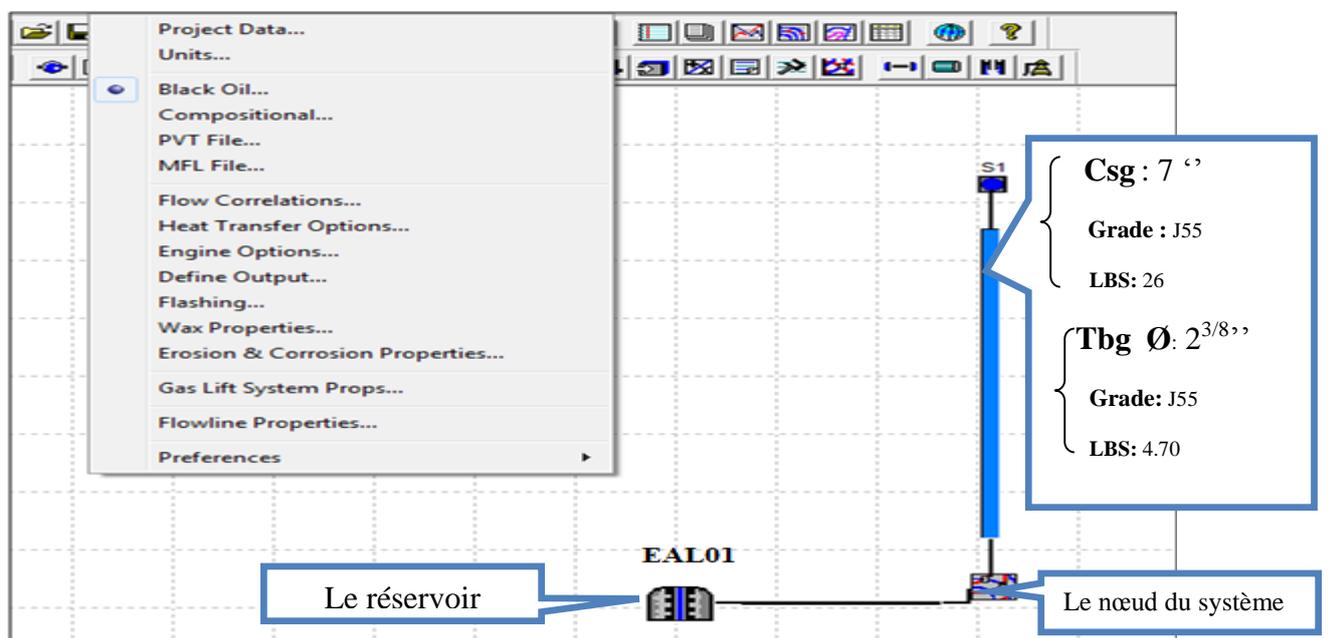


Figure VI.4 : Configuration mécanique du puits EAL01

B. Création du modèle fluide et calibrage des PVT

On a choisi le modèle **Black Oil** car c'est celui qui correspond le mieux à notre cas, vu que les variations de la masse volumique en fonction de la pression sont négligeables.

Pour créer le modèle fluide ; on est besoin des données jaugeages de puits EAL38 qui sont :

Tableau VI.1 : Données jaugeages des puits EAL38 et EAL01

puits	EAL38	EAL01
D a t e	24/01/2015	15/06/2015
Duse	OPEN	OPEN
Pression de tête (psig)	14.7	18.5
Débit de gaz total (m³/j)	621	11175
Pression de séparation (psig)	8.9	/
Diamètre d'orifice (in)	0.500	/
Débit d'huile (m³/j)	18.20	75
Densité de gaz (air = 1)	0.798	0.7
Densité d'huile Sp.gr/ 15°C	0.805	0.818
Débit de gaz de formation (m³/j)	621	11175
G. O. R de formation (m³/m³)	34	149.0
volume d'eau (m³/j)	1	26.9
Water-CUT (%)	5.21	26.4

Afin de construire un modèle fiable pour n'importe quelle simulation du puits. Un calibrage des données PVT (FVF, le Rs et la viscosité d'huile) doit être fait.

Le tableau ci-dessous représente les propriétés PVT utilisé pour le choix des corrélations adéquates afin de calibrer le model de fluide.

Tableau VI .2 : Données PVT du puits EAL38 et EAL01

Paramètre	Valeur	Valeur
FVF (st m³/ m³)	1.2855	1.3575
GOR de dissolution (m³/ m³)	78.67	116
Viscosité d'huile (cp)	0.44	0.514
Le facteur de compressibilité Z	0.9446	0.9445
La pression du bulle (kg/cm²)	96.5	121.5

Le **Rs** et le **FVF** sont des paramètres indispensables pour la production. Ils servent à améliorer les prédictions faites pour chaque puits.

Voici les courbes qui représentent les solutions Bo et Rs par ordre.

- Le **Rs** représente le gaz dissous dans l'huile
- Le **FVF** représente le rapport entre le volume d'huile en place dans le réservoir et le volume d'huile produite en surface.

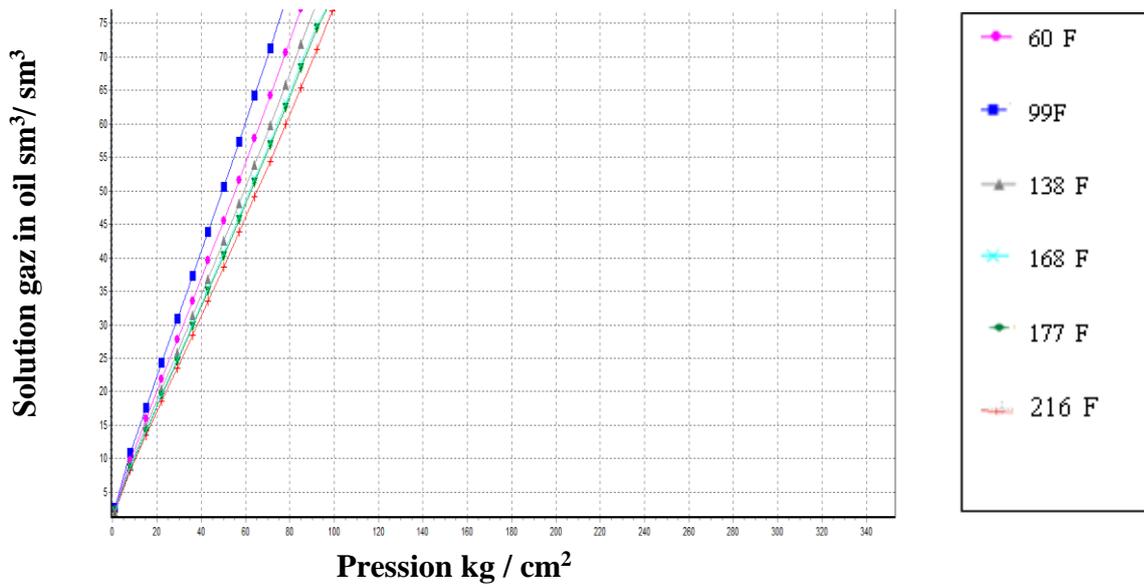


Figure VI.5 : Solution Rs du puits EAL38.

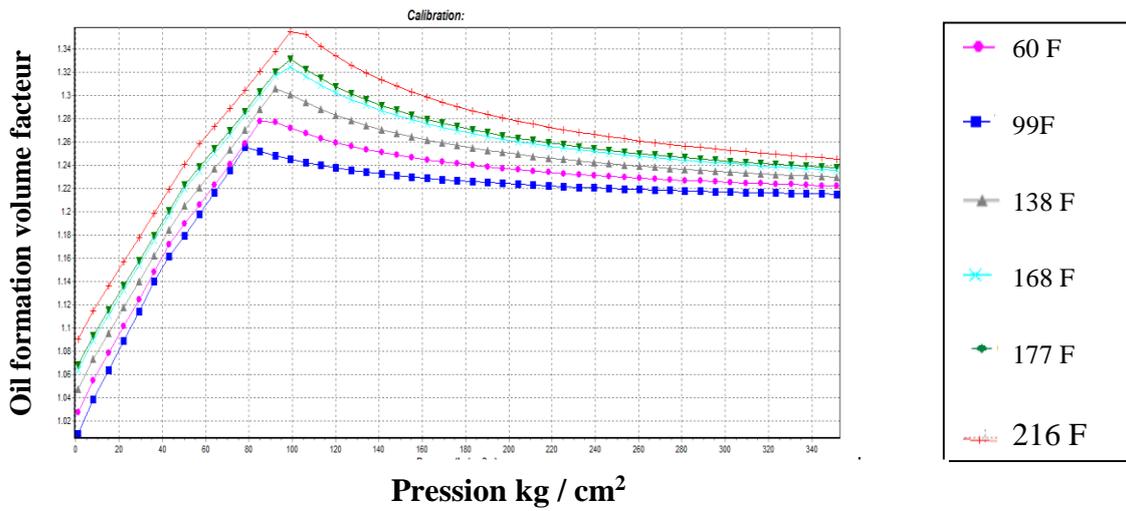


Figure VI.6 : Solution Bo du puits EAL38

Tableau VI .3 : Résultats de calibration des PVT pour le puits EAL38

FVF (st m ³ / m ³)	1.2799
Rs (m ³ / m ³)	78.50

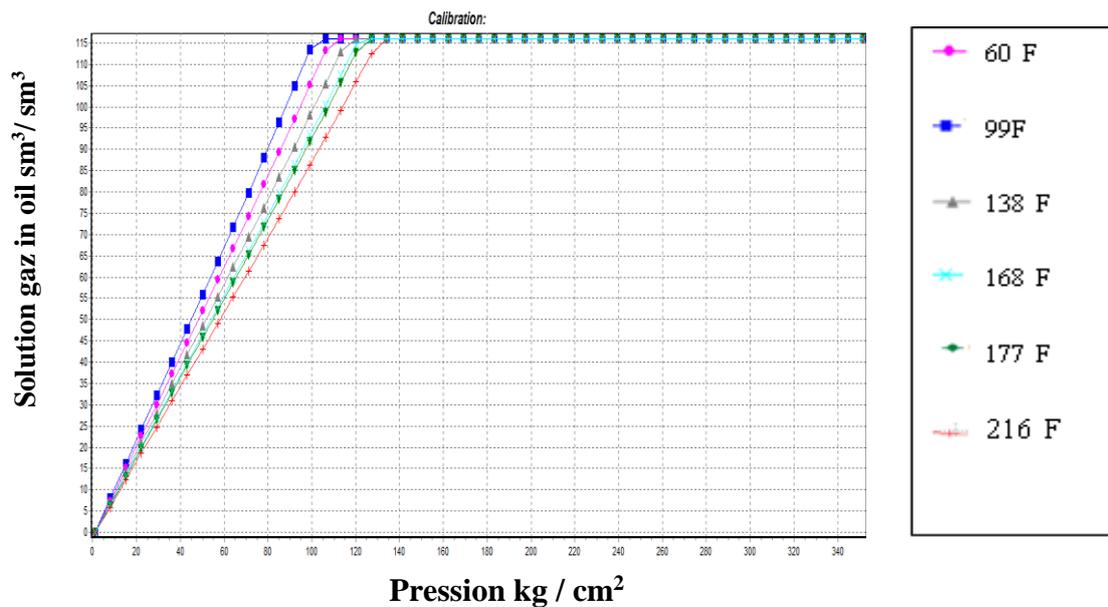


Figure VI.7 : Solution Rs du puits EAL01

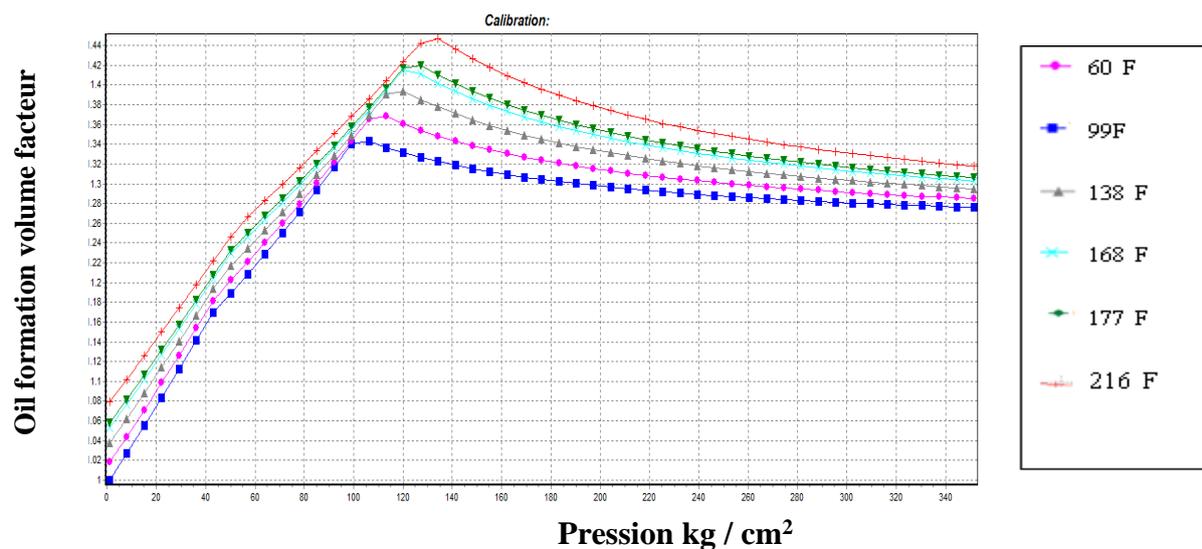


Figure VI.8 : Solution Bo du puits EAL01

- **Résultats de la calibration pour le puits EAL01**

Tableau VI.4 : Résultats de calibration des PVT pour le puits EAL01

FVF (st m³/ m³)	1.3575
Rs (m³/ m³)	116

Les modèles sont calibrés car ils sont capables de reproduire correctement les données mesurées avec une erreur acceptable. Et voici les corrélations choisies pour les différents paramètres.

Tableau VI .5: Corrélations utilisées pour le puits EAL38

Paramètres	Corrélation
Bo	Standing
Rs	Glaso
Viscosité de l’huile	Chew and conally
Z	Standing

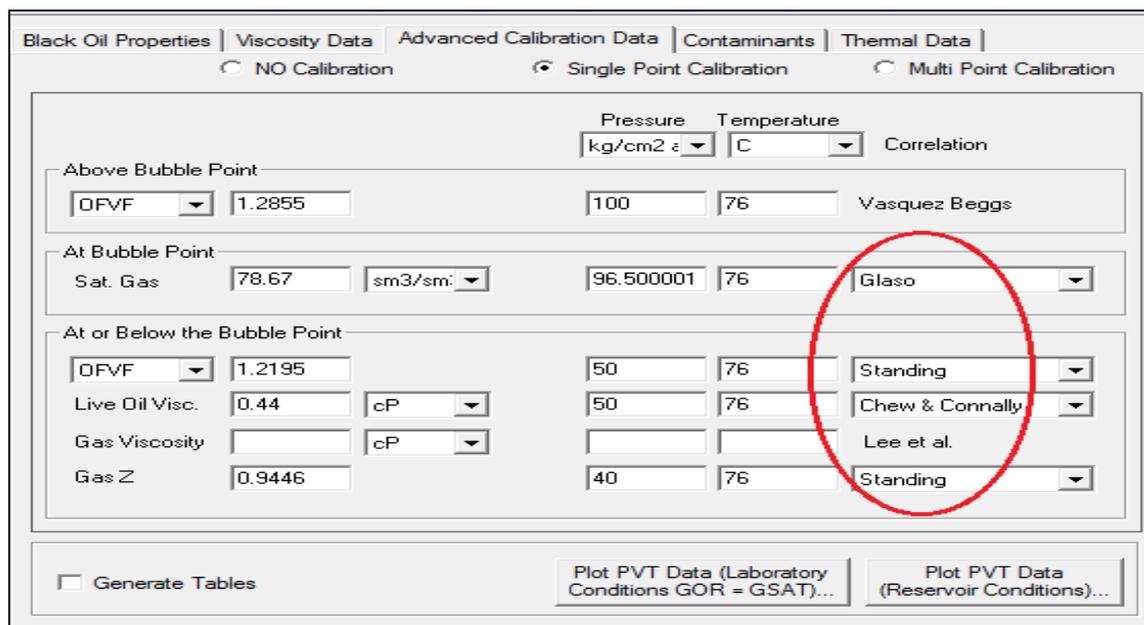


Figure VI.9 : Calibrage des PVT du puits EAL38.

Tableau VI.6 : Corrélations utilisées pour le calibrage du puits EAL01

Paramètres	Corrélation
Oil Viscosity	Kartoatmodjo
Gas Viscosity	Lee et al.
Oil FVF above Bubble Point	Vasquez & Beggs
Oil FVF below Bubble Point	Standing
Solution GOR/Bubble Point	Lasater
Gas Z Factor	Standing

➤ pour le puits EAL38

C. Analyse et vérification des données

Avant toute manipulation des données dans le logiciel, la vérification et la consistance des données est une étape importante si l'on veut obtenir des résultats cohérents et concrets.

Les calculs de vérification sont :

▪ Niveau des perforations

On s'appuyant sur la fiche technique et on lit directement la valeur du top des perforations qui est égale : **1402m** pour le puits EAL38

▪ Pression de fond dynamique

Après le calcul du niveau des perforations, on passe à trouver la pression de fond dynamique en utilisant les données regroupées dans le tableau suivant :

Tableau VI .7: Pression de fond dynamique et Gradient de pression du puits EAL38

Depth (m)	Pressure(Psig)	Température(C°)	Gradient Pressure	Gradient Température
150	19.31	33.33	/	/
436	364.63	44.63	1.2074	3.95
873	876.70	60.52	1.1718	3.64
1292	1287.64	75.09	0.9808	3.48

La correction de la pression de fond dynamique mesurée est faite selon la procédure suivante :

On trace la courbe de gradient dynamique (la profondeur en fonction de la pression du fond dynamique) à la cote mesure (**1292 m**) ; puis on fait le matching de cette courbe avec les corrélations de l'écoulement verticale, on a abouti au choix de la corrélation de **Mukherjee and Brill (MB)** qui représente le minimum d'erreur. En utilisant cette corrélation, on a estimé la pression de fond dynamique à la cote de top perf (**1402m**) qui est de l'ordre de **93.19barg**.

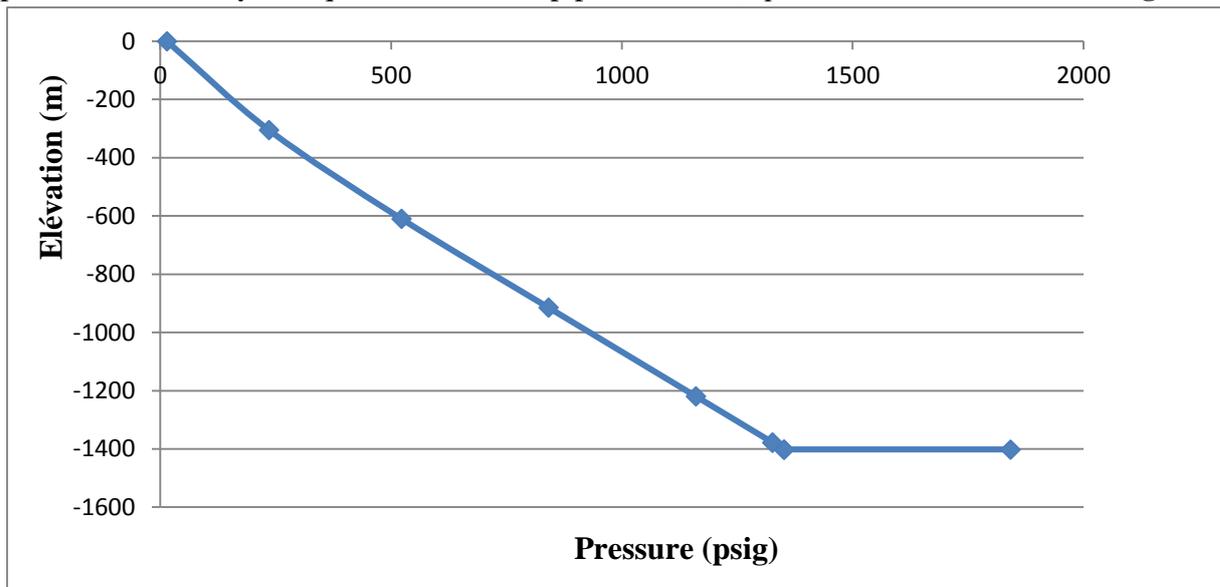


Figure VI.10 : Estimation de la Pression de fond dynamique par la corrélation **MB** du puits EAL38

D. Choix des corrélations

Le choix se fera sur les corrélations pour l'écoulement du réservoir vers le fond et l'écoulement vertical du fond jusqu'à la surface.

■ Pour l'écoulement INFLOW :

Lorsque la pression du gisement est nettement au-dessus de la pression de bulle, dans ce cas l'écoulement dans le réservoir est un écoulement monophasique. Le modèle de **DARCY (Well PI)** est celui qui s'impose pour la détermination de la courbe INFLOW. Dans le cas de puits **EAL38Pr=127 barg et Pb=93.62 barg**, mais la pression de fond dynamique **Pfd=93.19 barg** est inférieure à la pression de bulle donc on va utiliser le modèle de **Vogel** au-dessous de la **Pb**.

■ Pour l'écoulement OUTFLOW :

La détermination de la corrélation à utiliser pour simuler la courbe de l'Outflow puits est difficile, ceci est dû à la complexité de l'écoulement multiphasique dans le tubing.

Cette étape est très importante pour la suite des calculs. Elle détermine le taux d'exactitude des prédictions de pertes de charge dans le tubing.

À l'aide du logiciel on a fait le matching des différentes corrélations (Flow Corrélations matching) avec la courbe de gradient de pression dynamique mesuré, le choix de la corrélation se fait par le calcul de l'erreur entre les mesures de gradient de pression dynamique et les valeurs de pression données par la corrélation. La corrélation qui a le minimum d'erreur c'est celle qui devrait être choisie. La figure ci-dessous montre la comparaison entre la courbe de gradient de pression dynamique et les différentes corrélations choisies :

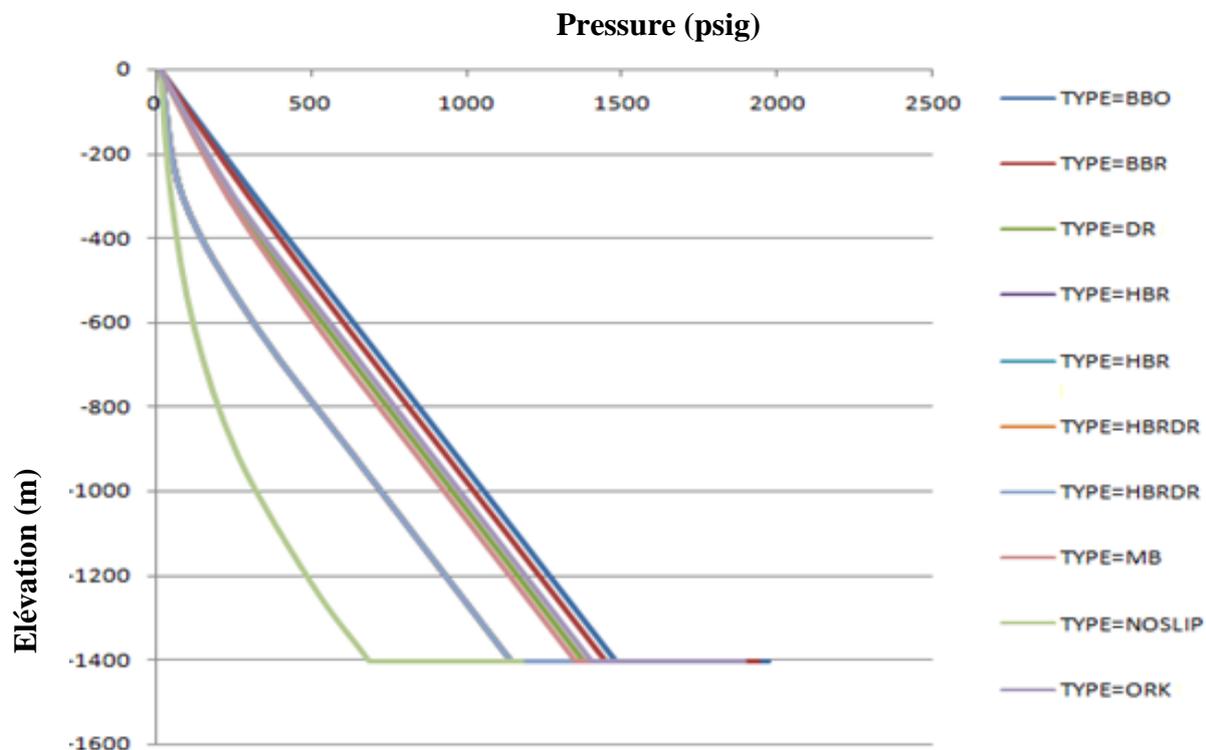


Figure VI.11 : Matching des corrélations pour le puits EAL38

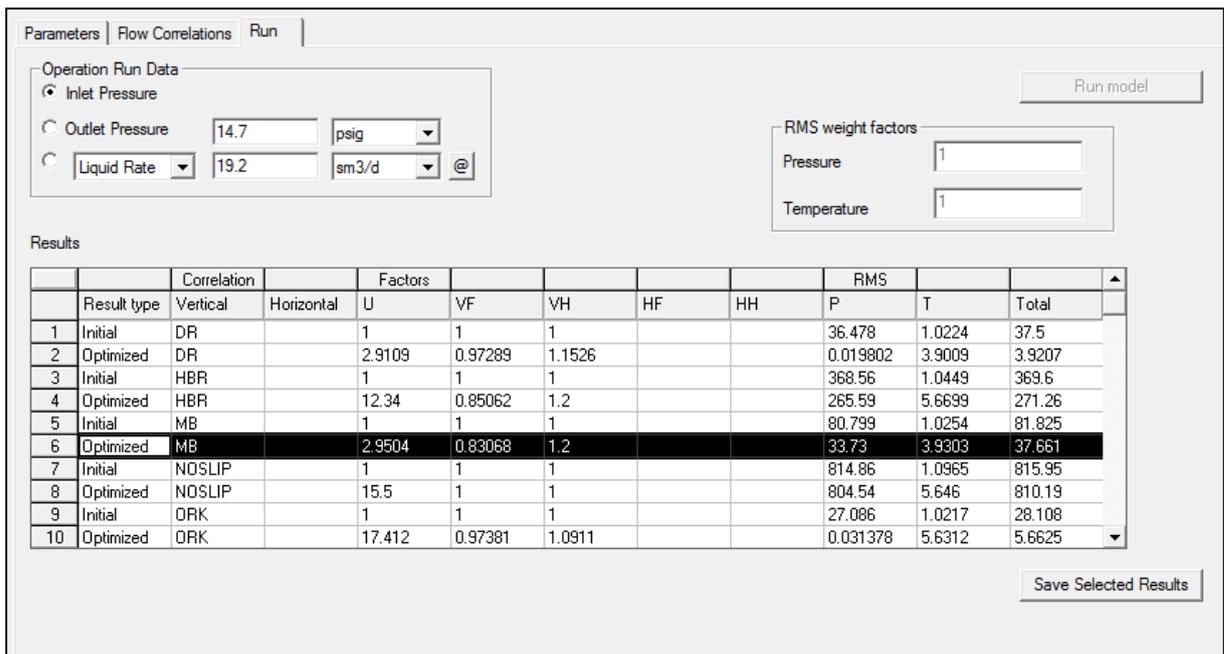


Figure VI.12 : Résultats de la calibration du puits EAL38 ‘MB’

A partir des résultats de la régression et la figure ci-dessus, on remarque que la corrélation **M-B** représente bien l’état actuel du puits EAL38 avec une erreur de l’ordre de **37.661** par rapport aux autres corrélations.

Après calibration et le choix de la bonne corrélation, La figure suivante représente la superposition de la corrélation choisie par rapport à la donnée mesurée.

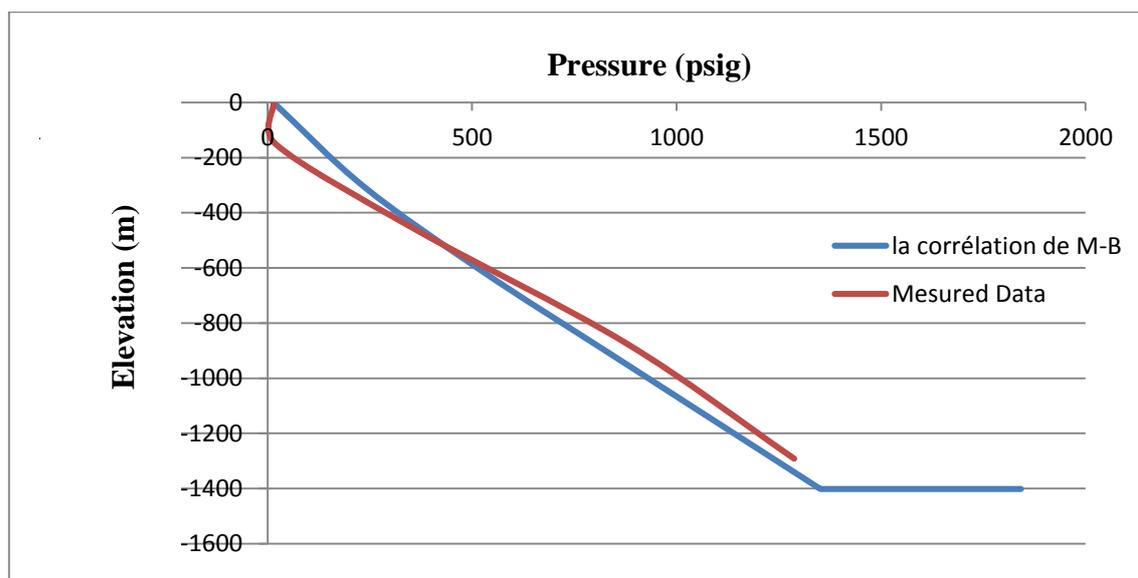


Figure VI.13 : Sensibilité avec la corrélation **M-B** du puits EAL38

E. Détermination du point de fonctionnement

L'intersection entre la courbe d'IPR et VLP donne le point de fonctionnement du puits EAL38. Ce point représente la pression et le débit du liquide pour lesquels le puits fonctionne à l'état actuel

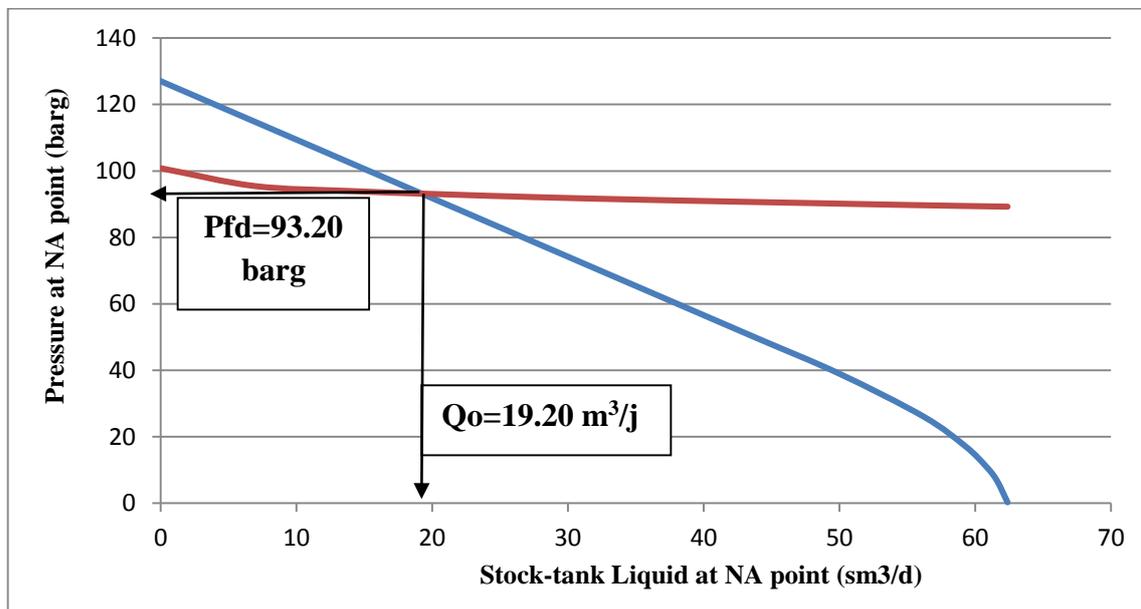


Figure VI.14 : Point de fonctionnement du puits EAL38

Le débit et la pression de fond calculés par PIPESIM sont très proches aux données de test, ce qui veut dire que le modèle créé est bien calibré.

Les coordonnées du point sont montrées dans le tableau ci-dessous :

Tableau VI.8 : Résultats d'IPR/VLP pour le puits EAL38

Valeurs	Mesurées	Calculés	Différence %
Liquide rate (Sm ³ /j)	19.20	19.19	0.052
Pression de fond dynamique (barg)	93.20	93.17	0.018

F. Détermination de l'état actuel du puits

Après trouver le point de fonctionnement de puits EAL38 et à l'aide des données du dernier jaugeage (08/12/2015) on a abouti à déterminer l'état actuel du puits par la modification de ces dernières données et l'estimation de la nouvelle pression du fond dynamique Pfd à la cote top perf.

