

N° Série:/2019

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

BOUNEB Maria, SENOUSSAOUI Chahrazed, ZEKRI Soumia

-THEME-

**Design et performance de la pompe
ROTAFLEX dans le champ HMD**

Soutenue le : 17 / 06 / 2019 devant la commission d'examen

Jury:

Président : Mr REMITA. A. R

Univ Ouargla

Rapporteur : Mr CHETTI .Dj

Univ Ouargla

Examineurs : Mr ATLILIM

Univ Ouargla

Mr DADA.S

Univ Ouargla

Remerciements :

*On tiens tout d'abord à remercier en premier lieu **ALLAH** le tout puissant, pour nous avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre notre but.*

Nous adressons nos vifs remerciements particulièrement à :

- ❖ Mr **Chatti Djamel Eddin** : (Université Kasdi Merbah –Ouargla).*
- ❖ Mlle **Toubal Ikram**(EP- Sonatrach).*
- ❖ Mr **Kaci Yacine** (EP- Sonatrach).*

Et messieurs les membres de jury :

- ❖ Mr **Remita .A.R***
- ❖ Mr **Dada. S***
- ❖ Mr **Atfili M.E***

Pour leurs aides précieux, leurs conseils judicieux, et leurs dirigés dans l'élaboration de ce travail.

Enfin, que toutes les personnes ayant contribuées de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, soient chaleureusement remerciées.

Maria, Chahrazed et Soumia .

Dédicace



Je dédie ce modeste travail :

A mon père : L'Épaule solide, l'œil attentif, compréhensif, mon espoir, et la Personne la plus digne de mon estime, mon amour et de mon respect.

A ma mère : Qu'elle m'a donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir, Ses conseils et ses encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leurs soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.

Mes dédicaces s'adressent également

A mon très cher frère : Ahmed.

A mes adorables sœurs : Chahinez et Ourida.

A mon Exemple de la vie mes très chers grand père et grand-mère , surtout pour leurs prières pour moi.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire

A toute ma grande famille, BOUNEB et L'EKHLEF

Et Avec tout mon amour à mon trinôme :

Chahrazed et Soumia .

Avec toute ma fidélité et tout mon amour.



Maria

Dédicace



J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail:

Aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père et ma mère. Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur. Je te dis merci et mille fois merci maman qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi, merci pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi. Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents, Je ne pourrai jamais égaler votre mérite.

A mes adorables sœurs : Sarah et Majda .

A mon Exemple de la vie mes très chères grands-mères, surtout pour leurs prières pour moi.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire

A toute ma grande famille, Senoussaoui et Rabhi

A mes meilleurs amis chacun à son nom.

Et Avec tout mon amour à mon trinôme :

Maria et Soumia .



Chahrazed.

Dédicace



*Je tiens premièrement à remercier DIEU
d'avoir éclairé mon chemin*

*Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce
modeste travail:*

*A ma très chère mère, sans la quelle je ne serais rien, qui me
donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier
pour moi afin que je puisse réussir dans ma vie.*

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

*A mes adorables sœurs et mes chers frères:
Oussama, Hamza, Rahma, Hind, Rihab, Mohamed, et
Noussaiba.*

A ma grande mère et toute ma famille et tous mes amis.

*La grande dédicace est pour mes binômes ambitieux Maria et
Chahrazed pour leur travail.*

*Enfin à toutes personnes qui a contribué de près ou de
loin pour l'accomplissement de ce travail, MERCI A
Tous ceux que j'aime et que je respecte*



Soumia

Résumé :

Pour tous les champs de pétrole, l'optimisation des opérations de production est un facteur important pour accroître la production et les taux de réduction des coûts. Un puits peut être activé par des méthodes de récupérations secondaires pour produire plus, ces méthodes permettent la production des puits non ou insuffisamment éruptifs.

Pour le beampumping ou le sucker rod pumping conventionnel, il est généralement admis que son utilisation est limitée par la profondeur des réservoirs à exploiter et les taux de production. Ces limitations sont maintenant mises en question grâce au développement des unités de pompage à longue course. L'unité de pompage Rotaflex à course longue (long-stroke) est l'une des unités de Sucker Rod pumps qui utilise une technologie éprouvée et ajoute de nombreuses fonctionnalités et améliore l'efficacité d'artificial lift.

Mots clés: Artificial lift, sucker rod pump, Rotaflex, IPR/VLP, stroke per minute, variable speed drive, rentabilité.

Abstract :

For all oil fields, optimization of production operations is an important factor in increasing production and cost reduction rates. A well can be activated by secondary recovery methods to produce more; these methods allow the production of non or insufficiently eruptive wells.

For beampumping or conventional sucker rod pump, it is generally accepted that the depth of the reservoirs to be exploited and the rates of production limit its use. These limitations are now being questioned thanks to the development of long-stroke pumping units. The long-stroke Rotaflex pumping unit is one of the Sucker Rod Pumps units that uses proven technology, adds many features, and enhances the efficiency of artificial lift.

ملخص :

بالنسبة لجميع حقول النفط، يعد تحسين عمليات الإنتاج عاملاً هاماً في زيادة معدلات الإنتاج وخفض التكاليف. يمكن تنشيط البئر بواسطة طرق الاسترداد الثانوية لإنتاج المزيد، وتسمح هذه الطرق بإنتاج آبار غير نشطة أو طاقتها غير كافية.

بالنسبة لمضخة ال sucker rod التقليدية، استخدامهما محدود بسبب عمق خزانات البترول التي يجب استغلالها ومعدلات الإنتاج. تم الآن التخلص من هذه الحدود بفضل تطوير وحدات الضخ.

وحدة الضخ Rotaflex هي إحدى أنواع ال sucker rod pumps التي تستخدم تكنولوجيا متطورة و تضيف عدة ميزات و تحسن من فعالية رفع البترول الصناعي.

Sommaire

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Liste des abréviations	VI
	Page

INTRODUCTION GENERALE1

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

I.1- Introduction	2
I.2- Historique de champ de Hassi Messaoud	2
<i>I.3- Situation du champ de Hassi-Messaoud</i>	<i>3</i>
I.3.1- Situation géographique.....	3
I.3.2- Le cadre géologique	4
I.3.3- Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud.....	5
I.4- Description de réservoir.....	7
I.5- Zonation et numérotation des puits	8
I.6- Les problèmes d'exploitation dans le champ.....	9

CHAPITRE II: GENERALITES SUR L'ARTIFICIAL LIFT

II.1- Introduction.....	10
II.2- Méthodes d'activation des puits.....	11
II.3- Le gaz lift	11
II.3.1- Types d'activation par gaz lift	12
II.3.2- Avantages et inconvénients.....	12
II.3.3 - Application du gaz lift.....	13
II.4- Le pompage.....	13
II.5- Progressing cavity pump (PCP).....	13
II.5.1- Les avantages et les inconvénients des pompes PCP.....	13
II.5.2- Applications.....	14
II.6-La pompe hydraulique	14

II.6.1- Types de la pompe hydraulique.....	15
II.6.2- Les avantages et les inconvénients	15
II.6.3- Applications.....	16
II.7- Plunger lift.....	16
II.7.1- Les avantages et les inconvénients.....	17
II.7.2-Applications	17
II.8- Electrical submersible pump (ESP)	17
II.8.1- Les avantages et les inconvénients.....	18
II.8.2- Les applications.....	19
II.9- Sucker rod pump.....	19

CHAPITRE III: ANALYSE NODALE

III.1- Introduction	20
III.2- Conception de l'analyse nodale	20
III.2.1- Le positionnement des nœuds dans un système simple de production.....	21
III.3- Procédure d'application.....	26
III.4- Les objectifs de l'analyse nodale	27
III.5- Application.....	28
III.6- INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)	29
III.7- VLP (Vertical Lift Performance).....	30
III.7.1- Les facteurs affectant le VLP.....	30
III.7.2- La configuration de l'écoulement vertical diphasique	31
III.8- Les principales corrélations	32

CHAPITRE IV: COMPARAISON ENTRE SRP ET ROTAFLEX

IV.1- Introduction.....	34
IV.2- Sucker Rod Pump (SRP).....	35
IV.2.1- Principe de fonctionnement.....	36
IV.2.1.1- : <i>Système de surface</i>	36
IV.2.1.2- <i>Système du fond</i>	37
IV.2.2- La conception des installations SRP.....	37

IV.2.3-	Les critères de sélection d'une pompe Sucker Rod.....	38
IV.2.4-	Les équipements de l'unité de pompage	38
IV.2.4.1-	<i>Les équipements de surface</i>	38
IV.2.4.2-	<i>Les équipements de fond</i>	39
IV.2.5-	Avantages et inconvénients.....	39
IV.2.6-	Problèmes rencontrés lors de l'utilisation de sucker rod pump	40
IV.2.7-	Facteurs généraux effectuant la sélection de SRP.....	41
IV.3-	La pompe Rotaflex.....	42
IV.3.1-	Définition de l'unité de Rotaflex.....	43
IV.3.2-	Types de la pompe.....	44
IV.3.3-	Principe de fonctionnement.....	44
IV.3.4-	Les équipements d'une unité Rotaflex	46
IV.3.4.1-	<i>Les équipements de surface</i>	46
IV.3.4.2-	<i>Les équipements de fond</i>	47
IV.3.5-	Avantages et inconvénients.....	47
IV.3.6-	Applications	49
IV.4-	Comparaison SRP vs Rotaflex.....	49
IV.4.1-	Nomenclature.....	50
IV.4.2-	Les avantages de la Rotaflex par rapport à la conventionnelle.....	51
IV.4.3-	Le choix des pompes.....	53

CHAPITRE V: ETUDE DE CAS

V.1-	Introduction.....	57
V.2-	Généralités sur le puits HGA1	57
V.2.1-	Historique de production de puits HGA1.....	58
V.2.2-	La complétion du puits HGA1.....	59
V.2.3-	Les propriétés de fluide	59
V.2.4-	Les logiciels utilisés pour la réalisation du modèle du puits	59
V.2.5-	La performance du puits HGA1.....	60
V.2.6-	Choix de la pompe.....	61
V.2.7-	Design du puits HGA1 avec le Logiciel RODSTAR.....	62
V.2.7.1-	<i>Design du puits avec l'installation de la pompe Rotaflex</i>	63

V.2.7.2- <i>Scénarios de sensibilisation</i>	64
V.2.8- L'installation de l'unité de surface.....	67
V.3- Etude économique.....	68
V.3.1- Le coûts global de l'opération.....	69
V.3.2- Calcul de pay out time (POT).....	69
V.3.3- Evaluation de revient d'investissement et profits.....	70

CONCLUSION

ANNEXES

BIBLIOGRAPHIE

Liste des figures

	Page
Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	3
Figure I.2 Carte structurelle du champ de Hassi Messaoud.	4
Figure I.3 : La coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.....	7
Figure I.4 : Zonation du champ de Hassi Messaoud.....	8
Figure II.1 : Schéma montrant le principe de fonctionnement d'une installation gaz lift	11
Figure II.2 : La pompe hydraulique.....	15
Figure II.3 : Un système de plunger lift.....	16
Figure II.4 : Une pompe ESP.....	18
Figure III.1 : Positionnement des nœuds dans un système simple de production...	21
Figure III.2 : L'effet des différentes valeurs de pression de séparation sur le débit de production.....	22
Figure III.3 : L'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits.....	23
Figure III.4 : L'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits....	24
Figure III.5 : L'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits.....	24
Figure III.6 : L'effet de quatre diamètres de tubing sur la performance du puits...	25
Figure III.7 : L'effet de la densité des perforations sur la performance du puits...	25
Figure III.8 : L'effet du déclin de la pression dans le réservoir.....	26
Figure III.9 : Courbe de performance IPR/VLP.....	27
Figure III.10 : IPR de la PFD et le débit de production provenant du réservoir....	30
Figure III.11 : Les différentes configurations d'un écoulement diphasique.....	32
Figure IV.1 : Pourcentage d'utilisation d'artificial lift au monde.....	35

Figure IV.2 : Schéma montrant le principe de fonctionnement d'une SRP.....	36
Figure IV.3 : Schéma illustrant le fonctionnement de la pompe au fond.....	37
Figure IV.4 : Pompes Rotaflex.....	43
Figure IV.5 : Schéma expliquant le fonctionnement d'une pompe Rotaflex en surface.....	45
Figure IV.6 : Schéma expliquant le fonctionnement d'une pompe Rotaflex au fond.....	46
Figure IV.7 : Les composants structurels d'une unité Rotaflex en surface.....	46
Figure IV.8 : Mécanisme de plissement de la pompe.....	48
Figure IV.9 : Désignation de l'unité de surface.....	50
Figure IV.10 : Exemple de désignation de surface.....	50
Figure IV.11 : Désignation de de la pompe du fond.....	51
Figure IV.12 : dynamomètre card de la pompe conventionnelle.....	55
Figure IV.13 : Dynamomètre card de la pompe Rotaflex.....	55
FigureV.1 : Localisation du puits HGA1.....	57
FigureV.2 : Pression de gisements du puits HGA1.....	58
FigureV.3 : Historique de production de puits HGA1.....	58
FigureV.4 : Modèle initial du Puits HGA1.....	61
FigureV.5 : Donnés technique de désigne des tiges de pompage.....	62
FigureV.6. : Donnés de Moteur et du réducteur.....	63
Figure V.7 : Principaux résultats du design.....	63
Figure V.8: Résultats du dynamomètre.....	64
FigureV.9 : Principaux résultats du design de premier scenario.....	64
FigureV.10 : Résultats du dynamomètre (premier scenario).....	65
FigureV.11 : Principaux résultats du design de deuxième scenario.....	65

FigureV.12 : Résultats du dynamomètre (Deuxième scenario).....	66
FigureV.13 : Principaux résultats du design de troisième scenario.....	66
FigureV.14 : Résultats du dynamomètre (Troisième scenario).....	67
Figure V.15 : Modification sur la tête du puits.....	68
Figure V.16 : Positionnement de la pompe après la réalisation de la plateforme	68
FigureV.17 : Le retour sur investissement.....	70

Liste des tableaux

	Page
Tableau I.1 : Colonne Stratigraphie et lithologie du champ HMD.....	6
Tableau III.1 : Les catégories des différentes corrélations.....	33
Tableau IV.1 : les troubles shootings.....	41
TableauIV.2: Les limites d'utilisation de la SRP.....	42
TableauIV.3 : Types et caractéristiques des pompes Rotaflex.....	44
TableauIV.4: Durée de vie d'unité de pompage en fonction des SPM.....	52
TableauIV.5 : Les paramètres input de logiciel	53
TableauIV.6 : Résultats des simulateurs.....	54
TableauV.1 : Les côtes importantes de complétion de puits HGA1.....	59
TableauV.2 : Les données PVT de puits HGA1.....	59
TableauV.3 : les spécifications de la pompe RF 1150.....	62
TableauV.4: Le couts global de l'opération.....	69
TableauV.5: Le retour sur investissement.....	70

Liste des abréviations

Termes	Description
C.F.P.A	Compagnie française de pétrole en Algérie.
SN.REPAL	Société française Nationale de Recherche et d'exploitation Pétrolière en Algérie.
HMD	Hassi Messaoud.
GOR	Gas oil ratio.
HP	Haute pression.
PCP	Progressing cavity pump.
ESP	Electrical submersible pump.
API	American Petroleum Institut.
GLR	Gas liquide ratio.
WOR	Water oil ratio.
VSD	Variable speed drive.
P_r	Pression du réservoir.
$P_{sép}$	Pression du séparateur.
P_t	Pression de la tête de puits.
P_{wf}	Pression de fond dynamique.
P_{fd}	Pression de fond dynamique.
P_{wfs}	Pression de fond statique.
P_{tubing}	Pression de tubing.
$P_{collecte}$	Pression de collecte.
D	Diamètre.
IPR	Inflow Performance Relationship.

J	Indice de productivité.
S	Le skin d'endommagement.
r_e	Rayon de drainage.
r_w	Rayon de puits.
h	Hauteur.
Q	Débit.
K	Perméabilité.
K_{ro}	Perméabilité relative de l'huile
μ	Viscosité
B_o	Facteur volumétrique d'huile.
T_r	Température réservoir.
VLP	Vertical lift performance.
SSSV	Subsurface security valve.
H_L	Hold-up liquid.
H_g	Hold-up Gaz.
λ_L	Hold-up liquide de non glissement.
λ_G	Hold-up gaz de non glissement.
ρ	La masse volumique.
V	La vitesse.
SRP	Sucker rod pump.
RF	Rotaflex.
ID	Diamètre intérieur.
OD	Diamètre extérieur.
SPM	Stroke per minute.
TVD	Total vertical depht.

PVT

Pression volume température.

AOFP

Absolute open flow potentiel.

BOP

Blow out preventor.

POT

Pay out time.

Introduction générale

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme de notre époque et des matières premières indispensables aux industries. Ils représentent une ressource stratégique, qui doit être exploitée d'une manière optimale dans les conditions les plus favorables techniquement et économiquement.

De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production et d'assurer sa continuité de façon à satisfaire la demande. Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, ou bien l'optimisation de la production des champs déjà découverts par les méthodes de récupération assistée. En fait, la production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter.

Parmi les méthodes d'artificiel lift on a : le pompage à tige, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et le gas-lift...

Pour notre étude on a choisi la pompe Rotaflex qui est un type de sucker rod pump plus développé ayant une longue course et divers caractéristiques qui offrent plusieurs avantages par rapport aux unités conventionnelles.

L'objectif de ce travail est de justifier l'installation de la pompe Rotaflex dans le champ HMD et d'évaluer sa rentabilité.

Lors de la réalisation de notre projet de fin d'étude, on a suivi le plan suivant :

Dans le premier chapitre on a présenté le champ de Hassi Messaoud. Des généralités concernant les méthodes utilisées d'artificiel lift sont exposées dans le deuxième chapitre. Dans le troisième chapitre on a parlé de l'analyse nodale qui est nécessaire pour la modélisation de la performance du réservoir et du puits. Une comparaison entre la méthode conventionnelle de sucker rod pumping et la Rotaflex est détaillée au quatrième chapitre. Le dernier chapitre comprend une simulation numérique de l'installation de la pompe Rotaflex dans le champ HMD par l'utilisation du logiciel Rod-Star et une étude économique.

I.1- Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prit sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétrophysiques (fissuration, dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

Ce champ s'étend sur une superficie qui avoisine les 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². La couche productrice située à une profondeur moyenne de 3400m se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétrophysiques.

Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

I.2- Historique de champ de Hassi Messaoud:

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1; Implanté suite à une campagne sismique réfraction.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au Sud la SN.REPAL.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

I.3- Situation du champ de Hassi-Messaoud :

I.3.1- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850 km au Sud-est d'Alger et 350km de la frontière Algéro-tunisienne et en bordure du grand erg oriental. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au nord par Touggourt et au sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

Son repérage en coordonnées géographiques est le suivant :

- Au Nord par la latitude 32°15 N.
- Au Sud par la latitude 31°30 N.
- A l'Ouest par la longitude 5°40 N.
- A l'Est par la longitude 6°35 N.

Et en coordonnées Lambert :

- X= 790.000 à 840.000 Est.
- Y= 110.000 à 150.000 Nord.



Figure I.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

I.3.3- Stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud:

La série stratigraphique du champ de HMD reposant sur un socle en granite. Les dépôts les plus anciens sont du paléozoïque inférieur (cambro-ordovicien), reposant sur un socle granitique. Ils sont recouverts en discordance par les séries mésozoïques. La série sédimentaire devient plus complète vers la périphérie.

- **Le socle :**

Rencontré à plus de 3650 m de profondeur, le socle est formé de roches magmatiques, essentiellement des granites porphyroïdes parfois roses altérées au sommet.

- **L'infra-cambrien :**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région. Notamment au nord de la structure, 45m de grés argileux rouge lui sont attribués.

- **Le paléozoïque :**

On distingue de la base au sommet les étages suivants :

a. Le cambrien :

Grâce aux forages pétroliers de la région, il a été rencontré sous l'ordovicien inférieur et avant d'atteindre le socle précambrien, avec absence de faune, il représente le réservoir principal de Hassi Messaoud.

Ces grés sont généralement hétérogènes, fins à grossiers, entrecoupés de silstones argilo-micacés, l'épaisseur moyenne est de 590m. Il a été subdivisé en fonction de la nature pétrographique en quatre lithos zones, de bas en haut : « R3, R2, Ra, Ri ».

Il est à noter cependant que dans la zone d'étude, seuls Ri et Ra sont traversés par des puits, le R2, R3 ne sont connus que par d'autres sondages.

b. Ordovicien :

À l'échelle régionale, l'ordovicien est composé de plusieurs unités lithologiques, il est cependant à noter que la série est incomplète, suite à d'intenses érosions.

Pour le champ de Hassi Messaoud, on distingue de la base au sommet seulement quatre unités lithologiques.

c. Trias :

Il est subdivisé en quatre unités (trias éruptif, trias argileux – gréseux, trias argileux, triassalifère).

d. Jurassique :

D'une épaisseur moyenne de 844m, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaires au sommet et à alternance de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

e. Crétacé :

D'une épaisseur moyenne de 1620 m, il est constitué d'un ensemble argilo gréseux à la base et carbonaté au sommet.

La stratigraphie et lithologie du champ de HMD se présente comme suit:

ERE	SYST	ETAGES	LITHOLOGIE	EPAISSEUR MOYENNE	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240/239	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120/122	Sable, calcaire à silix	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE ANHYDRITIQUE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			SALIFERE	209/219	Anhydrite, marne, dolomie	
			TURONIEN	140/149	Sel massif et traces d'anhydrite	
			CENOMANIEN	90/112	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
			ALBINE	145/147	Anhydrite, marne, dolomie	
			APTIEN	350/362	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse	
			BARREMIEN	24/25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
			NEOCOMIEN	276/280	Argile, grès, dolomie	
			MALM	180/182	Argile, marne, dolomie, grès	
	JURASSIQUE	DOGGER	ARGILEUX		225/226	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite
			LAGUNAIRE		105/107	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès
		LIAS	L.D 1		210/211	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
			L.S 1		65/66	Dolomie, anhydrite, argile
			L.D 2		90	Alternance sel, anhydrite et argile
			L.S 2		55	Anhydrite de dolomie cristalline
			L.D 3		58/60	Alternance sel et argile
	TRIAS	SALIFERE	TS 1		30/31	Alternance de dolomie et de marne
			TS 2		46	Alternance de sel, d'anhydrite et de dolomie
TS 3				189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère	
		ARGILEUX		202	sel massif et traces d'argile	
		GRESEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
		ERUPTIF discordance hercynienne		0 à 35/35	Grès, argile	
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		0 à 92	Andésites altérées	
		GRES D'EL ATCHANE		75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
		ARGILES D'EL GASSI		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
		ZONE DES ALTERNANCES		50	Argiles shisteuses, verte ou noires glauconieuses à graptolites	
	CAMBRIEN	Ri (Isométriques)		20/18	Alternance de grès et argile Présence de tigillites	
		Ra (Anisométriques)		42/50	Grès isométrique, fins, silteux	
		R 2		120/125	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R 3		100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
				300/370	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse	
	INFRA-CAMBRIEN			45	Grès argileux rouges	
SOCLE				Granite porphyroïde rose		

Tableau I.1: Colonne de stratigraphie et lithologie du champ HMD.

I.4- Description de réservoir:

Le gisement de Hassi Messaoud est situé à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ.

Il se subdivise de haut en bas comme suit:

- **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- **R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro-conglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique rencontré à une plus de 4000 m de profondeur, c'est un granite porphyroïde rose.

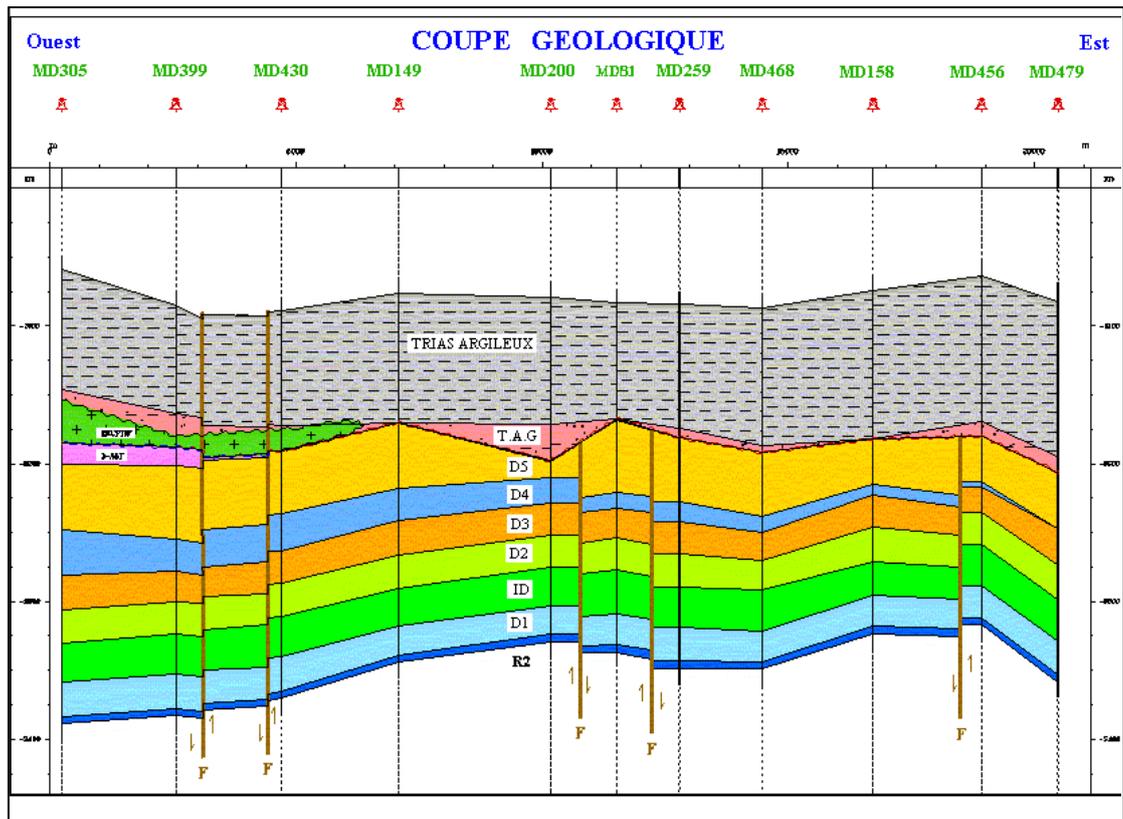


Figure I.3 : La coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.

I.5- Zonation et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

- Le champ sud et le champ nord, chacun a sa propre numérotation.
- Le champ nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12.

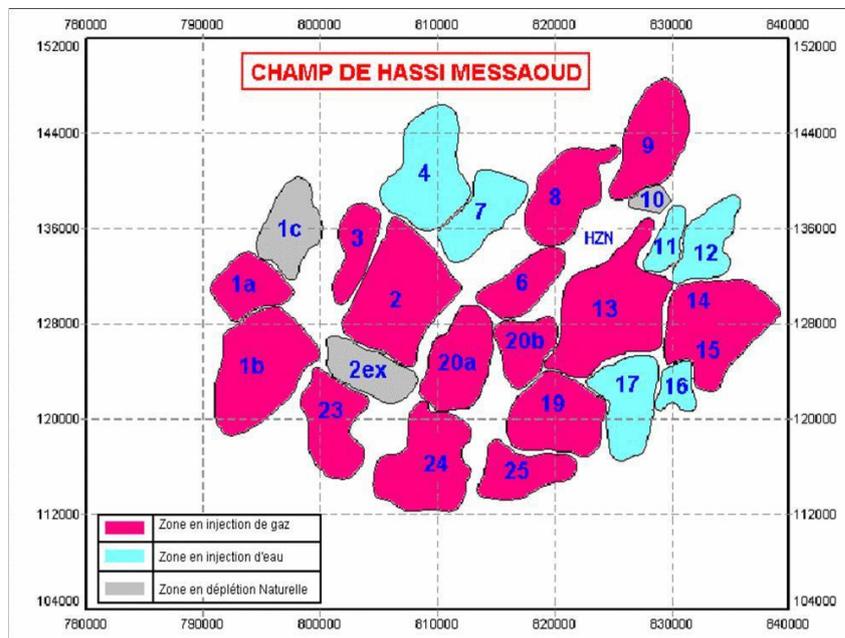
O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m: Superficie de la zone à huile: 1600 km².

o: Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km²,

3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MDZ509.



FigureI.4: Zonation du champ de Hassi Messaoud.

I.6- Les problèmes d'exploitation dans le champ:

Le champ de HMD pose plusieurs problèmes d'exploitation qui sont généralement aggravés par les conditions thermodynamiques sévères du réservoir.

Le premier problème est dû à la présence dans la formation d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits. La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau même très faibles sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant toujours pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Un second problème est qu'à fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrique est installé dans les puits (plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentrique ou de chemisage) afin d'injecter le gaz pour les besoins de production, ainsi que l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation provoquent le bouchage et la corrosion des installations.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans le réseau de collecte.

En plus des dépôts minéraux il existe d'autres types de dépôts mais cette fois organiques telles que les asphaltènes qui se déposent dans le tubing, perforations et la formation en elle-même provoquant une diminution ou un arrêt de la production.

II.1- Introduction :

Généralement, l'exploitation des gisements des hydrocarbures se base sur leur énergie naturelle, qui se présente sous forme de pression emmagasinée dans le réservoir, le fluide comprimé et dans la roche, ce qui permet l'acheminement des fluides du réservoir vers les installations de surface.

Le sommet d'un puits est généralement équipé d'une collection de vannes. A partir de la vanne de sortie de l'arbre de production, le flux peut être connecté à un réseau de distribution de pipelines pour fournir le produit aux raffineries, stations de compression de gaz naturel ou terminaux d'exportation de pétrole.

Au fur et à mesure de la production, les pressions dans le réservoir et dans le fond de trou s'égalisent, soit à cause d'une chute de pression dans le réservoir ou d'une augmentation de la pression dans le puits.

L'énergie des réservoirs commence à s'épuiser, et de devenir insuffisante pour acheminer le fluide vers le puits à travers les pores, et dans certains cas, elle peut être provoquée par l'augmentation des pertes de charge dans la colonne de production.

La seule manière pour maintenir la production à son niveau élevé se fait par le maintien de la pression du gisement ou par la récupération secondaire et des fois par la récupération tertiaire, mais il existe d'autres méthodes pour récupérer plus d'huile, même sans que le gisement perde son énergie, ces méthodes sont appelées récupération assistée (récupération artificielle).

L'artificial lift est un ensemble des techniques qui consiste à transmettre de l'énergie aux fluides dans le puits pour augmenter le taux de production ou pour la mise en production des puits non éruptifs par plusieurs modes ou méthodes selon l'état des puits candidats.

II.2- Méthodes d'activation des puits :

Pour tous les champs de pétrole, l'optimisation des opérations de production est un facteur important pour accroître la production et les taux de réduction des coûts.

Un puits peut être activé par des méthodes de récupérations secondaires pour produire plus, ces méthodes permettent la production des puits non ou insuffisamment éruptifs. 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.

L'activation est réalisée principalement sous deux formes de procédés:

- Allègement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gaz lift.
- Relevage mécanique par le pompage. [1].

II.3- Le gaz lift :

Le gaz-lift constitue l'un des moyens artificiels qui nous permet de remettre le puits non ou insuffisamment éruptifs, en service par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits, par réduction de la masse volumique (poids) du fluide produit à partir de point d'injection de gaz. [1].

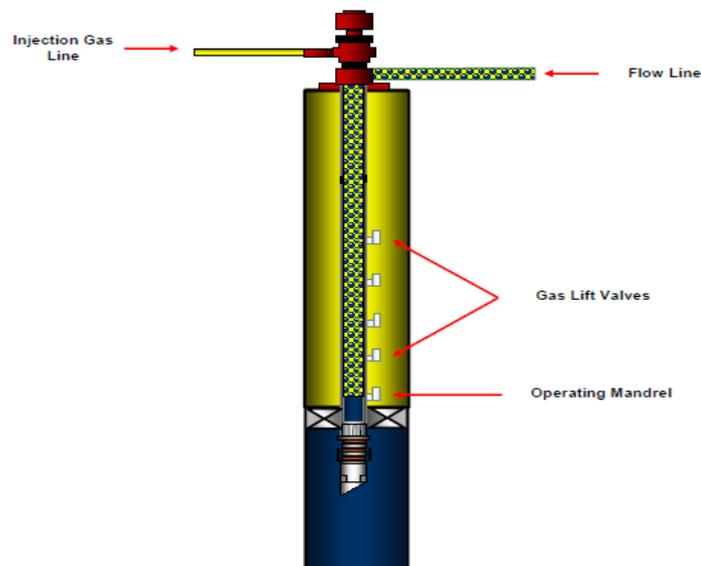


Figure II.1: Schéma montrant le principe de fonctionnement d'une installation gaz lift

II.3.1- Types d'activation par gaz lift :

- Selon le mode d'injection :
 - Injection continue.
 - Injection intermittente.
- Selon le type de complétion :
 - Complétions pour gaz-lift direct.
 - Gaz lift indirecte :
 - Tubing concentrique (Concentric tubing string).
 - Gaz-lift double (dual gas-lift).
 - Le gaz-lift parallèle (parallel gas-lift).
 - Auto-gas lift.
- En fonction du circuit d'injection en surface:

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue:

- Gaz lift en circuit fermé.
- Gaz lift en circuit ouvert. [2].

