

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

BERRAG AYMEN, CHERGUI RIADH

-THÈME-

Étude de l'efficacité de gaz-lift sur le champ Hassi R'mel

Soutenu le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	M. KHEBBAZ.Mohamed El-Ghali	M.A.A	Univ. Ouargla
Rapporteur :	M. REMITA.A.RAOUE	M.A.A	Univ. Ouargla
Examineurs :	M. LEBTAHI.Hamid	Docteur	Univ. Ouargla



Remerciement

*Je tiens à remercier avant tout, mon Dieu de m'avoir accordé la
volonté et la capacité pour achever ce travail.*

Je remercie infiniment en premier lieu mon enseignant

Mr. P.E.M.T.A.R.A.F

*Mes sincères remerciements sont également adressés aux
enseignants du département des hydrocarbures,*

*Je suis très reconnaissante à toutes les personnes qui ont
contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire par
leurs aides et leurs encouragements*

Berrag aymen

chergui riadh





Je dédie ce modeste travail à :

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement dans
l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.*

*Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunte père que
Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères alaa, abd
moneim, et le petit Djalil. À toutes mes sœurs et à tous les membres de
ma famille.*

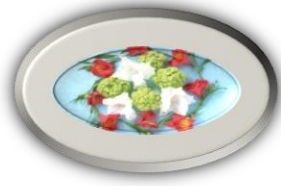
Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Abd razak, islam, sif dine, et les autres à l'université kasdi merbah.

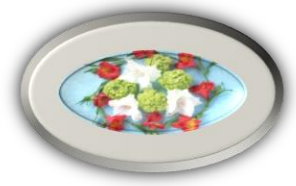
À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme

Chergui riadh.

Amen



Dédicaces



Je dédie ce modeste travail à :

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement dans
l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.*

*Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunte père que
Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères Hicham, Imaida,
À toutes mes sœurs et à tous les membres de ma famille.*

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Kafi, moussa, islam, ahmed et les autres à l'université Kasdi merbah.

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

Berrag aymen.

Riadh

المخلص

يبرز حقل حاسي الرمل العديد من المشاكل المتعلقة باستغلال النفط، والتي تزداد سوءا بسبب الظروف غير الملائمة و المتمثلة في درجة الحرارة و الضغط المخيمان على الحقل او البئر البترولي، الشيء الذي يقلل من انتاجية الابار و يستدعي تدخّل فوري لاحدى تقنيات الاستخلاص الصناعي للنفط، لتمكين البئر من استعادة ثورانه. موضوع دراستنا التالية سيكون مركزا على الاستغلال الأمثل لتقنية الرفع الغازي، كعلاج وكتقنية استخلاص صناعي. تتمثل طريقة الاستغلال الأمثل لهاته التقنية، أولاً، في ايجاد منحنى ال (IPR) وتحديد القانون المناسب لرسم المنحنى (VLP) ثم سنتطرق بعد ذلك الى تحديد الحجم الأمثل للغاز الذي سيضخ نحو البئر البترولي، و في الأخير سنظهر تأثيرات بعض العوامل المختلفة على أداء البئر البترولي.

Abstract

The field of HRM presents many problems of exploitation, which are generally getting worse by severe conditions of temperature and pressure, that reign in the reservoir and the well, which decrease massively the productivity of the well and obligate an immediate intervention of an artificial lift to recover the eruptivity of the well. For our study we will focus at the optimization of gas-lift as remedy and a technic of an artificial recovery. The optimization consists firstly of finding the IPR curve, and the adequate correlation to draw the VLP curve ,then, we will optimize the gas injection rate, and show the effects of different parameters (factors) at the well performance (production).

Key words : well productivity - artificial lift - eruptivity - gas lift optimization - (IPR) curve - (VLP) curve - gas injection rate.

Résumé

Le champ de HRM présente des problèmes d'exploitation qui sont, en général, aggravés, par les conditions sévères de température et de pression, qui règnent dans le gisement, ainsi que dans le puits. Ce qui diminue fortement la productivité des puits et exige une intervention immédiate d'une technique d'extraction artificiel pour récupérer l'éruptivité du puits.

Pour notre étude on va baser sur l'optimisation du gaz-lift comme un remède et une technique de récupération artificielle.

La méthode d'optimisation consiste d'abord à trouver la courbe IPR, et la corrélation adéquate pour tracer la courbe TPC. Ensuite, on va optimiser le débit d'injection du gaz, et étudier les effets des différents paramètres (facteurs) sur les performances du puits (la production).

Mots clé : la productivité - technique d'extraction artificiel - l'éruptivité - l'optimisation du gaz lift - la courbe IPR - la courbe TPC - le débit d'injection.

SOMMAIRE

Résumé	
SOMMAIRE.....	
Liste de figure	
Liste du tableau	
LISTE D'ABREVIATION	
Nomenclature.....	
INTRODUCTION.....	1
I. Aperçu sur le champ de hassi r'mel	
I.1 Introduction :.....	3
I.2 Présentation et historique du champ	3
I.2.1 Situation géographique:.....	3
I.2.2 Historique de la région:	3
I.2.3 Aperçue géologique de Hassi R'mel:	4
I.2.4 Structure	5
I.2.5 Stratigraphie	5
I.2.6 Lithologie du réservoir	6
I.3 Intérêt pétrolier:	7
I.3.1 Introduction	7
I.3.2 Roches mères	7
I.3.3 Roches réservoirs.....	8
I.3.4 Roches couvertures.....	8
I.4 Cadre géologique de l'anneau d'huile:	8
I.4.1 Particularités de l'anneau d'huile:	9

I.4.2	Exploitation de l'anneau d'huile:	9
I.4.3	Problèmes techniques d'exploitation:.....	10
I.4.4	Développement de l'anneau d'huile:	12
I.4.5	Caractéristiques du gisement:	13
I.5	Conclusion :	13

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT.....

II.1	INTRODUCTION:	14
II.2	Définition et principe du gaz-lift :	14
II.3	Types de gaz-lift :	14
II.3.1	Gaz-lift continu :.....	14
II.3.2	Gaz-lift intermittent :	15
II.4	Applications du gaz-lift :	15
II.5	L'équipement du gaz-lift :	16
II.5.1	L'équipement de surface:	16
II.5.2	L'équipement de fond :	17
II.6	Les Types de Complétions pour le Gaz-lift :	19
II.6.1	Complétions pour Gaz-lift direct :	19
II.6.2	Complétion pour Gaz-lift inverse :	20
II.7	Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift :	23
II.7.1	La pression en tête de puits (well head pressure) :	23
II.7.2	La pression d'injection du gaz :	23
II.7.3	Profondeur d'injection du gaz :	23
II.7.4	L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :	23
II.8	Avantages et inconvénients du gaz-lift :	24
II.8.1	Les Avantages :	24
II.8.2	Les Inconvénients :	24
II.9	Conclusion :	24

III. GAS LIFT Á Hassi R'mel.....

III.1	Introduction :	25
III.1.1	COMPOSITION DU GAZ INJECTE :	26
III.1.2	COMPLETION DES PUIITS :	26
III.2	Problèmes rencontrés avec les complétions GL actuelles à HRM :	28

III.3	Avantages et inconvénients de la complétion actuelle :.....	29
III.4	Conclusion:.....	29

IV. ANALYSE NODALE ET LES COURBES DE PERFORMANCE (INFLOW-OUFLOW).....

IV.1	Introduction :.....	30
IV.2	Concept de l'analyse nodale :.....	31
IV.3	Procédure d'application de l'analyse nodale :.....	32
IV.3.1	Les différentes positions du nœud :.....	33
IV.4	Objectifs de l'analyse nodale :	38
IV.5	Application de l'analyse nodale:.....	38
IV.6	La Technique de l'indice de productivité:	38
IV.7	Ecoulement dans le réservoir (inflow equation) :	39
IV.8	Inflow performance relationship (IPR):	40
IV.8.1	Ecoulement monophasique :.....	40
IV.8.2	Ecoulement diphasique :.....	41
IV.8.3	Combinaison entre les deux types :.....	42
IV.9	Tubing performance curves (TPC):.....	43
IV.10	Structures d'écoulement :.....	44
IV.11	Conclusion :.....	45

V. Partie pratique.....

V.1	Introduction :.....	46
V.2	INTRODUCTION AUX PERTES DE CHARGE :	46
V.3	APERCU SUR LE LOGICIEL PIPESIM :	47
V.4	PROCEDURE D'OPTIMIATION :.....	48
V.5	Optimisation de gas-lift (puits HRE402) :.....	50
V.5.1	Matching avec les données actuelles (tubing suspendu)	50
V.5.2	Choix de corrélation	52
V.5.3	Détermination du point de fonctionnement.....	53
V.5.4	Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift.....	54
V.5.5	Historique de production du puits HR402 :.....	55
V.5.6	L'étude économique:.....	56
V.6	Optimisation de gas-lift (puits HRS20) :	57

V.6.1	Matching avec les données actuelles (tubing suspendu)	57
V.6.2	Choix de corrélation	58
V.6.3	Détermination du point de fonctionnement	59
V.6.4	Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift.....	60
V.6.5	Historique de production du puits HRS20 :	61
V.6.6	L'étude économique:.....	62
V.7	Optimisation de gas-lift (puits HR162) :	63
V.7.1	Matching avec les données actuelles (tubing suspendu)	63
V.7.2	Choix de corrélation	64
V.7.3	Détermination du point de fonctionnement	65
V.7.4	Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift.....	66
V.7.5	Historique de production du puits HR162.....	67
V.7.6	L'étude économique:.....	67
V.8	Calcul du débit d'eau de dessalage	68
V.8.1	Loi de salinité	68
V.8.2	Calcul de la quantité d'eau	69
V.8.3	Estimation du water-cut qui résulte de l'injection.....	69
V.8.4	Partie calcul	70
V.9	La déference de débit d'huile après et avant l'optimisation :	70
V.10	Conclusion :.....	71

CONCLUSION GENERALE 72

RECOMMANDATIONS..... 73

Bibliographie.....

Annexe

Liste de figure

Figure I-1 Situation géographique du champ de Hassi R'mel	3
Figure I-2 Carte géologique du champ de Hassi r'mel	4
Figure I-3 Colonne stratigraphique du champ de Hassi r'mel	6
Figure I-4 Présentation de l'anneau d'huile	9
Figure II-1 Schéma pour les équipements de surface du Gaz-Lift	16
Figure II-2 Mandrin du Gaz-Lift	18
Figure II-3 Vanne COV et Vanne TOV	19
Figure II-4 Types de Complétion pour le Gaz-Lift	20
Figure II-5 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Tubing concentrique)	21
Figure II-6 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Gaz-Lift double)	22
Figure II-7 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Gaz-Lift parallèle)	22
Figure III-1 Complétion spéciale avec tubing suspendu (GLS)	27
Figure III-2 Complétion d'un puits en GL avec injection sous-packer (mixte)	27
Figure IV-1 Perte de charge possible dans un système de production	31
Figure IV-2 Les différentes positions des nœuds.	32
Figure IV-3 point de fonctionnement	33
Figure IV-4 l'effet de la pression de séparation.	34
Figure IV-5 l'effet du diamètre de la duse.	35
Figure IV-6 l'effet du diamètre du flowline.	35
Figure IV-7 effet des différentes courbes IPR.	36
Figure IV-8 effet du diamètre de tubing.	37
Figure IV-9 l'effet du déclin de la pression du réservoir.	37
Figure IV-10 La courbe IPR	41
Figure IV-11 Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphase	43
Figure IV-12 Flow regimes categories	45
Figure V-1 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté	46
Figure V-2 La courbe IPR (inflow)	49
Figure V-3 Schéma du puits HR402	51
Figure V-4 Choix de la corrélation adéquate pour le calcul des pertes de charges HRE402	52
Figure V-5 Point de fonctionnement (courbes VLP, IPR)	53
Figure V-6 Courbe de performance de différents débits d'injection de gaz	55
Figure V-7 Historique de production du puits HR402	55
Figure V-8 Schéma du puits HRS20	58
Figure V-9 Choix de la corrélation adéquate pour le calcul des pertes de charges HRS20	58
Figure V-10 Point de fonctionnement (courbes VLP, IPR)	59
Figure V-11 Courbe de performance de différents débits d'injection de gaz	61
Figure V-12 Historique de production du puits HRS20	61
Figure V-13 Schéma du puits HR162	64
Figure V-14 Choix de la corrélation adéquate pour le calcul des pertes de charges HRE162	64
Figure V-15 Point de fonctionnement (courbes VLP, IPR)	65
Figure V-16 Courbe de performance de différents débits d'injection de gaz	66
Figure V-17 Historique de production du puits HR162	67
Figure V-18 Courbe de solubilité du NaCl en fonction de la température	69
Figure V-19 Comparaison entre le débit d'huile produit avant et après l'optimisation .	71

Liste du tableau

Tableau III-1 Composition du gaz injecté	26
Tableau V-1 Données du puits	50
Tableau V-2 Données Réservoir	50
Tableau V-3 Caractéristiques des casings et tubing	51
Tableau V-4 Les résultats des courbes de la pression de tête (puits HRE402)	52
Tableau V-5 Données du puits	54
Tableau V-6 Données Réservoir	54
Tableau V-7 Montant total du projet HR402	56
Tableau V-8 Données du puits HRS20 avant l'injection	57
Tableau V-9 Données Réservoir HRS20 avant l'injection	57
Tableau V-10 Caractéristiques des casings et tubing	57
Tableau V-11 Les résultats des courbes de la pression de tête (puits HRES20)	59
Tableau V-12 Données du puits HRS20 après l'injection	60
Tableau V-13 Données Réservoir HRS20 après l'injection	60
Tableau V-14 Montant total du projet HRS20	62
Tableau V-15 Données du puits HR162 avant l'injection	63
Tableau V-16 Données Réservoir HR162 avant l'injection	63
Tableau V-17 Caractéristiques des casings et tubing	63
Tableau V-18 Les résultats des courbes de la pression de tête (puits HRE162)	65
Tableau V-19 Données du puits HR162 après l'injection	66
Tableau V-20 Données Réservoir HR162 après l'injection	66
Tableau V-21 Montant total du projet HR162	67
Tableau V-22 Données	70
Tableau V-23 Résultats d'optimisation de débit d'eau d'injection	70
Tableau V-24 La différence de débit d'huile après et avant l'optimisation	71

LISTE D'ABREVIATION

COV : Casing operated valves.
DEG : Diéthylène glycol.
GL : Gaz-lift.
GOR : Gas-oil rapport.
GLR : Gas-liquid rapport.
HRM : Hassi R'mel.
IPR : Indice de productivité.
ID : interior diameter.
OD : outside diameter.
Ra : Réservoir anisométrique.
Ri : Réservoir isométrique.
S : **Skin**.
SG : Specific gravity.
TEG : Triéthylène glycol.
TOV : Tubing operated valves.
TPC : Tubing performance curve.
VLP : Vertical lift performance.
STB : Stock baril.

Nomenclature

Bo : Le facteur volumétrique de fond.

d : Le diamètre.

F_{tp} : Le facteur de friction pour les deux phase(gaz-liquide).

FNS : Le facteur de friction (sans glissement).

F : Le facteur de friction.

g : La force de gravité (**N/kg**).

h : La hauteur (**m**).

I_p: L'indice de productivité (**m³/j/bar**).

K : La perméabilité absolue (**mD**).

Ko : La perméabilité relative à l'huile (**mD**).

L: Le paramètre de correction.

L : La distance (**m**).

NFR : Le nombre du Fraude.

NLV : Le nombre de vitesse superficielle du liquide.

Ngv : Le nombre de vitesse superficielle du gaz.

ND : Le nombre du diamètre du pipe.

NL : Le nombre de viscosité du liquide.

Pb : La pression de bulle (**kg/cm²**).

DP : La perte de charge.

DP H : La perte de charge hydrostatique.

DP f : La perte de charge due aux frictions.

Q : Le débit (**m³/h**).

Qo: Le débit d'huile (**m³/h**).

Qomax: Le débit maximal.

Ql : Le débit du liquide.

Qg : Le débit du gaz.

Re : Le nombre du Reynolds.

re : Le rayon de drainage (**m**).

rw : Le rayon de puits (**m**).

S : Le skin.

V_m : La vitesse superficielle de mélange.

V_m : La vitesse du mélange

μ_o : La viscosité de l'huile (**Cp**).

μ_m : La viscosité du mélange.

μ_L : La viscosité du liquide.

μ_{NS} : La viscosité (sans du glissement).

l : Le Hold-up du liquide sans glissement.

Ψ : Le facteur de correction pour le Hold-up.

ρ_m : La masse volumique du mélange.

ρ_{NS} : La masse volumique (sans glissement).

INTRODUCTION

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

L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée, parmi lesquels on a : le pompage à tige, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et le gas-lift.

Parmi les importants champs de gaz, dans le monde, on trouve le champ de Hassi R'mel. Il s'étend sur une superficie d'environ 3700 Km².

Les travaux de développement ont fini par découvrir en 1979 un anneau d'huile sur la périphérie Est et Sud du gisement. Cet anneau d'huile se trouve limité par un chapeau de gaz au sommet et par un aquifère à sa base, avec une hauteur utile moyenne de 11m.

L'exploitation de cet anneau d'huile a commencée en octobre 1981 par le puits HR154, relié au premier centre de traitement CTH1.

Actuellement l'exploitation de l'anneau d'huile est assurée par le biais de quatres centres de traitements : CTH1, 2, 3, et CTH4.

Vu les excellentes caractéristiques petro physiques, la faible hauteur utile, la variation aléatoire des paramètres de production (WOR, GOR, débit de production), l'exploitation optimale de ce secteur demande une connaissance parfaite des données de base pour arriver à une récupération maximale avec un coût minimal.

L'exploitation du champ, par déplétion naturelle, a fait chuter sa pression de gisement d'une façon considérable. La faible épaisseur de réservoir, et la proximité des interfaces G/O et W/O par rapport à l'emplacement des perforations, favorisent le phénomène de coning (water coning et gaz coning) qui diminue considérablement la récupération d'huile et tue le puits. Donc il est devenu impératif de prévoir un soutirage artificiel pour augmenter la récupération du champ.

Vu la disponibilité du gaz en quantités suffisantes dans la région, le gas-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz 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 pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gas-lift (pression en tête, pourcentage d'eau ...).

INTRODUCTION

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit et d'étudier l'efficacité d'injection de gaz-lift en utilisant le logiciel « PIPESIM ».

Notre mémoire est divisé en cinq chapitres comme suit :

Le premier chapitre est consacré à la présentation du champ Hassi R'mel, La technique du Gaz-lift en général est exposé dans le deuxième chapitre, le troisième chapitre présente le gaz lift a Hassi r'mel, le quatrième chapitre présente des généralités sur l'analyse nodale, avec une explication pour les deux courbes de performance du puits (inflow, outflow), le cinquième chapitre donne les résultats pratiques obtenus par les calculs d'optimisation,

En conclusion et après l'étude en différentes puits, quelques recommandations sont proposées dans le but d'améliorer et avoir une production optimale économiquement rentable dans le champ HRM.

CHAPITRE I :

I. Aperçu sur le champ de hassi r'mel

I.1 Introduction :

Le gisement d'Hassi R'Mel, est le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie et du continent africain, découvert en 1956 par la Compagnie française des pétroles Algérie, dans une formation triasique, le gisement représente encore le quart de la production de gaz du pays. Environ la moitié de ses réserves initiales (estimées à 2400 milliards de mètres cubes) seraient épuisées. Les installations construites autour de Hassi R'Mel sont la plaque tournante de l'industrie gazière algérienne : en plus de la production du gisement lui-même, elles centralisent le gaz produit dans d'autres régions d'Algérie.

I.2 Présentation et historique du champ

I.2.1 Situation géographique:

Le champ de Hassi R'mel se situe à 550 km au Sud d'Alger entre la ville de Ghardaïa et Laghouat sur une altitude de 760 m environ. Ce champ s'étend sur 70 km du Nord au Sud, 50 km du Est au Ouest et c'est un gisement de gaz à condensât avec un anneau d'huile sur la périphérie Est.

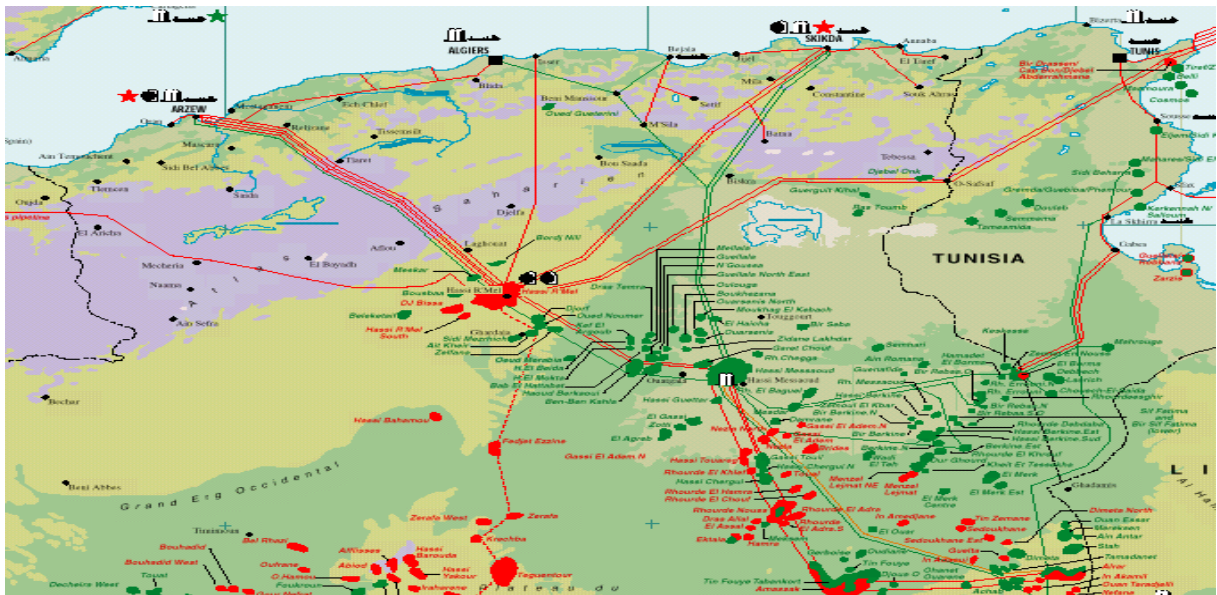


Figure I-1 Situation géographique du champ de Hassi R'mel [3]

I.2.2 Historique de la région:

La première campagne géophysique intéressante dans la région a eu lieu entre 1951 et 1952 et le forage du premier puits d'exploitation proche de Berriane mit en évidence la présence d'un TRIAS GRESEUX qui possède tous les caractéristiques d'un excellent réservoir avec une large couverture de TRIAS SALIFERE.

- En 1956, fut réalisé le sondage de HR 1 à la fin de cette année une profondeur de 2123 m fut atteinte et prouva l'existence d'un gaz humide sous forte pression. Les sondages qui suivirent confirmèrent l'existence d'un ANTICLINAL, permirent d'étudier avec précision les niveaux géologiques ainsi que la nature des fluides in situ.
- En 1960, le gazoduc 24'' reliant HASSI R'MEL à ARZEW était achevé pour l'exploitation du gisement après une année de ceci.
- En 1976, un certain nombre de puits injecteurs ont été implantés au Nord et au Sud de la zone centrale pour remédier à la chute de pression due au soutirage, pour augmenter la production du condensât. La présence d'huile à HASSI R'MEL fut décelée très tôt avec le forage du puits HR 8 en 1958 dans le secteur Sud-Ouest du champ. En 1978 la direction exploration se penche sur le problème de limitation du champ. Certains puits ont été implantés sur le flanc Sud-Est du champ à DJEBEL BISSA, BOUSBAA où le puits BSB 1 a donné des résultats satisfaisants d'huile 12,2 m³/h dans les GRES ARGILO-GRESEUX du TRIAS.
- En 1979, le puits HR 38 implanté sur la périphérie de la structure dont le but était le développement du gaz a mis en évidence la présence d'une colonne d'huile de 9,5 m d'épaisseur utile dans le niveau « A ». Les puits HR 154, 166 et 165 ont confirmés l'existence d'un anneau d'huile économiquement exploitable.

