

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production académique

Présenté Par :

GHARBI YASMINE, ZERIZER MOHAMMED YACINE

-THÈME-

**L'Optimisation de réseau collecte OKJ202 de
HAOUAD BERKAOUI**

Soutenue le : 15/ 09/ 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr.KADRI yacine	enseignant	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr.KHABBAZ mohammed el-ghali	enseignant	Univ. Ouargla
Encadreur :	Mr. ARBAOUI Med Ali	enseignant	Univ.Ouargla
Co-encadreur:	Mr. ARBAOUI Nacereddine		SH/DP/HBK



Remerciements

En premier lieu, nous rendons grâce à dieu le tout puissant qui nous a donné le courage, la foi et nous a facilité le chemin pour atteindre notre objectif.

*Tous nos remerciements vont à notre Encadreur **Mr ARBAOUI ALI** et **Mr ARBAOUI NACER EDDIN** qui a accepté de suivre cette étude et qui nous avons guidé tout au long de ce travail.*

Nos vifs remerciements s'adressent à l'ensemble des membres du jury, pour avoir accepté d'examiner ce travail et de prendre part du jury

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département production d'hydrocarbures qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire

*Nous sommes également reconnaissants envers l'ensemble du personnel de l'équipe EP SONATRAH à haoud berkaoui pour l'accueil qu'ils nous ont réservé et le temps qu'ils nous ont consacré, en particulier **Mr BEKOUCHE ISMAIL MOHAMED**, qu'ils trouvent ici le témoignage de notre profonde gratitude*

Dans l'impossibilité de citer tous les noms, nos sincères remerciements vont à tous ceux et celles, qui de près ou de loin, ont permis par leurs conseils et leurs compétence la réalisation de ce mémoire



Dédicace

Dieu Merci

C'est avec grande joie que je dédie ce travail :

A ma Mère, Tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir. Tout ce que je peux t'offrir ne pourra exprimer l'amour et la reconnaissance que je te porte.

A mon Père, L'épaule solide, l'œil attentif compréhensif et la personne la plus digne de mon estime et de mon respect.

*A mes chères sœurs **IKRAM** et **ZEINEB**.*

*A mon très cher frère **NAOUFEL**.*

A tous mes proches et toute ma promotion d'université.

*A tous les deux familles **ZERIZER** et **DAOUDI**.*

YACINE



Dédicace

Dieu Merci

Je dédie ce modeste travail à :

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et
qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien,
surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave
le déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères et sœurs
chaqu'un de son nom. À tous les membres de ma famille et toute
personne qui porte le nom **GHARBI ET BAOUIA**.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis et spécialement
mon amie **Sabrina**.*

Sans oublier tous mes collègues

YASMINE



SOMMAIRE

Introduction	01
Chapitre 1 : production de pétrole en Algérie	
I. Les modes de production de petrole	03
I.1. Les puits éruptifs	03
I.2. Les puits non éruptifs	03
II.les modes de recuperation (moyens d'extraction) de petrole	03
III.les differentes types d'activations des puits	05
III.1. Extraction au moyen de pompes	05
III.2. Extraction par injection de gaz « gaz lift »	07
III.2.1 Principaux parametres du gaz lift	11
IV. Avantages et inconvenients des types de récupération secondaire	12
Chapitre 2 : généralité sur le réseau de collecte	
I.Definition	14
II. Plan de reseau collecte	14
II.1. Liaison individuelle	15
II.2. Liaison par collecteur	15
II.3. Autres types de liaison	16
III.les accessoires des collectes	16
IV. Materiaux des collectes et des canalisations	19
V.Epreuves des collectes	20
V.1. Epreuves hydrauliques des canalisations (tests hydrostatiques)	20
V.2. Épreuve d'étanchéité à air	22
VI.protections des collectes	22
VI.1. La protection contre la formation des dépôts	22
VI.2. Protection contre la corrosion et l'éclatement	23
Chapitre 3 : les analyses nodales et la présentation de logiciel pipesim	
I.Analyse nodale	27

I.1. Objectifs de l'analyse nodale	28
I.2. Application de l'analyse nodale	28
I.3. concept de l'analyse nodale.....	29
I.4. Procédure d'application de l'analyse nodale.....	29
I.4.1. Inflow Performance Relationship (IPR)	31
I.4.2. Tubing performance curves (TPC).....	33
I.4.2.1. les différentes corrélations	34
II. Description du logiciel pipesim	35
II.1. Application du logiciel PIPESIM	36
II.2. Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM.....	37
II.3. Les modèles de pipesim	37
II.3.1. well performance Analysis	37
II.3.2. network Analysis	37
Chapitre 4 : l'étude et l'optimisation de réseau de collecte OKJ202 et l'interprétation des résultats	
I. Présentation de champ haouad berkaoui	38
I.1. Situation géographique	38
I.1.1. Haoud Berkaoui.....	39
I.2.1. Le champ de Benkahla.....	39
I.3.1. Le champ de Guellala	40
I.2. Périphérie	40
I.3. historique	40
I.4. Organisation de la direction régionale HBK	41
II. la structures de reseau collecte du manifold (MFD) OKJ202	42
III. Les etapes d'optimisation de MFD OKJ202	47
III.1. Revoir le network (MFD P OKJ202) plus précisément le réseau HP	47
III.2. Prévoir le raccordement des nouveaux puits DJH sur le MFD OKJ202 ...	48

III.3. prévoir des tests individuels des puits DJH	52
III.4. De prévoir des tests individuels des MFD alimentant le MFD OKJ202	52
Conclusion	55
Recommandations	56
Bibliographies	I
annexes	II

LISTE DES FIGURES

Figure I.1: Le schéma typique de maintien de pression par injection de gaz et/ou injection d'eau utilisé dans le domaine pétrolier	4
Figure I.2: Le schéma montre la conception et le principe de fonctionnement d'une pompe SRP	5
Figure I.3: Le principe du PCP pompe	6
Figure I.4: Le principe du Jet pompe	6
Figure I.5: La conception d'un système de production avec ESP	7
Figure I.6: Le système de gaz lift.....	8
Figure I.7: Gaz lift continue et intermittente	9
Figure I.8: Le schéma synoptique montre le système de compression de gaz lift.	9
Figure I.9: Les équipements du gaz lift	10
Figure I.10: Les équipements de contrôle et de mesuré utilisé dans le système du gaz lift	11
Figure I.11: Le principe de fonctionnement du gaz lift.....	11
Figure II.1 : schéma montre un réseau de collecte par une ligne individuelle	15
Figure II.2 : schéma montre un réseau de collecte par collecteur	16
Figure II.3 : une gare racleur	17
Figure. II 4 : un racleur.....	17
Figure. II 5 : les joints isolant	18
Figure II.6 : les clapets	18
Figure II.7 : un manifold	18
Figure II.8 : les types des vannes	19
Figure II.9 : Les manomètres de pression	19
Figure II .10 : les différentes caractéristiques et composition de l'acier.....	20
Figure II .11: Enregistreur de pression type BARTON	21
Figure II .12 : Schéma montre l'opération du raclage	23
Figure II.13 : schéma montre le principe de raclage.....	23
Figure II.14 : le diagramme pourbaix	24
Figure II.15 : la méthode de protection cathodique	24
Figure II.16 : la méthode de protection cathodique sur le terrain.....	25
Figure II .17 : la méthode de protection cathodique par anode sacrificielle	25

Figure II.18 : la méthode d'injection d'inhibiteur	25
Figure II.19 : la méthode de mesure de l'épaisseur de pipe	26
Figure III.1 : les pertes de charges possible dans un système de production	28
Figure III.2 : Les différentes positions des nœuds.....	29
Figure III.3 : point de fonctionnement	31
Figure III.4 : Courbe d'IPR (Inflow Performance Relationship)	32
Figure III 5 : Courbe TPC (Tubing performance curves)	34
Figure III .6 : Organigramme de fonctionnement de logiciel PIPESIM.....	36
Figure IV .1 : situation geophysique	39
Figure IV .2 : organigramme direction regionale de HBK	41
Figure IV.3 : la carte de l'emplacement des puits	42
Figure IV.4 : le modèle du réseau MFD PRINCIPALE OKJ202	44
Figure IV.5 : Le Network de simulation sur le MFD PRINCIPALE OKJ202.....	45
Figure IV.6 : la simulation de MFD PRINCIPALE OKJ202 avant l'optimisation	46
Figure IV.7 : La configuration actuelle du Network alimentant le CP HBK.....	47
Figure IV.8 : Le Network de simulation par Pipesim où les puits DJH sont connectés sur le collecteur Y EAAN+NHN	48
Figure IV.9 : a simulation de MFD PRINCIPALE OKJ202 Pipesim où les puits DJH sont connectés sur le collecteur Y EAAN+NHN	48
Figure IV.10 : les modèle des puits après le changement des dusses	50
Figure IV.11 : Le Network de simulation par Pipesim où les puits DJH sont connectés directement sur une longueur de 15000 m.....	50
Figure IV.12 : la simulation de MFD PRINCIPALE OKJ202 Pipesim où les puits DJH sont directement sur une longueur de 15000 m	51
Figure IV.13 : le test du potentiel de la ligne DJH	52
Figure IV.14 : la simulation des MFD alimentant le MFD PRINCIPALE OKJ202	53

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Le tableau présente le domaine d'utilisation des SRP, ESP et Gaz lift	13
Tableau I .2 : Les tableaux présentent les avantages et inconvénients des SRP, ESP et Gaz lift	13
Tableau III.1 : tableau des corrélations.....	35
Tableau IV.1 : les pipes du MFD OKJ 202	43
Tableau IV.2 : les nombres des puits du MFD OKJ 202	43
Tableau IV.3 : les manifolds et le collecteur composant le OKJ202	43
Tableau IV .4 : tableau montre le test potentiel des puits composé le DJH.....	49
Tableau IV.5 : : tableau montre la comparaison entre le test potentiel des puits DJH et les résultats de simulation	59
Tableau IV.6 : tableau montre les tests effectués sur les manifolds	53

LISTE DES ABREVIATIONS

RAH : Récupération Assistée des Hydrocarbures
EOR: Enhanced Oil Recovery
IP: Indice de Productivité
SRP: Sucker Rod Pumps
PCP: Progressing Cavity Pump
ESP : Pompes Electriques immergées
GLC : Gaz Lift Conventionnel
HBK : Haoud Berkaoui
BKH : Benkahla
UTG : Unité de Traitement du Gaz
GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié
TRC : Transport par Canalisation
GOR: Gaz Oil Ratio
PSV: Pressure Safety Valve
PRV : Pressure Relief Valve
ARH : Autorité de Régulation des Hydrocarbures
FEM: Force Eléctromotrice
UTM: Ultrasonic Thikness Measurement
PMS: Pression Maximale de Service
IPR: Inflow Performance Relationship
AOF: Absolute Open Flow
TPC: Tubing Performance Curves
DST: Drill Stem Test
SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition
MFD : Manifold
MP : Moyen Pression
HP : Haut Pression

LISTE DES UNITES

m : mètre

Km² : kilomètre carré

Kg/cm² : kilogramme par centimètre carrée

m³/j : mètre cube par jour

Bar abs : barre absolues

RESUME

Ce travail consiste à simuler la situation actuelle du réseau existant plus précisément pour le champ de Haoud Berkaoui et d'optimiser le fonctionnement du réseau tout en optimisant l'utilisation du gaz pour les puits en gaz lift, les duses utilisées et les flowlines (lignes) existants dans le cas où la production de pétrole à HBK est inférieure au résultat de la simulation.

D'après les résultats obtenus on a trouvé que la perte de production est due principalement au comportement négatif des puits DJH qui ils sont des nouveaux puits éruptifs à fort pression

Dans cette étude on a utilisé le logiciel pipesim, ce programme permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement.

ملخص

يتوقف هذا العمل على محاكاة الوضع الحالي لحقل حوض بركاوي وتحسين تشغيل الشبكة بمراعاة استخدام الغاز للآبار ذات استغلالية ثانوية, الفوهات المستخدمة وخطوط التدفق الموجودة. جاءت هذه الدراسة نتيجة لانخفاض الإنتاج الفعلي للنفط في الحقل مقارنة بالإنتاج المتحصل عليه في المحاكاة.

من النتائج المتحصل عليها تبين أن انخفاض الإنتاج يرجع بشكل رئيسي إلى التأثير السلبي لآبار DJH والتي تعتبر آبار جديدة ذات ضغط مرتفع في هذه الدراسة استخدمنا برنامج PIPESIM وهو برنامج يسمح بدراسة أداء الإنتاج أو الحقن للآبار بناءً على وصف عملية التدفق

ABSTRACT

This work consists of simulating the current situation of the existing network of Haoud Berkaoui field and optimizing the operation of the network while optimizing the use of gas for the gas lift wells, the nozzles used and the flowlines (lines) existing, in the case where the oil production at HBK is lower than the result of the simulation.

the results show that the loss of production is mainly due to the negative impact of the DJH wells which are new eruptive wells with high pressure

In this study we used the pipesim software, which allows to analyze the performance of producing or injecting wells based on the description of the flow process

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

L'Algérie est l'un des pays producteurs et exportateurs des hydrocarbures ou l'économie du pays repose, à plus de 98%, sur les bénéfices des hydrocarbures, d'où une exploitation optimisée et optimale doit être prise en considération et de produire en toute sécurité afin d'éviter des arrêts de production dont le but de réduire les charges internes et externes de production et d'exploitation. Ceci se réalise par la connaissance parfaite des problèmes et les solutions adéquates pour assurer un gain de temps et de production. Parmi les champs producteurs de pétrole on trouve la Direction Régionale de Haoud Berkaoui qui se compose de dix (10) périmètres (champs) où nous sommes intéressés par l'optimisation du plus grand champ de la Direction qui est le champ de Haoud Berkaoui (HBK).

La Direction Régionale de Haoud Berkaoui est une région située sur le bloc 438, elle a un potentiel de production de l'ordre de 5500 Tonne. Elle représente l'une des dix régions productrices en effort propre de Sonatrach. A ce jour-là, plus de 100 sur 150 puits dont des puits en production éruptif (35 % éruptifs), et d'autres sont assistés par gaz lift (65 % en Gas Lift) ou par maintien de pression par injection d'eau.

L'ensemble des puits se localise sur les dix périmètres de la Direction où la production est traitée à travers trois (3) centres de traitement de pétrole (HBK, BKH et GLA), une unité (1) de traitement de gaz à GLA, afin de produire un gaz sec qui sera destiné au gaz lift et trois unités (3) d'injection d'eau pour le maintien de pression à HBK, BKH et GLA.

La Direction régionale Haoud Berkaoui dispose d'un réseau de collecte très important et très complexe. Ce dernier fait la liaison entre les puits producteurs de pétrole et les centres de production de pétrole et les unités d'injection d'eau pour les puits injecteurs d'eau à travers des mini manifolds et des manifolds principales.

Aux niveaux des centres de traitement de pétrole (HBK, BKH et GLA) se fait le traitement de pétrole par séparation de pétrole brut afin de produire le pétrole anhydre, le gaz pour un éventuel traitement pour produire un gaz sec qui sera utilisé pour le gaz lift à travers les principaux champs et l'eau pour un éventuel traitement dans les unités de déshuilage des principaux champs afin de produire une eau claire destinée au lagunage naturel et de recycler le pétrole vers les centres de production.

Après des années d'exploitation, la Direction a enregistré une chute de pression du réservoir, avec une production croissante du gaz, ce qui a engendré de nombreux

INTRODUCTION GENERALE

Problèmes dans le réseau dont la cause principale est l'augmentation du GOR, pour cela le problème principal du réseau de collecte du champ de Haouad berkaoui est de pouvoir recevoir cette production en gaz sans pour autant pénaliser la production en huile des puits.

Toute solution proposée pour les installations sur le réseau existant fait appel à des budgets très importants d'où, la nécessité d'avoir des études rigoureuses bien accomplies avant le lancement de ces projets.

Dans notre travaille on a pris en considération le manifold principal OKJ 202 alimentant le centre de traitement de Haoud Berkaoui, qui se compose de plusieurs mini manifolds.

L'étude consiste à simuler la situation actuelle du réseau existant plus précisément pour le champ de Haoud Berkaoui et d'optimiser le fonctionnement du réseau toute en optimisant l'utilisation du gaz pour les puits en gaz lift, les duses utilisées et les flowlines (lignes) existants dans le cas où la production de pétrole à HBK est inférieure au résultat de la simulation.

Cette étude doit se faire par le logiciel PipeSim qui existe au niveau de la Direction Régionale Haoud Berkaoui.

Le mémoire doit contenir les chapitres suivants :

- 1- Chapitre I « Introduction sur la production de pétrole en Algérie en naturel flow et en gaz lift ».
- 3- Chapitre II « généralité sur le réseau de collecte ».
- 4- Chapitre III « les analyses nodales et la présentation de logiciel pipesim».
- 5- Chapitre IV « l'étude et l'optimisation de réseau collecte OKJ202 de HBK et l'interprétation des résultats».
- 6- Conclusion.et recommandations

CHAPITRE 1
PRODUCTION DE PETROLE EN
ALGERIE EN NATUREL FLOW ET EN GAZ
LIFT

Introduction

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures selon leur propre potentiel selon le mode naturel flow (éruptif) avec un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'huile et du gaz du fond vers la surface c'est le cas des réservoirs en phase de développement.

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie qui permet au fluide de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite dans les tubings de production et la tête du puits. Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de la pression de réservoir où il arrive à une pression insuffisante pour assurer la production de manière naturelle, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif. Et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. Une fois que le réservoir devient non éruptif le déclin de production commence et les problèmes d'exploitation apparaissent.

I. Les modes de production de pétrole

I.1. Les puits éruptifs

On dit qu'un puits est éruptif lorsque, il débite en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits. [1]

I.2. Les puits non éruptifs

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu'il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits. [1]

II. Les modes de récupération (moyens d'extraction) de pétrole

1- Extraction primaire : (Représente à 15 à 20% des réserves à extraire) Le gradient de pression entre la roche réservoir et le sommet du puits est, en général, suffisant pour acheminer via le puits de production, le pétrole jusqu'à la surface. Par cette technique de récupération « primaire », 15 à 20 % du pétrole en place peuvent être produits ou récupéré.

2- Extraction secondaire : (Atteint au max 30 à 35% des réserves à extraire) La récupération assistée des hydrocarbures (RAH, couramment appelée EOR pour « enhanced oil recovery »

En anglais désigne un ensemble de techniques permettant d'augmenter la quantité d'hydrocarbures extraits d'un gisement pétrolier ou gaziers. La pression du gisement diminue progressivement avec l'exploitation en fonction du temps. Cette chute de pression peut s'accélérer s'il n'y a pas de source d'énergie telle que le (chapeau de gaz). Pour améliorer le taux de récupération, le recours à des techniques de récupération secondaire est possible. On peut ainsi récupérer entre 15 et 20 % supplémentaires et donc, au total environ 30 à 35 % de pétrole contenu dans le réservoir.

Les techniques de récupération secondaire on trouve :

Extraction par injection d'eau et/ou du gaz (maintien de pression) : Deux des techniques courantes de maintien de la pression sont l'injection d'eau et de gaz (gaz naturel, dioxyde de carbone,) dans les réservoirs où la pression naturelle est réduite ou insuffisante pour la production.

