

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET
POPULAIRE**

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE DE KASDI MERBAH OUARGLA

**FACULTE DES HYDROCARBURES ET ENERGIES RENOVABLES ET
SCIENCES DE L'UNIVERS**

**Mémoire du Projet de Fin d'Étude pour l'Obtention du Diplôme de
MASTER**

Département : de production des hydrocarbures

Spécialité : production professionnelle

Présenté par:

- ✓ **ABBAS Souhib**
- ✓ **DEBBABI Oussama**

Thème:

**Optimisation de la production de puits
par l'injection de gaz lift (étude de cas
HBK)**

Soutenue le: 05 juin 2024

Devant le jury composé de :

Mme Koraichi Asma	Président(MAA)	Université d'Ouargla
Mr. Sid Rouhou Hadj Mohamed	Examineur (MAA)	Université d'Ouargla
Mr. Mehasouel Ammar	Rapporteur(MCA)	Université d'Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

REMERCIEMENTS

Nous tenons d'abord à remercier le bon dieu de nous avoir aidés à réaliser ce mémoire de fin d'étude.

Nous tenons à exprimer nos profonde gratitude au Dr. MEHASSOUEL Ammar, d'avoir dirigé ce travail, pour son soutien moral, pour sa confiance, pour ces conseils qu'il nous a généreusement donné, ses orientations afin d'organiser et de parfaire ce travail.

Aussi nous remercions tous les gens de la base de Haoud-Berkaoui et spécialement Mr. BOUKHAMLLA MOUSSA Pour leur aide et conseils.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département production d'hydrocarbures qui ont contribués de près ou de loin à notre formation durant toute la carrière universitaire.

Nous remercions tous les membres du jury



Dédicace

Je dédie avec grand plaisir ce modeste travail :

À l'être le plus chère de ma vie, ma Mère.

À celui qui m'a fait de moi un fort homme, mon Père.

À mes chers Frères et Sœurs.

À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le
nom ABBAS et BOUAMEUR

À toutes mes amies de promotion 2eme année mastre production
professionnelle et particulièrement AMIN et KASEM.

À Toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

Je dédie ce travail à tous ceux qui ont participé à ma réussite. A
mon ami et mon frère OUSSAMA, Je te souhaite une vie plein de
joie, j'espère que notre relation continue pour toujours.

Soukib



Dédicace

Je le grand plaisir dédie ce modeste travail :

A l'être la plus chère à mon cœur, ma mère, que dieu ait pitié
D'elle.

A mon très cher père, pour son soutien, surtout pour son sacrifice
Afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

À mes chers Frères et Sœurs.

À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le
Nom DEBBABI et BOUZIANE.

A mes ami et frères BELKBIR, ILYESS, ABBAS et
ABDELKARIM.

À toutes mes amies de promotion 2eme année Master production
Professionnelle

Je dédie ce travail à tous ceux qui ont participé à ma réussite. A
Mon ami et mon frère SOUHIB, tu es Mon meilleur collègue
D'étude. Je te souhaite une vie plein de joie, j'espère que notre
relation continue pour toujours.

Oussama

SOMMAIRE:

Liste de figures

Liste des tableaux

Symboles et abréviations

Résumé

Introduction générale:.....1

Chapitre I: Généralité sur le gaz lift

I.1 Introduction :.....2

I.2 définition et Principe de gaz- lift :2

I.3 Types de gaz-lift :.....3

I.3.1 Selon le mode d'injection : 3

I.3.2 En fonction du type de complétion : 4

I.3.2.1 Complétion gaz lift direct :4

I.3.2.2 Complétions pour gaz-lift inverse :5

I.3.2.3 Gaz-lift doubles (dual gas-lift):6

I.3.2.4 gaz-lift parallèle :6

I.3.3 En fonction de circuit d'injection : 7

I.4 Applications du gaz-lift :8

I.4.1 Démarrage des puits :..... 8

I.4.2 Nettoyage de puits injecteur :..... 8

I.4.3 Les puits à huile :..... 9

I.4.4 Les puits à eaux : 9

I.4.5 Augmentation du débit :..... 9

I.4.6 Mise en production des puits non éruptifs : 9

I.5 Les principaux paramètres de gaz-lift :9

I.5.1 Pression du gaz injecté : 9

I.5.2 Pression en tête de puits :10

I.5.3 Profondeur d'injection :10

I.5.4 IP important et effet de Skin (high PI and Skin effect) :10

I.5.5 Pourcentage d'eau :10

I.6 Les problèmes liés au gaz lift :10

I.6.1 Formation des hydrates :.....10

I.6.2 Érosion des équipements :11

I.6.3 L'émulsion:	11
I.6.3.1 Mauvaise performance du puits:	11
I.6.3.2 Problème de séparation eau/huile et gaz:	12
I.7 Caractéristiques, avantages et inconvénients du gaz-lift	12
I.7.1 Caractéristiques du gaz-lift :	12
I.7.2 Avantages du gaz-lift :	12
I.7.3 Inconvénients du gaz-lift :	12
I.8 Conclusion :	14
 Chapitre II: Equipements et gaz lift à HAUD-BERKAOUI	
II.1 Introduction:	15
II.2 Présentation de la région:	15
II.2.1 Aspect géologique:	15
II.2.2 Situation géographique:	16
II.2.3 Historique de la région:	16
II.2.4 Les champs de la région:	17
II.2.5 La périphérie:	19
II.3 Les sections productrices dans le champ HBK:	19
II.4 Les caractéristiques de gisement :	20
II.5 L'objectif de l'utilisation de gaz lift dans le champ de HAUD-BERKAOUI:	20
II.5.1 La source de gaz lift dans le champ HBK:	21
II.6 La construction de gaz lift dans HBK :	21
III.6.1 Les difficultés au champ de HBK :	21
II.7 L'équipement de gaz lift:	22
II.7.1 Les équipements de surface:	22
II.7.1.1 L'équipement de compression de gaz injecte :	22
II.7.1.2 Les réseaux de collecte de HP :	23
II.7.1.3 Equipement de mesure et de contrôle:	23
II.7.1.4 Les réseaux de collecte de LP:	23
II.7.1.5 L'équipement de déshydratation:	23
II.7.2 Les équipements de fond:	24
II.7.2.1 Les mandarines:	24
II.7.2.2 Les vannes de gaz lift :	26
II.7.2.3 Vannes de décharge opérées par le casing (vanne type P) :	27
II.7.2.4 Vannes de décharge opérées par le Tubing (vanne type F):	27
II.7.3 Les composants des vannes :	27

II.7.4 Les équipements spécifiques:.....	28
--	----

Chapitre III: Optimisation du gaz-lift avec PIPESIME

III .1 : introduction :	29
III.2 Définition l'Analyse nodale :	29
III.2.1 Les nœuds et ses utilities :	29
III.2.3 Application de l'analyse nodale :	30
III.3 Définition Le logiciel PipeSim :	31
III.4 la modélisation de puits :	32
III.5 Etude du puits BKEQH1:	33
III.5.1 Collecte des données :	33
III.5.2 Etude de faisabilité de gaz lift :	34
III.5.3 Le choix de corrélation de l'écoulement vertical :	34
III.5.4 Analyse nodale :	36
III.6 Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité :	37
III.6.1 Sensibilité sur le GOR :	37
III.6.2 Sensibilité sur le diamètre de la duse :	38
III.6.3 Sensibilité sur la pression de gisement :	39
III.6.4 Sensibilité sur la pression de tête :	40
III.7 Optimisation par gaz lift :	40
III.7.1 Les paramètres considèrent dans l'injection de gaz lift :	41
III.7.3 La profondeur de l'injection de gaz lift :	41
III.7.4 Le débit optimum du gaz lift :	42
III.8 Les résultants de l'optimisation par le gaz lift :	43
III.9 Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift:	43
III.9.1 Influence de water cut:	44
III.10 Etude de cout économique :	45
III.11 Coût de projet :	45
Conclusion :	47
Conclusion générale :	48
Références bibliographies:	

LISTE DE FIGURES :

Figure (I.1): Principe du Gaz-lift	03
Figure (I.2) : Gaz-lift intermittent et continue	04
Figure (I.3) : Complétion directe.....	05
Figure (I.4): Gaz-lift avec tubing concentrique.....	06
Figure (I.5) : Gaz-lift doubles.....	06
Figure (I.6) : Types de complétion parallèle.....	07
Figure (I.7) : Circuit fermé	07
Figure (I.8) : Circuit ouvert.....	08
Figure (II.1): Situation géologique de bassine Haoud-Berkaoui.....	15
Figure (II.2): Situation géographique du champ HAOUD BERKAOUI.....	16
Figure (II.3): limites des périmètres d'exploitation de champ HBK.....	19
Figure (II.4): mandrins à poche latérale	24
Figure (II.5): mandrins conventionnel.....	25
Figure (II.6): mandrins avec vanne concentrique.....	26
Figure (II.7): Les composantes des vannes.....	27
Figure (III.1): l'emplacement des nœuds	30
Figure (III.2) : le point de fonctionnement.....	31
Figure (III. 3) : workspace dans le pipesime.....	32
Figure (III.4) : la modélisation de puits.....	33
Figure (III.5) : Les différentes corrélations de l'écoulement vertical puits BKEQH1.....	35
Figure (III.6) : profil de pression puits BKEQH1.....	36
Figure (III.7) : IPR & VLP puit BKEQH1.....	36

Figure (III.8) : Sensibilité sur le GOR pour le puits BKEQH1.....	37
Figure (III.9) : Sensibilité sur le diamètre de la duse pour le puits BKEQH1.....	38
Figure (III.10) : Sensibilité sur la PG pour le puits BKEQH1.....	39
Figure (III.11) : Sensibilité sur la Pt pour le puits BKEQH1.....	40
Figure (III.12) : Les paramètres d'injection de gaz lift.....	41
Figure (III.13) : profondeur de l'injection de gaz lift.....	41
Figure (III.14) : débit optimal de gaz lift.....	42
Figure (III.15) : débit d'huile après l'injection de gaz lift du gaz lift.....	43
Figure (III.16) : Influence de water cut sur le débit d'huile	44

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau (II.1): les paramètres petro physique de la région de HBK	18
Tableau (II.2): les caractéristiques de chaque section productrice	20
Tableau (II.3): composition de gaz injecté.....	21
Tableau (III.1) : les différents paramètres PVT de puits BKEQH1.....	34
Tableau (III.2) : les principales corrélations les plus utilisées	35
Tableau (III.3) : Cout total de projet	45

Symboles Et Abréviations:

- **H** : Hauteur.
- **GOR**: Gas-oil ratio.
- **GLR**: Gas-liquid ratio.
- **IP**: Indice de productivité.
- **BSW**: Basic sediment and water.
- **Pompe PCI**: Pompe centrifuge immergées.
- **Pr** : pression du réservoir.
- **Pwf** : Pression d'écoulement au fond de puits.
- **dg** : Densité du gaz.
- **Pb** : Pression de bulle.
- **CFPA**: compagnie française du pétrole algérien
- **HBK** : Haoud-Berkaoui
- **RMS** : root mean square deviation
- **AOFP** : absolute open flow potential
- **IPR** : Inflow Performance Relationship
- **VLP** : vertical left performance
- **PVT** : pression volume température

Equation :

- **Equation (III.1)** : représente la pression en amont du nœud est appelée la section INFLOW.....30
- **Equation (III.2)** : représente la pression en aval du nœud est appelée la section OUTFLOW30
- **Equation (III.3)** : représente l'équation de PAYOUT..... .45

ملخص:

عندما يتم استغلال الحقل البترولي تبدأ الخزانات بالانتاج بضغطها الطبيعي (إنتاج النفط نحو السطح)، وبعد فترة من الزمن تصبح هذه الخزانات غير قادرة على الانتاج بالطاقة الخاصة بها فقط ، فنقوم باسترجاع هذه الطاقة عن طريق استخدام الرفع الغازي، والذي يعمل على انقاص كثافة البترول الموجود داخل الانبوب الإنتاجي وهذا ما يزيد في كمية النفط المنتجة ، في هذه الدراسة قمنا بتحسين نظام رفع الغاز للبئر، وجدنا أن تحسين كمية الغاز المحقون هو الأهم من بين العوامل الأخرى، على البئر

الكلمات المفتاحية :

الخزان, الحقل البترولي , الطاقة الخاصة , الرفع الغازي, انبوب الإنتاج.

Résumé:

Quand le gisement est exploité, son réservoir commence à se produire a son pression naturel (production d'huile ver la surface), après une période de temps ces réservoirs deviennent non cabales a produire a leurs propre énergie, donc on fait une récupération de cette énergie par l'utilisation de gaz lift, qui faire alléger le colon de production, ceci augmente la production d'huile, .Dans cette étude, on a optimisé un system du gaz-lift pour le puits , on a trouvé que l'optimisation de la quantité du gaz injectée est la plus importante parmi les autres paramètres, sur le puit.

Les mots clé:

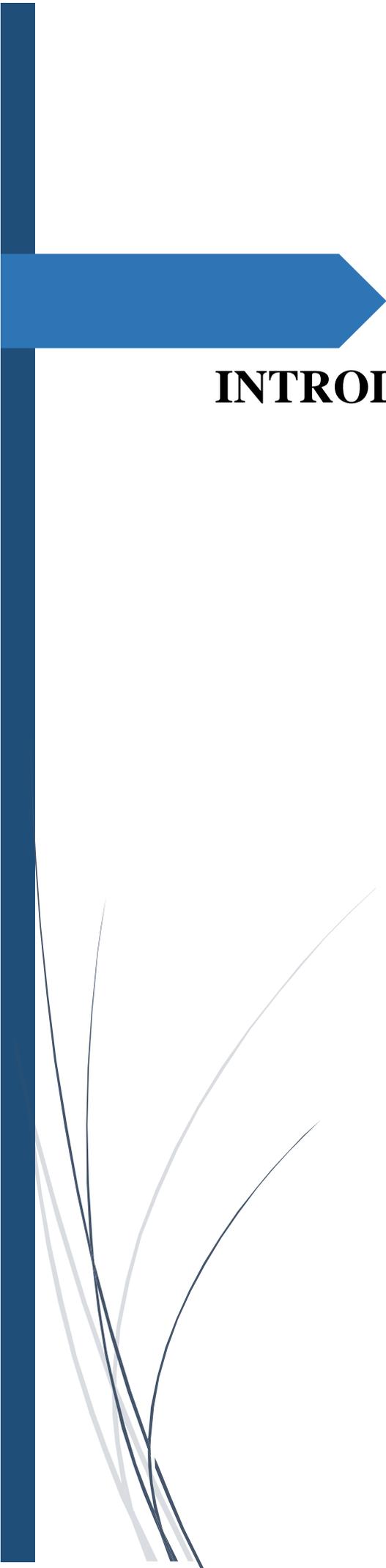
Réservoir, Propre énergie, récupération, gaz lift, colon de production.

Summary:

When the deposit is exploited its reservoirs begin to produce at its natural pressure (production of oil towards the surface), after a period of time these reservoirs become unable to produce with their own energy, so we recover this energy by the use of gas lift, which lightens the production colon this increases the oil production, In this study, we optimized a gas-lift system for the well, we found that the optimization of the quantity of the injected gas is the most important among the other parameters, on the well

Key words:

Reservoir, Own energy, recovery, gas lift, production colon.



INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale:

Au début de l'exploitation de gisement les réservoirs sont éruptifs et au cours du temps, la pression des réservoirs diminue et les réservoirs deviennent non éruptifs.

Donc Les réservoirs éruptifs sont des réservoirs qui ont une pression élevée et ils produisent l'effluent par leur propre énergie sans interférence extérieure (intervention humaine) et Une fois la pression de gaz baisse, l'huile va être lourde et la différence de pression entre le réservoir et la colonne de production (le puits) réduit donc le réservoir devient non éruptif et la quantité d'effluent produite démunie, (Le gaz dissout dans l'huile (gaz dissous) est la source de pression de remonte d'huile).

Pour trouver une solution à ce problème et récupérer le maximum de brute, on utilise des diverses méthodes pour améliorer la production, parmi ces méthodes la méthode d'activation de puits par le gaz lift qui consiste à alléger la colonne de production par la réduction de viscosité d'huile.

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

Pour atteindre cet objectif, nous avons devisé notre travail comme suit :

- ❖ **Le premier chapitre :** on fait une généralité sur le gaz lift et son application et les principaux paramètres liés à ce gaz.
- ❖ **Le deuxième chapitre :** on présente le champ de Haoud-Berkaoui et les équipements de gaz lift et les problèmes liés au gaz lift dans cette région.
- ❖ **Le troisième chapitre :** on fait la modélisation et l'optimisation de puits par le gaz lift en utilisant le logiciel PiPsim.

Pour conclure, cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations.