I.2.3 Aperçue géologique de Hassi R'mel:

Le champ de Hassi R'mel est situé sur la plateforme Saharienne dans la partie NordOuest du bassin Triasique, sur la dorsale Idjerane M'zab la voûte de Tilghemt, il est limité au Nord par les chaînes de l'Atlas Saharien à l'Ouest par le bassin de Bechar, à l'Est par le bassin d'Oued Mya, au Sud par le bassin d'Ahnet et de Mouydir.

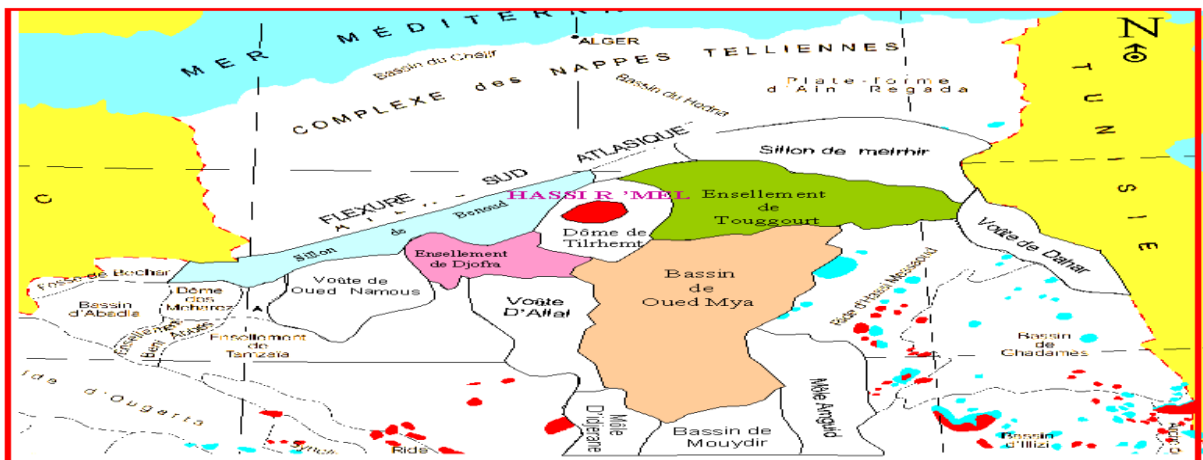


Figure I-2 Carte géologique du champ de Hassi r'mel [3]

I.2.4 Structure

D'après les cartes isobathes au toit du trias anhydritique, au toit du niveau « D2 », au toit des niveaux « A, B et C », il apparaît que la structure du champ est un anticlinal de pendage $0,567^\circ$ équivalent à 10 m / km et suivant la direction Nord-Ouest. Nous distinguons trois zones sur la structure :

- **Zone centrale** : Au niveau de cette zone, trois niveaux « A, B et C » qui se présentent avec des excellentes caractéristiques de réservoir, dont l'argile est la couche couverture.
- **Zone sud** : Caractérisée par une série d'ondulation, dimension notables et de forte amplitude verticale 50 m par les failles. A ce niveau on trouve que les réservoirs « A, B et C » qui se disparaissent en s'éloignant vers le Sud.
- **Zone nord** : Zone tectonique complexe, avec la présence de trois niveaux nettement individualisés dont l'épaisseur diminue progressivement vers l'Est.

I.2.5 Stratigraphie

La série stratigraphique est relativement constante le long de la structure en voici les étages rencontrés.

Syst	EP moy	ETAGES	STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CRETACE	100	MIO-PLIOCENE Discordance Alpine		Croûte calcaire et série argilo-gréseuse	
	40	SENONIEN		Calcaire à silex	
	40	TURONIEN		Dolomie vacuolaire	
	100	CENOMANIEN		Calcaire et argile	
	460	ALBIEN		Grès fins, friables, à passées d'argile	
		APTIEN		Marnes et grès	
		BARREMIEN		Grès fins à grossiers, à ciment carbonaté	
NEOCOMIEN			Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite		
JURASSIQUE	600	MALM		Carbonates grès et argile	
	220	DOGGER	ARGILEUX	Calcaire dolomitique et argile.	
			LAGUNAIRE	Calcaire dolomitique et argile.	
	510	LIAS	MARNEUX	Marnes et calcaire.	
			CARBONATE	Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.	
			ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive à passées d'argile.	
			SALIFERE I	Sel massif avec une passée dolomitique "D1"	
			SALIFERE II & III	Sel à passées d'argile.	
			ARGILEUX SUPERIEUR	Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"	
	TRIAS	200	TRIAS	ARGILEUX INFERIEUR	Sel massif et Argile brun-choclat
ARGILO-GRESEUX				A	Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
				B	
			C		
30	SERIE INFERIEURE Disc. Hercynienne	Andésite, argile et passées de grès argileux.			
PALEOZOIQUE	250	DEVONIEN	Argile à passées de grès		
		SILURIEN	Argile noire à grapholites		
		CAMBRO-ORDOVIEN	Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen, gris-blanchâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques. Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferronagésines.		
		SOCLE	+++++		

Figure I-3 Colonne stratigraphique du champ de Hassi r'mel [3]

I.2.6 Lithologie du réservoir

Les séries de TRIAS se divisent de haut en bas de la façon suivant :

- Réservoir A
- Réservoir B
- Réservoir C

Réservoir A :

Localement argileux, il est composé de grès fins à très fins à forte cimentation anhydritique parfois compacte. L'extension de ce niveau est la plus importante, il s'étend sur tout le champ de Hassi-R'mel, son épaisseur varie sur l'ensemble du champ de 15 à 30m. Ses caractéristiques sont :

- Porosité : 15%
- Perméabilité : 270.10⁻³ Darcys.
- Teneur en eau : 24%

Réservoir B :

Constitué de gré fins, plus ou moins argileux et anhydritique, intercalés par des assises argileuses, il est limité à la zone centrale et la zone nord du champ. Ses caractéristiques sont

- Porosité : 15%
- Perméabilité : 250.10^{-3} Darcys
- Teneur en eau: 28%

Réservoir C :

Son épaisseur atteint jusqu'à 60 m, c'est le plus épais et de bonnes caractéristiques. Il est composé de grés fins à moyens très peu cimentés, des galettes de quartz laiteuses de taille variable, il s'étend sur la majeure partie du champ sauf la zone sud, c'est le plus épais des trois niveaux et le plus important. Ses caractéristiques sont :

- Porosité : 08%
- Perméabilité : 800.10^{-3} Darcys.
- Teneur en eau : 13%.

Le champ de Hassi-R'mel est une vaste étendue de 3500 Km² (70 Km de long sur 50 Km de large).

Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de 2800.10⁹ m³.

I.3 Intérêt pétrolier:

I.3.1 Introduction

Trois facteurs semblent jouer un rôle majeur dans la distribution des hydrocarbures dans cette région :

- 1 - Les niveaux gréseux de trias constituant le réservoir.
- 2 - La couverture salifère triasique.
- 3 - La discordance hercynienne et son rôle dans la migration d'hydrocarbures.

I.3.2 Roches mères

Les formations argileuses du dévonien et celles du silurien sont considérées comme roches mères principales d'après les différentes études géochimiques faites au CRD, ou sonatrach exploration et par les compagnies étrangères.

a - Argile du dévonien : Elles sont complètement érodées dans la région d'étude, mais elles sont présentes dans la partie Nord-Ouest du champ de Hassi R'mel avec une épaisseur qui varie de 0 à 160 m.

b - Silurien : Il est complètement érodé dans la région d'étude, on le trouve plus à l'Ouest du champ où il est traversé par les forages DAE 1, MSK 1 et AE 2. Avec une épaisseur qui varie de 0 à 350 m. Il est constitué d'une alternance de grès et d'argile à grapholites. Il est représenté par des argiles marneuses ou par des marnes argileuses.

I.3.3 Roches réservoirs

Le trias argilo-gréseux supérieur « T.A.G.S » est le plus important du point de vue roche réservoir, il est constitué par la superposition de trois niveaux « A, B et C » bien distincts, intercalés par des niveaux argileux. Son épaisseur varie entre 48 et 157 m, avec une porosité allant de 12 à 18 % et une perméabilité de 10 à 150 MD. Les propriétés des trois niveaux gréseux sont faites sur la base des caractéristiques granulométriques, pétrographiques et diagraphiques.

I.3.4 Roches couvertures

La couverture du trias argilo-gréseux est assurée par le lias argileux et lias salifère. Il y a deux types de pièges :

- Les pièges structuraux : plis et failles qui sont très répandus.
- Les pièges types lithologiques et stratigraphiques constitués par les biseaux du trias inférieur.

I.4 Cadre géologique de l'anneau d'huile:

La mise en évidence de l'existence de l'anneau d'huile dans le gisement de gaz de Hassi R'mel fut confirmée juste après la découverte du gisement de gaz en 1958 avec le puits HR 8 situé au Sud-Ouest du champ où une faible colonne d'huile a été rencontrée. En 1979 les puits de délimitation du champ finirent par découvrir un anneau d'huile d'une hauteur moyenne de 11 m sur le flanc Est du champ offrant ainsi une perspective de développement et de mise en production. Cette huile a été rencontrée au niveau supérieur du niveau « A », d'un réservoir d'âge triasique, en contact directe avec l'aquifère sous-jacent et d'un large gaz cap sus-jacent. Ce niveau se caractérise par des grès quartziques à ciment argilo-anhydritique et argilo-carbonate d'âge triasique « TAG », il se repose sur des couches d'argiles et d'andésites de la série inférieure qui se biseautent à l'extrême limite Est pour mettre en contact direct le « TAG » avec le combro ordovicien. La profondeur moyenne au toit de l'horizon « A » est de 2213 m, l'épaisseur totale varie de 15,4 m HR 203 à 37.2 m pour une moyenne de 23.6 m. L'anneau d'huile en question s'étend du Nord-Est jusqu'au Sud-Est sur une distance d'environ 65 km pour une largeur moyenne de 4 km. L'huile que renferme cet anneau est légère de densité 0.81 (42° API) en contact et en équilibre thermodynamique avec le gaz à condensât avec une

pression de bulle initiale égale à la pression de rosée du gaz de 311 kg / cm². Les qualités du réservoir du niveau « A » sur le flanc contenant l'anneau d'huile sont caractérisées par des perméabilités moyennes de 250 MD. L'environnement dépositionnel de type fluviatile peu profond se reflète par une sédimentation variable conférant à la formation d'une hétérogénéité latérale et verticale plus ou moins prononcée selon les endroits. Les volumes initiaux en place estimés sont de l'ordre de 90 millions de m³.

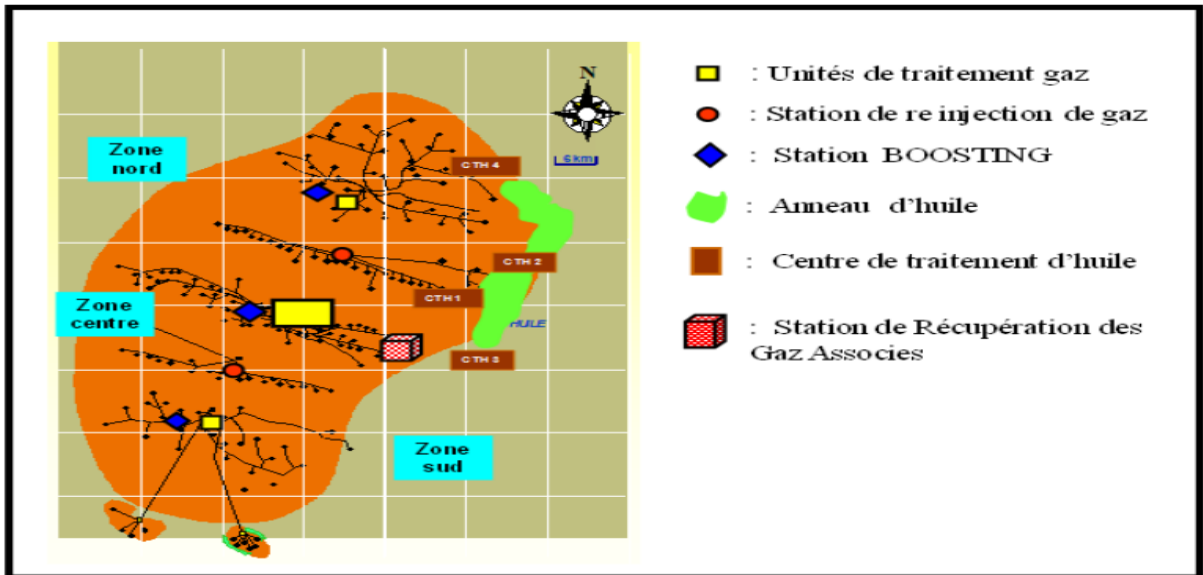


Figure I-4 Présentation de l'anneau d'huile [3]

I.4.1 Particularités de l'anneau d'huile:

Plusieurs particularités sont prélevées sur l'anneau d'huile cela est lié au mode et au milieu dépositionnel ou on note au niveau de certain secteur en occurrence au niveau du CTH1 et CTH2 (centres de traitement d'huile) la présence des barrières verticales de perméabilités type argileux. Par contre certains secteurs ne révèlent aucune barrière. Ces barrières jouent un grand rôle sur la position des perforations et la hauteur à perforer retardant l'arrivé du gaz ou de l'eau.

I.4.2 Exploitation de l'anneau d'huile:

L'exploitation de l'anneau d'huile depuis 1981 a conduit à la récupération de plus de 3.5 millions de m³ d'huile. Le traitement d'huile produite s'effectue à partir de 4 centres de traitements CTH 1, CTH 2, CTH 3, CTH 4, répartis sur le long de l'anneau, et un autre centre CTHS pour l'exploitation de la partie sud du champ. Le comportement des puits en production est relatif à plusieurs facteurs dont l'état de cimentation des Liners qui ont conduit certains puits à leurs inondations prématurées par l'eau ou une arrivée prématurée de gaz ou les deux à la fois.

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

I.4.3 Problèmes techniques d'exploitation:

Il y a plusieurs problèmes comme :

- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- Bouchage des perforations et la colonne de production par des dépôts de sel.
- Déplétion du réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs (formation de coning d'eau).

Parmi ces problèmes on va citer les plus importants :

1. Formation des sels :

Le sel a été dès le début de la mise en production l'un des principaux problèmes d'exploitation, en particulier le chlorure de sodium (70 % Na Cl) mais il est toujours accompagné en quantité très variable de sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium sous forme de sulfates, carbonates, chlorures, Iodure ou bromure. Il est donc nécessaire de prévoir des installations de traitement au départ. La salinité d'un brut implique une venue d'eau visible ou non à la surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. Un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre, soit émulsionné avec l'eau salée ou parce que l'eau s'étant vaporisée au cours du transfert, elle a abandonnée des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile.

•Condition de formation

En général les dépôts de sel se forment à la résulte de circulation et précipitation des minéraux dissous dans l'eau. Les causes directes de formation des dépôts fréquemment sont :

- La chute de pression (pressure drop).
- Changement de température.
- Mélange de deux eaux incompatibles pour augmenter la solubilité.
- Le temps de contact.
- Le degré d'agitation (type d'écoulement).

Ces dépôts peuvent obturer ou limiter l'arrivée des fluides produits ou injectés.

•Localisation des dépôts:

Certain chercheur insiste beaucoup sur les conditions thermodynamiques (pression et température). La solubilité de sel (NaCl) est variée dans le même sens que la pression et la température donc la cristallisation des sels se produiront dans les secteurs soumis à des fortes diminutions des températures et / ou de pression.

- L'influence de la température est très notable sur la solubilité, par contre elle varie très peu avec la pression. En effet il faut en plus que les conditions locales soient favorables pour qu'il y ait dépôt :

- Parois rugueuses permettent l'accrochage.
- Turbulence favorisant le contact des cristaux avec les parois.
- L'alourdissement de la colonne de production.
- La vitesse d'écoulement modéré permet le dépôt de cristaux lorsque ceci a atteint une certaine taille. A Hassi R'mel les principaux dépôts se trouvent :
- Sur les parois de tubing à différents niveaux.
- Les liners entre les perforations sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond.
- Au niveau de la vanne SSSV.
- Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contacte de l'eau injectée avec le fluide produit.
- Au niveau de la duse réglable.
- Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température.
- Au point de contact du gaz décanté à 20° C et l'effluent qui a une température de 100° C.

•Détection et suivi des dépôts:

Une fois le puits complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine). En tête de puits, l'équipe de production, à chaque ronde, relève les paramètres suivants :

- Pression de tête.
- Pression de ligne (en aval de la duse).
- Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

L'examen des pressions des espaces annulaires.

La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.

Le remède consiste à :

- Gratter le sel avec le Wire-Line.
- Injecter l'eau douce soit par bouchon, soit en continu en fonction de la vitesse de précipitation de sel. Le volume de ces bouchons est calculé de telle façon que le puits ne soit pas noyé. L'injection de ce volume se fait à l'aide d'une pompe connectée à la tête de puits, le refoulement du volume d'eau injectée est assuré par la pression du gisement dans les puits éruptifs ou liftés par le gaz dans les puits à gaz-lift, sinon on lifte par l'azote « N2 ».

2. Venue d'eau

L'augmentation de venue d'eau dans un puits producteur correspond à une augmentation de water-cut qui est définie par le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile.

$$W_{cut} = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w}$$

Q_w: C'est le débit d'eau produit.

Q_o: Débit d'huile produit.

Le water cut joue un rôle néfaste dans la production, car il fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production s'alourdit ; ce qui nous oblige à injecter une grande quantité de gaz, donc la détermination du water-cut est nécessaire pour l'optimisation du débit de gaz injecté pour l'activation des puits. Ce problème est causé par l'hétérogénéité de la perméabilité du réservoir qui permet à l'huile de se déplacer à des différentes vitesses, ce qui donne à l'eau la possibilité d'arriver au puits en même temps que l'huile.

C'est un sérieux problème car les réserves sont en diminution, et leurs volumes produits sont remplacés par des volumes d'eau, donc la quantité d'eau dans le réservoir va augmenter avec le temps, et au fur et à mesure que le débit d'eau augmente, le pourcentage du water cut augmente.

I.4.4 Développement de l'anneau d'huile:

Première phase : Développement initial

Le forage de 57 puits a permis de délimiter et d'exploiter l'anneau d'huile. Quatre (04) centres de traitement ont été mis en exploitation :

- Centre de traitement CTH 1 mis en exploitation le 21 Octobre 1981 avec le puits HR 154.
- Centre de traitement CTH 2 mis en exploitation le 25 Novembre 1989.
- Centre de traitement CTH 3 mis en exploitation le 12 Octobre 1992.

- Centre de traitement CTH 4 mis en exploitation le 04 juillet 1993.

Deuxième phase : Développement final

Dans le cadre du développement final de l'anneau d'huile 47 puits ont été programmés dont 33 verticaux et 14 horizontaux répartis à travers les 04 CTH que compte l'anneau d'huile. En raison de la très forte activité du plan d'eau mis en évidence par les premiers forages dans cette zone qui s'est manifesté par la disparition des contacts huile-eau à travers l'anneau, ce programme a été largement retardé pour permettre une meilleure appréciation de l'évolution de ce contact et d'assurer les implantations des puits. A compter de l'année 2001 à ce jour 12 puits ont été foré dont 7 verticaux et 5 horizontaux avec 02 appareils au minimum. Soit un taux de réalisation de 18 % puits verticaux et de 36 % puits horizontaux.

I.4.5 Caractéristiques du gisement:**Niveau - « A » - trias :**

- Epaisseur totale moyenne : 30 m
- Epaisseur utile moyenne : 17 m
- Porosité moyenne : 17.5 %
- Perméabilité moyenne: 350 MD
- Saturation moyenne : 23.5 %
- Hauteur moyenne : 12 m

I.5 Conclusion :

Le champ de Hassi R'mel est un gisement de gaz brut doté d'importantes installation de production et de traitement le gaz brut qui y est un mélange de gaz sec de GPL de condensat et d'eau cette eau qui peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base du gisement soit de la roche magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables est généralement très chargée en sels sa concentration varie du mg jusqu' à saturation dans la plus part des cas.

CHAPITRE II :

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

II.1 INTRODUCTION:

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite. Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de la pression. Cette pression risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle. Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. Parmi ces moyens on a l'activation par Gaz-lift qui est l'objectif de notre étude.

II.2 Définition et principe du gaz-lift :

C'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé aussi profondément que possible dans la colonne de production.

Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce, jusqu'au séparateur.

C'est le procédé qui se rapproche le plus à l'écoulement naturel.

Cette technique agit :

selon le type du gaz lift :

- soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide.
- soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz.

II.3 Types de gaz-lift :

Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le Gaz-lift. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente.

II.3.1 Gaz-lift continu :

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif. La méthode de gaz lift continu est généralement utilisée pour les puits avec un bon index de productivité ($PI > 10$ m³/d/Mpa) ou (0.45 bbl/d/psi).

II.3.2 Gaz-lift intermittent :

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, des 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 accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite .La méthode intermittente est généralement utilisée pour un faible indice productivité ($PI < 10 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Mpa}$) ou (0.45 bbl/d/psi).

II.4 Applications du gaz-lift :

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

· Les puits à huile :

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

· Les puits à eau :

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

· Démarrage des puits (kick off):

Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort et dès que sa éruptivité retrouvée le Gaz-Lift sera arrêté.

· Nettoyage des puits injecteur :

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

II.5 L'équipement du gaz-lift :

II.5.1 L'équipement de surface:

L'équipement de surface est constitué de :

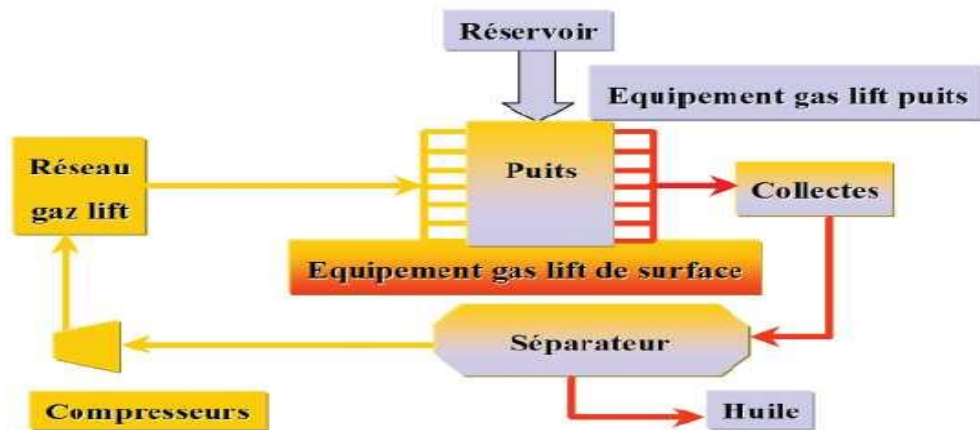


Figure II-1 Schéma pour les équipements de surface du Gaz-Lift [1]

II.5.1.1 L'équipement de compression :

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée.

Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

II.5.1.2 Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres).
- Équipement de mesure de température (des thermomètres).
- Porte Duse manuel de réglage de débit de gaz.
- Équipement de mesure de débit (l'orifice et l'indicateur Barton ou un débitmètre électronique) (Scanner 2000).

II.5.1.3 Réseau de Collectes :

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

II.5.1.4 L'équipement de déshydratation :

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions, ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices.

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

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

II.5.2 L'équipement de fond :

L'équipement de fond d'une installation gaz-lift "standard" est constitué de mandrins et de vannes de gaz-lift.

