

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables
et Science de la Terre et de l'Univers



N° Série:/2022

Département de production des hydrocarbures

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master

Option : Production

Présenté par :

ZEGHMOURI Sarra - BOULIFA Linda - AGUIDA Islem

Thème

**Optimisation de Production dans Le gisement de
Champ Hassi Tarfa par Gaz-lift (AUTO-BOOST)**

Soutenu le : 09/06/2022 devant la commission d'examen

Devant le jury

Président	: Mr. KHELIFA Cherif	UKM OUARGLA
Rapporteur	: Mr. GHARIB Toufik	UKM OUARGLA
Examineurs	: Mr. FROUHAT Rachid	UKM OUARGLA
Co-Rapporteur	: Mr. ADJOU Zakaria	UKM OUARGLA

Année universitaire : 2021/2022

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir éclairé dans le chemin du savoir et de nous avoir donné la volonté, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Le présent projet n'aurait pas vu le jour sans l'aide bienveillante et la compréhension d'un certain nombre de personnes qui nous ont apporté leur soutien chacun à sa manière.

*Nous remercions vivement notre encadreur **Mr. GHARIB Toufik** pour ses qualités humaines nous ne pouvons jamais oublier sa générosité, son aide et ses encouragements.*

*Nous s'adresse également un grand merci à nos Co-encadreur **Mr. ADJOU Zakaria** pour sa disponibilité, sa bienveillance, son soutien permanent, ses commentaires efficaces et sa gentillesse. Merci d'avoir été présent*

*Nous tenons à remercier **Mr. KHELIFA Cherif** d'avoir accepté d'être président du jury.*

*Nous remercions également tous **le membres du jury Mr. FROUHAT Rachid** d'avoir accepté d'assister à la présentation de ce travail,*

*Nous n'oublions pas de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi –Messaoud .en particulier **Mr Kassi-Yacine & Mme BATAHAR Soumia** qui nous a encadré, orienté et aidé à comprendre notre étude , au cours de notre stage.*

*En définitive, nous tiendrons aussi a remercié le généreux **DOUAIR Zakaria** pour son aide et pour ses perpétuels encouragements ,*

tous les enseignants de département de production (Université KASDI MERBAH OUARGLA)pour leur contribution à notre formation ,

Dédicace

Vous êtes et vous resterez pour moi ma référence, la lumière qui illumine mon chemin. Ce travail est le résultat de l'esprit de sacrifice dont vous avez fait preuve, de l'encouragement et le soutien que vous ne cessez de manifester. J'implore Dieu, tout puissant, de vous accorder une bonne santé, une longue vie et beaucoup de bonheur.

À Ma très chère mère,

Tu as été et tu seras toujours un exemple pour moi par tes qualités humaines, Aucune dédicace ne pourrait exprimer la profondeur des sentiments que j'éprouve pour vous, vos sacrifices innombrables et votre dévouement firent pour moi un encouragement. Puisse Dieu, tout puissant vous combler de santé, de bonheur et vous procurer une longue vie.

Mon cher mari Zakaria,

Pour tout l'encouragement, le respect et l'amour que tu m'as offert, Je te dédis ce travail, qui n'aurait pas pu être achevé Sans ton éternel soutien merci pour toute la patience dont il a fait preuve pendant toute la durée de ce travail. Je te ne le dis pas souvent, mais je me trouve chanceuse de t'avoir. Que Dieu te protèges, je te souhaite que de bonheur et de succès.

À mes chers frère et sœurs

Omran, Hamama, Ibtissam, Loubna et Romiassa

Aucun langage ne saurait exprimer mon respect et ma considération pour votre soutien et encouragements.

À tous mes amis et mes proches

Lynda, Katrè Elnada & Sihem pour tous les moments de joie que nous avons vécu ensemble, la vertueux famille Boulifa Merci pour tout ce que vous nous avez donné Que Dieu vous bénisse.

Sarra

Dédicace

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but lors tu es entouré des gens que tu aimes.

J'ai toujours pensé à offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance et tout ce qu'ils ont consenti comme efforts rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue, mais dommage sans toi mon héro .

A la mémoire de mon chère père

Avec tout mon amour éternel et avec l'intensité de mes émotions je dédie ce mémoire à mon père , qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études .Il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part de sa fille qui a toujours priée pour son âme . Puisse Dieu Le Tout Puissant accorder au défunt Sa Sainte Miséricorde et l'accueillir en Son Vaste Paradis

A ma chère mère

Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et De prier pour moi. Puisse Dieu, le très haut , vous accorder santé, bonheur et longue vie

*Mes chères sœurs : **Soumia & Fifi** pour leur aide et soutien*

*Mes chers frères : **Nabil , Chouaib , Rafik** . Mes chers beaux-frères :*

Fouad & Chawki

Vous avez toujours été présents pour moi

Mes cousins et cousines merveilleux et tous autres membres de

*ma famille, la famille **BOULIFA & HAMMADI***

*Mes amies les plus chères : **Sarra ,katre El Nada et***

***Yasmine** : Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au Long de ma vie professionnelle et*

personnelle

Linda

Dédicace

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :
A mes chers parents qui m'ont soutenu et encouragé sans réserve
Tout au long de mon parcours scolaire.
A mes chers frères et a ma petite sœur Farah
A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour réaliser ce
modeste travail.*

Islam

ملخص

يتم تحسين الإنتاج عن طريق حقن الغاز الرافع عندما يكون الضغط داخل الخزان غير كافٍ. يقوم الغاز المحقون بتطبيق خصائصه من أجل إخراج النفط إلى السطح في ظروف مواتية. يتمثل بحثنا في دراسة الطريقة الجديدة لتشيط البئر بحقن الغاز "Auto-Boost"، حيث نقوم فيها باستغلال الغاز المنتج وإعادة حقنه في نفس البئر المنتجة. قبل الاستعادة نقوم بتصميم نماذج لأبارنا المرشحة للدراسة لـ HTF-14 و HTF-32 وقد اعتمدنا أيضا على معدل التدفق الأمثل والحد الأدنى من انخفاضات الضغط لتقييم الحقل. يتم تنفيذ هذا العمل عن طريق تحليل وتفسير الاستجابات الانتقالية للضغط، باستخدام برنامج PROSPER.

الكلمات المفتاحية:

الغاز الرافع –الرافع الالي –التصميم –البرنامج المعلوماتي- تحسين.

Résumé

La remonté de la production par injection de gaz lift est utilisée lorsque la pression à l'intérieur du réservoir est insuffisante. Le gaz injecté forçant de ramener le pétrole jusqu'au surface avec des conditions favorables. Notre recherche consiste à étudier la nouvelle méthode d'activation par gaz lift "Auto-Boost", en exploitant le gaz produit et le réinjecté dans le même puits producteur. Avant la récupération nous construisons les modèles de notre puits candidats HTF-14 et HTF-32. On s'est basé sur un débit optimal et des pertes de charge minimales pour développer le champ. Ce travail est réalisé à partir de l'analyse et de l'interprétation des réponses transitoires de la pression, en exploitant le logiciel PROSPER.

Les mots clés :

Gaz-lift, Auto-Boost, modélisation ; logiciel Prosper, optimisation.

Abstract

The raising of the production by gas lift injection is used when the pressure inside the tank is insufficient. The injected gas forcing to bring the oil to the surface with favorable conditions. Our research consists in studying the new method of gas lift activation "Auto-Boost", by exploiting the gas produced and reinjecting it into the same producing well. Prior to recovery we construct models of our candidate HTF-14 and HTF-32 wells. We relied on an optimal flow rate and minimal pressure drops to develop the field. This work is carried out from the analysis and interpretation of the transient responses of the pressure, using the PROSPER software.

Key words:

Gas-lift, Auto-Boost, modeling; Prosper software, optimization.

TABLE DES MATIÈRES

REMMERCIEMENT	I
DÉDICACE	II
RÉSUMÉ	V
TABLE DES MATIÈRES	VI
LISTE DES FIGURES	VIII
LISTE DES TABLEAUX	X
SYMBOLES ET ABRIVIATIONS	XI
INTRODUCTION	1
I. GÉNÉRALITÉS SUR LES TECHNIQUES D'ACTIVATION DU PUIT	3
I.1 Introduction.....	3
I.1 L'activation Du Puits	3
I.2 Différents modes d'activation des puits.....	3
I.3.1 Le pompage.....	3
I.3 La Théorie de l'Auto-gaz lift (Auto-Boost).....	11
I.4.1 La procédure de fonctionnement	12
I.4.2 L'équipement d'auto-Boost.....	13
I.4.3 Diverses applications de l'Auto-Boost	18
I.4.4 Les Avantages de la technologie Auto-Boost.....	18
II ANALYSE NODALE	19
II.1 Généralités sur l'analyse nodal.....	19
II.2 Procédure d'application de l'analyse nodal	20
II.3 Application de l'analyse nodale	22
II.4 Les performances de réservoir.....	23
II.4.1.1 Les équations de performance de réservoir	23
II.4.2 Écoulement dans le réservoir.....	25
II.4.3 Tubing Performance Curves (TPC)	27
II.4.4 Vertical flow Performance (VLP)	28
II.5 Méthode de calcul des pertes de charge	28
II.5.1 Pertes de charge	28
II.5.2 Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge	29
II.5.3 Les corrélations des pertes de charge	29

III	SÉLECTION DES PUIITS CANDIDATS AU SYSTÈME AUTO-BOOST	31
III.1	Présentation de la zone d'étude (description du champ de Hassi Terfa)	31
III.1.1	Situation géographique et géologique du champ de Hassi Terfa	31
III.1.2	Aspect stratigraphique	32
III.1.3	Historique du développement de Hassi Terfa	32
III.1.4	Etude analytique sur les champs Hassi Terfa	34
III.1.5	Les problèmes d'exploitation	36
III.2	Les puits candidats au Auto-Boost	36
III.3	Historique des puits candidats	38
III.3.1	Situation géographique	38
III.3.2	Puits voisins	39
III.3.3	DATA des puits candidats	40
IV	MODÉLISATION ET OPTIMISATION DE SYSTÈME DE PRODUCTION DES PUIITS CANDIDAT	
IV.1	Utilisation du logiciel PROSPER	42
IV.1.1	Aperçu sur le logiciel PROSPER	42
IV.1.2	Différentes corrélations utilisées par le logiciel Prosper	42
IV.1.3	Procédure d'optimisation	43
IV.2	Modélisation du puits HTF-14	44
IV.2.1	Les options de système	44
IV.2.2	Les données PVT	45
IV.2.3	Les données des équipements	45
IV.2.4	Choix de la corrélation compatible avec les données	46
IV.3	L'optimisation de la production du puits HTF-14	49
IV.3.1	L'analyse du système de production avec gaz lift	51
IV.3.2	Analyse des résultats	53
IV.3.3	Coté opérationnelle de système Auto-Boost	55
IV.4	L'étude économique	56
IV.4.1	L'estimation du coût de l'opération	56
IV.4.2	Prix de brute	57
IV.4.3	Le gain de système Auto-Boost	57
IV.4.4	Le Payout de l'opération	58
	Conclusion	59

Bibliographie..... 62

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : principe de Gas lift	5
Figure I.2 : Gas lift continu	6
Figure I.3 : Gas lift intermittent	7
Figure I.4 : Gas lift direct et inverse.....	8
Figure I.5 : Types de complétion Parallèle, par tubing concentrique.....	9
Figure I.6 : Types complétion Gas-lift (single zone, Dual string)	10
Figure I.7 : gaz-lift en circuit fermé.	10
Figure I.8 : principe de l'Auto-Boost	11
Figure I.9 : Installation De Surface	13
Figure I.10 : Unité de séparation du système Auto-Boost	14
Figure I.11: Unité de compression de système Auto-Boost.....	15
Figure I.12 : Groupe électrogène.....	16
Figure II.1 : Ecoulement et Perte de charge possible dans un système de production.....	19
Figure II.2 : Représentation des différentes positions des nœuds.	20
Figure II.3 : Point de fonctionnement.	21
Figure II.4 : Ecoulement linéaire.....	24
Figure II.5 : Ecoulement radial	25
Figure II.6 : La courbe IPR	26
Figure II.7 : IPR dans cas Ecoulement monophasique.....	26
Figure II.8 : IPR dans un écoulement diphasique.	27
Figure II.9 : Types des pertes de charge	27
Figure III.1 : Carte de position de Hassi Terfa	31
Figure III.2 : Carte de la situation géologique.....	32
Figure III.3 : Evolution de forage des puits dans le gisement de Hassi Terfa.....	34
Figure III.4 : Carte de cumule de production d'huile par puits.....	35
Figure III.5 : Pression de gisement.....	36
Figure III.6 : positionnement des puits et de système Auto-Boost.	39
Figure III.7 : les puits voisins pour HTF14/ HTF32. ^[13]	39
Figure IV.1 : Fenêtre principal de logical	42
Figure IV.2 : La courbe IPR de puits HTF14.....	47

Figure IV.3 : Comparaison entre les corrélations pour le puits HTF-14.....	48
Figure IV.4 : Le matching de la corrélation choisie du puits HTF-14	49
Figure IV.5 : La courbe IPR/VLP du système de production du puits HTF14.....	50
Figure IV.6 : Optimisation GL HTF14 selon le résultat de test build up.....	52
Figure IV.7 : La Courbe de performance du puits HTF-14.....	53
Figure IV.8 : Résultat final du système AutoBoost	54
Figure IV.9 : Évolutions du prix de pétrole Avril- Mai 2022	57

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 : Classification des corrélations de perte de charge.....	30
Tableau III.1: Les coordonnées UTM31 et géographiques de la plate-forme des puits.	39
Tableau III.3: Historique des opérations.	40
Tableau III.III.4 : Les tests des puits.	41
Tableau III.5 :Jaugeage des puits.	41
Tableau IV.1: Paramètre PVT des effluents de puits.	45
Tableau IV.2: Paramètres PVT pour assortiment.....	45
Tableau IV.3 : Complétion du puits HTF-14	46
Tableau IV.4 : Donnée de jaugeage	46
Tableau IV.5: Donnée des essais du puits.....	47
Tableau IV.6: Erreur relative des différentes corrélations du courbe VLP.....	49
Tableau IV.7 : Comparaison entre les données mesurées et celles calculées.	50
Tableau IV.8: Les paramètres d'injection	51
Tableau IV.9: L'évolution de la production en fonction du gas-lift injecté.....	52
Tableau IV.10: L'historique du test de production sur le puits HTF-14.....	54
Tableau IV.11: Variation des paramètres de séparateur et compresseur	56
Tableau IV.12: Estimation du cout d'installation de système AutoBoost.	57
Tableau IV.13: alcul des pertes et des profites de système AutoBoost.....	58

SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS

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

ΔP_{pipe} : pertes de charge dans le pipe

ΔP_{tbg} : pertes de charge dans le tubing

Δp : pertes de charge

AOFP : Absolute Open Flow Potential (débit max du puit) m³/h

Bbl/j : Baril par jour

d : Densité de fluide g/cm³

FVF : facteur volumétrique de formation m³/m³

GL : gaz lift

GLR : Gas Liquid Ratio

GOR : Rapport de gaz sur l'huile PG : Pression de gisement Kg/cm²

IP : Index de Productivité

IPR : Inflow Performance Relationship

j : L'indice de productivité, **STB/jour/psi**.

K : Perméabilité du milieu poreux

MD : measured depth m

Pb : Pression de bulle Kg/cm²

PFD : Pression de fond dynamique Kg/cm²

P_{més} : Pression mesurée Kg/cm² **P_{cal}** : Pression calculée Kg/cm²

P_r : La pression moyenne de l'air de drainage (pression statique), **psi**.

P_r : La pression moyenne de l'air de drainage (pression statique), **psi**.

P_s : pression de séparation

PT : Pression de tête de puits Kg/cm²

P_{tête} : la pression de tête

PVT : Pressure Volume Temperature API: American Petroleum Institute

P_{wf} : Pression de fond dynamique Kg/cm²

P_{wh} : Pression de tête de puits Kg/cm²

P_{ws} : Pression de réservoir Kg/cm²

Q : débit m³/j

Q : Le débit de production de l'huile, **STB/jour**.

Q(max) : Debit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique.

q₀ : Débit entrant (inflow rate).

q_{0(max)} : Debit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique.

P_{node} : pression de noeude

Q_g : débit de gaz

SG : Specific Gravity

T : Température moyenne °C

T_b : la température de bulle °C

TPC : Tubing Performance Curves

TVD : true vertical depth m

V : Vitesse apparente du fluide

VLP : vertical lift performance

Wcut % : water Cut

WHP : Well head pressure

P_t : pression de tête

μ : Viscosité du milieu **cp**

INTRODUCTION

Introduction

Le brut et le gaz sont des substances naturelles extraites de formations géologiques. Constitués principalement de mélange des hydrocarbures, ils contiennent également des composés organiques comme les sels et les asphaltées. Ces fluides se trouvent dans un état d'équilibre thermodynamique (température et pression), et dès qu'on met le puits en production, cet équilibre est rompu et entraîne une série des entraves.

Pour cette raison et depuis la première découverte du pétrole, les compagnies pétrolières ont cherché de récupérer le maximum des réserves en place, et de prolonger la durée de vie des sites matures. C'est pourquoi l'industrie pétrolière et gazière s'efforce d'atteindre une fiabilité totale de leurs équipements, et d'exploiter toutes les méthodes de récupération assistée disponibles. Afin de pérenniser leur approvisionnement en pétrole brut ou en gaz de façon à satisfaire la demande mondiale de cette énergie fossile, qu'elle constitue presque la totalité de l'énergie consommée, elle représente des matières principales indispensables à de nombreuses industries.

Après les grands progrès technologiques, plusieurs méthodes ont été introduites dans l'industrie pétrolière dans le but d'augmenter la récupération totale du brut et du gaz. Parmi ces méthodes on compte la récupération artificielle (gaz lift, injection CO₂... etc.) et la stimulation.

Notre recherche est concernant le gaz-lift. On s'intéresse ici sur la nouvelle technique d'activation l'auto-gaz lift « Auto-Boost », c'est une technologie internationale titulaire de brevet, cette technique d'activation est très simple et économique. Elle peut être utilisée en conjonction avec un système d'extraction de gaz traditionnel pour augmenter la production à partir d'un puits périphérique, en réinjectant le gaz produit.

Cette méthode est basée sur la réinjection du gaz produit dans le même puits, en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum de gaz pour produire le maximum de l'huile.

Les objectifs principaux de notre étude sont

- ✚ Modéliser le système de production à l'aide de logiciel PROSPER.
- ✚ Optimiser le débit et étudier l'influence des paramètres affectant le système global. Ces derniers font l'objet de l'étude de l'optimisation de la production qui est toute basée sur l'approche connue dans le monde pétrolier sous nom de l'analyse nodale.
- ✚ Identifier la nouvelle technologie « l'Auto-Boost » ainsi ses diverses applications sur le système de production et de discuter les améliorations que pourrait apporter cette technique d'activation.

Pour ce faire, notre mémoire est répartie en quatre chapitres. Le premier chapitre décrit les différents techniques d'activation et précise sur celle dite AutoBoost. L'analyse nodale est traitée dans le deuxième chapitre. Une aperçu sur la performance du réservoir et l'étude de candidature des puits pour activation Auto-Boost est donné dans le chapitre trois. Le reste des chapitres forme la partie pratique qui comporte une analyse de deux puits considérés dans cette étude (HTF-14,HTF-32), on focalise sur la modélisation et l'optimisation des systèmes de production de ces deux puits.

Chapitre I

*Généralités sur les techniques d'activation
du puits*

I.1 Introduction

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'huile et du gaz, qui sont légers, jusqu'aux installations de surface. C'est le cas de la plupart des réservoirs.

L'énergie, qui fait qu'un puits débite, résulte, en fait, de basse pression entre le réservoir et le fond de puits ainsi que dans les installations de surface, donc c'est grâce à la dépression produite.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, l'énergie d'éruption se baisse et la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus à un grand nombre de puits d'être éruptifs. Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif Et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

I.1 L'activation Du Puits

L'activation des puits permet la production des puits non éruptifs ou insuffisamment éruptifs, elle concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aussi aux puits producteurs d'eau d'usages divers, tels ceux pour alimenter les utilités ou un maintien de pression.

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

I.2 Différents modes d'activation des puits

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

Il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. On peut par exemple réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression ; ou bien installer une pompe au fond de puits pour favoriser le déplacement des effluents vers la surface. Il existe principalement deux familles de procédés d'activation :

I.3.1 Le pompage

Une fois où le réservoir ne possède pas l'énergie suffisante pour faire remonter naturellement les fluides à la surface, le débit faiblit rapidement et le puits ne produit plus spontanément. On descend alors à l'intérieur du puits, sous le niveau dynamique du fluide (mis

en place dans le tubing sans packer d'isolation avec le tubing généralement) un dispositif de pompage adapté aux conditions de production de ce dernier pour faire remonter le fluide jusqu'à la surface. Le choix du système de pompage est adapté au débit du puits. [1]

❖ Le principe du pompage

Est de fournir au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement ; d'une façon où le fluide puisse y arriver de lui - même. Cette énergie permet en même temps le soulagement de la formation (la couche) d'une partie de la contre-pression exercée sur elle, en dégageant la partie en aval de la pompe. [2]

I.3.2 Le Gaz Lift

Le Gas-lift est une technologie d'activation qui se rapproche le plus à l'écoulement naturel. Cette technique consiste à injecter du gaz sous pression dans la colonne de production (en quantité suffisante et suffisamment bas). Permettant la mise en Production d'un puits non ou insuffisamment éruptif par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface. [3]

$$P = \frac{H d}{10}$$

P : la pression en kg / cm²

H : la hauteur en m.

