

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BENZERFA Yasser, MIHOUBI Oussama, NOURI Rania

-THEME-

**ÉTUDE DES PERFORMANCES DE PRODUCTION DES PUITES ACTIVÉS PAR LA
POMPE ÉLECTRIQUE IMMERGÉE (ESP) (puits ONI341 2016-2021)**

Soutenu le : 07 / 06 / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	GAREH Salim	M.C.B	Univ. Ouargla
Rapporteur :	BELMILOUD Fatima Zohra	M.A.A	Univ. Ouargla
Examineur :	DADEN Abdelghafour	M.C.A	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

Remerciements

On remercie ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer
et de terminer ce mémoire.

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui
nous voudrions témoigner toute notre gratitude.

Nous voudrions tout d'abord adresser toute notre reconnaissance à notre directeur de
mémoire Madame **BELMILOUD Fatima Zohra**. Nous la remercions de nous avoir
encadrés, orienté, aidé et conseillé.

Nous tenons également à remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en
acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Sans oublier un remerciement spécial à **Mr.ADJOU Zakaria** pour son soutien à nous et
pour avoir fourni les documents et les exigences nécessaires pour réaliser ce travail

Enfin, un grand merci à nos familles

Et amis qui ont été nombreux à nous aider

Et à nous encourager.

Merci !

Dédicace

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

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi. A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et ses sacrifices afin que rien n'entrave le déroulement de mes études. A mes chers frères et mes sœurs. A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à Mon binôme YASSER, et RANIA.



OUSSAMA

Dédicace

Je dédie ce travail

A ma famille, elle qui m'a doté d'une éducation digne, son amour a fait de moi ce que je suis aujourd'hui. A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse :

Mon adorable mère.

A l'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect :

Mon cher père.

A ma chère sœur LINA, qui n'ont pas cessée de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Que Dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.

A mes chers collègues OUSSAMA et RANIA.



YASSER

Dédicace

Je dédie ce travail :

A ma très **CHERE MERE**

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit , ton affection me couvre , ta bienveillance me guide et la présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A mon très **CHER PERE**

tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager, que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

A mes chères sœurs : **ABIR, ILHAM, FATIMA EL ZAHRAA.**

A mon cher frère : **IBRAHIM.**

A mes meilleurs amies : **RAYENE** et **RADIA** qui m'ont toujours encouragé et à qui je souhaite plus de succès.

Sans oublier mes collègues de travail **OUSSAMA** et **YASSER** pour leur soutien moral, leur patience et leur compréhension tout au long de ce projet.



RANIA

ملخص :

في بداية استغلال النفط الخام، تتمتع الآبار البترولية بإمكانية كافية لتدفق للبتروال الى السطح. وعندما لا يحتوي الخزان على طاقة كافية لرفع السائل إلى السطح، فقد تم اقتراح حل باستخدام نظام الضخ المغمور على مستوى حاسي مسعود HMD لتحسين الانتاج. يناقش العمل التالي مبدأ المضخة الكهربائية REDA 540GN4000 مع الإشارة إلى إجراءات نزولها إلى البئر. بعد دراسات المحاكاة بواسطة برنامج PIPESIM، لوحظ أن معدل تدفق البئر ONI341 يزداد من 4.43 م³/ساعة (بدون مضخة) إلى 9.5 م³/ساعة (بالمضخة) بتردد مناسب يبلغ 45 هرتز لتحسين التشغيل وخنق 12 ملم.

الكلمات المفتاحية: PIPESIM، المصعد الاصطناعي، المضخة المغمورة الكهربائية، الانتاجية.

Abstract:

At the beginning of crude oil development, hydrocarbon-producing wells have sufficient potential to have the effluent flow to the surface. And when the deposit does not contain enough energy to bring the fluid to the surface then, a solution using the submerged pumping system has been proposed at the level of the HMD field to increase the production. The following work discusses the principle of the REDA 540 GN4000 electric pump mentioning the procedure of its descent into the ONI 341 well. After simulation studies by the PIPESIM software, it is observed that the well flow rate increases from 4.43 m³/h (without pump) to 9.5 m³/h (with pump) with a suitable frequency of 45 HZ for better operation and a choke bean of 12mm.

Keywords: electrical submersible pump ESP, artificial lifting, PIPESIM, the productivity.

Résumé :

Au début de l'exploitation de pétrole brut, les puits producteurs d'hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'effluent jusqu'à surface. Et lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface alors une solution utilisant le système de pompage immergée a été proposée au niveau du champ HMD afin d'augmenter la productivité. Le travail suivant discute le principe de la pompe électrique REDA 540 GN4000 on mentionnant la procédure de sa descente dans le puits ONI 341. Après des études de simulation par le logiciel PIPESIM, on observe que le débit du puits augmente de 4.43 m³/h (sans pompe) à 9.5 m³/h (avec pompe) avec une fréquence convenable de 45 HZ pour un meilleur fonctionnement et une duse de 12mm.

Mots clés : Le pompe électrique submersible ESP, Levage artificiel, PIPESIM, la productivité.

Table des matière :

Remerciements.....	I
Dédicace	II
Dédicace	III
Dédicace	IV

Chapitre I : Présentation du champ HMD

I. Introduction :	3
II. Historique du champ Hassi Messaoud :.....	3
III. Situation géographique du champ Hassi Messaoud :.....	4
IV. Situation géologique :.....	4
V. Description du réservoir :	5
VI. Caractéristique du réservoir de Hassi Messaoud :	6
VI.1 Caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir cambrien :	6
VI.2 Les caractéristiques des huiles :	6
VI.3 Les caractéristiques des gaz associés :	6
VII. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi – Messaoud :.....	7

Chapitre II : Généralité sur l'activation des puits

I. Introduction:	9
II. Pourquoi l'activation des puits:	9
II.1 Les puits éruptifs:	9
II.2 Les puits non éruptifs:	9
III. Méthodes d'activation des puits:	10
III.1 Par Gaz-lift :	10
III.2 Par pompage :	10
III.2.1 Les pompes aux tiges (Rod Pumps) :.....	10
III.2.2 Les pompes Moineau (Progressing Cavity Pumps PCP) :	11
III.2.3 Les pompes hydrauliques :	11
III.2.4 La pompe électrique immergée (ESP) :.....	11

Chapitre III : Description de la pompe électrique immergée ESP

I. Introduction :.....	14
II. Principe de fonctionnement de la pompe ESP :.....	14
III. Avantages et inconvénients de la pompe électrique immergée :.....	15
III.1 Principaux avantages :.....	15
III.2 Principaux inconvénients :.....	15
IV. Les équipements de la pompe électrique immergée (ESP):	15
IV.1 Les équipements de surface :.....	15
IV.1.1 Variable speed drive (VSD) :	15

IV.1.2 Transformateur :	15
IV.1.3 Junction box :	16
IV.1.4 Le standard (Switchboard) :	16
IV.1.5 Centralisateur :	16
IV.1.6 La tête de puits (Wellhead) :	17
IV.2 Les équipements de fond :	17
IV.2.1 Câble :	17
IV.2.2 Pompe Centrifuge :	17
IV.2.3 Le protecteur :	20
IV.2.4 Le moteur électrique :	21
IV.2.5 Séparateur de gaz:.....	22
V. Courbe de performance de la pompe électrique immergée ESP :	23
VI. Les Différents facteurs influant la durée de vie de la pompe électrique Immergée ESP :.....	24
VII. Critères de sélection de la pompe électrique immergée ESP :	24

Chapitre IV : Analyse du système de production

I. Introduction :	26
II. Définition de l'analyse nodale :	26
III. Concept et procédure de l'analyse nodale:	27
IV. L'objectif de l'analyse nodale:	28
V. Aperçu sur logiciel PIPESIM :	28
VI. La courbe caractéristique du réservoir (IPR) :	29
VII. La courbe performance du tubing (VLP) :	31
VIII. Le point de fonctionnement du puits :	32

Chapitre V : Etude de cas du puit ONI 341

I. Introduction	34
II. Procédures de sélection :	34
III. Critères de sélection de puits ONI341:	34
IV. Géologie de la zone :	34
V. Localisation de puit (ONI341) :	35
VI. Informations sur le puits ONI 341 :	35
VII. Historique de production du puits ONI 341:.....	36
VIII. Propriété de fluide :	38
IX. Modélisation du puits ONI341 :	39
IX.1 Choix de pompe :	40
IX.2 Choix du moteur :	42
X. Intégration de la pompe choisie dans le modèle initial pour avoir le nouveau point de fonctionnement :	43
XI. Etude économique :	45

Liste des figures:

Figure I.1: Historique de production d'huile et de GOR. [2].....	3
Figure I.2: Historique d'injection de gaz et d'eau. [2].....	4
Figure I.3: Situation géographique du gisement de Hassi Messaoud. [2]	4
Figure I.4: Situation géologique du champ Hassi Messaoud.	5
Figure II.1 : Les différentes méthodes d'activation	10
Figure III.1 : LES COMPOSANTS DE SYSTÈME DE POMPAGE ESP [11].....	14
Figure.III.2 : Transformateur.....	16
Figure.III.3: Boîte de jonction	16
Figure.III.4: Tête de puits d'un système ESP.	17
Figure.III.5: Construction d'un câble ESP rond.	17
Figure.III.6: Construction d'un câble ESP plat.....	17
Figure III.7 : La pompe centrifuge [13].....	18
Figure.III.8 : Principe de fonctionnement des pompes centrifuges [13]	19
Figure III.9 : Les sièges radial et mixé [13].....	19
Figure III.10:POMPE CENTRIFUGE IMMERGEE ET SES COMPOSANTS. [14]	20
Figure III.11: LE PROTECTEUR. [4]	21
Figure III.12: MOTEUR ELECTRIQUE. [14].....	22
Figure.III.13: Construction d'un séparateur de gaz. [14].....	22
Figure III.14 : La courbe de performance de la pompe.....	23
Figure IV.1 : Les pertes de charge au cours de production.....	26
Figure IV.2 : Les différentes positions possibles des nœuds	27
Figure IV.3 : LOGICIEL PIPESIM.....	28
Figure IV.4 : L'IPR d'un liquide monophasique.	29
Figure IV.5: L'IPR d'un liquide diphasique.....	30
Figure IV.6: La courbe VLP. [5]	32
Figure IV.7: inflow + outflow performance. [5].....	32
Figure V.1 : position de puits ONI341.	35
Figure V.2 : structure map de (top D2).....	35
Figure V.3 : Informations générales sur ONI341.	36
Figure V.4 : caractéristique de puits ONI341.	36
Figure V.5: la variation des paramètres de production de puits ONI341.	37
Figure V.6: cumule de production.	37
Figure V.7 : Les résultats de test de jaugeage de puits ONI341:	38
Figure V.8 : tests de puits ONI341.	38
Figure V.9: Modèle initial du puits ONI 341.....	40
Figure V.10 : Courbe de performance de pompe REDA 540 GN4000 :.....	41

Figure V.11: Les caractéristiques des équipements d'ESP.	42
Figure V.12. : Caractéristiques des équipements de surface.	43
Figure V.13 : Point de fonctionnement du puits ONI341 après l'intégration de la pompe dans le modèle.	44
Figure V.14: Variation du débit d'huile du puits ONI 341 en fonction de fréquence et de diamètre de duse.	44
Figure V.15 : Variation du débit d'huile du puits ONI 341 en fonction de diamètre de duse, avec fréquence de 45HZ.	

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir.	6
Tableau V.1: Tableau intervalle de perforation	35
Tableau V.2 : Propriété de fluide.....	39
Tableau V.3 : information dans la prise (intake).	39
Tableau V.4 : les conditions opérationnel	41

Liste des abréviations :

ESP : La pompe électrique immergée.

HMD : Hassi mesaoud.

Φ : La Porosité.

S_{wi} : Saturation d'eau initiale.

API: American Petroleum Institute.

GOR: Gas Oil Ratio [sm^3/m^3].

P_G : Pression de gisement [bar].

P_{wf} : Pression de fond dynamique en [psi].

P_b : Pression de bulle [bar].

H : Profondeur du puits [m].

d : densité de fluide.

k : perméabilité [md].

h: l'épaisseur de réservoir [ft].

r_e : rayon de drainage [ft].

r_w : rayon de puits [ft].

f(P) : fonction de la pression.

Q : débit d'huile dans les conditions standards en [stb/d].

μ_o : viscosité de l'huile à la pression moyenne [cp].

β_o : facteur volumétrique.

s : facteur de skin.

q : terme de turbulence.

OD : diamètre extérieure de tubing [inch].

ID : diamètre intérieure de tubing [inch].

IPR: Inflow Performance Relationship.

VLP: Vertical lift Performance.

TVD: Total Vertical Depth.

MD: Medium Depth.

Introduction

Introduction:

La consommation énergétique dans le monde a connu une croissance très importante, et pour cela on voit que les producteurs de pétrole et de gaz sont contraints d'améliorer l'efficacité de leurs méthodes de production pour faire face au développement de la demande mondiale.

Les puits de production sont la liaison entre le gisement et la surface où le fluide s'écoule à travers des équipements ce qu'on appelle la complétion. Au début du cycle de production, le pétrole peut parvenir naturellement à la surface, sous l'effet des pressions internes régnant au sein de la roche-réservoir on parle alors de puits éruptif. La pression de gisement diminue avec le temps que l'on produit et affectera le taux de production de pétrole on parle alors de puits non-éruptif.

À partir de ce moment où cette pression n'assure plus l'acheminement des effluents, on est obligé d'activer le puits par la mise en place d'un système d'activation pour amener l'huile à la surface (équipements de séparation).

La technologie utilisée comme solution pour augmenter la récupération des réserves est appelée artificiel lift, qui décrit une variété de méthodes que les producteurs de pétrole et de gaz utilisent pour apporter en fond de puits l'énergie nécessaire à la production et pousser l'effluent jusqu'à la surface. Il existe deux méthodes d'activations (pompage / gas-lift).

La pompe électrique immergée ESP est la plus utilisée concernant le pompage, et pour cela la demande en ces pompes a grandement augmenté dans le monde industriel. Elles sont les plus répondu actuellement, pour prolonger la durée de vie des champs.

A partir de ce mémoire, on parle du principe de pompage électrique puis les différents types de son installation on mentionnant la procédure de sa descente dans le puits ONI 341.

Afin de traiter le phénomène de chute de pression de réservoir, on peut poser la question suivante : quel est la performance d'activer le puit ONI341 avec le pompage électrique immergée ESP ?

Pour répondre à la question précédente on va suivre le plan suivant :

Le premier chapitre est une présentation du champ HMD, le deuxième chapitre indique les méthodes d'activations des puits. Le troisième chapitre comprend une description de la pompe électrique immergée ESP, puis le quatrième chapitre est un aperçu sur l'analyse du système de production (analyse nodale) et le dernier chapitre comprend une étude de cas du puits ONI 341. enfin On finalise par une conclusion générale et des recommandations.

L'objectif de ce travail est de fournir un guide pour la sélection et la conception d'un système de levage artificiel par la pompe électrique immergée ESP dont le but d'augmenter l'indice de productivité dans le champ HMD.

CHAPITRE I

Présentation du

champ HMD

I. Introduction :

Le champ Hassi Messaoud est parmi les grands champs mondiaux et le premier en Algérie. Dans l'histoire de la géologie, ce champ a connu d'une part une forte évolution tectonique, caractérisée par des faciès de compression et des faciès uniques. Le gisement de pétrole de Hassi Messaoud demeure à l'heure actuelle le plus productif d'Algérie avec une production de l'ordre 400000 barils par jour. Un total de 1188 puits a été foré, dont plus de 85 % sont actifs, l'injection de gaz miscible a été massivement implémentée et constitue avec l'injection d'eau les mécanismes principaux de drainage du réservoir.

II. Historique du champ 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 non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. 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 - 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.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales. [1]

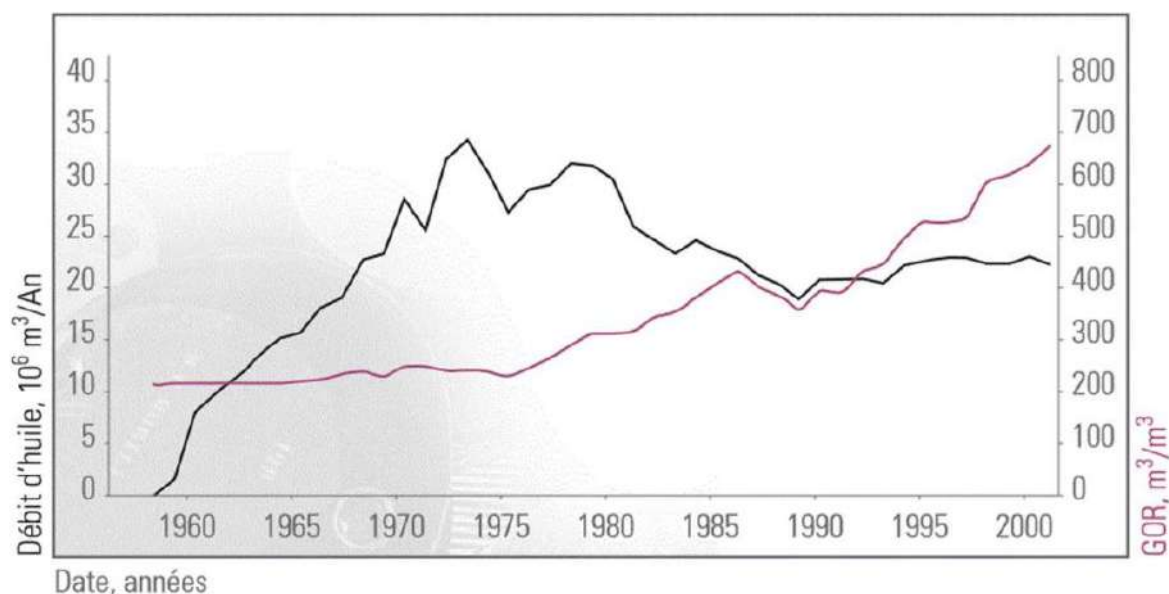


Figure I.1: Historique de production d'huile et de GOR. [2]

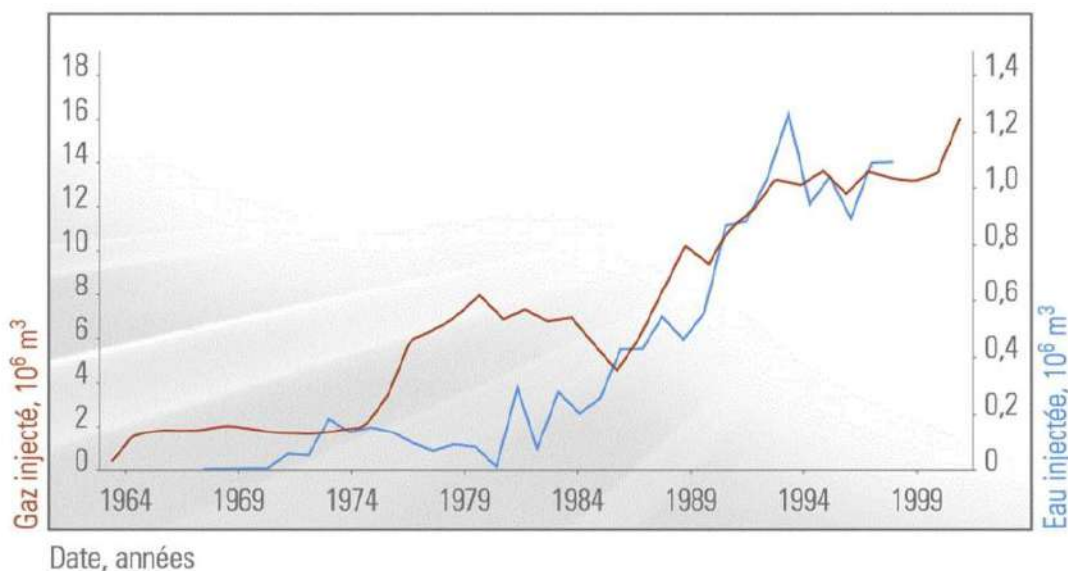


Figure I.2: Historique d'injection de gaz et d'eau. [2]

III. Situation géographique du champ Hassi Messaoud :

Le gisement de Hassi Messaoud, de dimensions 40x40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 650Km sud-est d'Alger, à 80Km au sud d'Ouargla et à 300Km des frontières tunisiennes. [2] Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

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

En coordonnées géographiques :

Au nord par latitude 32 15°. Au Sud par latitude 31 30°.

