



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2023

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 Académique

Présenté Par :

LANTRI Asmaa Leila, SENIGRA Tarek

-THEME-

**Le choix et le design de système artificiel lift (ESP) des puits lointains du CPF
(BRN) avec le dimensionnement de leur collecteur**

Soutenu le : 12 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

Jury :

Présidente : Mme BOUFADESS Djamila	MCB	Univ. Ouargla
Examineur : Mr.LEBTAHI Hamid	MCB	Univ.Ouargla
Rapporteur : Mr CHETTI Djamel Eddine	MCB	Univ. Ouargla
Co-encadrant : Mr.DJAFOUR Abbas		Ingénieur GSE

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements

Nous tenons d'abord à remercier Allah de nous avoir donné la force, la chance et la patience de compléter ce modeste travail.

*Nous remercions notre cher encadrant **Mr CHETTI Djamel Eddine**, qui a été notre plus grand soutien cette année, et nous le remercions pour tout ce qu'il nous a donné au fil des années d'efforts, de temps et de connaissances.*

*Nous remercions les membres du jury d'examen, **Mr DADEN** et **Mr LEBTAHI** d'avoir accepté d'examiner ce travail.*

*Nous remercions le directeur de champ GSE **Mr KASIMOUIRI Mahmoud**.*

*Un grand merci à notre Co-encadrant **Mr DJEFFOUR Abbas** pour tout ce qu'il a fait pour nous, il a été le soutien et le guide à chaque étape de ce travail, il nous a donné son temps et ses connaissances malgré les pressions de son travail.*

*Nous remercions aussi le chef de service production GSE **Mr HAFRI Nouredine**, qui n'a ménagé aucun effort pour nous orienter sur la bonne voie, il est devenu notre bon exemple dans la vie pratique et professionnel.*

*Un grand merci à tout le personnel de service production surtout le chef départements **Mr TAHANOUI Karim**, l'ange de service **Mme BOURRAI Sabrina**, **Mr BELOUETTAR Younes** sans oublier **Mr SAOUDI Khaled**, **Mr MAROUF Mourad**, **Mr Ibrahim** et l'équipe de formation **Mr HADI Djamel Dine** et **Mr AMINI Salim**.*

*Enfin nous remercions toute l'équipe pédagogique de notre faculté : le chef département **Mr BENCACI**, **Mr ARBAOUI Ali**, **Mr GHARIB Toufik**, **Mme BOUFADES Djamilia**, **Mr KADRI Ahmed Yacine**, **Mr SID ROUHOU** et l'ensemble des enseignants.*

Nous remercions tous nos amis avec qui nous avons passé cette période avec tous ses souvenirs difficiles et beaux, qui resteront en mémoire comme nos plus beaux jours...

Merci encore à tous...

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

*A mon cher père que dieu le garde **Mohammed** pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.*

*A ma chère mère **Souad** pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a encouragé.*

*A mes chers frères **Omar, salim, riadh et ali.***

*A mes chères sœurs **Anfal et Yasmine.***

*A mon amie **souha.***

-LANTRI ASMAA LEILA-

Dédicace

Je dédie ce travail :

À mes chers parents

À ma chère maman

À mes sœurs

À mes frères

À tous ma famille

À mes amis

-SENIGRA TAREK-

Résumé

Résumé :

Le champ de (BRN) représente l'une des réserves pétrolières les plus importantes de l'Algérie. Quelques puits du champ (RERN) ne produisent pas par eux même à cause de la chute de pression de réservoir. Pour optimiser les performances de ces puits, on utilise l'artificial lift, donc la mise en place des pompes ESP. La bonne sélection des pompes permet d'acheminer du pétrole à la surface. Pour résoudre les problèmes de flow assurance de la ligne de réseaux de collecte de ces puits (slugs, corrosion, fuites), on a réalisé un nouveau design de la ligne, en utilisant le logiciel de PROSPER & OLGA. Donc avec les ESP les performances des puits augmente et pour les problèmes de ligne sont éliminer avec un nouveau design de 6".

Mots clés : Chute de pression, réservoir, performances, pompe ESP, flow assurance, code PROSPER, code OLGA.

Abstract:

The field of (BRN) is one of Algeria's most important oil reserves. Some wells of the field (RERN) do not produce by themselves because of the drop in reservoir pressure, that is, the well is not able to push the fluid to the surface. To optimize the performance of these wells, we use the artificial lift, so the installation of ESP pumps. The correct selection of pumps allows oil to be delivered to the surface. To solve the problems of flow assurance of the line of collection networks of these wells (slugs, corrosion, leaks), a new design of the line was realized, using the software of PROSPER & OLGA. With the ESPs the performance of the wells get higher and for the line problems it hide with a new design with 6".

Key words: pressure drops, reservoir, performances, ESP pump, line, flow assurance, PROSPER software, OLGA software.

ملخص:

يعتبر حقل بئر رباح شمال احد اهم احتياطات النفطية في الجزائر. بعض ابار حقل رارن لا تستطيع الانتاج بنفسها بسبب انخفاض الضغط مما يؤدي الى عدم قدرة البئر على دفع النفط الى السطح من اجل تحسين اداء الابار استعملنا تقنية الرفع الاصطناعي بحيث تم تركيب مضخات في قاع البئر اداء هذه المضخات يعتمد على الاختيار الصحيح و لحل مشاكل خط نقل الانتاج الذي تتمثل في (الانتاج بدفعات تاكل الانابيب و التسربات) قمنا بتصميم جديد لخط الانابيب و كل هذا باستعمال برنامجي المحاكات بروسبر و اولجا. بحيث ان اداء الابار تحسن بفضل المضخات و تم التخلص من مشاكل خط الانابيب باستعمال تصميم جديد بنصف قطر يساوي ستة انشات.

كلمات مفتاحية:

انخفاض الضغط, مكنن, اداء, مضخة, انبوب, تدفق, برنامج محاكات.

Table de matières

Remerciements	I
Dédicace	II
Résumé	IV
Table de matières	V
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	X
Liste des abréviations	XI
Introduction	01

Chapitre I: Artificial lift

I-1- Introduction.....	3
I-2- Artificial lift.....	3
I-3- But artificial lift.....	3
I-4- Methods artificial lift.....	4
I-4-1-Gas lift.....	4
I-4-2- Jet pompe.....	6
I-4-3- Sucker Rod.....	7
I-4-4- Progrressive cavity pump.....	9
I-4-5- Hydraulic submersible pump.....	10
I-4-6- Electrical submersible pompe.....	11
I-5-Sélection du système artificial lift.....	11

Chapitre II: Electric submersible pompe (ESP).

