

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

Douachi Houssame Eddine, Tebbal Abdelhamid. Nekhla Yassine

-THEME-

Optimisation de réseau gaz Lift au niveau du champ Houd Berkaoui

Soutenu le : 14 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Robei Sarra

Univ. Ouargla

Rapporteur : Hadjadj Sadok

Univ. Ouargla

Examineur : Belmiloud Fatima Zohra

Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous tenons tout d'abord à remercier chaleureusement notre encadreur et professeur consultant Mm. Belmilod Fatima Zahra pour ses conseils, orientation, sa patience, et ces remarques qui nous ont été précieuses. Nous le remercions vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il nous a accordés le long de cette période malgré ses occupations.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département Production des hydrocarbures pour leurs aides et orientations durant notre formation.

Il nous est très agréable de remercier tout le personnel au niveau de la division EP à SONATRACH-DP-HBK

Nous tenons à remercier également les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

En définitive, dans ces dernières lignes nous tiens à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leurs soutiens tant moraux que financier. Sans eux, nous ne serions pas où nous avons est ce que nous avons.





Dédicace

On dédie ce modeste travail à : Nos parents qui nous ont soutenus tous le long de cycle pédagogique, pour leurs amours, leurs encouragements, soutiens et sacrifices. Nos dédicaces s'adressent également à nos familles, nos amies et collègues pour leurs inconditionnels soutiens.

Douachi , Jebbal , Nekhla



Résumé :

Lorsque la pression du réservoir diminue, la capacité productrice des puits diminue également. Ce déclin de production est provoqué par une diminution de la capacité du réservoir d'acheminer le fluide vers le puits à travers les pores, et dans certains cas, provoqué par l'augmentation des pertes de charge dans la colonne de production. Pour résoudre ce problème, on utilise la méthode de Gas-lift qui est le moyen d'activation préféré dans HBK. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit pour réduire la densité du mélange et la pression de fond.

Dans ce mémoire, on traite le problème de la faible production et de la perte de charge pour cet anneau pétrolier dans la région HBK par l'optimisation de Gas lift au niveau du réservoir et aussi au niveau du réseau collecte par l'utilisation du logiciel PIPESIM et PROSPER.

Les résultats de l'optimisation confirment un gain de production de 22,8 m³/j, cette amélioration passe aussi par l'optimisation du réseau de collecte et le taux d'amélioration est égal à 7.89 %.

Mots-clés : Gaz-Lift, Optimisation, Pression d'injection, réservoir, gain de production, collection network

Abstract:

When reservoir pressure decreases, the well productive capacity also decreases. This decline in production is caused by a decrease in the reservoir's ability to deliver fluid to the well through the pores, and in some cases, caused by an increased pressure drops in the production column. To solve this problem, we use the Gas-lift method which is the preferred mean of activation in HBK. This method is based on injecting the gas down the column of the produced fluid to reduce the density of the mixture and the downhole pressure.

In this thesis, we deal with the problem of low production and pressure drop in the HBK region by optimizing The Gas lift at the level of the reservoir and also at the level of the Collecting network by using the PIPESIM and PROSPER software.

The results of the optimization confirm a production gain of 22.8 m³ / d, this improvement also involves the optimization of the collecting network with an improvement rate equal to 7.89% .

Keywords: Gas-Lift, Optimization, Injection pressure, tank, production gain, réseau de collecte

ملخص :

عندما ينخفض ضغط الخزان، تقل القدرة الإنتاجية للبئر أيضًا. هذا الانخفاض في الإنتاج ناتج عن انخفاض قدرة الخزان على إيصال السوائل إلى البئر من خلال المسامات، وفي بعض الحالات يكون بسبب انخفاض الضغط في عمود الإنتاج. لحل هذه المشكلة يتم استخدام طريقة الرفع بالغاز وهي الوسيلة المفضلة للتنشيط في حوض بركاوي تعتمد هذه الطريقة على حقن الغاز في عمود الإنتاج لتقليل كثافة الخليط وضغط قاع البئر.

في هذه الدراسة نتعامل مع مشكلة انخفاض الإنتاج وانخفاض ضغط البئر في منطقة HBK من خلال تحسين رفع الغاز على مستوى الآبار وأيضًا على مستوى شبكة التجميع باستخدام برنامج PIPESIM و PROSPER نتائج التحسين أعطت مكاسب إنتاجية تبلغ 22.8 متر مكعب / يوم، كما تضمن هذا التحسين أيضًا تحسين شبكة التجميع بمعدل يساوي 7.89%.

الكلمات الرئيسية: رفع الغاز، التحسين، ضغط الحقن، الخزان، مكاسب الإنتاج، شبكة التحصيل

Tableau de Matière

Remerciement.....	I
Dédicace	II
Résumé :.....	III
Tableau de Matière	IV
liste des figures	VI
Liste des tableaux	VI
Liste des abréviations.....	IX
Introduction Général	1
CHAPITRE I : PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE HAUD BERKAOUI (HBK)	
I.1 Situation géographique :.....	2
I.2 Situation géologique :.....	3
I.3 Développement de la région :.....	4
I.4 Les champs de la région :	5
I.5 Les propriétés des fluides du gisement :.....	7
I.6 Caractéristiques du réservoir :	7
I.7 Aperçu sur les trois réservoirs du champ :.....	8
I.8. Le gaz-lift à Haoud Berkoui :.....	9
CHAPITRE II : GENERALITES SUR LE GAZ LIFT	
II.1 Introduction.....	11
II.2 Principe du Gas-lift :	11
II.3 Processus du Gas -lift :.....	12
II.4 Utilisation et application du Gas -lift :	12
II.5 Facteurs a considéré dans la conception du gaz lift:	12
II.6 Types de Gas lift :	13
II.6.1 Selon le mode d'injection :.....	13
II.6.2 Selon le type de complétion :	14
II.6.3 En fonction du circuit d'injection en surface :	16
II.7 Compositions du gaz injecté :.....	17
II.8 Les problèmes liés au gaz lift :	17
II.9 Equipement du Gas-lift :	17
II.10 Caractéristiques, avantages et inconvénients du Gas-lift :	18
CHAPITRE III : L'ANALYSE NODALE	
III.1 Introduction :	21
III.2 Concept de l'analyse nodale :	22
III.3 Procède d'application de l'analyse nodale :	22
III.4 Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud :.....	23
III.5 L'objectifs de l'analyse nodale :	23

III.6 Présentation du logiciel d'optimisation	24
III.7. Tubing Performance Curves:	25
III.8. Vertical flow Performance:	25
CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT	
IV.1. CHOIX DES PUIITS :	26
IV.2. DETERMINATION DU GLR OPTIMAL :	26
IV.3. Détermination du débit optimal d'un puits en gaz lift :	27
IV.4. INFLUENCE DES PARAMETRES DE PRODUCTION SUR LE GAZ LIFT :	30
IV.4.1. Influence de débit du gaz injecté sur la production :	30
IV.4.1.1. Détermination du Qinjmax et Qinjopt :	31
IV.4.2. Influence du diamètre de la duse sur la production :	36
IV.4.3. Influence du diamètre intérieur de tubing sur la production :	40
IV.5. Calcul les cotes des vannes gaz lift du puits OKN611 :	44
IV.7. Comparaison entre les débits d'huile produits avant et après l'optimisation :	44
CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS	
V.1. Introduction :	46
V.2. Objectif :	46
V.3. Situation actuelle :	46
V.3.1. Plan d'analyse :	47
V.3.2. Analyse des pertes de charge :	48
V.3.3. Analyse de la vitesse du fluide :	48
V.4. Optimisation du système de réseau :	49
V.5 Conception du réseau de collecte :	49
V.5.1 Première variante :	49
V.5.1.1 Optimisation du diamètre des liaisons individuelles :	50
V.5.1.2 Résultat de modélisation :	50
V.5.2 Deuxième variante :	52
V.6. Comparaison entre les deux variantes	54
V.7. Résultat de l'optimisation des puits :	55
V.8. Résultat de l'optimisation des débits du gaz injecté :	56
V.9. Coût de réalisation du tançons proposé de la variante 2 de réseau de collecte :	56
V.10 Calcul du POT (délai de récupération) :	57
Conclusion générale et Recommandations	58
Recommandations :	58
Bibliographie	59
ANNEXE	60

liste des figures

Titre	Page
Figure (I.1) : Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui. (In, WEC SONATRACH. 2005)	2
Figure (I.2) : Situation géologique de Haoud Berkaoui	3
Figure (I.3) : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui	6
Figure (I.4) : Section stratigraphique du trias argileux-gréseux	9
Figure (II.1) : Principe du Gas-lift	11
Figure (II.2) : Profondeur d'injection du gaz	13
Figure (II.3) : Gaz lift continu et intermittent	14
Figure (II.4) : Complétion Gaz lift direct	14
Figure (II.5) : Complétion gaz-lift inverse	15
Figure (II.6) : Complétion gaz-lift conventionnelle	16
Figure (II.7) : Side pocket mandrel	16
Figure (II.8) : Opération de mise en place d'une vanne de GL par un kickover	16
Figure (II.9) : Gas –lift en circuit fermé	17
Figure (II.10) : Gas –lift en circuit ouvert	17
Figure (II.11) : Equipement du Gas-lift	19
Figure (III.1) : Les pertes de charge au cours de production	21
Figure (III.2) : Les différentes positions possibles des nœuds	22
Figure (III.3) : Le point de fonctionnement d'un puits	24
Figure (IV.1) : Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.	26
Figure (IV.2) : Courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN61)	27
Figure (IV.3) : Courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN641)	28
Figure (IV.4) : Courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN 721)	28
Figure (IV.5) : Courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN62)	29
Figure (IV.6) : Courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN53)	29
Figure (IV.7) : Courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN421)	30
Figure (IV.8) : Evolution de la production en fonction du Qinj (OKN61)	31
Figure (IV.9) : Evolution de la production en fonction du Qinj (OKN641)	32
Figure (IV.10) : Evolution de la production en fonction du Qinj (OKN721)	33
Figure (IV.11) : Evolution de la production en fonction du Qinj (OKN62)	34
Figure (IV.12) : Evolution de la production en fonction du Qinj (OKN53)	35
Figure (IV.13) : Evolution de la production en fonction du Qinj (OKN421)	36
Figure (IV.14) : Evolution de la production à partir variation Dduse (OKN61)	37
Figure (IV.15) : Evolution de la production à partir variation Dduse (OKN641)	38
Figure (IV.16) : Evolution de la production à partir variation Dduse (OKN62)	38
Figure (IV.17) : Evolution de la production à partir variation Dduse (OKN421)	39

Figure (IV.18) : Evolution de la production à partir variation D int tbg (OKN61)	40
Figure (IV.19) : Evolution de la production à partir variation D int tbg (OKN641)	41
Figure (IV.20) : Evolution de la production à partir variation D int tbg (OKN62)	41
Figure (IV.21) : Evolution de la production à partir variation D int tbg (OKN421)	42
Figure (IV.22) : Courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN611)	43
Figure (IV.23) : Les cotes des vannes de Gas lift du puits (OKN611)	44
Figure (IV.24) : Comparaison entre les débits d'huile produits avant et après	46
l'optimisation	
Figure (V.1) : L'organigramme l'analyse des données	48
Figure (V.2) : Première variante pour le réseau de collecte	49
Figure (V.3) : Deuxième variante proposée pour le réseau de collecte	52
Figure (V.4) : Comparaison entre les débits variante 1	54
Figure (V.5) : Comparaison entre les débits variante 2	55
Figure (V.6) : Digramme de débit d'huile des puits avant et après l'optimisation.	56
Figure (V.7) : digramme de débit du gaz injecté avant et après l'optimisation.	56

Liste des tableaux

Titre	Page
Tableau (I.1) : Développement de la région	4
Tableau (I.2) : Les caractéristiques pétro physiques des champ	6
Tableau (I.3) : Les propriétés des fluides du gisement du champ HBK	7
Tableau (II.1) : Compositions du gaz injecté	18
Tableau (V.1) : Liaisons individuelles Puits – Manifold	46
Tableau (V.2) : les valeurs de Q, T, GOR de chaque puit après l’optimisation	47
Tableau (V.3) : Diagnostique du système	50
Tableau (V.4) : Diagnostique du système après l’optimisation	51
Tableau (V.5) : Résultats des calculs les débits et les pressions avant et après l’optimisation.	51
Tableau V.6 : Liaisons individuelles Puits – Manifold :	52
Tableau V.7 : Diagnostique du système	53
Tableau (V.8) : Résultats des calculs les débits et les pressions avant et après l’optimisation	53
Tableau (V.9) : Comparaison entre les deux variantes	54

Liste des abréviations

Abréviation	Explication
Bg	Facteur volumétrique de formation du gaz (m ³ /m ³)
Bo	Facteur volumétrique de formation (m ³ /m ³)
dg	Densité du gaz
μg	Viscosité du gaz (cpo)
μo	Viscosité d'huile (cpo)
FVF	Facteur volumétrique de formation (m ³ /m ³)
HP	Haute pression (bar)
IP	Indice de productivité (b/j / psi)
IPR	Inflow performance Relationship
TPC	Tubing Performance Curves
GLRt	Total Gas Liquid Ratio
Pb	Pression de bulle (bar)
Pwf	Pression de fond dynamique psi
Pf	Pression du fond (bar)
PG	Pression de gisement (bar)
Pi	Pression initiale de réservoir (bar)
Pr	Pression du réservoir (bar)
R	La résistivité
Q	Débit de production bbl/day
Qo	Débit d'huile m ³
Qg inj	Débit de gaz injecter m ³
POT	Délai de récupération (en J).
ESP	Electrical submersible pump

Introduction Général

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole consiste à acheminer les hydrocarbures du réservoir vers la surface avec des conditions favorables. Pendant que la pression du réservoir diminue en raison de l'épuisement, la capacité productrice des puits diminue également. Ce déclin de production est provoqué par une diminution de la capacité du réservoir d'acheminer le fluide vers le puits à travers les pores, et dans certains cas, provoqué par l'augmentation des pertes de charge dans la colonne de production.

En tant qu'ingénieur pétrolier, le but principale est de maintenir la productivité afin d'obtenir les rendements financiers les plus élevés possibles, Le seule manière pour maintenir la production à son niveau élevé, une fois le puits a été simulé pour réduire au minimum les pertes de charge dans le réservoir, se fait par le maintien de la pression du gisement ou par la récupération secondaire (ceci sera par la suite lancé dans la plupart des réservoirs d'huile) et des fois par la récupération tertiaire, mais il existe d'autres méthodes pour récupérer plus d'huile, même sans que le gisement perde de son énergie, ces méthodes sont appelées récupération assistée (récupération artificielle). Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées le gaz-lift.

Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond ; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte l'influence des principaux paramètres du Gas-lift (GOR, pourcentage d'eau ...).

L'objectif de notre étude peut se résumer en deux points :

- L'effet de l'optimisation des paramètres de gaz lift dans les puits sur leur production.
- L'effet de l'optimisation de réseau de collecte des puits sur leurs production.

Cette mémoire est structurée en cinq chapitres, suivi d'une conclusion et recommandations. Le premier chapitre donne une présentation du la région de Houd Brkaoui. Le deuxième chapitre concerne une généralité sur le gaz-lift. Le troisième chapitre explique l'analyse nodale et une présentation sur les logiciels d'optimisation PIPESIM et PROSPER. Enfin dans le quatrième et cinquième chapitre on a faire notre étude pour l'optimisation de Gas lift du puit et du réseau de collecte et après on à faire une synthèse des résultats

CHAPITRE



PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE HA OUD BERKAOUI (HBK)

CHAPITRE I : PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE HAUD BERKAOUI (HBK)

I.1 Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt [13]



Figure (I.1) : situation géographique du champ de Haoud Berkaoui. [6]

I.2 Situation géologique :

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin d'Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien, il 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 limité, au nord par la zone haute de Djamâa –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir. La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) (Fig. I-2). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djoud 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]

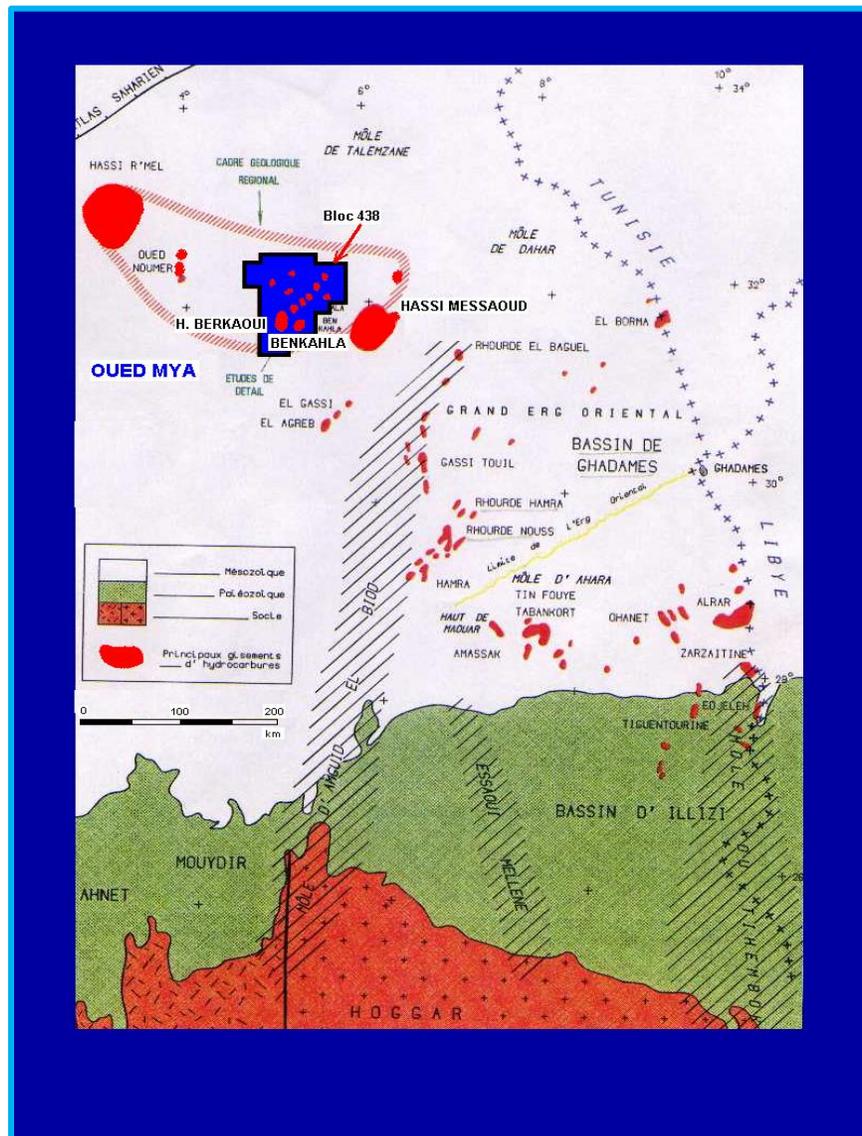


Figure (I.2) : Situation géologique de Haoud Berkaoui[6]

CHAPITRE I : PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE HAUD BERKAOUI (HBK)

I.3 Développement de la région :

La région a été gérée par le district de Hassi Massaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle elle est devenue autonome.

En espace de 39 ans, la région a connu des changements très importants au fur et à mesure de son développement dont voici les plus importants :

Tableau (I.1) : Développement de la région. [6]

1963	Découverte du champ Oulouga par le sondage OA#01.
1965	Découverte du champ HBK par le sondage OK#101 situé au sommet de la structure.
1966	Découverte du champ BKH par le sondage OKP#24.
1967	Mise en production d'un centre de traitement d'huile à Berkaoui, composé de deux (02) batteries de séparation, trois (03) bacs de stockage et de deux (02) motopompes Diesel pour l'expédition.
1969	Découverte du champ de Guellala par le sondage GLA#01.
1970	Extension du centre de Berkaoui pour recevoir la production de Benkahla.
1971	Mise en service du centre de Benkahla.
1972	Découverte du champ Guellala nord-est par le sondage GLA-NE#01.
1976	: Mise en service du centre de production GLA.
1978	Mise en service du centre de production GLA-NE et création de la région de Haoud Berkaoui.
1979	Mise en service du centre de traitement de DRT.
1981	Démarrage de l'injection d'eau à HBK et BKH.
1984	Extension du centre de BKH.
1985	Démarrage de l'unité de traitement des gaz associés à Oued Noumer.
1986	Extension du centre GLA-NE.
1989	Passation de consignes entre la région HBK et Hassi R'mel pour les champs d'Oued Noumer.
1992	Mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau à GLA et BKH.
1995	Mise en service de la nouvelle unité électrique d'injection d'eau à HBK.
1996	Mise en service d'une unité de dessalage au centre de HBK.
1999	Découverte du champ de BKHE par le sondage BKHE#01.
2000	Démarrage des 03 stations de déshuilage à HBK, BKH, et GLA, avec une capacité totale de traitement d'eau huileuse = 4800 m3/j
2001	Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques.
2005	Découverte des champs de NHN – EAAN – GLO – GLSW et BKRS
2010	Découverte de la zone de BENKAHLA-Sud.

I.4 Les champs de la région :

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont :

I.4.1 Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions st^m³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

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

I.4.2 Champ de Benkahla (BKH) :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport au niveau de mer. Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions st^m³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

I.4.3 Champ de Guellala (GLA) :

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m.

Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

I.4.4 Les champs périphériques : Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'GOOSSA (N'GS)
- DRAA TAMRA (DRT)
- MELLALA (MEL)
- HANIET EL BAIDA (HEB)
- KEF EL AGROUB (KG)
- GUELLALA NORD-EST (GLANE) [6]

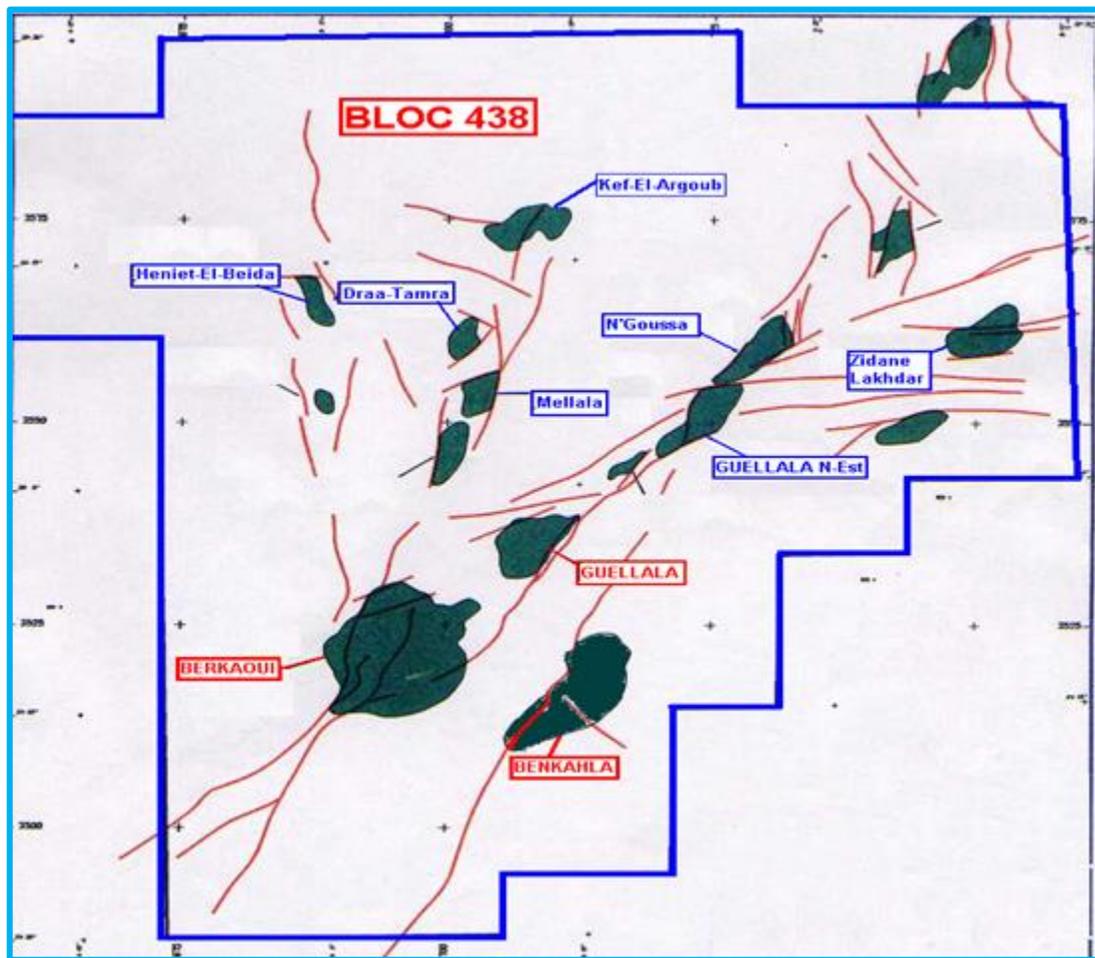


Figure (I.3) : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui. [6]

Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous :

- Tableau (I.2) : Les caractéristiques pétro physiques des champs [16]

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

I.5 Les propriétés des fluides du gisement :

Les réservoirs du champ du Haoud Berkaoui comportent trois fluides, ses propriétés varient avec la pression (P_i et P_b) et la température (tableau I.2). (Liste des symbole)

Tableau (I.3) : Les propriétés des fluides du gisement du champ HBK.[16]

FLUIDE	PROPRIETES
GAZ	B_g: B_{gb} = 0,00581 m ³ /stm ³ . B_{gi} = 0,00347 m ³ /stm ³ . μ_g: μ_{gb} = 0,022 cp μ_{gi} = 0,0419 cpo d_g : d_{gb} = 0,2030 d_{gi} = 0.350
HUILE	B_o: B_{ob} = 1,59 m ³ /stm ³ B_{oi} = 1,46 m ³ /stm ³ μ_g: μ_{gb} : 0,245 cpo μ_{gi} : 0.337 cpo C: C_b = 2.8x10 ⁻⁴ m ³ /kg/cm ²
EAU	ρ_i (à 103 ⁰ C) = 1.22 g/cm ³ C_i : 0.2494 1/kg/cm ² μ_{ei} = 0.760 cpo P_{sat_i} = 148 kg / cm ² FVF_i = 1.041 m ³ /stm ³ P_{atm} (à 20° C) = 1.264 g/cm ³ R (à 25° C) = 0.061 ohms.m ² /m μ_e (à 15.6° C) = 0.370 cp

I.6 Caractéristiques du réservoir :

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétrophysiques de ce champ sont mentionnés dans le tableau précédent. [6]

I.7 Aperçu sur les trois réservoirs du champ :

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont :

I.7.1 Série inférieure :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

I.7.2 Trias argilo- gréseux T1 :

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

I.7.3 Trias argilo- gréseux T2 :

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir. [6]

HAUD BERKAOUI
SECTION STRATIGRAPHIQUE DU TRIAS ARGILO-GRESEUX

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de gres beige à cim argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal. de gres gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates. Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Figure (I.4) : Section stratigraphique du trias argileux-gréseux.[15]

I.8. Le gaz-lift à Haoud Berkoui :

I.8.1. Historique du gaz-lift à Haoud Berkaoui :

La région de Haoud-Berkaoui compte principalement trois champs : Haoud-Berkaoui et Benkahla, mis en production en 1967 et Guellala en 1973. Malgré un maintien de pression partiel, la pression de gisement qui était à l'origine de 520 kg/cm² ne cesse de chuter, causant ainsi l'arrêt de certains puits éruptifs en 1984. Compte tenu des prévisions de production et des percées d'eau probables dans le futur, la totalité des puits seront hydratés au fur et à mesure de l'exploitation. Les efforts de la direction régionale se sont alors penchés sur le choix d'une complétion gaz-lift qui répondra aux solutions techniques des contraintes d'exploitation.[5]

I.8.2. Le but du gaz-lift à Haoud Berkaoui :

L'exploitation des puits activés par gaz lift dans les champs HBK a pour but d'améliorer la production par deux raisons nécessaires la pression de gisement a atteint des valeurs permettent plus aux puits d'être éruptif.

