

N° Ordre/Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE **UNIVERSITE**

M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Présenté par :

Aissaoua Oussama & Mameri Hichame

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

Optimisation de la production des puits fermés à Amassak (T.F.T) par Gas-Lift

Devant le jury :

Mr.

Encadreur :

Mr.Hadjadj Ahmed

Année Universitaire : 2016/2017

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui m'ont été
une source d'inspiration et de volonté, qui me sont très
chers dans cette vie, ma mère et mon père .Je les dis merci
pour vôtres éducation, sacrifice, et assistance et pour ce
que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et
ce bonheur.*

A. Oussama

Dédicaces

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

Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,

Je ne pourrai jamais égaler votre mérite

A mon très cher frère : M'hamed ,Ayoub et Idriss

A mes très chères sœurs : youssra et merieme

A toute ma famille, cet ensemble de personnes qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment.

A tous mes proches, et tous mes amis sans exception.

Hichame

Remerciements

*Nous remercions le DIEU, de nous avoir accordé santé,
volonté, courage et patience le long de nos parcours.*

*Nous remercions toutes nos familles, surtout nos parents qui
ont fait de nous des hommes que nous sommes.*

*Nous témoignons notre profonde gratitude à
Mr A.HADJADJ, notre encadreur, pour tous ses efforts et
ses encouragements qu'il a fournis durant ce travail.*

Résumé

Le but de ce travail est d'améliorer la production d'huile dans le champ d'Amassak situé dans la région de TFT (Tin Fouyé Tabankort – Bassin d'Ilizi). C'est un champ d'huile qui a connu deux phases de production, la première en déplétion naturelle pendant vingt ans, et la deuxième en maintien de pression par injection d'eau pendant 22 ans. En termes de potentiel de production, ce champ est divisé en trois blocs : le bloc Nord qui est le plus faible, le bloc central et le bloc Sud qui ont le potentiel le plus élevé. Ce projet est planifié pour l'année 2017, et il n'a été pas encore achevé. Dans ce travail, deux études ont été accomplies sur les puits fermés du champs, La première est consacrée à une étude de faisabilité en Gas-Lift, La deuxième à le but d'optimisation la production des puits équipés en Gas-Lift.

Mots clés :

Amassak, gas-lift, modélisation, optimisation, PIPESIM, sensibilités, IPR, VLP.

Table des matières

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale

Chapitre 1 : Etude bibliographique

1.1. Initiation.....	1
1.2. Développement.....	2
1.2.1. Air lift.....	2
1.2.2. Transition del'air-lift au gas-lift.....	4
1.2.3. Gas-lift	5
1.3. Actualité.....	5

Chapitre 2 : Présentation du champ d'Amassak

2.1. Introduction.....	8
2.2. Historique du champ.....	10
2.3. Problèmes de productions à Amassak.....	13
2.4. Géologie du réservoir.....	13
2.4.1. Aspect structural.....	13
2.4.2. Niveaux producteurs.....	14
2.5. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir Ordovicien.....	14
2.5.1. Unité IV-3.....	14
2.5.2. Unité IV-2.....	15
2.5.3. Unité III-3.....	15
2.6. Propriétés des fluides de gisement.....	16

Chapitre 3 : Introduction au Gas-lift

3.1. Introduction.....	18
3.2. Gas-lift, définition et principe.....	19
3.3. Applications du gas-lift.....	20
3.4. Types de gas-lift.....	21
3.4.1. Gas-lift continu.....	21
3.4.2. Gas-lift intermittent.....	22
3.5. Complétions gas-lift.....	26
3.5.1. Complétion pour gas-lift direct.....	26
3.5.2. Complétion pour gas-lift inverse.....	26
3.5.3. Complétion pour gas-lift double.....	27
3.5.4. Complétion pour gas-lift parallèle.....	28
3.6. Systèmes particuliers de gas-lift	28
3.6.1. Gas-lift en circuit fermé.....	28
3.6.2. Gas-lift en circuit ouvert.....	28
3.6.3. Auto gas-lift.....	31
3.7. Principaux paramètres de gas-lift.....	31
3.7.1. Pression en tête de puits.....	31
3.7.2. Pression du gaz injecté.....	31
3.7.3. Profondeur d'injection du gaz.....	32
3.7.4. IP important et effet de skin.....	32
3.8. Avantage et limites de gas-lift.....	32
3.8.1. Avantages.....	32
3.8.2. Limites de gas-lift.....	33
3.9. Gas-lift vs autres modes d'activation.....	34
3.9.1. ESP (Electro Submersible Pump)	34
3.9.2. Pompage aux tiges.....	34
3.9.3. PCP (Progressive Cavity Pump).....	34
3.9.4. Pompe à effet Venturi (Jet Pumping).....	35

Chapitre 4 : Equipement de fond de Gas-lift

4.1. Vannes gas-lift.....	36
4.2. Types de vannes gas-lift.....	39
4.2.1. Vannes opérées par la pression de casing (COV).....	39

4.2.2. Vannes opérées par la pression tubing (TOV).....	43
4.2.3. Tarage des vannes en atelier.....	45
4.3. Mandrins à poche latérale.....	47
4.4. Vannes de sécurité de sub-surface.....	47
3.5. Packers.....	47

Chapitre 5 : Performance des puits

5.1. Introduction à l'analyse nodale	48
5.1.1. Application de l'analyse nodale	49
5.1.2. System de production	49
5.1.3. Résolution de problème (analyse nodale)	51
5.1.4. Point de fonctionnement	52
5.2. Introduction au performance de puits.....	54
5.2.1. Inflow Performance Relationship (IPR)	54
5.2.2. Technique de l'indice de productivité	54
5.2.3. Méthode de Vogel	55
5.2.4. Combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique.....	56
5.2.5. Méthode de Standing	56
5.2.6. Méthode de Fetkovic	57
5.2.7. Prédiction des future IPR	57
5.2.8. Tubing Performance Curve (TPC	58
5.2.8.1. Corrélations des pertes de charges.....	59
5.2.8.2. Variables d'un écoulement diphasique.....	60
5.2.8.3. Classifications des corrélations des pertes de charge	61
5.3. Introduction aux tests de puits (well test)	62
5.3.1. Tests de jaugeage.....	62
5.3.2. Drill-Stem Test	63
5.3.3. Drawdown test	64
5.3.4. Builup test	64
5.3.5. Conducting well tests	65

Chapitre 6 : Modélisation des puits

6.1. Présentation des puits à étudier.....	66
6.2. Modélisation des puits.....	67

6.2.1. Création du modèle physique.....	68
6.2.1.1. Assemblage des éléments	68
6.2.1.2. Modèle IPR.....	68
6.2.1.3. Introduction des Données de complétion.....	69
6.2.2. Création du modèle de fluide (Black oil model).....	71
6.2.2.1. Propriétés des fluides.....	71
6.2.2.2. Données de calibration avancée (Multi Point Calibration)	72
6.2.3. Choix de corrélation de pertes de charge pour les écoulements verticaux...	73
6.2.3.1. Sélection des corrélations	73
6.2.3.2. Corrélations comparées.....	74
6.2.3.3. Résultats de comparaison.....	75
6.2.4. Validation du modèle.....	76
6.2.4.1. Résultats de modélisation.....	76
6.2.4.2. Validation.....	77
6.3. Actualisation du model	78
6.3.1. Création d'un profile Pression/température	78
6.3.2. Résultats de modélisation	80
6.4. Etude de sensibilité.....	80

Chapitre 7 : Conception et optimisation du Gas-Lift

7.1. Introduction.....	83
7.2. Première étape : Réponse des puits à l'injection.....	84
7.3. Deuxième étape : Conception du Gas-Lift.....	86
7.4. Effet du Gas-lift sur la production actuelle.....	90
7.5. Création d'une liste de priorité de raccordement au réseau d'injection.....	92
7.6. Etude économique.....	93

Conclusion générale et recommandations

Références bibliographique

Liste des abréviations

Ab	Bellow area
AMA	Amassak
AOFP	Absolut Open Flow Potential
Ap	Port area
Bo	Facteur volumétrique de fond
BP	Basse pression
CEF	Casing Effect Factor
COV	Casing Operated Valves
Ct	Coefficient de température
ESP	Electro Submersible Pump
Fc	Closure force (Force de fermeture de la vanne)
Fo	Open force (force d'ouverture de la vanne)
GL	Gas Lift
GLR	Gas Liquid Ratio
GLRt	Total Gas Liquid Ratio
GOR	Gas Oil Ratio
HP	Haute pression
ID	Inside Diameter
IPR	Inflow Performance Relationship
MD	Measured depth
OD	Outside Diameter
Pb	Bellow pressure / Bubble pressure
Pbst	Bellow pressure at standard conditions
Pc	Casing pressure

PCP	Progressive Cavity Pumping
Pcvc	Casing valve closing pressure
Pcvo	Casing valve opening pressure
PFD	Puits Fermés Définitivement
PFP	Puits Fermés Provisoirement
Pt	Tubing pressure
Ptro	Valve opening pressure at test rack (pression d'ouverture sur le banc de tarage)
Ptvc	Tubing valve closing pressure
Ptvo	Tubing valve opening pressure
Rs	Solution GOR
sm ³	Standard Cubic meter
SPM	Side Pocket Mandrel
St	Coefficient de ressort [psi]
Stb	Standard Barrel
TEF	Tubing Effect Factor
TFT	Tin Fouyé Tabankort
TOV	Tubing Operated Valves
TRNW	Tirarimine Nord-Ouest
TVD	True Vertical Depth
Twf	Bottom hole flowing temperature
Twhf	Well head flowing temperature
VLP	Vertical Lift Performance
Wcut	Water cut
WOR	Water Oil Ratio
μ_o	Viscosité d'huile
μ_g	Viscosité de gaz

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Dates de découverte et de mise en production des gisements de TFT.....	10
Tableau 2.2 : Etat des puits du champ Amassak (Septembre 2015).....	11
Tableau 2.3 : Caractéristiques moyennes de l'ensemble du champ Amassak.....	16
Tableau 2.4 : Propriétés des fluides du gisement d'Amassak.....	16
Tableau 2.5 : Réserves du champ d'Amassak.....	17
Tableau 4.1 : Forces s'appliquant sur la COV en position fermée.....	41
Tableau 4.2 : Forces s'appliquant sur la COV en position ouverte.....	42
Tableau 4.3 : Forces s'appliquant sur la TOV en position fermée.....	44
Tableau 4.4 : Forces s'appliquant sur la TOV en position ouverte.....	44
Tableau 5.1 : Corrélations des pertes de charge.....	61
Tableau 6.1 : Etat des puits à étudier (Mars 2017)	67
Tableau 6.2 : Données utilisées pour générer l'IPR du puits AMA45.....	69
Tableau 6.3 : Données de complétion du puits AMA45.....	70
Tableau 6.4 : Propriétés du fluide produit.....	71
Tableau 6.5 : Donnés de calibration PVT.....	72
Tableau 6.6 : Abréviations des corrélations matchées.....	75
Tableau 6.7 : Comparaison entre les paramètres mesurés et les paramètres calculés.....	77
Tableau 6.8 : Paramètres mesurés (Test de jaugeage 08/08/2015).....	78
Tableau 6.9 : Paramètres estimées.....	79
Tableau 6.10 : Paramètres de point de fonctionnement.....	80

Tableau 6.11 : Paramètres des six puits étudiés.....	82
Tableau 7.1 : Résultats de l'application "Lift Gas Response " pour l'ensemble des puits étudiés....	86
Tableau 7.2 : Conceptions obtenus pour les puits étudiés.....	89
Tableau 7.3 : Effet de gas-lift sur la production aux conditions actuelles.....	91
Tableau 7.4 : Liste de priorité de raccordement des puits étudiés au réseau d'injection.....	93
Tableau 7.5 : Coûts estimés du projet de gas-lift.....	94
Tableau 7.6 : Débits d'huile produits.....	94

Liste des figures

Figure 2.1 : Situation géographique de la région de TFT.....	8
Figure 2.2 : Périmètres de la région de TFT.....	9
Figure 2.3 : Causes de fermeture des puits à Amassak.....	12
Figure 2.4 : Historique de production d'huile du champ d'Amassak.....	12
Figure 3.1 : Méthodes de levage artificiel.....	18
Figure 3.2 : Injection de gaz au fond de la colonne de production.....	19
Figure 3.3 : Evolution du débit de liquide produit en fonction du débit de gaz injecté.....	20
Figure 3.4 : Gas-lift continu.....	22
Figure 3.5 : Principe du gas-lift intermittent.....	24
Figure 3.6 : Exemple de chambre d'accumulation (gas-lift intermittent)	25
Figure 3.7 : Complétions gas-lift.....	29
Figure 3.8 : Gas-lift en circuit fermé.....	30
Figure 3.9 : Auto gas-lift.....	31
Figure 4.1 : Etat des vannes GL avant et après démarrage du puits.....	36
Figure 4.2 : Pose d'une vanne GL dans son siège à l'intérieur d'un mandrin par le « kickover tool »	38
Figure 4.3 : Exemple de vanne gas-lift.....	39
Figure 4.4 : Exemple de bouchons pleins (dummy valves).....	39
Figure 4.5 : Coupe longitudinale d'une « Casing Operated Valve ».....	40
Figure 4.6 : Schéma simplifié d'une COV.....	41
Figure 4.7 : Schéma simplifié d'une TOV.....	43

Figure 4.8 : Tarage d'une COV sur le banc de test (test rack).....	46
Figure 5.1 : Pertes de charges dans le système de production.....	50
Figure 5.2 : Point de fonctionnement d'un puits cas 1.....	53
Figure 5.3 : Point de fonctionnement d'un puits cas 2.....	53
Figure 5.4 : Point de fonctionnement d'un puits cas 3.....	53
Figure 5.5 : Courbe tracé par VOGEL.....	56
Figure 5.6 : Système de traitement.....	62
Figure 5.7 : Equipements de fond de drillstem test.....	63
Figure 6.1 : Carte de position des puits – Amassak.....	66
Figure 6.2 : Modélisation du puits AMA45 sur PIPESIM.....	68
Figure 6.3 : Paramètres du model de puits AMA45 sur PIPESIM.....	69
Figure 6.4 : Complétion de puits AMA-45.....	70
Figure 6.5 : Modèle de tubing pour le puits AMA45 sur PIPESIM.....	71
Figure 6.6 : Propriétés de fluide pour le puits AMA45 sur PIPESIM.....	72
Figure 6.7 : Création du model de fluide pour le puits AMA45 sur PIPESIM.....	73
Figure 6.8 : Sélection des corrélations pour le model du puits AMA 45.....	74
Figure 6.9 : Calibration des corrélation sélectionnées.....	74
Figure 6.10 : Comparaison entre les erreurs des corrélations choisies pour "Matching"....	76
Figure 6.11 : Courbes IPR & VLP du puits AMA45.....	77
Figure 6.12 : Introduction des paramètres du dernier jaugeage pour le puits AMA45 dans PIPESIM.....	79
Figure 6.13 : Valeur estimée de la PFD	79
Figure 6.14 : Courbes IPR & VLP du puits AMA45 (model actualisé).....	80
Figure 6.15 : Sensitivité sur le water-cut (AMA45).....	81
Figure 6.16 : Maximum water-cut pour les puits en service [%]	82

Figure 7.1 : Données du puits AMA45 pour la courbe de performance gas-lift.....	84
Figure 7.2 : Courbe de performance gas-lift (AMA45).....	85
Figure 7.3 : Données nécessaire pour création de design gas-lift (AMA45).....	86
Figure 7.4 : Conception obtenu pour le puits AMA45.....	87
Figure 7.5 : Gradients de pression et de température (AMA45).....	88
Figure 7.6 : Installation de la conception créé à la complétion du puits AMA45.....	88
Figure 7.7 : Nouvelle courbe IPR & VLP du puits AMA45.....	90
Figure 7.8 : Débits avant et après activation pour tous les puits (conditions actuelles)...	91
Figure 7.9 : Augmentation de la production totale suite à l'activation.....	92

Introduction générale

Le gisement d'huile et de gaz d'Amassak est situé dans la partie centrale du Sahara Algérien à 30 km à l'ouest du champ Tin Fouyé Tabankort (TFT).

L'anneau d'huile surmonté d'un gas-cap a été découvert en Juin 1960 par le forage d'Oued Zenani 1 (OZN1). L'anneau d'huile lui-même a été mis en évidence en Juillet 1970 par le forage du puits AMA1 et a été mis en production en Juin 1974 après la construction du centre de séparation et du pipe 8" reliant Amassak au stockage de TFT. La production se fait principalement à partir de l'unité IV-3 de l'Ordovicien, avec une certaine contribution des unités IV-2 (assez médiocre par rapport à la IV-3) et l'unité II-3 à extension réduite.

La vie du champ se décompose en deux phases : depuis sa mise en production le 1^{er} Juin 1974 jusqu'à fin 1994, la production a été assurée par déplétion naturelle principalement grâce à l'énergie du gas-cap. Le support de l'aquifère semble être négligeable. Durant cette phase plusieurs puits ont été fermés à la suite d'une invasion de gaz. Depuis 1995, le champ a été soumis à une injection périphérique d'eau destinée à maintenir la pression et à balayer l'anneau d'huile. Cette injection a repoussé le gas-cap et a entraîné la fermeture de plusieurs puits atteint par le front d'eau. Actuellement le champ compte 65 puits producteurs d'huile, 28 sont encore en production dont deux à partir du III-3 réservoir. L'injection d'eau est assurée par 5 puits injecteurs sur les 8 initialement mis en service.

Un projet qui consiste à activer les puits d'Amassak en gaz-lift a été lancé en 2006 pour procurer une assistance non négligeable à la production. Cependant, ce n'est qu'en 2015 que ce projet a vu le jour. Dans ce contexte, on se propose dans la première partie de ce travail d'étudier la faisabilité du Gas-Lift en créant des conceptions spécifiques GL, en deuxième partie de ce travail, on cherche à proposer la conception optimale pour les derniers puits dans ce projet.

Cette étude est structurée en sept chapitres. Le premier est une étude bibliographique concernant le Gas-Lift. Le deuxième est consacré à la présentation du champ d'Amassak. Dans le troisième chapitre on a développé le principe de Gas-Lift, la manière d'en créer une conception et les différentes variantes qui existent comme une initiation au Gas-Lift. Le quatrième chapitre discute les équipements de fond d'un puits assisté par Gas-Lift et on a détaillé sur les vannes du GL, leurs types, leur fonctionnement et leur tarage en surface. Le cinquième chapitre se repose sur l'étude des performances du réservoir et l'application de l'analyse nodale sur un système de production. Ensuite, les chapitres six et sept sont consacrés à l'étude de faisabilité de Gas-Lift comme une méthode de levage artificiel pour améliorer la production des six puits fermés étudiés où le sixième traite la partie de modélisation des puits sur le software (PIPESIM 2011). Enfin, le septième décrit la procédure de conception et d'optimisation du GL.

Chapitre 1 : Etude bibliographique

1.1. Initiation

Ce chapitre décrit l'évolution des systèmes de gas-lift au cours des dernières décennies, en parallèles avec d'autres technologies de levage artificielle (ESP, SRP et PCP) et comment ils ont évolués. Il se concentrera ensuite sur une nouvelle technologie de Gas-Lift "smart gas-lift technology" décrivant ses principales caractéristiques et en le comparant aux technologies existantes.

Un aperçu historique de l'évolution de Gas-Lift sera mentionné, puisqu'il a été tout d'abord utilisé pour soulever des puits d'huile au 19^{ème} siècle jusqu'au systèmes numériques aujourd'hui. Les avantages et les limites de chaque technologie seront donnés, expliquant la nécessité d'une évolution, et préparant le terrain pour les prochaines générations de systèmes de Gas-Lift requises pour activer et améliorer le rendement des puits d'huile avec efficacité, fiabilité et facilité.

Les systèmes de Gas-Lift ont considérablement évolué depuis les années 1860 jusqu'en 1950 mais, il a vu très peu d'améliorations depuis lors. Les mandrins de poche latérale qui sont largement utilisés de nos jours apportent des avantages évidents par rapport aux autres systèmes de levage artificiel, mais restent limités en termes de flexibilité et d'adaptabilité à l'évolution des conditions du réservoir ainsi que leur intégration dans le champ numérique intelligent. En revanche, d'autres types de systèmes de levage artificiels ont vu des évolutions significatives au cours des dernières années avec l'apparition du downhole surveillance, et les capteurs et les contrôleurs intelligents de surface. Le présent chapitre va montrer que les nouveaux systèmes intelligents de Gas-Lift pourraient contribuer à combler ce fossé technologique.

1.2. Développement

Le principe d’Air-lift et de gaz-lift est inspiré à partir des phénomènes naturels. Un puits éruptif est un Gas-Lift naturel, où le gaz comprimé est fourni par la nature et il est dissout dans l’huile, mélangé, ou associées à l’huile dans une forme quelconque. Il serait plus exact, peut-être, de dire que la relation de l’huile avec le gaz, étant donné que le mouvement du gaz à travers la formation (milieu poreux), et la remonté à travers le casing qui transporte l’huile à la surface. À l’exception des puits où il n’y aurait peut-être aucun écoulement naturelle de l’huile dans les puits s’il n’y a pas de gaz associé à l’huile ”. **(Winkler & Blann 1927)**

Le Gas-Lift est la plus ancienne méthode de tous les types de de levage de pétrole, la première utilisation du principe de cette méthode revient à 1797 dans les mines pour lever l’eau, où ce système a utilisé un seul point d’injection d’air. **(Benamara, 2016)**

2.2.1. Air-lift

Tout au long des années 1800, les méthodes ont été continuellement étant développées pour élever artificiellement l’eau de puits d’eau. Elles reposaient sur le travail de l’ingénieur des mines allemand *Carl Emanuel Löscher (1750-1815)*, qui avait inventé un moyen à l’aide de l’air comprimé pour pomper les liquides. En 1797, il a mené plusieurs expériences en laboratoire avec son invention. Il a publié une description de celui-ci dans un pamphlet intitulé “ *Aerostatisches Kunstzeug*”. Il est apparu logique d’adapter les méthodes d’Air-Lift dans les puits d’eau pour l’utilisation dans les puits d’huile. **(Cameron, 2016)**

L’air comprimé a été utilisé comme moyen de levage du pétrole en commençant par le puits de l’Empire n ° 1, le premier puits "coulant" (initialement produisant 3 000 B / D par flux naturel) dont le débit a cessé en mai 1862, 8 mois après l’achèvement du forage. La méthode de levage d’huile provenant d’un puits apparemment épuisés, “est d’utiliser un "injecteur" ou une pompe à air, avec deux tubes insérés dans le tubing du puits”. **(Lippincott, 1865)**

L’air est poussé vers le bas du tubing au fond, et l’huile se précipite dans un écoulement stationnaire.

Par l'utilisation de ces "injecteurs", un certain nombre de puits ont été restaurés à un rendement allant de trente à cent quarante barils par jour, après qu'ils aient été considérés comme sans valeur par leurs propriétaires.

Le 22 novembre 1864, **Gunning** a délivré un brevet américain sur un injecteur pour les puits d'huile. Cette invention concerne un nouveau moyen pour injecter ou forcer le gaz dans les puits de pétrole.

Le Gas-Lift a été utilisé tôt en 1864 en Pennsylvanie pour soulever des puits de pétrole, en utilisant également de l'air comprimé, via un tube amenant l'air vers le bas. Il a également été utilisé au Texas pour l'élévation artificielle à grande échelle.

Jusqu'en 1900, beaucoup d'ingénieurs-inventeurs ont exploré les moyens d'améliorer l'Air Lift dans les puits de pétrole. D'autres ingénieurs ont exploré comment l'Air Lift - en théorie et en pratique - a été appliquée à la promotion du flux d'eau dans les puits d'eau. **(Benamara, 2016)**

Bien que l'air ait été utilisé dans l'Air-Lift, il n'a pas été compris. Prenant compte que l'air atmosphérique terrestre se compose de plusieurs gaz, des concentrations stables en volume, d'Azote (78,084%) et d'Oxygène (20,946%), ainsi que beaucoup plus petites concentrations (par ordre décroissant) d'Argon, de Néon, d'Hélium, de Méthane, de Krypton, d'Hydrogène, d'Oxyde nitreux et de Xénon. Les gaz les plus importants présents dans des concentrations variables en volume, la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, l'ozone, le dioxyde de soufre et le dioxyde d'azote.

Cependant, l'air utilisé pour le levage généralement soutire l'huile au voisinage immédiat des puits. Par conséquent, à proximité des puits, le pourcentage de gaz présents dans l'air atmosphérique se déplacerait, car des pourcentages variables d'autres gaz coulaient dans les puits et de l'air atmosphérique ambiant. Des gaz sont également présents dans cet air ambiant peuvent inclure des vapeurs et des gaz composant le gaz naturel - surtout le méthane, avec la présence possible d'éthane, de propane, de butane, de pentane, de dioxyde de carbone, d'azote et / ou d'hydrogène sulfuré.

Donc, on ne pouvait pas prédire comment à la pression atmosphérique ou sous compression, les gaz de l'air ambiant pourraient interagir les uns avec les autres, avec ascenseur d'air et les équipements de production, ou avec du pétrole.

2.2.2. Transition de l'Air-Lift au Gas-Lift

En 1901, dans les champs de la côte du Texas et de la Louisiane des installations de compresseur d'air ont été installées dans les champs de la côte du Golfe à Sour Lake, Evangeline, Humble et Ailleurs pour fournir de l'air pour pomper les puits de pétrole. L'air lift d'air a été utilisé de façon continue le long du Golfe.

Pendant plusieurs années avant 1911, “ l'ascenseur d'air a également été utilisé avec succès dans le champ Cat Canyon, dans le comté de Santa Barbara, en Californie. Pendant le pompage de 1911 des tests ont été effectués qui impliquaient l'utilisation de gaz naturel à haute pression au lieu de l'air pour stimuler le flux d'huile des puits ”. (Miller, 1930)

L'auteur croit que ces tests ont été les premiers dans lequel le gaz naturel a été utilisé pour soulever l'huile des puits.

A la fin des années 1920, il y a eu des expérimentations sur des équipements de Gas-Lift. Le développement inventif de vannes et des systèmes de levage de gaz et l'examen sur un niveau théorique de l'interaction entre les rapports gaz / pétrole, les gravités de l'huile et le débit sous des conditions de température / pression variables.

Le gaz naturel a remplacé l'air, en abaissant le risque d'explosion. Jusqu'à 1945, environ 25 000 brevets ont été délivrés sur différents types des vannes de Gas-Lift qui pourraient être utilisées pour le déchargement par différents niveaux. Certains de ces systèmes impliquaient le déplacement du tubing ou en utilisant le wire-line pour changer le point de levage. D'autres ont été des vannes opératrices à ressort.

Jusqu'à 1957, *Oliphant*, et autres chercheurs ont fait le plus grand nombre d'améliorations des équipements de Gas-Lift.

En 1944, **King** a breveté la vanne de décharge qui est la plus couramment utilisée aujourd'hui. Six ans après, le mandrin à poche latérale a été développé pour le positionnement sélectif et la récupération des vannes de Gas-Lift en utilisant le wire-line. **(Beckwith, 2014)**

2.2.3. Gas-Lift

Les deux types de gas-lift existant alors et à ce jour: “ un processus de levée des fluides d'un puits en injectant en continu le gaz à haute pression pour réduire la pression de fond en écoulement (Q continu), ou par injection de gaz sur une période de temps relativement court, sous un bouchon liquide accumulé pour déplacer le bouchon à la surface (Q intermittent). ” **(Buford, 1975)**

Aujourd'hui, la grande majorité des puits de gaz-lift utilisent une injection continue de gaz, qui est très similaire à l'écoulement naturel. Gaz-lift est utilisé avec succès lorsqu'une quantité importante de brut est produit avec le gaz. Dans la plupart des cas, des compresseurs de gaz sont installés afin de recueillir le gaz produit et, avec quelques changements mineurs, peuvent être conçues pour fournir la pression d'injection pour le système gas-lift. La plupart des Puits éruptif ayant un fort water drive peuvent être vraiment appauvries par gaz-lift. **(Winkler et Blann, 2007)**

2.3. Actualité

Le gas-lift passe à une période numérique avec la création du système numérique de levage de gaz. Le système numérique de gas-lift est un mandrin commandé électroniquement, qui est transporté et installé avec le tubing durant une opération de workover. Le mandrin comprend jusqu'à 6 orifices d'injection indépendants, chacun contrôlé individuellement à partir de la surface, avec un débit d'injection de gaz important.

L'opérateur peut varier le taux d'injection de gaz en ouvrant ou en fermant des vannes, dans n'importe quelle combinaison, qui peuvent chacun avoir une taille des orifices différente, ce qui donne à l'opérateur un grand taux d'injection possibles.

Le mandrin est commandé par un système de contrôle de surface (SCS), relié au mandrin par une ligne de commande électrique de fond qui a typiquement "1/4" de diamètre. Un seul SCS avec une seule ligne de commande peut contrôler et communiquer avec plusieurs mandrins numériques de gas lift sur le même tubing.

Par conséquent, plusieurs mandrins pourraient être installés dans le but de décharger la colonne hydrostatique du fluide et le plus bas d'eux est utilisée pour l'injection de gaz.

Chaque mandrin est également équipé des capteurs de pression mesurant la pression du tubing et celle de casing, ainsi des capteurs de température mesurant la température de tubing. Les données des capteurs sont envoyées et stockées dans le SCS via la ligne de commande.