II.3.2- Avantages et inconvénients :**II.3.2.1- Avantages :**

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Équipements du puits simples et vannes gas-lift récupérables au câble sans avoir à remonté le tubing.
- La plupart des dispositifs constituant le système sont installés à la surface, où ils peuvent être facilement modifiés, réparés ou reconditionnés.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.

II.3.2.2-Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- L'efficacité du levage dépend de la pression du gaz disponible dans le système.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état. [3], [4].

II.3.3- Application du gaz lift :

- Augmentation du débit.
- Mise en production des puits non éruptifs.
- Démarrage.
- Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up). [3].

II.4- Le pompage :

Une pompe placée sous le niveau dynamique de fluide dans le puits relève le brut jusqu'en surface, c'est un procédé mécanique utilisé généralement dans les puits qui sont pas profonds.

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

- Progressing cavity pump (PCP).
- La pompe hydraulique.
- Plunger lift.
- Electric submersible pump (ESP).

II.5- Progressing cavity pump (PCP):

Progressing cavity pumping est une forme rentable d'artificial lift qui simplifie la production et résiste aux attaques érosives de l'effluent du réservoir. Ces pompes ne sont pas seulement efficaces pour pomper des fluides visqueux et abrasifs, mais sont facilement personnalisables pour produire des liquides de températures, pressions, débits et teneur en solides variables. [5], [6].

II.5.1- Les avantages et les inconvénients des pompes PCP :**II.5.1.1- Les avantages :**

- Efficacité énergétique globale élevée du système, généralement comprise entre 55 et 75%.
- Capacité à produire de fortes concentrations de sable ou d'autres solides produits.
- Capacité à tolérer des pourcentages élevés de gaz libre.
- Installation et fonctionnement relativement simples.

II.5.1.2. Les inconvénients :

- Débits de production limités (maximum 800 m³/j [5 040 bbl/j] dans les pompes de grand diamètre, beaucoup plus faibles dans les pompes de petit diamètre).
- Capacité de levage limitée (maximum de 3000 m [9 840 ft]). Notez que la capacité de levage des pompes PC à grand débit est généralement beaucoup plus faible.
- Capacité de température limitée (utilisation courante à 100 ° C [212 ° F], utilisation potentielle à 180 ° C [350 ° F] avec des élastomères spéciaux).
- Sensibilité aux fluides (l'élastomère de stator peut gonfler ou se détériorer s'il est exposé à certains fluides, y compris les fluides de traitement de puits).

II.5.2- Applications :

- Les puits caractérisés par des fluides à haute viscosité et production des sables élevée.
- Utilisé pour lever les fluides de production dans les puits dont les profils de température du fond sont très variables et ceux ayant des teneurs élevées en dioxyde de carbone [CO₂], de méthane [CH₄], de sulfure d'hydrogène [H₂S] ou de paraffines. [7].

II.6-La pompe hydraulique :

Le pompage hydraulique est une méthode de levage artificielle utilisée depuis le début des années 1930. Il offre plusieurs systèmes différents permettant de gérer une variété de conditions de puits. Ses applications réussies ont atteint des profondeurs jusqu'au 19 000 ft et des taux de production variant entre moins de 100 et 20 000 bbl /j.

C'est une pompe de surface qui transmet la puissance en fond de trou par l'envoi d'un fluide hydraulique peut être du pétrole ou de l'eau sous pression à travers un tubing d'alimentation.

La transmission hydraulique est réalisée par une pompe/moteur à piston qui consiste à un ensemble de pistons alternatifs couplés, l'un entraîné par le fluide moteur et l'autre pompant les fluides de puits. [8], [10].

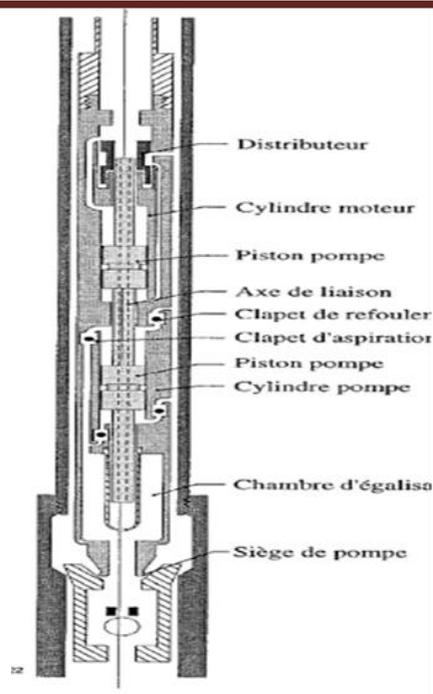


Figure II.2: La pompe hydraulique.

II.6.1- Types de la pompe hydraulique :

- La pompe à jet.
- La pompe à déplacement positif. [9].

II.6.2- Les avantages et les inconvénients :

II.6.2.1- Avantages :

- Le pouvoir de faire utiliser la pompe dans et hors du puits.
- La capacité de pomper à des profondeurs allant jusqu'à 17 000 ft, (les pompes à jet sont limitées à environ 9 000 ft).
- En modifiant le débit de fluide sur les pompes, la production peut varier de 10 à 100% de la capacité de la pompe.
- Offre une bonne récupération des huiles visqueuses par l'échauffement du fluide hydraulique ou par l'ajout des diluants pour aider à remonter l'huile à la surface.

II.6.2.2- Les inconvénients :

- La nécessité d'élimination des solides du fluide moteur qui affectent également les pompes hydraulique et leurs fonctionnements. [8].

- Les pompes à jet ont généralement un rendement inférieur et des coûts énergétiques plus élevés.
- les pompes à déplacement positif nécessitent généralement plus d'entretien que les pompes à jet et autres types d'activation artificiels. [8].

II.6.3- Applications :

Le pompage hydraulique est utilisé dans des zones où d'autres types d'artificial lift ont échoué, éliminés en raison de leurs défauts ou en raison des conditions de puits. Parmi ces applications, on cite :

- Les puits inclinés ou déviés.
- Dans des puits relativement profonds, à haute température et à fort volume.
- Dans les puits à forte teneur en paraffine et à faible densité API.

II.7- Plunger lift :

Comme pour les autres méthodes d'artificial lift, l'objectif du plunger lift consiste à extraire les liquides du puits de forage afin de permettre la production du puits aux pressions de fond les plus basses. Le principe de ce mode d'activation repose sur l'utilisation d'un piston (plunger) libre agissant comme une interface mécanique entre le gaz de formation et les liquides produits, ce qui augmente considérablement l'efficacité de l'opération. [12], [13].

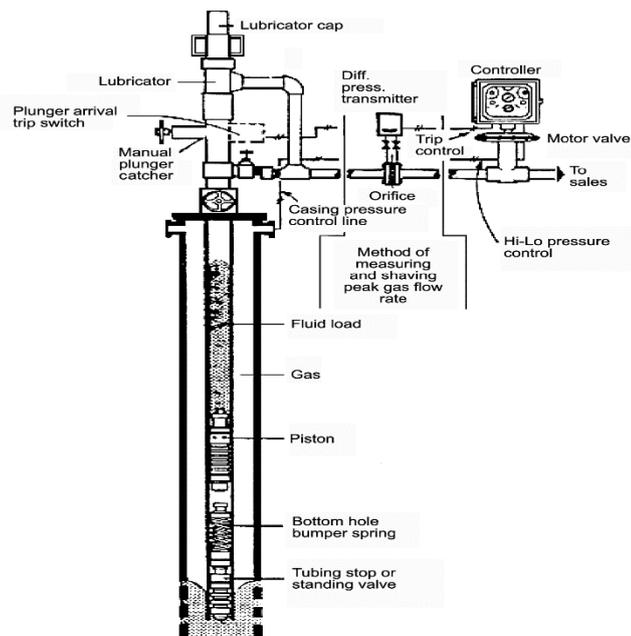


Figure II.3: Un système de plunger lift.

II.7.1- Les avantages et les inconvénients :**II.7.1.1- Avantages :**

- Coût initial réduit.
- Nécessité minimale de maintenance.
- Ne nécessite pas une source extérieure d'énergie.

II.7.1.2- Inconvénients :

- Limité par les conditions mécaniques dans le puits.
- Limité par les volumes de gaz et de liquide, et la profondeur du puits. [12].

II.7.2-Applications :

- Elimination des liquides des puits de gaz.
- Puits de pétrole avec un rapport de gaz/huile (GLR) élevé.
- Contrôle des paraffines et des hydrates. [12].

II.8- Electrical submersible pump (ESP) :

La pompe électrique submersible, généralement appelée ESP, est une méthode de levage artificielle efficace et fiable pour extraire des grands volumes de fluide en réduisant la pression de fond, l'efficacité du système varie de 18 à 68%, en fonction du volume de fluide, de la hauteur nette et de la pompe. Elle a été inventée par le Russe Armais Arutunoff en 1910, et sa première utilisation avec succès était en 1926.

L'intervalle de production standard de l'ESP s'étend d'un minimum de 100 bbl/j de fluide total à 90 000 bbl/j. [14].

Les composants de l'unité sont normalement des tubes suspendus à la tête de puits avec la pompe en haut et le moteur fixé en dessous, le système ESP est installé au-dessus des perforations de puits. Il y a des applications spéciales dans lesquelles cette configuration est inversée. [15].

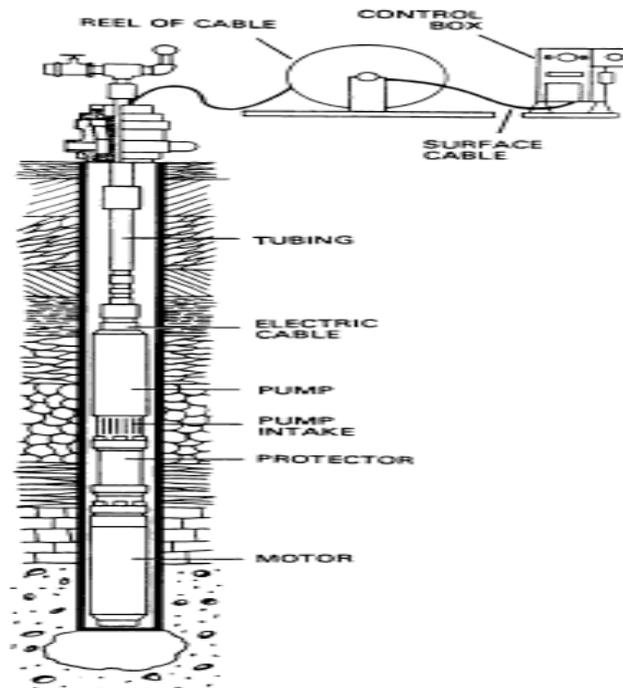


Figure II.4: Une pompe ESP.

II.8.1- Les avantages et les inconvénients :

II.8.1.1- Avantages :

- Adaptées aux puits déviés ; jusqu'à l'horizontale, mais doit être placé en section droite.
- Permettre l'utilisation d'un espace minimum pour les contrôles souterrains et les installations de production associées.
- Permet d'augmenter les volumes d'eau provoqués par les opérations de maintien de la pression et de récupération secondaire.
- Permet de mettre des puits en production même lors du forage et du traitement de puits.

II.8.1.2- Inconvénients :

- La pompe n'est pas flexible pour changer les conditions de fonctionnement.
- Un approvisionnement en électricité constant et fiable est requis.
- Elle doit être utilisée en permanence.
- Le câble électrique ajoute des problèmes supplémentaires tels que la détérioration en fond de trou et les dommages du câble lors du réglage ou du retrait de la pompe.

[16].

II.8.2- Les applications :

- Réservoirs conventionnels et non-conventionnels.
- Puits à haute température.
- Puits d'eau peu profond.
- Elles peuvent être utilisées dans les puits déviés ou horizontaux.
- Elles peuvent être utilisées pour des profondeurs allant jusqu'à 15000 ft. [16].

II.9- Sucker rod pump :

Ce mode de pompage sera détaillé dans un chapitre suivant.

Conclusion :

La disponibilité de plusieurs modes d'activation des puits nous offre large gamme de choix pour activer les puits en fonctions des différentes conditions des réservoirs et puits.

III.1- Introduction :

L'écoulement des fluides du réservoir au bac de stockage nécessite une compréhension des principes de l'écoulement à travers un milieu poreux et des tubings de puits. Au fur et à mesure que le fluide circule dans le système de production, il entraîne des chutes de pression ou une réduction de l'énergie de production, ces chutes seront la somme des pertes de charge à travers les différents composants du système qui sont en fonction de la nature compressible des fluides produits et les interactions entre les divers composants. Cela est dû au fait que la chute de pression dans un composant particulier dépend de sa pression moyenne et du débit.

En conséquence, la conception finale d'un système de production nécessite une approche intégrée, car le système ne peut pas être séparé des autres composants du réservoir ou du tubing, c'est pour cela que l'ensemble des composants doit être analysé comme une unité.

L'analyse nodale est une technique standard utilisée en ingénierie de production pour optimiser l'ensemble du système et d'augmenter le taux de productivité des puits. Le système de production total comprend des principaux composants ayant leurs propres relations de performance qui décrivent leur comportement dans différentes conditions de flux :

Le réservoir, puits, tubing, complétions, duses de production, séparateurs, réseaux de collecte, compresseurs, stations de pompage, toute incompatibilité des composants, affecte négativement le fonctionnement de l'ensemble du système .

Cette méthode a été appliquée à l'aide de courbes transversales de performance afin d'estimer les débits et les pressions d'exploitation. Elle peut être utilisée dans la conception de nouveaux puits offrant des débits optimaux ou dans les puits existants ayant des problèmes de production où la productivité des puits est sous-optimale pour diverses raisons [19].

III.2- Conception de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est utilisée pour résoudre les problèmes rencontrés dans le système de production, elle consiste à l'emplacement des nœuds dans des parties ou des segments tout au long du système qui sont définis par différentes équations ou corrélations. Les modèles concernés donnent une description en régime permanent de la perte de charge à travers chaque éléments pour des débits donnés de gaz, d'huile et d'eau, en supposant que tous les autres paramètres sont des valeurs connues.

Lorsqu'une différence de pression existe à travers les nœuds, la réponse de débit peut-être représentée par une fonction mathématique ou physique, les nœuds sont classés en tant que nœuds fonctionnels. Il faut qu'on note que dans le système, la pression de réservoir P_r , la pression du séparateur $P_{sép}$ et la pression de la tête de puits P_t si le puits est contrôlé par une duse, ne sont pas en fonction du débit de l'effluent.

Le choix et le dimensionnement des différents composants du système est très important, car suite à l'interaction entre eux, un changement de chute de pression dans l'un de ces composants peut affecter le comportement de chute de pression dans le système comme unité. Ainsi, l'optimisation de la performance du système d'une manière plus économique peut être réalisée en isolant l'effet de chaque élément sur les autres [18].

III.2.1- Le positionnement des nœuds dans un système simple de production :

On prend comme exemple un système de production dans un puits contrôlé par une duse, et on va parler de l'effet de chaque élément sur la pression et par conséquent sur le débit. Plus le système est compliqué (restriction de diamètre, accessoires du réseau de collecte, équipements d'artificial lift...), plus il est divisé en nœuds pour l'analyse de sa performance [19].

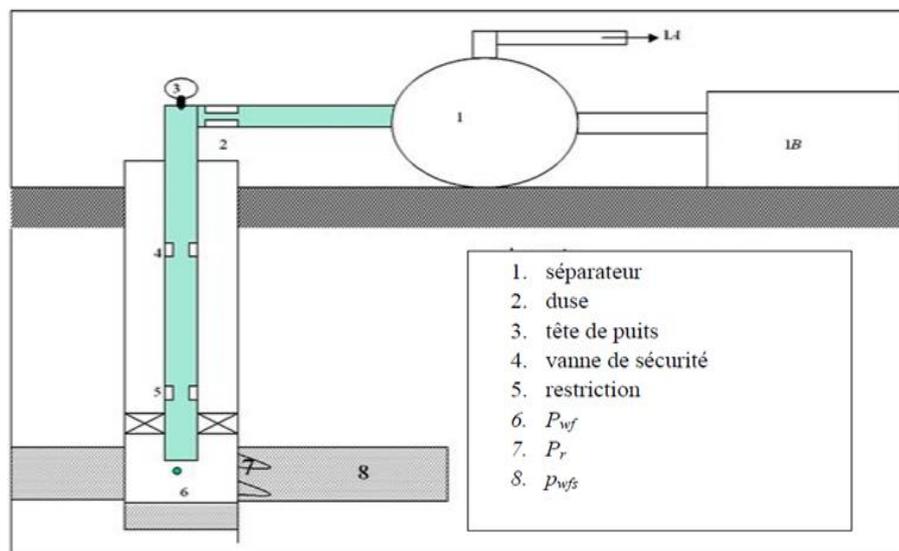


Figure III.1 : Positionnement des nœuds dans un système simple de production.

Nœud 1 :

Au niveau du séparateur, l'analyse permet d'étudier l'effet de la pression de séparateur sur le fonctionnement du puits.

Les données nécessaires sont :

- IPR (Inflow Performance Relationship) mesuré du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.

La figure (III.2) montre l'effet des différentes valeurs de pression de séparation sur le débit de production du puits, on peut constater que la production est maximale si la pression au niveau du séparateur est ainsi faible que possible.

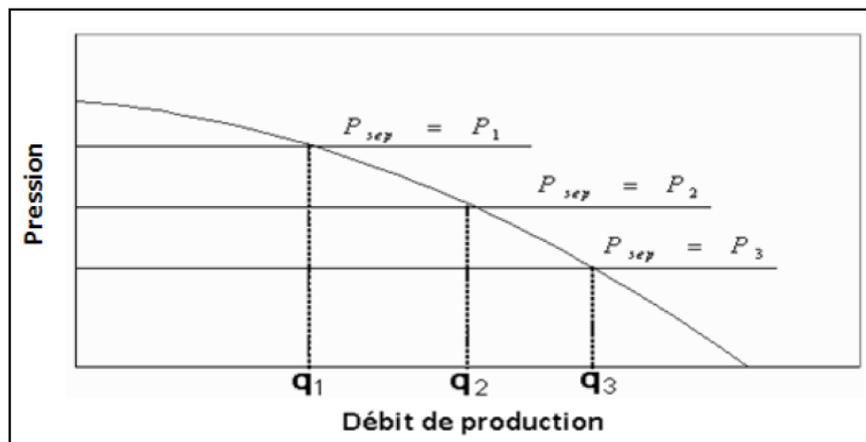


Figure III.2 : L'effet des différentes valeurs de pression de séparation sur le débit de production.

- Nœud 2 :

Au niveau de la duse, cet emplacement nous permet d'étudier l'effet du diamètre de la duse sur la production. Les données nécessaires sont :

- IPR.
- Chute de pression en fonction de débit.
- L'équation $Pwf = (GLR)$.

Avec :

\varnothing : Diamètre de la duse 1/64in.

q: Débit de production.

La figure (III.3) montre l'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits, on remarque que le débit augmente avec le diamètre : $\nearrow \Rightarrow Q \nearrow$

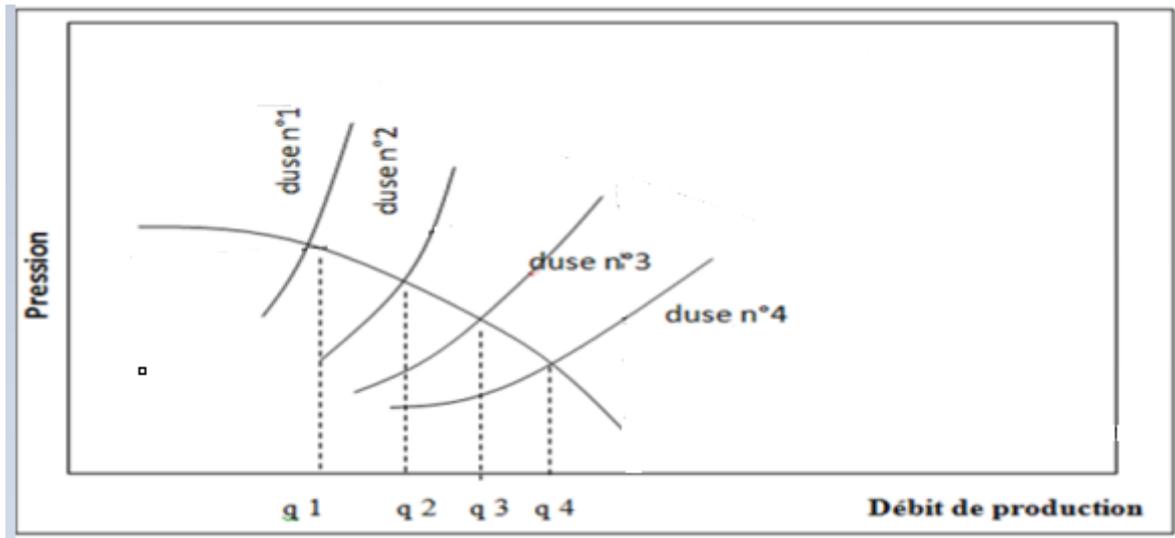


Figure III.3 : L'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits.

- Nœud 3 :

Au niveau de la tête du puits (well head), le choix de ce nœud permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- IPR du puits.
- Chute de pression du tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression du séparateur.

La figure (III.4) montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits, l'augmentation du diamètre de collecte est suivie par une augmentation de débit de production.

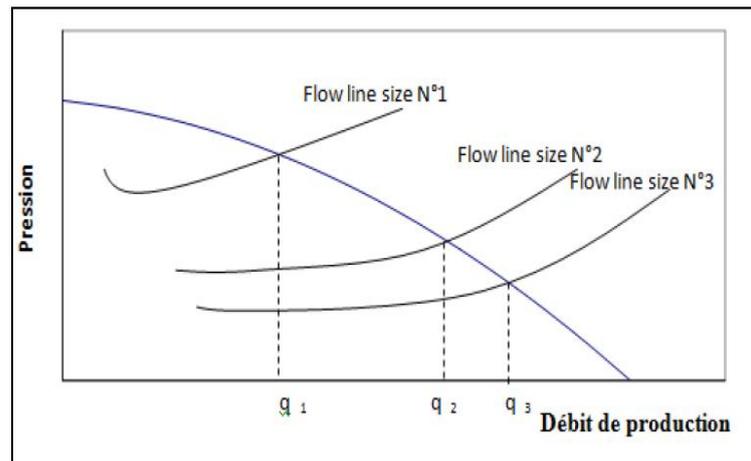


Figure III.4 : L'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits.

- Nœud 6 :

Au niveau du fond de puits, nous permet d'étudier l'effet de l'IPR et de diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

La figure (III.5) montre l'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits. On suppose que :

- IPR (1) : Courbe IPR pour une couche colmatée.
- IPR (2) : Courbe IPR pour une couche non colmatée ; non stimulée.
- IPR (3) : Courbe IPR pour une couche stimulée.

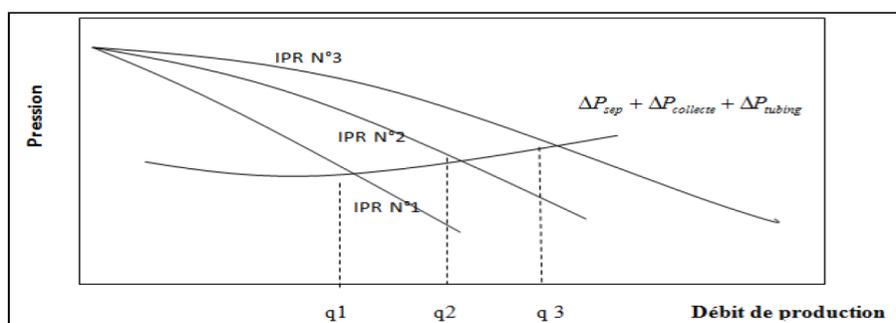


Figure III.5 : L'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits.

Ces courbes indiquent le bénéfice de stimulation d'un puits.

La figure (III.6) montre l'effet de quatre diamètres de tubing sur la performance du puits : l'augmentation du diamètre de tubing de ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$) est liée par une augmentation de débit sauf pour $D4$ qui a tué le puits, donc le $D2$ (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre optimal du tubing pour ce puits.

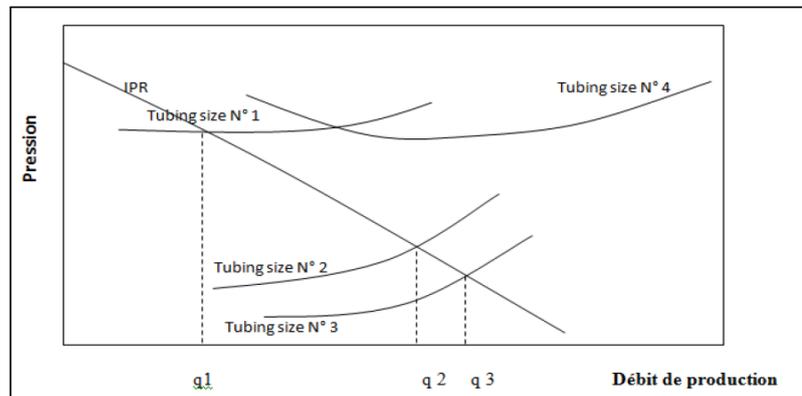


Figure III.6 : L'effet de quatre diamètres de tubing sur la performance du puits.

- Nœud 7 :

Au niveau des perforations, l'analyse nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- IPR de la formation avant la perforation.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte.
- Pression de séparateur (séparation).

La figure (III.7) montre l'effet de la densité des perforations sur la performance du puits.

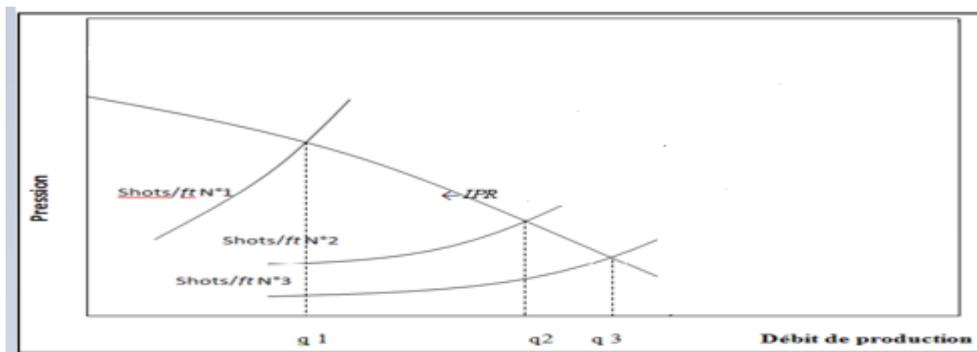


Figure III.7 :L'effet de la densité des perforations sur la performance du puits.

- Nœud 8 :

Au niveau du réservoir, le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure (III.8) montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir qui s'accompagne avec un déclin de la production.

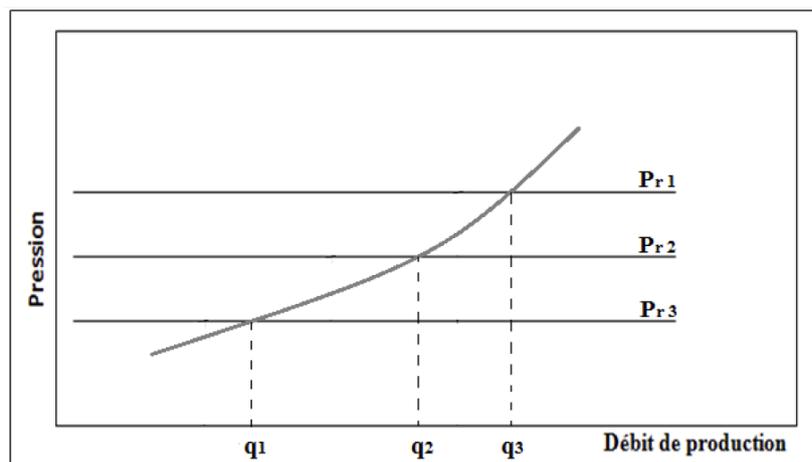


Figure III.8 : L'effet du déclin de la pression dans le réservoir.

III.3- Procédure d'application :

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud dont tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une représentation de la pression en fonction du débit pour chaque élément du système produit deux courbes dont l'intersection donnera le point de fonctionnement du système.

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

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement.

- La procédure est la suivante :
 - Marquer l'objectif spécifique pour le cas tel que déterminer le diamètre de tubing pour l'employer dans un puits .
 - Déterminer les composants à optimiser et les corrélations désirées.
 - Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
 - Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR et VLP.
 - Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow et l'outflow en fonction du débit [17].

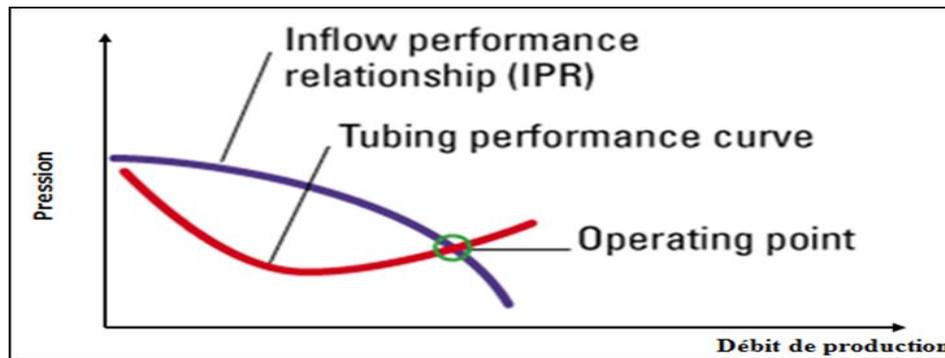


Figure III.9 : Courbe de performance IPR/VLP.

III.4- Les objectifs de l'analyse nodale :

L'analyse nodale a plusieurs objectifs, on cite les suivants :

- Déterminer le débit auquel un puits existant d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par écoulement naturel).
- Déterminer sous quel condition d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou mourra.
- Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aider au choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.

- Vérifier chaque composant dans le système de production (déterminer si elle affect beaucoup le taux de production).
- Permettre l'identification rapide par des manières avec lesquelles on peut augmenter le taux de production.

Pour les puits en gaz-lift :

- Déterminer le débit pour une pression de tête donnée.
- Déterminer le débit de gaz à injecter.
- Déterminer la position de la dernière vanne.
- Calculer le GOR optimal et maximal [17].

III.5- Application :

L'analyse NODALE peut être appliquée pour l'analyse de différents problèmes des puits d'huile et de gaz qui débitent naturellement et les puits produisant par une des méthodes d'artificiel lift, comme, cette procédure peut également être appliquée à l'analyse de performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions d'inflow et de l'outflow.

Les applications possibles de l'analyse nodale:

- Optimisation des dimensions du tubing.
- Optimisation des dimensions du flowline (réseau de collecte).
- Optimisation du diamètre des duses.
- Optimisation de l'équipement d'artificiel lift.
- Optimisation de l'effet de la densité des perforations.
- Analyse d'un système existant pour détecter des restrictions de flux anormales.
- Evaluation de la stimulation d'un puits.
- Détermination de l'effet de la compression sur la performance d'un puits de gaz.
- Prévission de l'effet de déplétion sur la capacité de production.
- Répartition d'injection de gaz pour les puits à gaz lift [17].

III.6- INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR):

Le réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique. C'est l'une des composantes principale dans le système total d'un puits.

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système de production, il dépend de la chute de pression dans le réservoir ($\bar{P}_r - P_{wf}$).

La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tels que :

- Les propriétés pétrophysiques de la roche.
- Les caractéristiques des fluides.
- Les régimes d'écoulement.
- Le taux d'endommagement.
- Les mécanismes de drainage.
- La saturation des roches en fluide.
- La formation endommagée ou stimulée.

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir. C'est un outil important pour comprendre le comportement des réservoirs / puits et quantifier le taux de production.

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « inflow performance » par Gilbert; et la représentation de débit en fonction de pression de fond dynamique est appelée « inflow performance relationship » ou IPR [19].