II-1-Introduction.....	14
II-2- Electric submersible pompe.....	14
II-3-Principe de la pompe ESP.....	14
II-4-Equipements de la pompe ESP.....	15
II-4-1- Equipements de surface.....	15
II-4-2-Equipements de fond.....	18
II-5-Avantages de pompe ESP.....	22
II-6-Désavantages de pompe ESP.....	22
II-7-Overview sur la nouvelle technologie pompe ESP.....	23

II-8-Méthode de sélection et design de la pompe ESP.....	24
--	----

**Chapitre III : Exploitation de champs RERN par l'utilisation des pompes
ESP (étude de cas puits W4).**

III-1-Localisation du champ Berkine.....	26
III-2-Localisation du champ RERN.....	26
III-3-Statigraphie et sédimentologie du champ RERN.....	27
III-4-Historique de champ RERN.....	28
III-5-Situation actuel du champ RERN.....	29
III-6-Cas d'étude	30
III-6-1-Historique de puits Well-D.....	30
III-7-Choix et la sélection de système artificiel lift pour le puits Well-D.....	31
III-8-Logiciel de PROSPER.....	32
III-9-Généralites sur l'analyse nodale.....	33
III-10-Satistiques d'ESP dans le champ BRN.....	35
III-11- Design de pompe ESP pour le puits.....	36
III-11-1-Basic data.....	39
III-11-2-Production capacité.....	40
III-11-3-Model validation.....	40
III-11-4-VLP/IPR matching.....	41
III-11-5-Design.....	42
III-12-Sensitivité de la pompe.....	45
III-13-Sensitivité de Water Cut.....	46
III-14- Performance de puits Well-F.....	47

**Chapitre IV: L'étude de collecteur de champ RERN pour optimiser la
production.**

IV-1-Flow assurance.....	50
IV-2-Transport multiphasique.....	50
IV-3-Régimes d'écoulements.....	51
IV-3-1-Stratified flow.....	51
IV-3-2-Annular flow.....	51

IV-3-3-Dispersed flow.....	51
IV-3-4-Slug flow.....	51
IV-4-Ligne du champ RERN.....	52
IV-5-Logiciel d'OLGA.....	53
IV-6-Confirmation des slugs par la simulation de la ligne.....	54
IV-7-Courbe d'exploitation du pipeline.....	56
IV-8-Résolution des solutions par la simulation.....	57
IV-9-Simulation avec nouvelle estimation de production.....	57
Conclusion.....	61
Recommandations.....	61
Bibliographie.....	62

Liste des figures

Figure I.1 : Les systèmes artificial lift.....	4
Figure I.2 : Le système gas lift.....	5
Figure I.3 : L'efficacité de gas lift.....	6
Figure I.4 : La pompe à jet.....	6
Figure I.5 : La pompe sucker Rod.....	8
Figure I.6 : La pompe progressive cavité (PCP).....	10
Figure I.7 : La pompe hydraulique submersible.....	11
Figure I.8 : Le système de pompe (ESP).....	11
Figure I.1 : Le principe de pompe centrifuge.....	15
Figure II. 2 : Equipements de surface d'une pompe (ESP).....	15
Figure II.3 : La tête de puits ESP avec connecteur d'alimentation.....	16
Figure II.4: Switchboard.....	17
Figure II.5: Variable de speed.....	18
Figure II.6 : Vue en coupe d'ESP.....	19
Figure II.7 : Les impeller de pompe.....	20
Figure II.8 : Le diffuser.....	20
Figure II.9 : Le moteur électrique d'ESP.....	21
Figure II.10 : Les installations de pompe ESP.....	23
Figure III.1 : Localisation du champ Berkine.....	27
Figure III.2 : Localisation du RERN.....	28
Figure III.3 : La stratigraphie du champ RERN.....	28
Figure III.4 : L'historique de production du champ RERN.....	30
Figure III.5 : Le champ du RERN.....	30
Figure III.6 : Localisation de puits Well-D.....	31
Figure III.7 : L'interface du logiciel PROSPER.....	34
Figure III.8 : Le point de fonctionnement.....	35
Figure III.9 : Les différentes positions des nœuds.....	36
Figure III.10: Le résultat d'IPR de puits Well-D par PROSPER.....	40
Figure III.11: Le résultat de VLP.....	41
Figure III.12: Les résultats de VLP/IPR.....	42
Figure III.13: Le résultat de sensibilité de gas separator.....	43

Figure III.14: (ESP) design Output.....	44
Figure III.15: Résultat de simulation avec l'ESP.....	45
Figure III.16: Le résultat de sensibilité de la pompe	45
Figure III.17: Les résultats de sensibilité de Water Cut.....	47
Figure III. 18: Well-F performances sans et avec l'ESP.....	48
Figure III.19: ESP design pour Well-F.....	48
Figure IV.1: Les problèmes de Flow assurance.....	50
Figure IV.2: Les différents régimes d'écoulement.....	52
Figure IV.3 : Le profile géométrique de ligne (RERN-RAR).....	53
Figure IV.: L'interface de logiciel OLGA.....	54
Figure IV.5:Le Trend de pression au manifold au manifold RERN avec 8"	55
Figure IV.6: Les Holdup au manifold (RAR) avec 8"	55
Figure IV.7: Pipeline operating curve.....	56
Figure IV.8: Variation des pertes de charge en fonction des débits.....	57
Figure IV.9: Le Trend de pression au manifold au manifold RERN avec 6"	58
Figure IV.10 : Les Holdup au manifold (RAR) avec 6".....	58
Figure IV.11: Le Trend de pression au manifold au manifold RERN avec 4"	59
Figure IV.12: Les Holdup au manifold (RAR) avec 4".....	59
Figure IV.13: Le Trend de pression au manifold au manifold RERN avec 6" et 3000bbl.....	60
Figure IV.14: Les Holdup au manifold (RAR) avec 6" et 3000bbl	60

Liste des tableaux

Tableau III.1 : Les puits du champ RERN.....	29
Tableau III.2 : Les statistiques d'ESP dans le champ BRN.....	36
Tableau III.3: PVT input data (a).....	37
Tableau III.4: PVT input data (b).....	37
Tableau III.5: Survey deviation data.....	38
Tableau III.6: Average heat capacities data.....	38
Tableau III.7: Geothermal gradient data.....	38
Tableau III.6: Downhole equipment data.....	38
Tableau III.9: Test data.....	39
Tableau III.10: ESP design data.....	47
Tableau IV.11 : La variation des pertes de charges en fonction de débit.....	57

Liste des abréviations

BRN	Bir Rebaa Nord
RERN	Rhourde Er Rouni Nord
GSE	Groupement Sonatrach ENI.
CTH	Centre traitement d'huile.
BHP	Bottom hole pressure.
BHT	Bottom hole temperature
WHP	Well head pressure.
PI	Productivité index
GOR	Gas Oil Ratio
GLR	Gas Liquid Ratio
PVT	Pressure volume température (Caractéristique de fluide)
Pwf	Well flowing pressure (pression dynamique de fond).
Pr	Pression de réservoir
TDH	Total dynamic head
IPR	Inflow performance relation ship
VLP	Vertical lift performance
API	American petroleum institute (densité API).
ESP	Electrical submersible pump.
HSP	Hydraulic submersible pump.
PCP	Progressive cavity pump.
FVF	Formation volume factor.
TAGI	Trias Argilo Gréseux Inférieur.
OD	Outside diamtere.
ID	Interieur diamtere.
MD	Mesured depth.
PROSPER	Production systeme performance.
WO	Work Over.
SBHP	Static bottom hole pressure.
PIP	Pump intake pressure.



