

N° Série : ...../2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**BARI Omor , BELHADI Messaoud , TAMMA Kais**

**-THÈME-**

---

**Evaluation et Etude comparative entre la méthode  
d'activation de puits par gaz lift et la pompe électrique  
immergée(ESP)**

---

Soutenue le : 20/06/ 2021 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	MAHSOUL Ammar	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	MCA	Univ. Ouargla
CoRapporteur :	ZATOUT Kamel	Doctorant	SONATRACH
Examineur :	MILOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla

# REMERCIEMENTS

*Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.*

*Tous nos remerciements à notre Encadreur Mr: ALI ZERROUKI qui a accepté de suivre cette étude et qui nous a guidé à réaliser ce travail.*

*Et Co-encadreur Mr : ZAAFOU KAMEL.*

*Aussi remercie Président Mr : Ammar MATHSOUL et*

*Examineur : Mustapha MLOUADI présence au bien de notre jury constituée pour nous a grande honneur*

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

*Enfin, nous ne pouvons pas mentionner tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui nous ont aidé d'un simple encouragement trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus sincère*

# Dédicace

*Je dédie ce modeste travail*

*A mes très chers parents*

*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 MOKHTAR, BELKACEM,*

*A toute la famille BARI, REZGUI.*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents en particulier SAMIR, ALI,*

*HICHAM, ABDERRAHMANE, SALIM et*

*TAKI, A tous mes camarades du Groupe 01.*

*OMAR*

# Dédicace

Ce travail est dédié particulièrement à mes très chers Parents qui m'ont soutenu tout au long de ma vie

scolaire et universitaire.

A mes très chers frères

A mes très chères sœurs

Spécialement

A ma inspirante pour tous moment

Et la famille BELHADI

A Tous mes amis

A tous ceux qui mon aider de prés ou loin pour la réalisation de ce Modest travail.

A tous mes collègues de la promotion Master II

Production

et tous les autres sans exception.

*MESSAOUD*



# *Dédicace*

Je dédié ce modest travaille

A ma mère ma raison d'être ma raison de vivre la lanterne qui éclaire mon chemin et m'illumine de douceur et d'amour.

A mon père en signe d'amour de reconnaissance et de gratitude pour tous le soutiens et les sacrifices dont il a fait preuve à mon égard.

A ma grande famille **TAMMA**

A mes chers amis ( **Abdel fateh et Messaoud et Omar et Abd-elsamad et Ali et tous l'étudiants universitaires** ).

Aucun mot pourra décrire vos dévouements et vos sacrifices.

Je vous dédie ce travail en vous souhaitant un avenir radieux et plein de bonne promesses.

A tous les gens qui ont cru en moi et qui me donnent l'envie d'aller en avant  
Je vous remercie tous votre soutien et vos encouragements me donnent la force de continuer

**KAIS**



## 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

**Key words:** artificial, facelift, gas-lift, design, ESP.

## Résumé:

L'artificiel lift contient des méthodes utilisée 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

**Les mots clés :** artificiel, lifting, gas-lift, design, ESP.

## ملخص:

يحتوي التنشيط الاصطناعي على طرق مستخدمة لتحسين وزيادة إنتاج الآبار غير البركانية أو التي تنفجر بشكل غير كافٍ. من بين هذه الطرق تفعيل الآبار بواسطة المضخة الكهربائية المغمورة أو الرفع بالغاز. الطريقة الأخيرة هي الطريقة الأكثر استخدامًا في الجزائر مقارنة بالمضخة المغمورة التي هي قيد التجربة والتطوير في مناطق قليلة، يعتبر حقل اديب العراش هو أكثر خبرة في استخدام هاتين الطريقتين سواء الغاز الرفع أو المضخة الغاطسة

التنشيط الصناعي، المضخة الكهربائية المغمورة

# SOMMAIRE

## CHAPITRE I : PRESENTATION DE CHAMP d'IN-AMENAS

I.1- Introduction à la SONATRACH .....	03
I.3- Présentation du champ d'El Adeb Larache .....	07
I.4- Données du champ d'El Adeb Larache.....	08

## CHAPITRE II : METHODES D'ACTIVATION

II.1- Introduction .....	12
II.2- Définition et principe du gaz-lift .....	12
II.3- Les applications du gas-lift .....	14
II.4- Les type du gas-lift .....	15
II.5- Les équipements du gas-lift .....	23
II.6- les principaux parametres du gaz-lift .....	27
II.7- Les problèmes liés au gaz-lift .....	28
II.8- Les avantages et les limitations du gaz-lift .....	28
II.9- Conclusion .....	29

## CHAPITRE III : ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS

III.1- Introduction.....	31
III.2- Principe de fonctionnement .....	31
III.3- La composition d'un système ESP.....	31

## CHAPITRE IV : APPLICATION DE L'ETUDE

Introduction.....	45
IV.2- Les données PVT .....	46
IV.3- Etape : gap software .....	52
IV.4- L'influence du débit d'injection de Gaz-lift .....	58
IV.5- l'influence du mode d'activation par pompes ESP.....	58
IV.6- Étude technico-économique .....	62
IV.7-Conclusion .....	66

## **LISTE DES FIGURES**

FIG I.1. position geographique du champ in-amenas .....	04
FIG I.2: differents champs de la region d'in-amenas.....	05
FIG I.3 : les horizons producteurs des differents champs et les centres destockage .....	07
FIG I.4 : plan de position des champs d'el-adeb larache.....	08
FIG I.5 : carte isobathe au toit du reservoir devonien f4 et position des puits.....	09
FIG I.6 : la coupe stratigraphique de gisement d'el adeb larache. ....	11
FIG II.1 methode d'activation .....	13
FIG II.2 : principe de fonctionnement de gaz lift.....	14
FIG II.3 gas lift continue et gas lift intermittent.....	16
FIG II.4 intermittent gas-lift etchamber design .....	17
FIG II-5 gaz-lift en completions direct hydraulique.....	18
FIG II-6 gaz-lift en completions double.....	19
FIG II-7 completion gaz-lift double parallele .....	20
FIG II-8 :le gaz-lift en circuit ferme .....	21
FIG II-9 auto gaz-lift.....	23
FIG II-10 l'equipement de surface .....	24
FIG II-11 : la position des mandarines.....	25
FIG III-1 : combinaison arbre de rotation et aubes de forme radial. ....	32
FIG III -2: la distribution de la pression au sien d'une aube figure .....	32
FIG III -3:les constituants d'une pompe esp.....	33
FIG III -4:etages a ecoulement mixte .....	33
FIG III -5:gamme operationnelle d'une esp.....	34
FIG III -6: les forces appliques sur le fluide a l'entre et a la sortie de l'aube.....	35
FIG III -8: influence des pertes sur la performance d'une aube.....	36
FIG III -9: evolution de puissance de freinage en fonction de debit .....	36



FIG III -10: graphe de performance de la pompe ESP .....	37
FIG III -11: le debit de production en fonction de profondeur de la pompe esp .....	38
FIG IV -2: le courbe de inflow HR 7.....	46
FIG IV -3: le choix de perte de charge in tubing.....	47
FIG IV -4: le choix de perte de corelation conovable.....	48
FIG IV -5: le piont de fonctionment ipr/vlp sans GL.....	48
FIG IV -6: le le piont de fonctionment ipr/vlp avec GL.....	49
FIG IV -7: le variation de pression de fond avec GL.....	49
FIG IV -8: la variation de débit liquide avec GL.....	50
FIG IV -9: network de puit par software.....	51
FIG IV -10: le niveaux volume de GL.....	51
FIG IV -11: effet WC sur la production .....	53
FIG VI.12 :effet des debits de gaz lift sur laproduction.....	56
FIGVI.13 : plage de fonctionnement de pompe esp pour le choix de la frequence.....	58
FIG VI.14 : vlp vs pump discharge pressure(pression de pompe d'evacuation).....	59
FIG VI.15 : vlp vs ipr du puits e38 equipepar une esp.....	61
FIG IV.16 :la production dans les deux casd'activation en temp .....	62
FIG IV.17: cumul de production pour le gaz lift etesp pompe.....	63
FIG IV.18: les revenues en dollars pour gaz lift etesp pompes.....	64

## **LISTE DES TABLEAUX**

TAB I.1 : Les Horizons Producteurs des Différents champs de la région .....	06
TAB I.2 : Les caractéristiques des réservoirs F4 et F6.....	09
TAB I.3 : Les réserves en place du champ d'El Adeb Larache. ....	10
TAB IV.1 : GOR relatif d'après le test de BUILD .....	44
TAB IV.1-gor relatif d'après le test de build up.....	44
TAB IV.2-Densité d'huile d'après le test de jaugeage.....	45
TAB IV.3:Le débit d'huile correspond chaque ID.....	54
TAB IV.4:Le débit d'huile en fonction de la pression du gisement.....	54
TAB IV.5:Le débit d'huile en fonction du water-cut.....	55
TAB VI.7 : PIPESIM options summary.....	56
TAB VI.8 : ESP input data.....	57
TAB VI.9 : Débit d'huile (STB/ DAY) en fonction de fréquence de pompe (Hz).....	59
TAB IV.10 :comparaison technique entre la pompe ESP et le Gaz lift.....	61
TAB IV.11:Gain de la production en huile .....	61
TAB IV.12 : production prévisionnelles avec les deux méthodes d'activation.....	62
TAB IV.13 : couts d'investissement pour l'activation par Gaz lift.....	63

## LISTE DES SYMBOLE ET ABREVIATIONS

**Bo** : facteur de formation de volume de l'huile dans les conditions d'aspiration bbl/STB

**C** : capacité

**D**: Densité

**ESP**: Electrical submersible Pump

**GL**: Gas Lift

**GLR**: Gas Liquid Ratio

**GOR**: Gas Oil Ratio [ $\text{sm}^3/\text{m}^3$ ]

**g** : la gravité

**HP** : la puissance nécessaire

**H** : Hauteur dynamique [mètre]

**ID** : Inside Diamètre [pouce]

**IP** : Index de Productivité [bbl/j/psi]

**IPR**: Inflow Performance Relationship

**PH** : Pression Hydrostatique [Pa]

**Pr** : Pression de réservoir [Pa]

**Pwf** : Pression de fond dynamique [Pa]

**Pws** : Pression de Fond Statique [Pa]

**Pb** : Pression de bulle ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ )

**p**: la pression développée par chaque étage en psi

**Q** : Le débit ( $\text{m}^3/\text{h}$ ).

**Qo**: Le débit d'huile ( $\text{m}^3/\text{h}$ ).

**Qg** : Débit de gaz [ $\text{m}^3/\text{j}$ ]

**Qo** : Débit d'huile [ $\text{m}^3/\text{j}$ ]

**r** : sont les rayons intérieur et extérieur de l'aube respectivement.

**S** : skin

**STB** : Stock barrel

$\varphi$  : La vitesse de rotation du rotor

$\mu_0$  : Viscosité de l'huile (Cp)

**VLP**: Vertical Lift Performance

**Wc** : water cut

### INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme. de notre époque et des matières premières indispensables à de nombreuses industries .La demande sur deux énergies fossiles n'a pas cessé de croître et cette tendance n'est pas sur le point de s'inverser en particulier avec l'émergence économiques. De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande.

L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée, Le Gaz-Lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression du fond, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum d'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du Gaz-Lift (pression en tête, pourcentage d'eau ...)

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.

Dans notre étude, nous intéressons à la manière de traiter un problème qui handicape gravement la production au niveau du champ d'EL-ADEB LARACHE. Il s'agit du problème du Water Cut qui alourdit la colonne hydrostatique des puits.

Cette étude nous permet de prendre une idée sur le fonctionnement de chaque méthode, ces Avantages et ces 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.

Enfin, on donne une conclusion générale on montrant le choix de méthode la plus rentable Et convenable pour le puits étudié TFT69 avec des recommandations d'utilisation de ces Méthode, et le choix de méthodes la plus convenable pour chaque périmètre.



---

# CHAPITRE I

---



*Présentation du  
champ  
D'IN - AMENAS*

### **I.1 Introduction :**

Sonatrach est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique, elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés.

Adoptant une stratégie de diversification, elle se développe dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Sonatrach est une entreprise publique algérienne et un acteur majeur de l'industrie pétrolière. Sa création, le 31 décembre 1963, répond au souci d'une mobilisation des ressources de la rente pétrolière perçue très tôt comme un élément moteur dans le développement de l'Algérie. La nationalisation des hydrocarbures décidée par l'Algérie en Février 1971 place la compagnie nationale des hydrocarbures dans une nouvelle dynamique.

Une planification de plus en plus rigoureuse est mise en place, les objectifs de Sonatrach étaient alors l'extension de toutes ses activités à l'ensemble des installations gazières et pétrolières et l'atteinte de la maîtrise de toute la chaîne des hydrocarbures. [01]

Au fil des années, elle devient un puissant élément d'intégration nationale et de Stabilité et de développement économique et social.

### **I.2 Présentation de la région d'In Amenas :**

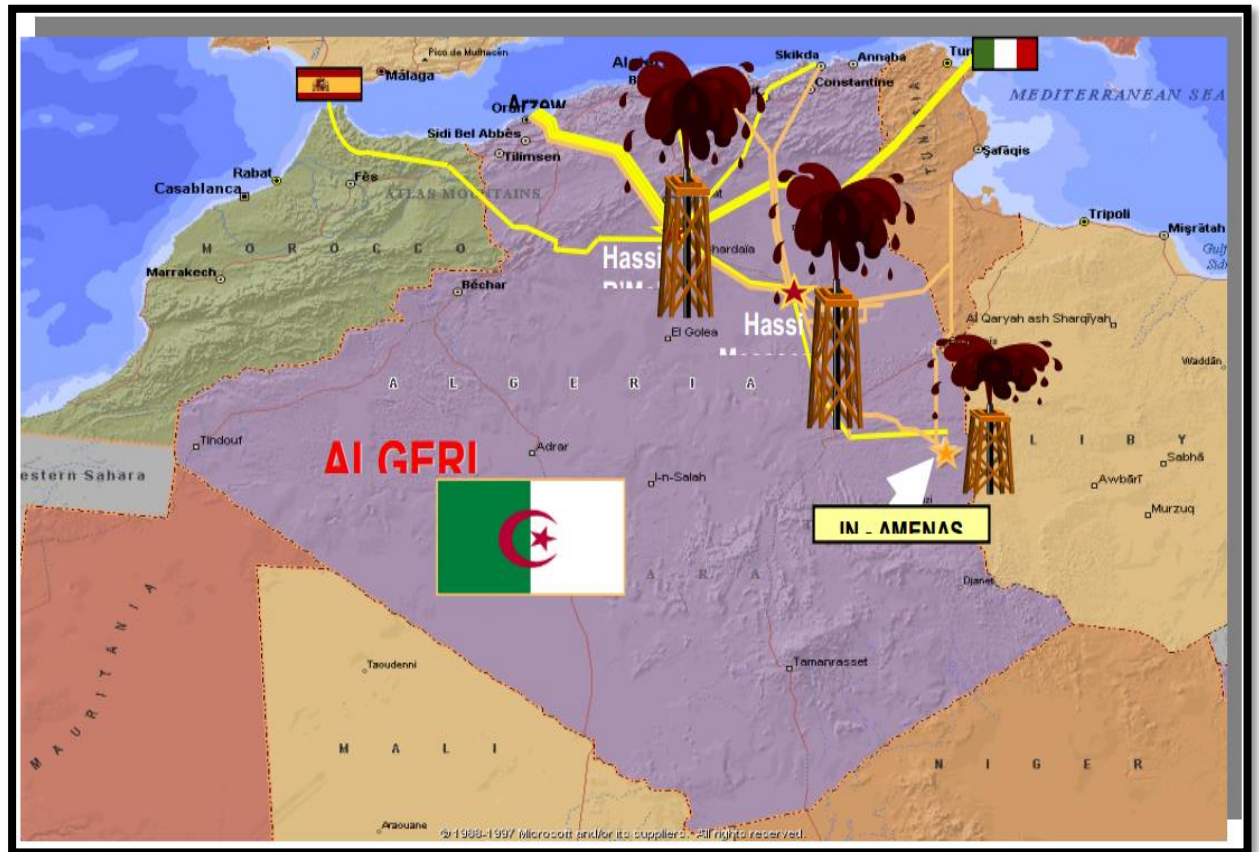
#### **I.2.1 Description géographique :**

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 km<sup>2</sup>



**FIGURE I.1** position géographique du champ in-amenas

### I.2.2 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 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) ... [02]

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

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

- **Non exploités** :
  - HASSI OUAN ABECH -IFFEFANE TEHERT NORD- IRLALENE+ OUEST

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

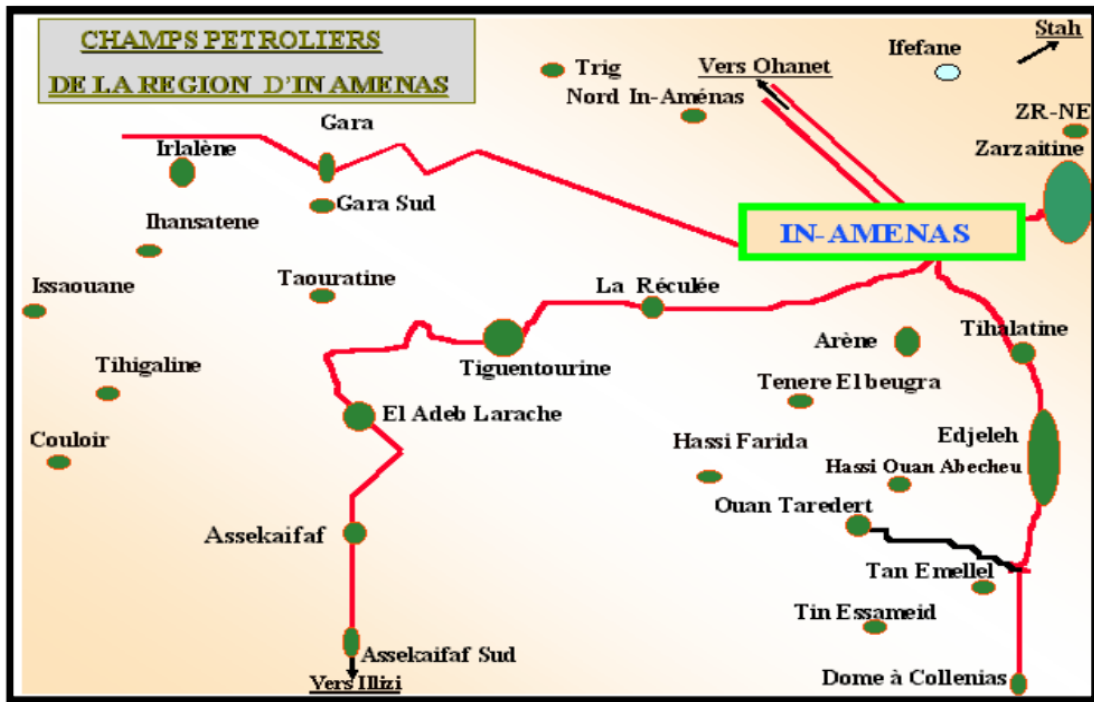


FIGURE I.2: differents champs de la region d'in amenas



### **I.2.3 Les Horizons Producteurs des Différents Champs :**

Le tableau ci-après récapitule les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d'In Amenas : [02]

**TABLEAU.I-1 : les horizons producteurs des différents champs de la région in**

<b>CHAMPS</b>	<b>HORIZONS PRODUCTEURS</b>	<b>Niveaux exploites</b>	<b>Année de découverte</b>	<b>Année d'exploitation</b>
ZARZAITINE	Dévonien carbonifère	F4 A-B4-B6-B2	1957	1960
EDJELEH	Dévonien carbonifère	F2-F4 D2-D4-D6	1957	1960
TIGUENTOURINE	Dévonien	F2	1956 1956	1960 1960
LA RECULEE	Dévonien	F2-F4-F6	1956	1962
ASSEKAIFAF	Dévonien	F4	1956	1965
GARA	Dévonien	F6	1957	1975
GARA-SUD	Dévonien	F6	1962	1975
ADEB LARACHE	Dévonien	F4	1988	1990
OUANTAREDERT	Ordovicien		1958	1962