Les données de dernier test de jaugeage sont mentionnées dans le tableau suivant :

Tableau VI.9 : données de jaugeages du puits EAL38 (08/12/2015)

Date	Date 08/12/2015
Pression de tête : (psig)	17.1
Débit d'huile : (m ³ /j)	23.95
G. O. R de formation :(m ³ /m ³)	32
volume d'eau : (m ³ /j)	0
Water- Cut : %	0

Voici la courbe de la pression du fond dynamique actuelle en fonction de la profondeur

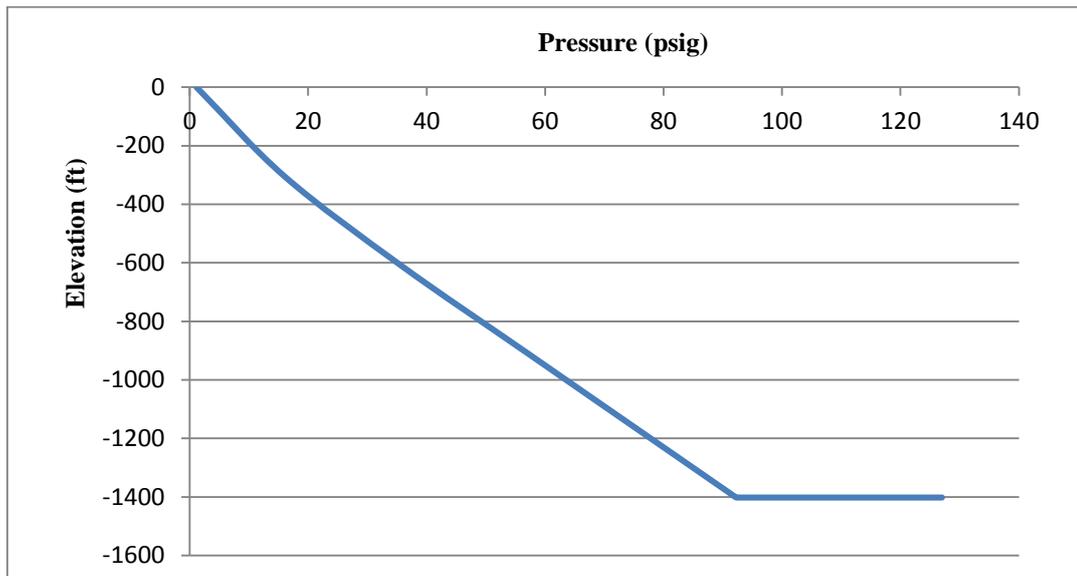


Figure VI.15 : Estimation de la nouvelle Pression de fond dynamique d'EAL38

Une lecture sur le graphe à la cote des tops perforation nous donne la valeur de la Pfd qui est égale à **92.25 barg**.

Le graphe ci-dessous représente le point de fonctionnement de puits avec les données de la production actuelle.

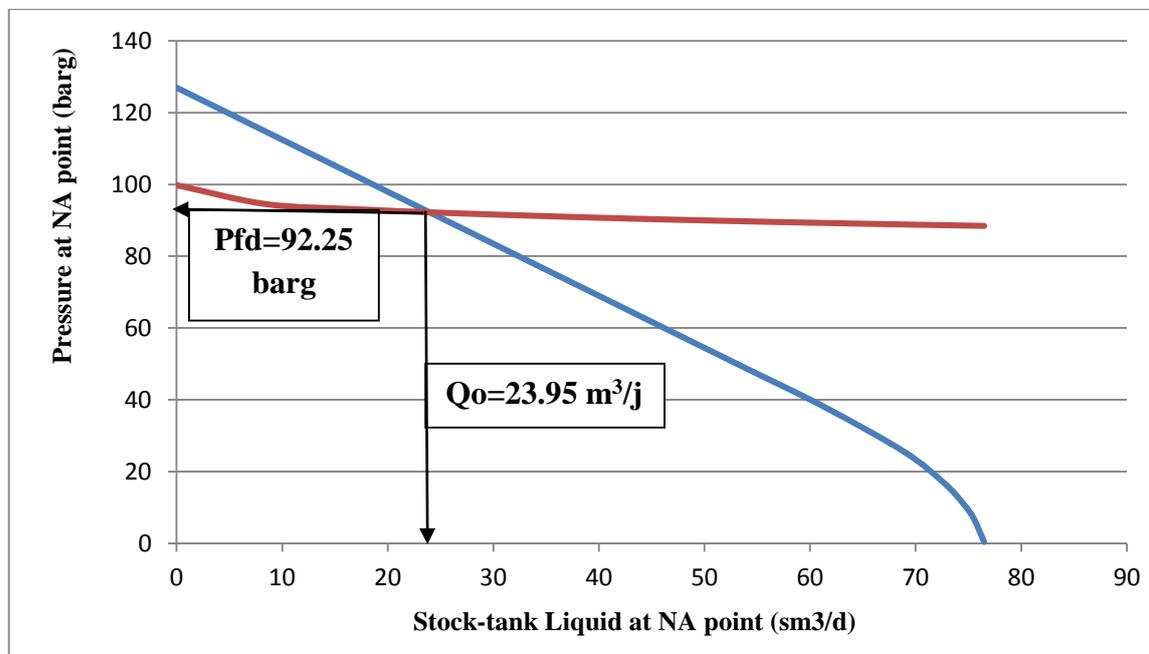


Figure VI.16 : Point de fonctionnement actuel du puits d'EAL38

On dit un modèle qu'il est valide si on lui introduisant les données d'autres tests, il donnera des calculs proches des données mesurées. Après introduction des données du dernier test de jaugeage. A ce stade, le modèle est bien validé et est prêt à être utilisé.

Le tableau suivant montre la comparaison entre les résultats du puits EAL38 à partir des données de jaugeage :

Tableau VI.10 : Comparaison des résultats du puits EAL38

	Pfd (psig)	Q0 (M3/J)	Pr (barg)	IP (stb/day/psi)
Etat de puits avant	1351.6	19.20	127	0.27
Etat de puits actuel	1338	23.95	127	0.29

➤ **La modélisation du puits EAL01**

C-Analyse et vérification des données :

▪ **Pression de fond dynamique**

On a estimé la pression de fond dynamique à l'aide de la corrélation de **Hagedorn and Brown** avec un facteur de friction de l'ordre de 1 et un facteur de Hold-up de l'ordre de 1

On a trouvé que **Pwf = 59.2 barg**

D-Choix des corrélations

▪ **Pour l'écoulement INFLOW**

Le modèle de Vogel est celui qui s'impose pour la détermination de la courbe de l'INFLOW

Tableau VI.11 : Données de l'inflow pour le puits EAL01

Modèle du réservoir	Vogel
Debit maximum (AOF), m ³ /j	121.8
Pression statique du réservoir, kg/cm ²	105
Débit actuel, m ³ /j	76.8
Top des perforations, m	1263

Pour l'écoulement OUTFLOW:

Comme on n'a pas des mesures de pression de fond dynamique, on a choisi la corrélation de **Hagedorn and Brown** car celle-ci qui nous donne des résultats les plus fiables pour notre modèle de puits

E. Détermination du point de fonctionnement

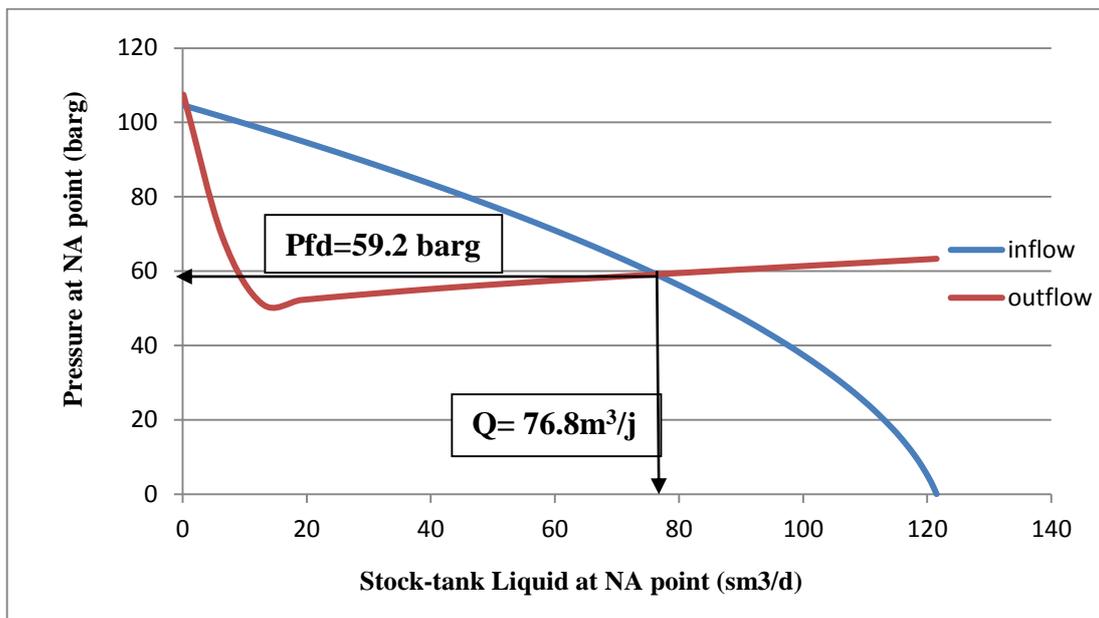


Figure VI.17 : Point de fonctionnement actuel du puits EAL01

VI.3.1.2. Scenario I : Activation par Gaz lift

Le point délicat d'une conception de gaz lift reste l'estimation des pertes de charge en écoulement multiphasique afin de réduire la pression du fond de puits et augmenter ainsi la production du réservoir pour n'importe quel puits classé comme candidat.

L'objectif sera donc de faire une optimisation de la production des puits par le Gaz lift avec des sensibilités et faire un design du système.

Le design commence et s'effectue en deux étapes :

- La première étape concerne le futur profil du puits : En fonction des données disponibles, la pression d'injection et la quantité de gaz nécessaire sont estimées.
- La seconde étape est de concevoir le système de décharge du puits : la position des mandrins de décharge et les vannes.

Ayant obtenu le point de fonctionnement actuel du puits EAL38 ; on passe maintenant à l'étude des sensibilités sur les paramètres suivants :

- ✓ la pression d'injection du gaz.
- ✓ le débit d'injection de gaz.
- ✓ la profondeur d'injection de gaz.

Et aussi voir l'influence de certains paramètres sur l'injection du gaz lift qui sont :

- ✓ Le water cut
- ✓ Le GOR
- ✓ La pression du réservoir.

a. Etude de l'influence du water-cut sur la production avant Gaz lift

L'objectif de cette sensibilité est d'estimer le pourcentage d'eau (Water Cut) qu'au-delà le puits ne peut débiter en éruptif (on aura un décrochement du point de fonctionnement).

Dans notre exemple de calcul sur le puits EAL38, on a un pourcentage d'eau qui est nul, mais au fur et à mesure de la production, on aura des venues d'eau (ca s'explique par la présence d'un water drive).

Lors de l'augmentation du pourcentage d'eau, la colonne s'alourdit, donc la production chute ce qui nous oblige à injecter de gaz pour alléger la colonne hydrostatique.

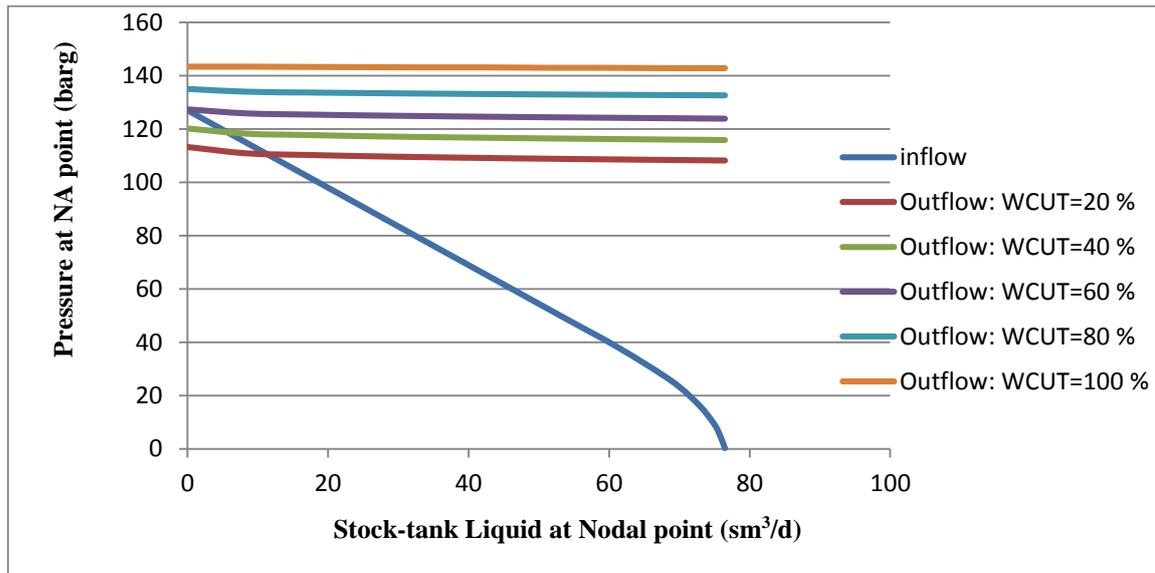


Figure VI.18 : Influence de Water Cut sur la production avant injection pour EAL38

On remarque que plus le pourcentage d'eau augmente le débit de la production diminue. Lorsque le Water-Cut atteint les 76%, le puits EAL38 arrête de produire.

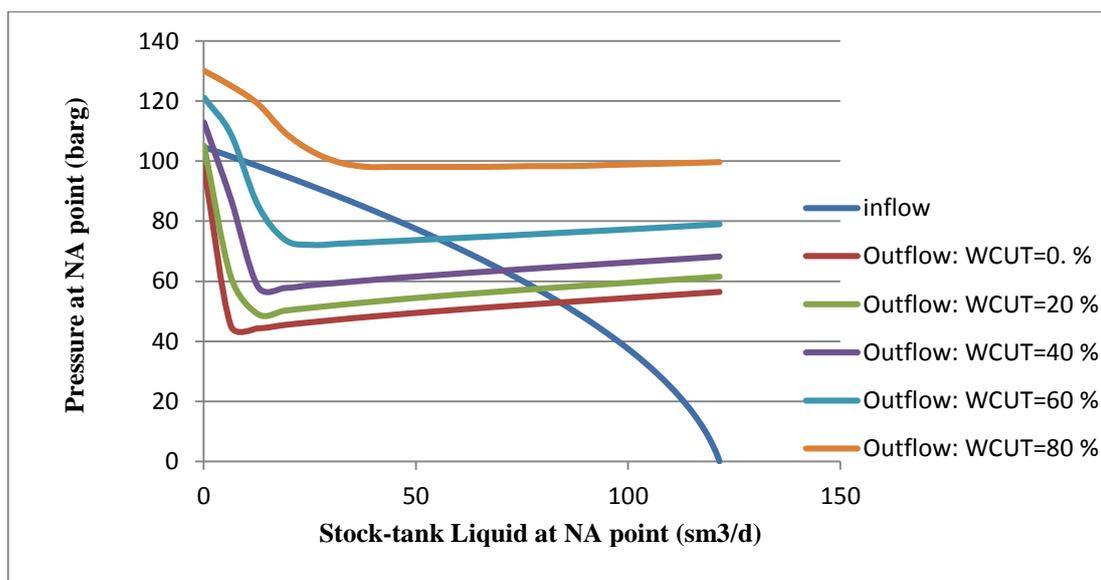


Figure VI.19 : Influence de Water Cut sur la production avant injection pour EAL01

Lorsque le WOR atteint les 75%, le puits EAL01 arrête de produire

b. Etude de l'influence du GOR sur la production

D'après la courbe ci-dessus on remarque que plus la valeur de GOR augmente la production augmente c-à-d. le gaz a un effet positif. Donc le puits est candidats à être lifté.

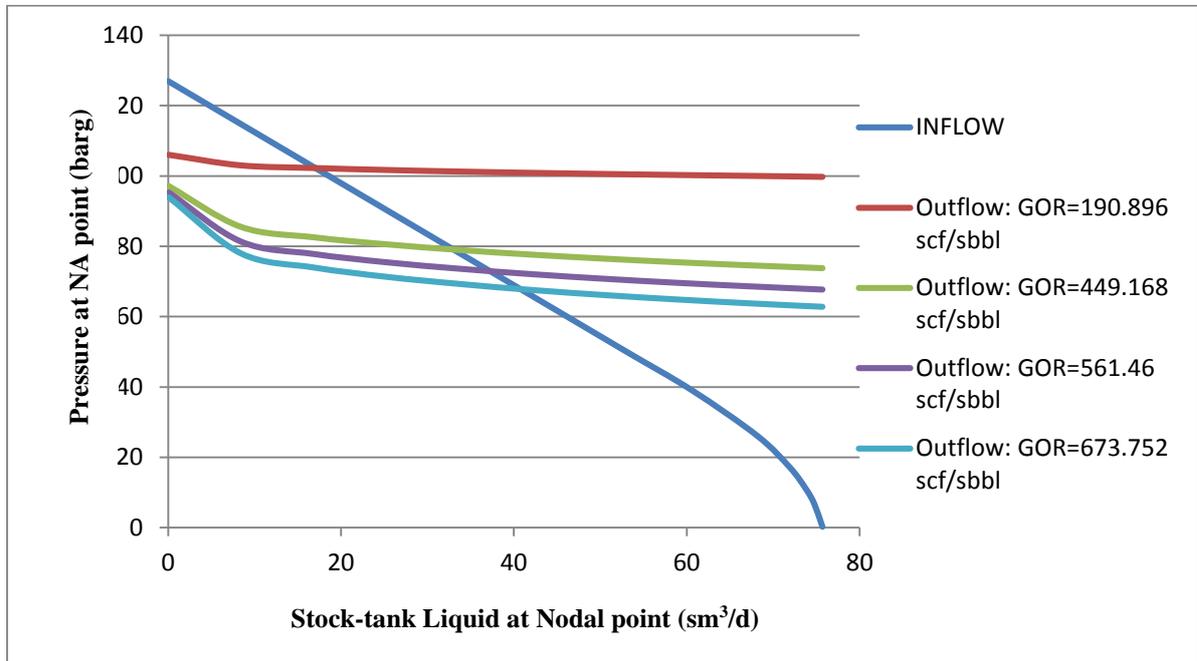


Figure VI.20 : Influence de l'augmentation du GOR sur la production de puits EAL38.

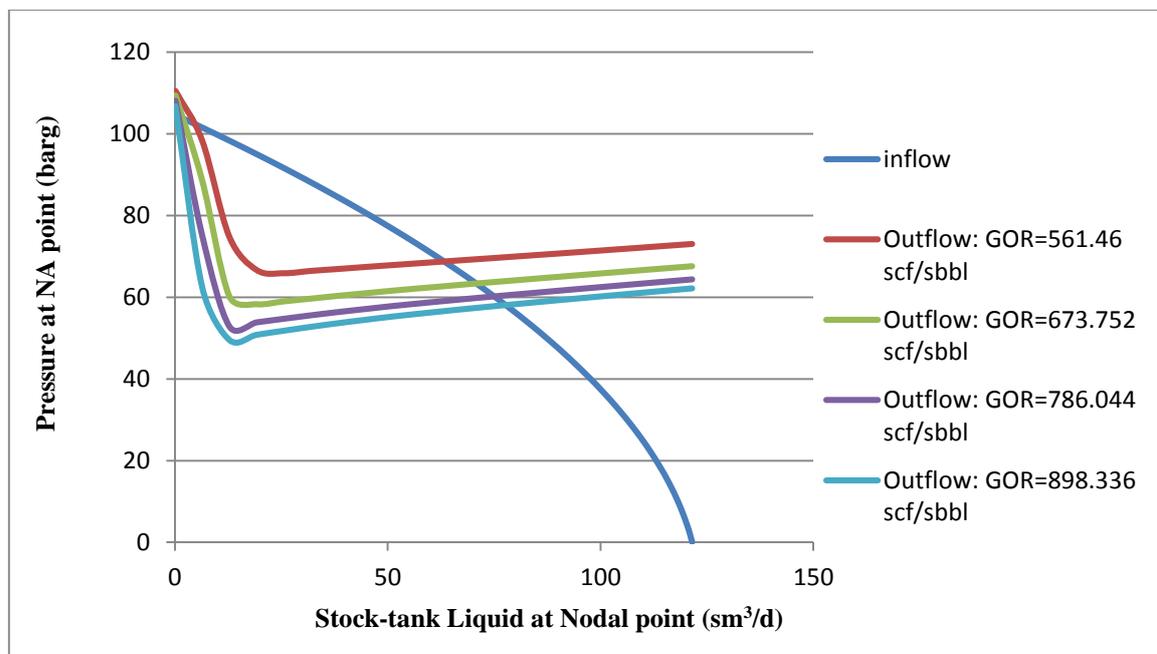


Figure VI.21 : Influence de l'augmentation du GOR sur la production de puits EAL01.

c. Etude de l'influence de la pression du réservoir sur la production

L'étude d'optimisation de puits avant et après gaz lift se fait en fonction de la pression du réservoir. La chute de cette dernière influe sur la production, puisque elle représente la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir.

Dans le cas du puits EAL38 et EAL01 la pression du réservoir est maintenue constante et sa due à la présence d'un water drive actif .donc ce cas-là, elle n'a pas d'influence sur le système.

d. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection

L'objectif de l'injection du gaz est de diminuer la densité de fluide, ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnelles dans le tubing. Mais cette injection va augmenter les pertes de charge dues aux frottements, le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir le minimum des pertes de charge gravitationnelles et en même temps le minimum de pertes de charge dues aux frottements des fluides sur les parois de tubing.

Dans la région d'In Aménas, l'injection de gaz lift se fait à travers les mandrins dans l'espace annulaire (casing-tubing) et la production d'huile se fait à travers le tubing.

La détermination du **Q_{ing}optimum** est faite avec PIPESIM, on fait varier le débit d'injection de gas lift et la pression d'injection.

Dans la section **Artificial lift > Gas lift > Lift Gas Response**, on introduit les données nécessaires qui sont

Tableau VI .12 : Données nécessaire pour la construction de la courbe de Gauss

La pression en tête	7 barg
La température de gaz injecté	40 C°
La perte de charge minimale entre les vannes	150 psig
La densité du gaz injecté	0.7

A partir de cette étape on obtient une courbe qui s'appelle **la courbe de Gauss** (courbe qui représente la variation de débit de production du liquide en fonction du débit d'injection de gas à différente pression d'injection).

Le but de cette première étape est de déterminer le débit d'injection optimum (GLR technique) pour le puits concerné.

On procède sur le logiciel comme suit

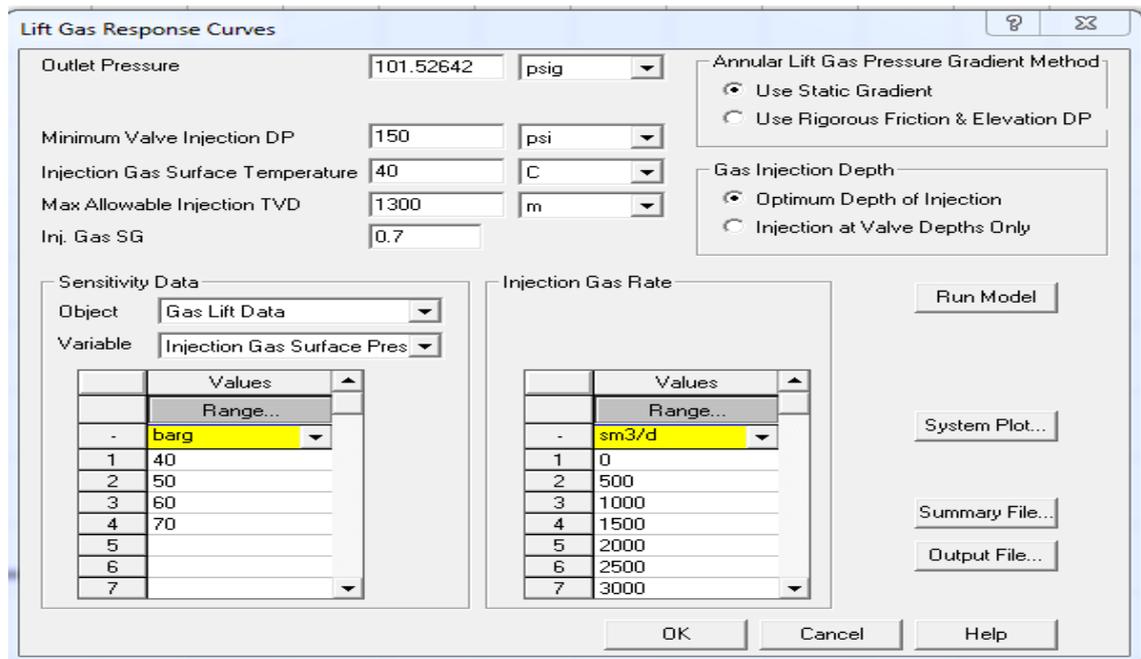


Figure VI.22 : Introduction des données pour l’obtention de la courbe de Gauss du puits EAL38

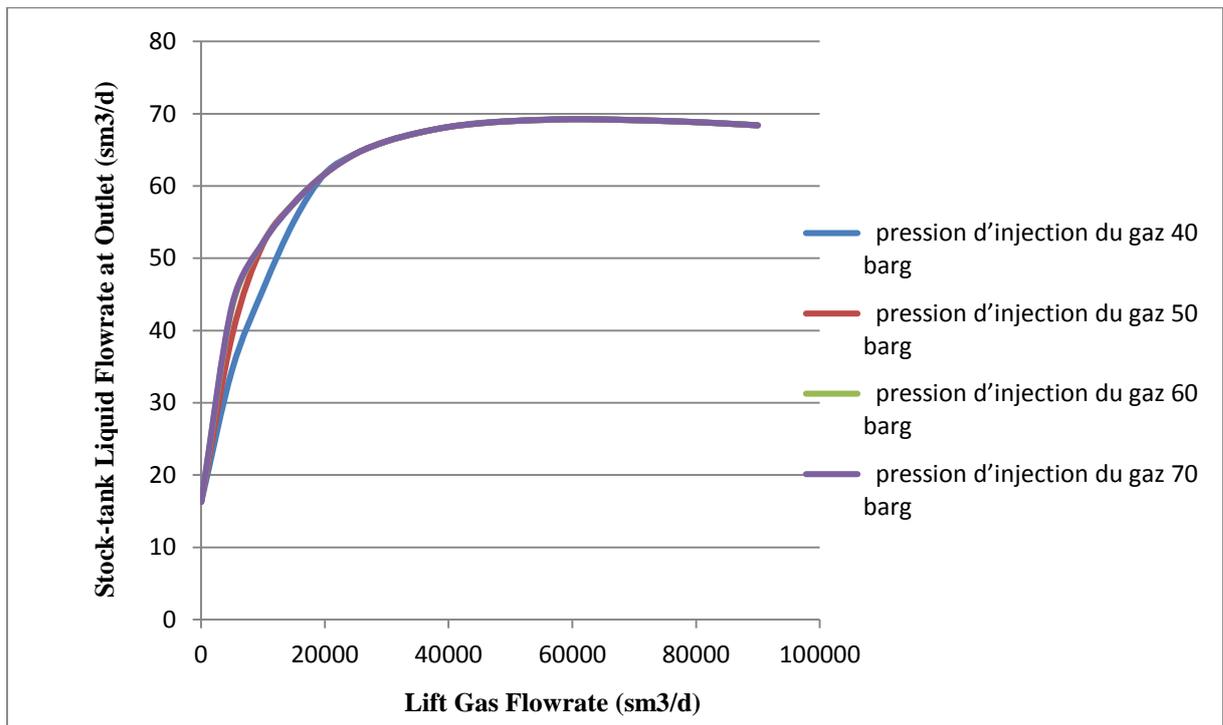


Figure VI.23 : Courbes de Gauss pour le puits EAL38

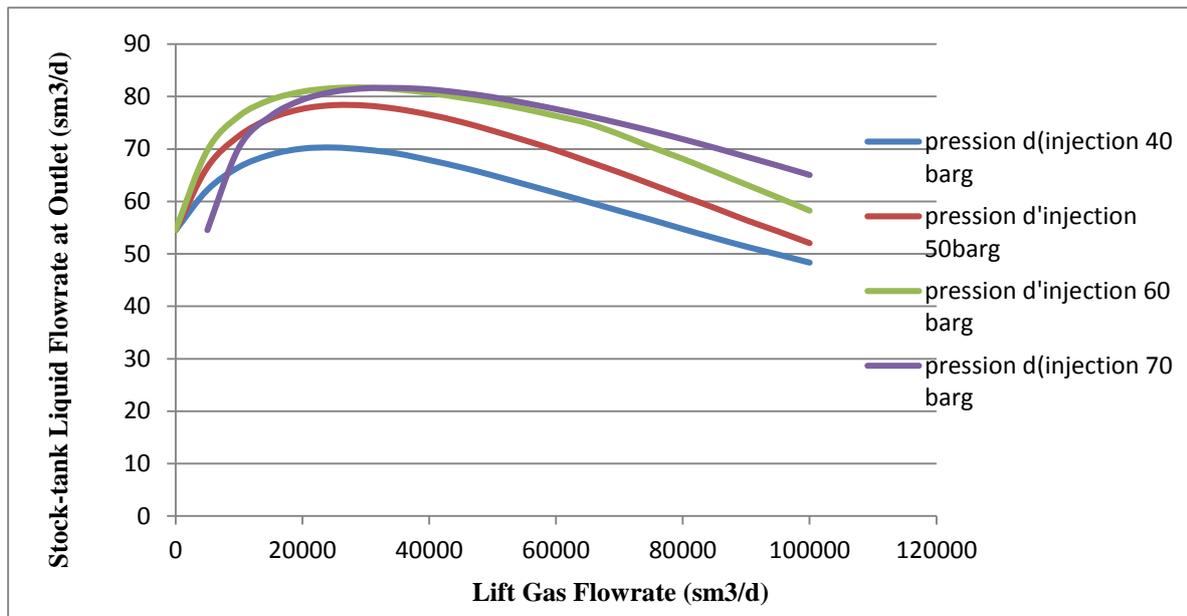


Figure VI .24 : Courbes de Gauss pour le puits EAL01

A partir des courbes qui se trouvent ci-dessus, on remarque que les puits EAL38 et EAL01 on constate que :

Pour le puits EAL38 avec un débit d'injection optimal du **Qing optimum=60000 sm³/j**, on aura une augmentation du débit d'huile jusqu' à **70 sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production. La pression d'injection optimale est de **50 barg**.

Pour le puits EAL01 avec un débit d'injection optimal du **Qing optimum=27000 sm³/j** on aura une augmentation du débit d'huile jusqu' à **87 sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production. La pression d'injection optimale est de **60 barg**.

Voici la courbe du gauss avec la pression d'injection optimale et le débit d'injection optimal.

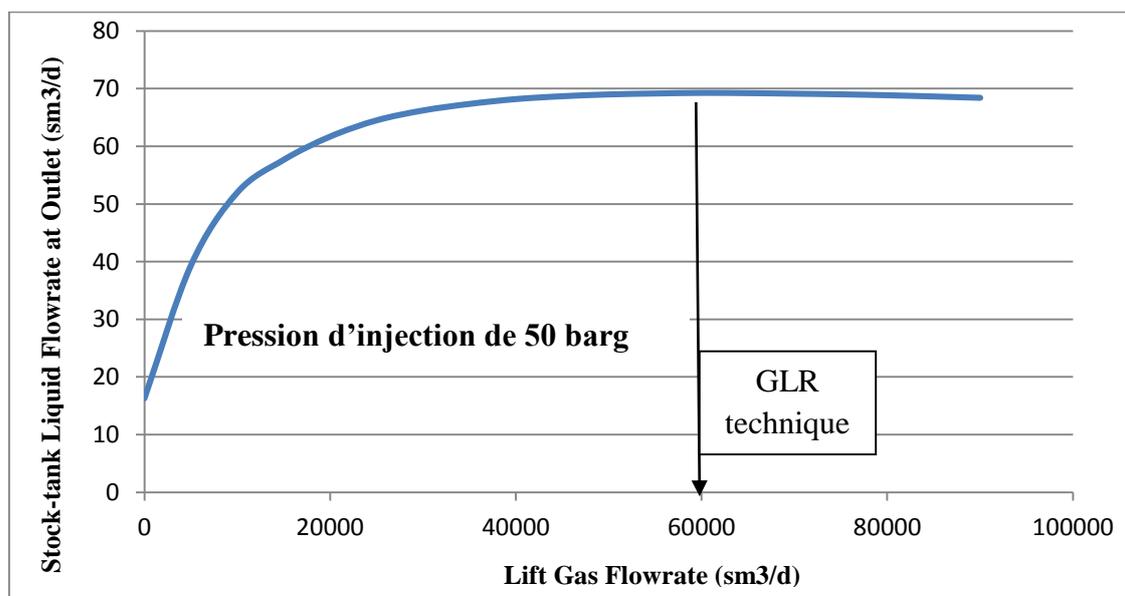


Figure VI.25 : Courbe du gauss avec la pression d'injection optimale pour EAL38

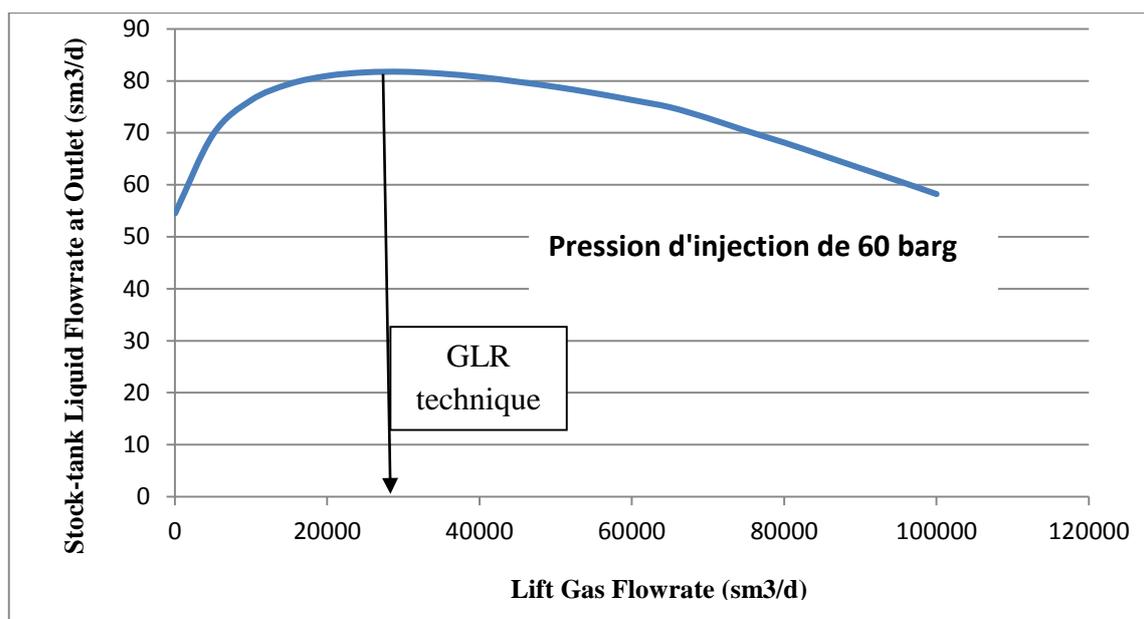


Figure VI.26 : Courbe du gauss avec la pression d’injection optimale pour EAL01

Résultats de l’optimisation du puits EAL38 et EAL01

❖ Optimum technique

Tableau VI.13 : Résultats avec l’optimum technique pour le puits EAL38

Débit d’injection de Gas lift	60000 sm³/j
Pression d’injection de Gas lift	50 barg
Profondeur d’injection de Gas lift	1300 m
Débit de production optimisé	70 sm³/j
Debit de liquide sans injection	23.95 sm³/j
Gain de production	46.05 sm³/j

Tableau VI.14 : Résultats avec l’optimum technique pour le puits EAL01

Débit d’injection de Gas lift	27000 sm³/j
Pression d’injection de Gas lift	60 barg
Profondeur d’injection de Gas lift	1150 m
Débit de production optimisé	87 sm³/j
Débit de liquide sans injection	76.7 sm³/j
Gain de production	10.3 sm³/j

❖ l’optimum économique

Après la détermination de l’optimum technique, on passe à la détermination de l’optimum économique.

