

N° Ordre/Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

AZZOUZ Ahmed

DJOUDI Abdallah

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures

Thème

**Etude et optimisation de gas-lift effectué dans des puits pétroliers
À Hassi R'Mel**

Devant le jury :

BENYOUNES Khaled (MCA)

UMBB

Président

HAMMOUDI Tarik (MCB)

UMBB

Encadreur

SAIFI Redha (MAB)

UMBB

Examineur

BAHNOUS Dounia (MAB)

UMBB

Examineur

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciement

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr T.Hammoudi, notre professeur consultant et qui nous a orienté durant l'élaboration de ce travail

Ainsi tous nos professeurs à l'université; Mrs SAIFI, BENYOUNES, HADJAJ KACIMI, GARECHE et Mlle BAHNOUS.

Nous témoignons notre profonde gratitude à Mr M.Ezzine; Chef département Monitoring Engineering pour ses aides et conseils.

Comme il nous est très agréable de remercier messieurs les assistants techniques et les ingénieurs pour leur disponibilité permanente et pour tout le cœur qu'ils l'ont mis dans notre suivi.

Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute notre gratitude.

Merci à tous

AZZOUZ Ahmed & DJOUDI Abdallah

Dédicaces

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mon cher frère et mes sœurs et à tous les

membres de ma famille et toute personne

qui porte le nom AZZOUZ et

BEN AISSA

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis

Et tous mes collègues du groupe : MAPH11

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme

DJOUDI Abdallah

Dédicaces

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mon cher frère et mes sœurs et à tous les

membres de ma famille et toute personne

qui porte le nom AZZOUZ et BEN AISSA

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis

Et tous mes collègues du groupe : MAPH11

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme

DJOUDI Abdallah

Remerciement	
Dédicace Ahmed	
Dédicace Abdallah	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	Error! Bookmark not defined.
Chapitre I : Presentation du région Hassi R'mel	
I.1 Situation géographique	Error! Bookmark not defined.
I.2 Historique de la région	Error! Bookmark not defined.
I.3 Aperçu géologique sur le champ.....	Error! Bookmark not defined.
I.4 Aperçu sur les trois réservoirs	Error! Bookmark not defined.
I.5 Description de l'anneau d'huile	Error! Bookmark not defined.
I.6 Exploitation de l'anneau d'huile	Error! Bookmark not defined.
I.7 Organisation du champ.....	Error! Bookmark not defined.
Chapitre II : Activation des puits	
Introduction.....	Error! Bookmark not defined.
II.1 Le pompage	Error! Bookmark not defined.
II.1.1 Pompage aux tiges.....	Error! Bookmark not defined.
II.1.2 Pompage centrifuge.....	Error! Bookmark not defined.
II.1.3 Pompage hydraulique	Error! Bookmark not defined.
II.2 Le Gas-lift.....	Error! Bookmark not defined.
II.3 Comparaison entre le gas-lift et les autre modes d'activation.....	Error! Bookmark not defined.
II.4 Paramètres de détermination d'un moyen d'activation.....	Error! Bookmark not defined.
Chapitre III : Le Gas-Lift	
Introduction.....	Error! Bookmark not defined.
III.1 Principe de gas-lift.....	Error! Bookmark not defined.
III.2 Types de gas lift.....	Error! Bookmark not defined.
III.2.1 Classification suivant le mode d'injection	Error! Bookmark not defined.
III.2.1.1 Gas lift continu.....	Error! Bookmark not defined.
III.2.1.2 Gas lift intermittent	Error! Bookmark not defined.
III.2.2 Classification en fonction de la complétion	Error! Bookmark not defined.
III.2.2.1 Gas lift direct	Error! Bookmark not defined.

III.2.2.2 Gas lift indirect	Error! Bookmark not defined.
III.2.3 Classification en fonction de circuit d'injection.....	Error! Bookmark not defined.
III.2.3.1 Circuit fermé	Error! Bookmark not defined.
III.2.3.2 Circuit ouvert	Error! Bookmark not defined.
III.3 Avantages et inconvénients.....	Error! Bookmark not defined.
III.3.1 Principaux avantages de gas lift continu	Error! Bookmark not defined.
III.3.2 Principaux inconvénients de gas lift continu.....	Error! Bookmark not defined.
III .4 Facteurs à considérer dans la conception du gas lift.....	Error! Bookmark not defined.
III .4.1 La pression en tête de puits (well head pressure)	Error! Bookmark not defined.
III .4.2 La pression de gaz à injecter.....	Error! Bookmark not defined.
III .4.3 Profondeur d'injection de gaz.....	Error! Bookmark not defined.
III .5 Applications du gas-lift.....	Error! Bookmark not defined.
III.6 Gas_lift a Hassi R'mel	Error! Bookmark not defined.
III.7 Les problèmes liés aux gas-lift.....	Error! Bookmark not defined.

Chapitre IV : Equipements de Gas-Lift

Introduction.....	Error! Bookmark not defined.
IV.1 : Equipements de surface	Error! Bookmark not defined.
IV.1.1 Equipement de compression	Error! Bookmark not defined.
IV.1.2 Le réseau de distribution HP	Error! Bookmark not defined.
IV.1.3 Equipement de mesure et de contrôle	Error! Bookmark not defined.
IV.1.4 Réseau de distribution basse pression.....	Error! Bookmark not defined.
IV.1.5 Equipements de déshydratation	Error! Bookmark not defined.
IV.2 Equipements de fond	Error! Bookmark not defined.
IV.2.1 Les mandrins	Error! Bookmark not defined.
IV.2.1.1 Les mandrins conventionnels (retirables) (Figure IV.2)	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .1.2 Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels) (Figure IV.3)	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .2 Les vannes de gas lift	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .2.1 Principe général d'une vanne de gaz lift.....	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .2 .2 Vanne à servomoteur pneumatique à soufflet (vanne à soufflet)	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .2 .3 Vanne à servomoteur pneumatique à ressort...	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .3 Les composantes des vannes	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .4 Types des vannes de gaz lift.....	Error! Bookmark not defined.
IV.2 .4.1 Les vannes opérées par le casing (casing operated valves)	Error! Bookmark not defined.

IV.2 .4.2 Les vannes opérées par le tubing (tubing operated valves)**Error! Bookmark not defined.**

Chapitre V : Analyse nodale

Introduction.....	Error! Bookmark not defined.
V.1 Performance de puits	Error! Bookmark not defined.
V.2 Inflow performance relationship (IPR)	Error! Bookmark not defined.
V.2 .1 Méthode de Vogel.....	Error! Bookmark not defined.
V.3 Tubing performance curves (TPC).....	Error! Bookmark not defined.
V.3 .1 Les différentes corrélations de pertes de charges	Error! Bookmark not defined.
V.3 .1 .1 Corrélation de Hagedorn and Brown.....	Error! Bookmark not defined.
V.3 .1.2 Corrélation de Beggs and Brill.....	Error! Bookmark not defined.
V.3 .1 .3 Corrélation de Duns and Ros:	Error! Bookmark not defined.
V.3 .1.4 Corrélation de Orkizewski	Error! Bookmark not defined.
V.5 les applications de l'analyse nodale.....	Error! Bookmark not defined.

ChapitreVI : Optimisation de Gas-Lift

VI.1. Introduction aux pertes de charge	Error! Bookmark not defined.
VI.2. Aperçu sur PROSPER	Error! Bookmark not defined.
VI.3. Organigramme de travail	Error! Bookmark not defined.
VI.4. La modélisation et l'optimisation.....	Error! Bookmark not defined.
VI.5. La Modélisation.....	Error! Bookmark not defined.
VI.5.1. Données de Puits HR01	Error! Bookmark not defined.
VI.5.1.1 Etat actuel.....	Error! Bookmark not defined.
VI.5.1.2 Données PVT.....	Error! Bookmark not defined.
VI.5.1.3 Données IPR : (inflow performance data).....	Error! Bookmark not defined.
VI.5.1.4 Données Des Equipements	Error! Bookmark not defined.
VI.5.1.5 Données de Gas-lift.....	Error! Bookmark not defined.
VI.5.2 Procédures de travail.....	Error! Bookmark not defined.
VI.6. L'Optimisation	Error! Bookmark not defined.
VI.6.1. Débit Optimale d'injection.....	Error! Bookmark not defined.
VI.6.2. La rentabilité	Error! Bookmark not defined.
VI.7. La modélisation et l'optimisation des autres puits	Error! Bookmark not defined.
VI.7.1. Les données des puits	Error! Bookmark not defined.
VI.7.2. Les résultats.....	Error! Bookmark not defined.
VI.7.3. L'analyse des résultats :	Error! Bookmark not defined.

VI.8. Gas-lift Allocation :.....**Error! Bookmark not defined.**
VI.8.1. L'allocation avec WPF**Error! Bookmark not defined.**
VI.8.1.1. Les étapes pour l'allocation avec WPF**Error! Bookmark not defined.**
VI.8.1.2. Exemple de calcul**Error! Bookmark not defined.**
VI.8.2. L'allocation avec un algorithme :.....**Error! Bookmark not defined.**
VI.9. Paramètres influençant sur les puits en Gas-lift :.....**Error! Bookmark not defined.**
VI.9.1. La pression de réservoir :.....**Error! Bookmark not defined.**
VI.9.2. La pression de tête :**Error! Bookmark not defined.**
VI.9.3. Les entrées d'eau (Water Cut).....**Error! Bookmark not defined.**
VI.9.4 Le diamètre intérieur de tubing :**Error! Bookmark not defined.**
Conclusion et recommandations**Error! Bookmark not defined.**
Bibliographie

Chapitre III

Tableau III.1 : Composition du gaz injecté	25
--	----

Chapitre VI

Tableau VI.1 : Données des équipements de fond	50
Tableau VI.2 : Données de déviation	50
Tableau VI.3 : Données de gradient géothermique.....	50
Tableau VI.4 : La rentabilité de l'injection de gaz	56
Tableau VI.5 : Les données des puits.....	59
Tableau VI.6 : Les Taux d'injection optimaux	62
Tableau VI.7 : Resultats d'optimisations	63
Tableau VI.8 : WPF.....	64
Tableau VI.9 : Exemple de calcul de WP	65
Tableau VI.10 : Allocation avec un algorithme	67
Tableau VI.11 : Les taux d'allocation.....	67
Tableau VI.12 : Les resultats d'allocation avec l'algorithme	67
Tableau VI.13 : Débit d'huile en fonction de pression de réservoir HR06	69
Tableau VI.14 : Débit d'huile en fonction de pression de tête HR02	71
Tableau VI.15 : Débit d'huile en fonction de Water Cut HR07	72
Tableau VI.16 : Débit d'huile en fonction de diamètre de tubing HR01	74

Chapitre I

Figure I.1 : Situation géographique du champ Hassi R'mel.....	2
Figure I.2 : Situation géologique du champ de Hassi R'mel.....	4
Figure I.3 : coupe géologique Est-ouest	7
Figure I.4 : Organisation du chmap Hassi R'mel	10

Chapitre II

Figure II.1 : Pompage aux tiges	12
Figure II.2 : pompage centrifuge	13
Figure II.3 : pompage hydraulique	13

Chapitre III

Figure III.1 : Principe de gas lift	18
Figure III.2 : Gas lift continu et intermittent	19
Figure III.3 : Circuit fermé	21
Figure III.4 : complétion d'un puits en GL avec une seule vanne d'injection	26

Chapitre IV

Figure IV.1 : Equipements de surface	29
Figure IV.2 : Mandrins coventionnels	33
Figure IV.3 : mandrins a poche lateral	33
La vanne de gas lift se compose de : (Figure IV.4).....	34
Figure IV.4 : composantes des vanne de gas lift.....	35
Figure IV.5 : Composition détaillée d'une vanne de gas lift	35
Figure IV.6 : casing operated valves	36
Figure IV.7 : tubing operated valves	37

Chapitre V

Figure V.1 : Pertes de charges dans le système de production	39
Figure V.2 : la pression de nœud	40
Figure V.3 : performance de puits.....	41

Chapitre VI

Figure VI. 1 Graphe de pertes de charge	46
Figure VI.2 : Organigramme de PROSPER	48
Figure VI.3 : System Summary (PROSPER)	51
Figure VI.4 : PVT Data (PROSPER)	52
Figure VI.5 : Choix de corrélation (PROPSER)	52

Figure VI.6 : IPR plot (PROSPER).....	53
Figure VI.7 : Matching correlation (PROSPER)	53
Figure VI.8 : VLP/IPR (PROSPER)	54
Figure VI.9 : Sensitivity (PROSPER)	55
Figure VI.10 : IPR/VLP pour le puits HR06	69
Figure VI.11 : Débit d'huile en fonction de pression de réservoir HR06	70
Figure VI.12 : IPR/VLP pour le puits HR02	71
Figure VI.13 : Débit d'huile en fonction de pression de tête HR02	72
Figure VI.14 : IPR/VLP pour le puits HR07	72
Figure VI.15 : Débit d'huile en fonction de Water Cut HR07	73
Figure VI.16 : IPR/VLP pour le puits HR01	74
Figure VI.17 : Débit d'huile en fonction de diamètre de tubing HR01	75

Introduction

Après le forage de la roche réservoir les puits sont complétés pour acheminer l'huile ou le gaz à partir de son emplacement original dans le réservoir jusqu'à les bacs de stockages. Le système de production peut être relativement simple ou complexe. Au cours de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide de réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression .

L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée . parmi ces méthodes nous citons l'activation par Gas-lift, qui est l'objectif de notre étude.

Le gaz injecté va traverser le tubing par des vannes Bien placées, ce qui lui permet de mélanger avec l'huile contenu dans le tubing, et par conséquent il y'aura un allègement de la colonne d'huile, ce qui permet à la pression de fond de pouvoir pousser le fluide au-dessus.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit de gaz injecté pour un ensemble des puits afin d'améliorer et maximiser le débit d'huile produit et pour achever cette optimisation nous allons utiliser le logiciel « PROSPER».

L'Analyse Nodale est le seul moyen qui nous permet d'atteindre cet objectif car elle tient compte des toutes les pertes de charge soit dans le réservoir lui-même ou dans le tubing. D'autre part ; elle nous permet d'étudier l'influence de variation d'un certain nombre des paramètres (PG, diamètre de tubing, la perméabilité de la formation, le skin) sur l'efficacité d'injection du Gas-lift.

Dans notre étude on a appliqué l'Analyse Nodale pour optimiser l'injection de Gas-lift dans les puits (HR01 , HR02 , HR03, HR04, HR04 , HR05, HR06, HR07) au champ de Hassi R'mel en utilisant le logiciel PROSPER.

Table des matières

Introduction 1

I.1 Situation géographique

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

Il est l'un des premiers gisements de gaz naturel, avec des réserves initiales estimées à plus de 3000 milliards de m³ standard, liés à une structure de dimensions 80 Km sur 60 Km. Il a un anneau d'huile dans le périphérique Est . (figure I.1).

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

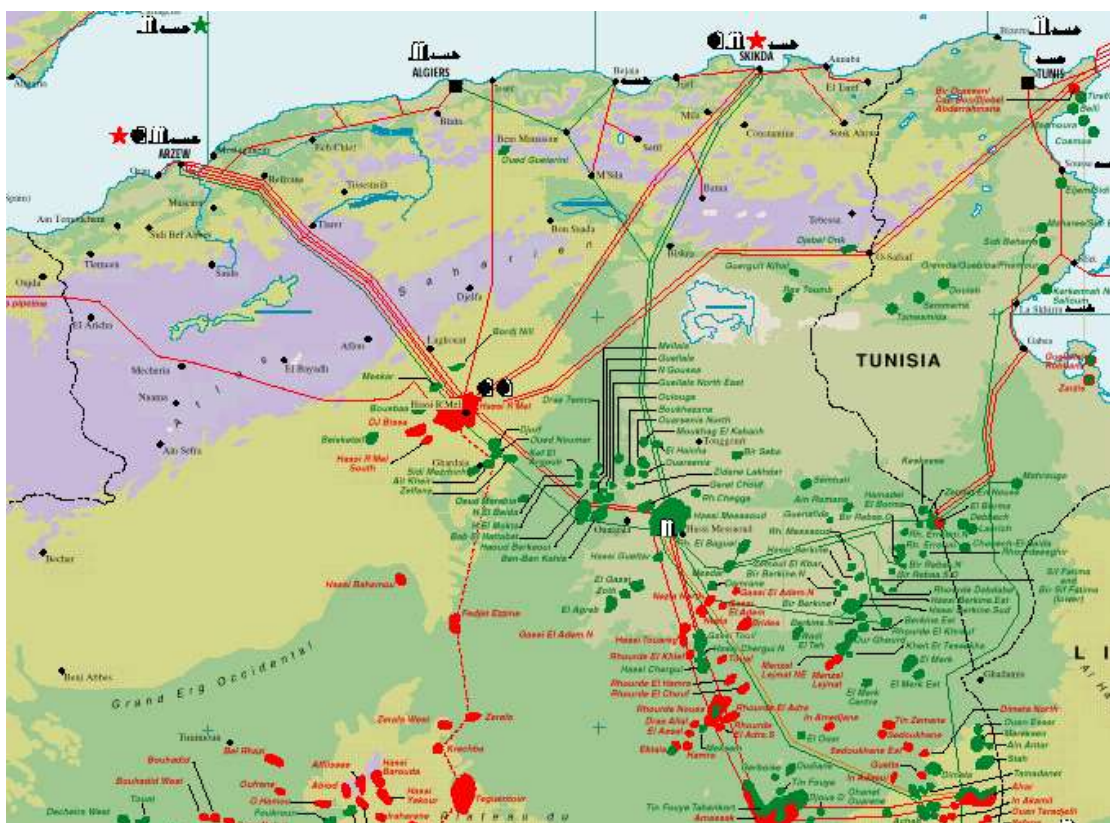


Figure I.1 : Situation géographique du champ Hassi R'mel

I.2 Historique de la région

La première campagne géophysique intéressante dans la région a eu lieu en 1951. En 1952 le forage du premier puits d'exploration à quelques kilomètres de BRRIANE mit en évidence la présence d'un trias gréseux qui présentait toutes les caractéristiques d'un excellent réservoir recouvert d'un trias salifère pouvant jouer le rôle de couverture.

En 1956, fut entrepris le sondage de HR1 à une dizaine de kilomètres à L'Est du point d'eau de Hassi - R'mel.

En novembre de la même année, la profondeur de 2123 m fut atteinte et révéla la présence d'un réservoir de gaz humide sous forte pression. Le puits HR1 venait d'être implanté sur le sommet de l'anticlinal, hypothèse vérifiée par la sismique à la même période.

Les forages, qui suivirent, ont confirmé l'existence d'un important anticlinal et permirent d'étudier avec plus de précision les niveaux et les caractéristiques géologiques de 1957 à 1960 : HR2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 et 9 furent forés dont HR1 fut foré pour l'exploration de la partie Nord de TILGHEMT.

En 1960, le gazoduc reliant Hassi-R'mel à ARZEW était achevé une année bien après que l'exploitation du gisement a été commencée.

Afin de maintenir la pression de gisement, un certain nombre de puits injecteurs ont été implantés au nord et au sud de la zone centrale. le premier puits injecteur à été réalisé en 1976.

La première présence d'huile à Hassi R'mel fut décelée très tôt après la découverte du gisement de gaz avec le forage du puits HR8 en 1958 par la SNREPAL dans le secteur sud-ouest du champ.

En 1979 le puits HR38, implanté sur la périphérie de la structure et dont le but était le développement du gaz, met en évidence la présence d'une colonne d'huile d'une épaisseur utile de 9.5 m dans le trias argilo-greux supérieur niveau « A ».

D'autres puits implantés sur la même structure HR154, 166, 165.....etc, ont confirmé l'existence d'un anneau d'huile commercialement exploitable d'orientation nord-nord est et sud-sud ouest.

L'anneau d'huile dans la partie sud du gisement a été découvert par le puits HR162 foré en 1981, la (Fig2) représente le plan de positionnement du champ de HR.

I.3 Aperçu géologique sur le champ

Position géologique

Le champ de Hassi R'mel est situé sur la plate forme saharienne, dans la partie Nord - Ouest du bassin triasique, sur la dorsale IDJERANE M'ZAB et la voûte de TILGHEMT. Il est limité au Nord par les chaînes de l'ATLAS SAHARIEN, à l'Ouest par le bassin de BECHAR, à l'Est par le bassin d'OUED MYA et au Sud par le bassin d'AHNET et de MOUYDIR (figure I.2).

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

- cycle autrichien
- cycle hercynien

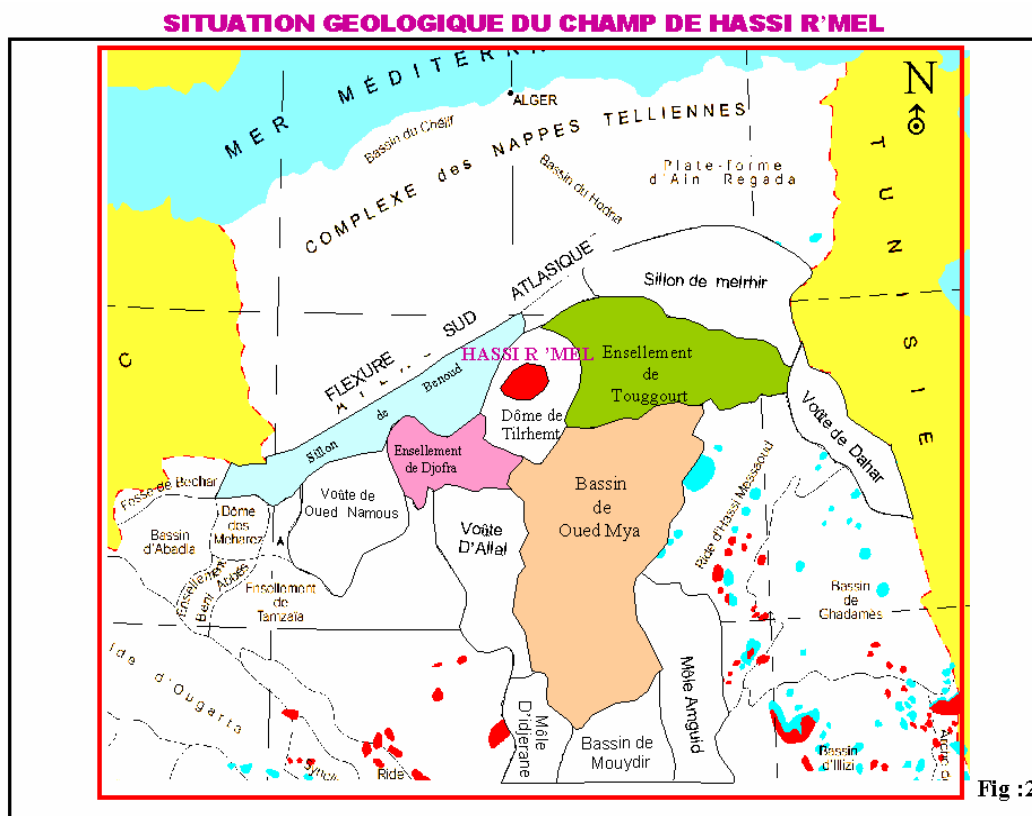


Figure I.2 : Situation géologique du champ de Hassi R'mel

La structure

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

Suivant la direction Nord-Sud on distingue trois zones :

- **La zone nord**

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

- **La zone centrale**

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

- **La zone sud**

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

I.4 Aperçu sur les trois réservoirs

Le réservoir de HASSI R'MEL est constitué de trois principaux niveaux réservoirs, gréseux, d'âge triasique dénommé A, B, C, séparés entre eux par des argiles. Ils reposent en discordance sur la surface hercynienne. La couverture est assurée par le trias argileux et le trias évaporitique. Ils peuvent entrer en communication latérale et verticale par suite :

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

Réservoir A

Les limites d'extension : il possède la plus grande extension, avec une superficie de 2640 km² et recouvre pratiquement la totalité du champ de Hassi R'mel, à l'exception de la zone Sud-ouest.

