

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 Académique

Présenté Par :

DEBBA Siradj Mounir, OURABI Ali

-THEME-

**Evaluation et Etude comprative entre la
méthodede gas lift et la pompe électrique
immergée (ESP) dans le champ d'ABED
LARACHE "IN AMENAS"**

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

Jury :

Président :	SIDROUHOU H.Med	Docteur	Univ. Ouargla
Rapporteur :	BELMILOUD Fatima Zohra	Docteur	Univ. Ouargla
Examineurs :	HAFSI Fadila	Docteur	Univ. Ouargla

Remerciements

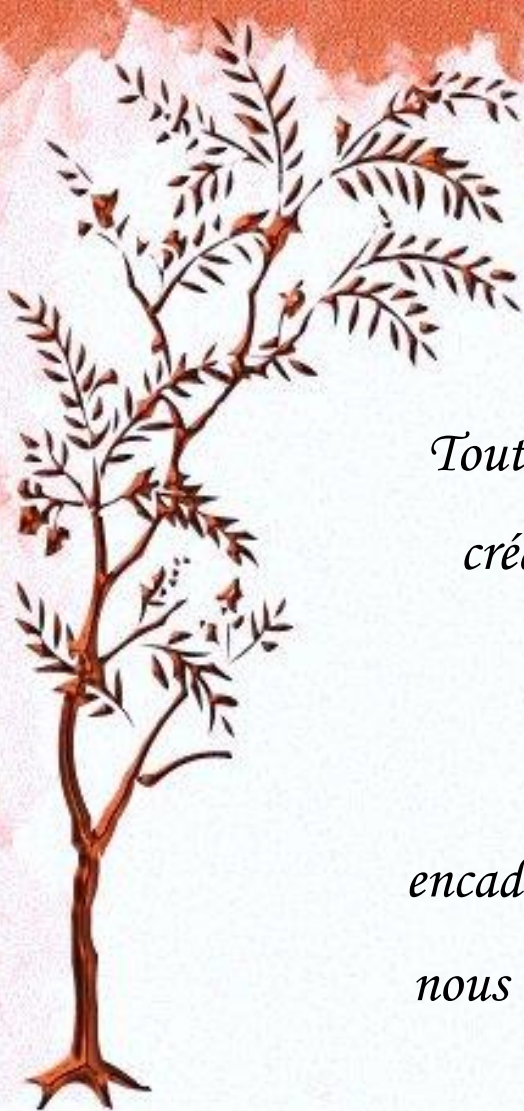
Tout d'abord, Nous Remercions ALLAH notre créateur de nous avoir donné les forces pour achever ce travail.

*Deuxièmement Nous remercions notre encadreur **Mm. BELMILOUD Fatima Zohra** de nous avoir encadrés, suivi et orienté. et aussi à Mr. **M. CHALA** et **MS.M KHERROUBI***

Nous remerciele département des Hydrocarbures

(Université Kasdi Marbah Ouargla), l'administration, les étudiants, et surtout les profs.

Enfin nos remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.



Dédicace

Jedédiecemodestetravail

A ma chère mère et mon père

A mes frères et mes sœurs

A mes oncles et mes tantes

La famille OURABI ,ZAGHADA

*Tous mes amis en particulier : ISLAM, MOHAMMED NASSIM,
BADER EDDINE, TALHA, HAUSSAM, AZIZE, ABD
ELMALIK,*

A tous mes amis de la deuxième Master hydrocarbures

Juin 2020 spécialité : production académique

*Spécialement : ABDELGANIE, SALAH EDDINE,
SAMI ,ZIADE , MOHAMMED , ANES, SEDDIK et FAROUK*

A tous mes amis de deuxième MASTER Hydrocarbures

Juin 2019 spécialité : production

Premièrement à mes camarades tous les deux :

IBRAHIM et BADREDDINE

Spécialement : HOUSSAM, SOUFIANE, IBRAHIM

*A tous ceux qui m'aider de près ou de loin pour la réalisation de ce
modestetravail.*

Et en fin à tous qui connaîtront Ali OURABI de près ou de loin.

..... Et Merci

Ali

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A mes très chers parents FAIZA, SAMIA,

*MOHAMMED, MABROUK ET ELHACHMI et surtout **ma***

grande mère

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes
études*

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma
vie*

A ceux que j'aime et je respecte infiniment

Le jour est venu pour leur dire Merci...

Ainsi qu'à mes chers frères Abdelbari, choaib, Ther et Bachir

*Et mes chères sœurs Khaoula, Asia, Karima, Sadia, Radja et mes
petits adorables Tadjou, sondous et **IKHLAS**.*

*A mon grand père, tous mes oncles et toutes mes tantes et mes
cousins.*

A toute la famille TATI, DEBBA.

*A tous mes amis qui ont toujours été présents en particulier OFI,
BOLLO, Soufiane, CHICHI, TOUTOU, BOUKI et spécialement
mes mieux SALAH, SOUMA, ANFAL et SEDDIK*

, A tous mes camarades du Groupe 01.

SIRADJ

Résumé:

L'artificiel lift contient des méthodes utilisées pour améliorer et augmenter la production des puits non ou insuffisamment éruptifs. Parmi ces méthodes on a l'activation des puits par la pompe électrique émergée (ESP) et par gas-lift. Ce dernière est la méthode la plus utilisée en Algérie par rapport à la pompe (ESP) quel reste au cours d'essai et développement sur quelques régions, le champ D'EL ADEB LARACHE est le plus expert dans l'utilisation de ces deux méthodes

Dans notre étude on réalise le design de chaque méthode par un software (PIPESIM) et après l'étude technique et économique de chaque méthode on donne des recommandations meilleur choix et sur l'utilisation des méthodes. On trouve dans ce champ que Le mode d'activation par GAS-LIFT n'est pas efficace pour la production à long terme contrairement à la pompe ESP qui est plus efficace.

Les mots clés : artificiel, récupération, gas-lift, désign, ESP, PIPESIM.

Abstract:

The artificial lift contains methods used to improve and increase the production of non-eruptive or insufficiently erupting wells. Among these methods there are the activation of the wells by the electric emergent pump (ESP) and by gas-lift. the latter is the most used method in Algeria compared to the pump (ESP) which remains during testing and development in a few regions, the TFT field is the most expert in the use of these two methods.

In our study we carry out the design of each method by software (PIPESIM) and after the technical and economic study of each method we give recommendations on the best choice and on the use of the methods. We find in this field that the mode of activation by GAS-LIFT is not efficient for long term production unlike the ESP which is more efficient.

Key words: artificial, lifting, gas-lift, design, ESP, PIPESIM.

ملخص:

يحتوي المصعد الاصطناعي على طرق مستخدمة لتحسين وزيادة إنتاج الآبار غير البركانية أو التي تنفجر بشكل غير كافٍ. من بين هذه الطرق لدينا تنشيط الآبار بواسطة المضخة الكهربائية الطارئة (ESP) والرفع بالغاز. الطريقة الأخيرة هي الطريقة الأكثر استخدامًا في الجزائر مقارنة بالمضخة (ESP) التي تبقى أثناء الاختبار والتطوير في بعض المناطق ، يعتبر حقل الأديب لاراتش هو الأكثر خبرة في استخدام هاتين الطريقتين في دراستنا ، أدركنا تصميم كل طريقة بواسطة البرنامج (PIPESIM) وبعد الدراسة الفنية والاقتصادية لكل طريقة ، يتم تقديم

التوصيات بشأن أفضل خيار واستخدام الأساليب. نجد في هذا الحقل أن طريقة التنشيط بواسطة GAS-LIFT ليست

فعالة للإنتاج طويل الأمد على عكس المضخة ESP التي نجدها أكثر الأثر كفاءة.

الكلمات المفتاحية: صناعي ، رفع ، رفع بالغاز ، تصميم ، ESP ، PIPESIM.

Sommaire

REMERCIEMENTS	I
Les Dédicaces.....	II
Résumé	III
Liste des figures et tableau.....	IV
Liste des symboles et abréviations	V
Introduction général.....	01

CHAPITRE I :Présentation du champ d'IN-AMENAS

I.1- Présentation de la région d'In Amenas	03
I.1.1- Description géographique	03
I.1.2- Historique d'exploration et d'exploitation.....	04
I.2- Présentation du champ d'El Adeb Larache.....	03
I.3- Données du champ d'El Adeb Larache	06

CHAPITRE II : Récupération Aritificielle

II.1- Introduction	08
II.2 - Pourquoi l'activation des puits	09
II.3 - Théorie sur l'activation des puits	09
II.4 Différents Mode d'activation	10
II.4.1- L'activation par pompage	10
II.4.2- L'activation par Gas-lift	14
II.5- choix d'une méthode d'activation	14
II.5.1- Critères économiques	15
II.5.2- Critères techniques	15
II.6 - Les problèmes rencontres en fonction de la méthode d'activation	16
II.7 - comparaison entre le Gas-Lift et les autres Modes d'activations	17

CHAPITRE III : Analyse nodale et aperçue sur PIPESIM

III.1-Introduction.....	19
III.2- La performance du puits	19
III.3- Concept de l'analyse Nodale.....	20

III.4- Inflow Performance Relationship (IPR).....	22
III.4.1. Loi de darcy	22
III.4.2. Ecoulement monophasique dans le réservoir « Equation de Darcy ».....	22
III.4.3. Ecoulement diphasique dans le réservoir « Equation de Vogel ».....	24
III.4.4. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique.....	26
III.4.5.Méthode de l'index de productivité IP.....	27
III.5. Performances Du Puits (Outflow Performances (VLP)).....	28
III.6. L'utilité des corrélations:.....	29
III.6.1. Déférente Type de Corrélacion	30
III.7. Aperçu sur logiciel PIPESIM	30
III.7.1. Application du logiciel PIPESIM.....	31

CHAPITRE VI :Le volet pratique et comparative

IV.1- Développement du Champ d'EL ADEB LARACHE « IN-AMENAS »	32
IV.1.2- Historique de La production au champ d'EL ADEB LARACHE	32
IV.1.1. Caractéristiques des réservoirs F4	32
IV.1.2. Caractéristiques des fluides.....	32
IV.1.4. Réserves.....	33
IV.1.5. Etat de développement du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F4	33
IV.1.6 Pression du gisement.....	33
IV.1.7. Position initiale des contacts des fluides	34
IV.1.8. Causes de fermeture des puits.....	34
IV 2. Procédure de l'étude	37
IV.2.1. Objectif.....	37
IV.2.2. Choix des puits et collecte des données.....	37
IV. 3. Choix des corrélacions	38
IV.4. Modélisations et Etude de performance de puits EAL38.....	45
IV.4.1. La sensibilité	45
IV.4.1.1. Etude de l'influence du Water Cut sur la production	45
IV.4.1.2. Etude de l'influence du débit d'injection de Gaz-lift sur la production	46
IV.4.1.3 Etude de l'influence du mode d'activation par pompes ESP sur la production.....	49
IV.5. Étude technico-économique	53
IV.5.1. Évaluation technique	53
IV.5.2 Evaluation économique.....	55
IV.6 Conclusion	60

Conclusion Générale et Recommandations.....	61
Références bibliographiques	
Annex	

Liste des figures

Figure I.1. Position géographique du champ IN-AMENAS.....03

Figure I.2: Différents Champs de la région d’IN-AMENAS.....05

Figure I.3 : Plan de position des champs d’EL-ADEB LARACHE.....05

Figure I.4 : Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F4 et position des puits.....06

Figure I.5: La Coupe stratigraphique de gisement d’El Adeb Larache.07

Figure II.1 : Différents types d’activation des puits09

Figure II.2 : Le pompage par tige ou Sucker Rod Pump (SRP)08

Figure II.3 : Electrical Submersible Pump (ESP) [2]12

Figure II.4 : Pompe hydraulique13

Figure II.5: Equipement de surface en pompage Hydraulique.....13

Figure II.6: Le système de gas-lift.....14

Figure III.1: La subdivision du système de production.....20

Figure III.2 : Les différentes positions des nœuds dans le système de production.....21

Figure III.3 : L’IPR d’un liquide à une seul phase.....24

Figure III.4 : L’IPR d’un liquide à deux phase.....24

Figure III.5 : Courbe IPR de la combinaison entre l’écoulement monophasique et diphasique.....27

Figure IV.1:Carte isobare du dévonien F4.....34

Figure IV.2:Evolution du pourcentage d’eau en fonction du temps.....35

Figure IV.3: EAL-F4 Start-Stop Auto Gas Lift.....35

Figure IV.4 : Déclin de la pression du gisement d’El Adeb Larache Dévonien F4.....36

Figure IV.5 :Construction d’un modèle du puits(EAL38) sur logiciel PIPESIM.....40

Figure IV 6: Gradient de pression dynamique pour différente corrélation (EAL 38)..41

Figure IV.7 : L’erreur de corrélation.....43

Figure IV.8 : Point de fonctionnement IPR/VLP de puits EAL 38.....44

Figure IV.9 : Effet du Water Cut sur la production de puits E38.....46

Figure IV.10 : Effet des débits de gaz lift sur la production.....47

Figure IV.11 : Influence du débit d’injection de gaz lift sur la production.....48

Figure IV.12 : Distribution de la pression de gisement, water cut et débit d’huile pour le Puits EAL38.....49

Figure IV.13 :Plage de fonctionnement de pompe ESP pour le choix de la fréquence.....51

Figure IV.14 :VLP vs pump discharge pressure (pression de pompe d'évacuation)...	52
Figure IV 15 :VLP VS IPR du pompe E38 équipé par une ESP.....	53
Figure IV.16:La production dans les deux cas d'activation en fonction de temps.....	54
Figure IV.17:Cumul de production pour le Gaz lift et ESP pomp.....	59
Figure IV.18:Les revenus en dollars pour Gaz lift et ESP pompes.....	59

Liste des tableaux

Tableau.I.1: Les caractéristiques des réservoirs F4 et F6.....	07.
Tableau II.1 : Les problèmes rencontrés en fonction du méthode d'activation.....	17
Tableau II.2 : Comparaison Entre Le Gas Lift Et Les Autres ModesD'activation.....	18
Tableau III.1: Les différentes choix des nœuds dans le système de production.....	21
Tableau IV I:Les caractéristiques des réservoirs F4.....	32
Tableau IV.2:Les propriétés de fluide de réservoir.....	33
Tableau IV.3:Les réserves en place du champ d'EL ADEB LARACHE	33
Tableau IV.4:Etat mécanique des puits fermés.....	36
Tableau IV.5:Données du réservoir.....	40
Tableau IV.6 : Donnée de puits EAL38.....	41
Tableau IV.7 Présenter la pression de fond et calculé.....	42
Tableau IV.8: Présenter le calcul de l'erreur absolue	43
Tableau IV.9 : Présenter le calcul de l'erreur relative	43
Tableau IV.10 : Coordonné du point de fonctionnement IPR/VLP.....	45
Tableau IV.11 : Effet de Water Cut sur la production.....	46
Tableau IV.12 : Effet de gaz lift sur la production.....	47
Tableau IV.13 : PIPESIM options summary.....	49
Tableau IV.14: ESP INPUT DATA.....	50
Tableau IV.15: Débit d'huile (STB/DAY) en fonction de la pompe (HZ).....	52
Tableau IV.16 : Comparaison technique entre la pompe (ESP) et le Gaa Lift.....	54
Tableau IV.17 : Gain de la production en huile.....	54
Tableau IV.18 : Production prévisionnelles avec les deux méthodes d'activation.....	55
Tableau IV.19 : Coût d'investissement pour l' activation par Gas Lift.....	56
Tableau IV.20 : Les revenus de l'investissement avec Gaz Lift.....	56
Tableau IV.21 : Les coûts d'investissement de la pompe ESP.....	57
Tableau IV.22 : Les revenus de l'investissement avec la pompe ESP.....	58

H:	Epaisseur du réservoir, (ft).
K:	Perméabilité du milieu poreux (md).
API:	American Petroleum Institute.
d	Densité.
ESP:	Electrical submersible Pump.
GL:	Gas Lift.
GLR:	Gas Liquid Ratio.
GOR:	Gas Oil Ratio (sm^3/m^3).
H:	Hauteur dynamique (mètre).
ID:	Inside Diameter (pouce).
IP:	Index de Productivité (bbl/j/psi).
IPR:	Inflow Performance Relationship
VLP:	Vertical Lift Performance.
K:	Perméabilité (md).
MD:	Measured Depth (m).
PH :	Pression Hydrostatique (Pa).
POT:	Pay Out Time (jours).
Pr:	Pression de réservoir (Pa).
Psép:	Pression de séparation (Pa).
Pwf:	Pression de fond dynamique (Pa).
Pwh:	Pression de tête de puits (Pa).
Pws:	Pression de Fond Statique (Pa).
Pb:	Pression de bulle (kg/cm^2).
Q:	Débit (m^3/j).
Qg:	Débit de gaz (m^3/j).
Qo:	Débit d'huile (m^3/j).
Q/IP ΔP_g:	pertes de charge dans le gisement et aux abords de puits.
SG:	Specific Gravity.
μ_0:	Viscosité de l'huile (Cp).

Introduction Générale

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde. 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.

Tout puits de production est foré dans le but d'acheminer les hydrocarbures du Réservoir vers la surface, L'objectif de tous pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place en utilisant toutes les méthodes de récupération disponibles.

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, par sa déplétion naturelle c'est-à-dire de la pression propre du gisement.

Il demeure bien entendu qu'avec le temps, la pression du gisement vient 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 telles que les pompes à moteur électrique immergé (ESP) ou le gaz-lift.

Ces deux technologies sont utilisées dans différents cas, parmi eux on distingue le cas des puits à water Cut élevé, Le Water Cut joue un rôle néfaste dans la production, car il fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production s'alourdit ; ce qui nous oblige à injecter une grande quantité de gaz.

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.

L'objectif de notre travail est de faire une étude comparative entre l'utilisation des deux méthodes ; gas-lift et pompe ESP dans le champ d'EL-ADEB LARACHE afin de redémarrer les puits et mettre le champ en production, en choisissant le puits EAL 38 comme un puits

pilot pour faire l'étude. Logiciel utilisée pour faire la simulation de chaque méthode et leur design est le software de Schlumberger PIPESIM.

Cette étude nous permet de prendre une idée sur le fonctionnement de chaque méthode, ses avantages et ses inconvénients, les limitations d'utilisation, la sensibilité de chaque méthode aux différents facteurs techniques ainsi que les critères de choix de chaque méthode. L'analyse économique nous permet de prendre une idée sur le coût d'installation de chaque méthode.



CHAPITRE I



*Présentation du
champ
d'IN-AMENAS*

I.1 Présentation de la région d'In Amenas :

I.1.1 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. [1]

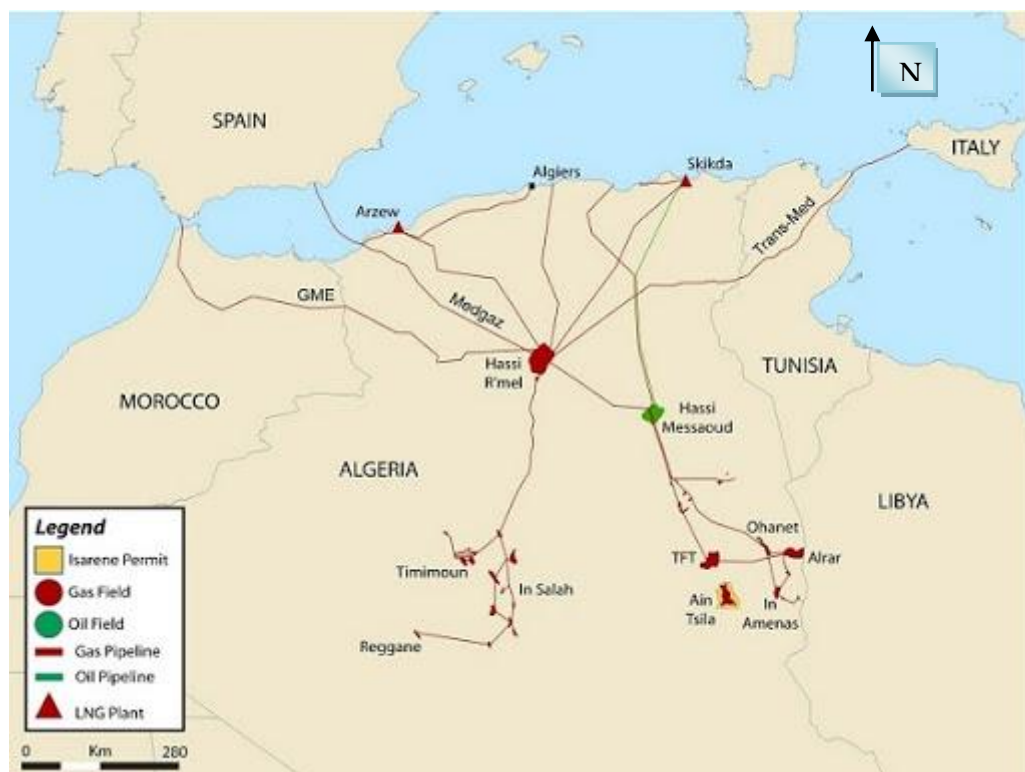


Figure I.1. Position géographique du champ IN-AMENAS. [1]

I.1.2 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 eu la 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 encouragé 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 gas-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-même 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 Amenas.[1]

I.2. Présentation du champ d'El Adeb Larache :

La structure d'El Adeb Larache est située entre les parallèles $27^{\circ}20'$ et $27^{\circ}30'N$, et les méridiens $8^{\circ}45'$ et $8^{\circ}55'$ 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'Assekaïfaf Nord. Ce champ a été découvert en Septembre 1958 par le forage du puits (EAL-1), cette structure est représentée au niveau du réservoir Dévonien F4.