A partir des résultats de la courbe de Gauss, on calcule les couts de Gaz lift et les revenus d’huile produite. La déférence entre ces dernières donne le bénéfice, la courbe ci-dessous montre la variation des bénéfices en fonction des débits d’injection. Le GLR économique correspond au max de bénéfice.

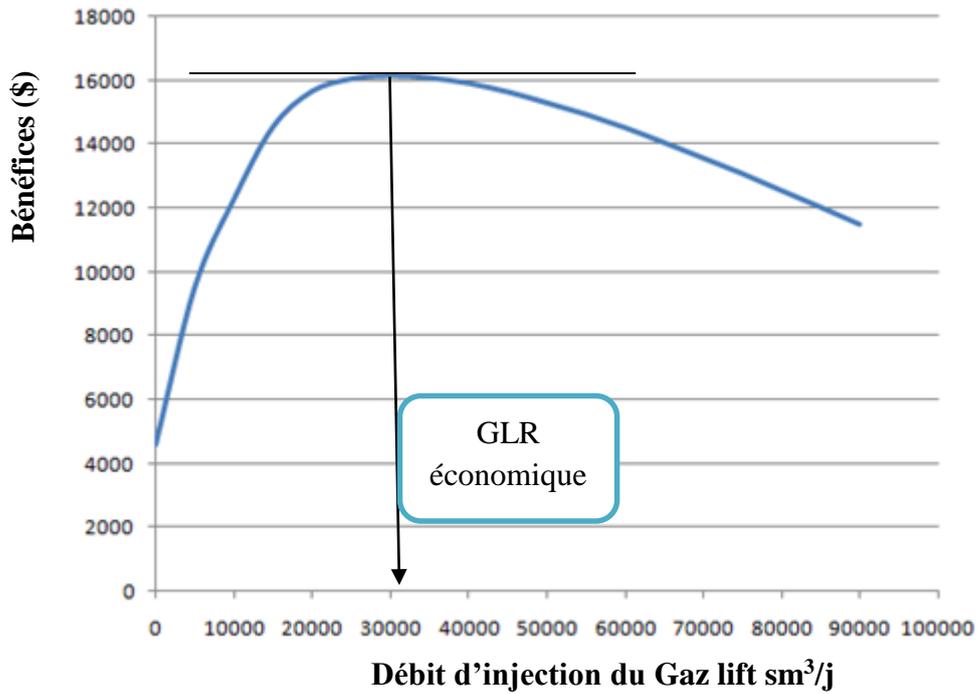


Figure VI.27 : Courbe des bénéfices pour le puits EAL38

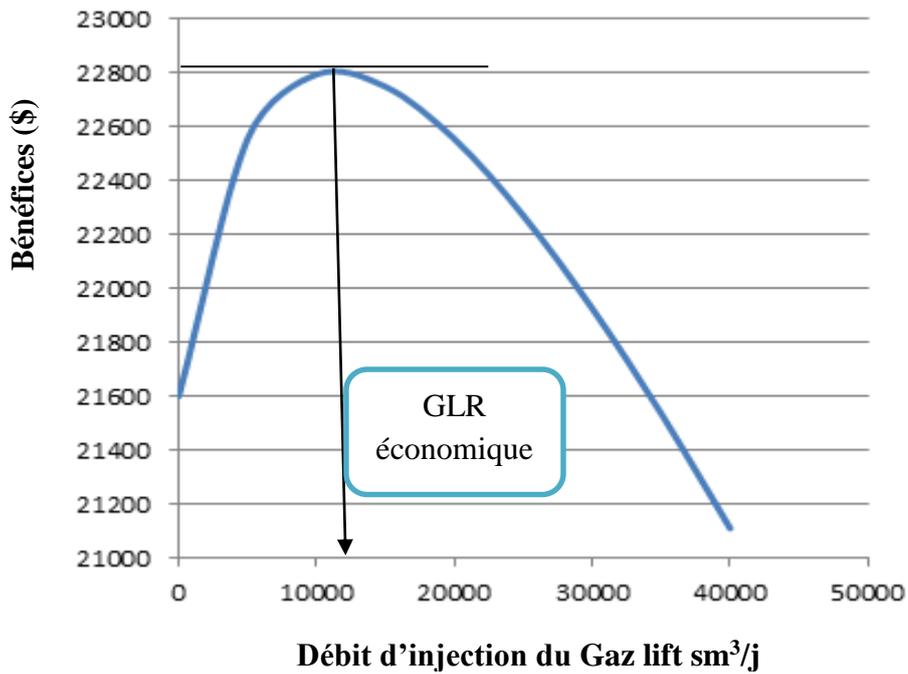


Figure VI .28: Courbe des bénéfices pour le puits EAL01

Les résultats de l'optimum économique sont montrés dans les tableaux ci-dessous

Tableau VI.15 : Résultats de l'optimum économique pour EAL38

Débit de d'injection de gas Lift (sm ³ /j)	Coûts du gas lift (\$)	Débit d'huile (sm ³ /j)	Revenus d'huile(\$)	Bénéfices (\$)
30000	2700	66.5	18835.4	16135.4

Tableau VI.16 : Résultats de l'optimum économique pour EAL01

Débit de l'injection de gas Lift (sm ³ /j)	Coûts du gas lift (\$)	Débit d'huile (sm ³ /j)	Revenus d'huile (\$)	Bénéfices (\$)
12000	1080	84	23772	22692

❖ Comparaison entre l'optimum technique et économique

Dans notre étude, on a trouvé que le GLR économique et technique de puits EAL38 donne des bons résultats en terme de la production et ça revient à la qualité de l'huile de ce puits qui est lourde (**GOR faible**) c'est pour ça ; elle est besoin de l'énergie pour remonter au surface.

Mais ce n'est pas le cas pour le puits EAL01 qui donne des faibles résultats en termes de production.

Tableau VI.17 : Comparaison entre l'optimum technique et économique pour le puits EAL38

	Débit du gas lift injecté (m ³ /d)	Débit d'huile (m ³ /d)	Gain en production (%)	Gain de bénéfice (%)
Optimum technique	60000	70	337.5	214.62
Optimum économique	30000	66.6	316.25	249.87

Tableau VI.18 : Comparaison entre l'optimum technique et économique pour le puits EAL01

	Débit du gas lift injecté (m ³ /d)	Débit d'huile (m ³ /d)	Gain en production (%)	Gain de bénéfice (%)
Optimum technique	27000	87	13.42	-2.26 (perte)
Optimum économique	12000	84	9.51	5.05

e. Détermination de la profondeur d'injection de gaz

Cette étape permet de calculer la cote du point d'injection le plus profond (**Deepest Injection Point**). On Introduisant les données nécessaires qui sont :

- **pour EAL38**
 - ✓ La pression d'injection optimale : **50barg**.
 - ✓ débit d'injection économique **Qing : 30 000 sm³/j.**
le résultat permet de trouver un deppest point du **1298.6m**.
- **pour EAL01**
 - ✓ La pression d'injection optimale : **60barg**.
 - ✓ débit d'injection économique **Qing : 12000 sm³/j.**
le résultat permet de trouver un deppest point du **1148.7349m**.

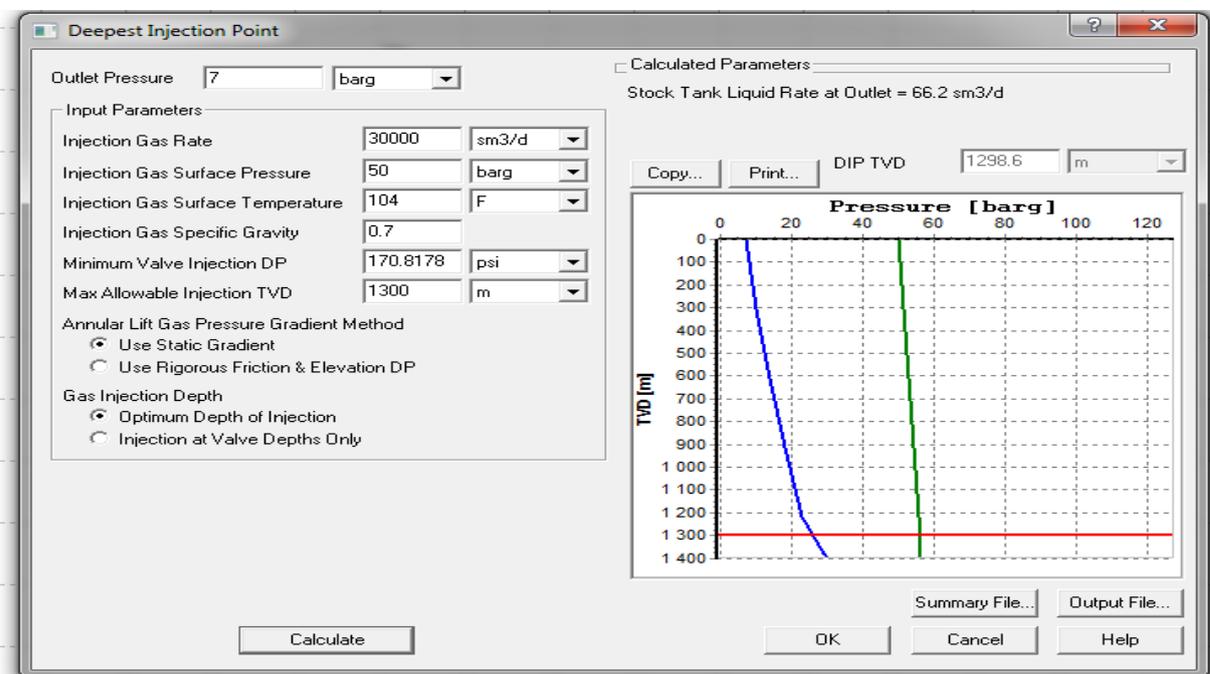


Figure VI.29 : Sensibilité sur le point d'injection Gas Lift le plus profond pour EAL38.

f. Le design du Gaz lift

Cette étape a pour objectif de donner une complétion finale d'un puits candidat au gas lift, en déterminant le type et la position des vannes, en se basant sur les différentes méthodes graphiques.

L'option **Artificial lift > Gas lift > Gas Lift Design** permet d'accomplir cette tâche en introduisant les données suivantes :

- ✓ **Choix du type de vanne** : les vannes sont disponibles dans le champ :
 - Manufacturé : Schlumberger.
 - Type : IPO.
 - Taille (diamètre extérieur) : 1 inches.
 - Port diamètre : ¼inches.

- ✓ **Introduire les paramètres de design de puits EAL38 à l'aide du logiciel :**
 - La pression de démarrage (Kick off pressure) : **50 barg.**
 - Pression d'injection disponible (Available injection pressure) : **50barg.**
 - Pression de tête (Unloading production pressure) : **7 barg.**
 - Le débit du gaz injecté (Target injection gas flow rate) : **30 000m³/d.**
 - La température du gaz à injecter (injection gas surface température) : **40C.**
 - La densité de gaz injecté (injection gaz S.G) : **0.7.**
 - Le gradient (Unloading gradient) : **0.12 barg/m** (ce gradient correspond au puits rempli avec la saumure lors de changement de la complétion en vue de compléter le tubing avec les mandrins de gaz lift).
 - Min. valve spacing : **150 m.**
 - Min valve injection **P = 150 psi.**
 - La profondeur disponible (Max. allowable depth) : **1300 m.**
- ✓ **Introduire les facteurs de sécurité ;** les facteurs de sécurité sont généralement Choisis par défaut pour ce type de vannes (en cas problème de fermeture ou ouverture des vannes)
 - Closing pressure drop between valves: **15 psi.**
 - La chute de pression à travers la vanne (Locating at. valve location) : **50 psig.**
 - Coefficient décharge (utilisé pour la détermination du débit à travers la Duse déterminé expérimentalement) : **0,865.**

Après l'exécution de cette opération, on obtient les résultats suivants :

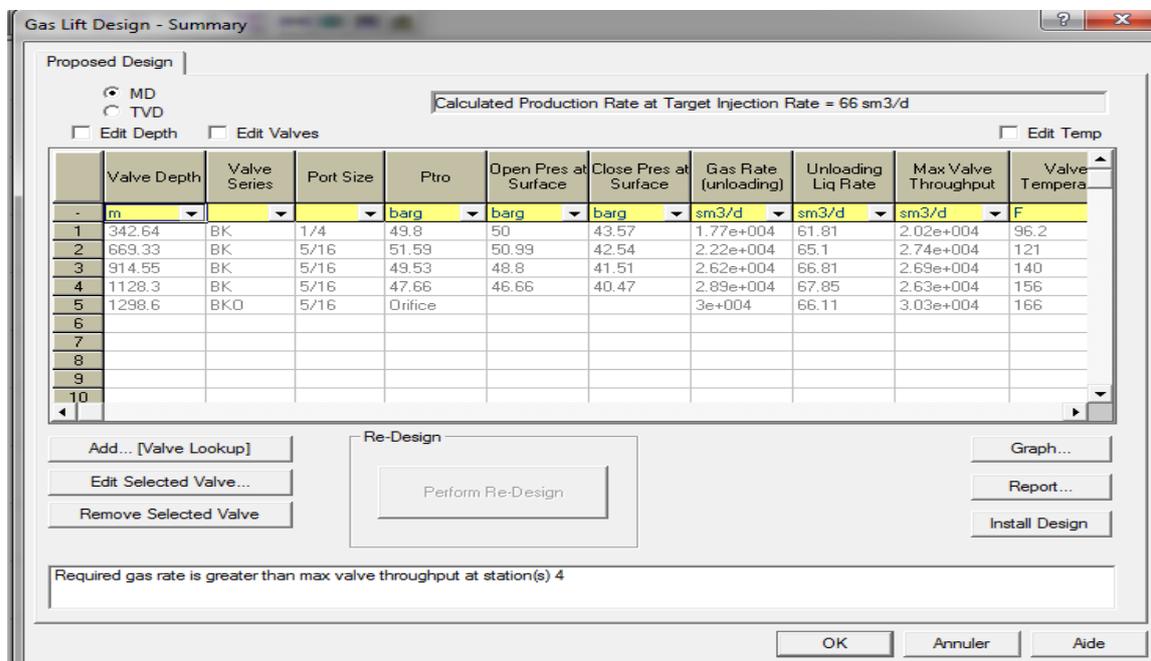


Figure VI.30 : Résultats du design de puits EAL38.

La représentation graphique de ces résultats est montrée dans la figure ci-dessous

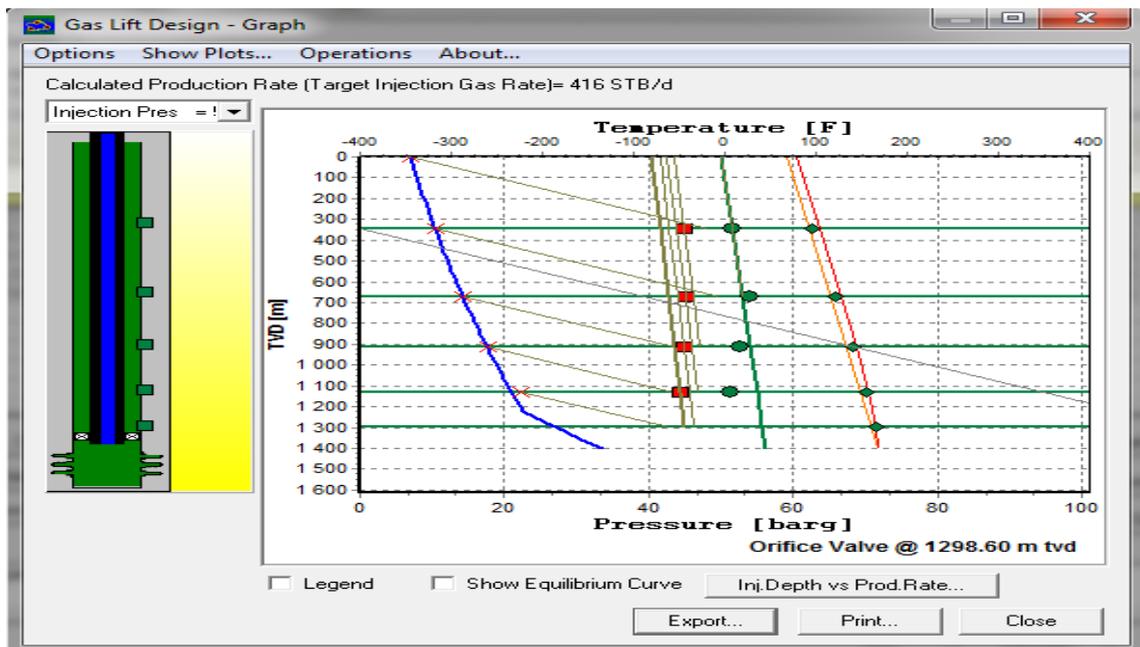


Figure VI.31 : Positionnement des vannes pour le puits EAL38

➤ Pour le puits EAL38

On remarque que le design a donné 5vannes :

- 04vannes de décharges.
- 01 vanne opératrice à 1298.60 m

➤ Pour le puits EAL01

Le design a donné 5vannes :

- 03vannes de décharges.
- 01 vanne opératrice
- 01 dummy à 1148.73 m

Après avoir équipé ces puits avec le gaz lift, les figures ci-dessous représentent les nouvelles courbes IPR & VLP des puits EAL38 et EAL01qui montrent une augmentation remarquable de débit de la production.

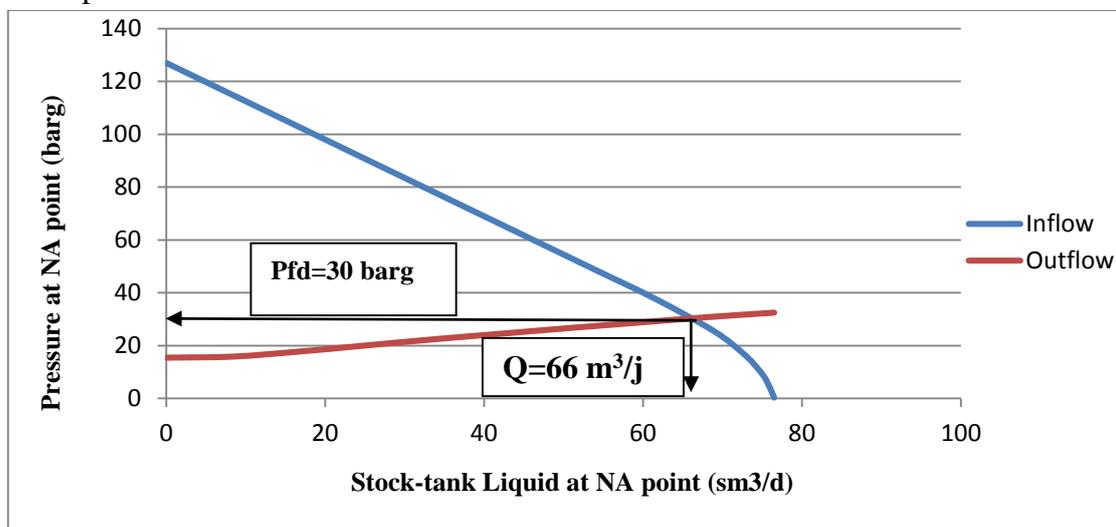


Figure VI. 32 : Point de fonctionnement après gaz lift du puits EAL38

Voici l'effet de gaz lift sur la production aux conditions actuelles du puits EAL38.

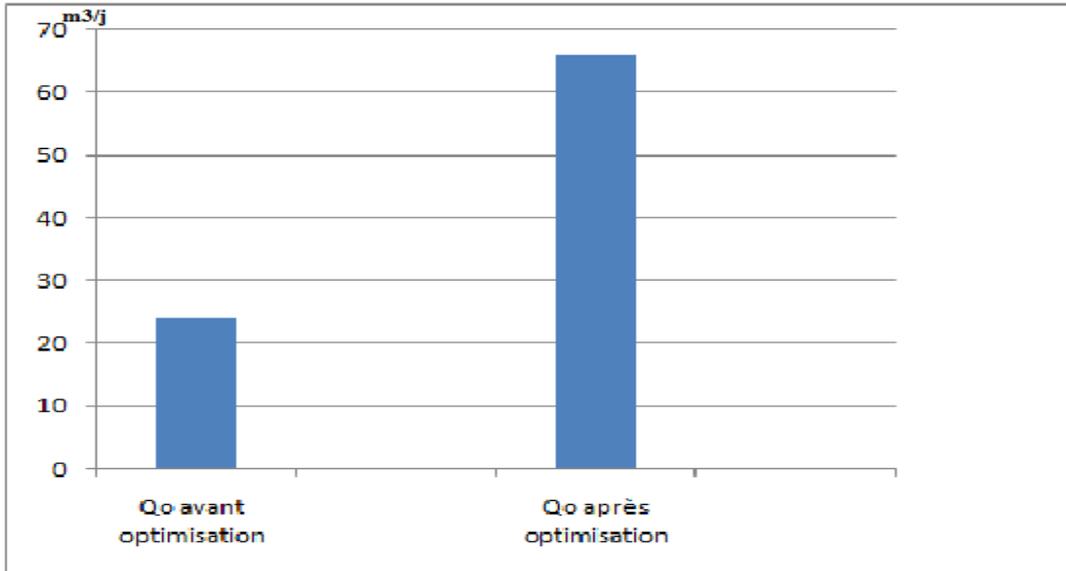


Figure VI.33 : Comparaison entre le débit d'huile avant et après Gaz lift pour EAL38

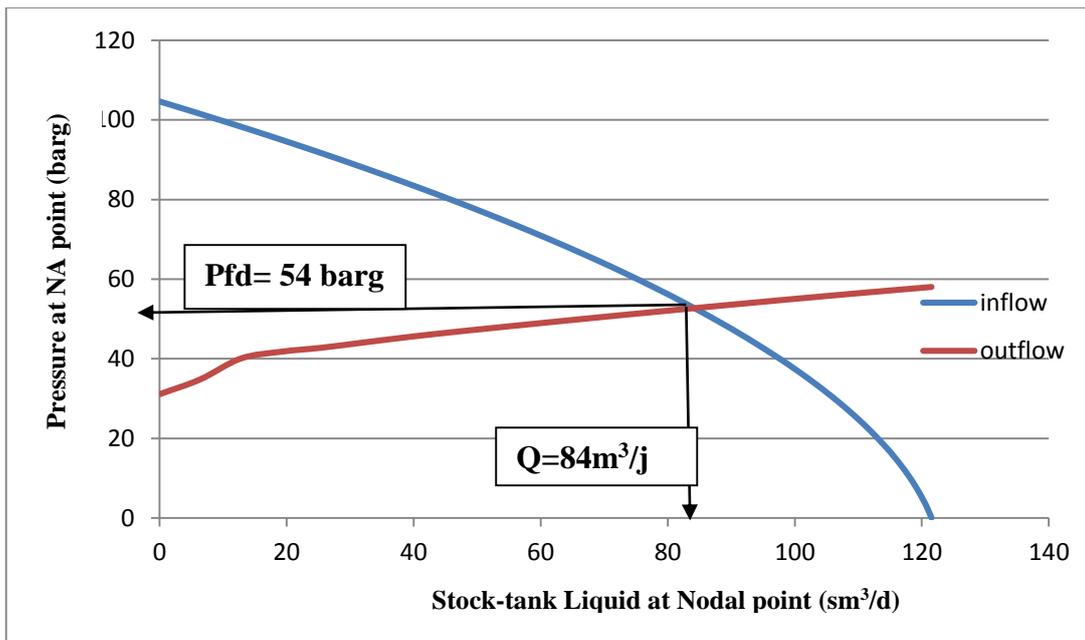


Figure VI. 34 : Point de fonctionnement après gaz lift pour le puits EAL01

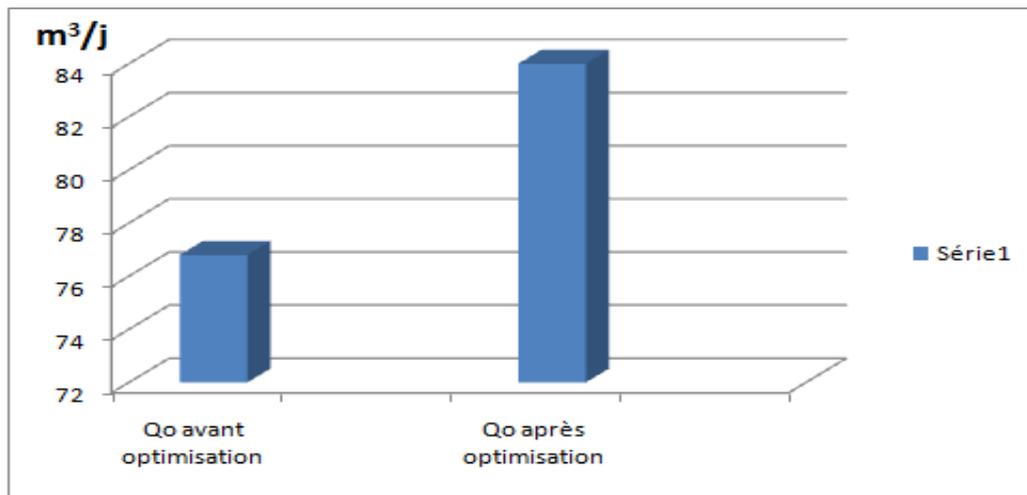


Figure VI.35 : Comparaison entre le débit d’huile avant et après Gaz lift pour EAL01

g. Etude de l’influence du le water-cut sur la production après Gaz lift

La production optimale d’un puits équipé en gaz lift est susceptible de s’affecter par un certains nombres de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production et généralement le déclin de celle-ci. Parmi les paramètres les plus sensibles c’est le water cut.

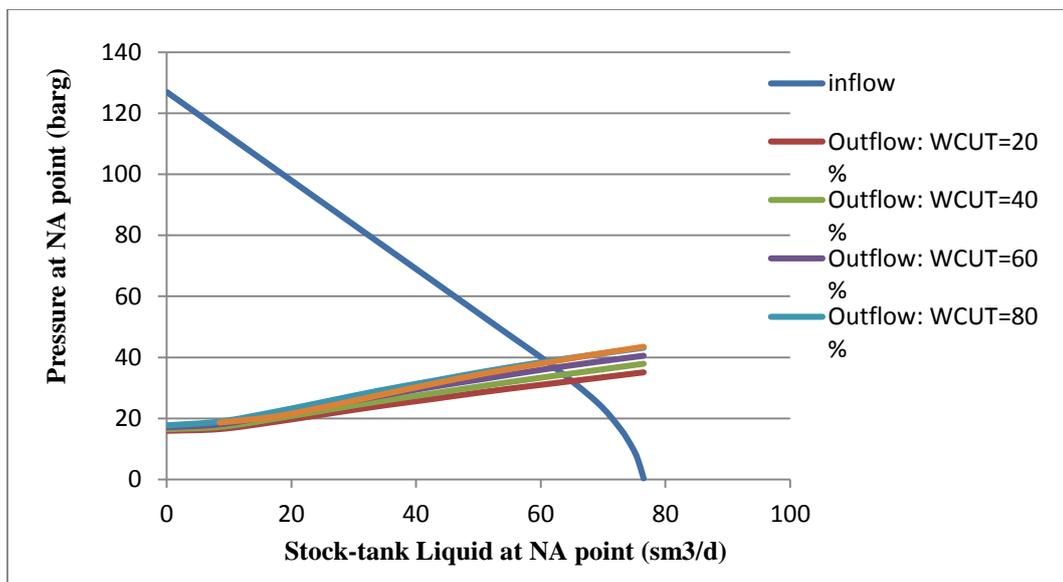


Figure VI.36 : Effet du water-cut après le gaz lift pour le puits EAL38

D’après ce tableau On voit clairement que l’augmentation du Water-cut est inversement proportionnelle à la production, donc le water-cut à un effet négatif sur la production.

Tableau VI.19 : Effet du water cut après gaz lift pour EAL38

Le pourcentage d'eau	Débit de liquide (m ³ /j)	Débit d'huile (m ³ /j)
0	66	66
40	64	38.4
60	62	24.8
100	59	0

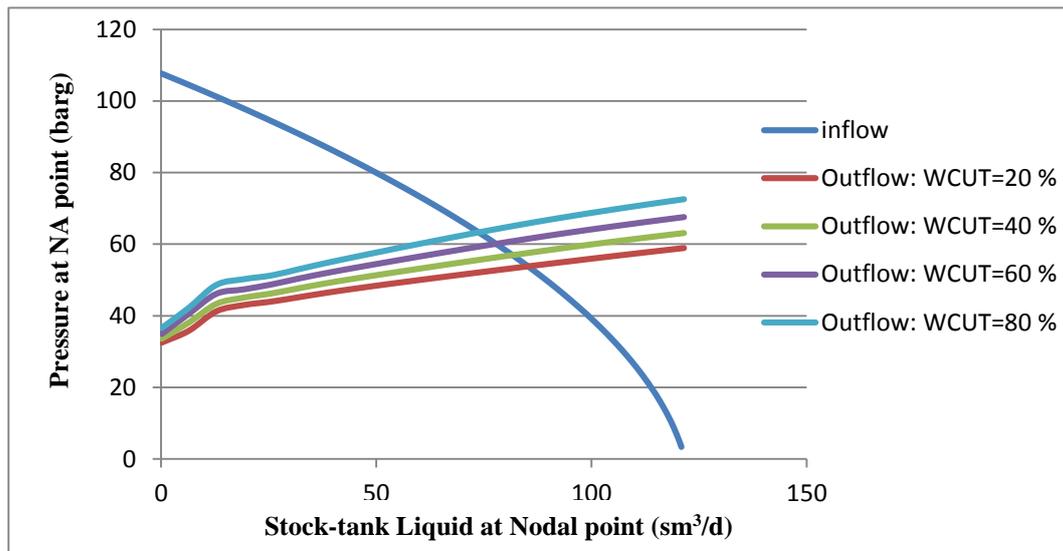


Figure VI.37 : Effet du water-cut après le gaz lift pour le puits EAL01

Tableau VI.20 : Effet du water cut après gaz lift pour EAL01

Le pourcentage d'eau	Débit de liquide (m ³ /j)	Débit d'huile (m ³ /j)
0	88	88
40	84	50.4
60	77	30.8
100	68	0

• Conclusion

A partir des résultats de scénario de gaz lift, on conclut que :

- Pour le puits EAL38 : Avec un débit de gaz injecté de 30000 m³/j (GLR économique) on aura un gain très important de la production et même de bénéfice. donc ce puits est candidat au Gaz lift.
- Pour le puits EAL01 : Avec un débit de gaz injecté de 12000 m³/j (GLR économique) on aura un gain de production très faible et même de bénéfice. donc ce puits n'est pas candidat au Gaz lift
- Donc une étude économique est nécessaire pour voir la priorité d'utilisation de ce type de lifting ou passer à la pompe ESP.

VI.3.1.3. Scenario II : Activation par la pompe ESP

Les pompes ESP ont une grande efficacité pour lifter de grands volumes, car elles fournissent au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement.

VI.3.1.3.1. Design de la pompe ESP

Afin d'intégrer une pompe dans un puits, un design doit être effectué pour sélectionner la meilleure pompe adéquate à ce puits, donc il faut respecter les étapes suivantes :

a. Première étape : Collecte les données du puits

La collection des données nous a permis de construire le modèle de puits qui représente l'état actuel de puits sans activation.

Les données des puits EAL38 et EAL01 sont citées au paravent dans la modélisation du gaz lift.

b. Deuxième étape : Choix de la pompe

Le choix de la pompe dépend de la disponibilité de ce type sur le champ et des paramètres de la production (débit désiré ...) pour ne pas dépasser l'intervalle du fonctionnement.

Dans la section »Artificial lift » ESP Design » Pump Selection» De PIPESIM on fait introduire les données nécessaires pour le design de la pompe qui sont :

- **Pour le puits EAL38**
- ✓ Débit du liquide désiré (80% de l'AOF)= 60 sm³/j
- ✓ La pression en tête désirée : 07 barg
- ✓ Pression statique du réservoir : 127barg
- ✓ Water cut ; 0 %
- ✓ GOR : 32 m³/m³
- ✓ Profondeur de la pompe : 1350m (50 m au-dessus de top perf pour assurer le bon refroidissement du moteur et éviter la vibration de la pompe dans la zone de turbulence en face des perforations).
- ✓ ID du casing : 6.276 pouces
- ✓ Fréquence =50Hz
- ✓ Efficacités de séparateur (dans ce cas on n'utilise pas un séparateur car le pourcentage de gaz libre à l'entrée de la pompe est de l'ordre de 5%. Ce résultat a été obtenu à partir d'un calcul qui a été fait sur le fichier Excel qui se trouve dans l'annexe).