Ces deux méthodes nécessitent le forage :

- Des puits producteur d'eau (Albien, Barrémien), des puits injecteurs d'eau, un système d'injection à haute pression et un système de traitement chimique d'eau et des dessertes de dispatching d'eau à travers les puits injecteurs.
- Des puits injecteurs du gaz dans le cas d'un gisement très cohérent (homogène), un système d'injection de très haute pression et des dessertes d'injection du gaz. [2]

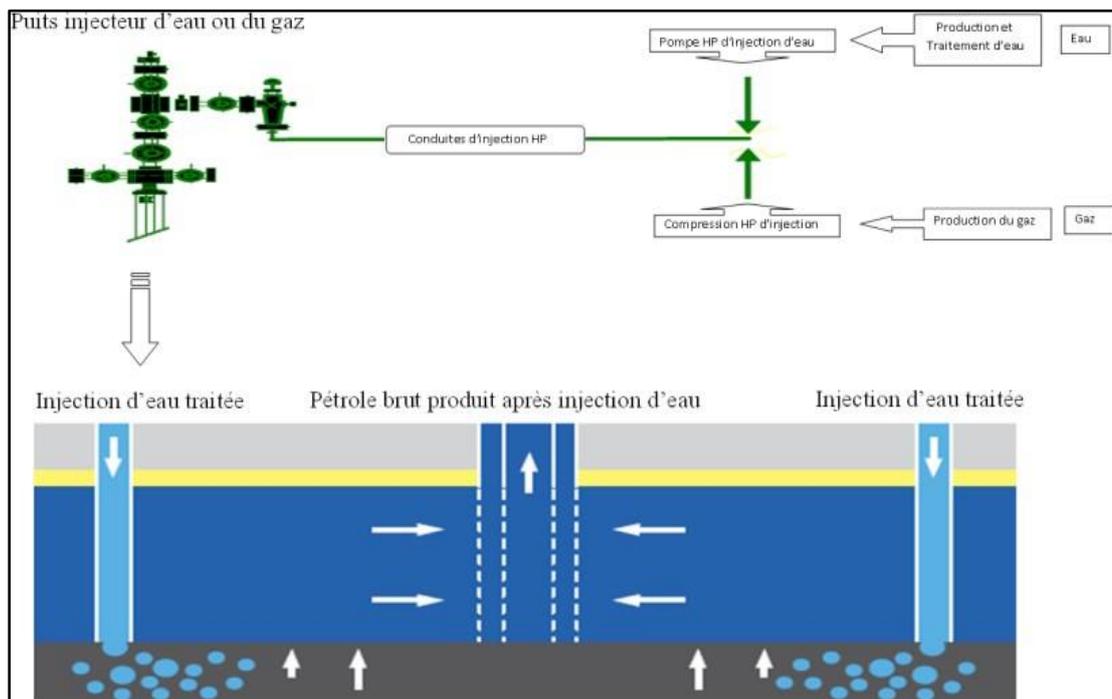


Figure (I.1) : le schéma typique de maintien de pression par injection de gaz Et/ou injection d'eau utilisé dans le domaine pétrolier. [2]

III. Les différents types d'activations des puits

Il existe différents moyens pour essayer de freiner ce déclin. On peut par exemple réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression ; ou bien traiter chimiquement la zone de roche située à proximité du puits pour favoriser la circulation des effluents. Nous nous intéressons ici aux moyens de continuer à produire malgré la dégradation des conditions de production. Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant.

III.1. Extraction au moyen de pompes

✓ Pompe SRP (Sucker Rod Pumps)

Dès que le pétrole ne remonte plus de lui-même, on utilise des pompes à balancier, appelées pompes d'alimentation alternatives, ressemblant à des têtes de chevaux dont le mouvement lent, de haut en bas. Ce type de pompe est utilisée pour une huile morte (lourde). La production par pompe SRP se fait par une pompe à piston intercalée dans le tubing, dont le piston est déplacé depuis la surface par un système à balancier, par l'intermédiaire d'un train de tiges. La pompe à piston, elle est constituée d'un clapet de non-retour fixe (standing valve) et d'un piston avec passage central du fluide, ce passage étant muni d'un clapet de non-retour (travelling valve).

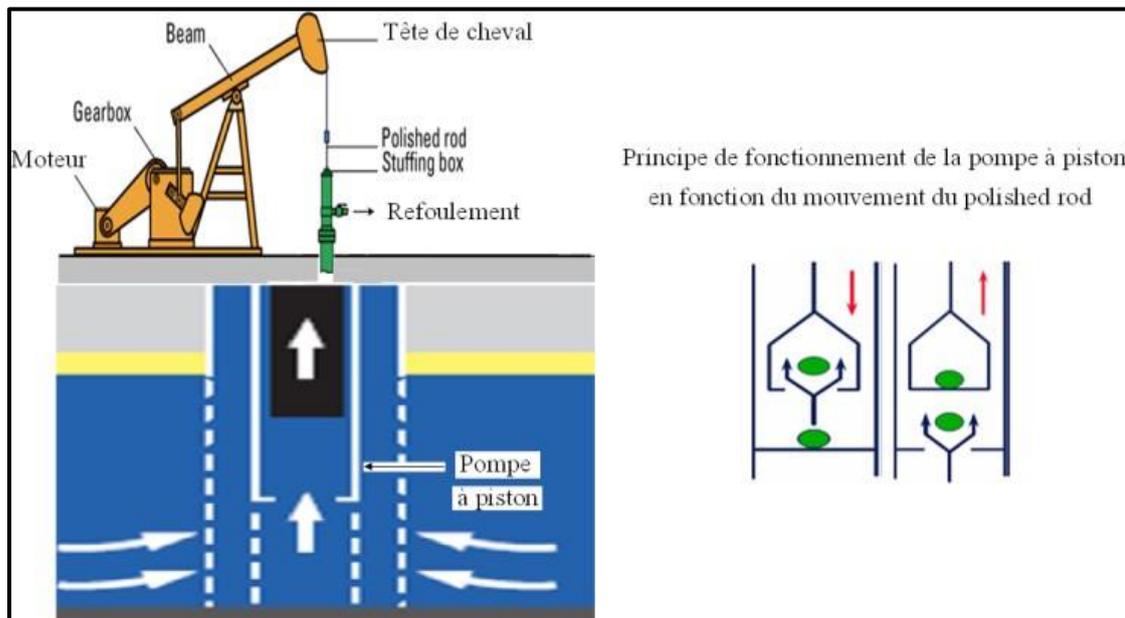


Figure (I.2) : Le schéma montre la conception et le principe de fonctionnement d'une pompe SR.[4]

✓ **La pompe PCP (à cavité progressive)**

La pompe PCP est facile à installer, à entretenir et faire fonctionner ; c'est une pompe volumétrique, constitué d'un stator et d'un rotor. Le rotor à simple hélice, usiné avec précision dans un acier à haute résistance, est inséré dans un stator en élastomère à double hélice pour créer des cavités. Lorsque le rotor tourne dans le stator, les cavités progressent le long du rotor dans la pompe, déplaçant soigneusement le fluide (gaz ou solides), de l'aspiration vers le refoulement. Cela rend la pompe idéale pour le pompage de fluides visqueux et/ou abrasifs, mais ils sont limités à la profondeur (1800 m) et la température.

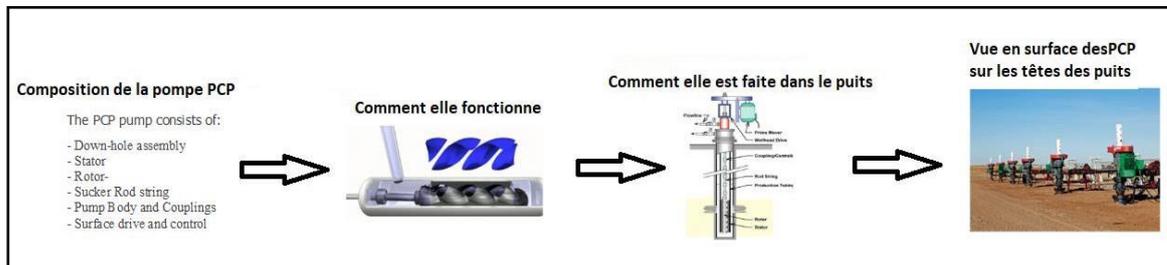


Figure (I.3) : le principe du PCP pompe. [4]

✓ **Pompe hydraulique (JET pompe)**

Une pompe de surface permet d'envoyer, par un tubing d'alimentation, l'huile motrice dans un moteur à piston double effet situé en fond de puits, un tiroir permet d'envoyer cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre moteur. Le piston moteur est couplé au piston double effet de la pompe. Le fluide moteur et l'effluent produit remontent généralement ensemble par un même tubing de production (concentrique au tubing d'alimentation) ou éventuellement par des conduits séparés. Quand le fluide moteur et l'effluent produit sont mélangés à la remontée, on prélève une Partie de l'huile dans le bac de stockage pour la réinjection dans le circuit moteur.

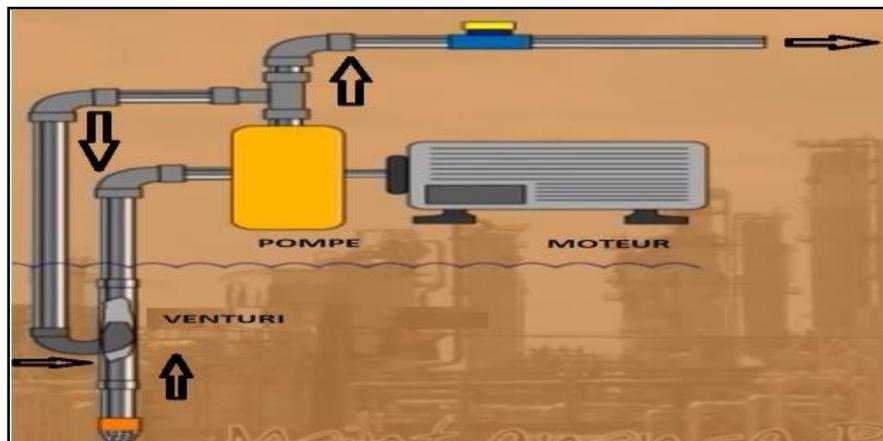


Figure (I.4) : le principe du Jet pomp. [4]

✓ Pompe ESP (Pompes Electriques immergées)

Les pompes ESP sont immergées au fond d'un puits et utilisées pour les réservoirs où la pression est basse. Sur le système de pompage par ESP on trouve :

- En surface
 - Un câble électrique qui est collé au tubing et qui sort de la tête de puits par un système de presse étoupe.
 - Une armoire de contrôle et un poste de transformation électrique à proximité du

Puits

- A l'intérieur du puits
 - Le moteur électrique.
 - Le protecteur.
 - La pompe centrifuge multi-étagés de 20 à 40 étages. [4]

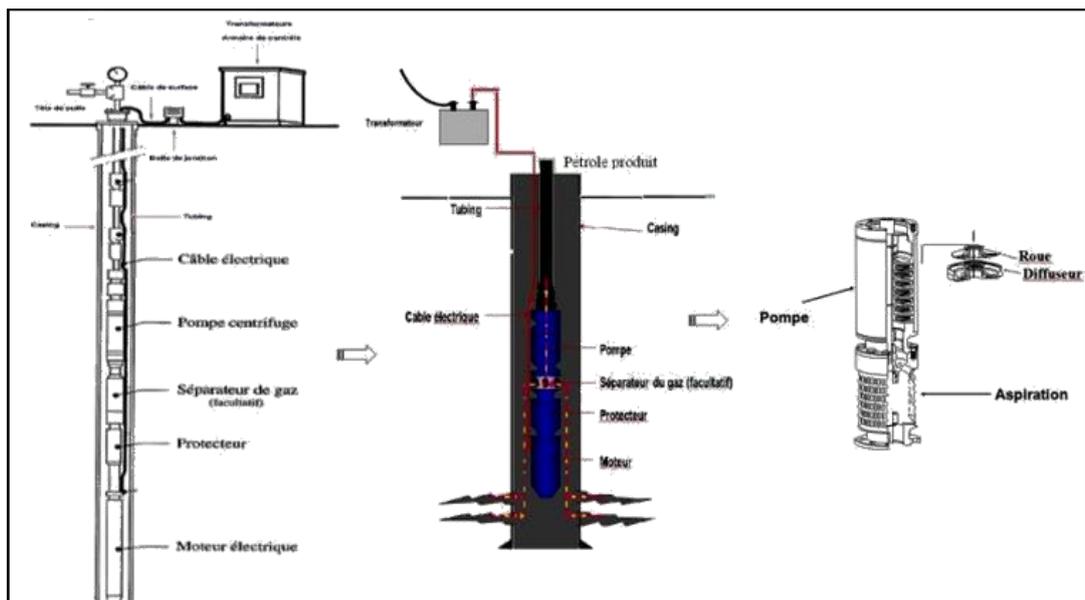


Figure (I.5) : la conception d'un système de production avec ESP. [4]

III.2. Extraction par injection de gaz « gaz lift »

On peut utiliser le gaz disponible dans le champ pétrolier, pour la production pétrolière en l'injectant dans la partie supérieure d'un puits de production. Le gaz se mélange au pétrole qui remonte à la surface sans autre assistance, le gaz produit est appelé le gaz associé. Donc le but essentiel du gaz lift est l'allègement du poids de colonne hydrostatique d'un puits producteur de pétrole.

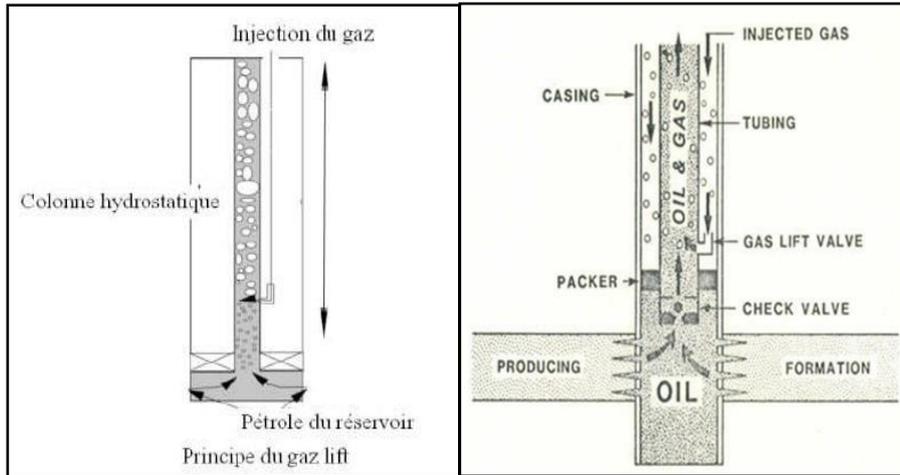


Figure (I.6) : le système de gaz lift. [5]

Deux procédés sont envisageables :

1- Gaz lift direct : l'injection du gaz sous pression s'effectue par l'annulaire tubing-casing, le puits produisant le mélange diphasique dans le tubing. Ce procédé permet au casing de ne pas se trouver au contact de la saumure et utilise une complétion spéciale appelée GLC (gaz lift conventionnel) et aussi on peut trouver le gaz lift sauvage où l'injection du gaz se fait par concentrique 1''660 dans le tubing de production, cette technique est très utilisée pour son faible coût mais présente plusieurs anomalies dont la réduction du débit de passage à travers le tubing de production.

2- Gaz lift indirect (inverse) : l'injection du gaz sous pression s'effectue par le tubing et la remontée diphasique par l'annulaire tubing-casing. Cette méthode est rarement utilisée dans le domaine pétrolier.

Dans le procédé direct de gaz lift on trouve deux types de gaz lift :

1-Gaz lift continu : Le gaz lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production, le gaz injecté va alléger la colonne hydrostatique pour permettre au mélange ainsi constitué de remonter en surface.

2-Gaz lift intermittent : Il se fait par une injection intermittente et à forte débit du gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production ou la colonne hydrostatique, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. [5]

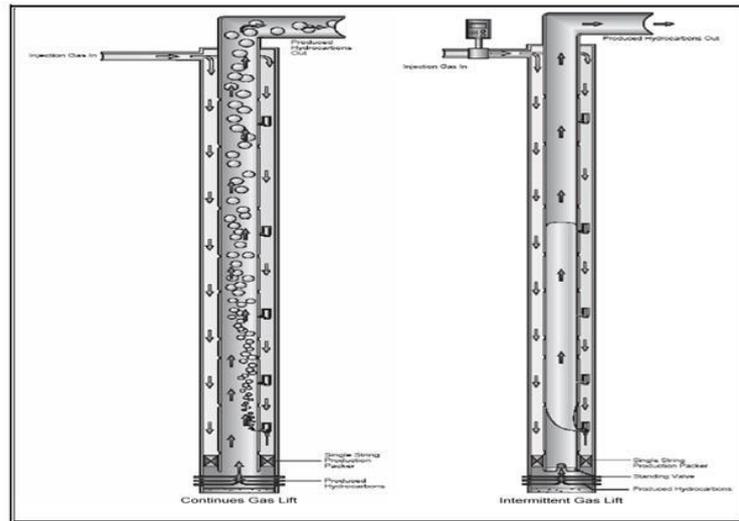


Figure (I.7) : gaz lift continue et intermittente. [4]

Donc le gaz lift consiste à :

- ✓ Modifier le gradient de pression de l'effluent en allégeant le poids de colonne par injection de gaz à débit contrôlé et continu le plus au fond du puits.
- ✓ Réduire la pression hydrostatique de la colonne de production

Le gaz lift peut être en générale en circuit fermé constitue un système comprenant :

Le gaz produit du traitement de pétrole brut provenant des puits dans le centre de production de pétrole brut est comprimé à une pression de l'ordre de 150 bars à travers des compresseurs alternatifs puis envoyé vers le réseau gaz lift pour être dispatché à travers les puits qui produisent par injection gaz lift. [4]

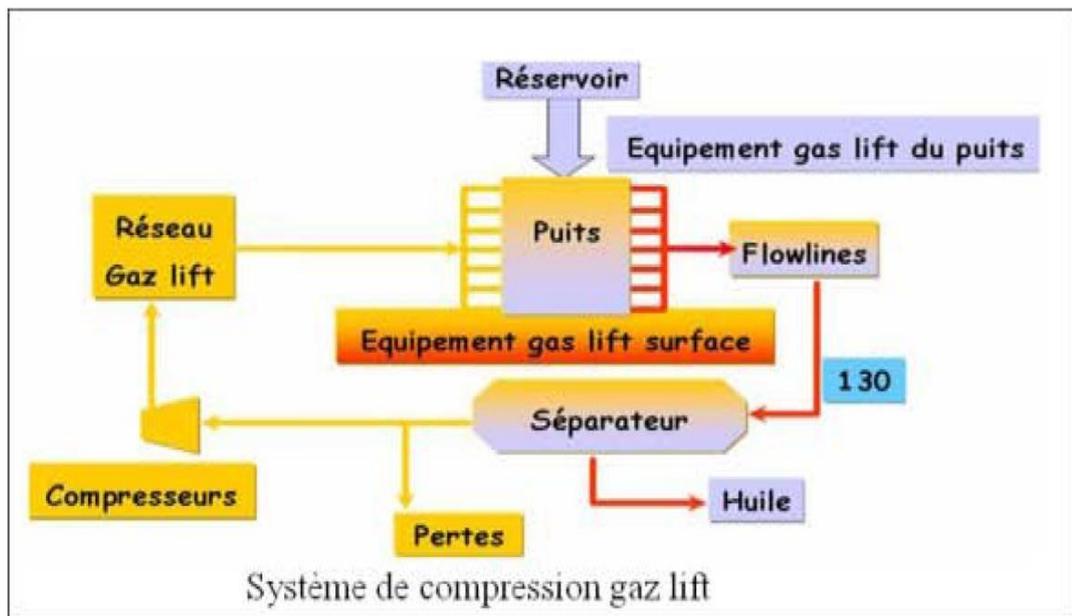


Figure (I.8) : Le schéma synoptique montre le système de compression de gaz lift. [3]

Pour bien comprendre le système gaz lift, on doit définir l'emplacement des équipements nécessaires pour satisfaire le système du gaz lift utilisé.