A l'ouest par la longitude 5 40°. A l'Est par la longitude 6 35°.

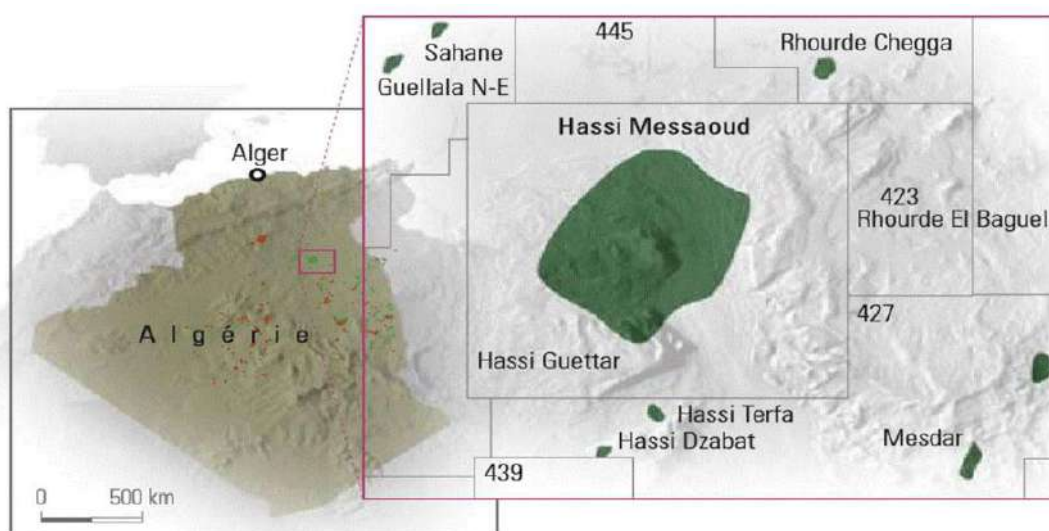


Figure I.3: Situation géographique du gisement de Hassi Messaoud. [2]

IV. Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya.

plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara. A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le Cambro- Ordovicien. [3]

VI. Caractéristique du réservoir de Hassi Messaoud :

VI.1 Caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir cambrien :

Tableau I.1 : Caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir. [4]

Reservoir	K min (md)	k moy (md)	K max (md)	Φ min %	Φ moy %	Φ max %	Swi %
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17
Ra	2	15	100	6	8	10	10
R2	1	2.5	7	-	10	-	17
R3	0.4	1.5	4	-	41	-	70

VI.2 Les caractéristiques des huiles : [3]

- L'huile est légère : Densité moyenne en surface 0.8
- La pression de gisement est variable, 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- La porosité est faible 5 à 10%.
- La perméabilité est très faible.
- La viscosité est de 0.2 CP.
- Le facteur volumétrique de fond est de 1,7.

VI.3 Les caractéristiques des gaz associés : [3]

- Un point de bulle de 160 kg / cm² on a :
- Viscosité de gaz est 0.02 Cp
- La compressibilité est de 0.8 (bar)⁻¹.

VII. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi – Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

- ❖ Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltènes dans le tubing.
- ❖ Un second 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.
- ❖ 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 faible, 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 pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum).
- ❖ 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.

CHAPITRE II

Généralité sur

l'activation des puits

I. Introduction:

Généralement, au début de l'exploitation le pétrole s'écoule naturellement lorsque la pression est suffisante pour qu'ils remontent spontanément, les foreurs laissent remonter le pétrole. C'est la récupération primaire, possible lorsque le puits est dit "éruptif" (lorsque le pétrole remonte seul). On estime que cette récupération permet de remonter de 5 à 40 % du pétrole. Au cours de la durée de vie du puits, la pression va chuter, et à un moment donné, la pression souterraine sera insuffisante pour forcer la migration du pétrole vers la surface. Alors dans ce cas certaines méthodes d'activation sont mises en place pour faire remonter le pétrole et continuer l'exploitation.

II. Pourquoi l'activation des puits:

L'activation des puits est l'opération de donner une énergie additionnelle aux puits non ou insuffisamment éruptif. Elle peut s'imposer dès le début d'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'à surface (les installations de traitement) ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant. L'activation des puits concerne principalement les puits d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aussi aux puits producteurs d'eau d'usages divers.

II.1 Les puits éruptifs:

On dit qu'un puits est éruptif lorsqu'il est capable d'acheminer le fluide qu'il contient en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure (avec sa propre énergie). Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présente dans le puits.

$$P_G > \frac{H \cdot d}{10,2} \dots \dots \dots [21]$$

II.2 Les puits non éruptifs:

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

$$P_G \leq \frac{H \cdot d}{10,2} \dots \dots \dots [21]$$

Le non éruption est rencontré dans certains nouveaux gisements où la pression de fond est faible, et dans le cas des gisements exploités depuis longtemps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible, alors que les réserves récupérables sont importantes. Pour activer et mettre en production ces puits on peut agir sur l'un des paramètres de non égalité: (sur la hauteur H de la colonne de fluide ou sur la densité d de fluide). En général on peut dire que :

- Pompage : La réduction de la hauteur H de la colonne de fluide (Relevage mécanique par le pompage).
- Gas-Lift : La réduction de la densité d consiste à injecter un fluide moins dense (Allègement du fluide), qui est le gaz. [5]

III. Méthodes d'activation des puits:

Il y'a deux méthodes d'activation des puits non éruptifs : par gaz-lift ou bien par pompage.

III.1 Par Gaz-lift :

Le principe du gas-lift consiste à réduire la pression en fond de puits en écoulement par l'injection du gaz comprimé aussi profondément que possible, pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. [6]

III.2 Par pompage :

Le principe d'activation par pompage est la mise en place d'une pompe sous le niveau dynamique du fluide. Elle relève le brut jusqu'en surface. Cette énergie ainsi apportée permet au fluide de remonter et en même temps soulage la formation (la couche) d'une partie de la contre-pression exercée sur elle, en dégageant la partie en aval de la pompe [7].

Les pompes les plus répandues sont : les pompes aux tiges (ROD pumps), les pompes moineau (Progressing Cavity Pumps PCP), les pompes hydrauliques et les pompes électriques immergées (ESP).

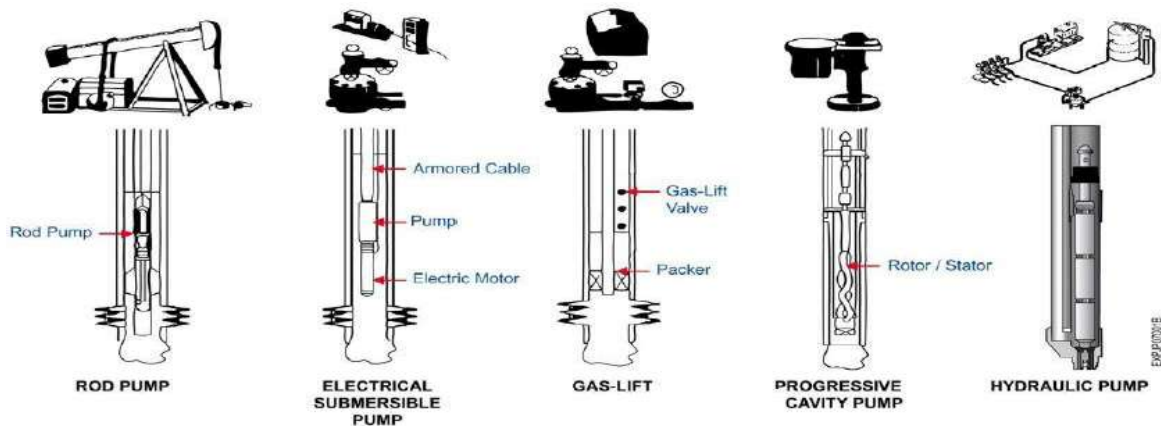


Figure II.1 : Les différentes méthodes d'activation

III.2.1 Les pompes aux tiges (Rod Pumps) :

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tiges et d'un système de va-et-vient (tête de cheval).

Son principe de fonctionnement est simple, la pompe volumétrique de fond est équipée par deux clapets l'un fixe l'autre mobile qui ont une sorte des boules qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour. Leur fermeture et ouverture se base sur la différence de pression en amont et en aval, le clapet mobile est actionné depuis la surface par l'intermédiaire de tiges, 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 boule supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions. Au cours de la remontée de tiges il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de la pression 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. [8]

III.2.2 Les pompes Moineau (Progressing Cavity Pumps PCP) :

Une pompe à cavité progressive est une pompe volumétrique, elle est considérée comme l'une des méthodes d'activation. Il s'agit d'une pompe à vis qui fournit une force pour les fluides de se déplacer à travers la pompe. Une pompe PCP est faite de stator et de rotor. Le rotor est relié à la tige de pompage qui fournit des forces de rotation aux pales à l'intérieur de la pompe et crée une force en déplaçant les cavités. Le stator se trouve au bas de la chaîne de production et il est fait de caoutchouc naturel ou synthétique.

III.2.3 Les pompes hydrauliques :

Ce system de pompage applique le principe de Pascal (qui montre que les liquides transmettent intégralement les variations de pression qu'ils reçoivent en tout point) à l'activation des puits. Il existe trois types de pompes: [3]

❖ Une pompe à piston :

Est une pompe de surface permet d'envoyer, par un tubing d'alimentation, l'huile motrice dans un moteur à piston double effet situé au fond du puits, un tiroir permet d'envoyer cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre du moteur.

❖ La pompe à jet :

Le principe de cette pompe est l'injection d'un fluide sous pression dans la pompe à travers une petite duse ou le fluide de puissance devient fluide sous haute pression et à haute vitesse, il se mélangera avec le fluide du réservoir.

❖ Une turbopompe :

Dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge. Le fluide moteur peut être, soit de l'huile du gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout fluide compatible, en particulier une huile plus légère ou un fluide contenant des produits fluxant par exemple.

III.2.4 La pompe électrique immergée (ESP) :

Est une pompe centrifuge immergée descendue à sa côte dans le casing, suspendue à l'extrémité du tubing de production. L'énergie électrique est acheminée au moteur par un câble déroulé et fixé par des colliers au tubing au fur et à mesure de la descende de celui-ci. En surface, une tête de tubing spécial munie de joints d'étanchéité permet la sortie du câble à l'extérieur vers une armoire de commande. Une duse réglable permet d'ajouter l'écoulement en augmentant ou en diminuant la contre pression sur la pompe.

D'après les statistiques de la société des ingénieurs pétroliers, l'activation par la pompe immergée ESP est la méthode la plus compétente et la plus cohérente d'artificiel lift lorsqu' un volume d'huile doit être retiré du puits. [3]

CHAPITRE III

Description de la pompe électrique immergée ESP

I. Introduction :

L'application de la technologie du pompage immergé dans la production d'huile est conçue pour fournir une forme efficace d'artificial lift dans les champs pétroliers. La pompe ESP est l'un des modes d'activation des puits qui a apporté une amélioration considérables durant ces dernières années. Actuellement, elle est considérée comme un moyen efficace et économique de soulever des grands volumes de fluide de grandes profondeurs sous une variété des conditions des puits, grâce à cette technique on aura réussi à augmenter la durée de vie des puits. Le système de pompage électrique submersible est constitué principalement d'une pompe centrifuge fonctionne dans la colonne de production, alimenté par un moteur électrique relié au mécanisme de commande au niveau de la surface par un câble d'alimentation électrique.

Dans ce chapitre, on va définir les généralités de système de pompage ESP, principe de fonctionnement, ces différents composants, ainsi les critères appliqués pour le choix d'une pompe.

II. Principe de fonctionnement de la pompe ESP :

Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production qui est connectés au mécanisme du contrôle de surface par un câble électrique. [10]

Le fluide qui vient du réservoir, doit passer par le moteur afin de le refroidir et lorsqu'il arrive à la prise (intake), il rentre dans la pompe, Cette dernière qui est constituée des plusieurs étages qui sont disposés sous forme des combinaisons (aube/diffuseur) vont augmenter la pression de fluide jusqu'à la pression nécessaire pour traverser le réseau de collecte et atteindre le séparateur. Le mécanisme de commande au niveau de la surface fournit la puissance nécessaire au moteur et protège les équipements de fond de l'ESP.

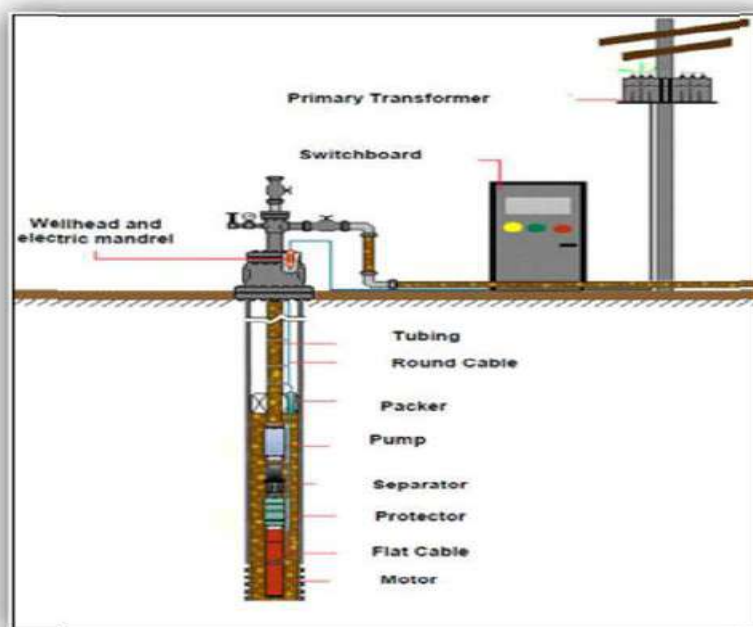


Figure III.1 : LES COMPOSANTS DE SYSTÈME DE POMPAGE ESP [11]

III. Avantages et inconvénients de la pompe électrique immergée :

III.1 Principaux avantages :

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

III.2 Principaux inconvénients :

- ❖ Supporte mal la présence de sable
- ❖ Limité en température et donc en profondeur.
- ❖ Mal adapté aux faibles débits.
- ❖ En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour la réparation. [12]

IV. Les équipements de la pompe électrique immergée (ESP):

IV.1 Les équipements de surface :

IV.1.1 Variable speed drive (VSD) :

Il est concéder comme un dispositif essentiel dans le système ESP. Il synthétise une alimentation triphasée à tension variable et à fréquence variable pour les moteurs asynchrones. Parmi ces plusieurs avantages il permet de faire varier la vitesse de rotation de pompe par la variation de fréquence de moteur et protéger le moteur de fond lorsque la pompe est éteinte. [9]

IV.1.2 Transformateur :

Quand la pompe ESP peut fonctionner dans l'intervalle de 250 jusqu'à 4000 volts, un transformateur doit être installé car la distribution d'énergie dans le champ pétrolier est à des tensions de 6000 volts ou plus. Les transformateurs sont sélectionnés sur la base de niveaux de tension et de puissances. [9]

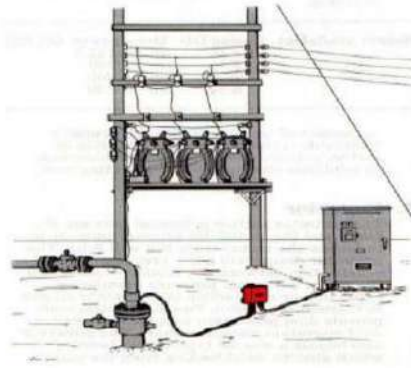


Figure.III.2 : Transformateur

IV.1.3 Junction box :

Il est un boîtier étanche ventilé résistant aux intempéries où le câble d'alimentation et le câble électrique de surface menant à la centrale sont réunis, il est appelé aussi une « boîte vent ».

Cette boîte est responsable d'assurer la liaison électrique entre le fond et les câbles électriques de surface, elle représente aussi un passage du gaz à l'atmosphère en cas de son migration jusqu'au câble électrique et fournit un point de test pour vérifier des unités de fond.[9]

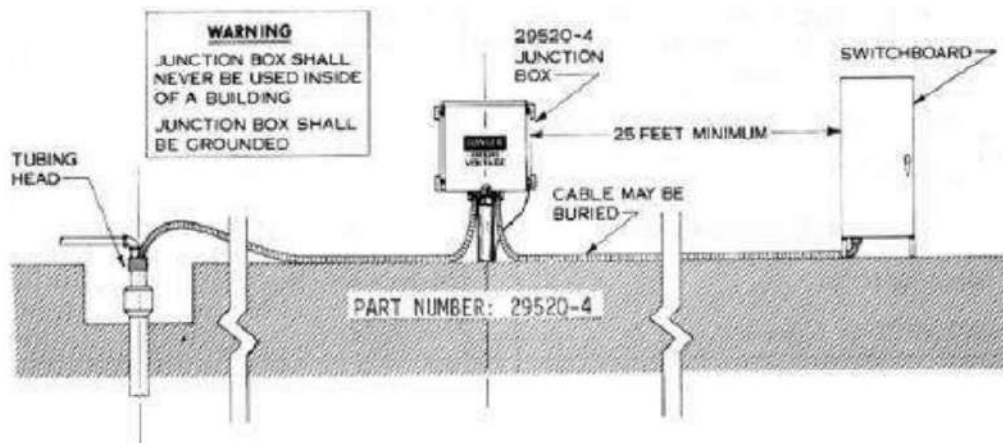


Figure.III.3: Boîte de jonction

IV.1.4 Le standard (Switchboard) :

Le tableau est le centre de contrôle d'une installation ESP conventionnelle et agit comme un contrôleur de moteur, et par conséquent, contrôle le fonctionnement de l'ensemble de l'installation. Le standard assure la surveillance des paramètres opérationnels les plus importants comme l'intensité du courant et les tensions de ligne, le facteur de puissance, et ainsi de suite. [9]

IV.1.5 Centralisateur :

Particulièrement utilisés dans les puits déviés pour éliminer l'endommagement et obtenir un refroidissement approprié des équipements, ils empêchent également l'endommagement du câble dû au frottement. [9]

IV.1.6 La tête de puits (Wellhead) :

Pour supporter le poids des équipements de fond et de maintenir le contrôle de l'annulaire on utilise des têtes de puits spéciaux. [9]

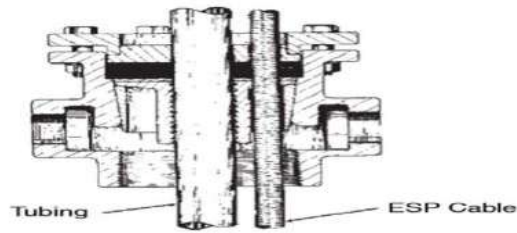


Figure.III.4: Tête de puits d'un système ESP.

IV.2 Les équipements de fond :

IV.2.1 Câble :

Le câble électrique de l'ESP transmet l'énergie électrique requis au moteur, ce câble est spécialement construit pour les applications aux environnements au fond des puits. La plupart des câbles sont composés au moins de quatre (04) éléments suivants : conducteur, isolant, jaquette et armure.

Les câbles ESP sont disponibles en deux configurations : ronde et plate. [9]

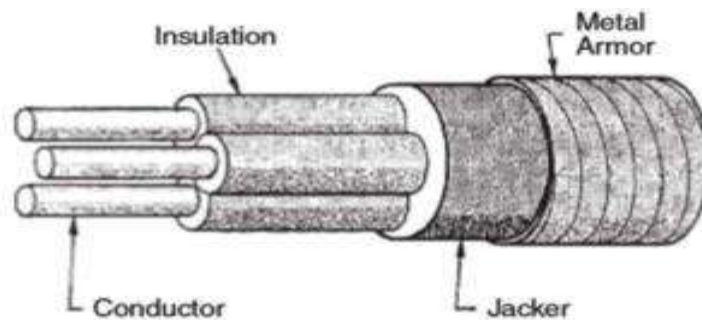


Figure.III.5: Construction d'un câble ESP rond.