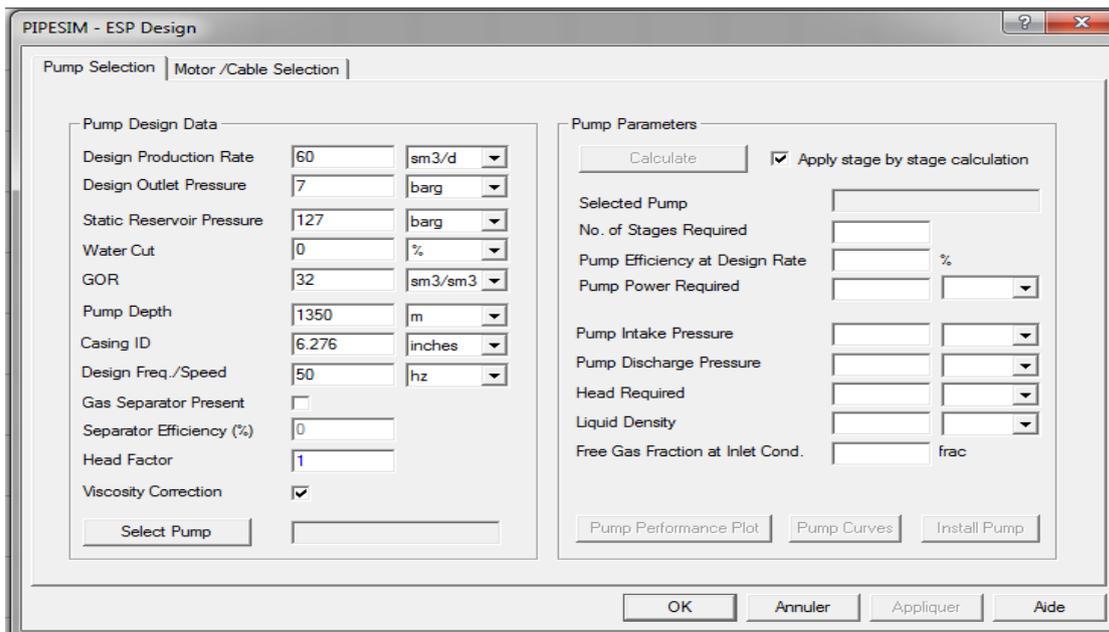


Figure VI.38 : Données de design de la pompe pour le puits EAL38

La section « **Select Pump** » de logiciel nous a permet de sélectionner la catégorie de la pompe disponible, dans notre cas on a choisi **REDASLB**. Suivant les courbes de performance de chaque modèle de pompe on a choisi celui la plus efficace qui est **D725N**.

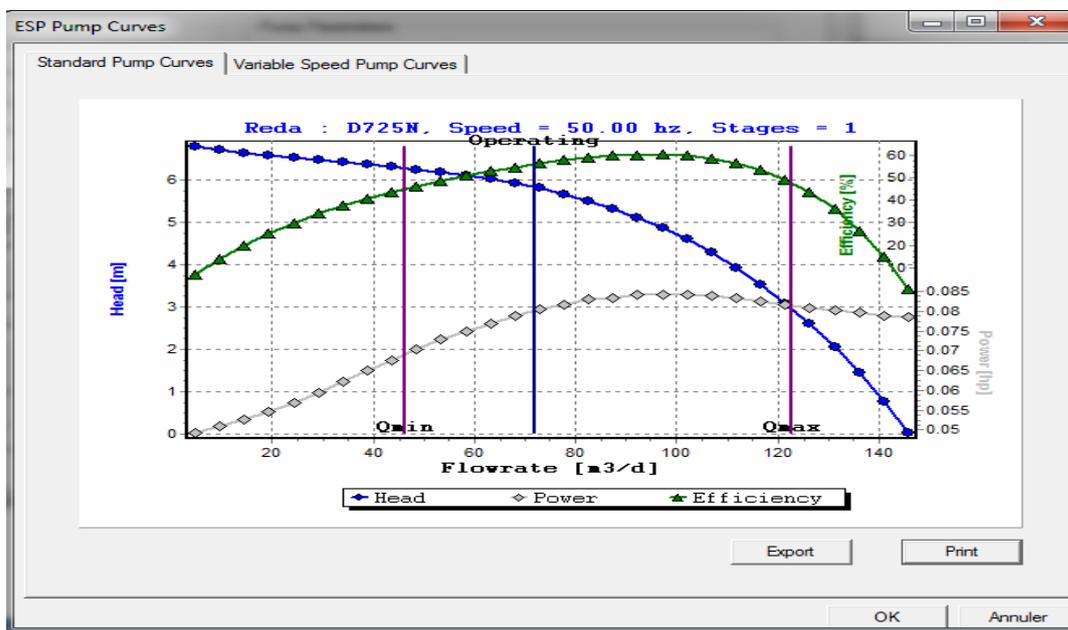


Figure VI.39 : Courbes de performance de la pompe **D725N** pour EAL38

Après le choix du modèle de la pompe **D725N**, on a obtenu les paramètres de la pompe suivants :

Tableau VI.21 : Paramètres de la pompe ESP pour le puits EAL38

Débit de Liquid à l'aspiration m³/d	70
Pump Head Required m	872.4
Pompe sélectionnée	D725N
Nombre d'étage	148
Pression de refoulement barg	98
Pression d'aspiration barg	36
Pourcentage de gaz à l'aspiration frac	0.014
Puissance de la pompe Hp	13
Efficacité de la pompe %	52
Efficacité de séparateur	Pas de séparateur

- **Pour le puits EAL01** : la même procédure doit être suivie

Tableau VI.22 : Paramètres de la pompe ESP pour le puits EAL01

Profondeur de la pompe (m)	1200
Débit désiré (m ³ /d)	75
Débit de liquide à l'aspiration (m ³ /d)	78.293
Pump Head Required(m)	1005.58
Pompe sélectionnée	REDA D1400N
Nombre d'étage	121
Pression de refoulement (barg)	106.12
Pression d'aspiration (barg)	22.26
Pourcentage de gaz à l'aspiration(%)	28.06
Puissance de la pompe	18.7HP
Efficacité de la pompe (%)	52.49
Efficacité de séparateur (%)	89.69

c. Troisième étape : Choix du moteur

Après sélectionner la pompe adéquate, on passe au choix du moteur

La section »Artificial lift » **ESP Design » Motor/Cable Selection» select Motor»** de PIPESIM donne la main à sélectionner la série convenable du moteur, ce dernier doit avoir un fort voltage et un faible ampérage (pour avoir un moteur puissant et un câble de faible diamètre).

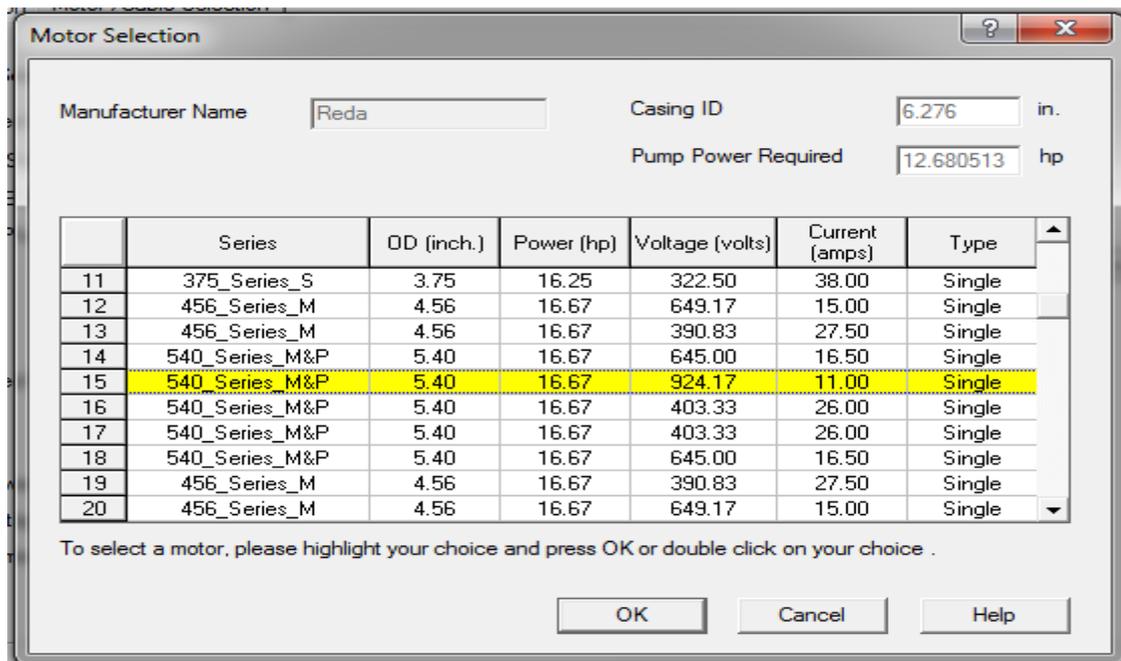


Figure VI.40 : Choix du moteur pour EAL38

Les résultats sont motionnés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau VI.23 : Choix de moteur de la pompe D725N pour EAL38

série	540
diamètre extérieur (in)	5.4
Puissance du moteur (hp)	17
Voltage du moteur (volts)	924
l'ampérage du moteur (amps)	11

Tableau VI.24 : Choix de moteur de la pompe D1400N pour EAL01

série	S456 Maximum
Puissance du moteur (hp)	40.6
Vitesse du moteur (rpm)	3245.9
l'ampérage du moteur (amps)	14.2
Voltage du moteur (volts)	1415.5

d. Quatrième étape : Choix du câble

Le choix du type du câble c'est la dernière étape du design d'une pompe ESP.

La section »Artificial lift » ESP Design » Motor/ cable Selection » select cable» de PIPESIM donne la main à sélectionner la série convenable de câble, ce dernier doit avoir un ampérage supérieur à celui du moteur.

Les résultats sont mentionnés dans les tableaux suivants :

Tableau VI.25 : Choix du câble de la pompe **D725N** pour le puits EAL38

Type	#10 Cu or #8A
Longueur (m)	1380
perte de voltage (volts)	121
voltage de fond (volts)	924
Voltage de surface (volts)	1016

Tableau VI.26 : Choix du câble de la pompe **D1400N** pour le puits EAL01

Type	#10 Cu or #8A
Longueur (m)	1260.9
perte de voltage	248.4
voltage de fond	633.3
Voltage de surface	881.7

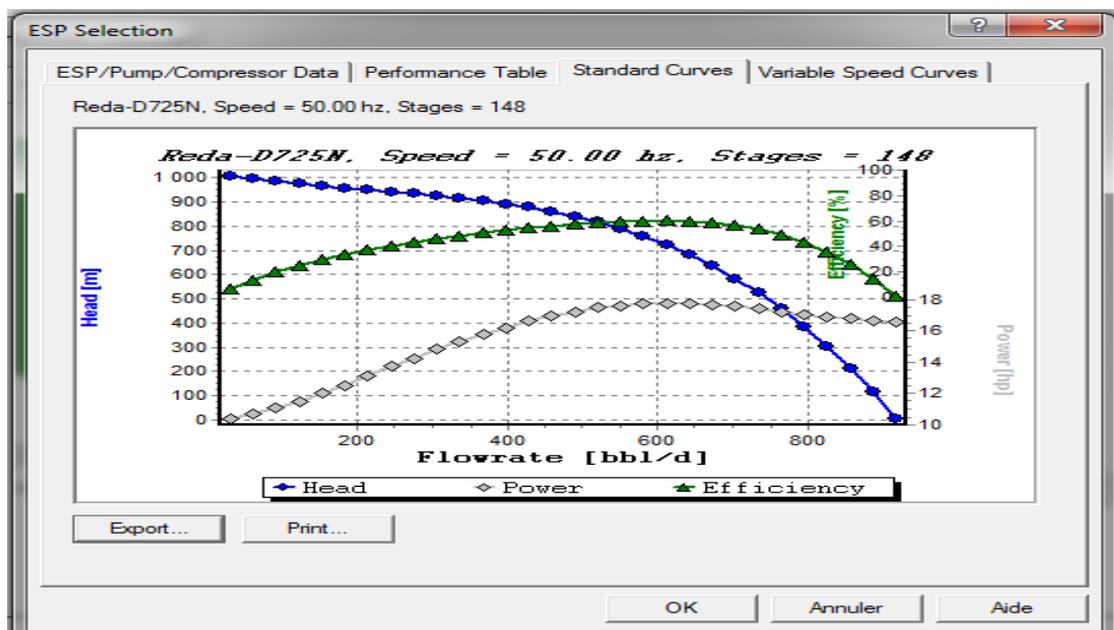


Figure VI.41 : Courbes de performance de la pompe ESP du puits EAL38

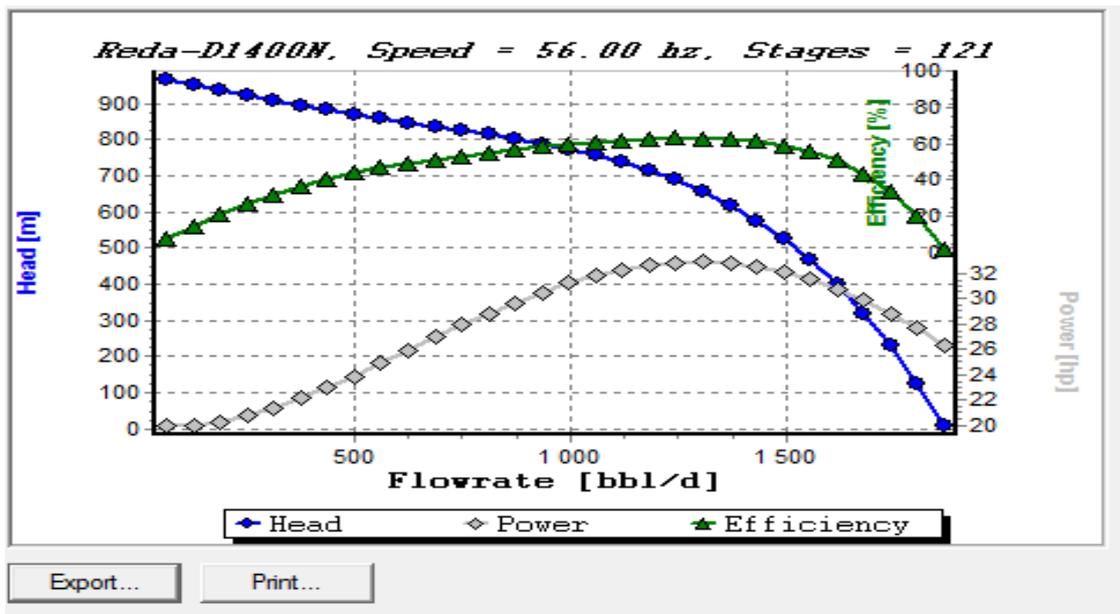


Figure VI.42 : Courbes de performance de la pompe ESP pour le puits EAL01

Pour ajouter ce design à la complétion du puits on clique sur le bouton « **Install Design** », et PIPESIM installe ce design à la complétion.

Après avoir équipé ce puits avec la pompe ESP, les figures ci-dessous présentent les nouvelles courbes IPR & VLP du puits EAL38 et EAL01 qui montrent une augmentation remarquable du débit du liquide.

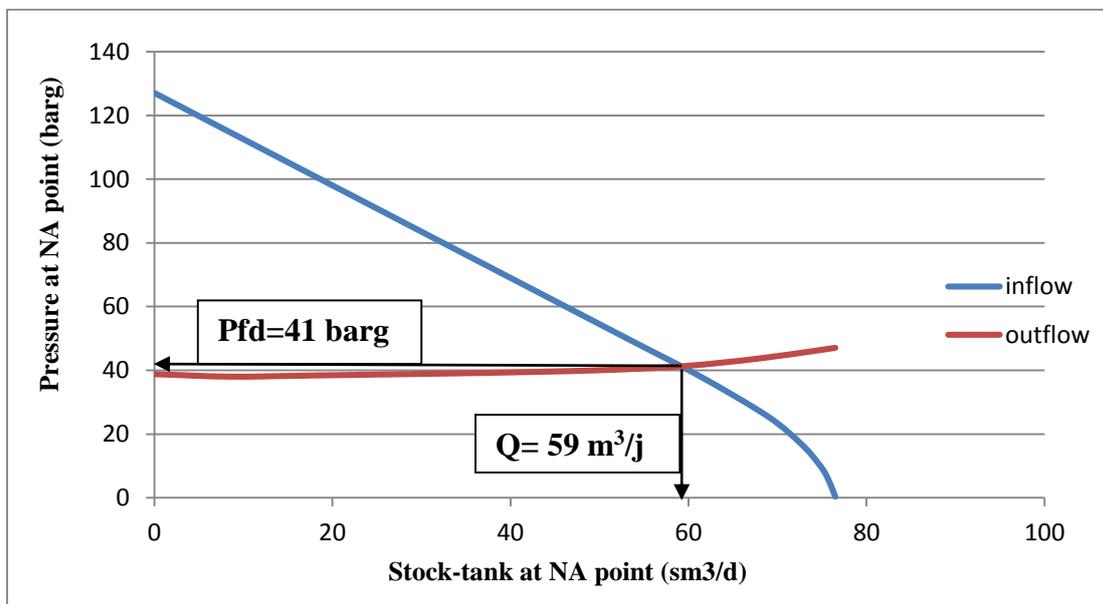


Figure VI.43 : Point de fonctionnement du puits EAL38 avec ESP

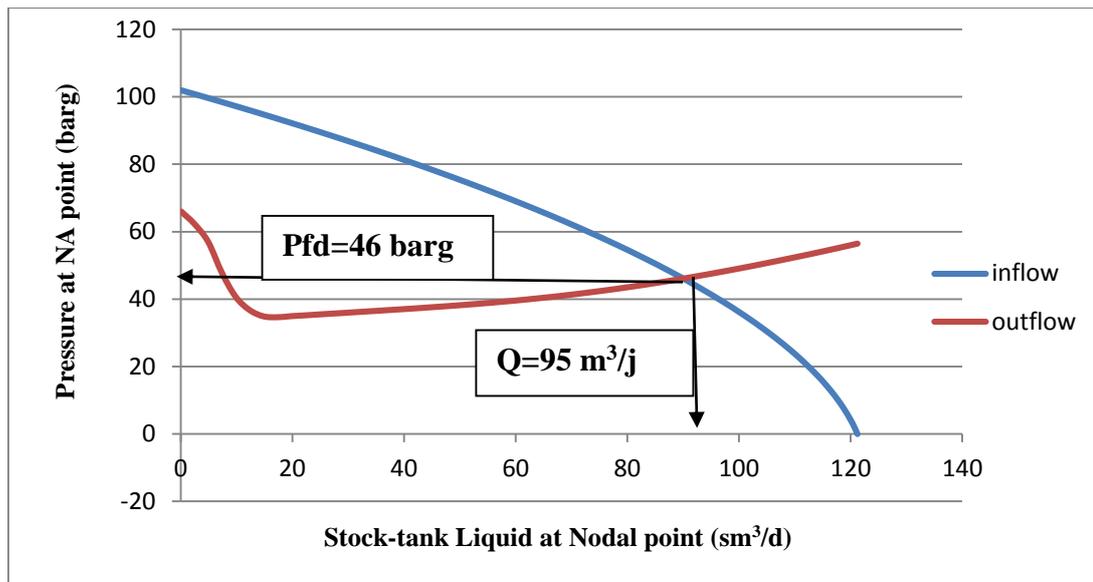


Figure VI.44 : Point de fonctionnement du puits EAL01 avec ESP

VI.3.1.3.2. Influence de changement future des paramètres sur le système

a. Changement du pourcentage de volume de gaz à l'entrée de la pompe

D'après les résultats, on constate que le pourcentage de volume de gaz à l'entrée de la pompe diminue en fonction de la de la profondeur donc il est recommandé d'installer la pompe à une profondeur la plus basse possible pour éviter le problème de cavitation.

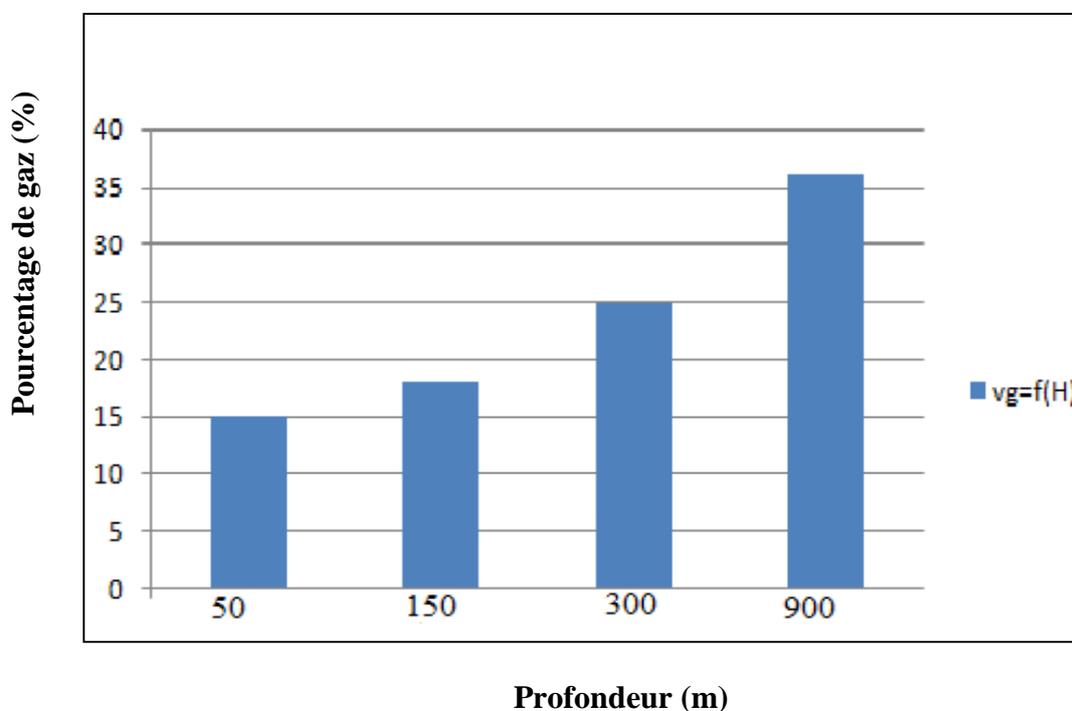


Figure VI.45 : Pourcentage de gaz en fonction de la profondeur de la pompe pour EAL38

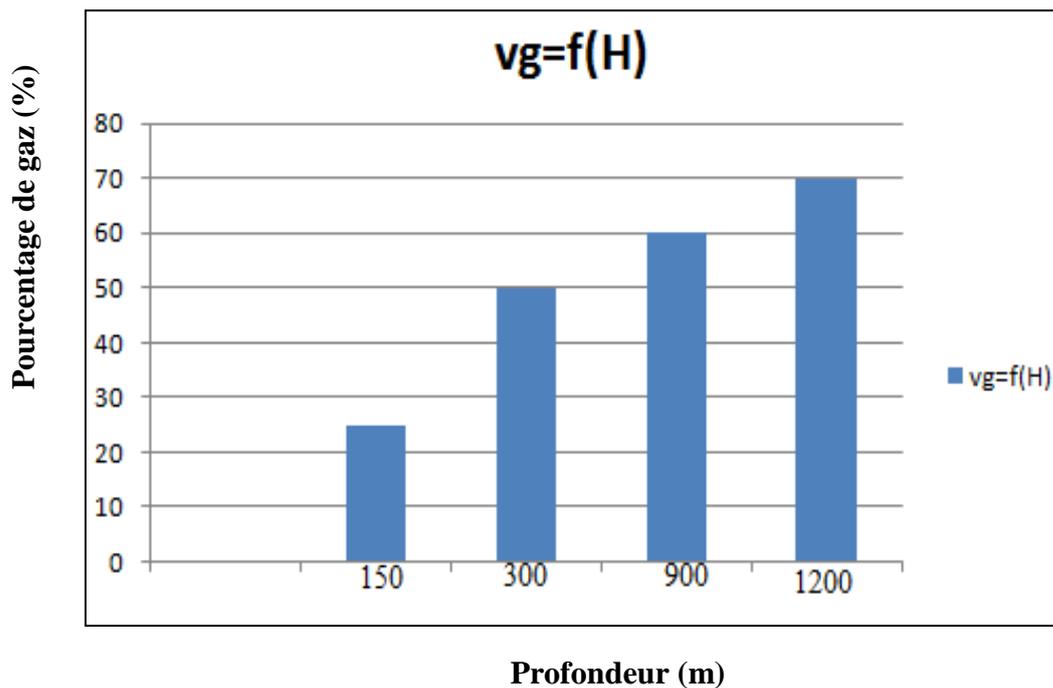


Figure VI .46: Pourcentage de gaz en fonction de la profondeur de la pompe pour EAL01

b. Changement de l'indice de productivité IP

L'objectif de faire une sensibilité sur l'indice de productivité est pour éviter le problème de sous-dimensionnement ou surdimensionnement qui entraîne l'usure de la pompe et stresse mécanique au niveau du moteur. Si on a un changement considérable (déclin) de la pression de réservoir en fonction du temps ou si l'indice de productivité de puits n'est pas fiable, alors une sensibilité sur le IP doit être faite pour avoir des résultats fiables, dans ce cas il est recommandé d'installer un variateur de vitesse VSD.

Dans notre cas l'indice de productivité est considéré fiable, donc une sensibilité sur ce dernier n'est pas nécessaire.

c. Changement du Water -Cut après l'installation de la pompe ESP

La figure ci-dessous montre que si le pourcentage de Water-Cut augmente, le débit de production diminue (le water-cut n'a pas d'influence sur la performance de la pompe ESP).

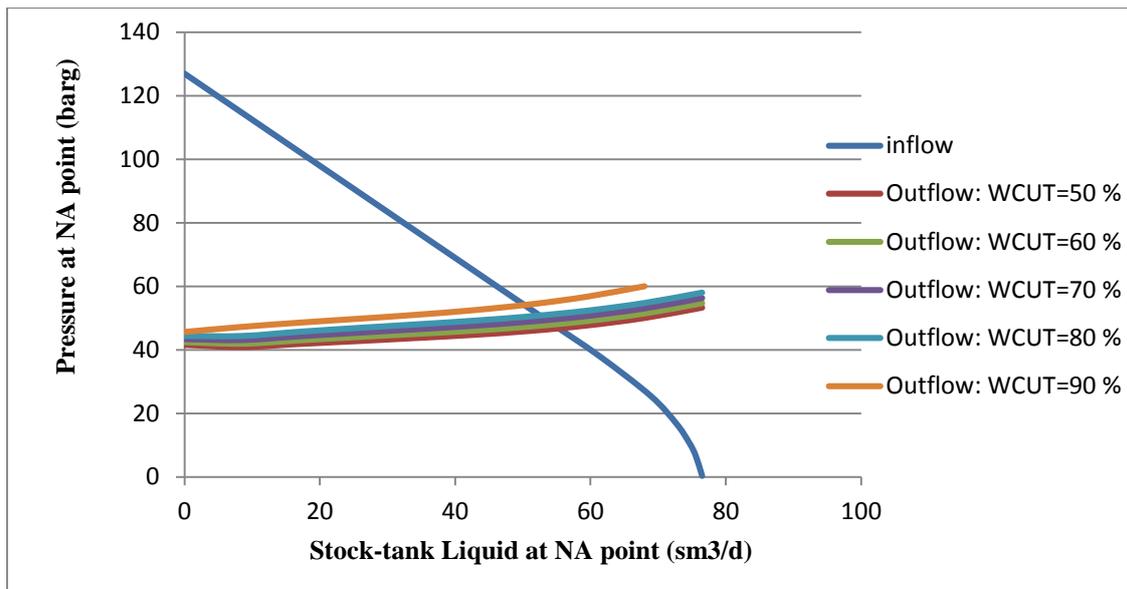


Figure VI.47 : Effet du changement futur de Water-cut sur le puits EAL38

Tableau VI.27 : Résultats de l'effet de Water-Cut sur le débit de production d'EAL38

Water-Cut (%)	Débit de liquide (m ³ /j)	Débit d'huile (m ³ /j)
0	59	59
20	57.5	46
40	56	33
60	54.4	21
80	52.4	10
100	49	0

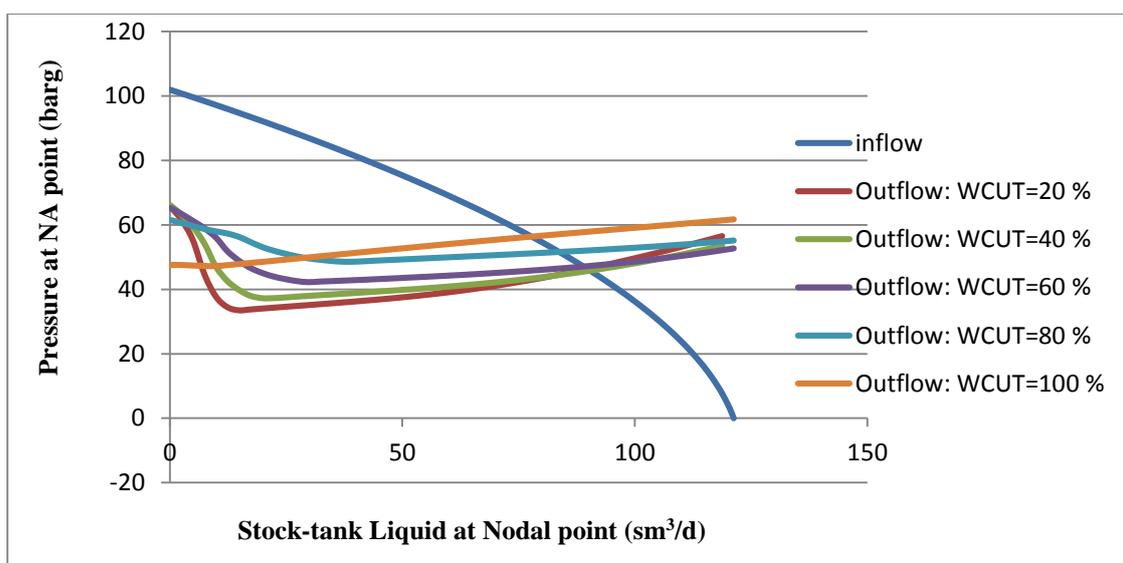


Figure VI.48 : Effet du changement futur de Water-cut sur le puits EAL01

d. changement de la fréquence

A partir des résultats obtenus par PIPESIM, on constate que lorsque la fréquence augmente, le débit de la pompe augmente.

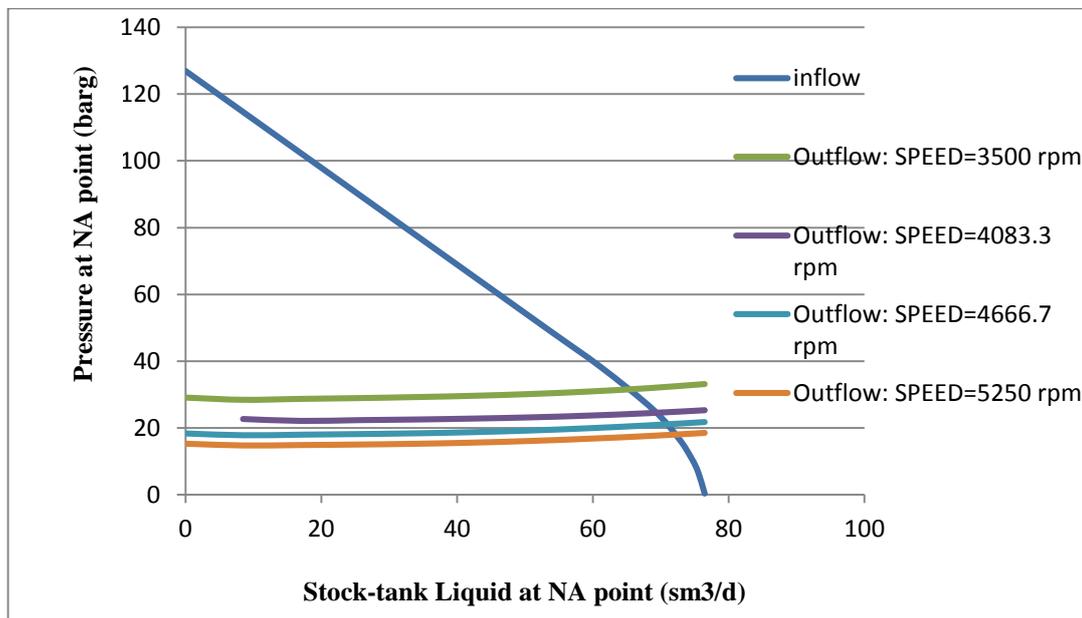


Figure VI.49 : Effet de changement de la fréquence sur le puits EAL38

Tableau VI.28 : Effet de changement de la fréquence sur le débit de production d’EAL38

la fréquence (Hz)	Débit de production (m ³ /j)
50	59
60	65
70	69
80	71

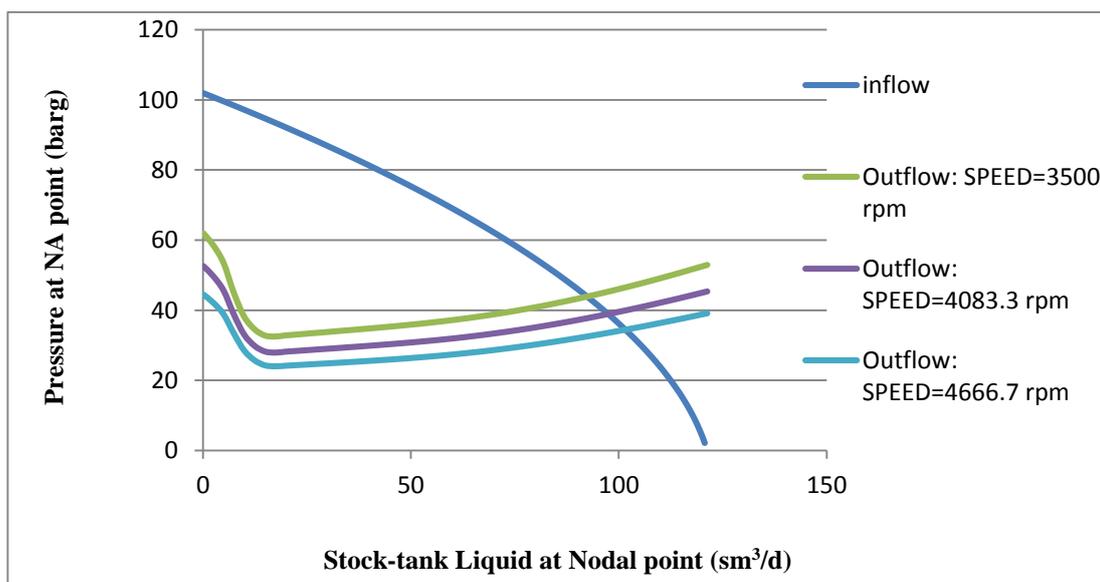


Figure VI.50 : Effet de changement de la fréquence sur le puits EAL01

Tableau VI.29 : Effet de changement de la fréquence sur le débit de production

la fréquence (Hz)	Débit de production (m ³ /j)
60	93
70	104
80	106

• **Comparaison entre les résultats**

Les tableaux suivants englobent tous les résultats de l'optimisation du puits EAL38 et EAL01

Tableau VI.30 : Résultats de l'optimisation du puits EAL38

Puits	Qo l'état actuel m ³ /j	Qo avec ESP m ³ /j	Qo avec GL Economique m ³ /j	Gain ESP m ³ /j	Gain GL m ³ /j
EAL38	23.95	59	66	35.05	42.05

Figure VI.51 : Résultats de l'optimisation du puits EAL38

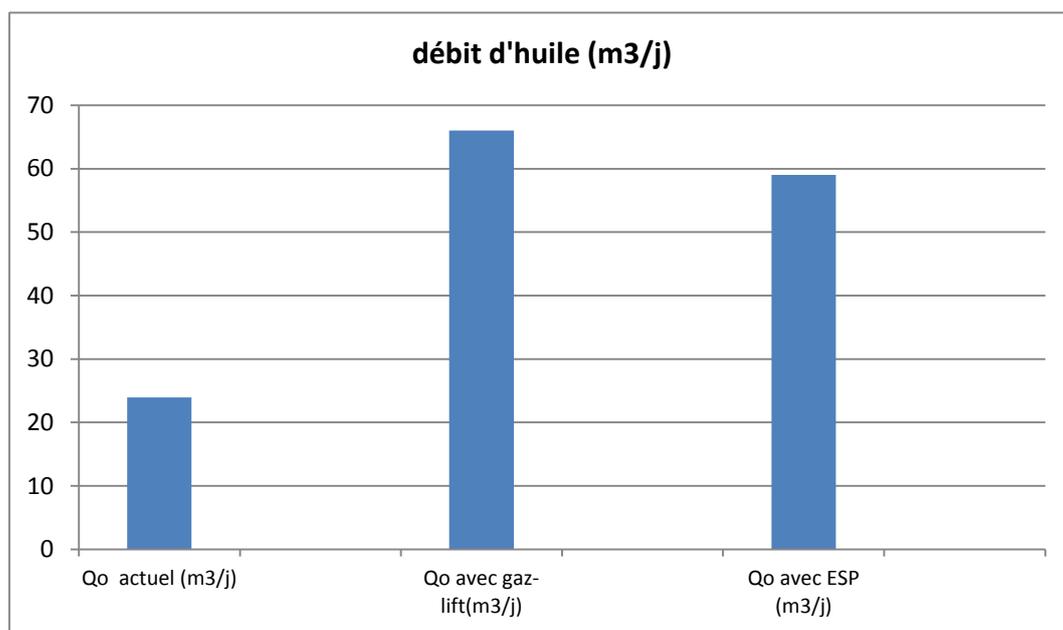


Tableau VI.31 : Résultats de l'optimisation du puits EAL01

Puits	Qo l'état actuel m ³ /j	Qo avec ESP m ³ /j	Qo avec GL Economique m ³ /j	Gain ESP m ³ /j	Gain GL m ³ /j
EAL01	76.8	95	84	18.2	7.2

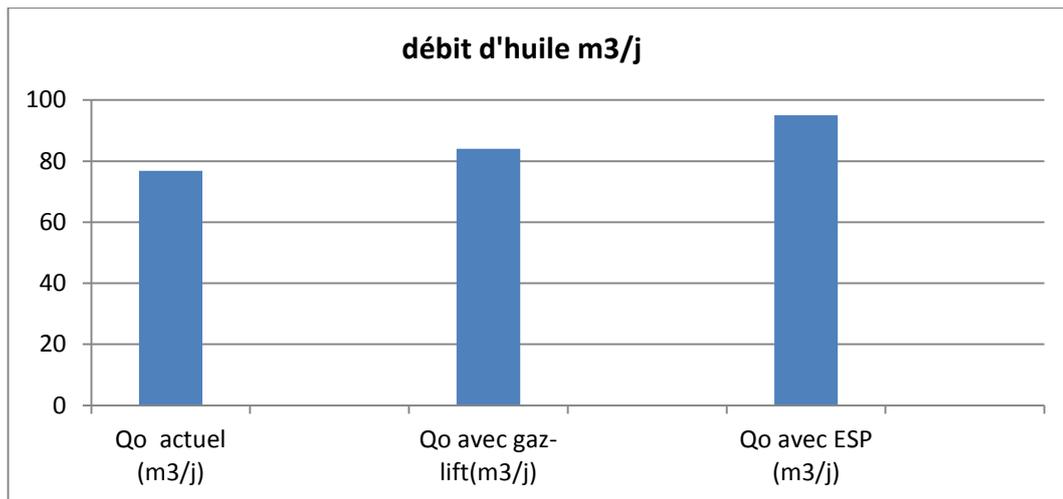


Figure VI.52 : Résultats de l'optimisation du puits EAL01

• **Conclusion et discussion des résultats**

D'après l'étude de deux scénarios de Gaz lift et les pompes ESP on conclut que :

Techniquement parlant, pour le puits EAL38 le gain de la production avec le gaz lift est plus grand par rapport à celui de la pompe ESP, par contre pour le puits EAL01, on a trouvé que le gain de la production avec la pompe ESP est plus grand par rapport à celui du gaz lift.