Ceci entraîne une marque à produire très important et le démarrage à l'azote est très couteux il a été décidé de faire l'injection d'eau pour rétablir du réservoir et pour augmenter la récupération finale.

Cette technique de production nous permet de :

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

La particularité du champ de HBK c'est la disponibilité du gaz pour l'injection et le gaz lift, le gaz produit sera par la suite traité, comprimé dans des stations de compression et renvoyé dans les puits pour le maintien de pression ou le gaz lift.[13]

CHAPITRE



Généralités sur le Gaz lift

II.1 Introduction

Le Gaz-lift est une méthode de production (ou, un moyen efficace d'activer un puits), qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe. Par injection de grande quantité de gaz au niveau des puits producteurs d'huile la pression de fond en écoulement du réservoir, pour produire le maximum de perte de charge le long de la colonne de production. Cette méthode peut être mise en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits. [09]

II.2 Principe du Gas-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. [09]

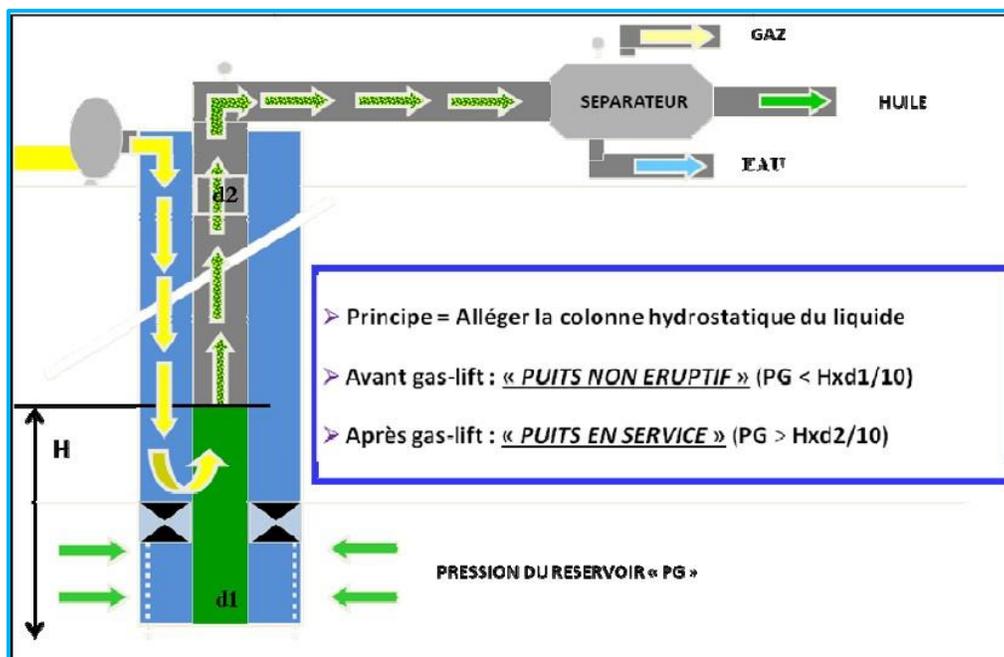


Figure (II.1) : Principe du Gas-lift. [7]

II.3 Processus du Gas -lift :

Le Gas- lift est la forme de production assistée qui se rapproche le plus du phénomène naturel d'écoulement de l'huile, on peut le considérer comme extension de celui-ci.

Dans un puits d'écoulement naturel, lorsque le fluide remonte vers la surface, la pression de la colonne de fluide diminue et le gaz se libère, réduit la densité et réduit encore le poids de la colonne de fluide au-dessus de la formation.

Cette diminution du poids produit une pression différentielle fond de puits- réservoir, ce qui fait produire le puits.

Lorsqu'un puits produit de l'eau et que la quantité de gaz libre dans la colonne est réduite, on peut maintenir la même différence de pression entre le fond et le réservoir, en injectant du gaz qui s'ajoutera au gaz insuffisant produit par la formation. [12]

II.4 Utilisation et application du Gas -lift :

Parmi les utilisations du Gas- lift, on peut citer :

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

II.5 Facteurs a considéré dans la conception du gaz lift:

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

II.5.1 La pression en tête de puits (well head pressure) :

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.

II.5.2 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

II.5.3 Profondeur d'injection du gaz :

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz lift est efficace, un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à index de productivité (IP) forts.

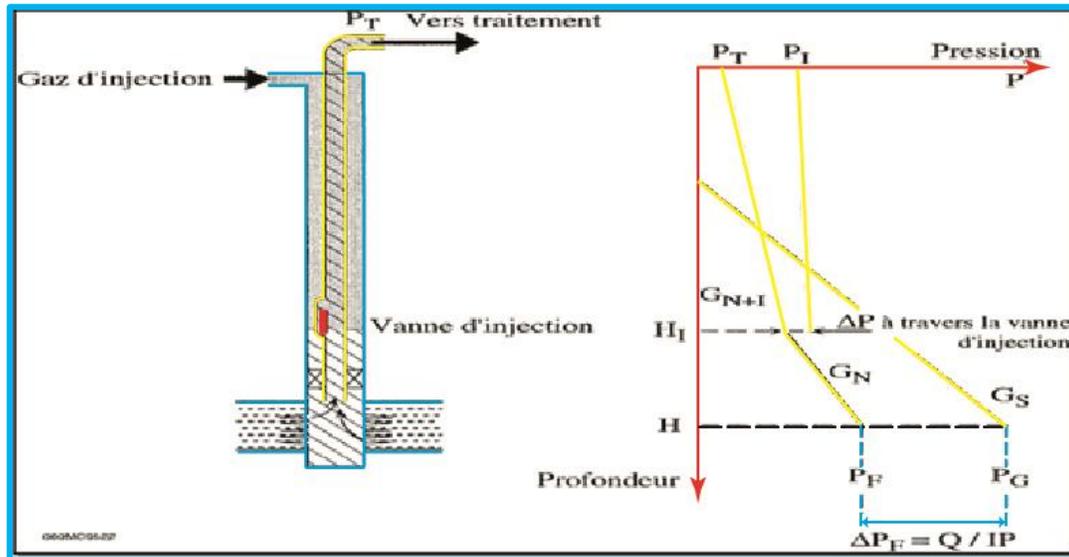


Figure (II.2) : Profondeur d'injection du gaz

II.5.4 l'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :

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

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

L'effet « skin » ou colmatage de puits, c'est l'endommagement du voisinage de trou, il est lié généralement au filtrat de la boue de forage et d'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. [05]

II.6 Types de Gas lift :

II.6.1 Selon le mode d'injection :

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

II.6.1.1 Gas-lift continu :

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

CHAPITRE II : GÉNÉRALITÉS SUR LE GAZ LIFT

de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif. [17]

II.6.1.2 Gas- 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 diminuant, celle – ci se met à redébitter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

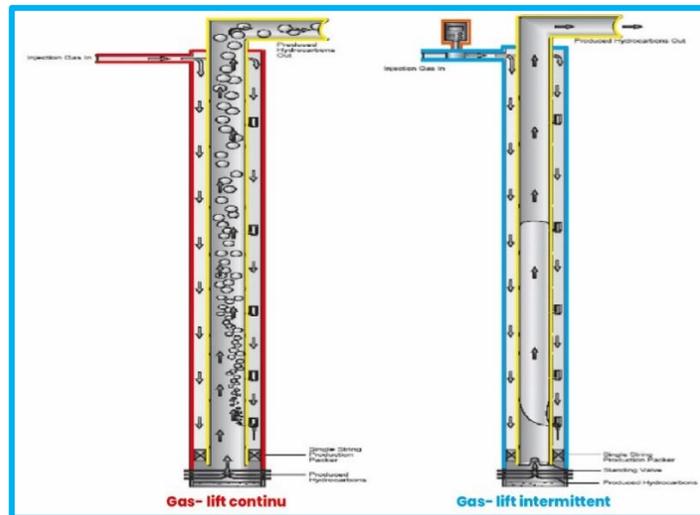


Figure (II.3) : Gaz lift continu et intermittent. [17]

II.6.2 Selon le type de complétion :

II.6.2.1 Complétion spéciale (GLS) :

- Complétions par Gas-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. [17]

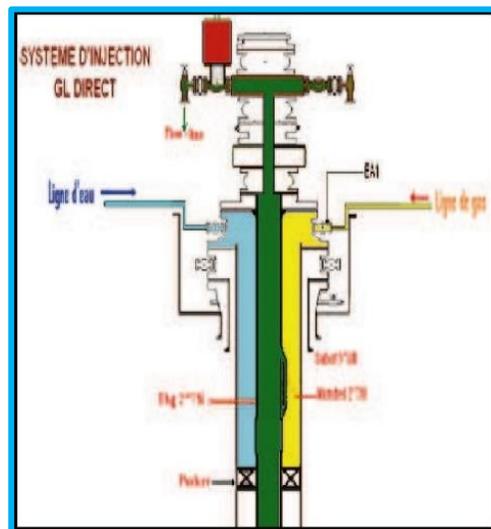


Figure (II.4) : Complétion Gaz lift direct. [17]

- **Gas-lift inverse:**

Ce type s'applique aux puits ayant un diamètre de tubing inférieur à 4"1/2. Le gaz est injecté par le concentrique.

- **Tubing concentrique:**

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" 1/2 pour activer le puits au gaz-lift. Le macaroni est en général grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire. [17]

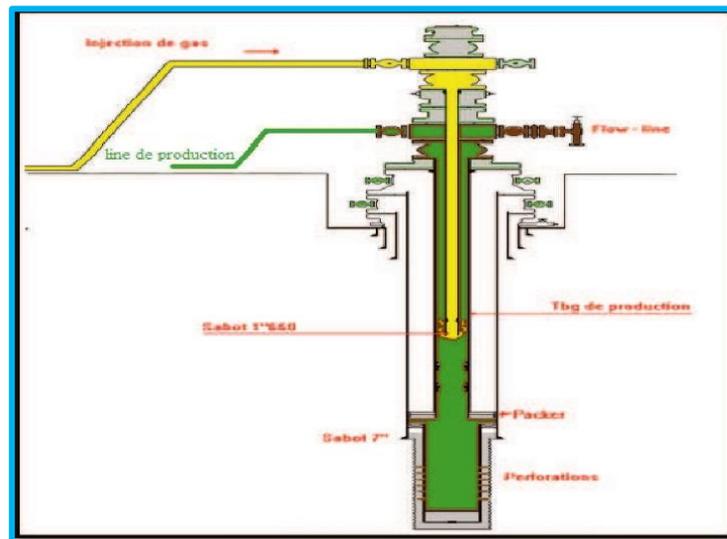


Figure (II.5) : Complétion gaz-lift inverse. [17]

II.6.2.2 Complétion gaz-lift conventionnelle (GLC) :

Un schéma d'un système de vérin à gaz utilisant des mandrins conventionnels est illustré à la Figure (II.6). Avec ce système, des mandrins et des vannes à vérin à gaz sont installés à la surface lorsque le tube est inséré dans le puits. Les vannes sont vissées dans les mandrins et ne peuvent donc pas être retirées sans retirer la totalité du train de tubes. Les conceptions de vérins à gaz utilisant des mandrins conventionnels sont parmi les conceptions de vérins à gaz les plus économiques disponibles.

- **Les mandrins à poche latérale** ont été développés pour réduire les coûts de changement d'un système de vérin à gaz afin de maintenir une conception de soupape de vérin à gaz qui optimise la production et les conditions changent. Un schéma d'un mandrin de poche latérale (SPM) est illustré à la Figure (II.7). La principale caractéristique des mandrins à poche latérale est la poche décalée à l'intérieur qui

CHAPITRE II : GÉNÉRALITÉS SUR LE GAZ LIFT

accepte une soupape d'élévation à gaz récupérable slickline. [1]

Les figures représentent sur l'Annex

- **Les 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 wire line.

Il existe autre type complétion :

- Gas-lift avec production dans le casing.
- Gas-lift double.
- Ga-lift parallel.

II.6.3 En fonction du circuit d'injection en surface :

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

II.6.3.1 Gas –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

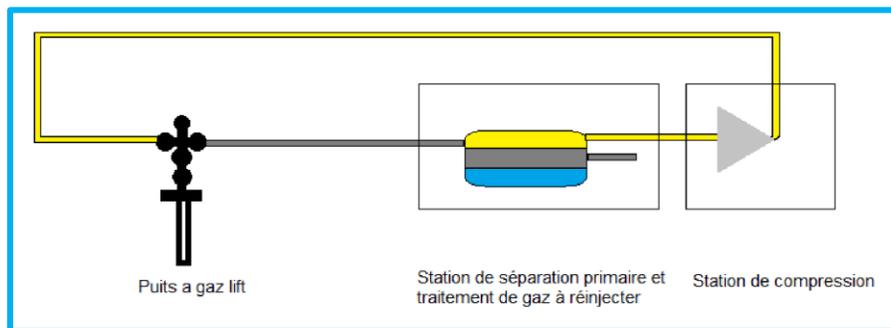


Figure (II.9) : Gas –lift en circuit fermé. [17]

II.6.3.2 Gas - lift en circuit ouvert :

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

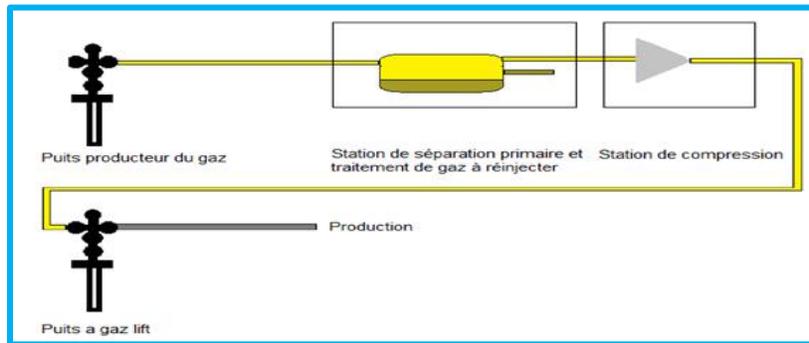


Figure (II.10) : Gas –lift en circuit ouvert. [17]

II.7 Compositions du gaz injecté :

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

Tableau (II.1) : Compositions du gaz injecté

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

II.8 Les 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 :

- Formation des hydrates.
- Érosion des équipements.
- L'émulsion :
 - Mauvaise performance du puits.
 - Problème de séparation eau/huile et gaz.

II.9 Equipement du Gas-lift :

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique.

Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface.

II.9.1 L'équipement de compression :

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

II.9.2 Le réseau de distribution HP :

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

II.9.3 Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

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

II.9.4 Réseau de distribution basse pression :

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

II.9.5 L'équipement de déshydratation :

L'existence de l'eau libre ou liquide dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation 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). [15]

II.10 Caractéristiques, avantages et inconvénients du Gas-lift :

II.11.1 Caractéristiques :

- Le Gas-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent

CHAPITRE II : GÉNÉRALITÉS SUR LE GAZ LIFT

en Off-shore ou Onshore et surtout ceux à GLR élevé.

- La conception d'une installation Gas-lift n'est pas difficile et les logiciels PIPESIM et PROSPER facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits.
- Les puits en gas-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (*tubing mounted valves*) mais le diagnostic des pannes est difficile.
- Le principal problème du gas-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. Si le gaz est rare, il doit être recyclé ce qui nécessite de puissants compresseurs.
- Les investissements et les coûts opératoires peuvent être faibles lorsque du gaz de haute pression est disponible sur le site. Néanmoins, ce gaz devra être recomprimé pour être exporté.

II.11.2 Avantages :

- Le coût initial des équipements du GLS (Gas-lift simple) est généralement bas.
- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
- Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie
- Adaptation sur puits déviés.
- Utilisation possible du gaz produit sur place

II.11.3 Inconvénients

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profonds. [10]

CHAPITRE



L'ANALYSE NODALE

III.1 Introduction :

Un puits peut être défini comme une conduite entre le réservoir et les installations de traitement en surface. Cette interface est nécessaire pour le transport de fluide de réservoir jusqu'à la surface, ce qui fait un tangible actif.

Pour une production optimale, le choix de la compléation d'un puits exige certaines considérations techniques très complexes.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (réservoir Bottom Hole Following pressure - P_{wf}) et atteint la surface à sa Pression de tête de puits (wellhead flowing pressure - P_{whf}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

La figure (III.1) représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production. [15]:

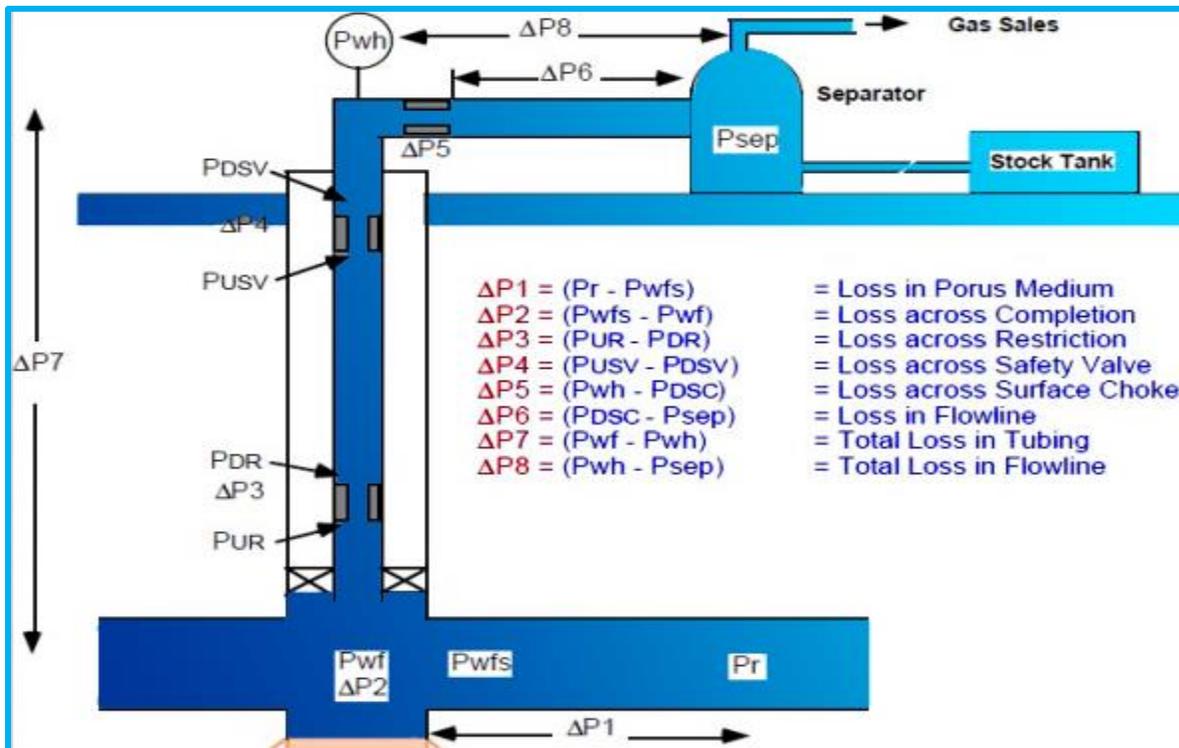


Figure (III.1) : Les pertes de charge au cours de production. [15]

L'écoulement de fluide se fait en trois phases :

- Ecoulement dans le milieu poreux.
- 2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (tubing).
- 3. Ecoulement dans les pipes horizontales.

III.2 Concept de l'analyse nodale :

Dans le système de production, Un nœud est un point quelconque entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être calculé en fonction de débit .les deux extrêmes nœud dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur , on appelle les pressions dans ces nœud ,le pression moyenne de réservoir r et le pression de séparateur $P_{sép}$ respectivement, les deux autre nœud importants sont le fond de trou (6), où la pression d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits (3),où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël .

Si les pressions sont mesurées ou calculés à chaque nœud, on peut mesurer la perte de charge entre les nœuds en fonction des débits. Certains nœuds (2,4, et 5 dans la figure 1.2.) où la chute de pression se produit à travers le changement de section (safety valves) ...etc. Le débit dans chaque nœud est en fonction de la chute de pression [15] :

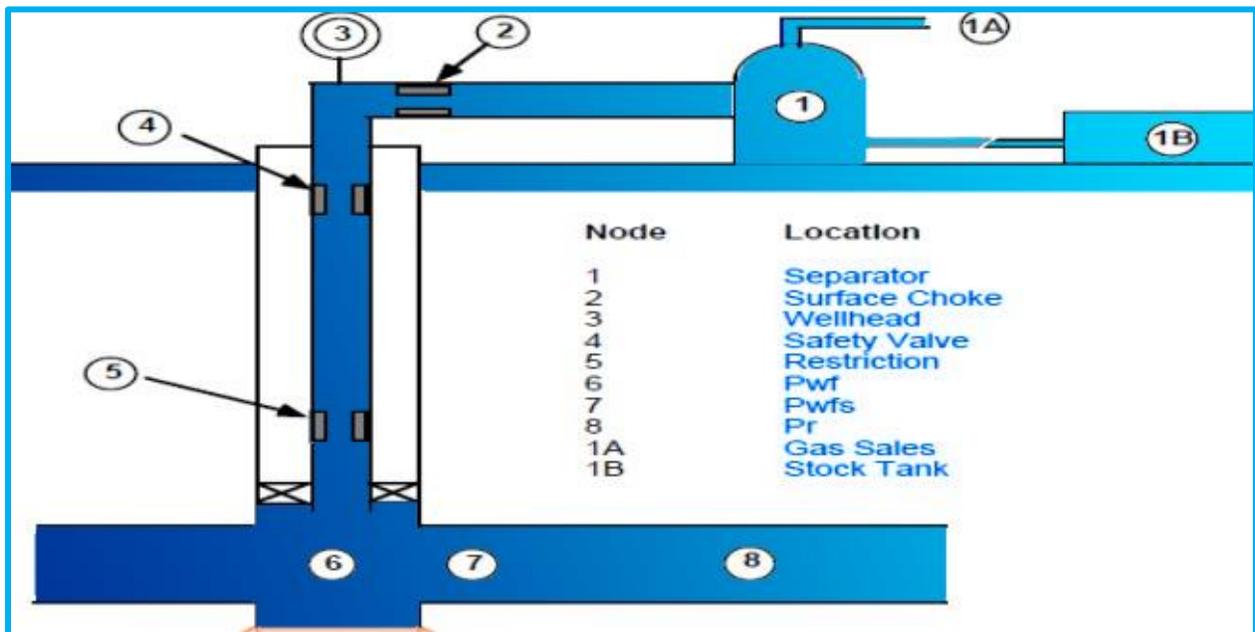


Figure (III.2) : Les différentes positions possibles des nœuds. [15]

III.3 Procède d'application de l'analyse nodale :

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

1. Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.
2. Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse
3. Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement),

et les corrélations désirées.