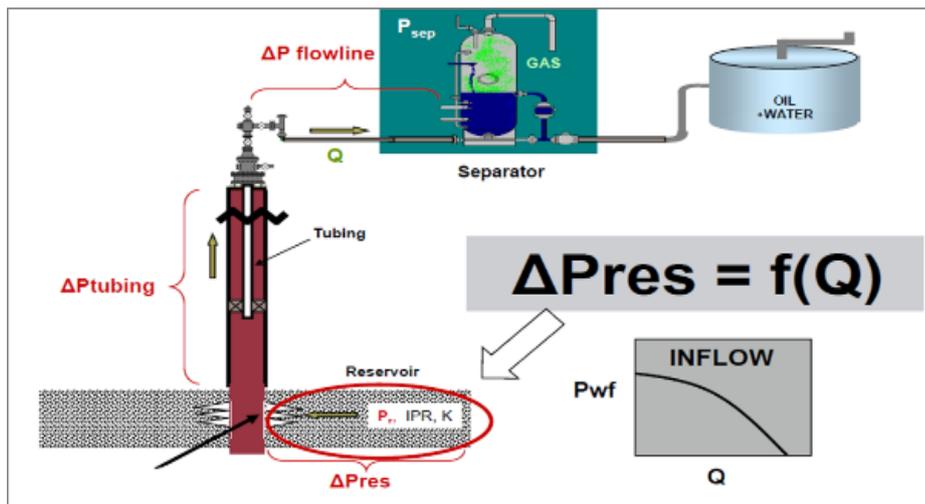


Figure III.10 : IPR de la PFD et le débit de production provenant du réservoir.

Les facteurs affectant l'IPR:

- Indice de productivité (J).
- La pression du réservoir (P_r).
- Le skin d'endommagement (S).
- Le rayon de drainage.

III.7- VLP (Vertical Lift Performance):

L'évaluation de l'écoulement vertical du fluide dans la colonne de production (outflow performance) est cruciale pour l'estimation des paramètres idéals afin d'avoir une production optimale des effluents du réservoir. La capacité d'une installation quelconque et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge sont représentées graphiquement, cette représentation est appelée vertical lift performance (VLP) [19].

III.7.1- Les facteurs affectant le VLP:

Plusieurs facteurs affectent le VLP, on cite:

- Water cut.
- Le GOR ou le gaz injecté.
- Les dimensions de tubing, de la SSSV.
- Les dimensions de la tête de puits.

III.7.2- La configuration de l'écoulement vertical diphasique :

Lorsque deux fluides avec des propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite, il existe une large gamme de modèles d'écoulement possibles. La distribution de chaque phase par rapport à l'autre est la référence de l'établissement du modèle.

Gover a présenté une série descriptive pour les configurations d'écoulement pour l'air et l'eau. Ces configurations dépendent dans une certaine mesure de l'ampleur relative des vitesses spécifiques de la phase gazeuse et la phase liquide et de la pression dans la conduite. Les configurations sont les suivantes :

- Écoulement en bulles (bubble flow) :

La conduite est pratiquement remplie de liquide (la phase continue) et le gaz est dispersé sous forme de bulles libres, où les parois sont en contact avec le liquide, cette configuration apparaît avec des valeurs réduites de GOR.

- Écoulement en bouchon (slug flow):

La phase liquide est moins continue, les bulles de gaz se fusionnent en formant des bouchons.

- Écoulement transitoire (transition flow):

Un échange dans la conduite entre la phase liquide et la phase gazeuse est établi, les particules liquides sont entraînées dans la phase gazeuse.

- Écoulement dispersé (mist flow):

À l'extrême valeur du GOR, le liquide se disperse dans le gaz et l'écoulement devient sous forme de brouillard.

- Écoulement annulaire (annular flow):

Une grande augmentation du GOR rend la phase liquide entourée par la phase gazeuse, les parois donc sont en contact avec la phase gazeuse [19].

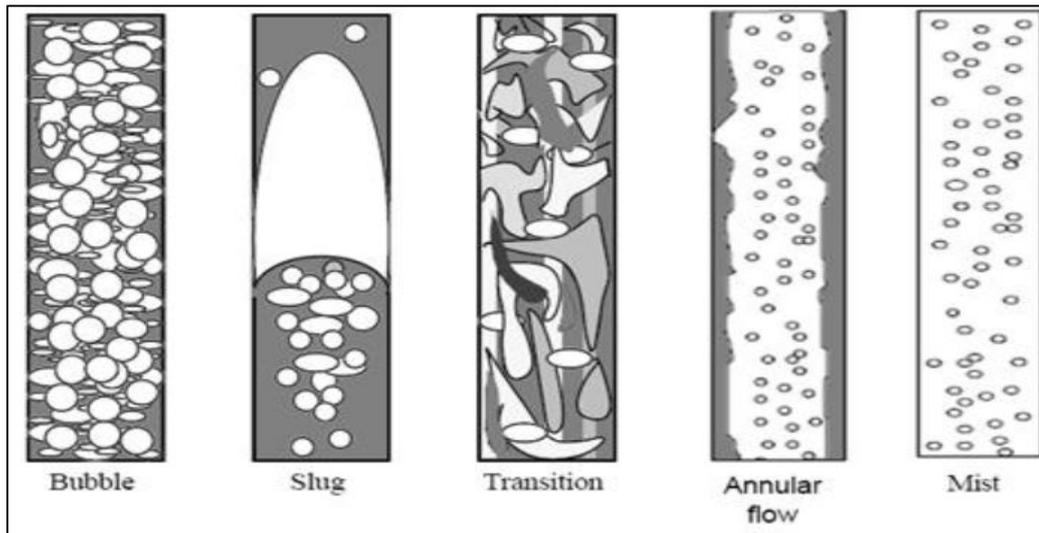


Figure III.11 : Les différentes configurations d'un écoulement diphasique.

III.8- Les principales corrélations :

Pour la prévision ou l'estimation du gradient de pression d'un écoulement multiphasique vertical, plusieurs corrélations ont été développées. Beggs et Brill ont récapitulé ces corrélations dans trois catégories principales, chacune se diffère en termes de complexité et de technique.

- Catégorie A:

Aucun effet de glissement, aucun régime d'écoulement n'est considéré. La densité de mélange est calculée en basant sur le rapport liquide/gaz à l'entrée. C'est-à-dire, le gaz et le liquide se déplacent avec la même vitesse. La seule corrélation exigée est pour le facteur de frottement. Aucune distinction n'est faite pour différentes configuration d'écoulement.

- Catégorie B :

L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré. Une corrélation exigée pour calculer le holdup et le facteur de frottement, puisque le liquide et le gaz peuvent déplacer à différente vitesse. Les mêmes corrélations utilisées pour le holdup et le facteur de frottement sont employées dans toutes les configurations de l'écoulement.

- Catégorie C :

Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés. Non seulement les corrélations pour prévoir le holdup du liquide et le facteur de frottement sont exigées, mais aussi les méthodes pour prévoir la configuration d'écoulement sont nécessaires. Une fois que la configuration d'écoulement est établie les corrélations appropriées de holdup et de facteur

de frottement sont déterminées. Les méthodes employées pour calculer le gradient de pression d'accélération dépend également de la configuration d'écoulement.

La liste suivante donne les corrélations empiriques réalisées pour l'écoulement vertical et les catégories dans lesquels elles appartiennent [18].

Tableau III.1 :Les catégories des différentes corrélations.

La méthode	La catégorie
Poettmann et Carpenter	A
Baxendell et Thomas	A
Fancher et Brown	A
Hagedorn et Brown	B
Gray	B
Asheim	B
Duns et Ros	C
Orkiszewski	C
Aziz et Al	C
Chierici	C
Beggs et Brill	C
Mukherjee et Brill	C

IV.1- Introduction :

Il existe dans le monde plus de 949 550 puits de pétrole en production, dont environ 93% utilisent différentes méthodes d'artificial lift et environ 72% produisent à l'aide d'un système de levage à tiges (Sucker Rod lift) .

Le Beampumping, ou levage à tige de pompage (Sucker Rod lift), est le type de levage artificiel le plus ancien et le plus largement utilisé pour la plupart des puits de nos jours, ces systèmes ont été appliqués sur plus de 600,000 puits.

Dans le passé, la capacité des beampumping systèmes à produire de gros volumes à partir de puits profonds était limitée pour deux raisons principales :

- Les charges de tige et de fluide élevées.
- Le manque de compréhension profonde du comportement des systèmes de levage à tige et la nature impliquée du réservoir avec ses fluides contenus et l'inflow performance.

De nos jours, l'existence des éléments suivants a conduit à la production de volumes importants de production à partir de puits profonds :

- Développement des géométries d'appareils de pompage à course relativement longue avec des tiges de pompage à résistance élevée et de bonne qualité accompagnés avec un logiciel de prévision plus précis.
- Amélioration des outils de surveillance et de contrôle sur le site.
- L'utilisation de gros plongeurs (pistons) à grande vitesse de pompage .

Afin d'obtenir des paramètres de pompage optimums et de produire un maximum de fluide à différentes profondeurs, plusieurs options ont été modifiées, on cite:

La résistance de train de tige de pompage, la géométrie des unités de beampumping, la longueur de course, la vitesse de pompage, la taille de la pompe du fond (de 1,25 à 5,75 in) et de longueurs de course de 100 à 260 in.

Ces paramètres ont été examinés et appliqués dans différentes conditions (profondeur de puits de 1 000 à 15 000 ft, eau de 0 à 100%) et ont conduit à la fabrication de différents modèles des pompes à tiges tels que la pompe Rotaflex qu'on va la comparer avec la méthode conventionnelle de rod lifting dans ce chapitre [20].

IV.2- Sucker Rod Pump (SRP) :

La pompe à tiges (beampump), également connue sous le nom (Sucker - Rod pump), composée de plusieurs éléments, dont certains fonctionnent en surface et d'autres en sous-sol, dans le puits par l'intermédiaire d'un train de tiges en acier spécial, qui forme la liaison mécanique entre eux. L'unité de surface qui entraîne la pompe souterraine, est constituée d'un moteur d'entraînement (généralement un moteur électrique) et, normalement, d'un bras fixe attaché à un balancier.

C'est la méthode de levage artificielle la plus populaire et la plus ancienne au monde. Une étude récente menée aux États-Unis sur 500 000 puits de pétrole en artificial lift montre qu'environ 82% d'entre eux utilisent une SRP.

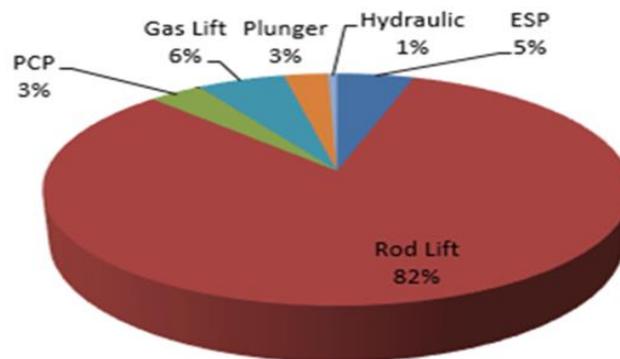


Figure IV.1: Pourcentage d'utilisation d'artificial lift au monde.

La SRP est utilisée pour extraire mécaniquement le liquide hors du puits s'il n'y a pas suffisamment de pression dans le fond du puits pour que le liquide s'écoule jusqu'à la surface. La pompe produit généralement 5 à 40 litres de liquide à chaque course en fonction de sa taille (il s'agit souvent d'une émulsion d'huile et d'eau). La taille de la pompe dépend également de la profondeur et du poids de l'huile à extraire, une extraction plus profonde nécessite plus de puissance pour déplacer les longueurs plus lourdes des tiges [20].

IV.2.1- Principe de fonctionnement :

Fondamentalement, un système SRP consiste en un tube divisé en chambres par un plongeur et en une simple unité de surface comprenant une centrale.

Le principe de fonctionnement dépend du fait que les deux vannes fonctionnent avec un plongeur, transférant le fluide de la chambre inférieure vers le haut. Bien que le pompage par tige soit considéré comme un système simple, l'installation doit être correctement conçue par l'ingénieur.

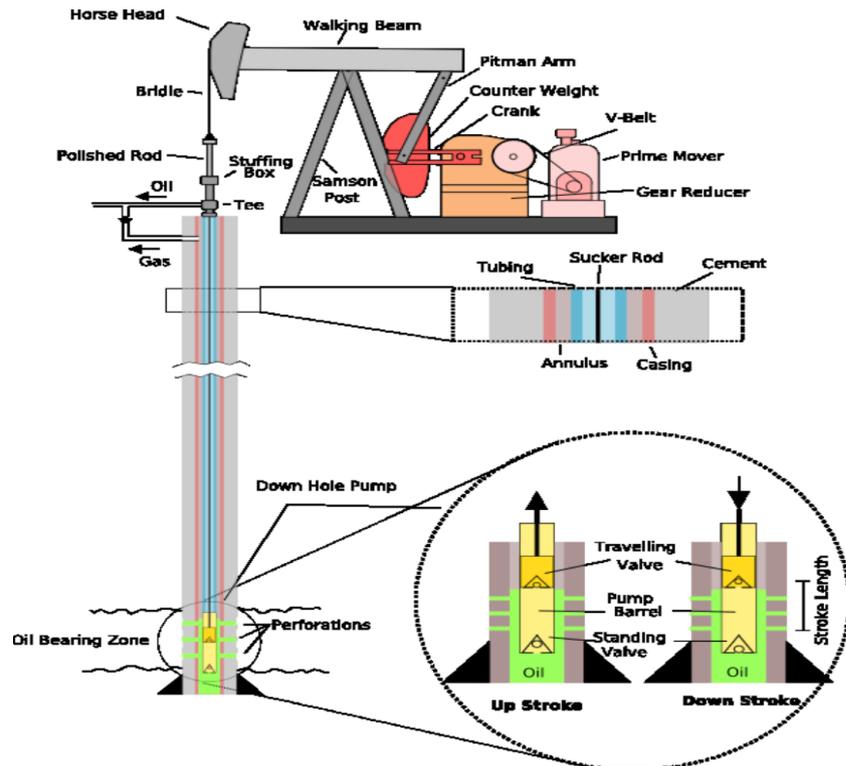


Figure IV.2: Schéma montrant le principe de fonctionnement d'une SRP.

Le système peut être divisé en deux parties principales, une en surface et une en sous-sol.

IV.2.1.1- : Système de surface :

L'unité de pompage transforme le mouvement de rotation fourni par le moteur en un mouvement alternatif permettant d'entraîner le train de tiges. La tige polie et la presse-étoupe se combinent pour créer un joint d'étanchéité très efficace à la surface.

Un moteur et un réducteur de vitesses fournissent de l'alimentation pour faire tourner l'arbre de puissance. Il y a un contrepoids au bout de la manivelle où un bras de base est attaché, il se soulève lorsqu'elle se déplace dans le sens antihoraire. Les bras de Samson soutiennent le walkingbeam (balancier) qui abaisse ou soulève le plongeur en pivotant. La tige attache le plongeur à la tête de cheval (non fixée rigidement) qui permet à son tour le

déplacement de l'articulation (où la tige est attachée) dans une trajectoire verticale au lieu de suivre un arc. Chaque fois que le plongeur monte, l'huile est pompée à travers un tee [22].

IV.2.1.2- Système du fond :

Le train déplace le plongeur dans l'extrémité inférieure au fond du puits, qui transmet l'énergie au fluide afin de l'acheminer jusqu'à la surface. La pompe de fond est installée en dessous du niveau dynamique de liquide.

La pompe étant entraînée par l'unité de surface par l'intermédiaire des tiges.

Lors de l'upstroke, la vanne mobile se ferme et la vanne fixe s'ouvre ce qui permet l'admission de l'effluent dans le barrel et son remplissage.

Dans le downstroke, la vanne mobile s'ouvre et la vanne fixe se ferme ce qui permet la remontée de l'effluent jusqu'à la surface.

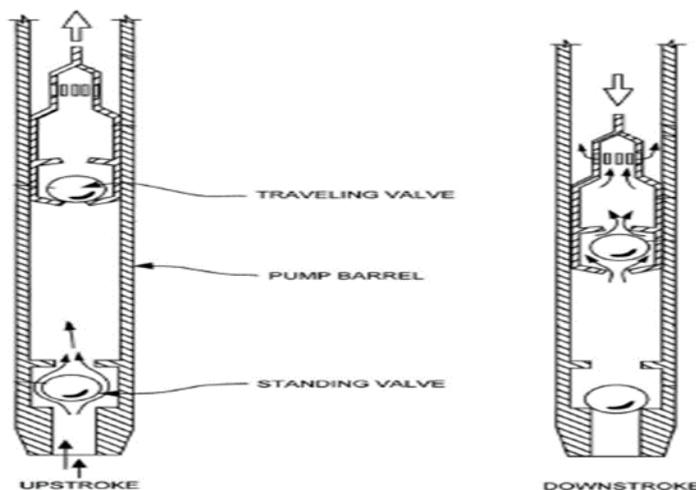


Figure IV.3 : Schéma illustrant le fonctionnement de la pompe au fond.

IV.2.2- La conception des installations SRP :

Afin de maximiser les bénéfices des puits, la conception des installations doit garantir des conditions optimales. Les principaux aspects de la conception des installations : la sélection du mode de pompage, le contreponds optimal et la conception des chaînes de tiges sont abordés, ainsi que leur rôle dans l'amélioration des opérations de pompage à tiges et la réduction des coûts de levage.

La tâche la plus importante est de sélectionner correctement le mode de pompage, c'est-à-dire la combinaison de la taille du plongeur, de la vitesse de pompage, de la longueur de course et de la conception de la tige pour lever la quantité de liquide prescrite à la surface.

Le meilleur mode de pompage optimise l'efficacité de levage et, en même temps, réduit les besoins en énergie et les coûts électriques du moteur.

IV.2.3- Les critères de sélection d'une pompe Sucker Rod :

Les Sucker Rod pumps devraient être envisagés pour les nouveaux puits d'extraction à volume réduit, de nombreux facteurs doivent être pris en compte lors de la détermination du système de pompage à tiges.

Pour un bon emploi de la pompe, plusieurs points du système doivent être pris en considération lors du choix des équipements. On cite :

- La force des tiges, qui détermine la profondeur maximale de travail qui peut aller jusqu'à 12 000 ft.
- La métallurgie du composant doit être conforme à l'environnement du puits, les corrosifs, les contaminants et la salinité qui jouent un rôle important dans la durée de vie des équipements.
- La quantité de liquide qui passe dans l'intervalle entre le barrel et le plunger est appelée glissement du plunger. L'efficacité globale de la pompe peut diminuer considérablement si le glissement du plunger augmente en raison d'une conception incorrecte du diamètre intérieur du barrel (ID) et du diamètre extérieur du plunger (OD) [21].

IV.2.4- Les équipements de l'unité de pompage :

Elle est composée de deux parties :

- Equipements de surface
- Equipements de fond

IV.2.4.1- Les équipements de surface :

Les principaux composants sont :

- Moteur d'entraînement /Prime Mover .
- Réducteur de Vitesse (GearReducer).
- L'unité de pompage.
- La tige polie.
- La presse étoupe (stuffing-box).
- Armoire de contrôle.
- Variable speed drive (VSD).

- Rotateurs à tige.
- Clapet anti-retour.
- Vannes de surface.

IV.2.4.2- Les équipements de fond :

Les équipements de fond d'un système de pompage par les tiges incluent :

- Les tiges de pompage.
- Tubing Anchor
- La pompe du fond :
 - Tubing pump.
 - Insert pump.
- Séparateur de fond [23].

IV.2.5- Avantages et inconvénients :

IV.2.5.1-Avantages :

- L'analyse de l'installation, de la conception, du fonctionnement et des performances est relativement simple.
- Dans des conditions moyennes, les SRP peuvent être utilisées jusqu'à l'abandon du puits.
- Les pièces et composants sont faciles à obtenir. Ils sont aussi surtout interchangeables.
- Les puits SRP peuvent être surveillés à distance avec un logiciel de site central.
- Sans pollution.
- Moins de chance d'accidents.
- Coût d'entretien réduit.

IV.2.5.2- Inconvénients :

- Les profondeurs de pompage sont limitées principalement en raison de la résistance mécanique du matériau du train de tiges. La capacité diminue avec la profondeur.
- La présence de gaz libre à l'entrée de la pompe réduit la capacité de pompage et provoque un blocage de gaz.
- L'unité de surface est lourde, nécessite beaucoup d'espace.
- Les pompes SRP sont très susceptibles lorsque le sable est produit avec le fluide de formation [20].

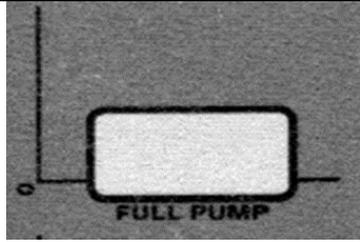
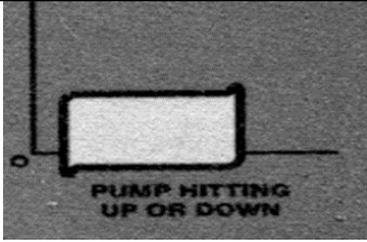
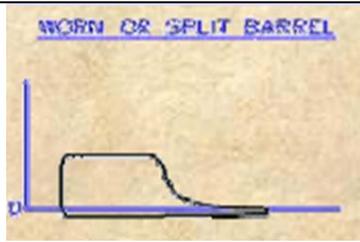
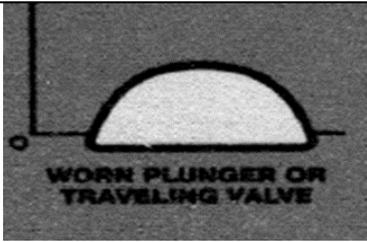
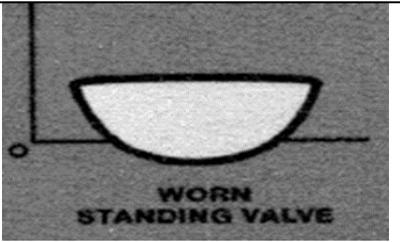
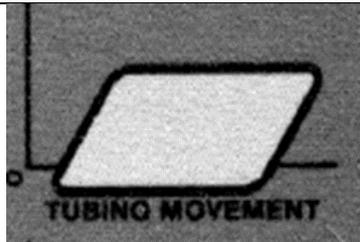
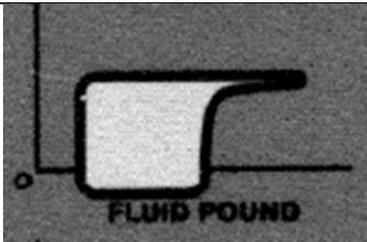
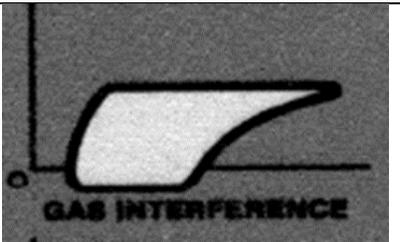
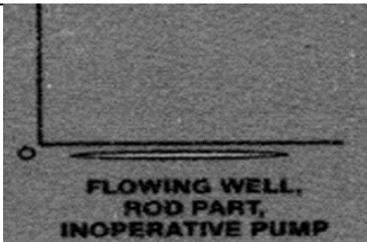
IV.2.6- Problèmes rencontrés lors de l'utilisation de sucker rod pump :

A partir du VSD on peut obtenir des cartes de surface et de fond :

- La carte de surface : Représente le déplacement de la tige polie en fonction du poids du train de tiges.
- La carte de fond : Représente le déplacement du plongeur en fonction du poids du liquide.

NB : A partir de la carte de fond on peut diagnostiquer les problèmes au niveau de notre pompe.

Tableau IV.1 :Les troubles shootings.

		
Pompe pleine (full pump)	Problème d'ajustement	Présence des dépôts
		
Percement du barrel	Problème au niveau du traveling valve	Problème au niveau de standing valve.
		
Tubing mouvement	Fluide pound	Gaz interférence
		
	Naturel flow	

IV.2.7- Facteurs généraux effectuant la sélection de SRP :

- La profondeur totale de puits.
- Le niveau de liquide à partir de surface.
- La densité API.
- Water Cut.
- La profondeur de pompe.
- La longueur de stroke.

- Le sable et présence du gaz.
- Efficacité volumétrique et débit de production.
- La vitesse de pompage [22].

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

Tableau IV.2 : Les limites d'utilisation de la SRP.

	Typical Range	Maximum*
Operating Depth	100 to 11,000 ft TVD	16,000 ft TVD
Operating Volume	5 to 1,500 BPD	3,000 BPD
Operating Temperature	100 to 350°F	550°F
Wellbore Deviation	0 to 20° Landed Pump	0° to 90° Landed Pump – <15°/100 ft Build Angle
Corrosion Handling	Good to Excellent With Upgraded Materials	
Gas Handling	Fair to Good	
Solids Handling	Fair to Good	
Fluid Gravity	>8° API	
Servicing	Workover or Pulling Rig	
Prime Mover Type	Gas or Electric	
Offshore Application	Limited	
System Efficiency	45 to 60%	

IV.3- La pompe Rotaflex :

Dans le domaine pétrolier, et pour l'artificiel lift plus précisément, les limitations ne sont qu'un défi pour les compagnies de service pour avoir des développements des méthodes et des équipements pour les éliminer .

Pour le beampumping ou le sucker rod pumping conventionnel, il est généralement admis qu'il ne convient que pour produire des débits inférieurs ou égaux à 3000 bbl/jour et à des profondeurs de pompage supérieures à 4 000 ft. Ces limitations sont maintenant mises en question grâce au développement des unités de pompage à longue course (long stroke pumping units), l'utilisation de ces unités de pompage a rapidement augmenté ces dernières années et a été considérée comme une option applicable de levage [24].

IV.3.1- Définition de l'unité de Rotaflex :

L'unité de pompage Rotaflex à course longue (long-stroke) est l'une des unités de Sucker Rod pumps qui utilise une technologie éprouvée et ajoute de nombreuses fonctionnalités et améliore l'efficacité d'artificial lift. Comme elle peut être utilisée pour les applications dans lesquelles des pompes électriques immergées ou des pompes de fond hydrauliques étaient autrefois nécessaires.

Les unités de pompage ROTAFLEX, sont des pompes à tiges 100% mécanique, particulièrement adaptées à la production de fluide à grand volume dans des puits profonds et pour récupération du pétrole lourd. Son utilité sur le niveau avancé international combine les avantages de rendement élevé, de fiabilité et d'économie d'énergie.

Après expérience sur terrain, elle augmente la productivité avec une course plus longue - jusqu'à 36,5 pieds - qui permettent aux fluides d'entrer plus longtemps dans l'admission de la pompe (the pumpintake) avant d'être remontés à la surface, en offrant moins de coups par baril à une vitesse relativement constante.

Elle réduit les contraintes et augmente la durée de vie des équipements, de surface, de fond, de la pompe souterraine, de la chaîne de tiges et donc de l'appareil de pompage, aussi, elle atténue les risques de défaillance en fond de trou et diminue la production différée [26].



Figure IV.4 : Pompes Rotaflex.

IV.3.2- Types de la pompe :

Au cours des dernières années le développement de l'unité de pompage Rotaflex à permet de construire 4 types de pompes qui se différent en plusieurs paramètres, et sont classées dans le tableau suivant selon leurs caractéristiques [28] :

Tableau IV.3 : Types et caractéristiques des pompes Rotaflex.

	Model			
	900	1100	1150	1155
Indice de réduction (in./lb.)	320,000	320,000	320,000	500,000
Longueur de course (in.)	288	306	366	366
Charge max sur tige Polie (lb.)	36,000	50,000	50,000	50,000
Maximum coups par minute (SPM)*	4.50	4.30	3.64	3.75
Race Track Overall SPM	5.6	5.4	4.6	4.7
Peak Straight-Way SPM	6.24	5.96	5.05	5.20
Coups minimum (SPM)**	No absolute minimum for short term operation			
Counterweight Assembly (lb.)	9,400	9,800	9,800	9,800
Contrepoids (lb.)	21,980	30,200	30,200	30,200
Contrepoids Totale (lb.)	31,380	40,000	40,000	40,000
Largeur de la bande de charge (in.)	42	50	50	50
Longueur de la ceinture de charge	32 ft. 6 in.	33 ft. 10 in.	38 ft. 10 in.	38 ft. 10 in.
Force de traction de la ceinture de charge (PIW)	10,000	10,000	10,000	10,000
Dimensions de la Rotaflex® (L x W x H) (ft.)	21.6 x 7.6 x 40.5	23.6 x 8.5 x 44.3	23.6 x 8.5 x 49.3	23.6 x 8.5 x 49.3
Taille d'expédition (L x W x H) (ft.)	40.5 x 7.4 x 9.2	44.3 x 8.3 x 10.2	49.3 x 8.3 x 10.2	49.3 x 8.3 x 10.2
Poids d'expédition (lb.)	46,700	57,600	54,000	55,000
Poids de la base (lb.)	29,000	29,000	29,000	29,000
Taille de la base (L x W) (ft.)	24 x 8.5	24 x 8.5	24 x 8.5	24 x 8.5
Temperature de travail ambiante	-40°C to +59°C -40°F to +140°F***			
Taille de la ceinture de charge	42 in. x 32 ft. 6 in.	50 in. x 33 ft. 10 in.	50 in. x 38 ft. 10 in.	50 in. x 38 ft. 10 in.
Système de freinage automatique	Yes	Yes	Yes	Yes

IV.3.3- Principe de fonctionnement :

La construction et le fonctionnement de base des unités Rotaflex sont expliqués dans les figures (IV.5-6), qui présentent un dessin schématique des pièces principales et de leurs fonctions.

En surface la pompe est équipée d'un service qui converti la rotation du moteur principale en mouvement de va et vient, qui se fonctionne à l'intermédiaire d'une chaîne de distribution

qui se déplace autour d'un pignon inférieur et qui est fixé à la boîte de vitesses et autour d'un autre pignon de renvoi supérieur monté sur le mi- tour.

La boîte de poids est attaché à un des liens de la chaîne et se déplaçant avec une transmission mécanique où le dessus de la boîte est attaché à une ceinture de charge absorbant les chocs, connecte directement le puits au contre poids de la pompe (countweight) et supporte toutes les charges d'opérations.

Du côté du puits, la tige polie est directement connectée à une courroie de charge élastique qui passe sur un tambour (top drum) situé plus haut de manière à ce que les charges de la tige polie ne génèrent que des forces verticales dans la courroie. L'autre extrémité de la courroie, suspendue verticalement au tambour, est fixée à la boîte de poids.

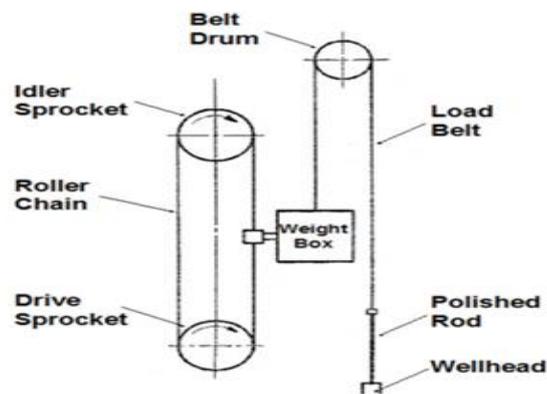


Figure IV.5 : Schéma expliquant le fonctionnement d'une pompe Rotaflex en surface.

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire des tiges et le système de va-et-vient. Son principe de fonctionnement est simple, la pompe volumétrique de fond est équipée par deux vannes l'une fixe l'autre mobile qui ont une sorte des bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour, leur fermeture et ouverture se base sur la différence de pression en amont et en aval. La vanne mobile est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire d'une tige, la descente de cette tige fait augmenter la pression de l'effluent qui se trouve à l'intérieur de la chambre ce qui permet l'ouverture de la bulle supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions.

Au cours de la remontée de tige il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de celui qui se trouve dans la chambre et par la suite l'ouverture de la bulle inférieure ce qui permet de l'effluent d'occuper la chambre, et ainsi de suite l'opération se fait [29].

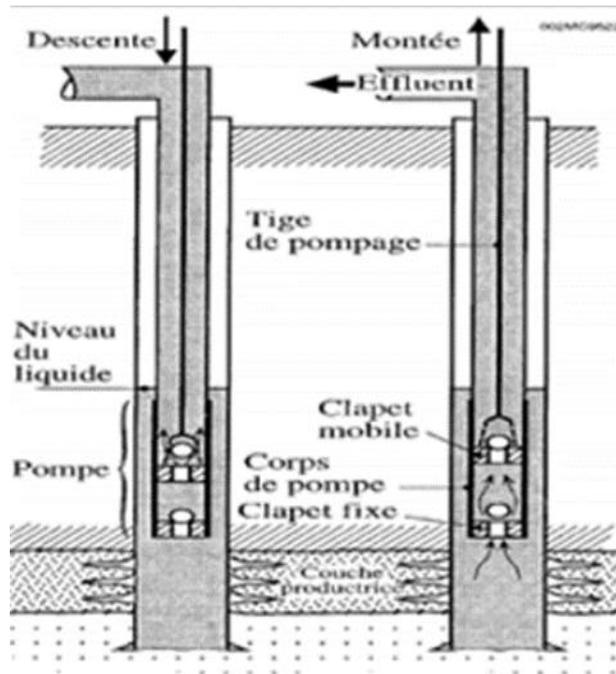


Figure IV.6 : Schéma expliquant le fonctionnement d'une pompe Rotaflex au fond.