Donc une étude économique doit se faire pour le choix de la mode d'activation le plus adéquat pour ces puits.

Partie 2 : Etude et optimisation du champ de OUAN TAREDERT

VI.3.2.1.Modélisation des puits TRT01, TRT04, TRT07

A. Création du modèle physique

La configuration mécanique du puits **TRT01 TRT04 et TRT07** est construite à partir des fiches techniques des puits (voir l'annexe).

Le tableau ci-dessous résume les données de complétion nécessaires pour créer les modèles des puits.

Tableau VI. 32 : Données de complétion des puits

Puits	Casing (inch)		Tubing (inch)		Liner (inch)	Perforation(m)
	OD	ID	OD	ID	OD	
TRT-1	7	6.26 7	2 ^{3/8}	1.995	4 ^{1/2}	1476.54
TRT-4	5 ^{1/2}	5.01 2	2 ^{3/8}	1.995	/	1517.03
TRT-7	5 ^{1/2}	5.01 2	2 ^{3/8}	1.995	/	1514.22

B. Création du modèle fluide et calibrage des PVT

Les données de jaugeage sont celles utilisées pour créer ce modèle et représentées dans le tableau suivant :

Tableau VI. 33 : Données de jaugeage des puits

Puits	TRT-1	TRT-4	TRT-7
Pression en tête (barg)	35.24	29.66	28.07
Choke size (mm)	8	9	9
Qo (m³/j)	71.47	28.39	61.69
Qw (m³/j)	0	0	0
QL (m³/j)	71.47	28.39	61.69
Qg (m³/j)	12033	8316	12066
GOR (m³/ m³)	168	292	196
Water cut (%)	0	0	0
Etat	Ouvert	Ouvert	Ouvert

C. Analyse et vérification des données

a-Test de pression

Tous les puits ont été modélisés en utilisant les données des tests AMERADA (mesure de la pression statique) qui sont mentionnées dans le tableau suivant :

Tableau VI.34 : Données des tests d'AMERADA

Puits	TRT01	TRT04	TRT07
Pression de fond statique (barg)	139.68	140.93	140.03

NB : la température de réservoir est égale à **96 °C**.

Comme on n'a pas les mesures de la pression de fond dynamique on a estimé celle-ci par la corrélation de **Hagedorn and Brown** qui représente mieux les modèles des puits.

Tableau VI.35 : Estimation de Pfd par la corrélation d'**H – B**

Puits	TRT-1	TRT-4	TRT-7
Pression de fond dynamique (barg)	77	60.1	65.7

D. Choix des corrélations

• **INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)**

Nous pourrions tracer les courbes de performances du réservoir IPR pour chaque puits et cela en se basant sur l'équation de **Vogel** (la pression du réservoir est inférieure à la pression de bulle, c'est un réservoir avec un gaz cap), ce qui permet de déterminer les débits maximaux des puits AOF, ces débits sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau VI.36 : AOF des puits

Puits	TRT-1	TRT-4	TRT-7
AOF m ³ /j	111.13	36.65	84.99

▪ **Pour l'écoulement OUTFLOW**

On a pris la corrélation de Hagedorn and Brown par défaut pour modéliser l'écoulement de fluide dans le tubing.

E. Détermination de point de fonctionnement des puits

On a introduit les données du puits dans le logiciel afin de déterminer le point de fonctionnement (Q_o, P_{fd}) .les modèles des trois puits sont représentés dans les figures suivantes :

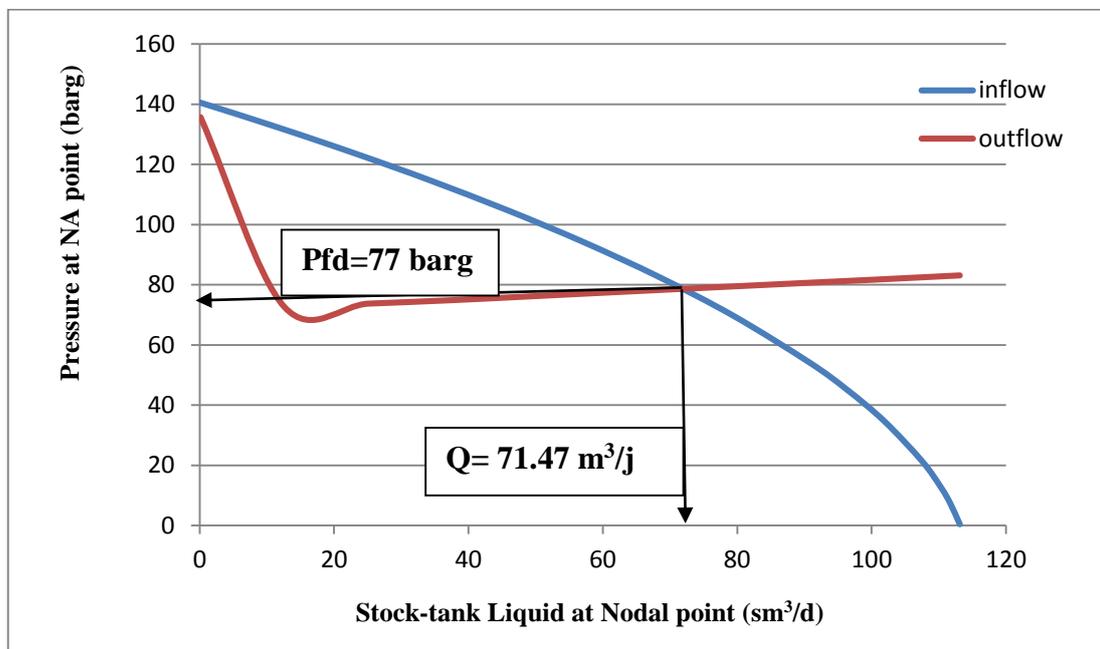


Figure VI.53 : Point de fonctionnement du puits TRT01

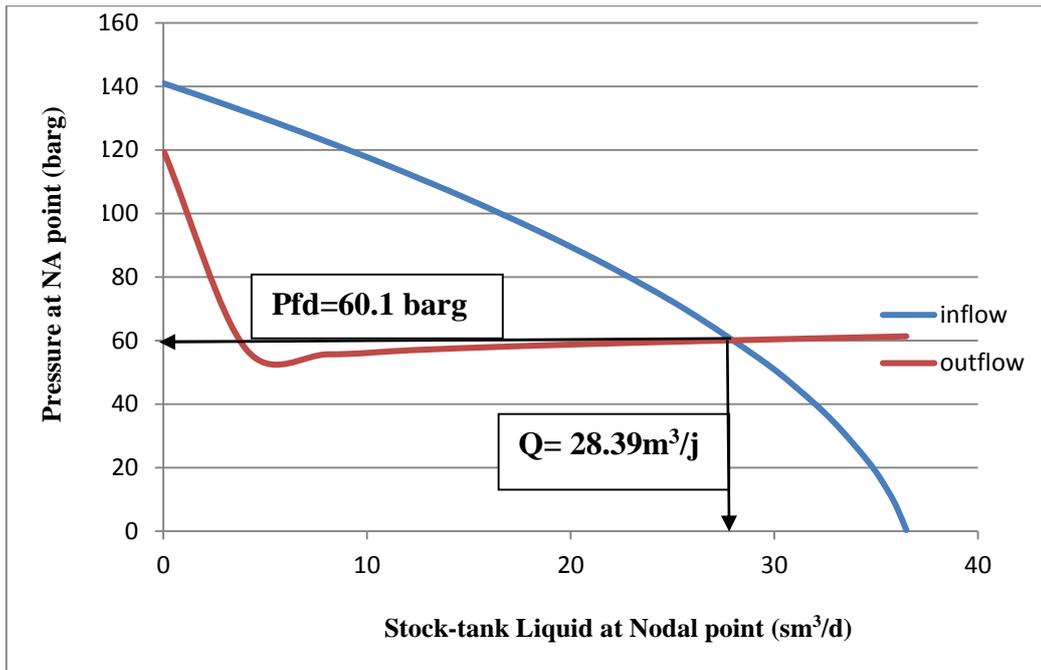


Figure VI .54: Point de fonctionnement du puits TRT04

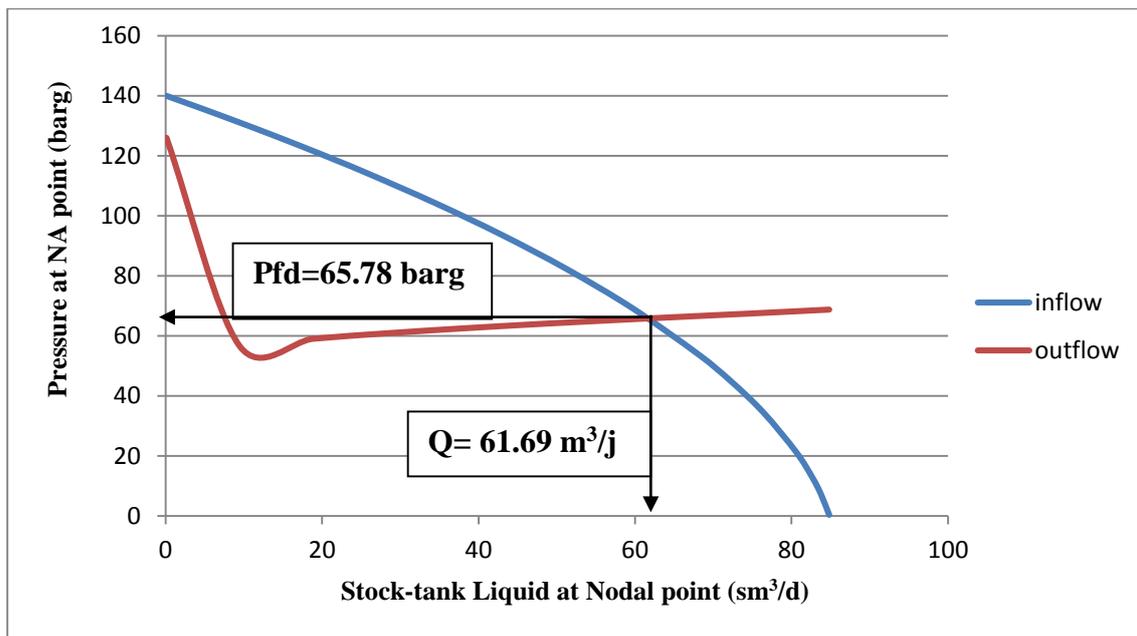


Figure VI.55 : Point de fonctionnement du puits TRT07

Les coordonnées des points de fonctionnement sont montrées dans le tableau suivant :

Tableau VI.37 : Résultats d'IPR/VLP pour les puits

Puits	Valeurs	Mesurées	Calculés	Différence %
TRT01	Liquid rate (Sm ³ /j)	71.47	71.46	0.014
	Bottom hole pressure (barg)	77	77.2	0.259
TRT04	Liquid rate (Sm ³ /j)	28.39	27.2	4.19
	Bottom hole pressure (barg)	60.1	59.96	0.067
TRT07	Liquid rate (Sm ³ /j)	61.69	61.52	0.275
	Bottom hole pressure (barg)	65.78	65.68	0.152

VI.3.2.2. Scenario I : Activation par gaz lift

➤ Pour Les puits TRT01, TRT07

a. Etude de l'influence du water-cut sur la production avant Gaz lift

Dans l'exemple de calcul sur les puits TRT01 et TRT07, on a un pourcentage d'eau qui est nul, mais au fur et à mesure de la production. On aura des venues d'eau (ca s'explique par la présence d'un water drive).

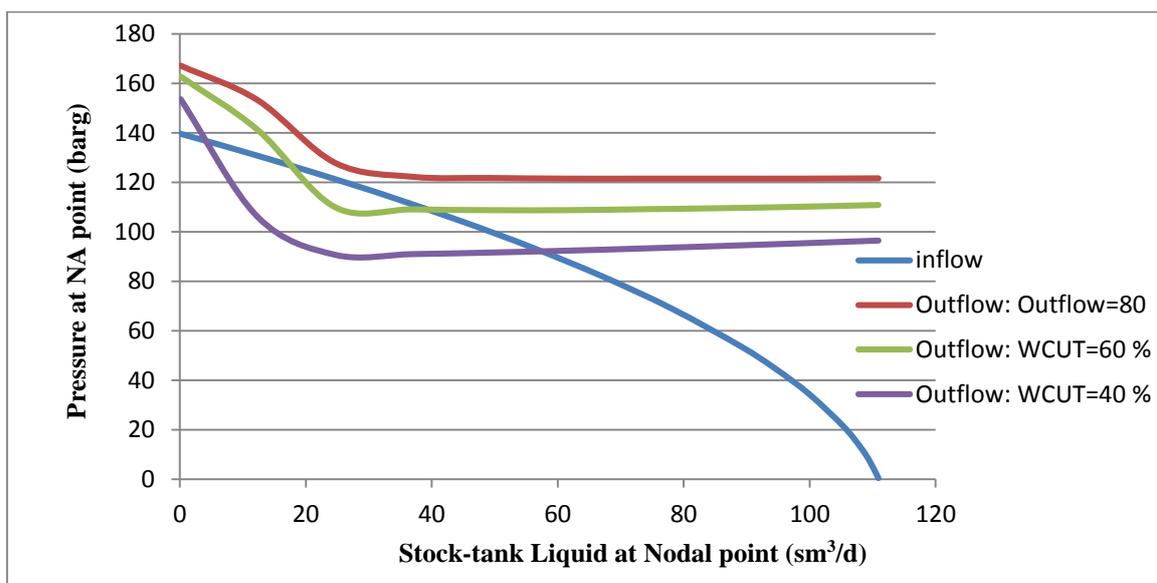


Figure VI.56 : Influence de Water Cut sur la production avant Gaz lift pour TRT01

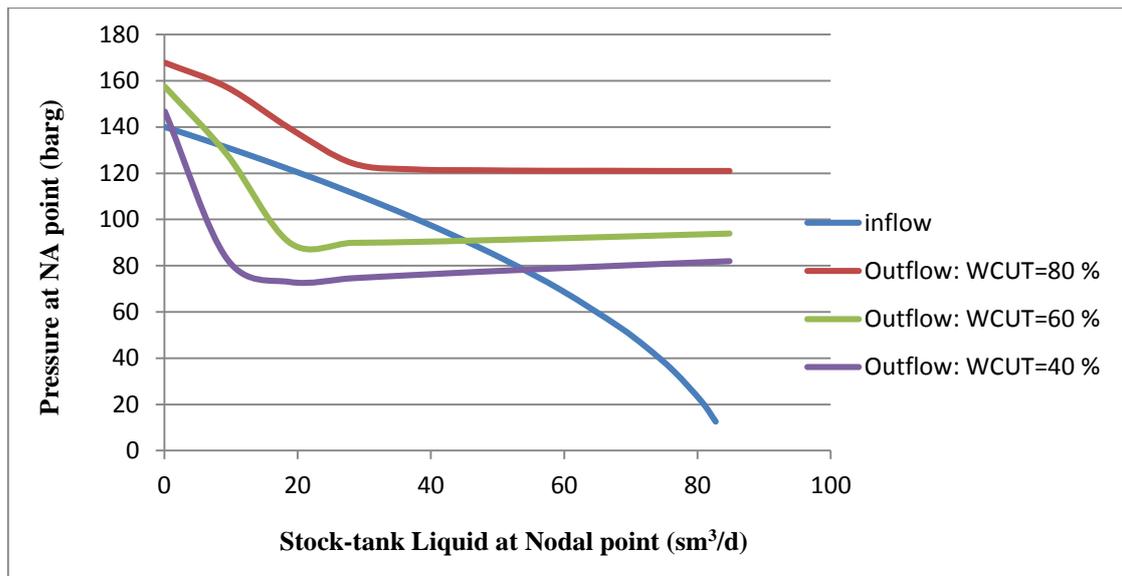


Figure VI.57 : Influence de Water-Cut sur la production avant Gaz lift pour TRT07

b. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection

- L'optimum technique :

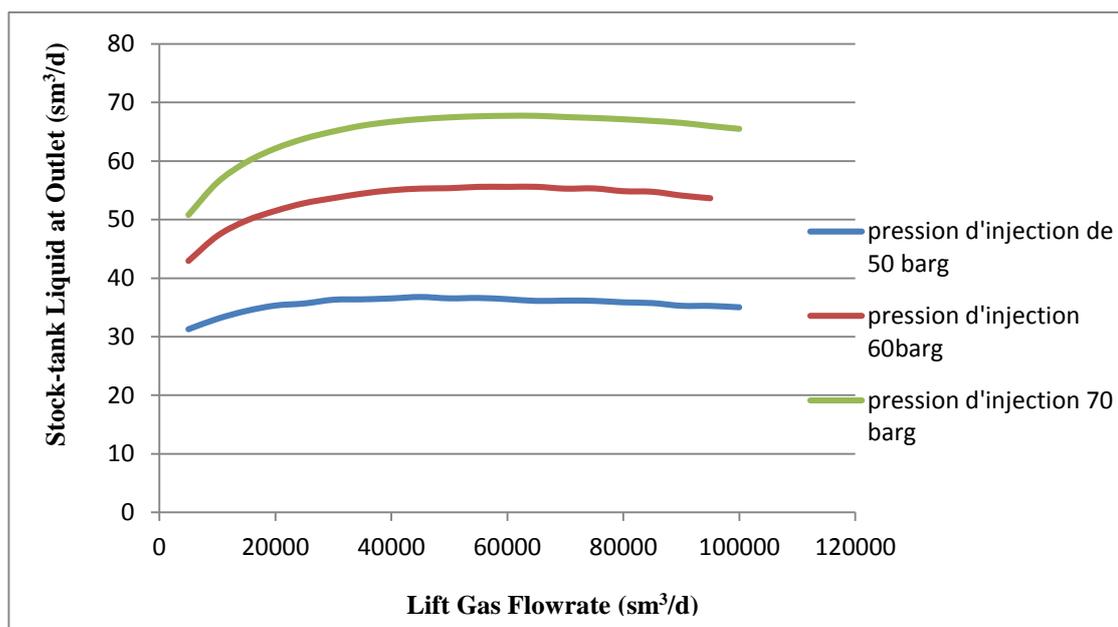


Figure VI.58 : Courbe de gauss de puits TRT01

A partir de la courbe ci-dessus on remarque que le puits TRT01 donne un débit d'injection optimal du **Qing optimum=40000 sm³/j** qui fait augmenter le débit d'huile à **71.5sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production.

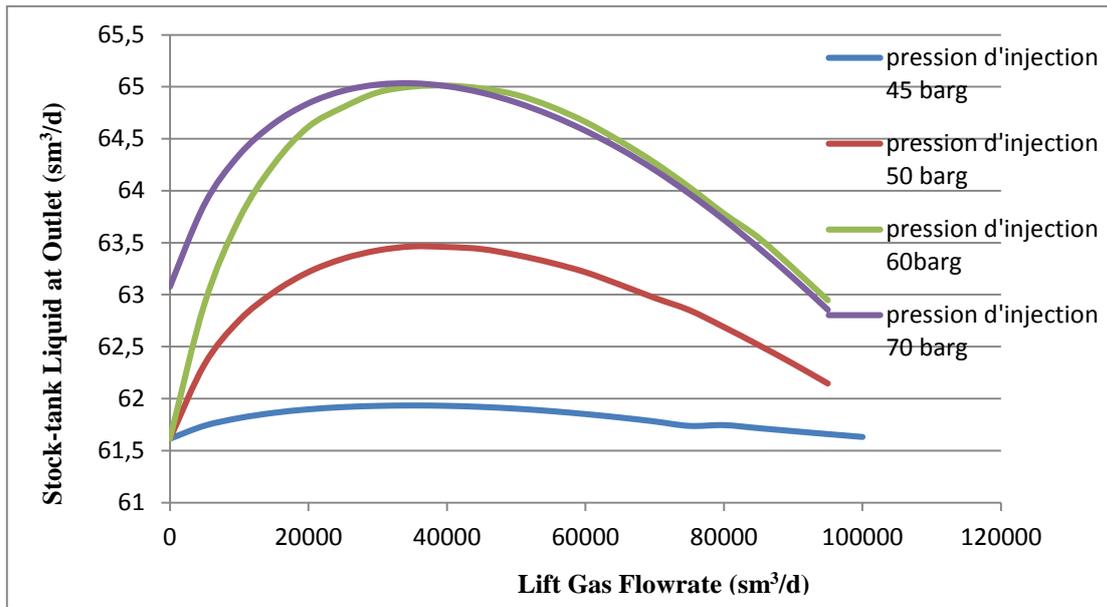


Figure VI.59 : Courbe de gauss de puits TRT07

A partir de la courbe ci-dessus on remarque que le puits TRT07 donne un débit d'injection optimal du **Qing optimum=40000 sm³/j** fait augmenter le débit d'huile à **65 sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production. La pression d'injection optimale est de **60barg**.

- **L'optimum économique :**

- pour le puits TRT01, le débit d'injection économique est de l'ordre de **10 000 m3/j** (selon la disponibilité du champ de TRT) pour une pression d'injection de **60 barg**.

- pour le puits TRT07, le débit d'injection économique est de l'ordre de **10 000 m3/j** (selon la disponibilité du champ de TRT) pour une pression d'injection de **60 barg**.

-Le gaz lift n'a pas un apport de production important pour les deux puits TRT01 et TRT07 à l'état actuel c-à-d le cout de gaz à injecter est supérieur à celui de revenu de l'huile produite donc ces puits ne sont pas candidat au Gaz lift.

-Mais on remarque que la pression en tête de ces puits est élevée car ils débitent avec une Duse de **20/64"** c'est pour ça on recommande d'ouvrir la Duse pour que la pression en tête diminue et par conséquence le débit augmente.

Ce qui justifier de faire une sensibilité sur la pression en tête

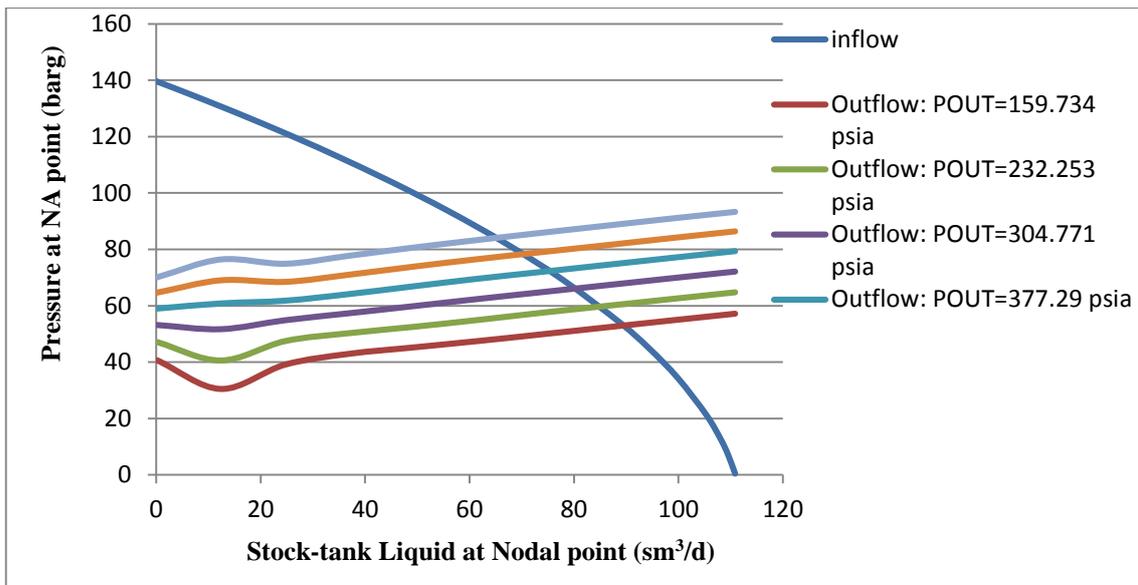


Figure VI.60 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT01

Tableau VI.38 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit du puits TRT01

Pression en tête (barg)	Débit d'huile (m³/j)
35	71.5
30	76.6
25	81.0
20	85.4
15	89.9
10	93.9

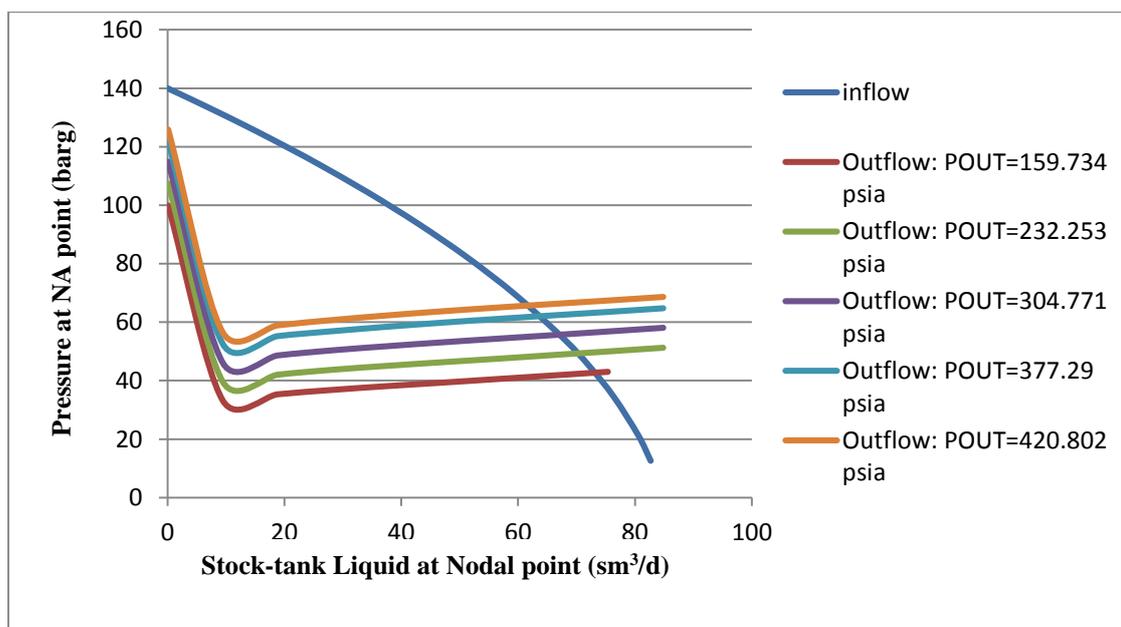


Figure VI.61 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT07

Le gaz lift n'a pas d'apport de production signifiant pour les puits à l'état actuel. Ces deux puits pourraient être plus tard des bons candidats pour le gaz lift avec l'augmentation du Water-cut, afin de montrer l'efficacité du gaz lift sur le maintien de production dans le temps, on fait une étude de sensibilité sur le water cut avec une injection du gaz lift.

Tableau VI.39 : Effet de changement de la pression en tête sur le débit de puits TRT07

Pression en tête (barg)	Débit d'huile (m ³ /j)
10	73
15	70
20	67
25	63.6
28	61.6

Tableau VI.40 : Candidature du puits TRT01 pour le gaz lift selon le Water-Cut

	Sans Gaz Lift		Avec Gaz Lift		
	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	Gain (m3/j)
WC =0%	71.47	71.47	71.47	75.21	3.73
WC =40%	52.96	31.77	69.49	41.73	9.92
WC =60%	-	-	63.02	25.21	25.20

Avec un WC = 60% le puits TRT01 ne débite plus.

Tableau VI.41 : Candidature du puits TRT07 pour le gaz lift selon le Water-Cut

	Sans Gaz Lift		Avec Gaz Lift		
	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	Gain (m3/j)
WC =0%	61.69	61.69	62	62	0.31
WC =50%	46.71	23.35	48.51	24.25	0.9
WC =70%	-	-	45.54	13.66	13.66

Avec un WC = 70 % le puits ne débite plus.

➤ Pour Le puits TRT04
 a. Etude de l'influence du water cut sur la production avant Gaz lift

Dans notre exemple de calcul sur le puits TRT04, on a un pourcentage d'eau qui est nul, mais au fur et à mesure de la production. On aura des venues d'eau (ca s'explique par la présence d'un water drive).

