

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2024

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 Professionnel

Présenté Par :

GRINE Rabah, HOUFANI Abdelbaki

-THÈME-

Implémentation de la pompe électrique submersible ESP transcoil rigless sur le champ pétrolier RERN (puits A6)

Soutenue le : 06/06/2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr.Dada Saada	(MAA)	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Examinatrice :	Mme.Belmiloud Fatima Zohra	(MAA)	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Rapporteur :	Mr.Mohamed Ali Arbaoui	(MCA)	Univ. Kasdi Merbah Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier "ALLAH", le Clément, de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

*Ensuite, nous exprimons toute notre gratitude à Mr **MOHAMED ALI ARBAOUI** pour la confiance qu'il nous a témoignée en acceptant de suivre ce thème.*

*Puis, nous tenons à dire un grand merci à Le tunisien Senior artificiel lift Mr **LOTFI NASRAOUI** et Senior petroleum engineer Mr **MOHAMED ZEGAIT** pour tous ses efforts et ses encouragements fournis durant la réalisation de ce travail.*

*De plus, Nous remercions les membres du jury D'examen, Mr **DADA SAADA** et Mme **BELMILOUD FATIMA ZOHRA** d'avoir accepter d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla, qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus universitaire.*

Par ailleurs, nous tenons à exprimer notre gratitude à toutes les autres personnes, dont le nom n'est pas mentionné, qui ont apporté leur soutien et leurs conseils au cours de cette recherche. Vos contributions ont eu un impact significatif sur cette thèse.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

À mon cher père pour ses

Sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

À ma chère mère pour

Toutes ses prières qui m'ont donné l'appui.

Qui m'a encouragé.

À mes frères WALID et MOHAMED

Ainsi,

Que toute ma famille et mes proches.

À tous mes amis avec qui j'ai passé mes

Meilleurs moments.

À toute personne qui a prié pour mon succès et mon

Bonheur.

RABAH

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Mon Père, pour ses sacrifices inlassables qui ont permis la réalisation de mes aspirations.

Ma mère précieuse, pour ses prières constantes qui m'ont apporté le soutien et la motivation nécessaires.

À ma femme et mes filles LINA et SARA

À mes chers frères et sœurs

Ainsi

Que toute ma famille et mes proches.

À tous mes amis avec qui j'ai vécu des moments inoubliables.

À tous ceux qui ont prié pour ma réussite et mon bonheur.

ABDELBAKI

Résumé

ملخص

الهدف من الرفع الإصطناعي هو تحسين وزيادة الإنتاج في الآبار التي تتميز بطاقة إنتاجية منعدمة أو غير كافية. مضخة ESP Transcoil هي إحدى تكنولوجيات الضخ التي يجري استخدامها لأول مرة في حقل النفط الجزائري (بئر رباع شمال) BRN، ما يجعل هذا النظام فعال هو أنه لا يحتاج إلى وحدة صيانة الآبار (work over) لإزالتها أو تثبيتها في حالة حدوث عطب كل ما تحتاجه هو وحدة الأنابيب الملتفة. الهدف من هذه الدراسة هو محاكاة التدفق وتقييم أداء البئر باستخدام برنامج PROSPER، تحليل طريقة وإجراءات التركيب، بالإضافة إلى الأثر الاقتصادي لتثبيت هذا النوع من المضخات مقارنةً ببئر آخر في نفس الحقل. وفقاً للنتائج، كان هناك مكسب بقيمة 2 مليون دولار بسبب انخفاض توقف البئر عن الإنتاج.

الكلمات المفتاحية: الرفع الإصطناعي، وحدة صيانة الآبار (work over)، ESP transcoil، الضخ، PROSPER.

Abstract

The aim of artificial lift is to improve and increase production from wells that are not or insufficiently eruptive. The ESP Transcoil pump is one of today's pumping technologies, which was first used on Algeria's BRN (Bir Rebaa Nord) oil field. This system is characterised by the absence of a work-over device to uninstall or install a second time in the event of a breakdown: all that is required is a coil tubing unit. The aim of this research is to carry out a flow simulation and evaluate the performance of the well using PROSPER software. By analysing the installation method and procedure, as well as its economic impact compared with another well in the same field. According to the results, there was a gain of \$2 million due to the reduction in the shutdown of the well.

Key words: Artificial lift, work-over, ESP transcoil, pumping, PROSPER.

Résumé

L'activation du puits a pour but d'améliorer et d'accroître la production des puits qui ne sont pas ou insuffisamment éruptifs. La pompe ESP Transcoil est l'une des technologies de pompage actuelles, qui a été initialement utilisée sur le champ pétrolier algérien BRN (Bir Rebaa Nord). Ce système se caractérise par l'absence d'un appareil de work-over pour désinstaller ou installer une seconde fois en cas de panne : il n'est requis qu'une unité de coil tubing. L'objectif de cette recherche est de réaliser une simulation du débit et d'évaluer les performances du puits en utilisant le logiciel PROSPER. En analysant la méthode et la procédure d'installation, ainsi que son impact économique en comparaison avec un autre puits du même champ. Selon les résultats, il y a eu un gain de 2 millions de dollars en raison de la diminution de l'arrêt du puits.

Mots clés : Activation du puits, work-over, ESP transcoil, pompage, PROSPER.

Table des matières

Remerciement	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	IV
Table des matières.....	V
Liste des figures	IX
Liste des tableaux.....	XII
Liste des symboles et abréviations.....	XIII
Introduction.....	1

Chapitre I: Généralité sur l'activation du puits

I.1. Théorie sur l'activation des puits.....	3
I.1.1 Définitions	3
I.1.2 Les puits éruptifs	3
I.1.3 Les puits non éruptifs	3
I.2. Les différentes types d'activations des puits	4
I.2.1 Le pompage par tiges.....	4
I.2.1.1 Description générale	4
I.2.1.2 Principe de fonctionnement	5
I.2.2 Pompe électrique submersible (ESP)	7
I.2.2.1 Description générale	7
I.2.3 Pompe hydraulique.....	9
I.2.3.1 Principe de fonctionnement	9
I.2.3.2 Détails techniques	10
I.2.4 Gas-Lift.....	12
I.2.5 Pompe à jet	13
I.2.6 Pompe à cavité progressive	15
I.3. Choix d'une méthode d'activation.....	16

Chapitre II: Pompe électrique submersible (ESP)

II.1. Historique de la pompe ESP.....	17
II.2. Principe de fonctionnement.....	18
II.3. Les composants d'un système ESP	19
II.3.1 Les équipements de fond.....	19

II.3.1.1	La pompe	19
II.3.1.2	Le moteur électrique	22
II.3.1.3	Séparateur de gaz	23
II.3.1.4	Le protecteur	24
II.3.2	Les équipements de commande en surface	24
II.3.2.1	Variable speed drive (VSD).....	24
II.3.2.2	Transformateur	25
II.3.2.3	Junction box.....	25
II.3.3	Le câble électrique	25
II.4.	L'ESP de type transcoil.....	27
II.4.1	Définition	27
II.4.2	Les avantages d'installation.....	27
II.4.3	Principales étapes de déploiement d'ESP Trancoil	28
II.4.4	Conception de complétion du transcoil.....	28
II.4.4.1	Complétion permanent.....	28
II.4.4.2	Complétion récupérable.....	28
II.4.5	Configurations spécifiques d'ESP transcoil	29
II.4.5.1	ESP inversé.....	29
II.4.5.2	Vanne de sécurité.....	29
II.4.5.3	Câble ESP Trancoil	30

Chapitre III: Analyse Nodale et aperçus sur le PROSPER

III.1.	Historique de l'analyse nodale	31
III.2.	Procédure de l'analyse nodale.....	31
III.3.	Inflow Performance Relationship (IPR).....	33
III.3.1	Loi de Darcy	34
III.3.2	Méthode de l'indice de productivité.....	34
III.3.3	Méthode de VOGEL-STANDING	35
III.4.	Performances Du Puits (Outflow Performances (VLP)).....	35
III.4.1	Déférent type de corrélation	37
III.5.	Les objectifs de l'analyse nodale	37
III.6.	Utilisation du logiciel PROSPER.....	37
III.6.1	Aperçu sur le logiciel PROSPER.....	37

III.6.2 Organigramme de fonctionnement du PROSPER	38
III.6.3 Généralités sur l'interface PROSPER.....	39
III.6.3.1 Système Summary	39
III.6.3.2 Les données PVT	41
III.6.3.3 Caractérisation de courbe IPR (Inflow Performance Relationship).....	41
III.6.3.4 Équipement de fond de complétion.....	42
Chapitre IV: Étude de Cas Puits A6	
IV.1. Développement du Champ RERN	43
IV.1.1 Historique de développement du champ RERN.....	43
IV.1.2 Description du puits A6.....	44
IV.1.3 Historique de production de puits A6.....	44
IV.1.4 Les principaux problèmes de ce puits.....	46
IV.1.5 Comportement de la pression du réservoir RERN	47
IV.2. Critères de choix de puit pilot A6	48
IV.3. Les problèmes liés aux ESP conventionnelles et recommandation de l'ESP Transcoil	48
IV.4. Analyse des performances du puit A6	49
IV.5. Modélisation du puits par PROSPER	51
IV.5.1 Optimisation du Puits	55
IV.5.2 Courbe IPR/VLP.....	56
IV.6. Programme de déploiement du Transcoil sur le puit A6	56
IV.6.1 Schéma de réalisation de puits A6.....	56
IV.6.2 Les étapes d'installation de la complétion et modification de la tête de puits.....	57
IV.6.2.1 Tête de puits	58
IV.6.3 Les étapes d'installation de l'ESP Transcoil	58
IV.6.3.1 Caractéristiques du câble à utiliser.....	59
IV.7. Durée de vie de l'ESP Transcoil	60
IV.8. Etude économique.....	61
IV.8.1 Coût d'installation de la pompe ESP conventionnelle	61
IV.8.2 Coût d'installation de la pompe ESP transcoil	63
IV.8.3 Etude comparative (économique).....	64
Conclusion.....	65
Recommandations	66

Bibliographies67
Annexes.....69

Liste des figures

Figure I.1: Pompage par tiges	5
Figure I.2: Les principales phases du cycle de pompage.....	6
Figure I.3: Pompe électrique submersible (ESP).....	8
Figure I.4: Pompe hydraulique	10
Figure I.5: Circuit de la pompe hydraulique.....	11
Figure I.6: Système du gas-lift.....	12
Figure I.7: Pompe à jet.....	14
Figure I.8: Pompe à cavité progressive.....	15
Figure II.1: Arutunoff et son moteur ESP	17
Figure II.2: Système de la pompe électrique submersible.....	18
Figure II.3: Pompe centrifuge.....	19
Figure II.4: impulser	20
Figure II.5: Etage de la pompe (stages).....	21
Figure II.6: Le chemin d'écoulement du fluide.....	21
Figure II.7: Moteur Electrique.....	22
Figure II.8: Séparateur de gas.....	23
Figure II.9: Drive à vitesse variable	24
Figure II.10: Arrangement de puissance électrique d'un puits ESP typique.....	25
Figure II.11: Câble électrique	26
Figure II.12: Les points faibles du câble ESP conventionnel.....	26
Figure II.13: Shéma simplifier de l'ESP transcoil	27
Figure II.14: La complétion permanent et récupérable	28
Figure II.15: Conception ESP transcoil	29
Figure II.16: Vanne torus.....	30

Figure III.1: Les différentes positions des nœuds	32
Figure III.2: Point de fonctionnement	33
Figure III.3: L'organigramme de fonctionnement du logiciel PROSPER	38
Figure III.4: Système Summary	39
Figure III.5: Paramètres d'entrée de la pompe ESP	40
Figure III.6: Conception de la pompe ESP.....	40
Figure III.7: Les données PVT	41
Figure III.8: Caractérisation de courbe IPR	42
Figure III.9: Équipement de fond de complétion	42
Figure IV.1: Localisation du champ RERN.....	43
Figure IV.2: Localisation du puits A6	44
Figure IV.3: Historique du test de puits A6.....	45
Figure IV.4: Historique de production du puits A6	47
Figure IV.5 : Surveillance de la pression du réservoir RERN TAGI	48
Figure IV.6: Les données obtenues du test séparateur.....	51
Figure IV.7: Matching du profil de pression	52
Figure IV.8: Le matching de IPR ESP trans-coil du puits A6.....	53
Figure IV.9: Courbe de performance de l'ESP	54
Figure IV.10: Sensitivité et optimisation.....	55
Figure IV.11: Courbe de sensibilité de fréquence en fonction de production d'huile.....	55
Figure IV.12: Calibration de VLP & IPR	56
Figure IV.13 : Schémas de puits A6 compléter avec ESP transcoil	57
Figure IV.14 : Tête de puits A6	58
Figure IV.15: Montage avec appareil coil tubing	59
Figure IV.16: Spécifications du câble transcoil.....	59

Figure IV.17: Exemple de point de rupture après l'équivalent de 180 entrées et sorties du puits60

Liste des tableaux

Tableau IV.1: Historique de production du puits A6 mars 2016 – septembre 2023	46
Tableau IV.2: Les résultats obtenus de la simulation	54
Tableau IV.3: Résumé des emplois Transcoil	61
Tableau IV.4: Coût d'installation de la pompe ESP conventionnelle sur puits F4	62
Tableau IV.5 : Coût d'installation de la pompe ESP transcoil sur puits A6	63
Tableau IV.6 : Étude comparative entre ESP conventionnelle et ESP transcoil	64

Liste des symboles et abréviations

API	American Petroleum Institute.
AC	Courant alternatif (Amp).
Bo	Facteur volumétrique de formation (bbl/STB).
CT	Coil tubing.
d	Densité de fluide de réservoir.
DC	Courant continu (Amp).
ESP	Electrical submersible Pump.
fm	Facteur de frottement.
gc	Accélération du gravité (m/s^2).
GOR	Gas Oil Ratio (sm^3/m^3).
H	Hauteur dynamique (m).
IP	Index de Productivité (bbl/j/psi).
IPR	Inflow Performance Relationship.
IRR	Internal Rate of Return.
J	Indice de productivité (bbl/j/bar).
K	Perméabilité absolue (md).
MD	Measured Depth (m).
MPFM	Multiphase Flow Meter.
MTTF	Temps moyen jusqu'à défaillance.
PCP	Pompe à cavité progressive.
P_b	Pression de bulle.
P_h	Pression hydrostatique de la colonne de production (bar).
P_{line}	Pression de ligne.
P_{node}	Pression de node (bar).
P_r	Pression de réservoir (bar).
$P_{sép}$	Pression de séparation (bar).
$P_{Tête}$	Pression de Tête (bar).
P_{wf}	Pression de fond dynamique (bar).
P_{wh}	Pression de tête de puits (bar) .
P_{ws}	Pression de Fond Statique (bar).
POB	Personnel on Board.

POOH	Pull Out of Hole.
POT	Pay Out Time (jours).
Qg	Débit de gaz (m ³ /j).
Qo	Débit d'huile (m ³ /j).
Qw	Débit d'eau (m ³ /j).
RIH	Run In Hole.
ROR	Recommended Operating Range.
Rs	Ratio gaz-huile dissous (scf/bbl).
r _e	Rayon de drainage (m).
r _w	Rayon de puits (m).
SG	Spécifique Gravité.
SU	Start-Up.
TAGI	Trias argileux griseux inférieur.
TD	Total Depth (m).
TDH	Total Dynamic Head.
VLP	Vertical Lift Performance.
vm	Vitesse du mélange m/s.
VSD	Variable speed drive.
WH	Wellhead.
WHT	Temperature de tete du puits (°C).
XMT	Christmas Tree.
ΔP	Pertes de charges
ρ _m	Masse volumique du mélange (kg/m ³).
μ _o	Viscosité de l'huile (Cp).

Introduction générale

Introduction :

Le pétrole et le gaz sont actuellement les principales sources d'énergie, qui jouent un rôle crucial dans de nombreuses industries. Les énergies fossiles sont de plus en plus utilisées, notamment avec la croissance économique de nombreux pays. Actuellement, on observe une augmentation significative de la demande mondiale en énergie, surtout dans les secteurs industriels, ce qui accroît notre dépendance à l'énergie. Bien que cette demande puisse être partiellement couverte par les énergies renouvelables, les hydrocarbures restent la principale source d'énergie pour l'humanité. Par conséquent, les pays producteurs doivent augmenter leur production afin de répondre à cette demande.

Tous les pays producteurs cherchent à exploiter au maximum les réserves existantes et à assurer la continuité de la production en utilisant toutes les techniques d'activation du puits. La pompe électrique immergée fait partie des méthodes d'activation préférées.

Chaque réservoir produisant les hydrocarbures a une pression appelée « pression de réservoir ». L'énergie est responsable de l'écoulement du fluide du fond du puits jusqu'à la surface. À mesure que la production augmente, les réservoirs commencent à déprimer, avec une baisse continue de la pression du réservoir jusqu'à atteindre une pression insuffisante, ce qui va provoquer un déclin considérable de production. Donc Il est nécessaire d'utiliser une énergie supplémentaire afin de maintenir les paramètres du gisement à un niveau acceptable afin de garantir une production plus économique et de répondre aux dernières avancées technologiques dans le domaine industriel. Cette intervention est réalisée en utilisant une autre pompe électrique submersible appelée ESP Transcoil. [1]

Pour la première fois, cette technologie est mise en œuvre dans les champs pétroliers algériens, notamment dans le champ BRN (Bir Rebaa Nord) sur le puits A6.

Selon les données de production de ce puits, il est évident qu'il a été progressivement fermé en raison de divers problèmes, tels qu'une panne de l'ESP suite à un problème électrique, la reprise du puits par l'opération Work Over pour désinstaller et remplacer la pompe ESP après plus de deux ans d'arrêt, etc., ainsi que le déclin de la pression qui a un impact significatif sur la production et l'activation des puits.

Nous avons pour objectif de mener une étude approfondie sur l'ESP Transcoil, la procédure d'installation et la simulation en utilisant le logiciel PROSPER sur le champ RERN. Nous avons choisi le puits A6 comme puits pilote pour cette étude.

Cette pompe se distingue de la pompe traditionnelle grâce aux caractéristiques spécifiques de l'ESP transcoil en ce qui concerne l'équipement, comme les spécifications du câble, la tête du puits, etc. 8

Enfin, Une étude comparative des coûts d'installation entre le puits A6 et un autre puits du même champ équipé d'une pompe ESP conventionnelle est également nécessaire, en calculant le POT. Telque la mise en place de cette technologie a entraîné une augmentation significative de la production, atteignant environ 2 millions de dollars par équivalent de 35 jours.

L'étude présentée dans ce mémoire comporte deux parties (partie théorique et partie pratique), et quatre chapitres :

Le Chapitre I intitulé « Généralités sur l'activation du puits », contient le principe de fonctionnement de chaque méthode, ses avantages et ses inconvénients, les limitations d'utilisation ainsi que les critères de choix de chaque méthode.

Le Chapitre II constitue une partie essentielle de notre étude. L'accent a été mis sur la méthode d'activation du puits par pompe électrique immergée (ESP).

Le Chapitre III contient l'analyse nodale ainsi que des informations sur le logiciel PROSPER qui est utilisé pour la simulation.

Le Chapitre IV est présenté notre étude de cas.

Enfin, on termine par une conclusion contenant les résultats obtenus, ainsi que des recommandations pour la surveillance et l'amélioration de l'efficacité de la pompe ESP transcoil.

Chapitre I: Généralité sur l'activation du puits

I.1. Théorie sur l'activation des puits

I.1.1 Définitions

L'activation artificielle fait référence à l'utilisation de moyens artificiels pour augmenter le débit de liquides, tels le pétrole brut ou d'eau, provenant d'un puits de production. Généralement ceci est réalisé par l'utilisation d'un dispositif mécanique à l'intérieur du puits (connu sous le nom de pompe), ou en diminuant le poids de la colonne hydrostatique en injectant du gaz dans le liquide à une certaine distance dans le puits. [1]

L'activation artificielle, également appelée lifting artificiel, est une méthode d'activation des puits qui est employée dans les puits qui ne sont pas éruptifs ou peu éruptifs. En d'autres termes, l'énergie naturelle provenant des puits n'est pas adéquate pour faire remonter le fluide du réservoir jusqu'à la surface. Cela peut être réalisé à l'aide de différentes techniques telles que le pompage par la pompe submersible électrique (ESP), une pompe hydraulique ou une pompe Sucker Rod (SRP), ou encore le système de gas lift.

I.1.2 Les puits éruptifs

Un puits est dit éruptif, quand il débite en surface sans qu'on ait besoin d'une source d'énergie extérieure. Une éruption d'un puits nécessite une pression de gisement supérieure à la pression exercée par la colonne de fluide présente dans le puits ($P_r > P_h$). [2]

I.1.3 Les puits non éruptifs

Un puits est considéré comme non éruptif lorsque sa pression de gisement est inférieure ou égale à la contre-pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits ($P_r \leq P_h$). [2] Certains nouveaux gisements où la pression de fond est faible sont confrontés à la non-éruption, tout comme les gisements exploités depuis longtemps et les puits où la pression de fond est faible, alors que les réserves récupérables sont importantes. Afin d'activer et de mettre en marche ces puits, il est possible d'influencer l'un des paramètres de non-égalité : (la hauteur H de la colonne de fluide ou la densité d). On peut généralement affirmer que :

- ✓ **Le pompage** : consiste à diminuer la hauteur H de la colonne de fluide en utilisant un système de relevage mécanique.
- ✓ **La technique du Gas-Lift** : vise à diminuer la densité d en injectant un fluide moins dense (Allègement du fluide), à savoir le gaz.

La théorie de ces deux systèmes est expliquée par la formule de la pression hydrostatique.

$$Ph = \frac{d \times H}{10.2} \quad (\text{I.1})$$

Ph : La pression hydrostatique de la colonne de production (bar).

H : La hauteur dynamique (m).

d : La densité de fluide de réservoir.

I.2. Les différents types d'activations des puits

I.2.1 Le pompage par tiges

I.2.1.1 Description générale

Il s'agit du type de pompage le plus ancien et le plus couramment utilisé aujourd'hui. Dans sa forme la plus simple, une pompe déplace le fluide présent dans le tubing vers la surface (Figure I.1). La pompe est composée d'un corps de pompe (ou cylindre) suspendu au tubing, avec un clapet à bille, le clapet de pied (ou clapet fixe) à sa base, tandis qu'un deuxième clapet à bille, le clapet mobile, se trouve à l'intérieur du piston. [14] Le piston est actionné de haut en bas et réciproquement dans le corps de pompe par un train de tiges de pompage composé de tiges d'acier vissées les unes aux autres et rattachées en surface, Une fois que le presse-étoupe de la tête de puits a été traversé par une tige polie, l'unité de pompage est en surface. Grâce à un moteur et un système bielle-manivelle, l'unité de pompage fournit le mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage, ce qui entraîne la pompe. [3]

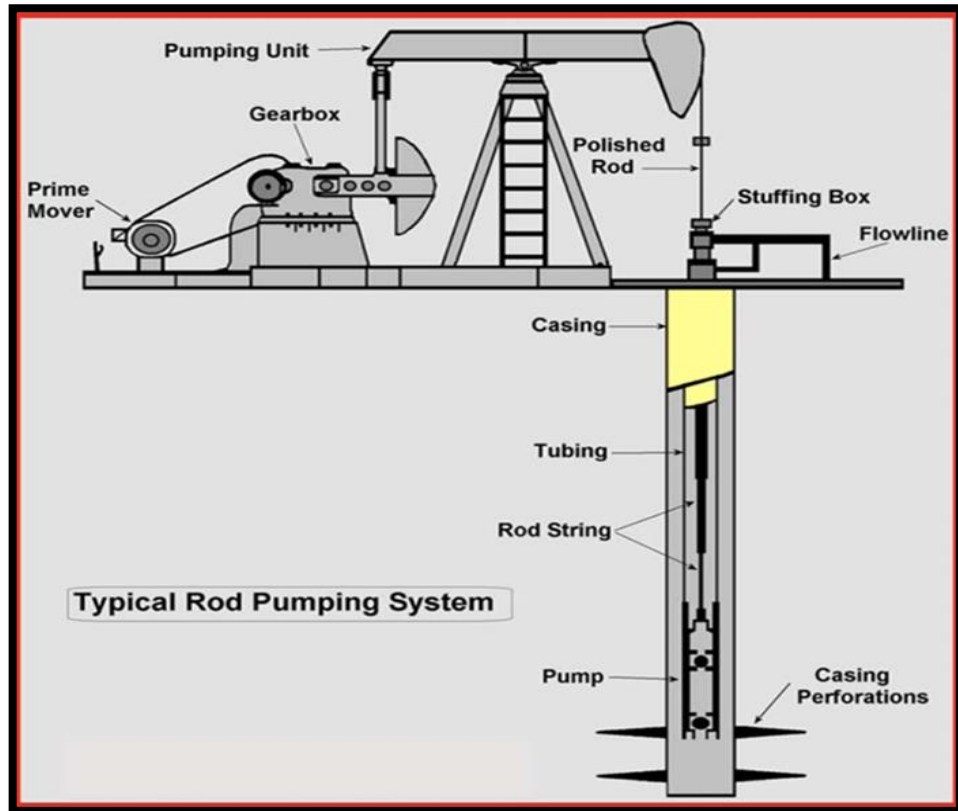


Figure I.1: Pompage par tiges [3]

I.2.1.2 Principe de fonctionnement

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tige et d'un système de va-et-vient (tête de cheval), (Figure I.2).

Le fonctionnement de la pompe volumétrique de fond est simple. Elle est équipée de deux clapets, l'un fixe (standing valve) et l'autre mobile (travelling valve). Ces clapets ont une forme de bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour. Leur fermeture et ouverture reposent sur la différence de pression en amont et en aval. Le clapet mobile est actionné depuis la surface grâce à une tige. Cette tige augmente la pression de l'effluent à l'intérieur de la chambre, ce qui permet d'ouvrir la bulle supérieure et de remonter vers le tubing jusqu'à ce que les pressions soient égales.

[14]

Lors de la remontée de la tige, il y aura une évacuation de l'effluent présent dans le tubing et une réduction de celui présent dans la chambre. Ensuite, la bulle inférieure sera ouverte, ce qui permet à l'effluent de s'écouler dans la chambre, et ainsi de suite.

