

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle-académique

Présenté Par :

LAFALA Kamel, GUEMINI Houcine, ZEMMAL Hassan Eddine

-THÈME-

**ACTIVATION DU Puits par la Pompe Électrique Immergée (ESP) dans
le Champ HMD (Étude de Cas : Puits ONI 321)**

Soutenu le : 21/06/ 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président : NECIB Hichem	M.A.A	Univ. Ouargla
Encadreur : BELMILOUD Fatima Zohra	M.A.A	Univ. Ouargla
Examineur: OUZZAZI Mohamed	M.A.A	Univ. Ouargla

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Dieu Tout-Puissant pour son succès pour nous d'accomplir ce travail précieux

*Deuxièmement, nous tenons à remercier notre encadreur **Mme. BELMILOUD Fatima Zohra** pour son soutien, sa supervision et ses conseils pendant toute la durée de ce travail.*

Nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude aux membres du jury pour leur intérêt pour nos recherches, qui ont accepté de revoir nos travaux et de les enrichir de leurs suggestions.

*Enfin, un remerciement spécial à **M. BOUFAGHES Mohcene** pour son soutien à nous et pour avoir fourni les documents et les exigences nécessaires pour réaliser ce travail*





Dédicace

A

La famille : LAFALA, GUEMINI, ZEMMAL

Nos parents

Nos frères et sœurs

*Nos camarades du deuxième Master
production des hydrocarbures*

Résumé :

Dans l'industrie pétrolière, la plupart des puits ne produisent pas d'eux-mêmes en raison de la chute de pression dans le réservoir. Le problème principal dans le champ HMD est que le fluide atteint un certain niveau mais ne peut pas atteindre la surface. Afin d'optimiser les performances des puits, une solution utilisant le système de pompage a été proposée. Les résultats obtenus sont acceptables car On observe que le débit du puits augmente de 3 m³/h (sans pompe) à 6,5 m³/h (avec pompe).

Mots clés : ESP, IPR, VLP, Levage artificiel, PIPESIM

ملخص :

في الصناعات البترولية ، لا تنتج معظم الآبار النفط من تلقاء نفسها بسبب انخفاض الضغط في الخزان. المشكلة الرئيسية في حقل حاسي مسعود هي أن السائل (البترول) يصل إلى مستوى معين ولكن لا يمكنه الوصول إلى السطح. من أجل تحسين أداء الآبار ، تم اقتراح حل باستخدام نظام الضخ حيث أن النتائج التي تم الحصول عليها مقبولة لأنه لوحظ أن معدل تدفق البئر يزيد من 3 م³/ساعة (بدون مضخة) إلى 6.5 م³/ساعة (بالمضخة).

الكلمات المفتاحية: الرفع الاصطناعي ، PIPESIM ، ESP ، IPR ، VLP

Abstract:

In the petroleum industry, most wells do not produce on their own due to the pressure drop in the reservoir. The main problem in the HMD field is that the fluid reaches a certain level but cannot reach the surface. In order to optimize the performance of the wells, a solution using the pumping system has been proposed. The results obtained are acceptable because it is observed that the flow rate of the well increases from 3 m³/h (without pump) to 6.5 m³/h (with pump).

Keywords: ESP, IPR, VLP, artificial lifting, PIPESIM

SOMMAIRES

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Listes des figures et tableaux.....	IV
Listes des symboles et abréviations.....	VI
Introduction générale.....	01

CHAPITRE I : Présentation du champ HMD

I.1. Introduction.....	02
I.2. Présentation du champ HMD.....	02
I.2.1 Historique du champ.....	02
I.2.2 Situation géographique.....	02
I.2.3 Situation géologique.....	03
I.2.4 Stratigraphie champ HMD.....	05
I.2.5 Description du réservoir.....	05
I.2.6 Géologie du réservoir de Hassi – Messaoud.....	06
I.2.7. Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien.....	07
I.2.8. Caractéristique des fluides.....	08
I.2.9. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud.....	08

CHAPITRE II : Méthodes d'activation des puits

II.1. Introduction.....	09
II.2. Généralité sur les méthodes d'activation des puits.....	09
II.2.1. Les puits éruptifs.....	09
II.2.2 Les puits non éruptifs.....	09
II.3 Méthodes d'activation.....	10
II.3.1 Les pompes aux tiges (Rod Pumps).....	10
II.3.2 Les pompes Moineau (Progressing Cavity Pumps PCP).....	10
II.3.3 Les pompes hydrauliques.....	11

II.3.4 Le gas-lift.....	11
II.3.5 La pompe électrique immergée (ESP).....	11

CHAPITRE III : Description de la pompe électrique immergée ESP

III.1. Introduction.....	12
III.2. Principe de la pompe électrique immergée (ESP).....	12
III.3. Avantages et inconvénients de la pompe électrique immergée.....	14
III.3.1. Principaux avantages.....	14
III.3.2. Principaux limitations.....	14
III.4. Les équipements de la pompe électrique immergée (ESP).....	15
III.4.1. Les équipements de fond la pompe électrique immergée (ESP).....	15
III.4.2. La tête (Head).....	21
III.5. Courbe de performance de la pompe électrique immergée ESP.....	21
III.6. Les Différents facteurs influant la durée de vie de ESP.....	22
III.7. Critères de sélection de la pompe électrique immergée ESP.....	23

CHAPITRE IV : Analyse du système de production

IV.1. Introduction.....	24
IV.2. Définition de l'analyse nodale.....	25
IV.3. Concept de l'analyse nodale.....	25
IV.4. Procède d'application de l'analyse nodale.....	26
IV.5. Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud.....	26
IV.6. L'objectifs de l'analyse nodale.....	27
IV.7. Aperçu sur logiciel PIPESIM.....	27
IV.8. La courbe caractéristique du réservoir (IPR).....	28
IV.8.1 Ecoulement monophasique dans le réservoir.....	29
IV.8.2. Ecoulement diphasique dans le réservoir.....	30
IV.9. La courbe performance du tubing (VLP).....	31

CHAPITRE V : ETUDE DE CAS POUR PUITES ONI 321

V.1. Introduction.....	33
------------------------	----

V.2. Historique de production du puits ONI 321.....	33
V.3. Données nécessaires pour le puits ONI321.....	34
V.4. Construction de modèle de base du puits ONI321 et définition de son point de fonctionnement.....	36
V.5 Conception de la pompe en fonction des paramètre désirés.....	37
V.5.1 Choix de la pompe.....	37
V.5.2 Choix du moteur.....	40
V.5.3 Choix du câble.....	41
V.5.4 Intégration de la pompe choisie dans le modèle initial pour avoir le nouveau point de fonctionnement.....	43
V.5.5 Plan d'eau dans le puits ONI 321.....	44
Conclusion générale.....	46
Recommandations.....	46
Références et bibliographies	

Listes des figures :

Figure I.1 : Situation géographique du champ HMD	03
Figure I.2 : Situation géologique du champ HMD	04
Figure I.3 : La série stratigraphique à la verticale du gisement de HMD.....	05
Figure II.1: Les différentes méthodes d'activation	10
Figure III.1 : Les composantes de la pompe électrique immergée.....	13
Figure III.2 : L'évolution de la pression a travers toute la pompe.....	14
Figure III.3 : La pompe centrifuge.....	15
Figure III.4 : Le chemin du fluide dans un étage.....	16
Figure III.5: Les sièges radial et mixés.....	17
Figure III.6: Le séparateur.....	18
Figure III.7: Les composants du protecteur et séparateur.....	19
Figure III.8: Le câble plats.....	20
Figure III.9 : Le câble rond.....	21
Figure III.10 : La courbe de performance de la pompe.....	22
Figure IV.1 : Les pertes de charge au cours de production.....	24
Figure IV.2 : Les différentes positions possible des nœuds	26
Figure IV.3 : Le point de fonctionnement d'un puits.....	27
Figure IV.4 : Fenêtre de logiciel PIPESIM 2012.....	28
Figure IV.5 : L'IPR d'un liquide monophasique.....	30
Figure IV.6 : L'IPR d'un liquide diphasique.....	31
Figure V.1 : Historique de production du puits ONI 321.....	34
Figure V.2 : Modèle initial du puits ONI 321	37
Figure V.3: Courbe de performance de GN1600 pour une fréquence de 60 HZ.....	38
Figure V.4 : Courbe de performance de GN1600 pour des fréquences de variables.....	39
Figure V.5: Capacité d'ampérage de câble rond à 240,8 °F.....	41
Figure V.6 : Capacité d'ampérage de câble plat à 240,8 °F.....	42

Figure V.7 : Point de fonctionnement du puits ONI 321 après l'intégration de la pompe dans le modèle.....43

Figure V.8 :Variation du débit d'huile du puits ONI 321 en fonction de fréquence et de diamètre de duse44

Figure V.9 : Plan d'eau dans le puits ONI 321.....45

Liste des tableaux :

Tableaux I.1 : Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir combrien.....07

Tableaux V.1 : Données du puits ONI 321.....34

Tableaux V.2 : Données de production du puits ONI 321.....35

Tableaux V.3 : Données des fluides.....36

Tableaux V.4 : Données de la pompe proposée pour ONI 32136

Tableaux V.5: Résumé des résultats de la pompe pour ONI 321..... 40

Tableaux V.6: Résumé des résultats du moteur pour ONI 32140

Tableaux V.7: Résumé des résultats du câble pour ONI 321.....42

- ESP** : Electric submersible pump.
- HMD** : Hassi mesaoud.
- Φ** : La Porosité.
- Swi** : 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 générale :

La technologie des pompes électriques submersibles a connu une évolution considérable au cours des dernières décennies on offrant une multitude de solutions et d'options pour remédier aux problèmes et contraintes qui ont limités l'utilisation de cette technique auparavant. Grâce à cette évolution; les pompes sont aujourd'hui capables de traiter certains problèmes d'exploitation telle que la présence du gaz libre, du sable, et de différents dépôts dans l'huile. Ainsi, leur capacité de lifter des grands débits à des grandes profondeurs en offrant des systèmes de monitoring et de management de production performant à encouragé son utilisation comme un moyen efficace de lifting dans le monde.

Sur le plan économique il est recommandé de mener une étude technico-économique en comparant l'impact et le bénéfice de chaque technique à long terme afin d'opter pour l'une des techniques.

L'objectif principal de cette étude est de fournir un guide pour la sélection et la conception d'un système de levage artificiel par la pompe électrique immergée dont le but d'augmenter la productivité du champ HMD.

Dans ce mémoire, on va parler sur le principe de pompage électrique ainsi les différents types de son installation on mentionnant la procédure de sa descente dans le puits ONI 321.

Dans le premier chapitre, on va parler sur la présentation du champ HMD, deuxièmement on va parler sur les méthodes d'activations d'un puits, en suite la description de la pompe électrique immergée ESP, puis dans le quatrième chapitre on va parler sur l'analyse du système de production, et finalement une étude de cas pour puits ONI 321.

On finalise par conclusion et recommandation.

CHAPITRE I

Présentation du champ HMD

I.1 Introduction :

Le champ Hassi Messaoud représente l'un des domaines les plus complexes au monde. 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. D'autre part, par la transformation de diagenèse du réservoir pendant le processus d'enfouissement de la période géologique, jusqu'à ce que le sédiment ait formé la forme représentée par la structure actuelle. Ces événements peuvent parfois améliorer les paramètres pétrophysiques car ils les aggravent. [1]

I.2 Présentation du champ HMD :**I.2.1 Historique du champ :**

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]

I.2.2 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation :

- En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :
- 790.000 @ 840.000 EST
- 110.000 @ 150.000 Nord
- En coordonnées géographique :

- 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

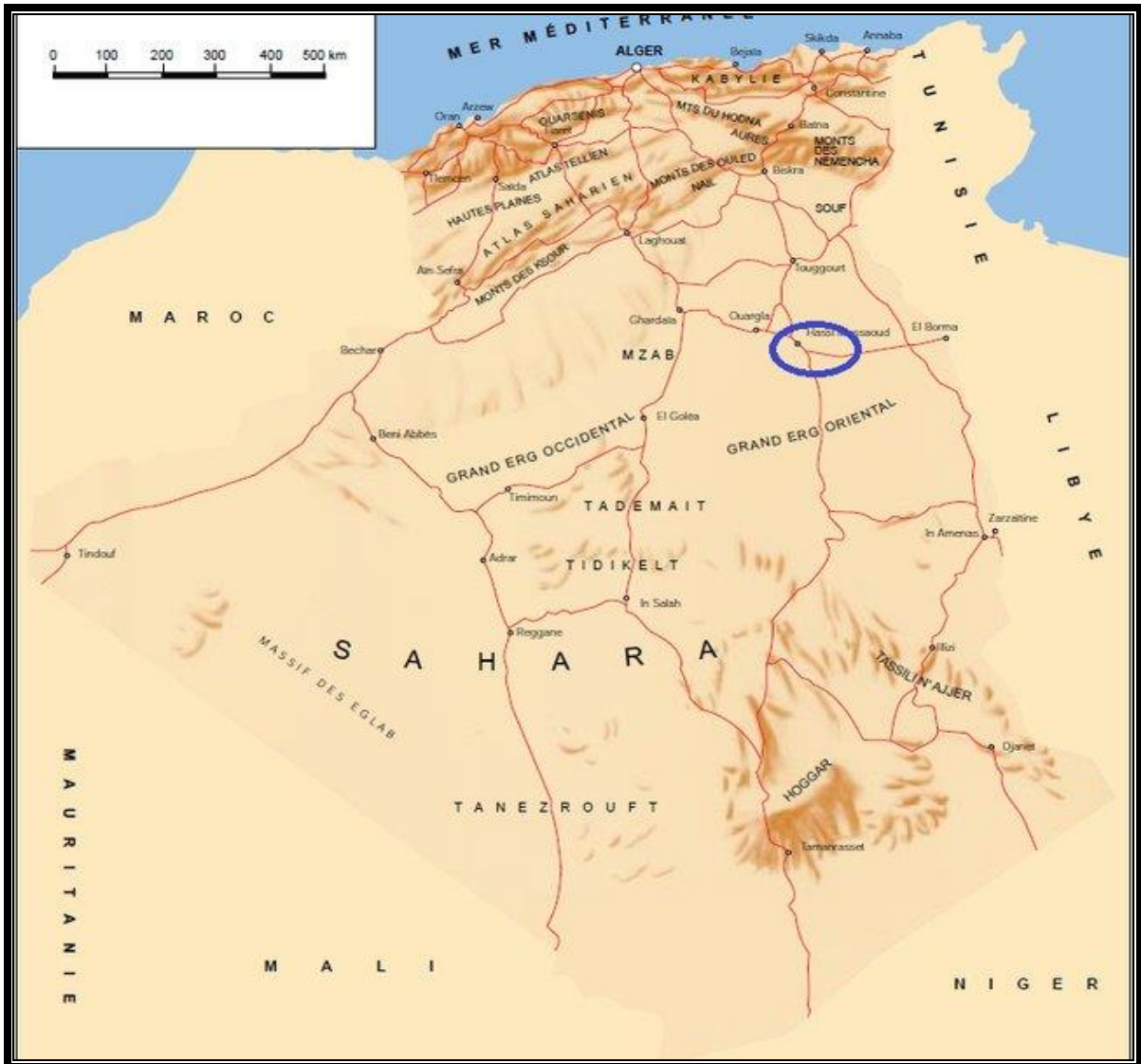


Figure I.1 : Situation géographique du champ Hassi Messaoud [1]