Il est composé de grès fins à très fins, localement argileux, à forte cimentation. Son épaisseur varie sur l'ensemble du champ de (15 à 30) mètres. Cette couche présente 54% des réservoirs en place.

- La porosité (ϕ) moyenne du A est (10 à 15) %.
- La perméabilité (K) moyenne est 250 mD.

Réservoir B

Les limites d'extension : Il a une extension plus limitée celle du réservoir A, il est limité à la zone centrale et la zone Nord du champ, représentant une superficie de 1150 Km².

Il est constitué de grès fins, plus du mois argileux. C'est le niveau le plus variable en épaisseur, principalement dans la zone centrale. Les épaisseurs maximales se trouvent au Nord. Cette couche présente 13 % des réservoirs en place.

- La porosité moyenne (ϕ) : 15%.
- La perméabilité moyenne (K) : 250 mD.
- La saturation : 28 %.

Réservoir C

Les limites d'extension : Il s'étend sur la majeure partie du champ, sauf dans la zone sud où il se biseaute. Il couvre une superficie de 1780 km² et peut atteindre jusqu'à 60 m d'épaisseur dans la partie nord. Son épaisseur varie régulièrement suivant une direction Nord-Sud.

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

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

Les caractéristiques du niveau C sont excellentes et sont :

- Une porosité moyenne (ϕ) de 18%.
- Une perméabilité moyenne (K) de 800 mD.
- Une saturation en eau (S_w) de 13%.

Série inférieure

Elle est composée, dans la partie méridionale ainsi que dans la partie occidentale de la zone centrale par une série d'andésite (effuso-éruptif) plus ou moins altérée. Dans la zone Nord ainsi que dans la zone Sud, elle présente une série argilo gréseuse, dont certains puits (HRS 4-6) a rencontré une accumulation d'huile.

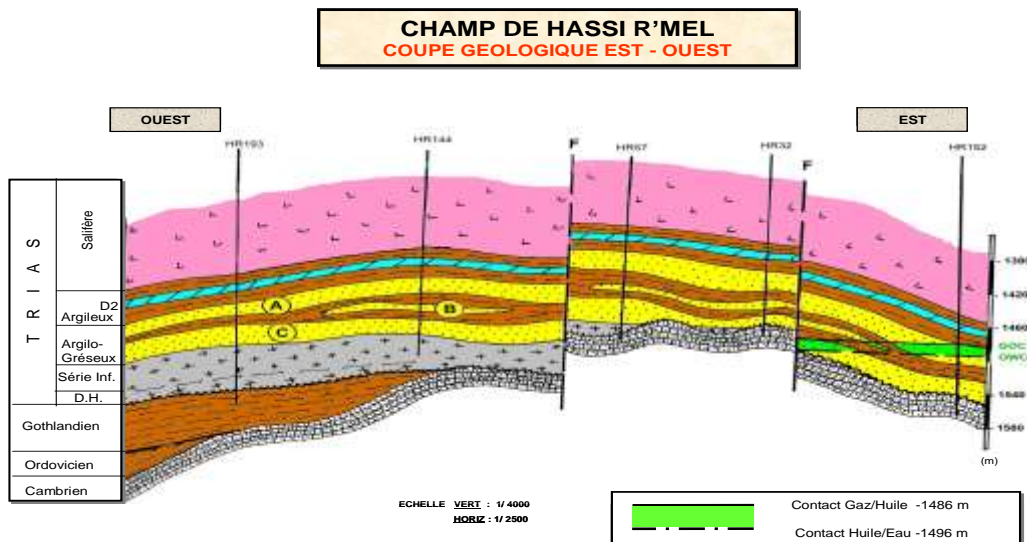


Figure I.3 : Coupe géologique Est-ouest

I.5 Description de l'anneau d'huile

L'existence de l'anneau a été prouvée en 1958 par le forage du puits HR8 dans le niveau « C ».

Le développement de l'anneau d'huile a commencé après le forage de HR38, HR154 qui confirme une importante accumulation d'huile sur le flanc Est de la structure dans le niveau « A ».

Le flanc Est du niveau A est constitué d'une matrice de grés du Trias d'environ 20m et caractérisé par une perméabilité équivalente à 500 md et une porosité de 20%. Le puits HR162, foré dans la partie sud, a rencontré une colonne d'huile dans le niveau « A » et « B ».

Cette colonne d'huile se trouve limitée à son sommet par le contact gaz /huile initialement à la cote 1489m et à sa partie inférieure par le contact avec l'aquifère à 1500m absolu; donnant une hauteur moyenne de 11m d'huile.

Sur le plan de l'exploitation, gaz et huile sont corrélatifs d'où l'urgence et la délicatesse de développer l'anneau d'huile, avant la déplétion du gaz cap représentée par l'énorme énergie de champ de Hassi R'mel.

Le puits HR162 foré dans la partie sud a rencontré une colonne d'huile dans le niveau « A » et « B ».

I.6 Exploitation de l'anneau d'huile

L'exploitation de l'anneau d'huile depuis 1981 a conduit à la récupération de plus de 3.5 millions de m³ d'huile.

l'huile est activement exploitée et traitée au niveau de 5 centres de traitements (CTH1 ; CTH2 CTH3 ; CTH4 ; CTH sud) et d'autres installations repartis sur le long de l'anneau, pour être ensuite transportée par oléoduc vers le nord du pays.

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

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

I.7 Organisation du champ

La nature de l'effluent et l'homogénéité du réservoir ont conduit au choix d'un modèle de développement basé sur un schéma d'exploitation alterné, comportant trois zones d'exploitation (Nord, Centre et Sud) entre lesquelles ont été intercalées deux zones de Réinjection.

Zone nord : est constituée d'un module de traitement de gaz (module 3) et de la station de compression Nord.

Zone centrale : est constituée des modules 0 ,1 et 4, le CSTF (centre de stockage du condensat et GPL), la station SRGA pour la récupération des gaz associés et le CNDG (distribution du gaz).

Zone sud : est constituée du module 2, la station de compression Sud, CTG DJB et le CTG –HRSUD.

Les centres de traitement d'huile (C.T.H) sont situés sur le flan EST et SUD.

Introduction

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

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

Pour produire des puits non éruptifs ou insuffisamment éruptifs, elle existe principalement deux familles de procédés d'activation :

- Relevage mécanique par le pompage.
- Allègement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gas lift.

II.1 Le pompage

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

II.1.1 Pompage aux tiges

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tige et d'un système de va-et-vient. (Figure II.1).

Son principe de fonctionnement est simple, la pompe volumétrique de fond est équipée par deux clapets l'un fixe l'autre mobile qui ont une sorte des bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour, leur fermeture et ouverture se base sur la différence de pression en amont et en aval, le clapet mobile est actionné, depuis la surface par l'intermédiaire d'un tige, la descente de ce tige fait augmenter la pression de l'effluent qui se trouve à l'intérieur de la chambre ce qui permet l'ouverture de la bulle supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions.

Au cours de la remontée de tige il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de celui qui se trouve dans la chambre et par la suite

l'ouverture de la bulle inférieure ce qui permet de l'effluent d'occuper la chambre, et ainsi de suite l'opération se fait.

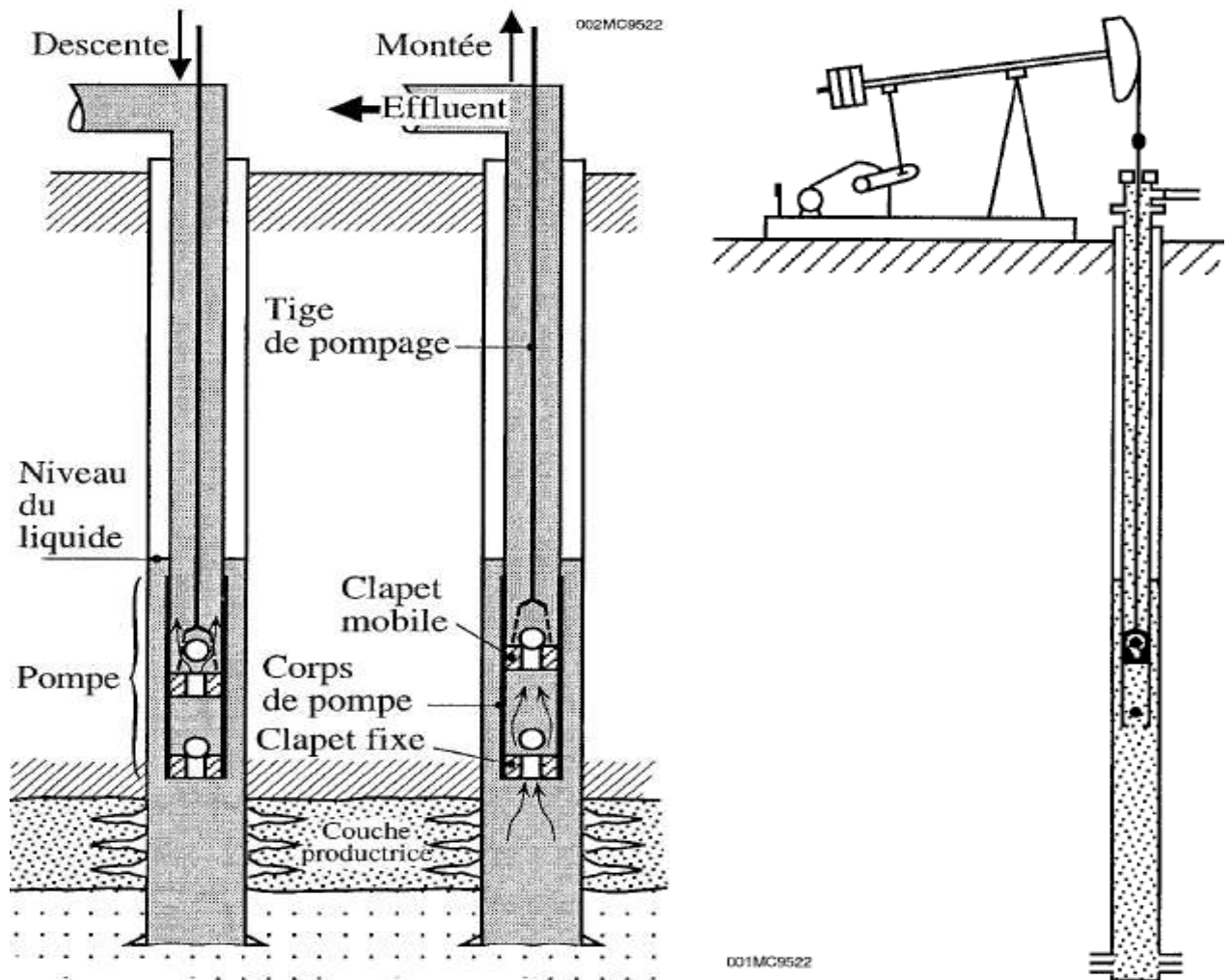


Figure II.1 Pompage aux tiges

II.1.2 Pompage centrifuge

La pompe centrifuge multi-étagée est reliée par l'intermédiaire d'un protecteur à un moteur électrique submergé, le tout pendu au bout de tubing. Un câble électrique, fixé par des colliers à l'extérieur du tubing, alimente le moteur. La pompe et le moteur peuvent être placés à n'importe quelle profondeur, ceux-ci étant conçus pour fonctionner aux pressions que l'on peut rencontrer dans le puits. (Figure II.2)

II.1.3 Pompage hydraulique

La pompe de fond a piston est accouplée a un moteur hydraulique a piston actionné depuis la surface par circulation d'huile sous pression. (Figure II.3).

II.2 Le Gas-lift

C'est le mode d'activation le plus répandu et le plus performant dans le monde, son principe est basé sur l'allègement de la colonne hydrostatique en injectant un gaz sous le niveau dynamique du fluide à travers des vannes conçues pour cet effet. On va le développer dans le chapitre suivant.

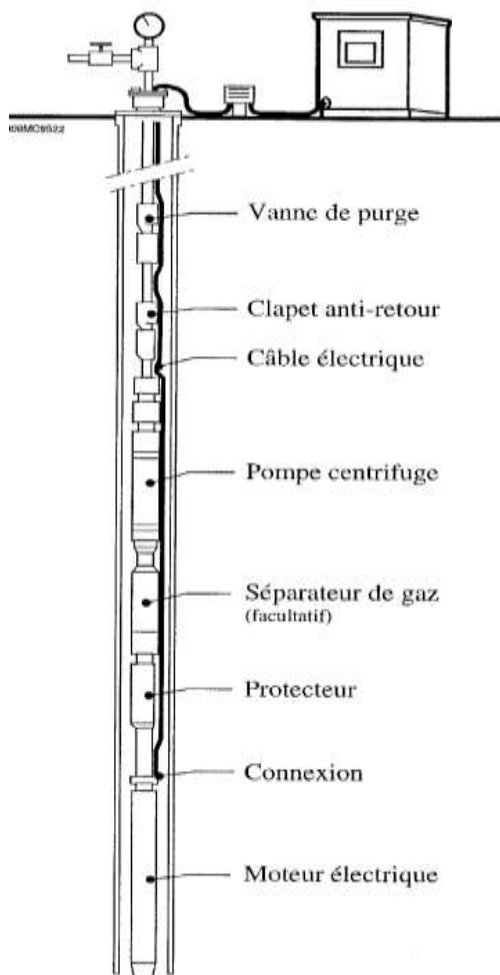


Figure II.2 : pompage centrifuge hydraulique

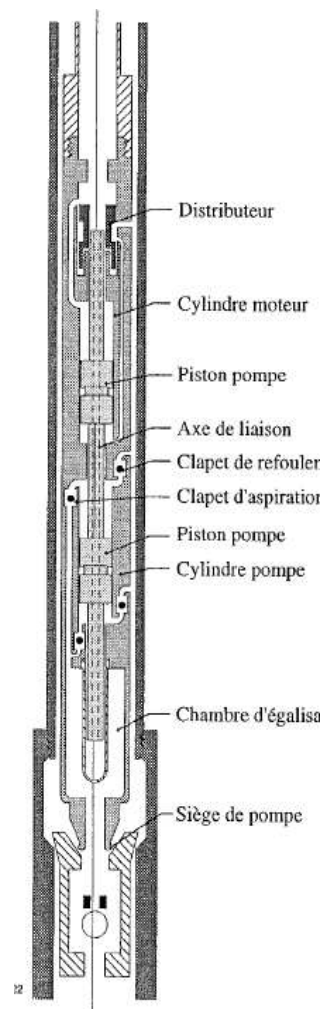


Figure II.3 : pompage

II.3 Comparaison entre le gas-lift et les autres modes d'activation

Dans la comparaison entre le gaz lift et les autres méthodes d'activation, on va citer les différents points forts et faibles de chaque type devant le gas lift.

Pompes centrifuges

1. Points forts

- peut atteindre des pressions de fluide en écoulement plus basse (bottom hole flowing pressure).
- Possèdent un rendement plus élevé.
- Electricité plus facile à produire que le gaz.

2. points faibles

- ne peut pas produire en l'existence de gaz libre dans l'effluent, même si la GLR est très faible.
- Peu flexible à l'exception des puits avec variation de vitesse.
- Accès au réservoir nécessite des complétions complexes.
- Pannes plus fréquentes.

Pompes aux tiges

1. points forts

- adaptées aux puits isolés.
- Meilleur rendement surtout pour les huiles lourdes.
- Electricité plus facile à produire que le gaz.

2. points faibles

- répartition plus difficile.
- Pas adaptés au grand volume de produit.

- Peu flexible à l'exception des puits avec variation de vitesse

Pompage hydraulique

1. points forts

- adapte aux profondeurs importantes et aux puits déviés ;
- fluide moteur pouvant servir de fluide porteur par l'injection d'un additif ;
- facilité de modification de la taille et de la cadence de la pompe pour s'adapter aux conditions de puits.

2. points faibles

- investissement en équipement et entretien assez coûteux ;
- Essai de puits posant un problème, en particulier en ce qui concerne l'évaluation des fluides produits ;
- Usure de la pompe relativement rapide.

II.4 Paramètres de détermination d'un moyen d'activation

Préférer un procédé d'activation aux autres procédés cités auparavant se fait selon les critères suivants :

Des critères économiques

Si un procédé est choisi pour l'activation d'un puits, il devra alors permettre de récupérer un maximum de brut (pétrole) le plus vite possible et avec un moindre coût.

Il est malheureusement difficile d'avoir une évaluation globale du coût d'un moyen d'activation dans l'investissement initiale, même si on peut avoir le coût du matériel spécifique nécessaire pour l'activation (compresseur, pompes, unité de pompage, tiges de pompage...).

Le coût d'exploitation d'un puits activé par un des moyens d'activation peut aussi varier selon les propriétés du puits et de sa situation.

D'autres critères (plus techniques qu'économiques) s'imposent alors.

Des critères techniques

Pour choisir un moyen d'activation, il faut étudier sa compatibilité avec la nature du puits, sa position, ses caractéristiques, et les conditions de son exploitation :

- La profondeur et la température de fond.
- Le débit actuel de la production.
- L'évolution des caractéristiques de production :
 - ✓ GOR.
 - ✓ WOR.
 - ✓ Pression de fond.
- Types de complétions :
 - ✓ Simple.
 - ✓ Multiple.
- La déviation du puits (puits dévié ou non).
- Le taux de production du sable.
- Problèmes de dépôt (paraffines, sulfates, carbonate) et de corrosion.
- Type d'exploitation :
 - ✓ Terre ou mer.
 - ✓ L'éloignement des puits.
 - ✓ Environnement (proximité agglomérations).
 - ✓ Disponibilité ou non de l'énergie d'activation : courant électrique, une source de gaz....
 - ✓ Disponibilité des technologies de l'exploitation et de l'automatisation plus ou moins avancée.

Introduction

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

III.1 Principe de gas-lift

Le principe est d'injecter, par la surface, du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible ; et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing (Figure III.1).

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique); rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface (jusqu'au séparateur).

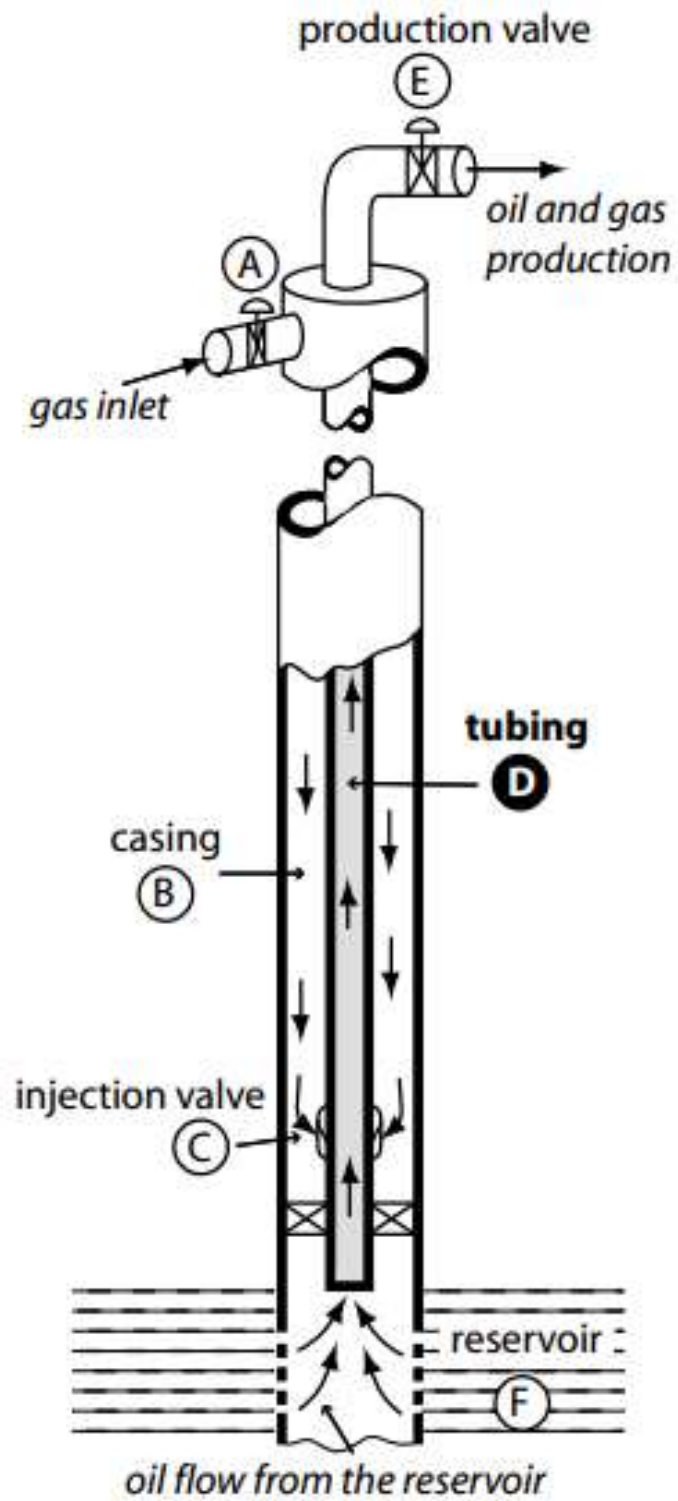


Figure III.1 : Principe de gas lift

III.2 Types de gas lift

III.2.1 Classification suivant le mode d'injection

III.2.1.1 Gas lift continu

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

III.2.1.2 Gas lift intermittent

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met a débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

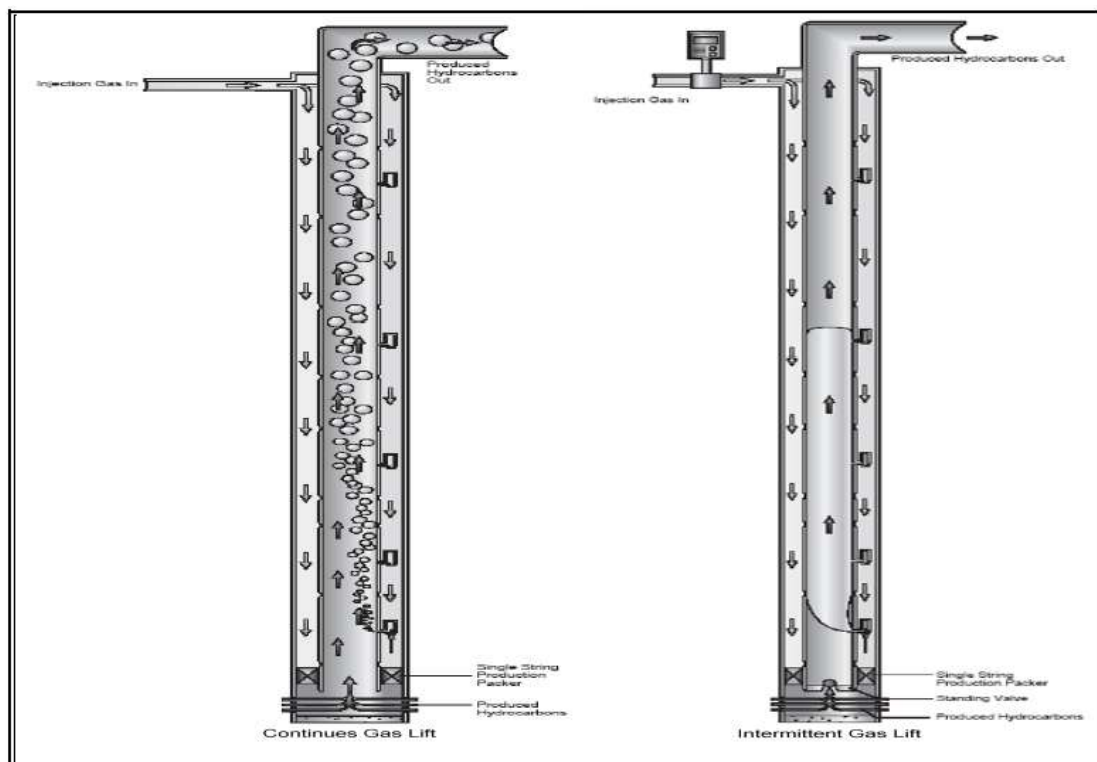


Figure III.2 : Gas lift continu et intermittent

III.2.2 Classification en fonction de la complétion

III.2.2.1 Gas lift direct

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

III.2.2.2 Gas lift indirect

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

Tubing concentrique (concentric tubing string)

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4"

Production par le casing et injection par le tubing

Cette technique convient au débit d'injection plus grand. Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :

- Il est possible de faire des mesures sur le cotés effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, comme des mesures de pression ou de température.
- Nécessite un très grand volume de gaz.
- Le design de l'équipement est très spécial.
- N'est pas adapté au gas lift intermittent.