4. Calculer le cas et vérifiez le rendement graphiquement
5. Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits
6. Ajuster l'entrée et calculer encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires
7. Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas.

III.4 Les 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). [17] :

III.5 L'objectifs de l'analyse nodale :

- Déterminer le débit optimum d'un puits à se prendre en considération les dimensionnements de la complétion.
- Vérifier chaque composante dans le système puits
- Permet d'identifier rapidement les manières avec lesquelles on peut augmenter les taux de production
- Déterminer le point de fonctionnement d'un puits, ce point représente l'intersection entre deux courbes qui sont la courbe de l'I R et le courbe de l'Outflow.

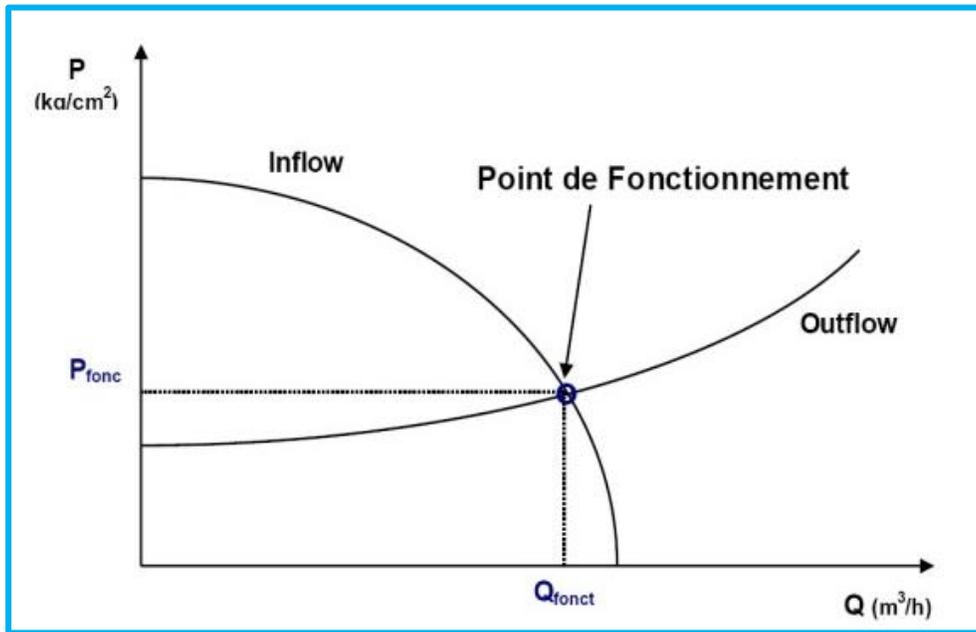


Figure (III.3) : le point de fonctionnement d'un puits. [17]

III.6 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.

Le logiciel **PROSPER** pour modéliser le puits naturel, la méthode ESP (Electrical Submersible Pump) et Gas Lift.

Le modèle du puits est développé en entrant les caractéristiques de base du puits telles que : les propriétés du PVT, les propriétés du réservoir, les détails de l'équipement de fond et les données de production.

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

- Well Inflow Performance/Vertical Lift Performance Modeling (Nodal Analysis).
- Prévion de production (cas de base).
- Gas Lift Performance Curves.

- Gas Lift Design.

III.7. Tubing Performance Curves:

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

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges. [9]

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixé (pression de tête, ou pression du séparateur). Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing Chapitre V TYPE THE DOCUMENT TITLE [Type the company name] Page 36 (TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue. [17]:

III.8. Vertical flow Performance:

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

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

La courbe de VLP (Vertical Lift Performance) explique la répartition des pertes de charge engendrées dans le tubing. Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides. [17]:

CHAPITRE



**OPTIMISATION
DU GAZ-LIFT**

IV.1. CHOIX DES PUIITS :

Le choix des puits pris dans c'étude pour qu'ils soient producteurs à l'aide du gaz lift dans l'anneau d'huile de HBK est géré par plusieurs facteurs qui sont :

- ✓ Des entrées d'eau prévues dans certains puits dans les années avenir.
- ✓ Une production faible de quelque puits due bau faite que la pression de gisement de ces puits, ainsi que leur densité d'huile est élevée.
- ✓ Disponibilité des données des puits.

Les puits choisis sont :

**OKN 53, OKN531, OKN641, OKN62, OKN721, OKN611, OKN61, OKN421
OKN611 :**

IV.2. DETERMINATION DU GLR OPTIMAL :

Durant le parcours de fluide depuis le réservoir jusqu'à la tête de puits qui atteint en général plusieurs kilomètres, son énergie initiale présenté par une grande valeur de pression sera perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charge sont la somme de deux facteurs :

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

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

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

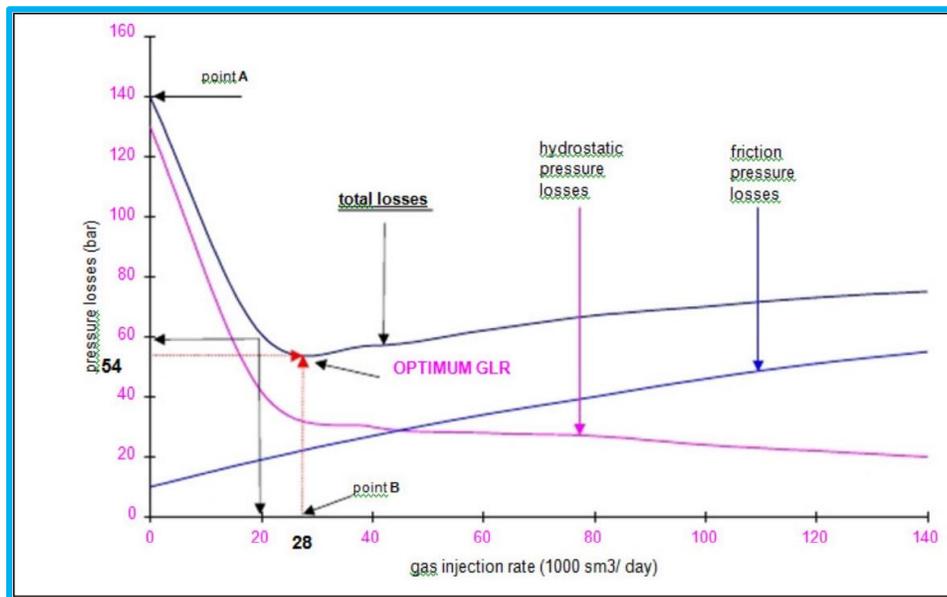


Figure (IV.1) : Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

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

- ✓ Dans la première zone, l'augmentation de GLR diminue la perte de charge totale, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l'augmentation des pertes de charge par friction.
- ✓ Dans la deuxième zone, la perte de charge totale augmente, avec l'augmentation des pertes de charge par friction et ça malgré l'augmentation de GLR.

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

Note : L'injection se fait par un débit qui donne un GLR économique.

IV.3. Détermination du débit optimal d'un puits en gaz lift :

Nous allons illustrer ci-dessous le principe de la procédure de calcul du débit optimal d'un puits destiné à produire en gaz lift.

Nous allons porter les courbes IPR et VLP dans un même graphique, pour cela nous allons déterminer les pressions de fond dynamiques correspondantes pour chaque débit avec les données du puits qui sont portées sur le tableau ci-après.

- L'intersection de l'**IPR** (courbe caractéristique du réservoir) et la **TPC** (courbe caractéristique de l'installation) donne le débit de fonctionnement du puits pour le GLR utilisé

IV.3.1. Puit OKN 61 :

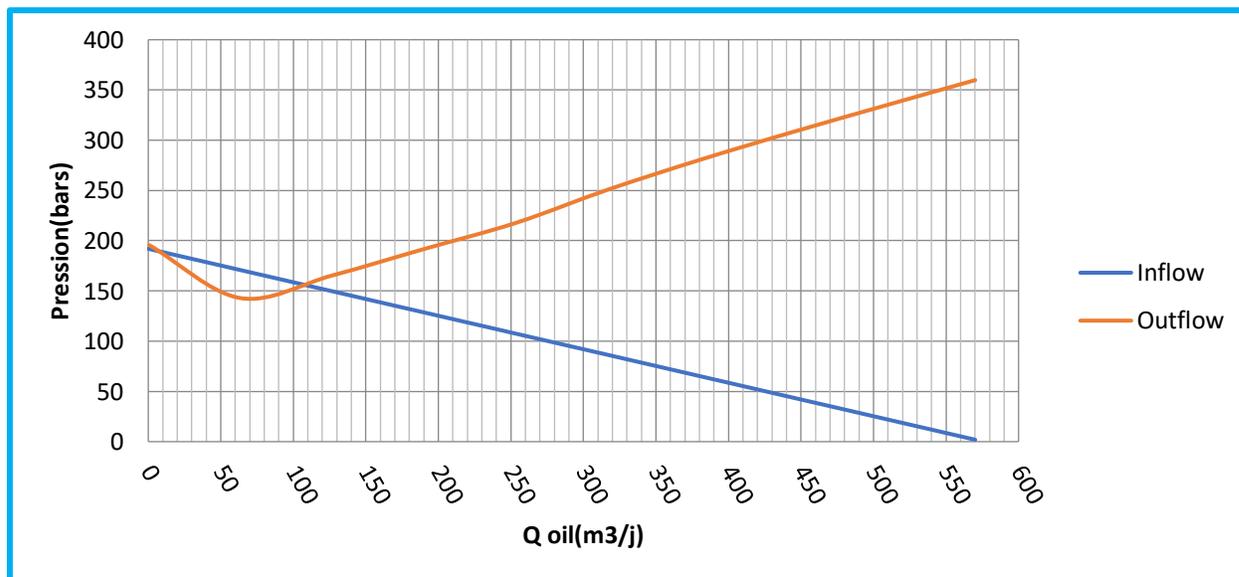


Figure (IV.2) : courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN61)

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

Le résultat est le suivant :

Q_o (m ³ /j)	P_{wf} (bar)
110	158.2

IV.3.2. Puit OKN 641 :

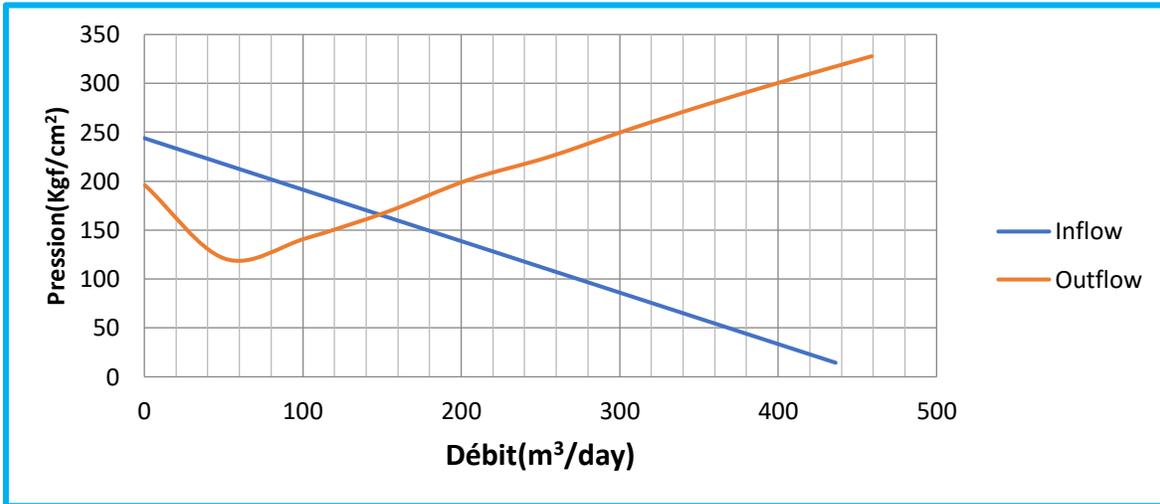


Figure (IV.3) : courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN641)

Le résultat est le suivant :

Q_o (m ³ /j)	P_{wf} (bar)
150	168.8

IV.3.3. Puit OKN 721 :

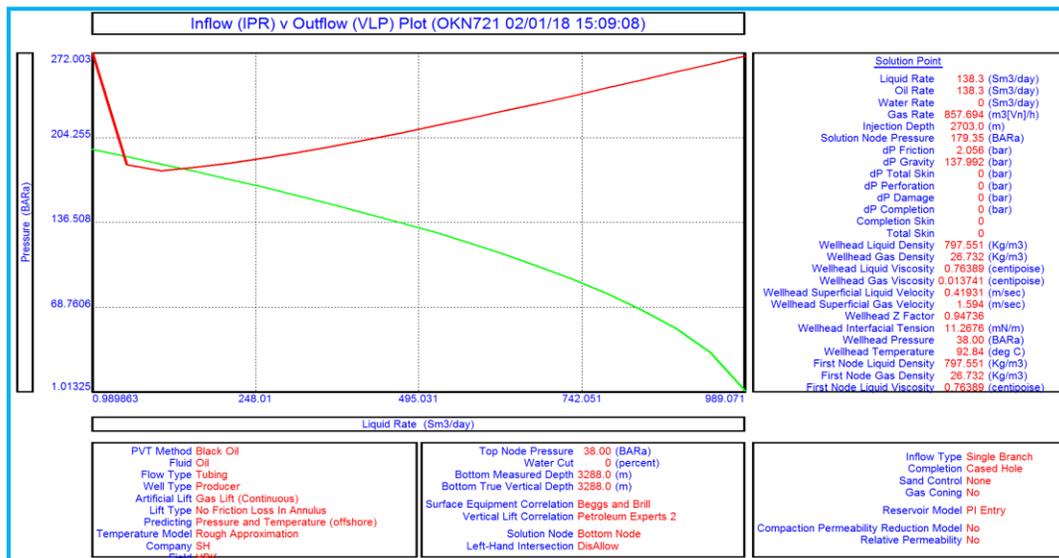


Figure (IV.4) : courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN 721)

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

Le résultat est le suivant :

Q_o (m ³ /j)	P_{wf} (bar)
138.3	179.35

IV.3.4. Puits OKN 62 :

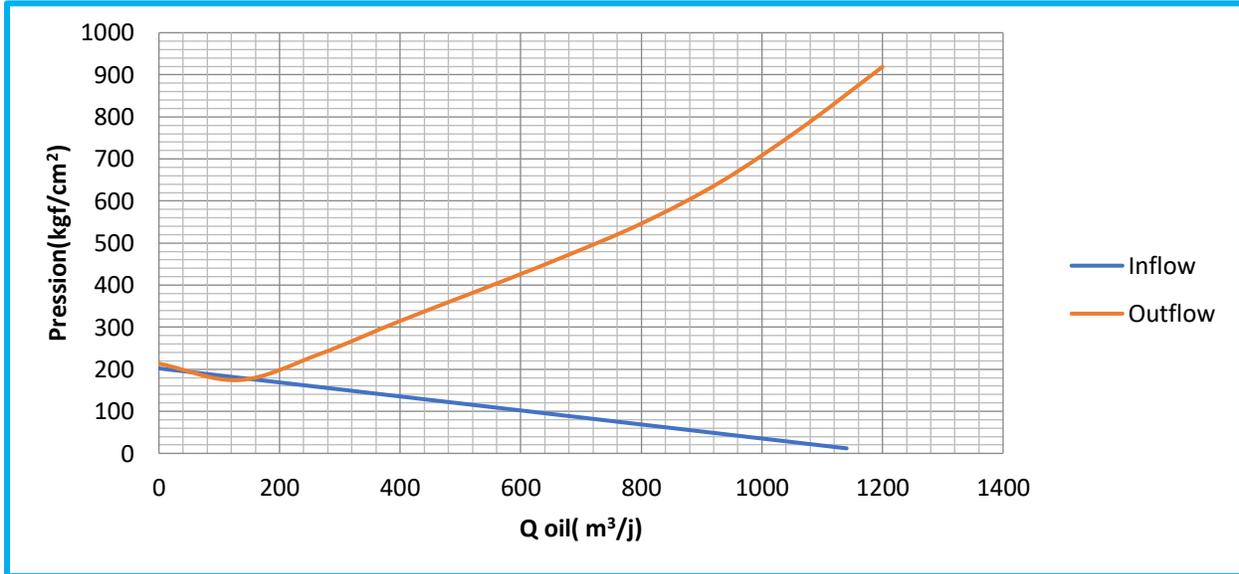


Figure (IV.5) : courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN62)

Le résultat est le suivant :

Q_o (m ³ /j)	P_{wf} (bar)
159.16	180

IV.3.5. Puit OKN 53 :

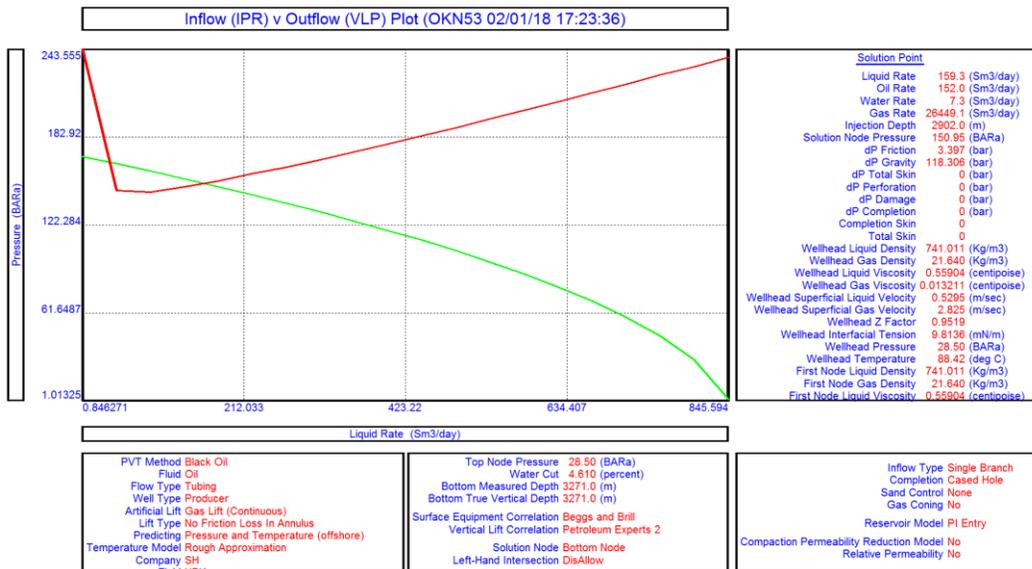


Figure (IV.6) : courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN53)

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

Le résultat est le suivant :

Q_o (m ³ /j)	P_{wf} (bar)
152	150.95

IV.3.6. Puits OKN 421 :

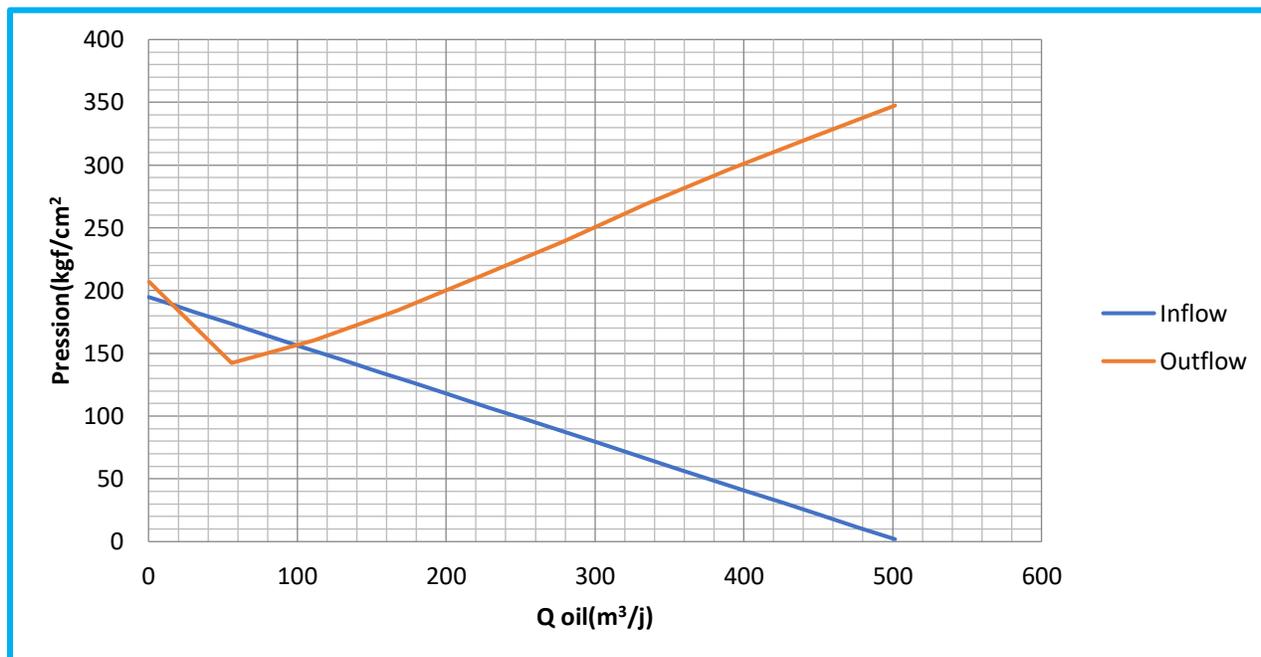


Figure (IV.7) : courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN421)

Le résultat est le suivant :

Q_o (m ³ /j)	P_{wf} (bar)
100	150

IV.4. INFLUENCE DES PARAMETRES DE PRODUCTION SUR LE GAZ LIFT :

La détermination du débit optimum d'un puits en gaz lift est affectée par un certain nombre de paramètres, qu'on peut citer comme exemple :

- Le débit du gaz injecté.
- Le diamètre de la duse.
- Le diamètre du tubing.

IV.4.1. Influence de débit du gaz injecté sur la production :

L'objectif de l'injection du gaz et de diminuer la densité des fluides ce qui va diminuer les

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

perdes de charges gravitationnelles dans le tubing. Mais cette injection va augmenter les pertes de charges dues aux frottements, le but est d'optimiser le débit de gaz injecté

Pour avoir le minimum de pertes de charges gravitationnelles et en même temps le minimum des pertes de charges dues aux frottements des fluides sur les parois de tubing.

Un excès de gaz peut causer une perte de production d'huile car si on injecte un très grand débit de gaz, on va avoir un débit important dans le tubing et le gaz va freiner le fluide provenant de la formation à cause des pertes de charges, ce qui se concrétisera par une diminution souvent importante du débit d'huile produite.

Il faut donc :

1^e : Trouver le Q_{injmax} de gaz qu'il ne faut pas dépasser

2^e : Trouver le Q_{injopt} qui va nous donner la production optimale avec un minimum de pertes de charges.