I.2.3 Situation géologique :

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

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au sud-est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

A plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine.[1]

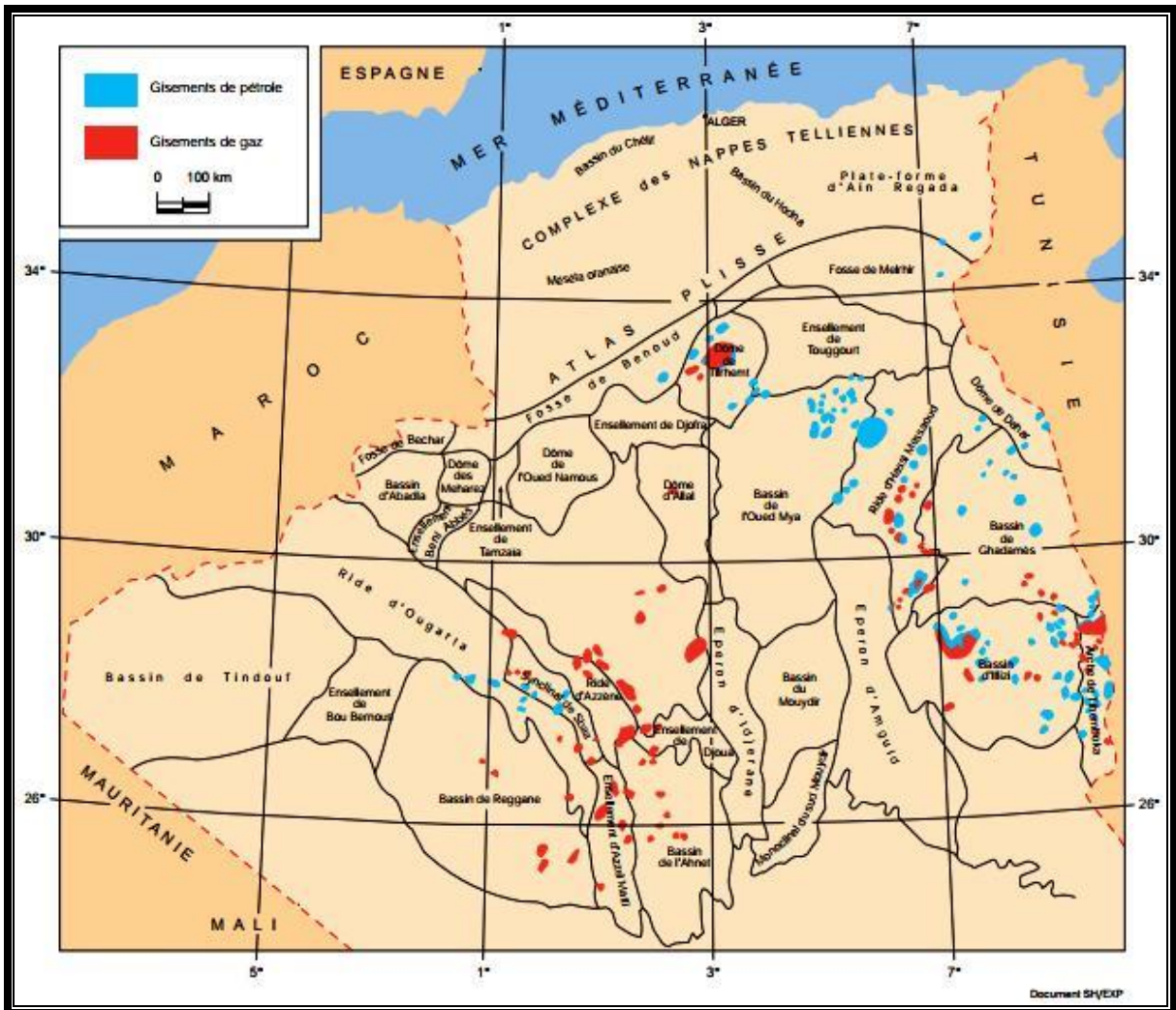


Figure I.2 : Situation géologique du champ Hassi Messaoud.

I.2.4 Stratigraphie champ HMD :

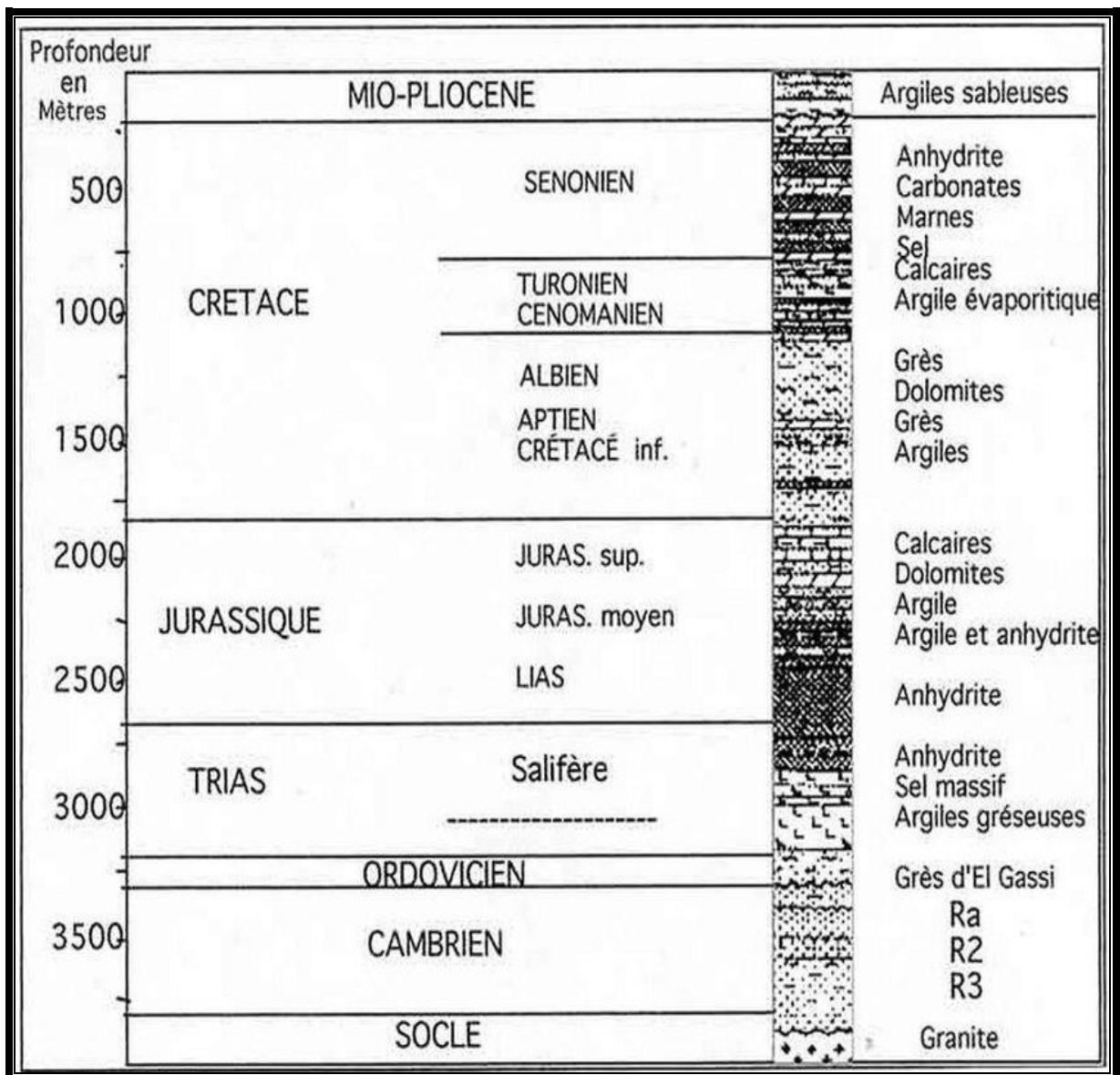


Figure I.3 : La série stratigraphique à la verticale du gisement de Hassi Messaoud [1]

I.2.5 Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro – ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm². le champ HMD fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro- ordovicien qui subdivise de bas en haut en :

a) Grès de Hassi Messaoud.

b) Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne à éroder une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir. [1]

I.2.6 Géologie du réservoir de Hassi - Messaoud :

- **Le cambrien :**

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fin à grossiers, recoupés par des pellicules siliceuses argilo – micacés, ces matériaux sont dit grès de Messaoud.

De bas en haut, le réservoir cambrien est divisé en quatre niveaux lithologiques R3, R2, Ra pour les grès de Hassi Messaoud et le Ri pour les grès de Hassi Messaoud et les grés d'El-Gassi.

A. Niveau R3:

Il se caractérise par :

- une épaisseur maximale non érodé de 270m.
- Du sable et du gravier et autres minéraux tel que le Feldspath, le mica et la sidérite.
- De 30 % d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.
- Il est très peu perméable.
- Sa saturation en eau est prendre en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

B. Niveau R2 :

Il se divise en deux sous niveaux :

Le **R2C**, et le **R2AB**, le niveau **R2** se caractérise par :

- une épaisseur moyenne non érodée de 80 m.
- Des grains d'une sphéricité améliorée.
- De 17 % d'argile en moyenne.
- Une perméabilité améliorée dans le **R2AB**.
- Sa saturation en eau est prendre en considération toujours.

C. Niveau Ra :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne de 120 m.
- Une unité de sédimentation décimétrique a stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière.
- Les grains sont plutôt sphériques, mal classés.
- De 5 a 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite).

- Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sable grossier et bien classé à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.
- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

D. Niveau Ri (D5) :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m (lorsqu'elle n'est pas érodée)

Il se dépose sur le Ra et parfois directement sur le D3 lorsque le D4 ne s'est pas déposé, tel qu'à l'Est et au Sud Est du champ.

- Sa composition est :
 - De 30 % d'argile environ.
 - Une faible taille des grains.
 - Une bonne continuité des couches.
 - Une faible perméabilité
 - Compaction des grès. [1]

I.2.7. Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien :

Tableau I.1 : Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir

Réservoir	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

I.2.8. Caractéristique des fluides :

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg / cm^2 , pour un rapport gaz / huile de dissolution R_s égal à $240 \text{ stm}^3 / \text{ m}^3$. A l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm^2 , pour un rapport de gaz / huile de dissolution égal à $160 \text{ stm}^3 / \text{ m}^3$.

Ci dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud:

A. Les caractéristiques des huiles : sont les suivantes

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus : cas d'OML 63 et 633.
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.

B. Les caractéristiques de gaz associé : est pour :

- Viscosité de gaz est 0.02 cp
- La compressibilité est de 0.8 (bar)^{-1} . [1]

I.2.9. 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'asphaltates dans le tubing.

Le 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 des puits. [1]

CHAPITRE II

Méthodes d'activation des puits

II.1 Introduction :

Habituellement, les puits de pétrole dans les premières étapes de leurs vies coulent à la surface naturellement “puits éruptifs”. Le puits est éruptif lorsque la pression de réservoir est suffisante pour vaincre les pertes de pression qui se produisent le long de la trajectoire d'écoulement jusqu'au séparateur. Si ce critère n'est pas vérifié, le puits devient non éruptif. L'activation permet la production des puits non ou insuffisamment éruptif. Elle concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aussi aux puits producteurs d'eau d'usages divers, tels ceux pour alimenter les utilités ou un maintien de pression. Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas suffisamment 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.

II.2 Généralité sur les méthodes d'activation des puits :

II.2.1 Les puits éruptifs :

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

$$P_G > H.d / 10,2$$

P_G : Pression de gisement en *bar* .

H : Profondeur du puits en *m* .

d : Densité de fluide.

II.2.2 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 présenté dans le puits.

$$P_G \leq H.d / 10,2$$

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

Pour activer et mettre en production ces puits on peut agir sur l'un des paramètres de non égalité (sur la hauteur " H " de la colonne de fluide ou sur la densité de fluide " d "). [2]

II.3 Méthodes d'activation :

Le mode d'activation produire une énergie additionnelle pour élever le fluide au surface. Les méthodes les plus connus dans l'activation des puits sont : les pompes aux tiges (Rod pump), gaz-lift, les pompes Moineau PCP (progressing cavity pump), les pompes hydrauliques HSP et les pompes électriques émergées ESP. [2]

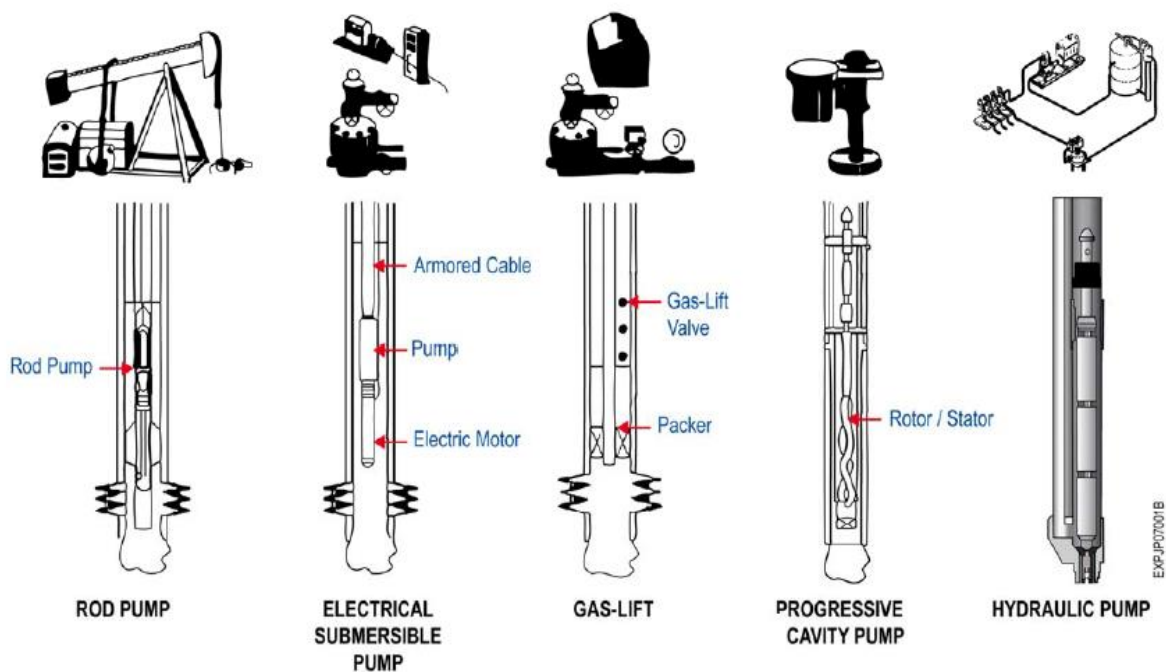


Figure II.1 : Les différentes méthodes d'activation

II.3.1 Les pompes aux tiges (Rod Pumps) :

Le pompage s'effectue grâce à une pompe volumétrique verticale descendue dans le tubing composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet, vissé à l'extrémité d'un train de tiges. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité à balancier ou un élévateur hydraulique. [2]

II.3.2 Les pompes Moineau (Progressing Cavity Pumps PCP) :

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

- Un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourne à l'intérieur d'un stator en élastomère moulé et profilé en double hélice interne.
- La rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui dans

le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice.