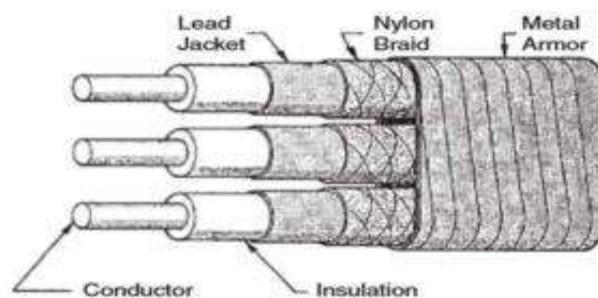


Figure.III.6: Construction d'un câble ESP plat.

IV.2.2 Pompe Centrifuge :

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

les composants qui fournissent l'augmentation de pression au fluide. Chaque étage est composé d'un rotor (un ensemble des aubes fermés tournant) et d'un diffuseur stationnaire (stator). La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble, des géométries de l'impulser et du diffuseur, et de la vitesse de rotation du rotor. Un clapet anti-retour et une vanne de purge ouvrable par barre de charge larguée sont placés au-dessus de la pompe.

C'est une pompe centrifuge qui peut déplacer du fluide en le faisant tourner avec une roue rotative rotor (impulser) dans un diffuseur qui a une entrée centrale et une sortie tangentielle. Le trajet du fluide est une spirale croissante de l'entrée au centre vers le diffuseur. La pompe est multi-étage comprenant le nombre d'étage la hauteur de refoulement désirée. [13]

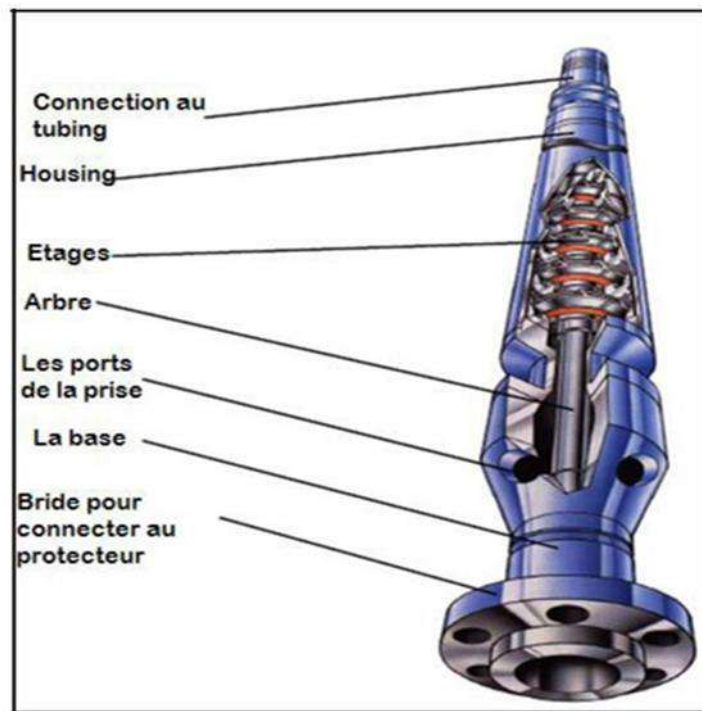


Figure III.7 : La pompe centrifuge [13]

L'objectif principal de cette pompe est de transférer des fluides par une augmentation de la pression. Les pompes centrifuges peuvent avoir des conceptions différentes, mais leur principe de fonctionnement et leurs caractéristiques dynamiques des fluides sont toujours les mêmes.

Schématiquement, les pompes centrifuges sont formées d'un rotor appelé turbine ou roue qui tourne à l'intérieur d'un corps. Le rotor à aubes comprend une série d'aubes, de préférence de conception radiale, qui transmet l'énergie cinétique au fluide pompé.

Le corps de pompe est équipé de buses d'aspiration et de refoulement pour le fluide pompé. La buse d'aspiration à un axe qui correspond à l'axe de rotation du rotor, tandis que la buse de refoulement a un axe perpendiculaire à l'axe du rotor, mais se trouvant toujours sur le même plan que la turbine. Le fluide pompé entre en continu par la buse d'aspiration de la pompe au centre de la turbine. De là, il est accéléré dans une

direction radiale jusqu'aux extrémités de la turbine, où il est refoulé dans le corps. Le flux de liquide est accéléré par la poussée que les pales du rotor, grâce à leur courbure, transmettent au flux lui-même.

De cette façon, le liquide acquiert de l'énergie, principalement sous la forme d'une augmentation de sa vitesse moyenne (énergie cinétique). A l'intérieur du corps, le liquide est ralenti grâce à la section progressivement croissante dans le sens du mouvement. Une telle augmentation de section est généralement obtenue en concevant la partie périphérique du corps (aérateur de tube) en forme de spirale avec une section transversale (généralement circulaire, trapézoïdale ou rectangulaire) qui varie de zéro jusqu'à la valeur de section du refoulement. De cette façon, l'énergie cinétique du fluide est convertie en énergie de pression.

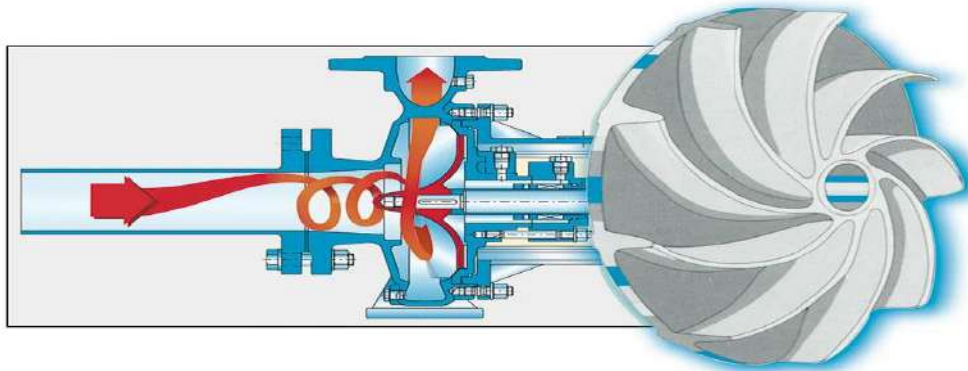


Figure.III.8 : Principe de fonctionnement des pompes centrifuges [13]

Généralement il y a deux styles des étages pour l'intervalle du débit dans lequel la pompe se fonctionne. Un étage radial dans lequel le fluide entre en axial et sorte perpendiculairement à l'arbre. Le deuxième style est l'étage mixé dans lequel le fluide sorte du rotor à un angle moins de 90° par rapport à l'arbre. [13]



Figure III.9 : Les sièges radial et mixé [13]

La pompe centrifuge se compose de :

- ✓ Rotor (Impulser) :

La rotation d'une série de palettes dans le rotor crée une pression dans la pompe centrifuge. Le travail du rotor est de transférer l'énergie par rotation au liquide qui le traverse, augmentant ainsi l'énergie cinétique.

- ✓ Le diffuseur (Diffuser) :

La rotation de rotor à grande vitesse jette le liquide dans le diffuseur. Cette dernière converti l'énergie cinétique en énergie potentielle, augmentant la pression du fluide.

✓ Les étages (Pump Stage) :

Chaque étage se compose d'un rotor (impulser) et d'un diffuseur. Le nombre d'étages détermine la tête développée, et est également le facteur pour l'exigence de puissance.

✓ L'arbre :

L'arbre de la pompe est connecté au moteur (à travers le séparateur du gaz et le protecteur), et tourné avec le TR/MIN du moteur.

✓ La prise (Intake) :

La prise fournit un couloir pour les fluides pour entrer et une garniture pour attacher au protecteur (seal) de l'ESP, et est attaché à l'inférieure du logement de la pompe. [14]

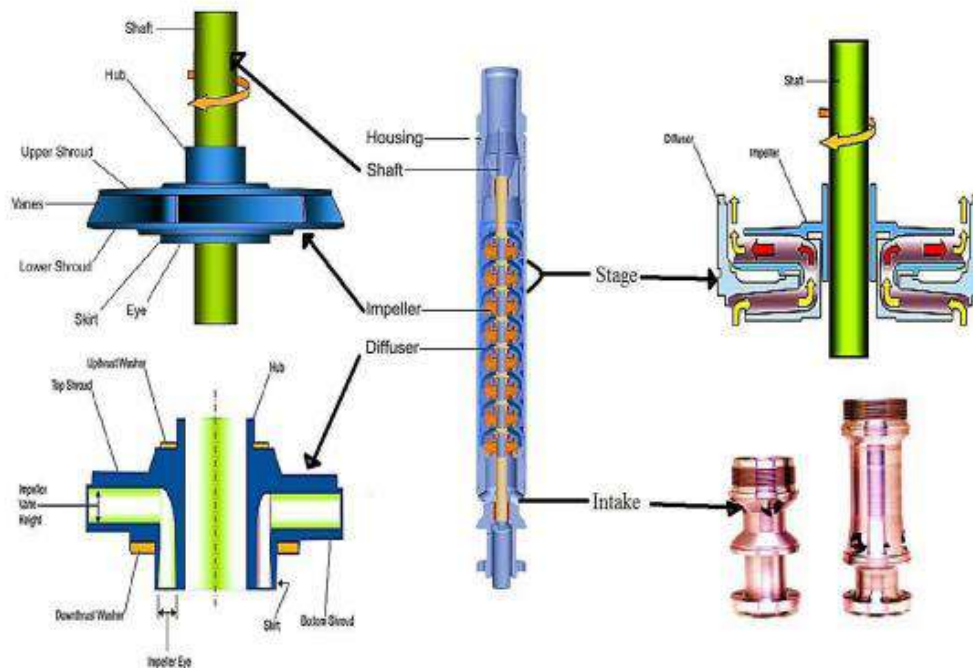


Figure III.10: POMPE CENTRIFUGE IMMERGÉE ET SES COMPOSANTS. [14]

IV.2.3 Le protecteur :

Le protecteur va assurer la liaison étanche entre le moteur et la pompe. La présence des joints d'étanchéité empêche l'échappement du fluide de réservoir dans le moteur causé par la différence de pression entre l'espace annulaire et le fluide diélectrique du moteur dans la chambre à huile. [4]

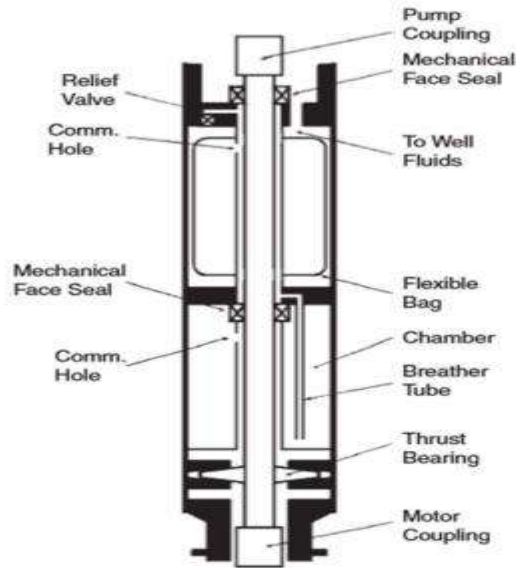


Figure III.11: LE PROTECTEUR. [4]

Les composants du protecteur sont : [4]

- ✓ Joints d'étanchéité mécanique (Mechanical Seals).
- ✓ Sac élastomère (Elastomer Bag).
- ✓ Chambre labyrinthe (Labyrinth Chamber).
- ✓ Coussinet (Thrust Bearing).
- ✓ Echangeur de température (Heat Exchanger).

Les fonctions de protecteur sont :

- ✓ Supporter « Thrust » développée dans la pompe.
- ✓ Agir comme un réservoir d'huile pour le moteur.
- ✓ Égaliser la pression entre le moteur et le trou.

IV.2.4 Le moteur électrique :

Le moteur de ESP est de type d'induction, bipolaires, tri-phasique. Une conception bipolaire signifie qu'il fonctionne avec une fréquence de 60 hertz équivalent de 3600 t/min dont la vitesse de fonctionnement réelle est approximativement 3500 t/min. il produit une puissance tri-phasique en travaillant dans une gamme de potentiel en allant de 230V jusqu'à 5000V. Généralement, la longueur et le diamètre donne une estimation de la puissance du moteur. Puisque le moteur n'a pas un câble électrique allongé sur sa longueur, il est fabriqué avec un diamètre légèrement plus grand que la pompe et le protecteur. [14]

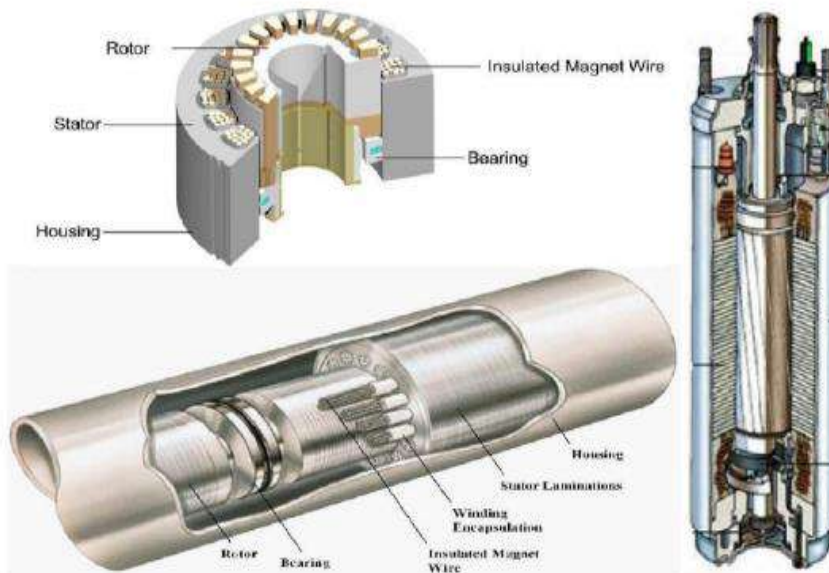


Figure III.12: MOTEUR ELECTRIQUE. [14]

IV.2.5 Séparateur de gaz:

Dans les puits à haute présence de gaz libre, doit être séparé au liquide avant de réduire la production et la durée de vie de l'exécution de système.

Donc la pompe a un séparateur de gaz de fond de type statique en chicane ou centrifuge. Ce dispositif pour but d'orienter une grande partie de ce gaz vers l'espace annulaire pour éviter que la pompe cavité et pour réduire les fluctuations de charge sur le moteur. [14]

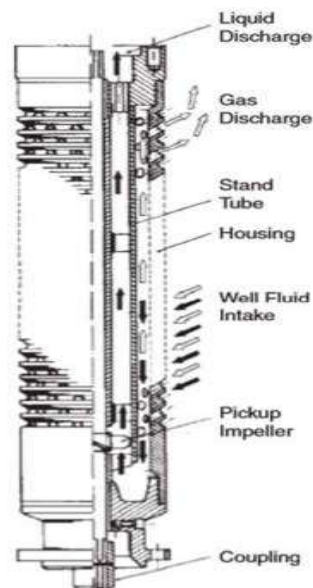


Figure.III.13: Construction d'un séparateur de gaz. [14]

Les Composants de séparateur de gaz sont :

- Gas Vent Port.
- Guide Vane.

- Inducer or High Angle Vane Auger (Patented).
- Chambre de Séparation.
- arbre (Shaft).
- Intake.

V. Courbe de performance de la pompe électrique immergée ESP :

Cette courbe représente la performance de pompe ESP. Elle indique la relation entre la capacité de tête délivrée par la pompe et le débit passer à travers. On peut observer dans la courbe les caractéristiques suivantes:

- Le domaine de fonctionnement « operation range ».
- La capacité de tête (feet).
- Efficacité de la pompe (%).
- Effet de la pompe (BHP).

Généralement on peut dire que quand le débit augmente, la capacité de tête diminue, la pompe peut délivre sa tête maximale quand il n'y a pas d'écoulement à travers la pompe (quand la vanne de décharge est fermée).

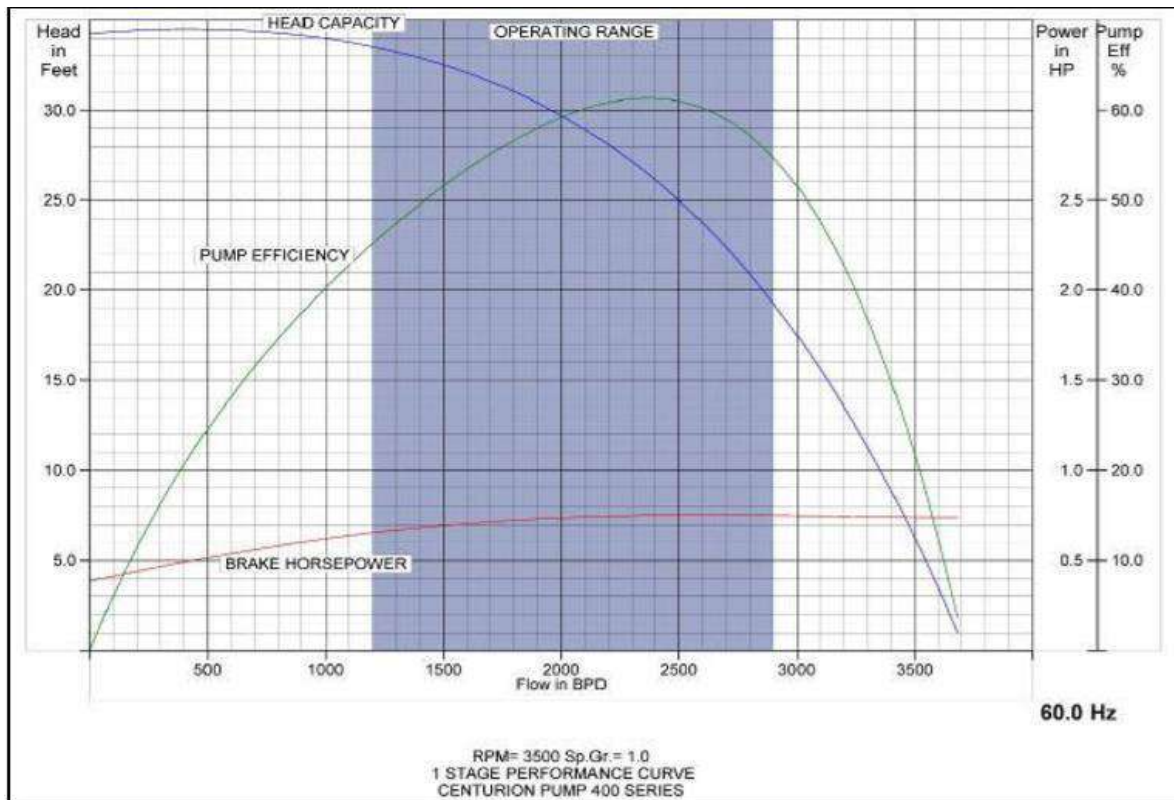


Figure III.14 : La courbe de performance de la pompe

VI. Les Différents facteurs influant la durée de vie de la pompe électrique Immergée ESP :

Désigne: Un désigne propre pour l'unité de pompage est le premier facteur pour achever une longue durée de vie pour la pompe.

Gaz libre: L'existence de gaz peut provoquer certain problèmes sur la pompe ESP comme le déplacement de la pompe vers le haut à cause de la poussé du gaz produit avec l'huile, des stresses mécaniques et électriques et aussi la provocation de gas locking.

Viscosité: Un fluide visqueux peut causer plusieurs problèmes. Quand la viscosité de fluide augmente, le BHP requis par la pompe augmente aussi. Ils produisent aussi plus de perte de charge le long du tubing qui va pousser la pompe à travailler plus.

Corrosion: La présence de CO₂ et H₂S peut influencer l'unité de pompage par éroder les connexions électrique et l'étanchéité. La sélection de matériel approprié peut éviter ce problème.

Sable: l'existence du sable augmente la vibration de l'arbre qui va mené à perdre l'étanchéité mécanique de protecteur, en conséquence échec du moteur à cause de migration du fluide de réservoir dedans.