I. CHAPITRE I: GENERALITE SUR LE GAZ LIFT**I.1 Introduction :**

Dans un puits éruptif, l'énergie de réservoir est suffisante pour acheminer le fluide produit à la surface et avec le temps, l'énergie de réservoir diminue et devient insuffisante pour faire remonter le fluide à la surface. Ici, nous devons faire l'activation pour en extraire la plus grande quantité possible de fluide présenté dans le réservoir. C'est pourquoi nous effectuons donc le processus de gaz-lift.

I.2 définition et Principe de gaz- lift :

C'est une méthode d'activation des puits non éruptifs, cette méthode dépend de la diminution de la pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits.

Cette technique agit alléger la colonne hydrostatique de liquide :

Soit sur la densité " d ", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (Gaz-lift continu).

Soit sur la hauteur " H ", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injecte.

- Le principe est d'injecter par la surface du gaz préalablement comprimé avec un débit et une pression biens déterminer qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile à travers des vannes [01] .

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.

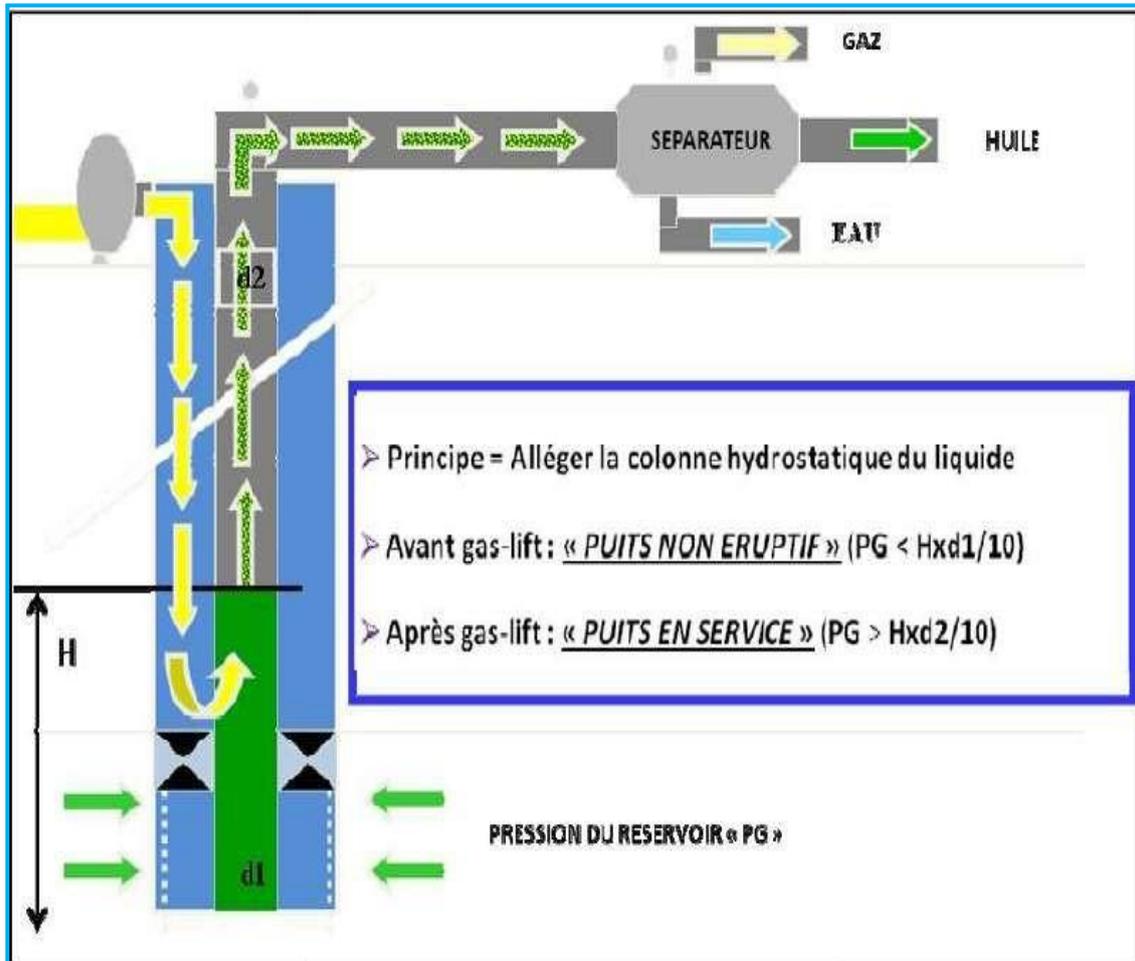


Figure (I.1): Principe du Gaz-lift [03]

I.3 Types de gaz-lift :

Il existe plusieurs paramètres pour classer le gaz-lift. On peut citer:

I.3.1 Selon le mode d'injection :

Il existe deux modes d'injection :

❖ Gaz-lift continu :

Est une injection continue de gaz naturel à une pression et débit bien déterminés à la base de la colonne de production pour réduire la densité du fluide à l'intérieur et permettre au mélange de remonter à la surface, rendant ainsi la puits éruptif à nouveau.

❖ **Gaz- lift intermittent :**

L'injection intermittent est l'injection à haut débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production afin de faire monter le volume de liquide qu'elle contient. Au fur et à mesure que la pression sur la formation diminue, celle-ci commence à s'écouler et le liquide accumulé au-dessus du point d'injection sera expulsé de la même manière, et ainsi de suite.

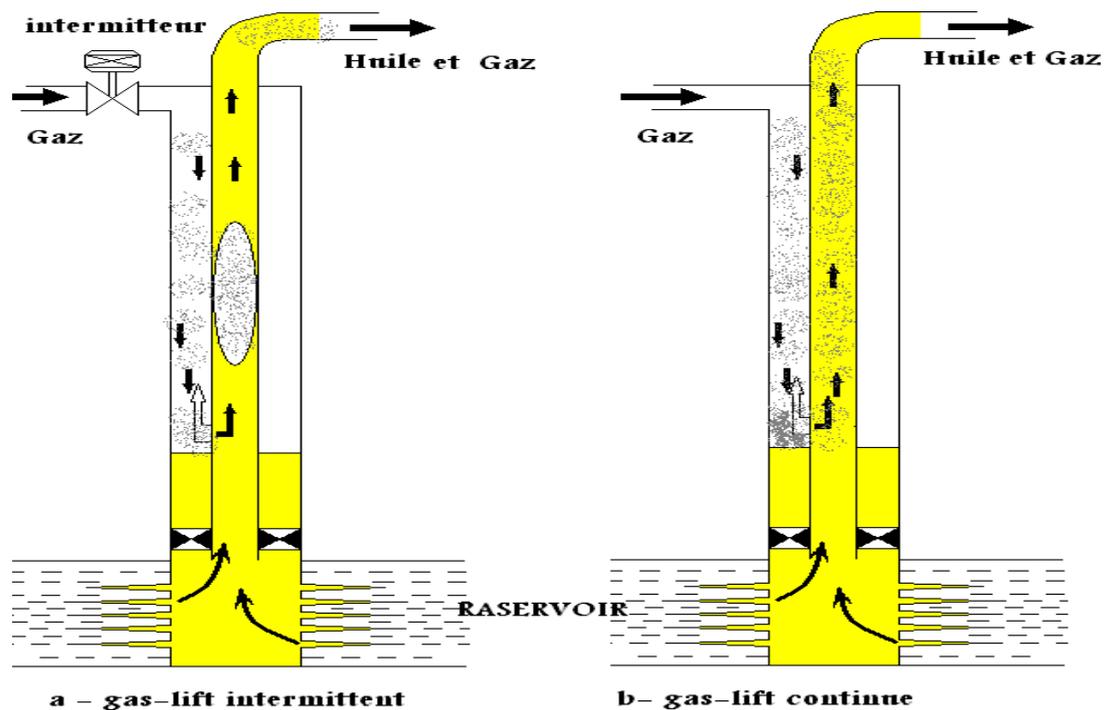


Figure (I.2) : Gaz-lift intermittent et continue [01]

I.3.2 En fonction du type de complétion :

I.3.2.1 Complétion gaz lift direct :

L'injection se fait à travers l'espace annulaire, la production se fait par le tubing.

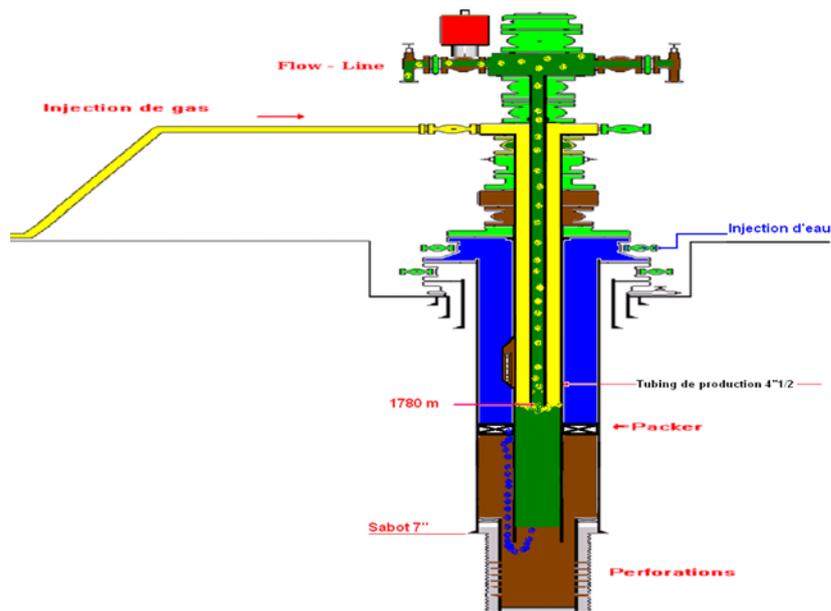


Figure (I.3) : Complétion directe

I.3.2.2 Complétions pour gaz-lift inverse :

a- Tubing concentrique (Concentric tubing string):

Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire. Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendu au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits [02].

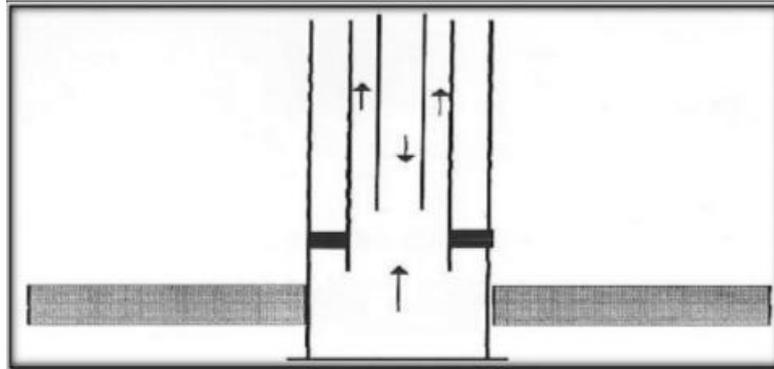


Figure (I.4): Gaz lift avec tubing concentrique [01]

b- Gaz-lift avec production dans le casing :

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

I.3.2.3 Gaz-lift doubles (dual gas-lift):

Les complétions doubles n'est pas seulement une pour descendre, une pour monter, mais offre également la possibilité de produire à partir de deux réservoirs distincts dans le même puits pour une production mixte.

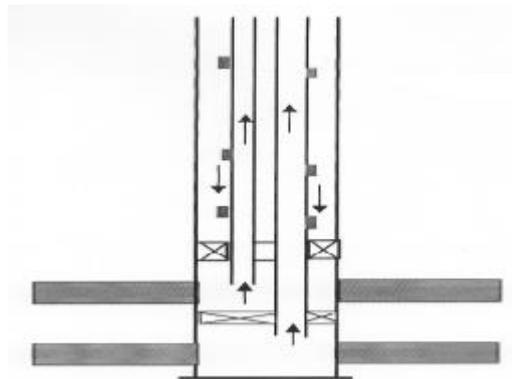


Figure (I.5) : Gaz-lift doubles [03]

I.3.2.4 gaz-lift parallèle :

Le gaz est injecté dans un tubing tandis que le deuxième tubing produit à partir du réservoir.

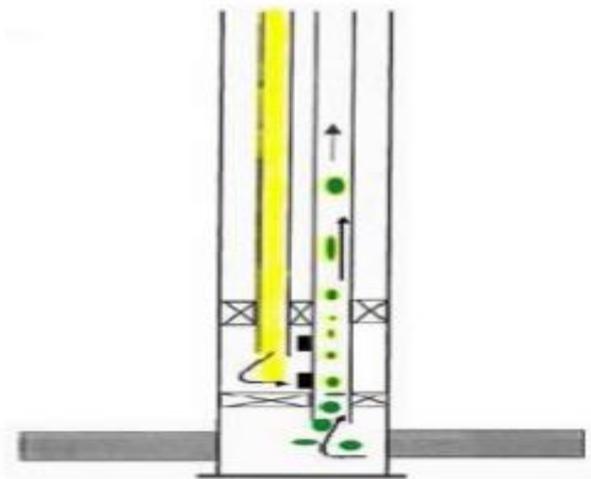


Figure (I.6) : Types de complétion parallèle. [03]

I.3.3 En fonction de circuit d'injection :

Le gaz injecté provient soit du GOR du réservoir considéré, soit de puits de gaz voisins. Il peut également provenir de puits de gaz disponibles à proximité, et on peut distinguer :

❖ Gaz lift en circuit fermé :

Après avoir traité le fluide produit du puits, il faut traiter le gaz sortant du séparateur, ré-comprimer et réinjecter dans les puits

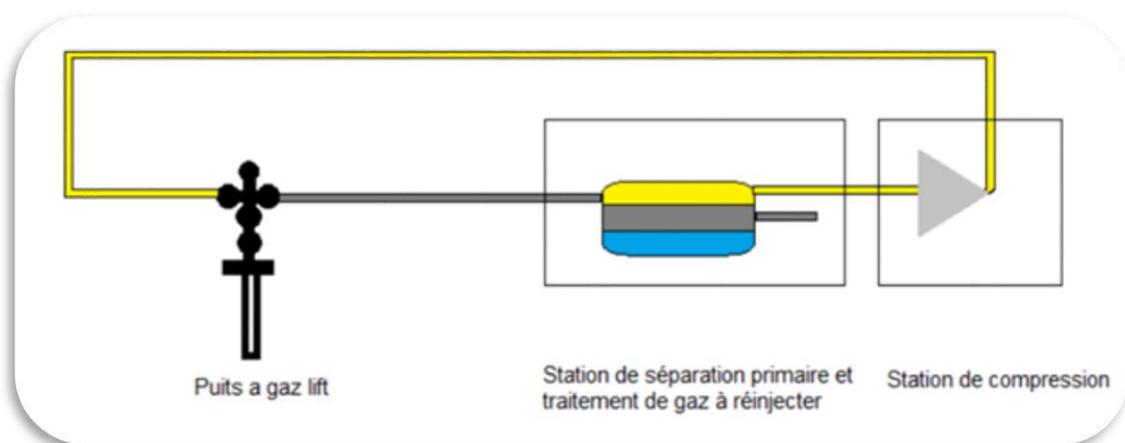


Figure (I.7) : Circuit fermé [03]

❖ **Gaz-lift en circuit ouvert :**

Le gaz injecté provient d'un autre réservoir de gaz

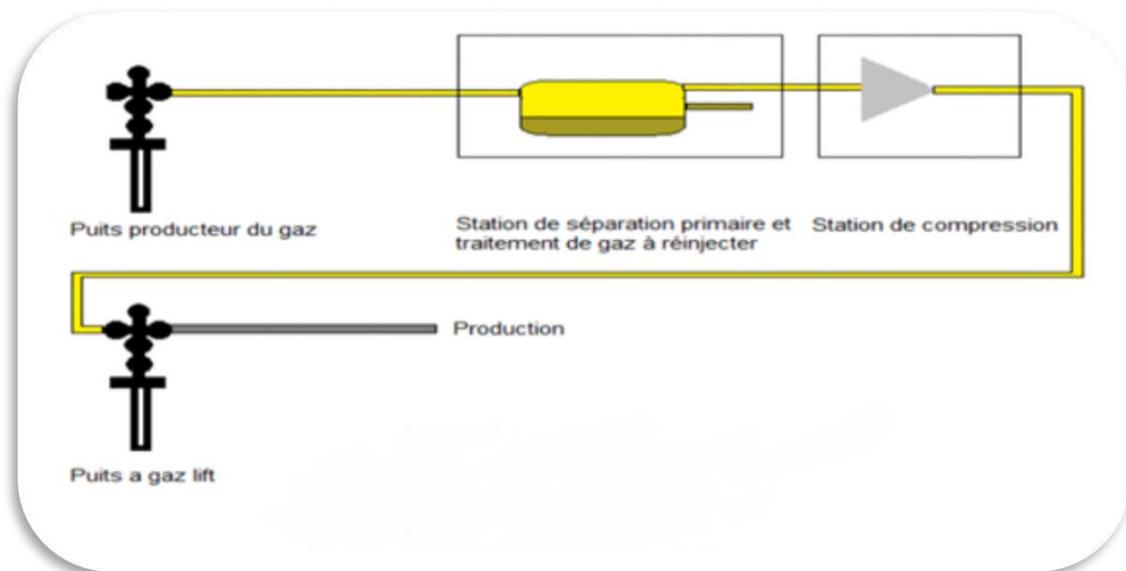


Figure (I.8) : Circuit ouvert [03]

I.4 Applications du gaz-lift :

Le gaz lift est utilisé pour activer le puits, mais il existe d'autres utilisations du Gaz-lift, on peut mentionner :

I.4.1 Démarrage des puits :

Le gaz-lift n'est généralement utilisé que pour démarrer un puits mort et que son éruptivité retrouvée le Gaz-Lift sera arrêté.