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

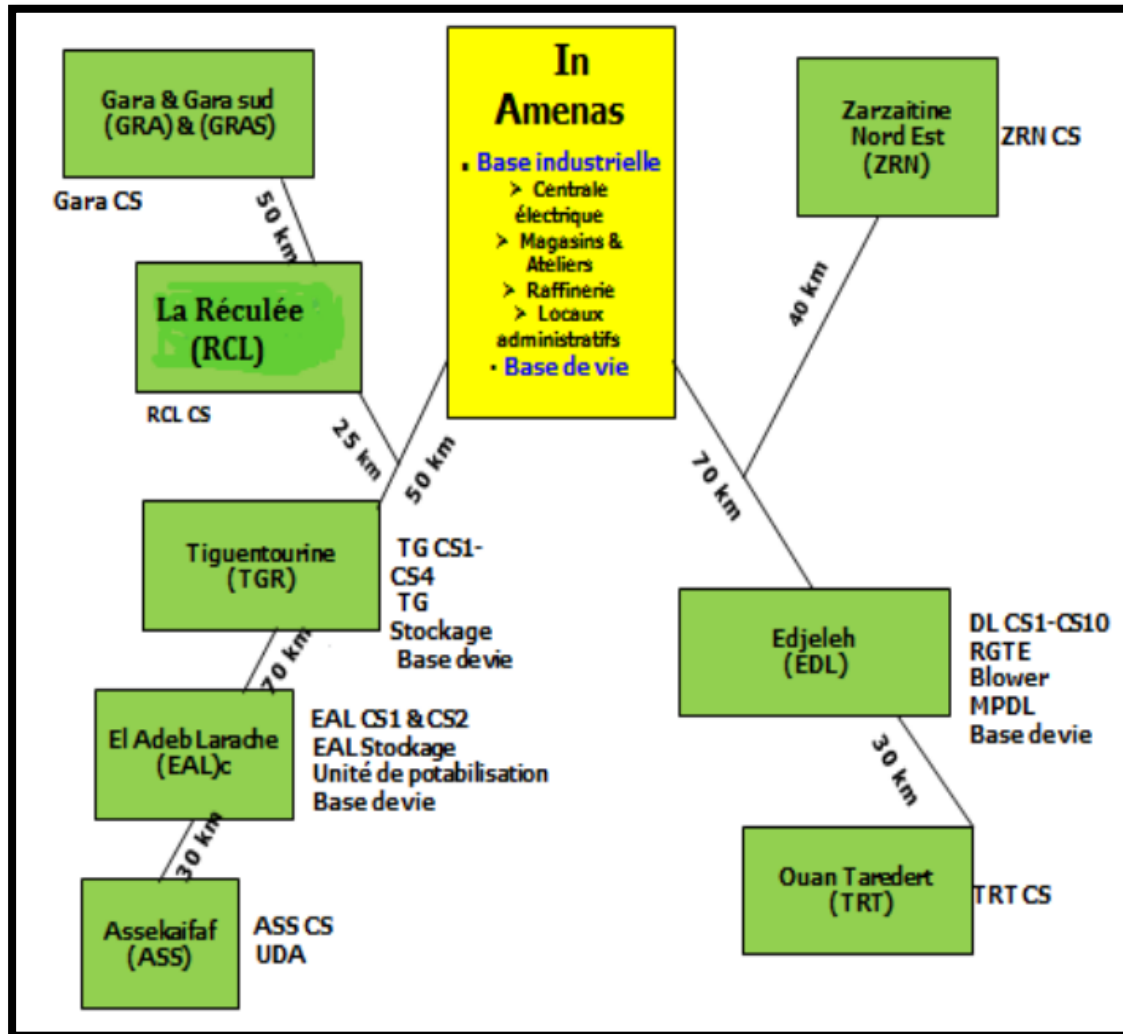
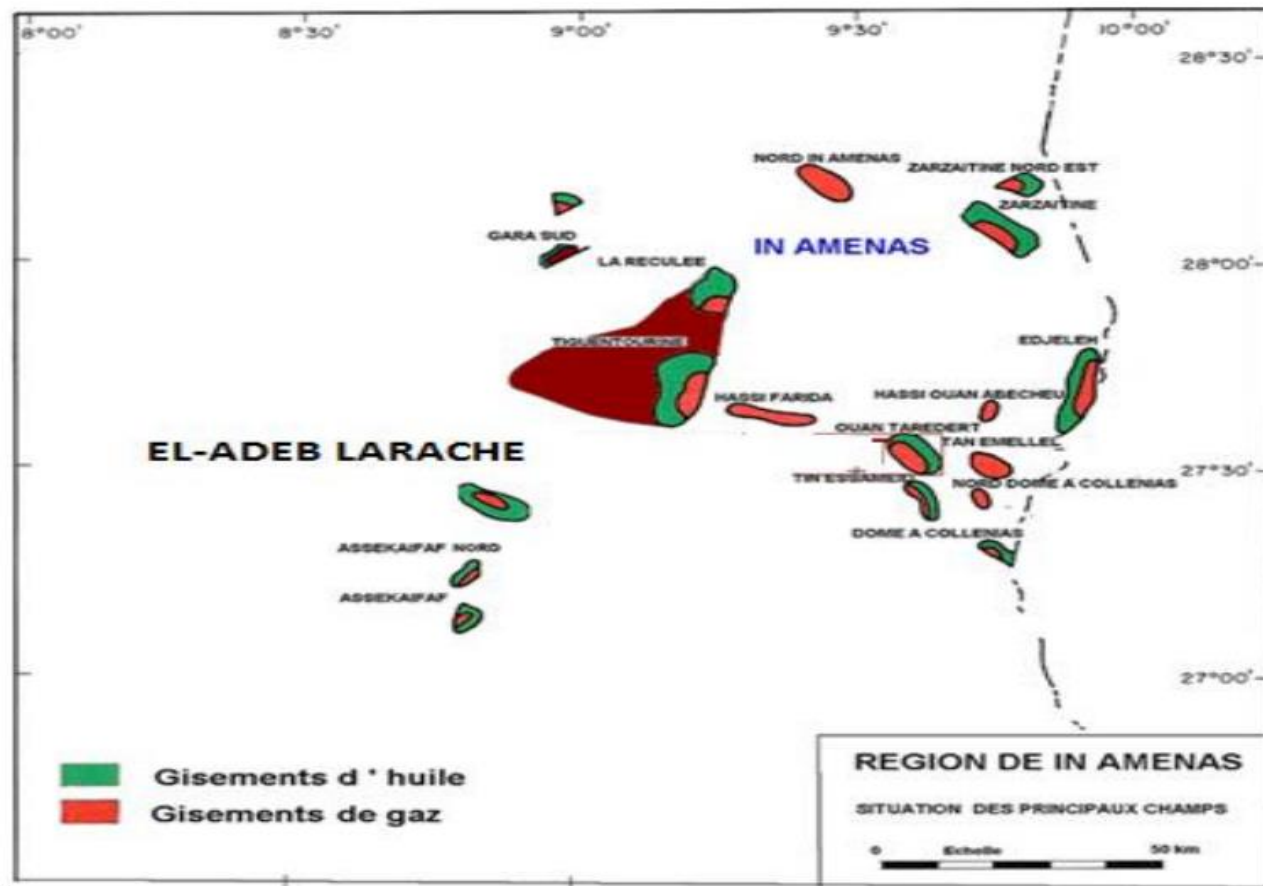


FIGURE I.3 : les horizons producteurs des différents champs et les centres

### I.3. Présentation du champ d'El Adeb Larache :

La structure d'El Adeb Larache est située entre les parallèles 27°20' et 27°30'N, et les méridiens 8°45' et 8°55' E, à 90 km au Sud du gisement d'In Amenas et au Sud-Ouest de l'Erg Bourahret et à 40 km du gisement de Tiguentourine, à environ 20 km du Nord-Est du champ d'Asselkaïf 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 :

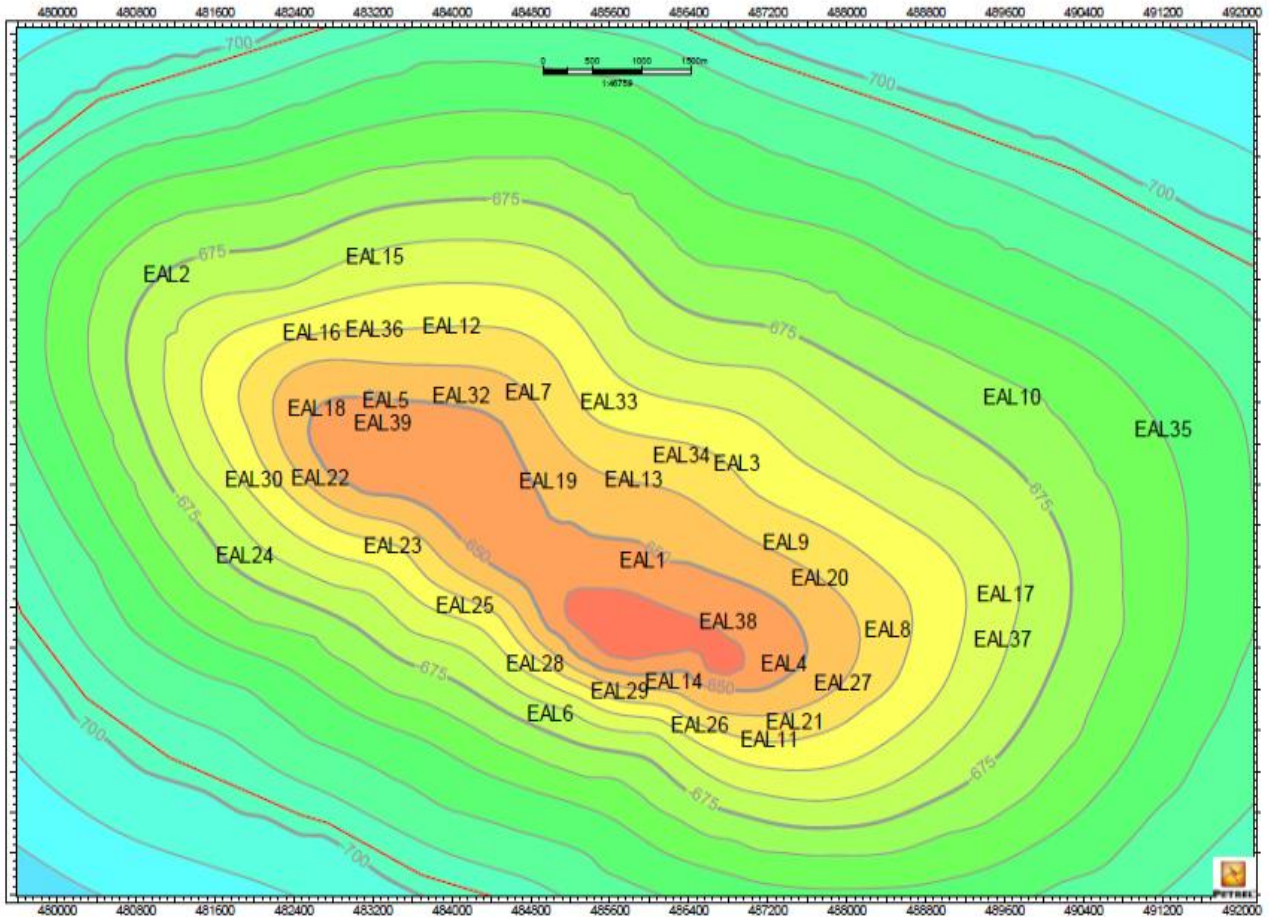


**FIGURE I.4 :** plan de position des champs d'el-adeb larache.

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.4.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.5 : carte isobathe au toit du reservoir devonien F4 [03]**

**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 caracteristiques des reservoirs f4**

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

**Réserves :**

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

**Tableau.I-3 : les reserves en place du champ [01]**

RESERVOIRS	RESERVES ENPLACE		RESERVES RECUPERABLES		COEFFICIENT DEREcuperATION
	10 <sup>6</sup> m3	10 <sup>6</sup> T	10 <sup>6</sup> T	10 <sup>6</sup> T	
F4	26.5	21.3	11.5	9.3	43.3
F6	100	80	0.055	0.045	0.055
F5	NON ESTIMEES				

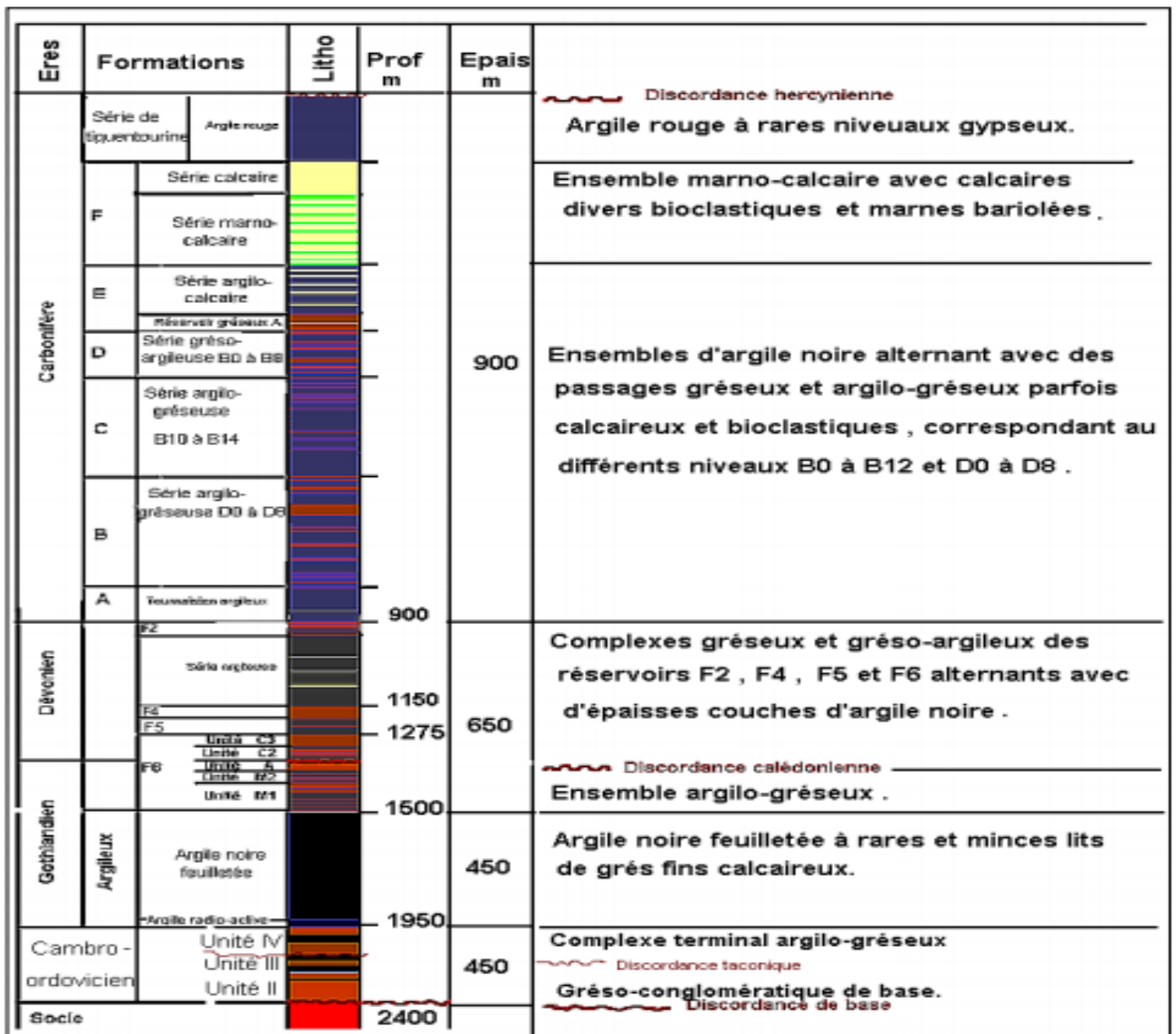


FIGURE I.6 : la coupe stratigraphique de gisement.[03]



---

## CHAPITRE II

---



# *METHODES D'ACTIVATION*

CHAPITRE II : METHODES D'ACTIVATION

**II.1 INTRODUCTION :**

Au tout début de l'exploitation pétrolière, l'écoulement des hydrocarbures qui sont le plus souvent légères est assuré par un potentiel suffisant qui permet le mouvement des fluides à partir du réservoir jusqu'aux installations de surface, C'est souvent le cas dans la plupart des réservoirs à travers le monde. Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir", qui représente l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite. Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de leurs pressions, ainsi que de leurs énergies d'éruption. L'éventuelle percée d'eau, qui est un fluide relativement lourd, accentue cette déplétion. cette pression risque donc, à un moment donné, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif, et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. Le gas-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à un endroit le plus profond possible.

**a) Les puits éruptifs :**

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

$$P - P_{sép} > 0.098Hd + \sum D P \dots\dots\dots II-1$$

**b) Les puits non éruptifs :**

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu'il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits, plus les pertes de charges d'écoulement

$$P - P_{sép} \leq 0.098Hd + \sum D P \dots\dots\dots II-2$$

La non-éruption est rencontrée dans certains gisements nouveaux où la pression de fond est faible, 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 toujours importantes. Pour activer et mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d'activation. On peut agir sur l'un des paramètres de non-égalité; (sur la hauteur " H " de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide " d " ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l'alléger)



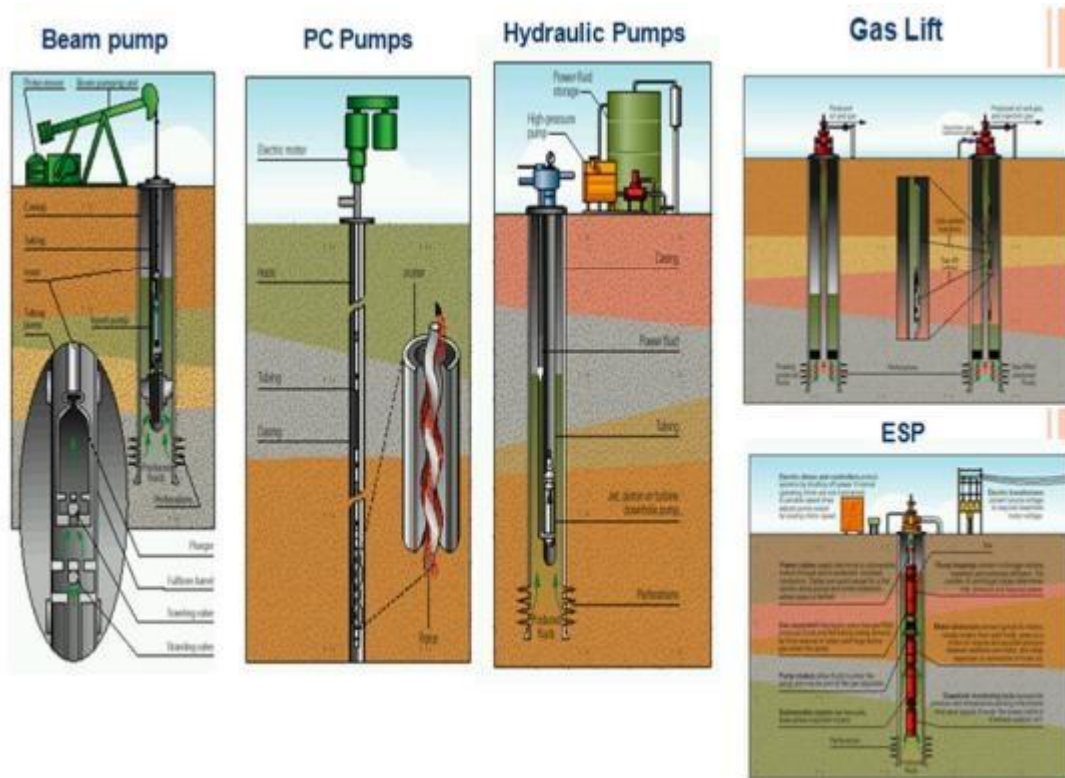


FIGURE II.1:methode d'activation

## II-2 DEFINITION ET PRINCIPE DU GAZ-LIFT

C'est une méthode de production (ou, à vrai dire, une méthode d'activation des puits), qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

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

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

La technique de gaz-lift consiste à injecter du gaz naturel à haute pression, généralement dans le tube ou dans le vide annulaire (tube de cuvelage) à travers une ou plusieurs vannes souterraines installées le long de l'arbre installés dans un mandrin spécial dont les dimensions ont été préalablement calculées. Le principe de ces vannes est la vanne de régulation de pression à ouvrir dès que la pression du gaz dépasse la valeur pour laquelle la vanne était préalablement réglée

Cette technique agit :

selon le type du gaz lift :

- soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide.
- soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz

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

Diminution du gradient dynamique de pression.

- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser la quantité autorisée diminue. On parle de  $GLR_t$  optimum.