Déposition: la déposition des dépôts, asphaltènes, paraffine peut boucher ou diminuer l'écoulement à travers la pompe, diminuer son efficacité qui est associé avec le danger de griller le moteur donc diminuer la durée de vie de pompe. [15]

VII. Critères de sélection de la pompe électrique immergée ESP :

Premièrement pour un bon choix d'une pompe pour un puits donné on va procéder à déterminer les conditions requises de pompage, la pompe généralement est installée au-dessus des perforations afin de permettre au fluide de passer par le moteur induisant son refroidissement nécessaire, le débit possible est d'autant plus important quand la profondeur où on met la pompe augment à cause de la chute de pression de fond, pour les puits à forte GLR, exceptionnellement on place la pompe immédiatement au-dessus de la zone de turbulence, on peut diminuer la profondeur où on place la pompe et cela pour maximiser la chute de pression et avoir une bonne séparation naturelle de gaz et en conséquence la production. Pour tous les installations des pompes il faut que la pression d'aspiration soit supérieur au égale 150 psi équivalent approximativement à une colonne de 350 ft de fluide au-dessus de la pompe et sans cette submersion les performances de la pompe seront détériorés.

CHAPITRE IV

Analyse du système de production

I. Introduction :

Un puits est une conduite nécessaire pour le transport de fluide de réservoir jusqu'à la surface, ce qui fait un tangible actif.

La complétion du puits influe fortement sur la productivité donc elle exige certaines considérations techniques très complexes pendant l'exploitation de gisement.

Au cours de production, l'effluent rencontre certaines pertes d'énergies ce qu'on appelle les pertes de charge (ΔP) durant son parcours. Ces pertes de charge sont la somme des pertes par friction de l'effluent (sur les parois de tubing) et le poids hydrostatique de l'effluent (dans le tubing).

La figure (IV.1) représente les différentes pertes de charges dans tout le système de production.

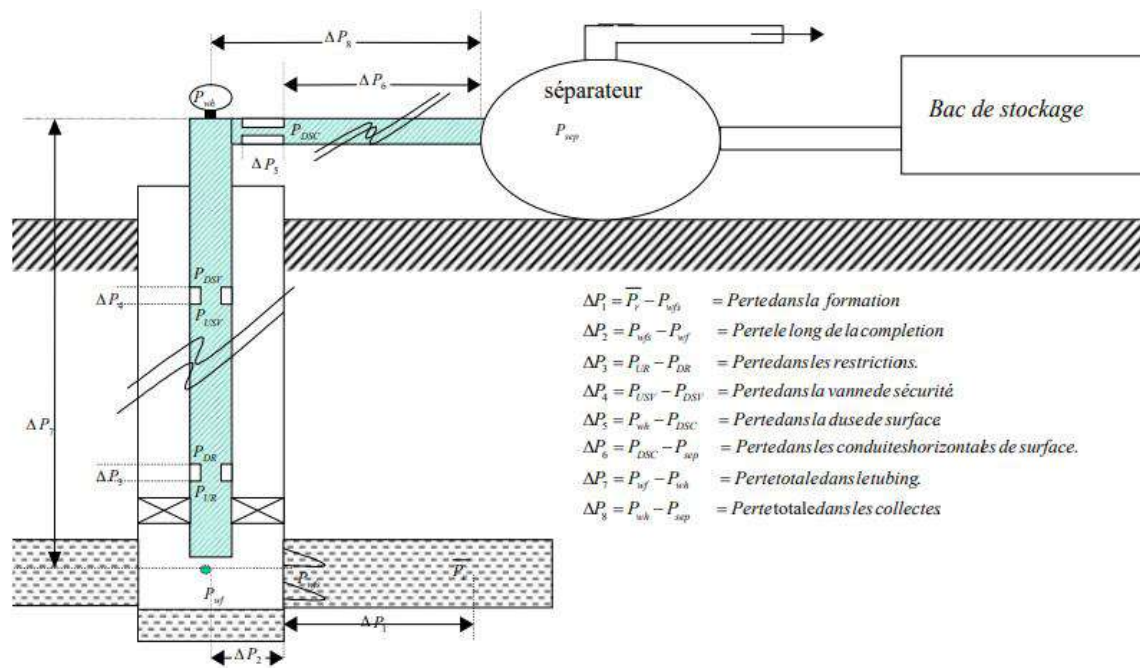


Figure IV.1 : Les pertes de charge au cours de production

Le parcours de l'effluent se fait en trois phases: écoulement dans le milieu poreux puis écoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (tubing) puis écoulement dans les pipes horizontales. [16]

II. Définition de l'analyse nodale :

Les systèmes d'analyse sont utilisés depuis plusieurs années pour analyser les performances d'un système composé de plusieurs composants en interaction. Peut-être Gilbert a été le premier qui introduire l'approche des puits de pétrole et de gaz, mais Mach, Proano et Brown ont popularisé le concept, qui est généralement appelé analyse nodale dans le domaine pétrolier. L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et pour prévoir le débit. [17]

III. Concept et procédure de l'analyse nodale:

L'analyse nodale aide à résoudre tous les problèmes du système de production appuyé sur des nœuds, ces derniers sont des points quelconques entre le rayon de drainage et le séparateur (qui sont les deux nœuds extrêmes) où la pression peut être calculée en fonction de débit. On appelle les pressions dans ces nœuds, la pression moyenne de réservoir P_r et la pression de séparateur P_{sep} respectivement, les deux autres nœuds importants sont le fond de trou (où la pression d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond), et la tête de puits (où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël).

Le calcul des pressions des nœuds permet de mesurer les pertes de charge entre les nœuds en fonction des débits. [18]

$$Q = f(\Delta P)$$

..... (IV.1)

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

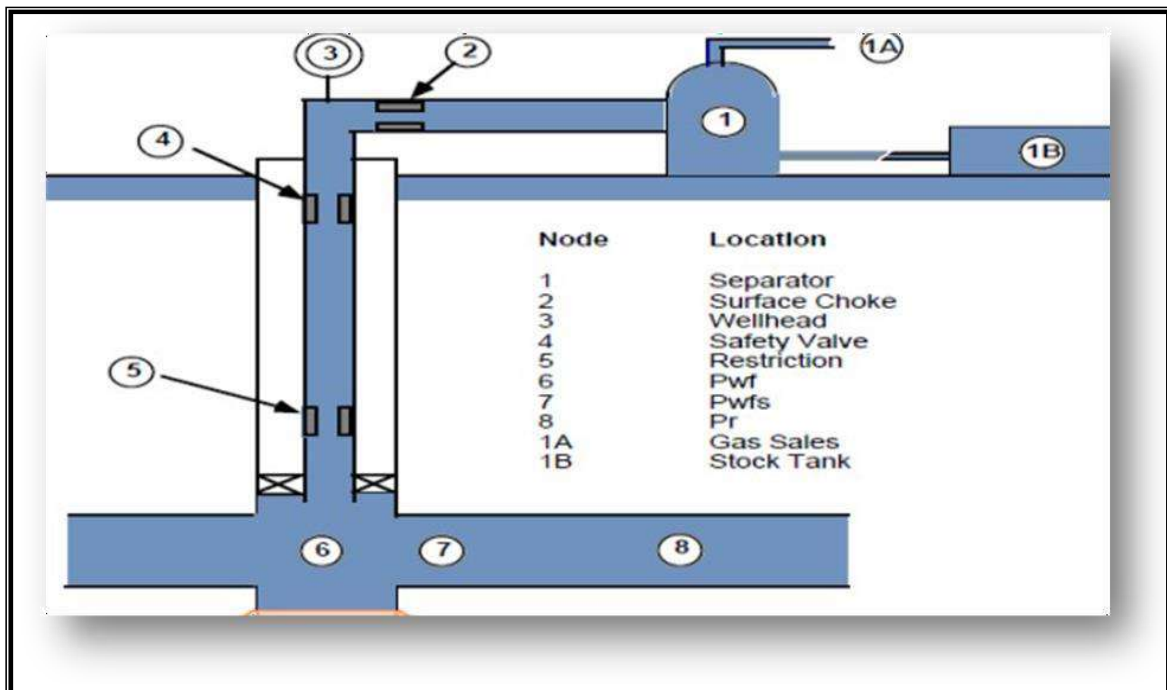


Figure IV.2 : Les différentes positions possibles des nœuds

La procédure pour effectuer une analyse nodale consiste à sélectionner un nœud dans la chaîne de production, et diviser le système à partir de ce nœud qui prend les différentes positions désignées sur la (figure IV.1) La procédure implique les étapes suivantes :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.

- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit. [19]

IV. L'objectif de l'analyse nodale:

- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou s'épuisera.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Déterminer les points de fonctionnement d'un puits, ce point représente l'intersection entre deux courbes qui sont la courbe de l'IPR et la courbe de l'Outflow.
- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (D'abord par écoulement naturel).

V. Aperçu sur logiciel PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface. Les calculs de sensibilité que PIPESIM nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré. Il est composé de plusieurs sections (Section Black oil, Section IPR et Section VLP) permettant la création de modèles nécessaires pour l'étude des performances du puits. Il peut être utilisé aussi pour calculer le débit maximal des puits producteurs. L'objectif principal de PIPESIM est de faire des analyses nodales des puits à l'aide des formulations d'IPR lorsque le fluide traverse la formation et des formulations TPC lorsqu'il traverse la colonne de production.

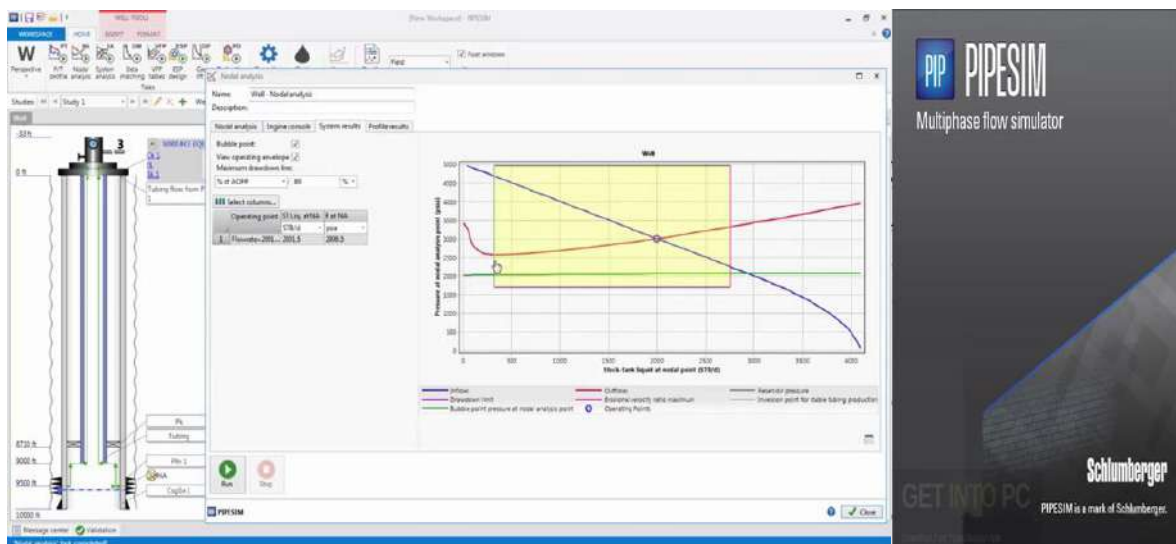


Figure IV.3 : LOGICIEL PIPESIM

VI. La courbe caractéristique du réservoir (IPR) :

La relation fonctionnelle entre le débit de production et la chute de pression ($Q = f(P)$) est appelée Inflow Performance Relationship (IPR) sa représentation graphique représente la capacité d'un puits à évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits (le cas du nœud au fond).

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

- Loi de Darcy (cas d'un écoulement monophasique) :

L'équation générale de Darcy peut être utilisée pour prévoir n'importe quelles conditions d'écoulement, elle est parfaitement valable pour l'huile ou gaz.

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

L'équation générale de Darcy peut être écrite comme suit : [5]

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

Si l'on suppose que : k_o , μ_o , B_o indépendants de la pression, on aura : Après intégration, la loi de Darcy devient:

$$Q = \frac{hk_o(P_r - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o} \dots\dots\dots(IV.5)$$

$$Q = I_p(P_r - P_{wf}) \quad \text{où} \quad I_p = \frac{h k_o}{\mu_o \cdot B_o} \dots\dots\dots(IV.6)$$

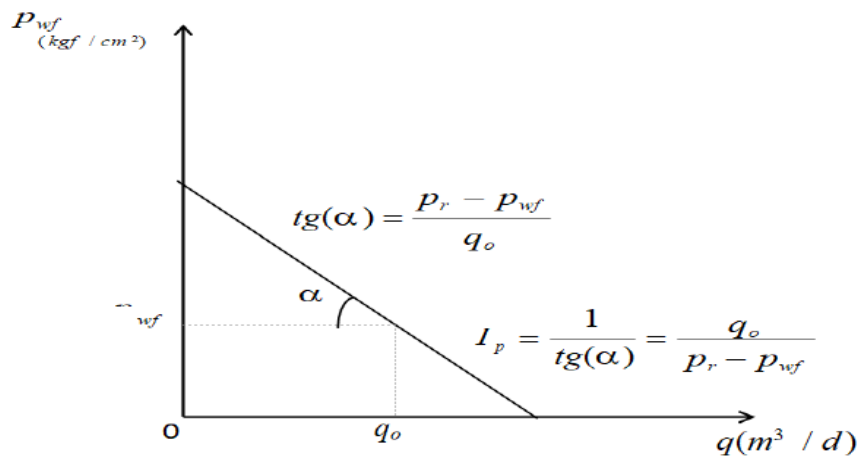


Figure IV.4 : L'IPR d'un liquide monophasique.

- Méthode de VOGEL (cas d'un écoulement diphasique) :

Généralement on dit qu'un écoulement est diphasique lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle $P_r < P_b$ pour un gisement d'huile.

L'équation de VOGEL caractérise ce type d'écoulement, simule plusieurs types d'écoulements dans le réservoir d'huile ou de gaz et pour différentes variations des propriétés des fluides considérés.

VOGEL a fait varier le débit d'huile pour plusieurs valeurs de pression de fond puis il a tracé la courbe du rapport $\left(\frac{q_o}{q_{o_{max}}}\right)$ en fonction du rapport $\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)$.

VOGEL a obtenu une courbe ayant la forme d'une fonction quadratique : [20]

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = c + b \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) + a \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots\dots\dots(IV.7)$$

Les conditions aux limites :

- ✓ $P_{wf} = 0$, $q_o = q_{o_{max}}$ d'où $c = 1$
- ✓ $q_o = 0$, $P_{wf} = P_r$ d'où $a + b = -1$

Une solution simplifiée représentant l'écoulement diphasique dans le réservoir est établie par VOGEL, elle est donnée comme suit :

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots\dots\dots(IV.8)$$

$q_{o_{max}}$: débit maximal. Il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est-à-dire pour un débit donné du test. Nous avons :

$$q_{o_{max}} = \frac{q_o(test)}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \dots\dots(IV.9)$$

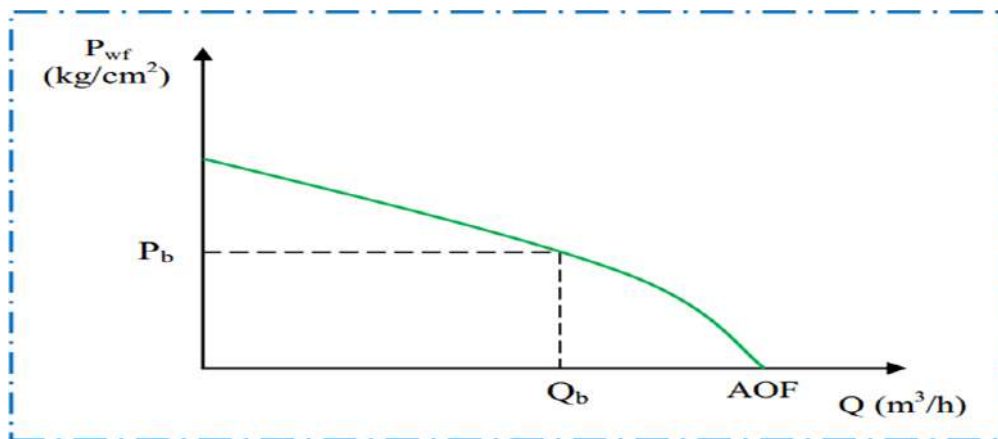


Figure IV.5: L'IPR d'un liquide diphasique.

- Méthode de l'index de productivité IP :

L'index de productivité IP c'est le rapport de débit total du puits Q par la différence entre la pression de fond statique Pws dans le réservoir et la pression de fond dynamique Pwf.

$$IP = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

VII. La courbe performance du tubing (VLP) :

L'écoulement du fluide du fond du puits vers la surface est appelé « Outflow Performance » et la représentation graphique est appelée « Vertical lift Performance » (VLP) qui représente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées. La courbe VLP (Vertical Lifting Performance) représente la capacité de l'installation (tubing) de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits, elle est tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par des corrélations confèrent les pertes de charge verticales en fonction des différents débits. l'équation générale de gradient de pression est comme suite : [5]

$$\frac{dP}{dh} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{\rho_m \times f_m \times d \times v_m}{g_c \times d \times h}$$

Tel que :

f_m : Facteur de frottement.

g_c : Accélération de gravité.

V_m : vitesse du mélange.

La difficulté pour résoudre cette équation réside dans la détermination de ρ_m et f_m .

Pour aboutir à une corrélation qui répond aux caractéristiques des puits, une analyse statique a été réalisée pour le choix de corrélation.

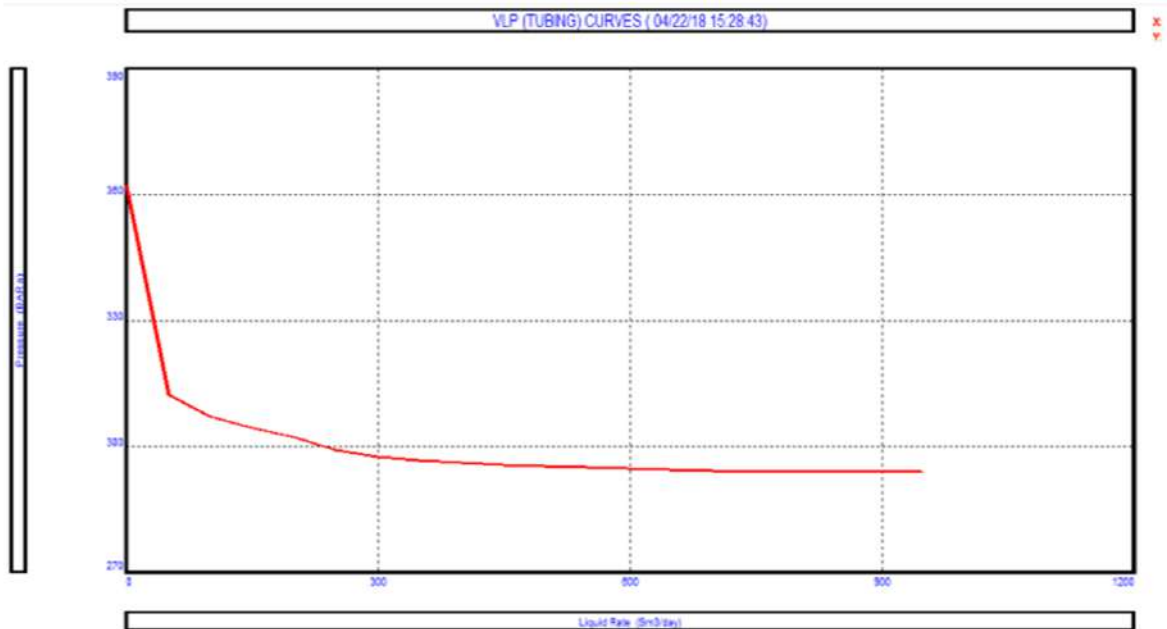


Figure IV.6: La courbe VLP. [5]

VIII. Le point de fonctionnement du puits :

Il suffit de tracer sur le même graphique La courbe caractéristique du réservoir (IPR) et La courbe performance du tubing (VLP). Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits (couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion) caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (Q , P_{wf}). Ce point se change suite au changement de l'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à certains paramètres. Et dans notre travail on va étudier la performance de pompe esp sur le puits par la manipulation au niveau des certain paramètres.