**INTRODUCTION
GENERAL**

Introduction

L'or noir ou le **pétrole** est une huile naturelle qui est devenu la première source d'énergie dans le monde depuis les années 1950. Il satisfait à plus de 30% des besoins énergétiques du monde. On peut récupérer le pétrole par le forage des puits de production. L'écoulement du brut du fond du puits à la surface et le transport de la tête de puits au centre de traitement nécessitent de l'énergie (pression). Quand il y'a une chute de pression dans le réservoir ou le fond du puits, donc un manque d'énergie signifie que le puits ne peut pas pousser le fluide à la surface. **L'analyse nodale** est une technique pour déterminer les performances des puits, donc d'après cette technique on peut déterminer si le puits contient l'énergie nécessaire ou non. Ainsi, des méthodes de production supplémentaires peuvent aider le puits à se doter d'un système de levage artificiel ou d'une récupération secondaire par injection d'eau ou de gaz pour maintenir l'indice de productivité.

À un certain moment de la vie d'un puits, **l'artificial lift** est utilisée pour produire dans les puits qui sont devenus insuffisamment éruptifs. Cependant, il existe principalement deux types de processus d'activation : le **pompage** et le **gas lift**. La méthode de gas lift est utilisée pour réduire la pression de la colonne hydrostatique. Il existe plusieurs types de pompage tels que **l'ESP**, la pompe sucker Rod et le jet pompe... Ces pompes sont utilisées pour augmenter la pression du fond de trou du puits (**BHP**).

L'écoulement d'un effluent dans une conduite est influencé par de nombreux facteurs : **type de fluide, densité de l'effluent, géométrie de pipe, distance d'écoulement, pression à la tête du puits, pression à l'entrée du centre de traitement ...**

Parfois, la pression de service d'une tête de puits est inférieure ou égale à la pression de service de la ligne, ce qui fait que le puits s'arrête et ne produit plus (**Back pressure**), dans ce cas, il est nécessaire d'augmenter la pression de tête pour redémarrer le puits soit par intégration sur la vanne Duse ou en équipant le fond du puits avec des pompes telles que l'ESP ou bien une installation de système de **Boosting** en surface.

Pompe submersible électrique **ESP** est l'une des méthodes de l'artificial lift.

Il y a des puits qui sont loin des centres de traitement donc il y a une augmentation des pertes de têtes parfois la production n'arrive pas, pour éviter ce problème il faut installer des pompes Multiphasique (**MPP**) pour envoyer l'effluent au centre de traitement.

La géométrie de la canalisation, sa longueur et la nature de l'effluent la pression de fonctionnement des têtes sont des facteurs qui influent sur la chute de pression et déterminent le régime d'écoulement dans la canalisation.

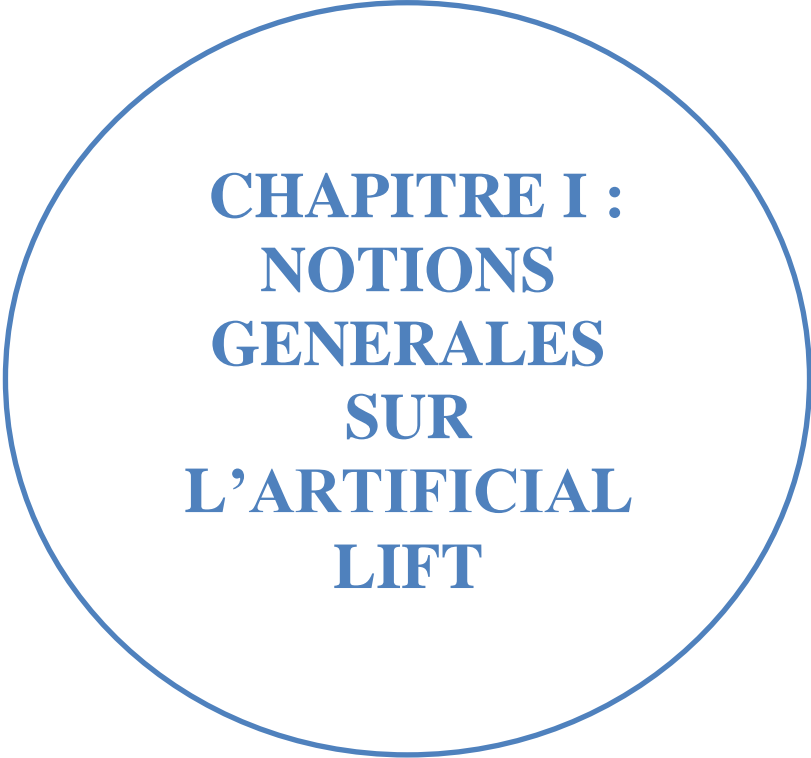
Dans **notre travail**, nous nous sommes principalement basés sur **les pompes électriques submersibles** et avons réalisé un design de pompes en utilisant le **logiciel PROSPER** pour chaque puits dans le champ **RERN** afin de trouver une solution pour acheminer le fluide du fond à la surface et augmenter la pression de la tête de puits et assurer l'arrivée de l'effluent au **CTH**. On a utilisé aussi le **logiciel OLGA** pour trouver une solution pour les problèmes de la ligne on a fait un nouveau design pour éviter les problèmes flow assurance.

Dans le **premier chapitre** de ce travail, nous avons exposé l'artificial lift et son importance dans le domaine pétrolier, en plus de mentionner les différents types et comment choisir le type approprié pour chaque puits.

Dans le **deuxième chapitre** nous avons parlé en détail de la pompe ESP, de ses composants, de ses avantages et de la manière de choisir la pompe pour n'importe quel puits. Enfin nous avons parlé en général de la nouvelle technologie des pompes ESP.

Dans le **troisième chapitre** nous avons essayé de trouver des solutions aux problèmes des puits RERN par l'utilisation du logiciel PROSPER afin d'optimiser la production du champ.

Et dans le quatrième et le dernier chapitre nous avons utilisé le logiciel OLGA pour trouver des solutions aux problèmes de ligne du champ RERN.