- ✓ En surface
 - Les équipements en surface de recompression du gaz destiné au gaz lift.
 - Les lignes d'expédition et dispatching du gaz comprimé à travers les puits produisant le pétrole par injection gaz lift.
 - Les équipements de transmission des paramètres, comptages et dusses pour contrôler le débit a injecté
- ✓ Au fond du puits
 - Complétion spécifique du gaz lift avec vannes d'injection pour décharger progressivement le puits à l'aide de la pression d'injection du gaz dans la colonne de production. Il existe deux types de vannes gaz lift :
 - 1-Les vannes « casing operated »
 - 2-Les vannes « tubing operated » sont surtout utilisées pour les complétions doubles et rarement pour des complétions simples. [3]

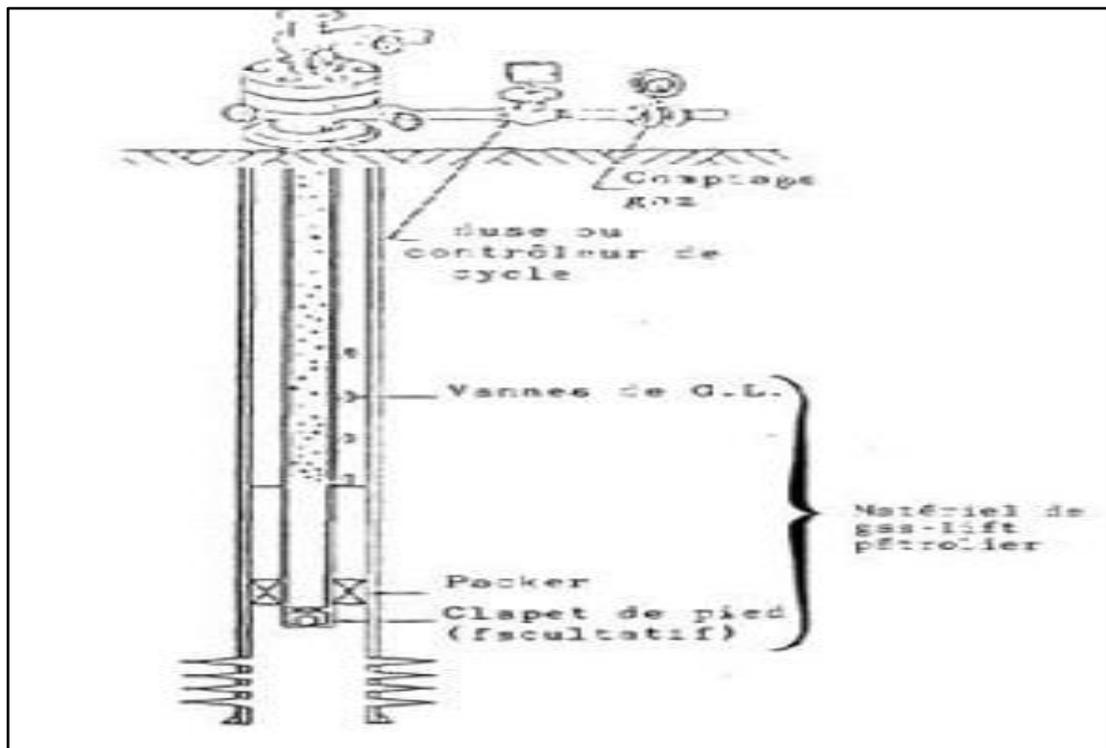


Figure (L.9) : les équipements du gaz lift. [3]

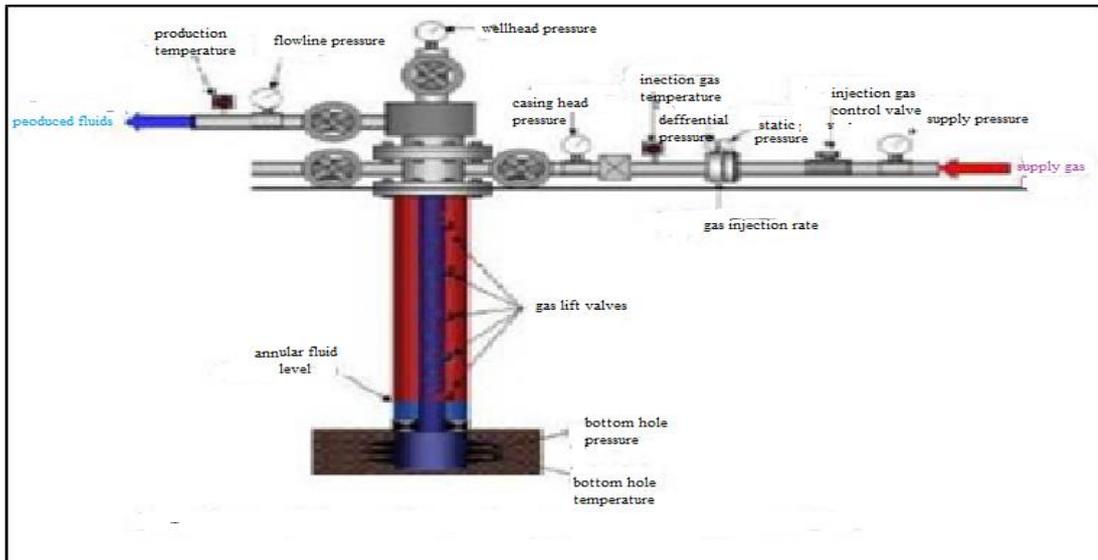


Figure (I.10) : les équipements de contrôle et de mesuré utilisé dans le système du gaz lift. [3]

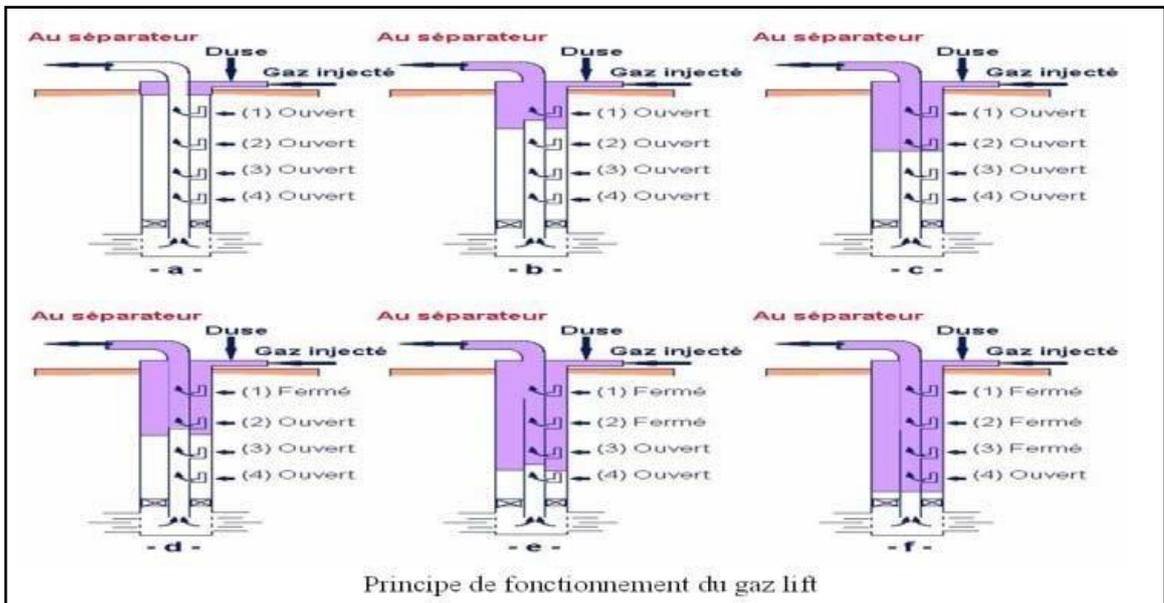


Figure (I.11) : Le principe de fonctionnement du gaz lift. [3]

III.2.1 principaux paramètres du gaz lift

1. Pression en tête

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

2. Pression de 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. 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.

3. Profondeur d'injection de gaz

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits IP forts. Certaines complétions sont Equipés d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

4. IP important et effet de peau (high PI and Skin effect)

La production d'un puits dépend directement du draw-down appliqué à la couche et donc de la pression de fond en Ecoulement. L'activation par gaz-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits grands IP ou le gaz-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener. L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz. [6]

IV. Avantages et inconvénients des différents types de récupération secondaire

Le Choix d'une méthode d'activation d'extraction (récupération) se base sur les trois critères qui permettent de faire une présélection du type d'activation à choisir :

1. Productivité du puits (débit).
2. Profondeur.
3. Problèmes.

Tableau (I.1) : Le tableau présente le domaine d'utilisation des SRP, ESP et Gaz lift

		Gaz lift	ESP	SRP
Productivité du puits (débit m ³ /j)	<6000	✓	✓	
	32-500	✓	✓	✓
	< 32	✓		✓
Profondeur du puits (m)	> 3600	✓		
	3000-3600	✓	Problème de température	
	< 3000	✓	✓	✓
Problèmes	Sable	Bon	Mauvais	Mauvais
	GOR élevé	Excellent	Bon	Médiocre
	Puits dévié	Bon	Bon	Passable
	Débit élevé	Excellent	Excellent	Passable
	Présence des dépôts	Moyen	Moyen	Médiocre
	Effluent visqueux	possible	Possible si viscosité < 200 cp	Oui le plus utilisé

Tableau (I.2) : Les tableaux présentent les avantages et inconvénients des SRP, ESP et Gaz lift. [3]

Type d'activation	Avantages	Inconvénients
Le pompage centrifuge immergé	<ul style="list-style-type: none"> - Bon rendement (35 à 60%) - Pas de nuisances - Facile à opérer - Possibilité d'installer des capteurs pour mesurer la pression de fond - Peut être installée dans un puits dévié à condition d'être dans une partie rectiligne - Coût faible pour de gros débits 	<ul style="list-style-type: none"> - Présence de gaz gênante (15% maximum accepté avec un gaz séparateur). - Intervention sur le puits avec matériel lourd. - Durée de vie faible si température puits élevée (1 an en moyenne). - Énergie électrique requise doit être stable. - Profondeur limitée par la chute de tension dans le câble (maximum 2400 m). - Réparation nécessite un arrêt total du puits.
Le gaz-lift	<ul style="list-style-type: none"> - Flexibilité. - Investissement faible pour l'équipement du puits. - Adaptation sur puits déviés Matériel réduit sur le puits en surface. - Interventions légères sur les puits - Possibilité de traitement Utilisation possible du gaz produit sur place. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité d'une source de gaz - Problèmes de redémarrage (régimes transitoires) - Importance des installations de surface (compresseurs GL) - Sensibilité du procédé à la pression en tête de puits. - Problèmes d'hydrates. - Adaptation du casing au gaz lift. - Installation haute pression. - Rendement faible (10 à 30%).
Le pompage aux tiges	<ul style="list-style-type: none"> - Pompage de fluides visqueux - Bon rendement (45 à 60%) - Production bas débit 	<ul style="list-style-type: none"> à travers le stuffing box en présence du gaz. - Unité de surface encombrante - Coûts élevé (maintenance). - Réparation nécessite un arrêt total du puits.

CHAPITRE 2
GENERALITE SUR LE RESEAU
COLLECTE

Introduction

La production de surface constitue la dernière phase de l'amont pétrolier et le premier passage vers le procédé de traitement du brut. L'effluent recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes.

I. Définition

Le pétrole ou le gaz brut recueilli en tête de puits n'est pas directement utilisable et Commercialisable, car il contient de l'eau, des sels et du gaz dissous. Cette situation, nous oblige à assurer le transport de pétrole et du gaz à partir des puits vers le centre de production Par des collectes (ensemble de conduites ou pipes), afin de prévoir son traitement soit sur champ ou dans un centre de production et traitement de pétrole ou du gaz.

La collecte représente la principale liaison entre la tête de puits et le centre de production Pétrole ou du gaz.

Le collecte c'est un terme qui désigne l'ensemble des pipes et des accessoires destinés à transporter les effluents bruts entre les puits producteurs et le centre de traitement.

Le fluide transporté par collecte est souvent polyphasique (pétrole, eau et gaz), soumis à des lois d'écoulement complexes. Un nombre important des puits producteurs ou injecteurs, connectés aux centres de production par un ensemble de pipe qui forme un réseau dite réseau de collecte. Pour assurer la sécurité des collectes, la réglementation exige la mise en place de vannes automatiques capables de fermer au niveau des têtes de puits en cas d'anomalies ou en cas d'urgence surtout pour les puits à proximité des agglomérations ou des puits du gaz.

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires destinés à transporter les bruts entre les puits producteurs et le centre de traitement. Le terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prise individuellement [8]

II. Plan de réseau collecte

Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte on doit choisir le tracé (chemin à suivre) où le chemin est le plus court et qui présente le minimum des pertes de charges.

On distingue deux principaux types de liaisons, soit :

- ✓ Par liaison individuelle,
- ✓ Par collecteurs ou par manifold.

II.1. Liaison individuelle

Cette liaison consiste à relier individuellement chaque puits au centre de traitement. Cette disposition offre la possibilité de tester les puits sur champ ou au niveau des centres de traitement de pétrole ou du gaz. Elle offre plusieurs avantages techniques :

- ⇒ Identification immédiate des puits en service ou non sur le centre de traitement
- ⇒ Facile à isoler une production polluante sur le centre de traitement
- ⇒ Rapidité de passage d'un puits en test afin de connaître son potentiel de production.

L'inconvénient est que cette liaison devient très coûteuse si le nombre des puits est grand.

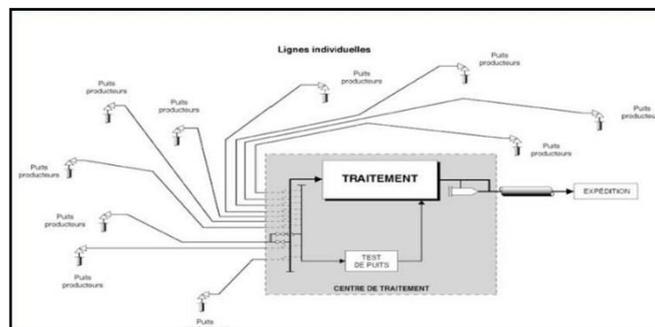


Figure (II.1) : schéma montre un réseau de collecte par une ligne individuelle. [9]

II.2. Liaison par collecteur

La deuxième liaison par collecteurs ou par manifold se réalise par le choix sur le terrain d'un ou plusieurs puits dont les lignes sont les plus courtes possibles et présentent le minimum de pertes de charge sur la ligne. Ensuite, les effluents sont acheminés, mélangés par un seul collecteur ou manifold unique de capacité convenable vers le centre de traitement.

On installe sur le collecteur principal ou manifold un ensemble de vannes qui permet d'isoler la production de chaque puits et de la diriger vers un séparateur de test pour d'éventuels contrôles périodiques dans le cas où le séparateur test se trouve sur le champ, mais si le séparateur de test se trouve au centre de traitement, il faut parfois doubler le collecteur par une ligne de test fait reliant le manifold au centre de traitement. Le Collecteur ou manifold prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux où le centre de traitement est éloigné. Néanmoins, il présente les inconvénients suivants :

- ❖ La capacité des pipes se calcule sur des données prévisionnelles d'où risque

d'estimation.

- ❖ Le puits à fort G.O.R ou le puits le plus important peut freiner la production du puits le Plus faible qui se trouve à sa proximité.
- ❖ La production entière peut être polluée par celle d'un seul puits émettant de l'eau.

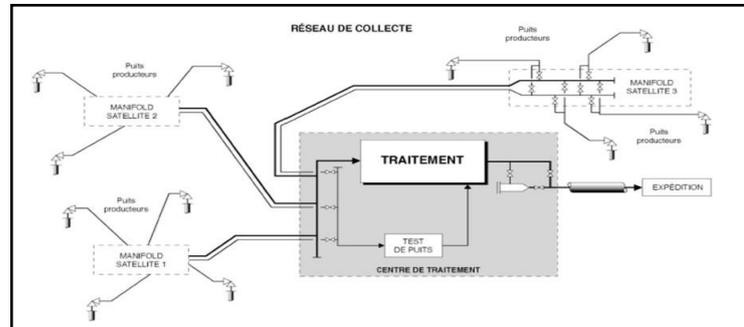


Figure (II.2) : schéma montre un réseau de collecte par collecteur [9]

Dans le domaine pétrolier on doit disposer des moyens de raccordement les plus Économiques, afin d'avoir un coût de revient du projet le plus bas possible. Pour cela on peut :

- Installer une batterie de séparateurs de test au niveau de chaque manifold, ce qui nous permet d'éliminer la pipe de test et le temps mort. Parfois, on se contente d'un séparateur de test mobile que l'on déplace selon les besoins (cas des petits champs).
- Installer une station de traitement satellite sur les gros champs, le produit ainsi traité est expédiée par pipeline vers le centre de traitement et stockage de pétrole, afin d'éviter les problèmes d'écoulements et de corrosion des collecteurs. [9]

II.3. Autres types de liaison

Dérivés des systèmes précédents on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée. [9]

III. Les accessoires des collectes

Sur un collecteur on peut trouver les accessoires suivants :

- * Les gares de racleurs où on trouve des gares racleurs pour le lancement et d'autres pour

la réception des racleurs. Ces gares sont utilisées pour introduire et recevoir les racleurs dans une pipe en service afin d'assurer son nettoyage.



Figure (II.3) : une gare racleur [11]

* Les Racleurs ou Pig qui sont des pistons que l'on fait circuler dans une pipe sous l'action d'une pression de l'effluent véhiculé par le pipe. On trouve les racleurs de nettoyage ou de maintenance munis de brosses métalliques, pour enlever les dépôts de rouille, de sels et de paraffines. Les racleurs sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide. Il existe plusieurs modèles de racleur répondant chacun à des besoins particuliers on distingue :

- Racleurs à lames en carbure de tungstène, sont utilisés pour éliminer les gouttes de soudure,
- Racleurs destinés à la vérification de l'état intérieur des conduites.
- Racleurs articulés, pour pouvoir passer à travers des courbures.
- Racleurs à pastilles radioactives, pour localiser un blocage de racleur



Figure (II.4) : un racleur [11]

* Les joints isolants : assurent l'isolement électrique des lignes de collecte avec les Installations auxquelles elles se raccordent, car il est plus facile d'assurer la protection cathodique, on distingue les isolants à brides et les manchons isolants.

- **Joints isolants à brides** : L'isolation est obtenue par l'interposition entre les deux brides un joint d'étanchéité torique en matériaux isolante.
- **Les manchons isolants** : La pièce est assemblée en usine et moins fragile que le raccord à brides. Le montage sur la conduite est réalisé soit par brides, soit par soudure. Ce type de raccord est d'un prix plus élevé que le précédent



Figure (II.5) : les joints isolant [11]

* Les clapets anti retour sous plusieurs formes.

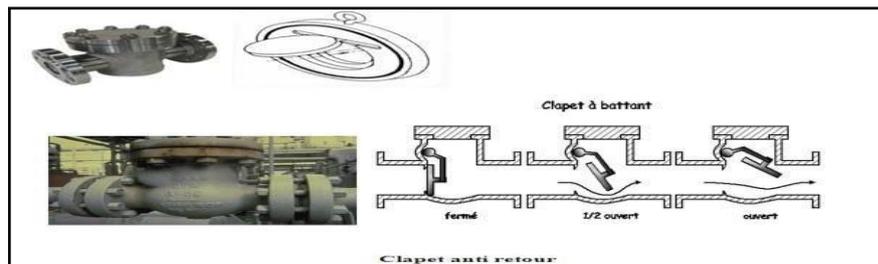


Figure (II.6) : les clapets [11]

* Les manifolds : ensemble de vannes et pipes groupées permettant d'aiguiller la production dans toutes les directions utiles. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrées, selon les possibilités de transport. [11]



Figure (II.7) : un manifold [11]

* Vannes utilisées sur les réseaux de collecte : selon l'usage et selon leur position dans L'installation, il est possible de distinguer trois sortes de vannes :

- Vannes montées en ligne : placées aux extrémités des pipes et permettent le passage direct qui ne provoquent qu'un minimum de pertes de charge « full bore ». Les types qui répondent à ce besoin sont les vannes à opercule et à boisseau.
- Vannes auxiliaires : ce sont les vannes de soutirage ou de purge, les vannes de réglage de débit tels les duses à pointeau, les vannes de torche, etc.
- Les vannes automatiques de régulation et de sécurités (PSV) ou (PRV) [12]



Figure (II.8) : les types des vannes [12]

* Les manomètres de pression montés sur les pipes de collecte

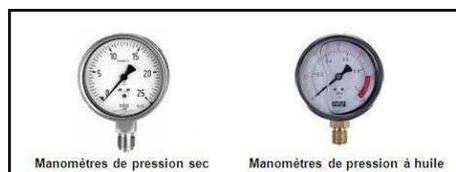


Figure (II.9) : Les manomètres de pression [12]

IV. Matériaux des collectes et des canalisations

La qualité du matériau utilisés pour les pipes est en fonction de la nature et la Composition de l'effluent, généralement on fait recours à l'acier au car de l'effluent, Généralement de l'effluent, généralement on fait recours à l'acier au carbone, sauf pour le cas d'un gaz à forte Pression et à forte teneur en CO2 bien sûr en présence d'eau on fait appel à l'inox. Le type de l'acier a utilisé dépend de la norme internationale API ou ASME et plus précisément ASME B31.3-1999. Le garde de l'acier le plus utilisé est l'acier au carbone l'API 5L sous forme de plusieurs nuances, dont API 5L grade B, API 5L grade X52 et autres.

API 5L sont présentés.