Le SCS est également équipé d'une connexion Modbus pour le connecter à un système de communication de type SCADA, permettant aux opérateurs de surveiller et de faire fonctionner les unités à distance. Il devient possible à partir d'un bureau d'opérateur terrestre, d'ouvrir et de fermer des vannes de levage de gaz d'un puits de production offshore, ainsi que de surveiller en temps réel des données de pression et de température le long du tubing.

Cela facilite une grande gestion de gas-lift à l'échelle du terrain, car un seul opérateur peut réagir en temps réel et de son bureau à des événements imprévus. Cela évitera également les déplacements physiques dans les emplacements des puits et leurs impacts HSE liés.

En reliant le système numérique à un logiciel dédié, plusieurs processus tels que le déchargement, l'optimisation de la production, l'optimisation de l'utilisation du gaz, le dépannage, pourraient se faire automatiquement sous la supervision de l'opérateur.

La possibilité d'installer plusieurs unités à différentes profondeurs le long du tubing et le grand taux d'injection de gaz disponibles pour chaque unité permettent de concevoir et d'implémenter le système smart gas lift, éliminant toute exigence d'intervention comme un changement d'une vanne ou un orifice, ce qui pourrait être extrêmement coûteux pour les applications en offshore .

La capacité de contrôler les vannes dans le fond sans dépendance à la pression permet également un fonctionnement efficace en double achèvement. En effet, avec les vannes à commande de pression standard, il est extrêmement difficile d'avoir la bonne quantité de gaz à chaque chaîne de production dans un puits double, car le gaz aura tendance à suivre le chemin de pression le plus bas. Mais avec le système smart gas-lift, l'opérateur peut régler en temps réel les dimensions des orifices et orienter le gaz afin d'optimiser la production. **(Beckwith, 2014)**

Grâce aux nombreux avantages énumérés ci-dessus, il pourrait être envisagé que ce système numérique devienne la nouvelle génération de gas-lift, en remplacement des dispositifs à pression existants. Cependant, les mandrins étant transmis par le tubing, une des principales clés de son succès potentiel, prouve la fiabilité du système.

En effet, une panne dans le système pourrait nécessiter un workover pour remplacer l'unité. Mais il faut noter ici que les chiffres de fiabilité initiale sont extrêmement prometteurs avec une durée de vie des outils de jusqu'à 10 ans. Ceci est réalisé en renforçant la fiabilité dans la conception du système, avec un aspect majeur étant que les mandrins de fond ne sont pas alimentés. La puissance n'est envoyée aux unités de fond que dans la ligne de commande seulement lorsqu'une instruction est donnée pour ouvrir ou fermer ou pour valider ou pour recevoir des données de capteurs. Cela évite tout chauffage et vieillissement potentiels des composants électroniques du système ainsi que le câble de fond et permet d'atteindre des vies

Cela permettrait de faire confiance au nouveau système et de démontrer sur le terrain les avantages des changements apportés par la technologie. Plusieurs pilotes sont actuellement en cours de planification dans les champs terrestres et offshore. Pour ces pilotes, les mandrins de poche latéraux avec des vannes factices peuvent être installés en tant qu'une solution de sauvegarde afin d'atténuer le risque de work-over en cas d'échec. **(Maharon, 2006)**

Chapitre 2 : Présentation du champ d'Amassak

2.1.Introduction

La région de **TIN FOUYE TABANKORT (TFT)** est située dans la partie centrale du bassin d'ILLIZI, plus précisément à 300 km au Nord-Ouest d'IN AMENAS et à 500 km au Sud-Est de HASSI MESSAOUD.

Elle est délimitée par les coordonnées UTM suivantes :

X1: 310 000

X2: 40 000

Y1: 3 110 000

Y2: 3 190 000

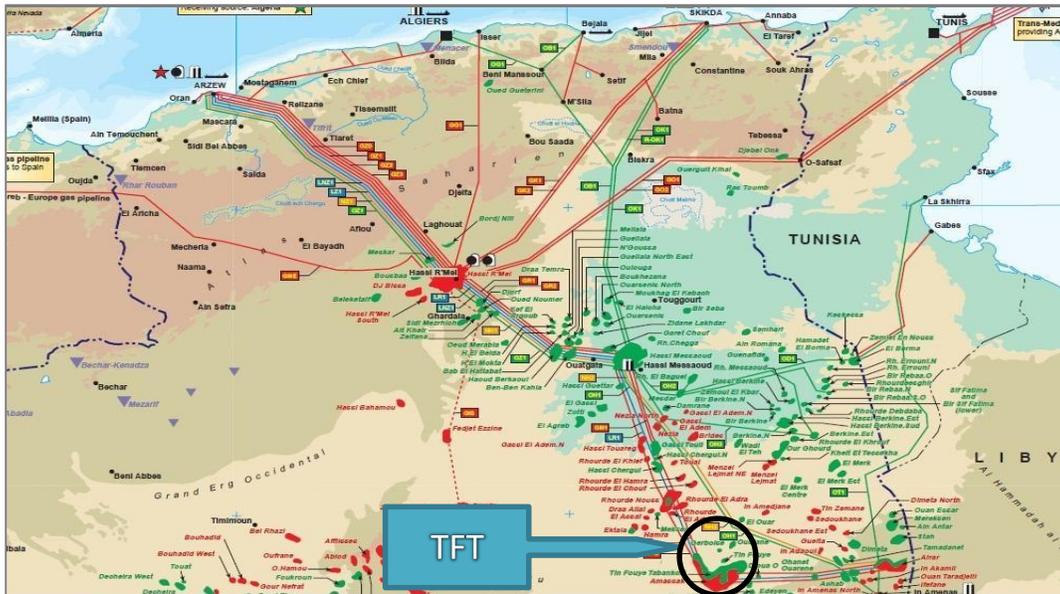
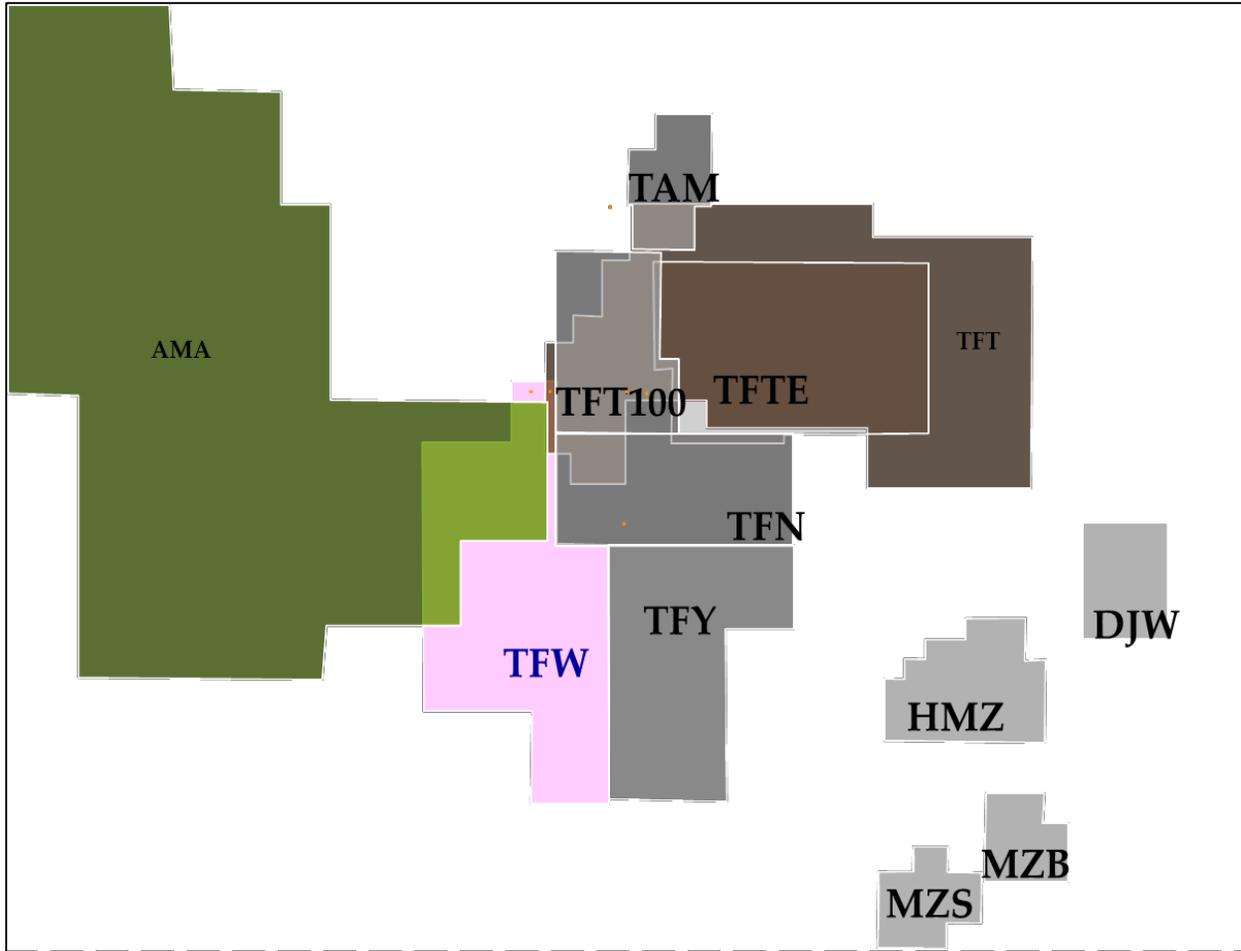


Figure 2.1 : Situation géographique de la région de TFT.



- | **TFT** : Tin Fouyé Tabankort Ordovicien
- | **AMA** : Amassak-Tirarimine (30 km à l'Ouest Nord-Ouest de TFT)
- | **TAM** : Tamendjelt (6 km au Nord-Ouest de TFT)
- | **TFTE** : TFT Zone Est
- | **TFT100** : TFT 100 puits
- | **TFY** : Tin Fouyé
- | **TFN** : Tin Fouyé Nord
- | **TFW** : Tin Fouyé Ouest (20 km au Sud-Ouest de TFT)
- | **DJW** : Djoua (30 km au Sud-Est de TFT)
- | **HMZ** : Hassi Mazoula Nord (30 km au Sud de TFT)
- | **HMB** : Hassi Mazoula B (35 km au Sud de TFT)
- | **HMS** : Hassi Mazoula Sud (35 km au Sud de TFT)
- | **Tifernine** : Nouveau périmètre qui était exploité en association, il est à environs 120 km au sud de TFT. Il est exploité à 100% par Sonatrach depuis 2014.

Figure 2.2 : Périmètres de la région de TFT.

La région comporte actuellement 13 périmètres d'exploitation (voir figure 1.2). Les périmètres les plus importants sont **TFT Ordovicien** et **Amassak-Tirarimine**. Le premier gisement découvert dans la région est celui de **Hassi Mazoula Nord (HMZ)** en 1959 et mis en production en 1963.

La découverte et la mise en production des autres gisements sont présentées sur le tableau 1.1 suivant :

Tableau 2.1 : Dates de découverte et de mise en production des différents gisements de TFT.

Champs	Date de découverte	Date de mise en production
Hassi Mazoula Nord (HMZ)	1959	1963
Tin Fouyé (TFY)	1961	1963
Hassi Mazoula Sud (HMS)	1963	1966
Tin Fouyé Nord (TFN)	1966	1966
Hassi Mazoula B (HMB)	1966	1967
Tin Fouyé Ouest (TFW)	1960	1985
TFT puits 100	1966	1967
Djoua Ouest	1966	1968
TFT Ordovicien	1967	1968
TFT Zone Est (TFTE)	1968	1968
Tamendjelt	1970	1974
Amassak	1970	1974
Tifernine		

Le champ d'**Amassak**, objectif de notre étude, est situé à l'Ouest Nord-Ouest du champ de **TFT**, plus précisément dans la partie Ouest du plateau de **TINHERT** qui se prolonge au Nord sous les dunes de l'Erg oriental.

2.2. Historique du champ d'Amassak

L'exploitation sismique a été effectuée au champ d'**Amassak** en **1966** et ce n'est qu'en **1969** que la réinterprétation a été réalisée. Elle aboutit à la découverte de la structure d'**Amassak**.

En Juin **1970** le puits **AMA1** a été foré au sommet de cette structure, il a confirmé les résultats structuraux de la sismique. Le forage a révélé l'existence des hydrocarbures dans les

unités **IV-3**, **IV-2** et **III-3** du réservoir Ordovicien après avoir rencontré du gaz dans l'unité **IV** et des suintements d'huile dans l'unité **III-3**.

Les puits **AMA2** et **AMA3** ont été foré au Sud-Est de **AMA1** sur le flanc Est de la structure dans le but de déceler un éventuel anneau d'huile.

Effectivement le puits **AMA2** a rencontré l'anneau d'huile dans l'unité **IV-3**. L'unité **III-3** était aquifère.

Le puits **AMA3** n'a rien donné en test malgré les indices sur la carotte, et ce n'est qu'après la stimulation que celui-ci est devenu producteur d'huile. Les plans des fluides étaient jusque-là indéterminés.

Par la suite, les puits **TY1**, **AMA4** et **AMA5** ont été foré comme puits de développement, ils vont alors préciser la structure géologique du champ et rechercher les plans des fluides pour délimiter l'anneau d'huile.

Dans ce sens les forages **AMA6** à **AMA20** ont été orientés et les plans des fluides ont été rencontrés par plusieurs forages dans différents blocs du champ.

Le champ a été développé selon les étapes suivantes :

- **1974** : Mise en production par 05 puits producteurs (**AMA1**, **2**, **3**, **4** et **5**).
- **1992** : Arrêt du forage des puits producteurs (première phase de développement).
- **1995** : Chute de pression de 20 bars. Mise en injection D'eau avec 08 puits injecteurs.
- **2003-2009** : La reprise du projet de développement (forage des puits **AMA44** à **AMA59**). Réactivation des opérations de fracturation (12 puits fracturés).
- **2009-2015** : Forage de 04 puits destinés à la production d'huile.

Le tableau suivant résume l'état des puits d'**Amassak** (Septembre 2015) :

Tableau 2.2 : Etat des puits du champ Amassak (Septembre 2015).

Total	Producteurs			Injecteurs		
	Ouverts	Fermés provisoirement	Abandonnés	Ouverts	Fermés provisoirement	Abandonnés
73	30	19	14	7	2	1

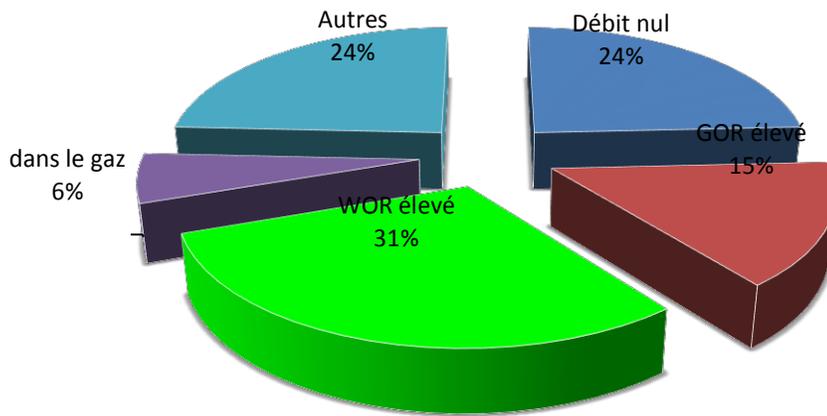


Figure 2.3 : Causes de fermeture des puits à Amassak.

La figure 2.4 présente l'historique de production :

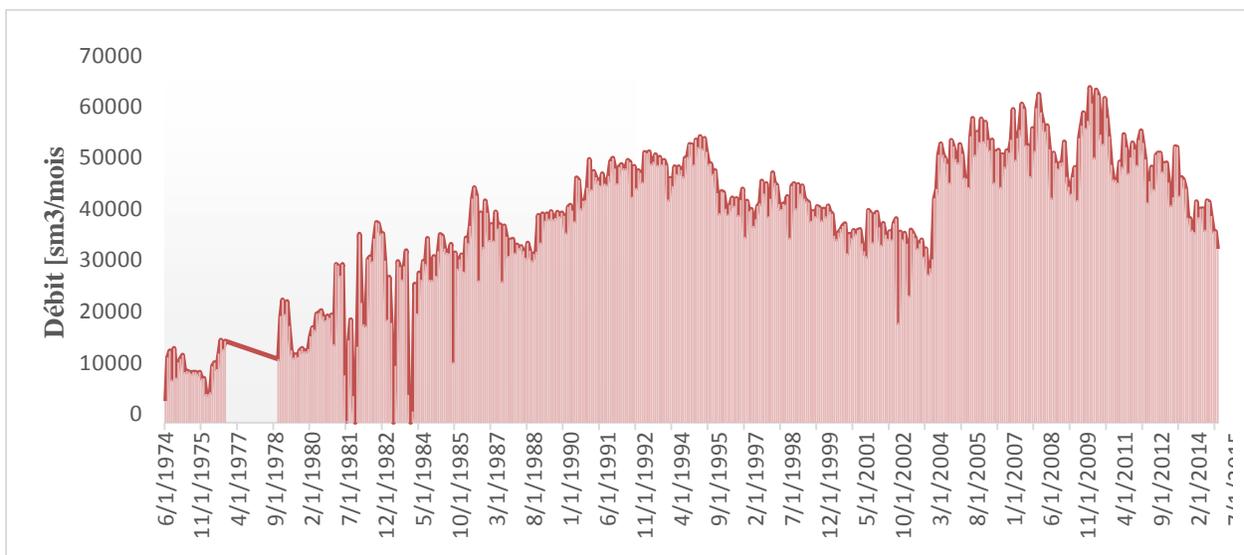


Figure 2.4 : Historique de production d'huile du champ d'Amassak.

Le champ produit actuellement : **1042 m³/j** (8819 Stb/d).

2.3. Problèmes de production à Amassak

Les problèmes de production à **Amassak** sont presque les mêmes qu'aux autres champs de la région. Les principaux sont liés à l'injection d'eau. L'eau utilisée pour le maintien de pression à TFT est produite à partir du « Lias ». Cette eau est riche en baryum « Ba^{2+} », tandis que l'eau de gisement est riche en sulfates « SO_4^{2-} » ce qui conduit à la formations des dépôts de sulfates de baryum « $BaSO_4$ » très durs et insolubles.

Les principaux problèmes rencontrés au niveau du champ d'**Amassak** sont :

- Un débit d'injection par puits très élevé.
- Des chemins préférentiels bien développés sur la partie supérieure de l'unité **IV-3** provoquant un déplacement non uniforme du front d'eau et des percées d'eau très précoces (cellule d'injection AMA508).
- Aucun mécanisme d'activation permettant d'alléger la colonne de fluide alourdie par l'eau.
- Incompatibilité des eaux de gisement et d'injection conduisant à la formation de dépôts de sulfates de baryum « $BaSO_4$ » aux abords de puits, dans les tubings et aux installations de surfaces.
- La plus part des puits cessent à produire après la percée d'eau.
- Réseau de surface non optimisé.

Pour faire face au problème des dépôts des sulfates de baryum, une « séparation sélective » est adoptée pour en éviter la déposition dans les installations de surface.

2.4. Géologie du réservoir

2.4.1. Aspect structural

Le gisement d'**Amassak** se présente comme un monoclinale de pente vers le Nord-Est et recoupé par plusieurs accidents subméridiens dont le rejet vertical varie entre 20 et 100 m, ces accidents jouent le rôle de limite de compartiments en ce qui concerne l'accumulation d'huile.

Le gisement d'**Amassak** est limité à l'Ouest par une faille majeure de rejet vertical important pouvant localement dépasser 100 m, cet accident régional d'orientation moyenne N-NO est l'une des principales failles du bassin d'ILLIZI.

2.4.2. Les niveaux producteurs

Dans le réservoir Ordovicien du gisement d'**Amassak**, les hydrocarbures sont situés dans les unités suivantes :

- **Unité IV-3** : Qui présente le principal réservoir au sommet de l'Ordovicien ou la "dalle terminale" et dans une moindre mesure dans les grés qui se développent dans les unités sous-jacentes ;
- **Unités IV-2 et III-3**: l'ensemble de ces unités représente le complexe terminal de l'Ordovicien (Unité **IV**) déposé dans un environnement glaciaire à préglaciaire.

Régionalement, l'Ordovicien Unité **IV** repose en discontinuité sur l'unité **III-3**, essentiellement marine, au sein de laquelle se développe au niveau des grés le réservoir **III-3**.

Le gisement d'**Amassak** se trouve vers la limite d'extension vers le Nord des zones de fort surcreusement glaciaire bien connu et dans un domaine de sédimentation essentiellement marin pour l'unité **III-3**.

Après la découverte de l'huile dans l'Unité **IV-3**, les forages de développement se sont multipliés.

2.5. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir Ordovicien

2.5.1. Unité IV-3

L'épaisseur moyenne est de l'ordre de 13 m, trois zones ont été reconnues de forte réduction de cette unité au Nord du gisement avec un minimum de 4 m à **AMA33** et **AMA504**, mais aussi une épaisseur réduite à **AMA36**. Sur le flanc Est du bloc central, avec un minimum de 4 m à **AMA503**. Notons que l'épaisseur maximale de l'unité IV-3 rencontrée à ce jour sur le gisement est 22 m à **AMA34**.

La hauteur utile moyenne est de l'ordre de 9,4 m. Les très faibles hauteurs sont situées sur les zones de forte réduction de l'unité au Nord surtout à l'Ouest et au centre sur le flanc Est.

Les porosités moyennes varient entre 6 et 12 % avec quelques variations rapides et locales. La distribution des porosités s'organise régionalement à partir des limites du réservoir utile à l'Ouest et au Sud. Elles augmentent plus au moins régulièrement en s'éloignant de ses limites pour passer de 7-8 % à 10-12 % sur le flanc Est du gisement.

L'analyse pétrophysique montre des valeurs de porosités comprises entre 4 et 16 % et des perméabilités qui peuvent atteindre la centaine de millidarcies. L'étude du milieu poreux à partir des carottes permet de définir que la porosité est inter-granulaire, un accroissement de porosité conduisant à une augmentation de perméabilité.

2.5.2. Unité IV-2

Les épaisseurs de l'unité **IV-2** varient entre 22 et 200 m. Les zones où cette unité est représentée par des faciès totalement argileux sont le Nord d'**Amassak** et la partie centrale de son flanc Est, alors que les grès sont prédominant vers le Sud. Ces grès ne constituent cependant que des réservoirs très médiocres à nulles.

L'analyse des données pétrophysiques montre que la perméabilité de l'unité **IV-2** est généralement inférieure à **1 md** à l'exception de quelques niveaux comme à **AMA1** où elle peut atteindre une dizaine de millidarcies.

La porosité varie entre 2 et 20%. Cette porosité inter-granulaire est très mal connectée ce qui explique le manque de perméabilité quel que soit la valeur de la porosité. Les niveaux éventuellement perméables sont en général de faibles épaisseurs

2.5.3. Unité III-3

Cette unité a été rencontrée dans 11 forages seulement et n'a été rencontrée dans la zone à hydrocarbures que sur deux puits d'**Amassak** (**AMA1** et **AMA4**).

- L'épaisseur totale et de l'ordre de 15 m ;
- La hauteur utile varie entre 3 et 9 m ;
- La porosité moyenne varie entre 7 et 11 % ;
- L'analyse des données pétrophysiques montre la présence de quelques niveaux perméables (10 à 100 md) et de porosité environ 12%.

Il faut surtout souligner que l'unité III-3 est érodée dans les paléo-vallées sous la surface de ravinement. Elle peut alors être mise en communication avec les grés de l'unité IV-2.

Le tableau 2.3 résume les caractéristiques moyennes de l'ensemble du champ d'Amassak :

Tableau 2.3 : Caractéristiques moyennes de l'ensemble du champ Amassak.

Réservoir	Hauteur totale [m]	Hauteur utile [m]	Porosité [%]	Perméabilité pour l'ensemble du réservoir [md]	
				Moy. arith.	Moy. géom.
Unité IV-2	40	3	8	45	10
Unité III-3	15	3 à 9	9		

2.6. Propriétés des fluides de gisement

Le tableau 2.4 résume les caractéristiques des fluides du gisement d'Amassak :

Tableau 2.4 : Propriétés des fluides du gisement d'Amassak.

H u i l e

Pression initiale [kgf/cm ²]	190
Pression de bulle [kgf/cm ²]	190
Température [°C]	85
FVF initial [m ³ res/m ³ std]	1.472
GOR de dissolution initial [m ³ /m ³]	161.5
Densité stockage	0.819
Viscosité [cp]	0.365

E a u

Compressibilité [psi ⁻¹]	3 . 10 ⁻⁶
FVF initial [m ³ /m ³]	1.02
Viscosité [cp]	0.519
Salinité moyenne [g/l]	250

G a z

FVF initial [m ³ /m ³]	0.00517
- Viscosité [cp]	0.023

Le tableau 2.5 présente les réserves du champ d'Amassak :

Tableau 2.5 : Les réserves du champ d'Amassak.

Quantités initiales en place [10⁶ m³]	Réserves initiales Récupérables [10⁶ m³]	Taux de récupération [%]	Production cumulée au 31/12/2008	Quantités restantes au 31/12/2008
68.2	22.9	33.58	15.064	7.836

Chapitre 3 : Introduction au gas-lift

3.1. Introduction

La plus part des puits producteurs d'huile produisent naturellement durant la première période de leurs vies. La pression du réservoir et l'expansion des gaz dissouts fournissent l'énergie nécessaire pour transporter le fluide à la surface. Le puits est alors appelé " éruptif ". En produisant, l'énergie fournie par le réservoir est consommée (déplétion et libération des gaz), jusqu'à atteindre un stade où l'énergie restante ne peut acheminer le fluide à la surface, et le puits cesse à produire. On dit d'un tel puits qu'il est devenu "non éruptif ". A ce niveau, il est nécessaire de mettre le puits sous un mode d'activation pour pouvoir produire à nouveau.

Il existe cinq méthodes de soutirage artificiel (voir figure 3.1) :

- Gas-lift.
- Pompes électriques submersible (**E**lectric **S**ubmersible **P**umping – **ESP**).
- Pompage hydraulique de fond (Downhole hydraulic pumping).
- Pompage aux tiges (Sucker rod pumping).
- Pompes à cavités progressant (**P**rogressive **C**avity **P**umping – **PCP**).

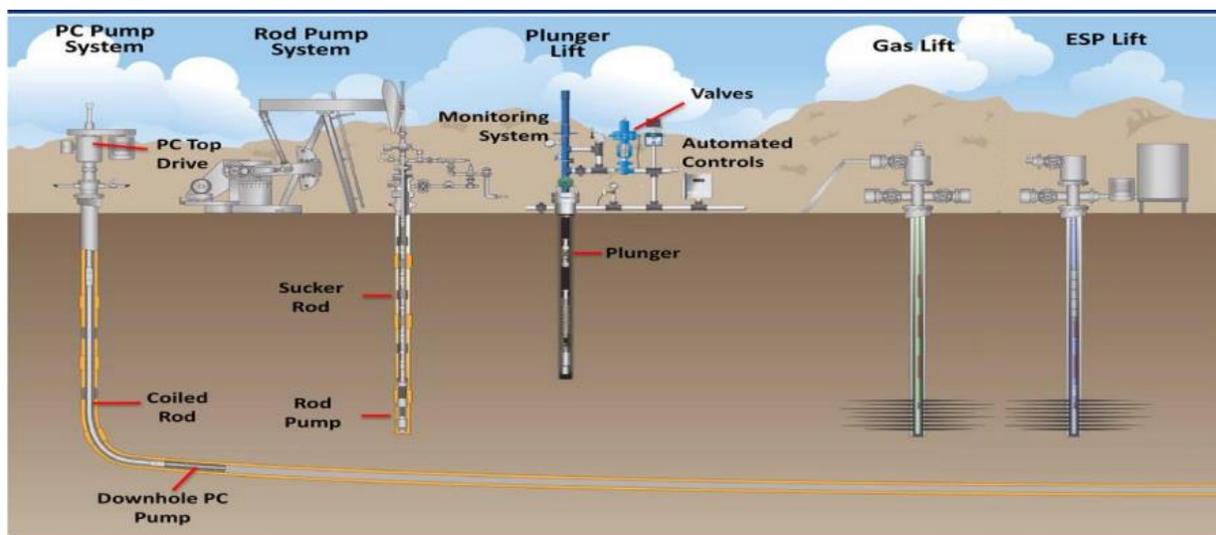


Figure 3.1 : Méthodes de levage artificiel.

Dans le passé, ces méthodes 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 de levage artificiel. 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 y a environ un million de puits producteurs d'huile et de gaz à travers le monde, dont 5% produisent naturellement. Les puits restants produisent par les différents modes d'activation.

3.2. Gas-lift, définition et principe

Le gas-lift est un moyen d'activation de 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. L'objectif d'une activation par gas-lift est de réduire la pression fond en écoulement (bottom hole flowing pressure) par allègement de la colonne du fluide.

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 la transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (total Gas Liquid Ratio). Le GLRt optimal est le ratio entre le volume optimum de gaz (injecté + produit) et le liquide produit (voir figure 3.3).