**CHAPITRE I :
NOTIONS
GENERALES
SUR
L'ARTIFICIAL
LIFT**

I.1.Introduction :

Les puits produisent à des taux incroyablement élevés au début. Puis le profil d'écoulement diminue avec le temps, et c'est lorsque l'énergie naturelle du réservoir n'est pas assez suffisante pour pousser l'huile à la surface. Les deux raisons principales sont les suivantes : la pression de gisement diminue donc la pression du fond descend, ou la pression hydrostatique devient plus importante que la pression dans le fond du puits. Donc cette variation rapide dans le profil de production nécessite une solution pour assurer la production soit par la récupération secondaire (injection d'eau ou gaz) ou bien un système artificial lift. [1]

I.2.Artificial lift:

L'artificial lift est un procédé utilisé dans les puits de pétrole pour augmenter la pression dans le fond du puits afin de pousser l'huile à la surface.

L'artificial lift désigne les technologies utilisées dans les puits d'hydrocarbures pour produire des liquides à un taux supérieur à celui qui pourrait être obtenu par l'écoulement naturel, Cela comprend non seulement les puits qui ne peuvent pas s'écouler naturellement (puits non éruptifs), mais tous les puits qui s'écoulent naturellement (puits éruptifs), mais à des taux qui ne sont pas considérés important économiquement.

Ces systèmes sont conçus pour fournir l'énergie nécessaire pour déplacer les fluides du fond du puits à la surface à la vitesse et à la pression désirées. Cette énergie complète la pression d'écoulement disponible au fond du puits qui dépend de la productivité du réservoir. Le bon choix et la conception d'un système d'artificial lift sont entièrement basés sur la relation caractéristique du réservoir entre la pression dynamique et le débit. [2]

I.3. But de l'artificial lift :

Le but de l'artificial lift est de maintenir une pression de production réduite dans le trou de fond afin que la formation puisse abandonner les fluides de réservoir désirés. Dans sa dernière étape de vie, un puits ne peut produire qu'une partie du fluide désiré.un moyen approprié de levage artificiel doit être installé de sorte que la pression de fond du puits peut être maintenue. [2]

I.4.Méthodes de l'artificial lift :

Les méthodes traditionnelles d'artificial lift sont:

1. Le gas lift.
2. Electrical submersible pump (ESP).
3. La pompe Sucker Rod.
4. Progressive cavity pump (PCP).
5. Jet pump.
6. Hydraulically submersible pump (HSP). [2]

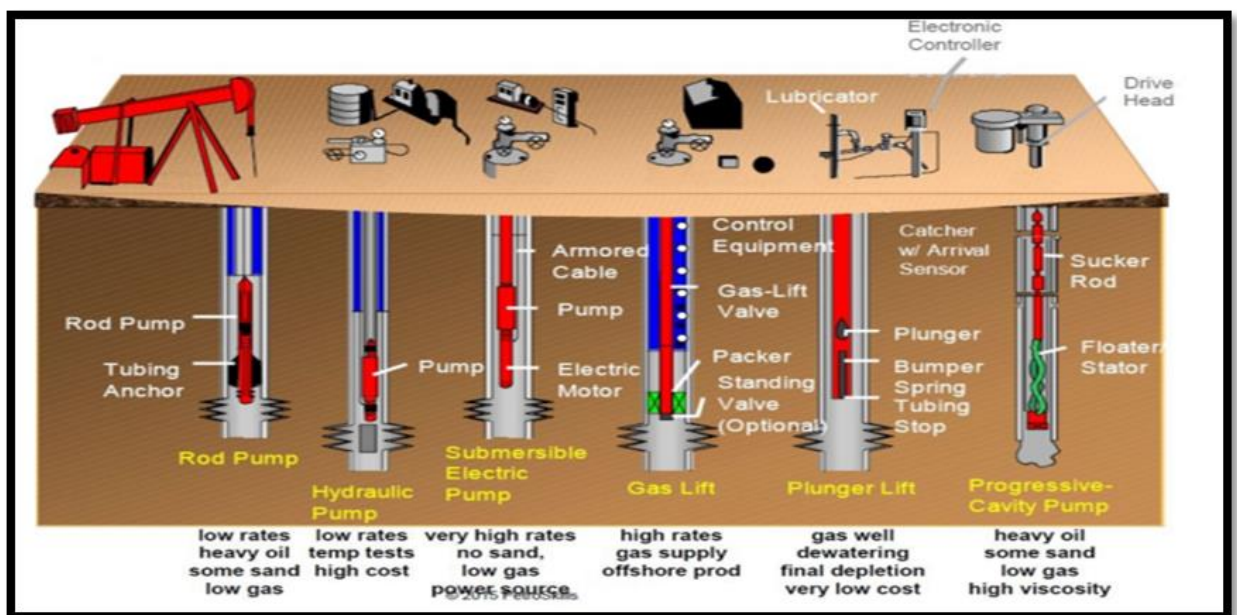


Figure I.1 Les systèmes artificial lift [1]

I.4.1.Gas lift:

Généralement, le gas lift est un système fermé alimenté par du gaz à haute pression. L'objectif du gas lift est le levage du fluide d'un puits par injection de gaz dans la tubulure pour réduire le gradient de densité du fluide du puits, et donc le poids de la colonne hydrostatique. De nombreux paramètres influent sur la conception d'un système de gas lift, comme les changements dans la pression de la tête et du fond du puits (BHP), le type de fluide produit et l'indice de productivité du puits (PI). À mesure que ces paramètres changent, la pression d'injection de gaz change. Ce système exige une unité de compression de surface et des vannes de levage de gaz dans le puits (GLVs). [3]

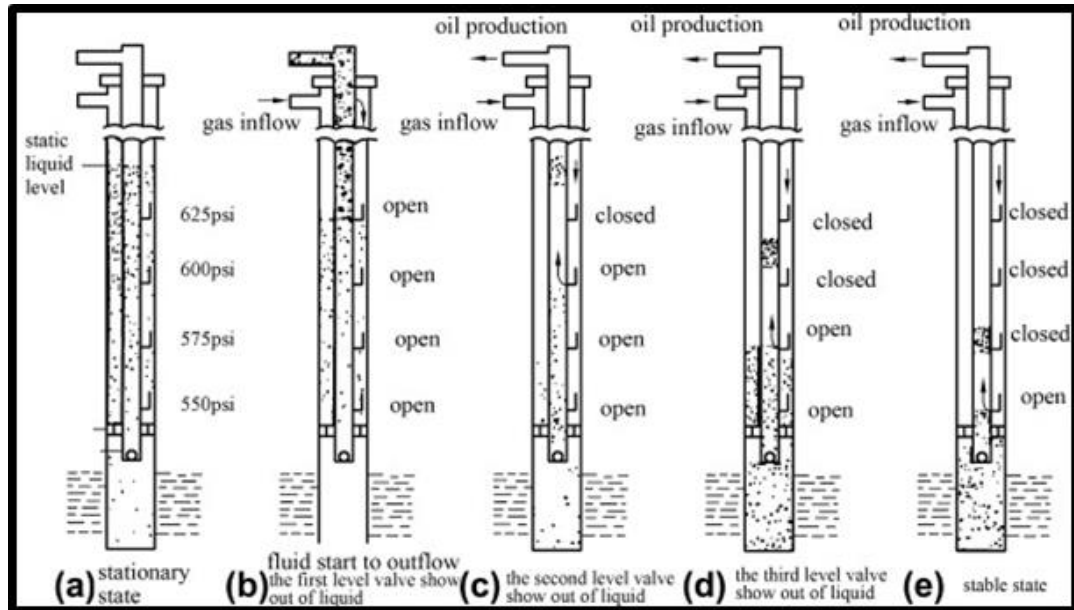


Figure I.2 : Le système gas lift [3]

a. Avantages du gas lift :

