

N° Série:/2019

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

HACHOUD Messaoud, KADRI Seyid Khaled, BERRABAH Messaoud

-THEME-

**ACTIVATION DES PUIITS DE PRODUCTION DE PETROLE PAR
SUCKERROD PUMPDANS LE CHAMP D'EL ABED LARACHE**

"IN -AMENAS"

CAS DE PUIITS EAL-38

Soutenue le : 15 / 06 / 2019devant la commission d'examen

Jury:

Encadreur :	ALI ZERROUKI Ahmed	Univ. Ouargla
Président:	GHARBI Brahim	Univ. Ouargla
Examineurs:	OUZAZI Mohamed	Univ. Ouargla

Remerciement

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

Nous remercions également nos parents pour leur soutien et leur encouragement au cours de nos études.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr : ALI ZERROUKI Ahmedpour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.

Également nous adressons un grand merci à l'ensemble de l'équipe de la direction EP à IN -AMENASqui nous a beaucoup aidés à réaliser ce travail dans des bonnes conditions.

Enfin, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail.

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

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

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

A tous mes frères.

A toute ma famille.

A tous mes amis.

A mes binômes.

A Tous ceux que j'aime et je respecte

RESUME

Les techniques d'activation des puits sont fréquemment utilisées dans le cas des puits non éruptifs, que ce soit par la technique de Gas-Lift ou par pompage. Notre cas d'étude consiste à faire une étude sur : Lifting par pompe Sucker Rod (SRP), dans le puits EAL-38 se trouvant dans le champ de EL Adeb Larache au niveau de la région d'In Amenas. Ce puits produit à partir du réservoir dévonien.

L'étude consiste en le design de la pompe adéquate pour le puits, dans le but est d'améliorer la production, puis une étude de sensibilité sur les paramètres suivants (WC, Diamètre de tubing, profondeur de la pompe, fréquence de pompage), sur le débit de production, cette étude sera faite moyennant le logiciel "PROSPER". Cette étude se terminera par la suite par une évaluation économique du système SRP.

Mots clés : activation, pompage, production, Ain Amenas.

ABSTRACT

Well activation techniques are frequently used for non-eruptive wells, either by means of the Gas-Lift technique or by pumping. Our work consists to study on: Pump lift Sucker Rod (SRP), in the well EAL-38 located in EL Adeb Larache field, region of In Amenas. This well produced from the Devonian reservoir.

The study consists of the design of the appropriate pump for the well, with the aim of improving the production, then a sensitivity study on the following parameters (WC, tubing diameter, pump depth, pumping frequency), on the flow of production, this study will be done by means of the software "PROSPER". This study will end with an economic evaluation of the PRS system.

Keywords: activation, pumping, production, Ain Amenas.

الملخص:

كثيرا ما تستخدم تقنيات تنشيط الآبار للآبار غير الأرتوازية ، إما عن طريق تقنية رفع بالغاز أو عن طريق الضخ. تتمثل دراستنا في دراسة حول: مضخة ذراع المصاصة (SRP) ، في البئر EAL-38 الواقع في عابد الاعراش حقل في منطقة عين أمناس .هذا البئر ينتج من خزان ديفونيا .تتكون دراستنا من تصميم المضخة المناسبة للبئر ، بهدف تحسين الإنتاج ، ثم الحساسية في المقاييس التالية (نسبة الماء ، قطر الأنبوب ، عمق المضخة ، تردد الضخ) على تدفق الإنتاج ، تمت هذه الدراسة عن طريق برنامج "PROSPER" وسوف تنتهي الدراسة بإجراء تقييم اقتصادي للنظام SRP.

الكلمات المفتاحية : تنشيط – ضخ – إنتاج .عين اميناس

Nomenclature

GOR	GAZ Oil Rapport .	
IPR	Inflow Performance Relationship	
VLP	Vertical Lift Performance	
AOF	Absolute Open Flow	
ESP	Electric Submersible Pump	
WC	Water Cut	
API:	American Petroleum Institute	
H	profondeur de puits	m
d	Densité de fluide.	
P_G	Pression de gisement ;	psi
Q	Débit désiré ;	Stb/d
IP	Indice de productivité ;	Stb/d/psi
$Q/_{IP} : \Delta P_G$	pertes de charge dans le gisement et aux abords de puits ;	
$B_o ; R_b/s_b$		
μ_o	viscosité	cp.
Pump speed		strokes/min
Q_{oil}	débit	m^3/j
L	profondeur de la pompe en pieds	
K	nombre entier + 0,5 soit : 1,5 ; 2,5 ; 3,5 ... ;	
N	cadences asynchrones en coups par minute.	

Table des matières

Introduction	1
CHAPITRE I. Présentation du champ d'IN-AMENAS	3
I.1 Introduction	3
I.2 Présentation de la région d'In Amenas	3
I.2.1 Description géographique	3
I.2.2 Historique d'exploration et d'exploitation	4
I.2.3 Les Horizons Producteurs des Différents Champs.....	6
I.2.4 Organigramme de la direction régionale IN AMENAS.....	8
I.3 Présentation du champ d'El Adeb Larache	8
I.4 Données du champ d'El Adeb Larache	9
I.4.1 Position des puits	9
I.4.2 Caractéristiques des réservoirs.....	9
I.4.3 Réserves	10
CHAPITRE II.: Artificial Lift	11
II.1 Introduction	11
II.2 Théorie sur l'activation des puits.....	12
II.3 Différents modes d'activation.....	12
II.3.1 Gas-Lift	13
II.3.2 Pompage.....	14
II.4 Comparaison entre les différents modes d'activation.....	18
II.5 Choix d'une méthode d'activation	20
II.5.1 Critères économiques	20
II.5.2 Critères techniques	21
CHAPITRE III. Les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps)	23
III.1 Généralités :	23
III.2 Cycle de pompage.....	25
III.2.1 Piston en fin de course descendante.....	25
III.2.2 Piston en début de course montante	25
III.2.3 Piston en fin de course montante	25
III.2.4 Piston en début de course descendante	25
III.3 Équipements de fond.....	27

III.3.1	Le piège à gaz.....	27
III.3.2	Les pompes de fond	28
III.4	Équipements de surface	32
III.4.1	Le presse-étoupe.....	32
III.4.2	L'unité de pompage	32
III.4.3	Rôle et réglage des contrepoids.....	33
III.4.4	Classification API des unités à balancier	34
III.5	Terrain de système SRP	38
III.6	Les Avantages et les Inconvénients.....	39
III.6.1	Principaux avantages.....	39
III.6.2	Principaux inconvénients	39
III.7	Choix des paramètres de pompage	39
III.7.1	Profondeur de la pompe	39
III.7.2	Paramètres liés au débit.....	40
III.7.3	Choix de la cadence de pompage	41
III.8	Détermination d'une installation de pompage	41
III.8.1	Installation de pompage aux tiges.....	41
	CHAPITRE IV. Optimisation de Sucker Rod Pump.....	47
IV.1	Histoire de La production et la pression et Caractéristiques de gisement au champ d'El Adeb Larache :	47
IV.1.1	Caractéristiques des réservoirs F4.....	47
IV.1.2	Caractéristiques des fluides.....	47
IV.1.3	Etat de développement du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F4	48
IV.1.4	Pression du gisement.....	48
IV.1.5	Position initiale des contacts des fluides.....	49
IV.1.6	Causes de fermeture des puits	49
IV.2	Procédure de l'étude	51
IV.2.1	Objectif.....	51
IV.2.2	Présentation du Logiciel PROSPER	52
IV.2.3	Création un modèle de puits EAL38.....	53
IV.2.4	Artificiel Lift SRP	55
	CONCLUSION	65
	RECOMMANDATIONS.....	65
	Bibliographie.....	66

Liste des tableaux

Tableau I.1 :les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d’In Amenas :	6
Tableau I.2 : Les caractéristiques des réservoirs F4 et F6.	9
Tableau I.3 : Les réserves en place du champ d’El Adeb Larache	10
Tableau II.1 : les avantages fondamentaux et défauts de chaque technologie	19
Tableau II.2 : les Problèmes en fonction de la méthode d'activation.....	20
Tableau III.1	32
Tableau IV.1 : Les caractéristiques des réservoirs F4.....	47
Tableau IV.2 : Les caractéristiques des fluides.....	48
Tableau IV.3 Etat mécanique des puits fermés.	50
Tableau IV.4 : Données pour la section IPR.....	54
Tableau IV.5 : Data PVT.....	56
Tableau IV.6 :Réservoir data	57
Tableau IV.7 : Paramètres désignent SRP	59
Tableau IV.8 : Paramètres désignent SRP	60
Tableau IV.9 : Les points de fonctionnements correspond à chaque Vitesse de pompage.....	63

Liste des Figures

Figure I.1 : Position géographique du champ IN-AMENAS	4
Figure I.2 : Différents Champs de la région d'In Amenas	6
Figure I.3 : Les Horizons Producteurs des Différents Champs et les centres de stockage.	7
Figure I.4. : Organigramme de la direction régionale IN AMENAS	8
Figure I.5 : Plan de position des champs d'EL-ADEB LARACHE.	9
Figure I.6 : Carte isobathe au toit du réservoir Dévonien F4 et position des puits.	Erreur !
Signet non défini.	
Figure II.1 : Différents mode d'activation	13
Figure III.1: Structure de la pompe aux tiges (Sucker Rod Pumps)	24
Figure III.2: Le cycle de course montant	26
Figure III.3: Le cycle de pompage (Rod Pump).....	26
Figure III.4: Le cycle de course descendante.....	26
Figure III.5 : Le piège à gaz	27
Figure III.6 : Les deux types de pompes	29
Figure III.7: Les tiges de pompage.....	31
Figure III.8: Extrémité d'une tige de pompage.....	31
Figure III.9:L'unité de pompage à balancier	33
Figure III.10: Charges supportées au niveau de l'unité de pompage.....	34
Figure III.11:Unités de pompage	35
Figure III.12: Unité de pompage Lufkin type Mark II Uitorque.....	37
Figure III.13: types l'Unité de pompage	37
Figure III.14: Terrain de système SRP	38
Figure IV.1: Carte isobare du dévonien F4.....	48
Figure IV.2: Evolution du pourcentage d'eau en fonction du temps.	49
Figure IV.3: EAL-F4 start-Stop Auto Gas Lift.....	50
Figure IV.4: Déclin de la pression du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F4.....	51
Figure IV.5: Résumé du système	53
Figure IV.6:PVT corrélations.....	54
Figure IV.7: Modèle de base d'EAL38 (PI Entry).....	55
Figure IV.8: Sommaire du système.....	56
Figure IV.9: PVT Data	57
Figure IV.10 : Equipment data	58

Figure IV.11 : L'étape finale de la SRP.....	59
Figure IV.12 : résultats design	61
Figure IV.13 : Sensibilité Rod.....	62
Figure IV.14: INFLOW (IPR), OUTFLOW (VLP) PLOT	63
Figure IV.15: Résultat de SRP simulation	64

I n t r o d u c t i o n

INTRODUCTION

Introduction

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde. C'est pour cela, l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures depuis sa nationalisation en février 1971. L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec toutes les méthodes de récupération assistées, parmi lesquels on a le pompage aux tiges, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et le gas-lift. Les systèmes de pompage aux tiges sont les plus anciens et les types les plus largement utilisés sont de type artificielle pour les puits de pétrole.

Il ya environ 2 millions de puits de pétrole en exploitation dans le monde. Plus de 1 million de puits utilisent un certain type d'ascenseur artificiel. Plus de 750 000 des puits soulevés utilisent des pompes aux tiges de succion. Dans les pompes aux tiges des États-Unis on a soulevé environ 350 000 puits. Environ 80 pour cent de tous les puits de pétrole des États-Unis sont des puits de décapage, faisant moins de 10 bpd avec une certaine coupe d'eau. Une grande majorité des puits de décapage sont soulevés avec des pompes aux tiges.

Vu les excellentes caractéristiques petro-physiques, la faible hauteur utile, la variation aléatoire des paramètres de production (WOR, GOR, débit de production), l'exploitation optimale de secteur étudié demande une connaissance parfaite des données de base pour arriver à une récupération maximale avec un coût minimale. Afin de redémarrer les puits et mettre le champ en production, on doit utiliser un des modes d'activation existants.

Les méthodes étudiées dans notre cas sont : Lifting par pompe Sucker Rod. L'exploitation du champ par déplétion naturelle a chuté sa pression de gisement d'une façon considérable. Donc il est devenu impératif de prévoir une extraction artificielle pour augmenter la récupération du champ. Parmi les gisements d'huile les plus importants dans l'Algérie, on trouve le secteur d'In-Amenas, dans ce dernier, il y a plusieurs champs et dans notre étude nous prenons le cas d'EL-ADEB LARACHE.

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

INTRODUCTION

Dans notre étude, on a appliqué l'Analyse Nodale qui est la seule moyen qui nous permet d'atteindre cet objectif, parcequ'elle tient compte toutes les pertes de charge, soit dans le réservoir lui-même ou dans le tubing. La modélisation est faite en utilisant le logiciel « PROSPER »

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 génie 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. 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).

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMPS D'IN -AMENAS

- ✓ 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 km²⁷

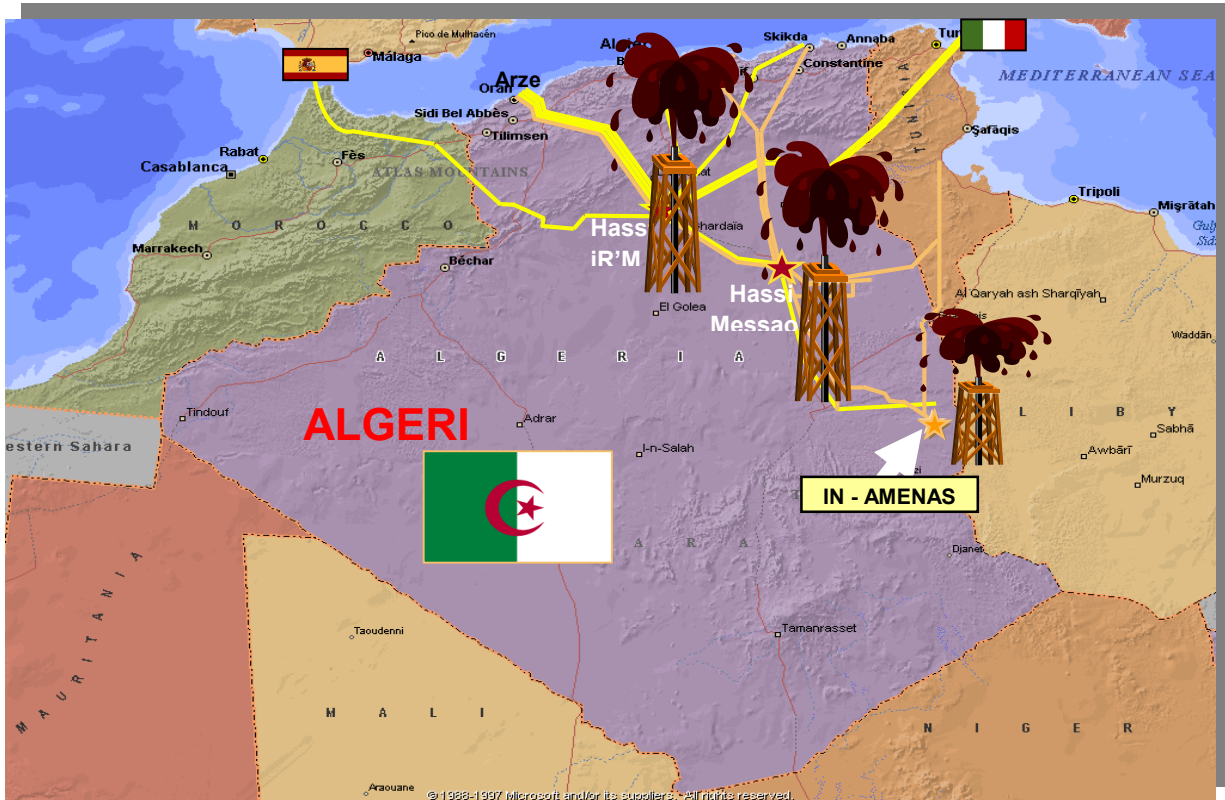


Figure I.1 : Position géographique du champ IN-AMENAS

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 (Campagne de Recherche et d'Exploration du Pétrole au Sahara) a eu la grande part dans la région, pour ce qui est de l'exploration et la totalité des gisements lors de l'exploitation.

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

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMPS D'IN -AMENAS

La CREPS a foré le puits ZR1, en 1957, qui donna de l'huile dans les horizons suivants :Carbonifère :(B4, D0, D2), Dévonien : (F2, F4) avec un gaz cap dans le réservoir F4 et du gaz dans le Cambro-Ordovicien et les autres champs tels que: La Reculée (1956), El-Adeb Larache (1958), OuanTaredert (1958), Dome à Collenias (1958), Assekaifaf Sud (1958), Assekaifaf Nord (1962), Tan Emellel découvert par EURAFREP en (1960), Tenere El Beugra (1960), Gara (1962), Irlalène (1962), Ouest Ihansatene (1963), Hassi Farida (1963), Tihigaline (1963) ...etc.

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

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

➤ **Secteur Est**

edjeleh et zarzaitine nord est

➤ **SecteurOuest**

Tiguentourine, El-Adeb larache, Gara, La Reculee et Assekaifaf (nord et sud) et Ouan Taredert.

➤ **Actuellement à l'arrêt (fermés depuis Avril 1983)**

Tan Emellel, Dome a collenias.

