

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BELHAMRA Chokri et BELHADJ Madjed

-THÈME-

**OPTIMISATION DE GAZ LIFT EFFECTUE DANS DES PUITES
PETROLIERS AU NIVEAU DU CHAMP HASSI R'MEL**

Soutenu le : 10 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Mr. BOUCHIREB Ouahab	MAA	Président	Univ. Ouargla
Mme. CHEIKH Sabrina	MAA	Examinatrice	Univ. Ouargla
Mr. DOUAK Mohamed	MAA	Encadrant	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

REMERCIEMENT

En premier lieu nous tenons à remercier le « Bon Dieu » pour la patience et la santé qu'il nous a offertes tout au long de nos études, sa bienveillance ainsi que la volonté de mener à bien ce travail.

Nous remercions également à nos enseignants qui nous ont accompagnés durant notre parcours universitaire, pour le savoir qu'ils nous ont transmis, et aussi parce qu'ils nous ont appris à aimer la spécialité.

Nous tenons à remercier chaleureusement notre encadrant Mr. DOUAK.M pour ses conseils, orientation. Nous le remercions vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il nous a accordés le long de cette période malgré ses occupations.

Nos profonds remerciements pour les membres de jury Mr. BOUCHIREB.A et Mme. CHEIKH .S qui ont accepté d'évaluer ce travail.

Et puis, nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à nos familles, nos amies et à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

DÉDICACE

J'ai le grand plaisir de dédire ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère :

Mes chers parents qui m'ont toujours soutenu et qui ont répondu présents tout au long de mes études,

Ma mère qui a été toujours là pour moi dans tous les moments difficiles, que Dieu la protège.

Mon père qui m'a encouragé et qui veille sur moi que Dieu le garde.

Milles dédicaces ne puissent exprimer mes sincères sentiments pour leurs grands sacrifices.

A Mon source de force et mon bras droit Anis ;

A mes tantes, mes oncles, mes cousines et cousins.

A mes chers compagnons au long de mon parcours

*A tout la famille **Belhadj** et **Grourou***

A tous ceux qui me connaissent de loin ou de près et qui ont contribué à la réalisation de ce modeste travail.

BELHADJ Madjed

DÉDICACE

Aux personnes les plus chères au mondes qui m'ont permis d'arriver à ce que je suis maintenant, grâce à leur encouragement, leur dévouement répété matériel qu'immatériel et leur prières, je vous dédie le fruit récolté après tant d'années d'efforts A vous MES PARENTS

Je dédie ce modeste travail tout d'abord à mon cher père.

Ma mère qui a été toujours là pour moi dans tous les moments difficiles, que dieu la protège

*A Tout la famille **Belhamra** et **Chiha**.*

A Tous mes amis.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin

Pour la réalisation de ce modeste travail.

BELHAMRA Chokri

RÉSUMÉ

Résumé :

Au début de l'exploitation de pétrole brut, les puits producteurs d'hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'effluent jusqu'à surface. Et lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface alors, l'activation des puits par "Gaz lift "est l'une des meilleures méthodes de récupération du pétrole lorsque la pression du réservoir diminue, ce qui constitue l'objet de notre recherche.

Ce travail traite le problème de la faible production et de la perte de charge par l'optimisation de Gaz lift injecté dans des puits en utilisant le logiciel PIPESIM.

Les résultats de l'optimisation montrent un gain de production de 96078,95m³ au cours des (6) six prochaines années à partir de 2022 et cela après l'injection de gaz lift.

Mots clés : Gaz-Lift, Optimisation, Gain de production, Logiciel PIPESIM.

Abstract :

When crude oil is first extracted, hydrocarbon-producing wells have enough potential for liquid to flow to the surface. However, when the reservoir does not have enough energy to lift the fluid to the surface, well stimulation by "gas lift" is one of the best ways to recover oil when the reservoir pressure drops, which is the subject of our research.

This work deals with the issue of low production and load loss by optimizing Gas lift at the well level using the PIPESIM simulator.

The optimization results confirm a production gain of 96078.95 m³ over the next six (6) years starting from 2022.

Key words: Gas-lift, Optimization, Production gain, PIPESIM software.

ملخص :

عندما يتم استخراج النفط الخام أول مرة، تتمتع الآبار المنتجة للهيدروكربون بإمكانيات كافية لتدفق السائل إلى السطح. وعندما لا يحتوي المكمن على طاقة كافية لرفع السائل إلى السطح، فإن تنشيط البئر عن طريق "رفع الغاز" هو أحد أفضل الطرق لاستعادة النفط عندما ينخفض ضغط المكمن، وهو موضوع بحثنا.

يعالج هذا العمل مشكلة انخفاض الإنتاج وفقدان الضغط من خلال تحسين رفع الغاز على مستوى البئر باستخدام برنامج PIPESIM.

تؤكد نتائج التحسين مكاسب إنتاج الرفع بالغاز مقدارها 96078.95 متر مكعب على مدى السنوات الست القادمة انطلاقاً من سنة 2022.

الكلمات المفتاحية: الغاز الرفع. التحسين. مكاسب الإنتاج. برنامج محاكي (PIPESIM).

TABLE DES MATIERES

Remerciement	I
Dédicace	II
Liste des figures	III
Liste des tableaux	IV
Liste des abréviations	V
Résumé	VI

INTRODUCTION GÉNÉRALE:	1
CHAPITRE I :	2
PRÉSENTATION DE LA RÉGION.....	2
I.1 Situation géographique :	3
I.2 Historique de la région :	4
I.3 Aperçu géologique sur le champ :	4
I.3.1 Position géologique :	4
I.3.2 Structure :	5
I.4 Aperçu sur les trois réservoirs :	6
I.5 Description de l’anneau d’huile :	8
I.6 Exploitation de l’anneau d’huile :	9
I.7 Organisation du champ :	9
CHAPITRE II :	11
GÉNÉRALITÉ SUR LE GAZ LIFT.....	11
II.1 Introduction :	12
II.2 Condition d’éruptivité d’un puits :	12
II.3 Principe du Gaz-Lift :	12
II.4 Optimisation de débit d’injection de Gaz-Lift :	13
II.5 Types de Gaz-Lift :	14
II.5.1 Selon le mode d’injection :	14
II.5.2 Selon le type de complétion :	15
II.5.3 En fonction du circuit d’injection en surface :	16

TABLE DES MATIERES

II.6 Utilisation et application du Gaz-Lift :.....	16
II.7 Principaux paramètres du Gaz-Lift :	16
II.7.1 Pression en tête du puits (wellhead pressure) :.....	16
II.7.2 Pression du gaz injecté :	17
II.7.3 Profondeur d'injection du gaz :	17
II.7.4 Indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :.....	18
II.8 Equipement du Gaz-Lift :.....	18
II.8.1 Installation de surface :.....	18
II.8.2 Equipements de fond :	19
II.9 Problèmes liés au Gaz-Lift :	28
II.10 Avantages et inconvénients :.....	28
CHAPITRE III :.....	30
ANALYSE NODALE.....	30
III.1 Introduction :	31
III.2 Concept de l'analyse :	32
III.3 Analyse nodale (Procédure, Objectifs et application) :.....	33
III.4 Paramètres étudiés lors de choix d'un nœud :	35
III.5 Présentation du logiciel d'optimisation :.....	36
III.6 Performance du réservoir et du puits :	36
III.6.1 Inflow performance relationship (IPR) :	36
III.6.2 Tubing performance curve TPC (outflow) :.....	38
III.6.3 Vertical flow Performance (VLP) :.....	39
III.7 Différentes corrélations :.....	40
CHAPITRE IV :.....	41
MODELISATION ET OPTIMISATION	Erreur ! Signet non défini.
IV.1 Introduction :	42
IV.2 Étapes du travail :	43
IV.2.1 Choix des puits candidats :	43
IV.2.2 Collecte des données :.....	43
IV.2.3 PIPESIM Software :.....	44
IV.2.4 Choix des corrélations :	44
IV.2.5 Partie calcul :.....	44
IV.3 Modélisation des puits :	44
IV.4 Données d'étude :	45

TABLE DES MATIERES

IV.4.1 Données de complétion :.....	45
IV.4.2 Test de pression :	46
IV.4.3 Jaugeage :.....	47
IV.4.4 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical :	47
IV.5 Étude de cas : Puits HR202.....	49
IV.5.1 Construction du modèle :.....	49
IV.5.2 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical :	49
IV.5.3 Analyse nodale :.....	50
IV.6 Évolution de la production des puits « Tests de sensibilités » :.....	52
IV.6.1 Variation des paramètres des puits :	53
IV.6.2 Analyse des résultats des tests de sensibilités :.....	53
IV.7 Récupération assistée par Gaz-Lift :	54
IV.7.1 Optimisation de Gaz-lift :	54
IV.7.2 Design du Gaz-Lift :	58
IV.8 Tarage des vannes en atelier :	61
IV.8.1 Procédure de tarage des vannes Gaz-Lift :.....	61
IV.8.2 Données nécessaires pour le tarage des vannes :	62
IV.8.3 Pose et repêchage des vannes Gaz-Lift :.....	66
CONCLUSION :	67
RECOMMANADATIONS :	68
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES :	69
ANNEXE	71

LISTE DES FIGURES

Liste des figures

Figure I-1: Situation géographique du champ Hassi R'mel	3
Figure I-2: Situation géologique du champ de Hassi R'mel.....	5
Figure I-3: Coupe géologique est-ouest	8
Figure I-4: Organisation du champ Hassi R'mel	10
Figure II-1: Principe du gaz lift	13
Figure II-2: Détermination de la profondeur d'injection	17
Figure II-3: Mandrin conventionnel	20
Figure II-4: Mandrins à poche latérale	20
Figure II-5: Side Pocket Mandrell	21
Figure II-6: Vanne concentrique.....	22
Figure II-7: Opération de mise en place d'une vanne de gaz lift par un kick over.....	25
Figure II-8: Composants de la vanne gaz lift.....	26
Figure II-9: Vanne opérée par le casing COV	27
Figure II-10: Vanne opérée par le tubing.....	27
Figure III-1: Pertes de charge dans un système de production	32
Figure III-2: Différentes positions possibles des nœuds.....	33
Figure III-3: Pression de nœud	33
Figure III-4: Point de fonctionnement	34
Figure IV-1: Pertes de charge en fonction du débit injecté	42
Figure IV-2: Débits maximums des puits	46
Figure IV-3: Corrélations des écoulements	48
Figure IV-4: Flow Correlation Matching du puits HR202	49
Figure IV-5: Erreurs relatives "corrélations des écoulements".....	50
Figure IV-6: Analyse nodale du puits HR202	51
Figure IV-7: Evolution de la production en fonction du débit d'injection puits HR202.....	55

LISTE DES TABLEAUX

Liste des tableaux

Tableau IV-1: Complétion des puits	45
Tableau IV-2: Données de test de pression année 2022	46
Tableau IV-3: Débits max des puits	46
Tableau IV-4: Données de jaugeage	47
Tableau IV-5: Erreurs relatives des corrélations des pertes de charges verticales	52
Tableau IV-6: Comparaison entre les données mesurées et celles calculées	52
Tableau IV-7: Impact de déclin de Pr, WOR et GOR sur la production du puits HR202.....	53
Tableau IV-8: Paramètres du gaz lift	55
Tableau IV-9: Profondeur d'injection max	55
Tableau IV-10: Débits d'injection optimaux et maximaux des puits (2022)	56
Tableau IV-11: Production avec et sans gaz lift pour les puits étudiés du 2022 au 2027	57
Tableau IV-12: Résultats de design pour HR202 en 2027	59
Tableau IV-13: Résultats de design pour HR202 en 2022	60
Tableau IV-14: Camco valve specifications	62
Tableau IV-15: Facture de correction de la température	63

SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS

Liste des symboles et abréviations

GOR : Rapport de gaz sur l'huile (**G**az **O**il **R**atio).

WOR : Rapport de l'eau sur l'huile (**W**ater **O**il **R**atio).

GLR : Rapport de gaz sur le liquide (**G**az **L**iquide **R**atio).

H : Profondeur du puits.

H_L : Hold up **L**iquide.

H_g : Hold up **G**az.

P_G : Pression de **G**isement.

GLR : **G**as **L**iquid **R**atio.

AOF : **A**bsolute **O**pen **F**low.

ESP : **E**lectric **S**ubmersible **P**ump.

SG : **S**pecific **G**ravity.

WOR : **W**ater **O**il **R**atio.

VLR : **V**apour **L**iquid **R**atio.

BPD : **B**arrel **P**er **D**ay.

GL : **G**as **L**ift.

HR : **H**assi **R**'mel

VDF : **V**ariable **D**rive **F**requency.

VSD : **V**ariable **S**peed **D**rive.

PVT : **P**ressure **V**olume **T**emperature.

SPM : **S**ide **P**ocket **M**andrell

API : **A**merican **P**etroleum **I**nstitute.

d : **D**ensité de fluide.

P_{ws} : **P**ression de réservoir.

P_{mes} : **P**ression **m**esurée.

P_{cal} : **P**ression **c**alculée.

Q₀ : Débit de production d'huile.

Q_{0 max} : Débit maximal.

W_C : **W**ater cut.

P_{node} : **P**ression de **N**ode.

P_{sép} : **P**ression de **s**éparateur.

P_{tête} : **P**ression de **t**ête de puits.

P_{wf} : **P**ression de **f**ond dynamique.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE:

Le développement de l'économie moderne se traduit par une consommation croissante d'énergie et aujourd'hui les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans les divers domaines industriels. La demande mondiale en pétrole et en gaz accroît obligeant ainsi les opérateurs à chercher de nouvelles techniques pour augmenter la production d'hydrocarbures.

La rentabilité de l'investissement dans un gisement dépend étroitement de la durée de vie de ses puits et l'importance de la production qu'on en retirera. Ces facteurs sont directement influencés par les caractéristiques du gisement ainsi que par les choix des techniques de complétion.

Dans nombreux puits, l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante pour permettre son écoulement vers les installations de surface. Dans d'autres puits, cette énergie ne permet pas d'atteindre un débit d'huile adéquat. Pour remédier à cette situation, on fait appel aux procédés d'activation dont on cite le gaz lift qui est considéré comme un moyen d'amener de l'énergie au fond du puits et de la transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface.

Avant de mettre en marche ce procédé, une étude de performance du système de production se révèle nécessaire pour optimiser les principaux paramètres d'injection du gaz (débit, pression et diamètre du tubing, perméabilité de la formation, skin et la profondeur d'injection).

L'analyse nodale est un outil clé pour atteindre cet objectif. Elle sert à prédire la productivité d'un réservoir, à optimiser les opérations de complétion des puits ainsi que leur système de collecte. Elle permet également d'étudier l'impact de divers paramètres sur l'efficacité de l'injection du Gaz-lift. Tout cela vise à prolonger autant que possible la production du gisement exploité à son maximum de capacité.

Ce manuscrit est dévisé en quatre chapitres, suivis par une conclusion et des recommandations. Le premier chapitre est consacré à la présentation de la région « Hassi R'mel ». Le second chapitre présente une généralité sur le gaz-lift et ses équipements. Le troisième chapitre explique l'analyse nodale et une présentation sur le logiciel d'optimisation PIPESIM. Enfin dans le quatrième chapitre on a étudié l'optimisation de gaz lift effectuée dans les puits (HR202 et HR189).

CHAPITRE I :

PRÉSENTATION DE LA RÉGION.

I.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi R'mel (HR) a été découvert au début de 1956, il est situé à 550 km au sud d'Alger entre les villes de Laghouat et de Ghardaïa, à une altitude moyenne de 760 mètres.

Il s'agit des premiers gisements de gaz naturel, avec des réserves initiales estimées à 3000 milliards de mètres cubes standard ; il possède une calotte pétrolière dans la zone orientale.

Le champ de Hassi R'mel a une forme elliptique. S'étendant du sud au nord / nord-est, il couvre une superficie de 3500 km², (70 km du nord au sud et 50 km d'est en ouest).

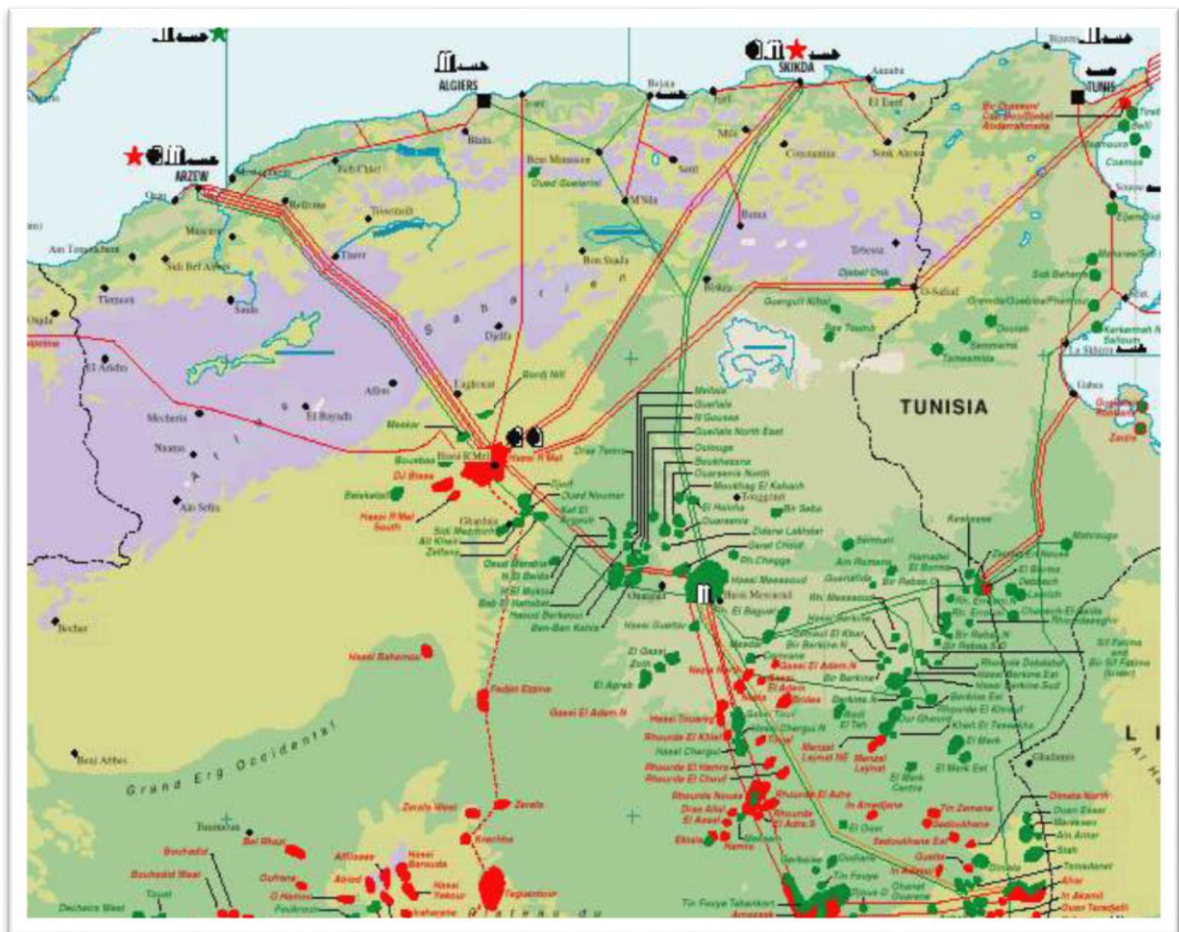


Figure I-1: Situation géographique du champ Hassi R'mel.

I.2 Historique de la région :

La première opération géophysique dans la région a eu lieu en 1951.

En 1952, le premier puits d'exploration a été foré près de BERRIANE ; il a mis en évidence la présence d'un grès triasique, qui possède les caractéristiques d'un excellent réservoir avec une importante couverture salifère triasique.

À la fin de 1956, le forage de HR1, réalisé à quelques kilomètres à l'est du point d'eau de Hassi R'mel, a mis en évidence l'existence d'un réservoir de gaz humide à haute pression à 2123 mètres de profondeur.

Les forages qui ont suivi ont confirmé l'existence d'un important anticlinal et ont permis une étude plus précise des niveaux géologiques et de leurs caractéristiques. De 1957 à 1960, HR2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 et 9 ont été forés autour de HR1 afin d'explorer la zone nord de TILGHEMT.