- Meilleur mécanisme de levage artificiel.
- GLR élevé.
- Indices de productivité élevé.
- Les trous tordus peuvent être facilement levés avec un ascenseur à gaz.
- Un système de gas lift central peut être utilisé pour l'entretien de nombreux puits.
- L'installation de l'élévateur à gaz est compatible avec les soupapes de sécurité souterraines et d'autres équipements de surface.
- Les trous déviés ou tordus peuvent être facilement soulevés avec un gaz.
- Le gas lift est flexible; il peut être utilisé dans une large gamme de volume et de profondeur.
- applicable dans offshore et onshore.
- Peut traiter de grands volumes de solides avec des problèmes mineurs. [3]

I.4.1.b. Les désavantages du gas lift :

- Besoin de gaz supplémentaire si GLR faible.
- Réduction limitée de la pression du réservoir.
- Risque de mousse.
- Problèmes de sécurité liés aux gaz à haute pression.
- Émulsion difficile à soulever et brut visqueux. [3]

I.4.2. Jet pompe:

Le jet pompe est la seule forme d'artificial lift qui ne nécessite aucune pièce mobile en fond de trou. La pompe à jet est une pompe à déplacement dynamique de type éjecteur actionnée par un courant de fluide à haute pression qui converge en un jet dans la buse de la pompe. En aval de la buse, le jet à haute vitesse et basse pression est mélangé avec le fluide du puits. Le flux du mélange est alors déployé dans un diffuseur, et à mesure que la vitesse d'écoulement baisse, la pression s'accumule. Ils trouvent une application étendue, généralement dans les puits de faible à modérée. [3]

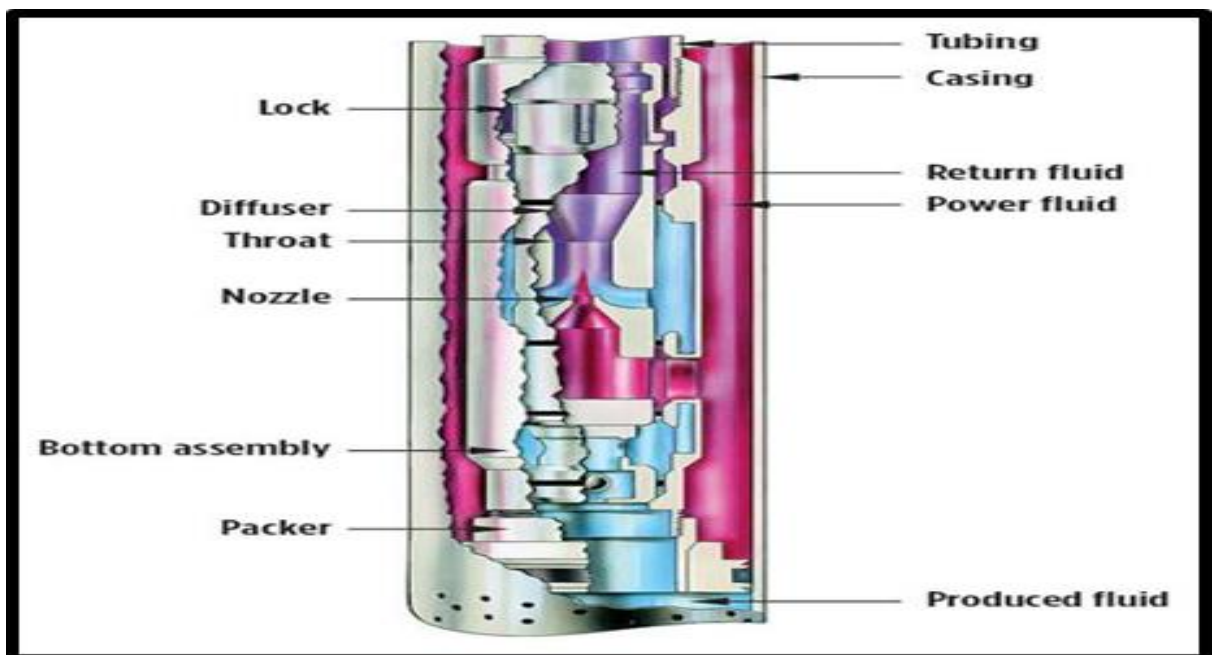


Figure I.3 : La jet pompe [3]

I.4.2.a. Avantage de jet pompe:

- Aucune pièce mobile.
- La pompe peut être évacuée vers la surface sans tirer la tubulure.
- Simple, seulement cinq pièces dans l'ensemble de la pompe.
- Les coûts d'inspection et de remplacement sont généralement faibles.
- Facilité d'installation et de manipulation, pas de gros grappeurs ni d'exigences de levage pour l'installation ou la récupération.
- La profondeur n'est pas un facteur limitatif pour de nombreuses installations dont le débit est inférieur à 12 000 ft et qui produisent de 150 à 300 BPD.
- Convient aux puits tordus ou déviés.

- ❑ La vitesse et la taille de la pompe peuvent être facilement modifiées pour s'adapter aux conditions du puits.
- ❑ Le mélange à un fluide plus léger à base d'huile présente des avantages pour les bruts très visqueux et lourds.
- ❑ Les additifs peuvent être mélangés au fluide pour aider à contrôler les problèmes de paraffine corrosive et d'émulsion.
- ❑ Une station centrale à la surface peut accueillir plusieurs puits.
- ❑ Une unité compacte est également disponible pour les puits isolés. [3]

I.4.2.b. Désavantages de jet pompe :

- Sensibilité aux matières solides, à la corrosion et à l'érosion réduisant la durée de vie de l'équipement de surface et de fond.
- Risques d'incendie et de sécurité liés à la manipulation d'huile à haute pression.
- Les essais de puits dans les systèmes centraux posent problème et nécessitent des mesures spéciales.
- Nécessite une immersion d'au moins 20 % pour atteindre la meilleure efficacité de levage.
- Investissement élevé dans l'équipement de surface.
- Haute cote d'entretien principalement pour l'équipement susmentionné. [3]

I.4.3.Sucker Rod pompe:

La pompe sucker Rod est l'une des méthodes de production les plus anciennes et les plus utilisées pour les puits de pétrole. Il s'agit d'un système de pompage à levage artificiel qui utilise une source d'énergie de surface pour entraîner une pompe de fond. Utiliser un piston à déplacement positif et une unité d'entraînement de surface qui convertissent le mouvement rotatif du moteur en un mouvement vertical alternatif, utiliser une chaîne de tiges qui relie la pompe à déplacement positif de fond au mécanisme d'entraînement de surface, il se compose d'une unité de pompage de surface de l'ensemble trou de fond. [4]

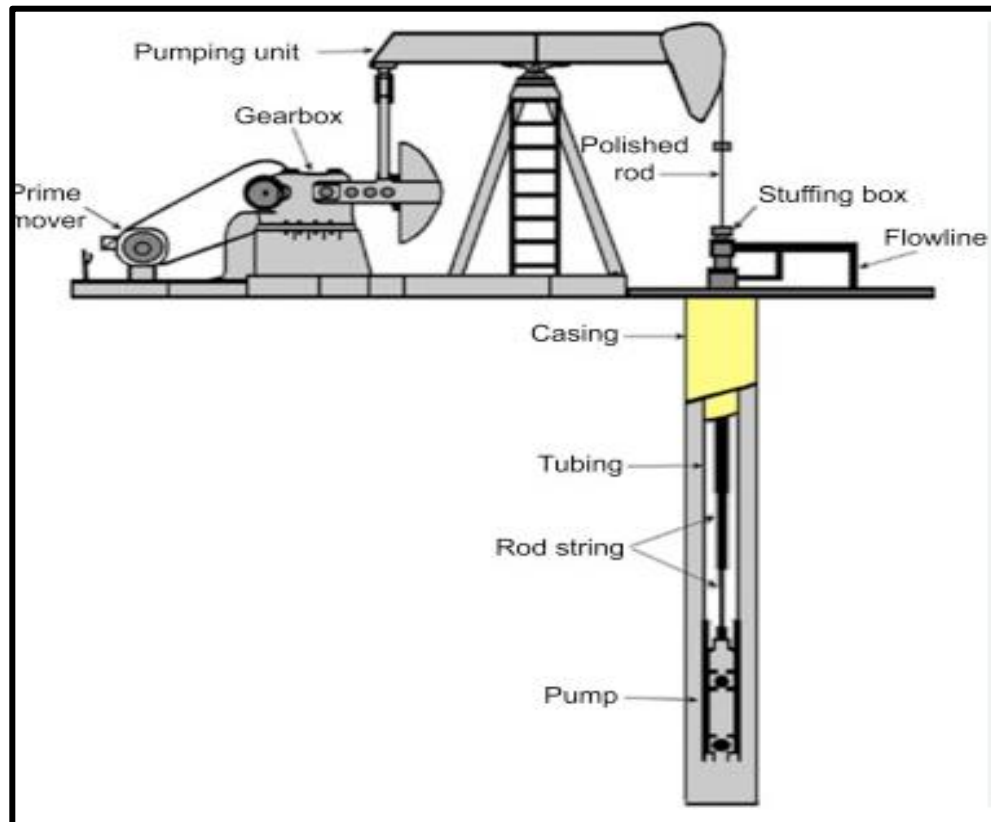


Figure I.4. La pompe Sucker Rod. [4]

I.4.3.a. Avantages de pompe sucker Rod:

- La technologie la plus répandue, relativement simple et bien connue dans l'industrie
- Simple à utiliser et à analyser.
- Convient bien aux débits faibles et modérés (uniquement si la pompe n'est pas trop profonde)
- Compatible avec une pression de fond très faible.
- La conception de l'installation est relativement simple et peut également être réalisée sur le terrain.
- Convenient aux puits isolés.
- Rendement élevé du système.
- La capacité de pompage, dans les limites, peut facilement être modifiée pour tenir compte des changements dans les performances d'entrée de puits. [4]

I.4.3.b. Désavantages de pompe sucker Rod:

- Pumping depth is limited, mainly by the mechanical strength of the sucker rod material
- Free gas present at pump intake drastically reduces liquid production.
- Potential for tubing and rod wear due to friction of metals parts, mainly in deviated or crooked wells.
- Not suitable for highly deviated wells.
- Surface pumping unit heavy and obtrusive, requires a large surface area not suitable for offshore.
- Environmental and aesthetic concerns. [4]

I.4.4. Progressive Cavity Pump:

Les pompes à cavité progressive (PCP) sont une forme courante de levage artificiel pour les Puits à débit faible à modéré, particulièrement sur terre et pour les fluides lourds (et solides chargés). Les PCP sont des pompes volumétriques positives, contrairement aux pompes à jet, aux PSE et aux PSH. Leur fonctionnement implique la rotation d'un rotor en spirale métallique à l'intérieur d'un stator en spirale métallique ou élastomérique. La rotation provoque le déplacement d'une cavité à volume constant formée par le rotor et le stator. [4]

I.4.4.a. Avantages de pompe PCP:

- Conception simple.
- Pompe rapide réparée en remplaçant le rotor et le stator comme unité complète.
- Rendement volumétrique élevé, en l'absence de gaz.
- Rendement énergétique élevé : supérieur à 80 %.
- Emulsion not formed due to low shear pumping action – ESP and HSP pumps promote emulsion formation due to high pump speeds.
- Capacité de pomper du pétrole brut visqueux.
- Longue vie sans fluide abrasif.
- Compact et fiable.
- Fonctionnement simple : idéal pour les régions éloignées. [4]

I.4.4.b. Désavantages de pompe PCP:

- Couple de démarrage élevé.
- Courte durée de vie avec un fluide abrasif.
- La présence du joint élastomérique est l'enfer de la pompe PCP Achilles. [4]

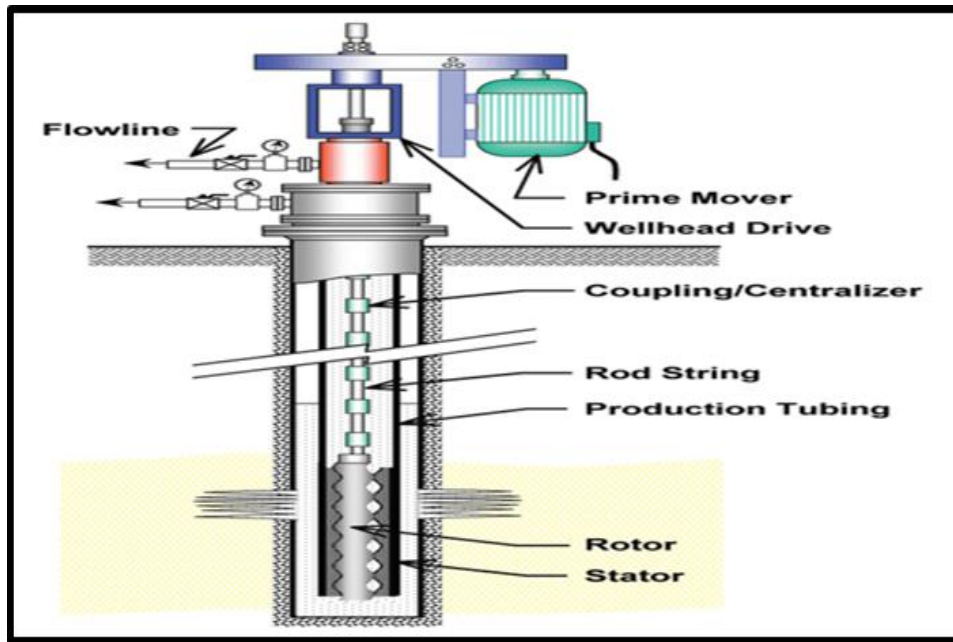


Figure I.5 : La pompe progressive cavité (PCP) [5]