IV.3.4-Les équipements d'une unité Rotaflex :

IV.3.4.1- Les équipements de surface :

Les composants structurels d'une unité Rotaflex sont illustrés à la figure (IV.7).

Le derrick, ou tour, supporte et contient la plupart des équipements et se trouve au-dessus de la tête de puits. La tige polie est reliée à l'unité de manière traditionnelle, à l'aide d'une barre de support, d'un serre-tige polie et de suspensions filaires. Le dispositif de suspension à câble est fixé à une courroie de charge solide et flexible suspendue au tambour, qui est situé au sommet de la structure du derrick. L'autre extrémité est fixée à l'ensemble du contrepois (boîte de poids) qui se déplace verticalement de haut en bas à l'intérieur de la tour.

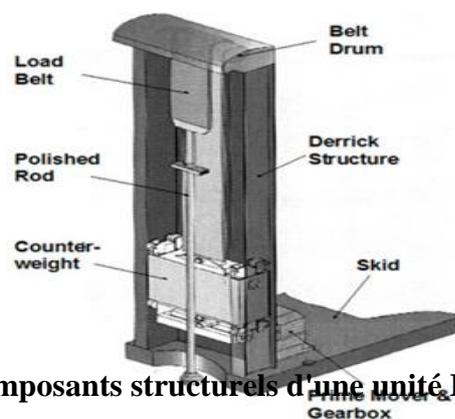


Figure IV.7 : Les composants structurels d'une unité Rotaflex en surface.

- Prime mover (moteur principal).

- Réducteur de vitesse.
- Mécanisme d'inversion.
- Système de lubrification.
- Système de freinage.
- Speed Sentry.
- Capteur de niveau d'huile.
- Système hydraulique.
- Le top drum.
- Plateforme et grille.
- L'échelle.
- Porte de maintenance.

IV.3.4.2- Les équipements de fond :

Leur conception est similaire à celle de la méthode conventionnelle, on cite :

- Les tiges de pompage.
- La pompe du fond.
- Tubing Anchor.
- Le séparateur [31],[27].

IV.3.5- Avantages et inconvénients :

IV.3.5.1- Avantages :

- Des courses plus longues fournissent des taux de compression plus élevés de la pompe pour éviter les problèmes de blocage de gaz.
- Taux de production jusqu'à 6 000 bbl/j.
- Des longueurs de course allant jusqu'à 9,3 mètres (30,5 ft).
- Grande capacité de production et efficacité élevée du système.
- La rentabilité pour les problèmes profonds et puits à volume élevé.
- 20 à 50% de réduction des coûts d'électricité.
- Conception 100 % mécanique - peu compliqué avec faible entretien.
- Se plie pour l'expédition en une seule pièce pour faciliter l'entretien et l'installation.

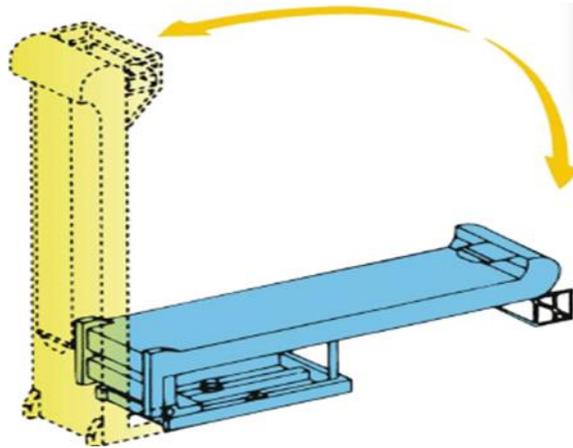


Figure IV.8 : Mécanisme de plissement de la pompe.

- L'unité peut être éloignée de la tête de puits pour un accès facile.
- Les économies d'énergie sont généralement comprises entre 15 et 25%.
- la vitesse constante et moins de coups par baril augmentent la durée de vie de l'unité de pompage, de la pompe de fond.
- La pompe Rotaflex est adaptée aux puits profonds et à haute température.
- Ayant une longue course, le nombre de course nécessaire pour produire un volume de fluide déterminé est réduit.
- Elle nécessite peu de maintenance en surface grâce au nombre de course réduit.

IV.3.5.2- Inconvénients :

- Limites de levage de tiges.
- Potentiel d'usure des tubes et des tiges limité.
- Problèmes de GOR (Ratios gaz-huile).
- La capacité de production diminue à mesure que la profondeur augmente.
- Corrosion et érosion des équipements de fond.
- Productions des particules solides.
- Grand investissement sur les équipements de surface, qui ont une durée de vie de 25-30 ans.
- Le coût élevé des longues tiges alternatives et la pompes en fond de trou.

IV.3.6- Applications :

La Rotaflex offre la meilleure performance possible et la plus grande facilité de maintenance lorsqu'elle est appliquée dans les cas suivants :

- Pour augmentation de la production des puits à volume élevé de liquide.
- Puits déviés prédisposés aux défaillances de la tige et du tube de pompage.
- Pour production de pétrole lourd.
- Des puits profonds.
- Puits GLR élevés.
- Puits multiples avec un nombre limité d'espacement.
- Opérations nécessitant des économies d'énergie.
- Puits subissant de fréquentes pannes d'équipement en fond de trou.
- Puits ayant une haute température de fond [25].

IV.4- Comparaison SRP vs Rotaflex :

Au cours des années de recherche et développement, les unités de pompage sucker rod ont connues quelque améliorations dans le but d'accroître la production avec moins de coups par baril, ces améliorations conduisent à la fabrication de l'unité Rotaflex qui possède plusieurs changements on cite :

- Augmenter la production avec des courses plus longues.
- Diminuer la vitesse de course et augmenter le temps de disponibilité.
- Contrôlez chaque coup pour produire 20% de plus.
- Surveillance des performances du système.
- Améliorer la sécurité opérationnelle.
- Améliorer la gestion du gaz.
- L'accès aux différents composants pour la maintenance [30],[31].

IV.4.1 -Nomenclature:

Les pompes SRP conventionnelles et Rotaflex sont définies par des désignations standards soit pour l'unité de surface ou la pompe de fond, les désignations sont les suivantes:

➔ Pour l'unité de surface :

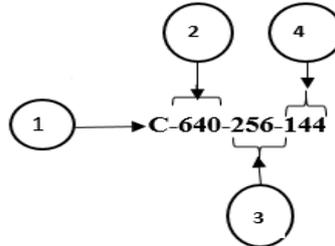


Figure IV.9 : Désignation de l'unité de surface.

Avec :

1 : Type de pompe (C pour conventionnelle et RF pour la Rotaflex).

2 : Couple maximal en 10^3 pouce*livres.

3 : La charge maximale sur la tige polie en 10^2 livres.

4 : La longueur maximale de la course en pouce.

- Exemples :

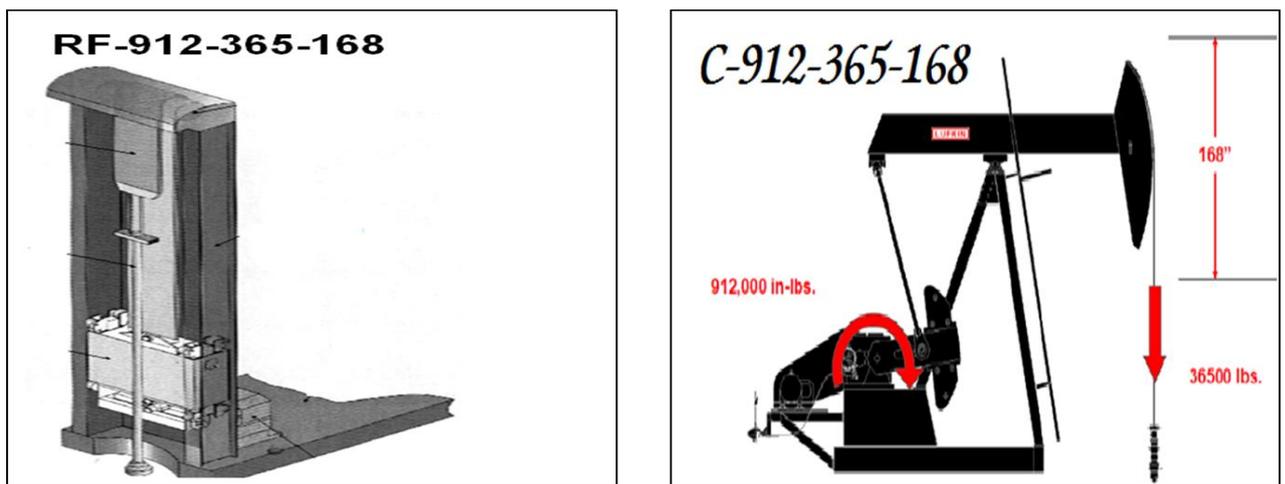


Figure IV.10 : Exemple de désignation de surface.

→ Pour la pompe du fond :

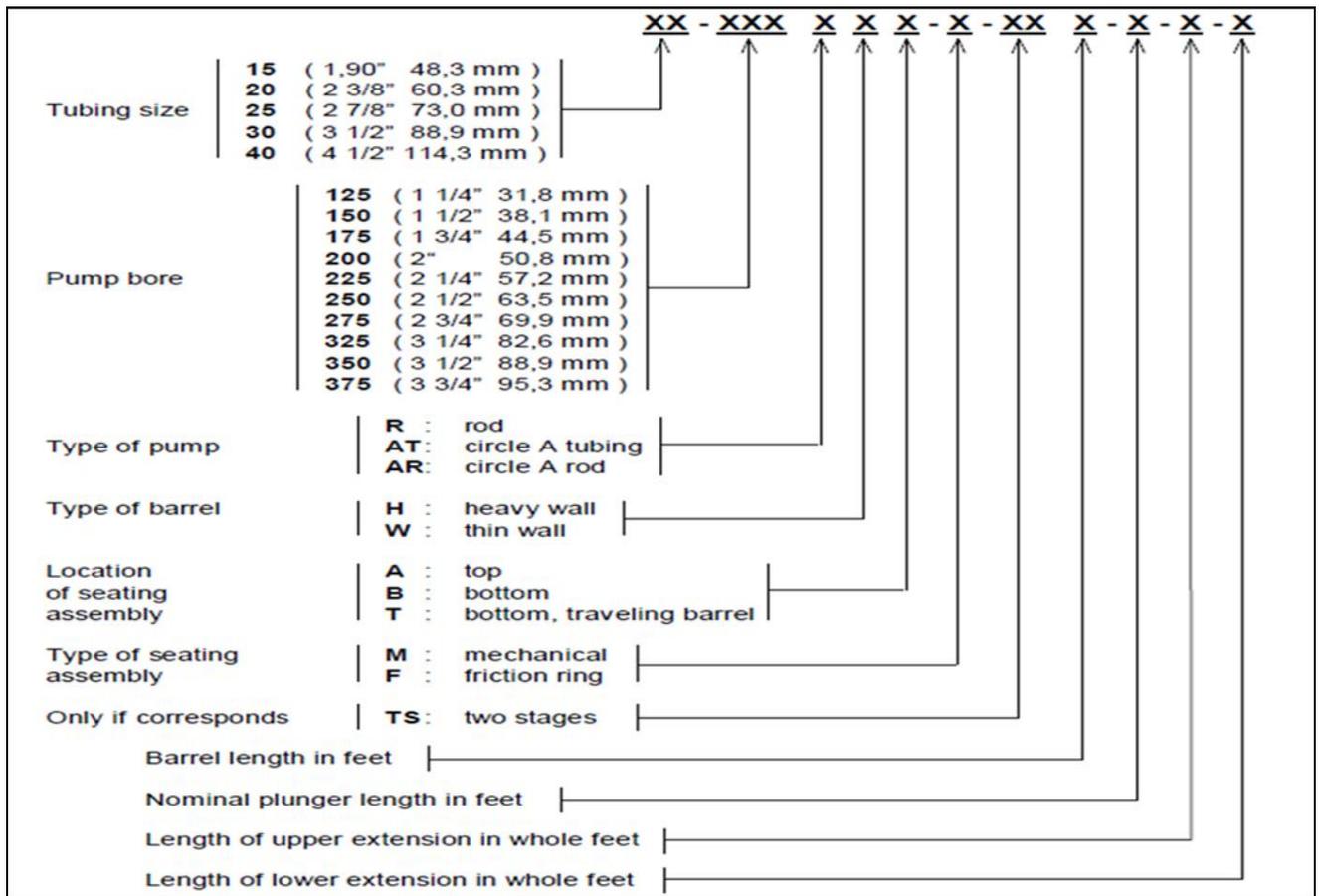


Figure IV.11 : Désignation de de la pompe du fond.

IV.4.2- Les avantages de la Rotaflex par rapport à la conventionnelle :

Le développement des unités conventionnelles présente pour la Rotaflex les avantages suivants :

- Réduction de 40 à 60% de l'usure des tiges pour les puits profond ou déviés où les taux de défaillance sont élevés.
- Augmentation de durée de vie des équipements : Les unités de pompage Rotaflex peuvent souvent produire le fluide à 4 SPM qu'une unité de pompage conventionnelle peut produire à 8 ou 9 SPM, moins d'inversions de tige avec une course plus longue peuvent entraîner moins de défaillances dans les trous.

Tableau IV.4 :Durée de vie d'unité de pompage en fonction des SPM.

Strokes	One	Four	Eight
Per day	1,440	5,760	11,520
Per week	10,008	40,032	80,064
Per month	43,800	175,200	350,400
Per year	525,600	2,102,400	4,204,800
10 million cycles on rods		Four SPM	Eight SPM
		4.75 years	2.37 years

- Réduction de 20 à 50% de consommation de l'électricité.
- Conception 100% mécanique ce qui nécessite peu d'entretien et de maintenance.
- Peut être utilisé à la place des conventionnelles, ESP et les pompes hydrauliques.
- Diminution de la charge de contrainte sur les tiges de pompage.
- Une vitesse de pompage lente réduit les vibrations du train de tiges.
- Remplissage de la pompe plus efficace.
- La vitesse d'écoulement réduite minimise l'évacuation de gaz dans la pompe.
- Des courses de surface plus longues augmentent les taux de compression de la pompe, ce qui aide à éliminer le blocage des gaz - interférences de gaz.

Bien qu'il existe de nombreux modèles d'activation par des pompes à tiges, on va comparer quelques paramètres de spécifications de la pompe conventionnelle et la Rotaflex afin de justifié notre choix de la long stroke pour un puits candidat dans le champ de Hassi Messaoud. La comparaison était réalisée à l'aide du logiciel Rod star par Sonatrach.

IV.4.3-Le choix des pompes :

Le choix des pompes pour un système de pompage à tige est une affaire d'estimer le couple maximal nécessaire pour le fonctionnement, le poids maximal sur la tige polie et la longueur maximale de la course, Le choix correspond à un taux de production désiré.

Dès que les pompes sont dimensionnées, nous pouvons insérer les paramètres nécessaires pour la comparaison.

→Les pompes choisies :

La pompe conventionnelle : C-1824-427-192.

La pompe Rotaflex : model 1100 : R-320-500-306.

→Les paramètres à insérer dans logiciel :

Tableau IV.5 : Les paramètres input de logiciel.

	C-1824-427-192	RF1100 : R-320-500-306
Débit désiré (bbl/j)	563	563
Profondeur de la pompe (m)	3384	3384
Type de pompe	Insert	Insert
Diamètres de piston (inch)	2.5	2.5
Lalongueur de la course (inch)	191.5	305.7
Type des tiges.	Norris 87-k	Norris 87-k

➔ Résultats de simulateurs :

Tableau IV.6 : Résultats des simulateurs.

	C-1824-427-192.	RF1100 : R-320-500-306
SPM	7	3.7
La charge de fluide (livres)	6922	6922
Max charge de la tige polie (livre)	42271	35216
Torque (inch.lbs)	1280	142
Electricité requise par le moteur (hp)	100	40
Cout d'électricité par baril (dollar)	0.106	0.065

➔ Interprétation des résultats :

On considérant les mêmes conditions de fonctionnement pour les deux types de pompes on constate :

- 1- La vitesse de pompage est assez réduite pour la pompe Rotaflex par rapport à la conventionnelle pour avoir le débit désiré, ce qui réduit les chocs sur les tiges et leurs usure et par conséquent l'augmentation de la durée de vie de la pompe.
- 2- Vu que la profondeur d'insertion des pompes et les types des tiges sont les mêmes, la charge de fluide est égale dans les deux cas.
- 3- La charge sur la tige polie dans le cas d'unité conventionnelle est plus proche de la valeur maximale de l'appareil, par contre dans le cas de la Rotaflex l'écart est plus important qui permet de la modifier en cas de nécessité sans dépasser la valeur maximale.
- 4- Concernant le couple, celui de la conventionnelle est plus important par rapport à la Rotaflex ce qui implique la réduction de la géométrie de gearreducer donc la réduction de la vitesse.

- 5- La consommation de l'électricité de la conventionnelle est élevée due aux valeurs de couple et de vitesse importante, par contre l'unité Rotaflex qui consomme peu d'électricité donc un simple générateur suffira.
- 6- En raison de la longueur importante de la course de la Rotaflex et la vitesse réduite, l'unité ne consomme pas assez d'énergie donc le cout de consommation sera réduit.

Pour plus de précision on fait recours aux résultats de dynamomètre des pompes :

- La pompe conventionnelle :

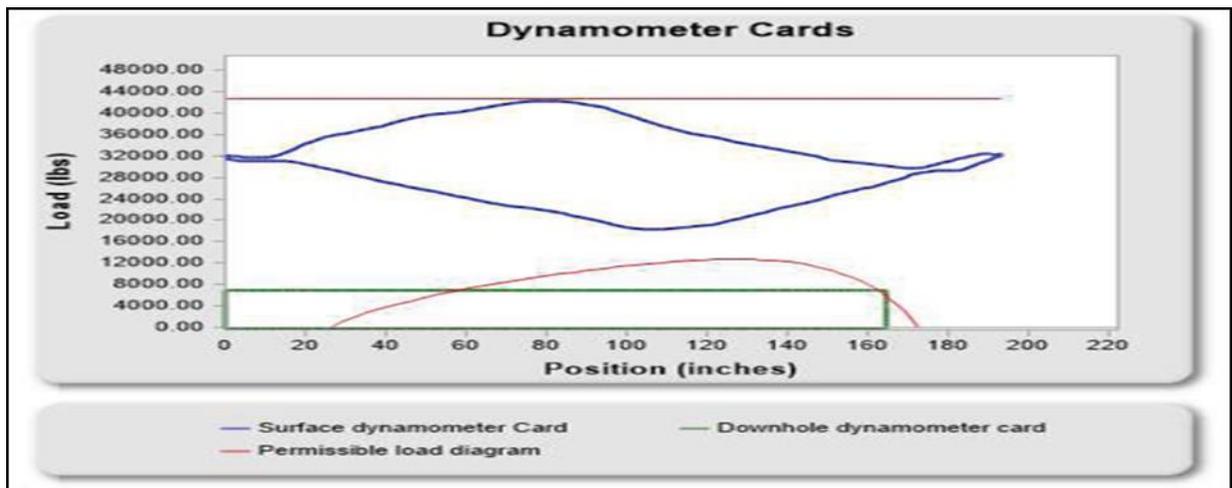


Figure IV.12 : Dynamomètre card de la pompe conventionnelle.

- la Rotaflex :

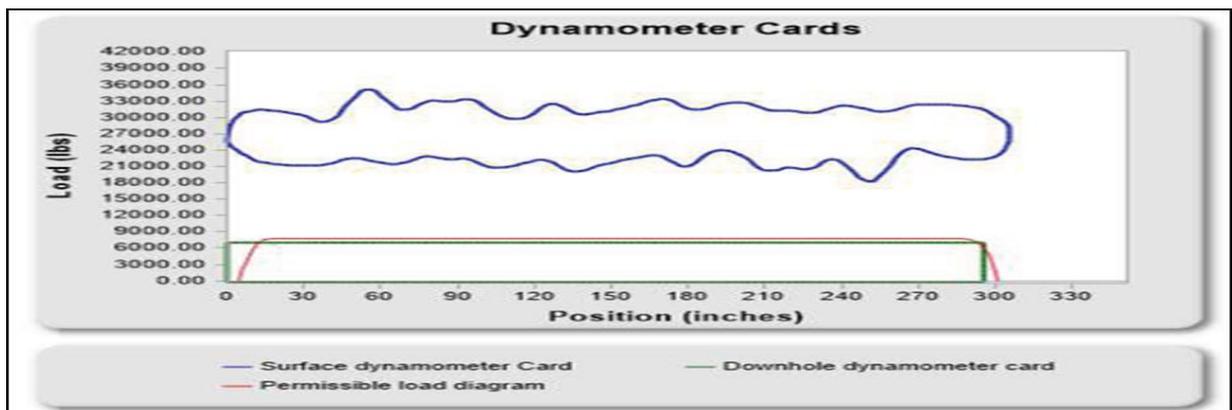


Figure IV.13 : Dynamomètre card de la pompe Rotaflex.

→Commentaire :

- D'après la carte surface de dynamomètre en remarque l'existence du mouvement de tubing due à la vitesse élevée pour l'unité conventionnelle. Pour la Rotaflex, le fonctionnement est presque idéal (allure de full pump) avec la présence de quelques vibrations.
- L'écart important d'erreur entre le cas idéal et le cas actuel pour la conventionnelle par contre dans le cas de la Rotaflex ils sont presque identiques ce qui implique que son fonctionnement est optimal.

Conclusion :

Les résultats obtenus de l'étude comparative favorise l'installation de la Rotaflex dans les puits profonds tels que les puits du champ de Hassi Messaoud.

V.1- Introduction :

Dans le cadre de justifier le choix de la pompe Rotaflex on a effectué une étude sur le puits HGA1 par la réalisation d'un design et optimisation, où sa sélection est basée sur :

- Puits produisant par déplétion naturelle.
- Faible GOR.
- Le puits n'est pas entravé par des problèmes des dépôts (minéraux et organiques...).
- Puits loin du réseau gaz lift.
- Water cut faible.
- Faible débit du puits.
- Pas de maintien de pression dans la zone du puits.
- Pression de gisement proche de la pression de fond dynamique.

V.2- Généralités sur le puits HGA1 :

Le puits HGA1 est un puits producteur d'huile vertical foré le 13/01/1991 dans le réservoir "Ordovicien et Cambrien" situé dans la périphérie au Sud Est de la structure de HGA .

En 2010, une isolation totale du cambrien a été réalisée à cause des venues d'eau, suivi de l'exploitation du réservoir Ordovicien après fracturation effectuée avec succès en Mai 2010 où le débit passe de $0\text{m}^3/\text{h}$ à $19\text{m}^3/\text{h}$.

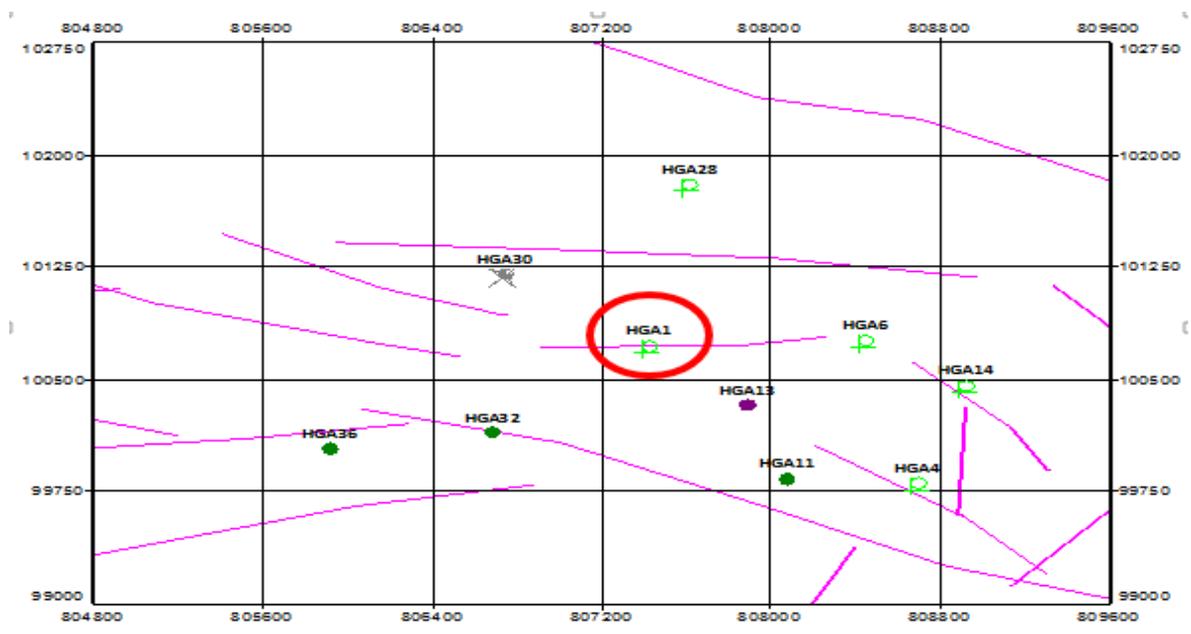


Figure V.1 : Localisation du puits HGA1.

V.2.1- Historique de production de puits HGA1 :

- **Pression de gisement:**

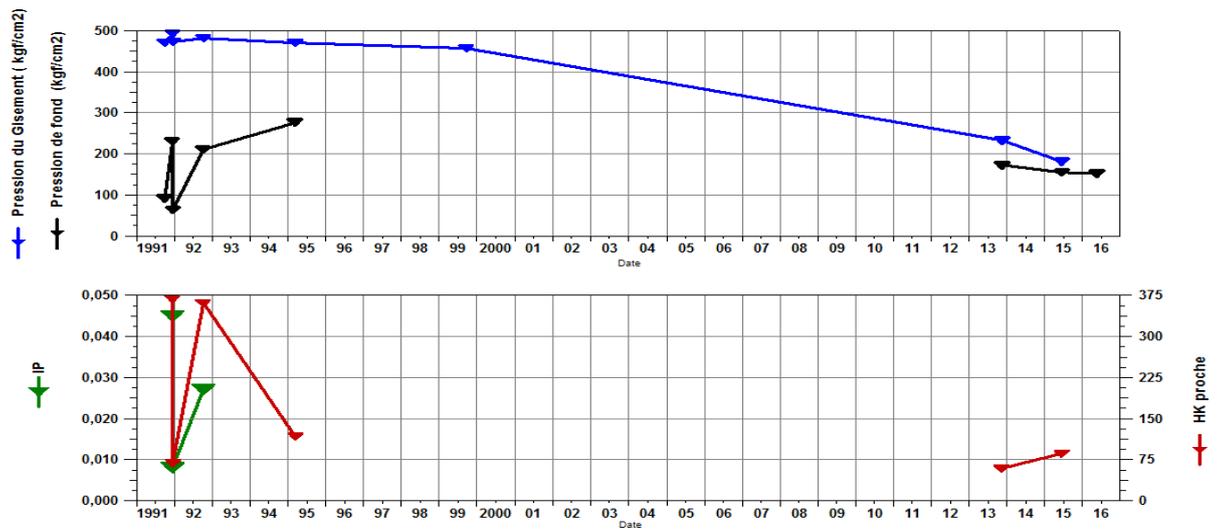


Figure V.2 : Pression de gisements du puits HGA1.

- **Le débit d'huile :**

Le puits est mise en service avec un débit moyen de 4m³/h, actuellement le puits est fermé pour cause de débit nul.

- **La pression de tête :**

Une pression de tête est de 12 kg/cm².

- **GOR et eau récupéré:**

Un GOR de 150 sm³/sm³.

Aucune production d'eau n'est enregistrée sur le puits Wcut=0.

Les courbes suivantes montrent la variation des paramètres de production depuis sa mise en production en 2010 au 2017.

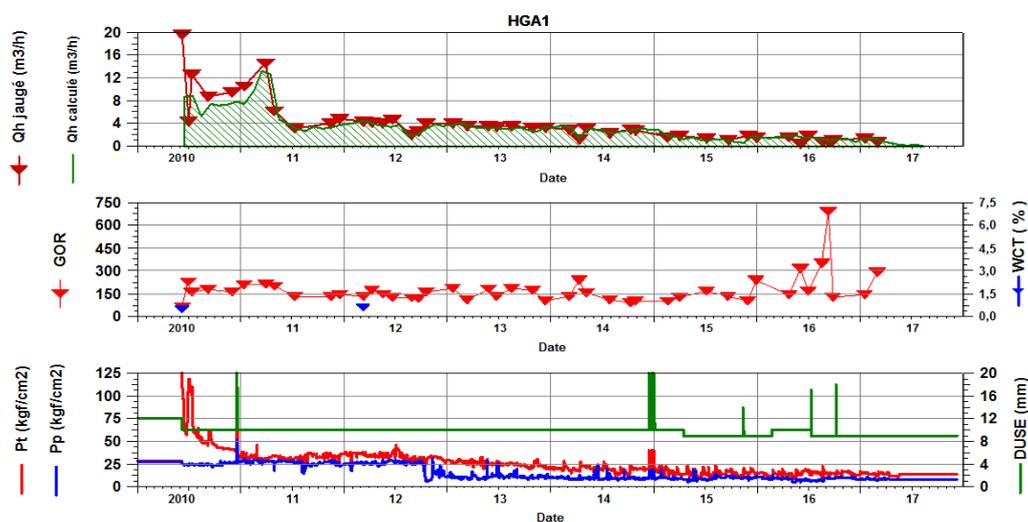


Figure V.3 : Historique de production de puits HGA1.

V.2.2- La complétion du puits HGA1 :

Puits équipé par un tubing de 4"1/2, réservoir en cased hole.

Tableau V.1 : Les côtes importantes de complétion de puits HGA1.

Complétion	Profondeur (mètre)
L-Nipple 'R'4"1/2NV	3161.84
L-Nipple 'RN'4"1/2NV	3172.52
Sabot guide 4"1/2	3183.20
Sabot 7"	3234
Cased hole	3234-3334

Vue que le puits traverse la couche LD2 qui a une forte pression de (450 à 500 bars), le changement de la pression de l'espace annulaire provoque le risque de collapse des casings donc on doit créer un autre espace annulaire pour échapper le gaz séparé en cas de nécessité pour cela on propose la descente d'un tubing 2"7/8 pour recevoir la pompe de fond choisie.

V.2.3- Les propriétés de fluide :**Tableau V.2 : Les données PVT de puits HGA1.**

Densité d'huile (API)	45
Densité d'eau	1,02
Densité de gaz	0,72
Pression de bulle (bar)	158
Viscosité (cp)	0,231
Rs (m ³ /m ³)	191 à 170 kg/cm ²
Bo	1,792 à 170kg/cm ²
Salinité (ppm)	200000

V.2.4 - Les logiciels utilisés pour la réalisation du modèle du puits :

- **PROSPER :**

Le logiciel pétrolier PROSPER est un programme d'optimisation, de conception et de performance de puits destiné à modéliser la plupart des types de configurations de puits que l'on trouve actuellement dans l'industrie pétrolière et gazière.

PROSPER peut aider l'ingénieur de production ou de réservoir à prévoir avec précision et rapidité les caractéristiques d'écoulement et les températures de tubing et de pipeline. Les fonctions de calcul de sensibilité de PROSPER permettent d'optimiser les conceptions de puits existantes et d'évaluer les effets des modifications futures des paramètres du système.

PROSPER est conçu pour permettre la construction de modèles de puits fiables et cohérents, avec la capacité de traiter chaque aspect de la modélisation de puits de forage (PVT (caractérisation des fluides), corrélations VLP (pour le calcul de la perte de charge dans la conduite et le tubing) et IPR).

En modélisant chaque composant du système de puits producteur, l'utilisateur peut vérifier chaque sous-système du modèle en effectuant une comparaison des performances. Une fois qu'un modèle de système de puits a été adapté aux données de terrain réelles, PROSPER peut être utilisé en toute confiance pour modéliser le puits dans différents scénarios et faire des prévisions de la pression du réservoir sur la base des données de production de surface.

PROSPER propose des fonctions de correspondance uniques qui ajustent le PVT, les corrélations de flux polyphasiques et les IPRs en fonction des données de terrain mesurées, ce qui permet de construire un modèle cohérent avant son utilisation dans la prévision (sensibilité ou conception d'artificial lift).

- **RODSTAR :**

Le RODSTAR est un logiciel de simulation qui permet de modéliser les paramètres des différentes unités de pompage à tiges ainsi de comparer leur fonctionnement.