IV.4.1.1. Détermination du Q_{injmax} et Q_{injopt} :

La détermination du Q_{injmax} et Q_{injopt} se fait avec PIPESIM

IV.4.1.1.1. Puit OKN 61 :

Variation du débit d'huile produit en fonction du débit de gaz injecté

$Q_{g\ inj}$ (MM m ³ /day)	Q_{o} (m ³ /day)
0,004	110,27
0,005	110,97
0,006	111,38
0,007	111,78
0,008	111,87
0,01	111,51

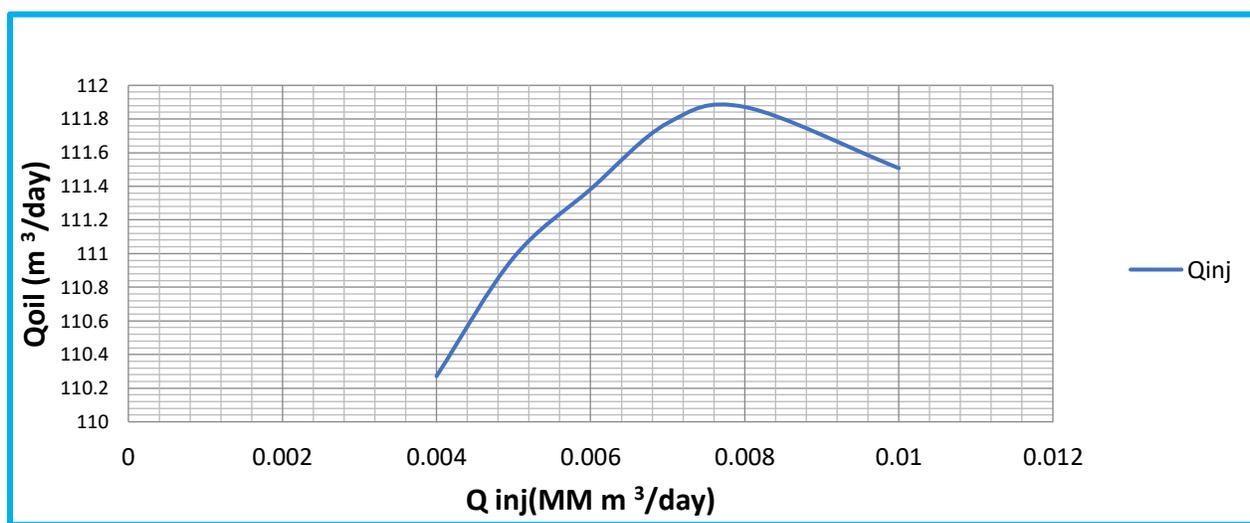


Figure (IV.8) : Evolution de la production en fonction du débit d'injection (OKN61)

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

A travers les données portées sur ce graphe, 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

Les résultats optimisés pour le puits sont :

Puits	Q_o actuel (m^3/j)	$Q_{g\ inj}$ optimum (MMm^3/j)	Q_o optimum (m^3/j)
OKN 61	102.96	0.005	110.97

IV.4.1.1.2. Puits OKN 641 :

La détermination du Q_{injmax} et Q_{injopt} pour le puits OKN641

$Q_{g\ inj}$ ($MM\ m^3/day$)	Q_o (m^3/Day)
0,002	151,64
0,003	150,79
0,004	149,91
0,005	148,99
0,007	147,00
0,008	145,92

Variation du débit d'huile produit en fonction du débit de gaz injecté

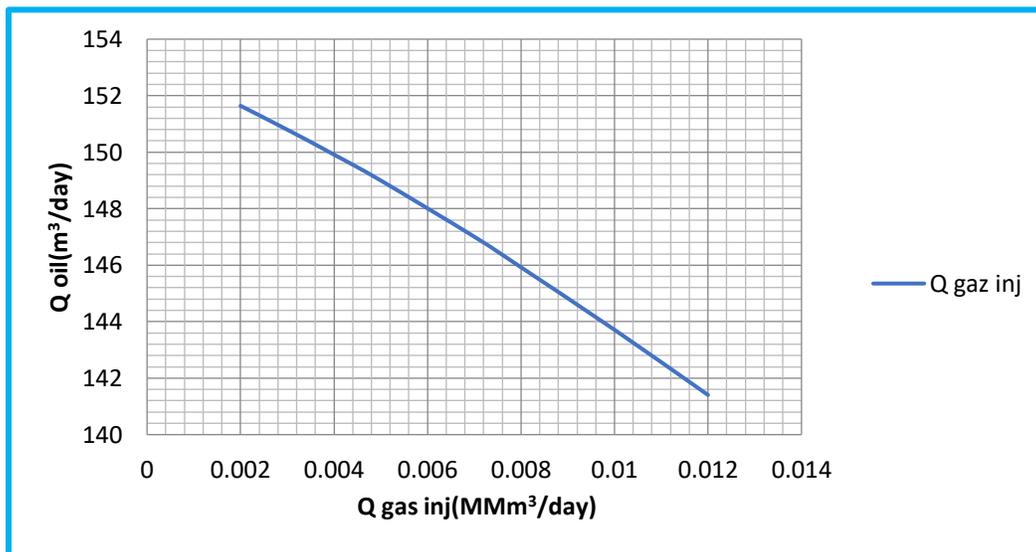


Figure (IV.9) : Evolution de la production en fonction du débit d'injection (OKN641)

Les résultats optimisés pour le puits sont :

Puits	Q _o actuel (m ³ /j)	Q _{ginj} optimum (MMm ³ /j)	Q _o optimum (m ³ /j)
OKN 641	148.8	0.002	151.64

IV.4.1.1.3. Puits OKN 721 :

La détermination du Q_{injmax} et Q_{injopt} pour le puits OKN641

Q g inj(m ³ /day)	Q o(m ³ /day)
4000	162,8
5000	164.7
6000	166.5
7000	168
8000	169.4
9000	173.7

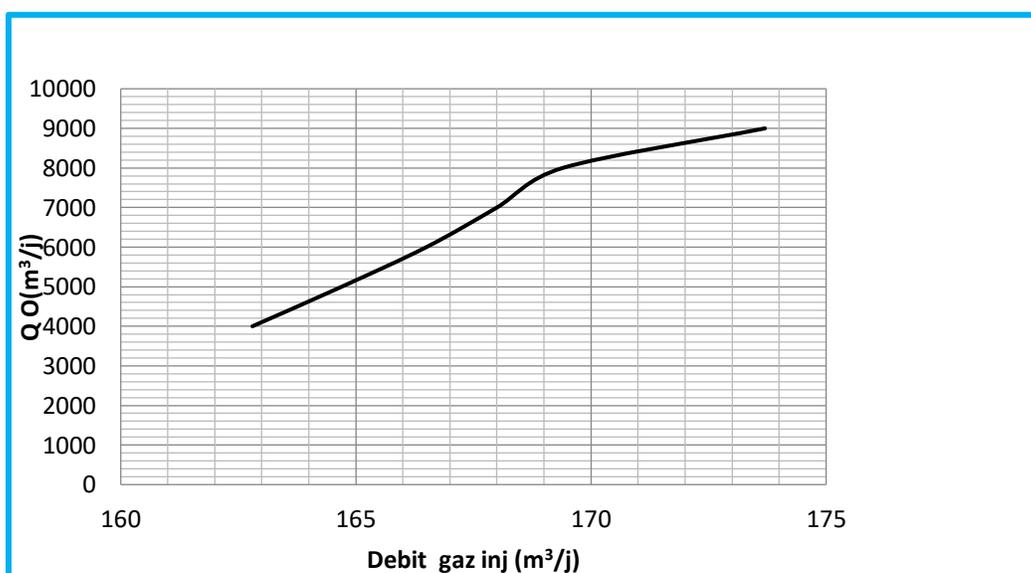


Figure (IV.10) : Evolution de la production en fonction du débit d'injection (OKN721)

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

IV.4.1.1.4. Puits OKN 62 :

La détermination du Q_{injmax} et Q_{injopt} pour le puits OKN62 :

Variation du débit d'huile produit en fonction du débit de gaz injecté

$Q_{g \text{ inj}}$ (MM m ³ /day)	Q_o (m ³ /day)
0,004	166,38
0,005	164,85
0,007	161,79
0,008	160,33
0,01	157,28
0,012	154,20
0,014	150,97

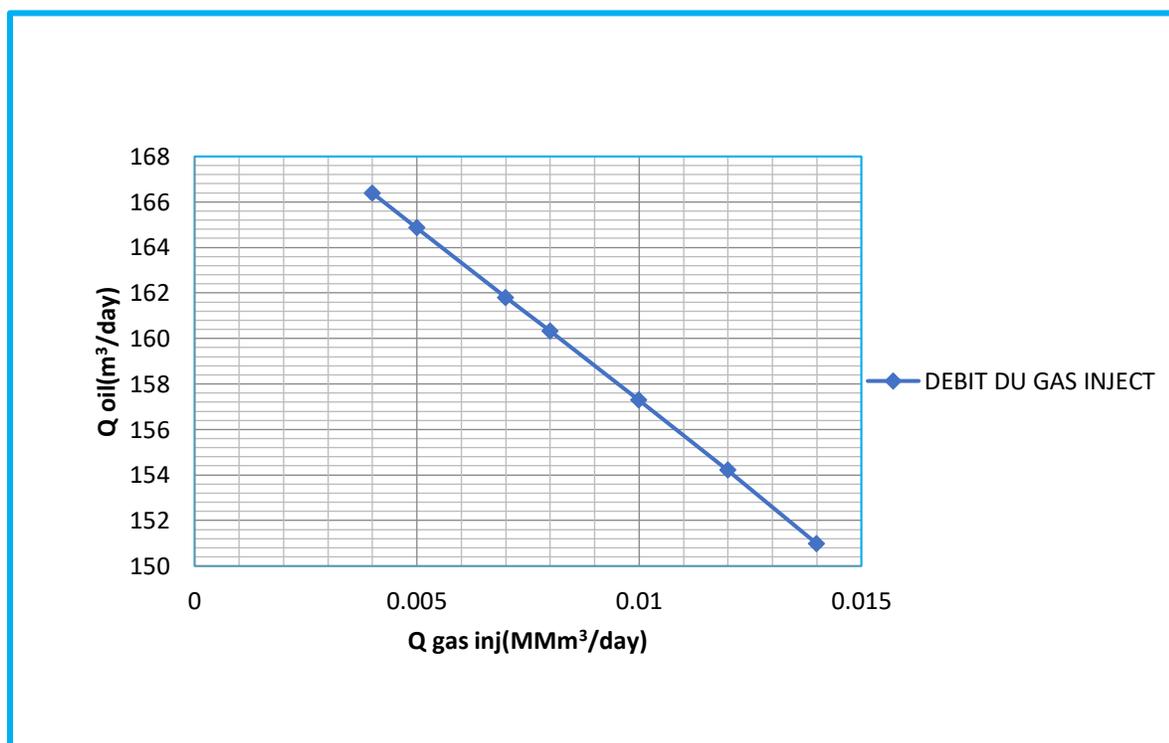


Figure (IV.11) : Evolution de la production en fonction du débit d'injection (OKN62)
Les résultats optimisés pour le puits sont :

Puits	Q_o actuel (m ³ /j)	Q_{ginj} optimum (m ³ /j)	Q_o optimum (m ³ /j)
OKN 62	159.17	4000	166.38

IV.4.1.1.5. Puits OKN 53 :

La détermination du Q_{injmax} et Q_{injopt} pour le puits OKN53

$Q_{g\ inj}$ (MM m^3/day)	Q_o (m^3/day)
4000	122,6
5000	131,9
6000	140,6
8000	154,3
9000	164,9

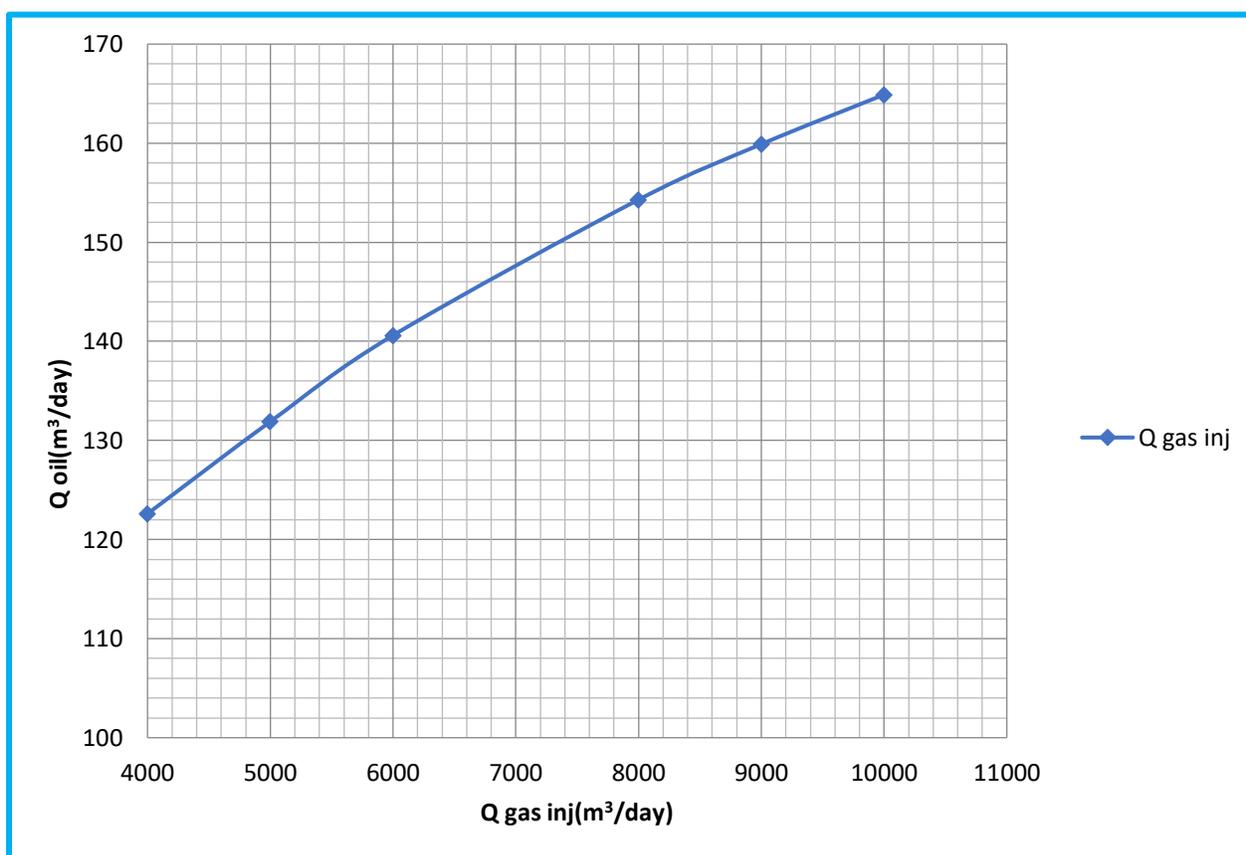


Figure (IV.12) : Evolution de la production en fonction du débit d'injection (OKN53)

Les résultats optimisés pour le puits sont :

Puits	Q_o actuel (m^3/j)	Q_{ginj} optimum (m^3/j)	Q_o optimum (m^3/j)
OKN 53	151.68	9000	164.9

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

IV.4.1.1.6. Puits OKN 421 :

La détermination du Q_{injmax} et Q_{injopt} pour le puits OKN421

Q_g inj (MM m ³ /day)	Q_o (m ³ /day)
0,004	105.80
0,005	106.06
0,007	106.12
0,008	105.96
0,01	105.32
0,012	104.29
0,014	103.05

Variation du débit d'huile produit en fonction du débit de gaz injecté

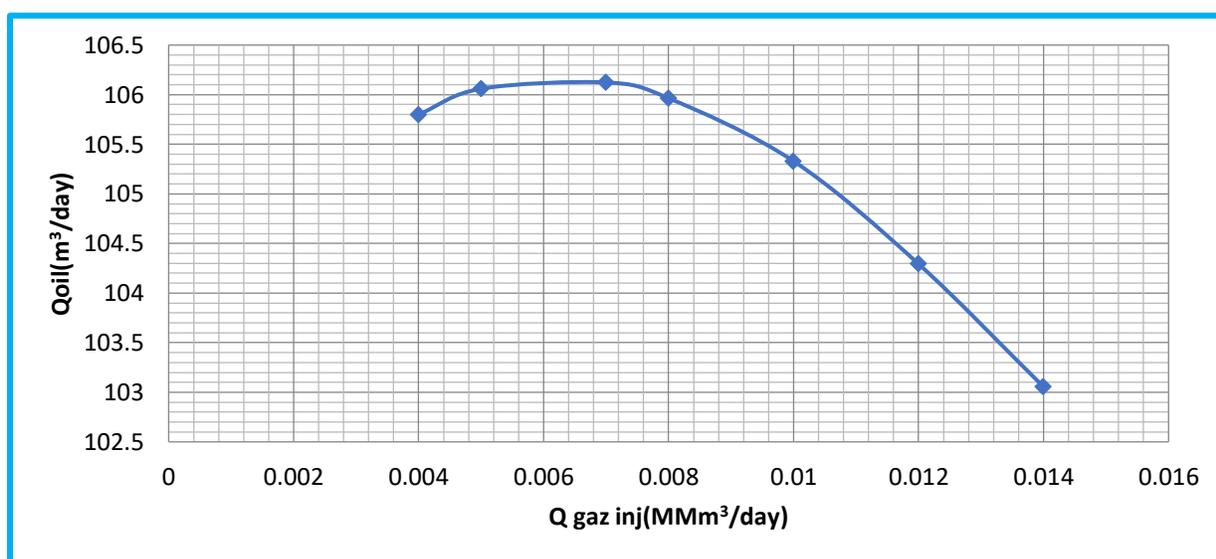


Figure (IV.13) : Evolution de la production en fonction du débit d'injection (OKN421)

Les résultats optimisés pour le puits sont :

Puits	Q_o actuel (m ³ /j)	Q_{ginj} optimum (m ³ /j)	Q_o optimum (m ³ /j)
OKN 421	95.08	7000	106.12

IV.4.2. Influence du diamètre de la duse sur la production :

IV.4.2.1. Puits OKN 61 :

L'influence du diamètre de la duse pour le puits OKN61 pour les données ci-dessous est

représenté par la figure ci-après.

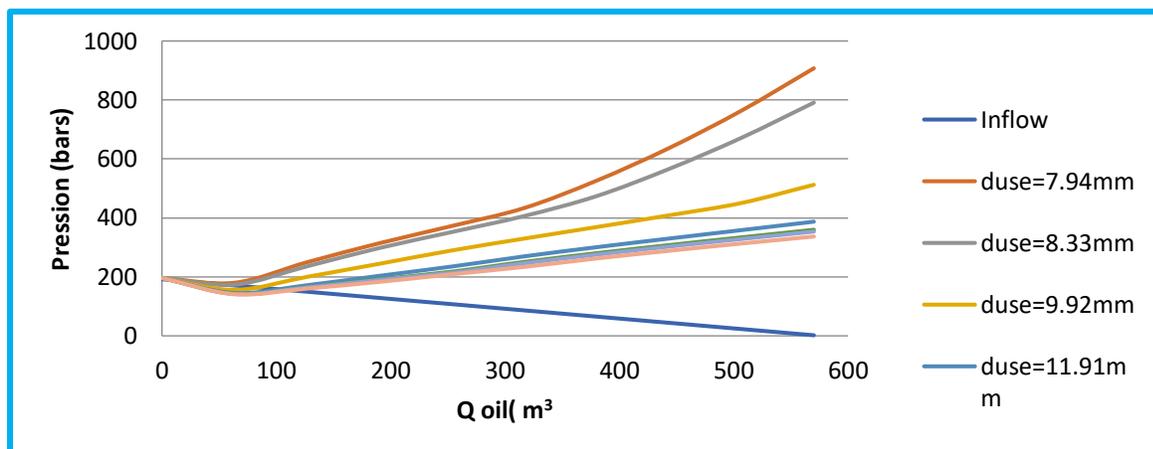


Figure (IV.14) : Evolution de la production à partir variation du D de duse (OKN61)

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

D de duse (mm)	Qo correspondant (m3/j)
7.94	0
8.33	0
9.92	77.5
11.91	97.2
12.7	105
12.9	105
13.49	112.5

IV.4.2.2. Puit OKN641 :

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

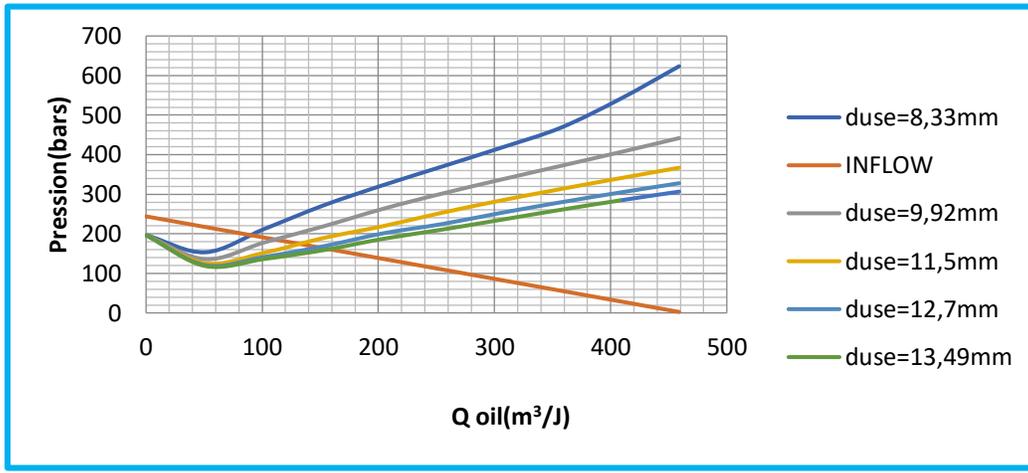


Figure (IV.15) : Evolution de la production à partir variation du D de duse (OKN641)

Les points de fonctionnements correspondant à chaque diamètre de la duse obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau suivant :

D du duse (mm)	Qo correspondant (m3/j)	Po correspondant (bars)
8.33	90	200
9.92	112	185
11.5	132	180
12.7	150	162
13.49	160	160

IV.4.2.3. Puit OKN62 :

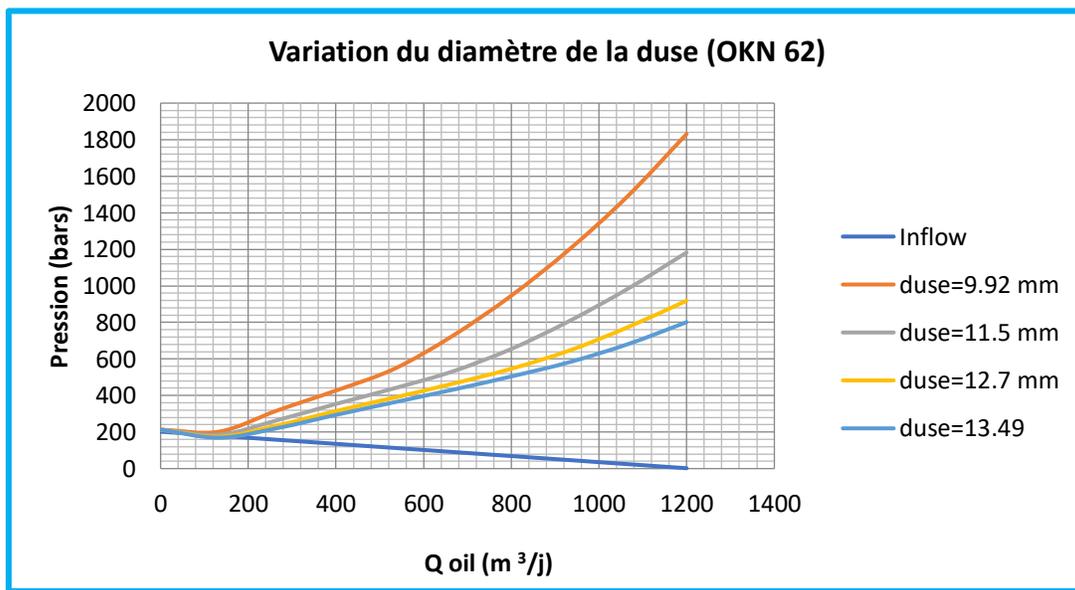


Figure (IV.16) : Evolution de la production à partir variation du D de duse (OKN62)

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

Les points de fonctionnements correspondant à chaque diamètre de la duse obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau suivant :

D du la duse (mm)	Qo correspondant (m3/j)	Po correspondant (bars)
9.92	0	0
11.5	0	0
12.7	140	180
13.49	160	160

IV.4.2.4. Puits OKN421 :

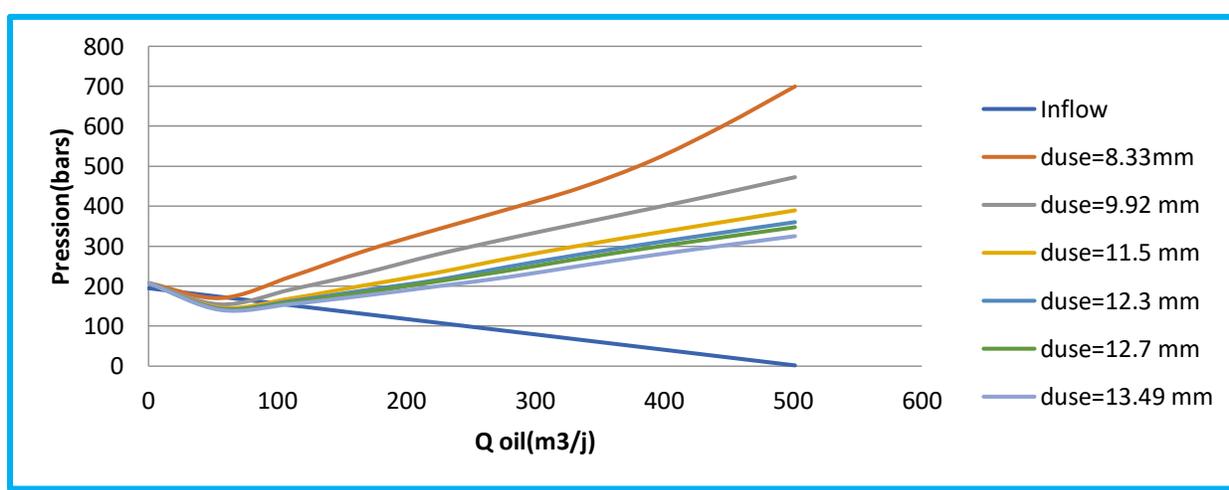


Figure (IV.17) : Evolution de la production à partir variation du D de duse (OKN421)

Les points de fonctionnements correspondant à chaque diamètre de la duse obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau suivant :

Diamètre du la duse (mm)	Débit d'huile correspondant (m3/j)	Pression d'huile correspondant (bars)
8.33	56.25	175
9.92	70	162.5
11.5	85.5	154
12.3	95	152
12.7	105	150
13.49	110	150

IV.4.3. Influence du diamètre intérieur de tubing sur la production :

A HBK le problème de dépôts de sel est très répandus surtout pour les puits qui possèdent un WC important, dans ce cas les dépôts de sel au niveau des tubings fait réduire leurs diamètres intérieurs, ce qui affecte par suite la production.