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

II.5.2.1 Les mandrins de gaz-lift :

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

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

a) Les mandrins conventionnels (retirables) :

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

b) Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels) :

Elles ont révolutionné le gaz-lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble (Wire line).

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

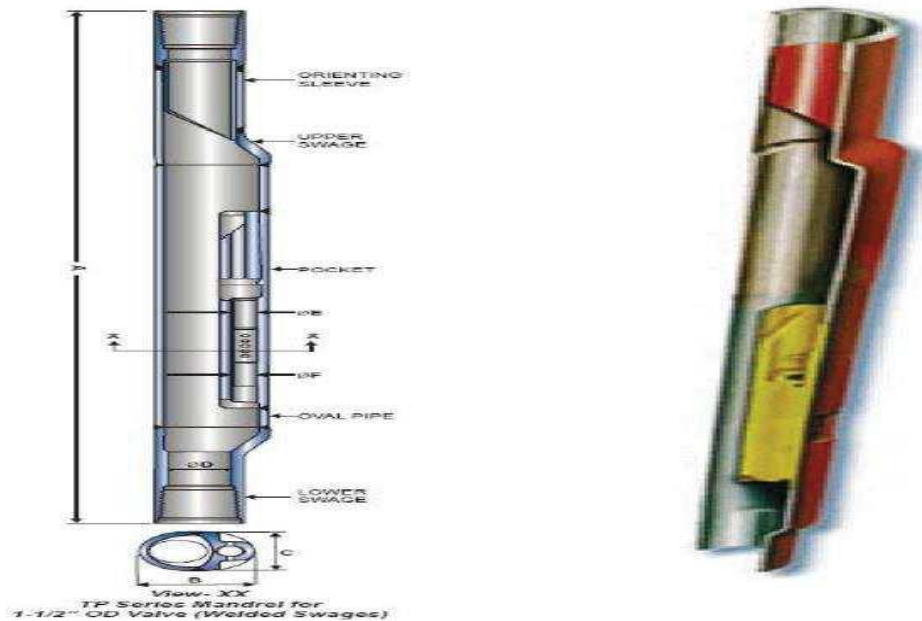


Figure II-2 Mandrin du Gaz-Lift [1]

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

II.5.2.2 Les vannes de gaz-lift :

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

- Les vannes pilotées par la pression du casing (casing operated valves - COV) ou pression amont (pressure operated valves).
- Les vannes pilotées par la pression du tubing (tubing operated valves - TOV) ou pression aval (fluid operated valves). Des variantes existent ensuite dans chacune des deux familles telles que L'équilibrage des pressions, l'ajout d'un ressort de fermeture, etc.

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

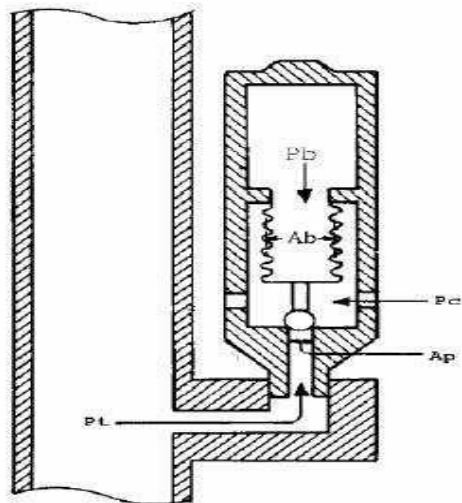


Fig.II.3: Vanne COV

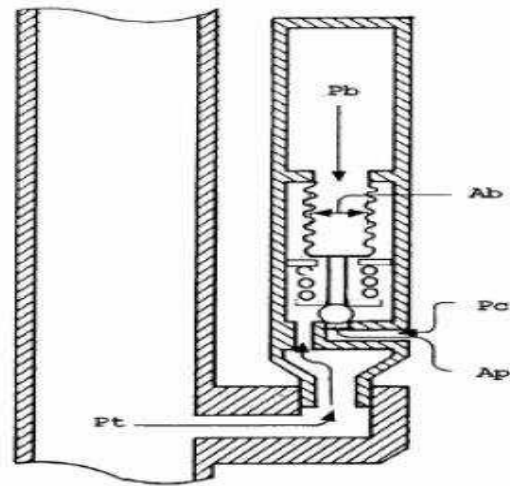


Fig.II.4 : Vanne TOV

Figure II-3 Vanne COV et Vanne TOV [1]

Il faut se souvenir que le type de vannes utilisées et leurs réglages peuvent être facilement modifiés par une opération au câble. Par contre, la profondeur des mandrins est définitive tant que la complétion n'est pas remplacée.

Il y a d'autres types de vannes moins usuels tels que :

- les vannes à réponse proportionnelle (proportional response valves)
- les vannes pour écoulement dans le casing (valves for casing flow)
- les vannes pour gas-lift intermittent.

II.6 Les Types de Complétions pour le Gaz-lift :

Le gaz-lift est un domaine où souvent les ingénieurs se plaisent à dessiner des profils complexes parfois couronnés de beaux succès mais aussi soldés d'échecs sévères. La règle est de chercher la simplicité.

Profile complexe demande une excellente préparation, un programme opérationnel très détaillé, des calculs précis, des tests en atelier et enfin une supervision sans faille.

II.6.1 Complétions pour Gaz-lift direct :

Le dessin de la figure II-4 représente une complétion standard pour opérer en gaz-lift direct.

Le gaz est injecté dans l'annulaire tubing-casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent qui se justifie par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

Les vannes sont manœuvrées au câble pour les tubings d'un diamètre nominal de 2"7/8 plus. Le packer est parfois équipé d'un by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible dans le puits.

II.6.2 Complétion pour Gaz-lift inverse :

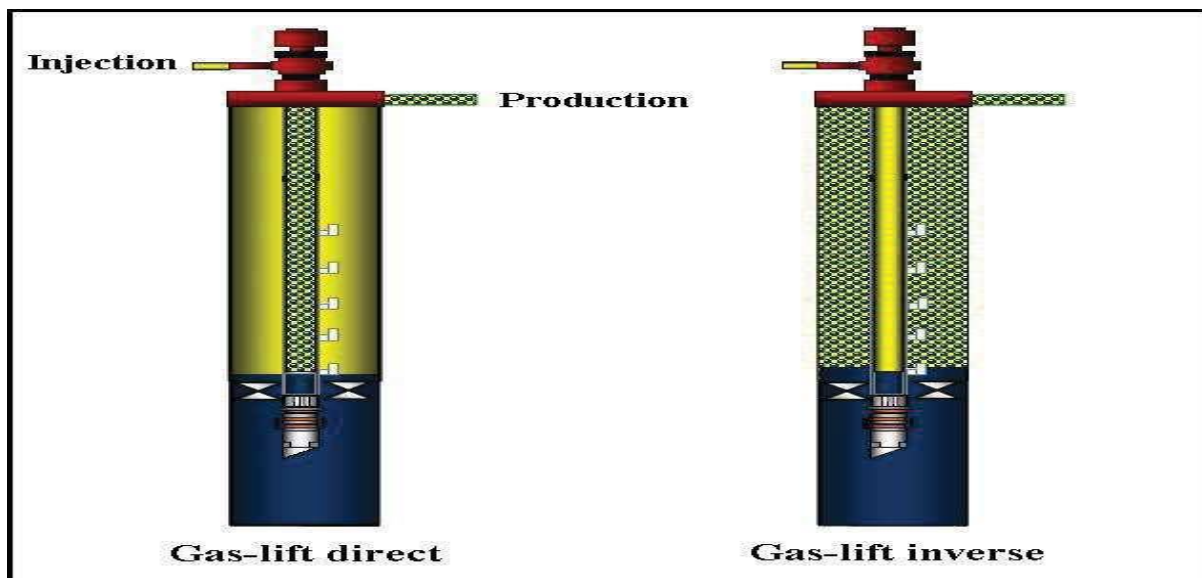


Figure II-4 Types de Complétion pour le Gaz-Lift [1]

On a les types de complétion suivant :

II.6.2.1 Tubing concentrique :

Dans la complétion Tubing concentrique le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant car il évite un work over lourd.

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

Dans tous ces puits, le réservoir est produit dans le tubing initial et non pas dans le casing.

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

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

Le système existe avec des tubes concentriques de gros diamètres descendus au début de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4" ½ pour activer le puits au gaz-lift.

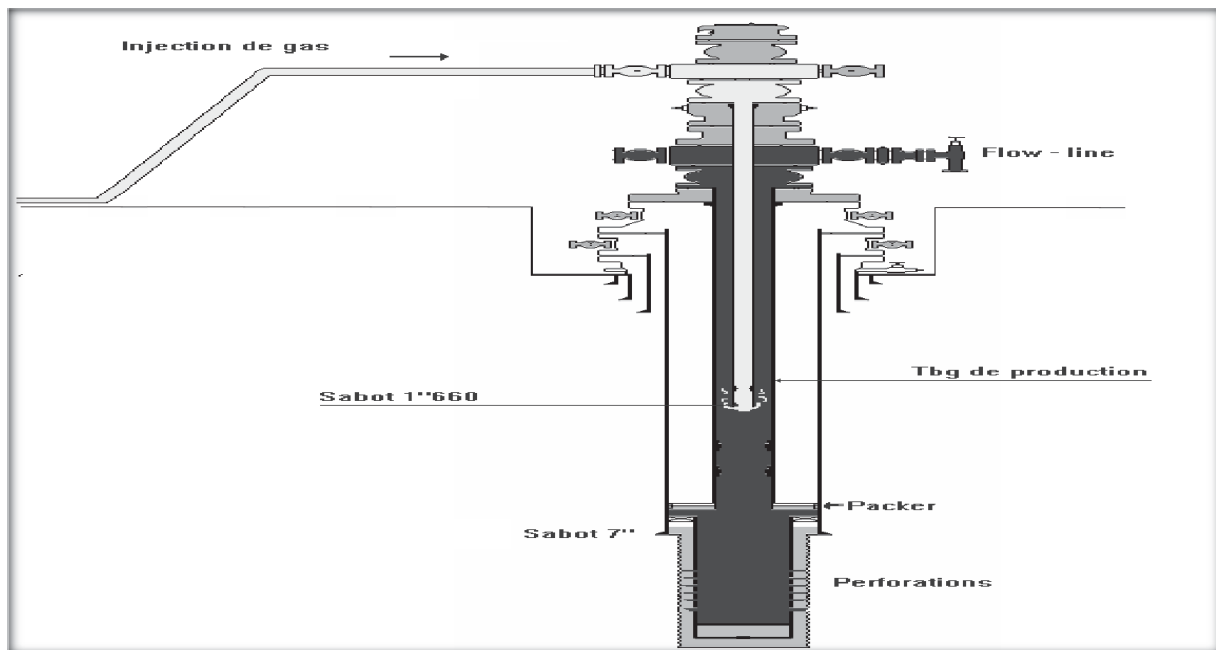


Figure II-5 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Tubing concentrique) [1]

II.6.2.2 Gaz-lift avec production dans le casing :

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

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

II.6.2.3 Gaz-lift double :

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter mais elles offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée, Parmi les problèmes de complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche. En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher au passage du tubing remonté en premier.
- La mise au point des vannes pour ces puits est délicate et il est courant qu'un tubing prive l'autre du gaz qui lui était destiné.

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

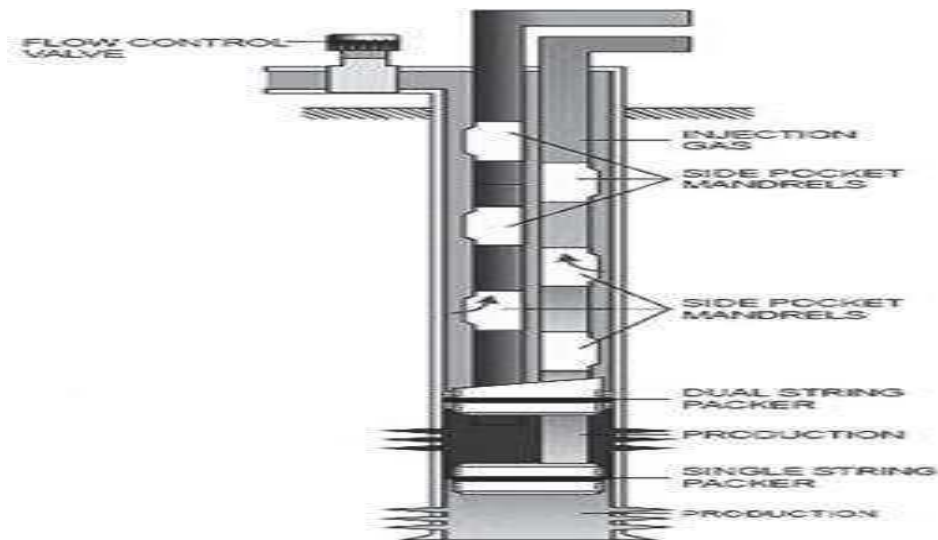


Figure II-6 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Gaz-Lift double) [1]

II.6.2.4 Le gaz-lift parallèle :

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz-lift double au niveau de la mise en place de la complétion.

Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible ne doit pas entrer en contact avec le casing, par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz (gaz tight).

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

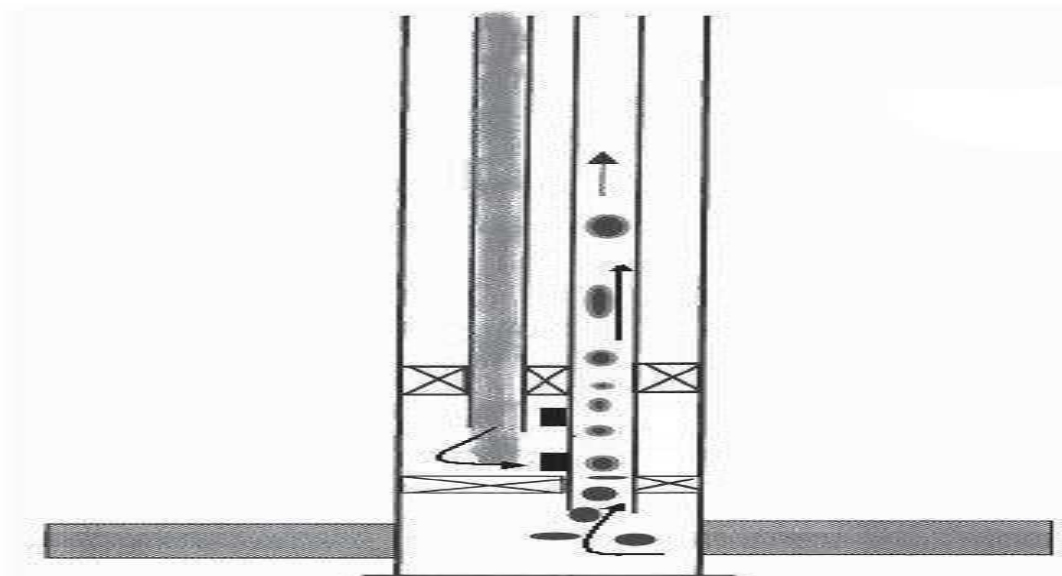


Figure II-7 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Gaz-Lift parallèle) [1]

II.7 Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift :

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

II.7.1 La pression en tête de puits (well head pressure) :

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête, cette dernière est en fonction des réseaux de collectes et de pression des jonctions (manifolds). Et plus la pression en tête est faible, plus le gaz lift est efficace, et chaque fois la pression de tête est grande on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charges et la pression de tête, c'est pour ça la pression de tête est très importante, elle influe directement sur deux paramètres essentielles de gaz lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter.

II.7.2 La pression d'injection du gaz :

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

II.7.3 Profondeur d'injection du gaz :

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

II.7.4 L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique , le gaz lift et comme les autres méthodes d'activation des puits abaisse cette pression, donc le gaz lift est affecté par l'indice de productivité.

L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gaz lift amène des débits spectaculaires.

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

II.8 Avantages et inconvénients du gaz-lift :**II.8.1 Les Avantages :**

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Équipement du puits simple et vannes Gaz-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir remonté le tubing.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant **50°**.
- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

II.8.2 Les Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques.
- Rendement reste faible dans les puits profonds.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz par la déshydratation.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.
- Son efficacité est parfois faible comparée à celle des autres techniques d'activation.
- Érosion des équipements créés par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement

II.9 Conclusion :

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

CHAPITRE III :

III. GAS LIFT Á Hassi R'mel

III.1 Introduction :

Au début il n'était pas prévu de faire une injection double de l'eau et du gaz à travers un même espace pour les puits de Hassi R'mel, mais il était plutôt prévu de faire une injection d'eau par l'espace annulaire et une injection du gaz par concentrique.

Ce projet était destiné pour les puits HRZ4 HRZ7 HRZ9 et HR207, car les puits horizontaux ont des tubings 4''1/2, et le HR207 a été proposé pour voir l'efficacité de l'injection pour les puits équipés d'un tubing 2" 7/8.

Mais à cause du retard pour fournir les « macaronis » et les installer, ce qui a engendré la mise hors service pendant une longue période de ces puits qui sont restés bouchés et sans production.

Dans ces conditions et pour éviter les attentes, une décision a été prise de faire une injection double par l'espace annulaire sans recours au W.O puisque les vannes existaient déjà et les puits étaient reliés au réseau de gaz-lift.

Ils ont essayé l'injection double sur les puits HR501 HR207 et HRE303 et la production a très bien démarré donc ils ont généralisé l'opération sur tous les puits où il y avait un problème de sel.

Par la suite des tubes concentriques ont été installés pour les puits horizontaux et pour le HR207, mais la production de ce dernier a terriblement chuté, car il a donné des très bons débits avec l'injection double par l'annulaire, donc ils ont annulé l'injection du gaz par concentrique pour le HR207 mais ils l'ont laissé pour les puits horizontaux.

C'est donc ainsi que la double injection a commencé à être utilisée. Les puits de l'anneau d'huile ont donc la propriété d'avoir une complétion devant assurer l'injection du gaz et de l'eau en même temps.

III.1.1 COMPOSITION DU GAZ INJECTE :

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

Tableau III-1 Composition du gaz injecté [3]

constituants	Fraction molaire
N2	5.53
CO2	0.25
C1	82.71
C2	8.95
C3	1.69
i-C4	0.31
n-C4	0.40
n-C5	0.07
C6+	0.09

III.1.2 COMPLETION DES PUITTS :

Le principe du "Gaz-lift" consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. L'objectif d'une activation par Gaz-lift est de réduire la pression en fond de puits en écoulement et augmenter ainsi la production du réservoir.

Suite à la déplétion du réservoir et aux problèmes d'exploitation, plusieurs puits de la région ont été transformés en Gaz-lift. Deux types de complétions Gaz-lift sont utilisés à HR : Complétion Spéciale avec tubing suspendu (GLS) et complétion avec injection sous packer (mixte).

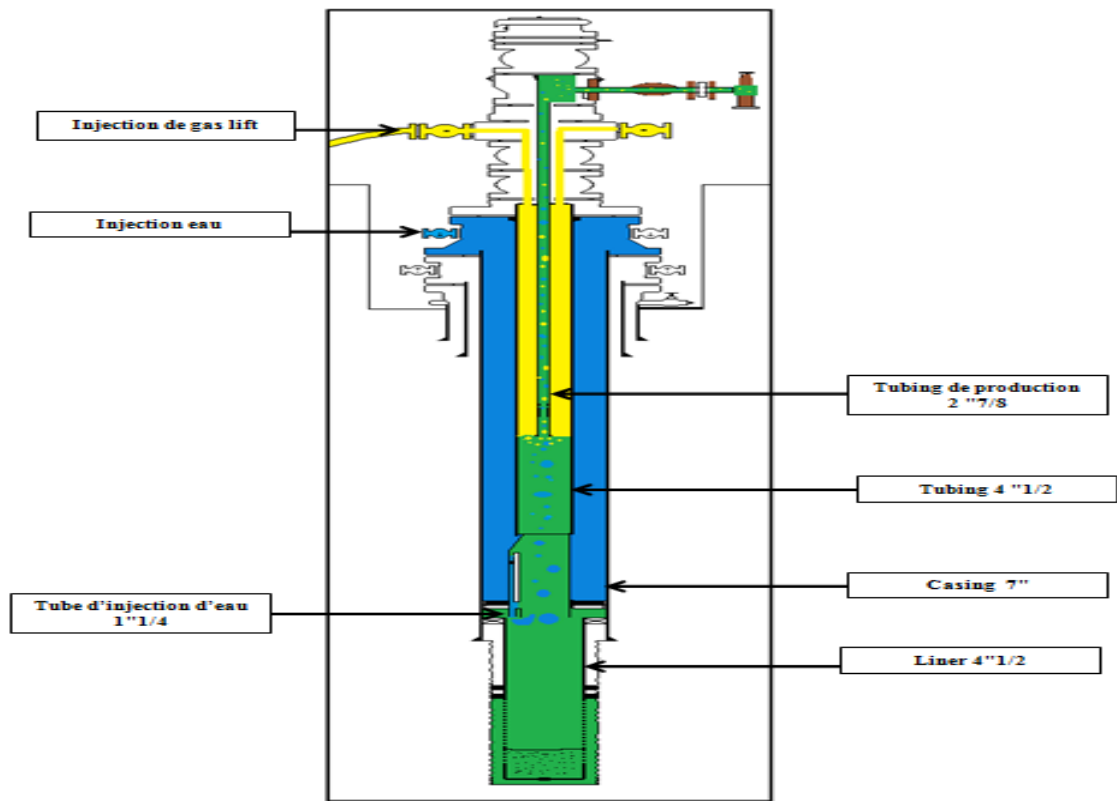


Fig.II-1. Complétion spéciale avec tubing suspendu (GLS)

Figure III-1 Complétion spéciale avec tubing suspendu(GLS) [3]

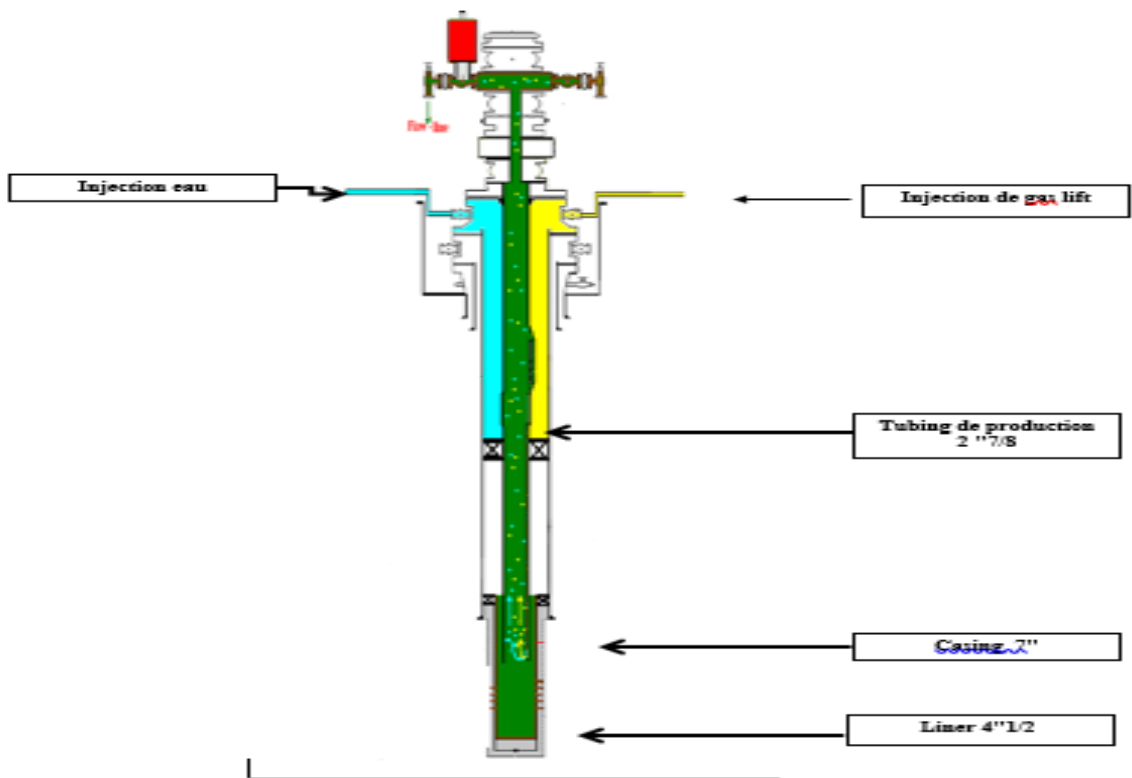


Figure III-2 Complétion d'un puits en GL avec injection sous-packer (mixte) [3]

III.2 Problèmes rencontrés avec les complétions GL actuelles à HRM :

Parmi les problèmes rencontrés avec les complétions gaz-lift actuelles à HRM, On site :

1. Formation des hydrates :

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

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

Ces blocs de cristaux empêchent le passage de gaz et il y aura un arrêt de production. La lutte contre la formation des hydrates se réside dans l'élimination des conditions de formation ; soit en jouant sur le facteur thermique ou la température en mettant un dispositif qui fait augmenter cette dernière (échangeur de chaleur) ; soit en éliminant le maximum des points d'étranglement. Et on peut citer aussi le traitement chimique qui se manifeste dans l'injection des agents chimiques qui absorbent les particules d'eau existant dans le gaz tel que le glycol.