La figure suivante représente le positionnement de ces champs

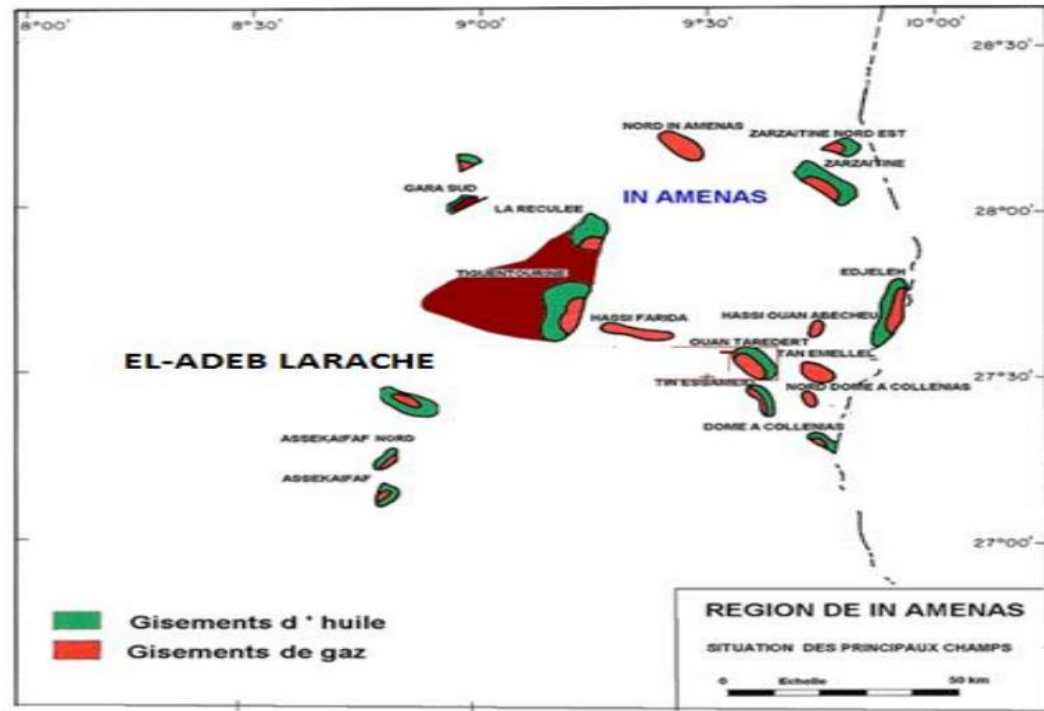


Figure I.3: Plan de position des champs d'EL-ADEB LARACHE.

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.3. 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.

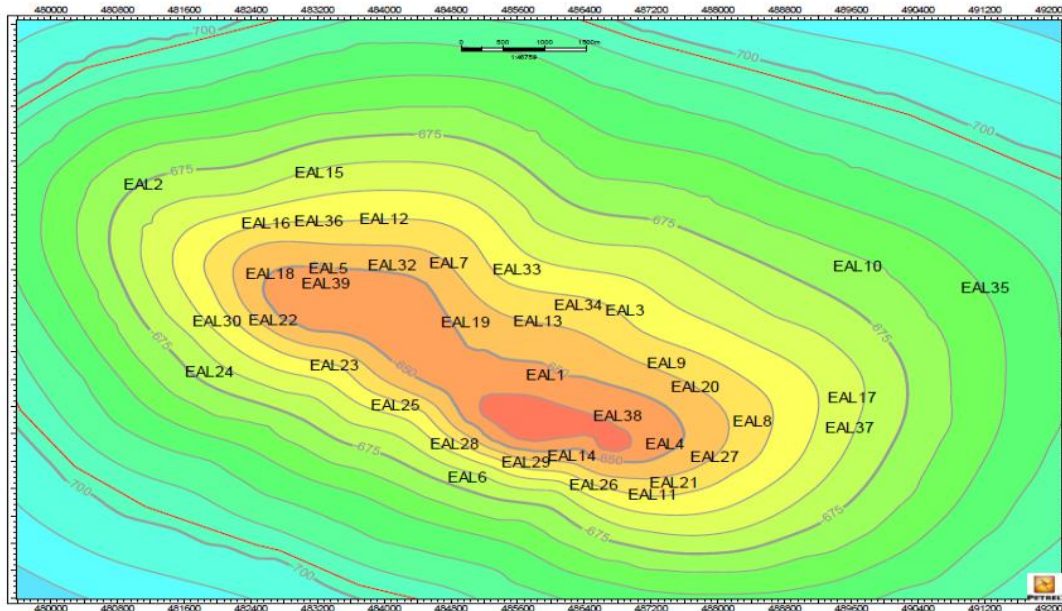


Figure I.4 : Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F4 et position des puits.

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 :

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

Caractéristiques	F4	F6
Profondeur moyenne (m)	1250	1350
Pression initiales (bar)	119.25	127.49
Pression de bulle (bar)	119.20	94.14
Température (°c)	73	78.2
Epaisseur totale (m)	30	3.5 à 28
Epaisseur utile (m)	11.6	7
Porosité (%)	20	13
Perméabilité (md)	140	0 à 30
Saturation en eau (%)	33 42	40

C) La Stratigraphie de gisement d'El Adeb Larache :

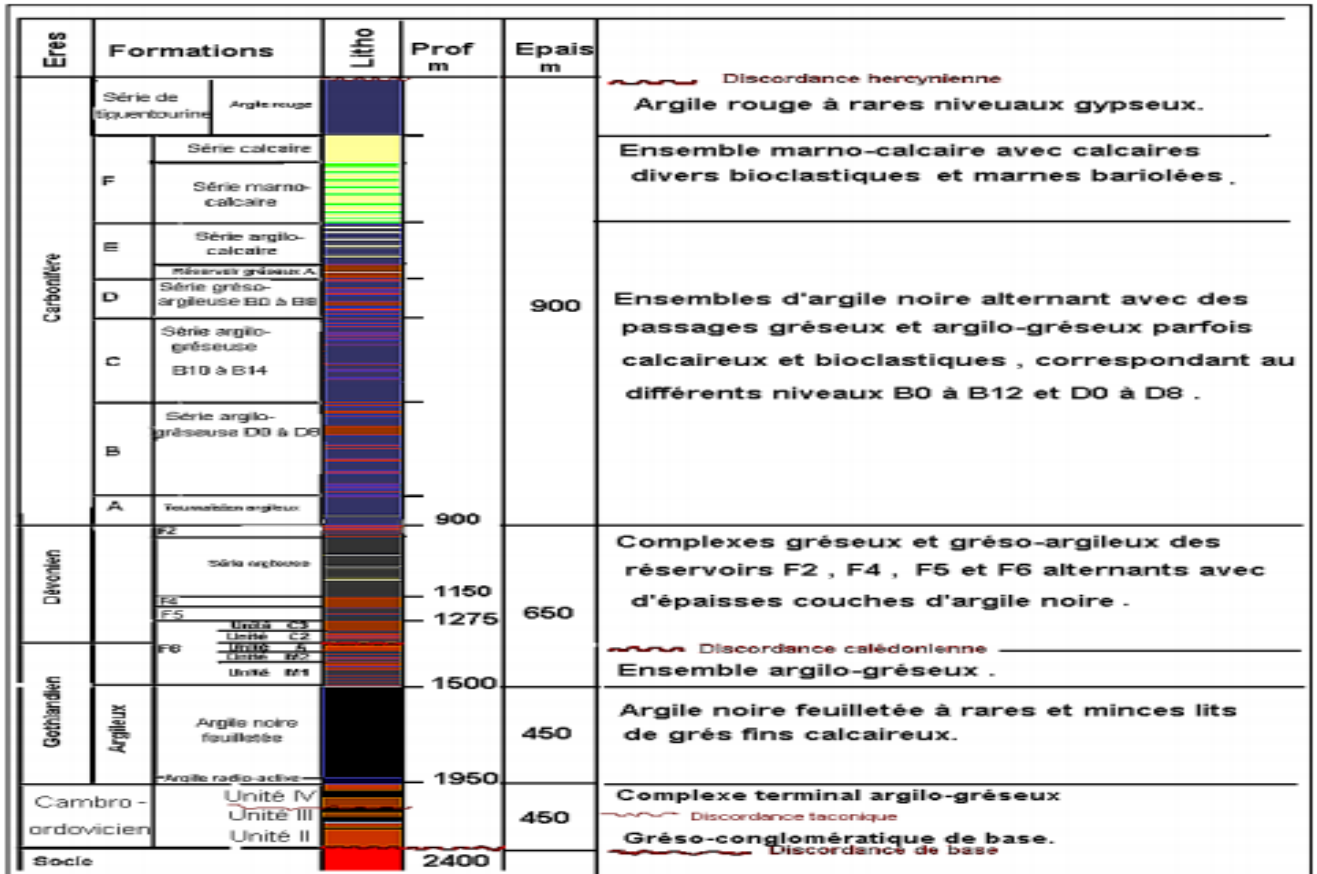


Figure I.6 : La Coupe stratigraphique de gisement d'El Adeb Larache. [1]



CHAPITRE II



*Récupération
Artificielle*

II.1 Introduction :

Après la découverte d'un gisement pétrolier et mise en exploitation, certains problèmes non connus apparaîtront au fur et à mesure de la mise en production des puits qui vont certainement influencer d'une façon négative sur le rendement du gisement, donc il faut connaître les causes de ces problèmes et définir les remèdes adéquates.

Parmi ces contraintes, on peut citer :

- Les venues d'eau, percées de gaz.
- Les dépôts de sel, asphaltes, sulfates de calcium/baryum, dans le fond des puits, des tubings et les duses.
- Dépôts de sédiments et venues de sable qui s'entassent au fond et créent la baisse des niveaux des horizons producteurs, ainsi que la détérioration des équipements des puits.

Dans ce travail, on explique deux solutions qui consistent à l'activation des puits pétrolier par gaz lift et la pompe immergée afin de maintenir la production.

II.2. Pourquoi l'activation des puits :

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptif, elle concerne principalement les puits 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 d'exploitation lorsque le gisement n'enferme 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 jugé insuffisant.[2]

II.3. Théorie sur l'activation des puits :

❖ Les puits éruptifs :

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

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

P_G : Pression de gisement en bar.

H : Profondeur du puits en m.

d : Densité de fluide.

❖ 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.

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**).En général on peut dire que :

- ❖ **Pompage** : La réduction de la hauteur **H** de la colonne de fluide(Relevage mécanique par le pompage).
- ❖ **Gas-Lift** : La réduction de la densité **d** consiste à injecter un fluide moins dense (Allègement du fluide), qui est le gaz, Actuellement Dans la Région d'In-Amenas L'activation dans tous les puits été généralement soutenue par le gaz-lift. [2]

La Figure (II.1) représente les différents types d'activation.[3]

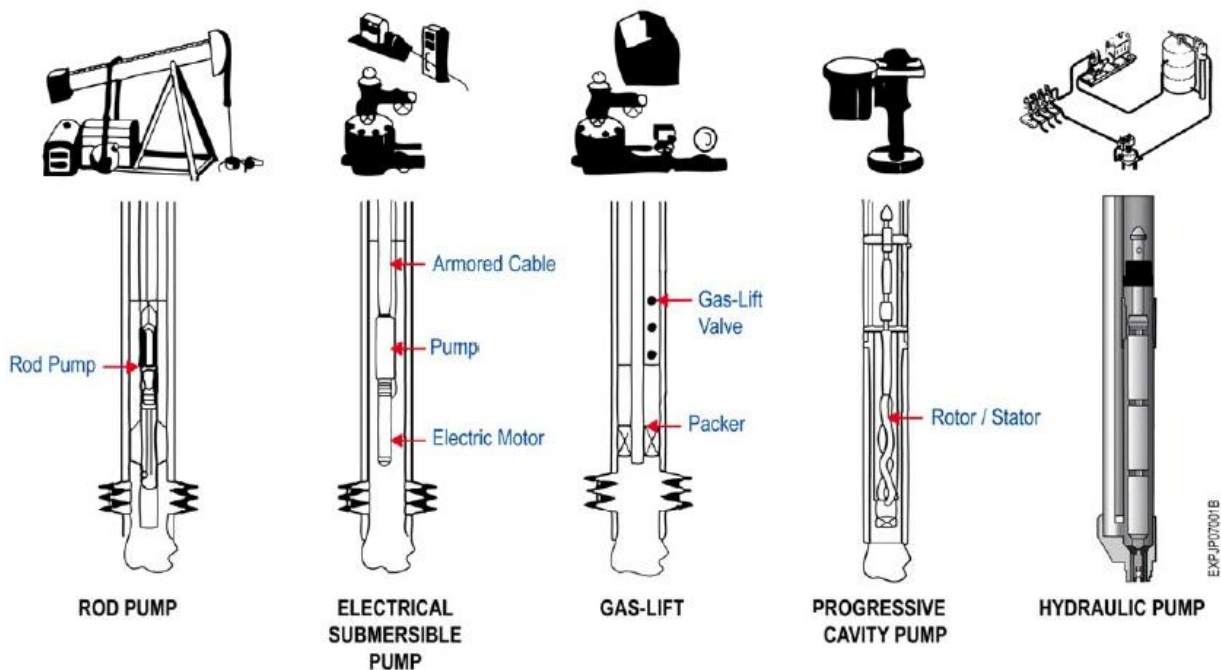


Figure II.1 : Différents types d'activation des puits.[4]

II .4. Différents Mode d'activation :

II.4.1. L'activation par pompage :

Dans la colonne de production (tubing) généralement mis en place sans packer (garniture d'étanchéité en fond de puits entre le cuvelage (casing) et la colonne de production), une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide dans le relève le brut jusqu'en surface. Cette méthode d'activation des puits permet au fluide de poursuivre son chemin et soulage la couche de tout ou partie des contrepressions en aval de la pompe.

Plusieurs techniques de pompage sont mises en œuvre pour pouvoir répondre aux nombreux problèmes posés tels que : productivité du puits, nature de fluide, complétion, implantation et environnement terrestre ou offshore, ainsi que critères économiques à respecter.

C'est un procédé mécanique utilisé généralement dans les puits qui sont pas profonds.

Il existe plusieurs types de pompe, les modes les plus répandus dans le monde sont:

- ✘ Pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps **SRP**).
- ✘ Pompes centrifuges immergée (Electric Submersible Pumps **ESP**).
- ✘ Pompes hydrauliques (Subsurface Hydraulic Pumps).
- ✘ Pompes rotatif moineau (Progressing Cavity Pumps **PCP**). [5]

II.4.1.1 Le pompage par tige ou sucker rod pump (SRP) :

C'est le type de pompage le plus ancien et le plus répandu actuellement. Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tige et d'un système de va-et-vient (tête de cheval). Son principe de fonctionnement est plus simple (**Figure II.2**), la pompe est équipée par deux clapets l'un fixe (standing valve) l'autre mobile (travelling valve) qui ont une sorte des bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour, leur fermeture et ouverture se base sur la différence de pression en amont et en aval, le clapet mobile est actionné depuis la surface par l'intermédiaire d'un tige, la descente de ce tige fait augmenter la pression de l'effluent qui se trouve à l'intérieur de la chambre ce qui permet l'ouverture de la bulle supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions. en surface, l'unité de pompage fournit, grâce à un moteur et un système bielle-manivelle, le mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage et donc à la pompe.

Au cours de la remontée de tige il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de celui qui se trouve dans la chambre et par la suite l'ouverture de la bulle inférieure ce qui permet de l'effluent d'occuper la chambre, et ainsi de suite l'opération se fait.

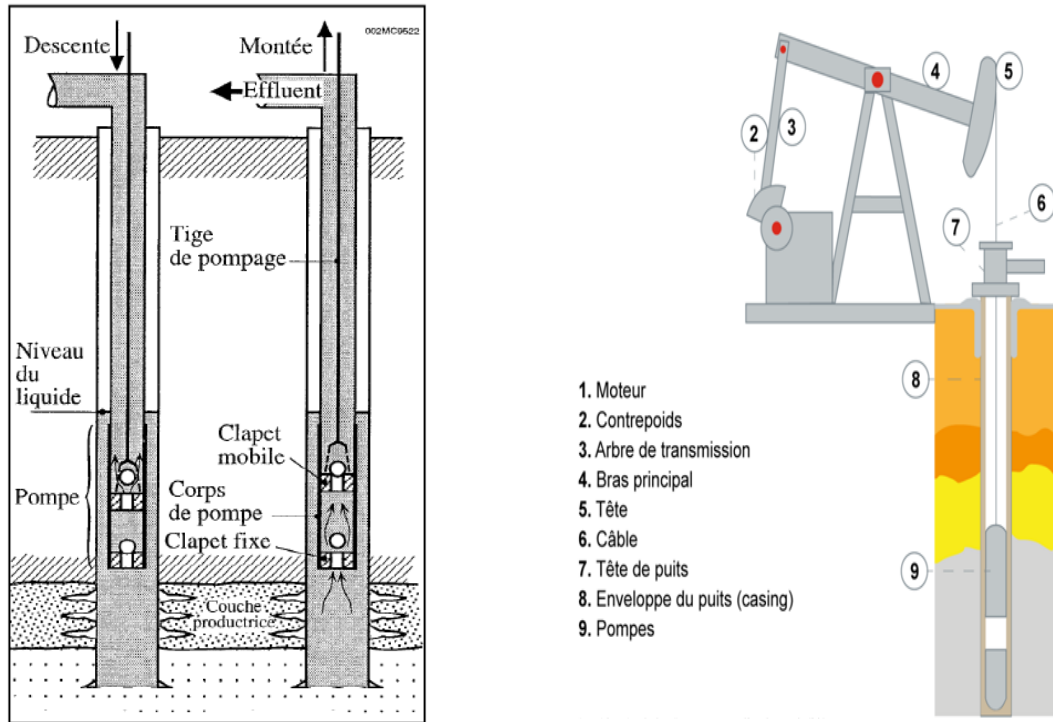


Figure II.2 :Le pompage par tige ou Sucker Rod Pump (SRP).

II.4.1.2 Pompe centrifuge de fond(ESP) :

II.4.1.2.1 Description générale :

La pompe immergée est une pompe centrifuge à plusieurs étages conduits par un moteur électrique localisé dans le puits au-dessous de la pompe. L'énergie électrique est fournie au moyen d'un câble électrique. La pompe et le moteur sont suspendus sur le tubing à une certaine profondeur dans le puits. L'annulaire est déchargé ou attaché dans le réseau de collecte, afin que autant de gaz que possible est séparé de liquide avant qu'il entre dans la pompe. Dans quelques cas, un séparateur centrifuge sera placé entre la pompe et le moteur pour obtenir la séparation gaz - liquide maximale.

C'est une pompe centrifuge multi-étage comprenant le nombre d'étage nécessaires pour obtenir la hauteur de refoulement désirée, le nombre d'étage pouvant atteindre plusieurs centaines.

En surface, une tête de tubing spéciale munie de joints d'étanchéité permet la sortie du câble à l'extérieur vers une armoire de commande. Une duse réglable permet d'ajuster l'écoulement en augmentant ou en diminuant la contre-pression sur la pompe.

En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation.

Le pompage centrifuge est dans l'objectif de notre étude donc on va le développer dans les chapitres suivants.[6]

II.4.1.2.2 Éléments constitutifs de la pompe :

Schématiquement, la pompe en place dans le puits est composée, du bas vers le haut, de cinq éléments principaux raccordés et alignés sur le même axe et qui sont :

- ✗ Moteur électrique et câble électrique ;
- ✗ Protecteur (ou Seal Section)
- ✗ Pompe centrifuge avec son dispositif d'aspiration
- ✗ Clapet anti-retour
- ✗ Vanne de purge

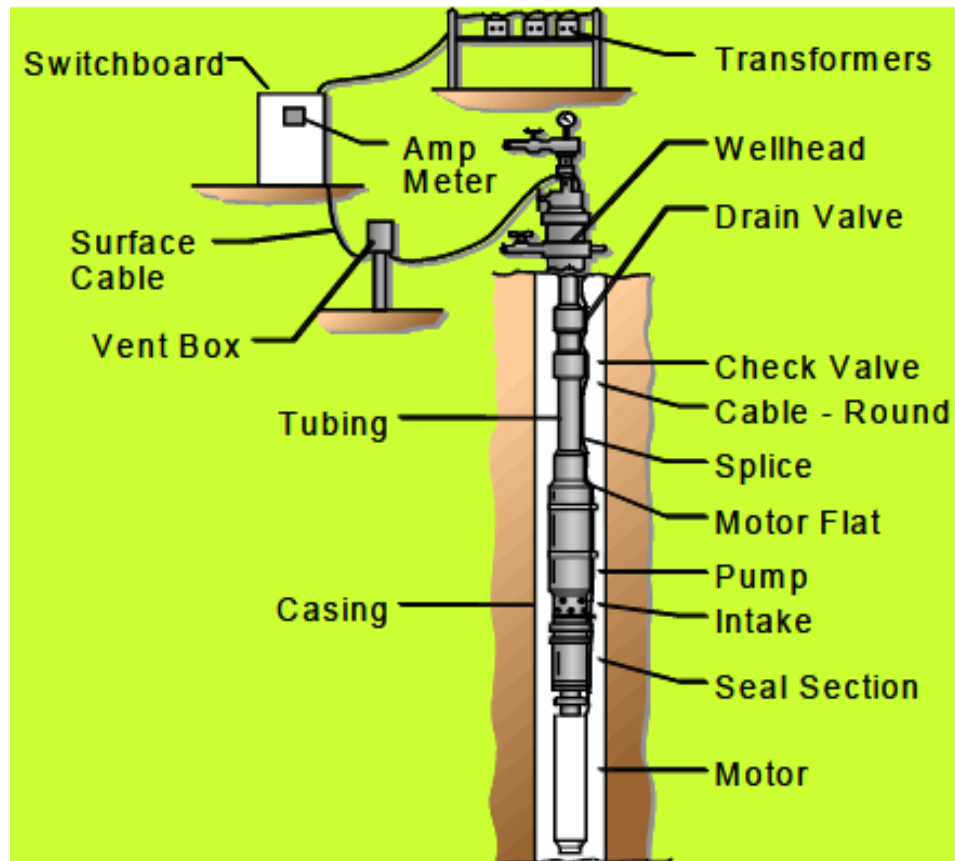


Figure II.3 : Electrical Submersible Pump (ESP).[4]

II.4.1.3 Pompes hydrauliques :

II.4.1.3.1 Principe de fonctionnement :

Le pompage hydraulique applique ce principe à l'activation des puits en transmettant, par un fluide moteur, une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour activer :

- ✓ Soit un piston moteur entraînant par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- ✓ Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une duse

- ✓ Débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.
- ✓ Soit une turbo- pompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.

