

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des hydrocarbures

Module : Mémoire fin d'étude

Option : Production académique

Présenté par:

HAMEURELAINE Abdelali

-THEME-

Application et activation De Performance du Puits ZMD1 Par Une Pompes électrique
immergée (ESP)

Sous la supervision de : Dr Mehassouel Ammar

Examine devant le comité d'examen composé de :

Mr.	Doctor	Université de Ouargla
Mr.	Doctor	Université de Ouargla

Année universitaire : 2024/2025



DÈDICACE

JE DÉDIE CE TRAVAIL à MOI-MÊME, POUR LA PERSÉVÉRANCE ET LA DÉTERMINATION QUI M'ACCOMPAGNENT CHAQUE JOUR.

À MES PARENTS, POUR LEUR AMOUR INCONDITIONNEL ET LEUR SOUTIEN SANS FAILLE.

À MES FRÈRES ET SŒURS, AFAF, FATIMA, BOUCHRA, ISRAA ET ABDESSAMAD, POUR LEUR PRÉSENCE PRÉCIEUSE ET LEUR COMPLICITÉ.

À MA TANTE REYHANA ET MON ONCLE RABAH, POUR LEUR BIENVEILLANCE ET LEURS CONSEILS.

À MADAME SAMIRA ET WASSIMA ET MONSIEUR YUCEF ET HAJ ABDELRAHMAN, POUR LEUR GENTILLESSE ET LEUR ENCOURAGEMENT CONSTANT.

À HOUSSAM ET RAYAN, OUELD RABAH, POUR LEUR JOIE DE VIVRE ET LEUR ÉNERGIE.

JE TIENS ÉGALEMENT à REMERCIER CHALEUREUSEMENT TOUTE L'ÉQUIPE DU SERVICE CONTROL PUIITS, NOTAMMENT SEBAA FATEH, BARAKA ZOUBIR, YOUNSI TAWFIQ ET FEKRINI MOHAMED, POUR LEUR PROFESSIONNALISME ET LEUR SOUTIEN TOUT AU LONG DE CE PROJET.

MERCI à VOUS TOUS D'ÊTRE UNE SOURCE D'INSPIRATION ET DE MOTIVATION





REMERCIEMENTS

**AVANT TOUT, NOUS EXPRIMONS NOTRE PROFONDE RECONNAISSANCE à
DIEU TOUT-PUISSANT, DONT LA GRÂCE NOUS A PERMIS DE MENER à
BIEN CE TRAVAIL PRÉCIEUX.**

**NOUS ADRESSONS ENSUITE NOS SINCÈRES REMERCIEMENTS à NOTRE
ENCADREUR, LE DR MEHASSOUEL AMMAR, POUR SON
ACCOMPAGNEMENT CONSTANT, SA SUPERVISION ATTENTIVE ET SES
PRÉCIEUX CONSEILS TOUT AU LONG DE CETTE RECHERCHE.**

**NOUS SOUHAITONS ÉGALEMENT TÉMOIGNER NOTRE GRATITUDE AUX
MEMBRES DU JURY, QUI ONT CONSACRÉ DU TEMPS à L'EXAMEN DE
NOTRE TRAVAIL ET L'ONT ENRICHİ PAR LEURS SUGGESTIONS
PERTINENTES ET CONSTRUCTİVES.**

**ENFIN, NOUS EXPRIMONS UN REMERCIEMENT TOUT PARTICULIER à
SEBAA FATEH POUR SON SOUTIEN INDÉFECTIBLE AINSİ QUE POUR LA
FOURNİTURE DES DOCUMENTS ET DES RESSOURCES INDISPENSABLES à
LA RÉALISATION DE CE PROJET. ♥**

ملخص:

في بداية استغلال النفط الخام، تمتلك الآبار المنتجة عادةً طاقة طبيعية كافية تسمح بتدفق السائل تلقائيًا إلى السطح. ومع ذلك، عندما لا يعود بئر يمتلك طاقة كافية لضمان صعود السائل، تم اقتراح تركيب نظام ضخ غاطس في حقل HMD لزيادة الإنتاجية. يعرض هذا العمل مبدأ عمل مضخة REDA الكهربائية من نوع RC 1000، مع تفصيل إجراءات تركيبها في البئر ZMD1. بعد إجراء محاكاة باستخدام برنامج PIPESIM، لوحظ أن معدل تدفق البئر ارتفع من 3.12 متر مكعب/ساعة بدون مضخة إلى 7.22 متر مكعب/ساعة مع المضخة، مع تحسين تردد التشغيل إلى 55 هرتز واستخدام فوهة قطرها 13 ملم لتحقيق أفضل أداء.

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

Abstract :

At the beginning of crude oil production, producing wells generally have sufficient natural energy to allow the spontaneous flow of fluid to the surface. However, when the reservoir no longer has enough energy to lift the fluid, the installation of a submersible pumping system was proposed at the HMD field to increase productivity. This work presents the operating principle of the REDA RC 1000 electric pump, detailing the procedure for its installation in the ZMD1 well. Following simulations carried out with the PIPESIM software, it was observed that the well flow rate increased from 3.12 m³/h without the pump to 7.22 m³/h with the pump, by optimizing the operating frequency to 55 Hz and using a 13 mm nozzle for optimal performance.

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

Résumé:

Au début de l'exploitation du pétrole brut, les puits producteurs disposent généralement d'un potentiel naturel suffisant pour permettre l'écoulement spontané du fluide jusqu'à la surface. Cependant, lorsque le gisement ne possède plus assez d'énergie pour assurer la remontée du fluide, l'installation d'un système de pompage immergé a été proposée sur le champ HMD afin d'augmenter la productivité. Ce travail présente le principe de fonctionnement de la pompe électrique REDA RC 1000, en détaillant la procédure de son installation dans le puits ZMD1. Suite à des simulations réalisées avec le logiciel PIPESIM, il a été observé que le débit du puits passe de 3,12 m³/h sans pompe à 7,22 m³/h avec pompe, en optimisant la fréquence de fonctionnement à 55 Hz et en utilisant une buse de 13 mm pour un rendement optimal.

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

Table des matières

DÈDICACE.....	I
REMERCIEMENTS.....	II
Résumé	III
2.LISTE DES FIGURES :	Error! Bookmark not defined.
3.LISTE DES TABLEAU	Error! Bookmark not defined.
INTROUCTION GENERAL	1
Chapitre I.Présentation du champ HMD	
1.Introduction :	2
2.Historique du champ :	2
3.Situation géographique :	2
4.Situation géologique :	4
5.Stratigraphie champ HMD	5
6.Description du réservoir	5
7.Géologie du réservoir de Hassi - Messaoud :	6
8.Caractéristique des fluides :	8
9.Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi – Messaoud :	9
Chapitre II. Méthodes d'activation des puits	
1.Introduction	11
2.Les différents types d'activation	11
3.L'allègement du fluide par injection de gaz, communément appelé «gas lift »Le gaz-lift	12

4.Le pompage:	13
4.1.Le pompage aux tiges (Sucker rod pumping) :	13
4.2.Les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping - ESP) : ..	14
4.3.Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP).	15
4.4.Le pompage hydraulique de fond (DHP) :	16
5.Comparaison entre les différent le gaz lift et les pompes ESP	18

Chapitre III. Description de la pompe électrique immergée ESP

1.Introduction	21
2.Principe de la pompe électrique immergée (ESP)	21
3.Les composants des pompes ESP	22
3.1.Les équipements de fond	22
4.Type d'étage de pompe :	25
5.Moteur	28
5.1.Protecteur	28
5.2.Chambre d'isolation	28
6.Câble électrique	29
7.Les équipements de surface	29
7.1.Tête de puits.....	29
7.2.Retransformation :	30
8.Junction box	30

Chapitre IV. Analyse du système de production

1.Principaux avantages.....	31
.1Introduction.....	34
2.Définition de l'analyse nodale	35

3. Concept de l'analyse nodale	35
4. Procédure de l'application de l'analyse nodale	36
5. Les paramètres étudiés lors du choix d'un nœud Le choix du nœud	37
6. Objectif de l'analyse nodale	37
7. La courbe caractéristique du réservoir (IPR) :	38
8. La courbe performance du tubing (VLP)	40
Chapitre V. Performance et design d'une Pompe ESP	
1. Introduction	44
2. Problématique et objectif	44
3. Aperçu sur logiciel PIPESIM	45
3.1. Fonctionnalités principales	45
3.2. Avantages pour les utilisateurs	46
3.3. Applications typiques	46
4. Historique de production du puits ZMD1	46
5. Caractéristique de production des puits ZMD1	49
6. Modalisation de puit sur le pipesim (model /PVT) :	50
6.1. Création ou chargement du modèle de puits	51
7. Modélisation nodale du puits	52
8. Conception de la pompe en fonction des paramètres désirés :	53
8.1. Choix de la pompe :	53
9. Choix du câble :	58
10. ETUDE ECONOMIQUE	60
Conclusion Générale	63

La liste des Figure

FIGURE I. 1: SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU CHAMP HASSI MESSAOUD [1]	3
FIGURE I. 2: SITUATION GÉOLOGIQUE DU CHAMP HASSI MESSAOUD.	5
FIGURE I. 3: LA SERIE STRATIGRAPHIQUE A LA VERTICALE DU GISEMENT DE HASSI MESSAOUD [1]	5
FIGURE II. 1: LES FORMES LES PLUS POPULAIRES D'ASCENSEUR ARTIFICIEL	12
FIGURE II. 2: SCHEMA DE GAZ LIFT	13
FIGURE II. 3: SCHEMA DU POMPAGE AUX TIGES	14
FIGURE II. 4: SCHEMA DU POMPE ELECTRIQUE SUBMERSIBLE	15
FIGURE II. 5: SCHEMA DU POMPE A CAVITE PROGRESSANT.	16
FIGURE II. 6: SCHEMA DU POMPAGE HYDRAULIQUE DE FOND	17
FIGURE III. 1: LES EQUIPEMENTS DE LA POMPE ELECTRIQUE IMMERGEE (ESP)	21
FIGURE III. 2: TURBINE	24
FIGURE III. 3: DIFFUSEURS	24
FIGURE III. 4: LA SCENE	25
FIGURE III. 5: TURBINE A FLUX MIXTE	25
FIGURE III. 6: TURBINE RADIALE	26
FIGURE III. 7: LES COMPOSANTS DU SEPARATEUR	27
FIGURE III. 8: TYPES DE CÂBLES ESP (PLATS ET RONDS)	29
FIGURE III. 9: TETE DE Puits ESP AVEC CONNECTEURS D'ALIMENTATION	30
FIGURE III. 10: CONNECTEURS DE CABLE POUR UNE TETE DE Puits ESP	31
FIGURE III. 11: AGENCEMENT DE SURFACE D'UNE INSTALLATION ESP	32
FIGURE IV. 1: PERTE DE PRESSION DANS LE SYSTEME DE Puits	34
$Q = f(\Delta P)$ FIGURE IV. 2: LES DIFFERENTES POSITIONS POSSIBLES DES NŒUDS	36
FIGURE IV. 3: LE POINT DE FONCTIONNEMENT D'UN Puits	38
FIGURE IV. 4: L'IPR D'UN LIQUIDE DIPHASIQUE	41
FIGURE IV. 5: DONNEES NECESSAIRES POUR LE Puits	47
FIGURE IV. 6: PLAN DE POSITION DES Puits DANS LE PERIMETRE ,TOUGGOURT	49
FIGURE V. 1: MODELE INITIAL DU Puits ZMD1	51

FIGURE V. 2 : TUBULARS	52
FIGURE V. 3: TDH EQUATION	55
FIGURE V. 4 :FRICTION LOSSES IN API TUBULARS.....	55
FIGURE V. 5 :LES DIFFERENTS TYPES CABLES.....	58
FIGURE V. 6 :COURBE DE PERFORMANCE DE POMPE REDA RC 1000	59
FIGURE V. 7 :COURBES DE PERFORMANCE DE RC 1000 POUR DES FREQUENCES VARIABLES	59

LA LISTE DES TABLEAU

TABLEAU I. 1: CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES MOYENNES DU RESERVOIR CAMBRIEN.....	8
TABLEAU II. 1:AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU POMPAGE AUX TIGES.....	14
TABLEAU II. 2: AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES POMPES ESP	15
TABLEAU II. 3: AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU POMPE A CAVITE PROGRESSANT.	16
TABLEAU II. 4: AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU POMPAGE HYDRAULIQUE DE FOND.....	18
TABLEAU II. 5: COMPARAISON ENTRE LES DIFFERENT LE GAZ LIFT ET LES POMPES ESP.....	18
TABLEAU V. 1: LES RESULTATS DE TEST DE JAUGEAGE DE Puits ZMD1	49
TABLEAU V. 2: TEST	50
TABLEAU V. 3 :LES CARACTERISTIQUES DES EQUIPEMENTS D'ESP	56
TABLEAU V. 4 : CARASTICTIQUE DU MOTEUR.....	57



Introduction Générale

INTROUDITION GENERAL

Les pompes électriques submersibles (ESP) ont considérablement évolué ces dernières décennies, offrant désormais des solutions efficaces aux contraintes qui limitaient autrefois leur utilisation. Ces systèmes modernes permettent désormais de gérer divers défis opérationnels, notamment la présence de gaz libre, de sable et de dépôts dans l'huile, tout en assurant des débits élevés à grande profondeur grâce à des systèmes de monitoring performants. Cette étude vise à fournir un guide pour la sélection et la conception optimale d'un système ESP afin d'améliorer la productivité du champ HMD. Elle comprendra une analyse technico-économique comparative des différentes techniques de levage artificiel, une présentation détaillée du principe de fonctionnement des ESP, des méthodes d'installation (incluant la procédure spécifique pour le puits ZMD1), ainsi qu'une évaluation complète du système de production. Structuré en cinq parties, ce mémoire abordera successivement : la présentation du champ HMD, les méthodes d'activation des puits, les caractéristiques techniques des ESP, l'analyse du système de production, et une étude de cas concret sur le puits ZMD1, avant de conclure par des recommandations pratique

CHAPITRE



Presentation du champ HMD

1. Introduction :

Le champ Hassi Messaoud représente l'un des domaines les plus complexes au monde. Dans l'histoire de la géologie, ce champ a connu d'une part une forte évolution tectonique, caractérisée par des faciès de compression et des faciès uniques. D'autre part, par la transformation de diagenèse du réservoir pendant le processus d'enfouissement de la période géologique, jusqu'à ce que le sédiment ait formé la forme représentée par la structure actuelle. Ces événements peuvent parfois améliorer les paramètres pétro physiques car ils les aggravent. [1]

2. Historique du champ :

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

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

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

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

1. Au Nord la C.F.P.A.
2. Au sud la SN.REPAL.

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

3. Situation géographique :

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

3. En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- 790.000 @ 840.000 EST

- 110.000 @ 150.000 Nord

En coordonnées géographiques

- Au nord par latitude $32^{\circ} 15'$
- Au Sud par latitude $31^{\circ} 30'$
- A l'ouest par la longitude $5^{\circ} 40'$
- A l'Est par la longitude $6^{\circ} 35'$

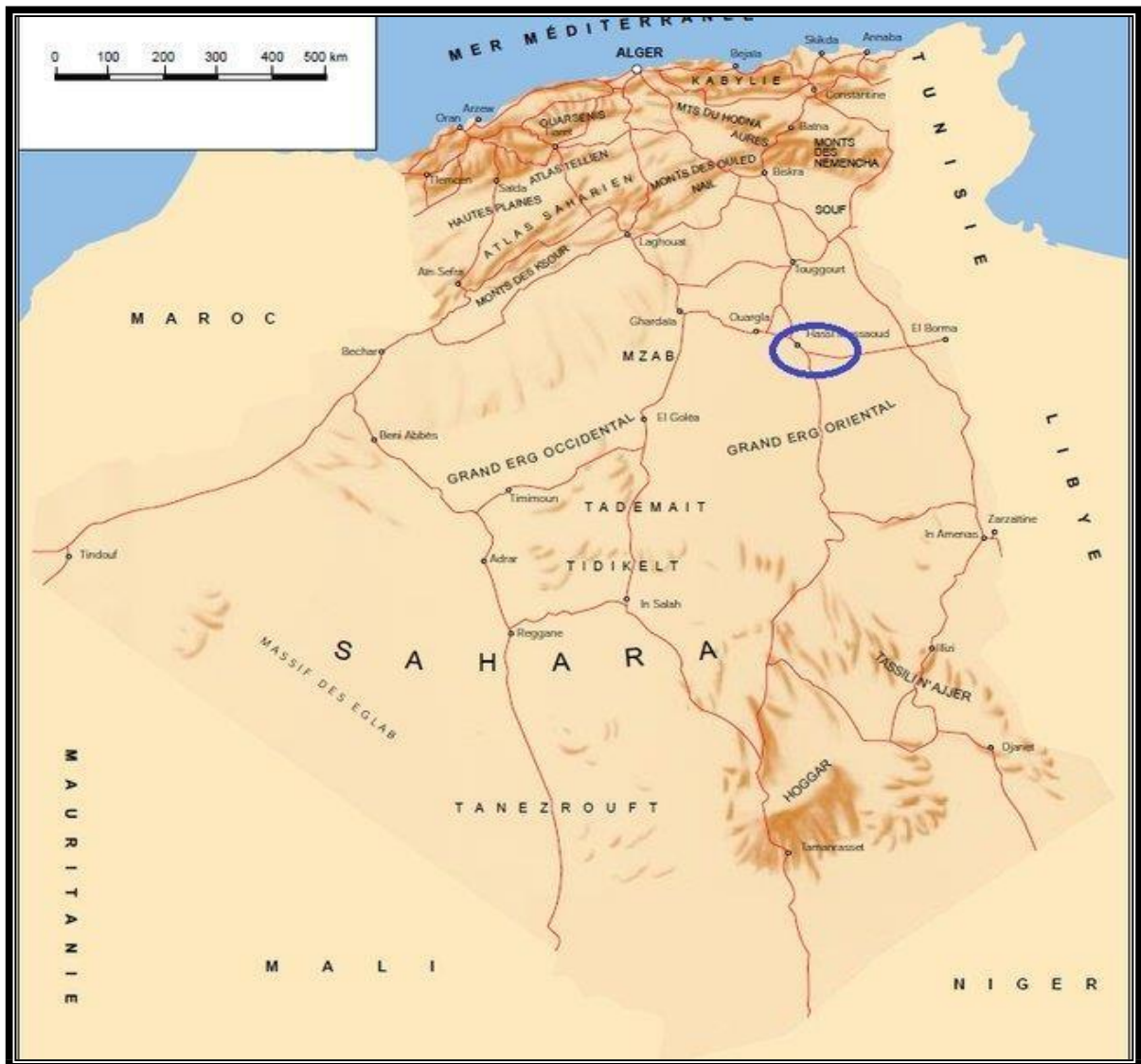


Figure I. 1: Situation géographique du champ Hassi Messaoud [1]