2. Corrosion des équipements :

Le gaz est un agent agressif, il possède un effet érosif lorsqu'il s'agit de le injecter avec une grande vitesse.

L'érosion causée par le gaz conduit à la défaillance de l'équipement ce qui va engendrer des problèmes de production.

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

3. Formation des sels :

Le sel a été dès le début de la mise en production l'un des principaux problèmes d'exploitation, en particulier le chlorure de sodium (70 % Na Cl) mais il est toujours

accompagné en quantité très variable de sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium sous forme de sulfates, carbonates, chlorures, Iodure ou bromure. Il est donc nécessaire de prévoir des installations de traitement au départ. La salinité d'un brut implique une venue d'eau visible ou non à la surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. Un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre, soit émulsionné avec l'eau salée ou parce que l'eau s'étant vaporisée au cours du transfert, elle a abandonnée des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile.

III.3 Avantages et inconvénients de la complétion actuelle :

Avantage :

- Injection double par l'espace annulaire sans recours au W.O puisque les vannes existaient déjà et les puits étaient reliés au réseau de gaz-lift.

Inconvénient :

- Problème de givrage.
- Difficile d'optimiser l'injection gaz et eau (débit et cote d'injection).
- La quantité d'eau injectée est insuffisante ou incontrôlable à cause de la contrepression du gaz injecté.
- Ecoulement instable.
- Opérations fréquentes de coiled tubing et de pompage d'eau pour le débouchage de tubing.

III.4 Conclusion:

Dans l'anneau d'huile de HR la majorité des puits sont équipés par le gaz lift continu dont le but d'améliorer la productivité à cause de la chute de pression, cette technique de production nous permet de :

- Réduire le gradient de fluide ;
- Lifter le fluide qui n'a pas assez de force d'aller jusqu'à la surface ;
- Activer des puits encore éruptifs mais à faible pression.

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

CHAPITRE IV :

IV. ANALYSE NODALE ET LES COURBES DE PERFORMANCE (INFLOW-OUFLOW)

IV.1 Introduction :

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

L'utilisation pratique des idées de Gilbert était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à cette époque pour modéliser les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré). La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

La figure IV 1 représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent 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 suit :

- 1) L'écoulement dans le milieu poreux,
- 2) Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
- 3) L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
- 4) L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).

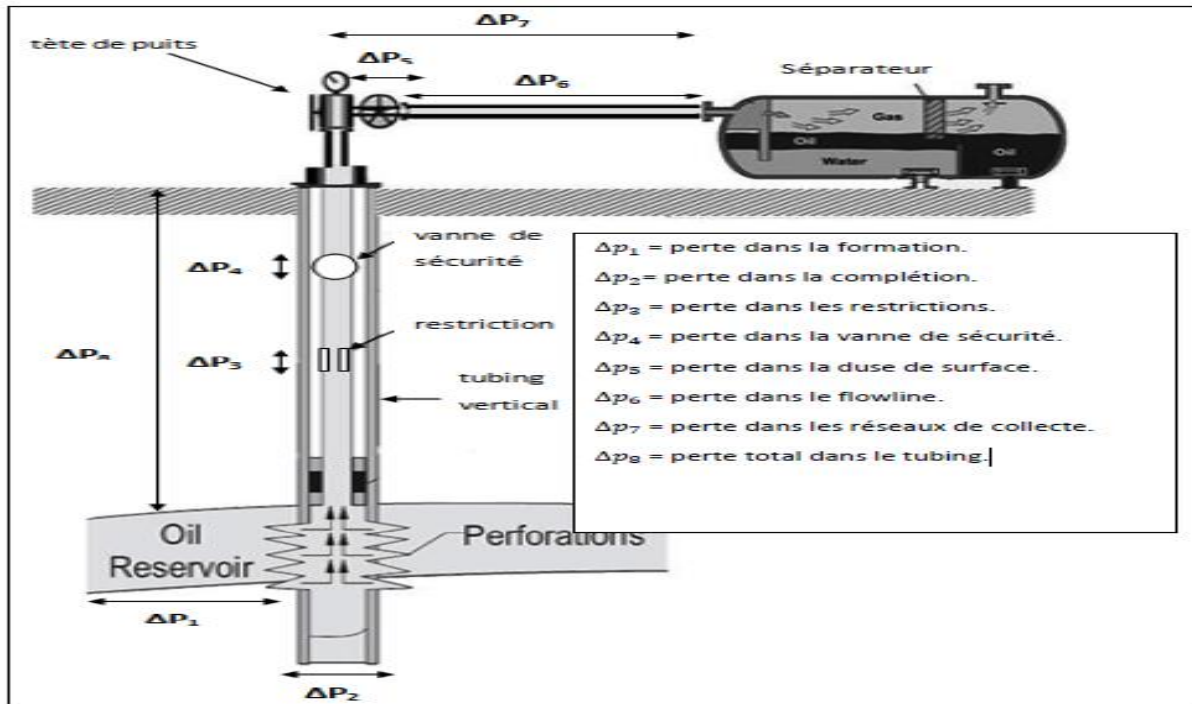


Figure IV-1 Perte de charge possible dans un système de production [4]

IV.2 Concept de l'analyse nodale :

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure IV 2 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont: P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l'une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système.

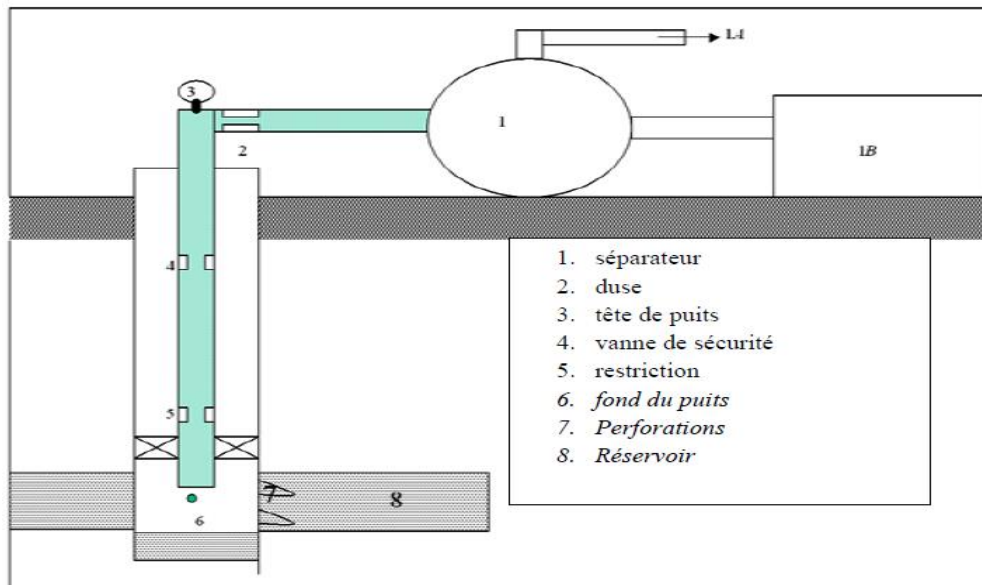


Figure IV-2 Les différentes positions des nœuds. [4]

IV.3 Procédure d'application de l'analyse nodale :

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 IV 2 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.

Une fois qu'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.

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.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi,
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

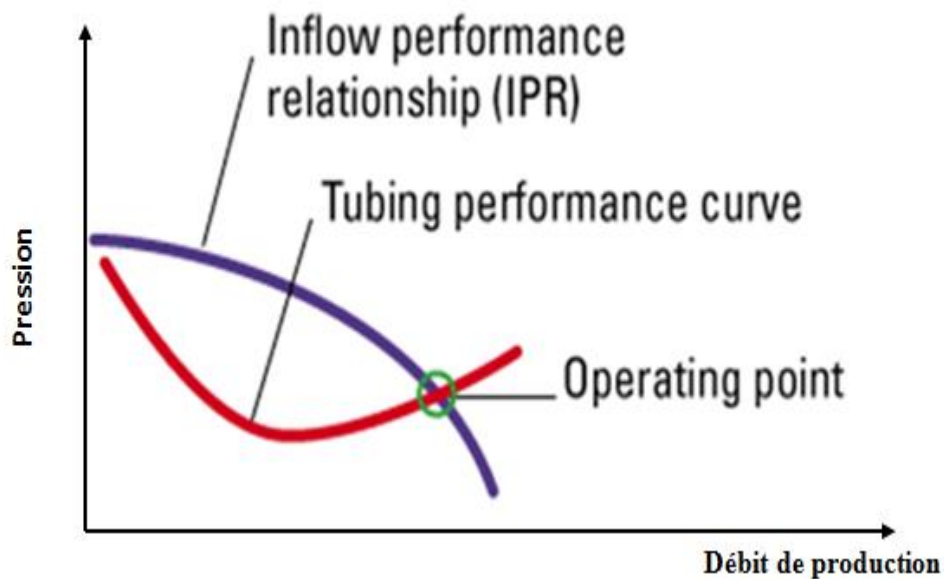


Figure IV-3 point de fonctionnement [4]

IV.3.1 Les différentes positions du nœud :

◆ Nœud 1: (séparateur)

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

Les données nécessaires sont :

- IPR mesuré du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.

La figure IV 4 montre l'effet des différentes valeurs de la pression de séparateur sur le débit de production du puits; il est clair que la production est maximale si la pression de séparateur est aussi faible que possible.

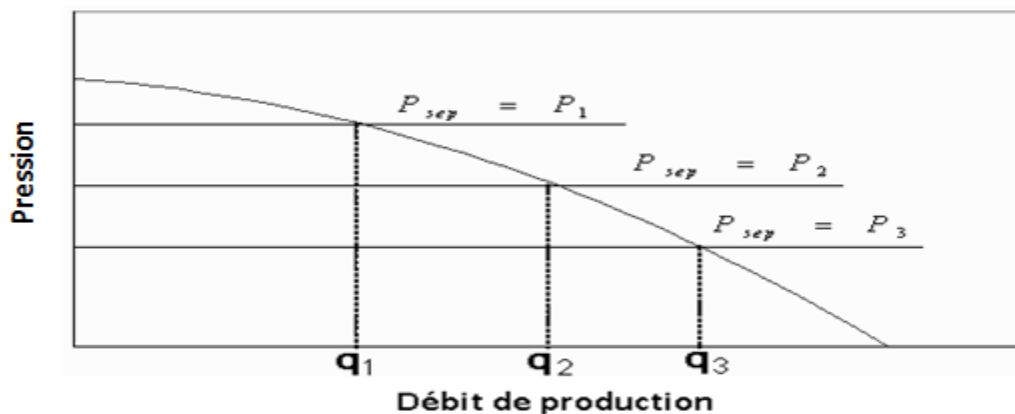


Figure IV-4 l'effet de la pression de séparation. [4]

◆ Nœud 2: (Duse)

L'emplacement de nœud 2 (Duse) nous permet d'étudier L'effet de la Duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression en fonction de débit.
- L'équation $Pwf=f(GLR,q,\varnothing)$.

Avec :

\varnothing : Diamètre de la duse $1/64in$.

q : Débit de production.

La figure IV 5 montre l'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits. $DDuse \nearrow \Rightarrow Q \nearrow$

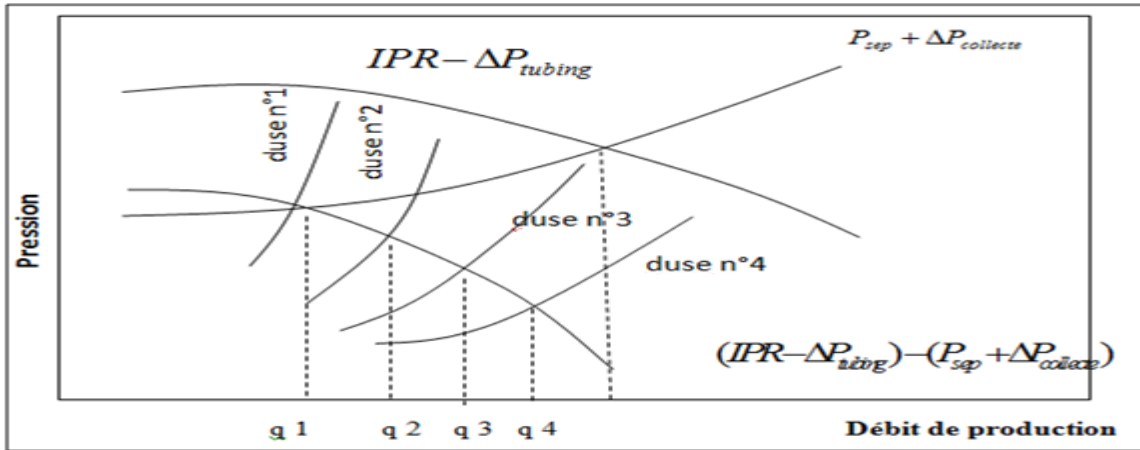


Figure IV-5 l'effet du diamètre de la duse. [4]

◆ **Nœud 3:** (tête du puits)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des flowlines sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- Chute de pression du tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

La figure IV 6 montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits; l'augmentation du diamètre de la collecte ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$) est suivie par une augmentation de débit de production ($q1 \rightarrow q2 \rightarrow q3$).

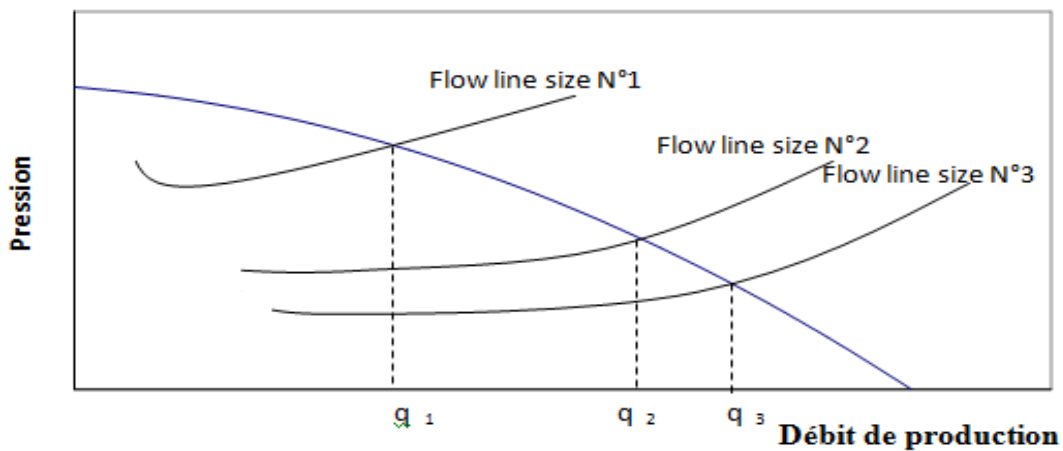


Figure IV-6 l'effet du diamètre du flowline. [4]

◆ **Nœud 6:** (fond du puits):

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
 - Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
 - Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit (.
 - Pression de séparation.

La figure II.6 montre l'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits. On suppose que:

- IPR (1): courbe IPR pour une couche colmatée.
- IPR (2): courbe IPR pour une couche non colmatée; non stimulée.
- IPR (3): courbe IPR pour une couche stimulée.

Ces courbes indiquent le bénéfice de stimulation d'un puits.

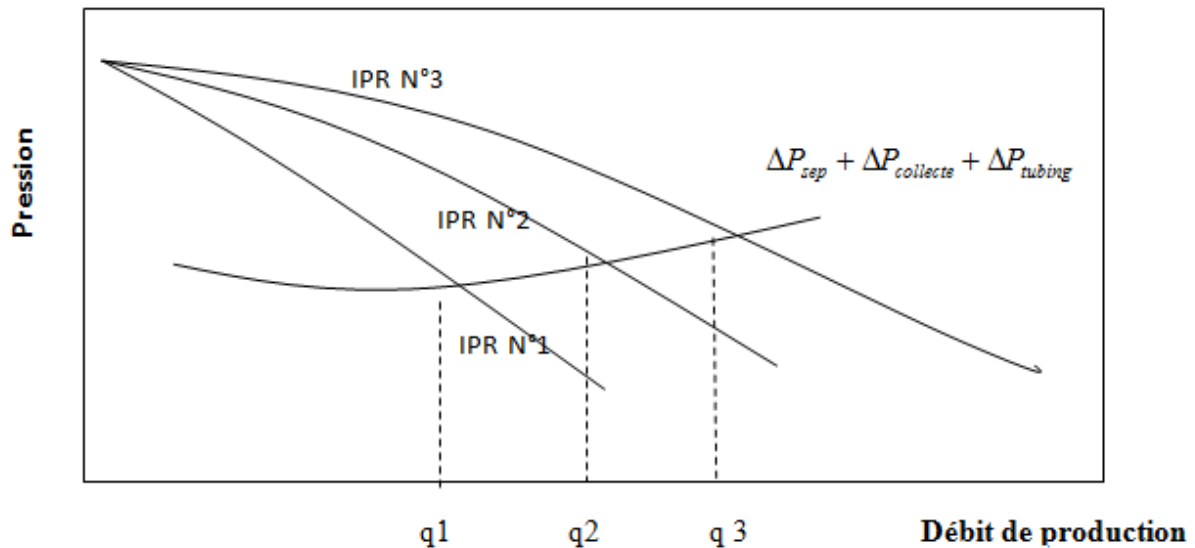


Figure IV-7 effet des différentes courbes IPR. [4]

La figure IV 8 montre l'effet de quatre diamètre de tubing sur la performance du puits: l'augmentation du diamètre de tubing de ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$) est liée par une augmentation de débit sauf pour $D4$ qui a tué le puits, donc le $D2$ (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre optimal du tubing pour ce puits.

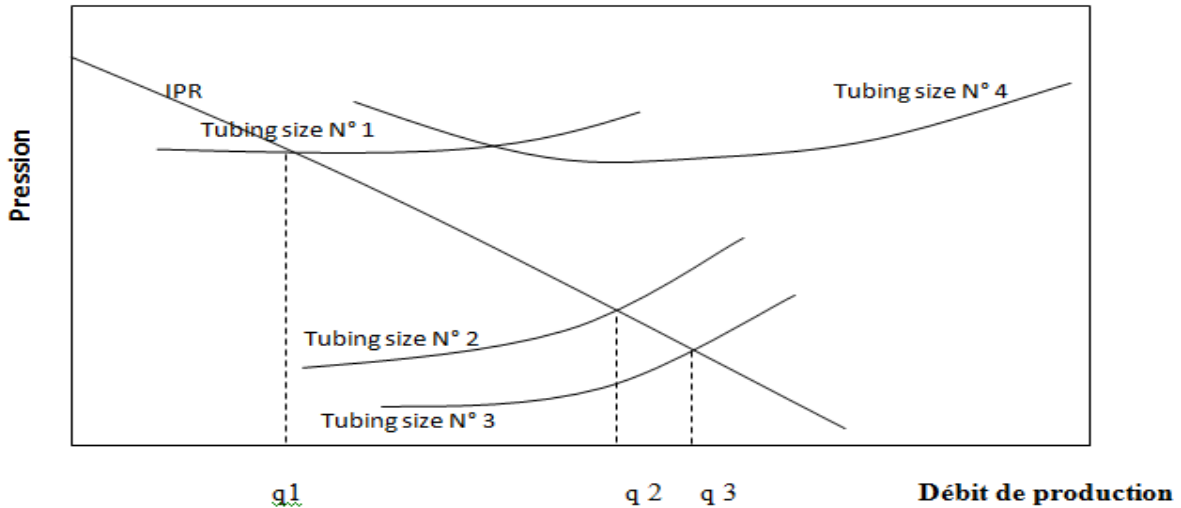


Figure IV-8 effet du diamètre de tubing. [4]

◆ **Nœud 8:** (réservoir)

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure II.9 montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.

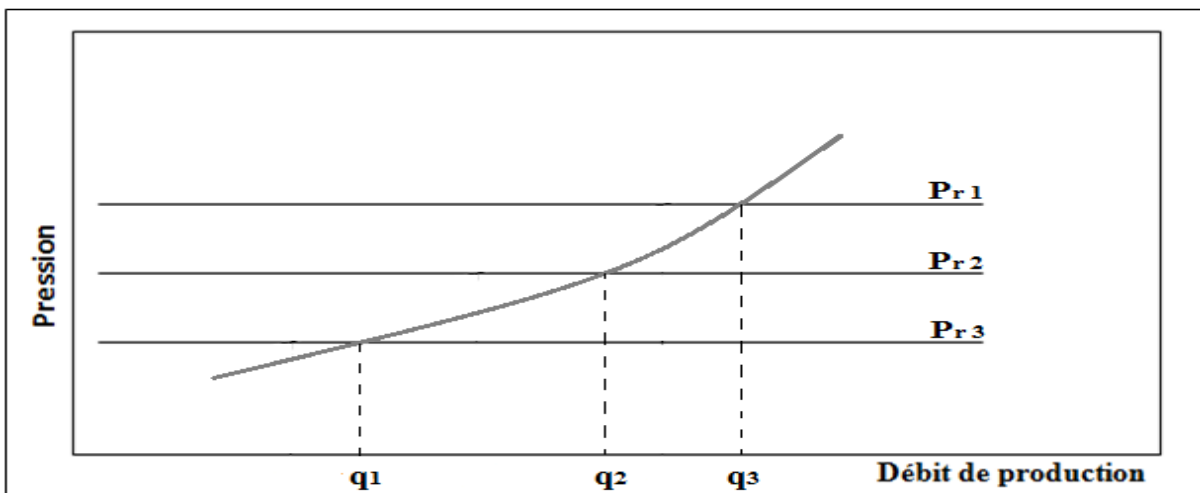


Figure IV-9l'effet du déclin de la pression du réservoir. [4]

IV.4 Objectifs de l'analyse nodale : s

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

IV.5 Application de l'analyse nodale:

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

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

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

IV.6 La Technique de l'indice de productivité:

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du draw down (chute) de la pression de fond, le draw down est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique,

On peut l'écrire avec une simple équation :

$$IP = \frac{Q_{liq}}{P_r - P_{wf}}$$

Tel que :

- **IP** : indice de productivité (bpj/psi)
- **Q_{liq}** : est le débit liquide produit (baril par jour).
- **P_r** : la pression du réservoir statique (psi).
- **P_{wf}** : la pression de fond dynamique (psi).
- **P_r - P_{wf}** : est le "draw-down" sur la formation (psi).

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

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

IV.7 Ecoulement dans le réservoir (inflow equation) :

La construction de la courbe IPR (Inflow performance relationship) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface.