Dans quelques cas, les pompes PCP sont connectées avec les mêmes moteurs que dans la Pompe Submersible Électrique. [2]

II.3.3 Les pompes hydrauliques :

Le pompage hydraulique 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 en transmettant, par un fluide moteur, une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour activer :

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

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. [3]

II.3.4 Le gas-lift :

Parmi les techniques de production activées, on trouve le gas-lift, le principe de cette technique est de diminuer la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits, par réduction de la masse volumique (poids) du fluide produit. [2]

II.3.5 La pompe électrique immergée (ESP) :

Le système ESP est un ensemble des équipements de fond et de surface mise en œuvre pour assurer l'acheminement des fluides en place dans le puits vers la surface. Ce système est généralement constitué d'une pompe centrifuge alimentée par un moteur électrique qui fonctionne dans la colonne de production. Ce système est relié au mécanisme de commande et des transformateurs à la surface. Le système de pompage ESP est conçu et fabriquées selon les standards de qualité le plus élevés avec un rendement optimum pour une durée de vie importante dans les conditions de service difficiles. [2]

CHAPITRE III

Description de la pompe électrique immergée ESP

III.1 Introduction :

Parmi les plusieurs méthodes d'activation des puits "Artificial lifting" suite à une chute de production, il existe le pompage des fluides par une pompe centrifuge immergée ESP. Le système ESP est un ensemble des équipements de fond et de surface mise en œuvre pour assurer l'acheminement des fluides en place dans le puits vers la surface. Ce système est généralement constitué d'une pompe centrifuge alimentée par un moteur électrique qui fonctionne dans la colonne de production. Ce système est relié au mécanisme de commande et des transformateurs à la surface. Le système de pompage ESP est conçu et fabriqué selon les standards de qualité le plus élevés avec un rendement optimum pour une durée de vie importante dans les conditions de service difficiles.

Dans ce chapitre, on définit les généralités de système de pompage ESP, principe de fonctionnement, ces différents composants, ainsi les critères appliqués pour le choix d'une pompe. [11]

III.2 Principe de la pompe électrique immergée (ESP) :

Le pompage centrifuge immergé est un mode de récupération assistée, généralement il est utilisé dans les réservoirs déplétés qui ont un haut water-cut et un GOR bas.

Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une pompe centrifuge sur la colonne de production, qui sont connectés au mécanisme du contrôle de la surface et un transformateur par un câble électrique.

Comme montré dans la figure III.1, Les composants du fond sont suspendus au tubing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de la pompe. Au-dessus du moteur le protecteur, la prise (Intake) ou séparateur du gaz et la pompe.

Le câble électrique est rayé au tubing et branché dans le sommet du moteur. [3]

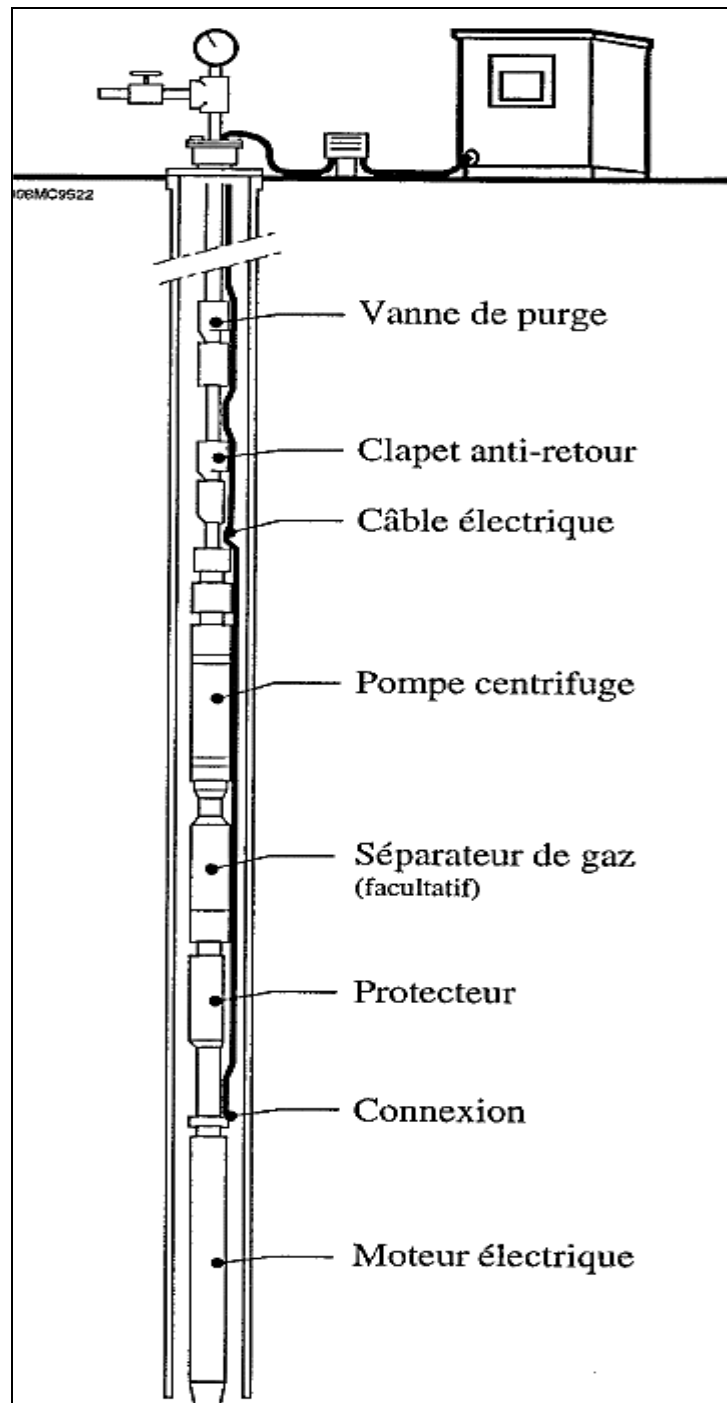


Figure III.1 : Les composantes de la pompe électrique immergée

Comme le fluide vient dans le puits, il doit passer par le moteur (pour le refroidissement) puis dans la pompe par la prise. Chaque étage (combinaison de rotor/diffuser) ajoute une pression au fluide à un débit donné. Le fluide développera suffisamment de pression afin de se soulever à la surface et passer dans le séparateur ou réseau de collecte. [3]

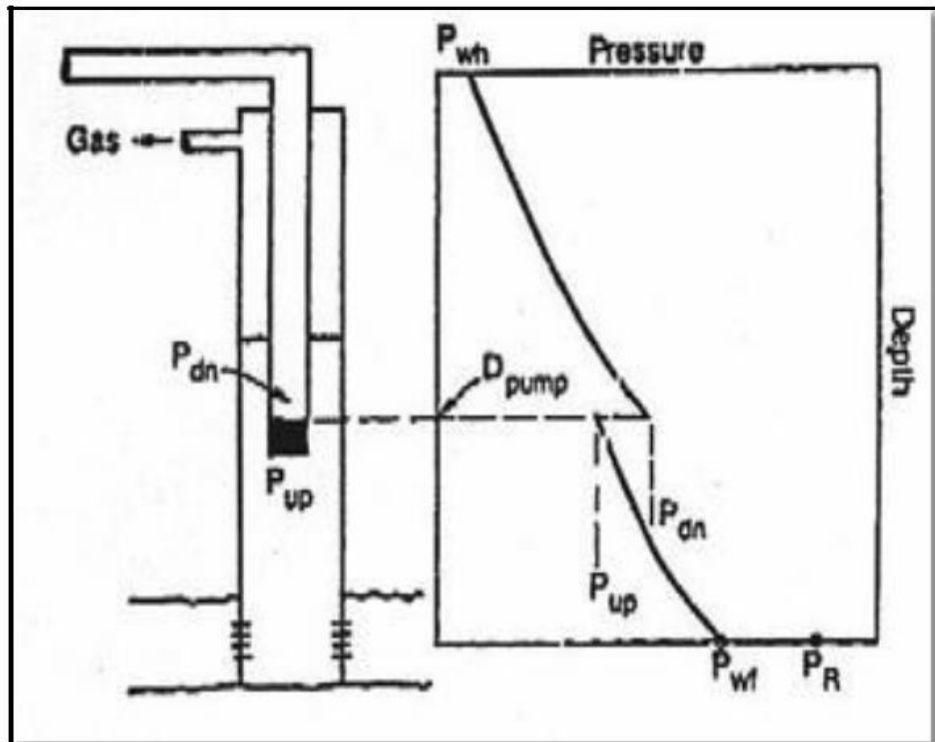


Figure III.2 : L'évolution de la pression à Travers toute la pompe

III.3 Avantages et inconvénients de la pompe électrique immergée :

III.3.1 Principaux avantages :

- Possibilité de débits importants à faible ou moyenne profondeur.
- Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau élevée.
- Equipements de surface peu encombrants.
- Adapté aux puits avec casing de 4 ^{1/2} " ou plus grand. [4]

III.3.2 Principaux limitations :

- Supporte mal la présence de sable.
- Limité en température et donc en profondeur.
- Mal adapté aux faibles débits.
- Possibilité d'utiliser d'autres pompes comme : les pompes moineau, les pompes aux tiges, les pompes hydrauliques...etc
- Nécessité de remonter le tubing en cas d'ennui. [4]

III.4 Les équipements de la pompe électrique immergée (ESP) :

III.4.1 Les équipements de fond la pompe électrique immergée (ESP) :

✓ La pompe centrifuge:

Une Pompe Centrifuge est une pompe à plusieurs étages. Chaque étage comporte un rotor équipé avec des aubes, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique. La pompe est normalement attachée à la colonne de la production. [4]

A) Les composants de la pompe centrifuge :

La Pompe (ESP) est composée des éléments de base suivants :

- Arbre (Shaft)
- Rotor (Impeller)
- Diffuseur (Diffuser)
- Housing

Le schéma de la pompe est représenté ci-contre sur la figure III.3

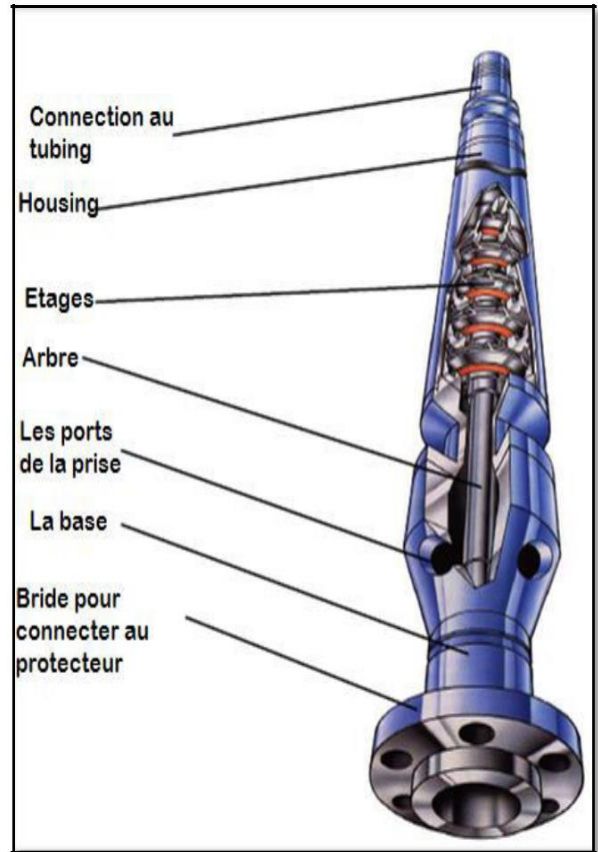


Figure III.3 : La pompe centrifuge

1. Rotor (Impeller).
2. Le diffuseur (Diffuser).
3. Les étages (Pump Stage).
4. L'arbre (Shaft).
5. La prise (Intake). [5]

B) Principe des Pompes Centrifuges :

L'arbre est connecté au protecteur et au moteur. Il transmet la rotation du moteur aux rotors de la pompe.

Les étages de la pompe sont les composants qui fournissent l'augmentation de pression au fluide. Le stage est composé d'un rotor (un ensemble des aubes fermés tournant) et d'un diffuseur stationnaire (stator).

Les stages sont connectés en série pour augmenter graduellement la pression jusqu'à la pression calculée pour atteindre le débit désiré. La figure III.4 montre le chemin du fluide, le fluide entre dans le rotor, le moment de rotation appliqué au fluide par le rotor est converti en énergie cinétique (en forme de vitesse). Une fois sortie du rotor, le fluide entre dans le diffuseur et diffusé vers l'étage prochain (la vitesse est convertie en pression). Ce processus continue jusqu'à où le fluide passe par tous les étages de la pompe et la pression de refoulement désigné est atteinte. Cette augmentation de pression est souvent référée comme le TDH de la pompe (Total Developed Head). [5]

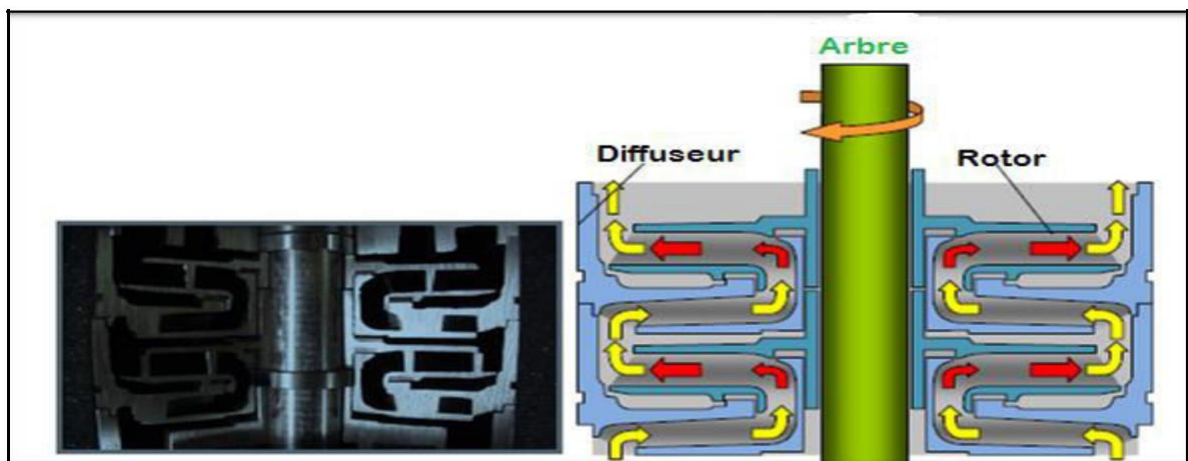


Figure III.4 : Le chemin du fluide dans un étage

La Figure III.5 montre deux styles des étages pour l'intervalle du débit dans le quel la pompe se fonctionne. Un étage radial dans le quel le fluide entre en axial et sorte perpendiculairement à l'arbre, cela est souvent référé au "pancake" suite a son forme. Le deuxième style est le stage mixé dans le quel le fluide sorte du rotor à un angle moins de 90° par rapport à l'arbre.