I.4.2 Nettoyage de puits injecteur :

Périodiquement, des puits injecteurs doivent être mis en production pour éliminer les particules qui obstruent les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift. Il est couplé à un nettoyage à l'acide si nécessaire.

I.4.3 Les puits à huile :

L'application principale du gaz-lift se situe dans ces puits, et son objectif est d'augmenter la production des champs déplétés. Il est généralement utilisé dans les puits éruptifs ainsi que dans les puits neufs.

I.4.4 Les puits à eaux :

Il est utilisé pour produire des volumes importants d'eau et sert également à produire de l'eau de mer. Il n'y a aucune différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau.

I.4.5 Augmentation du débit :

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieur relativement à la moyenne, le gaz-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle. [01]

I.4.6 Mise en production des puits non éruptifs :

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le gaz lift consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing. [03]

I.5 Les principaux paramètres de gaz-lift :

Il ya plusieurs facteurs doivent être pris en considération, notamment :

I.5.1 Pression du gaz injecté :

La pression du gaz à injecter affecte le nombre de vanes de décharge. Ainsi, une injection avec une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanes de décharge (point unique), ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Lorsque la pression disponible est faible, il est utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (kick-off).

I.5.2 Pression en tête de puits :

Plus la pression en tête est basse, moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins

I.5.3 Profondeur d'injection :

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. Ce point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits, surtout pour les puits à **IP** forts.

I.5.4 IP important et effet de Skin (high PI and Skin effect) :

La production d'un puits dépend directement du draw-down appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gaz-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. On appelle « effet de skin » l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par l'un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la reperforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

I.5.5 Pourcentage d'eau :

Il faut déterminer le pourcentage d'eau avant l'injection de gaz lift.

I.6 Les problèmes liés au gaz lift :

L'exploitation des puits à l'aide du gaz lift présente plusieurs défis qui entravent le succès de l'opération. Les principaux problèmes comprennent :

I.6.1 Formation des hydrates :

Lorsque le gaz passe à travers la buse ou la vanne, la réduction de la pression entraîne une baisse de température, conduisant à la cristallisation de l'eau (hydrates de gaz). Ce

phénomène, causé par des gouttelettes d'eau dans le gaz, obstrue le passage du gaz à la duse, entraînant l'arrêt du puits, particulièrement par temps froid. La formation d'hydrates entraîne des pertes de production, nécessitant des mesures préventives telles que le traitement mécanique, le traitement thermique, l'incorporation de substances telles que le méthanol et le glycol, et l'installation de duses de fond pour les puits concentriques.

I.6.2 Érosion des équipements :

L'érosion se produit lorsque des molécules de gaz à haute vitesse frappent les parois du milieu d'écoulement, provoquant des forces de frottement et des chocs. Cela entraîne des changements métallurgiques dans l'équipement et une augmentation du diamètre de la buse, affectant négativement les débits de pétrole et causant des pertes de pression, la formation de mousse et des problèmes de séparation.

I.6.3 L'émulsion:

La formation d'émulsion, influencée par les ratios de gaz lift injecté/huile, est plus probable avec un BSW élevé, un brut paraffiné, une production de sable, des inhibiteurs de corrosion et une production de condensats. Cela entraîne une mauvaise performance du puits et des problèmes de séparation

I.6.3.1 Mauvaise performance du puits:

Les émulsions entraînent une augmentation significative des pertes de pression le long du tubing. En cas d'instabilité du puits, cette perturbation s'ajoute à la perte de production due à ladite instabilité. De plus, en ce qui concerne le gaz lift, l'augmentation de la contre-pression dans le tubing rend plus difficile, voire impossible, le transfert de l'injection de gaz lift vers la vanne de service. L'injection reste en surface, ce qui réduit davantage l'efficacité et la production du puits. Une émulsion forte, si elle n'est pas anticipée, peut empêcher une pompe PCI de débiter. Dans de tels cas, il est nécessaire de planifier une injection de dés émulsifiant à l'aspiration de la pompe.

I.6.3.2 Problème de séparation eau/huile et gaz:

Les émulsions rendent difficile la séparation entre l'eau et l'huile, en particulier pour les bruts paraffinés. Cela peut entraîner une plus forte teneur en hydrocarbures dans l'eau rejetée. Une émulsion sévère peut également provoquer de la formation de mousse et des difficultés dans la séparation gaz-liquide. Cela peut entraîner des risques de déclenchement du séparateur, ou induire un carry-over de l'huile avec le gaz ce qui peut affecter la qualité du gaz. [03]

I.7 Caractéristiques, avantages et inconvénients du gaz-lift**I.7.1 Caractéristiques du gaz-lift :**

- Le gaz-lift est une méthode efficace pour activer un puits et peut être utilisé dans divers types de puits, y compris ceux avec des débits très faibles ou très élevés, ceux qui produisent en offshore ou on shore, et surtout ceux avec un rapport gaz-liquide élevé.
- La conception d'une installation de gaz-lift n'est pas compliquée et il existe plusieurs logiciels qui facilitent la conception, comme PIPESIM et PROSPER.

I.7.2 Avantages du gaz-lift :

- Investissement faible pour l'équipement du puits
- Adaptation sur puits déviés
- Possibilité de présence de sable
- Matériel réduit sur le puits en surface
- Interventions légères sur les puits
- Possibilité de traitement
- Utilisation possible du gaz produit sur place

I.7.3 Inconvénients du gaz-lift :

- Nécessité d'une source de gaz
- Volume de gaz pouvant être excessif pour les puits à fort pourcentage d'eau

- Problèmes de redémarrage (régimes transitoires)
- Importance des installations de surface (compresseurs GL)
- Sensibilité du procédé à la pression en tête de puits
- Délai de mise en place
- Limites d'activation par déplétion importante
- Gaz de formations corrosives
- Problèmes d'hydrates
- Adaptation du casing au gaz-lift
- Installation haute pression
- Rendement faible (10 à 30%)

I.8 Conclusion :

Le gaz-lift est en effet l'un des moyens d'activation les plus couramment utilisés par rapport les autres méthodes d'activation. Dans cette méthode, du gaz est injecté dans la colonne de production à une profondeur spécifique. Ce gaz réduit la densité du fluide présent dans la colonne de production, ce qui entraîne une réduction de la pression hydrostatique et favorise ainsi la remontée du pétrole ou du gaz vers la surface. Cela permet d'augmenter ou de maintenir la production des puits de pétrole ou de gaz.

II.1 Introduction:

Le champ de Haoud-Berkaoui est un champ très grand contiens plusieurs puits et la plupart de ces puits est non éruptif, donc la pression de réservoir est démunie et au cour de temps la production aussi démunie.

On utilise dans ce champ des méthodes de récupération appelé récupération assistant par le gaz lift pour allège la colonne de production donc on augmenté la production.

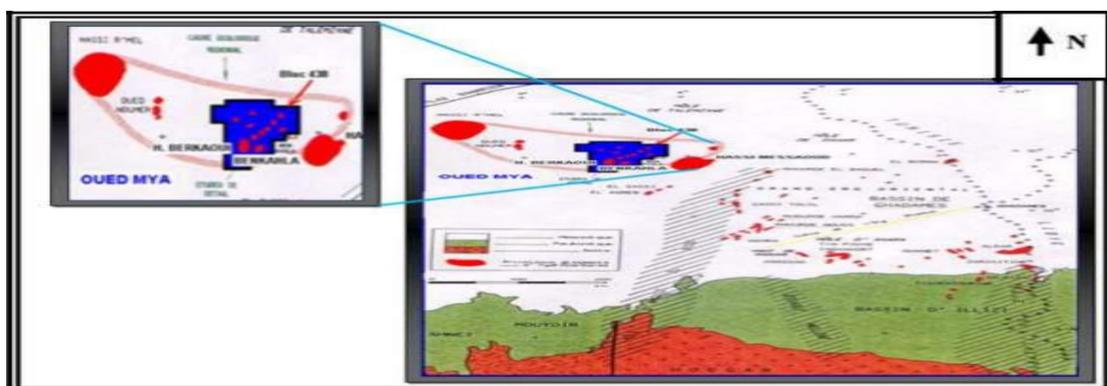
II.2 Présentation de la région:

II.2.1 Aspect géologique:

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale.

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-Est/Sud-Ouest acquise au cours du paléozoïque. il est limitée, au Nord par la zone haute de Djamaâ –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; Au Sud-Est le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au Nord par le dorsale d'El Agreb-El Gassi.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée Nord Est/Sud-Ouest, cette dernière séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au Nord-Est. [6]



Figure(II.1): Situation géologique de bassin Haoud-Berkaoui. [6]

II.2.2 Situation géographique:

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km de Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt[6].

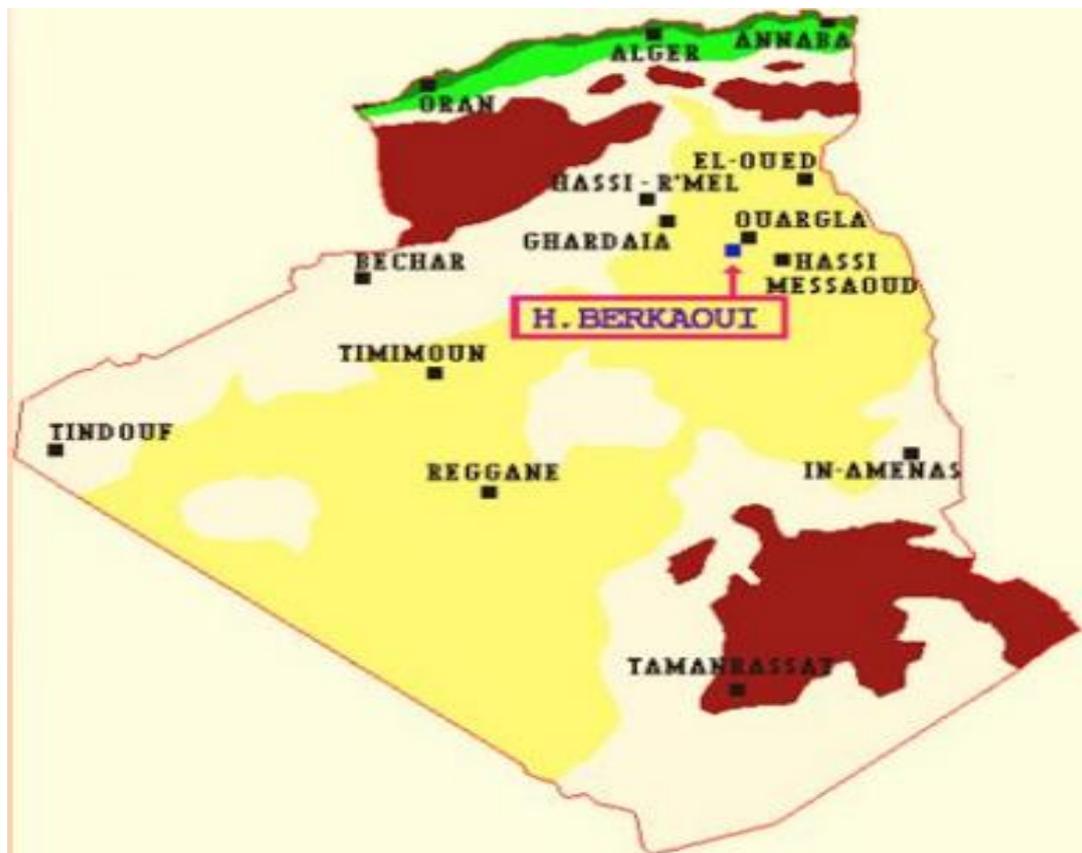


Figure (II.2): Situation géographique du champ HAUD BERKAOUI [7]

II.2.3 Historique de la région:

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées: Haoud Berkaoui et Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600km².

A ce jour, 100 puits sont en exploitation, repartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift et 27 puits éruptifs. Les autres puits qui sont au nombre de 26 sont des puits injecteurs d'eau pour le maintien de la pression. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m³, pour des réserves en place de 472 millions de m³. Toutes les quantités de l'huile et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région. [7]

II.2.4 Les champs de la région:

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300 km², dont les principaux sont:

❖ CHAMP HAOUD-BERKAOUI:

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mère. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situ au sommet de la structure. Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gas-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones).

❖ CHAMP DE BENKAHLA:

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209m par rapport au niveau de la mère. Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24. Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift.

❖ CHAMP DE GUELLALA:

Ce gisement a été découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA1, sa mise en production a été effectuée en février 1973. Il s'étend sur une superficie de 35 Km², avec une profondeur moyenne de 3500

Actuellement, le centre de production se compose d'une unité de séparation d'huiles d'une capacité de 7000m³/j, d'une unité de stockage de 15000m³/j, et d'une unité de BOOSTING gaz de 762000m³/j.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2,4millions m³/j, sa capacité de récupération est estimée à 500t/j de GPL. et de 90 tonnes par jour de condensât. Elle comprend en outre une unité de compression de gaz à 75bars d'une capacité de 1660000m³/j, pour les besoins en gaz lift des puits de la région, les volumes restant étant expédiés vers HASSI R'MEL par le gazoduc, GRI, depuis sa mise en service 1992; 134millions de m³ de gaz sec ont été ainsi expédiés vers HASSI R'MEL, auxquels s'ajoutent 429000 tonnes de GPL [9].

Tableau (II.1): les paramètres petro physique de la région de HBK [9]

CARACTERISTIQUES	HAUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

II.2.5 La périphérie:

Elle est composée de plus de 10 patates. Parmi ces petits champs on a : N’goussa / Drâa Tamra / Guellala Nord- Est / Mokh El Kabech / ...etc. [9]

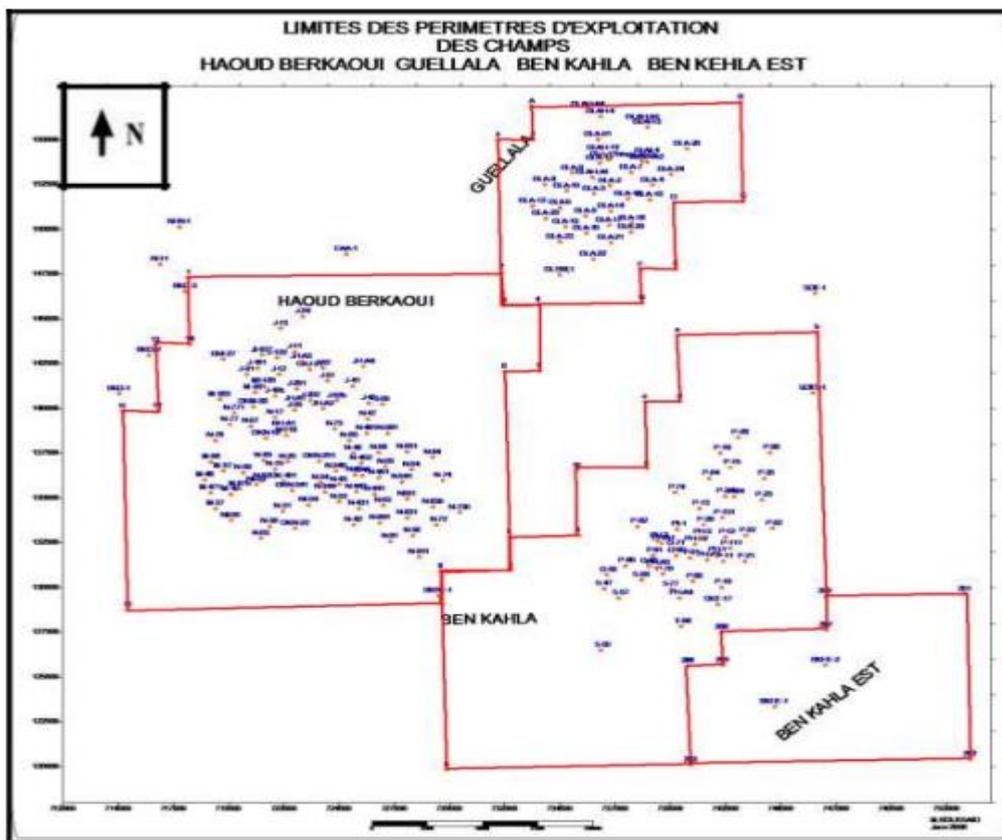


Figure (II.3):limites des périmètres d'exploitation de champ HBK [9]

- Les étapes de développement de la région sont montre dans l'annexe

II.3 Les sections productrices dans le champ HBK:

Il y deux coches productrices principales dans le champ de Haoud-Berkaou :

❖ **Trais Argilo-gréseuse 1 (T 1):**

La profondeur de cette couche est de 3406 à 3431 m, Cette formation représente séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo carbonaté [8].