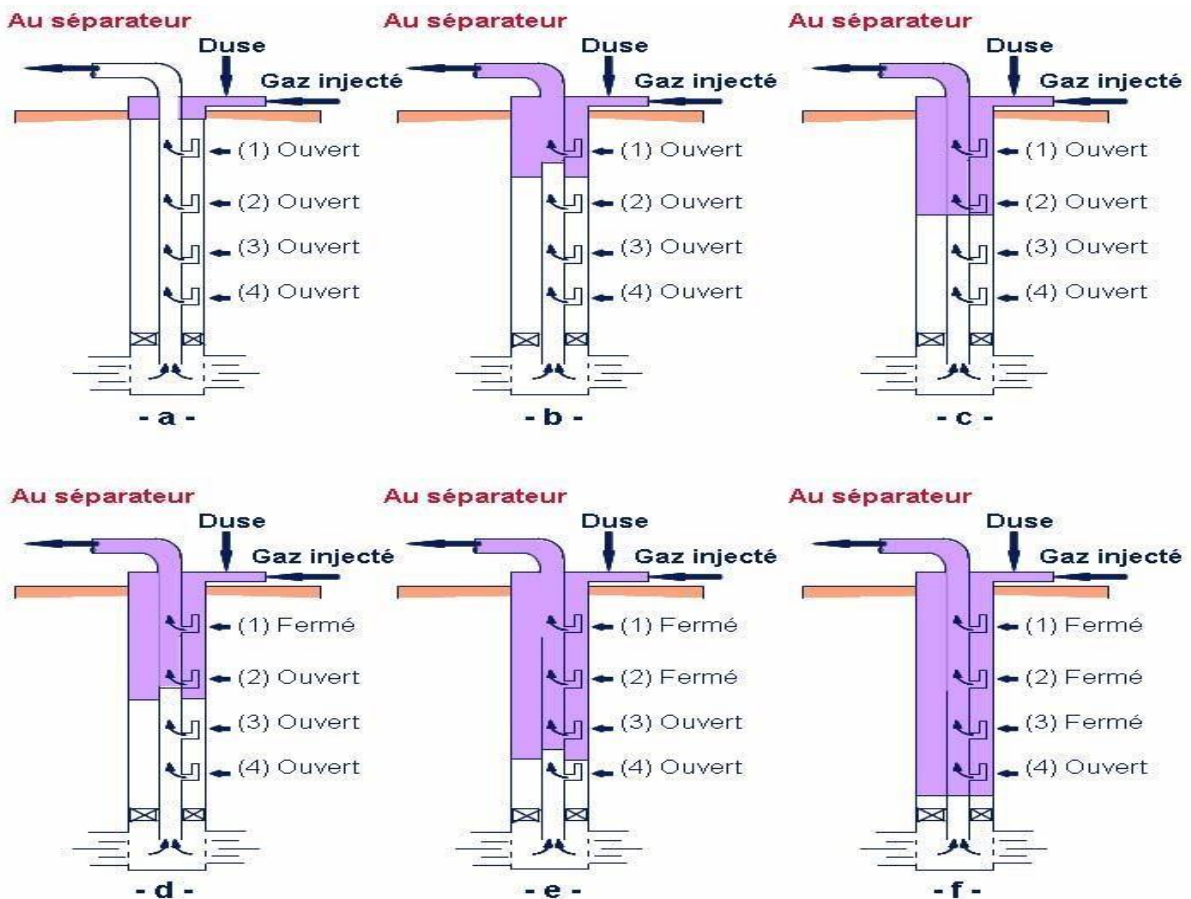


FIGURE II.2 : principe de fonctionnement de gaz lift

**II-3 APPLICATION DU GAZ-LIFT:**

le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20% des puits de production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

**Le puits à l'eau :**

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique e. Il arrive aussi que le gaz-lift soit utilisé pour produire de l'eau

de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz -lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift). [4]

### **Les puits à huile :**

L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés . De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs. [4]

### **Augmentation du débit :**

Les puits qui souffrent de basse pression mais qui sont toujours capables de produire sans besoin d'activation et qui se caractérisent par une valeur GOR ou GLR naturellement faible par rapport à la moyenne. Par conséquent, le gaz -lift permettra d'augmenter la production des puits par rapport à leur production naturelle [4]

### **Démarrage des puits :**

Parfois, il arrive que le puits même le puits volcanique ne puisse pas être redémarré après neutralisation. Il doit ensuite être activé pour reprendre son éruption. Si ce puits est initialement équipé d'aimants le puits peut être redémarré avec du gaz haute pression [4]

### **II-3-5 Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up) :**

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, est assurée par un passage du puits en gaz -lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide. [04]

### **II-3-6 Mise en production des puits non éruptifs :**

Dans le cas d'un puits incapable de fournir sa propre énergie, le gaz-lift entraîne une diminution de la valeur de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et leur remontée dans le tube. [04]

## **LES TYPES DU GAZ-LIFT**

### **Selon le mode d'injection :**

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

#### **le gaz-lift continue :**

une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production allège le poids volumique du fluide dans celle –ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif [05]

#### **le gaz-lift intermittente :**

une injection intermittente de gaz et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient, la pression sur la couche diminuant, celle – ci se met à débiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite. [04]

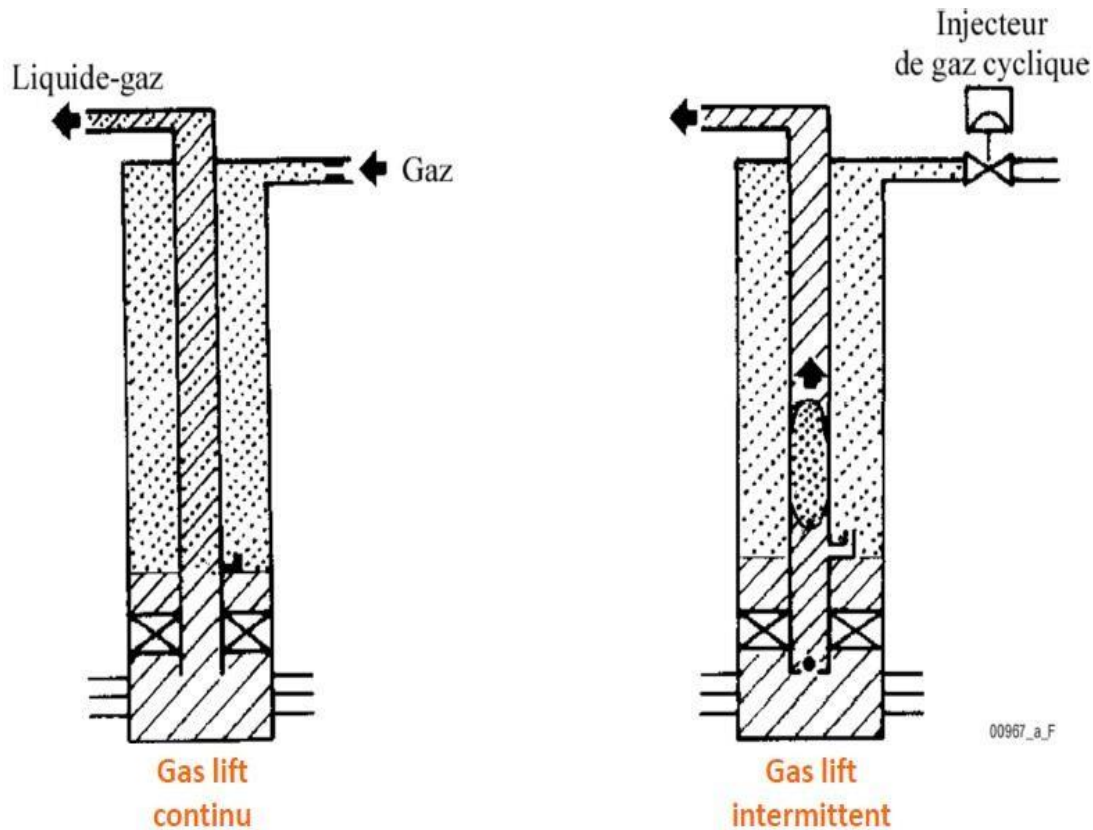


FIGURE II.3 :gas lift continue et gas lift intermittent

### chambre d'accumulation

La Chambre d'accumulation est une installation particulière de gas lift intermittent. Les complétions à chambre sont réservées au puits ayant de très basse pression de fond et produisant assez peu de liquide.

La chambre d'accumulation est technologiquement divisée en deux catégories :

- 1 - Chambre d'accumulation entre deux packer de tubage.
- 2 - Chambre d'accumulation à capacité cylindrique.

Notons que le premier type donne une capacité maximale de stockage d'huile au fond et ne risque pas d'ensablement des fenêtres de la capacité cylindrique. Elle n'est valable qu'en trous tubés.

Ainsi que le deuxième type n'est nécessaire qu'en trou ouvert ou si la hauteur de la couche est très importante ou bien encore si le niveau statique du liquide est en dessous des perforations.

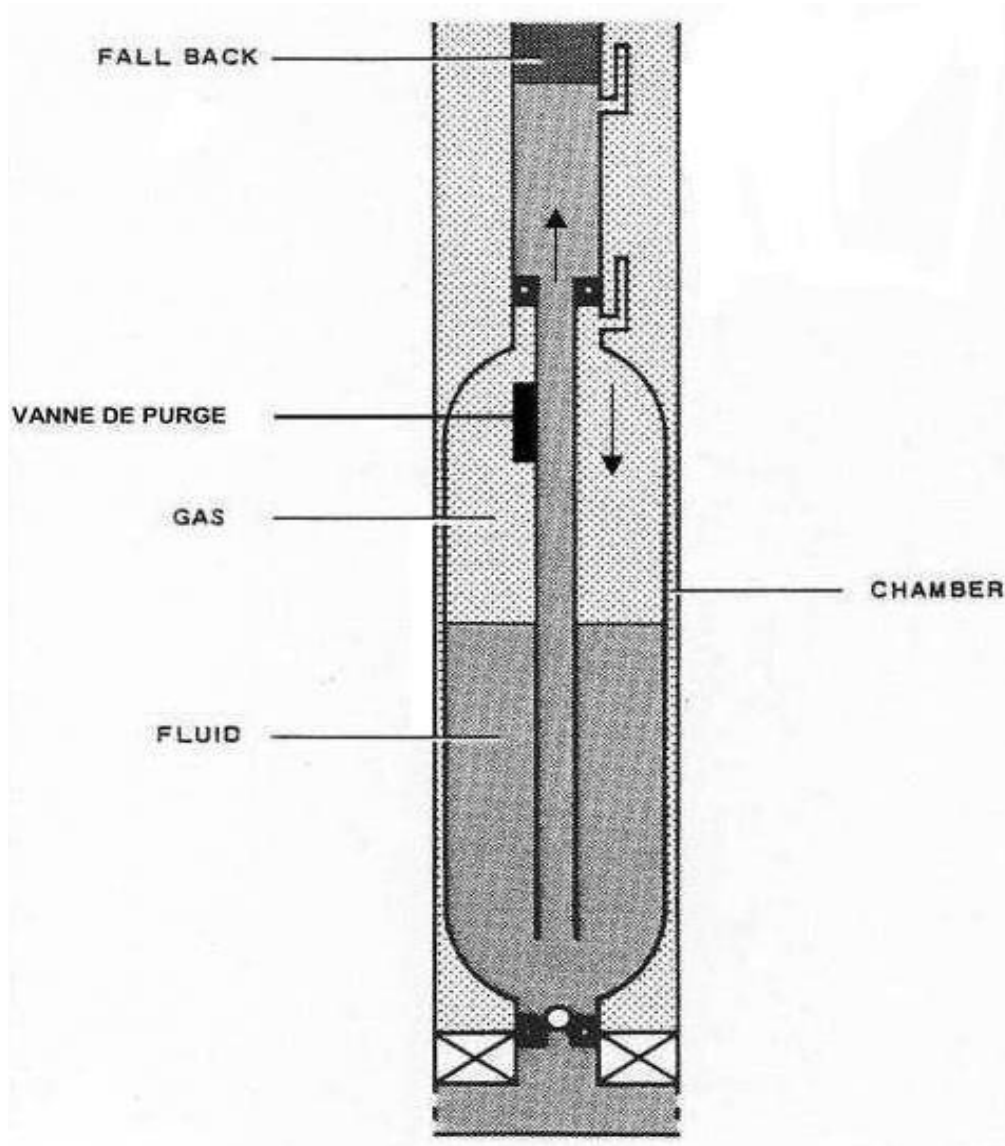


FIGURE II.4 :intermittent gas-lift et chamber design

**Selon le mode de complétion :**

Le gaz-lift est un domaine où souvent les ingénieurs se plaisent à dessiner des profils complexes parfois couronnés de beaux succès mais aussi soldés d'échecs sévères. La règle est de chercher la simplicité, et Profile complexe demande une excellente préparation, un programme opérationnel très détaillé, des calculs précis, des tests en atelier et enfin une supervision sans faille.

**Complétion pour gaz -lift direct :**

Le gaz est injecté dans l'annulaire tubing -casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent qui se justifie par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. Le dessin de la figure II-5 représente une complétion standard pour opérer en gaz -lift direct. [04]

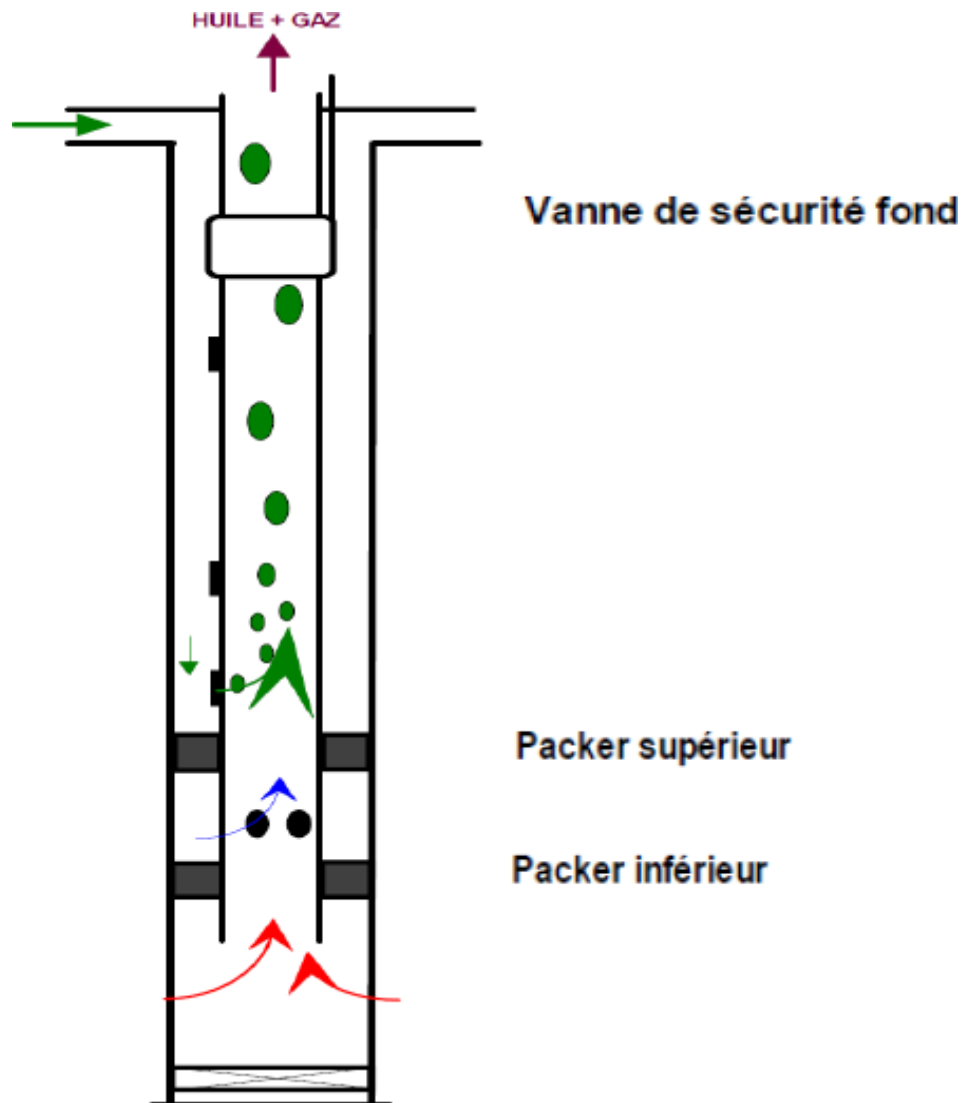


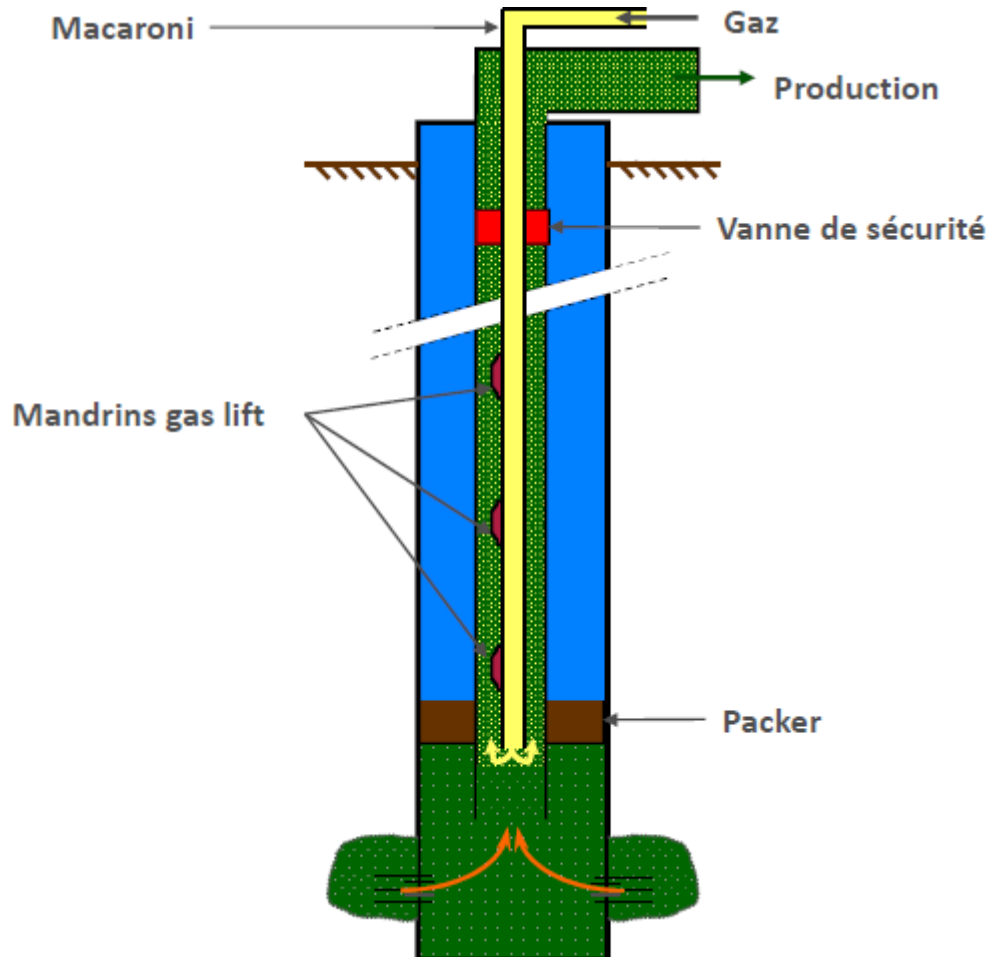
FIGURE II-5 :gaz-lift en completions direct

### Complétion pour gaz -lift inverse(indirect) :

**A)Tubing concentrique:** La complétion présentée dans la figure (II.6) représente un puits où le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant car il évite un work over lourd. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz -lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le « macaroni » est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

Dans tous ces puits, le réservoir est produit dans le tubing initial et non pas dans le casing. Dans des puits où les vannes de décharge sont inutiles (single point), il est très économique de dérouler un coiled -tubing dans la complétion initiale, de le couper en surface et de le poser dans un adaptateur de la tête de puits. Des vannes de

sécurité de sub -surface existent pour ce genre de complétions mais elles compliquent considérablement la mise en place du tube concentrique . Le système existe avec des tubes concentriques de gros diamètres descendus au début de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4" ½ pour activer le puits au gaz-lift.



**FIGURE II-5 :** gaz-lift en complétions concentrique

**Gaz-lift avec production dans le casing :**

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, [5]

De gros volumes de gaz sont nécessaires. Le design et les équipements sont spéciaux

Le puits est mal adapté au gaz -lift intermittent

**Gaz-lift double :**

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter mais elles offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non

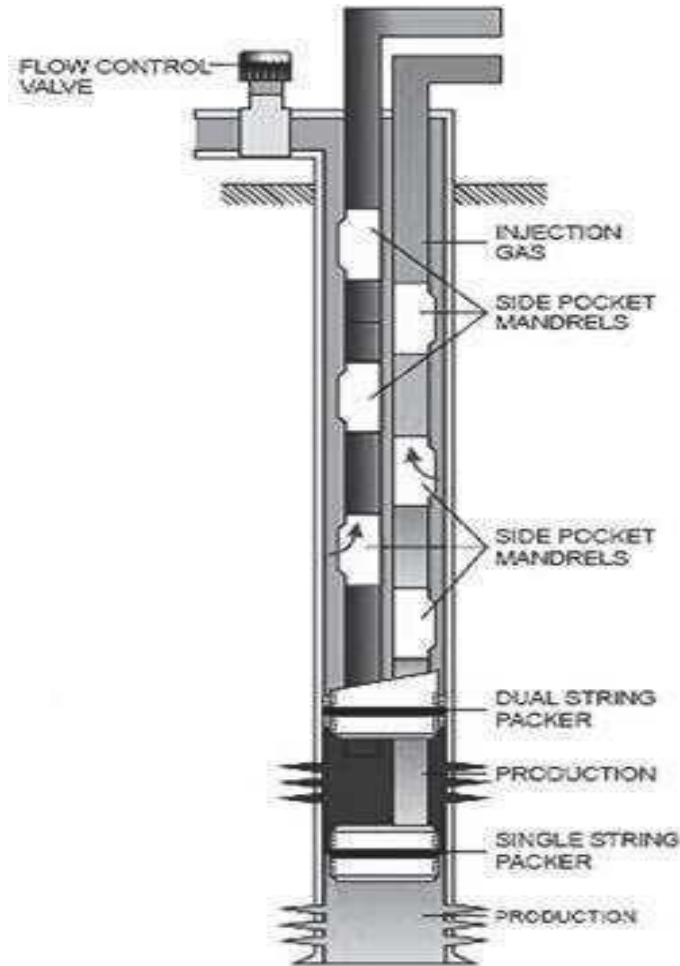
compatibles pour une production mélangée. Parmi les problèmes de complétion, soulignons :

Le grande complexité des vannes de sécurité de sub -surface annulaire.

La mise au point des vannes pour ces puits est délicate et il est courant qu'un tubing prive l'autre du gaz qui lui était destiné

L'encombrement de mandrins à poche.

En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher au passage du tubing remonté en premier.