➤ **Non exploités :**

Hassi Ouan Abech, Iffefane Tehert nord, Irlalene ouest, ihansatene, Hassi Farida, Tin Essameid, et Tenere el Beugra.

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMPS D'IN -AMENAS



Figure I.2 : Différents Champs de la région d'In Amenas

I.2.3 Les Horizons Producteurs des Différents Champs

Le **tableau. I.1** récapitule les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d'In Amenas :

Tableau I.1 : Les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d'In Amenas :

Champ	Horizons producteurs	Niveaux exploites	Année de découverte	Année d'exploitation
Zarzaitine	Dévonien carbonifère	F4 A-B4-B6-B2	1957	1960
Edjeleh	Dévonien carbonifère	F2-F4 D2-D4-D6	1957	1960
Tiguentourine	Dévonien	F2	1956	1962
La reculee	Dévonien	F2-F4-F6	1956	1965
Assekaïf	Dévonien	F4	1957	1975
Gara	Dévonien	F6	1962	1975
Gara-sud	Dévonien	F6	1988	1990
El adeb larache	Dévonien	F6	1958	1962
Ouan taredert	Ordovicien		1958	2016

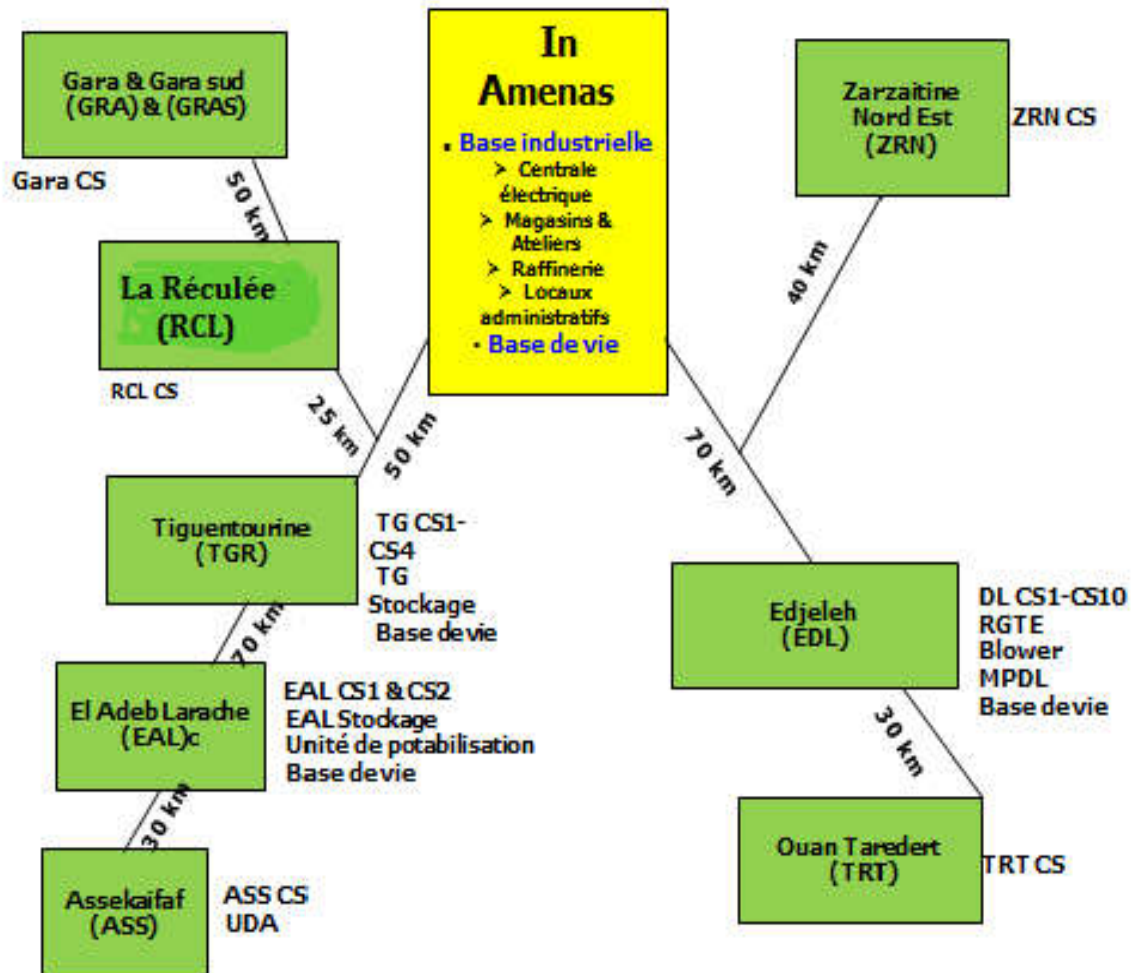


Figure I.3 : Les Horizons producteurs des différents champs et les centres de stockage.

I.2.4 Organigramme de la direction régionale IN AMENAS

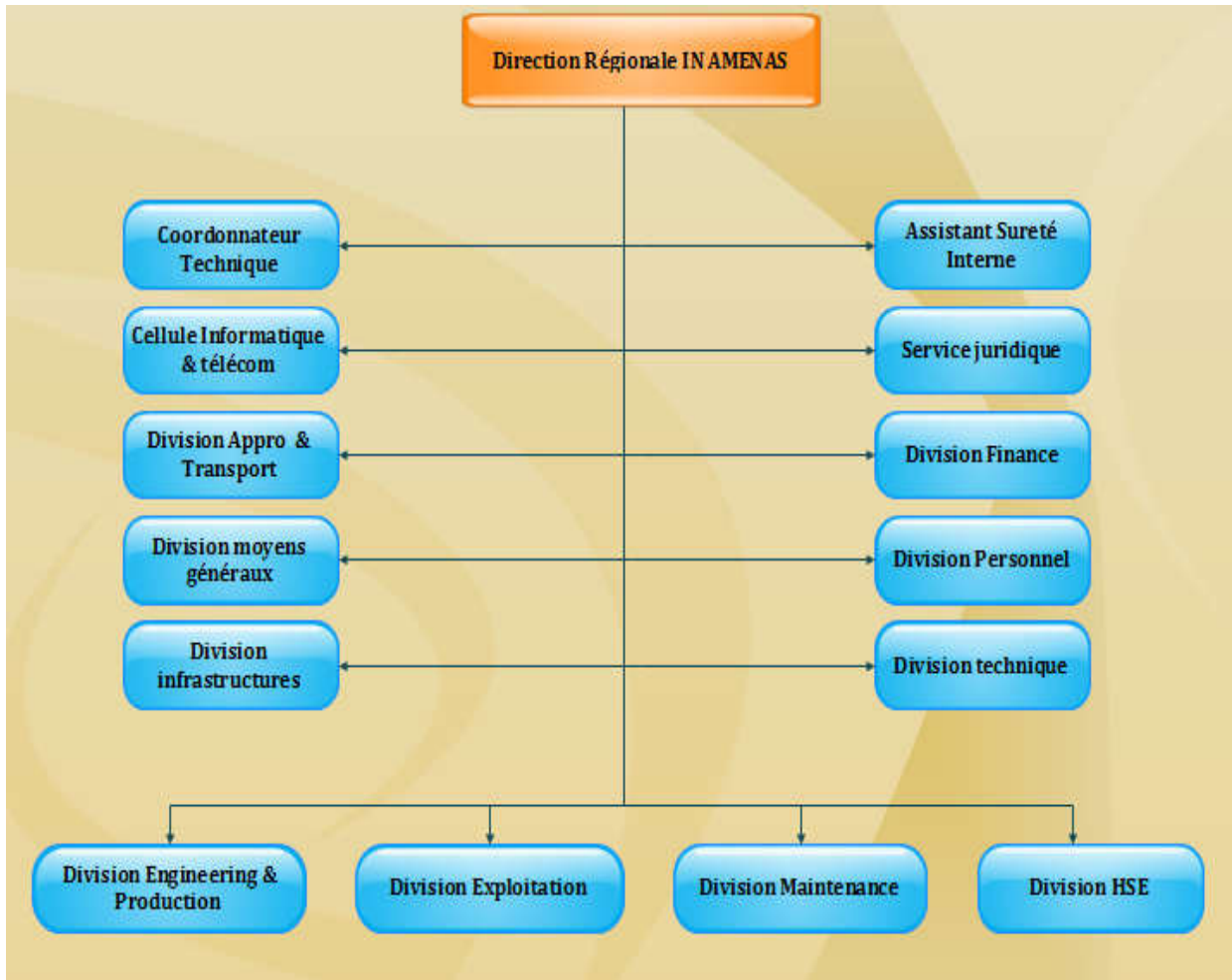


Figure I.4. : Organigramme de la direction régionale IN AMENAS

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 Amenass 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'Assekaifaf 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 :

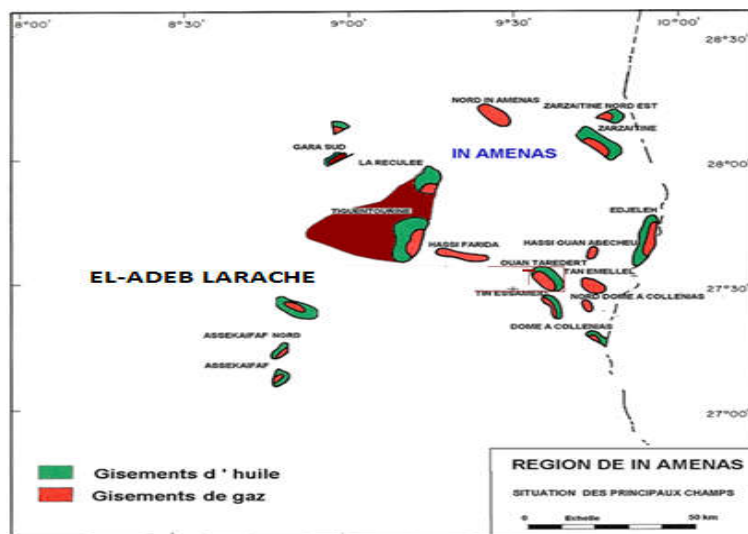


Figure I.5 : Plan de position des champs d'EL-ADEB LARACHE.

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

I.4.1 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.

I.4.2 Caractéristiques des réservoirs

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

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

Caractéristiques	F4	F6
Profondeur moyenne (m)	1250	1350
Pression initiales (bar)	119.25	127.49
Pression de bulle (bar)	119.20	94.14
Température (°c)	73	78.2

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMPS D'IN -AMENAS

Epaisseur totale (m)	30	3.5 à 28
Epaisseur utile (m)	11.6	7
Porosité (%)	20	13
Perméabilité (md)	140	0 à 30
Saturation en eau (%)	33 à 42	40

I.4.3 Réserves

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

Tableau I.3 : Les réserves en place du champ d'El Adeb Larache

Réservoirs	Réserves en place		Réserves récupérables		Coefficient de récupération
	10^6 m^3	10^6 T	10^6 m^3	10^6 T	
F4	26.5	21.3	11.5	9.3	43.3
F6	100	80	0.055	0.045	0.055
F5	NON ESTIMEES				

II. : Artificial Lift

II.1 Introduction

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

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

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

Dans le monde l'activation qui concerne 75% des puits à huile hors USA, et 90% USA inclus, est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Relevage mécanique par le pompage.

Allègement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gas lift.[1]

❖ Les puits-éruptifs

Un puits éruptif est un puits dont la production est assurée uniquement par la pression inhérente au fluide du réservoir. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits.

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

P_G : Pression de gisement en **bar**.

H : Profondeur du puits en **m**.

d : Densité de fluide.

❖ Les Puits non éruptifs

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

$$P_G \leq H.d.0,098 \quad (.2)$$

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

II.2 Théorie sur l'activation des puits

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptif, elle concerne principalement les puits d'huile.

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

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

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

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

II.3 Différents modes d'activation

Il existe différents moyens pour essayer de freiner ce déclin. Parmi ces moyens, il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. On peut par exemple réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression ; ou bien traiter chimiquement la zone de roche située à proximité du puits pour favoriser la circulation des effluents.

Nous nous intéressons ici aux moyens de continuer à produire malgré la dégradation des conditions de production.

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant.

On recourt à l'activation des puits pour produire des puits non éruptifs ou insuffisamment éruptifs. Il existe principalement deux familles de procédés d'activation, le pompage et le Gas-Lift. [4]

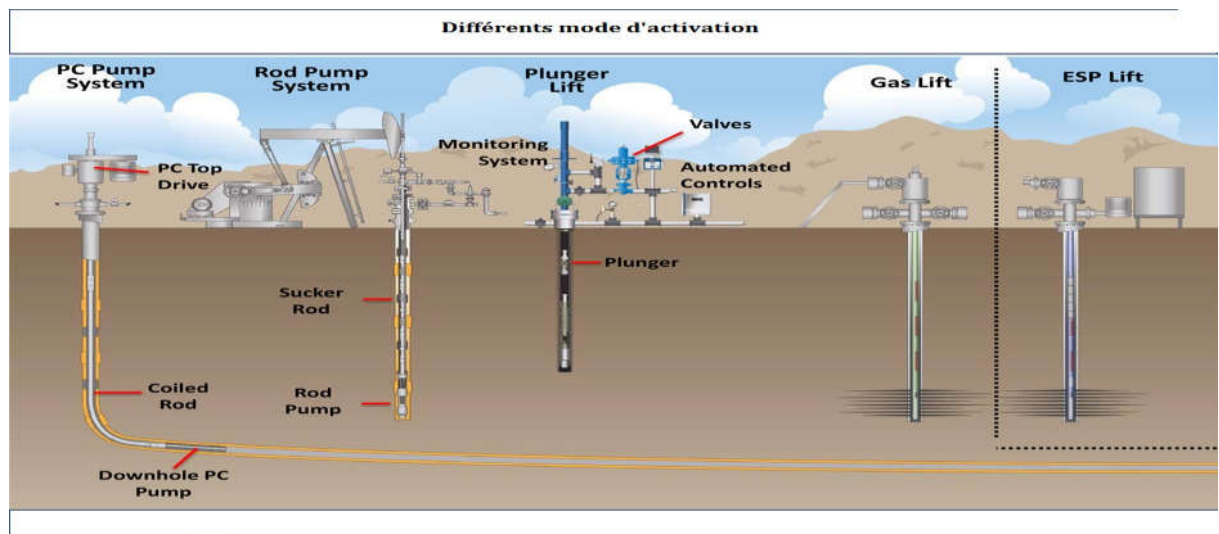


Figure II.1 : Différents mode d'activation

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

- ✓ Méthodes Artificial Lift par **Gas-Lift**.
- ✓ Méthodes Artificial Lift par **pompage** : Et il est divisé en quatre types
 - Pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps **SRP**).
 - Pompe centrifuge immergée (Electric Submersible Pumps **ESP**).
 - Pompe hydraulique (Subsurface Hydraulic Pumps).
 - Pompe rotatif moineau (Progressing Cavity Pumps **PCP**).

II.3.1 Gas-Lift

Dans le système de gas lift, le gaz comprimé est injecté à travers les mandrins ou les vannes dans la colonne de la production. Le gaz injecté baisse la perte de charge l'hydrostatique, donc permet aux fluides de couler à la surface.

Les liquides sont allégés par le gaz qui permet la pression de réservoir à forcer les fluides à la surface. La source de gaz, et le matériel de la compression est exigé pour gas lift.

L'installation propre et la compatibilité de matériel, sur la surface ou dans le fond de puits, sont essentielles à tout système de gas lift.[2]

II.3.1.1 Les avantages

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

II.3.1.2 Les inconvénients

- Nécessité d'une pression de fond pas trop faible, d'où la nécessité parfois de changer de méthode d'activation en fin de vie du puits.
- Volumes nécessaires d'injection de gaz pouvant être excessifs pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Nécessité de gaz [haute pression].
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Installations de traitement de gaz.
- Problème de moussage pouvant être augmentés.
- Rendement assez faible, surtout aux puits profonds.

II.3.2 Pompage

Les pompes sont des appareils qui génèrent une différence de pression entre les tubulures d'entrée et de sortie. Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide, de l'énergie potentielle (par accroissement de la pression en aval) soit de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide. Ainsi, on peut vouloir augmenter le débit (accroissement d'énergie cinétique) et augmenter la pression (accroissement d'énergie potentielle) pour des fluides gazeux, liquides, visqueux, très visqueux....

Dans le tubing, et au moins à une profondeur telle que le fluide puisse y arriver de lui-même, on place une pompe qui fournit au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement.

On distingue plusieurs techniques de pompage, mais dans notre projet nous concentrer et étudier sur deux type de pompe (pompes aux tiges et Pompe centrifuge immergée)[1]

II.3.2.1 Pompe centrifuge immergée (Electric Submersible Pumps ESP)

Le Systèmes de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production (casing) et à connecter au mécanisme du contrôle de la surface et transformateur par un câble du pouvoir électrique.

Les composants du fond sont suspendus au casing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de la pompe. Au-dessus du moteur le protecteur, la prise (intake) ou séparateur du gaz, et la pompe. Le câble électrique est rayé à tubing et branché dans le sommet du moteur.

Comme le fluide vient dans le puits il doit passer par le moteur et dans la pompe. Le fluide est alors entre la prise et la pompe. Chaque étage (combinaison de rotor/diffuser) ajoute une pression au fluide à un débit donné. Le fluide développera suffisamment de pression afin de soulever le fluide à la surface et dans le séparateur ou réseau de collecte. [1]

Les pompes submersibles électriques sont utilisées pour des grands débits (plus de 1,000 BPD).