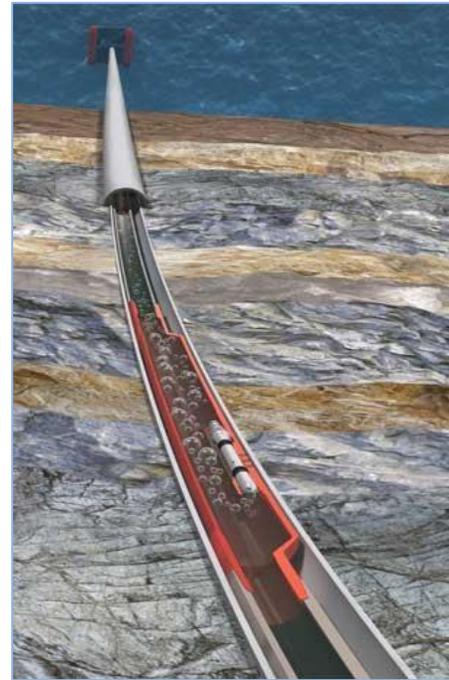


Figure 3.2 : Injection de gaz au fond de la colonne de production.

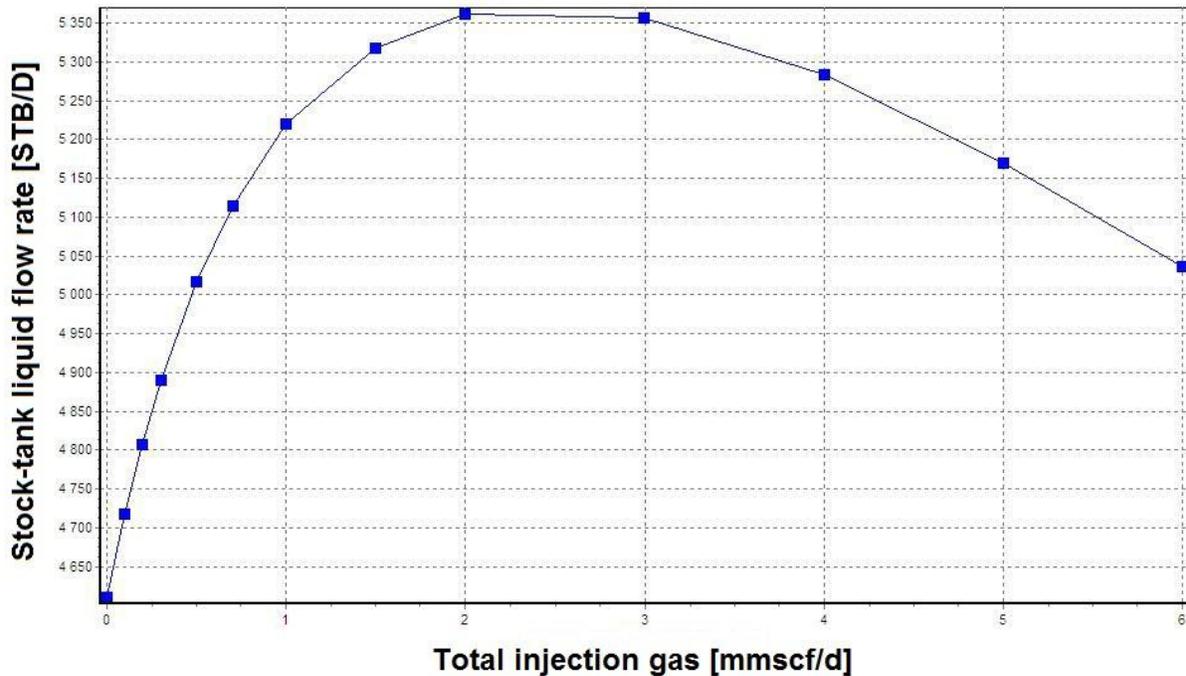


Figure 3.3 : Evolution du débit de liquide produit en fonction du débit de gaz injecté.

3.3. Applications du gas-lift

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

- **Les puits à huile** : L'application principale du gas-lift dans ces puits est d'augmenter la production dans le cas de déplétion. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs quand l'énergie du réservoir ne peut fournir la production souhaitée.
- **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 gas lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer.

Il n'y a pas de différence entre un design de gas lift pour puits à huile et pour puits à eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air (air lift) plutôt que du gaz.

- **Démarrage des puits** : Dans certains cas, le gas lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès que son éruptivité est retrouvée. Il existe des puits à gaz équipés d'un mandrin de gas-lift pour les relancer après neutralisation.
- **Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up)** : Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

3.4. Types de gas-lift

Selon le mode d'injection du gaz, on distingue deux types principaux d'activation de puits par gas-lift :

3.4.1. 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 de l'effluent et obtenir ainsi une pression au 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.

Il s'agit en particulier de déterminer la profondeur du point d'injection, le débit d'injection et la pression d'injection. Ces trois paramètres sont liés entre eux. Pour un débit donné, plus le point d'injection est profond, moins il est nécessaire d'injecter de gaz, mais plus la pression requise pour l'injection est élevée.

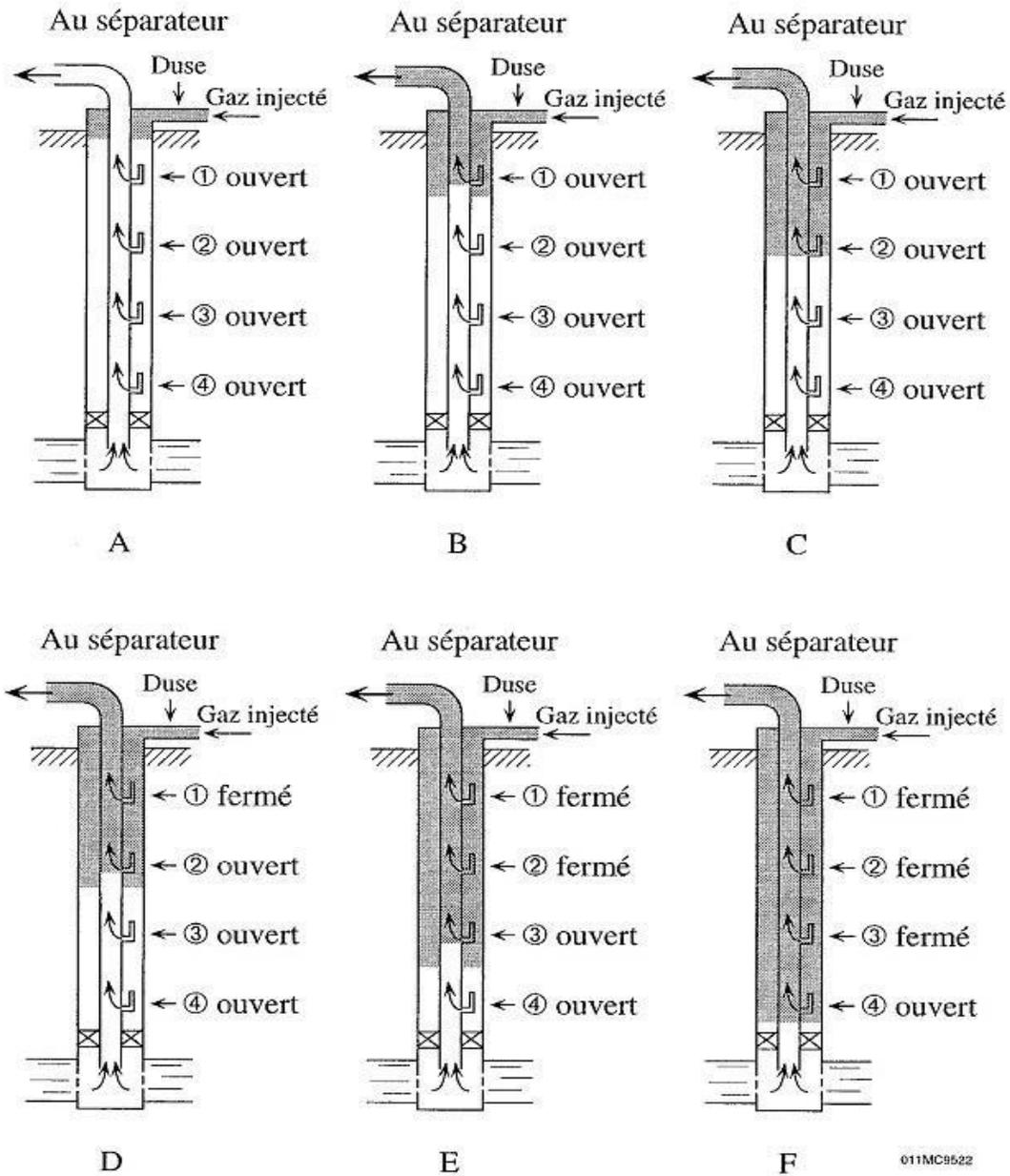


Figure 3.4 : Gas-lift continue.

3.4.2. Gas-lift intermittent

Dans une installation de gas-lift intermittent, des bouchons de gaz sont envoyés périodiquement en fond de puits pour remonter l'huile du tubing par pistonage.

Nous assisterons donc à trois phases :

- une phase d'injection d'un bouchon de gaz en fond de puits .
- une phase de production où le bouchon de gaz remonte et pousse l'huile du tubing à la surface par pistonage .
- une phase de purge du tubing pour éviter de créer une contre pression sur la couche.

Il est utilisé dans des puits où la pression réservoir est très basse. L'indice de productivité est aussi un paramètre à prendre en considération et un indice faible incite à opter pour ce genre d'activation.

Cette technique, 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. Néanmoins, cette production est souvent très appréciée du point de vue économique car concerne de vieux puits financièrement amortis et ces barils additionnels ont une forte valeur ajoutée.

Le gas-lift intermittent est déconseillé dans les tubings ou annulaires de gros diamètre car le gaz parvient à cheminer au travers de l'huile, ce qui réduit grandement l'efficacité de l'installation.

La figure 3.5 montre un schéma explicatif d'un système gas-lift intermittent conventionnel.

Les équipements du gas-lift intermittent diffèrent de ceux du gas-lift continu sur quelques points :

- Clapet anti-retour au-dessus du réservoir est posé sous le point d'injection du gaz pour éviter que la bulle de gaz ne soit injectée dans la formation.
- Vanne opératrice doit avoir un orifice de gros diamètre pour permettre un débit de gaz important et rapide.
- Contrôleur de gaz doit être installé en surface pour commander automatiquement les cycles d'injection et d'arrêt.

Pour les puits à forts indices de productivité et basse pression de réservoir, une chambre est incorporée dans le bas du tubing pour permettre une plus grande accumulation d'huile en fond de puits. C'est le Gas-Lift intermittent inconventionnel (figure 3.6). La chambre peut être constituée par l'espace compris entre deux packers ancrés au-dessus des perforations ou par un tube de gros diamètre. L'effluent entre dans la chambre au travers d'un clapet anti-retour et remplit la chambre et le tubing. Une vanne de purge permet l'évacuation du gaz piégé dans la chambre.

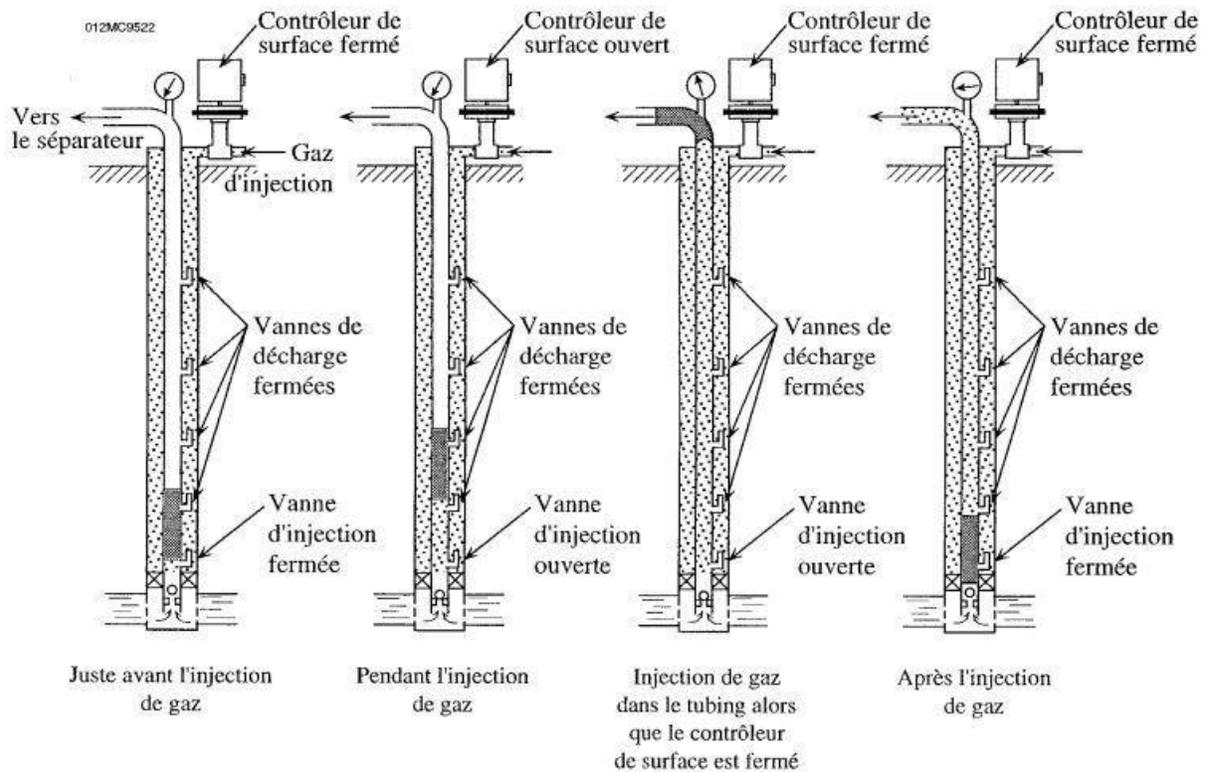


Figure 3.5 : Principe du Gas-Lift intermittent.

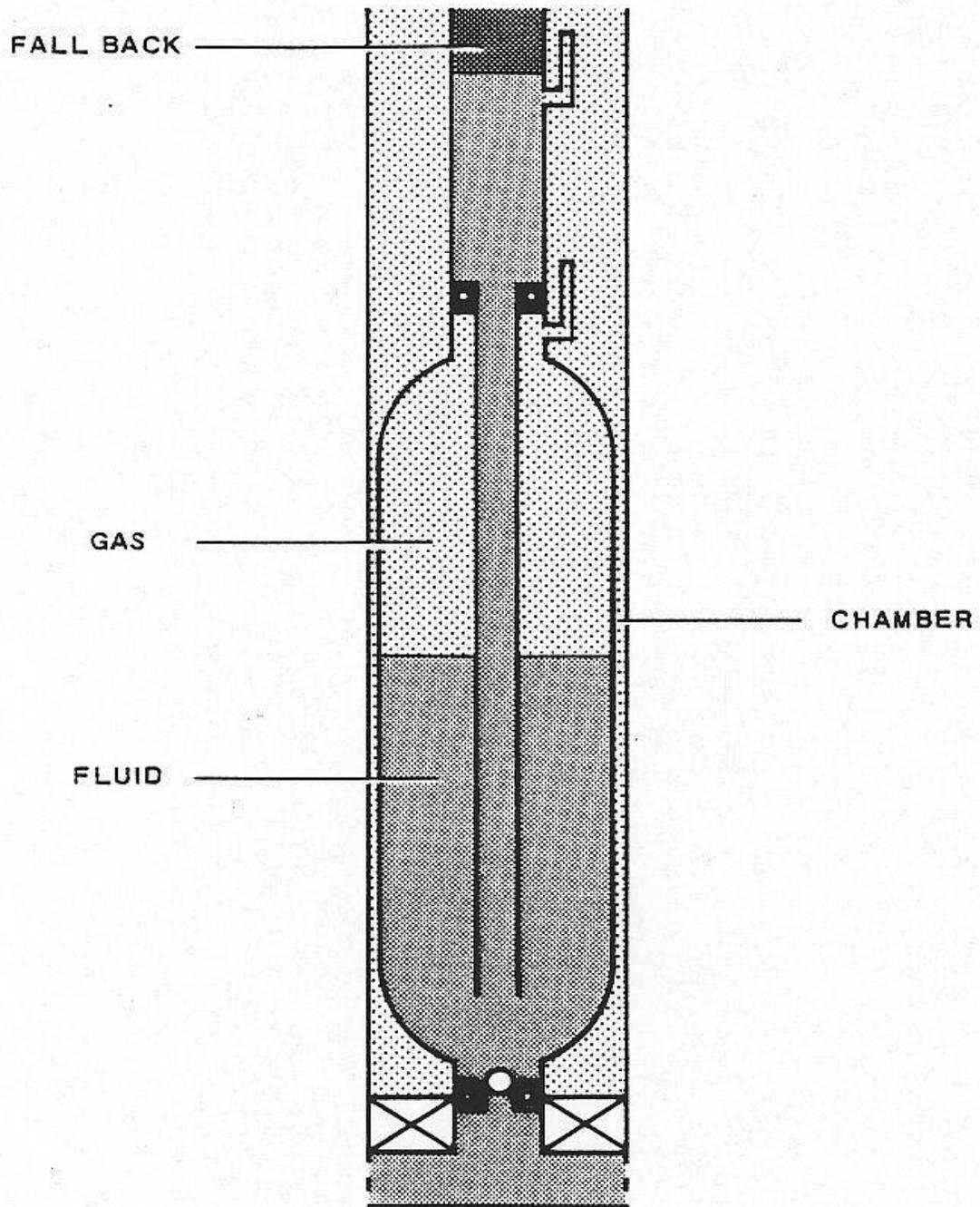


Figure 3.6 : Exemple de chambre d'accumulation (gas-lift intermittent).

3.5. Complétions Gas-Lift

3.5.1. Complétion pour Gas-Lift direct

La figure 3.7 (a) représente une complétion standard pour faire du gas-lift direct. Le gaz est injecté dans l'annulaire tubing-casing et le réservoir est produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. Les vannes sont manœuvrées au câble pour les tubings d'un diamètre nominal de 2''^{7/8} et plus.

Dans les puits équipés d'un tubing de gros diamètre, de 4''^{1/2} à 7'', il est possible d'adapter la complétion au gas-lift sans faire de reprise (work over). Pour cela, le tubing est perforé à différentes cotes étagées comme sont étagés les mandrins de gas-lift. Des chemises (pack off) équipées de vannes de gas-lift viennent ensuite couvrir chaque trou en faisant étanchéité. Elles sont posées au câble électrique et peuvent être remontées au câble lisse (slick-line). Le gaz est injecté dans l'annulaire.

3.5.2. Complétion pour Gas-Lift inverse

La figure 3.7 (b) représente un puits où le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé " macaroni ". Ce genre de profil est très courant mais le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques de gros diamètre descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7'' recevoir un tube 4''^{1/2} pour activer le puits au gas-lift.

Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gas-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

Dans tous ces puits, la production se fait à travers le tubing initial et non pas dans le casing. Comme pour le gas-lift direct, les vannes de gas-lift sont récupérables au câble sauf pour les diamètres inférieurs à 2''^{7/8}.

Dans des puits où les vannes de décharge sont inutiles (single point), il est très économique de dérouler un coiled tubing dans la complétion initiale, de le couper en surface et de le poser dans un adaptateur de la tête de puits.

Des vannes de sécurité de sub-surface existent pour ce genre de complétions mais elles compliquent considérablement la mise en place du tube concentrique.

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

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

3.5.3. Complétion pour Gas-Lift double

Le gaz est injecté en continu dans l'annulaire qui est commun aux deux tubings. Chaque tubing est équipé de mandrins, de vannes de décharge et de vannes opératrices. Cette technique est réservée aux cas où plusieurs niveaux réservoirs sont à produire séparément (figure 3.7 (c)).

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter. Parmi les problèmes de complétion, soulignons :

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

La mise au point des vannes pour ces puits est délicate et il est courant qu'un tubing prive l'autre du gaz qui lui était destiné.

Le gas-lift double est donc assez rare sauf pour des champs où le gaz à haute pression est disponible, autorisant du " single point " sans vannes de décharge.

3.5.4. Complétion pour Gas-Lift parallèle

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gas-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir (figure 3.7 (d)). Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing. Par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz.

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

3.6. Systèmes particuliers de Gas-Lift

3.6.1. Gas-Lift en circuit fermé

Dans un circuit de gas-lift fermé, les puits reçoivent du gaz haute pression de compresseurs installés à proximité des puits. Ce gaz injecté se mélange au gaz de formation et est récupéré en surface dans des séparateurs. Il alimente ensuite les compresseurs pour être à nouveau comprimé et réinjecté dans les complétions (figure 3.8).

En fait, la plupart des installations de gas-lift sont en circuit fermé car il est assez rare de posséder un champ à gaz haute pression près d'un champ à huile.

L'énergie nécessaire à la compression du gaz est très souvent fournie par des moteurs fonctionnant avec le gaz des puits. En général, le système est autonome car le gaz additionnel provenant de la formation compense le gaz brûlé.

Exemple d'un circuit gas-lift fermé : Champ de TFT.

3.6.2. Gas-Lift en circuit ouvert

Le gaz qui a servi pour le gas-lift est brûlé à la torche ou bien commercialisé après son utilisation. Dans ce cas, le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz.

Exemple d'un circuit gas-lift ouvert : Anneau d'huile à Hassi R'Mel.

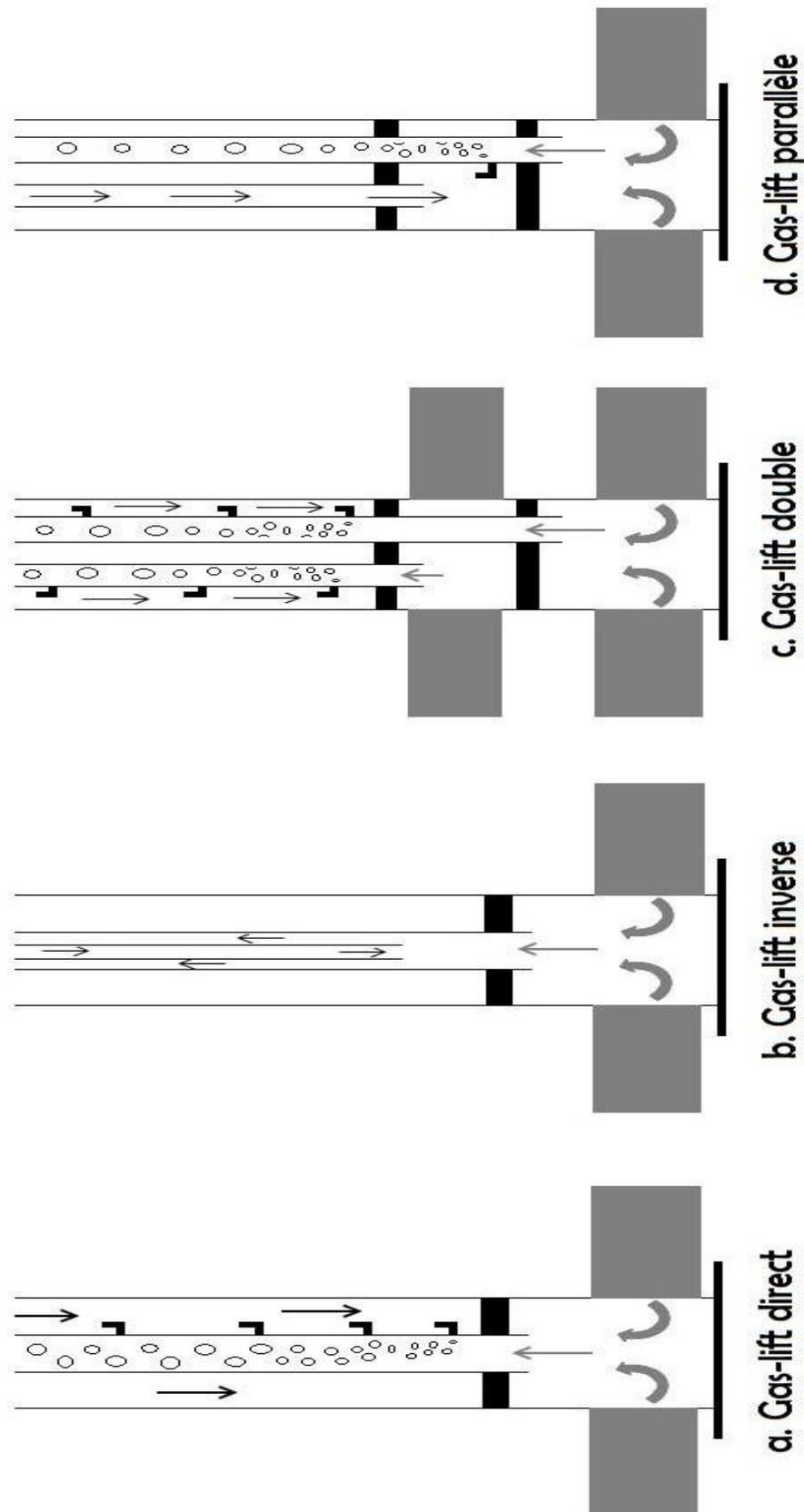


Figure 3.7 : Complétions gas-lift.

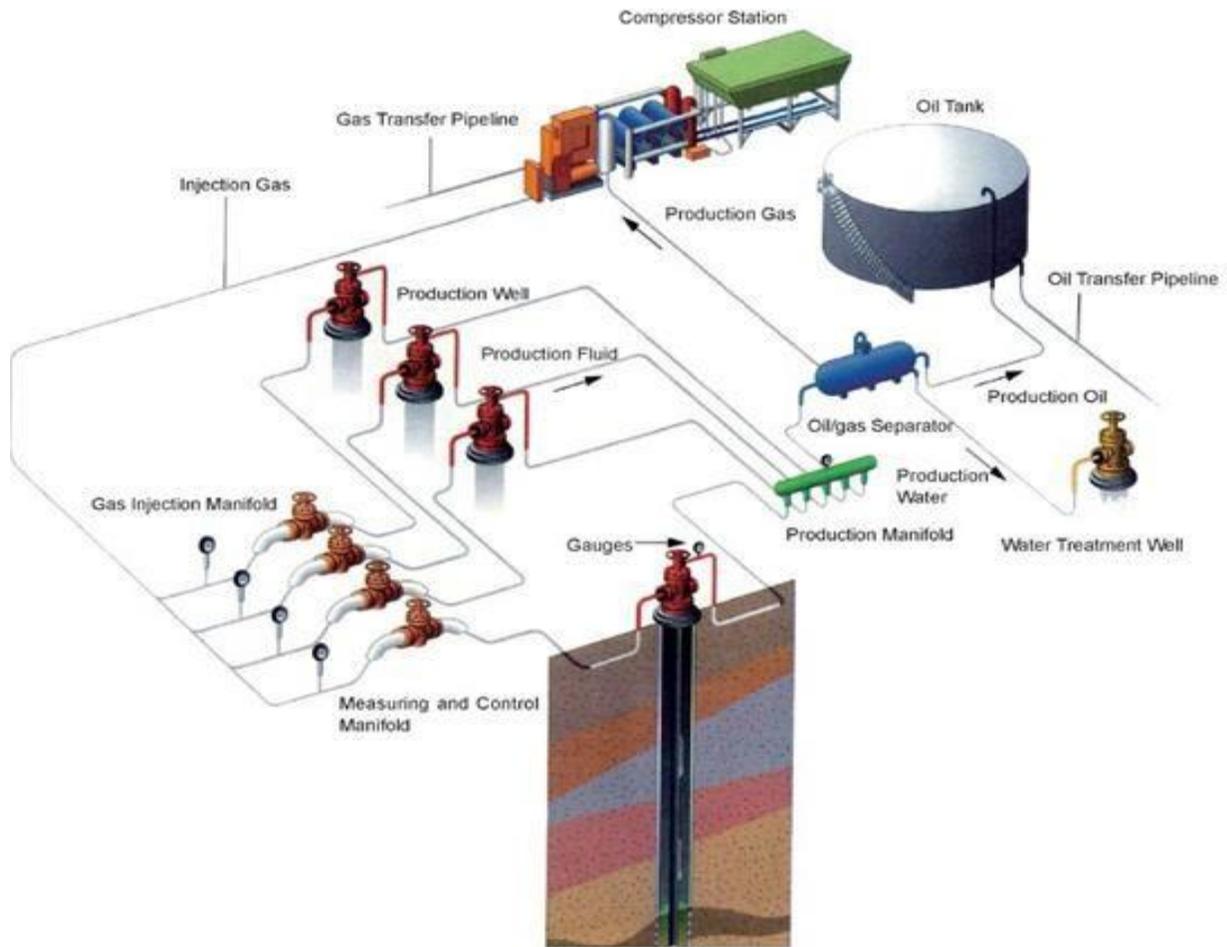


Figure 3.8 : Gas-lift en circuit fermé.

3.6.3. Auto Gas-Lift

Si la complétion du puits le permet, l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer (Figure 3.9).

Exemple d'auto gas-lift : Champ d'Ohanet. Le réservoir d'Ohanet Dévonien est un réservoir d'huile surmonté par un géant gas-cap humide. Le champ est exploité en auto gas-lift depuis 1986. (Perrin, 2007)

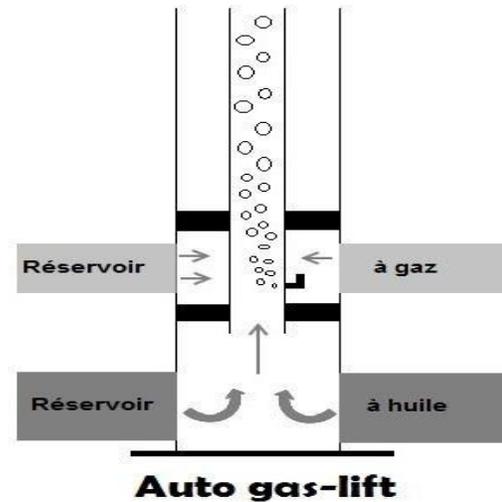


Figure 3.9 : Auto gas-lift

3.7. Principaux paramètres de Gas-Lift

3.7.1. Pression en tête de puits

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide (effet de la contre pression). 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 gas-lift ne doivent jamais être "dusés" en tête de puits.