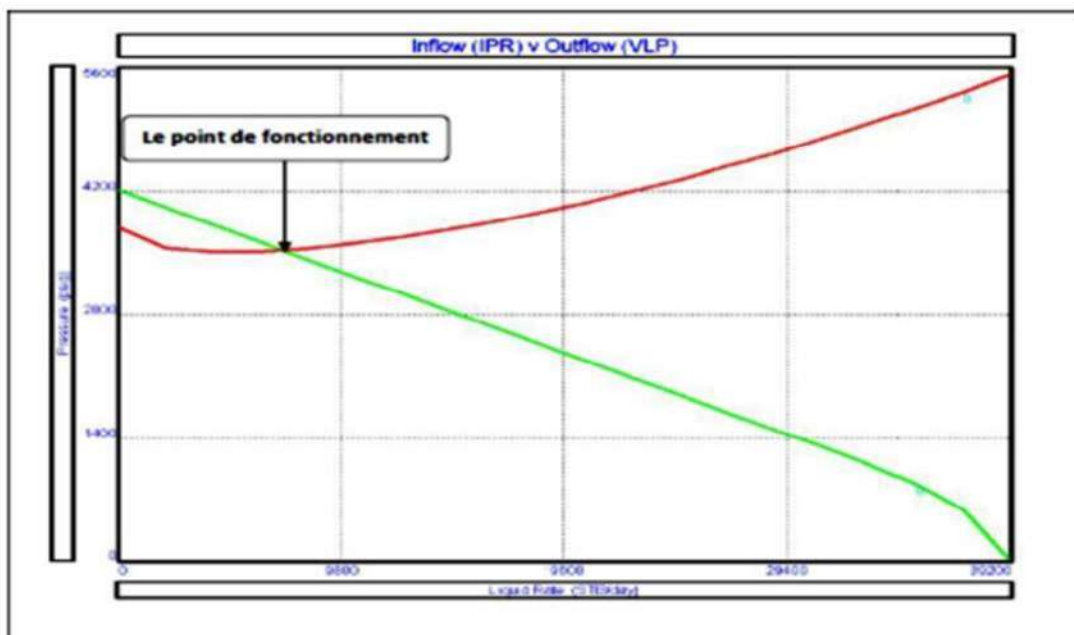


Figure IV.7: inflow + outflow performance. [5]

CHAPITRE V

Etude de cas de puit ONI

341

I. Introduction :

L'application de la technologie des pompes immergées dans la production d'huile pour fournir une forme efficace de la récupération assistée dans le champ de Hassi Messaoud nécessite la sélection des puits candidats répondant aux critères de sélection. Le simulateur par **PIPESIM** fournit une description d'écoulement et de performance pour la sélection et la modélisation de puits candidat et l'optimisation du système complet.

II. Procédures de sélection :

Afin d'atteindre notre objectif, il est nécessaire de tenir compte de certains facteurs qui influencent la sélection des puits candidats parmi ceux que nous avons :

- Facteur de complétion (Puits verticaux et Short radius, Puits horizontaux).
- Nécessité du WO et le risque d'endommagement.
- Facteur d'exploitation.
- Facteur du réservoir.

Dans ce projet, le puits ONI341 a été sélectionné comme un puits candidat.

III. Critères de sélection de puits ONI341: [22]

La sélection préliminaire de puits ONI341 repose sur les critères suivants :

- L'indice de productivité supérieure à 0.1 m³/h/ kg/cm² (IP=0.542>0.1).
- GOR inférieur à 300 m³/m³ (GOR=209<300).
- La pression d'entrée supérieure à 50 – 60 bar (P(aspiration)=108 bar>50 – 60).
- Le puits ONI341 est loin d'un puits injecteur.
- En 2016, l'ESP est une nouvelle technologie dans champ HMD, donc il nécessite d'appliquer la pompe sur un puits parfait.
- Il n'est pas endommagé par des dépôts organiques (asphaltènes, paraffines...).
- ONI341 est un puits stable et produit en continu non intermittent.
- Il est pas trop salé (il ne demande pas beaucoup les bouchons d'eaux).

IV. Géologie de la zone :

L'érosion dans cette partie du champ a été assez forte. En discordance sous le trias, se trouve le D2, Cette partie du champ est affectée par une activité tectonique importante indiquée par la présence d'un réseau de failles profondes :

- une faille majeure au nord-ouest du puits de direction nord d'un rejet atteignant 125 m au niveau du puits étudié.
- une autre faille à l'est du puits de direction ne sw d'un rejet de 100 m.

D'après le rapport d'imagerie le puits ONI 341 située dans une zone partiellement fissuré avec une porosité moyenne de l'ordre de 8%, et saturations en eau de 06%. Le plans d'eau théorique situé à 3454m soit (-3308m).

Tableau V.1: Tableau intervalle de perforation [22]

Intervalle de perforation	épaisseur	couche
3390-3394	4	D1
3398-3414	16	ID
3417-3434	17	R2

V. Localisation de puit (ONI341) :

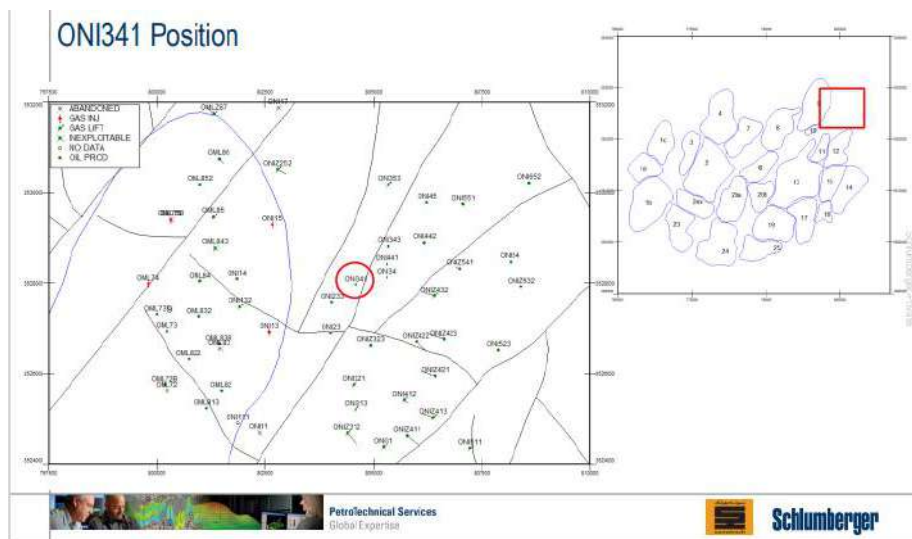


Figure V.1 : position de puits ONI341.

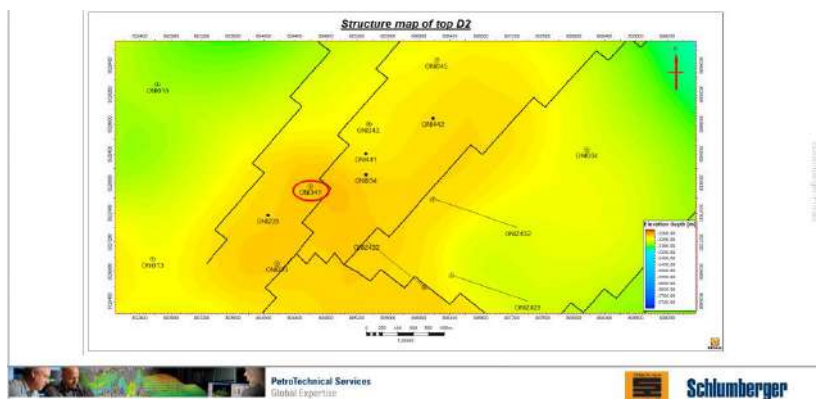


Figure V.2 : structure map de (top D2).

VI. Informations sur le puits ONI 341 :

Le puits ONI341 est foré le 10/05/2008 s'inscrit dans le cadre du Développement du gisement de Hassi Messaoud hors zone nord. Il est situé entre les puits de référence ONI23 et ONI233, Il aura comme objectif l'exploitation de la partie basale du réservoir cambrien Ra.

Informations Générales

Puits: **ONI341** Zone: **HZN** Date de fin de forage: **10/05/2008**
 Périmètre: **HASSI MESSAOUD - ZONE CENTRALE**
 Mise en Production: **25/08/2008**
 X: **833098.482** Y: **144857.72**
 Z Table: **146 m** FOND: **3561**
 Appareil: **NDILL_F27**
 Status: **PRODUCTEUR HUILE** Date status:
 Etat: **FERME**
 Manifold : **EPF-ONI341 S/Manifold : ONI23**

Figure V.3 : Informations générales sur ONI341. [22]



CARACTERISTIQUES

PUITS: **ONI341**

Date de Forage: **10/05/2008**

ESSAIS									
TYPE	DATE	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	IP	HKP	HKL	(Ew*Kyz)	SKIN	Débit (m ³ /h)
DST	19/04/2008	457.32	442.3	1.49	2110	-	-	-92	20.8
EP_BU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SBU	27/09/2016	201.22	190.04	.542	1190	-	-	1.93	4.43
FALL_OFF	27/09/2016	201.22	190.04	.542	1190	-	-	1.93	4.43

DERNIERE PFS (kg/cm ²)	JAUGEAGE			INJECTION	PRODUCTION
	DATE	GOR	Débit huile Jauge (m ³)	Cumul Gaz(m ³)	Cumul Huile(m ³)
19/04/2008 - 457.32	18/02/2022	110	7.49		721910.53

Figure V.4 : caractéristique de puits ONI341.

VII. Historique de production du puits ONI 341:

La pression de gisement :

Après 8 ans 5 mois de forage de puits on observe que la pression de gisement a chuté régulièrement de 457.32 kg/cm² à 201.22 kg/cm², avec une moyenne de 30.48 kg/cm²/ans.

Le débit d'huile :

Le puits a commencé à produire par éruption avec un débit environ de 20.8 m³/h, puis avec le temps il a subit une diminution progressive (débit atteindre la valeur 4.43 m³/h).

La pression de tête :

Dans les premiers 4 ans (2008/2009/2010/2011) la pression de tête a été élevé avec une moyenne de 170.04 kg/cm². Puis elle a été stabilisée dans une valeur moyenne de 56.89 kg/cm².

GOR et eau récupérée :

Le GOR du puits a été pseudo-stable, la production d'eau est presque nulle.

La courbe (figure V.5) montre la variation des paramètres de production de puits ONI341 depuis le forage jusqu'à la mise en place d'une pompe ESP.

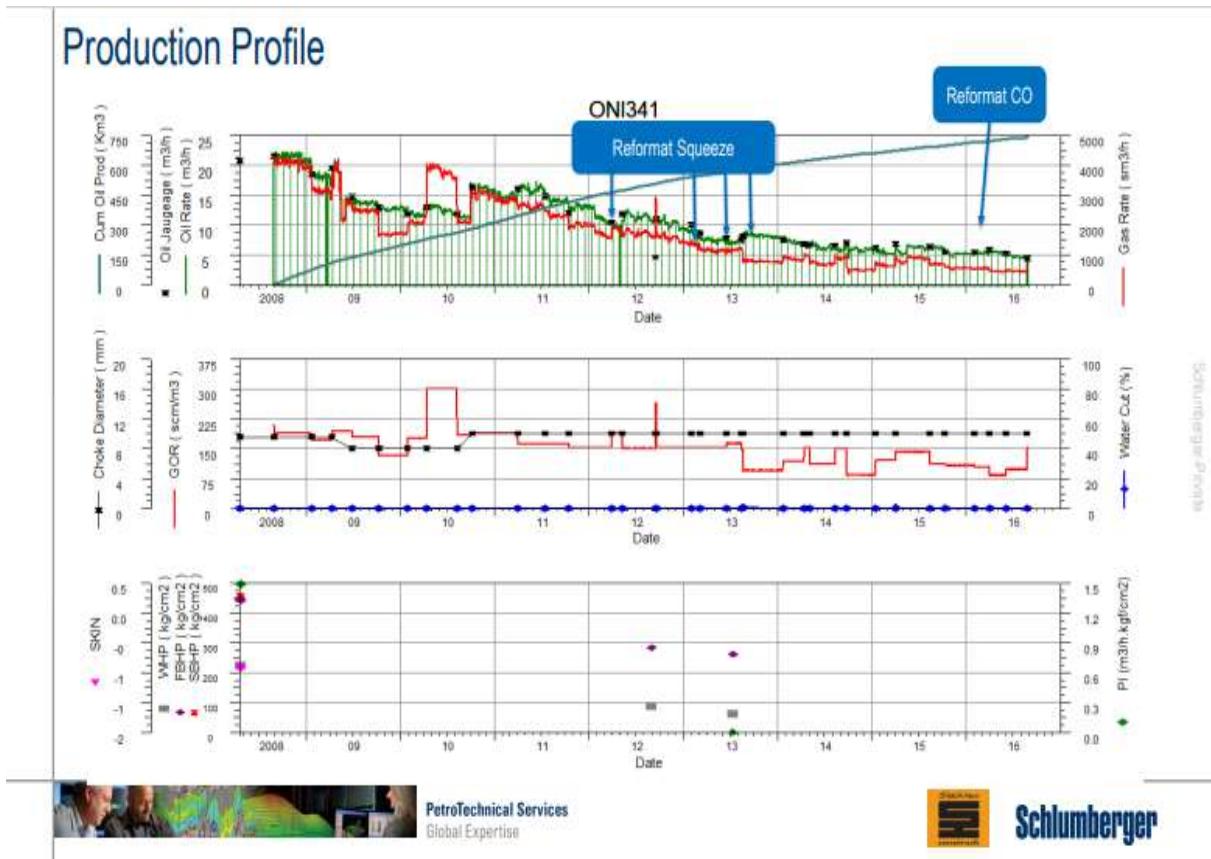


Figure V.5: la variation des paramètres de production de puits ONI341. [22]

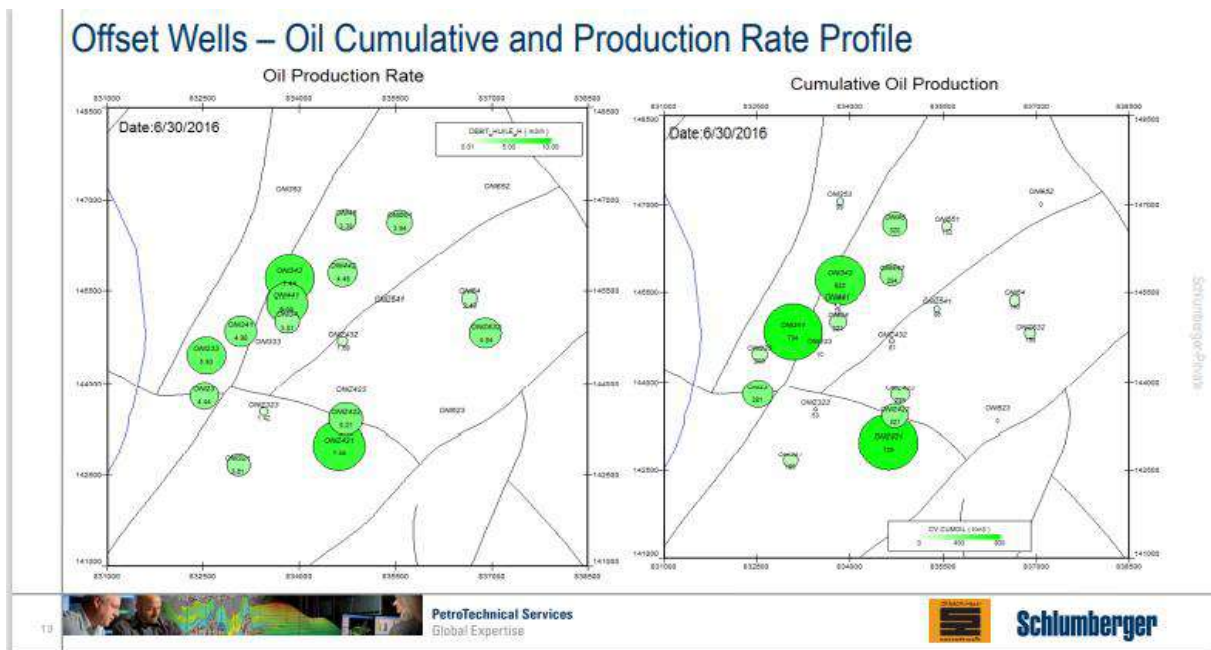


Figure V.6: cumule de production. [22]

Les résultats de test de jaugeage de puits ONI341:

PUITS : ONI341													
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	
18/04/2008	9.53	1440	20.8	4342.12	209	221.5	25	6.45	45	0.6161	0	0	-----
28/08/2008	9.53	655	21.53	4083.16	190	212	17	6.42	38	0.5698	0	0	-----
20/01/2009	9.53	655	18.43	3193.17	173	195	16.8	5	36	0.6123	0	0	-----
09/04/2009	9.53	-	19.6	3830.89	195	186	16.4	3.57	36	0.5491	0	0	-----
27/06/2009	8	1440	14.8	2674.45	181	191.5	17.5	4.28	44	0.5463	0	0	-----
08/10/2009	8	-	12.95	1732.41	134	181	21.5	5.71	35	0.5901	0	0	-----
27/01/2010	8	-	11.89	2099.88	177	180	17.6	4.08	24	0.6392	0	0	-----
11/04/2010	8	1440	12.97	3903.33	301	174	20	4.79	40	0.5667	0	0	-----
07/08/2010	8	655	11.76	2181.36	185	170	20.5	5.71	36	0.6101	0	0	-----
06/10/2010	10	-	16.39	3116.85	190	152	20	5.4	41	0.5853	0	0	-----
30/03/2011	10	Vx52	16.08	2643.90	164	127.6	23.4	--	--	0.5007	0	0	-----
14/07/2011	10	Vx52	14.7	2392.00	163	121	19.3	--	--	0.5194	0	0	-----
15/10/2011	10	Vx52	12.01	1855.00	154	99	18	--	--	0.52	0	0	-----
30/03/2012	10	600	10.43	1985.03	190	90	18.5	4.28	32	0.5444	0	0	-----
10/05/2012	10	Vx29	11.89	1812.30	152	84	21.5	--	15	0.4457	0	0	-----
14/09/2012	10	1440	4.63	1228.75	265	83.1	10	20.9	34	1.1327	0	0	-----
18/09/2012	10	Vx29	10.97	1682.30	153	81.3	19	--	--	0.4677	0	0	-----
01/02/2013	10	Vx29	10.01	1526.91	153	74	23	--	18	0.4665	0	0	-----
06/03/2013	10	Vx29	8.67	1323.60	153	71.2	25.3	--	--	0.5183	0	0	-----
18/06/2013	10	655	7.87	1289.59	164	66	23.9	4.28	32	0.529	0	0	-----
15/08/2013	10	-	7.7	1147.90	149	61	22.5	5.1	28	0.4996	0	0	-----
20/08/2013	10	1440	8.05	776.77	96	57.19	21.51	22.31	36	0.4482	55	0	-----
23/01/2014	10	720	7.54	904.62	120	55	19.8	5.1	23	0.4601	0	0	-----
14/04/2014	10	720	6.75	1034.45	153	53	20	3.67	23	0.4955	0	0	-----
06/05/2014	10	655	6.72	752.28	112	52	21	4.28	27	0.488	0	0	-----
12/08/2014	10	Vx29	6.57	994.78	151	50.4	21	--	30	0.4842	0	0	-----
26/09/2014	10	1440	6.92	587.40	85	50.3	20.9	20.6	38	0.4583	0	0	-----
17/01/2015	10	1440	6.25	761.07	122	48.2	18.6	18.56	16	0.4863	0	0	-----
04/04/2015	10	1440	6.77	966.52	143	45.8	18	18.15	32	0.4266	30	0	-----
15/08/2015	10	1440	6.33	706.12	112	42.39	19.82	19.92	38	0.4227	0	0	-----
13/10/2015	10	1440	5.39	588.83	109	40.86	20.02	20.81	26	0.4786	0	0	-----
05/02/2016	10	1440	5.43	568.29	105	38.57	17.93	18.51	18	0.4482	0	0	-----
03/04/2016	10	1440	5.79	484.57	84	37.33	21.13	21.43	31	0.4068	0	0	-----
06/06/2016	10	1440	5.13	507.36	99	35.92	18.46	18.35	21	0.4417	0	0	-----
27/08/2016	10	Vx29	4.43	677.23	153	34.1	18.4	--	32	0.406	0	0	-----