Dans notre cas on va varier le diamètre intérieur de tubing et enregistrer le débit d'huile correspond à chaque diamètre afin de construire une courbe qui nous permet d'évaluer l'influence de réduction de diamètre intérieur de tubing sur la production.

Le graphe suivant montre l'influence d'ID de tubing sur la production.

IV.4.3.1. Puit OKN 61 :

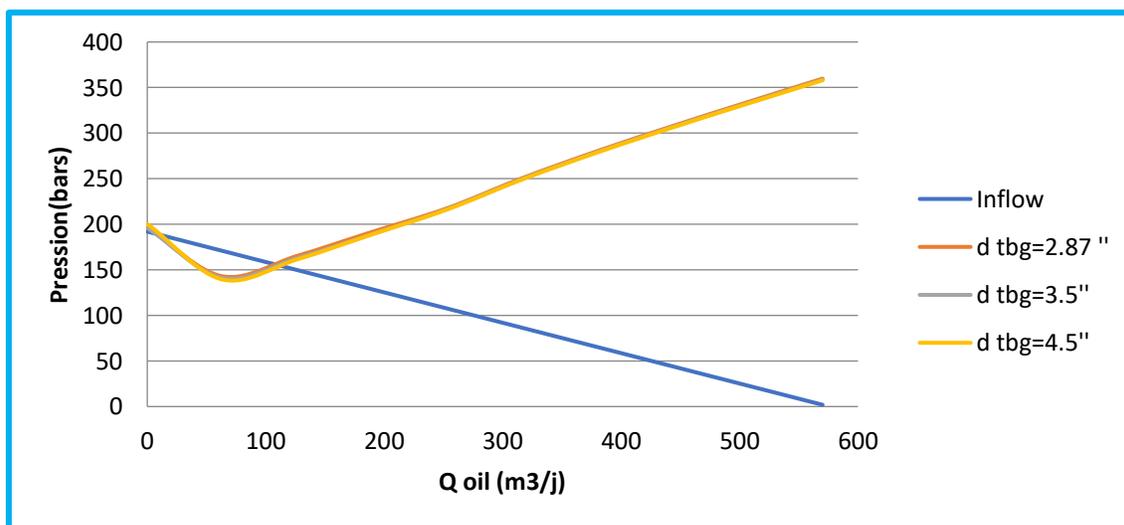


Figure (IV.18) : Evolution de la production à partir variation du $D_{int\ tubing}$ (OKN61)

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

D int de tubing (in)	Qo correspondant (m3/j)
2.87	67.5
3.5"	110
4.5"	120

IV.4.3.2. Puit OKN641 :

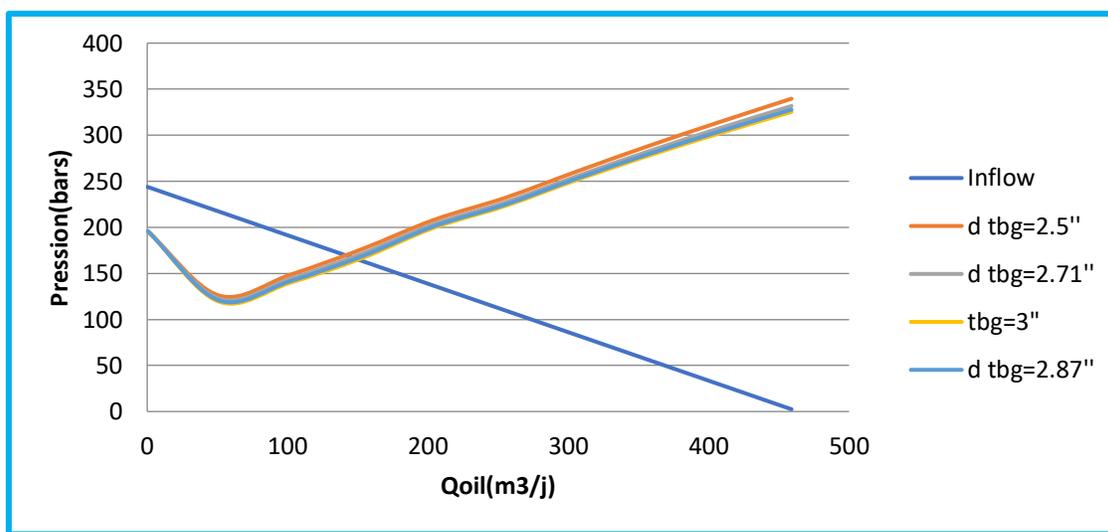


Figure (IV.19) : Evolution de la production à partir variation du $D_{int\ tbg}$ (OKN641)

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

D int tubing (in)	Qo correspondant (m ³ /j)	Po correspondant (bars)
2.5"	140	170
2.71"	145	168
2.87"	148	165
3"	150	165

IV.4.3.3. Puit OKN 62 :

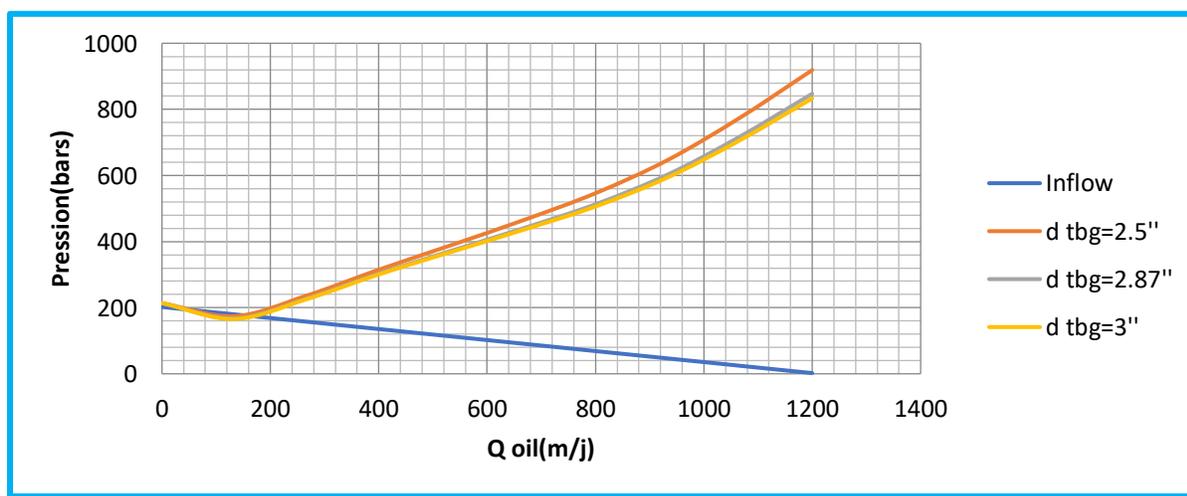


Figure (IV.20) : Evolution de la production à partir variation du $D_{int\ tbg}$ (OKN62)

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

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

D int de tubing (in)	Qo correspondant (m3/j)	Po correspondant(bars)
2.5"	145	180
2.87"	160	178
3"	160	178

IV.4.3.4. Puits OKN 421 :

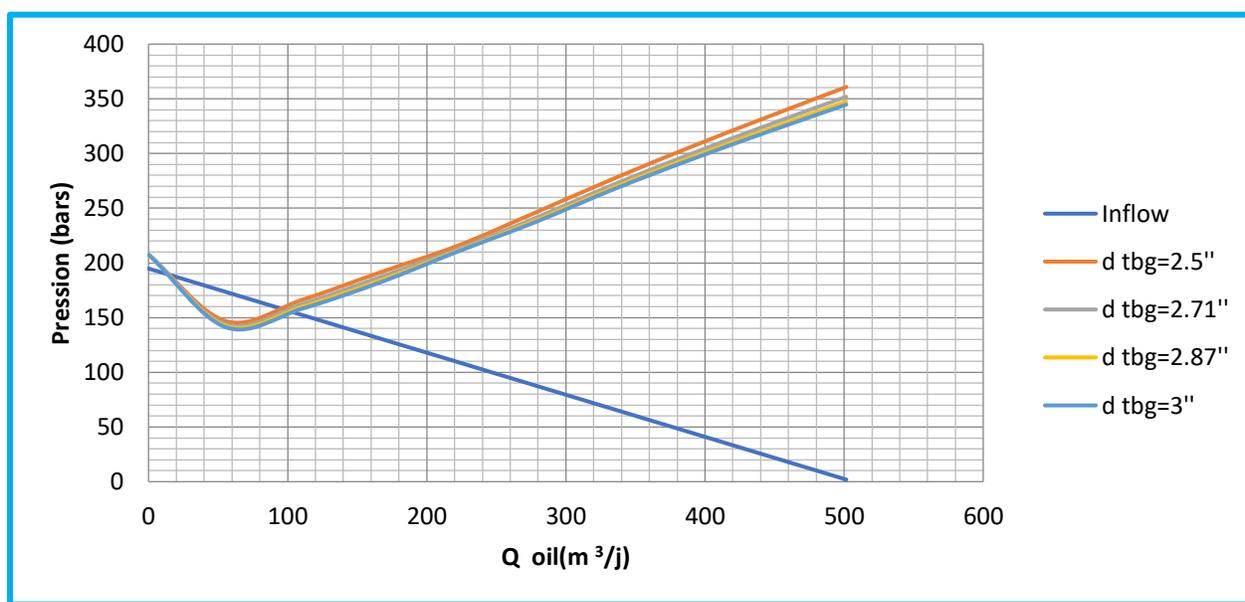


Figure (IV.21) : Evolution de la production à partir variation du $D_{int\ tbg}$ (OKN421)

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

D int de tubing (in)	Qo correspondant (m3/j)	Po correspondant(bars)
2.5"	92	160
2.71"	100	160
2.87"	105	155
3"	105	155

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

IV.4.3.5. Puits OKN 611 :

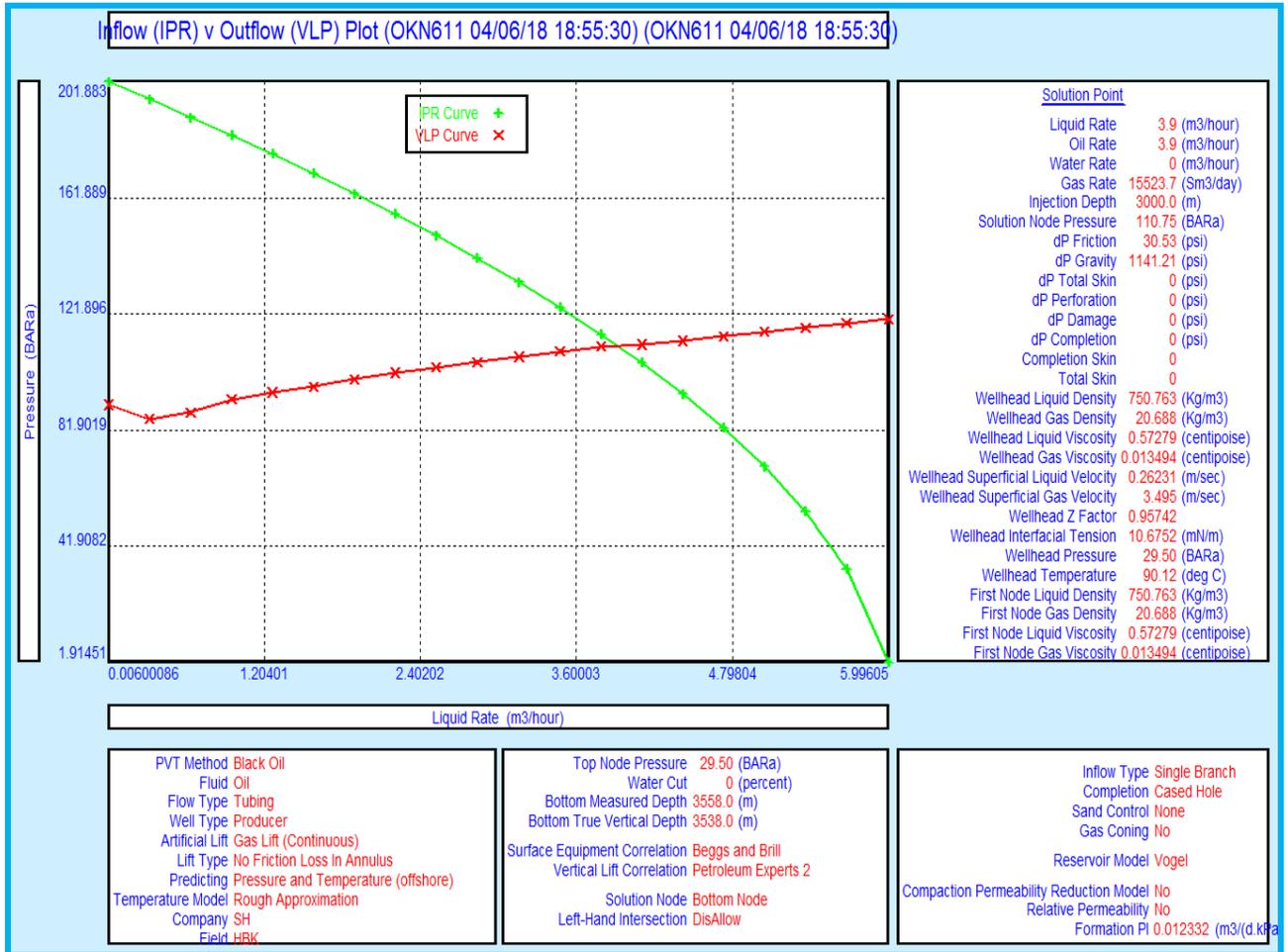


Figure (IV.22) : courbes INFLOW et OUTFLOW (OKN611)

Les résultats optimisés pour le puits sont :

Puits	Q _o actuel (m ³ /j)	Q _{g inj} optimum (m ³ /j)	Q _o optimum (m ³ /j)
OKN 611	66.31	10000	93.6

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

IV.5. Calcul les cotes des vannes gaz lift du puits OKN611 :

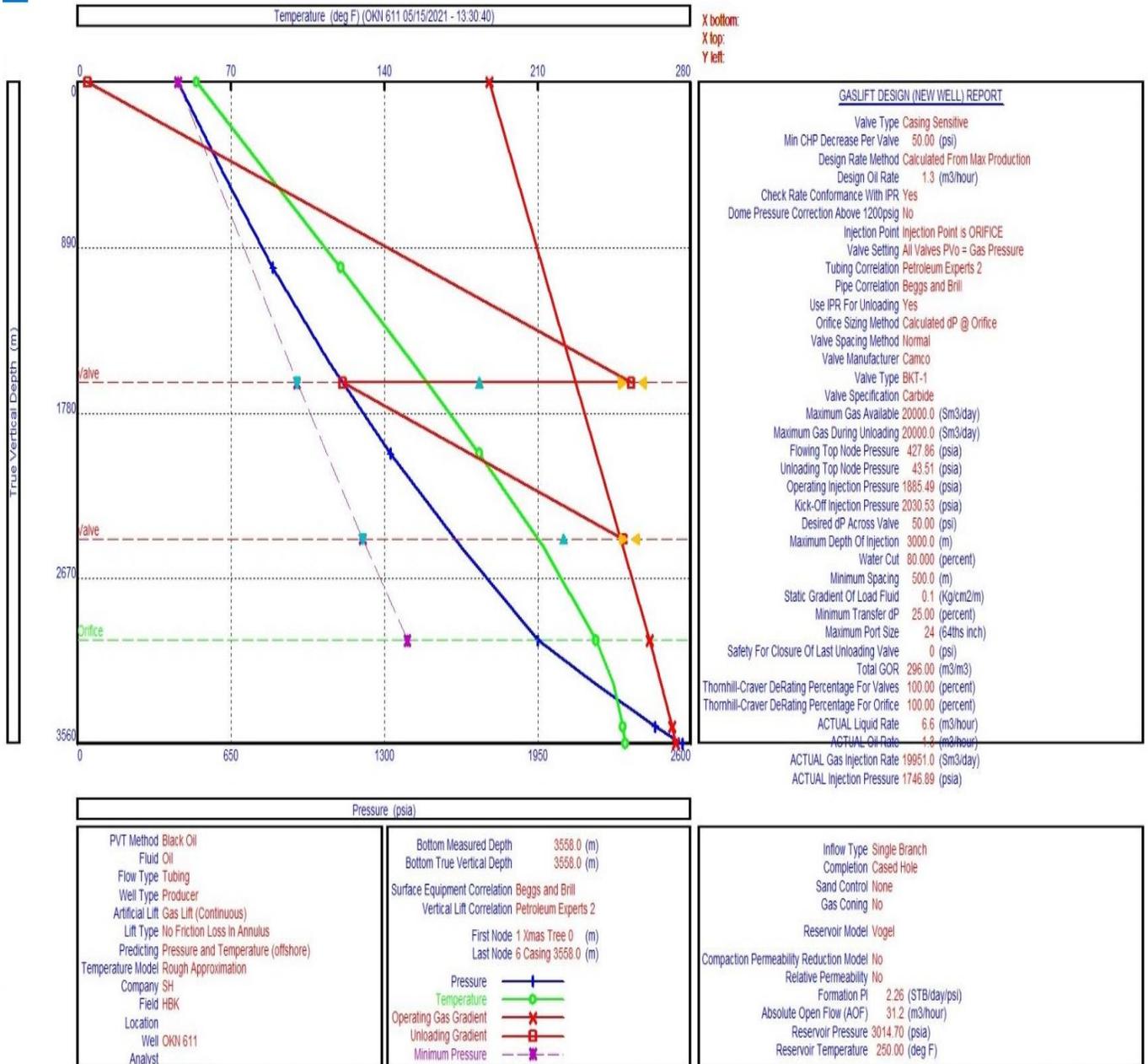


Figure (IV.23) : les cotes des vannes de Gas lift du puits (OKN611)

IV.7. Comparaison entre les débits d'huile produits avant et après l'optimisation :

Le tableau ci-dessous montre la différence entre les débits d'huile produits avant l'optimisation des puits et après

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DU GAZ-LIFT

Tableau III.1 : Comparaison entre les débits d'huile produits avant et après
L'optimisation :

Puits	Débit avant l'optimisation (m ³ /j)	Débit après l'optimisation (m ³ /j)
KN53	151,68	164,9
OKN531	154,44	175
OKN62	159,168	166,38
OKN721	143,472	173
OKN611	66,312	93,6
OKN61	108,336	110,97
OKN421	95,088	106,12
OKN 641	148,8	151,64

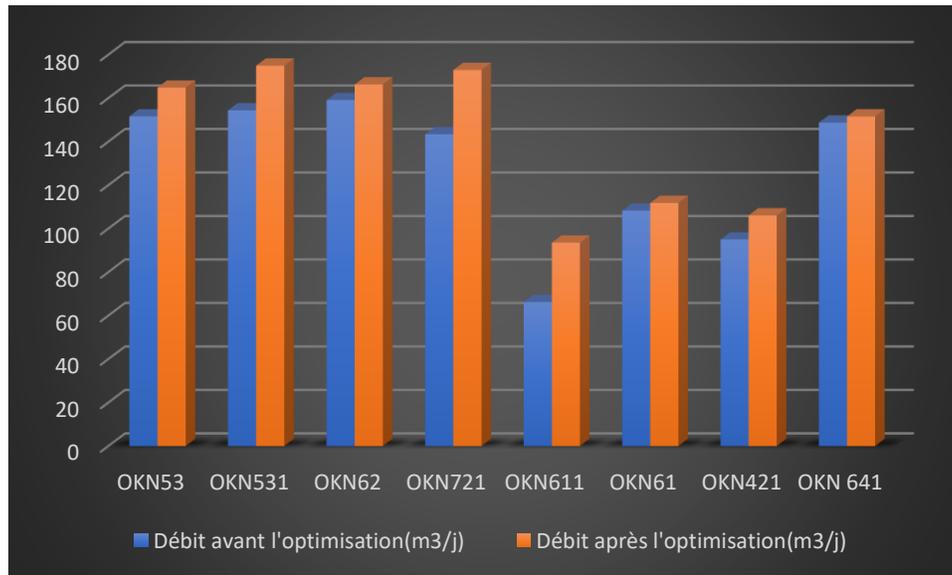


Figure (IV.24) : Comparaison entre les débits d'huile produits avant et après l'optimisation

CHAPITRE



OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

V.1. Introduction :

L'optimisation de la production consiste à étudier la chaîne de production à partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockage. L'analyse détaillée des paramètres de chaque partie de système sert à déterminer les variables clés qui seront prises en considération dans l'optimisation. La solution optimale du système est en fonction de tous les paramètres (Variables Clés) qui influent sur la production. L'organisation de ce cas d'étude de l'optimisation intégré est comme suit :

- La modélisation des puits, et de réseaux.
- Propositions des scénarios possibles d'optimisation de la production.

V.2. Objectif :

Dans notre étude, nous avons fait deux variantes pour le réseau de Collecte à partir du réseau actuel, et cela s'est fait en modification des chemins des canalisations (pipes), leur diamètre, et leur raccordement.

V.3. Situation actuelle :

Parmi les huit puits que compte la série inférieure, sont raccordés aux manifolds OKN 62, OKN54 et OKN 36. Et ces derniers sont reliés au manifold principal MAN OKJ 202 des collecteurs de diamètre 8 comme l'illustre la figure V.1.