L'équation générale de DARCY peut être écrite comme suit :

$$Q = \frac{cst \times K \times h}{Ln(r_e/r_w)} \int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp$$

Tel que :

- **Q** : le débit.
- **K** : perméabilité absolue.
- **h** : hauteur.
- **r_e** : rayon de drainage.
- **r_w** : rayon de puits.
- Sachant que **f(p)** est une fonction de pression :

$$f(p) = \frac{Ko(p)}{\mu_o(p) \times Bo(p)}$$

Tel que :

- **Ko** : la perméabilité relative à l'huile.
- **μo** : la Viscosité de l'huile.
- **Bo** : le facteur volumétrique de fond.

IV.8 Inflow performance relationship (IPR):

C'est la courbe caractéristique d'inflow, elle représente l'évolution de la pression de fond Pwf en fonction de débit dans le réservoir.

En se basant sur la loi de DARCY généralisée on peut tracer cette courbe, mais on doit prendre en considération le type d'écoulement pour simplifier la loi.

IV.8.1 Ecoulement monophasique :

Il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, dans notre cas si lorsque la pression de fond soit supérieure à la pression de bulle (voir figure V.1).

Dans ce cas la loi DARCY s'écrit :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + aq\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp$$

Tel que :

- **S** : le skin.
- **aq** : terme de turbulence.

Si on suppose que :

$$\int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} dp = \frac{Ko}{\mu_o \times Bo} (p_r - p_{wf})$$

Et :

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + aq\right) = 7.08 \times 10^{-3}$$

Alors la loi de DARCY :

$$Q = \frac{K \times h \times (p_r - p_{wf})}{7.08 \times 10^{-3}}$$

Donc :

$$Q = IP \times (p_r - p_{wf})$$

Où :

$$IP = \frac{Ko}{\mu_o \times Bo}$$

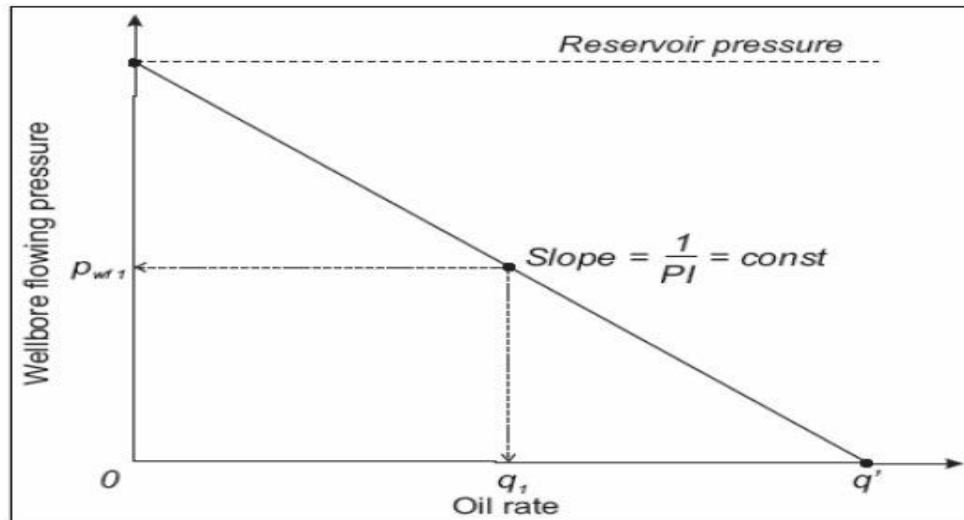


Figure IV-10 La courbe IPR [4]

IV.8.2 Ecoulement diphasique :

Il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides, dans notre cas c'est le cas où la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle. Donc on aura un écoulement simultané d'huile et de gaz.

L'équation de VOGEL peut décrire ce type d'écoulement.

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

En introduisant les pertes de charges sur l'équation de VOGEL, elle devient comme suite :

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = FE \times (1 - R) \times (1.8 - 0.8 \times FE \times (1 - R))$$

Tel que : **FE** : efficacité de l'écoulement :

$$FE = \frac{P_r - P'_f}{P_r - P_f}$$

Où :

$$P'_f = P_f + \Delta P_s$$

Avec : ΔP_s pertes de charge dues à l'effet skin.

$$R = \frac{P_f}{P_r}$$

- **q_o** : débit d'huile.
- **p_{wf}** : pression de fond.
- **p_r** : pression de gisement.

- **qomax**: le débit maximal, il peut être déterminé en utilisant des tests

Pour un débit donné on aura :

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

IV.8.3 Combinaison entre les deux types :

L'équation de DARCY est valable quel que soit la pression, par contre l'équation de VOGEL n'est valable que pour des pressions inférieures à la pression de BULLE, donc pour avoir une équation générale qui peut décrire l'écoulement pour n'importe quelle pression on va injecter l'équation de VOGEL dans celle de DARCY en divisant l'intégral en deux parties, comme suite :

On a :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + aq\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp$$

Or :

$$\int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp = \int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp + \int_{p_b}^{p_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp$$

Donc on a deux domaines :

- **Lorsque $P_b < P < P_r$:**

On est en monophasique donc :

$$Q = IP \times (p_r - p_{wf})$$

$$Q_{o_{max}}(DARCY) = IP \times P_r$$

- **Lorsque $P_{wf} < P < P_b$:**

On est en diphasique donc :

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

Dérivons cette équation on aura :

$$\frac{dq_o}{dP_f} = q_{o_{max}} \left[\frac{0.2}{P_r} + 1.6 \frac{P_{wf}}{P_r} \right]$$

Par conséquent :

$$IP = q_{o_{max}}(VOGEL) \times \left[\frac{1.8}{P_b} \right]$$

Or :

$$q_b = IP \times (Pr - Pb)$$

Donc :

$$q_{omax} = q_b + \left[IP \times \frac{Pb}{1.8} \right] = q_b + q_{omax}(VOGEL)$$

En effet, pour déterminer le débit à une pression inférieure à **Pb** on :

$$q_o = q_b + q(VOGEL)$$

$$q_o = q_b + (q_{omax} - q_b) \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \right]$$

Ce qui donne :

$$IP = \frac{q_o}{(Pr - Pb) + \left[\frac{Pb}{1.8} - 0.2P_{wf} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{Pr} \right]}$$

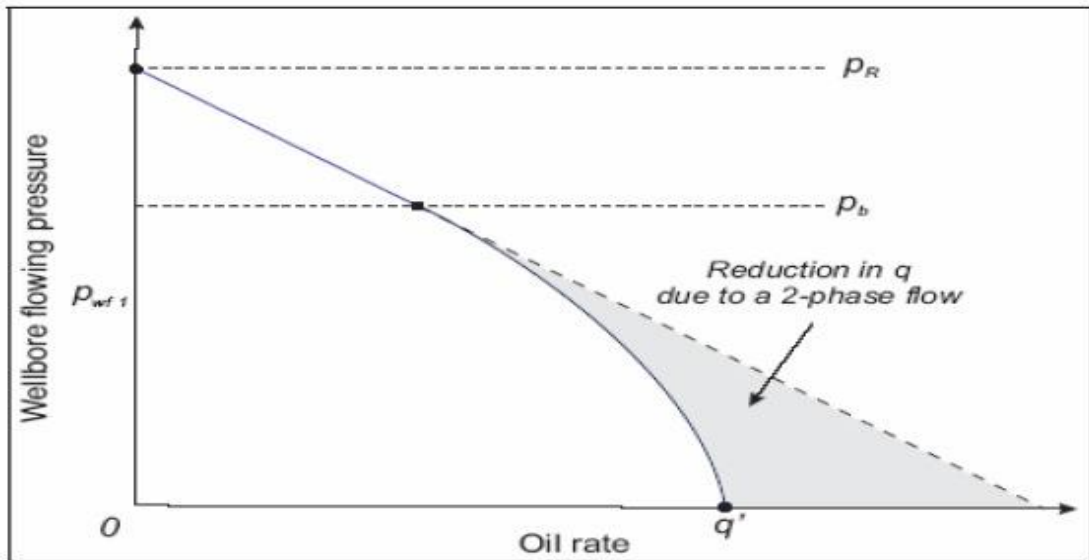


Figure IV-11 Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique [4]

IV.9 Tubing performance curves (TPC):

Elle représente la capacité de l'installation (tubing) de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits.

La courbe TPC exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing, le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique (eau, huile et gaz) dans une conduite verticale, donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$\frac{dp}{dh} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m}{2 \times g_c \times d} + \frac{f_m \times \rho_m \times d \times v_m}{h \times g_c \times d}$$

Cette équation renferme trois termes :

- terme exprime les pertes dues à la pression hydrostatique du fluide dans la colonne.
- Terme exprime les pertes dues aux frottements.
- Terme exprime les pertes dues à l'accélération.

Tel que :

- **pm** : masse volumique du mélange.
- **fm** : facteur de frottement.
- **vm** : vitesse du mélange.
- **gc** : accélération du gravité.

La difficulté de résoudre cette équation réside dans la détermination des paramètres pm et fm. .

IV.10 Structures d'écoulement :

Les structures d'écoulement sont au nombre de sept dont quatre sont représenté sur la Figure (IV 12):

- **Écoulement en bulles (bubble flow)** : cette structure apparaît avec des valeurs réduites du GOR.
- **Écoulement en vagues moutonnantes (slug flow)** : à force d'augmenter le débit de gaz, le GOR augmente la hauteur des vagues de liquide jusqu'à ce que la crête touche les parois de la pipe.
- **Écoulement dispersé (mist flow)** à l'extrême valeur du GOR le liquide se disperse dans le gaz et l'écoulement devient un brouillard.
- **Écoulement en bouchons (plug flow)** : lorsque le GOR augmente, les bulles deviennent larges. En se combinant entre elles, elles forment des bouchons de gaz.
- **Écoulement stratifié (stratified flow)** : une grande augmentation du GOR rend les bouchons longs ; ce qui permet de diviser l'huile et le gaz en deux couches séparées.
- **Écoulement en vagues (wavy flow)** : avec l'augmentation du débit de gaz, l'interface stratifié gaz-huile devient en vagues.

- **Ecoulement annulaire (annular flow)** : une grande augmentation du GOR rend l'huile entourée par le gaz.

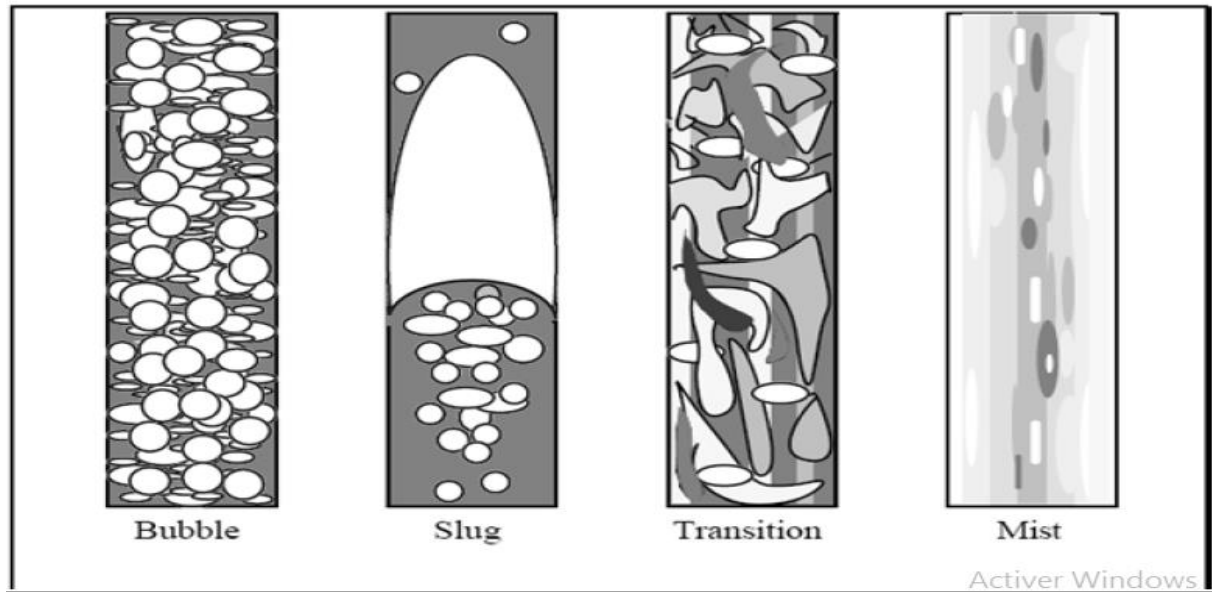


Figure IV-12 Flow regimes categories [4]

IV.11 Conclusion :

D'après cette étude ont conclu :

- L'analyse nodal est très importante pour analyser et modéliser le système de production
- L'analyse nodal permet d'établir un profil de production optimal pour un puits
- La courbe de performance de réservoir (IPR) est déterminée à partir de la combinaison Darcy et Vogel suivant les conductions des puits étudiés.
- La courbe de performance de tubing (TPC) est déterminée en général à partir de la corrélation de Hagedorn et Brown.

CHAPITRE V :

V. Partie pratique

V.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous allons utiliser le logiciel PIPE SIM qui est basé sur la théorie de l'analyse nodal pour optimiser le débit et d'étudier l'efficacité d'injection de gaz lift pour les tris puits HRE402, HRS20, HR162.

V.2 INTRODUCTION AUX PERTES DE CHARGE :

Durant le parcours de fluide depuis le réservoir jusqu'à la tête de puits, son énergie initiale sera perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charge sont la somme de deux facteurs :

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

Le gas-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à travers le point le plus profond possible.

Ceci aura deux effets opposés :

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

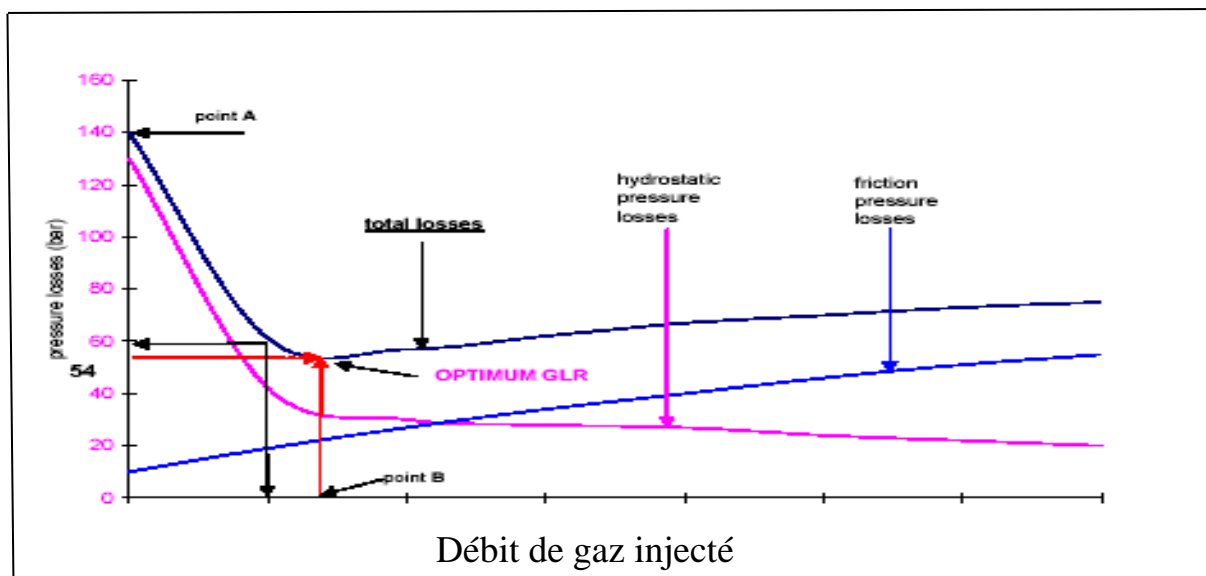


Figure V-1 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté [3]

La figure ci-dessus donne l'évolution des pertes de charge en fonction de GLR, où on remarque deux zones différentes :

- dans la première zone, l'augmentation de GLR diminue la perte de charge totale, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l'augmentation des pertes de charge par frottement.

- dans la deuxième zone, la perte de charge totale augmente, avec l'augmentation des pertes de charge gravitationnelles, et les pertes de charge par frottement, et ça malgré l'augmentation de GLR.

Le minimum des pertes de charge totale correspond à un **GLR optimum**.

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

Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale en utilisant un logiciel appelé PIPESIM.

V.3 APERCU SUR LE LOGICIEL PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM est un outil informatique utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- Optimiser la production
- Améliorer les performances des puits

On peut aussi :

- Analyser le système de production
- Déterminer les gradients de pression
- Optimiser le gas-lift.

Le PIPESIM englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (inflow), dans la colonne de production (outflow) avec les corrélations de PVT.

La création d'un modèle d'après le PIPESIM exige certain nombre de données, et pour avoir un meilleur fonctionnement de cet outil on doit présenter le maximum des données.

Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM sont :

- ✓ Les données du rapport géologique
- ✓ Les données du rapport de complétion du puits

- ✓ Les données de well test
- ✓ Les données de jaugeage

Pour notre étude on a utilisé le logiciel PIPESIM pour optimiser le débit de production des puits (HRE402, HRE162, HRS20).

V.4 PROCEDURE D'OPTIMIATION :

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

Et comme on a vu auparavant dans l'allure des pertes de charge en fonction de GLR ; au début les pertes de charge ne cessent que diminuer au fur et à mesure de l'augmentation de GLR, jusqu'à un point où toute augmentation de débit d'injection fait augmenter les pertes de charge; ce point correspond au GLR optimal.

Les étapes qu'on doit suivre pour arriver à déterminer le GLR optimal sont :

- Introduction des données dans le PIPESIM.
- Le jeu sur la case "**System analysis**" permet d'introduire des valeurs différentes de débit de gaz, ce qui permet d'avoir des courbes d'**outflow** différentes et donc plusieurs points de fonctionnement différentes.
- On refait l'étape précédente avec d'autres valeurs afin d'avoir plus de points représentatifs.
- On trace une courbe : 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.

Et enfin, pour avoir une meilleure optimisation de gas lift, on doit travailler avec les corrélations les plus adéquates. Donc il est indispensable de bien choisir les corrélations.

- **Choix des corrélations:**

- a) **Courbe IPR (inflow) :**

On a vu dans le chapitre précédent que pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit :

- L'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_b < P_r$.
- L'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$

Pour notre cas où on a $P_r < P_b$, on va utiliser l'équation de pseudo steady state avec correction de de VOGEL, qui a la forme suivante :

$$q = \frac{J * P}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right]$$

Puis on sélectionne les débits d'huile Q_0 tel que $Q_0 < Q_{max}$ et on détermine les pressions de fond dynamique P_{wf} , correspondantes, ensuite on porte les points obtenus sur le graphe $P_{wf} = f(Q_0)$ qui nous donne l'allure suivante :

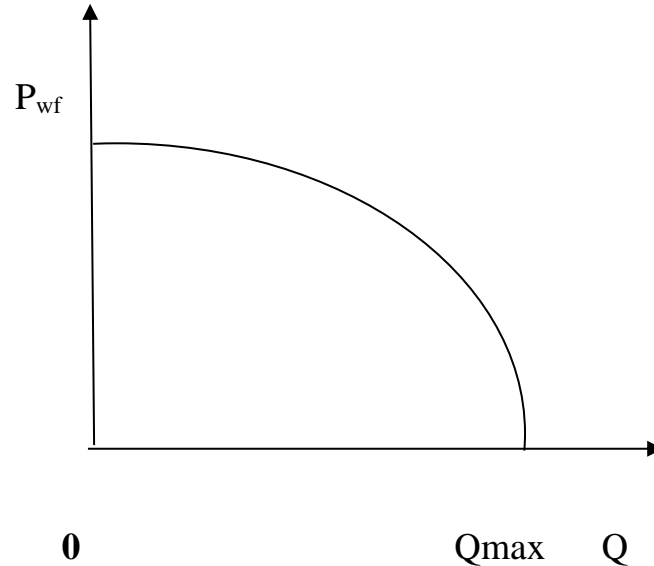


Figure V-2 La courbe IPR (inflow) [3]

b) Courbe de VLP (outflow) :

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées dans le logiciel PIPESIM on a :

- La corrélation de Mukherjee and Brill ;
- La corrélation de Orkiszewski ;
- La corrélation de Hagedorn & Brown ;
- La corrélation de Beggs & Brill.
- La corrélation de Duns & Ros

Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats qui sont proches de ceux qui sont mesurés.

Vu le manque de données surtout les valeurs de la pression de fond dynamique, on va profiter de la disponibilité des données de la pression de tête. Et on va procéder de la manière suivante pour déterminer la corrélation convenable:

- 1) Introduisons les données de puits en plaçant le nœud au fond de puits.
- 2) Utiliser l'équation de pseudo steady state PSS combine de Vogel pour $P_{res} < P_b$.
- 3) Varions les corrélations de tubing « **vertical wellbore correlation** », et conservant celle de réservoir la même (**PSS+ vogel**).
- 4) On va avoir pour chaque corrélation une pression de tête.

La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne une pression de tête proche de celle mesurée.

V.5 Optimisation de gas-lift (puits HRE402) :

Le puits a été foré et mis en production en 2001 dans le niveau A. Il a connu ces dernières années des perturbations assez fréquentes suite aux venues d'eau de gisement causant des dépôts de sel dans le tubing et les installations de production.