3.7.2. 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. De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, ce qui rend impossible le redémarrage d'un puits.

3.7.3. Profondeur de l'injection du gaz

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

3.7.4. IP important et effet de skin

La productivité d'un puits dépend directement du « draw-down » et donc de la pression de fond dynamique. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gas-lift amène des débits spectaculaires.

Le skin a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la reperforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

3.8. Avantages & limites de Gas-Lift

3.8.1. Avantages

- investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins peuvent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la pose de vannes si nécessaire.
- grâce au gas-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite.
- le gas-lift est tout-à-fait compatible avec de hauts GLR : le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing. Cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir.

- le gas-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau.
- le gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vanes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- il est possible de commander le puits à distance par télémétrie.

3.8.2. Les limites du Gas-Lift

- le gas-lift nécessite d'importants investissements de surface. Du gaz sous haute pression est rarement disponible sur un champ. Ainsi, une station de compression est à prévoir et peut nécessiter la construction d'une nouvelle plate-forme dans les développements offshore. Quand du gaz à haute pression est utilisé, il revient à la surface à une pression basse et doit être recomprimé pour être vendu ou réinjecté. Il est très rare de nos jours que du gaz soit envoyé à la torche et nous ne pouvons que nous réjouir de cette économie d'énergie liée à la protection de l'environnement.
- le gas-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir devient très basse. Dans de telles conditions, le gas-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- le gas-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après recompression, un arrêt complet des installations 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 les premiers volumes de gaz.
- le gas-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 gas-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre dus à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en la présence de H₂S dans le gaz.

3.9. Gas-Lift VS autres modes d'activation

Les points forts et les points faibles de chaque mode comparé au gas-lift sont :

3.9.1. ESP (Electro Submersible Pump)

Points forts comparés au gas-lift :

- peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basse.
- rendement plus élevé.
- électricité plus facile à produire que le gaz.

Points faibles comparés au gas-lift :

- 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 plus difficiles.
- accès au réservoir nécessitant des complétions complexes.
- pannes plus fréquentes.

3.9.2. Pompage aux tiges (Sucker Rod Pumping)

Points forts comparés au gas-lift :

- adapté aux puits isolés.
- électricité plus facile à produire que le gaz.
- meilleur pour les huiles lourdes.

Points faibles comparés au gas-lift :

- peu flexible.
- réparations plus difficiles.
- n'est pas adapté aux gros volumes produits.
- ne peut produire en présence de gaz libre, même si le GLR est faible.

3.9.3. PCP (Progressive Cavity Pump)

Points forts comparés au gas-lift :

- capable de produire des puits chargés de paraffine et de solides .

- adapté aux puits isolés .
- électricité plus facile à produire que le gaz.

Points faibles comparés au gas-lift :

- réparations plus difficiles .
- peu flexible .
- pas adapté aux gros débits.

3.9.4. Pompe à effet Venturi (Jet Pumping)

Points forts comparés au gas-lift :

- adapté aux puits isolés.
- électricité plus facile à produire que le gaz.

Points faibles comparés au gas-lift :

- peu flexible.
- n'est pas adapté aux gros volumes produits.
- besoin de gros volumes de liquide à haute pression.

(Total, 2007)

Chapitre 4 : Equipements de fond du Gas-Lift

4.1. Vannes Gas-Lift

Une complétion gas-lift est généralement équipée par plusieurs vannes, sauf pour les cas où une source de gaz à haute pression est disponible (single point injection : injection par une seule vanne au fond du tubing). La dernière vanne (en bas) est appelée "vanne opératrice". En positionnant cette vanne le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale du gaz injecté. Les vannes au-dessus de la vanne opératrice sont appelées "vannes de décharge". Elles servent à démarrer le puits par étapes. Durant les opérations normales d'exploitation du puits, toutes les vannes de décharge doivent être fermées et l'injection se fait uniquement par la vanne opératrice (Voir la figure ci-dessous).

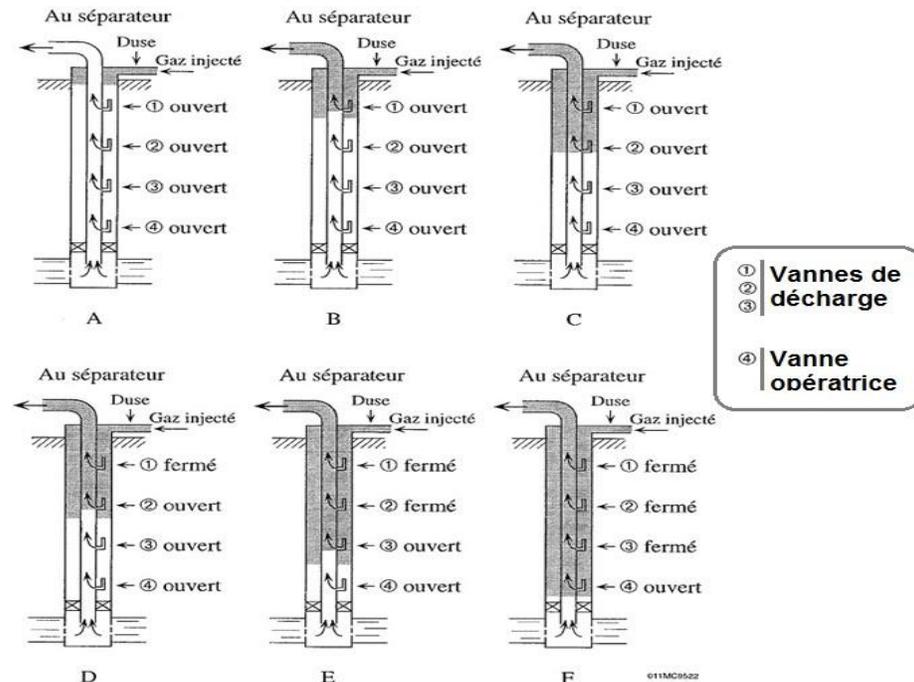


Figure 4.1 : Etat des vannes GL avant et après démarrage du puits.

Les vannes gas-lift se positionnent dans des mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrel – SPM) qui sont des éléments essentiels d'une complétion gas-lift. La pose et la dépose des vannes se font au câble (voir figures 4.2 et 4.3).

Les vannes de GL sont conçues pour s'ouvrir et se fermer suivant certaines conditions de pression et de température existant au droit de la vanne. Ces conditions sont données par des calculs faits à la main ou par un ordinateur et seront utilisés pour le tarage des vannes à l'atelier. Une fois ouvertes, elles permettent le passage de fluides (gas ou liquide) de l'annulaire vers l'intérieur du tubing. Elles peuvent aussi être arrangées pour permettre l'écoulement de l'intérieur tubing vers l'annulaire. Ces vannes sont toujours faites avec des alliages de très bonne qualité. Les tailles communes font 1'' ou 1''½ de diamètre extérieur. Un verrou empêche que la vanne ne sorte de son mandrin. Les vannes peuvent être remplacées par des bouchons pleins (dummy valves) pour certaines applications telles que le test du tubing (figure 4.4).

Il y a de nombreux types de vannes mais elles se classent en deux familles principales :

- les vannes pilotées par la pression du casing (**Casing Operated Valves - COV**) sensibles à la pression dans le casing ou la pression amont. Elles sont aussi dénommées " pressure operated valves ".
- les vannes pilotées par la pression dans le tubing (**Tubing Operated Valves - TOV**) sensibles à la pression du tubing ou pression aval. Elles sont aussi dénommées " fluide operated valves ".

Les vannes opérées par le casing sont faciles à commander car la pression annulaire est bien connue et facile à contrôler. Ce n'est pas le cas des vannes opérées par la pression du tubing car il est difficile d'estimer la pression au droit des vannes et d'agir sur elle. Ceci est la raison principale de la popularité des COV et de son emploi fréquent. De plus, une conception avec des vannes 'tubing' TOV nécessite plus de vannes pour atteindre le point d'injection final.



Figure 4.2 : Pose d'une vanne GL dans son siège à l'intérieur d'un mandrin par le « kickover tool ».



Figure 4.3 : Exemple de vanne gas-lift.



Figure 4.4 : Exemple de bouchons pleins (dummy valves).

4.2. Types de vannes Gas-Lift

4.2.1. Vannes opérées par la pression de casing (COV)

Les COV sont sensibles à la pression du gaz injecté (la pression du casing). Cependant, la pression en aval (la pression du tubing) a un petit effet sur l'ouverture de la vanne et aucun sur la pression de fermeture.

Les principaux composants d'une vanne COV sont (Voir figure 4.5) :

- **le soufflet (bellow)** pressurisé en surface à l'azote. On appelle **Ab** (bellow area) la section radiale du soufflet. Dans le puits, la pression du casing s'oppose à la pression de l'azote. Pour éviter l'écrasement, le soufflet est partiellement rempli de silicone et possède une butée.
- **la bille et son siège (ball and seat)**. Quand la bille quitte son siège, le gaz coule au travers d'un orifice (port). La taille de cette restriction appelée **Ap** (port area) est un des principaux paramètres du tarage de la vanne. Le sous-ensemble bille et siège peut être facilement changé en surface pour augmenter ou réduire la taille de l'orifice A_p . Cette taille détermine le débit de gaz. La bille et le siège sont en carbure de tungstène, parfois en " monel ".
- **un clapet anti-retour (check valve)** pour que le fluide du tubing n'envahisse pas l'annulaire.
- **un verrou** pour empêcher que la vanne ne quitte la poche aménagée pour elle dans le mandrin.
- **un corps** en acier inoxydable.

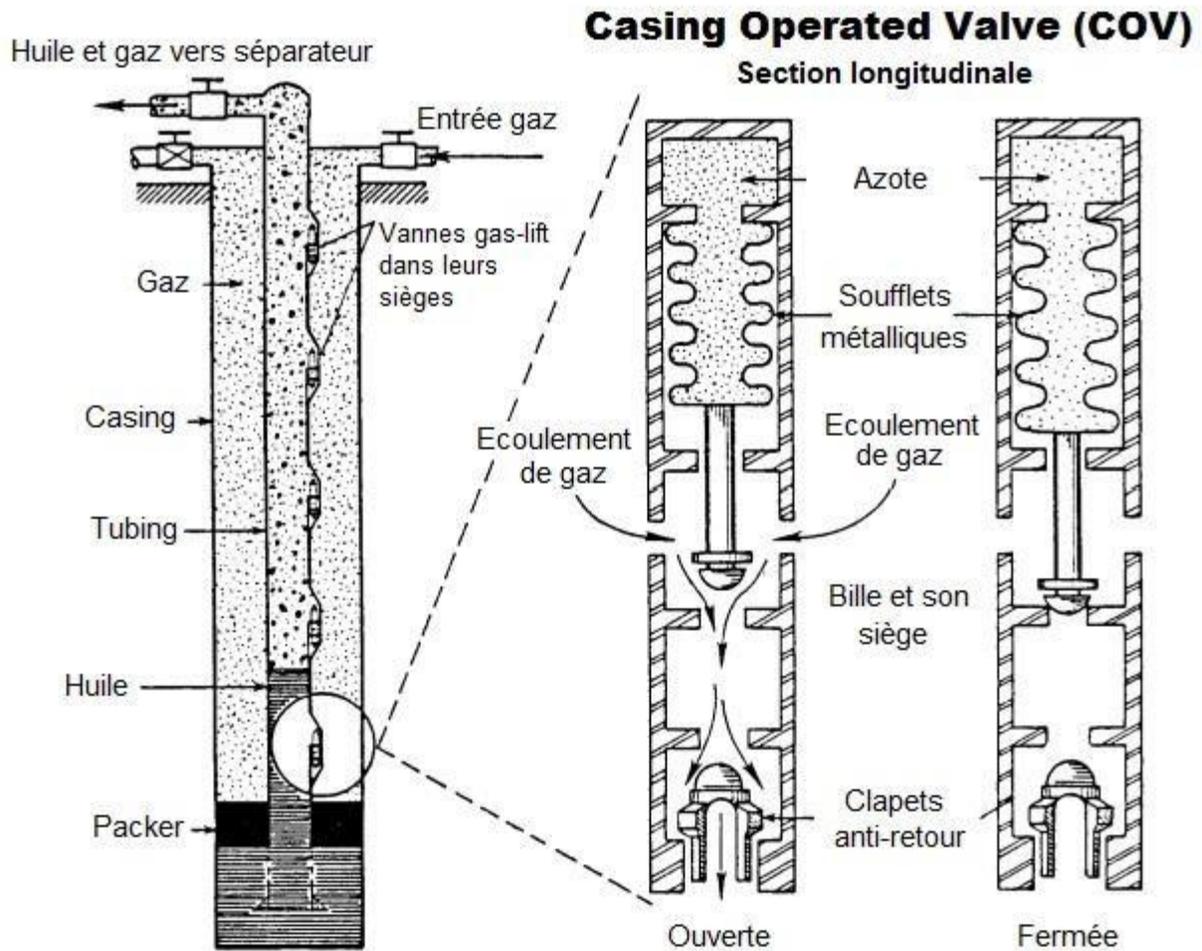


Figure 4.5 : Coupe longitudinale d'une « Casing Operated Valve ».

Quand la pression du casing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime, tire sur la bille de fermeture et la décolle de son siège. Ce qui permet au gaz de s'écouler au travers de l'orifice. L'écriture des équations montrera que la vanne réagit différemment suivant sa position, ouverte ou fermée, avec des systèmes de forces différents.

La figure 4.6 donne un schéma simplifié d'une vanne " Casing Operated " .

P_b est la pression dans le soufflet
 P_t est la pression du tubing
 P_c est la pression dans le casing
 A_b est la section radiale du soufflet
 A_p est la section de passage de l'orifice

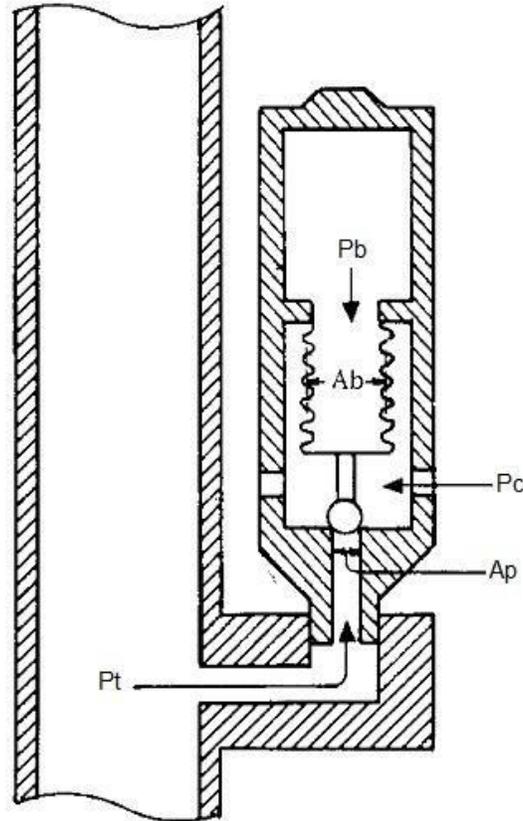


Figure 4.6 : Schéma simplifié d'une COV.

Les tableaux ci-après résument les forces s'appliquant sur la vanne dans ses deux états : fermée et ouverte. Toutes les pressions sont des pressions de fond au droit de la vanne.

Tableau 4.1 : Forces s'appliquant sur la COV en position fermée.

Force tendent à ouvrir la vanne [F _o]	Force tendent à maintenir la vanne fermée	Pression casing nécessaire pour l'ouverture de la vanne [P _{cvo}]
$F_o = P_c(A_b - A_p) + P_t \cdot A_p$	$F_c = P_b \cdot A_b$	$P_{cvo} = P_b \frac{A_b}{A_b - A_p} - P_t \frac{A_p}{A_b - A_p}$

$P_{cvo} = P_b \frac{A_b}{A_b - A_p} - P_t \cdot TEF$ avec $TEF = \frac{A_p}{A_b - A_p} = \text{Tubing Effect Factor de 5 à 25\%}$

La pression d'ouverture P_{cvo} dépend de constante, y compris la pression de soufflet P_b. La seule variable est P_t. La vanne s'ouvrira bien sous l'effet du casing qui atteindra une pression P_{cvo}.

Tableau 4.2 : Forces s'appliquant sur la COV en position ouverte.

Force tendent à maintenir la vanne ouverte [Fo]	Force tendent à fermer la vanne	Pression casing nécessaire pour la fermeture de la vanne [Pcvo]
$F_o = P_c \cdot A_b$	$F_c = P_b \cdot A_b$	$P_{cvc} \leq P_b$

La pression tubing n'a aucun effet sur la fermeture de la vanne COV. La force pour fermer la vanne dépend seulement de la pression du casing. La vanne se fermera lorsque la pression dans le casing P_c sera égale ou inférieure à la pression du soufflet P_b aux conditions fond (conditions surface plus effet de la température).

Plage d'ouverture ou "fourchette" (Spread)

La différence entre la pression d'ouverture et la pression de fermeture d'une vanne est appelée la plage d'ouverture ou fourchette (spread).

$$\text{Fourchette} = P_{cvo} - P_{cvc} = TEF \cdot (P_b - P_t) \text{ [psi]} \dots\dots\dots\text{Eq 4.1}$$

La " fourchette " représente pour chaque vanne la perte de pression annulaire (gas-lift direct) pour obtenir la fermeture de la vanne.

Il est important de s'assurer que cette valeur :

- n'est pas trop faible car le système deviendrait trop sensible ;
- n'est pas trop forte car cela rapprocherait les vannes les unes des autres et conduirait à un point d'injection final trop haut.

Pour agir sur la valeur de la fourchette, il est possible d'agir sur TEF en choisissant une

vanne différente, car : $TEF = \frac{A_p}{A_b - A_p} \dots\dots\dots\text{Eq 4.2}$ - A_p = diamètre de l'orifice.

- A_b = diamètre du soufflet .

Néanmoins, le diamètre de l'orifice est dicté par la quantité de gaz à passer. De même, il n'est pas toujours possible de sélectionner des soufflets pour des vannes 1"½ car ceci oblige à descendre des mandrins plus gros, pas toujours compatibles avec la complétion.

4.2.2. Vannes opérées par la pression de tubing (TOV)

Les vannes " tubing operated " sont sensibles à la pression de l'effluent (la pression du tubing). Cependant, la pression en amont (la pression du casing) a un petit effet sur l'ouverture de la vanne et aucun sur la pression de fermeture. Quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime, tire sur la bille de fermeture et la décolle de son siège ce qui permet au gaz de s'écouler au travers de l'orifice.

Les vannes TO de par leur conception, fonctionnent en régulateur de la pression tubing. Si cette pression augmente, le débit gaz augmente et allège la colonne ce qui fait chuter la pression et la ramène à la valeur du design. Le phénomène inverse apparaît si la pression diminue.

Les composants d'une TOV sont les mêmes composants d'une COV : soufflet, bille et son siège, clapet anti-retour, verrou et corps en acier inoxydable. Dans certaines vannes le soufflet se trouve assisté d'un ressort. La valeur St qui apparaîtra dans les calculs est le " coefficient de ressort " (en psi) fourni par le constructeur. La Figure 4.7 montre un schéma simplifié d'une vanne " tubing operated ".

P_b est la pression dans le soufflet
 P_t est la pression du tubing
 P_c est la pression dans le casing
 A_b est la section radiale du soufflet
 A_p est la section de l'orifice

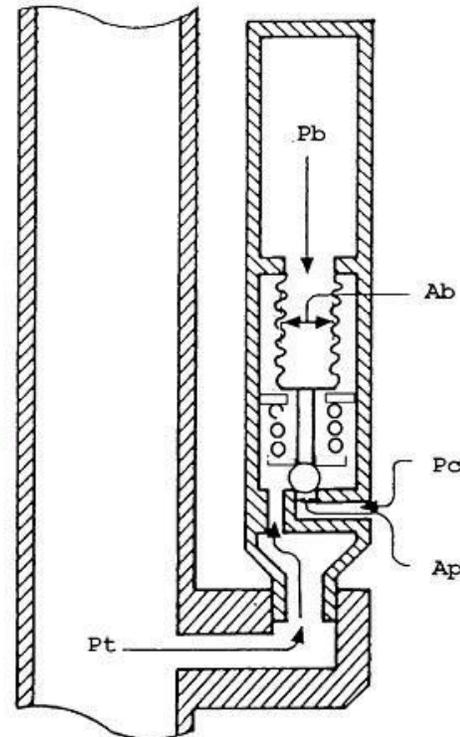


Figure 4.7 : Schéma simplifié d'une TOV.

Les tableaux ci-après résument les forces s’appliquant sur la vanne dans ses deux états : fermée et ouverte. Toutes les pressions sont des pressions de fond au droit de la vanne.

Tableau 4.3 : Forces s’appliquant sur la TOV en position fermée.

Force tendent à ouvrir la vanne [Fo]	Force tendent à maintenir la vanne fermée	Pression casing nécessaire pour l’ouverture de la vanne [Pcvo]
$F_o = P_t(A_b - A_p) + P_c \cdot A_p$	$F_c = (P_b \cdot A_b) + S_t(A_b - A_p)$	$P_{tvo} = P_b \left(\frac{A_b}{A_b - A_p} \right) + S_t - P_c \left(\frac{A_b}{A_b - A_p} \right)$
$P_{tvo} = P_b \left(\frac{A_b}{A_b - A_p} \right) + S_t - P_c \cdot CEF$ avec $CEF = \left(\frac{A_p}{A_b - A_p} \right) = \text{Casing Effect Factor de 5 à 25\%}$		
<p>La pression nécessaire à l’ouverture de la vanne provient du tubing et dépend de constantes, y compris la pression Pb du soufflet. La seule variable est Pc, la pression du casing. La vanne est bien ‘tubing operated’ mais avec un effet casing (casing effect factor)</p>		

Tableau 4.4 : Forces s’appliquant sur la TOV en position ouverte

Force tendent à maintenir la vanne ouverte [Fo]	Force tendent à fermer la vanne [Fc]	Pression tubing nécessaire pour la fermetures de la vanne [Ptv]c Elle se ferme quand Fo ≤ Fc
$F_o = P_t \cdot A_p$	$F_c = P_b \cdot A_b + S_t(A_b - A_p)$	$P_{tv}c = P_b + S_t \left(\frac{A_b - A_p}{A_b} \right)$
$P_{tv}c = P_b + S(1 - R)$ avec $R = A_p/A_b$ est une caractéristique de la vanne		
<p>La force pour fermer la vanne ne dépend que de la pression du tubing</p>		

Plage d'ouverture ou « fourchette » (spread)

$$Fourchette = P_{tvo} - P_{tvc} = \{P_b + (1 - R) - P_c\} \dots\dots\dots Eq 4.3$$

Pour une vanne sans ressort $St = 0$

$$Fourchette = (P_b - P_c) \dots\dots\dots Eq 4.4$$

4.2.3. Tarage des vannes en atelier

Durant la conception d'une installation gas-lift, il a été possible de calculer pour chaque vanne, les conditions de tarage des vannes. A la surface, les soufflets doivent être pressurisés, en tenant compte des changements de température entre l'atelier et le puits en utilisant un coefficient Ct. La pression d'ouverture calculée dans les conditions fond est à utiliser pour ajuster la pression d'ouverture au banc de tarage. La pression dans les soufflets en surface est appelée Pbst.

La première étape consiste à pressuriser les soufflets à l'azote en appliquant environ 3 bars (50 psi) de plus que la valeur calculée. La vanne est conservée 15 minutes dans un bain pour stabiliser sa température. Ensuite, une pression prédéterminée est appliquée sur le côté casing (vannes COV) ou tubing (vannes TOV) et le soufflet est purgé lentement jusqu'à ouverture de la vanne.

Après cet ajustement, les vannes doivent rester deux heures dans une cellule sous haute pression pour vieillissement (ageing). Enfin, la calibration est vérifiée en appliquant à nouveau une pression sur le soufflet. Si la pression d'ouverture à changer de 0,5 bar, le tarage doit être refait.

(Total, 2007)

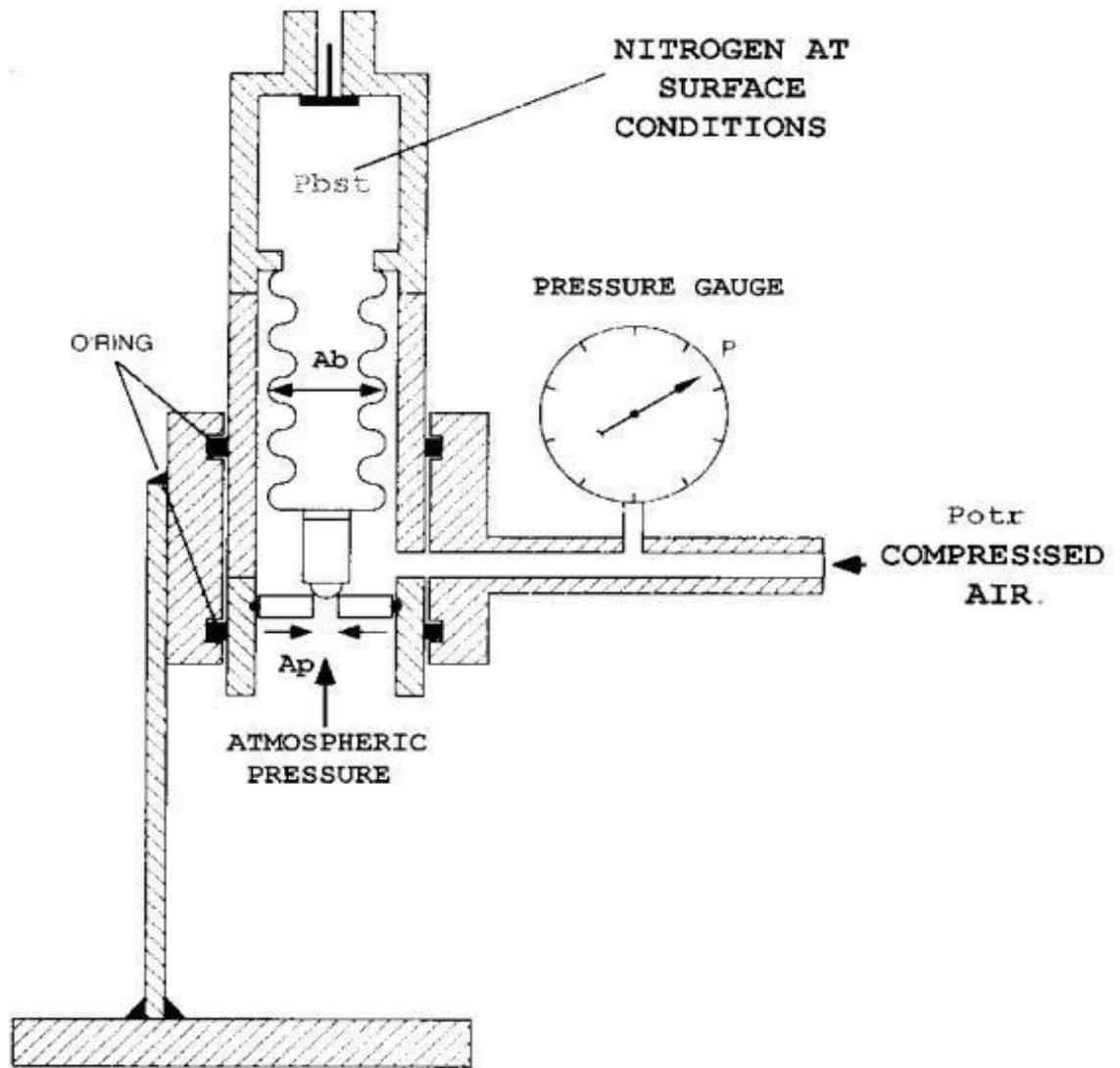


Figure 4.8 : Tarage d'une COV sur le banc de test (test rack).

4.3. Mandrins à poche latérale

Ces réceptacles vissés au tubing reçoivent les vannes dans une poche latérale (voir figure 4.2). Il en existe différents modèles pour vannes de 1" ou 1"½.

La pose et la dépose des vannes se font au câble et l'opérateur doit posséder une bonne expérience pour bien sentir en surface ce qui se passe au fond. De nos jours, les outils destinés à intervenir dans les poches latérales sont très performants, ce qui permet d'équiper de mandrins des puits très déviés (jusqu'à 60°). Certaines vannes ne sont pas récupérables au câble, en particulier dans les puits avec petit tubing (macaroni) concentrique pour injection de gaz.

4.4. Vannes de sécurité de sub-surface

Ces vannes ne sont pas toujours descendues pour contrôler l'injection du gaz, mais de plus en plus d'exploitants les exigent pour les puits en mer. Si du côté tubing, il est facile d'installer des vannes, tout se complique du côté annulaire. Un packer supplémentaire avec by-pass est à mettre en place et des pertes de charges supplémentaires apparaissent.