Tableau V.1 : Liaisons individuelles Puits – Manifold

Puits	Manifold	Longueur(m)	Diamètre
OKN61	MAN 62	2000	4"
OKN62		1253	4"
OKN721		1500	4"
OKN611		2273	6"
OKN641	JON1	240	4"
OKN421		1750	4"
OKN531	JON2	2170	4"
OKN53		1860	4"

MAN62-MAN OKJ202	8250	8"
JON 1-MAN54	3510	4"
MAN54-MAN OKJ202	5290	8"
JON 2-MAN36	2290	4"
MAN36-MAN OKJ 202	3535	8"

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

V.3.1. Plan d'analyse :

L'outil choisi pour ce travail « le PIPESIM » et les étapes à suivre pour L'analyse des données sont :

Étape 1 :

- Collecte des données la pression, température, GOR, débit d'huile, débit de gaz (P, T.GOR, Q)
- Données la longueur et Inside diamètre (L, ID)

Étape 2 :

- Injection des données dans le Pipesim pour déterminer la perte de charge et la vitesse pour détecter les pipes stables, sous dimensionnée, sur dimensionnée, hold up

Étape 3 :

- Créé les scénarios pour soulage le réseau

Tableau V.2 : les valeurs de Q, T, GOR de chaque puit après l'optimisation

Puits	Débit après l'optimisation (m ³ /j)	Température	GOR
OKN53	164,9	45	280
OKN531	175	45	300
OKN62	166,38	45	300
OKN721	173	45	290
OKN611	70	45	300
OKN61	110,97	45	320
OKN421	106,12	45	290
OKN 641	151,64	45	300

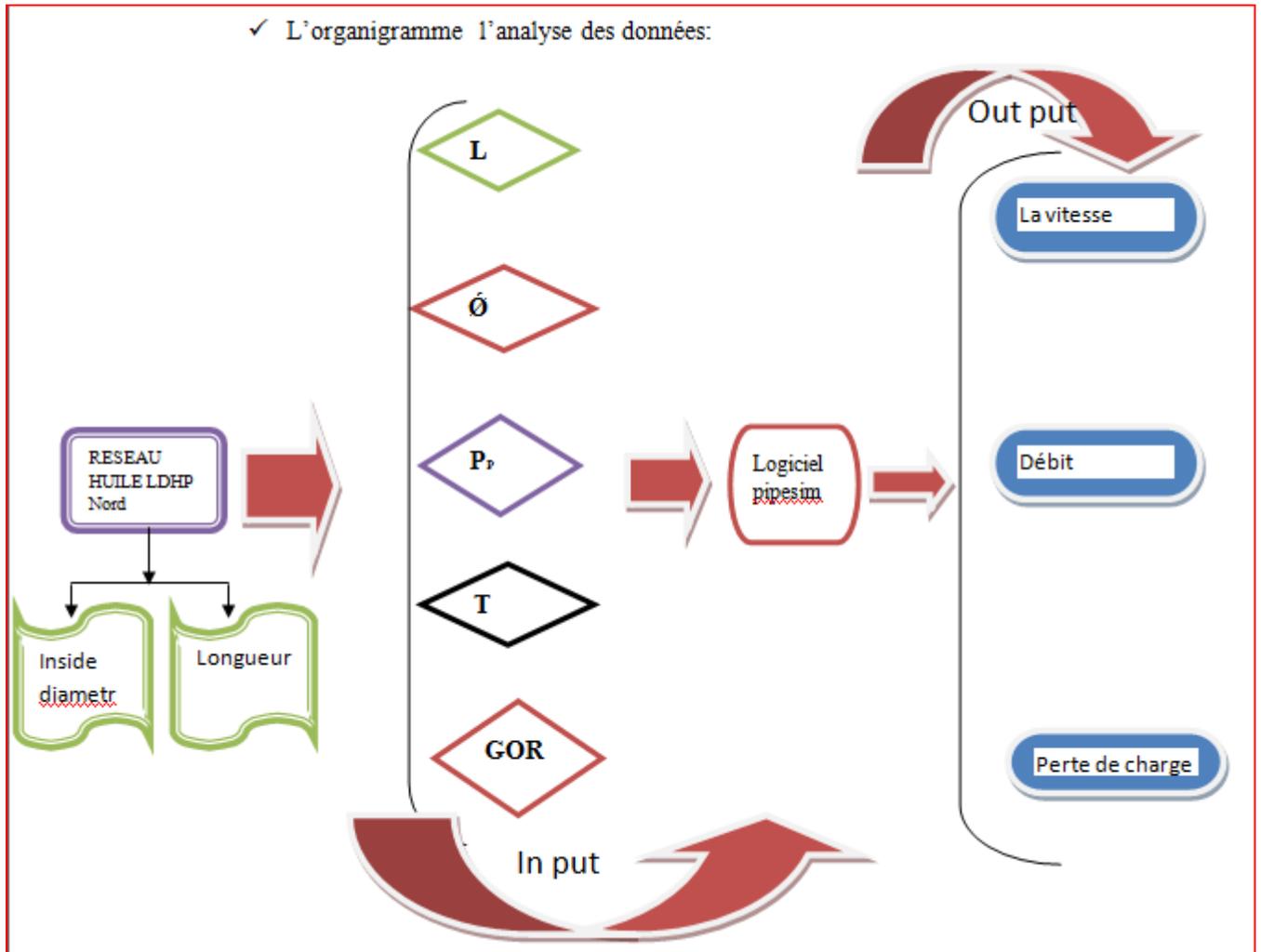


Figure (V.1) : L'organigramme l'analyse des données

V.3.2. Analyse des pertes de charge :

Le modèle étant calé, on calcule les pertes de charges dans chaque flow line. Il existe des pertes de charge additionnelles (restrictions) dans toutes les branches. D'après ces résultats, on remarque que toutes les branches génèrent relativement des grandes pertes de charges en particulier les branches. On suppose que ces pertes de charge sont reliées aux dépôts ou à un autre type de restriction inconnu. [1]

V.3.3. Analyse de la vitesse du fluide :

Les pipelines du réseau de collecte comprennent différentes tailles, allant de 4 "à 8" pour les branches partant des puits jusqu'au manifold, et de 8 "à 14" pour les collecteurs. Le modèle du réseau montre que les branches actuelles de pipeline ne sont pas très appropriées pour la production

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

actuelle, sauf pour quelques branches. Basé sur l'intervalle recommandé de la vitesse moyenne du fluide ($1.5 \text{ m/s} < V < 4,7 \text{ m/s}$) Éviter la corrosion et la décantation du sable ou du solide pour les faibles vitesses ($< 1.5 \text{ m/s}$) Prévenir l'érosion pour les vitesses élevées ($> 4.7 \text{ m/s}$), les analyses de la vitesse du fluide

V.4. Optimisation du système de réseau :

La modélisation de réseau consiste à collecter les données nécessaires pour avoir une conception sur le réseau, puis ajuster ce modèle avec les modèles des puits pour obtenir un scénario d'optimisation de réseau et une conception de raccordement des lignes entre eux.

- Changement diamètre de pipe pour optimiser les pertes de charge dans les canalisations Selon $0 \leq \Delta P \leq 1 \text{ bar/km}$ respecter les vitesses minimum et maximum (de 1,5 à 4,7 m/s).

V.5 Conception du réseau de collecte :

V.5.1 Première variante :

Cette variante, et comme l'illustre la figure V.1, consiste à relier tous les puits par des liaisons individuelles jusqu'au manifold MAN OKN 62, MAN OKN 54 et MAN OKN 36 où ils seront regroupés en trois collecteurs qui acheminent les effluents jusqu'au Manifold principal MAN OKJ 202.

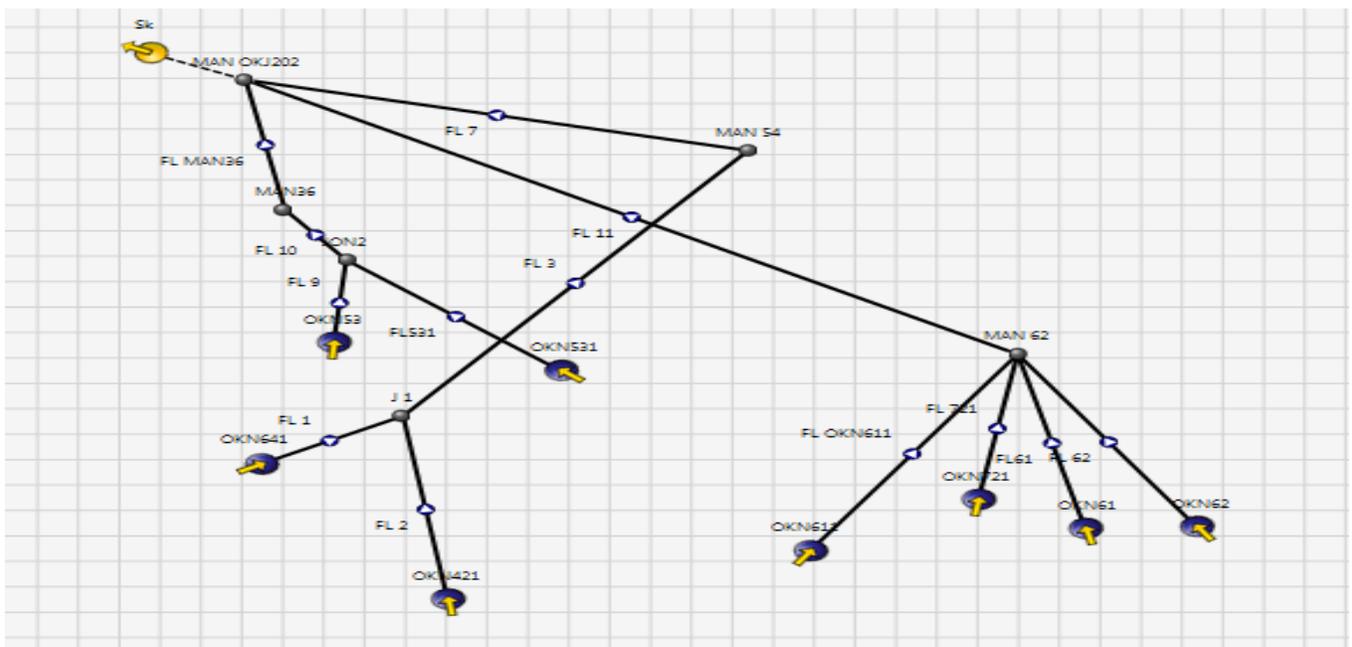


Figure (V.2) : Première variante pour le réseau de collecte

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

V.5.1.1 Optimisation du diamètre des liaisons individuelles :

Pour déterminer le diamètre optimal de chacune des liaisons individuelles, on étudie la sensibilité du débit des puits et celle des pertes de charges le long de ces liaisons au diamètre nominal du pipe.

Tableau V.3 : Diagnostique du système

branche	dp	v	remarque
MFD OKN 62_MFD PPL OKJ 202	5,271,989	3,349,107	acceptable
JON2_MFD 36	1,435,961	5,189,868	sous dimensionnée
JON1_MFD 54	1,392,715	4,107,921	sous dimensionnée

Colonne1	dp	v	Remarque
OKN62	2,190,404	4,118,906	Acceptable
OKN611	0,1724953	0,8602448	sur dimensionnée
OKN61	1,833,134	298,803	pipe stable
OKN531	2,763,697	2,796,001	pipe stable
OKN421	0,9275209	179,052	pipe stable
OKN 721	2,687,298	402,901	Acceptable
OKN 641	0,2403179	272,111	pipe stable
OKN 53	2,033,208	2,530,988	Acceptable

V.5.1.2 Résultat de modélisation :

13 pipes l'ensemble et les collecteurs sur le réseau : 2 PIPE sous dimensionnée :
(JON2_MFD 36)(JON1_MFD 54) on propose augmentation diamètre des pipes à 6" puce
1 collecteur sur dimensionnée OKN611 on propose diminution diamètre de pipe à 4" puce

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

Tableau V.4 : Diagnostique du système après l'optimisation

branche	dp	v	Remarque
OKN62	2,190,404	4,118,906	acceptable
OKN611	0,8646301	1,871,261	pipe stable
OKN61	1,833,134	298,803	pipe stable
OKN531	4,356,853	4,290,749	acceptable
OKN421	1,476,287	2,959,082	pipe stable
OKN 721	2,687,298	402,901	acceptable
OKN 641	0,3966603	4,701,263	acceptable
OKN 53	3,244,935	4,024,259	acceptable

branche	dp	v	Remarque
MFD OKN 62_MFD PPL OKJ 202	5,271,989	3,349,104	acceptable
JON2_MFD 36	3,283,873	4,190,016	acceptable
JON1_MFD 54	3,452,557	3,215,125	acceptable

Tableau V.5 : Résultats des calculs des débits et des pressions avant et après l'optimisation.

	Avant l'optimisation		Après l'optimisation	
	Débit (m ³ /j)	Pression (Bars)	Débit (m ³ /j)	Pression (Bars)
MFD62	477,27	18	543,85	18
MFD54	243,88	17	257,76	17
JON1	243,88	21	257,76	22
MFD36	306,12	16	339,9	17
JON2	306,12	18	339,9	18
MFD OKJ202	1027,27	16	1141.51	16

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

V.5.2 Deuxième variante :

Selon cette variante (on a proposé de raccordement des puits OKN641, OKN421 avec le MAN 62 en point de raccordement J 3, avec éliminations le tançons vers MAN OKN54.

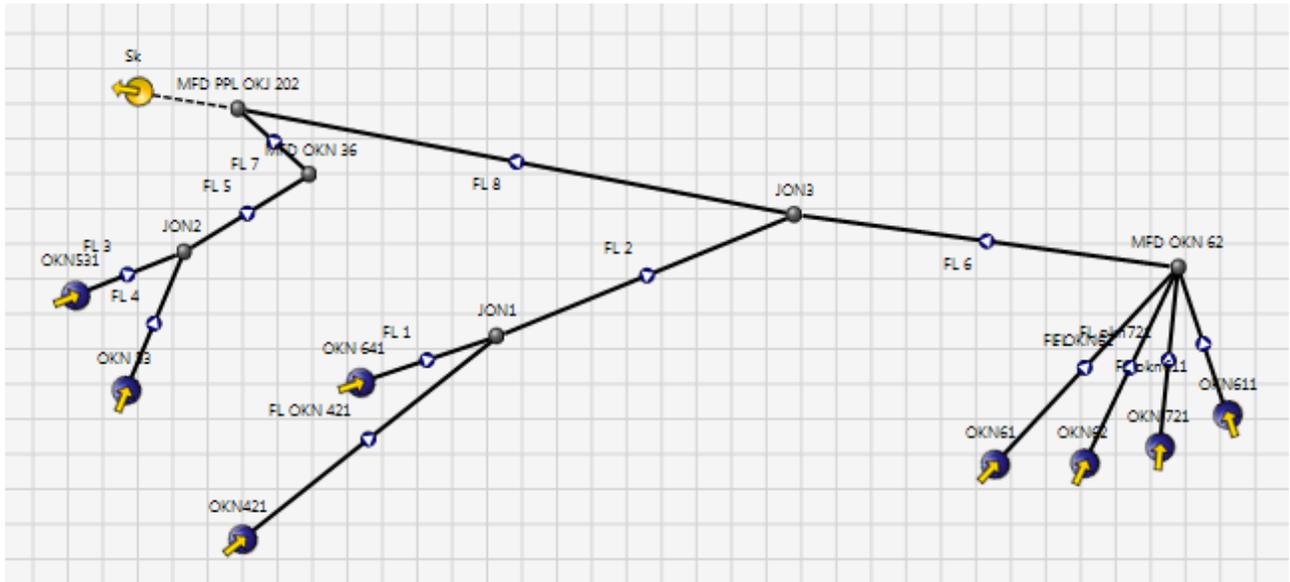


Figure (V.3) : Deuxième variante proposée pour le réseau de collecte

Tableau V.6 : Liaisons individuelles Puits – Manifold :

Puits	Manifold	Longueur	Diamètre
OKN721	MAN 62	1003	4"
OKN611		2350	4"
OKN62		1243	4"
OKN61		2162	4"
OKN641	JON 1	251	4"
OKN421		1640	4"
OKN531	JON 5	1514	4"
OKN53		1861	4"

MFD OKN 62- JON3	2000	8"
JON3- MFD PPL OKJ 202	6250	8"
JON1-JON3	2000	6"
JON2-MFD OKN 36	2290	6"
MFD OKN36-MFD PPL OKJ 202	3335	8"

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

Tableau V.7 : Diagnostique du système

branche	dp	v	Remarque
OKN62	186,195	3,498,249	acceptable
OKN611	0,7415087	1,555,117	acceptable
OKN61	1,561,896	252,301	stable
OKN531	0,6539452	2,315,957	stable
OKN421	1,135,769	2,229,896	stable
OKN 721	229,267	344,613	acceptable
OKN 641	0,2972165	3,438,107	acceptable
OKN 53	0,4880029	2,061,001	acceptable

branche	dp	v	Remarque
MFD OKN 62_JON3	0,9322854	2,731,717	stable
JON3_MFD PPL OKJ 202	7,644,613	4,318,075	acceptable
JON2_MFD PPL OKJ 202	3,547,263	4,078,304	acceptable
JON1_JON3	0,9667238	2,310,662	stable

Tableau (V.8) : Résultats des calculs les débits et les pressions avant et après l'optimisation

Puits	Avant l'optimisation		Après l'optimisation	
	Débit (m ³ /j)	Pression (Bars)	Débit (m ³ /j)	Pression (Bars)
MFD62	721,15	20	801,7	22
JON2	243,88	20	257,85	23
MFD36	306,12	17	339,9	17
JON5	306,12	18	339,9	19
MFD OKJ202	1027,27	16	1141,6	16

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

Dans la 2^{em} variante en remarque l'augmentations de débit au niveau MFD62 par reporte la 1^{er} variante A cause de Raccordent de puits OKN421 et OKN 641

V.6.Comparaison entre les deux variantes

Tableau (V.9) : Comparaison entre les deux variantes

Variante	Débit total d'huile avant l'optimisation (m3/j)	Débit total d'huile après l'optimisation (m3/j)
1	1027.27	1141.51
2	1027.27	1141.6

Variante1 :

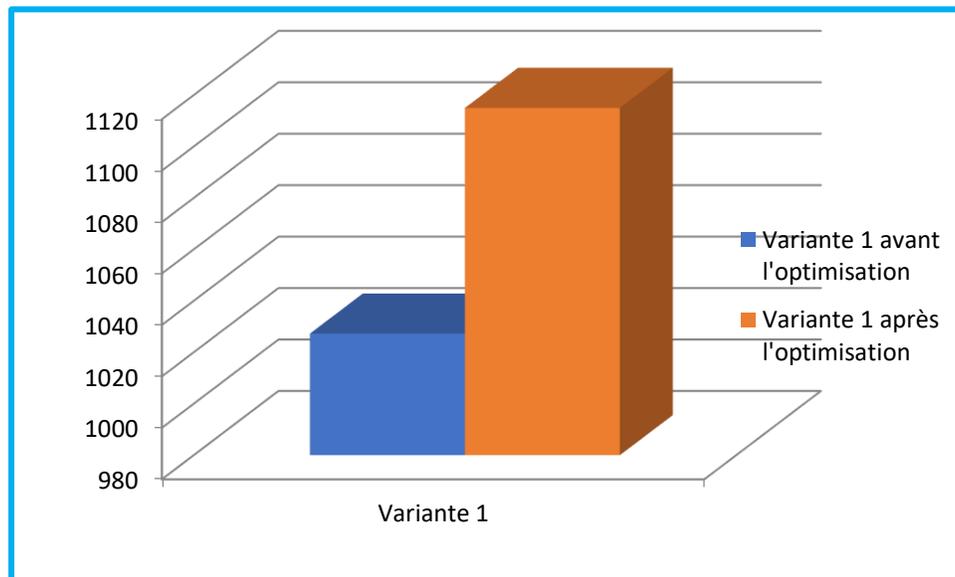


Figure (V.4 : Comparaison entre les débits variante 1

Variante2 :

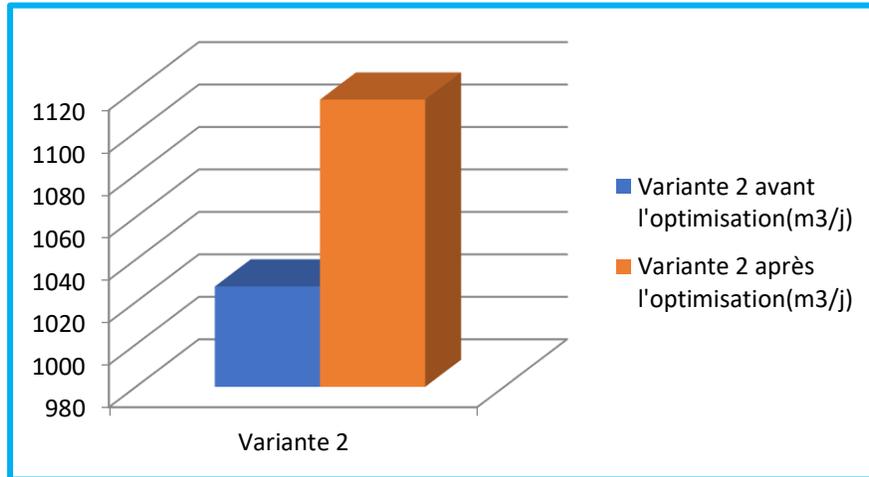


Figure (V.5) : Comparaison entre les débits variante 2

D'après les figures ci-dessus, on peut voir clairement que les deux variantes du réseau de collecte donnent pratiquement le même débit total. Donc, pour décider laquelle de ces deux variantes on choisit, on fait appel à un autre critère qui est le critère technico-économique. D'après ce critère, on choisit **la deuxième variante** car elle est plus simple et elle comporte moins de matériaux tubulaires donc moins coûteuse.

V.7. Résultat de l'optimisation des puits :

Débit d'huile des puits avant l'optimisation (m ³ /j)	Débit d'huile des puits après l'optimisation (m ³ /j)
1027.5	1117.95

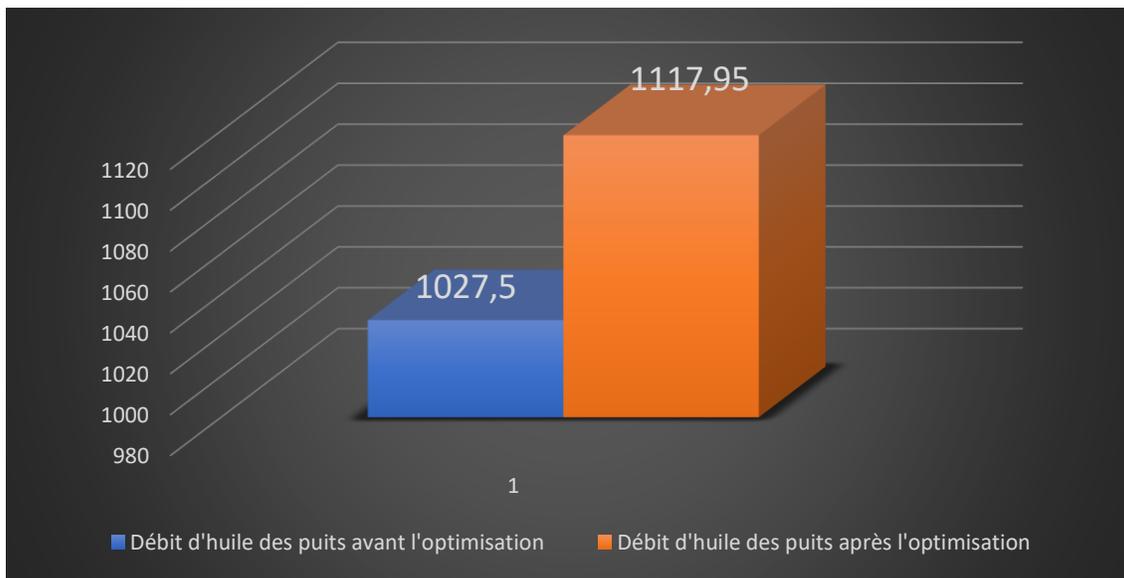
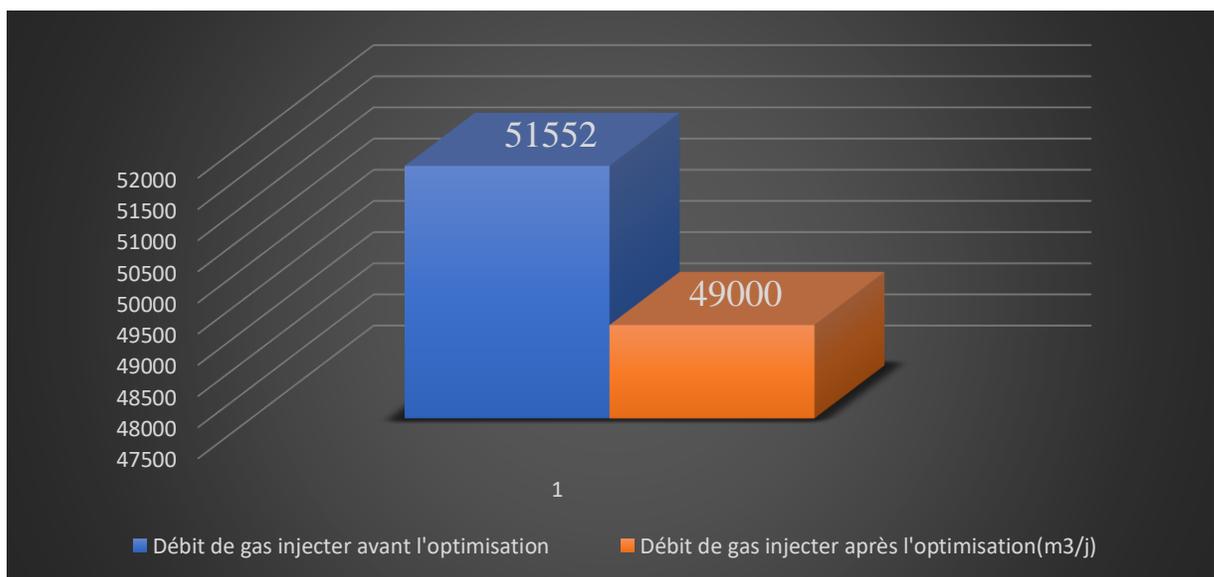


Figure (V.6) : digramme de débit d'huile des puits avant et après l'optimisation.

V.8. Résultat de l'optimisation des débits du gaz injecté :

Débit de gaz injecter avant l'optimisation (m ³ / j)	Débit de gaz injecter après l'optimisation (m ³ / j)
51 552	49 000



V.9. Coût de réalisation du tançons proposé de la variante 2 de

CHAPITRE V : OPTIMISATION DU RÉSEAU DE COLLECTE ET SYNTHÈSE DES RÉSULTATS

réseau de collecte :

Operation	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
Topographie (mL)	1 542	75	115 650
Ouverture piste (mL)	1 542	520	801 840
Transport tube ϕ 4'' sur cite (mL)	9 131	50	456 550
Soudage ϕ 4'' (joint)	154	600	92 400
Soudage ϕ 6'' (joint)	1	950	950
Essai hydrostatique ϕ 4'' (mL)	154	120	18 480
Raccordement ϕ 4'' (joint)	3	23 500	70 500
Raccordement ϕ 6'' (joint)	1	30 000	30 000
profil en long	1 542	20	30 840

Montant total de réalisation de tançons du réseau de collecte en (DA) : 1 617 210.00 DA.