Pour surmonter l'épuisement naturel et augmenter la production de condensats de gaz, de nombreux puits d'injection ont été implantés au nord et au sud de la zone centrale, le premier étant réalisé en 1976.

La présence de pétrole à Hassi R'mel a été détectée après le forage du puits HR8 en 1958 dans le secteur sud-ouest du champ.

En 1978, le département d'exploitation a pris en charge les limitations du champ. Certains puits ont été implantés sur le côté sud-est du champ à DJEBEL BISSA et BOUSBAA, où le puits BSB1 a donné des résultats satisfaisants en pétrole ($12,2 \text{ m}^3/\text{jour}$) dans le grès TRIAS ARGILO GRESEUX (TEG).

En 1979, le développement du puits HR38, implanté sur les bords de la structure, a révélé la présence d'une colonne de pétrole avec une épaisseur effective de 9,5 mètres dans le niveau A.

Les puits HR (154, 165, 166) ont confirmé l'existence d'une calotte pétrolière.

I.3 Aperçu géologique sur le champ :**I.3.1 Position géologique :**

Le champ de Hassi R'mel est situé sur la plateforme saharienne, dans la partie Nord - Ouest du bassin triasique, sur la dorsale IDJERANE M'ZAB et la voûte de TILGHEMT. Il est limité au

Nord par les chaînes de l'ATLAS SAHARIEN, à l'Ouest par le bassin de BECHAR, à l'Est par le bassin d'OUED MYA et au Sud par le bassin d'AHNET et de MOUYDIR.

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

- a) Cycle autrichien.
- b) Cycle hercynien.

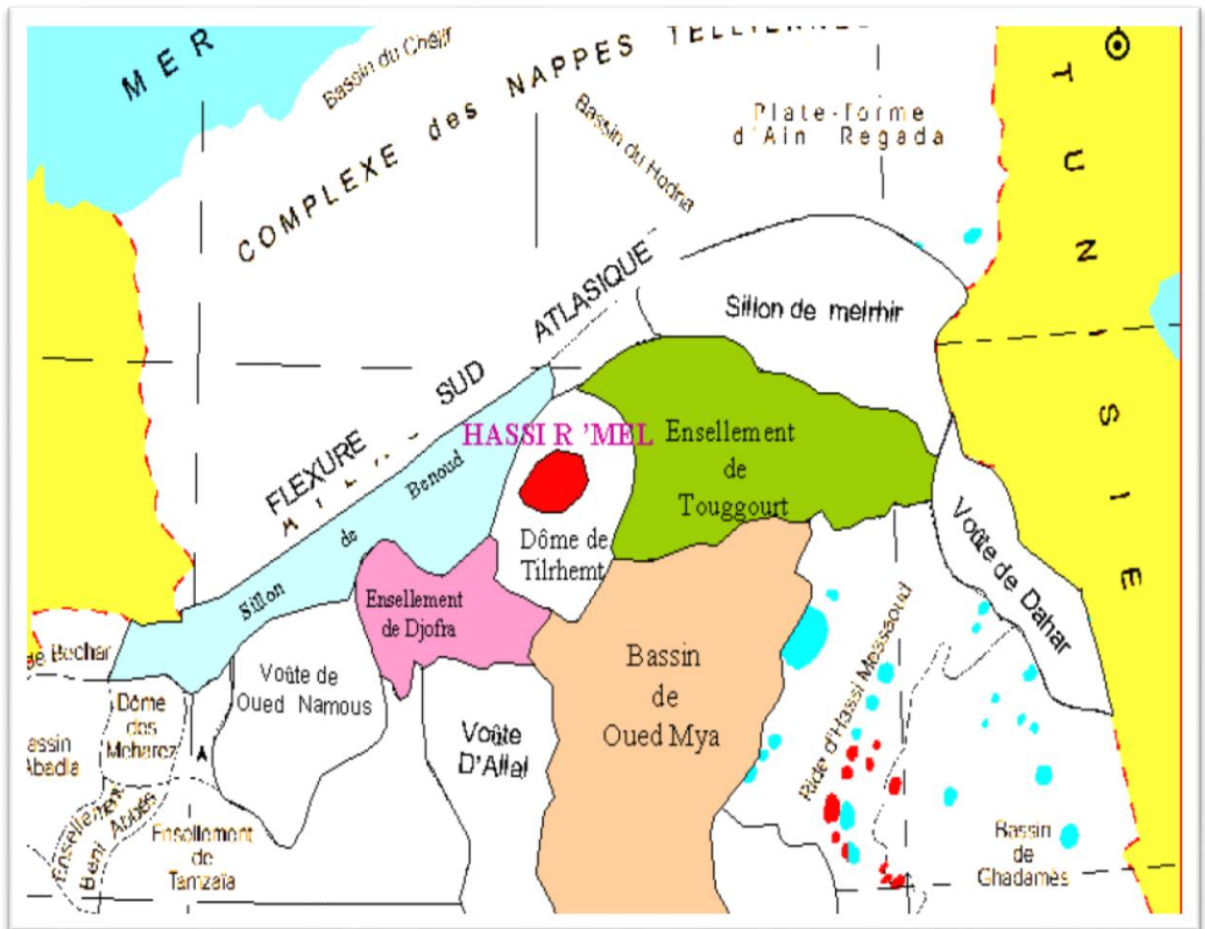


Figure I-2: Situation géologique du champ de Hassi R'mel.

I.3.2 Structure :

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

a) La zone nord :

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

b) La zone centrale :

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

c) La zone sud :

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

I.4 Aperçu sur les trois réservoirs :

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

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

a) Réservoir A :

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

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

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

b) Réservoir B :

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

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

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

c) Réservoir C :

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

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

Il est composé des grains fins à moyens, très peu cimentés à conglomérats et de grains de quartz blanc laiteux, de taille variable, allant de quelques mm à quelques cm, avec de fines passées d'argiles. Les caractéristiques du niveau C sont excellentes et sont :

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

Série inférieure :

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

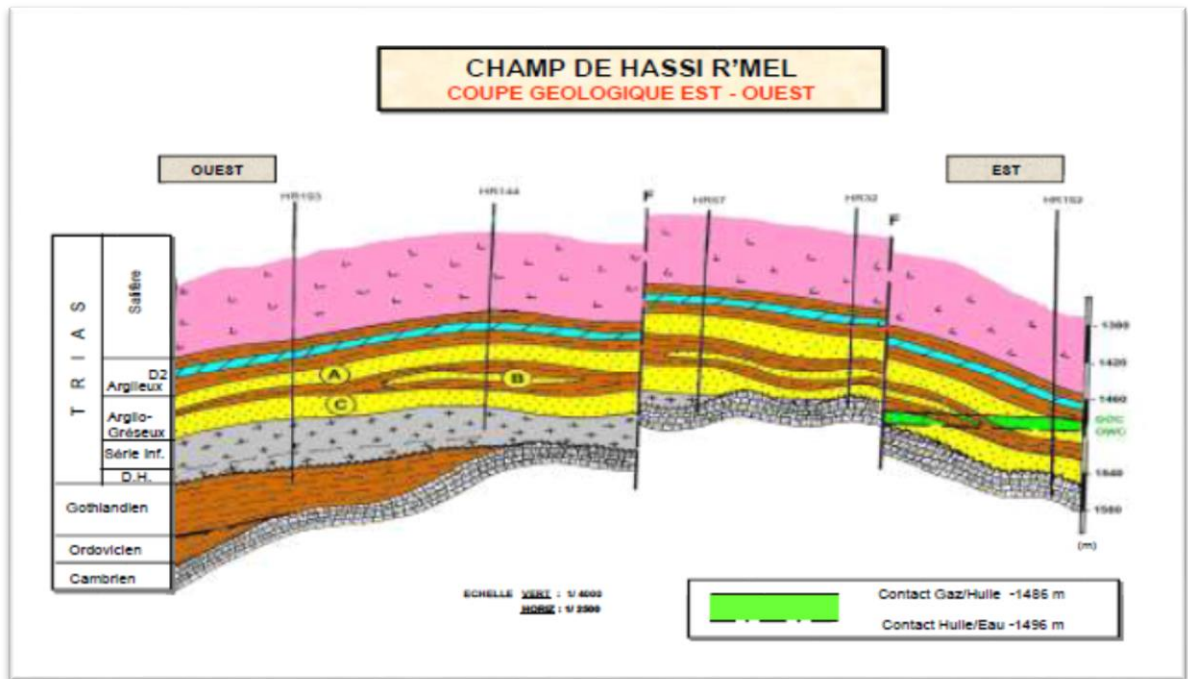


Figure I-3: Coupe géologique est-ouest.

I.5 Description de l'anneau d'huile :

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

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

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

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

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

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

I.6 Exploitation de l'anneau d'huile :

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

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

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

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

I.7 Organisation du champ :

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

- a) Zone nord :** est constituée d'un module de traitement de gaz (module 3) et de la station de compression Nord.
- b) Zone centrale :** est constituée des modules 0 ,1 et 4, le CSTF (centre de stockage du condensat et GPL), la station SRGA pour la récupération des gaz associés et le CNDG (distribution du gaz).
- c) Zone sud :** est constituée du module 2, la station de compression Sud, CTG DJB et le CTG –HRSUD.

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

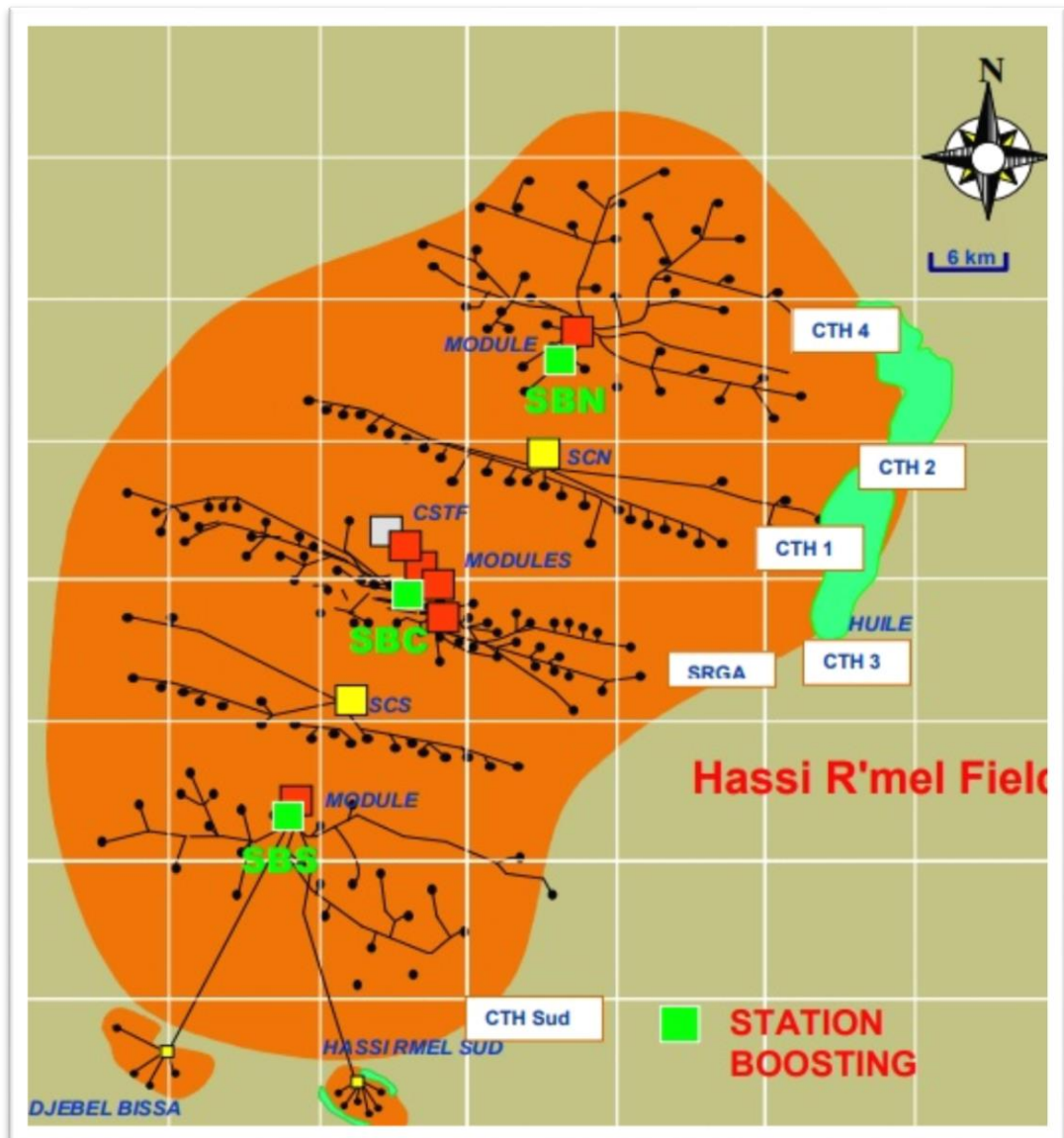


Figure I-4: Organisation du champ Hassi R'mel.

Le champ de Hassi R'mel contenant environ 450 puits est divisé en quatre catégories :

- a) Puits producteurs de gaz.
- b) Puits producteurs d'huile.
- c) Puits injecteurs.

Puits divers (abandonnées, observation, bourbiers, etc...).

CHAPITRE II :

GÉNÉRALITÉ SUR LE GAZ LIFT.

II.1 Introduction :

Le Gaz lift est une méthode de production utilisée pour exploiter des puits peu ou pas éruptifs. Elle utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe, en injectant de grandes quantités de gaz au niveau des puits producteurs d'huile pour réduire la pression au fond du réservoir et maximiser les pertes de charge le long de la colonne de production. Cette méthode peut être appliquée à différents types de puits, y compris ceux à débits très faibles ou très élevés. [1]

II.2 Condition d'éruptivité d'un puits :

Un puits est éruptif si la pression de fond (P_{wf}) en production est suffisamment inférieure à celle de gisement (P_G) pour convaincre les pertes de charge et assurer l'Acheminement de l'effluent du fond du puits jusqu'à la surface .Il y'aura un débit d'autant plus important que la différence ($P_G - P_{wf}$) est grande. Deux paramètres sont fondamentaux :

- Les pertes de charge dans le tubing qui sont la somme de la perte gravitaire et de frottement et d'accélération des fluides (P_c).
- La pression en tête de puits nécessaire au fonctionnement de l'installation (P_{tete}).

$$P_{wf} = P_c + P_{tete}$$

Quand P_{tete} atteint sa valeur minimale on doit faire appel aux méthodes de production artificiel pour diminuer P_c et donc P_{wf} jusqu'à la valeur nécessaire pour amener le débit à la quantité voulu pour ce faire ce sont les pertes de charge gravitaire qu'on va diminuer

Les pertes gravitaire étant proportionnelles au ρh (masse volumique, hauteur)

- Le pompage revient virtuellement à diminuer la hauteur h
- Le Gaz-lift réduit la masse volumique équivalente. ($\rho_{effluent} = \rho_{eau} \times d_{effluent}$)

II.3 Principe du Gaz-Lift :

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

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

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

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt. [1]

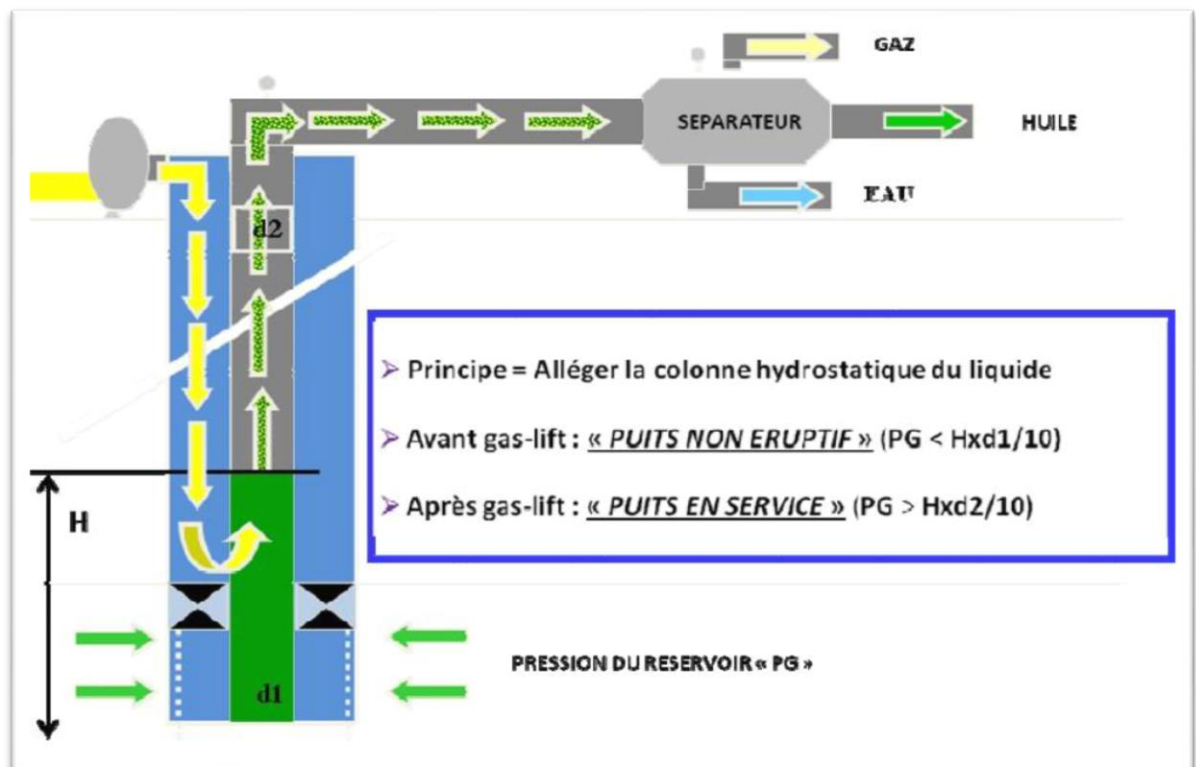


Figure II-1: Principe du gaz lift. [2]

II.4 Optimisation de débit d'injection de Gaz-Lift :

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

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

Donc on doit déterminer le débit d'injection optimum qui permet de produire avec un "débit d'huile maximum", il est aussi important de se souvenir que l'injection de grand volume de gaz a un problème pour les lignes et les installations de surface, ce gaz doit être transporter vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des producteurs voisins.

De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur « GLR optimum » mais à leur « GLR économique ».

Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale.

II.5 Types de Gaz-Lift :

II.5.1 Selon le mode d'injection :

Le Gaz- lift est réalisé par injection de gaz soit continue, soit intermittente.

a) Gaz- lift continu :

Une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production allégé le poids volumique du fluide dans celle –ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, rendant ainsi la production possible dans les puits autrefois inactifs.

b) Gaz- lift intermittent :

Injection intermittente est à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient, la pression sur la couche diminuante, celle – ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite, La production du puits se fait donc par cycles périodiques répétés.

II.5.2 Selon le type de complétion :**a) Complétions pour Gaz-Lift direct :**

L'injection de gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. [3]

b) Complétions pour Gaz-Lift inverse (Inverse gas-lift) : **Tubing concentrique (Concentric tubing string) :**

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

 Gaz-Lift avec production dans le casing :

Dans ce cas on injecte le gaz dans le tubing et l'huile sera produite par l'espace annulaire casing-tubing. Cette technique convient pour de gros débits d'injection et elle présente quelque défaut parmi lesquels on cite :

- ✓ Le design et les équipements sont spéciaux et elle n'est pas adaptée au Gaz-lift intermittent.
- ✓ Impossible de faire des mesures du côté de l'effluent.
- ✓ De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitants de grandes pressions. [4]

 Gaz-Lift double (dual gas-lift) :

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

 Gaz-Lift parallèle (parallel gas-lift) :

Dans ce cas le gaz est injecté dans l'un des tubings et l'huile sera produite dans l'autre. Ce genre d'activation est utilisé dans les puits équipés initialement d'une complétion multiple Lorsque :

- ✓ Le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing (problème de corrosion).
- ✓ L'un des tubings a perdu son usage et sera donc utilisé comme moyen d'injection.