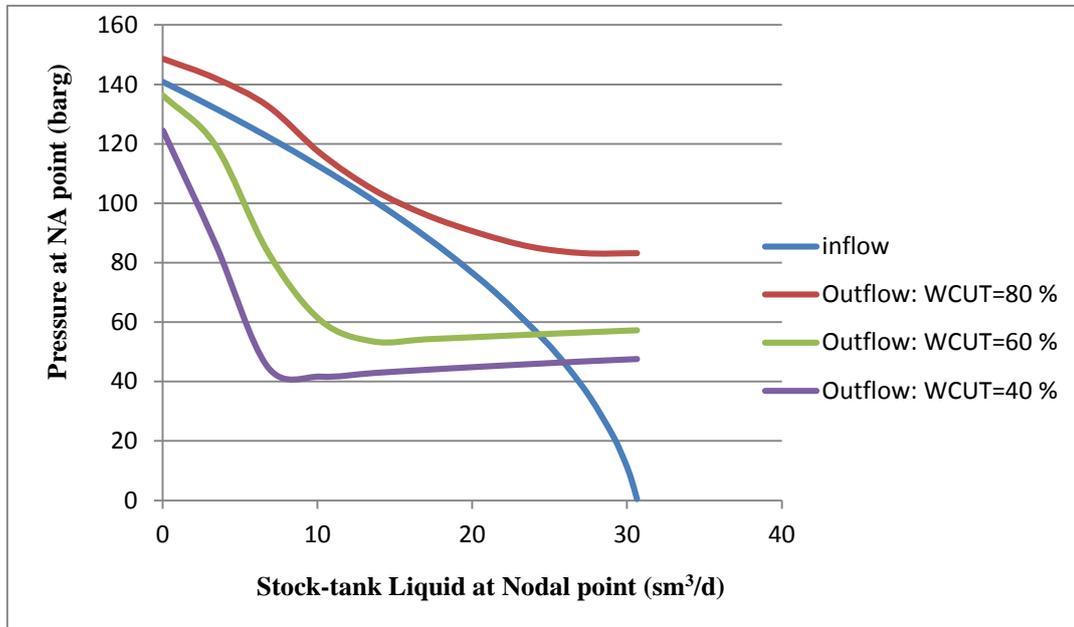


Figure VI.62 : Influence de l'augmentation du Water-Cut sur la production avant Gaz lift

b. Détermination du débit d'injection du gaz optimal et la pression d'injection

➤ L'optimum technique :

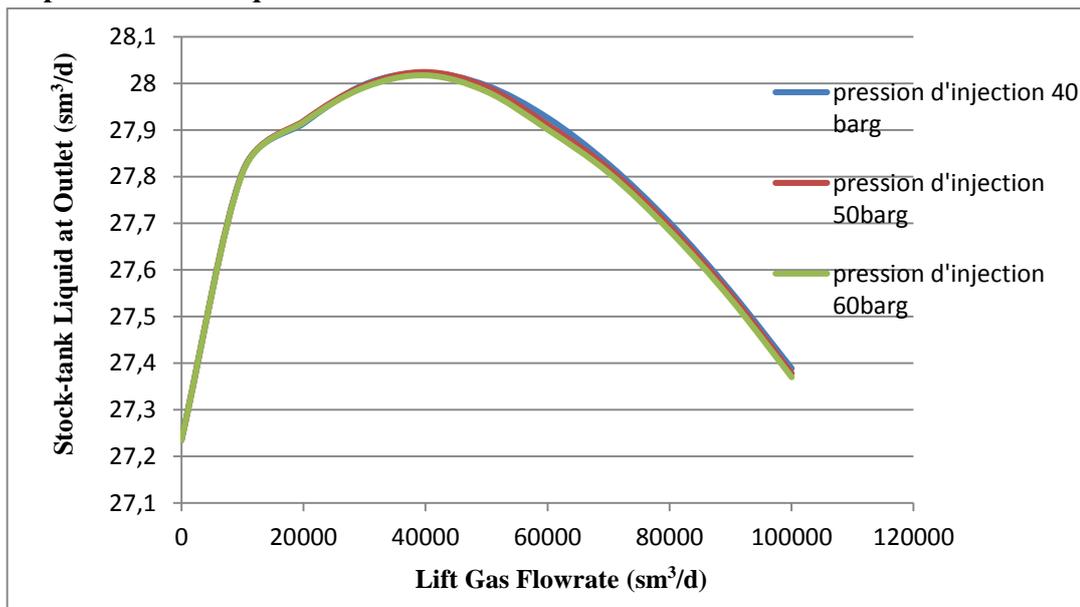


Figure VI.63 : Courbe de gauss de puits TRT04

A partir de la courbe ci-dessus on remarque que le puits TRT04 donne un débit d'injection optimal du **Qing optimum=10000 sm³/j** fait augmenter le débit d'huile à **28.2sm³/j**. si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production. La pression d'injection optimale est de **40 barg**.

➤ **L'optimum économique :**

-le débit d'injection économique est de l'ordre de **10 000 m³/j** (selon la disponibilité du champ de TRT) pour une pression d'injection de **40 barg**.

-Comme le gaz lift n'a pas d'apport de production signifiant pour ce puits à l'état actuel. Et afin de montrer l'efficacité du gaz lift sur le maintien de production dans le temps, on fait une étude de sensibilité du water cut avec une injection du gaz lift.

Tableau VI.42 : Candidature du puits TRT04 pour le gaz lift selon le Water-Cut

	Sans Gaz Lift		Avec Gaz Lift		
	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	QL (m3/j)	Qoil (m3/j)	Gain (m3/j)
WC =0%	28.39	28.39	28.54	28.54	0.15
WC =50%	25.61	12.80	28.16	14.08	1.28
WC =80%	-	-		1.29	1.29

Avec un WC = 80% le puits ne débite plus.

Donc ce puits n'est pas candidat au gaz lift.

➤ **Conclusion et discussion des résultats**

D'après les scenarios du Gaz lift faites sur les puits TRT01, TRT04 et TRT07, on conclut que ces puits ne sont pas candidats au Gaz lift, mais ces puits pourraient être candidats au Gas lift avec l'augmentation de Water-cut dans le temps.

VI.3.2.3. Scenario II : Activation par la pompe ESP

• **Point de fonctionnement avec ESP pour TRT01**

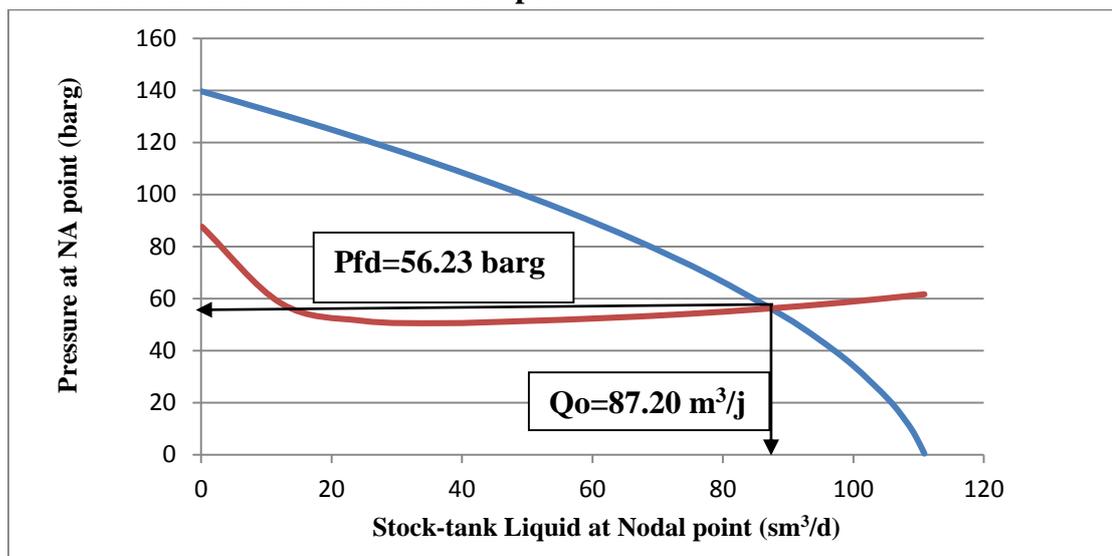


Figure VI.64 : Point de fonctionnement après l'installation de la pompe ESP

• Point de fonctionnement avec ESP pour TRT04

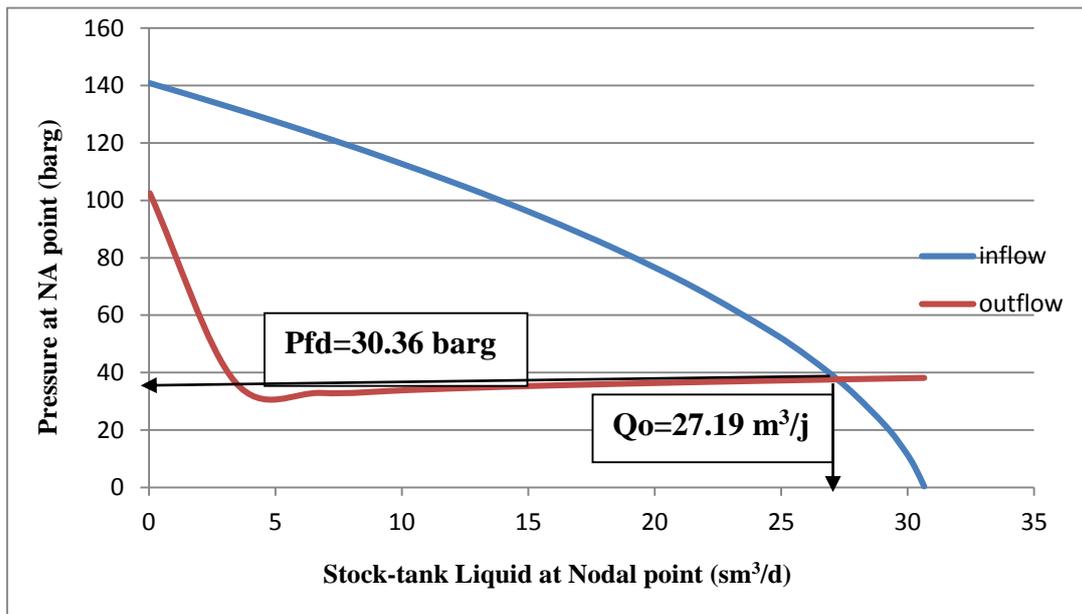


Figure VI .65: Point de fonctionnement après l’installation de la pompe ESP

• Point de fonctionnement avec ESP pour TRT07

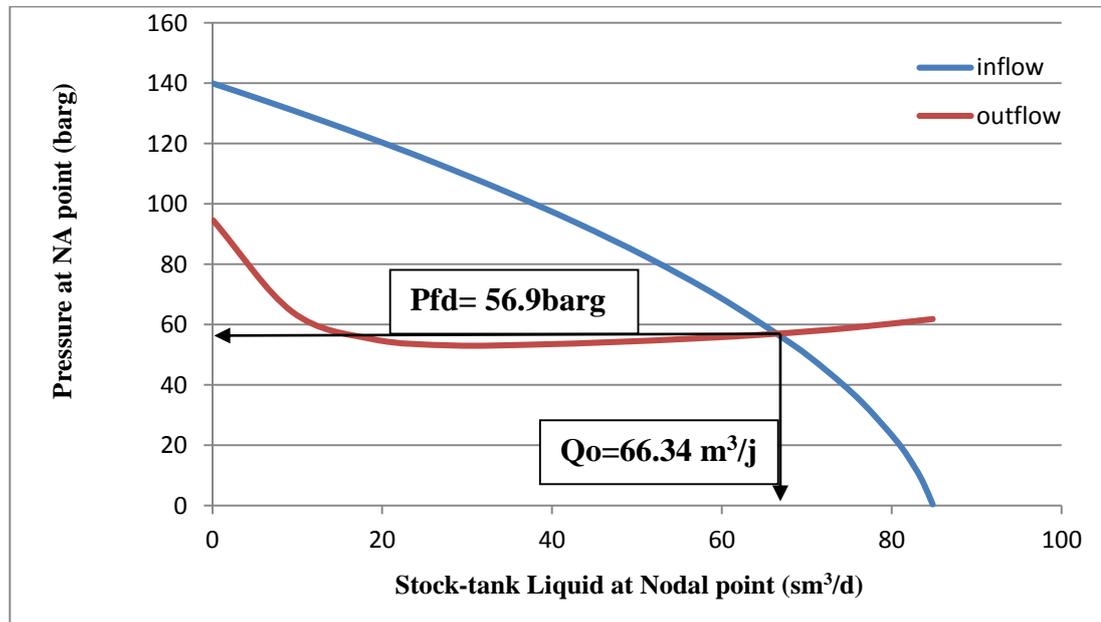


Figure VI.66 : Point de fonctionnement après l’installation de la pompe ESP

➤ **Comparaison entre les résultats**

Le tableau suivant englobe tous les résultats de l'optimisation des trois puits de TRT

Tableau VI.43 : Résultats de l'optimisation des puits TRT

Puits	Qo l'état actuel (m ³ /j)	Qo avec ESP m ³ /j	Qo avec GL Economique m ³ /j	Gain ESP m ³ /j	Gain GL m ³ /j
TRT01	71.47	87.20	75.2	15.73	3.37
TRT04	28.39	27.19	28.54	-1.2	0.15
TRT07	61.69	66.34	62	4.65	0.31

V.3.2.4. Conclusion

D'après l'étude qui on a fait, on conclut que les puits de TRT (TRT01, TRT04 et TRT07) ne sont pas candidats à la pompe ESP car ils ont un faible apport de production.

Partie 3 : Etude économique

Dans cette étude, on va calculer le POT (pay-out-time) pour les deux projets les pompes électriques immergée ESP et le Gaz lift pour les puits candidats à l'activation (EAL01 et EAL38) dans le but de sélectionner le meilleur mode d'activation et si le projet est économiquement réalisable ou pas.

VI.3.3.1. Définition de POT (Pay-Out time) : c'est le temps à partir duquel un projet commence à rentrer des bénéfices. En d'autres termes, c'est le temps nécessaire pour que le revenu d'exploitation d'un projet devienne égal au capital initialement investi. Les deux puits choisi pour l'activation sont non éruptifs à l'état actuel, le tableau ci-dessous montre le gain de la production de ces puits avec ESP et le Gaz lift

Tableau VI.44 : Gain des puits EAL38 et EAL01 avec ESP et gaz lift

Puits	Qo à d'état actuel	Gain avec ESP	Gain avec gaz lift
EAL38	Non éruptif	35.05m ³ /j	42.8m ³ /j
EAL01	Non éruptif	18.2 m ³ /j	7.2m ³ /j

VI.3.3.2. Calcul économique pour le gas- lift

Ce projet nécessite :

- ✓ Une source d'énergie (la pression et le débit d'injection en tête du puits)
- ✓ Un réseau de collecte.
- ✓ Equipement de surface du puits.
- ✓ Equipement de fond du puits

Les couts des équipements sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau VI. 45 : Coût des équipements de gaz lift

Les équipements	Le coût US\$.
Réseau de collecte	37035.06
Equipement de surface	11369.25
Equipement de fond	4589.75
Reprise des puits	133274.57
Dépenses du gaz lift pour un seul puits	186268.63

$$POT = \frac{\text{le montant total}}{\text{gain d'huile} * \text{cout du pétrole}}$$

Tableau VI.46 : POT des puits EAL38 et EAL01 pour le Gaz lift

Puits	Gain m3/j	POT GL (jour)
EAL38	42.8	12
EAL01	7.2	85

Donc, après 12 et 85 jours respectivement les puits EAL38 et EAL01 commencent à rentrer des bénéfices avec le Gaz lift.

VI.3.3. Calcul économique pour la pompe ESP

Les couts des opérations sont mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau VI.47 : Cout des opérations d'une pompe ESP

l'opération	Le coût
Le coût de l'opération de Work over pour la remontée de la complétion et l'installation d'une nouvelle tête de puits durant tout un mois.	600 000 US\$.
Le cout d'une nouvelle tête de puits adapte pour la pompe et l'installation du câble électrique pour l'alimentation.	50 000 US\$.
Le cout de la pompe, les équipements de fond, appareil de surface, accessoires et l'opération de l'installation.	300 000 US\$.
Le gain de production des puits étudiés durant l'opération est pris en considération avec le prix du pétrole par baril (prix de budget de sécurité).	35US\$ (17/05/2016)

$$POT = \frac{\text{coutdel'operation}}{\text{gaindeproduction} * \text{lecoutdepétrole}}$$

Tableau VI.48 : POT d'une pompe ESP

Puits	Dépenses (US\$)	Gain/jour (US\$)	POT (jour)
EAL38	950000	10581.13	90
EAL01	950000	5494.34	173

Les puits EAL38 et EAL01 commencent à rentrer des bénéfices à partir de 90, 173 jours respectivement avec la pompe ESP.

- **Remarque :** on n'a pas fait l'étude économique pour les puits de TRT, car ils n'ont pas un grand apport de production.

VI.3.3.4. Comparaison entre les résultats

A partir des résultats qui sont cités dans les tableaux ci-dessus, on conclut que le projet d'installation des pompes électriques immergées est moins rentable que celui de gaz lift pour les deux puits de champ d'El Adeb Larache (EAL01 et EAL38). Donc le mode d'activation techniquement réalisable et économiquement rentable c'est le mode d'activation par le gaz lift.

VI.1. Introduction

Pour un million des puits dans le monde entier, environ 15 à 20 % sont activés par les pompes électriques immergées. En outre les pompes ESP sont le mode d'activation par pompage de plus forte croissance par rapport aux autres. Elles peuvent lifter de grands volumes à de grandes profondeurs.

Les ESP sont très polyvalentes, elles peuvent soulever une large gamme des débits de 70 à 64 000 barils par jour ou plus à des profondeurs de 0 à 15 000 ft. Les ESP sont moins efficaces en présence de gaz libre à de grandes fractions, généralement supérieure à 25% par volume à l'entrée de la pompe. Elles peuvent être utilisées même avec un casing de diamètre extérieur de 4.5 inch. Elles peuvent être conçues pour traiter les contaminants dans les fluides corrosifs tels que H₂S et CO₂, les contaminants abrasifs tels que le sable et les températures de fond exceptionnellement élevées. L'augmentation du Water-Cut n'a aucun effet significatif sur la performance de l'ESP. Les ESP ont été déployées pour les puits verticaux, déviés et horizontaux, ou elles devraient être situés dans une section droite du casing.

VI .2. Principe de fonctionnement de la pompe ESP

L'équipement de surface du système comprend des transformateurs qui sont construits pour convertir la tension de la ligne primaire aux besoins de tension du moteur, un standard qui permet de contrôler le fonctionnement du moteur, la boîte de jonction (boite de dérivation aérée) qui offre un moyen commode et permet aussi de connecter le câble descendant dans le puits à un câble d'alimentation du surface. Un courant électrique passe par un câble allant du transformateur jusqu'au moteur qui se trouve au fond de puits. Le moteur va transformer l'énergie électrique en énergie mécanique qui fait tourner le rotor. La rotation de la roue permet aux aubes de transformer l'énergie mécanique fournie par le moteur en énergie cinétique et de pression communiquée aux particules fluide au moyen de la force centrifuge et par conséquence on aura l'évacuation de fluide à la surface.

VI .3. Les équipements d'ESP

Un système ESP peut être divisé en deux catégories :

VI .3.1.composants de surface

Le matériel de surface pour une installation conventionnelle est composée d'un :

- Transformateurs (Transformer Primary and Secondary)
- armoire (Switchboard or Variable Speed Drive or Soft Start)
- boîte de jonction (Junction Box)
- tête du puits (Wellhead)

VI .3.2.Composants de Subsurface

Le matériel de fond est aussi composée d'un :

- un câble électrique
- une pompe centrifuge à plusieurs étages (Pump)
- Dispositif d'aspiration
- séparateur de gaz (Gas Séparateur (Optional))

- Le protecteur (Seal Section)
- moteur électrique(Motor)

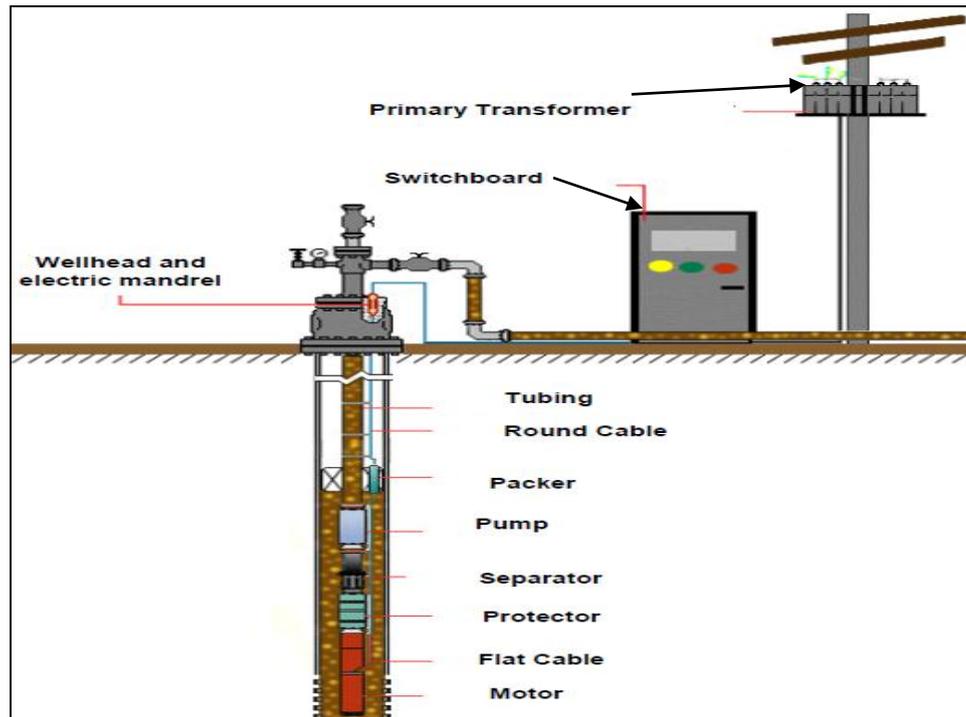
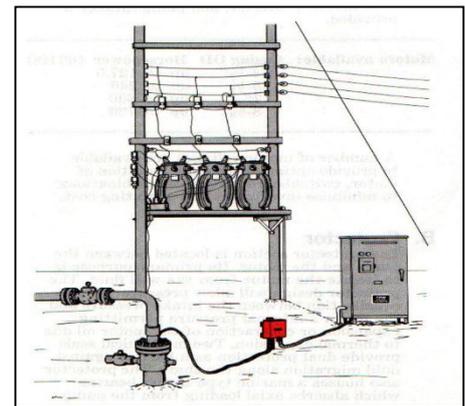


Figure VI.1 : Equipements d'une pompe ESP

Sous les conditions de fonctionnement normal, la pompe centrifuge peut être fonctionnée de 1 à 3 années sans panne.

VI .3.1.1.Transformers (Primary and Secondary)

Le système de transformateur triphasé-monophasé, ou triphasé est utilisé pour abaisser la tension de la ligne primaire du moteur de la pompe submersible autrement dit il permet de convertir la tension de la ligne primaire aux besoins de tension de moteur. Étant donné que toute une gamme de tensions de fonctionnement peut être utilisée pour des moteurs de pompes submersibles, le transformateur doit être compatible avec la sélection de la tension du moteur. Ils sont équipés de prise pour permettre le réglage de la tension. Une bonne pratique consiste à utiliser des parafoudres et des condensateurs pour réduire au minimum le potentiel de détérioration du moteur, due aux fortes surtensions ou surintensités provoquées par les commutations de ligne ou par la foudre.



FigureVI.2: Transformateur

VI .3.1.2.Switchboard or Variable Speed Drive or Soft Start

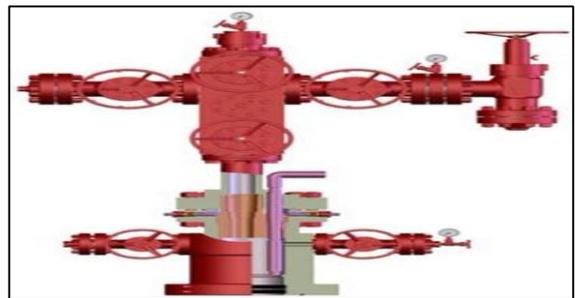
Une armoire de commande (tableau de commutation) incluant des appareils pour la protection et contrôle de fonctionnement du moteur, il est disponible en une gamme de dimensions avec accessoires d'accompagnement convenant à toute installation. Ils vont des ensembles simples avec contacteurs magnétiques à boutons poussoirs et protection de surcharge aux ensembles plus complexes avec mises hors circuit à fusibles et des opérations tels que : ampèremètre, enregistreur, relais de surcharge, disjoncteur, minuterie de démarrage et des arrêts, appareils pour télécommande automatique. Des coffrages spéciaux peuvent être offerts lorsqu' ils sont demandés.

**Figure VI.3 : Switchboard****VI .3.1.3.La boîte de jonction (Junction Box)**

Elle relie le câble d'alimentation de la centrale au câble d'alimentation du puits.

**Figure VI.4 : Junction Box****VI .3.1.4.Wellhead (tête de puits)**

Elle doit fournir des moyens pour l'installation du câble avec joint adéquat, elle peut inclure des étranglements réglables, soupapes de purge. Généralement les têtes de puits terrestres ont un joint en caoutchouc et ont un mandrin électrique en mer.

**Figure VI.5 : tête de puits****VI .3.2.1.Câble électrique**

L'énergie est transmise par un câble électrique depuis le câble d'alimentation à partir de la boîte de jonction, puis à travers la tête de puits et tout le chemin vers le bas pour alimenter le moteur de la pompe.

Une gamme de dimension de conducteurs permet de satisfaire efficacement aux besoins des moteurs. Le câble est disponible en forme rond et plat ; Le câble rond est normalement recommandé, mais le câble plat peut être utilisé lorsque le diamètre est insuffisant, les câbles peuvent être installés dans les puits avec des températures de plus de 300 F.

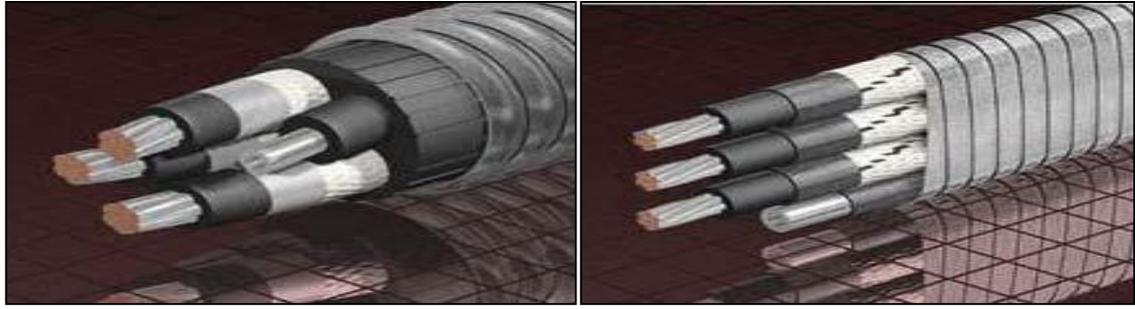


Figure VI.6 : Câble électrique rond et plat

La sélection correcte du câble et les conducteurs dépend de :

- L'intensité attendue qui circulera à travers le câble au moteur
- La chute de tension calculée sur la ligne de la surface à la pompe.
- L'espace qui existe entre le col du tube et le boîtier (même si le câble est bagué à la tubulure en des points choisis, il doit y avoir assez d'espace pour installer et retirer la pompe sans endommager le câble ou l'accrocher dans les puits).
- L'environnement d'exploitation de l'équipement tel que la pression de fonctionnement et de la température à la profondeur de la pompe.

VI .3.2.1.1.L'ampérage du câble

La première considération dans les câbles de sélection est l'ampérage. Les limites de l'ampérage des câbles contenant des conducteurs de cuivre sont les suivantes :

Tableau VI.1 : Ampérage du câble

Câble No.	Maximum Ampérage
1	115
2	95
4	70
6	55

On notera que le câble avec le plus petit nombre a le plus grand diamètre. Ainsi, un câble numéro 1 peut transporter un maximum de 115 ampères.

VI .3.2.1.2.Chute de tension

Le deuxième facteur de sélection est la chute de tension qui se produit entre la tête de puits et la pompe. En règle générale, la chute de tension maximale pour un câble électrique est d'environ 30 V par 1000 pieds.

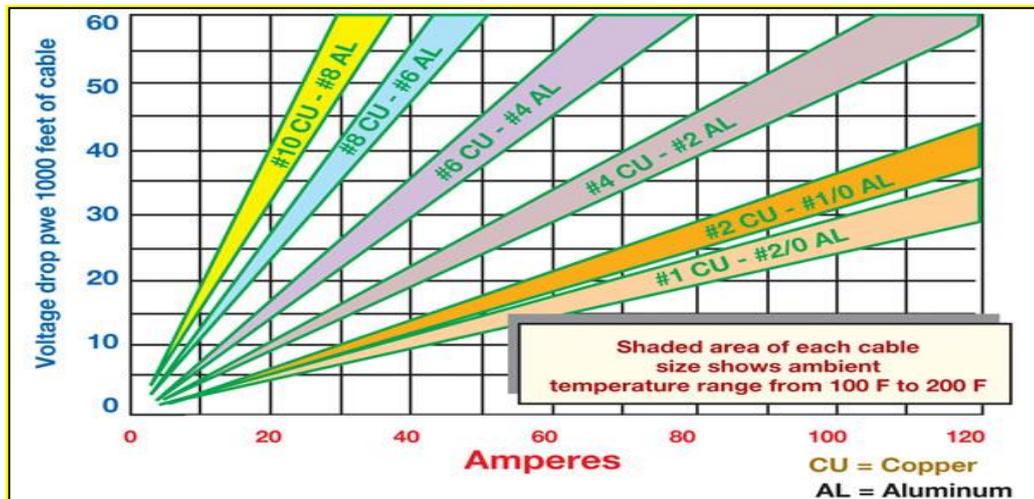


Figure VI.7 : Chute de tension

VI .3.2.2. La pompe (Pump)

La pompe électrique immergée c’est une pompe avec des centaines d’étages connectés en série, elle est normalement attachée à la colonne de la production. Un seul étage est une machine simple conduite par un principal démenageur fourni un mouvement rotatif et consiste en deux composants de base : **le rotor** (un ensemble des aubes fermés tournant), et **le diffuseur** “stator” (la partie stationnaire contenant la boîte du rotor).

Le rotor muni d'aubes ou d'ailettes animé d'un mouvement de rotation fournit aux liquides de l'énergie cinétique dont une partie est ensuite transformée en énergie de pression par réduction de vitesse dans un organe appelé le récupérateur.

La Pompe(ESP) comporte les éléments de base suivants :

- arbre (Shaft)
- rotor (Impeller)
- diffuseur (Diffuser)
- chemise (Housing)

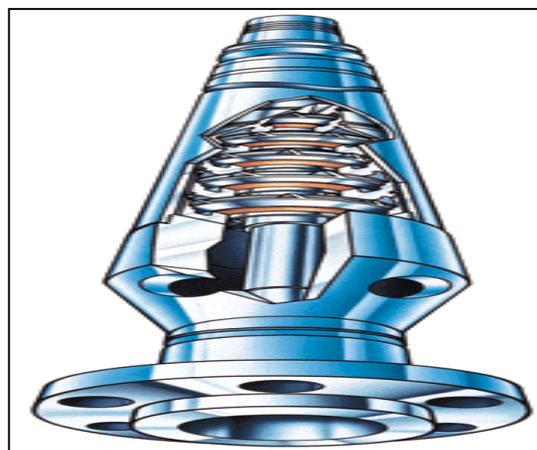


Figure VI.8 : Pompe ESP

Un dispositif d'aspiration (**Intake**) qui est attaché à la partie inférieure de la chemise et fournit un couloir pour l'entrer des fluides, et une garniture pour attacher au protecteur.

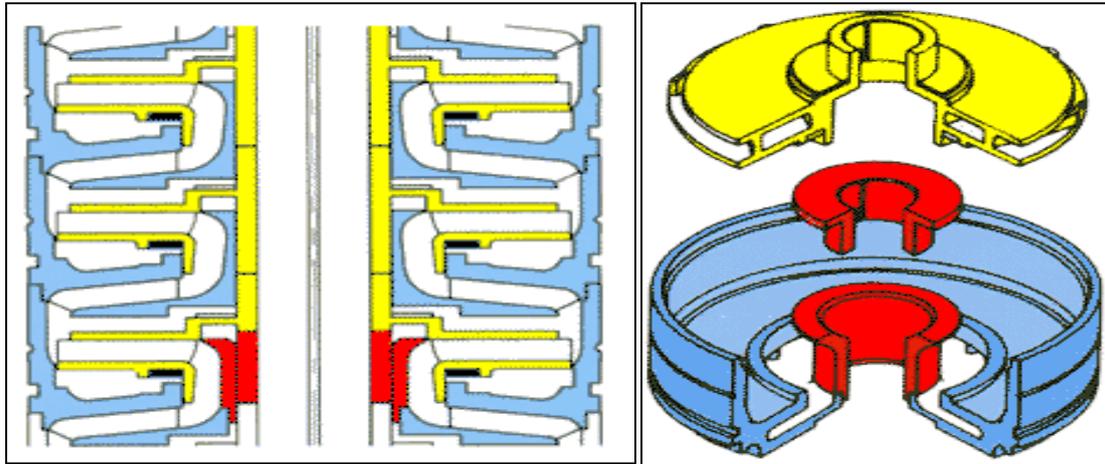


Figure VI.9 : Rotor et diffuseur d'une pompe ESP

VI .3.2.2.1. Courbes caractéristiques de la pompe ESP

1. La courbe Hauteur-Débit

On trace cette courbe réelle à partir de la courbe théorique par soustraction des pertes d'énergie. Cette courbe montre la variation de la pression ou hauteur en fonction du débit, ce qui permet aux exploitants d'obtenir la pression désirée par une simple manœuvre de la vanne de refoulement, ce qui change le débit. On note que cette courbe est donnée pour une vitesse constante.

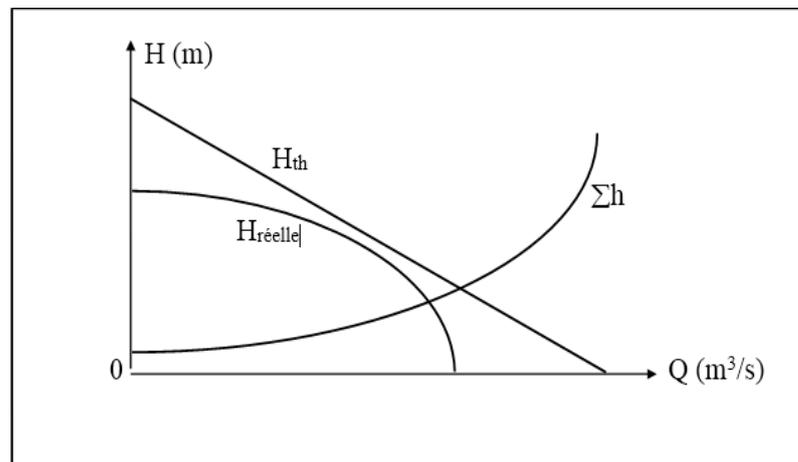


Figure VI.10 : courbe réelle $H = f(Q)$

2. La courbe Puissance- Débit

Elle représente la puissance absorbée par l'arbre de la pompe. Ce qui permet de faire le choix du moteur qui convient. Elle démarre avec une puissance minimale qui s'explique par la caractéristique des moteurs qui développent leur puissance progressivement.

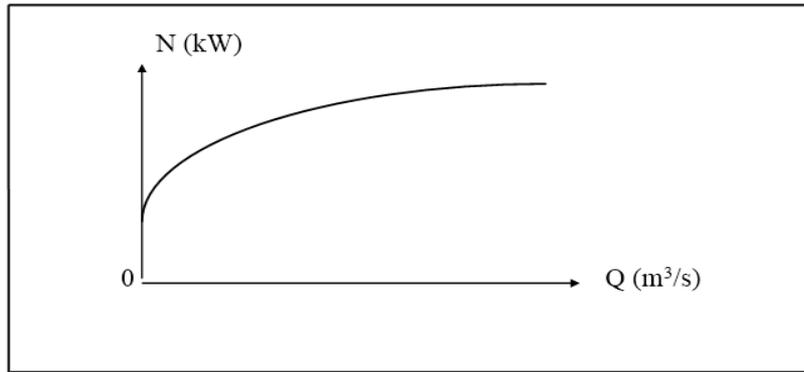


Figure VI.11 : Courbe de la puissance absorbée $N = f(Q)$

3. La courbe Rendement- Débit

Elle montre l'efficacité de la pompe. Elle se définit comme étant le rapport entre la puissance utile et la puissance absorbée par l'arbre.

