

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

**MECHICHE Mohammed El Amine, GHEMBAZI Zakaria,
BOUCETTA Mohammed Aziz**

-THÈME-

**L'Artificial-Lift
choix d'un mode d'activation adéquat dans le
champ d'el-adeb larache**

Soutenu le : 28 / 05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

| | | | |
|--------------------|--------------------------------------|----|---------------|
| Président: | M ^{elle} . DAOUI Hafsa | MA | Univ. Ouargla |
| Rapporteur: | Mr. GAREH Salim | MA | Univ. Ouargla |
| Examineurs: | M ^{elle} . BOUFADES Djamila | MA | Univ. Ouargla |

Sommaire

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature et abréviations

Introduction générale

1

Chapitre I : Présentation du champ d'IN-AMENAS

| | |
|--|---|
| I. Présentation de la région d'In Amenas..... | 3 |
| I.1. Description géographique..... | 3 |
| I.2. Historique d'exploration et d'exploitation..... | 3 |
| I.3. Les Horizons Producteurs des Différents Champs..... | 5 |
| I.4. Présentation du champ d'El Adeb Larache | 6 |
| I.5. Données du champ d'El Adeb Larache..... | 6 |

Chapitre II : Artificial-lift

| | |
|--|----|
| II.1. Introduction..... | 9 |
| II.2. Théorie sur l'activation des puits..... | 9 |
| II .3. Différents mode d'activation..... | 10 |
| II-4. Choix d'une méthode d'activation..... | 11 |
| a). Critères économiques..... | 11 |
| b). Critères techniques | 12 |
| II.5. Méthodes d'artificial-lift par gas-lift | 13 |
| II.5.1. Définition du gas-lift..... | 13 |
| II.5.2. But de gas-lift..... | 13 |
| II.5.3. Principe du gas-lift..... | 14 |
| II.5.4. L'équipement du gas-lift..... | 15 |
| A) L'équipement de surface..... | 16 |
| B) L'équipement de fond..... | 17 |
| II.5.5. Types de gas-lift..... | 17 |
| II.5.5.1. Méthode suivant le mode d'injection..... | 17 |
| A. Gaz lift continu..... | 17 |
| B. Gaz lift intermittent | 17 |
| II.5.5.2. Méthodes suivant le type de la complétion..... | 18 |

| | |
|---|----|
| A. Gaz lift direct..... | 18 |
| B. Gaz lift indirect..... | 19 |
| II.5.5.3. Méthode suivant le circuit d'injection..... | 22 |
| A) Circuit fermé..... | 22 |
| B) Circuit ouvert..... | 23 |
| II.5.6. avantages et inconvénients | 23 |
| II.6. Méthodes d'artificial-lift par pompage..... | 23 |
| II.6.1. Pompe centrifuge immergée (Electric Submersible Pumps ESP)..... | 23 |
| II.6.1.1. Généralités..... | 23 |
| II.6.1.2. Les équipements..... | 24 |
| A) Les équipements de fond..... | 24 |
| B) Les équipements de surface..... | 25 |
| II.6.1.3. Les Problèmes rencontrés avec l'ESP..... | 26 |
| II.6.1.4. Capacité de production..... | 26 |
| II.6.1.5. La colonne Dynamique Totale(TDH)..... | 27 |
| II.6.1.6. Les avantages et les inconvénients..... | 27 |
| II.6.2. Les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps)..... | 27 |
| II.6.2.1. Généralités..... | 27 |
| II.6.2.2. Cycle de pompage..... | 28 |
| II.6.2.3. Les équipements..... | 29 |
| A) Équipements de fond..... | 29 |
| B) Équipements de surface..... | 31 |
| II.6.2.4. Les Avantages et les Inconvénients..... | 32 |
| II.6.2.5. Choix des paramètres de pompage..... | 32 |
| A) Profondeur de la pompe..... | 32 |
| B) Paramètres liés au débit..... | 33 |
| II.7. Méthode de résolution par l'analyse nodale | 33 |
| II.7.1. Analyse du système de production..... | 33 |
| II.7.2. Procédure d'application de l'analyse nodale..... | 34 |
| II.7.3. Concept de l'analyse nodale | 34 |
| II.7.4. Objectifs de l'analyse nodale | 35 |
| II.7.5. Application de l'analyse nodale..... | 36 |
| Chapitre III : Développement du champ d'El Adeb Larache | |
| III. Développement du champ d'El Adeb Larache « IN-AMENAS » | 37 |
| III. 1 Histoire de La production et la pression et Caractéristiques de gisement au champ d'ElAdeb Larache..... | 37 |

| | |
|---|----|
| III.1 .1. Caractéristiques des réservoirs F4..... | 37 |
| III.1 .2. Caractéristiques des fluides..... | 37 |
| III.1 .3. Réserves..... | 38 |
| III.1 .4. Etat de développement du gisement d’El Adeb Larache Dévonien F4..... | 38 |
| III.1 .5. Pression du gisement | 38 |
| III.1 .6. Position initiale des contacts des fluides | 39 |
| III.1 .6.1. Contact gaz-huile..... | 39 |
| III.1 .6.2. Contact huile-eau..... | 39 |
| III.1 .7. Causes de fermeture des puits..... | 39 |
| III.2. Procédure de l’étude..... | 42 |
| III.2.1. Objectif..... | 42 |
| III.2.2. Choix de puits et collecte des données..... | 42 |
| III.3.Choix des corrélations..... | 43 |
| A). Corrélation utilisée pour l’écoulement en réservoir IPRB)..... | 43 |
| B). Corrélation utilisée pour l’écoulement dans le tubing TPC..... | 43 |
| C). Application..... | 44 |
| III.4.Modélisations de puits EAL 36..... | 45 |
| 1- Modélisations et Etude de performance de puits EAL 36..... | 45 |
| A) Le point de fonctionnement IPR/VLP..... | 45 |
| B) Etude de l’influence du water cut sur la production..... | 46 |
| C) Etude de l’influence du débit d’injection de Gaz-lift sur la production..... | 47 |
| D) Etude de l’influence du mode d’activation par pompes ESP sur la production | 49 |
| E) Etude de l’influence du mode d’activation par pompe aux tiges sur la production (Sensibilité en cas de ROD PUMP)..... | 52 |
| F) Etude Economique | 53 |
| F.1.Approche économique | 53 |
| F.2. Comparaisons entre les trois modes d’activation..... | 54 |
| F.3.Gain de la production en huile..... | 54 |
| F.4.Étude technico-économique (ESP)..... | 54 |
| F.5.technico-économique (Rod PUMP)..... | 54 |
| Conclusion | 56 |
| Recommandations..... | 57 |
| Références | |
| Annexes | |



Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein du Laboratoire de chimie de l'université Kasdi merbah, sous la direction de Mr. GAREH Salim pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.

Nous teignons à remercier M^{elle}. DAOUI Hafsa pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

nous présentons également ma profonde reconnaissance à M^{elle}. BOUFADES Djamila qui ont accepté d'examiner mon travail.

Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de In-Amenas

Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs et mes frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.

Merci encore à tous....

DEDICACE

J'ai toujours pensé faire ou offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

- ☉ *A mes parents.*
- ☉ *A mon frère et mes sœurs .*
- ☉ *A toute la famille BOUCETTA et RAHOV.*
- ☉ *A tous mes Amis(e) de l'université de VOARGLA*
- ☉ *A toute La classe de 2ème master production académique ainsi que mes collègue Mechiche mohammed elamine et Ghembazi zakaria .*

BOUCETTA Mohammed Aziz

DEDICACE

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

- ☉ *A mes parents.*
- ☉ *A mes frères et mes sœurs.*
- ☉ *A toute la famille GHEMBAZI.*
- ☉ *A tous mes Amis(e) de l'université d'OUARGLA.*
- ☉ *A toute La classe de 2ème master production académique ainsi que mes collègues BOUCETTA Mohammed Aziz et MECHICHE Mohamed El Amine*

Ghenbazi Zakaria

DEDICACE

J'ai toujours pensé faire ou offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

- ☉ *A mes parents.*
- ☉ *A mon frère et mes sœurs .*
- ☉ *A toute la famille MECHICHE et SABER,*
- ☉ *A tous mes Amis(e) de l'université d'OUARGLA*
- ☉ *A tout La classe de 2ème master production académique ainsi que mes collègues BOUCETTA Mohammed Aziz et Ghenbazi Zakaria*

Mechiche Mohamed El Amine

ملخص

تفعيل الآبار أمر ذو أهمية كبرى في جميع العمليات النفطية، والهدف من هذا العمل هو البحث اختيار وضع أنسب من التنشيط في الحقل ادب العراش .
آلية الصرف الرئيسية في تصريف خزان F4 من قبل طبقة المياه الجوفية، ولكن مع مرور الوقت يقلل من الإنتاج، لأن نسبة المياه (قطع الماء) المنتجة عالية جدا والخزان لا يمكن أن ينتج مع الطاقة الخاصة به، من عام 1970. اثنا عشر بئر ينتج بتقنية رفع الذاتي بالغاز، هذه العملية قد سارعت في تدفقات المياه، مما أدى انخفاض ضغط هو سبب إغلاق العديد من الآبار. من أجل تحسين الاسترجاع يجب اللجوء الى اساليب استرجاع والمتمثلة في ' الرفع الصناعي'.
والهدف الرئيسي من دراستنا هو دراسة مختلف البات تنشيط لتعزيز إنتاج الحقل ادب العراش وحل مشكلة نسبة الماء المنتجة (قطع الماء)، وهذا يعنى تقديم الحقل في الإنتاج من خلال تركيب تقنية الرفع بالغاز أو تركيب المضخات الكهربائية المغمورة او مضخات رأس الحصان واختيار افضل طريقة تشغيل قائم على الدراسة التقنية - اقتصادية.
كلمات المفتاحية : قطع الماء ، الضخ ، الرفع بالغاز ، تنشيط

Résumé

L'activation des puits a une importance majeure dans toute exploitation pétrolière, le but de ce travail est rechercher le choix du mode d'activation le plus adéquat dans le champ d'El Adeb Larache.

Le mécanisme de drainage principal dans le réservoir F4 est le drainage par aquifère, mais avec le temps la production diminue, par ce que le pourcentage d'eau (water cut) est très élevé et le réservoir n'a pas pu produit avec son énergie propre, à partir de 1970. Douze puits ont produit avec la technique d'Auto gas-lift, cette opération a accéléré les venues d'eau, la déplétion de la pression entraîné la fermeture de plusieurs puits. Pour améliorer la récupération il faut avoir recours à une des méthodes de récupération assistées qui est « artificial-lift ».

L'objectif principal de notre étude est d'étudier les différents modes d'activation pour améliorer la production du champ d'EL-ADEB LARACHE et résoudre le problème des percés d'eau (water cut), c'est à dire remise de champ en production par l'installation de gaz lift ou l'installation des pompes ESP ou des pompes aux tiges (rod pumps) et le choix du meilleur mode d'activation est basé sur l'étude technico-économique.

Les mots clé : le pourcentage d'eau , pompage , gaz lift , activation

Abstract

The activation of the Wells was of major importance in any exploitation of oil, the purpose of this work is search for the choice of the mode of activation the more adequate in the field of El AdebLarache.

The mechanism of main drainage in the tank F4 is the drainage by aquifer, but with the time the production decreases, by what the percentage of water (water cut) is very high and the tank has not been able to product with its own clean energy, from 1970. Twelve wwells have product with the technique of Auto gas-lift, this operation has accelerated the came from water, the depletion of the pressure resulted in the closure of several wells. To improve the recovery it is necessary to have recourse to one of the recovery methods which assisted is "artificial-lift".

The main objective of our study is to examine the different modes of activation for improving the production of the field of el-ADEB Larache and resolve the problem of drilled water (water cut), that is to say discount of field in production by the installation of gas lift or the installation of pumps ESP or rod pumps and the choice of the best mode of activation is based on the technical and economic study.

Keywords: water cut , pumping , gas lift , activation

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure. I-1: Position géographique du champ IN-AMENAS..... | 3 |
| Figure. I-2: Différents Champs de la région d’In Amenas..... | 5 |
| Figure. I-3: Plan de position des champs d’EL-ADEB LARACHE..... | 6 |
| Figure. I-4: Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F4 et position des puits..... | 7 |
| Figure. I-5: La Coupe stratigraphique de gisement d’El Adeb Larache..... | 8 |
| Figure. II.1: Différents mode d'activation..... | 11 |
| Figure.II.2: Principe de gas- lift..... | 11 |
| Figure.II.3: L’équipement de surface..... | 15 |
| Figure.II.4: Schéma d’un mandrin..... | 16 |
| Figure.II.5: Les vannes de gas lift..... | 17 |
| Figure. II.6: Gaz lift continu et intermittent..... | 18 |
| Figure.II.7a : Gaz-lift direct | 19 |
| Figure.II.7.b : Gaz-lift direct avec pack-off..... | 19 |
| Figure. II.8 : Tubing concentrique..... | 20 |
| Figure. II.9 : Gaz lift double..... | 21 |
| Figure. II.10 : Gaz-lift parallèle..... | 21 |
| Figure. II.11 : Gaz lift en circuit fermé..... | 22 |
| Figure.II.12 : Installation conventionnelle d'ESP..... | 24 |
| Figure.II.13 : Les équipement de la pompe ESP..... | 26 |
| Figure.II.14 : Structure de la pompe aux tiges (Sucker Rod Pumps)..... | 28 |
| Figure.II.15 : Le cycle de pompage (Rod Pump)..... | 28 |
| Figure.II-16 : Le cycle de course descendant..... | 29 |
| Figure.17: Le cycle de course montante..... | 29 |
| Figure.II.18. les équipement de pompe aux tiges..... | 31 |
| Figure II.19. Le point de fonctionnement du puits..... | 34 |
| Figure. II.20. Position des différents nœuds..... | 35 |
| Figure.III.1: Carte isobare du dévonien F4..... | 39 |
| Figure.III.2 : Evolution du pourcentage d’eau en fonction du temps..... | 40 |
| Figure.III.3: EAL-F4 start-Stop Auto Gas Lift..... | 40 |
| Figure.III.4 : Déclin de la pression du gisement d’El Adeb Larache Dévonien F4..... | 41 |
| Figure.III.5: Point de fonctionnement IPR/VLP de puits EAL 36..... | 46 |
| Figure.III.6 : Effet du water cut sur la production..... | 46 |
| Figure.III.7 : Effet des débits de gaz lift sur la production..... | 47 |

| | |
|--|----|
| Figure.III.8: Influence du débit d'injection de gaz lift sur la production..... | 48 |
| Figure.III.9: Distribution de la pression de gisement, water cut et débit d'huile pour le Puits EAL36..... | 49 |
| Figure.III.10: Plage de fonctionnement de pompe ESP pour le choix de la fréquence..... | 51 |
| Figure.III.11: VLP vs PUMP DISCHARGE PRESSURE (pression de pompe d'évacuation | 51 |
| Figure.III.12: Sensibilité de le VC de ROD PUMP sur la production..... | 52 |

Liste des tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau.I.1: Les Horizons Producteurs des Différents champs de la région In Amenas... | 5 |
| Tableau.I.2: Les caractéristiques des réservoirs F4 et F6..... | 7 |
| Tableau.I.3: Les réserves en place du champ d'El Adeb Larache..... | 8 |
| Tableau.III.1: Les caractéristiques des réservoirs F4..... | 37 |
| Tableau.III.2 : Les caractéristiques des fluide..... | 37 |
| Tableau.III.3 : Les réserves en place du champ d'El Adeb Larache..... | 38 |
| Tableau.III.4 : Etat mécanique des puits fermé..... | 41 |
| Tableau.III.5: Les résultats de WELL TEST (jaugeage) et test l'amérada..... | 44 |
| Tableau.III.6: présenté le calcul de l'erreur relative..... | 45 |
| Tableau.III.7:Point de fonctionnement IPR/VLP de puits EAL 36..... | 46 |
| Tableau.III.8 : Effet du water cut sur la production..... | 47 |
| Tableau.III.9 : Effet des débits de gaz lift sur la production..... | 48 |
| Tableau.III.10:Pipesim options summary..... | 49 |
| Tableau.III.11 : ESP INPUT DAT..... | 50 |
| Tableau.III.12 : Résultats de la sensibilité de la fréquence pour le puits EAL 36..... | 52 |
| Tableau.III.13 : Résultats de la sensibilité de débit par Rod Pump pour le puits EAL 36 | 53 |
| Tableau.III.14: Comparaisons entre les trois modes d'activation (débit d'huile)..... | 54 |
| Tableau.III.15: Le gain de production entre la pompe ESP et la pompe aux tiges..... | 54 |
| Tableau.III.16: Prix de location et L'installation de pompe ESP..... | 55 |
| Tableau.III.17: La valeur actuelle nette pompe ESP..... | 55 |
| Tableau.III.18: Prix d'achat et d'installation de la pompe Rod Pump..... | 55 |
| Tableau.III.19: la valeur actuel net de pompe aux tiges..... | 55 |

Nomenclature

H : Epaisseur du réservoir, (ft)

K : Perméabilité du milieu poreux (md).

q: Débit entrant, (sm^3/d)

μ_0 : Viscosité de l'huile, (Cp).

P_G : Pression de gisement ;

IP : Indice de productivité, ($\text{m}^3/\text{j} \cdot \text{bar}$)

P_F : La pression de fond (bar)

P_G : Pertes de charge dans le gisement et aux abords de puits (kg/cm^2)

P_r : la pression de gisement (kg/cm^2)

P_b : Pression de bulle, (kg/cm^2)

VC : volume de la pompe

Liste des abréviations

TPC : caractéristique de l'installation

WOC : Le contact huile-eau

GOC : Le contact gaz-huile

IP : Indice de productivité

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

GOR :GasOil Ratio

VAN: Valeur Actuel Nette

DR : Délai de récupération

W-C : water cut

IPR :Inflow performance relationship

Introduction Générale

Introduction

Le Pétrole et le gaz sont des matières premières d'une grande importance pour le domaine de l'industrie, car ils sont considérés comme les principales sources d'énergie, c'est pour cela que l'Algérie dans le cadre du développement de son économie, a donné une importance capitale au secteur énergétique et en particulier le secteur des hydrocarbures.

Les quantités vendues de pétrole et de gaz ne sont seulement pas liées aux réserves en place, mais beaucoup plus, en la récupération ou la rentabilité de l'investissement sur l'exploitation du réservoir.

Il demeure bien entendu qu'avec le temps, la pression du gisement commence à chuter de façon progressive en devenant insuffisant pour faire extraire l'effluent jusqu'en surface et au-delà vers les installations de séparation, ce qui va provoquer un déclin considérable de production.

Devant cette situation, il est impératif d'intervenir avec une énergie supplémentaire, dans le but est de maintenir les paramètres du gisement à un niveau appréciable pour, ainsi assurer la production et cela en utilisant les différentes méthodes de récupération assistées.

Dans ce cadre de récupération il existe deux modes d'activation :

- Gaz-Lift
- Pompage

L'exploitation du champ par déplétion naturelle, fait chuter sa pression de gisement d'une façon considérable. Donc il est devenu impératif de prévoir un soutirage artificiel pour augmenter la récupération d'hydrocarbures.

Parmi les gisements d'huile les plus importants dans l'Algérie, on trouve la région d'In-Amenas, dans cette dernière il y a plusieurs champs et dans notre étude nous prenons le cas d'EL-ADEB LARACHE.

D'après l'historique de production de ce champ, on constate quelques puits ont été fermés progressivement à cause de plusieurs problèmes, un fort pourcentage d'eau, l'activation par la technique d'auto gas-lift qui n'a pas donné de bons résultats, mauvais état mécanique des puits (casing percée carbonifères) et poisson laissé au fonds, ... etc. Et le déclin de la pression qui influe beaucoup sur la production et l'activation des puits.

A fin de redémarrer les puits et mettre le champ en production on doit utiliser un des modes d'activation existants. Les méthodes étudiées dans notre cas sont :

- Lifting par gaz-lift.

- Lifting par pompe ESP.
- Lifting par pompe Sucker Rod.

L'objectif principal de notre projet est le choix d'un mode d'activation adéquat en se basant sur une étude technico-économique. Afin d'améliorer la récupération des hydrocarbures du champ.

Dans notre étude on a appliqué la technique d'Analyse Nodale en utilisant le logiciel PIPESIM.

Chapitre(I)
PRESENTATION DU
CHAMP
D'IN-AMENAS

Ce chapitre représente la région d'In amenas ces caractéristiques pétrophysique , géologique , les réserves en place et la position géographique .

I. Présentation de la région d'In Amenas :

I.1-Description géographique :

La Région d'In-Amenas est située à 1600 Km au sud-est d'Alger, à 820 Km d'Ouargla et à 240 Kms au Nord-Nord-Est du chef-lieu de la wilaya Illizi.

Des points de vue coordonnés géographiques, la région d'In-Amenas est limitée :

- Au Nord par la parallèle 28° 28' selon l'axe (d'Est en Ouest) Ouan-Taradjeli (OTL), Taouratine (TRN), Irlalene (IRL) et West-Ihansatene (WIH).
- Au Sud par la parallèle 26° 30' selon l'alignement des petites structures, d'Est en Ouest :Amenaned (AMD), In-Teria (IT), Tin-Mezoratine (TMZ), Assekaifaf (AS), Tihigaline (TXH) et Le Couloir (CLR).
- A l'Est par la frontière Algéro-lybienne au niveau du méridien 10°.
- A l'Ouest par le méridien 8° passant par l'Erg ISSAOUANE.

Elle a une superficie d'environ 30.000 km²

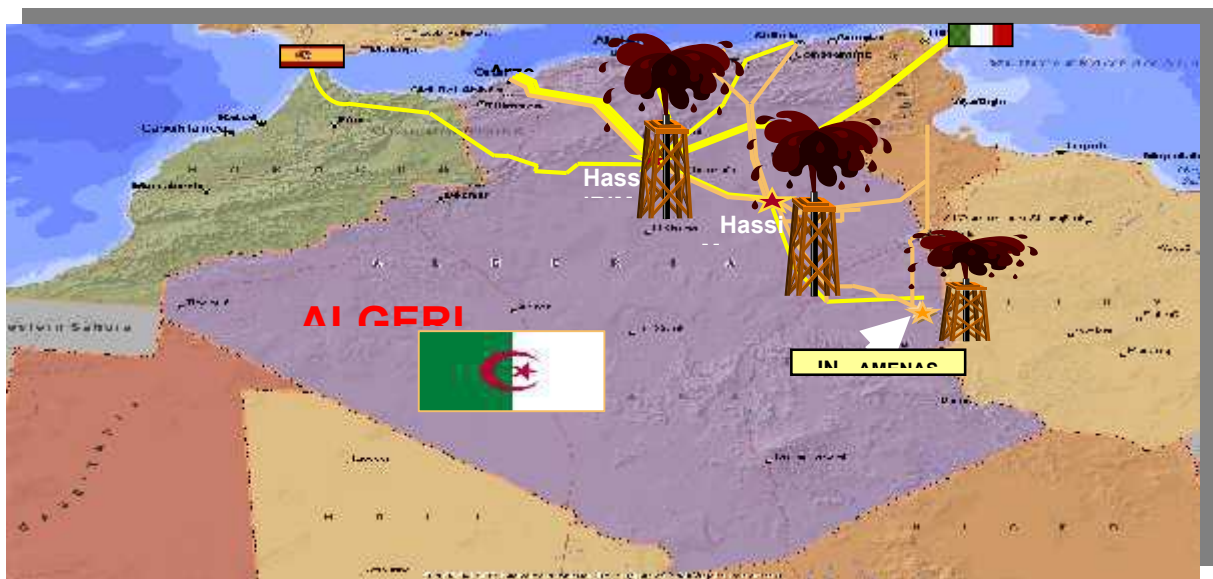


Figure.I-1: Position géographique du champ IN-AMENAS

I.2-Historique d'exploration et d'exploitation:

De nombreuses sociétés pétrolières étrangères ont opéré sur des permis de différentes tailles dans le cadre de la prospection.