V.5.1 Matching avec les données actuelles (tubing suspendu)

V.5.1.1 Données avant l'injection de gaz lift (09/2012):

Tableau V-1 Données du puits [6]

$P_{tête}$ (psi)	Q_o (Sm ³ /j)	$Q_{gi}=Q_{gf}$ (Sm ³ /j)	Q_e (Sm ³ /j)	$GOR_i=GOR_t$ (Sm ³ /j)	W_{cut} (%)
680	33,2	32967,6	14,22	993	30

Tableau V-2 Données Réservoir [6]

P_{res} (psi)	K (mD)	Rayon drainage (m)	Hu (m)
2627,5	7	500	7

- Données de la complétion actuelle:

Tableau V-3 Caractéristiques des casings et tubing [6]

Profondeur (m)	type	OD(in)	ID(in)
2174	casing	9.625	8.755
2239	casing	7.000	6.184
2073,44	Tubing	4.500	3.958
1998,5	Concentrique	2.875	2.441

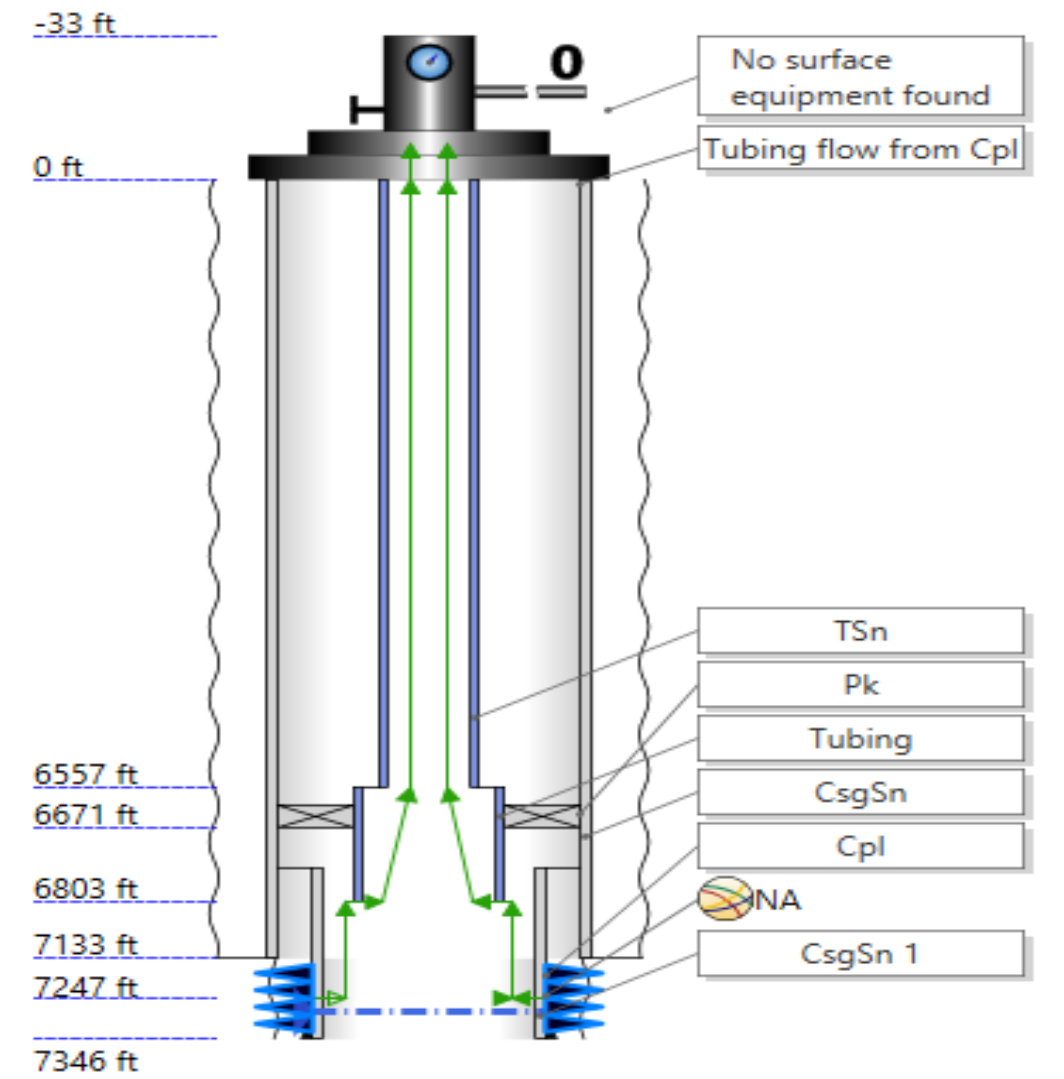


Figure V-3 Schéma du puits HR402

V.5.2 Choix de corrélation

En introduisant les données de HRE402 dans le PIPESIM, il nous résulte les différents graphes de gradient de pression pour chaque corrélation comme il est montré ci-après :

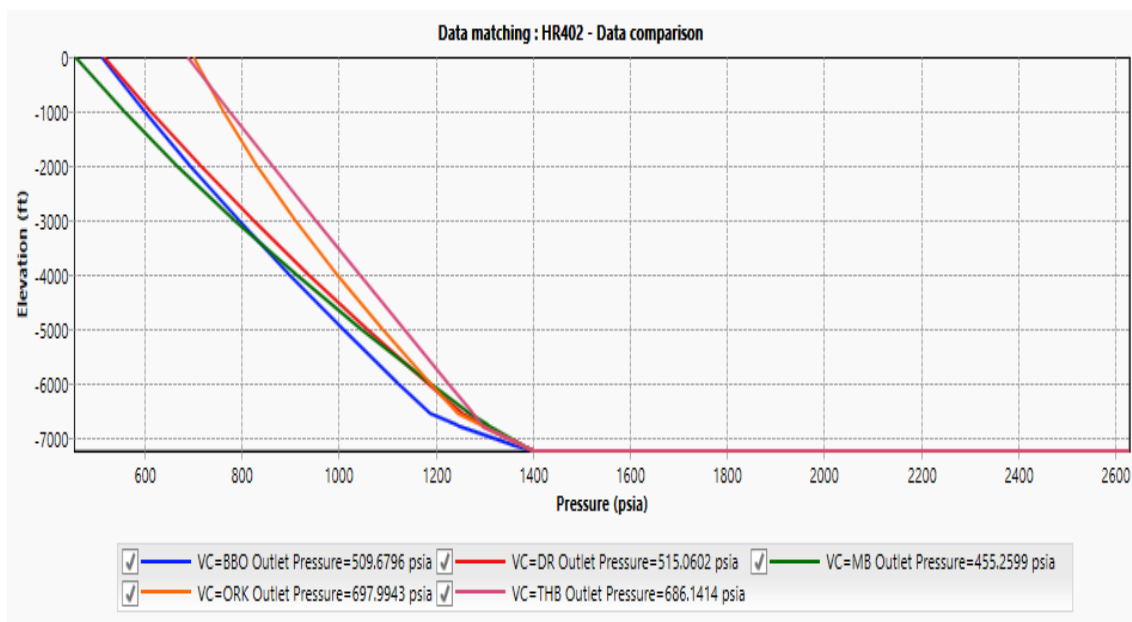


Figure V-4 Choix de la corrélation adéquate pour le calcul des pertes de charges HRE402

Tableau V-4 Les résultats des courbes de la pression de tête (puits HRE402)

	Beggs & Brill	Hagedorn & Brown	Duns & Ros	Mukherjee and Brill	Orkiszewski
P _{tête} mesurée (psi)	680	680	680	680	680
P _{tête} calculée (psi)	509,6796	686,1414	515,0602	455,2599	697,9943
$ \Delta P / P_m$ (%)	0,340	0,009	0,242	0,215	0,026

On remarque que la valeur de la pression de tête obtenue par la corrélation de **Hagedorn and Brown** (P_{tête} calculée = 686,1414PSI) est la plus proche de celle mesurée (P_{tête} mesurée = 680 PSI).

Alors l'équation de **Hagedorn and Brown** est choisie pour calculer les pertes de charges dans le tubing du puits HRE402.

V.5.3 Détermination du point de fonctionnement

Le point de fonctionnement est les différentes sensibilités présentés dans ce travail sont basés sur l'analyse nodale en utilisant le logiciel PIPESIM.

Le point de fonctionnement est illustré dans le graphe suivant :

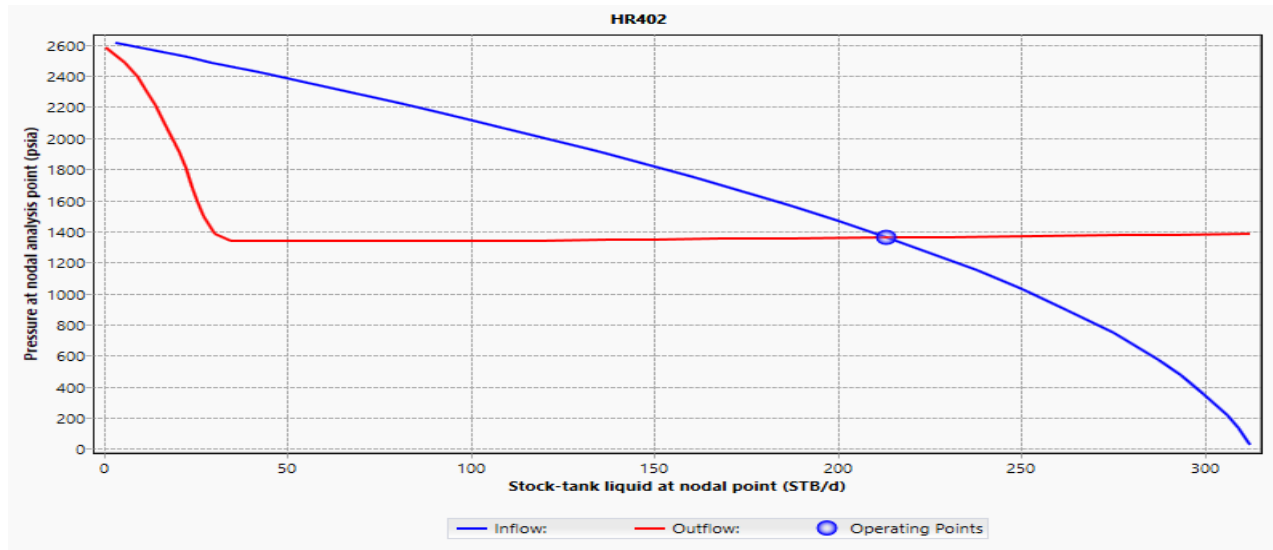


Figure V-5 Point de fonctionnement (courbes VLP, IPR)

Donc le point de fonctionnement est : $Q_o = 33,89(\text{Sm}^3/\text{j})$ avec une pression de fond $P_{wf} = 94,70 (\text{Kg}/\text{cm}^2)$.

On remarque que ce débit est proche à celui mesuré $Q_o = 33,2 (\text{Sm}^3/\text{j})$.

Jusqu'à présent on est arrivé à modeler les données de puits HRE402. Le travail ci-après consiste à optimiser le débit de gaz à injecter et à faire des sensibilités sur la cote du sabot 2"7/8 (la cote de lift).

V.5.4 Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift

Données après l'injection de gaz lift (11/2012) :

Tableau V-5 Données du puits [6]

P tête (psi)	Qo (Sm ³ /j)	Qgt (Sm ³ /j)	Qg f (Sm ³ /j)	Qg Injecté (Sm ³ /j)	GORt (Sm ³ /j)	GORf (Sm ³ /j)	Qe (Sm ³ /j)	Wcut (%)
640	44.0	43868	37268	6600	997	847	14,85	25

Tableau V-6 Données Réservoir [6]

P _{res} (psi)	K (mD)	Rayon drainage (m)	Hu (m)
2627,5	7	500	7

Le fait d'ajouter une quantité de gaz, engendre une augmentation des pertes de charge par frottement, puisque l'injection du gaz revient à augmenter la vitesse de l'effluent. Et d'autre part il fait diminuer la densité de l'effluent et donc réduire les pertes de charge gravitaires. Ces deux effets inverses ont un point optimum qui correspond au GLR_{optimum}. Le point d'injection optimal correspond au point où l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile où même chuter la production si le débit est très grand ; c.à.d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible.

Les différents points de fonctionnement pour différents débits d'injection construisent la courbe qui caractérise l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté. En effet le point d'injection optimal sera le point d'intersection entre la courbe et sa tangente comme il est montré dans la figure ci-dessous :

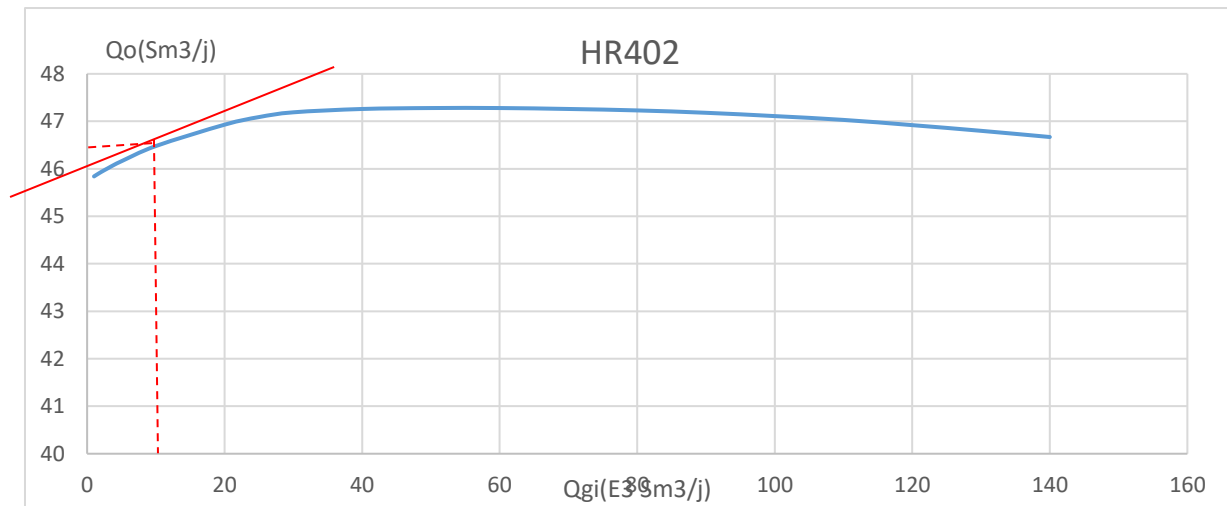


Figure V-6 Courbe de performance de différents débits d’injection de gaz

D’après la courbe on remarque que l’augmentation de débit de gaz injecté fait augmenter le débit d’huile, mais avec des proportions différentes. Nous notons également qu’au-delà d’un débit d’injection de 10 (E3 Sm3/j).la production optimal est $Q_o = 46,48 \text{ Sm}^3/\text{j}$.

V.5.5 Historique de production du puits HR402 :

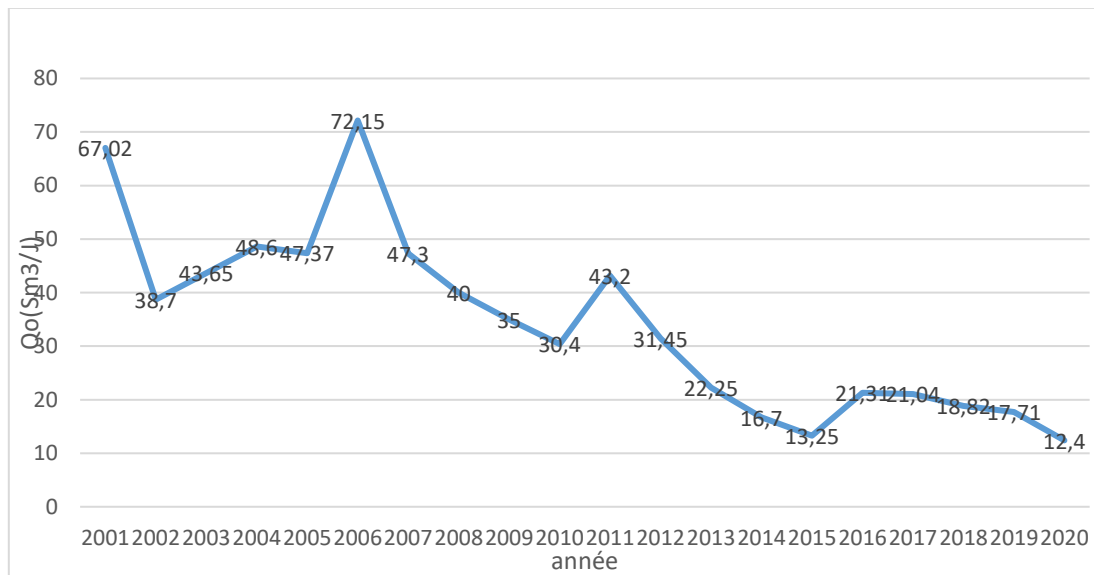


Figure V-7 Historique de production du puits HR402 [6]

Après l’injection de gaz-lift en 2012 le débit d’huile continue la chute à cause de l’augmentation de water Cut suite à la remontée du plan d’eau dans la formation donc l’injection il ne donne pas un bon résultat alors le gaz-lift n’est pas efficace dans ce puits.

V.5.6 L'étude économique:**V.5.6.1 Montant total du projet :****Tableau V-7 Montant total du projet HR402 [6]**

	Coût estimatif (DA)
Réseau de collecte	85784.00
Cout de main d'œuvre	1800000.00
Equipement de surface(Bride 2'',sodage, Joint Tore R 24, Manomètre, Thermomètre, Robinet,oncrage des massifs, port duse réglable , port orifice Daniel ,vanne 2'',pipe 2'',l'excavation pour les pipe de gaz)	15001914.29
Total	16887698.29

Donc le coût total du projet est 16887698.29DA

V.5.6.2 Calcul du POT (délai de récupération) :

La production avant l'optimisation 33,2 et après l'optimisation 46.48(m3/d) c'est à dire le gain 13,28 (m3/d) = 83,53 (bbl/d)

Le cout du baril de pétrole en dollars =86,65 \$ =83,33 DA

C'est-à-dire 7220,5445 DA (le 29/11/2012)

$$POT = \frac{16887698.29}{83,53 \times 7220,5445} = 28 J$$

Donc d'après 28 jours de production avec le gaz lift on a de bénéfices.

V.6 Optimisation de gas-lift (puits HRS20) :

V.6.1 Matching avec les données actuelles (tubing suspendu)

V.6.1.1 Données avant l'injection de gaz lift (08/2016) :

Tableau V-8 Données du puits HRS20 avant l'injection [6]

P tête (psi)	Qo (Sm³/j)	Qgt=Qgf (Sm³/j)	Qe (Sm³/j)	GOR_t=GOR_t (Sm³/j)	Wcut (%)
301,12	30,1	1264.2	1,58	42	5

Tableau V-9 Données Réservoir HRS20 avant l'injection [6]

P_{res} (psi)	K (mD)	Rayon drainage (m)	Hu (m)
2915,785	200	600	5,5

- Données de la complétion actuelle:

Tableau V-10 Caractéristiques des casings et tubing [6]

Profondeur (m)	Type	OD(in)	ID(in)
2077	Casing	7,00	6,184
2204	Liner	4,5	3,92
1977,13	Tubing	3.5	2,75

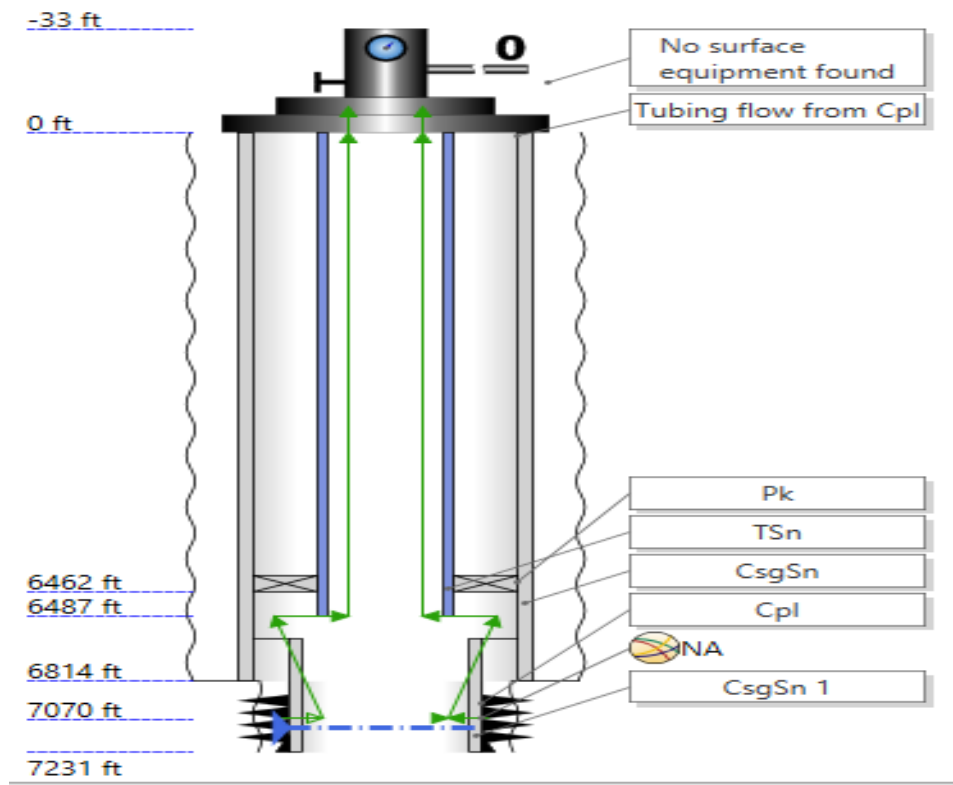


Figure V-8 Schéma du puits HRS20

V.6.2 Choix de corrélation

En introduisant les données de HRS20 dans le PIPESIM, il nous résulte les différents graphes de gradient de pression pour chaque corrélation comme il est montré ci-après :

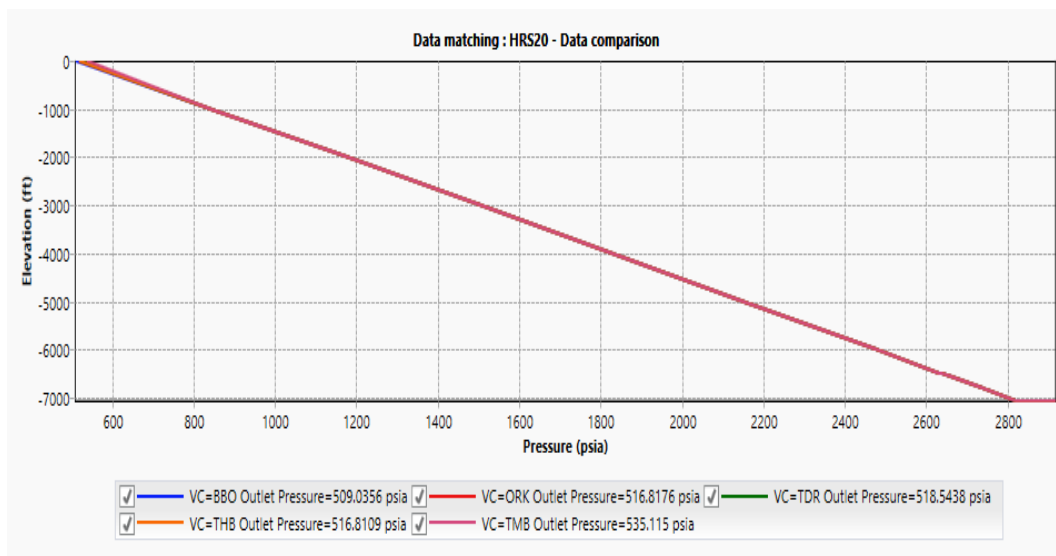


Figure V-9 Choix de la corrélation adéquate pour le calcul des pertes de charges HRS20

Tableau V-11 Les résultats des courbes de la pression de tête (puits HRES20)

	Beggs & Brill	Hagedorn & Brown	Duns & Ros	Mukherjee and Brill	Orkiszewski
$P_{\text{tête mesurée}}$ (PSI)	301,12	301,12	301,12	301,12	301,12
$P_{\text{tête calculée}}$ (psi)	509,0356	516,8109	518,5438	535,115	516,8176
$ \Delta P / P_m$ (%)	0,6904	0,7162	0,7220	0,7770	0,7163

On remarque que la valeur de la pression de tête obtenue par la corrélation de **Beggs & Brill** ($P_{\text{tête calculée}} = 509,0356$ PSI) est la plus proche de celle mesurée ($P_{\text{tête mesurée}} = 301,12$ PSI).

Alors l'équation de **Beggs & Brill** est choisie pour calculer les pertes de charges dans le tubing du puits HRS20

V.6.3 Détermination du point de fonctionnement

Le point de fonctionnement est les différentes sensibilités présentés dans ce travail sont basés sur l'analyse nodale en utilisant le logiciel PIPESIM.

Le point de fonctionnement est illustré dans le graphe suivant :

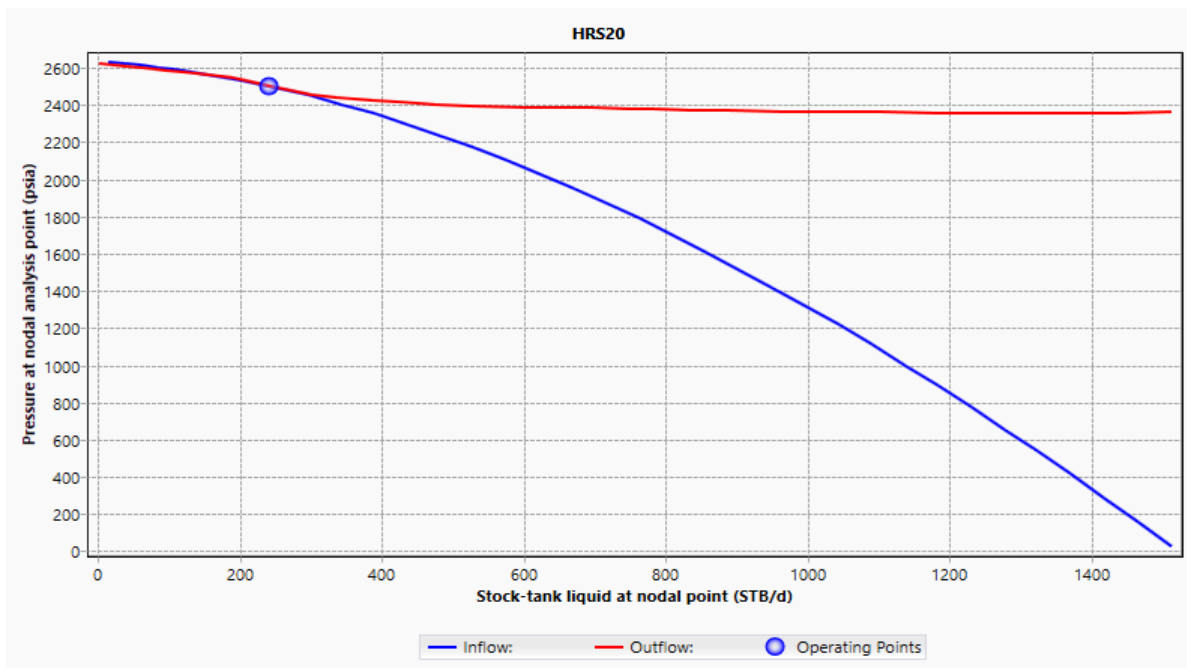


Figure V-10 Point de fonctionnement (courbes VLP, IPR)

Donc le point de fonctionnement est : $Q_o = 38,31 \text{ (Sm}^3\text{/j)}$ avec une pression de fond $P_{wf} = 174,78 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$.