4.5. Packers

Les puits en gas-lift sont parfois équipés de packer de fond avec un by-pass pour que le gaz puisse descendre le plus bas possible. Ce by-pass peut-être concentrique au mandrin du packer ou parallèle.

(Schlumberger, 2000)

Chapitre 5 : Performance des puits

5.1. Introduction à l'analyse nodale

L'analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production (depuis le réservoir et jusqu'au séparateur), et de prévoir le débit. C'est l'une des techniques d'optimisation employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits.

Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz. Depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Cette technique consiste à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire à conduire l'effluent à la surface. L'utilisation pratique des idées de Gilbert était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à son époque pour modéliser les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production.

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges gênent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression.

L'analyse nodale considère le système de production total comme un groupe de composants qui englobe potentiellement les roches, irrégularités du réservoir, les complétions "gravel pack", perforations, trous ouverts / fermés), écoulement vertical, restrictions multilatéral et branches. Il identifiera et servira pour la conception de l'efficacité des systèmes d'écoulement sur le terrain, y compris les puits, gas-lift, les lignes de collecte et les collecteurs.

5.1.1. Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est généralement utilisée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Elle consiste à choisir un nœud appartenant au système et puis deviser ce système au niveau de ce nœud.

Le procédé peut être appliqué aux puits d'huile ou de gaz, et aux puits au gas lift où l'effet du gas-lift sur la pression peut être exprimé en fonction du débit.

Le procédé peut être également appliqué à l'analyse des performances des puits injecteurs par une modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow.

L'application de l'analyse nodale à généralement pour le but de :

- Déterminer le débit auquel un puits existant d'huile ou du gaz produira, en considérant les limitations de la géométrie et de la complétion du puits.
- Optimiser le système pour produire le débit planifié.
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.

5.1.2. System de production

Le système de production des hydrocarbures est l'ensemble des éléments qui transporte les fluides de réservoir vers la surface et les sépare en phase (huile, gaz et eau), l'écoulement à travers un système complexe comme celui de production exige une décomposition à des sous-systèmes simples pour faciliter l'analyse, les éléments de base d'un système de production sont:

- Réservoir..
- La zone proche du puits.
- La colonne de production.
- La tête du puits.
- La duse.
- Le réseau de collecte.
- Les équipements de surface .
- Les bacs de stockage.

Chaque élément de système de production peut être subdivisé à des sous-éléments, exemple le chemin d'écoulement à travers le puits peut se composer de :

- Perforation.
- Contrôle des sables.
- Tubing.
- vanne de circulation.
- vanne de sécurité de subsurface.
- tête de puits.

Pour qu'il y ait production, il faut que le gisement renferme assez d'énergie pour relever le fluide de réservoir jusqu'aux installations de traitement de surface. En d'autre terme il faut que la pression de fond soit inférieure à la pression de gisement, or la pression de fond n'est que la contre pression résultant de l'ensemble du circuit (réservoir-séparateur).

La perte de charge totale dans la figure si dessous sont la somme des termes suivants :

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

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wfh} \quad : \text{Perte le long de la liaison couche-trou.}$$

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

$$\Delta P_3 = P_{USV} - P_{DSV} \quad : \text{Perte le long des vannes de sécurité.}$$

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

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

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

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

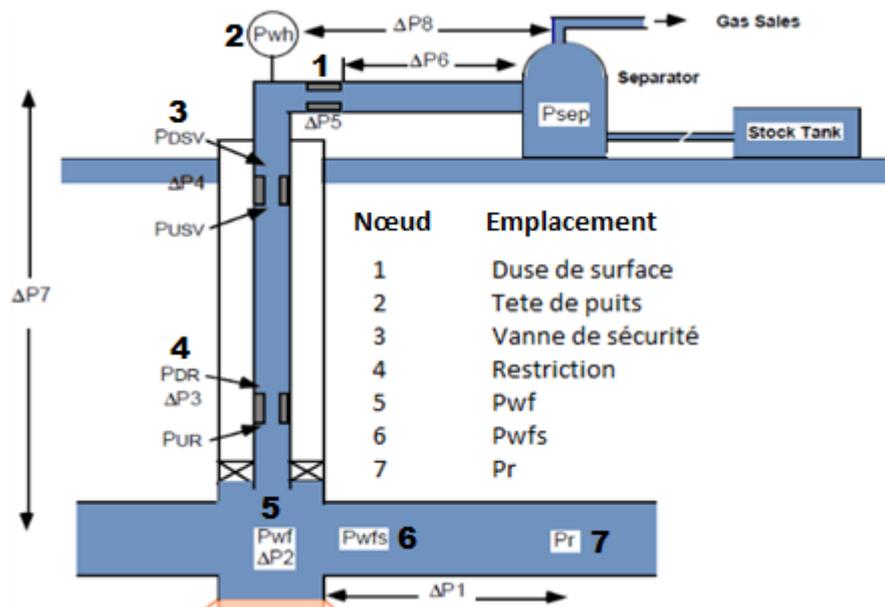


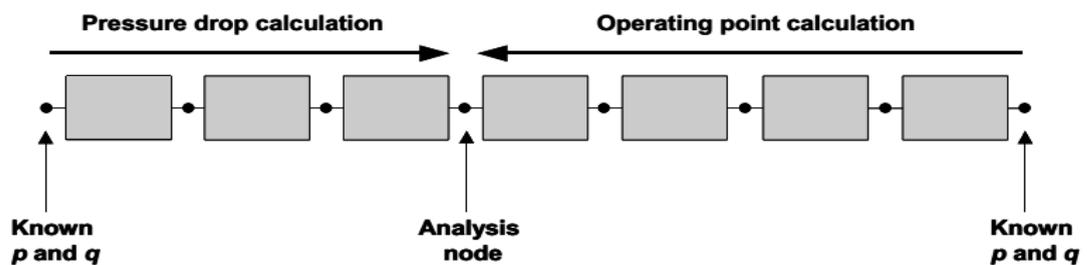
Figure 5.1 : Pertes de charges dans le système de production.

5.1.3. Résolution de problème (analyse nodale)

La résolution consiste à diviser le chemin d'écoulement en deux parties qui se rencontrent en un point appelé nœud.

On appelle :

- **Inflow** : l'évolution de la pression de nœud en fonction du débit calculé à partir de la pression d'entrée du système de production.
- **Outflow** : l'évolution de la pression de nœud en fonction du débit calculé à partir de la pression de sortie du système.



Avec le point nodal, le système peut être subdivisé comme suit :

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

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

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

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'*IPR* (Inflow Performance Relationship) et du *TPC* (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires pour réaliser cette étude sont :

- Courbe *IPR* mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres, et la rugosité.
- Pression de séparateur (séparation).

Equation de l'inflow :

$$P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf} \dots\dots\dots \text{Eq 5.1}$$

Equation de l'Outflow :

$$P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf} \dots\dots\dots \text{Eq 5.2}$$

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés.

Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité, mais dépendent aussi de l'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (la courbe de performance du réservoir (*inflow*)), et l'écoulement en aval du nœud (la courbe de performance du tubing (*outflow*)). On peut donc prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production. Cette optimisation se fait en déterminant le point de fonctionnement

5.1.4. Point de fonctionnement

Le point de fonctionnement est le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow, il faut donc que le *inflow* soit égal au *outflow* sinon il n'y aura pas d'écoulement du fond jusqu'à la surface. Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation.

- Le débit à travers le système de production sera déterminé en s'aidant d'une construction graphique.

1. Tracer la courbe inflow :

$$P_o - P_{node} = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \dots \quad \text{d'où} \quad P_{node} = P_o - (\Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 + \dots) \dots\dots\dots \text{Eq 5.3}$$

2. Tracer sur le même graphique la courbe outflow

$$P_{node} - P_N = \Delta p_N + \Delta p_{N-1} + \Delta p_{N-2} + \dots \dots\dots \text{Eq 5.4}$$

$$P_{node} = P_N + (\Delta p_N + \Delta p_{N-1} + \Delta p_{N-2} + \dots) \dots\dots\dots \text{Eq 5.5}$$

Avec Δp_N : la perte de charge due à l'élément N du système.

p_i : la pression au point i.

Le débit maximum possible pour ce puits est donné par l'intersection de ces deux courbes. (condition de continuité du débit et de la pression au nœud choisi).

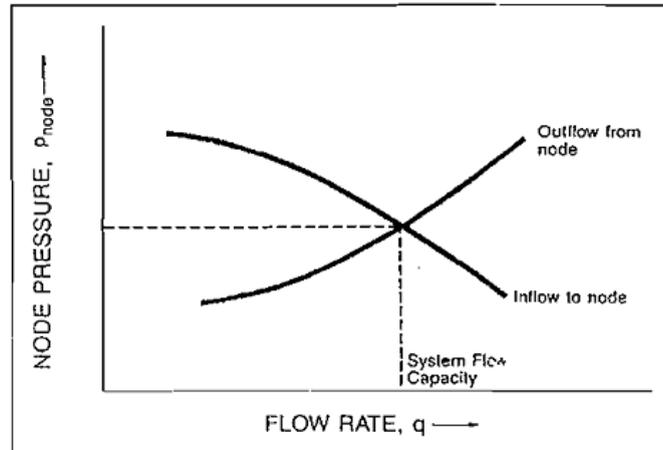


Figure 5.2 : Point de fonctionnement d'un puits

Remarque :

On peut avoir deux autres possibilités d'intersection des courbes inflow et outflow :

- Pas d'intersection : c'est-à-dire que la pression de réservoir est insuffisante pour forcer la migration du pétrole vers la surface.
- plusieurs points d'intersection : En pratique, on trouve deux points d'intersection l'une est stable et l'autre est instable.

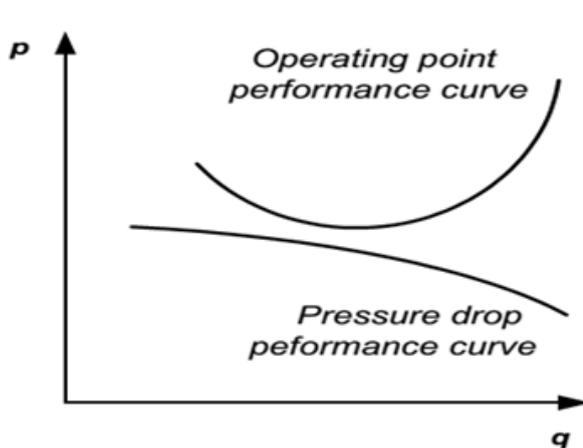


Figure 5.3 : Point de fonctionnement d'un puits
-cas 2.

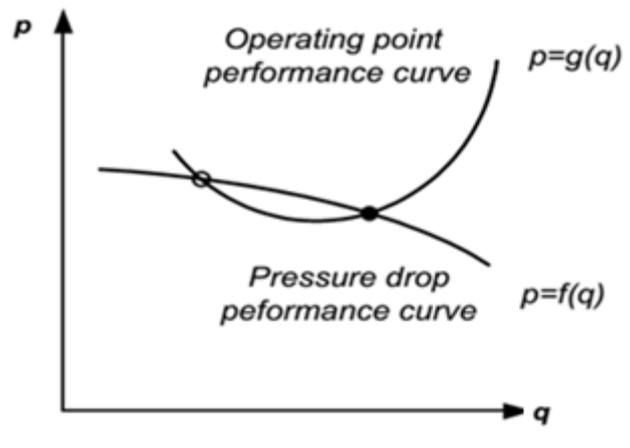


Figure 5.4 : Point de fonctionnement d'un puits
-cas3.

(Beggs & Brill, 1991)

5.2. Introduction à la performance de puits

Lors de l'estimation des performances du puits d'huile ou de gaz, on suppose souvent que l'inflow est proportionnel à la différence entre la pression du réservoir et la pression aux abords de puits.

L'une des premières relations à utiliser selon cette hypothèse était l'indice de productivité (IP). Cette relation linéaire peut être dérivée de la loi de Darcy pour un écoulement stationnaire d'un seul fluide incompressible. Cependant, Evinger et Muskat ont trouvé qu'une relation linéaire ne devrait pas être attendue lorsque plusieurs phases s'écoulent dans le réservoir. Ils ont présenté des calculs théoriques qui ont montré une relation courbe entre le débit et la pression pour l'écoulement à deux, et à trois phases.

5.2.1. Inflow Performance Relationship (IPR) :

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($P_r - P_{wf}$).

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

Cette relation est appelé " Inflow performance Relationship " ou la courbe IPR. Les débits de production à diverses chutes de pression sont utilisés pour construire la courbe IPR qui reflète la capacité du réservoir à évacuer le liquide aux abords de puits

5.2.2. Technique de l'indice de productivité :

La méthode de l'indice de productivité suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond.

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque PSI du drawdown (chute de la pression de fond).

le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique.

Pour déterminer la formule de l'IP, on applique l'équation de Darcy à l'écoulement d'huile dans le réservoir, l'équation montrée ci-dessous :

$$q = \frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dp}{dr} \dots\dots\dots \text{Eq 5.6}$$

L'équation 5.3 peut s'écrire comme suit :

$$q_o = \frac{2\pi r h k}{\mu \beta_o} \frac{dp}{dr} \dots\dots\dots \text{Eq 5.7}, \quad \text{Avec } \beta_o : \text{facteur volumétrique de fond}$$

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

$$IP = \frac{h}{(P_r - P_{wf}) \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} dP \dots\dots\dots \text{Eq 5.8}$$

Si la fonction $f(p) = \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o}$ est indépendante de la pression où qu'elle peut être évaluée à la pression moyenne de la zone de drainage du puits pour un écoulement pseudo-permanent, alors la formule de l'indice de productivité devient :

$$IP = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \cdot \mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots \text{Eq 5.9}$$

Tel que : **IP**: indice de productivité (STB/D/psi).

Qliq : est le débit liquide produit (STB par jour).

P_r : la pression moyenne du réservoir (psi).

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

P_r - P_{wf} : est le draw-down sur la formation (psi).

B_o : facteur volumétrique de fond [bbl/STB].

N.b :

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.

- La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

5.1.3. Méthode de Vogel :

Pour un écoulement diphasique, *VOGEL* a fait varier le débit d'huile pour plusieurs valeurs de pression de fond, puis il a tracé la courbe du rapport $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}}\right)$ en fonction du rapport $\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)$.

Il a obtenu une courbe ayant la forme d'une fonction quadratique, montrée ci-dessous :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Eq 5.10}$$

$q_{o\max}$: débit maximal. Il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est-à-dire pour un débit donné du test. La nouvelle expression, donc est :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \dots\dots\dots \text{Eq 5.11}$$

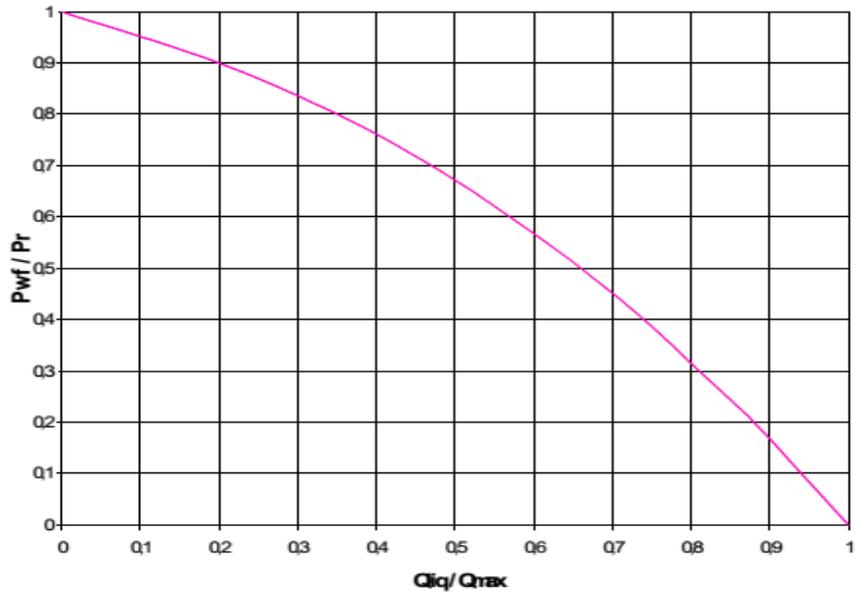


Figure 5.5 : Courbe tracé par VOGEL.

5.2.4. Combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique:

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue, combine la méthode de VOGEL et la méthode de IP, dans l'équation ci-dessous :

$$q_o = J \cdot (\overline{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \dots\dots\dots \text{Eq 5.12}$$

pour $P_{wf} \leq P_b$ (Réservoir sous saturé)

- La méthode présentée par *Vogel* pour générer les IPR ne considère pas le changement de la perméabilité absolue du réservoir.

5.2.5. Méthode de Standing :

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**).

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{\overline{P_R} - P'_{wf}}{P_R - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \dots\dots\dots \text{Eq 5.13}$$

L'équation de *Vogel* devient :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Eq 5.14}$$

Une relation reliant P_{wf} , P'_{wf} et FE peut être obtenue par la résolution de l'équation (5.10) pour P'_{wf} :

$$\frac{P'_{wf}}{P_R} = 1 - FE + FE \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) \dots\dots\dots \text{Eq 5.15}$$

$$\Rightarrow \frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots \text{Eq 5.16}$$

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

Où : $P_{wf} \geq \overline{P_R} \cdot \left(1 - \frac{1}{FE} \right)$ cette contrainte est toujours satisfaite si : $FE \leq 1$ (**vogel 1968**)

5.2.6. Méthode de Fetkovich

Fetkovich a également proposé une relation empirique 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. Elle est basée sur des données de champs. Sa relation :

$$q_o = C (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots \text{Eq 5.17}$$

- Les relations de Vogel et de Fetkovich ont été développées pour les réservoirs de gas-drive .Elle sont largement utilisées en raison de leur simplicité.
- On se base sur des données de champs pour construire IPR ,et déterminer les valeurs de C et n

5.2.7. Prédiction des future IPR

- **Méthode de Standing**

L'équation de Vogel peut être réarrangée pour donner

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \dots\dots\dots \text{Eq 5.18}$$

En substituant l'expression de l'index de productivité on trouve

$$J = \frac{q_{o,max}}{p_r} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_r} \right) \dots\dots\dots \text{Eq 5.19}$$

Standing a défini l'index de productivité de "draw-down" comme suite :

$$J^* = \lim_{p_{wf} \rightarrow p_r} J = \frac{1.8q_{o,max}}{p_r} \dots\dots\dots \text{Eq 5.20} \quad \text{D'où} \quad q_{o,max} = \frac{J^* p_r}{1.8} \dots\dots\dots \text{Eq 5.21}$$

En utilisant la définition de $J^* = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot f(\bar{P}_R)$ on peut prédire le future index de

productivité du réservoir en utilisant l'index de productivité actuel

$$\frac{J_F^*}{J_P^*} = \frac{f(\bar{P}_{RF})}{f(\bar{P}_{RP})} \dots\dots\dots \text{Eq 5.22} \quad \text{Avec} \quad f(p_r) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \dots\dots\dots \text{Eq 5.23}$$

$$\text{d'où} \quad q_{0(max)F} = q_{0(max)P} \cdot \left[\frac{\bar{P}_{RF} \cdot f(\bar{P}_{RF})}{\bar{P}_{RP} \cdot f(\bar{P}_{RP})} \right] \dots\dots\dots \text{Eq 5.24}$$

• **Méthode de Fetkovich**

Cette méthode consiste à ajuster le coefficient d'écoulement C dans l'équation de Fetkovich. Il a supposé que $f(p_r)$ est une fonction linéaire de p_r , et C peut être déterminé à partir de : (Fetkovic 1973)

$$C_f = C_p \left(\frac{p_{r,f}}{p_{r,p}} \right) \dots\dots\dots \text{Eq 5.25} \quad \text{d'où} \quad q_{0,f} = C_p \cdot \left(\frac{\bar{P}_{r,f}}{\bar{P}_{r,p}} \right) \cdot \left(p_{r,f}^2 - p_{wf}^2 \right)^n \dots\dots\dots \text{Eq 5.26}$$

5.2.8. Tubing Performance Curve (TPC)

Les débits de production à diverses pressions de fond servent à construire la courbe de performance de tubing. Cette courbe présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées. Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides

- L'analyse de performance du tubing où d'un ascenseur vertical d'un puits est importante pour le design de puits, elle permet de sélectionner la complétion correspondante aux méthodes de levage et d'évaluer le rendement de puits.

5.2.8.1. Corrélations des pertes de charges

Il existe plusieurs méthodes de calcul des pertes de charge pour un écoulement diphasique. L'équation générale d'un écoulement vertical d'un fluide biphasique, ou même triphasique est :

$$\left(\frac{dp}{dh}\right)_{total} = \left(\frac{dp}{dh}\right)_{elevat} + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{frict} + \left(\frac{dp}{dh}\right)_{accelerat} \dots\dots\dots \text{Eq 5.27}$$

$$\frac{dP}{dh_{total}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \times \rho_m \times V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \times V_m \times dV_m}{g_c \times dh} \dots\dots\dots \text{Eq 5.28}$$

$(dP/dh)_{el} = (g/g_c) \rho \sin\theta$: Ce sont les pertes de charge dues au changement de l'énergie potentielle (changement d'élévation). Ce terme est aussi désigné comme étant le membre hydrostatique, c'est le seul terme non nul lorsqu'il n'y a pas d'écoulement.

$(dP/dh)_f = (f_m \rho_m V_m^2 / 2 g_c d)$: Ce sont les pertes de charge dues à la friction.

$(dP/dh)_{acc} = (\rho_m V_m dV_m / g_c dh)$: Ce sont les pertes de charge dues au changement de l'énergie cinétique.

Avec :

ρ_m : la masse volumique du mélange.

g_c : Accélération de gravité.

V_m : vitesse du mélange.

f_m : Facteur de friction . Plusieurs corrélations sont développées en vue de déterminer ce facteur.

$$\text{Où } \mathbf{f_m} = \mathbf{f}(\mathbf{N_{Re}}, \boldsymbol{\varepsilon/d}) \dots\dots\dots \text{Eq 5.29}$$

f_m : Facteur de friction.

NB : La relation $\mathbf{f_m} = \mathbf{f}(\mathbf{N_{Re}}, \boldsymbol{\varepsilon/d})$ est représentée dans le diagramme de Moody. Connaissant la valeur du nombre de Reynolds et celle de la rugosité relative, il est possible d'estimer la valeur du facteur de friction.

N_{Re} : Nombre de Reynolds.

ε : Rugosité absolue de la paroi interne de la conduite.

D : Diamètre de la conduite.

ε/d : Rugosité relative de la paroi interne de la conduite.

NB : l'analyse dimensionnelle montre que l'effet de la rugosité n'est pas du à sa dimension absolue, mais plutôt à sa dimension relative au diamètre intérieur de la conduite. Le diagramme de Moody permet d'estimer la rugosité relative pour différentes conduites.

5.2.8.2. Variables d'un écoulement diphasique

Les conditions d'écoulement et les propriétés de l'effluent sont exigées pour le calcul des gradients de pression. Ces propriétés sont nécessaires à comprendre avant d'adapter l'équation du gradient de pression pour les écoulements diphasique.

- **Liquid Holdup (HL)** : Il est défini comme étant la fraction du volume d'un tronçon de la conduite occupée par le liquide à un instant donné.

$$H_L = \frac{\text{Volume du liquide dans un tronçon de la conduite}}{\text{Volume du tronçon de la conduite}} \dots\dots\dots \text{Eq 5.30}$$

Le liquid Holdup varie entre 0 (il n'y a que du gaz dans la conduite : écoulement monophasique gazeux) et 1 (il n'y a que du liquide dans la conduite : écoulement monophasique liquide). Il est nécessaire de déterminer le H_L pour pouvoir calculer certains paramètres comme :

la densité du mélange, vitesse actuelle de chacune des deux phases, viscosité effective et le transfert de chaleur. Ce paramètre (H_L) est mesuré expérimentalement par plusieurs méthodes ou déterminé à partir des corrélations empiriques.

Le gas-Holdup est exprimé : $H_g = 1 - H_L \dots\dots\dots \text{Eq 5.31}$

- **No-slip liquid Holdup (λ_L)** : Il est défini comme étant le rapport entre le volume du liquide dans un tronçon de conduite qui devrait exister si le gaz et le liquide s'écoulaient à la même vitesse (no slippage : pas de glissement à l'interface entre les deux phases) et le volume du tronçon.

Il peut être calculé directement à partir des débits de gaz et de liquide :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots\dots\dots \text{Eq 5.32} \quad \text{Où} \quad q_L = q_o + q_w \dots\dots\dots \text{Eq 5.33}$$

Le no-slip gas Holdup est donné par :

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \dots\dots\dots \text{Eq 5.34}$$

5.1.8.3. Classifications des corrélations des pertes de charge

Les corrélations sont très nombreuses, elles peuvent se résumer en 3 catégories différentes, comme suit :

Tableau 5.1 : Corrélations des pertes de charge.

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	But
1 ^{ère}	POETTMAN & CARPENTER	-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	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement Diphasique
2 ^{ème}	HAGERDORN & BROWN	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement -le liquide Hold – up -le facteur de frottement Diphasique	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement Diphasique
3 ^{ème}	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement Diphasique

(Beggs & Brill, 1991)

5.3. Introduction aux tests de puits (well-test)

Un test de puits est une période pendant laquelle le débit et / ou la pression d'un puits sont enregistrés pour estimer les paramètres de puits ou les propriétés du réservoir, pour prouver la productivité du réservoir ou pour obtenir des données générales sur le réservoir.

Plusieurs types de "tests de puits" existent au sein de l'industrie pétrolière :

5.3.1. Tests de jaugeage

Dans de nombreuses situations, plus d'un puits produit à travers un séparateur, et souvent, plusieurs séparateurs sont regroupés en une seule ligne de "vente" ou "exportation" qui transporte le pétrole ou le gaz produit vers les installations de stockage et de traitement (voir figure 5.6). Cela provoque un problème de base: bien que les débits combinés de tous les puits soient connus, les débits individuels des puits ne sont pas connus. Il est important de connaître les débits individuels pour le bilan matériel et la surveillance.

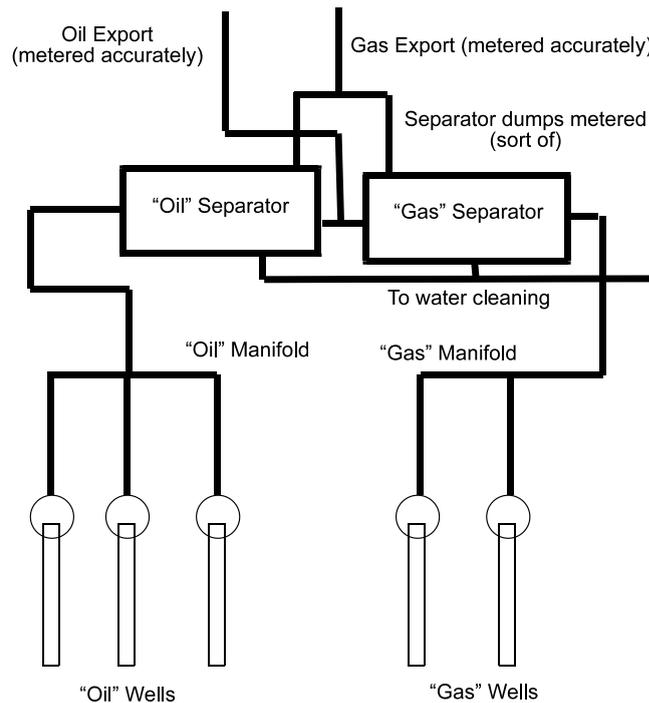


Figure 5.6 : Système de traitement.

Pour obtenir des débits individuels des puits, la plupart des champs ont un séparateur de test. Il s'agit d'un système de traitement séparé et plus petit en parallèle. Les puits sont périodiquement commutés dans le séparateur de test pour déterminer les débits individuels des puits, dont seul puits est transmis au séparateur de test à la fois.

Ceci aide à localiser les débits, mais il existe encore plusieurs problèmes, le problème principal réside dans le fait que les conditions (back pressure, stage pressures et donc Bo) sont rarement les mêmes pour la chaîne de production et la chaîne de test. Les débits, water cuts, les GOR, etc., peuvent donc être différents pour les séparateurs de test qu'en production, pour tous les puits. Cela est habituellement comptabilisé par la localisation de la production individuelle pour chacun des puits en se basant sur le terrain et des tests de puits individuels. Bien sûr, cette méthode n'est qu'approximative.

5.3.2. Drill-Stem Test

Dans les réservoirs nouvellement développés, ou dans des développements à risque élevé, il est intéressant de tester le puits avant de le compléter ou d'installer des installations de production. Cela se fait généralement avec un appareil de forage sur place. Un exemple de train de test (de Earlougher) est illustré à la figure 5.7.