D : la densité .

Pour cela on a la possibilité d'agir :

- ✓ Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide, et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (Gas-lift continu).
- ✓ Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (Gas-lift intermittent).

I.3.2.1 Principe du gaz 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 une ou plusieurs vannes de subsurface fixés dans le long de la colonne ancrée dans des mandrins spéciaux dont les cotes ont été calculées au préalable.

Le principe de ces vannes est celui d'une vanne régulatrice de pression destinée à s'ouvrir dès que la pression du gaz dépasse une valeur pour laquelle la vanne a été pré réglée.

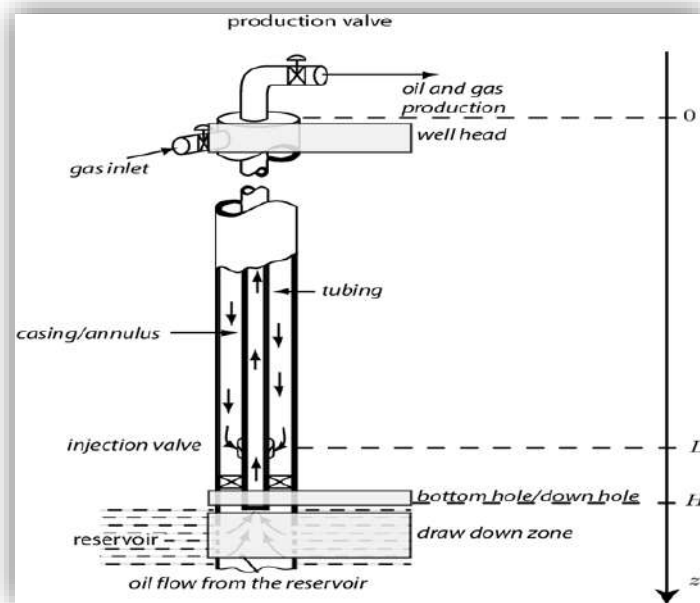


Figure I.1 : Principe de Gas lift

Le gaz injecté étant plus léger va diminuer 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). Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire.

Cette remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanismes :

- ✓ Diminution du gradient dynamique de pression.
- ✓ Expansion du gaz injecté.
- ✓ Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (GLRt = total Gas Liquid Ratio). Le GLRt optimum est le ratio entre le volume de gaz (injecté+ produit) et le liquide produit lorsque la production du puits atteint son maximum. [3]

I.3.2.2 Types de Gas-lift

✚ Selon le mode d'injection

Le gas lift se subdivise en deux types différents selon la méthode d'injectivité. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente. [4]

a. Gaz- lift continu

Une injection continue de gaz naturel à pression et à débit déterminés, à la base de la colonne de production allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange

ainsi constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif par un ou plusieurs des effets suivants :

- ✓ Réduction de la densité du fluide et du poids de la colonne afin que la pression différentielle puits-réservoir augmente.
- ✓ Dilatation du gaz injecté qui pousse le liquide à la surface ce qui diminue encore ce poids de la colonne et par conséquent accroissement de la pression différentielle.

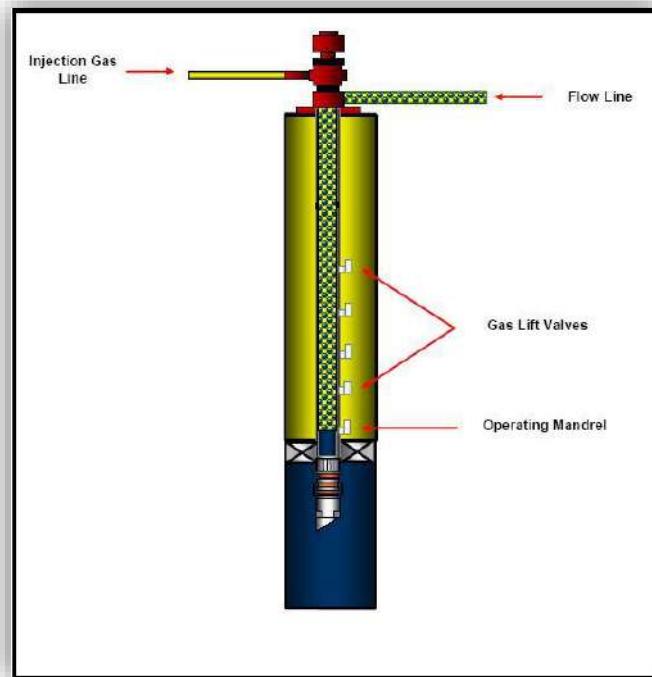


Figure I.2: Gas lift continu

b. Gaz- 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 à 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.

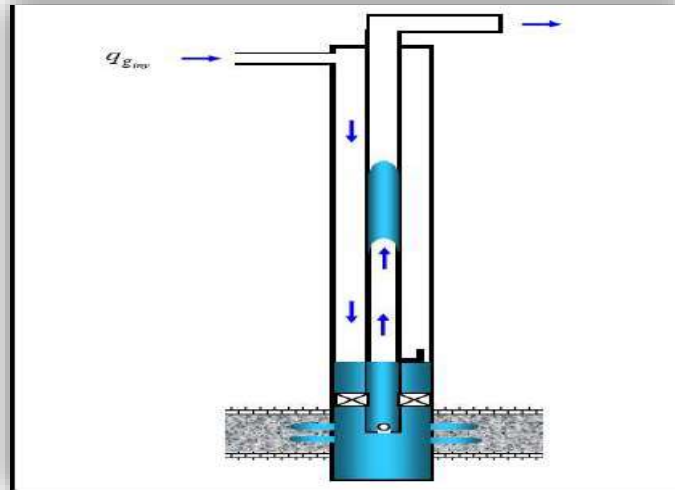


Figure I.3: Gas lift intermittent

Le Gas-lift intermittent se fait selon deux 2 méthodes :

- 1- Méthodes conventionnelles.
- 2- Méthodes inconventionnelles : elles se subdivisent en :

✓ Accumulation chamber : ce type d'installation n'est valable qu'en trous tubés. Elle utilise des cellules dites "accumulation chamber" qui réduisent la hauteur de la colonne hydrostatique pressant sur la formation. C'est une installation réservée pour des puits à très basse pression et produisant assez peu de liquides.

La chambre d'accumulation est technologiquement divisée en deux catégories :

- ✓ Chambre d'accumulation entre deux packer de tubage.
- ✓ Chambre d'accumulation à capacité cylindrique.
- ✓ Le deuxième type n'est opérationnel qu'en trou ouvert, ou si la hauteur de la couche est très importante, ou bien encore si le niveau statique du liquide est en dessous de toit des perforations.

✚ En fonction du type de complétion

Le gaz lift peut être utilisé en complétion simple, comme en complétion multiple et la production des puits peut être soit direct ou inverse. [3]

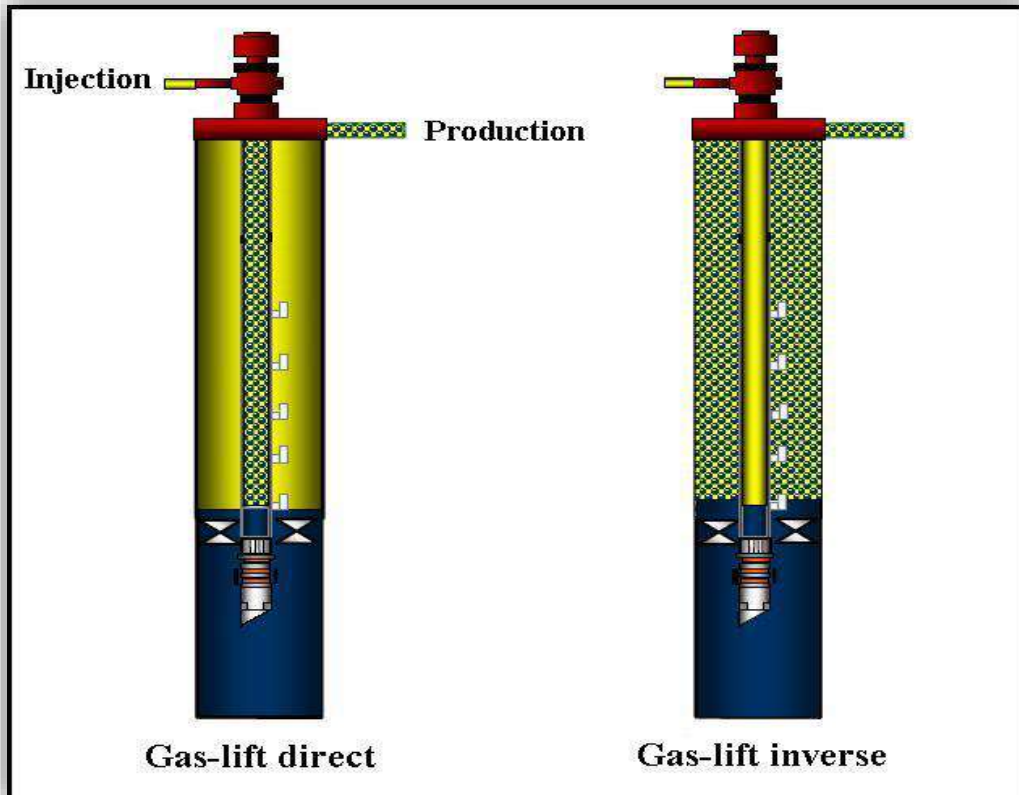


Figure I.4: Gas lift direct et inverse

a. Complétions pour Gas-lift direct

Le gaz est injecté dans l'annulaire (tubing-casing) et la production se fait par le tubing ; c'est la complétion la plus simple, et facile à opérer, d'ailleurs c'est le design le plus fréquent. Pour améliorer mieux la production du liquide, certains puits sont équipés de packer à By-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible.

b. Complétions pour Gas-lift inverse

L'injection de gaz est effectuée dans le tubing ou le macaroni, et la production se fait par l'annulaire (casing-tubing ou concentrique), On a 4 type de complétions pour une production indirecte :

✓ **Tubing concentrique**

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération snubbing, avec ou sans pression dans le puits. La production se fait par l'espace annulaire (tubing-macaroni), Cette solution se rencontre en général dans des puits où le Gas-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits.

✓ **Le Gas-lift parallèle**

Ce mode de production consiste à injecter le gaz dans le tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing.

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

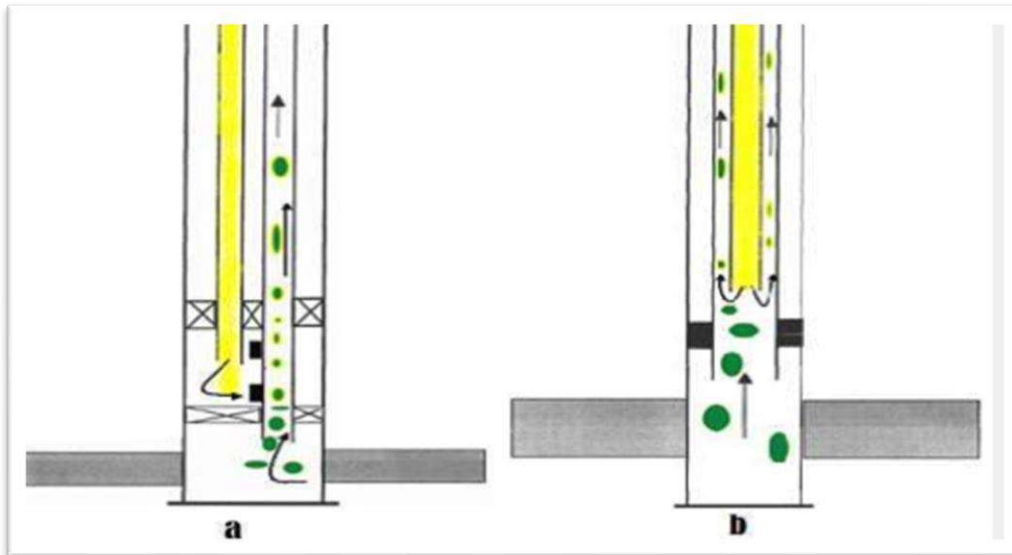


Figure I.5: Types de complétion Parallèle, par tubing concentrique

✓ **Gas-lift avec production dans le casing**

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

✓ **Gas-lift double (dual Gas-lift)**

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

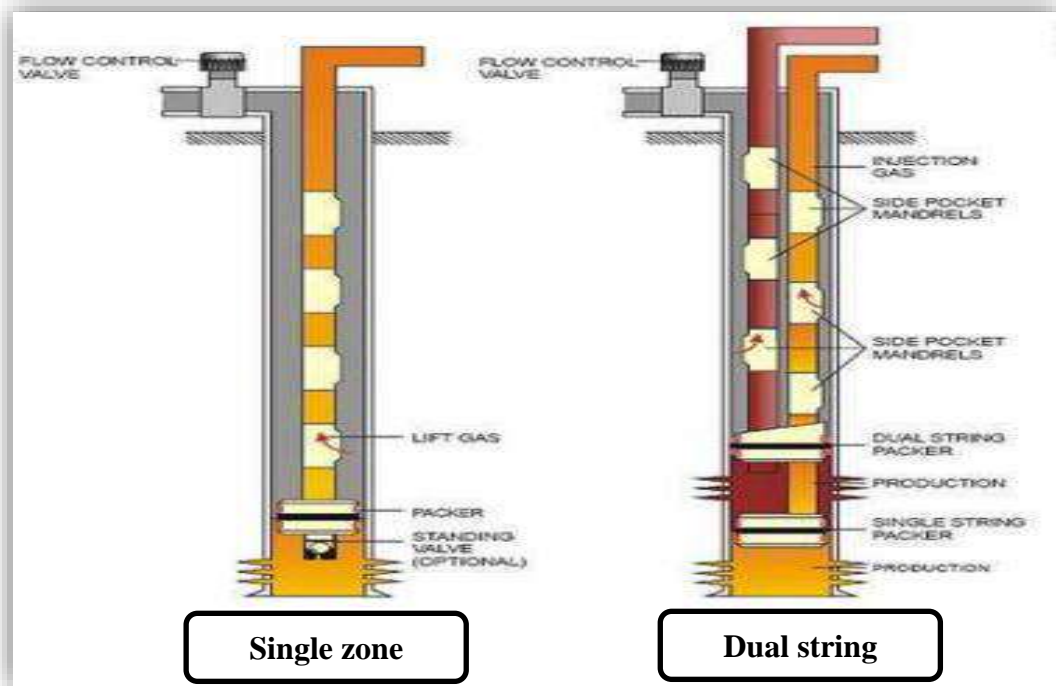


Figure I.6: Types complétion Gas-lift

En fonction du circuit d'injection en surface

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue : [3]

a. Gas-lift en circuit fermé

C'est le gas-lift qui réutilise le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et l'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz (déshydratation, dégazolinage). Le gaz se trouve alors dans une boucle.

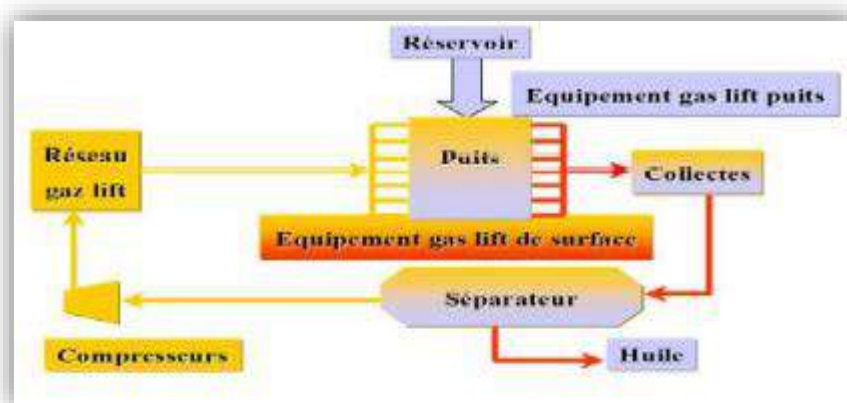


Figure I.7: Gaz-lift en circuit fermé.

b. Gas-lift en circuit ouvert

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

c. Auto-Gas lift

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

Le but de cette recherche est de permettre une meilleure compréhension de la nouvelle technologie de gaz lift "Auto-Boost technology" autrement dite l'auto-gaz lift.

I.3 La Théorie de l'Auto-gaz lift (Auto-Boost)

L'Auto-Boost est une technologie internationale titulaire de brevet, cette technique d'activation est très simple et économique peut être utilisé en conjonction avec un système d'extraction de gaz traditionnel pour augmenter la production à partir d'un puits périphérique.

La plupart des puits sont éligibles pour un Auto-gaz lift, Elle s'applique Là où il y a des puits périphériques qui sont trop coûteux pour y faire fonctionner des canalisations d'extraction de gaz à haute pression.

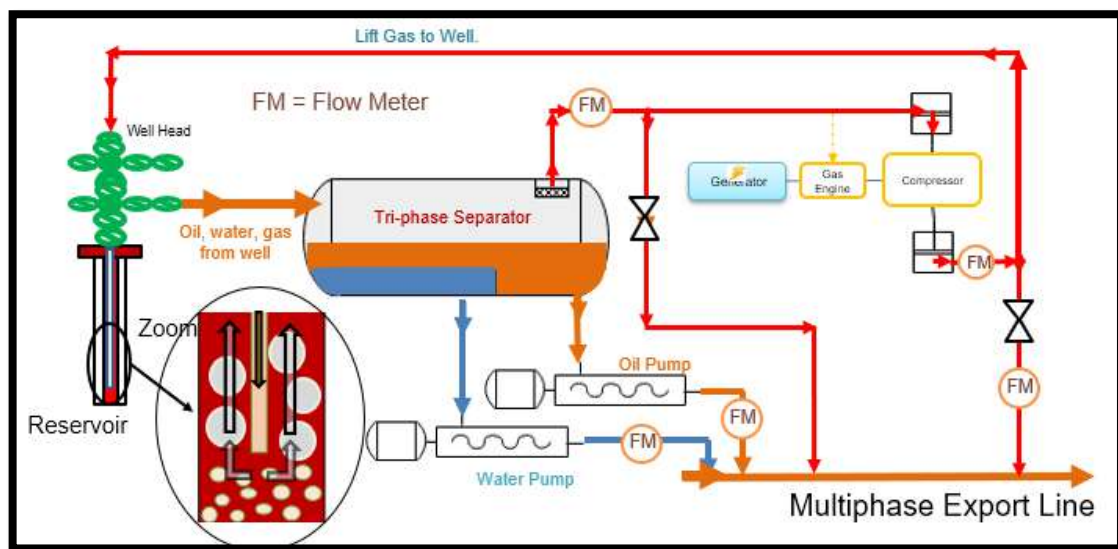


Figure I.8: Principe de l'Auto-Boost

Lors de l'opération de l'Auto-Boost le séparateur fournit trois fluides différents issus de la séparation de l'effluent sortant du puits. Ce que nous intéressent c'est la quantité de gaz nécessaire pour le démarrage du compresseur, afin d'avoir la compression de ce dernier à une pression et température prédéterminée.

Ce gaz comprimé se réinjecte dans le même puits producteur et par le même principe de gaz lift, le gaz injecté assure la diminution de la densité des fluides produits, réduisant 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). Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire.

L'huile et l'eau produits seront distribués dans la même ligne de production destinée vers le centre de traitement et ainsi de suite cette session intégrée se refait à chaque fois.

L'Auto-Boost peut être appliqué sur un ou plusieurs puits producteurs au même temps, grâce au point de jonction qui va relier des nombreuses lignes de production des puits candidats à une seule ligne entrante au séparateur. Ces derniers sont déjà sélectionnés grâce à divers critères de choix.

On applique cette méthode pour avoir :

- ✓ Une meilleure production de puits, parce qu'il sera activé par un important débit de gaz (avoir le débit de gaz optimum).
- ✓ Prolongation de la durée de vie du puits.
- ✓ Assuré la continuation de cette technique d'activation à une période plus longue.
- ✓ Maximiser la récupération de la brute au moindre coût pour un gain optimum et une meilleure rentabilité.

L'installation de l'unité de l'Auto-gaz lift sera permanente jusqu'à l'abondement du puits ou bien l'avoir découverte une autre nouvelle technique d'activation de ce type de problème de production (la chute de pression).

I.4.1 La procédure de fonctionnement

- ✓ L'installation de l'auto-Boost sera au niveau de la jonction du deux ou plusieurs puits concernés.
- ✓ Le séparateur triphasique est utilisé pour séparer l'effluent venant du puits en 3 phases gaz, huile et eau.
- ✓ Le compresseur de gaz est utilisé pour comprimer partiellement le gaz sortant du séparateur.
- ✓ Le courant de glissement de la sortie de gaz du séparateur est utilisé pour alimenter le moteur à gaz.
- ✓ Le générateur embarqué est utilisé pour fournir de l'énergie électrique aux pompes, ce qui rend l'ensemble "auto-alimenté", c'est-à-dire qu'aucune source d'alimentation externe n'est requise.
- ✓ Le pétrole et l'eau sont produits par des pompes à faible cisaillement.

- ✓ Un courant de gaz glissant est injecté comme gaz de levage pour stimuler la production du puits.
- ✓ Le reste du gaz est mélangé avec le pétrole dans la conduite de pétrole d'exportation.
- ✓ Le pétrole, l'eau et le gaz sont produits à partir du puits à faible énergie

I.4.2 L'équipement d'auto-Boost

I.4.2.1 L'équipement de surface

Le but de l'équipement d'Auto-Boost est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique, l'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection, ces vannes sont portées par des mandrins.