II.5.3 En fonction du circuit d'injection en surface :**a) Gaz-Lift en circuit fermé :**

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

b) Gaz-Lift en circuit ouvert :

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

II.6 Utilisation et application du Gaz-Lift :

Parmi les utilisations du gaz lift, on peut citer :

- a)** Mise en production des puits non éruptifs.
- b)** Démarrage des puits éruptifs.
- c)** Augmentation de la production des puits éruptifs.
- d)** Production des puits a eau.
- e)** Décharge des puits injecteurs (injecter clean up).

II.7 Principaux paramètres du Gaz-Lift :

Il est impératif de prendre en considération divers facteurs susceptibles d'influencer l'opération gaz lift avant d'entreprendre le projet, Parmi les principaux éléments à prendre en compte, on peut notamment citer :

II.7.1 Pression en tête du puits (wellhead pressure) :

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête. Plus la pression en tête est basse et moins il faudra du gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume du gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrée, faisant ainsi décroître la pression des collectes.

La pression de tête est très importante, elle influe directement sur deux paramètres essentiels de gaz lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter. [5]

II.7.2 Pression du gaz injecté :

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en « single point » ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter de quelques bars pour démarrer le puits. De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.

Remarque : La formule la plus utilisée pour la détermination de la pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH.

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. La figure II-2 montre la détermination du point d'injection.

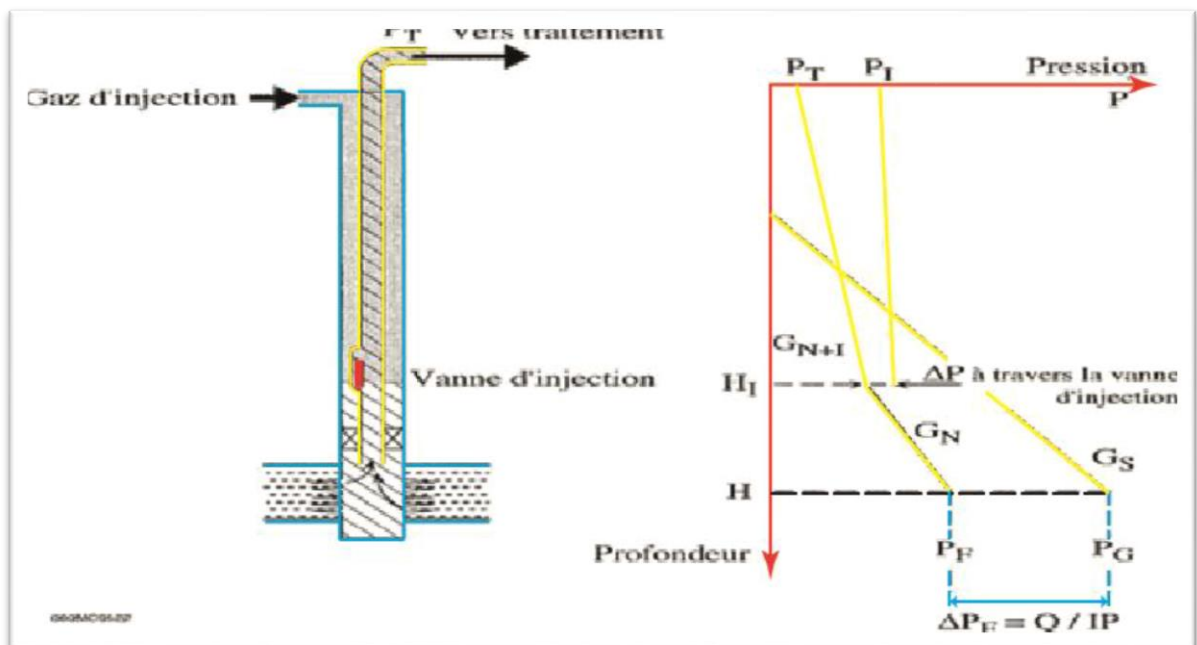


Figure II-2: Détermination de la profondeur d'injection.

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

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down. Et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par Gaz-lift réduit cette pression, 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'autres 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. [6]

II.8 Equipement du Gaz-Lift :**II.8.1 Installation de surface :****a) Equipement de compression :**

La pression du gaz provenant fréquemment de la station de séparation est généralement basse par rapport à la pression d'injection souhaitée. Pour remédier à cela, des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou des compresseurs axiaux augmentent cette pression et dirigent le gaz vers le réseau à haute pression afin de le distribuer dans les puits environnants.

b) Réseau de distribution HP :

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

c) Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

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

d) Réseau de distribution basse pression :

Il comprend des pipelines qui transportent le fluide des têtes de puits vers le réseau de distribution haute pression. La première étape implique le transport du brut des têtes de puits à la station de séparation. Après la séparation, les pipelines dirigent l'huile vers le stockage tandis que le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation.

e) Equipement de déshydratation :

L'existence de l'eau libre ou liquide dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates. Ces 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 du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz. Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol (TEG). [7]

II.8.2 Equipements de fond :

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

a) Mandrins :**a.1) Mandrins conventionnels :**

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

Ce type de mandrins présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige une opération de Work-Over, il est utilisé surtout en USA avant l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profond. [8]

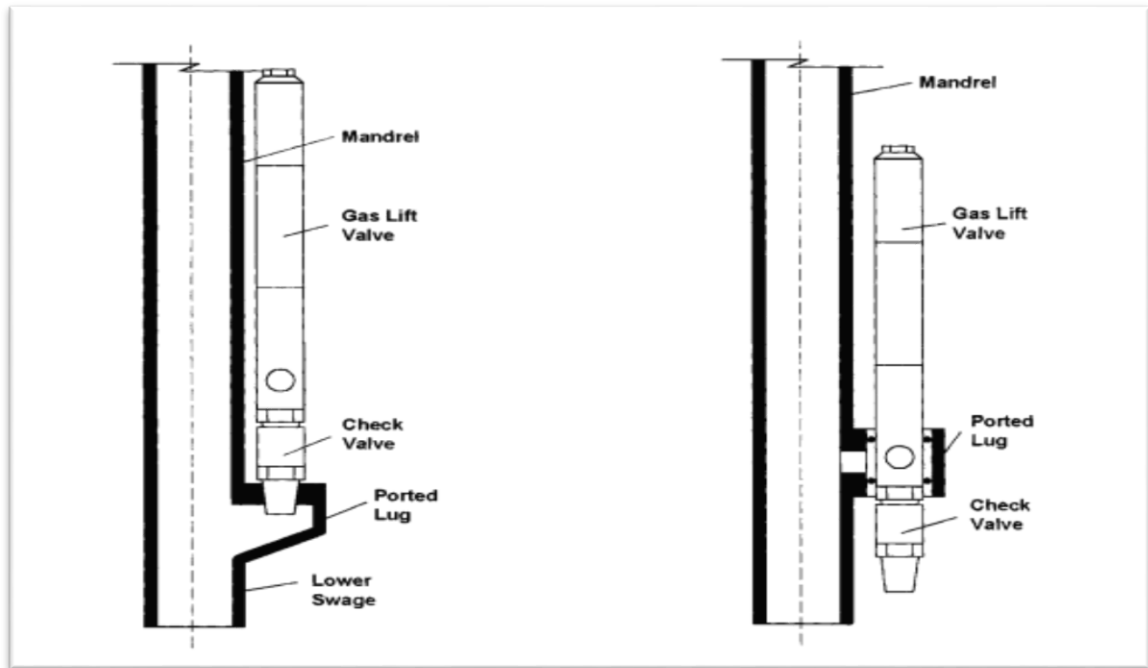


Figure II-3: Mandrin conventionnel.

a.2) Mandrins à poche latérale :

Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de wireline. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement du puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wireline. [8]

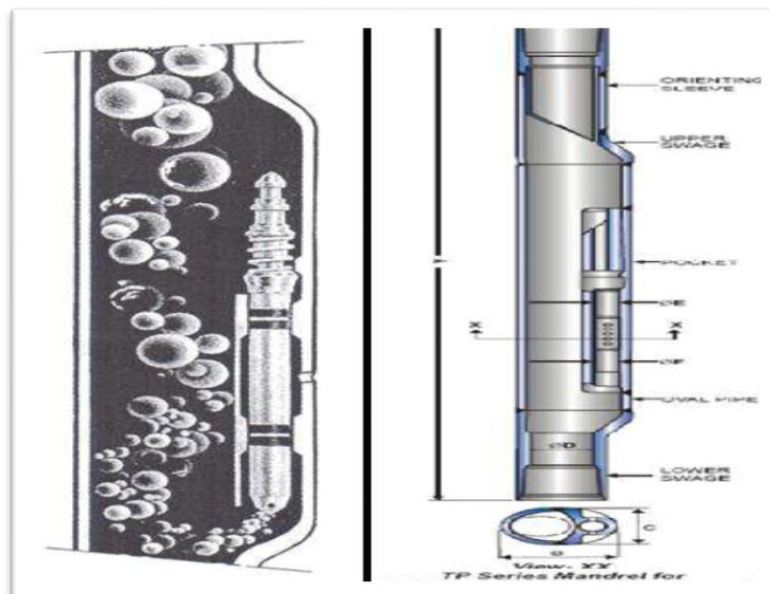


Figure II-4: Mandrins à poche latérale.

Celles-ci sont équipées d'un verrou (LATCH) qui les maintient en place dans les sièges. De plus, des garnitures (PACKING) réalisent l'étanchéité de part et d'autre du point d'injection. Cette technique de travail au câble qui emploie un matériel spécifique permettant la pose et le repêchage des vannes à tout moment et sans tuer le puits est parfaitement au point et peut être utilisée même dans des puits fortement déviés.

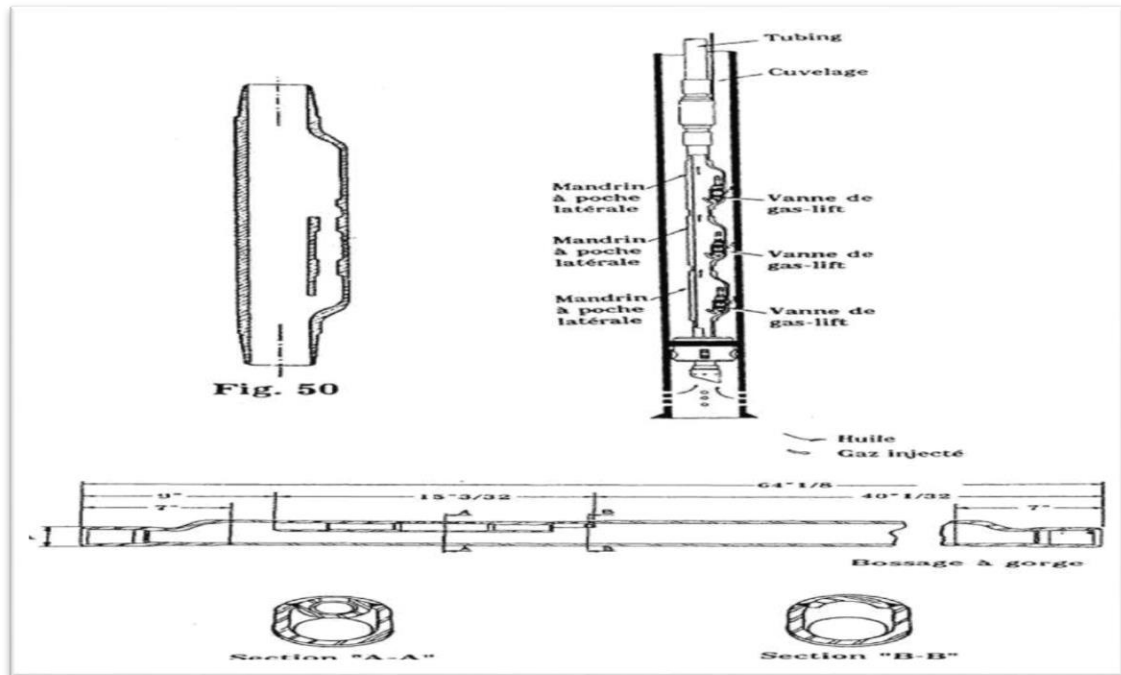


Figure II-5: Side Pocket Mandrell.

a.3) Mandrins avec vanne concentrique :

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

La vanne concentrique peut :

- ✓ Soit être intégré au mandrin
- ✓ Soit être mise en place par travail au câble. [9]

Ces mandrins avec vanne concentrique peuvent permettre de résoudre certains problèmes tels que problèmes d'encombrement en complétion multiple.

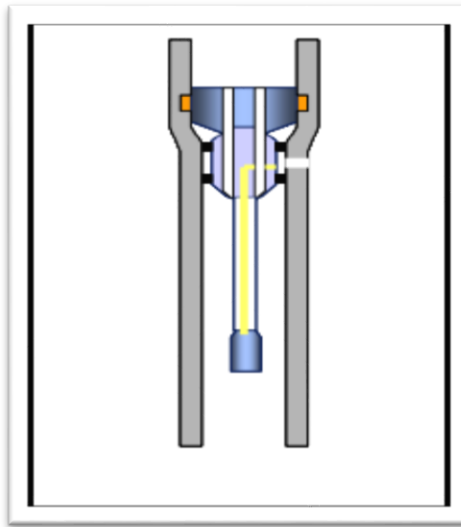


Figure II-6: Vanne concentrique.

b) Vannes de Gaz-Lift :

Les vannes jouent un rôle crucial dans le système d'injection de gaz, leur principale fonction étant de faciliter le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing sous une pression définie. Les vannes à gaz lift sont installées dans le puits à l'aide du wire-line et positionnées dans les mandrins (side pockets).

b.1) Principe général d'une vanne de Gaz-Lift :

Les vannes de gaz lift fonctionnent selon le principe d'un régulateur de pression. Elles sont fabriquées en acier inoxydable et comprennent un clapet hémisphérique en carbure de tungstène qui s'ouvre ou se ferme sur un orifice dimensionné en fonction du débit d'injection désiré. Un clapet antiretour est généralement situé à la base du corps de la vanne pour empêcher le retour inverse du fluide et permettre des opérations de stimulation ultérieures. Ces vannes permettent de placer le point d'injection à une profondeur déterminée en fonction de la pression de gaz disponible.

La dernière vanne, appelée " vanne opératrice ", étant souvent constituée uniquement d'une duse calibrée. Pour garantir un débit stable, une chute de pression d'au moins 3 bars (50 psi) est nécessaire sur cette duse. Les vannes de décharge situées au-dessus de la vanne opératrice sont utilisées pour évacuer les fluides lourds présents dans le tubing.

En positionnant la vanne opératrice aussi profondément que possible, l'efficacité maximale de l'injection de gaz est assurée.

Les vannes sont réglées pour des pressions d'injection de fermeture décroissantes avec la profondeur. [9]

Cela permet d'obtenir automatiquement et sans que l'on ait à intervenir en surface :

- La décharge du puits au fur et à mesure de la profondeur jusqu'au point d'injection finale.
- La fermeture des vannes de décharge au fur et à mesure de la vidange de l'espace annulaire.
- Le servomoteur, dont le rôle est de permettre l'ouverture ou la fermeture du clapet sur son siège, peut-être de type :
 - Pneumatique soufflet.
 - Mécanique à ressort.

Tarage des vannes :

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

La pression dans les soufflets en surface est appelée Pabst (Pbstl pour la première vanne, Pbstn pour la énième).

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

Après cet ajustement, les vannes doivent rester deux heures dans une cellule sous haute pression pour vieillissement (Ageing). Enfin, la calibration est vérifiée en appliquant à nouveau une pression sur le soufflet. Si la pression d'ouverture à changer de 0.5 bar, le tarage doit être refait. Elles ont un principe d'ouverture et fermeture qui est très simple basée sur les conditions suivants : [9]

Forces d'ouverture F_o = F_c forces de fermeture

$$F_o = P.casing \times (Ab - Ap) + P.tubing \times Ap$$

$$F_c = Pb \times Ab$$

$$*Vanne fermée : F_o \leq F_c$$

$$*Vanne ouverte : F_o > F_c$$

Le calcul de tarage de la vanne sera comme suit : **$F_o = F_c$**

Aux conditions de fond :

$$P.casing \times (Ab - Ap) + P.tubing \times Ap = Pb \times Ab$$

$$[P.casing \times (Ab - Ap) + P.tubing \times Ap] / Ab = Pb$$

$$P.casing \times (1 - Ap/Ab) + P.tubing \times Ap/Ab = Pb$$

Aux conditions de surface :

$$Pb \text{ en surface} = Pb \times Ct$$

Ct : coefficient d'épand de la température (la profondeur de la vanne), de l'ordre de 0.80 ~ 0.82

$$Pb \text{ en surface} \times Ab = P.tro \times (Ab - Ap)$$

$$P.tro = Pb \text{ en surface} \times Ab / (Ab - Ap)$$

$$P.tro = Pb \text{ en surface} / (1 - Ap/Ab)$$

b.2) Outils de décentrage et de positionnement :

Le positionnement des vannes de gaz lift s'effectue par des outils spéciaux (kickover ou positioning tools) associés à un train de wireline.



Figure II-7: Opération de mise en place d'une vanne de gaz lift par un kick over. [9]

b.3) Composantes des vannes :

- **Queue :** C'est la partie qui permet la connexion entre la vanne et l'outil de wire line.
- **Le Corps :** Il admet le gaz de l'annulaire et via la pression de commande, il le transport jusqu'au nez de la vanne.
- **Le nez :** Permet l'injection du gaz vers le tubing à travers les orifices.
- Allons plus en détail à La Composition détaillée d'une vanne de gaz lift
- **Le soufflet :** Il est rempli d'azote et pressurisé en surface, il s'oppose à la pression du casing ou du fluide du tubing.
- **La bille du clapet :** Elle permet le passage ou non du gaz, Quand la bille quitte son siège, le gaz s'écoule à travers un orifice. La taille de cet orifice fait l'objet de tarage. Cette taille détermine le débit de gaz.
- **Un clapet anti-retour :** Son rôle est d'éviter l'écoulement dans le sens de l'injection.
- **Un verrou :** Il assure la fixation de la vanne dans la side pocket. [9]

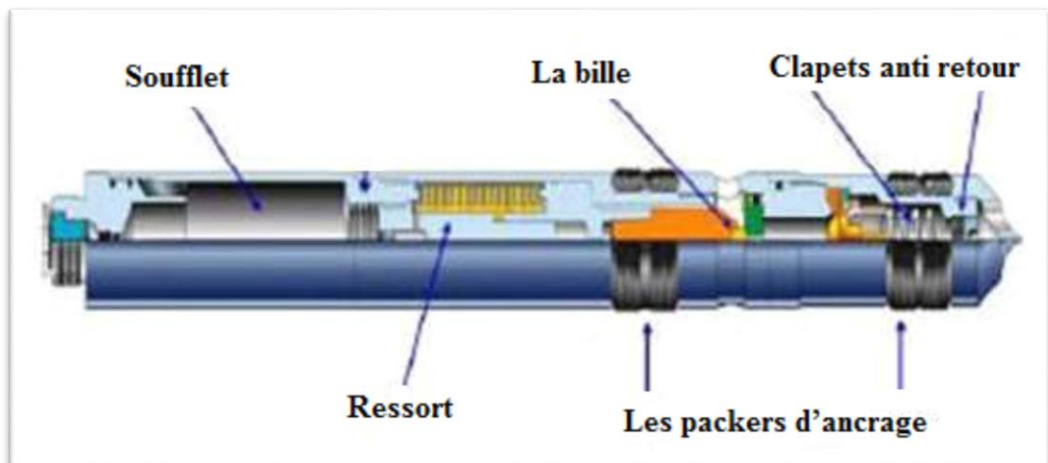


Figure II-8: Composants de la vanne gaz lift.

b.4) Types des vannes de Gaz-Lift :

On peut les classer en deux principales familles :

- 1) Les vannes pilotées par la pression du casing (casing operated valves COV) ou pression amont.
- 2) Les vannes pilotées par la pression du tubing (tubing operated valve TOV).

Vannes opérées par le casing (casing operated valves) :

Les vannes COV sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing), elles sont relativement faciles à commander car la pression de l'espace annulaire est connue et facilement contrôlable.