Figure V.7 : Les résultats de test de jaugeage de puits ONI341: [22]

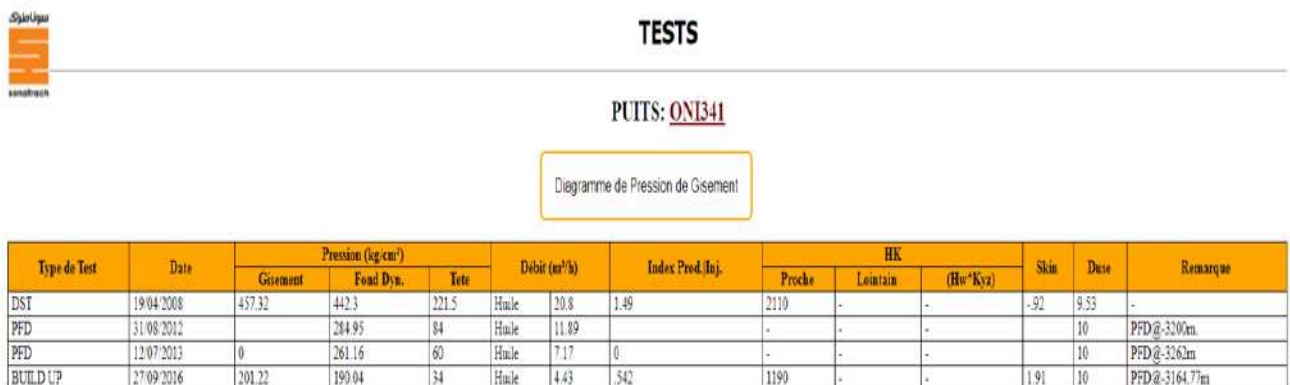


Figure V.8 : tests de puits ONI341. [22]

VIII. Propriété de fluide :

Le fluide de réservoir de notre puits a des certaines propriétés, parmi les on peut citer les suivantes :

Tableau V.2: Propriété de fluide[22]

Densité d'huile	42.12 API
Densité de gaz	0.72
Densité d'eau	1.25
GOR	201 m ³ /m ³
Pression de bulle	155 bar
Water Cut	0
Température de réservoir	120 degré celsius

Tableau V.3 : information dans la prise (intake). [22]

Method de performance	VOGEL
Pression de fond statique PFS	197.42 bar
Debit mesurée	106.32 m ³ /d
Pression de fond statique mesurée	187.18 bar
Temperature de reservoir	120 c
AOF	1688.153 m ³ /d

On se basant sur l'historique de puits et les données cité ci-dessus, le puits ONI341 est un très bon candidat pour la pompe ESP.

IX. Modélisation du puits ONI341 :

Le graphe suivant représente le modèle de base du puits avant l'installation de la pompe :

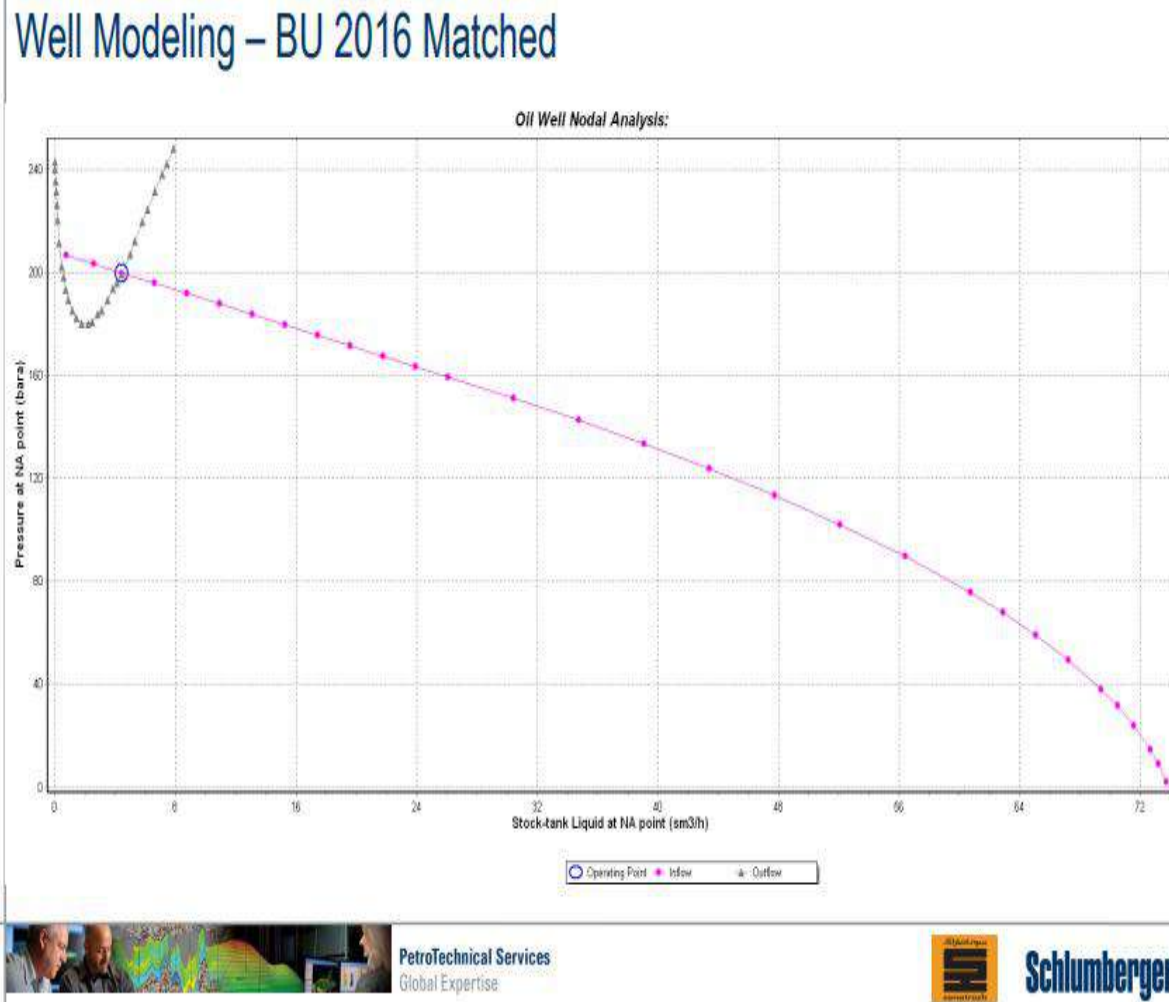


Figure V.9: Modèle initial du puits ONI 341.

On observe que le débit est de 4.43 m³/h. Pour activer ce puits et augmenter le taux de récupération on va lifter la colonne de production par un system de pompage électrique (ESP).

IX.1 Choix de pompe :

Après, une simulation avec le software **PIPESIM**. Ce dernier nous propose le modèle de pompe suivante : REDA 540 GN4000.

Caractéristique de pompe choisie :

Pompe : REDA 540 GN4000.

Nombre d'étage : 95.

Configuration de mise en scène : CR-CT.

Type de mise en scène: ARZ.

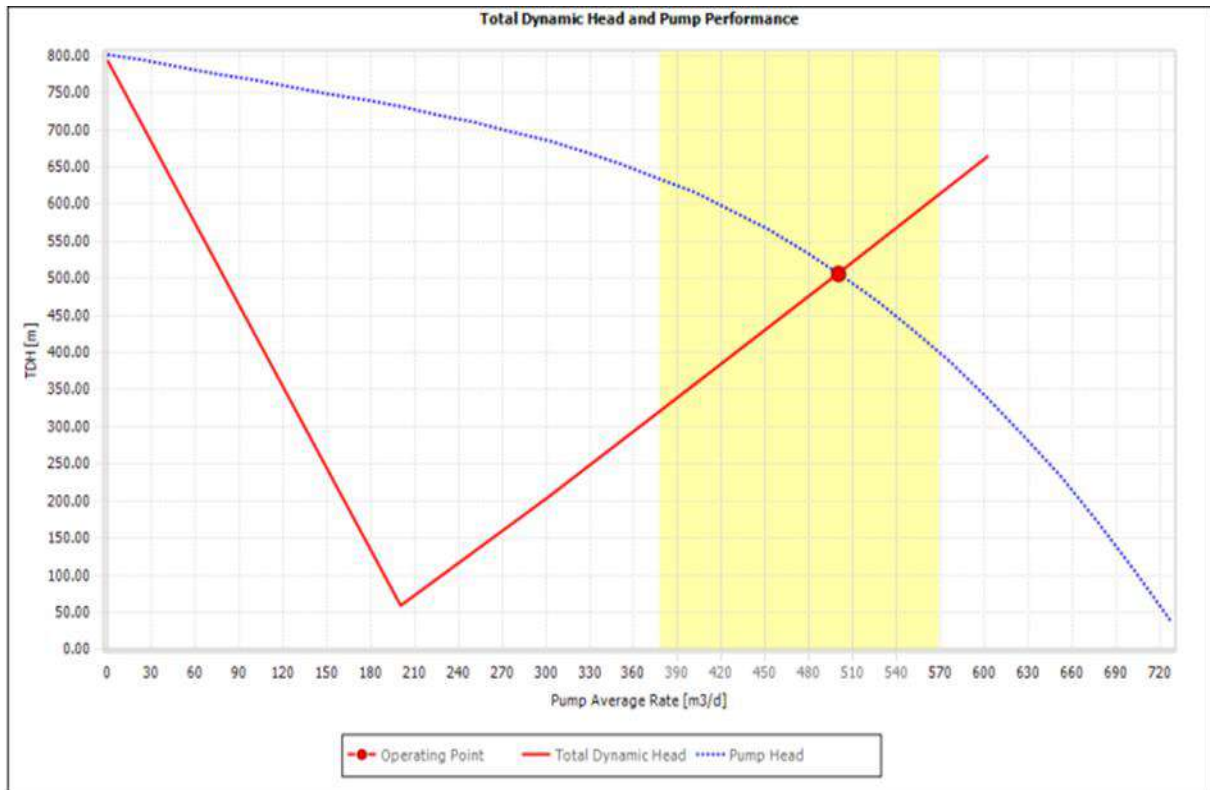


Figure V.10 : Courbe de performance de pompe REDA 540 GN4000 : [22]

Cette courbe de « total dynamic head » en fonction de débit de fond montre la performance de la pompe choisie **REDA 540 GN4000**. Le point de d'intersection représente le point de fonctionnement (operation point), et on estime que le débit de fond désiré est dans le domaine de fonctionnement (entre 380 et 570 m3/d).

Tant que on a une valeur importante de GOR, on est obligé de placer un séparateur de gaz (modèle VGSA S20 – 90) plus un gestionnaire de gaz (Gas Handler) modèle AGH G20 – 40.

Condition opérationnel :

Tableau V.4: les conditions opérationnel[22]

TDH	507.05 m.
Debit de surface (O+W)	230.41 m3/j
Debit de pompe moyen (O+W+G)	500.308 m3/J.
La pression d'aspiration de pompe	161.19 bar.
La puissance de fonctionnement	35.5 HP.
L'efficacité de pompe (fond)	62.55 %.
L'efficacité de pompe	62.55 %.

NB : La pompe est placé à 3100m.

IX.2 Choix du moteur :

Parmi les moteurs proposés par PIPESIM, on doit sélectionner un moteur convenable pour un bon fonctionnement de la pompe REDA 540 GN4000. On choisit le moteur avec le moins diamètre extérieur (il faut être suffisamment moins que le diamètre de casing) et qui fonctionne avec le voltage disponible (1000 Volts).

Motor Information

Device Information: REDA 456 Maximus 4125 (50% Rating Factor)
 Motor Slip Adjustment: Yes
 Nameplate: 50 Hz

Power	75	HP	Voltage	1786.5	Volts
Amperage	25.9	Amps	Power @ Design Frequency	67.5	HP

Operating Condition

Motor Load	35.5	HP	Motor Speed	2608.3	rpm
Efficiency	82.3	%	Fluid Velocity	0.41	m/s
Power Factor	64.34	%	Voltage	1607.9	Volts
Amperage	17.7	Amps	Load Factor	52.59	%
Total Stages	95		Slip Stages	0	
Total Dynamic Head (TDH)	507.05	m	Surface Rate (O+W)	290.09	m3/d
Avg. Pump Rate (O+G+W)	500.308	m3/d	Pump Intake Pressure	161.19	bar
Required Power @ Nameplate	39.4	HP			
Frequency					
Bottom Pump Efficiency	62.55	%			
Pump Speed	2608.3	rpm			

Protector

Thrust Bearing Type	400 Maximus HL	Oil Type	REDA OIL #5
Number of Seals	6		
Configuration	BPBSL BPBSL		
Number of Chambers	6		
Components	TANDEM		

Motor Lead Extension

Type	KELB	Connection Type	PLUG-IN
Length	18.29 m	KV	5
Minor Armor OD	0.448 in	Major Armor OD	1.156 in
Conductor Size	6 AWG	Material/Armor	M

Figure V.11: Les caractéristiques des équipements d’ESP.

Concernant les équipements de surface, on doit choisir des équipements convenables comme suite :

VSD

Device Information	<i>NEMA-3/R Enclosure</i>		Type	<i>SpeedStar SWD</i>	
Manufacturer	<i>SCHLUMBERGER</i>		Nameplate Output Current	<i>469</i>	<i>Amps</i>
Pulse	<i>6</i>		KVA Rating @380V 50Hz	<i>309</i>	
KVA Rating @480V 60HZ	<i>390</i>		Current @ Run Frequency	<i>454.9</i>	<i>Amps</i>
Actual KVA	<i>0.3</i>		Run Frequency	<i>45</i>	<i>Hz</i>
Base Frequency	<i>45</i>	<i>Hz</i>			

Cable

Cable: REDA REDALEAD ELBE ROUND Solid

Specifications

Conductor Size, AWG	<i>4</i>	KV	<i>5</i>
Temperature Rating	<i>204.44 °C</i>	Length	<i>3130.48 m</i>

Operating Condition

Conductor Temperature	<i>120.07 °C</i>	Voltage Drop	<i>98.6 Volts</i>
KVA	<i>52.13</i>	Surface Voltage	<i>1706.5 Volts</i>
Max Ampacity	<i>124.1 Amps</i>	Startup Ratio	<i>87.73</i>

Cost

Cost/KWHR: 0.05		Total (monthly)	<i>1224.16</i>
Cable (monthly)	<i>70.74</i>	Total (annual)	<i>14689.95</i>
Cable (annual)	<i>848.86</i>		

Note: Total is for Motor and Cable.
Required Surface Voltage: 1706.5 Volts

Surface Equipment

Power Controller VSD

VSD Type	<i>Low</i>	Output Wave Form	<i>Sinewave</i>
Power System	<i>Stiff</i>		

Junction Box

Surface	<i>52.13</i>
Surface	<i>1706.5 Volts</i>

Motor

Current	<i>17.7 Amps</i>
---------	------------------

Figure V.12. : Caractéristiques des équipements de surface.

X. Intégration de la pompe choisie dans le modèle initial pour avoir le nouveau point de fonctionnement :

Après le choix de la pompe et les autres équipements du système ESP, on doit faire l'intégration dans le modèle pour avoir le nouveau point de fonctionnement du puits.

Premièrement, on essaiera de manipuler les fréquences de moteur jusqu'à l'obtention d'une fréquence convenable pour une pression de tête et débit désiré (Q est entre les limites de « Operation Range »).

Deuxièmes, et si est pas possible de manipuler avec les fréquences, on peut modifier les diamètres des duses.

Après une étude de sensibilité de fréquence utilisant logiciel **PIPESIM** on trouve la courbe suivante :

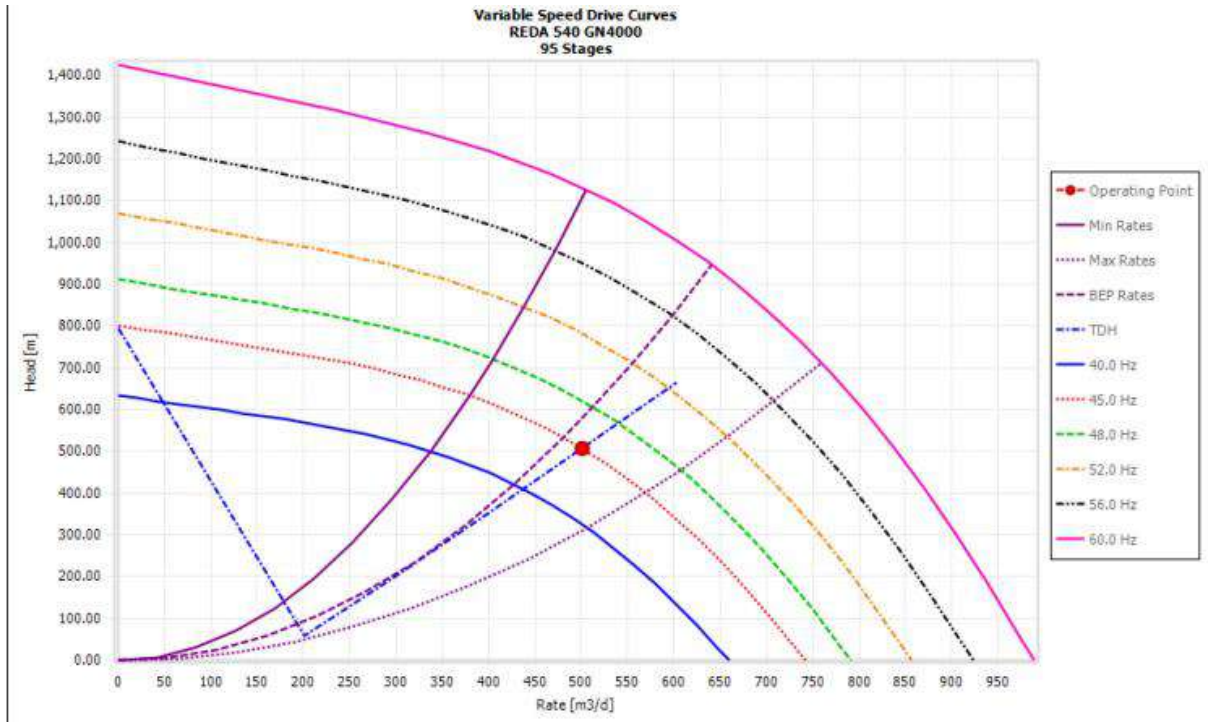


Figure V.13 : Point de fonctionnement du puits ONI341 après l'intégration de la pompe dans le modèle. [22]

On conclue que pour un meilleur fonctionnement de pompe **REDA 540 GN4000** et pour -l'obtention de notre débit et TDH désirables ($Q=497.487 \text{ m}^3/\text{d}$; $TDH=507.05 \text{ m}$), il suffit d'alimenter le moteur avec une fréquence de 45HZ.