**FIGURE II-6 :** gaz-lift en complétions double

### **Le gaz-lift parallèle :**

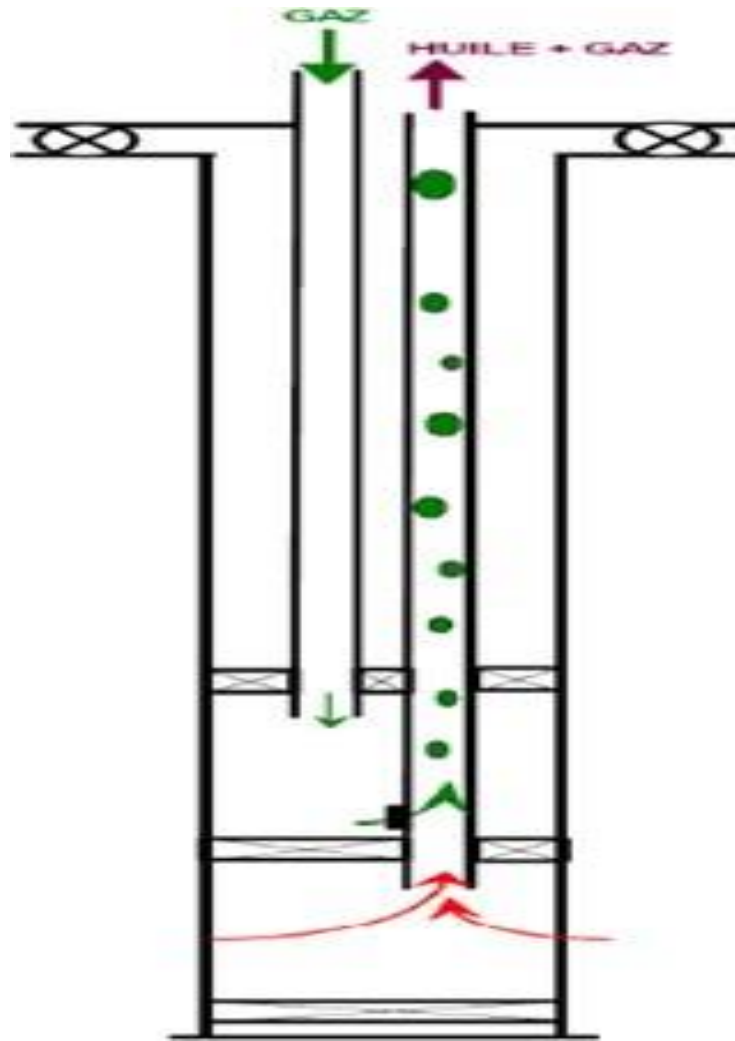
Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz -lift double au niveau de la mise en place de la complétion

Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé dans le cas où :

-le gaz disponible ne doit pas entrer en contact avec le casing,  
par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz (gas tight)

Le gaz-lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage. Cette méthode est montrée dans la figure II-7





**FIGURE II-7** : completion gaz-lift double parallele

**Selon le circuit d'injection :**

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Deux circuits d'injection peuvent être alors utilisés : [04]

**gaz-lift en circuit fermé :**

le gaz qui sert en gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs, après passage par des phases de traitement (dégazolinage , déshydrations ), il est décomprimé par une partie de compresseur et réinjecté dans le puits

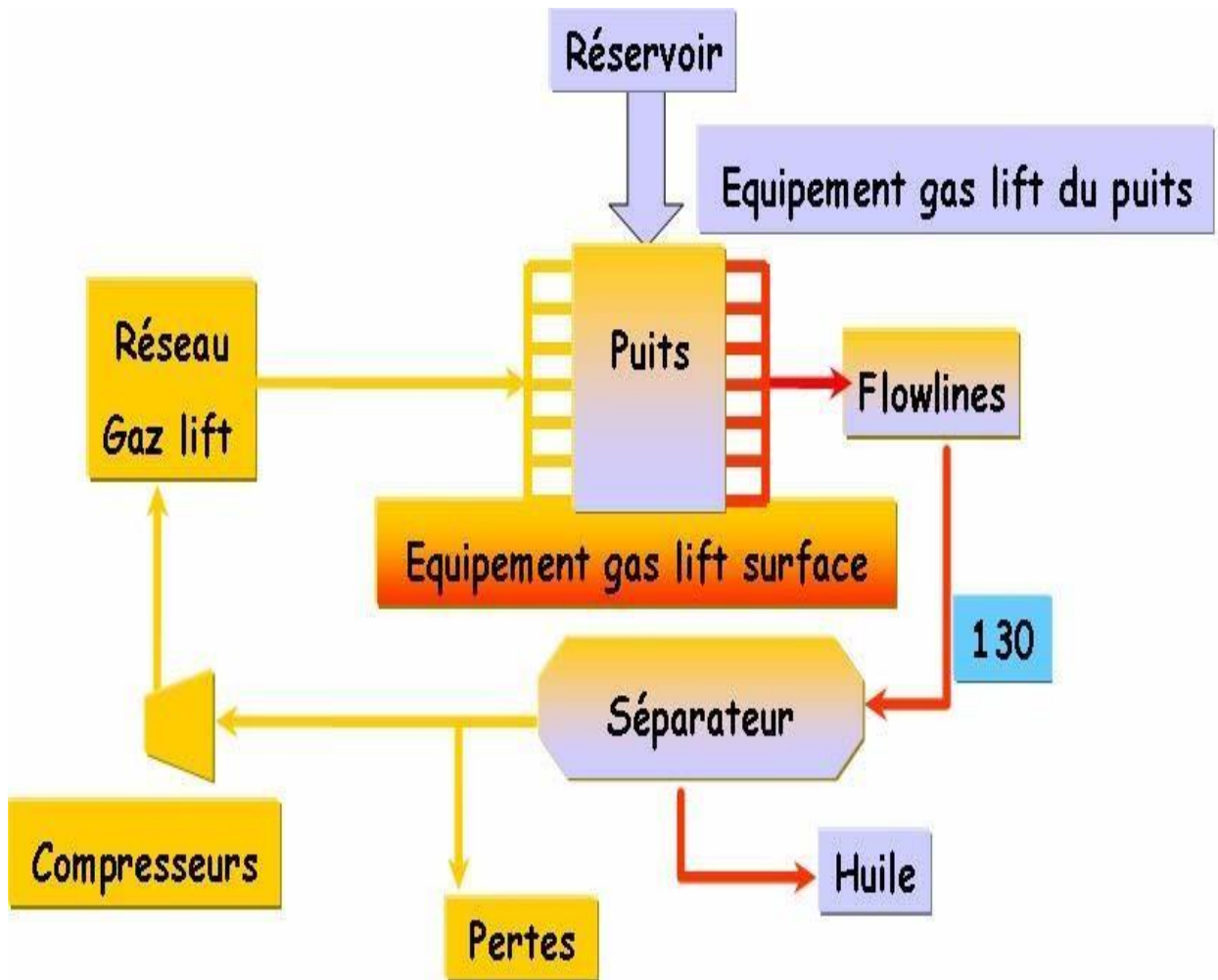


FIGURE II-8 : le gaz-lift en circuit ferme

**gaz-lift en circuit ouverte :**

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

**Auto gaz-lift :**

L'huile de réservoir est liftée grâce au gaz d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer [05]

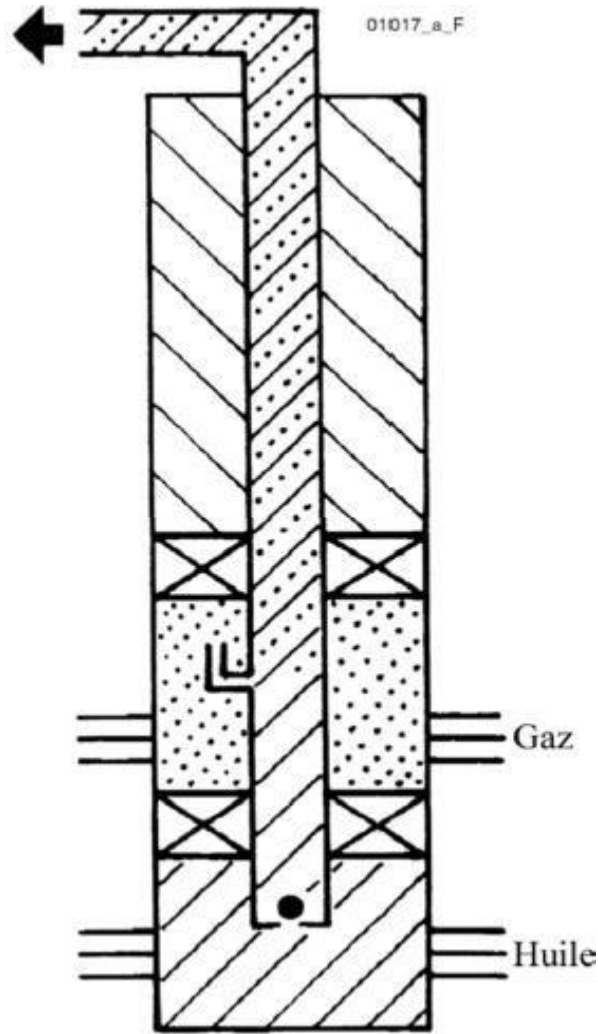


FIGURE II-9 : auto gaz-lift

**l'équipement du gaz-lift:**

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique. Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface. L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection.

**l'équipement de surface :**

L'équipement de surface est constituée de :

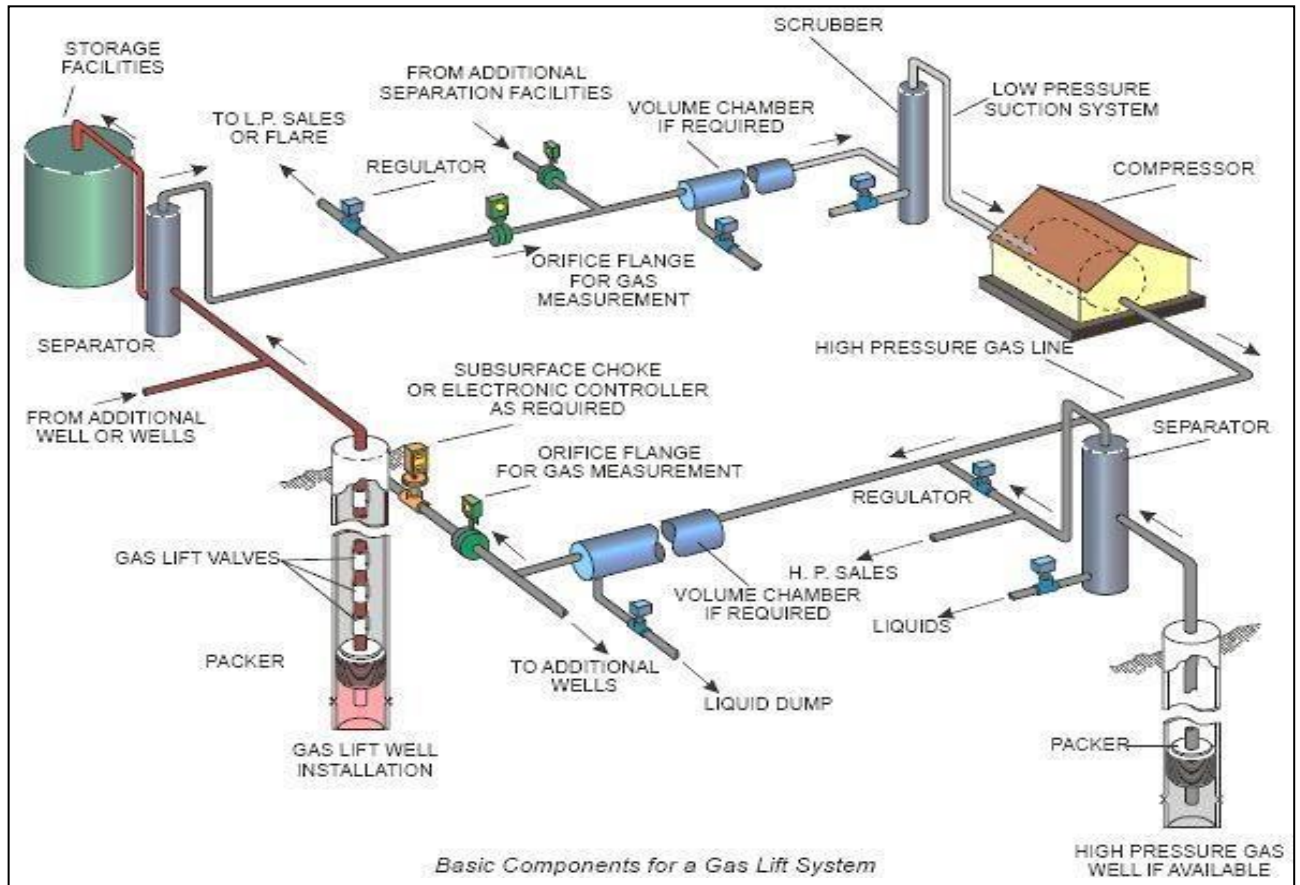


FIGURE II-10 : l'équipement de surface[09]

**l'équipement de compression :**

Son rôle est comprimé le gaz qui arrive de la station de séparation avant qu'il est envoyé aux puits pour l'injection.

Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

**équipement de mesure et contrôle :**

L'équipement de mesure est composé de :

- a. Équipement de mesure de pression (des manomètres).
- b. Équipement de mesure de température (des thermomètres).
- c. Porte Duse manuel de réglage de débit de gaz.
- d. Équipement de mesure de débit (l'orifice et l'indicateur Barton ou un débitmètre électronique) (Scanner 2000).

**Réseau collectes :**

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

**l'équipement déshydratation :**

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous

certaines conditions, ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices. La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz. L'opération de déshydratation se fait avec des agents qui sont généralement le TEG (tri éthylène glycol) et le DEG (d'éthylène glycol)[11]

**l' équipement de fond :**

L'équipement de fond d'une installation gaz -lift "standard" est constitué de mandrins et de vannes de gaz-lift. La quantité ou le nombre des mandrins et des vannes utilisés dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

**II-5-2-1 les mandrins de gaz lift :**

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

- a- Les mandrins conventionnels (retirables)
- b- Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels)
- c- Les mandrins pour vannes concentriques

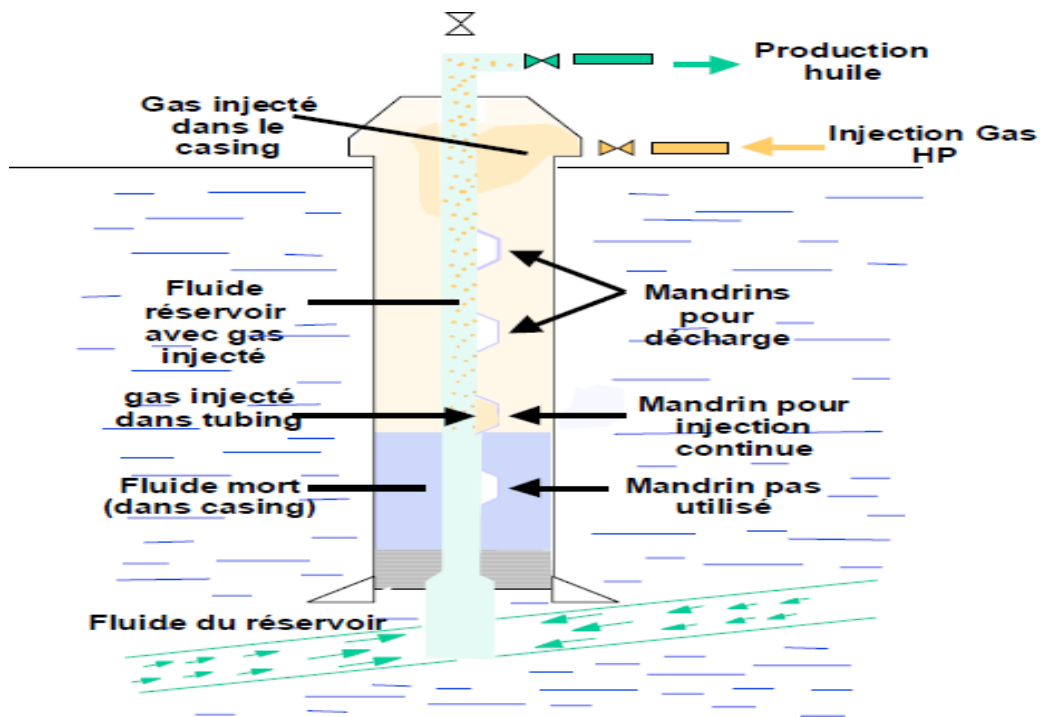


FIGURE II-11 : la position des mandrins

**Les mandrins conventionnels (retirables) :**

Ils sont fabriqués à partir d'éléments de tubing. Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing. Ce type de mandrins est le plus ancien il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un WO.

**Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels) :**

Elles ont révolutionné le gaz -lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui

permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble (Wire line) . Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtré sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing

Ces mandrins sont conçus avec un design qui leur permet de résister aux différentes forces de traction et de compression.

### **Les Mandrins avec vanne concentrique :**

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

La vanne concentrique peut :

Soit être intégrée au mandrin .

Soit être mise en place par travail au câble.

Ces mandrins avec vanne concentrique peuvent permettre de résoudre certains problèmes tels que problèmes d'encombrement en complétion multiple.

### **II-5-2-2 les vannes de gaz lift :**

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression. Le principe de fonctionnement d'une vanne de gaz lift peut être comparé à celui d'un régulateur de pression. Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au wire-line, elles sont posées dans les mandrins (side pockets).

Trois types de vannes sont utilisés :

#### **A) Vanne de décharge :**

elle est ouverte si la différentielle de pression entre l'espace annulaire et le tubing est suffisante, utile pour le démarrage, un orifice limite le débit quand la vanne est ouverte.

#### **Vanne de service :**

elle assure l'injection en service normal au point d'injection final, elle est toujours ouverte, en général, il s'agit d'un simple orifice qui contrôle la stabilité du débit injecté.

#### **Bouchons dits dummies :**

bouchon joue le rôle d'une barrière de sécurité et protection des portées du mandrin.[05]

### **Le rôle des vannes gaz-lift**

#### **Vannes de décharge :**

Décharger progressivement (alléger colonne) le puits à l'aide de la pression d'injection de gaz disponible pour atteindre la profondeur d'injection requise soit le point d'injection final

#### **Vannes de service :**

Fournir les moyens de produire le débit liquide désiré du puits par injection continue d'un débit gaz optimisé au point d'injection final



**FIGURE II-11:** les vannes de gaz lift

### **Les principaux paramètres du gaz-lift :**

#### **la pression en tête de puits :**

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

#### **La pression d'injection du gaz :**

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peut permettre de fonctionner sans vannes de décharge (single point) ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance de puits.

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits.

#### **Profondeur de l'injection du gaz :**

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit. Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible.

#### **l'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :**

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique, le gaz lift et comme les autres méthodes d'activation des puits abaisse cette pression, donc le gaz lift est affecté par l'indice de productivité. L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gaz lift amène des débits spectaculaires. L'effet « skin » ou colmatage de puits, c'est l'endommagement du voisinage de trou, il est lié généralement au filtrat de

la boue de forage et d'autres paramètres. L'effet « skin » est une perte de charges supplémentaire dans le réservoir, il réduit directement l'indice de productivité et par conséquent affecte l'activation par gaz lift

### **Les problèmes liés au gaz -lift :**

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz. L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération les principaux problèmes sont :

#### **Formation des hydrates (givrage) :**

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, ce qui est traduit par l'arrêt du puits, pour cela doit être prise les préventions suivantes : [04]

Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).

Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.

L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agissent sur le point de fusion des corps solides (hydrates).

La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui ont un puits concentrique

#### **Érosion des équipements :**

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre

l'équipement subit des variations métallurgiques, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraient la duse à ses parois intérieures, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage. Ces variations influencent négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz soit important par rapport à celui de l'huile [06]

### **Les avantages et les limitations du gaz-lift :**

#### **II-8-1 Les avantages de gaz-lift :**

Bien adaptés aux débits moyens ou élevés

Le coût initial des équipements du GLS (gas-lift simple) est généralement bas.

Grâce au gaz-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite

Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible

Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz. [07]

Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.



Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

Le gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.

✓ **II-8-2 Les inconvénients de gaz -lift :**

- Pose problème de redémarrage (régimes transitoires).
- L'importance des installations de surface (compresseurs GL).
- Adaptation du casing au gaz lift.
- Installation haute pression.
- Rendement faible (10 à 30%). [07]
- Sensibilité du procédé à la pression en tête de puits.
- Délai de mise en place.
- Limites d'activation par déplétion importante
- Nécessite d'une source de gaz à une grande pression

**Conclusion :**

Le principe du gaz-lift est d'utiliser le gaz produit par l'exploitation pour augmenter la quantité d'huile extraite par jour lorsque le réservoir "s'essouffle".



---

## CHAPITRE III

---



# *LA POMPE ESP*

### III.1 Introduction :

La pompe ESP est l'un des modes d'activation des puits « à élévation artificielle ». Ces dernières années, la méthode a fait de grands progrès en apportant une variété de solutions et d'options pour résoudre les problèmes et les limites de l'utilisation antérieure de cette technologie. En raison de ce développement, les pompes sont désormais capables de faire face à certains problèmes de fonctionnement, tels que le gaz libre, la présence de divers dépôts dans le sable et le pétrole. Et leur capacité à élever le trafic important à un niveau plus profond. Le système ESP est un ensemble d'équipements de fond et de surface conçus pour garantir que les fluides aux endroits appropriés du puits s'écoulent vers la surface. Le système se compose généralement d'un moteur électrique et d'une pompe centrifuge fonctionnant dans une tour de production, et est connecté à un mécanisme de commande et à un transformateur en surface via un câble d'alimentation. L'équipement de fond est suspendu de la production bien au-dessus du puits de forage. Dans la plupart des cas, le moteur est fixé en fonction de la plage de travail. Au-dessus du moteur se trouve le protecteur, puis l'entrée de fluide, parfois le séparateur de gaz et enfin la pompe. Le câble est inséré dans la partie supérieure du moteur. Dans ce chapitre, nous présentons le système de pompe ESP, son principe de fonctionnement, ces différents composants et les critères qui s'appliquent lors du choix d'une pompe.

### III.2 Principe de fonctionnement :

Le système de pompe électrique submersible (ESP) se compose d'un moteur et d'une unité de pompe centrifuge à plusieurs étages à l'intérieur de la colonne de cuvelage, qui est reliée au mécanisme de commande au sol par un câble. Il s'agit d'une pompe centrifuge à plusieurs étages, comprenant le nombre d'étages nécessaires pour obtenir la hauteur de refoulement requise et le nombre d'étages peut atteindre plusieurs centaines. Chaque étage se compose d'une impulsion rotative (roue à aubes) et d'un diffuseur statique. L'impulsion fournit de l'énergie sous forme de vitesse pour le fluide à pomper. Le diffuseur statique convertit l'énergie cinétique en énergie de pression puis la transmet en impulsion. Les groupes ainsi formés sont empilés à l'intérieur de la chemise. [03]

### III -3. La composition d'un système ESP :

Le système de pompe submersible a une très large gamme de performances, c'est un État donné que le contrôle de vitesse a une excellente flexibilité, la flexibilité de récupération est très élevée, de sorte qu'il peut être sélectionné de manière flexible dans la plage de débit de 150 à 40 000 b / j. En ce qui concerne la qualité du fluide pompé, la pompe peut gérer un fluide GOR élevé, mais Une grande quantité de gaz fermera le passage de fluide ascendant et le détruira Pompe. Utilisation améliorée de matériaux et de revêtements métalliques spéciaux Résistance importante à la corrosion et permet la manipulation du fluide qu'il contient Particules abrasives et sable.