II.3.2.1.1 Les avantages

- Débits importants
- Simplicité de conception
- Peu encombrant
- Bon rendement (35 à 60%)
- Pas de nuisances
- Facile à opérer
- Possibilité d'installer des capteurs pour mesurer la pression de fond
- Peut être installée dans un puits dévié à condition d'être dans une partie rectiligne

- Coût faible pour de gros débits

II.3.2.1.2 Les inconvénients

- Pas ou peu flexible (sans variateur)
- Présence de gaz gênante (15% maximum accepté avec un gas separator)
- Intervention sur le puits avec matériel lourd
- Durée de vie faible si température puits élevée (1 an en moyenne)
- Énergie électrique requise doit être stable
- Pas utilisable pour les faibles débits (30 m³/J mini pour refroidissement moteur)
- Création d'émulsions
- Profondeur limitée par la chute de tension dans le câble (max 2400 m)

II.3.2.2 Pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps)

Le pompage s'effectue grâce à une pompe volumétrique verticale composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing, vissé à l'extrémité d'un train de tiges. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité à balancier ou un élévateur hydraulique.

Le cycle de pompage peut s'analyser comme suit :

Pendant la course montante du piston, le clapet de piston ou clapet mobile est fermé, la colonne de liquide correspondant à la course va être évacuée en surface tandis que soulagée du poids du fluide, la pression de la couche peut alors ouvrir le clapet de pied ou clapet fixe et permettre ainsi le remplissage du corps de pompe par l'effluent.

En course descendante, le clapet du piston creux s'ouvre et le clapet fixe se ferme, ce qui permet le non-retour du fluide dans la couche et le retour libre du piston à son point de départ à la base du corps de pompe.[1]

II.3.2.2.1 Les avantages

- Adapté aux puits isolés
- Electricité plus facile à produire que le gaz
- Meilleur pour les huiles lourdes
- Simplicité de conception

II.3.2.2.2 Les inconvénients

- Frottements si puits dévié

- Rendement faible si présence de gaz
- Profondeur limitée
- Débits faibles

On va le développer dans le chapitre –III-

II.3.2.3 Pompe moineau (ProgressingCavityPumpsPCP)

Ce type de pompes volumétriques à cavités progressant est issu des travaux de l'ingénieur français René Moineau en 1932, Son fonctionnement est le suivant :

- Un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourne à l'intérieur d'un stator en élastomère moulé et profilé en double hélice interne.
- La rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui dans le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice.

II.3.2.3.1 Les avantages

- Faible coût d'investissement
- Faible encombrement en surface
- Bon rendement (40 à 70%)
- Simplicité d'installation
- Utilisable sur une large gamme de densité d'huile
- Faibles coûts de maintenance
- Utilisable en puits déviés et horizontaux
- Accepte de grandes quantités de sable

II.3.2.3.2 2. les inconvénients

- Usure du tubing et des tiges
- Limité en température d'utilisation (122°C maxi)
- Sensible à la présence d'H₂S, de CO₂ et d'aromatiques
- N'accepte pas de gaz libre

II.3.2.4 Pompe hydraulique

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

- Soit un piston moteur entraînant, par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une Duse débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.

Soit une turbopompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.[3]

II.3.2.4.1 Les avantages

- Adapté aux profondeurs importantes et aux puits déviés.
- Pompe (selon le type d'installation) pouvant être remontée en surface par pompage, ce qui évite d'avoir à remonter le tubing (économie de frais de manipulations et de temps morts).
- Facilité de modifications de la taille et de la cadence de la pompe pour s'adapter aux conditions du puits.

II.3.2.4.2 Les inconvénients

- Investissement initial en équipement de surface et entretien de celui-ci assez coûteux.
- Circuit haute pression d'alimentation de la pompe.
- Usure de la pompe relativement rapide si fluide corrosif ou abrasif.
- Efficacité fortement diminuée si présence de gaz libre.

II.4 Comparaison entre les différents modes d'activation

Le tableau suivant illustre les avantages fondamentaux et défauts de chaque technologie de modes d'activation[7]

CHAPITRE II : ACTIVATION DE PUIT

Tableau II.1 : les avantages fondamentaux et défauts de chaque technologie

Letype d'activation	Le pompage centrifuge immergé	Le pompage aux tiges	La pompe moineau	le pompage hydraulique	Gas Lift
Grand débit	x		x	x	x
Basse maintenance	x	x	x		
Economique pour la (réparation / service)		x	x	x	x
Capital d'investissement bas		x	x		
Pomper l'huile lourde		x	x		
Capital initial haut	x			x	x
Haute consommation D'énergie	x		x		
Possibilité limitée pour pomper le sable	x	x		x	x
Opération complexe / difficile				x	x
Maintenance intensive				x	x
Source Requisite pour Injection de gaz					x

CHAPITRE II : ACTIVATION DE PUIT

Le tableau suivant illustre les Problèmes en fonction de la méthode d'activation :

Tableau II.2 : les Problèmes en fonction de la méthode d'activation

Méthode d'ACTIVATION				
Problèmes	GL	ESP	SRP	PCP
Sable	Bon	Mauvais	Mauvais	Bon
GOR élevé	Excellent	Bon	Médiocre	Passable
Puits dévié	Bon	Bon	Passable	Moyen
Débit élevé	Excellent	Excellent	Passable	Moyen
Profondeur	Bon	Moyen	Moyen	Médiocre
Simplicité de conception	Oui	Moyen	Oui	Oui
Souplesse pour les débits	Bon	Bon	Moyen	Bon
Présence de dépôts	Moyen	Moyen	Médiocre	Bon
Présence de gaz libre	Excellent	Moyen	Mauvais	Mauvais
Effluent visqueux	Passable	Passable	Oui	Oui

II.5 Choix d'une méthode d'activation

Le choix entre les différentes méthodes d'activation des puits exige certaine étude technique et économique, qui permet en fin de réaliser un projet rentable ;

II.5.1 Critères économiques

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

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

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

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

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

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

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

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz), ou non valorisable (eau, sable et sédiments). Ces traitements peuvent être influencés par le mode d'activation retenu. Ainsi certains procédés favorisent la formation d'émulsion, le moussage, ou facilitent l'injection de fond du puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti-émulsion. [4]

II.5.2 Critères techniques

Le choix d'une méthode d'activation des puits demande au préalable d'étudier les différents procédés, et de déterminer lequel est le plus compatible avec les spécifications de production requise (débits, et pression en tête principalement), avec les contraintes dues au gisement et à son environnement. [3]

a. Le premier critère

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

b. Le deuxième critère

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

c. Le troisième critère

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

d. L'environnement général

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

e. L'infrastructure de surface et l'environnement immédiat :

Le fait que les puits soient isolés, ou au contraire groupés, influe sur le choix du procédé d'activation ainsi que les équipements complémentaires de surface.

f. L'architecture du puits

En particulier le profil du point, la profondeur du puits, la place disponible au voisinage de puits, le nombre de niveaux à produire séparément.

g. Les caractéristiques de l'effluent à produire

Le pourcentage d'eau, la présence de gaz libre, la viscosité, la présence des constituants corrosifs, le sable.[5]

III. Les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps)

III.1 Généralités :

C'est le type de pompage le plus ancien et, de loin, le plus répandu actuellement .

Une pompe chasse le fluide qui est dans le tubing vers la surface. Dans sa forme la plus simple (**figure III.1**), la pompe consiste en un corps de pompe (ou cylindre) suspendu au tubing ; à sa base se trouve un clapet à bille, le clapet de pied (ou clapet fixe), tandis qu'un deuxième clapet à bille, le clapet mobile, se trouve à l'intérieur du piston ; le piston est actionné de haut en bas et réciproquement dans le corps de pompe par un train de tiges de pompage formé de tiges d'acier vissées les unes au bout des autres et rattaché en surface, après avoir traversé le presse-étoupe de la tête de puits grâce à une tige polie, à l'unité de pompage, en surface, l'unité de pompage fournit, grâce à un moteur et un système bielle-manivelle, le mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage et donc à la pompe. [1]

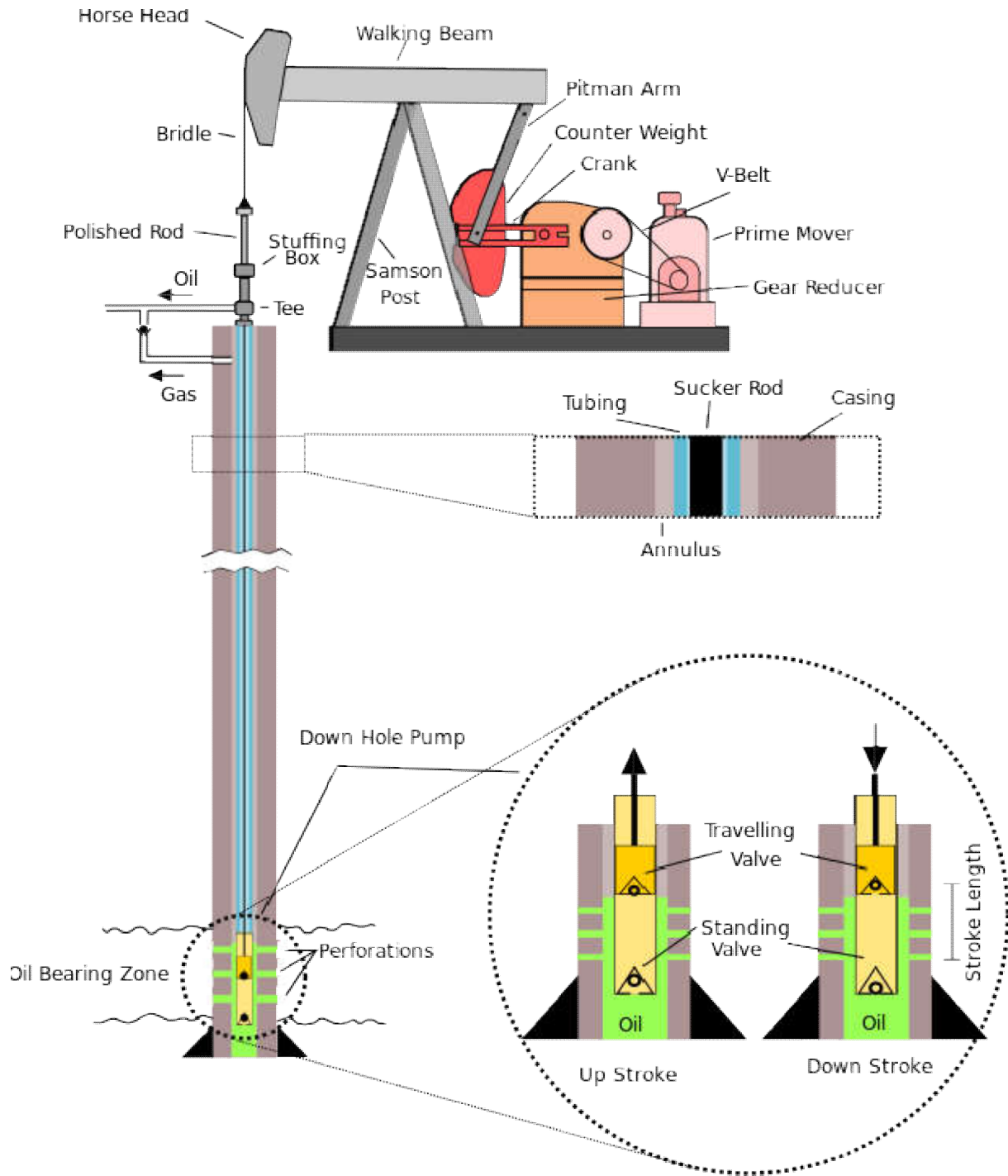


Figure III.1: Structure de la pompe aux tiges (Sucker Rod Pumps)

III.2 Cycle de pompage

Les principales phases du cycle sont illustrées sur la **figure III.2**

III.2.1 Piston en fin de course descendante

L'effluent s'écoule à travers le clapet mobile ouvert tandis que le poids dû à l'effluent dans le tubing et à la contre-pression en tête de puits repose sur le clapet fixe qui, par conséquent, est fermé (si la pression en fond de puits et en débit était supérieure à la pression exercée par l'effluent dans le tubing, le clapet fixe serait ouvert et le puits éruptif).[5]

III.2.2 Piston en début de course montante

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

III.2.3 Piston en fin de course montante

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

III.2.4 Piston en début de course descendante

Le clapet fixe se ferme à cause de l'augmentation de pression due à la compression du fluide entre le clapet fixe et le clapet mobile. Le point de la course descendante où le clapet mobile s'ouvre dépend du pourcentage de gaz dans le fluide piégé puisque la pression sous ce clapet doit dépasser la pression exercée au-dessus de lui par le fluide sus-jacent.[7]

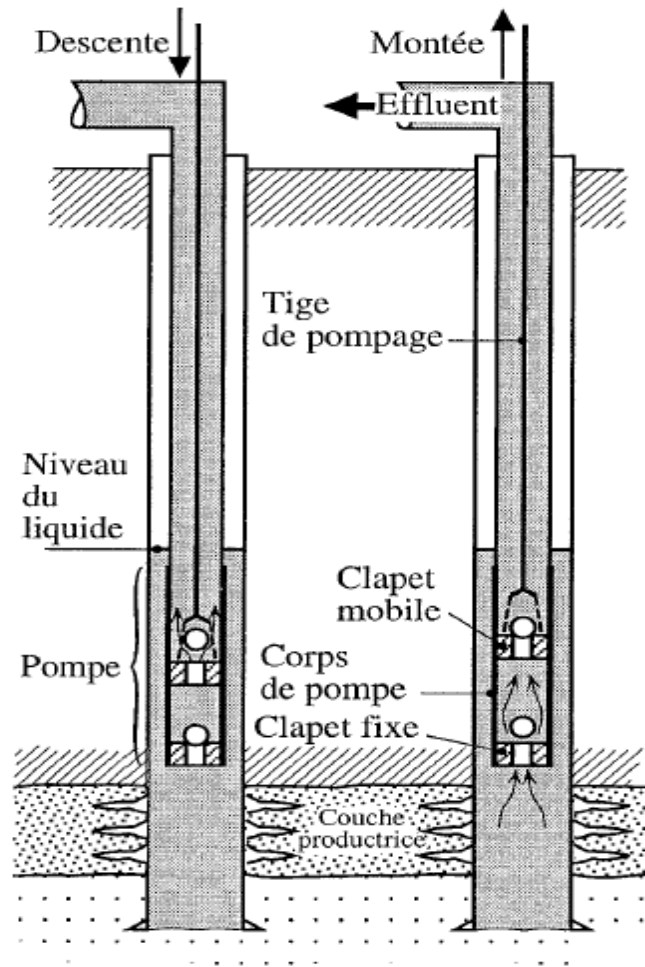


Figure III.2: Le cycle de pompage (Rod Pump)

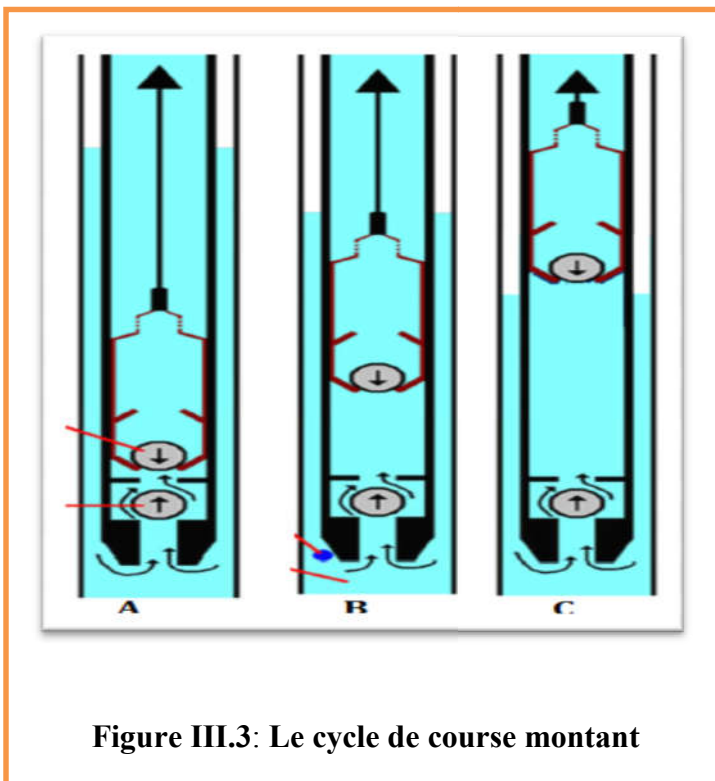


Figure III.3: Le cycle de course montant

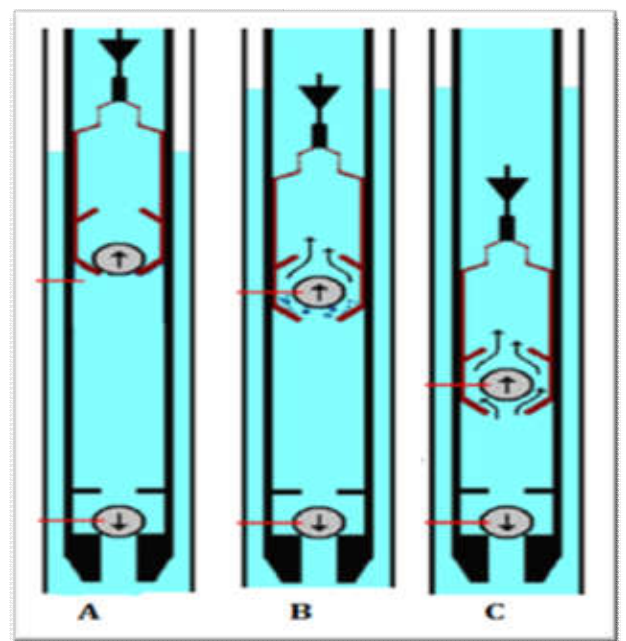


Figure III.2: Le cycle de course descendante

III.3 Équipements de fond

III.3.1 Le piège à gaz

De manière à limiter la quantité de gaz passant dans la pompe, gaz qui diminue l'efficacité volumétrique de celle-ci, on peut équiper le tubing d'un piège à gaz qui renvoie le gaz libre dans l'annulaire au-dessus de la pompe. On peut aussi, si cela est possible par ailleurs, placer la pompe suffisamment bas pour avoir à l'aspiration une pression telle que le fluide y soit monophasique. (Figure.III.5)^[5]