❖ **La Série inferieure (SI):**

La profondeur de cette couche est de 3470 à 3519 m, elle est le réservoir principal de la région, La série inférieure de trias argilo-gréseux, Elle est constituée de grés grossiers, de gré fin à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques [8].

. Il y a une autre couche appelée **Trais Argilo-gréseuse 2 (T2)** se situe entre 3431 à 3460, non productrices.

II.4 Les caractéristiques de gisement :

- ❖ La profondeur moyenne : 3550 m.
- ❖ La pression de bulle : 188 kg/cm².
- ❖ Le contact huile-eau initiale : 3324 m.
- ❖ La température de réservoir : 100° C.
- ❖ La pression de gisement initiale : 518 Kg/cm² à la côte de référence (3100m)

Tableau (II.2): les caractéristiques de chaque section productrice [9]

Caractéristiques	Porosité moy(%)	Sw moy (%)	K moy (md)
SI	08.8	32.7	56.2
T1	08.3	25.5	20.4

II.5 L'objectif de l'utilisation de gaz lift dans le champ de HAOUD-BERKAOUI:

On utilise le gaz lift dans le champ de HBK puisque la plupart des puits dans cette zone est non éruptif donc on utilise le gaz lift a pour lifter et allège la colonne de production et pour active les puits encore éruptifs mais à faible pression, donc on augmente la production.

La particularité du champ de HBK est la disponibilité de gaz (une quantité de gaz important), le gaz produit sera traité et compressé et renvoyé dans les puits non éruptif.

II.5.1 La source de gaz lift dans le champ HBK:

Au cours de l'année 1993, un effort particulier a été fait par la région, ce qui a donné lieu à une année très productive. Cette année a été marquée par le développement et la mise en service de l'unité de traitement de gaz de Gullala destinée à convertir le gaz associé précédemment torché en GPL, condensats, gaz de vente et gaz lift.

La station de GULLALA a été créée pour le traitement de gaz associé et le gaz du gaz lift destinée pour la réinjection aux différents champs.

II.6 La construction de gaz lift dans HBK :

Le gaz injecté au sol est déjà traité au centre de GULLALA selon les fractions suivant :

Tableau (II.3): composition de gaz injecté [8]

Constituants	N2	CO2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	n-C5	C6	C7
Fr. Molaire	5.38	0.31	82.98	8.89	1.69	0.28	0.39	0.06	0.02	0.00

III.6.1 Les difficultés au champ de HBK :

Depuis la découverte du champ de HBK et le début de production, direction régionale cherche des solutions aux problèmes suivant:

La salinité de l'effluent :

Les problèmes des sels dans les installations et la salinité élevée de l'effluent sont à cause de la présence d'eau de réservoir sale et saturé 400 g/l, ce dernier nécessite un dessalage continu au niveau des installations pour assurer une bonne exploitation des puits.

Blocage de tubing :

Lorsque la vanne d'accès est fermée, l'eau de dessalement ne peut plus s'écouler dans le puits, qu'elle soit en production ou qu'elle bloque le tubing avec du sel. De ce fait, la vanne d'accès est tarée à une valeur qui correspond à la pression moyenne du réseau de gaz lorsque la station de compression est désactivée, assurant ainsi le dessalement

du puits quelle que soit la réduction de la pression du gaz. Cependant ce problème est minimisé car les puits qui continuent à produire sont moins salés, ce qui laisse un répit pour une intervention par les opérateurs.

Gonflement d'annulaire :

Quand la vanne d'accès est ferme (la pression de gaz est diminuée) et la pompe continue à pomper l'eau dans l'annulaire donc l'annulaire se gonfle et ceci augmente le risque d'éclatement, Pour résoudre ce problème on met une soupape de sécurité placée sur la ligne de refoulement de la pompe.

L'injection d'eau :

Pour assurer la pression élevée et la permanence d'injection d'eau dans le champ de HBK, on utilise une vanne d'injection a été incorporée fabriquée avec la SPM correspondante "KIG" spécialement pour HBK appelée vanne d'accès.

L'utilisation de macaroni:

Pour l'injection de gaz dans le champ de HBK, on utilise un concentrique (le macaroni), cet objet pose des problèmes pendant la descente et la complétion, à cause de sa fragilité et celle des accessoires qui le connectent aux différentes "SPM".

II.7 L'équipement de gaz lift:

Les équipements de gaz lift se divisent en deux sections:

- Les équipements de surface
- Les équipements de fond

II.7.1 Les équipements de surface:**II.7.1.1 L'équipement de compression de gaz injecté :**

Dans de nombreux cas, la pression du gaz provenant de la station de séparation est inférieure à la pression d'injection souhaitée. Pour atteindre un niveau de pression de 6615 psi, l'utilisation de compresseurs centrifuges (turbines) et/ou de compresseurs axiaux devient nécessaire. Par la suite, le gaz est dirigé à travers un réseau à haute pression, facilitant sa distribution vers les puits environnants[3].

II.7.1.2 Les réseaux de collecte de HP :

Le système de pipelines est conçu pour fonctionner à des pressions extrêmement élevées et distribuer du gaz à tous les puits connectés. Avec son réseau de canalisations avancé, ce système assure une distribution de gaz efficace et fiable pour répondre à tous les besoins.

II.7.1.3 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. [03]

II.7.1.4 Les réseaux de collecte de LP:

Le système de transport comprend des pipelines qui acheminent le fluide des têtes de puits vers un réseau de distribution à haute pression. Cette phase consiste à transporter le pétrole brut des têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Une fois séparé, le pétrole est transporté par les canalisations jusqu'au stockage, tandis que le gaz est... Après avoir visité la station de compression, l'étape suivante consistait à procéder au processus de déshydratation.

II.7.1.5 L'équipement de déshydratation:

Pendant la production de gaz naturel des quantités de vapeur d'eau est produite (à cause de le coning d'eau), cette production d'eau liée directement à la pression et température de gaz. Donc la formation des hydrates est à cause de la présence des quantités d'eau dans les conduites (pipeline) de production de gaz, ces hydrates pouvant résultant des grands problèmes dans ces conduites comme le bouchage des vannes et les orifices, donc la déshydratation du gaz est important pour éviter leur formation.

L'opération de la déshydratation consiste à injecter des agents pour absorber l'eau contenue dans les Canaux de gaz.

Ces agents sont généralement le di éthylène glycol (DEG) et le tri éthylène glycol (TEG) [03].

II.7.2 Les équipements de fond:

L'ensemble des équipements de fond est composé: des mandrines et des vannes de gaz lift et des autres accessoires, leur nombre (les vannes et les mandrines) liée directement de la pression de l'injection de gaz et la profondeur désirée.

II.7.2.1 Les mandrines:

Il y a trois modales de mandrines utilisées:

Les mandrines à poche latérale (SIDE Pocket mandrels):

Elles ont révolutionné le gaz lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble. Ce type de mandrines a été conçu pour la toute première fois par CAMCO en 1957. Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing.

Ces mandrines sont conçues avec un design qui leur permet de résister aux différentes forces de traction et de compression [10].

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

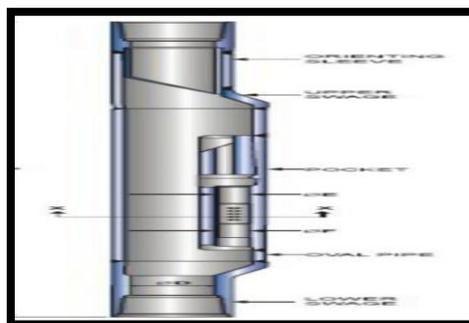


Figure (II.4): mandrines à poche latérale [10]

Les 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[10]

- ☒ Ce type de mandrins présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige une opération de Work-Over.

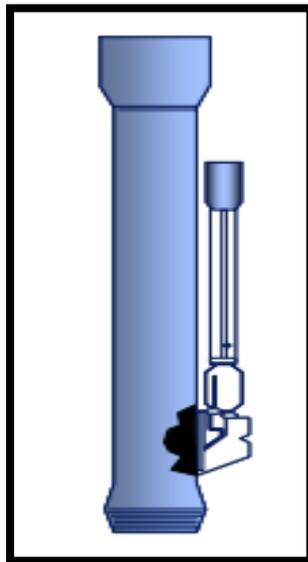


Figure (II.5): mandrins conventionnel [10]

Les mandrins avec vanne concentrique:

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

- Soit être intégré au mandrin
- Soit être mise en place par travail au câble [11].

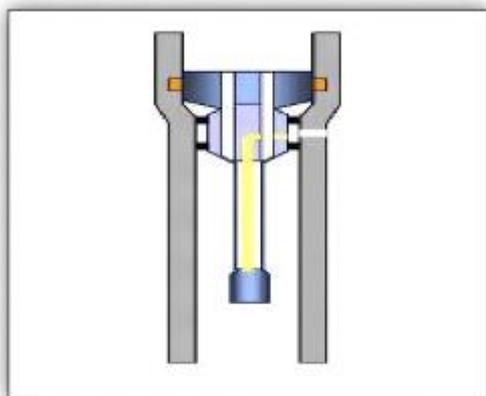


Figure (II.6): mandrins avec vanne concentrique [11]

II.7.2 .2 Les vannes de gaz lift :

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

Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins.

Trois types de vannes sont utilisés :

- **Vanne de décharge** : ouverte si la différentielle de pression entre l'espace annulaire & le tubing est suffisante, utile pour le démarrage ; un orifice limite le débit quand la vanne est ouverte.
- **Vanne de service** : elle assure l'injection en service normal au point d'injection final, elle est toujours ouverte, en général, il s'agit d'un simple orifice qui contrôle la stabilité du débit injecté.
- **Bouchons dits dummies** : bouchon pour barrière de sécurité et protection des portées du mandrin[11].

II.7.2.3 Vannes de décharge opérées par le casing (vanne type P) :

Les vannes de décharge opérées par le casing (vanne type P) s'ouvrent ou se ferment suivant la pression casing à la profondeur de la vanne (sensibilité à la température à la côte vanne)

II.7.2.4 Vannes de décharge opérées par le Tubing (vanne type F)

Les vannes de décharge opérées par le Tubing (vanne type F) s'ouvrent ou se ferment suivant la pression tubing à la profondeur de la vanne la pression tubing n'est pas facile à déterminer (écoulement multiphasique) Utilisé normalement en double complétion pour le string avec le plus bas IP (l'autre string sera équipé normalement avec des vannes type P)

II.7.3 Les composantes des vannes :

La vanne de gaz lift se compose de :

- **Queue** : C'est la partie qui permet la connexion entre la vanne et l'outil de wire line.
- **Le nez** : Permet l'injection du gaz vers le tubing à travers les orifices.
- **Le corps** : Il contient tous les éléments de la vanne et il est en acier inoxydable pour éviter la corrosion[11].

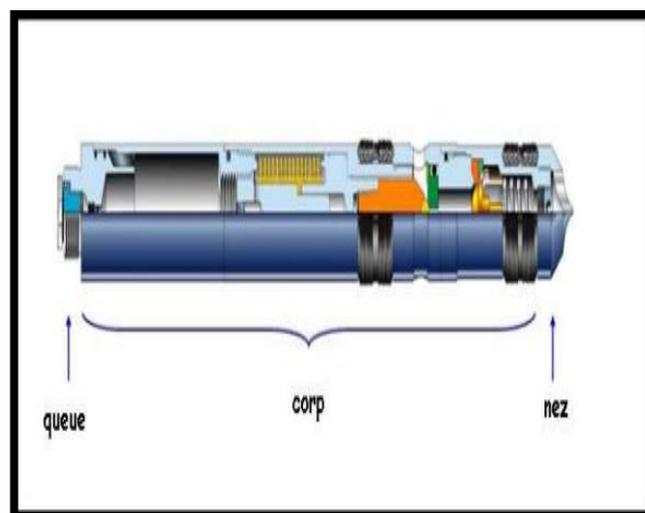


Figure (II.7): Les composantes des vannes [11]

II.7.4 Les équipements spécifiques:

On citer ces équipements :

- ❖ **Clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation.
- ❖ **Sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- ❖ **Tubing spool** : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire[11].

III .1 : introduction :

L'objectif dans ce chapitre est de faire une étude de sélection dans le but de déterminer le puit candidat pour le gaz lift ainsi de faire le design de gaz a injecte au fond du puits en se basant sur des simulations pour définir les caractéristiques de gaz lift et ses performances pour avoir un débit optimal.

III.2 Définition l'Analyse nodale :

Il s'agit d'une technique d'optimisation des performances des puits qui peut être utilisée pour analyser les problèmes de production et améliorer les performances du système de nombreux puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, elle est introduite par Gilbert on 1954.

III.2.1 Les nœuds et ses utilities :

Une fois la chute de production commence dans un equipements dans un système de production (les vannes, pompes, échangeur de chaleurEtc.), cette chute dans une section peut affecter la pression dans les autres sections (autres équipements), ce dernier a un négative impacte sur la productivité.

Pour traite ce problème, des nœuds placer dans différents position selon le besoin d'utilisation, ses nœuds utilise pour faire une isolation de l'effet de chaque composent dans l ensembles des equipements de production.

Ses nœuds sont définis par différentes équations ou corrélations.

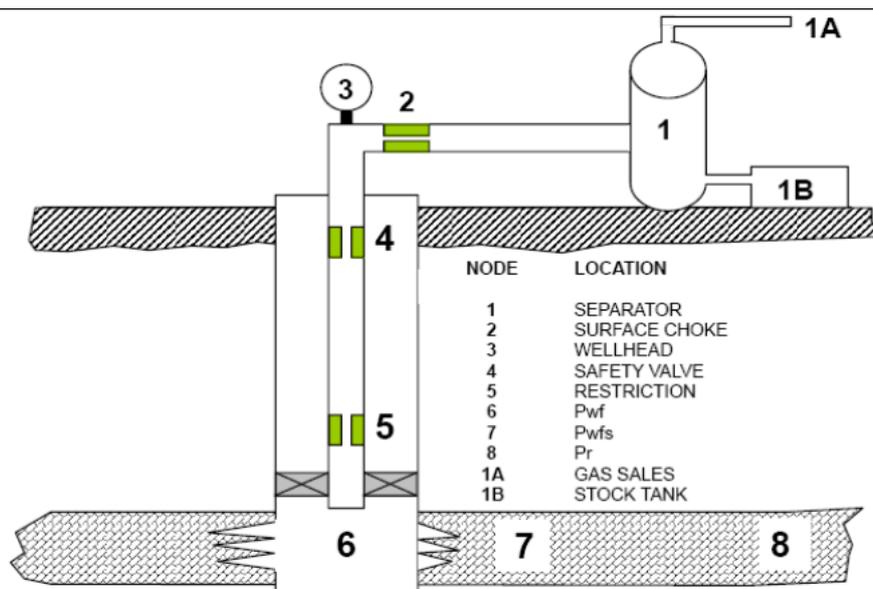


Figure (III.1): l'emplacement des nœuds [12]

III.2.3 Application de l'analyse nodale :

On utilise l'analyse nodale pour estimer les performances de système, pour impliquer cette méthode, on choisit un nœud dans notre puits (les différentes positions des nœuds sont monotones dans la Figure (III.1)) qui subdivise le système en deux parties. La partie en amont du nœud est appelée la section INFLOW, et la partie en aval est appelée la section OUTFLOW

- INFLOW: $P_{node} = P_r - \Delta p$ (III.1)
- OUTFLOW: $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$ ou $P_{node} = P_{tete} + \Delta p$ (III.2)

L'enregistrement graphique de la chute de pression en fonction de débit dans chaque composant présente deux courbes qui se croisent à un point, ce point est le point de fonctionnement du système