#### III -3-1. La pompe ESP :

La figure (I-1) montre une pompe centrifuge constituant de :

- L'arbre rotatif est relié au protecteur et à l'arbre du moteur, dont le but est

La fonction principale de transmission du mouvement de rotation et du couple généré par l'engrenage

Des moteurs électriques à pales sont placés dans les différents étages de la pompe.

- Les étages de la pompe sont des composants qui augmentent la pression

Infusion. Le premier étage est composé de pales rotatives et de diffuseurs fixes,

Représente les principaux composants d'une pompe centrifuge.

La lame reçoit la puissance de l'arbre rotatif et accélère les particules de fluide, puis

Le diffuseur convertit la vitesse élevée du fluide (énergie cinétique) en pression. [05]

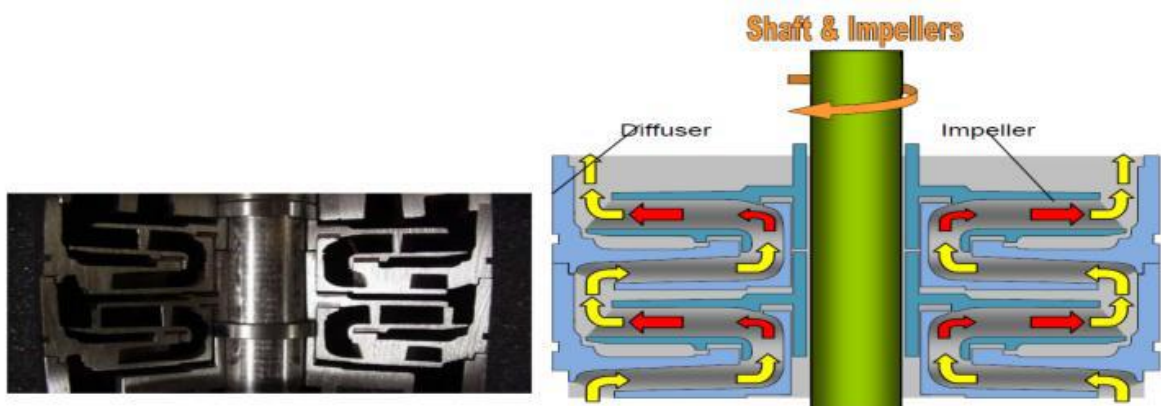


FIGURE III -1 : combinaison arbre de rotation et aubes de forme radial

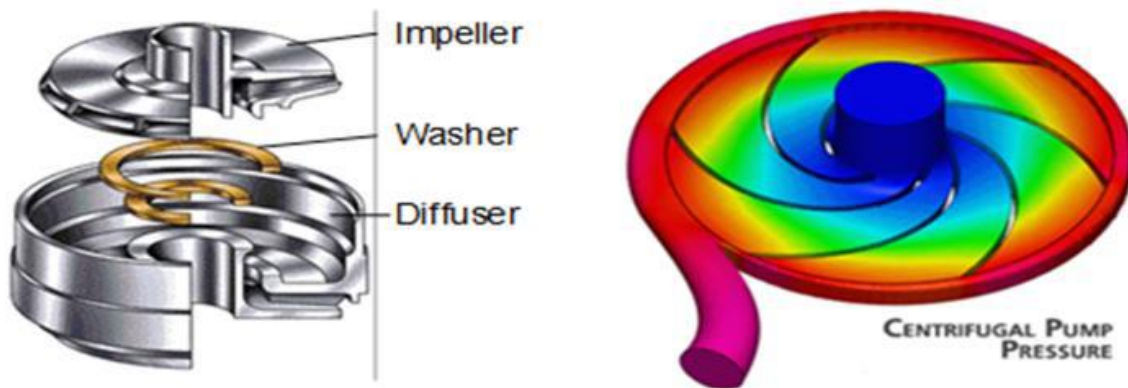


FIGURE III -2: la distribution de la pression au sien d'une aube

Comme le montre la figure (I-2), les planchers sont empilés afin d'augmenter la pression atteinte la valeur calculée adaptée au débit requis. La figure I-2 montre le trajet d'écoulement du fluide entrant dans l'entrée d'aube est constant.

L'énergie de rotation peut être utilisée pour les particules de la centrifugeuse centrifuge radiale.

Liquide, jetez-les hors de l'aube. Une fois sorti, le fluide se retournera et entrera dans le canal du diffuseur. Lorsqu'il passe à travers le canal, le fluide rebondit sur la paroi du diffuseur, où sa vitesse sera convertie en pression. Ce processus est répété à chaque étape jusqu'à ce que le fluide passe à travers toutes les étapes et que la pression atteigne la pression de tête nécessaire pour former la hauteur de tête de pompe requise (TDH).

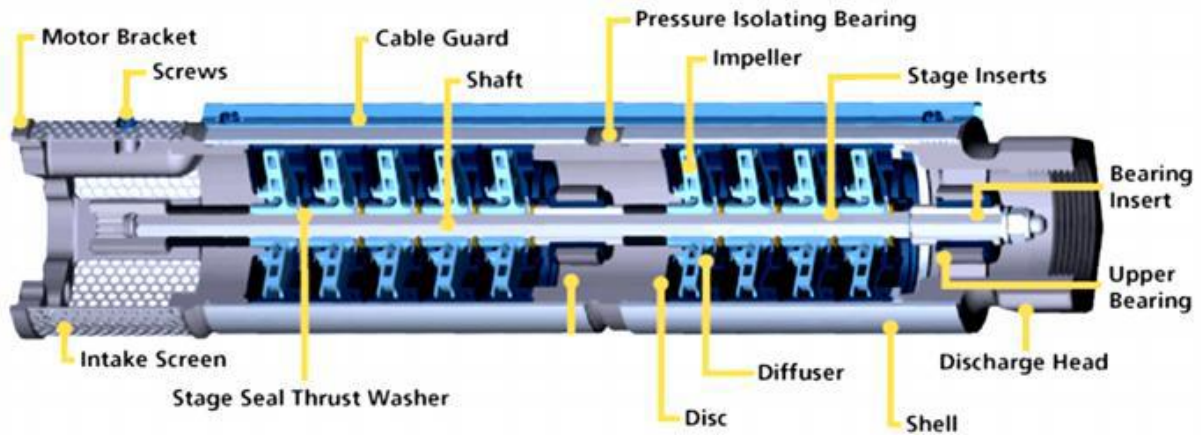


FIGURE III -3:les constituants d'une pompe esp

Si l'on considère le choix du débit et le type de fluide qui y est lié Lorsque la pompe ESP fonctionne, il existe deux types d'étages, image (I-1) et image (I-4), un Dans la phase radiale, le fluide pénètre dans l'aube et le diffuseur sous une forme profilée Parallèlement à l'axe de rotation et sortant selon une ligne perpendiculaire au même axe, on l'appelle généralement un "champignon" pour le rendre plat ; pour le second type, ce sont des étages d'écoulement mixte, où la sortie du fluide du diffuseur est inclinée. L'angle avec l'axe de rotation est inférieur à 90 °. Ce dernier permet un débit plus important que la conception radiale, et il est moins sensible aux effets des particules solides et des gaz.

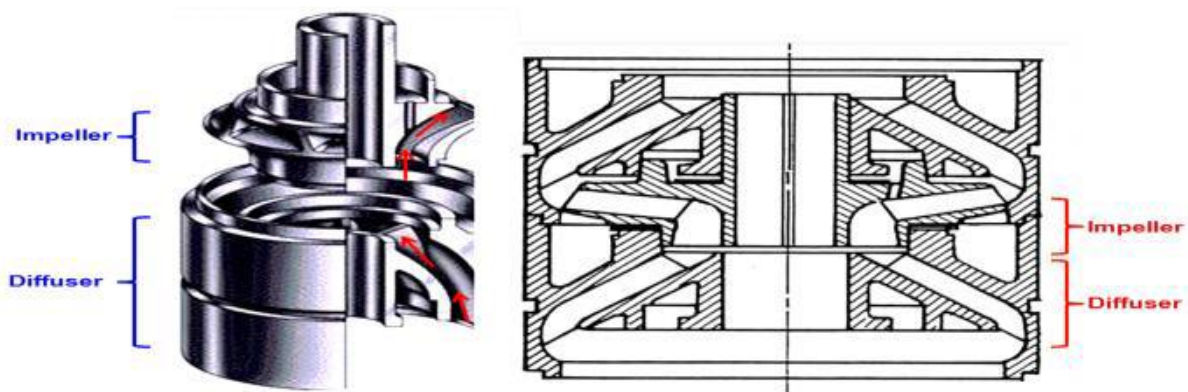


Figure III -4:etages a ecolement mixte

Facteurs de base à prendre en compte lors de la vérification de la portée Le débit de fonctionnement est relatif à la force axiale des pales, et la différence de pression et la force hydrodynamique exercées de part et d'autre de chaque pale dans l'étage appelleront la force

vers la direction axiale. La principale caractéristique de ces deux plates-formes est la manière dont elles supportent la poussée axiale : le plus souvent les pales peuvent être fixes ou flottantes et les pales fixes sont fixées sur l'arbre rotatif. Par conséquent, la force axiale de chaque lame sera transmise à l'arbre et sera compensée par la butée de rotation dans le protecteur. Cette méthode de construction n'est efficace que lorsque la hauteur de refoulement requise de la pompe n'est pas trop élevée et ne dépasse pas 6000 pieds, et que le diamètre de la pompe ne dépasse pas 6 pouces. La lame flottante n'est pas fixée sur l'arbre. La force axiale est contrecarrée par le roulement situé entre le diffuseur et la roue. Afin de maintenir le meilleur alignement du trajet d'écoulement entre l'aube et son diffuseur, ces efforts axiaux doivent être minimisés et vérifier que le débit de la pompe correspond au rendement maximal. Ils se développent au fur et à mesure qu'une personne s'éloigne de cette direction d'écoulement (dans un sens ou dans l'autre), alors ne vous écartez pas trop des performances optimales pendant la durée de vie de l'appareil. [03]

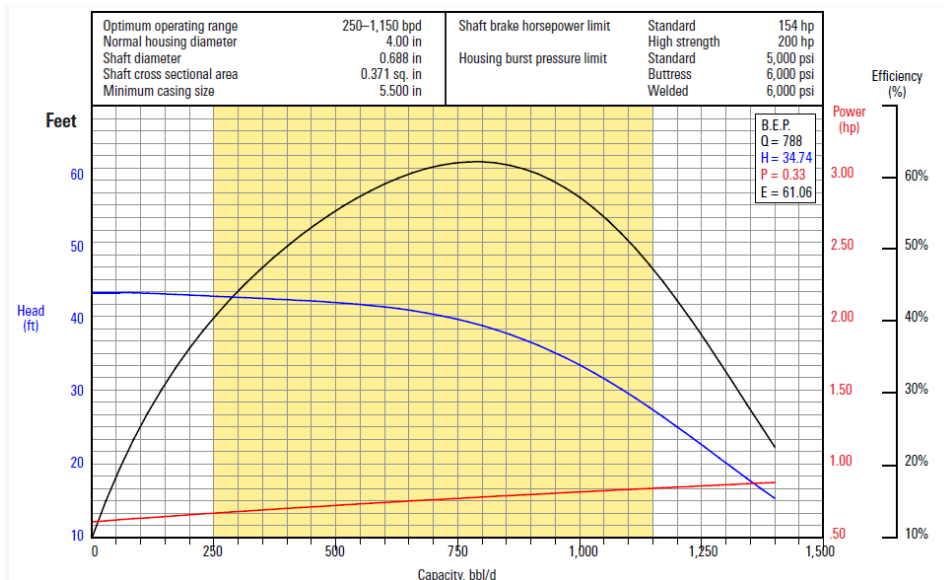


Figure III -5: gamme opérationnelle d'une esp

III -3-1-1. La courbe de performance de la pompe ESP:

Caractéristiques données par le fabricant Considérez le fonctionnement de la pompe Un seul étage est considéré, 1,0 SG de l'eau est utilisée comme fluide de référence et la fréquence de rotation est comprise entre 60 et 50 Hz. La courbe de performance typique est illustrée à la figure (IV-10). À cette hauteur, cette hauteur « tête », l'effort de freinage « puissance au frein » (BHP) et le rendement de cette étape sont reportés sur l'axe X en fonction du débit. L'efficacité de la pompe est dérivée du rapport entre la puissance hydraulique et la puissance de freinage « puissance de freinage ». La hauteur "Head" est une mesure indirecte de la pression qui ne dépend pas de la densité de liquide. Cela signifie que pour les fluides de faible viscosité, les performances de la pompe peuvent être s'exprimer uniquement en termes de hauteur "Head" "H".

$$H_{stage} = \frac{\Delta P_{stage}}{\rho g} \dots\dots\dots\text{III-04.}$$

Et donc  $\Delta P_{stage} = 0.433\gamma H_{stage}$

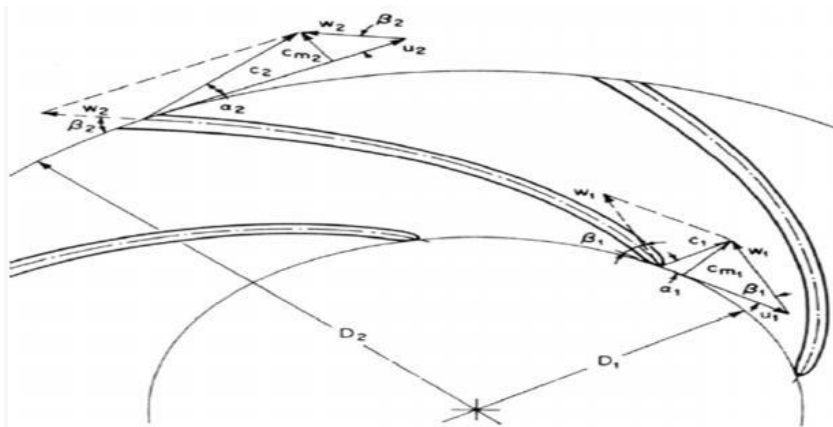
$\Delta P_{stage}$  = la pression développée par chaque étage en psi

$\gamma$  = la pression développée par chaque étage en psi

$H_{stage}$  = la hauteur « head » en ft

La relation théorique entre la hauteur "Head" H développée et le débit pour une aube dans un diffuseur et donnée par l'équation d'Euler.

$$H_{stage} = \frac{\varphi_2}{g}(r_1 - r_2) - \frac{\theta_i \varphi}{2\pi g H} \left( \frac{1}{\tan \beta_2} - \frac{1}{\tan \beta_1} \right) \dots \dots \dots \text{III -05}$$



**Figure III -6:** les forces appliques sur le fluide a l'entre et a la sortie de l'aube

$\varphi$  : La vitesse de rotation du rotor

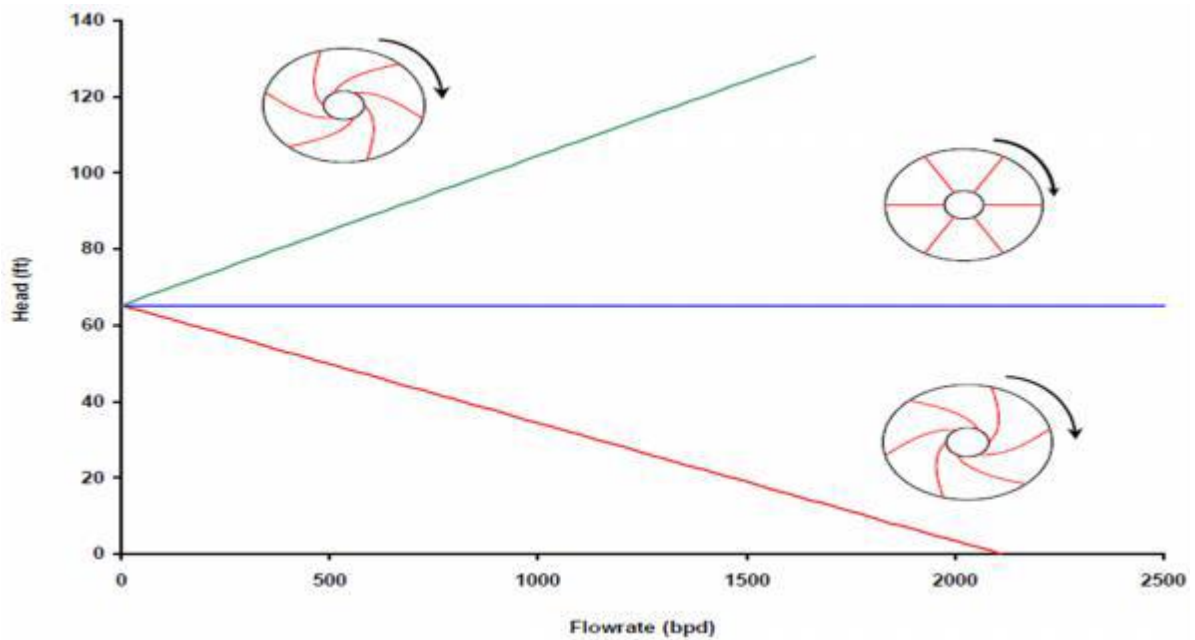
$\beta_1$  et  $\beta_2$  : sont les angles de la tangente de la lame à l'entrée et à la sortie de fluide à l'aube respectivement.

$r_1$  et  $r_2$  : sont les rayons intérieur et extérieur de l'aube respectivement.

$g$  : la gravité

$H$  : l'épaisseur des lames constituant l'aube.

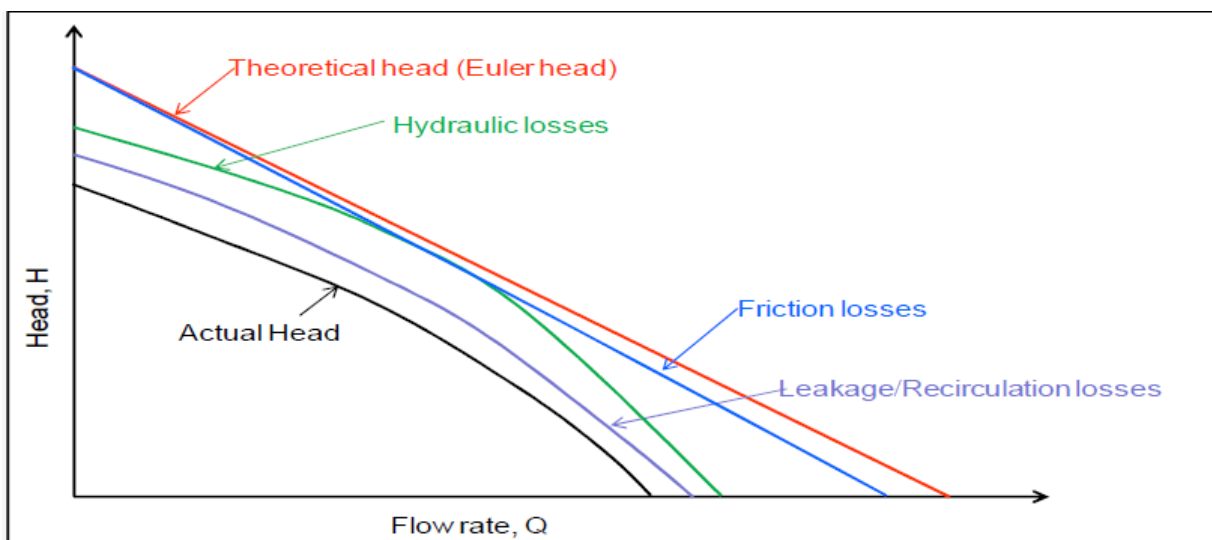
$\theta_i$  : le débit



**Figure III -7:** influence de la geometrie de l'aube sur la performance de la pompe  
Le retour de la hauteur H "tête" produit par la pompe est fortement accéléré par l'accélération.

Il existe trois types de fuite de fluide et de perte de charge:

- **Pertes hydrauliques comprenant :**
  - ❖ Perte de diffusion due à la divergence, ou convergence.
  - ❖ Perte due au choc du fluide contre les parois.
  - ❖ Perte due à la turbulence au niveau du refoulement de l'aube.
- **les pertes par frottement:** qu'il est d'autant plus important quand le débit et la vitesse augmentent.
- **Pertes mécaniques:** La perte la plus importante est la perte du palier de butée, et la perte mécanique n'a aucun effet sur la hauteur et la capacité de la pompe. Mais ils augmentent considérablement la puissance de freinage.



**Figure III -8:** influence des pertes sur la performance d'une aube



La puissance de freinage est l'énergie fournie par le moteur pour la rotation de l'arbre de la pompe. Une partie de cette énergie est absorbée par la pompe sous forme de chaleur.