☞ La composition de l'API 5L est la suivante :

Standard	Product specification level	Steel grade	Chemical composition, %								
			C	Mn	P	S	Si	V	Nb	Ti	CE pem
API 5L	PSL 1	L210 or A	≤ 0.22	≤ 0.90	≤ 0.030	≤ 0.030	-	-	-	-	≤ 0.25
		L245 or B	≤ 0.28	≤ 1.20	≤ 0.030	≤ 0.030	-	-	-	-	≤ 0.25
		L290 or X42	≤ 0.28	≤ 1.30	≤ 0.030	≤ 0.030	-	-	-	-	≤ 0.25
		L320 or X46	≤ 0.28	≤ 1.40	≤ 0.030	≤ 0.030	-	-	-	-	≤ 0.25
		L360 or X52	≤ 0.28	≤ 1.40	≤ 0.030	≤ 0.030	-	-	-	-	≤ 0.25
		L390 or X56	≤ 0.28	≤ 1.40	≤ 0.030	≤ 0.030	-	-	-	-	≤ 0.25
	PSL 2	L415 or X60	≤ 0.28	≤ 1.40	≤ 0.030	≤ 0.030	-	-	-	-	≤ 0.25
		L245R or BR	≤ 0.24	≤ 1.20	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.40	e	e	≤ 0.04	≤ 0.25
		L290R or X42R	≤ 0.24	≤ 1.20	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.40	≤ 0.06	≤ 0.05	≤ 0.04	≤ 0.25
		L245N or BN	≤ 0.24	≤ 1.20	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.40	e	e	≤ 0.04	≤ 0.25
		L290N or X42N	≤ 0.24	≤ 1.20	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.40	≤ 0.06	≤ 0.05	≤ 0.04	≤ 0.25
		L320N or X46N	≤ 0.24	≤ 1.40	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.40	≤ 0.07	≤ 0.05	≤ 0.04	≤ 0.25
		L360N or X52N	≤ 0.24	≤ 1.40	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.45	≤ 0.10	≤ 0.05	≤ 0.04	≤ 0.25
		L390N or X56N	≤ 0.24	≤ 1.40	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.45	≤ 0.10	≤ 0.05	≤ 0.04	≤ 0.25
		L415N or X60N	≤ 0.24	≤ 1.40	≤ 0.025	≤ 0.015	≤ 0.45	≤ 0.10	≤ 0.05	≤ 0.04	≤ 0.25
		Note: Unless otherwise agreed by the purchaser and the manufacturer, the sum of the contents of columbium (niobium) and vanadium shall not exceed 0.06%.									

☞ Les propriétés physiques de l'API 5L est la suivante :

Standard	Product specification level	Steel grade	Yield strength (min), Mpa	Tensile strength(min), Mpa
API 5L	PSL 1	L210 or A	210	335
		L245 or B	245	415
		L290 or X42	290	415
		L320 or X46	320	435
		L360 or X52	360	460
		L390 or X56	390	490
	PSL 2	L415 or X60	415	520
		L245R or BR	245~450	415~760
		L290R or X42R	290~495	415~760
		L245N or BN	245~450	415~760
		L290N or X42N	290~495	415~760
		L320N or X46N	320~525	435~760
		L360N or X52N	360~530	460~760
		L390N or X56N	390~545	490~760
		L415N or X60N	415~565	520~760

Figure (II.10) : les différentes caractéristiques et composition de l'acier [13]

NB:

PSL-1 is a loose standard quality for line pipe, but PSL-2 contains additional testing requirement, stricter chemical physicals, along with different limits of mechanical properties, and require Charpy impact testing conditions [13]

V. Epreuves des collectes

Après l'assemblage des conduites, en réalise des épreuves afin de tester l'étanchéité et la résistance hydraulique. On distingue deux sortes d'épreuves :

V.1. Epreuves hydrauliques des canalisations (tests hydrostatiques)

L'épreuve hydraulique est régie par la réglementation internationale de sécurité d'une pipe avant de le mettre en service. Le but d'une épreuve hydraulique est double : d'une part de s'assurer que le pipe a bien la résistance voulue pour supporter les conditions d'exploitation et d'autre part s'assurer de sa parfaite étanchéité.

Une épreuve hydraulique se déroule en plusieurs étapes :

- Remplissage en eau, pressurisation.
- Période de stabilisation thermique afin que s'établisse l'équilibre thermique entre le L'eau contenu dans la pipe et le sol environnant. Cette période peut durer plusieurs jours en fonction du diamètre de la pipe.

- Contrôle de l'absence d'air : une trop grande quantité d'air peut masquer une fuite.
- Épreuve en présence de l'ingénieur des mines ou délégués de l'ARH (Agence de Régulation des Hydrocarbures au ministère de l'énergie)

Le test hydrostatique de la pipe des hydrocarbures est indispensable car ce genre de pipe est soumis à la réglementation en vigueur en termes des règles de sécurité pour les canalisations de transport d'hydrocarbures liquides ou gaz en Algérie (Arrêté Interministériel du 12 Décembre 1992). Donc pour réussir le test ou l'épreuve hydraulique, il faut suivre les étapes suivantes :

1. Inspectez visuellement le pipe. Le pipe doit être jugés en bon état (pas de fissure où Autres) avant que le test commence.
2. Assurer une bonne source d'eau, choisir le mode de traitement adéquat et prévoir un Bon remplissage d'eau destinée pour le test.
3. Une fois le remplissage terminé, le pipe sera soumis à un test hydrostatique où la Pression de test est définie conformément aux exigences du code sur les règles de Sécurité pour le transport des hydrocarbures liquide ou gaz en Algérie, soit 1,5 fois la Pression maximale de service en zone I (et 1.25 fois en zone II).
4. Mesurez la pression du test à l'aide d'un manomètre, de préférable avec un enregistrement de la pression sur charte à l'aide d'un dispositif adéquat par un enregistreur type Barton



Figure (II.11) : Enregistreur de pression type BARTON [14]

5. Enregistrer la pression pour qu'elle soit la lecture exploitable, puis archiver dans le Dossier de la pipe.
6. Maintenez la pression durant le test pendant au moins 24 heures du test.
7. Une fois le test terminé, l'eau sera évacuée de la pipe au moyen d'une série de racleurs Propulsés par de l'air sec depuis des compresseurs installés de l'autre côté.
8. Après avoir évacué l'eau du test, le pipe sera dépressurisée et ramenée à la pression Atmosphérique. Cette opération de pompage de l'air est une opération de séchage du Pipe, où cette opération normalement s'effectue après les épreuves hydrostatiques et Avant la mise en service.

9. La dernière opération qui rentre dans la zone de comissioning qui consiste de la mise en service du pipe et de prévoir l'injection de l'azote pour éliminer l'air qui a fait l'élimination de l'eau.

NB :

Une eau destinée au test hydrostatique doit répondre aux exigences suivantes :

- ✓ La filtration est indispensable dans le cas d'une source d'eau particulière, pour retenir les impuretés et les matériaux en suspensions dont le diamètre est plus de 50 microns.
- ✓ Il est recommandé d'enlever l'oxygène, en ajoutant un absorbeur chimique d'oxygène, afin d'éviter la corrosion interne.
- ✓ L'addition de biocide est également recommandée car il évite le développement d'organismes nocifs à l'intérieur de la pipe.

V.2. Épreuve d'étanchéité à air

Cette opération s'effectue généralement par tronçons de quelques centaines de mètres, après la soudure et avant le revêtement de la pipe et au niveau des brides (joints). La ligne est obturée à chaque extrémité, est soumise à une pression d'air de 6 à 7 bars. Chaque soudure ou bride (joint) est inspectée visuellement après blanchissage avec un liquide moussant qui révèle toute fuite éventuelle. [14]

VI. Protections des collectes

Dans l'industrie du pétrole la plupart des canalisations sont en acier, ce dernier est très sensible à la corrosion. C'est pour cela on est obligé de les protéger par des plusieurs moyennes tel que La protection des pipes et collectes consiste à :

- ⇒ Protection contre le bouchage suite formation des dépôts à l'intérieur du pipe.
- ⇒ Protection contre l'éclatement durant le fonctionnement du pipe.
- ⇒ Protection contre la corrosion du pipe.

VI.1. La Protection contre la formation des dépôts

Le pipe doit être nettoyé de la saleté entraînée avec le pétrole ou le gaz par des opérations de raclage alternées du pipe afin d'éliminer les dépôts pour libérer le passage à l'intérieur du pipe. L'opération du raclage consiste à avoir deux gares racleurs, un pour le lancement et l'autre pour la réception. [8]

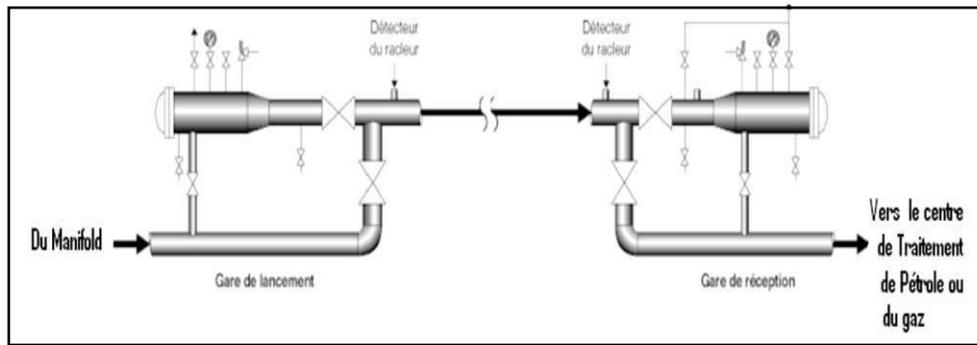


Figure (II.12) : Schéma montre l'opération du raclage. [8]

Et avoir un racleur de type :



Le principe de raclage est le suivant :

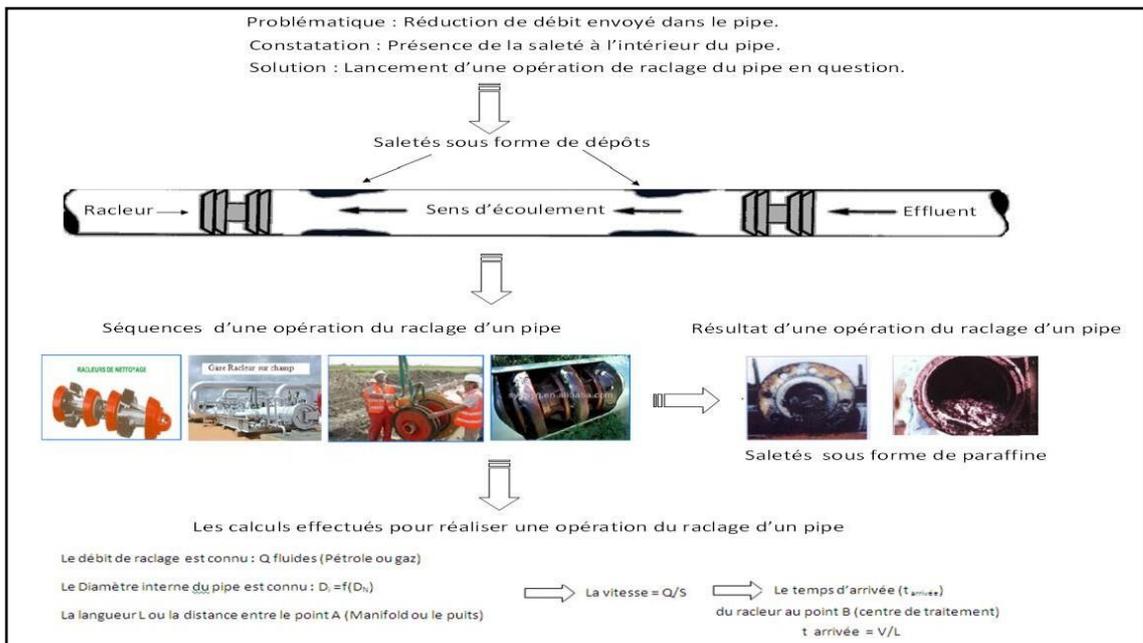


Figure (II.13) : schéma montre le principe de raclage. [8]

VI.2. Protection contre la corrosion et l'éclatement

On souligne que les collectes transportent un effluent polyphasique et sont souvent exposées à des problèmes de corrosion.

♣ Pour le cas des pipes enterrées, on fait recours :

- À la protection par enrobage : On procède à l'enrobage de la canalisation par un

produit isolant pour la protéger contre la corrosion (isolation avec le milieu externe).

On distingue plusieurs types de revêtements tel que :

- Les revêtements à froid (utilisation de peinture bitumeuse).
 - Les bandes grasses et les bandes plastiques adhésives.
- À la cathodique qui consiste à abaisser la tension du couple (pipe-milieu extérieur) de manière à l'amener dans sa zone d'immunité qui est \leq à $-0,850$ v d'après Pourbaix (le diagramme potentiel-PH)

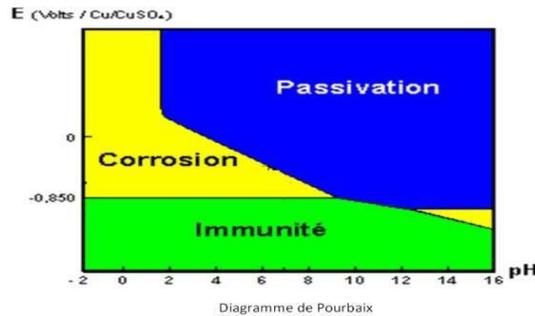


Figure (II.14) : Le diagramme pourbaix[15]

On pratique en milieu industriel, on dispose de deux possibilités :

- I. Protection cathodique par courant imposé, utilisant un générateur extérieur de f.e.m. Réglable et une anode auxiliaire (pipes rebutés ou masse métallique)

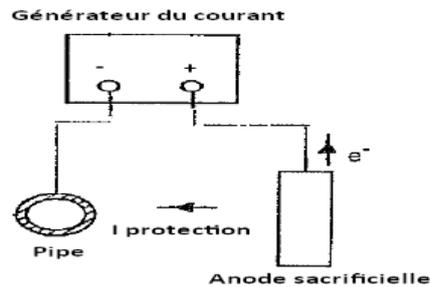


Figure (II.15) : la méthode de protection cathodique [15]

Sur le terrain la protection cathodique se compose comme suit :

- ✓ Un générateur de courant continu dont on relie la borne négative au réseau à protéger et la borne positive à une masse métallique noyée dans un sol humide. Cette anode (masse métallique noyée) subit seule la corrosion. L'ensemble est appelé poste de soutirage,
- ✓ Des prises de potentiel le long du pipe (pour mesurer le potentiel du pipe à cet endroit normalement au niveau de chaque point Kilométrique (PK distant de 2 km chacun).

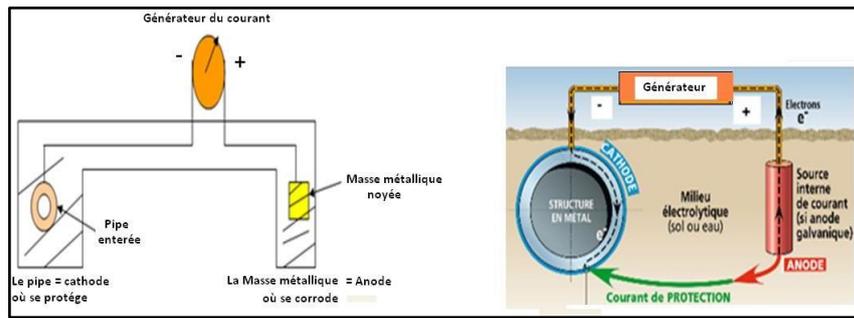


Figure (II.16) : la méthode de protection cathodique sur le terrain [15]

II. Protection cathodique par anode sacrificielle, constituée d'un métal plus actif que le métal à protéger (c'est-à-dire de potentiel moins que le métal du pipe) pour former une pile dite galvanique (le pipe à protégé – le métal utilisé comme anode sacrificielle)

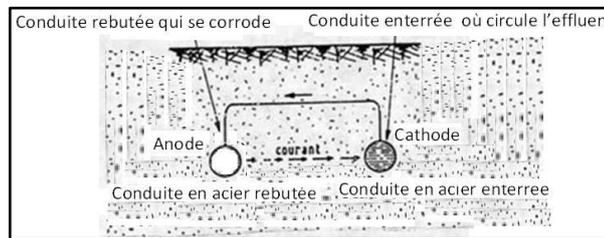


Figure (II.17) : la méthode de protection cathodique par anode sacrificielle [15]

♣ Pour le cas des pipes aériens on doit procéder à :

* L'injection d'inhibiteur de corrosion afin de retarder le processus de corrosion interne



Figure (II.18) : la méthode d'injection d'inhibiteur [15]

* Mesurer l'épaisseur du pipe aux niveaux des joints de soudures par des moyens Ultrasons (UTM) afin d'assurer un bon suivi du pipe



Figure (II.19) : la méthode de mesure de l'épaisseur de pipe [15]

L'épaisseur lue (trouvée) par UTM soit supérieure à l'épaisseur minimale calculée au préalable. Cette épaisseur est calculée pour une contrainte maximale de pression, qui représente la pression maximale de service (PMS). Les formules appliquées pour le calcul de l'épaisseur minimale est ASME B31.3-1999 Code à la page 20. [15]

$$t(m) = \frac{p(\text{psig}) * D(\text{in})}{2 * (s(\text{psi})E + p(\text{psi})Y)} \quad (\text{II.1})$$

Tel que :

E: material and pipe construction quality factor as defined in ASME process pipe code B31.3-1999, table A-1A

Y: wall thickness coefficient with value listed in ASME process piping code B31.3-1999, Table 304.1.1 [15]

CHAPITRE 3
LES ANALYSES NODALES ET LA PRESENTATION
DE LOGICIEL PIPESIM

Introduction

Les systèmes de production de pétrole ou du gaz doivent être conçus de manière à assurer un transport adéquat des fluides avec le minimum de contraintes du réservoir aux installations de traitement.

Ces systèmes prennent en considérations toutes les contraintes de l'écoulement tels que les pertes de charges à travers le trou de production, le tubing de production, la tête de puits, la duse, les pertes de charges à travers le flowline et la pression de séparation ou du traitement entrée

L'étude de ces systèmes a pour but d'avoir une production maximale avec un minimum de contraintes pour maximiser le potentiel économique de production. Cette étude peut se réaliser soit en écoulement monophasique ou en écoulement multiphasique, sous la forme de simulation par l'utilisation d'un logiciel appelé PipeSim.

Cette Simulation a pour objectif de voir le comportement des puits lorsque sont reliés aux niveaux des collecteurs ou des manifolds.

La simulation utilisée pour étudier le comportement d'un puits est appelée Analyse Nodal où on doit varier un paramètre par exemple pression de la ligne flowline, diamètre de la duses, pression tête du puits ou autres.

I. Analyse nodale

C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits, elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Cette technique permet de créer des diagrammes d'entrées-sorties à n'importe quel point du système. Des analyses de sensibilité peuvent être effectuées sur n'importe quelle variable du système, ce qui permet de comprendre où se trouvent les possibilités d'amélioration de la production.

Elle consiste à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

Les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur peuvent être subdivisées comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux.
2. Complétion (stimulation, perforation, et Gravel pack).