4. Situation géologique :

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

Il est limité :

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

plus grande échelle, il est limité géologiquement :

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

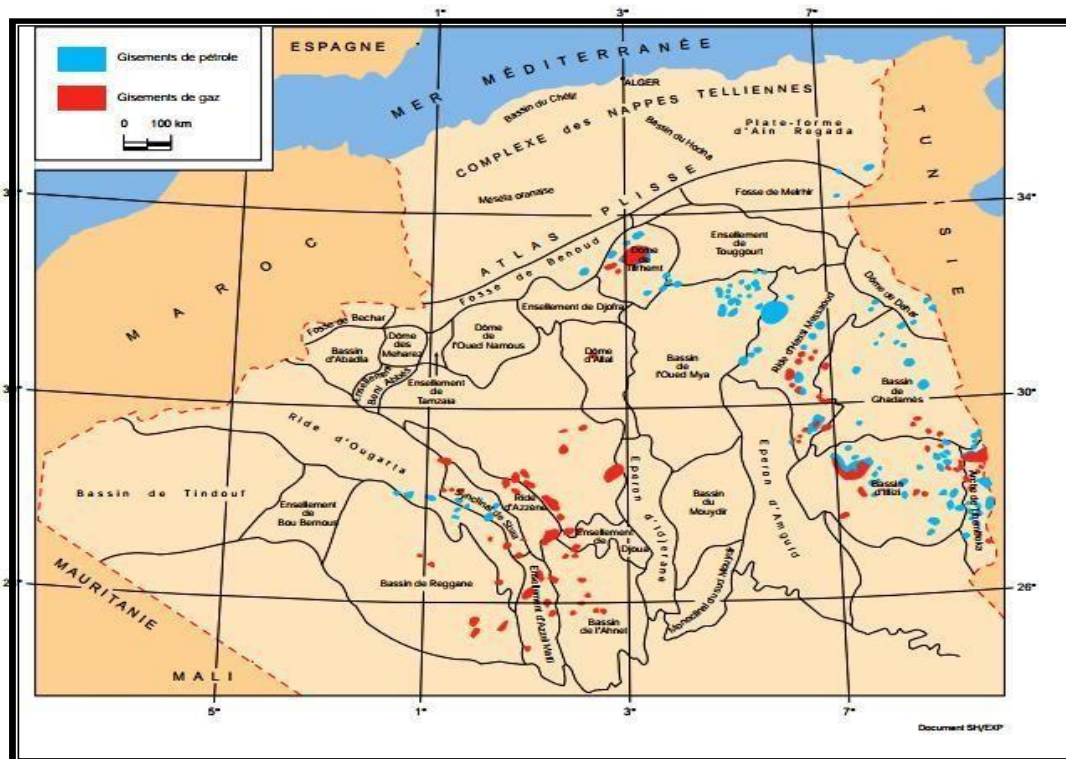
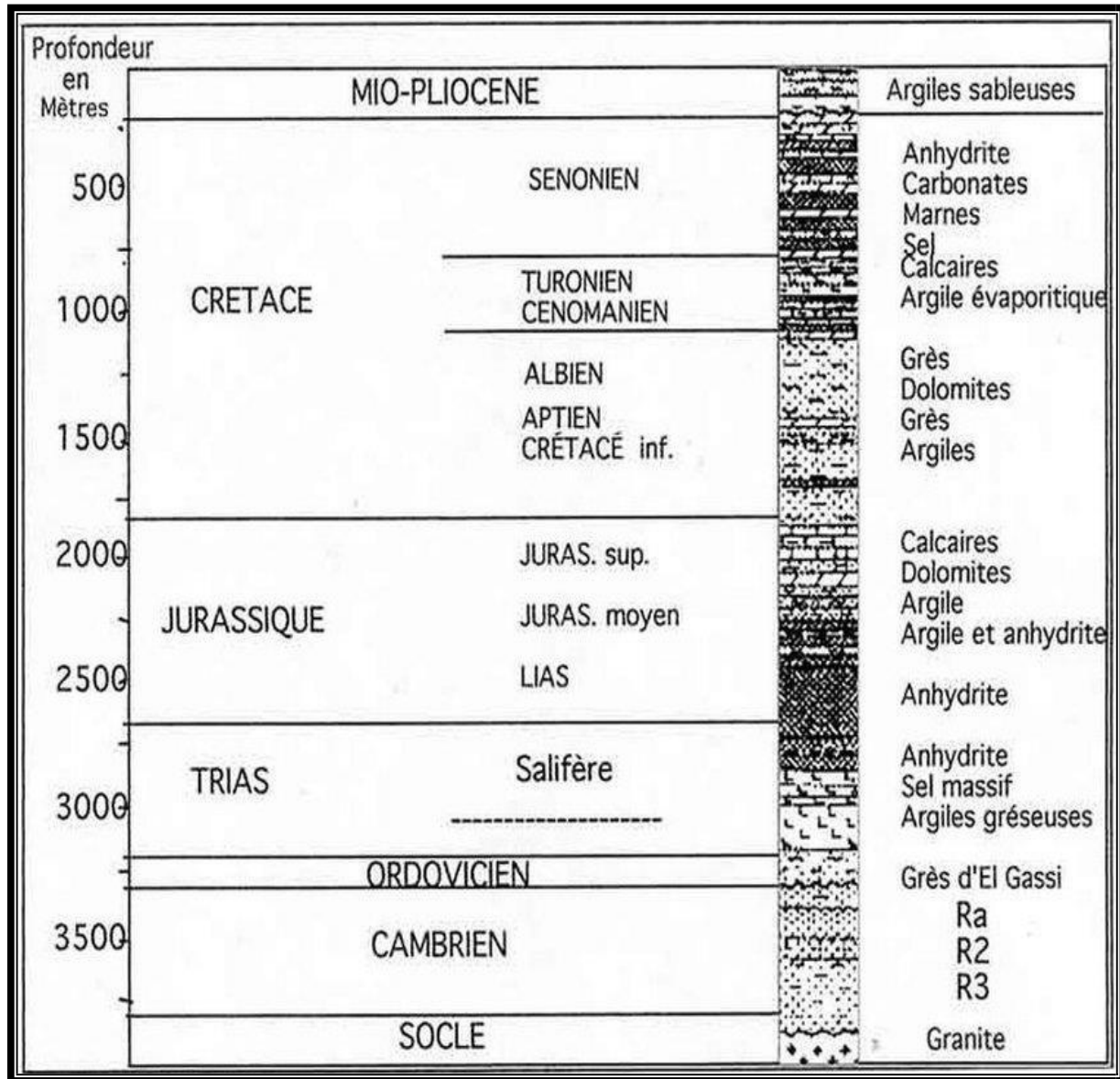


Figure I. 2: Situation géologique du champ Hassi Messaoud.

5. Stratigraphie champ HMD

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

6. Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro – ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg/cm². le champ

HMD fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

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

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

7. Géologie du réservoir de Hassi - Messaoud :

✓ Le cambrien :

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

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

A. Niveau R3:

Il se caractérise par :

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

B. Niveau R2 :

Il se divise en deux sous niveaux :

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

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

C. Niveau Ra :

Il se caractérise par :

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

Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sable grossier et bien classé à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.

- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

D. Niveau Ri (D5) :

Il se caractérise par :

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

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

5. Sa composition est :

- De 30 % d'argile environ.
- Une faible taille des grains.

- Une bonne continuité des couches.
- Une faible perméabilité
- Compaction des grès. [1]

Tableau I. 1: Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambrien

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

8. Caractéristique des fluides :

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

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

A. Les caractéristiques des huiles : sont les suivantes

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

- Le facteur de volume est de 1,7.

B. Les caractéristiques de gaz associé : est pour :

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

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

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

Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltates dans le tubing.

Le second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits

CHAPITRE



Méthodes d'activation des puits

1. Introduction

Au début de l'exploitation, les réservoirs d'hydrocarbures disposent généralement d'un potentiel suffisant pour assurer l'écoulement naturel du pétrole et du gaz jusqu'aux installations de surface. C'est le cas de la majorité des réservoirs dans le monde. Chaque réservoir possède une pression dite « pression de réservoir », qui représente l'énergie permettant aux fluides (liquides et gaz) de remonter naturellement du fond du puits vers la surface, grâce à la dépression ainsi créée.

Cependant, au fil de la production, les réservoirs s'épuisent progressivement, entraînant une baisse continue de la pression et donc une diminution de cette énergie naturelle d'écoulement. L'intrusion éventuelle d'eau, fluide plus lourd, accentue cette déplétion. À terme, la pression peut devenir insuffisante pour maintenir une production naturelle, ce qui rend nécessaire le recours à des méthodes de production artificielle.

Ce chapitre présente les différents types de stimulation et techniques d'activation des puits pour pallier cette baisse de pression

2. Les différents types d'activation

Plusieurs méthodes existent pour ralentir le déclin de la production. Certaines d'entre elles ciblent directement le réservoir afin de compenser la dégradation progressive des conditions de production. Par exemple, on peut réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir la pression du réservoir, ou encore appliquer des traitements chimiques sur la roche avoisinant le puits afin d'améliorer la circulation des fluides.

L'objectif ici est de présenter les solutions permettant de poursuivre la production malgré la détérioration des conditions.

Pour les puits producteurs de pétrole, l'activation peut être nécessaire dès le début de l'exploitation, notamment lorsque le gisement ne possède pas suffisamment d'énergie pour faire remonter le fluide jusqu'à la surface à la pression requise par les séparateurs, ou lorsque le débit potentiel (IP) d'un puits est jugé insuffisant.

L'ascension artificielle consiste à injecter de l'énergie dans le flux au niveau de la complétion, afin d'augmenter le débit de production. Plusieurs techniques sont utilisées pour pallier ce manque d'énergie, parmi lesquelles :

- ❖ Le relevage mécanique des fluides par pompage (pompes submersibles, pompes à cavité progressive)

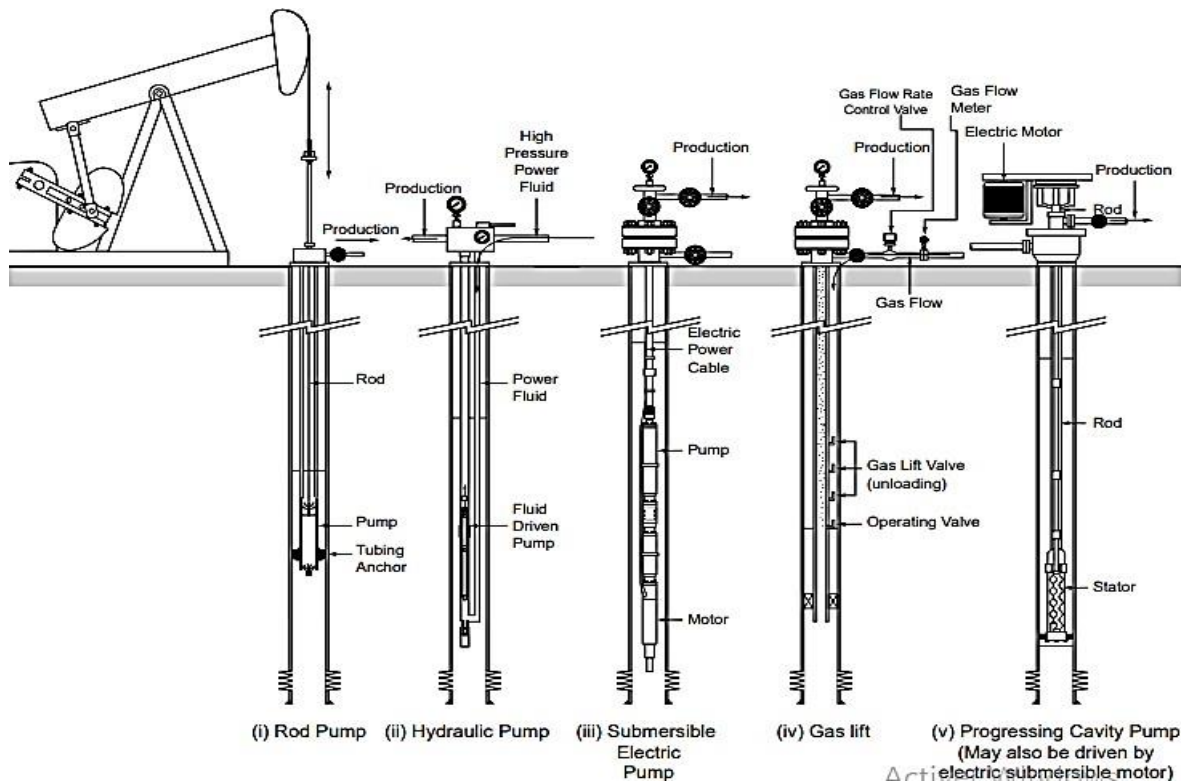


Figure II. 1: Les formes les plus populaires d'ascenseur artificiel

3. L'allègement du fluide par injection de gaz, communément appelé «gas lift»

Parmi les différentes méthodes d'activation des puits, le gaz lift est celle qui se rapproche le plus de l'écoulement naturel. Cette technique est utilisée pour les puits qui sont non éruptifs ou dont la pression est insuffisante pour assurer une production naturelle. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production

Le principe repose sur l'allègement des liquides par le gaz injecté, ce qui permet à la pression du réservoir de pousser plus facilement les fluides vers la surface. Pour garantir l'efficacité du système de gaz lift, il est essentiel que l'installation soit adaptée et que le matériel utilisé, tant en surface qu'au fond du puits, soit compatible et bien conçu.

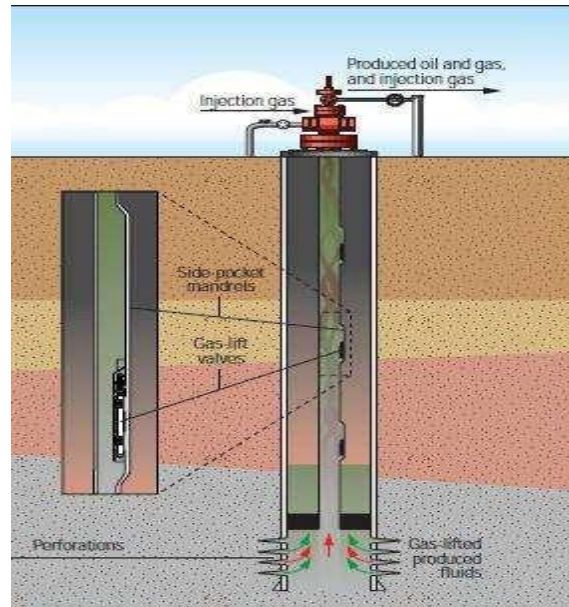


Figure II. 2:Schéma de Gaz Lift

4. Le pompage:

4.1. Le pompage aux tiges (Sucker rod pumping) :

Le pompage est assuré par une pompe volumétrique verticale constituée d'un cylindre et d'un piston creux équipé d'un clapet. Cette pompe est descendue dans le tubage (tubing) et vissée à l'extrémité d'un train de tiges. L'ensemble est mis en mouvement depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité à balancier ou un élévateur hydraulique, réalisant ainsi un mouvement alternatif de va-et-vient, appelé aussi « tête de cheval »

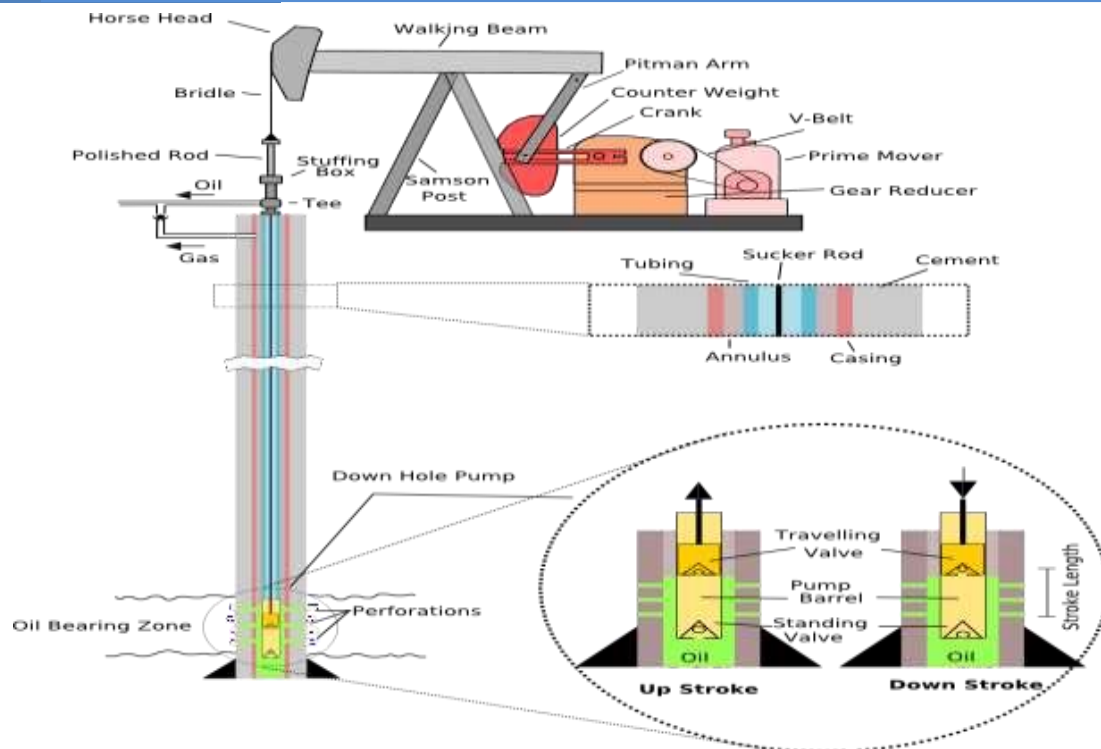


Figure II. 3: Schéma du pompage aux tiges

Tableau II. 1: Avantages et inconvénients du pompage aux tiges.