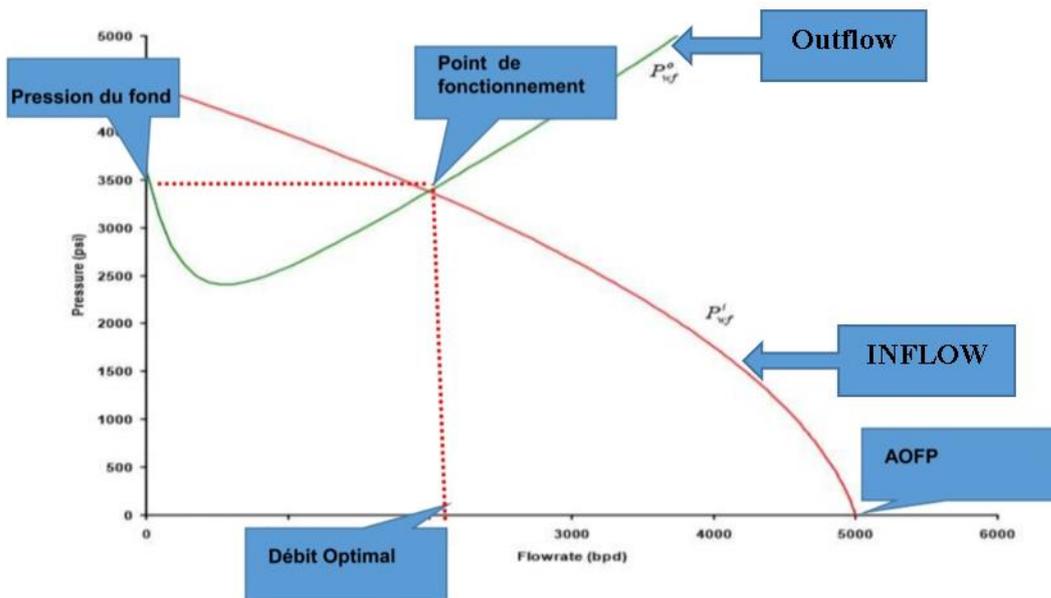


Figure (III.2) : le point de fonctionnement

Les applications sont :

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

III.3 Définition Le logiciel PipeSim :

Le pipesime est un logiciel de simulation d'écoulement multiphasique en régime permanent utilisé pour la conception et l'analyse des systèmes de production de pétrole et de gaz. Les outils tels que les logiciels PipeSim modélisent l'écoulement multiphasique du réservoir à la tête de puits. Il analyse également les performances des lignes d'écoulement et les installations de surface pour générer une analyse complète du système de production. Avec des techniques de modélisation avancées telle l'analyse nodale, l'analyse PVT, le gas lift et la modélisation de l'érosion et de la corrosion, le logiciel PipeSim, nous aide à optimiser les opérations de production et

d'injection.[11]

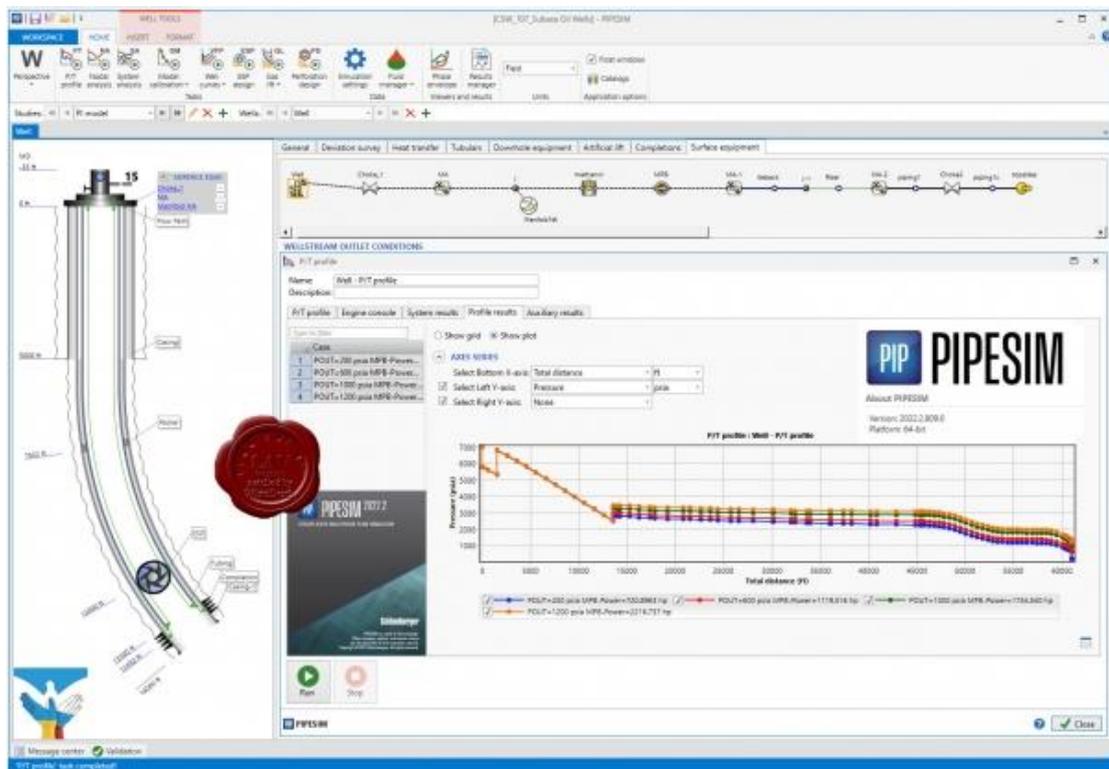


Figure (III. 3) : workspace dans le pipesim

III.4 la modélisation de puits :

La procédure de modélisation comporte les étapes suivantes:

- Collection des données (les données des essais de puits, Complétion, et les tests de Jaugeage)
- Le choix et le calage de la corrélation qui sera utilisée pour le calcul le débit d injection de gaz .
- La modélisation et calage des courbes du flux d'entrée inflow (IPR) et du flux de sortie outflow (VLP) pour obtenir le point de fonctionnement (Q, Pfd).
- Le calage et l'actualisation du modèle sur les données de dernier Jaugeage.

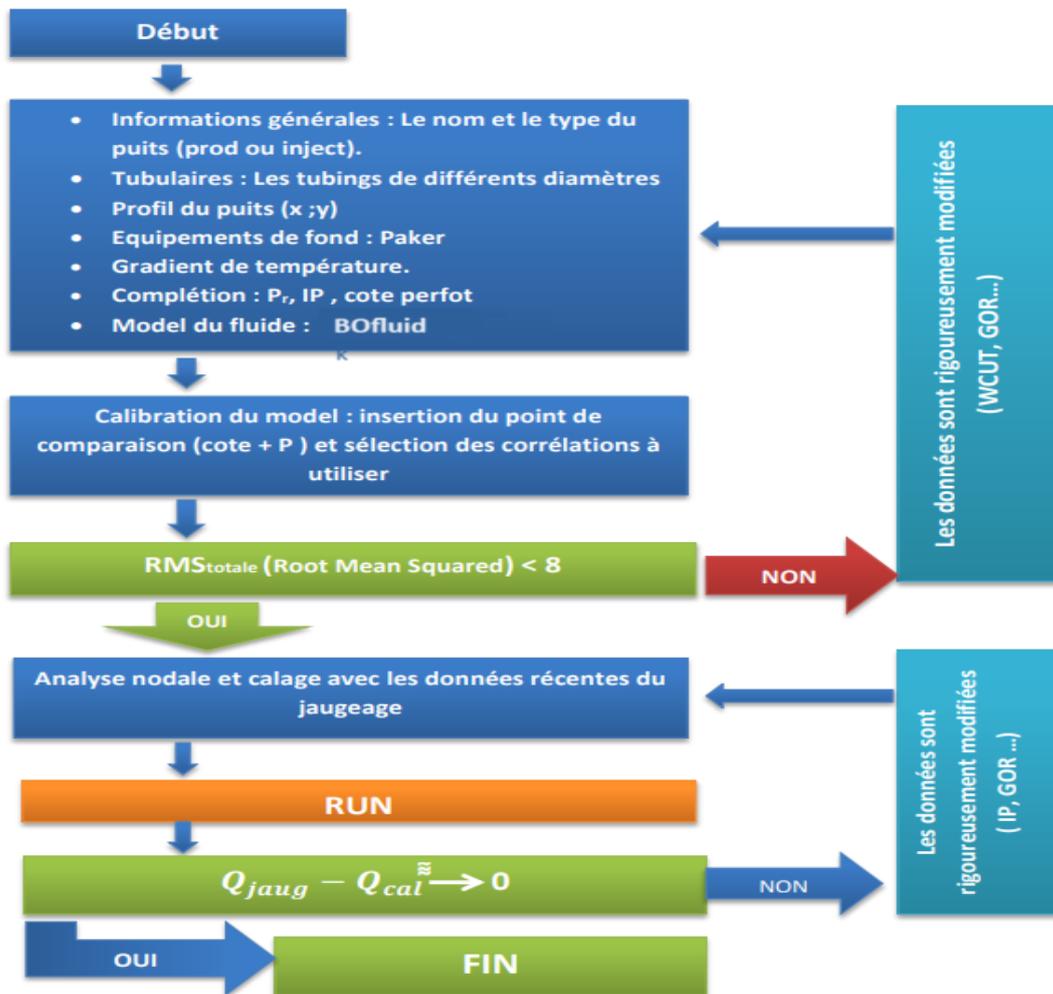


Figure (III.4) : la modélisation de puits

III.5 Etude du puits BKEQH1:

Nous allons prendre le puits BKEQH1 comme exemple méthodologique pour expliquer les étapes de la modélisation de puits via Pipesime :

III.5.1Collecte des données :

Le tableau suivant montre les différents paramètres de PVT de puits BKEQH1 :

Tableau (III.1) : les différents paramètres PVT de puits BKEQH1

Densité d'huile	Densité de gaz	Densité d'eau	Salinité d'eau	La pression de bulle
0.81	0.65	1	0	180 bar
PG	PFD	IP	Pression de tête	Début d'huile
186,3264 bar	150,09 bar	1,9 m3/d	21,5 bar	2.94 m3/h
Pourcentage molaire en H2S	Pourcentage molaire en CO2	Pourcentage molaire en N2		
0%	0%	0%		

III.5.2 Etude de faisabilité de gaz lift :

Après la collecte de données telles que les caractéristiques du puits, données de fluide et du puits on passe à l'analyse des performances de ce puits, la vérification des corrélations en utilisant des données de laboratoire pour améliorer la précision de la modélisation. Nous analyserons également le comportement du puits lorsque l'eau sera réduite et appliquerons le gaz lift lorsque la production du puits est naturellement faible.

III.5.3 Le choix de corrélation de l'écoulement vertical :

Pour construire un modèle fiable du puits, nous devons choisir la corrélation adéquate à l'écoulement vertical se produisant dans ce puits, pour ce faire on choisit la corrélation qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. Le choix de corrélation pour l'écoulement diphasique vertical est une étape très importante pour la suite des calculs. Ça détermine par la suite le taux d'exactitude des prédictions des pertes de charge dans les tubings.

Dans le tableau suivant nous citons les principales corrélations les plus utilisées dans les écoulements diphasiques à travers une conduite verticale et qui ont fait l'objet d'une performance sur le champ de Haoud-Berkaoui.

Tableau (III.2) : les principales corrélations les plus utilisées

Corrélation	Abréviation
Ansari	ANS
Beggs and Brill original	BBO
Beggs and Brill revised	BBR
Duns and Ros	DR
Hagedorn and Brown	HBR
Mukherjee and Brill	MB

- Les corrélations choisies ont généré les courbes ci-dessous, à partir desquelles on choisit la corrélation qui donne la valeur d'erreur RMS la plus basse.

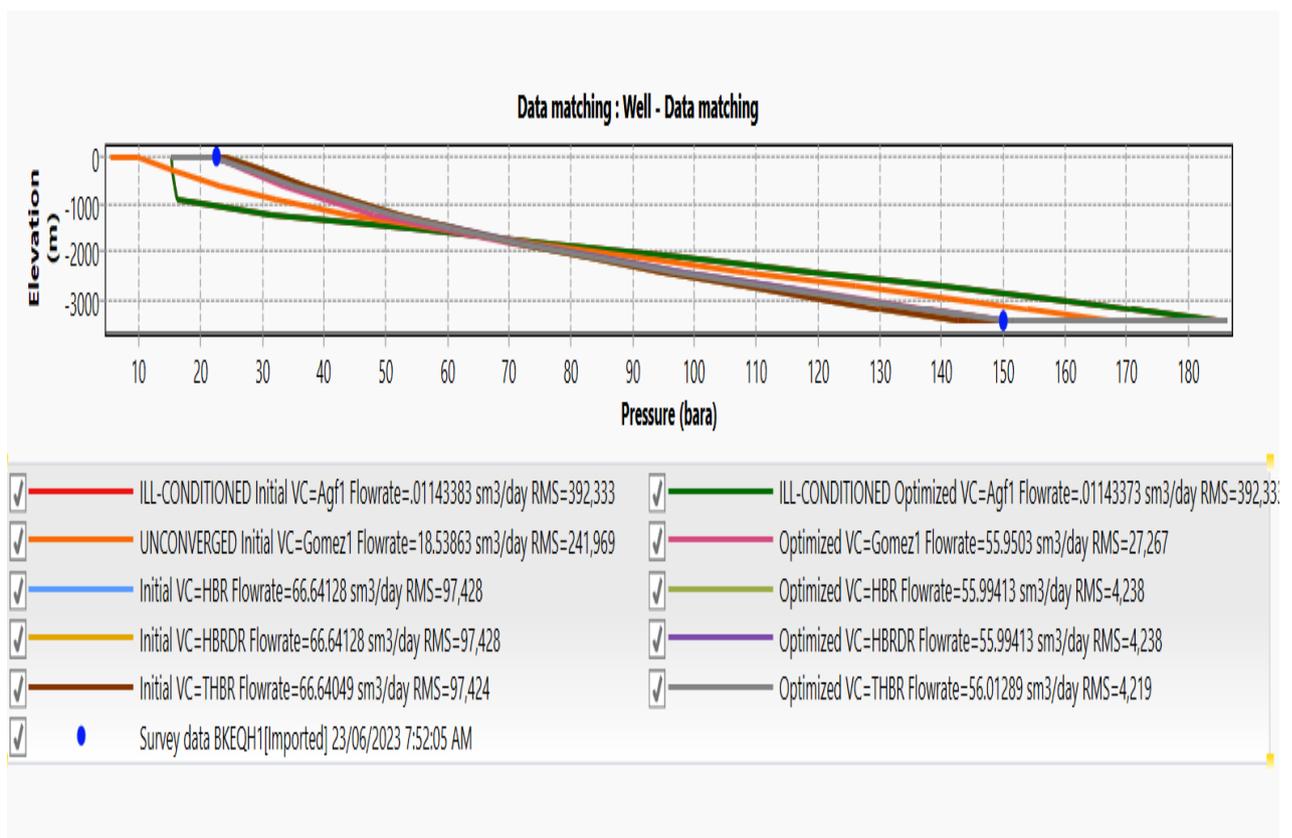


Figure (III.5) : Les différentes corrélations de l'écoulement vertical puits BKEQH1

Interprétation :

A partir des résultats obtenues on peut dire que :

Pour la construction de la courbe (VLP), le calcul des pertes de charge verticale (dans la colonne de production) sera basé sur la corrélation HAGEDORN and BROWN pour le puits BKEQH1 (RMS = 4,21)

Celle-ci génère le profil de pression suivant :

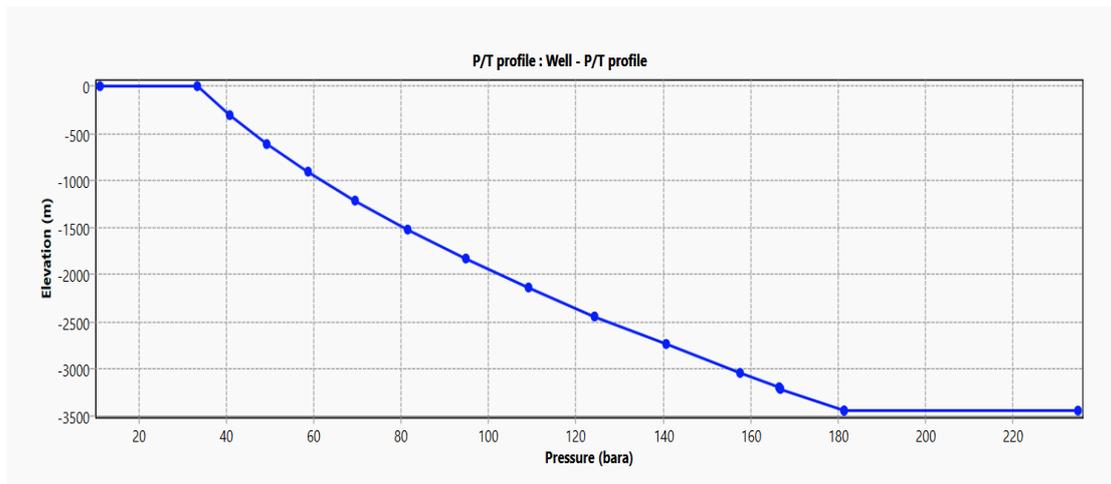


Figure (III.6) : profil de pression puits BKEQH1

III.5.4Analyse nodale :