3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de sécurité).
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (Duse, pipes, vannes). [17]

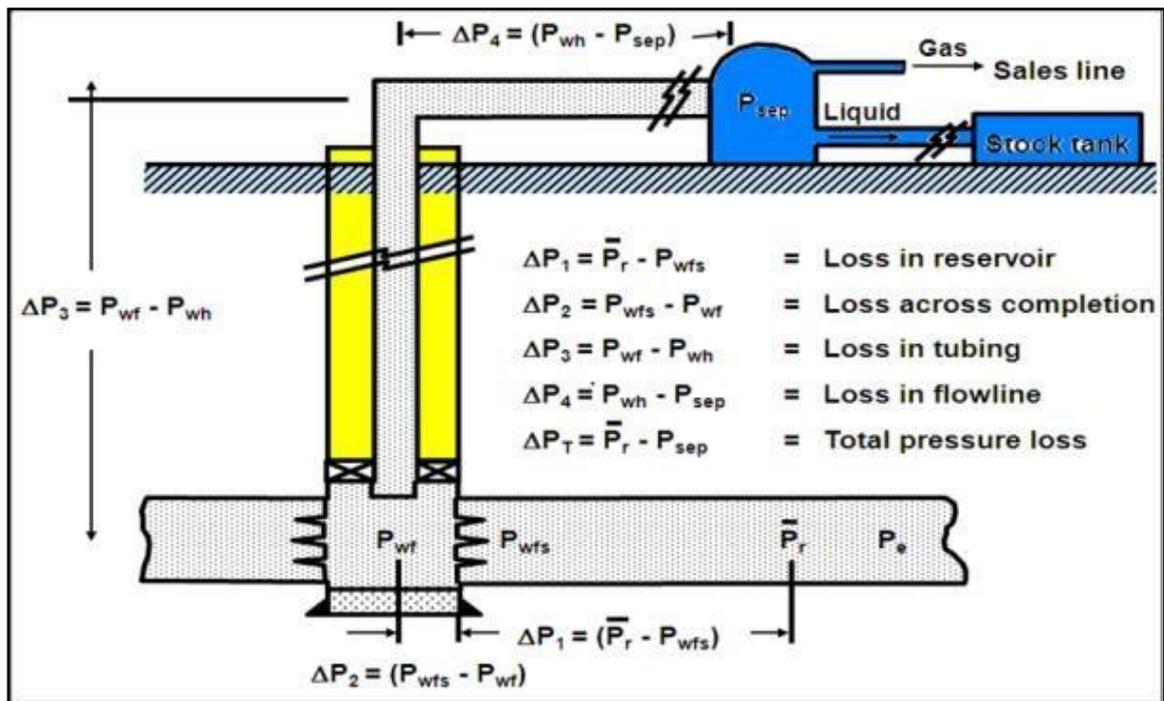


Figure (III.1) : les pertes de charges possible dans un système de production. [17]

I.1.Objectifs de l'analyse nodale

L'objectif est de :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits sera repris ou abandonné
- Sélectionner le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de cette méthode
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
- Reconnaître rapidement la manière d'augmentation des taux de la production

I.2.Application de l'analyse nodale

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

des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow. L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants :

1. Choix du diamètre du tubing
2. Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau
3. Pression de tête du puits ou de séparateur
4. Choix du diamètre de la Duse de surface
5. Optimisation de la production par gaz lift
6. Analyse de l'effet de la densité des perforations
7. Evaluation de la performance des puits candidats aux stimulations
8. Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

I.3. Concept de l'analyse nodale

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure IV.2 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. [17]

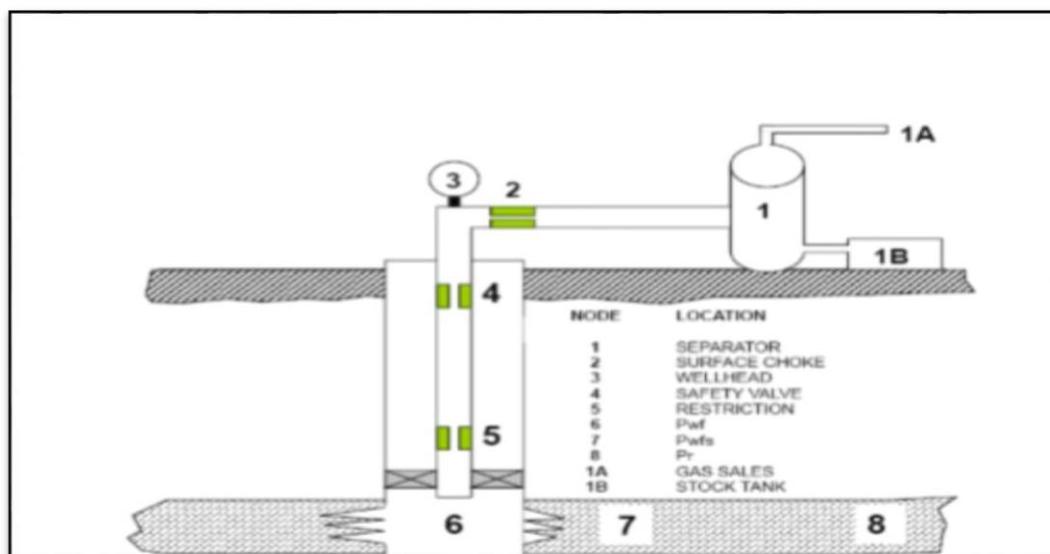


Figure (III.2) : Les différentes positions des nœuds.

I.4. Procédure d'application de l'analyse nodale

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

sont montrés sur la figure IV.2. Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

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

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

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

- Inflow : $P_{node} = P_r - \Delta p$
- Outflow : $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$
- Où : $P_{node} = P_{tete} + \Delta p$

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

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

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

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

1. Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles
2. Choisir les composants à optimiser.
3. Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisis.
4. Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
5. Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR (Inflow Performance Relationship) c'est à dire la représentation de débit de production en fonction de la pression de fond dynamique.
6. Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow. [17]

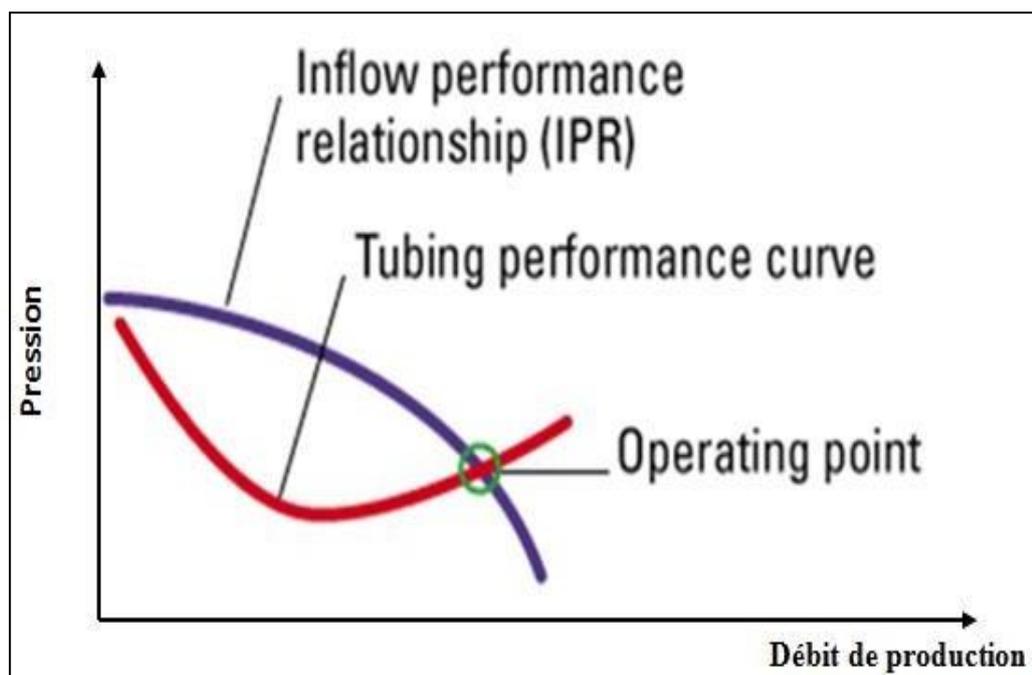


Figure (III.3): point de fonctionnement [17]

I.4.1. Inflow Performance Relationship (IPR)

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($P_R - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir

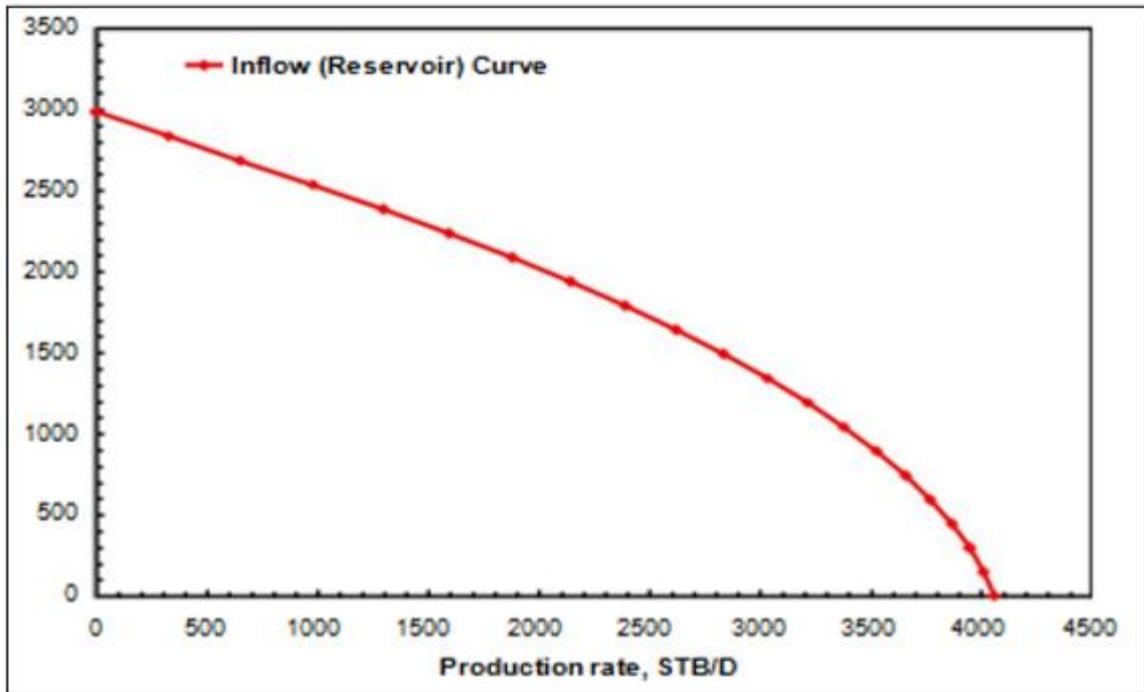


Figure (III.4): Courbe d'IPR (Inflow Performance Relationship) [17]

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz Parmi ces méthodes on a :

❖ **Well IP (Loi de Darcy) :**

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

On peut l'écrire avec une simple équation

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (\text{III.1})$$

IP: Indice de productivité (bbl/j*psi)

Q : le débit produit (baril par jour)

p_{ws} : Pression de fond statique (psi)

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

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une Façon linéaire avec la pression de fond.

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

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

❖ Méthode de Vogel

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

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{III.2})$$

Q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$Q_{0(\max)}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle

($P_{wf}=0$, AOF)

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

P_R : Pression du réservoir approximative.

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP). Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.

I.4.2 Tubing performance curves (TPC)

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué de fait 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. [18]

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 (calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides) en fonction du débit, à une pression avale fixe (pression de tête, ou pression du séparateur).

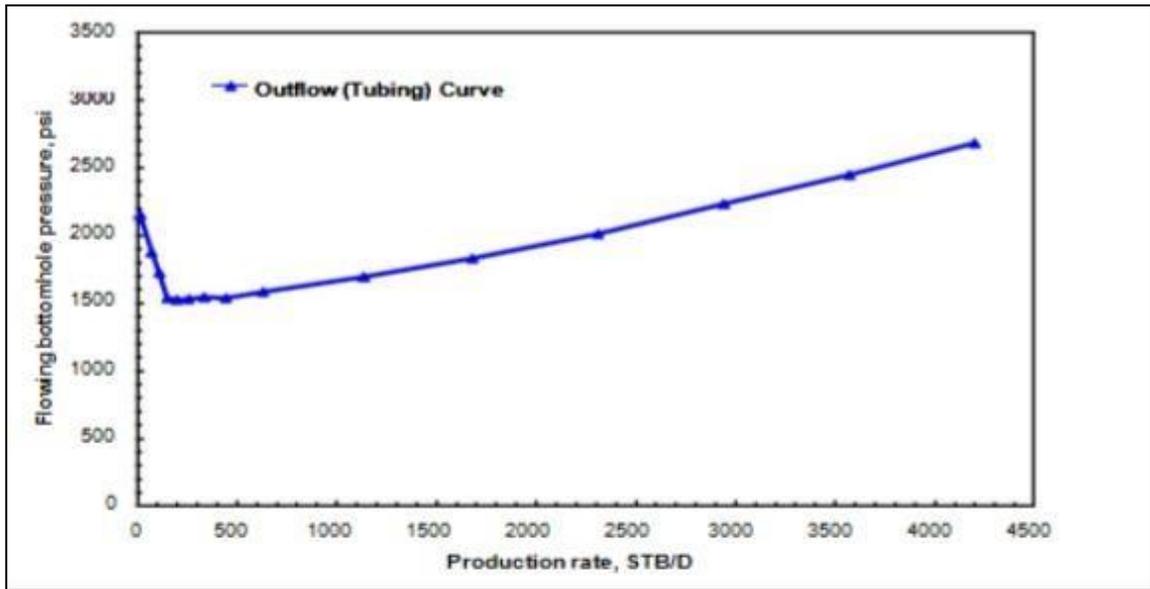


Figure (III.5): Courbe TPC (Tubing performance curves) [18]

I.4.2.1.1.les déférentes corrélations

Les corrélations sont très nombreuses. On peut les classer suivant des catégories, comme suit :

Tableau (III.1) : tableau des corrélations

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1ère	<i>POETTMAN & CARPENTER</i>	1-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont à la même vitesse) 2-pas de considération de Régime d'écoulement. 3-le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : 1-le facteur de frottement diphasique
2ème	<i>HAGERDORN & BROWN</i>	1-Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse) 2-pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : 1-le liquide Hold up 2-le facteur de frottement diphasique
3ème	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	1-glissement de phase 2-prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : 1-le régime d'écoulement 2-le Hold-up 3-le facteur de frottement diphasique

II. Description du logiciel pipesim

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface. Ce simulateur offre une variété des tâches de simulation spécifiques aux puits, en abordant un large éventail de flux de travail de modélisation des puits. [20]

Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir)
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire, ...)
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur, ...).

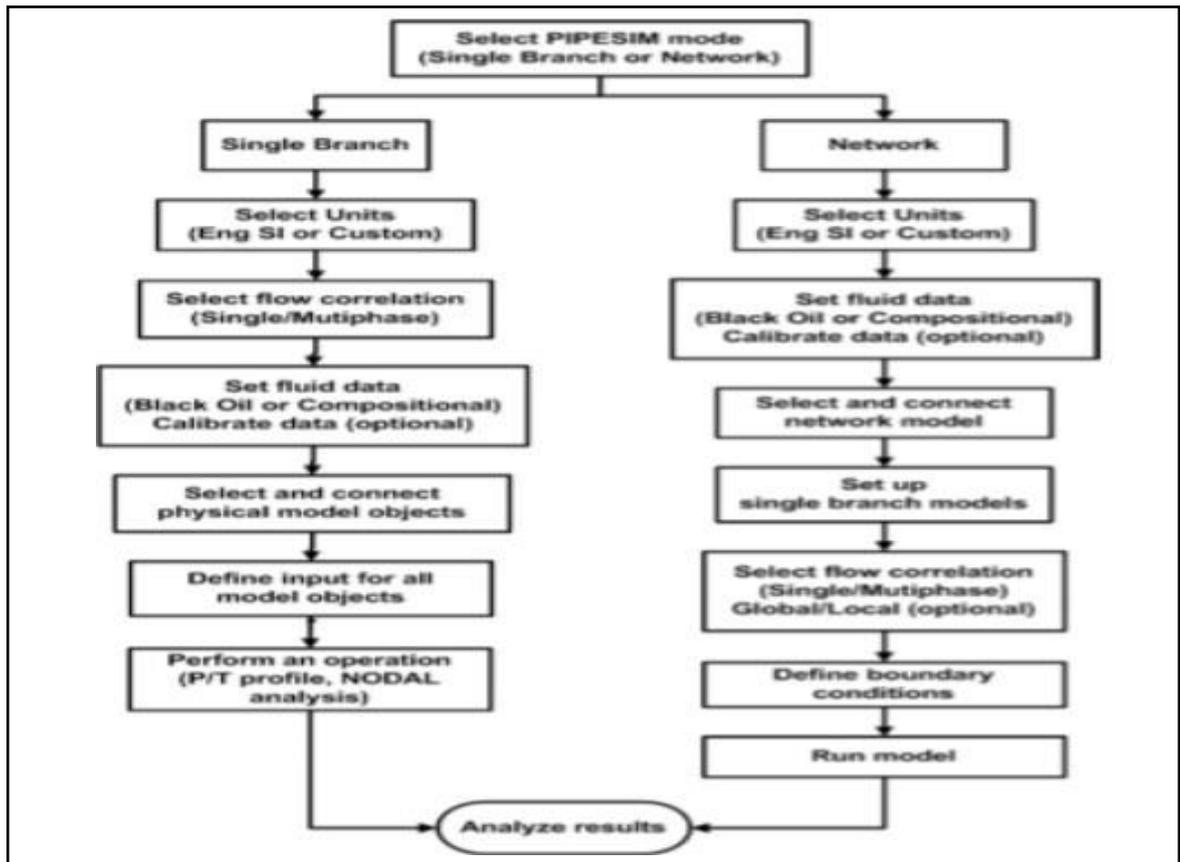


Figure (III.6) : Organigramme de fonctionnement de logiciel PIPESIM. [20]

II.1. Application du logiciel PIPESIM

- L'optimisation des équipements des puits
- L'analyse des performances des puits
- L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits
- L'optimisation des systèmes de production
- L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux
- L'optimisation des systèmes de récupération.
- Pour une meilleure maitrise de ce logiciel, il faut avoir :
- Une bonne base en anglais
- Des bonnes connaissances de l'outil informatique
- Une bonne maitrise de Microsoft Office
- Les informations de base des systèmes de production et de réservoir engineering
- Une bonne connaissance du système d'analyse Nodale (Inflow et outflow performance)
- Des informations de base sur les méthodes de récupération secondaire et stimulation des puits.

II.2. Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance, ...)
- Les données petro physiques
- Rapport géologique
- Données PVT (Pression de bulle, Densité d'huile et de gaz, La viscosité du fluide...)
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage, ... [20]

II. 3. Les modèles de pipesim

Le logiciel comporte deux modèles :

II.3.1. well performance Analysis

Ce modèle permet de Créer les modèles des puits avant d'intégrée dans le modèle de réseau. Les étapes de création de modèle de puits dans le logiciel sont :

- Sélectionnez l'ensemble d'unités de votre performance.
- Déterminez le type de complétion : multiple, horizontal, single.
- Ajoutez les composants de modelé (complétion, tubing...) et les données nécessaires.
- Définissez les spécifiques de fluides (les données pvt ,..).
- Choisissez la corrélation d'écoulement.
- Tracez la courbes inflouw et outflow.
- Enregistrez le modèle.

II.3.2. Network Analysis

Ce modèle permet de simuler le comportement de tous les puits de réseau et étudier l'effet des paramètres sur le réseau. Les étapes nécessaires pour créer des courbes de performances de puits pour le module réseau sont :

- Construisez le modèle de performance du puits.
- Sélectionnez l'opération Performance de puits.
- Sélectionnez les paramètres de sensibilité.
- Saisissez les données requises.
- Exécutez l'opération.
- Enregistrez le modèle. [16]

CHAPITRE 4

L'ETUDE ET L'OPTIMISATION DE RESEAU

COLLECTE OKJ202 DE HBK ET

L'INTERPRETATION DES RESULTATS

Introduction

Dans le domaine industriel de pétrole et du gaz l'optimisation d'un champ pétrolier ou gazier est limitée par des conditions tels que :

- ✓ Les conditions de réservoir.
- ✓ Les conditions d'exploitation des pipelines.
- ✓ La capacité des équipements de surface.
- ✓ La capacité de traitement d'eau produite avec le pétrole ou du gaz.
- ✓ La capacité de station de compression de gaz.
- ✓ Les règles HSE appliquées dans l'industrie de pétrole et du gaz.
- ✓ Les considérations économiques en plus des considérations techniques.

La production est contrôlée par le réglage de débit des puits d'une manière optimale ainsi que la quantité récupérée de gaz et de pétrole dont le réglage se fait soit en manuel ou en automatique par le système de télémétrie (SCADA).

Le but de l'optimisation est de chercher une production optimale avec un minimum de coût tout en comparant avec la production des tests potentiels des puits et les conditions hydrodynamiques des pipelines.

Dans notre travail on cherche à étudier le comportement actuel du manifold principale OKJ 202 du champ Haoud Berkaoui existant par l'utilisation du logiciel pipesim dont le but :

- ✓ De comparer la production optimisée avec celle produite actuellement,
- ✓ D'avoir un comportement optimal des puits en termes de débit de gaz lift injecté pour les puits en gaz lift, Les duses utilisées et les diamètres des pipelines (flowlines).

I. Présentation de champ de Haoud Berkaoui

I.1. La situation géographique

La Direction Régionale de Haoud Berkaoui représente l'une des dix (10) principales Directions productrices d'hydrocarbures de Sonatarch. Se trouve sur la route RN° 49 reliant GHARDAIA à HASSI MESSAOUD, et à 35 Km au SUD-OUEST D'OUARGLA, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de la Direction Régionale de HAOUD BERKAOUI.

Cette Direction Régionale est située à 100 Km de HASSI MESSAOUD, à 770 Km au sud de la capitale (Alger), elle est très importante en raison de sa part de production

des hydrocarbures dans Sonatarch.

Elle s'étend du sud-est de GHARDAIA jusqu'au champ extrême BOUKHZANA, près de la route de Touggourt.