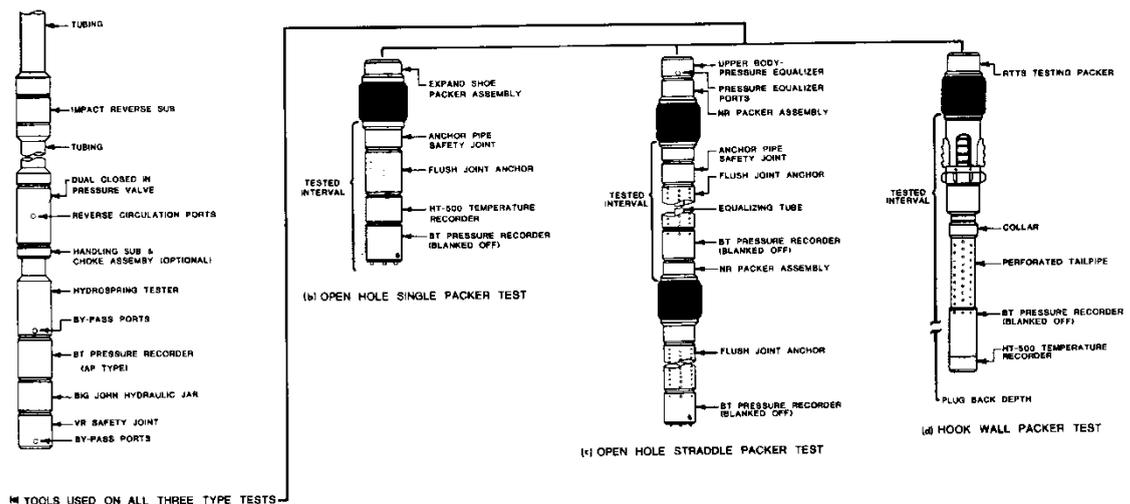


Figure 5.7 : Equipements de fond de drillstem test.

Étant donné que ces tests sont coûteux, risquent d'être risqués et qu'ils ont beaucoup de problèmes à accomplir, ils ne sont réalisés que lorsqu'ils peuvent être justifiés par l'opportunité d'obtenir des données nécessaires.

Un problème avec les cordes de tiges de forage conventionnelles est que les jauges (avec mémoire électronique) sont scellées profondément dans le puits, en dessous de paker. Des outils d'échantillonnage de fluide sont également ajoutés à certaines cordes de test, afin d'obtenir des échantillons de liquides à des conditions de fond.

Dans des zones très sensibles à l'environnement, les tests de tiges de forage peuvent être interdits de produire des liquides vers la surface. L'ensemble du test consiste à remplir le cordon d'essai avec un fluide produit.

5.3.3. Drawdown test

Drawdown test est celui dans lequel le débit est maintenu approximativement constant alors que la pression du puits est mesurée. Idéalement, la pression du puits doit être mesurée aussi près que possible des perforations. La pression du puits diminue généralement avec le temps. La vitesse à laquelle la pression change dépend des propriétés du réservoir et du fluide, des limites des réservoirs et des mécanismes d'entraînement. Ainsi, la réponse à la pression peut être utilisée pour estimer ces paramètres.

5.3.4. Builup test

Il est difficile de maintenir un débit constant sur un puits qui éruptif, mais il est facile de garder un puits à un débit de zéro. Nous pouvons exécuter un test transitoire de pression en surveillant la pression après toute sorte de changement de débit. Dans ce test, nous fermons simplement le puits (généralement à la surface, mais il peut être à fond) et surveillons l'accumulation de pression à l'aide de manomètres.

5.3.5. Conducting well tests

La plupart des tests de puits consistent à changer le débit et à observer le changement de pression causé par cette modification.

- **Test Amerada**

Idéalement, nous souhaitons contrôler le débit aux perforations ou au fond par l'utilisation de dispositifs utilisés que dans le DST.

Cela peut être réalisé en utilisant des compteurs de fond de puits (venturis ou filières pour les jauges de débit, de mémoire ou de lecture de surface pour la pression). Il est généralement difficile de mesurer le débit, et dans la pratique, il est rarement fait. Donc, il sera un peu plus facile de mesurer la pression. La plupart des tests Amerada utilisent des jauges de fond.

Généralement, les jauges sont abaissées dans le puits par Wire-line et sont placées dans "nipple" ou un autre matériel de pose.

plus d'une douzaine de jauges peuvent être exécutées pour s'assurer que des données adéquates sont obtenues. La plupart de ces jauges sont des dispositifs "mémoire". Ils stockent la pression et la température par rapport au temps.

Dans les anciennes jauges, la mémoire était une feuille de papier qui a tourné sous une aiguille de traçage attachée à l'élément de détection de pression du tube bourdon. Les jauges modernes utilisent une mémoire électronique (numérique). Habituellement, l'ingénieur ne connaît pas l'historique de la pression de fond jusqu'à ce que les jauges soient récupérées.

Les ingénieurs souhaiteraient pouvoir surveiller l'accumulation de pression à la surface, car les jauges mesurent la pression au fond du puits. Cela est possible avec certaines technologies filaires ou avec des jauges de fondement installées en permanence, qui sont de plus en plus fréquentes dans des puits de grande valeur. Cependant, les jauges permanentes compliquent l'assemblage du puits, exigent que le câble soit attaché aux tubes et une pénétration supplémentaire de la tête de puits et soit relativement coûteux (~ 250 K €).

(Pete, 2002)

Chapitre 6 : Modélisation des puits

6.1. Présentation des puits à étudier

Le champ d'Amassak compte actuellement 55 puits producteurs d'huile ou destinés à être producteurs d'huile. Seulement 31 puits sont en service (Mars 2017), les autres sont fermés pour différentes raisons (voir figure 1.3), et 5 puits injecteurs. Ceux qui nous intéressent le plus parmi ces puits fermés sont ceux dont l'éruptivité est épuisée et/ou le water cut est élevé car ils font de bons candidats pour une étude d'activation (voir Figure 6.1).

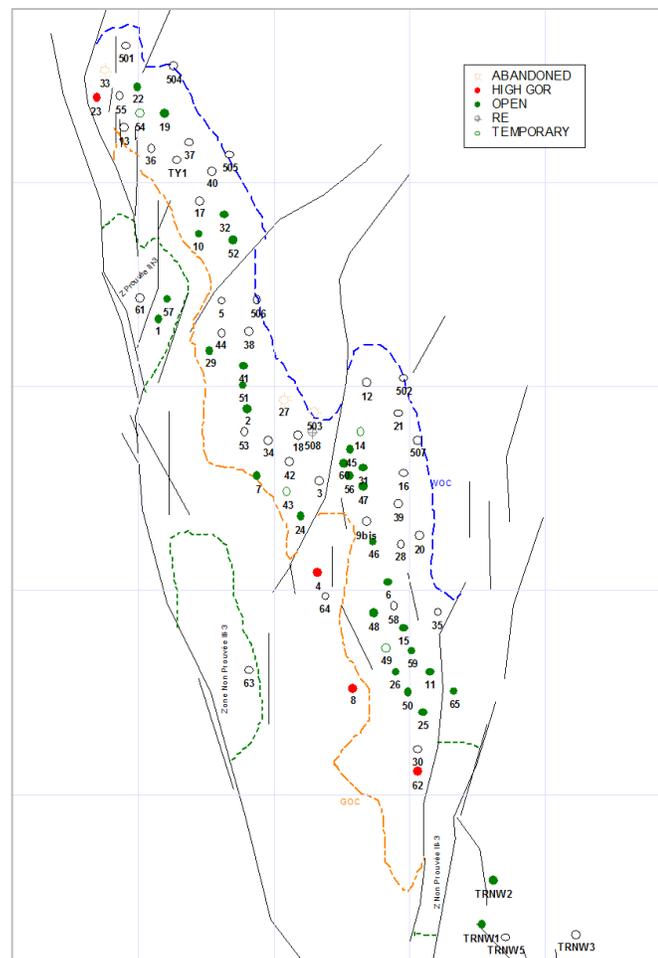


Figure 6.1 : Carte de position des puits – Amassak

Le tableau 6.1 suivant résume l'état des cinq puits à étudier, ces puits sont Fermés Provisoirement (Mars 2017):

Tableau 6.1 : Etat des puits à étudier (Mars 2017).

Puits	Raison de fermeture	Observations
AMA3	Debit null	Fermé le 03/11/2006
AMA14	Divers (NIV,Dynam,bas	Fermé le 29/01/2014
AMA31	Travaux sur install.de	Fermé le 06/05/2016
AMA42	Débit null	Fermé le 27/02/2002
AMA45	Debit null	Fermé le 30/10/2015

Dans le travail qui suit, nous allons créer un modèle de puits sur un software d'optimisation et simulation (PIPESIM 2011), et ceci pour les PFP (Puits Fermés Provisoirement) à étudier. Par la suite, un design gas-lift sera créé pour chaque puits et une étude d'optimisation.

6.2. Modélisation des puits

Le software qui sera utilisé pour la modélisation, et pour accomplir les différentes opérations d'optimisation est PIPESIM 2011. C'est un pro-logiciel de génie pétrolier développé par Schlumberger. Le simulateur de flux multiphase à l'état stationnaire (steady-state multiphase flow simulator) PIPESIM offre une Plateforme de travail pour la conception des systèmes de surface, et les différentes opérations de production. Il est fréquemment utilisé pour identifier les situations nécessitant une simulation transitoire plus détaillée en utilisant le simulateur de flux multiphasé OLGA. Il assure les applications sur le design des Pipeline et des installations, performances de puits, la gestion des liquides et les solides ces applications peuvent être incluses dans des situations comme :le shut-in, le démarrage, la montée, slugging, slug tracking, la cinétique des hydrates, et le nettoyage des abords de puits.

Pour éviter d'encombrer cette étude avec les figures et les tableaux, le puits **AMA45** est choisi comme model pour cette étude, cela dit que ses données et résultats seront présentés en détails pour chaque opération. Pour les autres puits, seulement les résultats finaux seront présentés.

La modélisation de puits AMA45 passe par deux étapes :

- Création du model de puits en se basant sur les paramètres des tests Amerada (07/2009) et le test de jaugeage (08/2009).
- Actualisation du model de puits.

6.2.1. Création du modèle physique

6.2.1.1. Assemblage des éléments

L'interface graphique du logiciel PIPESIM 2011 après la modélisation de puits dans un model "Single Branch", et la mise d'un puits vertical, tubing, nœud par l'outil "Drag And Drop" est présentée dans la figure ci-dessous (le contour rouge sur les éléments indique que leurs données nécessaires ne sont pas encore introduites).

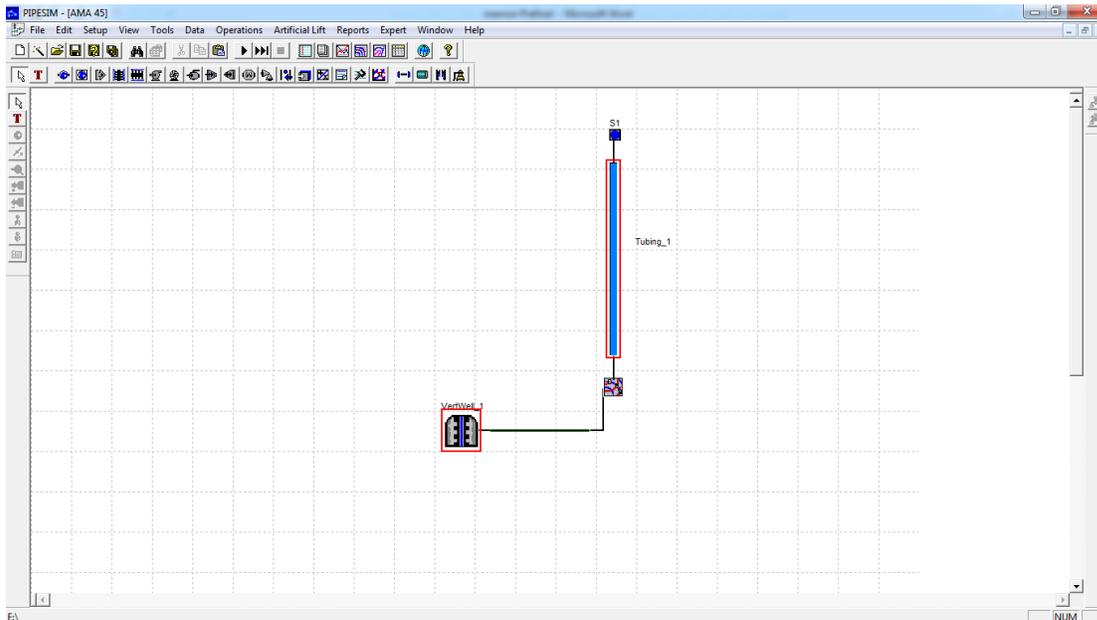


Figure 6.2 : Modélisation du puits AMA45 sur PIPESIM.

6.2.1.2. Modèle pour IPR

La première phase de développement d'Amassak qui a duré vingt ans (de 1974 à 1994) était en déplétion naturelle, ce qui a conduit à une chute de pression plus ou moins importante. Les pressions statiques enregistrées dans l'ensemble des puits étudiés sont toutes inférieures à la pression de bulle (**187.17 bar**). Le modèle IPR qui convient pour telles conditions est le modèle **Vogel** pour les réservoirs d'huile **saturés**.

Les données utilisées pour générer l'IPR d'AMA45 sont portées dans le tableau suivant :

Tableau 6.2 : Données utilisées pour générer l'IPR du puits AMA45.

IPR model	Equation de Vogel	
Reservoir data	Pression statique [psig]	2573.38
	Température [C°]	77
AOFP calculation data	Débit de test [m^3/d]	159.4
	Pression de fond dynamique [psig]	1648
	Pression de fond statique [psig]	2573.38

L'introduction des paramètres du tableau 6.2 dans le modèle du puits vertical est montrée dans la figure suivante :

Figure 6.3 : Paramètres du model de puits AMA45 sur PIPESIM.

6.2.1.3. Introduction des Données de complétion

Le puits AMA45 a été foré en Avril 2005, mis en service en Juillet 2006 et fracturé une année plus tard. C'est un puits vertical équipé en complétion simple.

Les données utilisées pour modéliser la complétion sur PIPESIM sont celles du tableau 6.3, obtenues à partir de la fiche technique de puits AMA 45 :

Tableau 6.3 : Données de complétion du puits AMA45.

Profil du puits (Deviation survey)		
MD [m]	TVD [m]	
0	0	
1928.43	1928.43	
Configuration tubing		
MD [m]	ID [mm]	Poids unitaire [lb/ft]
1928.43	62	6.5
1952.12	159.4	29
Gradient géothermique (Geothermal survey)		
MD [m]	Température ambiante [C]	
0	45	
1928.43	45	
Diamètre de la duse : 32/64		

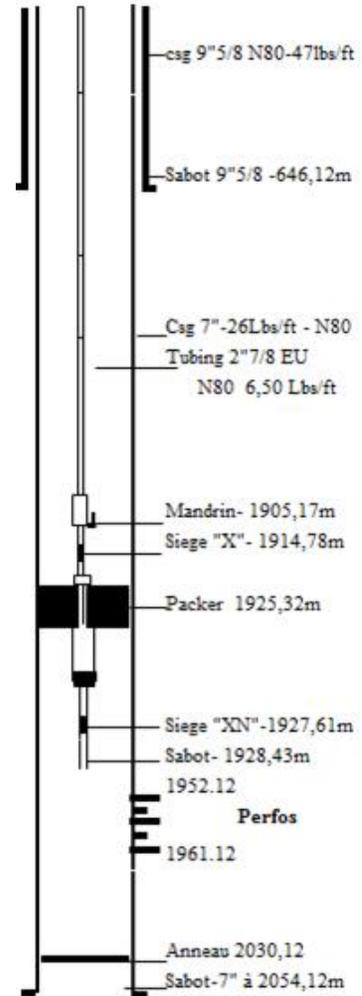


Figure 6.4 : Complétion de puits AMA-45.

Pour l'introduction de ces données dans un modèle de tubing, il suffit de travailler sur un modèle simple (Tubing Simple model) comme la complétion du puits AMA 45 est simple (Voir figure 6.5).

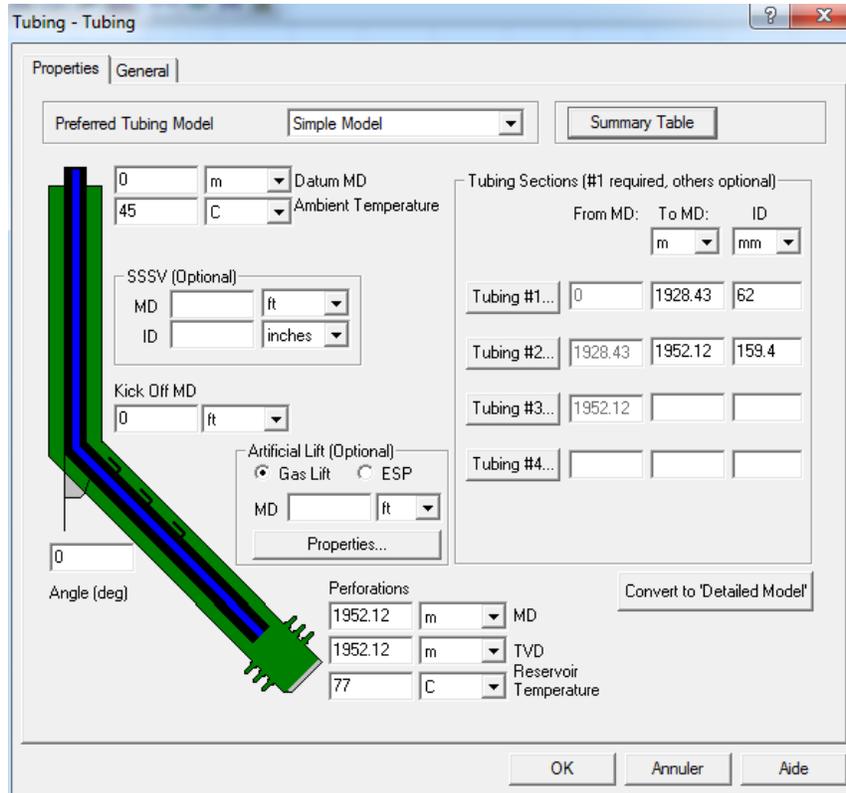


Figure 6.5 : modèle de tubing pour le puits AMA45 sur PIPESIM.

6.2.2. Création du modèle de fluide (Black Oil Model)

6.2.2.1. Propriétés des fluides

Le tableau ci-après résume les propriétés des fluides pour le puits AMA45 où les données sont ceux-ci de test de jaugeage 21/07/2009.

Tableau 6.4 : Propriétés du fluide produit.

Type de fluide	Huile
Water cut [%]	5.4
GOR [sm^3/sm^3]	157
Gas S.G.	0.7
Water S.G	1.134
API	41

Le modèle de fluide (Black Oil) pour le puits AMA 45 sur PIPSIM , est créer à partir des paramètres du tableau 6.4 comme le montre la figure ci-dessous.

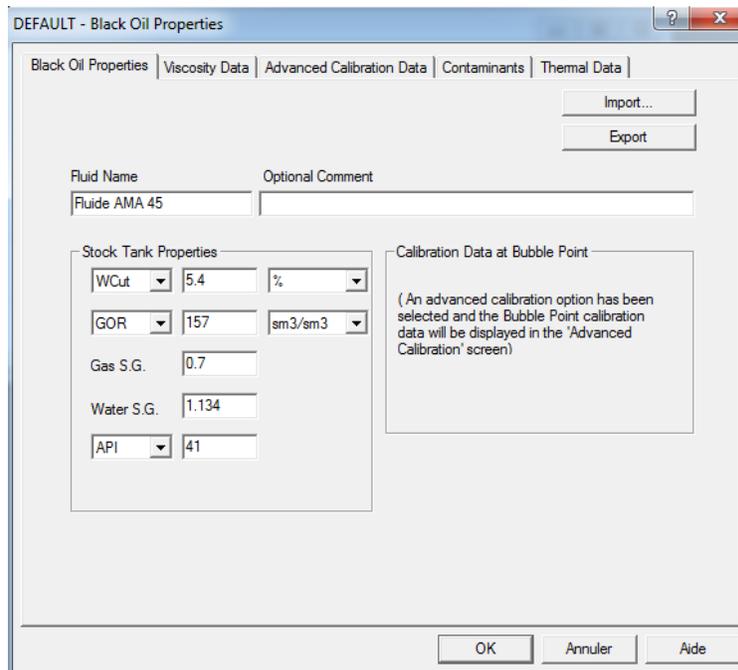


Figure 6.6 : Propriétés de fluide pour le puits AMA45 sur PIPESIM.

6.2.2.2. Calibration avancée (Multi point calibration)

Les paramètres PVT obtenues sur le champ AMASSAK sont celles utilisés dans la calibration avancée pour réaliser un modèle de fluide (voir tableau 6.9).

Tableau 6.5 : Donnés de calibration PVT.

	Pression [bar]	Rs [sm ³ /sm ³]	Bo	μ _o [cp]	μ _g [cp]
P < P _b	1.01325	0.00	1.028102276	2.013551	0.010233497
	42.38181	51.83	1.199912629	0.956845	0.013541508
	69.96085	70.54	1.245291888	0.723876	0.014523113
	104.4347	95.24983898	1.303461882	0.522823	0.015941457
	138.9084	122.5809913	1.366754629	0.385341	0.017680381
P_b	187.1718	167.4997232	1.47011167	0.258895	0.019000192
P > P _b	242.3298		1.44390834	0.293942	0.0241931322
	276.8044		1.429925129	0.315867	0.0263709191
	311.2774		417385536	0.337793	0.028437870
	345.7521		406051107	35971	0.0303891077

Dans la section **Setup > Black Oil > Advanced Calibration Data** on introduit les paramètres du tableau précédent (tableau 6.5) pour créer un model physique de fluide (Black Oil) dans un calibrage multi-point (voir figure 6.4).

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | **Advanced Calibration Data** | Contaminants | Thermal Data

NO Calibration Single Point Calibration Multi Point Calibration

Oil FVF Temperature 77 C

	Pressure	Solution Gas	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas Z Factor	Gas Viscosity	
	barg	sm ³ /sm ³		cP		cP	
	1.01	0.00	1.028	2.014	1.0000	0.0102	
2	42.38	51.83	1.200	0.957	0.0223	0.0135	
3	69.96	70.54	1.245	0.724	0.0126	0.0145	
4	104.43	95.25	1.303	0.523	0.0080	0.0159	
	187.1718	167.4997232	1.47011167	0.258895	0.003940834	0.019000192	
1	194.75		1.466	0.264	0.0038	0.0214	
2	242.33		1.444	0.294	0.0030	0.0242	
3	276.80		1.430	0.316	0.0026	0.0264	
4	345.75		1.406	0.360	0.0020	0.0304	
5							

BELOW BUBBLE POINT

BUBBLE POINT

ABOVE BUBBLE POINT

Correlation Lasater Standing Beggs & R Standing Lee et Al

1) Flash data should be entered in this table, not differential vaporization
 2) Tables of fluid properties must be entered for a single temperature
 3) For fluid properties where no data is entered the fluid's behaviour will rely solely on the selected correlation

Generate Tables Plot Calibration Data Points Only Plot PVT Data (Laboratory Conditions GOR = GSAT)... Plot PVT Data (Reservoir Conditions)...

OK Annuler Aide

Figure 6.7 : Création du model de fluide pour le puits AMA45 sur PIPESIM.

6.2.3. Choix de corrélation de pertes de charge pour les écoulements verticaux

6.2.3.1. Sélection des corrélations

Les corrélations pour le calcul des pertes de charge dans l'ascenseur, sont influées par plusieurs paramètres comme les facteurs de friction, le liquid-holdup, le transfert thermique, la nature des fluides ...etc.

Les corrélations doivent être incluses dans leurs domaines d'application pour assurer un bon matching des courbes TPC. La figure 6.8 montre les corrélations sélectionnées pour le model du puits AMA 45.

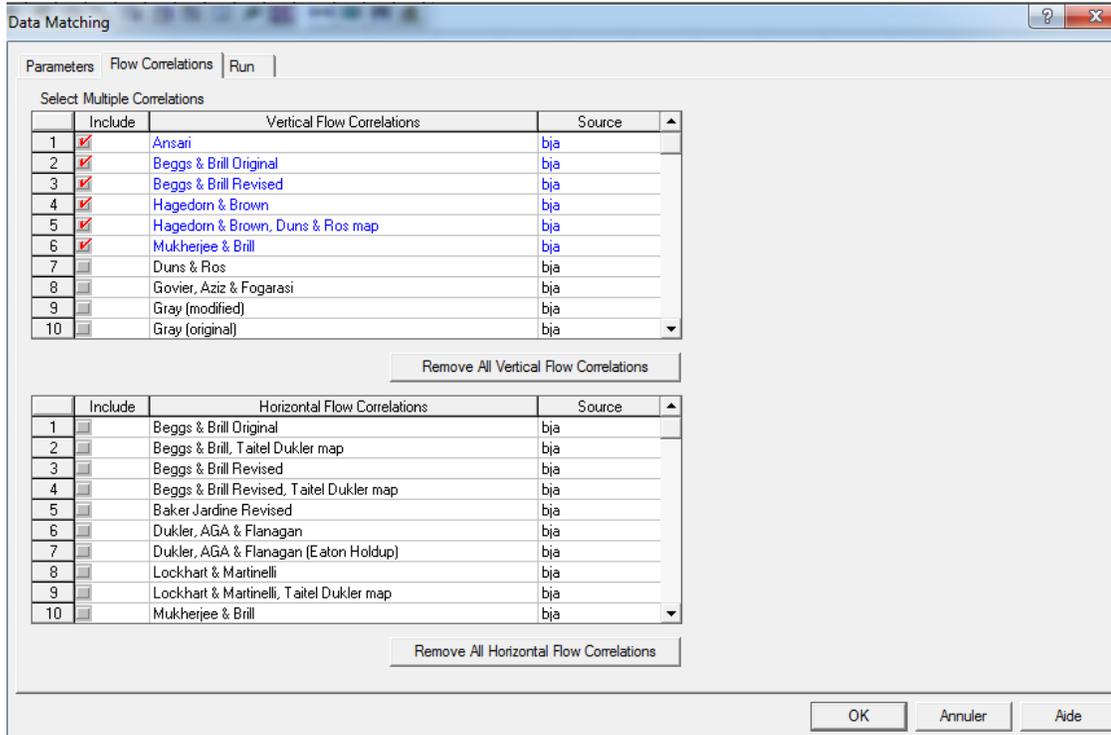


Figure 6.8 : Sélection des corrélations pour le model du puits AMA 45.

6.2.3.2. Corrélations comparées

Dans la section **Operations > Data Matching** on introduit les valeurs des différent facteurs par calibration : **U-value multiplier** (varie entre 1 et 30), **vertical flow friction factor** (varie entre 0.8 et 1.2), et **vertical holdup factor** (varie entre 0.8 et 1.2).

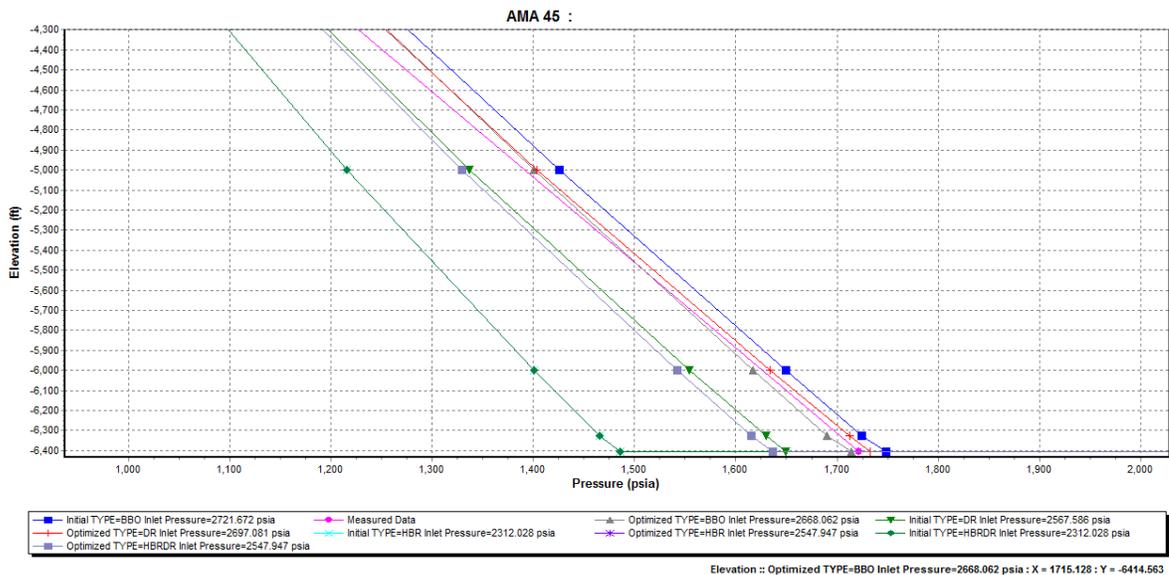


Figure 6.9 : Calibration des corrélations sélectionnées.

Le tableau suivant explique les différentes abréviations apparues dans la légende des corrélations matchées de la figure 6.9 .

Tableau 6.6 : Abréviations des corrélations matchées.

Corrélation	Abréviations
Ansari	ANSARI
Beggs & Brill Revised	BBR
Beggs & Brill (Original)	BBO
Duns & Ros	DR
Gray (Original)	GRAY
Gray (Modified)	GRAYM
Hagedorn & Brown	HB
Hagedorn & Brown, Duns & Ros map	HBRDR
Orkiszewski	ORK

6.2.3.3. Résultats de comparaison

Le logiciel PIPESIM calcule, pour chaque corrélation, l'erreur RMS totale (Root Mean Square) ainsi que les facteurs de friction, de liquid-holdup et de transfert thermique .La corrélation à choisir est celle qui présente l'erreur la plus faible. Si certaines corrélations présentent des erreurs proches les unes des autres, on choisira celle dont les facteurs (friction, liquid-holdup & transfert thermique) sont proches de l'unité.