ESP Design – GN4000- ; Sensitivités en Fréquence et diamètre de duse :

Après une autre étude de sensibilité avec **PIPESIM** on a obtenu la courbe suivante :

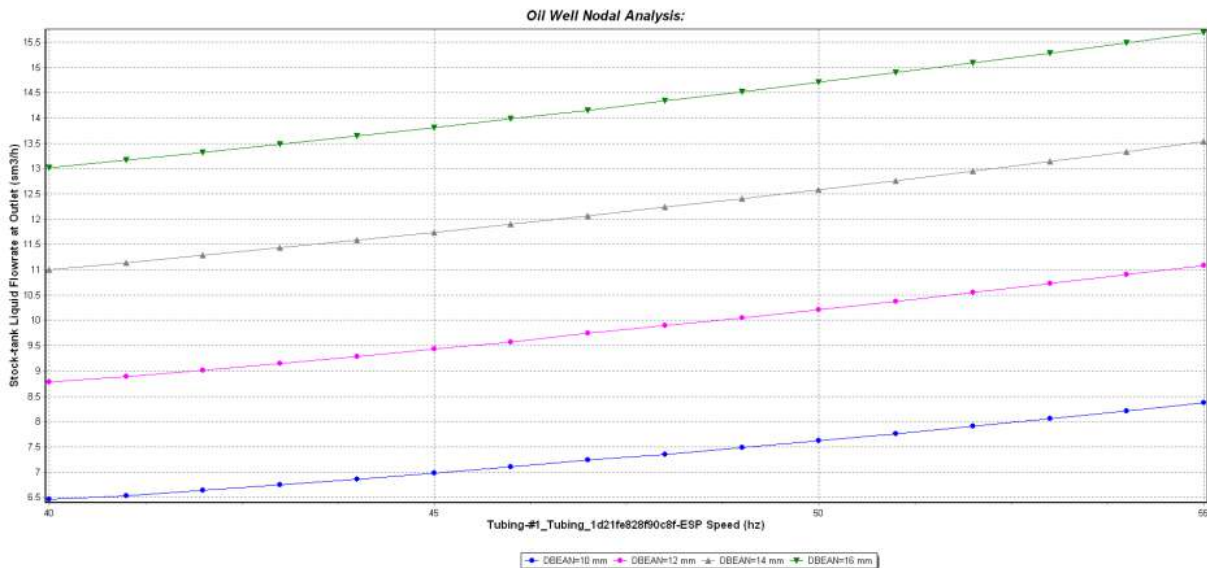


Figure V.14: Variation du débit d'huile du puits ONI 341 en fonction de fréquence et de diamètre de duse. [22]

Pour la fréquence 45 HZ et débit de 9.5 m³/h, la duse convenable est 12 mm.

ESP Design- ; Sensitivités en diamètre de duse avec une fréquence de 45HZ :

Avec PIPESIM et grâce à une troisième étude de sensibilité, on trouve le graphe suivant :

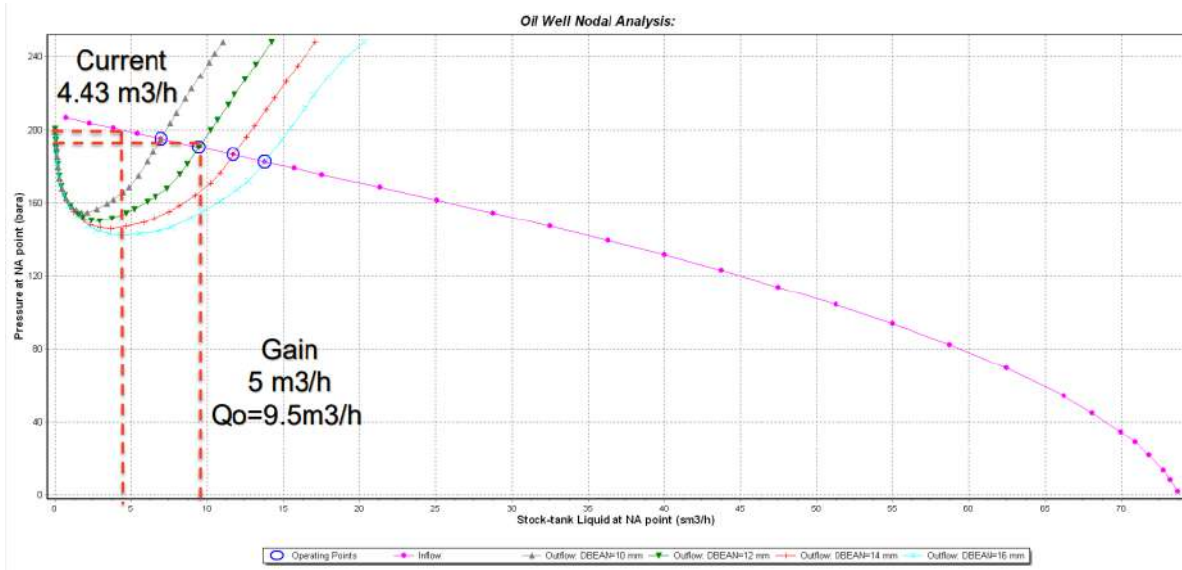


Figure V.15 : Variation du débit d’huile du puits ONI 341 en fonction de diamètre de duse, avec fréquence de 45HZ. [22]

Pour gagner de 5m³/h, une duse de 12 mm a été placée (peut être pratiquement ajusté) comme montre la figure précédente.

Finalement, on observe que le débit du puits augmente de 4.43 m³/h (sans pompe) à 9,5 m³/h (avec pompe) pour la duse de 12 mm.

XI. Etude économique :

Pour réaliser une étude économique précise, il faut prendre en considération tous les charges d’installation des équipements et toutes les dépenses au cours de développement de puits.

Les calculs suivants se sont une estimation pour un certain gain fixe :

-Premièrement on va tenir compte le temps de repos de puits (le manque à produire) de 25 octobre 2016 jusqu’à 01 janvier 2017 donc le totale de 68 jours. Sachant que on a un débit de 4.43 m³/h : MAP = 68 * 4.43 * 24 * 6.29 * 51 = **2319234.71 USD.**

Le prix de référence de baril de brute est 51 USD.

-Le work over : de 17 novembre 2016 jusqu’à 14 décembre 2016 donc le totale de 27 jours.

Daily rate de work over a été estimé **12500 USD.**

Cout_WO = 27 * 12500 = **337500 USD.**

-La mobilisation de la pompe ESP est de **183000 USD.**

-Les frais d’installation de la pompe est de **45000 USD.**

Totale = MAP + Cout_WO + la mobilisation + l’installation

Totale = 2319234.71 + 337500 + 183000+ 45000 = **2884734.71 USD.**

Après l'installation de la pompe ESP on a un gain de 5 m3/h, alors :

Gain= 5*24*6.29*51 = **38494.8 USD.**

Alors, On peut récupérer tous le montant global de toutes les charges pour l'installation de la pompe ESP sur ONI341 en environ de :

POT = 2884734.71/38494.8 = **75 jours.**

-On a daily rate de esp est de 1700 USD/day.

Donc les charges de location de pompe pendant les jours de récupération est de :

Charge=75*1700=**127500USD**

Alors les charges totale de cette pompe () sont :

TOTALE = 2884734.71 + 127500 = **3012234.71USD.**

Le tableau suivant représente les calculs réels pendant la mise en travail de la pompe :

Tableau V.5 : les calculs réels pendant la mise en travail de la pompe[22]

Frais de Mobilisation		usd	254.625.00													
oil	usd/barrel		40	MTBF Jours 700												
production, best case	bpd		750	average over 1 years												
WC	ratio		0	average over 1 years												
production rate	bpd		750													
rate decline	ratio / year		0.02													
cost	usd/day	\$	2.650.86													
MO time	days		30													
MO cost	usd		2000000													
Runlife	Month		23.0137													
mois	unit		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
production	bpd			750	735	720	705	692	678	664	651	638	625	613	601	
jours	-			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
stand by	ratio			0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
workover	days			1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	
Qy	bpd			20.561	20.248	19.843	19.446	19.057	18.676	18.303	17.937	17.578	17.226	16.882	16.544	
R	usd			625.457	609.928	593.729	577.855	562.298	547.052	532.111	517.469	503.119	489.057	475.278	461.770	
workover cost	usd		2000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cost / mois	usd		0	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	
investment (capex)	usd		30000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1 ESP + surface equipment+services	usd		254625	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
further ESP systems	usd			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total cost	usd		2.284.625	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	79.526	
cashflow before tax	usd		-2.284.625	746.931	730.402	714.204	698.329	682.772	667.526	652.585	637.943	623.593	609.531	595.750	582.244	
Profit	usd		-2.284.625	-1.537.694	-807.291	-83.088	605.241	1.288.013	1.955.539	2.608.124	3.246.067	3.869.660	4.479.191	5.074.941	5.657.185	

Conclusion:

Pour le puits ONI 341 l'activation par le pompage électrique immergé (ESP) est une option fiable pour stimuler la production de pétrole et augmenter l'indice de productivité. La pompe REDA 540 GN4000 est descendue dans le puits sans aucune anomalie à une profondeur de 3100m. Et après la simulation par **PIPESIM** puis l'utilisation de pompe, les remarques suivantes sont notées :

- ✓ La pompe ESP a donné une augmentation de l'indice de productivité (IP), donc un gain de production important a été observé (5m³/h)
- ✓ On observe que le débit du puits augmente de 4.43 m³/h (sans pompe) à 9.5 m³/h (avec pompe).
- ✓ Les tests de puits et les simulations donnent un très bon résultat d'inflow.
- ✓ La fréquence convenable pour meilleur fonctionnement est de 45 HZ avec une duse de 12mm.

Recommandations :

- ✓ Avant d'installer le système ESP, il faut tenir compte de tous problèmes d'exploitation pouvant exister apparus dans le puits.
- ✓ Il faut bien simuler le puits avant l'installation d'un système ESP.
- ✓ Il est recommandé de suivre le puits pendant le travail de la pompe ESP, et faire les nettoyages de gisement si nécessaire.

Bibliographie :

- [1] : Présentation SONATRACH : La région Hassi Mesaoud.
- [2] : Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX. [3] : Mohellebi Zaki – Benmaamar Aymen – Louani Yacine : Sélection et modélisation des puits pour la pompe ESP Etude de cas : champs de Hassi Messaoud (2016-2019).
- [4] : LAFALA Kamel, GUEMINI Houcine, ZEMMAL Hassan Eddine : ACTIVATION DU PUITTS PAR LA POMPE ÉLECTRIQUE IMMERGEE (ESP) DANS LE CHAMP HMD (ETUDE DE CAS : PUITTS ONI 321).
- [5] : DEBBA Siradj Mounir, OURABI Ali : Evaluation et Etude comprative entre la méthodede gas lift et la pompe électrique immergée (ESP) dans le champ d'ABED LARACHE "IN AMENAS".
- [6] : Rapport nonlinear optimization of well production. Palke, M. R. (1996).
- [7] : Liaison Couche-Trou, VEILLON Dominique Mars 2001 .Edition techni.
- [8] D. PERRIN : Activation des puits, ENSPM formation industrie, 2000.
- [9] : YOUB Ikram, SALMANIA Moussa, DOUADI Nour-eddine : L'intérêt des pompes électriques submersibles (ESP) pour une meilleure récupération d'huile.
- [10] : Knut Undheim S ., Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field ,Master's Thesis,.
- [11] : Matthew AMAO: Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saoud university, 09 2014.
- [12] : E. D, Coltharp: "Subsurface Electrical Centrifugal Pumps." JPT, April 1984, 64552.
- 13 ZENDARI Hocine, ALLOUT Omar : Étude comparative entre la méthode d'activation de puits par gas-lift et par pompe électrique immergée(ESP) dans la région TFT.
- [14] : Taher, ASSAL Med El-Amine, DJELLID Abd El Karim : Etude de performance de l'activation des puitspar le pompage de fond (Pompe ESP) (Etude cas HGA 1 et 2 quartzite).
- [15] : Gabor Takacs, 1947- "Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance".
- [16] :M. ABBAS Larbi : "Analyse et diagnostic de l'EPF Hassi Guettar (HGA)", Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé En Forage-Production,Ecole de Boumerdes (ALGERIE), (2016).
- [17] : LAMOURI Mohammed Nadir, NAMI Nassim application de l'analyse nodale Pour l'optimisation de choix de complétion et l'effet de production avec et sans Storm-Choke sur le puits HTG11 (HASSI TOUAREG).
- [18] : CHIHI Elhadi, HACINI M.dhya eddin, L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation, Université de Ouargla 2016.

[19] : Benzerga Ali, Aroudji mohamed el habib : LIFTING ARTIFICIEL PAR UNE POMPE ÉLECTRIQUE IMMERGÉE ÉTUDE DE CAS: Puits AMA#52-AMA#09 APPLICATION SUR LE CHAMP DE TFT.

[20] :Kermit E.Brown :“The technologie of artificiel lift methodes”(volu 1).

[21]: Principe de loi de pascal.

[22]: Documents de stage.

ANNEXES



Opérations sur le puits

PUTS: ONI341

Work-Over
 Snubbing
 Wire-Line
 Spéciales
 Electriques
 Fracturation
 Dernières Opérations
 Historique
 Forage

Date Debut	Date Fin	Opération	Sous-opérations
14/09/2014	14/09/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
22/08/2014	22/08/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
01/08/2014	01/08/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
06/07/2014	06/07/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
13/06/2014	13/06/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
18/05/2014	18/05/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
04/05/2014	04/05/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
30/03/2014	30/03/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
25/03/2014	25/03/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
01/03/2014	01/03/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
28/01/2014	28/01/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
12/01/2014	12/01/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle
25/12/2013	25/12/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
05/12/2013	05/12/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
13/11/2013	13/11/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
24/10/2013	24/10/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
02/10/2013	02/10/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
02/10/2013	02/10/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
14/09/2013	14/09/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
06/09/2013	06/09/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
29/08/2013	29/08/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
16/08/2013	16/08/2013	OPERATION SPECIALE	Riformat Clean out / Squeeze
01/08/2013	01/08/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle
01/07/2013	01/07/2013	WIRELINE	Gratage Contrôle

Annexe B : les opérations réalisées sur ONI 341



Opérations sur le puits

PUTS: ONI341

Work-Over
 Snubbing
 Wire-Line
 Spéciales
 Electriques
 Fracturation
 Dernières Opérations
 Historique
 Forage

Date Debut	Date Fin	Opérations	Sous-opérations
19/09/2016	19/09/2016	WIRELINE	Mesure de pression LBU
18/09/2016	18/09/2016	WIRELINE	Mesure de pression LBU
18/08/2016	18/08/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
19/07/2016	19/07/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
23/06/2016	23/06/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
08/05/2016	08/05/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
25/03/2016	25/03/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
17/02/2016	17/02/2016	OPERATION SPECIALE	Clean Out au riformat
15/02/2016	15/02/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
17/01/2016	17/01/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
10/01/2016	10/01/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
01/01/2016	01/01/2016	WIRELINE	Gratage Contrôle
16/11/2015	16/11/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
04/11/2015	04/11/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
08/10/2015	08/10/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
08/09/2015	08/09/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
20/07/2015	20/07/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
07/06/2015	07/06/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
01/06/2015	01/06/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
19/04/2015	19/04/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
19/03/2015	19/03/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
04/02/2015	04/02/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
06/01/2015	06/01/2015	WIRELINE	Gratage Contrôle
04/12/2014	04/12/2014	WIRELINE	Gratage Contrôle

Annexe C: les opérations réalisées sur ONI 341

PUITS: ONI341

Work-Over
 Snubbing
 Wire-Line
 Spéciales
 Electriques
 Fracturation
 Dernières Opérations
 Historique
 Forage

Date Debut	Date Fin	Opérations	Sous-opérations
09/05/2022	09/05/2022	SNUBBING	---
09/11/2021	03/11/2021	WIRELINE	Contrôle
29/10/2021	29/10/2021	WIRELINE	Contrôle
25/10/2021	25/10/2021	WIRELINE	Instrumentation
22/10/2021	22/10/2021	WIRELINE	Instrumentation
22/10/2021	22/10/2021	WIRELINE	Instrumentation
19/10/2021	19/10/2021	WIRELINE	Instrumentation
18/10/2021	18/10/2021	WIRELINE	Instrumentation
17/10/2021	17/10/2021	WIRELINE	Instrumentation
03/10/2021	03/10/2021	OPERATION SPECIALE	KICK OFF
18/09/2021	18/09/2021	WIRELINE	Contrôle
10/09/2021	10/09/2021	SNUBBING	---
23/02/2017	23/02/2017	OPERATION SPECIALE	squeeze Reformet ET
12/12/2016	12/12/2016	OPERATION SPECIALE	Allègement de la colonne (pompe ESP)
08/12/2016	08/12/2016	WIRELINE	Instrumentation
07/12/2016	07/12/2016	WIRELINE	Instrumentation
05/12/2016	05/12/2016	WIRELINE	Contrôle
17/11/2016	14/12/2016	WORKOVER	---
30/10/2016	30/10/2016	OPERATION SPECIALE	Kill Well
29/10/2016	29/10/2016	WIRELINE	Instrumentation
28/10/2016	28/10/2016	OPERATION SPECIALE	Kill Well
25/10/2016	25/10/2016	WIRELINE	Instrumentation
28/09/2016	28/09/2016	WIRELINE	Mesure de pression LBU
19/09/2016	19/09/2016	WIRELINE	Mesure de pression LBU

Annexe D: les opérations réalisées sur ONI 341

Pression Tête ▼

Diagramme

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
● Puits													
18/04/2008	9.53	1440	20.8	4342.12	209	221.5	25	6.45	45	.6161	0		-----
28/08/2008	9.53	655	21.53	4083.16	190	212	17	6.42	38	.5698	0		-----
20/01/2009	9.53	655	18.43	3193.17	173	195	16.8	5	36	.6123	0		-----
09/04/2009	9.53	-	19.6	3830.89	195	186	16.4	3.57	36	.5491	0		-----
27/06/2009	8	1440	14.8	2674.45	181	191.5	17.5	4.28	44	.5463	0		-----
08/10/2009	8	-	12.95	1732.41	134	181	21.5	5.71	35	.5901	0		-----
27/01/2010	8	-	11.89	2099.88	177	180	17.6	4.08	24	.6392	0		-----
11/04/2010	8	1440	12.97	3903.33	301	174	20	4.79	40	.5667	0		-----
07/08/2010	8	655	11.76	2181.36	185	170	20.5	5.71	36	.6101	0		-----
06/10/2010	10	-	16.39	3116.85	190	152	20	5.4	41	.5853	0		-----
30/03/2011	10	Vx52	16.08	2643.90	164	127.6	23.4			.5007	0		-----
14/07/2011	10	Vx52	14.7	2392.80	163	121	19.3			.5194	0		-----
15/10/2011	10	Vx52	12.01	1855.00	154	99	18			.52	0		-----
30/03/2012	10	600	10.43	1985.03	190	90	18.5	4.28	32	.5444	0		-----
10/05/2012	10	Vx29	11.89	1812.30	152	84	21.5		15	.4457	0		-----
14/09/2012	10	1440	4.63	1228.75	265	83.1	10	20.9	34	1.1327	0		-----
18/09/2012	10	Vx29	10.97	1682.30	153	81.3	19			.4677	0		-----
01/02/2013	10	Vx29	10.01	1526.91	153	74	23		18	.4665	0		-----