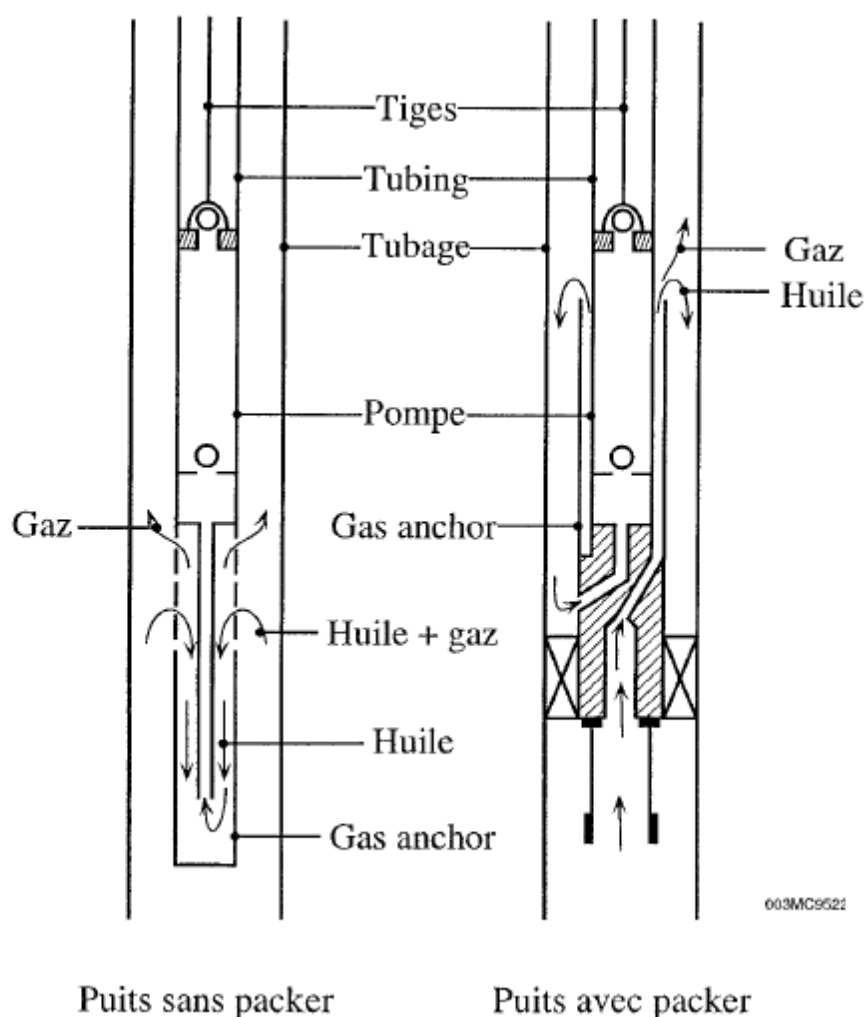


Figure III.3 : Le piège à gaz

III.3.2 Les pompes de fond

III.3.2.1 Généralités sur les pompes

Les pompes de fond descendues dans les puits sont classées en deux catégories :

- Les pompes **R** (**R**ods pumps ou inserted pumps), qui sont descendues complètes au bout des tiges dans le tubing et ancrées avec étanchéité à la cote de pompage dans un siège prévu à cet effet, ou quelquefois à l'aide d'un dispositif d'ancrage à packer. Elles peuvent être à cylindre fixe à ancrage par le haut ou par le bas, ou à cylindre mobile et piston fixe avec ancrage par le bas (**figure.III.6**).
- Les pompes **T** (**T**ubing pumps) : le corps est d'abord descendu incorporer au tubing. Ensuite, le piston est descendu, vissé au bout des tiges (**figure.III.6**).

En général, le piston comporte à sa base un dispositif de pose et de repêchage du clapet de pied de la pompe.

Les pistons (plungers) sont en général en métal mais peuvent aussi comporter des garnitures synthétiques. Les diamètres de piston peuvent aller couramment de 3/4" à 4 3/4" OD (Outside Diameter ou diamètre extérieur).

Les dispositifs d'ancrage des pompes sont métalliques ou à coupelles, les sièges placés au cours de la compiéition sont adaptés aux différentes configurations.

Clapets de pompe : ce sont des ensembles comprenant une bille et un siège métallique enfermés dans une cage.

On peut trouver des pistons à clapet simple ou double (au sommet et à la base) pour une meilleure étanchéité.[7]

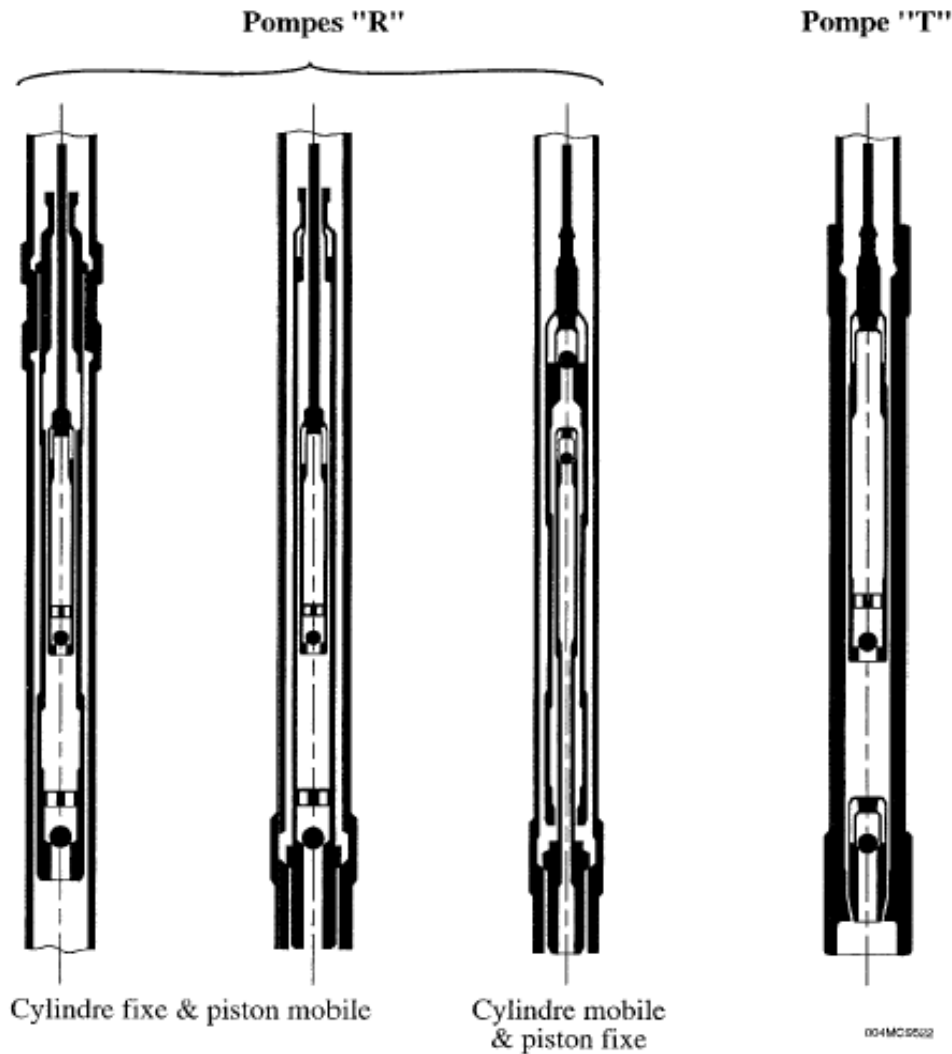


Figure III.4 : Les deux types de pompes

III.3.2.2 Considérations sur l'emploi de ces différentes pompes :

a- Les pompes R (Rod pumps) :

- Corps de pompe :

En fonction de la profondeur et de la pression sur la pompe, le corps de pompe peut être monobloc mince ou épais, ou encore chemisé.[2]

- La pompe à cylindre fixe et ancrage par le haut :

- ✓ Cela évite les inconvénients des dépôts dans l'annulaire et des difficultés liées au désencrage .
- ✓ Mais en puits profonds, le principal inconvénient est le risque d'éclatement du corps de pompe dû à la différence de pression existant entre l'intérieur et l'extérieur du cylindre.

- **La pompe à cylindre fixe à ancrage par le bas**

- ✓ Elle est conseillée pour les puits profonds ; cela évite l'élongation du corps de pompe en course descendante préjudiciable pour un corps chemisé ; de plus, la pompe n'est plus soumise à des efforts d'éclatement
- ✓ Mais l'inconvénient est la possibilité de dépôts, d'où corrosion et difficultés au désencrage.

- **La pompe à cylindre mobile :**

- ✓ Elle est conseillée dans le cas de production de sable ; lors de l'arrêt de la pompe, la fermeture du clapet du cylindre placé en partie haute de la pompe empêche le sable de se déposer sur le piston ;
- ✓ Par contre, l'ancrage obligatoire par le bas ramène le problème des dépôts dans l'annulaire tubing-pompe ;

Enfin, elle n'est pas conseillée pour les puits à faible submergence, du fait de la perte de charge élevée à l'aspiration.[3]

b- La pompe T

- La pompe T (Tubing pump) permet un débit plus important que la pompe R mais nécessite la remontée du tubing pour remplacer un corps de pompe usé.

c- Conditions d'utilisation des pompes

En général, les conditions d'utilisation sont les suivantes :

- ✓ Diamètre du piston : de 1" à 4''^{3/4} (pouces) ;
- ✓ Cadence : de 4 à 30 coups par minute ;
- ✓ Débit : moins de 1 m³/j à 300 m³/j ;

Profondeur : elle doit être suffisante pour que, en débit, l'effluent arrive de lui-même jusqu'à la pompe (et, si possible, à une pression telle que tout le gaz soit encore dissous) mais sans exagération, afin de limiter les contraintes dans la tige polie ; en pratique, on travaille sans trop de problèmes jusqu'à des profondeurs de 1 000 à 1 500 mètres.[1]

III.3.2.3 Les tiges de pompage (sucker rods)

Elles sont soumises à des conditions de travail très dures : efforts alternés (les charges n'étant pas les mêmes à la montée et à la descente), corrosion, vibrations, Elles cassent

d'autant plus vite que la traction maximum est forte, que l'écart entre la traction maximum (en montée) et la traction minimum (en descente) est grand et que la cadence de pompage est élevée. En conséquence, pour produire à fort débit, il vaut mieux augmenter la course de pompage que la section du piston ou la cadence.

Elles se présentent ordinairement comme des barres cylindriques d'acier étiré et repoussé aux extrémités pour former des carrés de manœuvres et des embouts filetés, mâle à une extrémité, manchonné femelle à l'autre. **Fig.III.8.**[7]



Figure III.5: Les tiges de pompage



Figure III.6: Extrémité d'une tige de pompage.

a- Considérations relatives à la métallurgie

Étant soumises à des conditions de travail très sévères (corrosion, vibrations, efforts alternés cycliques), elles sont exécutées en aciers spéciaux plus ou moins alliés, en fonction de leurs performances mécaniques et du milieu environnant dans le puits.

L'*API* recommande principalement 3 grades d'aciers qui offrent les possibilités suivantes (**tableau. III.1**) :[5]

Tableau III.1

Grade acier API	Limite élastique	Limite de rupture		Emploi recommandé
		mini	maxi	
C	42	63	79	Charges moyennes
D	60	79	86	Charges très importantes Milieu
K	49	59	79	Charges importantes Milieu corrosif

En plus de ces 3 produits classiques, les constructeurs peuvent offrir des tiges en aciers spéciaux axés principalement sur le problème de la corrosion.

b- Considérations relatives aux dimensions des tiges de pompage

Dimensionnées par leur diamètre et sont fournies :

- Pour les tiges normales en 5/8", 3/4", 7/8", 1", 1 1/8 ";
- Pour les tiges polies en 1 1/8", 1 1/4", 1 1/2".

Les longueurs courantes sont de 25 et 30 pieds soit 7,60 m et 9,10 m, mais on trouve aussi une variété de tiges courtes (pony rods) pour l'ajustement exact des garnitures.[4]

III.4 Équipements de surface

III.4.1 Le presse-étoupe

Il comporte des garnitures serrées par un chapeau à vis. Ces garnitures, de section conique, sont fendues afin de pouvoir être engagées autour de la tige polie.[3]

III.4.2 L'unité de pompage

L'unité de pompage (**figure .III.9**) est destinée à supporter le train de tiges et à lui donner un mouvement alternatif. Elle est constituée principalement par :

- Un moteur électrique, à gaz ou diesel,
- Un réducteur à engrenages relié au moteur par courroies et équipé d'un frein sur la poulie d'entrée ;

- Un système bielle-manivelle destiné à transformer la rotation en mouvement alternatif,
- Un balancier soumis d'un côté au poids des tiges, de l'autre à celui de contrepoids réglables qui permettent d'équilibrer le travail à fournir lors de la montée et de la descente,
- Un chevalement supportant l'ensemble,
- Une "tête de cheval" recevant le câble de support des tiges.

Les unités de pompage sont caractérisées par trois nombres :

- le premier indique, en milliers de pouces-livre, le couple maximum au réducteur,
- le deuxième indique, en centaines de livres, la charge maximum à la tige polie,
- le troisième indique, en pouces, la course maximum à la tige polie.[5]

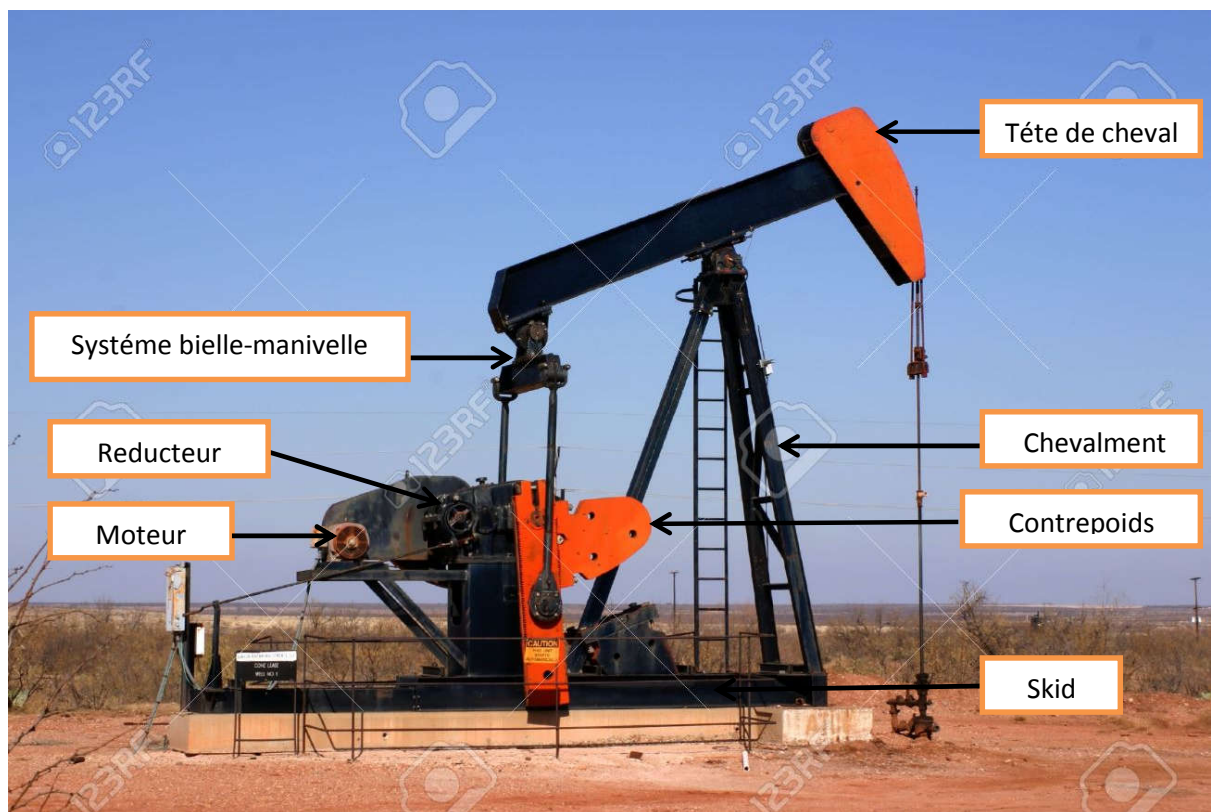


Figure III.7:L'unité de pompage à balancier

III.4.3 Rôle et réglage des contrepoids

Les contrepoids sont des masses pesantes, placées sur le balancier, à l'opposé des tiges par rapport au point d'articulation. Us ont pour rôle de régulariser le travail du moteur.