Avec l'injection continue du gaz comprimé dans l'annulaire, la pression d'injection augmente jusqu'à ce qu'elle atteigne la pression d'ouverture. Le soufflet se comprime et par conséquent la bille du clapet se déplace de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice. La vanne se ferme lorsque la pression dans l'annulaire chute. [9]

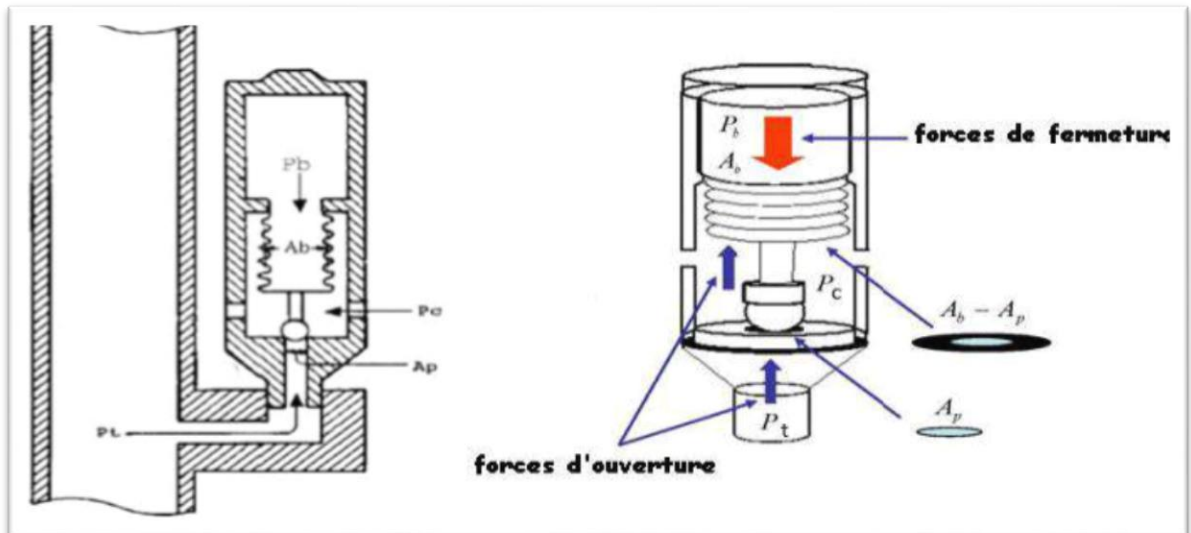


Figure II-9: Vanne opérée par le casing COV.

✚ Vannes opérées par le tubing (tubing operated valves) :

Les vannes TOV sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing). Quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille du clapet se déplace de son siège permettant ainsi au gaz de s'écouler à travers l'orifice. Ces vannes sont difficiles alors à commander car il est difficile d'estimer la pression du côté du tubing.

L'ouverture de la vanne dépend de la pression dans le tubing et de la pression d'injection par contre sa fermeture ne dépend que de la pression d'injection. [9]

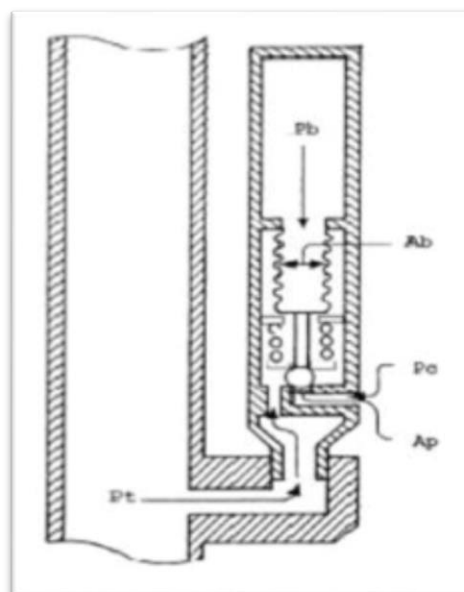


Figure II-10: Vanne opérée par le tubing.

II.9 Problèmes liés au Gaz-Lift :

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

- a) Formation des hydrates (Due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz).
- b) Érosion des équipements.
- c) L'émulsion :
 - Mauvaise performance du puits.
 - Problème de séparation eau/huile et gaz. (Formation de la mousse).

II.10 Avantages et inconvénients :

Avantages généraux de l'utilisation de n'importe quelle version de gaz lift peuvent être résumés comme suit [13, 14, 15]

- Contrairement à la plupart des autres méthodes de levage artificiel, le gaz lift offre un haut degré de flexibilité. Cela signifie qu'une installation de gaz lift peut être très facilement modifiée pour accommoder des changements extrêmement importants dans les taux de production de liquide.
- En utilisant uniquement le gaz lift tout au long de leur vie productive, les puits peuvent être déplétés avec succès.
- Dans les champs où les puits produisent des quantités substantielles de gaz de formation, le gaz lift est souvent le seul choix.
- La déviation des puits ou les trous courbes n'entravent pas les opérations de production.
- Les températures élevées des puits peuvent facilement être gérées.
- La lutte contre la corrosion dans les puits est facilement accomplie.
- La plupart des installations de gaz lift fournissent un train de tige complet à travers lequel des mesures en fond de trou et des opérations de workover peuvent être effectuées.
- L'utilisation d'équipements récupérables par câble permet de réaliser des économies lors des opérations de service.
- L'équipement de tête de puits en surface n'est pas intrusif et nécessite peu d'espace.

Inconvénients comprennent ce qui suit :

- Généralement, une quantité suffisante de production de gaz de formation tout au long de la durée de vie du champ est nécessaire pour maintenir le fonctionnement normal du système de gaz lift. Cependant, de nouveaux développements peuvent fournir d'autres sources de gaz de levage, comme l'azote produit à partir de l'air. [16]
- Les pressions élevées dans les séparateurs sont très préjudiciables au fonctionnement de tout type d'installations de gaz lift.
- L'efficacité énergétique du levage est généralement inférieure à celle des autres types de méthodes de levage artificiel.

CHAPITRE III :

ANALYSE NODALE.

III.1 Introduction :

Chaque puits de production est foré et équipé d'une complétion afin d'extraire de l'huile, du gaz ou de l'eau du réservoir jusqu'à la surface. Ces fluides nécessitent de l'énergie pour se déplacer vers la surface et vaincre les pertes de charges dans le système de production. Ils circulent du réservoir (un milieu poreux), à travers les conduites et les systèmes de collecte, pour finalement atteindre les séparateurs.

Le système de production peut être simple ou inclure de nombreux composants où des pertes de pression se produisent. La chute de pression subie par les fluides est la somme de toutes les pertes de charges dans le système et est toujours égale à la pression initiale du fluide (***PR***) moins la pression finale du fluide (***Psep***).

Les performances internes et externes du réservoir (***inflow and outflow performances***) sont régies par leurs propres lois physiques mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond du puits. Cela suit la "**loi des nœuds**", selon laquelle ce qui entre dans un nœud est égal à ce qui en sort (***inflow = outflow***). Donc, l'Analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (en commençant par la pression statique du réservoir et en finissant par le séparateur) et prévoir le débit. Il s'agit d'une technique d'optimisation utilisée pour analyser les problèmes de production et améliorer les performances des puits. Elle est largement utilisée dans les champs pétrolifères et gaziers depuis son introduction par Gilbert dans les années 1950. Elle combine les possibilités du réservoir à produire des fluides vers le fond du puits avec la capacité des conduites à transporter l'effluent vers la surface.

La Figure III.1 illustre de manière simplifiée le parcours de l'effluent lors de la production, ainsi que les diverses pertes de charge susceptibles de se produire dans l'ensemble du système, depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Ce schéma peut être subdivisé comme suit :

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

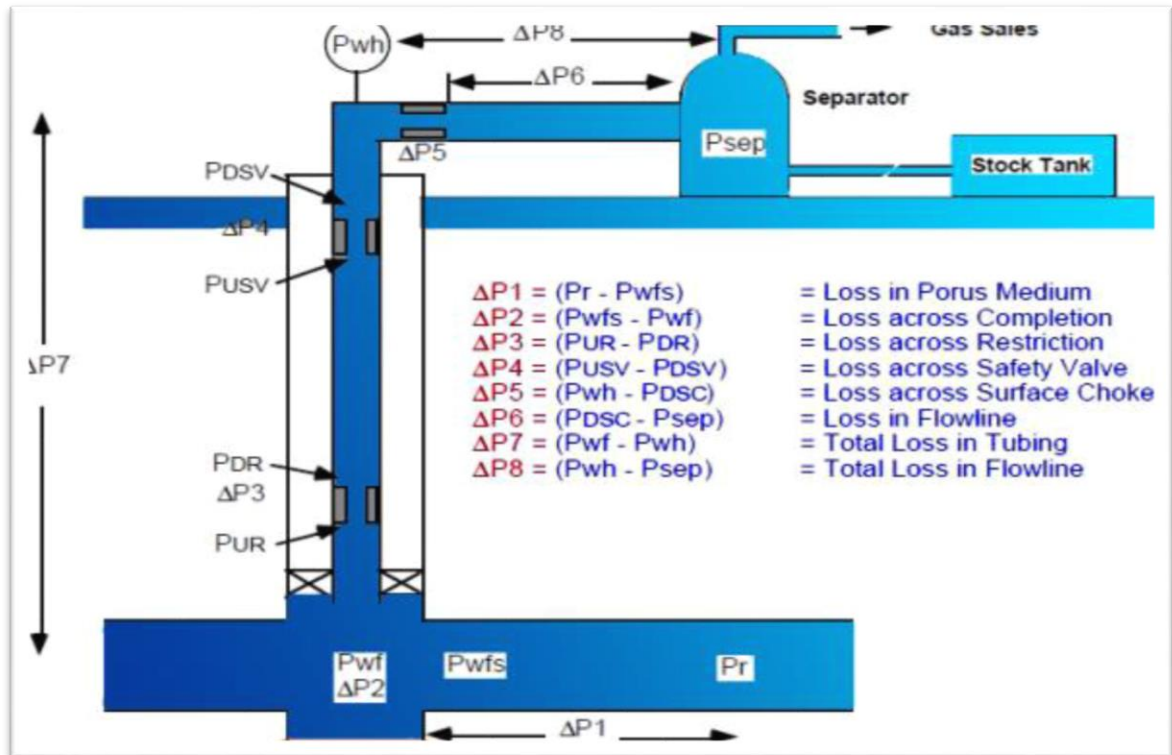


Figure III-1: Pertes de charge dans un système de production. [7]

III.2 Concept de l'analyse :

Cette approche de système appelée nodale analyses a été appliquée pour l'étude de la performance des systèmes complexes de production composés de plusieurs éléments. Elle a été proposée par GILBERT en 1954 et discutée par NIND en 1964 et OWN en 1978.

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 III.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 en fonction du débit tel que : P_r , 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. [7]

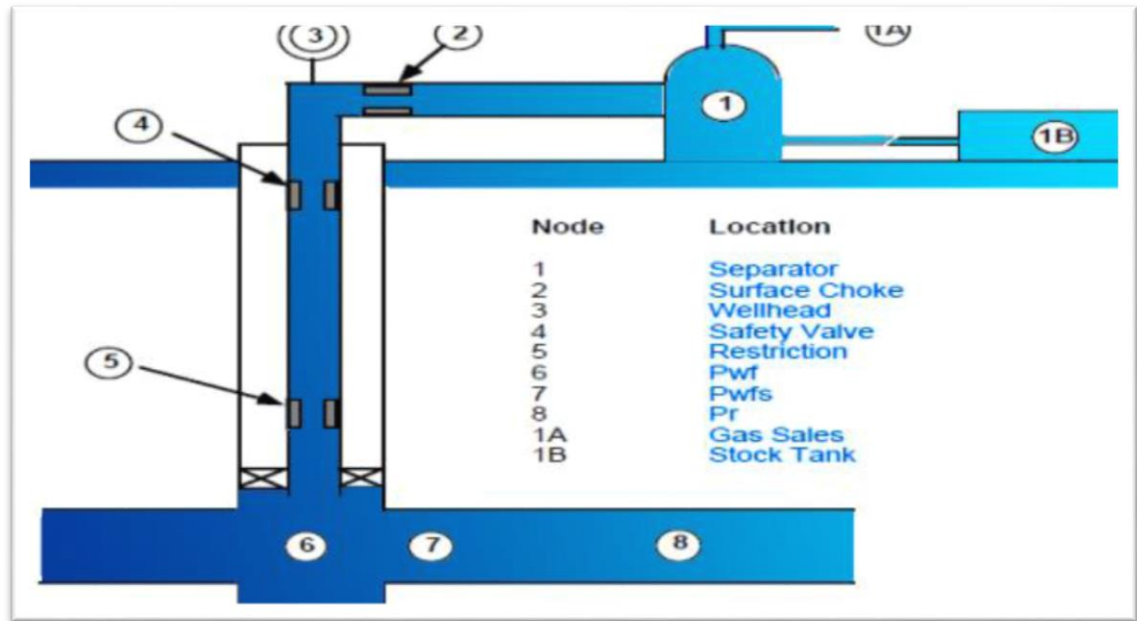


Figure III-2: Différentes positions possibles des nœuds. [7]

III.3 Analyse nodale (Procédure, Objectifs et application) :

L'Analyse Nodale a été appliquée pour analyser la performance des systèmes qui sont formés des composants ayant une interaction mutuelle. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud.

Le système de production est divisé en (2) deux segments :

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

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

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

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

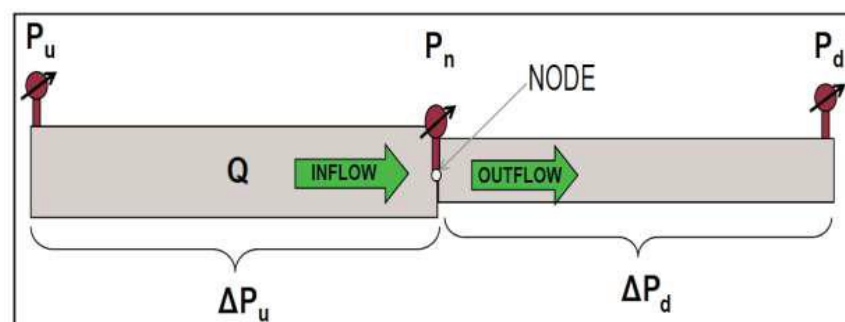


Figure III-3: Pression de nœud.

La pression dans chaque composante varie selon le débit. Deux courbes de pression en fonction du débit se croisent pour déterminer le point de fonctionnement du système. L'impact d'un changement dans une composante sont analysés en recalculant la pression selon le débit avec les nouvelles caractéristiques. Si les changements sont sur les composantes ascendantes, la courbe de débit sortant reste inchangée. Les modifications des courbes entraînent un nouveau point de fonctionnement, reflétant une nouvelle capacité d'écoulement malgré les changements de pression dus à l'épuisement ou à des conditions de séparation différentes.

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

1. Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
2. Choisir les composants à optimiser.
3. Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
4. Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow et les représenter dans un graphe pression en fonction de débit, ensuite déterminer le point de fonctionnement.
5. Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR.
6. Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant le nouveau inflow ou outflow selon ou le changement s'effectue (si le changement s'effectue au-dessus du nœud, c'est la courbe outflow qui changera et si c'est au-dessous, ça sera la courbe inflow).
7. Comparer le nouveau point de fonctionnement avec l'ancien et voir s'il y-a amélioration ou baisse de production.

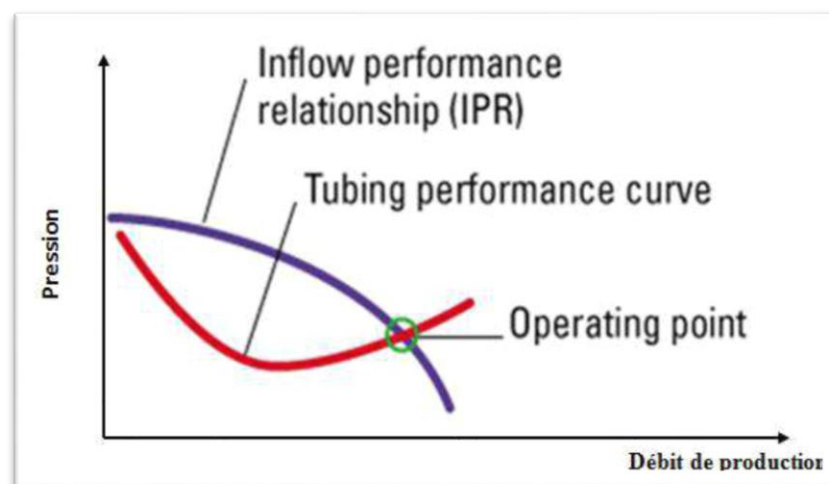


Figure III-4: Point de fonctionnement.

✚ Objectif de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont multiples et visent à optimiser la production des puits d'huile ou de gaz. Tout d'abord, cette analyse vise à déterminer le débit attendu en prenant en considération la géométrie spécifique du puits (le wellbore) ainsi que les contraintes liées à sa complétion, notamment en ce qui concerne le débit naturel. De plus, elle permet d'identifier les conditions de reprise ou d'abandon du puits, choisit le moment optimal pour l'installation du lifting artificiel, et permet de vérifier et d'optimiser chaque composant du système pour augmenter la production. [10]

Pour les puits à gaz lift :

- Déterminer le débit pour une pression de tête donnée.
- Déterminer le débit de gaz à injecter.
- Déterminer la position de la dernière vanne.
- Calculer le GOR optimal et maximal.

✚ Application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz. Parmi ses applications, on trouve :

- Le choix du tubing de production, des dimensions des collecteurs, l'optimisation du réseau (flowline), et le choix du diamètre de la duse.
- Conception du gravel pack.
- Anticiper l'effet de la chute de pression sur la production tout en optimisant celle-ci grâce au gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- L'équipement de l'ascenseur artificiel. [11]

III.4 Paramètres étudiés lors de choix d'un nœud :

Le choix d'un nœud permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

- Courbe IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).

- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop versus rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation). [3]

III.5 Présentation du logiciel d'optimisation :

Le logiciel PIPESIM est créé par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux des puits.
- L'optimisation de la production.
- L'analyse des puits multilatéraux.

PIPESIM (Pipeline Simulator) est un logiciel de Schlumberger qui sert à modéliser les écoulements multiphasiques de réservoir jusqu'au centres de traitements afin d'optimiser le système de production.

III.6 Performance du réservoir et du puits :

III.6.1 Inflow performance relationship (IPR) :

L'écoulement du réservoir vers le fond est une composante cruciale du système d'écoulement dans le puits, étant déterminé par la différence de pression entre le réservoir (PR) et la pression de fond (P_{wf}). Cette relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être extrêmement complexe, influencée par divers paramètres tels que les caractéristiques pétrophysiques de la roche, les propriétés des fluides, le régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, et l'état de la formation (endommagée ou stimulée....). L'IPR permet ainsi d'illustrer la relation entre la pression dynamique au fond du puits et le débit de production provenant du réservoir. Diverses méthodes ont été développées pour construire la courbe IPR des puits de pétrole et de gaz, comprenant notamment :

a) Loi de darcy :

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide. Cette loi est donnée par l'expression suivante :

$$V = q / A = - (k/\mu) \partial P / \partial x$$

Avec :

V : vitesse apparente (cm/s).

K : perméabilité (md).

P : pression (atm).

A : section de passage de fluide (cm²).

Q : débit volumique (cm³/s).

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- ✓ Écoulement à faible vitesse (laminaire).
- ✓ Écoulement permanent.
- ✓ Formation homogène.
- ✓ Pas de réaction entre le fluide et la formation.

REMARQUE : À des vitesses plus élevées, l'écoulement turbulent nécessite une adaptation spécifique de l'équation de Darcy. Son application sans cette modification peut conduire à des erreurs graves lorsque l'écoulement turbulent est présent.

L'indice de productivité, défini comme le nombre de barils produits par jour par psi de drawdown de pression de fond, Le drawdown, exprimé comme la variation entre la pression statique et la pression de fond dynamique, peut être formulé simplement par une équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

J : indice de productivité (bpd/psi)

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi)

Q : le débit produit (baril par jour)

P_{ws} : Pression de fond statique (psi).

Note : La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production évolueront de manière linéaire avec la pression de fond. Cependant, lorsque la pression du réservoir est inférieure à la pression de bulle, un écoulement diphasique se produit, où l'huile et le gaz s'écoulent simultanément, ce qui va diminuer l'indice de productivité. Dans ce cas, l'équation de Vogel peut être utilisée pour décrire ce type d'écoulement.

b) Méthode de Vogel :

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

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2$$

Avec : **q₀**: Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf}.

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

P_R: Pression du réservoir.