La C.R.E.P.S (CAMPAGNIE DE RECHERCHE ET D'EXPLORATION DU PETROLE AU SAHARA) a eula grande part dans la région, pour ce qui est de l'exploration et la totalité des gisements lors de l'exploitation.

La recherche, dans le bassin d'Illizi a commencé en 1955 et a été encouragée par la découverte par le forage du puits DL101 ou Edjeleh-101, en 1956 ou jaillit pour la première fois du pétrole dans le Sahara Algérien. En 1956 et après la découverte du champ d'Edjeleh fut le tour du champ de Tiguentourine par le forage de TG101 dont les horizons producteurs sont : Le carbonifère (B11, D2, D4 et D6), le Dévonien (F2, F4 et F6) et le Cambro-Ordovicien (Unité IV en particulier).

La CREPS a foré le puits ZR1, en 1957, qui donna de l'huile dans les horizons suivants :

Carbonifère :(B4, D0, D2), Dévonien : (F2, F4) avec un gaz cap dans le réservoir F4 et du gaz dans le Cambro-Ordovicien et les autres champs tels que: La Reculée (1956), El-Adeb Larache (1958), OuanTaredert (1958), Dome à Collenias (1958), Assekaifaf Sud (1958), Assekaifaf Nord (1962), Tan Emellel découvert par EURAFREP en (1960), Tenere El Beugra (1960), Gara (1962), Irlalène (1962), Ouest Ihansatene et Hassi Farida et Tihigaline (1963)

La région dont le siège est à In-Aménas, a été scindée en plusieurs secteurs d'exploitation: secteur Nord, secteur Est et secteur Ouest.

Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements que nous essayons d'énumérer ci-après par ordre d'importance:

- **Secteur Nord** : - ZARZAITINE + ZARZAITINE NORD EST + NORD IN AMENAS
- **Secteur Est** :- EDJELEH+OUAN TAREDERT.
- **Secteur Ouest** :- TIGUENTOURINE+ EL-ADEB LARACHE+ GARA+ LA RECULEE + ASSEKAIFAF (Nord et Sud).

Actuellement à l'arrêt (fermés depuis Avril 1983) : TAN EMELLEL, DOME A COLLENIAS .

Non exploités:

- HASSI OUAN ABECH -IFFEFANE TEHERT NORD- IRLALENE + OUEST IHANSATENE- HASSI FARIDA- TIN ESSAMEID- TENERE EL BEUGRA.

La figure suivante représente les différents champs de la région d'In Amenas :



Figure.I-2: Différents Champs de la région d'In Aménas [1]

I.3- Les Horizons Producteurs des Différents Champs:

Le tableau ci-après récapitule les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d'In Amenas :

| CHAMP | HORIZONS PRODUCTEURS | NIVEAUX EXPLOITES | ANNEE DE DECOUVERTE | ANNEE D'EXPLOITATION |
|-----------------|----------------------|-------------------|---------------------|----------------------|
| ZARZAITINE | DEVONIN | F4 | 1957 | 1960 |
| | CARBONIFERE | A-B4-B6-B2 | 1957 | |
| EDJELEH | DEVONIN | F2-F4 | 1956 | 1960 |
| | CARBONIFERE | D2-D4-D6 | | |
| TIGUENTOURINE | DEVONIN | F2 | 1956 | 1962 |
| LA RECULEE | DEVONIN | F2-F4-F6 | 1956 | 1965 |
| ASSEKAIFAF | DEVONIN | F4 | 1957 | 1975 |
| GARA | DEVONIN | F6 | 1962 | 1975 |
| GARA-SUD | DEVONIN | F6 | 1988 | 1990 |
| EL ADEB LARACHE | DEVONIN | F4 | 1958 | 1962 |

Tableau.I-1: Les Horizons Producteurs des Différents champs de la région In Amenas.[1]

Notre étude est portée sur des puits situés dans le champ d'EL-ADEB LARACHE sur lequel un aperçu sera donné ci-dessous :

I.4- Présentation du champ d'El Adeb Larache :

La structure d'El Adeb Larache est située entre les parallèles 27°20' et 27°30' N, et les méridiens 8°45' et 8°55' E, à 90 km au Sud du gisement d'In Amenas et au Sud-Ouest de l'Erg Bourahret et à 40 km du gisement de Tiguentourine, à environ 20 km du Nord-Est du champ d'Assekafaf Nord .Ce champ a été découvert en Septembre 1958 par le forage du puits (EAL-1) sur une structure anticlinale confirmée par sismique, cette structure est représentée au niveau du réservoir Dévonien F4 par un anticlinal d'axe Ouest-Nord-Ouest, Est-Sud-Est, faiblement dissymétrique et limité à l'Ouest par une faille séparant le puits EAL-2 de l'ensemble du champ.

La figure suivante représente le positionnement de ces champs :

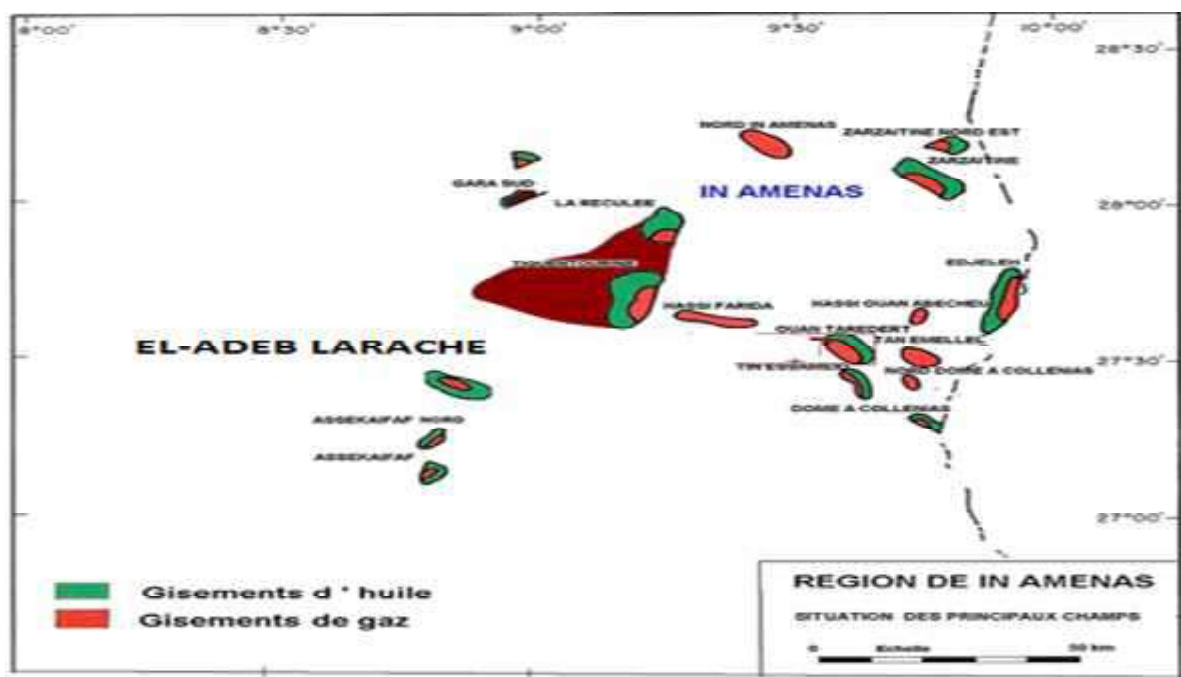


Figure.I-3: Plan de position des champs d'EL-ADEB LARACHE.[1]

La mise en production du champ d'El Adeb Larache a débuté en Janvier 1962. Le système exploité est le Dévonien, subdivisé en trois réservoirs F4, F5, F6.

I.5- Données du champ d'El Adeb Larache :

A-Position des puits : Jusqu'au 31 Décembre 2014, un total de 40 puits a été forés dans la structure d'El Adeb Larache. La position des puits est indiquée dans la figure I.6. Le puits EAL-31 situé au Nord-Ouest du puits EAL-2 n'est pas représenté.

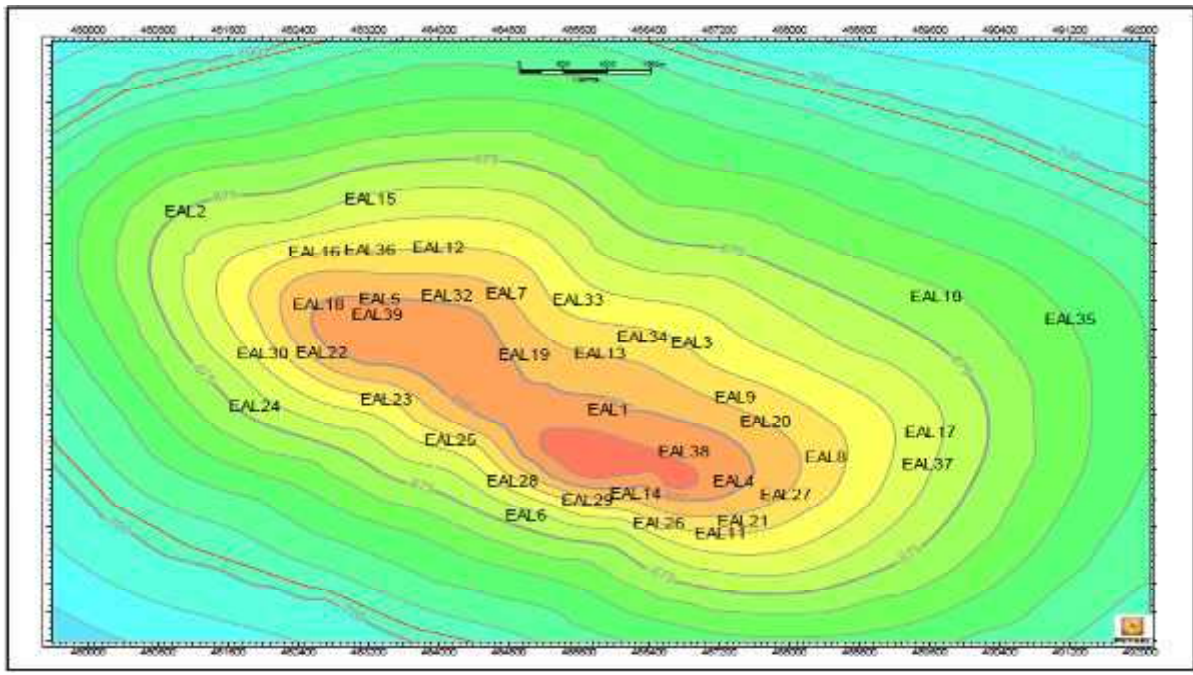


Figure.I-4: Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F4 et position des puits.[1]

B-Caractéristiques des réservoirs :

Les caractéristiques du réservoir retenues dans les différents bancs sont celles qui figurent dans le rapport C.R.E.F.S. Ce sont des valeurs moyennes établies à partir des résultats des logs fondamentaux de chaque puits, Les caractéristiques des réservoirs sont les suivantes :

| Caractéristiques | F4 | F6 |
|--|---------|----------|
| Profondeur moyenne (m) | 1250 | 1350 |
| Pression initiales (kg/cm ²) | 121.6 | 130.2 |
| Pression de bulle (kg/cm ²) | 121.55 | 96.5 |
| Température (°C) | 73 | 78.2 |
| Epaisseur totale (m) | 30 | 3.5 à 28 |
| Epaisseur utile (m) | 11.6 | 7 |
| Porosité (%) | 20 | 13 |
| Perméabilité moyenne (md) | 140 | 0 à 30 |
| Saturation en eau (%) | 33 à 42 | 40 |

Tableau.I-2: Les caractéristiques des réservoirs F4 et F6.

C-Réserves :

Les réserves d’huiles en place sont représentées dans le tableau suivant:

| RESERVOIRS | RESERVES EN PLACE | | RESERVES RECUPERABLES | | COEFFICIENT DE RECUPERATION |
|------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------|
| | 10 ⁶ m ³ | 10 ⁶ T | 10 ⁶ T | 10 ⁶ T | |
| F4 | 26.5 | 21.3 | 11.5 | 9.3 | 43.3 |
| F6 | 100 | 80 | 0.055 | 0.045 | 0.055 |
| F5 | NON ESTIMEES | | | | |

Tableau.I-3:Les réserves en place du champ d’El Adeb Larache.[1]

D - La Stratigraphie de gisement d’El Adeb Larache.

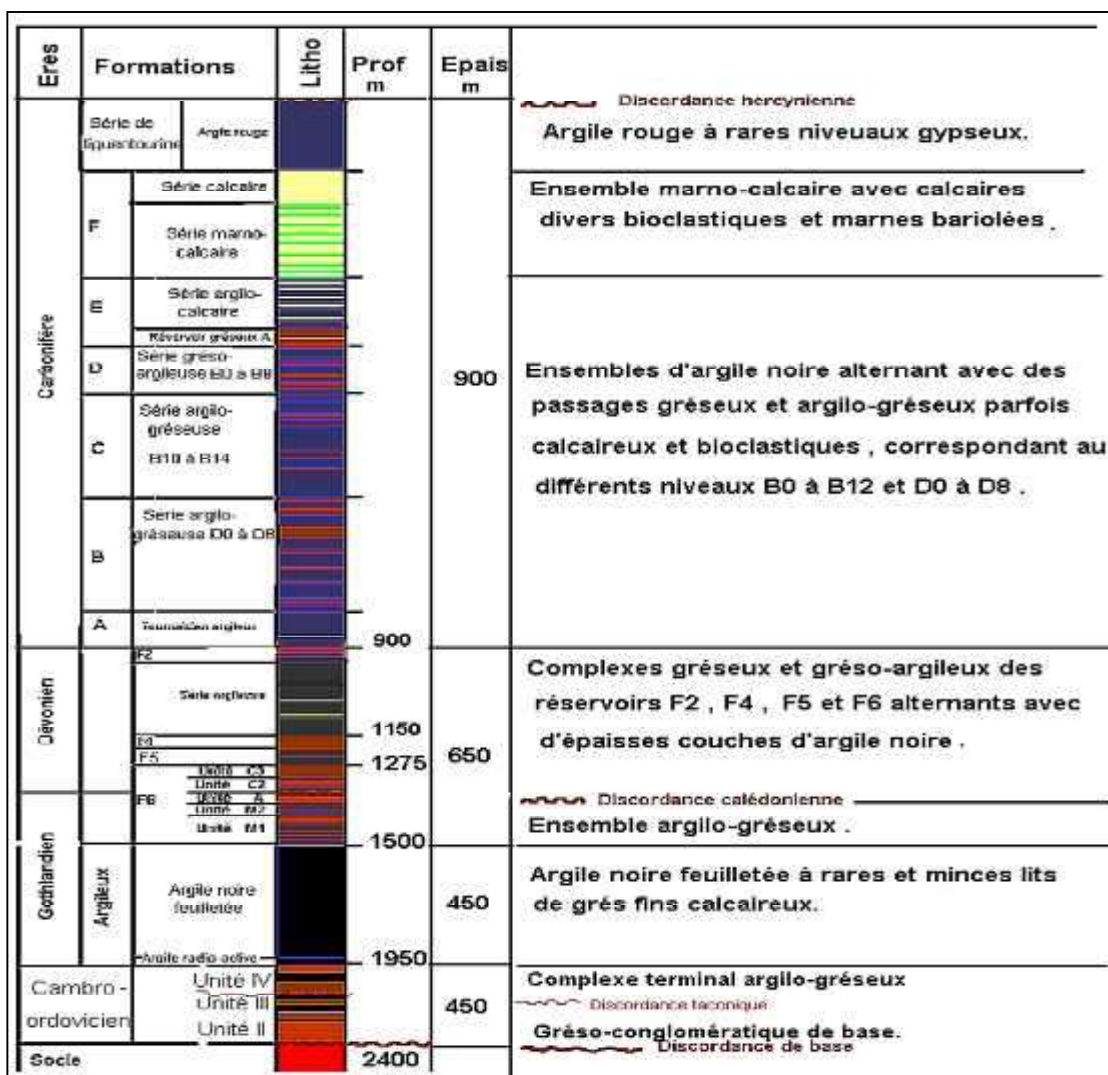


Figure.I-5:La Coupe stratigraphique de gisement d’El Adeb Larache.[1]

Chapitre(II)

MODE D'ACTIVATION DE PUIITS

II.1 INTRODUCTION :

Un puits peut être activé pour produire plus mais surtout lorsque l'effluent n'a plus suffisamment d'énergie pour accéder à la surface dans les conditions fixées par le procédé.

Les causes sont multiples mais on retiendra principalement la baisse de la pression statique du réservoir ou l'augmentation du water cut de manière importante par venue d'eau de formation ou d'eau d'injection.

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptifs, elle concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aussi aux puits producteurs d'eau d'usages divers, tels ceux pour alimenter les utilités ou un maintien de pression. 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 relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

A. Les puits-éruptifs:

Un puits éruptif est un puits dont la production est assurée uniquement par la pression inhérente au fluide du réservoir. 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.

$$P_G > H.d.0,098$$

P_G : Pression de gisement en bar.

H : Profondeur du puits en m.

d : Densité de fluide.

B. 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.

$$P_G \leq H.d.0,098$$

Le non éruption est rencontré dans certains nouveaux gisements où la pression de fond est faible, et dans le cas des gisements exploités depuis longtemps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible, alors que les réserves récupérables sont importantes. [2]

II.2.THEORIE SUR L'ACTIVATION DES PUIITS

L'activation peut s'imposer dès le début d'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement ou lorsque l'indice de productivité du puits est juge insuffisant.

Pour activer et mettre en production ces puits on peut agir sur l'un des paramètres de non égalité : (sur la hauteur H de la colonne de fluide ou sur la densité de fluide D).

- Pompage : La réduction de la hauteur H de la colonne de fluide.
- Gas-Lift. : La réduction de la densité d consiste à injecter un fluide moins dense, qui est le gaz,

Actuellement dans la région d'In-Amenas L'activation dans tous les puits été généralement soutenue par le gaz-lift. [3]

II .3.DIFFERENTS MODE D'ACTIVATION :

Il existe différents moyens pour essayer de freiner ce déclin. Parmi ces moyens, il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. 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.

On recourt à l'activation des puits pour produire des puits non éruptifs ou insuffisamment éruptifs. Il existe principalement deux familles de procédés d'activation, le pompage et le Gas-Lift. [3]

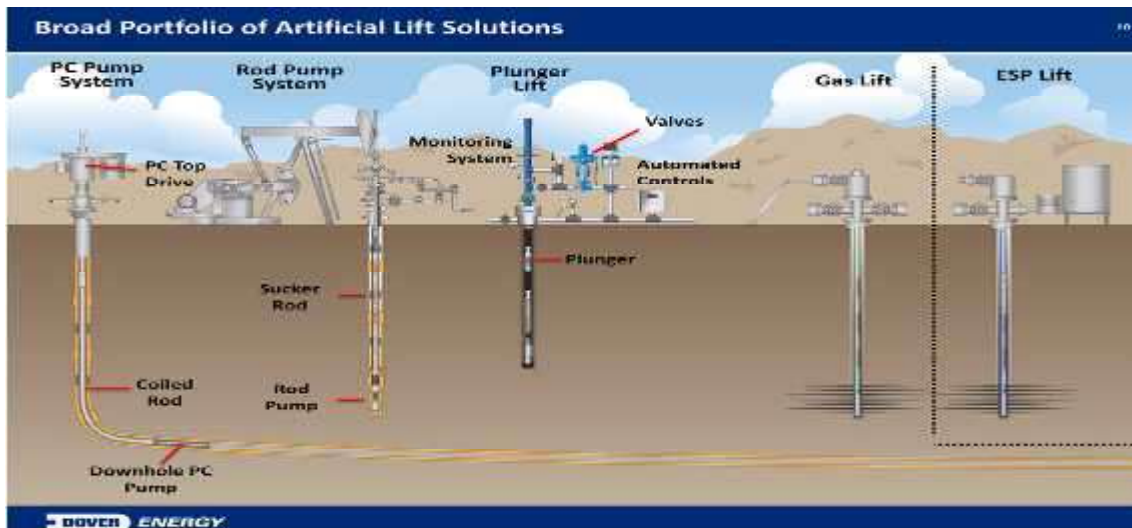


Figure.II-1 : Différents mode d'activation

Et les types d'activations « Types of Artificial Lift » comme suit.

- ✓ Méthodes Artificial Lift par Gas-Lift.
- ✓ Méthodes Artificial Lift par pompage :

Et il est divisé en quatre types :

- Pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps).
- Pompe centrifuge immergée (Electric Submersible Pumps ESP).
- Pompe hydraulique (Subsurface Hydraulic Pumps).
- Pompe rotatif moineau (Progressing Cavity Pumps PCP). [4]

II-4.CHOIX D'UNE METHODE D'ACTIVATION:

a).Critères économiques

Le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettra de récupérer l'huile plus rapidement (actualisation), quantité importante (récupération des réserves), et au moindre coût (rentabilité).

Mais le coût global de l'activation (coût d'investissement et coût de fonctionnement) n'est pas facile à évaluer.

Ainsi, en ce qui concerne l'investissement, s'il est relativement facile de prévoir le coût du matériel spécifique d'activation (pompe, unité de pompage, compresseur pour le gas-lift,...), il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer la part de surcoût liée au procédé d'activation dans l'investissement initial.

En effet, par exemple, la complétion initiale du puits est conçue, lorsque cela est possible, en tenant compte de l'option d'activation des puits qui sera implantée plus tard.

De même, le dimensionnement d'une plateforme de production en mer doit tenir compte des équipements supplémentaires qui sont requis pour l'activation.

En ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais directs d'exploitation et de maintenance du système d'activation peuvent être assez facilement isolés, il est par contre beaucoup plus difficile de les prévoir à priori.

En effet, par exemple, les dépenses de l'énergie propre au procédé, d'activation suppose, au préalable, la connaissance du rendement énergétique du procédé, ce qui est loin d'être facile. De même, le coût de maintenance et de réparation des équipements est généralement basé sur des hypothèses fondées sur des statistiques (établies dans telle ou telle partie du monde ou sur tel ou tel gisement) qui n'est pas forcément représentatif pour le gisement considéré.

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz), ou non valorisable (eau, sable et sédiments). Ces traitements peuvent être influencés par le mode d'activation retenu. Ainsi certains procédés favorisent la formation d'émulsion, le moussage, ou facilitent l'injection de fond du puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti-émulsion,

b). Critères techniques :

Le choix d'une méthode d'activation des puits demande au préalable d'étudier les différents procédés, et de déterminer le quel et le plus compatible avec les spécifications de production requise (débits, et pression en tête principalement), avec les contraintes dues au gisement et à son environnement

b.1. Le premier critère :

Il tient à la source d'énergie nécessaire au procédé, à sa disponibilité et à son coût d'accès.

b.2. Le deuxième critère :

Il est représenté par le couple des paramètres, hauteur de refoulement de la pompe et débit liquide à produire, dont le produit représente la puissance utile à mettre en œuvre.

b.3. Le troisième critère :

Il tient compte l'ensemble des diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants :

L'environnement général : L'état du site, les conditions climatiques, l'environnement industriel, ainsi que les normes de sécurité ...etc.