Principaux avantages :	Principaux inconvénients :
- Bien adapté au débit faible à moyens. - Compatible avec une pression de fond très faible. - Adapte aux puits isolés. - Meilleur pour les huiles lourdes	- Peu flexible - Réparation plus difficiles - Rendement volumétrique réduit dans les puits a GOR élevés. - Pas adapté aux gros volumes produits - Coût d'investissement initial élève pour les pompes à grandes capacités.

4.2. Les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping - ESP) :

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

Les composants du fond sont suspendus de tubing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de pompe. Au-dessus

du moteur il y'a protecteur, ensuite la prise (intake) ou séparateur du gaz, et enfin la pompe.

Le câble électrique est branché dans le sommet du moteur

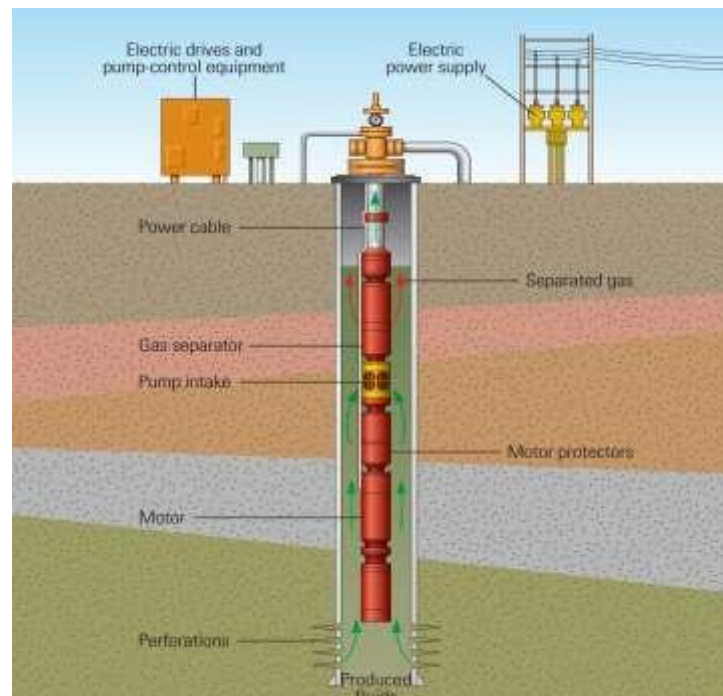


Figure II. 4: Schéma du pompe électrique submersible

Tableau II. 2: Avantages et inconvénients des pompes ESP

Principaux avantages :	Principaux inconvénients :
- Peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basses. - Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau élevée. - Rendement plus élevé	- Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent. - Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes. - En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation

4.3. Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP).

Ce type de pompes volumétriques à cavités progressant est issu des travaux de l'ingénieur français Rene Moineau en 1932.

Son fonctionnement est le suivant :

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

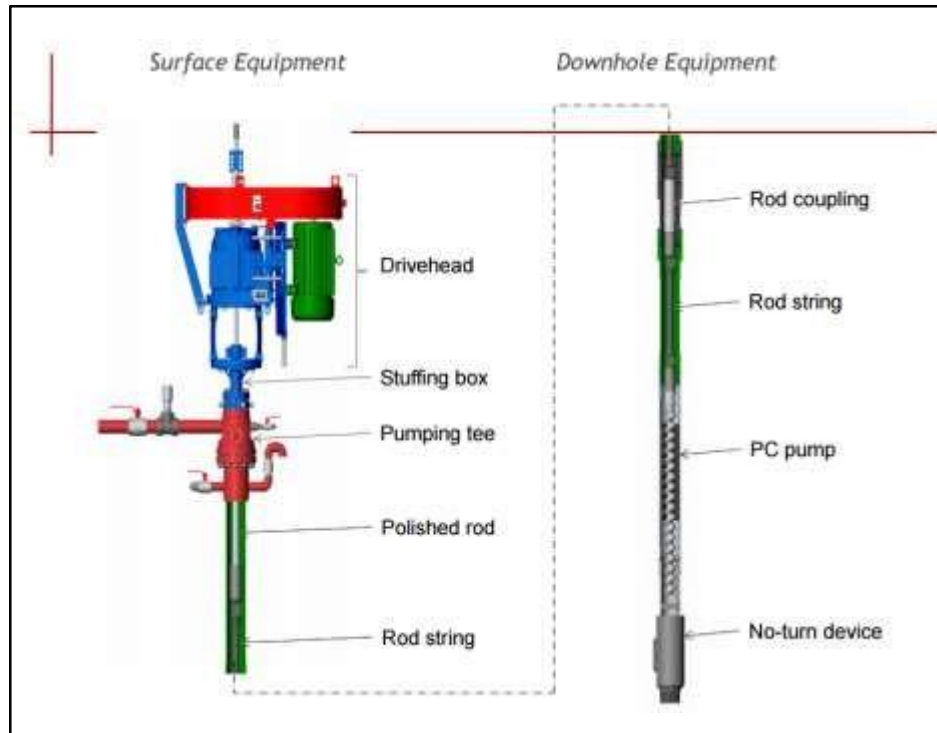


Figure II. 5:Schéma du pompe à cavité progressant.

Tableau II. 3: Avantages et inconvénients du pompe à cavité progressant.

Principaux avantages :	Principaux inconvénients :
- Adapté aux fluides visqueux. - Capables de produire des puits chargés de paraffine et de solides	- Réparation plus difficiles. - Pas adaptés aux gros débits. - Mal adapté aux puits dévié.

4.4.Le pompage hydraulique de fond (DHP) :

Le pompage hydraulique est une application de principe de pascal qui nous montre que le liquide transmet intégralement et dans tous les sens toute augmentation

de pression qu'il subit.

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

- Soit un piston moteur entraînant par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une duse.
- Débouchant sur une venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.
- Soit une turbo- pompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.
- Le fluide moteur peut être, soit de l'huile du gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout fluide compatible, en particulier une huile plus légère ou un fluide contenant des produits fluxant par exemple.

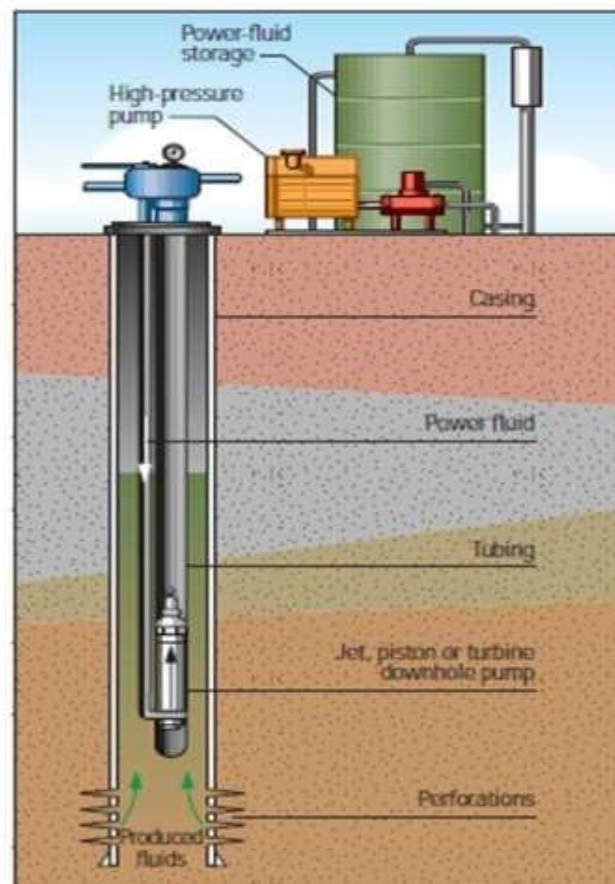


Figure II. 6 :Schéma du pompage hydraulique de fond

Principaux avantages :	Principaux inconvénients :
- Adapté aux profondeurs importantes et aux puits déviés. - Facilité de modification de la taille et de la cadence de la pompe pour s'adapter aux conditions de puits. - Fluide moteur pouvant servir de fluide porteur pour injection d'un additif.	- Investissement initial en équipement et entretien de celui-ci, assez coûteux. - Essai des puits posant un problème.

Tableau II. 4: Avantages et inconvénients du pompage hydraulique de fond.

5. Comparaison entre les différent le gaz lift et les pompes ESP

Le tableau Suivante résume et compare les différents paramètres des modes d'activation ses avantages et ses inconvénients :

Tableau II. 5: Comparaison entre les différent le gaz lift et les pompes ESP.

Paramètres	Pompes électriques immergées (ESP)	Gaz lift
Marché mondial	En troisième lieu avec 18% du marché.	En deuxième lieu avec 34 % du marché mondiale.
Aperçu sur l'application	Mieux adapté à une température <90°C et un débit >1000 BDPD. Souvent utilisé dans des puits à une fraction d'eau élevée.	Flexible et bien adapté pour des puits à une haute pression de fond.
Capital d'investissement	Elevé pour la génération d'énergie et le câblage mais faibles si une source électrique est disponible.	Couts des équipements du gaz lift est faibles mais couts de compression et distribution du gaz peuvent être élevés.
Flexibilité	Meilleur avec l'installation d'un VSD.	Excellente, le débit de production varie avec le débit d'injection

Fiabilité	Excellente pour des conditions idéales mais faibles au cas de problèmes.	Excellente si le système de compression est bien conçu.
Conception/Design	Un design simple mais nécessitant des données fiables de bonne qualité.	Une source de gaz propre, sec, non corrosif à haute pression est nécessaire le long de la durée de vie du système. Des données de bonne qualité sont nécessaires pour une bonne conception.
Débit de production	L'intervalle complet des débits de production peut être géré et si le système n'est pas restreint, on peut même arriver jusqu'au potentiel maximal (AOFP). Limité seulement par la puissance nécessaire et le diamètre du casing.	L'intervalle complet des débits de production peut être géré mais on ne peut pas arriver jusqu'au potentiel maximal à cause de l'incapacité d'avoir une différence de pression maximale comme dans le cas de l'ESP.
Récupération	Conseiller pour balayage d'eau primaire et secondaire.	Conseillé pour balayage d'eau primaire et secondaire, cependant les fractions d'eau élevées réduisent sa capacité de fluide.

CHAPITRE



Description de la pompe électrique immergée ESP

1. Introduction

Les pompes submersibles électriques (ESP) représentent l'une des méthodes d'activation des puits qui a connu une amélioration considérable ces dernières années. Cette technologie a été inventée par Armais Arutunoff, ingénieur russe et fondateur de la société Russian Electrical Dynamo of Arutunoff, connue sous l'acronyme REDA. Sa première installation remonte à 1928, et son succès rapide a conduit à une large adoption dans l'industrie pétrolière. Aujourd'hui, les pompes ESP sont reconnues comme un moyen efficace et économique pour extraire de grands volumes de fluides depuis de grandes profondeurs, et ce, dans des conditions variées de puits. Grâce à cette technique, la durée de vie des puits a pu être significativement prolongée. Le fonctionnement des ESP est assuré par un câble électrique alimentant les différents composants situés au fond du puits, permettant ainsi une exploitation fiable et continue.

2. Principe de la pompe électrique immergée (ESP)

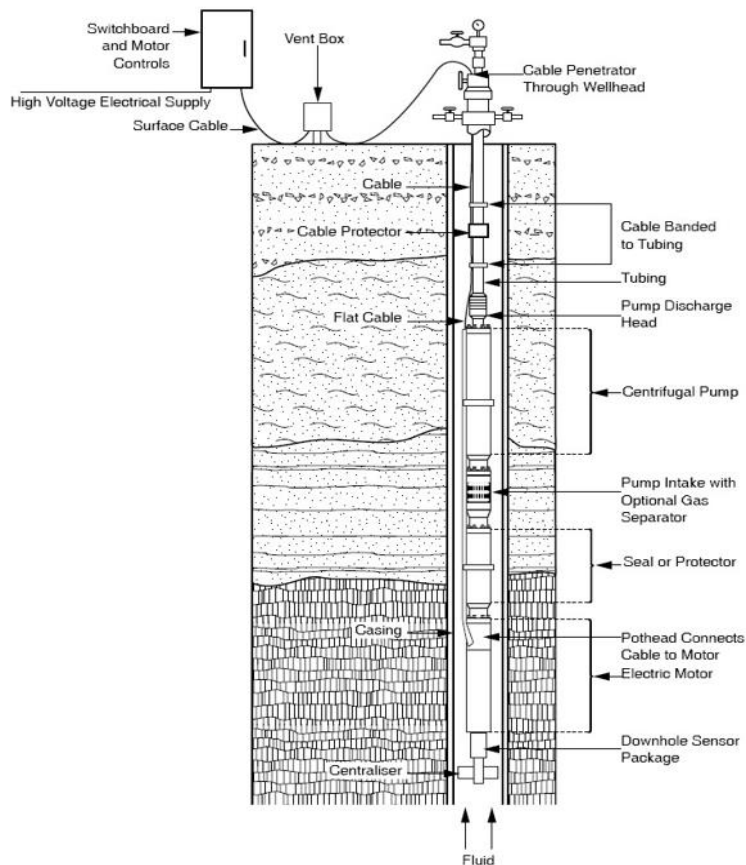


Figure III. 1: Les équipements de la pompe électrique immergée (ESP)

La pompe immergée est une pompe centrifuge multi-étages entraînée par un moteur électrique situé dans le puits, en dessous de la pompe. L'énergie électrique est fournie via un câble électrique spécialement conçu. La pompe et le moteur sont suspendus au tubage à une profondeur déterminée dans le puits. L'annulaire est soit déchargé, soit raccordé au réseau de collecte afin de permettre la séparation maximale du gaz du liquide avant leur entrée dans la pompe. Dans certains cas, un séparateur centrifuge est installé entre la pompe et le moteur pour optimiser cette séparation gaz-liquide.

Chaque étage de la pompe comprend une roue à aubes rotative qui transmet de l'énergie au fluide sous forme de vitesse, et un diffuseur statique qui convertit cette énergie cinétique en pression avant de l'envoyer à l'étage supérieur. Ces étages sont empilés à l'intérieur d'une chemise, formant ainsi la pompe multi-étages. La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble, de la géométrie des aubes et diffuseurs, ainsi que de la vitesse de rotation du rotor. Il est important de noter que, dans une pompe centrifuge, la hauteur manométrique de refoulement est indépendante du fluide pompé

Le fluide provenant de l'annulaire pénètre dans la pompe par la section d'aspiration, qui peut être équipée en amont d'un dispositif de séparation du gaz libre. La sortie de la pompe, ou tête de refoulement, est munie d'un manchon avec réduction vissé directement sur le tubage. Au-dessus de la pompe sont installés un clapet anti-retour et une vanne de purge, actionnable par une barre de charge larguée, assurant la protection et le bon fonctionnement du système.

3. Les composants des pompes ESP

Les principaux équipements composants une pompe électrique submergée (ESP) sont les suivants :

3.1. Les équipements de fond

La pompe :

Une pompe centrifuge est une machine rotative qui déplace un fluide en lui imprimant une force centrifuge grâce à un rotor (ou impulseur) tournant à grande vitesse à l'intérieur d'un diffuseur. Le fluide entre axialement par le centre du rotor, puis est accéléré radialement vers la périphérie, suivant une trajectoire en spirale croissante depuis l'entrée centrale jusqu'à la sortie

tangentielle du diffuseur. Cette accélération crée une augmentation de la vitesse du fluide, qui est ensuite convertie en pression par le diffuseur, générant ainsi la charge nécessaire pour déplacer le fluide dans le système.

La pompe centrifuge peut être constituée de plusieurs étages, chacun comprenant un rotor et un diffuseur empilés en série sur un arbre axial entraîné par un moteur électrique. Chaque étage ajoute une portion de la hauteur manométrique totale requise pour le refoulement. La hauteur développée par un étage dépend du diamètre de l'ensemble, de la géométrie des pales du rotor et du diffuseur, ainsi que de la vitesse de rotation. La pompe est généralement fixée à la colonne de production pour assurer son positionnement dans le puits.

Cette conception permet une conversion efficace de l'énergie mécanique fournie par le moteur en énergie hydraulique, assurant ainsi un pompage continu et fiable des fluides dans diverses applications industrielles, notamment dans le levage artificiel des fluides de puits pétroliers

Les composants

- ☑ Rotor (Impeller)
- ☑ Diffusæeur (Diffuser)
- ☑ Chemise (Housing)
- ☑ Arbre (Shaft)
- ☑ Dispositif d'aspiration (Pump Intake)

Turbine :

Une pompe centrifuge crée une pression par la rotation d'une série d'aubes dans une turbine

❖ Le mouvement de la turbine crée un vide partiel à l'extrémité d'aspiration de la turbine. Le travail de la turbine est de transférer de l'énergie au liquide qui le traverse par la rotation, augmentant ainsi l'énergie cinétique



Figure III. 2 :Turbine

Diffuseurs

La section diffuseur convertit alors cette énergie en énergie potentielle, augmentant ainsi la pression du fluide

- ❖ De là, la rotation de la roue à haute vitesse jette le liquide dans le diffuseur.