Après l’actualisation du modèle précédent avec le dernier jaugeage 30 _01_ 2023, obtient les figures suivantes :

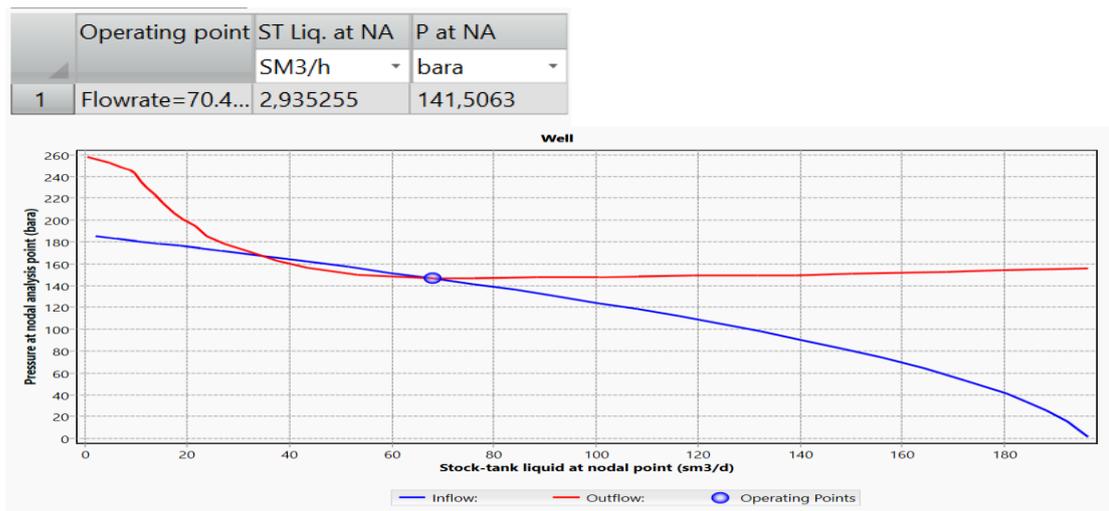


Figure (III.7) : IPR & VLP puit BKEQH1

La modélisation du puits montre que le puits BKEQH1 produit dans des conditions instables, mais il a un bon AOFP avec une faible pression de réservoir. Pour

augmenter la production de ce puits, il est hautement recommandé d'augmenter la pression du réservoir par injection (eau ou gaz) ou d'aider le puits par l'activation artificielle (gaz lift / ESP). La sensibilité de la pression du réservoir montre que le puits peut ne pas Produire pendant longtemps sans support de pression de réservoir ni élévation artificielle avec une PG de 141,5 bar.

III.6 Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité :

Après le calage du modèle actualisé, on a fait des différentes sensibilités sur le GOR, le diamètre du duse, PG et la Pt. Ces sensibilités donnent des courbes inflow avec des courbes outflow. Les intersections de ces courbes donnent les points de fonctionnement des puits et leur débit correspondant.

- La simulation de l'état de la production avec ces paramètres de sensibilité est représentée par les figures ci-dessous :

- **III.6.1 Sensibilité sur le GOR :**

	Operating p...	ST Liq. at NA SM3/h	P at NA bara
1	UNCONVER...		
2	UNCONVER...		
3	GOR=132 s...	2,666745	149,3839
4	GOR=137 s...	2,926674	145,3511
5	GOR=142 s...	3,149696	141,8124
6	GOR=147 s...	3,334874	138,8155
7	GOR=152 s...	3,516049	135,8288
8	GOR=157 s...	3,675484	133,1533
9	GOR=162 s...	3,845794	130,2438

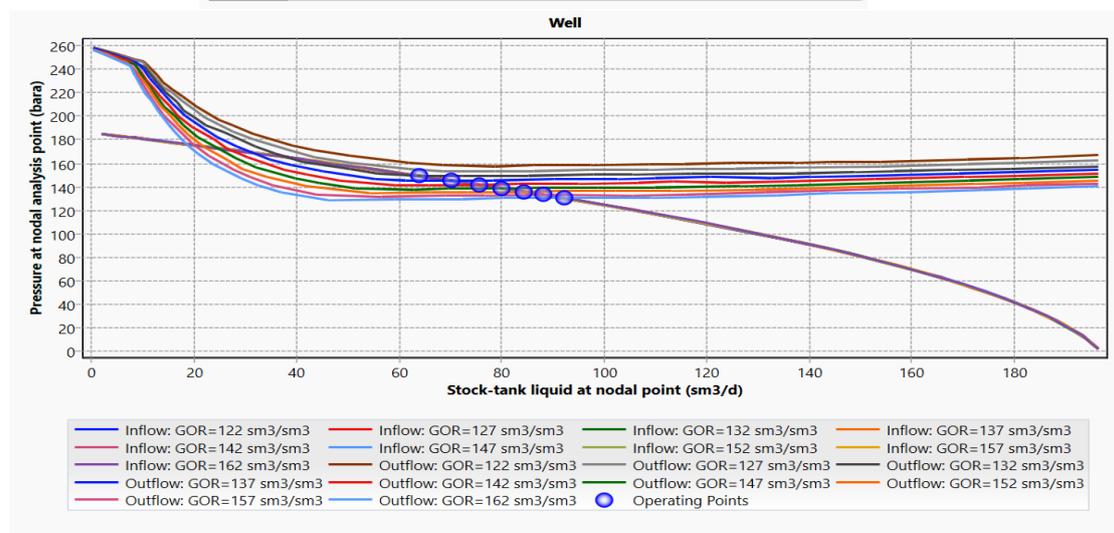


Figure (III.8) : Sensibilité sur le GOR pour le puits BKEQH1

• **Interprétation des résultats :**

Pour le puits BKEQH1 : on remarque pour une augmentation de GOR jusqu'à **162 sm³/sm³** on aura une augmentation de débit d'huile jusqu'à **3, 84 m³/h** mais au-delà de cette valeur le débit d'huile diminue.

• **III.6.2 Sensibilité sur le diamètre de la duse :**

	Operating point	ST Liq. at NA SM ³ /h	P at NA bara
1	DBEAN=13 m...	2,074327	158,2407
2	DBEAN=14 m...	2,320599	154,6124
3	DBEAN=15 m...	2,449237	152,6875
4	DBEAN=16 m...	2,581359	150,6882
5	DBEAN=17 m...	2,635936	149,8556
6	DBEAN=18 m...	2,67749	149,219
7	DBEAN=19 m...	2,705981	148,7812
8	DBEAN=20 m...	2,726687	148,4623
9	DBEAN=21 m...	2,74381	148,1981
10	DBEAN=22 m...	2,757625	147,9847
11	DBEAN=23 m...	2,757625	147,9847

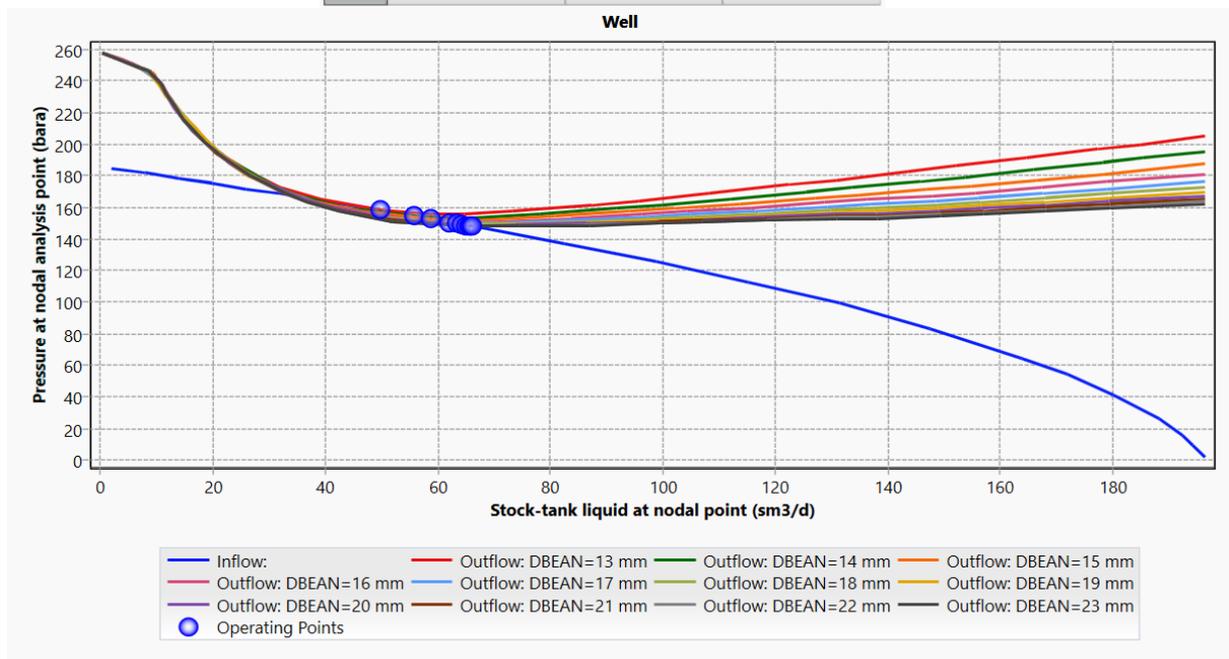


Figure (III.9) : Sensibilité sur le diamètre de la duse pour le puits BKEQH1.

- **Interprétation des résultats**

On remarque que le débit d’huile augmente avec l’augmentation du diamètre de la duse pour le puits BKEQH1.

- **III.6.3 Sensibilité sur la pression de gisement :**

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		SM3/h	bara
1	PWSTATIC=18...	2,214337	150,0759
2	PWSTATIC=18...	2,371417	148,7453
3	PWSTATIC=18...	2,543176	147,1637
4	PWSTATIC=18...	2,623997	146,9484
5	PWSTATIC=18...	2,697546	146,839
6	PWSTATIC=18...	2,763064	146,8493
7	PWSTATIC=18...	2,828368	146,8663
8	PWSTATIC=18...	2,892745	146,8872
9	PWSTATIC=18...	2,956786	146,91
10	PWSTATIC=18...	3,020399	146,9361
11	PWSTATIC=19...	3,083139	146,9727

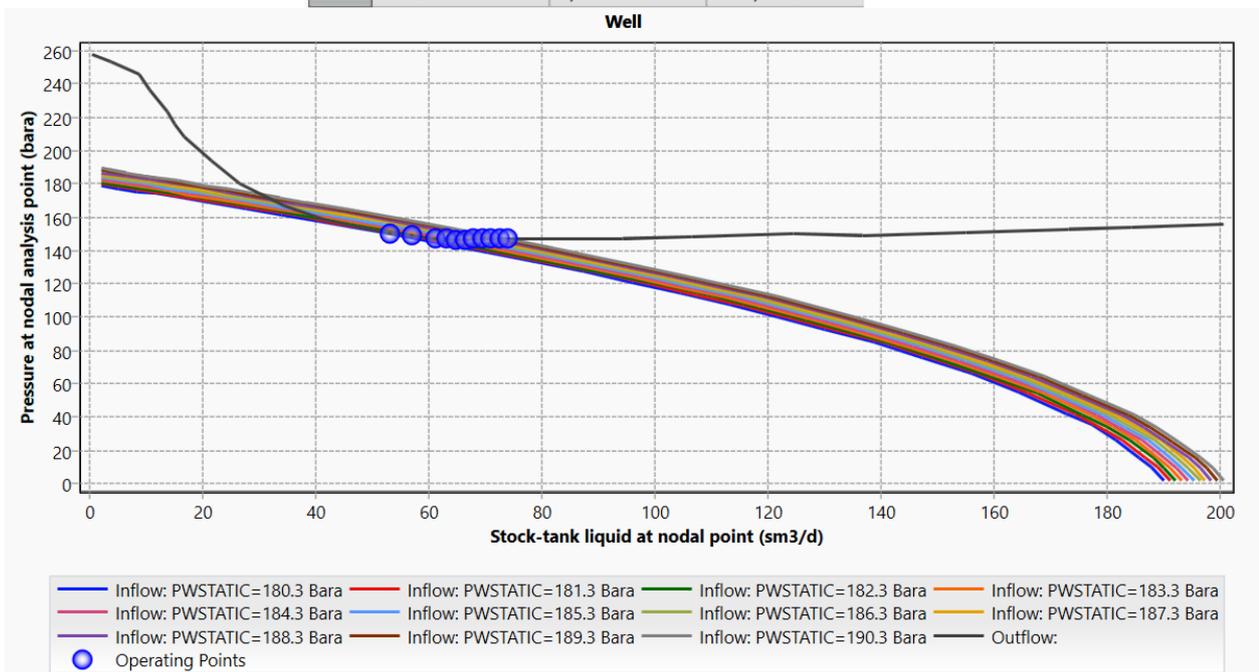


Figure (III.10) : Sensibilité sur la PG pour le puits BKEQH1

- **Interprétation des résultats :**

D’après les résultats obtenus, on remarque que le puits BKEQH1 est devenu non éruptif quand la pression de gisement est égale à 150bars. Dans ce cas la solution la

plus adéquate pour l’exploitation de ce puits est le maintien de pression soit par les puits injecteurs de gaz ou d’eau dans la mesure du possible.

• III.6.4 Sensibilité sur la pression de tête :

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		SM3/h	bara
1	POUT=19.5 B...	3,202847	140,9578
2	POUT=20.5 B...	3,022147	143,8454
3	POUT=21.5 B...	2,837343	146,7478
4	POUT=22.5 B...	2,63913	149,8068
5	POUT=23 Bar...	2,424323	153,062

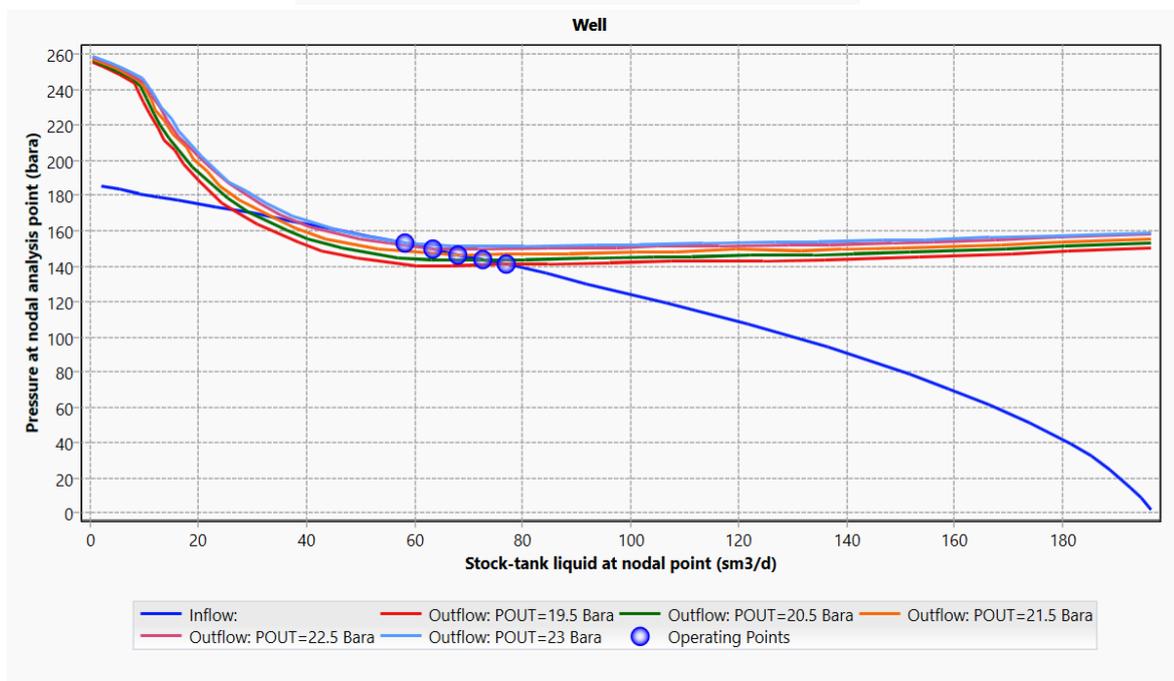


Figure (III.11) : Sensibilité sur la Pt pour le puits BKEQH1

• Interprétation des résultats

On remarque que le débit d’huile augmente lorsque la pression de tête diminue il est très sensible à la variation de la pression de tête.

III.7 Optimisation par gaz lift :

Basé sur le modèle de puits utilisant les derniers paramètres de jaugeage Afin d’optimiser l’élévation du gaz et de voir comment les paramètres du puits vont changer, la première étape consiste à déterminer la profondeur de emplacement de

macaroni et de déterminer le débit optimal de gaz et le diamètre optimale de la duse, après on fait la simulation avec ces derniers paramètres.