L'équipement de surface est constitué de :

- a. Unité de séparation (le séparateur triphasique et les pompes d'expédition).
- b. Unité de compression (compresseur).
- c. Groupe électrogène (la source d'énergie).
- d. Instruments de mesure et de commande (jaugeages, vannes régulatrices, vannes de blocage, débit mètre, nanomètre, thermomètre ...etc.)
- e. Réseau de distribution des fluides à basse pression.
- f. Point de jonction : c'est l'intersection entre des différentes lignes de production du puits candidat au système de l'Auto Boost.
- g. Cabine de contrôle (pour suivre et contrôler les vannes au niveau des unités de séparation et compression).

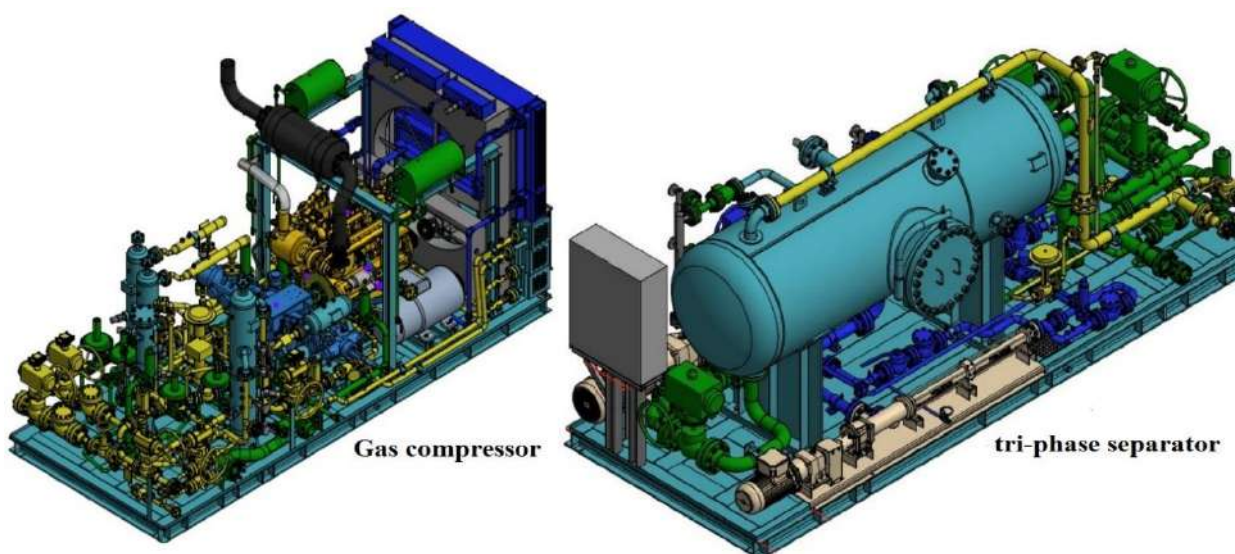


Figure I.9: Installation De Surface

a. L'unité de séparation

An niveau de cette unité on trouve :

- ✓ Un séparateur triphasique.
- ✓ Des vannes automatiques et manuelles pour le réglage du débit de gaz.
- ✓ Des pompes d'évacuation : ils ont des vannes automatiquement ouvriront vers la ligne de production, dans le cas où le séparateur dépasse certain niveau d'eau ou d'huile.
- ✓ Moteur d'alimentation des pompes.
- ✓ Des tubes de raccordement de sortie de séparateur et l'entrée d'unité de compresseur.



Figure I.10 : Unité de séparation du système Auto-Boost

Les séparateurs triphasiques sont utilisés afin de séparer l'eau, l'huile et le gaz à partir d'effluents venant du puits. Ceci permet la production à continuer sans besoin d'interrompre les activités, en cours en vue d'effectuer des réparations ou des tâches d'entretien sur des puits.

✚ Principes de base d'un séparateur triphasique

- ✓ Une section de séparation primaire : La section de séparation primaire est située à l'entrée de l'appareil et est conçue pour séparer les fluides de n'importe quel type de gaz entraîné.
- ✓ Séparation secondaire : La section de séparation secondaire est conçue pour faciliter la séparation des constituants liquides en phases légères et lourdes en fonction de la gravité spécifique. Généralement l'huile comprend la phase légère et l'eau la phase lourde.
- ✓ Section de coalescence : La section de coalescence comprend un coalesceur de vapeur ou un extracteur de brume pour retirer les gouttelettes de liquide du gaz. Un éliminateur de treillis métallique est souvent utilisé à cette fin.

b. L'unité de compression

L'unité de compression Composé de :

- ✓ Une Génératrice d'alimentation électrique.
- ✓ Un compresseur à piston.
- ✓ Un moteur alimenté par le gaz qui va entrainer le compresseur au débit pour le démarrage.
- ✓ Gas Equalizer pour la filtration des gouttelettes d'huile associée aux gaz destiné vers le compresseur.
- ✓ Un ventilateur : pour l'aération et le refroidissement du gaz après la compression et l'eau de moteur électrique.
- ✓ Les alertes de gaz et de l'incendie : sont des mesures de sécurité.
- ✓ Les vannes automatiques :
- ✓ PSV (pressure safety valve) ouvrir la ligne de gaz vers la torche.
- ✓ LCV (Level control valve) ouvrir la ligne de retour d'huile au séparateur en cas d'urgence.

Le compresseur utilisé est de type dynamique axial où il augmente la pression, en convertissant de façon continue l'énergie cinétiques du gaz en énergie de pression due à l'écoulement autour des aubages dans la roue.

Cet équipement est une machine réceptrice à écoulement axial de compresseur, ils sont caractérisés par le nombre d'étage et le taux de compression. Donc le but essentiel est de comprimer le gaz procédé du séparateur.



Figure I.11: Unité de compression de système Auto-Boost

c. Le groupe électrogène

Aussi appelé générateur est un dispositif autonome permettant de produire de l'énergie électrique à partir d'une autre forme d'énergie. Il peut être utilisé dans toutes les activités **nécessitant une alimentation électrique**.

Son principe de fonctionnement nécessite que le générateur soit doté d'un moteur thermique diesel. Il tourne à une vitesse fixe par l'intermédiaire d'une dynamo (courant continu) ou d'un alternateur (courant alternatif). Cette installation convertit l'énergie en électricité.



Figure I.12: Groupe électrogène

I.4.2.2 L'équipement de fond

La condition principale pour un auto-gaz lift est de faire choisir des puits qui sont déjà équipés d'une complétion gaz lift, veut dire que l'équipement de fond d'Auto-Boost est similaire au celui du gaz lift.

L'équipement de fond standard d'un système auto- gas lift est constitué des mandrins et des vannes de gaz lift et d'autre équipements spécifiques à usage particuliers. Le nombre des mandrins et des vannes utilisées dépend grandement de la pression de l'injection et la profondeur du puits.

a. Les mandrins

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

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

❖ Les mandrins conventionnels

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.

❖ Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels)

Elles ont révolutionné le gas-lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble. Ce type de mandrins 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.

❖ Les mandrins avec vanne concentrique

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique où le passage du gaz se fait vers celle-ci de l'annulaire. La vanne concentrique peut être intégrée au mandrin ou bien être mise en place par travail au câble.

b. Les vannes de gaz lift

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression fournie par le gaz, l'huile ou une combinaison des deux. Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (side pockets)

Il existe deux principaux types des vannes à gaz lift :

❖ Les vannes opérées par le casing (COV)

Les vannes COV vannes sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing), Elles sont connues aussi sous le nom de vannes de pressions. Ce type des vannes est 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.

❖ Les vannes opérées par le tubing (TOV)

Les vannes TOV 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. Ces vannes sont difficiles alors à commander car il est difficile d'estimer la pression du côté du tubing.

I.4.3 Diverses applications de l'Auto-Boost

- ✓ Redémarrage des puits qui ont des profils de production intermittents dus à une rupture d'eau.
- ✓ Essais de puits en ligne à basse pression (élimination du torchage).
- ✓ Plusieurs packagent Auto-Boost peuvent être combinés pour créer un instant Installation de production précoce EPF (early production facility).
- ✓ Le package Auto-Boost sert également un pompage multi phasique très efficace, donc elles peuvent être augmentées la pression pour l'exportation vers la ligne de production qui a une pression plus élevée par rapport à la tête de puits.
- ✓ La technologie Auto-Gas lift peut être utilisée sur les puits de pétrole fermés qui sont prévus pour connecter ces puits avec le gaz lift.
- ✓ La spécification de la technologie Auto-Boost concernant le débit maximal de gaz, d'huile et d'eau doit être pris en compte.

I.4.4 Les Avantages de la technologie Auto-Boost

- ✓ L'Auto-Boost réduit le risque de l'industrie pétrolière sur l'environnement par la réinjection du gaz produit.
- ✓ Simple et rentable pour l'Opérateur.
- ✓ Système de surpression multi phase à faible cisaillement avec capacité de gas lift à proximité du puits.
- ✓ Opération minimale ou sans personnel.
- ✓ Empêcher les investissements lourds en GL pour les puits éloignés des installations permanentes de production.
- ✓ Booster la production en attendant les dernières installations GL.
- ✓ Facilité de mobilisation, d'installation (Rapide à installer moins de 2 jours de montage) et de démobilitation.
- ✓ Mini stations décentralisées de relevage de gaz au niveau du puits
- ✓ Le gaz de levage à gaz est "chaud", ce qui élimine les problèmes de gel des hydrates
- ✓ Le système utilise les connexions de tête de puits existantes.
- ✓ La transmission de données à distance.

Chapitre II

Analyse Nodal

II.1 Généralités sur l'analyse nodal

L'analyse nodale est la technique d'optimisation utilisée pour évaluer et prévoir le débit d'un système de production. C'est la méthode d'analyse qui peut être employée pour résoudre tout les problèmes de production et pour améliorer la performance des puits.

Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

Le système de production peut être simple et peut inclure beaucoup de composantes dans les quelles les pertes de pression se produisent. La figure II.1 représente un schéma simplifié de l'écoulement lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suite :

1. L'écoulement dans le milieu poreux.
2. L'écoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (le tubing vertical ou dirigé).
3. L'écoulement en surface dans les pipes horizontales (les réseaux de collecte, duse, pipes, vannes, etc...) [17]

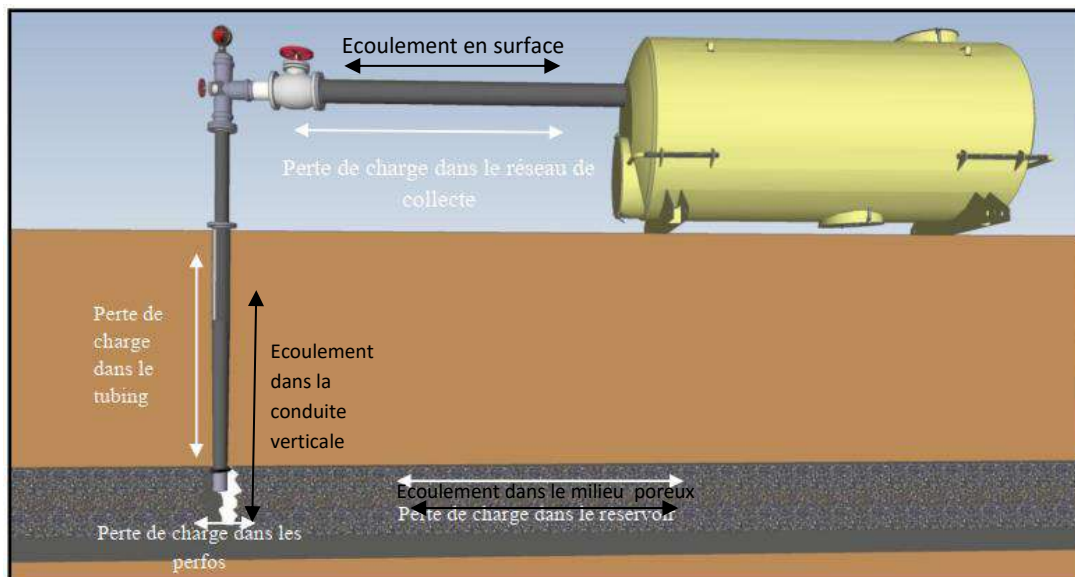


Figure II.1: Ecoulement et Perte de charge possible dans un système de production.

II.2 Procédure d'application de l'analyse nodal

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure suivante : [17]

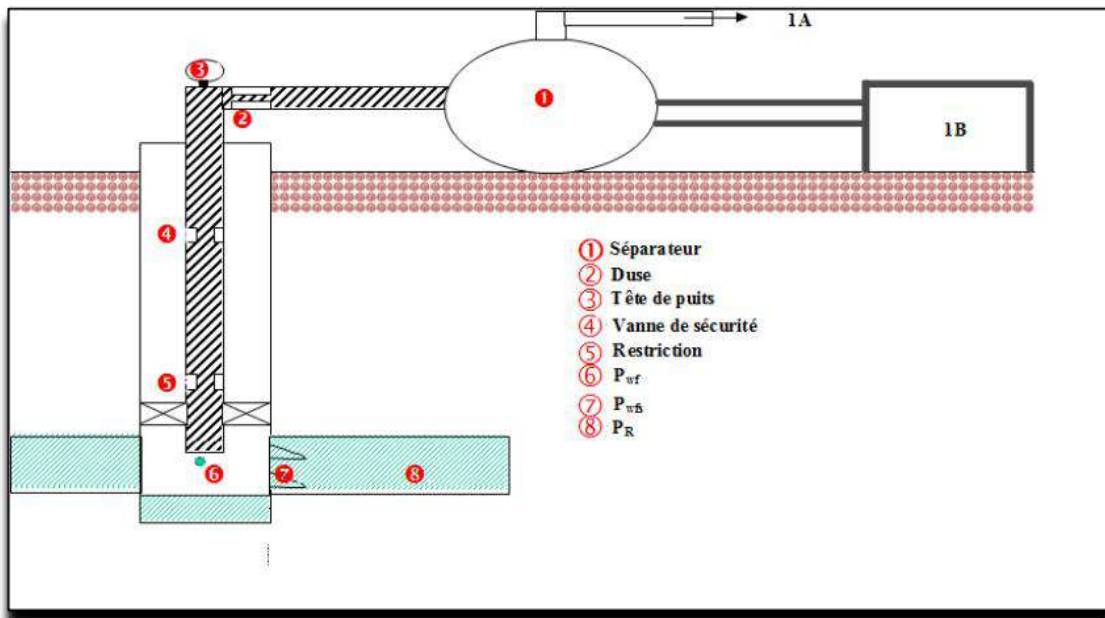


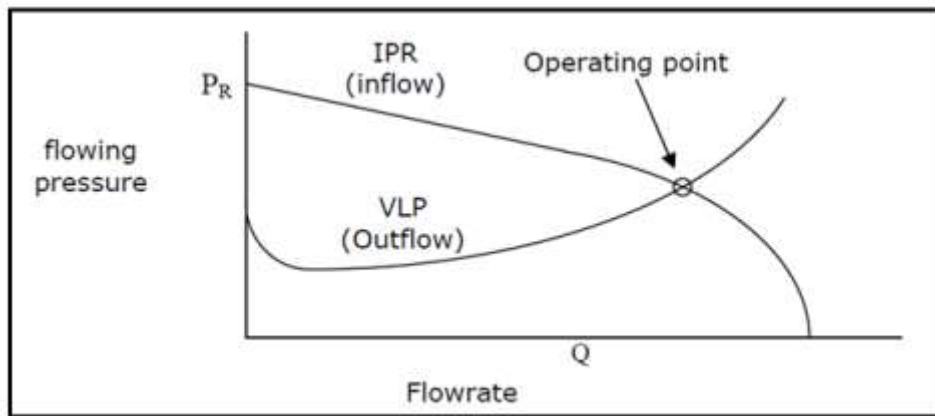
Figure II.2: Représentation des différentes positions des nœuds.

Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- ✓ Le débit entrant égal à celui sortant.
- ✓ Une seule pression peut exister lorsque on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :
 - ✓ Inflow : $P_{node} = P_r - \Delta p$
 - ✓ Outflow : $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$ ou $P_{node} = P_{tete} + \Delta p$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus (c'est le point de fonctionnement du système). [18]



FigureII.3: Point de fonctionnement.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

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

1. Marquer un objectif spécifique pour le cas et choisir les composants à optimiser,
2. Déterminer le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que les systèmes d'analyse.
3. Déterminer les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement), et les corrélations désirées.
4. Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
5. Développer les expressions pour tracer l'inflow et l'outflow et construire des IPR (Inflow Performance Relationship) et le VLP (Vertical Lift Performance).
6. Vérifiez et interpréter le rendement graphiquement et examiner les résultats en comparant ces derniers aux données introduites.
7. Ajuster l'entrée et calculer encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires.
8. Répétition de l'étape pour le prochain objectif du cas pour déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis.

❖ L'Objectifs de l'analyse nodale

- ✓ Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (d'abord par un débit naturel).
- ✓ Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gas lift) et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- ✓ Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- ✓ Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si il affecte négativement ou positivement le taux de production).
- ✓ Optimiser le système pour produire le débit planifié.
- ✓ Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production. [5]

II.3 Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, si l'effet de la méthode d'ascenseur artificielle sur la pression peut être exprimé comme une fonction de débit, l'analyse nodal peut être appliquée sur les performances des puits par une modification appropriée aux expressions de l'inflow et l'outflow .

Les paramètres utilisés le plus souvent dans l'analyse nodale pour l'optimisation sont :

- ✓ Le diamètre du tubing.
- ✓ Le skin .
- ✓ la dimension du flowline.
- ✓ le diamètre de la Duse.
- ✓ L'effet de complétion.
- ✓ Pression de tête/de séparateur/d'injection...

On utilise le point au fond du puits **Nœud 6 (P_{wf})** , comme un point nodal où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- ✓ Système de réservoir.
- ✓ Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne). [19]

Equation de l'inflow :

$$P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf}$$

..... II.1

Equation de l'Outflow : $P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf}$ II.2

II.4 Les performances de réservoir

II.4.1 Introduction

L'un des composants principaux du système de production est le réservoir. C'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable qui est caractérisée par un système de pression unique et dépend de la chute de pression dans le réservoir ($PR-P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le système peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche et celles des fluides, le régime d'écoulement, la compressibilité du fluide, la saturation de la roche en fluide, le skin....

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « inflow performance ». La représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelée « inflow performance relationship » ou IPR, il est défini comme la relation fonctionnelle entre le débit de production et la pression de fond, généralement cette relation est présentée sous une forme graphique.

La combinaison d'une courbe IPR la courbe de performance du réservoir (**inflow**) et la courbe de performance de tubing (**outflow**) identifie le point de fonctionnement du puits qui est le point d'intersection de deux courbes. Les deux performances doivent avoir la même valeur dans cet point situé au fond du puits. Ceci est l'application de la loi des nœuds » qui veut que tout ce qui entre dans le nœud est égal à ce qui sort (inflow = outflow). [17]

II.4.1.1 Les équations de performance de réservoir

Pour l'étude des performances des puits. Elle est nécessaire d'appliquer une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse d'écoulement ou de débit de production. C'est la loi fondamentale des écoulements des fluides dans un milieu poreux est exprimée par DARCY.

Cette expression mathématique a été développée par DARCY en 1856, ou il a exprimé la vitesse apparente d'un fluide dans un milieu poreux en fonction de gradient de pression. Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué de sable complètement saturé d'eau.

La forme différentielle de **la loi de Darcy** est donnée:

$$v = - \frac{k dp}{\mu dx} \dots \dots \dots \text{II.3}$$

k: Perméabilité du milieu poreux.

v: Vitesse apparente du fluide.

μ: Viscosité du milieu.