Figure III. 3 :Diffuseurs

Phase

Chaque "étage" est composé d'une turbine et d'un diffuseur. De même, la turbine reçoit le fluide et lui transmet de l'énergie cinétique. Le diffuseur convertit cette énergie cinétique en énergie potentielle (charge).

❖ Le nombre de progressions détermine la tête développée et est également un facteur dans les besoins en puissance.

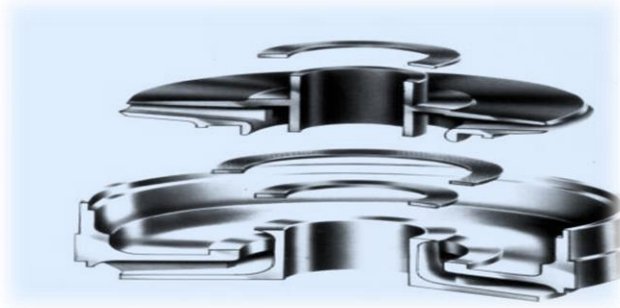


Figure III. 4 :La scène

4. Type d'étage de pompe :

Il existe deux types de roues qui déterminent le débit disponible pour une conception spécifique. La différence entre ces deux types de conception est décrite par l'angle des aubes de la roue de pompe ainsi que par la taille et la forme des canaux d'écoulement internes

➤ Turbine à flux mixte

Les impulseurs à flux mixte ont un angle d'aube proche de 45 degrés et sont donc généralement utilisés dans les plages de pompes à débits plus élevés

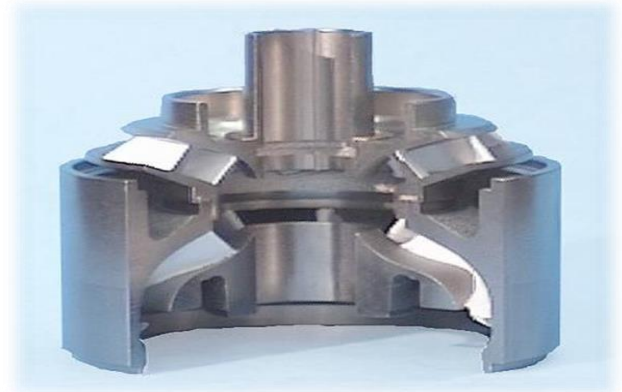
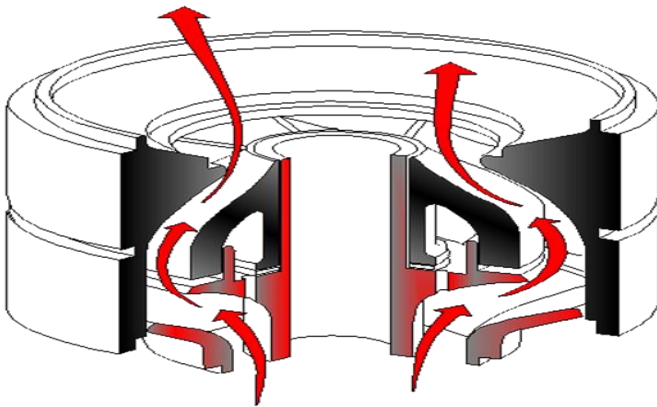


Figure III. 5 :turbine a flux mixte

➤ Turbine radiale

Les impulseurs à écoulement radial (plat) ont un angle d'aube proche de 90 degrés et sont donc généralement utilisés dans la gamme de pompes à faible débit.



Figure III. 6 :turbine radiale

➤ Structure de la pompe

Il existe deux types de pompes Schlumberger:

Structure flottante-Chaque turbine peut se déplacer librement de haut en bas, de sorte qu'elle est censée « flotter » sur l'arbre.

Structure de compression-Chaque turbine est fixée rigidement à l'arbre de sorte qu'il ne peut pas se déplacer si l'arbre ne se déplace pas. Toutes les roues sont "comprimées" ensemble pour former un corps rigide.

Pompe de compression :

Dans les pompes à compression, toutes les roues sont fixées rigidement sur l'arbre, de sorte que si une roue veut monter ou descendre, elle portera l'arbre avec elle.

Lors de l'assemblage, la roue se trouve généralement sur son diffuseur inférieur en raison de la gravité. Ainsi, l'arbre de la pompe est "soulevé" par des entretoises dans l'accouplement, de sorte que la roue n'est pas autorisée à toucher le diffuseur après l'assemblage final. Ceci permet de transmettre toute la poussée générée dans l'arbre de pompe directement à l'arbre de protection.

Pompes de construction flottantes :

Comme la roue flottante peut se déplacer librement de monter et de descendre sur l'arbre, la seule chose qui l'empêche est le diffuseur supérieur ou inférieur. Des "rondelles de poussée" sont prévues sur toutes les surfaces d'accouplement entre la roue et le diffuseur pour absorber toute poussée générée

Le séparateur à gaz :

Le fluide pénètre par l'intake et traverse la rotation de l'inducer, qui le dirige vers la chambre de séparation. Dans cette zone, le fluide de plus haute densité est repoussée vers la paroi externe, tandis que le gaz, plus léger, se concentre au centre. Cette séparation est provoquée par les forces centrifuges générées soit par un rotor séparateur rotatif, soit par un tourbillon (vortex) induit. Le gaz ainsi séparé est évacué par des orifices spécifiques et remonte vers la surface par l'espace annulaire. Le liquide séparé, quant à lui, est dirigé vers la partie inférieure de la pompe où les étages successifs assurent son relevage jusqu'à la surface.

Deux technologies principales sont utilisées pour assurer cette séparation gaz-liquide : l'une repose sur un séparateur rotatif (rotor) et l'autre sur un étage à vortex induit, chacune exploitant la force centrifuge pour maximiser l'efficacité de la séparation

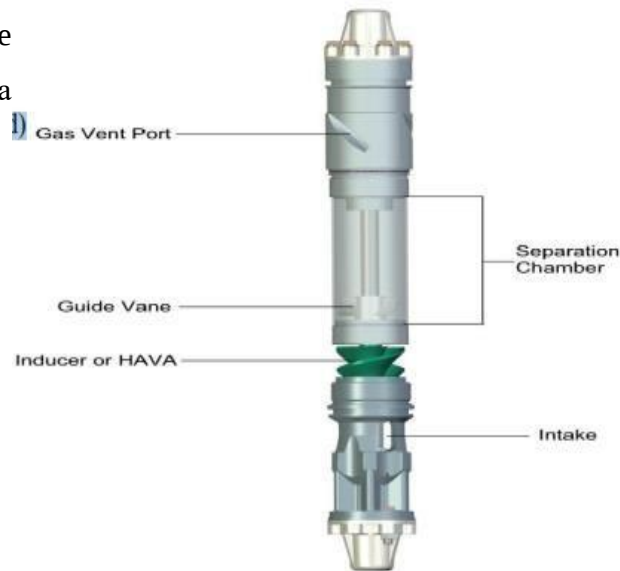


Figure III. 7: les composants du séparateur

Les Composants d'un séparateur

- Gas Vent Port
- Guide Vane
- Inducer or High Angle Vane Auger (Patented)
- Chambre de Separation
- Intake
- Arbre (Shaft)

5. Moteur

Le moteur électrique utilisé est un moteur triphasé à induction. Il dispose d'un couple de démarrage élevé qui lui permet d'atteindre rapidement sa vitesse nominale de fonctionnement, soit environ 3500 tr/min à une fréquence de 60 Hz, et 2915 tr/min à 50 Hz. Tous les moteurs sont remplis d'une huile minérale très raffinée, spécialement choisie pour offrir une excellente rigidité diélectrique ainsi qu'une conductivité thermique suffisante. Ces propriétés assurent à la fois le refroidissement efficace du moteur et sa lubrification optimale pendant son fonctionnement

5.1.Protecteur

Le protecteur est positionné entre le dispositif d'admission (Pump Intake) ou le séparateur de gaz (Gas Separator) et le moteur. Sa fonction principale est d'isoler le moteur du fluide environnant. Sa conception permet d'équilibrer la pression entre la pression d'entrée et la pression interne du moteur, ce qui facilite la dilatation ou la contraction de l'huile moteur en réponse aux variations thermiques

5.2.Chambre d'isolation

Les chambres d'isolation constituent des éléments essentiels des protecteurs ESP et présentent diverses caractéristiques qui peuvent varier selon les fabricants. Parmi les types les plus courants, on distingue les chambres de type labyrinthe et les chambres de type à sac

Fluides de blocage :

Dans toutes les chambres d'isolation évoquées précédemment, la fiabilité de la séparation entre le fluide de puits et l'huile moteur peut être améliorée par l'utilisation d'un fluide de blocage. Ce fluide, chimiquement inerte et de forte densité, est placé en contact avec l'huile moteur (dont la densité spécifique est généralement comprise entre 0,8 et 0,83) et le fluide de puits, assurant ainsi une meilleure isolation et protection du moteur

6. Câble électrique

L'énergie est transmise par un câble électrique spécialement conçu pour les applications dans les champs pétroliers. Une large gamme de sections de conducteurs permet de répondre efficacement aux besoins variés des moteurs. Le câble rond est généralement recommandé pour son efficacité, mais un câble plat peut être utilisé lorsque l'espace disponible est restreint. Ces câbles sont conçus pour résister à des températures élevées, pouvant dépasser 300 °F (environ 150 °C), ce qui les rend adaptés aux conditions extrêmes rencontrées dans les puits pétroliers.



Figure III. 8 : Types de câbles ESP (plats et ronds)

7. Les équipements de surface**7.1. Tête de puits**

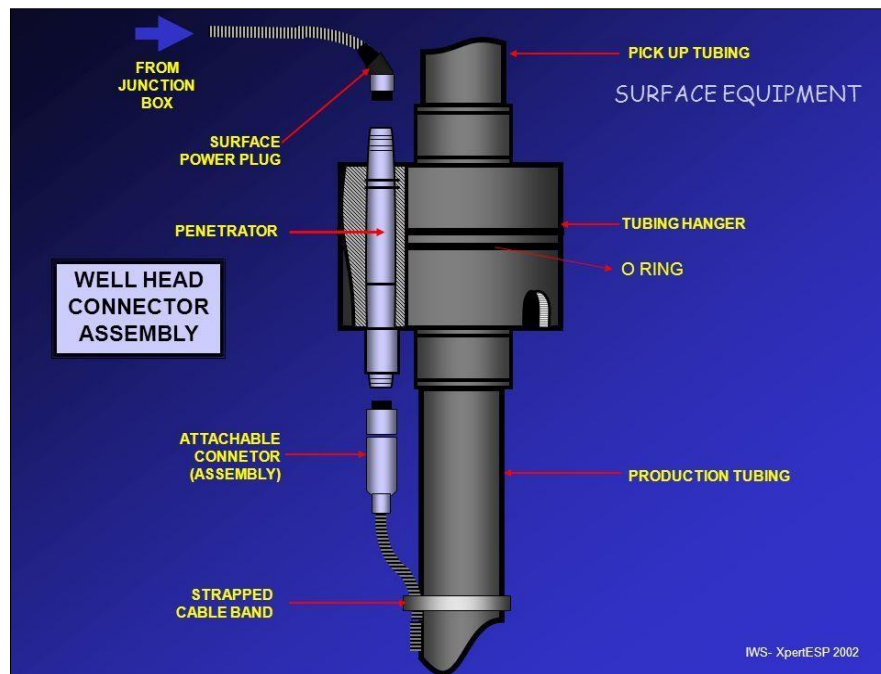
Pour les installations ESP, des têtes de puits spéciales sont utilisées afin de supporter le poids des équipements souterrains tout en assurant le contrôle de l'espace annulaire. Ces têtes doivent garantir une étanchéité positive non seulement autour du tubage, mais également autour du câble électrique. Plusieurs solutions d'étanchéité sont disponibles selon les configurations.

Dans certains cas, le câble d'alimentation est coupé au niveau de la tête de puits, et son extrémité est équipée d'un connecteur d'alimentation. Le câble d'alimentation de surface, provenant du tableau de distribution, possède également un connecteur correspondant. Ces deux connecteurs sont assemblés directement dans la tête de puits, facilitant ainsi la connexion électrique entre la surface et les équipements de fond.

7.2. Retransformation :

Dans la plupart des cas, la tension électrique disponible en surface n'est pas compatible avec la tension requise par le moteur, ce qui nécessite l'utilisation de transformateurs pour fournir le niveau de tension adéquat en surface

Figure III. 9: Tête de puits ESP avec connecteurs d'alimentation



8. Junction box

Le câble d'alimentation provenant du puits doit être raccordé à un câble électrique de surface qui conduit jusqu'à la centrale. Comme illustré sur la Figure 11, ces deux câbles sont connectés au sein d'une boîte de jonction, également appelée « boîte vent ». Il s'agit d'un boîtier étanche

et ventilé, conçu pour protéger les connexions électriques tout en assurant une ventilation adéquate

1. Principaux avantages :

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

2. Principaux limitations:

- Supporte mal la présence de sable.
 - Limité en température et donc en profondeur.
 - Mal adapté aux faibles débits.
- Possibilité d'utiliser d'autres pompes comme : les pompes moineau, les pompes aux tiges, les pompes hydrauliques...etc

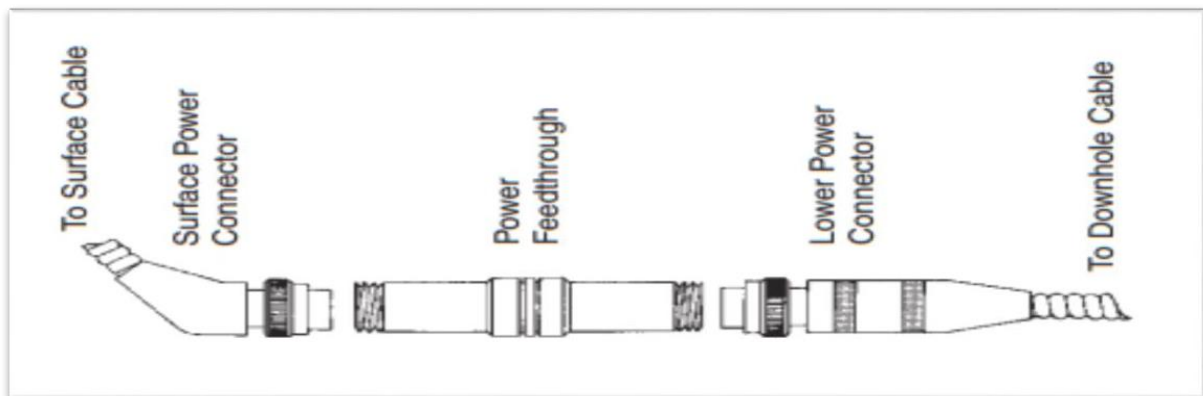


Figure III. 10 : Connecteurs de câble pour une tête de puits ESP

Le tableau constitue le centre de contrôle d'une installation ESP conventionnelle. Il agit en tant que contrôleur du moteur et supervise ainsi le fonctionnement global de l'ensemble de l'installation

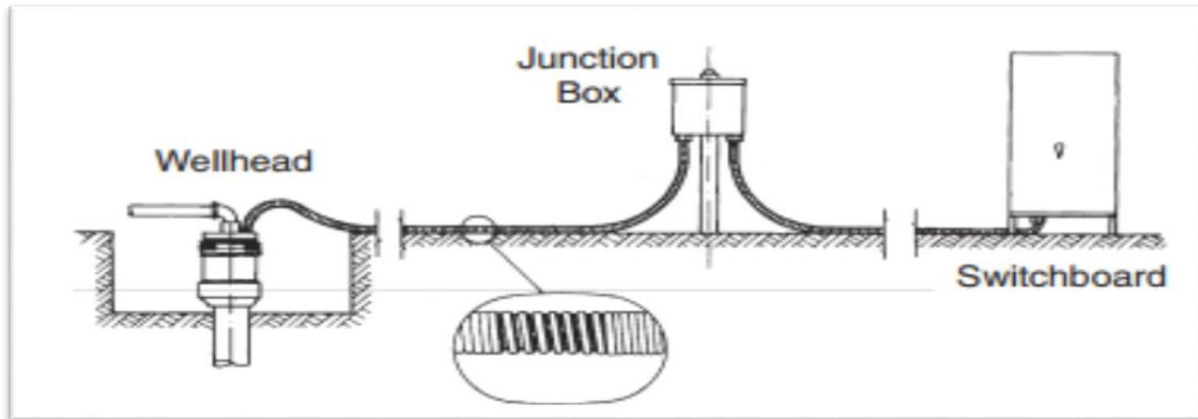


Figure III. 11 : Agencement de surface d'une installation ESP

CHAPITRE



Analyse du système de production

1. Introduction

Un puits peut être considéré comme un conduit reliant le réservoir aux installations de traitement en surface. Cette connexion est essentielle pour assurer le transport des fluides du réservoir vers la surface, ce qui confère au puits une valeur tangible.

Pour garantir une production optimale, le choix de la complétion d'un puits requiert une analyse technique approfondie et la prise en compte de nombreux paramètres complexes.

Lorsqu'un puits entre en production, l'effluent y pénètre à la pression d'écoulement du fond de puits (P_{wf}) et atteint la surface à la pression de tête de puits (P_{whf}). Au cours de ce trajet, qui peut s'étendre sur plusieurs kilomètres, une partie de l'énergie d'écoulement est dissipée sous forme de pertes de charge. Ces pertes résultent principalement de deux facteurs :

- La friction de l'effluent contre les parois du tubing,
- Le poids hydrostatique du mélange (gaz, eau et huile) contenu dans le tubing.

N'hésitez pas à demander une version encore plus concise ou adaptée à un contexte particulier!