Le fluide moteur peut être, soit de l'huile du gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout fluide compatible, en particulier une huile plus légère ou un fluide contenant des produits fluxant par exemple. Quand le fluide moteur et l'effluent produit sont mélangés à la remontée, on prélève une partie de l'huile dans le bac de stockage pour la réinjection dans le circuit moteur.

Le principe de ce type de pompage est représenté dans la **figure (II.4).**[5]

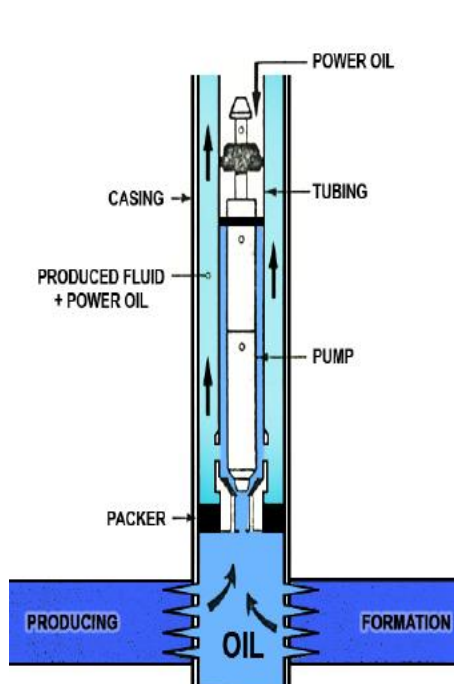


Figure II.4 : Pompe hydraulique

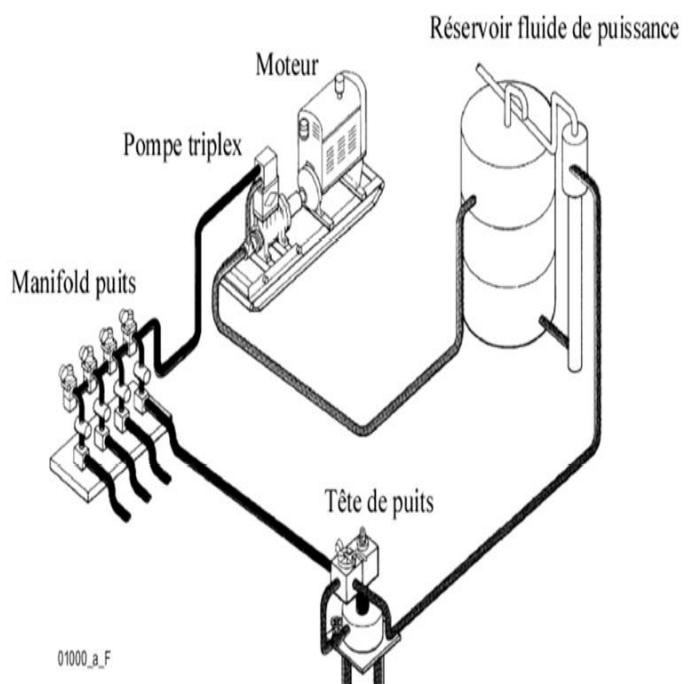


Figure II.5: Équipement de surface en pompage hydraulique[4]

II.4.1.3.2 Fluide d'entraînement :

- ✗ Le fluide d'entraînement s'écoule dans le tube, Il est mélangé au fluide de production dans la buse
- ✗ Le fluide combiné s'écoule dans l'espace annulaire entre le cuvelage et le tubage vers la surface
- Il Ya différentes possibilités de fluide moteur soit :
 - ✗ Huile produit par le puits si BSW < 70 à 80%
 - ✗ Huile léger provenant d'autres puits / diluant si du brut visqueux doit être produit
 - ✗ Production d'eau si BSW > 70 à 80%[4]

II.4.2. L'activation par Gas-lift :

L'objectif d'une activation par gas-lift est de réduire la pression fond en écoulement (*bottom hole flowing pressure*) du réservoir. C'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Le principe est d'injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce, jusqu'au séparateur.

Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. 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 (**Gas-lift continu**).
 - Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gas-lift intermittent**).
- Le gas-lift est dans l'objectif de notre étude donc on va le développer dans les chapitres suivants. [2]

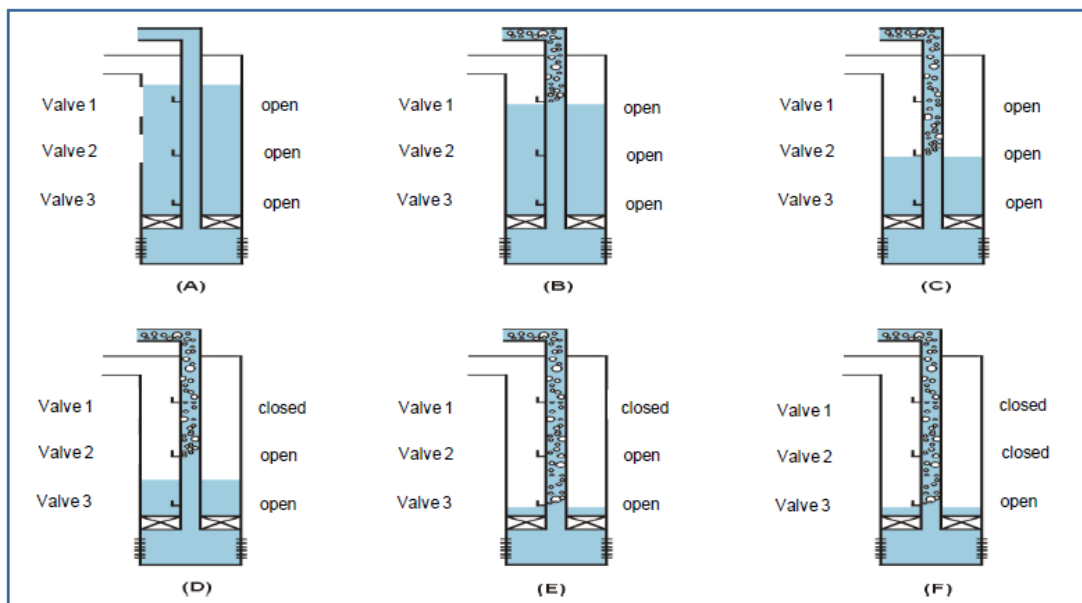


Figure II.6: Le système de gas-lift.

II.5. Choix d'une méthode d'activation :

Le choix d'un procédé d'activation des puits est basé sur différents critères :

II. 5.1 Critères économiques :

Le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettra de récupérer l'huile plus vite et en plus grande quantité (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.

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

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

II.5.2 Critères techniques :

Le choix d'une méthode d'activation des puits demande au préalable d'étudier les différents procédés, et de déterminer lequel est 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.

◆ **Le premier critère :**

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

◆ **Le deuxième critère :**

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

◆ **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 puits, 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 gas libre, la viscosité, la présence des constituants corrosifs, le sable

❖ **L'application par pompage :**

- Puits peu profond.
- Le puits ne doit pas contenir beaucoup de gas, pour éviter la cavitation de la pompe.
- Pas de dépôts de sel dans le tubing, pour éviter l'usure du matériel de pompage.

❖ **L'application par Gas-lift :**

- La disponibilité du gas.
 - La profondeur important (3500m en moyenne).
 - L'effluent contient beaucoup de gas.
- ➡ Actuellement dans le champ d'In-Amenas presque la production de tous les puits est assistée par gas-lift.[3]

II.6 Les problèmes rencontrés en fonction de la méthode d'activation :

Cette présélection sera à confirmer en fonction des problèmes rencontrés sur le puits et des différents facteurs suivants :

- ✓ Nombre de puits et espacements têtes de puits
 - ✓ Taille casings, types de complétions
 - ✓ Profil du puits
 - ✓ Type d'activation existante, expérience
 - ✓ Problèmes d'opération (dépôts, paraffines, corrosion,)
 - ✓ Disponibilités locales (énergie, servicing, pièces,.....)
 - ✓ Degré d'automatisation
 - ✓ Investissement et coûts opératoires
 - ✓ Performances en temps de marche
 - ✓ Situation géographique (environnement)
 - ✓ Possibilités de work over
- Le tableau suivant montre les différentes problèmes possible a rencontrés au puits en fonction de la méthode d'activation GL, ESP ou SRP.[7]

Tableau II.1 : Les problèmes rencontrés en fonction du méthode d'activation.[7]

Problèmes	Méthode d'ACTIVATION		
	GL	ESP	RP
Sable	Bon	Mauvais	Mauvais
GOR élevé	Excellent	Bon (si rotary gas separator)	Médiocre
Puits dévié	Bon	Bon	Passable
Débit élevé	Excellent	Excellent	Passable
Profondeur	Bon	Moyen	Moyen
Simplicité de conception	Oui	Moyen	Oui
Souplesse pour les débits	Bon	Bon (si variateur de fréquence)	Moyen
Présence de dépôts	Moyen	Moyen	Médiocre
Présence de gaz libre	Excellent	Moyen (si rotary gas separator)	Mauvais
Effluent visqueux	Possible (peu utilise)	Possible (si viscosité < 200 cp)	Oui (le plus utilisé)

II.7 Comparaison Entre Le Gas-Lift et Les Autres Modes D'activation :

Dans la comparaison entre le gaz lift et les autres méthodes d'activation, on va citer les différents points forts et faibles de chaque type devant le gas-lift.

Tableau II.2 : Comparaison Entre Le Gas Lift Et Les Autres Modes D'activation.[2]

Méthode d'activation	Points forts par rapport au gaz-lift	Points faibles par rapport au gaz-lift
ESP	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basse (bottomholeflowing pressure) ✗ Rendement plus élevé (higherefficiency) ✗ électricité plus facile à produire que le gaz 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent, même si le GLRest faible ✗ Peu flexible, à l'exception des puits avec variateurs de vitesse ✗ Détection des problèmes plus difficiles ✗ réparations(<i>repairs</i>) plus difficiles
SRP	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Adapté aux puits isolés ✗ Électricité plus facile à produire que le gaz ✗ meilleur pour les huiles lourdes 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Peu flexible ✗ Réparations (<i>repairs</i>) plus difficiles ✗ Pas adapté aux gros volumes produits ✗ ne peut produire en présence de gaz libre.
HYD PUMP		<ul style="list-style-type: none"> ✗ Investissement en équipement et entretien assez couteux ✗ Essai de puits posant un problème, en particulier en ce qui concerne l'évaluation des fluides produits ✗ Usure de la pompe relativement rapide.



CHAPITRE III



*Analyse Nodale et
aperçue sur PIPESIM*

III.1 Introduction :

L'optimisation des puits en gaz-lift ou de la pompe ESP se fait en fonction de la pression du réservoir. L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup de problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué à tous les deux et aux puits au gaz lift et pompe ESP, si l'effet de la méthode d'activation sur la pression peut être exprimé en fonction du débit. L'Analyse nodale est un outil utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance de beaucoup de puits.

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

III.2 La performance du puits :

La performance du puits peut être définie simplement la capacité d'un puits pour produire des fluides de réservoir à la surface soit par écoulement naturel ou par artificielle lift.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entrée dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (reservoir bottom hole flowing pressure - **Pwf**) et atteint la surface à sa Pression de tête de puits (wellhead flowing pressure - **Pwhf**). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

La pression du réservoir commande le débit à travers le système de production, et la pression de séparation à la surface est conçue pour optimiser la production et pour retenir les composants hydrocarbures plus légers en phase liquide, cette pression est maintenue à l'aide des dispositifs mécaniques, tels que des régulateurs de pression.

Un réservoir écoule un fluide dans un puits et le puits raccordé avec des installations de surface tell que le pipeline, Manifold et le séparateur, etc. l'ensemble de tous ces éléments est appelé système de production de l'huile ou du gaz.[2]

Dans un système de production de pétrole ou de gaz l'écoulement de fluides à partir de réservoir vers le séparateur à la surface, il peut être subdivisé comme suit

- ✓ L'écoulement dans le milieu poreux (le réservoir).
- ✓ L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité)
- ✓ L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface (Duse, pipes, vannes).

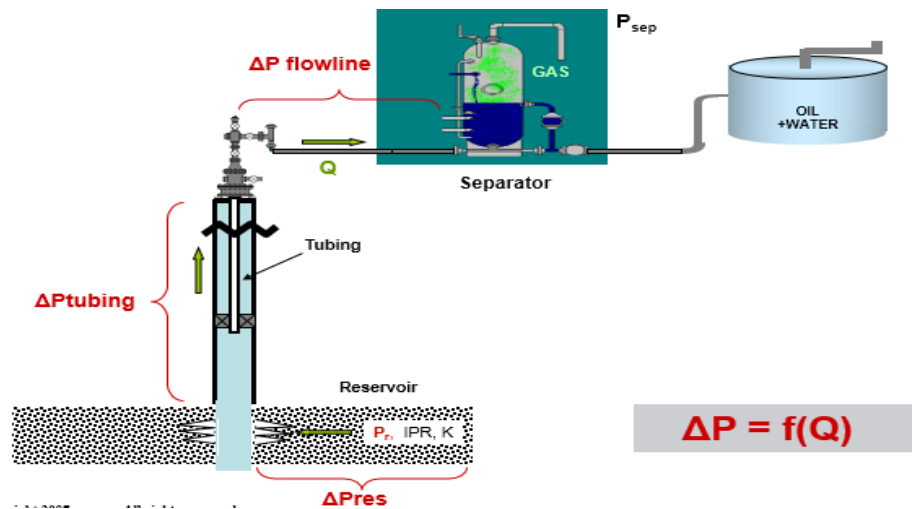


Figure III.1: La subdivision du système de production

III.3 Concept de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est une approche qui divise le système en nœuds afin de résoudre tous les problèmes du système de production.

L'analyse nodale est dérivée du nœud, dans le système de production, Un nœud est un point quelconque entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être calculé en fonction de débit.

Les deux extrêmes nœuds dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur, on appelle les pressions dans ces nœuds, la pression moyenne de réservoir P_r et la pression de séparateur P_{sep} respectivement, les deux autre nœud importants sont le fond de trou (6), où la pression d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits (3), où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël. Si les pressions sont mesurées ou calculés à chaque nœud, on peut mesurer la perte de charge entre les nœuds en fonction des débits. Certains nœuds (2,4, et 5 dans la **figure III.2**) où la chute de pression se produit à travers le changement de section (safety valves) ...etc. Le débit dans chaque nœud est en fonction de la chute de pression. [3]

$$Q = f(\Delta P) \quad \dots(V.1)$$

- La figure (III.2) représente les différents nœuds dans le système de production

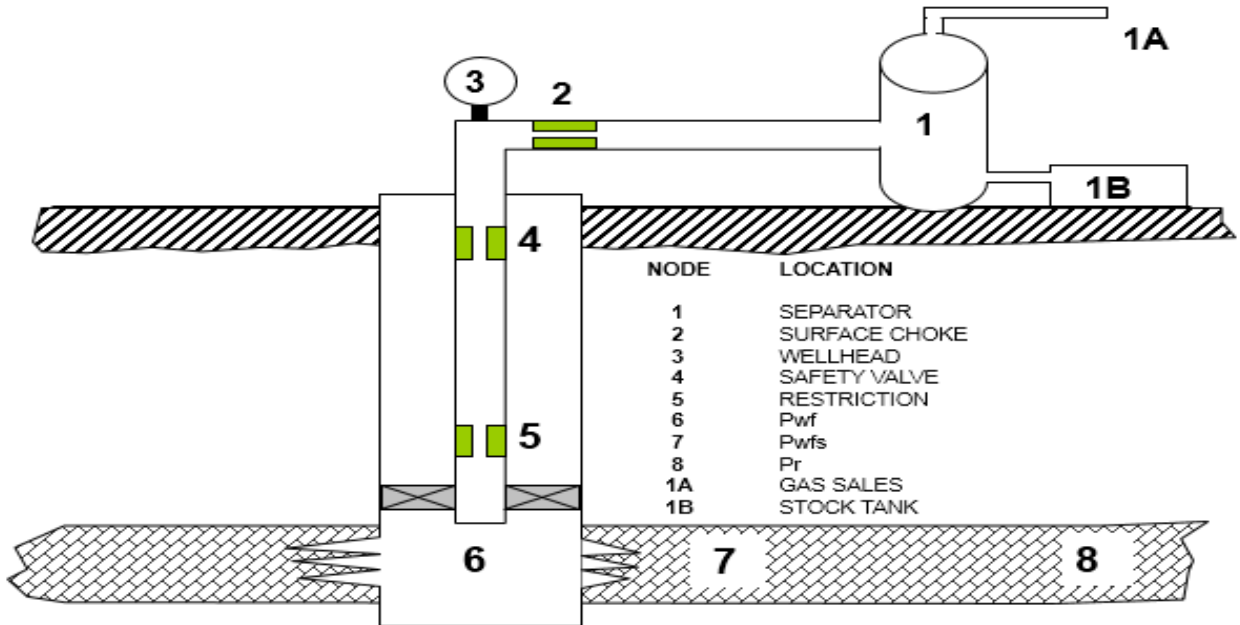


Figure III.2 :Les différentes positions des nœuds dans le système de production

- ❖ La procédure consiste à sélectionner un nœud dans la chaîne de production, et divisé le système à partir de ce nœud qui prend les différentes positions désignées sur la figure (III.2).Le choix de l'endroit des nœuds se fait suivant le but de l'étude. On peut avoir les endroits suivants :

Tableau III.1: Les différentes choix des nœuds dans le système de production.

Choix des nœuds		
Les nœuds (Nodal Points)	Les différentes positions du nœud	Le but del'étude
Nœud 1	séparateur	Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.
Nœud 2	Duse	cet emplacement nous permet d'étudier l'effet de la Duse, et de contrôler le débit de production.
Nœud 3	Tête de puits (wellhead)	permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte sur la performance du puits.
Nœud 6	fond du puits	permet d'étudier l'effet del'IPR(Inflow Performance Relationship) et de diamètre de tubing sur la performance du puits.
Nœud 7	Au niveau des perforations	permet d'étudier l'effet de la densité des perforations sur la performance du puits.
Nœud 8	réservoir	permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

III.4. Inflow performance Relationship IPR:

L'écoulement du fluide du réservoir vers le fond du puits est appelé « **Inflow performance** » et la représentation graphique est appelée « **Inflow Performance Relationship** » qui est définie comme relation fonctionnelle entre le débit de production et la chute de pression

($Q = f(P)$), La construction de la courbe IPR «**Inflow Performance Relationship** » est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits à évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits (le cas du nœud au fond)

Pour simplifier la loi de l'IPR il est nécessaire de prendre en considération le type d'écoulement.

- ❖ Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR. Parmi ces méthodes :

III.4.1 Loi de darcy :

La vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnellement au gradient de pression. Et inversement proportionnelles à la viscosité de liquide. [8]

- L'équation générale de DARCY peut être écrite comme suit : (**Inflow équation**)

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \Delta q\right)} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp \quad \dots(V.2)$$

Tel que: Q : le débit. h : hauteur.

K : perméabilité absolue. r_w : rayon de puits.

r_e : rayon de drainage.

III.4.2. Ecoulement monophasique dans le réservoir « Equation de Darcy » :

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression de fond (P_{wf}) est supérieure à la pression de bulle (P_b), $P_{wf} > P_b$

- ✖ Dans ce cas la loi DARCY s'écrit :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \Delta q\right)} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp \quad \dots(V.3)$$

Où :

S : le skin.

αq : terme de turbulence.

➔ Alors la loi de DARCY devient :

$$Q = \frac{h \times k_o \times (p_r - p_{wf})}{\mu_o \times B_o} \quad \dots(V.4)$$

Donc : $Q = I_p \times (p_r - p_{wf}) \quad \dots (V.5)$

où $I_p = \frac{k \times h}{\mu_o \times B_o} \quad \dots(V.6)$

➔ pour Darcy q_{\max} correspond à : $p_{wf} = 0$

D'où : $q_o(\max) = \frac{k \times h}{\mu_o \times B_o} \times p_r = I_p \times p_r \quad \dots(V.7)$

q_o : débit d'huile dans les conditions standards en (STBPD)

K : perméabilité absolue de réservoir en (md)

h : l'épaisseur du réservoir en (ft)

r_e : rayon de drainage en (ft)

r_w : rayon de puits en (ft)

P_r : pression de gisement en (psi)

P_{wf} : pression de fond dynamique en (psi)

μ_o : viscosité de l'huile a la pression moyenne $(P_r + P_{wf}) / 2$ en (Cp)

B_o : facteur volumétrique de fond a la pression moyenne.