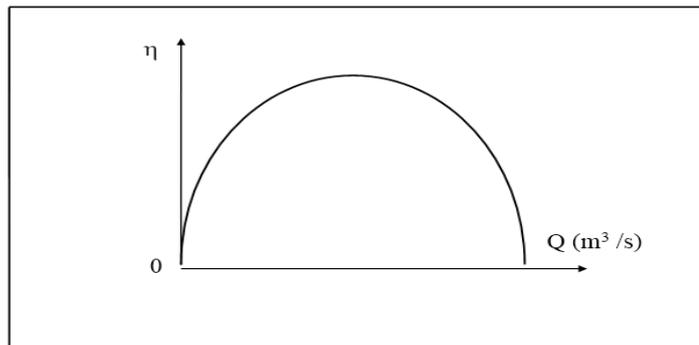


Figure VI.12 : Courbe du rendement $\eta = f(Q)$

4. Les courbes rassemblées des constructeurs

Les courbes rassemblées des constructeurs donnent pour les pompes les caractéristiques ΔH , N_a , η en fonction de Q sur un même graphe. Ces caractéristiques permettent de délimiter la zone d'utilisation raisonnable de la pompe, par le choix des différentes caractéristiques selon leur importance. Ces courbes sont en général données pour l'eau et pour une vitesse constante : $n = cte$, $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$.

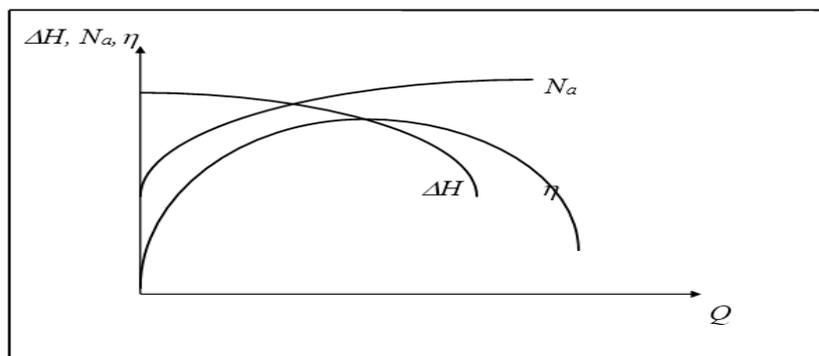


Figure VI.13 : Courbes rassemblées des constructeurs

VI .3.2.2.2. La cavitation dans les pompes ESP

Lors de l'exploitation, au cas où la pression absolue à l'entrée de la pompe atteint une valeur minimale, correspondant à la tension de vapeur du liquide à la température ambiante, alors à cet endroit du courant, il se produit une évaporation et un dégagement intense de gaz, c'est l'ébullition locale du liquide c'est à dire, une partie de la phase liquide se transforme en phase gazeuse.

Cette ébullition locale causée par la diminution locale de la pression s'appelle la cavitation. Dans la zone de pression élevée, la phase gazeuse reprend brusquement son état liquide dont le volume est beaucoup plus inférieur à celui des bulles de gaz, laissant ainsi des cavités vides (vacuum). Le liquide alors se dirige de tous côtés pour occuper le vide et alors, il se produit des milliers d'implosions et coups de bélier. C'est milliers d'implosions provoquant des ondes vibratoires très puissantes ($P=300\text{kgf/cm}^2$, $f=1000\text{ Hz}$), qui érodent et déséquilibrent la pompe menant à sa destruction.

La cavitation se caractérise par :

- Une augmentation de température ;
- La vibration de la pompe ;
- Un bruit de claquement caractéristique ;
- Une diminution du rendement de la pompe.

VI .3.2.2.2. Le problème de sous ou sur-dimensionnement d'une pompe ESP

Les roues d'une pompe sont conçues pour fonctionner efficacement sur une gamme de capacité spécifique. L'utilisation de la pompe en dessous de sa capacité nominale entraîne l'usure des roulements et les rondelles (**downthrust**). A l'inverse, si la pompe fonctionne au-dessus de sa capacité nominale, les soulèvements de rotor contre la partie supérieure du diffuseur (**upthrusts**), ce qui provoque une usure similaire. Idéalement, la roue doit flotter librement dans la plage de fonctionnement recommandée. Cette dernière va permettre la pompe de fonctionner avec plus haute efficacité.

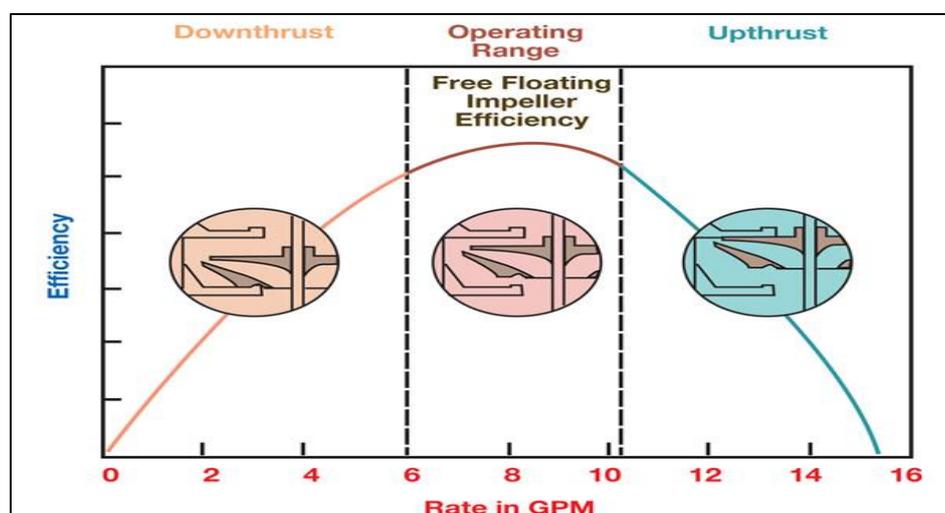


Figure VI.14 : Problème de sous et sur dimensionnement d'une pompe ESP

VI.3.2.2.3. Types de pompe ESP

Il existe deux types de pompe ESP :

- **Mixed flow stages** : elle fonctionne avec un GOR de 25% *
- **Radial stages** : elle fonctionne avec un GOR de 15%
- * (information de Hayat Schlumberger)

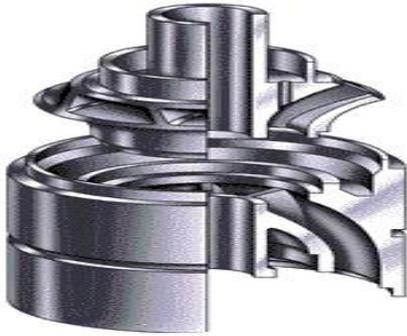


Figure VI.15: Mixed flow stages

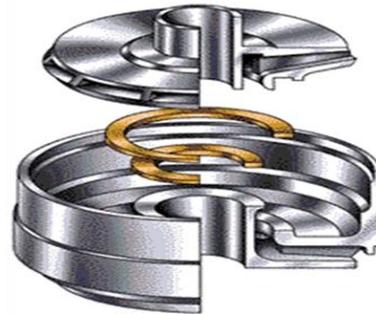


Figure VI.16: Radial stages

VI.3.2.3 Dispositif d'aspiration (Intake)

Le dispositif d'aspiration est attaché à la partie inférieure de la chemise et fournit un couloir pour l'entrée des fluides, et une garniture pour attacher au protecteur.

VI.3.2.4 .séparateur de gaz (Gas Separator (Optional))

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 cavitation (gas locking).

Il existe deux types : séparateur de gaz statique et rotatif.

- **Statique** : il n'applique pas une force mécanique supplémentaire. Il fournit un chemin tortueux qui transforme le courant de fluide et le déplace vers le bas en direction des orifices d'entrée. Une partie du gaz libre accompagne le liquide à l'entrée et une partie est séparée, il utilise la flottabilité naturelle des fluides pour la séparation et peut manier du gaz libre jusqu'à 10% du volume.
- **Rotatif** : il utilise la force centrifuge pour la séparation. Il sépare le gaz libre avec efficacité de 90% typiquement. D'autre part, confèrent effectivement l'énergie au fluide pour séparer la vapeur du fluide.

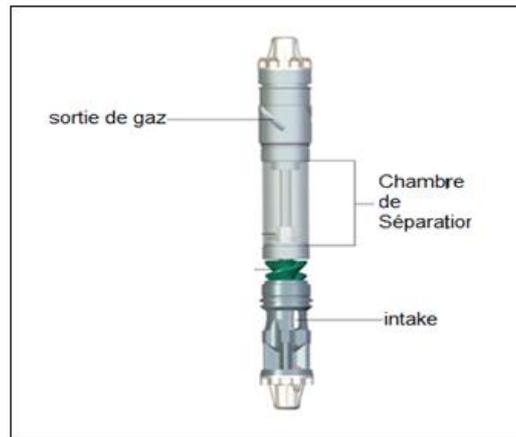


Figure VI.17 : Dispositif d'aspiration et le séparateur d'une pompe ESP
VI .3.2.5 .Le protecteur (Protector ou Seal)

La position de protecteur est située entre la pompe et le moteur .Elle a pour but essentielle 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, 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, il est considéré comme :

- Une barrière d'isolation entre l'huile de moteur et les fluides de puits
- Un tampon d'expansion pour l'huile du moteur lorsqu'il atteint la température de fonctionnement
- Egalisation de la pression interne du moteur avec la pression de fluide dans l'espace annulaire (pompe-tubing)
- Absorbe toute poussée générée par la pompe.

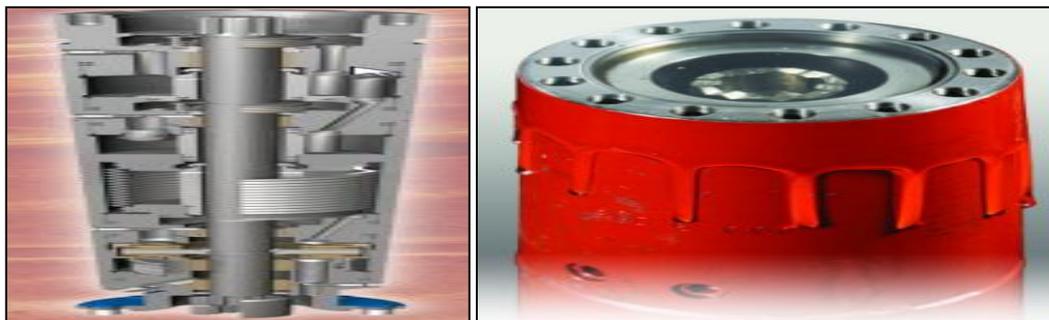


Figure VI.18 : Protecteur

VI .3.2.6 .Le moteur électrique :

Le moteur électrique est un moteur triphasé de type à induction. Il permet de transférer l'énergie électrique à l'énergie magnétique qui provoque la rotation de l'arbre (énergie mécanique). Il est disponible dans des tailles entre 15 et 900 HP dans le catalogue du fabricant. Deux ou même trois moteurs peuvent être placés en série si une haute puissance est nécessaire.



Figure VI.19 : moteur électrique d'une pompe ESP

VI .4. Design de la pompe ESP

En principe, la pompe ESP manque de souplesse et nécessite une connaissance aussi fine que possible des performances présentes et à venir du puits, en particulier de l'indice de productivité, de la pression de bulle, du débit et de la hauteur de refoulement.

Le design d'une pompe ESP consiste à déterminer :

- La colonne dynamique totale **TDH** (Total Dynamique Head) et le point de fonctionnement de la pompe ESP.
- Calcul de l'installation de la pompe.

VI .4.1. La colonne dynamique totale et le point de fonctionnement de la pompe

a. La hauteur de fluide nécessaire à être pompé

Pour un débit donné, la colonne dynamique totale (la différence entre la pression de refoulement et la pression d'aspiration de la pompe) nécessaire pour pomper la capacité désirée est la somme de trois variables :

- La distance entre le niveau dynamique et la tête du puits (**Hd en ft**), elle est égale à la profondeur verticale à laquelle la pompe ESP est installée.
- Les pertes de charge dans le tubing (**Ft en ft**).
- La pression en tête du puits (**Pd en ft**).
- $TDH = Hd + Ft + Pd$

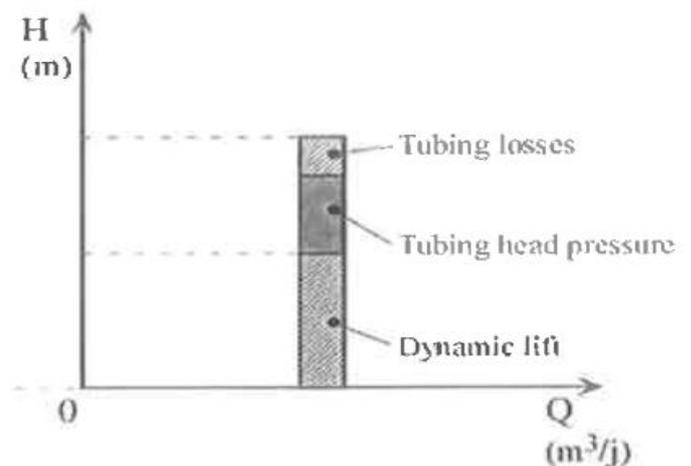


Figure VI.20 : Colonne Dynamique Totale

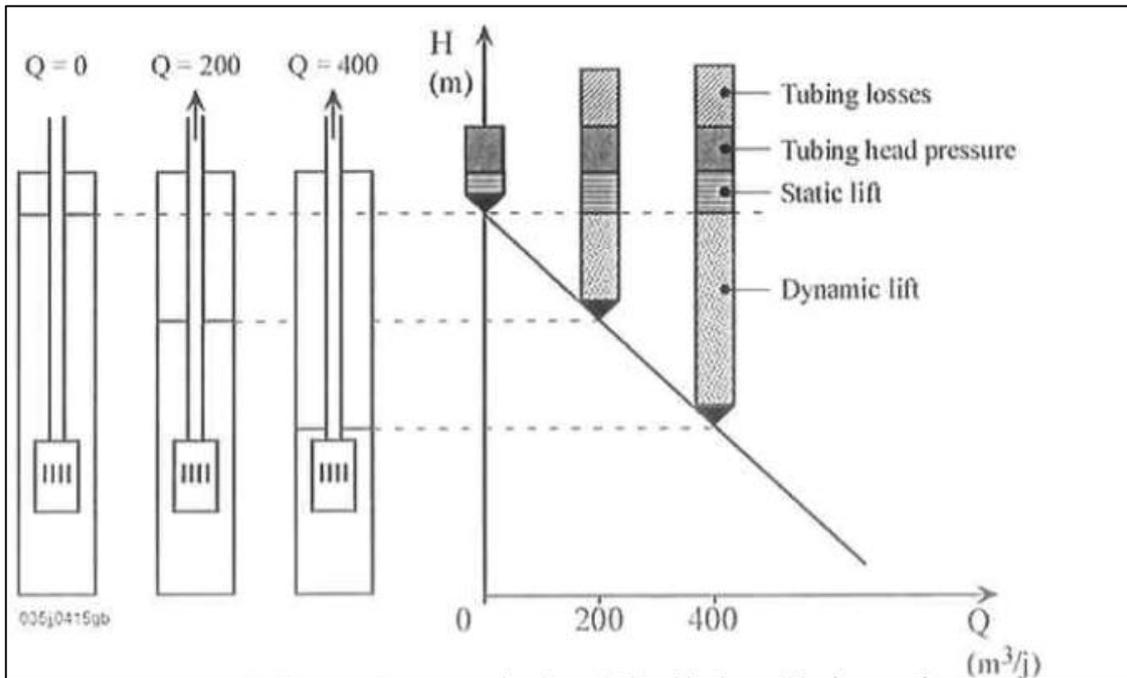


Figure VI.21 : Changement de la colonne dynamique totale en fonction du débit

Lorsque le débit augmente, le niveau dynamique dans le puits se trouve plus profond et colonne dynamique totale nécessaire pour pomper le fluide augmente.

b. Détermination du point de fonctionnement de la pompe

Tout d’abord, on va fixer le débit désiré à produire, on va sélectionner une pompe appropriée, cette dernière est fonctionnée avec une fréquence constante, l’intersection de la courbe de la colonne dynamique totale et la fréquence nous donne la hauteur d’un étage.

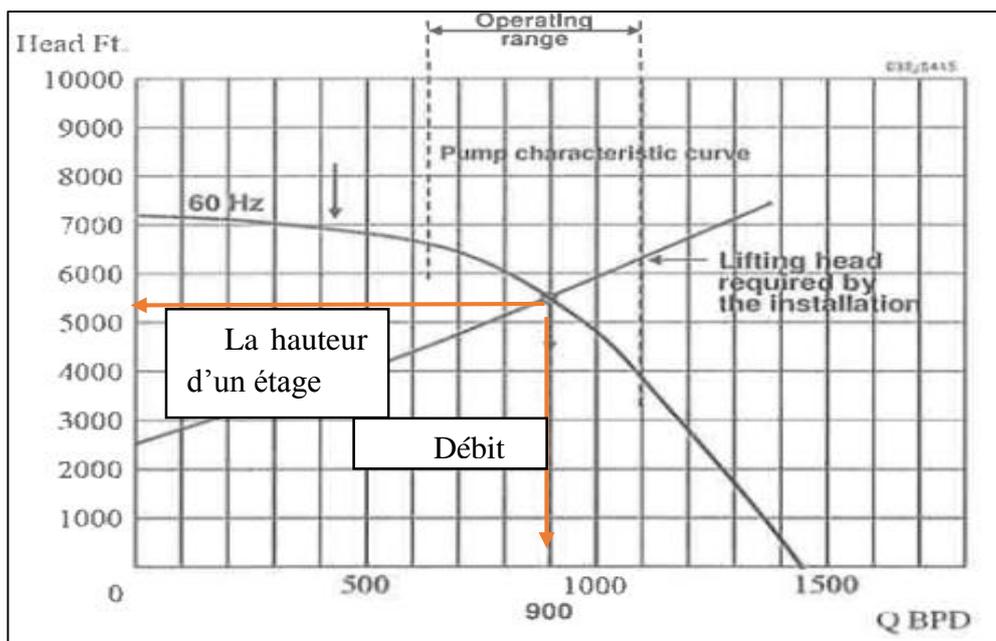


Figure VI.22 : Détermination de la hauteur d’un étage d’une pompe ESP

Si on veut produire avec un débit supérieur au débit désiré initial, on doit Duser la tête du puits.

Si on veut produire avec un débit inférieur au débit désiré, on doit changer la pompe.

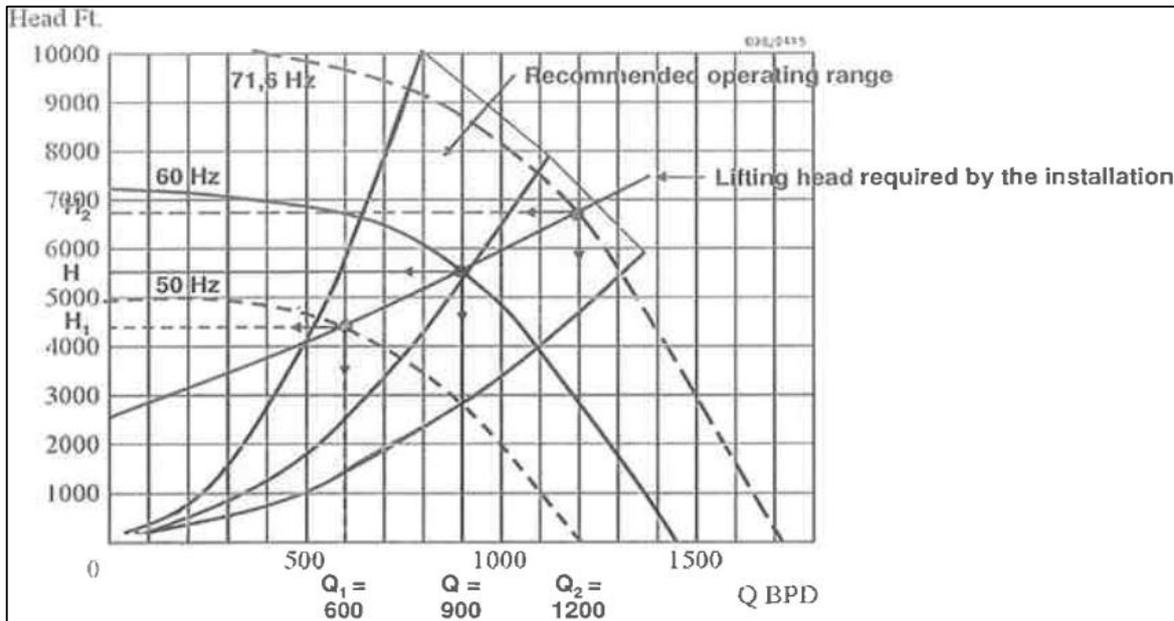


Figure VI.23 : Point de fonctionnement d'une pompe ESP à différentes fréquences

Pour une fréquence de 60 Hz on peut produire un débit de Q= 900 BPD. Si on fait varier la fréquence de 50 à 71.6 Hz on peut produire un débit de 600 à 1200 BPD.

VI .4.2. Calcul de l'installation de la pompe

VI .4.2.1. Principe de base

- Le type de la pompe détermine le débit qui peut être produit (chaque étage de la pompe produit le même débit).
- Le nombre d'étage détermine la colonne dynamique totale générée pour évacuer le fluide à la surface et la puissance de la pompe nécessaire.

VI .4.2.2. Design de l'installation de la pompe ESP

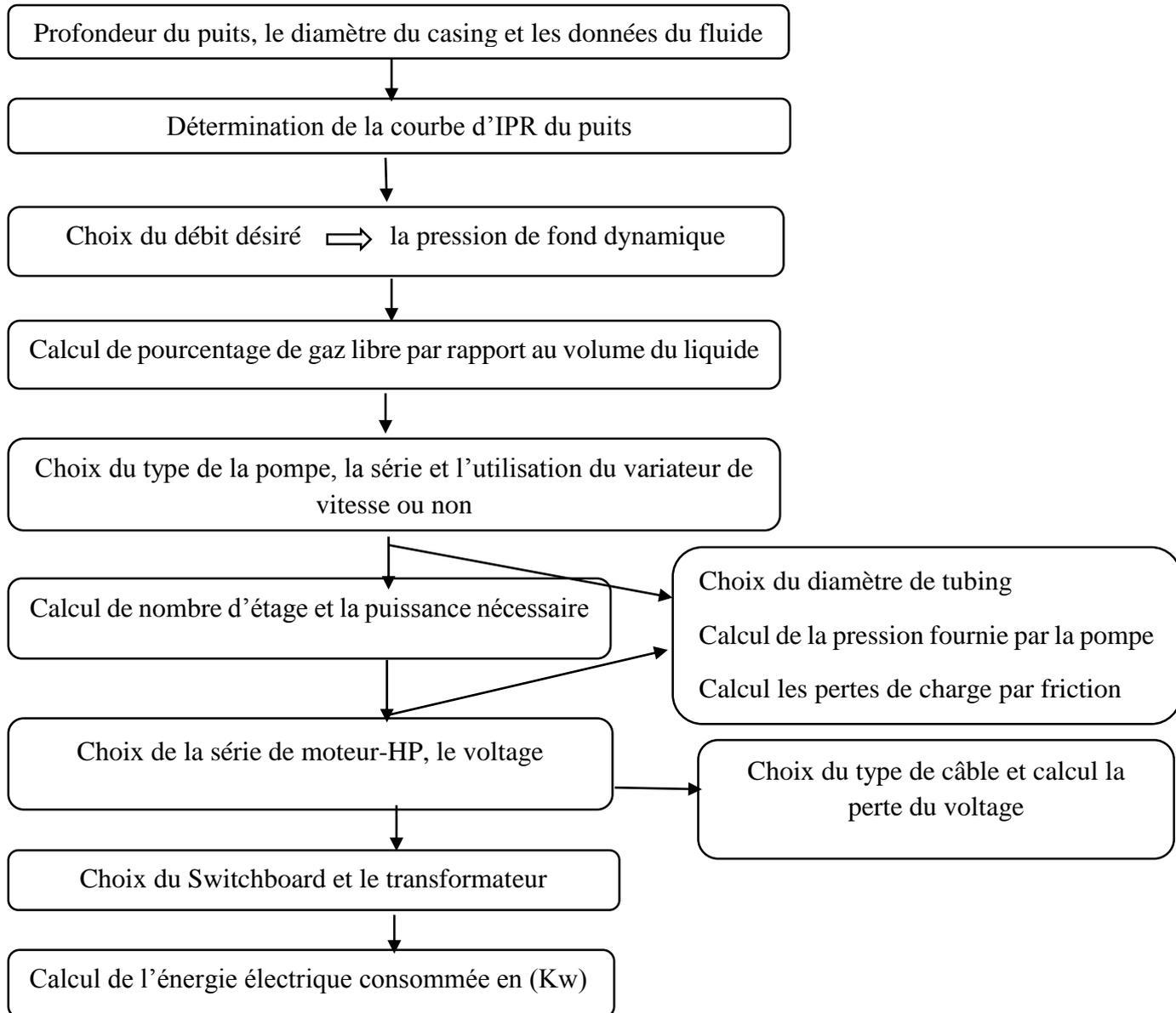


Figure VI.24 : Organigramme montrant les différentes étapes de design d'une pompe ESP

Le choix d'une pompe doit d'abord être limité par les dimensions du casing, la profondeur du puits et les données du fluide en présence.

La pompe ESP manque de souplesse et nécessite une connaissance aussi fine que possible des performances présentes et à venir du puits surtout l'indice de productivité c'est pour cette raison, on doit déterminer ce dernier soigneusement pour éviter les problèmes de sous et sur-dimensionnement de la pompe.

Quand la pression du fond du puits (P_{fd}) est plus grande que la pression du bulle (P_b) le débit de fluide est monophasique et la courbe d'IPR est une ligne droite avec inclinaison J, comme donné par l'index de la productivité PI

Où :

$$PI = J = \frac{Q}{P_r - P_{fd}} \dots\dots\dots VI.1$$

Si P_{fd} est moins que P_b , l'écoulement du fluide est multi - phasique, la courbe IPR est donné par l'équation de Vogel suivante :

$$Q_o = \frac{Q_o}{1 - 0.2\left(\frac{P_{fd}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{fd}}{P_r}\right)^2} \dots\dots\dots VI.2$$

Ensuite, on va déterminer la nouvelle pression de fond dynamique autrement dit la pression à l'aspiration de la pompe qui correspond au débit de production désiré en utilisant la formule suivante :

$$P_{in} = P_r - \frac{Q}{PI} \dots\dots\dots VI.3$$

P_{in} : la pression à l'aspiration de la pompe

L'étape suivante consiste à déterminer le pourcentage de gaz libre à l'aspiration de la pompe par rapport au volume total du liquide.

Le calcul du gaz est très important car la présence de gaz libre à l'entrée de la pompe et dans le tubing rend le processus du sélection des équipements de la pompe beaucoup plus compliqué et volumineux. Comme le fluide (mélange du liquide et de gaz) circule à travers les étages de la pompe de l'aspiration jusqu'au refoulement et à travers le tubing, la pression et par conséquent, les propriétés des fluides (tels que le volume, la densité, etc.) vont changer. La diminution de la pression provoque la libération du gaz, si le pourcentage de ce gaz dépasse une certaine valeur critique environ de 25% un phénomène de cavitation aura lieu au niveau de la pompe, ce qui nécessite l'installation d'un séparateur de gaz avant la pompe.

a. Calcul de Gas/Oil solution (Rs) à la pression d'aspiration

$$R_s = \gamma_g * \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T}}\right)^{1.2048} \dots\dots\dots IV.4$$

b. Calcul du facteur volumétrique de gaz à la pression d'aspiration

$$B_g = 5.04 * \frac{ZT}{P} \dots\dots\dots IV.5$$

c. Calcul du facteur volumétrique de formation à la pression d'aspiration

$$B_o = 0.9792 + 0.000147 * F^{1.175} \dots\dots\dots V.6$$

d. Calcul du pourcentage de gaz libre à l’aspiration de la pompe

Le pourcentage du gaz libre par rapport au volume total est donné par la formule suivante :

$$\% \text{ gaz libre} = \frac{V_g}{V_t} \dots\dots\dots \text{VI.7}$$

V_g : quantité du gaz libre dans le liquide (Free Gas)

V_t : volume total des fluides qui peut être calculé par la relation suivante :

$$V_t = V_o + V_g + V_w \dots\dots\dots \text{VI.8}$$

V_o : volume d’huile à l’aspiration de la pompe, il égale V_o= Q_odésiré*B_o

V_g : volume de gaz libre à l’aspiration de la pompe, il égale V_g= V_g*B_g

$$V_g = \text{Total Gas} - \text{Solution Gas} \dots\dots\dots \text{VI.9}$$

$$\text{Total Gas} = \frac{\text{GOR produit} * \text{Qo désiré}}{1,000} \text{ en MCF} \dots\dots\dots \text{VI.10}$$

$$\text{Solution Gas} = \frac{R_s * \text{Qo désiré}}{1,000} \text{ en MCF} \dots\dots\dots \text{VI.11}$$

V_w : volume d’eau à l’aspiration de la pompe, il égale V_w=Total fluid volume * %water-cut

Le choix d’une pompe va d’abord être limité par les dimensions du casing. Ensuite, la sélection de la pompe et du moteur est faite d’après les performances données par les constructeurs et présentées sous forme de courbes donnant le débit, le rendement de la pompe, et pour un étage, la hauteur de refoulement et la puissance absorbée pour un fluide de densité.

La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l’ensemble et de la géométrie de l’impulser et du diffuseur.

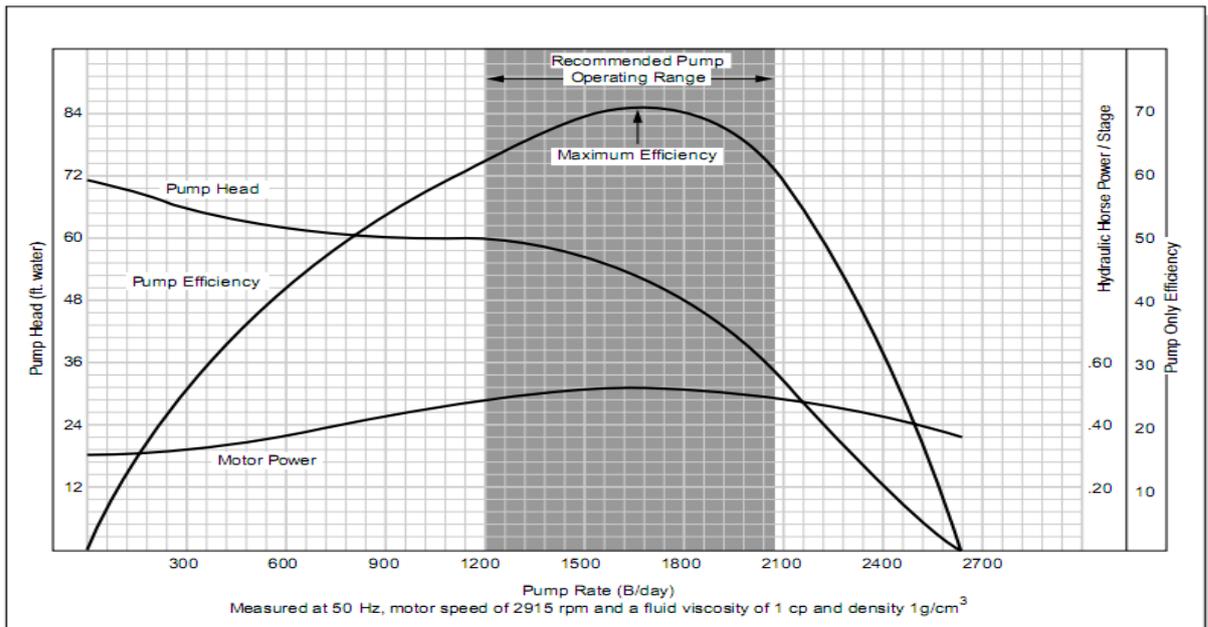


Figure VI.25 : courbe de performance de la pompe ESP

Le nombre d'étage nécessaire (N) est la TDH divisée par la hauteur de refoulement par étage

$$N = \frac{TDH}{H/stage} \dots\dots\dots VI.12$$

La puissance électrique minimale nécessaire du moteur (HHP) est calculée en multipliant le maximum de puissance par étage pris sur la courbe de la pompe par le nombre d'étage.

$$HHP = N * (HHP/stage) \dots\dots\dots VI.13$$

N.B : le calcul de la puissance nous permet de faire le choix du moteur.

Pour rendre la pompe plus flexible, il est préférable d'utiliser un variateur de vitesse VSD, qui permet de changer la vitesse de rotation de la pompe ESP et par conséquent le changement de sa performance, ce changement est prévisible. Les lois qui gouvernent la performance de l'ESP lorsque la vitesse de rotation change sont appelées loi de similitude (affinity laws), ces lois sont illustrées ci-dessous

$$Q_2 = Q_1 (N_2/N_1) \dots\dots\dots VI.14$$

$$H_2 = H_1 (N_2/N_1)^2 \dots\dots\dots VI.15$$

$$P_2 = P_1 (N_2/N_1)^3 \dots\dots\dots VI.16$$

Ou : N1, N2 : vitesse de pompe, tour par minute

L'efficacité de la pompe ne change pas avec les changements de la vitesse.

Les cas recommandés pour l'utilisation d'un variateur de vitesse **VSD**

- Si l'on veut produire un débit élevé avec un petit diamètre de la pompe ce qui nous oblige à fonctionner à une fréquence supérieure à la fréquence du réseau électrique donc on doit utiliser un entraînement à fréquence variable **VFD**.
- Pour pomper les effluents visqueux ou ceux contenant du sable, il est préférable d'opérer à basse fréquence pour prolonger la durée de vie des unités.
- S'il y a la présence du gaz dans la pompe, on doit augmenter la vitesse de rotation de la pompe.

Le choix des dimensions du câble est en fonction de voltage et d'ampérage qui dépend du moteur sélectionné et de l'espace disponible entre le tubing et le casing.

Le choix du type de câble est en fonction des caractéristiques des fluides, la température du fond et limitations de l'espace dans l'annulaire. Si l'espace est insuffisant on utilise le câble plat au lieu du câble rond.

La longueur totale du câble doit être au moins 100 ft (30 m) plus long que la profondeur de la pompe mesurée pour établir des connexions de surface sur une distance de sécurité de la tête de puits, pour éviter la possibilité de la basse de tension.