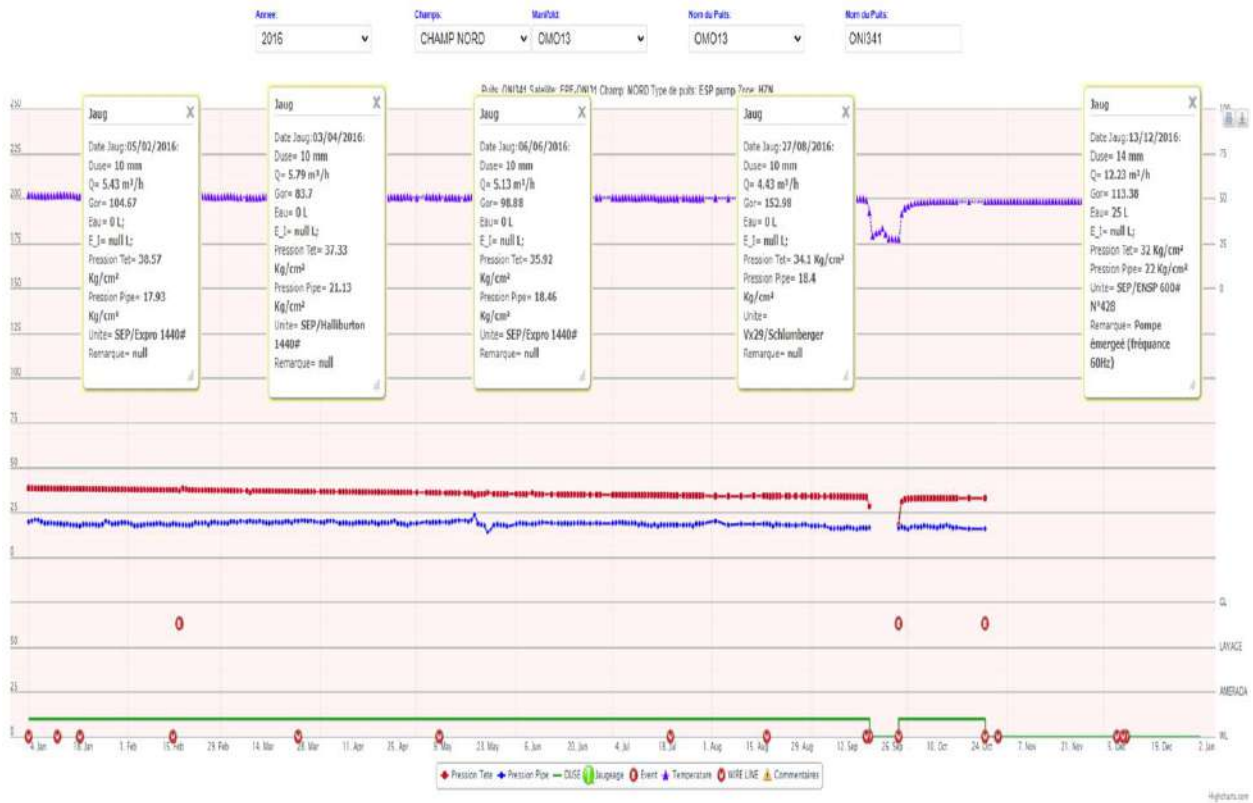
Annexe E: les résultats de jaugeage de puits ONI341

06/03/2013	10	Vx29	8.67	1323.60	153	71.2	25.3			.5183	0		-----
18/06/2013	10	655	7.87	1289.59	164	66	23.9	4.28	32	.529	0		-----
15/08/2013	10	-	7.7	1147.90	149	61	22.5	5.1	28	.4996	0		-----
20/08/2013	10	1440	8.05	776.77	96	57.19	21.51	22.31	36	.4482	55		-----
23/01/2014	10	720	7.54	904.62	120	55	19.8	5.1	23	.4601	0		-----
14/04/2014	10	720	6.75	1034.45	153	53	20	3.67	23	.4955	0		-----
06/05/2014	10	655	6.72	752.28	112	52	21	4.28	27	.488	0		-----
12/08/2014	10	Vx29	6.57	994.78	151	50.4	21		30	.4842	0		-----
26/09/2014	10	1440	6.92	587.40	85	50.3	20.9	20.6	38	.4583	0		-----
17/01/2015	10	1440	6.25	761.07	122	48.2	18.6	18.56	16	.4863	0		-----
04/04/2015	10	1440	6.77	966.52	143	45.8	18	18.15	32	.4266	30		-----
15/08/2015	10	1440	6.33	706.12	112	42.39	19.82	19.92	38	.4227	0		-----
13/10/2015	10	1440	5.39	588.83	109	40.86	20.02	20.81	26	.4786	0		-----
05/02/2016	10	1440	5.43	568.29	105	38.57	17.93	18.51	18	.4482	0		-----
03/04/2016	10	1440	5.79	484.57	84	37.33	21.13	21.43	31	.4068	0		-----
06/06/2016	10	1440	5.13	507.36	99	35.92	18.46	18.35	21	.4417	0		-----
27/08/2016	10	Vx29	4.43	677.23	153	34.1	18.4		32	.486	0		-----
13/12/2016	14	600	12.23	1386.43	113	32	22	5.71	30	.3026	25		-----
02/01/2017	10	1440	3.79	517.81	137	22.83	18.34	5.71	17	.3599	0		-----
03/01/2017	14	-	4.6	439.14	96	21	18.9	4.08	16	.4	0		-----
04/01/2017	14	-	6.84	749.20	110	25.3	20	5.71	18	.4117	0		-----
05/01/2017	14	-	9.82	1424.24	145	28.1	20	4.59	34	.3308	0		-----
18/01/2017	14	600	3.94	739.29	188	22	20	3.37	32	.471	0		-----
18/02/2017	14	-	2.9	268.34	93	24	18.5	4.28	16	.9401	0		-----
19/02/2017	14	-	2.81	285.66	102	25	17	4.28	12	1.0294	0		-----
21/02/2017	14	1440	2.59	240.08	93	26	18.6	4.08	19	1.1605	0		-----
02/03/2017	14	Vx29	5.5	739.50	134	24.5	22.3		22.4	.3737	0		-----
27/03/2017	14	600	9.87	1855.34	188	37.5	19.8	4.08	30	.4395	0		-----

Annexe F : les résultats de jaugeage de puits ONI341

02/03/2017	14	Vx29	5.5	739.50	134	24.5	22.3		22.4	.3737	0		-----
27/03/2017	14	600	9.87	1855.34	188	37.5	19.8	4.08	30	.4395	0		-----
03/06/2017	14	600	9.77	2309.79	236	35	18.5	3.77	40	.4143	0		-----
13/07/2017	14	-	10.22	1319.41	129	35.5	17	6.12	34	.4017	0		-----
23/09/2017	14	-	9.43	1443.86	153	35	19	5.51	34	.4292	0		-----
07/11/2017	14	600	8.33	1030.41	124	33.5	17	4.28	30	.4649	0		-----
10/02/2018	14	Vx40	8.01	1323.80	165	29.5	18		22	.426	0		-----
14/04/2018	14	Vx40	7.61	1252.32	165	28.4	18.1		30	.4317	0		-----
03/07/2018	14	Vx40	7.4	1231.65	166	27.1	16.2			.4234	0		-----
28/09/2018	14	600	7.52	1514.91	201	28	13	4.69	26	.4304	0		-----
18/12/2018	14	Vx40	7.23	1312.32	182	25.8	14.2		34	.4128	0		-----
13/01/2019	14	Vx40	7.85	1300.16	166	32.1	13.9		20	.473	0		-----
20/03/2019	14	600	5.93	1363.33	230	26	14	3.37	28	.5073	0		-----
04/04/2019	14	Vx40	7.58	1260.17	166	25	14.9		29	.3812	0		-----
17/06/2019	14	1440	7.21	1333.75	185	25.44	12.67	4.99	38	.4081	0		-----
15/09/2019	14	Vx40	6.91	1195.04	173	24.4	12.3		41	.4082	0		-----
28/11/2019	14	1440	4.73	721.97	153	26	14	4.28	31	.6358	0		-----
13/12/2019	14	1440	8.54	1163.68	136	33.1	14.4	14.21	22	.4482	0		-----
04/02/2020	14	1440	8.75	954.14	109	29.2	15.4	14.99	29	.386	0		-----
12/04/2020	14	Vx40	8.41	1344.27	160	30.9	14.6		32	.4249	0		-----
08/06/2020	14	1440	8.7	1156.69	133	32.01	14.95	14.63	38	.4254	0		-----
29/08/2020	14	1440	8.35	1003.61	120	30.64	17.69	17.47	41	.4244	25		-----
07/11/2020	14	1440	7.34	1019.11	139	30.09	16.13	16.14	37	.4742	0		-----
20/01/2021	14	1440	8.27	1014.61	123	30.94	13.7	12.99	32	.4324	0		-----
09/05/2021	14	Vx40	6.92	1124.20	163	31.6	12		29.3	.5282	0		-----
12/06/2021	14	1440	7.46	808.57	108	31.1	14.8	14.68	37	.4821	0		-----
01/09/2021	14	1440	3.91	532.29	136	16.53	9.85	4.3	38	.4882	0		-----

Annexe G : les résultats de jaugeage de puits ONI341



Annexe H : jaugeage 01



Annexe I : jaugeage 02

Année: 2018
 Champ: CHAMP NORD
 Manifold: OMO13
 Nom du Puits: OMO13
 Nom du Puits: ONI341

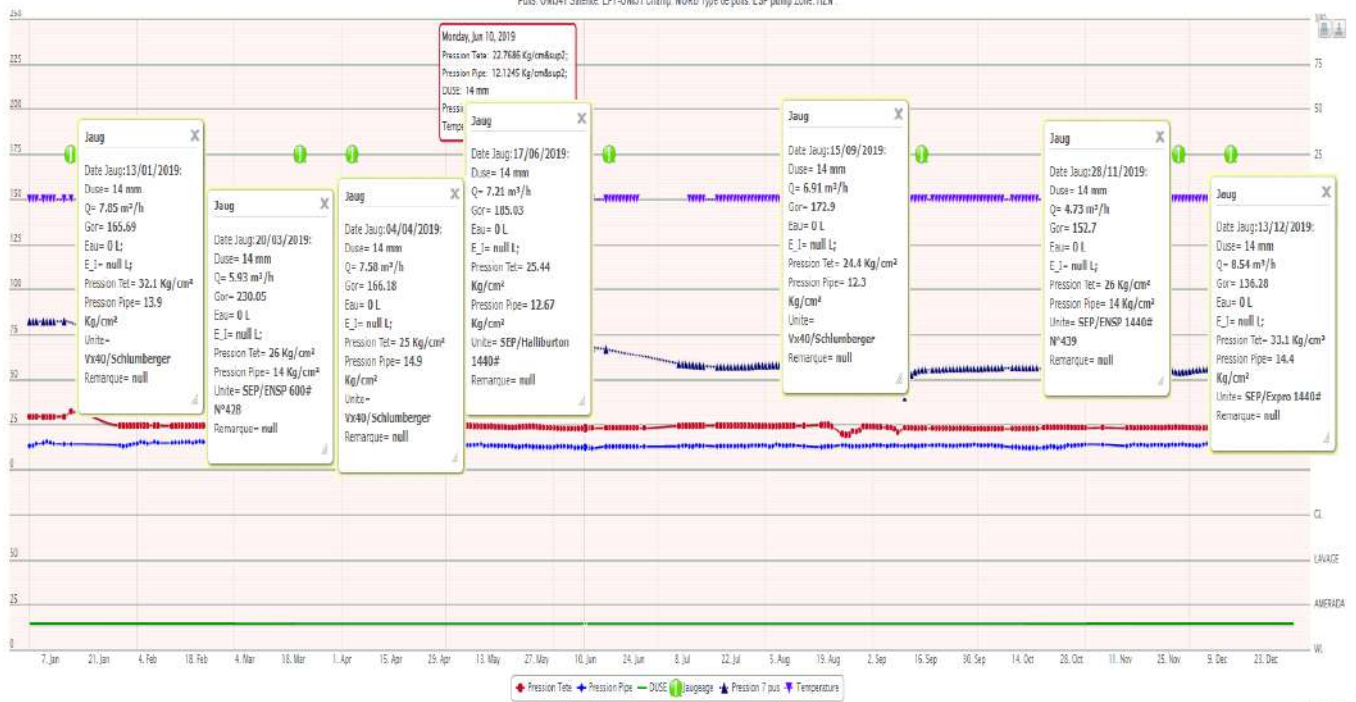
Puits: OND11 Satellite: EPF-OND11 Champ: NORD Type de puits: E1P pump Zone: H2N



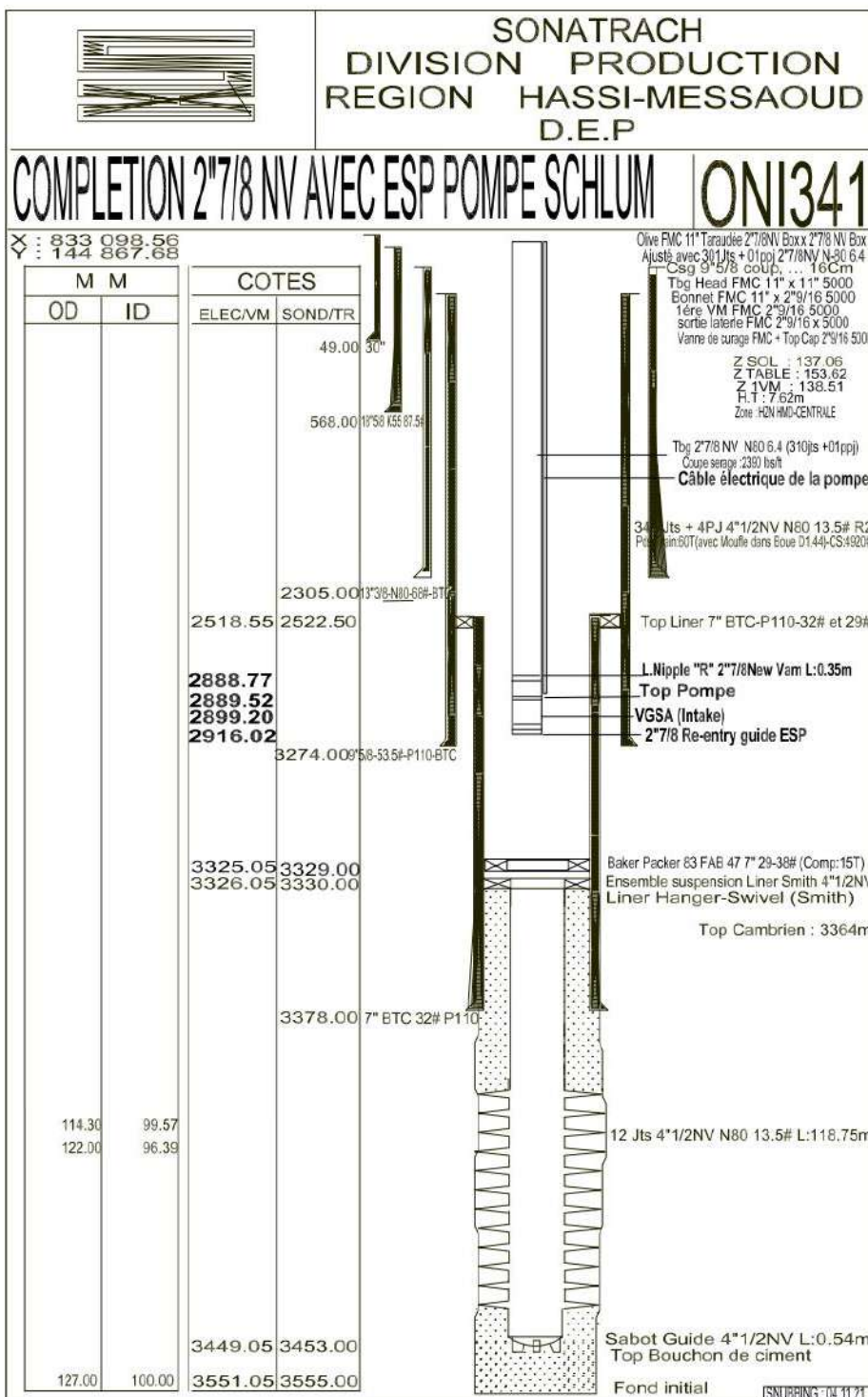
Annexe J: jaugage 03

Année: 2019
 Champ: CHAMP NORD
 Manifold: OMO13
 Nom du Puits: OMO13
 Nom du Puits: ONI341

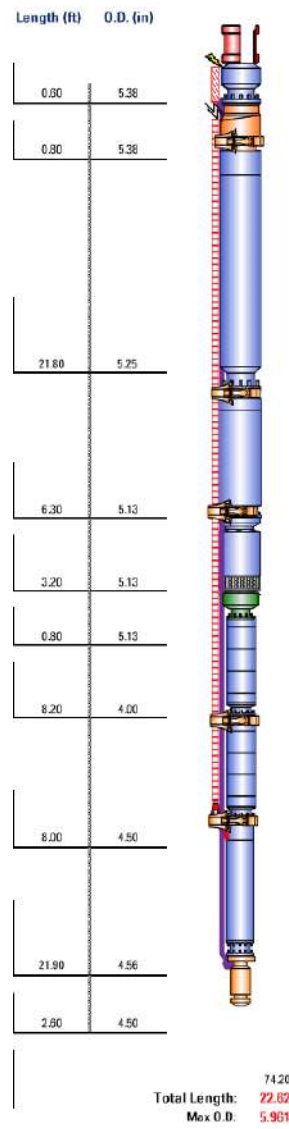
Puits: OND41 Satellite: EPF-OND1 Champ: NORD Type de puits: E3P pump Zone: H2N



Annexe K : jaugage 04

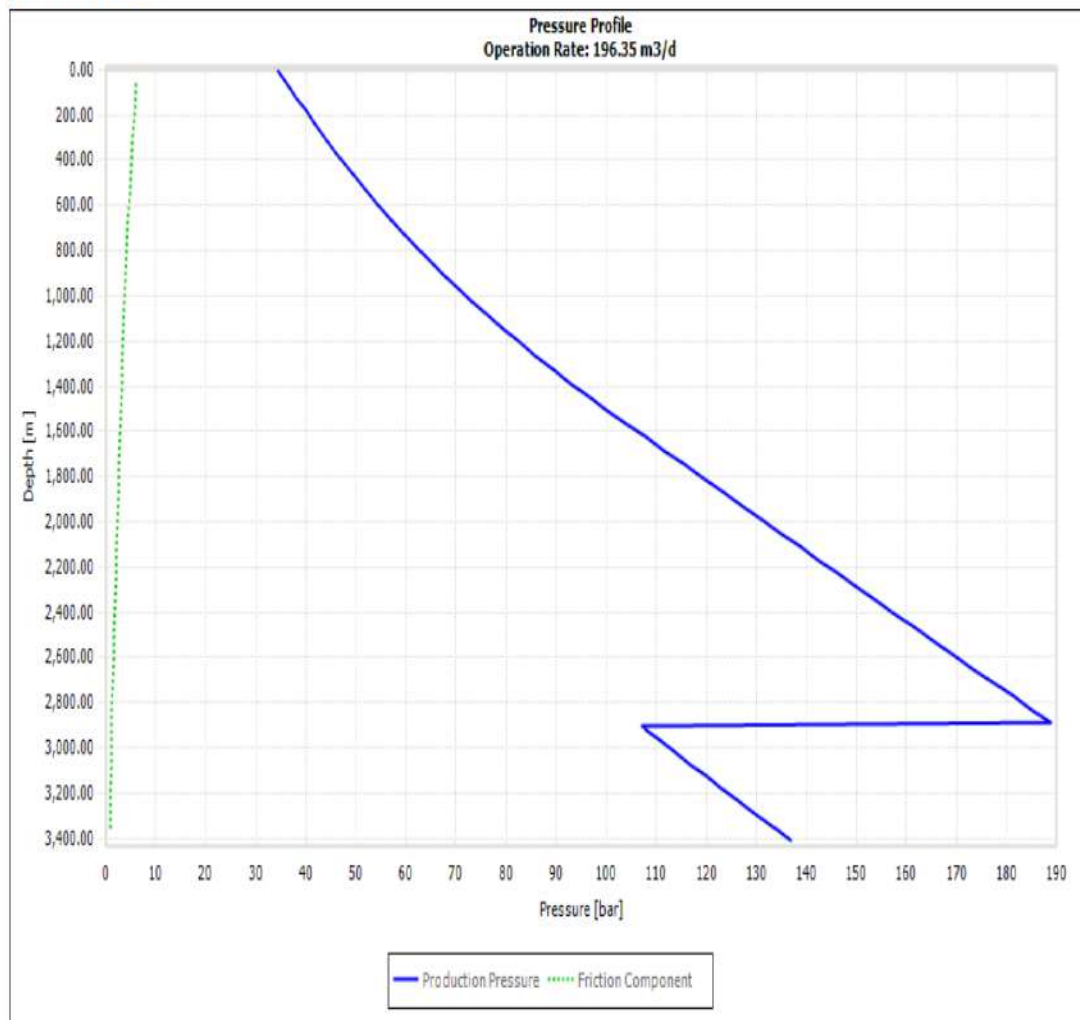


Annexe L : fiche technique de puits ONI341 (avec la pompe)



Annexe M : design de pompe ESP

Pressure Profile Curve



Annexe N : Courbe de pression