S : skin

αq : terme de la turbulence, il est généralement négligé pour les faibles débits .

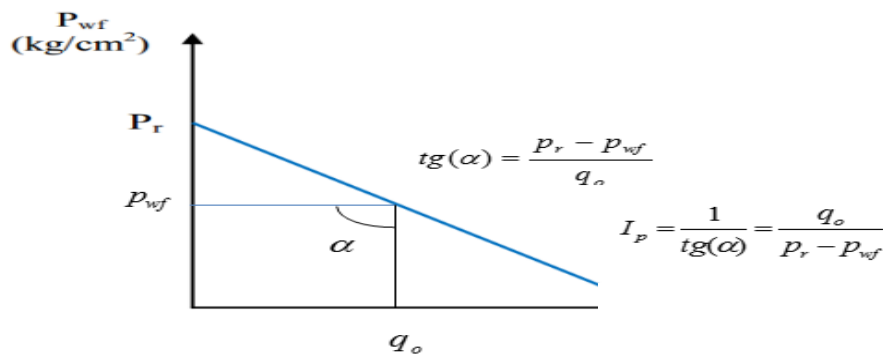


Figure III.3: L'IPR d'un liquide à une seule phase.

III.4.3. Écoulement diphasique dans le réservoir « Equation de Vogel » :

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de Vogel (figure III.4). Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où ($P_r < P_b$). Donc on aura un écoulement simultané d'huile et de gaz.

✦ Vogel a abouti à une équation, basée sur le calcul numérique, après avoir simulé plusieurs types d'écoulement dans les réservoirs d'huile avec gaz –drive et pour différentes variations des propriétés des fluides considérés.

✦ Vogel a fait varier le débit d'huile pour plusieurs valeurs de pression de fond dynamique,

et il a tracé le courbe du rapport $\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)$ en fonction du rapport $\left(\frac{q_o}{q_{\max}}\right)$

✦ Vogel a obtenu une courbe ayant la forme d'une fonction quadratique :

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = c + b \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) + a \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \quad \dots(\text{V.8})$$

☞ Avec les conditions aux limites suivantes :

Pour : $P_{wf} = 0 \longrightarrow q_o = q_{\max}$, d'où $c = 1$

$q_o = 0 \longrightarrow P_{wf} = P_r$, donc $a + b = -1$

☞ Donc on obtenu : **a = -0.2** et **b = -0.8**

✦ Vogel a obtenu l'équation peut décrire ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \quad \dots(\text{V.9})$$

q_{\max} : débit maximal. Il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est à dire, pour un débit donné du test, nous déterminons :

$$q_o(\max) = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \quad \dots (\text{V.10})$$

✦ **Standing** a introduit l'effet de skin dans l'équation de **Vogel**, afin d'avoir une équation représentative du puits.

➤ l'équation de Vogel devient:

$$\frac{q_o}{q_o(\max)} = 1 - 0.2 \left(\frac{p'f}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p'f}{p_r} \right)^2 \dots \text{(V.11)}$$

Avec :

$$\frac{P'f}{Pr} = 1 - FE \left(1 - \frac{Pf}{Pr} \right) \dots \text{(V.12)}$$

$$\frac{q_o}{q_o \max} = FE \left(1 - \frac{Pf}{Pr} \right) \times \left(1.8 - 0.8FE \left(1 - \frac{Pf}{Pr} \right) \right) \dots \text{(V.12)}$$

soit :

$$R = \frac{PF}{Pr} \dots \text{(V.13)}$$

✱ En remplaçant R dans l'équation précédente on trouve :

$$\frac{q_o}{q_o \max} = FE(1 - R) \times (1.8 - 0.8FE(1 - R)) \dots \text{(V.14)}$$

Avec:

$$q_o \max = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right)^2} \dots \text{(V.15)}$$

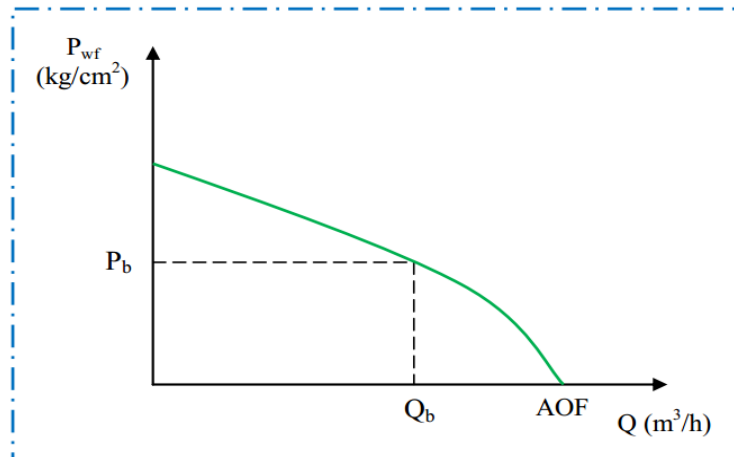


Figure III.4: L'IPR d'un liquide à deux phases.

III.4.4. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique :

L'utilisation de l'équation de Vogel donne des bons résultats dans le cas où la pression de réservoir (P_r) est inférieure à la pression de bulle P_b , ($P_r < P_b$), et l'équation de Darcy dans le cas où la pression de bulle est inférieure à la pression de fond dynamique $P_{wf} > P_b$.

✖ Dans le cas où $P_r > P_b$ et $P_{wf} < P_b$, deux (02) types d'écoulements peuvent être défini :

- Ecoulement monophasique de P_r à P_b
- Ecoulement diphasique de P_b à P_{wf}

Dans ce cas pour obtenir des résultats plus précis, nous devrions combiner entre l'écoulement monophasique et diphasique.

✖ On a :

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + \hat{\alpha}q\right)} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp \quad \dots (V.16)$$

Or :

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp = \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp + \int_{P_b}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp \quad \dots (V.17)$$

✖ Donc on a deux domaines :

- Lorsque $P_b < P < P_r$: On est en monophasique, donc :

$$q = IP \times (P_r - P_{wf}) \quad (V.18) \quad \text{et} \quad q_{o_{\max}} (DARCY) = IP \times P_r \quad \dots (V.19)$$

Lorsque $P_{wf} < P < P_b$: On est en diphasique donc :

$$q_o = q_{o_{\max}} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \dots (V.20)$$

✖ Dérivons cette équation on aura :

$$q_{o_{\max}} = q_b + \left[IP \times \frac{P_b}{1.8} \right] = q_b + q_{o_{\max}} (VOGEL) \quad \dots (V.21)$$

✖ En effet, pour déterminer le débit à une pression inférieure à P_b on a :

$$q_o = q_b + q(VOGEL) \quad \dots (V.22)$$

✖ Ce qui donne :

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2 P_{wf} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_b} \right]} \quad \dots (V.23)$$

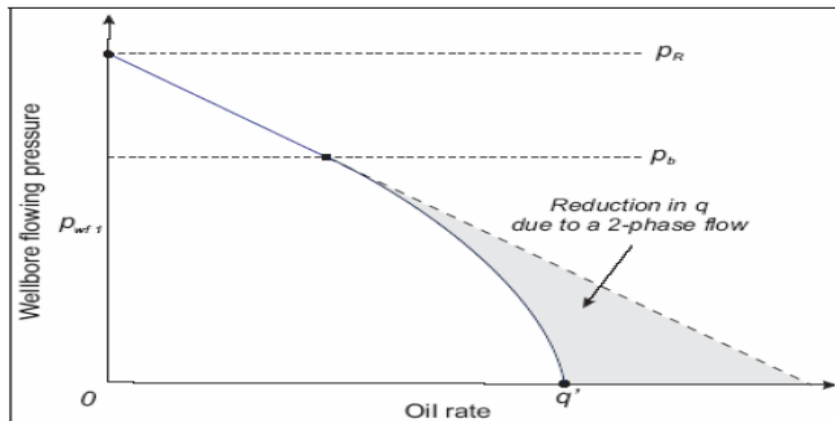


Figure III.5 : Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique

III.4.5. Méthode de l'index de productivité IP :

On définit l'indice de productivité (productivité index PI) comme étant le nombre de baril produit par **jour** pour chaque **psi** du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, Les unités usuelles sont des **barils** par **jour** par **psi**, ou des **m³** par **heure** par **bar**, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \dots \text{(V.24)}$$

Où : **Q** est le débit liquide produit (baril par jour)

J : indice de productivité (bpd/psi)

P_{ws} : est la pression statique du réservoir (psi)

P_{wf} : est la pression de fond en débit (psi)

P_{ws} - P_{wf} : est le drawdown sur la formation

- ✘ La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).
- ✘ Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.
- ✘ Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue

III.5. Performances Du Puits (Outflow Performances (VLP)) :

L'écoulement du fluide du fond du puits vers la surface est appelé « **Outflow Performance** » et la représentation graphique est appelée « **Vertical lift Performance** » (VLP) qui représente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées. La courbe **VLP (Vertical Lifting Performance)** représente la capacité de l'installation (tubing) de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits, elle est tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par des corrélations conférents les pertes de charge verticales en fonction des différents débits.

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowingbottomhole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixée (pression de tête, ou pression du séparateur).

Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits **P_{wf}** pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue. Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique (eau, huile et gaz) dans une conduite verticale donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$\frac{dP}{dh} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{\rho_m \times f_m \times d \times v_m}{g_c \times d \times h} \quad \dots(V.25)$$

➤ Cette équation renferme trois termes :

- ✖ Terme exprime les pertes dues à la pression hydrostatique du fluide dans la colonne.
- ✖ Terme exprime les pertes dues aux frottements.
- ✖ Terme exprime les pertes dues à l'accélération.

Tel que :

ρ_m : masse volumique du mélange. **g_c** : accélération du gravité.

f_m : facteur de frottement.

v_m : vitesse du mélange.

La difficulté de résoudre cette équation réside dans la détermination des paramètres **ρ_m** et **f_m**.

❖ Les facteurs affectants le VLP :

- ✖ Les dimensions du tubing.
- ✖ Le water Cut (WOR)
- ✖ Le GOR ou le gaz injecté.
- ✖ Les dimensions de la SSSV.
- ✖ Les dimensions de la Duse.

- * La pression de tête

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans les différentes conduites d'un puits.

III.6. L'utilité des corrélations :

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

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

III.6.1. Différents Types de Corrélations :

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Beggs et Brill ont récapitulé ces dernières corrélations dans trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique.

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

Cependant, aucune corrélation ne s'est avérée la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement. Les essais individuels de puits et l'expérience peuvent être employés pour obtenir la corrélation qui s'adaptera mieux aux caractéristiques de chaque puits, donc les différents types de corrélations sont :

III.7. Aperçu sur logiciel PIPESIM :

Dans cette partie on va essayer de faire une petite présentation du logiciel PIPESIM, et montrer comment faire un projet.

Toutes les compagnies pétrolières utilisent des logiciels qui les aident à prédire, simuler et résoudre les problèmes qui peuvent surgir lors d'une exploration ou une exploitation des gisements. A titre exemple, le calcul des pressions d'injection, débit de production optimum, localisation des valves . . . etc.

Le logiciel **PIPESIM (Pipeline Simulator)** est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

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

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

PIPESIM : est un logiciel qui permet de faire des analyses nodales des puits à l'aide des formulations de IPR lorsque le fluide traverse la formation (corrélations de VOGEL, DARCY ...) et des formulations TPC lorsqu'il traverse la colonne de production (corrélations Hagedorn et Brown, Poettmann, Carpenter, etc.).

Il possède des dispositifs de calcul d'une sensibilité puissante, qui permettent à des conceptions existantes d'être optimisées et d'évaluer les paramètres dans la future. Il est composé aussi de plusieurs sections permettant la création de modèles nécessaires pour l'étude des performances du puits. Parmi ces sections on peut citer :

- ✓ Section **Black oil**
- ✓ Section **IPR**
- ✓ Section **VLP**

En créant chaque section, on doit faire un matching avec les données réelles du puits afin d'avoir le maximum de précision.

- ✖ Il peut être utilisé pour mobiliser le puits avec différents scénarios, de faire des prédictions sur la pression de réservoir et de prédire la chute de pression du réservoir pour optimiser la production surface. [9]
- ✖ Il peut être utilisé pour calcul des débits maximaux des puits producteurs.

III.7.1. Application du logiciel PIPESIM :

- ✓ L'optimisation des équipements des puits ;
- ✓ L'analyse des performances des puits ;
- ✓ L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits ;
- ✓ L'optimisation des systèmes de production ;
- ✓ L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux ;
- ✓ L'optimisation des systèmes de récupération.



CHAPITRE IV



*LE VOLET
PRATIQUE*

IV.1. Développement du Champ d'EL ADEB LARACHE « IN-AMENAS »

IV.1.1 Historique de La production et la pression 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.

IV.1.2 Caractéristiques des réservoirs F4 :

Tableau. IV.1 :Les caractéristiques des réservoirs F4.

Caractéristiques	Valeurs
Profondeur moyenne (m)	1250
Pression initiales (bar)	119.25
Pression de bulle (bar)	119.20
Température (°C)	73
Epaisseur totale (m)	30
Epaisseur utile (m)	11.6
Porosité (%)	20
Perméabilité moyenne (md)	140
Saturation en eau (%)	33 à 42

IV.1.3 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 $B_g = 0.0862 \text{ m}^3 / \text{sm}^3$ 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.
- ✘ Les propriétés de fluide de réservoir sont montrées ci-dessous (Tableau IV.2). [1]

Tableau IV.2 : Les propriétés de fluide de réservoir.

Caractéristiques	Valeurs
Pression initiales (kg/cm ²)	121.6
Pression de saturation (kg/cm ²)	121.55
Viscosité l'huile (CP)	0.402
GOR de dissolution à l'origine (m ³ /m ³)	116.4
F.V.F initiale d'huile (BO)	1.3737
Température initiale (°C)	73

IV.1.4 Réserves :

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

Tableau. IV.3 : Les réserves en place du champ d'EL ADEB LARACHE.

RESERVOIRS	RESERVES ENPLACE		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				

IV.1.5 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 11/11/2011 le 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 10⁶m³, soit 7.3 10⁶T, représentant 34.2 % des RPL.

IV.1.6 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 2014 pour le Dévonien F4.

La pression initiale du réservoir est de 119.20 bar, pour l'année 2015 elle est de **105.03 bar** 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).

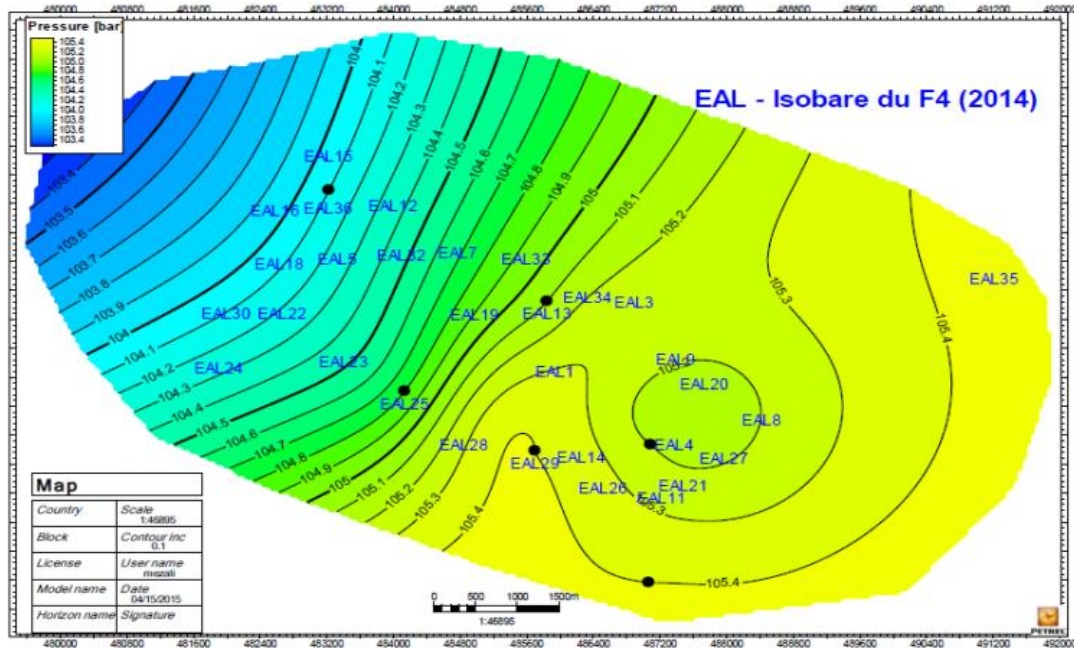


Figure IV.1: Carte isobare du dévonien F4.

IV.1.7. Position initiale des contacts des fluides :

IV.1.7.1 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.

IV.1.7.2 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 suivant les puits.

IV.1.8 Causes de fermeture des puits :

A) Un fort pourcentage d'eau :

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

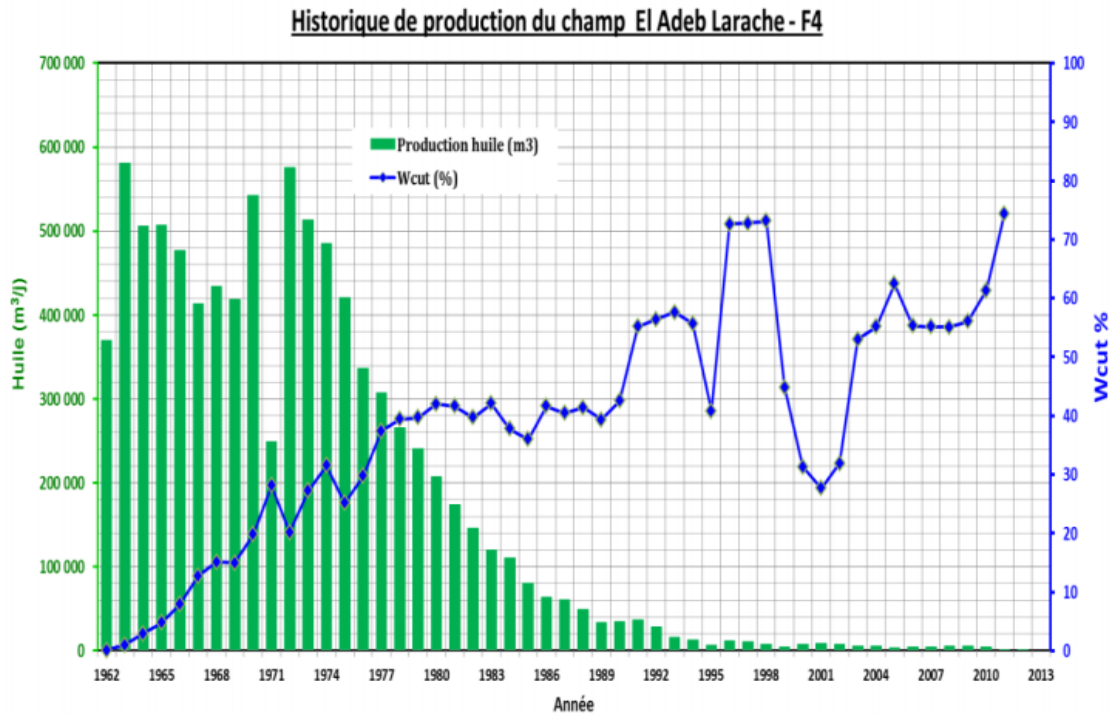


Figure IV.2: Evolution du pourcentage d’eau en fonction du temps.

B) 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 :

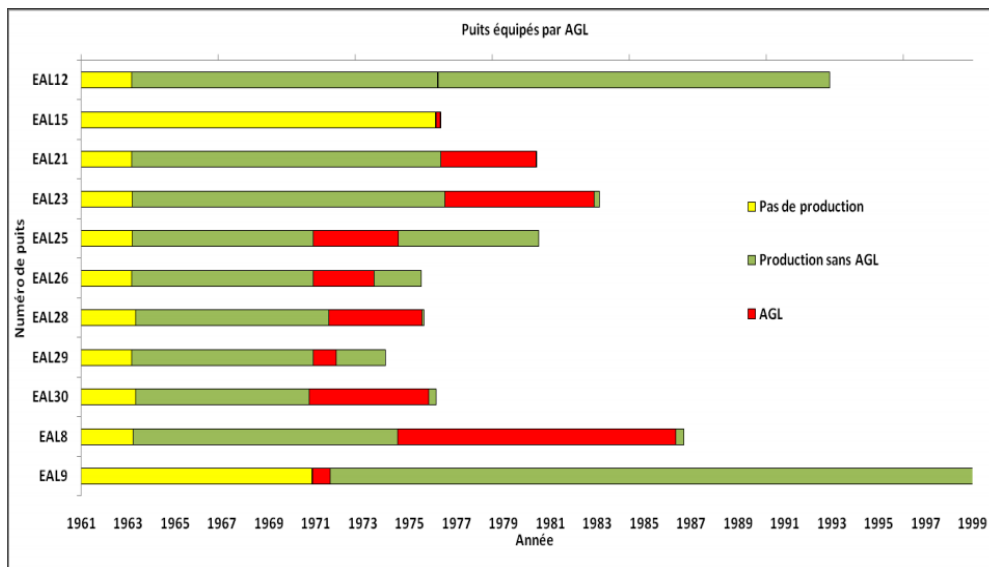


Figure IV.3: EAL-F4 Start-Stop Auto Gas Lift.