Statiquement, l'effet de contrepoids CE est égal au poids des tiges dans le liquide P_t augmenté d'un demi-poids de fluide P_f

$$CE = P_t + 0,5 P_f$$

Sur le moteur, cela se traduit par un effort constant toujours dans le même sens malgré l'inversion du sens des charges côté tête de cheval pendant le cycle de pompage (**fig.III.10**).[7]

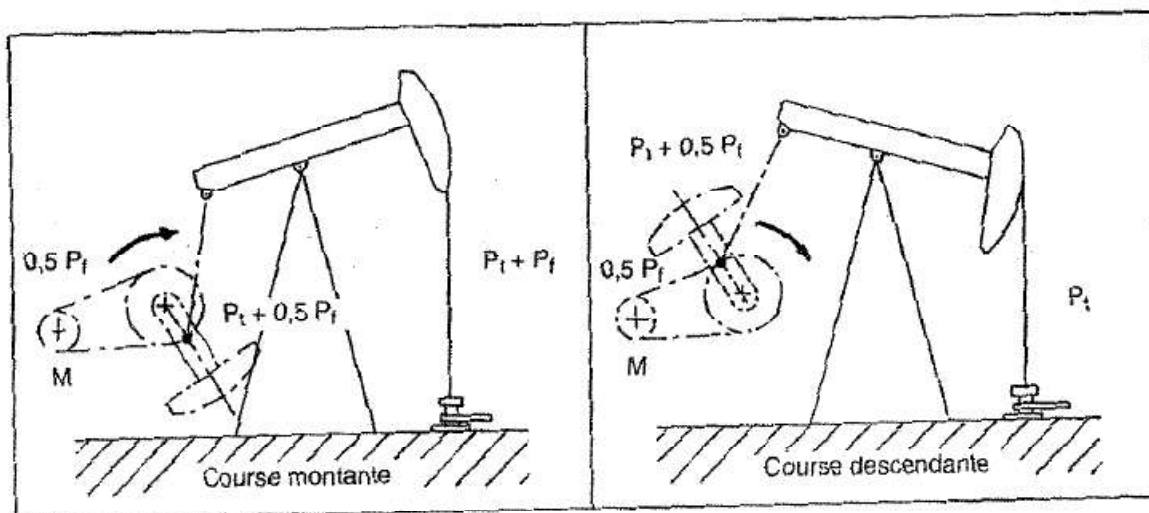


Figure III.8: Charges supportées au niveau de l'unité de pompage.

En réalité, les charges ne sont pas statiques mais dynamiques et on doit, pour régler les contrepoids, tenir compte d'un facteur d'accélération (impulse factor), dépendant de la course et de la cadence, qui va modifier les charges maxi et mini à la tige polie. Le réglage des contrepoids s'effectue d'après calculs.

En outre, il est bon de l'affiner sur le terrain en utilisant un diagramme de charges à la tige polie, réalisé par mesure dynamométrique pendant un cycle complet de pompage.

III.4.4 Classification API des unités à balancier :(fig. III.11)

a- Unités standards

La plupart des constructeurs fournissent des unités classées par l'API sous l'appellation **B** ou **C** en fonction de la position des contrepoids :

-Unité **B** : les contrepoids sont sur le balancier ou poutre (Beam ou **B**) ;

-Unité **C** : les contrepoids sont sur la manivelle (Crank ou **C**).

L'unité **C**, très répandue, est aussi appelée : unité conventionnelle.[5]

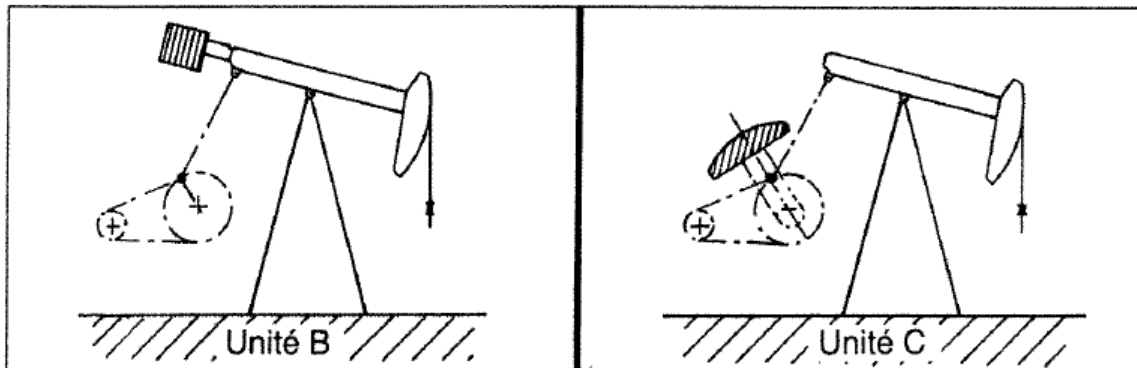


Figure III.9:Unités de pompage

L'unité **B** est la plus ancienne et la plus simple et, par suite, peu onéreuse.

L'unité **C** a certains avantages sur la **B** :

- Réglage des contrepoids plus sensible et plus facile ;
- Effet des contrepoids plus modulé car moins d'effet d'inertie ;
- Les bielles travaillent toujours en tension et les charges sur les roulements des têtes et pieds de bielle vont toujours dans le même sens.

Par contre, le système est plus coûteux et exige une assise plus importante.

En plus de la position des contrepoids, la classification complète tient compte des performances des unités, caractérisées par 3 nombres :

- Le couple maxi sortie réducteur en milliers de pouce-livres.
- La charge maximale à la tige polie en centaines de livres.
- La course maximale de la tige polie en pouces.

Enfin, certains constructeurs comme Lufkin ou Mape, qui fournissent des réducteurs à double étage, ajoutent la lettre **D** après le nombre caractérisant le couple.[2]

Exemples

Unité Lufkin : C 320 D - 305 - 110

- Contrepoids sur la manivelle ;
- Couple maxi sortie réducteur (double) : 320 000 pouce-livres ;
- Charge maxi tige polie : 30 500 livres ;
- Course maxi tige polie : 110 pouces.

Unité Mape : B 57 D - 109 - 48

- Contrepoids sur la poutre ;
- Couple maxi sortie réducteur (double) : 57 000 pouce-livres ;
- Charge maxi tige polie : 10 900 livres ;
- Course maxi tige polie : 48 pouces.

Il est à noter que l'on retrouve le même type de classification pour les autres types d'unités employées en pompage aux tiges.

b- Unités particulières

En plus de ces deux unités « classiques », certains constructeurs fournissent des unités mieux adaptées à des problèmes particuliers.

C'est le cas pour le constructeur Lufkin qui fournit une unité Unitorque pour une meilleure répartition du couple moteur et une unité Air balanced à longue course pour une augmentation souhaitée du débit.^[3]

- **Unité Lufkin type Mark II Unitorque : (fig.III.12)**

Sur cette unité, la géométrie du système bielle-manivelle est modifiée :

- ✓ L'articulation du balancier et son support sont derrière le réducteur ;

Le point d'attache supérieur de la bielle est très proche de la tête de cheval, ce qui donne approximativement un angle de rotation de manivelle de 195° en course montante et 165° en course descendante.^[5]

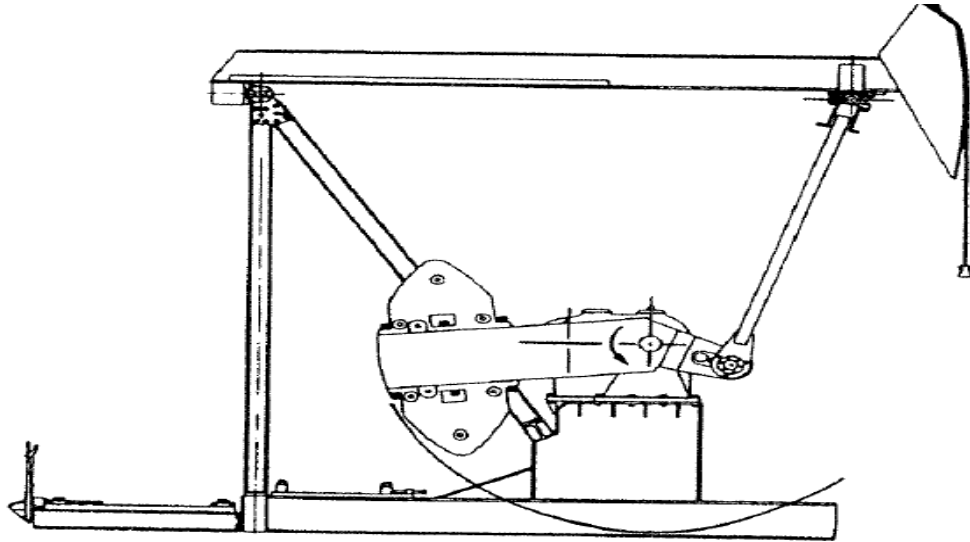


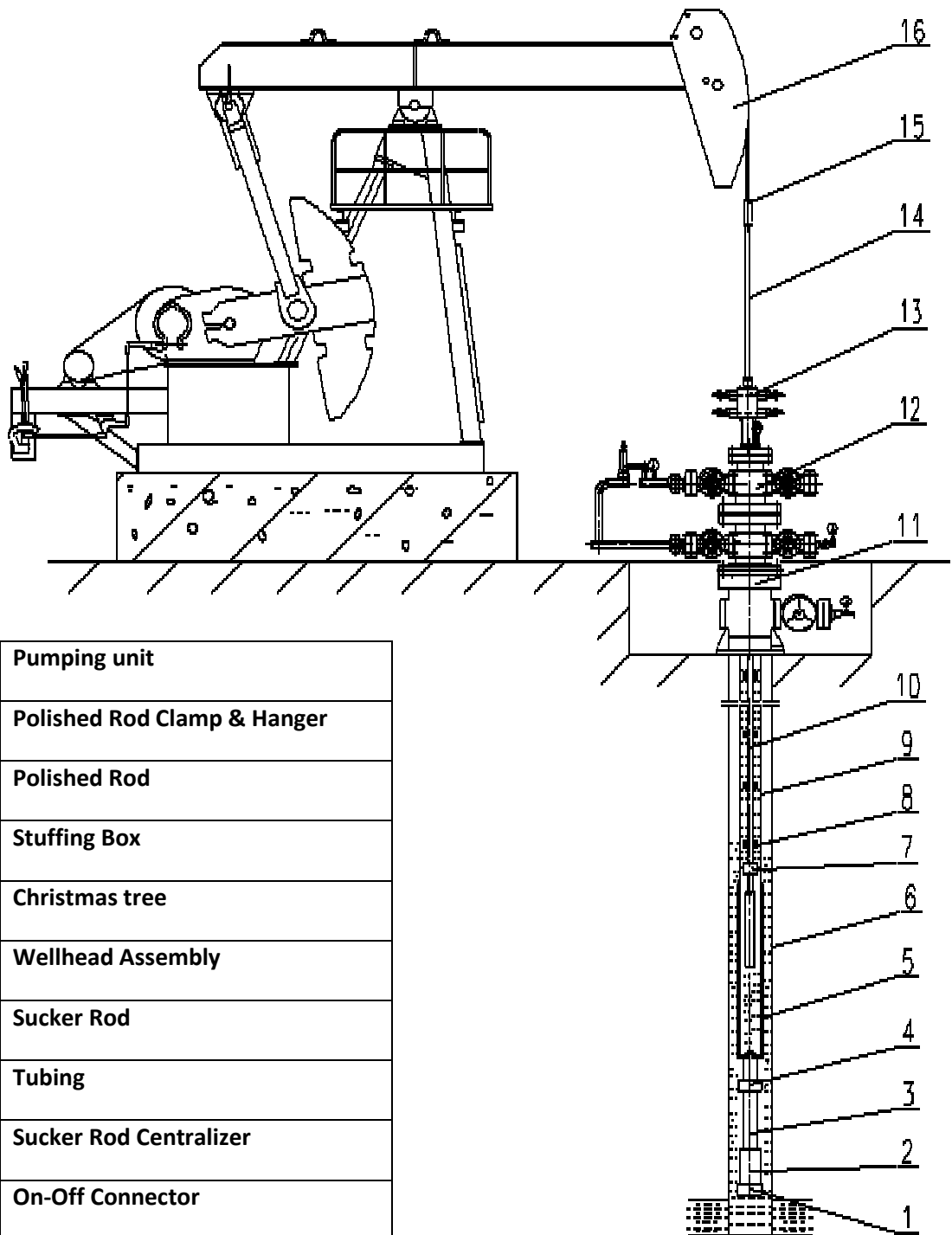
Figure III.10: Unité de pompage Lufkin type Mark II Unitorque.

Il existe plusieurs autres types comme à la figure.III.13 :



Figure III.11: types l'Unité de pompage

III.5 Terrain de système SRP



16	Pumping unit
15	Polished Rod Clamp & Hanger
14	Polished Rod
13	Stuffing Box
12	Christmas tree
11	Wellhead Assembly
10	Sucker Rod
9	Tubing
8	Sucker Rod Centralizer
7	On-Off Connector
6	Casing
5	Tubing Pump
4	Gas Anchor
3	Tail Pipe
2	Tube Coupling

Figure III.12: Terrain de système SRP

III.6 Les Avantages et les inconvénients

III.6.1 Principaux avantages

- Technologie la plus répandue, relativement simple et bien connue sur chantier.
- Bien adapté au débit faible à moyens.
- Facilité pour changer le débit, souplesse de fonctionnement.
- Compatible avec une pression de fond très faible.
- Adapté aux puits isolés.
- Unité mécanique à balancier simples, robustes, d'où des frais d'exploitation peu élevés.
- Unité hydraulique de faible encombrement et unités à longue course très utiles dans le cas de bruts visqueux et gazé.
- Electricité plus facile à produire que le gaz.
- Pompage de fluides visqueux.
- Bon rendement (45 à 60%).
- Pas de problème de température.[2]

III.6.2 Principaux inconvénients

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

III.7 Choix des paramètres de pompage

III.7.1 Profondeur de la pompe

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

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

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

Ou :

P_G : Pression de gisement , psi

Q : Débit désiré ; Stb/d

IP : Indice de productivité ; Stb/d/psi

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

- De la densité moyenne de l'effluent produit.

Notons que la pression de gisement (P_G) :

- ✓ Décline dans le temps avec la production cumulée ;
- ✓ Permet par ailleurs, de déterminer le niveau statique ;

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

En pratique, on ajoute une marge de sécurité pour tenir compte aussi des fluctuations du niveau dynamique (écoulement contrarié au niveau de la liaison couche-trou variation de la densité moyenne de l'effluent. etc.) [5]

III.7.2 Paramètres liés au débit

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

Un même débit peut être obtenu pour des combinaisons différentes de ces paramètres. Parmi les gammes proposées par les fabricants, le choix de la solution se fait en tenant compte en particulier des problèmes de fatigue mécanique des tiges. [2]

Celle-ci est essentiellement fonction :

- Du nombre de cycles (cadence) ;
- De l'écart entre la traction maximum à la montée et la traction minimum à la descente ;
- De la charge maximale par rapport à la limite élastique. [4]

III.7.3 Choix de la cadence de pompage

En pratique, on se limite à des cadences inférieures à vingt coups par minute.

De plus, une cadence de pompage synchronisée avec la fréquence naturelle de vibration des tiges ou avec un harmonique de cette fréquence peut provoquer rapidement des détériorations dans la pompe par talonnage du piston, ainsi que la rupture du train de tiges. Pour éviter ces risques, on s'efforce de choisir une cadence asynchrone. [5]

En pompage aux tiges, on utilise pour cela la relation suivante :

Avec :

Pour un train de tiges simple :

$$N = \frac{237000}{L * K}$$

Pour un train de tiges composé :

$$N = \frac{237000}{0.9 * L * K}$$

L : profondeur de la pompe en pieds ;

K : nombre entier + 0,5 soit : 1,5 ; 2,5 ; 3,5 ... ;

N : cadence asynchrone en coups par minute.

III.8 Détermination d'une installation de pompage

Quel que soit le type de pompage, dans le cas du pompage par tige, il faut commencer, et ce en fonction des caractéristiques gisements, par :

- Choisir le débit souhaité ;
- Et déterminer la profondeur minimale correspondante de la pompe.

En ce qui concerne la profondeur réelle de la pompe notons que :

- Dans le cas du pompage par tige, on évite de mettre la pompe nettement plus basse afin de limiter les contraintes sur les tiges.

III.8.1 Installation de pompage aux tiges

a- Généralités

La détermination d'une installation de pompage aux tiges passe, en particulier pour ce qui est du matériel dans le puits, par des simplifications que l'on peut classer en deux catégories

- Une représentation simplifiée du train de tige telle, par exemple l'hypothèse, dans certaines méthodes, que la masse du train de tiges est concentrée en un point ;
- Une simplification de la prise en compte de l'action de la pompe de fond, en particulier en ce qui concerne l'ouverture ou la fermeture des clapets.

En conséquence, les formules peuvent conduire à des déterminations incorrectes surtout pour des puits profonds ou pour des cadences de pompage élevées.