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

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

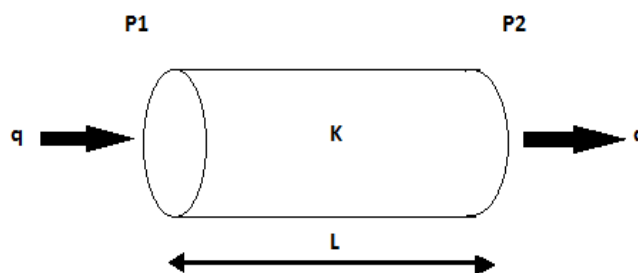
Le débit est donné par cette expression : [17]

$$q = vA = -A \frac{k dp}{\mu dx} \dots\dots\dots \text{II.4}$$

a. Ecoulement longitudinale

Le débit d'un fluide incompressible qui traverse un élément dx peut être exprimé par l'équation c'est dessus :

$$q = \frac{c \cdot k \cdot \pi r^2 (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots \text{II.5}$$



FigureII.4: Ecoulement linéaire.

b. Ecoulement radial

Dans l'écoulement radial circulaire, les fluides s'écoulent vers le puits dans toutes les directions. Toute fois pour que le débit soit existé, il faut une pression différentielle et c'est le cas car la pression diminue chaque fois qu'on s'approche du puits. La loi de Darcy peut être utilisée dans ce cas en se référant à la figure, on obtient : [19]

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k}{\mu} \frac{dp}{dr} \dots\dots\dots \text{II.6}$$

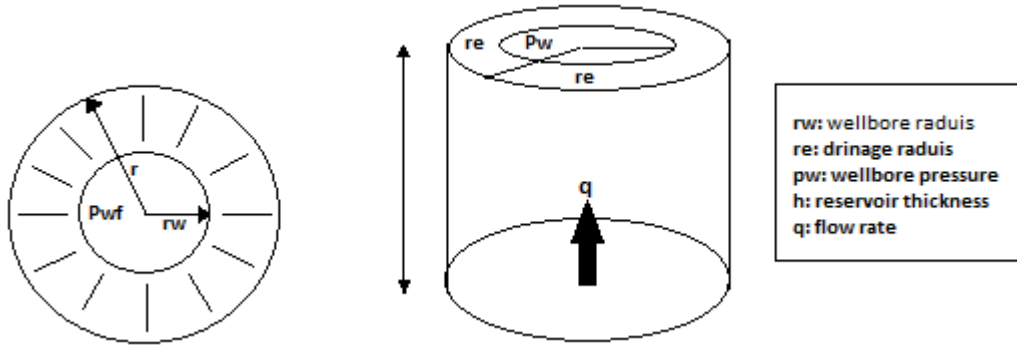


Figure II.5 : Ecoulement radial

II.4.1.1 Notion de l'indice de productivité

L'indice de productivité représente la réponse dynamique du réservoir et de ses propriétés du fluide dans la zone de drainage d'un puits. Il est utilisé généralement pour définir la relation qui existe entre le débit Q et la pression d'écoulement au fond du puits Pwf pour une pression donnée de réservoir Pr. . Il est représenté par :

$$j = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots \text{II.7}$$

Q: Le débit de production de l'huile, **STB/jour.**

j : L'indice de productivité, **STB/jour.psi**

Pr: La pression moyenne de l'air de drainage (pression statique), **psi.**

Pwf : La pression de fond, **psi.**

II.4.2 Écoulement dans le réservoir

II.4.2.1 Inflow performance Relationship - IPR

La construction de la courbe IPR est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits. C'est une représentation graphique de la relation entre le débit d'huile et la pression au fond de puits.

L'écoulement vers le puits dépend du draw down ou de la chute pression dans le réservoir (P- Pwf) qui entraîne un débit Q et définit l'indice de productivité J.

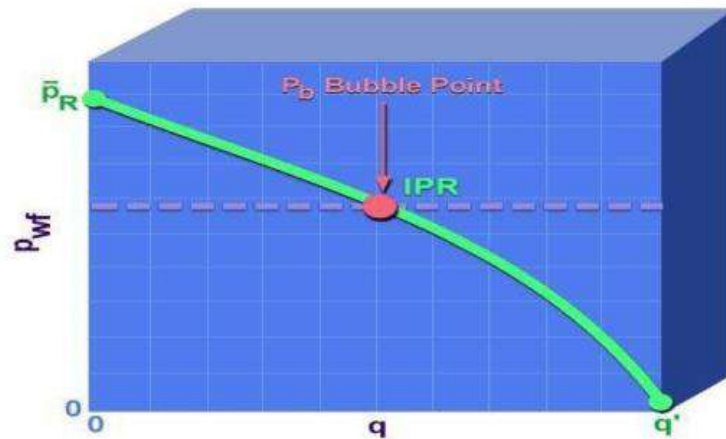


Figure II.6 :La courbe IPR

Les extrémités des courbes IPR sont la pression du réservoir moyenne P_R à un débit compris entre zéro, et le débit maximal Q qui coule au fond du puits à une pression de zéro, dans la pratique il n'est pas possible d'atteindre cette valeur, car la pression d'écoulement en fond du puits doit toujours avoir une certaine valeur finie. Dessus du point de bulle, les courbes des IPR sont des lignes droite, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe IPR. Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité [6].

II.4.2.2 Ecoulement monophasique dans réservoir (darcy)

C'est l'écoulement d'un seul fluide, lorsque la pression de fond soit supérieure à la pression de bulle. Pour ce cas **la méthode IP** suppose que tous les futurs débits de production aillent évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle . [18]

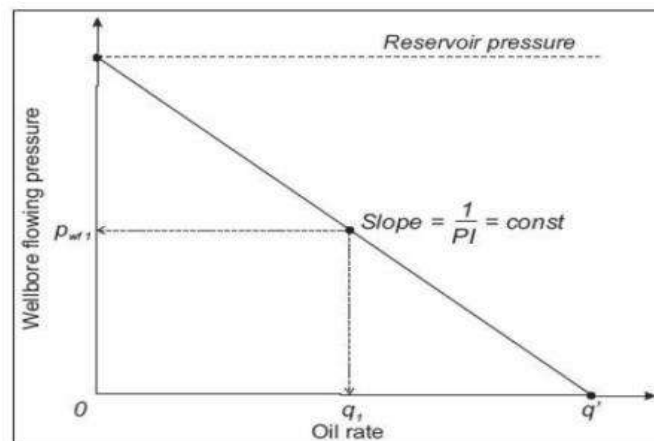


Figure II.7 : IPR dans cas écoulement monophasique.

II.4.2.3 Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de VOGEL)

Généralement on dit qu'un écoulement est diphasique lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle $P_r < P_b$. La courbe de IPR, pour cet écoulement (liquide + gaz), est donnée par l'équation de Vogel ;ou il a réalisé une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour calculé et exprimé les rapports en forme adimensionnelle après avoir simulé plusieurs types d'écoulement dans les réservoirs d'huile avec gaz et pour différentes variations des propriétés des fluides considérés. Il est arrivé à la relation suivante entre les paramètres adimensionnels :

$$q_o/q_{o_{max}} = [1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 (\frac{P_{wf}}{P_r})^2] \dots\dots\dots \text{II.8}$$

q_o : Débit entrant (inflow rate) correspondant à .

$q_o(max)$: Debit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique.

P : Pression du réservoir.

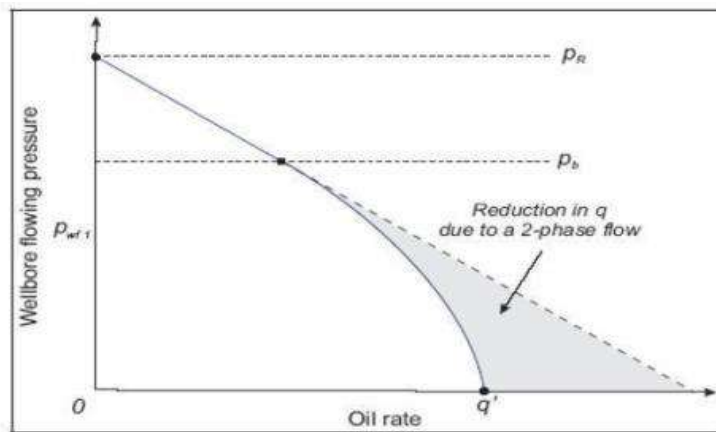


Figure II.8 : IPR dans un écoulement diphasique.

II.4.3 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 faite 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 avale fixé (pression de tête, ou pression du séparateur). Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing

(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. [7]

II.4.4 Vertical flow Performance (VLP)

Quand un puits produit, l'effluent entre dans le puits avec une pression d'écoulement de fond de puits (P_{wf}) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (P_{wh}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie est perdue sous forme de perte de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

La courbe de VLP (Vertical Lift Performance) explique la répartition des pertes de charge engendrées dans le tubing. Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides. [8]

II.5 Méthode de calcul des pertes de charge

II.5.1 Pertes de charge

A l'origine des pertes de charge lors du mouvement d'un fluide de trouve le processeur de transformation irréversible de l'énergie mécanique du courant en chaleur. On distingue deux aspects des pertes de charge :

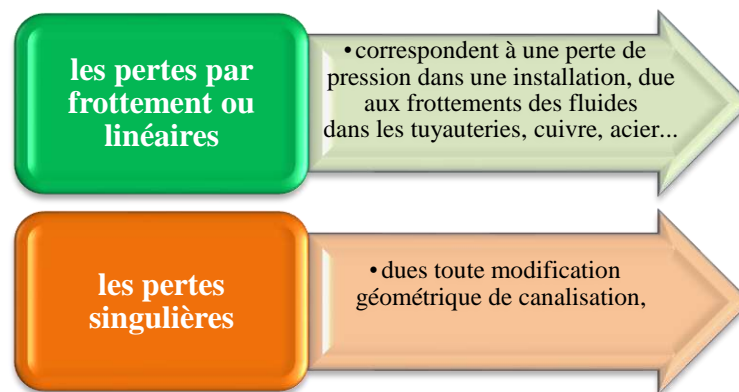


Figure II.9 : Types des pertes de charge

L'équation de perte de charge est composée de trois termes dans n'importe quel écoulement :

- ✓ Le terme d'élévation ou terme statique.
- ✓ Le terme de frottement (friction).
- ✓ Le terme d'accélération.

II.5.2 Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge

Plusieurs méthodes existent pour le calcul des pertes de charges. Mais il existe trois modèles analytiques simples qui permettent de prendre en compte le maximum des fonctions et des données de l'écoulement afin de prédire les paramètres de fonctionnement des installations.

Ces modèles sont :

a. Modèle homogène

Ce modèle ne tient pas compte d'holdup du liquide pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Et suppose la même vitesse d'écoulement pour le gaz et liquide. Ces modèles ont des domaines de validité assez réduit, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois phases.

b. Modèles de glissement

On les considère plus précis que les précédents, et admettent que le liquide et le gaz se déplacent à des vitesses différentes. Ce modèle comprend ceux qui calculent la densité du mélange en fonction d'Holdup Liquide. Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de perte de charge qui dépend lui-même des propriétés des fluides. La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction d'Holdup Liquide et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue. Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), BEGGS et BRILL (1973), ALL (1974)














c. Modèles généralisés

Sont apparus pour combler les lacunes laissées par le modèle de glissement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est considérée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement, et de l'énergie de chaque phase. [9]

II.5.3 Les corrélations des pertes de charge

Le tableau suivant donne les corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans les écoulements verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent.

Tableau II.1 : Classification des corrélations de perte de charge.

Catégories	Méthode	Hypothèse	But
A	 Poettmann and Carpenter  Fancher and Brown  Baxendell and Thomas	Ne prennent en considération ni le glissement ni le régime d'écoulement.	Détermination de facteur de frottement diphasique
B	 Hagedorn and Brown  Gray  Ashim	Prennent en compte le glissement mais pas le régime d'écoulement.	Détermination de liquide Hold-Up Détermination de facteur de frottement diphasique
C	 Duns and Ros  Orkiszewski  Mukherjee and Brill  Orkiszewski  Beggs and Brill  Aziz et al  Chierici et al	Elles tiennent compte du glissement ainsi que du régime d'écoulement	Détermination de régime d'écoulement Détermination Hold Up Détermination de facteur de frottement diphasique

Chapitre III

*Sélection des puits candidats au système
Auto-Boos*

III.1 Présentation de la zone d'étude (description du champ de Hassi Terfa)

L'étude d'un gisement pétrolier nécessite pour son développement des vastes études géologiques, diagraphiques et pétro physiques mais la localisation géographique et stratigraphique s'avère indispensable au premier lieu afin de localiser le champ et le réservoir en question. Nous passons également en revue sur l'évolution du forage et l'analyse de l'historique de production dans le champ, les problèmes d'exploitations ainsi que l'analyse des pressions enregistrés dans les différents puits au fil du temps.

III.1.1 Situation géographique et géologique du champ de Hassi Terfa

a. Situation géographique du champ de Hassi Terfa

Le champ de Hassi Terfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, se trouvant dans le bloc n° 427 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-Dzabat et le champ de Hassi Messaoud.

Il est limité par :

- ✓ Les parallèles 31° et 32° Nord.
- ✓ Les méridiens 6° et 7° Est.

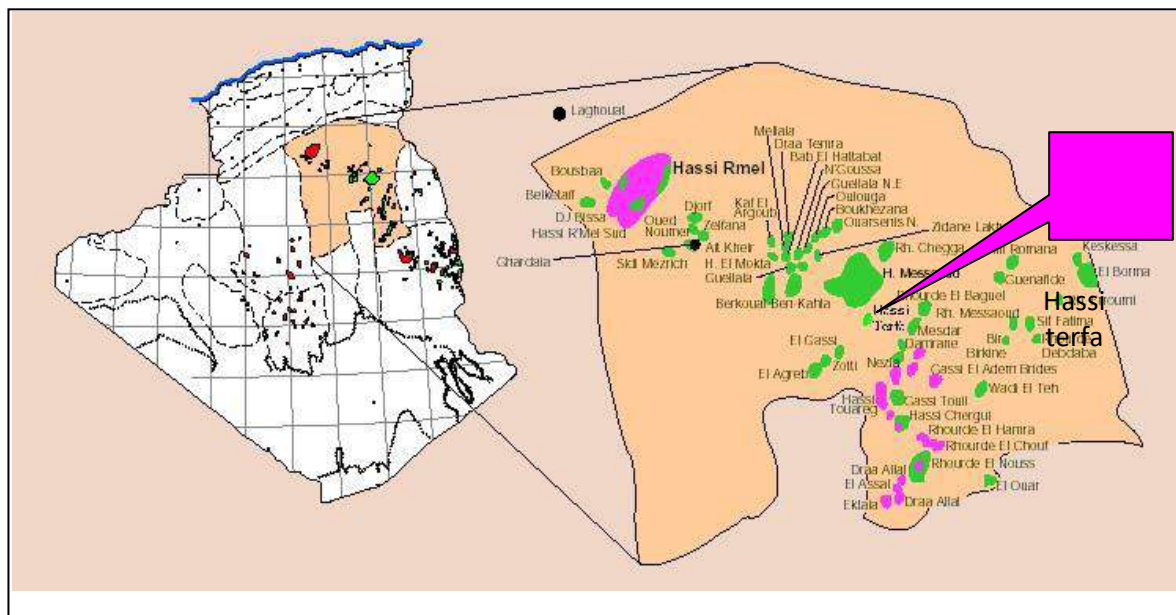


Figure III.1: Carte de position de Hassi Terfa

b. Situation géologique du champ Hassi Terfa

La structure de Hassi Terfa est située dans la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud sur la bordure de trend El Gassi- El Agreb-Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi Terfa est limité par :

- ✓ Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- ✓ Structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest.
- ✓ A l'Est est situé le champ de Mesdar.
- ✓ Au Sud on a le champ d'El Gassi.

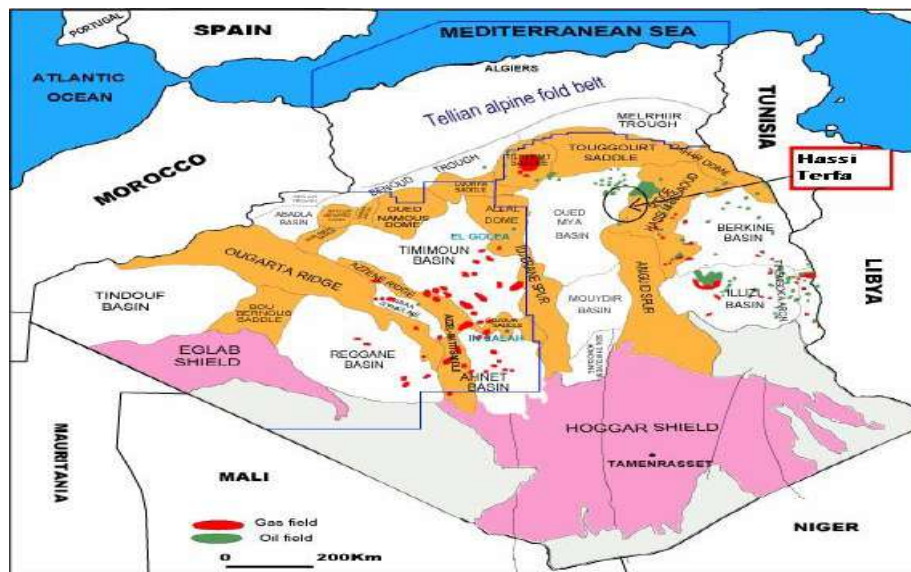


Figure III.2 : Carte de la situation géologique.

III.1.2 Aspect stratigraphique

La série stratigraphique de la région de Hassi Terfa est essentiellement composée des dépôts Mésozoïques avec 3118 m d'épaisseur, reposant en discordance sur le Paléozoïque qui a 407 m d'épaisseur. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire de 300 m repose en discontinuité sur le Mésozoïque .

III.1.3 Historique du développement de Hassi Terfa

Le bassin d'Oued Mya est l'une des régions les plus productives d'Algérie avec les gisements de Haoud Berkaoui, Berkaoui – Benkahla, Guellala, Kef El Agroub, Drâa Et Tamra, et Boukhezane. Hassi Terfa c'est une structure récemment découverte. Elle est en phase d'exploitation avec 39 puits entre producteur, sec et fermé (selon les études de 2017).

✚ **Le premier puits (HTF-1) :** a été foré en septembre 1999. Il est situé entre les gisements de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et El Gassi qui sont productifs d'huile dans le Cambrien.

L'objectif primaire de ce puits était l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

Les réservoirs Ri et Ra se sont avérés aquifères suite au forage, par contre les Quartzites de Hamra se sont avérés à huile.

✚ **Les puits HTFN-1 et HTF-2** : ont été forés en 2001 dans le but de la délimitation de la structure. Ces puits avaient pour but d'évaluer les Quartzites de Hamra productifs dans le puits HTF-1.

✚ **Le puits HTF-3** : a été foré en septembre 2001, ces objectifs étaient les suivants :

- ✓ Évaluer les Quartzites de Hamra.
- ✓ Tester leurs potentiels dans les limites de la fermeture structurale.
- ✓ Délimiter l'extension du réservoir ordovicien dans cette structure.
- ✓ Confirmer le volume des réserves prouvées dans le compartiment Est de la structure.

✚ **Le puits HTF-4** a été réalisé en mai 2005 dans le but d'évaluer les Quartzites de Hamra et les grés de cambriens des niveaux Ri et Ra.

Par la suite, on a continué à développer le secteur par la réalisation des forages suivantes :

- ❖ **En 2007** : quatre puits ont été forés (HTF-5, HTF-6, HTF-7 et HTF-8).
- ❖ **En 2011** : un seul puits qui a été foré (HTF-9).
- ❖ **En 2012** : Cinq puits ont été forés (HTF-10, HTF-11, HTF-12, HTF-13, HTF-14).
- ❖ **En 2013** : trois puits ont été forés (HTF-15, HTF-16, HTF-17).
- ❖ **En 2014** : deux puits ont été forés (HTF-19, HTF-N3).
- ❖ **En 2015** : Cinq puits ont été forés (HTF-20, HTF-21, HTF-N2, HTF-N4, HTF-N5).
- ❖ **En 2016** : sept puits ont été forés (HTF-22, HTF-23, HTF-24, HTF-25, HTF-N6, HTF-26, HTF-N7).
- ❖ **En 2017** : quatre puits ont été forés (HTF-27, HTF-N8, HTF-N9, HTF-N10).

Remarque : le puits HTF-21 est converti en Short Radius (SR) en octobre 2017.

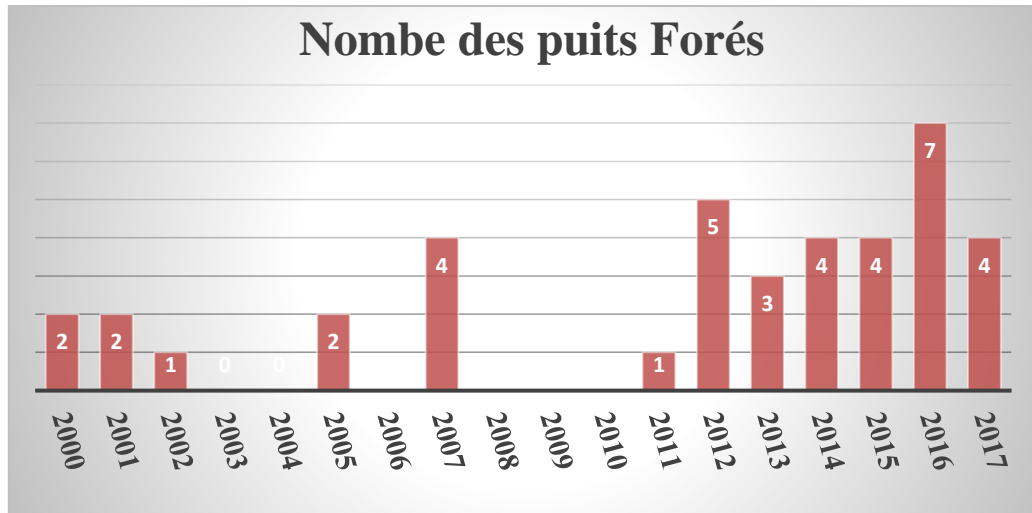


Figure III.3 : Evolution de forage des puits dans le gisement de Hassi Terfa

III.1.4 Etude analytique sur les champs Hassi Terfa

III.1.4.1 Situation des puits

Le réservoir contient 39 puits dont 38 puits verticaux et un puits HTF-21 convertie en SR, le premier puits foré est HTF1 en l'an 2000.

- ✓ 16 puits sont en service.
- ✓ 02 puits abandonnés.
- ✓ 11 puits fermés.
- ✓ 01 puits inexploitable.

Actuellement, selon les dernières études il existe des projets d'implantation des autres puits sur le même gisement da Hassi Tarfa telle que les puits (HTF-40/HTF-41).

III.1.4.2 Analyse de la production d'huile

Le cumule de production du champ en novembre 2017 est de **2.4 Mm³**

La figure ci-dessous illustre une carte d'évolution de la production cumulée d'huile par puits.