C) Etat mécanique des puits :

Plusieurs puits dans le gisement d’E

1 Adeb Larache ont fermé suite aux différents problèmes concernant l'état mécanique des puits (casing percé au niveau des réservoirs carbonifères à gaz, poisson laissé au fonds des puits, tubing suspendu, etc.), comme le montre le tableau suivant :

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

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)

D) Evolution de la pression du gisement :

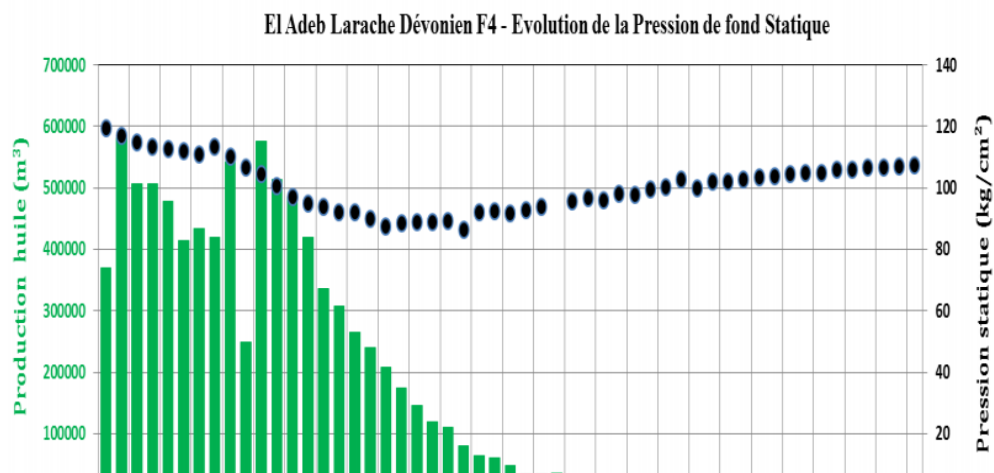


Figure IV.4 : Déclin de la pression du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F4.

- ✗ La pression du gisement a sensiblement chuté entre les années 1962 et 1980 atteignant **80.41bars** 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 **105.91bar**. [1]

IV.2. Procédure de l'étude :

IV.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 BUILD 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 BUILD 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-dessous) 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.
- Faire une sensibilité en cas ESP Pump

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

Le choix se fait en fonction de la 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 un bon début d'huile et aucun problème dans la complétion.

On a choisi le puits **EAL38** comme un puits pilote selon les critères suivants :

- ✓ Le périmètre d'El Adeb Larache ordovicien situé à proximité de station de compression gaz-lift, alors on a la possibilité de raccordement de puits en réseau GL et même d'installer une pompe ESP
- ✓ Le GOR et l'IP de puits chute d'une façon considérable

❖ *Collecte des données*

À partir de la base des données, on prend les résultats des différents tests faits sur le 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.

VI. 3. Choix des corrélations :

A) **Création du model de L'Analyse Nodale :**

Dans des champs pétroliers lorsque vous appliquez ou utilisent les logiciels qui les aident à prédire, simuler et résoudre les problèmes qui peuvent surgir lors d'une production par exemple l'optimisation par logiciel PIPESIM toujours l'étape la plus importante et la première créer un modèle de L'Analyse Nodale sur logiciel.

Pour créer un bon model de L'Analyse Nodale sur logiciel PIPESIM, la première étape importante après l'insérer les données nécessaires dans le model sont à choix la corrélation utilisé pour l'écoulement en réservoir IPR et la corrélation utilisée pour l'écoulement dans le tubing TPC.

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

On a vu dans le chapitre précédent que pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit:

- ✖ L'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_b < P_{wf}$.
- ✖ L'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$.

- ✱ L'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour : $P_{wf} < P_b < P_r$

Pour le gisement d'El Adeb Larache la pression du réservoir a chuté jusqu'à 108 kg/cm^2 , alors que la pression de bulle est de l'ordre de 121 kg/cm^2 . 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.

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

Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical dans le tubing adéquate s'avère important pour construire un modèle fiable. Parmi les corrélations proposées par le PIPESIM on trouve les corrélations suivantes : Hagedorn & Brown (HBR), Ansari (ANS), Duns & Ros (DR), Beggs & Brill Revised (BBR), Beggs & Brill Original (BBO), Mukherjee & Brill (MB), Grovier, Aziz & Fogarasi (GA), Orkiszewski (ORK), Beggs & Brill, Gray original (GRAYO), Gray modified (GRAYM).....etc.

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 la plus proche de celle mesurée.

Après la collecte des données de WELL TEST et JAUGEAGE et PVT construction du modèle 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 utilisées et étudiées sont :

Hagedorn et Brown* Beggs et Brill *Orkiszewski *Duns & Ros *Gray modified

D). Application :

D).1 Création d'un modèle sur PIPESIM (EAL 38) :

Afin de réaliser le design de gaz lift et de pompe ESP sur le puits EAL 38, le modèle de ce puits doit être créé par le logiciel PIPESIM suivant ces étapes :

- Ouvrir un nouveau projet.
- Choisir le système des unités à utiliser, selon les unités des tests de jaugeage, Draw-down et Buildup.
- Définir les caractéristiques d'huile.
- Ajouter et connecter les éléments de modèle de puits EAL 38 (le départ est le réservoir avec complétion verticale, tubing et en fin la duse).

- Entrer les données de chaque composante du model.

Les données du fluide sur le tableau IV.5 :

Tableau IV.5: Données du réservoir.

Masure longueur MD=TVD	4735 ft
Pression de Réservoir (psi)	1729.57
Pression de bulle (psi)	1400
Température de réservoir (° C)	73
Water Cut (%)	23
GOR (m3/m3)	34

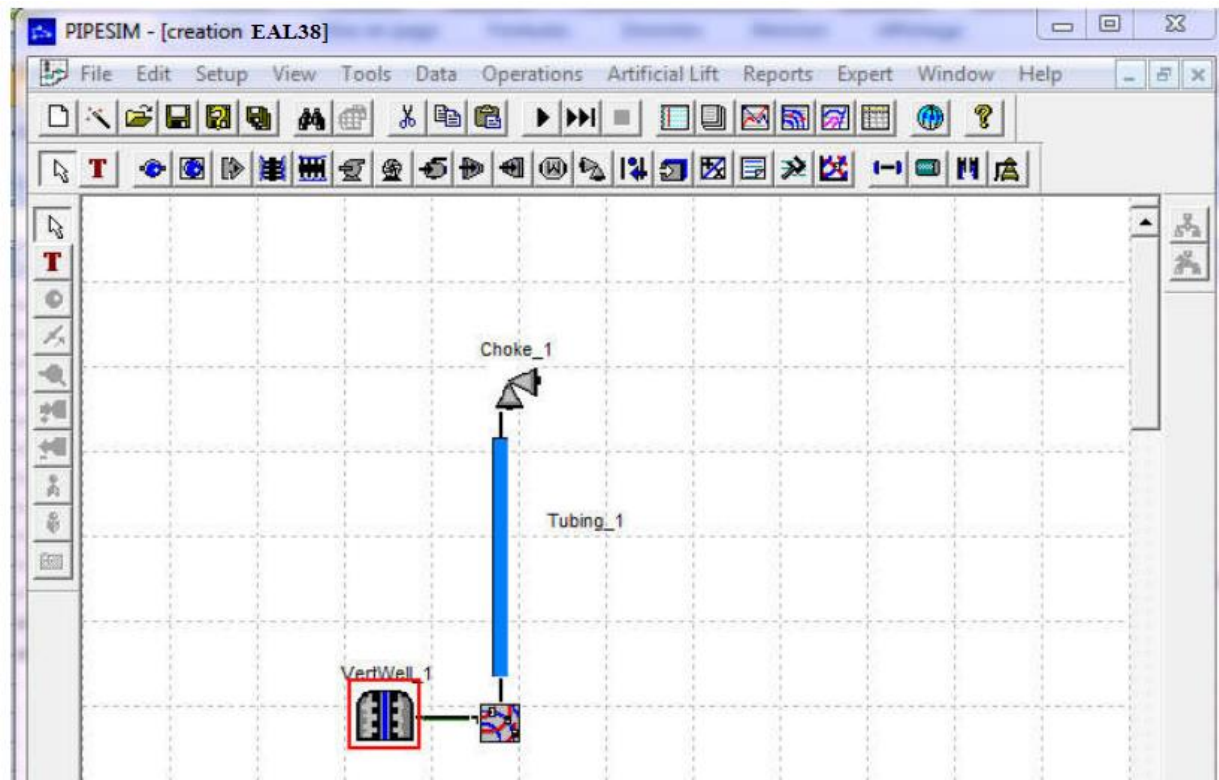


Figure IV. 5 Construction d'un modèle du puits(EAL38) sur logiciel PIPESIM.

- On choisit le puits EAL38 pour l'application d'étude du modal L'Analyse Nodale et choix de corrélation, les Données de ce puits :

Tableau IV.6: Données du puits EAL38.

EAL38					
Profile Static (Top Perfos 1420 m)		Profile Dynamic (Top Perfos 1420 m)		Données des Test	
SBHP = 119.25bar	SBHT =73°C	FBHP=97.0858 bar	GOR= 34 m3/m3	WC = 23 %	Q Liquid = 34.05 m ³ /d
$IP = \frac{Q_{Liquid}}{SBHP - FBHP} = \frac{214.168}{1725.94908 - 1408.111} = 0.675 \text{ bbl/d/psi}$					

Après avoir le remplissage des données et les corrélations dans logiciel il donné ce graphe

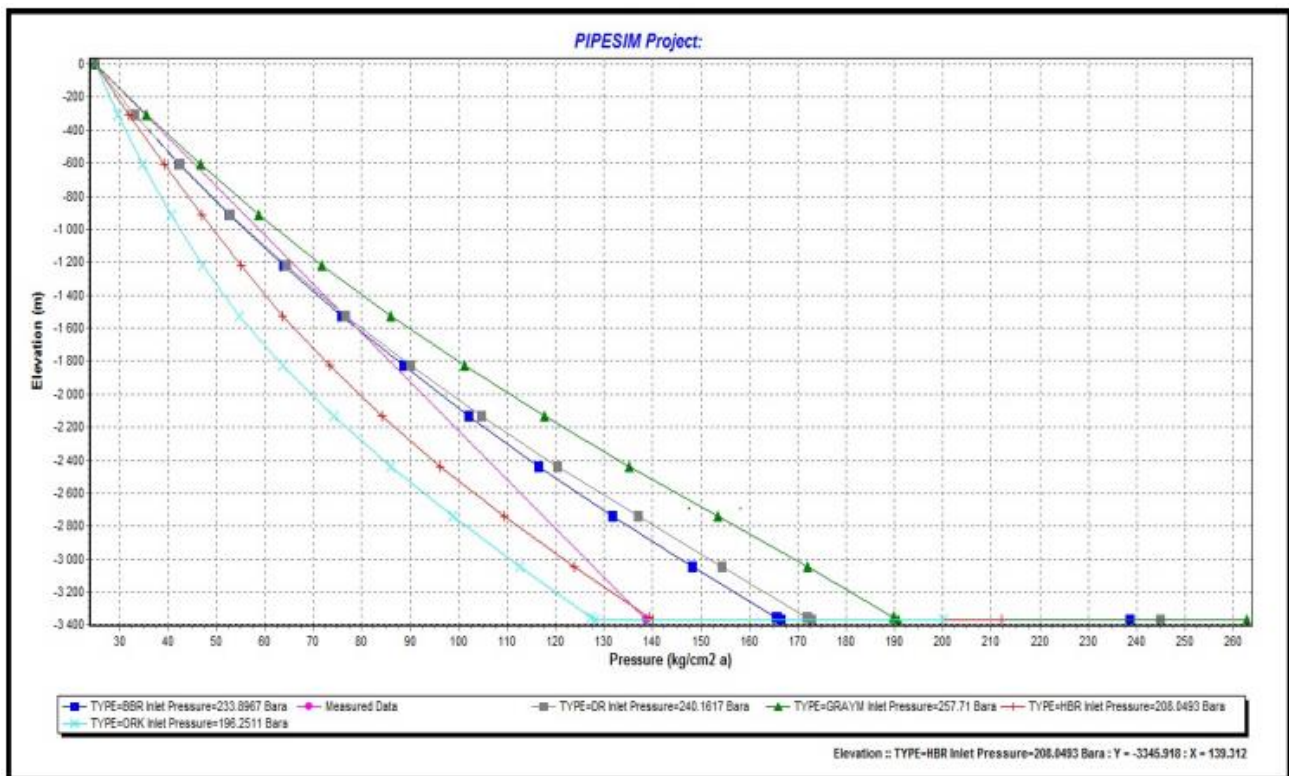


Figure IV.6: Gradient de pression dynamique pour différente corrélation (EAL 38).

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 38 (PFD =97.62kg/cm²).

- ❖ **Confirmation du choix de corrélation** : Logiciel PIPESIM calcule pour chaque corrélation, l'erreur ainsi que les facteurs de friction, d'holdup. La corrélation à choisir est celle qui présente l'erreur le plus faible (Figure IV.7).

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

$$\Delta = P_{wfm} - P_{wfc}$$

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 (%)

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

La pression mesurée

$$Em = \frac{\sum E}{N}$$

N : est le nombre des puits

➤ **La moyenne des erreurs relatives :**

✖ Pression de fond mesurées et calculées :

Tableau. IV.7 : La pression de fond

Puits	Pwf mesuré (bar)	Pwfc calculée (bar)				
		Hagedorn & Brown	Beggs & Brill	Duns & Ros	Gray modified	Orkiszewski
EAL38	99.61	97.62	106.8	107.6	108.4	108.4

Calcul de l'erreur absolue et relative :

Tableau. IV.8 : Le calcul de l'erreur absolue.

Puits	Δ (bar)				
	Hagedorn & Brown	Beggs & Brill	Duns & Ros	Gray modified	Orkiszewski
EAL38	2.01	18.19	10.99	10.99	3.71

Calcul de l'erreur relative :

Tableau.VI.9 : Le calcul de l'erreur relative.

Puits	E(%)				
	Hagedorn & Brown	Beggs&Brill	Duns & Ros	Gray modified	Orkiszewski
EAL38	1.45	13.12	7.92	5.20	5.20

Logiciel PIPESIM calcule pour chaque corrélation, l'erreur (absolu, relative).

La corrélation à choisir est celle qui présente l'erreur le plus faible, les résultats obtenus par le software sont représentés dans la figure (Figure IV.7).

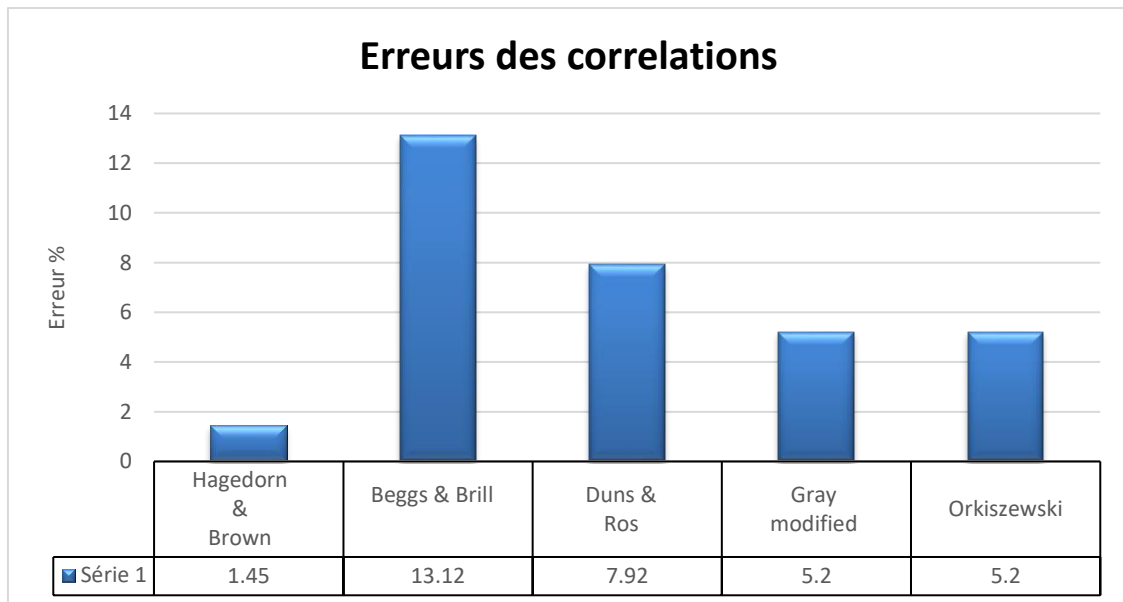


Figure. IV.7 : L'erreur de corrélation.

D'après l'organigramme et les résultats précédents, on remarque que la corrélation de **HAGEDORN & BROWN** a donné l'erreur relative 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 l'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)

D).2 Le point de fonctionnement IPR/VLP :

PIPESIM nous donne la courbe d'Outflow et de l'Inflow qui s'exprime la variation de débit en fonction de la pression de fond au niveau du nœud pour trouver le point de fonctionnement de puits EAL 38, le point de fonctionnement d'après les données WELL-TEST est comme suit (Figure IV.8) :

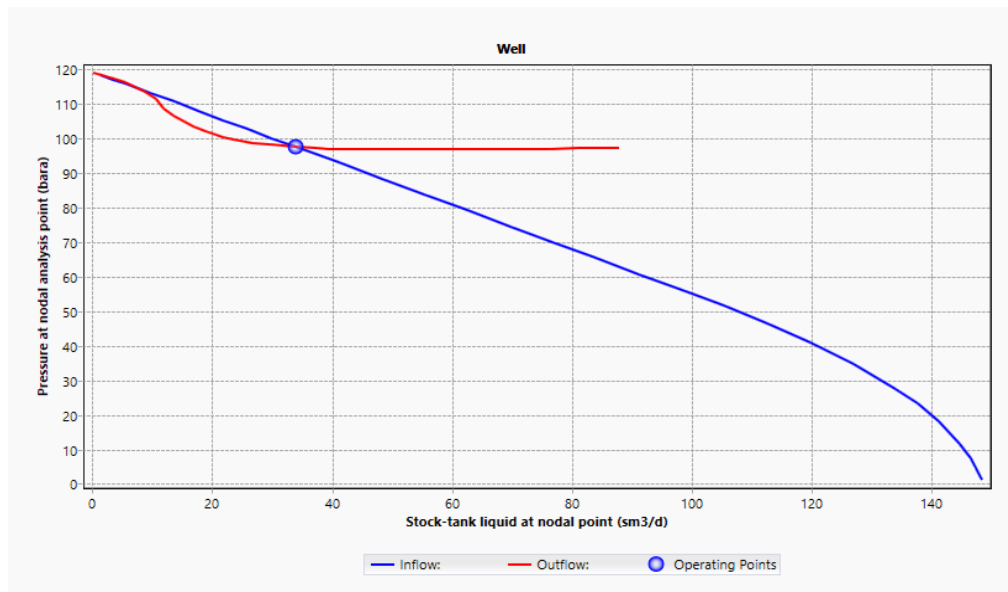


Figure IV.8 : Point de fonctionnement IPR/VLP de puits EAL 38.

Ce graphe montre que l'intersection entre l'IPR et le VLP donne le point de fonctionnement actuel (la pression du fond et le débit de production actuel), les coordonnées du point de fonctionnement sont montrées dans le tableau ci-dessous :

Tableau VI.10 : Coordonnées du point de fonctionnement IPR/VLP.

Valeurs	mesurées	Calculés	Différence (%)
Liquide rate (STB/day)	34.05	34.01	- 0.11747
Bottomhole pressure (bar)	97.0858	98.1	-0.104496

D'après les valeurs extraites à partir les courbes et celles mesurées, l'APD calculé montre que le model utilisé est favorable pour la simulation du puits. Donc : **le model est valide.**

VI.4. Modélisations et Etude de performance de puits EAL 38 :

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

IV.4.1. La sensibilité :

Les sensibilités sont les scénarios qui nous pouvons utiliser pour voir comment les différentes variables affectent le système global. On peut utiliser la sensibilité pour estimer une variable connue par estimateur au variable avec plusieurs valeurs possibles.