V.10 Calcul du POT (délai de récupération) :

- Montant total de réalisation de tançons du réseau de collecte en (DA) : 1 617 210.00 DA
- Le coût du 1 baril de pétrole en dollars : 70 \$, c'est-à-dire : 9381,4 DA
- Le débit d'huile $Q_o = (1141,51/24) * 6,28 = 298,69$ Baril/h
 $298,69 * 9381,4 = 2802178,36$ DA

$$POT = \frac{1617210.00}{2802178,36} \approx 0,57 \text{ h}$$

Donc, après 30 min après l'optimisation du réseau de collecte on a des bénéfices

Conclusion générale et Recommandations

Le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression d'hydrostatique, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif.

D'après cette étude, on déduit que le Gaz-Lift est la technique la plus simple pour la récupération artificielle du brut utilisé sur l'anneau d'huile de Haoud Berkau.

Nous avons étudié l'effet de IPR et VLC sur le système du réseau de gaz-lift, Également INFLUENCE de Q_g inj, d_{duse} et $d_{int\ tubing}$ sur le système. Cette étude Fait à travers l'utilisation du logiciel PIPESIM et PROSPER.

En fin de compte, on a atteint l'objectif de l'étude et nous avons obtenu les résultats suivants :

- L'optimisation que nous avons réalisée sur les puits, nous donne un gain de production de $22,8\text{ m}^3/\text{j}$;
- L'amélioration de la production des puits passe aussi par l'optimisation du réseau de collecte.
- Le débit d'huile de réseau de collecte avant l'optimisation est de $1027.27\text{ m}^3/\text{j}$.
- Le débit d'huile de réseau de collecte après l'optimisation de ce dernier est de $1115.31\text{ m}^3/\text{j}$.
- L'optimisation de réseau de la collecte nous permet d'améliorer la production des puits et le taux d'amélioration est égal à **7.89 %**.

Recommandations :

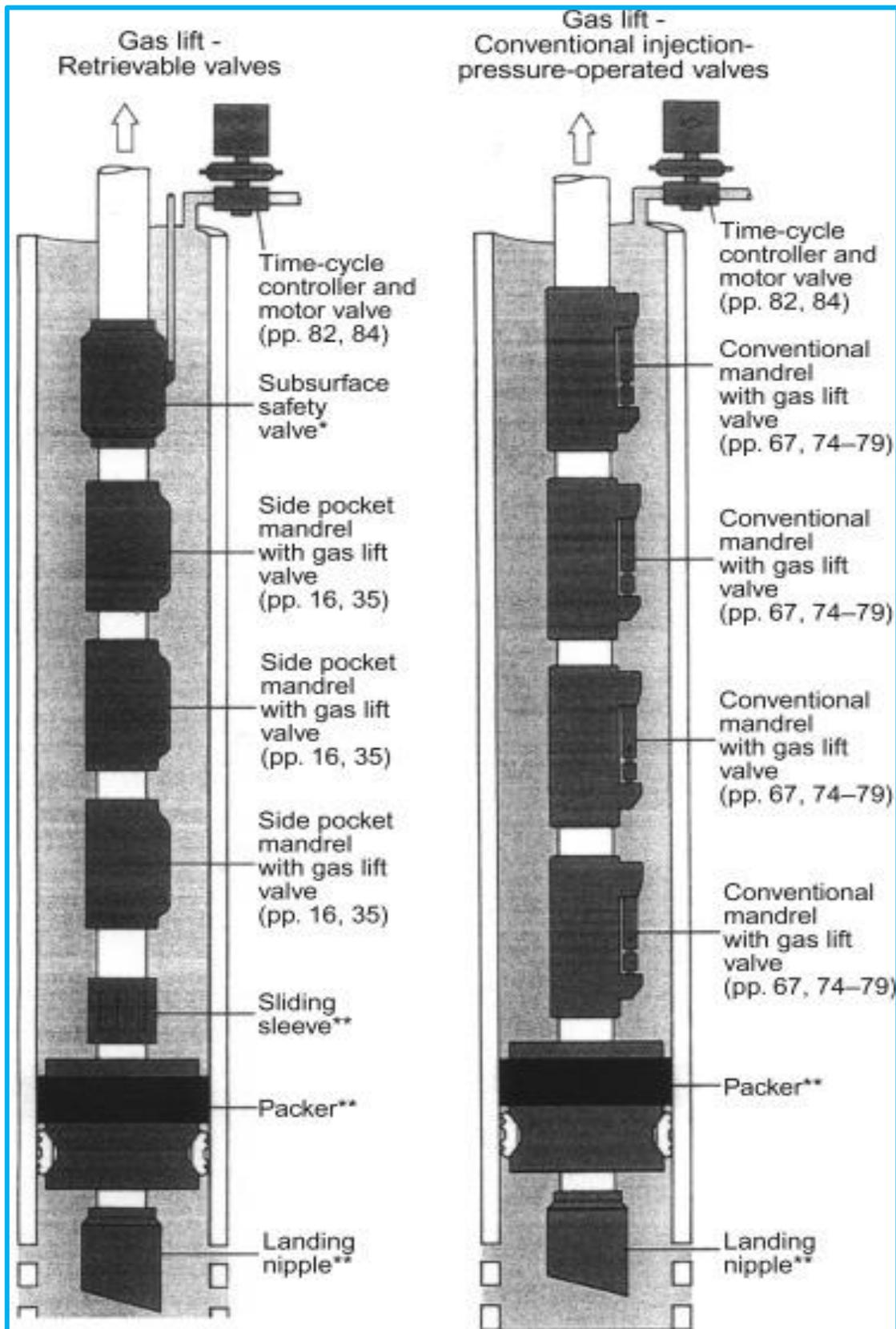
- Actualiser périodiquement les données des puits par la programmation de quelques opérations comme PLT, DST.
- Optimiser le système de la production à partir du réservoir jusqu'à la fin du procès.
- Accélérer la mise en service du Gaz lift pour les puits de champs de HBK.

Et rester L'objectif principale dans le domaine pétrolier est d'obtenir les bénéfices après chaque opération réalisée.

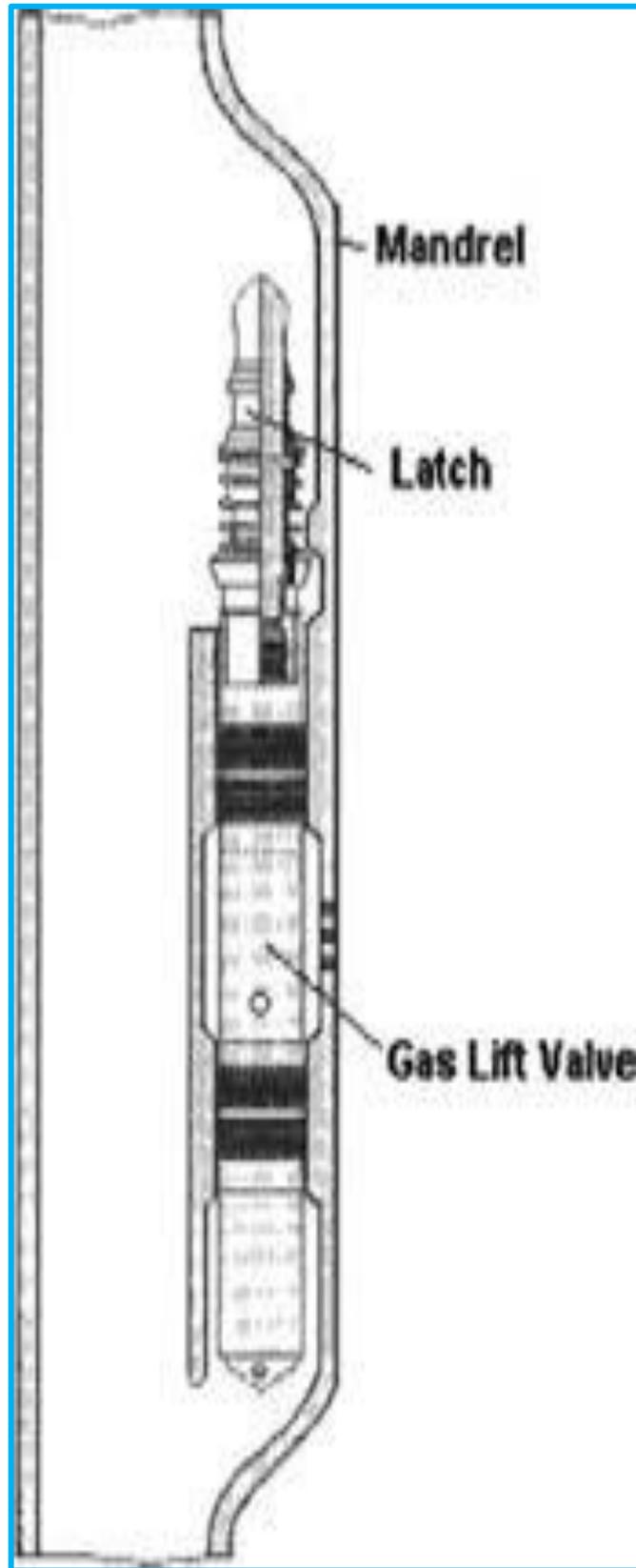
Bibliographie

Bibliographie

- 1) API gaz lift manuel Book 6 of the Vocationnel Training Series Third Edition, 1994.
- 2) Design and Economic Evaluation of the ESP and Gas Lift on the Dead Oil Well Mehran University of Engineering & Technology, Jamshoro, 76062, Sindh, Pakistan
- 3) Documentation sur l'analyse nodale et le PROSPER d'après Ismail Bekkouche, 'service technique des puits', la région de Haoud Berkaoui , Sonatrach.
- 4) Equipements de puits éruptif (IAP)
- 5) 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
- 6) Fichier PDF de ' service mesure ', la région Haoud Berkaoui, Sonatrach
- 7) Gaz lift optimisation design (IFP).
- 8) Haliburton - Petroleum Well Construction, Michae Economides, Larry T. Watters, Shari Dunn-Norman, Edition Duncan, Oklahoma, 1997.
- 9) Le puits active par gaz lift (TOTAL).2007
- 10) OPTIMISATION D'INJECTION DE GAZ LIFT : SIDE POCKET MANDREL SUR LES PUIITS DE STAH CAS D'ETUDE : ST17, ST50 ET ST51(Namous yaaqoub/ Kheroudji Ayoub/ Lazaar Mohammed) Mester 2017
- 11) Optimisation de production par la modélisation intégrée (puits – réseau) Cas d'étude - satellite W1A – (OUCHAMA Farid et KHOULED Hicham et BELLAOUI Brahim) Mester 2013
- 12) OPTIMISATION DU DEBIT D'INJECTION DU GAZ-LIFT Cas du puits OMNZ153 dans l'anneau d'huile de HMD pour l'année 2012(HELIS MOHAMED, DRIHEM TAREK KHERFI ABDENNOUR) Mester 2017
- 13) OPTIMISATION DU GAZ-LIFT A HAUD BERKAOUI (GHETTOUT Mohamed Lamine, BOUTOUATOU Ahmed) Mester 2018
- 14) Optimisation du système Gaz Lift (Puits-Réseau) dans le champ de Haoud Berkaoui.MR Aissani Mohamed IAP 2018
- 15) Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999
- 16) Rapport d'optimisation ' service technique puits ', la région de Haoud Berkaoui, Sonatrach.
- 17) The technology of artificial lift Methods, Kermit Brown, Pennwellbooks publishing company 1977

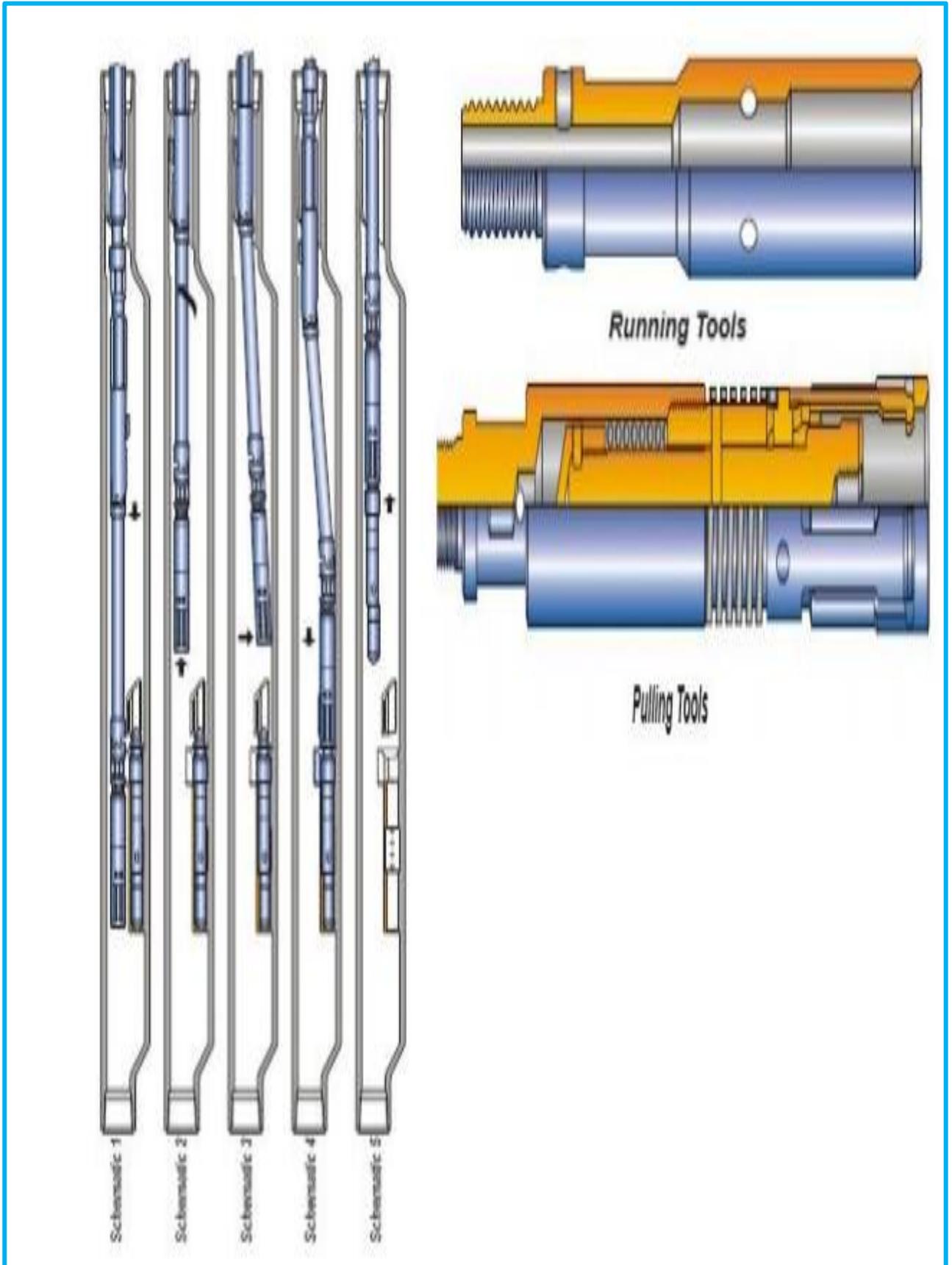


Complétion gaz-lift conventionnelle



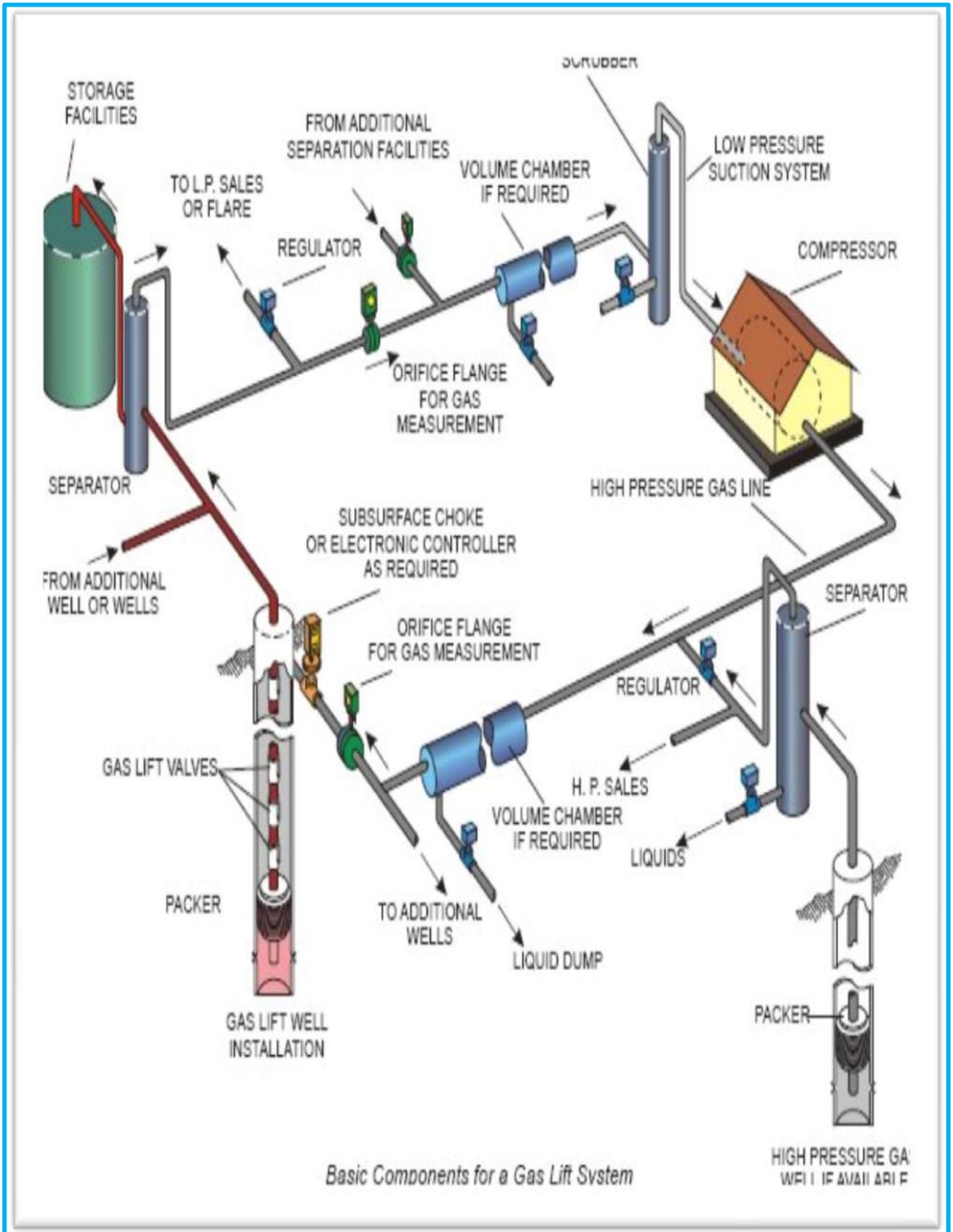
Side Pocket Mandrel

ANNEXE



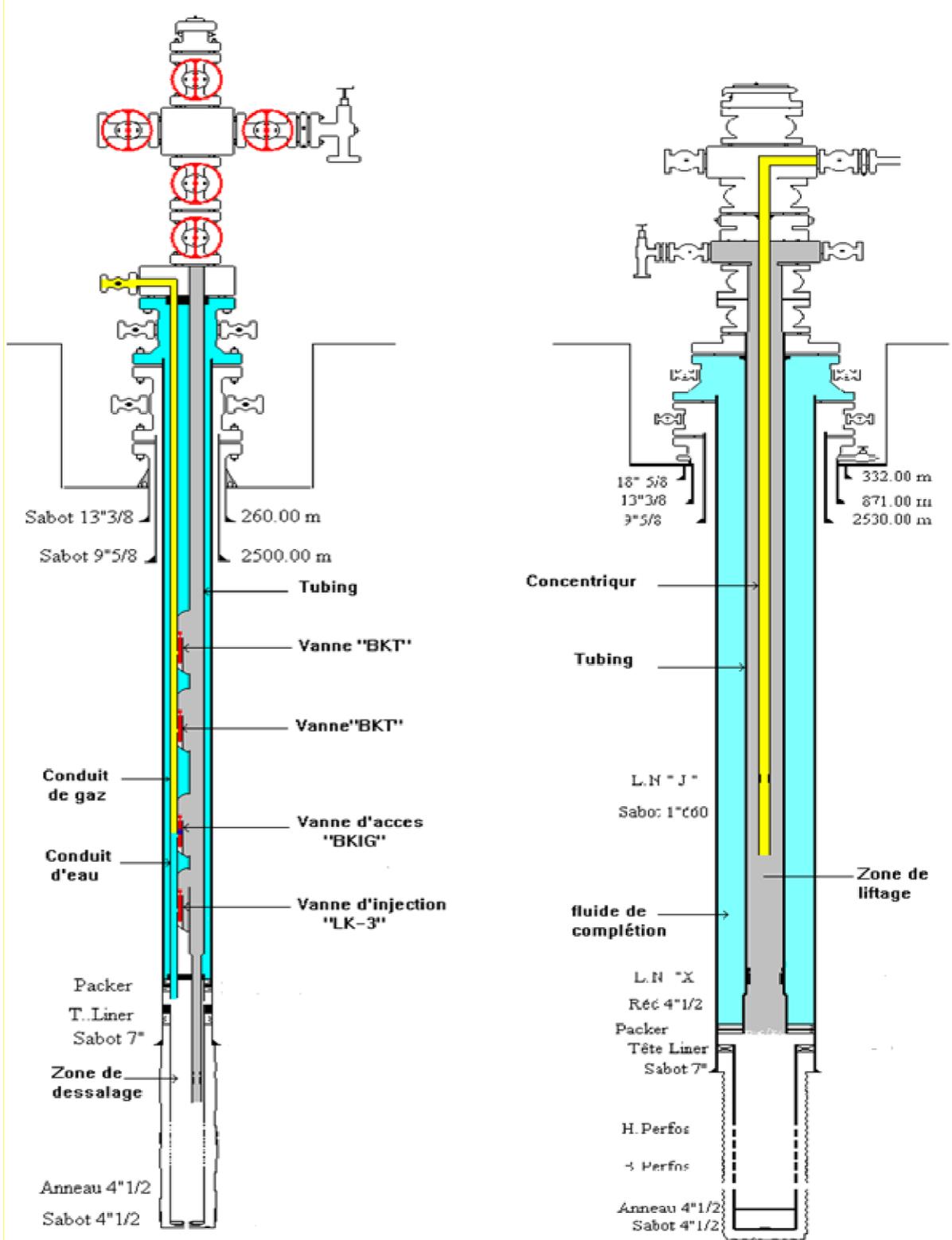
opération de mise en place d'une vanne de GL par un Kickover

ANNEXE



Equipement du Gas-lift

ANNEXE



ANNEXE

SONATRACH Direction Régionale Haoud - Berkouli Service - Puits / Section: WO		OKN 53			
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Tête de puits série 5000 psi					
Designation	Const.	Type	Dimension	Obs	
Top cap	FMC	ACME	3" 1/8		
Adaptateur	Cameron		4" 1/16 x 3" 1/8		
Vanne de currage	Cameron	F	4" 1/16		
Croix	Cameron	=	4" 1/16 x 3" 1/8		
2 Vannes Laterales	FMC	=	3" 1/8		
Bride Manométrique	Cameron	=	3" 1/8		
Porte Duse	Cameron	H2	3" 1/8		
Bride taraudé	Cameron		3" 1/8		
Vanne Maitresse	FMC	M120	4"1/16		
Suspension	Cameron		6" 3/8 x 4" 1/16		
Croix	Cameron	=	6" 3/8 x 4" 1/16		
Bride pleine	Cameron		4" 1/16		
Adaptateur lateral	Cameron		4" 1/16 x 3" 1/8		
Vanne laterale (Entrée G	FMC	=	3" 1/8	Gaz	
Vanne Maitresse	Cameron	=	6" 3/8		
Adaptateur	Cameron	=	9" 1/16 x 6" 3/8		
Tubing Head	=	=	11" x 9" 1/16		
2 Vannes annulaire	=	=	2" 1/16		
Test Welding Flang	=	=	10" x 10"		
EQUIPEMENT DE FOND					
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
HTR			6.80	6.80	
Olive	Cameron	F	0.20	7.00	
1 Tubing 4"1/2 N-Vam	Vallo	4"1/2	11.81	18.81	
1 Pup - joint 4"1/2 N- Va	=	=	4.98	23.79	
1 Pup - joint 4"1/2 N- Va	=	=	3.98	27.77	
273 Tubings 4"1/2 N- Va	=	=	3233.66	3261.43	
Nipple RN 4"1/2 N- Var	OTIS	-	0.42	3261.85	3259.00
1 Tubing 4"1/2 N-Vam	Vallo	4"1/2	11.87	3273.72	
Anc/ seal Packer	Guiber	-	0.28	3274.00	3271.15
Tête Liner				3275.00	
Sabot 7"				3461.00	
Anneau 4"1/2				3545.68	
Sabot 4"1/2				3570.00	3570.00
Fond					3570.70
CONCENTRIQUE					
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
HTR x Suspension			5.00	5.00	
Olive de suspension	FMC	2"7/8 Vam	0.19	5.19	
301 Joints de tbg 2"7/8 V	Vallo	N80 6.40 4	2,886.67	#####	
Landing niple 2"7/8 Vam	OTIS	x	0.35	#####	
1 joint de tbg 2"7/8 N.vas	Valloc	N80 6.40 4	9.62	#####	
Sabot	Valloc	N80 6.40 4	1.02	#####	
PERFORATIONS - (m)					
3496.50	@	3498.00	m =	1,5	m
3505.00	@	3508.00	m =	3	m
3511.00	@	3516.00	m =	5	m
Soit au total :				9.5	m