Avec le RODSTAR, on peut fixer une cible de production et demander au programme de calculer automatiquement la vitesse de pompage, la taille du plongeur, la conception optimale du train de tiges, la taille de l'unité de pompage et la taille du moteur dont on a besoin pour réaliser la cible de production.

V.2.5 - La performance du puits HGA1 (construction de modèle de base de puits HGA1 et définition de son point de fonctionnement) :

En utilisant l'analyse nodale, nous allons étudier la performance actuelle de puits pour prouver que le puits HGA1 selon le jaugeage de **16/01/2017** a un débit de $1.4 \text{ m}^3/\text{h}$ et établir les courbes d'écoulement entrant et d'écoulement sortant, on introduit les données de PVT, essais de puits et de jaugeage dans le logiciel PROSPER.

On a choisi la date de dernier PFD comme une date référence pour caler le modèle de puits à cause de la disponibilité des données. Ensuite on fait le calage de puits, en injectant les données relevées lors des derniers jaugeages pour obtenir la performance actuel du puits.

D'après les résultats de calcul de perte de charge on constate que la méthode de **HAGEDORN ET BROWN** donne les estimations des pertes de charge verticale les plus proches des valeurs mesurées. De ce fait, cette corrélation sera utilisée pour les calculs de notre puits.

En utilisant l'analyse nodale, nous allons étudier les performances actuelles de puits et cela dans le but d'identifier le point de fonctionnement de puits (P_{wf} , Q_o). Pour cela nous allons tracer

les courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) pour le puits. A partir de ces courbes nous déterminerons la valeur de l'AOFP (Absolute open flow potential).

La courbe d'IPR/VLP représente le cas du dernier PFD du 20/05/2015 avec le jaugeage du 16/01/2017.

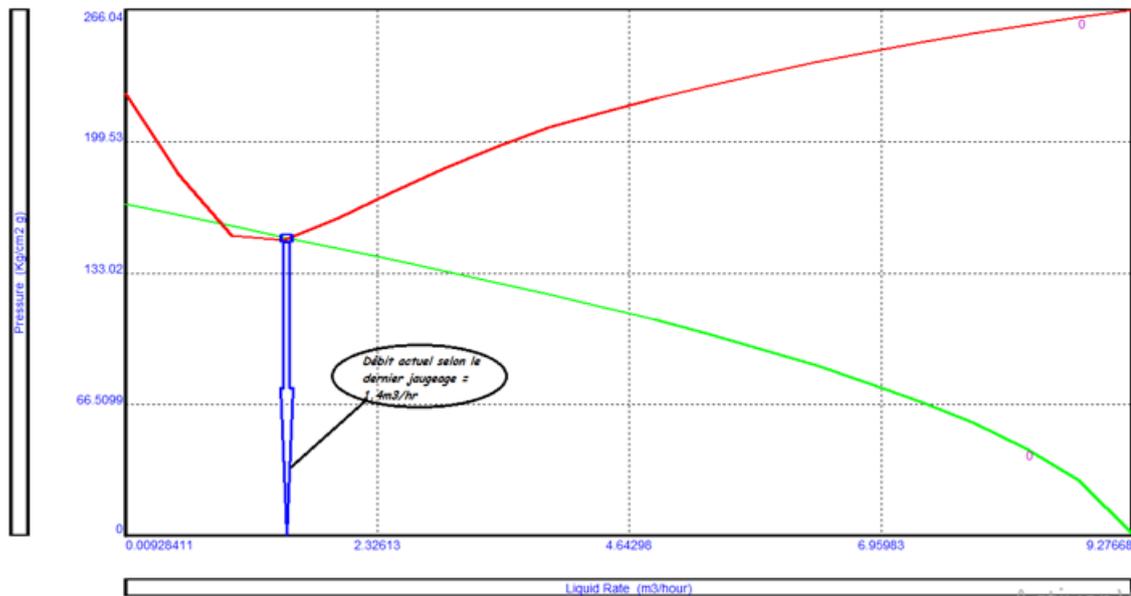


Figure V.4 : Modèle initial du Puits HGA1.

D'après la courbe IPR on remarque que :

- Le réservoir à un potentiel $AOF_p = 9.3 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Il y a un point de fonctionnement donc un débit d'huile $Q = 1.4 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Le puits actuellement est fermé suite au débit nul.

V.2.6- Choix de la pompe :

La procédure de conception d'une pompe Rotaflex doit commencer par une sélection préliminaire des composants. A l'aide des catalogues des types, des disponibilités au marché, les caractéristiques de fonctionnement, des tableaux et des figures des unités sélectionnées sont déterminées pour les conditions de puits spécifiées.

Les données suivantes doivent être connues ou au moins supposées ; profondeur de la pompe (ft), vitesse de pompage, nombre et longueur de la course en surface, diamètre du barrel de la pompe (in), densité du fluide, diamètre des tiges et leurs positions suspendue, ancrée ou non.

Pour le puits HGA1, l'unité **1150 (R-320-500-366)** est sélectionnée à partir du catalogue de Weatherford. Pour cette pompe : les deux premiers chiffres représentent les limites de

charge de l'unité, tandis que le dernier chiffre représente la longueur de course maximale de l'unité. Ainsi, la pompe R-320-500-366 est une unité ayant une limite maximale de tige polie de 50000 lb pouvant fonctionner à des couples allant jusqu'à 320 000 in.lb et dont la course maximale est de 366 pouces.

La pompe de fond de l'unité 1150 (R-320-500-366) est du type insert placée à l'intérieur d'un tubing 2"7/8 dans le siège, son diamètre est de 1.75". La liaison entre la pompe de fond et l'unité de surface sera réalisée par des tiges de différents de diamètre.

Tableau V.3 : Les spécifications de la pompe RF 1150.

Depth	Rotaflex 1150 Without Drive					Rotaflex 1150 With Drive				
	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%
2,000 ft (609 m)	6.76	3.63	99.9	88.9	5,033 bbl/d (33.34 m³/h)	6.76	4.96	99.1	86.9	6,966 bbl/d (46.90 m³/h)
3,000 ft (914 m)	4.76	3.63	99.7	90.2	3,393 bbl/d (22.47 m³/h)	4.76	4.96	99.7	82.9	4,627 bbl/d (30.64 m³/h)
4,000 ft (1,219 m)	4.26	3.63	97.9	99.0	2,643 bbl/d (17.60 m³/h)	4.26	4.96	98.1	88.4	3,661 bbl/d (23.60 m³/h)
6,000 ft (1,824 m)	3.76	3.63	98.6	99.8	2,034 bbl/d (13.47 m³/h)	3.76	4.67	99.6	96.4	2,662 bbl/d (16.84 m³/h)
6,000 ft (1,828 m)	3.26	3.63	91.7	99.6	1,621 bbl/d (10.07 m³/h)	3.26	4.97	96.7	99.9	2,126 bbl/d (14.03 m³/h)
7,000 ft (2,133 m)	2.76	3.62	86.8	100.0	1,112 bbl/d (7.36 m³/h)	2.76	4.97	92.8	100.0	1,669 bbl/d (10.29 m³/h)
8,000 ft (2,438 m)	2.60	3.64	82.9	99.1	896 bbl/d (6.02 m³/h)	2.60	4.98	82.7	99.8	1,287 bbl/d (8.49 m³/h)
9,000 ft (2,743 m)	2.26	3.63	79.3	99.4	729 bbl/d (4.82 m³/h)	2.26	6.00	77.4	97.8	1,032 bbl/d (6.81 m³/h)
10,000 ft (3,048 m)	2.26	3.63	75.4	99.8	696 bbl/d (4.60 m³/h)	2.00	4.98	78.7	99.9	828 bbl/d (5.46 m³/h)
11,000 ft (3,362 m)	2.00	3.62	71.3	100.0	562 bbl/d (3.72 m³/h)	1.75	4.99	80.9	99.7	667 bbl/d (4.40 m³/h)
12,000 ft (3,657 m)	1.76	3.64	63.8	99.4	433 bbl/d (2.86 m³/h)	1.75	4.99	74.1	99.6	631 bbl/d (4.16 m³/h)

V.2.7- Design du puits HGA1 avec le Logiciel RODSTAR :

La pompe choisie est ROTAFLEX de type **R-320-500-366 Model 1150**

- Donnés des tiges de pompage :

Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
1	WFT EL	2340	N/A	69%	45454	25749	18568	WFT EL
0.875	WFT EL	8350	N/A	68%	44702	24252	-3411	WFT EL
@ 1	Norris K (sb)	400	90000	55%	9216	-2611	-4838	API MG

Figure V.5 : Donnés techniques de design des tiges de pompage.

- Données de moteur et d'électricité requis :

Torque analysis and electricity consumption	BALANCED (Min Torq)
Peak g'box torq. (M in-lbs):	131
Gearbox loading:	41%
Cyclic load factor:	1.2
Counterbalance weight (M lbs):	27.66
Daily electr.use (KWH/day):	528
Monthly electric bill:	\$965
Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.165
Electr.cost per bbl. oil:	\$0.235

Figure V.6. : Données de moteur et du réducteur.

V.2.7.1- Design du puits avec l'installation de la pompe Rotaflex :

Avec les données actuelles du puits HGA1, l'installation de la pompe permet d'avoir un débit de production de 3.15 m³/h avec une efficacité de 95% à cause de l'effet de gaz.

CALCULATED RESULTS			
Production rate (bfpd):	477	Peak pol. rod load (lbs):	34375
Oil production (BOPD):	477	Min. pol. rod load (lbs):	19118
Strokes per minute:	3.59	MPRL/PPRL	0.556
System eff. (Motor->Pump):	50%	Unit struct. loading:	69%
Permissible load HP:	107.7	PRHP / PLHP	0.23
Fluid load on pump (lbs):	6251	Buoyant rod weight (lbs):	23517
Polished rod HP:	24.4	N/No: .16 , Fo/SKr: .141	
Tubing And Pump Information			
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Tubing I.D. (in):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Pump depth (ft):	10100	Tub.anch.depth (ft):	10070
Pump conditions:	gas intf.	Pump load adj. (lbs):	0.0
Pump type:	Insert	Pump efficiency/fillage:	85% / 95%
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0

Figure V.7 : Principaux résultats du design.

- Les résultats du dynamomètre :

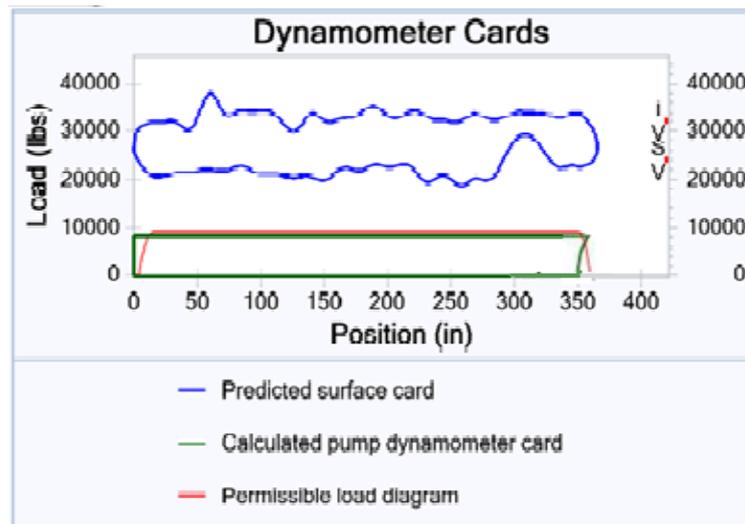


Figure V.8 : Résultat du dynamomètre.

D'après les résultats du dynamomètre, on remarque que la pompe est en bon état de fonctionnement.

V.2.7.2- Scénarios de sensibilisation :

Trois designs ont été effectués pour ce puits :

1. Premier scénario :

Le premier scénario est le scénario le plus défavorable considérant un GOR de 300 sm³/m³ et un water cut de 30%.

La pression de production du réservoir est de 130 bars et la pression d'aspiration est 115 bars. Le taux de production maximum que nous pouvons obtenir dans ces conditions est de 0.7 m³/h d'huile avec une efficacité de 39% à cause de l'effet de gaz.

CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 75% GRADE: B-)			
Production rate (bfpd):	154	Peak pol. rod load (lbs):	27903
Oil production (BOPD):	108	Min. pol. rod load (lbs):	12907
Strokes per minute:	3.64	MPRL/PPRL:	0.463
System eff. (Motor->Pump):	21%	Unit struct. loading:	56%
Permissible load HP:	129.9	PRHP / PLHP:	0.19
Fluid load on pump (lbs):	6054	Buoyant rod weight (lbs):	16947
Polished rod HP:	24.3	N/No: .142 , Fo/SKr: .137	
Tubing And Pump Information			
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Tubing I.D. (in):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Pump depth (ft):	10100	Tub.anch.depth (ft):	10070
Pump conditions:	gas intf.	Pump load adj. (lbs):	0.0
Pump type:	Insert	Pump efficiency/fillage:	85% / 39%
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0

Figure V.9: Principaux résultats du design de premier scenario.

- Les résultats du dynamomètre :

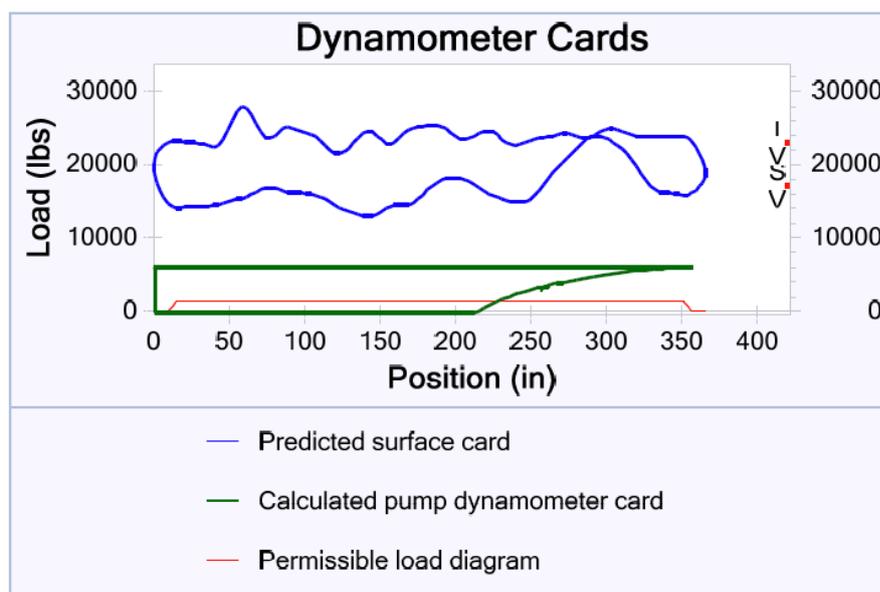


Figure V.10 : Résultats du dynamomètre (premier scenario).

On remarque la présence des vibrations à partir de la carte de surface, et la diminution du poids sur la tige polie avec le déplacement du plongeur à partir de la carte de fond, cela se traduit par la présence du gaz dans le barrel.

2. Deuxième scenario :

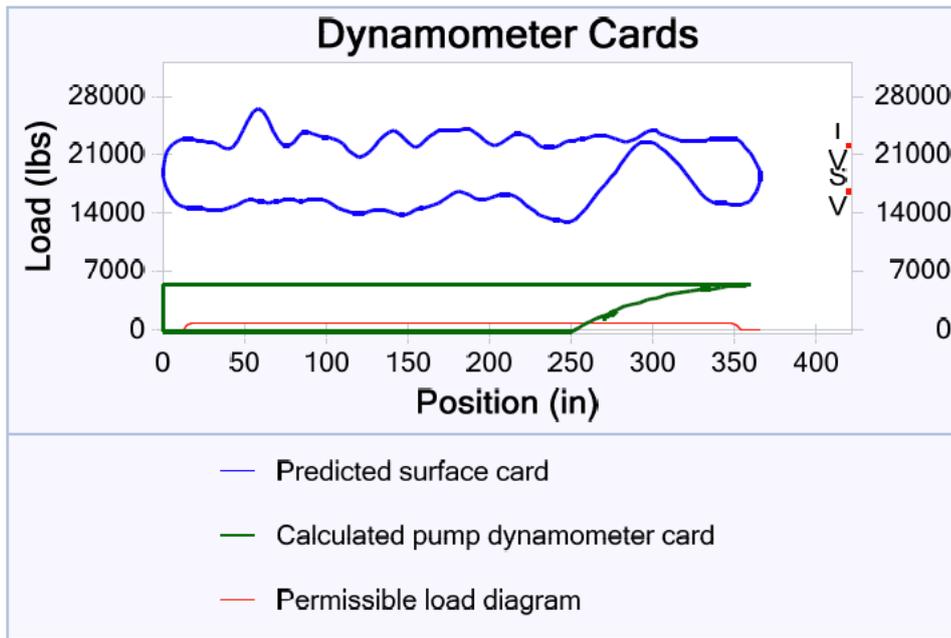
On prend un GOR de 200 sm^3/m^3 et un water cut de 0% et une même pression de gisement qui est de 130 kg/cm^2 .

On remarque un débit d'huile de 1.4 m^3/h avec une efficacité de 53% à cause de l'effet de gaz, ces derniers sont augmentés par rapport au premier scenario à cause de la diminution de la valeur de water cut et du GOR.

CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 78% GRADE: B-)			
Production rate (bfpd):	211	Peak pol. pod load (lbs):	26545
Oil production (BOPD):	211	Min. pol. rod load (lbs):	12968
Strokes per minute:	3.64	MPRL/PPRL:	0.489
System eff. (Motor->Pump):	27%	Unit struct. loading:	53%
Permissible load HP:	129.8	PRHP / PLHP:	0.18
Fluid load on pump (lbs):	5366	Buoyant rod weight (lbs):	16653
Polished rod HP:	23.6	N/No: .143 , Fo/SKr: .123	
Tubing And Pump Information			
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Tubing I.D. (in):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Pump depth (ft):	10100	Tub. anch. depth (ft):	10070
Pump conditions:	gas intf.	Pump load adj. (lbs):	0.0
Pump type:	Insert	Pump efficiency/fillage:	85% / 53%
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0

Figure V.11: Principaux résultats du design de deuxième scenario.

- Les résultats du dynamomètre :



FigureV.12 : Résultats du dynamomètre (Deuxième scenario).

On remarque que l'opération de pompage a subi moins de vibrations des tiges, et plus de remplissage par rapport au premier scénario.

3. Troisième scenario :

C'est le scenario le plus favorable, on prend un GOR de 200 sm^3/m^3 et un water cut de 0% et une pression de gisement qui est de 130 kg/cm^2 .

Dans ce cas-là on introduit dans notre design un séparateur de gaz, le débit de production a augmenté à 2.4 m^3/h avec une efficacité de 90% à cause de l'effet de gaz.

CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 88% GRADE: B+)			
Production rate (bfpd):	358	Peak pol. rod load (lbs):	26667
Oil production (BOPD):	358	Min. pol. rod load (lbs):	12318
Strokes per minute:	3.64	MPRL/PPRL:	0.462
System eff. (Motor->Pump):	43%	Unit struct. loading:	53%
Permissible load HP:	129.7	PRHP / PLHP:	0.20
Fluid load on pump (lbs):	5366	Buoyant rod weight (lbs):	16751
Polished rod HP:	26.1	N/No: .143 , Fo/SKr: .123	
Tubing And Pump Information			
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Tubing I.D. (in):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.500
Pump depth (ft):	10100	Tub.anch.depth (ft):	10070
Pump conditions:	gas intf.	Pump load adj. (lbs):	0.0
Pump type:	Insert	Pump efficiency/fillage:	85% / 90%
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0

Figure V.13 : Principaux résultats du design de troisième scenario.

- Les résultats du dynamomètre :

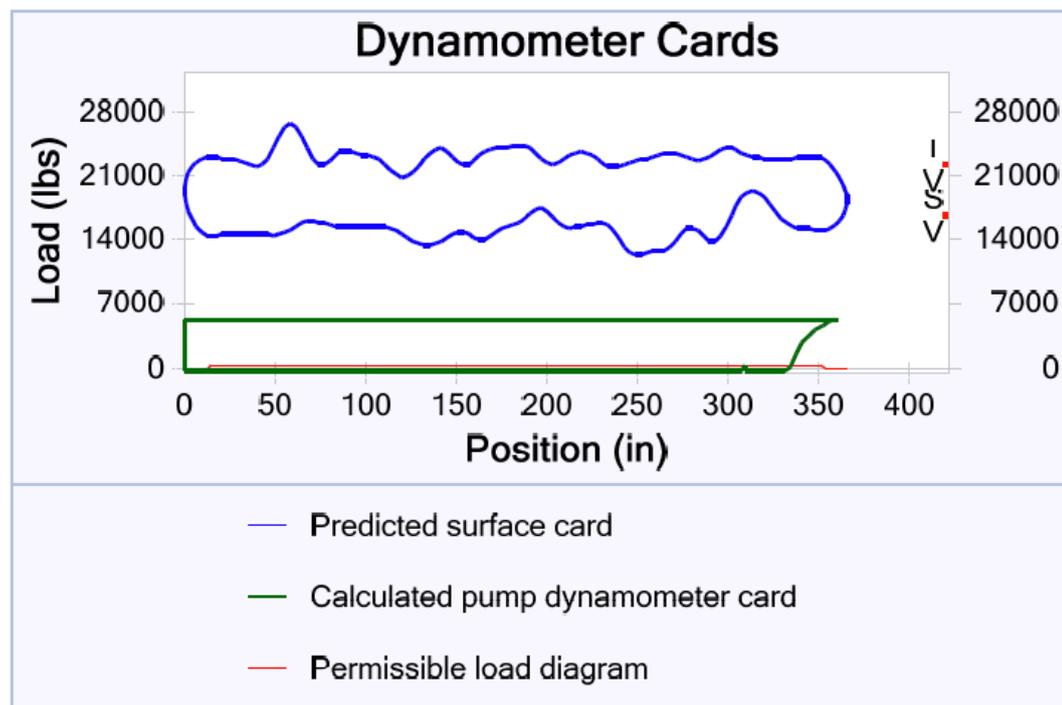


Figure V.14: Résultats du dynamomètre (Troisième scénario) .

D'après les résultats du dynamomètre, on remarque que la pompe est en bon état de fonctionnement en raison de l'élimination du gaz par le séparateur (une pompe rempli d'huile et absence de gaz).

→ On conclue :

- Ces trois scénarios montrent l'influence du water cut et de GOR sur la production.
- L'augmentation de water cut provoque une diminution de la production d'huile mais ce phénomène est exclu vue que le Puits HGA1 ne produit pas de l'eau et il se trouve sous un aquifère inactif.
- Le GOR influe de manière indésirable sur la production d'huile, pour résoudre ce problème on place un séparateur au-dessous de la pompe de fond ou bien on perfore le tubing pour évacuer le gaz vers l'espace annulaire.

V.2.8- L'installation de l'unité de surface :

L'installation de l'unité de surface nécessite des modifications sur la tête de puits où on remplace la partie supérieure de la tête installée par la tête de puits de Rotaflex qui est composée d'un BOP, une presse étoupe et un tee (comme indiqué dans la figure ci-dessous), aussi l'installation d'un tubing hanger pour la suspension du tubing 2"7/8, cette modification sert à réduire la hauteur de 124" à 87".

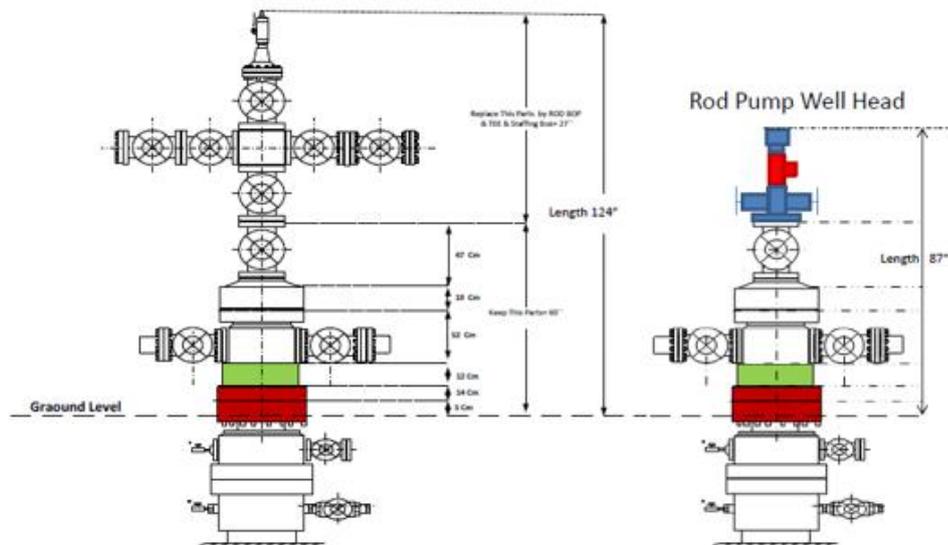


Figure V.15 : Modification sur la tête du puits.

L'installation de l'unité a besoin d'une plateforme de 23.6" (0.6m) en béton pour la connecter avec la tête de puits.

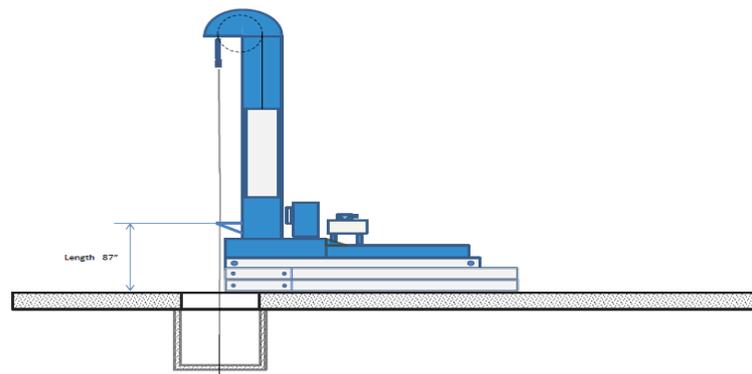


Figure V.16: Positionnement de la pompe après la réalisation de la plateforme.

V.3- Etude économique :

L'évaluation économique d'installation de la pompe est indispensable pour justifier son application et évaluer sa rentabilité sur le puits HGA1. Cela consiste d'une part ; à calculer le coût total de l'opération, et d'autre part à connaître la production du puits après l'installation, pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec de simples calculs (indiqués ci-dessous), on pourrait juger la rentabilité de l'opération.

Pour notre puits, le gain de production qu'on peut avoir après installation de la pompe peut atteindre 3.15m³/h avec un prix de baril de 50\$/bbl.

V.3.1- Le coût global de l'opération :

Pour déterminer le coût global de l'installation de la pompe sur le puits on doit calculer le prix total d'investissement sur les différentes opérations réalisées, le tableau suivant présente les différents couts d'investissement pour une location d'une année :

Tableau V.4 : Le coût global de l'opération.

Opération	Snubing (15 jours)	Mobilisation	Installation	Location (365 jours)	Total
Prix					
Prix unitaire (\$/j)	11232.4	-	-	1800	-
Prix total (\$)	168,486	150,000	45,000	657,000	1020486

V.3.2- Calcul du payout time (POT) :

Le payout d'une opération est égal au nombre de jours de production que le puits doit livrer après l'installation de la pompe , pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite à la réalisation de la Rotaflex, le prix de base sur lequel est calculé le payout en 2019 est de 50 \$/bbl

$$\text{Payout (jours)} = \frac{\text{CG}}{\Delta Q \cdot \text{Pu} \cdot 6,29 \cdot 24}$$

Avec :

POT (j): Payout time en jours.

CG : Coût global de l'opération (\$).

ΔQ (m³/h) : Le gain après installation de la pompe (m³/h).

PU : Le prix unitaire du baril fixé à 50 (\$/bbl).

⇒ **POT pour $Q=3.15 \text{ m}^3/\text{h}$:**

$$\text{POT=Payout (jours)} = \frac{1020486 \text{CG}}{3,15 \cdot 50 \cdot 6,29 \cdot 24} = 42.9 \approx 43 \text{ jours}$$

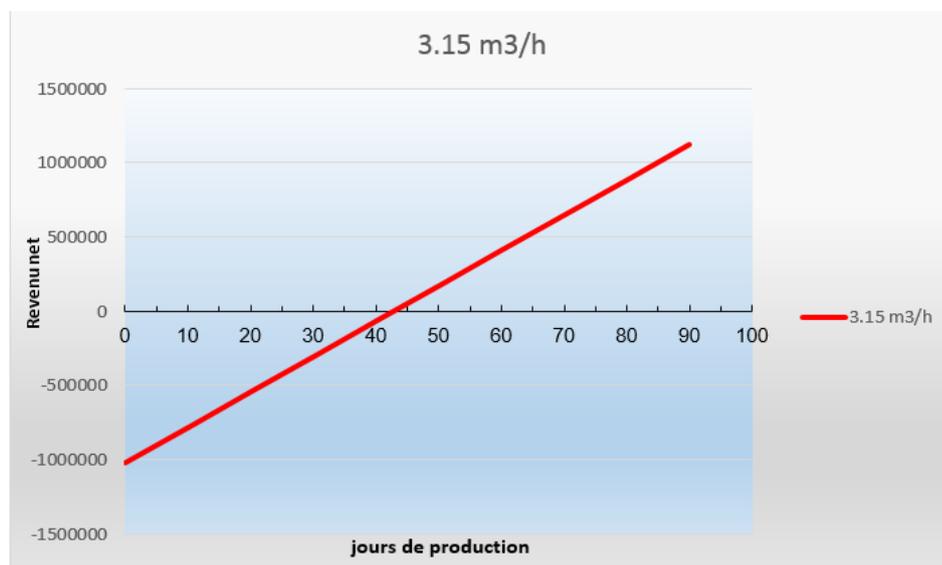
V.3.3- Evaluation de revient d'investissement et profits :

Les revient pour chaque gain d'huile sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau V.5 : Le retour sur investissement.

Nombre de jours de production	Revenu pour un débit de (3.15 m ³ /h)
0	-1020486
10	-782724
20	-544962
30	-307200
40	-69438
50	168324
60	406086
70	643848
80	881610
90	1119372
100	1357134

→ Les résultats précédents sont convertis dans la courbe suivante :

**Figure V.17: Le retour sur investissement.**

Profits après un an de production :

- 3.15 m³/h: 7 657 827 \$.

Conclusion :

- On constate que pour un débit de 3.15 m³/h on peut récupérer le taux d'investissement total en 43 jours.
- On distingue qu'après une année de production, les profits sont très importants et de l'ordre de plus de sept millions de dollars.
- On peut conclure que l'installation de la pompe dans le puits est techniquement et économiquement rentable.

Conclusion :

- La Rotaflex est un système de pompage à longue course relativement efficace et offrant des capacités de levage élevées. La longue course lente représente un bon choix pour les puits déviés. Cependant, lors du pompage des puits profonds, déviés et gazeux, il est parfois nécessaire d'expérimenter diverses configurations de fond de trou pour optimiser la production.
- Comparée aux unités de pompage traditionnelles, l'unité de pompage Rotaflex ultra-longue course a la capacité de pomper à des profondeurs plus importantes et produit plus de fluide que les unités conventionnelles.
- Pour ce faire, un réducteur de vitesse et un moteur plus petits réduisent les coûts énergétiques.
- La course lente et longue se traduit par un remplissage de la pompe plus efficace, moins de retournements et moins de pourcentage de charge de contrainte sur les tiges, ce qui réduit les problèmes de fond de trou.
- La pompe long stroke assure les meilleures performances suite à la réduction du nombre de stroke par minute, torque et consommation électrique requise par le moteur.
- Un gain minimum de $75.6\text{m}^3/\text{j}$ est estimé pour le puits HGA1 après l'installation de la pompe Rotaflex.
- La présence de gaz est surtout liée à la chute de pression qu'on peut y remédier en descendant la pompe suffisamment sous le niveau dynamique. Quant aux conséquences du gas-lock par diminution de la cadence de pompage, ces dispositions peuvent être grandement améliorées par l'installation d'un séparateur de fond.

Recommandations :

- ❖ Le choix de la sélection des puits candidats pour le mode d'activation pompe aux tiges doit être basé sur des critères bien définis (étude réservoir, historiques et problèmes d'exploitation, architecture du Puits et des mesures de pression) pour une meilleure conception de la pompe,
- ❖ Commencer l'activation des puits par pompe aux tiges par un Puits pilote de préférence loin des zones à gaz lift pour éviter la perturbation du réseau d'injection.
- ❖ Activer les puits dans les zones en déplétion par pompe Long Stroke afin de maintenir et augmenter la production des puits (plus de récupération),
- ❖ Favoriser l'activation des puits par pompage aux tiges (type long stroke) pour son faible cout d'investissement initial et faible charges d'exploitation,
- ❖ L'installation d'un séparateur de fond pour améliorer le remplissage de la pompe en liquide en séparant le gaz avant l'admission d'effluent dans le barrel.
- ❖ Pour le puits HGA1, on recommande l'installation d'un tubing 2"7/8 pour éviter le collapse du casing.