III.6.2 Tubing performance curve TPC (outflow) :

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, chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits (pwf) pour produire un débit donné en surface, avec la pression aval connue pour tracé

cette courbe on se base principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing. Ainsi la connaissance du comportement de phase, la température d'écoulement, la densité du fluide.

Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique (Du faite de la nature multiphasique des fluides " eau, huile, 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 :

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

Cette équation renferme trois termes :

1. Terme exprime les pertes dues à la pression hydrostatique du fluide dans la colonne.
2. Terme exprime les pertes dues aux frottements.
3. Terme exprime les pertes dues à l'accélération.

Tel que :

- ρ_m : Masse volumique du mélange.
- f_m : Facteur de frottement.
- v_m : Vitesse du mélange.

g_c : Accélération de la gravité.

Remarque : La difficulté de résoudre cette équation réside dans la détermination des paramètres ρ_m et f_m . Et pour cela on fait appel à des corrélations spécifiques faites pour le calcul des pertes de charges dans les conduites.

III.6.3 Vertical flow Performance (VLP) :

Quand un puits produit, l'effluent entre dans le puits avec une pression d'écoulement de fond de puits (P_{wf}) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (P_{wh}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie est perdue sous forme de perte de charge. Ces pertes de charges sont la somme de (2) deux facteurs :

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

La courbe de VLP (Vertical Lift Performance) explique la répartition des pertes de charge engendrées dans le tubing. Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides. [3]

III.7 Différentes corrélations :

Les grandes évolutions des travaux ont concerné la prise en compte :

- Du glissement gaz / huile.
- Du régime d'écoulement.

Et peuvent se résumer en 3 catégories différentes :

1. Catégorie A : Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré «Poettmann & Carpenter, Fancher & Brown ».
2. Catégorie B : L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré« Hagedorn & Brown, Gray ».
3. Catégorie C : Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés « Beggs & Brill, Orkiszewski, Duns & Ros ».

Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- ✓ Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- ✓ Déterminer les IP des puits.
- ✓ Prédire le moment où le puits va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- ✓ Faire le design des systèmes d'activation.
- ✓ Déterminer la pression de fond dynamique Pwf. [12]

CHAPITRE IV :

MODELISATION ET OPTIMISATION

IV.1 Introduction :

L'optimisation des puits en gaz-lift continu peut être abordée selon deux approches distinctes. Tout d'abord, la première méthode se concentre sur l'optimisation économique, où le coût de l'augmentation de l'injection de gaz doit être inférieur ou égal au profil généré par l'augmentation correspondante de la production. Ensuite, la seconde méthode implique une procédure visant à obtenir la production maximale d'un groupe de puits disposant d'une certaine quantité de gaz disponible pour utilisation. Notre étude relève de cette deuxième catégorie.

Par conséquent, notre objectif est de déterminer le débit maximal pour chaque puits en fonction d'un débit total de gaz injecté optimal. La détermination du débit optimal de gaz injecté dépend principalement des pertes de charge dans la colonne de production, résultant de deux sources :

1. Pertes de charge par gravité dues au poids de fluide.
2. Pertes de charge par friction de l'effluent avec les parois de la colonne et par frottements des fluides les uns aux autres.

Ainsi, la seule manière d'atteindre ce débit optimal de gaz injecté " $Q_g \text{ inj optimum}$ " est de traiter les pertes de charge dues au poids du fluide, ce qui se réalise en réduisant la densité du fluide par injection de gaz (allègement de la colonne de production). À partir du graphique ci-joint, il est évident que les pertes de charge totales atteignent un point minimum. Alors que la perte de charge due au poids du fluide diminue avec l'augmentation du débit de gaz, la perte de charge par friction augmente. Le minimum des pertes de charge totales correspond à un débit optimal de gaz injecté. Augmenter la quantité de gaz injectée entraînerait une augmentation des pertes de charge totales et une réduction de la production. [17]

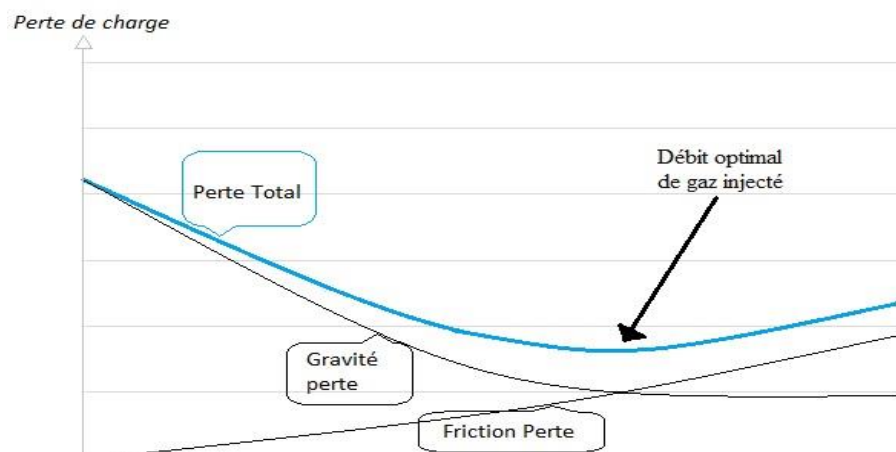


Figure IV-1: Pertes de charge en fonction du débit injecté.

A l'aide du logiciel PIPESIM de la compagnie Schlumberger, nous entamons la modélisation et l'optimisation du système de production des puits du gisement de Hassi R'mel, incluant HR189 et HR202

IV.2 Étapes du travail :

IV.2.1 Choix des puits candidats :

Les critères primordiaux pour la sélection des puits éligibles au gaz-lift sont multiples :

- Les puits de faible production d'huile et faible GOR.
- La pression de gisement de ces puits est faible (il n'existe pas un support pour augmenter ou maintient la P_g).
- La disponibilité des données des puits.

Dans le cadre spécifique de notre étude, une attention particulière est portée aux puits de Hassi R'mel (HR), notamment les puits HR189 et HR202, considérés comme candidats.

IV.2.2 Collecte des données :

À partir de la DATA BANK, on prend les résultats des différents tests et jaugeages faits sur les puits choisis et les données techniques de ces puits.

Les données nécessaires : À partir :

- Du jaugeage : débit d'huile, Water cut, GOR, Pression de tête, diamètre d'ouverture de la duse du puits.
- Du well test (build up) : Pression et température de réservoir, Pression de fond dynamique, pression de tête, index de productivité, débit d'huile, diamètre d'ouverture de la duse du puits.
- De la fiche technique (complétion du puits) :
- Les côtes (tubing, casing, concentrique,...)
- MD, KOP, VS, TVD, Angle de déviation.
- Diamètre intérieur et extérieur du tubing.
- Rugosité.
- Des données PVT : R_s (GOR de dissolution), Pression de bulle, densité de l'huile et de gaz.

IV.2.3 PIPESIM Software :

Pour le calcul des débits optimums gaz-lift, on a utilisé le logiciel PIPESIM.

Suite à la présentation de ce logiciel dans le 3^{eme} chapitre III.5, nous allons réaliser une simulation pour illustrer son fonctionnement concret.

Dans notre étude on a opté pour le modèle Well Performance Analysis dont on a utilisé les opérations suivantes :

- Well Inflow Performance/Vertical Lift Performance Modeling (Nodal Analysis).
- Tests de sensibilités.
- Prévision de production (cas de base).
- Gas Lift Performance Curves.
- Design du Gas-Lift.

IV.2.4 Choix des corrélations :

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

IV.2.5 Partie calcul :

- Déterminer le débit de gaz injecté optimum et le débit de l'huile correspondant.
- Comparer la production obtenue avec Gaz-Lift et celle sans Gaz-Lift.

IV.3 Modélisation des puits :

Afin de trouver un modèle fiable et représentatif d'un puits, on a procédé comme suit :

- Construction d'un modèle physique de puits :** Le modèle physique comporte les éléments suivants :
 - Complétion vertical.
 - Nodal point.
 - Tubing
- Modélisation des fluides :** Le modèle choisi dans notre étude est le **Black Oil Model**, ainsi que les données utilisées sont celles des tests de jaugeages.
- Modélisation du réservoir (IPR) :** Notre réservoir commence avec une pression initiale égale à la pression de bulle ($P_{ri} = P_b = 239,3 \text{ bar}$), ce qui signifie que l'écoulement

à l'intérieur est diphasique. En conséquence, pour calculer les pertes de charge dans le réservoir, nous devons utiliser l'équation de Vogel :

$$q_0 = q_{0(max)} \times \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]$$

On a calculé les débits maximums à l'aide des données des tests effectués. Pour tracer les courbes IPR des puits.

- d) Modélisation de l'écoulement dans le tubing (VLP) :** Pour choisir la corrélation de l'écoulement vertical on utilise l'opération de **Flow Correlation Matching**.
- e) Analyse Nodal :** Lorsque la modélisation est terminée, le system matching va nous permettre de tracer les courbes (IPR/VLP).

IV.4 Données d'étude :

IV.4.1 Données de complétion :

Les données de complétion utilisées pour la modélisation sont représentées dans Tableau IV-1:

Tableau IV-1: Complétion des puits.

Puits		HR189	HR202
Complétion			
Tubing	Diamètre Extérieur (inch)	2" ⁷ / ₈	3" ¹ / ₂
	Diamètre Intérieur (inch)	2,441	2,992
	Profondeur (ft)	8694	8688
Profondeur du packer (ft)		8658	8648
Perforation	Sommet (ft)	8822	8812
	Fond (ft)	8835	8822

IV.4.2 Test de pression :

Tableau IV-2: Données de test de pression année 2022.

Puits	HR189	HR202
Pression de fond statique (psi)	2466	2480
Pression de fond dynamique estimée (psi)	1994,5	1813
Température (°C)	110	

A partir de ces données on a tracé les courbes de performances de réservoir (IPR) pour les (2) deux puits en se basant sur l'équation de VOGEL. Cela nous a permis d'établir les débits maximums des puits, comme illustré dans le Tableau IV-3.

Tableau IV-3: Débits max des puits.

Puits	HR189	HR202
Débit max (bpd ou bbl/d)	1358,6	1459,25

NB: *bpd* = *bbl* = *Barrel per day*

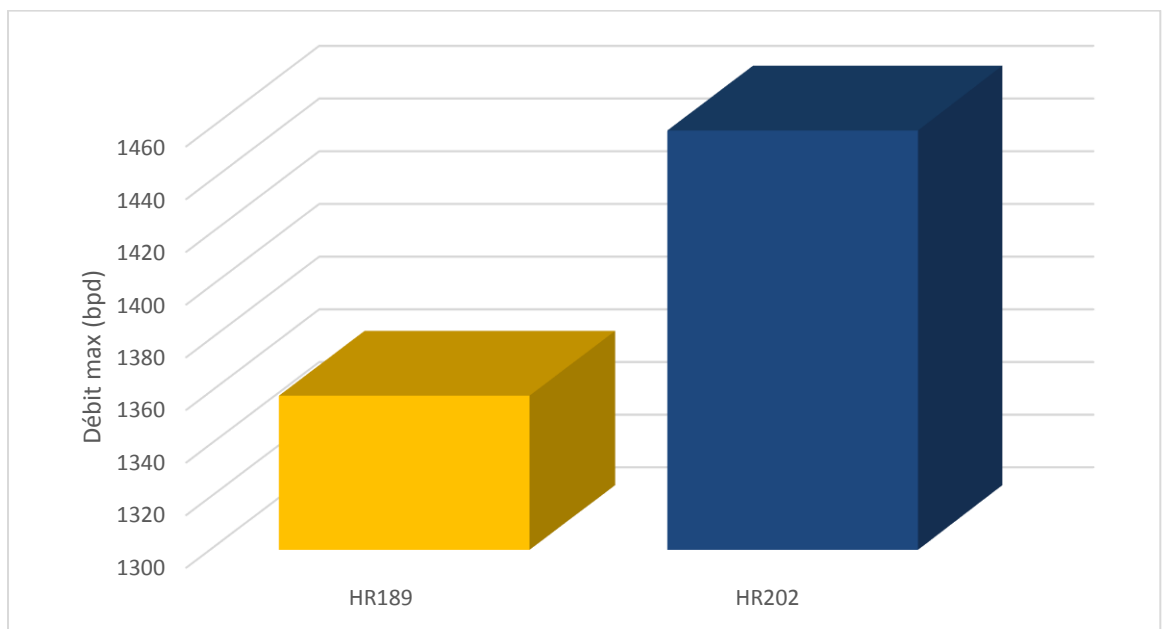


Figure IV-2: Débits maximums des puits.

À la lumière de ces résultats, il apparaît que les puits HR189 et HR202 affichent un potentiel moyen.

IV.4.3 Jaugeage :

Les données utilisées pour la modélisation des écoulements dans le réservoir et dans le tubing sont celles des tests de jaugeage représentés dans le Tableau IV-4 :

Tableau IV-4: Données de jaugeage.

Puits	HR189	HR202
Date de test	14.07.2022	05.03.2022
Ptête dynamique (psi)	261	131
Choke size (mm)	12	16
Q_o (m ³ /j)	29	41
Q_w (m ³ /j)	39	57
Q_L (m ³ /j)	68	98
Q_g (m ³ /j)	9446	14426
GOR (sm ³ /m ³)	328	352
Wcut %	57	58
d_o (g/cm ³)	0.8033	0.8275

IV.4.4 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

Pour élaborer un modèle robuste, il est crucial de sélectionner une corrélation d'écoulement vertical appropriée. Cette corrélation devrait minimiser l'erreur relative par rapport aux données mesurées. Parmi la variété de corrélations disponibles dans PIPESIM, nous pouvons citer :



Figure IV-3: Corrélations des écoulements [17].

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

- a) Entrer les data requises (Q_L , P_{ws}).
- b) Sélectionner la pression de sortie (P_t) comme un variable à calculer.
- c) Sélectionner plusieurs corrélations d'écoulement multiphasique qui correspondent à notre cas.
- d) Calculer l'erreur relative E (relative) pour chaque corrélation :

$$E_{relative} = \left| \frac{P_{tête\ de\ puits\ mesurer} - P_{tête\ de\ puits\ calculer}}{P_{tête\ de\ puits\ mesurer}} \right| \times 100\%$$

- e) Choisir la corrélation correspondante au minimum d'écart qui doit être inférieur à 8% dans tous les cas.
- f) Tracer des courbes Inflow et Outflow (IPR/VLP).
- g) Comparer les coordonnées de point de fonctionnement calculées (Q_L , P_{wf}) avec le débit et la pression de fond dynamique des tests mesurés (DST ou jaugeage)
 - Si les résultats calculés coïncident avec les données mesurées (tests) ; cette corrélation est convenable pour notre modèle.
 - Si non ; essayer avec une autre corrélation en considérant les conditions d'écart <8%.

IV.5 Étude de cas : Puits HR202

On a choisi le puits HR202 comme un exemple d'étude.

IV.5.1 Construction du modèle :

Les détails de la construction d'un modèle physique sont comme suit :

- Définition de projet.
- Détermination de choix de modèle (Modèle de production).
- Positionnement de nœud (Fond du puits).
- Détermination du choix du tubing (Complétion Vertical).
- Entrée de données.

On introduit les données du puits dans logiciel PIPESIM afin de déterminer le point de fonctionnement (Q_O , P_{WF}).

IV.5.2 Choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

Avec l'application de la méthode Flow Correlation Matching sur les données du puits HR202, on a obtenu les résultats représentés dans la Figure IV-4 :

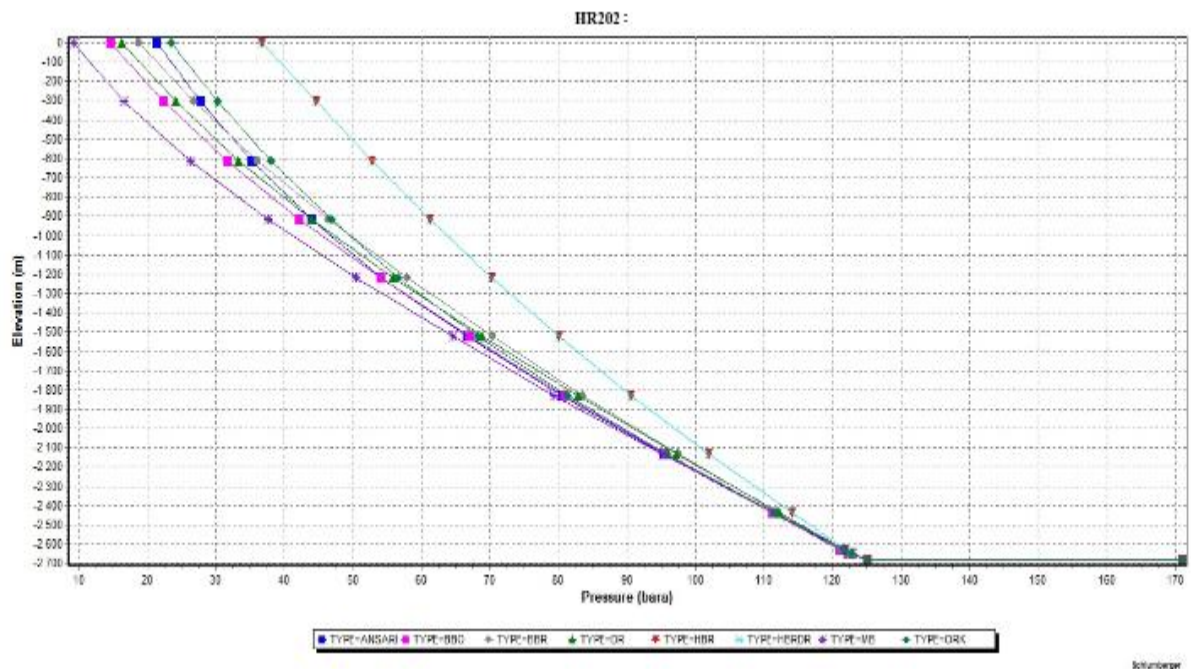


Figure IV-4: Flow Correlation Matching du puits HR202.

Selon les résultats obtenus par le Software représenté dans la Figure IV-4 et l'histogramme en bas « Figure IV-5 », on peut dire que la bonne corrélation est celle qui donne le minimum d'erreur (la différence entre la $P_{\text{tête de puits}}$ mesurée et calculée).

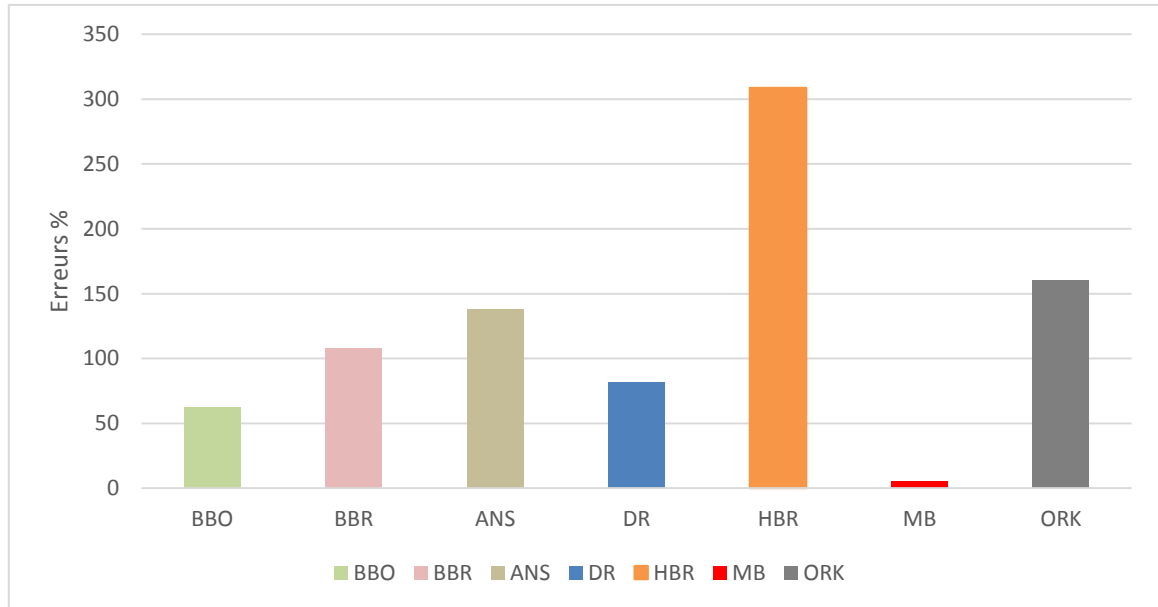


Figure IV-5: Erreurs relatives "corrélations des écoulements".