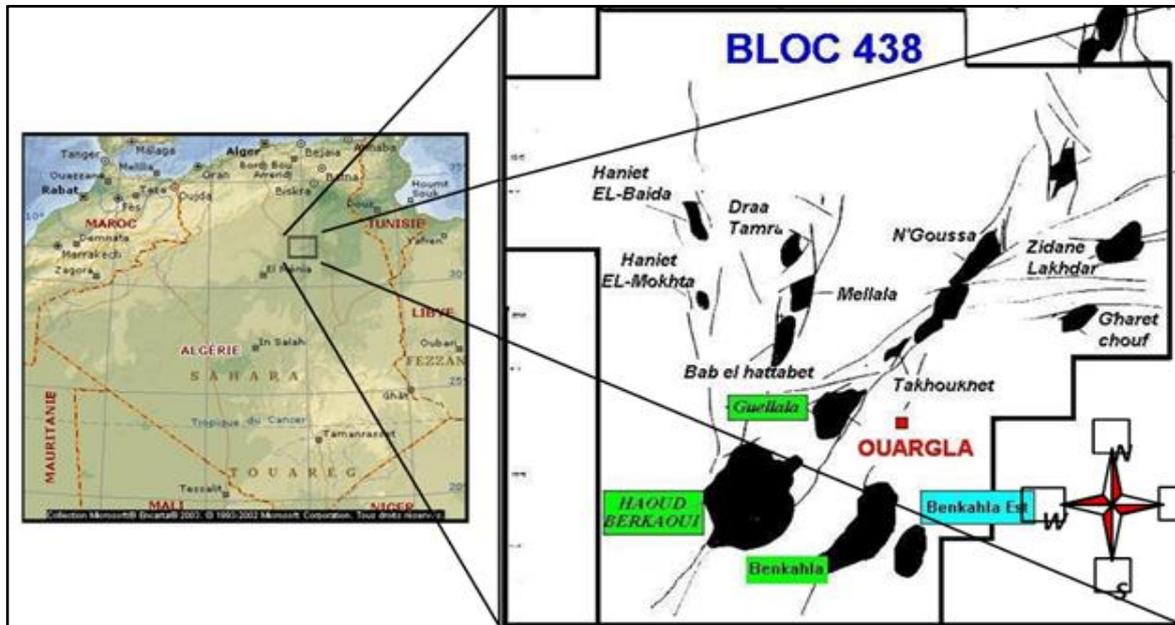


Figure (IV.1) : la situation géographique [7]

A ce jour-là, plus de 100 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 65 puits en gaz lift, et plus de 35 éruptifs. La production cumulée depuis l'origine est de 101,92 MTEP par rapport aux Réserves prouvées de 133,62 MTEP. Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérés sont acheminées vers les différents centres de traitement de la Direction Régionale Haoud Berkaoui.

Il existe trois principaux centres de traitement dont le CP de Haoud Berkaoui (HBK), le CP de BENKAHLA (BKH) et le CP de GUELLALA (GLA) et un centre satellite de Guellala Nord Est (GLANE).

1.1.1. Haoud Berkaoui

Sur une superficie de 175 km², ce champ découvert en mars 1965 par la CFP (Compagnie française du pétrole algérien) par le forage du puits OK101, situé au sommet de l'anticlinal. La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1967. 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 certaines zones).

1.1.2. Le champ de Benkahla

Le gisement de BENKAHLA a été découvert en novembre 1966 par la même

compagnie (FCPA) par le forage du puits OKP24. Il s'étend sur une superficie de 72 km². 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 certaines zones). Toute la production d'huile de BENKAHLA est expédiée vers le centre de traitement CP HBK.

I.1.3. Le champ de Guellala

Le gisement de Guellala a été découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01, sa mise en production date de février 1973. Il s'étend sur une superficie de 35 km², avec une profondeur moyenne des puits de 3500 m.

Au niveau du champ de Guellala, on trouve un centre de traitement d'huile et une unité de traitement de gaz associé des trois champs HBK, BKH et GLA appelée (UTG).

I.2. Périphérie

La production de la périphérie sa chemine vers le centre satellite de Guellala Nord Est (GLANE) où l'huile est expédiée vers le centre de traitement de Guellala, le gaz est torché et l'eau purger vers des bourbiers spéciaux afin d'éviter la pollution de la nappe phréatique de la région.

Parmi les puits de la périphérie on trouve N'gaoussa (N'GS) / Drâa Tamra (DRT)/ Guellala Nord-Est (GLANE) / Haneit El Beida (HEB) / Mokh El Kabech (MEK) / Boukazana (BKZ) / Mellala (MEL) / Bab El Hattabet (BHT) / Haniet El Mokhta (HKA).

I.3. Historique

Les études géologiques réalisées à Ouargla ont permis de connaître l'existence de deux structures appelées HAUD BERKAOUI, et BENKAHLA.

En mars 1965, un gisement d'huile fut localisé dans la série du trias argilo-gréseux (Tag) plus exactement à HAUD BERKAOUI par la compagnie (FCPA), la zone pétrolière de HAUD BERKAOUI, est constituée de près de 20 champs pétroliers, répartis sur 63 km² sur le bord oriental de la dépression OUED MYA, les plus importants de cette région sont ceux de HAUD BERKAOUI, BENKAHLA, GUELLALA, elle reforme les accumulations d'huile essentielle de cette zone, la série inférieure du trias argileux Gréseux (TAG) située à une profondeur moyenne de 3350 m, est le principale réservoir, productif d'huile du bloc 438 parmi les autres champs constituant la périphérie de cette région figurent DRAA TAMRA (DRT) et GUELLALA –NORD-EST. HAUD BERKAOUI est devenue une région autonome en 1976, alors qu'elle dépendait de la région de HASSI MESSAOUD, depuis le début de son exploitation. [7]

I.4. Organisation de la direction régionale HBK

La direction régionale HBK se compose de 10 divisions et chaque division comporte Plusieurs services :

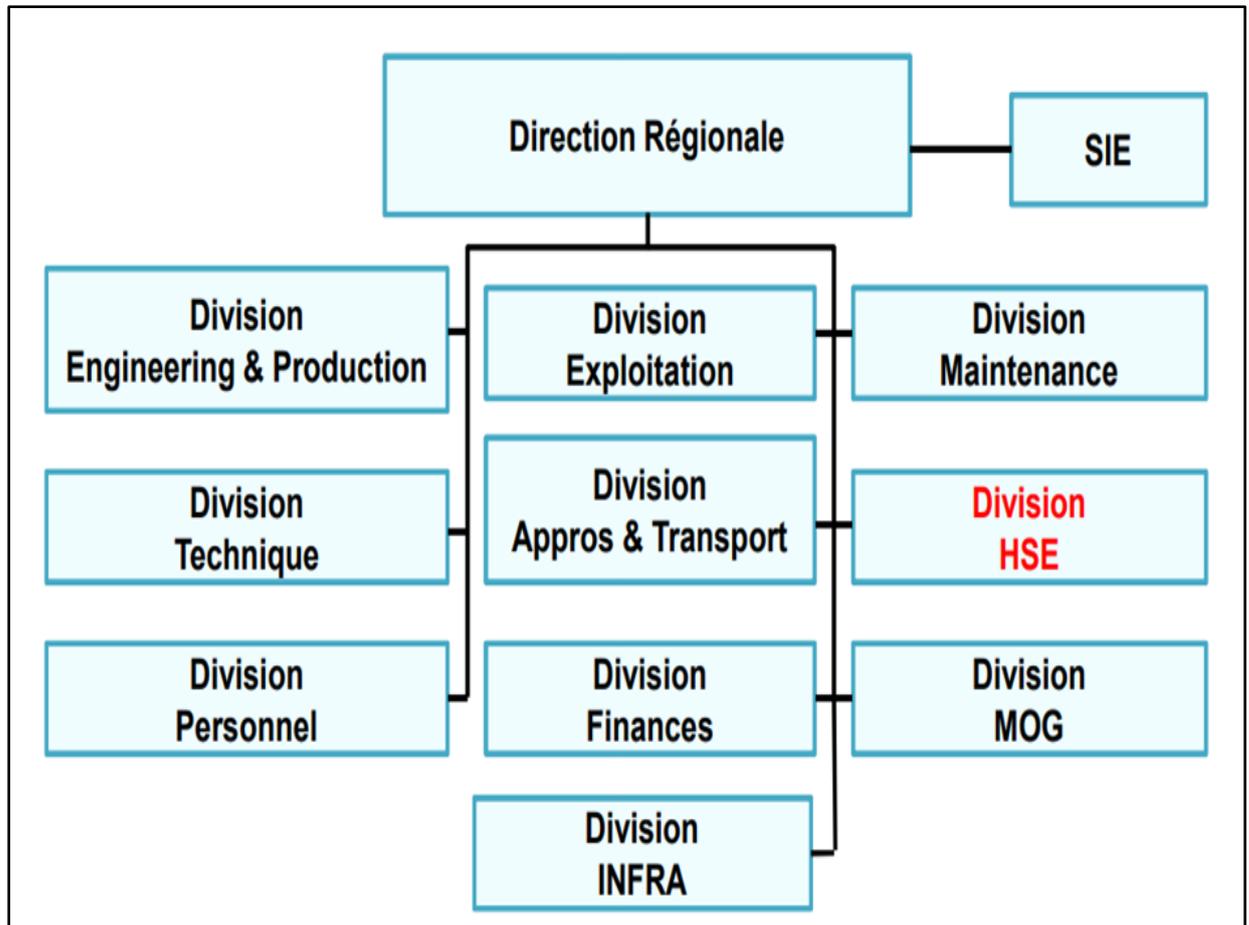


Figure (IV.2) : Organigramme la direction régional HBK [7]

II. La structures de réseau collecte du manifold (MFD) OKJ202

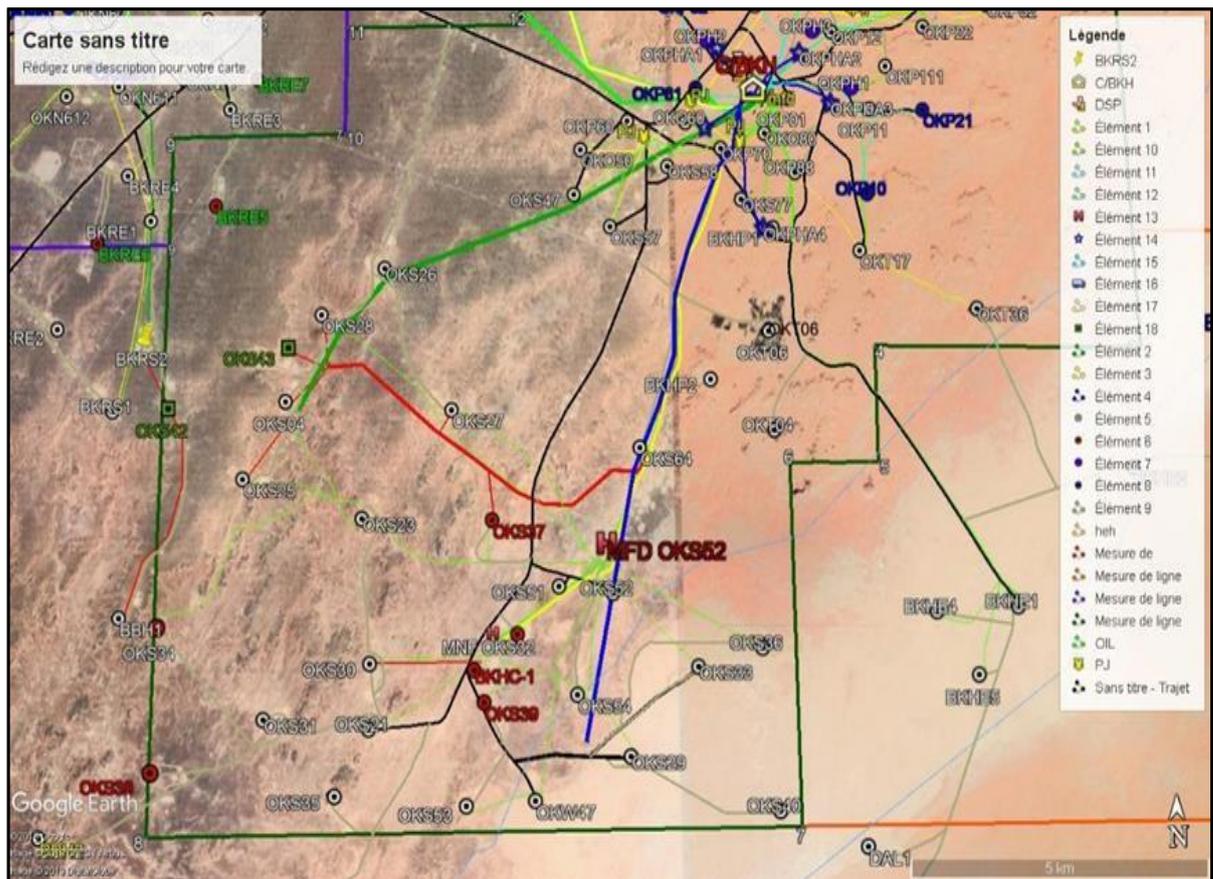


Figure (IV.3) : la carte de l'emplacement des puits

Le MFD PRINCIPALE OKJ202 se compose de 43 puits producteur de différents types (puits éruptifs, puits à gaz lift conventionnel et puits à gaz lift simple et des puits en MP et la production du champ de Benkahla en MP).

A partir de ce manifold principal on trouve plusieurs pipes pour alimenter le Centre de production de Haoud Berkaoui :

- ✚ Trois (3) pipes 12'' A, B et C,
- ✚ Une pipe de 10'' pour le puits BKP2 (Puits à l'origine du BaSO₄) du champ de Haoud Berkaoui,
- ✚ Une pipe de 6'' pour la production du champ de Benkahla en MP.

Tableau (V.1) : les pipes du MFD OKJ 202

CONNECTION MFD PRINCIPAL AU CENTRE DE PRODUCTION HBK	MFD OKJ202	6	1080	Centre HBK
		10	1080	Centre HBK
		12A	1080	Centre HBK
		12B	1080	Centre HBK
		12C	1080	Centre HBK

L'alimentation de ce manifold principal on trouve plusieurs :

Tableau (V.2) : les nombres des puits du MFD OKJ 202

Types	Puits éruptifs	Puits gaz lift conventionnel	Puits gaz lift simple
Nombres de puits	6	8	29

Le MFD principal OKJ202 est alimenté par 8 Mini manifolds comme montre le tableau suivant :

Tableau (IV.3) : les manifolds et le collecteur composant le OKJ20

	SIGLE	O pipe (pouce)	Longueur du pipe (m)	Raccordement
MFD PRINCIPAL OKJ202	MFD OKJ02BIS	4 x 6	36x1350	MFD PRINCIPAL
		6	1386	MFD PRINCIPAL
	MFD OKJ12	4	1977	MFD PRINCIPAL
		6	1977	MFD PRINCIPAL
	MFD OKJ20	4	1682	MFD PRINCIPAL
		8x6	695x500	MFD PRINCIPAL
	MFD OKNI4	8	5800	MFD PRINCIPAL
	MFD OKN16	4	2935	MFD PRINCIPAL
		6	2935	MFD PRINCIPAL
		8	2935	MFD PRINCIPAL
	MFD OKN36	8B	3535	MFD PRINCIPAL
	MFD OKN54	8A	5293	MFD PRINCIPAL
		6	5293	MFD PRINCIPAL (MP)
	MFD OKN62	8	8264	MFD PRINCIPAL
	Y EAAN+NHN	8	2200	MFD PRINCIPAL

Model doit prendre en considération le réseau MFD PRINCIPALE OKJ202 (Lignes HP et les lignes MP) qui se présente comme suit :

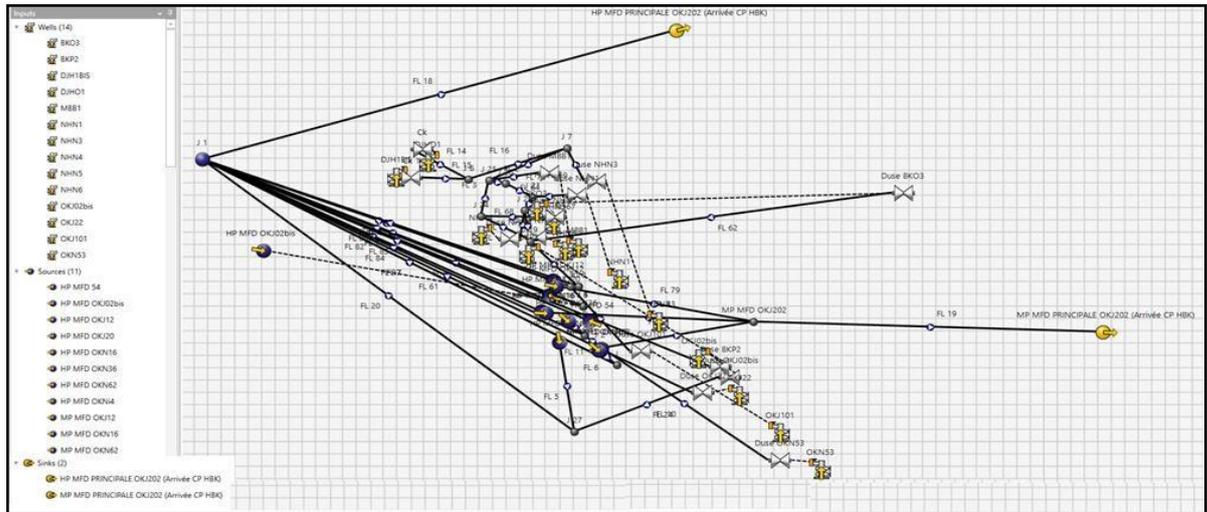


Figure (IV.4) : le modèle du réseau MFD PRINCIPALE OKJ202

La pression d'arrivée sur le Collecteur HP Au niveau du MFD PRINCIPALE OKJ202, est de 16 kg/cm² absolue et sur le collecteur MP Au niveau du MFD PRINCIPALE OKJ202, est de 6 kg/cm². Le collecteur HP (arrivée des puits) au MFD PRINCIPALE OKJ202 est présenté par la jonction J1 dans notre Network de simulation par Pipesim où la pression doit être de 16 kg/cm² absolue.

Le Sink MP MFD PRINCIPALE OKJ202 (Arrivée CP HBK) qui présente l'arrivée du collecteur MP MFD PRINCIPALE OKJ202 au centre de production de Haoud Berkaoui (CP HBK) à 3 kg/cm² absolue à travers une ligne 6".

❖ Le Résultat de simulation par pipesim :

Name	Type	Pressure (out) kgf/cm2 a	Temperatur... degC	ST liquid rate SM3/h	ST Oil rate sm3/d	ST Water rate SM3/h	ST Gas rate SM3/h	ST GOR sm3/sm3	ST WCUT %	FL Gas rate (...) m3/h	FL WCUT %
62 BKO3	Well	35,4337	14,98372	2,369021	56,70314	0,006390689	356,7397	150,9925	0,2697607	7,09686	0,2492809
64 DJH1BIS	Well	87,74727	28,15083	4,805948	115,3428	0	269,1361	56,00059	0	0	0
65 DJHO1	Well	250,4252	39,64172	9,309876	223,437	0	521,3589	56,00059	0	0	0
66 MBB1	Well	57,5253	18,29456	2,092954	50,23091	0	567,4575	271,1273	0	6,681606	0
67 NHN1	Well	58,24469	16,02087	0,2585533	6,205279	0	265,3452	1026,268	0	3,659008	0
68 NHN3	Well	57,32206	19,03008	2,352173	54,40293	0,08538386	760,4805	335,4878	3,63	9,474648	3,169495
69 NHN4	Well	54,31226	19,81791	5,286246	126,8699	0	1258,155	238,0052	0	15,27197	0
70 NHN5	Well	62,75059	20,1135	7,557913	181,3899	0	1126,126	148,9995	0	7,945116	0
71 NHN6	Well	65,39161	15,55555	0,01197286	0,2873486	0	1,783951	148,9995	0	0,01096156	0
37 J1	Junction	15,46325	20,71674	169,4684	3924,361	5,953391	42420,91	259,4311	3,512979	2673,54	3,429725
49 HP MFD PRINCIPALE OKJ202 (Arrivée CP HBK)	Sink	11,99999	20,30499	165,16	3824,592	5,802037	41342,44	259,4311	3,512979	3416,297	3,448312
50 MP MFD PRINCIPALE OKJ202 (Arrivée CP HBK)	Sink	2,999998	16,16469	20,09155	480,2268	0,08210374	5609,109	280,3228	0,408648	1918,692	0,4075803

Figure (IV.6) : la simulation de MFD PRINCIPALE OKJ202 avant l'optimisation

❖ D'après les résultats de simulation, on trouve que :

1. Le débit Au niveau du Sink (J1) HP MFD PRINCIPALE OKJ202 est : 3924.361 m3/j.
2. Le débit de la Ligne HP (HP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) est : 3824.592 m3/j
3. Le débit de la Ligne MP (MP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) est : 480.226 m3/j.
4. La production de la simulation est : 4304.818 m3/j.

$$3824.592 + 480.226 = 4304.818 \text{ m3/j}$$

Mais en réalité La production journalière globale du champ de Haoud Berkaoui est de 3375.664 m3/j. L'écart entre le résultat de simulation est La production journalière globale du champ de Haoud Berkaoui est de 929.154 m3/j

$$4304.818 - 3375.664 = 929.154 \text{ m3/j}$$

Donc notre travail consiste à vérifier où est le Goulot d'étranglement des puits par rapport au MFD PRINCIPALE OKJ202 plus précisément le collecteur HP car l'ensemble des puits à fort potentiels se trouvent sur ce dernier. Les étapes d'optimisation

de ce dernier sont :

1. De revoir le network (MFD PRINCIPALE OKJ202) plus précisément le réseau HP.
2. De prévoir le raccordement des nouveaux puits DJH (DJH1B+DJHO1) sur le MFD PRINCIPALE OKJ202 directement sur une longueur de 15000 m au lieu sur le collecteur Y EAAN+NHN.
3. De prévoir des tests individuels des puits DJH 1B et DJHO1 alimentant le MFD PRINCIPALE OKJ202.
4. De prévoir des tests individuels des MFD alimentant le MFD PRINCIPALE OKJ202

III. Les étapes d'optimisation DE MFD OKJ202

III.1. Revoir le network (MFD PRINCIPALE OKJ202) plus précisément le réseau HP

Le MFD PRINCIPALE OKJ202 est alimenté par les manifolds suivants selon la configuration initiale où les nouveaux puits DJH réceptionnés en 2019 sont raccordés sur le collecteur Y EAAN+NHN pour alimenter le MFD PRINCIPALE OKJ202.