Gas lift double

Pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée ; le problème de ce type de gas lift se réside dans l'encombrement surtout au niveau des vannes.

Gas lift parallèle

Ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les même inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit ; il est utilise dans le cas où :

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

Auto gas lift

Ce type de gas lift représente un cas très particuliers, puisque il est lié au type de complétion et à la nature de réservoir (existence d'un gas cup), dans ce cas la source de gaz de l'injection est sous terrain ; des perforations au droit de la zone gas cup au niveau de liner permet l'écoulement de gaz dans l'espace annulaire, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecte depuis la surface.

III.2.3 Classification en fonction de circuit d'injection

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Deux circuits d'injection peuvent être alors utilisés :

III.2.3.1 Circuit fermé : le gaz qui a servi au gas lift est récupéré a la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est recomprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits (figure III.3).

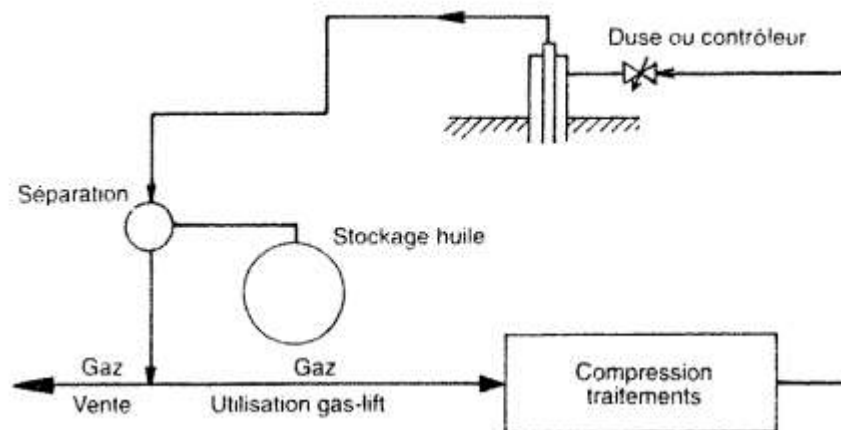


Figure III.3 : Circuit fermé

III.2.3.2 Circuit ouvert

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

III.3 Avantages et inconvénients

III.3.1 Principaux avantages de gas lift continu

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
- Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Permet de démarrer le puits.
- adaptation sur puits déviés.
- utilisation possible du gaz produit sur place.

III.3.2 Principaux inconvénients de gas lift continu

Nécessité d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessité par fois de changer la méthode d'activation en fin de vie de puits.

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profond.
- Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.

- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection du méthanol.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement..

III .4 Facteurs à considérer dans la conception du gas lift

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gas lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi les majeurs facteurs on peut citer :

III .4.1 La pression en tête de puits (well head pressure)

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

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

III .4.2 La pression de gaz à injecter

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vannes de décharge (single point) ce qui simplifie grandement la conception exploitation et la maintenance de puits.

Si la pression disponible est faible, il est utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 Bars pour démarrer le puits (kick off the well).

III .4.3 Profondeur d'injection de gaz

Plus le point d'injection est profond, plus le gas lift est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration nette de la production surtout pour mes puits à fort IP

III .5 Applications du gas-lift

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

Augmentation du débit

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

Mise en production des puits non éruptifs

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

Démarrage

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

Les puits à eau

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

III.6 Gas_lift a Hassi R'mel

Dans l'anneau d'huile de HR la majorité des puits sont équipés par le gas lift continu dont le but d'améliorer la productivité à cause de la chute de pression.

La particularité du champ de HR c'est la disponibilité du gaz (gisement de gaz à condensât) pour l'injection et le gas lift, le gaz produit sera par la suite traité, comprimé dans des stations de compression et renvoyé dans les puits pour le maintien de pression ou le gas lift

Composition du gaz injecté

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante :

constituants	Fraction molaire (%)
N2	5.53
CO2	0.25
C1	82.71
C2	8.95
C3	1.69
i-C4	0.31
n-C4	0.40
n-C5	0.07
C6	0.02
C7	0.00

Tableau III.1 : Composition du gaz injecté

Complétion des puits

Le type de complétion des puits a Hassi R'mel c'est GL avec une seule vanne d'injection (single point) (figure III.4).

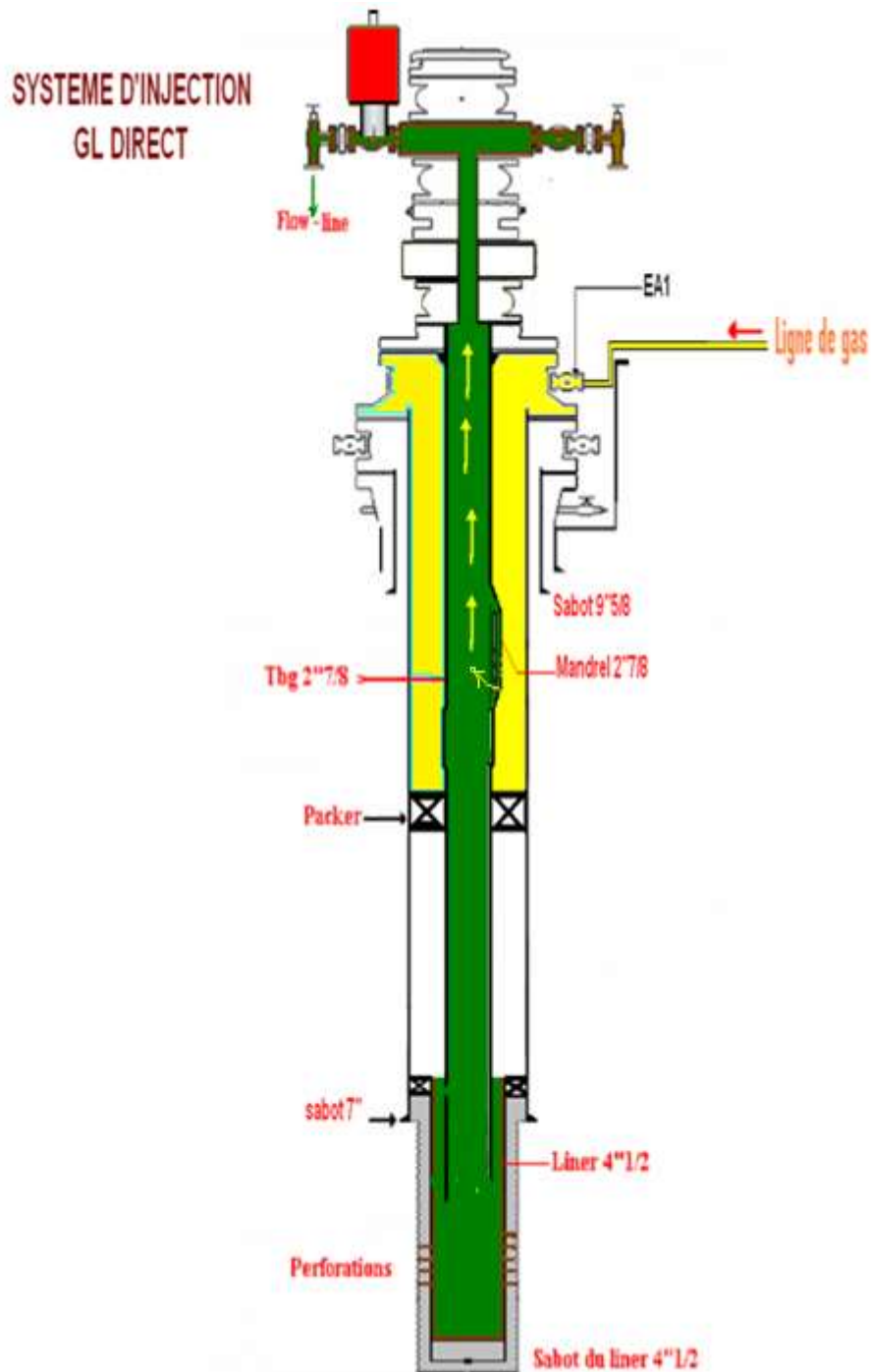


Figure III.4 : complétion d'un puits en GL avec une seule vanne d'injection

III.7 Les problèmes liés aux gas-lift

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération les principaux problèmes sont:

Formation des hydrates

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

À HR ce problème manifeste souvent en hiver où on aura une chute de température, ce problème est causé par la complétion des puits et le mode d'injection. Tous les puits d'huile sont équipés par une installation d'injection d'eau douce pour lutter contre les dépôts de sel qui est un problème majeur dans HR, cette eau est injectée dans l'espace annulaire avec le gaz et au passage des étranglements il y aura une baisse de température provoquée par la chute de pression ce qui permet la formation des hydrates.

Ces blocs de cristaux empêchent le passage de gaz et il y aura un arrêt de production.

La lutte contre la formation des hydrates se réside dans l'élimination des conditions de formation ; soit en jouant sur le facteur thermique ou la température en mettant un dispositif qui fait augmenter cette dernière (échangeur de chaleur) ; soit en éliminant le maximum des points d'étranglement.

Et on peut citer aussi le traitement chimique qui se manifeste dans l'injection des agents chimiques qui absorbent les particules d'eau existant dans le gaz tel que le glycol.

Erosion des équipements

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

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

Le seul moyen préventif de corrosion est l'injection des inhibiteurs de corrosion au niveau des équipements menacés ; l'inhibiteur va former un film sur les parois internes des conduites ce qui augmente la durée de vie de l'installation.

Introduction

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

IV.1 : Equipements de surface

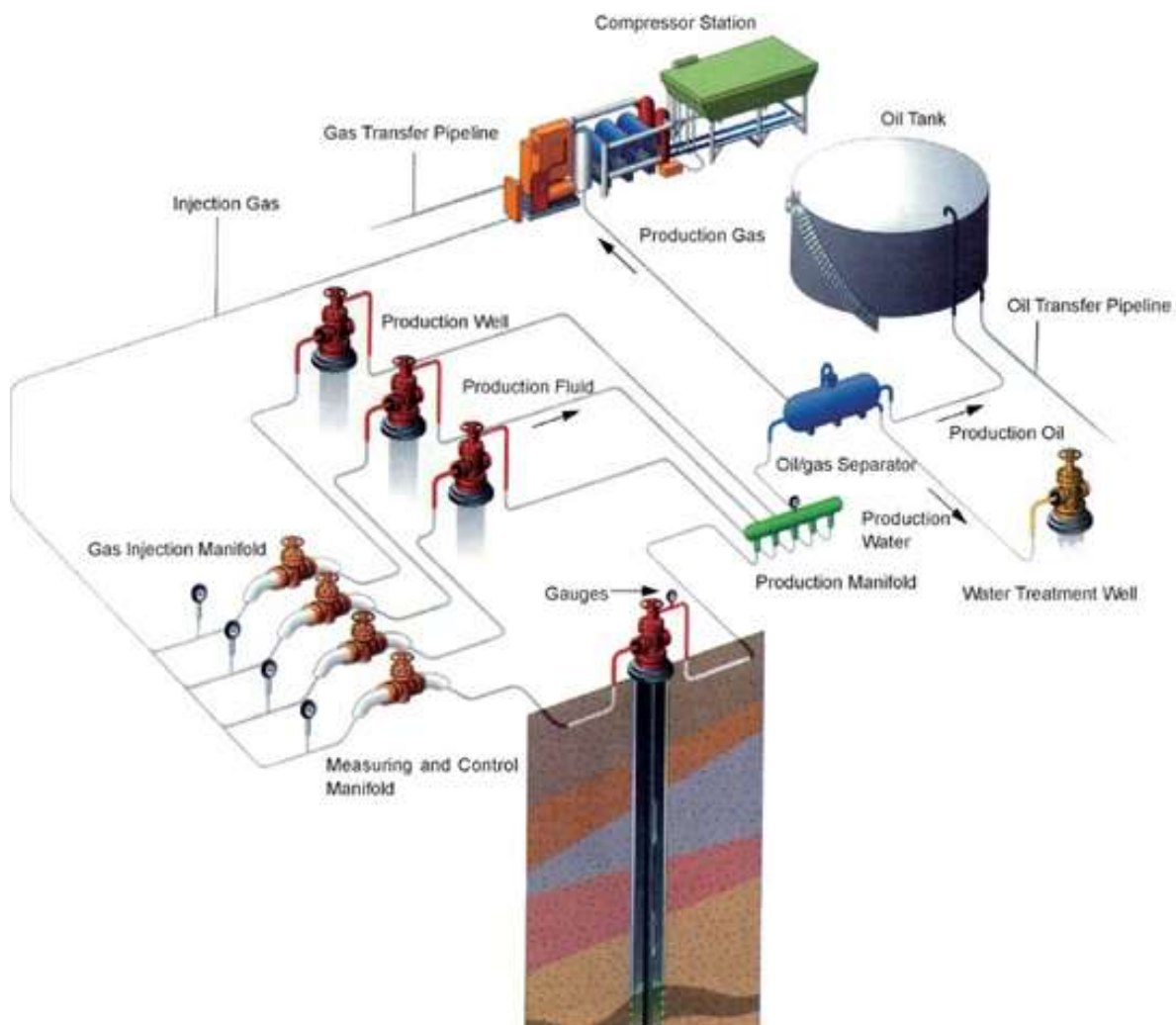


Figure IV.1 : Equipements de surface

Les équipements de surface sont constitués de : (figure IV.1)

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

NB : À Hassi R'mel la pression de gaz qui arrive de la station de pompage est très grande , donc on n'a pas besoin d'un équipement de compression.

IV.1.1 Équipement de compression

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

IV.1.2 Le réseau de distribution HP

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

IV.1.3 Équipement de mesure et de contrôle

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- Duse manuelle de réglage de débit de gaz
- Équipement de mesure de débit (l'orifice Daniel et l'indicateur Barton).

Il existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, le système le plus utilisé est l'orifice DANIEL.

À Hassi R'mel, on utilise un système de mesure de débit électronique et qui permet d'envoyer les enregistrements de débit à travers des ondes radio (le système SCADA).

IV.1.4 Réseau de distribution basse pression

Il est composé de pipelines qui acheminent le fluide des têtes des puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la 1^e phase consiste à transporter le brut des têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent l'huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation.

IV.1.5 Equipements de déshydratation

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

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont ces cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

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

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol (TEG).

Remarque : En cas d'un gas-lift intermittent l'équipement de surface nécessite la présence d'un intermetteur qui permet :

Le réglage de la périodicité des injections.

Le réglage de la durée de l'injection.

IV.2 Equipements de fond

L'équipement de fond comprend les mandrins, les vannes de gas lift et autre équipements spécifique à usage particuliers.

La quantité ou le nombre des mandrins et des vannes utilisés dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

IV.2.1 Les mandrins

Le mandrin est un tubing avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble des tubings) a la profondeur désirée. Il qui permet de porter une vanne sans influencer sur le diamètre du tubing.

Il existe plusieurs types de mandrins, parmi ces types on a :

IV.2.1.1 Les mandrins conventionnels (retirables) (Figure IV.2)

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

En cas de bouchage de la vanne ou tout incident sur la vanne une opération de work-over est nécessaire. Elles ne sont donc pas utilisées là où l'opération de work-over est coûteuse.

IV.2 .1.2 Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels) (Figure IV.3)

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

Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing.

Ces mandrins sont conçus avec un design qui leur permet de résister aux différentes forces de traction et de compression .

En cas de problème sur la vanne, une opération de wire-line suffit pour la repêcher et la réparer en surface.

La side pocket est accessible facilement grâce au kick over tool.

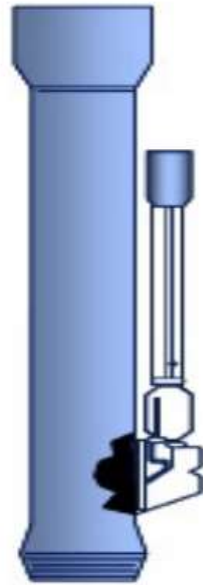


Figure IV.2 : Mandrins conventionnels
latéral

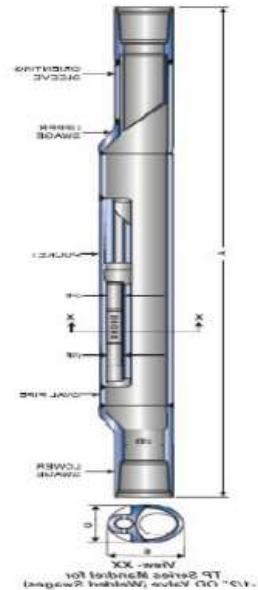


Figure IV.3 : Mandrins a poche
latéral

IV.2 .2 Les vannes de gas lift

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

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

IV.2 .2.1 Principe général d'une vanne de gaz lift

Le corps de la vanne est en acier inoxydable. A l'intérieur un clapet hémisphérique en carbure de tungstène ouvre ou ferme sur un siège appelé orifice (port) en carbure de tungstène ou en monel dimensionné en fonction de débit d'injection souhaité. Le clapet est relié par une tige au servomoteur.

A la base de corps de vanne, la plupart des vannes de gas lift sont équipés de clapet anti-retour. Ceux-ci n'offrent pratiquement pas de résistance au passage du gaz et

empêchent le retour inverse de fluide évitant ainsi le remplissage de l'annulaire quand le puits est fermé. Ils sont très utiles en cas d'opération ultérieure de stimulation.

Le servomoteur, dont le rôle est de permettre l'ouverture ou la fermeture de clapet sur son siège, peut être deux types :

- Pneumatique à soufflet.
- Mécanique à ressort.

IV.2 .2.2 Vanne à servomoteur pneumatique à soufflet (vanne à soufflet)

Le servomoteur est une chambre à soufflet remplie d'azote sous pression et préréglée par étalonnage grâce à une petite valve d'admission ou de compression placée sur le haut de la chambre.

Le fonctionnement de ces vannes est celui d'une opposition de forces entre celles qui sont dues à la pression de gaz injecté et des fluides dans le tubing au droit de la vanne, et celles dues à la pression d'azote dans le soufflet augmentée éventuellement par la force exercée par un ressort.

IV.2 .2.3 Vanne à servomoteur pneumatique à ressort

Le clapet et sa tige sont solidaires d'un soufflet sans pression interne (pression atmosphérique) qui ne sert qu'à la transmission des forces et n'est pas influé par la température, au fond. La pression d'ouverture et de fermeture va être contrôlé par l'action d'un ressort taré.

Pour le réglage de la vanne, les constructeurs traduisent l'effort de compression en effet de pression. Comme de plus, il n'ya pas d'effet de température, l'étalonnage en surface et très simple, un tour de vis de la butée du ressort représentant une certaine pression.

IV.2 .3 Les composantes des vannes

La vanne de gas lift se compose de : (Figure IV.4)

- **Queue** : C'est la partie qui permet la connexion entre la vanne et l'outil de wire line.
- **Le Corps** : Il admet le gaz de l'annulaire et via la pression de commande, il le transport jusqu'au nez de la vanne.

- **Le nez :** Permet l'injection du gaz vers le tubing à travers les orifices.