- **L'infrastructure de surface et l'environnement immédiat** : Le fait que les puits soient isolés, ou au contraire groupés, influe sur le choix du procédé d'activation ainsi que les équipements complémentaires de surface.
- **L'architecture du puits** : En particulier le profil du point, la profondeur du puits, la place disponible au voisinage de puits, le nombre de niveaux à produire séparément.
- **Les caractéristiques de l'effluent à produire**: Le pourcentage d'eau, la présence de gaz libre, la viscosité, la présence des constituants corrosifs, le sable. [5]

II.5. METHODES D'ARTIFICIAL-LIFT PAR GAS-LIFT

II.5.1. définition du gas-lift:

C'est une technique de production activée et permettant la mise en Production pour les puits non ou insuffisamment éruptifs par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production.

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

II.5.2. But de gas-lift

Le but est ici de 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.

On réduit ainsi la pression hydrostatique (Allègement du poids de colonne).

II.5.3. Principe du gas-lift

La densité du gaz, même en pression, est sensiblement plus faible que celle d'un liquide.

Le gas-lift consiste à injecter du gaz dans le tubing pour alléger la colonne et réduire la pression de fond en débit. Cette réduction de pression de fond permet d'augmenter le débit selon les caractéristiques du réservoir.

Le principe est d'injecter du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible ; et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Cette technique agit:

- ❖ Soit sur la densité " d ", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (**Gaz-lift continu**).
- ❖ Soit sur la hauteur " H ", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gaz-lift intermittent**).

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

- ✗ Diminution du gradient dynamique de pression.
- ✗ Expansion du gaz injecté (Déplacement du fluide par le gaz comprimé..)
- ✗ Lifter le fluide qui n'a pas assez de force d'aller jusqu'à la surface ;
- ✗ Activer des puits encore éruptifs mais à faible pression. [5]

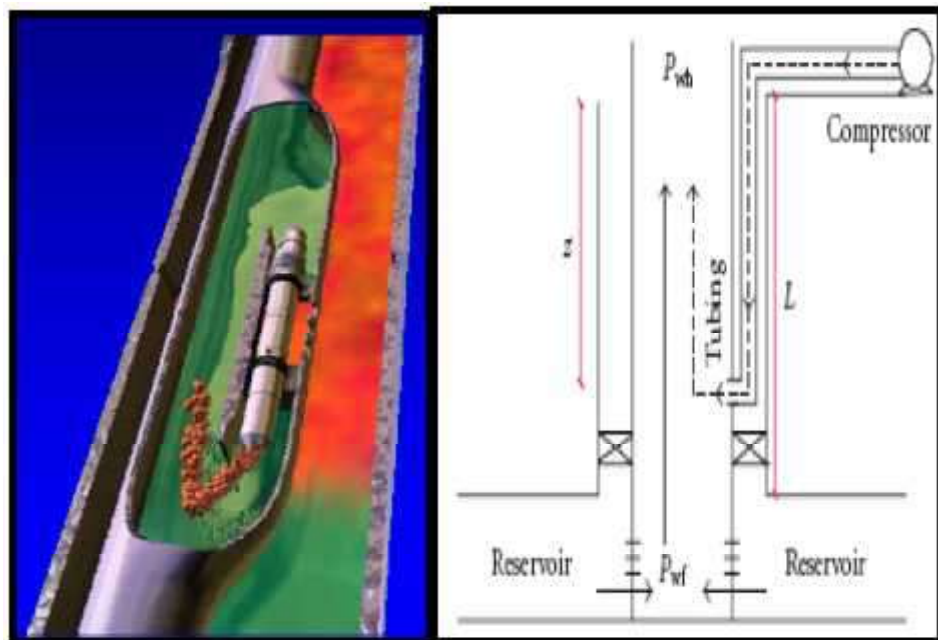


Figure.II.2 : Principe de gas- lift.

II.5.4.L'équipement du gas-lift

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique, Si la pression de gaz qui s'arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface.

L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection, ces vannes sont portées par des mandrins.

A) L'équipement de surface :

L'équipement de surface utilisé est constitué d'un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante), d'un réseau de distribution de haute pression, d'un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.), d'un réseau de récupération des fluides à basse pression et d'un équipement de déshydratation.

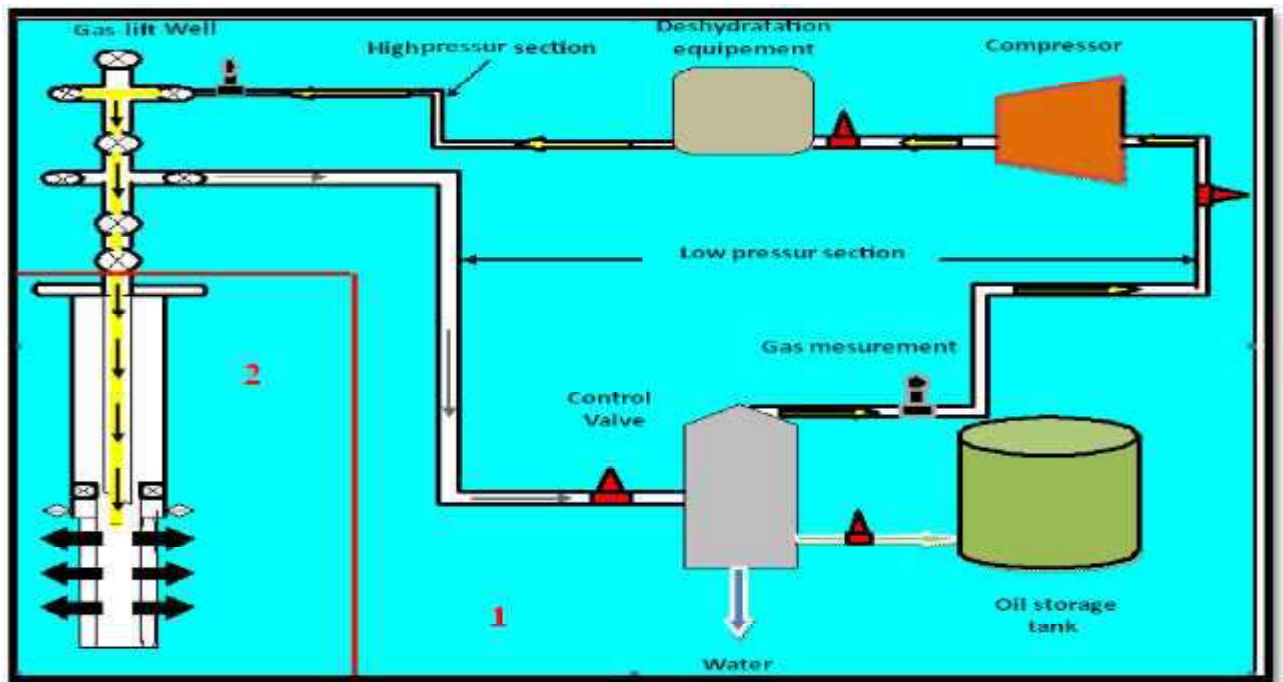


Figure.II.3: L'équipement de surface

L'équipement de surface est constitué de :

1. Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante)
2. Un réseau de distribution de haute pression.
3. Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.)
4. Réseau de récupération des fluides à basse pression.
5. Équipement de déshydratation

REMARQUE : En cas d'un gas-lift intermittent l'équipement de surface nécessite la présence d'un intermitteur qui permet :

- Le réglage de la périodicité des injections.
- Le réglage de la durée de l'injection.

B) l'équipement de fond:

L'équipement de fond d'une installation gas-lift 'standard' est constitué de mandrins et de vanes de gas-lift.(concentrique 1.660", 1.315", ou 1.380")

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

B.1.Les mandrins :

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

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

- a- Les mandrins conventionnels (retirables)
- b- Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels)



Figure.II.4 : Schéma d'un mandrin

B.2. Les vanes de gas lift :

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

Les vanes à gas-lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (side Pocket).



Figure.II.5:Les vannes de gas lift

II.5.5. Types de gas-lift:

II.5.5.1.Méthode suivant le mode d'injection :

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

A. 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 la colonne de production. Ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange de remonter en surface, le puits devient éruptif.

B. Gaz lift intermittent :

Il se fait par une injection intermittente et à forte débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. Ainsi, la pression sur la couche diminue et se met à débiter et le liquide accumulé au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

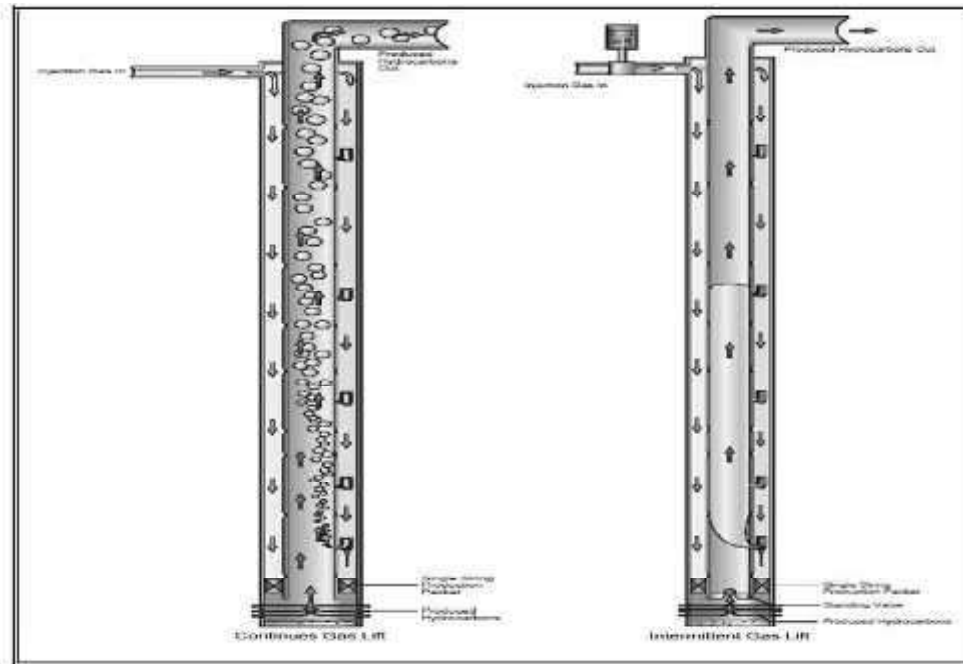


Figure II.6: Gaz lift continu et intermittent

II.5.5.2. Méthodes suivant le type de la complétion :

Le gaz-lift peut-être utilise en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peuvent être :

A. Gaz lift direct :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing comme présenté dans la Figure II.7a, c'est le mode le plus répandu puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement. Les vannes sont manœuvrées au câble pour les tubings d'un diamètre nominal de 2^{7/8} et plus. Le packer est parfois équipé d'un by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible dans le puits.

Dans les puits équipés d'un tubing de gros diamètre, de 4^{1/2} à 7^{1/2}, il est possible d'adapter la complétion au gaz-lift sans faire de reprise (work over). Pour cela, le tubing est perforé à différentes cotes étagées comme sont étagés les mandrins de gaz-lift. Des chemises (pack off) équipées de vannes de gaz-lift viennent ensuite couvrir chaque trou en faisant étanchéité (Figure II.7.b). Elles sont posées au câble électrique et peuvent être remontées au slick line. Le gaz est ensuite injecté dans l'annulaire.

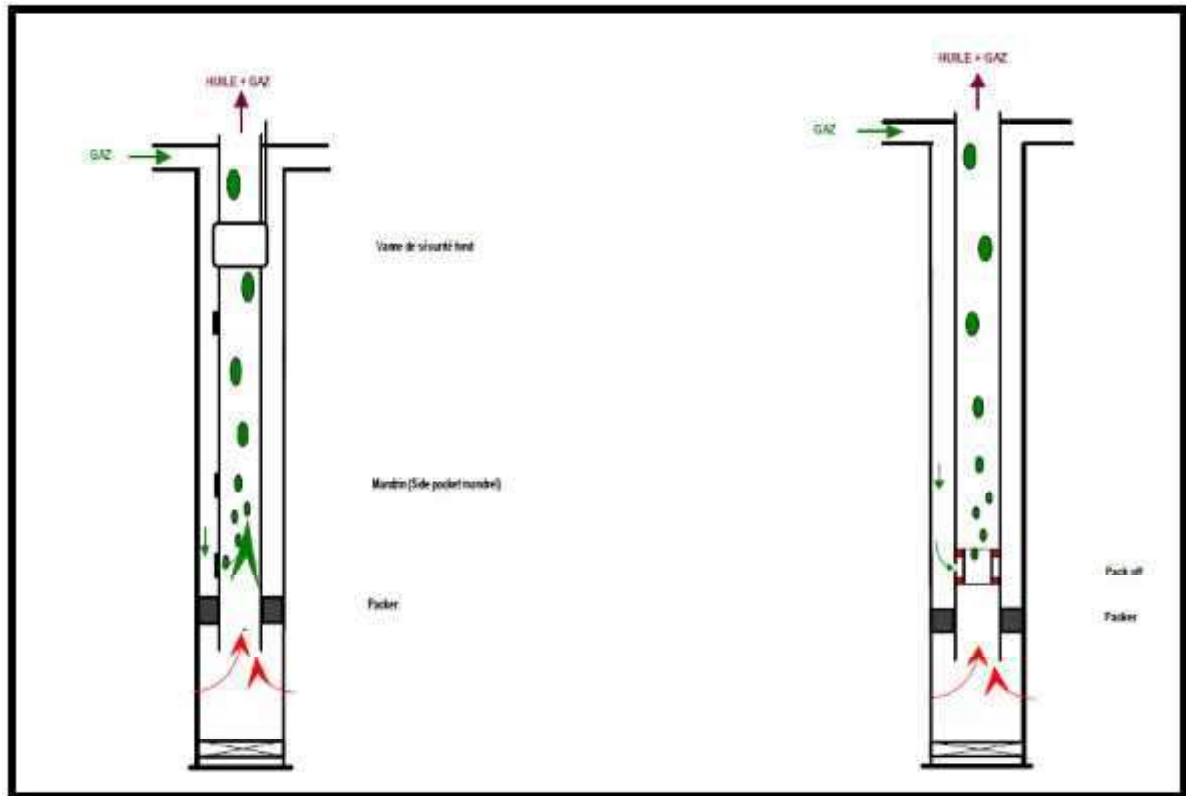


Figure II.7.a. Gaz-lift direct

Figure II.7.b Gaz-lift direct avec pack-off

B. Gaz lift indirect :

Dans ce cas la méthode d'injection se diffère à la précédente et même la production

B.1 Tubing concentrique (concentric tubing string):

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération snubbing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni (figure II.8). Cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4". Il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4 1/2" pour activer le puits au gaz-lift comme indiquer dans le point suivant.

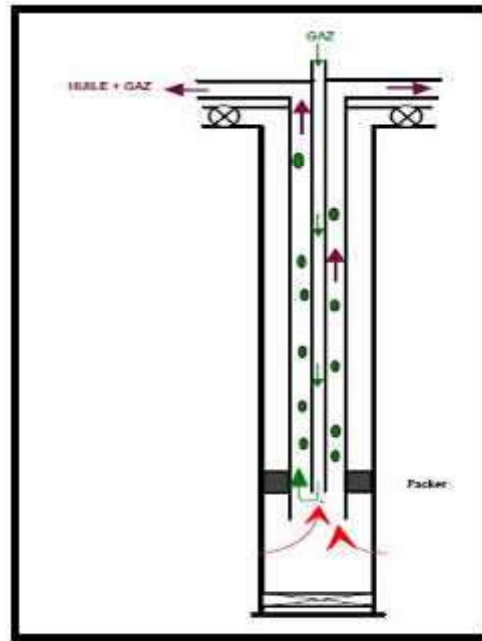


Figure II.8. Tubing concentrique

B.2 Production par le casing et injection par le tubing :

Cette technique convient au débit d'injection plus grand. Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :

- Il est impossible de faire des mesures sur les cotés d'effluent.
- Nécessite un très grand volume de gaz.
- N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

B.3. Gaz lift double :

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

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire, L'encombrement des mandrins à poche. En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher au passage du tubing remonté en premier.

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

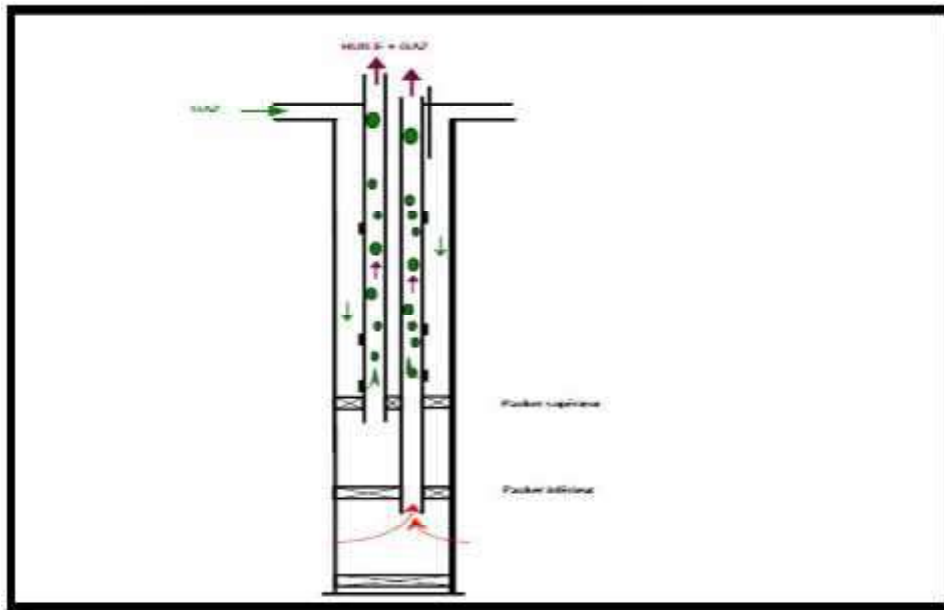


Figure.II.9 :Gaz lift double

B.4. Gaz lift parallèle :

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible ne doit pas entrer en contact avec le casing, par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz (gastight).

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

Cette méthode est montrée dans(la figure II.10)

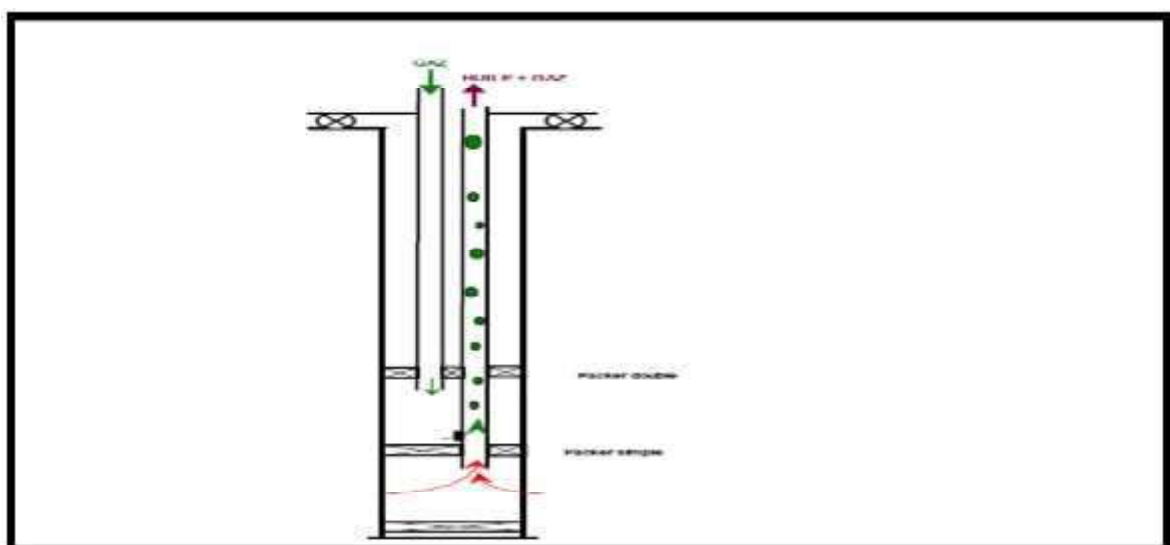


Figure II.10 : Gaz-lift parallèle

B.5.Auto gaz lift :

Il représente un cas très particuliers, puisque il est lié au type de complétion et à la nature du réservoir (existence d'un gaz cup). Dans ce cas, la source de gaz d'injection est souterraine et des perforations au droit de la zone gaz cup au niveau de liner permet l'écoulement de gaz dans l'espace annulaire, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecté depuis la surface.

II.5.5.3. Méthode suivant le circuit d'injection :

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Deux circuits d'injection peuvent être alors utilisés :

- gaz lift en circuit fermé ;
- gaz lift en circuit ouvert.

A. Circuit fermé :

Le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est ré-comprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits.

L'énergie nécessaire à la compression du gaz est très souvent fournie par des moteurs fonctionnant avec le gaz des puits. En général, le système reste autonome car le gaz additionnel provenant de la formation compense le gaz brûlé.

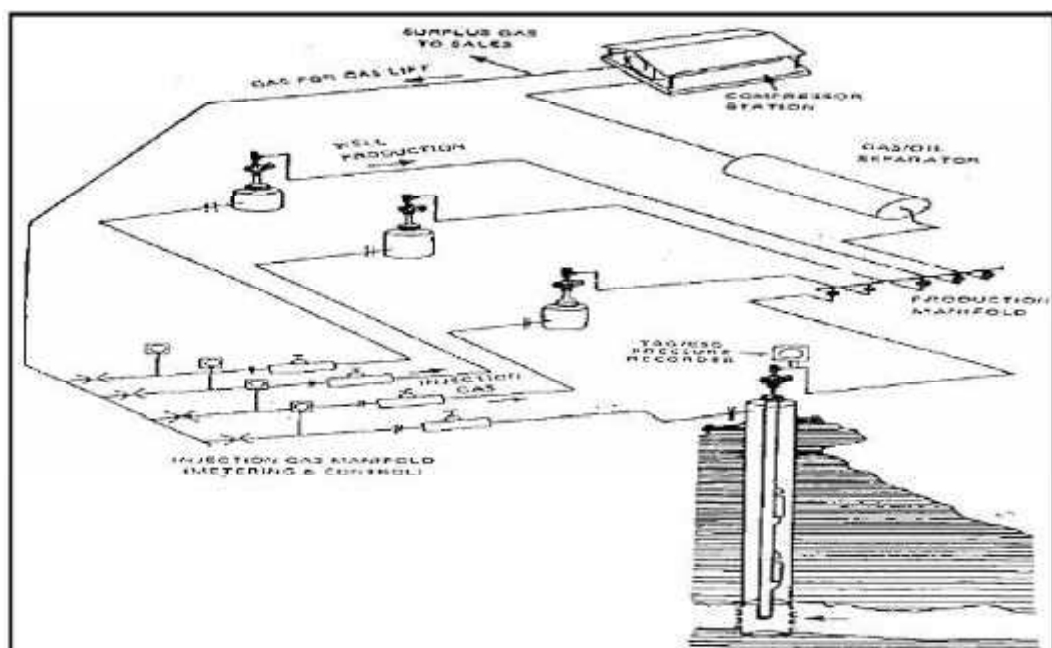


Figure II.11 : Gaz lift en circuit fermé

B. Circuit ouvert :

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

II.5.6. avantages et inconvénients de gaz-lift :**A. Principaux avantages :**

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits à bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Equipement du puits simple et vannes de gaz lift récupérables au câble.
- Pas problème de production avec présence de sable.
- Possibilité d'injecter un additif.
- Convient aux puits déviés.

B. Principaux inconvénients :

- Nécessité d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessité parfois de changer de méthode d'activation en fin de vie du puits.
- Volumes nécessaires d'injection de gaz pouvant être excessifs pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Nécessité de gaz [haute pression].[7]

II.6. METHODES D'ARTIFICIAL-LIFT PAR POMPAGE**II.6.1. Pompe centrifuge immergée(Electric Submersible Pumps ESP)****II.6.1.1. Généralités :**

Le pompage centrifuge immergé est un mode de récupération assistée, généralement il est utilisé dans les réservoirs qui ont un haut water-cut et un bas GOR.