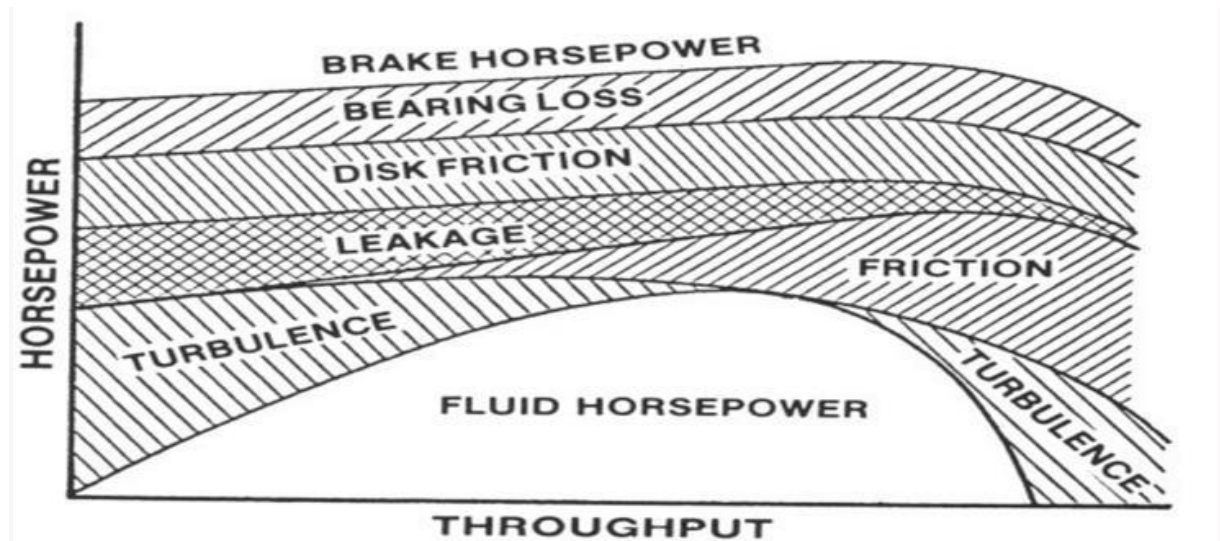


Figure III -9: evolution de puissance de freinage en fonction de debit

L'efficacité de la pompe est donnée par la relation :

$$\eta_{pump} = HP_h / HP_b \quad \dots\dots\dots \text{III -06}$$

$$HP_h = 7.3710^{-6} qH\gamma \quad \dots\dots\dots \text{III -07}$$

Telle que:

$HP_h$ ,  $HP_b$ : La puissance hydraulique et de freinage respectivement.

En effet, en modifiant le débit, la pompe peut être testée à vitesse constante de la manière suivante:

asphyxie. Pendant l'essai, débit, différence de pression  $\Delta P$  et puissance de freinage

Mesurez en plusieurs points. Puis convertissez  $\Delta P$  en hauteur et efficacité de "tête"

Calculez la pompe principale. En utilisant ces données, nous pouvons construire

Courbe de performance de la pompe.

La courbe de performance de la pompe centrifuge peut être résumée sous forme de courbe

Représente la «tête» en fonction de tout débit de fluide, en

Viscosité

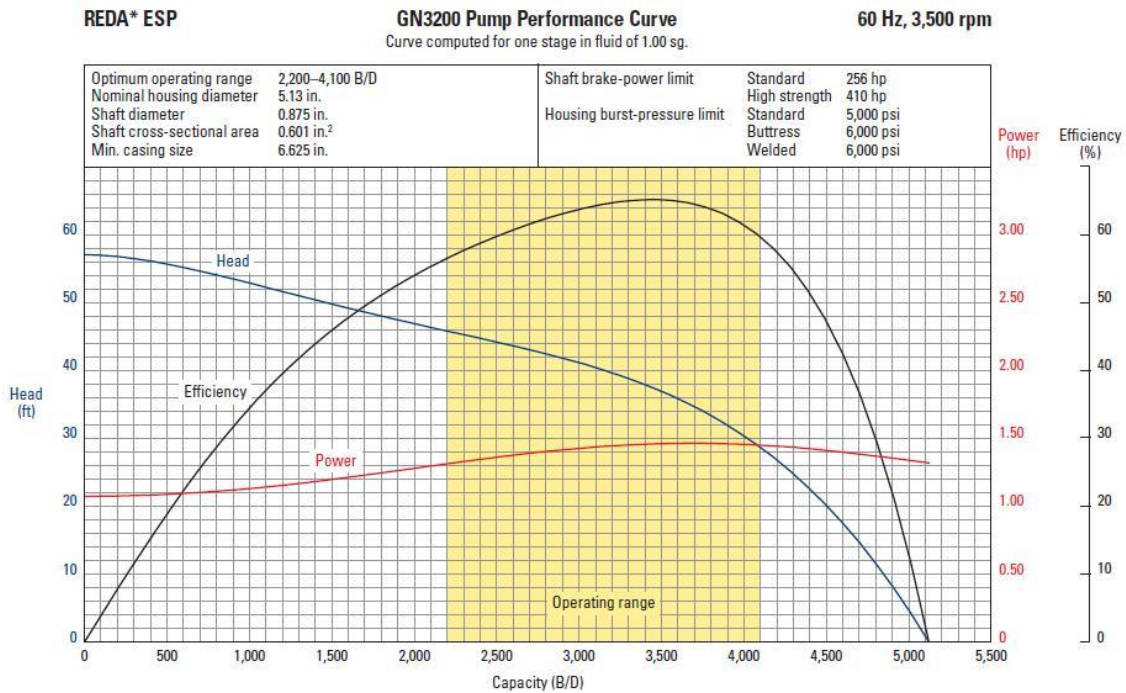


Figure III -10: graphe de performance de la pompe esp

**La pression développée par l'ESP = la hauteur "head" par étage × le gradient de liquide × le nombre des étages**

### III -3-1-2. Pompage des fluides à haute GLR :

Généralement, la présence de gaz libre dans le pétrole brut pompé a un effet néfaste sur le gaz naturel. La fiabilité et l'efficacité des pompes ESP conventionnelles sont principalement dues à notre utilisation de trois façons d'éviter ces dangers:

- ❖ Soit on sépare le gaz avant son rentré dans la pompe et on le fait sortir par L'intermédiaire de l'espace annulaire.
- ❖ Soit on place la pompe dans un siège assez profond dont la pression d'aspiration est Supérieure à la pression de bulle.
- ❖ Soit on modifie la pompe de sorte qu'elle puisse manipuler le gaz libre.

Le gaz dissous dans le pétrole brut n'a aucun effet négatif sur la rentabilité de la pompe car Cela a des effets bénéfiques, tels que la réduction de la colonne de pression hydrostatique et La viscosité diminue conduisant à une efficacité maximale. Affectera

La pompe est à gaz libre. En raison de sa haute compressibilité, le débit de production est V

Lorsque la pression du fluide augmente de la pression d'aspiration à la pression de refoulement, la pression du fluide change de manière significative, et pour chaque pression entre les deux valeurs, si tout le gaz est pompé par le fluide, le facteur de volume est donné par la formule suivante :

$$v_f = wc + (1 - wc) B_0 + [GLR - (1 - wc) R_s] B_g \dots\dots\dots III -08$$

$wc$  : Le water cut.

$B_0$  : Le facteur de formation pour l'huile.

$GLR$  : Taux de gaz par rapport au liquide.

$R_s$  : GOR de solution.

$B_g$  : Facteur de formation pour le gaz.

Et si un certain pourcentage de gaz est séparé ce facteur devient :

$$v_f = wc + (1 - wc) B_0 + GIP [GLR - (1 - wc) R_s] B_g \dots\dots\dots III -09$$

Et pour les deux cas le débit qui travers la pompe c'est :

$$V = q_{sc} v_f \dots\dots\dots III -10$$

$q_{sc}$  : Débit dans les conditions standards.

### III -3-1-3. Le choix de la pompe :

Afin de mieux sélectionner les pompes pour un puits donné, nous allons d'abord effectuer les opérations suivantes:

Après avoir déterminé les conditions de pompage requises, la pompe est généralement installée au-dessus du trou pour permettre au fluide de passer à travers le moteur pour le refroidissement nécessaire. Plus la profondeur est profonde, plus le débit possible est important.

Parce que la pression de fond baisse, nous mettons donc la pompe là où elle augmente

GLR, sauf exception, la pompe est placée au-dessus de la zone d'écoulement turbulent. S'il y a de la place, la pompe peut être placée sous la perforation.

Maximisez la perte de charge et disposez de bonnes capacités de séparation du gaz naturel

Conséquences de production. Pour toutes les installations de pompe, la pression d'aspiration doit être supérieure à 150 psi, ce qui est approximativement égal à la colonne de fluide à 350 pieds au-dessus de la pompe. Sans cette immersion, la performance de la pompe diminuera.

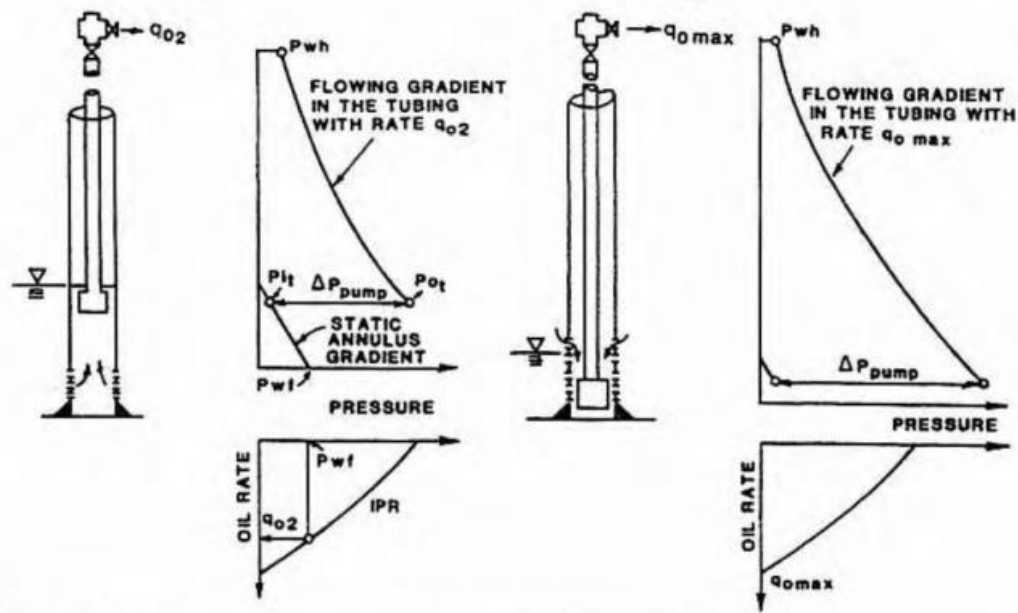


Figure III -11: le debit de production en fonction de profondeur de la pompe esp

La puissance de la pompe est donnée par la formule suivante :

$$HP = 1.72 \times 10^{-5} \Delta P (q_o B_o + q_w B_w) \dots\dots\dots \text{III -11 [12]}$$

Telle que:

**HP**= la puissance nécessaire

**Δp**= le gain de pression

**qo**= débit de l'huile, STB/day

**qw**= débit d'eau, STB/day.

**Bo**= facteur de formation de volume de l'huile dans les conditions d'aspiration bbl/STB.

Le taux de gaz libre qui rentre dans la pompe :

$$GLR_{dn} = (1 - E_s)(R_{total} - f_o R_s) \dots\dots\dots \text{III -12}$$

$R_{total}$  = gas / liquid ratio de production total.

$R_s$  = gas / oil ratio de solution dans les conditions d'aspiration de la pompe.

$f_o$  = la fraction de flux de l'huile.

### III -3-2. Séparateur de gaz :

Afin de réduire la quantité de gaz libre, un seul séparateur est installé à l'entrée de fluide du séparateur. Pompe. Il améliore la ségrégation du gaz libre et dévie les deux gaz dans l'anneau

Le séparateur de gaz a un type à coupelle et un type centrifuge, le premier type

Le changement brusque de direction d'écoulement et le second type provoquent une ségrégation des gaz.

La force centrifuge générée par le moteur sépare et transmet le gaz léger et le liquide lourd dans le gaz lourd.

Placez-les sur le rotor du séparateur en faisant tourner l'arbre, pour les deux.

La situation est que la force centrifuge provient d'un changement de direction du fluide, ce qui est propice à l'isolement, avant la séparation, ils peuvent séparer plus de 20% du pourcentage de gaz entrés dans la pompe.

### III -3-3. Protecteur :

Placer entre l'arbre du moteur et l'arbre de la pompe ou l'arbre du séparateur. Il permet à l'huile de gonfler. L'augmentation de température due à une température élevée provoque le diélectrique contenu dans le moteur. La température géostatique du fluide du réservoir et la température du moteur augmentent. Conçu pour accueillir cette expansion et réduire la pression sur la chambre d'huile.

La différence de pression entre l'anneau et le fluide diélectrique du moteur va

Provoque une fuite de liquide du réservoir dans le moteur. La présence du joint empêche le passage du fluide hors du réservoir en égalisant la différence de pression. Le protecteur est également équipé d'une butée (butée) qui absorbe la poussée axiale vers le bas (poussée vers le bas), qui se manifeste à la hauteur de la section d'arbre.

### III -3-4. Moteur électrique submersible :

Le moteur ESP est un triphasé bipolaire de type induction. Conception bipolaire

Cela signifie qu'il fonctionne à une fréquence de 60 Hz, ce qui équivaut à 3600 tr / min,

La vitesse de fonctionnement réelle est d'environ 3500 tr / min. Il génère de l'énergie

La plage de tension de fonctionnement triphasée est de 230V à 5000V.

Habituellement, la longueur et le diamètre permettent d'estimer la puissance du moteur.

Étant donné que le moteur n'a pas de câble s'étendant sur sa longueur, il sera utilisé dans la fabrication [05]

Le diamètre est légèrement plus grand que la pompe et le protecteur.

### III -3-5. Armoire de contrôle :

L'armoire de commande est un dispositif permettant d'assurer l'activation progressive de l'armoire de commande. Avec un moteur protégé, il offre également la possibilité de surveiller le moteur. Utilisez un équipement d'enregistrement pour la production.

#### III-3-5-1. Ses fonctions :

- Marche / Arrêt.
- Enregistreur de l'intensité.
- Relais de surintensité.
- Relais de sous intensité.
- Temporisateur pour redémarrage. [08]

**III -3-5-2. Les lois d'affinité d'une pompe :**

Tout au long du processus, la nécessité de modifier la vitesse de fonctionnement de la pompe est omniprésente.

Production en raison de modifications permanentes des paramètres de production et des processus de production

Le changement est déterminé par la relation entre les paramètres de la pompe, nous avons trouvé

Le débit et la "tête" augmentent à mesure que la vitesse augmente. [08]

La relation entre les différents paramètres existe, débit, hauteur de "tête",

La puissance et l'efficacité de la pompe centrifuge changent avec le changement de la vitesse de la lame

Connues sous le nom de lois d'affinité, elles sont données comme suit:

$$\frac{q_1}{q_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{f_1}{f_2} \dots\dots\dots \text{III -13}$$

Telle que :

N : vitesse « Rpm ».

f : fréquence « Hertz ».

q : débit « BPD ».

-Pour la hauteur « head » :  $\frac{h_1}{h_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = \left(\frac{f_1}{f_2}\right)^2 \dots\dots\dots \text{III -14}$

-Pour la puissance :  $\frac{HP_1}{HP_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3 = \left(\frac{f_1}{f_2}\right)^3 \dots\dots\dots \text{III -15}$

**III -3-6. Moniteur de pression et de température :**

Besoin de changer la taille de la pompe, le débit ou le workover

Les données de pression actuelles du réservoir de carburant peuvent être

Efficace. Pour cette raison, le moniteur est utilisé pour mesurer le stress et le stress du mariage.

La température du fond du trou peut être enregistrée spontanément sans

Interrompre deux paramètres pour détecter les défauts électriques et ajuster

Utilisez la vitesse de fonctionnement du VSD.

### **III -3-7.Transformateur :**

La distribution actuelle du champ pétrolifère est généralement

Tension intermédiaire. Et parce que la pompe ESP peut fonctionner dans les intervalles de temps suivants

250 à 4000 volts doivent être changés à l'aide d'un transformateur

Situation intense.

### **III -3-8. Boîte De jonction "Junction box" :**

Il a trois fonctions, la première est de fournir un point de connexion

Contrôler le câble du puits, il représente également le passage du gaz naturel au gaz naturel

Atmosphère lors de la migration vers le câble et fournir des points de test

Vérifiez les unités d'arrière-plan.

### **III -3-9. Centralisateur :**

Particulièrement adapté aux puits partiels pour éliminer les dommages et obtenir

Un refroidissement approprié de l'équipement peut également éviter d'endommager l'équipement Le câble est dû au frottement.

### **III -3-10. Le Câble :**

Les câbles triphasés sont utilisés à partir de

Faites de la plongée avec tuba jusqu'au moteur de plongée. Ils doivent être de petite taille et bien protégés pour éviter Environnement souterrain difficile.



---

## CHAPITRE IV

---



# *APPLICATION DE L'ETUDE*



**APPLICATION DE L'ETUDE**

**INTRODUCTION :**

Notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et d'optimiser des puits en gaslift, ces puits sont liés au même manifold.

L'optimisation gaz-lift par volume du gaz injecté veut dire la sélection du volume du gaz injecté optimum pour récupérer un volume optimum d'huile. Pour cela nous avons utilisé le logiciel PROSPER.

On a choisi le puits (HR #7) comme exemple.

Jaugeage :

**Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR, Tête et le Qeau. Pour ce puits on a utilisé les données de BuildUp**

**FIG : IV.1-** donnée de test de build up

Name de puit	Lique rate	WHP psi	GL injection Msm/d	Casing gaz + water psi	Oil rate Msm/d	Water rate Msm/d	Gas rate Msm/d	FBH P psi	Wcut %
<b>HR #1</b>	747	798	15	1740	60	372	25	1727	51
<b>HR #2</b>	828	660	10	1711	74	365	18	1730	44
<b>HR #3</b>	300	770	10	1725	7	252	21	1883	84
<b>HR #4</b>	500	525	15	1291	32	296	41	1500	60
<b>HR #5</b>	365	565	8	1300	8	31	16	1330	86
<b>HR #6</b>	385	840	25	1600	11	315	32	1600	82
<b>HR #7</b>	200	551	10	1275	21	6	9	1223	37
<b>Total</b>	3324	/	93	/	213	1991	162	/	/

**TAB : IV.1-**gor relatif d'après le test de build up

Well	HR#1	HR#2	HR#3	HR#4	HR#5	HR#6	HR#7
<b>GOR</b>	330	300	200	300	2200	2000	400

**Les données PVT :**

- \* Densité de gaz :  $d_g = 0.67 \text{ sp. gravity}$
- \* Pression de bulle :  $P_b = 2946.48 \text{ PSI}$
- \* Température de gisement est de :  $T = 88^\circ\text{C}$
- \* La viscosité:  $\mu_o = 0.584 \text{ Cp}$
- \* Le facteur volumétrique de fond :  $B_o = 1.387 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- \* Densité moyenne d'huile en surface :

puits	01	02	03	04	05	06	07
densité d'huile  (API)	39.1876	37.1532	39.1876	37.1532	38.9819	37.9671	39.1876

**TAB IV.2** Densité d'huile d'après le test de jaugeage

**Application de l'analyse Nodal avec Prosper :**

Pour déterminer le point de fonctionnement de system ( $Q_o$ ,  $P_{wf}$ ), on va introduire les données de Build up et de jaugeage du puits dans le logiciel PROSPER, les étapes de l'application sont les suivantes :

a) L'entrée des données :

Pour créer un modèle, Prosper exige un certain nombre de données :

- Les options du système :

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle :

- Le type du fluide.
- La méthode utilisée.
- Type d'écoulement.
- Type de fluide
- .- Type de séparateur...etc.

- Les données PVT :

La pression de bulle, la densité de l'huile et de gaz, la viscosité du fluide, la température de gisement, la salinité de l'eau, le pourcentage des impuretés...

- Les données du puits :

- Les déviations du sondage.
- Les équipements du fond du puits.
- Le gradient géothermique.