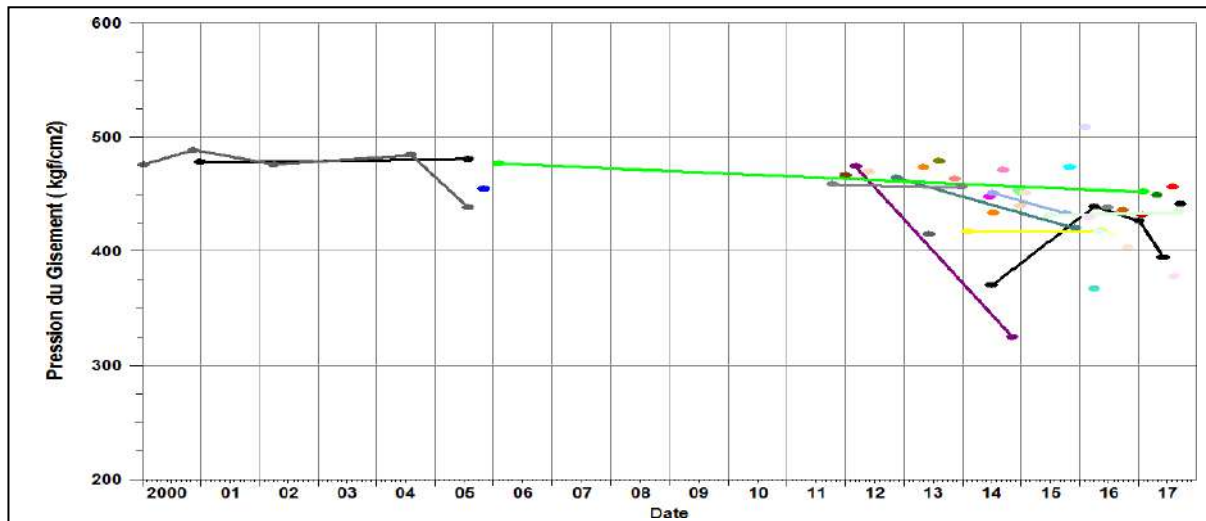


Figure III.5: Pression de gisement.

III.1.5 Les problèmes d'exploitation

Le champ HTF présente des problèmes de production comme les sels, les asphaltène qui minimisent l'aire de drainage qui revient à la qualité d'huile en place et d'autres proviennent de la roche tel-que la remontée du top sédiment qui est due à la présence des failles au voisinage des puits qui joue un rôle principal sur la fissuration de la roche et qui affaiblisse sa consolidation. S'ajoute à ces problèmes, un problème d'exploitation particulier qui l'incapacité du manifold (EPF-HTF) mis en place d'accepter la charge et la production de tous les puits reliev avec. [10]

III.2 Les puits candidats au Auto-Boost

D'après l'étude géologique, on note que la partie nord-ouest du champ présente les meilleures caractéristiques. 40% des puits sont en service par contre 60% sont entre fermés, inexploitable et abandonnés.

Pour cela, l'état actuel du réservoir mérite une investigation plus profonde à fin d'optimiser le régime d'exploitation et la production par des méthodes d'activation différents, l'un de ces méthodes le système Auto-Boost qui est applicable sur des puits selon des critères bien définis.

III.2.1 Critère de choix des puits candidats au Auto-Boost (HTF-14 –HTF-32)

Pour sélectionné l'Auto-Boost comme un moyen d'activation, il faut étudier sa compatibilité avec la nature du puits, sa position, ses caractéristiques, ses conditions de son exploitation, et l'ensemble des diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants :

III.2.1.1 La pression de tête de puits (wellhead pressure)

Lorsque la pression en tête est faible, elle nécessite une nouvelle quantité de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume du gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées qui font ainsi décroître la pression des collectes. Donc une pression en tête basse améliore l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

III.2.1.2 La pression de gaz injecté

La pression du gaz injecté affecte le nombre des vannes de décharge. Donc la pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Mais si la pression disponible est faible il est très utile de pouvoir l'augmenter de quelques bars pour démarrer le puits.

Il est très important de savoir si la pression actuelle de gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le démarrage d'un puits.

III.2.1.3 La profondeur d'injection de gaz

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

III.2.1.4 L'IP et l'effet de skin (high PI & skin effect)

La productivité d'un puits dépend directement du « Draw Down » et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gaz lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grand IP ou le gas-lift amène des débits spectaculaires.

III.2.1.5 Critères économiques

Le problème qui se pose est de déterminer le coût global d'investissement qui est malheureusement difficile, d'avoir une évaluation globale du coût de système Auto Boost dans l'investissement initial, même si on peut avoir le coût du matériel spécifique (unité de séparation, unité de compression, générateur. ...) et le coût de fonctionnement de système (les frais de maintenance et d'exploitation qui peut varier selon les propriétés du puits et de sa situation).

Il devra alors permettre de récupérer un maximum de brut le plus vite possible et en plus grande quantité au moindre coût pour un gain optimum et une meilleure rentabilité.

III.2.1.6 Autres critères

✚ Les contraintes environnementales

Les conditions climatiques, l'état du site, l'environnement industriel, ainsi que les normes de sécurité, Problèmes de dépôt (paraffines, sulfates) et de corrosion...

✚ L'architecture du puits

En particulier le profil du puits, la profondeur du puits, la place disponible au voisinage de puits, le nombre de niveaux à produire séparément, les puits voisins, l'éloignement des puits types de complétions (Simple ou Multiple), la déviation du puits (puits dévié ou non) ...

✚ Les caractéristiques de l'effluent à produire

La viscosité, la nature de l'effluent, le pourcentage d'eau, la présence de gaz libre, la présence des constituants corrosifs, le taux de production du sable, l'évolution des: (GOR, WOR, WC...).

✚ Les caractéristiques de production

Le problème de liftage pendant la disponibilité du gaz, L'évolution de (GOR, WOR, Pression de fond), la profondeur important (3500m en moyenne), l'observation de température de fond, pression de fond et de débit actuel de la production.

Selon l'évaluation des critères de choix on a proposé les puits suivants (**HTF-14/HTF-32**) comme des puits candidats au système Auto-Boost .

III.3 Historique des puits candidats

Le forage des puits verticaux (**HTF-14/ HTF-32**) statue productrice d'huile, est réalisé dans le cadre du développement du gisement Hassi Tarfa. ces puits ont comme objectif principal l'évaluation et l'exploitation du réservoir Ordovicien (Quartzite de Hamra).

III.3.1 Situation géographique

✚ **HTF-14** : la puits est situé dans le périmètre de Hassi Tarfa (bloc427/429a) il est situé dans la partie centrale du trend principal qui constitue la structure da Hassi Tarfa , à une distance de 1410m à l'Est de HTF 11, à 1450m de HTF 1 à 1540m de HTF9 et à environ 1870 m de HTF 4.Le puits travers la Discordance Hercynienne à 3290 m .

✚ **HTF-32** : le puits est implanté dans la partie centrale du périmètre de Hassi Tarfa, à une distance de 1.106 Km au Est Nord Est du puits HTF 1 , à 1.3 Km au Sud-Ouest du puits HTF20 et à 638 m au Nord-Est du puits HTF19. [11]

Tableau III.1: Les coordonnées UTM31 et géographiques de la plate-forme des puits.

	Coordonnées UTM		Coordonnées géographiques		Altitude (mètres)	
	X	Y	M	L	Z _{sol}	Z _{table}
HTF-14	790252.105	3468741.928	06°02'59.3 3798"E	31°19'09.521 35"N	156.991	165
HTF-32	79135.977	3468979.976	6°03'39.78 227"E	31°19'16.285 45"N	168.512 m	178.512m

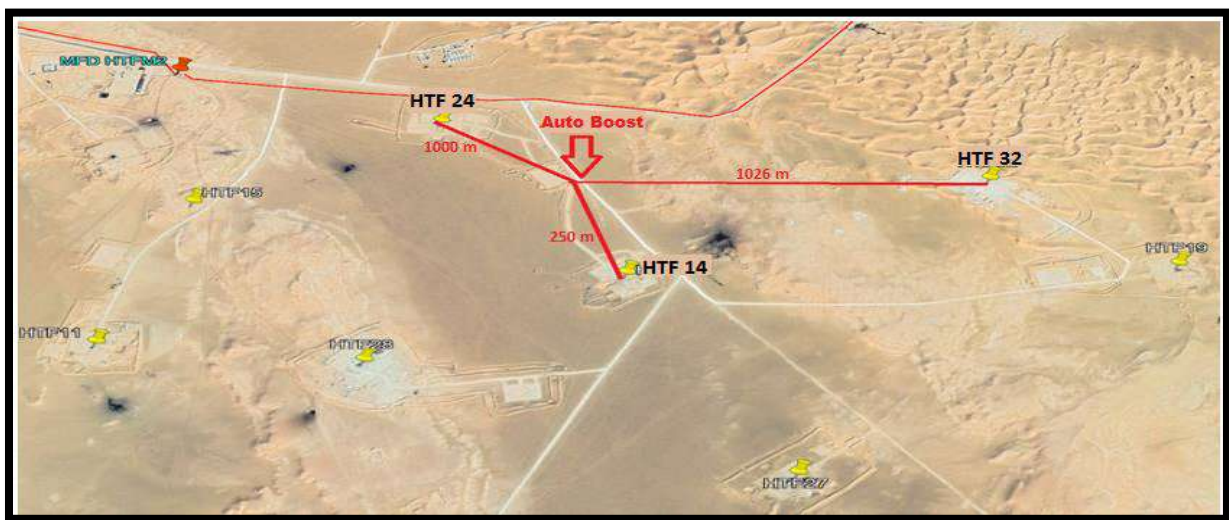


Figure III.6: Positionnement des puits et de système Auto-Boost.

III.3.2 Puits voisins

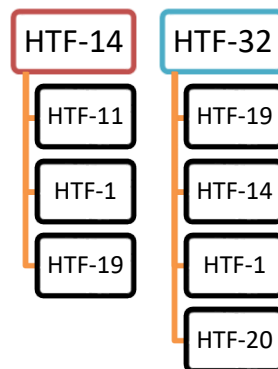


Figure III.7: Les puits voisins pour HTF-14/ HTF-32. [13]

III.3.3 DATA des puits candidats

On peut déterminer l'identité de chaque puits à partir de DATA-BANK .Les données extraits par cette dernière sont celles des tests, de jaugeage et d'historique des opération représentés dans le tableau ci-dessous, et des autres paramètres telle que les caractéristiques géologiques et pétro physique (voir l'annexe III.2)

Tableau III.3: Historique des opérations.

Puits	Début	Fin	Opération	Sous opérations
HTF-14	18/03/2022	18/03/2022	SNUBBING	0
	23/01/2022	23/01/2022	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
	15/11/2021	15/11/2021	WIRELINE	Grattage Contrôle
	06/11/2021	06/11/2021	OPERATION_SPECIALE	JAUGEAGE AVEC LIFTAGE
	23/10/2021	23/10/2021	WIRELINE	Mesure de pression SBU
	22/09/2021	22/09/2021	OPERATION_SPECIALE	Clean out and squeez 50%NAPHTA/ 50%xylen
HTF-32	25/04/2022	25/04/2022	OPERATION_SPECIALE	Reformat Clean Out
	09/04/2022	09/04/2022	WIRELINE	Grattage Controle
	21/03/2022	21/03/2022	OPERATION_SPECIALE	Nettoyage au Reformat
	12/03/2022	12/03/2022	WIRELINE	Grattage Controle
	09/02/2022	09/02/2022	WIRELINE	Grattage Controle

Tableau III.4 : Les tests des puits.

Puits	Test	Date	P _G (Kg/Cm ²)	PFD (Kg/Cm ²)	P _{Tr} (Kg/Cm ²)	Débit (m ³ /h)		IP	HKL(HW* ² KyZ)	Skin	Duse	Remarque
						huile						
HTF 14	DST	17/11/2012	464.46	284.1	87.1	huile	8.84	0.056	146	3.23	9.53	Test réalise @3420 m(réservoir QH),Approf.@Td :3461m, Pg@3280m abs et Pfd @3062 m
	BUILD UP	06/12/2015	420.15	190	25.3	huile	1.98	0.009	51	10.8	12.5	PG@-3280 m , PFD @ -3100
	BUILD UP	08/06/2020	314.26	135	16	huile	3.39	0.02	77.8	-	12.5	Mesure perturbé fermeture au surface, PFD @ -3104 m
	PFS	02/06/2021	300.65	--	77.43	--	--	--	-	-	-	-
	BUILD UP	23/10/2021	344	186	14.7	huile	1.47	0.01	-	-	9	BU après Frac .KH faible .la valeur du SKIN douteuse.PG@-3280m.PFD@-3095m
HTF 32	DST	12/01/2019	355.11	249.13	53.6	huile	6.4	.067	150	3.51	9.53	Test réalise dans le QH, PFD @ -3112.15 m ,
	PFD	21/04/2020	Nul	175.5	24	huile	2.76	-	-	-	-	PFD @ -3160 m

Tableau III.5 :Jaugeage des puits.

Puits	Date Mesure	Diamètre Duse (mm)	Unité	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (Kg/cm ³)			Densité Huile	Temp. Huile (C°)	K Psi	Débit
				Huile	Gaz		Press. Tete	Press Pipe	Press. sépar				Réc
HTF-14	15/11/2020	12.5	Vx40	4.14	688.86	166	16.7	11.8	--	.8	25	0.3799	0
	24/09/2021	9	1440	1.12	234.65	210	13.6	9	--	.787	31	0.636	25
	28/09/2021	9	1440	1.43	43.08	30	11.2	5.6	5.22	.784	31	0.409	35
	16/10/2021	9	1440	1.47	160.80	109	14.8	2.5	2.51	.792	23	0.522	0
	07/11/2021	9	1440	3.75	1653.1	441	29.6	27.5	6.45	.788	30	0.271	600
HTF-32	18/01/2021	9	1440	2.4	284.68	119	18.4	12.2	4.3	.793	16	0.399	0
	23/05/2021	9	1440	2.48	260.30	105	18.8	13.4	13.6	.802	30	0.396	0
	17/07/2021	9	1440	2.17	251.1	116	17.5	13	13.6	.78	30	0.414	0
	02/10/2021	9	1440	2.41	261.2	109	18.3	13	13.49	.779	34.04	0.397	0
	18/01/2021	9	1440	2.4	284.68	119	18.4	12.2	4.3	.793	16	0.399	0

Chapitre IV

*Modélisation et optimisation de système de
production des puits candidat*

IV.1 Utilisation du logiciel PROSPER

IV.1.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER

Le logiciel PROSPER (**P**roduction and **S**ystems **P**erformance) est un logiciel qui permet de modéliser et d'analyser la performance des puits producteurs .il peut aider les ingénieurs de production et de réservoir à prédire les paramètres d'écoulement et de la température, dans les tubings et les pipelines avec précision et rapidité du traitement des données.

PROSPER nous fournit des calculs de sensibilité qui permettent aux designs existants d'être optimisés. En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, il donne des calculs exacts.

Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents conditions et scénarios, pour faire les prédictions avancées sur les données du puits et de réservoir.

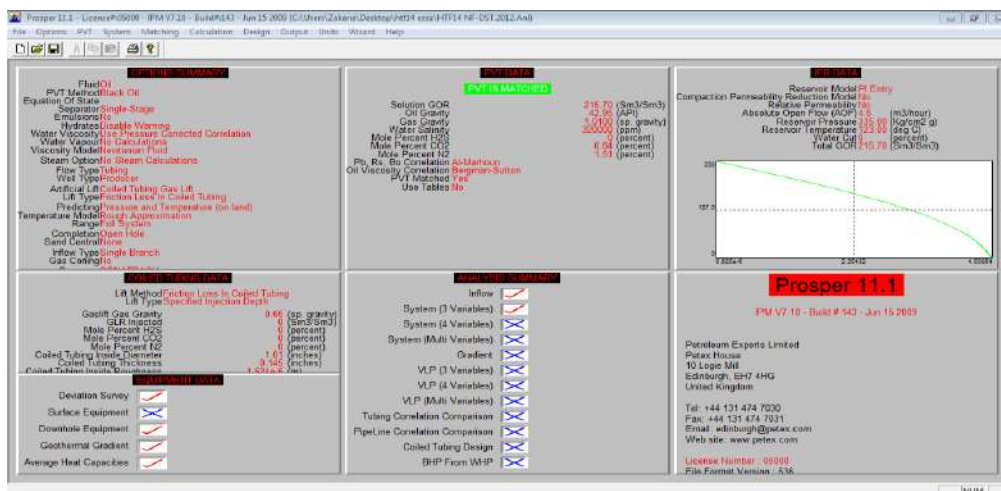


Figure IV.1: Fenêtre principale de logiciel

IV.1.2 Différentes corrélations utilisées par le logiciel Prosper

Prosper utilise des lois et des corrélations pour le contrôle d'écoulement dans la production du réservoir à la surface. Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascension. Plusieurs corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, certaines sont générales et d'autres sont limités à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées par Prosper on peut citer :

- ✓ Duns et Rosmodified (1963) Oil.
- ✓ Hagedorn et Brown (1963) Oil.
- ✓ Fancher et Brown (1963).
- ✓ Mukergee et Brill.
- ✓ Beggs et Brill (1973).
- ✓ Orkiszewski (1967).

IV.1.2.1 Choix de corrélation

Pour Choisir la meilleure corrélation pour certains puits nous choisissons la corrélation la plus pertinence de nos critères ou` les conditions d`application sont proche a notre cas et après nous procéderons alors aux méthodes suivantes pour déterminer les corrélations appropriées :

- ✓ Introduisons les données du puits en plaçant le nœud au fond du puits.
- ✓ Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits par l`introduction d`une gauge (enregistreur de pression).
- ✓ Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits pour chaque corrélation.
- ✓ La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne le profil de pression dans le tubing proche de celle mesurée.

IV.1.2.2 Correction de la corrélation choisie

Bien que la meilleure corrélation soit choisie, il y a parfois une petite erreur, pour le corrigé on introduit un facteur de multiplication L pour le matching de la courbe de corrélation avec la courbe réel, ce facteur est compris entre 0,85 et 1,15.

IV.1.3 Procédure d`optimisation

Le travail consiste à déterminer le débit de gaz à injecter afin d'avoir un débit d'huile maximal.

À partir du PROSPER le fonctionnement devient encore simple et encore efficace, en gagnant plus de temps et en diminuant l'erreur (humaine) et puisqu'il englobe plusieurs équations et corrélations particulièrement celles qui concernent la PVT et les pertes de charge, il permet d'analyser le système de production et de prévoir la production en future en variant les paramètres de système.

Les étapes qu'on doit faire pour arriver à déterminer le GLR optimum sont comme suivant :

- ✓ Choisir le débit d'injection initial après l`introduction des données dans le PROSPER il doit être la plus petite valeur possible afin d'avoir le débit naturel de puits.

- ✓ Le jeu sur la case "**sensitivities**" permet d'introduire des valeurs différentes de débit de gaz, ce qui permet d'avoir plusieurs courbes d'**outflow** différentes par conséquent plusieurs points de fonctionnement différentes.
- ✓ On trace la courbe de débit d'huile produit en fonction de débit de gaz injecté.
- ✓ Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe (le pic).
Pour avoir une meilleure optimisation de gas lift, on doit travailler avec les corrélations les plus adéquates. Donc il est nécessaire de bien déterminer les corrélations.

IV.2 Modélisation du puits HTF-14

Notre étude est concernant l'activation du puits HTF-14 par HTF-32 en utilisant la nouvelle technique d'optimisation " Auto-Boost " .

D'abord et à l'aide du logiciel Prosper, nous modéliserons notre puits, et pour que le modèle soit fiable et représentatif, on doit suivre les étapes de cette programmation :

1. Les options de système.
2. Les données PVT.
3. La complétion.
4. Choix de la corrélation compatible avec les données.
5. Le modèle de réservoir.
6. Le tracé des courbes IPR et VLP

IV.2.1 Les options de système

Le remplissage de ces options permet de décrire le type de système que nous essayons de modéliser. Donc avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- ✓ Le type du fluide : on est entrein de modéliser le puits HTF-14, est un puits producteur à huile donc on choisit l'option **oil and water**.
- ✓ La méthode utilisée : Le modèle choisi dans notre étude est le **Black Oil Model** qui donne une description simplifiée des fluides.
- ✓ Le type de complétion : **Open Hole**
- ✓ Le type de puits : **producteur**
- ✓ La méthode d'activation (articiel lift) : l'AutoBoost fait partie de gas lift continue donc on choisit le **Gas-lift continuos**.

Et on a d'autres options secondaires comme le type de séparateur, le nom de la compagnie, le champ et le réservoir concernée ...etc.

IV.2.2 Les données PVT

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans notre puits HTF-14, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits. Le modèle utilisé est le modèle black oil. Les données PVT introduisent pour créer ce modèle sont divisées en deux :

✚ Les données d'entrées sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau IV.1: Paramètre PVT des effluents de puits.