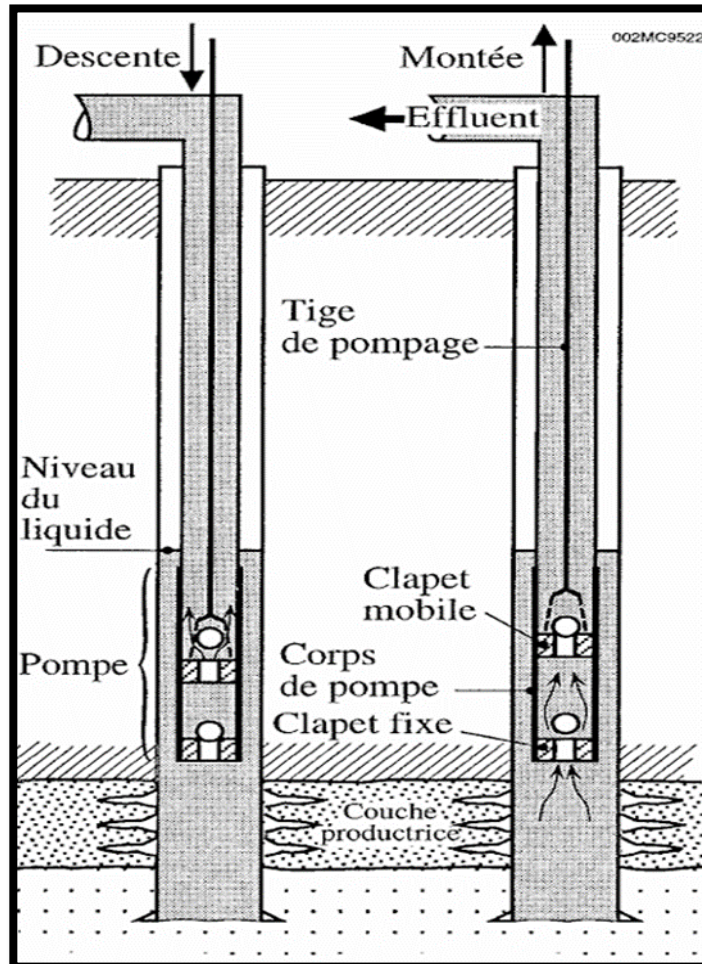


Figure I.2: Les principales phases du cycle de pompage [3]

✓ **Avantages**

- Simplicité de conception.
- Déplétion du puits possible.
- Souplesse de réglage en surface.
- Pompage de fluides visqueux.
- Coûts faibles (achat et maintenance).
- Automatisation facile.

- Bon rendement (45 à 60%).
- Pas de problème de température. [8]
- ✓ **Inconvénients**
- Frottements si puits dévié.
- Rendement faible si présence de gaz. [8]
- Profondeur limitée.
- Unité de surface encombrante.
- Solides gênants.
- Problèmes avec paraffine.
- Débits faibles.

I.2.2 Pompe électrique submersible (ESP)

I.2.2.1 Description générale

Un protecteur relie la pompe centrifuge multi-étagée à un moteur électrique submergé, le tout suspendu au bout du tubing. L'alimentation du moteur est assurée par un câble électrique fixé par des colliers à l'extérieur du tubing. La pompe et le moteur peuvent être positionnés à n'importe quelle profondeur, car ils sont conçus pour faire face aux pressions rencontrées dans le puits. [5]

La pompe, qui est composée d'une dizaine à plus de 300 étages, est alimentée par un moteur de quelques chevaux à plus de 200 chevaux, voire 400 chevaux en combinant deux moteurs. Cela permet de pomper de 50 à plus de 3000 m³/d et de fournir une hauteur équivalente de refoulement supérieure à 4000 m. La tension d'alimentation varie de 200 à 2000 volts en triphasé et l'ampérage varie de 12 à 120 ampères. Le protecteur a pour fonction d'empêcher l'entrée du fluide pompé dans le moteur et de permettre les variations de volume de l'huile moteur lors des phases de démarrage et d'arrêt.

Les principales difficultés opérationnelles concernent la présence de gaz ou de sable dans l'effluent pomper, les surtensions lors des phases de démarrage ou d'arrêt, les problèmes d'isolation du câble (en particulier à haute température), et le blocage de la pompe en raison de l'usure des paliers. (Voir les détails sur chapitre II). [5]

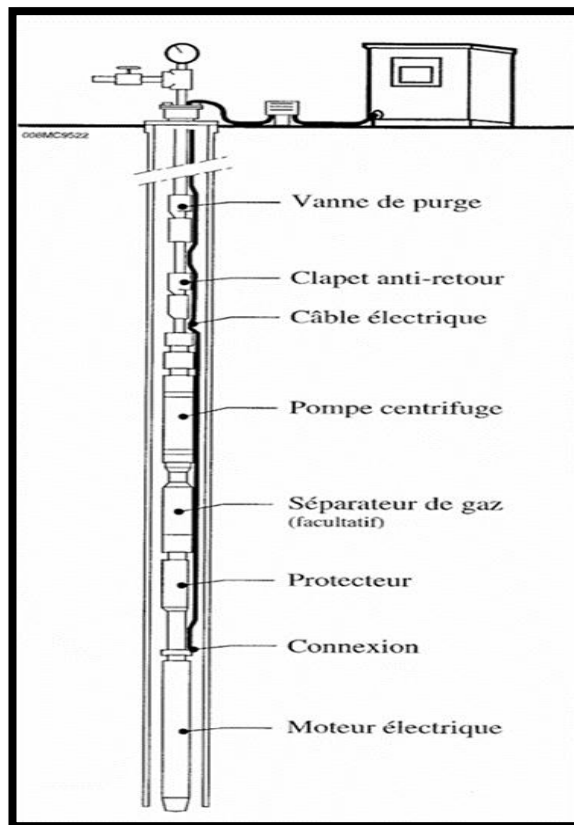


Figure I.3: Pompe électrique submersible (ESP) [2]

✓ **Avantages**

- Méthode préférée pour les puits avec :
 - Faible rapport gazole.
 - Indice de productivité élevé.
- La coupe d'eau élevée n'est pas une restriction.
- Peut soulever un volume extrêmement élevé.
- Flexibilité : peut gérer des débits de 50 à 60.000 Stb/j.
- Mesure complète du fond de trou.
- Surveillance en temps réel des performances des pompes et des puits.
- Peut pomper contre une pression de tête de tubulure à haut débit.
- Redémarrage rapide après arrêt.
- Longue durée de vie de la pompe possible. [4]

✓ **Inconvénients**

- Ne s'applique pas en cas de :

- GOR élevé.
- Production de sable.
- Le tube doit être retiré pour remplacer la pompe.
- Coût élevé des réparations, en particulier en mer.
- Alimentation électrique haute tension (1000 V) requise.
- Susceptible d'être endommagé lors de l'achèvement.
- Le câble d'alimentation nécessite une pénétration de la tête et de l'intégrité de l'emballer.
- Le brut visqueux réduit l'efficacité de la pompe
- Une température élevée peut dégrader le moteur électrique. [4]

Une explication plus détaillée de chaque composante et de sa mission sera donnée au chapitre II.

I.2.3 Pompe hydraulique

I.2.3.1 Principe de fonctionnement

L'huile motrice est envoyée dans un moteur à piston double effet situé en fond de puits grâce à une pompe de surface (Figure I.4). Un tiroir permet d'envoyer cette huile de manière alternée dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre moteur. Le piston de la pompe est connecté au piston double effet. En général, le fluide moteur et l'effluent généré sont évacués ensemble par un même tuyau de production (concentrique vers le tuyau d'alimentation) ou éventuellement par des conduits distincts. [3]

Lorsque la remontée du fluide moteur et de l'effluent produit est mélangée, une partie de l'huile est prélevée dans le bac de stockage afin de la réinjecter dans le circuit moteur. [3]

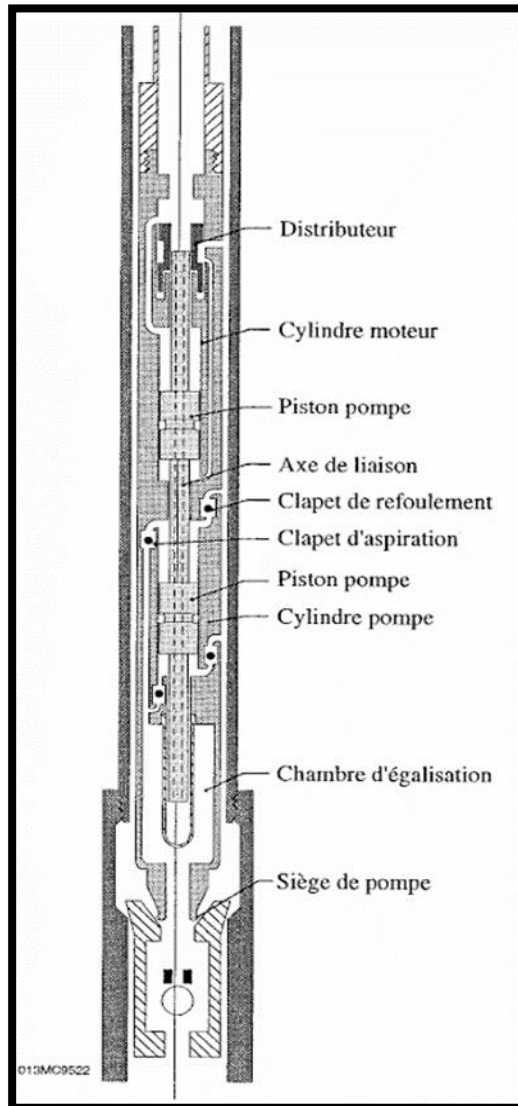


Figure I.4: Pompe hydraulique [3]

I.2.3.2 Détails techniques

De plus, il est possible de produire des quantités de quelques mètres cubes à plus de 300 m³/d, allant jusqu'à des profondeurs pouvant atteindre 4000 mètres. En général, on emploie un débit de fluide moteur de 1,5 à 2 fois le débit généré et une pression de fluide moteur de quelques dizaines à quelques centaines de bars pour cette raison. Selon les circonstances, la pompe peut être remontée par circulation inverse ou au bout du tube d'alimentation. [2]

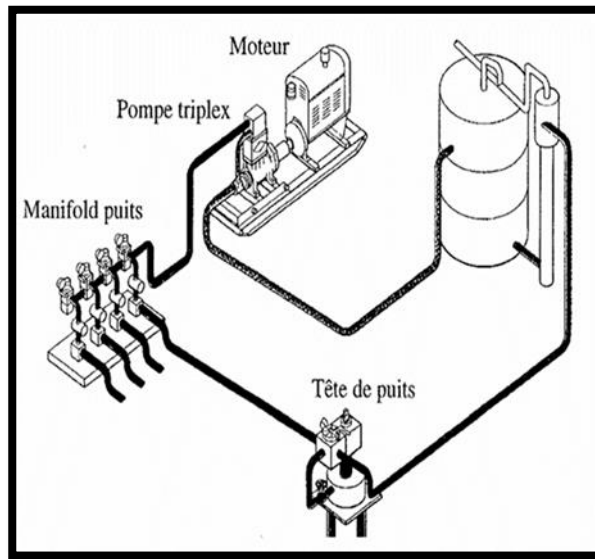


Figure I.5: Circuit de la pompe hydraulique [3]

✓ Avantages

- Possibilités d'application :
 - Les puits de petit diamètre ne sont pas adaptés à d'autres méthodes de levage artificiel.
 - Achèvement de la mise à niveau difficile.
 - Comme une bonne alternative à l'ESP.
- La pompe fonctionne à une vitesse plus élevée qu'un ESP (environ trois à quatre fois plus de tours/min) Par conséquent, ils nécessitent peu d'étapes et sont plus petits.
- Pas de connexions électriques ni d'électronique de fond de trou.
- Flexibilité : peut gérer des débits de 50 à 20.000 Stb/j.
- Simplicité d'utilisation : contrôle de la vitesse par la variation du fluide de puissance fourni.
- La source d'énergie peut être éloignée de la tête de puits, ce qui donne un profil de tête de puits bas, intéressant pour les sites offshore. [4]

✓ Inconvénients

- Les pompes avec des pièces mobiles ont une courte durée de vie lorsqu'elles sont alimentées avec un fluide électrique de mauvaise qualité.
- Un fluide électrique sans solide est obligatoire.

- Le mélange de fluide produit par l'énergie implique :
 - Compatibilité avec les fluides produits en énergie.
 - Séparation des fluides produits par l'énergie.
- Un GOR élevé représente des problèmes de manipulation du gaz.
- Le brut visqueux réduit l'efficacité de la pompe. [4]

I.2.4 Gas-Lift

Le gas-lift permet de poursuivre la production même lorsque le puits n'est plus naturellement éruptif ou d'augmenter le débit naturel du puits en injectant du gaz sous pression, généralement dans le tubing et par l'annulaire, afin d'alléger (gas-lift continu) ou de déplacer (gas-lift intermittent) l'effluent du point d'injection jusqu'à la surface. (Figure I.6). [2]

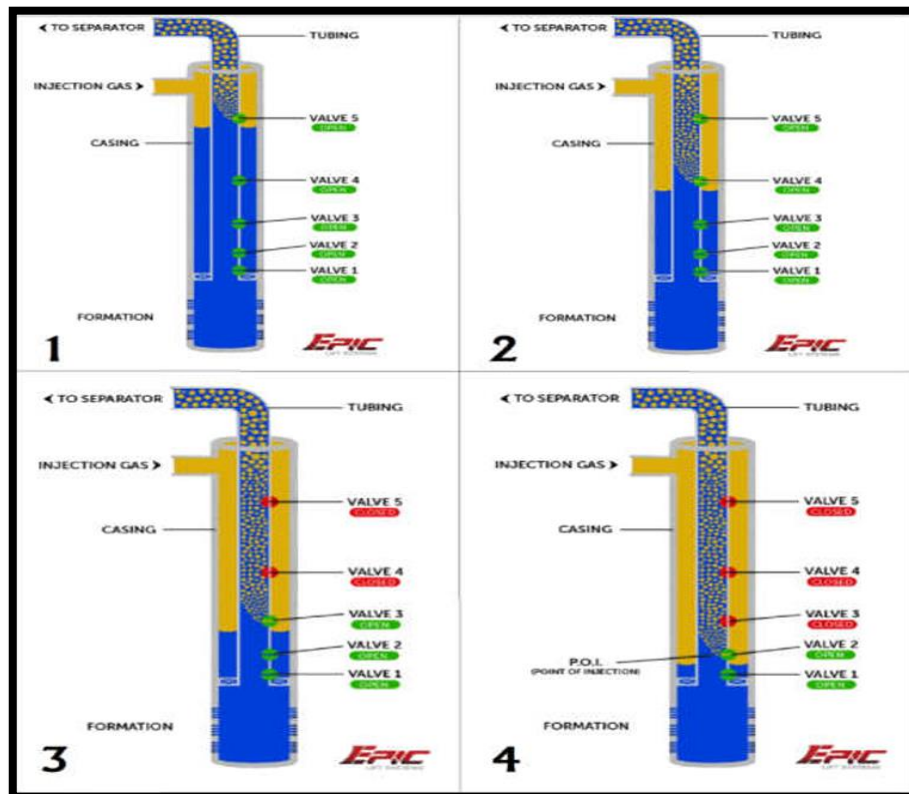


Figure I.6: Système du gas-lift

✓ Avantages

- Méthode préférée pour les puits avec :
 - GOR élevé.
 - Indice de productivité élevé.

- Pression relativement élevée dans le fond du trou.
- Convient pour un taux moyen.
- Convient aux réservoirs d'entraînement d'eau avec Pression élevée au fond du trou.
- Fournit un accès complet à la chaîne de tuyaux.
- Faibles coûts d'exploitation et de maintenance.
- Flexibilité : peut gérer des taux de 10 à 20.000 Stb/j.
- Peut manipuler (tolérer) les solides produits
- Profil de surface bas, important pour emplacements offshore / urbains. [4]

✓ Inconvénients

- Le gaz doit être disponible.
- Coût d'installation élevé possible :
 - Installation du compresseur.
 - Modifications des plates-formes existantes.
- Le levage de gaz de brut visqueux (<15 API) est difficile et moins efficace.
- Redémarrage difficile après l'arrêt.
- Le problème de précipitation de la cire peut augmenter en raison de l'effet de refroidissement de l'injection de gaz.
- Des conduites d'injection de gaz de surface bloquant les hydrates peuvent se produire si le gaz n'est pas suffisamment séché.
- Limites d'activation par déplétion importante.
- Rendement faible (10 à 30%). [6]

I.2.5 Pompe à jet

La seule forme d'ascenseur artificiel qui ne requiert aucune pièce mobile de fond de puits est la pompe à jet (Figure I.7).

La pompe à jet est une pompe volumétrique de type éjecteur qui est entraînée par un flux de fluide puissant à haute pression qui se combine en un jet dans la buse de la pompe.

Le fluide du puits est mélangé au jet à haute vitesse et à basse pression en aval de la buse. Dans un diffuseur, le mélange est ensuite détendu, et à mesure que la vitesse d'écoulement diminue, la pression s'accumule. Ils se trouvent fréquemment utilisés dans les puits à débit faible à modéré. [5]

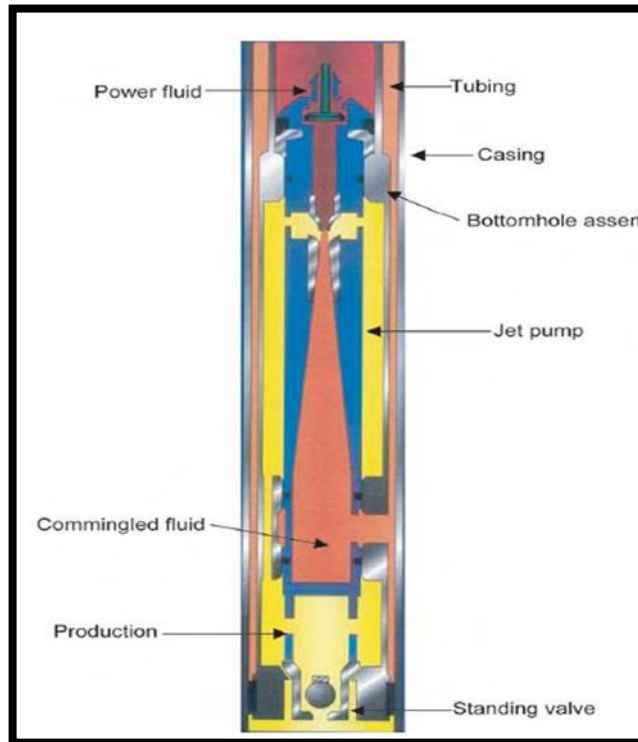


Figure I.7: Pompe à jet [5]

✓ **Avantages**

- Pas de pièces mobiles de fond de trou.
- Compact et fiable.
- Facile à installer et à récupérer par fil de fer.
- Pas de connexions électriques ni d'électronique de fond de trou.
- Simple à utiliser : Idéal pour les régions éloignées.
- Le fluide de puissance ne doit pas être aussi propre que pour le pompage hydraulique à piston. [4]

✓ **Inconvénients**

- Moins efficace que les autres systèmes de pompage.
- Nécessite un grand volume de fluide de puissance.
- Pour atteindre la meilleure efficacité de levage, il est nécessaire d'avoir une immersion d'au moins 20 %.

- Très sensible à toute variation de contre-pression. [4]

I.2.6 Pompe à cavité progressive

Les pompes à vis excentrée (PCP) constituent une méthode fréquemment utilisée pour l'ascension artificielle dans les puits à débit modéré, notamment à terre, et pour les fluides lourds (et chargés de solides). Contrairement aux pompes à jet, et aux ESP, les PCP sont des pompes volumétriques. Ils se déroulent en tournant un rotor spiralé en métal à l'intérieur d'un stator spiralé en élastomère. La rotation provoque le déplacement d'une cavité à volume constant formée par le rotor et le stator.

La surface de cette cavité et la vitesse axiale influencent le taux de production "sans glissement". En général, la pompe est alimentée par un moteur électrique. [5]

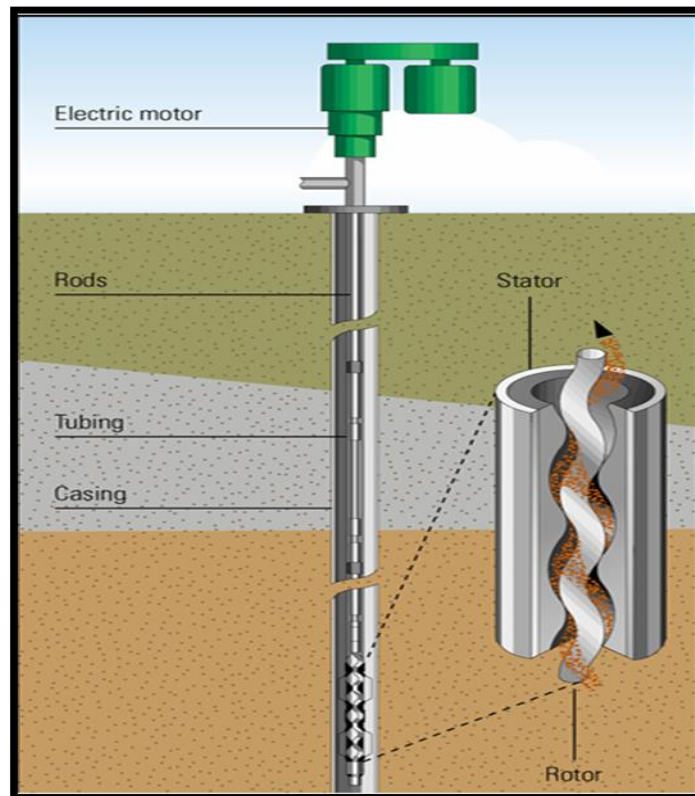


Figure I.8: Pompe à cavité progressive [5]

✓ Avantages

- Conception simple.
- Remplacement rapide du rotor et du stator en tant qu'unité complète pour réparer rapidement l'unité de pompage.
- Rendement volumétrique élevé, même en l'absence de gaz.

- Une efficacité énergétique élevée : plus de 80 %.
- En mesure de pomper du pétrole brut visqueux : Si nécessaire, il est possible de mélanger des diluants avec du pétrole brut afin de pouvoir pomper des viscosités extrêmes.
- Pression : jusqu'à 3000 psi.
- Durable sans utilisation de fluide abrasif.
- Parfait pour les régions éloignées. [4]
- ✓ **Inconvénients**
- Couple de démarrage élevé.
- Durée de vie limitée avec un fluide abrasif.
- Le problème majeur de la pompe PCP réside dans la présence du joint élastomère. [4]

I.3. Choix d'une méthode d'activation

Deux critères permettent de faire une présélection du type d'activation :

- Productivité du puits.
- Profondeur. [15]

Cette présélection sera à confirmer en fonction des problèmes rencontrés sur le puits et des différents facteurs suivants :

- Nombre de puits et espacements têtes de puits.
- Taille casings, types de complétions.
- Profil du puits.
- Type d'activation existante, expérience, personnels forme.
- Problèmes d'opération (dépôts, paraffines, corrosion,).
- Disponibilités locales (énergie, sérécine, pièces,).
- Investissement et coûts opératoires.
- Performances en temps de marche.
- Situation géographique (environnement).
- Possibilités de wok over. [7]
- Disponibilité des équipements, des pièces de rechange et du personnel formé.

**Chapitre II: Pompe
électrique submersible
(ESP)**

II.1. Historique de la pompe ESP

Un Russe nommé *Armais Arutunoff* (Figure II.1) a inventé le pompage électrique submersible en 1910. Il est également fondateur de la société Russian Electrical Dynamo of Arutunoff (REDA). Arutunoff a reçu son brevet américain pour la pompe électrique submersible en 1926 et la même année, le premier système ESP a été exploité avec succès.

Il convient de noter que l'équipement ESP a fait l'objet d'améliorations constantes au cours de sa longue histoire. Au début des années 1950, l'introduction de sections d'étanchéité munies de joints mécaniques sur leurs arbres a marqué une étape importante dans l'amélioration de la durée de vie de l'ESP. Ces nouveaux joints offraient une protection nettement améliorée contre les fuites de fluides de puits dans le moteur.

À l'époque, la production de puits gazeux représentait un défi important, et les simples séparateurs gravitationnels disponibles à l'époque n'étaient pas totalement efficaces pour résoudre ce problème. Le premier séparateur de gaz rotatif a été introduit au début des années 1970 et a représenté une amélioration significative de la séparation des gaz. Au cours de cette période, d'autres composants de l'ESP ont également évolué, mais la prochaine percée majeure a eu lieu avec l'introduction de la première unité VSD en 1977. Cela a permis d'ajuster les performances des ESP en fonction de l'évolution des conditions du puit. [8]



Figure II.1: Arutunoff et son moteur ESP [9]

II.2. Principe de fonctionnement

Le système ESP est composé généralement de trois parties : partie de fond, surface, et câble d'alimentation. La partie fond est suspendue dans le tubing et est immergée dans le fluide de puits pour aspirer l'effluents. La partie surface se compose d'équipements de surface qui contrôlent les valeurs et manipulent le système. Et la partie du câble d'alimentation qui alimenté le moteur de système au fond. [13]

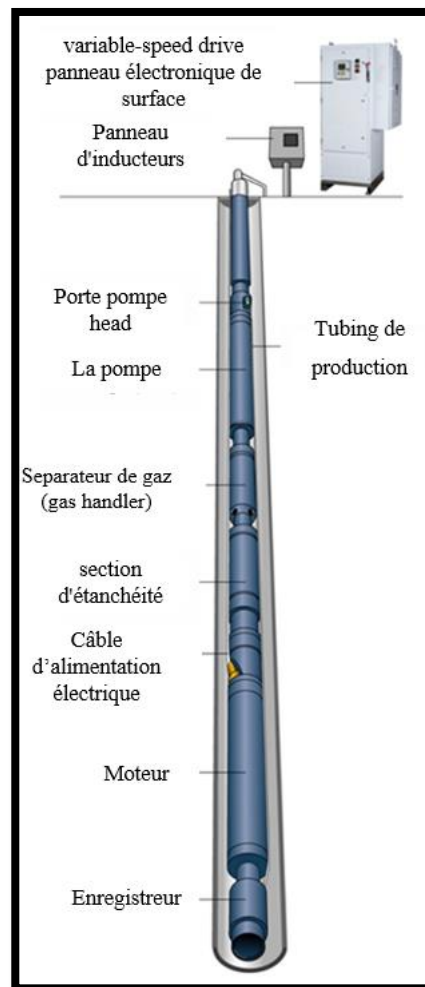


Figure II.2: Système de la pompe électrique submersible [9]

Le fluide sortant du réservoir doit passer par le moteur afin de le refroidir. Une fois qu'il a atteint l'entrée (séparateur), il entre dans la pompe. La pompe, qui est composée de plusieurs étages disposés en combinaisons (impulsion/diffuseur), augmente la pression du fluide jusqu'à la pression

nécessaire pour traverser le réseau de collecte et atteindre le séparateur. Le mécanisme de contrôle au niveau de la surface fournit l'énergie nécessaire au moteur et protège l'équipement de fond de l'ESP. [10]

II.3. Les composants d'un système ESP

Le système ESP est composé généralement de deux parties : partie des équipements de fond, partie des équipements de surface et le câble électrique qui relie les deux parties.