Il est considéré comme un moyen efficace et économique de soulever des grands volumes de fluide de grandes profondeurs sous une variété des conditions des puits. Les équipements de pompage sont capables de produire de 60,000 b/d. La pompe fonctionne avec plus haute efficacité quand elle pompe le liquide seulement.

La première unité de pompage a été installée dans un puits de pétrole dans 1928 et depuis ce temps le concept s'est prouvé partout dans le monde pétrolier. [8]

II.6.1.2. Les équipements

Une pompe centrifuge consiste : Un moteur électrique, protecteur, section d'aspiration ou séparateur de gaz, une pompe centrifuge à plusieurs étages, un câble électrique, armoire, une boîte de jonction et transformateur .

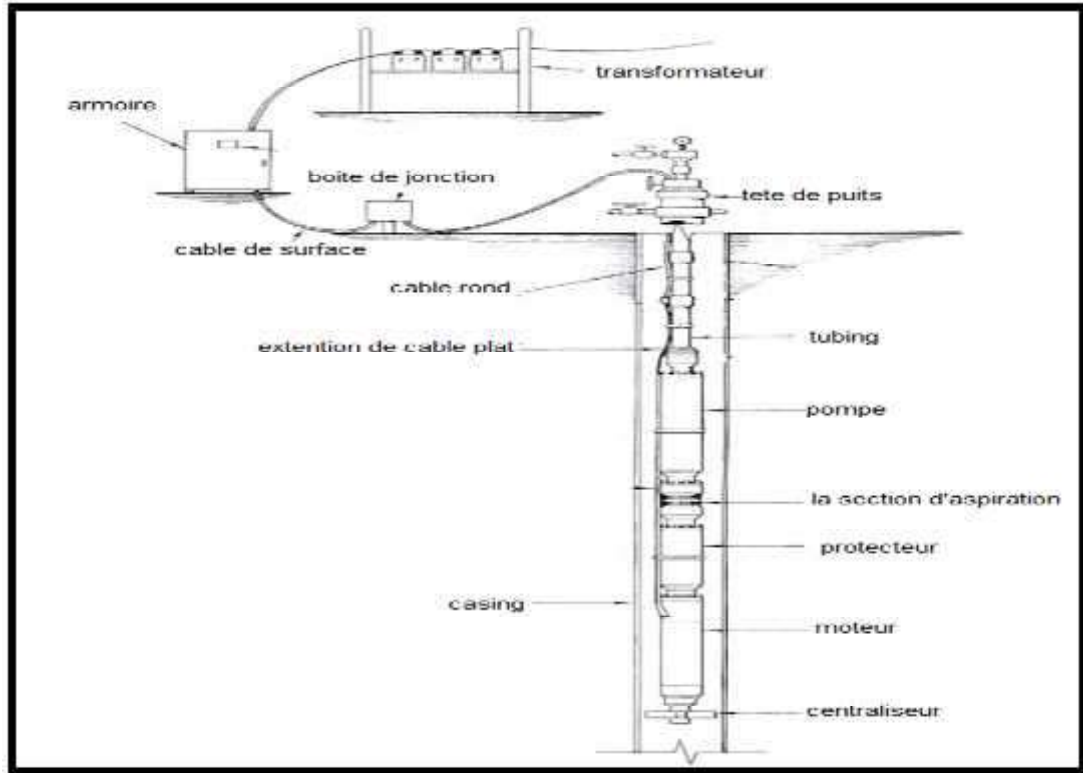


Figure.II.12 : Installation conventionnelle d'ESP

A. Les équipements de fond

A.1. La pompe :

Une Pompe Centrifuge est une pompe à plusieurs étages. Chaque étage comporte un rotor équipé avec des aubes, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique. La pompe est normalement attachée à la colonne de la production.

La Pompe(ESP) comporte les éléments de bases suivants :

- arbre (Shaft)
- rotor (Impeller)
- diffuseur (Diffuser)
- chemise (Housing)

A.2. Dispositif d'aspiration (Intake) :

Le dispositif d'aspiration est attaché à la partie inférieure de la chemise et fournit un couloir pour l'entrée des fluides, et une garniture pour attacher au protecteur.

A.3. Séparateur :

Dans les puits avec haut GOR, la section d'aspiration est couplée à un séparateur de gaz qui aide à améliorer la performance de la pompe en séparant une portion du gaz libre avant qu'il entre le premier étage et l'orientant vers l'annulaire. Cela aide à éliminer le problème de (gaslocking).

A.4 .Le moteur :

Le moteur électrique est un moteur triphasé de type à induction. Son principe est transférer l'énergie électrique à l'énergie magnétique qui provoque la rotation de l'arbre (énergie mécanique).

A.5. Le protecteur :

La position de protecteur est située entre la pompe et le moteur. Elle a pour but essentiel d'isoler le moteur de fluide. La construction du protecteur permet l'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur ce qui permet la dilatation ou la contraction de l'huile de moteur par suite la dilatation thermique. Deux joints d'étanchéité mécanique fournissent une double protection sous la forme d'une barrière contre la migration de fluide le long de l'arbre. Le protecteur est un palier de butée du type de marine qui absorbe la charge axiale de la pompe.

A.6. Câble électrique :

L'énergie est transmise par un câble électrique spécialement étudié pour les applications dans les champs pétroliers. Une gamme de dimension de conducteurs permet de satisfaire efficacement aux besoins des moteurs. Le câble rond est normalement recommandé, mais le câble plat peut être utilisé lorsque le diamètre est insuffisantes, le câbles peuvent être installés dans les puits avec des températures de plus de 300 F.

B.Les équipements de surface :

Le matériel de surface pour une installation conventionnelle Une armoire de commande incluant des appareils pour la protection du moteur et la souplesse des opérations tels que :

Ampèremètre –enregistreur, relais de surcharge, disjoncteur, minuterie de démarrage et des arrêts.

Des batteries de transformateurs triphasé-monophasé, ou des transformateurs triphasés sont disponibles. Sont construits pour convertir la tension de la ligne primaire aux besoins de

tension de moteur. Ils sont équipés de prise pour permettre le réglage de la tension.

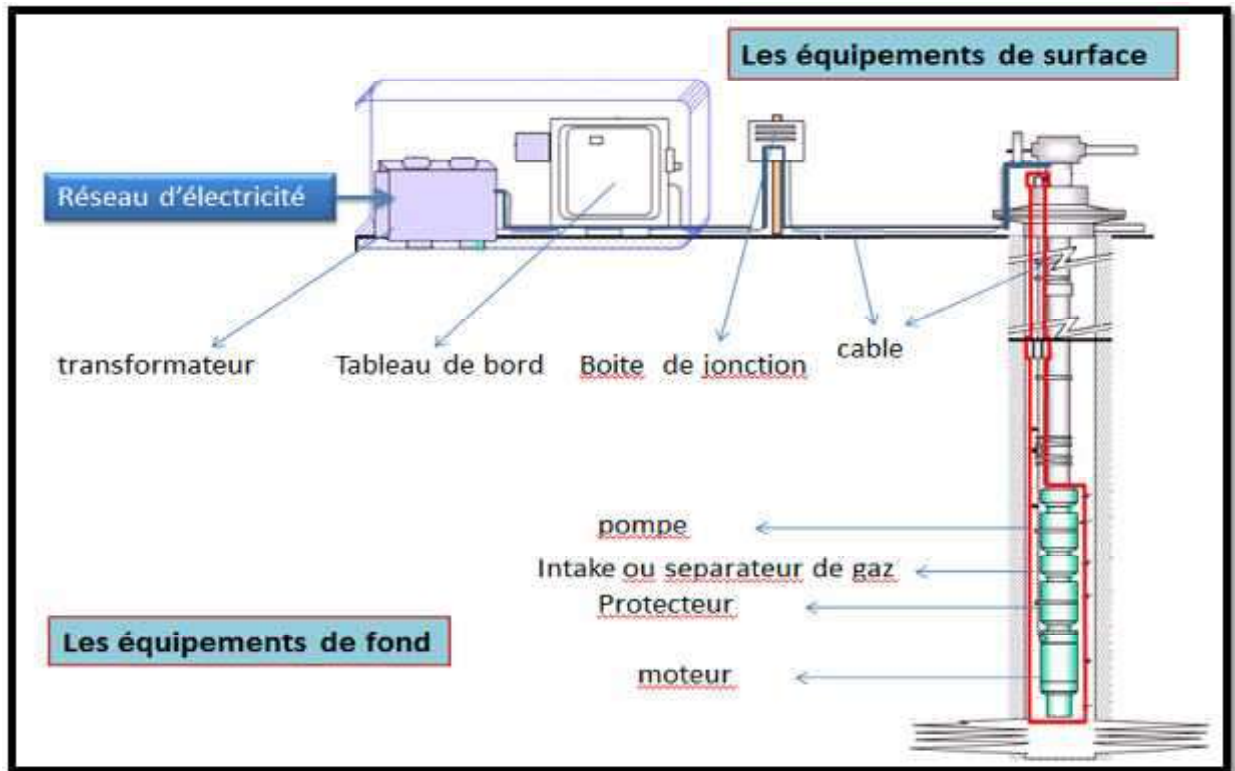


Figure.II.13 : Les équipements de la pompe ESP

II.6.1. 3. Les Problèmes rencontrés avec l'ESP :

- ✗ Réduction de l'IP et Réduction de la Pr.
- ✗ L'endommagement du puits.
- ✗ Sous dimensionnement de la pompe en entraînant des vibrations au moteur.
- ✗ Présence du gaz libre en quantité importante dans l'huile.
- ✗ Présences des solides (sables, dépôts, et asphaltes).
- ✗ Débit inadéquat autour du moteur (échauffement du moteur).
- ✗ Les problèmes de l'électricité en surface.
- ✗ Problèmes Possibles : Sable., Dépôts des sels. Corrosion. Paraffine., Emulsion., Gaz, Température.

II.6.1.4. capacité de production :

Le suivre est une simplification de procédures pour prédire la performance du puits. Quand la pression du fond du puits (P_{fd}) est plus grande que la pression du bulle (P_b) le débit de fluide est monophasique et la courbe d'IPR est une ligne droite avec inclinaison J, comme donné par l'index de la productivité PI .

Où:
$$PI = J = \frac{Q}{P_r - P_{fd}}$$

Si P_{fd} est moins que P_b , l'écoulement du fluide est multi - phasique, la courbe IPR est donné par l'équation de Vogel suivante:

$$Q_o = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left[\frac{P_{fd}}{P_r} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{fd}}{P_r} \right]^2}$$

II.6.1.5. la colonne Dynamique Totale(TDH) :

Cette étape détermine la colonne dynamique totale exigée pour pomper la capacité désirée.

La valeur nette de distance entre la tête de puits et le niveau dynamique Hd.

La perte de friction dans la colonne de production Ft. la pression de tête de puits nécessaire Pd.

$$TDH = H_d + F_t + P_d.$$

le nombre d'étage exigé pour produire la capacité anticipée contre TDH

$$N = \frac{TDH}{H(\text{un étage})}$$

N : nombre d'étage

H : hauteur d'un étage

II.6.1.6 Avantages et inconvénients

A. Principaux avantages :

- Possibilité de débits importants à faible ou moyenne profondeur.
- Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau (WOR) élevée.
- Equipements de surface peu encombrants.
- Problèmes quotidiens de surveillance réduits au minimum, à moins d'une défaillance de la pompe.
- Bonne performance énergétique, très intéressant si possibilité d'accès à un réseau électrique pré existant et bon marché.
- Adapté aux puits avec casing de 4 1/2 " ou plus grand.

B. Principaux inconvénients :

- Supporte mal la présence de sable.
- Limité en température et donc en profondeur.
- Mal adapté aux faibles débits.
- Nécessité de remonter le tubing en cas d'ennui. [9]

II.6.2. Les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps) :

II.6.2.1. Généralités :

Le pompage s'effectue grâce à une pompe volumétrique verticale composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing, vissé à

l'extrémité d'un train de tiges. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité à balancier ou un élévateur hydraulique.

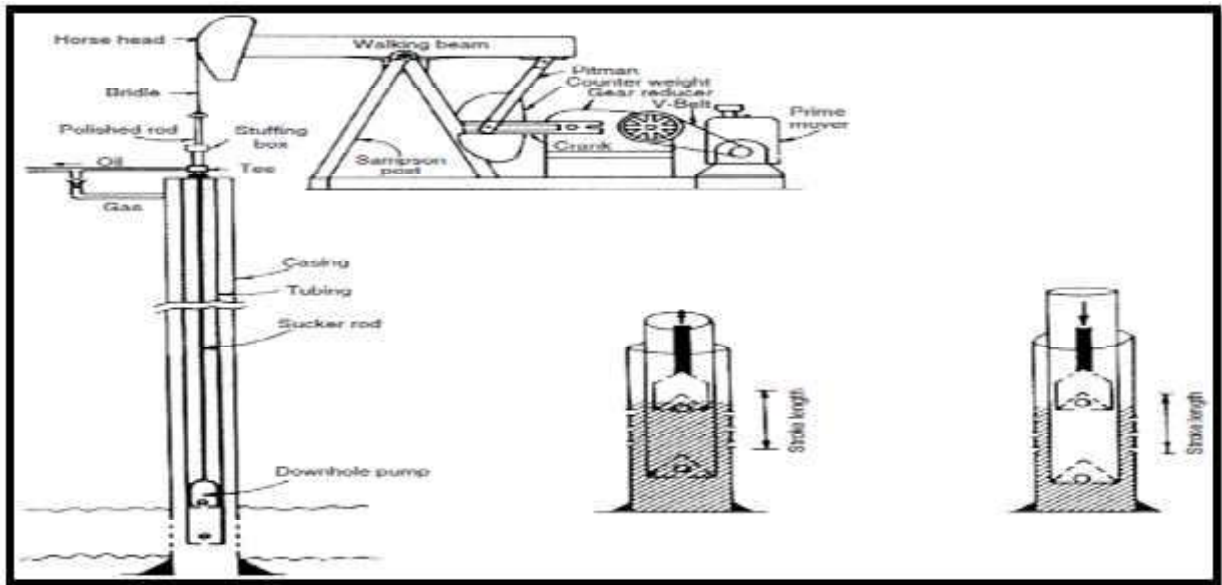


Figure.II.14 : Structure de la pompe aux tiges (Sucker Rod Pumps)

I.6.2.2. Cycle de pompage

Le cycle de pompage peut s'analyser comme suit :

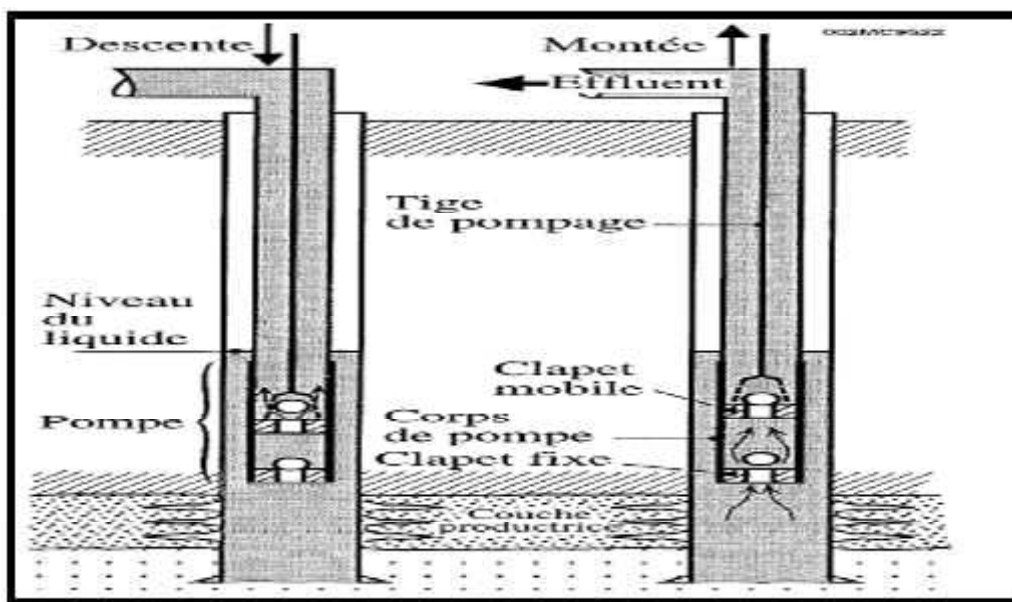


Figure.II.15 :Le cycle de pompage (Rod Pump)

Etape 1 : Piston en fin de course.

L'effluent s'écoule à travers le clapet mobile ouvert tandis que le poids dû à l'effluent dans le tubing et à la contre-pression en tête de puits repose sur le clapet fixe qui, par conséquent, est fermé (si la pression en fond de puits et en débit était supérieure à la pression exercée par l'effluent dans le tubing, le clapet fixe serait ouvert et le puits éruptif).

Etape2 : Piston en début de course montante.

Le clapet mobile est maintenant fermé ; en conséquence, la charge due au fluide a été transférée du tubing au train de tiges. Le clapet fixe s'ouvre dès que la pression qui s'exerce dessous devient supérieure à la pression résiduelle dessus ; cela dépend en particulier de la quantité de gaz libre piégé entre les clapets.

Etape3 : Piston en fin de course montante.

Le clapet mobile est toujours fermé, le clapet fixe reste ouvert tant que la couche débite.

Etape4 : Piston en début de course descendante.

Le clapet fixe se ferme à cause de l'augmentation de pression due à la compression du fluide entre le clapet fixe et le clapet mobile. Le point de la course descendante où le clapet mobile s'ouvre dépend du pourcentage de gaz dans le fluide piégé puisque la Pression sous ce clapet doit dépasser la pression exercée Au-dessus de lui par le fluide sus-jacent.

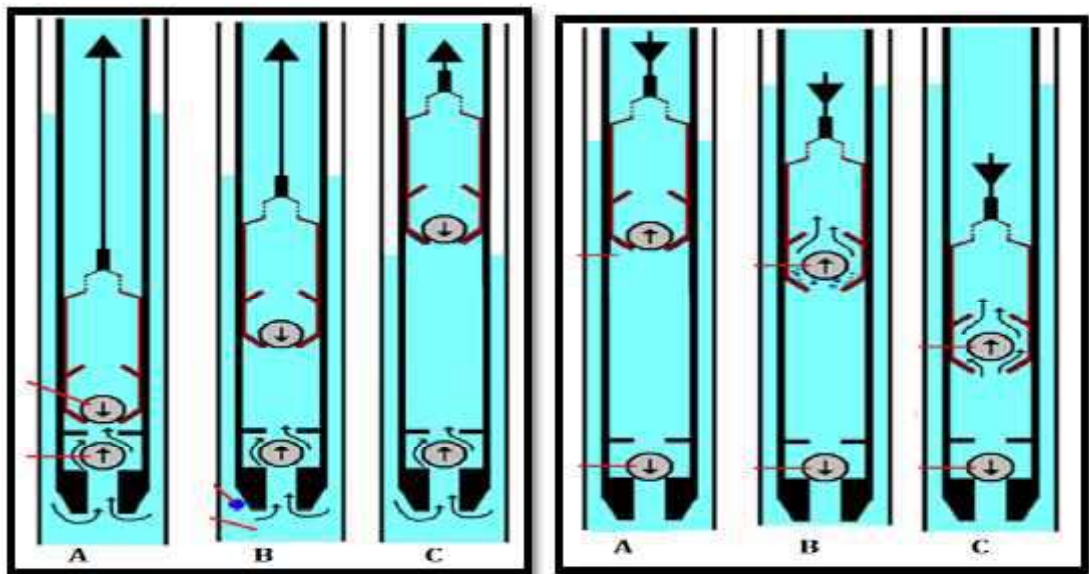


Figure.II-16 : Le cycle de course descendante

Figure.II-17: Le cycle de course montante

II.6.2. 3. Les équipements

A) Équipements de fond

A.1. Le piège à gaz

De manière à limiter la quantité de gaz passant dans la pompe, gaz qui diminue l'efficacité volumétrique de celle-ci on peut équiper le tubing d'un piège à gaz qui renvoie le gaz libre dans l'annulaire au-dessus de la pompe. On peut aussi, si cela est possible par ailleurs, placer la pompe suffisamment bas pour avoir à l'aspiration une pression telle que le fluide y soit monophasique.

A.2. Les pompes.

Les pompes se classent en deux catégories

- les pompes R, qui sont descendues à l'extrémité des tiges de pompage (Rod) ;
- les pompes T dont le corps est descendu incorporé au tubing alors que le piston est Descendu vissé au bout des tiges ;

Les pompes R sont d'un entretien plus facile, mais elles sont aussi plus limitées en ce qui concerne la section du piston.

Conditions d'utilisation des pompes

En général, les conditions d'utilisation sont les suivantes

- diamètre du piston : de 1" à 4 3/4" (pouces) ;
- course : de 50 cm à plus de G m ;
- cadence : de 4 à 30 coups par minute ;
- débit : moins de 1 m³/j à 300 m³/j ;
- profondeur : elle doit être suffisante pour que, en débit, l'effluent arrive de lui-même

Jusqu'à la pompe (et, si possible, à une pression telle que tout le gaz soit encore dissous) mais sans exagération, afin de limiter les contraintes dans la tige polie ; en pratique, on travaille sans trop de problèmes jusqu'à des profondeurs de 1 000 à 1 500 mètres.

A.3. Les tiges de pompage :

Elles sont soumises à des conditions de travail très dures : efforts alternés (les charges n'étant pas les mêmes à la montée et à la descente), corrosion, vibrations, Elles cassent d'autant plus vite que la traction maximum est forte, que l'écart entre la traction maximum (enmontée) et la traction minimum (en descente) est grand et que la cadence de pompage est élevée. En conséquence, pour produire à fort débit, il vaut mieux augmenter la course de pompage que la section du piston ou la cadence.

Les tiges sont disponibles en plusieurs diamètres standard : 5/8", 3/4", 7/8"; 1" et 1"^{1/8}.

A.4. La tête de pompage :

Elle coiffe la tête de puits. Elle est composée d'un té forgé solidaire de l'olive de suspension du tubing par une extension appropriée. Ce té assure l'évacuation de l'effluent par une sortie latérale généralement de 2'' fileté line-pipe. A la partie supérieure de té. Se trouve le presse-étoupe qui comporte des garnitures en graphite ou en compose spécial. Serrées par un chapeau à vis.

Ce garnitures de section conique, sont fendues afin de pouvoir être engagées autour de la tige polie.

Le presse -étoupe peut être soit vissé sur le té. Soit réuni avec celui-ci en une seule pièce.

B) Équipements de surface

B.1. Le presse-étoupe

Il comporte des garnitures serrées par un chapeau à vis. Ces garnitures, de section conique, sont fendues afin de pouvoir être engagées autour de la tige polie.

B.2. L'unité de pompage

L'unité de pompage est destinée à supporter le train de tiges et à lui donner un mouvement alternatif. Elle est constituée principalement par

- un moteur électrique, à gaz ou diesel, d'une puissance de 20 à 40 CV,
- un réducteur relié au moteur par courroies,
- un système bielle-manivelle destiné à transformer la rotation en mouvement alternatif,
- un balancier soumis d'un côté au poids des tiges, de l'autre à celui de contre poids Réglables qui permettent d'équilibrer le travail à fournir lors de la montée et de la descente,
- un chevalement supportant l'ensemble,
- une "tête de cheval" recevant le câble de support des tiges .