Bibliographies:

- [1] Brown, K.E. The Technology of Artificial Lift Methods.1984.
- [2] J.D. Clegg, S. M. Buccaram, .N.W. Hein Jr., Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial – Lift Methods, Journal of Petroleum Engineer, 1993.
- [3] Richard Marquez, PH.D, Gas lift, NEXTCompany, 2006.
- [4] Abu Taher Md. Ibrahim, these: Optimization of Gas Lift System in Varg Field, Stavanger University.2007
- [5] M.Delpassant, Progressing cavity (PC) pump design optimization for abrasive applications, SPE 37455, 1997.
- [6] T.Moon, The defining series: progressing cavity pump, oilfield review 2016.
- [7] B .Gaymard, E.Chanton, et P.Puyo, The Progressing Cavity Pump in Europe: Results and New Developments, SPE-17676-MS,1988.
- [8] Bell, C.A. and Spisak, C.D. Unique Hydraulic Lift System. the Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Nevada,1973.
- [9] Wilson, P.M. 1973. Jet Free Pump, A Progress Report on Two Years of Field Performance. Paper presented at the 1973 Southwestern Petroleum Short Course, Texas Tech U., Lubbock, Texas, 26–27 April.
- [10] A.A. Development, Field Experience, and Application of a New High Reliability Hydraulically Powered Downhole Pumping System.1983.
- [11] J.M.Lebeaux, et L.F. Sudduth, Theoretical and Practical Aspects of Free Piston Operation, SPE 396-G, 1955.
- [12] E.Beauregard, et P.L. Ferguson, Introduction to Plunger Lift: Applications, Advantages and Limitations, SPE-10882-MS, 1982.
- [13] E. Beauregard, et S. Morrow, New and Unusual Applications for Plunger Lift System, SPE-18868-MS, 1989.
- [14] Mohamed Banaga, Electrical submersible pump manual for clients, Shlumberger, 2009.

- [15] BerntStåleHollund, these: Artificial Lift – Electrical Submerged Pump, best practice and future demands within subsea applications, Stavanger University, 2010 .
- [16] MazenH.Modahi, these: THE IMPORTANCE OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS (ESPs) IN MAXIMIZING OIL RECOVERY, Dalhousie University, Nova Scotia July, 2012.
- [17] Mach, J., Proano, E., and Brown, K.E. A Nodal Approach for Applying Systems .Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well. 1979.
- [18] Brown, K.E. and Lea, J.F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells.1985.
- [19] Beggs H., Production optimization using nodal analysis. Oklahoma, (2002).
- [20] S. E. Ceylan, Design And Economical Evaluation Of Sucker Rod And Electrical Submersible Pumps : Oil Wells In A Field, Master thesis, School Of Natural And Applied Sciences, Turkey, 2004.
- [21] G.Takacs, “Modern Sucker-Rod Pumping.” PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, 1993.
- [22] R. H .Gault, “Designing a Sucker-Rod Pumping System for Maximum Efficiency.” SPE- 284-90, 1987.
- [23] G.Takacs, “Program Optimizes Sucker-Rod Pumping Mode.” Oil and Gas Journal, 1990.
- [24] Weatherford International , Rotaflex 900-1100-1150-1151 pumping units,2007.
- [25] Weatherford artificial lift solution for Sonatrach , 2016.
- [26] RRL design for problematic wells Rotaflex pumping unit ,2010.
- [27] Surface rod pumps, parts and accessories, Weatherford , 2012.
- [28] Weatherford Rotaflex pumping units: delivering high performance rod lift in deep, high volume and problematic wells.
- [29] G.Takacs, choose between long stroke sucker rod pumping systems, university of Miskolc,2015.

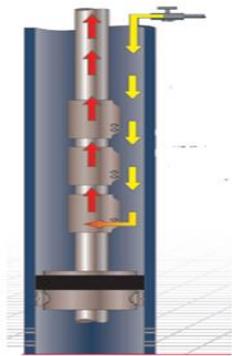
[30] Weatherford ESPs vs. long stroke pumping units.

[31] Weatherford, 366 inch stroke Rotaflex pumping unit, 2007.

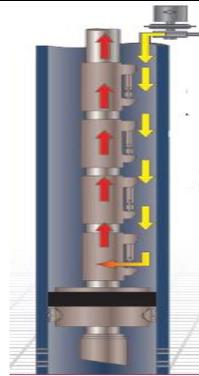
Annexe A : L'artificial lift

- Types d'activation par gaz lift :

Selon le mode d'injection:

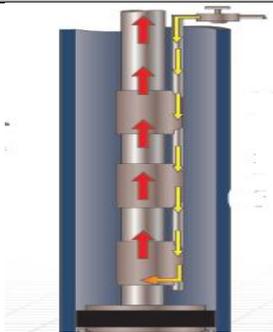


Installation pour une injection continue du gaz.

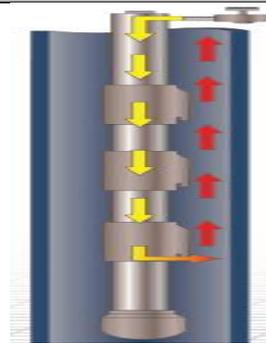


Installation pour une injection intermittente du gaz.

-Selon le type de complétion :



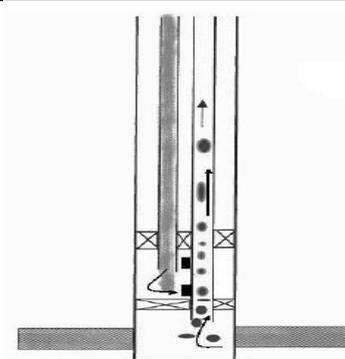
Tubing concentrique.



Gaz lift avec production dans le casing.



Gaz lift double.



Gaz lift parallèle.

■ **Comparaison entre les différents modes d'artificial lift :**

	Rod Pumping	ESP	Jet Pump	Gas Lift
World wide Market	The most popular artificial lift system, 40%.	18% of total population.	1% of total population.	The most popular artificial lift system after Rod pump, 34% of total population.
Capital Cost	Low to moderate. Cost increase with depth and larger surface units.	High for power generation and cabling. Relatively low capital cost if electric power available. Costs increase as horsepower increase.	Relatively low to moderate. Cost increases with higher horsepower. Wellhead equipment has low profile. Requires surface treating and high pressure pumping equipment.	Well gas lift equipment cost low, but compression cost and gas distribution system may be high. Central compression system reduces overall cost per well.
Operating Cost	Low for shallow to medium depth (<7000 ft) and low production (<400 bfpd). Units easily changed to other wells (re-use) with minimum cost.	Moderate to high. Costly interventions are required to change out conventional ESP completion. Varies if high horsepower, high energy costs. High pulling costs results from short run life. Repair cost often high, but productivity and improved run life can offset these costs.	High power cost due to horsepower requirement to pump power fluid. Low pump maintenance cost with properly sized throat and nozzle for long run life. No moving parts in pump, simple repair procedures.	Low. Gas lift systems have a very low OPEX due to the downhole reliability. Well cost low. Compression cost vary depending on fuel cost and compressor maintenance.
Down Hole Equipment	Reasonably good rod design and operating practices needed. Good selection operating and repair practices needed for rods and pumping.	Requires proper cable in addition to motor, pumps seals, ...etc. Good design plus good operating practices essential.	Requires computer design programs for sizing. Tolerant of moderate solids in power fluid. No moving parts in pump, long service life. Simple repair procedures to run and retrieve pump downhole.	Good valve design and spacing essential. Moderate cost for well equipment (valves & mandrels). Typically less than "5" valves needed. Choice of wireline retrievable of conventional valves.
Facilities footprint	Small footprint on surface. Facilities often have power generation already installed; hence the addition of power for a rod pump unit does not have as large an impact as for gas compression.	Facilities often have power generation already installed hence the addition of power for ESP does not have as large an impact as for gas compression.	Surface unit can be mounted on one skid or two skids for a dualvessel power fluid cleaning unit.	Large amount of space is required to install a compression system.
Efficiency (Operating).	Excellent total system efficiency. Typically 50 to 80%.	Good for high rate wells, but decrease significantly for <1000 BFPD. Typically total system efficiency is about 50% for high rate wells but for <1000 BPD, efficiency typically <40%.	Fair to poor, maximum efficiency for ideal case is 30% thus power fluid at 2-3 times the produced fluid rate is required. Heavily influenced by power fluid plus production gradient. Typically operating efficiency of 10 to 20%.	Increases for wells that require small injection GLR's. Low for wells requiring high GLR's. Typically 20 to 30%.
Flexibility	Excellent, can control production rate.	Poor, for fixed speed. Requires careful design VSD provides better flexibility.	Good to excellent, power fluid rates and pressure adjusts the production rate and lift capacity from no-flow to full design capacity of installed pump selection of throat and nozzle sizes extend range of volume and capacity.	Excellent, gas injection rate varied to change rates. Tubing needs to be sized correctly.
Reliability	Excellent: run time efficiency >85% if good rod practices followed.	Varies, excellent for ideal lift cases, poor for problem areas (very sensitive to operating temperatures and electrical malfunctions).	Good with proper throat on nozzle sizing for operating conditions. Must avoid operating in cavitation range of jet pump throat, related to pump intake pressure. More problems if pressure >4000 psi.	Excellent if compression system properly designed and maintained.
System (Total)	Straight forward and basic procedures to design, install & operate following API and RP's. Each well is an individual system.	Fairly simple to design but requires good rate data system not forgiving, requires excellent operating practices follow API, RP's in design testing and operation. Each well is an individual procedure using a common electric system.	Available computer design program for application design. Basic operating procedure for downhole pumped well site unit. Free pump easily restricted for on-site repair. Downhole jet often requires trial and error to arrive at best/optimum jet.	An adequate volume, high pressure, dry, non-corrosive and clean gas supply source is needed through out the entire life. Good data needed for valve design and spacing. API space and design operating RP's should be followed.

	Rod Pumping	ESP	Jet Pump	Gas Lift
Usage / Outlook	Excellent, used on about 85% of USA artificial lift wells. The normal standard artificial lift method.	An excellent high rate artificial lift system. Best suited for <200 degree F and >1000 BFPD rates. Most often used on high watercut wells	Good for higher volume wells requiring flexible operation wide depth range, high temperature, high corrosion, high GOR, significant sand production.	Good, flexible, high rate artificial lift system for wells with high bottom hole pressures. Most like a flowing well.
Volume high lift capabilities	Fair, restricted to shallow depths using large plungers. Maximum rate about 4000 bfpd from 1000' & 1000 bfpd from 5000'.	Excellent, limited by needed HP and can be restricted by casing size. Tendom motors can be used to increase HP but also increase operating costs.	Excellent, up to 15,000 BFPD with adequate flowing bottom hole pressure, tubular size and HP.	Excellent, restricted by tubing size and injection gas rate and depth.
Volume low lift capabilities	Excellent, most commonly used method for wells producing <100 bfpd.	Generally poor, lower efficiencies and high operating costs <400 BFPD.	Fair, >200 BFPD from 4000 feet.	Fair, limited by heading and slippage. Avoid unstable flow range. Typically lower limit is 200 BFPD for 2" tubing and 700 BFPD for 3" tbg. Intermittent gas lift system is better for low volume.
Production rate range	Rate is dependent on setting depth. Feasible for low rates (<100 bid) and low GOR (<250). In general due to efficiency, rod pump is not recommended as a lift mechanism of choice on high producing wells.	The full range of production rates can be handled. When unconstrained an ESP can be designed to produce the full well potential to the surface (AOF), thus achieving higher flow rates than gas lift.	The full range of production rates can be handled. Less than 50 BPD up to 15,000. AOF production rate cannot be achieved.	The full range of production rate can be handled. An AOF production rate cannot be achieved with gas lift because as mush drawdown as for an ESP cannot be achieved.
Flowing bottom hole pressure	The pump depth and the dynamic head restrict achieving a low FBHP. The excellent result can obtain at intake pressure less than 25 psig providing adequate displacement and gas venting, typically about 50 to 100 psig FBHP.	Achieving any FBHP is not a constraint with ESP. AOF can be achieved if the well and reservoir properties do not constrain the ESP design.	For range of 100 to 1000 psi, Typical design target is a minimum of 100 psi per 1000 feet of lift. Intake pressure should be >350 psi to 5000 ft with low GLR. For BHFP less than 100 psi, jet pump cannot deliver fluids to surface.	if the FBHP is greater than 1000 psi, the efficiency of the gas lift determines the achievable FBHP. A gas lifted well normally works with FBHP in this range. For range 100 to 1000 psi FBHP, gas lift can work in the upper end of this range for low reservoir pressure and productivity wells, however there needs to be enough reservoir energy to deliver the produced fluids to the surface. Less than 100 psi FBHP, gas lift cannot deliver fluids to surface.
Drawdown	The pump depth and the dynamic head limit achievable drawdown.	Any drawdown can be achieved with a given ESP design, however well and reservoir constraints limit final drawdown.	Good drawdown but cannot completely deplete a well.	Achievable drawdown is limited by ability to lighten head of fluid above gas lift point. AOF can never be achieved.
Flow stability	Not recommended for unstable flow.	Not recommended for unstable flow.	Continuous and smooth flow of produced fluids.	Gas lift able to handle all types of flow regimes by they stable or unstable.
Recovery	Recommended for primary and secondary waterflood.	Recommended for primary and secondary waterflood.	Recommended for primary and secondary waterflood.	Recommended for primary and secondary waterflood. However high watercut reduces the ability to move large fluid volumes.
Pressure support (Constant Ps)	Recommended for constant Ps.	Recommended as an ESP is able to move the same fluid volume no matter what watercut.	Recommended, as jet pump system is independent of watercut % producing from a well.	Well suited, however increasing watercut reduces the ability to move large fluid volumes.

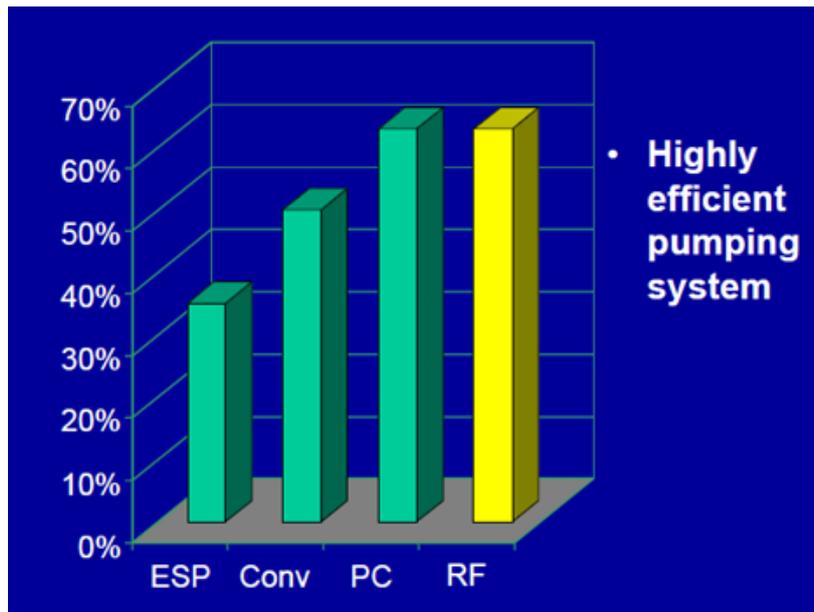
	Rod Pumping	ESP	Jet Pump	Gas Lift
Reservoir pressure decline	If there is no pressure support from the reservoir, production rate will decline and the well will be "pumped-off".	Not recommended when there is significant pressure drop, the range of production rates that a particular ESP design can handle is limited. Hence the reservoir condition rate of change would define the ESP change out frequency rather than ESP mechanical run life. Variable frequency drives (VFD) allow some operational flexibility on matching the production rate to the ESP design.	Not recommended when there is significant pressure drop in the reservoir, the range of production rates that a particular jet pump design can handle is limited. A new jet pump design needs to be in place to get optimum lift for the well.	Recommended as the flexibility of gas lift allows one installation to deal with falling pressure and production rates.
Water Cut	Recommended for the full range of watercut.	Recommended for the full range of watercut. The ESP is largely insensitive to increasing watercut.	Recommended for the full range. High water production may increase the operating cost.	High watercut may reduce efficiency due to heavier column of fluid to lighten. May not be able to lift well if reservoir pressure is low.
Gas oil ratio	Feasible for low rate and low GOR (<500 scf/stb). For range 500 to 2000, Gassy wells usually have lower volumetric efficiency. Gas handling ability is rather poor if one has to pump >50% free gas. If the gas anchor or natural separation is used and free gas is venting, the volumetric efficiency can be significantly improved. Not recommended for GOR greater than 2000 scf/stb.	Recommended for Less than 500 scf/stb. Problems with gas breakout in the pump will be minimised. For range 500 to 2000 scf/stb, the achievable pump rate will be limited by the amount of gas breaking out of solution in the area of the pump. An ESP can be designed to a free gas volume handling criteria. Down hole gas handling equipment may be incorporated into the completion. Greater than 2000 scf/stb, FBHP will need to stay above the bubble point pressure to avoid gas cavitation in the pump.	Target design is less than 1000 GLR. Not recommended for GOR greater than 2000. Gas above 2000 scf/stb substantially reduces efficiency but helps lift. Vent free gas if possible. The producing of free gas through the pump causes reduction in ability to handle liquids.	Recommended for full ranges. Gas lift would be only expected to be of benefit at higher GOR.
Bubble point	Not highly recommended for high bubble point. Recommended for low bubble point.	Not recommended for high bubble point, as this will limit the maximum drawdown in the well due to the detrimental effects of free gas in the pump. Recommended for low bubble point, hence the FBHP can be low allowing more production without the affects of free gas in the pump region.	Not recommended for high bubble point. Recommended for low bubble point.	Recommended for all bubble points. Gas lift not dependent on the bubble point pressure hence is suitable for any range.
Gas coning	For gassy reservoir, Rod pump handling is fair to good.	Not recommended	Not recommended. Cavitation in jet pump likely.	Gas lift can be effective in producing a well that cones gas.
Water coning	Rod pump can be effective in producing a well that cones water.	ESP can be effective in a well that cones water, but may allow more water to produce rather than oil.	Jet pump can be effective in a well that cones water.	Gas lift can be effective in a well that cones water.
Oil gravity	>8° API.	No limitations Preferable >12 API.	>8 to 46 API.	No limitations. Preferable >15 API.
Fluid viscosity	Recommended for less than 100 cp gas free fluids and low rate. Rod fall problem for high rates. Higher rates may require diluents to lower viscosity. Not recommended for greater than 500 cp, as pump efficiency will reduce.	Recommended for less than 100 cp gas free viscosity at reservoir temperature. 100 to 500 cp will reduce the efficiency of ESP. Not recommended for greater than 500 cp, as the motors cool poorly in the high viscous fluid, more power is required to pump high viscous fluid and emulsions form.	The system is capable of handling high-viscosity fluid.	Has been used with success up to 1000 cp but little case history for very high viscosity.

	Rod Pumping	ESP	Jet Pump	Gas Lift
Depth limit	For less than 2500 ft, pump must be landed below dynamic fluid level. Optimal to have intake below perforations, which allow natural gas separation and vent to annulus. Depth is tied to dynamic fluid level. Maximum depth is 14,000 ft TVD. Due to excessive polished rod load, depth is limited. Rods or structure may limit rate at depth.	Not restricted by well dept. Usually limited to motor horsepower or temperature. Practical depth about 10,000 ft.	Not restricted by well depth. However limited by power fluid pressure or horsepower as depth increases. Practical depth 20,000 ft.	Not restricted by well depth. Controlled by system injection pressure and both gas and fluid rate.
Casing size limit (7") & Restricts tbg size.	Problems only if high rate wells requiring large plunger pumps. Small casing sizes (4.5" & 5.5") may limit free gas separation. There is a limitation of downhole pump design in of downhole pump design in small diameter casing.	Casing size will limit use of large motors and pumps. ESP restricted to a maximum diameter of 5.4" with a maximum flow rate of 12,000 BPD.	Small casing size limits producing rate at acceptable pressure droplevel. Jet pump is recommended for 7" casing.	Production tubing restricted to 4" tubing when installing side pocket mandrels.
Temperature limitation	Operating temperature range from 0 to 550°F. Can lift high temperature and viscous oils.	Limited to <250 degree for standard.	Excellent, possible to operate to 500 degree F with special materials.	Recommended for all temperature. Need to know temperature to design bellows changed valves.
Gas handling ability	Good if can vent and use gas anchor with proper designed pump. Poor if must pump (>50%) free gas.	Poor for free gas (i.e. >5% through pump). Rotary gas separators helpful if solids not produced.	Good/fair, may require suitable downhole gas separator below pump intake. Free gas reduces efficiency but helps lift. Vent free gas if possible. Use a gas anchor.	Excellent, produced gas reduces for injection gas.
Corrosive fluid (Corrosion handling ability)	Good to excellent. Using corrosion-resistant materials in the construction of subsurface pumps.	Fair. Run life will be shortened in a more aggressive environment. Special metallurgy and elastomers will be required leading to more costly equipment.	Good/excellent, using special metallurgy and/or chemical treatment. Chemical in the power fluid can treat the tubular for corrosion. Inhibitor fluid mixes with produced fluid at entry of jet pump throat.	Recommended. Compatibility of metallurgy and elastomers with the total completion is only required. Inhibitor in the injection gas and/or batch inhibiting down tubing feasible. Steps must be taken to avoid corrosion in injection gas lines.
Sand & solids handling ability	High solids and sand production is troublesome for low oil viscosity (<10 cp) Improved performance can obtain for high-viscosity (>200 cp) cases. May be able to handle up to 0.1% sand with special pumps.	Poor, requires <100 ppm solids. Sands at this concentration is normal wear and tear for an ESP. Not recommended for greater than 100 ppm, due to friction and wear on ESP equipment.	Fair to poor. Operating with 3% sand. Fresh water treatment for salt build up possible.	Excellent, recommended for all wells producing sand. Sand has little effect on ability to a gas lift well.
High viscosity fluid handling capability	Good for up to <200 cp viscosity fluids and low rates (400 bfpd). Rod fill problem for high rates. Higher rates may require diluent to lower viscosity. For greater than 500 cp, not recommended, as pump efficiency will reduce.	Fair, limited to about 200 cp.	Good/excellent, >8 degree API production with <800 cp possible, power oil of >24 degree API and <50 cp or water power fluid reduces friction loss.	Fair, few problems for ~18 degree API or below 20 cp viscosity. Excellent for high watercut lift even with high viscosity oil.
Scale handling capability	Good to excellent. Batch treating inhibitor down annulus feasible.	If the well is prone to scale, paraffin or asphaltenes deposits then it is likely to occur in the pump area (larg pressure drop). This will lead to pump inefficiency, increased wear & tear and eventually failure. Chemical treatment is required to prevent formation of these contaminations.	Scale could build up at intake and nozzle over time but can be treated.	Scale can form close to the operating gas lift valve due to the pressure drop at that location. This may lead to blockage of the gas lift valves and an inability to be able to retrieve them

	Rod Pumping	ESP	Jet Pump	Gas Lift
Paraffin handling capability	Susceptible to paraffin problems. Hot water/oil treating and/or uses of scrapers possible, but they increase operating problems and costs.	The same like scale.	Good/excellent. Circulate heat to downhole pump to minimize build up (hot water/oil treatment), mechanical cutting and inhibition possible.	Paraffin may deposit near an operating gas lift valve due to temperature and pressure drop. This may lead to blockage of the gas lift valves and an inability to be able to retrieve them.
Asphaltene	Can be treated.	The same like scale.	Difficult to control.	Introduction of lift gas into the produced fluid stream may increase the risk of asphaltene deposits. Production chemistry analysis for individual fields will determine whether this is likely to occur.
Treatment (Scale & Corrosion inhibitor)	Corrosion and scale treatments easy to perform. Good batch treating inhibitor down annulus used frequently for both corrosion and scale control.	Materials design will need to be modified to ensure continued service of the ESP after treatment.	Corrosion/scale ability is good. Inhibitor with power fluid mixes with produced fluid at entry of jet pump throat. Batch treat down annulus feasible.	Recommended when any treatment is required. These treatments have little to no effect on a gas lifted system.
Electrical power	Can use electricity as power source. Prime mover flexibility is good: either engines or motors can be used easily (motors more reliable and flexible).	A source of electric power is needed. This can be a tie in to an existing facility, a tie in to a power grid or independent power generation.	A diesel or gas engine can be used where electricity is not available.	Not required.
Gas source	Gas engines could be used in locations with no electricity.	Does not impact ESP solution.	Does not impact JP solution. However, produced gas from the well can be used to power a gas engine prime mover.	Recommended, if a gas source is readily available either from produced gas, import gas or a gas well.

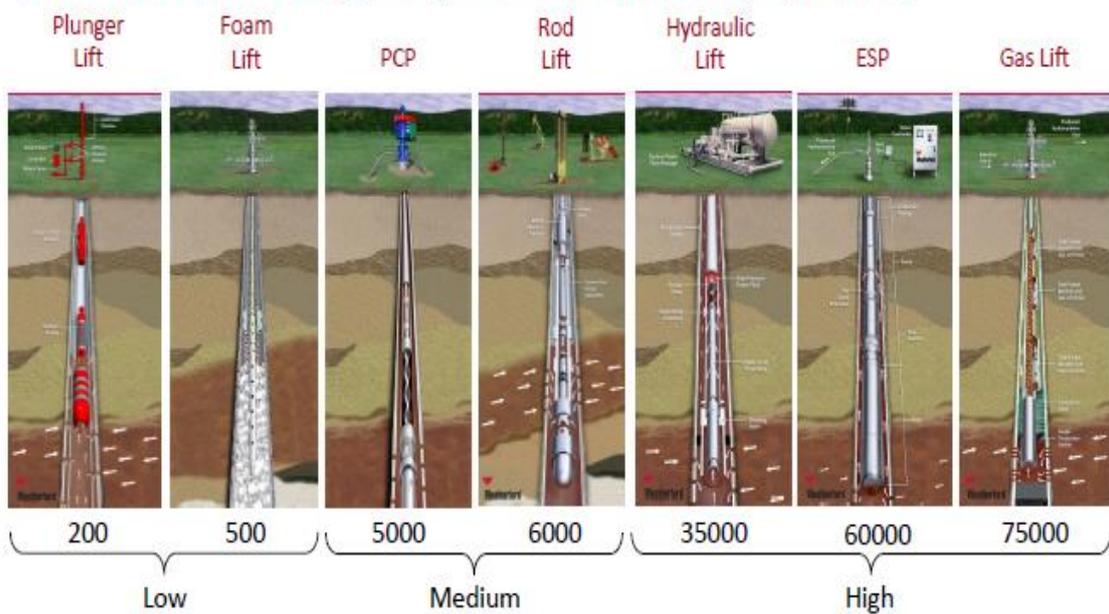
Annexes

	Gas Lift	Foam Lift	Plunger	Rod Lift	PCP	ESP	Hyd Jet	Hyd Piston
Max Depth	18,000 ft 5,486 m	22,000 ft 6,705 m	19,000 ft 5,791 m	16,000 ft 4,878 m	8,600 ft 2,621 m	15,000 ft 4,572 m	20,000 ft 6,100 m	17,000 ft 5,182 m
Max Volume	75,000 bpd 12,000 M ³ /D	500 bpd 80 M ³ /D	200 bpd 32 M ³ /D	6,000 bpd 950 M ³ /D	5,000 bpd 790 M ³ /D	60,000 bpd 9,500 M ³ /D	35,000 5,560 M ³ /D	8,000 bpd 1,270 M ³ /D
Max Temp	450°F 232°C	400°F 204°C	550°F 288°C	550°F 288°C	250°F 121°C	482°F 250°C	550°F 288°C	550°F 288°C
Corrosion Handling	Good to excellent	Excellent	Excellent	Good to Excellent	Fair	Good	Excellent	Good
Gas Handling	Excellent	Excellent	Excellent	Fair to good	Good	Fair	Good	Fair
Solids Handling	Good	Good	Fair	Fair to good	Excellent	sand<40ppm	Good	Fair
Fluid Gravity (°API)	>15°	>8°	>15°	>8°	8°<API<40°	Viscosity <400 cp	>6°	>8°
Servicing	Wireline or workover rig	Capillary unit	Wellhead catcher or wireline	Workover or pulling rig	Wireline or workover rig		Hydraulic or wireline	
Prime Mover	Compressor	Well natural energy		Gas or electric		Electric		Gas or electric
Offshore	Excellent	Good	N/A	Limited	Limited	Excellent	Excellent	Good
System Efficiency	10% to 30%	N/A	N/A	45% to 60%	50% to 75%	35% to 60%	10% to 30%	45% to 55%



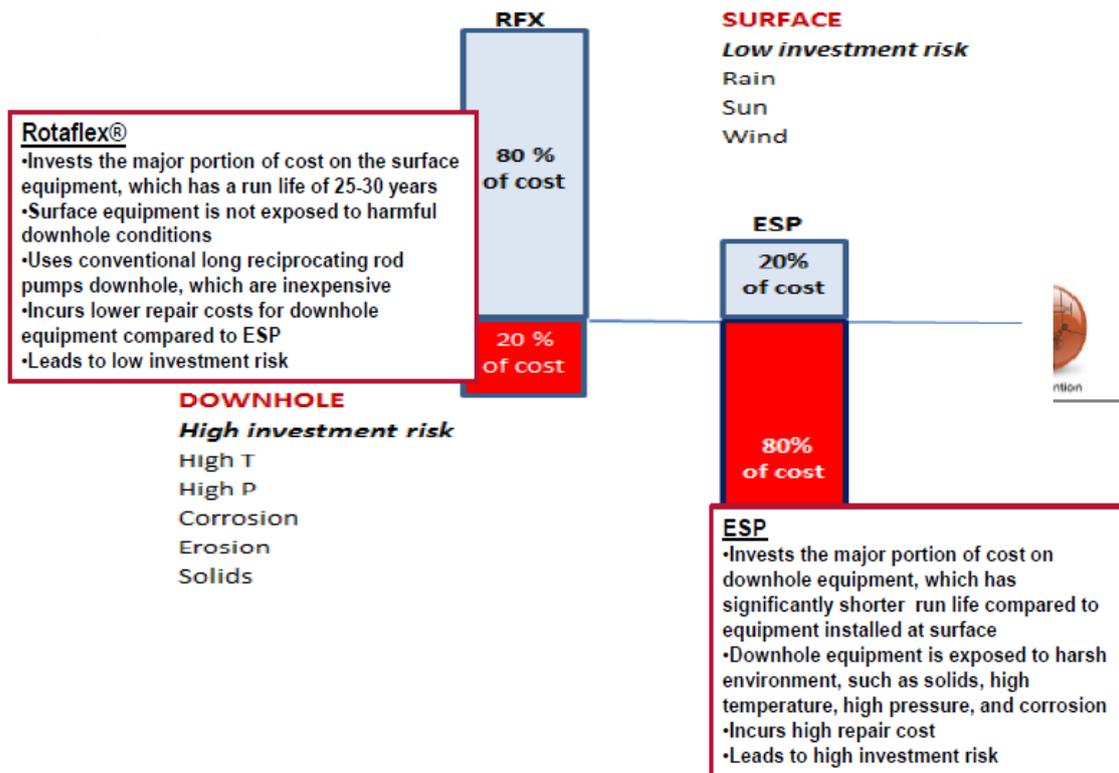
Efficacité des systèmes d'artificial lift.

Lift Technology by Lift Capacity (BPD)



Capacité de production des méthodes d'artificial lift.

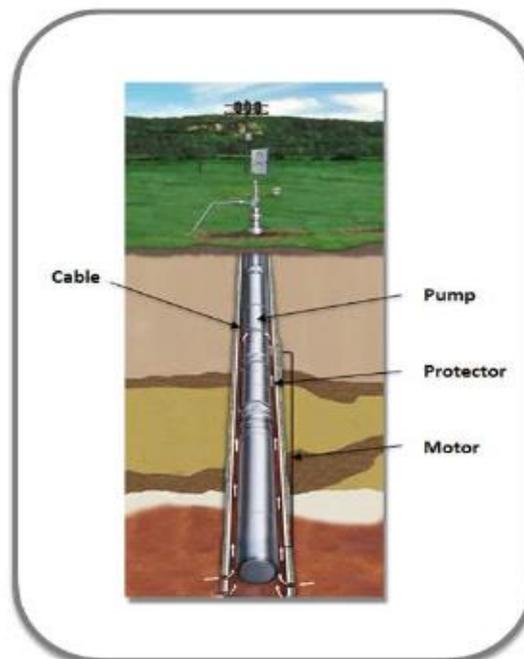
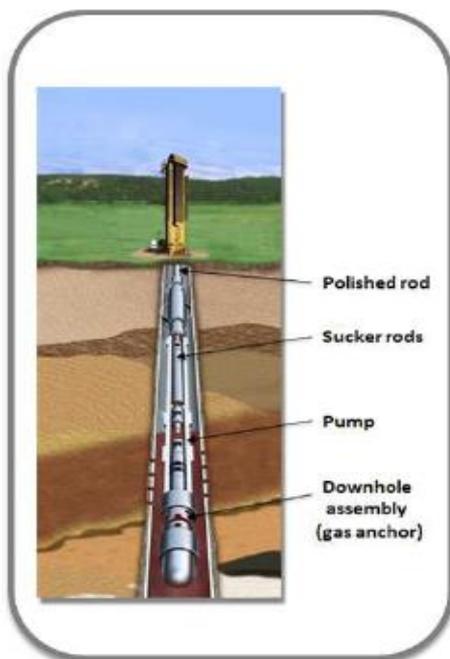
Investment Risk Comparison



Comparaison du risque d'investissement entre la Rotaflex et l'ESP.