II.3.1 Les équipements de fond

II.3.1.1 La pompe

Les pompes de l'industrie pétrolière peuvent être classées en deux groupes : les pompes volumétriques et les pompes dynamiques. Les pompes à tige et les pompes PCP sont de type volumétrique, tandis que les ESP fonctionnent selon le principe dynamique.

Les ESP utilisent des pompes centrifuges submersibles entraînées par des moteurs électriques, qui convertissent l'énergie de l'arbre en rotation en forces centrifuges qui remontent les fluides du puits à la surface. [9]

Les Principales caractéristiques des pompes centrifuges des systèmes ESP sont les principales caractéristiques des pompes centrifuges :

- Pompes multiétage.
- Elles ont des configurations à écoulement radial ou mixte.
- Elles fonctionnent en position verticale. [13]

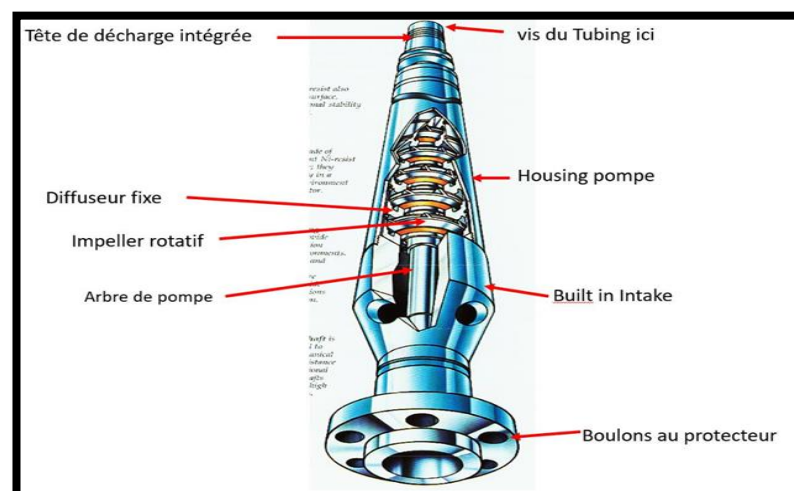


Figure II.3: Pompe centrifuge

La pompe est multi-étagé comprenant le nombre d'étage nécessaire pour obtenir la hauteur de refoulement désirée est constitué de :

- **L'arbre de rotation (shaft)** : est relié au protecteur et au l'arbre de moteur. Il a pour fonction principale de transmettre le mouvement de rotation et le couple produits par le moteur aux aubes qui sont placées dans les étages de la pompe.
- **L'impulser** : reçoit la puissance de l'axe tournant et accélère les particules de fluide et le diffuseur transforme la vitesse élevée de fluide (énergie cinétique) en pression. [10] est une illustration d'impulser à aubes clavetée sur un arbre, et des sous composants de L'impulser dans la figure suivante. [11]

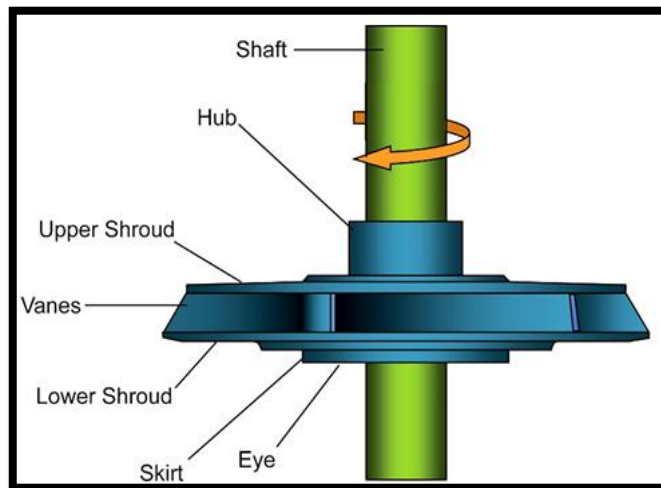


Figure II.4: impulser [9]

- **Le diffuseur** fait passer le fluide dans la roue suivante et il ne tourne pas (stationnaire).
- **Les étages de la pompe** « stages » sont des composants qui donnent une élévation de pression au fluide. Un étage est constitué d'impulser et d'un diffuseur.

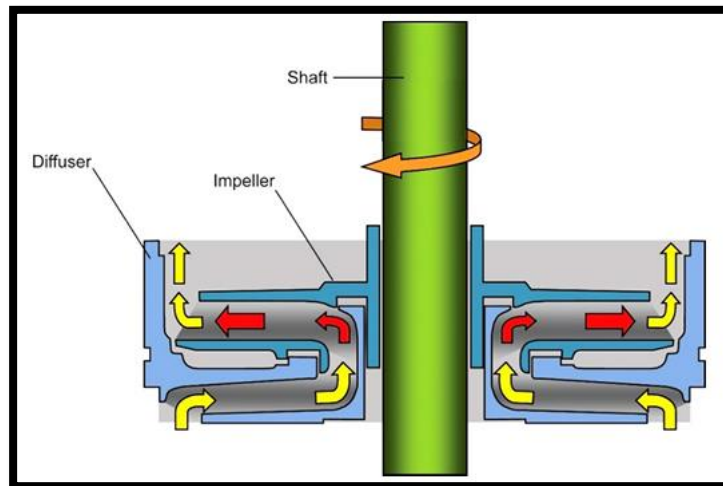


Figure II.5: Etage de la pompe [9]

II.3.1.1.1 Théorie de l'opération

Le schéma (Figure II.6) montre le chemin d'écoulement du fluide qui pénètre dans l'entrée des impulsers, avec une certaine énergie de rotation dont elle est exploitée pour centrifuger radialement les particules de fluide et les projeter vers la sortie de l'impulser.

Une fois qu'il sort, le fluide fait une tour et rentre dans le passage du diffuseur. Pendant qu'il traverse ce passage, le fluide est rebondi sur les parois du diffuseur, où sa vitesse sera convertie en pression. Ce processus est répété dans chaque étage jusqu'à ce que le fluide traverse tous les étages, et la pression atteigne la pression de refoulement nécessaire pour développer la hauteur (TDH) désirable de la pompe. [13]

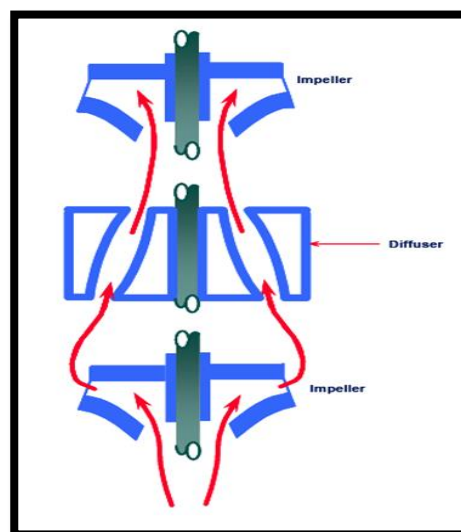


Figure II.6: Le chemin d'écoulement du fluide [13]

II.3.1.2 Le moteur électrique

C'est un moteur de type d'induction, bipolaires, tri-phasique qui fonctionne avec une fréquence de 50 et 60 hertz équivalent de 2900 tr/min et 3600 tr/min dont la vitesse de fonctionnement réelle est approximativement 2800 tr/min et 3500 tr/min, sous des tensions de 230 v et 5000 V et produit des intensités variables des 20 à 120 Ampères. Le moteur peut fonctionner dans des conditions de température de 500 °F. [10]

Le moteur est enfermé dans une enceinte d'acier remplie d'huile qui assure les rôles de lubrification pour les paliers, isolation électrique et refroidissement du moteur par transfert de chaleur vers le fluide extérieur produit remontant dans le puits.

L'objectif principal d'un moteur est de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique qui fait tourner l'arbre. L'arbre est relié à la garniture et au séparateur de gaz et fait tourner les roues à aubes à l'intérieur de la pompe. [9]

Généralement, la longueur et le diamètre donne une estimation de la puissance du moteur. L'énergie électrique est transmise au moteur par un câble électrique spécialement étudié. [10]

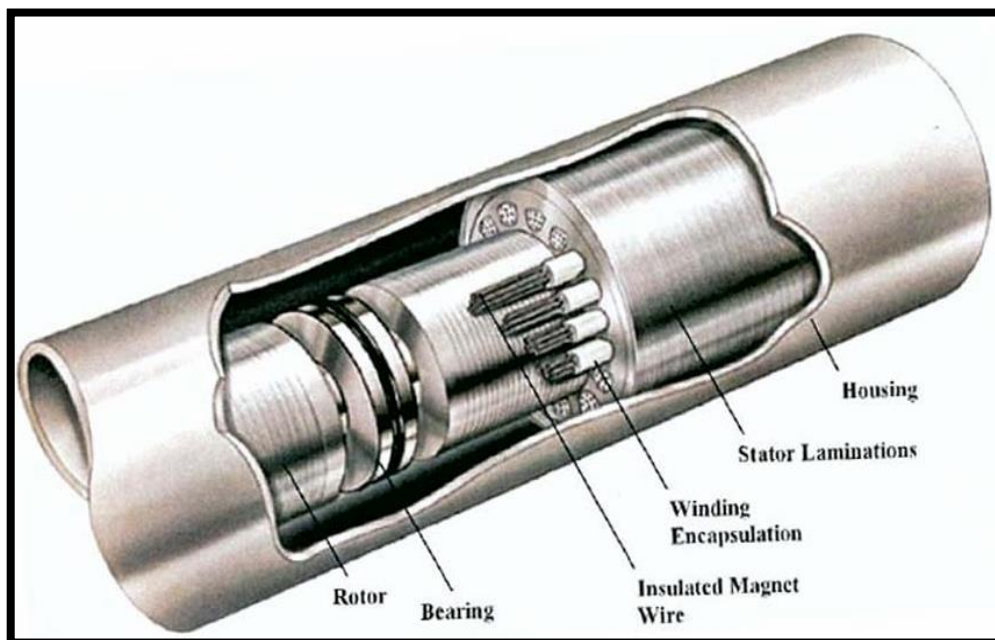


Figure II.7: Moteur Electrique [9]

II.3.1.3 Séparateur de gaz

Dans les puits à haute présence du gaz libre, la performance de la pompe ESP réduit à cause de phénomène de cavité. Alors il faut séparer du gaz au liquide avant de réduire la production et la durée de vie de système. Pour cela un séparateur est installé juste à l'entrée de fluide dans la pompe (aspiration) qui améliore la ségrégation du gaz libre et le dévier vers l'annulaire. Cela permet d'éviter le blocage des gaz et d'améliorer la fiabilité des systèmes ESP [9].

Le type de séparateur le plus couramment utilisé dans les ESP est le séparateur de gaz rotatif (Figure II.8). Ils fonctionnent selon le principe lequel un fluide multiphasique, s'il tourne à grande vitesse, est séparé en phases liquide et gazeuse en raison des différents niveaux de force centrifuge agissant sur les particules de liquide et de gaz. La rotation est assurée par l'arbre du séparateur qui est entraîné par le moteur. La séparation a lieu dans la chambre du séparateur. Lorsque le fluide le plus lourd est poussé vers la paroi extérieure de la chambre et le gaz plus léger se rassemble le long de l'arbre. Le gaz est ensuite dirigé vers dans l'anneau du tubage et le liquide est dirigé vers l'entrée de la pompe. [12]

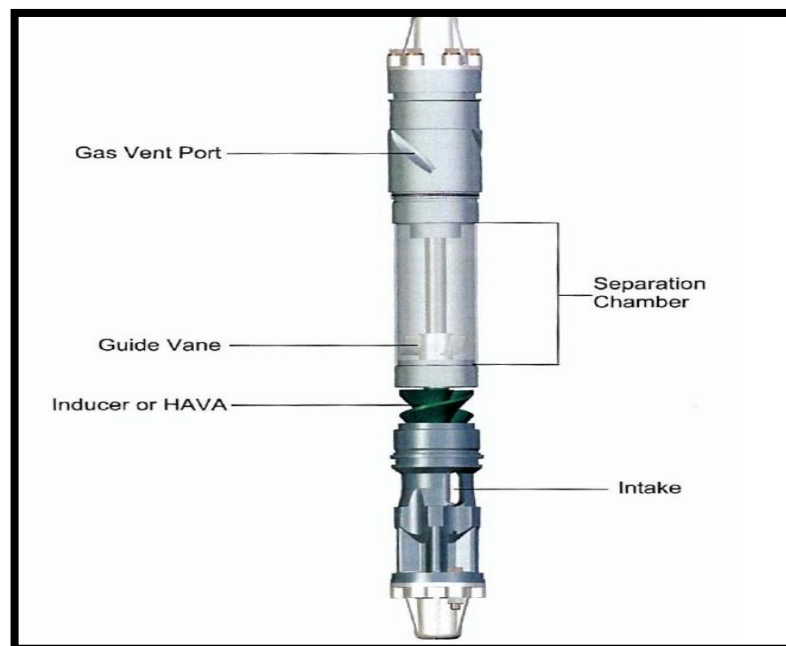


Figure II.8: Séparateur de gas [9]

II.3.1.4 Le protecteur

Le protecteur sert de la liaison vitale dans tout l'assemblage de system ESP, et s'il n'est pas correctement appliqué, il peut réduire la durée de vie en service de l'équipement. Il y a plusieurs fonctions du protecteur et nous devons considérer chacun dans le processus global de conception et d'application pour choisir le model efficace. Le protecteur a quatre fonctions principales :

- Permet l'expansion d'huile contenue dans le moteur due à l'augmentation de température
- Pour porter la poussée développée dans la pompe.
- Agir comme un réservoir d'huile pour le moteur.
- Égaliser la pression entre le moteur et l'espace annulaire pour empêcher le passage de fluide de réservoir. [13]

II.3.2 Les équipements de commande en surface

II.3.2.1 Variable speed drive (VSD)

VSD permet de varier les performances de l'ESP en contrôlant la vitesse du moteur. Si cela est atteint, il peut avoir les principaux avantages suivants :

- Mieux contrôler la température du moteur
- Améliorer la gestion du gaz
- Adapter aux conditions changeantes du puits. [13]



Figure II.9: Drive à vitesse variable [9]

Le VSD convertit la fréquence d'entrée (généralement 60 Hz) en la fréquence de fonctionnement requise. Il contient les composants principaux suivants :

- **Section de correction** : Convertit la tension et le courant AC en tension et courant DC.
- **Section de contrôle DC** : Fournit une forme d'onde DC lisse à la section suivante.
- **Section d'inversion** : Convertit la tension DC en une tension AC à une fréquence déterminée. [12]

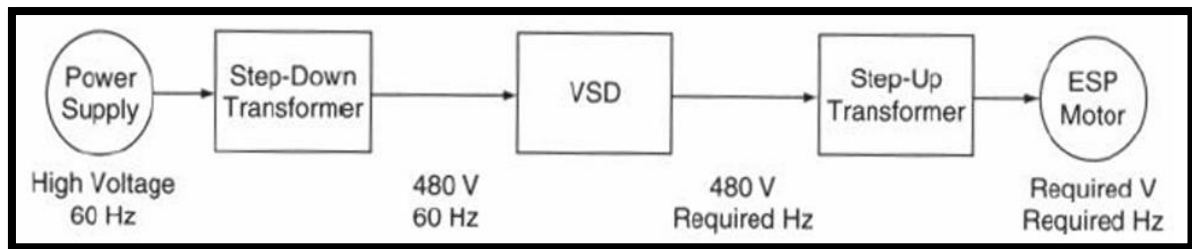


Figure II.10: Arrangement de puissance électrique d'un puits ESP typique [12]

II.3.2.2 Transformateur

La distribution du courant électrique sur le champ de pétrole est habituellement réalisée à une tension intermédiaire. Et puisque la pompe ESP peut fonctionner dans l'intervalle de 250 jusqu'à 4000 volts un transformateur doit être utilisé pour transformer la distribution de tension. [10]

II.3.2.3 Junction box

Elle a trois fonctions, d'abord fournir un point pour relier le câble électrique du système de commande au câble électrique qui vient du puits, 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. [10]

II.3.3 Le câble électrique

Des câbles électriques de trois phases sont employés pour transmettre la puissance de la surface jusqu'au moteur submersible. Ils doivent être de petits taille et bien protégés contre l'environnement agressif au fond de puits. Il existe deux types de câbles : le câble rond et le câble plats.

La température de fonds et le type de fluide au fonds sont les paramètres les plus essentiels pour le choix d'un câble. [14]

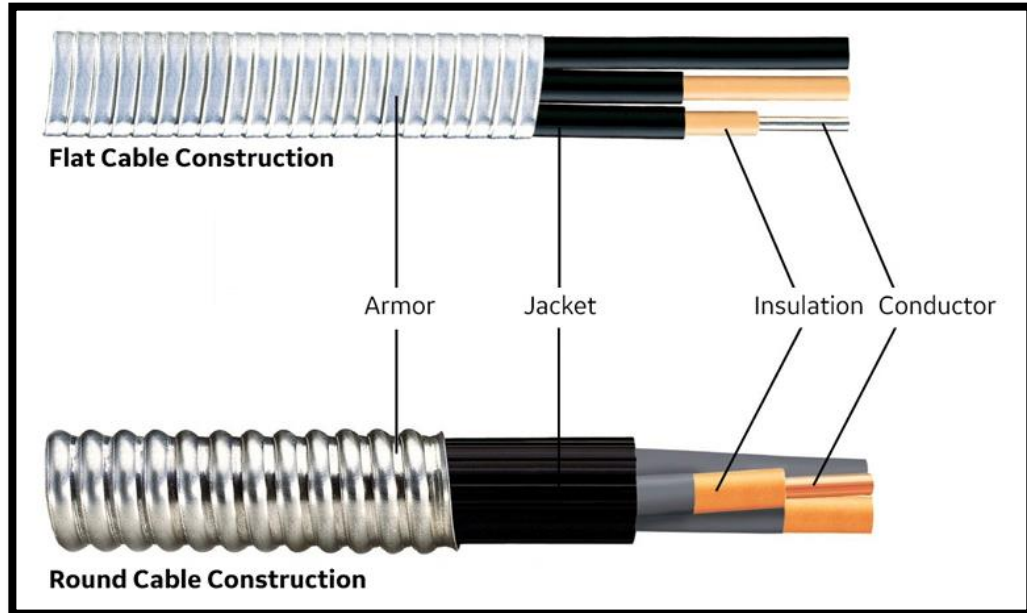


Figure II.11: Câble électrique [10]

Certains points faibles de l'utilisation de ce type de câble sont présentés dans la figure ci-dessous.

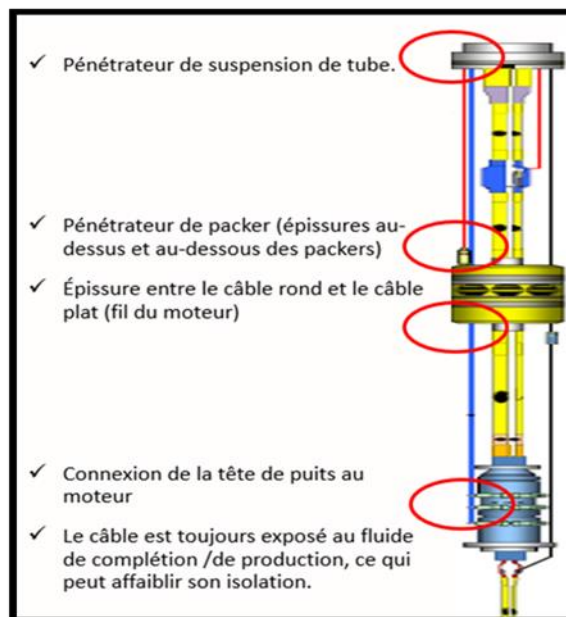


Figure II.12: Les points faibles du câble ESP conventionnel [21]

II.4. L'ESP de type transcoil

II.4.1 Définition

Elle dispose d'un système ESP inversé qui connecte le moteur directement à une nouvelle configuration de câble d'alimentation exclusive qui étend la profondeur de réglage des systèmes ESP déployés sans plate-forme. [21]

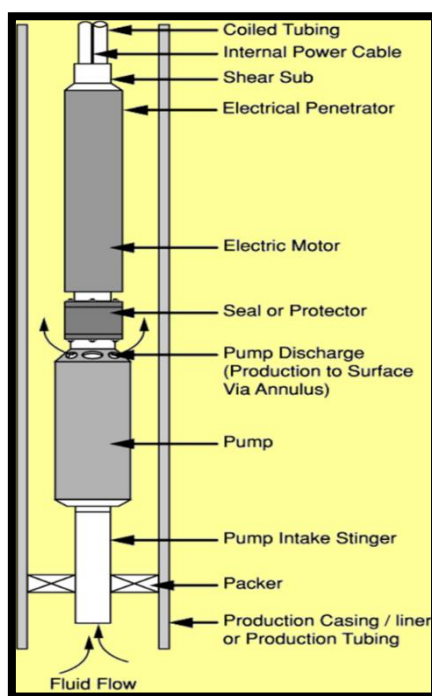


Figure II.13: Schéma simplifié de l'ESP transcoil

II.4.2 Les avantages d'installation

- Réduction de la perte de production.
- Diminution des coûts d'exploitation.
- Réduit le temps d'intervention de l'ESP.
- Réduit l'exposition au risque HSE.
- Élimine les perturbations des opérations.
- Maintien des appareils de forage dans la séquence de forage.
- Prolonge la vie économique du puits.
- Augmente la récupération finale.[24]

II.4.3 Principales étapes de déploiement d'ESP Trancoil

- Montage de la tour Coil-tubing.
- Préparation du préassemblage et du rack dans la tour CT.
- Préparation la valve Torus.
- Préparation l'ESP.
- RIH et réglage de la vanne Torus.
- RIH ESP jusqu'à l'extension du Sealbore.
- Finition de l'atterrissage du câble et réglages.
- Test de phase et démarrage de l'ESP pour nettoyage. [23]

II.4.4 Conception de complétion du transcoil

II.4.4.1 Complétion permanent

- Assurez les barrières primaires pendant la production en assurant le passage du flux à l'intérieur du tubing.
- Nipples pour accueillir les composants récupérables.
- Ligne d'injection à trou bas pour prévenir les problèmes de précipitation. [21]

II.4.4.2 Complétion récupérable

- Tout l'équipement avec une courte durée de vie est remplaçable rigless.
- Conception de l'ESP inversée.
- Valve de torus (SCSSV). [21]

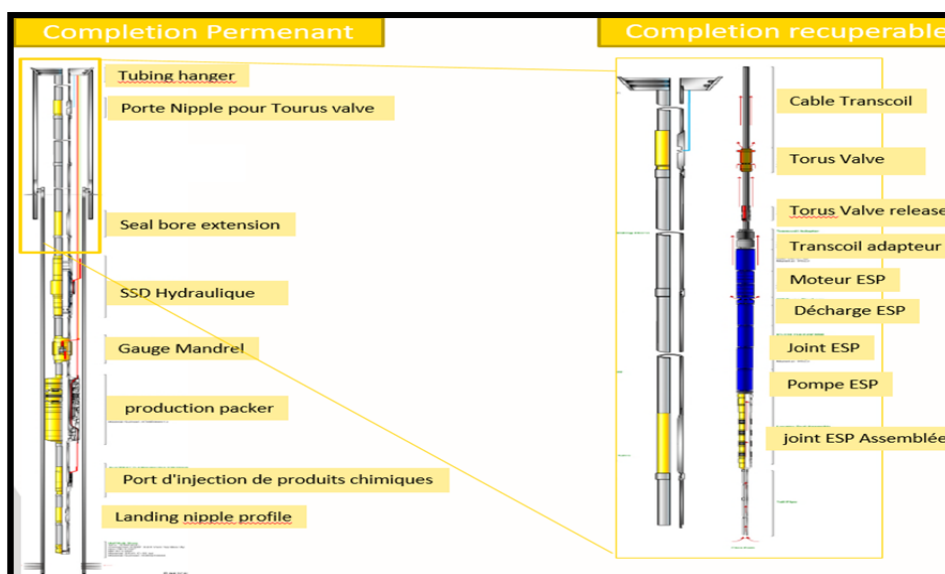


Figure II.14: La complétion permanent et récupérable

II.4.5 Configurations spécifiques d'ESP transcoil

II.4.5.1 ESP inversé

- Conception ESP non conventionnelle, où l'admission est placée en bas.
- Avec utilisation de gaz Handler. [21]