Ensuite, on utilise les données de sortie (outlet) pour estimer la valeur du variable en comparant les résultats de sensibilité avec les résultats comptés. Les tests de sensibilité effectués dans cette étude sont basés sur différentes paramètres, pour voir l'influence de chacun sur le débit de production et sur le système global. Les tests effectués sont :

IV.4.1.1. Etude de l'influence du Water Cut sur la production (Sensibilité en cas d'augmentation de Water Cut) :

L'historique de puits montre une tendance de débit d'eau à augmenter et d'autre part une chute de débit d'huile, cela traduit par la percée d'eau au niveau du drain et la remontée du plan d'eau. Au cours de temps le Water Cut va augmenter suite à la remontée du plan d'eau dans la formation, pour cela on va prédire l'évolution de la production en fonction de WC. L'augmentation de WC influée considérablement sur le comportement de notre puits, l'étude par le logiciel PIPESIM de l'évolution du Water Cut relativement à la production est la donnée comme suit :

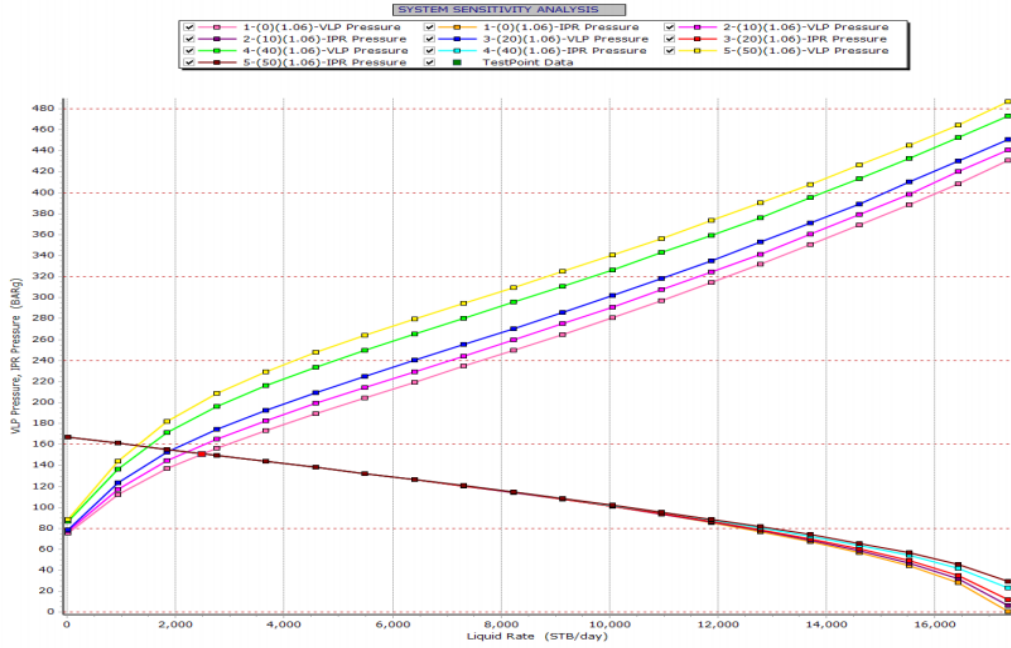


Figure IV.9 : Effet du Water Cut sur la production de puits E38.

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

Tableau. IV.11 : Effet du Water Cut sur la production.

Water Cut (%)	Débit d'huile Q_0 (STB/day)
23	214.16
40	198
50	165
60	158

❖ Remarque sur les résultats :

On a remarqué que l'augmentation du Water Cut influe sur la production d'huile c'est à dire que le pourcentage de Water Cut augmente et le débit d'huile produit diminue. Donc le Water Cut a un effet négatif, et pose un très sérieux problème.

IV.4.1.2. Etude de l'influence du débit d'injection de Gaz-lift sur la production (Sensibilité encas de gaz lift):

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

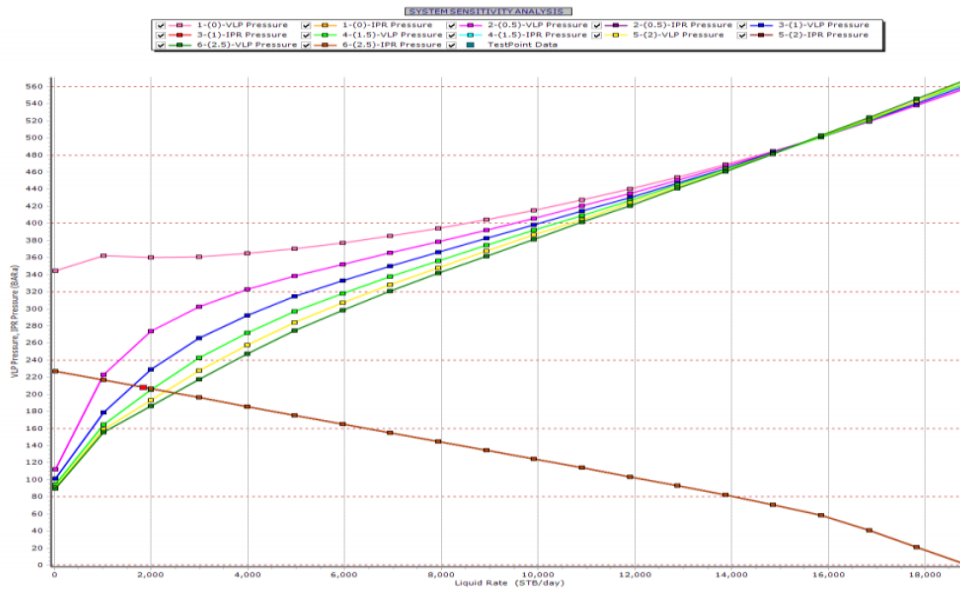


Figure VI.10 : Effet des débits de gaz lift sur la production.

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

Tableau. IV.12 : Effet des débits de gaz lift sur la production.

Débit de gaz lift injectée (MMscf/day)	Débit d’huile produit (STB/ DAY)
0	0
0.5	1090
1	1280
1.5	1375
2	1440
2.5	1470
3	1500

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.

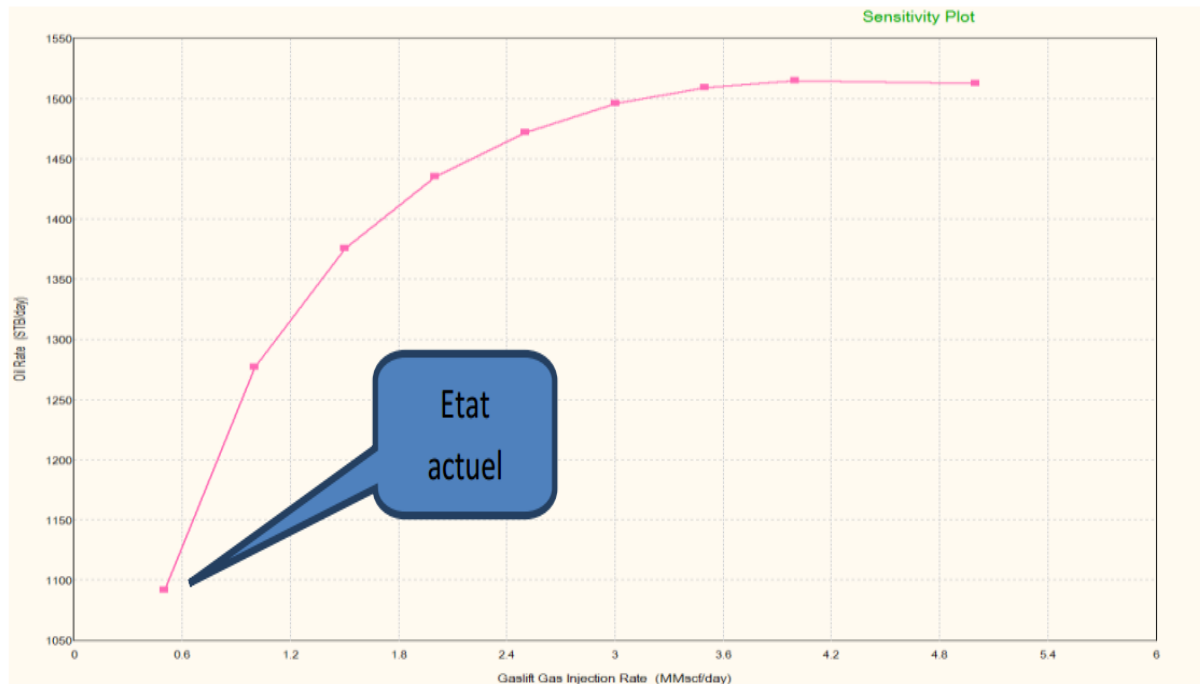


Figure IV.11 : Influence du débit d'injection de gaz lift sur la production.

- On observe dans cette courbe que l'augmentation du débit d'injection de gas-lift, provoque une augmentation du débit d'huile sous l'effet de la diminution des pertes de charges hydrostatiques, et après une certaine valeur, le débit d'huile commence à diminuer sous l'effet de l'augmentation des pertes de charges par friction.

Cette valeur est le débit optimum de gaz lift ($Q_{G \text{ optimum}} = 1.5 \text{ MMscf/day}$), à cette valeur, ($Q_{\text{oil}} = 1375 \text{ STB/ DAY}$).

Il aussi a noté qu'à partir d'un certain point l'augmentation du débit de gas lift n'a pas d'effet significatif sur le débit d'huile.

❖ 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 38

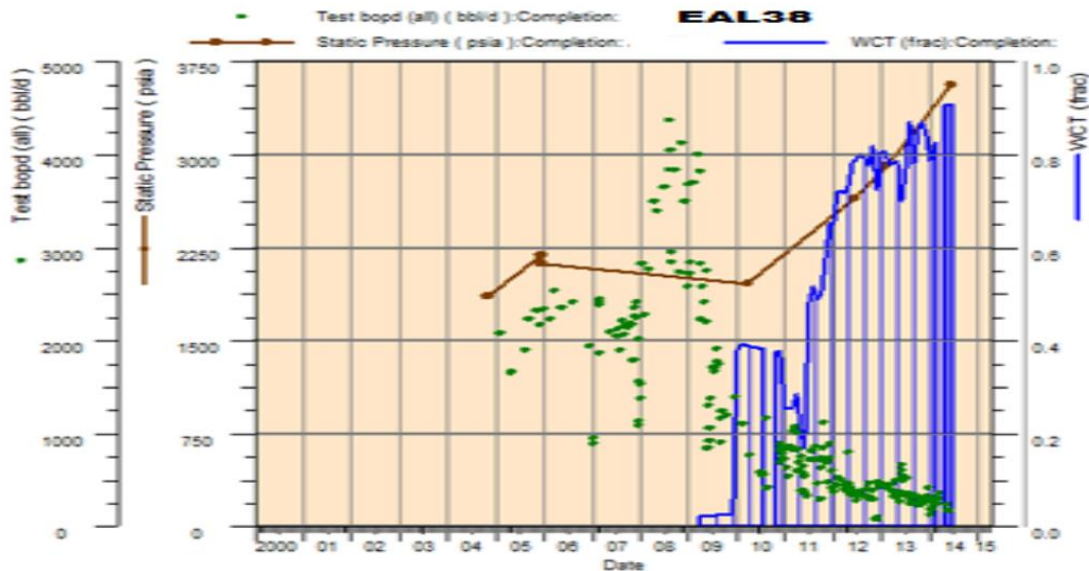


Figure IV.12 : Distribution de la pression de gisement, water cut et débit d’huile pour le Puits EAL38.

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.

IV.4.1.3 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(ESP)** dans les puits.

❖ **PIPESIM options summary« MethodBlack oil »:**

Tableau.VI-13: 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

- ✖ Le débit désirable de puits doit être convenable avec le choix de moteur et de pompe, et aussi avec la pression de fond dynamique (97.085 bar).
- ✖ Le choix de pompe ESP est très important dans le design. On choisit la pompe selon le débit minimum et maximum supporté par la pompe on tient compte la chute de l'IP de puits, le diamètre de casing et l'efficacité de la pompe.
- ✖ On a fait le choix de type de pompes ESP, qui est de type : **REDA D5850N3.87 Inches de Schlumberger**. On a utilisé ce type pour les puits de notre étude.

➤ *ESP input data :*

Tableau.VI.14: ESP INPUT DATA.

PUMPS DEPTH(m)	1200
OPERATING FREQUENCY(Hz)	50
MAXIMUM OD(inches)	5
LENGTH OF CABLE(m)	1200
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

❖ *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 été 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

➤ *La sensibilité sur la fréquence :*

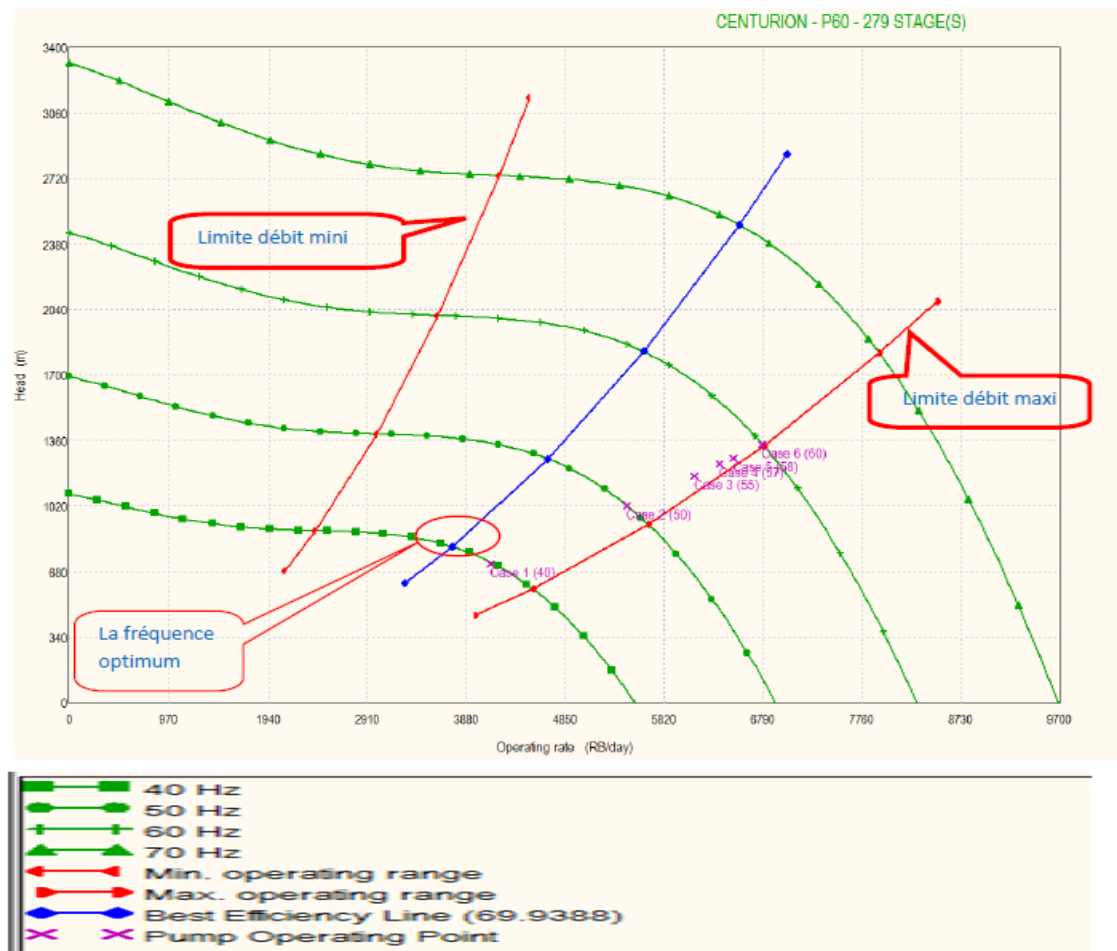


Figure IV.13 : Plage de fonctionnement de pompe ESP pour le choix de la fréquence

- ✘ À partir de ce graphe ci-dessous on a pu déterminer la fréquence optimale équivalente à 50 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

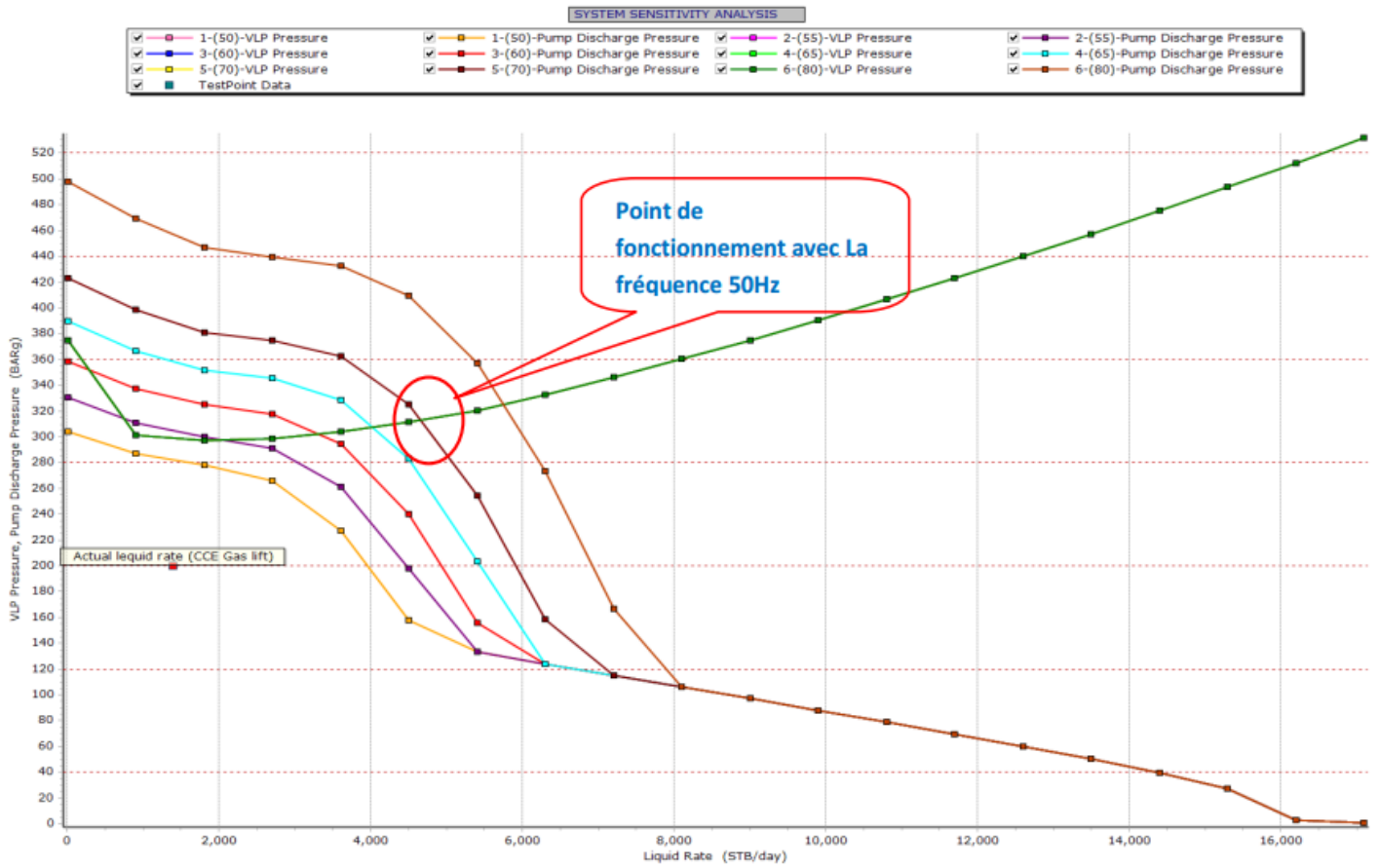


Figure IV.14: VLP vs pump discharge pressure (pression de pompe d'évacuation).

✦ Les résultats sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Tableau.VI-15 : Débit d'huile (STB/ DAY) en fonction de fréquence de la pompe (Hz).

Fréquence (Hz)	40	50	55	60	65	70
Débit d'huile (STB/ DAY)	213	3610	1368.88	2546.85	3080	4427.5

❖ REMARQUE SUR LES RESULTS :

On peut voir qu'il y a une augmentation du débit de 38.7(%) par rapport à la méthode de gaz lift.

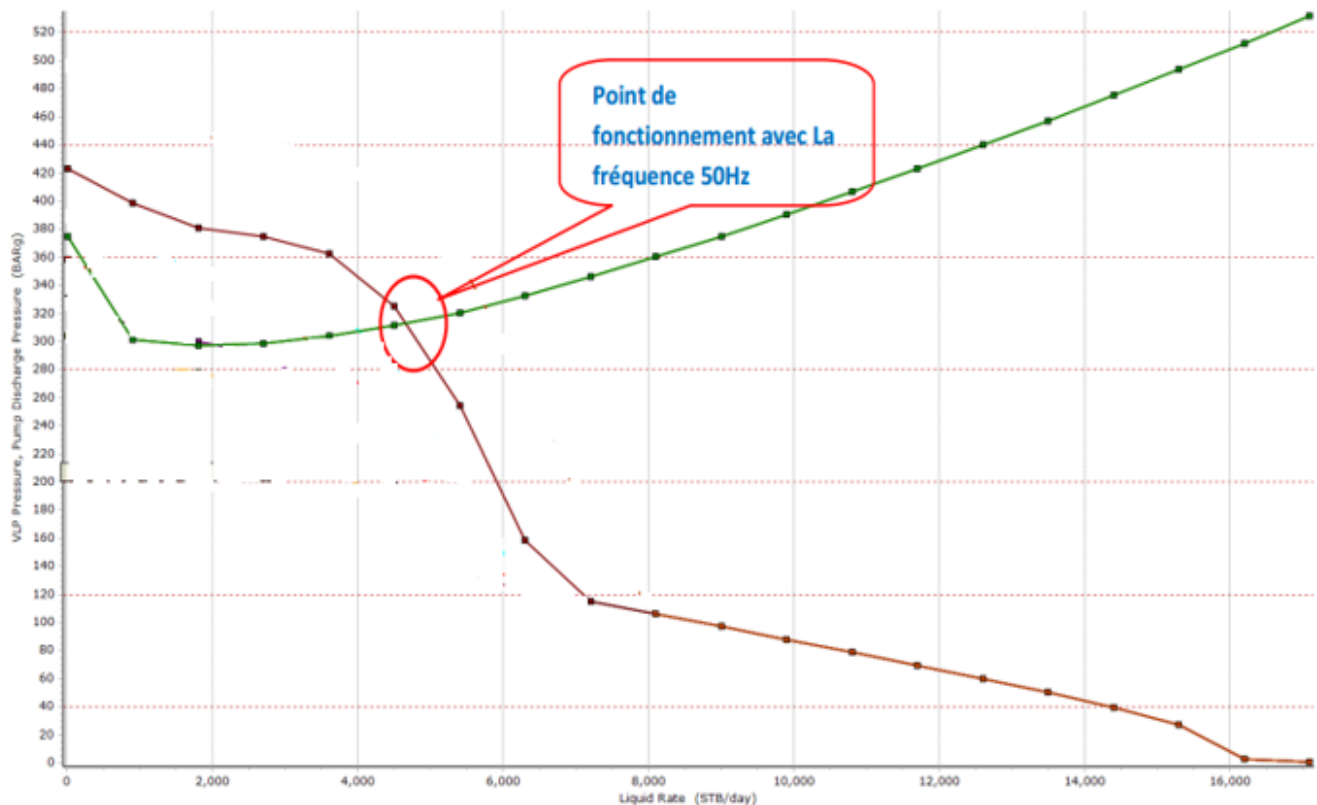


Figure VI.15: VLP VS IPR du pompe E38 équipé par une ESP.