Downhole view of the long-stroke pumping unit

Downhole view of the ESP system

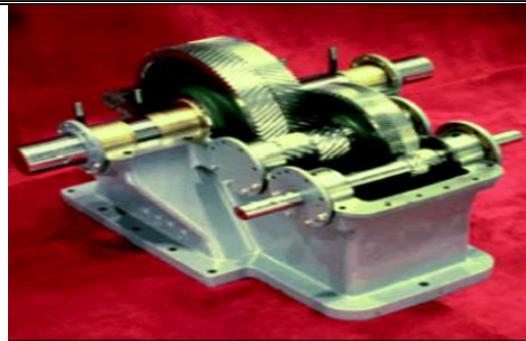


Equipements de fond de la Rotaflex et l'ESP.

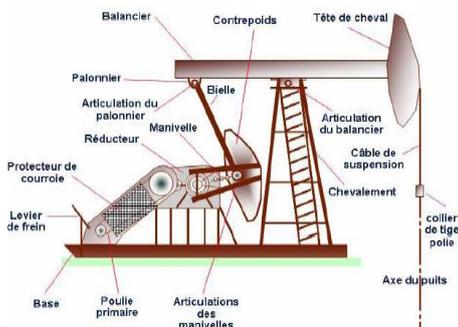
Annexe B: Comparaison entre la pompe SRP et la pompe Rotaflex.



Moteur d'entrainement.



Un réducteur de vitesse.



Unité de pompage.



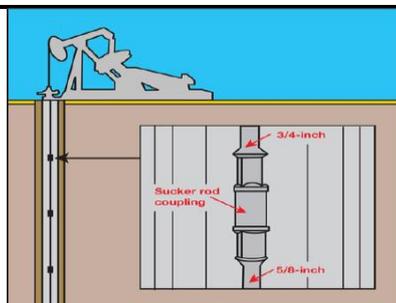
Collier de la tige polie.



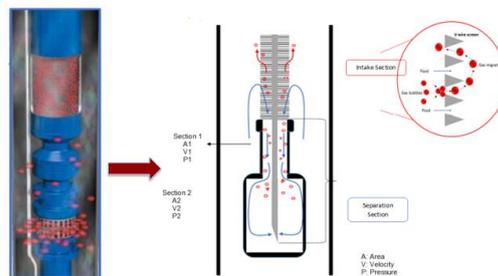
Armoire de contrôle.



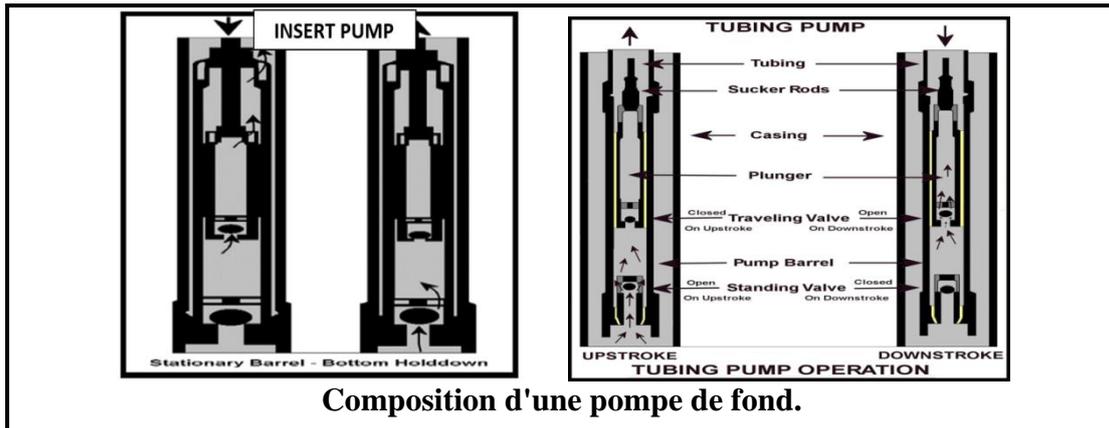
Le VSD.



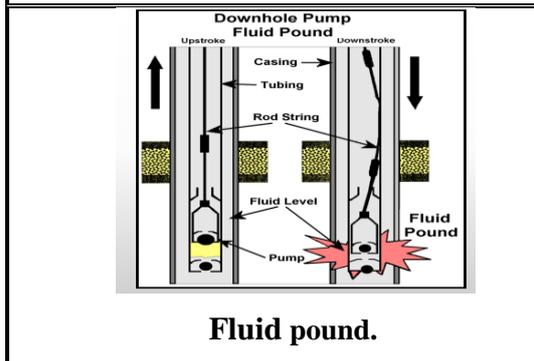
Les tiges de pompage.



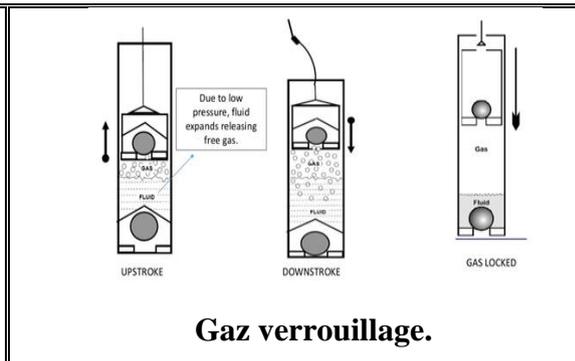
Mécanisme de séparation au fond.



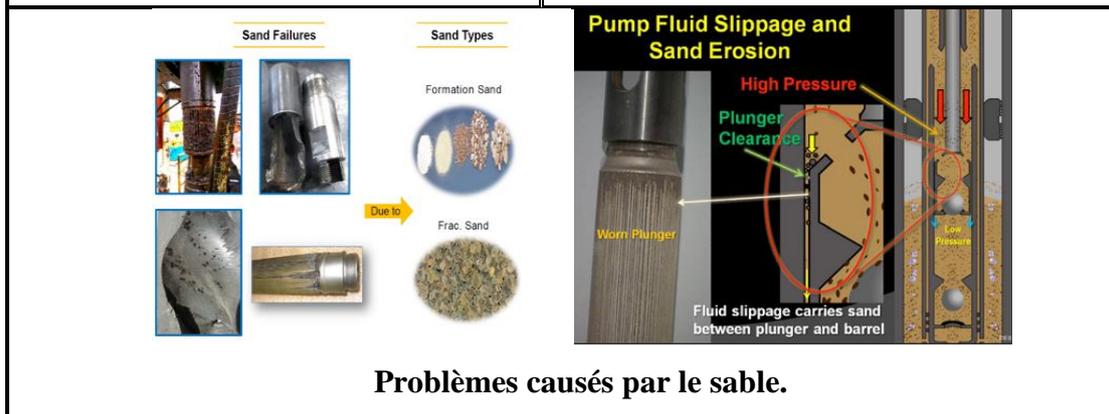
Composition d'une pompe de fond.



Fluid pound.



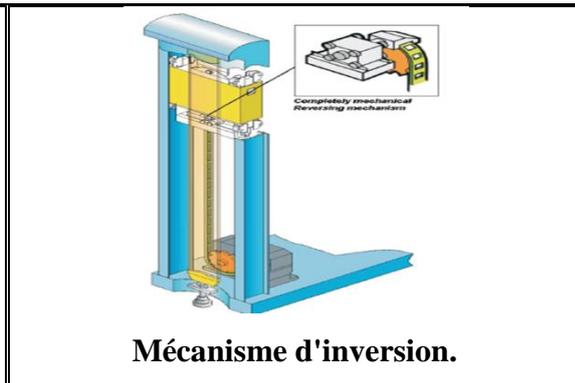
Gaz verrouillage.



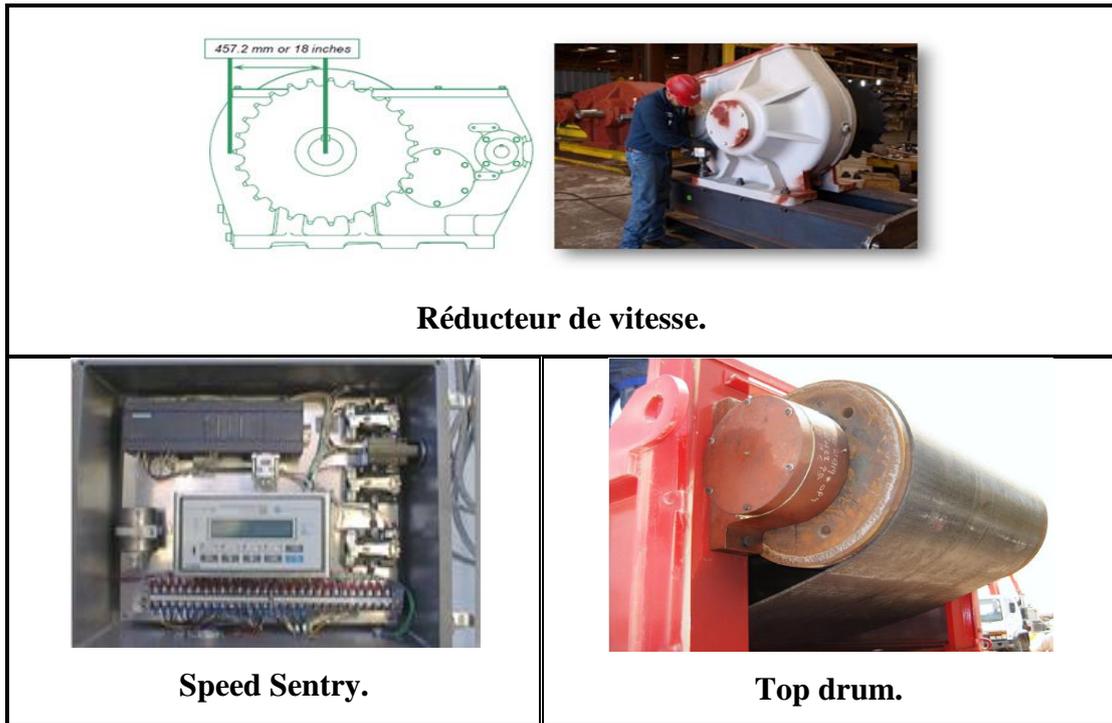
Problèmes causés par le sable.



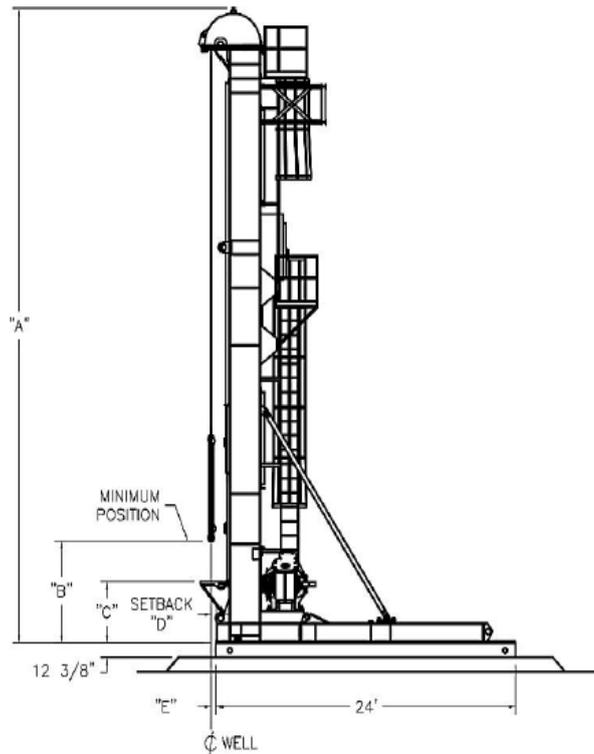
Le choix de filtre de sable.



Mécanisme d'inversion.



- La pompe Rotaflex :



Model	Dimensional Data (in.)									
	A		B		C		D		E	
	in.	m	in.	m	in.	m	in.	m	in.	m
900	483.38	12.28	85.13	2.16	42.00	1.07	6.00	0.15	5.25	0.13
1100	530.88	13.48	86.5	2.20	51.00	1.30	5.38	0.14	4.63	0.12
1150	590.50	15.00	86.5	2.20	51.00	1.30	5.38	0.14	4.63	0.12
1151	591.50	15.02	86.5	2.20	51.00	1.30	5.38	0.14	4.63	0.12
1155	589.50	14.97	86.5	2.20	51.06	1.30	5.38	0.14	4.63	0.12

Dimensionnement de la pompe Rotaflex.

- Les différents types de la pompe Rotaflex :

Depth	Rotaflex 900 Without Drive					Rotaflex 900 With Drive				
	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%
2,000 ft (609 m)	6.75	4.60	94.0	99.9	4,767 bbl/d (31.61 m ³ /h)	6.75	6.60	93.8	99.1	6,910 bbl/d (39.01 m ³ /h)
3,000 ft (914 m)	4.75	4.60	90.0	99.9	3,082 bbl/d (20.41 m ³ /h)	4.75	6.48	92.9	99.4	3,769 bbl/d (24.81 m ³ /h)
4,000 ft (1,219 m)	3.75	4.49	77.4	100.0	1,966 bbl/d (13.02 m ³ /h)	3.75	6.49	87.0	99.9	2,404 bbl/d (16.87 m ³ /h)
5,000 ft (1,524 m)	3.25	4.49	76.1	100.0	1,430 bbl/d (9.47 m ³ /h)	3.25	6.60	80.8	99.7	1,766 bbl/d (11.66 m ³ /h)
6,000 ft (1,828 m)	2.75	4.48	73.1	100.0	1,040 bbl/d (6.88 m ³ /h)	2.75	6.60	76.6	99.8	1,296 bbl/d (8.66 m ³ /h)
7,000 ft (2,133 m)	2.60	4.49	66.4	99.6	830 bbl/d (5.49 m ³ /h)	2.25	6.60	64.2	98.0	903 bbl/d (5.96 m ³ /h)
8,000 ft (2,438 m)	2.25	4.40	61.2	100.0	660 bbl/d (4.30 m ³ /h)	2.00	6.60	68.2	99.9	704 bbl/d (4.66 m ³ /h)
9,000 ft (2,743 m)	1.75	4.60	60.9	100.0	443 bbl/d (2.93 m ³ /h)	1.75	6.60	63.7	99.9	667 bbl/d (3.68 m ³ /h)
10,000 ft (3,048 m)	1.60	4.60	46.6	100.0	329 bbl/d (2.17 m ³ /h)	1.60	6.60	67.9	99.8	424 bbl/d (2.80 m ³ /h)
11,000 ft (3,362 m)	1.25	4.60	44.2	99.7	240 bbl/d (1.68 m ³ /h)	1.25	6.60	61.2	100.0	301 bbl/d (1.99 m ³ /h)
12,000 ft (3,667 m)	1.25	4.60	39.6	91.3	226 bbl/d (1.49 m ³ /h)	1.25	6.60	49.6	91.0	290 bbl/d (1.91 m ³ /h)

Les spécifications de la Rotaflex type 900.

Annexes

Depth	Rotaflex 1100 Without Drive					Rotaflex 1100 With Drive				
	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%
2,000 (609 m)	6.75	4.30	99.6	86.8	4,963 bbl/d (32.87 m ³ /h)	6.75	6.30	82.9	72.8	6,132 bbl/d (40.47 m ³ /h)
3,000 ft (914 m)	4.75	4.30	99.6	90.0	3,319 bbl/d (21.98 m ³ /h)	4.75	6.38	97.2	86.3	4,100 bbl/d (27.06 m ³ /h)
4,000 ft (1,219 m)	4.25	4.30	99.2	99.2	2,649 bbl/d (16.88 m ³ /h)	4.25	6.37	99.0	93.2	3,203 bbl/d (21.14 m ³ /h)
5,000 ft (1,624 m)	3.75	4.30	94.6	99.2	1,934 bbl/d (12.81 m ³ /h)	3.75	6.37	99.8	96.6	2,449 bbl/d (16.16 m ³ /h)
6,000 ft (1,828 m)	3.25	4.30	91.6	99.1	1,464 bbl/d (9.69 m ³ /h)	3.25	6.37	99.4	97.6	1,867 bbl/d (12.32 m ³ /h)
7,000 ft (2,133 m)	2.75	4.30	86.6	99.9	1,072 bbl/d (7.10 m ³ /h)	2.75	6.39	86.9	98.8	1,391 bbl/d (9.18 m ³ /h)
8,000 ft (2,438 m)	2.60	4.30	86.6	99.9	893 bbl/d (5.91 m ³ /h)	2.60	6.38	80.6	99.9	1,121 bbl/d (7.40 m ³ /h)
9,000 ft (2,743 m)	2.25	4.30	80.6	99.8	697 bbl/d (4.61 m ³ /h)	2.25	6.38	82.7	99.6	926 bbl/d (6.11 m ³ /h)
10,000 ft (3,048 m)	2.00	4.30	69.0	99.9	667 bbl/d (3.76 m ³ /h)	2.00	6.38	77.7	100.0	768 bbl/d (6.00 m ³ /h)
11,000 ft (3,362 m)	1.75	4.30	61.3	96.0	446 bbl/d (2.94 m ³ /h)	1.75	6.30	68.8	99.8	688 bbl/d (3.88 m ³ /h)
12,000 ft (3,667 m)	1.60	4.29	69.2	99.9	342 bbl/d (2.26 m ³ /h)	1.60	4.98	88.6	100.0	492 bbl/d (3.26 m ³ /h)

Les spécifications de la Rotaflex type 1100.

Depth	Rotaflex 1150 Without Drive					Rotaflex 1150 With Drive				
	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%
2,000 ft (609 m)	6.75	3.63	99.9	88.9	6,033 bbl/d (33.34 m ³ /h)	6.75	4.96	99.1	86.9	6,966 bbl/d (46.90 m ³ /h)
3,000 ft (914 m)	4.75	3.63	99.7	90.2	3,393 bbl/d (22.47 m ³ /h)	4.75	4.96	99.7	82.9	4,627 bbl/d (30.64 m ³ /h)
4,000 ft (1,219 m)	4.25	3.63	97.9	99.0	2,643 bbl/d (17.60 m ³ /h)	4.25	4.96	98.1	88.4	3,661 bbl/d (23.60 m ³ /h)
5,000 ft (1,624 m)	3.75	3.63	98.6	99.8	2,034 bbl/d (13.47 m ³ /h)	3.75	4.67	99.6	96.4	2,662 bbl/d (16.84 m ³ /h)
6,000 ft (1,828 m)	3.25	3.63	91.7	99.6	1,621 bbl/d (10.07 m ³ /h)	3.25	4.97	96.7	99.9	2,126 bbl/d (14.03 m ³ /h)
7,000 ft (2,133 m)	2.75	3.62	86.8	100.0	1,112 bbl/d (7.36 m ³ /h)	2.75	4.97	92.8	100.0	1,669 bbl/d (10.29 m ³ /h)
8,000 ft (2,438 m)	2.60	3.64	82.9	99.1	896 bbl/d (6.92 m ³ /h)	2.60	4.98	82.7	99.8	1,287 bbl/d (8.49 m ³ /h)
9,000 ft (2,743 m)	2.25	3.63	79.3	99.4	729 bbl/d (4.82 m ³ /h)	2.25	6.00	77.4	97.8	1,032 bbl/d (6.81 m ³ /h)
10,000 ft (3,048 m)	2.25	3.63	76.4	99.8	696 bbl/d (4.60 m ³ /h)	2.00	4.98	78.7	99.9	828 bbl/d (5.46 m ³ /h)
11,000 ft (3,362 m)	2.00	3.62	71.3	100.0	662 bbl/d (3.72 m ³ /h)	1.75	4.99	80.9	99.7	667 bbl/d (4.40 m ³ /h)
12,000 ft (3,667 m)	1.75	3.64	63.8	99.4	433 bbl/d (2.86 m ³ /h)	1.75	4.99	74.1	99.6	631 bbl/d (4.16 m ³ /h)

Les spécifications de la Rotaflex type 1150.

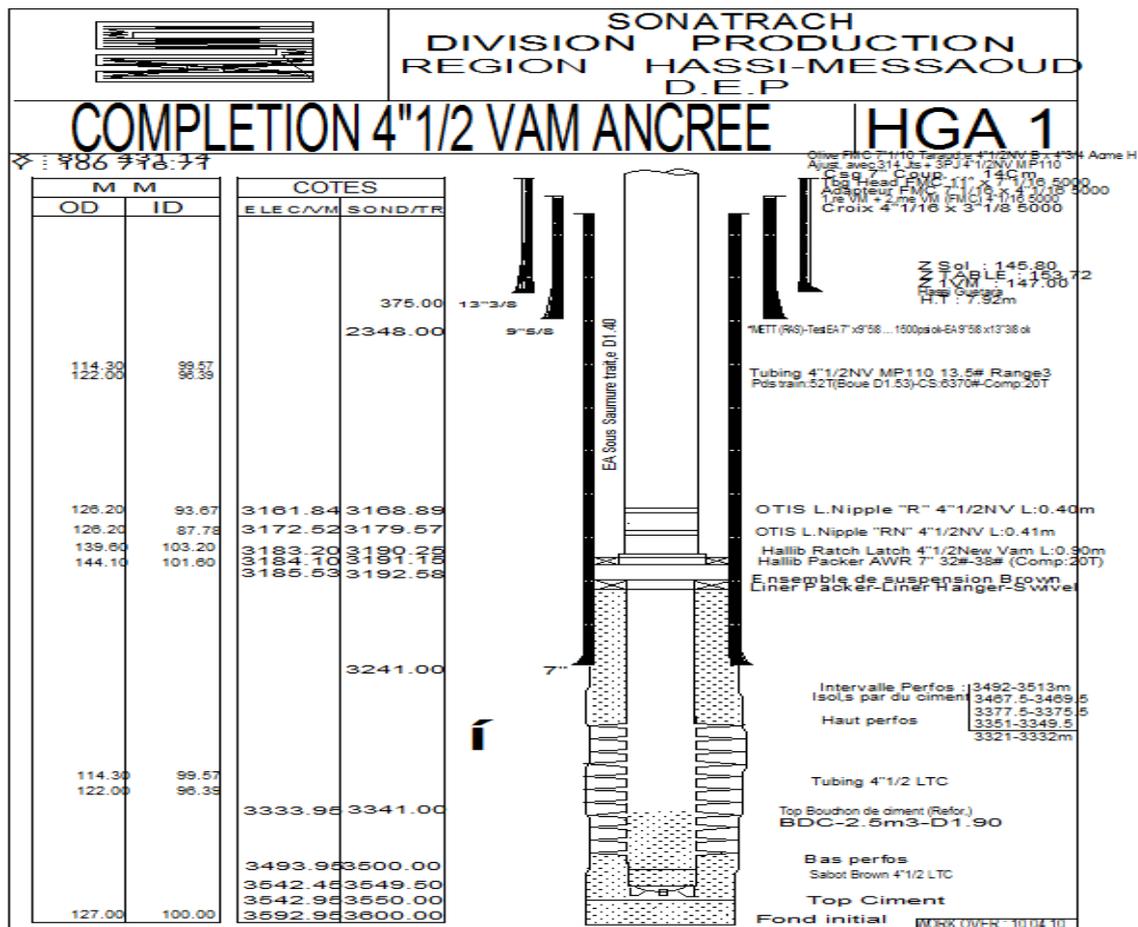
Annexes

Depth	Rotaflex 1155 Without Drive					Rotaflex 1155 With Drive				
	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%	Pump Size	SPM	Reducer %	Structural %	Production at 100%
2,000 ft (609 m)	6.76	3.74	80.1	96.9	6,266 bbl/d (2.86 m ³ /h)	6.76	4.83	81.1	98.4	6,911 bbl/d (46.61 m ³ /h)
3,000 ft (914 m)	6.26	3.73	82.6	86.9	4,090 bbl/d (27.09 m ³ /h)	6.26	4.83	80.6	97.4	5,480 bbl/d (36.17 m ³ /h)
4,000 ft (1,219 m)	4.60	3.74	74.0	96.6	2,977 bbl/d (19.72 m ³ /h)	4.60	4.84	81.3	96.7	3,896 bbl/d (26.71 m ³ /h)
5,000 ft (1,624 m)	4.00	3.76	76.3	99.1	2,321 bbl/d (16.37 m ³ /h)	3.76	4.81	74.1	96.6	2,726 bbl/d (17.99 m ³ /h)
6,000 ft (1,828 m)	3.60	3.74	66.9	98.9	1,737 bbl/d (11.60 m ³ /h)	3.26	4.82	70.6	99.8	2,066 bbl/d (13.63 m ³ /h)
7,000 ft (2,133 m)	3.00	3.74	64.6	99.0	1,299 bbl/d (8.60 m ³ /h)	2.76	4.83	63.1	99.7	1,630 bbl/d (10.10 m ³ /h)
8,000 ft (2,438 m)	2.76	3.74	69.6	99.8	1,061 bbl/d (6.78 m ³ /h)	2.60	4.83	68.1	98.8	1,262 bbl/d (8.26 m ³ /h)
9,000 ft (2,743 m)	2.60	3.74	69.2	100.0	874 bbl/d (4.82 m ³ /h)	2.26	4.83	66.9	99.6	996 bbl/d (6.67 m ³ /h)
10,000 ft (3,048 m)	2.26	3.74	63.2	99.9	727 bbl/d (4.81 m ³ /h)	2.00	4.83	63.0	99.6	804 bbl/d (5.31 m ³ /h)
11,000 ft (3,362 m)	2.00	3.76	60.4	99.3	686 bbl/d (3.94 m ³ /h)	1.76	4.76	48.7	99.7	630 bbl/d (4.16 m ³ /h)
12,000 ft (3,667 m)	1.76	3.74	44.9	99.6	462 bbl/d (2.99 m ³ /h)	1.76	4.86	49.8	99.8	614 bbl/d (4.06 m ³ /h)

Les spécifications de la Rotaflex type 1155.

Annexes

Annexe D : Etude de cas (puits HGA1):



Fiche technique du puits HGA1.

TEST Puits :HGA1

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw* Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	22/09/1991	470.21	91.54	10.9	Huile	--	--	--	--	--	0	DST1_(ORDOVICIEN)_PG=PV_A_3295M_REELS.
DST	07/12/1991	493.58	230.95	26.86	Huile	11.74	.045	368	--	31.8	0	DST2B_(RI+ALTERNANCES)_PG_A_3471M_REELS.
DST	13/12/1991	472.65	64.5	6.3	Huile	3.4	.008	68	--	30.6	0	DST3_(GRES_ATCHANE+ARGILES_EL_GASSI)
EP BU	30/09/1992	481.36	210.73	40	Huile	7.11	.027	361	--	56	13	EPBU
BUILD UP	09/03/1995	470.76	277.25	31	Huile	.7	.004	118	--	126.52	13	SBU_N1
PFS	17/09/1999	457.24	--	--	--	--	--	--	--	--	--	pfs
BUILD UP	15/11/2013	232.84	172.45	--	Huile	2.91	.059	--	59.2	-5.75	10	PFD @-3025m,Mesure perturbee.
BUILD UP	17/06/2015	181.41	154.9	13.6	Huile	1.79	.133	--	85.6	-5.57	10	PFD@-3025.52 m abs.
PFD	20/05/2016	null	152.5	15.35	Huile	1.59	--	--	--	--	10	PFD @-3053 m.
PFS	12/10/2017	165.44	--	--	--	--	--	--	--	--	--	la totalité de la colonne est remplie d'huile
PFS	25/10/2018	175.18	--	1.15	--	--	--	--	--	--	--	Niveau statique de l'huile @ 863.50m(abs).

Les tests réalisés sur le puits HGA1.

PUITS : HGA1

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
10/09/1992	13	600	10.47	1825.78	155	59	24.8	7.2	47	.57	0	0	-----
13/09/1992	13	600	10.87	1884.04	153	59	25	6.9	47	.549	0	0	-----
16/09/1992	13	600	6.13	907.00	139	35.6	24.5	7.2	38	.588	0	0	-----
22/10/1992	13	600	3.31	426.78	130	49.5	31.3	7	28	1.513	250	0	-----
24/10/1992	13	600	3.41	457.69	142	51	31.8	7	21	1.514	100	0	-----
27/10/1992	13	600	4.11	894.80	219	35.5	25.8	6.5	21	.874	150	0	-----
05/11/1992	13	600	3.95	534.35	134	43	29	4.5	19	1.101	100	0	-----
24/04/1994	null	-	null	--	null	null	null	--	--	null	0	0	-----
07/06/2010	10	-	19.63	1247.31	64	125	24	6.02	35	.4018	100	0	-----
29/06/2010	10	655	4.35	992.71	228	110	25.2	7.14	26	1.5938	0	0	-----
10/07/2010	10	-	12.58	2013.92	160	92	22	5.3	33	.4614	0	0	-----
08/09/2010	10	-	8.66	1521.83	176	49.5	23.1	5.61	32	.3607	0	0	-----
30/11/2010	10	-	9.46	1509.59	160	41.8	24	5.4	30	.2788	0	0	-----
12/01/2011	10	600	10.52	2163.17	206	32.3	27.4	4.08	23	.1703	0	0	-----
30/03/2011	10	600	14.59	3093.63	212	25.8	24.2	4.49	30	.0693	0	0	-----
30/04/2011	10	600	6.13	1217.73	199	34	25	5.4	27	.35	0	0	-----
10/07/2011	10	-	3.16	422.47	134	31	24	4.28	28	.6057	0	0	-----
15/11/2011	10	600	4	520.59	130	35.8	28.8	4.08	16	.5349	0	0	-----
16/12/2011	10	-	4.79	682.67	142	37.8	25.5	4.23	17	.4978	0	0	-----
09/03/2012	10	Vx29	4.33	575.90	133	32	26.1	--	15	.4341	27	0	-----
08/04/2012	10	600	4.15	714.71	172	34	25.2	4.08	27	.5168	0	0	-----
18/05/2012	10	Vx29	3.97	580.50	146	32	25.8	--	35	.4804	0	0	-----
20/06/2012	10	720	4.73	595.26	126	40	27.4	5	30	.5335	0	0	-----
28/08/2012	10	-	1.97	243.43	123	29.5	24.8	4.08	29	.8427	0	0	-----
19/09/2012	10	720	2.59	309.41	119	29.8	24.5	3.87	26	.6683	0	0	-----
18/10/2012	10	600	3.96	637.01	161	31	5.8	2.45	26	.4942	0	0	-----
19/01/2013	10	655	3.97	730.79	184	26	9	3.57	22	.4128	0	0	-----
11/03/2013	10	-	3.6	393.30	109	28	10.5	3.37	15	.4907	0	0	-----
26/05/2013	10	720	3.57	646.28	181	26	11.8	3.87	24	.4596	0	0	-----
24/06/2013	10	655	3.36	447.69	133	26	12.5	4.28	26	.4876	0	0	-----
17/08/2013	10	720	3.57	654.94	184	27	13.8	3.87	25	.4777	0	0	-----
30/10/2013	10	600	3.18	544.09	171	22	10	4.08	21	.4363	0	0	-----
14/12/2013	10	720	3.2	332.66	104	20	10	4.69	16	.3947	0	0	-----
08/03/2014	10	Vx29	2.98	386.29	130	17.8	8.9	--	26	.3766	0	0	-----
12/04/2014	10	600	1.23	293.02	238	18	7	4.69	27	.9231	0	0	-----
07/05/2014	10	-	3.17	485.94	153	21.7	7.5	4.08	26	.4325	0	0	-----
30/07/2014	10	1440	2.33	248.82	107	15.5	9.3	9.59	33	.4206	0	0	-----
12/10/2014	10	600	2.98	261.26	88	21.8	9.5	3.57	23	.4621	0	0	-----
29/10/2014	10	600	2.78	290.04	104	18.5	9.5	4.59	24	.4205	0	0	-----
21/02/2015	10	600	1.6	158.18	99	14.5	7.5	4.38	14	.5712	0	0	-----
03/04/2015	10	600	1.79	228.20	128	13.6	9.1	3.26	23	.4805	0	0	-----
06/07/2015	9	655	1.32	219.81	166	16	8	4.59	24	.6318	0	0	-----
21/09/2015	9	600	1.04	136.96	132	16.2	12	4.28	27	.8147	0	0	-----
01/12/2015	9	600	1.8	183.62	102	15.6	11.3	4.69	14	.4519	0	0	-----
29/12/2015	9	-	1.5	353.15	236	14.7	9.7	3.37	16	.512	0	0	-----
23/04/2016	10	600	1.59	230.32	145	11.2	6	3.37	23	.4451	0	0	-----
03/06/2016	10	600	.4	123.76	312	11	5.75	4.08	23	1.7488	0	0	-----
30/06/2016	10	Vx29	1.77	298.00	168	16.1	7.4	--	37	.5731	0	0	-----
19/08/2016	9	-	.79	276.96	350	12.8	6.2	3.47	26	.8442	0	0	-----
11/09/2016	9	1440	.72	497.29	692	11.8	10.7	10.71	24	.6311	0	0	-----
26/09/2016	9	1440	.99	125.20	126	12.5	8.6	4.28	24	.6582	0	0	-----
16/01/2017	9	600	1.4	199.53	143	13	8	3.06	8	.4847	0	0	-----
03/03/2017	9	-	.8	231.53	289	12	7.5	3.16	15	.7829	0	0	-----
02/02/2018	9	-	4.74	417.07	88	49.2	16	16.11	16	.5416	135	0	-----

Les données de jaugeage du puits HGA1.