Puits	GOR (m ³ /m ³)	Densité de l'huile (API)	Densité de gaz (sp. Gravity gas)	Salinité de l'eau (ppm)	% de H ₂ S	% de CO ₂	% de N ₂
HTF14	215.7	42.95	1.128	250000	0 %	0.86 %	1.58 %

✚ Les données utilisées pour assortir le model PVT sont :

Tableau IV.2: Paramètres PVT pour assortiment

Puits	Données de point de référence				Données de point de bulle	
	Pression (kg/cm ²)	Viscosité de l'huile (Cp)	FVF de l'huile (m ³ / m ³)	GOR (m ³ / m ³)	P _b (Kg/cm ²)	T _b (°C)
HTF-14	210.3	0.23	1.830	215.7	153.3	125

IV.2.3 Les données des équipements

Le modèle de puits à concevoir avec Prosper comporte une partie concernant l'équipement. En ce qui concerne notre étude, on se limitera sur les paramètres d'entrées du système des équipements suivants :

- ✓ Les équipements de fond de puits.
- ✓ Gradient géothermique nécessite : MD et sa T correspondante.
- ✓ Surveillance de déviation nécessite : MD et TVD.
- ✓ La complétion : par l'insertion des données de complétion nécessaires à partir de la fiche technique du puits HTF-14 au Prosper, on va créer le modèle de nos puits à savoir que notre puits est complété avec une complétion de gaz lift.

Tableau IV.3 : Complétion du puits HTF-14

Puits	Tubing			CCE		Packer (m)	TVD (m)	MD (m)
	OD (inch)	ID (inch)	Depth Shoe (m)	Cote (m)	Diamètre (inch)			
HTF-14	4.5 ''	3.92 ''	3280	3200	2'' 7/8	3254	3454	3454

IV.2.4 Choix de la corrélation compatible avec les données

a. Pour l'écoulement dans le réservoir INFLOW

La pression initiale du gisement de HASSI TARFA est plus importante de la pression de bulle, dans ce cas l'écoulement dans le réservoir est un écoulement monophasique ; la corrélation **PI ENTRY** est donc celle qui s'impose pour le calcul de l'**IPR** de n'importe quel puits de ce gisement.

Le gisement de HASSI TARFA est un gisement d'huile sous-saturée :

$$P_G > P_b, P_{wf} > P_b$$

$$P_G = 344 \text{ Kg/cm}^2 \quad P_b = 123 \text{ Kg/cm}^2$$

A partir de ces résultats et par les paramètres du puits ci-dessous (notamment P_r, P_{wf}, Q_o) nous pourrons tracer la courbe de performances de réservoir (IPR) pour ce puits, et cela en se basant sur l'équation de Vogel, ce qui nous permet de déterminer le débit maximum de puit (AOFP).

Tableau IV.4 : Donnée de jaugeage

Puits	HTF-14
Date de test	23/10/2021
$P_{tête}$ dynamique (Kg/cm ²)	14.7
Choke size (mm)	9
Q_o (m ³ /j)	35.28
Q_g (m ³ /j)	3859.2
d_o (g/cm ³)	0.78
Wcut %	14

Tableau IV.5: Donnée des essais du puits

Puits	HTF-14
Pression de fond statique (kg/cm ²)	300.65
Pression de fond dynamique (kg/cm ²)	186
Température de fond statique (°C)	123
Débit de test (m ³ /h)	1.47
Index de productivité (m ³ cm ² / h kg)	0.01
Gradient statique Pression (kg /cm ² m)	0,065
Gradient statique Température (°C/100m)	3

Pour des raisons de calcul, le PROSPER considère la décroissance de la pression du fond jusqu’au point zéro, ce qui explique une incurvation dans la courbe IPR ci-dessous à partir de la pression de bulle.

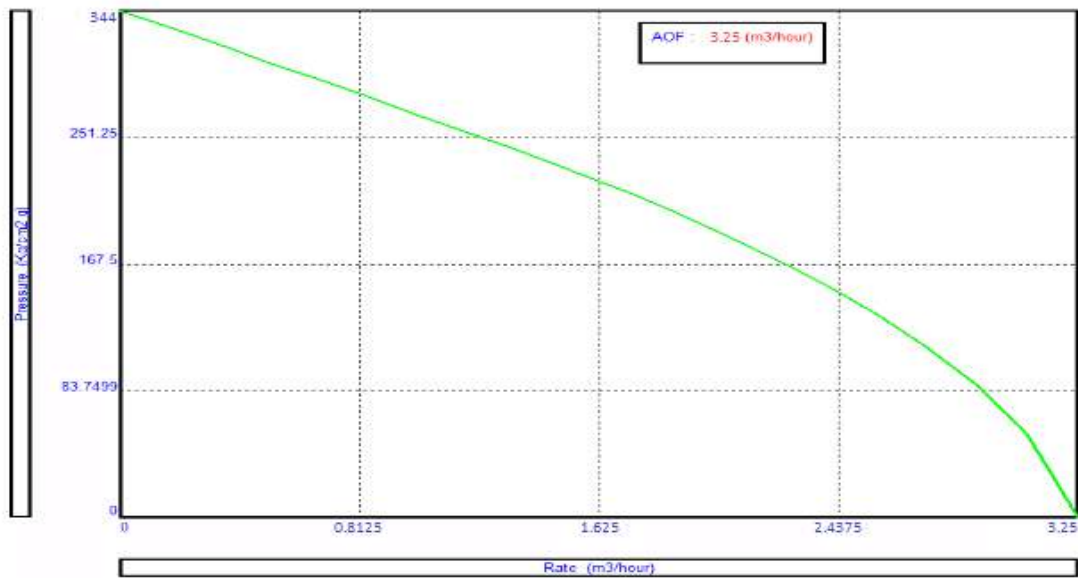


Figure IV.2 : La courbe IPR de puits HTF-14

b. Pour l’écoulement OUTFLOW (au niveau du tubing)

Le choix de corrélation pour l’écoulement multiphasique vertical est pour but d’assurer une bonne simulation des courbes OUTFLOW des puits de ce gisement. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. Prosper nous offre une multitude de corrélations. Il contient une fenêtre adéquate aux données de gaz lift qui permette de faire une comparaison entre ces corrélations.

Chapitre IV Modélisation & optimisation de système de production des puits candidat

Afin de choisir la corrélation qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge dans un puits vertical, nous procéderont comme la suit :

1. Saisir les data requises (Q_o , P_{ws} ... etc).
2. Sélectionner plusieurs corrélations d'écoulement multiphasique parmi ce qu'on citée précédemment mais de façon qu'ils correspondent notre cas.
3. A partir des courbes générées par ces corrélations on extraire les valeurs des pressions à la côte de mesure.
4. On calcule les pertes de charge dans le tubing : $\Delta P_{més} = \Delta P_{wf} - \Delta P_{wh}$
5. On compare ces valeurs aux pressions de fond dynamiques mesurées on utilise l'équation de l'erreur relatif et cela pour chaque type de corrélation :

$$E_{\text{relative}} = \left| \frac{\Delta P_{més} - \Delta P_{cal}}{\Delta P_{més}} \right| * 100 \%$$

À l'aide du PROSPER et avec l'application de l'option 'Matching' sur les données du puits HTF14, on a obtenu les résultats des différentes corrélations qui sont représentés dans la figure suivante :

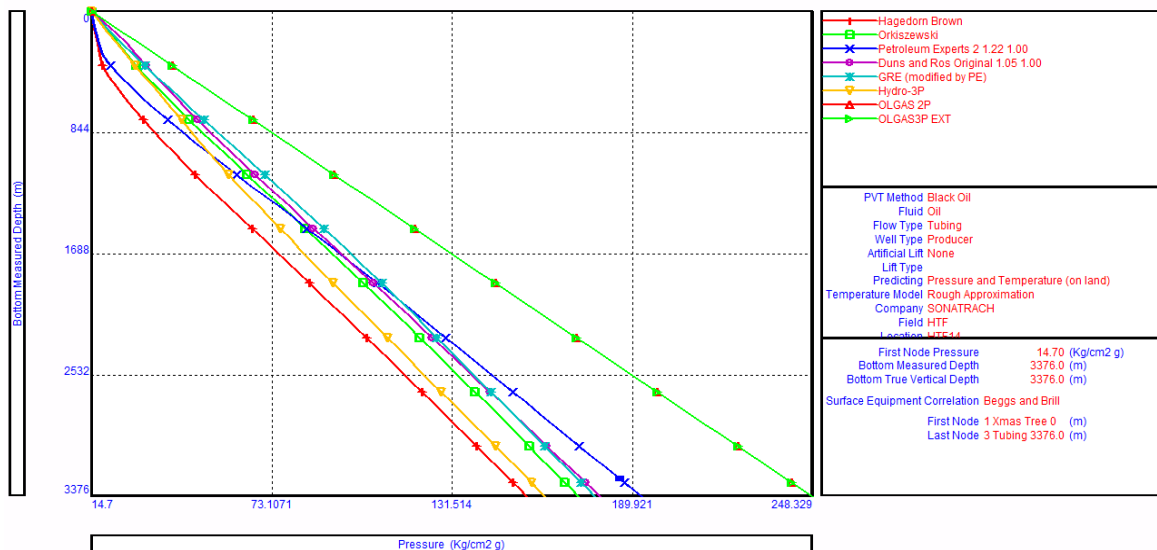


Figure IV.3 : Comparaison entre les corrélations pour le puits HTF-14.

6. La corrélation la plus adéquate sera celle qui donnera la plus petite valeur de l'erreur relative, qui doit être inférieur à 8%. Le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenus :

Tableau IV.6: Erreur relative des différentes corrélations du courbe VLP

Corrélations	Hagerdon Brown	Orkiszewki	Petroleum Expert2	Duns & Ros	GRE (modifié by PE)	HYDRO-3P	OLGAS 2P	OLGS3P EXT
La pression calculée (kg/cm ²)	151	168	185	177	174	159	238	238
Erreur relatif moyenne %	0.19	0.09	0.005	0.05	0.06	0.15	0.28	0.28

Après la comparaison entre les gradients lus par le graphe des différentes corrélations et indiqués dans le tableau ci-dessus et la valeur de gradient de pression réel (186 kg/cm²), on trouve que la corrélation de 'PETROLEUM EXPERTS 2' est la corrélation la plus adéquate pour calculer les pertes de charge le long de tubing (outflow), parce que c'est celle qui donne une pression du fond presque égale à la pression du fond mesurée (186 kg/cm²). Ensuite on passe à ajuster ce gradient dynamique de pression par l'option match VLP, pour avoir la représentation du courbe VLP dans la figure suivante :

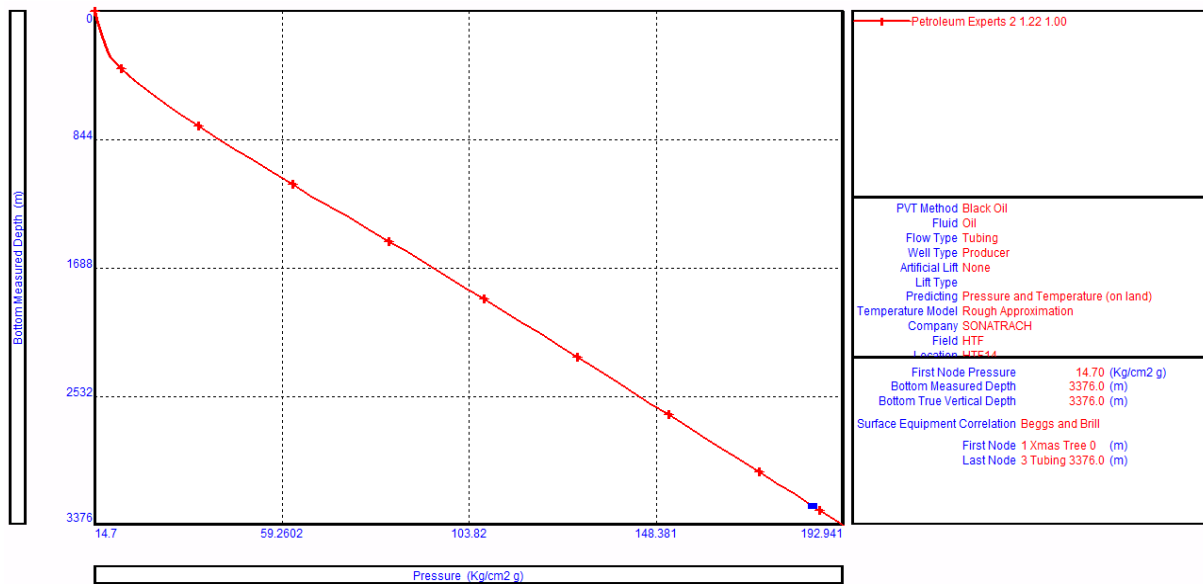


Figure IV.4 : Le matching de la corrélation choisie du puits HTF-14

IV.3 L'optimisation de la production du puits HTF-14

Pour la suite de l'optimisation, on va donc utiliser la corrélation de PI ENTRY pour l'écoulement du réservoir vers le fond du puits (IPR), et celle de PETROLEUM EXPERTS 2 pour l'écoulement vertical dans le tubing (VLP).

Une fois que la modélisation est terminée, le system matching va nous permettre de tracer les courbes (IPR/VLP) :

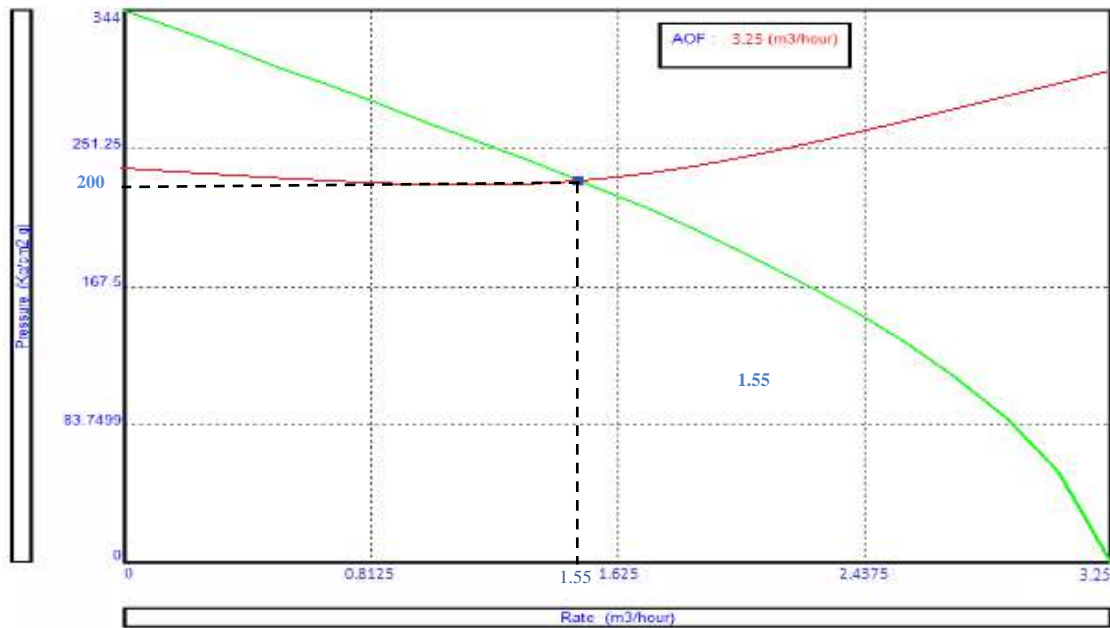


Figure IV.5 : La courbe IPR/VLP du système de production du puits HTF14

Résultats

Après l'exécution de l'analyse nodale où nous allons étudier la performance de puits HTF14, on doit prendre :

- ✓ La valeur de l'AOFP (Absolute open flow potential) : 3.25 m³/h.
- ✓ Le point de fonctionnement qui représente l'intersection entre les courbes IPR et VLP, et Comparer ces coordonnées calculées (Q_o, P_{wf}) avec le débit et la pression de fond dynamique mesuré du dernier test (BULD UP). Les valeurs sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau IV.7 : Comparaison entre les données mesurées et celles calculées.

Le puits HTF14	Le débit de liquide (m ³ /j)	Pression de fond dynamique(Kg/m ³)
Le point de fonctionnement mesuré	35.28	186
Le point de fonctionnement calculé	37.2	200
L'erreur E	0.06	0.08

Selon les résultats des courbes VLP/IPR et l'erreur des deux paramètres Q_o et P_{wf}, le modèle construit pour notre puits étudié HTF-14 est validé.

IV.3.1 L'analyse du système de production avec gaz lift

Le puits HTF14 était un puits fermé non éruptif ; Vu à la situation et localisation de ce puits il ne peut pas produire naturellement, donc il faut introduire une méthode convenable pour améliorer la production. En raison de la disponibilité de gaz dans le gisement, on a choisi le gaz lift comme technique d'activation de ces puits. Une étude sera abordée dans ce chapitre pour visualiser l'effet de cette technique sur notre puits et déterminer ces différents paramètres.

a. Paramètres du Gaz lift a injecté

Le gaz lift d'injection obtenu à partir le débit total des puits HTF-14 et HTF-32, le système AutoBoost séparé et comprimé sur place le gaz sortant pour le réinjecté directement au notre puits étudié HTF-14. Comme ces puits sont voisin donc les paramètre de gaz lift ne seront pas différents.

Le tableau suivant montre les paramètres du gaz lift utilisé par le système AutoBoost et la profondeur d'injection maximale possible pour notre puits HTF-14 :

Tableau IV.8: Les paramètres d'injection

Pression de démarrage 'Kick OFF Pressure'	81 (Kg /cm ²)
Contrainte de la pression en tête WHP	24 (Kg /cm ²)
La pression d'injection	63 (Kg /cm ²)
Densité du gaz a injecté	0.85 (SG Gas)
Profondeur d'injection max	3255 (m)
Température de gaz injecté en surface	27 (C ⁰)

b. L'analyse nodale du système d'injection

A l'aide du logiciel PROSPER, on choisit pour l'optimisation du gaz lift la méthode « coiled tubing gas lift », la profondeur est fixée à **3255 m** se fait que le puits est équipé des vannes pendant la complétion, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour le puits HTF14.

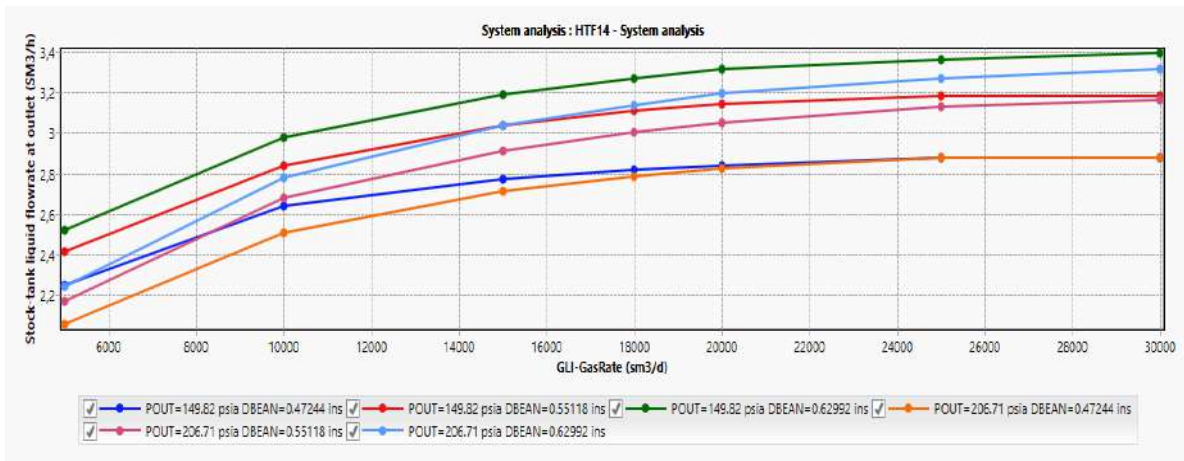


Figure IV.6 : Optimisation GL HTF14 selon le résultat de test build up

c. Détermination du débit optimum de gaz injecté GLR

Les différents points de fonctionnement pour les divers débits d'injection construisent la courbe qui caractérise l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté.

La simulation a donné les résultats qui rassemble ces données dans le tableau suivant :

Tableau IV.9: L'évolution de la production en fonction du gas-lift injecté

Débit de gaz injecté (m ³ /j)	0	6000	8000	10000	14000	18000	20000	22000	24000	28000
Débit d'huile de puits HTF14 (m ³ /j)	35	52	56	60	64	67	67.5	68.4	68.9	68.9

N.B : Le résultat de HTF-14 est basé sur les données de dernier test BU réalisé en 23/10/2021.

Afin d'avoir une meilleure estimation de la valeur du débit d'injection optimum, Le graphe ci-dessous qui est extrait de l'analyse nodale traduit les données du tableau précédent :

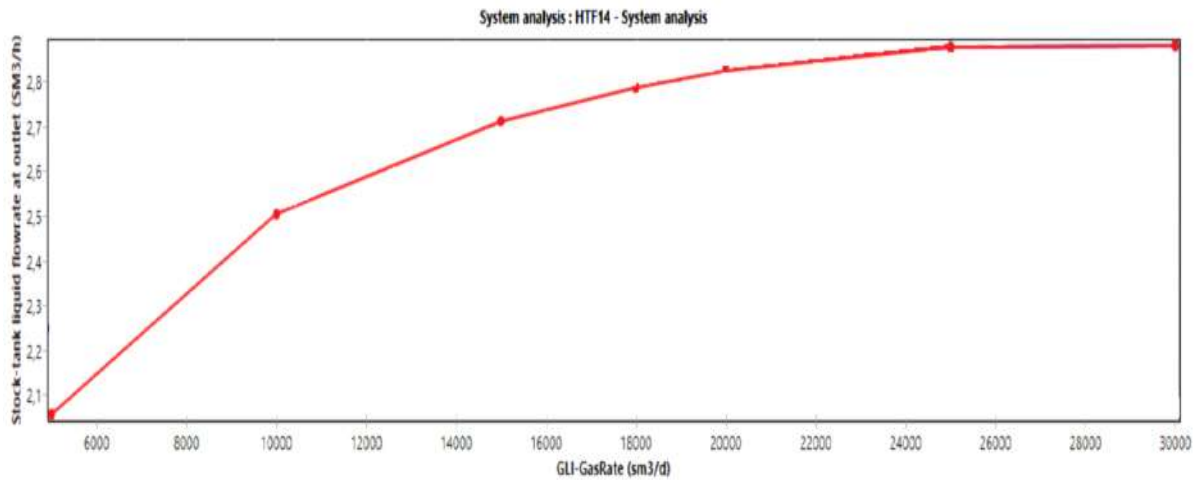


Figure IV.7 : La Courbe de performance du puits HTF-14

Observations et commentaires

A partir de cette figure on observe que :

- ✓ La courbe commence par zéro se fait que le puits HTF-14 est non éruptif.
- ✓ Le débit de liquide augmente avec l'augmentation de débit d'injection de gaz jusqu'à l'atteinte d'une valeur maximale, cela est due à la diminution des pertes de charges hydrostatique.
- ✓ Le débit de liquide prend des valeurs presque constantes même si le débit d'injection de gaz augmente, cela est à cause de l'augmentation des pertes de charge de friction dans le tubing.