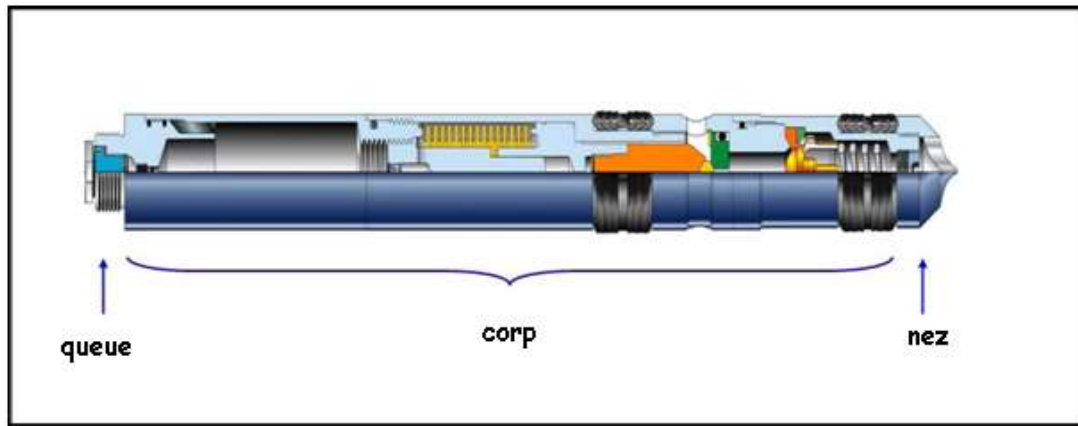


Figure IV.5 : Composantes d'une vanne de gas lift

Composition détaillée d'une vanne de gas lift

La vanne de gas-lift est composée de : (Figure IV.6)

- **Le soufflet :** Il est rempli d'azote et pressurisé en surface, il s'oppose à la pression du casing ou du fluide du tubing.
- **La bille du clapet :** Elle permet le passage ou non du gaz, Quand la bille quitte son siège, le gaz s'écoule à travers un orifice. La taille de cet orifice fait l'objet de tarage. Cette taille détermine le débit de gaz.
- **Un clapet anti-retour :** Son rôle est d'éviter l'écoulement dans le sens de l'injection.
- **Un verrou :** Il assure la fixation de la vanne dans la side pocket.
- **Le corps :** Il contient tous les éléments de la vanne et il est en acier inoxydable pour éviter la corrosion.

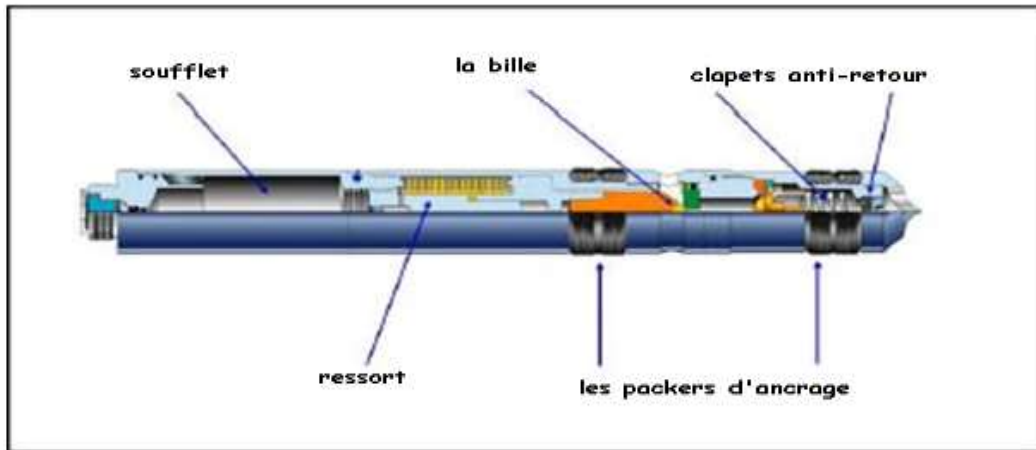


Figure IV.7 : Composition détaillée d'une vanne de gas lift

IV.2 .4 Types des vannes de gaz lift

Il existe deux principaux types des vannes à gaz lift :

IV.2 .4.1 Les vannes opérées par le casing (casing operated valves)

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes de pressions, elles sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing), elles ont une sensibilité de 50 à 100 % à la pression du casing lorsqu'elles sont fermées, mais à 100 % lorsqu'elles sont dans la position ouverte.

Elles sont relativement faciles à commander car la pression de l'espace annulaire est connue et facilement contrôlable.

Pour l'ouverture de la vanne il faut que la pression du casing augmente, et pour la fermeture il faut qu'elle diminue. Avec l'injection continue du gaz comprimé dans l'annulaire, lorsque la pression d'injection atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime par conséquent la bille de clapet décale de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice.

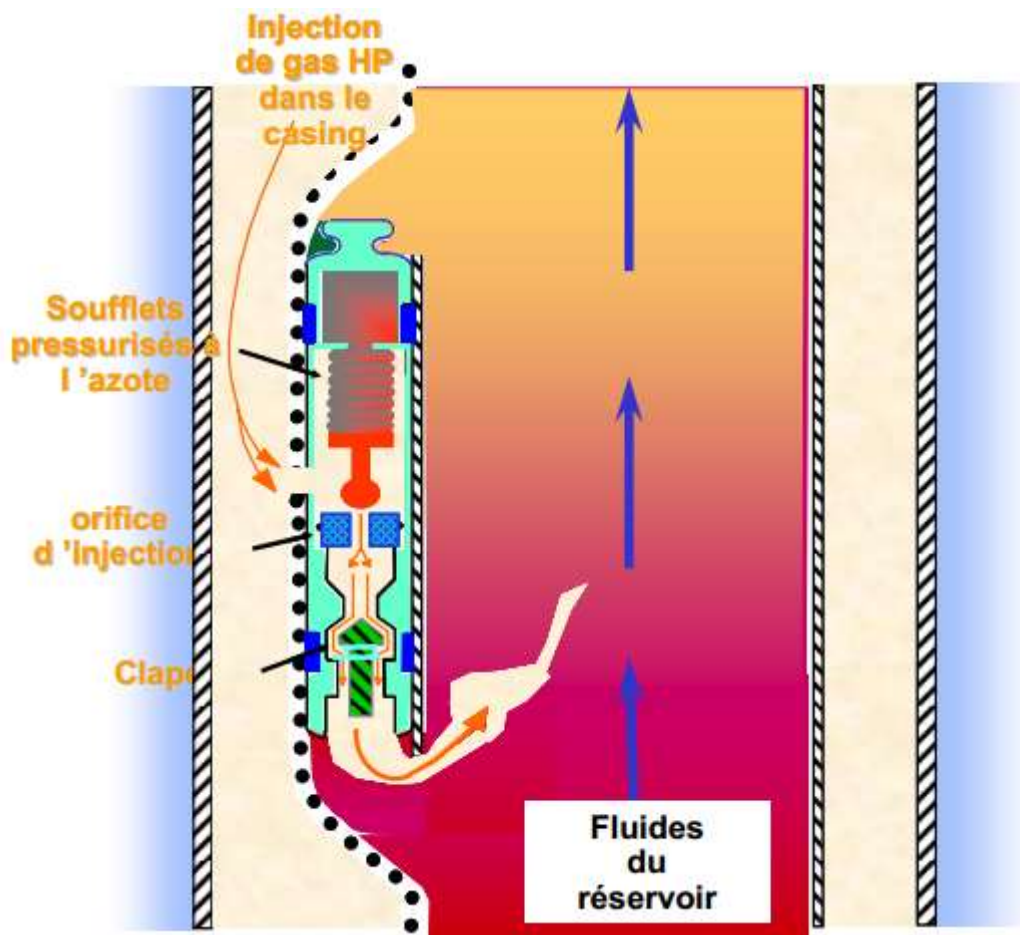


Figure IV.8 : Casing operated valves

IV.2 .4.2 Les vannes opérées par le tubing (tubing operated valves)

Elles sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing), la pression annulaire n'intervient que pour l'ouverture de la vanne que sur l'aire du clapet alors que la pression tubing s'applique sur le soufflet transmetteur de forces. En conséquence, l'effet de pression casing est beaucoup moins important que l'effet tubing pour l'ouverture. De plus, l'orifice du clapet étant dusé auparavant, quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille du clapet se déplace de son siège permettant ainsi au gaz de s'écouler à travers l'orifice.

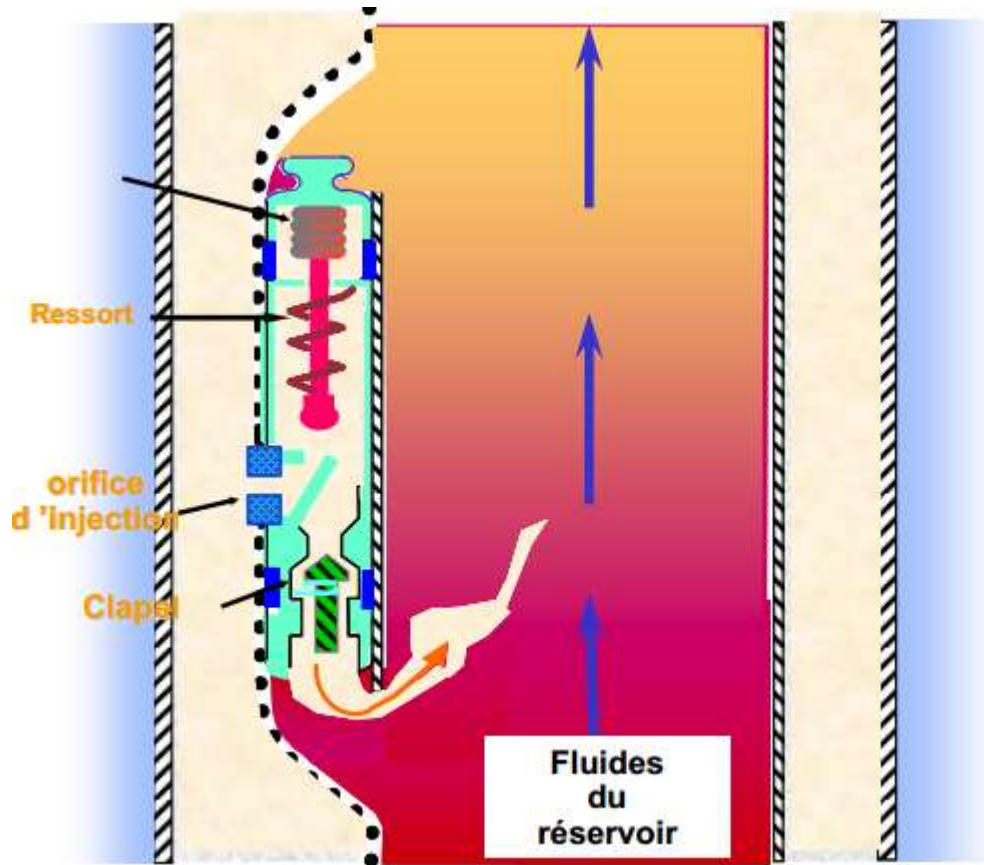


Figure IV.9 : Tubing operated valves

Introduction

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de plusieurs puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

V.1 Performance de puits

La performance du puits peut être définie simplement la capacité d'un puits pour produire des fluides de réservoir à la surface soit par écoulement naturel ou par 'artificiel lift' .

La pression du réservoir commande le débit à travers le système de production, et la pression de séparation à la surface est conçue pour optimiser la production et pour retenir les composants hydrocarbures plus légers en phase liquide, cette pression est maintenue à l'aide des dispositifs mécaniques, tels que des régulateurs de pression.

Un réservoir écoule un fluide dans un puits et le puits raccordé avec des installations de surface tell que le pipeline, Manifold et le séparateur, etc. l'ensemble de tous ces éléments est appelé système de production du huile ou du gaz

Dans un système de production de pétrole ou de gaz l'écoulement de fluides à partir le réservoir vers le séparateur, il peut être subdivisé comme suit :

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

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute depression. La figure (V.1) représente les différents pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tous le système de production à partir du réservoir jusqu'au séparateur.

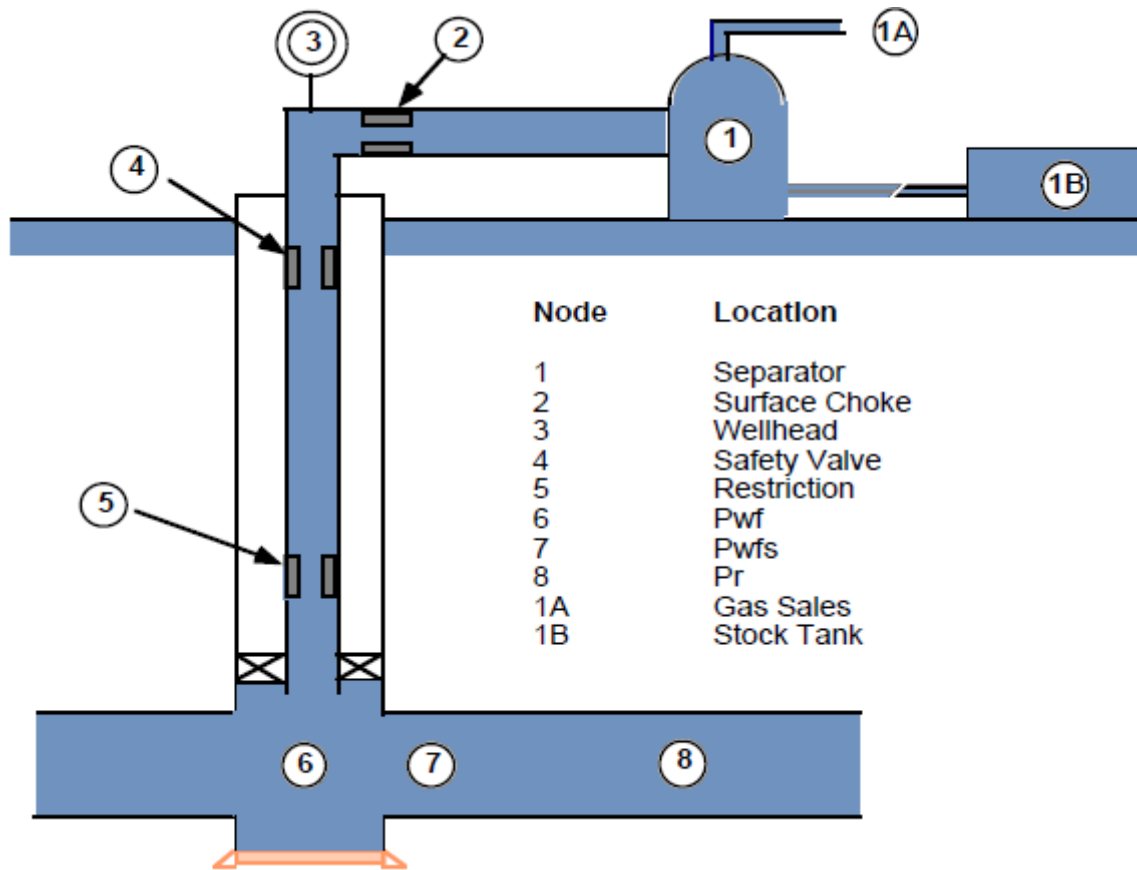


Figure V.1 : Pertes de charges dans le système de production

Dans l'état actuel des connaissances, il n'existe pas une loi générale qui puisse déterminer avec précision les pertes de charges liées aux écoulements diphasiques, cependant il ya des équations ou corrélations donnent des résultats approximatifs.

L'analyse nodale est dérivée du nœud, dans le système de production, un nœud est un point quelconque entre le réservoir et le séparateur où la pression peut être calculée en fonction de débit.

Le choix de l'endroit des nœuds se fait suivant le but de l'étude. On peut avoir les endroits suivants :

1. Séparateur : le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression de la séparation sur le fonctionnement du puits.

2. Duse : cet emplacement nous permet d'étudier l'effet de la Duse, et de contrôler le débit de production.

3. Tête de puits (well head) : le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte dans la performance du puits.

4. Fond du puits : le choix du nœud au fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR et de diamètre de tubing sur la performance du puits.

5. Au niveau des perforations : le choix du nœud au niveau des perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

6. Réservoir : le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

L'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances de système de production qui se compose de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud.

Le système de production est divisé en 2 segments (figure V.2) :

1. L'Inflow : Segment qui comprend tous les composants entre le réservoir et le nœud.

2. L'Outflow : Segment qui comprend tous les composants entre le nœud et le séparateur.

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

Inflow : $P_{\text{node}} = P_u - \Delta P_u$

Outflow : $P_{\text{node}} = P_d - \Delta P_d$

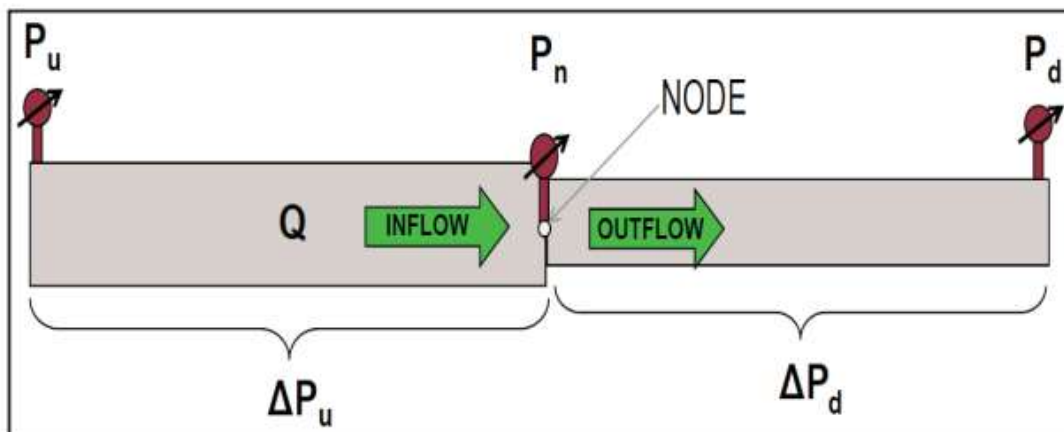


Figure V.2 : La pression de nœud

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphique (figure V.3) donne le point de fonctionnement du puits, ce point détermine la capacité de débit de système de production.

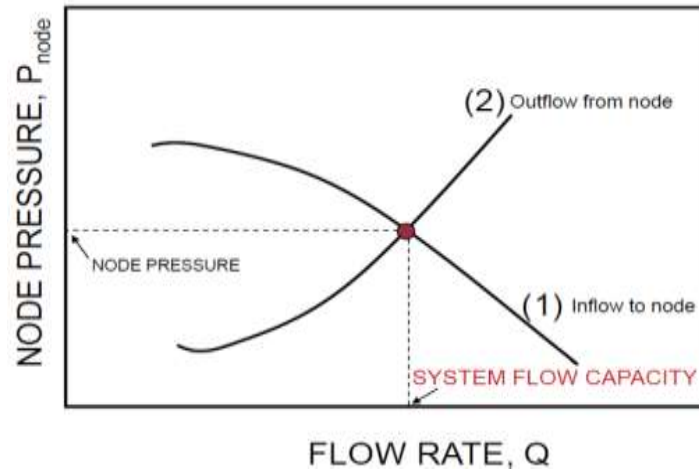


Figure V.3 : Performance de puits

V.2 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 ($\bar{P}_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

V.2.1 Méthode de Vogel

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits ou la pression de fond statique est inférieur à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétrophysiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique est il a déduit son équation :

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

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{0(\max)}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

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

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive).

Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP).

V.3 Tubing performance curves (TPC)

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du fait de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression aval fixé (pression de tête, ou pression du séparateur).

Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing (tubing performance curves TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue.

V.3 .1 Les différentes corrélations de pertes de charges

Il existe plusieurs corrélations de pertes de charges et chaque corrélation est établie à partir des trois composants du gradient de pression :

Gradient hydrostatique (gradient d'élévation): Qui vient de la densité de la colonne des fluides. Qui est calculé à partir la connaissance de la proportion prise par le liquide dans la section d'écoulement, et de la densité des différentes phases.

Gradient de friction (frottement): Qui vient à partir contact des fluides avec les parois des conduites. Se calcule de manière spécifique pour chaque corrélation, mais généralement utilise le concept du diagramme de facteur de friction pour calculer ce facteur qui est fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité.

Ce facteur est donc utilisé pour calculer le gradient de friction.

Gradient d'accélération : Qui vient de l'énergie cinétique croissante des fluides, qui accélèrent avec la diminution de la pression. Ce terme est souvent négligé, mais est toujours inclus dans certaines corrélations.

Le gradient de pression total est la somme de ces trois gradients :

Perte de charge total = perte par friction + perte par élévation + perte par accélération

V.3 .1 .1 Corrélation de Hagedorn and Brown

Cette corrélation a été développée en utilisant les données obtenues à partir de 1500 ft (profondeur). La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

Diamètre de tubing : Les pertes de charge sont prévues pour les diamètres entre 1 et 1,5 in, dans laquelle l'enquête expérimentale a été réalisée. Pour les diamètres supérieurs à 1,5 in la chute de pression est approximative aux prévisions.

- Densité d'huile : la corrélation de Hagedorn & Brown prévoir le profil de pression pour les huiles lourdes (13-25 °API) et pour les huiles légères (40-56 °API)
- GLR : La perte de charge est approximative aux prévisions pour GLR inférieure à 5000.

➤ Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne pour une large gamme de water-cuts.

V.3 .1.2 Corrélation de Beggs and Brill

➤ Diamètre de tubing : Les pertes de charge sont prévues pour les diamètres entre 1 et 1,5 in,

dans laquelle l'enquête expérimentale a été réalisée. Pour les diamètres supérieurs à 1,5 in la chute de pression est approximative aux prévisions.

➤ Densité d'huile : la corrélation de Hagedorn & Brown prévoir le profil de pression pour les huiles lourdes (13-25 °API) et pour les huiles légères (40-56 °API)

➤ GLR : La perte de charge est approximative aux prévisions pour GLR inférieure à 5000.

➤ Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne pour une large gamme de water-cuts.

V.3 .1 .3 Corrélation de Duns and Ros:

La corrélation de Duns & Ros est développée pour un écoulement vertical d'un mélange du gaz et du liquide dans un puits. Cette corrélation est valable pour une large gamme de mélanges de pétrole et de gaz et les régimes d'écoulement. Bien que la corrélation

est conçu pour être utilisé avec mélanges huile / gaz sèche, il peut aussi être applicable aux mélanges humides avec correction appropriée. Pour des teneurs en eau inférieure à 10%, la corrélation de Duns & Ros (avec un facteur de correction) a été pratiquée dans les régimes de bulles, bouchons et les régions de mousses. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

➤ Diamètre de tubing : la chute de pression est perçue comme approximative aux prévisions

pour une gamme de diamètre de tubing entre 1 et 3 in.

➤ Densité d'huile : des bonnes prévisions du profil de pression sont obtenus pour une large gamme de densités de pétrole (13-56 °API).

➤ GLR : La chute de pression est approximative aux prévisions pour une large gamme de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement larges pour GLR au-dessus de 5000.

- Water-cut : cette corrélation n'est pas applicable pour l'écoulement polyphasique de mélange d'huile, eau et gaz.