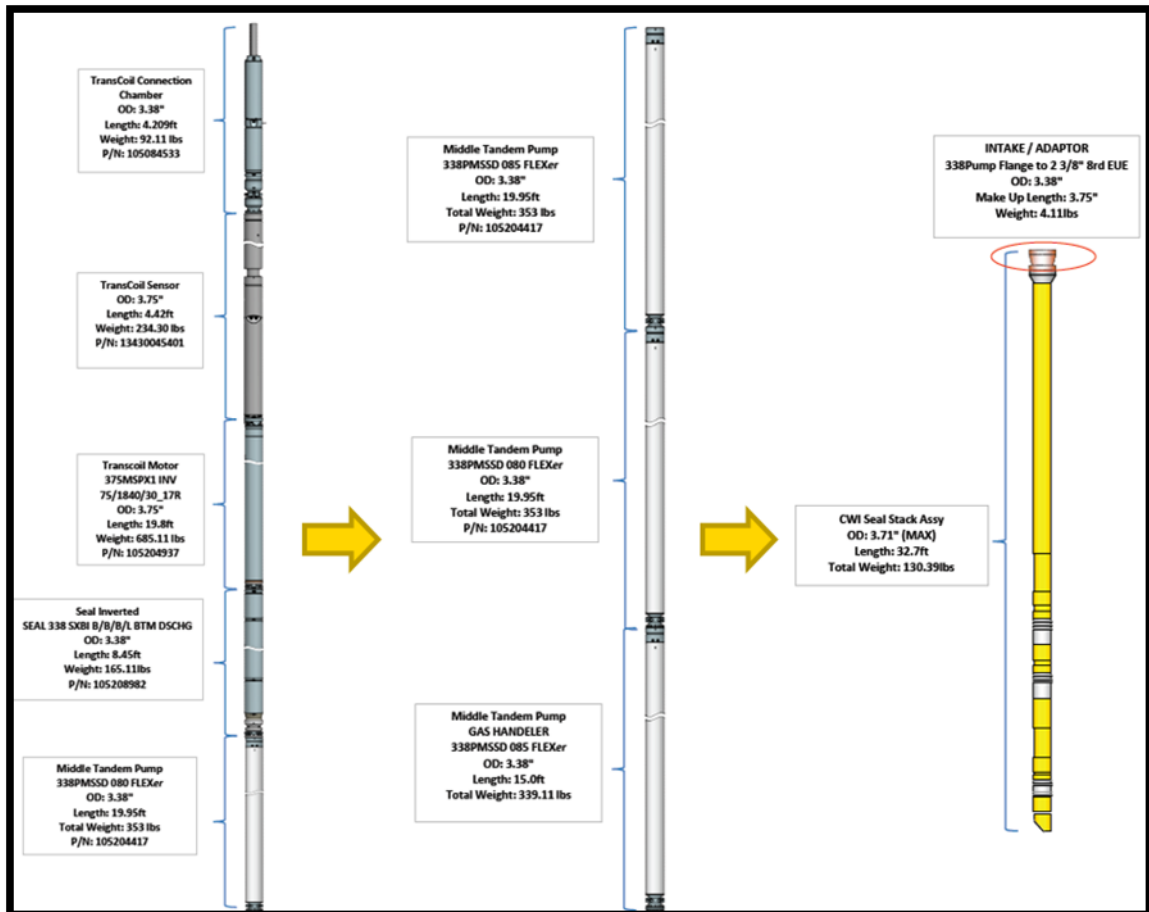


Figure II.15: Conception ESP transcoil [21]

II.4.5.2 Vanne de sécurité

- Système à sécurité intégrée pour empêcher la libération inattendue d'hydrocarbures lorsque la pression est supprimée de la ligne de contrôle.
- Vanne en forme de beignet qui scelle les tubes de l'anneau - ESP CT.
- Fabriqué et placé dans le lubrificateur. [21]

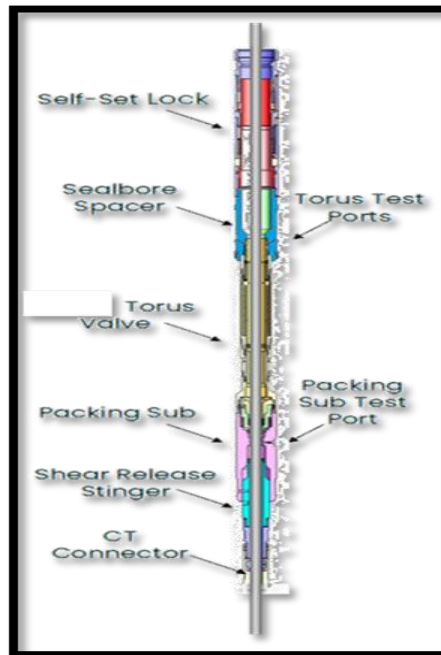


Figure II.16: Vanne torus [21]

II.4.5.3 Câble ESP Transcoil

Le système de suspension ESP de fond peut être réalisé en utilisant soit uniquement le câble d'alimentation renforcé (Transcoil) pour supporter le poids du système, soit le CT, à l'intérieur duquel le câble d'alimentation est positionné.

Le câble Transcoil est capable de supporter son propre poids et celui de l'ESP et de transférer le courant à l'équipement de fond.

✓ Les avantages de l'utilisation de ce type de câble

- Ni plus d'épissures ni de points faibles : le câble est encapsulé dans le Coil-Tubing.
- Simple à déployer et à récupérer (avec unité Coil-Tubing, la tâche peut être accomplie en mode rigless).
- Réduction significative des durées d'intervention grâce à l'absence d'appareil de forage.
- En cas d'intervention planifiée, le pourcentage du taux de production est assuré (réduction des pertes de production en attendant l'appareil de forage).
- Possibilité d'installation dans le puits existant. [22]

Chapitre III: Analyse Nodale et aperçus sur le PROSPER

III.1. Historique de l'analyse nodale

Pendant la durée de vie d'un puits de production, les fluides doivent circuler dans le puits, en commençant par le réservoir, puis à travers le puits, jusqu'au puits et enfin jusqu'au séparateur. La pression du fluide n'est pas constante en raison des restrictions et des frottements. La production de pétrole et de gaz est déterminée par l'ensemble des pertes de charge liées à l'écoulement du fluide. L'ensemble du système de production ne peut donc pas être séparé et doit être analysé comme une seule unité.

En 1954, Gilbert a présenté l'analyse nodale comme une nouvelle approche pour analyser les performances des puits de pétrole et de gaz, en incorporant les interactions entre le réservoir, le puits et la tête du puits. Cependant, les limites des outils de modélisation disponibles ont limité son application pratique. Le terme « analyse nodale » a ensuite été dédié à K. E. Marron, consolidant son importance en tant qu'outil fondamental dans l'ingénierie pétrolière et gazière, permettant une optimisation significative de la production d'énergie. [15]

III.2. Procédure de l'analyse nodale

L'approche d'analyse de système ou l'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

- **In flow :**

$$P_{\text{node}} = P_r - \Delta P \quad (\text{III.1})$$

- **Outflow :**

$$P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} - \Delta P \quad (\text{III.2})$$

$$P_{\text{node}} = P_{\text{Tête}} - \Delta P \dots \dots \dots (\text{Dans notre cas}) \quad (\text{III.3})$$

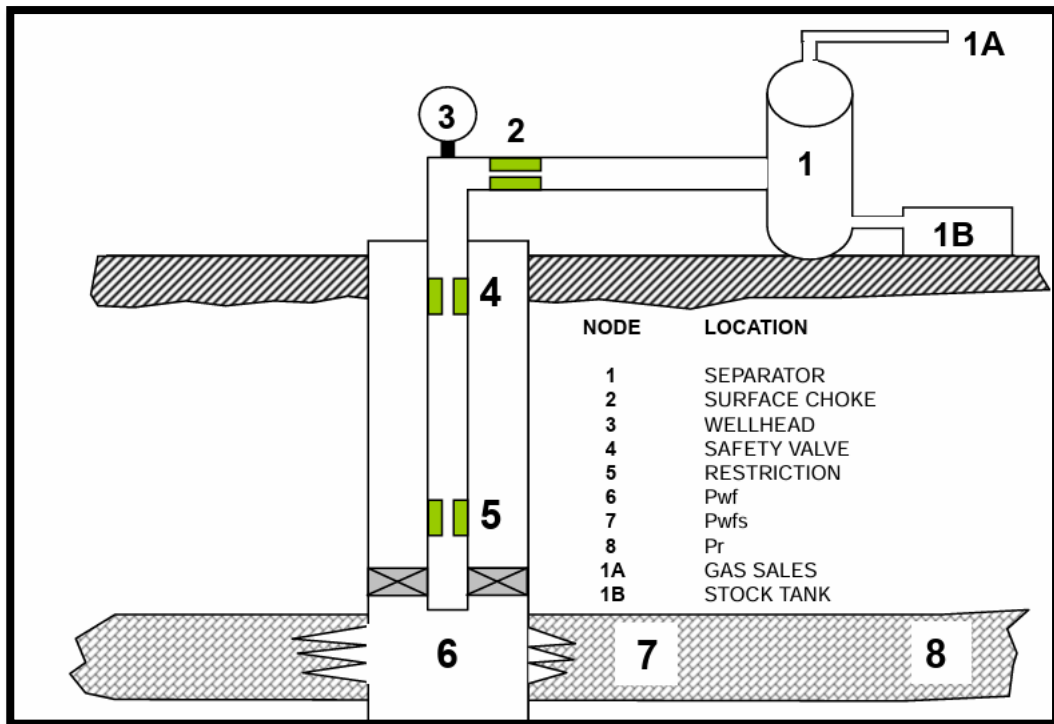


Figure III.1: Les différentes positions des nœuds [15]

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement de système (Figure III.2). L'effet de changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression de nœud en fonction de débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante.

La procédure est la suivante :

- 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 calculer IPR (Inflow Performance Relationship).

- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit. [15]

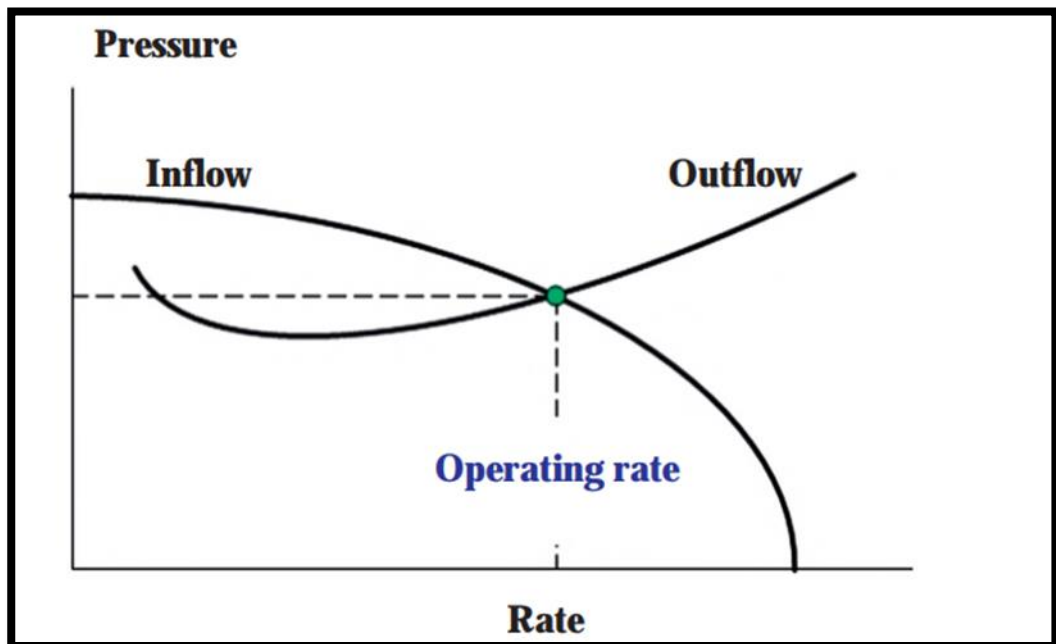


Figure III.2: Point de fonctionnement

III.3. Inflow Performance Relationship (IPR)

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($P_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée.

L'**IPR** (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre **la pression de fond dynamique** et **le débit de production** provenant du réservoir.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe **IPR** des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a [18] :

III.3.1 Loi de Darcy

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante :

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

Tel que : **Q** : le débit (m³/j). **h** : hauteur (m).

K : perméabilité absolue (md). **r_w** : rayon de puits (m).

r_e: rayon de drainage (m).

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- Écoulement à faible vitesse (laminaire).
- Écoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction entre le fluide et la formation.

III.3.2 Méthode de l'indice de productivité

On définit l'indice de productivité comme étant comme le nombre de baril produit par **jour** pour chaque **psi** du drawdown (chute) de la pression de fond, et le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = Q / (P_{ws} - P_{wf}) \quad \text{(III.5)}$$

Tel que :

J : indice de productivité (m³/j/bar).

Q : le débit produit (m³/j).

P_{ws} : Pression de fond statique (bar).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (bar).

- Selon la méthode de l'IP, tous les débits de production futurs devront évoluer de manière linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas lorsque la pression de fond diminue

en dessous de la pression de bulle (la pression de bulle étant la pression à laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

- Quand le gaz est libéré de l'huile, il y aura un écoulement diphasique autour du puits, ce qui va réduire l'index de productivité. [16]
- Une nouvelle théorie est apparue pour évaluer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle.

III.3.3 Méthode de VOGEL-STANDING

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle de réservoir mathématique pour calculer l'IPR pour les puits de pétrole.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{III.6)}$$

Tel que :

q_o : le débit produit (m³/j).

P_r : Pression de réservoir (bar).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (bar).

- Bien que cette méthode a été proposée pour les réservoirs saturés (**P_r < P_b**) ; on a trouvé qu'on peut l'appliquer pour n'importe quel réservoir où la saturation en gaz augmente et la pression diminue. [16]
- La méthode originale de Vogel n'a pas pris en considération l'effet du facteur de skin non nul. Plus tard, les modifications de Standing ont prolongé l'utilisation de cette méthode aux réservoirs stimulés ou endommagés (**skin ≠ 0**).

III.4. Performances Du Puits (Outflow Performances (VLP))

La performance de l'écoulement du fluide du fond du puits vers la surface est connue sous le nom d'« **Outflow Performance** », tandis que la représentation graphique (**VLP**) représente la capacité de l'installation et son impact sur l'écoulement en fonction des pertes de charge causées.

La courbe **VLP** (Performance de levée verticale) illustre la capacité de l'installation (tubing) à ramener le fluide depuis le fond du puits jusqu'à la tête du puits. Elle est calculée en utilisant des

pressions de fond dynamiques et en établissant des corrélations qui expliquent les pertes de charge verticales en fonction des différents débits.

Les résultats de l'outflow de performance sont généralement illustrés par des graphiques. Le diagramme le plus souvent choisi illustre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixée (pression de tête ou pression du séparateur).

La pression nécessaire au fond du puits **Pwf** pour générer un débit spécifique à la surface est indiquée à chaque point de la courbe, avec la pression aval connue. Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique (eau, huile et gaz) se produisant dans une conduite verticale, ce qui entraîne l'équation générale du gradient de pression, incluant les différentes pertes de charge que l'on peut rencontrer [17] :

$$\frac{dP}{dh} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{\rho_m \times f_m \times d \times v_m}{g_c \times d \times h} \quad \text{III.7)}$$

Tel que :

ρ_m : masse volumique du mélange (kg/m³). **g_c** : accélération du gravité (m/s²).

f_m : facteur de frottement. **v_m** : vitesse du mélange (m/s).

Cette équation renferme trois types des pertes :

- Les pertes dues à la pression hydrostatique du fluide dans la colonne.
- Les pertes dues aux frottements.
- Les pertes dues à l'accélération.

Les facteurs affectants le **VLP** :

- Les dimensions du tubing.
- Le water Cut.
- Le GOR ou le gaz injecté.
- Les dimensions de la SSSV.
- Les dimensions de la Duse.
- La pression de tête.

III.4.1 Déférent type de corrélation

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Beggs et Brill ont récapitulé ces dernières corrélations dans trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique. [17]

Catégorie A : aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré « Poettmann & Carpenter, Fancher & Brown ».

Catégorie B : L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est Considéré « Hagedorn & Brown, Gray ».

Catégorie C : le glissement et le régime d'écoulement sont considérés « Beggs & Brill, Orkiszewski, Duns & Ros ».

III.5. Les objectifs de l'analyse nodale

- Déterminer le débit avec lequel 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 déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment Opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production). [18]

III.6. Utilisation du logiciel PROSPER

III.6.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER

PROSPER (PROduction & Systems PERformance software) est un logiciel qui permet d'analyser les performances des systèmes de production. PROSPER peut assister les ingénieurs de production et de réservoir dans la prédiction précise et rapide des paramètres d'écoulement et de

température dans les tubings et les pipelines. Les calculs de sensibilité proposés par PROSPER nous permettent d'améliorer les designs existants. [25]

En distinguant les modèles de chaque élément du système de production, PROSPER offre à l'utilisateur la possibilité de vérifier chaque modèle de sous-système en utilisant la fonction de match, ce qui permet de réaliser des calculs précis. Après avoir créé un modèle du système, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour étudier les données réelles mesurées sur le puits et faire des prédictions avancées des données du puits et du réservoir.

III.6.2 Organigramme de fonctionnement du PROSPER

La figure ci-dessous montre l'organigramme général de fonctionnement du Prosper qui contient quatre parties principales ; Système Summary, données PVT, données IPR et équipement.

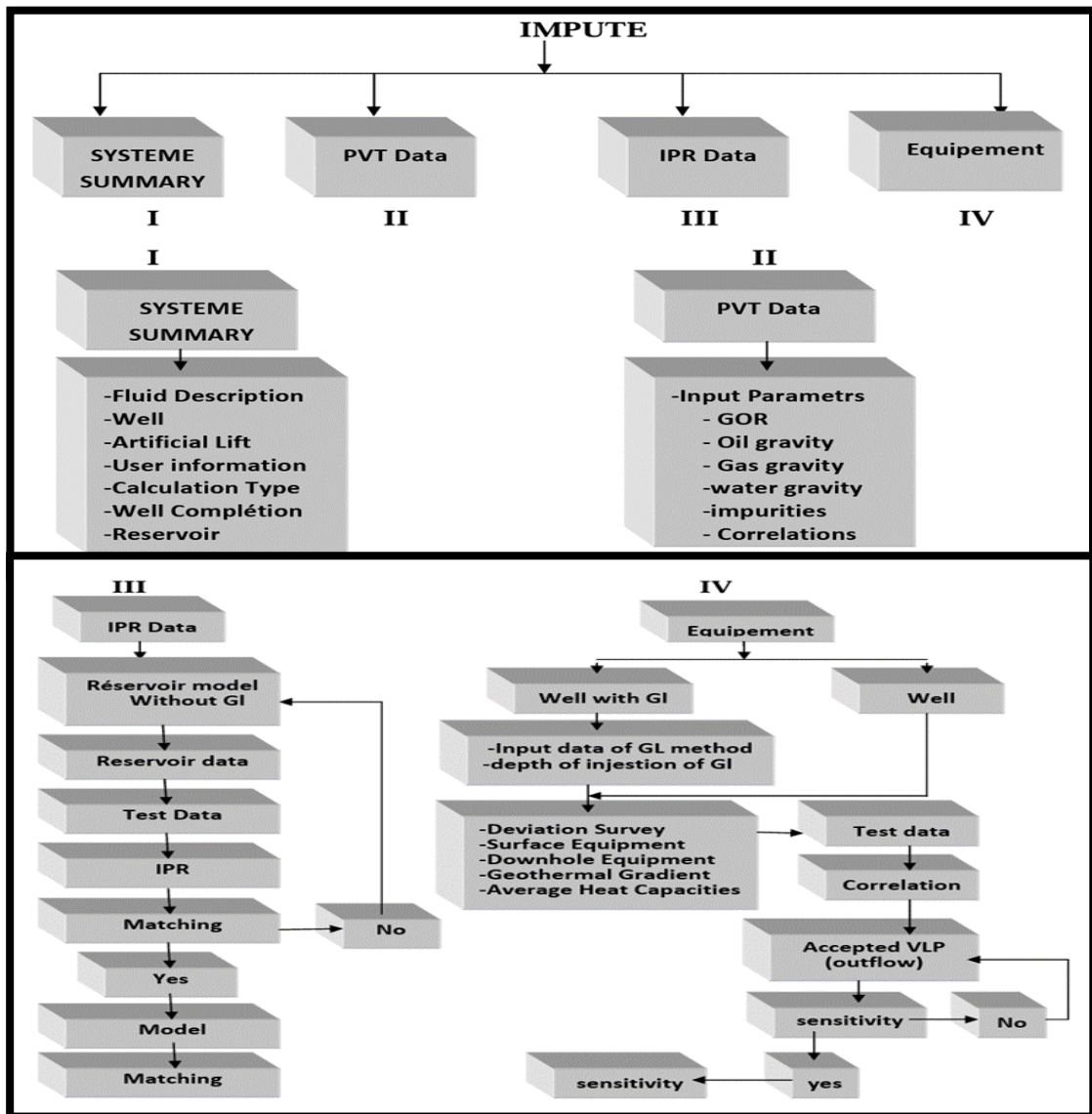


Figure III.3: L'organigramme de fonctionnement du logiciel PROSPER

III.6.3 Généralités sur l'interface PROSPER

III.6.3.1 Système Summary

La figure ci-dessus (Figure III.2) illustre le système summary qui contient la description du fluide, les données du puits et du réservoir, la méthode d'artificiel lift, le type de calcul et les informations sur l'utilisateur.

Fluid Description		Calculation Type	
Fluid	Oil and Water	Predict	Pressure and Temperature (on land)
Method	Black Oil	Model	Rough Approximation
Separator	Single-Stage Separator	Range	Full System
Emulsions	No	Brine Modelling	
PVT Warnings	Disable Warning	Brine Properties Correlation	Default
Water Viscosity	Use Default Correlation	Well Completion	
Viscosity Model	Newtonian Fluid	Type	Cased Hole
Well		Sand Control	None
Flow Type	Tubing Flow	Reservoir	
Well Type	Producer	Inflow Type	Single Branch
Artificial Lift		Gas Coning	No
Method	Electrical Submersible Pump	User information	
Type	Model Produced Oil and Gas in Annulus	Company	GSA
User information		Field	BRN
Company	GSA	Location	ALGERIA
Field	BRN	Well	RERN 6
Location	ALGERIA	Platform	
Well	RERN 6	Analyst	AFO
Platform		Date	Tuesday , May 21, 2019
Analyst	AFO	Comments (Cntl-Enter for new line)	
Date	Tuesday , May 21, 2019		

Figure III.4: Système Summary

Dans notre cas, nous optons pour l'utilisation de la pompe ESP en tant que méthode d'artificiel lift, et nous remplissons les paramètres indiqués dans la figure (Figure III.3).

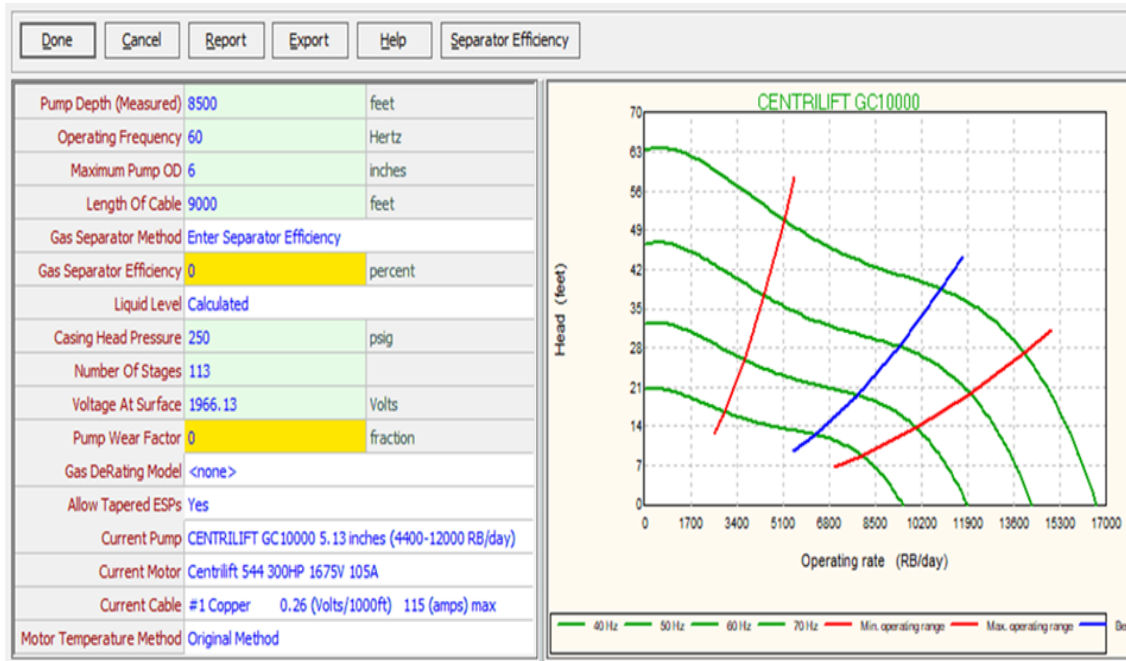


Figure III.5: Paramètres d'entrée de la pompe ESP

Les résultats de la conception sont représentés dans la figure suivante :

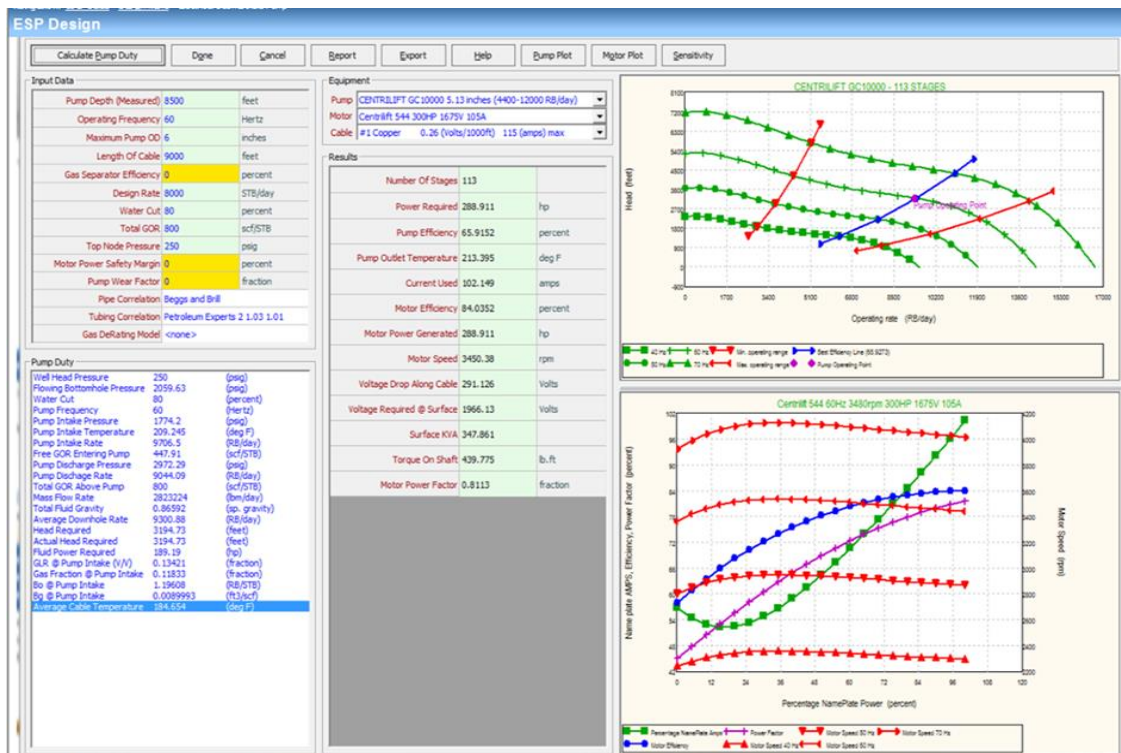


Figure III.6: Conception de la pompe ESP

III.6.3.2 Les donnes PVT

Les donnes PVT sont :

- GOR de dissolution.
- La densité d'huile.
- La densité de gaz.
- La salinité d'eau.
- Pourcentage des gaz : H₂S, CO₂, N₂.
- Corrélation du Bo, Rs, Pb.
- Corrélation du viscosité d'huile (μ_o).