La figure 6.10 ci-après montre les résultats obtenus, dont les corrélations **Beggs & Brill** présentent les erreurs totales les plus faibles, elles sont égales à 195.78 . Tous les paramètres de **BB** sont meilleurs que ceux des autres corrélations choisies.

La corrélation des écoulements verticaux qui convient la plus compatible pour ce modèle est celle de **Beggs & Brill Original (BBO)**.

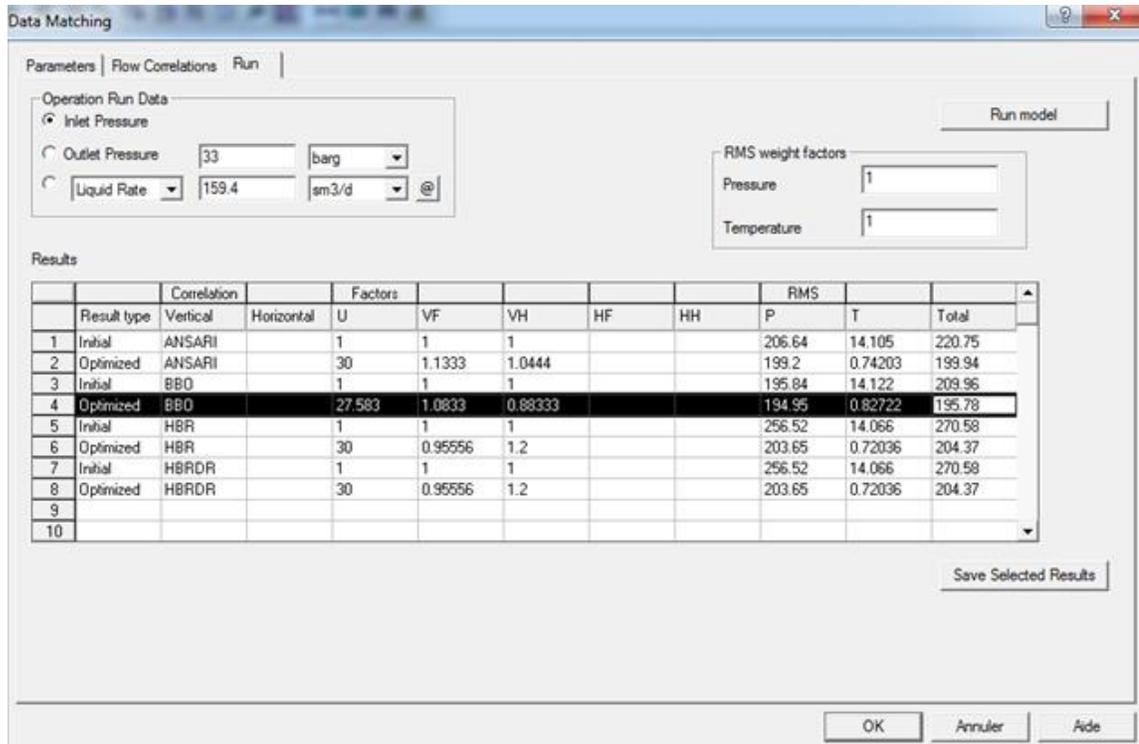


Figure 6.10 : Comparaison entre les erreurs des corrélations choisies pour le Matching..

6.2.4. Validation du modèle

6.2.4.1. Résultats de modélisation

La figure 6.11 montre les deux courbes IPR & VLP du puits AMA45. Leur intersection donne les conditions de production. Le débit et la pression de fond calculés par PIPESIM (voir le coté bas de la figure) sont très proches des données de test, ce qui veut dire que le modèle du puits AMA 45 créé pour Août 2009 est bien matché.

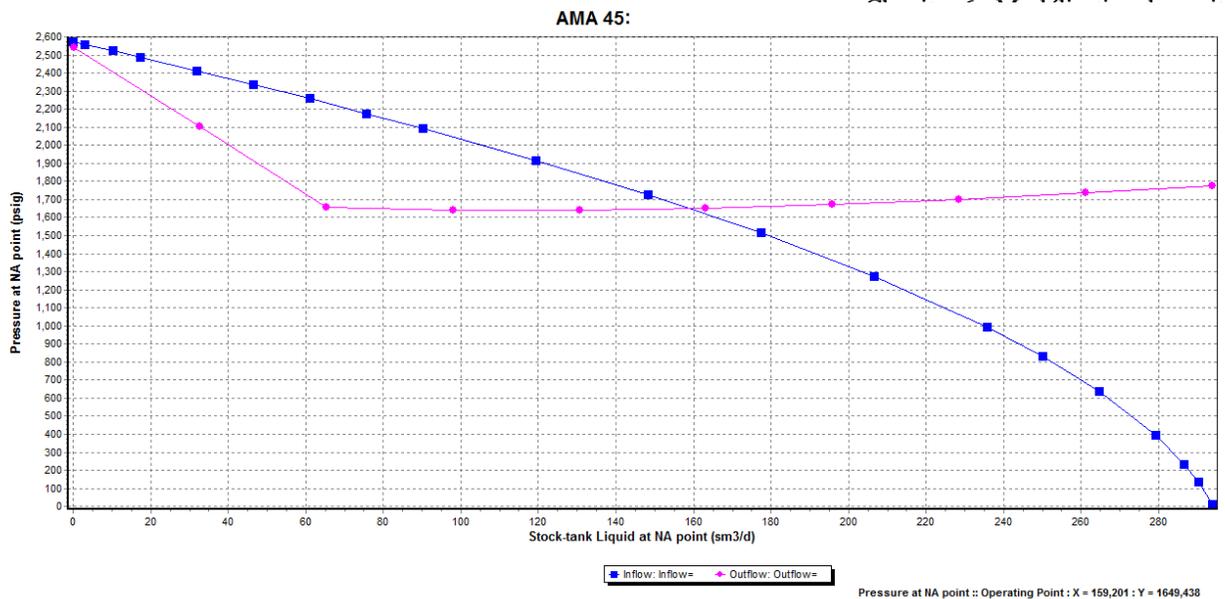


Figure 6.11 : Courbes IPR & VLP du puits AMA45.

Pour comparer entre les résultats des paramètres obtenues par matching et ceux mesurés, le tableau 6.7 présente les paramètres obtenues par les deux méthodes :

Tableau 6.7 : Comparaison entre les paramètres mesurés et les paramètres calculés.

Débit [stb/d]		Pression de fond dynamique [psia]	
Mesuré	Calculé	Mesurée	Calculée
159.4	159.2	1648	1649

6.2.4.2. Validation

On dit d'un modèle qu'il est valide si, en lui introduisant les données pratiques, il donnera des calculs proches des données mesurées.

Après l'introduction des données du test de jaugeage, le modèle donne les résultats portés sur le tableau 6.7, dont le débit calculé est très proche du débit mesuré avec une erreur acceptable. A ce stade, le modèle est bien validé et est prêt à être utilisé.

6.3. Actualisation du model

En date du 08/8/2015, le puits AMA45 a été testé seulement par un test de jaugeage. Le dernier test Amerada est celui du mois d'Aout 2009. Pour cela, l'actualisation du model de puits exige une estimation des valeurs de la pression du fond dynamique (PFD) et celle de la pression de fond statique (PFS).

- Pour l'estimation de la Pression de Fond Statique, les mesures dans le champ d'AMASSAK on montrée que le déclin de la pression de fond statique est entre 2 et 3 bars par an.
- l'estimation de la Pression de Fond dynamique se fait par l'intermédiaire des méthodes de simulation.

6.3.1. Création d'un profile Pression/température

Analytiquement, la pression de fond statique chute par 18 bars (261 psig) en 2015 par rapport à celle de 2009.

Pour l'estimation de la pression de fond dynamique, on utilise le PIPESIM 2011. La création d'un nouveau modèle de fluide (Black Oil) s'effectue par l'intermédiaire des paramètres mesurés au dernier jaugeage.

Tableau 6.8 : Paramètres mesurés (test de jaugeage 08/08/2015).

Duse 24 / 64"	Duse 24 / 64"
Gaz formation 6170 /J	Gaz formation 6170 /J
Debit liquide 67.3 /J	Debit liquide 67.3 /J
Debit Huile 16.5 /J	Debit Huile 16.5 /J
Debit Eau 50.8 /J	Debit Eau 50.8 /J
water cut 75.48 %	water cut 75.48 %
Pression tbg 14 Bars	Pression tbg 14 Bars
GOR 373.94	GOR 373.94

La figure ci-après explique l'actualisation du model de puits par les paramètres mesurés dans le dernier jaugeage pour le puits AMA 45 en Aout 2015.

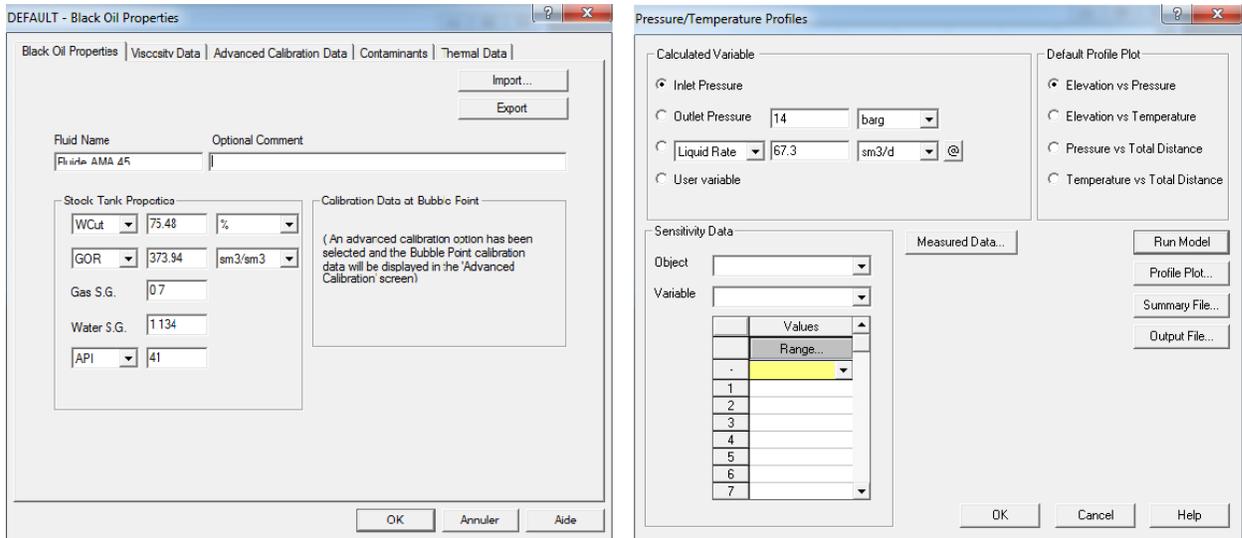


Figure 6.12 : Introduction des paramètres pour l'estimation du PFD du puits AMA45.

En utilisant la même corrélation matchée précédemment, dans la section **Operations** > **Pressure Temperature Profile** on introduit les paramètres nécessaires, puis **Run Model**

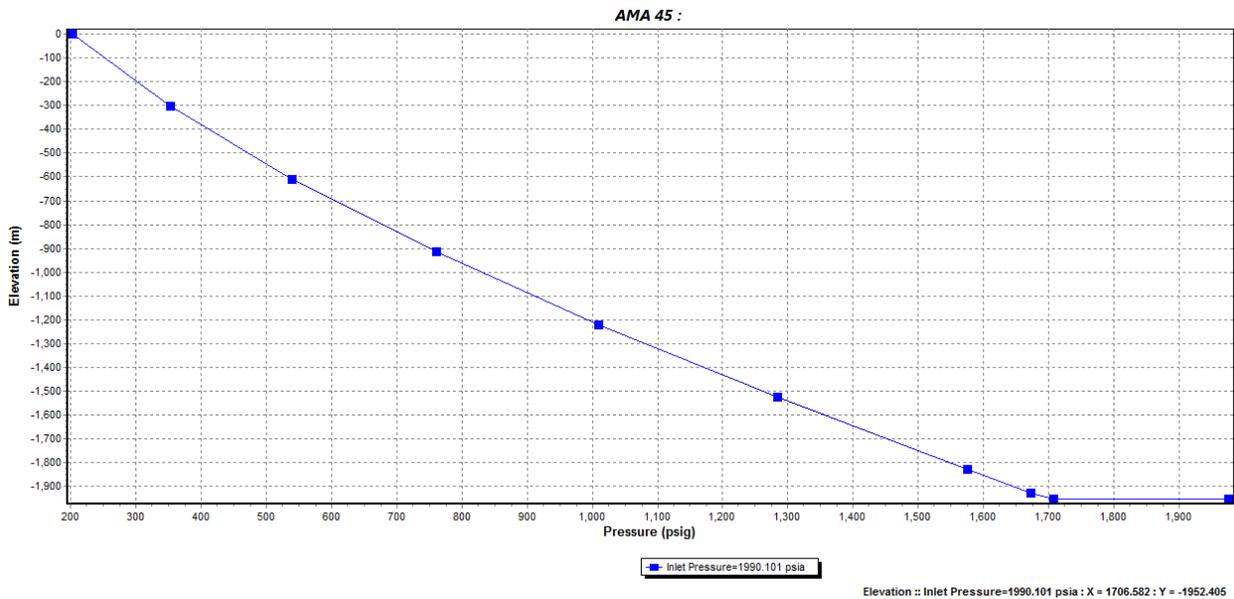


Figure 6.13 : Valeur estimée de la PFD .

Les résultats des paramètres obtenus par estimation sont introduites dans le tableau suivant :

Tableau 6.9 : Paramètres estimées.

Pression de fond statique estimée	Pression de fond dynamique estimée
2312.31 Psig	1706.6 Psig

6.3.2. Résultats de modélisation

La figure 6.14 montre les deux courbes IPR & VLP du puits AMA45. Leur intersection (point de fonctionnement) donne les conditions de production. Le débit et la pression de fond calculés par PIPESIM (voir le coté bas de la figure) .

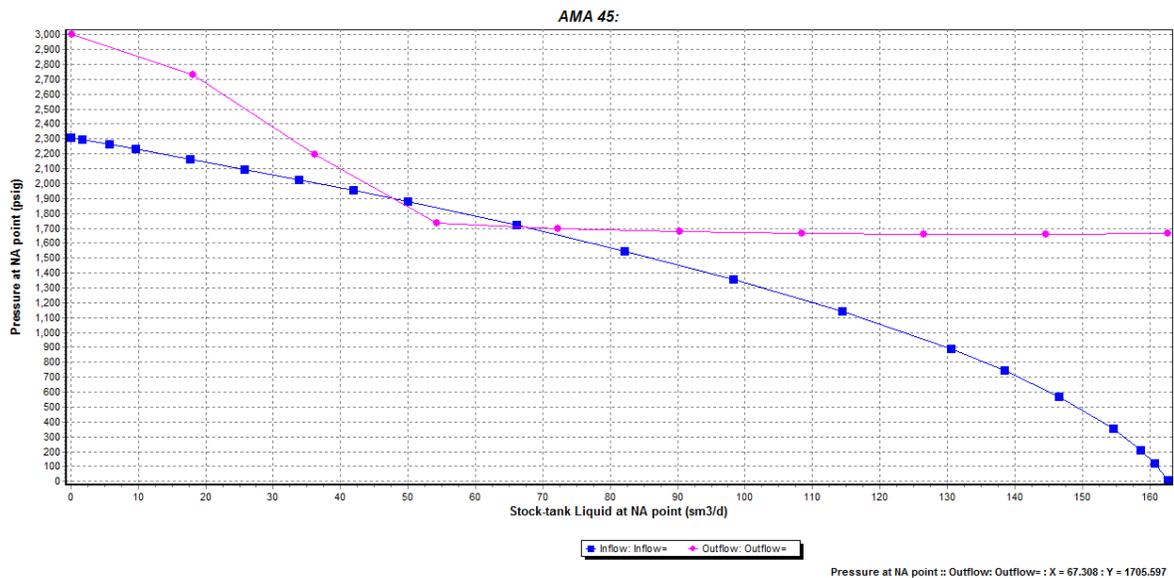


Figure 6.14 : Courbes IPR & VLP du puits AMA45 (model actualisé).

Les résultats des paramètres estimés sont introduites dans le tableau suivant :

Tableau 6.10 : Paramètres de point de fonctionnement.

Débit	Pression de fond dynamique
67.3(sm^3/d)	1706.6 Psig

6.4. Etude de sensibilité

Durant la vie d'un puits, la performance du réservoir est probablement le paramètre le plus difficile à prédire certainement. Pour qu'une analyse d'un puits ait une valeur importante, il est essentiel qu'elle couvre l'intervalle de paramètres probable à être rencontré durant la vie du puits. Donc, équiper un puits en gas-lift doit se faire pour le cas le plus favorable. Ceci permettra au puits d'être facilement déchargé et lifté, mais pas nécessairement optimisé quand les conditions de production varient.

Les paramètres suivants sont les conditions les plus favorables pour un design gas-lift :

- Pression de réservoir élevée.
- Pourcentage d'eau élevé.

Dans le cas des puits d'AMASSAK, le paramètre à craindre le plus est le water-cut. L'avancement du front d'eau a fait que plusieurs puits ont été fermés à cause d'un water-cut élevé ou pour 100 % d'eau.

Dans ce qui suit, on déterminera le water-cut limite pour chaque puits par une étude de sensibilité sur la courbe VLP. La conception Gas-Lift sera fait pour ces conditions.

La figure 6.7 montre les courbes VLP correspondant à différentes valeur de water-cut pour le puits AMA45. En partant de 0 % de water-cut, le débit de production diminue avec l'augmentation du pourcentage d'eau (alourdissement de la colonne de fluide). A partir de 80 % d'eau dans le fluide produits, les courbes VLP n'interceptent plus la courbe IPR, cela dit que le puits ne peut plus produire (pression hydrostatique supérieur à la pression de réservoir). De même pour les autres puits, des sensibilités sont faites sur l'influence du water-cut sur la production et les résultats sont portés sur la figure 6.8 ci-après.

Ces valeurs de water-cut qui présentent la limite de l'éruptivité des puits en service seront introduites dans le modèle de chaque puits et seront utilisées pour la création des conceptions gas-lift.

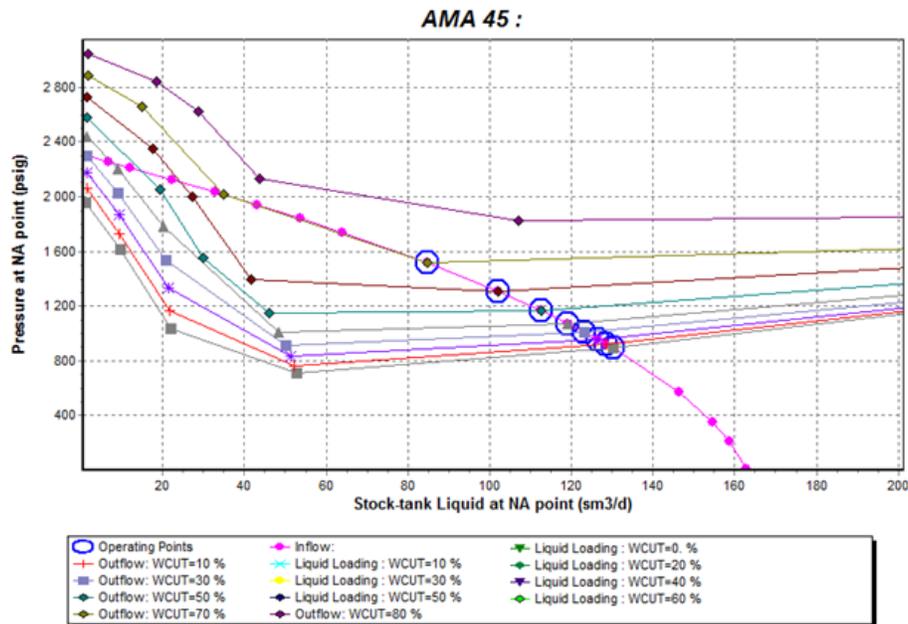


Figure 6.15 : Sensitivité sur le water-cut (AMA45).

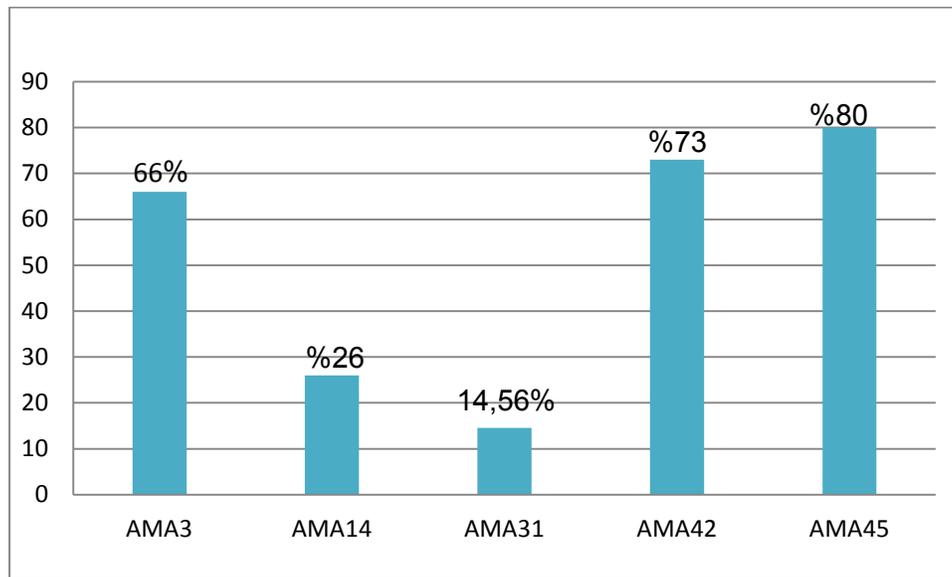


Figure 6.16 : Maximum water-cut pour les puits en service [%].

Les paramètres des puits étudiés sont récapitulés dans le tableau (6.13) comme suit :

Tableau 6.11 : Paramètres des cinq puits étudiés.

PUITS	Paramètres estimés (psig)		Paramètres mesurés (psig)		Point de fonctionnement		Max water cut[%]
	PFD	PFS	PFD	PFS	Débit(sm3/d)	pression	
AMA3	-----	-----	2142.15	2671.35	76.84	2140.74	66
AMA31	1447.41	2039.03	-----	-----	4.54	1438.55	14.61
AMA14	2278.5	2456.19			111.5	2278	26
AMA42	-----	-----	2020.98	1840	36.35	1840	73
AMA 45	1706.56	2308.78	-----	-----	67.64	1703	80

Chapitre 7 : Conception et optimisation du Gas-Lift

7.1. Introduction

La création d'un design gas-lift du modèle avec un software de simulation passe par plusieurs étapes. Pour commencer, l'option "**Lift-Gas Response**" permet de voir comment le puits répondra à l'injection de gaz. Le résultat est une courbe appelée "**courbe de performance gas-lift**" qui donne le débit de liquide produit en fonction du débit de gaz injecté ainsi que la profondeur d'injection optimale correspondante. Le but de cette première étape est de déterminer le débit d'injection optimum pour le puits concerné.

La deuxième étape est la création d'une conception pour le modèle. L'option "**Gas-Lift Design**" permet d'accomplir cette tâche en introduisant le débit d'injection choisi ainsi que d'autres paramètres tels que la pression d'injection et la densité du gaz à injecter.

Une fois le design créé et installé, l'option "**Nodal Analysis**" permettra de voir le nouveau état du puits après activation avec possibilité de réaliser des études de sensibilité sur les paramètres gas-lift (pression et débit d'injection, température de gaz et autres).

Dans ce chapitre, on accomplira les deux étapes pour créer une conception du Gas-Lift pour chacun des cinq puits étudiés, puis on établira une liste de priorité de raccordement de ces puits au réseau d'injection de gaz suivant un critère qui sera développé plus tard.

7.2. Première étape : Réponse des puits à l'injection

Dans cette section on déterminera la variation du débit de production en fonction du débit d'injection en utilisant les conditions réservoir correspondant au maximum water-cut. Par la suite on choisira le débit de gaz optimum à injecter pour chaque puits et la profondeur d'injection optimale correspondante.

Dans la section **Artificial lift > Gas lift > Lift Gas Response** on introduit les données suivantes (figure 7.1) pour le puits AMA45 :

The screenshot shows the 'Lift Gas Response Curves' dialog box with the following settings:

- Outlet Pressure: 14 barg
- Minimum Valve Injection DP: 150 psi
- Injection Gas Surface Temperature: 40 C
- Max Allowable Injection TVD: 1900 m
- Inj. Gas SG: 0.724
- Annular Lift Gas Pressure Gradient Method: Use Static Gradient, Use Rigorous Friction & Elevation DP
- Gas Injection Depth: Optimum Depth of Injection, Injection at Valve Depths Only
- Sensitivity Data:

Object	Variable	Values
Gas Lift Data	Injection Gas Surface Pres	Range... (barg)
		1 50
		2 55
		3 60
		4
		5
		6
		7
- Injection Gas Rate:

Values
Range... (sm ³ /d)
1 10000
2 12500
3 15000
4 17500
5 20000
6
7

Buttons: Run Model, System Plot..., Summary File..., Output File..., OK, Cancel, Help.

Figure 7.1 : Données du puits AMA45 pour la courbe de performance gas-lift.

La pression d'injection de gaz en surface est de 50 bars, c'est le maximum de pression qu'on peut atteindre dans le réseau d'injection pour la région de TFT. Pour le débit d'injection, on l'a fait varier de 10 à 20 000 sm³/d. mais le débit maximum qui peut être injecté par puits est égale a 15000($\frac{sm^3}{d}$) (contrainte sur champ).

Le résultat de cette application est la figure suivante :

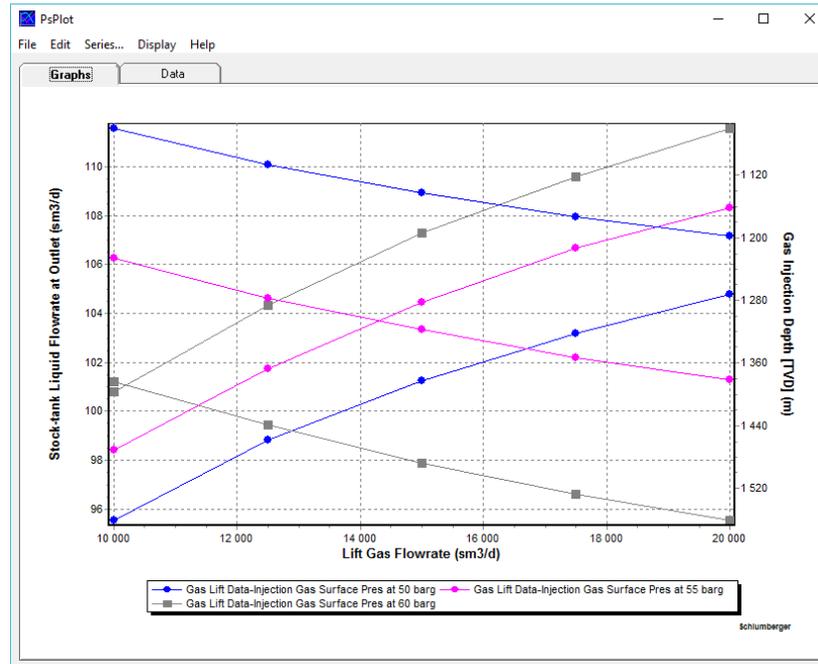


Figure 7.2 : Courbe de performance gas-lift (AMA45).

Six courbes figurent dans l'application précédente, pour les différentes pression d'injection, et les différents débits liquide produit, tous les deux en fonction du débit de gaz injecté au surface. Le débit liquide produit augmente avec l'augmentation de la quantité de gaz injectée, et la profondeur optimale d'injection augmente pour chaque quantité de gaz injectée.

A partir de ce graph on choisit les paramètres optimums d'injection (le débit optimum et la profondeur optimale qui lui correspond). Pour le puits AMA45 le débit d'injection suggéré est de 125000 sm^3/j avec une pression d'injection de 55 barg. Le débit produit correspondant est de 113 sm^3/j (augmentation de 67.9 %) et la profondeur d'injection indiquée est 1277 m.

Le tableau 7.1 ci-après présente les résultats de cette application pour l'ensemble des puits :

Tableau 7.1 : Résultats de l'application "Gas-Lift Response " pour l'ensemble des puits étudiés.

Puits	Débit D'injection [sm ³ /d]	Profondeur d'injection [m]	Pression d'injection [barg]	Débit de Production [sm ³ /d]	Augmentation de Production [%]
AMA 3	12500	1286.43	55	196.9	158
AMA14	12500	594	50	256.2	130
AMA42	12500	1414	55	52	43.25
AMA45	12500	1277	55	113	67.9
AMA31	12500	1390.45	55	275.3	32.56

On voit qu'on a une augmentation importante de débit produire après l'activation par le Gas-Lift. Même plus tard dans la vie de ces puits quand ceux-ci seront alourdis par la quantité d'eau produite, le Gas-Lift leur permettra de produire des quantités considérables par rapport à la production actuelle.