On remarque que ce débit est proche à celui mesuré $Q_o = 30,1 \text{ (Sm}^3\text{/j)}$.

Jusqu'à présent on est arrivé à modéliser les données de puits HRS20. Le travail ci-après consiste à optimiser le débit de gaz à injecter et à faire des sensibilités sur la cote du sabot 3"1/2 (la cote de lift).

V.6.4 Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift

Données après l'injection de gaz lift (07/2019) :

Tableau V-12 Données du puits HRS20 après l'injection [6]

P tête (psi)	Q_o (Sm³/j)	Q_{gt} (Sm³/j)	Q_{gf} (Sm³/j)	Q_g injecté	GOR_t (Sm³/j)	GOR_f (Sm³/j)	Q_e (Sm³/j)	Wcut (%)
1203	45	68945	1980	66965	1532,11	44	5	10

Tableau V-13 Données Réservoir HRS20 après l'injection [6]

P_{res} (psi)	K (mD)	Rayon drainage (m)	Hu (m)
2630,87	200	600	5,5

Les différents points de fonctionnement pour différents débits d'injection construisent la courbe qui caractérise l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté. En effet le point d'injection optimal sera le point d'intersection entre la courbe et sa tangente comme il est montré dans la figure ci-dessous :

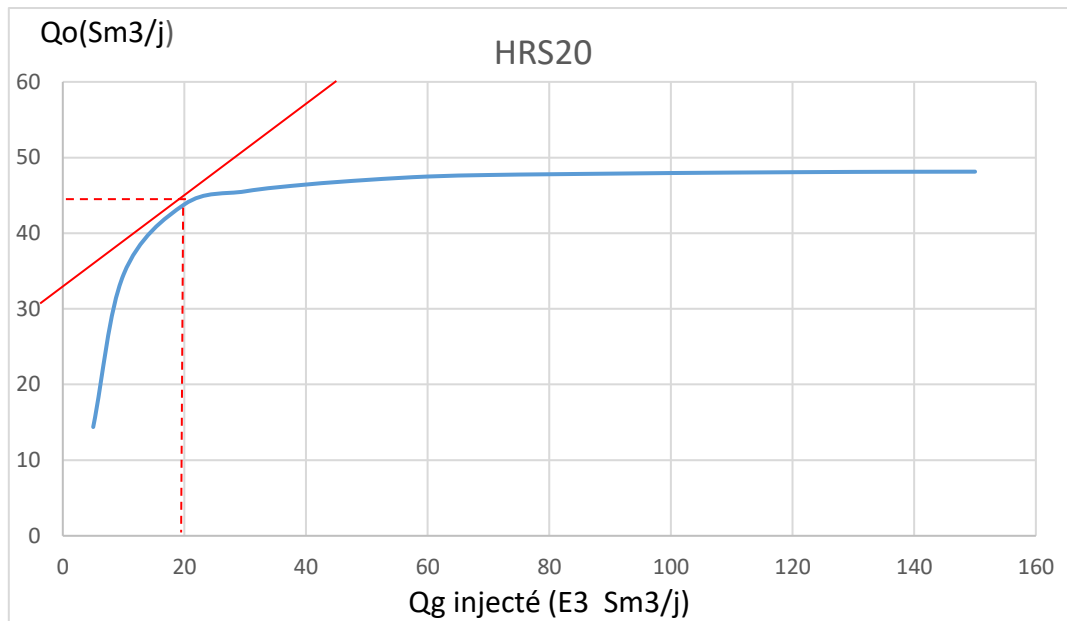


Figure V-11 Courbe de performance de différents débits d'injection de gaz

D'après la courbe on remarque que l'augmentation de débit de gaz injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes. Nous notons également qu'au-delà d'un débit d'injection de 20 (E3 Sm3/j), le puits peu produire presque même quantités de production (le débit optimal est $Q_o = 43,81 \text{ Sm}^3/\text{j}$.)

V.6.5 Historique de production du puits HRS20 :

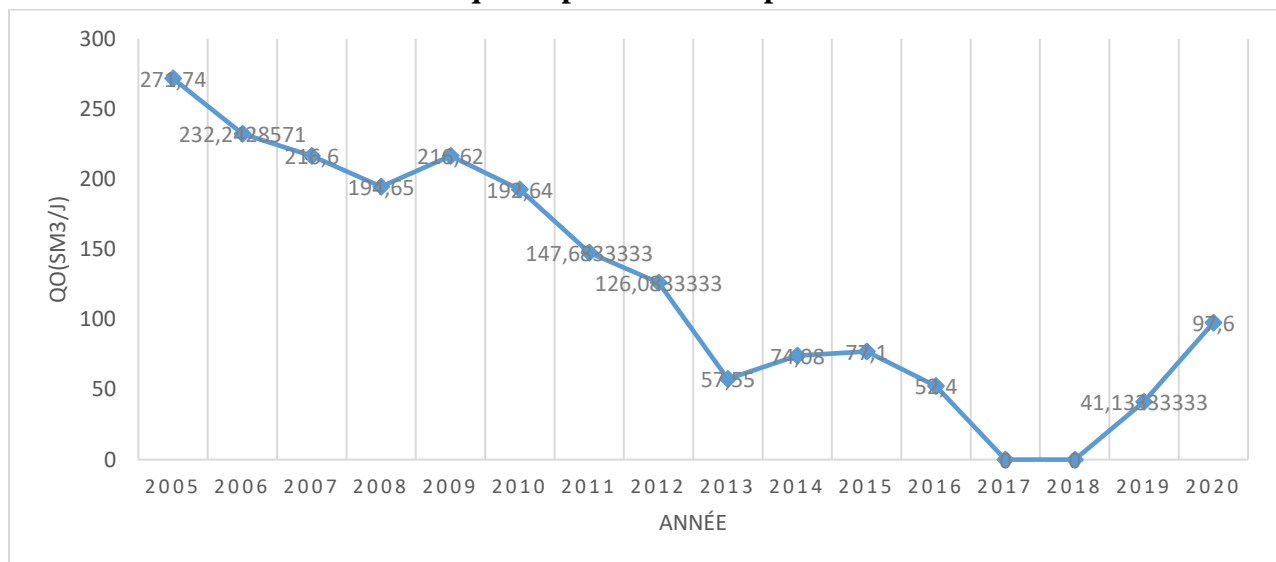


Figure V-12 Historique de production du puits HRS20 [6]

Après la fermeture de puit en 2016 il est commencés la production mais cette fois avec l'injection de gaz-lift en 2019, le débit d'huile augmente après l'injection et permettant d'avoir un débit de **97 Sm3/j en 2020** donc le gaz-lift est efficace dans ce puits.

V.6.6 L'étude économique:**V.6.6.1 Montant total du projet :****Tableau V-14 Montant total du projet HRS20 [6]**

	Coût estimatif (DA)
Réseau de collecte	82524.00
Cout de main d'œuvre	1750000.00
Equipement de surface(Bride 2'',sodage, Joint Tore R 24, Manomètre, Thermomètre, Robinet,oncrage des massifs, port duse réglable , port orifice Daniel ,vanne 2'',pipe 2'',l'excavation pour les pipe de gaz)	5229261.01
Total	7061785.01

Donc le coût total du projet est 7061785.01DA

V.6.6.2 Calcul du POT (délai de récupération) :

La production avant l'optimisation 30,1 et après l'optimisation 43,81(m³/d) c'est à dire le gain 13,71 (m³/d) = 86,23 (bbl/d)

Le cout du baril de pétrole en dollars =57,33 \$ =119,04 DA

C'est-à-dire 6824,5632 DA (le 03/07/2019)

$$POT = \frac{7061785.01}{86,23 \times 6824,5632} = 12J$$

Donc d'après 12 jours de production avec le gaz lift on a de bénéfices.

V.7 Optimisation de gas-lift (puits HR162) :

V.7.1 Matching avec les données actuelles (tubing suspendu)

V.7.1.1 Données avant l'injection de gaz lift (11/2016) :

Tableau V-15 Données du puits HR162 avant l'injection [6]

P tête (psi)	Q_o (Sm³/j)	Q_{gt}=Q_{gf} (Sm³/j)	Q_e (Sm³/j)	GOR_t=GOR_t (Sm³/j)	W_{cut} (%)
500	93,6	4773,6	4,92	51	5

Tableau V-16 Données Réservoir HR162 avant l'injection [6]

P_{res} (psi)	K (mD)	Rayon drainage (m)	H_u (m)
2930,481	207	600	8,7

Tableau V-17 Caractéristiques des casings et tubing [6]

Profondeur (m)	type	OD(in)	ID(in)
2164	casing	12,25	8,755
2266	liner	7,5	6,184
2055,11	Tubing	4.500	2,441

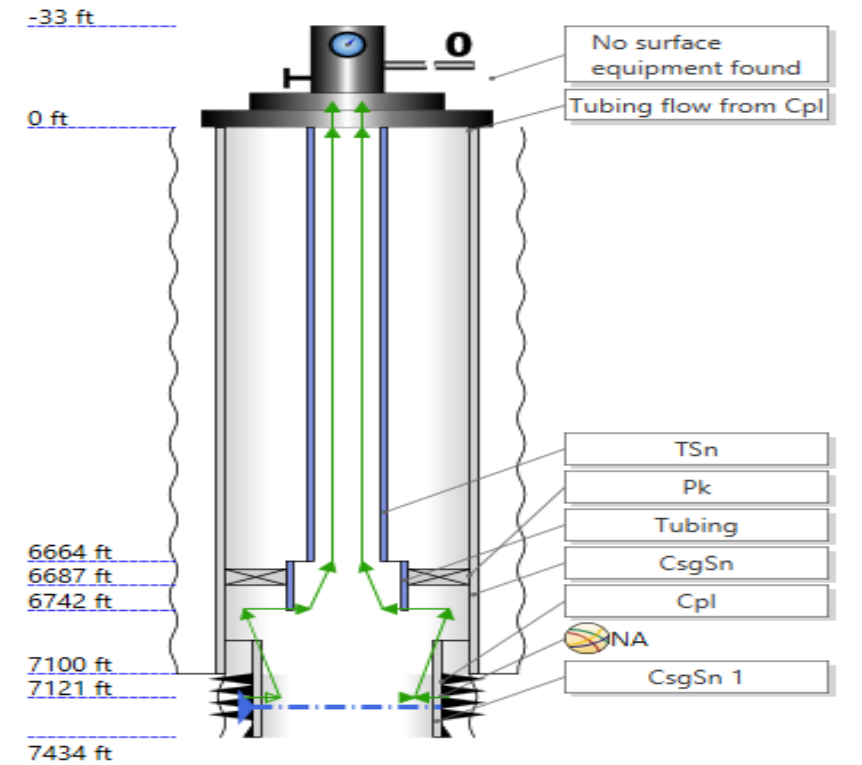


Figure V-13 Schéma du puits HR162

V.7.2 Choix de corrélation

En introduisant les données de HR162 dans le PIPESIM, il nous résulte les différents graphes de gradient de pression pour chaque corrélation comme il est montré ci-après :

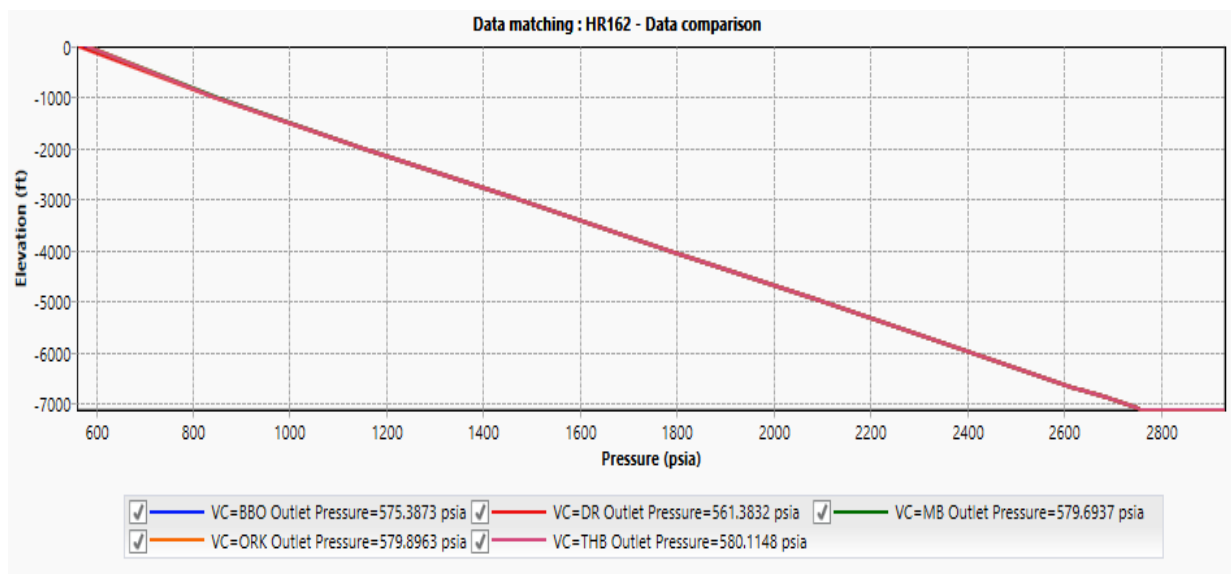


Figure V-14 Choix de la corrélation adéquate pour le calcul des pertes de charges HRE162

Tableau V-18 Les résultats des courbes de la pression de tête (puits HRE162)

	Beggs & Brill	Hagedorn & Brown	Duns & Ros	Mukherjee and Brill	Orkiszewski
$P_{\text{tête mesurée}}$ (PSI)	500	500	500	500	500
$P_{\text{tête calculée}}$ (psi)	575,3873	580,1148	561,3832	579,6937	579,8963
$ \Delta P /P_m$ (%)	0,150	0,160	0,122	0,159	0,159

On remarque que la valeur de la pression de tête obtenue par la corrélation de **Duns & Ros** ($P_{\text{tête calculée}} = 561,3832\text{PSI}$) est la plus proche de celle mesurée ($P_{\text{tête mesurée}} = 500\text{PSI}$).

Alors l'équation de **Duns & Ros** est choisie pour calculer les pertes de charges dans le tubing du puits HR162.

V.7.3 Détermination du point de fonctionnement

Le point de fonctionnement est les différentes sensibilités présentés dans ce travail sont basés sur l'analyse nodale en utilisant le logiciel PIPESIM.

Le point de fonctionnement est illustré dans le graphe suivant :

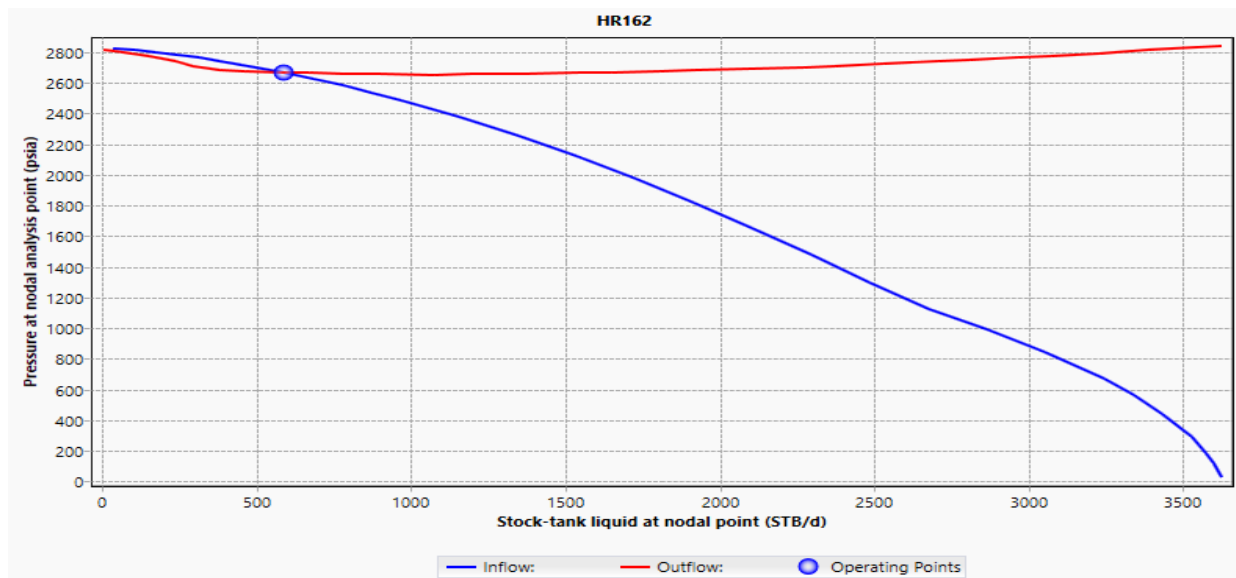


Figure V-15 Point de fonctionnement (courbes VLP, IPR)

Donc le point de fonctionnement est : $Q_o = 93,66 \text{ (Sm}^3\text{/j)}$ avec une pression de fond $P_{wf} = 186,38 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$.

On remarque que ce débit est proche à celui mesuré $Q_o = 93,6$ (Sm³/j).

Jusqu'à présent on est arrivé à modeler les données de puits HR162. Le travail ci-après consiste à optimiser le débit de gaz à injecter et à faire des sensibilités sur la cote du sabot 2"7/8 (la cote de lift).

V.7.4 Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift

Données après l'injection de gaz lift (02/2020) :

Tableau V-19 Données du puits HR162 après l'injection [6]

P tête (psi)	Q _o (Sm ³ /j)	Q _{gt} (Sm ³ /j)	Q _{gf} (Sm ³ /j)	Q _g injecté	GOR _t (Sm ³ /j)	GOR _r (Sm ³ /j)	Q _e (Sm ³ /j)	Wcut (%)
1400	124.1	36752,8	18366,8	18386	296 ,15	148	21,9	15

Tableau V-20 Données Réservoir HR162 après linjection [6]

P _{res} (psi)	K (mD)	Rayon drainage (m)	Hu (m)
2717,131	207	600	8,7

Les différents points de fonctionnement pour différents débits d'injection construisent la courbe qui caractérise l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté. En effet le point d'injection optimal sera le point d'intersection entre la courbe et sa tangente comme il est montré dans la figure ci-dessous :

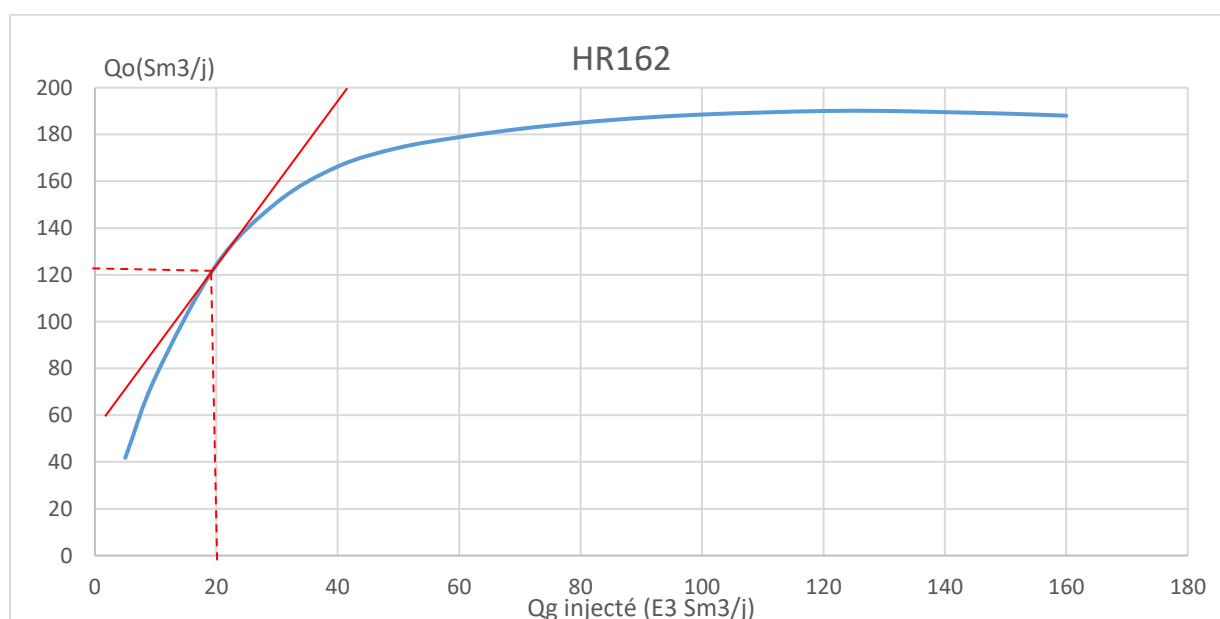


Figure V-16 Courbe de performance de différents débits d'injection de gaz

D'après la courbe on remarque que l'augmentation de débit de gaz injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes. Nous notons également qu'au-delà d'un débit d'injection de 20 (. E3 Sm³/j). La production optimale est $Q_o = 124,25 \text{ Sm}^3/\text{j}$.

V.7.5 Historique de production du puits HR162

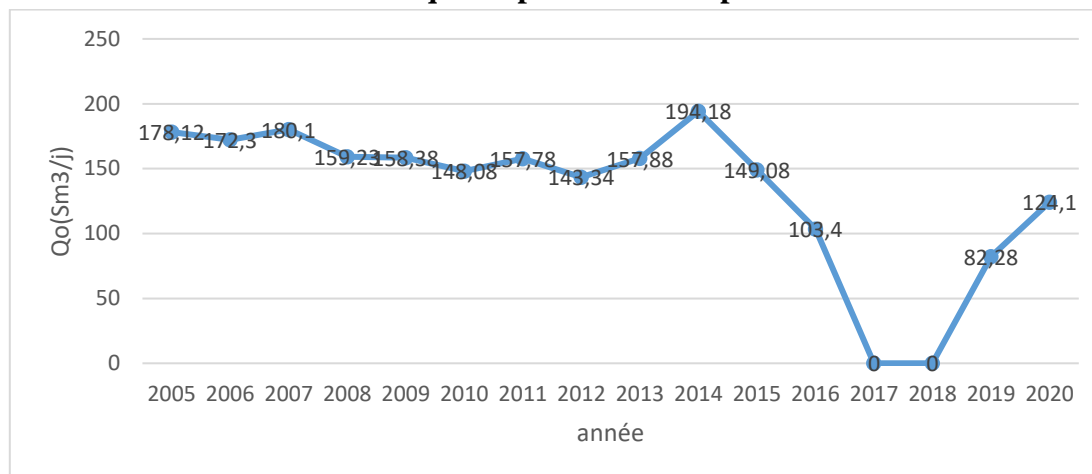


Figure V-17 Historique de production du puits HR162 [6]

Après la fermeture de puit en 2016 il est commencés la production mais cette fois avec l'injection de gaz-lift en 2019, le débit d'huile augmente après l'injection donc il donne un bon résultat alors le gaz-lift est efficace dans ce puits.