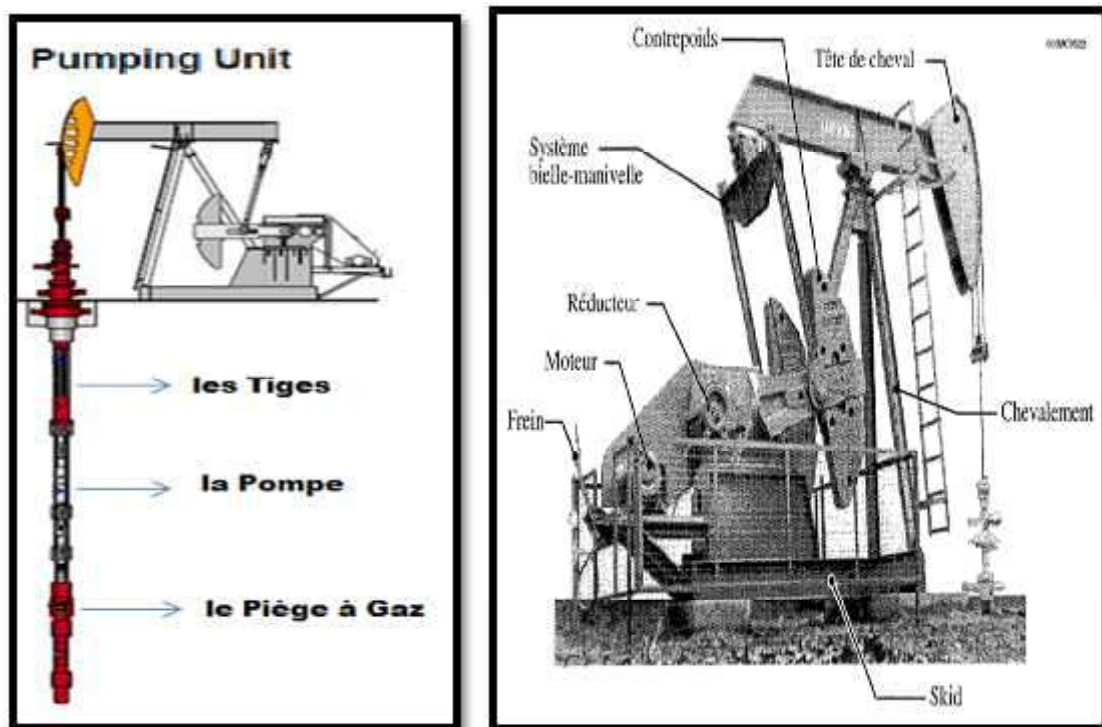


Figure.II.18.les équipement de pompe aux tiges

Les unités de pompage sont caractérisées par trois nombres

- le premier indique, en milliers de pouces-livre, le couple maximum au réducteur,
- le deuxième indique, en centaines de livres, la charge maximum à la tige polie,
- le troisième indique, en pouces, la course maximum à la tige polie.

II.6.2. 4. Les Avantages et les Inconvénients de pompe aux tige :**A) Principaux avantages :**

- Technologie la plus répandue, relativement simple et bien connue sur chantier ;
- Bien adapté au débit faible à moyens ;
- Facilité pour changer le débit, souplesse de fonctionnement ;
- Compatible avec une pression de fond très faible ;
- Adapté aux puits isolés ;
- Si problème de subsurface, intervention ne requérant qu'une unité de service (relativement légère) ;
- Unité mécanique à balancier simples, robustes, d'où des frais d'exploitation peu élevés ;
- Unité hydraulique de faible encombrement et unité sa longue course très utiles dans le cas de bruts visqueux et gazé ;

B) Principaux inconvénients :

- Débit possible diminuant fortement avec la profondeur requise par la pompe.
- Rendement volumétrique réduit dans les puits à GOR élevés.
- Coût d'investissement initial élevé pour les pompes de haute gamme et de grandes capacités.
- Problème majeur de tenue de tiges en présence d'un effluent corrosif.
- Mal adapté aux profils de puits tordus.

II.6.2. 5. Choix des paramètres de pompage :**A) Profondeur de la pompe :**

La pompe doit se trouver sous «le niveau dynamique » qui est fonction de :

- La pression de fond en débit (p_f), avec :

$$P_F = P_G - \frac{Q}{IP}$$

Ou :

P_G : Pression de gisement ;

Q : Débit désiré ;

IP : Indice de productivité ;

Q/IP : ΔP_G = pertes de charge dans le gisement et aux abords de puits ;

- de la densité moyenne de l'effluent produit.

Notons que la pression de gisement (P_G) :

- ✓ décline dans le temps avec la production cumulée ;

✓ permet par ailleurs, de déterminer le niveau statique ;

De plus, pour limiter ou éviter le mieux possible des entrées de gaz dans la pompe au cours du passage de l'effluent sous la pression de bulle pendant la course montante du piston, il est recommandé, lorsque cela est possible, de placer la pompe sous une sub-mergence supérieure à la hauteur de fluide dans l'espace annulaire correspondant à la pression de bulle à l'entrée de la pompe.

En pratique, on ajoute une marge de sécurité pour tenir compte aussi des fluctuations du niveau dynamique (écoulement contrarié au niveau de la liaison couche-trou variation de la densité moyenne de l'effluent..etc.).

B) Paramètres liés au débit

Le débit pompé dépend essentiellement de diamètre de piston, de la course de la pompe et de la cadence (ou vitesse) de pompage.

Un même débit peut être obtenu pour des combinaisons différentes de ces paramètres. Parmi les gammes proposées par les fabricants, le choix de la solution se fait en tenant compte en particulier des problèmes de fatigue mécanique des tiges.

Celle-ci est essentiellement fonction :

- Du nombre de cycles (cadence) ;
- De l'écart entre la traction maximum à la montée et la traction minimum à la descente ;
- De la charge maximale par rapport à la limite élastique.[10]

II.7. METHODE DE RESOLUTION PAR L'ANALYSE NODALE

II.7.1. Analyse du système de production

Connue sous le nom de l'analyse nodale, cette méthode consiste en une analyse complète de l'ensemble du système de production, liaison couche-trou, équipement et activation inclus, ce qui la rend efficace spécialement en cuvelage perforé.

Dans les paragraphes suivants, on va expliquer la technique de l'analyse nodale.

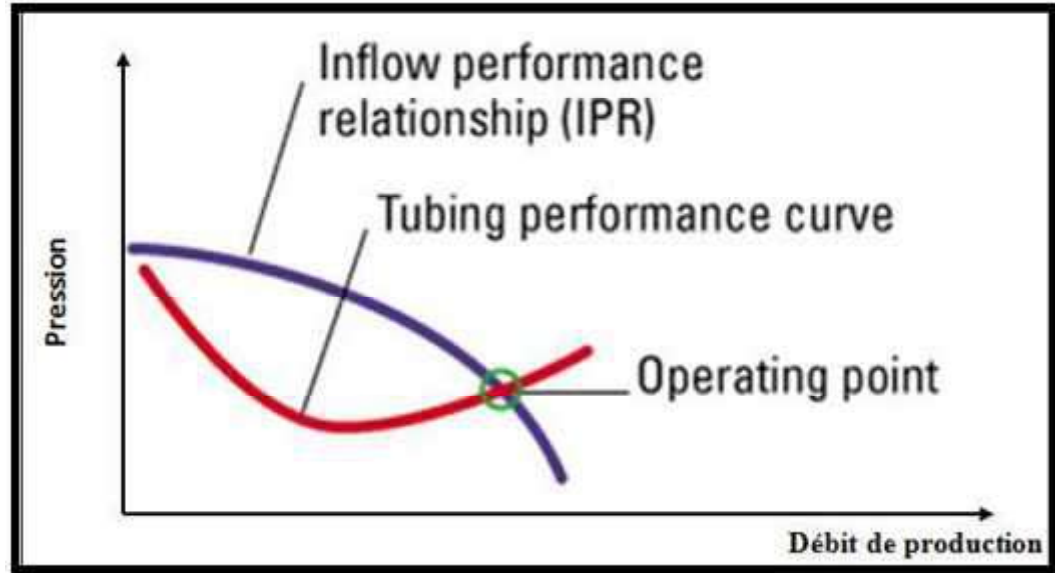
L'analyse nodale est un outil utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par de la pression statique de réservoir et finissant avec le séparateur).

C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de 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 et la méthode d'analyse de système a été appelée "*analyse nodale*".

La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré).

II.7.2. 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.



FigureII.19. Le point de fonctionnement du puits

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 nœud :

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

II.7.3. Concept de l'analyse nodale :

Afin de résoudre tout le système de production, des nœuds sont placés le long du système, ces nœuds sont définis par différentes équations ou corrélation

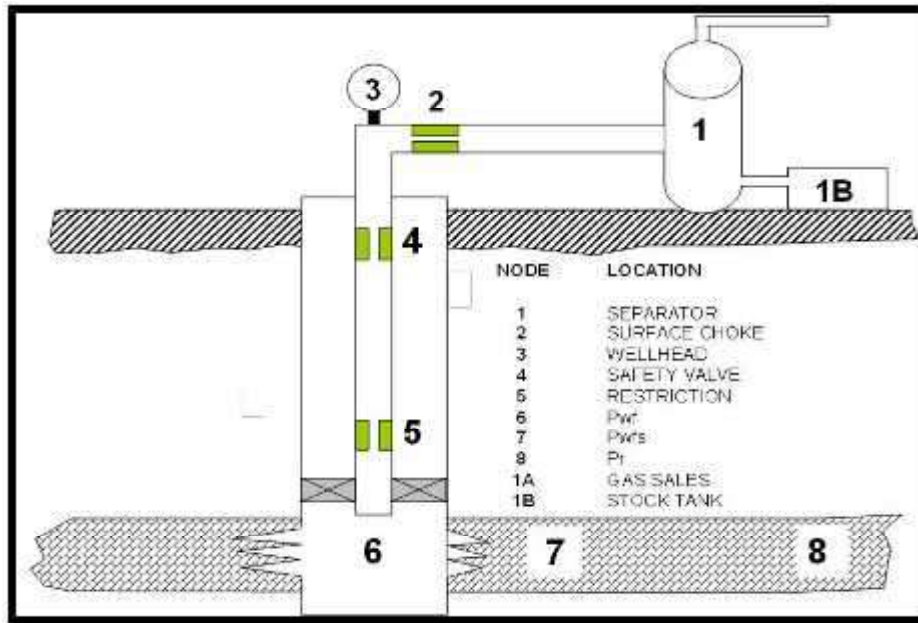


Figure. II.20. Position des différents nœuds

Les nœuds sont classés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, et la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont la pression de gisement P_r et la pression de séparation P_{sep} ou la pression de tête P_{wh} si le puits est commandé par la Duse.

II.7.4. Objectifs de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).

Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.

Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.

Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.

Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).

Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec les quelles on peut améliorer la production. [11]

II.7.5. Application de l'analyse nodale

Certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- Evaluation des puits stimulés.
- Choix du diamètre du tubing.
- Le skin du puits.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations. [12]

Chapitre(III)

ETUDE DE CAS EAL36

III. DEVELOPPEMENT DU CHAMP D'EL ADEB LARACHE « IN-AMENAS »

III.1 Histoire de La production et la pression et Caractéristiques de gisement au champ d'El Adeb Larache :

Ce champ a été découvert en Septembre 1958 par le forage du puits (EAL-1) sur une structure anticlinale cette structure est représentée au niveau du réservoir Dévonien F4 la mise en production du champ d'El Adeb Larache a débuté en Janvier 1962 avec le même puits.

III.1 .1Caractéristiques des réservoirs F4 :

| Caractéristiques | F4 |
|--|---------|
| Profondeur moyenne (m) | 1250 |
| Pression initiales (kg/cm ²) | 121.6 |
| Pression de bulle (kg/cm ²) | 121.55 |
| Température (°C) | 73 |
| Epaisseur totale (m) | 30 |
| Epaisseur utile (m) | 11.6 |
| Porosité (%) | 20 |
| Perméabilité moyenne (md) | 140 |
| Saturation en eau (%) | 33 à 42 |

Tableau.III-1: Les caractéristiques des réservoirs F4

III.1 .2.Caractéristiques des fluides :

- L'huile des niveaux F4 est saturée, elle est comprise entre un dôme de gaz et un aquifère; l'épaisseur de l'anneau d'huile est de 15 m dans le F4,
- La surface du dôme de gaz est de 15 km², la viscosité du gaz à l'origine est de 0.0152 cp et le FVF initial $B_g = 0.0862 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ pour le réservoir dévonien F4, La salinité de l'eau recueillie dans le F4 en cours des DST varie suivant les puits de 15 à 37 g/l.

| Caractéristiques | F4 |
|---|--------|
| Pression initiales (kg/cm ²) | 121.8 |
| Pression de saturation (kg/cm ²) | 121.5 |
| Viscosité l'huile (cp) | 0.402 |
| GOR de dissolution à l'origine (m ³ / m ³) | 116.4 |
| F.V.F initiale d'huile | 1.3737 |
| Température initiale (°C) | 73 |

Tableau.III.2 : Les caractéristiques des fluides.

III.1 .3.Réserves : Les réserves d’huiles en place sont représentées dans le tableau suivant:

| RESERVOIRS | RESERVES EN PLACE | | RESERVES RECUPERABLES | | COEFFICIENT DE RECUPERATION |
|------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------|
| | 10 ⁶ m ³ | 10 ⁶ T | 10 ⁶ T | 10 ⁶ T | |
| F4 | 26.5 | 21.3 | 11.5 | 9.3 | 43.3 |
| F6 | 100 | 80 | 0.055 | 0.045 | 0.055 |
| F5 | NON ESTIMEES | | | | |

Tableau.III.3 : Les réserves en place du champ d’El Adeb Larache

III.1 .4.Etat de développement du gisement d’El Adeb Larache Dévonien F4:

- Jusqu’au 31/12/2014,40 puits ont été forés dans la structure d’El Adeb Larache (30 puits ont produit dans le réservoir Dévonien F4).
- Le 11/11/2011le champ a été fermé, suite à la fermeture de tous les puits producteurs d’huile.
- La production cumulée d’huile au 31 Décembre 2014 est de 9.063 10⁶ m³, soit 7.3 10⁶ T, représentant 34.2 % des RPL.

III.1 .5.Pression du gisement :

Une campagne de mesure de pressions statiques (24 heures) a été réalisée sur 6 puits, durant le mois de Septembre de l’année 2015 pour le Dévonien F4.

La pression initiale du réservoir est de 121.55 kg/cm², pour l’année 2015 elle est de 107.1 kg/cm² très stable par rapport à l’année 2014, suite à la fermeture du gisement en Novembre

2011. La figure ci-dessous montre la distribution de la pression statique (isobare)

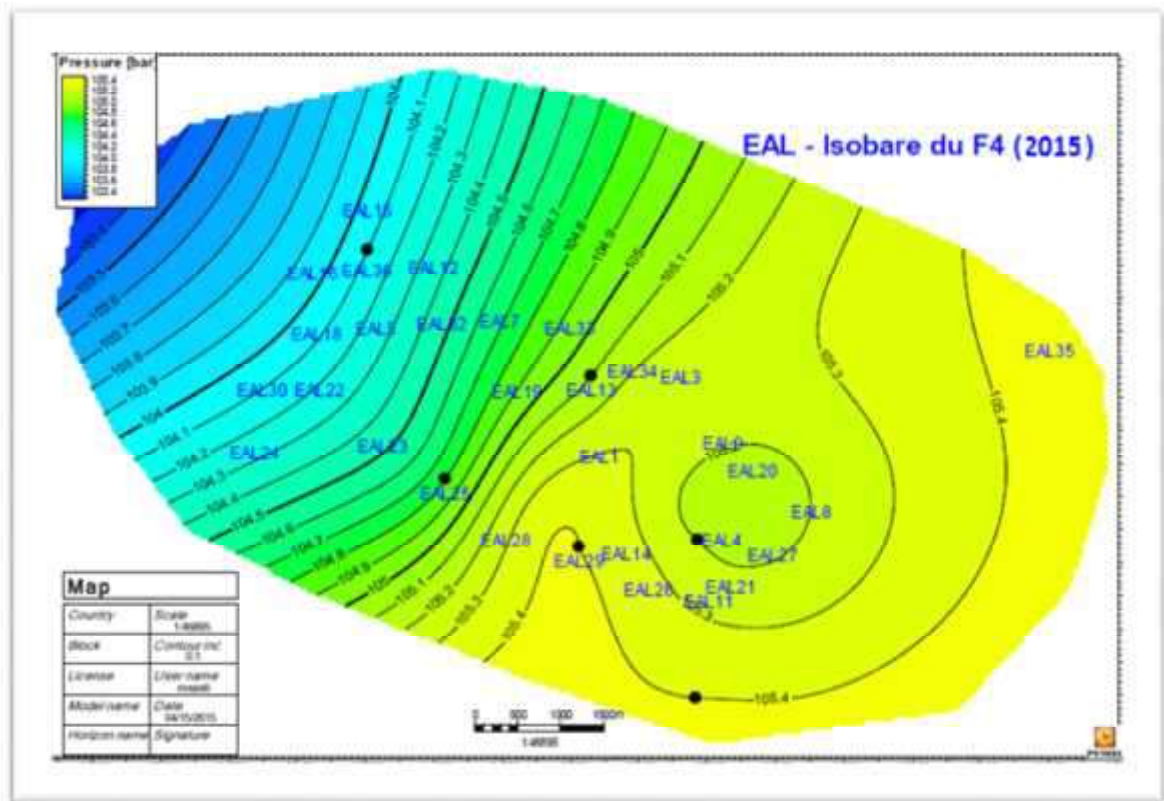


Figure.III-1: Carte isobare du dévonien F4.

III.1 .6.Position initiale des contacts des fluides :

III.1 .6.1.Contact gaz-huile :

Le contact gaz-huile (GOC) est situé à la cote -698 m /NM ; cette valeur est en accord avec les résultats de la plupart des essais effectués dans les sondages.

III.1 .6.2.Contact huile-eau :

Le contact huile-eau (WOC) a été pris à -714 m/NM en accord avec l'estimation des volumes d'hydrocarbures en place. Cette valeur est peut-être légèrement optimiste en ce qui concerne les puits du flanc Sud de la structure mais correcte pour ceux du flanc Nord, car la cote de ce contact se situe entre -712 m/NM et -714 m/NM suivant les puits.

III.1 .7.Causes de fermeture des puits :

III.1 .7.1.Un fort pourcentage d'eau

atteignant les 80% dû à un aquifère actif, comme le montre le graphe ci-dessous :

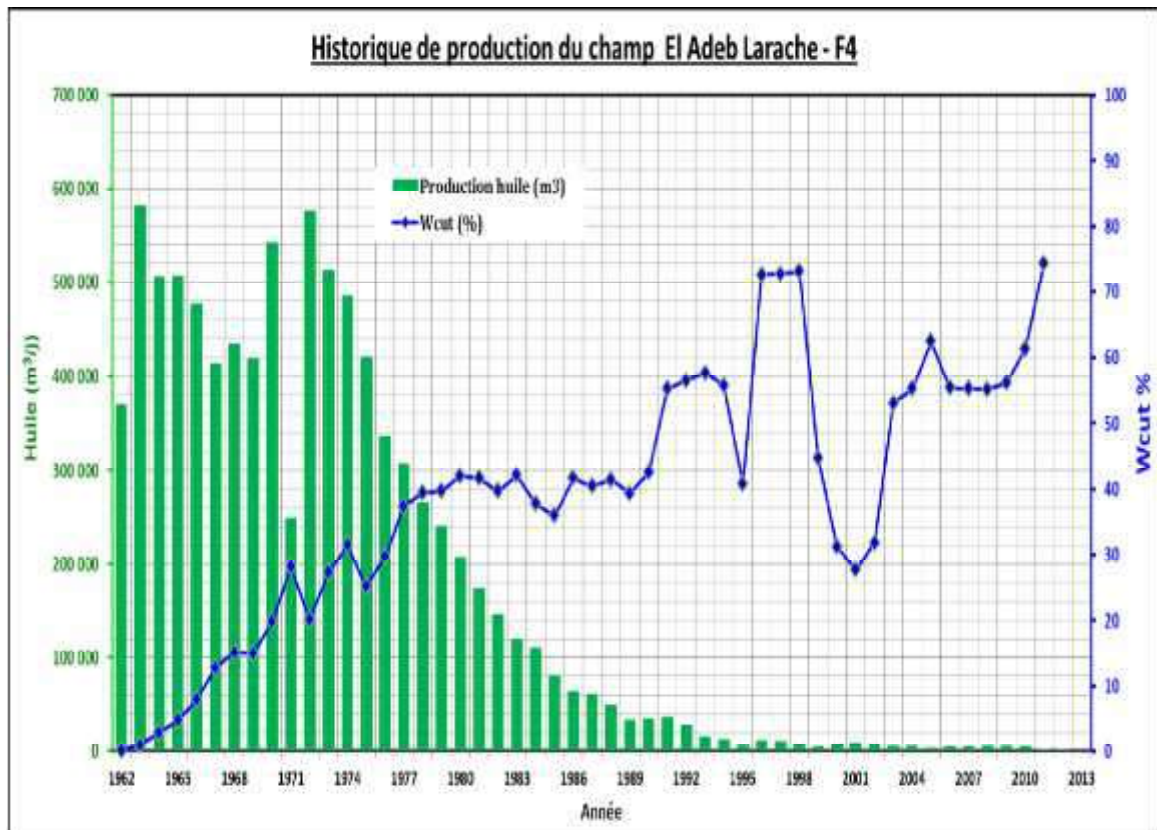


Figure.III.2 : Evolution du pourcentage d’eau en fonction du temps.

III.1 .7.2.La technique d’auto gas-lift :

12 Puits (EAL-8, 9, 12, 15, 21, 23, 25, 26, 28, 29 et EAL-30) ont produit en AGL entre les années 1970 et 1984. Cette technique a précipité la venue très croissante de l’eau ce qui a causé la fermeture des puits par un Water-cut atteignant les 100%. Le graphe ci-joint montre la mise en place de la technique AGL ainsi que la fermeture des puits :

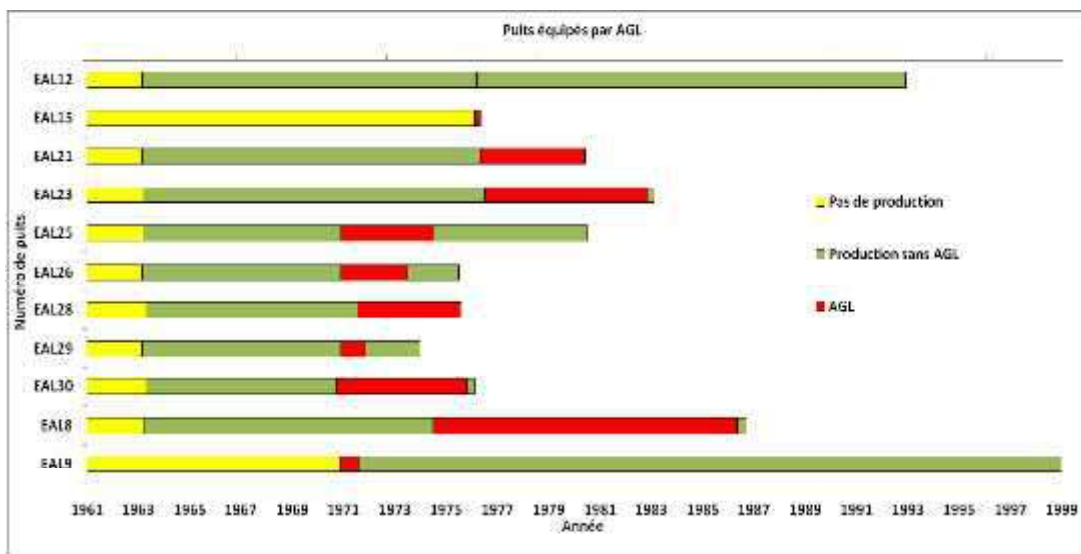


Figure.III.3: EAL-F4 start-Stop Auto Gas Lift.