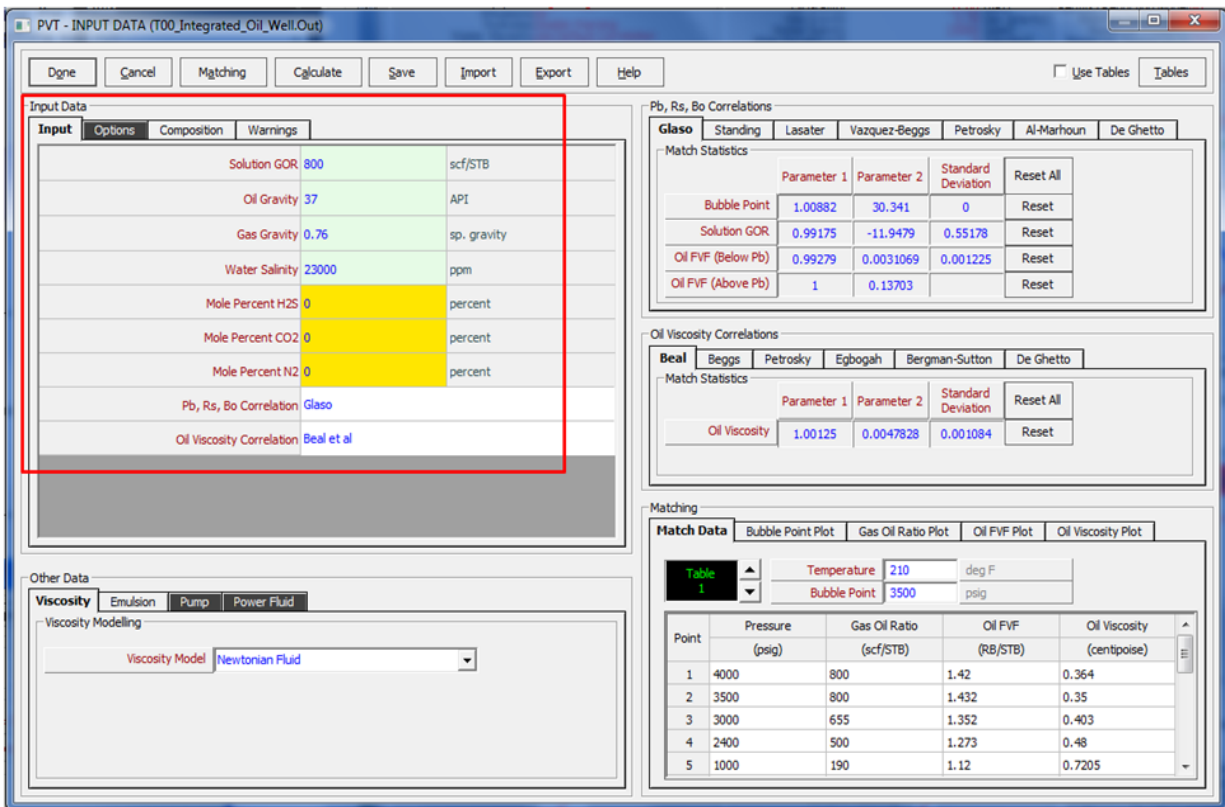


Figure III.7: Les données PVT

III.6.3.3 Caractérisation de courbe IPR (Inflow Performance Relationship)

Les sections principales qui caractérisent la courbe IPR (figure III.4) sont :

1. Modèle de réservoir.
2. Données du réservoir.

3. Composition du modèle de réservoir.
4. Résultats et plot.

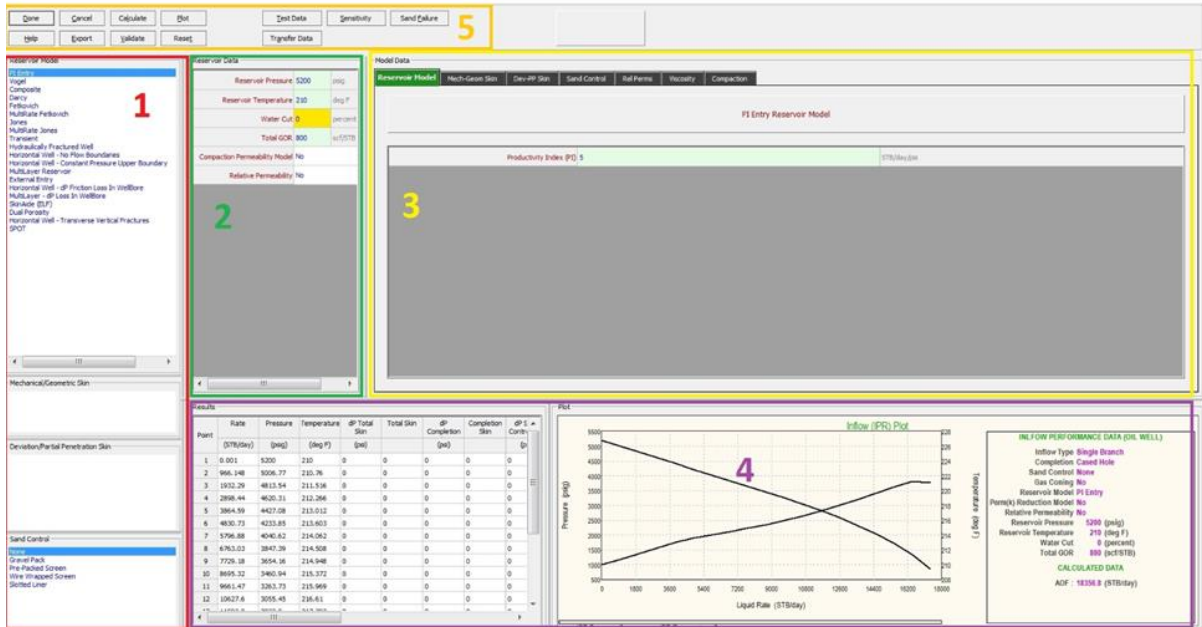


Figure III.8: Caractérisation de courbe IPR

III.6.3.4 Équipement de fond de complétion

Les longueurs et les diamètres intérieurs et extérieurs de complétion du puits.

DOWNHOLE EQUIPMENT (01 - OIL PRODUCTION WELL.OUT)

Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	600							
2		Tubing	1000	4.052	0.0006					1
3		SSSV		3.72						1
4		Tubing	8900	4.052	0.0006					1
5		Casing	9000					6.4	0.0006	1
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										

Figure III.9: Équipement de fond de complétion

Chapitre IV: Étude de Cas

Puits A6

IV.1. Développement du Champ RERN

IV.1.1 Historique de développement du champ RERN

Le champ RERN a été mis en production en **mars 2005** avec un débit d'huile d'environ **1200 Stb/j**. Le premier plan de développement du champ RERN a été présenté en mars 2000, prévoyant un schéma de production du champ à travers le puits A1 en déplétion naturelle et d'assurer un suivi pendant une année, afin d'évaluer les volumes d'huiles connectées et d'optimiser potentiellement le programme de développement. À ce stade, l'utilisation de A3 comme injecteur d'eau était planifiée afin de maintenir la pression et d'optimiser le schéma de récupération. En mars 2011, une nouvelle étude réservoir a été réalisée et validée par le forage d'un nouveau puits producteur d'huile A4 en décembre 2012. [19]

Le champ produit **actuellement** avec un débit d'huile d'environ **1600 Stb/j**. Le cumul de production d'huile en décembre 2022 est de **3.40 MMbbls** avec un facteur de récupération de l'ordre de **7.35 %**. [19]

Dès 2005, la production du champ a **commencé naturellement**, puis elle est supportée par **l'activation des puits** par les pompes submersibles afin d'améliorer la récupération des hydrocarbures et d'atténuer le déclin. [19]

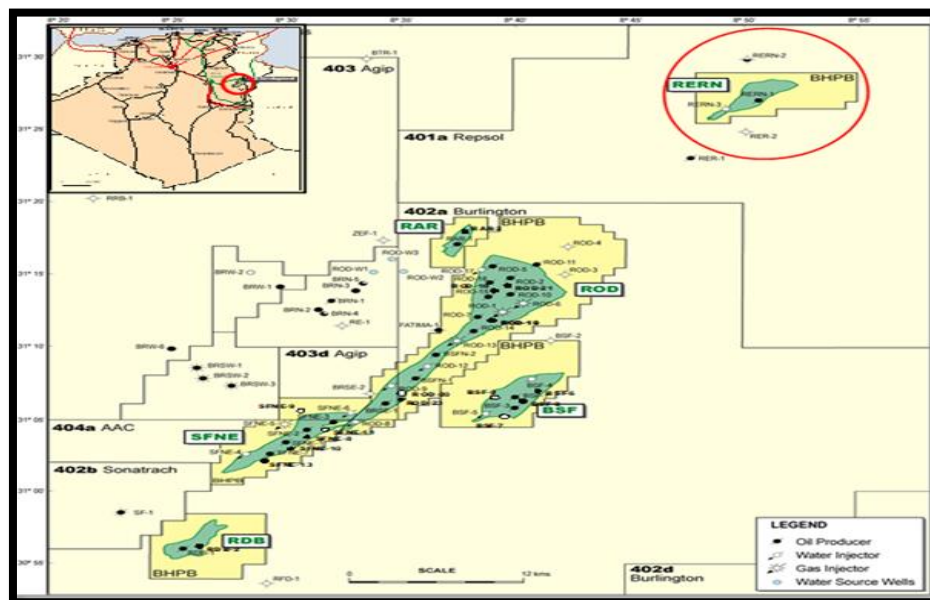


Figure IV.1: Localisation du champ RERN [19]

IV.1.2 Description du puits A6

A6 est un puits producteur d'huile vertical foré en janvier 2016 en tant que producteur de développement dans la zone nord du champ RERN.

Les opérations de forage ont débuté le 13 décembre 2015 et ont atteint une profondeur totale TD = 2887 m le 28 janvier 2016. Le puits est perforé au niveau Upper TAGI comme suit :

- 2 764,0 – 2 766,5 m MD TAGI supérieur 2,5 m
- 2 770,5 – 2 776,5 m MD TAGI supérieur 6,0 m

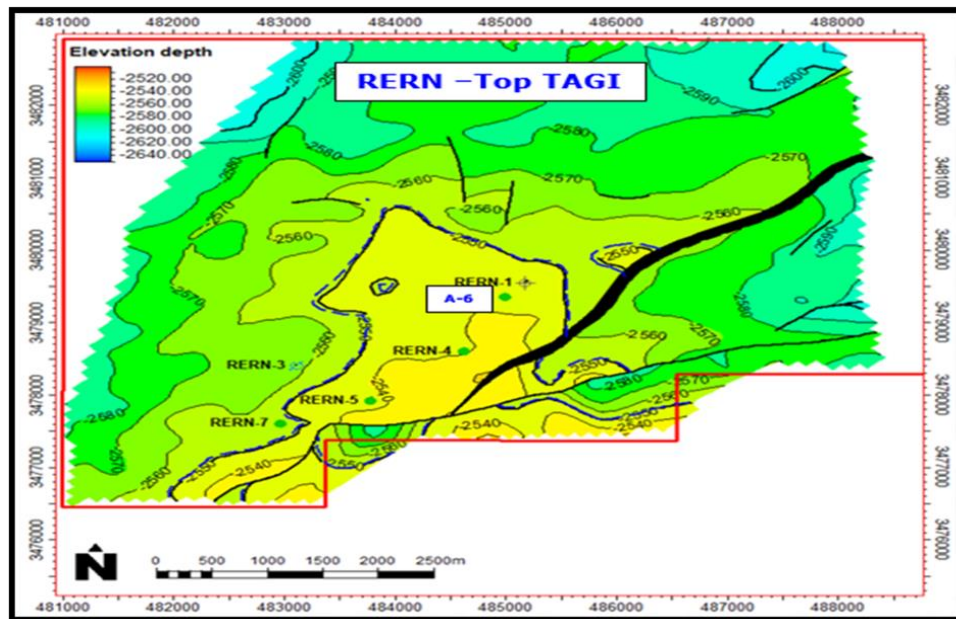


Figure IV.2: Localisation du puits A6 [20]

IV.1.3 Historique de production de puits A6

- Le puits a été équipé d'une pompe ESP dès sa mise en production le 30 mars 2016 avec un débit moyen d'huile d'environ 1240 Stb/j à une pression en tête de puits de 65 Bars.
- Le 15 avril 2016, le puits a été étranglé afin d'honorer le taux de plateau du champ approuvé par les autorités (1600 Stb/j), la pression en tête de puits a donc été ajustée de 65 à 86 Bars révélant un taux de pétrole autour de 800 Stb/j.
- La pression de réservoir est maintenue grâce à un aquifère actif confirmé dans les puits A1 et A4.
- Un mois après le démarrage, la percée d'eau s'est produite en 15 jours de zéro à 5% de WC (water Cut).

- Le puits a été fermé entre le 31/03/2017 et le 28/01/2018 en raison des limitations de l'OPEP. [20]

La production des puits a été surveillée périodiquement au moyen de tests MPFM (Figure IV.3).

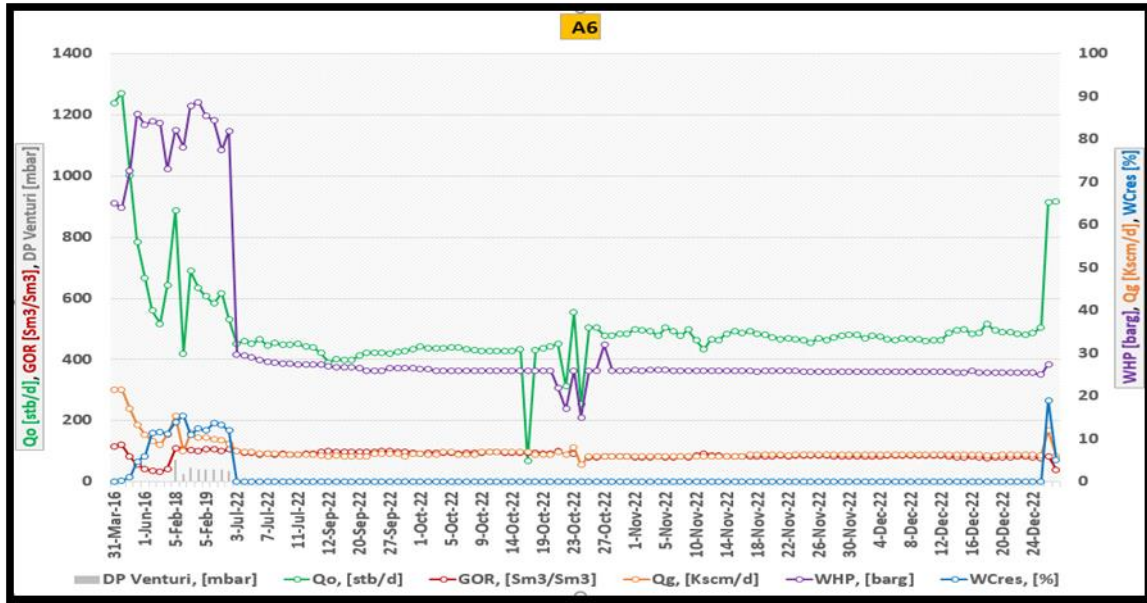


Figure IV.3: Historique du test de puits A6 [20]

Le tableau ci-dessous montre le test de production avec MPFM effectué sur A6 depuis le démarrage de la production.

Tableau IV.1: Historique de production du puits A6 mars 2016 – septembre 2023 [20]

Well	Year	Date	WHP, [barg]	MPFM P, [barg]	Qo, [stb/d]	Qo, [Sm ³ /d]	Qw(total), [Sm ³ /d]	Salinity, [g/l]	Qw(dilution), [l/min]	Qg, [Kscm/d]	WCtotal, [%]	WCres, [%]	GOR, [Sm ³ /Sm ³]
A 6	2016	31-Mar-16	65	59	1239	197	0	N/A	0	21	0	0	115
A 6	2016	5-Apr-16	64	61	1271	202	1	N/A	0	22	0	0	120
A 6	2016	8-Apr-16	73	56	1003	159	2	N/A	0	17	1	1	82
A 6	2016	15-Apr-16	86	57	785	125	6	N/A	0	13	5	5	56
A 6	2016	1-Jun-16	83	62	666	106	7	N/A	0	11	6	6	42
A 6	2016	27-Jun-16	84	67	560	89	11	300	0	10	11	11	36
A 6	2016	10-Aug-16	84	71	518	82	11	290	0	9	12	12	32
A 6	2016	3-Sep-16	73	70	642	102	13	332	0	11	11	11	43
A 6	2018	5-Feb-18	82	70	887	141	23	280	0	15	14	14	109
A 6	2018	30-Aug-18	78	71	420	67	12	300	0	7	15	15	107
A 6	2018	28-Oct-18	88	71	689	109	14	280	0	11	11	11	104
A 6	2018	3-Dec-18	89	74	633	101	14	260	0	10	12	12	102
A 6	2019	5-Feb-19	86	72	606	96	13	250	0	10	12	12	107
A 6	2019	7-Mar-19	84	73	583	93	15	328	0	10	14	14	107
A 6	2019	20-May-19	77	68	617	98	15	340	0	10	13	13	100
A 6	2019	12-Nov-19	82	71	531	84	12	300	0	9	12	12	106
A 6	2022	3-Jul-22	30	5	450	72	0		0	7	0	0	101
A 6	2022	25-Dec-22	25	5	505	80	0		0	6	0	0	78
A 6	2022	avrege 07-12-2022 (LPT)	26	5	455	72	0		0	6	0	0	78
A 6	2023	15-Jul-23	60	59	668	106	29		29	3	21	7	28
A 6	2023	13-Sep-23	28	26	915	145	54		21	12	19	19	84

- Le 3 décembre 2019, le puits a été fermé en raison d'une panne de l'ESP suite à un **problème électrique**. Reprise du puits par l'opération **Work Over** pour désinstallation et remplacement de la pompe ESP en Aout 2022. [20]

IV.1.4 Les principaux problèmes de ce puits

D'après (figure IV.5) de l'historique de production et les points cités ci-dessus, qui nous permettent d'observer que ce puits a les problèmes suivants :

- L'augmentation de Water Cut de 0 à 5 % après un mois de démarrage, qui représente la perce d'eau qui peut résulter dans les problèmes de :
- Diminution de la perméabilité relative d'huile qui influe fortement sur la productivité du puits.
 - Un alourdissement de la colonne hydrostatique de production en raison de l'augmentation de la densité moyenne du mélange eau/huile. Il en résulte une augmentation de la pression de fond et une baisse du débit total, ce qui nécessite une activation de puits.
 - Pendant l'écoulement de l'effluent dans le tubing, le sel présent dans l'eau produite se cristallise et se dépose pour former des dépôts, en raison de la baisse de pression et de température qui réduisent la solubilité du sel dans l'eau. Ainsi, cela entraîne une diminution de la section d'écoulement le long de la colonne de production du puits, ce qui entraîne une diminution de sa production.
- Une panne électrique de la pompe ESP.

- La longue durée entre la panne de l'ESP et l'opération de work-over ce qui entraîne des pertes de production d'huile significatives en raison de cet arrêt.

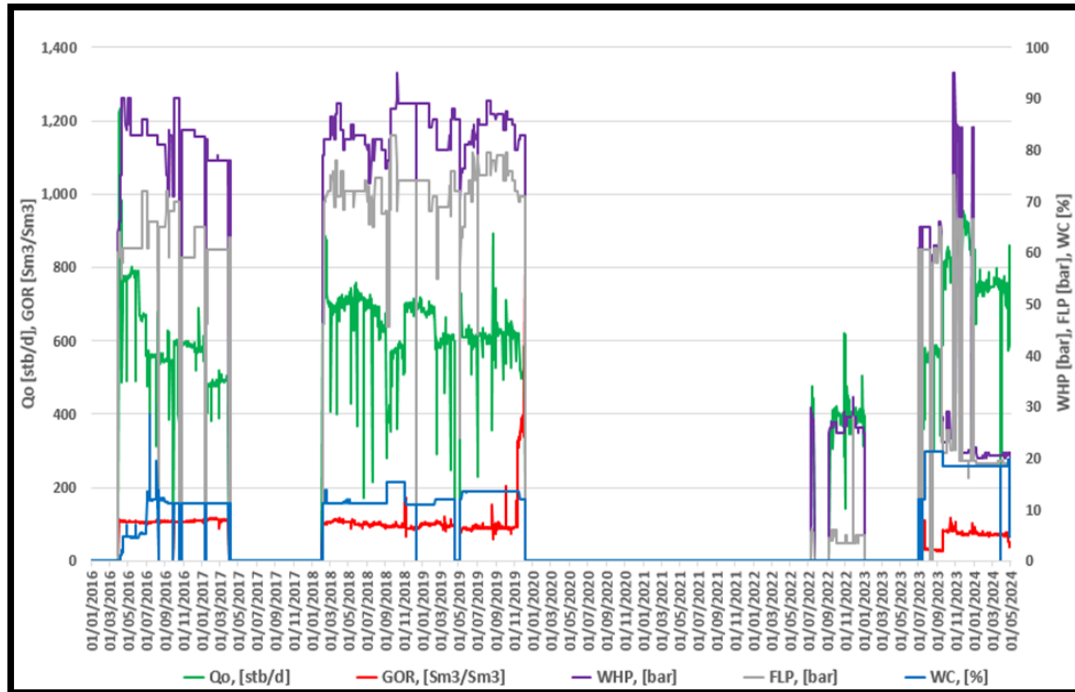


Figure IV.4: Historique de production du puits A6 [20]

IV.1.5 Comportement de la pression du réservoir RERN

L'aquifère actif maintient la pression du réservoir dans le RERN TAGI, comme le confirment les percées d'eau dans les puits A1 et A4, ainsi que l'augmentation du contact huile-eau observée dans les diagraphies du A6 pour le TAGI Moyen. La pression prévue du réservoir est d'environ **260 bars à 2750 m MD**. [20]

La figure ci-dessous montre les pressions statiques historiques enregistrées dans les puits RERN.

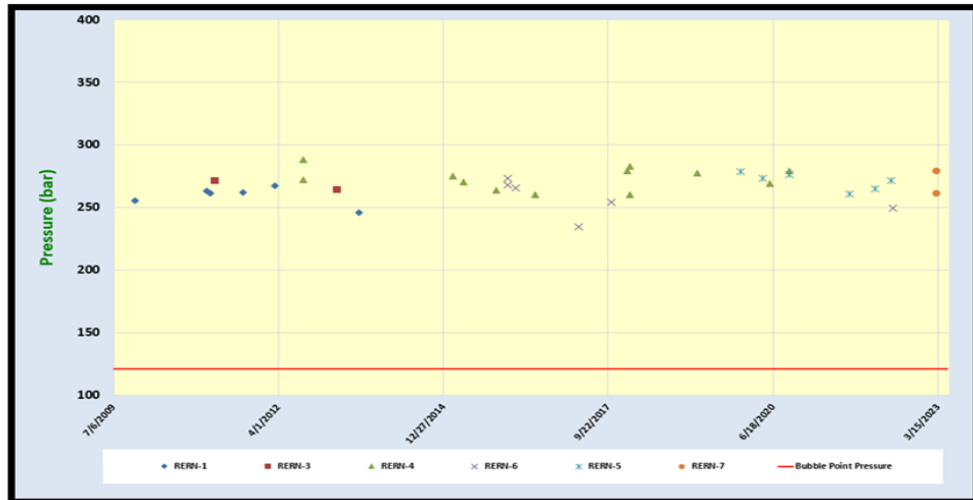


Figure IV.5 : Surveillance de la pression du réservoir RERN TAGI [20]

IV.2. Critères de choix de puit pilot A6

- Le puits A6 est le seul puits équipé d'une ESP Transcoil en Algérie.
- Le système ESP doit être évalué et optimisé.
- Matériel back up pour ce puits.
- Chute de l'index de productivité à cause de l'augmentation du Water Cut.
- La disponibilité des données de Well test.
- La pression de gisement.

IV.3. Les problèmes liés aux ESP conventionnelles et recommandation de l'ESP Transcoil

- Les ESP conventionnelles sont généralement déployés avec un train de tubes de complétion, en particulier lorsqu'un débit élevé est attendu.
- Les systèmes ESP ont généralement un MTTF (temps moyen jusqu'à défaillance) inférieur (450 jours) que les systèmes de complétion à écoulement naturel, en raison de la complexité intrinsèque du système qui est plus sensible à l'environnement de fond en particulier les équipements suivant :
 - Moteur de fond.
 - Câbles.
 - Joints du moteur.