V.7.6 L'étude économique:

V.7.6.1 Montant total du projet :

Tableau V-21 Montant total du projet HR162 [6]

	Coût estimatif (DA)
Réseau de collecte	75348.00
Cout de main d'œuvre	1500000.00
Equipement de surface(Bride 2'',sodage, Joint Tore R 24, Manomètre, Thermomètre, Robinet,oncrage des massifs, port duse réglable , port orifice Daniel ,vanne 2'',pipe 2'',l'excavation pour les pipe de gaz)	7269163.98
Total	8844511,98

Donc le coût total du projet est 8844511,98 DA

V.7.6.2 Calcul du POT (délai de récupération) :

La production avant l'optimisation 93,6 et après l'optimisation 124,25(m³/d) c'est à dire le gain 30,65 (m³/d) = 192,78 (bbl/d)

Suit la pandémie COVID 19 et sa mauvaise influence sur l'économie mondiale le prix de pétrole a chuté jusqu'à 54,40

Le coût du baril de pétrole en dollars =54,40 \$ =120,48 DA

C'est-à-dire 6554,112 DA (le 05/02/2020)

$$POT = \frac{8844511,98}{192,78 \times 6554,112} = 7 J$$

Donc d'après 7 jours de production avec le gaz lift on a de bénéfices.

V.8 Calcul du débit d'eau de dessalage

V.8.1 Loi de salinité

Pour éviter les dépôts de sel dans le tubing, la quantité d'eau injectée doit assurer une salinité du mélange (eau de gisement +eau injectée) inférieure à la solubilité seuil. Par définition, la solubilité seuil est le degré de salinité au-delà duquel l'eau de gisement ne dissout plus le sel. C'est là que commence à se former les dépôts de sel.

Sachant que le NaCl est le sel prédominant, on va se référer à la courbe de solubilité (Fig.IV-3) du NaCl pour déterminer la salinité seuil à 0° c, le cas le plus défavorable.

Pour calculer le débit d'eau à injecter, on va se référer à la formule suivante :

$$S_s(Q_{inj} + Q_f) = Q_{inj} \times S_i + Q_f \times S_f$$

Q_{inj} : Débit d'eau injecté (m³/j)

Q_f : Débit d'eau de formation (m³/j)

S_s : Salinité seuil (g/l)

S_i : Salinité d'eau d'injection (l'eau douce) (g/l)

S_f : Salinité de l'eau de formation (g/l)

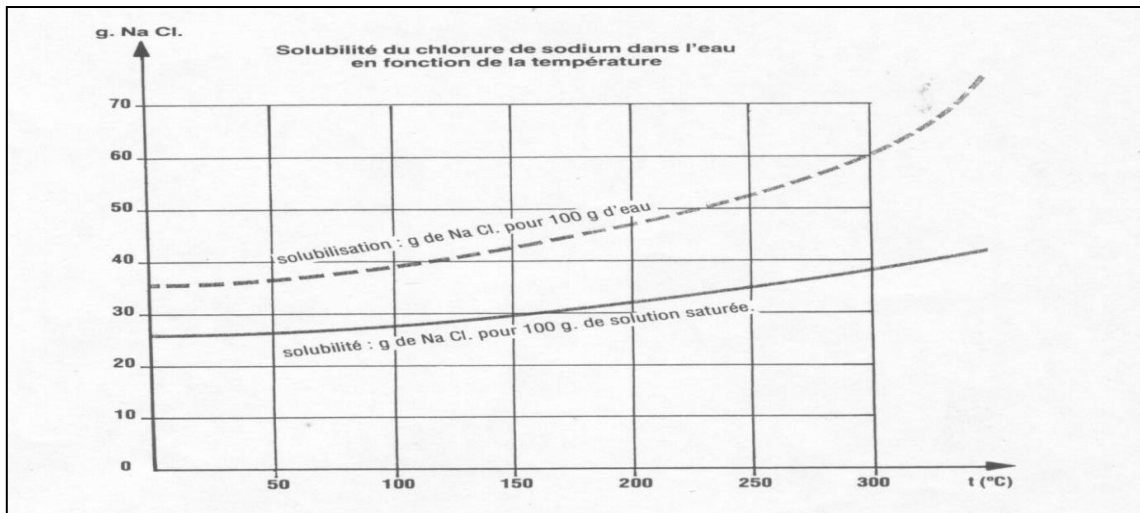


Figure V-18 Courbe de solubilité du NaCl en fonction de la température [3]

D'après le diagramme qui représente la variation de la solubilité dans une solution saturée en fonction de la température, la Salinité seuil à 0°C est égale à **258g/l**.

La salinité de l'eau de formation varie d'un puits à un autre et la salinité de l'eau d'injection (l'eau douce) est 4g/l.

V.8.2 Calcul de la quantité d'eau

On se basant sur l'équation (1), le débit d'eau est déterminé comme suit :

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)}$$

Dans ce calcul le débit injecté est majoré par un coefficient de sécurité de « 1,05 ».

V.8.3 Estimation du water-cut qui résulte de l'injection

La détermination du water-cut est nécessaire pour l'optimisation du débit de gaz injecté pour l'activation des puits. Dans ce cas, on va prendre en considération le débit d'eau injecté dans le calcul du water cut.

Le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile.

$$W_{cut} = \frac{Q_w}{(Q_0 + Q_w)}$$

Q_w : C'est la somme du débit d'eau de la formation et l'eau injectée. $Q_w = Q_{inj} + Q_f$

Q_0 : Débit d'huile produit.

V.8.4 Partie calcul

En utilisant les formules citées déjà le calcul du débit d'eau de dessalage est comme suit :

Tableau V-22 Données [3]

Puits	$Q_{e\ inj}$ (m ³ /j)	$Q_{e\ f}$ (m ³ /j)	$Q_{e\ t}$ (m ³ /j)(actuel)	$Q_{e\ t}$ (m ³ /j)(calculé)	S_s (g/l)	S_i (g/l)	S_f (g/l)
HRE402	4.18	10.67	14.85	13.92	258	4	342
HRS020	1.75	3.25	5	4.2	258	4	333
HR162	4.36	17.54	21.9	18.02	258	4	265

Exemple de calcul : (HRE402)

$$Q_{e\ inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)}$$

$$Q_{e\ inj} = 10.67 \frac{(342 - 258)}{(258 - 4)}$$

$$Q_{e\ inj} = 3.52 \text{ m}^3/\text{j}$$

$$W_{cut} = \frac{Q_{et}(\text{calculé})}{Q_{et}(\text{calculé}) + Q_o} = \frac{13.92}{13.92 + 44} = 24 \%$$

Tableau V-23 Résultats d'optimisation de débit d'eau d'injection[6]

Paramètre puits	Salinité		Qe inj (m ³ /j)		Wcut (%)	
	avant	après	actuel	calculé	actuel	calculé
HRE402	342	258	4.18	3.52	25	24
HRS020	333	258	1.75	0.95	10	8.53
HR162	265	258	4.36	0.48	15	12.67

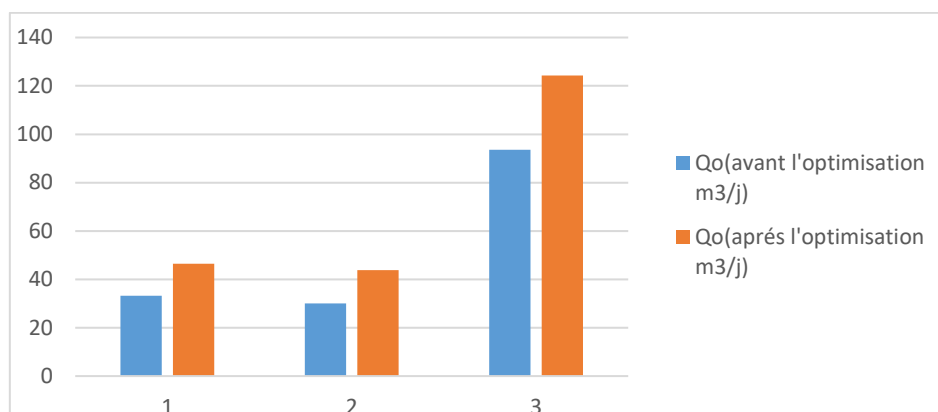
Remarque : pour certains puits le Q inj actuel est supérieur à celui calculé. Dans ce cas le dessalage est efficace à 100%. Alors il faut diminuer le débit d'eau injectée.

V.9 La déference de débit d'huile après et avant l'optimisation :

Le tableau suivant représente les débits avant et après l'optimisation de chaque puits et le gain

Tableau V-24 La déference de débit d'huile après et avant l'optimisation [6]

puits	Qo(avant l'optimisation Sm ³ /j)	Qo(après l'optimisation Sm ³ /j)	Gains(dQ)Sm ³ /j
HRE402	33,2	46,48	13,28
HRS20	30,1	43,81	13,71
HR162	93,6	124,25	30,65

**Figure V-19 Comparaison entre le débit d'huile produit avant et après l'optimisation****V.10 Conclusion :**

A partir des résultats d'optimisation ont conclu :

- L'optimisation du gaz-lift se fait par simulation à l'aide d'un logiciel dite "PIPESIM".
- Matching les paramètres (la perméabilité, la pression de tête, water Cut, GOR) dans logiciel PIPESIM influe sur le point de fonctionnement (débit d'huile, la pression de fond)
- On constate que la production d'huile augmente avec l'augmentation de la quantité de gaz injectée, mais au-delà d'une certaine valeur de gaz injectée,
- Faire une optimisation des débits d'eau de dessalage pour éviter la déposition des sels dans les puits.
- La production diminue suite à une augmentation des pertes de charge par frictions
- Pour des raisons économiques et techniques, il ne faut pas faire fonctionner les puits avec ces valeurs (débit d'huile maximum), parce qu'à ces points la production est maximale et toute augmentation de la quantité de gaz injectée fait augmenter les pertes de charge total et diminuer la production.
- On remarque que le puits HR162 est plus efficace par rapport les puits HRS20, HR402 parce que le gain élevée $\Delta p=30,65$ Sm³/j

CONCLUSION GENERALE

D'après cette étude, on déduit que le Gaz-Lift est la technique la plus simple pour la récupération artificielle du brut, c'est parce qu'il n'exige qu'une simple complétion (tubing concentrique) avec une source importante du gaz à injecter, pour être réalisé sur un puits.

Cette technique agit essentiellement sur la masse volumique de la colonne d'huile, pour réduire cette dernière (alléger la colonne d'huile) et par conséquent l'acheminement du brut vers la surface.

On conclut que:

- Les débits d'eau de dessalage pour certains puits sont suffisants ce qui défavorise leurs bouchages par le sel. Le calcul de ces débits doit être basé sur la loi de salinité en premier lieu et ajuster selon le comportement du puits.
- Les résultats de l'optimisation révèlent que le débit optimal est 124.25 Sm³/j (tubing suspendu 2"7/8 puits HR162) donne des meilleurs résultats pour la majorité des puits de l'anneau d'huile par rapport les puits du champ Sud (tubing suspendu 2"7/8 puits HRS20) débit optimal est 43,81 Sm³/j.
- L'étude économique montre que le puits HR162 récupérée le cout de projet dans un bref délais (7 jours) par rapport le puits HR402 (28 jours) parce que qui donne un bon potentiel et par suit le gain est élevé ($\Delta Q=30,65$ Sm³/j).
- Le gas-lift est le moyen d'activation sur l'anneau d'huile de Hassi R'mel, qui a pour but d'augmenter la récupération.
- La complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plupart des puits de Hassi R'mel.
- L'optimisation du gaz-lift consiste à trouver le point de performance du puits, qui nous fournit le débit optimal du gaz à injecter correspondant à un maximum du débit d'huile produit.
- Le fluide suit un seul type d'écoulement du réservoir vers le fond, c'est l'écoulement diphasique suivant la loi de Vogel.
- L'injection de gaz-lift n'est pas toujours efficace (cas de puits HRE402).
- Il existe plusieurs paramètres influe sur l'injection de gaz telle que le water-cut et le diamètre de tubing.

RECOMMANDATIONS

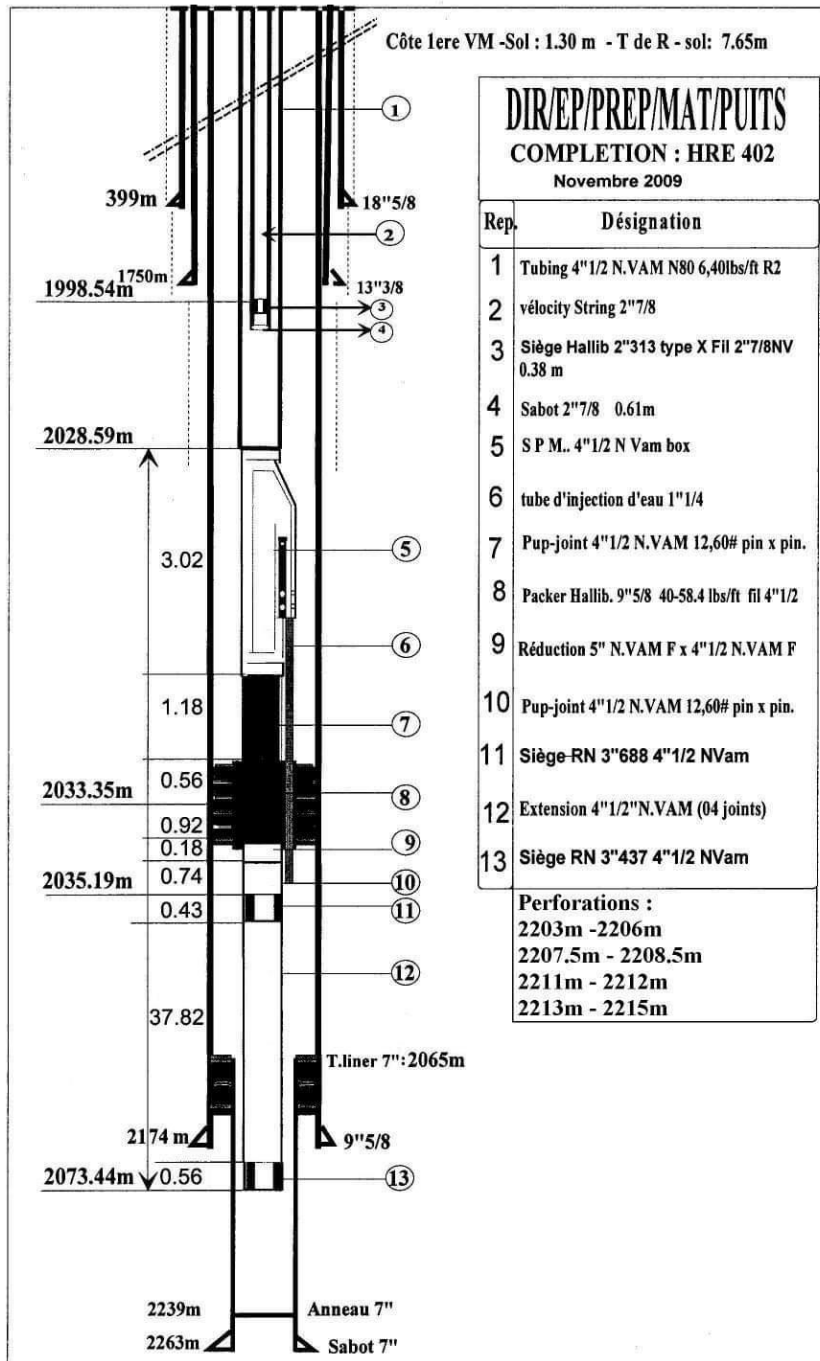
En fin pour un développement efficace de l'anneau d'huile, des recommandations ont été suggérées comme suite :

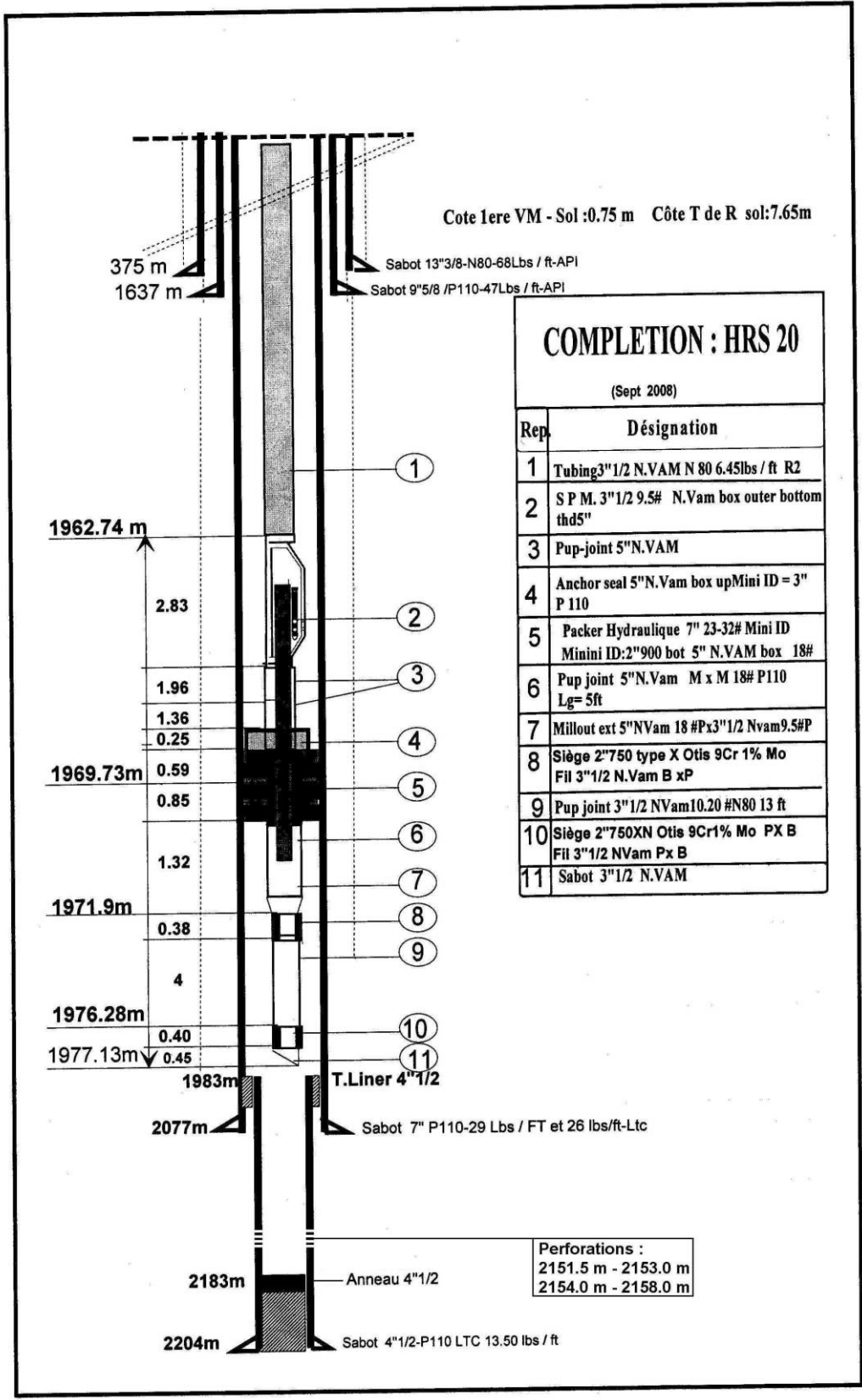
- Nous remarquons que si on réduit le débit de gaz injecté =20000 (Sm³/j) en récupe même résultat de celle que si on injecte plus de gaz (cas de puits HRS20 Qg injection =66965 (Sm³/j)) donc il faut minimiser la quantité de gaz injecté.
- Sélectionner des pompes d'injection BSB à bons taux d'efficacité, pour injecter les débits d'eau prédéterminés.
- L'injection de gaz lift au niveau de puits HR162 est bien optimisé par Qg injecté =18386 (Sm³/j).
- D'après l'étude qu'on a fait sur des puits dans le champ de Hassi R'mel on recommande les étudiants qui vont rechercher dans l'optimisation d'injection de gaz lift d'étudier l'influence de pression en tête depuis, la pression de gaz à injecter, l'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) sur l'optimisation d'injection de gaz lift dans le champ de Hassi R'mel.
- Faire une étude sur le positionnement des perforations et la hauteur à perforer pour retarder l'arrivé du gaz et de l'eau.
- Bien optimiser la pression en tête des puits.
- Faire des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement du réservoir ;
- Faire un contrôle quotidien de débit et pression d'injection.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.

Bibliographie

- [1] - HELIS MOHAMED, DRIHEM TAREK KHERFI ABDENNOUR, OPTIMISATION DU DEBIT D'INJECTION DU GAZ-LIFT Cas du puits OMNZ153 dans l'anneau d'huile de HMD pour l'année 2012.
- [2] - DEROUICHE Abderrahime, BENLAÏB Boubakeur : Modélisation et optimisation du system de production de la série inferieur du gisement de Hassi r'mel 2011.
- [3] - Mémoire de Fin de Formation/Induction d'Ingénieur : "Etude comparative entre les complétions gas-lift actuelles à HRM et la nouvelle complétion GLC parallèle"-FANIT Wissame-2017
- [4] - MEBROUKI AHMED, MEZZAR SOUFIANE, OULD HABIBOULLAH MED VALL : Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétroliers du champ de Haoud Berkaoui 2013.
- [5] - Optimisation du gaz lift CAS DU PUIITS HRZ03 DANS L'ANNEAU D'HUILE DE HR. -MERADJI. F, BOUAFIA. B.2008
- [6]-Data Bank (DP-Sonatrach HASSI R'MEL).
- [7]- GAZ LIFT- www.total.com.
- [8]- Récupération Assistée Par Gas-Lift (Serpro)
- [9] - « The Technologie Of Artificiel Lift Methodes » (volume 1) : Kermit E.Brown
- [10] - Beggs, H. D.: "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI, 1999
- [11] - Le Process Conduite Optimisee Des Puits Support De formation Cours EXP-PR-PR030 Révision 0.1

Annexe





Cote 1ere VM - Sol :0.75 m Côte T de R sol:7.65m

375 m
1637 m

Sabot 13"3/8-N80-68Lbs / ft-API
Sabot 9"5/8 /P110-47Lbs / ft-API

COMPLETION : HRS 20

(Sept 2008)

Rep.	Désignation
1	Tubing 3"1/2 N.VAM N 80 6.45lbs / ft R2
2	S P M. 3"1/2 9.5# N.Vam box outer bottom thd5"
3	Pup-joint 5"N.VAM
4	Anchor seal 5"N.Vam box up Mini ID = 3" P 110
5	Packer Hydraulique 7" 23-32# Mini ID Minini ID:2"900 bot 5" N.VAM box 18#
6	Pup joint 5"N.Vam M x M 18# P110 Lg= 5ft
7	Millout ext 5"N.Vam 18 #Px3"1/2 Nvam9.5#P
8	Siège 2"750 type X Otis 9Cr 1% Mo Fil 3"1/2 N.Vam B xP
9	Pup joint 3"1/2 NVam10.20 #N80 13 ft
10	Siège 2"750XN Otis 9Cr1% Mo PX B Fil 3"1/2 NVam Px B
11	Sabot 3"1/2 N.VAM

1962.74 m

2.83

1.96

1.36

0.25

1969.73m

0.59

0.85

1971.9m

0.38

4

1976.28m

0.40

1977.13m

0.45

1983m

T.Liner 4"1/2

2077m

Sabot 7" P110-29 Lbs / FT et 26 lbs/ft-Ltc

2183m

Anneau 4"1/2

2204m

Sabot 4"1/2-P110 LTC 13.50 lbs / ft

Perforations :
2151.5 m - 2153.0 m
2154.0 m - 2158.0 m

Schéma du puits HR 162