Le deuxième désigné traite une quantité large par rapport au radial, comme il n'est pas vulnérable au gaz libre et aux particules. [5]



Figure III.5 : Les sièges radial et mixé

✓ **Le séparateur :**

Dans les puits avec haut GOR les séparateurs de gaz remplacent les prises de la pompe standard (intake) et aident à améliorer la performance de la pompe en séparant une portion du gaz libre avant qu'il entre le premier étage. Cela aide à éliminer le gas- locking et à étendre le domaine d'application des systèmes de la pompe électrique immergée ESP

➤ **Les composants de séparateurs :**

- Gas Vent Port
- Guide Vane
- Inducer or High Angle Vane Auger (HAVA)
- Chambre de Séparation
- Intake
- arbre (Shaft) [5]

Le schéma de séparateur est représenté sur la figure III.6 :

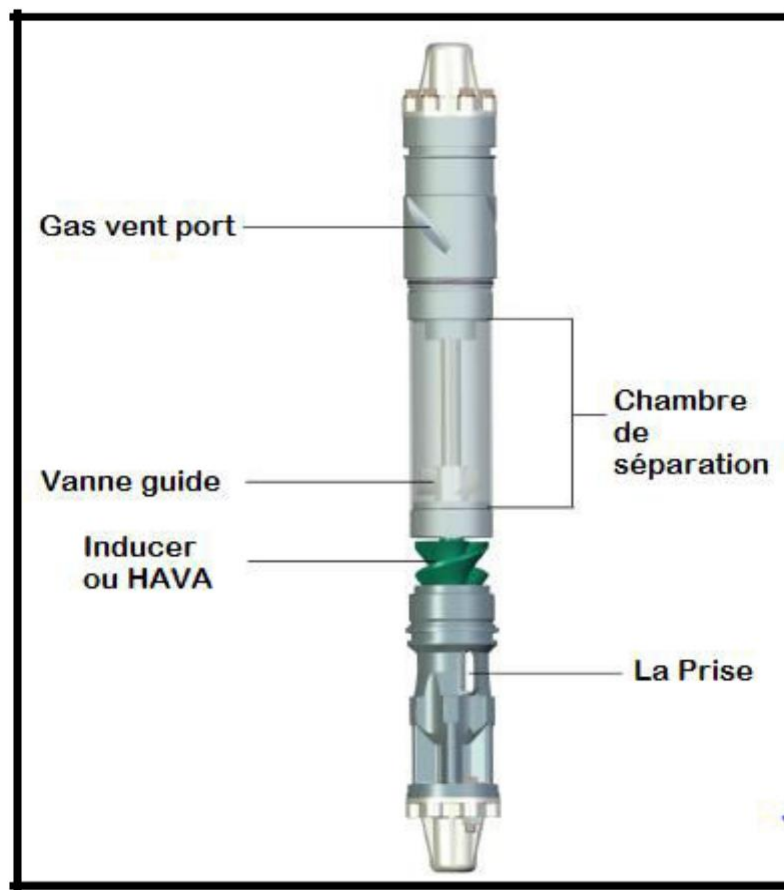
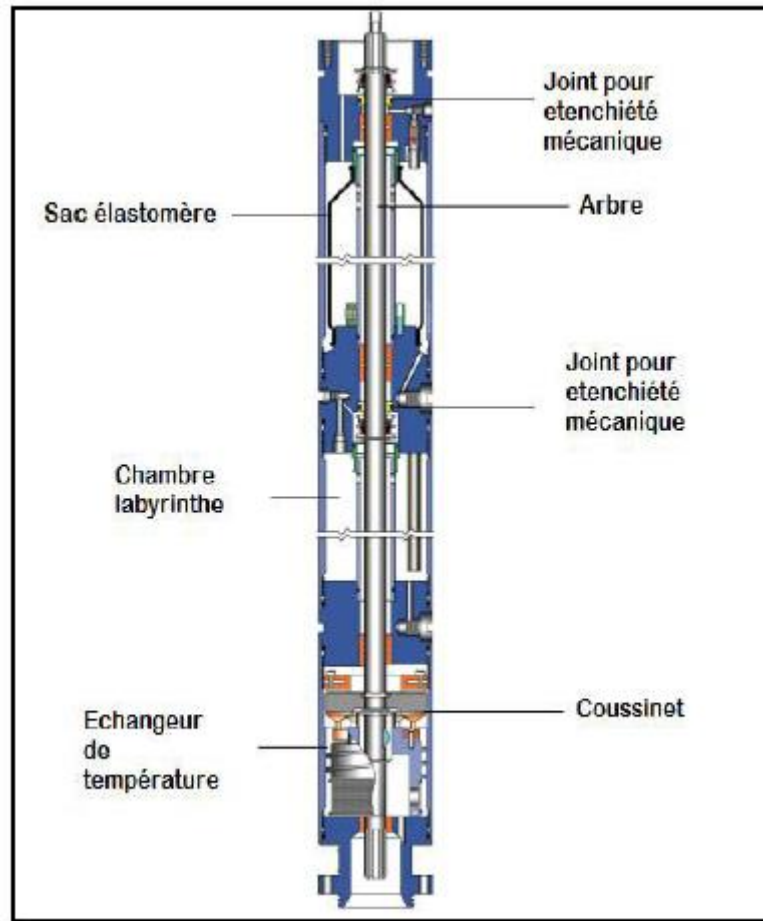


Figure III.6 : Le séparateur

- ✓ **Le protecteur :**
- **les composants du protecteur :**
 - Joints d'étanchéité mécanique (Mechanical Seals).
 - Sac élastomère (Elastomer Bag).
 - Chambre labyrinthe (Labyrinth Chamber).
 - Coussinet (Thrust Bearing).
 - Echangeur de température (Heat Exchanger). [5]

La figure III.7 montre les différents composants du protecteur.



La figure III.7 : Les composants du protecteur et séparateur

✓ **Le moteur :**

Le rôle essentiel du moteur est de convertir l'énergie électrique dans le moteur au mouvement qui va tourner l'arbre. L'arbre est connecté à la pompe à travers le protecteur et le séparateur.

Les moteurs électriques dans l'ESP sont généralement des moteurs à deux pôles, triphasé, de type à induction. Ce désigne lui permet d'atteindre un régime de fonctionnement en plein charge d'environ 3600tr/mn à fréquence de 60hz ou 2915 tr/mn à fréquence de 50hz. Selon la dimension du moteur et la longueur du câble, le voltage du fonctionnement du moteur peut alignez entre 380 et 7000 Volts. L'ampérage requis est entre 12 et 343 Amps. Les gammes de la puissance de 8 à 1000 HP dans le cas simple, configurations tandem et TUT (tandem sur tandem, créent 1000 HP). On peut descendre un moteur du diamètre un peu plus grand que la pompe et le protecteur, la seule cause c'est qu'il n'y a pas de câble le long du moteur. L'huile du moteur est sélectionnée spécifiquement pour fournir une force diélectrique optimum. [5]

✓ Le 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 (protection mécanique assuré par un blindage d'asservissement en acier ou en monel). Une gamme de dimension de conducteurs permet de satisfaire efficacement aux besoins des moteurs. Il faut que le désigne de câble prend en considération le petit diamètre ainsi les conditions agressives du puits ce qu'il concerne la haute température, les agents corrosives et le gaz libre. Il est fabriqué soit en configuration plate ou ronde, Le câble rond est normalement recommandé, mais le câble plat peut être utilisé lorsque le jeu est un problème (surtout sous le packer de l'ESP où l'espace entre la pompe et le casing est petit).

Les facteurs influant la sélection de désigne de câble sont (mais ils ne sont pas limités aux) :

- L'espace disponible dans le puits pour le câble.
- La concentration de gaz corrosive comme le sulfure d'hydrogène.
- La quantité de gaz présentée dans le fluide produit.
- Les limitations du poids imposés par les équipements de surface.
- La quantité et les types des agents corrosifs existant dans le fluide produit. [5]

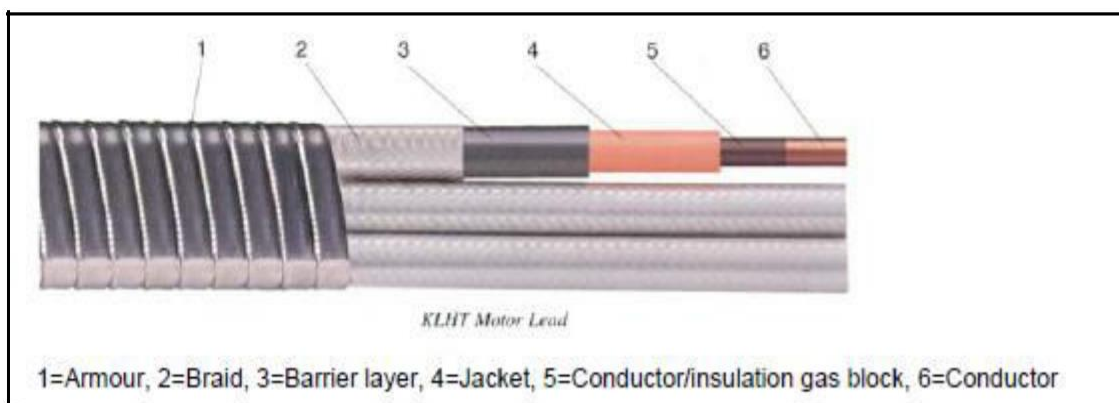


Figure III.8 : Le câble plat

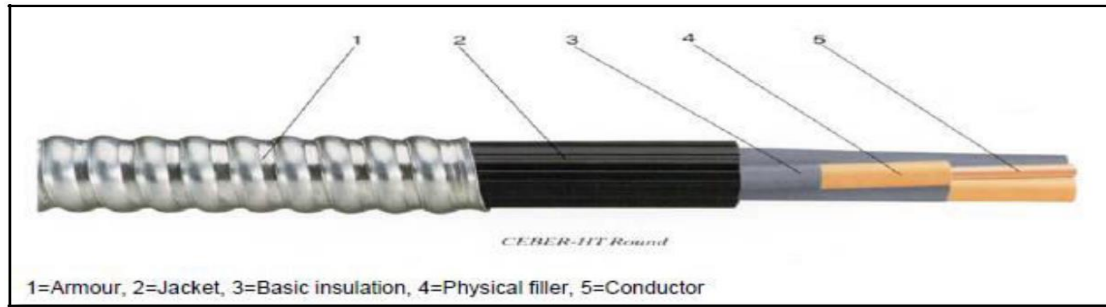


Figure III.9 : Le câble rond

III.4.2 La tête (Head) :

La pression délivrée par la pompe est nommée la tête (head), peut être mesurée en mètres ou bars. Chaque étage dans la pompe centrifuge délivre une certaine capacité de tête, cela peut être multiplié avec le nombre des étages pour déterminer le TDH (total discharge head) délivré par la pompe. Le débit délivré par la pompe dépend de la rotation de rotor, le désigne de l'étage et les propriétés du fluide pompé. [5]

III.5 Courbe de performance de la pompe électrique immergée ESP :

Cette courbe indique la relation entre la capacité de tête délivrée par la pompe et le débit passant à travers. Les caractéristiques montrées dans cette courbe (figure III.11) sont :

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

La courbe est tracé basant sur des données réelles. Généralement on peut dire que quand le débit augmente, la capacité de tête diminue, la pompe peut délivrer sa tête maximale quand il n'y a pas d'écoulement à travers la pompe (quand la vanne de décharge est fermée). [4]

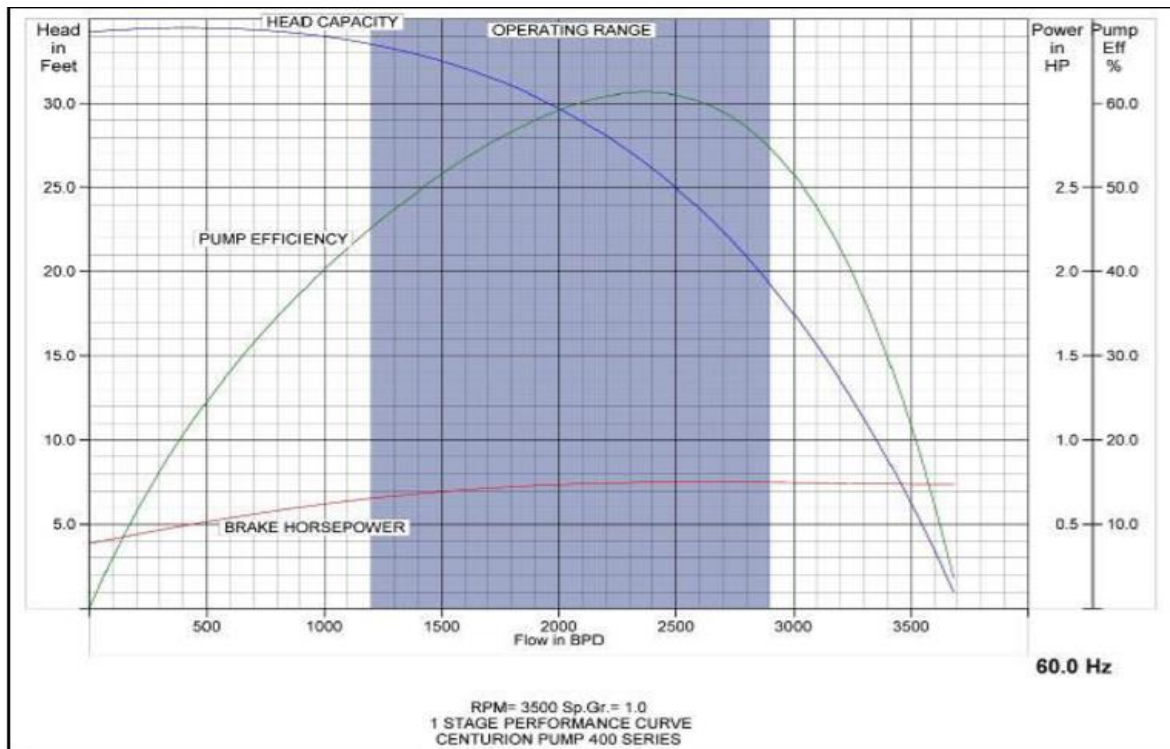


Figure III.10 : La courbe de performance de la pompe

III.6 Les Différents facteurs influant la durée de vie de la pompe électrique Immergée ESP :

- ✓ Désigne.
- ✓ Gaz libre.
- ✓ Viscosité.
- ✓ Corrosion.
- ✓ Sable.
- ✓ Dépôt.
- ✓ Eché électrique.
- ✓ Vieillessement. [4]

III.7 Critères de sélection de la pompe électrique immergée ESP :

Afin de mieux sélectionner la pompe pour un puits donné, nous allons d'abord déterminer les conditions de pompage requises. Habituellement, la pompe est installée au-dessus du trou pour permettre au fluide de passer à travers le moteur, provoquant ainsi le refroidissement nécessaire. Le débit possible est en raison de la pression de fond. Ceci est particulièrement important lorsque la profondeur de placement de la pompe augmente en raison de la chute, car lorsque le GLR est élevé, la pompe est placée au-dessus de la zone de turbulence. Nous pouvons réduire la profondeur de placement de la pompe pour minimiser la chute de pression et ont un bon effet de séparation du gaz naturel, augmentant ainsi la production. Pour toutes les installations de pompe, la pression d'aspiration doit être supérieure ou égale à 150 psi, ce qui est approximativement égal à la colonne de fluide à 350 pieds au-dessus de la pompe. Sans cette immersion, la performance de la pompe diminuera. [6]

CHAPITERE IV

Analyse du système de production

IV.1 Introduction :

Un puits peut être défini comme une conduite entre le réservoir et les installations de traitement en surface .Cette interface est nécessaire pour le transporte de fluide de réservoir jusqu'à la surface, ce qui fait un tangible actif.