On peut conclure que le débit d'injection optimum **GLR** est **18000 m³/j** ; veut dire la valeur qui donne le maximum de liquide, prenons en compte l'aspect économique et l'effet des pertes de charges. Il résulte de cette injection un débit de **67m³/j**.

IV.3.2 Analyse des résultats

A partir des courbes de performance des puits on peut observer l'effet de gaz Lift sur la production des puits. Un effet positif qui consiste à améliorer la production de ces puits ou un effet négatif par l'augmentation des pertes de charges dans les puits permettant de diminuer la production.

Le débit choisis est optimum théoriquement, les tableaux ci-dessous montre les valeurs exactes de ce test de production pour les deux puits HTF-14 et HTF-32, aussi on a une représentation graphique décrit la variation de ces paramètres :

Injection Gas flow rate 18000 Sm3/d									
Well N°	DATE	HTF-14 WHP Barg	Inlet Sep Barg	Rates					
				QGas (Sm3/h)	QOil (Sm3/h)	QWater (Sm3/h)	GOR (Sm3/Sm3)	Gas lift rate HTF-14 Sm3/h	Gas lift Press HTF-14 Barg
HTF-14 + HTF-32	20/05/2022	24,28	13,50	1407,68	5,50	0,059	259,74	749,98	62,89

Figure IV.8 : Résultat final du système AutoBoost

Tableau IV.10: L'historique du test de production sur le puits HTF-14

Well on separator	Injection into	DATE	HTF-14 WHP (Barg)	Sep Inlet (Barg)	Rates					
					Separator Gas rate (SM3/H)	Separator Oil rate (SM3/H)	Separator Water rate (SM3/H)	GOR (SM3/SM3)	GAS LIFT (SM3/H)	GAS LIFT Pressure (Barg)
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	08/04/2022	36,47	15,46	1625,15	6,88	0,00	236,21	NA	81,09
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	09/04/2022	31,95	14,39	1574,61	6,72	0,00	270,10	NA	74,36
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	10/04/2022	28,65	13,85	1485,96	6,14	0,00	265,41	698,48	70,86
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	11/04/2022	21,09	12,99	1100,83	5,86	0,00	195,22	416,60	67,04
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	12/04/2022	24,12	13,90	1304,27	5,95	0,00	229,86	624,88	66,71
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	13/04/2022	26,92	13,90	1524,08	5,89	0,00	282,06	832,59	68,36
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	14/04/2022	30,26	14,05	1727,50	5,82	0,00	303,25	1040,54	70,90
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	15/04/2022	23,42	13,82	1270,39	5,65	0,00	237,35	625,27	65,30
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	16/04/2022	22,98	13,52	1228,18	5,75	0,00	225,12	625,04	64,80
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	17/04/2022	24,93	13,59	1394,77	5,54	0,00	260,32	749,72	66,28
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	18/04/2022	25,03	13,64	1372,88	5,48	0,017	255,74	749,93	66,58
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	19/04/2022	24,96	13,59	1372,59	5,34	0,114	264,01	750,06	66,16
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	20/04/2022	24,86	13,57	1368,95	5,29	0,111	268,11	750,12	65,87
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	21/04/2022	24,76	13,56	1353,67	5,23	0,109	272,84	750,13	65,80
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	22/04/2022	24,75	13,60	1364,95	5,20	0,095	297,21	749,94	65,50
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	23/04/2022	24,78	14,01	1347,51	5,10	0,114	281,73	749,96	65,84
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	24/04/2022	24,60	13,62	1360,60	5,08	0,072	294,07	750,12	65,19
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	25/04/2022	24,67	13,49	1319,99	5,11	0,100	282,67	749,99	65,56
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	26/04/2022	24,52	13,59	1430,99	5,81	0,099	251,39	750,01	64,88
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	27/04/2022	24,52	13,61	1427,82	5,78	0,078	251,82	749,99	64,80
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	28/04/2022	24,50	13,60	1420,03	5,77	0,089	250,37	750,01	64,72
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	29/04/2022	24,46	13,54	1409,85	5,80	0,080	246,49	749,98	64,54
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	30/04/2022	24,20	13,51	1377,32	5,77	0,104	245,88	738,34	63,61
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	01/05/2022	24,42	13,57	1404,18	5,80	0,080	248,11	750,00	63,13
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	02/05/2022	24,41	13,64	1407,35	5,57	0,098	256,22	750,02	62,73
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	03/05/2022	24,39	13,63	1418,95	5,83	0,059	252,83	749,91	62,68
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	04/05/2022	24,44	13,52	1385,03	5,81	0,079	243,75	749,82	63,18
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	05/05/2022	24,66	13,60	1422,49	5,77	0,089	249,95	750,14	62,90
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	06/05/2022	24,57	13,66	1405,98	5,74	0,073	247,50	750,02	N/A
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	07/05/2022	24,49	13,67	1435,69	5,70	0,070	253,86	749,91	62,71
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	08/05/2022	24,47	13,64	1418,64	5,75	0,063	246,46	750,00	62,91
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	09/05/2022	24,46	13,64	1424,15	5,66	0,069	253,48	749,99	62,74
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	10/05/2022	24,45	13,65	1419,44	5,66	0,079	252,99	749,99	62,76
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	11/05/2022	24,44	13,66	1411,31	5,63	0,067	252,27	749,98	62,79
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	12/05/2022	24,45	13,61	1382,37	5,70	0,074	243,94	749,95	63,08
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	13/05/2022	24,13	9,61	881,12	5,66	0,070	159,34	764,69	60,12
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	14/05/2022	24,21	9,55	874,69	5,67	0,068	156,85	766,07	60,51
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	15/05/2022	24,34	13,66	1404,93	5,39	0,068	264,10	749,98	62,60
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	16/05/2022	24,32	13,65	1426,80	5,52	0,066	260,91	749,99	62,58
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	17/05/2022	24,32	13,64	1411,09	5,31	0,048	267,66	750,01	62,52
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	18/05/2022	24,31	13,56	1409,39	5,33	0,070	267,40	749,87	62,51
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	19/05/2022	24,29	13,55	1364,24	5,42	0,085	260,25	731,53	63,67
HTF-14 + HTF-32	HTF-14	20/05/2022	24,28	13,50	1407,68	5,50	0,059	259,74	749,98	62,89

Interprétation

Le tableau nous montre l'effet du Gas Lift sur les puits étudiés :

- ✓ La production totale du système Auto-boost déterminé par le débit d'huile sorte de séparateur, donc c'est la somme de liquide des puits HTF-32 et HTF-14 après le démarrage de ce dernier. Ça valeur est de l'ordre de 5,8 m³/h.
- ✓ Le gain moyen de liquide avec GL dans le puits HTF-14 est 2,7 m³/h, ainsi que le débit de HTF-32 égale à 2.9 m³/h.
- ✓ La quantité du gas totale récupéré du puits des deux égales à 750 m³/h, sera réinjecté dans le puits HTF-14 à une pression de 63 bar.
- ✓ Le diamètre des duse ne doit pas dépasser 12 mm.
- ✓ Les résultats de test d'optimisation GL avec le système Auto-Boost montre que le débit GL optimum est de l'ordre de 18000 m³/j et une pression de tête de 24 bar.
- ✓ Dans notre étude en concèderai que le débit reste constant en fonction de débit GL pour juste comprendre le phénomène sur notre système. En plus Le circuit de gaz dans le package Auto-Boost est un circuit fermé pour cela le débit GL est proportionnel avec le temps.

IV.3.3 Coté opérationnelle de système Auto-Boost

Le Démarrage du puits HTF-14 avec l'Auto-Boost est réussi, grâce au quantité de gaz du puits HTF-32 réinjecté. Le contrôle de débit GL injecté étais à laide d'une duse manuelle.

Après la mise en production du puits HTF-14, Le fluide produit du deux puits sera traité au niveau de séparateur pour but d'extraire le GL, se dernier s'écoule vers le compresseur à l'aide des conduites intermédiaires, où il sera comprimé pour destiner à injecté au notre puits étudié.

Le séparateur et le compresseur employé, sont caractérisés par des nombreux paramètres bien précisés. Les DATA du test de production nous permettre d'avoir les données de fonctionnement actuelles de ces unités, sont déterminé dans le tableau suivant :

Tableau IV.11: Variation des paramètres de séparateur et compresseur

Time		Separator Parameters		Compressor parameters				
DATE	Time	Export	Gas	Engine	Suction	suction	Injection	Injection
		Pressure	pressure	Speed	Pressure	temp	pressure	temp
		(Barg)	(Barg)	RPM	(Barg)	(°C)	(Barg)	(°C)
20/05/2022	00:00:00	11,34	13,54	1754,25	11,63	27,81	63,61	46,06
20/05/2022	04:00:00	11,36	13,36	1751,90	11,55	23,94	63,41	41,83
20/05/2022	08:00:00	11,59	13,39	1752,45	11,31	28,46	62,75	42,52
20/05/2022	12:00:00	11,92	13,57	1775,26	11,39	42,56	61,94	52,05
20/05/2022	16:00:00	11,51	13,41	1786,70	11,25	41,93	62,04	54,55
20/05/2022	20:00:00	11,43	13,51	1775,34	11,57	30,29	63,15	47,77
20/05/2022	23:59:00	11,25	13,40	1762,72	11,81	24,99	63,63	43,20
AVERGE		11,48	13,47	1766,15	11,55	31,33	62,95	46,54

Le bon fonctionnement de système AutoBoost dépend à des préventions qui doit prendre en considération, par Alléur la mise en œuvre de n'importe quelle opération est limités par des problèmes peuvent rencontrer au cours de sa réalisation. **(Voir l'Annexe IV.2)**

IV.4 L'étude économique

L'évaluation économique de chaque opération est nécessaire pour justifier leur application sur les puits. Cela compter sur le calcul de coût total de l'opération d'une part, et d'autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après l'intervention pour pouvoir calculer le gain. De cette façon et avec des simples calculs on pourrait juger la rentabilité de notre puits, en prendre en considération les points suivants :

IV.4.1 L'estimation du coût de l'opération

Afin d'évaluer l'apport de l'Auto-Boost, pour décider s'il y a lieu ou non d'installer le système, il est nécessaire de connaître :

- ✓ Le prix et la durée des opérations d'interventions nécessaires avant l'installation (3 jours de snubing).
- ✓ La distance entre HTF14 et les unités d'Auto-Boost (250 m).

Tableau IV.12: Estimation du cout d’installation de système AutoBoost.

Équipement & opération	Cout (DA)	Cout (\$)
Snubbing	251997.32	5500
Location des unités D’Auto-Boost	1307754	9000
Lignes	96000/mètre	660.67
Manifold	9000000	61938.25
Le cout total	36705131.11	252605.75

1 USD = 145.31DA (Mai 2022) .

1 DA = 0.0069 USD (Mai 2022).

NB : Les coûts des opérations estimés sont approximatifs.

IV.4.2 Prix de brute

Le prix de base de brute sur lequel est calculé les données de notre étude est de 106 \$/bbl en Avril-Mai 2022. C’est la valeur moyenne pendant la période de fonctionnement d’AutoBoost. (**Figure IV.9**)



Figure IV.9: Evolutions du prix de pétrole Avril- Mai 2022 [16]

IV.4.3 Le gain de système Auto-Boost

Pour calculer le gain de la technique en tenir compte le prix de brute et le cout total par jour :

Tableau IV.13: alcul des pertes et des profites de système AutoBoost

Le puits HTF-14	Gain /j				Cout/j
	avant l'installation AutoBoost (m ³ /j)	Après l'installation AutoBoost (m ³ /j)	(Bbl/j)	(\$)	(\$)
	0	62.4	392.496	41604.576	252605.75

1 m³ = 6.2898 US bbl Oil.

IV.4.4 Le Payout de l'opération

Le Payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement. Suivant la formule :

$$Payout (Estimé . jours) = \frac{cout\ estimé\ (\$)}{gain\ estimé\ \left(\frac{bbl}{jour}\right) \times prix\ du\ baril\ \left(\frac{\$}{bbl}\right)} \dots\dots\dots IV.1$$

$$Payout(estimer. jours) = \frac{252605.75}{41604.576} \approx \mathbf{6.07\ jours} \dots\dots\dots IV.2$$

Malgré on a toujours un cout de location de système, on une rentabilité quotidienne qui couvre le. Donc on peut conclure que le temps requis pour amortir l'investissement est court. Selon la comparaison entre le gain net et le cout, après environ de 6 jours de production on commence à dégager des bénéfices.

Par conséquent le projet concernant l'utilisation de l'AutoBoost pour le puits HTF-14 peut être rentable à long terme.

*CONCLUSION &
RECOMMENDATIONS*

Conclusion

Pour une meilleure compréhension de système de production, et afin de répondre mieux aux contraintes imposées par cette dernier nous avons choisi le système Auto-Boost comme une méthode d'activation des puits, pour cela on fait une présélection des puits candidats aux techniques dans le gisement de Hassi Tarfa, une analyse nodale a été établie par le logiciel PROSPER pour espérer le gain de ces puits et juger leurs performances lors de l'installation de la technologie Auto-Boost.

Suite à cette étude d'optimisation, l'analyse et l'interprétation des résultats de la technique AutoBoost a permis de conclure les points suivants :

- ✚ L'injection du gas-lift peut appliquer aux situations difficiles, où la production des quelques puits est très faibles. C'est le moyen artificiel le plus adéquat aux notre zones d'étude qui a pour but d'augmenter la récupération, et il nous a permis de prolonger la durée de vie des puits.
- ✚ Les puits HTF-14 et HTF-32 sont parmi les premiers groupes sur lequel la technologie Auto-Boost être installée. Ces puits sont équiper par une complétion de gaz lift un CCE et des vanes de levage de gaz...).
- ✚ Pour la description de l'écoulement du fluide dans le réservoir, on a utilisé le modèle de **PI Entry** c'est la corrélation la plus appropriée pour l'établissement de la courbe IPR (Inflow Performance Relationship).
- ✚ **PETROLEUM EXPERTS 20.991.00** c'est la corrélation utilisée pour construire la courbe VLP (vertical lift performance) et qui donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing.
- ✚ La spécification de la technologie Auto-Boost concernant le débit maximal de gaz, d'huile et d'eau doit être pris en considération avant l'installation de système.
- ✚ Pour avoir une meilleure activation de puits. Il est nécessaire de déterminer le débit de gaz à injecter dans l'huile par le choix d'un débit optimum pour améliorer la performance du puits et maximiser la production pétrolière. Mais l'augmentation du débit de gaz au-delà du débit « optimum » sera cause d'une chute de production.
- ✚ Le débit d'injection optimal est 18000 m³/j, d'où le gain de production est de 62.4 m³/j.
- ✚ L'optimisation de production dans notre cas doit prendre en compte l'influence des différents paramètres tel que le water cut, la pression de gisement et le GOR :
- ✚ L'augmentation du water cut entraîne une diminution nette du rendement du gas-lift par conséquent la diminution de production.

Conclusion

- ✚ La déplétion de la pression de gisement entraîne une diminution de la production, avec une augmentation de l'injection de gas-lift.
- ✚ L'augmentation de GOR entraîne une diminution de l'injection qui provoque un gain de gas-lift.
- ✚ Pour ce qui concerne notre étude, on peut juger d'après les résultats obtenus, que c'est succès, puisqu'on a obtenu des gains intéressants dans la production, même en prenant un cas pessimiste.

Recommandations

Recommandations

Pour que la technique Auto-Boost soit la plus efficace et la plus rentable possible, nous recommandons ce qui suit :

- ✚ Tester le package d'Auto-Boost sur un puits non éruptif.
- ✚ Le choix des puits candidats doit passer par plusieurs critères de sélection car une meilleure sélection des puits candidats limitera le risque d'échec.
- ✚ Prendre en considération tous les problèmes rencontrés au niveau des deux puits HTF-14 et HTF-32 qui sont déjà équipés par une complétion de gaz lift.
- ✚ Faire un contrôle rigoureux et des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement du réservoir et identifier les causes de succès ou d'échec.
- ✚ Actualiser les paramètres du réservoir avant toute étude d'intervention sur le puits.
- ✚ Augmenter le gain provient de GL injecté par cet équipement en pensons sur l'utilisation d'un équipement plus puissants.
- ✚ Traiter le gaz d'injection en utilisant des filtres pour éviter le risque de bouchage.
- ✚ Les résultats obtenus par le logiciel "PROSPER" sont des résultats théoriques, pour cela, un coefficient de correction doit être établi pour l'ajustement.
- ✚ Faire des études technico-économiques est impérative pour prévoir la rentabilité du gaz lift.

Bibliographie

- [1]. <https://www.vermilionenergy.fr/activites/laproductiondupetrole/les-differents-types-de-pompage-de-petrole.cfm>
- [2]. Activation des puits <https://pdfcoffee.com/m-activation-des-puits-pdf-free.html>
- [3]. Alkama mohand akli nedjar mohamed amine (Optimisation du gas-lift dans l'anneau d'huile d'Ourhoud cas du puits QB-17) UNIVERSITE DE BOUMERDES 2010
- [4]. Gas Lift Design & Technology @Schlumberger1999 Gaz lift
- [5]. Livre : Introduction to hydrocarbon exploitation, Well Testing. Auteur : Pratap Thimaiah . Albat solution limited, 2005.
- [6]. Makhbouche Djaber, Bourriche Abdelaziz <<Modélisation et optimisation de système de production de champs benkahla>>mémoire fin d'étude , Université : KASDI MERBAH OUARGLA 2020.
- [7]. Vogel, J. W "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells." JPT, Jan.1968.
- [8]. Namous yaaqoub , Kheroudji Ayoub , Lazaar Mohammed << Optimisation d'injection de gaz lift :side pocket mandrel sur les puits de stah cas d'étude: ST17, ST50 ET ST51>> mémoire fin d'études ,Université : KASDI MERBAH OUARGLA 29/05/2017.
- [9]. BENCHEIKH Mohamed Ali & DOKMA Lakhdar <<Application de l'analyse NODALE pour l'optimisation de choix de complétion et l'effet de production avec et sans Storm choke sur le puits HTG11 (HASSI TOUAREG)>> mémoire fin d'études : Université KASDI MERBAH OUARGLA 07 / 06 / 2015.
- [10]. ABID Abdelmoumene <<Evaluation du réservoir quartzites hamra dans le champ de hassi terfa possibilité de développement par des drains horizontaux >> Projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering : IAP Boumerdes , Février 2018.
- [11]. <<Rapport d'implantation Puits de développement du gisement de Hassi Terfa>> **SONATRACH** Division Petroleum Engineering et Développement .Direction Gisements Est Département Pôle Périphérie HASSI MESSAOUD ,Décembre 2021.
- [12]. <<Étude d'activation par Autoboost HTF14-32-24-28 >> **SONATRACH** Division Petroleum Engineering et Développement. Service gaz lift 03/02/2022.

Bibliographie

- [13]. << Schlumberger Reservoir Laboratories Fluid Analysis Report Black Oil, Well: HTF-1, Field: Hassi Messaoud For Sonatrach DP >> Report No: OLG-1298 Hassi Messaoud, Wilaya de Ouargla, Algeria 22-Feb-2014.
- [14]. DATA-BANK **SONATRACH** Division Petroleum Engineering et Développement. IRARA HASSI MESSAOUD .
- [15]. Prix moyen de brute : <https://cutt.ly/XJeGvdZ>
- [16]. Prix de brute : <https://prixdubaril.com/>
- [17]. BAKELLI BABA Hammou , HADJ MAHAMMED Slimane << l'utilisation de l'analyse nodal pour le choix des puits candidat au traitement matriciel >> Université KASDI MERBAH OUARGLA ,2013.
- [18]. SID Toufik , FAHDI Mabrouk , TOUAHIR Mahieddine << optimisation gas_lift (complétion GLS ,GLC+ dessalage à HBK >> mémoire fin d'étude , Université KASDI MERBAH OUARGLA , 24/06/2012.
- [19]. <<NODAL ANALYSES >>rapport world oil statistics Schlumberger 1994.