Il faut aussi être prudent en cas de puits inclinés ou dont la trajectoire n'est pas régulière, en cas de fluide très visqueux, en cas de production excessive de sable ou de gaz à travers la pompe [7]

La détermination finale d'une installation est obtenue par approches successives. On peut distinguer trois étapes dans le processus de base :

1- Une première sélection de paramètres opératoires et d'éléments constituant l'installation, les principaux éléments à connaître (ou à supposer) étant les suivants :

- ✓ Le niveau du liquide ;
- ✓ La profondeur de la pompe ;
- ✓ La cadence de pompage ;
- ✓ La course en surface (course tige polie) ;
- ✓ Le diamètre de la pompe et du piston ;
- ✓ La masse volumique du fluide ;
- ✓ Le diamètre nominal du tubing ;
- ✓ Si le tubing est ancré ou libre ;
- ✓ La composition du train de pompage (diamètre des tiges).

2- A partir de là et avec une méthode appropriée, on cherche à déterminer les paramètres opératoires correspondants et en particulier :

- ✓ Pour le matériel fond :
- ✓ La course du piston ;
- ✓ Le volume effectivement pompé ;
- ✓ La charge maximale à la tige polie ;
- ✓ La charge minimale à la tige polie ;
- ✓ Pour l'unité de surface :
- ✓ Le couple maximal au réducteur ;
- ✓ La puissance nécessaire à la tige polie ;

- ✓ Le contre-poids requis ;
- ✓ La puissance du moteur à installer sur l'unité.

3- Les paramètres opératoires ainsi déterminés sont alors comparés au débit désiré et aux limitations propres à l'installation qui a été préalablement sélectionnée.

En général, il sera nécessaire de faire plusieurs sélections successives des équipements avant d'aboutir à des résultats cohérents avec l'équipement choisi et avant d'avoir optimisé la sélection.

b- Principales méthodes

Les principales méthodes qui ont été ou qui sont actuellement utilisées pour la détermination d'une installation de pompage par tige sont les suivantes :

1- **La méthode dite traditionnelle** bien que cette méthode soit moins employée de nos jours, nous préciserons, les principales étapes de cette méthode car elle met bien en évidence :

- le processus de détermination par approches successives ;
- la manière dont les différents paramètres à déterminer sont interdépendants,

2- **La méthode dite API** s'appuyant sur les travaux effectués par la SRPR (Sucker Rod Pumping Research) entre 1959 et 1965 et basée davantage sur le calcul du couple maximal et du contreponds.

Cette méthode est développée par l'API dans la recommandation pratique référence API RP 1 IL (RP : Recommended Practice).

En particulier, la méthode API utilise des corrélations entre diverses variables sans dimension. Ces corrélations ont été proposées par la SRPR suite à l'analyse de nombreux enregistrements dynamométriques obtenus à partir d'un simulateur analogique électrique et le fait d'avoir recours à des paramètres sans dimension permet de généraliser le problème.^[1]

Ces corrélations utilisent diverses variables sans dimension dont deux variables principales:

- ✓ Une vitesse de pompage sans dimension correspondant au rapport entre la cadence de pompage et la fréquence propre du train de tige ;
- ✓ Un allongement de la tige polie sans dimension correspondant au rapport obtenu en divisant la différence de force (dûe à la charge du liquide sur le piston) entre la course

montante et la course descendante par la force nécessaire pour allonger l'ensemble du train de tige d'une longueur égale à la course de la tige polie.

De nos jours, les principaux fournisseurs de matériel de pompage par tige proposent.

Des programmes sur micro-ordinateur, de mise en œuvre rapide, utilisant cette méthode API.

3- La méthode dite wave equations method

Recourant à des équations différentielles et utilisée principalement :

- ✓ Pour finaliser le choix entre plusieurs configurations prédéterminées avec la méthode API lorsque l'on hésite ;
- ✓ Pour déterminer des installations particulières, par exemple en cas d'utilisation de tiges de pompage en fibre de verre (les méthodes précédentes ne peuvent pas alors être appliquées) ;
- ✓ Pour faire une analyse fine de mesures effectuées sur un puits en service.

Cette méthode nécessite le recours à un programme de calcul sur microordinateur et demande un temps de calcul supérieur au temps de calcul par la méthode API sur microordinateur.[3]

c- Présentation de la méthode traditionnelle

En ce qui concerne la méthode traditionnelle, on peut distinguer les étapes suivantes en gardant bien à l'esprit que les choix ou les déterminations faites à chacune de ces étapes peuvent être incompatibles avec les choix ou déterminations faits précédemment.

Il faut donc à chaque fois vérifier cette compatibilité et, au besoin, modifier en conséquence les choix antérieurs puis reprendre les étapes qui se situent en aval de cette modification.[5]

1- Choix du diamètre du piston et du tubing

Le diamètre du piston est choisi principalement en fonction du débit désiré, puis de la profondeur de la pompe.

2- Choix de la cadence et de la course de pompage

Pour une course donnée, on peut calculer la cadence requise (ou inversement) pour obtenir le débit désiré.

La course retenue sera bien entendu à prendre en compte lors du choix de l'unité de surface.

Dès cette étape, on peut éventuellement prédéterminer l'unité de surface en fonction principalement du diamètre du piston, de la cote de la pompe et de la cadence de pompage.^[7]

3- Choix du train de tige

Il est choisi en fonction du diamètre du piston, de la profondeur de la pompe et de la cadence de pompage en vérifiant que la cadence de pompage est bien, compte tenu de la garniture choisie et de la cote de la pompe, non synchrone avec une fréquence propre du train de tige.^[1]

4- Détermination des charges maximale et minimale à la tige polie

Elles sont calculées à partir du poids du train de tige dans l'air et de celui du fluide sur le piston en tenant compte d'une manière appropriée, d'un facteur d'impulsion et de l'effet de la poussée d'Archimède.

A partir de la charge maximale, on calcule la contrainte maximale et on la compare à la contrainte admissible qui est fonction du train de tige qui a été précédemment choisi. Cette charge maximale correspond aussi à la capacité nécessaire au balancier.

On calcule aussi le facteur de charge, qui correspond au rapport entre la charge minimale et la charge maximale et qui, avec la charge maximale, est un paramètre clé pour l'étude de la fatigue des tiges.^[3]

5- Détermination du contre-poids, du couple maximal sortie réducteur et choix de l'unité de surface

Le contre-poids est calculé à partir des charges maximale et minimale.

Le couple maximal sortie réducteur, lui, est calculé à partir, d'une part, de la différence entre la charge maximale et le contre-poids et d'autre part, de la course.

On peut alors effectuer le choix de l'unité de surface à partir des déterminations ou choix du couple maximal sortie réducteur, de la charge maximale à la tige polie et de la course de la tige polie.

Il faudra en plus vérifier que ce choix est aussi cohérent avec l'excédent de charge admissible au réducteur, avec le contre-poids minimal et le contre-poids maximal propres à l'unité de surface sélectionnée.

6- Détermination du débit effectif

Dans un premier temps, on calcule l'allongement des tiges (et celui du tubing s'il n'est pas ancré) dû au transfert du poids du fluide alternativement du tubing aux tiges et vice-versa.

On calcule aussi la surcourse du piston due à l'effet dynamique.

On en déduit la course réelle du piston de fond (qui, en pratique, est inférieure à la course de la tige polie à cause des effets d'allongement et malgré l'effet d'overtravel), puis le débit effectif en fonction de la cadence de pompage et du rendement volumétrique de la pompe.

7- Détermination des puissances et choix du moteur

Compte tenu des paramètres déterminés précédemment et en fonction des différents rendements volumétrique et mécanique, on peut alors calculer la puissance nécessaire à la tige polie et celle au moteur. On peut alors choisir le moteur. [2]

IV. Optimisation de Sucker Rod Pump

IV.1 Histoire de La production et la pression et caractéristiques de gisement au champ d'El Adeb Larache

Ce champ a été découvert en Septembre 1958 par le forage du puits (EAL-1) sur une structure anticlinale cette structure est représentée au niveau du réservoir Dévonien F4

La mise en production du champ d'El Adeb Larache a débuté en Janvier 1962 avec le même puits.

IV.1.1 Caractéristiques des réservoirs F4

Tableau IV.1 :Les caractéristiques des réservoirs F4

Caractéristiques	F4
Profondeur moyenne (m)	1250
Pression initiales (bar)	119.25
Pression de bulle (bar)	119.20
Température (°c)	73
Epaisseur totale (m)	30
Epaisseur utile (m)	11.6
Porosité (%)	20
Perméabilité (md)	140
Saturation en eau (%)	33 à 42

IV.1.2 Caractéristiques des fluides

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

Tableau IV.2 :Les caractéristiques des fluides

Caractéristiques	F4
Pression initiales (bar)	119.25
Pression de bulle (bar)	119.20
Température (°f)	169
Viscosité de l'huile (cp)	0.402
GOR de dissolution à l'origine (m ³ /m ³)	116.4
F.V.F initiale d'huile	1.3737

IV.1.3 Etat de développement du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F4

- Jusqu'au 31/12/2014, 40 puits ont été forés dans la structure d'El Adeb Larache (30 puits ont produit dans le réservoir Dévonien F4).
- Le 11/11/2011 le champ a été fermé, suite à la fermeture de tous les puits producteurs d'huile.
- La production cumulée d'huile au 31 Décembre 2014 est de $9.063 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, soit $7.3 \cdot 10^6 \text{ T}$, représentant 34.2 % des RPL.

IV.1.4 Pression du gisement

Une campagne de mesure de pressions statiques (24 heures) a été réalisée sur 6 puits, durant le mois de Septembre de l'année 2014 pour le Dévonien F4.

La pression initiale du réservoir est de 119.20 bar, pour l'année 2014 elle est de 105.03 bar très stable par rapport à l'année 2013, suite à la fermeture du gisement en Novembre 2011. La figure ci-dessous montre la distribution de la pression statique (isobare)

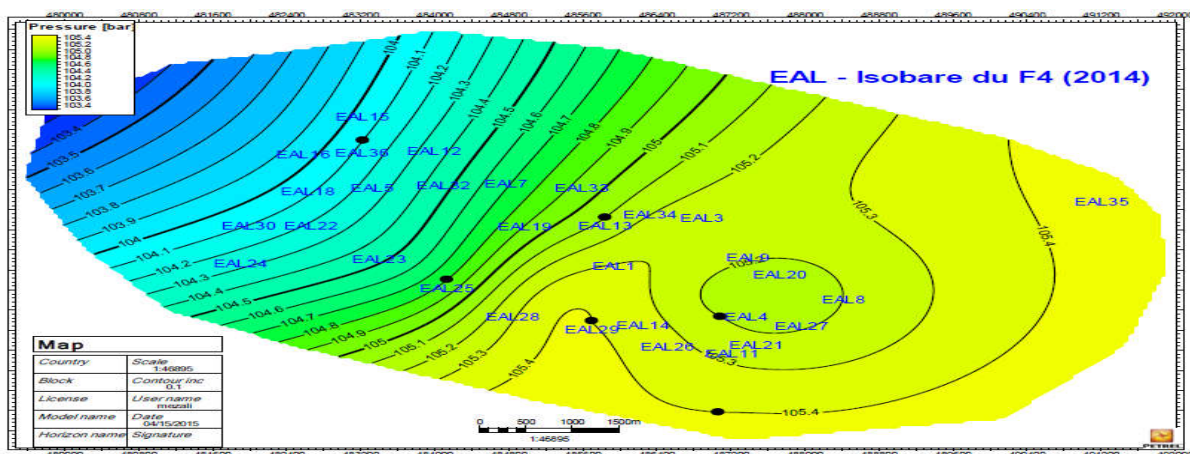


Figure IV.1: Carte isobare du dévonien F4.

IV.1.5 Position initiale des contacts des fluides

a. Contact gaz-huile

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

b. Contact huile-eau

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

IV.1.6 Causes de fermeture des puits

a. Un fort pourcentage d'eau

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

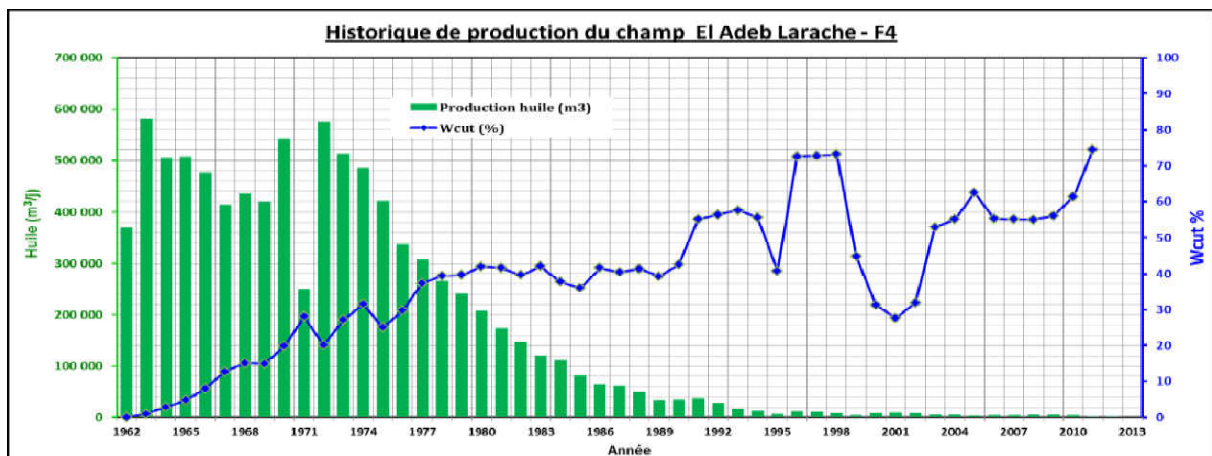


Figure IV.2: Evolution du pourcentage d'eau en fonction du temps.

b. La technique d'auto gas-lift

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

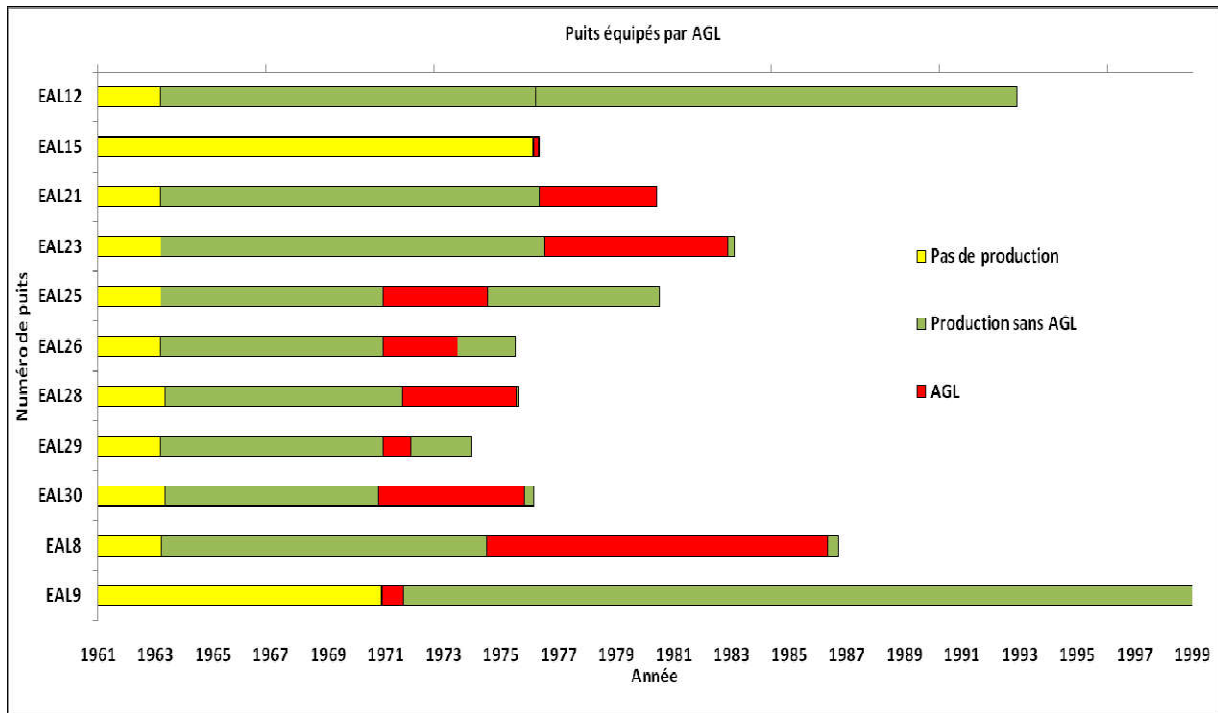


Figure IV.3: EAL-F4 start-Stop Auto Gas Lift.

c. Etat mécanique des puits

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

Tableau IV.3 Etat mécanique des puits fermés.