Pour une production optimale, le choix de la complétion d'un puits exige certaines considérations techniques très complexes.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entrée dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (réservoir Bottom HoleFollowing pressure - P_{wf}) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (wellhead flowing pressure - P_{whf}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

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

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

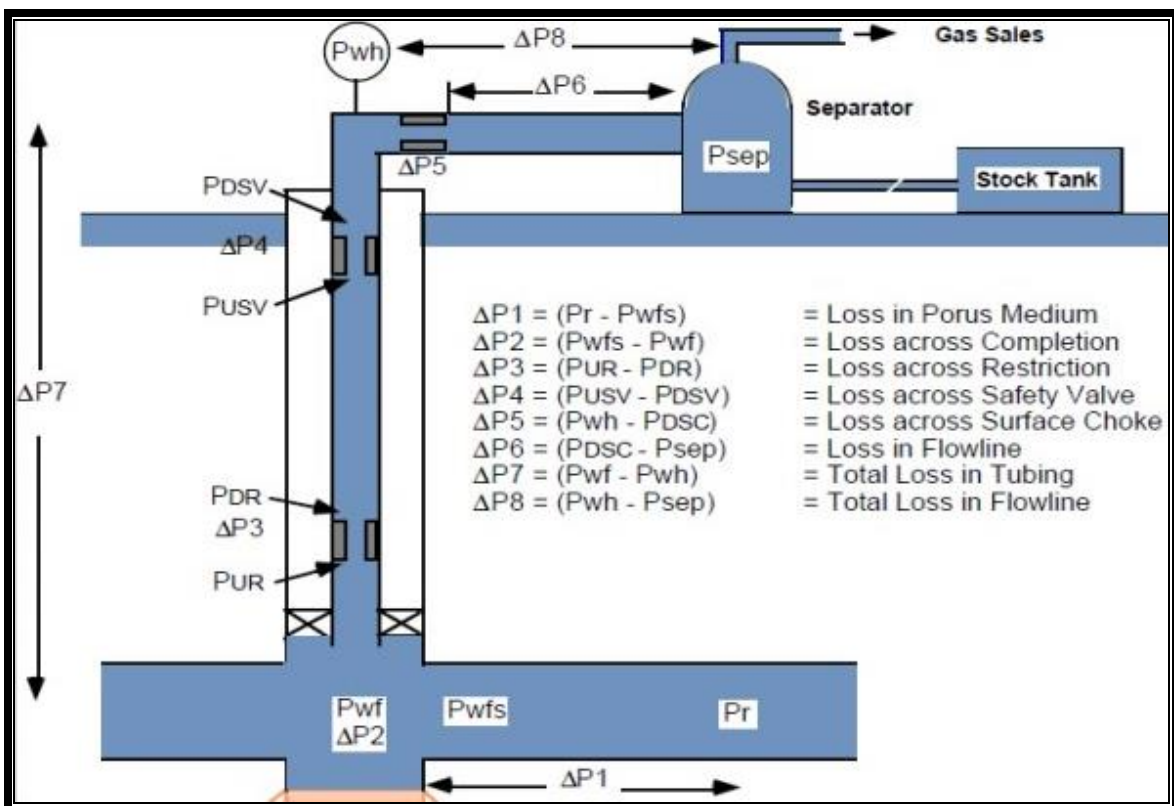


Figure IV.1 : Les pertes de charge au cours de production [7]

L'écoulement de fluide se fait en trois phases:

1. Ecoulement dans le milieu poreux.
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles (tubing).
3. Ecoulement dans les pipes horizontales. [7]

IV.2 Définition de l'analyse nodale :

Analyse nodale est une méthode qui fournit une procédure générale d'analyse de circuits utilisant des tensions de nœud comme variables de circuit.

Analyse nodale est aussi appelé la méthode Node-Voltage.

IV.3 Concept de l'analyse nodale:

Dans le système de production, Un nœud est un point quelconque entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être calculé en fonction de débit .les deux extrêmes nœud dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur , on appelle les pressions dans ces nœud ,le pression moyenne de réservoir r et le pression de séparateur $P_{sép}$ respectivement, les deux autre nœud importants sont le fond de trou (6), où la pression d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits (3),où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël.

Si les pressions sont mesurées ou calculés à chaque nœud, on peut mesurer la perte de charge entre les nœuds en fonction des débits. Certains nœuds (2,4, et 5 dans la figure IV.2) où la chute de pression se produit à travers le changement de section (safetyvalves)...etc. Le débit dans chaque nœud est en fonction de la chute de pression. [8]

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

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

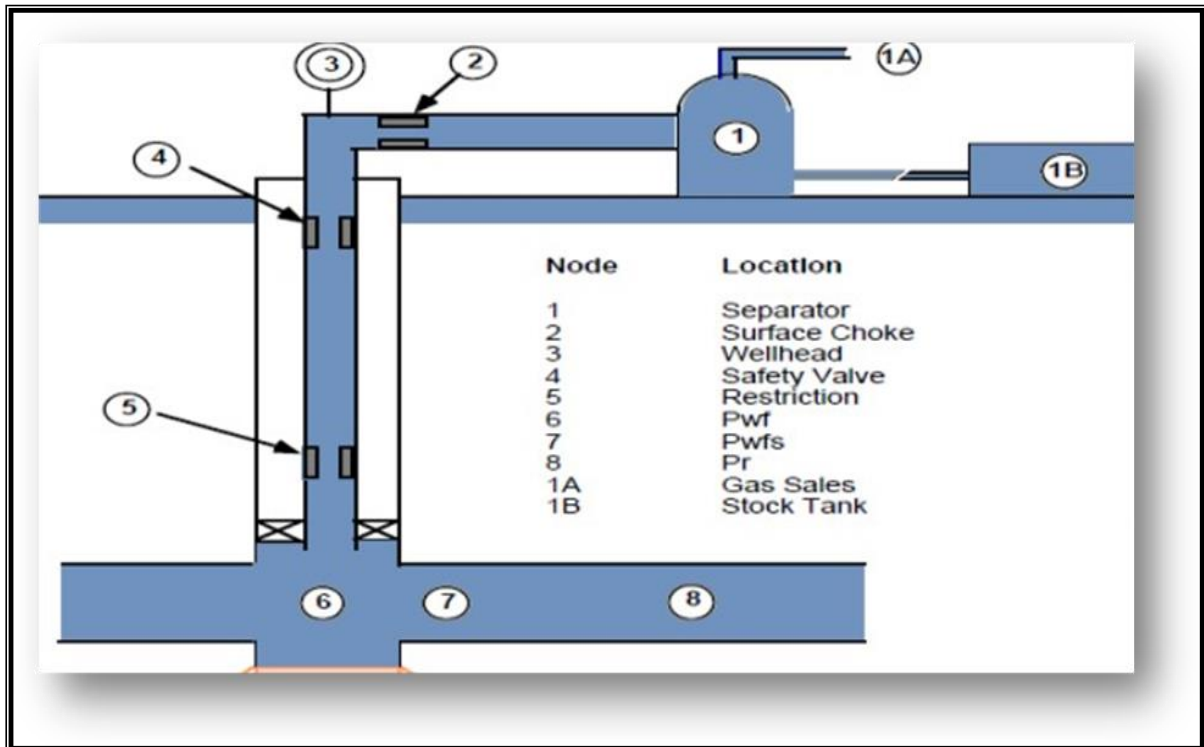


Figure IV.2 : Les différentes positions possibles des nœuds

IV.4 Procède d'application de l'analyse nodale:

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

- 1- Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.
- 2- Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse
- 3- Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement), et les corrélations désirées.
- 4- Calculer le cas et vérifiez le rendement graphiquement
- 5- Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits
- 6- Ajuster l'entrée et calculer encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires
- 7- Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas. [7]

IV.5 Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud :

Le choix d'un nœud permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

- ✓ Courbe IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
- ✓ Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- ✓ Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop versus rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- ✓ Pression de séparateur (séparation). [3]

IV.6 L'objectifs de l'analyse nodale:

- ✓ Déterminer le débit optimum d'un puits en prenant en considération les dimensionnements de la complétion.
- ✓ Vérifier chaque composante dans le système puits
- ✓ Permet d'identifier rapidement les manières avec lesquelles on peut augmenter les taux de production
- ✓ 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. [9]

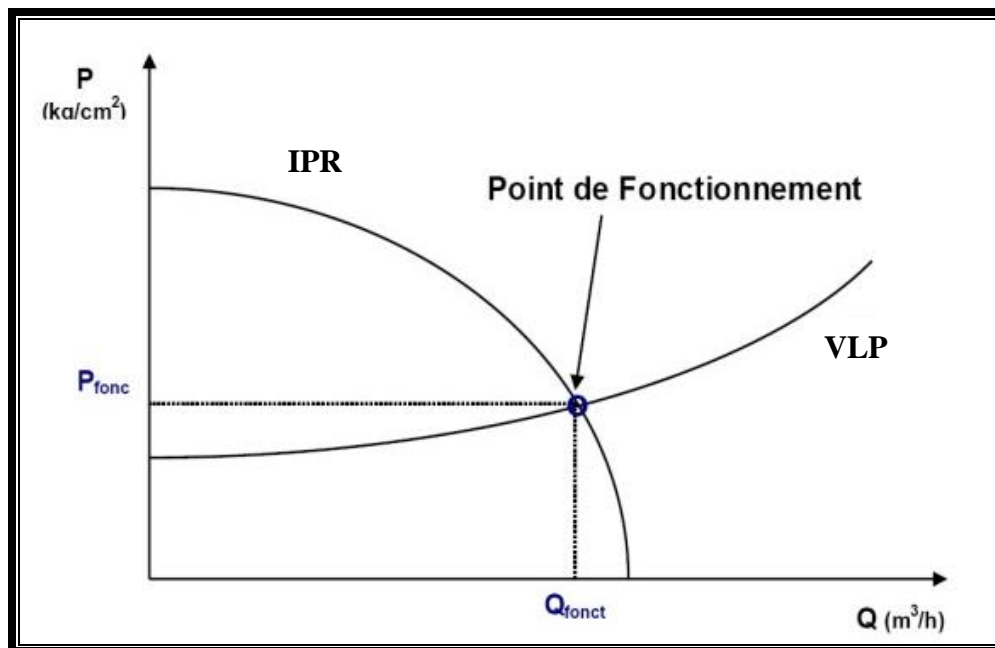


Figure IV.3: le point de fonctionnement d'un puits

V.7 Aperçu sur logiciel PIPESIM :

PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et rapidité. 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. En

séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching. Il peut être utilisé aussi pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de la surface. [10]

Ce logiciel est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes:

- ✓ L'optimisation des équipements des puits.
- ✓ L'analyse des performances des puits.
- ✓ L'analyse des réseaux des puits.
- ✓ L'optimisation de la production.

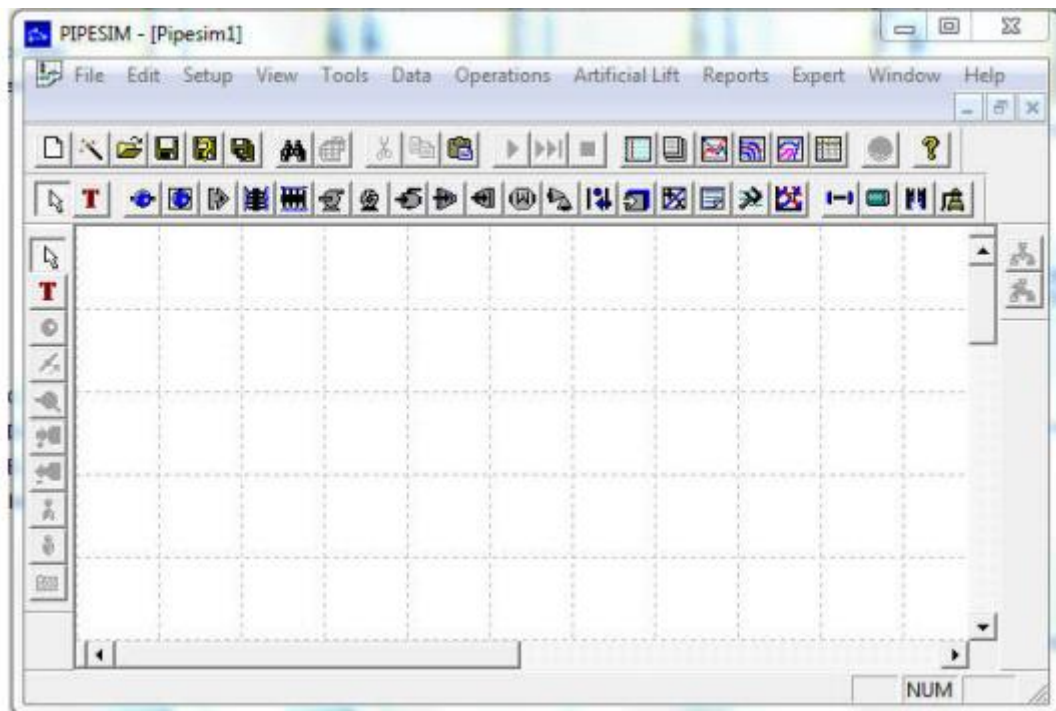


Figure IV.4 : FENÊTRE DE LOGICIEL PIPESIM 2012

IV.8 La courbe caractéristique du réservoir (IPR) :

La construction de la courbe *IPR* (*inflow performance relationship*) est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond de puits.