277.00 m

800.00 m

2504.00 m

18" 5/8

13" 3/8

9" 5/8

Tbg 4" 1/2

L.N X

2892.21 m

Sabot 2"7/8

2902.85 m

LN RN

3259.00 m

Packer

3271.15 m

Tête Liner

3275.00 m

Sabot 7"

3461.00 m

H. Perfos

3496.50 m

B. Perfos

3516.00 m

Anneau 4"1/2

3545.68 m

Sabot 4"1/2

3570.00 m

3570.70 m

Complétion réalisée le : 29/09/2000	F/ réalisée par Service puits Snubbing le 01/06/2020
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 181 & sont des côtes SPE	

Fiche technique de puit : OKN 53

ANNEXE

SONATRACH		OKN 61			
Direction Régionale Haoud - Berkouli Service - Puits / Section: WO					
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Designation	Const.	Type	Dimension	Obser.	
Tête de puits série 5000 psi					
Top cap	CIW	Unibolt	3"1/8		
Vanne de curage	FMC		3"1/8		
Croix	CIW	f	3"1/8 x 2"1/16		
Vanne latérale	FMC		2"1/16	Ing gaz	
Bride pleine	CIW	f	2"1/16		
Vanne	FMC	M120	3"1/8		
Suspension	FMC		3"1/8 x 3"1/8		
Croix	FMC		3"1/8 x 3"1/8		
02 Vannes latérales	FMC	M120	3"1/8		
Porte duse	FMC	200N	3"1/8		
02 Vannes maîtresse	FMC		3"1/8		
Adapteur	FMC	M120	7"1/16 x 3"1/8		
Tubing head	FMC		11" x 7"1/16		
02 Vannes annulaire	FMC	M120	2"1/16		
EQUIPEMENT DE FOND					
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ Elec-m
Tubing 3"1/2 Vam, Vallourec (N80-9,20#)					
HTR			7.03	7.03	
Olive de suspension	FMC		0.35	7.38	
01 Tubing + 01 Pup joint			10.86	18.24	
354 Tubings			3310.86	#####	
Siège	OTIS	"X"	0.30	#####	3326.68
01 Tubing			9.28	#####	
Siège	OTIS	"XN"	0.35	#####	3,336.31
01 Tubing			9.29	#####	
Anchor seal	Baker		0.40	#####	3,346.00
Packer de production	Baker	83 F1 40	0.66	#####	3,346.66
Tête Liner 4"1/2				#####	3348.10
Anneau 4"1/2				#####	
Float Collar 4"1/2				#####	
Sabot 4"1/2				3563.8	
CONCENTRIQUE					
Designation	Const.	Type	Long (m)	E/sond-m	C/ Elec-m
Tubing 1"660, Vallourec (HG-2,40#)					
HTR			3.8	3.8	
Olive	FMC		0.08	3.88	
Mamelon			0.13	4.01	
284 joints			2785.4	2789	
Siège			0.2	2790	
01 Joint			9.86	2799	
Sabot			0.20	2800	
PERFORATIONS - (m)					
	3,479.00	@	3,481.00	2.00	m
	3,482.50	@	3,486.00	3.50	m
	3,505.80	@	3,507.50	1.70	m
2/27/2006	3,508.50	@	3,509.50	1.00	m
	3,510.50	@	3,511.50	1.00	m
	3,512.00	@	3,513.00	1.00	m
	Total			10.20	m

18" 5/8 13" 3/8 9" 5/8 Tbg 3"1/2 Siège "J" Sabot 1"660 Siège "X" Siège "XN" Packer Tête Liner Sabot 7" H. Perfos B. Perfos Anneau 4"1/2 Sabot 4"1/2	305.00 m 808.00 m 2514.00 m 2789.60 m 2799.70 m 3326.68 m 3336.31 m 3346.66 m 3348.10 m 3467.00 m 3479.00 m 3513.00 m 3544.30 m 3564.00 m
---	--

Complétion réalisée le : 27/11/2005	Réalisée par : Ser. Puits Smoothing du : 13/11/2016
NB: Toutes les cotes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 184 & sont des cotes SPE.	

Fiche technique de puit : OKN 61

ANNEXE

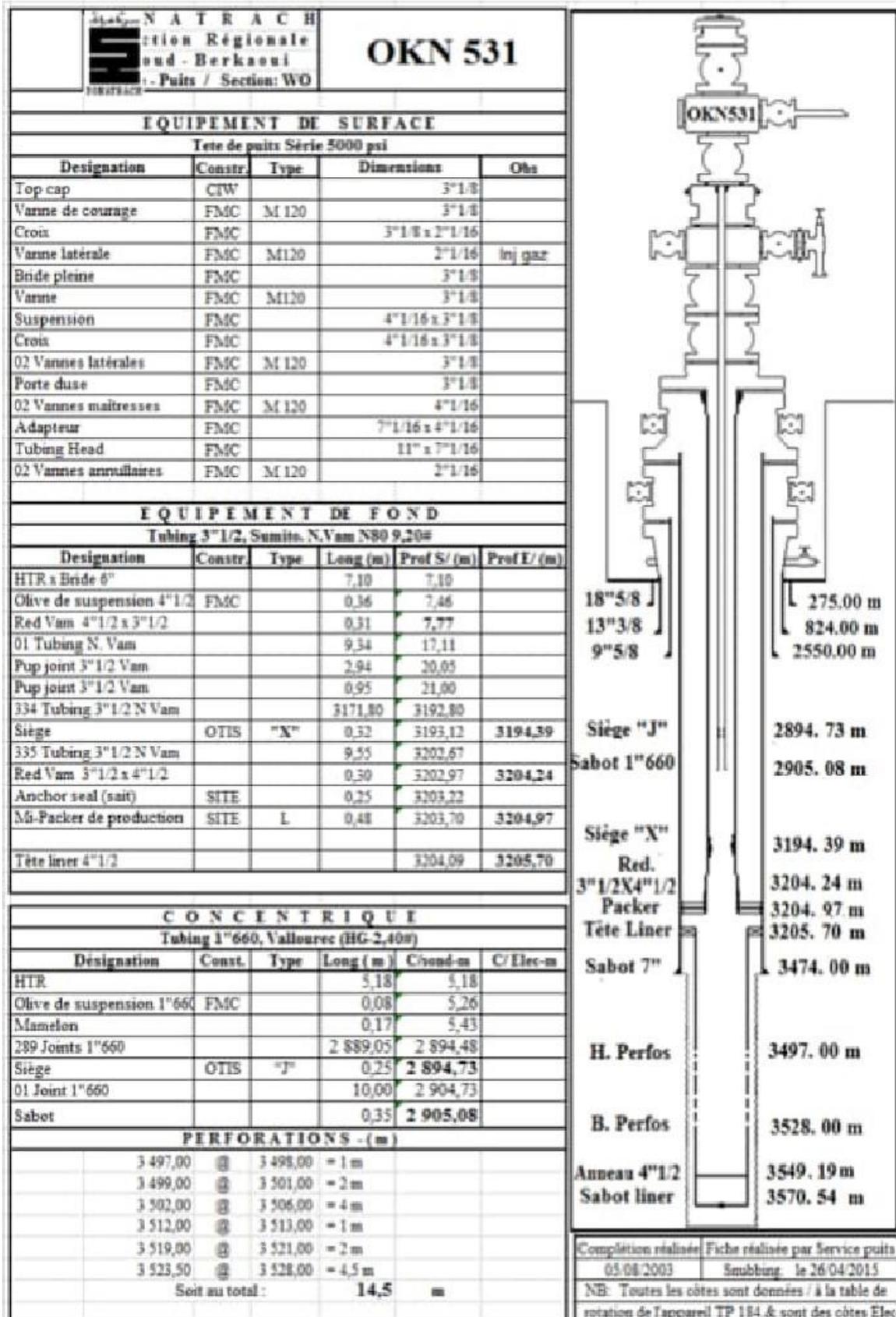
SONATRACH		Direction Régionale Haoud - Berkaoui		Service-Puits / Section WO		OKN 62	
EQUIPEMENT DE SURFACE							
Designation	Const.	Type	Dimension		Obs		
Tête de puits série 5000 psi							
Top cap	FMC	Acme	3"1/8				
Vanne de curage	FMC	120	3"1/8				
Croix gas lift	CIW	F	3"1/8				
Vanne latérale	CIW	M 120	3"1/8 x 3"1/8		Inj. Gaz		
Bride pleine	CIW	F	3"1/8				
Vanne	FMC	M 120	3"1/8				
Suspension	FMC		3"1/8				
Croix de production	FMC		3"1/8				
02 Vanes latérales	FMC	120	3"1/8				
Porte dose	FMC	200N	3"1/8				
02 Vanes maitresses	FMC		3"1/8				
Adaptateur	FMC	120	7"1/6 x 3"1/8				
Tubing head	FMC		11" x 7"1/16				
02 Vanes auxiliaires	FMC	120	2"1/16				
EQUIPEMENT DE FOND							
Tubing 3"1/2 Vallourec N.Vam (N80 -9,20#)							
Designation	Const.	Type	Long (m)	Casod-m	C/ SPE-m		
HTR			7.14	7.14			
Olive de suspension	FMC	FT	0.35	7.49			
Red 4"1/2 x 3"1/2			0.31	7.80			
355 tubines 3"1/2			3354.82	3362.62			
Siège	OTIS	"X"	0.30	3362.92	3358.14		
01 tubing 3"1/2			8.76	3371.68			
Anchor seal	Baker		0.74	3372.42			
Packer de production	Baker		0.36	3372.78	3368.00		
					3369.00		
Tête Liner 4"1/2							
Anneau 4"1/2				3569.48			
Float Collar				3579.23			
Sabot 4"1/2				3589.26			
Fond (ID)				3590.00			
C O N C E N T R I Q U E							
Designation	Const.	Type	Long (m)	Casod-m	Côte. E(m)		
CCE 1"660 Vallourec (HG-2,4#)							
HTR			5.28	5.28			
Olive			0.08	5.36			
Manselon			0.16	5.52			
304 joints			2683.82	2694.34			
Siège	OTIS	"J"	0.25	2694.59			
01 joint			9.83	2704.42			
Sabot			0.20	2704.62			
P E R F O R A T I O N S - (m)							
	3 503.00	@	3 504.00			1,00 m	
	3 507.00	@	3 508.50			1,50 m	
	3 511.00	@	3 514.00			3,00 m	
	3 517.00	@	3 519.50			2,50 m	
	3 520.50	@	3 522.00			1,50 m	
	3 523.50	@	3 524.50			1,00 m	
	Total		=			10,50 m	

18" 5/8	296.00 m
13" 3/8	849.00 m
9" 5/8	2532.00 m
Siège "J"	2694.59 m
Sabot 1"660	2704.62 m
Siège "X"	3358.14 m
Packer	3368.00 m
Tête Liner	3369.00 m
Sabot 7"	3481.00 m
H. Perfos	3503.00 m
B. Perfos	3524.50 m
Anneau 4"1/2	3569.48 m
Sabot 4"1/2	3589.26 m
Fond	3590.00 m

Complétion réalisée	Fiche réalisée /service puits
le : 06/05/2005	Subbitine Le 30/11/2016
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'arceau TP 104 & sort des côtes EI	

Fiche technique de puit : OKN 62

ANNEXE



ANNEXE

Fiche technique de puit : OKN 531

SONATRACH		OKN 721			
Direction Régionale Haoud - Berkaoui					
Service - Puits / Section: WO					
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Designation	Const.	Type	Dimension		
Tête de puits série 5000 psi					
Top cap	FMC	Unbolt	3"1/8		
Vanne de curage	CIW		3"1/8		
Croix	CIW		3"1/8 x 3"1/8		
Bride pleine	CIW		3"1/8		
Vanne latérale	FMC		3"1/8		
Vanne	FMC		3"1/8		
Suspension	FMC	OCT	4"1/16 x 3"1/8		
Croix goujonnée	FMC		4"1/16 x 3"1/8		
02 Vannes latérales	FMC	M120	3"1/8		
Bride manométrique	FMC		3"1/8		
Porte duse	FMC		3"1/8		
02 Vannes maitresses	FMC	M120	4"1/16		
Adapteur	FMC		7"1/16 x 4"1/16		
Tubing head	FMC		11" x 7"1/16		
02 Vannes annulaires	FMC	M120	2"1/16		
Le csg 7" est coupé 15,5 cm du spool 9"5/8					
EQUIPEMENT DE FOND					
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
Tubing 3"1/2 N.Vam, Vallourec (N80-9,20#)					
HTR			6,78	6,78	
Olive de suspension 4"1/2	FMC		0,36	7,14	
Réduction en 3"1/2 N.Vam			0,30	7,44	
Pup joint 4"1/2			2,98	10,42	
Pup joint 4"1/2			1,96	12,38	
Pup joint 4"1/2			2,00	14,38	
Pup joint 4"1/2			0,96	15,34	
346 tubings 4"1/2			3252,16	3267,50	
Siège	OTIS	" X "	0,30	3267,80	3268,20
01 tubing 4"1/2			9,44	3277,24	
Siège	OTIS	" XN "	0,34	3277,58	3277,98
01 tubing 4"1/2			9,37	3286,95	
Réduction en 4"1/2 N.Vam			0,30	3287,25	3287,65
Anchor seal (D.Seal)	Baker	82FA47	0,35	3287,60	3288,00
Packer de production	Baker	83FA47			3288,00
Tête du Liner 4"1/2					3290,00
Arneau 4"1/2					3564,06
Float collar 4"1/2					3575,12
Sabot du 4"1/2					3586,00
Fond					3587,00
CONCENTRIQUE					
Tubing 1"660 - TS 90, Vallourec (N80-2,40#)					
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
HTR x OCT			4,90	4,90	
Olive de suspension	Aldim		0,08	4,98	
Mamelon 1"660			0,17	5,15	
241 joints 1"660			2392,82	2397,97	
Sabot 1"660			0,20	2398,17	
PERFORATIONS - (m)					
12/11/06	3514,00	@	3517,50	m =	3,50
	3518,50	@	3520,50	m =	2,00
	3524,00	@	3526,50	m =	2,50
Réservoir: S1		Soit au total :			8,00 m

18"5/8

13"3/8

Sabot 1"660

9"5/8

Tbg 3"1/2

Siège "X"

Siège "XN"

Réduction

Packer

Tête Liner

Sabot 7"

H.Perfos

E.perfos

Anneau 4"1/2

Sabot 4"1/2

Fond

299.00 m

846.00 m

2398.17 m

2500.00 m

3090.28 m

3100.37 m

3268.20 m

3277.98 m

3287.65 m

3288.00 m

3290.00 m

3444.90 m

3514.00 m

3526.50 m

3564.06 m

3586.00 m

3587.00 m

Complétion réalisée le : 05/09/2006	Fiche réalisée par Sce puits Snubbing le 02/04/2019
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 184, & sont des côtes SPE	

Fiche technique de puit : OKN 721

ANNEXE

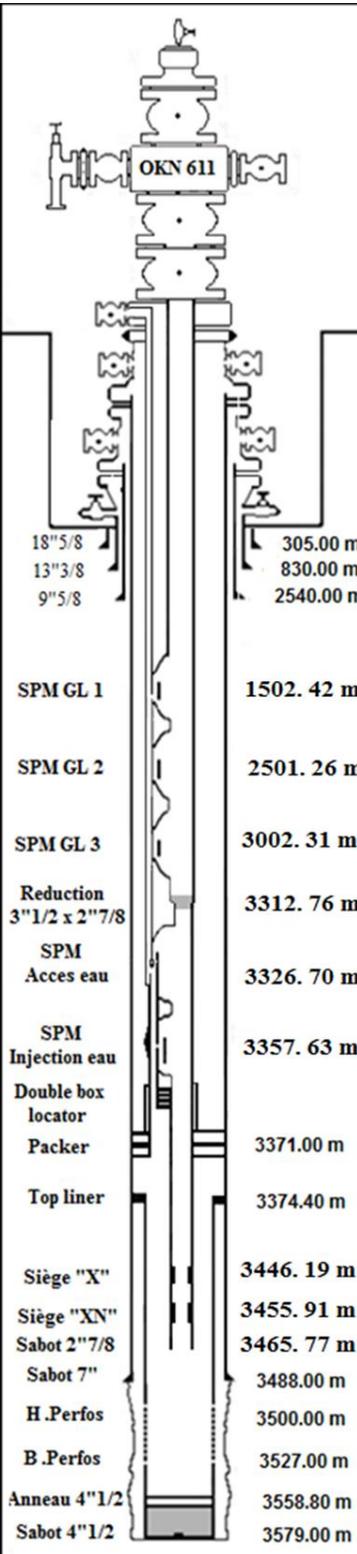
SONATRACH		Direction Régionale Haoud - Berkaoui		OKN 611	
Service - Puits / Section: WO					
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Designation	Const.	Type	Dimension	Obser.	
Tête de puits série 5000 psi					
Top cap	CIW	Unibolt	3" 1/8		
Vanne de curage	CIW		3" 1/8		
Croix	CIW		3" 1/8 x 2" 1/16		
02 Vannes latérales	FMC-CIW		2" 1/16		
Vanne	CIW		3" 1/8		
Suspension	FMC	OCT	3" 1/8 x 4" 1/16		
Croix	FMC		4" 1/16 x 4" 1/16		
02 Vannes latérales	FMC	M120	4" 1/16		
Porte duse	FMC		4" 1/16		
02 Vannes maîtresses	FMC	M120	4" 1/16		
Adaptateur	FMC	M120	7" 1/16 x 4" 1/16		
Tubing head	FMC		11" x 7" 1/16		
02 Vannes annulaires	FMC	M120	2" 1/16		
EQUIPEMENT DE FOND					
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/Elec-m
Tubing 3" 1/2 Vam, Vallourec (N80-9,20#)					
HTR			6.47	6.47	
Olive de suspension	FMC		0.35	6.82	
01 joint			8.67	15.49	
Pup joint			3.12	18.61	
357 Joints			3336.17	3,354.78	
Siège	OTIS	"X"	0.28	3,355.06	3,355.06
01 joint			8.76	3,363.82	
Siège	OTIS	"XN"	0.33	3,364.15	3,364.15
01 joint			8.77	3,372.92	
Anchor seal 3" 1/2 Vam	Baker	80-40	0.23	3,373.15	
Packer de production	Baker	83FA 40			3,373.15
CONCENTRIQUE					
Désignation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/Elec-m
Tubing 1" 660, Vallourec (HG-2,40#)					
HTR			3.8	3.8	
Olive	FMC		0.08	3.88	
Mamelon			0.26	4.14	
274 joints			2688.36	2692.5	
Siège	OTIS	"J"	0.24	2692.74	
01 Joint			9.85	2702.59	
Sabot			0.2	2702.79	
PERFORATIONS - (m)					
	3,500.00		3503.50	m =	3.50
	3,510.00	@	3512.50	m =	2.50
	3,521.50	@	3527.00	m =	5.50
			Soit au total :	11.50	m

Complétion réalisée le : 11/02/2006	Réalisée par : Ser. Puits Snubbing du : 16/06/2016
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 184.& sont des côtes SPE	

Fiche technique de puit : OKN 611 GLS

ANNEXE

SONATRACH		OKN 611			
Direction Régionale Haoud - Berkaoui					
Service - Puits / Section: WO					
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Désignation	Construct.	Type	Dimensions	Obs	
Tête de puits FMC, GLC série 5000 psi					
Top cap	FMC		3"1/8		
Vanne de curage	FMC		3"1/8		
Croix	FMC		3"1/8 x 3"1/8		
02 Vannes latérales	FMC		3"1/8		
Porte duse	FMC		3"1/8	Fixe	
02 Vannes maîtresses	FMC		3"1/8		
Adapteur	FMC		9" x 3"1/8		
Tubing head	FMC		11" x 9"		
02 Vannes annulaires	FMC		2"1/16	Csg	
EQUIPEMENT DE FOND					
Désignation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/Elec-m
HTR			6.50	6.50	
OLIVE	FMC		0.24	6.74	
2 P JNTS +160 joints 3"½ N.VAM ,9.2 #,N-8	Vallourec		1495.51	1502.25	
Side pocket GAZ 1	Weatherford		2.03	1504.28	1502.42
P-Joint 3"½ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		3.00	1507.28	
Strok Adjustable	Weatherford		1.12	1508.40	
2 P JNTS +106 joints 3"½ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		992.69	2501.09	
Side pocket GAZ 2	Weatherford		2.03	2503.12	2501.26
P-Joint 3"½ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		3.00	2506.12	
Strok Adjustable	Weatherford		1.32	2507.44	
2 P JNTS +53 joints 3"½ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		494.70	3002.14	
Side pocket GAZ 3	Weatherford		2.03	3004.17	3002.31
P-Joint 3"½ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		3.00	3007.17	
Strok Adjustable	Weatherford		1.42	3008.59	
1P JNT +33 joints 3"½ N.VAM ,9.2 #,N-80	Vallourec		305.79	3314.38	
X-OVER 2 7/8" N.VAM P. X 3 1/2" N.VAM	Vallourec		0.24	3314.62	3312.76
2 7/8" N.VAM ,6.4 # ,FULL JOINT	Vallourec		9.40	3324.02	
PUP JOINT 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec		2.00	3326.02	
Vanne d'accès	Weatherford		2.54	3328.56	3326.70
PUP JOINT 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec		3.00	3331.56	
Strok Adjustable	Weatherford		1.18	3332.74	
3 P JNTS +02 JNTS 2 7/8" N.VAM ,6.4 # JOI	Vallourec		24.47	3357.21	
Side pocket (Vanne d'injection)	Weatherford		2.18	3359.39	3357.63
PUP JOINT 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec		1.98	3361.37	
X-OVER 2 7/8" EU Pin X 2 7/8" N.VAM Box dual box	Vallourec		0.18	3361.55	
Weatherford			0.42	3361.97	
pup jnt 4"1/2	Vallourec		0.76	3362.73	
L/Seal	Weatherford		0.64	3363.37	
PBR	Weatherford		7.64	3371.01	
Anchor Seal	Weatherford		0.78	3371.79	3369.93
1 P JNT +08 jnts 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec		75.95	3447.74	
2 7/8" N.VAM,2.313" WX, LN	Weatherford		0.31	3448.05	3446.19
01 joint 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec		9.40	3457.45	
2 7/8" N.VAM,2.313" WXN, LN	Weatherford		0.32	3457.77	3455.91
01 joint 2 7/8" N.VAM ,6.4 #	Vallourec		9.24	3467.01	
Shoe 2"7/8 N-V	Weatherford		0.62	3467.63	3465.77
Sabot 7"				3488.00	
Tete De Liner				3374.40	
Anneau				3558.80	
Sabot				3579.00	
PERFORATIONS - (m)					
3500,00 @ 3503,50					
3510,00 @ 3512,50					
3521,50 @ 3527,00					
Total : 11.50 m					



18"5/8	305.00 m
13"3/8	830.00 m
9"5/8	2540.00 m
SPM GL 1	1502.42 m
SPM GL 2	2501.26 m
SPM GL 3	3002.31 m
Reduction 3"1/2 x 2"7/8	3312.76 m
SPM Acces eau	3326.70 m
SPM Injection eau	3357.63 m
Double box locator	
Packer	3371.00 m
Top liner	3374.40 m
Siège "X"	3446.19 m
Siège "XN"	3455.91 m
Sabot 2"7/8	3465.77 m
Sabot 7"	3488.00 m
H.Perfos	3500.00 m
B.Perfos	3527.00 m
Anneau 4"1/2	3558.80 m
Sabot 4"1/2	3579.00 m

Complétion réalisée le : 18/07/2017	Réalisée par: A.BENCHENIEF le 24/07/2017
NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil ENF04 sont des côtes Elec	

Fiche technique de puit : OKN 611 GLC