- Lorsque L'ESP conventionnel échoue, il est nécessaire de POOH toute la chaîne de complétion avec WO Rig.
- L'avantage de la technologie déployée par CT est que les chaînes de complétion restent dans le puits et seul le système ESP est remplacé d'une manière sans rig donc :
 - Amélioration de HSE .
 - IRR plus élevé (bien prêt à SU en moins de temps). [21]

En plus, Le système ESP déployé sans rig réduit le temps d'installation de plus de 50 %, ce qui permet de revenir en production. Une opération du work-over connaissait de longs délais pour obtenir une rig sur place afin de récupérer et d'installer des systèmes de pompage submersible électrique (ESP) [22]. Les calendriers annuels des rigs rendaient difficile l'organisation de reconditionnements imprévus, entraînant des temps d'arrêt de 3 mois, voire plus. [24]

Donc les compagnons de services du domaine cherchaient une méthode alternative de déploiement afin de réduire les temps d'arrêt et les coûts associés à l'utilisation d'une rig pour récupérer et installer les systèmes ESP, et Ils ont développé l'ESP Transcoil qui ont recommandé de l'installer sur le puits A6 à cause des raisons mentionnées précédemment.

IV.4. Analyse des performances du puit A6

La pression prévue du réservoir est d'environ **260 bars** à **2750 m MD**.

Le puits A6 tout au long de son histoire de production (éruptive et même équipé par une pompe ESP conventionnelle FLEX 17.5-268 étages), a un **indice de productivité** de **2 Sm³/j/bar**.

Après l'arrêt de la dernière pompe ESP FLEX-17.5-268 étages, une opération de retrait de la complétion a été faite avec une nouvelle installation de la pompe ESP FLEXER 240 étages (3 x 80) à travers **transcoil 1,5''**.

Un moteur 75 HP/1840 V/30 AMP @ 60 Hz est installé avec la pompe pour fournir la puissance demandée.

Après le démarrage du puits et le nettoyage de la fuite de complétion, un test avec un séparateur a été effectué le 13 septembre 2023 pour évaluer la performance du puits ainsi que le rendement de la pompe et son point de fonctionnement. Les paramètres obtenus sont les suivants:

- $P_{Tete} = 27$ bar
- $P_{sep} = 26.5$ bar
- $P_{line} = 26$ bar
- $WHT = 49$ °C
- Liquide rate (Réservoir + Totale dilution) = 199 Sm³/j
- Liquide rate (Réservoir + DH dilution) = 189 Sm³/j
- Liquide rate (Réservoir) = 179 Sm³/j
- $Q_o = 145$ Sm³/j
- $Q_g = 16\ 820$ Sm³/Sm³
- $GOR = 116$ m³/Sm³
- Q_w (Réservoir + dilution) = 54 m³/j
- Q_w (Total dilution) = 20 m³/j
- Q_w (DH dilution) = 10 m³/j
- Q_w (Latéral dilution) = 10 m³/j
- Q_w (Réservoir) = 34 m³/j
- WC (Réservoir + total dilution) = 27 %
- WC (Réservoir + DH dilution) = 23 %
- WC (Réservoir) = 19 %
- $SG_{Oil} = 0.861$
- $SG_{Gas} = 0.812$
- Water salinité = 300 g/l
- $SG_{Water} = 1.24$

Pendant l'essai du puits, les paramètres de l'ESP sont :

- Profondeur ESP = 2355 m (TOP Perforation = 2764 m)
- Fréquence = 51 Hz
- FBHP @ 2704 = 142 bar (profondeur de la PMG)
- P-décharge = 162 bar
- Tension de surface = 1585 V
- Courant moteur = 24,5 Amp
- Température d'entrée = 83.5 °C
- Température du moteur = 100 °C

IV.5. Modélisation du puits par PROSPER

Pour évaluer la performance du système, (Réservoir / Puit / ESP), un modèle du puits avec ESP trans-coil a été fait tout utilisant le simulateur PROSPER.

A partir des données de test séparateur (Figure IV.6), on fait le matching du points WHP, DEP, PI et FBHP (Figure IV.7).

ESP QuickLook (RERN-6 Transcoil 1.5" Well performance WT SEPTEMBER 2023.Out)

Done Cancel Calculate Export Results Help Transfer Wear Factor

Input Data			DownHole Data		
Tubing Head Pressure	27	BARa	Point	Measured Depth (m)	Pressure (BARa)
Liquid Rate	189	Sm3/day	1	0.1	27
Water Cut	23	percent	2	2355	162
Produced GOR	116	Sm3/Sm3	3	2704	142
Static Bottom Hole Pressure (Pres)	250	BARa	4		
Pump Depth (Measured)	2355	m	5		
Operating Frequency	51	Hertz	6		
Length Of Cable	2500	m	7		
Gas Separator Method	Enter Separator Efficiency		8		
Gas Separation Efficiency	0	percent	9		
Number Of Stages	240		10		
Pump Wear Factor	35	percent	11		

Figure IV.6: Les données obtenues du test séparateur

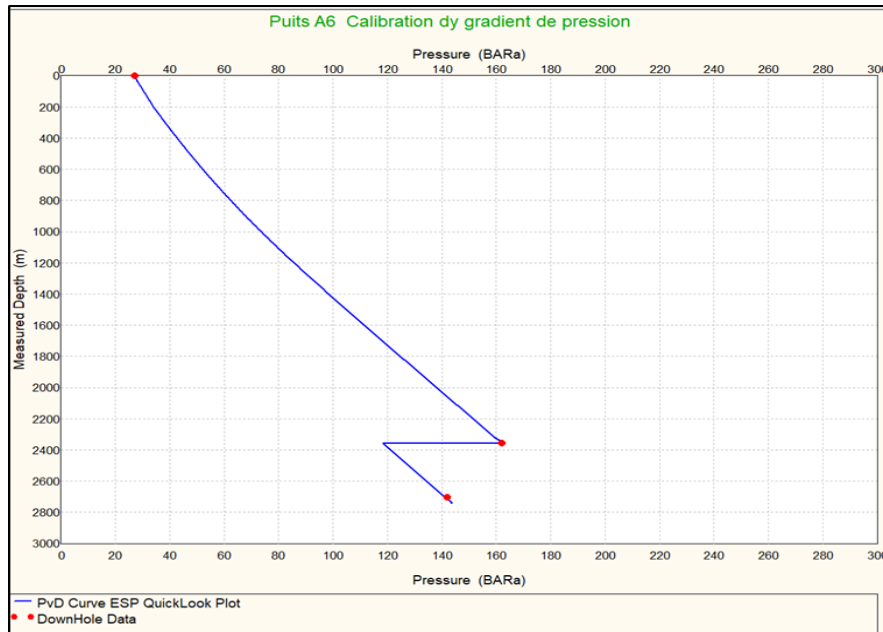


Figure IV.7: Matching du profil de pression

Les résultats: Une bonne calibration a été faite au niveau de la pression refoulement de ESP et celle de la gauge permanente à 2704 m. Pour avoir cette calibration, une réduction de l'énergie potentielle (Head Pump) de **35 %** est nécessaire.

Cela veut dire qu'il y a probablement un phénomène de gaz à l'intérieur de la pompe ou détérioration des étages due à **la déposition du sel**.

- La pression du fond à 2741 m (top perforation) = 144 bar
- La pression d'aspiration simulée du fond à 2355 m (ESP) = 118 bar
- Regardons la pression du gisement : la pression statique à 2741 m = 260 bar

À ce stade, la performance du réservoir sera la suivante :

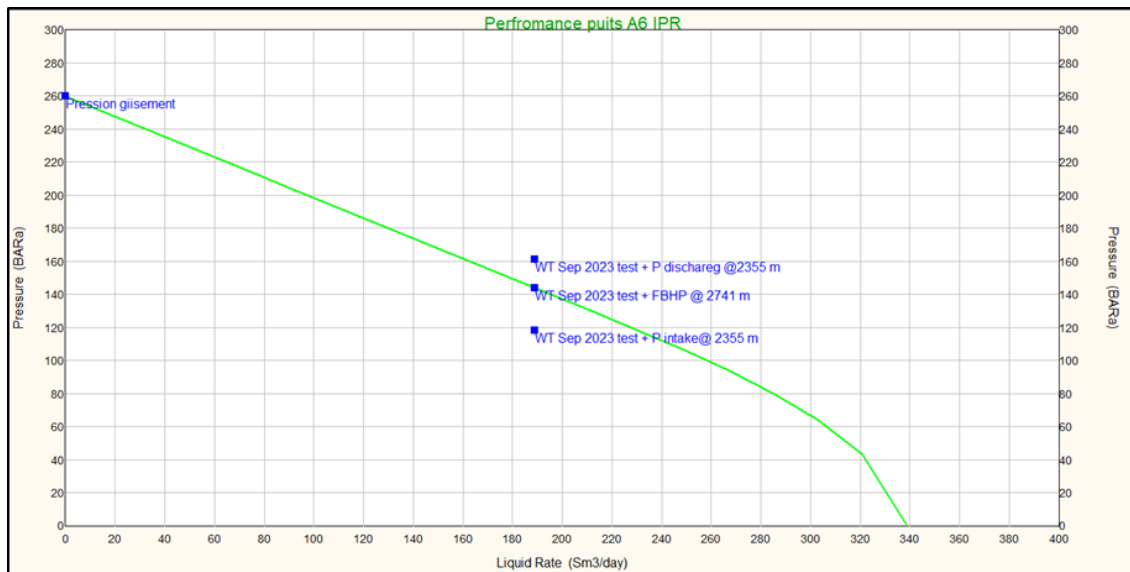


Figure IV.8: Le matching de IPR ESP trans-coil du puits A6

- ✓ L'index de productivité est de **1.63 m³/j/bar**.

Comparons le **IP actuel** estimé à **1.63 m³/j/bar** avec le **IP du réservoir initial** à **2 m³/j/bar**. Il est évalué qu'il n'y a pas un endommagement important du réservoir ou probablement un endommagement partiel (déposition de sel).

En référence avec les résultats ci-dessus, la pompe est opérée dans une condition tout en respectant la plage recommandée par le constructeur ROR (Recommended Operating Range), Alors les résultats obtenus (Figure IV.9) ou Le point de fonctionnement de l'ESP se situe à l'intérieur de l'enveloppe ROR.

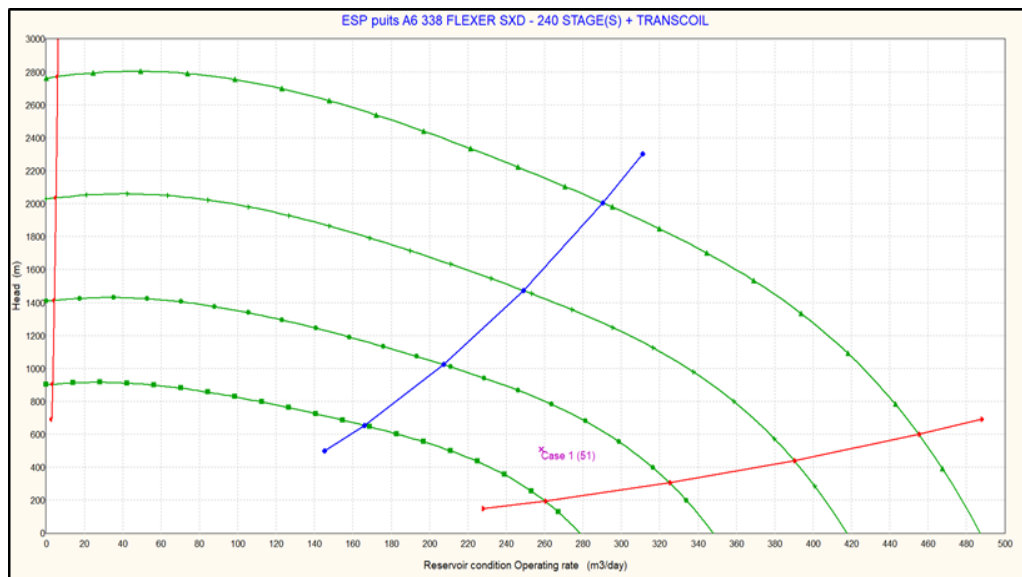


Figure IV.9: Courbe de performance de l'ESP

D'après le tableau ci-dessous, on remarque qu'il y a une légère différence entre les résultats réels obtenus du test et celui de la simulation.

Tableau IV.2: Les résultats obtenus de la simulation

Label	Value	Units
Liquid Rate	188.977	(Sm3/day)
Oil Rate	145.513	(Sm3/day)
Water Rate	43.4648	(Sm3/day)
Gas Rate	16.8803	(1000Sm3/d)
Solution Node Pressure	144.014	(BARa)
dP Friction	0.92705	(bar)
dP Gravity	159.918	(bar)
dP Total Skin	0	(bar)
dP Perforation	0	(bar)
dP Damage	0	(bar)
dP Completion	0	(bar)
Completion Skin	0	
Total Skin	0	
Pump Intake Pressure	118.481	(BARa)
Pump Discharge Pressure	162.315	(BARa)
Pump Intake Rate	252.241	(m3/day)
Average Rate Through Pump	250.405	(m3/day)
Pump Discharge Rate	248.872	(m3/day)
Pump Head Generated	587.472	(m)
Pump Power Requirement	45.6614	(hp)
Pump Efficiency	37.1203	(percent)
Intake Temperature	78.7162	(deg C)
Discharge Temperature	84.3738	(deg C)
Gas Separator Efficiency	0	(percent)
Motor Amps Requirement	23.7301	(amps)
Motor Power Generated	45.6614	(hp)
Motor Efficiency	76.0826	(percent)
Motor Speed	2910.65	(rpm)
Motor Fluid Velocity	0.77265	(ft/sec)
Motor Load %	71.6257	(percent)
Motor Power Factor	0.73986	
Voltage Drop Along Cable	37.2981	(Volts)
Voltage @ Surface	1596.3	(Volts)

IV.5.1 Optimisation du Puits

Après l'obtention d'une bonne calibration du modèle et d'une légère différence entre les résultats réels et simulés, une simulation est faite dans le cadre d'une optimisation de la production.

Vue qu'actuellement la pression de la tête du puits est égale à la pression de la ligne, les paramètres variables à simuler sont seulement la fréquence **51 Hz / 55 Hz / 60 Hz**, les résultats de sélectivité sont présents dans les Figures (Figure IV.10) et (Figure IV.11).

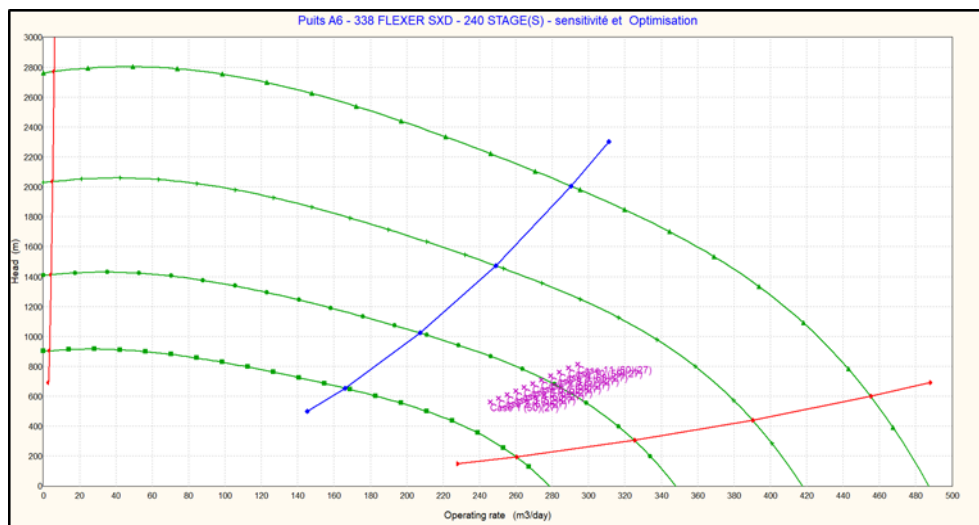


Figure IV.10: Sensitivité et optimisation

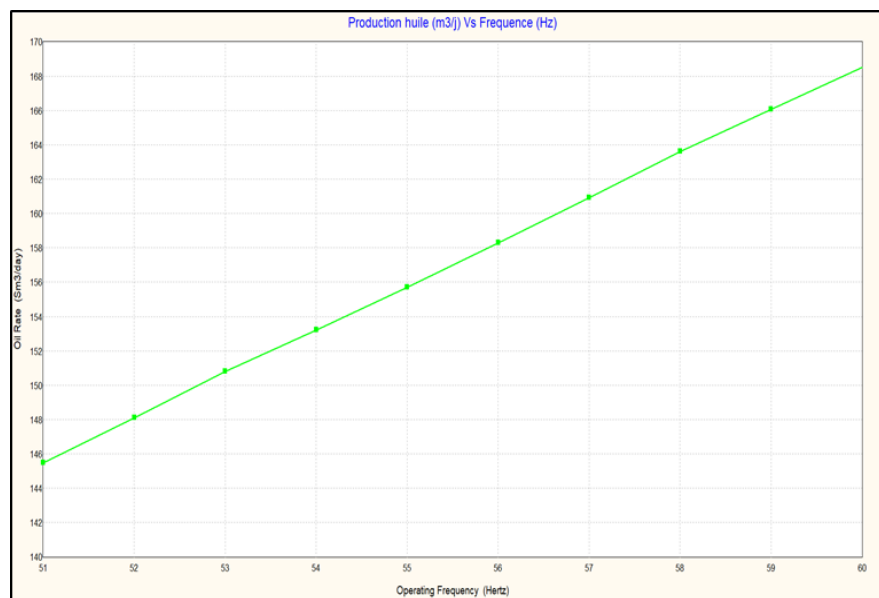


Figure IV.11: Courbe de sensibilité de fréquence en fonction de production d'huile

Dans le but d'augmenter la production d'huile du puits A-6, il est impératif d'augmenter la fréquence de 51 Hz à 60 Hz avec un gain de **23 m³/j** (144 baril/j).

IV.5.2 Courbe IPR/VLP

La figure ci-dessous montre la Courbe IPR et VLP après l'installation de la pompe.

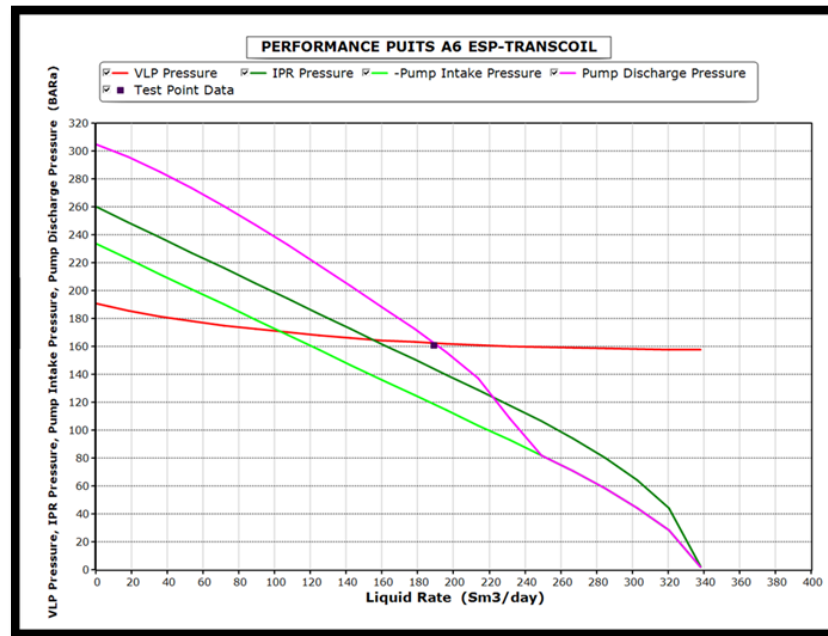


Figure IV.12: Calibration de VLP & IPR

IV.6. Programme de déploiement du Transcoil sur le puit A6

Le puit A6 est un puits candidat pour l'installation d'un Transcoil de 1,5" de OD. Ce programme de travail comprendra la procédure générale et les étapes de l'installation.

IV.6.1 Schéma de réalisation de puits A6

La transcoil c'est une solution qui non seulement élimine l'appareil de forage, mais qui répond également aux conditions difficiles du fond de trou. La métallurgie du système atténue le potentiel H₂S dommages à l'équipement. [21]

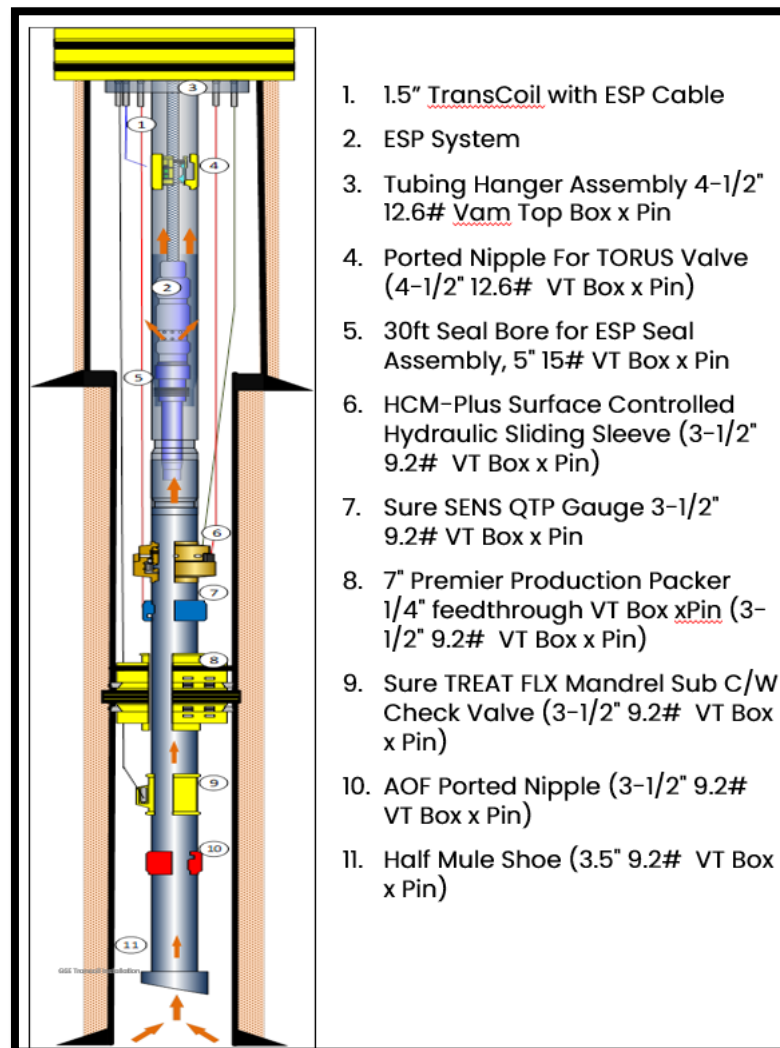


Figure IV.13 : Schémas de puits A6 compléter avec ESP transcoil

IV.6.2 Les étapes d'installation de la complétion et modification de la tête de puits

Il s'agit d'une complétion permanent réalisé à l'aide d'un appareil de forage (49 jours) selon les étapes suivant :

1. Mise en place d'une gauge permanente .
2. Mise en place de paker 7 ”.
3. Mise en place de lignes chimiques jusqu'à paker de 7 ”.
4. Mise en place des joints PBR dans le paker de 4 ½ ”.
5. Préparer le nipple à orifice de la vanne Torus.
6. Mettre en place le paker et tester.

IV.6.2.1 Tête de puits

Une modification substantielle de la tête de puits est nécessaire (Pénétrateur Transcoil, Ensemble d'adaptateurs, Suspension CT) pour accueillir le Transcoil



Figure IV.14 : Tête de puits A6

IV.6.3 Les étapes d'installation de l'ESP Transcoil

Il s'agit d'une complétion recuperable effectuée en utilisant un appareil de coil-tubing (14 jours de travail). selon les étapes ci-dessous :


1. Préparer l'ensemble de la pile d'étanchéité.
2. Préparer l'ensemble ESP.
3. Préparer la vanne Torus.
4. Préparer l'interface TransCoil et la connecter à l'adaptateur.
5. RIH et Régler la valve Torus.
6. Préparer la suspension du tubing de production (BHA de transcoil) .
7. Déposer le hanger.
8. Enlever la pile de BOP.
9. Effectuer les connexions électriques de surface.
10. Démarrer la pompe.



Figure IV.15: Montage avec appareil coil tubing

IV.6.3.1 Caractéristiques du câble à utiliser

Le câble Transcoil est capable de supporter son propre poids et celui de l'ESP et de transférer le courant à l'équipement de fond.



Technical Specification	
Tubing Material	2205 Duplex Stainless Steel
Outsider diameter	1.500 inches
Wall thickness	0.156 inches
Material yield strength	110,000 psi
Material hardness	42 HRc minimum
Collapse pressure rating	5,000 psi
Electrical conductor size	#4 AWG copper
Insulation type	DD-13
Voltage Rating	5,000 Volt
Weight	3.0 lbs/ft

Figure IV.16: Spécifications du câble transcoil [23]

Chaque nouveaux designs doits soumis à une série de tests. Le câble d'alimentation du système TransCoil a subi de nombreux tests. Telque le test de fatigue en flexion afin d'obtenir une durée de vie en fatigue de référence pour les matériaux sélectionnés. Les résultats des tests ont

montré que le câble d'alimentation peut résister à l'équivalent de plus de **180 entrées et sorties** d'un puits sans être endommagé. Le test est échoué lorsque le câble ne pouvait plus supporter sa précharge de 500 psi (Figure IV.17). [26]

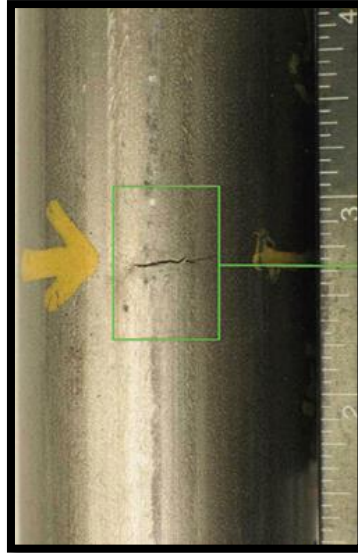


Figure IV.17: Exemple de point de rupture après l'équivalent de 180 entrées et sorties du puits [26]

IV.7. Durée de vie de l'ESP Transcoil

Le puit A6 :

- ✓ Démarrage a juin 2023.
- ✓ La durée de vie de la pompe jusqu'à mai 2024 = **330 jours**

Le tableau ci-dessous résume des emplois Transcoil pour l'Australie, l'Arabie Saoudite et l'Algérie ; tel que La moyenne de la durée de vie = **1228 jours**.