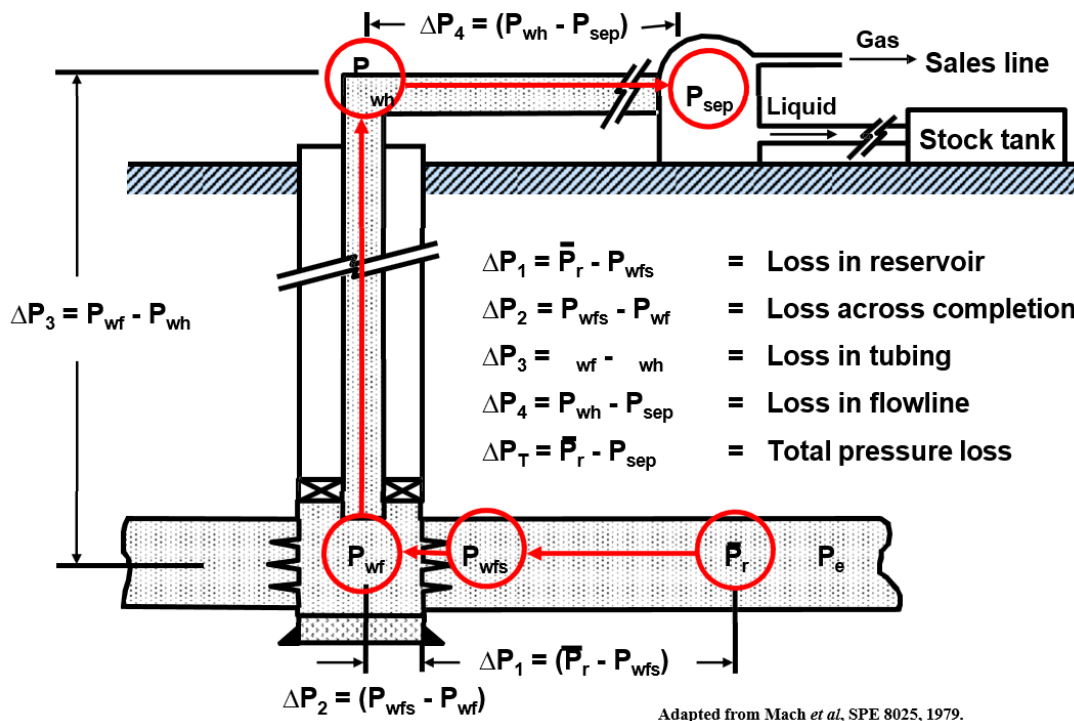


Figure IV. 1: Perte de pression dans le système de puits

L'écoulement de fluide se fait en trois phases:

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

2. Définition de l'analyse nodale

L'analyse nodale est une méthodologie permettant d'analyser le système de production comme une unité afin de calculer sa capacité, dans le but de :

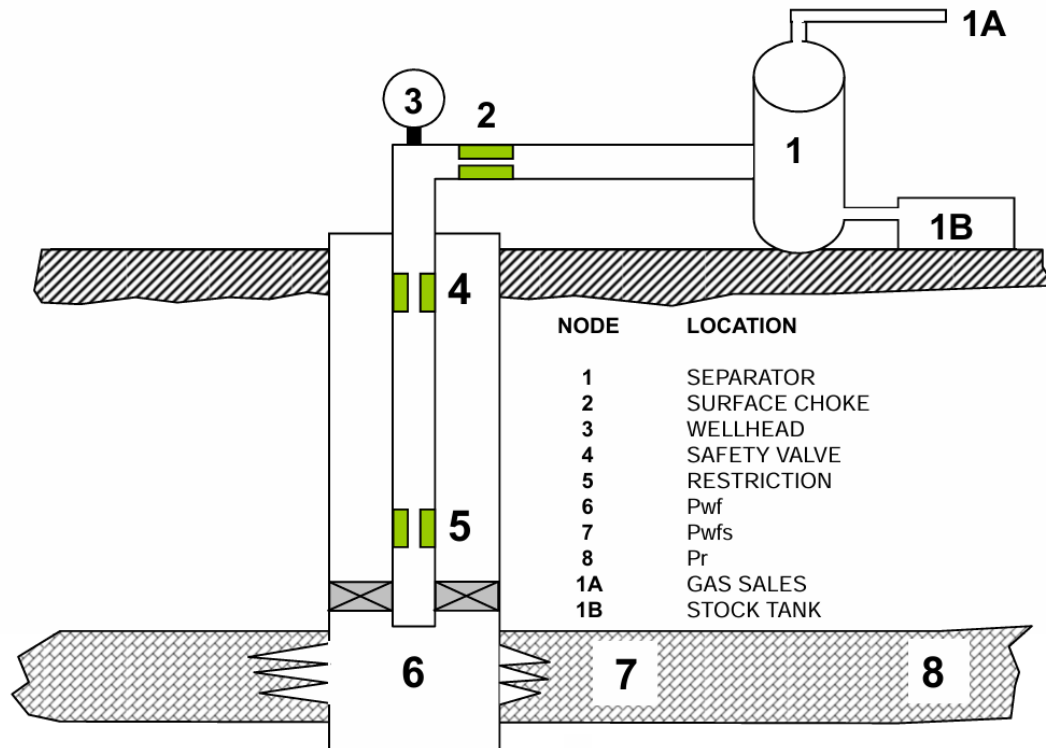
- Concevoir chaque composant du système de production
- Détecter les obstacles à la production
- Calculer l'effet du changement d'un ou plusieurs composants sur la capacité du système

La relation entre la perte de pression et le débit est exprimée par : $\Delta P = f(Q)$.est aussi appelé la méthode Node-Voltage

3. Concept de l'analyse nodale

Dans un système de production, un nœud correspond à tout point situé entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être déterminée en fonction du débit. Les deux nœuds extrêmes de ce système complexe sont le rayon de drainage et le séparateur. On appelle respectivement la pression en ces points la pression moyenne du réservoir (P_r) et la pression du séparateur ($P_{sép}$). Deux autres nœuds importants sont le fond de trou, où la pression d'écoulement (P_{wf}) est mesurée à l'aide d'une sonde de fond, et la tête de puits, où la pression (P_{wh}) est relevée par une jauge installée sur l'arbre de Noël.

Lorsque les pressions sont mesurées ou calculées à chacun de ces nœuds, il devient possible d'évaluer les pertes de charge entre eux en fonction des débits. Certains nœuds, comme ceux correspondant à des changements de section (par exemple, les vannes de sécurité), sont des points



où des chutes de pression significatives se produisent. Le débit traversant chaque nœud dépend directement de la perte de pression observée à ce niveau.

N'hésitez pas à demander une version encore plus concise ou adaptée à un contexte particulier !

$$Q = f(\Delta P) \text{ Figure IV. 2: Les différentes positions possibles des nœuds}$$

4. Procédure de l'application de l'analyse nodale

L'application de l'analyse nodale suit généralement les étapes suivantes :

1. **Détermination des composants modifiables du système** : Identifier les éléments du système de production (réservoir, tubage, ligne d'écoulement, étranglement de surface, etc.) susceptibles d'être optimisés ou modifiés.
2. **Sélection d'un composant à optimiser** : Choisir le composant dont l'optimisation aura le plus d'impact sur la performance du système.

Choix de l'emplacement du nœud : Déterminer le point clé (nœud) où seront analysés les bilans de pression et de débit (par exemple : fond de puits, tête de puits, séparateur, etc.).

3. **Développement des équations d'influx et d'efflux** : Établir les relations mathématiques décrivant l'influx (du réservoir vers le nœud) et l'efflux (du nœud vers la surface).
4. **Collecte des données nécessaires** : Rassembler les données pour calculer les pertes de pression en fonction du débit à travers chaque composant.
5. **Analyse de l'effet des modifications** : Étudier l'impact de la modification des caractéristiques d'un composant (par exemple, changement de diamètre de tubage) en traçant les courbes d'influx et d'efflux et en identifiant leur point d'intersection.
6. **Répétition pour chaque composant** : Reprendre la procédure pour chaque composant à optimiser afin de maximiser la capacité du système.

5. Les paramètres étudiés lors du choix d'un nœud Le choix du nœud

Dans l'analyse nodale dépend de plusieurs paramètres, notamment :

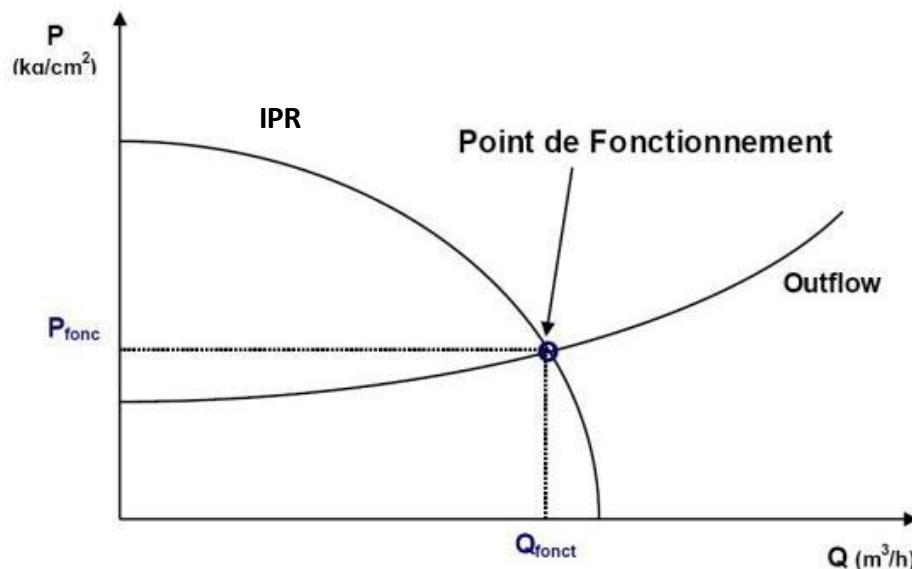
- Configuration géométrique du système : Emplacement des changements de diamètre, de restrictions, de vannes, etc.
- Accessibilité des mesures de pression : Choisir un point où la pression peut être mesurée ou estimée de manière fiable (fond de puits, tête de puits, séparateur).
- Nature des pertes de pression : Identifier où se produisent les principales pertes de charge (dans le réservoir, le tubage, la ligne d'écoulement, etc.).
- Objectif de l'étude : Selon que l'on souhaite optimiser le tubage, la ligne d'écoulement, l'étranglement de surface, etc., le nœud sera placé à l'endroit le plus pertinent.
- Conditions d'écoulement : Type d'écoulement (monophasique, multiphasique), régime d'écoulement (laminaire, turbulent), propriétés des fluides.
- Facilité de modélisation : Choisir un nœud qui simplifie la modélisation mathématique des influx et efflux.

6. Objectif de l'analyse nodale

L'analyse nodale a pour objectif principal **d'analyser le système de production pétrolier ou gazier dans son ensemble, comme une unité, afin de déterminer sa capacité maximale de production.**

Plus précisément, l'analyse nodale permet de :

- **Concevoir et optimiser chaque composant du système de production** (réservoir, tubage, ligne d'écoulement, étranglement, etc.) pour assurer un écoulement efficace des fluides du réservoir jusqu'à la surface.
- **Identifier et localiser les limitations ou les pertes de charge majeures** (goulots d'étranglement, restrictions, problèmes d'écoulement) qui freinent la production.
- **Évaluer l'impact de toute modification** (changement de diamètre, stimulation, levage artificiel, etc.) sur la performance globale du système.
- **Aider à la prise de décision** pour améliorer la production, que ce soit par le choix des



équipements, l'ajustement des paramètres d'exploitation, ou la planification d'interventions.

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

7. La courbe caractéristique du réservoir (IPR) :

La courbe IPR (Inflow Performance Relationship) représente la relation entre le débit de production d'un puits (Q) et la pression au fond du puits (P_{wf}). Elle traduit la capacité du

$$Q = \frac{0,00708 \times k \times h}{\mu \times B_o} \times \frac{(P_r - P_{wf})}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

réservoir à fournir des fluides au puits en fonction du différentiel de pression entre le réservoir (P_r) et le fond du puits (P_{wf})

La courbe IPR repose sur la loi de Darcy, qui décrit l'écoulement des fluides à travers un milieu poreux.

Pour un écoulement radial et monophasique (loi de Darcy)

- **Q** : Débit (STB/jour)
- **k** : Perméabilité (mD)
- **h** : Épaisseur (ft)
- **μ** : Viscosité (cp)
- **B_o** : Facteur de volume de formation (bbl/STB)
- **P_r** : Pression réservoir (psi)
- **P_{wf}** : Pression fond de puits (psi)
- **r_e** : Rayon de drainage (ft)
- **r_w** : Rayon du puits (ft)
- **S** : Skin

I.1 B) Indice de productivité (PI ou J)

J : Indice de productivité (STB/jour/psi)

II Courbe IPR non linéaire (ex : Vogel pour réservoir sous-saturé)

Pour les réservoirs où la pression descend sous la pression de bulle (P_b), la relation devient non linéaire (courbe de Vogel) :

3. Illustration graphique

L'axe des ordonnées : Pression au fond du puits (P_{wf})

- L'axe des abscisses : Débit de production (Q)
- La courbe descendante : IPR (plus P_{wf} diminue, plus Q augmente)
- L'intersection avec la courbe outflow donne le débit réel du système.

1. Interprétation et utilisation

2. La courbe IPR permet de :

- Visualiser la capacité d'un puits à produire en fonction du drawdown ($P_r - P_{wf}$).
- Diagnostiquer des problèmes de dommage ou de stimulation.
- Déterminer l'effet de la déplétion du réservoir sur la production future.
- Servir de base à l'analyse nodale, en la croisant avec la courbe d'écoulement (outflow) pour déterminer le débit de production optimal.

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

$$Q = J \times (P_r - P_{wf})$$

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

8. La courbe performance du tubing (VLP)

La courbe de performance du tubing, aussi appelée VLP (Vertical Lift Performance) ou courbe d'outflow, représente la relation entre le débit de production (Q) et la pression au fond du puits (P_{wf}) pour l'écoulement des fluides à travers le tubing (colonne de production) et la ligne d'écoulement jusqu'à la surface.

Elle traduit les pertes de pression subies par les fluides lorsqu'ils remontent du fond du puits vers la tête de puits ou le séparateur, en fonction du débit.

Principe physique :

• Lorsque les fluides (huile, gaz, eau) remontent dans le tubing, ils subissent des pertes de pression dues à:

- La friction contre les parois du tubing,
- Les variations de densité (effet de colonne hydrostatique),
- Les changements de régime d'écoulement (monophasique, biphasique, etc.),
- Les accessoires ou restrictions (coudes, vannes, etc.).
- La pression au fond du puits (P_{wf}) nécessaire pour maintenir un certain débit Q

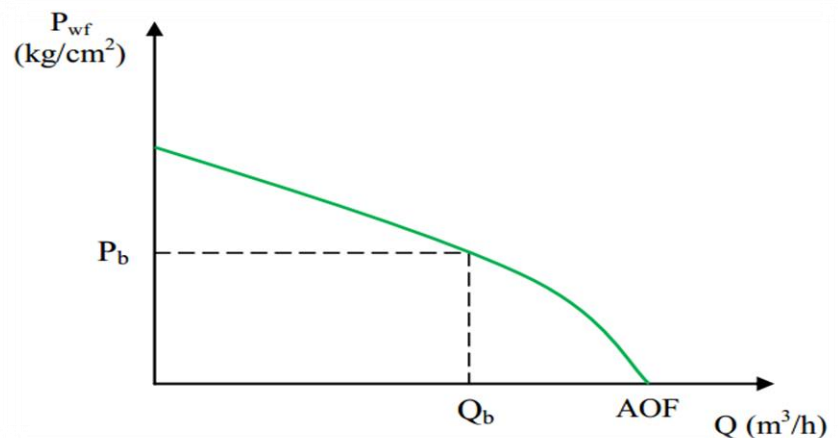
dépend donc de la pression à la sortie (tête de puits ou séparateur), de la longueur, du diamètre du tubing, de la rugosité, et des propriétés du fluide.

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

$$\frac{dP}{dh_{total}} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \times V_m \times dV_m}{g_c \times dh}$$

Avec ρ_m : la masse volumique du mélange.

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



$$\frac{dP}{dh_{total}} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \times V_m \times dV_m}{g_c \times dh}$$

f_m : Facteur de frottement.

g_c : Accélération de gravité.

V_m : vitesse du mélange.

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

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

CHAPITRE



Performance et design d'une Pompe ESP

1. Introduction

Ce travail consiste en une sélection des puits candidats pour l'essai pilote de l'application de la technologie des pompes immergées dans le bloc **HZP**. Ainsi, le puits **zmd1** est retenu comme puits candidat pour cette étude. La deuxième étape de ce travail porte sur la prédiction des performances de ce puits par l'analyse nodale à l'aide du logiciel PIPESIM. SONATRACH (Division de Production) dispose du logiciel PIPESIM (Pipeline Simulator) de SCHLUMBERGER, qui permet d'optimiser et d'étudier la performance des systèmes de production, ainsi que de prévoir l'influence des différents paramètres sur les conditions d'écoulement dans les conduites verticales et horizontales. Les résultats fournis par ce logiciel sont très proches de la réalité. Ce logiciel peut être utilisé pour effectuer plusieurs opérations telles que

- ☑ La construction des courbes de performance des puits producteurs et injecteurs.
- ☑ La définition des points de fonctionnement des puits (Q_{liq} , P_{wf}). Le point de fonctionnement c'est l'intersection des deux courbes IPR et VLP.
- ☑ Le calcul des débits maximaux des puits producteurs

2. Problématique et objectif

Parmi les puits de la zone (HMD) HZP, le puits ZMD1 a connu une diminution significative de son débit de production au fil du temps, accompagnée de nombreuses interventions, principalement en raison d'un faible rapport gaz/huile (GOR) et d'un indice de productivité (IP) élevé, sans toutefois présenter de problèmes liés à des dépôts.