Selon les résultats de l'opération de Flow Correlation Matching, ($P_{\text{tête de puits}}$ mesurée = 131psi = 9 bars), Le minimum d'erreur correspond à la corrélation Mukherjee&Brill avec un écart de 2.49%.

IV.5.3 Analyse nodale :

Après l'exécution de cette opération, on doit prendre le point de fonctionnement (intersection entre les courbes IPR et VLP) et le comparer avec les valeurs mesurées données par le calcul d'APD (Average Pourcentage Différentiel) :

- Pour le débit de liquide :

$$APD = \frac{|Q_{L \text{ mesurer}} - Q_{L \text{ calculer}}|}{Q_{L \text{ mesurer}}} \times 100\%$$

- Pour la pression de fond dynamique :

$$APD = \frac{|P_{wf \text{ mesurer}} - P_{wf \text{ calculer}}|}{P_{wf \text{ mesurer}}} \times 100\%$$

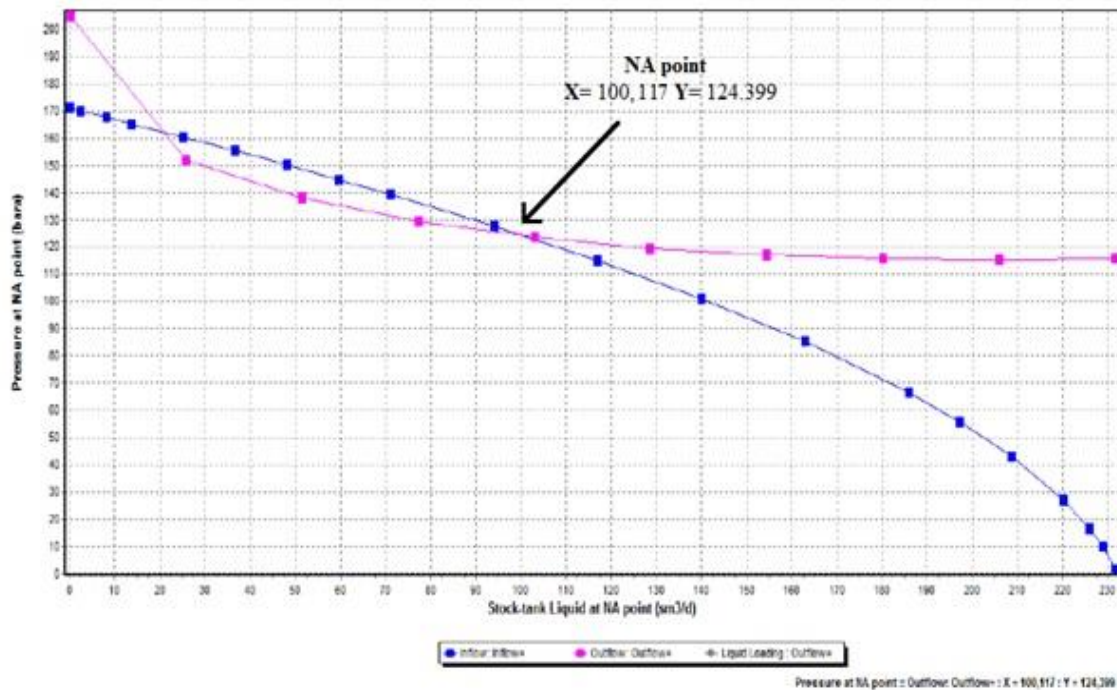


Figure IV-6: Analyse nodale du puits HR202.

On obtient :

- **Le point de fonctionnement calculé :** $Q_{liq}=100,12 \text{ m}^3/\text{j}$, $P_{wf}= 124,40 \text{ bar} = 1804,3 \text{ psi}$.
- **D'après les données de test de pression :** $Q_{liq} = 98 \text{ m}^3/\text{j}$, $P_{wf}=1813 \text{ psi}$.
 - Pour le débit de liquide : $APD = 2,16 \%$.
 - Pour P_{wf} : $APD = 0,48 \%$.

Selon les résultats des courbes VLP/IPR et l'erreur APD des deux paramètres Q_{liq} et P_{wf} , le modèle utilisé est adéquat.

NB : La coordination de VLP et IPR avec PIPESIM a été exécuté en employant deux facteurs de correction (Hold up Correction Factor and Friction Correction Factor).

Le tableau suivant rassemble les résultats des erreurs relatives obtenues pour l'ensemble des puits étudiés.

Tableau IV-5: Erreurs relatives des corrélations des pertes de charges verticales.

Puits	BBO	BBR	ANS	DR	HBR	MB	ORK
HR189	1,56	27,42	34,84	14,33	118,12	28,88	60,76
HR202	62,45	108	138,32	81,35	308,70	2,49	160,40

On remarque que la corrélation de Mukherjee&Brill est adéquate pour le puits HR202 avec un écart **2,49%** et la corrélation de Beggs&Brill Original, avec un écart de **1,56%**, est applicable pour le puits HR189.

Les résultats de calcul pour les puits étudiés sont représentés dans le Tableau IV-6 :

Tableau IV-6: Comparaison entre les données mesurées et celles calculées.

Puits	HR189	HR202
Q _o mesurée (m ³ /j)	29,24	41,58
Q _o calculée (m ³ /j)	29,33	41,91
Ecart Q _o (%)	0,30	0,79
Pfd mesurée (psi)	1994,5	1813
Pfd calculée (psi)	1985,5	1804,3
Ecart Pfd (%)	0,45	0,48

L'écart entre les données mesurées et les données obtenues par simulation est inférieur à **1%**. Donc, les modèles construits pour les puits (HR202 et HR189) sont validés.

IV.6 Évolution de la production des puits « Tests de sensibilités » :

Une fois les modèles des puits établis, l'attention se porte sur la prédiction de la production en réponse à la variation de certains paramètres. Les tests de sensibilité menés dans cette étude explorent divers paramètres afin d'évaluer leur impact sur le débit de production et sur le système global. Notre analyse se concentre uniquement sur les paramètres clés qui ont une influence significative sur la production.

Les tests de sensibilité effectués sont :

- La déplétion de la Pression du réservoir (Pr).
- La déplétion de la Pression du réservoir (Pr) avec **GOR**.

- La déplétion de la Pression du réservoir (P_r) avec **WOR**.

IV.6.1 Variation des paramètres des puits :

a) Déclin de pression :

La baisse de la pression représente un enjeu majeur qui joue un rôle significatif dans la réduction de la production au fil du temps. Selon l'historique de la pression, cette baisse est d'environ 3 bars par année dans le réservoir examiné depuis 2022.

b) Décrochement de WOR :

Selon les tests et l'historique de production on constate que le W_{cut} augmente progressivement avec 2% par année à partir 2022 sauf pour la période entre 2022-2023 où l'augmentation est de 10%.

c) Evolution de GOR :

Selon les tests et l'historique de production on constate un déclin de GOR qui est de l'ordre de $50 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$ par année depuis 2022.

IV.6.2 Analyse des résultats des tests de sensibilités :

Notre étude nous donne les prévisions de l'évolution de la pression de réservoir, le GOR et le Water Cut des puits étudiés en fonction du temps. Nous avons utilisé le logiciel PIPESIM pour simuler la production future de ces puits et en faire des prédictions.

Le tableau IV-7 résume l'impact de la variation de GOR et WOR sur le débit de production pour les différentes pressions statiques :

Tableau IV-7: Impact de déclin de P_r , WOR et GOR sur la production du puits HR202.

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027
P_s (bar)	171	168	166	164	162	160
GOR (sm^3/m^3)	352	300	250	200	150	100
W_{cut} (%)	58	68	70	72	75	80
Q_L sans GL (m^3/j)	99	56	00	00	00	00
Q_O sans GL (m^3/j)	41,58	17,92	00	00	00	00

On constate qu'avec un déclin de pression de 171 à 168 bar le débit de liquide va diminuer de 99 à 56 m³/j, mais le puits va perdre son éruptivité avec une pression inférieure à 168 bar.

On remarque que le débit de liquide diminue avec l'augmentation de WOR de 58% à 68% et que le puits va perdre son éruptivité en 2024 avec un WOR de 70%.

D'autre part, on remarque que le débit d'huile décroît avec la diminution de GOR.

En 2024 avec un GOR de 250 sm³/m³, le déclin de la pression et avec l'augmentation de WOR le puits sera non éruptif.

D'après les résultats illustrés sur le tableau IV-7 on peut conclure que :

- Le déclin de la pression de réservoir influe gravement sur la production des puits.
- Le débit de liquide décroît avec l'augmentation de WC et la diminution de GOR qui reflète l'abaissement du débit d'huile avec la déplétion de la pression de réservoir.
- Le puits HR202 perd son éruptivité en 2024 avec un GOR de 250 sm³/m³ et WOR de 70% sous effet de déclin de la pression statique.

IV.7 Récupération assistée par Gaz-Lift :

Compte tenu de la perspective à long terme de ces puits, il est impératif d'envisager des mesures pour accroître leur production. Étant donné la disponibilité de gaz dans le gisement étudié, le recours au Gaz-Lift comme méthode d'activation pour ces puits s'impose. Cette étude vise à examiner l'efficacité de cette technique sur nos puits et à définir les différents paramètres qui y sont associés.

IV.7.1 Optimisation de Gaz-lift :

A l'aide de la fonction Gaz Lift Performance du logiciel PIPESIM, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour les puits étudiés.

a) Paramètres du Gaz-lift :

Les tableaux (IV-8 et IV-9) montrent les paramètres du Gaz-Lift et les profondeurs d'injection maximales possibles pour chaque puits :

Tableau IV-8: Paramètres du gaz lift.

Pression de démarrage « Kick OFF Pressure » (psi)	1595
Pression de fonctionnement « Available Injection Pressure » (psi)	1595
Température de gaz injecté en surface (°C)	27
Densité du gaz a injecté (inj. Gas S G)	0,64
Contrainte de la pression en tête (psi)	435

Tableau IV-9: Profondeur d'injection max.

Puits	HR189	HR202
Profondeur d'injection max (ft)	8625	8612

a) Détermination des débits optimaux de gaz injecté :

Nous prenons l'exemple du puits HR202. Le graphe ci-dessous « Figure IV-7 » représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté.

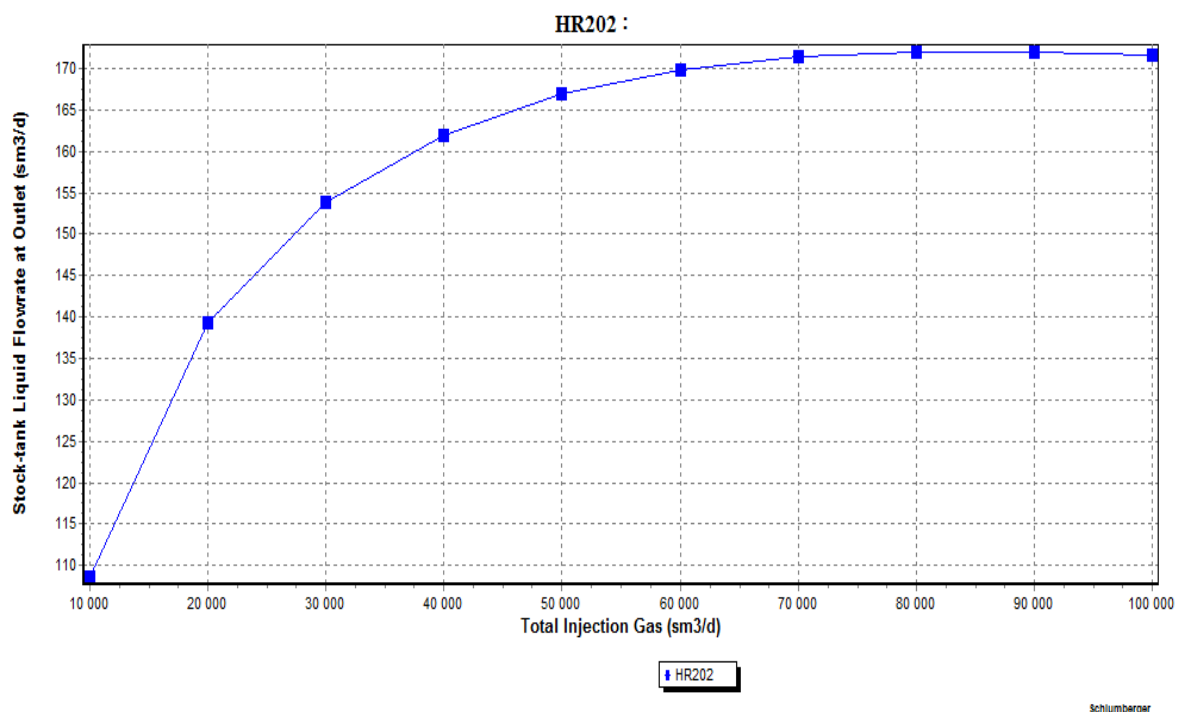


Figure IV-7: Evolution de la production en fonction du débit d'injection puits HR202.

- Le débit de liquide croît en fonction de l'accroissement du débit d'injection de gaz, atteignant un maximum grâce à la réduction des pertes de charge hydrostatiques.
- À mesure que le débit d'injection de gaz augmente, le débit de liquide diminue en raison de l'augmentation des pertes de charge de friction dans le tubing.

Ci-dessous, le Tableau IV-10 récapitule les débits maximaux et optimaux d'injection de gaz et de production d'huile pour les (2) deux puits étudiés :

Tableau IV-10: Débit d'injection optimal et maximal de chaque puits (2022).

Année		2022	
Puits		Débit Optimal	Débit Maximal
HR189	Water Cut (%)	57	57
	Débit de gaz injecté (m ³ /j)	40000	70000
	Débit d'huile (bpd)	343,5	357,01
HR202	Water Cut (%)	58	58
	Débit de gaz injecté (m ³ /j)	40000	80000
	Débit d'huile (bpd)	451,75	462,31

A travers les données portées sur le Tableau IV-10 on remarque que :

- Le débit d'injection optimal est le débit de gaz qui permet de maximiser la production de pétrole tout en minimisant les coûts d'injection. Pour les deux puits, le débit d'injection optimal est de 40 000 m³/j.

- Le débit d'injection maximal est le débit de gaz maximal que le puits peut supporter sans compromettre sa structure. Pour le puits HR202, le débit d'injection maximal est de 80 000 m³/j, tandis que pour le puits HR189, il est de 70 000 m³/j.

- La production de pétrole est exprimée en barils par jour (bpd). Pour le puits HR202, la production de pétrole est de 451,75 bpd pour un débit d'injection optimal et de 462,31 bpd pour un débit d'injection maximal. Pour le puits HR189, la production de pétrole est de 343,5 bpd pour un débit d'injection optimal et de 357,01 bpd pour un débit d'injection maximal.

On a conclu ce qui suit :

- Le débit d'injection maximum de gaz qui donne le maximum de débit d'huile produit.
- Le débit maximum de gaz injecté influe sur l'épuisement rapide du puits. Dans ce contexte, on prend le débit d'injection optimum de gaz qui donne presque le débit d'huile maximum

c) Rapport de Gaz-Lift pour les puits :

En analysant les courbes de performance des puits, il est possible de noter l'impact du Gaz Lift sur leur production. Ce dernier peut avoir un effet bénéfique en augmentant la production des puits, ou au contraire un effet préjudiciable en accroissant les pertes de charge, ce qui se traduit par une diminution de la production.

Le Tableau IV-11 montre les valeurs trouvées pour les puits :

Tableau IV-11: Production avec et sans gaz lift pour les puits étudiés du 2022 au 2027.

Année	Wc	Puits	HR189	HR202	Total
2022	66	Q _O Sans GL	29,24	41,58	70,82
		Q _O Avec GL	49,45	49,98	99,43
2023	68	Q _O Sans GL	16,64	17,92	34,56
		Q _O Avec GL	35,84	33,28	69,12
2024	70	Q _O Sans GL	00	00	00
		Q _O Avec GL	32,70	30,60	63,30
2025	72	Q _O Sans GL	00	00	00
		Q _O Avec GL	29,40	27,16	56,56
2026	75	Q _O Sans GL	00	00	00
		Q _O Avec GL	25,25	20,75	46
2027	80	Q _O Sans GL	00	00	00
		Q _O Avec GL	19,40	14,80	34,20

❖ Production totale sans injection de Gaz-Lift (Cas d'étude) :

$$\sum Q_{oij} = 105,38 \text{ m}^3/\text{j}.$$

I : puits

J : année de production à partir de 2022 jusqu'à 2027.

$$\text{Production totale} = 105,38 \times 365 = 38463,7 \text{ m}^3.$$

❖ Production avec injection de Gaz-Lift (Cas d'étude) :

$$\sum Q_{oij} = 368,61 \text{ m}^3/\text{j}.$$

I : puits

J : année de production sans prise en compte l'année 2022 jusqu'à 2027.

$$\text{Production totale} = 368,61 \times 365 = 134542,65 \text{ m}^3.$$

❖ Le gain en production :

$$\text{Le gain} = 134542,65 - 38463,7 = 96078,95 \text{ m}^3.$$

Le tableau IV-11 nous montre l'effet du Gaz Lift sur les puits étudiés :

- Importance du Gaz Lift pour les puits en déclin : Le Gaz Lift s'avère crucial pour maintenir la production des puits en déclin d'éruptivité.
- Amélioration de la production, même pour les puits éruptifs : Le Gaz Lift permet d'optimiser la production même pour les puits encore éruptifs, augmentant ainsi leur potentiel.
- Justification technique et économique : D'un point de vue technique, le Gaz Lift constitue une solution adéquate pour les deux puits. L'accroissement de production de **96 078,95 m³** obtenu justifie amplement son adoption.

IV.7.2 Design du Gaz-Lift :

Après l'évaluation de l'importance du Gaz-Lift pour les puits étudiés et la détermination des paramètres de design. C'est le temps de faire un re-design du Gaz Lift, sachant que les puits HR189 et HR202 sont déjà équipés par des (SPM) au cours de leurs derniers Work Over.

L'objectif est désormais de définir les paramètres de tarage des vannes de décharges et de la vanne opératrice en fonction d'une estimation du débit de production.

a) Procédure :

- On utilise l'Opération **Artificial Lift, Gas Lift**, option **Current Spacing**.
- On choisit le cas le plus défavorable c'est à dire l'année 2027 pour la construction de design et on injecte les données.
- Le rapport nous confirme les différentes côtes de vannes de décharges, leurs pressions de tarage et le débit de production du puits qui coïncide avec le débit lu à partir de la courbe des performances de Gaz Lift.
- Le re-design doit être mis à jour avant chaque opération d'installations des vannes Gaz Lift tenant en compte les paramètres en cours.

b) Résultats de design :

Les résultats trouvés pour le puits HR202 sont présentés dans le Tableau IV-12:

Tableau IV-12: Résultats de design pour HR202 en 2027.

Colonne01	SPM1	SPM2	SPM3	SPM4	SPM5	SPM6	SPM7
Cote (m)	922,4	1459	1814,3	2036	2171,8	2374,2	2576,4
Model	R-2	R-2	R-2	R-2	R-2	R-2	RO-2
Porte size (in)	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{1}{4}$	$\frac{5}{16}$
Température (C°)	66	79	91	99	112	118	119
Pclose (bar)	108,1	107	106	104,9	103,8	102,8	Orifice
Popen (bar)	110	108,2	106,7	105,4	104,5	103,9	Orifice

- Target Unloading Injection Pressure (Surface) : Pression de démarrage d'injection tarée à 102,8 bars.
- Target Operating Injection Pressure (Surface) : Pression de fonctionnement d'injection tarée à 95,5 bars.
- Target Injection Gaz Rate : débit de gaz injecté est 40000 sm³/j.

Le rapport de 2^{ème} puits donnés par PIPESIM se trouvent dans l'annexe.

Remarque : Le tarage des pressions change en fonction de changement des paramètres de puits.

Le Tableau IV-13 résume les résultats du puits HR202 à l'année 2022 :

Tableau IV-13: Résultats de design pour HR202 en 2022.