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.

$$Q = \frac{Cte \cdot h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \times \int_{P_{wf}}^{P_r} f(P) dP \quad \dots\dots\dots(IV.2)$$

Avec :

$$f(P) = \frac{k_o(P)}{\mu_o(P) \cdot B_o} = \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} \quad \dots\dots\dots(IV.3)$$

Avec :

- k : perméabilité absolue (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 [10]

On peut écrire la loi de DARCY pour les conditions scientifiques suivantes:

IV.8.1 Ecoulement monophasique dans le réservoir :

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'écoulement monophasique du pétrole brut dans le réservoir est représenté par la loi de DARCY suivante.

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s + \alpha q} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} (P) dP \quad \dots\dots\dots(IV.4)$$

Si l'on suppose que : k_o, μ_o, B_o indépendants de la pression, on aura :

Après intégration, la loi de DARCY devient:

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

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

Avec :

- k : perméabilité absolue de réservoir en (md).
- h : l'épaisseur du réservoir en (ft).
- Q : débit d'huile dans les conditions standards en (stbpd).
- r_e : rayon de drainage en (ft).
- r_w : rayon de puits en (ft).
- P_r : pression de gisement en (psi).

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

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

β_o : facteur volumétrique.

s : facteur de skin.

q : terme de turbulence.

Il est généralement négligé du fait de l'injection de gaz, la pression de fond aux abords du puits chute au dessous de la pression de bulle, un écoulement diphasique dans ces conditions sera établi dans le réservoir. [10]

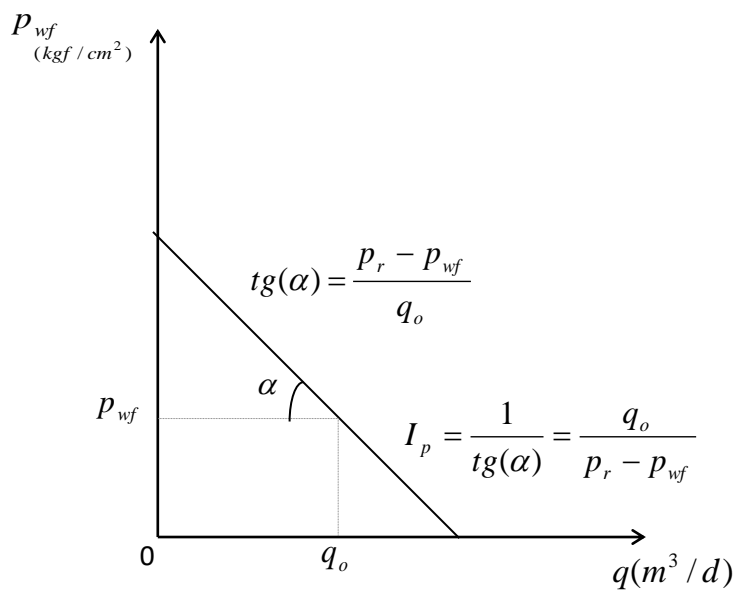


Figure IV.5 : L'IPR d'un liquide monophasique.

IV.8.2 Ecoulement diphasique dans le réservoir :

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:

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

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 :

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

$q_{o\max}$: 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 :

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

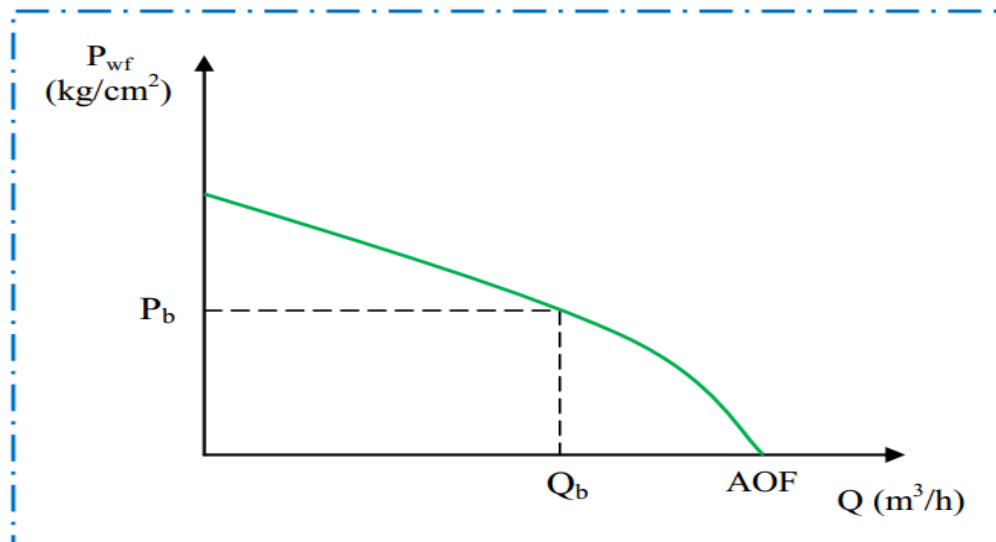


Figure IV.6: L'IPR d'un liquide diphasique. [10]

IV.9 La courbe performance du tubing (VLP) :

Cette courbe présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées.

Elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides.

Il existe plusieurs méthodes de calcul des pertes de charge pour un écoulement vertical diphasique.

L'équation générale d'un écoulement vertical d'un fluide diphasique ou même triphasique est :

$$\frac{dP}{dh_{total}} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \times V_m \times dV_m}{g_c \times dh} \dots\dots(IV.10)$$

Avec : ρ_m : la masse volumique du mélange.

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 réalisé pour le choix de corrélation. [10]

CHAPITERE V

Etude de cas pour puit ONI 321

V.1 Introduction :

Ce travail consiste à une sélection des puits candidats pour l'essai pilote de l'application de la technologie des pompes immergées dans le bloc ONI. Alors, le puits ONI 321 est considéré comme puits candidat pour ce travail. La deuxième étape de ce travail consiste au passage à la prédiction des performances de ce puits par l'analyse nodale à l'aide du Software **PIPESIM**. *SONATRACH* (Division de Production) possède le logiciel **PIPESIM (Pipeline Simulator)** de SCHLUMBERGER qui sert à optimiser et étudier la performance des systèmes de production et prévoir l'influence des différents paramètres sur les conditions d'écoulement dans les conduites verticales et horizontales. Les résultats donnés par ce logiciel sont très proches à ce qui existe dans la réalité. Ce logiciel peut être utilisé pour effectuer plusieurs opérations telles que :

- La construction des courbes de performance des puits producteurs et injecteurs.
- La définition des points de fonctionnement des puits (Qliq , Pwf). Le point de fonctionnement c'est l'intersection des deux courbes IPR et VLP.
- Le calcul des débits maximaux des puits producteurs.

V.2 Historique de production du puits ONI 321:

✓ La pression de gisement :

La pression de gisement du puits a chuté régulièrement de **246 kg/cm²** à **202 kg/cm²** pendant **2,33 ans**, avec une moyenne de **19 kg/cm²/ans**.

✓ Le débit d'huile :

Le puits a commencé à produire avec un débit environ de **6,6 m³/hr**, puis il a subi une diminution progressive. En février 2013, il a été mis en gas-lift, son débit augmente d'une façon apparente (jusqu'à **7,7 m³/hr**), mais avec le temps il atteint un débit d'environ de **3 m³/hr**.

✓ La pression de tête :

La pression de tête est presque stable à une moyenne de **27 kg/cm²**.

✓ GOR et eau récupérée :

Le GOR du puits a été pseudo-stable, puis il a augmenté depuis sa mise en gas-lift.

La production d'eau est presque nulle.

La courbe V.1 montre la variation des paramètres de production depuis la mise en production jusqu'à la fin de l'année 2016.

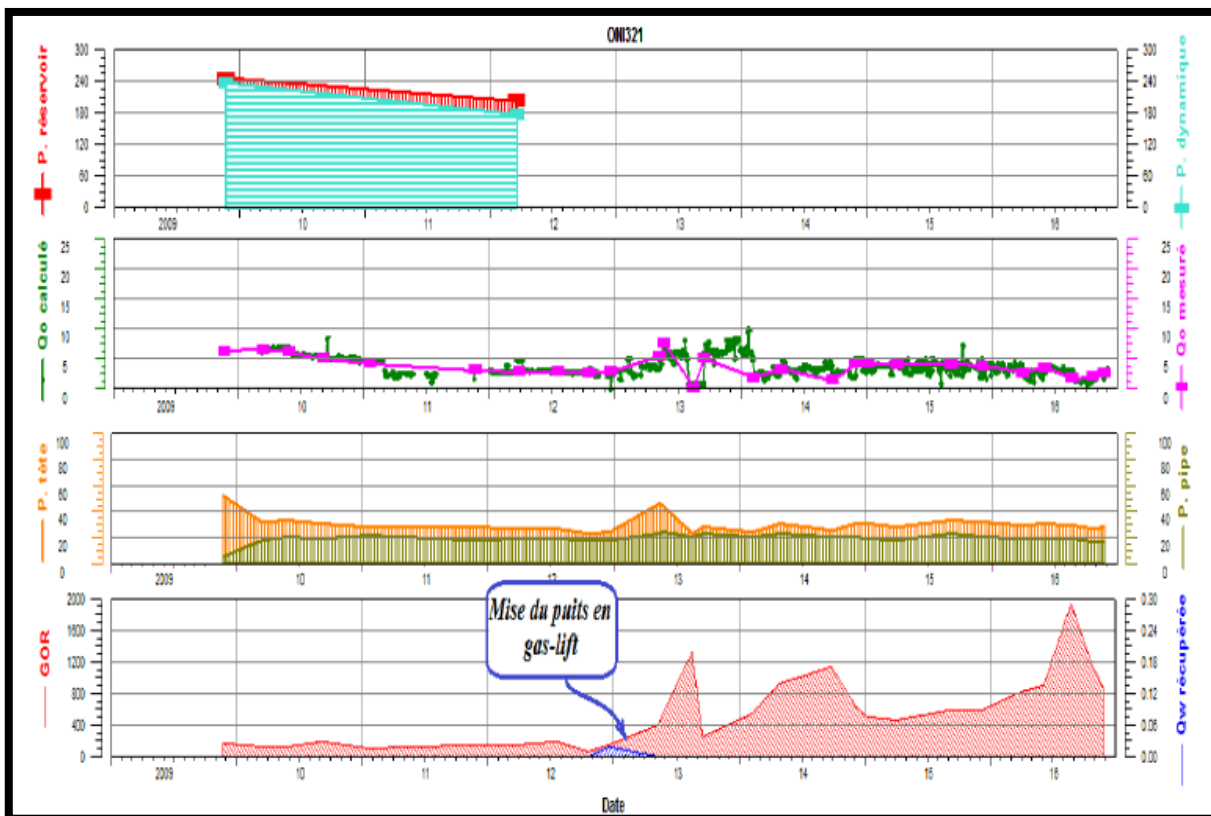


Fig. V.1. Historique de production du puits ONI 321.

V.3 Données nécessaires pour le puits ONI 321 :

Pour connaître et avoir une idée sur les informations et données essentielles du puits ONI321 présentée dans ce tableau les données du tubing et casing et la profondeur des perforations.

Tableau V.1 : Données du puits ONI321.

<i>Données du puits :</i>	
Diamètres extérieur et intérieur de tubing	OD= 2,875 in - ID= 1,441 in
Poids nominal de tubing	6,4 lb/ft
Diamètre intérieur et poids nominal du casing	OD= 7 in - ID= 6,094 in
Poids nominal du casing	32 lb/ft
Rugosité de tubing	0,016 mm
Rugosité de casing	0,016 mm
Profondeur de perforations	3412,75 m
Données d'inclinaison du puits	Vertical, MD=TVD= 3463,33 m

Pour faire cette étude on'a besoin plusieurs données nécessaire au calcul, les différents paramètres utilisés sont les suivant :

- ✓ Paramètres de réservoir : Sont obtenus à partir des tests de build up tel que IP.
- ✓ Paramètres de puits : Sont tirés de data Bank tel que Pf et Tf.
- ✓ Paramètres de PVT : Sont obtenus de service well test comme (densité d'huile et de daz et de l'eau, pression de bulle, le GOR)
- ✓ Paramètres de jaugeage : Ils sont pris de test de jaugeage par exemple (Q_L , pourcentage d'eau

Tableau V.2: Données du production pour le puits ONI 321.

<i>Données de production :</i>	
Débit de liquide désiré en surface.	6,5 m ³ /hr
Index de productivité (IP) du puits.	0,115 (m ³ /hr) / (kg/cm ²)
Pression désirée en tête du puits.	26,5 kg/cm ²
Pression statique de fond.	206 kg/cm ²
Pression dynamique de fond	181,45 kg/cm ²
Température de fond.	116 °C
Pourcentage d'eau (water cut).	0%
GOR du puits.	195 m ³ /m ³
Salinité d'huile	57 mg/l
Salinité d'eau	-

Tableau V.3: Données des fluides.

<i>Propriétés des fluides :</i>	
Densité d'huile.	42,12 API
Densité d'eau.	1,02
Densité de gaz.	0,72
Pression de bulle.	158,05 kg/cm²

La pompe est installée à une profondeur de 3330 avec une fréquence de 45 Hz.