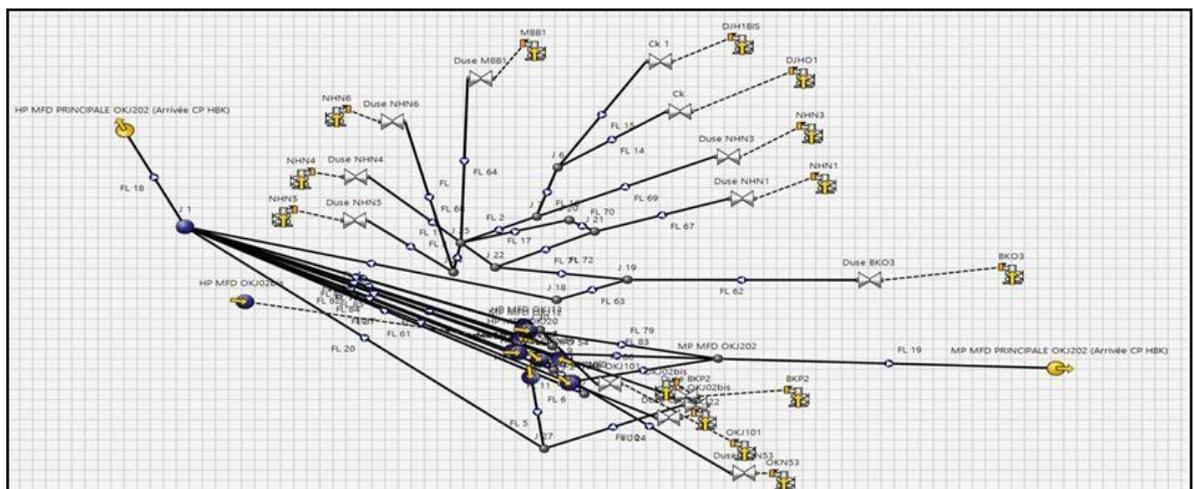


Figure (V.7) La configuration actuelle du Network alimentant le CP HBK

❖ Le Résultat de simulation se résume comme suit :

1. Le débit Au niveau du Sink (J1) HP MFD PRINCIPALE OKJ202 est : 3960.336 m³/j.
2. Le débit de la Ligne HP (HP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) est : 3857.822 m³/j.
3. Le débit de la Ligne MP (MP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) est : 480.226 m³/j.
4. La production de la simulation est : 4338,048 m³/j.

$$3857.822+480.226=4338.048 \text{ m}^3/\text{j}$$

III.2. Prévoir le raccordement des nouveaux puits DJH (DJH1B+DJHO1) sur le MFD PRINCIPALE OKJ202 directement sur une longueur de 15000 m au lieu sur le Collecteur Y EAAN+NHN

- ❖ La configuration initiale où les puits DJH sont connectés sur le collecteur Y EAAN+NHN :

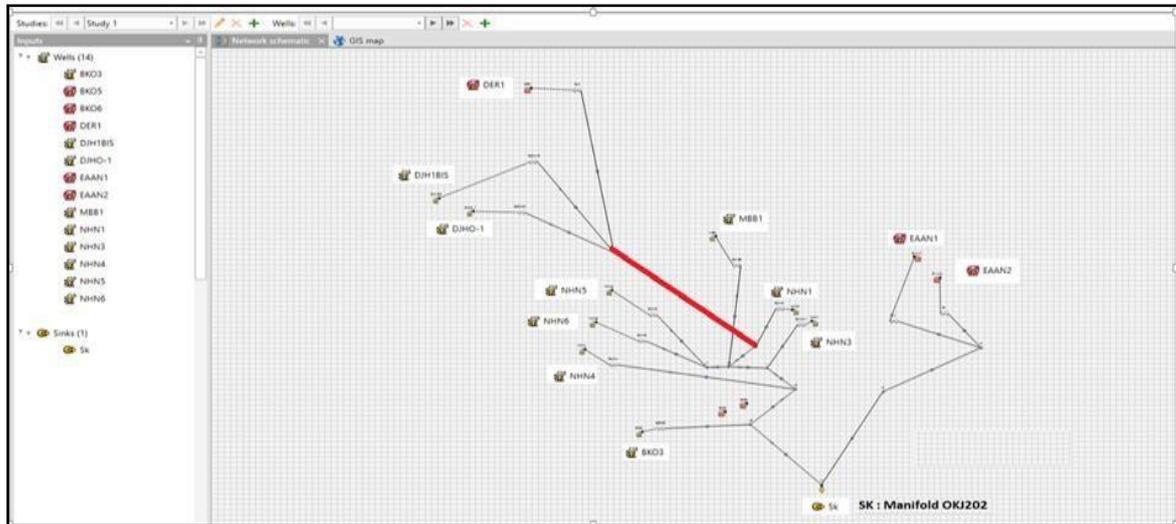


Figure (IV.8) : Le Network de simulation par Pipesim où les puits DJH sont connectés sur le collecteur Y EAAN+NHN

- ❖ Le Résultat de simulation par pipesim :

Name	Type	Pressure (out) kgf/cm2 a	Temperatur... degC	ST liquid rate sm3/h	ST Oil rate sm3/d	ST Water rate SM3/h	ST Gas rate SM3/h	ST GOR sm3/sm3	ST WCUT %	FL Gas rate (...) m3/h	FL WCUT %
62 BKO3	Well	35,08651	14,76977	2,331984	55,82288	0,006030698	351,1991	150,9914	0,2586081	7,08306	0,2392504
64 DJH1BIS	Well	90,31257	27,96457	4,734291	113,623	0	265,1232	56,00059	0	0	0
65 DJHO1	Well	250,4252	39,64172	9,309876	223,437	0	521,3589	56,00059	0	0	0
66 MBB1	Well	59,80639	18,25881	2,055661	49,33587	0	562,4603	273,6151	0	6,264202	0
67 NHN1	Well	61,17923	16,04294	0,2401516	5,763638	0	246,4601	1026,268	0	3,191296	0
68 NHN3	Well	59,84932	18,82274	2,194503	50,75621	0,07966044	725,7933	343,1901	3,63	8,536353	3,150633
69 NHN4	Well	54,00522	19,89785	5,381268	129,1504	0	1280,77	238,0052	0	15,69086	0
70 NHN5	Well	64,5906	19,84224	7,155896	171,7415	0	1066,225	148,9995	0	7,039343	0
71 NHN6	Well	68,46703	15,55439	0,151559	3,637416	0	22,58222	148,9995	0	0,124369	0
37 J 1	Junction	15,45414	20,7397	168,8923	3910,051	5,973537	42375,65	260,1028	3,536891	2673,212	3,453251
49 HP MFD PRINCIPALE OKJ202 (arrivée CP HBK)	Sink	11,99999	20,32896	164,6592	3812,049	5,823816	41313,55	260,1028	3,536891	2414,775	3,471873
50 MP MFD PRINCIPALE OKJ202 (arrivée CP HBK)	Sink	2,999998	16,16469	20,09155	480,2268	0,08210373	5609,109	280,3228	0,408648	1918,692	0,4075803
51 HP MFD 54	Source	18,49987	25,88	19,79558	474,9087	0,007720278	5190,251	262,2945	0,039	276,5759	0,0378651

Figure (IV.9) : la simulation de MFD PRINCIPALE OKJ202 Pipesim où les puits DJH sont connectés sur le collecteur Y EAAN+NHN

- ❖ D'après ces résultats de simulation, on trouve que :

1. Le débit Au niveau du Sink (J1) HP MFD PRINCIPALE OKJ202 est : 3910.051 m3/j.
2. Le débit de la Ligne HP (HP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) est : 3812.049 m3/j

3. Le débit de la Ligne MP (MP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) est :
474.909 m³/j.
4. La production de la simulation est :4286.958 m³/j.

$3812.049+474.909=4286.958 \text{ m}^3/\text{j}$

- ❖ Le résultat du test potentiel des puits DJH (DJH1B+DJHO1) réalisé par une société de service :

Tableau (IV.4) : tableau montre le test potentiel des puits composé le DJH

Puits	Pression Tête de puits (bar abs)	Débit en m ³ /h	Débit en m ³ /J
DJH1B	41	10.36	248,64
DJHO1	209	23.80	571,2

- ❖ La Comparaison entre les résultats de simulation et du test de potentiel :

Tableau (IV.5) : tableau montre la comparaison entre le test potentiel des puits DJH et les résultats de simulation

Puits	Pression Tête de puits (bar abs)		Débit en m ³ /h		Débit en m ³ /J	
	Test potentiel	Simulation	Test potentiel	Simulation	Test potentiel	Simulation
DJH1B	41	90.31	10.36	4.73	248.64	113.63
DJHO1	209	250	23.80	9.31	571.2	223.44

Les résultats des tests potentiels effectués sur les nouveaux puits DJH s'est avéré que les puits sont sous farinage sur la collecteur Y EAAN+NHN et au même temps le collecteur est devenu saturé. Cette saturation a engendré l'arrêt réel de quelque puits (débit nuls) dont (NHN1, NHN3 et BKO3) où la perte de production totale suite à l'arrêt de ces derniers est de 112.33 m³/j (5.76+50.75+55.82) pour raison de la jonction des nouveaux puits DJH sur ce collecteur Y EAAN+NHN.

- ❖ La solution de ce problème :

Pour remédier à cette situation la Direction Régionale Haoud Berkaoui a optée pour le raccordement des nouveaux puits DJH (DJH1B+DJHO1) avec les duses de 5.95 mm sur le MFD PRINCIPALE OKJ202, directement sur une longueur additionnelle de 15000 m au lieu sur le collecteur Y EAAN+NHN

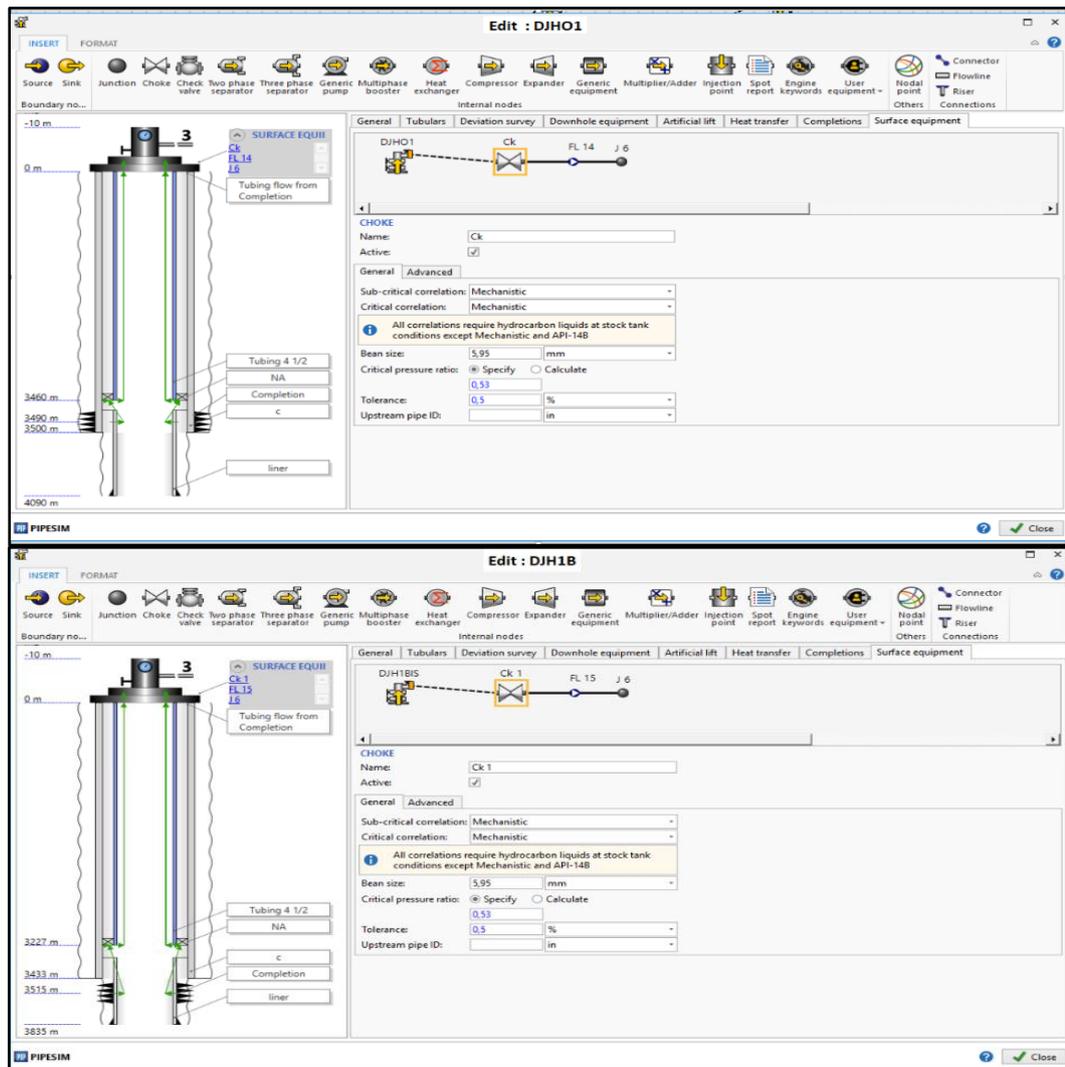


Figure (IV.10) : les modèle des puits après le changement des dusses

La réalisation de cette nouvelle ligne de 15000 m est terminée le 07 Mars 2020 :

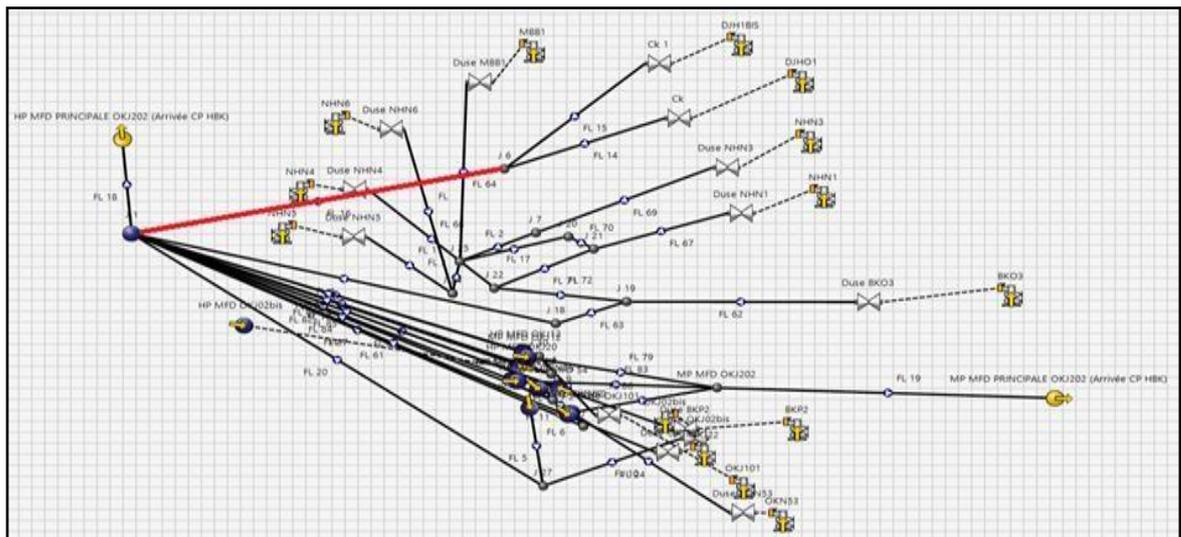


Figure (IV.11) : Le Network de simulation par Pipesim où les puits DJH sont connectés directement sur une longueur de 15000 m

❖ Le Résultat de simulation par pipesim devienne :

Name	Type	Pressure (out) kgf/cm2 a	Temperatur... degC	ST liquid rate SM3/h	ST Oil rate sm3/d	ST Water rate SM3/h	ST Gas rate SM3/h	ST GOR sm3/sm3	ST WCUT %	FL Gas rate (...) m3/h	FL WCUT %
61 BKO3	Well	36,35161	15,47568	1,261791	30,13803	0,006039842	286,4371	228,1	0,4786721	5,937996	0,4360925
63 DJH1BIS	Well	76,10932	29,00246	5,131526	123,1566	0	287,3687	56,00059	0	0	0
64 DJH01	Well	230,4252	30,64172	9,309876	223,417	0	521,3589	56,00059	0	0	0
65 MBB1	Well	57,42534	18,29654	2,094599	50,27037	0	567,6779	271,0197	0	6,700802	0
66 NHN1	Well	57,70684	16,01684	0,2619368	6,286483	0	268,8176	1026,268	0	3,750924	0
67 NHN3	Well	57,22276	19,03832	2,358438	54,54785	0,08561131	761,859	335,203	3,63	9,513856	3,170238
68 NHN4	Well	53,26326	20,09139	5,610582	134,654	0	1335,349	238,0052	0	16,73071	0
69 NHN5	Well	62,67261	20,12507	7,574956	181,799	0	1128,665	148,9995	0	7,985443	0
70 NHN6	Well	65,46557	15,55554	0,01534737	0,3683368	0	2,286751	148,9995	0	0,01401421	0
37 J 1	Junction	15,48191	20,84392	170,9407	3960,336	5,926672	42494,05	257,5177	3,467093	2674,854	3,384396
48 HP MFD PRINCIPALE OKJ202 (Arrivée CP HBK)	Sink	11,99999	20,4287	166,5159	3857,822	5,77326	41394,09	257,5177	3,467093	3421,089	3,402883
49 MP MFD PRINCIPALE OKJ202 (Arrivée CP HBK)	Sink	2,999998	16,16469	20,09154	480,2265	0,08210364	5609,107	280,3229	0,4086478	1918,692	0,4075801

Figure (IV.12) : la simulation de MFD PRINCIPALE OKJ202 Pipesim où les puits DJH sont directement sur une longueur de 15000 m

❖ D’après ces résultats de simulation de la nouvelle configuration où les DJH sont sur une ligne additionnelle indépendante du collecteur Y EAAN+NHN, on remarque que :

1. La simulation du puits DJH1B a augmenté de 113.62 à 123.15 m3/j
2. Une augmentation important pour les puits NHN4 & NHN5 et une légère augmentation pour les puits NHN1, NHN3 et MBB1.
3. Un freinage de NHN6
4. Le débit de la Ligne HP (HP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) est : 3857.822 m3/j.
5. Le débit de la Ligne MP (HP MFD PRINCIPALE OKJ202 arrivée CP HBK) : 480.226 m3/j.
6. La production de la simulation est : 4338.048 m3/j

3857.822+ 480.226=4338.048 m3/j

La production globale de simulation est de 4338,048 m3/j, par contre la production journalière de Haoud Berkaoui est de 3603,966 m3/j d’où :

- La perte suite à l’arrêt de des puits (NHN1, NHN3 et BKO3) est de : 112.33 m3/j (5.76+50.75+55.82) pour raison de la jonction des nouveaux puits DJH sur ce collecteur Y EAAN+NHN.

- L'écart entre la simulation est la réalité est de : 621.752m³/j

$$4338.048-112.33-3603.966=621.752\text{m}^3/\text{j}$$

Alors Cette modification (le raccordement des nouveaux puits DJH (DJH1B+DJHO1) sur le MFD PRINCIPALE OKJ202) a engendré un gain de 228.322 m³/j

$$3603.966-3375.664=228.322\text{ m}^3/\text{j}.$$

Donc, il reste 621.175m³/j comme perte par rapport à la simulation, d'où on doit continuer la recherche afin de réduire le maximum de cette différence entre la simulation et la réalité.