Puits	Etat actuel	Date de fermeture	Cause de fermeture
EAL3	abandonné	25/04/1989	Reste poisson au fond du puits
EAL5	fermé	07/08/1982	Train wl resté coincé
EAL7	fermé	09/06/1978	Passage négatif à 486 m (CTF:02/09/1990)
EAL9	fermé	07/02/1999	Puits bouché à 1106(train wl coincé) communication TBG-CSG
EAL34	fermé	12/11/1983	Tubing suspend au fond (repêchage négatif)

d. Evolution de la pression du gisement

L'Evolution de la pression du gisement d'El Adeb Larache comme le montre le graphe ci-dessous

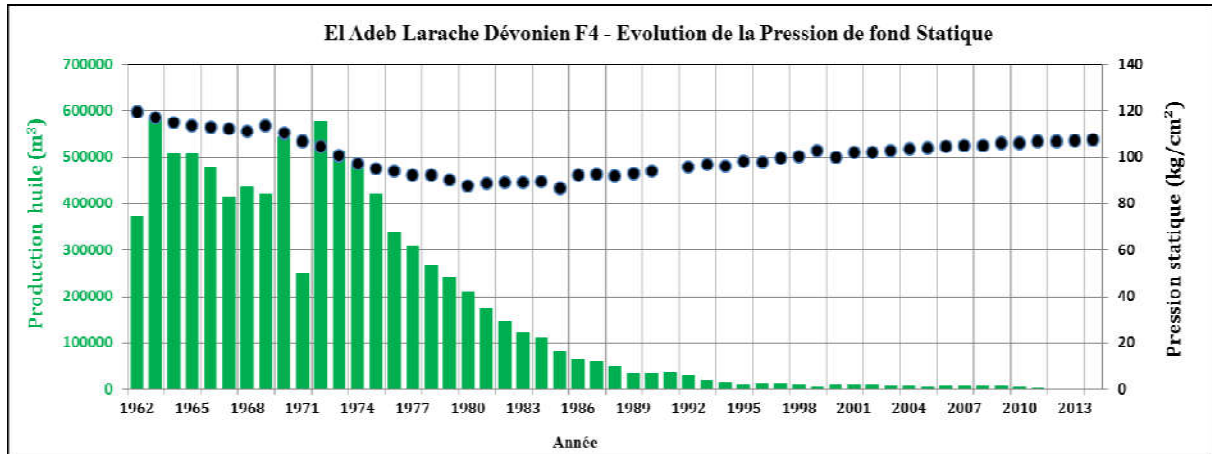


Figure IV.4: Déclin de la pression du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F4.

- La pression du gisement a sensiblement chuté entre les années 1962 et 1980 atteignant 80.41bar suite au fort soutirage.
- Suite à la fermeture des puits producteurs d'huile dans les années 80 et 90, la pression du réservoir a commencée à croître due à l'apport de l'aquifère et au faible soutirage.
- Le 11/11/2011 le gisement d'El Adeb Larache a été fermé. La pression calculée en 2014 est de 105.91bar.

IV.2 Procédure de l'étude

IV.2.1 Objectif

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

Dans ce chapitre nous travaillons sur les Modélisations des paramètres (sucker rod pump) qui influent sur la productivité afin d'atteindre la récupération optimale.

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

- L'analyse de la performance des puits.
- Etablir l'IPR du puits (insertion des données de DST ou BUILDUP).
- Etablir le VLP (outflow) pour la complétion durant le test.

IV.2.2 Présentation du Logiciel PROSPER

PROSPER est un logiciel de conception et d'optimisation de performance du puits unique standard de l'industrie. Il peut modéliser la plupart des types de complétions de puits et des méthodes artificielles. PROSPER est utilisé par les principaux opérateurs du monde entier. Le logiciel permet la construction du modèle de puits avec la capacité d'adresser toutes les variables telles que la configuration de puits, les caractéristiques de fluide (PVT), les corrélations de VLP multiphases et divers modèles de IPR.

La mise au point des modèles est possible en faisant correspondre les données réelles de production sur le terrain, son avantage est la capacité à modéliser différents scénarios avec une précision accrue. Le calcul de la VLP en utilisant des corrélations de flux multiphasiques avec l'évaluation des variables VLP est l'application majeure du logiciel PROSPER. L'analyse de sensibilité sur les changements futurs des paramètres qui affectent le VLP et l'IPR est facilement évaluée.[6]

Les méthodes artificielles d'activation des puits disponibles sont :

- Sucker Rod Pumps
- Electric Submersible Pump - ESP
- Gas Lift
- Hydraulic Pumps - HSP
- Progressive Cavity Pumps - PCP

Une gamme complète des types de puits peut être modélisée dans PROSPER, y compris le gaz, l'huile, l'eau, le condensat et la vapeur. Une gamme complète de modèles IPR peut être utilisée dans Prosper, y compris : entrée PI, Vogel, composite, Fetkovich, Jones, modèle de puits horizontal plus plusieurs autres.

Pour des raisons d'ingénierie pratique, un certain nombre de modèles IPR ont été développés et mis en œuvre dans PROSPER. Pour cette étude, les modèles PI Entry sont utilisés.

IV.2.3 Création un modèle de puits EAL38

La première étape lors de la modélisation d'un nouveau puits dans PROSPER est de remplir un résumé système comme la montre sur la figure VI.5. Le modèle Black Oil, avec l'option huile et eau en décrivant le fluide, est utilisée pour l'EAL38. C'est aussi ici que se fait le choix de la méthode d'activation artificielle, ce qui nous permet de compléter les informations et de concevoir un système ultérieur.[6]

Figure IV.5: Résumé du système

L'étape suivante consiste à remplir les données PVT. Tout d'abord, les données de base pour le modèle Black Oil pour le puits sont saisies. Deuxièmement, les données d'essai PVT sont entrées aux corrélations Black Oil. Les corrélations sont les meilleurs ajustements mathématiques aux séries de mesures de laboratoire.

Ils représentent le comportement PVT des hydrocarbures moyens. Chaque échantillon de fluide individuel se comportera de façon similaire en moyenne, mais pas exactement comme prévu par la corrélation. En comparant les valeurs prédites par les données de corrélation et de laboratoire de mesure, on peut trouver des facteurs d'ajustement pour la corrélation qui minimisent la différence globale.

PROSPER utilise une régression non linéaire pour ce faire en appliquant un multiplicateur (paramètre 1) et un décalage (paramètre 2) à chaque corrélation. La Figure VI.6 montre comment logiciel correspond aux données. Le paramètre 1 doit être proche de 1 et le paramètre 2 proche de zéro. L'écart-type représente la proximité globale de l'ajustement et doit être aussi faible que possible.[6]

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DE SUCKER ROD PUMP

PVT - Correlation Parameters (EAL38.Out) (Oil - Black Oil matched)						
<input type="button" value="Done"/> <input type="button" value="Cancel"/> <input type="button" value="Main"/> <input type="button" value="Export"/> <input type="button" value="Report"/> <input type="button" value="Reset All"/> <input type="button" value="Help"/>						
Bubble Point						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.52756	1.56768	1.8113	1.34805	2.62355	1.26537
Parameter 2	351.704	363.921	421.268	282.221	511.436	238.842
Std Deviation			0.01			
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
Solution GOR						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	0.51477	0.42192	0.36592	0.54091	5.42562	0.55656
Parameter 2	-7.07741	-3.72856	-0.32761	-1.37902	-855.883	-0.91205
Std Deviation	0.096563	0.26729	0.39881	0.00070711	0.70711	0.070937
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
Oil FVF						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	0.6722	0.53315	0.53363	0.4399	0.53197	0.57405
Parameter 2	0.3142	0.45235	0.45186	0.5465	0.44895	0.39475
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8
Std Deviation						
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
Oil Viscosity						
	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton	
Parameter 1	0.8645	0.84637	0.89818	0.56995	0.87732	
Parameter 2	-0.089205	-0.10643	-0.061364	-1.44459	-0.07802	
Std Deviation						
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	

Figure IV.6: PVT corrélations.

Lorsque les données PVT ont été correctement adapté, on peut commencer à faire la courbe IPR, Il y a beaucoup de modèles pour faire l'IPR, Le modèle le plus utilisé pour le puits EAL38 est la simple "entrée PI"

L'indice de productivité saisi est utilisé pour calculer l'IPR. Les données du tableau VI.4 qui sont entrées dans la section IPR.

Tableau IV.4 : Données pour la section IPR

EAL38						
Profile Static @ Top Perfos 1420 m		Profile Dynamic @Top Perfos 1420 m		Données des Test		
SBHP= 126bar	SBHT@Gauge = 73°C	FBHP=104.5 bar	FWHP@Gauge = 2.75 bar	GOR= 34 m3/m3	WC = 5.21 %	Q Liquid = 151 bbl/d
$PI = \frac{Q_{\text{Liquid}}}{SBHP - FBHP} = \frac{151}{1827.5 - 1515.6} = 0.48 \text{ bbl/d/psi}$						

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DE SUCKER ROD PUMP

Pour que PROSPER puisse calculer le profil de pression et de température le long du puits, les données d'achèvement, de relever et de température sont nécessaires.

Dans cette étude, toutes les simulations de base (PROSPER) sont basées sur les conditions du réservoir prédites. Selon ces paramètres d'entrée, PROSPER donne un profil IPR pour EAL38 dans la **figure VI.7.**[6]

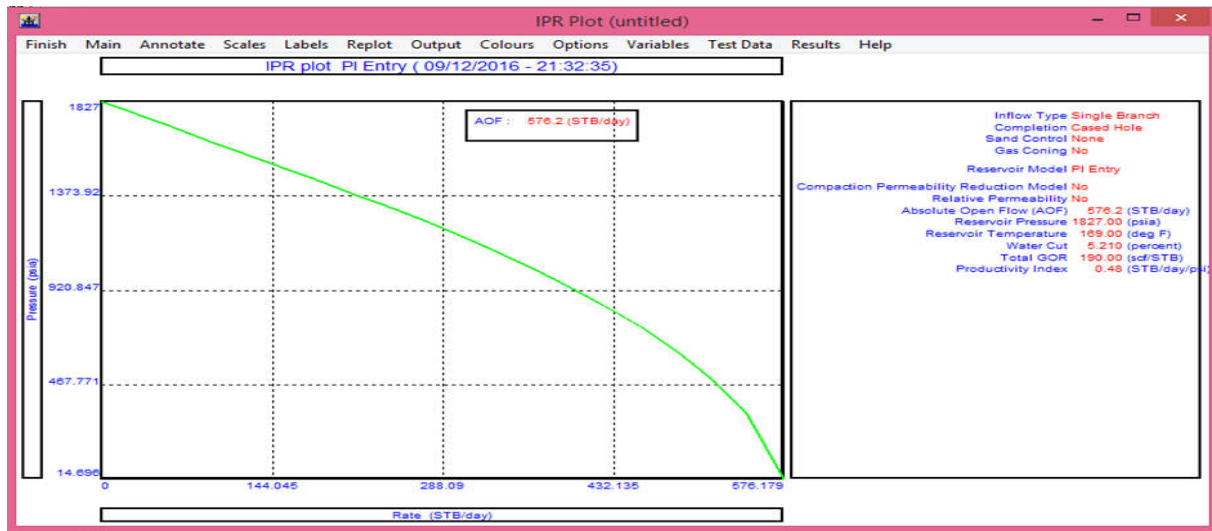


Figure IV.7: Modèle de base d'EAL38 (PI Entry)

On remarque le débit max (AOF=576.2 Stb/jour)

IV.2.4 Artificiel Lift SRP

On a choisi le puits **EAL38** pour l'application d'étude du modal, l'AnalyseNodale etchoix de corrélation, les données du puits :

Date Mesure	Puits	Q huile m ³ /h	P _{FD} bar	P _R bar
2014	EAL38	24	104.5	126

IV.2.4.1 PROSPER SRP Design

L'objectif de cette section est de concevoir un puits de pétrole activé par SRP pour le puits précédent (EAL38). Toutes les simulations de base (PROSPOR) dans cette étude sont basées sur la dernière finition des puits, les conditions du réservoir et les propriétés du fluide.

Dansdes champs pétrolierslorsque vous appliquez ou utilisez les logiciels qui les aident à prédire, simuler et résoudre les problèmes qui peuvent surgir lors d'une production Par

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DE SUCKER ROD PUMP

exemple l'optimisation par logiciel PROSPER est toujours l'étape la plus importante et le premier choix d'un modal d'Analyse Nodale.[6]

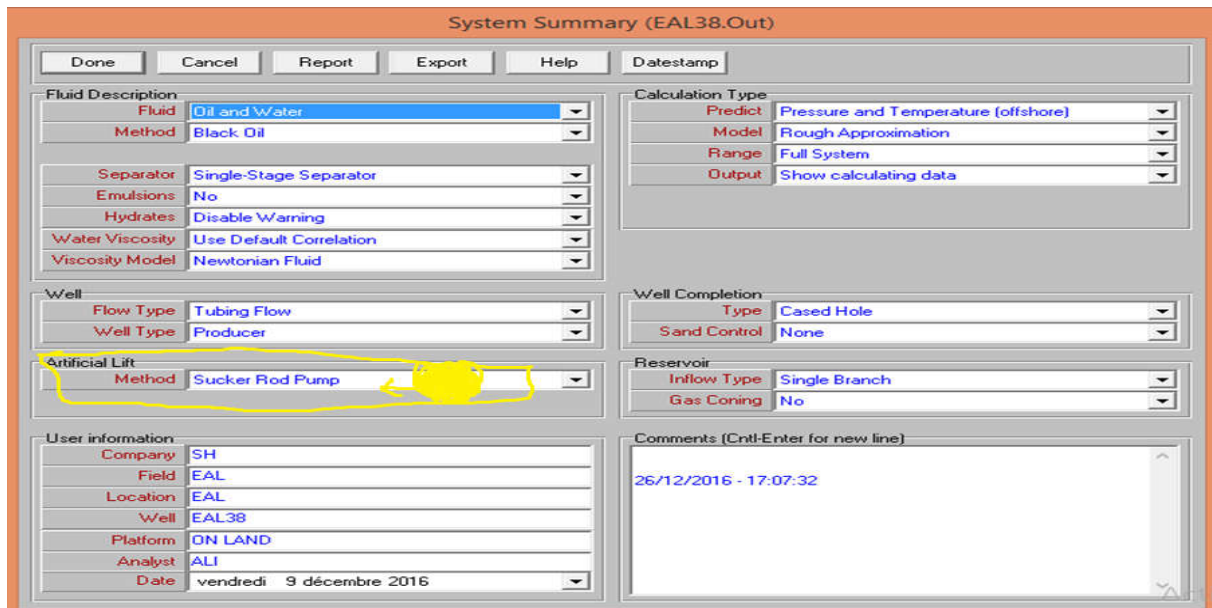


Figure IV.8: Sommaire du système

IV.2.4.2 Données du fluide (data PVT)

Les données du fluide sur le tableau suivant:

Tableau IV.5 :Data PVT

Solution GOR	190 Scf/stb
Oil gravity	44 API
Specific gas gravity	0.798
Water salinity	4000 ppm
Pb	1400 psi
Bo	1.37 Rb/sb
μ_o	0.48 cp

Entrer les données dans le programme PROSPER comme indiqué dans la figure VI.9.[6]

CHAPITRE IV : OPTIMISATION DE SUCKER ROD PUMP

Figure IV.9: PVT Data

IV.2.4.3 Données du réservoir

Tableau IV.6 : Réservoir data

Masure longueur MD=TVD	4735 ft
Pression de Réservoir	1827psi
Température de Réservoir	169 degF
Water Cut	5.21%
Total GOR	190 Scf/stb
Productivité Index PI	0.48 Stb/day/psi

IV.2.4.4 Equipment data

Nous allons à la section d'équipement de fond du trou et nous complétons les informations de diamètre externe de carter comme indiqué dans la figure suivante :[6]

	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1	Well Head	Xmas Tree	0							
2	Mid-Perf	Tubing	4570	1.995	0.0012	2	0.0012	6.276	0.0012	1
3										

Figure IV.10 : Equipment data

IV.2.4.5 Données de surface

- Pression de tête (test), P=40 psi.
- Température ambiante (température de la tête de puits), T=27°c

IV.2.4.6 Paramètres de conceptionSRP

Choisissez ce type deSucker Rod Pump (LUFKIN C-320-D305-100)Pour cette étude sur cepuits EAL38

Unité LUFKIN C-320 D-305-100

- C :contrepoids sur la manivelle ;
- couple maxi sortie réducteur (D :double) : 320 000 pouce-livres ;
- charge maxi tige polie : 30500 livres ;
- course maxi tige polie : 100 pouces.

paramètres désignent SRP sur la **Tableau VI.7**

Tableau IV.7 : Paramètres désignent SRP

Anchored tubing	Yes
Pump depth	4460 ft
Pump diameter	1.75 inch
Surface stroke length	48 inch
Pump speed	12 strokes/min
Rode selection- rod type	Steel rods
Rod number	ROD99/04
Annulus area	1.5 in ²

Après avoir présenté les données sur la figure VI.11., nous passons à terminer l'étape finale de la SRP.

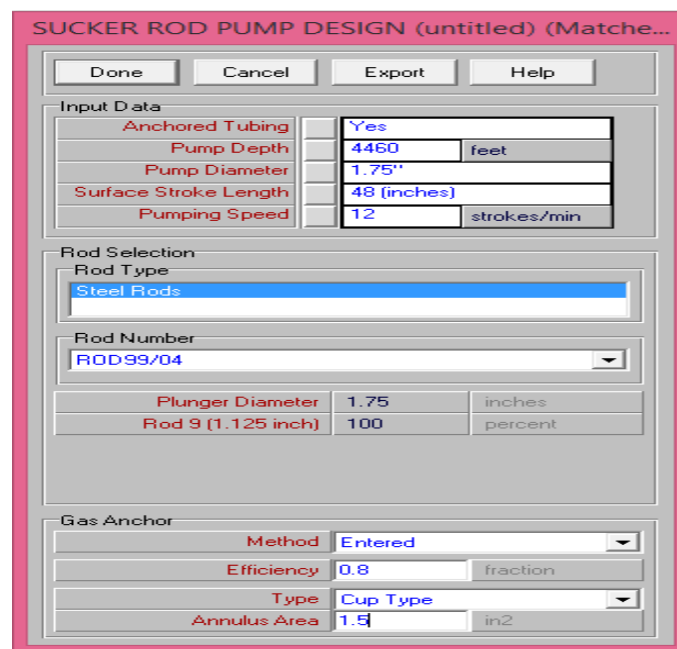


Figure IV.11 : L'étape finale de la SRP.