III.1 .7.3.Etat mécanique des puits :

Plusieurs puits dans le gisement d’El Adeb Larache ont fermé suite aux différents problèmes concernant l’état mécanique des puits (casing percé au niveau des réservoirs carbonifère à gaz, poisson laissé au fonds des puits, tubing suspendu, etc), comme le montre le tableau suivant:

| PUITS | Etat actuel | Date de fermeture | Cause de fermeture |
|-------|-------------|-------------------|--|
| EAL3 | Abandonné | 25/04/1989 | Reste poisson au fond du puits |
| EAL5 | Fermé | 07/08/1982 | Train WL resté coincé |
| EAL7 | Fermé | 09/06/1978 | Passage négatif à 486m (CTF : 02/09/1990) |
| EAL9 | Fermé | 07/02/1999 | Puits bouché à 1106 (train WL coincé)- Communication TBG-CGS |
| EAL34 | Fermé | 13/11/1983 | Tubing suspendu au fond (repêchage négatif) |

Tableau.III.4:Etat mécanique des puits fermés.

III.1 .7.4.Evolution de la pression du gisement :

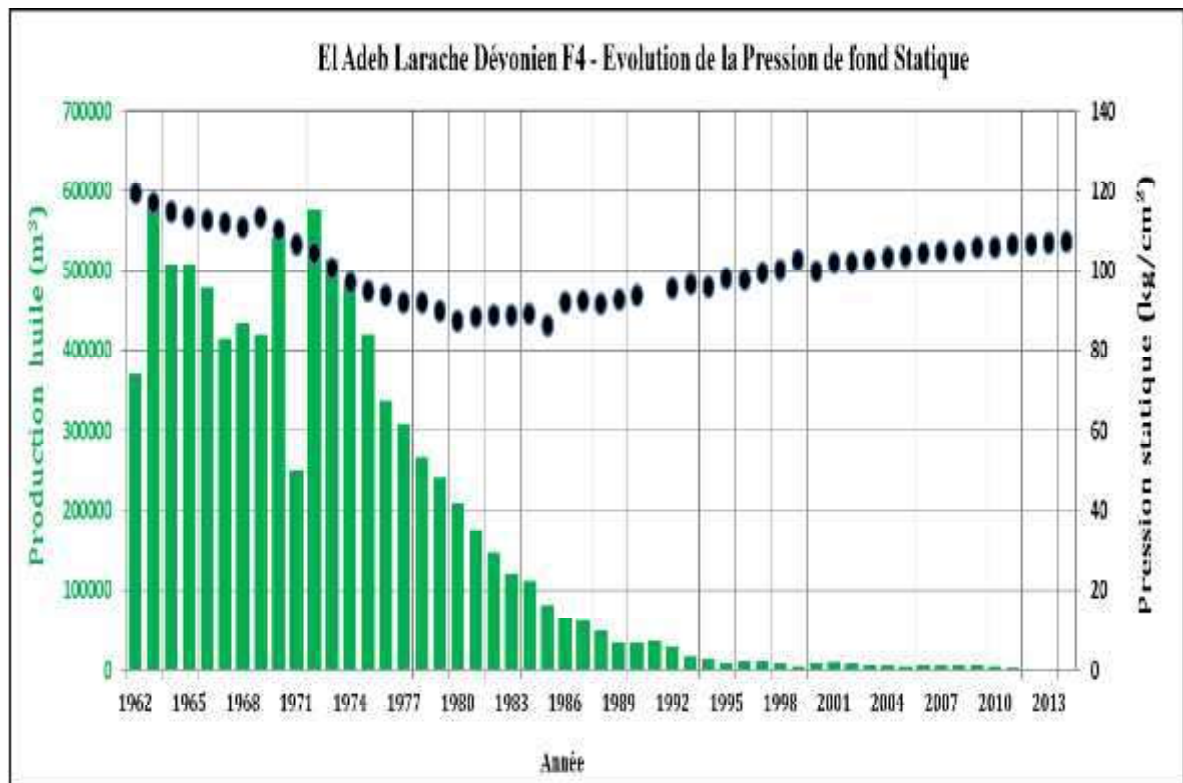


Figure.III.4 : Déclin de la pression du gisement d’El Adeb Larache Dévonien F4.

- La pression du gisement a sensiblement chuté entre les années 1962 et 1980 atteignant 82 kg/cm² suite au fort soutirage.
- Suite à la fermeture des puits producteurs d'huile dans les années 80 et 90, la pression du réservoir a commencée à croître due à l'apport de l'aquifère et au faible soutirage.
- Le 11/11/2011 le gisement d'El Adeb Larache a été fermé. La pression calculée en 2014 est de 108 kg/cm².

III.2.Procédure de l'étude

III.2.1.Objectif:

L'objectif de mon projet est résoudre les problèmes dans les puits non éruptif (activation des puits) et améliorer le taux de productivité dans champ d'El Adeb Larache région d'In-Amenas pour éviter les problèmes d'arrêt dans le système de production.

Dans ce chapitre nous travaillons sur Modélisations des paramètres (Water-cut, Gas-Lift, ESP, Rod Pump.....etc.) qui influent sur la productivité afin d'atteindre la récupération optimum.

Pour arriver à notre objectif nous avons utilisé les résultats de DST ou BUILDDB UP ci-dessus et la fiche technique des 2 puits précédents (voir l'annexe)

En vue de déterminer l'effet du différent mode d'activation sur la production on a procédé comme suit :

- L'analyse de la performance des puits.
- Etablir l'IPR du puits (insertion des données de DST ou BUILDDB UP).
- Etablir le VLP (outflow) pour la complétion durant le test.
- On aperçoit clairement un bon calage (Matching) entre les Valeurs de test (mentionnées ci-dessus) et les Valeurs trouvées dans le graphe.
- faire une sensibilité avec le Water-cut.
- faire une sensibilité avec Les débits d'injection du gaz-lift.

III.2.2. Choix des puits et collecte des données:

Le choix se fait en fonction de situation actuelle de puits, c'est-à-dire ayant le problème de Water-cut et nécessitant une activation (Pression de réservoir faible et faible GOR).

Les puits les plus importants pour la réalisation de notre étude, sont des puits qui ont eu un bon début d'huile et aucun problème dans la complétion. On a choisi le puits **EAL36** et comme exemple du champ d'El Adeb Larache.

❖ Collecte des données

À partir de la base des données, on prend les résultats des différents tests faits sur les puits choisis. Les données techniques de ces puits sont aussi très nécessaires (concernant la complétion, les dimensions des tubings, la cote des perforations,....etc.)

1. Données du fluide (Les data PVT):

-Model du fluide. -Propriétés du fluide -Water cut. -GOR. - Densité du gaz
-Densité de l'eau -Densité de l'huile

2. Données du réservoir:

-Pression de fond statique (test).-Pression de fond dynamique (test).
-Débit (test).-Température du réservoir.-Le modèle de l'IPR.

3. Données de complétion:

-Température ambiante.-Température du réservoir.-Longueur du tubing.
-Diamètre intérieur du tubing.-Diamètre extérieur du tubing.-Rugosité (optionnelle).
-Angle de déviation.-Cote des perforations.

4. Données de surface:

-Pression de tête (test).-Diamètre d'ouverture de la duse.-Température ambiante (température de la tête de puits).

REMARQUE : Pour les données liées le fluide, le réservoir, la surface on la trouve ci-dessus dans la partie Etude du chaque puits et les données de complétion (fiche technique) voir l'annexe .

III.3.Choix des corrélations:

A).Corrélation utilisée pour l'écoulement en réservoir IPR:

Pour le gisement d'El Adeb Larache la pression du réservoir a chuté jusqu'à 108 kg/cm² alors que la pression de bulle est de l'ordre de 121 kg/cm².

La pression du réservoir est inférieure à la pression de bulle, donc on est dans le cas d'un écoulement diphasique ($P_b \geq P_{wf}$) ; et la corrélation de Méthode d'indice de productivité (well IP) sera la plus convenable.

B). Corrélation utilisée pour l'écoulement dans le tubing TPC:

Le travail consiste à choisir une corrélation, en se basant sur un calcul statistique, et déterminer la corrélation qui donne une valeur de pression de fond le plus proche de celle mesurée.

Aprêt le Collecte du donné de WELL TEST et JAUGEAGE et PVT construction du model ANALYSE NODEL. À l'aide du logiciel PIPESIM, on fait le matching des différentes corrélations (Flow correlations matching).

Cette opération consiste à entrer les données nécessaires (pression de fond statique et débit) pour le calcul de la pression de fond dynamique.

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique, dans le champ d'In-Amenas les corrélations les plus utilisé et étudiée sont :

* Hagedornet Brown * Beggset Brill *Orkiszewski * Duns &Ros *Gray modified*

C).Application :

On choisi le puits EAL36 comme un exemple pour l'application du l'étude de calage du modal A.N et choix de corrélation, les Données de ce puits :

| Date Mesure | Puits | Q _{huile} m ³ /h | P _{FD} kg/cm ² | P _G kg/cm ² |
|-------------|-------|--------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| 1972 | EAL36 | 3.79 | 103 | 121.29 |

Tableau.III.5: Les résultats de WELL TEST (jaugeage) et test l'amérada

Après avoir le remplissage des données et les corrélations dons logiciel il donné un graphe : À travers le graphe la corrélation de Hagedorn et Brown sont qui donné la résultent (PFD) la plus proche de résultent du TEST de puits EAL 36 (PFD =101.965 kg/cm²).

▪ **Confirmation du choix de corrélation :**

Afin de déterminer la bonne corrélation, on compare les résultats obtenus avec les résultats disponibles.

Pour chaque corrélation, déterminer les erreurs (absolu, relative).

❖ **erreur absolu:**

C'est l'écart entre les pressions mesurées et calculées

$\Delta p = P_{wfm} - P_{wfc}$ P_{wfm} : La pression mesurée. P_{wfc} : La pression calculée.

❖ **erreur relative:**

C'est le rapport entre l'erreur absolu et la pression mesurée en pourcent (%)

$$E = \frac{\Delta p}{P_{wfm}} \times 100\%$$

Δp : erreur absolu.

P_{wfm} : La pression mesurée.

❖ **la moyenne des erreurs relatives:**

$E_m = \frac{\sum E}{N}$ N : est le nombre des puits

Calcul de l'erreur relative:

| <i>Puits</i> | <i>E (%)</i> | | | | |
|---------------|-----------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
| | <i>Hagedorn & Brown</i> | <i>Beggs&Brill</i> | <i>Duns & Ros</i> | <i>Gray modified</i> | <i>Orkiszewski</i> |
| <i>EAL 36</i> | 0.488 | 7.95 | 8.38 | 1.92 | 5.7 |

Tableau.III.6: présenté le calcul de l'erreur relative.

D'après l'organigramme et les résultats précédents, on remarque que la corrélation de **HAGEDORN & BROWN** a donné l'erreur relative moyenne la plus faible par rapport aux autres corrélations. Elle prédit des valeurs plus proches de la réalité et par conséquent, elle sera utilisée dans notre étude du mode de production.

Donc c'est elle qui est le plus en rapport avec l'écoulement multiphasique dans l'anneau d'huile de d'IN-AMENAS, et donne la meilleure approche possible des résultats réels.

Pour la suite de développement, on va donc utiliser la corrélation de Méthode **d'indice de productivité (well IP)** pour l'écoulement du réservoir vers le fond du puits (IPR), et celle de **HAGEDORN & BROWN** pour l'écoulement vertical dans les tubing (TPC).

III.4.MODELISATIONS DES PUIITS EAL 36

1- Modélisations et Etude de performance de puits EAL 36:

Après d'obtenu le point de fonctionnement du puits, on passe maintenant à l'étude de développement de la production (augmentation ou diminution) lors du changement des paramètres suivants :

- Water cut.
- Mode d'activation par Gas-Lift
- Mode d'activation par la pompe ESP
- Mode d'activation par la pompe aux tiges POD Pump

A) Le point de fonctionnement IPR/VLP:

L'étude analyse nodale sur ce puits à montrer l'Inflow et l'Outflow qui sont représentés le point de fonctionnement IPR/VLP:

Le point de fonctionnement d'après les données WELL-TEST est comme suit:

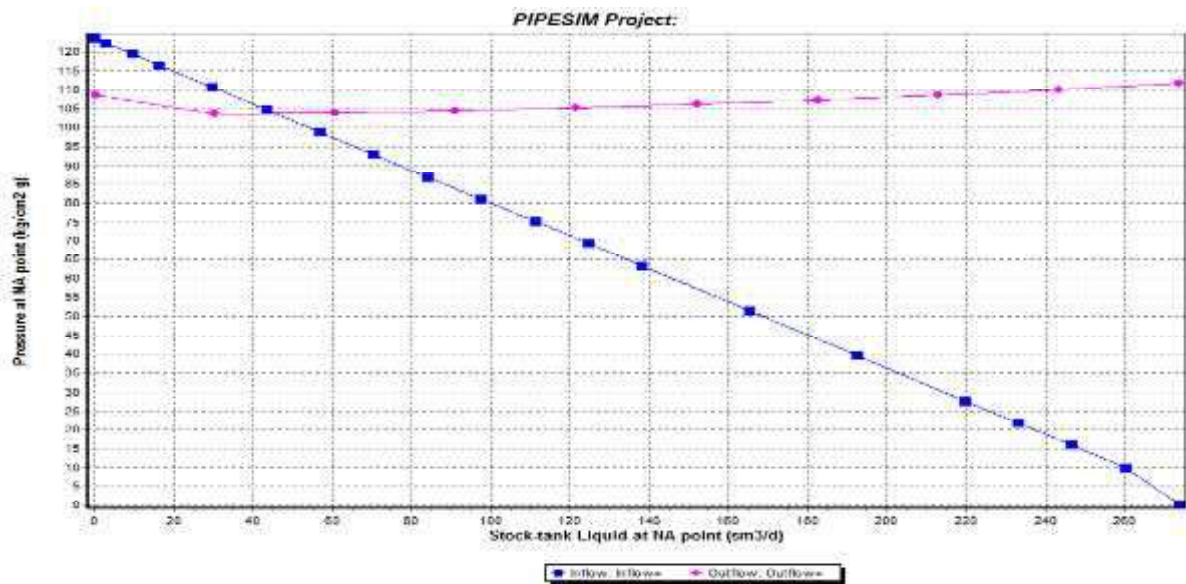


Figure.III.5: Point de fonctionnement IPR/VLP de puits EAL 36.

L'intersection de l'IPR (courbe caractéristique du réservoir) et la TPC (courbe caractéristique de l'installation) donne le débit de fonctionnement du puits :

| $Q_o(m^3/j)$ | $P_{wf}(kg/cm^2)$ |
|--------------|-------------------|
| 42.3 | 104.65 |

Tableau.III.7: Point de fonctionnement IPR/VLP de puits EAL 36.

B) Etude de l'influence du water cut sur la production (Sensibilité en cas d'augmentation de Water cut)

L'étude par le logiciel PIPESIM de l'évolution du water cut relativement à la production est la donnée comme suit :

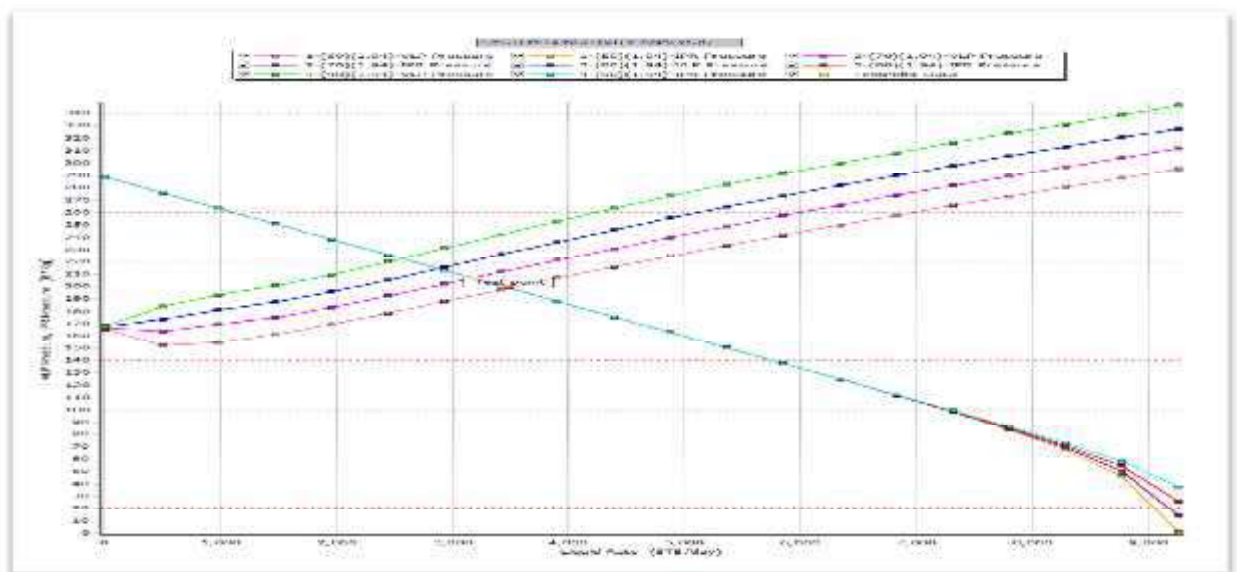


Figure.III.6: Effet du water cut sur la production

Le graphe ci-dessus est traduit sous forme du tableau les résultats ci-dessous :

| Water cut (%) | débit d'huile $Q_o(m^3/j)$ |
|---------------|----------------------------|
| 40 | 27.3 |
| 50 | 20 |
| 60 | 17.2 |
| 70 | 10.7 |

Tableau.III.8. : Effet du water cut sur la production

Remarque sur les résultats :

On voit clairement que l'augmentation du water cut est inversement proportionnelle à la production, donc le water cut a un effet négatif, et pose un très sérieux problème.

C) Etude de l'influence du débit d'injection de Gaz-lift sur la production (Sensibilité en cas de gaz lift)

Le graphe ci-dessous montre l'étude de la sensibilité des différents débits d'injection de gaz lift

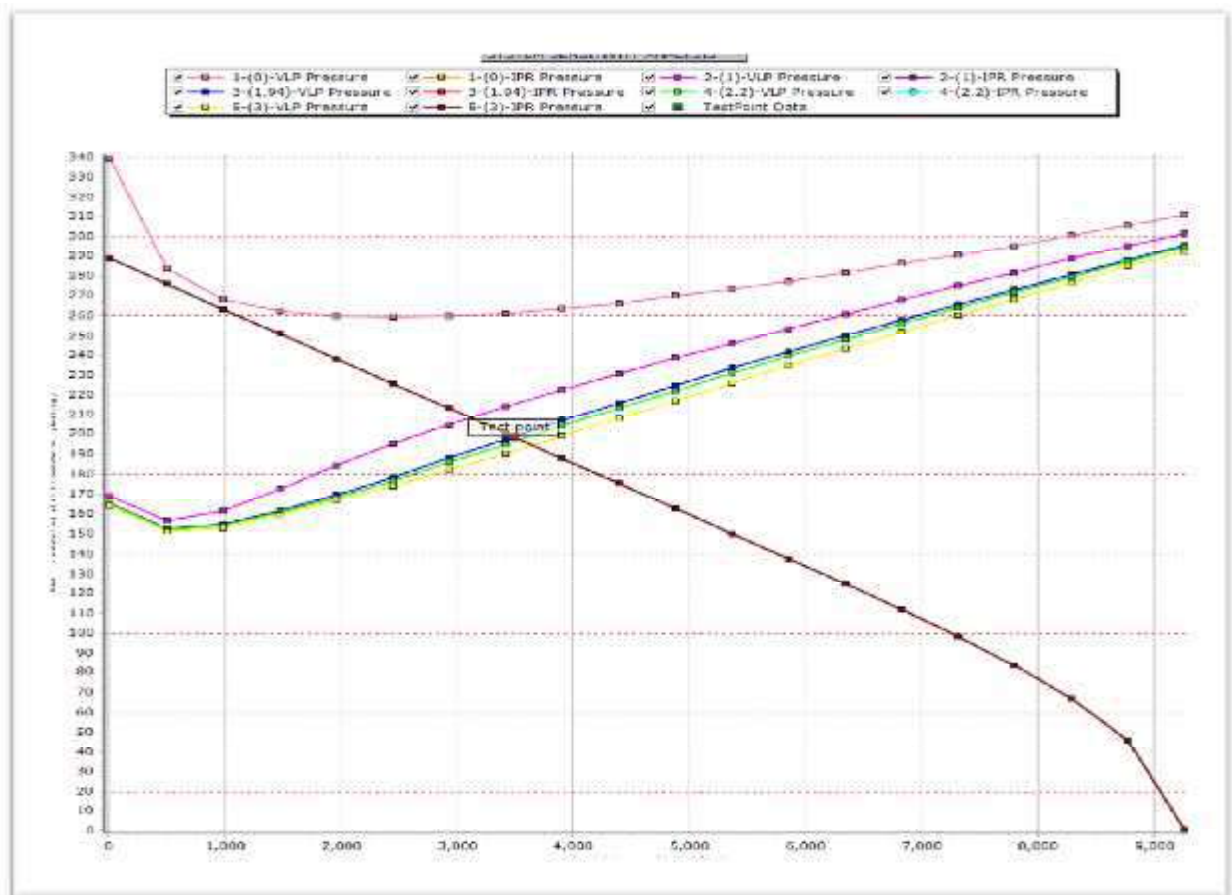


Figure.III.7: Effet des débits de gaz lift sur la production

Les résultats de la production d'huile dans le tableur ci-dessous

| Débit de gaz lift injectée Q_{inj} (m ³ /j) | débit d'huile produit (m ³ /j) |
|--|---|
| 2500 | 0 |
| 5000 | 12.06 |
| 8000 | 16.87 |
| 10000 | 20.6 |
| 12000 | 27.89 |
| 15000 | 30.65 |
| 18000 | 31.25 |
| 20000 | 32.12 |

Tableau.III.9 : Effet des débits de gaz lift sur la production

La figure ci-dessous montre que l'augmentation de débit d'injection donner une augmentation de débit d'huile mais à certaine valeur de débit d'injection de gaz lift malgré l'augmentation de ce dernier les débits d'huile reste constant.