Annexes

Opérations effectuées Sur hgal			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
25/10/2018	25/10/2018	WIRELINE	Mesure de pression PFS
02/02/2018	02/02/2018	OPERATION_SPECIALE	Jaugage au CT+Buld-up test
13/10/2017	13/10/2017	WIRELINE	Mesure de pression PFS
12/10/2017	12/10/2017	WIRELINE	Mesure de pression PFS
20/07/2017	20/07/2017	WIRELINE	Controle
07/06/2017	07/06/2017	WIRELINE	Grattage Controle
11/05/2017	11/05/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean out,
22/04/2017	22/04/2017	WIRELINE	Grattage Controle
04/04/2017	04/04/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean Out,
11/03/2017	11/03/2017	WIRELINE	Grattage Controle
02/03/2017	02/03/2017	WIRELINE	Grattage Controle
16/02/2017	16/02/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean out
28/01/2017	28/01/2017	WIRELINE	Grattage Controle
31/12/2016	31/12/2016	OPERATION_SPECIALE	CLEAN OUT
27/12/2016	27/12/2016	WIRELINE	Grattage Controle
03/12/2016	03/12/2016	WIRELINE	Grattage Controle
06/11/2016	06/11/2016	WIRELINE	Grattage Controle
01/10/2016	01/10/2016	WIRELINE	Grattage Controle
14/09/2016	14/09/2016	OPERATION_SPECIALE	CLEAN OUT
09/09/2016	09/09/2016	WIRELINE	Grattage Controle
21/08/2016	21/08/2016	OPERATION_SPECIALE	Clean Out.
06/08/2016	06/08/2016	WIRELINE	Grattage Controle
03/07/2016	03/07/2016	WIRELINE	Grattage Controle
19/06/2016	19/06/2016	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
11/06/2016	11/06/2016	WIRELINE	Grattage Controle
20/05/2016	20/05/2016	WIRELINE	Mesure de pression PFD
15/05/2016	15/05/2016	OPERATION_SPECIALE	CLEAN OUT
06/04/2016	06/04/2016	WIRELINE	Grattage Controle
06/03/2016	06/03/2016	WIRELINE	Grattage Controle
14/02/2016	14/02/2016	WIRELINE	Grattage Controle
27/01/2016	27/01/2016	WIRELINE	Grattage Controle
15/01/2016	15/01/2016	WIRELINE	Grattage Controle
02/01/2016	02/01/2016	WIRELINE	Grattage Controle
13/12/2015	13/12/2015	WIRELINE	Grattage Controle
13/11/2015	13/11/2015	WIRELINE	Grattage Controle
27/10/2015	27/10/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean out
22/10/2015	22/10/2015	WIRELINE	Grattage Controle
11/10/2015	11/10/2015	WIRELINE	Grattage Controle
27/09/2015	27/09/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean out
19/09/2015	19/09/2015	WIRELINE	Grattage Controle
12/09/2015	12/09/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
16/08/2015	16/08/2015	WIRELINE	Grattage Controle
06/08/2015	06/08/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean out
01/08/2015	01/08/2015	WIRELINE	Grattage Controle
10/07/2015	10/07/2015	WIRELINE	Grattage Controle

Annexes

23/06/2015	23/06/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean out
17/06/2015	17/06/2015	WIRELINE	Mesure de pression LBU
07/06/2015	07/06/2015	WIRELINE	Mesure de pression LBU
06/06/2015	06/06/2015	WIRELINE	Grattage Controle
27/05/2015	27/05/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
10/05/2015	10/05/2015	WIRELINE	Grattage Controle
27/04/2015	27/04/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean out
12/04/2015	12/04/2015	OPERATION_SPECIALE	Tube Clean
02/04/2015	02/04/2015	WIRELINE	Grattage Controle
23/03/2015	23/03/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean out
16/02/2015	16/02/2015	WIRELINE	Grattage Controle
10/02/2015	10/02/2015	OPERATION_SPECIALE	Clean out
21/01/2015	21/01/2015	WIRELINE	Grattage Controle
20/01/2015	20/01/2015	OPERATION_SPECIALE	clean out + tube clean
29/12/2014	29/12/2014	WIRELINE	Grattage Controle
03/12/2014	03/12/2014	WIRELINE	Grattage Controle
08/11/2014	08/11/2014	WIRELINE	Grattage Controle
30/10/2014	30/10/2014	WIRELINE	Grattage Controle
07/10/2014	07/10/2014	WIRELINE	Grattage Controle
06/10/2014	06/10/2014	OPERATION_SPECIALE	Tube clean
07/09/2014	07/09/2014	WIRELINE	Grattage Controle
04/09/2014	04/09/2014	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
23/08/2014	23/08/2014	WIRELINE	Grattage Controle
22/08/2014	22/08/2014	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
10/08/2014	10/08/2014	OPERATION_SPECIALE	Remonti CTU
09/08/2014	09/08/2014	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
02/08/2014	02/08/2014	WIRELINE	Grattage Controle
14/07/2014	14/07/2014	WIRELINE	Grattage Controle
05/07/2014	05/07/2014	OPERATION_SPECIALE	Clean out
24/06/2014	24/06/2014	WIRELINE	Grattage Controle
03/06/2014	03/06/2014	WIRELINE	Grattage Controle
22/05/2014	22/05/2014	WIRELINE	Grattage Controle
19/04/2014	19/04/2014	WIRELINE	Grattage Controle
15/04/2014	15/04/2014	OPERATION_SPECIALE	clean out and tube clean
01/04/2014	01/04/2014	WIRELINE	Grattage Controle
20/03/2014	20/03/2014	WIRELINE	Grattage Controle
11/03/2014	11/03/2014	WIRELINE	Grattage Controle
18/02/2014	18/02/2014	WIRELINE	Grattage Controle
16/02/2014	16/02/2014	OPERATION_SPECIALE	Tube Clean
25/01/2014	25/01/2014	WIRELINE	Grattage Controle
13/01/2014	13/01/2014	WIRELINE	Grattage Controle
15/11/2013	15/11/2013	WIRELINE	Mesure de pression LBU
08/11/2013	08/11/2013	WIRELINE	Mesure de pression LBU
09/10/2013	09/10/2013	WIRELINE	Grattage Controle
16/09/2013	16/09/2013	WIRELINE	Grattage Controle
28/08/2013	28/08/2013	WIRELINE	Grattage Controle
11/08/2013	11/08/2013	WIRELINE	Grattage Controle
17/07/2013	17/07/2013	WIRELINE	Grattage Controle
26/06/2013	26/06/2013	WIRELINE	Grattage Controle
03/06/2013	03/06/2013	WIRELINE	Grattage Controle
20/05/2013	20/05/2013	WIRELINE	Grattage Controle
12/05/2013	12/05/2013	WIRELINE	Grattage Controle

Annexes

01/05/2013	01/05/2013	WIRELINE	Grattage Controle
18/04/2013	18/04/2013	WIRELINE	Grattage Controle
04/04/2013	04/04/2013	WIRELINE	Grattage Controle
17/03/2013	17/03/2013	WIRELINE	Grattage Controle
25/02/2013	25/02/2013	WIRELINE	Grattage Controle
17/02/2013	17/02/2013	WIRELINE	Grattage Controle
31/01/2013	31/01/2013	WIRELINE	Grattage Controle
08/01/2013	08/01/2013	WIRELINE	Grattage Controle
29/12/2012	29/12/2012	WIRELINE	Grattage Controle
14/12/2012	14/12/2012	WIRELINE	Grattage Controle
24/11/2012	24/11/2012	WIRELINE	Grattage Controle
07/11/2012	07/11/2012	WIRELINE	Grattage Controle
23/10/2012	23/10/2012	WIRELINE	Grattage Controle
05/10/2012	05/10/2012	WIRELINE	Grattage Controle
18/09/2012	18/09/2012	WIRELINE	Grattage Controle
31/08/2012	31/08/2012	OPERATION SPECIALE	Tube clean
24/08/2012	24/08/2012	WIRELINE	Grattage Controle
01/08/2012	01/08/2012	WIRELINE	Grattage Controle
10/07/2012	10/07/2012	WIRELINE	Grattage Controle
18/06/2012	18/06/2012	OPERATION SPECIALE	Clean Out
16/06/2012	16/06/2012	WIRELINE	Grattage Controle
13/06/2012	13/06/2012	OPERATION SPECIALE	Tube clean
13/06/2012	13/06/2012	OPERATION SPECIALE	-----
29/05/2012	29/05/2012	WIRELINE	Grattage Controle
14/05/2012	14/05/2012	WIRELINE	Grattage Controle
30/03/2012	30/03/2012	WIRELINE	Grattage Controle
15/03/2012	15/03/2012	WIRELINE	Grattage Controle
01/03/2012	01/03/2012	WIRELINE	Grattage Controle
15/02/2012	15/02/2012	WIRELINE	Grattage Controle
28/01/2012	28/01/2012	WIRELINE	Grattage Controle
12/01/2012	12/01/2012	WIRELINE	Grattage Controle
15/12/2011	15/12/2011	WIRELINE	Controle
25/11/2011	25/11/2011	WIRELINE	Grattage Controle
16/11/2011	16/11/2011	WIRELINE	Grattage Controle
29/10/2011	29/10/2011	OPERATION SPECIALE	scale Blaster
20/10/2011	20/10/2011	WIRELINE	Grattage Controle
03/10/2011	03/10/2011	WIRELINE	Grattage Controle
22/09/2011	22/09/2011	WIRELINE	Grattage Controle
06/09/2011	06/09/2011	WIRELINE	Controle
26/08/2011	26/08/2011	WIRELINE	Controle
11/08/2011	11/08/2011	WIRELINE	Grattage Controle
24/07/2011	24/07/2011	WIRELINE	Grattage Controle
24/06/2011	24/06/2011	WIRELINE	Controle
09/06/2011	09/06/2011	WIRELINE	Grattage Controle
17/05/2011	17/05/2011	WIRELINE	Controle
19/04/2011	19/04/2011	OPERATION SPECIALE	Kick off
13/04/2011	13/04/2011	WIRELINE	Grattage Controle
29/03/2011	29/03/2011	WIRELINE	Grattage Controle
13/03/2011	13/03/2011	WIRELINE	Grattage Controle
25/02/2011	25/02/2011	WIRELINE	Grattage Controle
15/02/2011	15/02/2011	WIRELINE	Grattage Controle
16/01/2011	16/01/2011	WIRELINE	Controle
09/01/2011	09/01/2011	WIRELINE	Controle

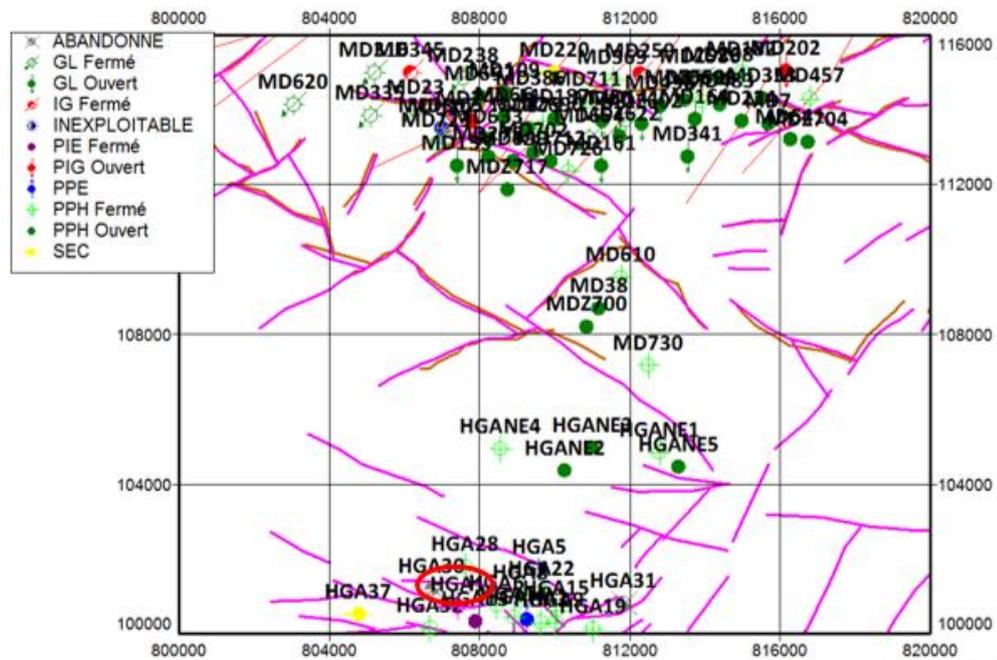
Annexes

31/12/2010	31/12/2010	WIRELINE	Grattage Controle
22/12/2010	22/12/2010	WIRELINE	Grattage Controle
12/12/2010	12/12/2010	WIRELINE	Grattage Controle
21/11/2010	21/11/2010	WIRELINE	Controle
08/11/2010	08/11/2010	WIRELINE	Grattage Controle
25/10/2010	25/10/2010	WIRELINE	Grattage Controle
17/10/2010	17/10/2010	WIRELINE	Grattage Controle
10/10/2010	10/10/2010	WIRELINE	Controle
23/09/2010	23/09/2010	WIRELINE	Controle
12/09/2010	12/09/2010	WIRELINE	Grattage Controle
27/08/2010	27/08/2010	WIRELINE	Controle
22/08/2010	22/08/2010	WIRELINE	Grattage Controle
12/08/2010	12/08/2010	WIRELINE	Controle
23/07/2010	23/07/2010	WIRELINE	Grattage Controle
01/07/2010	01/07/2010	WIRELINE	Grattage Controle
06/06/2010	06/06/2010	DIAGRAPHIE	-----
28/05/2010	28/05/2010	OPERATION_SPECIALE	C out frac
27/05/2010	27/05/2010	OPERATION_SPECIALE	Frac3
26/05/2010	26/05/2010	DIAGRAPHIE	-----
26/05/2010	26/05/2010	OPERATION_SPECIALE	Test Injectivite du 25/05/2010
26/05/2010	26/05/2010	OPERATION_SPECIALE	S Frac
22/05/2010	22/05/2010	OPERATION_SPECIALE	C out T/C
21/05/2010	21/05/2010	OPERATION_SPECIALE	Surgit jet
19/05/2010	19/05/2010	OPERATION_SPECIALE	Depth Pro
19/05/2010	19/05/2010	DIAGRAPHIE	-----
03/05/2010	03/05/2010	OPERATION_SPECIALE	Mise sous eau traitee
21/04/2010	21/04/2010	WIRELINE	Controle
10/03/2010	10/04/2010	WORKOVER	-----
24/02/2008	24/02/2008	WIRELINE	-----
13/10/2003	13/10/2003	OPERATION_SPECIALE	kick Off
15/09/2003	18/09/2003	DIAGRAPHIE	-----
03/09/2003	03/09/2003	WIRELINE	Instrumentation
02/09/2003	02/09/2003	WIRELINE	Controle
29/08/2003	15/09/2003	SNUBBING	-----
24/07/2003	24/07/2003	OPERATION_SPECIALE	TEST E.A
23/08/2000	23/08/2000	WIRELINE	Controle
30/05/2000	30/05/2000	WIRELINE	Controle
17/09/1999	17/09/1999	WIRELINE	Mesure de pression PFS
17/09/1999	17/09/1999	WIRELINE	Controle
15/02/1998	15/02/1998	WIRELINE	Controle
14/03/1995	14/03/1995	WIRELINE	Controle
11/03/1995	11/03/1995	WIRELINE	Controle
09/03/1995	09/03/1995	WIRELINE	Controle
08/03/1995	08/03/1995	WIRELINE	Instrumentation
04/03/1995	04/03/1995	WIRELINE	Controle
12/06/1994	12/06/1994	WIRELINE	Controle
25/03/1994	25/03/1994	DIAGRAPHIE	-----
06/12/1993	15/02/1994	SNUBBING	-----
03/04/1993	03/04/1993	DIAGRAPHIE	-----

Les opération spéciales du puits HGA1.

		SONATRACH - DIVISION PRODUCTION	
		DIRECTION REGIONALE DE HASSI-MESSAOUD	
		DIRECTION ENGINEERING & PRODUCTION	
CHRONOLOGIE DES OPERATIONS			
OPERATIONS SPECIALES			
HGA1 (JAUGAGE AU CT+BULD-UP TEST)			PAGE : 1
Date	Heure		Description
	De	Au	
02/02/2018	08:30	09:25	On location, well closed, whp = 0 bars, rig up equipment, CTU 1"1/2, Pressure test @ 5000 psi (ok),safety meeting, open well on flare .
02/02/2018	15:00	15:55	Three hours later start POOH to surface , stop N2@2500m ,CT @ surface, whp = 30 bars, Rig dawn ,Return to production line and leave location. NB: jaugage Q=5m3/h
02/02/2018	09:25	15:00	Open SV and start RIH start pping N2 @ 20 lpm, whp 0 psi / water @ flare , CT @ 2300 m, Increase N2 @ 25 lpm , cp = 1700 psi, whp = 10 psi / Oil +water @ flare, CT @ 2900 m, start gauging(Jaugeage), stop CT for kick off pp500L @ 40 lpm ,then keep N2@20lpm , cp = 1900 -1700 psi whp = 130-275 psi /oil @flare ,

Chronologie des opérations spéciales du puits HGA1.



Position du HGA1 par rapport au réseau gaz lift.

Annexes

Les designs des scénarios de simulation :

RODSTAR 2016 REL 2

Company:SONATRACH
Well:HGA#1
Disk file:HGA#1 Jan 2018.rsvx
Comment:

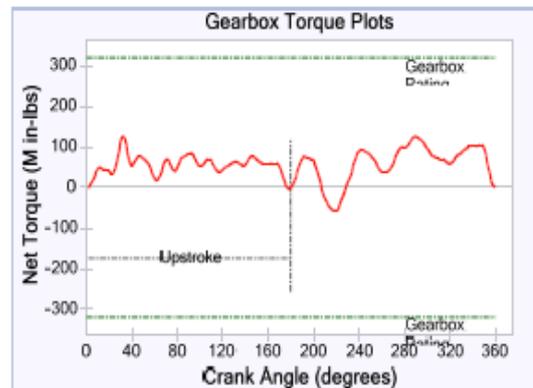
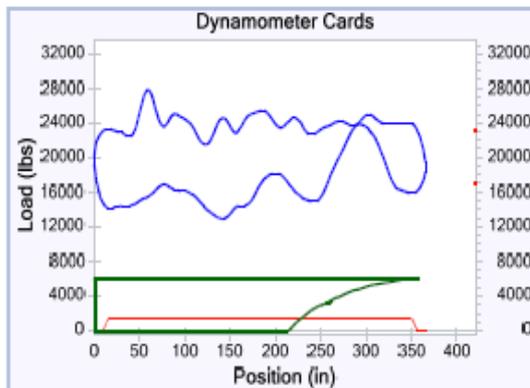
© Theta Oilfield Services, Inc. (gotheta.com)

Page 2 of 7
User:BEN HMIDA MOHAMED
Date:1/29/2018

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 75% GRADE: B-)					
Strokes per minute:	3.6	Fluid level (ft from surface):	6426	Production rate (bfpd):	154	Peak pol. rod load (lbs):	27903		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	3674	Oil production (BOPD):	108	Min. pol. rod load (lbs):	12907		
Tubing pres. (psi):	170	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	3.64	MPLR/PPRL:	0.463		
Casing pres. (psi):	170	Pol. rod. diam. 1.5'		System eff. (Motor->Pump):	21%	Unit struct. loading:	56%		
Fluid Properties		Motor & Power Meter		Permissible load HP:	129.9	PRHP / PLHP:	0.19		
Water cut:	30%	Power meter:	Detent	Fluid load on pump (lbs):	6054	Buoyant rod weight (lbs):	16947		
Water sp. gravity:	1.02	Elect. cost:	\$0.06/KWH	Polished rod HP:	24.3	N/Nr: .142 , Fo/SKr: .137			
Oil API gravity:	45.0	Type:	NEMA D	Required prime mover size (speed var. not included)		BALANCED (Min Torq)			
Fluid sp. gravity:	0.8672			NEMA D motor:		40 HP			
Pumping Unit: Rotaflex (1150)				Single/double cyl. engine:		40 HP			
API Size: R-320-500-366 (Unit ID: R8)				Multicylinder Engine:		40 HP			
Crank hole number: # 1 (out of 1)				Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Torq)			
Calculated stroke length (in): 366.1				Peak g'box torq (M in-lbs):		126			
Crank rotation with wall to right: CCW				Gearbox loading:		39.4%			
Max. cb weight (M lbs): Unknown				Cyclic load factor:		1.181			
				Counterbalance weight (M lbs):		20.41			
				Daily electr. use (Kwh/Day):		549			
				Monthly electric bill:		\$1004			
				Electr. cost per bbl fluid:		\$0.214			
				Electr. cost per bbl oil:		\$0.306			
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations					
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstr. rod4bg fr. coeff.:	0.500	Tubing stretch (in):	.0				
Tubing I.D. (in):	2.441	Dnstr. rod4bg fr. coeff.:	0.500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0				
Pump depth (ft):	10100	Tub. anch. depth (ft):	10070	Gross pump stroke (in):	357.2				
Pump conditions: gas intf.:		Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	42.3				
Pump type:	Insert	Pump efficiency/fflage:	85% / 39%	Minimum pump length (ft):	42.0				
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	6.0				
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	
0.875	WFT EL	2275	N/A	76.8%	46237	21631	15581	WFT EL	
0.75	WFT EL	7550	N/A	77.1%	45652	19813	582	WFT EL	
@ 1.5	K (API, SB)	275	90000	48.8%	8479	-1843	-113	API MG	

@ stress calculations based on elevator neck of 7/8 (for 1.25 inker bars) or 1 (for other inker bars).

NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



Scénario 1.

Annexes

RODSTAR 2016 REL 2

Company:SONATRACH
Well:HGA#1
Disk file:HGA#1 Jan 2018.rsvx
Comment:

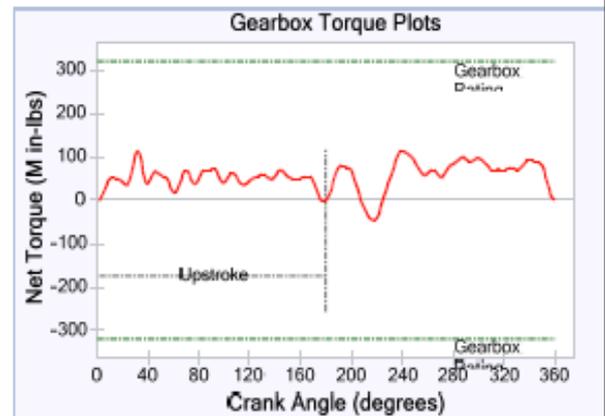
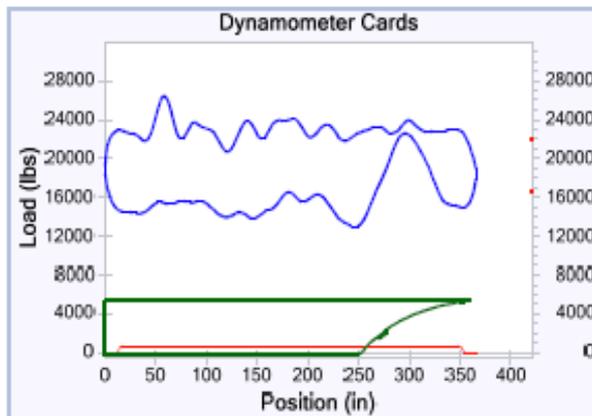
© Theta Oilfield Services, Inc. (gotheta.com)

Page 2 of 7
User:BEN HMIDA MOHAMED
Date:1/29/2018

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 78% GRADE: B-)					
Strokes per minute:	3.6	Fluid level		Production rate (bfpd):	211	Peak pol. rod load (lbs):	26545		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6426	Oil production (BOPD):	211	Min. pol. rod load (lbs):	12968		
Tubing pres. (psi):	170	(ft over pump):	3674	Strokes per minute:	3.64	MPRL/PPRL:	0.489		
Casing pres. (psi):	170	Stuf. box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	27%	Unit struct. loading:	53%		
		Pol. rod. diam. 1.5"		Permissible load HP:	129.8	PRHP / PLHP:	0.18		
Fluid Properties			Motor & Power Meter		Fluid load on pump (lbs):	5366	Buoyant rod weight (lbs):	16653	
Water cut:	0%	Power meter:	Detent	Polished rod HP:	23.6	N/Nr: .143	Fo/SKr: .123		
Water sp. gravity:	1.02	Elect. cost:	\$0.06/KWH	Required prime mover size		BALANCED			
Oil API gravity:	45.0	Type:	NEMA D	(speed var. not included)		(Min Torq)			
Fluid sp. gravity:	0.8017			NEMA D motor:	40 HP				
Pumping Unit: Rotaflex (1150)				Single/double cyl. engine:	40 HP				
API Size:	R-320-500-366 (Unit ID: R8)			Multicylinder Engine:	40 HP				
Crank hole number:	# 1 (out of 1)			Torque analysis and electricity consumption		BALANCED			
Calculated stroke length (in):	366.1			(Min Torq)					
Crank rotation with well to right:	CCW			Peak g'box torq (M in-lbs):	114				
Max. cb weight (M lbs):	Unknown			Gearbox loading:	35.6%				
Tubing And Pump Information				Cyclic load factor:	1.144				
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstr. rod-4bg fr. coeff.:	0.500	Counterbalance weight(M lbs):	19.76				
Tubing I.D. (in):	2.441	Dnstr. rod-4bg fr. coeff.:	0.500	Daily electr. use (Kwh/Day):	526				
Pump depth (ft):	10100	Tub. anch. depth (ft):	10070	Monthly electric bill:	\$963				
Pump conditions:	gas inf.	Pump load adj. (lbs):	0.0	Electr. cost per bbl fluid:	\$0.150				
Pump type:	Insert	Pump efficiency/fillage:	85% / 53%	Electr. cost per bbl oil:	\$0.150				
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0	Tubing, Pump And Plunger Calculations					
Rod string design (rod tapers calculated)				Tubing stretch (in):	.0				
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0				
0.875	WFT EL	1975	N/A	Gross pump stroke (in):	360.0				
0.75	WFT EL	7925	N/A	Pump spacing (in. from bottom):	42.3				
@ 1.5	K (API. SB)	200	90000	Minimum pump length (ft):	42.0				
				Recommended plunger length (ft):	6.0				
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	
				69.6%	43979	21733	16605	WFT EL	
				69.8%	43912	21436	595	WFT EL	
				43.0%	7370	-1694	-113	API MG	

@ stress calculations based on elevator neck of 7/8 (for 1.25 sinker bars) or 1 (for other sinker bars).

NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



Scénario 2.

Annexes

RODSTAR 2016 REL 2

Company: SONATRACH
 Well: HGA#1
 Disk file: HGA#1 Jan 2018.rsvx
 Comment:

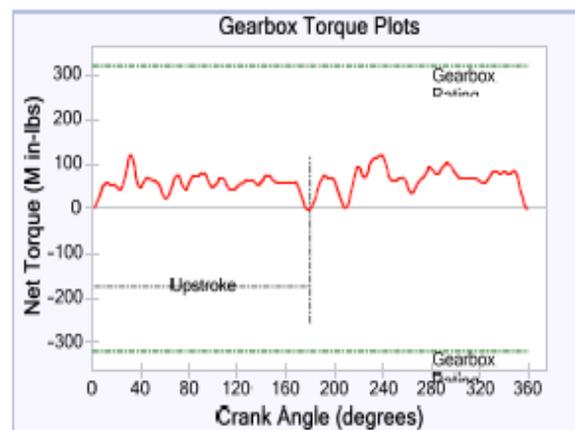
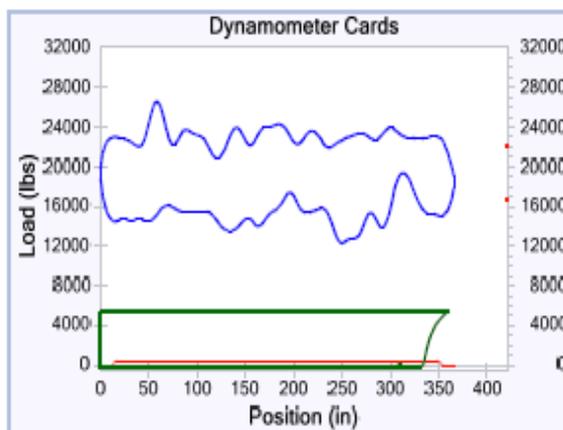
© Theta Oilfield Services, Inc. (gotheta.com)

Page 2 of 7
 User: BEN HMIDA MOHAMED
 Date: 1/29/2018

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 88% GRADE: B+)					
Strokes per minute:	3.6	Fluid level		Production rate (bfpd):	358	Peak pol. pod load (lbs):	26667		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6426	Oil production (BOPD):	358	Min. pol. rod load (lbs):	12318		
Tubing pres. (psi):	170	(ft over pump):	3674	Strokes per minute:	3.64	MPRL/PPRL:	0.462		
Casing pres. (psi):	170	Stuf. box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	43%	Unit struct. loading:	53%		
		Pol. rod. diam. 1.5"		Permissible load HP:	129.7	PRHP / PLHP:	0.20		
Fluid Properties			Motor & Power Meter		Fluid load on pump (lbs):	5366	Buoyant rod weight (lbs):	16751	
Water cut:	0%	Power meter:	Detent	Polished rod HP:	26.1	N/Nr:	.143	Fo/SKr:	.123
Water sp. gravity:	1.02	Elect. cost:	\$.06/KWH	Required prime mover size		BALANCED			
Oil API gravity:	45.0	Type:	NEMA D	(speed var. not included)		(Min Torq)			
Fluid sp. gravity:	0.8017			NEMA D motor:		40 HP			
Pumping Unit: Rotaflex (1150)				Single/double cyl. engine:		40 HP			
API Size: R-320-500-366 (Unit ID: R8)				Multicylinder Engine:		40 HP			
Crank hole number: # 1 (out of 1)				Torque analysis and electricity		BALANCED			
Calculated stroke length (in): 366.1				consumption		(Min Torq)			
Crank rotation with well to right: CCW				Peak g'box torq (M in-lbs):		121			
Max. cb weight (M lbs): Unknown				Gearbox loading:		37.7%			
				Cyclic load factor:		1.073			
				Counterbalance weight (M lbs):		19.49			
				Daily electr. use (Kwh/Day):		568			
				Monthly electric bill:		\$1040			
				Electr. cost per bbl fluid:		\$0.095			
				Electr. cost per bbl oil:		\$0.095			
Tubing And Pump Information				Tubing, Pump And Plunger Calculations					
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstr. rod+tbq fr. coeff.:	0.500	Tubing stretch (in):	.0				
Tubing I.D. (in):	2.441	Dnstr. rod+tbq fr. coeff.:	0.500	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0				
Pump depth (ft):	10100	Tub. anch. depth (ft):	10070	Gross pump stroke (in):	360.5				
Pump conditions:	gas infl.	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	42.3				
Pump type:	Insert	Pump efficiency/fillage:	85% / 90%	Minimum pump length (ft):	42.0				
Plunger size (in):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	6.0				
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
Diameter (in)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	
0.875	WFT EL	1975	N/A	71.7%	44182	20652	15878	WFT EL	
0.75	WFT EL	7900	N/A	71.9%	44174	20447	452	WFT EL	
@ 1.5	K (API. SB)	225	90000	38.0%	6267	-1769	-113	API MG	

@ stress calculations based on elevator neck of 7/8" for 1.25" sinker bars or 1" for other sinker bars.

NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stresses always include buoyancy).



Scénario 3.