Tableau VI.8.Représente d'autres paramètres désignent sont :

Tableau IV.8 :Paramètres désignent SRP

Pumping Unit Selection:	LUFKIN C-320-305-100 LC044
Rod Grad	D
Pump Intake Pressure Method	Entered
Design Input - Unit type	Conventional
Design Input - Anchored tubing	Yes
Design Input – Mid Point Perforation depth	4639 ft
Design Input - Pump Depth	4460ft
Design Input – Pump Volumetric Efficiency	80%
Design Input - Unit Efficiency	75%
Design Input - Pump Diameter	1.75"
Design Input - Surface Stroke length	48 "
Design Input -Bottom Hole Temperature	169 degF
Design Input - Well Head Pressure	40 psi
Design Input - Well Head Temperature	82 degF

La figurer VI.12.Représenterrésultats design [6]

SUCKER ROD PUMP DESIGN (untitled) (Matched PVT)

Done Cancel Export Calculate Rod Sensitivity Reset Results Help

PVT Data			Design Input		
Oil Gravity	44	API	Unit Type	Conventional Clockwise	
Gas Gravity	0.798	sp. gravity	Anchored Tubing	Yes	
Water Salinity	4000	ppm	MidPoint Perforation Depth	4639	feet
Water Cut	5.21	percent	Pump Depth	4460	feet
Gas Oil Ratio	191	scf/STB	Pump Volumetric Efficiency	80	percent
			Unit Efficiency	75	percent
			Pump Diameter	2"	
			Surface Stroke Length	48 (inches)	
			Bottom Hole Temperature	169	deg F
			Well Head Temperature	82	deg F
			Well Head Pressure	40	psia

Calculation Mode			Design Results		
Enter Stroke Rate, Calculate Production Rate			Frictional Power	5.64277	hp
Pump Speed	12	strokes/min	Polished Rod Power	8.48554	hp
Target Production Rate	500	STB/day	Name Plate Power	13.0762	hp
			Work Done By Pump	12511.7	lbf
			Work Done By Polished Rod	32996.9	lbf
			Top Rod % Of Goodman Diagram	57.7337	percent
			Top Rod Loading	69.3771	percent
			Volumetric Efficiency	61.8394	percent
			Actual Liquid Production Rate	157.317	STB/day
			Cyclic Load Factor	1.2328	
			Peak Polished Rod Load	23462.2	lbf
			Minimum Polished Rod Load	9316.21	lbf
			Pump Stroke Length	46.125	in
			Static Stretch	5.92508	in
			Plunger OverTravel (Ep)	2.65357	in
			Fluid Load (Fo)	3301.37	lbf
			Weight Of Rods In Fluid (Wrf)	14681.5	lbf
			Total Load (Wrf + Fo)	17982.9	lbf
			Maximum Torque	287975	lb.ins
			Fo/SKri	0.12055	
			1/Kr	0.0017528	
			CounterWeight Required (CBE)	17312.1	lbf
			CounterWeight Position	33.8359	in
			Damping Factor	0.42139	
			Stress (Max)	23603.4	psi
			Stress (Min)	9372.26	psi
			Stress (Max Allowable)	34021.9	psi

Pumping Unit Selection			Rod Selection		
LUFKIN C-320-305-100 LC044			Rod Type		
Stroke Length	70	in	Steel Rods		
Maximum Stroke Length	100	in	Rod Number		
			ROD99/04		
			Rod Grade		
			D		
Plunger Diameter	1.75	inches	Service Factor		
Rod 9 (1.125 inch)	100	percent	Non-Corrosive		
			Pump Intake Pressure		
			Method		
			Entered Value		
			Calculated From IPR		
			Calculated From Fluid Level		
Intake Pressure	569.6	psia	MidPoint Perforation Depth		
			4639		
			feet		
			Calculate Intake Pressure		

Figure IV.12 :résultats design

D'après les résultats précédents, nous obtenons sur la **figurerVI.13. :**

La **figurerVI.13** refléter le changement dans la production et les exigences de débit d'alimentation du cheval avec les types du pénis.[6]

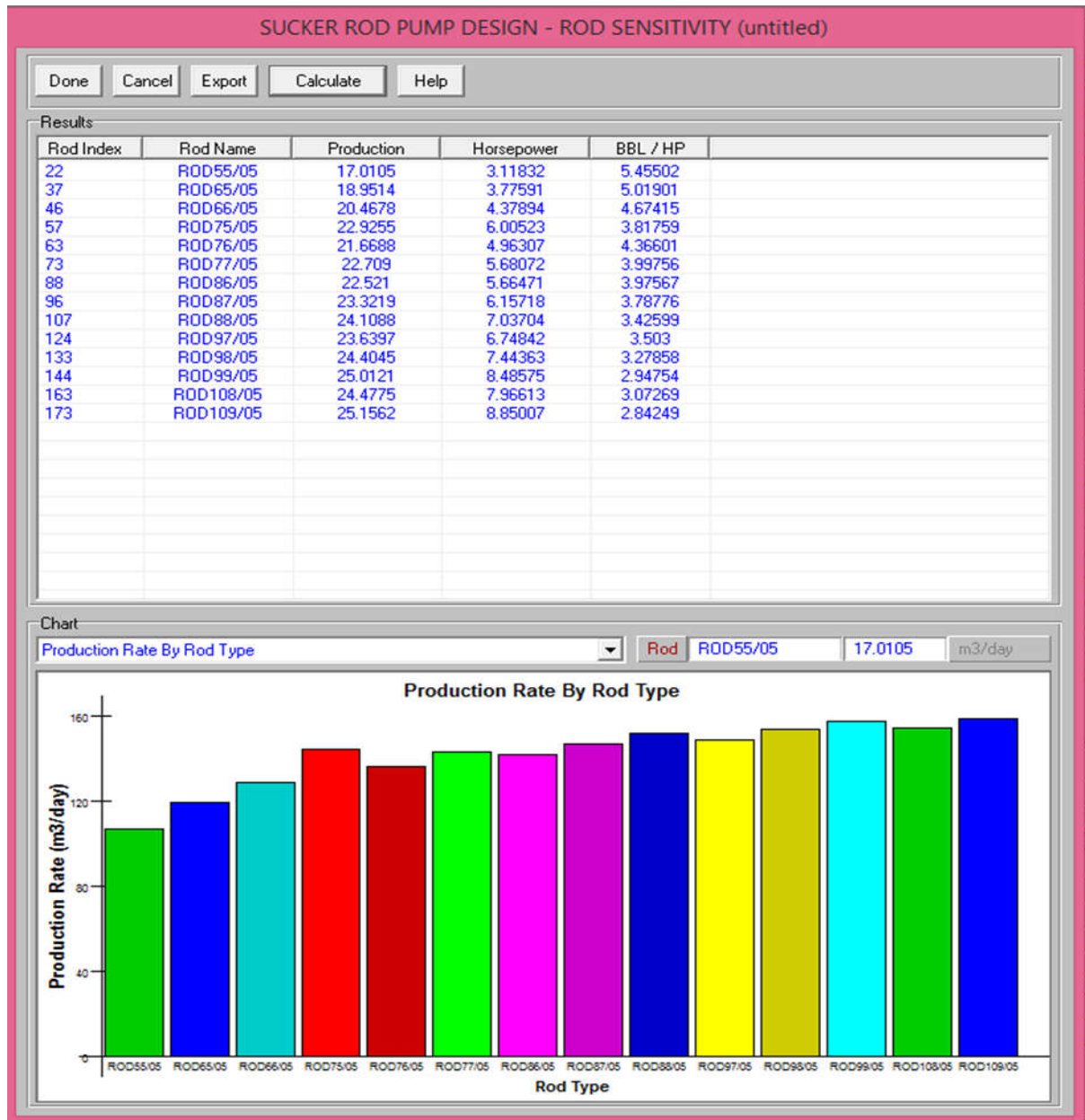


Figure IV.13 : Sensibilité Rod

Les derniers résultats montrent :

- Taux de production par type de tige
- Puissance de cheval requis par type de tige
- Taux de production par cheval

IV.2.4.7 Sensibilité de lavitesse de pompage

De la même manière, différentes vitesses de pompage peuvent être vérifiées au nom de la performance de levage vertical.[6]

Le graphe suivant montre l'influence de différent vitesse de pompage sur la production.

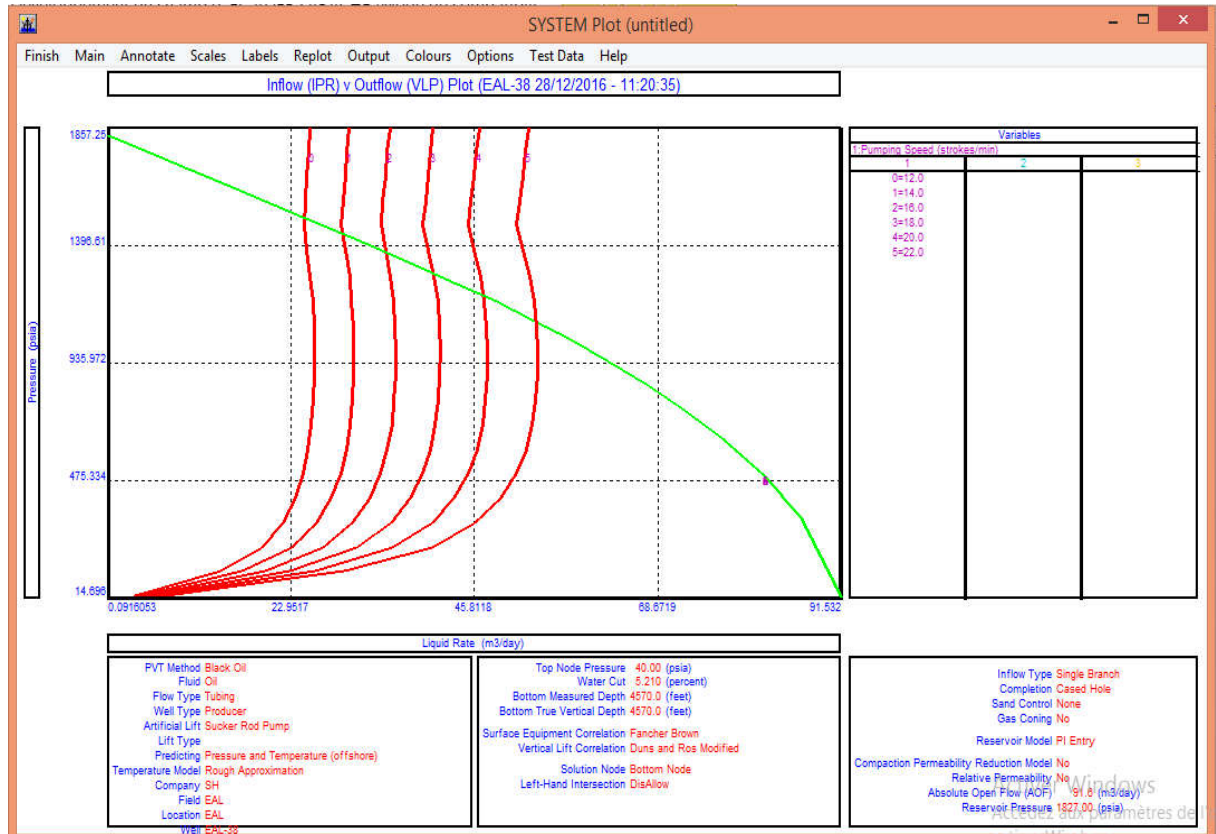


Figure IV.14: INFLOW (IPR), OUTFLOW (VLP) PLOT

Les points de fonctionnements correspondent à chaque Vitesse de pompage obtenus à partir du graphe précédent sont illustrés dans le tableau IV.9 :

Tableau IV.9 :Les points de fonctionnements correspond à chaque Vitesse de pompage

Vitesse de pompage strokes/min	Pression du nœud de solution psi	Débit (Liquide et Oil) m ³ /j	
12	1465.24	27.6	26.2
14	1405.09	32.2	30.5
16	1343.49	36.8	34.9
18	1279.36	41.4	39.3
20	1212.11	46.1	43.7
22	1141.73	50.7	48.1

La courbe ci-dessous montre l'évolution de la production en fonction de la Vitesse de pompage :

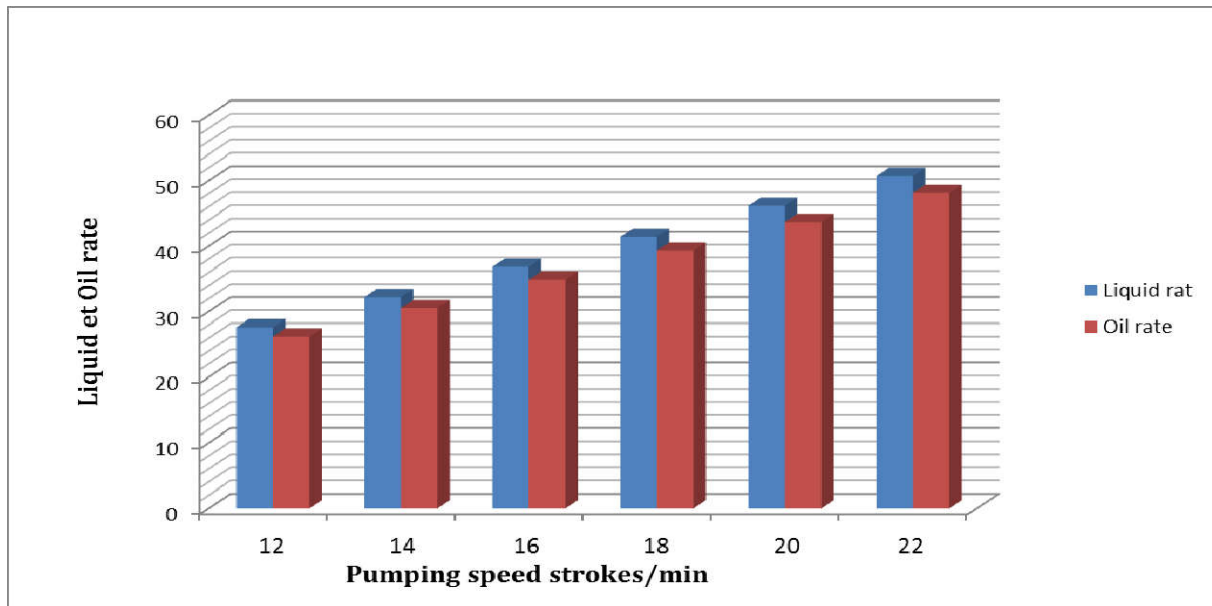


Figure IV.15: Résultat de SRP simulation

Remarque des résultats

- Observation d'une relation positive entre le débit et la Vitesse de pompage.
- Les chiffres du puits montrent une augmentation de la production avec la conception de pompe SRP par rapport au dernier cas.

➤ Choix d'une cadence :

$$N = \frac{237000}{0.9 * L * K}; L = 4460 \text{ ft}$$

K	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5
N (strokes/min)	39.36	23.6	16.87	13.12	10.73

Conclusions : on choisit, sur l'unité, une cadence se rapprochant au plus près de 18 ou 13 coups/minute.

IV.2.4.8 Conclusion

Le choix de cette méthode d'activation (SRP) dans les puits est meilleur en comparant avec les données fournies sur ce puits (EAL38) qui nous donne un rendement moyen sur l'utilisation de la pompe SRP (Vitesse de pompage 14 strokes/min, $Q_{oil}=30.5 \text{ m}^3/j$), La quantité d'huile est élevée à $39.3 \text{ m}^3/j$ l'aide de la pompe SRP (Vitesse de pompage 18 strokes/min)

CONCLUSION

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

- D'après notre étude on a constaté que dans le champ d'El Adeb Larache le mode activation le plus efficace c'est le pompage, et dans le puits EAL 38 c'est la pompe aux tiges (SRP).
- La pompe aux tiges SRP est une pompe efficace pour les puits à fort indice de productivité.
- L'utilisation des pompes aux tiges dans le champ EAL a donné une amélioration dans la production.
- L'optimisation que nous avons réalisée sur le puits EAL38, nous donne un gain de production moyen de 39 m³/j.
- Le débit de production augmente avec l'augmentation de la vitesse de pompage.
- La pompe aux tiges a un bon rendement (45 à 60%).
- Après l'étude technico-économique la pompe SRP est le plus rentable.

❖ RECOMMANDATIONS

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

- Installer la pompe aux tiges SRP dans le puits EAL 38.
- Il faut refaire une étude pour voir l'efficacité de la pompe aux tiges pour tous les puits de champ d'El Abed Larache.
- En effectuant une sensibilité à la fréquence des pompes pour l'amélioration de production et prévision de chute de pression de réservoir dans l'avenir.
- Optimiser le taux de récupération pour retarder les percées d'eau.
- Programmer une opération de MPLT, pour la détermination du profil de production, et détecter les zones productrices d'eau à travers les intervalles perforés. En fin faire un bouchon de ciment pour fermer les zones productrices d'eau.

Bibliographie

1. Sucker-Rod Pumping Handbook Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping/Gabor Takacs.
2. IFP - Technique d'exploitation Pétrolière - la production de fond.
3. Boyun Guo, William C.Lyons, Ali Ghalambor, Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books 2007.
4. Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells." JPT, January 1968, 83–92.
5. Documents de Weatherford.
6. Optimization Using NODAL Analysis H. Dale Beggs.
7. PEH Production Engineering Handbook (SPE society of Production Engineering) 1987.