REMARQUE : Dans notre mémoire, on va prendre un seul exemple de puits (puitsHR#7) , et la procédure de travail sera la même pour tous les puits.

la procédure de travail sera la même pour tous les puits.

b) Inflow Performance Relationship (IPR) :

On a utilisé la loi de Vogel pour déterminer la courbe de l'inflow, (l'écoulement dans le réservoir)

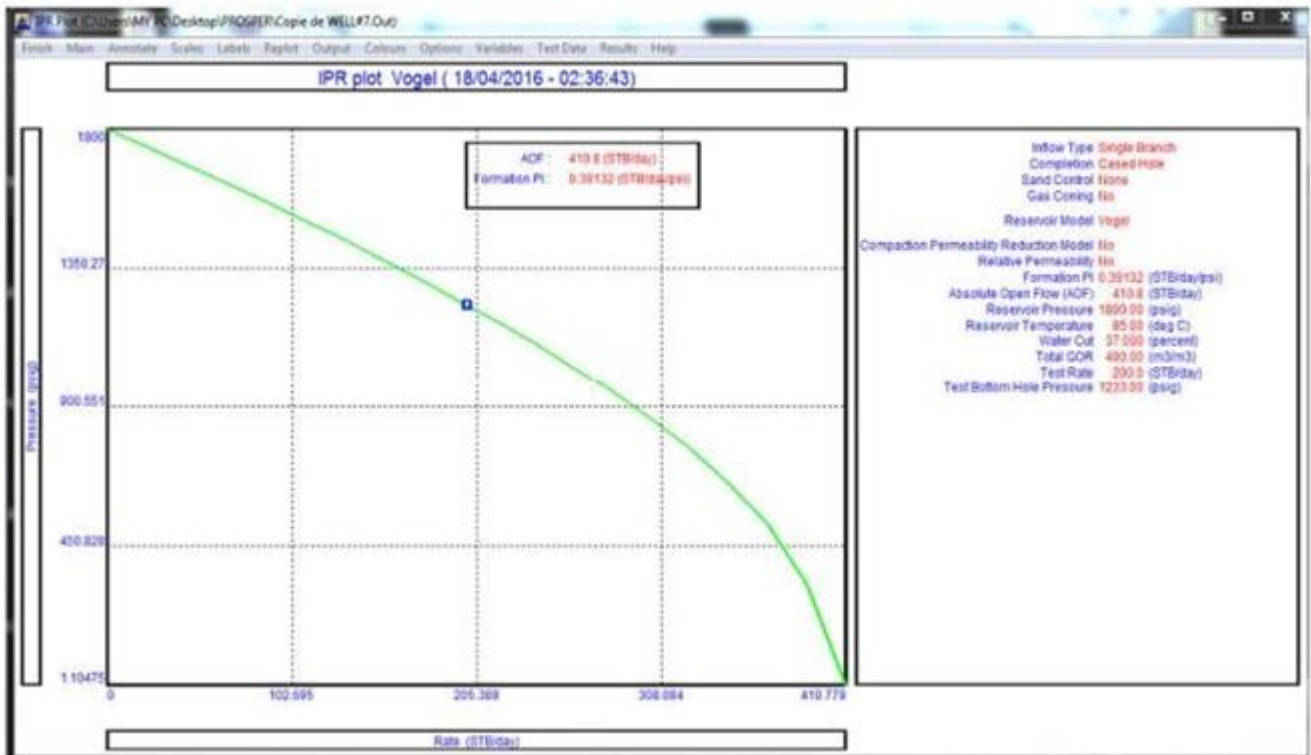


FIG IV -2: le courbe de inflow HR 7

c)Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing :

On constate que la corrélation de Petroleum experts 2, est la plus convenable pour le champ

de IN -AMENAS.On obtient le résultat ci -dessous :

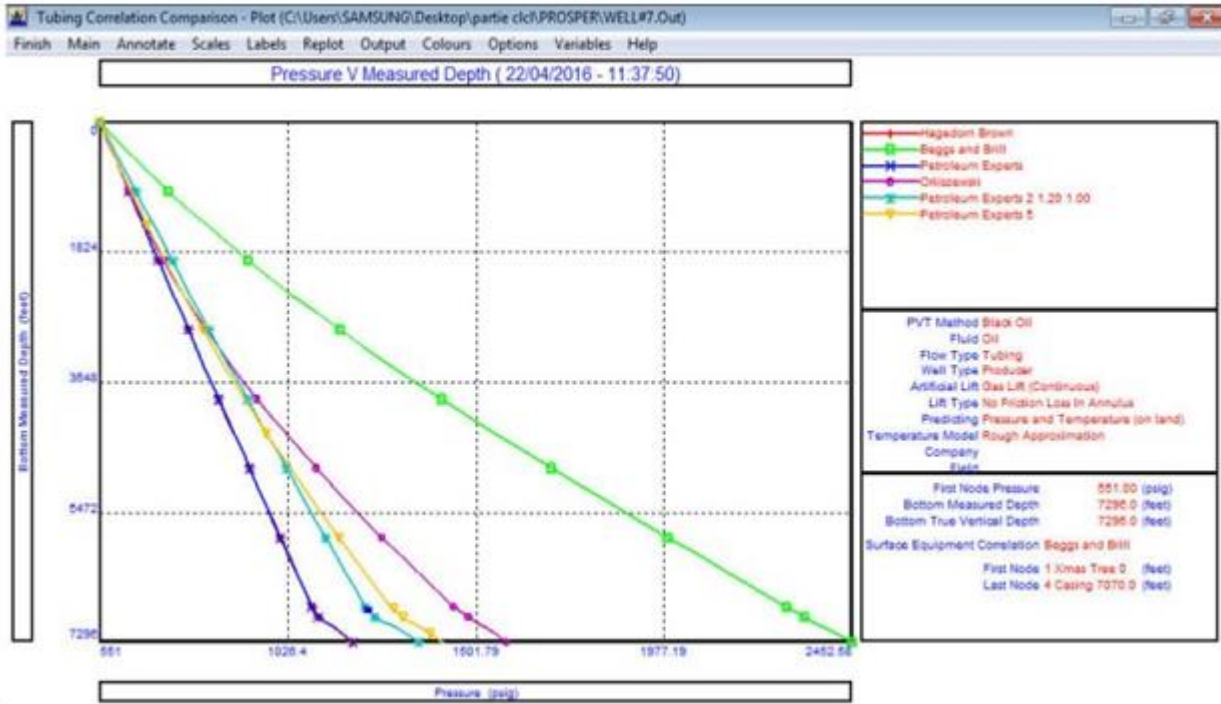


FIG IV -3: le choix de perte de charge in tubing

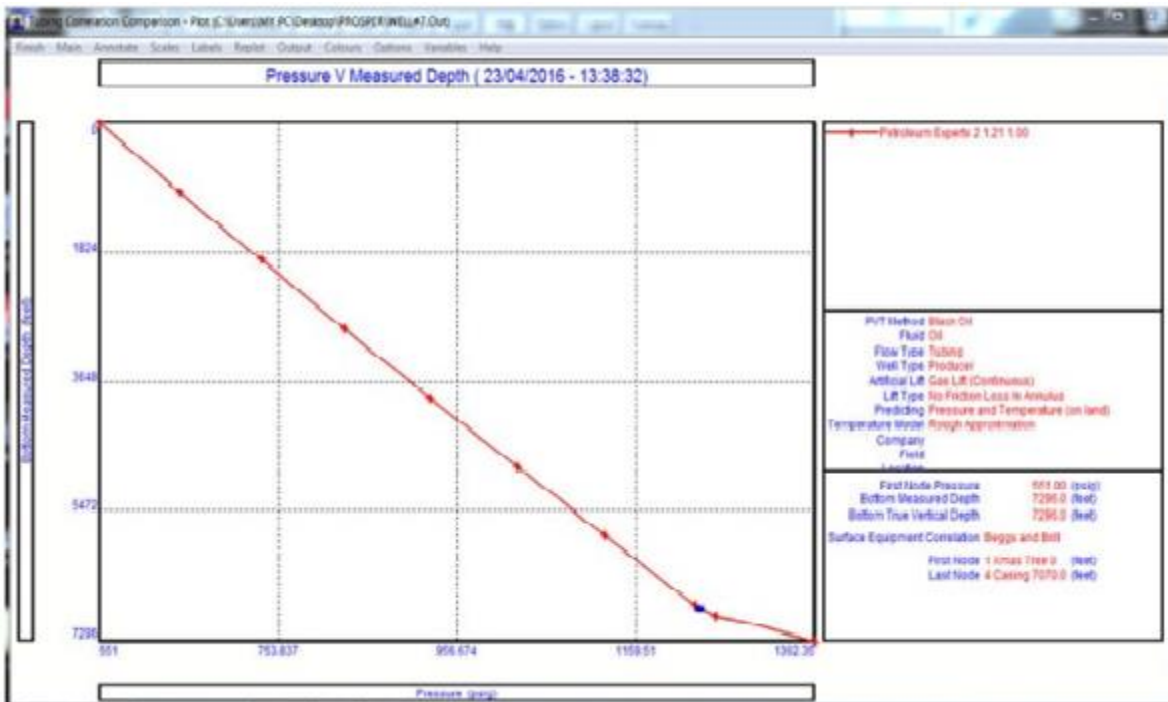


FIG IV -4: le choix de perte de corelation conovable

Après la comparaison entre les graphes des corrélations et les données du test de jaugeage on a trouve que la corrélation de Petroleum experts 2 est la plus convenable pour le calcul des pertes de charge le long de tubing (out flow).

c) *Le point de fonctionnement IPR/VLP* : Le point de fonctionnement d'après les données de Build up est comme suite :

1) *Sans injection du gas- lift* : Sans injection de gaz-lift, on remarque que les courbes IPR et VLP ne sont pas croisées, puisque le puits ne débite pas.



FIG IV -5: le piont de fonctionnement ipr/vlp sans GL

d) Cas actuel :

Après la chute du potentiel, le puits a été activé par l'injection du gaz-lift et les données

sont présentées dans les tableaux précédents.

Le plot d'IPR/VLP représente le cas actuel comme suite :



FIG IV -6: le le point de fonctionnement ipr/vlp avec GL

Le plot ci-dessus indique le point de fonctionnement du puits dans le cas actuel, c'est-à-dire avec les paramètres de fonctionnements réels retirait du test (Pfw=1233 PSIg ,Qliq=200 STB /Day)



FIG : IV.7- LES VARIATIONS DE LA PRESSION DE FOND EN FONCTION DE LA QUANTITE DE GAZ INJECTEE

Le graphe précédent démontre que la pression de fond est influencée par la quantité du gas-lift injecté, chaque augmentation dans la quantité de gaz injecté engendre une diminution de pression de fond, et c'est ça l'objectif principale de l'activation.

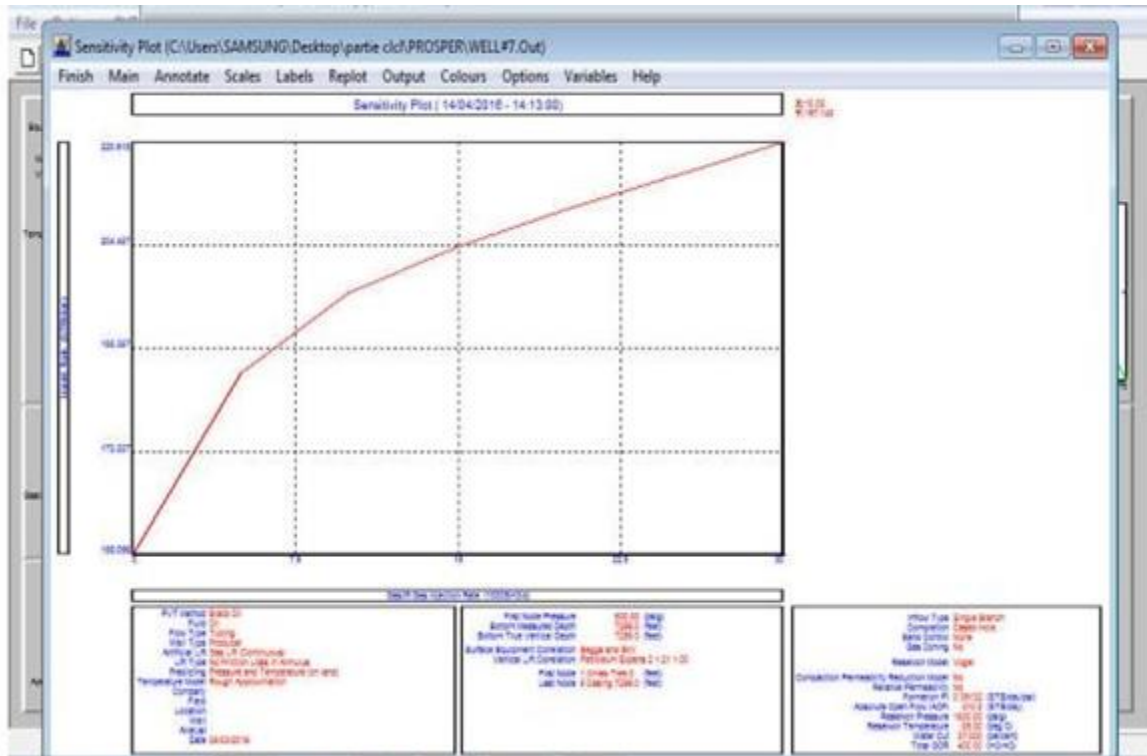


FIG IV -8: la variation de débit liquide avec GL

D'après le graphe, on remarque que le débit liquide augmente proportionnellement avec le volume du gaz injecté.

#### ETAPE : GAP SOFTWARE

Après l'obtention des modèles réels des puits à partir du PRSPER, on a importés les données vers GAP(logiciel complémentaire du PROSPER).

On a créé un NETWORK englobe tous les puits dans un réseau de collecte (voir le schéma)

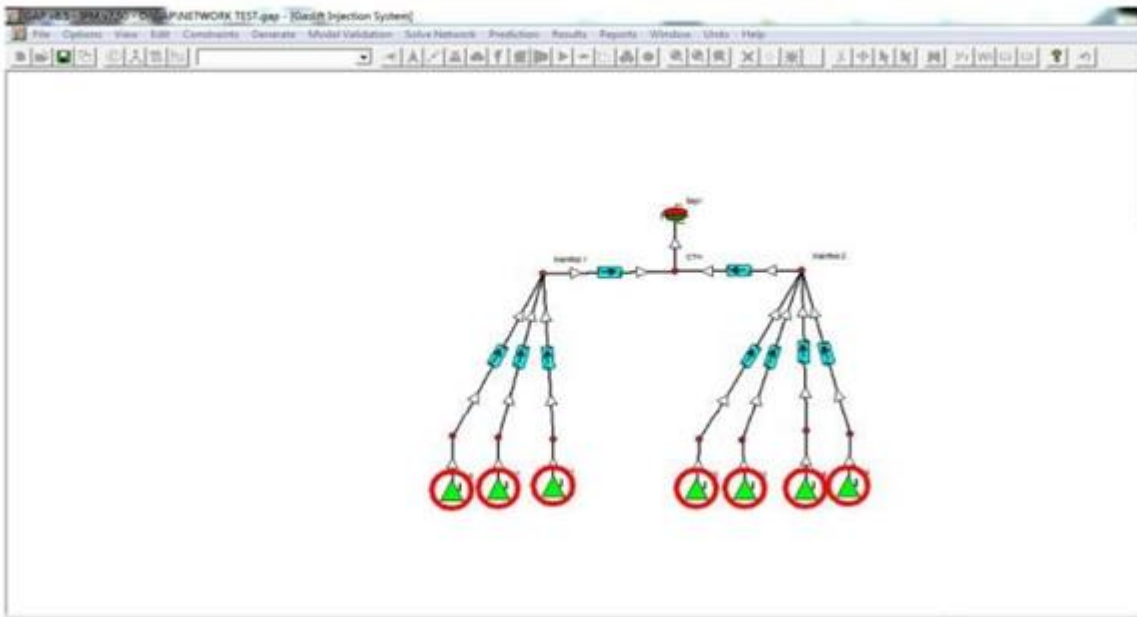


FIG IV -9: network de puits par software

La nouvelle distribution de la quantité de gaz -lift injectées à partir du GAP est exprimée dans le tableau suivant :

Compare measured and estimated rates for VLP/IPR wells

Well Label	Measured								VLP & IPR	
	Reservoir Pressure	IPR Offset dP	Gas inj. rate	Manifold Pressure	Casing Pressure	Liquid Rate	WCT	GOR		
	psig	psi	1000Sm <sup>3</sup> /d	psig	psig	STB/day	percent	Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	Edit	Plot
W1	2170	0	10	798		747	51	416	Edit	Plot
W2	2170	0	8	860		828	44	375	Edit	Plot
W3	2000	0	10	770		300	85	330	Edit	Plot
W4	2200	0	24	525		500	60	350	Edit	Plot
W5	2150	0	8	565		364	86	2000	Edit	Plot
W6	2200	0	27	800		385	82	2200	Edit	Plot
W7	2000	0	8	551		200	37	280	Edit	Plot

FIG IV -10: le niveaux volume de GL



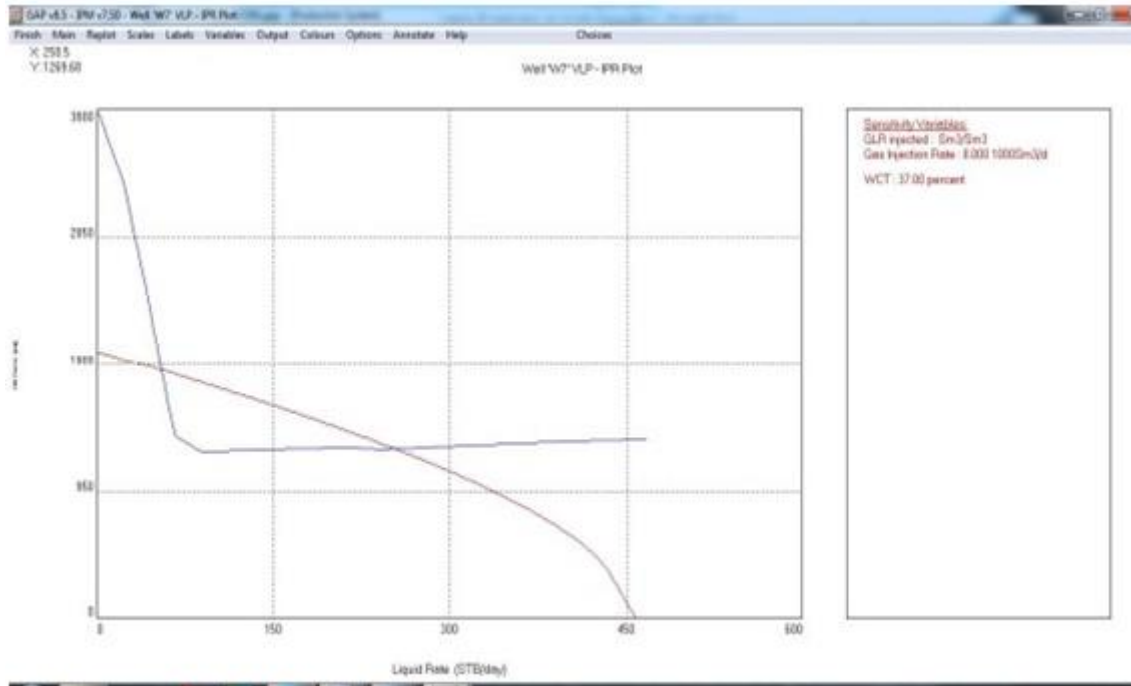


FIG IV -10: effet WC sur la production

**Résultat final :**

TABLEAU IV.3:le resultat avant/apres injecter gaz lift

Name de puit	GL injecter avant Msm/d	Débit de liquide bpd	GL injecter après Msm/d	Débit liquide après l'optimisation
HR #1	15	747	10	850
HR #2	10	828	08	735
HR #3	10	300	10	310
HR #4	15	500	24	412
HR #5	08	364	08	363
HR #6	25	385	27	364
HR #7	10	200	08	253

**Interprétation :**

L'analyse de sensibilité au débit d'injection est faite pour sélectionner le débit optimum du gaz injecter dans les conditions existantes le points d'injection optimum correspond au point ou l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile ou même chuter la production si le débit est très grand c. -à-d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible d'après les courbes qui

Montrent le débit du liquide en fonction du débit de gaz injecter (tableau) on constate que :

Pour les puits (HR#1 et HR#7) les deux sont des bons qui nous donnent des débits

Important, mais on remarque que le débit de liquide augmente é normément

Avec une augmentation légère de débit de gaz injecté.

Pour les puits (HR#3 et HR#5) GAP n'a pas changé les débits de gaz injectés, ce qui explique que les débits utilisés actuellement sont s atisfaisant pour une production optimale.

Pour les puits (HR#4 et HR#6) L'augmentation du volume de gaz injectéprovoque une chute de production ce qui montre que les puits sont dans le régime critique et les débits injectés actuellement sont les plus convenables et toute addition du gaz va égorgée les puits.

Pour les puits (HR#2) l'abaissement dans le débit de gaz injecté crée une chute de production cette chute est le résultat de l'élévation de la différence de pression au fond de puits engendrée par l'élévation de la pression du fond.

**Remarque Effet de water-cut :**

La figure ci- après montre l'effet de water cut sur le débit de production, On voit clairement que l'augmentation du water cut est inversement proportionnelle à la production. Donc le water-cut a un effet négatif, et pose un problème futur très sérieux l'analyse permet de déterminer les différents débits de liquide en fonction d'augmentation du water-cut

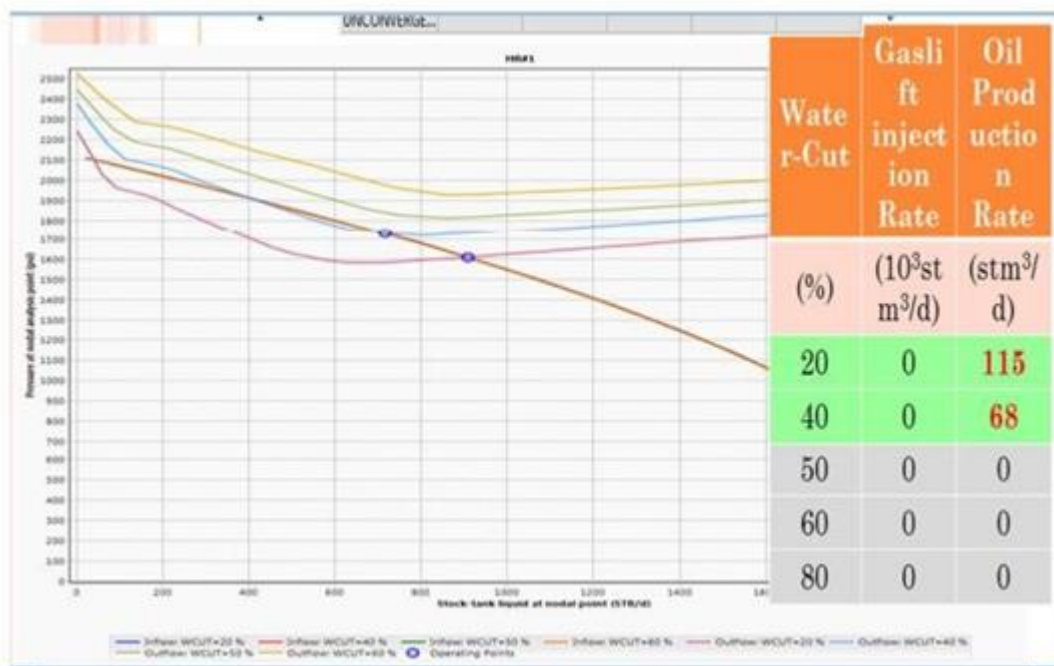


FIG IV -11: effet WC sur la production

**IV.3.4. Paramètres influants sur les puits en gaz -lift :**

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

- Le diamètre intérieur de tubing.
- Le water cut.
- Déclin de La pression de gisement.