Colonne01	SPM1	SPM2	SPM3	SPM4	SPM5	SPM6	SPM7
Cote (m)	922,4	1459	1814,3	2036	2171,8	2374,2	2576,4
Model	R-2	R-2	R-2	R-2	R-2	R-2	RO-2
Porte size (in)	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	1/4	5/16
Température (C°)	61	83	103	110	115	118	118
Pclose (bar)	108	107	106	105	103,9	102,9	Orifice
Popen (bar)	109,9	108,2	106,8	105,4	104,6	104,1	Orifice

- Pression de démarrage d'injection tarée : 103bar.
- Pression de fonctionnement d'injection tarée : 103bar.

Le tableau IV-13 présente les résultats de design pour le puits HR202 en 2022. Les données sont présentées pour (7) sept stations de mesure (SPM) le long du puits, avec une distance croissante de la tête de puits. Les paramètres suivants sont présentés pour chaque SPM :

- **Côte (m)** : La profondeur du puits à la station de mesure.
- **Porte size (in)** : La taille de la porte d'injection.
- **Température (°C)** : La température du fluide au niveau de la station de mesure.
- **Pclose (bar)** : La pression de fermeture de la vanne d'injection.
- **Popen (bar)** : La pression d'ouverture de la vanne d'injection.

Interprétation :

Les données du tableau IV-13 indiquent que le design du puits HR202 est conforme aux spécifications prévues. La côte augmente de manière constante de 922,4 m à 2576,4 m le long du puits, ce qui est attendu. Le modèle de forage R-2 est un modèle couramment utilisé pour les puits de production de pétrole. La taille de la porte d'injection est appropriée pour les débits d'injection prévus. La température du fluide augmente de 61 °C à 118 °C le long du puits, ce qui est normal en raison de la profondeur croissante. La pression de fermeture et d'ouverture de la vanne d'injection diminue de 108 bar à 102,9 et de 109,9 bar à 104,1 bar successivement le long du puits, ce qui est également attendu.

IV.8 Tarage des vannes en atelier :

Le tarage des vannes en atelier est une étape cruciale dans le processus de maintenance et de réglage des vannes utilisées dans diverses applications industrielles. Cette procédure vise à ajuster précisément les vannes pour garantir leur bon fonctionnement et leur performance optimale sur le terrain.

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

Un tarage précis des vannes en atelier garantit non seulement la sécurité et l'efficacité des opérations industrielles, mais contribue également à prolonger la durée de vie utile des équipements.

Rappel : La pression dans les soufflets en surface est appelée P_{abst} (P_{bstl} pour la première vanne, P_{bstn} pour la n ème).

IV.8.1 Procédure de tarage des vannes Gaz-Lift :

Le tarage des vannes de Gaz Lift est une étape importante dans l'optimisation de la production des puits. Voici les étapes générales de la procédure de tarage des vannes Gaz Lift :

- a) Obtenir la pression calculée d'ouverture au banc de tarage P_{tro} pour la vanne à tarer.
- b) Enlever le bouchon supérieur (tail plug) et le joint en cuivre (Copper gas ket) et enlever la pièce de retenue de garniture (lower paking) et le nez (check nose)
- c) Installer la vanne de gaz-lift dans le chargeur du banc de tarage et ouvrir le robinet de contrôle d'azote en observant le manomètre.
- d) Charger la chambre de la vanne gaz-lift à (100 – 150 Psi) au-dessus de la pression calculée d'ouverture au banc de tarage.
- e) Fermer le robinet de contrôle d'azote et purger la pression du chargeur.
- f) Installer la vanne gaz-lift dans la chambre de test du banc et la tarer à la P_{tro} voulue.

IV.8.2 Données nécessaires pour le tarage des vannes :

Type	A_b - Effective Bellows Area (sq in.)	Port Size (in.)	A_p - Area of Port With Bevel (sq in.)	A_p / A_b	$1 - (A_p / A_b)$	$PPEF = \frac{A_p / A_b}{1 - (A_p / A_b)}$
R-20	0.77	3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
R-28	0.77	1/2	0.200	0.260	0.740	0.351
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
R-25	0.77	5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
Rp-6 **	0.77	5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
		1/2	0.200	0.260	0.740	0.351
RPB-5 **	0.77	1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
RMI	0.65	1/4	0.051	0.078	0.922	0.085
		5/16	0.079	0.122	0.878	0.139
		3/8	0.113	0.174	0.826	0.211
		7/16	0.154	0.237	0.763	0.311
BK	0.31	1/2	0.200	0.308	0.692	0.445
		1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
BK-1	0.31	5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
		1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
BKR-5	0.31	5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
		3/8	0.113	0.365	0.635	0.575
		1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
BKF-6	0.31	3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
		1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
J-20	0.77	3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
JR-20	0.77	1/2	0.200	0.260	0.740	0.351
		1/8	0.013	0.017	0.983	0.017
		3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
J-40	0.31	1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
		5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
JR-40	0.31	3/8	0.113	0.365	0.635	0.575
		1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104

Tableau IV-14: Camco valve specifications. [18]

° C	Ct	° C	Ct	° C	Ct	° C	Ct
16	0.998	51	0.879	86	0.786	121	0.710
17	0.994	52	0.876	87	0.783	122	0.708
18	0.991	53	0.873	88	0.781	123	0.706
19	0.987	54	0.870	89	0.779	124	0.704
20	0.983	55	0.868	90	0.776	125	0.702
21	0.979	56	0.865	91	0.774	126	0.701
22	0.976	57	0.862	92	0.772	127	0.699
23	0.972	58	0.859	93	0.769	128	0.697
24	0.968	59	0.856	94	0.767	129	0.695
25	0.965	60	0.853	95	0.765	130	0.693
26	0.961	61	0.850	96	0.763	131	0.691
27	0.958	62	0.848	97	0.760	132	0.689
28	0.954	63	0.845	98	0.758	133	0.688
29	0.951	64	0.842	99	0.756	134	0.686
30	0.947	65	0.839	100	0.754	135	0.684
31	0.944	66	0.837	101	0.752	136	0.682
32	0.940	67	0.834	102	0.749	137	0.680
33	0.937	68	0.831	103	0.747	138	0.678
34	0.933	69	0.829	104	0.745	139	0.677
35	0.930	70	0.826	105	0.743	140	0.675
36	0.927	71	0.823	106	0.741	141	0.673
37	0.923	72	0.821	107	0.739	142	0.671
38	0.920	73	0.818	108	0.737	143	0.670
39	0.917	74	0.816	109	0.734	144	0.668
40	0.914	75	0.813	110	0.732	145	0.666
41	0.910	76	0.810	111	0.730	146	0.665
42	0.907	77	0.808	112	0.728	147	0.663
43	0.904	78	0.805	113	0.726	148	0.661
44	0.901	79	0.803	114	0.724	149	0.659
45	0.898	80	0.800	115	0.722	150	0.658
46	0.895	81	0.798	116	0.720	151	0.656
47	0.892	82	0.795	117	0.718	152	0.654
48	0.888	83	0.793	118	0.716	153	0.653
49	0.885	84	0.791	119	0.714	154	0.651
50	0.882	85	0.788	120	0.712	155	0.649

Tableau IV-15: Facture de correction de la température. [18]

NB : La température dans l'atelier pendant de tarage 30 C°

La pression d'ouverture Aux conditions de fond du chaque vanne de SPM :

SPM N°1: 109.9 bars

SPM N°2: 108.2 bars

SPM N°3: 106.8 bars

SPM N°4: 105.4 bars

SPM N°5: 104.6 bars

SPM N°6: 104.1 bars

SPM N°7: Orifice

Calcule la pression d'ouverture des vannes Aux conditions de Surface :

$$P_{\text{ben surface}} = P_{\text{ben fond}} \times (\text{Coefficient de correction de température})$$

$$P_{bs} = P_f \times C_T$$

Cité les coefficients du chaque vanne

La différence entre les deux températures de fond et de surface donne CT par le tableau.

SPM N°1 : 61 - 30 = 31 C°	d'après le tableau	$C_T = 0.944$
SPM N°2 : 83 - 30 = 53 C°	// //	$C_T = 0.873$
SPM N°3 : 103 - 30 = 73 C°	// //	$C_T = 0.818$
SPM N°4 : 110 - 30 = 80 C°	// //	$C_T = 0.800$
SPM N°5 : 115 - 30 = 85 C°	// //	$C_T = 0.788$
SPM N°6 : 118 - 30 = 88 C°	// //	$C_T = 0.781$
SPM N°7 : 118 - 30 = 88 C°	// //	$C_T = 0.781$

Donc on trouve :

$$\text{SPM N}^{\circ}1 : P_b = 109.9 \times 0.944 = 103.75 \text{ bars}$$

$$\text{SPM N}^{\circ}2 : P_b = 108.2 \times 0.873 = 94.46 \text{ bars}$$

$$\text{SPM N}^{\circ}3 : P_b = 106.8 \times 0.818 = 87.36 \text{ bars}$$

$$\text{SPM N}^{\circ}4 : P_b = 105.4 \times 0.800 = 84.32 \text{ bars}$$

$$\text{SPM N}^{\circ}5 : P_b = 104.6 \times 0.788 = 82.42 \text{ bars}$$

$$\text{SPM N}^{\circ}6 : P_b = 104.1 \times 0.781 = 81.30 \text{ bars}$$

SPM N°7 : Orifice

Pression de tarage " P_{Tro} " :

$$P_{Tro} = P_{b \text{ en surface}} / (1 - A_p / A_b)$$

$$\text{Vanne 1 : SPM1} \rightarrow 922,4 \text{ m : } P_{Tro} = 103.75 \text{ bars} / 0.962 = 107.85 \text{ bars}$$

$$\text{Vanne 2 : SPM2} \rightarrow 1459 \text{ m : } P_{Tro} = 94.46 \text{ bars} / 0.962 = 98.19 \text{ bars}$$

$$\text{Vanne 3 : SPM3} \rightarrow 1814,3 \text{ m : } P_{Tro} = 87.36 \text{ bars} / 0.962 = 90.81 \text{ bars}$$

$$\text{Vanne 4 : SPM4} \rightarrow 2036 \text{ m : } P_{Tro} = 84.32 \text{ bars} / 0.962 = 87.65 \text{ bars}$$

$$\text{Vanne 5 : SPM1} \rightarrow 2171,8 \text{ m : } P_{Tro} = 82.42 \text{ bars} / 0.962 = 85.68 \text{ bars}$$

$$\text{Vanne 6 : SPM1} \rightarrow 2374,2 \text{ m : } P_{Tro} = 81.30 \text{ bars} / 0.934 = 87.04 \text{ bars}$$

$$\text{Vanne 7 : SPM1} \rightarrow 2576,4 \text{ m : SPM N}^{\circ}7 : \text{Orifice}$$

IV.8.3 Pose et repêchage des vannes Gaz-Lift :

La procédure de pose et de repêchage des vannes de gaz lift sur le puits comprend plusieurs étapes cruciales. Les opérateurs slick line montent d'abord le BOP et le SAS au-dessus de la vanne de curage. Avant toute opération, l'opérateur de l'unité slick line établit son point de référence et contrôle le tubing avec un calibre de diamètre maximal pour confirmer le passage des équipements (SSSV, sièges, SPM, Packer,... etc) et éliminer tout obstacle. Il est essentiel de maintenir une différence de pression appropriée au niveau du port de SPM. Un bouchon (standing valve) est descendu pour prévenir le blocage du tubing, et une égalisation de pression est réalisée si nécessaire à l'aide d'une unité de pompage. La chose la plus importante est que le superviseur doit enregistrer les pressions (de tête et annulaires) avant toute intervention.

Une fois ces étapes préliminaires accomplies, on procède à la connexion du kick over tool et de l'outil de repêchage JDS pour remonter la dummy valve. Le train est descendu jusqu'à ce qu'il dépasse la Side Pocket à équiper, puis remonté jusqu'à ce que le doigt du kick over tool s'accroche dans la gorge supérieure du siège de la side Pocket. À ce moment, le train est descendu doucement et le Latch est coiffé. Les pressions de tubage et de casing sont vérifiées pour s'assurer que la différence de pression est nulle ou très faible. Ensuite, le train est mis en tension à 700 lbs pour s'assurer de la prise de l'outil, et la dummy valve est repêchée par battage à la coulisse vers le haut.

Pour installer une vanne de gaz lift, le train descend équiper d'un Kick over tool et d'un running tool « JK » jusqu'à ce qu'il dépasse la Side Pocket. Ensuite, il est remonté jusqu'à ce que le doigt du kick over tool s'accroche dans la gorge supérieure du siège de la side Pocket et soit décentralisé. En descendant tout doucement, et une fois la vanne posée, un léger battage est effectué pour l'insérer dans son siège. Ensuite, le système est sous tension pour vérifier l'ancrage, suivi d'un battage vers le haut pour libérer l'outil de pose « JK ».

Après avoir accompli ces opérations, le train slick line est remonté et le puits est fermé. [19]

CONCLUSION :

Le gaz-lift est la méthode d'activation privilégiée, consistant à injecter du gaz au bas de la colonne de fluide produit. Cette injection de gaz diminue la densité du mélange et la pression hydrostatique, ce qui permet au puits de produire comme s'il était naturellement en éruption. Nous avons étudié la technique de levage par gaz (L'installation des vannes SPM) dans (02) deux puits dans le champ de Hassi R'mel (HR).

Selon cette étude qui se fait à travers l'utilisation du logiciel PIPESIM, le gaz-lift est identifié comme la technique la plus simple pour la récupération artificielle du pétrole utilisée dans l'anneau d'huile de HR.

En fin de compte, On peut conclure :

- Pour avoir une bonne activation. Il faut bien déterminer le débit de gaz à injecter dans l'huile qui soit nécessaire pour maximiser la production pétrolière.
- L'augmentation du débit de gaz au-delà du débit « optimum » cause une chute dans la production.
- Selon les données du test, L'équation de Vogel est la plus appropriée pour l'établissement de la courbe IPR (**I**nflow **P**erformance **R**elationship).
- Les corrélations utilisées pour l'écoulement multiphasiques afin de construire la courbe VLP (**V**ertical **L**ift **P**erformance) et qui donnent un minimum d'erreur sont :
 - a) **Mukherjee & Brill** pour HR202.
 - b) **Beggs & Brill Original** pour HR189.
- La déplétion de la pression du réservoir diminue la production.
- La production diminue avec l'augmentation du pourcentage du water cut.
- Le gain en production avec Gaz-Lift atteint une estimation de 96078,95 m3 pendant (6) six années à partir de 2022.
- Le design des puits nous donne le type des vannes utilisées, et leurs pressions de tarage.

RECOMMANDATIONS

RECOMMANADATIONS :

Nous recommandons de tenir en compte les points suivants :

- Revoir la conception avant la mise en œuvre du gaz lift pour chaque puits en prenant en considération les données actuelles.
- Étendre cette étude à d'autres puits et même à l'ensemble du champ pour valider la fiabilité du gaz lift.
- Accélérer la mise en œuvre du système de gaz lift pour les puits dans les champs de HR.
- Effectuer une analyse comparative des différentes techniques de récupération assistée (ESP, PCP, pompe à tige, etc.) pour les champs HR.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

- [1] Le puits active par gaz lift (TOTAL) 2007.
- [2] Gas lift optimization design (IFP).
- [3] The technology of artificial lift Methods, Kermit Brown, Penn well books publishing company 1977.
- [4] René COSSE “ Techniques d’exploitation pétrolière” : (édition 1988).
- [5] Le Puits Activé par Gaz Lift Support de Formation : EXP-PR-PR030-FR Dernière Révision : 17/04/2007.
- [6] Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétroliers du champ de Haoud Berkaoui) MEBROUKI AHMED MEZZAR /SOUFIANE OULD /HABIBOULLAH MED VALL (Mester2017).
- [7] Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999.
- [8] Michel Caron, Denis Perrin, Georges Gaillon“ techniques d’exploitation pétrolière” (édition 1995).
- [9] Charles R. Smith, G.W.Tracy, and R.Lance Farrar “Aplied Reservoir Engeneering”, 1997.
- [10] H.dale. beggs , production optimization using nodal analysis, tulsa, ,(2003).
- [11] Beggs H.Production optimization using nodal analysis.Oklahoma,(2002).
- [12] Vogel, J. W “Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells.” JPT, Jan. 1968.
- [13] Brown, K. E. Gas Lift Theory and Practice. Tulsa, OK: Petroleum Publishing Co., 1967.
- [14] Clegg, J. D., S. M. Bucaram, and N. M. Hein, Jr., "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods." JPT December 1993: 1128-67.
- [15] Neely, B., "Selection of Artificial Lift Methods." Paper SPE 10337 presented at the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, TX, October 5-7, 1981.

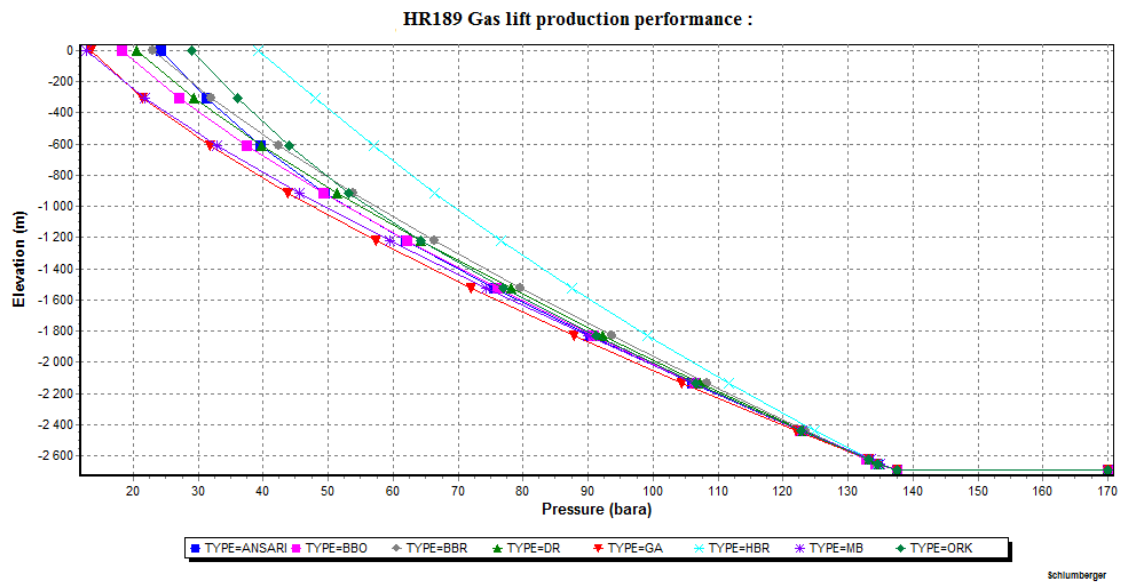
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [16] Aguilar, M. A. L. and M. R.A. Monarrez, "Gas Lift with Nitrogen Injection Generated In Situ." Paper SPE 59028 presented at the International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, held in Villahermosa, February 1-3, 2000.
- [17] Schlumberger Gas Lift Design and Technology, 1999.
- [18] Petroleum production systems, Michael j.economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig – economides, Prentice Hall PTR ; 1999
- [19] James P. Brill and Hemanta Mukherjee: Multiphase Flow in Well, Society of Petroleum Engineers Inc., (1999).