III.3. Prévoir des tests individuels des puits DJH 1B et DJHO1 alimentant le MFD PRINCIPALE OKJ202

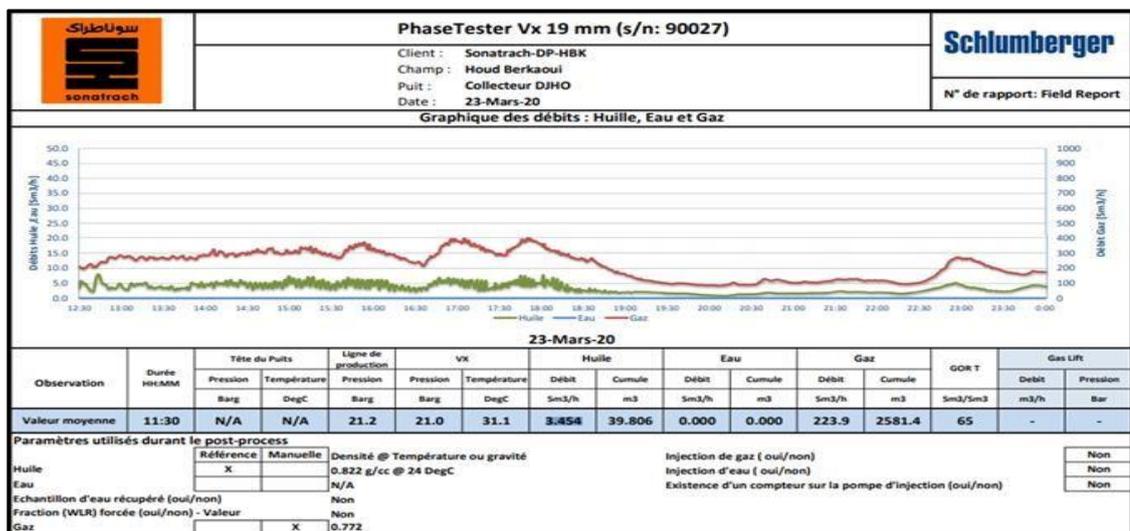


Figure (IV.13) : le test du potentiel de la ligne DJH

1. Le test montre que Le débit journalier est :82.896 m³/j
2. Le débit de la simulation est : 123.16+223.437= 346.594 m³/j
3. L'écart entre ces deux dernies est : 263.701 m³/j.

Alors on trouve que le manque de production des DJH est de : 236.697 m³/j par rapport à la simulation

$$123.16+223.437-82.896=263.701\text{ m}^3/\text{j}$$

III.4 De prévoir des tests individuels des MFD alimentant le MFD Principale OKJ202 :

- ❖ Résultat des tests effectués par la société de service EXPRO sur les manifol

Tab (IV.6) : tableau montre les tests effectués sur les manifolds

Manifold	Pression (kg/cm2 absolue)		Débit en M3/h	
	Test	Simulation	Test	Simulation
MFD OKN54	20.61	18.49	19.61	19.28
HP MFD OKN62	21.77	20.69	17.76	35.29-15.49 =19.8
HP MFD BKRE vers HP MFD OKN62	22.35	21.40	16.56	15.50

❖ Résultats de simulation par pipesim :

Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate	ST GOR	ST WCUT	FL WCUT	ST GLR	ST Oil density
		kgf/cm2 a	degC	SM3/h	SM3/h	SM3/h	SM3/h	sm3/sm3	%	%	sm3/sm3	g/cm3
129 HP MFD OKJ02bis	Sink	17,50011	22,51432	3,844107	3,298781	0,5453257	1951,868	591,6933	14,18602	13,76263	507,7556	0,8201882
130 HP MFD OKJ12	Sink	17,50011	20,42546	3,520078	3,127285	0,3927929	1882,621	601,9982	11,15864	10,83962	534,8234	0,8156944
131 HP MFD OKJ20	Sink	17,99999	22,42067	7,001717	6,705724	0,2959927	1585,472	236,4354	4,227431	4,076503	226,4403	0,8022937
132 HP MFD OKN16	Sink	14,99999	22,84816	2,166341	1,675822	0,4905188	884,1828	527,6111	22,64274	22,06815	408,1455	0,8175462
133 HP MFD OKN36	Sink	16,50034	22,12494	4,153537	3,646325	0,5072116	1134,012	311,0011	12,21156	11,89923	273,0231	0,8278646
134 HP MFD OKN62	Sink	20,69978	25,97614	35,30926	35,29934	0,009924506	7376,532	208,9707	0,02810737	0,02708086	208,912	0,8176076
135 HP MFD OKN4	Sink	18,99975	24,67626	10,31107	9,317486	0,9935864	2115,577	227,0543	9,636111	9,304233	205,1751	0,8155394
136 MFD OKN54	Sink	18,49987	25,88592	19,29289	19,2853	0,00758901	5058,917	262,3196	0,03933579	0,03798974	262,2165	0,8199628
137 MP MFD OKJ12	Sink	11,50011	17,47037	8,516915	8,464801	0,05211342	1785,963	210,9869	0,6118815	0,6006778	209,6959	0,8172525
138 MP MFD OKN16	Sink	11,00023	16,54553	1,596465	1,595566	0,0008991739	541,3168	339,263	0,05632281	0,05517875	339,0719	0,8151956
139 MP MFD OKN62	Sink	12,99976	18,18394	5,061807	5,061807	0	2293,538	453,1062	0	0	453,1062	0,8135347
140 HP MFD BKRE	Source	21,40003	26,7	15,50704	15,49712	0,009924506	2676,525	172,711	0,064	0,06179259	172,6005	0,813802

Figure (IV.14) : la simulation des MFD alimentant le MFD PRINCIPALE OKJ202

❖ D'après ces résultats de simulation, on trouve que :

1. Le débit des manifolds donné par le test est : 1294.32 m3/j.

$$470.64+426.24+397.44=1294.32m3/j$$

2. Le débit des manifolds donné par la simulation est : 1310.016

$$847.176+426.84=1310.016m3/j$$

3. L'écart ente la simulation et la production réelle est : 15.696 m3/j

$$1310.016-1294.32=15.696 m3/j$$

Alors on trouve une petite différence entre les résultats des tests du potentiel et les résultats de la simulation ce qui montre qu'il n'y a pas des grandes pertes de production dans les manifolds.

CONUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion

La Direction Régionale Haoud Berkaoui à décider de procéder à une optimisation de la production du centre de traitement de Haoud Berkaoui suite à un écart important constaté entre la production réelle et les tests potentiels des puits HP alimentant le centre de traitement et de production (CP) Haoud Berkaoui via le Manifold principale OKJ 202. Après les résultats de simulation trouvés, on peut conclure ce qui suit :

1- La simulation des puits (NHN1, NHN3, BKO3) est égale à 112,33 m³/j ; mais en réalité la production de ces puits est nulle. Alors L'arrêt totale de ces puits est due à la saturation du collecteur EAAN+NHN suite à la mise en production des puits DJH sur le collecteur NHN.

2-La simulation des puits DJH (DJH1B+DJHO1) est égale à 346.597 m³/j ; mais les tests montrent que la production réelle est égale à 82.896 m³/j. Alors l'écart entre la simulation et la réalité est égale à 263.701 m³/j. cette perte de production est due au comportement négatif des puits DJH une fois raccordés seule (et non sur le collecteur NHN) sur le MFD OKJ202

3-Une perte de production est due aux opérations de dessalage des puits par BEF. L'écart global est de 384.051 m³/j (621.752-263.701) qui est due à la fermeture des puits pour des opérations de dessalage et parfois des opérations de snubbing d'urgence.

Finalement, on peut dire que la perte de production est due au comportement négatif des puits DJH où on doit prévoir des opérations de nettoyage à prévoir pour le puits DJH1B.

Les recommandations

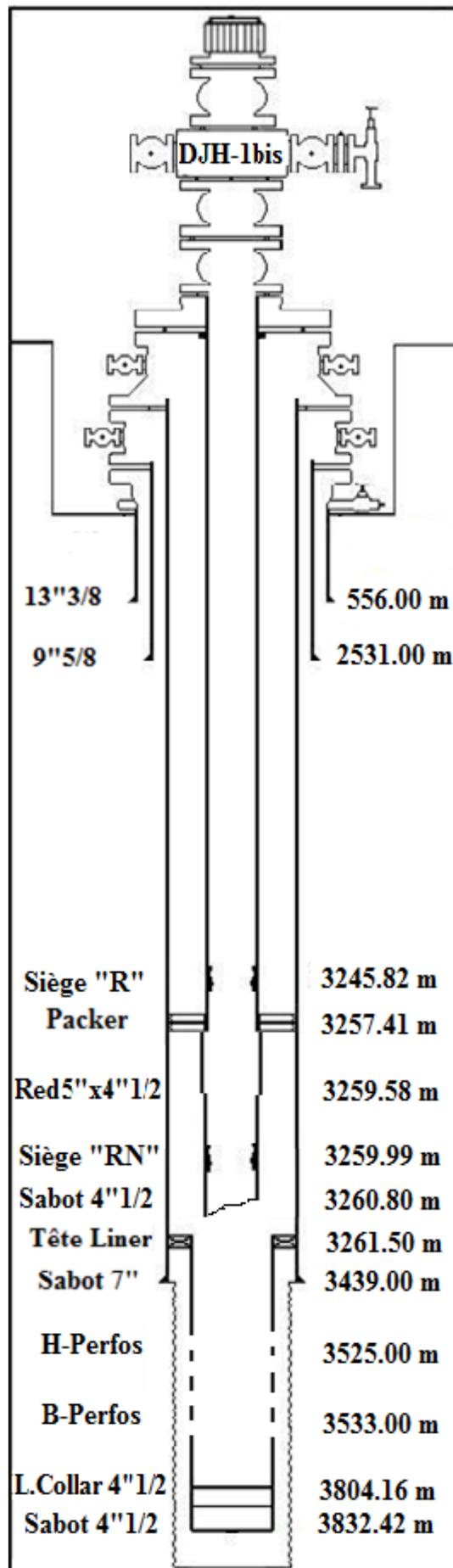
Suite à l'analyse des résultats de notre étude et dans le but de prévoir une production optimale du champ de Haoud Berkaoui via le MFD PRINCIPALE OKJ202, nous recommandons ce qui suit :

- Etudier le comportement du puits DJH1 B (s il y a des dépôts)
- Faire des opérations de nettoyage des puits DJH1 B
- Trouver une solution pour reprendre la production des puits (NHN1, NHN3 et BKO3) et réaliser un manifold à la place du collecteur existant et le raccordement en Y.
- Refaire des nouvelles simulations pour avoir des duses ou des flowline adéquates afin d'assurer la production de tous les puits du réseau.
- Faire des contrôles périodiques pour la vérification de productivité des manifolds (test potentiel).
- Contrôler les débits d'injection du gaz lift pour les puits à gaz lift afin d'éviter le freinage des puits éruptifs.
- Etudier la fiabilité et la rentabilité des opérations d'intervention et de nettoyage surtout les opérations de snubbing pour changement des concentriques 1''660.
- Faire un contrôle périodique du débit d'huile et du gaz lift pour confirmer les résultats de l'optimisation par l'installation du système de télémétrie qui est en cours d'acquisition.

BIBLIOGRAPHIES

- [6] : ALKAMA MOHAND AKLI, NEDJAR MOHAMED AMINE, « optimisation du gaz lift cas de puits QB17 dans l'anneau d'huile d'OURHOUD »
- [19]: Brill, J. P. and Beggs, H. D. 1978: Tu·o-Pllase Floll' in Pipcs, The Univ. ofT\11sa. Tulsa, ükla.
- [17]: Beggs, H. D, Production Optimization Using Nodal Analysis, Edition OGCI
- [20] : CHIHIL ELHADI et HACINI M. DHYA EDDINE , 2016 « L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation » Mémoire fin d'étude
- [7] : DOC TECH, Document technique de la région Haoud Berkaoui (Archive Technique)
- [13] : ENSPM D1-1/B, 12-12-1994, Tubes-brides-joints formation industrie.
- [12] : ENSPM D1-1C, 09-05-1995, Robinetterie, formation industrie.
- [15] : ENSPM C7-3 ,2001, Protection cathodique formation industrie.
- [8] : ENSPM L2-1, 14-04-2006, Généralité sur la production surface.
- [14] : Epreuves hydrauliques - Services – Technipipe
- [4] : IFP, Mai 2005, Comment augmenter le taux de récupération du pétrole dans les gisements ?
- [9] : IFP ,2005, Oil & Gaz revue des installations de surface
- [5] : MEBROUKI AHMED, MEZZAR SOUFIANE, OULD HABIBOULLAH MED ,2013 « Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétroliers du champ de Haoud Berkaoui », mémoire fin d'étude, université kassdi merbah Ouargla
- [11] : sonatrach ,2005, Liaison tête de puits – centre de traitement Formation à Hassi R'mel
- [1] : SID Toufik, FAHDI Mabrouk et Mr : TOUAHIR Mahieddine ,2012 « Optimisation gaz-lift (Complétion GLS, GLC + dessalage à HBK), mémoire fin d'étude, université kassdi merbah Ouargla
- [2] : Prospection (Exploration pétrolière) Cours Industrie pétrolière 1^{ère} Année Péetrochimie Université de SKIKDA. univ.ency-education.com/.../indpet.
- [3] : Total, 25-05-2007 Equipements-le puits, Support de formation Cours EXP-PR-EQ010 Révision 0.1
- [16]: User Guide, 2000, PIPESIM Suite, p45
- [18]: Vogel, J. W, 1968, "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells." JPT, Jan.

Architecture de puits DJH-1Bis





S O N A T R A C H
Direction Régionale
Haoud - Berkaoui
Service - Puits / Section: WO

DJH-1bis

EQUIPEMENT DE SURFACE

Tête de puits FMC série 5000 psi

Désignation	Constr.	Type	Dimensions	Obs
Top cap	FMC	Acmé	4"1/16	
Vanne de curage	FMC		4"1/16	
Croix	FMC		4"1/16 x 3"1/8	
02 Vannes latérales	FMC		3"1/8	
Porte duse	FMC		3"1/8	Reglable
Bride manométrique	FMC		3"1/8	
02 Vannes maîtresses	FMC		4"1/16	
Adapteur	FMC		7"1/16 x 4"1/16	
Tubing head	FMC		11" x 7"1/16	
02 Vannes annulaires	FMC		2"1/16	Csg
Adapteur DSA	FMC		11"x10M x 11"x5M	

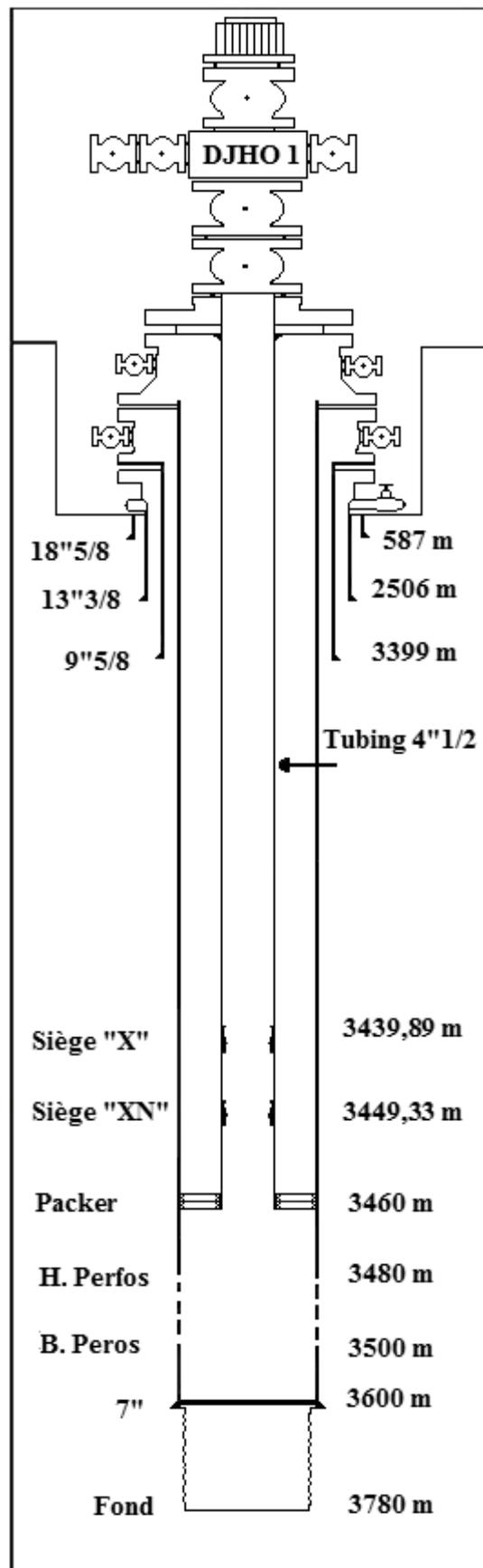
Coupe casing 7"-32# à 32 cm

EQUIPEMENT DE FOND

Tubing 4"1/2 N.Vam (P110-13,50#), Couple de serrage : 6370 lbs/ft

Designation	Construct.	Type	Long (m)	C. Sond-m	C. Elec-m
HTR			6,62	6,62	
Olive 4"1/2 (AcméxN.Vam)	FMC		0,45	7,07	
01 Pup joint 4"1/2	Vallourec		1,78	8,85	
355 Tubings 4"1/2	Vallourec		3243,14	3251,99	
Siège (ID : 3,688")	OTIS	"R"	0,35	3252,34	3245,82
01 tubing 4"1/2	Vallourec		9,20	3261,54	
Anchor seal 4"1/2	Halliburton		0,58	3262,12	
Packer de production	Halliburton	MHR	1,81	3263,93	3257,41
Millout extension	Halliburton 5" Vam		1,88	3265,81	
Réd 5"Vam x 4"1/2N.Vam			0,29	3266,10	
Siège (ID : 3,456")	OTIS	"RN"	0,41	3266,51	3259,99
Sabot 4"1/2			0,81	3267,32	3260,80
Liner 4"1/2 N.Vam (P110-13,5#)					
Liner 4"1/2					
Top liner				3261,50	3261,50
Landing collar				3804,16	
Float collar				3813,86	
Sabot liner				3832,42	
Fond forage				3835,00	

Architecture de puts DJH01 :





SONATRACH
Direction Régionale
Haoud - Berkaoui
Service - Puits / Section: WO

DJHO 1

EQUIPEMENT DE SURFACE				
Tête de puits FMC série10000 psi				
Désignation	Constr.	Type	Dimensions	Obs
Top cap	FMC	Acme	4"1/16	
Vanne de curage	FMC		4"1/16	
Croix	FMC		4"1/16 x 4"1/16	
02 Vannes latérales	FMC		4"1/16	
Adapteur latérale			4"1/16 1000 psi x 3"1/8 5000psi	
Porte duse	CW		3"1/8 x 5000 psi	
Vanne safomatique	FMC		4"1/16	
02 Vannes maîtresses	FMC		4"1/16	
Adapteur	FMC		7"1/16 x 4"1/16	
Tubing head	FMC		11"x5Mx 7"1/16x10M	
02 Vannes annulaires	FMC		2"1/16	Csg
Adapteur (DSA)	FMC		11"x10Mx 11"x5M	
Coupe casing 7" 32# à 31 cm				

EQUIPEMENT DE FOND					
Tubing 4"1/2 N.Vam (P110-13,50#), Couple de serrage 6370 lb/ft					
Designation	Construct.	Type	Long (m)	C. Sond-m	C. Elec-m
HTR			9,68	9,68	
Olive (4"1/2 x4"1/2) N.Vam	FMC		0,44	10,12	
372 Tubings	HSC		3434,58	3444,70	
Siège	Weatherford	"X"	0,35	3445,05	3439,89
01 Tubing	HSC		9,06	3454,11	
Siège	Weatherford	"XN"	0,38	3454,49	3449,33
01 Tubing	HSC		9,03	3463,52	
Anchor Seal	Weatherford		0,41	3463,93	
Mi-Packer de production	Weatherford	Ultrapack	1,23	3465,16	3460,00
Liner 7" N.Vam (P110-32#)					
Liner 7"					
Top ciment				3600,00	
Sabot liner				3600,00	
Fond forage				3780,00	
EA 7" x 4"1/2 sous saumure d = 1,58 Ajustage à 20 T en compression (Poids apparent de garniture 55 T) Packer de production (7"-32#) L = 1,89 m					

Annexes

Profils de production huile : 2000-2019