7.3. Deuxième étape : Conception du Gas-Lift

Dans la section **Artificial lift > Gas lift > Gas Lift Design** on introduit les données suivantes pour le puits AMA45 :

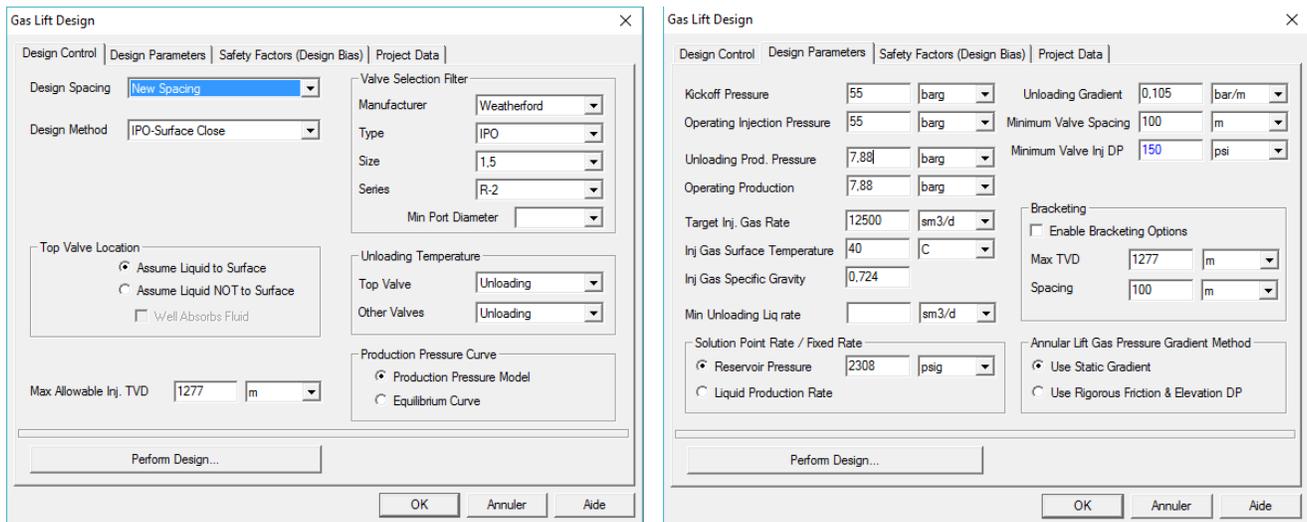


Figure 7.3 : Données nécessaire pour création de design gas-lift (AMA45).

Ces données sont les mêmes pour tous les puits sauf : la pression en tête de puits, le débit d'injection de gaz et la profondeur maximale d'injection.

Il est à signaler que les conceptions qui seront obtenus seront en fonction des données introduites,

autrement dit, si on change l'une des entrées, la conception obtenue sera plus ou moins différent.

Après avoir cliqué sur le bouton " Perform design ", le système donne la conception optimale pour les paramètres choisis et donne comme résultats les deux figures 7.4 et 7.5.

Ces résultats montrent que le puits AMA45 doit être équipé par quatre mandrins où le plus profond (portant la vanne opératrice) se trouvera à 1277 m de profondeur. Les calculs donnent aussi les types de vannes, leurs pressions d'ouverture et de fermeture Ainsi que les températures au droit des vannes.

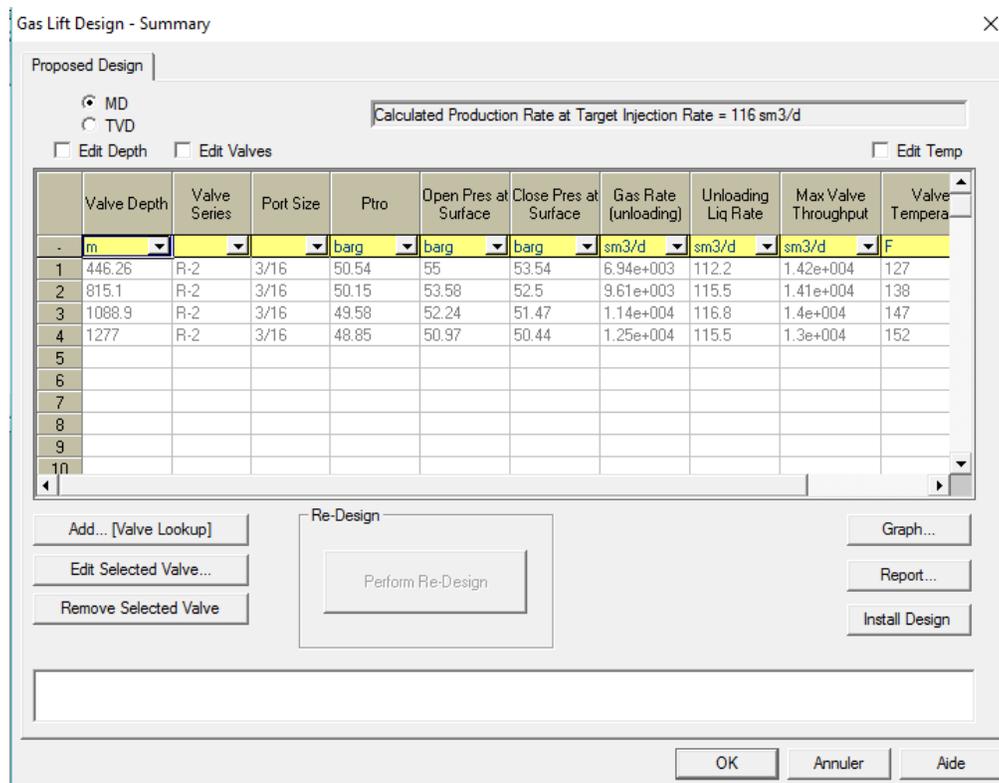


Figure 7.4 : Conception obtenu pour le puits AMA45.

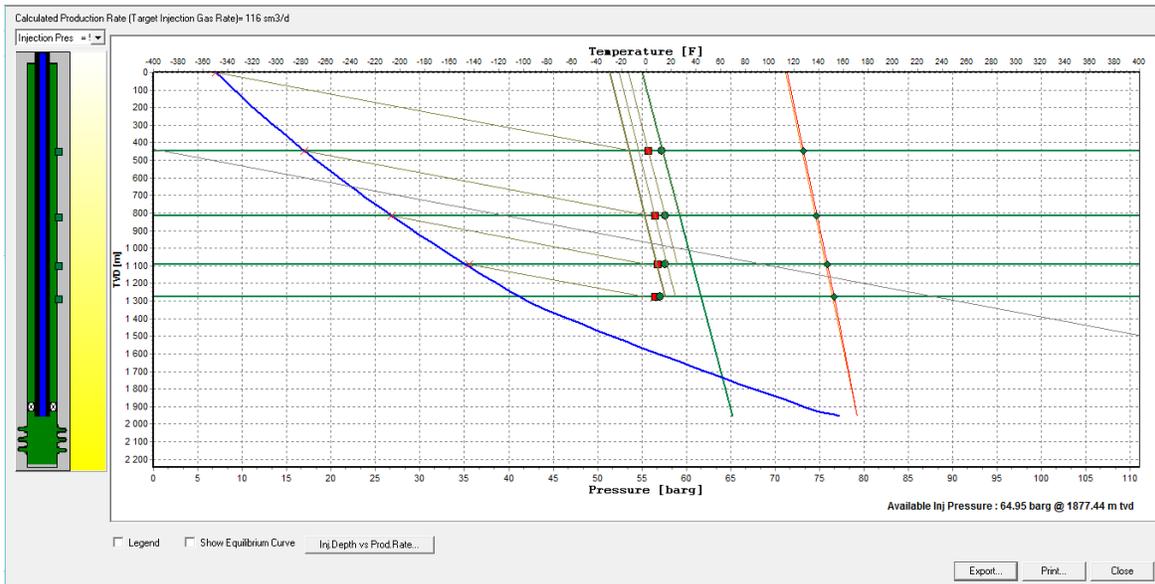


Figure 7.5 : Gradients de pression et de température (AMA45).

Pour ajouter ce design à la complétion du puits on clique sur le bouton " Install Design ", et PIPESIM installe ce design à la complétion. Ceci est montré dans la figure suivante :

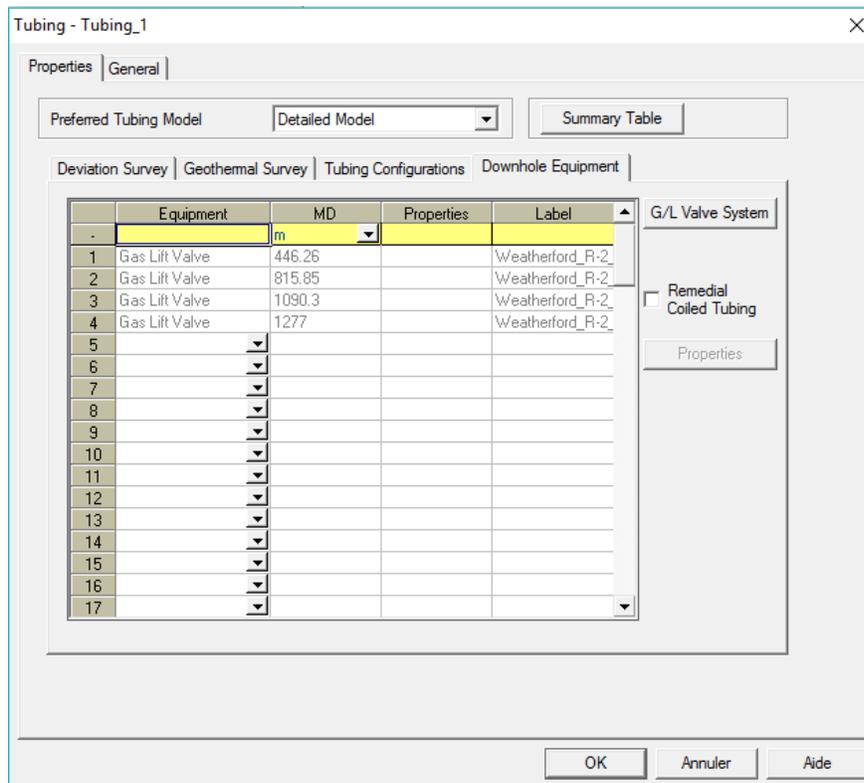


Figure 7.6 : Installation du design créé à la complétion du puits AMA45.

Les designs obtenus pour l'ensemble des puits relié au manifold MFDS 03 sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 7.2 : Conceptions obtenues pour les puits étudiés.

P_{tro} : Test rack open pressure, c'est la pression d'ouverture de la vanne sur le banc de test.

Well		Valve depth [m]	Valve series	P_{tro} [barg]	Open pressure at surface [barg]	Close pressure at surface [barg]	Gas rate (unloading) [sm ³ /d]	Valve temperature [F°]
AMA3	1	496.08	BK-1	52.87	55	54.05	9370	95.36
	2	804.19	BK-1	51.8	53.85	53.01	9640	107.42
	3	919.92	BK-1	50.73	52.7	51.98	10500	118.4
	4	1269.92	BKO	49.65	51.5	50.94	12100	127.94
	5	1619.92	DYM					
AMA14	1	465.11	BK-1	47.56	50	49.01	12500	130
AMA31	1	559.76	BK-1	53.8	55	54	7640	144.9
	2	943.24	BK-1	51	51.3	50.7	9660	150.86
	3	1115.37	BK-1	50.1	49.85	49	11100	154
	4	1213.7	BKO	49.8	48.5	47.9	12500	164
	5	1563.7	DYM					
AMA42	1	555.67	BK-1	53	55	54.05	5400	121
	2	1020.32	BK-1	51.5	51.3	50.5	6700	139
	3	1289.18	BK-1	50	50	49.2	8400	155
	4	1465.403	BK-1	49.4	48.9	48.1	10100	169
	5	1570.22	BK-1	48.6	47.9	47	11200	175
	6	1668.54	BKO	48	47	46.3	12500	182
AMA45	1	446.26	BK-1	50.54	55	53.54	6940	127
	2	815.1	BK-1	50.15	53.58	52.5	9610	138
	3	1088.9	BK-1	49.58	52.24	51.47	11400	147
	4	1277	BKO	48.85	50.97	50.44	12500	152

Les puits AMA3, et AMA31 ont obtenus des conceptions avec cinq mandrins dont le dernier est "dummy", le puits AMA14 et AMA45 ont obtenus des conceptions avec un seul mandrin et en quatre mandrins successivement. Le puits AMA42 présente une conception en six mandrins.

7.4. Effet de gas-lift sur la production actuelle

Comme il a été mentionné, le design gas-lift de ces puits a été fait en prenant en considération, comme paramètre décisif, le maximum d'eau que chaque puits pourrait produire. Ceci implique que les résultats d'augmentation de production présentés dans le tableau 7.1 correspondent à un état futur dans la vie des puits.

Voyons maintenant, après avoir équipé ces puits en design gas-lift, l'apport de leur activation à la production actuelle (c'est-à-dire en introduisant les valeurs actuelles de water-cut).

La figure 7.7 présente la nouvelle courbe IPR & VLP du puits AMA45, et le tableau 7.3 porte les résultats pour tous les puits étudiés :

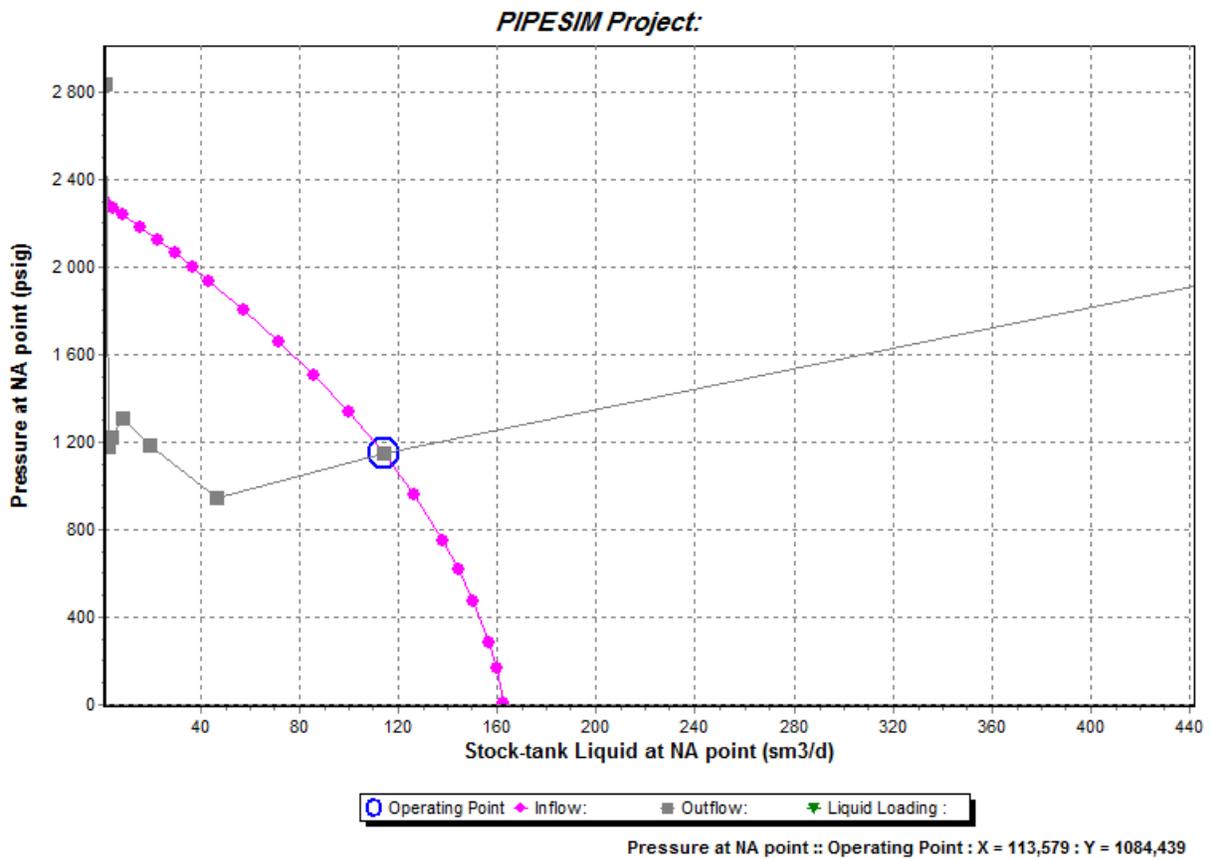


Figure 7.7 : Nouvelle courbe IPR & VLP du puits AMA45.

Tableau 7.3 : Effet de gas-lift sur la production aux conditions actuelles.

Puits	Débit d'injection [sm ³ /d]	Profondeur d'injection [m]	Débit de production [sm ³ /d]	Augmentation de production [%]
AMA 3	12500	1286.43	196.91	158
AMA14	12500	594	256.25	130
AMA42	12500	1414	52	43.25
AMA45	12500	1277	113	67.9
AMA31	12500	1390.45	275.36	32.56
AMA 3	12500	1286.43	196.91	158

Suite aux conceptions proposées, une augmentation importante des débits produits pour chacun des puits étudiés (voir figure 7.8).

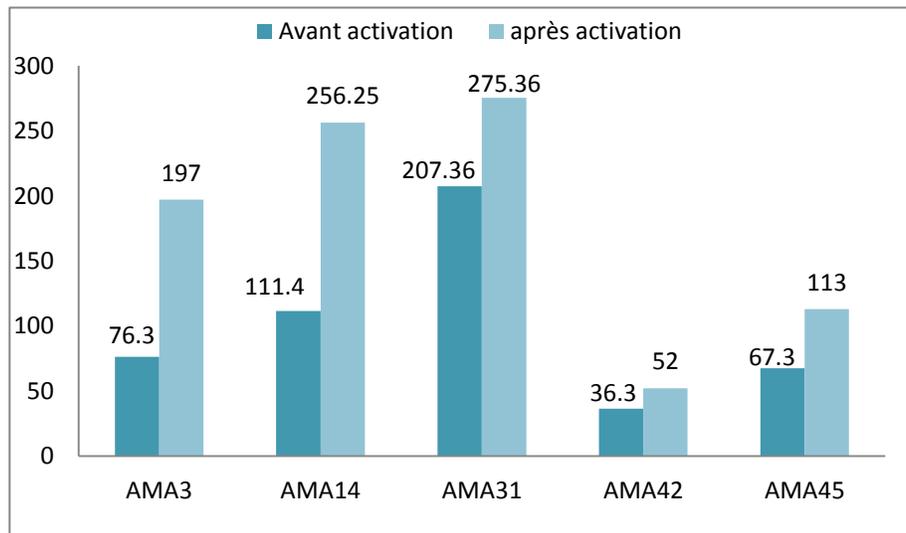


Figure 7.8 : Débits avant et après activation pour tous les puits (conditions actuelle).

La production totale du champ va avoir une augmentation total de la production par 79.25% (voir figure 7.9).

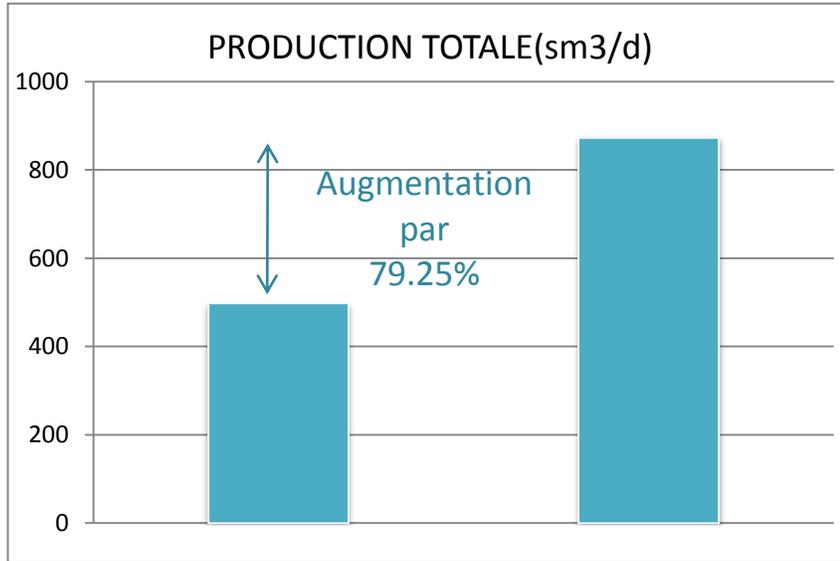


Figure 7.9 : Augmentation de la production totale suite à l'activation

7.5. Création d'une liste de priorité de raccordement au réseau d'injection

Puisque le raccordement des puits d'Amassak au réseau d'injection ne va pas se faire au même temps, on a alors envisagé de raccorder en premier les puits dont l'efficacité de l'injection serait meilleure. Pour classer les puits concernés en ordre de priorité on a suivi le critère suivant :

D'abord on calcule le gain de production nommé " **G** " :

$$G = Q_2 - Q_1 \quad [\text{sm}^3/\text{d}] \dots\dots\dots \text{Eq 7.1}$$

Avec :

- Q_2 : Débit d'huile après activation [sm3/d] .
- Q_1 : Débit d'huile avant activation [sm3/d].

Puis, pour chaque puits, on calcule le rapport " **R** " :

$$R = \frac{Q_{inj}}{G} \dots\dots\dots \text{Eq 7.2}$$

Avec : Q_{inj} : Débit de gaz injecté [sm3/d].

L'unité de " R " est [sm^3/sm^3], il traduit le volume de gaz nécessaire pour gagner un baril d'huile. Donc plus " R " est faible, plus le puits devient prioritaire d'être raccordé en premier au réseau d'injection de gaz.

Le tableau 7.4 suivant montre les résultats des calculs et le classement des puits :

Tableau 7.4 : Liste de priorité de raccordement des puits étudiés au réseau d'injection.

Puits	Q_1 [sm^3/d]	Q_2 [sm^3/d]	G [sm^3/d]	Q_{inj} [sm^3/d]	R [sm^3/stb]	Classement
AMA14	111.4	256.25	144.85	12500	86.3	2
AMA3	76.3	197	160.7	12500	77.78	1
AMA45	67.3	113	45.7	12500	273.52	4
AMA31	207.36	256.25	48.89	12500	255.67	3
AMA42	36.3	52	15.7	12500	796.18	5

7.6. Etude économique

Avant de prendre une décision finale sur la méthode d'activation artificielle à utiliser, une analyse économique approfondie doit être effectuée. La rentabilité d'un projet qui doit être le critère de la décision finale. Cette étude est encore dans la phase d'évaluation, dont l'analyse économique complète donnant la Valeur Annuelle Nette (VAN) de projet n'est pas encore disponible. La VAN donnera la valeur d'un projet pendant toute sa durée de vie, en tenant compte des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation, les amortissements et les revenus. Cependant, les coûts initiaux des méthodes d'activation sont analysés et peuvent donner une bonne indication de la magnitude du projet. Le tableau 7.5 montre le coût en total, par exemple le coût jusqu'à la fin de l'installation de projet. Cela implique le coût de l'approvisionnement, de la construction, de l'ingénierie, de l'administration et du coût opérationnel pendant l'installation (taux de l'armoire, etc.). Les montants ne comprennent pas les coûts de l'entreprise tels que le personnel de l'entreprise, le transport, la restauration, etc.

Tableau 7.5 : Coûts estimés du projet de gas-lift.

Eléments	Coût [\$]
Horsepower	246419
Installation	11666
Equipments	41666
Running cost /an	3M
Maintenance /an	400000
Treatment des eau /an	350000
Total	4058086

(Chikwere, Sylvester & Appah, 2015)

- **Champ Amassak :**

Pour les six puits étudiés, la production total a eu une augmentation de 85 % après l'activation par gas-lift, dont le gain de production vaut de 350(sm³/d) est égale à 2203(STB/d) débit liquide. Prenant compte de "maximum water-cut" pour chacun des puits pour calculer les débits d'huile individuels produits. Si on a prend 37 (dollar/stb) comme un prix de référence (Loi de finance 2017, Algérie).

Tableau 7.6 : Débits d'huile produits.

Puits	Débit d'injection [sm ³ /d]	Augmentation de production [sm ³ /d]	Max water- cut [%]	Débit d'huile produit [sm ³ /d]
AMA3	12500	160.7	66	55.1
AMA14	12500	144.85	26	107.19
AMA31	12500	48.89	14.61	41.75
AMA42	12500	15.7	73	4.24
AMA45	12500	45.7	80	9.14

La quantité d'huile produire " Q_o " est égale à la somme des débits produire de chaque puits.

$$Q_o = 217.42 \text{ (sm}^3\text{/d)} = 1365.4 \text{ (Stb/d)}$$

Donc, le gain total est : $G_T = 1365.4 * 37 = 50519.71$ (dollar/j).

La durée T_R pour récupérer les dépenses d'un an est:

$$T_R = 4058086 / 50519.71 = 80 \text{ jours}$$

Le gain annuel est : $G_A = 18439694$ dollar.

$$VAN = 18439694 - 4058083 = 14381611 \text{ dollar}$$

D'après cette étude économique qui suit l'optimisation du projet, on peut décider d'investir dans ce projet. Ce dernier est économiquement rentable, où pour une durée de 80 jours les dépenses d'un an seront récupérées.

Conclusion générale & Recommandations

Cette étude réalisée sur le champ d'Amassak s'est déroulée dans un but d'optimiser la production suite à des opérations de stimulation par GL.

Dans ce cadre on a proposé d'améliorer la production des puits en introduisant du gas-lift pour atteindre cet objectif. La modélisation a été faite en utilisant le logiciel PIPESIM 2011 et des conceptions de Gas-Lift ont été créés pour l'ensemble des cinq puits étudiés. Les résultats des puits montrent que ces derniers sont candidats au Gas-Lift à partir de leur réponses, ce qui peut dire que leurs water-cut élevés est le principal paramètre affectant cette réponse.

Les puits AMA3, et AMA31 ont obtenus des conceptions avec cinq mandrins dont le dernier est "dummy", le puits AMA14 et AMA45 ont obtenus des conceptions avec un seul mandarin et en quatre mandrins successivement. Le puits AMA42 présente une conception en six mandrins.

L'activation de ces puits a amélioré la production considérablement sur les deux échelles : moyenne et individuelle. A une échelle moyenne, la production a augmenté de 79.25 %, et à l'échelle individuelle, certains puits ont atteint les 67.9% et même 158 % d'augmentation. Cette étude a donnée le débit de Gas-Lift économique, pour maximiser la production de l'ensemble du champ, tout en gardant la quantité du gas disponible au surface et la pression d'injection possible comme des critère de champ. Enfin, une liste de priorité de raccordement des puits au réseau d'injection a été établie. Le classement s'est fait suivant le volume de gaz qu'il faudra injecter pour gagner un baril d'huile.

Finalement, et en vue d'éliminer certaines difficultés rencontrées au cours de ce travail, aussi pour compléter et améliorer la présente étude, on recommande les point suivants :

- Equiper les puits étudiés par les conceptions Gas-Lift spécifiés dans cette étude.
- Etudier la faisabilité du Gas-Lift pour le reste du champ Amassak, et pour de meilleurs résultats, réaliser de nouveaux tests PDRP avant de modéliser les puits sur le software .
- Il est recommandé de faire augmenter la capacité du traitement des eaux pour améliorer la production.

- En ce qui concerne le réseau de surface, on recommande de relever les altitudes au niveau de ses différents éléments et de réaliser une campagne de test des puits concernés dans la même période pour bien caler le modèle
- Constituer une base de données électronique pour faciliter les études de recherche et d'engineering.

Références bibliographiques

- [1] Abu Taher Mohamed Ibrahim, "*Optimisation of Gas Lift System in Varg Field*", Stanvanger University, 2007.
- [2] Denis Perrin, "*Oil and Gas Field Development Techniques, Well Completion and Servicing*", traduit du Français par Barbara Brown Balvet et revue par Philippe Beun, Editions Technip, 1999. [3] Denis Perrin, "*Activation des puits*", ENSPM, 2000.
- [4] Beckwith, "155 Years of Artificial Lift", 2014.
- [5] Groupe Socotec Industrie, "Récupération Assistée par Gas Lift".
- [6] Pete, "*Fundamentals of Well Testing*", 2015.
- [7] Cameron Laing, "*Things You need to Know about Gas Lift*", SPE, 2016.
- [8] LUFKIN, "*Gas Lift Systems*", Lufkin Industries, Inc, 2011.
- [9] Matt Young, "*Gas Lift Optimization and Troubleshooting*", MIDLAND Energy Expo, 2015. [10] RABEA Hassen, "*Artificial Lift Solutions*", Weatherford, 2013.
- [11] BenAmara Abdel, "*Gas Lift - Past & Future*", SPE, 2016.
- [12] Schlumberger, "*Gas Lift Design and Technology*", 2000.
- [13] Schlumberger, "PIPESIM Artificial Lift Design and Optimization, Workflow/Solutions Training".
- [14] Schlumberger, "PIPESIM Fundamentals, Workflow/Solutions Training", 2010.
- [15] Sonatrach & Schlumberger, "Déploiement du programme « Reservoir-to-Tank ».
Amélioration du système-production de TFT-Ordovicien, le système réseau de collecte CS", TFT, 2009.
- [16] www.slb.com.
- [17] www.onepetro.org
- [18] James P. Brill, H. Dale Beggs, "Two-Phase Flow in Pipes", Tulsa University Press, 1991.
- [18] 2010. Vogel, J. W. "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells." JPT, Jan. 1968.
- [19] Fetkovich, M. J. "The Isochronal Testing of Oil Wells" SPE 4529, Las Vegas, Nov., 1973.
- [20] Dale Beggs, H. "Production Optimization using Nodal Analysis" book, OGCI Publications Oil & Gas Consultants.

● **Annexe**