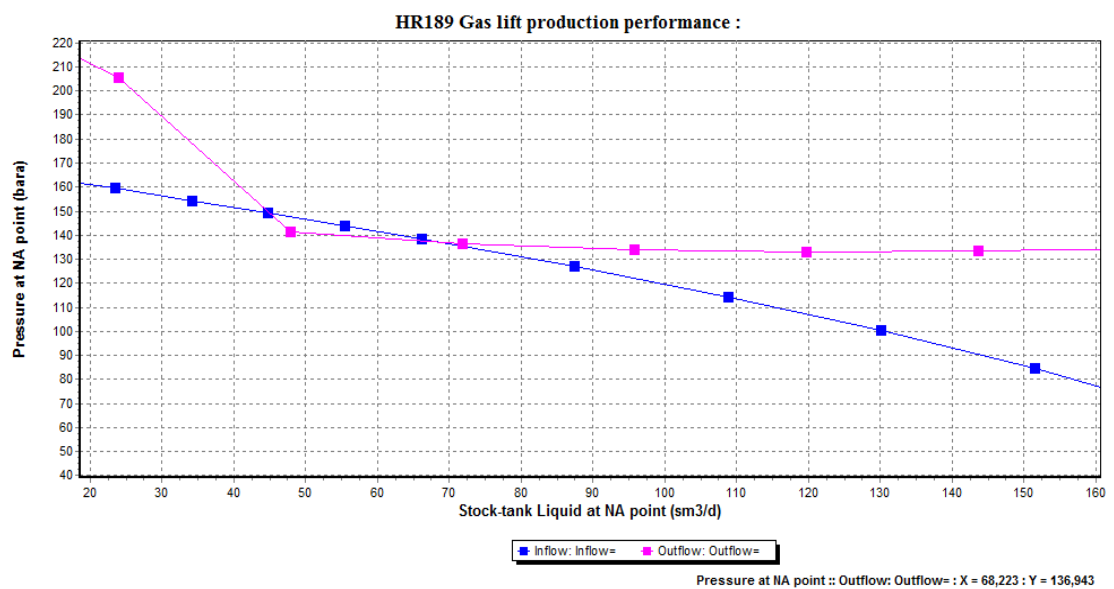
ANNEXE

Annexe 1 :

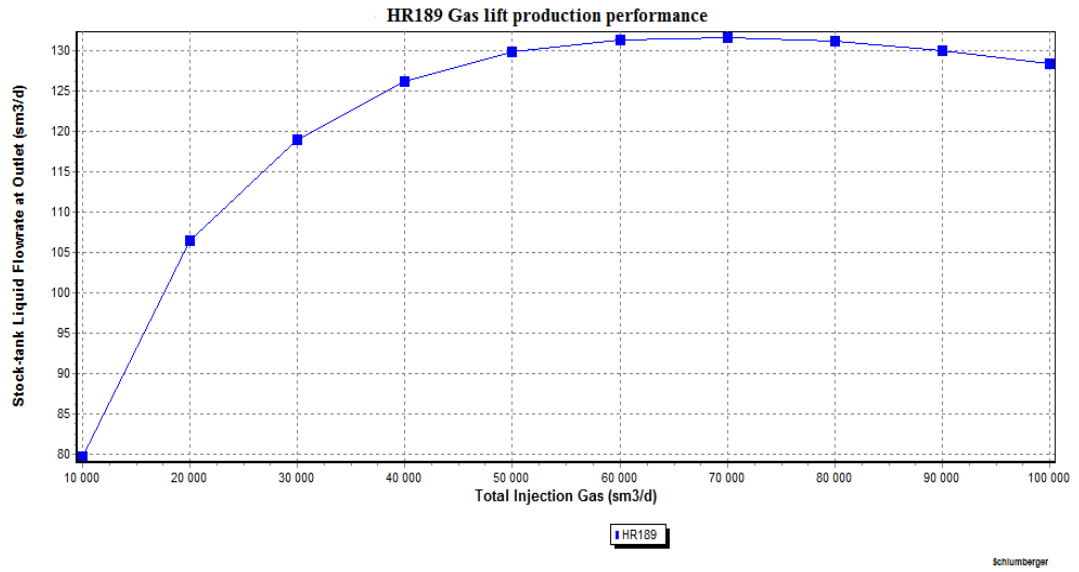
Courbes :



Flow Correlation Matching du puits HR189.



Analyse nodale du puits HR189.



Evolution de la production en fonction du débit d'injection puits HR189.

Annexe 2 :

Tableaux :

L'impact de déclin de P_r , WOR et GOR sur la production du puits HR189.

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027
P_s (bar)	170	168	166	164	162	160
GOR (sm ³ /m ³)	328	300	250	200	150	100
W_{cut} (%)	57	68	70	72	75	80
Q_L sans GL (m ³ /j)	68	52	00	00	00	00
Q_O sans GL (m ³ /j)	29,24	16,64	00	00	00	00

Résultats de design pour HR189 en 2022.

Colonne01	SPM1	SPM2	SPM3	SPM4	SPM5
Cote (m)	1534,2	1849,5	2164,5	2451,2	2624,2
Model	R-2	R-2	R-2	R-2	RO-2
Porte size (in)	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{1}{4}$
Température (C°)	101	108	114	119	119
Pclose (bar)	108,9	107,7	106,6	105,8	Orifice
Popen (bar)	110,1	108,7	107,6	106,4	Orifice

Résultats de design pour HR189 en 2027.

Colonne01	SPM1	SPM2	SPM3	SPM4	SPM5
Cote (m)	1534,2	1849,5	2164,5	2451,2	2624,2
Model	R-2	R-2	R-2	R-2	RO-2
Porte size (in)	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{3}{16}$	$\frac{1}{4}$
Température (C°)	81	92	113	119	119
Pclose (bar)	108,8	107,8	106,8	105,7	Orifice
Popen (bar)	110,0	108,8	107,7	106,3	Orifice

ANNEXE

Annexe 3 :

Résultats données par le PIPESIM pour les puits HR202 et HR189 :

Rapport de désigne de gaz-lift Pour HR202 :

Gas Lift Design Report											
File Name:	HR202			Company Contact:							
Company:				Design Engineer:							
Project:	HR202			Date:							
Input Data											
Design Control											
Design Spacing	Current Spacing		Design Method	IPO-Surface Close							
Manufacturer	Weatherford		Valve Temperature	Top Valve	Unloading						
Production Pressure Curve	Production Pressure Model			Other Valves	Unloading						
Max. Allowable Depth (TVD)	2681,0 m										
Design Parameters											
Kickoff Pressure	110,0	bara	Surface Injection Temp.	27	C						
Operating Injection Pressure	110,0	bara	Injection Gas S. G.	0,64							
Unloading Wellhead Pressure	30,0	bara	Unloading Gradient	0.465	psi/ft						
Operating Production Pressure	30,0	bara	Min. Valve Spacing	98,1	m						
Static Reservoir Pressure	171,0	bara	Min. Valve Inj. DP	150	psi						
Target Injection Gas Rate	40000	sm3/d									
Production Rate (Solution Point)	119	sm3/d									
Design Bias			Model Data								
Closing Pressure Drop Between Valves	15	psi	Completion	Vogel's Equation $aofp = 232,22 \text{ sm}^3/\text{d}$							
Locating dP at Valve Location Transfer	50	psi	GOR	352 sm3/sm3							
Factor (% of Pinj - Pprod) Place	0,00	%	Watercut	58 %							
Orifice at Bottom Valve Location			API	39,475							
Discharge Coefficient	0.865		Flow Corr	Mukherjee & Brill							
Design Results											
St. Num	Valve MD (m)	Valve TVD (m)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@ 60 F) (bara)	Valve Choke (inches)					
1	922,4	922,4	R-2	3/16	102,9						
2	1459,0	1459,0	R-2	3/16	98,9						
3	1814,3	1814,3	R-2	3/16	94,7						
4	2036,0	2036,0	R-2	3/16	93,4						
5	2171,8	2171,8	R-2	3/16	92,0						
6	2374,2	2374,2	R-2	1/4	94,4						
7	2576,4	2576,4	RO-2	5/16	Orifice						

ANNEXE

File Name: HR202
Company:
Project: HR202

Company Contact:
Design Engineer:
Date:

St. Num	Valve Temp. (C)	Closing Pres at Surface (bara)	Open Press at Surface (bara)	Pdome (bara)	Pprod. (bara)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	61	108,0	109,9	116,4	52,8	
2	83	107,0	108,2	120,0	68,8	15,0
3	103	106,0	106,8	122,0	80,4	15,0
4	110	105,0	105,4	122,7	87,9	15,0
5	115	103,9	104,6	122,6	92,8	15,0
6	118	102,9	104,1	123,1	100,1	15,0
7	118				108,0	15,0

S. Num	Unloading Rate (sm ³ /d)	Calculated Gas rate (unloading) (sm ³ /d)	Max Valve Throughput (sm ³ /d)	Valve CD
1	- 0	Not Calc	29300	0.76
2	21	5590	27600	0.76
3	53	10100	24400	0.76
4	58	11700	20500	0.76
5	84	22400	23500	0.76
6	114	33000	41800	0.76
7	119	40000	58400	0.75

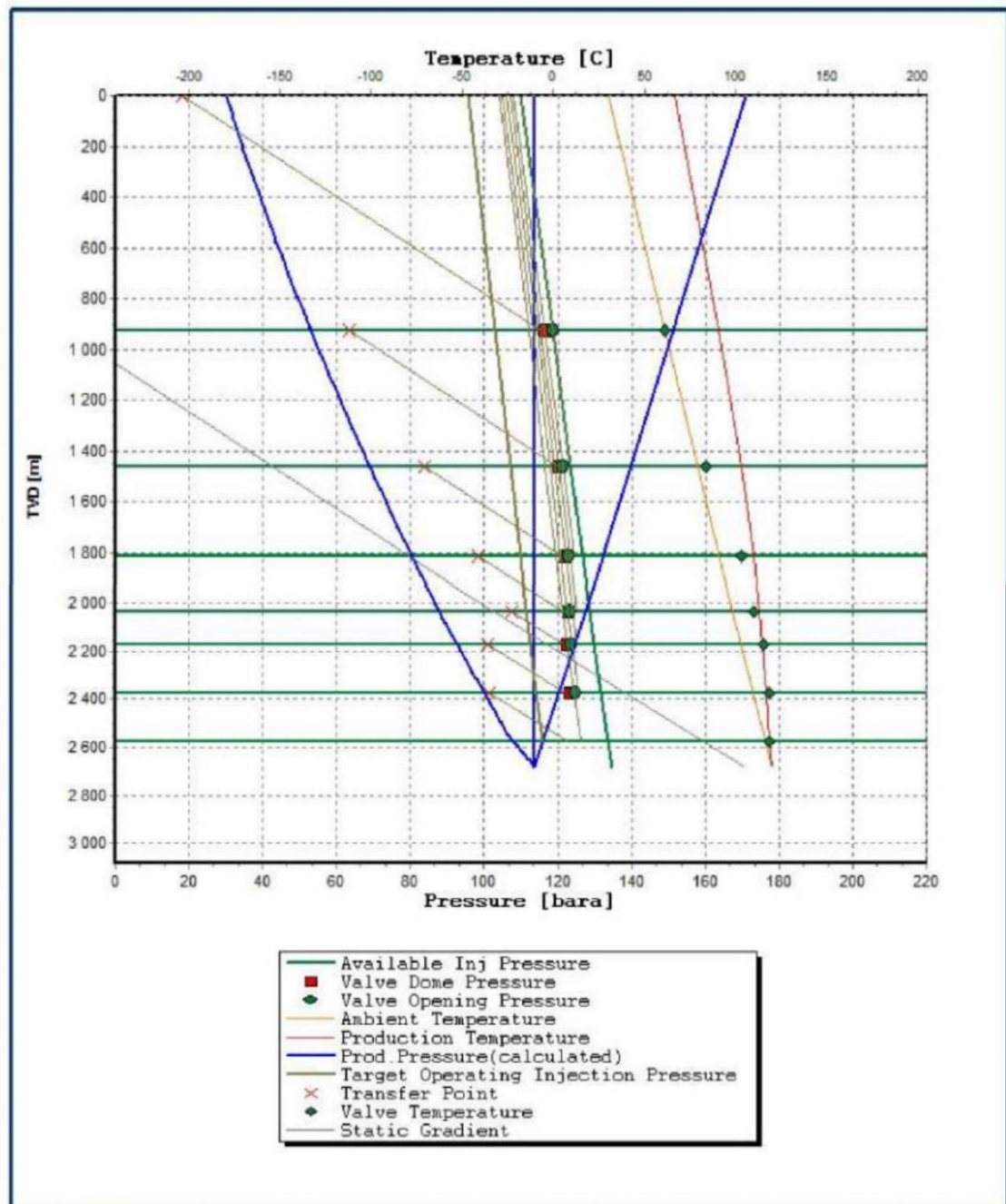
Target Unloading Injection Pressure (Surface)	102,8	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	95,5	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	119	sm ³ /d

Remarks

Tubing_1_Tub#1 to 2647 m MD, ID = 2,99 inches
Tubing_1_Tub#2 to 2687 m MD, ID = 6,18 inches

File Name: HR202
Company:
Project: HR202

Company Contact:
Design Engineer:
Date:



Target Unloading Injection Pressure (Surface)	102,8	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	95,5	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm3/d
Estimate Target Production Rate	119	sm3/d

ANNEXE

Rapport de désigne de qaz-lift Pour HR189 :

Gas Lift Design Report	
File Name:	HR189
Company:	
Project:	HR189
Company Contact:	
Design Engineer:	
Date:	

Input Data

Design Control

Design Spacing	Current Spacing	Design Method	IPO-Surface Close
Manufacturer	Weatherford	Valve Temperature	Top Valve Unloading
Production Pressure Curve	Production Pressure Model		Other Valves Unloading
Max. Allowable Depth (TVD)	2625,0 m		

Design Parameters

Kickoff Pressure	110,0	bara	Surface Injection Temp.	27	C
Operating Injection Pressure	110,0	bara	Injection Gas S. G.	0,64	
Unloading Wellhead Pressure	30,0	bara	Unloading Gradient	0,465	psi/ft
Operating Production Pressure	30,0	bara	Min. Valve Spacing	98,1	m
Static Reservoir Pressure	160,0	bara	Min. Valve Inj. DP	150	psi
Target Injection Gas Rate	40000	sm3/d			
Production Rate (Solution Point)	102	sm3/d			

Design Bias

Closing Pressure Drop Between Valves	15	psi
Locating dP at Valve Location Transfer	50	psi
Factor (% of Pinj - Pprod) Place	0,00	%
Orifice at Bottom Valve Location		
Discharge Coefficient	0,865	

Model Data

Completion	Vogel's Equation aofp = 219,8 sm3/d
GOR	250 sm3/sm3
Watercut	75 %
API	44,626
Flow Corr	Beggs & Brill Original

Design Results

St. Num	Valve MD (m)	Valve TVD (m)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@60 F) (bara)	Valve Choke (inches)
1	1534,2	1534,2	R-2	3/16	96,0	
2	1849,5	1849,5	R-2	3/16	95,1	
3	2164,5	2164,5	R-2	3/16	94,7	
4	2451,2	2451,2	R-2	3/16	94,5	
5	2624,2	2624,2	RO-2	1/4	Orifice	

St. Num	Valve Temp. (C)	Closing Pres at Surface (bara)	Open Press at Surface (bara)	Pdome (bara)	Pprod. (bara)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	101	108,9	110,1	122,9	71,1	
2	108	107,7	108,7	124,2	80,9	15,0
3	114	106,6	107,6	125,8	91,2	15,0
4	119	105,8	106,4	127,3	101,0	15,0
5	119				107,1	15,0

ANNEXE

File Name: HR189
Company:
Project: HR189

Company Contact:
Design Engineer:
Date:

S . Num	Unloading Rate <i>(sm³/d)</i>	Calculated Gas rate (unloading) <i>(sm³/d)</i>	Max Valve Throughput <i>(sm³/d)</i>	Valve CD
1	- 0	Not Calc	27600	0.76
2	- 0	Not Calc	27400	0.76
3	69	17300	26700	0.76
4	79	20400	22600	0.76
5	102	40000	42200	0.75

Target Unloading Injection Pressure (Surface)	105,8	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	103,9	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	102	sm ³ /d

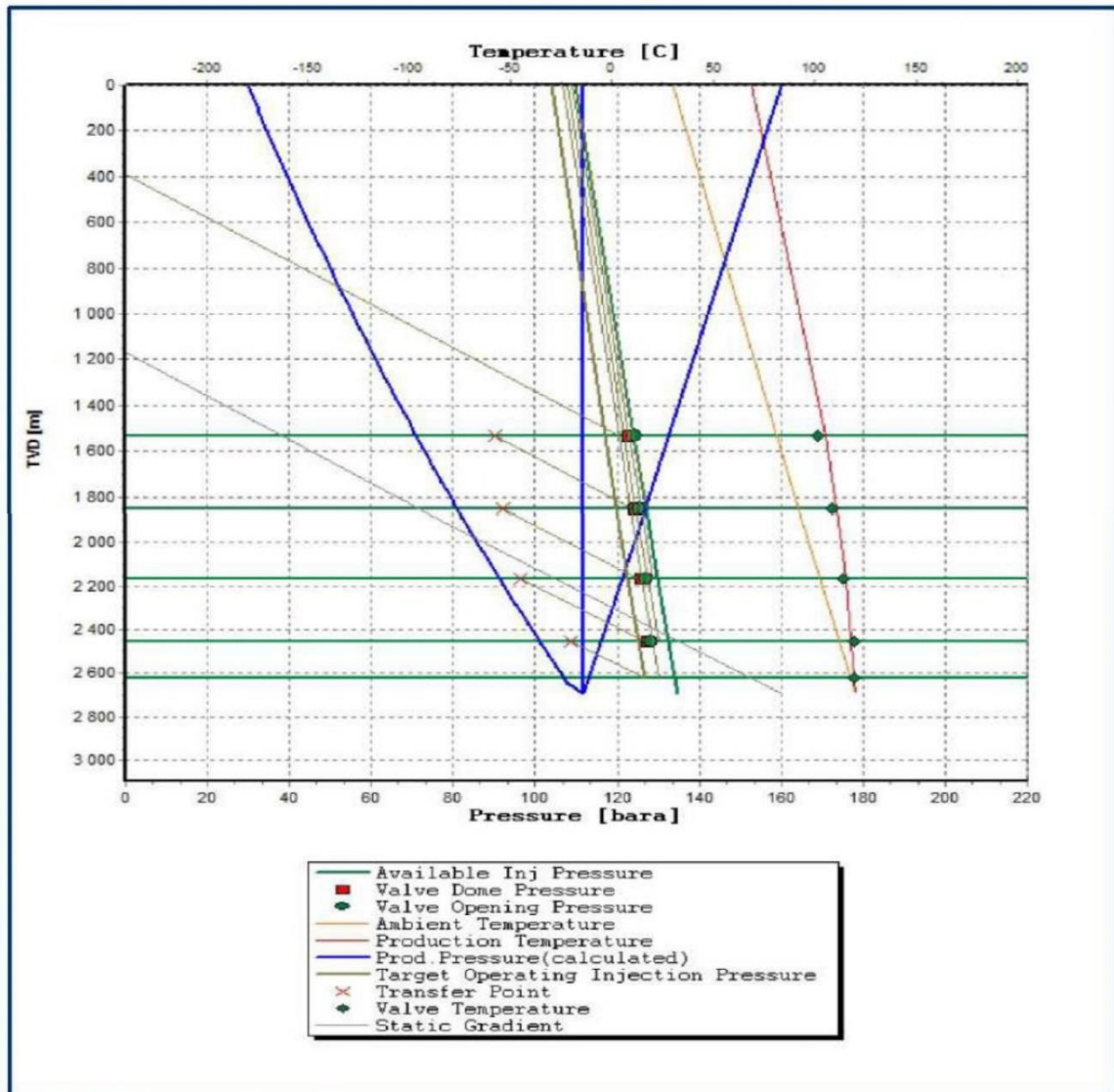
Remarks

Tubing_1_Tub#1 to 2650 m MD, ID = 2,44 inches
Tubing_1_Tub#2 to 2693 m MD, ID = 6,18 inches

ANNEXE

File Name: HR189
Company:
Project: HR189

Company Contact:
Design Engineer:
Date:



Target Unloading Injection Pressure (Surface)	105,8	bara
Target Operating Injection Pressure (Surface)	103,9	bara
Target Injection Gas Rate	40000	sm ³ /d
Estimate Target Production Rate	102	sm ³ /d

Stratigraphic column of Hassi R'mel.

Syst	EP moy	ETAGES	STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE
TER 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	CONTINENTAL INTERCALAIRE		ALBIEN
				APTIEN
				BARREMIEN
				NEOCOMIEN
	600	MALM		Carbonates grès et argile
	220	DOGGER		ARGILEUX
				LAGUNAIRE
JURASSIQUE	510	LIAS		MARNEUX
				CARBONATE
				ANHYDRITIQUE
				SALIFERE I
				SALIFERE II & III
				ARGILEUX SUPERIEUR
				ARGILEUX INFERIEUR
				ARGILO- GRESEUX
	30	SERIE INFERIEURE Disc. Hercynienne		Andésite, argile et passées de grès argileux.
C.O TRIAS	52	R1		Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen., gris-blanchâtre à lits d'argile
	110	Ra		Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques.
	48	R2		
	80	R3		
		SOCLE		Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferromagnésites.