ANNEXE

Annexe

Annex III.1

Tableau 1: Les Caractéristiques géologiques et pétro physiques de reservoir

Well	Zone Name	Thick (m)	Avg PHI	Top (m)	Bottom	Gross (m)	Net (m)	PHI Thick(m)	Av_PHI	Avg Clay vol
HTF-14	G-O	1.41	0.82	3280	3308	28	24.72	2.44	0.099	0.217
	QH	81.96	0.10	3308	3427	119	117.17	10.35	0.088	0.038
	GEA	5.03	0.08	3427	3457	30	23.76	1.62	0.068	0.134
HTF-32	Zone	Flag Name	Top	Bottom	Gross (m)	Net (m)	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation	Zone
	QH	ROCK	3350	3451	101	94.69	0.154	0.06	0.44	ROCK
		RES	3350	3451	101	91.95	0.15	0.06	0.44	RES
		PAY	3350	3451	101	53.18	0.13	0.07	0.31	PAY

Annexe IV.1

Selon les études approfondies, la possibilité de raccorder un autre puits avec les puits (HTF-14 et HTF-32) au niveau de point de jonction est toujours possible pour valoriser et améliorer la production globale du gisement.

Pour cela, nous recommandons d'installer le puits HTF-19 qui est voisin aux deux puits et a des données et des critères de qualification pour devenir candidat au raccordement au système Auto Boost, ses données sont présentées par les tableaux suivants

Annexe

Tableau 2 : Tests de puits HTF-19.

Test	Date	PG	PFD	PT	Debit		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Dus e	Remarque
		(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(m/h)								
DST	25/12/2014	452.99	104.36	12	Huile	1.62	.005	-	6	--	-.5	9.53	DST realise a la TD 3419 m (CE) soit 78m dans le reservoir QH. Pg @3280m abs, Pfd @3107.89m.
DST	08/01/2015	451.17	99.82	12	Huile	1.28	.004	7.56	-	--	1.85	9.53	Puits vertical realise dans le QH, GEA et AEG. Pg @ 3280m abs et PFD @ 3070 m.
DST	03/04/2018	413.5	256	60.8	Huile	7.52	.051	--	-	93	2.58	9.53	DST/WO N°1 Puits repris en Short Radius PG @ 3280m. PFD @ 3132m (abs)

Tableau 3 : Dernières opérations effectués sur HTF-19.

Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations	Date Début
03/05/2022	03/05/2022	OPERATION_SPECIALE	Clean out	03/05/2022
28/04/2022	28/04/2022	WIRELINE	Controle	28/04/2022
28/03/2022	28/03/2022	WIRELINE	Grattage Controle	28/03/2022
18/03/2022	18/03/2022	OPERATION_SPECIALE	Clean Out + KO	18/03/2022

Tableau 4 : Derniers jaugeage de puits HTF-19.

Puits	Date Mesure	Dia m Dus e (m m)	Unité Sépar	Débit (m ³ /h)		GO R	Pression (Kg/cm ³)			Densité Huile	Temp. Huile (C°)	K Psi	Dé bit eau
				Huile	Gaz		Press. Tete	Press Pipe	Press. sépar				
HTF-19	27/09/2020	9	--	1.78	230.76	130	17.5	14.1	--	.801	32.3	0.486	0
	27/12/2020	9	1440	2	263.69	132	19.5	12	4.16	.793	16	0.509	0
	04/06/2021	9	1440	1.98	247.02	125	16.8	10.2	4.3	--	29	0.444	0
	19/09/2021	9	1440	2.37	153.46	65	20.6	14.5	14.46	.792	33	0.454	0
	17/05/2022	9	1440	1.59	119.00	75	16.9	13.9	14.06	.786	37.3	0.513	7

❖ **Autres propositions d'application de système Auto-Boost dans les périphériques de HMD :**

Proposition 1 (Champs RDC)

La proposition consiste a installer l'Auto-Boost dans le puits RDC-29 pour activer le puits RDC-29 et RDC-28 par gaz lift .

Annexe

Résultat de modélisation de puits RDC-29 avant et après l'injection de gaz :

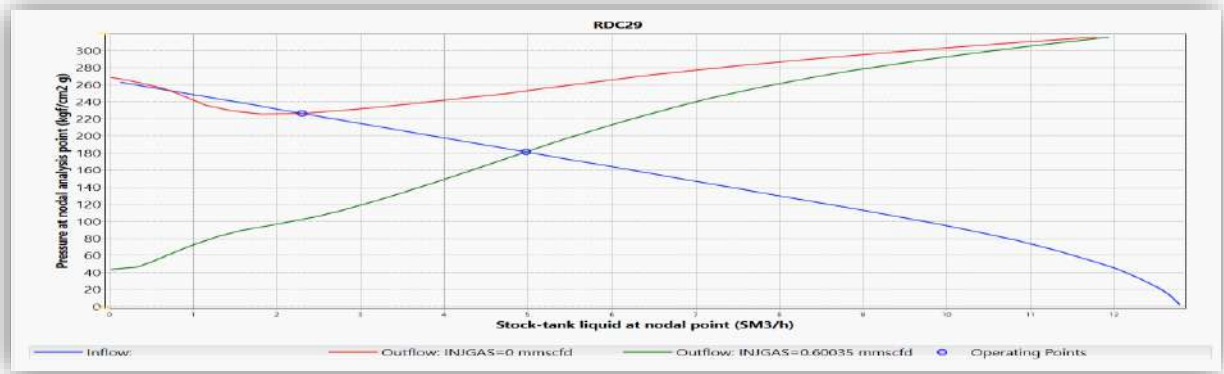


Figure 1 : Courbe IPR-VLP de puits RDC-29

Résultat d'optimisation des puits RDC-28/RDC-29 :

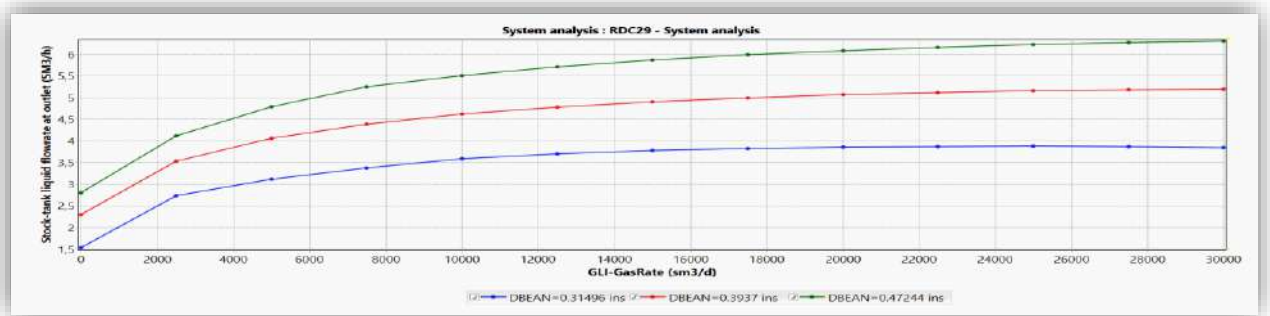


Figure 2 : La courbe de performance de puits RDC-29

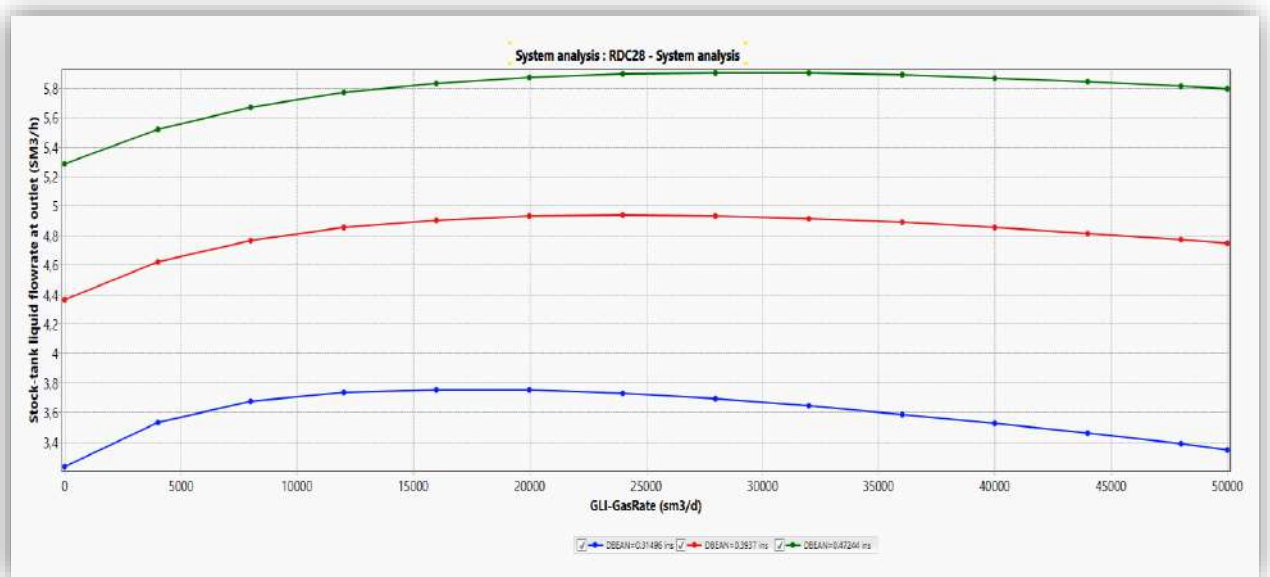


Figure 3 : La courbe de performance de puits RDC-28

Annexe

✚ Analyse des résultats

Tableau 5 : l'évaluation des résultat de système Auto-Boost

Puits	Débit avant (m3/h)	Débit après (m3/h)	Débit GL (sm3/j)	Duse (mm)	Cote CCE	Gain (m3/h)	Distance (m)
RDC29	2,98	5,6	6000	14	3200	2,6	1316
RDC28	3,15	5,5	5000	12	3200	2,35	
Total			11000			4,95	

- ✓ la quantité du gaz produit est égale 11000 sm³/j , par conséquent un gain de 4.95 m³/h a été réalisé.
- ✓ la pression d'injection est de l'ordre de 110 bar.
- ❖ **Proposition 2 (champs HGA)**
On récupère le gaz de HGA-41 et le réinjecter dans le puits HGA-2 et HGA 24 et HGA41 (en cas de besoin)

Résultats d'optimisation des puits HGA-2/HGA-24/HGA-41

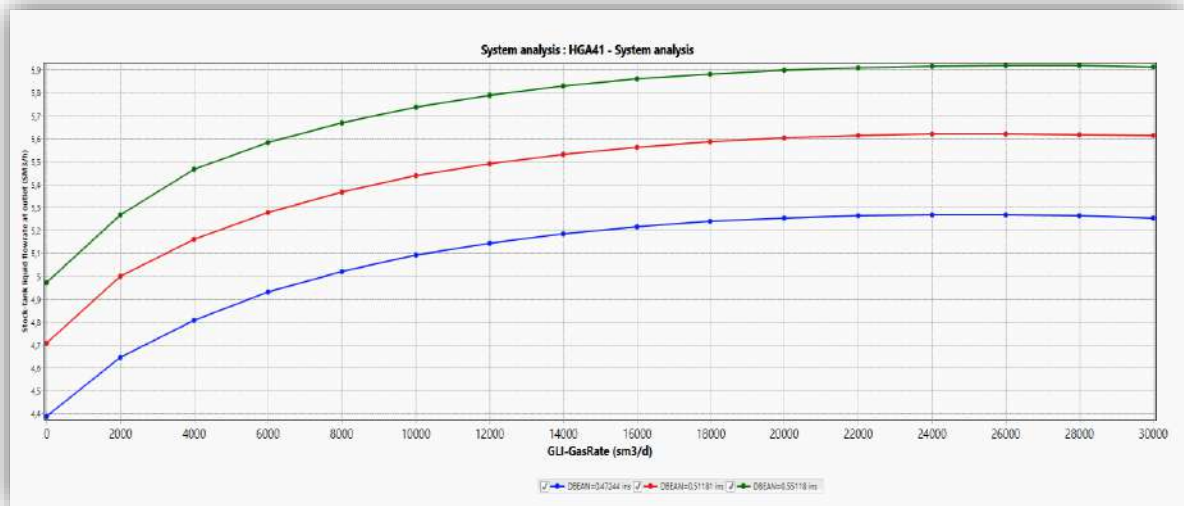


Figure 4 : La courbe de performance de puits HGA-41

Annexe



Figure 5 : La courbe de performance de puits HGA-2

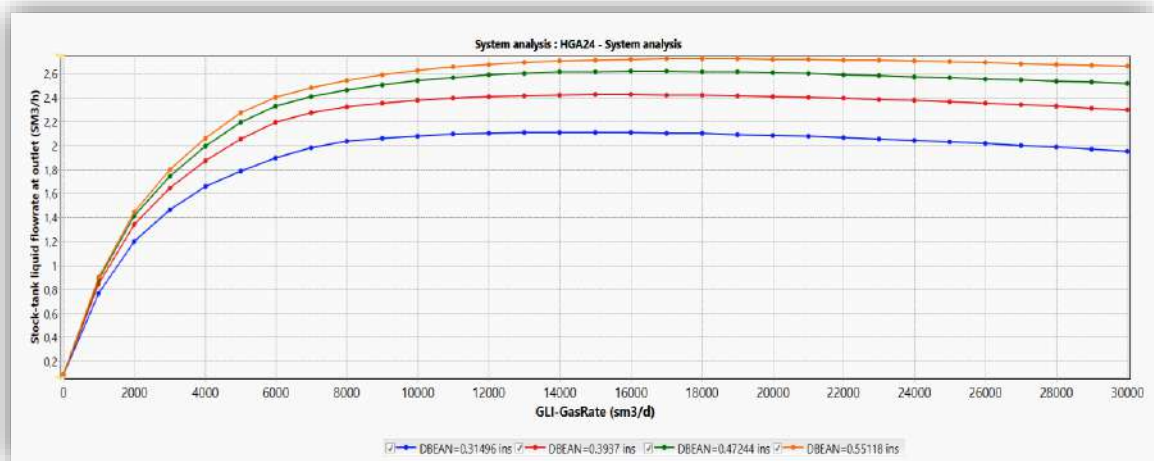


Figure 6 : La courbe de performance de puits HGA-24

Analyse des résultats

Tableau 6 : l'évaluation des résultat de système Auto-Boost

Puits	Débit avant (m3/h)	Débit après (m3/h)	Débit GL (sm3/j)	Cote	Duse (mm)	Gain (m3/h)	Distance (m)
HGA2	0	2,5	9000	3000	12	2,5	855
HGA24	0	2,5	6000	3200	12	2,3	999
HGA41	4,4	5,4	4000	3200	14	1	-
Total			18000			5,8	

- ✓ Le gain total est de l'ordre de 5.8 m³/h.
- ✓ La quantité du gaz produit par le puits HGA 41 est égale 18000.

Annexe

- ✓ Le diamètre des duse des puits HGA2 et HGA24 ne doit pas dépasser 12 mm.
- ✓ n'active pas le puits HGA41 seulement en cas de besoin (puits de 4,4 m³/h).
- ❖ **Proposition 3 (installation au niveau de manifold RDC)**

On propose d'installer le package Autoboost au niveau de manifold RDC25 pour activer les puits RDC25 et RDC18 avec le gaz lift .

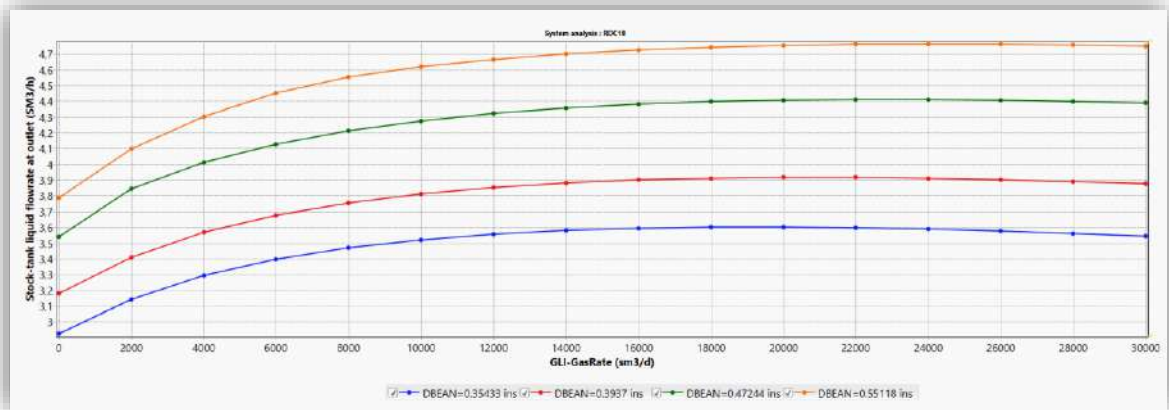


Figure 7 : Courbe de performance de puits RDC-18

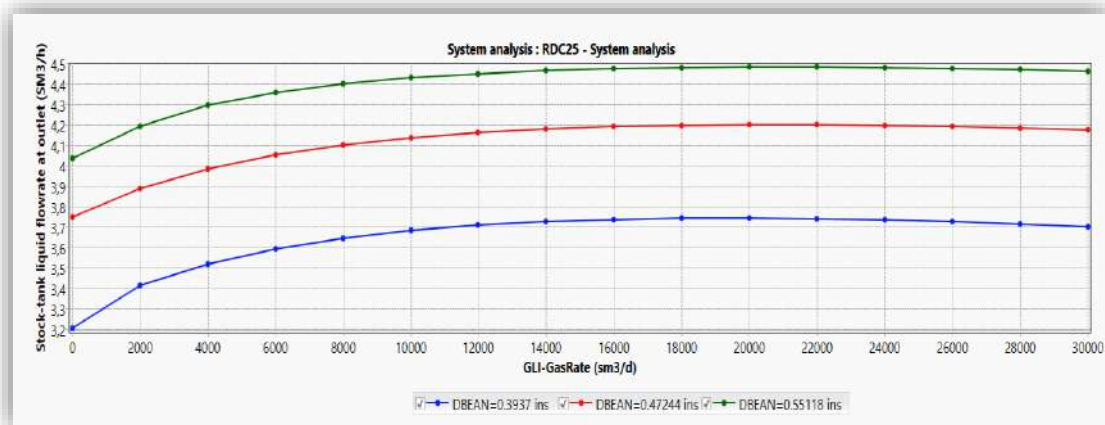


Figure 8 : Courbe de performance de puits RDC-25

Annexe

✚ Analyses des résultats

Tableau 7 : l'évaluation des résultat de système Auto-Boost

Puits	Débit avant (m3/h)	Débit après (m3/h)	Débit GL (sm3/j)	Cote	Duse (mm)	Gain (m3/h)	Distance (m)
RDC25	3,1	4,1	9000	3000	12	1	500
RDC18	2,75	4,7	6000	3200	14	2	900
Total			15000			3	

- ✓ Le gain totale est de l'ordre de 3 m³/h .
- ✓ il est recommandé de faire un jaugeage avec liftage pour confirmer le gain .

✚ Annexe IV.2

1. Les problèmes rencontrés au cours de la réalisation de l'AutoBoost

a. Limitations liées aux séparateur

- ✓ Le package de séparateur est composé de séparateur de capacité 3,5 m³ + une pompe d'expédition d'huile de capacité de 9 m³/h avec une pompe d'expédition d'eau de la capacité de 3,5 m³/h.
- ✓ La capacité max de ce package est de 12,5 m³/h huile et 3,5 m³ eau.
- ✓ Fuite d'huile de lubrification de la pompe à eau non fixé.
- ✓ Limitation de séparateur à 15 m³/h max c'est en vue utilisé cette technique pour une Grabbe de puits.

b. Problèmes liées aux capacité de compresseur

Le test de l'AutoBoost sur chantier nous a montré plusieurs limitations de système sont :

- ✓ Limitation de Compresseur a un débit max de 25000 m³/j avec plusieurs arrêts liés aux alarmes de shutdown de système, (pression de la 1 ère section de compresseur limité 14 bar, températures des sections de compresseur limité à 70 °C (très limité au condition de champs de HMD surtout en été au la température ambiante attend les 55 °C, les vibrations du moteur très proche à la limite de shutdown 12 mm/s limite max, alors que le system fonction avec des vibrations entre 10 et 11,5 mm/s).
- ✓ La PCV été manuelle (il a été connecté après avoir rencontré plusieurs shutdown liées au alarmes de pression et de température, alors que la PCV en mode automatique acheminé l'excès de gaz avant qu'il rentre dans le compresseur.

Annexe

c. Problèmes liés aux vibrations

Déplacement de l'instrument de mesure de pression de l'endroit de cisaillement vers un autre endroit moins de vibration.

d. Problèmes liées aux système de contrôle

Durant le test de système AutoBoost on a rencontré plusieurs fausses alarmes due à un pic de déférentes paramètres tell que les vibrations de moteur, la pression de séparation, les pressions des sections de compresseur, qui a duré moins de 2 seconds (erreurs des instruments de mesure), le temps de réaction programmé dans le système de control et de 500 ms (très courte).

e. Problèmes liées aux contrôle de débit GL injecté

- ✓ Le contrôle de débit GL injecté étai à laide d'une duse manuelle (voir la photo 1).
- ✓ Le problème a été résolu avec notre vanne automatique GL (voir la photo 2).

Les points à améliorer dans le système AutoBoost

- ✓ Augmenter la capacité de compresseur entre 50000 et 70000 m³/j pour pouvoir utilisé dans toutes les catégories des puits de champs HMD.
- ✓ Equipé le système avec une vanne automatique pour contrôler le débit GL injecté dans le puits.
- ✓ Déplacer tous les instruments de mesures vers une armoire séparée de centenaire de compresseur et de moteur.
- ✓ Améliorer le système de control de l'AutoBoost (les limites des alarmes SD + le temps d'action pour SD)
- ✓ Equipé la ligne d'injection de GL avec un débit mètre.