IV.5. Étude technico-économique :

L'étude économique est la phase finale de l'étude technique. Son objectif essentiel est de faire une comparaison économique entre les différentes configurations d'exploitation.

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tous un projet et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée afin qu'on puisse prendre une décision technicoéconomique avantageuse.

Notre étude a pour objectif de faire une comparaison économique entre les deux différents modes d'activation considérés et le choix de la meilleure solution d'activation

- ✓ Gaz lift .
- ✓ Pompe ESP.

IV.5.1 Évaluation technique :

IV.5.1.1 Comparaison entre pompe ESP et gaz lift :

La production dans les deux cas d'activation pour le puits EAL 38 :

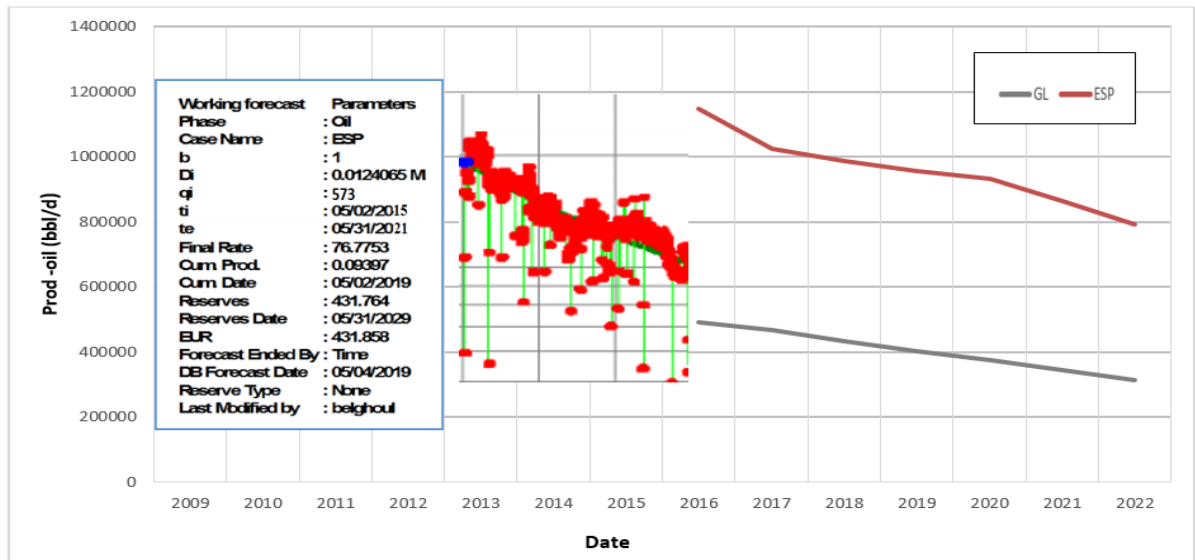


Figure IV.16: La production dans les deux cas d'activation en fonction de temps

Les résultats de la comparaison de la production (tableau IV.14) montrent que la solution ESP donne un taux de production plus élevé par rapport à la solution de gaz lift dans les mêmes conditions de puits.

Tableau. IV.16 : comparaison technique entre la pompe ESP et le Gaz lift.

Le cas d'activation par Gas-lift		Le cas d'activation par pompe ESP	
Débitliquide STB/day	Débit d'huile STB/day	Débitliquide STB/day	Débit d'huile STB/day
2000	1375	4700	3610

❖ Remarque sur les résultats :

On a remarqué dans le cas de l'installation des pompes ESP il y a un gain de production important par rapport à l'activation par Gas-lift.

IV.5.1.2. Gain de la production en huile :

Les résultats de notre étude sont montrés dans le tableau ci-dessous :

Tableau. IV.17 : Gain de la production en huile.

Le puits	Production Sans activation STB/Day	Production avec Gas-lift (STB/Day)	Production avec Pompe ESP (STB/Day)	Gain avec Gas-lift (STB/Day)	Gain avec ESP (STB/Day)
EAL 38	214.08	1375	3610	1160.84	3395.92

IV.5.1.3 Prévisions de production avec les deux méthodes d'activation :

Nous avons établi une prévision de production avec la courbe de déclin utilisant le logiciel OFM par la méthode harmonique (**Figure VI.16**).

Selon la figure précédent, le tableau ci-dessous représente les résultats prévisionnels :

Tableau IV.18 : Production prévisionnelles avec les deux méthodes d'activation

Année	Gaz Lift (bbl)	Pompe ESP (bbl)
Juin 2015– Juin2016	491050	1147650
Juin 2016– Juin2017	467050	1025856
Juin 2017 – Juin2018	432350	986945
Juin 2018 – Juin 2019	402565	956827
Juin 2019 – Juin 2020	375792	932596
Juin 2020 – Juin 2021	342653	862548
Juin 2021 – Juin 2022	313649	792354

IV.5.2 Evaluation économique :

Pour réaliser une étude économique précis, il faut prendre en considération tous les charges d'installation des équipements et tous les dépenses au cours dedéveloppement de puits.

Pour que le projet soit économiquement intéressant. Il faut que la récupération d'une opération être extrait grand autant que possible.

IV.5.2.1 Qu'est-ce qu'un « VAN » ?

La VAN donnera la valeur d'un projet pendant toute sa durée de vie en tenant compte des coûts en capital, des coûts d'exploitation, de l'amortissement et des revenus. Voici la formule de calcul de la valeur actualisée nette :

$$\text{VAN \$} = \text{Coût d'exploit \$} - \text{Coût d'investir \$}$$

- **Coût d'investir** : Coût de location et d'installation le système du gas-lift ou Coût d'achat et d'installation de la pompe ESP.
- **Coût d'exploiter** : Débit d'huile (bbl/j) *365jours*prix de baril (\$)
- **Prix actuel d'un baril de pétrole** :65 \$/baril

En règle générale, un investissement avec une VAN positive sera rentable et un investissement avec une VAN négative entraînera une perte nette. Ce concept est à la base de la règle de la valeur actualisée nette, qui stipule que les seuls investissements devant être effectués sont ceux avec des valeurs de VAN positives

VI.5.2.2 Le Pay Out Time "POT"(délai de récupération) :

Qui est défini comme le temps nécessaire pour que le cumul des cash d'exploitation de projet devienne égal au capital initialement investi.

IV.5.2.3 Etude économique dans le cas d'utilisation de Gaz Lift :

Les résultats des calculs pour l'installation de Gaz lift sont indiqués dans le tableau IV.19

Tableau VI. 19 : Coût d'investissement pour l'activation par Gaz lift.

Equipements	Nombre de jour	Prix
Le cout de l'opération de Snubing	15	759588.95 \$
Les pertes dues à l'arrêt de production	15	627 524.452 \$
La connexion au puits	/	37635.58 \$

Notons que :

- * Taux d'actualisation 1% (supposé être fixe pendant le fonctionnement),
- * Période d'étude de 6 ans, l'année de référence est 2016.

Tableau IV. 20 : Les revenus de l'investissement avec Gaz lift

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Co (\$)	1 424 748.782	/	/	/	/	/	/
P (\$/bbl)	65	65	65	65	65	65	/
Q (bbl)	491050	467050	432350	402565	375792	342653	2511460
Ct (\$)	31918250	11715629	9797094.5	8504442.7	7837675.3	7817233.5	77590325.2
Ct (\$) Réduit	31599068	11598473	9699123.5	8419398.3	7759298.5	7739061.1	76814421.9

⇒ La valeur actuelle nette (VAN) du projet est :

$$\text{VAN} = \text{Ct(Total) réduit ($) - Co ($) \quad \Rightarrow \quad \text{VAN} = 75.38 * 10^6 \$$$

- Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation de gas-lift sur EAL38 est **1 424 748.782 \$**
- Le **Pay Out Time "POT"** : Le prix de référence de baril de brute est **65 \$**, alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à l'environ de **21919.212 ST Baril**, puisque le débit de production d'huile de EAL38 en gas-lift est de **1375 STB/d**.
- La valeur actuelle nette (VAN) du projet par jours :

$$\text{VAN}(\$/\text{j}) = \frac{\text{VAN}(\$)}{6 \times 365} = 34424.5082(\$/\text{j})$$
- $\text{POT}_{\text{GL}} = \frac{\text{Co}(\$)}{\text{VAN}(\text{j})} = \frac{1\,424\,748.782}{34424.5082} = 42 \text{ jours.}$

IV.5.2.4 Etude économique dans le cas d'utilisation des pompes ESP :

Calcul de la valeur actualisée des flux de trésorerie dans le cas d'une pompe ESP : Les données d'investissement pour l'installation d'une pompe ESP avec le fonctionnement pardessus sont présentées dans le tableau(IV.21)

Tableau IV. 21 : Les coûts d'investissement de la pompe ESP.

Equipements	Nombre de jour	Prix location par jour
Le cout de l'opération de WO	28	600943.28 \$
Les pertes de production durant le WO	28	531822.6704 \$
Prix du pipe	/	150333.33 \$
Location de la pompe	/	1 600 \$

Les résultats du calcul pour EAL38 dans le cas d'une installation ESP sont indiqués dans le tableau IV.

Tableau IV. 22 : Les revenus d'investissement avec la pompe ESP.

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Co (\$)	1 284 699.28	/	/	/	/	/	/
P(\$/bbl)	65	65	65	65	65	65	/
Q(bbl)	1147650	1025856	986945	956827	932596	862548	5912422
Ct (\$)	74597250	66680640	64151425	62193755	60618740	56065620	384307430
Ct (\$) réduit	73851278	66013834	63509911	61571817	60012553	55504964	380464356

⇒ La valeur actuelle nette (VAN) du projet est :

$$\text{VAN} = \text{Ct(Total) réduit (\$)} - \text{Co (\$)} \Rightarrow \text{VAN} = 379.17 \cdot 10^6 \$$$

⇒ Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation de gas-lift sur TFT69 est **1 284 699.28 \$**

⇒ **Le Pay Out Time "POT"** : Le prix de référence de baril de brute est **65 \$**, alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à l'environ de **19764.6 ST Baril**, puisque le débit de production d'huile de EAL38 en gas-lift est de **3610 STB/d**.

⇒ La valeur actuelle nette (VAN) du projet par jours :

$$\text{VAN (\$/j)} = \frac{\text{VAN (\$)}}{6 \cdot 365} = 173141.3958 (\$/j).$$

$$\Rightarrow \text{POT}_{\text{GL}} = \frac{\text{Co (\$)}}{\text{VAN(j)}} = \frac{1\,284\,699.28}{173141.3958} = \mathbf{8 \text{ jours.}}$$

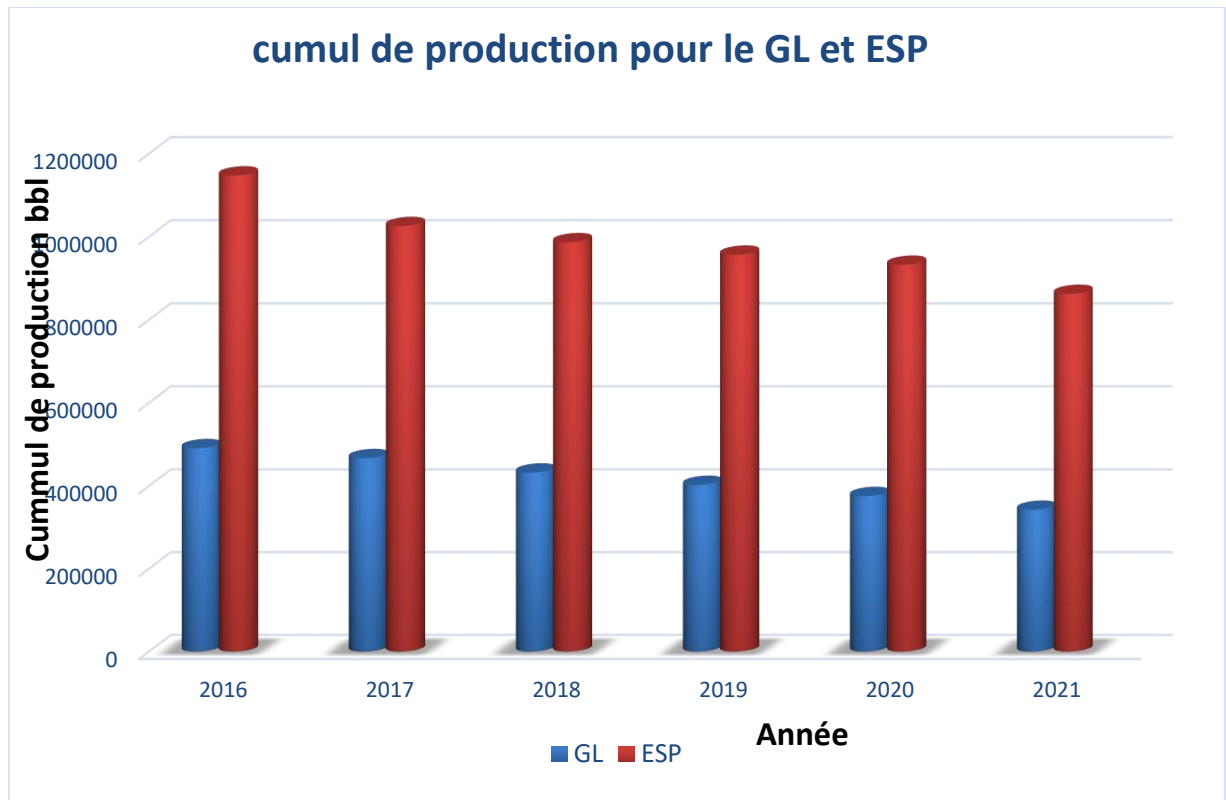


Figure IV.17: Cumul de production pour le Gaz lift et ESP pomp.

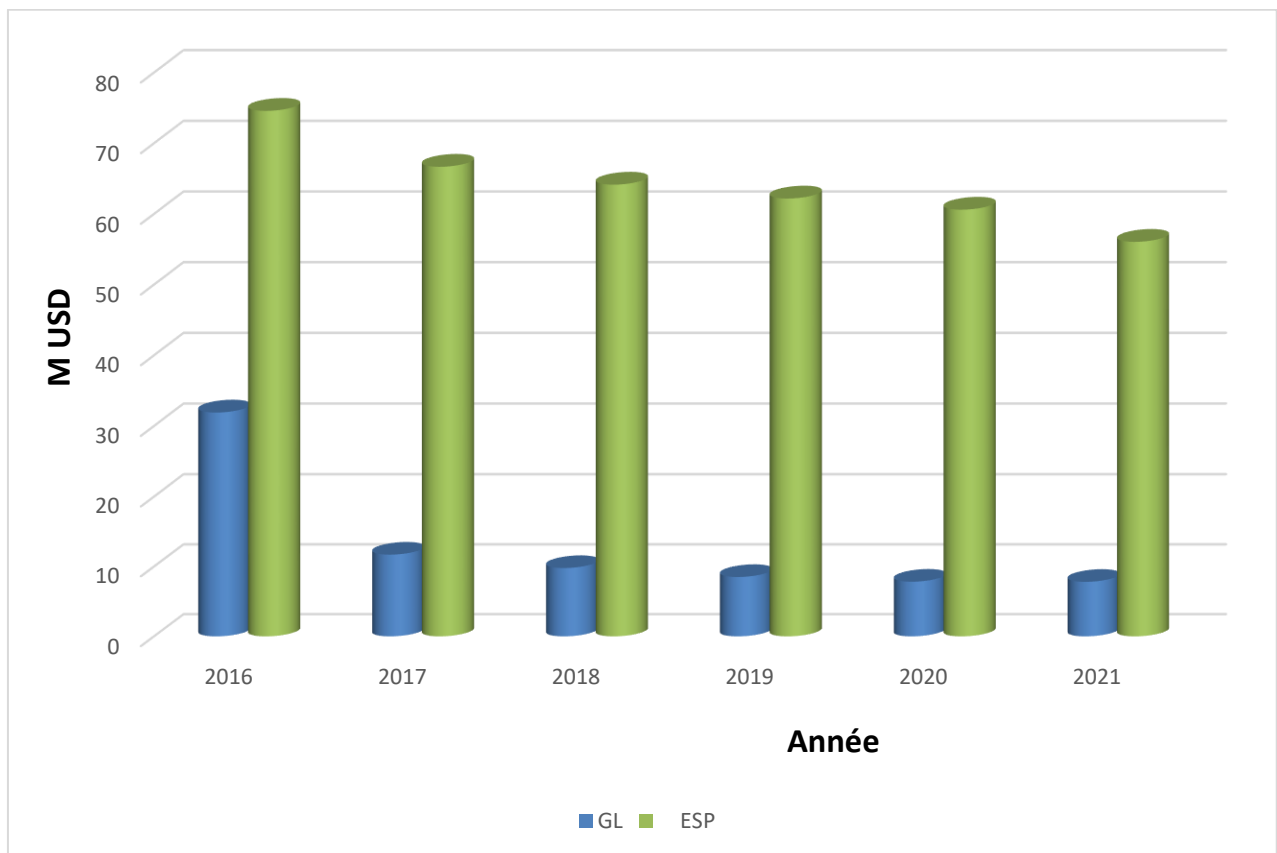


Figure VI.18: Les revenus en dollars pour Gaz lift et ESP pompes.

IV.6 Conclusion :

A la fin de ce chapitre nous pouvons dire qu'il y a des problèmes dans le champ d'El Adeb Larache qui influent négativement sur la production et le développement de champ. Ces problèmes, consiste dans le water cut qui est en augmentation et la limitation de la pression et du débit d'injection de gaz lift.

D'après l'étude comparative la récupération avec la pompe ESP permet d'augmenter le débit mais aussi allonge la vie du puits par rapport à la récupération avec gaz lift.

Les résultats de la comparaison entre ESP et gaz Lift, présentés ci-dessus, montrent que le gain économique tiré de l'utilisation de l'ESP est plus important que celui du gaz lift.

CONCLUSION GÉNÉRALE :

D'après les résultats de notre étude technique et économique, on peut dire que :

- ✓ 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.
- ✓ Il y a une augmentation progressive du water cut et de la pression de fond (la pression hydrostatique).
- ✓ Il y a une limitation dans le mode d'activation actuel (pression et débit d'injection du gaz lift).
- ✓ Le mode d'activation par GAS-LIFT n'est pas efficace pour la production à long terme à cause de l'augmentation de water cut, la pression de fond et la limitation de la pression et débit d'injection de gaz lift.
- ✓ La pompe la plus efficace pour le champ d'El Adeb Larache est de type **REDA D5850N 3.87 Inches (4400-7000 RB/DAY) de Schlumberger.**
- ✓ La pompe ESP a donné un gain de production important égale **12.39 Mbbl** par un an .
- ✓ Le gaz lift conventionnel (mandrin) à donner un gain de production de **4.23 Mbbl** par un an.

En aspect économique et rendement la pompe ESP est le plus favorable. Mais il ya d'autre facteurs qui peut influencer sur le choix de type de production, et chaque type a des avantages et des inconvénients qu'il faut les tiens en compte avant de favoriser un choix par rapport à l'autre, on peut les cités ici :

- ✓ La durée de vie de pompe ESP est limité (entre 4 ans et 10 ans), par contre pour le gas-lift sa durée est peut dépasse 30 ans
- ✓ La maintenance de la pompe ESP est impossible, alors que le changement de pompe
- ✓ Nécessite toute un appareil de Work-over, par contre pour le gas-lift, les interventions sur les vannes est simple, elle faite par l'unité de Wire line (quelques puits sont déjà équipés par des mandrins depuis son mis en service).
- ✓ La pompe ESP est très sensible au changement brusque et incontrôlable du comportement de puits (bouchant de gaz ou de l'eau, sable, sel, diminution de niveau dynamique de puits,...) ce qui cause la cavitation de la pompe ; Par contre le gas-lift n'affecte pas beaucoup par tels types des problèmes.
- ✓ Il est déconseillé d'utiliser les pompes ESP dans les puits de fort GOR, car il pose le risque de cavitation de la pompe.