Actuellement, la production de ce puits s'effectue par éruption naturelle. Cependant, lorsque cette énergie devient insuffisante pour satisfaire les exigences de production, malgré des réserves en place importantes, il devient nécessaire d'installer un système d'activation. Dans ce cadre, il est proposé d'équiper le puits ZMD1 d'une pompe électrique submersible (ESP) afin d'augmenter son débit et d'améliorer ses performances.

Ce chapitre présente une étude des performances suivie de la conception de la pompe, dans le but d'optimiser la production du puits ZMD1. Les différentes étapes de cette étude ont été

réalisées à l'aide du logiciel de simulation PIPESIM, qui permet de modéliser et d'analyser les conditions d'écoulement et de pompage du puits

3. Aperçu sur logiciel PIPESIM

PIPESIM est un logiciel avancé de simulation numérique d'écoulements multiphasiques développé par Schlumberger, destiné principalement aux industries pétrolière, gazière et énergétique. Il permet de modéliser avec précision les écoulements complexes impliquant des mélanges d'huile, de gaz et d'eau dans des réseaux de conduites, en tenant compte des interactions entre phases et des phénomènes thermodynamiques.

3.1. Fonctionnalités principales

Simulation d'écoulements transitoires et à l'état stable : Capable de modéliser les régimes transitoires ainsi que les écoulements en régime permanent, avec un solveur parallèle performant pour accélérer les calculs.

Analyse d'érosion et gestion des risques : Intègre des outils pour prédire et gérer les risques d'érosion, de corrosion et d'intégrité des conduites, contribuant à la sécurité et à la durabilité des infrastructures.

Construction et analyse de modèles de puits : Offre des schémas graphiques interactifs pour une construction rapide et intuitive des modèles de puits, avec une bibliothèque de modèles existants.

Intégration SIG (Système d'Information Géographique) : Permet la création de réseaux et la capture des profils d'élévation des pipelines via des cartes SIG, facilitant la représentation spatiale des installations et réseaux.

Interopérabilité avec d'autres logiciels Schlumberger : Compatible avec d'autres solutions comme OLGA (simulation dynamique des écoulements multiphasiques) et INTERSECT (modélisation des réservoirs), permettant une gestion complète du cycle de vie des actifs.

Gestion des données et scénarios : Centralise les données de projet, facilite la création et la comparaison de multiples scénarios pour une prise de décision éclairée.

Visualisation et rapports : Propose des outils avancés pour visualiser les résultats consolidés et générer des rapports détaillés et graphiques clairs

3.2. Avantages pour les utilisateurs

- ✓ Optimisation de la conception des réseaux de conduites et des systèmes de levage.
- ✓ Amélioration de la compréhension des phénomènes d'écoulement complexes.
- ✓ Réduction des risques opérationnels liés à l'érosion, la corrosion, la formation d'hydrates ou de dépôts.
- ✓ Accélération des simulations grâce à un solveur parallèle.

3.3. Applications typiques

- ✓ Dimensionnement et optimisation des pipelines et installations de surface.
- ✓ Analyse de la performance des puits et des systèmes d'extraction.
- ✓ Gestion et planification du cycle de vie des actifs pétroliers et gaziers.
- ✓ Simulation des procédés de surface comme le traitement du gaz, la déshydratation et la stabilisation du condensat

4. Historique de production du puits ZMD1

- **La pression de gisement** : La pression de gisement du puits a chuté régulièrement de **580 kg/cm²** à **370 kg/cm²**

pendant **5 ans**, avec une moyenne de **42 kg/cm²/ans**

- **Le débit d'huile :**

✓ Le puits a démarré sa production avec un débit d'huile de 4,23 m³/h en juin 2020. Très rapidement, lors d'un test en juillet 2020, un pic exceptionnel de 40 m³/h a été enregistré, probablement lié à un flush test juste après la mise en production. Cependant, cette performance n'a pas été maintenue : dès juin 2022, le débit chute à 14,87 m³/h, marquant le début d'une diminution progressive de la productivité.

✓ À partir d'octobre 2023, le puits atteint un régime stable mais faible, avec des débits compris entre 3,18 et 3,44 m³/h sur plusieurs jours consécutifs. Une légère remontée à 4,87 m³/h

est observée en mars 2024, probablement suite à une opération de nettoyage, mais cet effet reste temporaire. En août 2024, le débit atteint son niveau le plus bas, à 2,27 m³/h.

✓ Ainsi, après un démarrage prometteur, le puits a connu une baisse régulière de son débit d'huile, pour finalement se stabiliser à un niveau faible, traduisant le vieillissement du réservoir et/ou l'apparition de dommages près du puits.

- **La pression de tête :**

La pression de tête est presque stable à une moyenne de **35 kg/cm²**

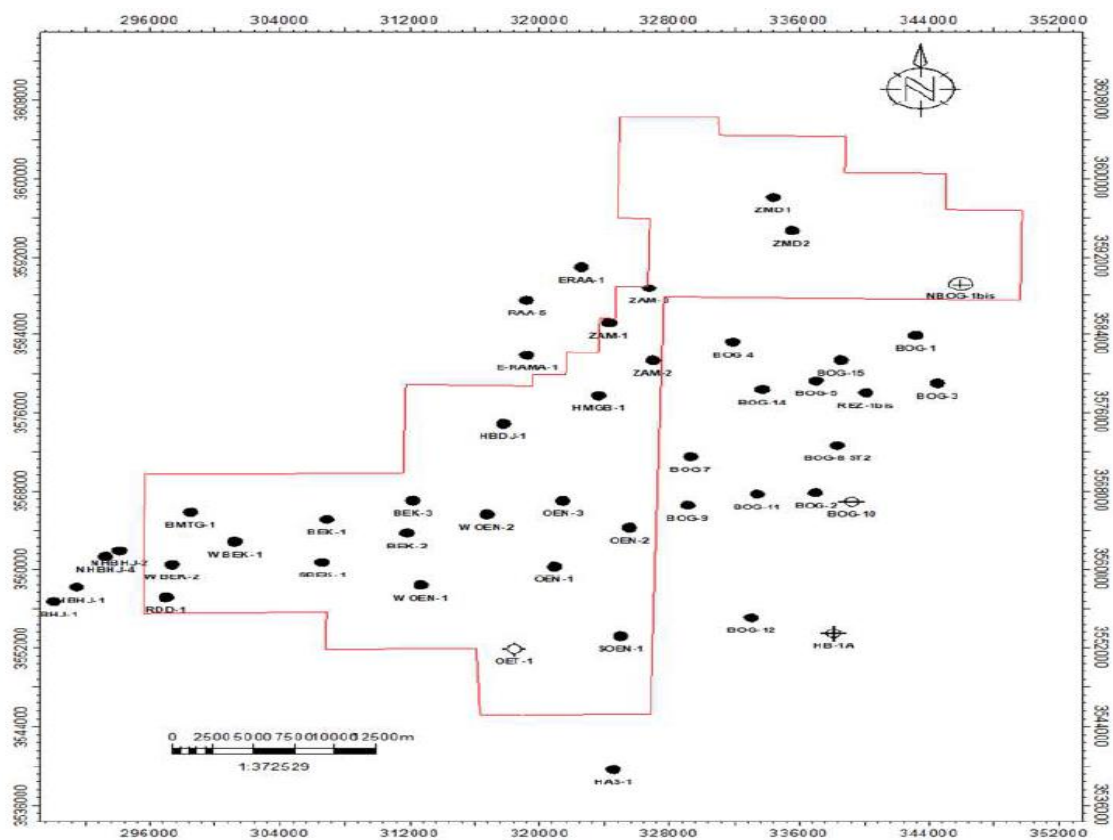
Figure IV. 5: Données nécessaires pour le puits

Température de surface(C)	34 – 36
sp. gravite de gaz (g/cc)	1.105-1.107
Sp.gravite d huile (g/cc)	0.8048
oil API gravite	44.33
temperature de fond(C)	114.5
pression de bulle (kg/cm2)	4.5
Bo(bbl/STB)	1.056
Pr (kg/cm2)	565.7
GOR(sm3/m3)	22.0
WC (%)	<0.01

La position du puits ZMD1 :

Le puits ZMD1 est localisé dans le périmètre d'exploitation de Touggourt (TGT), plus précisément dans la zone Touggourt Est II, qui correspond aux blocs 415b et 416, au nord de la wilaya de Ouargla, en Algérie. Ce puits se situe à environ 60 km au nord-est du grand champ de Hassi Messaoud. D'un point de vue géographique, la région est délimitée par la ville d'El Oued au nord, Touggourt au nord-ouest, et Hassi Messaoud au sud-ouest. Les coordonnées précises du puits ZMD1 sont X : 926 083,56 et Y : 221 774,45, avec une altitude sol de 104,95 mètres.

Le puits ZMD1 cible les réservoirs triasiques de la série inférieure, dans une zone structurée en blocs affectés par un réseau de failles majoritairement orientées NE-SW. Il s'inscrit dans un contexte géologique complexe, caractérisé par la présence de chenaux gréseux et de pièges structuraux, et bénéficie d'une couverture sédimentaire favorable à la préservation des hydrocarbures. La zone de ZMD, où se trouve le puits, fait partie des découvertes récentes du périmètre Touggourt, mises en évidence grâce à des campagnes sismiques 3D et des études



géologiques et géophysiques approfondies.

*Figure IV. 6 : plan de position des puits dans le perimètre ,tougourt***5. Caractéristique de production des puits ZMD1***Tableau V. 1: Les résultats de test de jaugeage de puits zmd1*

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz			Récupérée	Injectée
04/01/2025	9	1440	4.24	15.00	4	16.3	8.2	--	.8		15.56	0.2008	0	0
02/03/2025	9	1440	3.12	55.91	18	11.4	8	31.93	.801		23	0.1908	180	0

Tableau V. 2: test

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	28/06/2020	576	273	5	Huile	4.23	.0138	--	-	63	14	9.53	Puits vertical PPH réalisé et testé en TCP dans grès de ouergla à la TD 4150 (Cs).PG@3750m.PFD@-3794m.
DST	15/07/2020	580	439	175	Huile	40	.285	--	-	424	- 1.46	12.7	DST/TCP N°2 réalisé dans le trias serie inférieur à la TD 4149m(CS).PFD@-3735m
PFD	26/06/2022	null	374.19	84.2	Huile	14.87	--	--	-	-	-	8	La colonne de production est remplie d'huile, PFD @-3824m
PFD	08/10/2023	null	322	32	Huile	3.18	--	--	-	-	-	8	PFD@-3793
PFD	09/10/2023	null	324	32	Huile	3.18	--	--	-	-	-	7	PFD@-3793m.
PFD	10/10/2023	null	322	31	Huile	3.44	--	--	-	-	-	8	PFD@-3793m.
PFD	11/10/2023	null	322.5	32	Huile	3.44	--	--	-	-	-	8	PFD@-3793m.
PFD	12/10/2023	null	322	30.5	Huile	3.44	--	--	-	-	-	8	PFD@-3793m.
PFD	13/10/2023	null	323	30.5	Huile	3.44	--	--	-	-	-	8	PFD@-3793m.
PFD	14/10/2023	null	321.6	30.5	Huile	3.44	--	--	-	-	-	8	PFD@-3793m.
PFD	15/10/2023	null	324.9	34	Huile	3.44	--	--	-	-	-	8	PFD@-3793m. la remonte faite après Nettoyage top jauges de fond au Reformat
PFD	10/03/2024	null	362.98	24.6	Huile	4.87	--	--	-	-	-	8	PFD@-3848.3 m. PFD/PLT
BUILD UP	24/08/2024	369.5	324	35	Huile	2.27	.053	--	-	214	5.34	8	PFD@3824m réelle.

6. Modalisation de puit sur le pipesim (model /PVT) :

L'installation d'une pompe submersible électrique (ESP) dans le logiciel PIPESIM s'effectue selon une démarche structurée et méthodique visant à modéliser, configurer et simuler avec

précision les performances du système de levage artificiel. Cette procédure comprend plusieurs étapes clés permettant d'intégrer les caractéristiques du puits, les propriétés du fluide et les spécifications de la pompe afin d'obtenir une simulation réaliste et fiable du fonctionnement de l'ESP. Ci-dessous sont détaillées ces étapes essentielles à suivre pour une modélisation optimale.

Modélisation du puits ZMD1

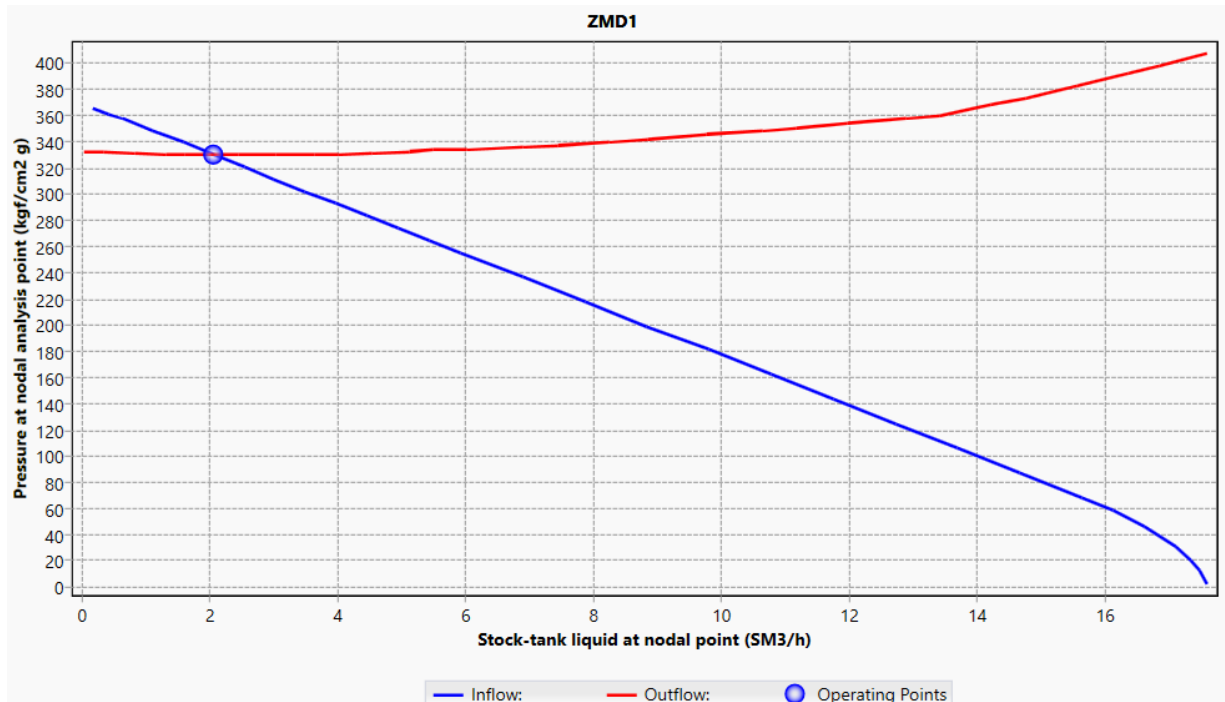


Figure V. 1:Modèle initial du puits zmd1

6.1. 1. Création ou chargement du modèle de puits

Pour débiter, il faut ouvrir PIPESIM et créer un nouveau projet ou bien charger un modèle de puits existant. Ensuite, la structure du puits est définie en détaillant les différents segments tels que le tubage (tubing), le tubage de production (casing), la formation géologique, ainsi que les autres éléments constitutifs du puits.

General | Deviation survey | Heat transfer | **Tubulars** | Downhole equipment | Artificial lift | Completions | Surface equipment

Dimension option: ☐ OD ☒ Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD m	To MD m	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Casing	Casing 13 3/8	0	2378,5	12,347	0,514	0,001	...
2	Casing	Casing 9 5/8	0	3671,5	8,535	0,545	0,001	...
3	Liner	liner 7	3000	3950,5	6,094	0,453	0,001	...

+

^ TUBINGS

	Name	To MD m	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Tubing	2900	2,441	0,29	0,001	...

+

Figure V. 2 : Tubulars

7. Modélisation nodale du puits

Créer un modèle nodal en définissant les points clés : surface, tête de puits, fond de puits.

Ce modèle permet de simuler l'équilibre entre la pression de fond (BHP) et la pression de tête (WHP) en fonction du débit.

La modélisation nodale du puits est une méthode analytique utilisée pour évaluer et optimiser la performance globale du système de production pétrolier en divisant ce système en plusieurs nœuds clés, généralement situés au niveau du réservoir, du fond du puits, de la colonne de production et de la tête de puits . Cette approche consiste à établir un équilibre entre les pressions et les débits à chaque nœud, en tenant compte des interactions entre les différentes composantes du système

L'analyse nodale repose principalement sur deux relations essentielles : la courbe IPR (Inflow Performance Relationship), qui décrit la capacité du réservoir à fournir du fluide en fonction de la pression au fond du puits, et la courbe VLP (Vertical Lift Performance), qui modélise les pertes de charge dans le tubage et les équipements, ainsi que la pression nécessaire pour remonter le fluide à la surface. Le point d'intersection entre ces deux courbes détermine le point de fonctionnement optimal du puits, définissant le débit et la pression de fond qui équilibrent l'apport du réservoir et la capacité d'écoulement du puits.

Cette méthode permet d'identifier les limitations du système, d'optimiser des paramètres tels que le diamètre du tubing, la taille des collecteurs, ou le choix du système de levage artificiel (comme la pompe ESP), et d'évaluer l'impact de différentes configurations sur la production. Par exemple, l'augmentation du diamètre des collecteurs peut entraîner une amélioration significative du débit de production, comme illustré dans plusieurs études

Le logiciel PIPESIM est fréquemment utilisé pour réaliser cette modélisation nodale. Il intègre les données géométriques du puits, les propriétés des fluides, ainsi que les conditions de surface, et simule les performances en régime permanent. PIPESIM facilite la calibration du modèle avec les données terrain et permet d'explorer différents scénarios pour optimiser la production, notamment dans le cadre de l'activation artificielle par pompe ESP ou gaz lift

Ainsi, la modélisation nodale constitue un outil essentiel pour la conception, la gestion et l'optimisation des puits de production, offrant une compréhension claire des interactions entre le réservoir, le puits et les équipements de surface.