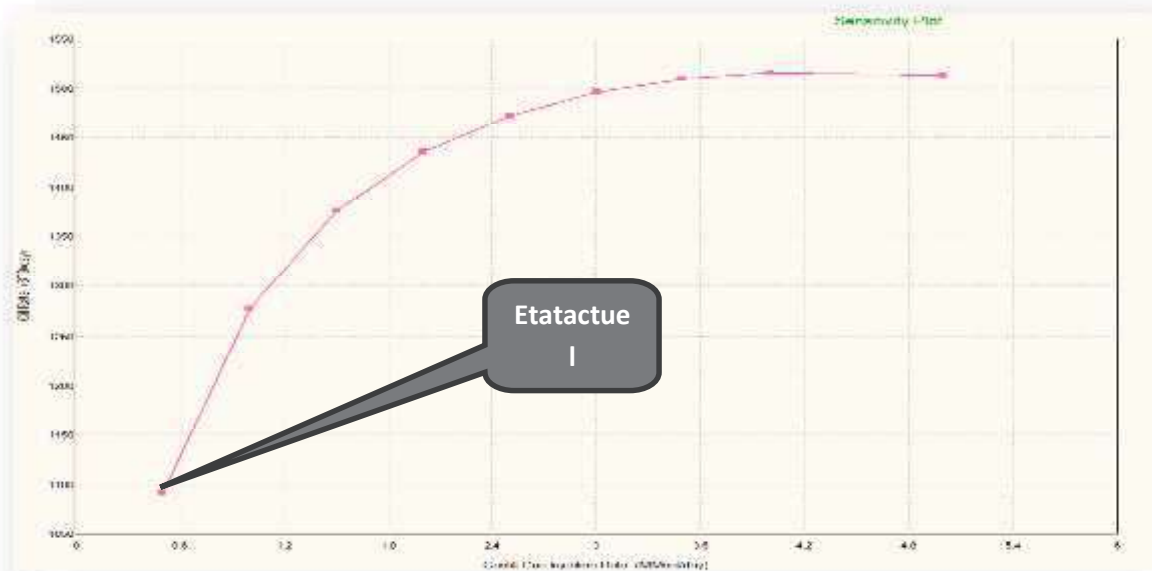


Figure.III.8: Influence du débit d'injection de gaz lift sur la production

Conception actuel et ses Limitations

Le graphe ci-dessous montre le développement de la pression de gisement et water cut en fonction du temps pour le puits EAL 36

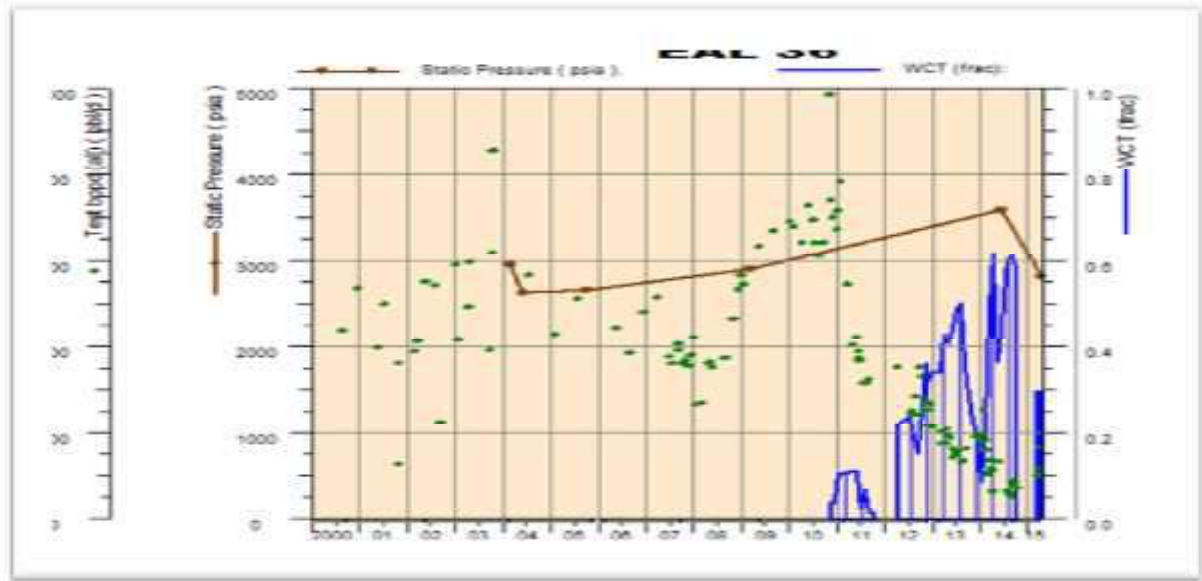


Figure.III.9 : Distribution de la pression de gisement, water cut et débit d’huile pour le Puits EAL36

On a remarqué qu’il y a un développement de la production d’eau (water cut) au cours de temps, cette augmentation est responsable de l’alourdissement de la colonne hydrostatique, qui nécessite l’augmentation de la pression d’injection du gaz lift pour lifter toute la colonne hydrostatique.

D) Etude de l’influence du mode d’activation par pompes ESP sur la production (Sensibilité en cas de ESP PUMP)

Après l’étude de ces puits, on a observé que le développement de water cut et la pression de gisement ont une influence sur la production des puits, car ces paramètres ne peuvent pas être contrôlés, ce dernier résultat de l’avancement de l’eau (w-c).

C’est pour ça, on a proposé l’installation des **pompes électriques immergées** dans les puits.

- **PIPESIM options summary :**

| | |
|-------------------------------|------------------|
| Méthode PVT | BLACK OIL |
| Fluide | Oil |
| Séparateur | Single-stage |
| Type d’écoulement | Tubing flow |
| Type de puits | Producteur |
| Ascension artificielle | ESP |
| Complétion | CasedHole |

Tableau.III.10: Pipesim options summary

Remarque :

On a fait le choix de type de pompes ESP, qui est de type : **REDA D5850N 3.87Inchesde Schlumberger** .on a utilisé ce type pour les puits de notre études

- **ESP input data**

| | |
|--------------------------------|---|
| PUMPS DEPTH | 1370 |
| OPERATING FREQUENCY | 55 |
| MAXIMUM OD | 5 |
| LENGTH OF CABLE | 1370 |
| GAS SEPRATOR EFFICIENCY | 80 |
| NUMBER OF STAGES | 264 |
| VOLTAGE AT SURFACE | 2190.49 |
| PUMP WEAR FACTOR | REDA D5850N 3.87 Inches (4400-7000 RB/DAY) |
| CURRENT MOTOR | Reda 456-90 240HP 1900V 66.5A |
| CURRENT CABLE | # 1 ALUMINIUM 0.33 (VOLTS/1000ft) 95(amps) max |

Tableau.III.11: Esp input data

- **Choix de la fréquence et le calcul du débit de production:**

La fréquence de la pompe choisie doit donner un meilleur débit et une longue durée de vie pour la pompe, de même il faut qu'elle soit être situé dans la plage de fonctionnement admissible de la pompe. Pour cela, on a étudié la sensibilité de plusieurs fréquences est à partir du graphe de la plage de fonctionnement.

1) La sensibilité de fréquences



Figure.III.10 : Plage de fonctionnement de pompe ESP pour le choix de la fréquence

À partir de ce graphe ci-dessous on a pu déterminer la fréquence optimale équivalente à 40 Hz parce qu'elle est dans la plage de fonctionnement .et proche de la ligne de fonctionnement de la pompe idéale et aussi on va tracer la courbe VLP en fonction de la pression de la pompe d'évacuation.

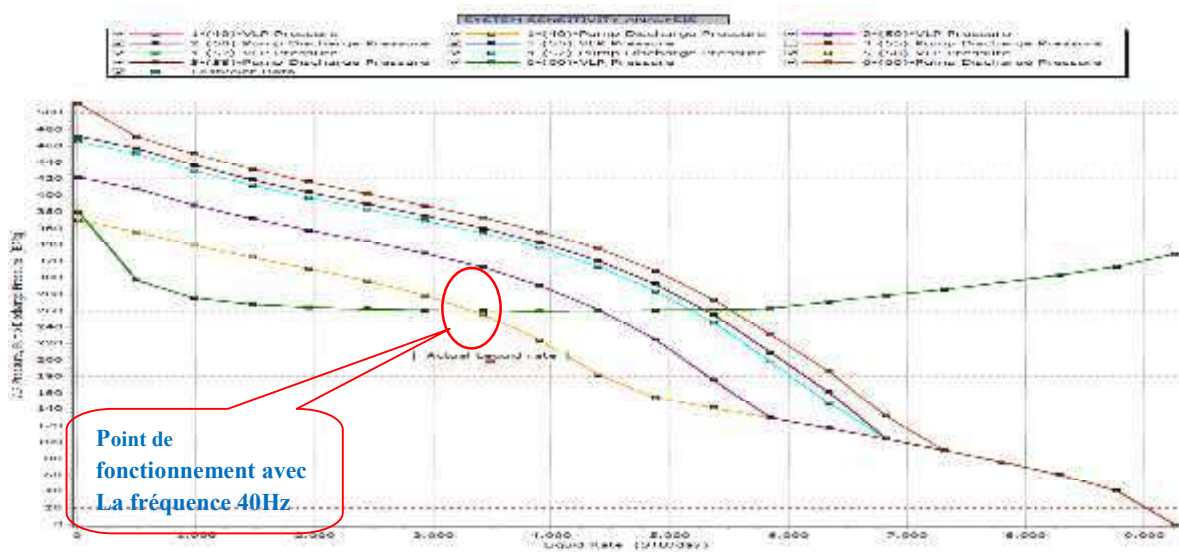


Figure.III.11: VLP vs Pump discharge pressure (pression de pompe d'évacuation)

Les résultats sont donnés dans le tableau ci-dessous :

| | | | | | | |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Fréquence (Hz) | 40 | 50 | 55 | 57 | 58 | 60 |
| Débit d'huile (m3/j) | 47.02 | 49 | 51.2 | 53.82 | 54 | 58.9 |

Tableau.III.12 : Résultats de la sensibilité de la fréquence pour le puits EAL 36

REMARQUE SUR LES RESULTAS :

On peut voir qu'il y a une augmentation du débit de 43.4% par rapport à la méthode de gaz lift.

E) Etude de l'influence du mode d'activation par pompe aux tiges sur la production (Sensibilité en cas de ROD PUMP)

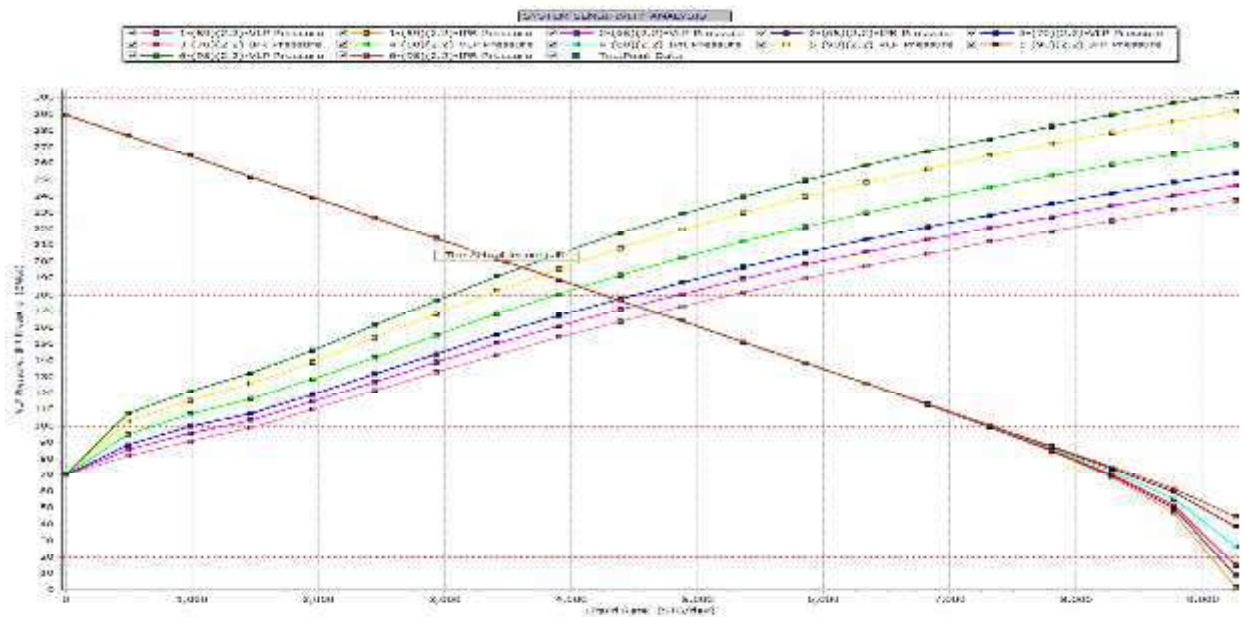


Figure.III.12 : Sensibilité de la VC de ROD PUMP sur la production

Les résultats sont donnés dans le tableau ci-dessous :

| | | | | | |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Volume de la pompe | VC 1 | VC 2 | VC 3 | VC 4 | VC 5 |
| Débit d'huile (m3/j) | 42.05 | 44.98 | 47.69 | 50.53 | 53.08 |

Tableau.III.13: Résultats de la sensibilité de débit par Rod Pump pour le puits EAL 36

REMARQUE SUR LES RESULTS :

On peut voir qu'il y a une augmentation du débit de 31.64% par rapport à la méthode de gaz lift.

F) ETUDE ECONOMIQUE

Une bonne gestion d’un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tout et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée afin qu’on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c’est-à-dire : avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs économique basant sur les critères économique de compagnie.

Pour cela une équipe est installée comprenant des ingénieurs de réservoir, production, géologie, finances et des professionnels économiques pour les suivants :

- ✓ Détermination des objectifs économiques basant sur les critères économiques de compagnie.
- ✓ Formuler un scénario pour le développement du projet.
- ✓ Acquisition des données de production, des opérations et des nées économiques.
- ✓ Effectuer des calculs économiques.
- ✓ Etablir une analyse de risque et choisir u projet optimal. Ou les spécialistes de réservoir management sont intervenus.

F.1.Approche économique :

Pour que le projet soit économiquement intéressant. il faut que la récupération d’un opération être extrait grand autant que possible.

- Calcul de VAN

$$VAN\$ = \text{coût d'exploiter}\$ - \text{coût d'investir}\$$$

- Calcul de délai de récupération

$$\text{délai de la récupération} = \text{coût d'investir}\$(\text{annuelle}) / VAN\$(\text{jours})$$

Avec :

- VAN : la valeur actuelle net
- **coût d'investir** :Coût de location et d'installation de la pompe ou Coût d'achat et d'installation de la pompe Rod Pump
- **coût d'exploiter** :Débit d’huile (m3/j)*365jours*prix de baril (\$)
- **Prix actuel d’un baril de pétrole** :50 \$/baril

F.2. Comparaisons entre les trois modes d’activation

| Les puits | Débit d’huile Gas-lift (m3/j) | Débit d’huile Pompe ESP(m3/j) | Débit d’huile Pompe aux tiges (m3/j) |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| EAL 36 | 30.65 | 51. 2 | 42.05 |

Tableau.III.14: Comparaisons entre les trois modes d’activation (débit d’huile)

F.3. Gain de la production en huile (prévision de deux ans)

| Production avec Gas-lift (m3) | Production avec Pompe ESP (m3) | Production avec Pompe aux tiges (m3) | Gain avec ESP(m3) | Gain avec Pomp aux tiges (m3) |
|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|-------------------|-------------------------------|
| 22374.5 | 37376 | 30696.5 | 14867.57 | 8214.7 |

Tableau.III.15: Le gain de production entre la pompe ESP et la pompe aux tiges

F.4. Étude technico-économique (ESP)

Coût de location et d'installation de la pompe ESP

| La pompe | Prix location annuelle | Prix location par jour |
|----------|------------------------|------------------------|
| ESP | 761207 \$ | 2085,5 \$ |

Tableau.III.16: Prix de location et L'installation de pompe ESP

| Le GAIN | Récupération Annuelle ESP | Récupération Par jour ESP |
|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| coût d'investir \$ | 761207 | 2085,5 |
| coût d'exploiter \$ | 5876750 | 16100,7 |
| VAN\$ | 5115543 | 14015,2 |

Tableau.III.17: La valeur actuelle nete pompe ESP

Calcul du délai de la récupération : **DR= 55 jours**

F.5. technico-économique (Rod PUMP)

Coût d'achat et d'installation de la pompe Rod Pump

| La pompe | Prix d'achat |
|----------|--------------|
| Rod Pump | 500 000 \$ |

Tableau.III.18: Prix d'achat et d'installation de la pompe Rod Pump

Calcul de la VAN (LA VALURE ACTUELLE NET)

| Le GAIN | Récupération Annuelle Rod Pump | Récupération Par jour Rod Pump |
|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| coût d'investir \$ | 500 000 | / |
| coût d'exploiter \$ | 4826493.71 | 13223,3 |
| VAN \$ | 4326493.71 | 14119,3 |

Tableau.III.19: la valeur actuel net de pompe aux tiges

Calcul du délai de la récupération : **DR= 43 jours**

Conclusion et Recommandations

Conclusion

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de cette étude nous permet de tirer les conclusions suivantes :

L'augmentation du water cut ; qui est inversement proportionnel à la production a un effet négatif sur la production et pose un très sérieux problème.

Le mode d'activation par GAS-LIFT n'est pas efficace pour la production à long terme à cause de l'augmentation du water cut, la diminution de la pression de gisement et la limitation de la pression et débit d'injection du gaz.

Dans le champ d'El Adeb Larache on a constaté que le mode activation le plus efficace pour le puits EAL 36 est le pompage par ESP,

Pour une meilleure récupération dans le champ EAL l'utilisation des pompes est très favorable par apport au Gas-Lift

Recommandations

Suite à l'analyse des résultats obtenus, nous recommandons ce qui suit :

- ✓ Installer des pompes ESP et des pompes aux tiges dans le champ d'El Adeb Larache grâce à leurs efficacités dans le cas d'un water cut élevé.
- ✓ Installer la pompe ESP dans le puits EAL 36.
- ✓ Généraliser l'étude pour voir l'efficacité de la pompe ESP et la pompe aux tiges pour tous les puits du champ d'El Adeb Larache.
- ✓ Effectuer une étude de sensibilité sur la fréquence des pompes afin de faire travailler ces pompes dans leurs plages de fonctionnement.
- ✓ Optimiser les débits de production pour retarder les percées d'eau.
- ✓ Avant d'installer ces pompes il est recommandé de programmer des opérations de MPLT et RST, pour la détermination du profil de production, et détecter les zones productrices d'eau à travers les intervalles perforés, et poser des bouchons de ciment pour fermer les zones productrices d'eau.
- ✓ Etudier de faisabilité de nouvelles techniques de stimulations afin d'améliorer la récupération maximale des hydrocarbures.

Référence

Références

- [1] presentation SONATRACH la region IN-AMENAS
- [2] Brown, K. E., “The Technology of Artificial Lift Methods”, Vol. 2b Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 1980.
- [3] Clegg, J. D., Bucaram, S. M. and Hein, N. M., Jr.: “Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods.” JPT, December 1993, 1128–67.
- [4] Rapport Schlumberger. (2002). Gas Lift Design and Technology.
- [5] Boyun Guo, William C .Lyons, Ali Ghalambor , **Petroleum Production Engineering**, Elsevier Science & Technology Books 2007.
- [6] Le process le puits activé par pompage centrifuge immergée (document de TOTAL).
- [7] Industrie G S(1998) Récupération assistée par gaz lift.
- [8] Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance/Gabor Takacs.
- [9] E. D, Coltharp: “Subsurface Electrical Centrifugal Pumps.” JPT, April 1984, 64552.
- [10] Documents de schlumberger
- [11] Vogel, J. V.: “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells.” JPT, January 1968, 83–92
- [12] Dale Beggs: “Production Optimization Using NODAL™ Analysis”, OGCI and Petro skills publications, Tulsa, Oklahoma, (2003).
 - Data bank sonatrach IN AMINAS
 - PIPESIM Fundamentals, training and exercise guide, schlumberger 2006.

Annexe

Annexe

| Folio N° 02 | | EQUIPEMENT DU Puits | | | | | |
|---|-------------|---|--------------------|---|-----------------|--|--|
| EAL 36 | | PPH (GL Direct) | | COMPLETION SIMPLE | | RESERVOIR : F4 | |
| TETE D'ERUPTION | | | | | | COUPE SCHEMATIQUE DU Puits | |
| Marque : CROWN Pression de sea. : 2000 Embase: 11" 2000 | | Type : CTCM Attache Tbg : OLIVE Réduction : 7" 1/16 X 2" 9/16, 2000 | | Raet. Sup. : CB 15A Susp. Tbg Olive : CTC 1A EST taraudée 2"7/8EU | | Z Sol : 517.12 Origine cotes Z Forage : 520.32 Spool Prod. : Z Production : 517.02 | |
| VANNES | SAS | Maître | LAT-TBG | LAT-CSG | Etan. s/ tbg | | |
| MARQUE | CROWN | CROWN | CROWN | CROWN | PKR de tête: // | | |
| NOMBRE | 01 | 02 | 02 | 02 | | | |
| Ø et Série | 2"9/16,2000 | 2"9/16, 2000 | 2"9/16,2000 | 2"1/16,2000 | | | |
| COLONNE TUBING | | | | | | | |
| Désignation | Nb. | Type | Diam | Longueur | Cote Product. | Ø. mini | Observations |
| Sabot | 01 | EU | 2"3/8 | 0.13 | 1206.34 | | Manchon |
| Siège | 01 | D | // | 0.48 | 1206.21 | | CAMCO - Bore 1.812 |
| Tubing Court | 01 | EU | // | 1.96 | | | J55 - 4.70 # - RI |
| Packer | 01 | WH-6 | 5" 1/2 | 1.32 | 1202.83 | | Weatherford, 14 - 17# Ht = 0.38 - Bs = 0.94 |
| Tubing | 01 | EU | 2"3/8 | 9.65 | | | J55 - 4.70 # - RII |
| Mandrin | 01 | SMO1 | // | 2.02 | 1192.80 | | WEATHERFORD |
| Tubing | 38 | EU | // | 366.44 | | | J55 - 4.70 # - RII |
| Mandrin | 01 | SMO1 | // | 2.02 | 824.34 | | WEATHERFORD |
| Tubing | 44 | EU | // | 424.83 | | | J55 - 4.70 # - RII |
| Mandrin | 01 | SMO1 | // | 2.02 | 397.49 | | WEATHERFORD |
| Tubing | 41 | EU | // | 395.45 | | | J55 - 4.70 # - RII |
| Réduction | 01 | EU | // | 0.13 | | | 2"3/8EU/MX 2"7/8EU/M |
| Olive | 01 | CTC | 7"1/8 | 0.32 | | | CTC 1A EST |
| | | | | | 1206.77 | | |
| PERFORATIONS | | | | | | | |
| NIVEAUX PERFORES | Hauteur | Type de Perfo. | Diamètre du Perfo. | Densité au m. | Calage | Nbr. de Cps. tirés | |
| 1219.70 | | Radial-jet | | | | | |
| 1220.70 | | // | | | | | |
| 1221.70 | | // | | | | | |
| 1224.20 | | // | | | | | |
| Reperforation en date du 27/10/2013 | | | | | | | |
| NIVEAUX PERFORES | Hauteur | Type de Perfo. | Diamètre du Perfo. | Densité au m. | Calage | Nbr. de Cps. tirés | |
| De 1219.70 à 1222.70 | 03.00 | Power Spiral Gun | 1"11/16 | 22 | CCL - GR | 68 | |
| OBSERVATIONS: | | | | | | | |
| * Puits reperforé le 27/10/2013 | | | | | | | |
| | | | | | | Annule le folio N° 01 Mis à jour le : 29 / 10 / 2013 Fin opération le : 13 / 08 / 2012 Vu D. AHMED HAMADA | |

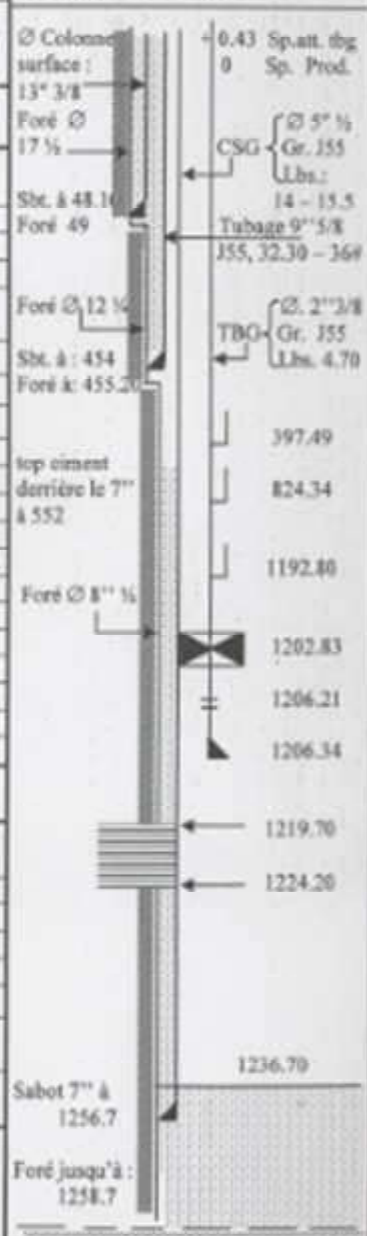


Figure -1. Fiche-technique de puits EAL 36

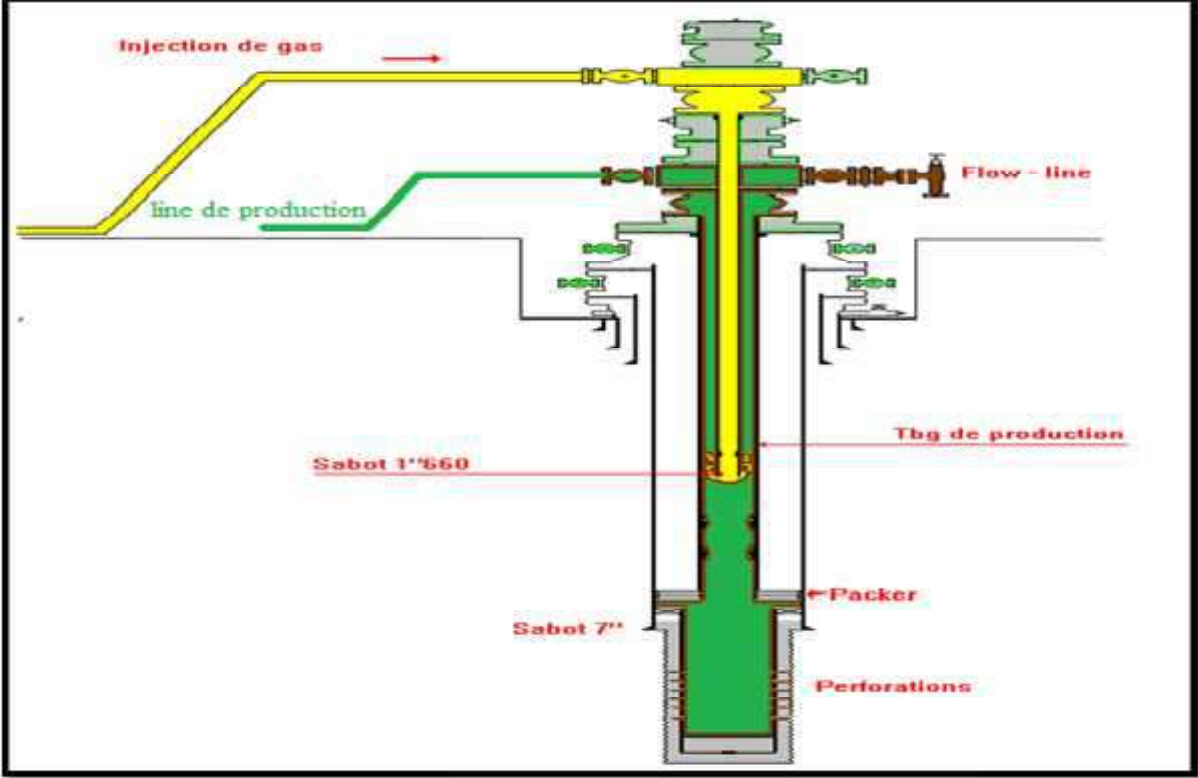


Figure 2: l'injection gaz-lift par le tubing concentrique.