I.4.5. Hydraulic Submersible Pump:

Les pompes hydrauliques utilisent un fluide à haute pression pompé de la surface qui :

- Entraîne une pompe volumétrique de fond
- Alimente une pompe centrifuge ou à turbine.
- Réduit la pression en passant par un venturi ou une buse où l'énergie de pression est convertie en vitesse. Ce débit à haute vitesse/basse pression du fluide de puissance se confond avec le débit de production dans la gorge de la pompe. [5]

I.4.5.a. Les avantages de pompe HSP:

- Gamme de possibilités d'application :
 1. Les puits de petit diamètre ne conviennent pas aux autres méthodes de levage artificiel.
 2. Exécution rigoureuse des rénovations et applications difficiles de liquide.
 3. Comme bonne alternative à l'ESP.

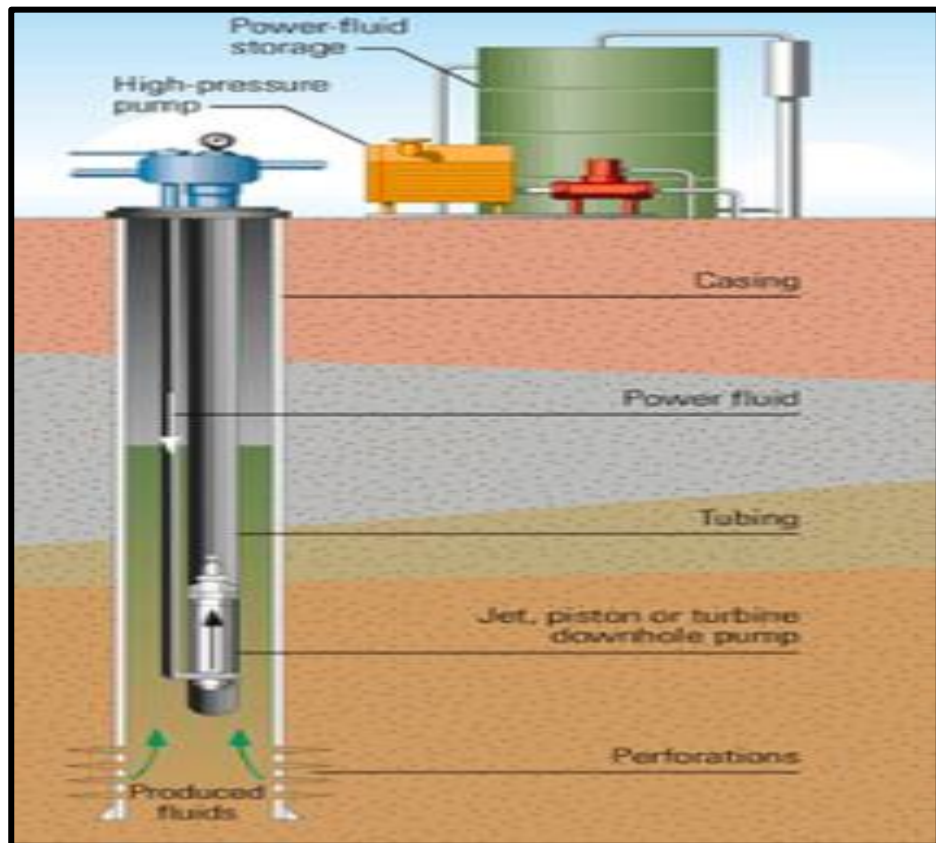


Figure I.6 La pompe hydraulique submersible HSP. [5]

- La pompe fonctionne à une vitesse supérieure à celle d'un ESP (environ trois à quatre fois plus élevée révolution/min), de sorte qu'elle nécessite peu de phases et est plus petite.
- Aucune connexion électrique ou électronique de fond.
- Flexibilité : peut gérer des taux allant de 50 à 20 000 BPD.
- Fonctionnement simple : contrôle de la vitesse par la variation du liquide d'alimentation.
- la source d'énergie peut être éloignée de la tête de puits, ce qui donne un profil de tête de puits bas attractif pour les emplacements extracôtiers.
- le liquide d'alimentation peut être mélangé ou retourné dans un conduit séparé ou mis au rebut. [5]

I.4.6. Electrical submersible pump:

Pompe submersible électrique appelée ESP, c'est une pompe centrifuge à plusieurs étages, c'est une méthode de levage artificielle efficace et fiable pour soulever un volume modéré à élever de fluide de puits. [5]