8. Conception de la pompe en fonction des paramètres désirés :

8.1.Choix de la pompe :

La courbe de performance de la pompe sélectionnée est illustrée dans la Figure V.3
La pompe choisie est : **REDA RC1000**.

3. Insertion de la pompe ESP

Dans la bibliothèque d'équipements de fond (Downhole Equipment), je sélectionne une pompe ESP adaptée au débit et à la pression du puits.

Je positionne ensuite la pompe à la profondeur souhaitée, généralement juste au-dessus de la zone productive(2900 m), afin de maximiser l'efficacité du pompage

4.choise la pompe

Saisir les caractéristiques techniques

1) nombre d'étages: Le nombre d'étages d'une pompe électrique submersible (ESP) se calcule selon l'équation:

$$\text{Nombre d'étages} = 1.2 \times \text{TDH}$$

$$\text{TDH} = \text{NVL} + \text{FL} + \text{THP}$$

- **TDH** (*Total Dynamic Head*) : Hauteur dynamique totale (en mètres ou pieds).
- **NVL** (*Net Vertical Lift*) : Hauteur nette de levage.
- **FL** (*Friction Loss*) : Pertes de charge dues aux frottements.
- **THP** (*Tubing Head Pressure*) : Pression à la tête du tubing.

Calcul de la hauteur équivalente (h) :

$$h = \frac{p \times 10.2}{\rho} = \frac{227.72 \times 10.2}{0.9} = 2580.82 \text{ m}$$

- $p=227.72\text{bar}$ (pression total).
- $\rho=0.9 \text{ g/cm}^3$ (densité du fluide)

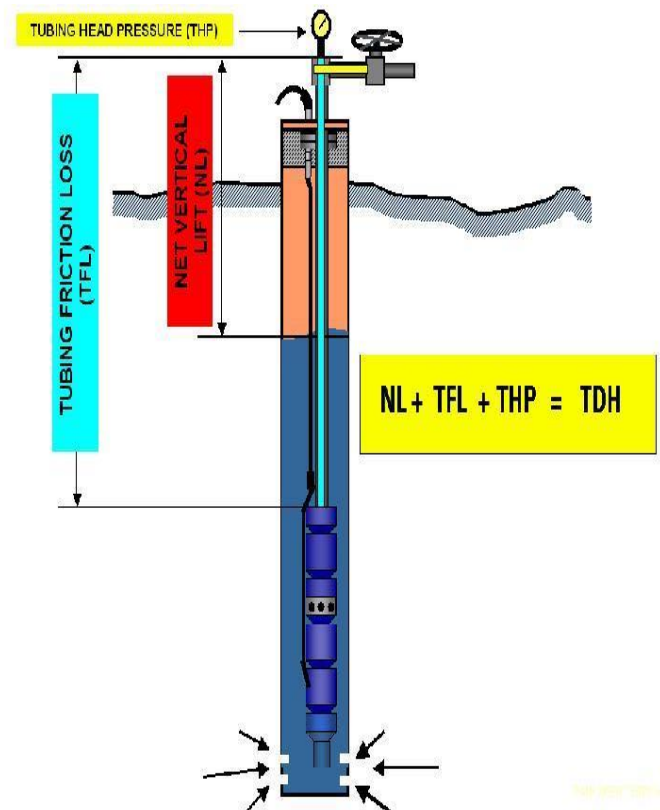
Détermination du NVL:

$$\text{NVL} = 3937\text{m} - 2580.82\text{m} = 1356.18\text{m} = 4449.40\text{ft}$$

Estimation des pertes de charge (FL) : à travers Figure 3.

$$\text{FL} = 11.62\text{ft}$$

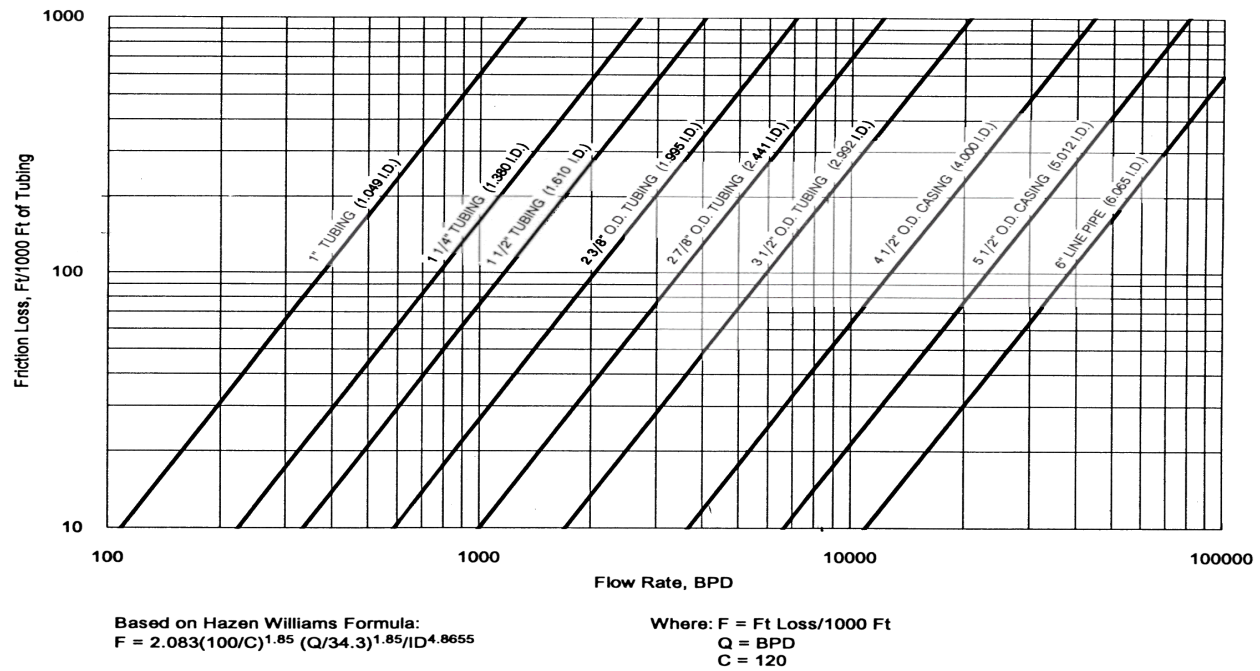
Calcul du THP : $P_{\text{tét}} = 45 \text{ bar}$ (pression à la tête du tubing).



Calcul du TDH

$$TDH = NVL + FL + THP$$

Figure V. 3: TDH Equation



$$TDH = 4449.40 \text{ ft} + 11.62 \text{ ft} + 1640.41 \text{ ft}$$

Figure V. 4 :Friction losses in API Tubulars

$$TDH = 6101.53 \text{ ft (1859.74 m)}$$

$$THP = \frac{P_{\text{tête}} \times 10.2}{\rho} = \frac{45 \times 10.2}{0.9} = 500 \text{ m} = 1640.41 \text{ ft}$$

Conversion du TDH en pression

$$P = \frac{TDH \times \rho}{10.2} = \frac{1859.74 \times 0.9}{10.2} = 164.09 \text{ bar}$$

Calcul final du nombre d'étages

$$\text{Nombre d'étages} = 1.2 \times TDH = 1.2 \times 164.09 = 196.90 \text{ bar}$$

1étages pour 0.707 bar

Donc 278.5 étages donc Nous prendrons 300 étages

Résumé des résultats pour la pompe :

Pour sélectionner la pompe électrique immergée (ESP) adaptée dans PIPESIM, il faut d'abord saisir les paramètres essentiels relatifs à la pompe (« pump design data ») ainsi que les données du puits. Ensuite, en cliquant sur le bouton « Select Pump », le logiciel propose une liste de pompes correspondant aux critères saisis. Le débit souhaité du puits doit être cohérent avec le choix du moteur et de la pompe, tout en respectant la pression dynamique de fond de puits, ici fixée à PFD 227.72 bar

Dans le cas de puits ZMD1, on a choisie comme un débit désirable $Q = 7.22 \text{ m}^3/\text{h}$.

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

Pour le puits ZMD1 la pompe choisie est REDA RC1000

Tableau V. 3 :Les caractéristiques des équipements d'ESP

Type de la pompe	REDA RC1000
Total dynamique Head	1859.74
Nombre d'étages nécessaires	300
Puissance hydraulique nécessaire	55 hp.
Efficacité de la pompe au débit désiré	5 et 7 m ³ /h
Shut-In Head	1100 m
Limite d'éclatement du housing	5000 psi (345 bar)
Housing résistant :	ok

Choix du moteur :

Ensuite, il convient de sélectionner le moteur approprié pour assurer un bon fonctionnement de la pompe. PIPESIM propose une liste des moteurs disponibles. On choisit généralement celui ayant le plus petit diamètre extérieur compatible, c'est-à-dire suffisamment inférieur au diamètre du tubage (casing), et qui fonctionne avec la tension électrique disponible, ici 1000 volts.

A travers Courbe de performance de REDA **RC1000**

Pour un étage, la puissance nécessaire est de 0,31 hp. Ainsi, pour 300 étages, la puissance totale requise est d'environ 100 hp.

Tableau V. 4 : Caractéristique du moteur

Type du moteur	REDA PEDMTS
Puissance nécessaire	160 hp
Efficacité du moteur	75 % et 85 %
Puissance électrique nécessaire	120 HP
Tension nominal (à 60 Hz)	1000 V
Courant nominal (à 60 Hz)	60 A
Courant actuel consommé pour 45 Hz	72 à 78 A

9. Choix du câble :

Figure V. 5 :les différents types câbles

calculer la longueur du câble

Longueur requise = Profondeur d'installation + marge de sécurité

Longueur requise = 2930.48

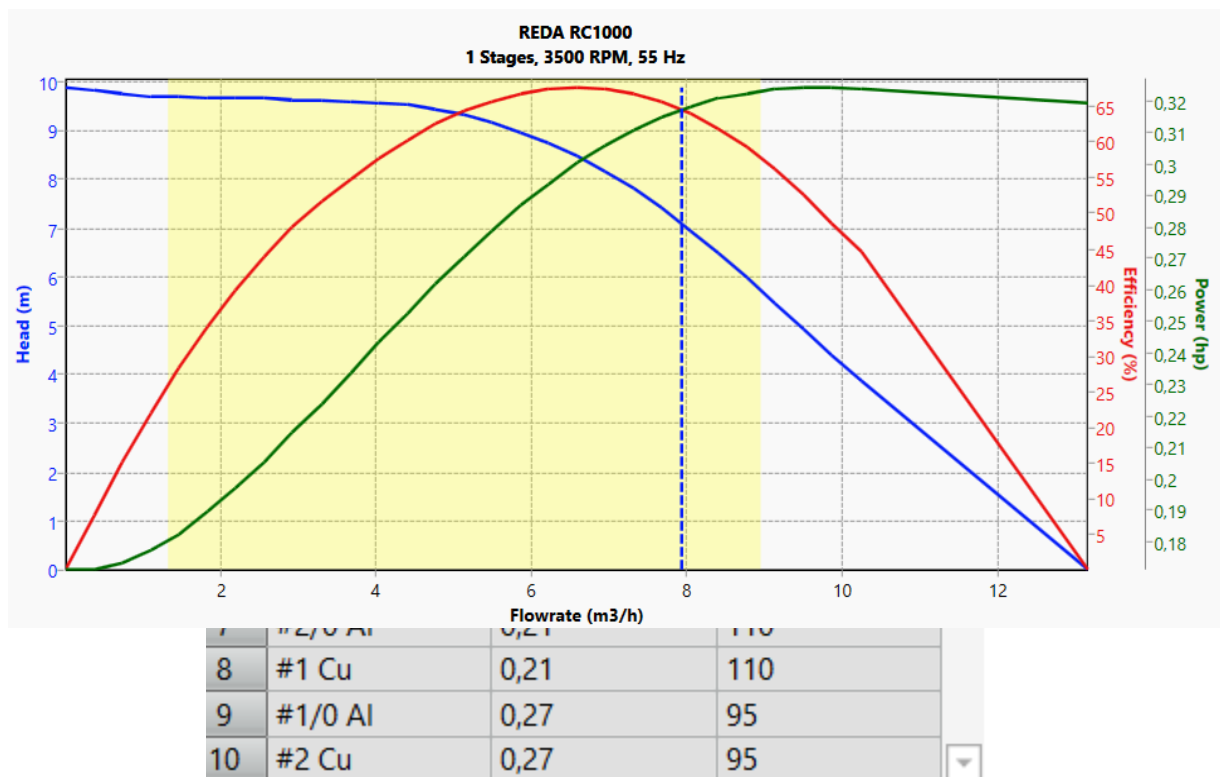
Déterminer la tension et le courant du moteur :

- Tension nominale : 1000 V
- Puissance du moteur :160 HP

Donc on a choisé le Câble rond

2/0 CU

La courbe de la hauteur dynamique totale en fonction du débit de fond illustre la



performance de la pompe choisie, la REDA RC 1000. Le point d'intersection correspond au

point de fonctionnement (point d'exploitation), et le débit de fond souhaité se situe bien dans la plage de fonctionnement de la pompe.

Figure V. 6 : Courbe de performance de pompe REDA RC 1000

- La courbe permet de choisir le débit optimal pour lequel la pompe REDA RC 1000 fonctionnera avec le meilleur rendement.
- Il est recommandé d'exploiter la pompe dans la zone jaune, autour du point de rendement maximal, pour garantir performance, économie d'énergie et longévité de l'équipement.
- Un fonctionnement en dehors de cette plage peut causer des dysfonctionnements ou des dommages à la pompe



Figure V. 7 : Courbes de performance de RC 1000 pour des fréquences variables

Le point de fonctionnement du puits se détermine à l'intersection entre la courbe d'entrée (IPR) et la courbe de sortie (VLP).

Pour chaque fréquence de la pompe, une courbe VLP distincte est associée : en effet, plus la fréquence augmente, plus la pompe est capable de remonter le fluide de manière efficace

- ❖ **45 Hz (courbe rouge)** : Faible performance, faible débit (~5 SM3/h), pression de fond élevée.
- ❖ **55 Hz (courbe verte)** : Meilleure que 45 Hz, débit intermédiaire (~7 SM3/h).
- ❖ **65 Hz (orange)** : Amélioration nette, débit d'environ 9 SM3/h.
- ❖ **70 Hz (rose)** : Meilleur point de fonctionnement – débit proche de **11 SM3/h** avec pression d'aspiration autour de **220 kgf/cm²**

○ Conclusion technique

Le puits ZMD1 réagit favorablement à l'activation de la pompe ESP.

Le point de fonctionnement optimal, atteint à une fréquence de 55 Hz, permet d'atteindre un débit estimé à environ 7 SM3/h, ce qui représente une amélioration notable par rapport au débit initial, compris entre 2 et 4 SM3/h.

Cependant, il convient de surveiller la stabilité du système à haute fréquence, en raison des risques potentiels d'instabilités mécaniques ou électriques

10. ETUDE ECONOMIQUE

	AMA#52	
	Cas actuel Sans ESP	Avec ESP
Q₀ (m³/h)	3.12	7.22
Gain (m³/h)	4.1	

Calcul du POT (délai de récupération) :

Pour calculer le délai de récupération (POT) et évaluer la rentabilité du projet, voici les étapes avec les données fournies

- Coût total de l'installation ESP : 1 000 200 \$
- Coût ESP : 23 000 \$ (non utilisé directement ici)
- Coût de location: 1 400 \$/jour
- Production: 4 m³/h
- Prix du baril: 64,35 \$/baril
- Conversion: 1 baril = 0,159 m³

Conversion de la production en barils par jour

Production en barils par heure = $4/0.159 = 25.16$ barils/h

Production en barils par jour = $25.16 \times 24 = 603.77$ barils/jour

Gain journalier

Gain journalier = $603,77 \times 64,35 = 38852,83$ \$

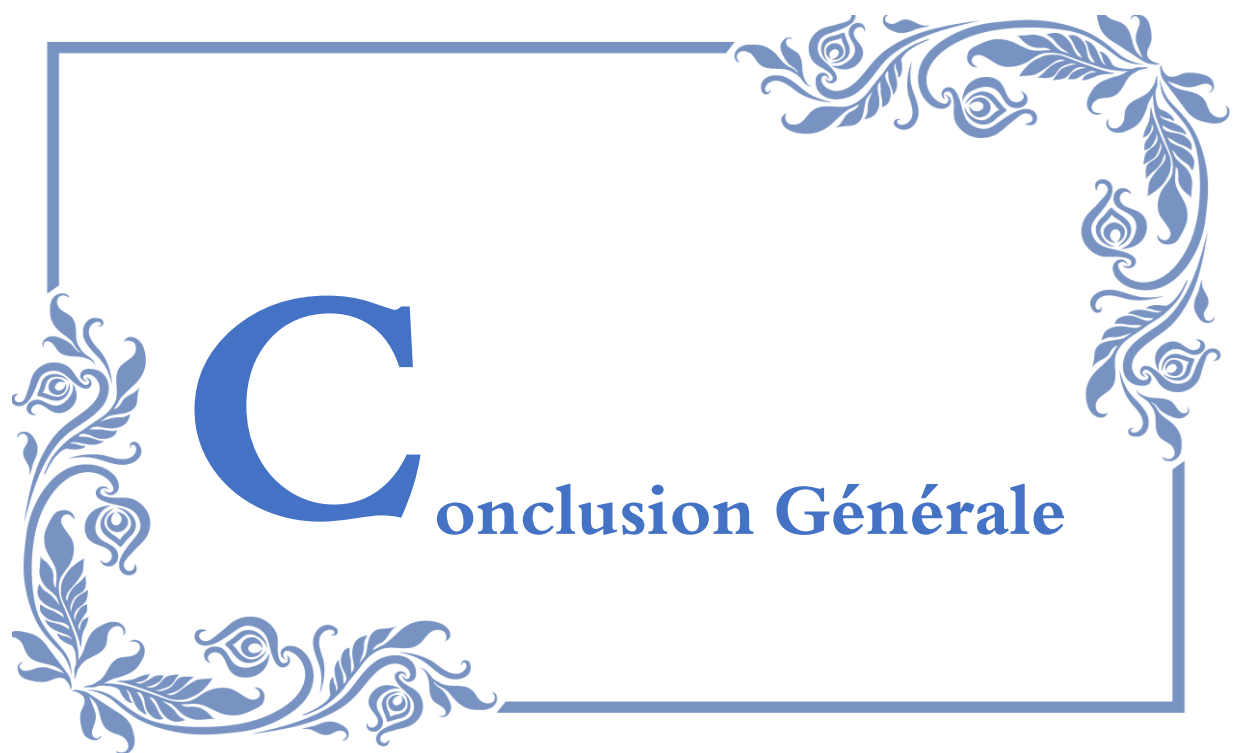
Cash d'exploitation quotidien

Cash d'exploitation = Gain journalier - Coût de location

= $38852,83 - 1400 = 37452,83$ \$

Conclusion sur la rentabilité :