Tableau V.4: Données de la pompe proposée pour ONI 321

<i>Données nécessaires pour la pompe :</i>	
Profondeur d'installation (après calcul de niveau dynamique)	3330 m
Fréquence de design	45 Hz

V.4 Construction de modèle de base du puits ONI321 et définition de son point de fonctionnement:

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

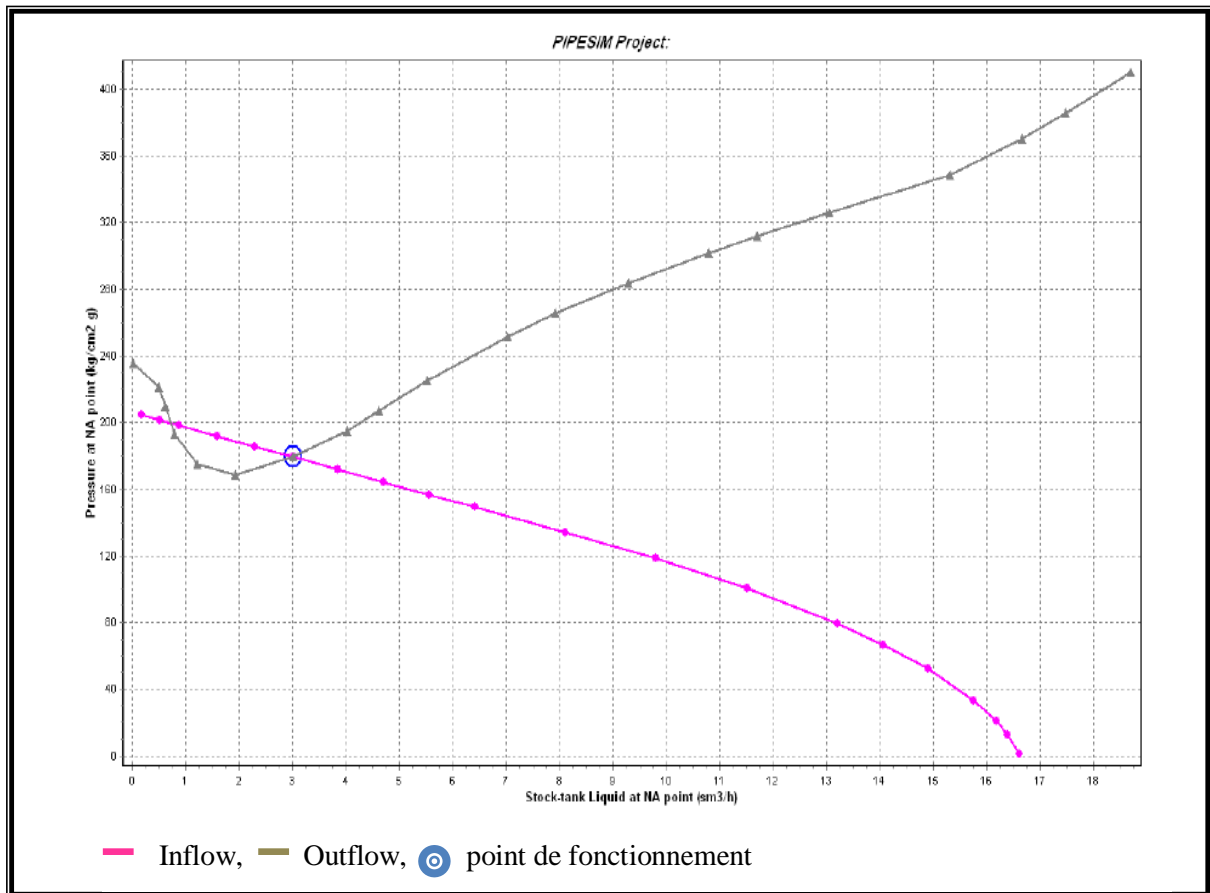


Figure V.2: Modèle initial du puits ONI 321.

V.5 Conception de la pompe en fonction des paramètres désirés :

V.5.1 Choix de la pompe :

La courbe de performance de la pompe sélectionnée est illustrée dans la Figure V.3

La pompe choisie est : **REDA 540 GN1600.**

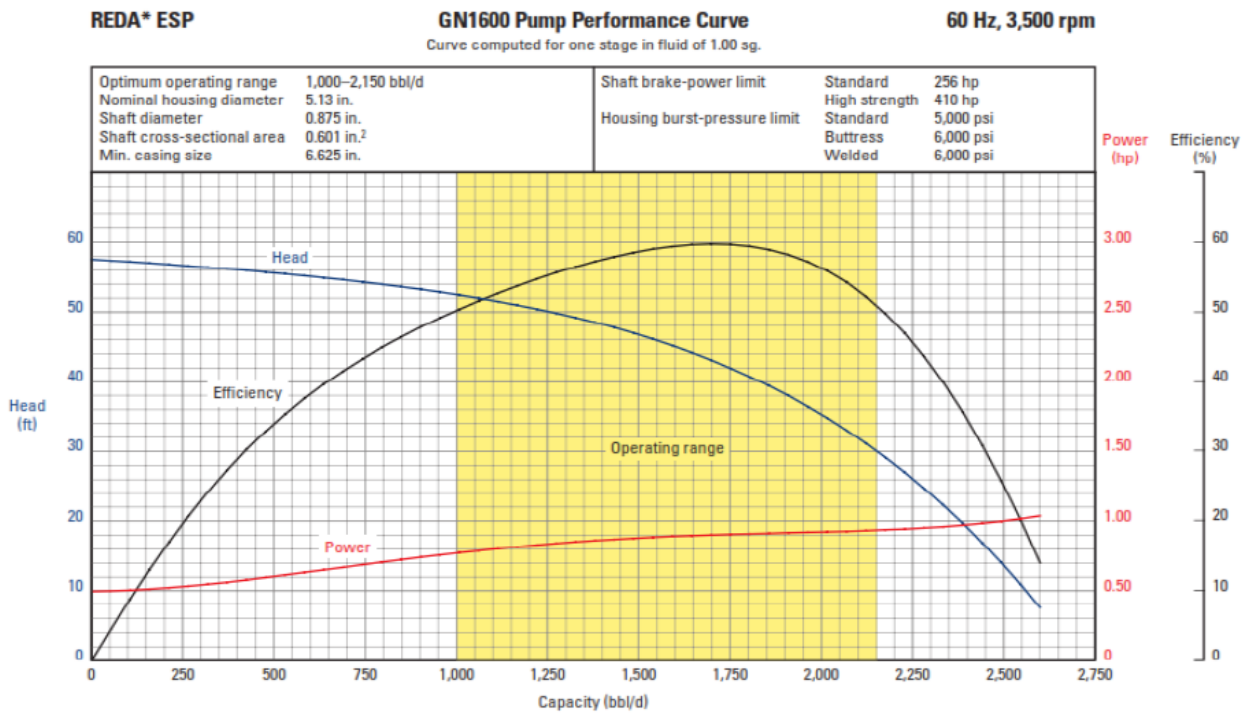


Figure V.3 : Courbe de performance de GN1600 pour une fréquence de 60 Hz.

Avec le changement des fréquences de design le domaine de fonctionnement est changé par exemple pour une fréquence de 45 Hz le domaine de fonctionnement est entre 740 bbl/d et 1615 bbl/d (figure V.4)

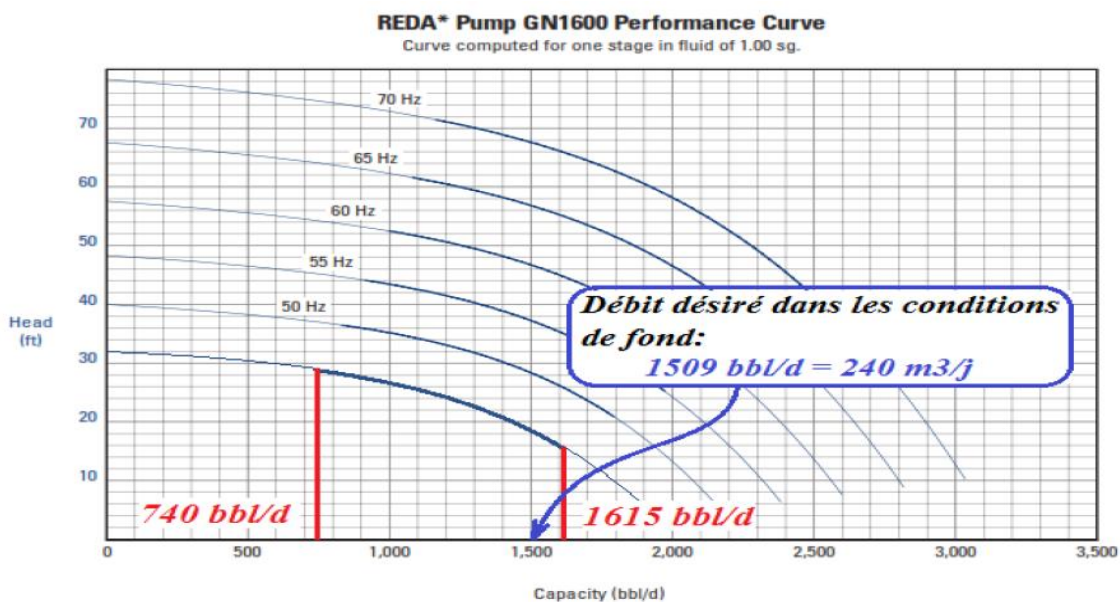


Figure V.4 : Courbes de performance de GN1600 pour des fréquences variables.

✓ **Résumé des résultats pour la pompe :**

Insérer les paramètres nécessaires de pompe "pump design data" et de puits et on clic sur "select pump" pour sélectionné la pompe convenable parmi les pompes proposée par PIPESIM.

Le débit désirable de puits doit être convenable avec le choix de moteur et de pompe, et aussi avec la pression de fond dynamique (120,8 bar).

Dans le cas de puits ONI321, on a choisie comme un débit désirable $Q = 6,5 \text{ m}^3/\text{h}$.

Le choix de pompe ESP est très important dans le design. On choisir la pompe selon le débit minimum et maximum supporté par la pompe on tien compte la chute de l'IP de puits, le diamètre de casing et l'efficacité de la pompe.

Pour le puits ONI321 la pompe choisie est :

Tableau V.5: Résumé des résultats de la pompe pour ONI 321.

Type de la pompe	REDA 540 GN1600
Total Dynamic Head	864,19 m
Nombre d'étages nécessaires	143
La pression d'aspiration de la pompe (PIP)	146,8 kg/cm ²
La pression de refoulement (PDP)	200,36 kg/cm ²
Puissance hydraulique nécessaire	36,36 Hp
Efficacité de la pompe au débit désiré	53,43 %
Shut-In Head	8294 ft
Pression correspondante au Shut-In Head	2205 psi
Limite d'éclatement de Housing	5000 psi
Housing résistant	Ok

V. 5.2 Choix du moteur :

Après, On doit sélectionner le moteur convenable pour le bon fonctionnement de la pompe. PIPESIM nous a proposé les moteurs disponibles.

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).

Tableau V.6: Résumé de résultats du moteur pour ONI 321.

Type du moteur choisi	REDA 540 S
Puissance nécessaire	37,5 hp
Efficacité du moteur	79,78 %
Puissance électrique nécessaire	47 hp
Puissance nominale (à 60 Hz)	50 hp
Tension nominale (à 60 Hz)	1000 V
Courant nominal (à 60 Hz)	30,5 A
Courant actuel consommé pour 45 Hz	28,67 A
Vitesse d'effluent autour du moteur	2,6 ft/s

V.5.3 Choix du câble :

- ID casing: 6,094 in
 - OD tool joint 2 7/8: 3,240 in
- Alors: OD câble < 6,094 - 3,240

Le diamètre du câble doit être inférieur à **2,854 in**.

On choisie le câble rond « **REDALEAD AWG 4** » et la partie du câble plat « **REDAMAX AWG 6** ».

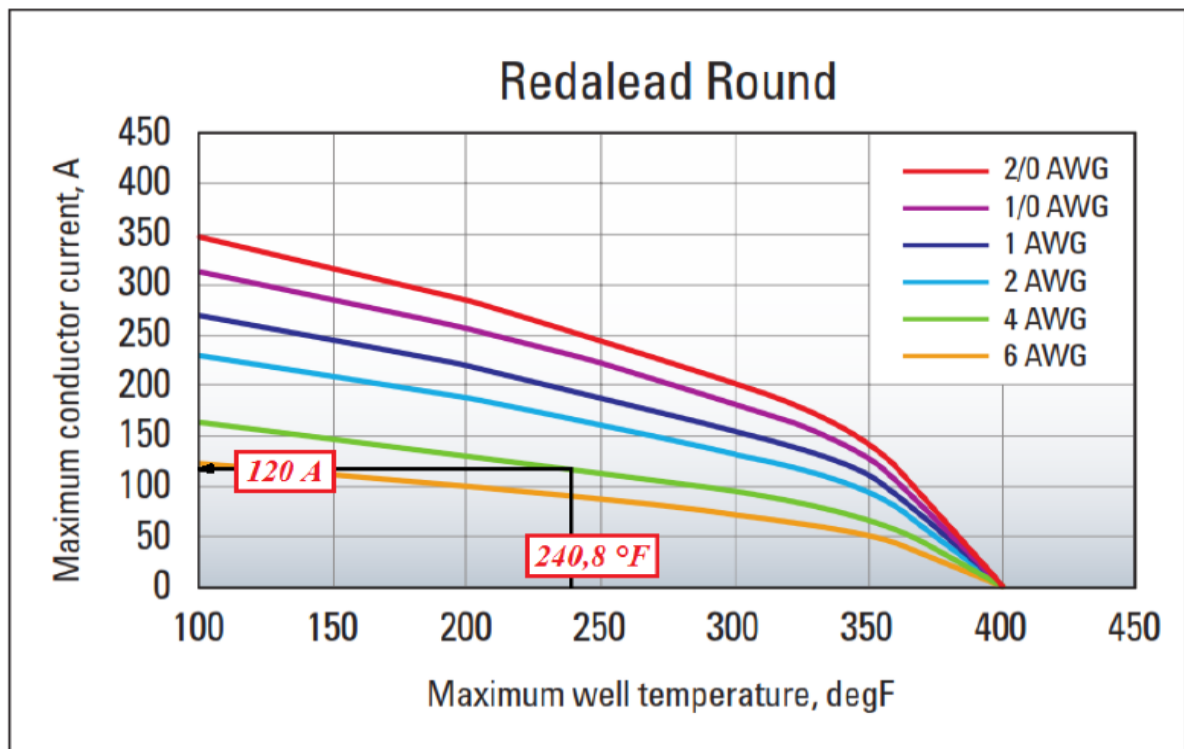
Vérification de résistance au courant opératoire:

Figure V.5 : Capacité d'ampérage du câble rond à 240,8 °F.

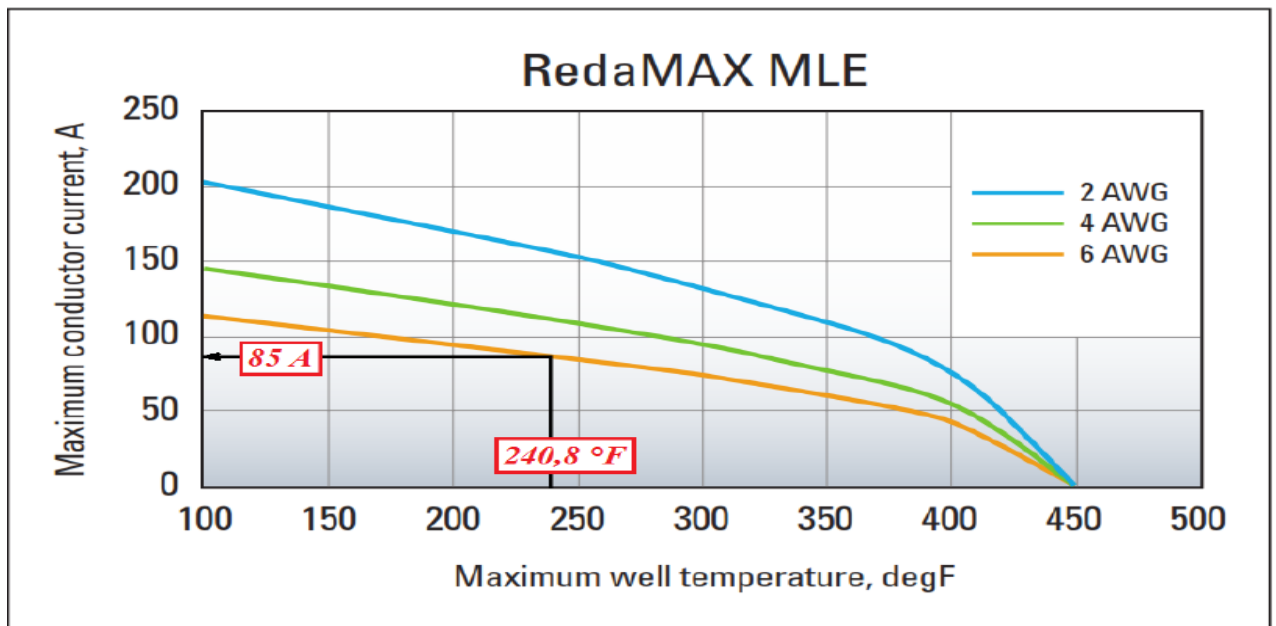


Figure V.6 : Capacité d’ampérage du câble plat à 240,8 °F.