V.5. Cas spéciaux d'applications des pompes ESP

Durant l'utilisation des pompes ESP, nous devons prendre en compte les conditions actuelles qui règnent sur le côté d'aspiration de la pompe qui sont :

- Le débit
- La pression d'aspiration de la pompe
- Le type d'effluent pompé :
 - viscosité
 - % du gaz libre
 - Densité
 - présence éventuelle de solides (sables, sels, asphaltes)

Nous allons examiner l'effet des paramètres suivants sur le fonctionnement de la pompe :

- viscosité de l'effluent
- Pourcentage de gaz libre dans l'effluent
- Présence de solides dans l'effluent

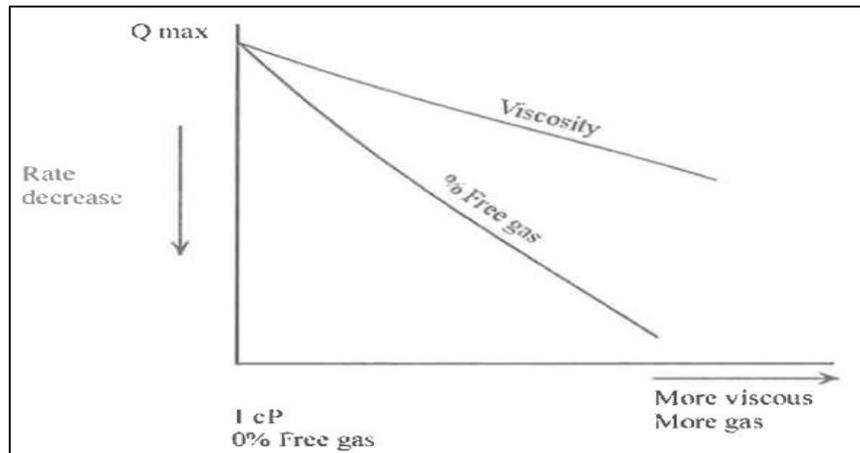


Figure VI.26 : Effet de la viscosité et % du gaz libre sur la performance de la pompe

Lorsque la viscosité ou % de gaz libre augmentent, le débit de liquide diminue

V.5.1. Pompage des fluides visqueux

Le pompage des fluides visqueux va affecter la performance de la pompe ESP par :

- la réduction de :
 - La hauteur manométrique refoulée par la pompe
 - le débit produit par la pompe
 - le rendement de la pompe
- L'augmentation de la puissance absorbée par le moteur

Dans ce cas, la viscosité de l'effluent à l'entrée de la pompe doit être prise en compte pour le calcul du design de la pompe ESP. Si ce paramètre est négligé la pompe sera sous-dimensionner et par conséquent, elle ne produira le débit désiré.

En pratique : Si $\mu < 10$ Centipoises : aucune correction est faite

Si $\mu > 10$ Centipoises : une correction doit être faite

Si l'effluent est très visqueux, il est préférable d'effectuer un test sur place pour assurer que le pompage est réalisable.

Les fabricants ont effectué des tests pour évaluer l'effet de la viscosité sur les caractéristiques de leurs pompes et de définir les facteurs de correction

Pour chaque pompe dans le catalogue, le fabricant dispose d'un ensemble de courbes caractéristiques selon les viscosités données

Solutions possibles

- Installation de la pompe au point le plus profond possible pour obtenir une température élevée, par conséquent la viscosité va diminuer ($\mu \downarrow$).
- En commençant la production avec un faible débit en utilisant un variateur de vitesse.

V.5.2. Pompage des fluides contenant un fort pourcentage du gaz libre ($P_{in} < P_b$)

En principe, les pompes ESP sont conçues pour pomper les liquides. Cependant, elles sont souvent utilisées dans des conditions où le gaz libre est présent dans leurs orifices d'admission.

L'effet du gaz libre sur l'ESP

- Cavitation (Gas locking).
- Perte de production.
- Stresses mécaniques et électriques.
- Pannes imprévues.

Solutions proposées

- Utilisation d'un séparateur statique (extraction de 10% du gaz libre au maximum)
- Utilisation d'un séparateur centrifuge (extraction de 90% du gaz libre)
- Installation de la pompe au-dessous des perforations

Remarque : il est préférable d'évacuer le gaz par l'intermédiaire de l'annulaire que de le produire

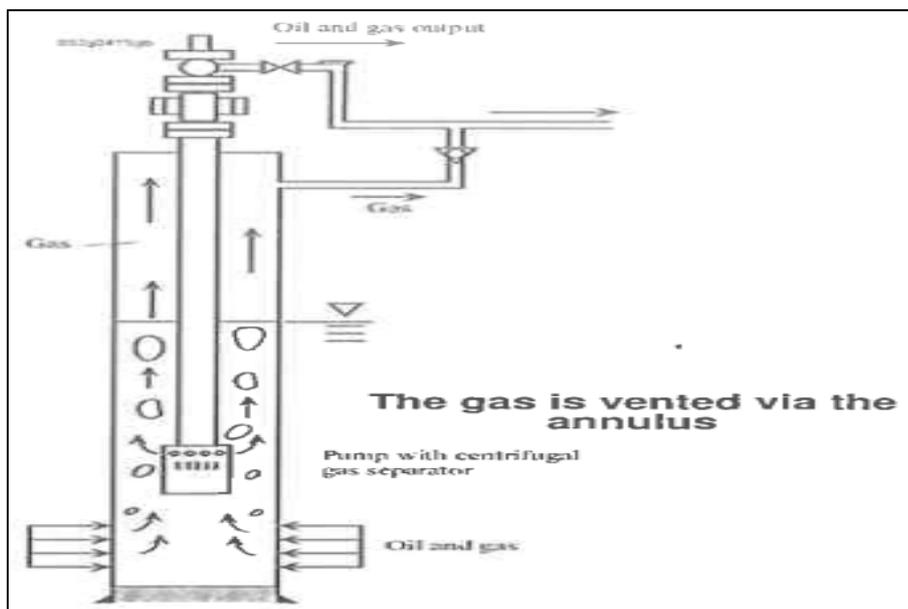


Figure VI.27 : Production du gaz libre à travers l'espace annulaire

V.5.3. Pompage des effluents contenant du sable

La présence des éléments abrasifs dans l'effluent pompé tel que le sable réduit la durée de vie des équipements de la pompe (rotor et stator).

Il existe trois principales méthodes pour prévenir la présence du sable

1. Contrôle du sable + pompe standard
2. Pas de contrôle de sable + pompe équipée d'une anti-usure spéciale

3. Pas de contrôle de sable + pompe standard

Pour remédier aux problèmes posés par la présence du sable on peut employer aux revêtements des équipements de la pompe.

VI.5.4. Présence des sels

La pression d'aspiration ou bien de fond dynamique assez basse et la température importante favorisent la déposition des sels, pour remédier à ce problème on doit prévoir l'injection d'eau douce et/ou d'inhibiteurs afin d'éviter la formation de différents dépôts.

La procédure est la suivante :

- Utiliser des tubes capillaires de 0.5 pouce installés dans le 'câble bundle' de l'ESP.
- L'eau douce est injectée à travers ces tubes et sera mélangée avec l'eau produite au niveau de séparateur.
- Utiliser une pompe avec 'mixed flow impellers' qui ont plus de passage ce qui donne plus d'espace aux solides de passer à travers les étages de la pompe et tarder la composition des ponts de dépôts 'sels'.

VI.5.5. Présence des asphaltes

Pour élimine ce problème on a :

- Faire des traitements chimiques.
- Performe des grattages contrôle par WL dans le tubing.
- Revêtement des éléments de la pompe par le Téflon (matière spéciale).
- Utiliser l'ESP avec 'mixed-flow impellers'.

VI.6. Recommandation pour l'utilisation de la pompe ESP

- L'installation des équipements est un facteur très important pour la réussite de la pompe ESP
- Ne pas précipiter le travail
- Assurer que l'équipement est manipulé avec soin
- Ne pas exercer une tension excessive sur le câble électrique
- Manœuvrer le tubing lentement
- relier le câble correctement au tubing
- Il faut toujours protéger le câble électrique contre les chocs
- La boîte de jonction de surface doit être toujours ventilée

VI.7. La durée de vie d'une unité de pompage

Parmi les paramètres les plus importants de l'installation de l'ESP est la durée de vie de la pompe (temps de fonctionnement). Elle peut varier de plusieurs semaines à plusieurs années selon :

- L'abrasivité des fluides en présence et la température du fond de puits
- La puissance du moteur peut aussi avoir un effet

Les estimations provenant de différentes sources indiquent une durée de vie de :

- un an et plus dans le cas où on a la présence du sable dans l'effluent.
- trois ans et plus dans les réservoirs de calcaire

Les facteurs suivants ont un effet sur la durée de vie de la pompe

- La température de fonctionnement du moteur
- Présence ou non des éléments abrasifs dans l'effluent
- Corrosivité de l'affluent
- Utilisation d'un VSC ou non
- Qualité de l'alimentation électrique
- L'architecture du puits (y compris l'inclinaison)
- Nombre d'arrêts / redémarrages

Conclusions et Recommandations

Conclusions :

Conformément à l'étude faite sur les 5 puits qui ont été proposés de la région d'In Aménas on peut mettre en évidence les conclusions suivantes :

- Le projet d'installation des pompes électrique immergées est moins rentable que celui du gaz lift pour les puits EAL 38 et EAL 01, donc ces puits doivent être activés par le gaz lift.
- A partir des résultats de la modélisation des puits d'EL Adeb Larache, on conclut qu'on peut ré-ouvrir ce champ par la possibilité de la mise en production des puits EAL 01, EAL 38 par une assistance artificielle.
- Le puits EAL38 est un puits candidat à l'activation avec un apport de production de l'ordre de 42.8 m³/j avec le gaz lift et un gain de 35.05 m³/j avec la pompe ESP.
- Le puits EAL01 est un puits candidat à l'activation avec un apport de production de l'ordre de 7.2 m³/j avec le gaz lift et un gain de 18.2 m³/j avec la pompe ESP.
- Les puits TRT04 et TRT07 ne sont pas candidats à l'activation (TRT 4 est au maximum de son potentiel). Le puits TRT01 n'est pas candidat à l'activation à l'état actuel (l'activation n'a pas un gain important en production). Mais vu le potentiel de ce puits (AOF assez important), le gaz lift ou ESP assure une stabilité de production dans le temps avec l'évolution du water cut.
- Le design de Gaz lift des puits EAL01 et EAL38 nous donne le nombre des mandrins à poche et leur emplacement dans le tubing, le type des vannes équipées pour chaque puits.
- Pour le puits EAL 01 ; la pression de gisement est très basse (**105 barg**), elle est sous la pression de bulle (**119.15 barg**), la pression de fond est très faible (**48 barg**) et le GOR totale de production est de **116 m³/m³** ce qui donne des quantités de gaz excessives avec une faible pression de fond à la prise de la pompe. Le design a montré que le pourcentage du gaz libre à l'aspiration de la pompe est de l'ordre de **28.06 %** ce qui dépasse **25%** qui est le maximum possible admis par la pompe, on va remédier ce problème par l'installation d'un séparateur de fond d'efficacité de 90% Ces conditions de fond sont défavorables pour que la pompe soit opérationnelle.
- Pour le puits EAL 38 ; la pression de gisement est de l'ordre de **127 barg**, elle est au-dessus de la pression de bulle (**93.6 barg**), la pression de fond est de l'ordre de **41.3 barg** ce qui nous donne des faibles quantités de gaz à l'aspiration de la pompe. le design a montré que le pourcentage du gaz libre à l'entrée de la pompe est de l'ordre de 7% qui est inférieure à 25% ce qui ne nécessite pas l'installation d'un séparateur.
- La corrélation de MEKHERJE and BRILL donne les prédictions des pertes de charge vertical la plus précise pour le puits EAL38 et on a adapté la corrélation de Hagedorn and Brown pour les puits EAL01, TRT01, TRT04 et TRT07.

Recommandations :

D'après les résultats obtenus on recommande de :

- Faire des mesures de pressions de fond dynamique pour les puits étudiés (EAL 01, TRT 01, TRT 04, TRT 07) afin d'améliorer notre étude d'optimisation.
- Tester le puits retenu après la mise en place GL pour réajustement des paramètres d'injection ou de la pompe.
- Faire une conception de base et tenir en compte des futurs changements des paramètres de réservoir (Pg, GOR, WC, IP...), un calcul de sensibilité peut être mené.
- Optimiser le débit désiré (Design Rate).
- Opter pour les pompes qui possèdent une large enveloppe de fonctionnement.
- Matcher la courbe de performance de la pompe avec celle de l'IPR du puits.

- Dé-duser les puits TRT 01, TRT 04 et TRT 07 pour diminuer la pression de tête et par conséquent augmenter la production.
- Programmer un test de DST après le Work-Over (Work-Over est nécessaire pour équiper les puits en complétion de Gaz lift) pour avoir des données fiables qui nous permettent d'améliorer notre étude d'optimisation.
- Faire un contrôle périodique des débits d'huile après l'application du Gaz lift pour confirmer les résultats de l'étude

Bibliographies

1. Brown, K. E. (1984). Tulsa, the Technology of Artificial Lift Methods. (Vol. 2).PPC Books,
2. Beggs, H. D. (1991), Production Optimization Using Nodal Analysis.
3. DENIS PERRIN, (1995), Techniques d'exploitation pétrolière "la production fond".
4. Caridad, J, et Kenyery, F.(2004).CDF analysis of electric submersible pumps (ESP) handling two-phase mixtures.Journal of energy resources technology; 126(2).99-104.
5. Steve Breit and Neil Ferrier, Wood Group ESP, Inc. Electric Submersible Pumps Gaining Ground in Oil and Gas Industry.
6. Monographie d'EL ADEB LARACHE. 1969 ; FRANLAB S.A.
7. Monographie du champ ; 1969 ; d'OUAN TAREDERT, FRANLAB S.A.
8. Mémoires FHC (Berkat lilya 2014 ; page 100)
9. NineStepsESPDesign–BakerHughes.Centrilift.
10. PIPESIM Fundamentals, (2006).Training and Exercise Guide, Schlumberger,
11. Récupération assistée par gas-lift (Serpro).
12. TOTAL, Support de formation, Cours EXP-PR-PR030 Révision 0.2, Le process, le Puits activé par pompage centrifuge immergée.
13. TOTAL, Support de formation, Cours EXP-PR-PR030 Révision 0.2, Le process, le puits activé par gaz lift.21.Well Performance Manual, Schlumberger.
14. SawarynSJ Norrell k S et WhelehanOP (1999) :tha analysis and prediction of electric submersible pump.in SPE Annual Technical Conference and Exhibition.Society of petroleum Engeiness.

Annexe

Annexe 1 : Historique de production des puits

DATES		GAZ M3/J		HUILE, Anhydre M3/J	EAU		G.O.R	PRESSIONS					OBSERVATIONS	I.P.		
		Formation	Injecté		M3/J	%		Tbg	Cap.	A.D.	Mani	Séparateur				
												HP	BP			
Puits n° <u>38</u> Réservoir : <u>FG</u> Secteur P. de Consigne : _____ Gasement : <u>E-A-L</u> Sortie : _____ Type : _____ Mandrins GL à : _____ Taux Centre : <u>C52</u> Collecte : _____ Code mes. : <u>038-0</u>																
1994																
16-11														Ouvret seul séparateur à 10 (100) - Pression H _{top} = 2.5 bars.		
17-11		980	-	28.0	0	0	27	1.8			1.5		1.2			
18-11		960	-	30.5	0	0	23	1.8			1.5		1.2			
01-12		810		27.1	0	0	30	1.8					1.2			
02-12		780		25.3	0	0	31	1.8					1.2			
1996																
07-11				Arrêt chéant 05% chyt l'arrête												
				Ne peuvent pas tester le puits Arrête												
				premiers ole, chéant insuffisante												
				Débit huile estimé = 1.5 t/j												
2000																
10-5				FERME A 17! DEBIT NULL "ORDRE PRG"												
2010																
19-02		OUVERT A 14 H00 après réparation de pneu Transport C52 → stockage														
20-02		FERME A 14 H00 suite placement des centres.														
2011																

Figure : Historique de la production EAL38

Annexe

Puits n°: <u>1</u>		Réservoir : <u>FU</u>		Secteur		P. de Consigne :		Gisement : <u>EAL</u>			
Sortie :		Type :		Mandrins GL à :		Taux 65		Centre : <u>2</u>			
Code meca. : <u>001.0</u>											

DATES	DUSE	GAZ M/3J		HUILE Anhydre M3/J	EAU		G.O.R	PRESSIONS					OBSERVATIONS	I.P.	
		Formation	Injecte		M3/J	‰		Tbg	Csg.	A.D.	Mani	Séparateur			
												HP			BP
<u>1980</u>															
01.09	8	27000		67,0	0	0	403	52	0	11,5	11	10	2		
16.09	8	14870		<u>Essai docteur</u>	0	0	225	51	0	11	10,5	10	2		
01.10	8	27150		65,1	0	0	417	49	3	11	10,5	10	2		
<u>09.10</u>				<u>A 5^hoo change: Tronçon Collecte 4"</u>											
14.10	8	27070		65,7	0	0	412	52	0	11	10,5	10	2		
05.11	8	24730		68,7	0	0	360	50	0	11,5	10,5	10	2		
23.11	8	20790		70,7	0	0	290	50	3	11,5	"	10	2		
12.12	8	21870		73,9	0	0	296	50	3	11,5	11	10	2		
27.12	8	30560		70,1	0	0	436	48	0	11,5	10,5	10	2		
<u>1981</u>															
01.01	8	30230		69,5	0	0	435	48	0	11,5	10,5	10	2		
05.01	8	22510		73,8	0	0	305	47	0	11	10,5	10	2		
09.01	8	21950		73,9	0	0	297	47	0	11	10,5	10	2		
17.01	8	21230		70,1	0	0	279	47	0	11,5	11,0	10	2		
13.02	8	16690		75,2	0	0	222	44	0	11,5	11	10	2		
14.02	8	16680		62,7	0	0	266	44	0	11,5	"	10	2		
21.02	8	16110		75,3	0	0	214	44	0	11,5	10,5	10	2		
22.02	8	17240		74,0	0	0	233	44	0	11,5	10,5	10	2		
05.03	8	18750		75,3	0	0	249	44	0	11,5	10,5	10	2		
06.03	8	15980		75,0	0	0	253	44	0	11,5	10,5	10	2		
17.03	8	18570		75,8	0	0	245	44	0	11,5	10,5	10	2		
02.04	8	16560		73,6	0	0	225	42	2,5		10,5	10	2		
04.04	8	16120		73,6	0	0	219	42	2,5		10,5	10	2		
10.05	8	14400		77,0	0	0	187	40	3,0	10,8	10,5	10	2		
01.06	8	20440		77,7	0	0	263	40	3,0	10,8	10,5	10	2		
24.06	8	14210		75,2	0	0	189	40	0	11,8	10,5	10	2		
25.06	8	14360		75,2	0	0	191	40		11,8	11,5	10	2		
<u>30.06</u>				<u>Forme à 7hoo Ps.</u>											
<u>27.07</u>				<u>ouvert à 8hoo Fin mesure (Ps)</u>											

Annexe

Annexe 2 : Fiches techniques des puits

FOLIO N° 2 EL ADEB LARACHE		EQUIPEMENT DU PUIT						
Centre de Séparation n° EAL 38		Complétion		RESERVOIR F6				
TETE D'ERUPTION					COUPE SCHEMATIQUE DU PUIT			
MARQUE: O.C.T		TYPE: U	Rect. Sup: B 15A	Suspension Tubing				
Pression de Service: 5000		Attache Tbg: Olive		Z Sol: 575.15 Origine des cotes:				
Embase: 10" x 6" 5000		Réduction: 6" x 3" 5000		Z Forage: 579.69 Spool production:				
				Z Production: 575.77				
VANNES		SAS	MAITRESSE	LAT - TBG	LAT - CSG			
MARQUE		O.C.T	O.C.T	O.C.T	O.C.T			
NOMBRE		1	2	3	2			
Ø et Série		3" 5000	3" 5000	3" 5000	2" 5000			
COLONNE TUBING								
Désignation	Nbre	Type	Diam.	Longueur		Cote Production	# mini	OBSERVATIONS
SABOT	1	VAM	3/2	0.96		1378.01		JSS - 9.20 # - J.I
SIEGE	1	XN	3/2	0.36		1377.05		OTIS
TBG.CRT	1	VAM	3/2	1.88				JSS - 9.20 # - J.I
REDUCT.	1			0.20		1374.81		3/2 VAM x 4 1/2 LTC
MILL OUT	1	LTC	4 1/2	1.74		1374.61		
PACKER	1	DAB	7	1.58		1372.38		Size 84 DAB 40 BAK. Haut (1.09) - Bas (0.49)
ANCHORS	1	VAM	3/2	0.20		1371.09		80 SA 40
TBG CRT	1	VAM	3/2	6.00				N80 - 9.20 #
S.S.D	1	BAK	3/2	0.90		1365.09		Size 2.812
TBGS LGS	146	VAM	3/2	1350.91				N80 - 9.20 #
TBG CRT	1	VAM	3/2	6.00				N80 - 9.20 #
TBG CRT	1	VAM	3/2	7.03				N80 - 9.20 #
OLIVE	1	U30E	6	0.25				U30E
PERFORATIONS								
NIVEAUX PERFORES		Hauteur	Type de Perfo	Diam. du Perfo	Densité au m.	Calage	Nbre de coups tirés	
De	à							
De	à							
De	à							
De	à							
De	à							
De	à							
OBSERVATIONS: F6 non perforé - Perfos de Squeeze (1327.08 à 1327.58 m). Tubings 3/2 VAM descendu par Weatherford - F6 (1336.08 à 1428.08 m).								
ANNULE LE FOLIO N° MIS A JOUR LE: 11.05.85 FIN OPERATION LE: 03.05.85 VU: A. HAMADACHE SERVICE PRODUCTION: <i>[Signature]</i> 11-2003								

Figure : Fiche technique du puits EAL38

Annexe

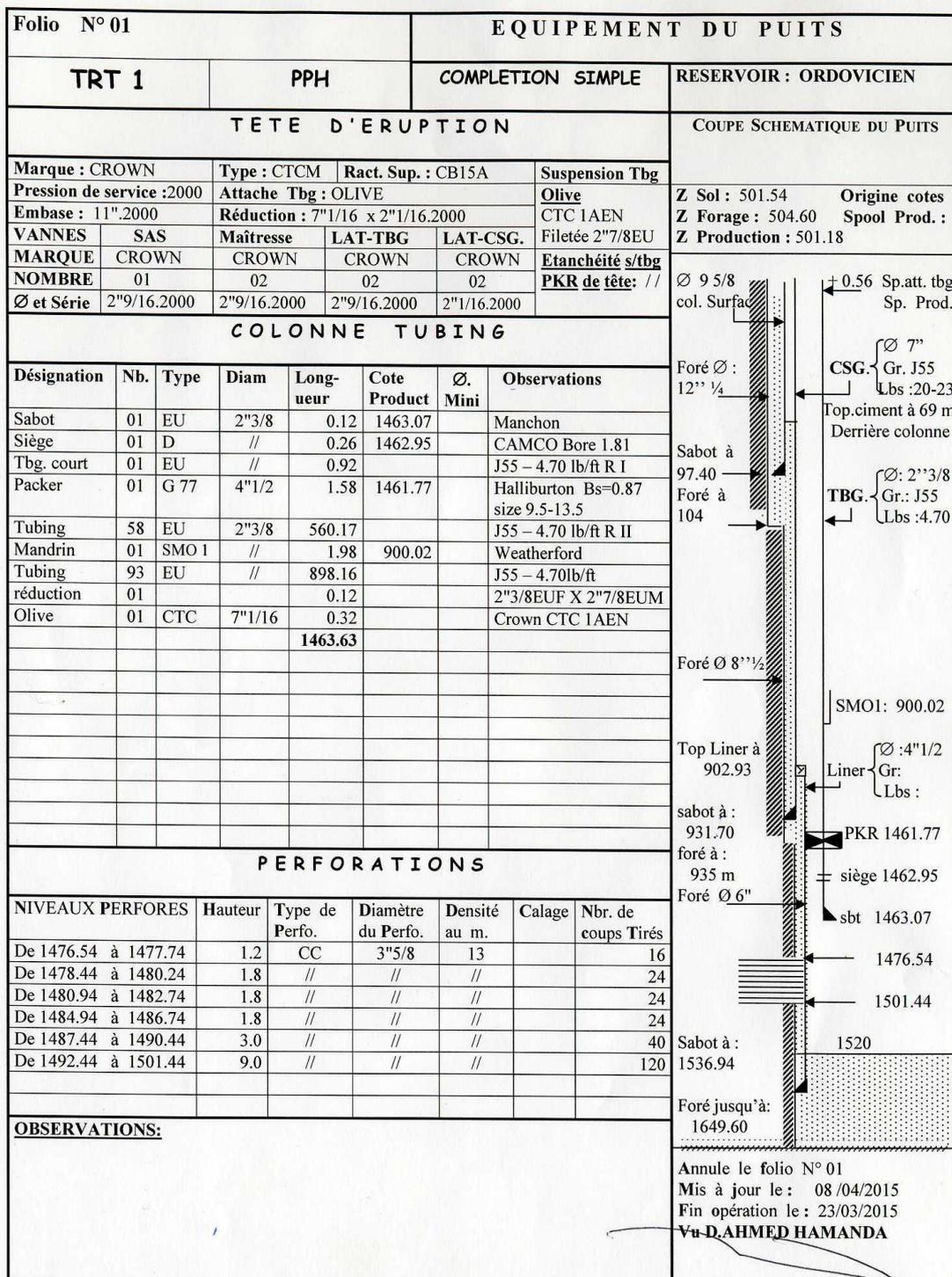


Figure : Fiche technique du puits TRT 01

Annexe

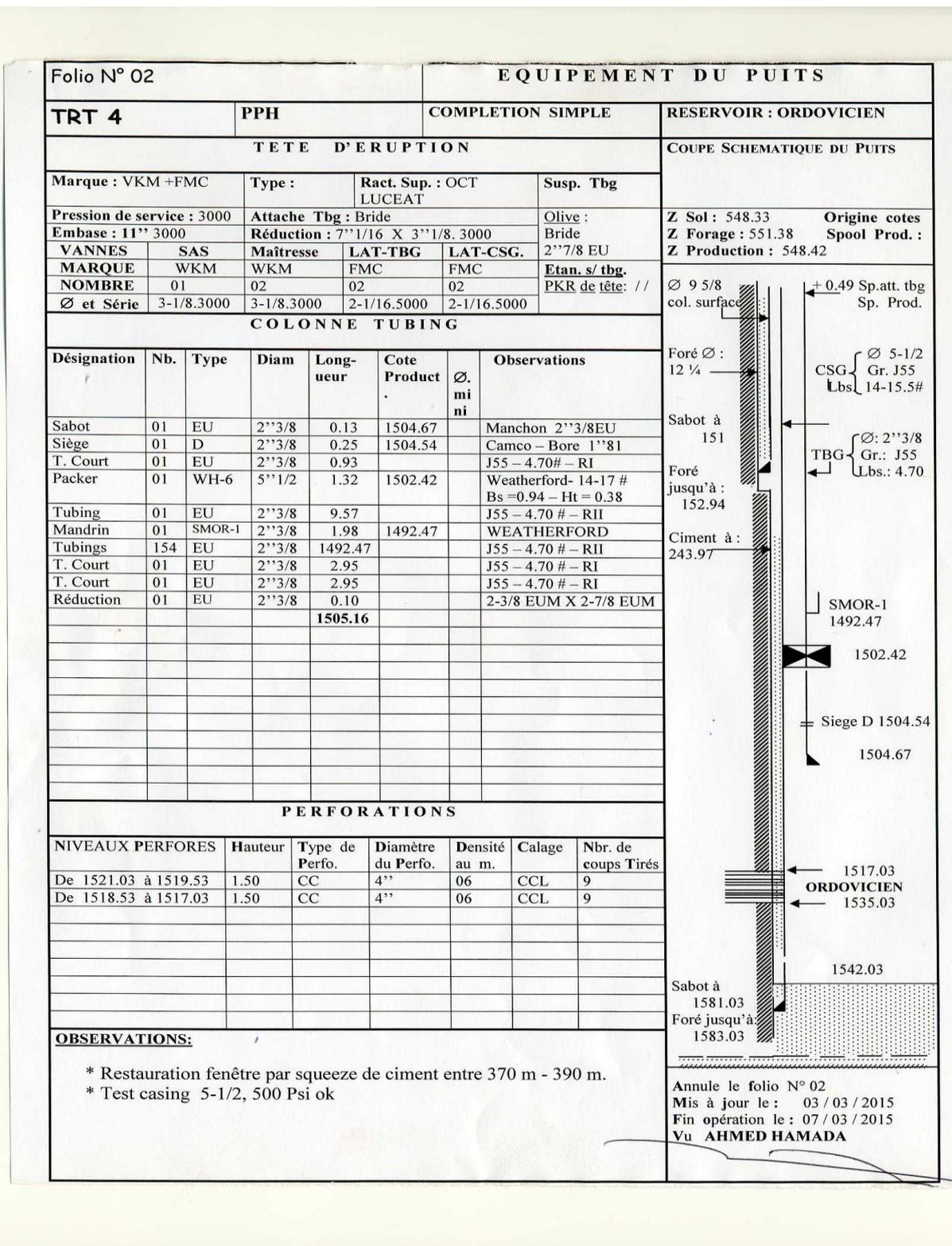


Figure : Fiche technique du puits TRT 04

Annexe

Annexe 3 : programme de design

<h1>Pump design</h1>			<i>shenga et latifa</i>		
DONNEES			1/Production capacity		
Qactuel	850 BFPD		PI	1,42 bpd/psi	
Pres	3200 PSIG	AT 6800 FT	2/determination Pwf correspondant le Q pump		
Pwf	2600 PSIG	AT 850 BFPD	Pwf	1576,47 Psi	
GOR de production	300 SCF/STB		3/determination # pression entre perfos et pump setting depth		
Water Cut	75 %				
OIL API	32 °	et 0,865 Sp gr			
Bottom hole tempé	160 F°				
Water spesific gravity	#####		a- détermination de la densité de mélange		
Gas spesific gravity	0,7		Sp gr mélange	1,03	
Bubble point pressure	1500 PSIG		#pression	579,72 Psi	
Fac compressibilité Z	0,85				
PUMP SPECIFICATION			4/ détermination pression d'entrée de la pompe		
Q pump	2300 BFPD		pump intake	996,75 Psi	
pump setting depth	5500 ft				
Press tete nécessité	100 PSIG				

Gas calculation		
Rs	178,63 Scf/stb	
Détermination de Bo		
a- Détermination de F		
F	360,65	
Bo	1,12 bbl/ stb	
Détermination de Bg		
Bg	2,66 bbl/mcf	
Détermination de Total Volume of fluide and the percentage of free gas at the pump intake		
Tg (gas total)	172,50 mcf	
Sg (solible gas)	102,71 mcf	
Fg (Free gas)	69,79 mcf	
Calcul le pourcentage de free gas		
Vo	644,32 BOPD	
Vg	185,97 BOPD	
Vw	1725 BOPD	
Vt	2555,29 BOPD	
% Free Gas	7,28 %	
Ne nécessite pas séparateur		
Détermination de la densité de composite		
a- calcul Total Mass of Production Fluid (TMPF)		
TMPF	380828,328 Kg/J	839582,7 Lbs/day
Composite Sp gr	0,937	

Gas calculation		Si il nécessite pas un séparateur		
Rs	178,63 Scf/stb	calcul Total Dynamic Head (TDH)		
Détermination de Bo		TDH= Hd + Ft + Pd		
a- Détermination de F		Hd	3043,55 ft	
F	360,65	Frections	49 ft/1000ft	
Bo	1,12 bbl/ stb	Ft	269,5 ft	
Détermination de Bg		Pd	246,45 ft	
Bg	2,66 bbl/mcf	TDH	3559,49 ft 1084,93 m	
Détermination de Total Volume of fluide and the percentage of free gas at the pump intake		Donnees de la pompe pour one stage		
Tg (gas total)	172,50 mcf	The head	41,8 ft	
Sg (solible gas)	102,71 mcf	BHP	1,16 HP	
Fg (Free gas)	69,79 mcf	Pump type selection		
Calcul le pourcentage de free gas		Détermination de nombre de stage		
Vo	644,32 BOPD	N stages	85 Stages	
Vg	185,97 BOPD	BHP Pump	93 HP	
Vw	1725 BOPD	Separator selection		
Vt	2555,29 BOPD	Hp	0 HP	
% Free Gas	7,28 %	Caractiristi		
Ne nécessite pas séparateur		Seal section selection		
Détermination de la densité de composite		HP Seal	3 HP	
a- calcul Total Mass of Production Fluid (TMPF)		Caractiristi		
TMPF	380828,328 Kg/J	839582,7 Lbs/day	Motor selection	
Composite Sp gr	0,937		HPTotal	96 HP == 100 HP
			Caractiristi	100 HP 2145 Volts 27 Amps

Annexe

Efficacité de séparateur		90 %	
V Gas non séparé	18,60	BGPD	
Vt new	#####	BFPD	
% Free Gas	1	%	

Si il necessite un séparateur			
calcul Total Dynamic Head (TDH)			
TDH= Hd + Ft + Pd			
Hd	3264,80	ft	
Frections	60	ft/1000ft	
Ft	330	ft	
Pd	224,25	ft	
TDH	3819,05	ft	1164,05 m

Donnees de la pompe pour one stage		
The head	86	ft
BHP	1,12	HP

Pump type selection		
Détermination de nombre de stage		
N stages	44	Stages
BHP Pump	51	HP

Separator selection		
Hp	0	HP
Caractiristic		

Seal section selection		
HP Seal	3	HP
Caractiristic		

Motor selection		
HPTotal	54	HP == 100 HP
Caractiristic	100	HP 2145 Volts 27 Amps

Données			Calcul the total dynamic head		Nombre de stages et hors power total		
<u>les données</u>		<u>Unité</u>	Frection ???	200	1 stage	28	1,7
Q	5000	BPD					
Ptete	200	Psi	Dynamic fluide level	4500	Nombre de stage	184	
Wcut	80	%					
API	36	%	Pression de tete	200	The hors power	312,94	
Sg oil	0,845	/					
Sg water	1,06	/					
Sg mélange	1,017	/					
Casing	7	inch					
Tubing	2.7/8	inch	TDH	5154,30			
Dynamic fluide level	4500	ft					

Figure : Design de la pompe ESP