V.3 .1.4 Corrélation de Orkizewski

La corrélation d'Orkiszewski est une extension de travail de Griffith & Wallis. La corrélation est valable pour différents régimes d'écoulement. La performance de la corrélation

est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : La corrélation fonctionne bien pour diamètre entre 1 et 2 in. La perte de charge est approximative aux prévisions pour les diamètres de tubing plus de 2 in.
- Densité d'huile : la corrélation d'Orkiszewski prévoit le profil de pression pour la densité d'huiles entre 13-30 °API. La perte de charge est approximative aux prévisions pour densité d'huile supérieure à 5000
- GLR : La précision de la corrélation Orkiszewski est très bonne pour GLR au-dessous de 5000. Les erreurs deviennent larges (> 20%) pour GLR supérieur à 5000.
- Water-cut : La corrélation prévoit la chute de pression avec une bonne précision pour une large gamme de water-cuts.

V.5 les applications de l'analyse nodale

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau ;
- Choix du diamètre de la Duse de surface ;
- Optimisation de la production par gaz lift
- Analyse de l'effet de la densité des perforations ;
- Evaluation de la performance des puits candidats aux stimulations ;
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- Prédire les débits maximums.

VI.1. Introduction aux pertes de charge

Le long du trajet du fluide du réservoir vers la tête de puits, l'énergie initiale fournie par une valeur élevée de pression est perdue sous la forme de pertes de charge qui sont la somme des deux facteurs :

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

Le gaz-lift est un moyen d'activation permettant de démarrer et d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge par l'injection du gaz dans le tubing à travers le point d'injection mise généralement le plus profondément possible.

Ceci a deux effets opposés :

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

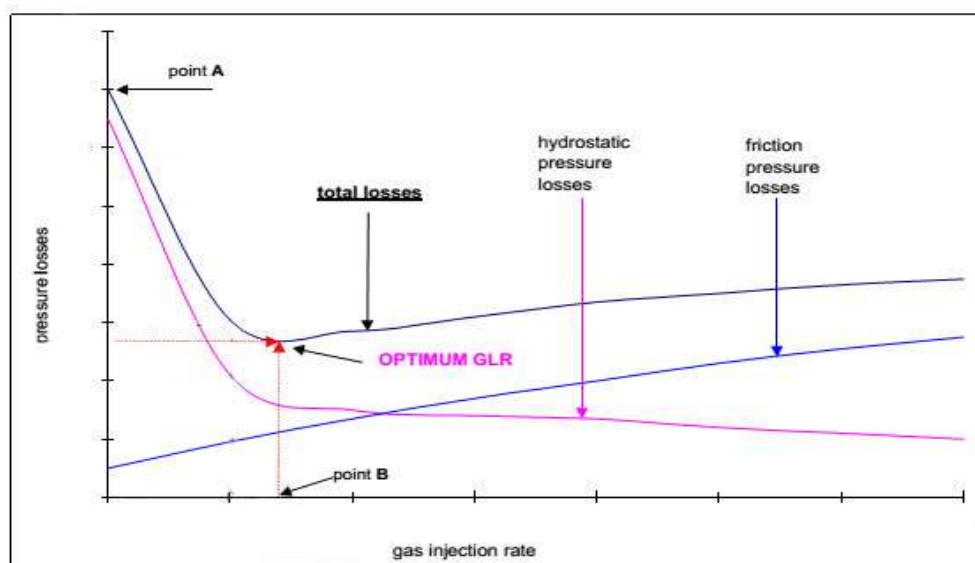


Figure VI. 1 Graphe de pertes de charge

La figure VI.1 montre l'évolution des pertes de charge en fonction de débit d'injection de gas-lift, où nous constatons deux zones distinctes :

- Dans la première zone, l'augmentation du débit de gaz lift diminue les pertes de charge totales, et les pertes de charge gravitationnelles, en dépit de l'augmentation des pertes de charge par frottement.

- Dans la deuxième zone, les pertes de charge totales augmentent, avec l'augmentation des pertes de charge par frottement, et cela malgré l'augmentation de débit de gaz lift.

Ce qui nous amène à conclure que, dans le processus de l'injection de gaz, on utilise généralement une quantité suffisante qui produit le taux maximum d'huile, mais il est très important qu'on ne dépasse pas une valeur critique de débit d'injection de gaz, car ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il augmente donc les pertes de charge dans les pipelines qui peuvent perturber le transport et la production,

En outre la quantité de gaz disponible sur un champ est généralement limitée alors on cherche à la distribuer entre les puits pour obtenir le débit de gas-lift le plus économiquement rentable pour chaque puits afin d'optimiser la production du champ.

Et pour bien déterminer la quantité de gaz à injecter afin d'obtenir la production optimale on utilise des méthodes informatisées représentées dans cette étude par le logiciel « Prosper ».

VI.2. Aperçu sur PROSPER

Le PROSPER est un logiciel d'analyse de modélisation et de Performance des Systèmes de production. Il peut nous aider pour prédire l'écoulement, la température et la pression dans les tubings et les pipelines avec précision. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux modèles existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré dans le but de :

- ✓ Faire une optimisation de production.
- ✓ Améliorer la performance de puits

Les données nécessaires pour l'utilisation du PROSPER sont :

- Les données générales de système ;
- Les données PVT ;
- Les données IPR ;
- Les données des équipements et de gas-lift.

VI.3. Organigramme de travail

Notre étude a été faite sur 7 puits, on va commencer par le premier puits HR01 en montrant la procédure détaillée de modélisation avec PROSPER, après on va appliquer les mêmes étapes sur les autres puits.

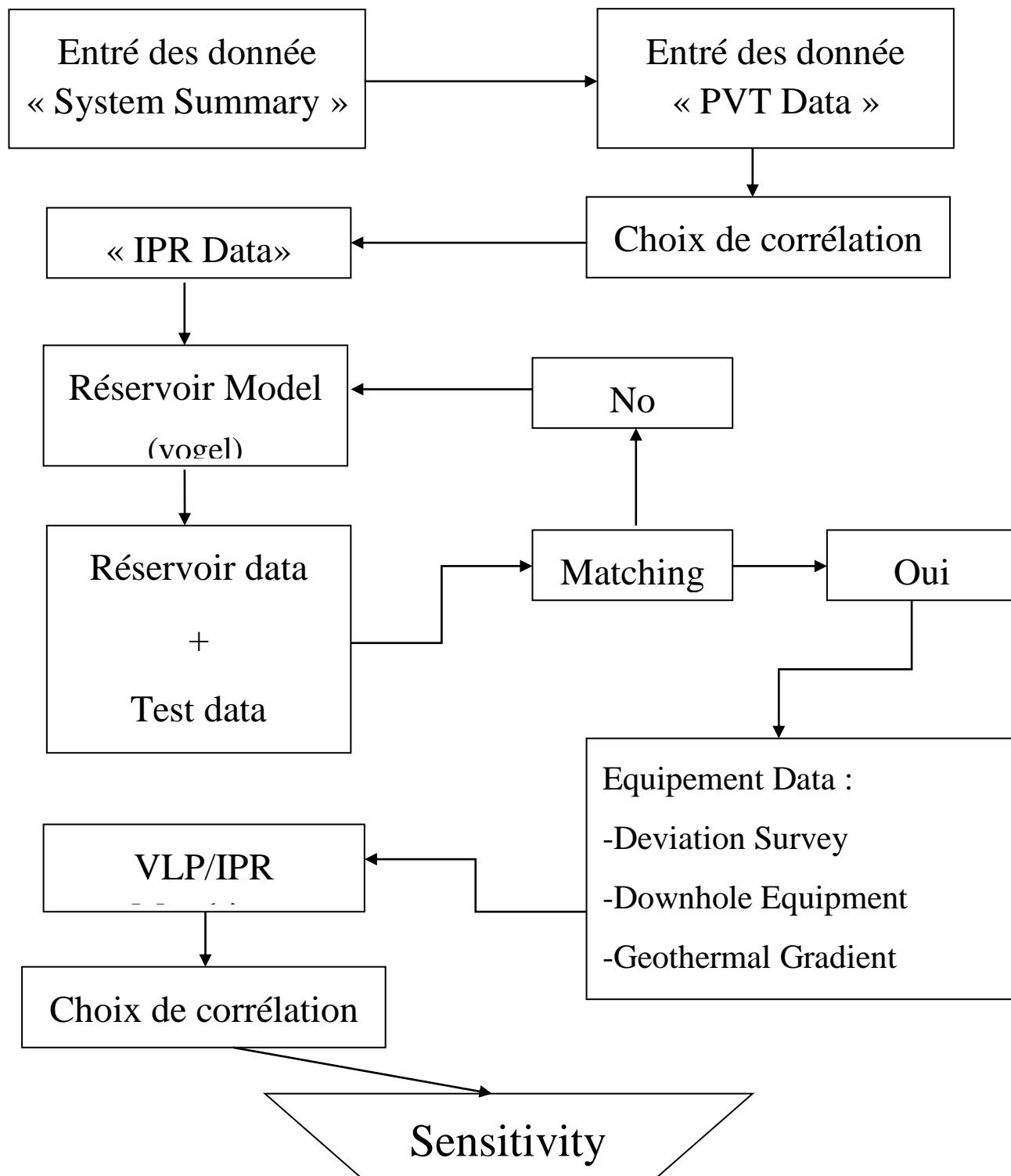


Figure VI.2 : Organigramme de PROSPER

VI.4. La modélisation et l'optimisation

Notre travail sur PROSPER se divise en deux grandes étapes :

- La modélisation : où on crée le modèle de puits en essayant de le rendre le plus précis possible en utilisant les bonnes corrélations, le choix des corrélations va se faire par le matching entre les données de test et le modèle.
- L'optimisation : dès que le modèle est prêt on va estimer le taux optimal d'injection de gas-lift en utilisant la fonction « Sensitivity » et à chaque fois on changera les paramètres critique (water cut, diamètre de tubing ...etc.) dans notre model pour obtenir les résultats de ces changements pour l'analyse.

VI.5. La Modélisation

VI.5.1. Données de Puits HR01

VI.5.1.1 Etat actuel

Puits : producteur

Pression de tête : 760 *Psig*

Débit de liquide : 747 *STB/jour*

VI.5.1.2 Données PVT

- GOR de solution (GOR): 330 Sm^3/Sm^3
- Densité de l'huile (Oil Gravity) : 829 kg/m^3
- Densité de gaz (Gas Gravity): 0.67 *Sp. gravity (celle de l'aire = 1)*
- Salinité de l'eau (Water Salinity) : 60000 *ppm*
- Pourcentage molaire en H₂S : 0%
- Pourcentage molaire en CO₂: 0.18%
- Pourcentage molaire en N₂: 1.42%
- Pression de bulle (Bubble point): 2946.48 *Psig* (à 190.4 deg F)
- Viscosité de l'huile (Oil Viscosity) :0.584 centipoise
- FVF de l'huile (Oil FVF) : 1.387 m^3/m^3

VI.5.1.3 Données IPR : (inflow performance data)

- Pression de Reservoir : 2120 *Psig*

- Température de Reservoir : 185 deg *F*
- Water Cut : 51%
- GOR Total: 500 *Sm³/Sm³*
- Débit du test : 747 *STB/Day*
- Pression de Fond du test : 1727 *Psig*

VI.5.1.4 Données Des Equipements

- Equipements de fond

	Profondeur (feet)	Diamètre intérieur (inch)	Rugosité (inch)
Tubing	6945	2.441	0.0006
Casing	7070	6.276	0.0006
Liner (casing)	7296	3.920	0.0006

Tableau VI.1 Données des équipements de fond

- Données de déviation

Measured depth (feet) Profondeur mesuré	True vertical depth (feet) Profondeur réel
0	0
7296	7296

Tableau VI.2 : Données de déviation

- Données de gradient géothermique

Profondeur (feet)	Température (deg F)
0	95
7296	185

Tableau VI.3 : Données de gradient géothermique

Coefficient de transfert de chaleur :5 BTU/h/ft²/F

VI.5.1.5 Données de Gas-lift

Densité de gas-lift : 0.70 *Sp. gravity*

GLR injecté : 201 Sm^3/Sm^3

Débit d'Injection de gas-lift : 10 $Sm^3/jour$

Profondeur d'injection : 6900 *feet*

VI.5.2 Procédures de travail

Commençons par « System Summary » :

System Summary (untitled)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description

Fluid Oil and Water

Method Black Oil

Separator Single-Stage Separator

Emulsions No

Hydrates Disable Warning

Water Viscosity Use Default Correlation

Viscosity Model Newtonian Fluid

Calculation Type

Predict Pressure and Temperature (offshore)

Model Rough Approximation

Range Full System

Output Show calculating data

Well

Flow Type Tubing Flow

Well Type Producer

Well Completion

Type Cased Hole

Sand Control None

Artificial Lift

Method Gas Lift (Continuous)

Type No Friction Loss In Annulus

Reservoir

Inflow Type Single Branch

Gas Coning No

User information

Company

Field

Location

Well

Platform

Analyst

Date mardi 3 mai 2016

Comments (Ctrl-Enter for new line)

Figure VI.3 : System Summary (PROSPER)

Entrée des données « PVT Data » et le choix des meilleures corrélations :

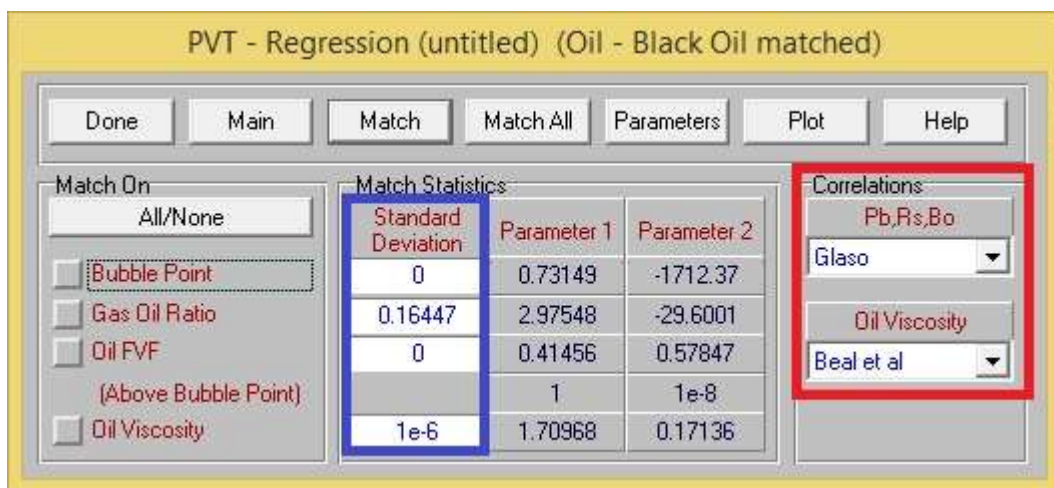


Figure VI.4 : PVT Data (PROSPER)

On choisira les deux corrélations dans le but de neutraliser ou à défaut minimiser le « Standard Déviation » (qui représente l'erreur) :

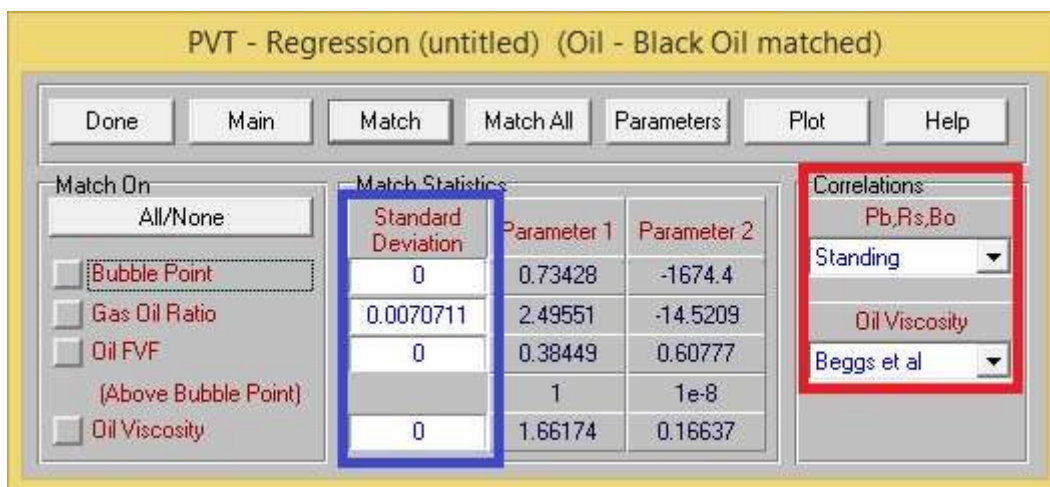


Figure VI.5 : Choix de corrélation (PROPSER)

Pour le « IPR Data » on va choisir « Vogel » comme un model de réservoir on entrera les données de réservoir et celle de test et on va faire un matching pour voir la précision du model :

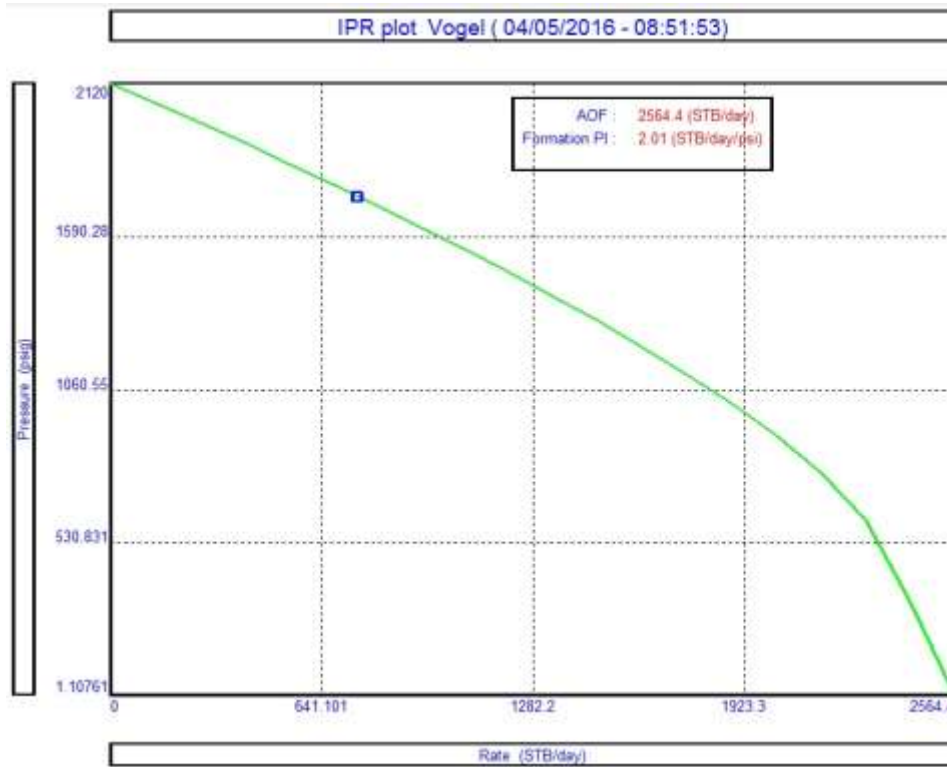


Figure VI.6 : IPR plot (PROSPER)

Pour le «IPR/VLP Matching » on entre les données du test et on « plot » plusieurs corrélations pour choisir la plus adéquate (dans ce cas on va choisir Beggs and Brill):

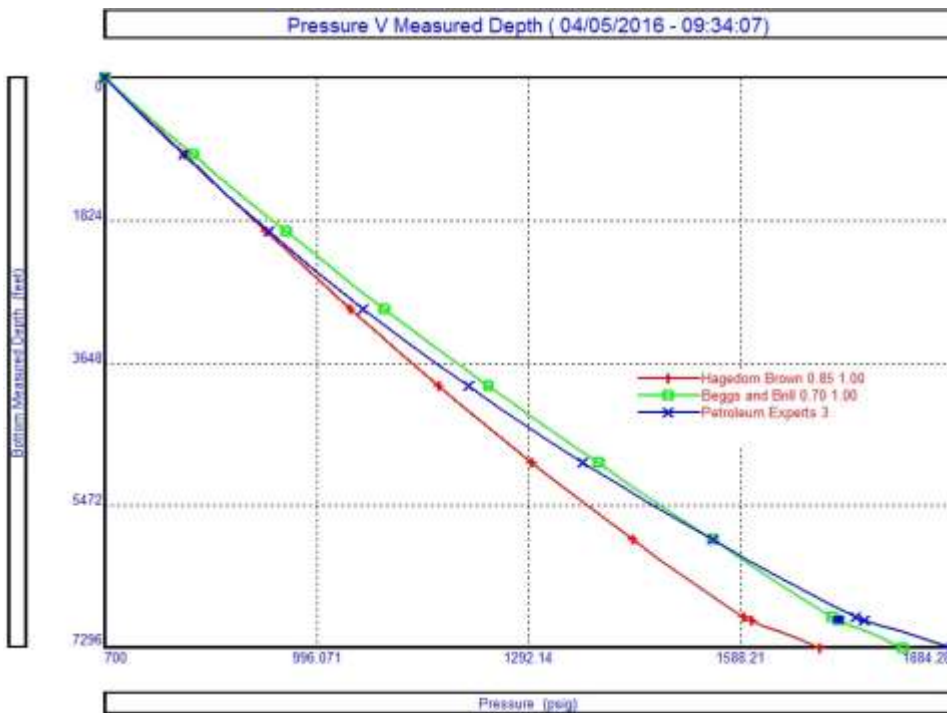


Figure VI.7 : Matching correlation (PROSPER)

Finalement notre model sera prêt et précis (dans une certaine mesure) pour l'optimisation si le point de fonctionnement du graphe IPR/VLP correspond aux mesures du test :

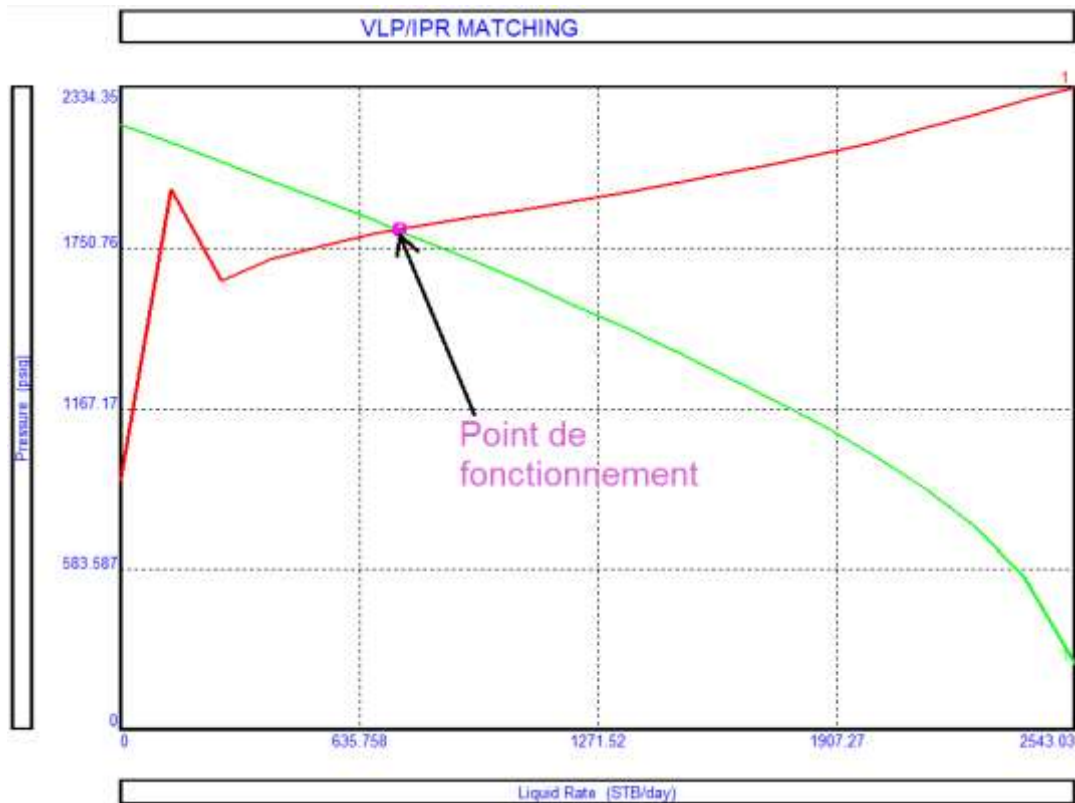


Figure VI.8 : VLP/IPR (PROSPER)

VI.6. L'Optimisation

Dès que le model de puits est prêt et tous les «Matching» sont faits correctement, PROSPER nous facilite beaucoup l'optimisation et l'analyse des résultats.