Tableau IV.3: Résumé des emplois Transcoil [21]

Row	Well	InstallNo	Reason.for.Shut.Down	Run.Life
1	CH6	1	Short in gauge carrier	1049
2	CH6	2	NA	3283
3	CH7	1	Plugged intake	274
4	CH7	2	Short in ECT	34
5	CH7	3	NA	3700
6	CH7	4	NA	5
7	CH9	1	Elective w/o.	1980
8	CH10	1	Broken shaft	1092
9	CH10	2	NA	3319
10	CH12	1	Elective w/o.	1715
11	CH13	1	Grounded in Hole	2795
12	CH13	3	NA	756
13	KHRS-545	2	NA	647
14	KHRS-545	2	NA	1010
15	ABHD-136	3	NA	52
16	BMS 10	3	NA	3
17	BMS 10	2	NA	47
18	A-6	1	NA	349

IV.8. Etude économique

IV.8.1 Coût d'installation de la pompe ESP conventionnelle

Le coût d'installation de la pompe ESP conventionnelle sur puits F4 est représenté dans le tableau suivant :

Tableau IV.4: Coût d'installation de la pompe ESP conventionnelle sur puits F4

Type de charge		Nb/duré d'opération	Montant globale (\$)
Appareil Work over -ENAFOR-		49 Jours	948000
AVA + DTM		9.5 Jours	375000
AVA Produits + Transport		10 Jours	33071
Servising		1 Opération	35000
Équipements de fond	Tubing 3 ½''	245	171264
	Tubing 1.66''	60	
	Tête de puits	1	60000
	Pompe ESP	1	350000
Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de pompe ESP sur puits F4			3,742,000

Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation de la pompe ESP conventionnels sur puits (F4) est **3,742,000\$**.

- **Le Pay Out Time "POT"(délai d'amortissement)**

Qui est définit comme le temps nécessaire pour que le cumul des cash d'exploitation de projet devienne égal au capital initialement investi.

Le prix de référence de baril de brute est **84 \$**, alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à l'environ de **44548 ST Baril**, puisque le débit de production d'huile de F4 de ESP conventionnelle est de **800 Stb/j**.

$$\text{POT}_{\text{ESP conventionnelle}} = (3742000 / 84) \div 800 = 55.68 \text{ jours.}$$

IV.8.2 Coût d'installation de la pompe ESP transcoil

Alors que le coût d'installation d'ESP transcoil sur puits A6 est représenté dans le tableau suivant :

Tableau IV.5 : Coût d'installation de la pompe ESP transcoil sur puits A6

Type de charge		Nb/duré d'opération	Montant globale (\$)
Appareil Work over –ENFOR- + Appareil Coil-tubing		63 Jours	1095000
AVA + DTM		17 Jours	375000
AVA Produits + Transport		N/A	26484
Servising		1 Opération	40000
Équipements de fond	Tubing 4 ^{1/2} S13Cr	291	656929
	Tubing 3 ^{1/2} S13Cr		
	Tête de puits	1	238000
	Pompe ESP transcoil	1	260000
Le Montant globale de toutes les charge pour l'installation de pompe ESP transcoil sur puits A6			3,853,000

Alors le montant global de toutes les charges pour l'installation d'une pompe ESP transcoil sur A6 est **3,853,000 \$**.

- **Le Pay Out Time "POT"**

Alors que le montant globale des charges d'installation en équivalent de production est à environ de **45869,047 ST Baril**, puisque le débit de production d'huile de A6 en pompe ESP transcoil est de **900 Stb/j**.

$$\text{POT}_{\text{ESP transcoil}} = (3853,000 / 84) \div 900 = 50.96 \text{ jours}$$

Alors, On peut récupérer tous le montant globale de toutes les charges pour l'installation de la pompe ESP transcoil sur A6 en environ de **50.96 jours**.

IV.8.3 Etude comparative (économique)

Dans ce tableau, on peut conclure les résultats de l'étude technique et économique, ainsi que les principaux avantages et inconvénients de chaque méthode.

Tableau IV.6 : Étude comparative entre ESP conventionnelle et ESP transcoil

	ESP conventionnelle	ESP transcoil
1^{er} installation	Appareil Work over : 49 jours	Appareil Work over + Appareil Coil-tubing : 49 + 14 jours
2^{ème} installation ; après première panne	Appareil Work over : 49 jours	Appareil Coil-tubing : 14 jour
POT	56 jours	51 jours
Les pertes dues à l'arrêt de production après la 1^{er} panne	49 jour * 800 Stb/j * 84 \$ = 3,292,800 \$	14 jour * 900 Stb/j * 84 \$ = 1,058,400 \$
Le gain		Un gain de 2 millions de \$ (environ 35 jours de production)

Les résultats de la comparaison entre ESP conventionnelle et transcoil, présentés ci-dessus, montrent que le gain économique tiré de l'utilisation de l'ESP transcoil est plus important que celui de la conventionnelle.

Conclusion et Recommandations

Conclusion

L'augmentation du Water Cut qui est inversement proportionnel à la production a un effet négatif sur la production et pose un problème sérieux en termes de récupération, comme c'est le cas du puits A6, c'est pourquoi il est nécessaire de l'activer. De plus, les multiples arrêts de production de ce puits ont été observés dès sa mise en production en raison des problèmes techniques de l'ESP conventionnelle qui a été initialement équipé. Donc l'installation de l'ESP Transcoil a été proposer comme solution.

L'installation de cette pompe a été exécuté avec succès sur le puits A6. (Première application sur le champs RERN). L'installation a été réalisé en deux étapes principales :

- ✓ Déploiement du complétion permanent effectué avec Work over Rig (49 jours).
- ✓ Déploiement ESP effectué sans Rig à l'aide d'appareil coil-tubing (14 jours de travail).

La pompe ESP Transcoil a permis d'obtenir une augmentation significative de la production d'environ 2 millions de dollars par panne par rapport à la pompe conventionnelle, dont la maintenance est impossible sans un appareil de Work-over pour le changement de pompe. Grâce à la technologie ESP rigless, le profil de production moyen est amélioré et la durée de vie économique des puits est prolongée, car il n'y a pas de temps perdu à attendre une plate-forme, ce qui est avantageux pour les opérateurs.

La technique du pompage ESP dans le champ RERN reste une technique essentielle dans des conditions où il est impossible d'utiliser le gas-lift, soit en raison du manque de gaz dans la région, soit en raison de l'éloignement des puits de station de compression de gaz dans des périmètres isolés.

Recommandations

D'après le travail ci-dessus on recommande ce qui suit :

- Le puits a été équipé d'un ESP Transcoil et le taux d'huile cible est fixé à 700 STBD conformément à la conception de l'ESP.
- Le remplacement de l'ESP Transcoil est supposé se faire tous les 3 ans, avec des opérations sans appareil de forage, en tenant compte de 15 jours de temps d'arrêt.
- Il faut réaliser un bon design pour assurer le bon fonctionnement de pompe et augmenter sa durée de vie.
- Un suivi régulier du niveau dynamique du puits et du comportement du réservoir est nécessaire pour qu'il soit convenable avec les paramètres électriques de la pompe, ce qu'il peut réduire les problèmes qui face la pompe.
- Il est recommandé de mettre en place des ESP d'essai sacrificiels afin de nettoyer les puits et évaluer la productivité du réservoir avant de passer à un système adapté aux conditions du puits.
- La mise en place d'un plan de maintenance préventive afin de diminuer les pannes imprévues de l'ESP.
- Généraliser l'étude pour voir l'efficacité de la pompe ESP transcoil pour tous les puits du champ RERN.
- Optimiser les débits de production pour retarder les percées d'eau.
- Parmi les défis à relever, la fiabilité et les performances du système seront étroitement surveillées dans les prochains mois et années en raison de cette nouvelle technologie. De plus, la réalisation d'un achèvement permanent demeure difficile.
- Le personnel spécialisé est indispensable pour la technologie ; il est impératif que le fournisseur du matériel soit présent pour réaliser toute intervention.

Bibliographies

- [1]. Site web www.online-sciences.com (21/05/2024).
- [2]. GHARBI, YASMINE et ZERIZER, MOHAMMED YACINE. « L'Optimisation de réseau collecte OKJ202 de HAOUAD BERKAOUI », mémoire de fin d'étude Université de Ouargla, 2020.
- [3]. D. PERRIN « Activation des puits, ENSPM formation industrie », 2000.
- [4]. KERUNWA, Anthony, OBIBUIKE, Julian Ubanozie, OKEREKE, Ndubuisi Uchechukwu, et al. « Evaluation of electrical submersible pump on field production network optimization in niger delta oilfield » Open Journal of Yangtze Oil and Gas, 2021, vol. 7, no 1, p. 26-47.
- [5]. TAKACS, Gabor. « Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance » Gulf professional publishing, 2017.
- [6]. TOTAL « Le process ; Les puits activé par gas-lift », Support de formation, cours EXP-PR-PR030 révision 0.2, 17/04/2007.
- [7]. TOTAL « EQUIPEMENTS DE PUITES », Support de formation, cours EXP-PR-EQ010 Révision 0.1, 25-05-2007.
- [8]. BAHAMIDA Mourad Technicien Production « Activation des puits par le pompage aux tiges (sucker rod pump) », Support de formation, 05/2018.
- [9]. Baker Hughes « Centrilift Submersible Pump Handbook ». Eight Edition Version 2, 2008.
- [10]. Daniel A. Stakes « Petroleum Engineering: Principles and Practices », 1986.
- [11]. HOLLUND, Bernt Ståle. « Artificial Lift–Electrical Submerged Pump, best practice and future demands within subsea applications » Thèse de maîtrise, University of Stavanger, Norway, 2010.
- [12]. Malcolm C. McCoy et Ali A. Khan « Multiphase Flow in Petroleum, Pipelines and Process Equipment », 2005.
- [13]. TAKACS, Gabor. « Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance », Gulf professional publishing, 2017.
- [14]. FAKHER, Sherif, KHLAIFAT, Abdelaziz, HOSSAIN, M. Enamul, et al. « A comprehensive review of sucker rod pumps' components, diagnostics, mathematical models, and common failures

and mitigations », Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021, vol. 11, no 10, p. 3815-3839.

[15]. Article fondateur de Gilbert ,1954.

[16]. BEGGS, Howard Dale. « Production optimization », Society of Petroleum Engineers, 1980.

[17]. MACH, Joe, PROANO, Eduardo, BROWN, Kermit E., et al. « A nodal approach for applying systems analysis to the flowing and artificial lift oil or gas well », 1979.

[18]. BITSINDOU, Arsene Bede. « Matching of production performance using dynamic nodal analysis ». The University of Tulsa, 2002.

[19]. Association Sonatrach-Eni. « Révision du Plan de Développement de champ RERN (Rhourde Er Rouni Nord) Bloc 402a », 2023.

[20]. Association Sonatrach-Eni « RERN Field (TAGI) TECHNICAL NOTE RERN-6 WO for ESP Replacement » , April 2022.

[21]. Marta Persia « webinar retrievable system presentation »,18/04/2023.

[22]. Site web <https://www.bakerhughes.com>, (20 mai 2024).

[23]. Sonatrach « Installation of Retrievable completion » 02/2023.

[24]. Site web <https://www.slb.com/zeitecs>, (15 avril 2024).

[25]. ODJUGO, Tega, BABA, Yahaya, ALIYU, Aliyu, et al. « Optimisation of artificial lifts using prosper nodal analysis for barbra-1 well in Niger delta ». Nigerian Journal of Technological Development, 2020, vol. 17, no 3, p. 150-155.

[26]. Baker Hughes « TransCoil-ESP-system-testing-analysis-report » Rapport de test et d'analyse du produit, 2020.

Annexes

Annexe A

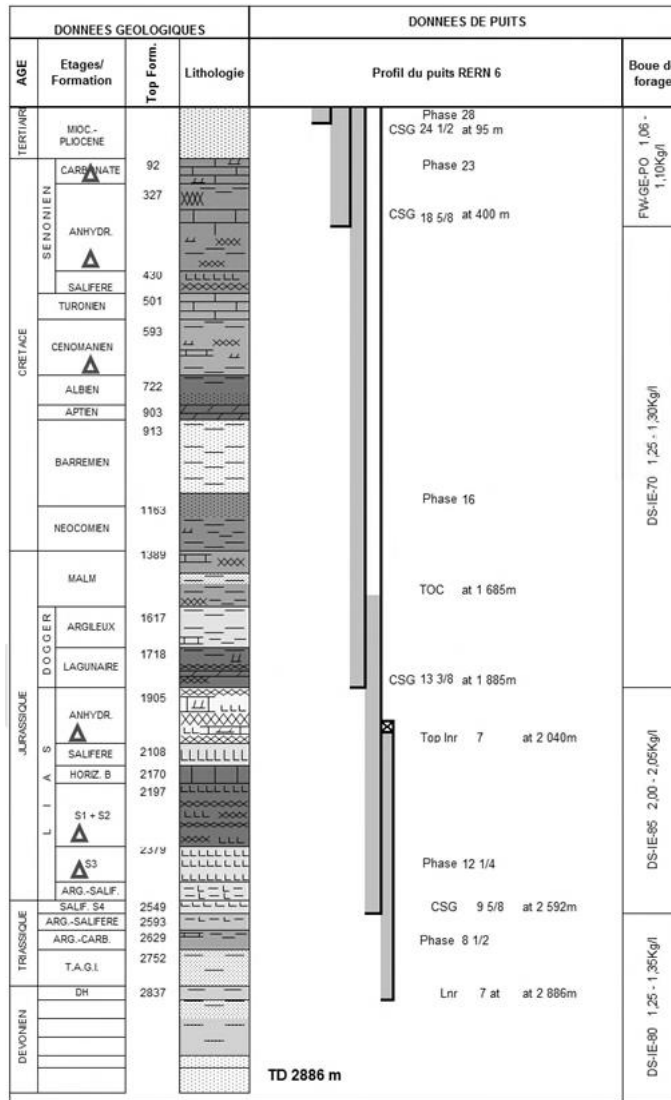


Figure 1 : Profil du puits A6

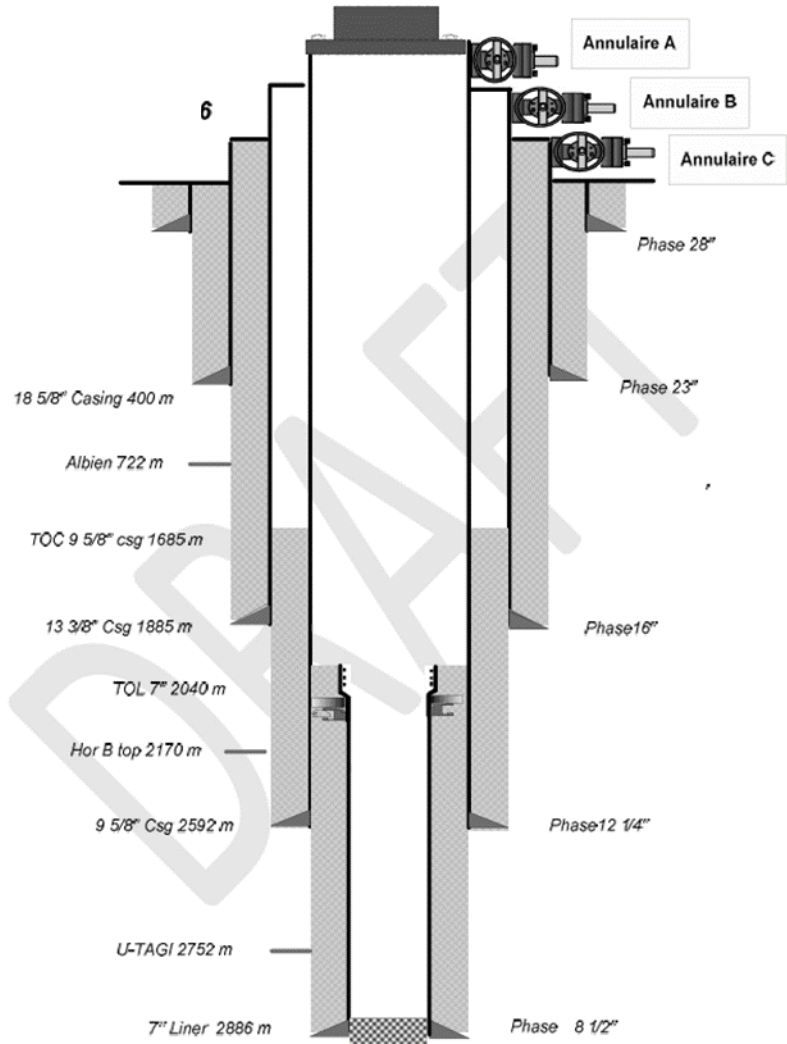


Figure 2 : Les différentes phases du puits A6

Annexe B

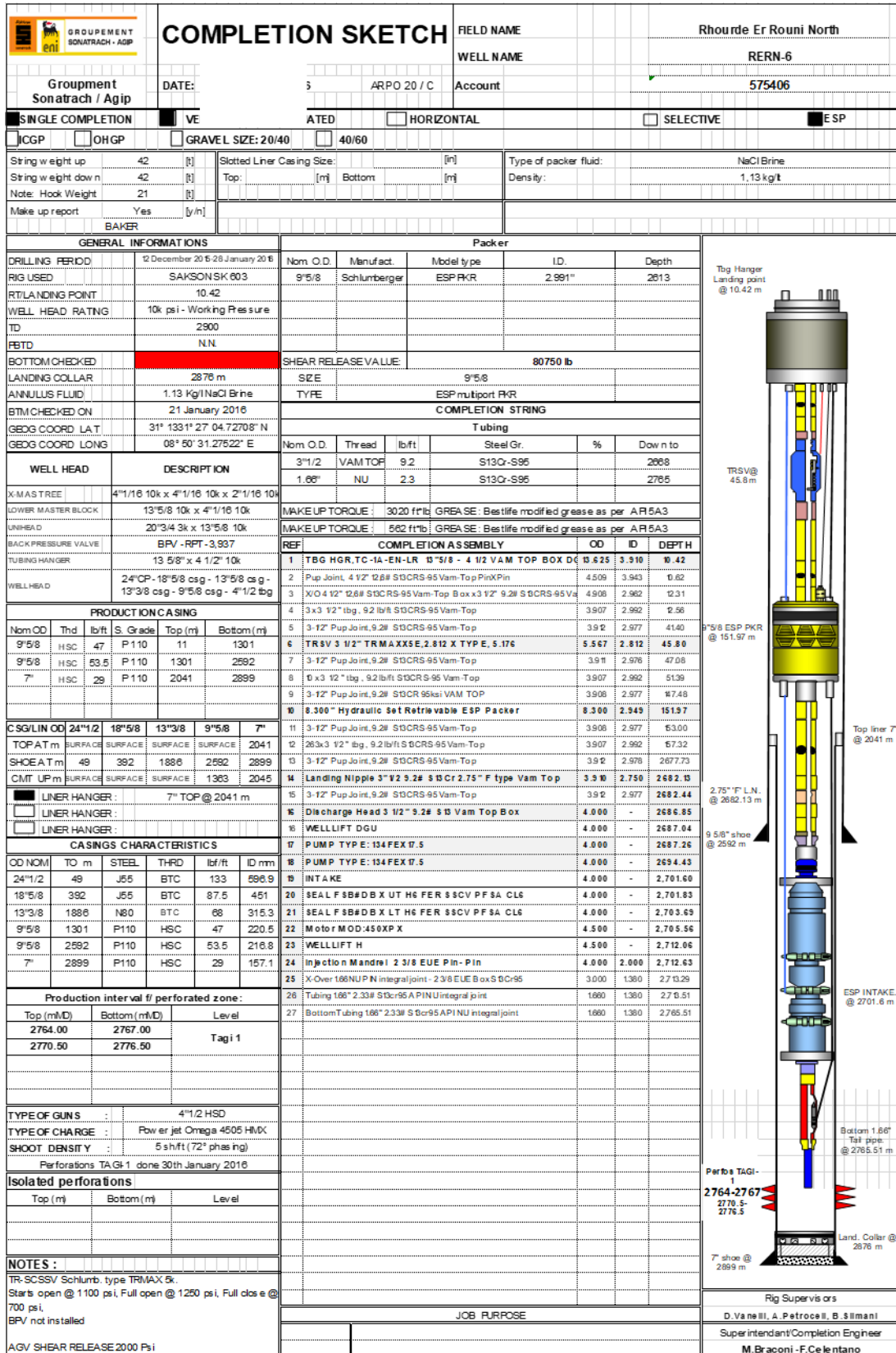



Figure 2 : Schéma de completion d'ESP conventionnelle du puits A6

Annexe C

Proposed		Equipment & Service			OD	ID	Drift	Quantity	Serial	Length	Total Length
BHA					(inches)	(inches)	(inches)	(Each)	(Material) No.	(Meters)	Feet Meters
	[1]. Tubing Hanger Assembly 4-1/2" 12.6# Vam Top Box	13.625	3.910	3.785	1.00	FMC	10.42				
	[2]. Tubing Joint 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	3.00	GSE	58.00			68.42	
	[3]. Tubing Pup 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	1.00	GSE	3.00			71.42	
	[4]. Ported Nipple For TORUS Valve (4-1/2" 12.6# VT Box x Pin) 4.500 IN SAFETY VALVE LANDING NIPPLE BA W/BYPASS SLOTS TECH UNIT: B165-45 W/BA PROFILE 4.500 IN 12.60 LB/FT VAM TOP BOX UP RIGHT HAND THREAD UP 4.500 IN 12.60 LB/FT VAM TOP PIN DOWN RIGHT HAND THREAD DOWN 7.250 IN OD 3.812 IN ID 32.000 IN LG 3.812 IN SEAL BORE BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS 29 HRC MAX BCS-A099 SURFACE TREATMENT API 14A & API 14L VALIDATION GRADE: V2 VALIDATION DATE: 15DEC98 REGULATED TRACEABLE 1,5 PSIA, 20-300 DEG F WK TEMPERATURE TESTF SEE EBOM 6,000 PSI WP ABOVE 354,000 LBS CALCULATED TENSILE BAKER Q2 QUAL LVL C1 CRITICAL TO HSE (PN H827500008).	7.250	3.812	3.687	1.00	H827500008	1.00			72.42	
	[5]. Tubing Pup 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	1.00	GSE	1.00			73.42	
	[6]. Tubing Joint 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	194.00	GSE	2288.00			2361.42	
	[7]. Tubing Pup 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	1.00	GSE	3.00			2364.42	
	[8]. Crossover 4-1/2" 12.6# VT Box TO 5" 18# VFJL Pin CROSSOVER BUSHING 4.500 IN 12.60 LB/FT VAM TOP BOX UP 5.000 IN 18.00 LB/FT VAM FJL PIN DOWN 5.050 IN OD 3.858 IN ID 18.000 IN LG SUPER 13CR, 110 KSI MYS BMS-5229 SUPER 13 CR 110 MYS	5.050	3.858	3.733	1.00	H299896077	0.50			2364.92	
	[9]. 3 x Flush Joint 5" 18# 13Cr 80Ksi VFJL Box x Pin 9m each	5.000	4.408	4.283	3.00	ALS	27.00			2391.92	
	[10]. Crossover 5" 18# VFJL Pin Box TO 4-1/2" 12.6# VT Pin CROSSOVER BUSHING 5.000 IN 18.00 LB/FT VAM FJL BOX UP 4.500 IN 12.60 LB/FT VAM TOP PIN DOWN 5.050 IN OD 3.858 IN ID 18.000 IN LG SUPER 13CR, 110 KSI MYS BMS-5229 SUPER 13 CR 110 MYS	5.050	3.858	3.733	1.00	H299896081	0.50			2392.42	
	[11]. Tubing Pup 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	1.00	GSE	3.00			2395.42	
	[12]. 30ft Seal Bore Extension, 4"-1/2" 12.6# VT Box x Pin SEAL BORE EXTENSION 80-32 4.500 IN 12.60 LB/FT VAM TOP BOX UP 4.500 IN 12.60 LB/FT VAM TOP PIN DOWN 5.000 IN OD 3.250 IN ID 382.000 IN LG BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS	5.000	3.250	3.125	1.00	H499400090	9.00			2404.42	
	[13]. Tubing Pup 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	1.00	GSE	1.00			2405.42	
	[14]. Tubing Joint 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	10.00	GSE	90.00			2495.42	
	[15]. Tubing Pup 4-1/2" 12.6" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	4.500	3.958	3.833	1.00	GSE	3.00			2498.42	
	[16]. Crossover 4-1/2" 12.6# VT Box TO 3-1/2" 9.2# VT Pin CROSSOVER BUSHING 4.500 IN 12.60 LB/FT VAM TOP BOX UP 3.500 IN 9.20 LB/FT VAM TOP PIN DOWN 4.967 IN OD 2.892 IN ID 18.000 IN LG SUPER 13CR, 95 KSI MYS BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS	4.967	2.892	2.767	1.00	H299896052	0.50			2498.92	
	[17]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	1.00			2499.92	
	[18]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" S13Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	3.00			2502.92	
	[19]. HCM-Plus Surface Controlled Hydraulic Sliding Sleeve HYDRAULIC CM SLIDING SLEEVE HCM-PLUS OIL BASED CONTROL LINE FLUID 3.500 IN 9.20 LB/FT VAM TOP PIN UP 3.500 IN 9.20 LB/FT VAM TOP PIN DOWN 2.812 AF PROFILE 5.250 IN OD 2.812 IN ID BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS 40-325 DEGF WK TEMPERATURE 140,000 LB CALCULATED TENSILE 7,500 PSI WP ANNULUS & TUBING 10,000 PSI WP HYD CHMBR CM PKG UNITS & MSE SEAL ASSY 7,500 PSI RATING 1,500 PSI DIFF OPNG 2,250 FT-LBS TORQUE RATING 2.812 IN SEAL BORE (PN H810300083). Return Volume: 315ml	5.250	2.812	2.687	1.00	H810300083	3.00			2505.92	