Le cash d'exploitation quotidien est positif (37 452,83 \$), ce qui signifie que le projet génère un gain net chaque jour. Le délai de récupération est d'environ 27 jours, ce qui est relativement court par rapport à l'investissement initial. Vous gagnez donc de l'argent avec ce projet



C

onclusion Générale

Conclusion Générale

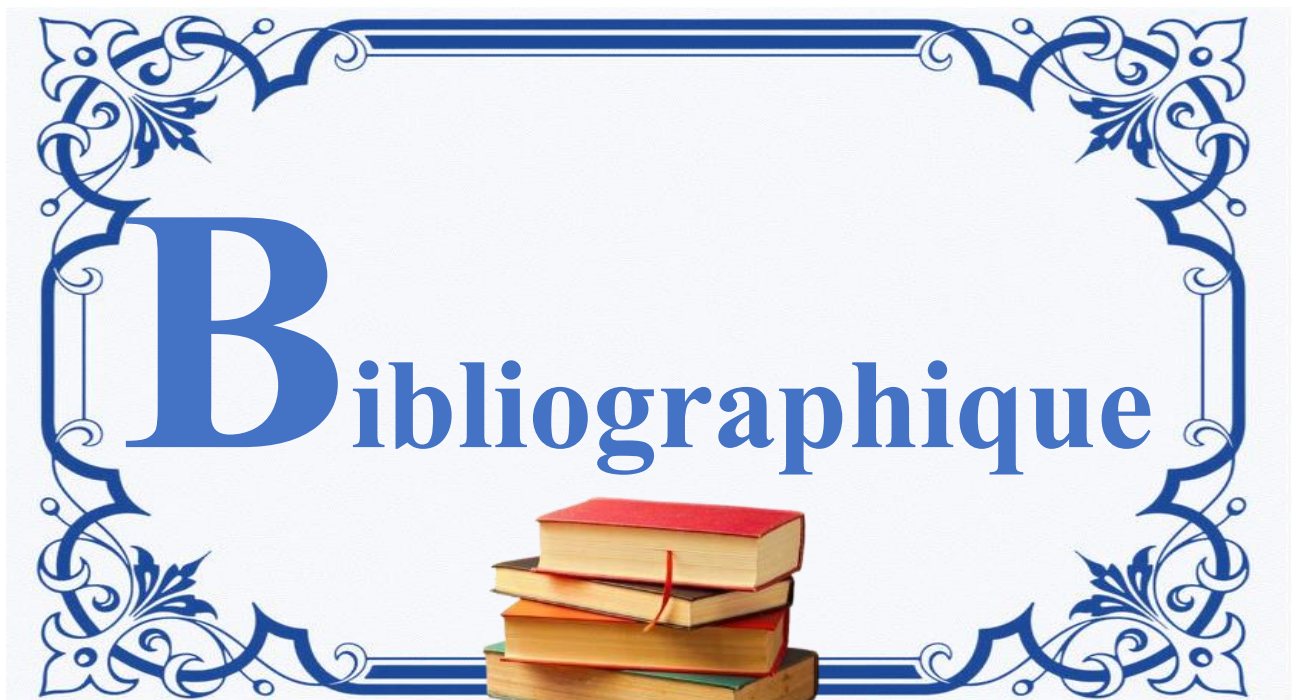
Le pompage électrique immergé (ESP) est une méthode de récupération simple et efficace, particulièrement adaptée aux puits présentant un faible rapport gaz/pétrole (GOR), une température de fond modérée et l'absence de sable.

Le choix du design, les procédures appliquées lors de l'installation et de l'exploitation de l'ESP, ainsi que le contrôle rigoureux des paramètres de production, contribuent significativement à prolonger la durée de vie des équipements. Cela fait de ce système un outil de production très performant. Cependant, l'implantation des pompes ESP comporte des risques importants en raison de la complexité des équipements et de leur durée de vie limitée. En cas de panne, une opération de workover est nécessaire, laquelle est plus coûteuse qu'une simple intervention par wireline.

L'évolution de la teneur en eau (Water Cut, WC) impacte fortement les performances du système ESP, imposant des ajustements fréquents de la fréquence et des paramètres de la pompe afin d'éviter tout dommage.

Les analyses de sensibilité réalisées sur la fréquence et le nombre d'étages montrent une augmentation du débit de production, ce qui permet d'optimiser le réglage du débit sans modifier l'unité de fond. En revanche, les tests de sensibilité portant sur le diamètre du tubing n'indiquent pas d'amélioration significative des performances de la pompe.

Pour les puits ZMD 1, l'ESP constitue la méthode d'activation la plus appropriée, notamment en l'absence d'installations de gas lift. En effet, elle permet une augmentation significative de la production par rapport à l'état naturel des puits. De plus, cette solution est rapide, efficace et économique. Ainsi, d'un point de vue global, l'ESP représente un choix judicieux



Bibliographic

- ☑ Présentation **SONATRACH** : La région Hassi Mesaoud.
- ☑ **Mohamed bangra Electrical Submersible Pump Manual for Clients**
- ☑ **Clegg, J. D., Bucaram, S. M. and Hein, N. M., Jr.:**
- ☑ "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods." JPT, Décembre 1993, 1128–67.
- ☑ **Beggs, H. D :** "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI, 1999.
- ☑ H. Dale Beggs. Production Optimization Using Nodal TM Analysis
- ☑ [1] T. Gabor, Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance, 2009. 2
- ☑ . [2] John Bearden, "Electrical Submersible Pumps", Petroleum Engineering Handbook published by SPE , August 2007
- ☑ [Brown, Kermit E. (1982). "Overview of Artificial Lift Systems." **Journal of Petroleum Technology**, Vol. 34, No. 10. Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers..
- ☑ **Gabor Takacs, 1947-** "Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance" /. ISBN 978-1-85617-557-9.
- ☑ **Mohamed Banaga**, "Electrical submersible pump manual for clients" 20-05-2009.
- ☑ **CHIH Elhadi, HACINI M.dhya eddin**, L'utilisation des essais de puits et
- ☑ l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation, Université de Ouargla 2016
- ☑ **Forage – puits** : Techniques d'activation & intervention sur puits HMD / Centre IAP – Du 18 au 23 avril 2015 / M. Gérard L'HOPITEAU.
- ☑ [10] **Kermit E. Brown** : "The technologie of artificiel lift methodes" (volu
- ☑ Rapport journalier

ANNEXES



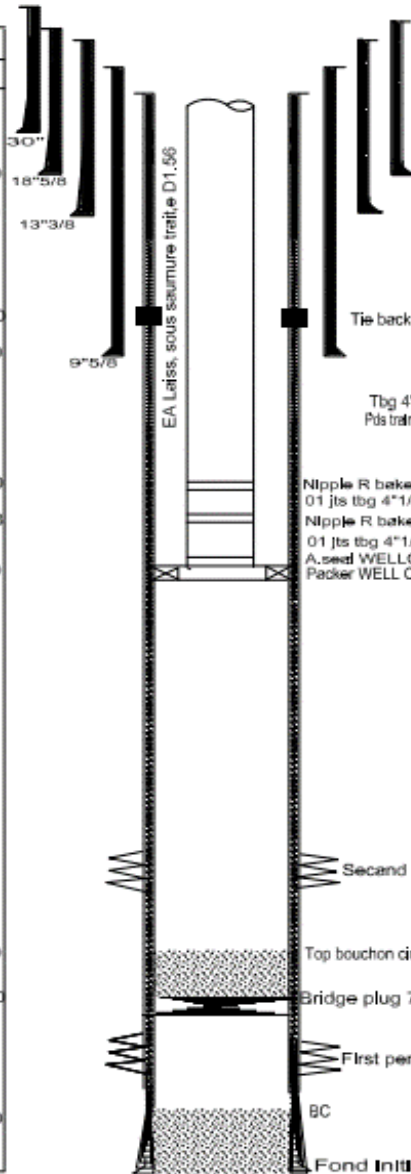
**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE

ZMD1

X: 334 390
Y: 3 598 155

COTES	
ELEC/VM	SOND/TR
	144,00
	471,00
	2388,00
	2751,00
	3681,00
	3891,70
	3902,18
	3913,00
	3960,00
	3968,00
	4114,00
	4150,00

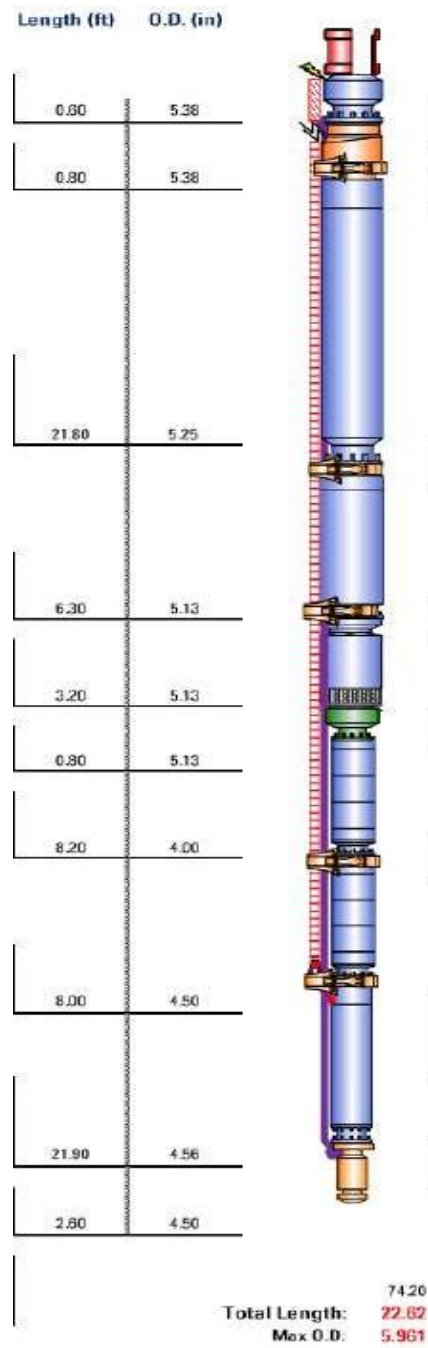


One FMC 7"1/16 4"1/2 NVAM Bas x 4"1/2 NVAM Haut
Ajustage avec 382 Tbg 4"1/2 NVAM
7" coupé à 15,5 cm
Tubing Head FMC 11" 10k psi x 7"1/16 10k psi
Adapter FMC 7"1/16 10k psi x 4"1/16 10k psi
1er + 2eme Vannes matresses 4"1/16 10k psi
Crolx FMC 4"1/16 10kpsi x 3"1/8 10k psi

Z SOL : 104,946
Z TABLE : 114,45
H.T : 9,50m

Compteur 12/08/2001

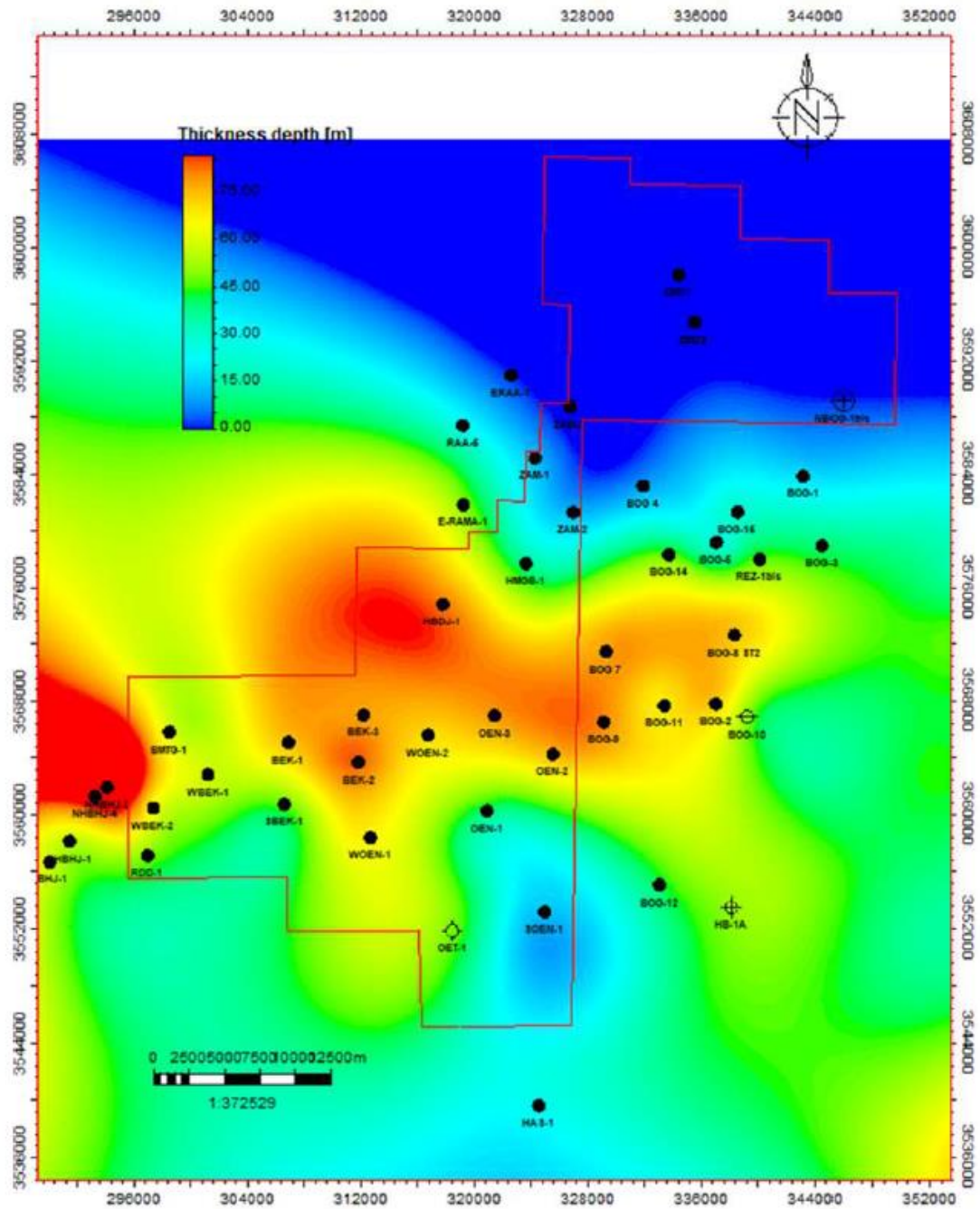
Annexe A : fiche technique de puits ZMD1



Annexe B : design de pompe ESP

Component	Calculated Fluid		Plus Fraction Composition		Estimated Density ⁽¹⁾ g/cm³	Molecular Weight g/mol	
	wt%	mol%	wt%	mol%			
N ₂	0.486	2.532					
CO ₂	0.206	0.683					
C1	0.514	4.677					
C2	1.321	6.411					
C3	2.592	8.574					
iC4	0.342	0.859					
nC4	2.212	5.553					
neo-C5	0.009	0.017					
iC5	0.531	1.073					
nC5	1.837	3.715					
C6	2.755	4.666					
Benzene	0.589	1.100	C7+	87.195	61.240	0.833	208
C7	3.653	5.321					
Toluene	0.073	0.116					
C8	4.761	6.082					
Ethylbenzene	0.032	0.044					
m- and p- Xylenes	0.084	0.116					
o- Xylene	0.097	0.133					
C9	4.765	5.421					
C10	5.469	5.609					
C11	5.034	4.700					
C12	4.615	3.954					
C13	4.865	3.851					
C14	4.248	3.124					
C15	3.908	2.685					
C16	3.430	2.211					
C17	3.694	2.242					
C18	3.065	1.757					
C19	2.429	1.320					
C20	2.418	1.249					
C21	2.209	1.087					
C22	2.038	0.957					
C23	1.839	0.827					
C24	1.633	0.704					
C25	1.486	0.615					
C26	1.402	0.558					
C27	1.284	0.492					
C28	1.190	0.440					
C29	1.079	0.385					
C30	0.998	0.345					
C31	0.904	0.302					
C32	0.824	0.267					
C33	0.751	0.236					
C34	0.695	0.212					
C35	0.653	0.193					
C36+	10.981	2.585	C36+	10.981	2.585	0.936	620
Total	100.000	100.000	100.000	100.000	-	146	

Annexe C : Calculated Recombined Fluid Composition Recombination GOR 22.0 sm³/sm³



Annexe D : carte d'épaisseur de la roche mère silurienne