VI.6.1. Débit Optimale d'injection

Le « Sensitivity Plot » de débit d'huile en fonction de gaz injecté est donnée par le logiciel comme suit:

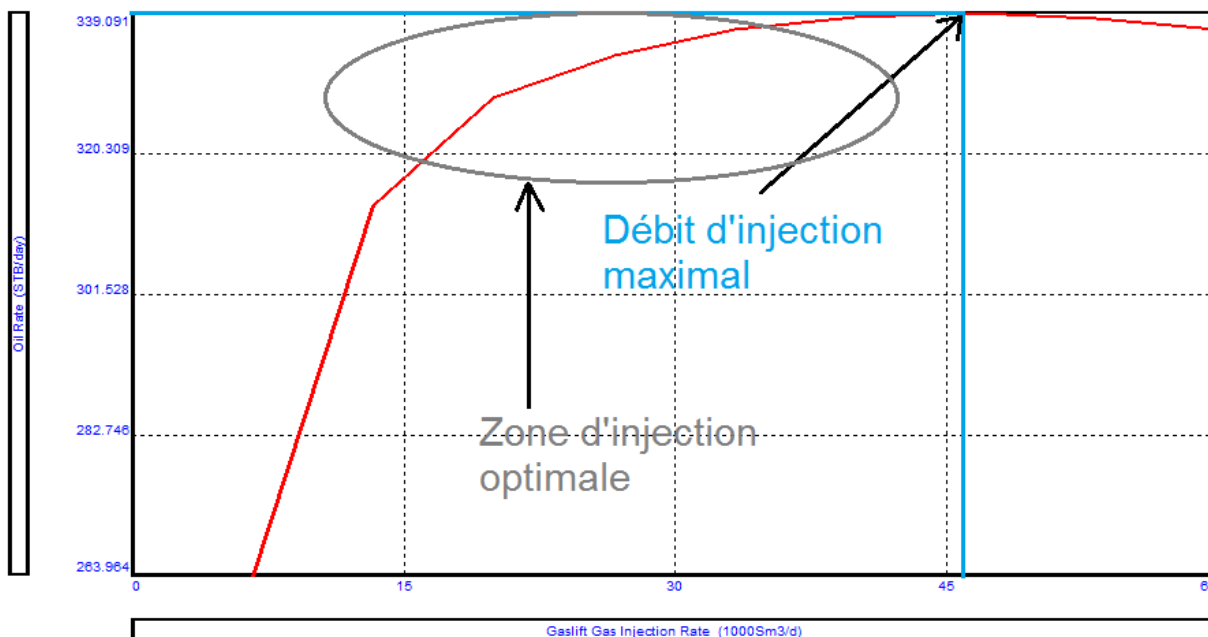


Figure VI.9 : Sensitivity (PROSPER)

On note que le débit d’injection du gaz qui donnera le taux maximal de débit d’huile est :

$$Q_{max} = 46\ 000\ Sm^3/jour.$$

Et puisque l’optimisation sert à minimiser les dépenses et maximiser le profit, donc notre point d’injection optimal sera associé à l’injection du gaz la plus économiquement rentable (c.-à-d. le maximum de profit), et ça se fait par une étude de rentabilité.

VI.6.2. La rentabilité

Pour faire une étude économique relativement précise il faut bien estimer les coûts d’injections du gas-lift, y compris les coûts de séparation et le traitement pour l’injection, et les coûts de matériel d’injection et le coût de la main d’œuvre pour la mise en service et la maintenance de ce matériel.

Dans notre cas le matériel d’injection du gaz est déjà installé alors on est limité sur le coût moyen d’injection par 1000 Sm³ qui a été estimé en divisant « les dépenses totales de gas-lift dans l’année 2015 » sur « la quantité totale injectée du gaz dans cette année » = **12 ± 5 \$/1000Sm³**.

On a aussi besoin de trouver la valeur du brut dans le champ (juste après l’extraction avant le traitement primaire et le transport) qu’on a estimé par **37 ± 3 \$/STB**.

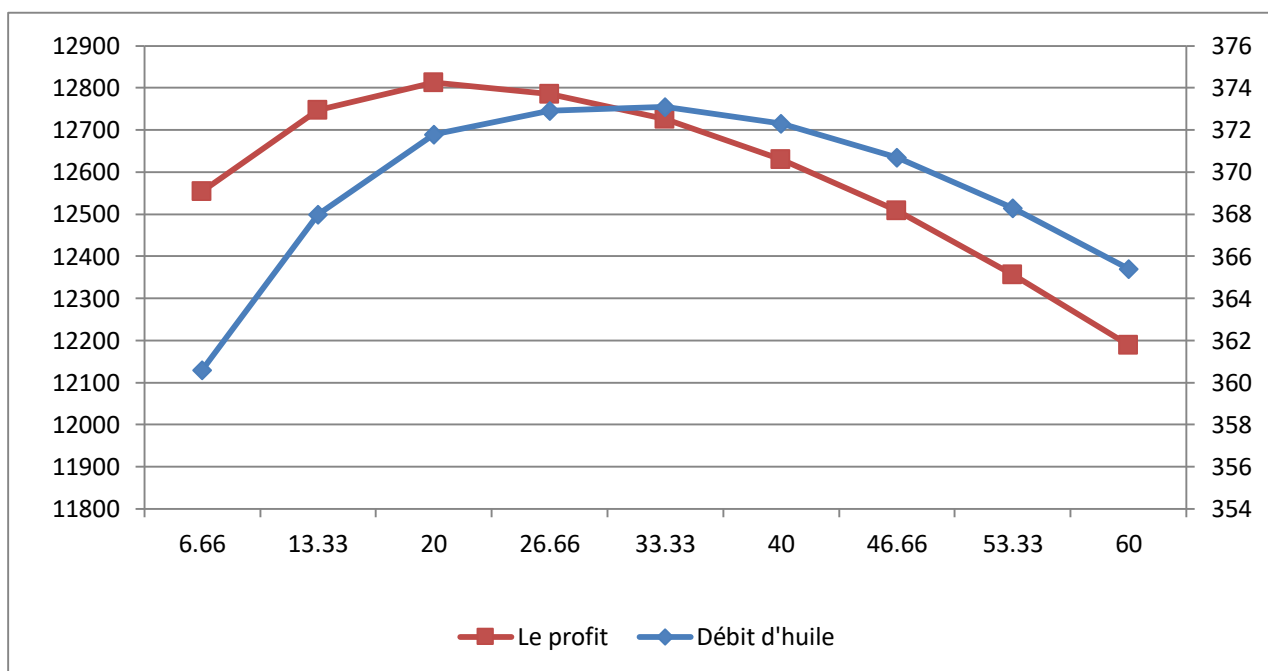
Dans le tableau suivant les débits d'huile et de gaz injecté sont donnés par le logiciel, on y ajoute une autre colonne de profit calculé par la relation :

$$Profit = Q_{Huile} * Prix\ de\ huile - Q_{gaz\ injecté} * (coût\ d'injection\ par\ 1000\ m^3)$$

Débit d'injection de gaz 1000 m ³ /jour	Débit d'huile STB/jour	Le profit journalier \$/jour
6,66	360,6	12554,4
13,33	368,0	12746,7
20,00	371,8	(profit maximal)12813
26,66	372,9	12784,9
33,33	373,1	12725,2
40,00	372,3	12630,5
46,66	370,7	12507,9
53,33	368,3	12357,2
60,00	365,4	12189

Tableau VI.4 : La rentabilité de l'injection de gaz

On trace le graphe a partir des données du tableau :



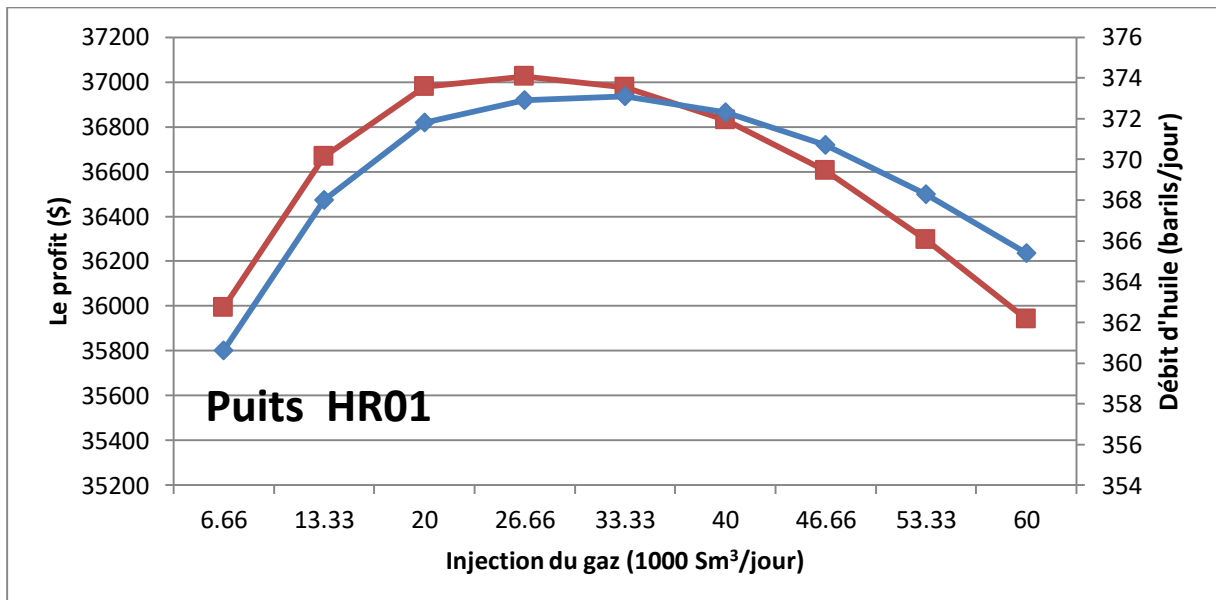
On remarque que le débit d'huile maximal ne correspond pas au profit maximal, donc depuis le graphe le débit optimal d'injection du gas-lift pour le puits HR01:

$$Q_{inj\ gaz\ opt} = 20\ 000\ Sm^3/jour$$

Pour un débit d'huile

$$Q_{Huile} = 371.8\ STB/jour$$

Il faut bien noter que si la valeur de brut change le débit d'injection optimale va changer aussi, si par exemple la valeur de brut a été 100\$ /STB le graphe précédent sera comme suit :



Le débit optimal d'injection va augmenter jusqu'à :

$$Q_{inj\ gaz\ opt} = 26\ 600\ Sm^3/jour$$

Pour un débit d'huile :

$$Q_{Huile} = 373.0\ STB/jour$$

VI.7. La modélisation et l'optimisation des autres puits

VI.7.1. Les données des puits

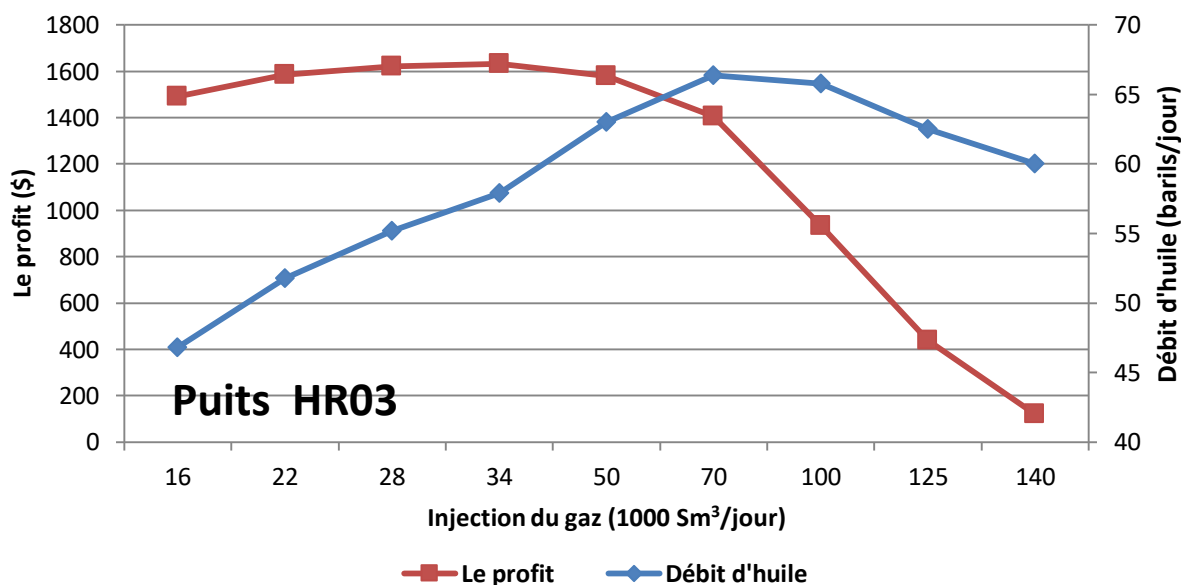
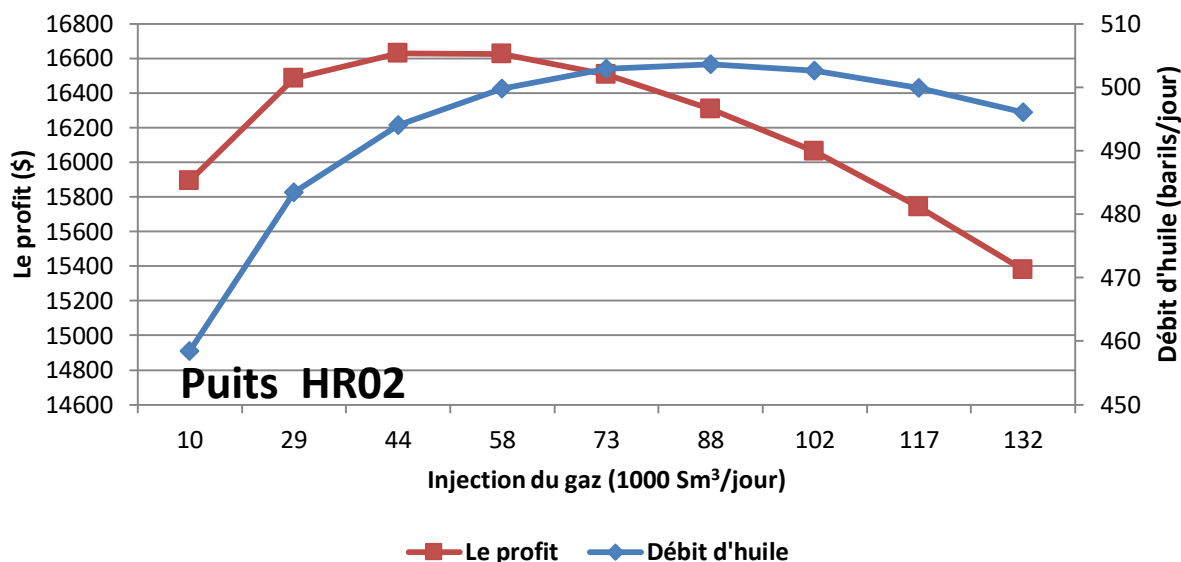
Les puits		HR02	HR03	HR04	HR05	HR06	HR07	
Données IPR	Pression de Réservoir (Psi)	2180	2000	2160	2200	2200	1900	
	Water Cut (%)	44	85	60	86	59	37	
	GOR Total (m^3/m^3)	490	500	450	620	770	470	
	Débit liquide du test (<i>STB/jour</i>)	828	299	502	364	386	200	
	Bottom Hole Pressure du test (<i>Psig</i>)	1730	1890	1500	1352	1615	1233	
Données Des équipements	Profondeur (<i>feet</i>)	Tubing	6945	6945	7096	6945	6945	6945
		Casing	7106	7070	7277	7070	7070	7070
		Liner	7323	7300	7414	7293	7296	7296
	Diamètre (<i>inch</i>)	Tubing	2.441	2.441	2.441	2.441	2.441	2.441
		Casing	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276	6.276
		Liner	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Gas-lift	Taux d'injection ($1000Sm^3/jour$)	10	16	15	8	25	10	
	Profondeur d'injection (<i>feet</i>)	6900	6820	7011	6824	6824	6824	
VLP/IPR Matching	Pression de tête (<i>psig</i>)	782	770	525	565	840	551	
	Gauge Depth (<i>feet</i>)	6860	6800	7000	6800	6800	6800	
	Gauge pressure (<i>psig</i>)	1720	1890	1338	1280	1545	1135	

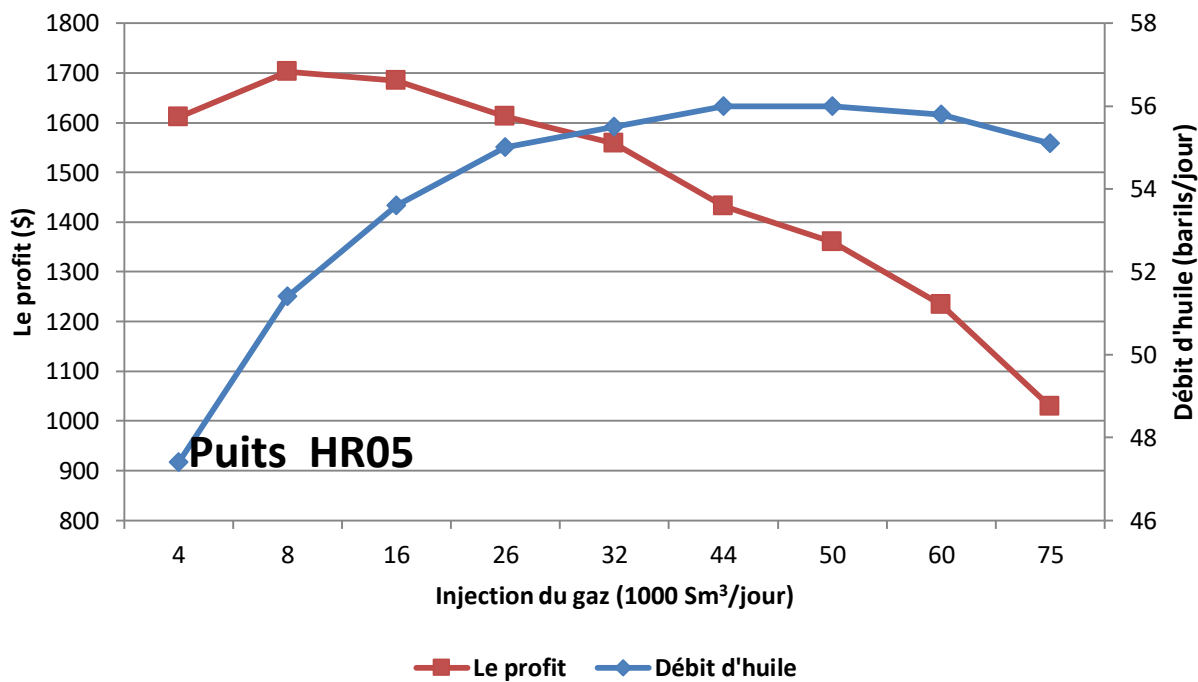
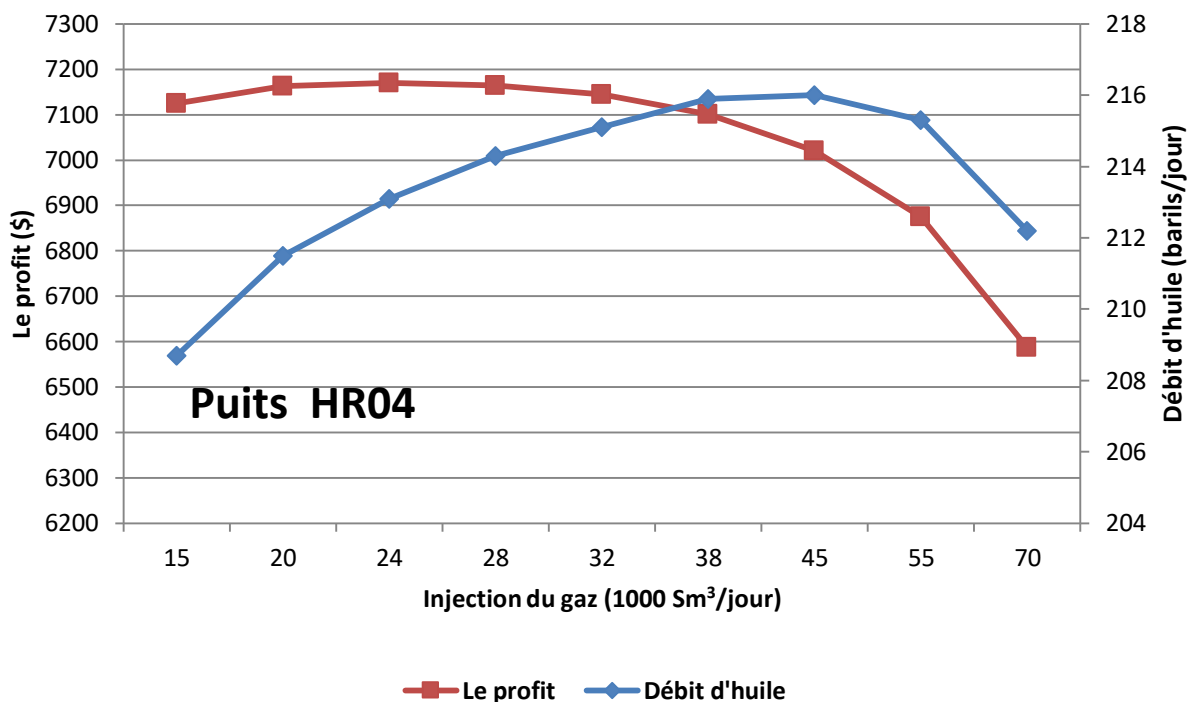
Tableau VI.5 : Les données des puits