Conclusion Générale et Recommandations

- ✓ L'installation d'une pompe ESP dans un puits empêche toutes les opérations qui demande une descente des outils au fond de puits comme grattage-contrôle, test d'amerada et Build up et toutes les opérations de stimulation comme Kick-off, acidification, fracturation ...
- ✓ Le gas-lift pose le problème de givrage dans les conduites à cause de présence des hydrates dans le gaz injecté spécialement dans les quatre mois d'hiver, qui est en principe à cause de mal-traitement de gaz ce qui résulte la perte de production

Après la prévision de la production pendant 06 ans par la méthode d'activation par gas-lift et celui par la pompe ESP, et notre étude techno-économique, on conclue que l'activation des puits par l'installation des pompes ESP est la méthode d'activation la plus efficace pour le champ d'El Adeb Larache.

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 :

- ✓ L'étude de tous ces puits montre qu'ils sont de bons candidats pour l'ESP.
- ✓ Installer des pompes ESP 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 38.
- ✓ Il faut réaliser un bon design pour assurer le bon fonctionnement de pompe et augmenter sa durée de vie.
- ✓ Effectuer une étude de sensibilité sur la fréquence des pompes afin de faire travailler ces pompes dans leurs plages de fonctionnement.
- ✓ Faire un suivi périodique de niveau dynamique de puits et le comportement de réservoir pour qu'il soit convenable avec les paramètres électriques de la pompe, ce qu'il peut réduire les problèmes qui face la pompe.
- ✓ Généraliser l'étude pour voir l'efficacité de la pompe ESP pour tous les puits du champ d'El Adeb Larache.
- ✓ Optimiser les débits de production pour retarder les percées d'eau.
- ✓ Le taux d'huile critique du réservoir est nécessaire pour éviter plusieurs problèmes tels que migration fine, effondrement des pores, production de sable, formation de dépôts organiques, baisse rapide de la pression du réservoir.
- ✓ Avant d'installer ces pompes il est recommandé de Programmer des opérations de MPLT et RST (diagraphie de production par exemple densimètre, débitmètre et thermomètre), pour la détermination du profil de production, et détecter les zones productrices d'eau à travers les intervalles perforés. En fin faire un bouchon 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.

Bibliographies

- [1] **Présentation SONATRACH** : la région IN-AMENAS.
- [2] **Groupe SOCOTEC Industrie, SERPRO.S. N** : Récupération assisté par gas-lift.
- [3] **Forage – puits** : Techniques d’activation & intervention sur puits HMD / Centre IAP – Du 18 au 23 avril 2015 / M. Gérard L’HOPITEAU .
- [4] **HARRACHIF Mohamed /BENKAAKAA Mohammed** : "Modélisation et optimisation du système de production du champ Ourhoud ", L’UNIVERSITE M’HAMED BOUGARA BOUMERDES (ALGERIE), (2010).
- [5] **D. PERRIN&M. GARON&G. GAILLOT** :La production de fond “ techniques d’exploitation pétrolière ”, 1995.
- [6] **John Bearden**: “Electrical Submersible Pumps”, Petroleum Engineering Handbook published by SPE , August 2007.
- [7] **TOTAL** : Le process ; le puits activé par pompage centrifuge immergée (document de TOTAL).
- [8] **Rapport Schlumberger: ESP design and technology**, p 15, (2002).
- [9] **M. ABBAS Larbi** : "Analyse et diagnostic de l’EPF Hassi Guettar (HGA)",Projet professionnel de fin de formation Pour l’obtention du diplôme d’ingénieur spécialisé En Forage-Production,Ecole de Boumerdes (ALGERIE), (2016).

ANNEXE 01 :

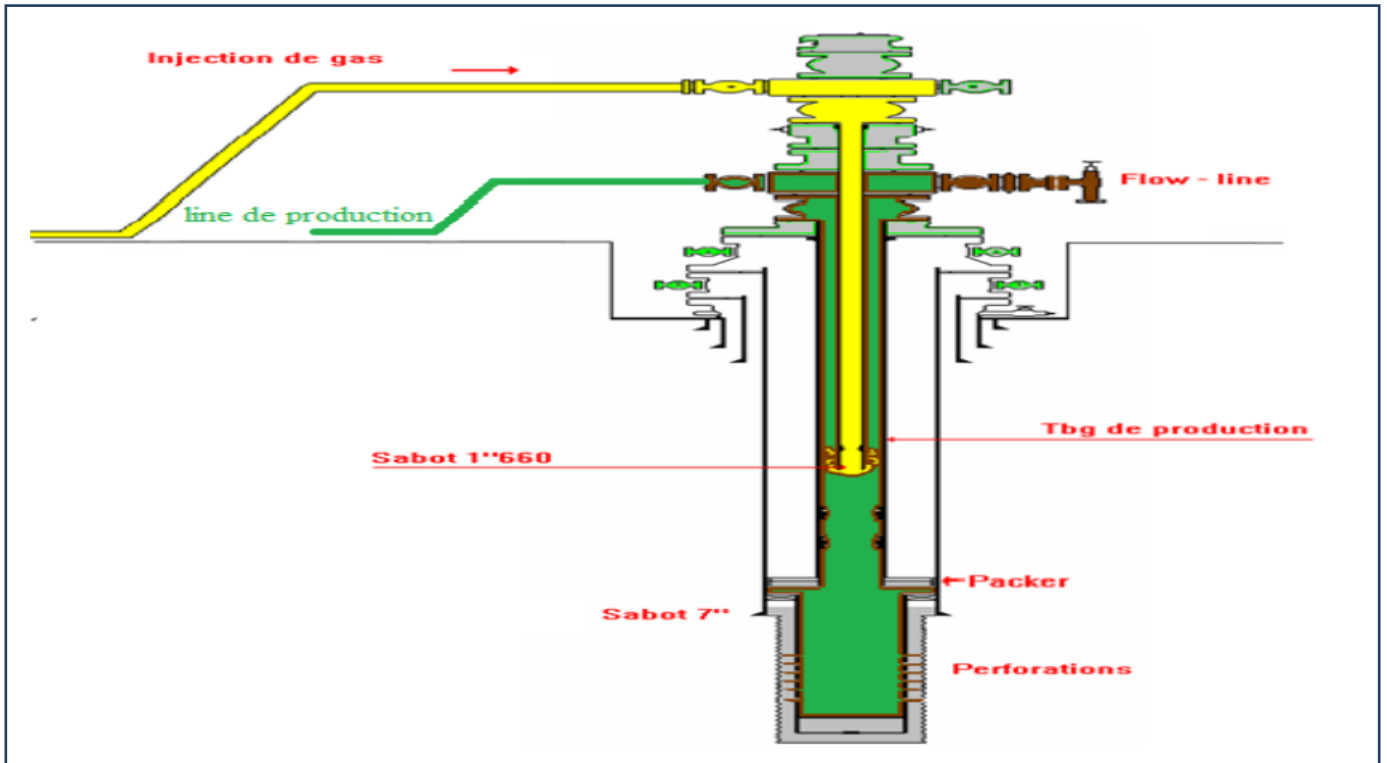


Figure I.1 : l'injection gaz-lift par le tubing concentrique

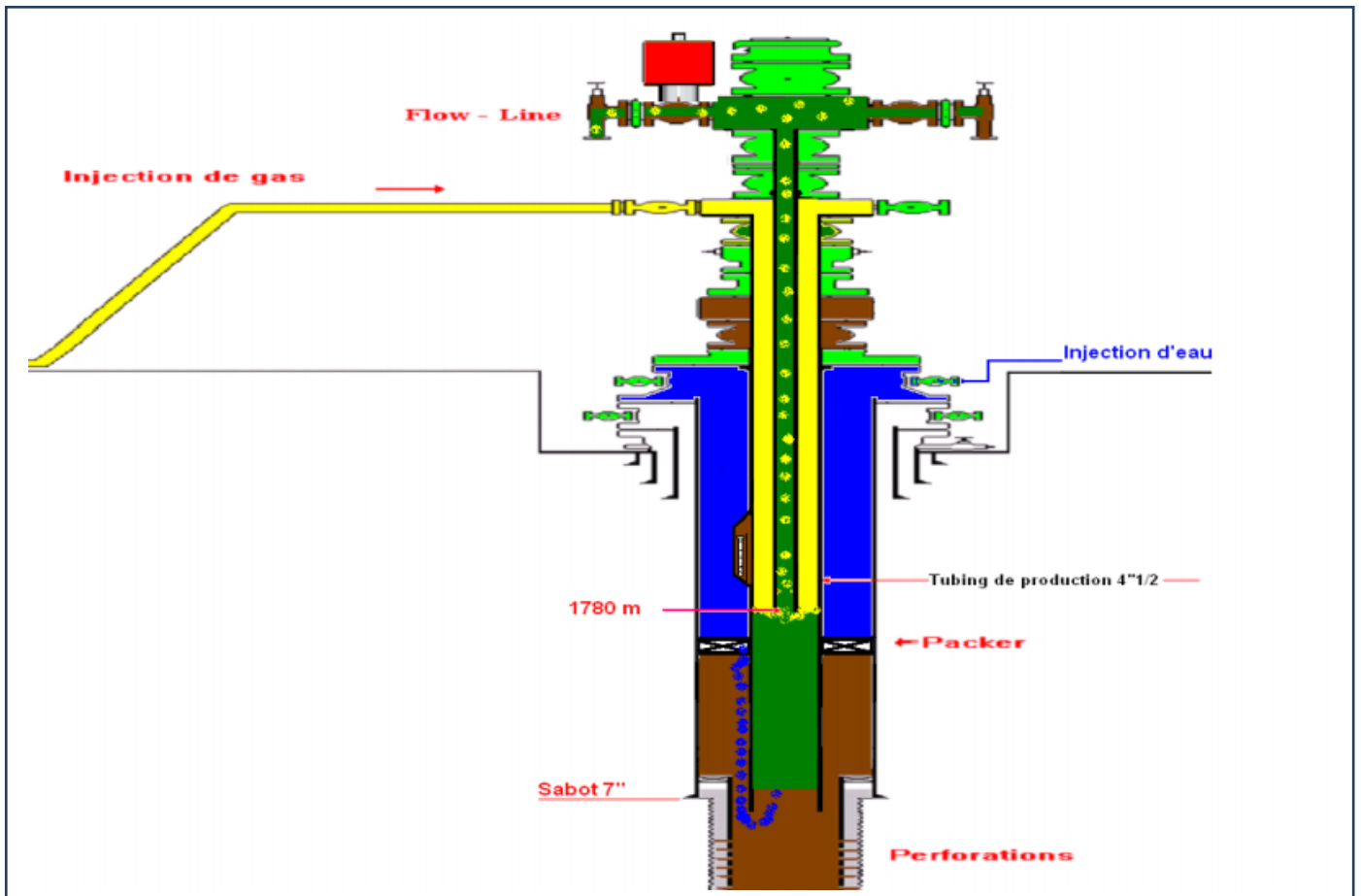


Figure I.2 : l'injection gaz-lift dans l'espace annulaire « 4" ½ &CCE ».

ANNEXE 02 :

1. Objectifs de gas-lift :

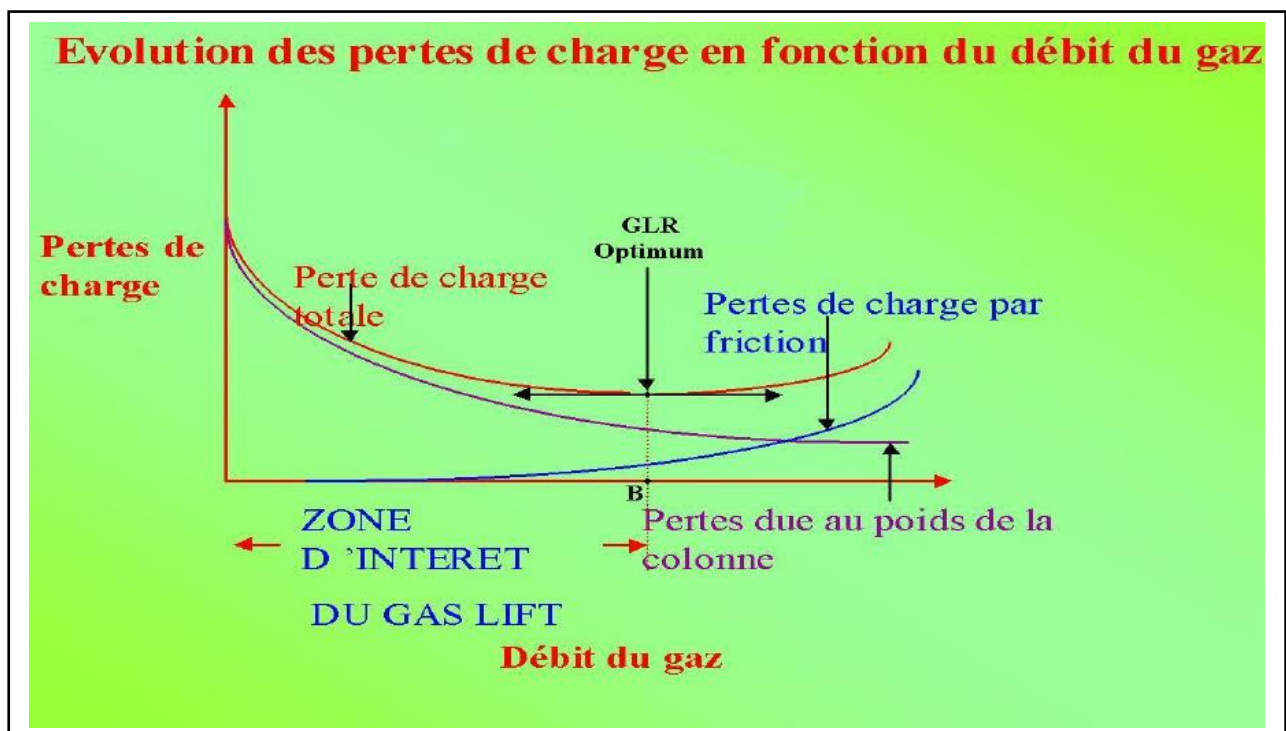
L'objectif de gas-lift est de réduire la pression en fond de puits, et augmenter la production du réservoir.

Le gas lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge totales, en injectant du gas dans le tubing à un endroit le plus profond Possible. Ceci aura deux effets opposés :

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

La figure ci-dessous montre les pertes de charge dans un tubing produisant à un débit constant. Avant d'injecter le gas, les pertes totales sont beaucoup plus statiques que par friction.

Après l'injection du gas, les pertes totales sont diminuées grâce à l'importance diminution du poids de la colonne.



Production d'huile et gaspillage de gas.

Le système a atteint un point où le tubing ne peut plus évacuer ce que le réservoir peut produire. Pour aller au-delà de ce débit maximum, nous devons mettre en place un tubing plus gros.

Il est aussi important de se souvenir que l'injection de gros volumes de gas est un problème pour les lignes et les installations de surface.

Ce gas doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipes lines qui peuvent perturber les puits producteurs voisins.

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



Figure II.2 : Pose d'une vanne GL dans son siège à l'intérieur d'un mandrin par le « kickovertool ».

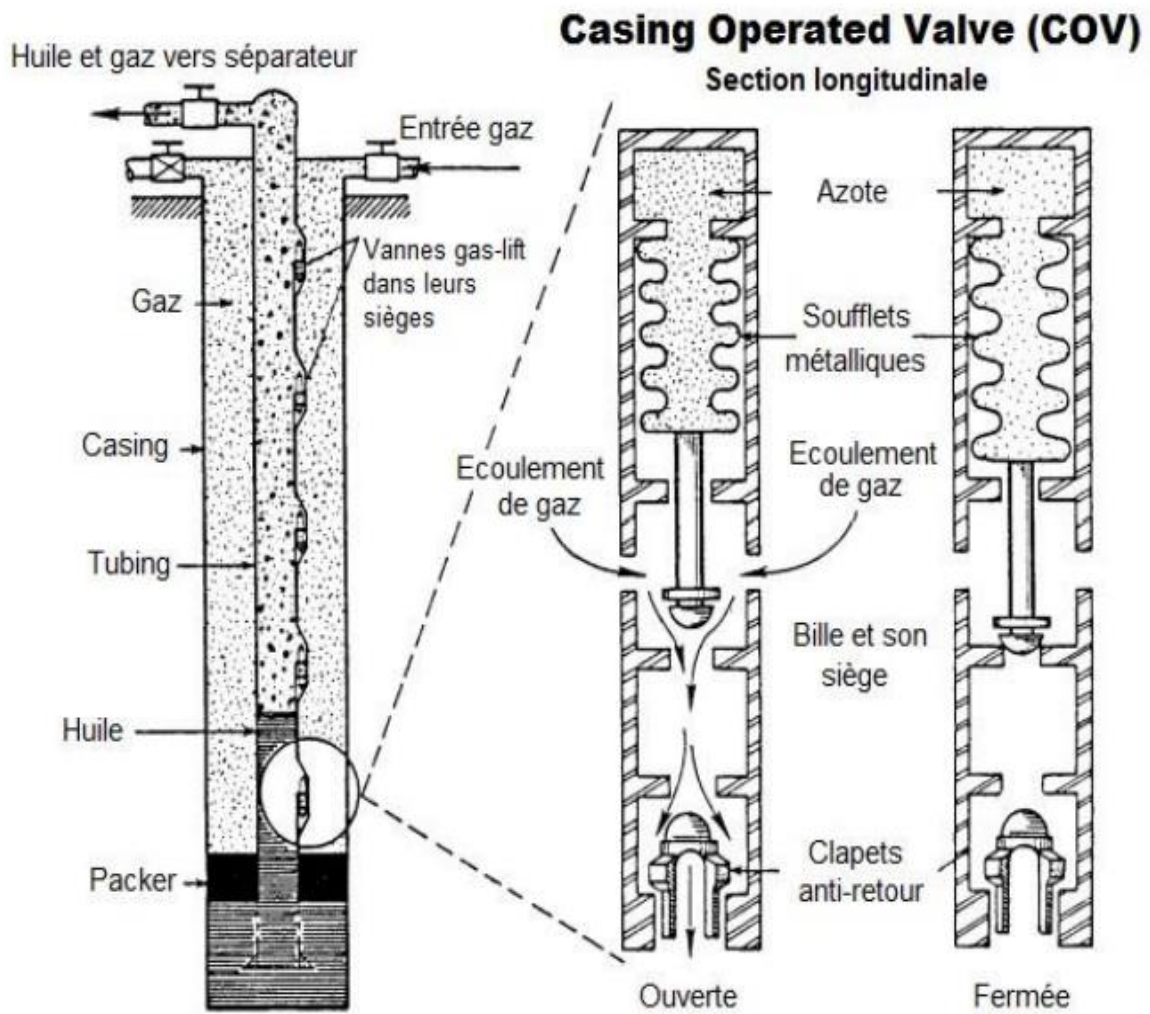


Figure II.3: Coupe longitudinale d'une « Casing Operated Valve ».

ANNEXE 03 :Fiche-technique de puits EAL 38

folio n°4 EL ADEB LARACHE		EQUIPEMENT DU PUIT						
Centre de Ségaretion n°		EAL 38	Complétion		RESERVOIR F6			
TETE D'ERUPTION					COUPE SCHEMATIQUE DU PUIT			
MARQUE: O.C.T		TYPE: U	Red. Sup: B 45A	Suspension tubing				
Pression de Service: 5000		Attache tag: Olive		I Sol: 575.65 Origine des cotes:				
Embase: 40" x 6" 3000		Réduction: 6" x 3" 5000		II Forage: 879.49 Spéc. production:				
				III Production: 875.97				
VANNES		SAS	HAUTEUR	LAT - TRG	LAT - CSP			
MARQUE		O.C.T	O.C.T	O.C.T	O.C.T			
NOMBRE		1	2	3	2			
# et Série		5° 5000	3° 5000	5° 5000	2° 5000			
COLONNE TUBING								
Designation	Nbre	Type	Diam.	Longueur		Cote Production	#	OBSERVATIONS
SABOT	1	VAM	3 1/2	0.96		1398.04		355 - 9.30 - 3.1
SIÈGE	1	KN	3 1/2	0.36		1399.05		OTIS
TUB. CAT	1	VAM	3 1/2	1.88				355 - 9.30 - 3.1
REDUCT.	1			0.20		1374.81		3/8 VAM - 4/8 L7C
MBL. OUT	1	LTC	4 1/2	1.74		1374.61		
PACKER	1	DAD	7	1.58		1372.38		Dige 24 DAD 40 DAN
								Red (1.09) - 6m (0.4)
ANDRUS	1	VAM	3 1/2	0.20		1371.09		80 DAN 40
TUB. CAT	1	VAM	3 1/2	6.00				N80 - 9.30 - 4
S & D	1	BAK	3 1/2	0.90		1365.09		0.90 - 2.312
TUB. LOG	1/46	VAM	3 1/2	1560.91				N80 - 9.30 - 4
TUB. CAT	1	VAM	3 1/2	6.00				N80 - 9.30 - 4
TUB. CAT	1	VAM	3 1/2	7.05				N80 - 9.30 - 4
OLIVE	1	U308	6	0.25			U308	
PERFORATIONS								
NIVEAUX PERFORES		Hauteur	Type de Perfo	Diam. de Perfo	Denité au m.	Cote	Nbre de Perforations	
De	2							
De	2							
De	2							
De	2							
De	2							
De	2							
De	2							
OBSERVATIONS: F6 non perforé - Perforé de Ségretion (1377.05 à 1377.67m) Tubings 3/8 VAM descendu par Weatherford. F6 (1336.08 à 1378.08m) NA. 3.7 (cote inférieure) -								
ANNULE LE FOLIO N° MIS A JOUR LE: 11.05.85 FIN OPERATION LE: 03.05.85 VU: A. HAMADACHE SERVICE PRODUCTION: <i>[Signature]</i> -11-118								