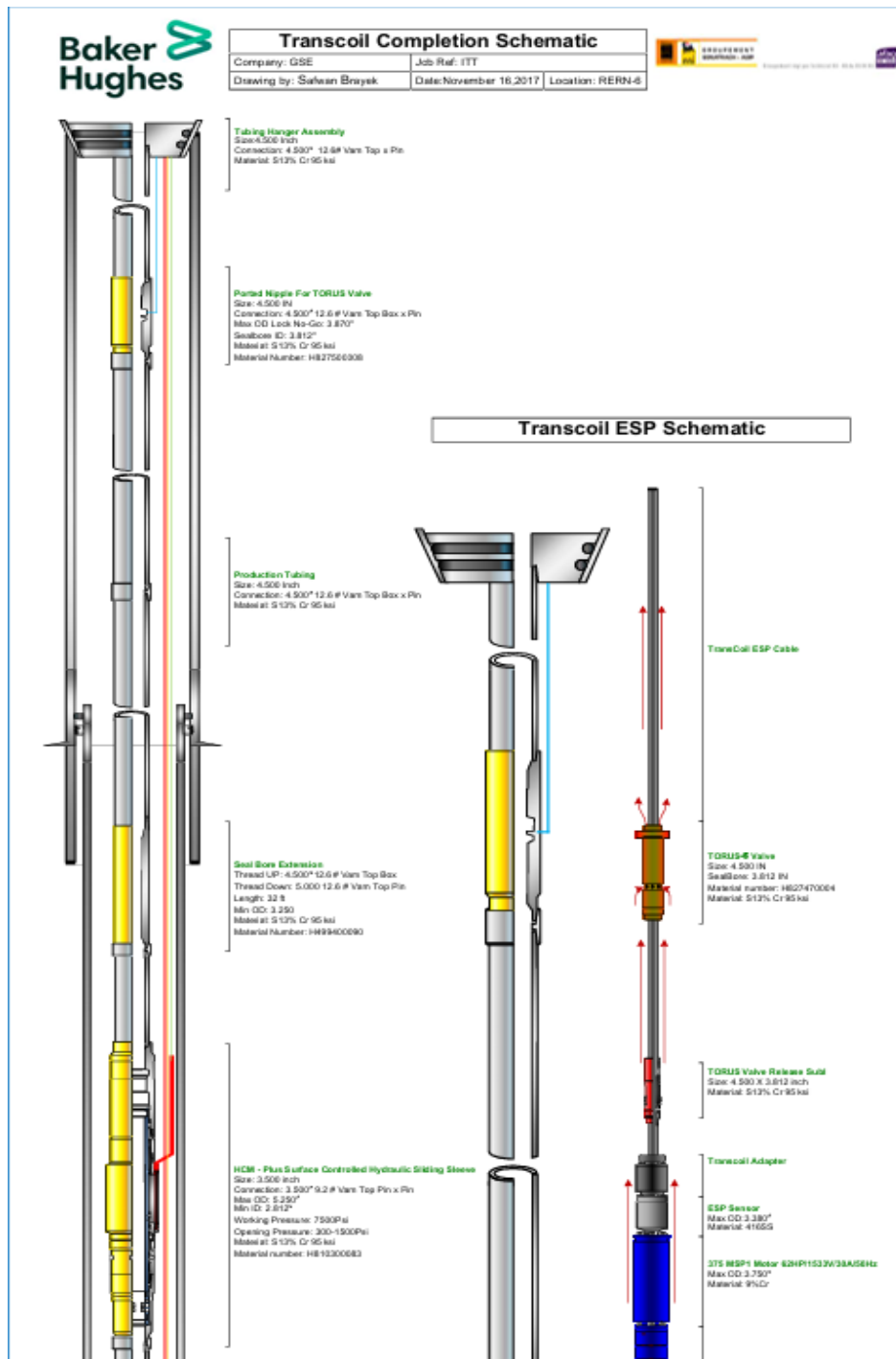


[20]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	1.00	2506.02	
[21]. Tubing Joint 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	23.00	GSE	202.00	2708.02	
[22]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	3.00	2711.02	
[23]. Sure sense QPT Elite Gauge Carrier SINGLE/DUAL/TRIPLE QPT 3.500 IN DIA 150 DEG CUBD IN BYPASS SLOT WIDTH 0.600 IN BYPASS SLOT DEPTH 1.500 IN BYPASS SLOT WIDTH 0.600 IN BYPASS SLOT DEPTH 2 BYPASS SLOTS BMS-5229 SUPER 13 CR 130 MYS 32 WRC MAX NO BCS NO BCS DESCRIPTION VAMTOP BOX UP VAMTOP PIN DOWN TUBING PRESSURE SOURCE 1 GAUGE DEFINED PRESS SRC 2 GAUGE DEFINED PRESS SRC 3 RETAINER 2.000 IN ID 5.415 IN OD 5.415 IN RUN-IN ID 65.800 IN LG IN LOCATIONS NO BUMPER BAR 13,970 PSI BURST RATING 13,530 PSI COLLAPSE RATING 285,000 LBS TENSILE RATING 10,000 PSI TEST PRESSURE 3.363 IN TGC CENTERLINE TO CID P/WA (PN H30800070)	5.415	2.900	2.775	1.00	H30800070	2.00	2713.02	
[24]. Sure sense QPT Elite Downhole PT Gauge-Single SURESENSE 130 SINGLE MANIFOLD 750 IN DIA 150 DEG CUBD TEMP 10K PSI MANIFOLD 1 CUBD TUBING PRESSURE SOURCE 1 NO PRESSURE SOURCE 2 NO PRESSURE SOURCE 3 10390804 10390803 300 DEG F (150 DEG C)	N/A	N/A	N/A	1.00	H307030022	0.00	2713.02	
[25]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	1.00	2714.02	
[26]. Tubing Joint 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	9.00	2723.02	
[26]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	3.00	2726.02	
[27]. Premier Packer Hydraulic Set w 5 Feed Through Port PREMIER PRODUCTION PACKER W/FEED THROUGH RELEASE 508-293 07.000 IN 26.0-29.0 LB/FT CSG BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS BP'S-D202 (AP 9000) PE 90 HD PERMANENT AFLAS PE 20 LB/FT VAM TOP BOX UP 3.500 IN 9.20 LB/FT VAM TCP PIN DOWN 5.983 IN OD 2.930 IN ID 91.800 IN LG BCS-A008 BH CWI PAINT/PROT COAT YFG REQ BP'S-B201 (A40) O-RING BP'S-B11 (T20) BACK-UP RINGS 7,500 PSI WP ABOVE 7,500 PSI WP BELOW 100-275 DEEP W/K TEMPERATURE 7,500 PSI TEST PRESSURE W/5X .250 IN CONTROL LINE FEEDTHROUGHS (PN H784690073)	5.983	2.930	2.805	1.00	H784690073	2.50	2729.42	
[28]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	3.00	2732.42	
[29]. Tubing Joint 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	9.00	2741.42	
[30]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	3.00	2744.42	
[31]. AF Top No-Go Sealing Nipple SUR SET AF 2.750 AF PROFILE 2.750 IN SEAL BORE 3.500 IN 9.20 LB/FT VAMTOP BOX UP 3.500 IN 9.20 LB/FT VAM TOP PIN DOWN 3.940 IN OD 2.750 IN ID 28.000 IN LG BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS (PN H835070091)	3.940	2.750	2.625	1.00	H835070091	0.60	2745.02	
[32]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	1.00	2746.02	
[33]. Chemical Injection Sub Ext Testable Dual Inline CHEMICAL INJECTION SUB W/MP PORT DUAL INLINE VALVES 3.500 IN PIPE 9.20 LB/FT PIPE BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS 3.500 IN VAM TOP BOX UP 3.500 IN VAMTOP PIN DOWN TUBING PORT (MUST DRIFT 2.867) 2.900 IN ID 5.565 IN OD 5.565 IN RUN-IN OD 3.515 IN TGC CENTERLINE TO CID 36.300 IN LG BCS-A008BH CWI PAINT/PROT COAT YFG REQ NO LOCKING 12,070 PSI BURST RATING 12,080 PSI COLLAPSE RATING 246,000 LBS TENSILE RATING 10,000 PSI TEST PRESSURE NOT RETAINER 1.500 IN BYPASS SLOT WIDTH .700 IN BYPASS SLOT DEPTH 1.500 IN BYPASS SLOT WIDTH .700 IN BYPASS SLOT DEPTH 2 BYPASS SLOTS (PN H30830027)	5.565	2.933	2.808	1.00	H30830027	1.00	2747.02	
[34]. Tubing Pup 3-1/2" 9.2" 513Cr 95Ksi VT Box x Pin	3.500	2.992	2.867	1.00	GSE	3.00	2750.02	
[35]. Half Muleshoe Guide WIRELINE ENTRY GUIDE 3.500 IN 9.20 LB/FT VAM TOP BOX UP 1/2 MULESHOE BLANK DOWN 3.937 IN OD 2.950 IN ID 8.000 IN LG BMS-5229 SUPER 13 CR 95 MYS (PN H469210388)	3.937	2.992	2.867	1.00	H469210388	0.20	2750.22	
Control Line Type and Size :								
1x 3/4" Control Line for Safety Valve Ported Nipple Reel : 100m							H307960070	
2x 3/4" Control Line for HCM Plus Sliding Sleeve (Flatpack) Reel : 2687m							H905210253	
1x 3/4" TEC Line for Permanent Down Hole Gauge Reel : 2935m							H307980013	
1x 3/4" Injection Line for Chemical Injection Valve Reel : 2987m							H307960069	
BHA DRAWING PREPARED BY: <u>Satish Balafozams</u>						TOTAL LENGTH:	2750.22	

CONFIDENTIAL. Copyright © 2022, Baker Hughes. All rights reserved. No portion of this material may be copied, transmitted, or stored via any electronic media without the express written

Figure 3 : Complétion permanent du puits pour Trascoil

Annexe D



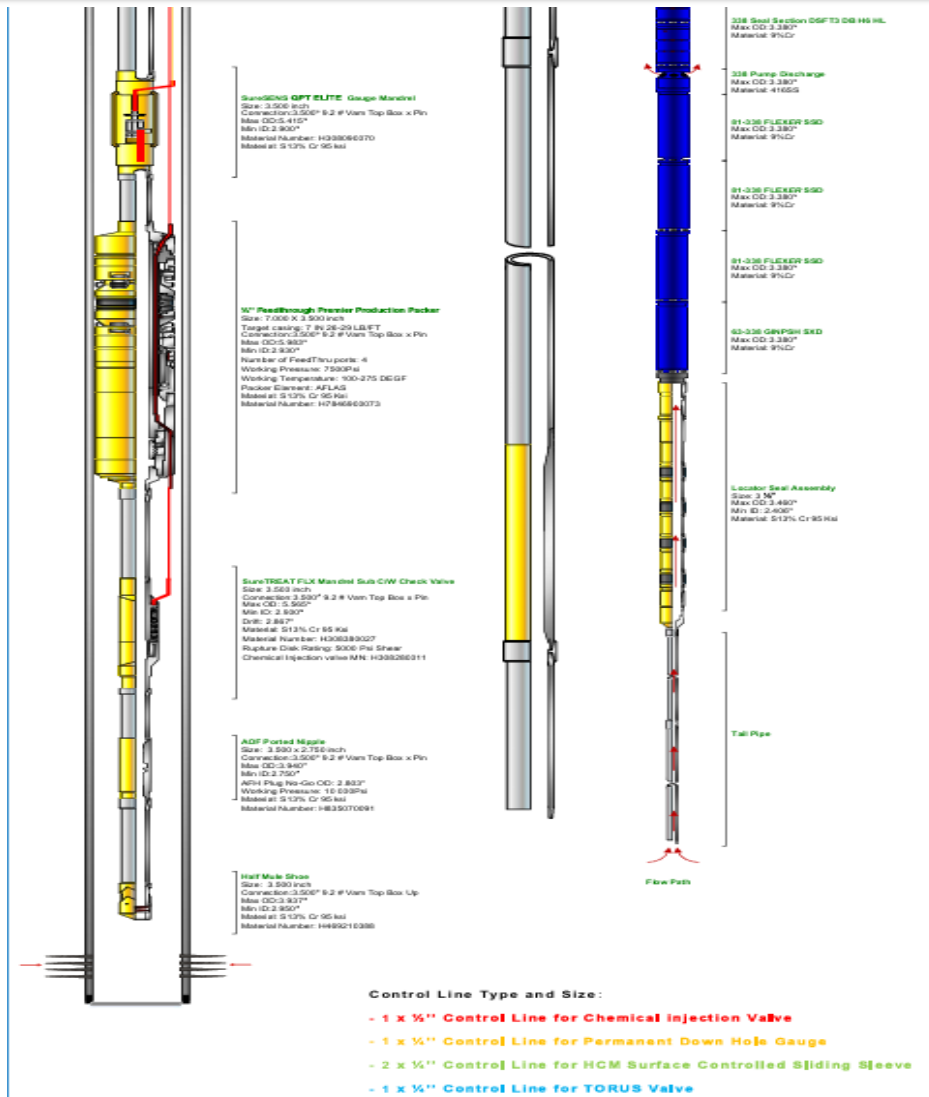


Figure 4 : Shema de completion Transcoil

Annxe E

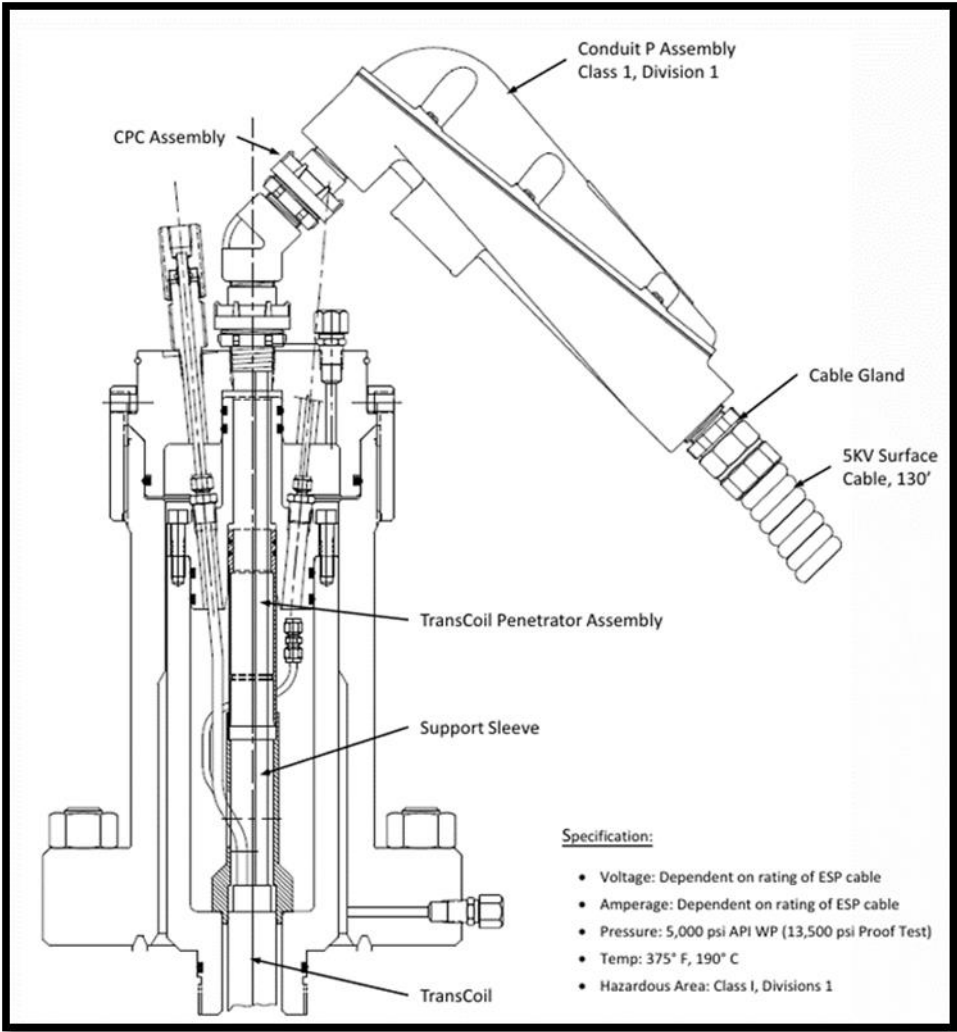



Figure 5 : Schémas de la tête du puits A6 compléter avec ESP transcoil

Annexe F

Tableau 1: les couts des charges de work over

							
CLASSES DE COUT GSE	ADES #3	€/€= 1.4	30-Dec	4-Jan	10-Jan	17-Jan	27-Jan
	RERN-6 - 3 1/2" Carbon Steel - OP ESP - 2868 [m]	OPERATION DAYS	MOVING	DE COMPLETION	HOLE PREPARATION	COMPLETION	TOTAL DAYS
	Full bore - Vertical	23.0	5.0	6.0	7.0	10.0	28.0
	DESCRIPTION						
6151411000	ENTRETIEN DES PISTES ET ROUTES	11,200	2,000	2,400	2,800	4,000	
6120100000	TRAVAUX DE TOPOGRAPHIE	0	0	0	0	0	
6120000000	TRAVAUX DE GENIE CIVIL	100,000	100,000	0	0	0	
6120030000	REALISATION PLATE-FORME PUIITS	60,000	60,000	0	0	0	
	TOTAL GENIE CIVIL	171,200	162,000	2,400	2,800	4,000	
6139000000	AUTRES LOCATIONS	46,000	0	12,000	14,000	20,000	
6121300000	DEMANAGEMENTS DES SONDES DTM	375,000	375,000	0	0	0	
6121400000	MOB AND DEMOB	0	0	0	0	0	
6121000000	WORKOVER EN REGIE	547,400	0	142,800	166,600	238,000	
6112610300	INTENDANCE RESTAURATION ET HEBERGEMENT PERSONNEL TIERS	32,200	0	8,400	9,800	14,000	
	TOTAL DE TARIF RIG PAR JOUR	1,000,600	375,000	163,200	190,400	272,000	
6026120000	CARBURANTS ET COMBUSTIBLES FONCTIONN	0	0	0	0	0	
6026080000	CIMENT FORAGE	0	0	0	0	0	
6026070000	PRODUITS A BOUE DE FORAGE	30,000	0	20,000	5,000	5,000	
6026000000	OUTILS DE FORAGE	0	0	0	0	0	
6026060000	CASING ET TUBING	656,929	0	0	0	656,929	
6026060000	CASING ET TUBING ACCESSOIRES	0	0	0	0	0	
6026065000	MATERIEL DE COMPLETION	1,065,000	0	0	0	1,065,000	
6026063000	TETE DE PUIITS ACCESSOIRES	223,000	0	0	0	223,000	
6026063000	TETE DE PUIITS	15,000	0	0	0	15,000	
6026690000	MATERIEL PERDU OU ENDOMMAGE	0	0	0	0	0	
	TOTAL DE MATERIEL	1,989,929	0	20,000	5,000	1,964,929	
6260000000	TELEPHONE ET DATA TRANSMISSION	7,000	1,250	1,500	1,750	2,500	
6122300000	SERVICES DE CIMENTATIONS	32,480	5,800	6,960	8,120	11,600	
6121210000	TRAITEMENT DEBRIS	0	0	0	0	0	
6121210000	SERVICE BOUE DE FORAGE	5,740	1,140	1,200	1,400	2,000	
6121500000	SURVEILLANCE GEOLOGIQUE DES PUIITS	22,085	5,985	4,200	4,900	7,000	
6134300000	LOCATIONS DU MATERIEL ET OUTILLAGES	0	0	0	0	0	
6122064000	LOGGING ELECTRIQUE OPEN HOLE	0	0	0	0	0	
6122064000	LOGGING ELECTRIQUE CASED HOLE	50,000	0	0	50,000	0	
6134310000	LOCATION DES EQUIPEMENTS DE FORAGE DIRIGE	0	0	0	0	0	
6121620000	CLES AUTOMATIQUES	18,786	0	4,357	0	14,429	
6121200000	PRESTATIONS ANNEXES AUX FORAGES	0	0	0	0	0	
6134320000	LOCATION DES EQUIPEMENTS DE CARROTAGE	0	0	0	0	0	
6122160000	REPECHAGE D OUTILS	30,000	0	10,000	20,000	0	
6122000000	OPERATIONS ELECTRIQUES	40,000	0	40,000	0	0	
6122200000	TESTS ET ESSAIS DE PRODUCTION	15,000	0	0	0	15,000	
6122910000	OPERATIONS WIRE-LINE	22,505	0	6,287	6,678	9,540	
6122410000	COILED TUBING	55,000	0	30,000	0	25,000	
6122410000	STIMULATION AVEC COILED TUBING	0	0	0	0	0	
6175110000	ACTIVITE HSE	25,000	0	0	0	25,000	
6122800000	TRAVAUX DE COMPLETION	308,926	0	32,892	38,374	237,660	
6112610900	INTENDANCE RESTAURATION ET HEBERGEMENT DES MILITAIRES	35,532	6,345	7,614	8,883	12,690	
8906330020	REPARTITION COST DIR TECHNIQUE	98,000	17,500	21,000	24,500	35,000	
8906530002	REPARTITION COST DPT FORAGE	98,000	17,500	21,000	24,500	35,000	
8906530004	REPARTITION COST SCE GEOLOGIE	42,000	7,500	9,000	10,500	15,000	
8968340901	REPARTITION COST AUTRES PERSONNEL ET AUXILIAIRES BRN	42,000	7,500	9,000	10,500	15,000	
	TOTAL DES SERVICES	948,054	70,520	205,010	210,105	462,419	
6133500000	LOCATIONS DU MATERIEL DE TRANSPORT TERRESTRE	7,000	1,250	1,500	1,750	2,500	
6133510000	LOCATIONS DU MATERIEL DE TRANSPORT AERIEN	8,400	1,500	1,800	2,100	3,000	
6133500000	LOCATIONS DU MATERIEL DE TRANSPORT TERRESTRE POUR GSA	7,000	1,250	1,500	1,750	2,500	
6133500000	LOCATIONS DU MATERIEL DE TRANSPORT TERRESTRE POUR MILITAIRES	7,000	1,250	1,500	1,750	2,500	
	TOTAL DES TRANSPORTS	29,400	5,250	6,300	7,350	10,500	
	TOT	4,139,183	612,770	396,910	415,655	2,713,948	
	TOT APPROXIMATED	4,200,000	612,770	1,009,680	1,425,335	4,139,183	
Préparé par	E.P. Ferraro / P. Angeletti				Date:	18/11/2022	
Approbation Service	G. Franco / I. Soltani				Date:	18/11/2022	

Annexe G

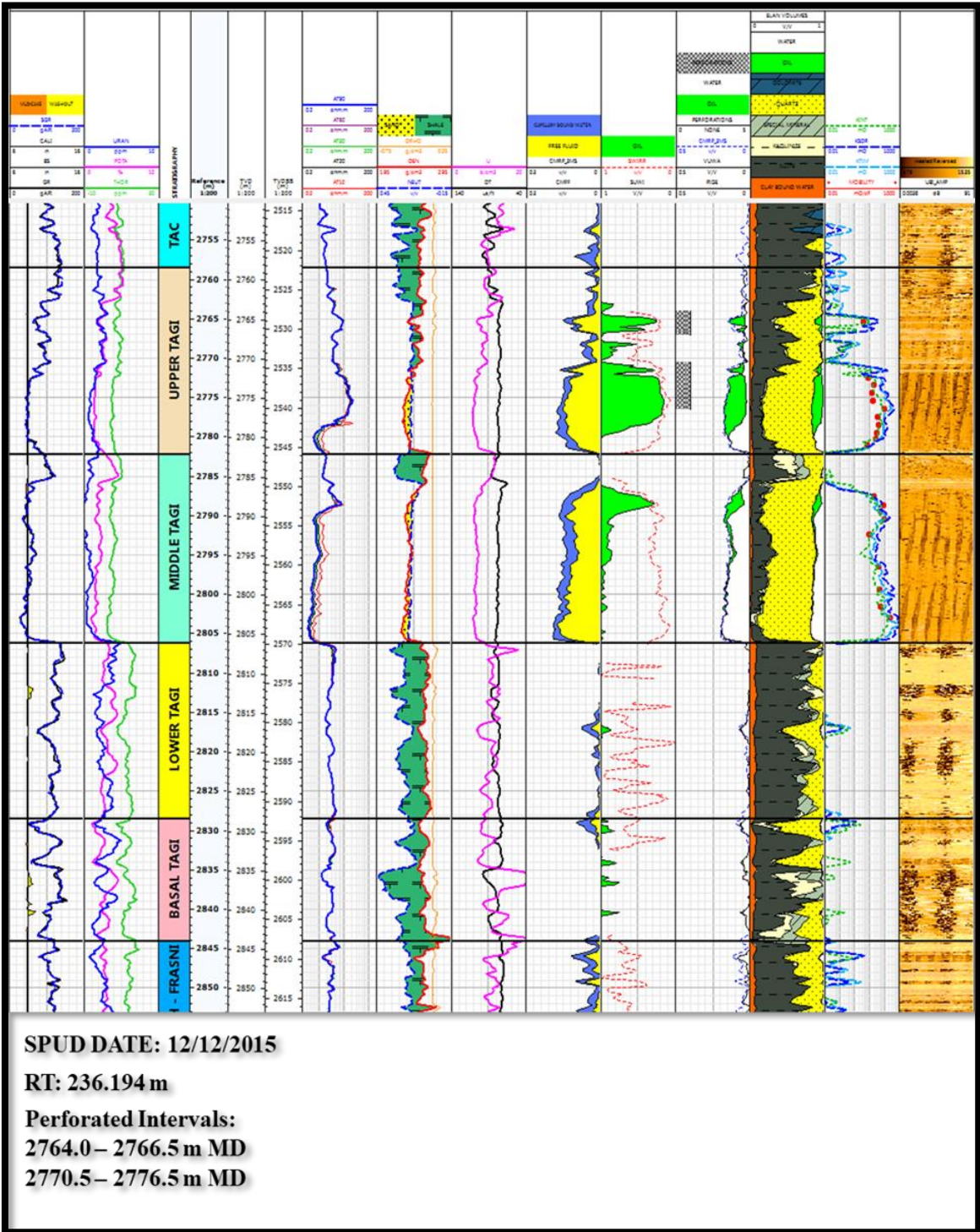


Figure 3 : CPI pour le puits A6, réservoir TAGI