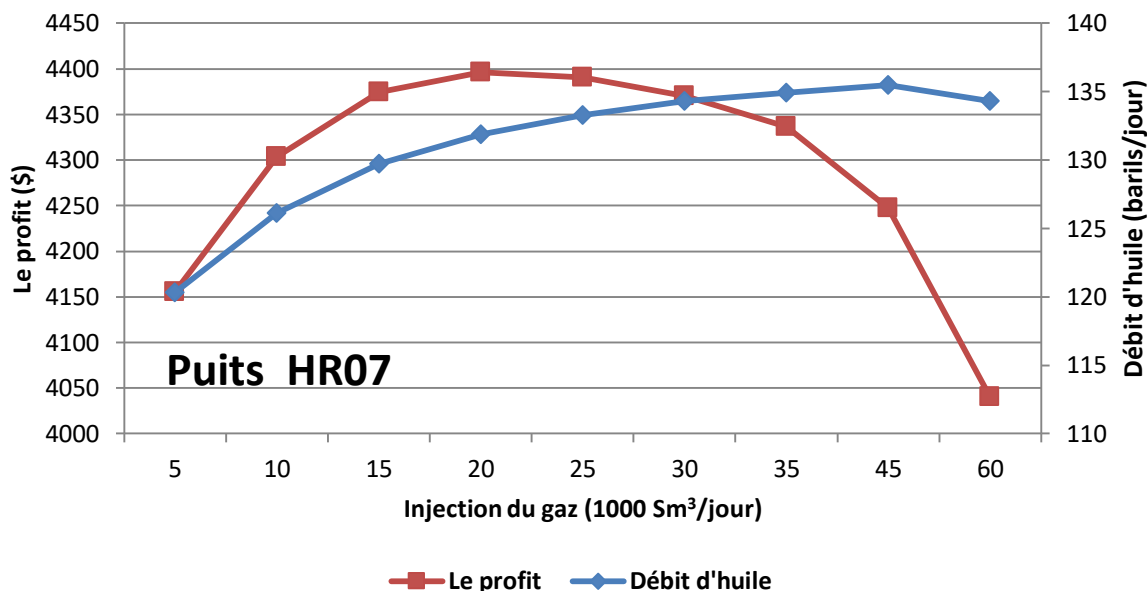
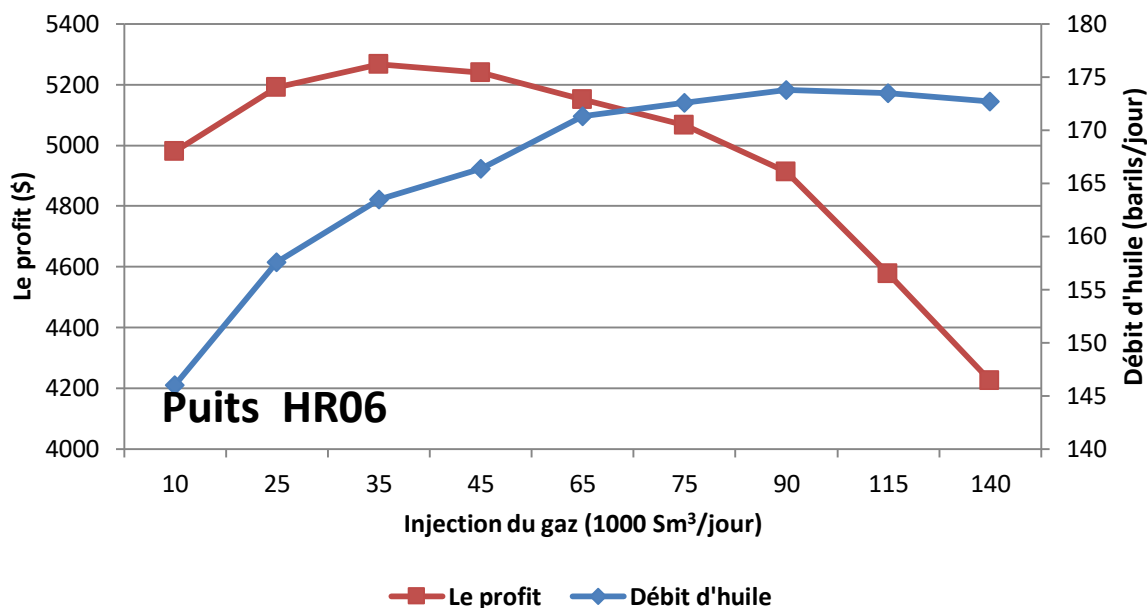
- Remarque : les données du test PVT ne changera pas dans tous les puits (le même réservoir qui implique les mêmes propriétés PVT).

VI.7.2. Les résultats

La modélisation des puits dans PROSPER nous a donné le débit d'huile en fonction de l'injection de gas-lift en plusieurs valeurs puis on a calculé le profit en chaque point et on a fait un graphe pour chaque puits pour illustrer les résultats, comme dans l'exemple de puits HR01.







Les débits optimaux des puits sont rassemblés dans le tableau suivant :

Le puits	HR01	HR02	HR03	HR04	HR05	HR06	HR07
Taux d'injection de gas-lift optimal (1000Sm ³ /jour)	20	44	34	24	8	35	20
Débit d'huile (STB/jour)	371.8	494.0	57.9	213.1	51.4	163.5	131.9

Tableau VI.6 : Les Taux d'injection optimaux

VI.7.3. L'analyse des résultats :

Comparaison les résultats dans le tableau suivant :

	Avant l'optimisation		Après l'optimisation		Gain de production d'huile (STB/jour)	Différence de gaz injecté (1000Sm ³ /jour)
	Taux d'injection de gas-lift (1000Sm ³ /jour)	Débit d'huile (STB/jour)	Taux d'injection de gas-lift (1000Sm ³ /jour)	Débit d'huile (STB/jour)		
HR01	10	365.3	20	371.8	6.5	10
HR02	10	456.3	44	494.0	37.7	34
HR03	16	46.8	34	57.9	11.1	18
HR04	15	209.5	24	213.1	3.6	9
HR05	8	51.4	08	51.4	0	0
HR06	25	155.6	35	163.5	7.9	10
HR07	10	126.1	20	131.9	5.8	10
Total	94	1411	185	1483.6	72.6	91

Tableau VI.7 : Resultats d'optimisations

En analysant le tableau on remarque que si on utilise une quantité additionnelle de 91 000Sm³ du gas-lift il y aura une augmentation journalière de production de 72.2 STB/jour, Ce qui est équivalent à un gain de 5.14% de la production initiale.

VI.8. Gas-lift Allocation :

Généralement et pour des nombreuses raisons (manque des moyens et des capacités) la quantité du Gas-lift a injectée sera limité dans le champ alors on ne peut pas fournir la quantité optimale du gaz pour tout l'ensemble des puits.

Dans ce cas là le but d'optimisation ne sera plus « *trouver le débit optimal de gas-lift* » mais plutôt « *redistribuer la quantité disponible du gas-lift d'une façon optimale* ».

On utilise 2 méthodes pour l'optimisation de distribution de gas-lift entre les puits, d'abord par le calcul de WPF (well performance factor), puis a l'aide d'un algorithme de calcul .

VI.8.1. L'allocation avec WPF

Le WPF (well performance factor) représente le rapport entre le débit d'injection du gas-lift et le débit d'huile dans le même puits, il est calculé comme suit :

$$WPF = \frac{\text{Taux d'injection de gas lift } \frac{1000Sm^3}{\text{jour}}}{\text{Débit d'huile } \frac{STB}{\text{jour}}}$$

Le WPF est un paramètre comparatif qui représente la pertinence d'un puits à l'injection du gaz, les puits ayant un WPF Moins élevé sont les plus susceptibles à faire une amélioration de production avec le gas-lift, alors ils seront les prioritaires si on décidera d'augmenter la quantité du gaz injectée.

VI.8.1.1. Les étapes pour l'allocation avec WPF

Pour l'allocation avec cette méthode on doit suivre les étapes suivantes :

- Calculs de WPF pour chaque puits.
- Classement des puits selon le WPF.
- Redistribuer le débit du gaz injecté selon le WPF.

Commençant par le calcul et le classement des puits suivant le WPF :

Tableau VI.8 : WPF

Puits	Taux d'injection de Gas-lift (1000Sm ³ /jour)	Débit d'huile (STB/jour)	WPF
HR02	10	455,5	0,0219539
HR01	10	362,3	0,02760144
HR04	15	204,7	0,07327797
HR07	10	123,1	0,08123477
HR05	8	51,4	0,15564202
HR06	25	155,6	0,16066838
HR03	16	46,8	0,34188034

Selon le WPF les puits HR01, HR02 sont les plus adéquats pour une augmentation de débit de gaz injecté, et les puits HR06, HR05 et HR03 donnent la moindre quantité d'huile par rapport au gaz injecté.

VI.8.1.2. Exemple de calcul

Pour cet exemple on va choisir les deux puits HR02 (avec un WPF faible) et HR03 (WPF élevé), on augmentera la quantité du gaz injecté dans HR02 en diminuant en même temps celle du HR03 pour garder la même quantité injectée dans l'ensemble des deux puits, et puis on calcule le débit d'huile pour chaque quantité de gaz injecté en utilisant les modèles créés sur PROSPER, le tableau suivant donne les résultats obtenus :

	Taux d'injection de gas-lift (1000Sm ³ /jour)			Débit d'huile (STB/jour)		
	HR02	HR03	Total	HR02	HR03	Total
Etat actuel	10	16	26	456.3	45.8	502.1
Etat 1	12	14	26	460	44.4	504.4
Etat 2	14	12	26	463.3	41.2	504.5

Tableau VI.9 : Exemple de calcul de WP

On remarque que dans l'état proposé numéro 2 et avec la même quantité totale du gaz injecté (26000Sm³/jour) on a obtenu une augmentation de 2.4 STB/jour par rapport à l'état actuel,

On répète cette procédure sur plusieurs ensembles des puits pour l'optimisation de tout le système, en notons que cette méthode d'allocation nécessite beaucoup des estimations et des calculs et plusieurs essais et pour cette raison on introduira une autre méthode qui est plus efficace et rapide.

VI.8.2. L'allocation avec un algorithme :

Le but de cette méthode est de trouver la combinaison optimale des débits d'injection pour chaque puits qui donne le maximum de débit d'huile total avec une injection totale bien définie.

Cette méthode consiste à créer un tableau qui donne le débit d'huile en fonction des débits de taux d'injection de gaz, c.-à-d. pour la première ligne on entre des valeurs d'injection du gaz équidistants (dans notre exemple on a choisi 0,2, 4, 6 ... 30 X1000Sm³/

jour), et pour chaque puits on entre une ligne des valeurs de débit d'huile depuis le modèle créé sur PROSPER:

	0	2	4	6	8	...
HR01	328.4	342,9	353,1	359,2	362,9	...
HR02	416.1	431,5	441	447,6	452,3	...
HR03	0	7,1	21,6	27,8	33,5	...
...

L'objectif à atteindre est de trouver la combinaison optimale des débits d'injection pour chaque puits qui donne le maximum de débit d'huile total avec une injection totale de $94\ 000\text{Sm}^3/\text{jour}$. Et pour trouver cette combinaison on continue par les étapes suivantes :

Dans la même ligne on soustrait de chaque cellule la valeur de cellule qui précède pour avoir un tableau qui rassemble à :

	2	4	6	8	...
HR01	14.5	10.2	6.1	3.7	...
HR02	15.4	9.5	6.6	4.7	...
HR03	7,1	14.5	6.2	5.7	...
...

La signification du tableau est que chaque cellule représente l'augmentation de débit d'huile si on augmente le débit d'injection de gaz par $2000\text{Sm}^3/\text{jour}$, la cellule en vert par exemple montre que quand on change le débit d'injection de gaz de 6 à 8 ($1000\text{Sm}^3/\text{jour}$) dans le premier puits le débit d'huile va augmenter par $3.7\ \text{STB}/\text{jour}$.

Donc toutes les cellules dans le tableau représentent des valeurs d'augmentation de débit d'huile pour la même augmentation de débit d'injection de gaz et étant donné que la quantité de gas-lift est limitée alors on doit choisir les cellules qui donnent le plus d'augmentation en débit d'huile, et puisque le débit total de gaz à injecté est de $94\ 000\text{Sm}^3/\text{jour}$ et chaque cellule représente une augmentation de $2000\text{Sm}^3/\text{jour}$ alors on doit choisir les 47 premières cellules avec le plus grand taux d'augmentation comme suit :

	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
HR01	15	10	6,1	3,7	2,4	1,7	1,4	1,2	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3
HR02	15	9,5	6,6	4,7	4	3,7	3,4	3,1	2,9	2,7	2,4	2,4	2,1	2	1,9
HR03	7,1	15	6,2	5,7	4,1	3,6	3,2	2,4	1,9	1,7	1,4	1,3	1,1	1	0,9
HR04	19	10	5,6	2,7	2,1	1,9	1,6	1,3	1,2	1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4
HR05	41	6,6	3	1,2	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0	0
HR06	5,8	3,3	2,9	2,4	2,3	2	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,2	1	0,8	0,6
HR07	7,7	3,8	3	2,4	2	1,5	1,3	1,3	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1

Tableau VI.10 : Allocation avec un algorithme

Alors l'allocation optimale :

Le puits	HR01	HR02	HR03	HR04	HR05	HR06	HR07
Taux optimal d'injection de Gas-lift (1000Sm ³ /jour)	10	28	16	10	6	12	10

Tableau VI.11 : Les taux d'allocation

Et on fait une comparaison avec l'état initiale :

	Avant l'allocation		Après l'allocation		Gain de production d'huile (STB/jour)
	Taux d'injection Degas-lift (1000Sm ³ /jour)	Débit d'huile (STB/jour)	Taux d'injection de gas-lift (1000Sm ³ /jour)	Débit d'huile (STB/jour)	
HR01	10	365.3	10	365.3	0
HR02	10	456.3	28	481.6	25.3
HR03	16	46.8	16	46.8	0
HR04	15	209.5	12	207.3	-2.2
HR05	8	51.4	06	50.5	-0.9
HR06	25	155.6	12	149.1	-6.5
HR07	10	126.1	10	126.1	0
Total	94	1411	94	1426.7	15.7

Tableau VI.12 : Les resultats d'allocation avec l'algorithme

En analysant les résultats on remarque que avec la même quantité de gaz injecté mais avec une distribution plus convenable le débit d'huile va augmenter par 15.7 STB/jour ce qui est équivalent à 1.11% de la production initiale.

VI.9. Paramètres influençant sur les puits en Gas-lift :

Il existe plusieurs paramètres qui peuvent influencer le rendement d'un puits équipé en gas-lift, ces paramètres varient au fil du temps et au cours de la production, et généralement avec des variations qui causent un déclin de production. Parmi ces paramètres influençant on cite :

- La pression de réservoir.
- La pression de tête.
- Les entrées d'eau (Water Cut).
- Le diamètre intérieur de tubing.

VI.9.1. La pression de réservoir :

La pression de réservoir est une source d'énergie nécessaire pour l'acheminement de fluide depuis le fond vers la surface et son déclin va fortement influencer le débit de remonté d'huile.

On a étudié le cas de puits HR06 si la pression de réservoir a chuté.

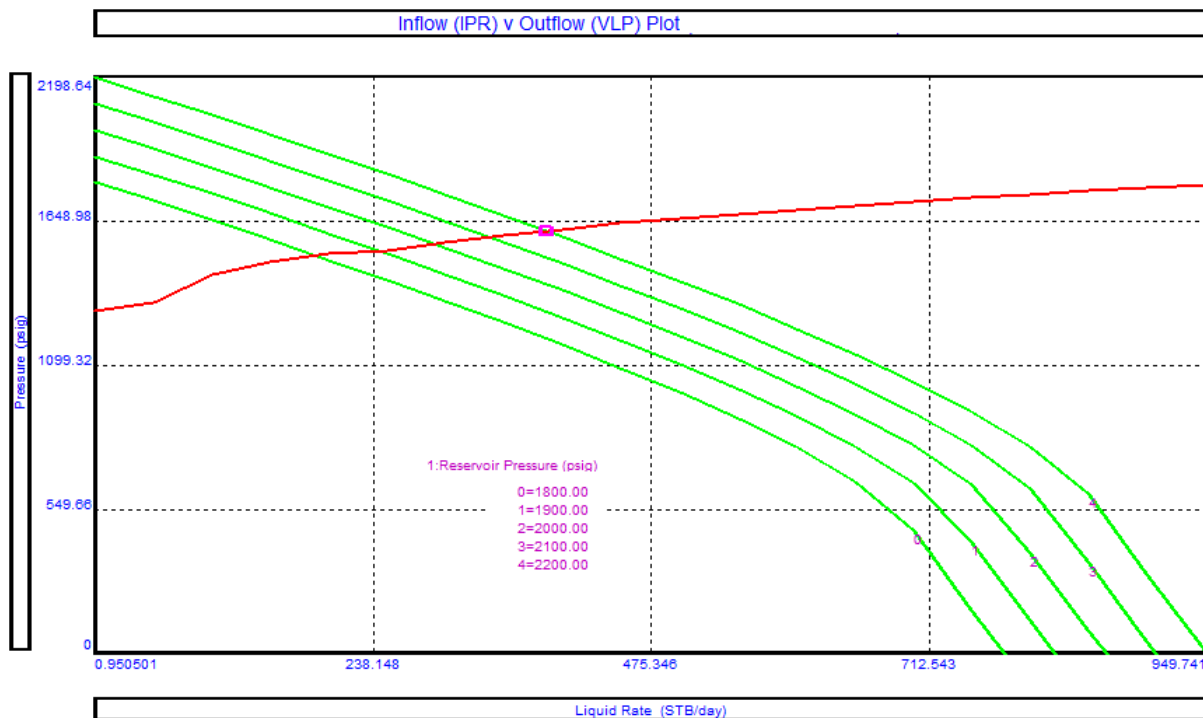


Figure VI.10 : IPR/VLP pour le puits HR06

Les points de fonctionnements correspondent à chaque pression de réservoir obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau suivant :

Pression de réservoir (psig)	2200	2100	2000	1900	2000
Débit d'huile (stb/jour)	158.3	138.7	119.6	100.3	77.5

Tableau VI.13 : Débit d'huile en fonction de pression de réservoir HR06

La courbe ci-dessous montre l'évolution de la production en fonction de pression de réservoir:

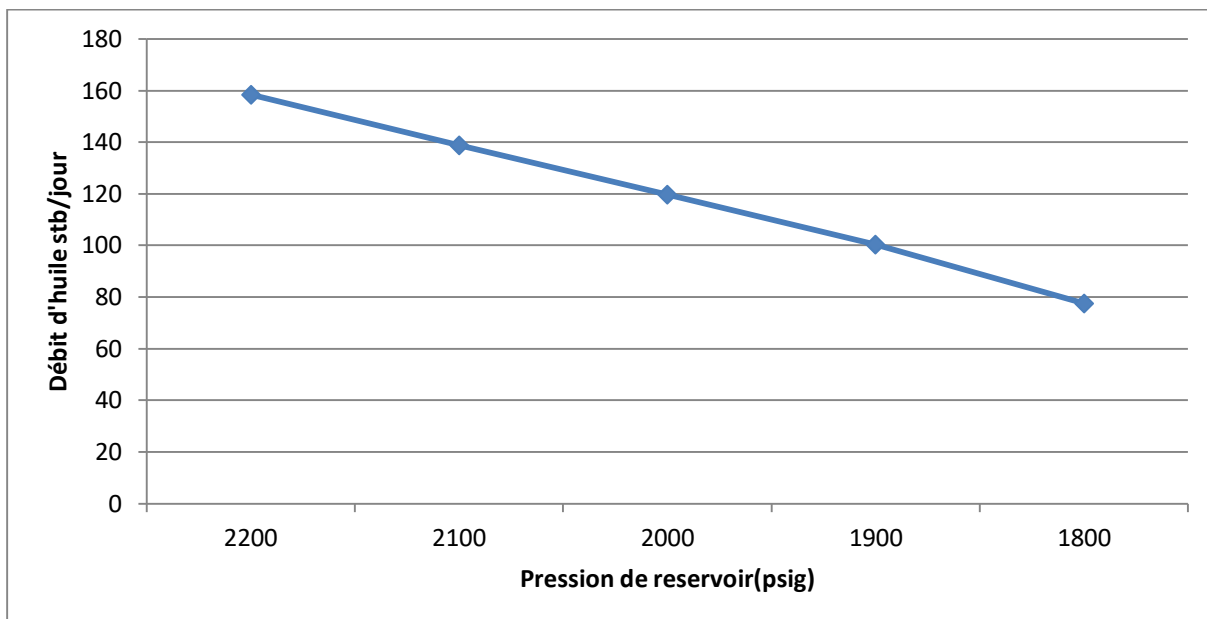


Figure VI.11 : Débit d’huile en fonction de pression de réservoir HR06

Remarquons que la production diminue linéairement avec la chute de pression de réservoir.

VI.9.2. La pression de tête :

Pas seulement la pression de réservoir mais la différence de pression entre la tête et le fond de puits qui joue le rôle principal dans la vitesse d’écoulement de fluide vers la surface, l’exemple suivant réalisé sur le puits HR02 montre l’influence de changement de pression de tête sur IPR/VLP plot.