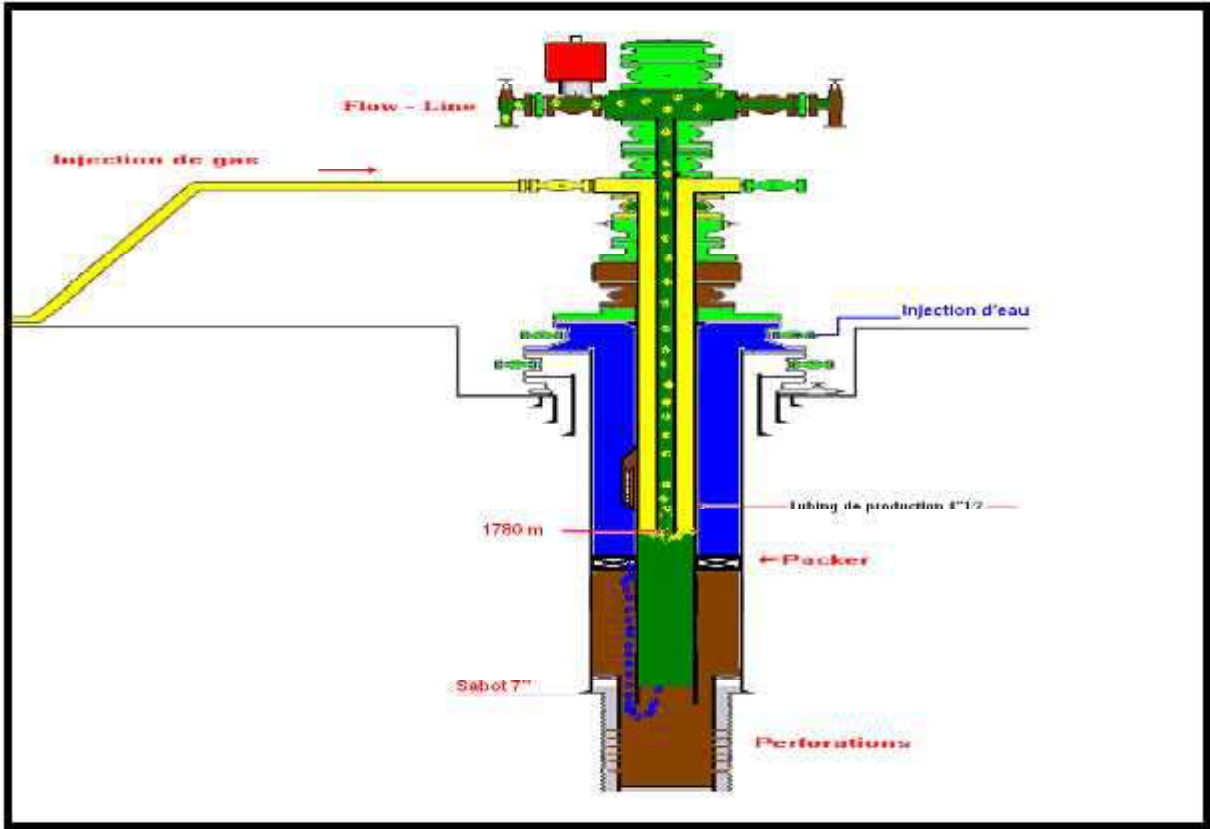


Figure3: l'injection gaz-lift dans l'espace annulaire « 4" ½ & CCE ».

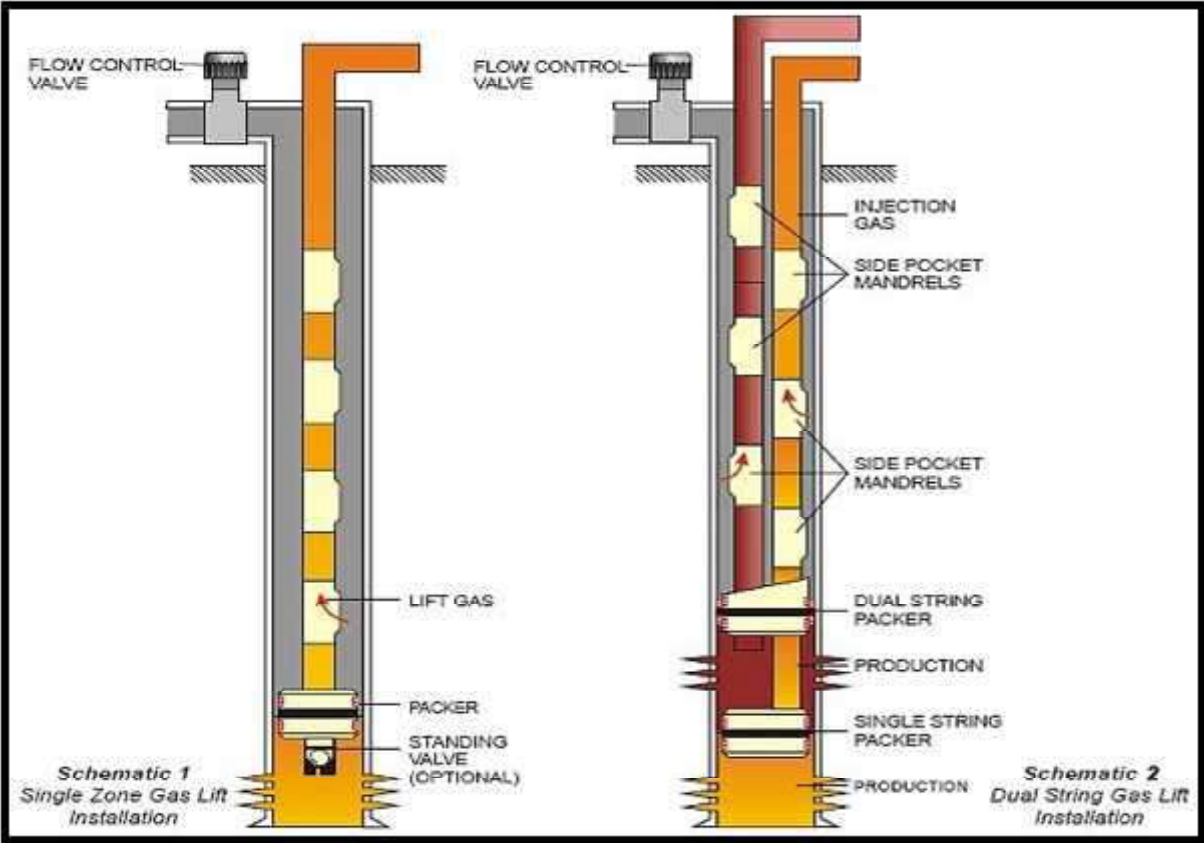


Figure 4: l'injection gaz-lift double (dual gaz-lift).

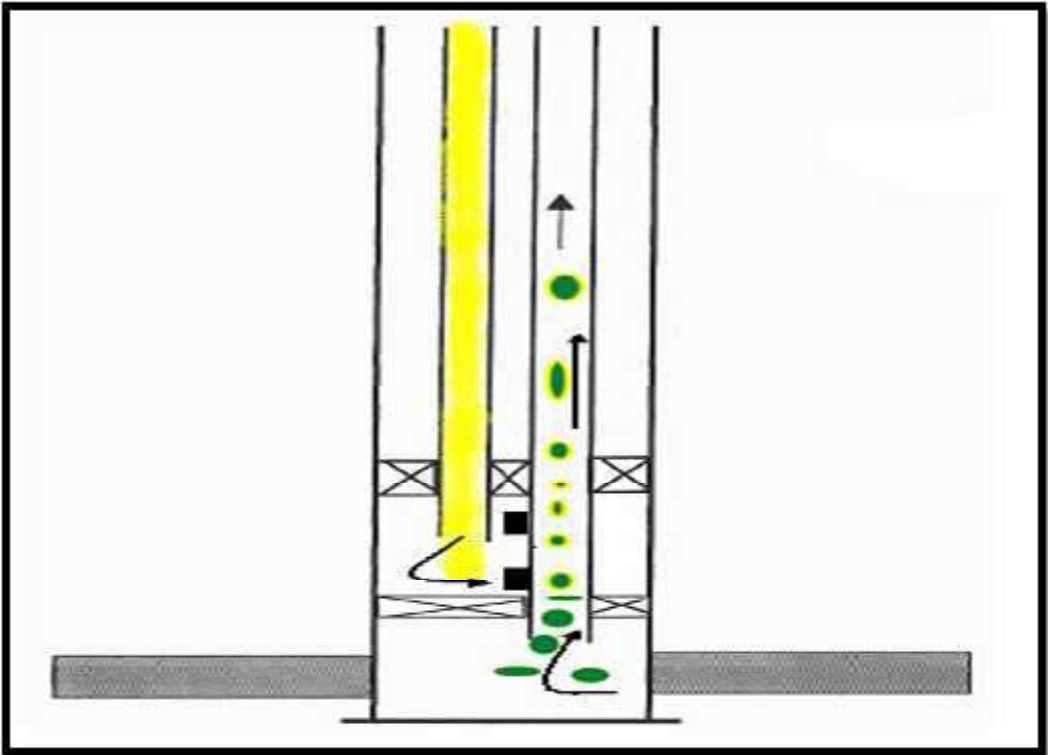


Figure 5: l'injection gaz-lift parallèle (parallel gas-lift).

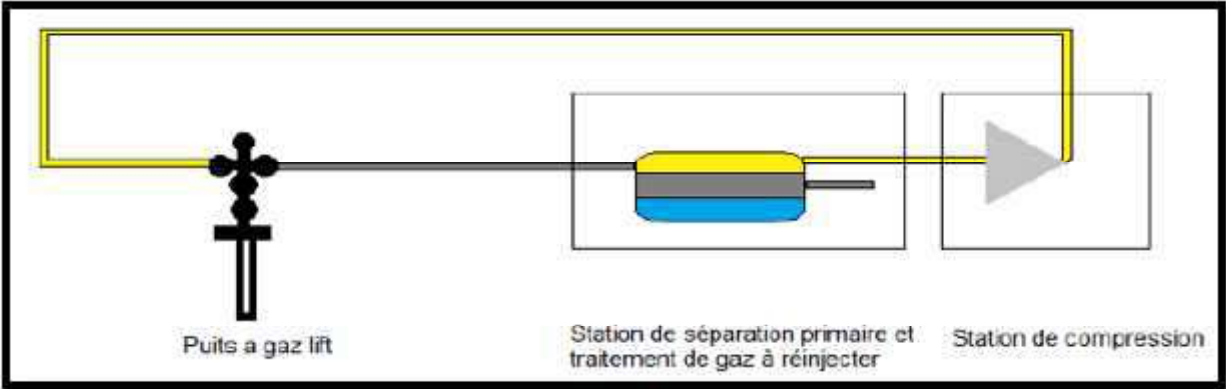


Figure 6 : Gaz-lift en circuit fermé:

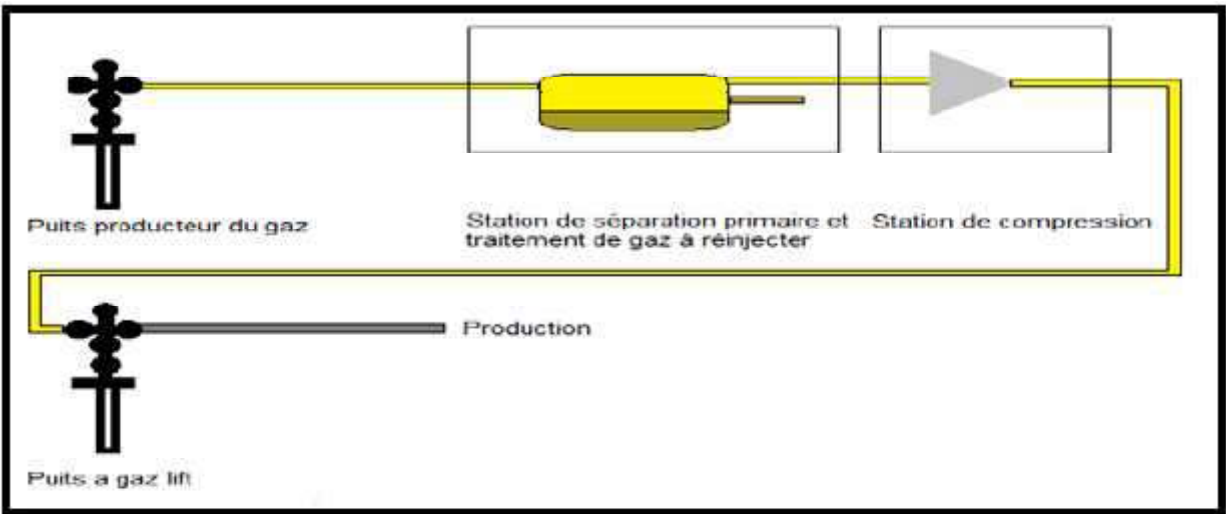


Figure 7 : Gaz-lift en circuit ouvert:

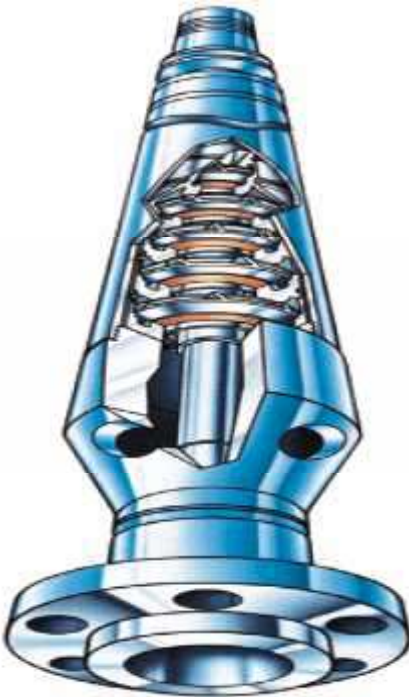


Figure 8 : La Pompe ESP



Figure 9: Intake

Annexe

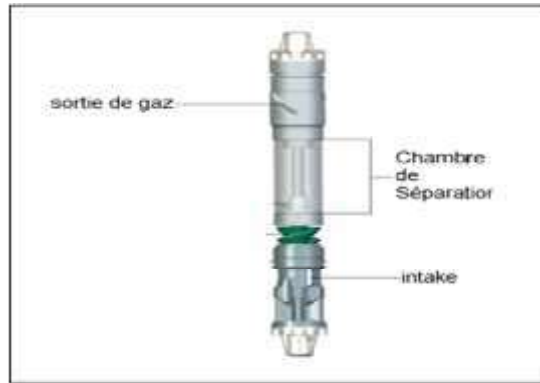


Figure 10: Un séparateur



Figure 11: Moteur électrique d'une pompe ESP



Figure 12: Protecteur

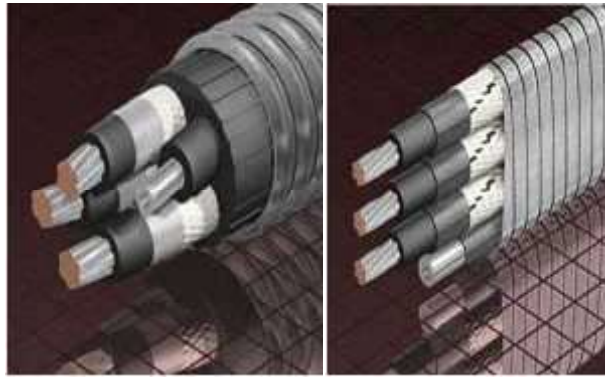


Figure13: Le câble rondet Le câble plat

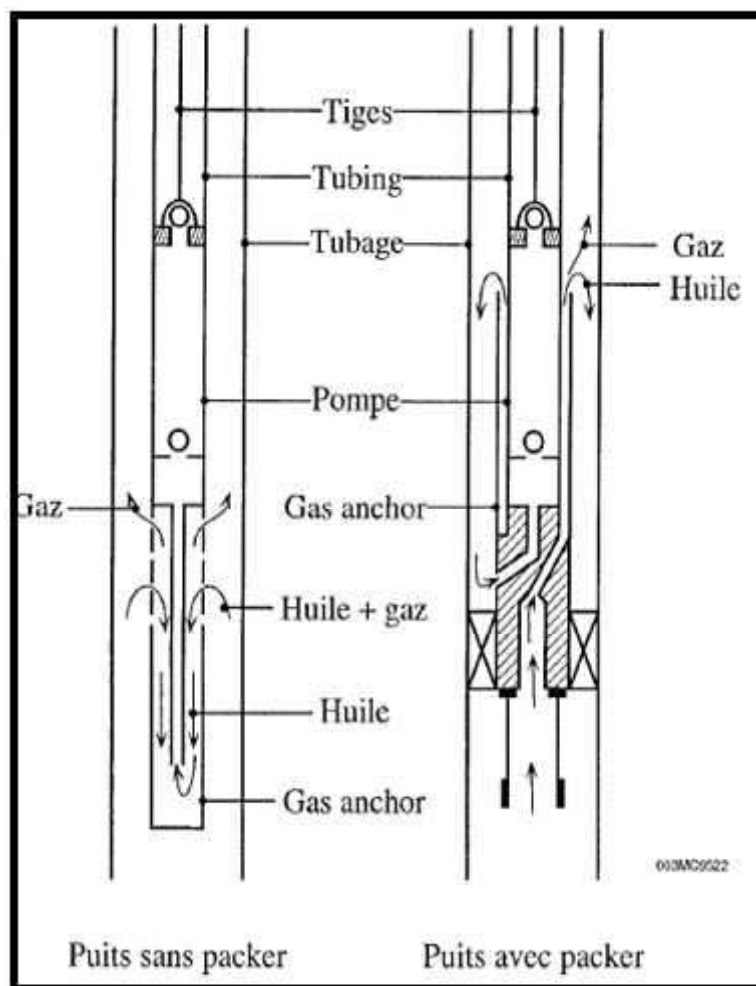


Figure 14: Le piège à gaz

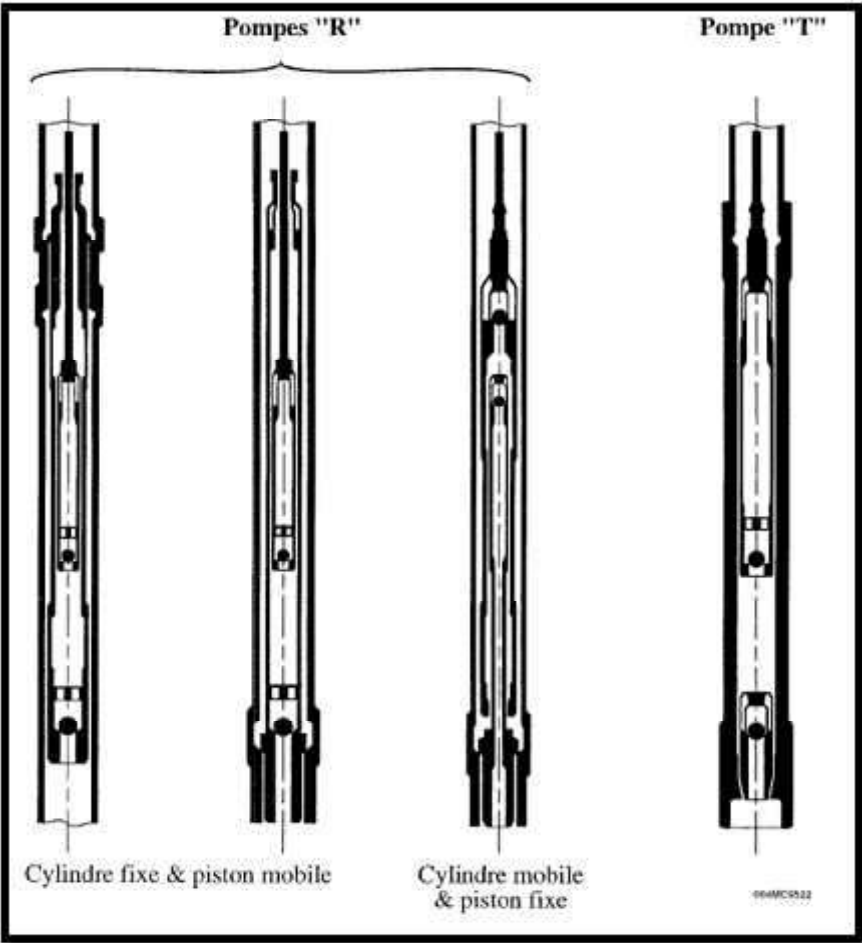


Figure 15: Les deux types de pompes



Figure 16: Les tiges de pompage