III.7.1 Les paramètres considèrent dans l’injection de gaz lift :

Les paramètres considèrent sont :

- Le diamètre de chemisage.
- Le débit d'injection du gaz-lift.
- Mode d'injection (annulaire ou concentrique).
- Profondeur (point) d'injection.
- Diamètre de la duse.

INJECTION PARAMETERS

Operating injection pressure:	90	bara
Surface injection temperature:	35	degC
Target injection rate:	333,3333	SM3/h
Gas specific gravity:	0,75	

Figure (III.12) : Les paramètres d’injection de gaz lift

III.7.3 La profondeur de l’injection de gaz lift :

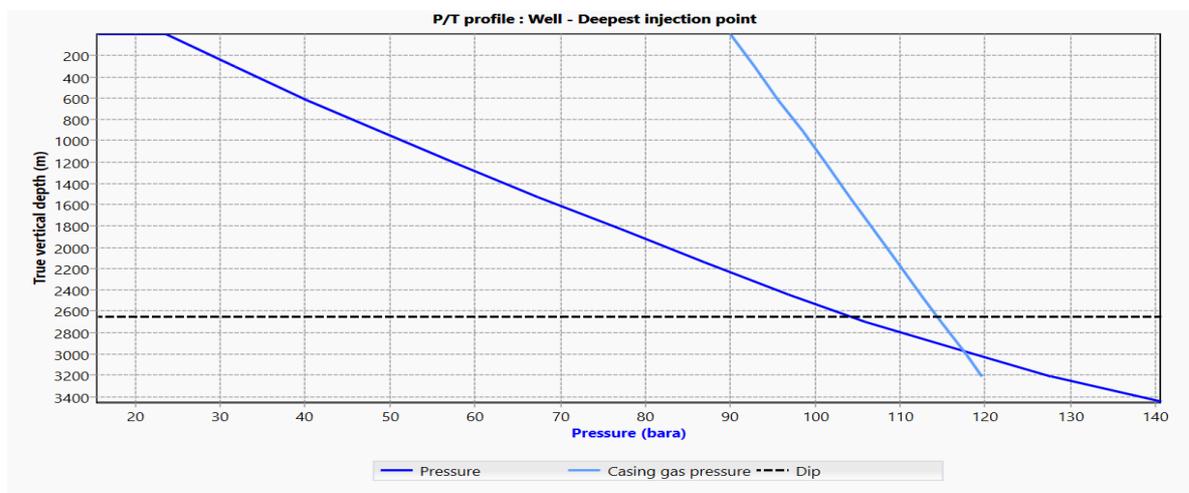


Figure (III.13) : profondeur de l’injection de gaz lift

• **Interprétation :**

L'intersection entre la pression de fond dynamique et la pression de gaz injecte est le point le plus profond (Deepest injection point), sous cette profondeur la pression de d'injection de gaz sera inférieur à la pression dynamique de fond, ceci cause un bouchage dans la concentrique (macaroni).

La ligne discontinuée représente la profondeur optimale d'injection de gaz lift (2700M).

III.7.4Le débit optimum du gaz lift :

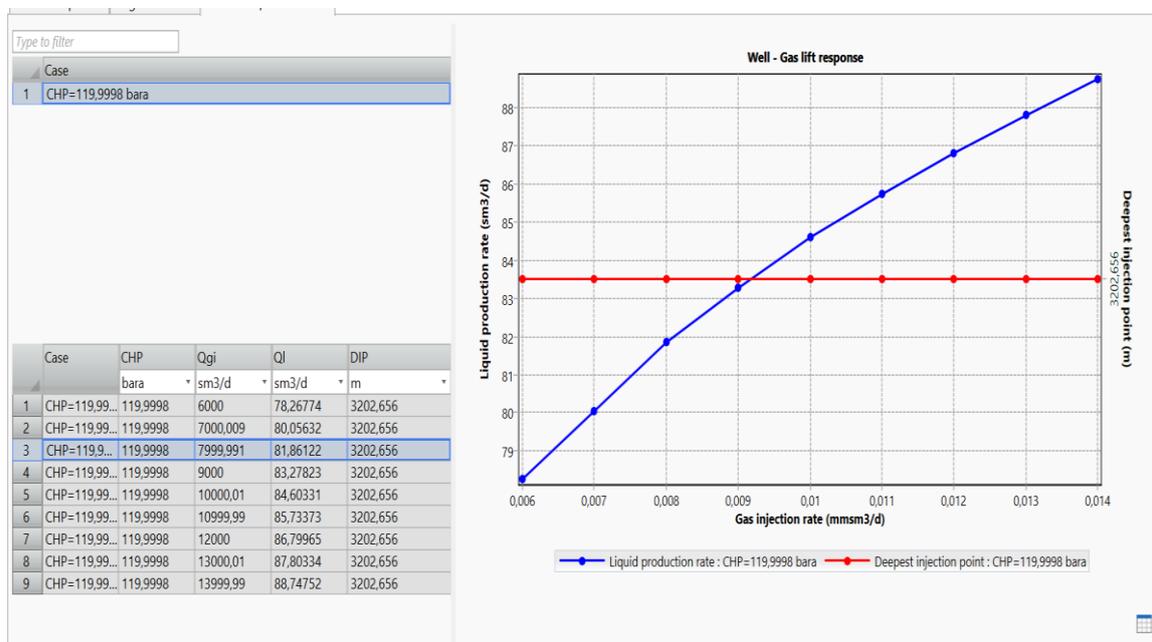


Figure (III.14) : débit optimal de gaz lift

Interprétation :

Le volume de gaz requis à injecter peut être lu à partir du graphe d'optimisation du gaz lift. (Taux de production de liquide par rapport au taux d'injection de gaz). Comme mentionné ci-dessous (figure III.14) indiquant le débit de liquide maximal pouvant être obtenu pour le **BKEQH1**.

Le débit d'injection de gaz optimal de 8000 sm3 / j avec une taille de Duse optimale de 14,28mm.

III.8 Les résultants de l'optimisation par le gaz lift :

Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
	sm3/d	bara
1	Flowrate=79.0...	79,0952
		135,1322

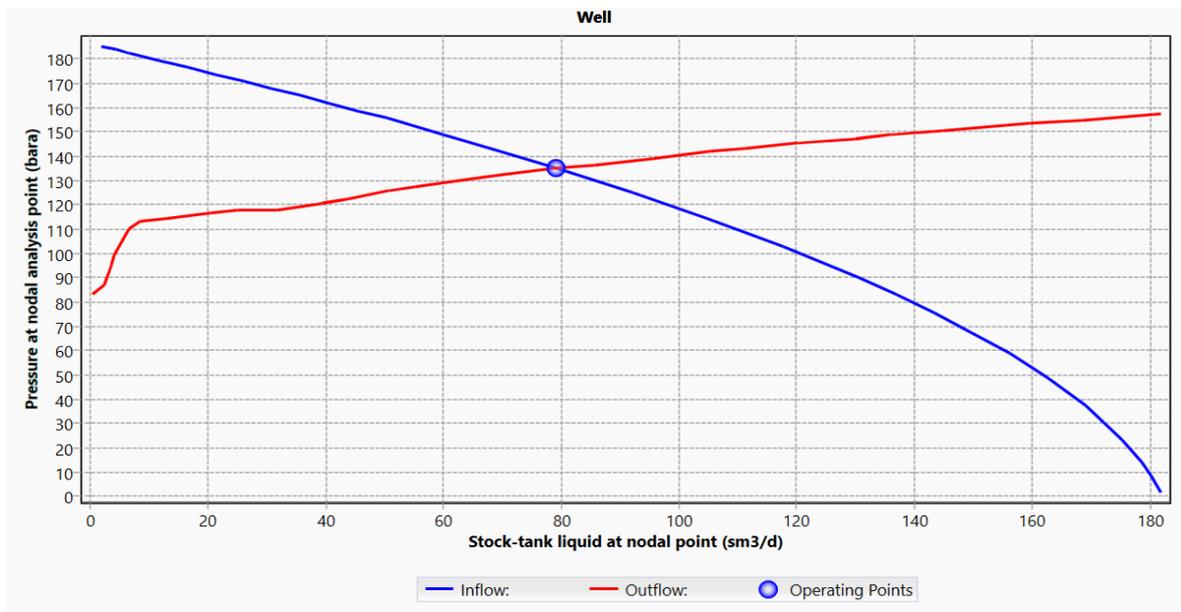


Figure (III.15) : débit d'huile après l'injection de gaz lift du gaz lift

Nous pouvons dire que le puits **BKEQH1** peut assurer un débit de $Q_h=3,29 \text{ sm}^3 / \text{h}$ (**79,09 sm³ / d**) avec extraction gaz système, mais l'expérience de l'activation par Gaz lift dans le champ de Haoud-Berkaoui, nous a montré que il y a des problèmes peut se produire à l'avenir.

III.9 Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift:

La production optimale d'un puits équipé en gaz lift est susceptible de s'affecter par certains nombre de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production est généralement une chute de celle-ci. Parmi les paramètres les plus sensibles à HBK on peut citer :

- 1) L influence de water cut

III.9.1 Influence de water cut:

Quand le pourcentage d'eau augmente dans l'huile (water cut), ceci favorise la création de dépôt d sel (l'eau de formation salie et saturées-en NaCl), aussi l'huile qui a un pourcentage de WC élevé ce huile devient lourd, ceci réduire l'efficacité de gaz lift donc la production d'huile diminue.

Operating point	ST Liq. at NA	P at NA	Water ratio type	Water ratio	Water ratio unit
1	Flowrate=43.3...	1,805497	Watercut	40	%

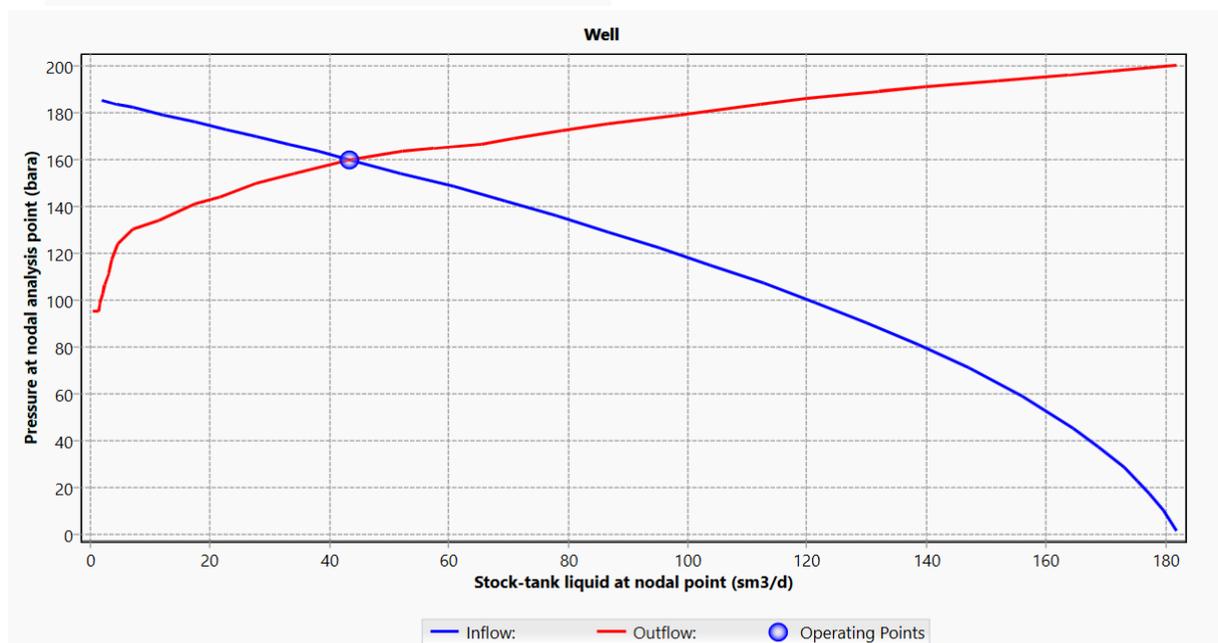


Figure (III.16) : Influence de water cut sur le débit d'huile

- Apres quelque années ce puits peut recevoir une quantité d'eau (water cut), on a fait une simulation de pourcentage de water cut égal à 40%

Interprétation :

On remarque que le débit d'huile $Q_h = 43,33 \text{ sm}^3 / \text{d}$ ($Q_h = 1,80 \text{ sm}^3 / \text{h}$) avec l'activation de gaz lift et avec un pourcentage de $wc = 40\%$, mais ce puits était produise avec débit d'huile égale $Q_h = 79,09 \text{ sm}^3 / \text{d}$ ($Q_h = 3,29 \text{ sm}^3 / \text{h}$)

III.10 Etude de cout économique :

Pour atteindre les bénéfices de cette optimisation, il faut récupérer les coûts de l’opération de **SNUBBING** et les tubes concentriques appelés « macaroni ». Avec le débit actuel qui est de 3.71 m3/h, nous allons calculer le “PAYOUT”.

Le PAYOUT est le nombre de jours de production nécessaires pour récupérer la somme des frais. C’est la période de production qu’un puits traité doit livrer après traitement pour couvrir le coût de l’opération par le gain net réalisé suite au traitement.

$$\text{PAYOUT (jours)} = \frac{\text{coût en volume équivalent (m3)}}{\text{gain net en production (m3/ jour)}} \dots\dots\dots \text{(III.3)}$$

III.11 Coût de projet :

Tableau (III.3) : Cout total de projet

Outil ou l’opération	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
tube concentrique	338	22336.62	7549777.56
SNUBBING	06 jours	800000.00 pour un jour	4800000.00
TOTAL			12349777,56

Calcul du coût en volume équivalent :

En janvier 2023 : 1 dollar = 135.69 DA, le prix d’un baril était 80 dollars, sachant que 1baril = 0.1589873 m3. On va calculer combien du m3 contenue dans le cout total de projet.

Prix de projet =12349777.56DA.

Conversion du prix d’opération en dollar

12349777.56/ 135.69 = 91014.65 Dollar

Conversion du prix en barrel

$$91014.65 / 80 = 1137.683125 \text{ barrel}$$

Conversion du nombre des barrels en m3

$$1137.683125 \times 0.1589873 = 180.877168 \text{ m3}$$

Donc on a 180.877168 m3 équivalent à 12349777.56DA.

Calcul du gain net en production

Le gain net en production c'est la différence entre le débit de production avant l'opération et après l'opération. Le débit était 2.94 m3/h, après l'optimisation devenue 3.71 m3/h.

$$\begin{aligned} \text{Donc} \quad \text{le gain} &= 3.71 - 2.94 \\ &= 0.77 \text{ m3/h} \end{aligned}$$

On calcule le débit par jour : $0.77 \times 24 = 18.48 \text{ m3/ jour}$

Calcul du PAYOUT

$$\text{PAYOUT (jours)} = \frac{\text{coût en volume équivalent (m3)}}{\text{gain net en production (m3/ jour)}} \dots\dots\dots (\text{III.3})$$

On : - le coût en volume équivalent 180.877168 m3

- le gain net en production = 18.48 m3/ jour

$$\text{Donc :} \quad \text{PAYOUT} = \frac{180.877168}{18.48} = 9.78 \text{ jours}$$

Alors, Après environ 10 jours de production, le coût d'opération sera récupéré et les bénéfices de l'optimisation commenceront à apparaître et à être comptabilisés.

Conclusion :

La modélisation des performances des puits est une étape très importante pour la suite du travail. Après la simulation de l'état de production de ces puits avec leurs sensibilités pour les différents paramètres. Il a été constaté que le diamètre de la duse, le GOR, pression de tête et la pression de gisement jouent un rôle très important dans l'augmentation de débit d'huile.

Conclusion générale :

Le gaz lift considéré parmi les solutions propose pour l'amélioration de début de production dans la région de Haoud-Berkaoui, cette technique vise sur l'allègement de colon de production par l'injection de gaz dans le puits producteur à certaine spécifiques paramètres et profondeur.

On faire une étude sur cette technique avec logicielle de simulation pipeline (Pipesime) l'objectif de cette étude est de augmente le débit de production par la reprogrammation des données du gaz-lift comme le débit d'injection du gaz, la pression d'injection du gaz, les cotes, le diamètre de Duseetc.

On a choisie pour cette étude dans le champ de Haoud-Berkaoui le puits **BKEQH1** Pour la simulation de puits on utilise la corrélation parce que elle donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing, pour le puits concernés par cette étude.

Dans notre étude, nous avons pris en compte le débit optimal d'injection est ce qui donne le maximum de profit et pas nécessairement le maximum de production.

Avant cette étude ce puit était produise par un débit d'huile journalière égale a **Qh=70,56 sm³/d (Qh=2,94 sm³/h)**.

Après un débit et pression d'injection de gaz lift égale a **Qj=14000 sm³/d** et **Pj=90 bar** nous avons trouvé que le débit d'huile égale **Qh= 79,09 sm³/d** ,Ce qui équivaut à un gain de 12,08% de la production initiale.