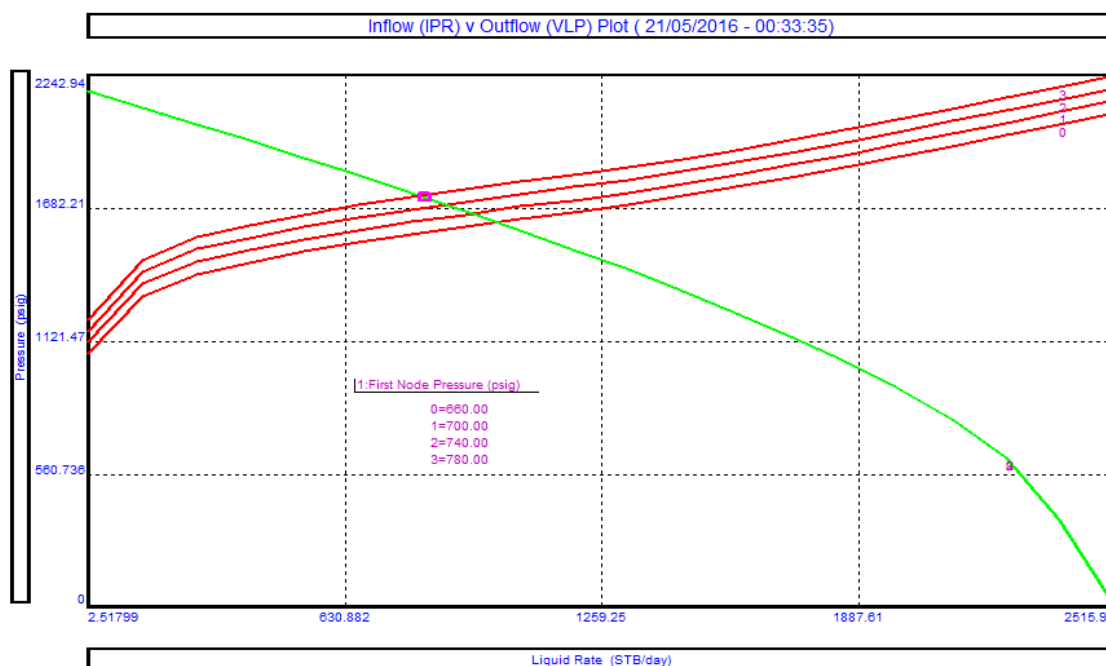


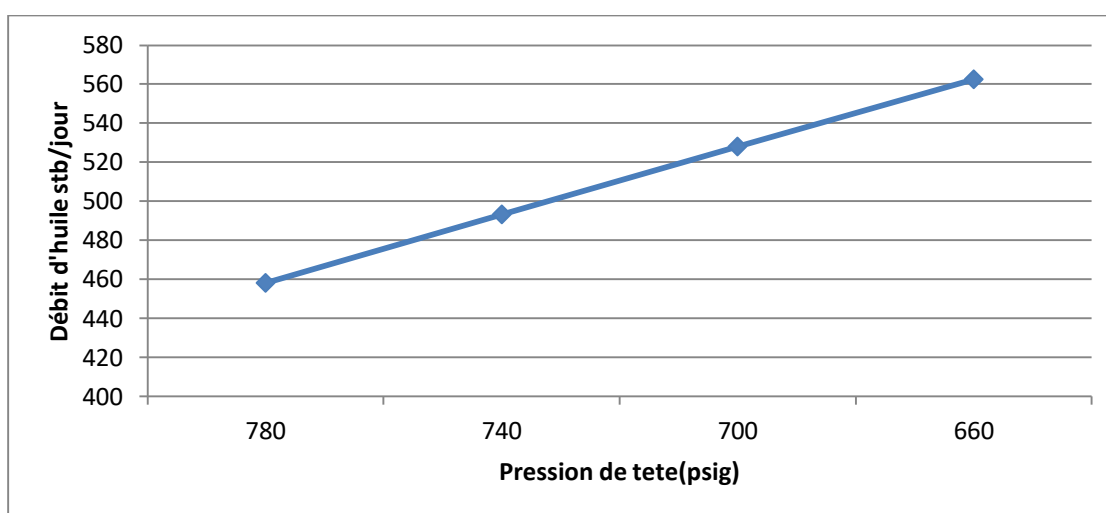
Figure VI.12 : IPR/VLP pour le puits HR02

Les points de fonctionnements correspondent à chaque pression de tête obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau suivant :

Pression de tête (psig)	780	740	700	660
Débit d'huile (stb/jour)	458.1	493.1	528.0	562.4

Tableau VI.14 : Débit d'huile en fonction de pression de tête HR02

La courbe ci-dessous montre l'évolution de la production en fonction de pression de tête:

**Figure VI.13 : Débit d'huile en fonction de pression de tête HR02****VI.9.3. Les entrées d'eau (Water Cut).**

Dans l'anneau d'huile de Hassi R'mel, le phénomène de « Coning » est un problème répandu pour l'exploitation des puits d'huile car la couche productrice ici est considérée comme mince (10 m).

Au cours de temps le water cut va augmenter suite à la remontée du plan d'eau dans la formation, pour cela on va prédire l'évolution de la production en fonction de Water Cut ,et on va choisir le puits HR07 qui possède un water cut relativement faible comme un exemple de travail .

Commençant par l'IPR/VLP plot :

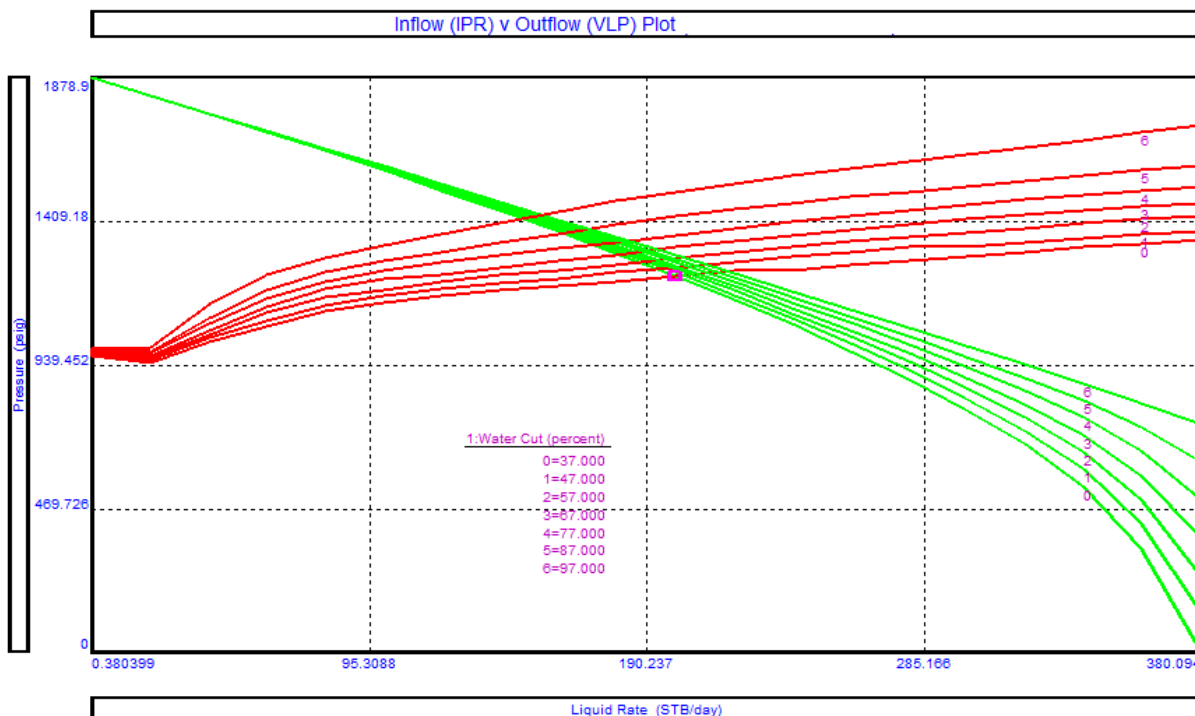


Figure VI.14 : IPR/VLP pour le puits HR07

Les points de fonctionnements correspond à chaque Water Cut obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau suivant :

Water Cut (%)	37	47	57	67	77	87	97
Débit d'huile (stb/jour)	126,1	104,1	82,6	61,7	41,4	22	4,6

Tableau VI.15 : Débit d'huile en fonction de Water Cut HR07

La courbe ci-dessous montre l'évolution de la production en fonction de Water Cut :

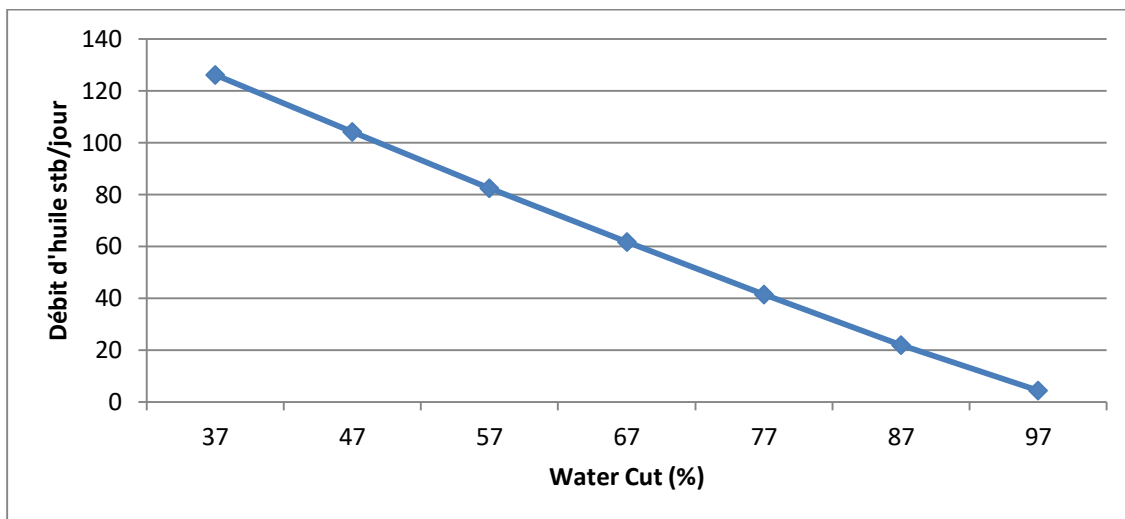


Figure VI.15 : Débit d’huile en fonction de Water Cut HR07

VI.9.4 Le diamètre intérieur de tubing :

A Hassi R’Mel le problème de dépôts de sel est très commun notamment pour les puits qui possèdent un pourcentage de Water Cut important, dans ce cas les dépôts de sel au niveau des tubings fait réduire leurs diamètres intérieurs, ce qui affecte par suite la production.

Pour bien comprendre et estimer l’effet de variation de diamètre tubing on a étudié le cas de puits HR01 si le diamètre de tubing change, on propose quelques valeurs pour le diamètre et à l’aide de PROSPER on calcule les résultats du débit.

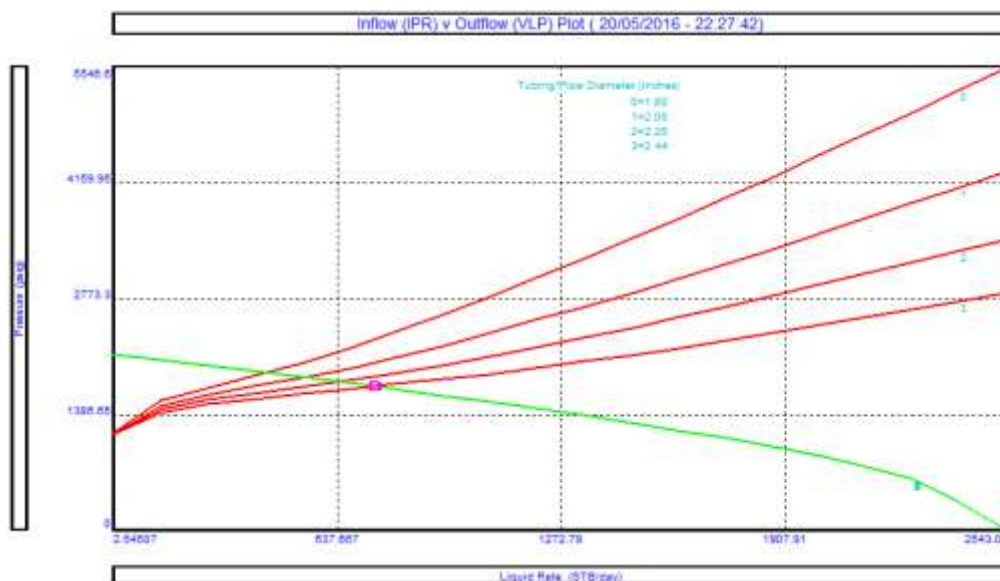


Figure VI.16 : IPR/VLP pour le puits HR01

Les points de fonctionnements correspondent à chaque ID obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau suivant :

Diamètre de tubing (inch)	1,8	2	2,2	2,441
Débit d'huile (stb/jour)	214,2	266,8	313,7	365,3

Tableau VI.16 : Débit d'huile en fonction de diamètre de tubing HR01

La courbe ci-dessous montre l'évolution de la production en fonction d'ID de tubing :

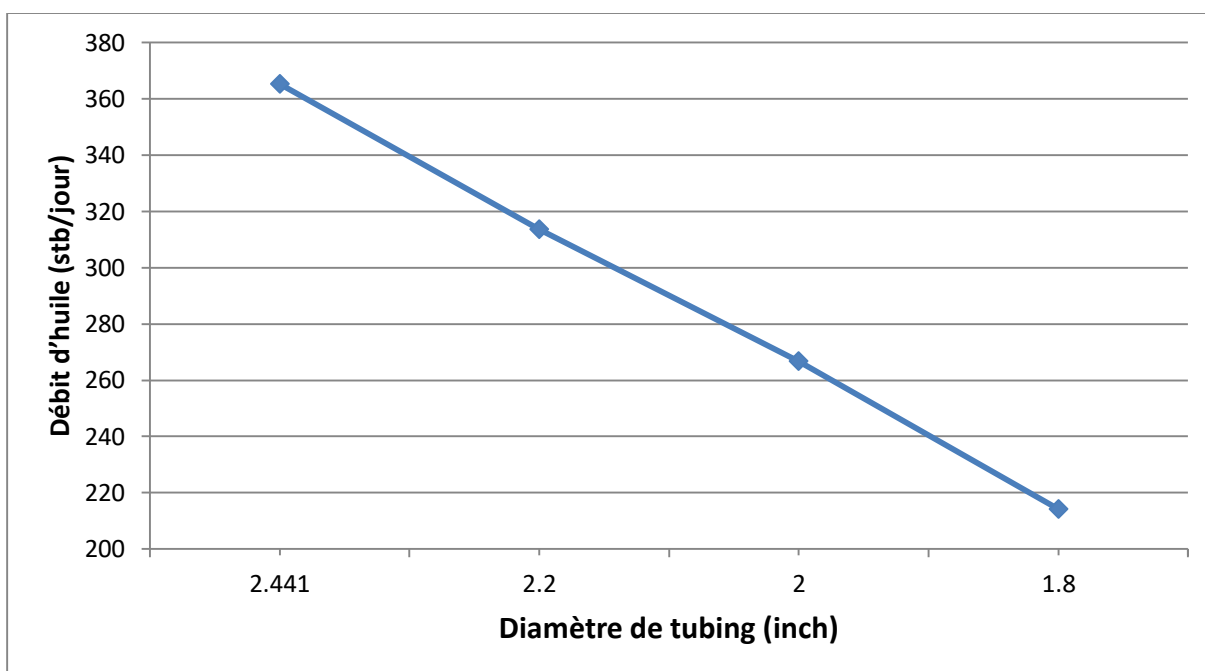


Figure VI.17 : Débit d'huile en fonction de diamètre de tubing HR01

Remarquons que la production diminue linéairement avec la diminution de diamètre intérieur de tubing.

Sommaire

VI.1. Introduction aux pertes de charge.....	46
VI.2. Aperçu sur PROSPER.....	47
VI.3. Organigramme de travail.....	48
VI.4. La modélisation et l’optimisation	49
VI.5. La Modélisation	49
VI.5.1. Données de Puits HR01	49
VI.5.1.1 Etat actuel	49
VI.5.1.2 Données PVT	49
VI.5.1.3 Données IPR : (inflow performance data)	49
VI.5.1.4 Données Des Equipements	50
VI.5.1.5 Données de Gas-lift	51
VI.5.2 Procédures de travail	51
VI.6. L’Optimisation.....	54
VI.6.1. Débit Optimale d’injection	54
VI.6.2. La rentabilité	55
VI.7. La modélisation et l’optimisation des autres puits	58
VI.7.1. Les données des puits	58
VI.7.2. Les résultats.....	59
VI.7.3. L’analyse des résultats :.....	62
VI.8. Gas-lift Allocation :	62
VI.8.1. L’allocation avec WPF	63
VI.8.1.1. Les étapes pour l’allocation avec WPF	63
VI.8.1.2. Exemple de calcul	64
VI.8.2. L’allocation avec un algorithme :.....	64
VI.9. Paramètres influençant sur les puits en Gas-lift :	67
VI.9.1. La pression de réservoir :.....	67
VI.9.2. La pression de tête :.....	69
VI.9.3. Les entrées d’eau (Water Cut).....	70
VI.9.4 Le diamètre intérieur de tubing :	72

Tableau VI.1 : Données des équipements de fond	50
Tableau VI.2 : Données de déviation.....	50
Tableau VI.3 : Données de gradient géothermique	50
Tableau VI.4 : La rentabilité de l'injection de gaz.....	56
Tableau VI.5 : Les données des puits	58
Tableau VI.6 : Les Taux d'injection optimaux	61
Tableau VI.7 : Resultats d'optimisations	62
Tableau VI.8 : WPF.....	63
Tableau VI.9 : Exemple de calcul de WP	64
Tableau VI.10 : Allocation avec un algorithme	66
Tableau VI.11 : Les taux d'allocation	66
Tableau VI.12 : Les resultats d'allocation avec l'algorithme.....	66
Tableau VI.13 : Débit d'huile en fonction de pression de réservoir HR06	68
Tableau VI.14 : Débit d'huile en fonction de pression de tête HR02.....	70
Tableau VI.15 : Débit d'huile en fonction de Water Cut HR07.....	71
Tableau VI.16 : Débit d'huile en fonction de diamètre de tubing HR01	73

Figure VI. 1 Graphe de pertes de charge	46
Figure VI.2 : Organigramme de PROSPER.....	48
Figure VI.3 : System Summary (PROSPER).....	51
Figure VI.4 : PVT Data (PROSPER).....	52
Figure VI.5 : Choix de corrélation (PROPSER)	52
Figure VI.6 : IPR plot (PROSPER).....	53
Figure VI.7 : Matching correlation (PROSPER).....	53
Figure VI.8 : VLP/IPR (PROSPER).....	54
Figure VI.9 : Sensitivity (PROSPER).....	55
Figure VI.10 : IPR/VLP pour le puits HR06.....	68
Figure VI.11 : Débit d'huile en fonction de pression de réservoir HR06	69
Figure VI.12 : IPR/VLP pour le puits HR02.....	70
Figure VI.13 : Débit d'huile en fonction de pression de tête HR02	70
Figure VI.14 : IPR/VLP pour le puits HR07.....	71
Figure VI.15 : Débit d'huile en fonction de Water Cut HR07	72
Figure VI.16 : IPR/VLP pour le puits HR01	72
Figure VI.17 : Débit d'huile en fonction de diamètre de tubing HR01	73

Conclusion

L'étude et les analyses faites sur l'ensemble des puits qui ont un système de gaz lift déjà installé dans la région de Hassi R'Mel nous permettent de tirer les conclusions suivantes :

- La corrélation de « Beggs and Brill » donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing, pour les puits concernés par cette étude.
- Le débit optimal d'injection est ce qui donne le maximum de profit et pas nécessairement le maximum de production.
- Le débit optimal dépend aussi des paramètres économiques actuels comme le prix de brut et le cout moyen d'injection de Gas-lift.
- Si on utilise une quantité additionnelle de $91000Sm^3$ de Gas-lift, il y aura une augmentation journalière de production de 72.2 STB/jour, Ce qui équivaut à un gain de 5.14% de la production initiale.
- L'allocation du gaz permet d'augmenter la production avec le même débit total d'injection.
- Avec la même quantité de gaz injecté mais avec une distribution plus adéquate, le débit d'huile va augmenter par 15.7 STB/jour ce qui est équivalent à 1.11% de la production initiale.
- La production augmente avec la diminution de pression de tête.
- La production diminue avec :
 - L'augmentation de Water Cut au cours de la production.
 - La diminution de diamètre de tubing qui est causée principalement par la présence des dépôts de sel.
 - La diminution de pression de réservoir au cours du temps.

Recommandations

A fin de mieux exploiter le réservoir de Hassi R'Mel et pour bien gérer le système de production, des recommandations ont été suggérées comme suit :

- Injecter les débits proposés dans le Tableau VI.1 pour un gain de 5.14% de la production initiale.
- Si la quantité de gaz a injecté ne peut pas être augmentée, on fait une redistribution de la quantité actuelle avec les débits d'injection du gaz montrés dans le Tableau VI.2 pour une augmentation de 1.11% de la production initiale.
- Refaire l'optimisation a chaque changement des paramètres qui influent le débit optimal (GOR, Pression de tête, Water Cut ...).
- Bien optimiser la pression dans les pipes du réseau pour avoir une pression de tête relativement basse qui va contribuer à l'augmentation de débit d'huile.
- Faire une injection doublée pour diminuer la salinité a fin d'éviter les dépôts de sel au niveau de tubing.
- Transformer quelques puits en des puits injecteurs d'eau pour le maintien de pression de réservoir le plus longtemps possible.
- Contrôler le débit de production dans les puits ayants un Water cut élevé pour ne pas dépasser le débit critique qui aggrave le phénomène de coning.
- Faire des réperforations dans les puits qui produisent beaucoup d'eau pour échapper aux couches d'eau qui épuisent la production.

- Les puits active par gaz lift (TOTAL).2007
- La Production de fond Denis Perrin, Georges Gaillot Editions OPHRYS 1995
- Principles of Artificial Lift Niladri Kumar Mitra , Allied Publishers, Jul 15, 2012
- Halliburton - Petroleum Well Construction, Michae Economides, Larry T. Watters,Shari Dunn-Norman, Edition Duncan, Oklahoma, 1997.
- Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999
- Schlumberger Gas Lift Design and Technology, 1999.
- Mémoire fin d'étude "Optimisation De gaz lift" « HRM » MERADJI. F et BOUAFIA.B année 2008(MASTER)
- Exploration & Production, Équipements, Le Puits . TOTAL 2007
- Document Sonatrach EP HR
- The technology of artificial lift methods, Kermit Brown,Pennwell publishing company 1977.
- Laure Sinigre. Etude des instabilités dans les puits activées par gas-lift. Mathematics. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006
- Artificial Lift for high-volume production roy fleshman bartlesville oklahoma USA spring 1999
- Petroleum production systems,Michael j.economides,A. Daniel Hill, Christine Ehlig – economides, Prentice Hall PTR.