**IV.3.5- Influence du diamètre intérieur de tubing :**

le problème de dépôts de sel est très répandus surtout pour les puits qui possèdent un WC important, dans ce cas les dépôts de sel au niveau des tubings fait réduire leurs Dans notre cas on va varier le diamètre intérieur de tubing et enregistrer le débit d'huile correspond àchaque diamètre afin de construire une courbe qui nous permet. Les débits d'huile correspond àchaque ID sont illustrés dans le tableau suivant :

**TABLEAU IV.4:**le debit d'huile correspond chaque id

<b>Diamètre interieur de tubing (in)</b>	<b>Débit d'huile correspondant (m3/h)</b>
3.958	10.5
3.800	9.8
3.600	8.9
3.300	8.1
3.000	6.7

**IV.3.6-Influence de déclin de la pression de gisement :**

L'optimisation des puits en gaz-lift se fait en fonction de la pression du réservoir, Ledéclin de cette dernière influe sur la production, puisque elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir, et si cette source disparaît ou devient très faible on doit recourir àune autre méthode de récupération puisque le gazlift dans ces cas devient inutile. Et en plus de ça la pressi on de gisement influe directement sur plusieurs paramètres

**TABLEAU IV.5:**le debit d'huile en fonction de lapression du gisement[08]

<b>Pression de gisement (Kg/cm2)</b>	<b>Débit d'huile (m3/h)</b>
260	10.4
250	9.6
230	8.7
220	8.1
200	7.6

D'après les résultats obtenus on constate que la production est en fonction de la pression de gisement. Elle diminue avec le déclin de la pression de gisement. Pour cela il faut limiter le déclin, avec le maintien de la pression (puits d'injection d'eau où de gaz)

#### **IV.3.7 Influence de water cut :**

Dans IN -AMENAS, le phénomène du coning est un problème sérieux pour l'exploitation des puits d'huile car la couche productrice ici est considérée mince . Il provoque une venue d'eau prématurée pour les puits producteurs. Ces venues jouent Un rôle néfaste dans la production, car elle 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.

Au cours du temps le water cut va s'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. Les différents points de fonctionnement donnés par le logiciel en fonction de chaque Valeur de water cut sont enregistrés dans le tableau suivant :

**TABLEAU IV.06:**le debit d'huile en fonction du water-cut

<i>Water cut (%)</i>	<i>Débit d'huile (m3/h)</i>
10	10.5
30	7
40	5.9
50	4.65
60	3.51

#### **VI .4 L'influence du débit d'injection de Gaz-lift sur la production(Sensibilité en cas de gaz lift )**

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

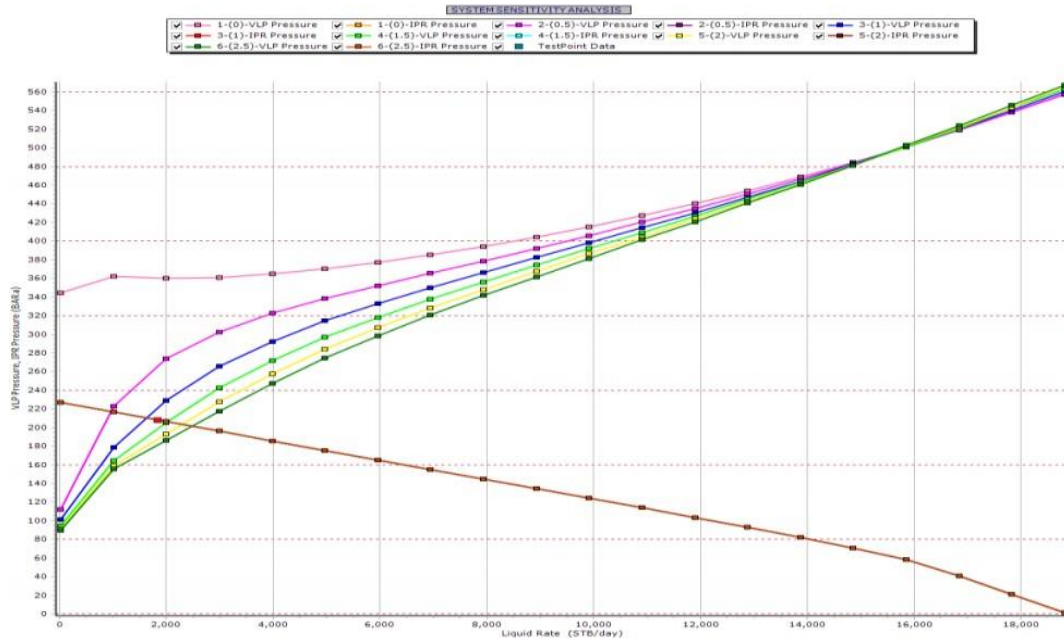


FIGURE VI.12 :effet des debits de gaz lift sur laproduction[09]

**VI.5 Etude de l'influence du mode d'activation par pompes ESP sur la production (Sensibilit 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 influencesur 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.

**TABLEAU VI.07 : pipesim options summary**

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

- ✘ Le débit désirable de puits doit être convenable avec le choix de moteur et de
- ✘ 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 tien compte
- ✘ 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.08 : 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 :

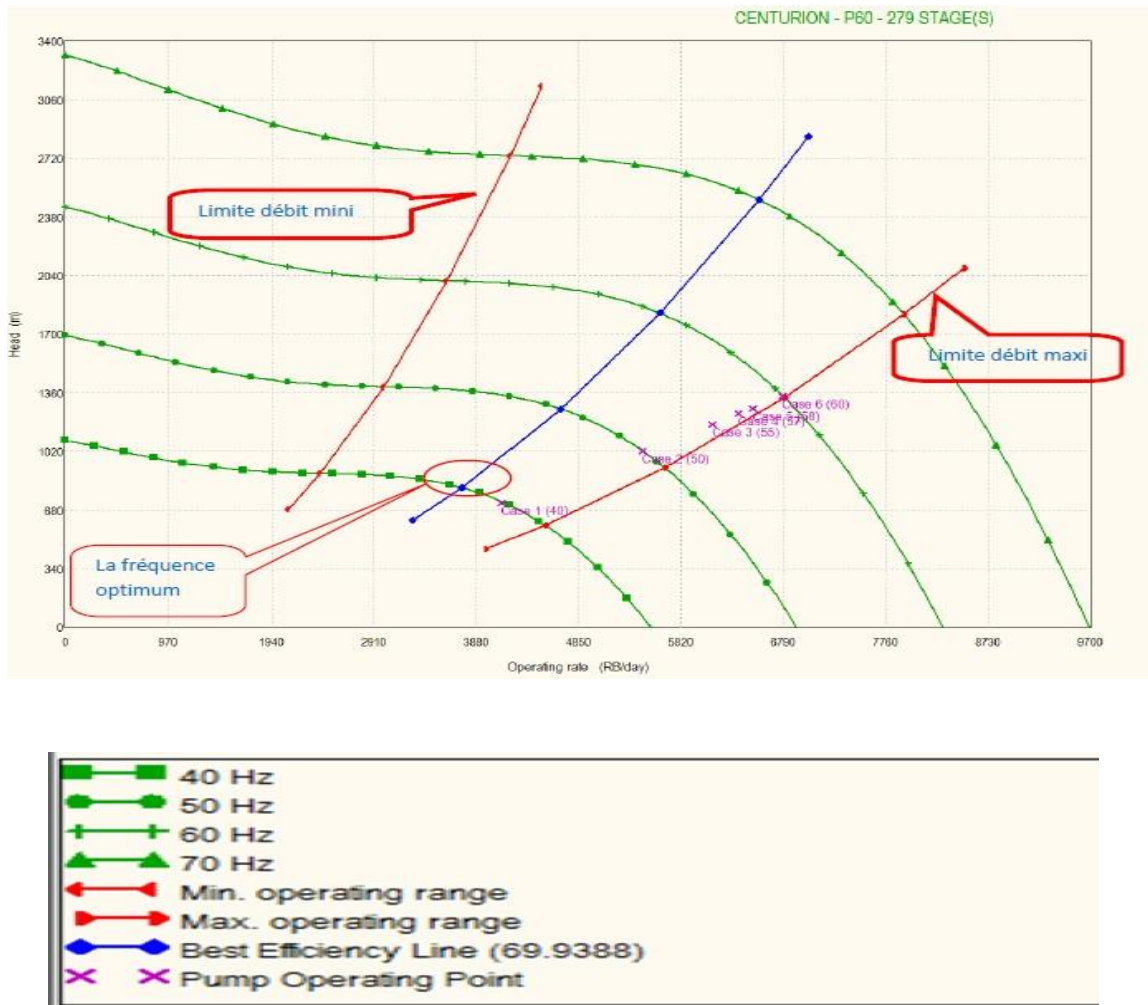
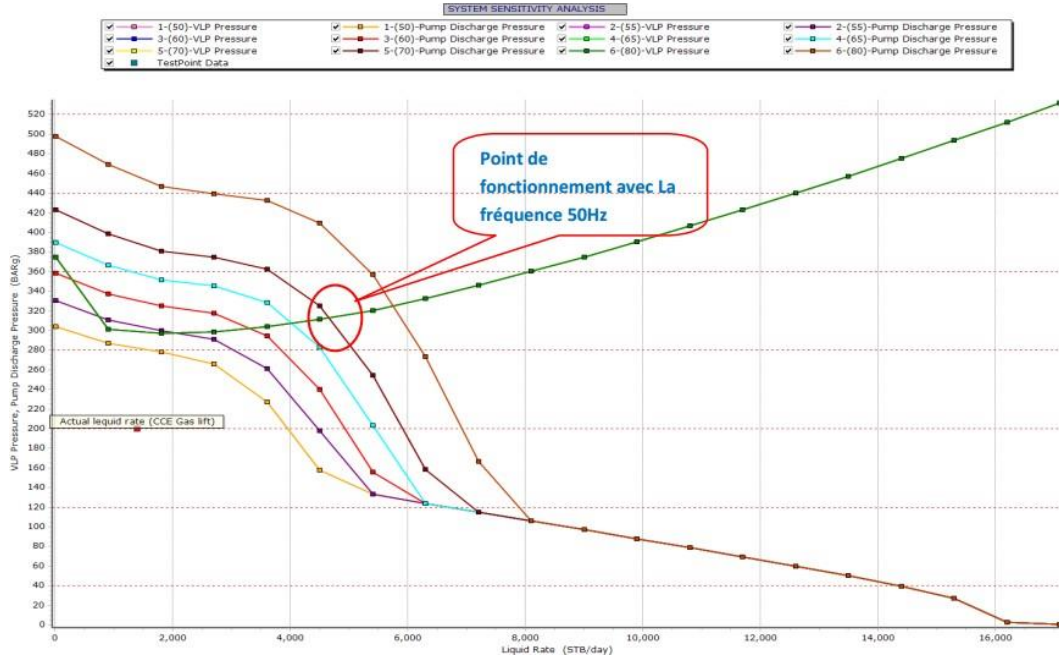


FIGURE VI.13 : plage de fonctionnement de pompe espour le choix de la fréquence

- ✘ 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 VI.14 :** vlp vs pump discharge pressure(pression de pompe d'evacuation)

Et aussi on va tracer la courbe VLP en fonction de la pression de la pompe d'évacuation

**TABLEAU VI09 :** debit d'huile (stb/ day) en fonction defrequence de 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.



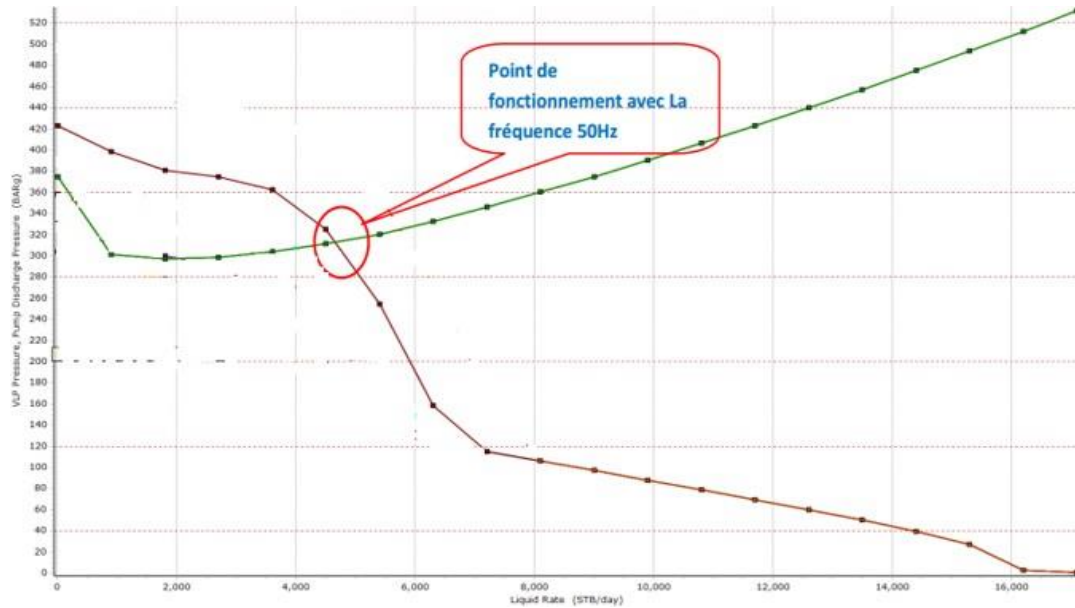


Figure VI.15 : vlp vs ipr du puits e38 equipepar une esp

### 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 technoéconomique avantageuse.

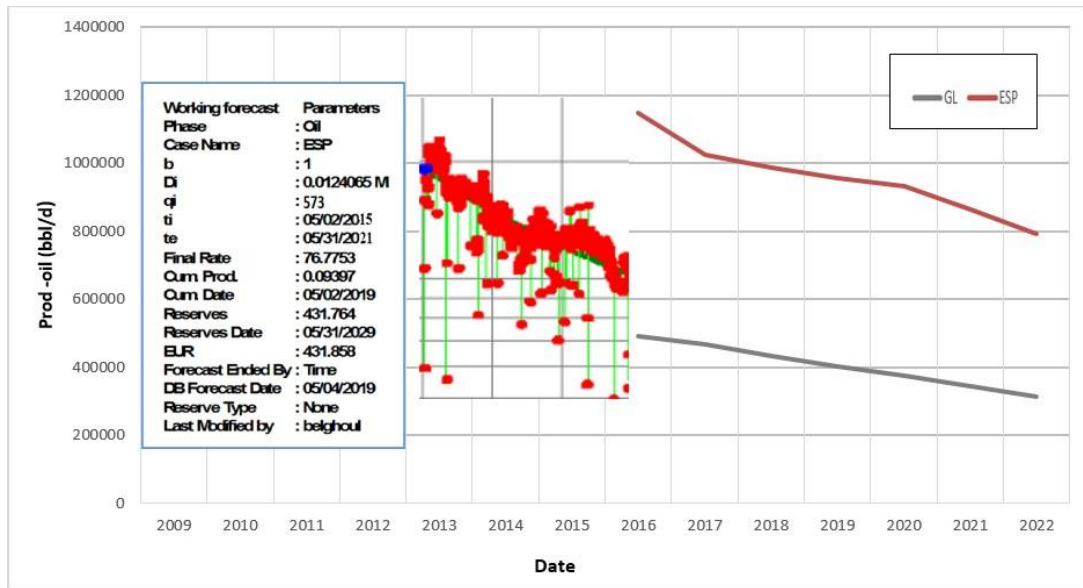
Notre étude a pour objectif de faire une comparaison économique entre les deux différents modes d'activation considérés et le choix de la meilleure solution d'activation

- ✓ Gaz lift .
- ✓ Pompe ESP.

### Évaluation technique :

#### 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 gazlift dans les mêmes conditions de puits.

**TABLEAU IV.10** :comparaison technique entre la pompeesp et le gaz lift

Le cas d'activation par Gas-lift		Le cas d'activation par pompeESP	
Débit liquide STB/day	Débit d'huile STB/day	Débit liquide STB/day	Débit d'huile STB/day
2000	1375	4700	3610

On a remarqué dans le cas de l'installation des pompes ESP il y a un gain.

**IV.6.1.2. Gain de la production en huile :**

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

**TABLEAU IV.11**:gain de la production en huile

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

**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 IV.16**).

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

**TABLEAU IV.12 :** production previsionnelles avec les deuxmethodes 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

**Evaluation économique :**

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

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

**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

**TABLEAU IV.13 : couts 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 \$

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

**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 par dessus sont présentées dans le tableau ( IV.5)

**TABLEAU IV.13 : les couts 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

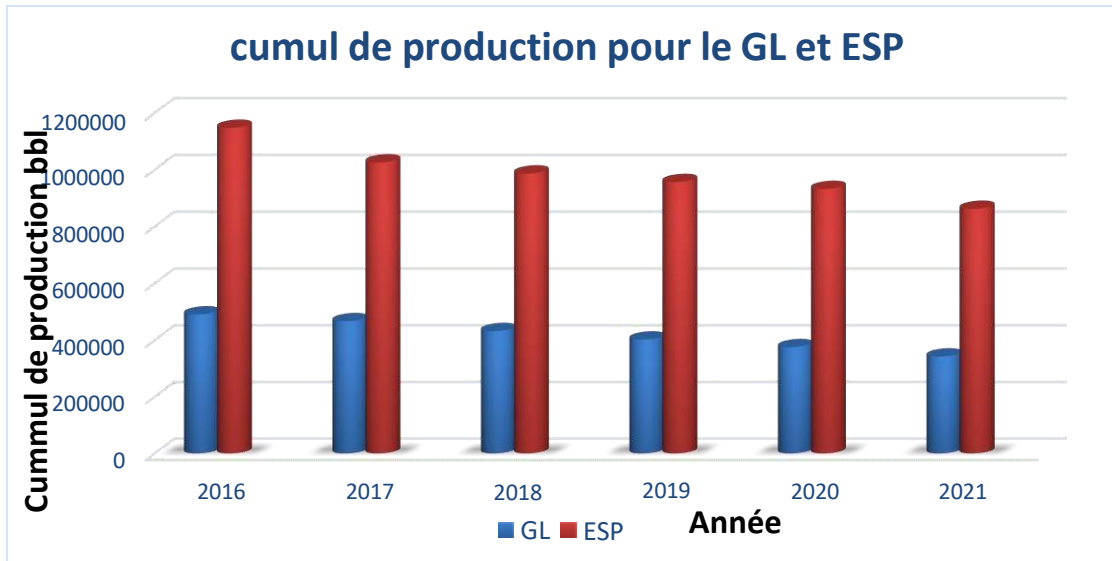


FIGURE IV.17: cumul de production pour le gaz lift etesp pompe

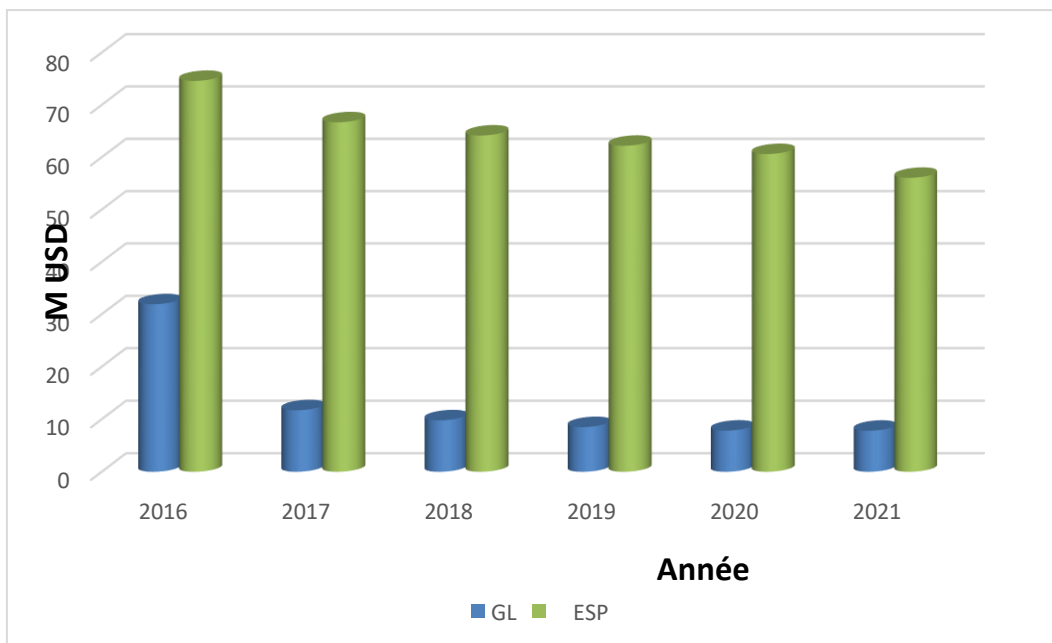


FIGURE IV.18: les revenus en dollars pour gaz lift etesp pompes

#### IV.7 CONCLUSION

A la fin de ce chapitre nous pouvons dire qu'il y a des problèmes dans le champ 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 le gain économique tiré de l'utilisation de l'ESP est plus important que celui du gaz lift .

### CONCLUSION GÉNÉRALE :

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.

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.

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 duré de vie de pompe ESP est limité (entre 4 ans et 10 ans), par contre pour le gas-lift sa duré 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.

## **BIBLIOGRAPHIE**

### **Thèse et mémoires:**

[01] Ray B., Bekiret K., contribution à l'amélioration de la production au champ de hmd par l'optimisation du gas lift et l'installation des pompes submergées, engineer thesis, IAP

[02] boumerdes, (algérie), p. 36 39 50 65 66, (2013).

[03] Forage – puits : Techniques d'activation & intervention sur puits IN IMNAS / Centre IAP – Du 18 au 23 avril 2018 / M. Gérard L'HOPITEAU

[04] HARRACHIF Mohamed /BENKAAKAA Mohammed : "Modélisation et optimisation du système de production du champ Ourhoud ", L'UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES (ALGERIE), (2010)

[05] Forage – puits : Techniques d'activation & intervention sur puits HMD / Centre

[06] Artificial lift manual part 2a, gas lift design, shell international petroleum.

[07] . Document propose sonatrach hassi r'mel Optimisation des puits en gaz lift a in IMINAS.2020/2019

### **Rapports:**

[08] Total,. Le Puits activé par Pompe Centrifuge Immergée, paris, p - 27, (2007).

[09] Bank information d'activation de puits (HESP)

### **Les sites web :**

[10] l'équipement du gaz-lift. 26-04-2021

[11] Les opérations d'activation artificiel . 28-04-2021

### **Livers :**

[12] MECANIQUE DES FLUIDES I (Cours et Applications)