La production augmente avec l'augmentation du Duse et avec l'augmentation de quantité de gaz (**GOR**).

Elle démunie avec augmentation de pression de tête et avec l'augmentation de niveau d'eau (water cut).

L'objectif principale dans le domaine pétrolière est d'obtenir les bénéfices après chaque opération réalisée, donc nous avons étudiés cet coté .Le PAYOUT montré que après environ 10 jours de production, le coût d'opération sera récupéré et les bénéfices de l'optimisation commenceront à apparaître et à être comptabilisés

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographies:

[01] : HAROUR, Belkacem; TAMMAL, Nadir. *Activation et modélisation multi puits par Gaz lift avec l'Autoboost au Champ périphérique HMD (HTF14, HTF24, HTF28) Pendant la période 2021-2022*. PhD Thesis.

[02]: Récupération assistée par gaz-lift (Serpro et Groupe socotec industrie, septembre 2001).

[03]: OULD HABIBOULLAH, MED VALL; MEBROUKI, AHMED; MEZZAR, SOUFIANE. *Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de Haoud Berkaoui*. PhD Thesis.

[4] : Bouakline Omar, Optimisation des puits en gaz-lift a Hassi Messaoud. 2014/2015.

[5]: ZIOUANI.S, Gas Lift (Sonatrach, IAP/2021).

[6] : Documentation sur l'analyse nodale et le PROSPER d'après Ismail Bekkouche , 'service technique des puits' , la région de Haoud Berkaoui , Sonatrach .

[7] : Documentation sur Présentation de la région de HAUD BERKAOU [I] .

[8] : Badaoui, Y., Boufenar, Y., & Derouiche, I. *Etude des différents moyens et techniques d'intervention sur des puits producteurs (huile et gaz) champ (Haoud Berkaoui et Groupement TFT)* (Doctoral dissertation).

[9] : Documentation sur Présentation de la région de HAUD BERKAOU [II] .

[10] : Le puits activé par gaz lift," Cours EXP-PR-PRO30, Rev. 0.2, Exploration & Production, Total Energy, Apr. 17, 2007

[11] : Hamouda, D. M., Kadri, M., & Mebarkia, A. Complétion de Puits en GLC et Optimisation Gaz Lift (Doctoral dissertation).

[12]: BEGGS, H. Dale. *Production Optimization Using Nodal (TM) Analysis*. Ogc, 2003.

[13] : ANDRI SAPUTRA . PIPESIM Fundamentals Workflow/Solutions Training Version 2010.1

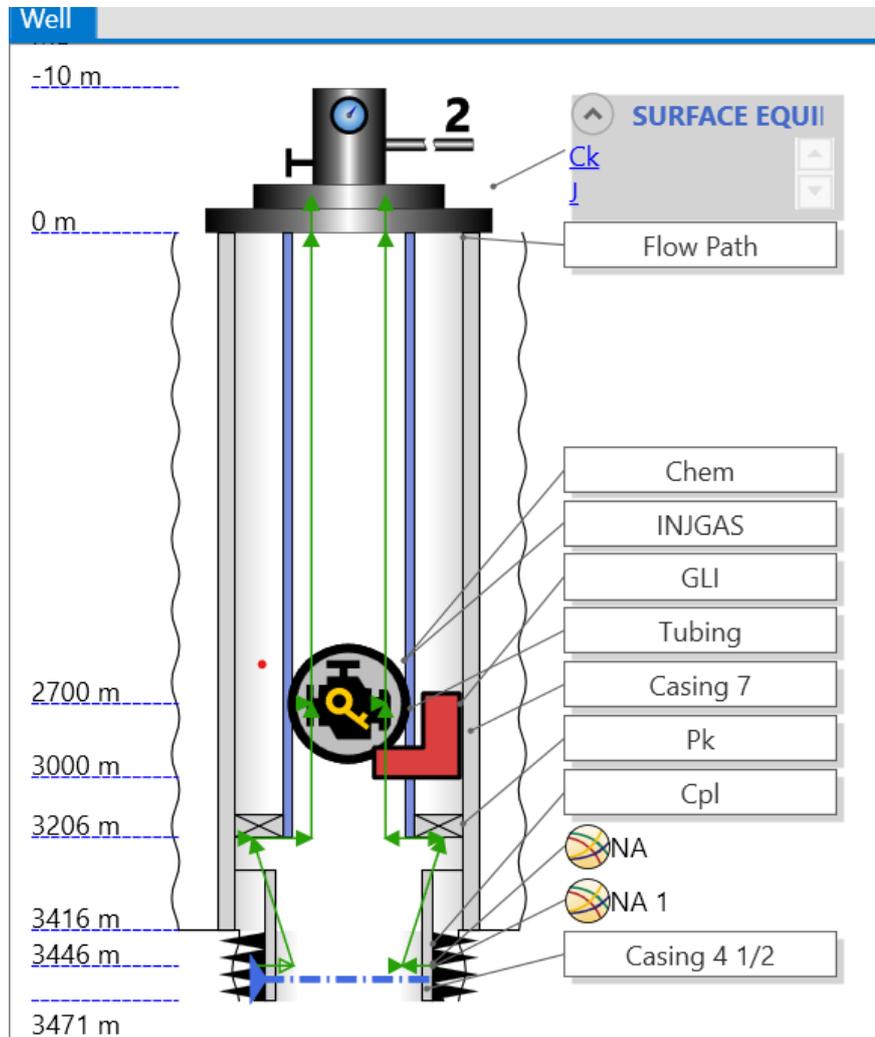
Résumé

Historique de la région de Haoud-Berkaoui :

- **1965** : Découverte du champ de Haoud Berkaoui par le sondage OK 101
- **1966** : Découverte du champ de Benkahla par le sondage OKP 24
- **1967** : Mise en service du centre de traitement d'huile de HBK
- **1969** : Découverte du champ de Guellala par le sondage GLA 2
- **1971** : Démarrage du centre de traitement d'huile à BKH
- **1976** : Création de la région et mise en service du centre de traitement GLA
- **1978** : Démarrage du centre de traitement d'huile à GLANE
- **1979** : Démarrage du centre de traitement d'huile à DRT.
- **1986** : Effondrement du puits OKN 32
- **1989** : Transfert du secteur de Oued Noumer de HBK à Hassi R'Mel
- **1993** : Démarrage des trois (03) stations de compression de gaz torchés (HBK, BKH et GLA) et de l'unité de traitement de gaz à GLA
- **1993** : Démarrage des nouvelles stations d'injection d'eau BKH et GLA
- **1999** : Découverte du champ de Benkahla Est.
- **2000** : Démarrage des 3 stations de déshuilage à HBK, BKH, et GLA
- **2005** : Découverte des champs de NHN – EAAN – GLO – GLSW.
- **2010** : Découverte de la zone sud de BENKAHLA (OKS)

Résumé

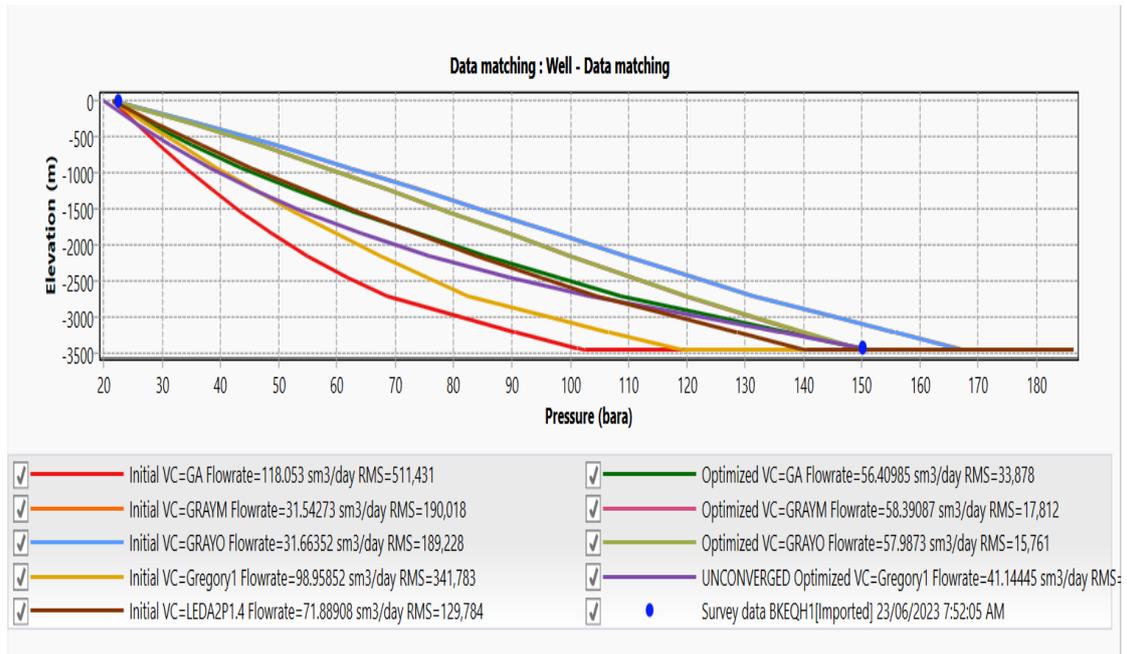
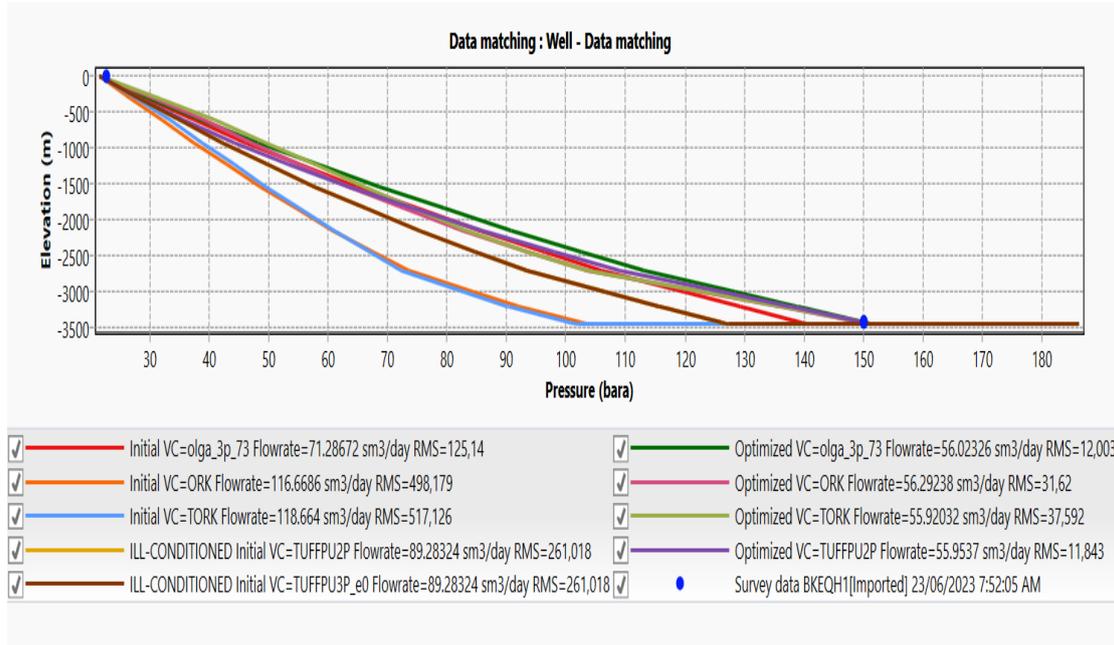
Le design de puits BKEQH1 dans le logiciel pipesime :



- **Cpl** : complétion
- **Pk** : packer
- **Gli** : gaz lift injecte (injection de gaz dans l'annulaire)
- **Cheme** : chemisage
- **Injgas** : injection gaz

Résumé

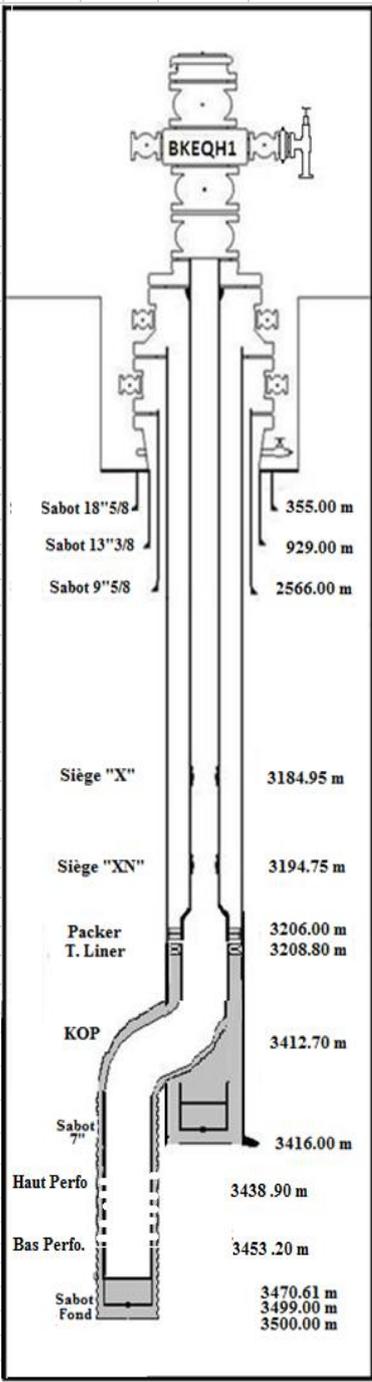
Les résultants des corrélations :



Résumé

Fiche technique de puits BKEQH1 :

SONATRACH		BKEQH1			
 Direction Régionale Haoud - Berkaoui Service - Puits / Section: WO					
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Tête de puits Cameron série 5000 psi					
Désignation	Constr.	Type	Dimensions		
Top cap	CIW	Acmé	3" 1/8		
Vanne de curage	CIW		3" 1/8		
Croix	CIW		3" 1/8 x 3" 1/8		
02 Vannes latérales	CIW		3" 1/8		
Porte duse	CIW		3" 1/8		
Bride manométrique	CIW		3" 1/8		
02 Vannes maîtresses	CIW		3" 1/8		
Adapteur	CIW		7" 1/16 x 3" 1/8		
Tubing head	CIW		11" x 7" 1/16		
02 Vannes annulaires	CIW		2" 1/16		
Coupe casing 7" 32# à 16 cm					
EQUIPEMENT DE FOND					
Tubing 3" 1/2 N.Vam, N80-S/C P110-9,20#, Couple de serrage 3570 lb/ft					
Désignation	Construct.	Type	Long (m)	C. Sond	C. Elec
HTR			10,04		10,04
Olive (3" 1/2 x 3" 1/2) N.Vam	CIW		0,35		10,39
01 Tubing	HSC		8,94		19,33
03 P. joints	HSC		6,87		26,20
337 Tubings	HSC		3158,69		3184,89
Siège (ID : 2,750")	WF	"X"	0,32	3185,21	3184,95
01 Tubing	HSC		9,41		3194,62
Siège (ID : 2,635")	WF	"XN"	0,39	3195,01	3194,75
01 Tubing	HSC		9,42		3204,43
Red 3" 1/2 x 4" 1/2			0,21		3204,64
Anchor Seal	WF		0,40		3205,04
Mi-Packer de production	WF	Ultrapack	1,22	3206,26	3206,00
		Bas PKR	0,63	3206,89	3262,66
EA (7" x 3" 1/2) sous saumure d = 1.30					
Ajustage à 12T en compression (Poid apparent de garniture 34 T)					
Liner 4" 1/2 N.Vam (P110-13,50#)					
Top liner				3205,00	3208,80
Landing collar				3466,61	3470,61
Sabot				3495,00	3499,00
PERFORATIONS - (m)					
SI	3438,90 m à	3439,70 m soit	0,80 m		
	3441,80 m à	3442,30 m soit	0,50 m		
	3446,30 m à	3447,30 m soit	1,00 m		
	3448,00 m à	3450,00 m soit	2,00 m		
	3451,10 m à	3453,20 m soit	2,10 m		
		En Total	6,40 m		



Sabot 18" 5/8 355.00 m

Sabot 13" 3/8 929.00 m

Sabot 9" 5/8 2566.00 m

Siège "X" 3184.95 m

Siège "XN" 3194.75 m

Packer T. Liner 3206.00 m / 3208.80 m

KOP 3412.70 m

Sabot 7" 3416.00 m

Haut Perfo 3438.90 m

Bas Perfo. 3453.20 m

Sabot Fond 3470.61 m / 3499.00 m / 3500.00 m

Complétion réalisée	Fiche Réalisée par Sce puits
le :12/09/2017	
NB: Toutes les côtes sont données à la table de rotation de l'appareil TP 220.& sont des côtes Elec	