✓ *Résumé de résultats pour le câble :*

Tab. V.7: Résumé des résultats du câble pour ONI 321.

Câble rond	
Type	REDALEAD AWG 4
Longueur	3360 m
Diamètre	1,279 in
Courant maximal supporté à 240,8 °F	120 A
Câble plat	
Type	REDAMAX AWG 6
Longueur	20 m
Epaisseur	0.448 in
Largeur	1.155 in
Courant maximal supporté à 240,8 °F	85 A
câble du système ESP	
Longueur totale	3180 m
Pertes de tension par 1000 ft (pour 77°F)	10,1 V
Pertes de tension corrigé par 1000 ft (pour 240,8°F)	13,7654 V
pertes totales de tension	152,7 V
Tension nécessaire à la surface	1152,7 V
Puissance nécessaire à la surface	57,24 KVA

V.5.4 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 fait l'intégrer dans le modèle pour avoir le nouveau point de fonctionnement du puits.

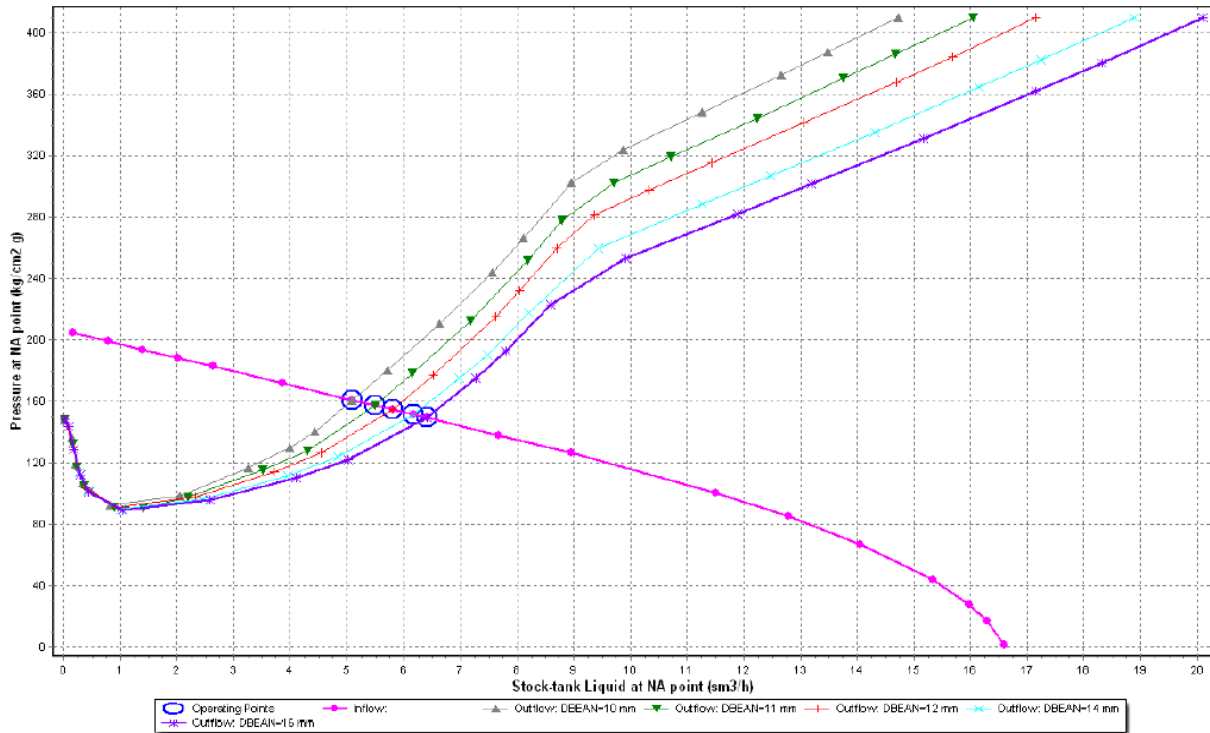


Figure V.7: Point de fonctionnement du puits ONI 321 après l'intégration de la pompe dans le modèle.

On observe que le débit du puits augmente de 3 m³ (sans pompe) à 6,5 m³ (avec pompe) pour la même duse 16 mm.

Dans ce qui suit on va faire une simulation de changement de fréquence pour des diamètres variables de duse. Le graphe suivant montre leur influence sur le débit du puits :

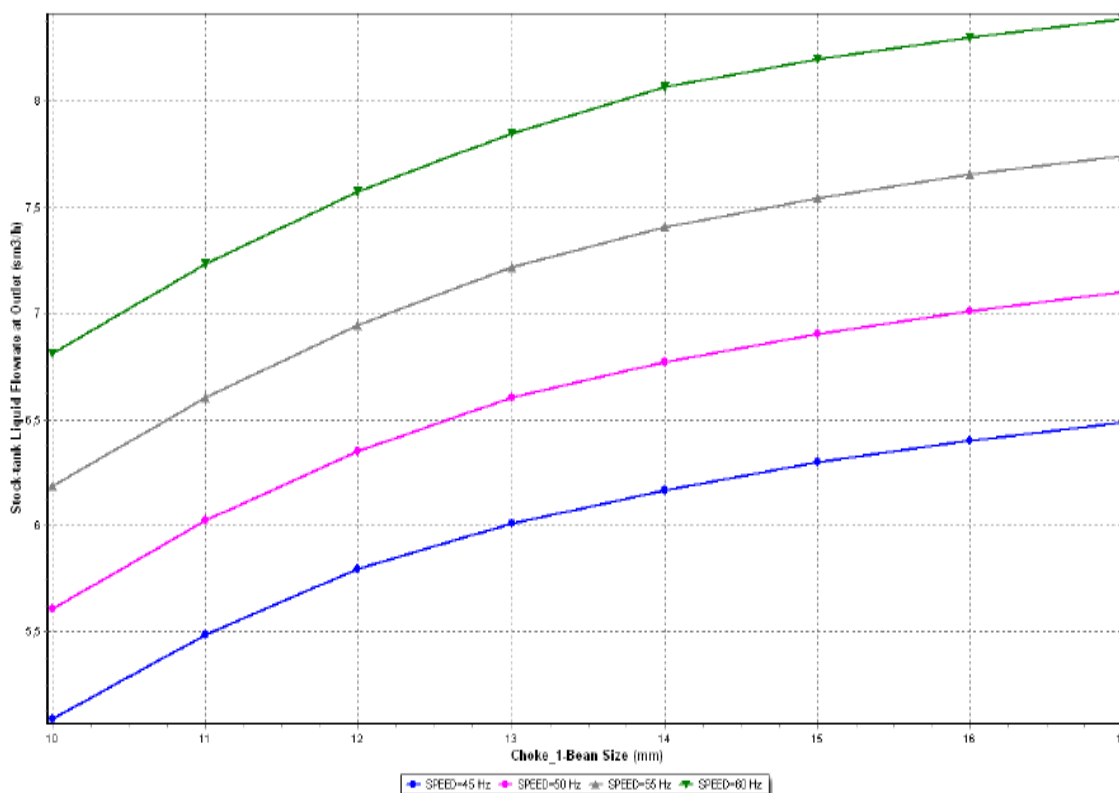


Figure V.8 : Variation du débit d’huile du puits ONI 321 en fonction de fréquence et de diamètre de duse.

V.5.5 Plan d’eau dans le puits ONI 321 :

Le plan d’eau dans le puits ONI321 se trouve à la profondeur 3453,5 m/TR. L’intervalle perforé compris entre 3403 et 3440 m/TR. Le plan d’eau se situe alors à 13,5 m par rapport au «bottom perforations ».

Si le débit de soutirage est supérieur au débit critique d’activation de conning d’eau, cette distance peut être considérée courte pour que l’eau arrive aux perforations. Si ce cas est atteint, le puits sera noyé, et on n’aura que la production d’eau.

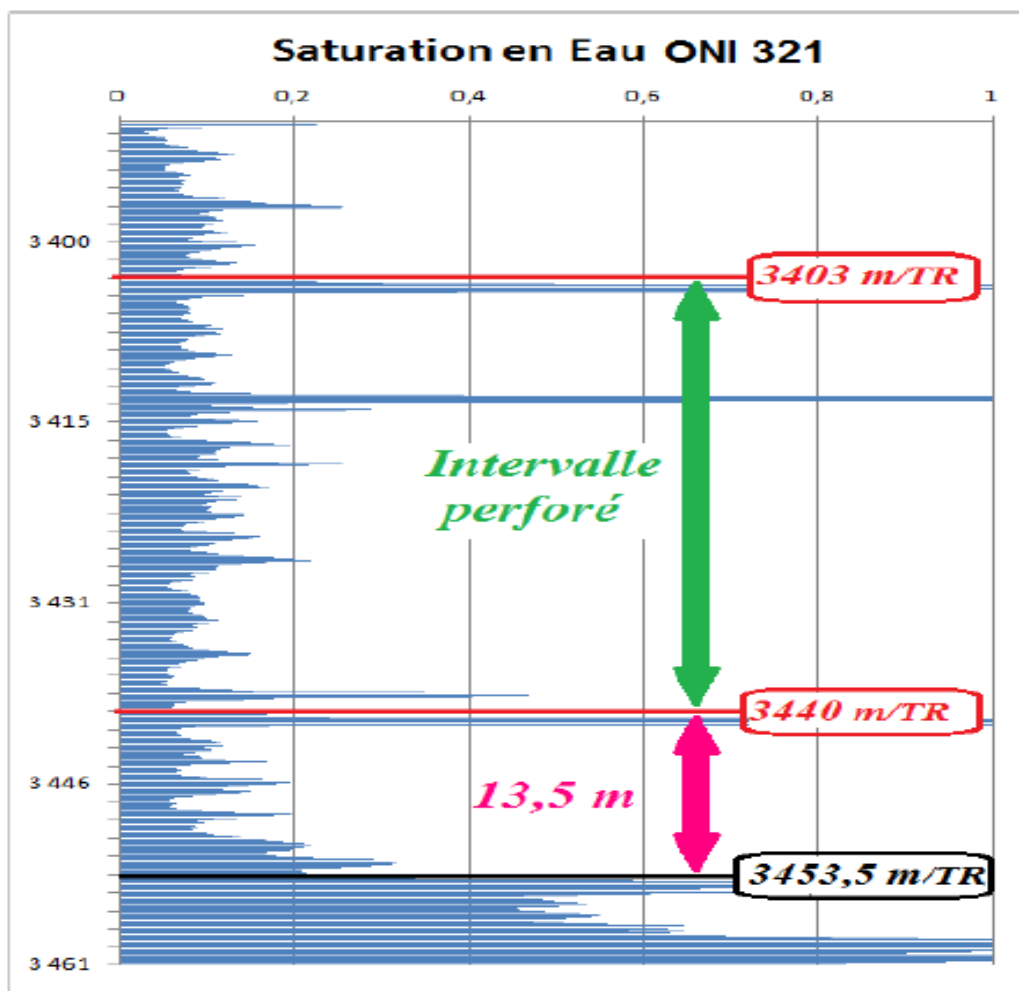


Figure V.9: Plan d'eau dans le puits ONI 321.

Conclusion générale

D'après cette étude on peut dire que le levage artificiel par la pompe immergée électrique (ESP) est une option viable pour stimuler la production de pétrole surtout pour un puits candidat.

Pour le puits ONI 321 La pompe est descendue dans le puits sans aucune anomalie. Et après l'utilisation les remarques suivantes sont notées :

- ✓ Pendant le test, la pompe s'arrête après l'admission d'air et la pompe est puissante Par rapport au drawdown du puits.
- ✓ Si le système de pompe maintient toujours une vitesse de fonctionnement stable, un taux de productivité élevé peut être observé.
- ✓ La pompe ESP a donné un gain de production important.
- ✓ On observe que le débit du puits augmente de 3 m³/h (sans pompe) à 6,5 m³/h (avec pompe).

Recommandations :

- ✓ L'exploitation de cette installation est un bon investissement pour le futur
- ✓ La défaillance du système de pompage dans un seul puits ne signifie pas sa défaillance dans le puits de forage. Pour l'ensemble du champ, il est recommandé de rédiger une idée plus claire
- ✓ Un désigne de plateforme est recommandé pour un emplacement bien déterminé des équipements de surface.
- ✓ Il est recommandé de prévoir une bonne surveillance du puits à travers des paramètres de surveillance fonctionnement des pompes et des puits de pétrole pour optimiser le fonctionnement des pompes système.
- ✓ Avant d'installer le système, il faut tenir compte de tout problème d'exploitation pouvant exister apparu dans le puits.
- ✓ Il faut pas utiliser la pompe ESP dans les puits de GOR élevé, car il pose le risque de cavitation de la pompe.

Bibliographie

- [1] Présentation **SONATRACH** : La région Hassi Mesaoud.
 - [2] **Clegg, J. D., Bucaram, S. M. and Hein, N. M., Jr.:**
"Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods." JPT, Décembre 1993, 1128–67.
 - [3] **Beggs, H. D** : "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI, 1999.
 - [4] **MEMOIRE DE FIN D'INDUCTION** : Intérêt de la pompe électrique immergée au niveau de champ de HMD, SH-DP HASSI MESSAOUD 2015.
 - [5] **Gabor Takacs, 1947-** "Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance"/. ISBN 978-1-85617-557-9.
 - [6] **Mohamed Banaga,** "Electrical submersible pump manual for clients" 20-05-2009.
 - [7] **CHIHAI 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
 - [8] **Forage – puits** : Techniques d'activation & intervention sur puits HMD / Centre IAP – Du 18 au 23 avril 2015 / M. Gérard L'HOPITEAU.
 - [9] **MAANANI Ramzi, HANI Ilyas:** Performance de l'anneau d'huile d'ALRAR, mémoire de fin d'étude ingénieur d'état, Université de Boumerdes, 2010.
 - [10] **Kermit E.Brown** : "The technologie of artificiel lift methodes" (volu 1) :
 - Rapport journaliers ONI 321.
-