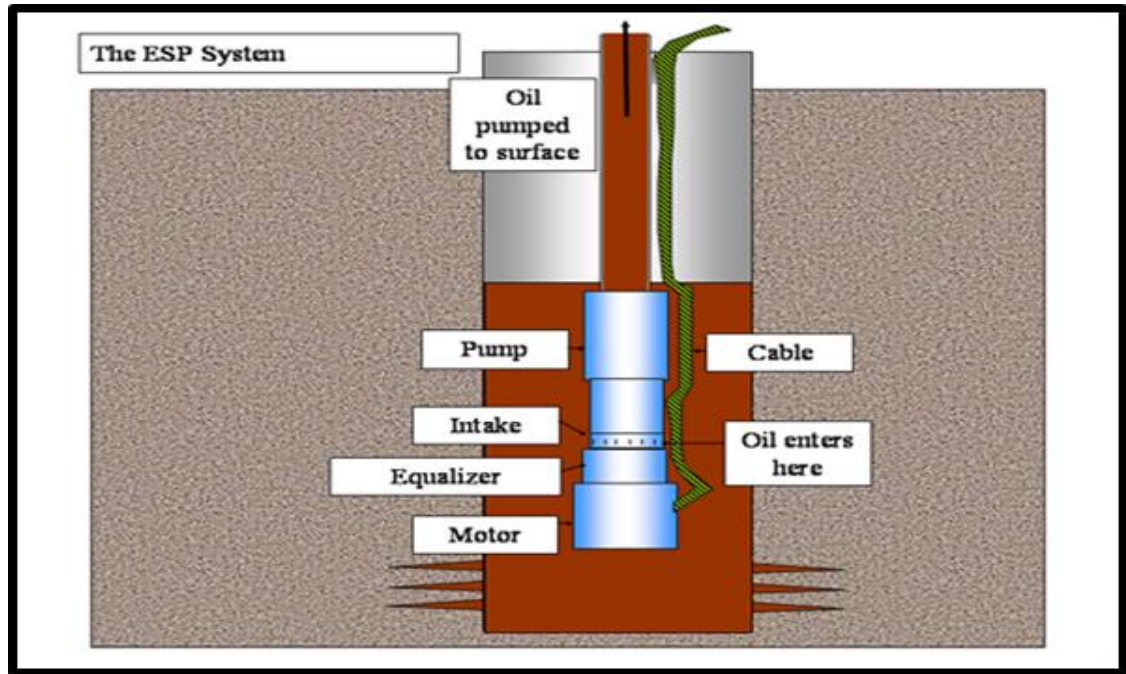


Figure I.7 : Le système de pompe (ESP) [6]

I.5.Sélection de système artificiel lift:

Le design approprié de tout système d'artificial lift exige une connaissance précise des débits de fluide qui peuvent être produits à partir du réservoir à travers le puits donné.

Le choix du type d'artificial lift est très important. Dans un tel choix, les trois principaux facteurs économiques, le coût d'exploitation et le coût en capital, généralement dans cet ordre. Le type de système de levage artificiel choisi devrait produire les réserves en temps opportun avec des coûts d'exploitation minimaux. Un système efficace pourrait bien valoir des coûts d'immobilisations supplémentaires. Faire une mauvaise sélection aura des effets négatifs sur le revenu net et peut entraîner un changement à un autre type de levage artificiel. L'une des premières étapes de toute sélection de conception consiste à établir des priorités.

Des facteurs comme l'emplacement, la profondeur de levage et la taille du boîtier ont une grande influence sur le type et la taille de l'équipement. Les questions importantes dans un champ extracôtier peuvent être très différentes d'une zone sèche.

Les taux de production actuels et futurs sont nécessaires pour accomplir les tâches de base suivantes de l'ingénierie de production : sélection du bon type de levage, conception détaillée de l'équipement de production et estimation des performances futures du puits.

L'ingénieur de production doit donc avoir une compréhension claire des effets qui régissent l'apport de fluide dans un puits. Le manque d'information peut entraîner une conception excessive de l'équipement de production ou, au contraire, les limites de l'équipement peuvent restreindre les débits de liquide atteignables. Ces deux conditions ont un impact indésirable sur l'économie de levage artificiel et peut être la cause de mauvaises décisions ainsi.

Le choix de la méthode de levage artificielle la plus économique est nécessaire pour que l'opérateur puisse réaliser le potentiel maximal de tout champ de pétrole ou de gaz. Historiquement, les méthodes utilisées pour choisir la méthode de levage pour un domaine particulier ont varié largement dans l'industrie, y compris :

- Déterminer les méthodes de levage aux vitesses et aux profondeurs souhaitées.
 - Évaluer les listes d'avantages et d'inconvénients.
 - Utilisation de logiciels « experts » pour éliminer et sélectionner les systèmes d'AVA.
 - Évaluation des coûts initiaux, des coûts d'exploitation, des capacités de production, etc.
- Utilisation de l'économie comme outil de sélection.

L'exploitant devrait tenir compte de toutes ces méthodes lorsqu'il choisit une méthode de levage artificiel, surtout pour un projet de grande envergure à long terme. [7]

Les principaux facteurs qui régissent le choix des méthodes de levage artificiel sont :

- a. Taux de production à atteindre.
- b. Pression d'écoulement dans le fond du trou.
- c. Ratio gaz-liquide GOR.
- d. PVT produisant des caractéristiques de fluide

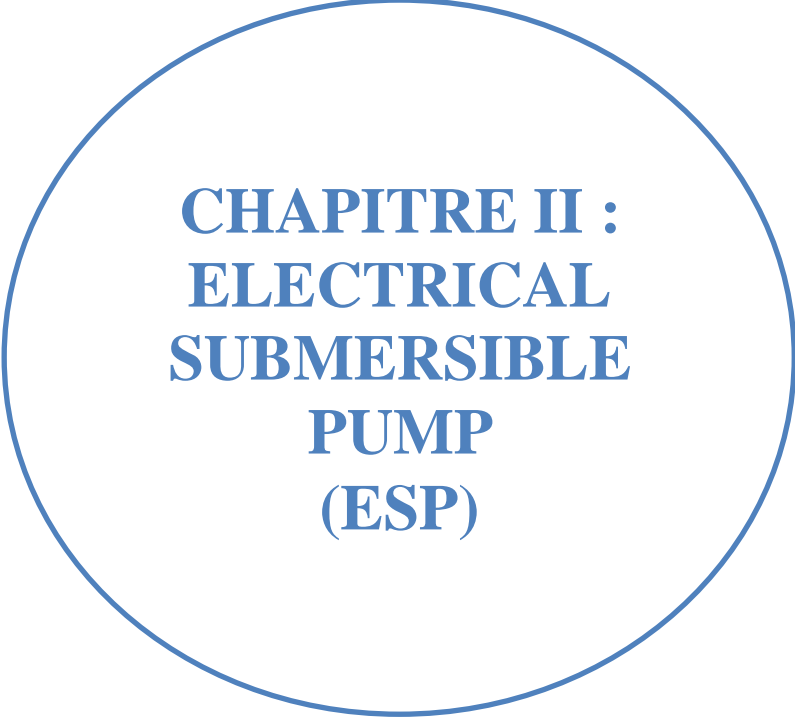
Les autres facteurs à considérer sont :

1. Conditions d'exploitation :

- Limitation de la taille des caissons
- Profondeur du puits
- Capacités d'admission (pression minimale dans le trou de fond)
- Flexibilité du système de levage artificiel
- Surveillance
- Essais, cycle de temps ou commandes de vidange

2. Conditions du puits :

- Capacité de corrosion et de manutention à l'échelle
- Capacité de manutention des solides et du sable
- Limitation de la température
- Manipulation des fluides à haute viscosité
- Capacités de levage à volume élevé et faible. [7]



**CHAPITRE II :
ELECTRICAL
SUBMERSIBLE
PUMP
(ESP)**

II.1.Introduction :

Qu'est-ce qu'une pompe submersible électrique? La pompe submersible électrique ou comme il a appelé ESP est une pompe centrifuges à plusieurs étages, ESP est la méthode la plus compétente et cohérente d'artificial lift dans le monde. Il est utilisé pour soulever des volumes modérés à élevés de fluides des fond de puits à la surface. Chaque étage de ses étages se compose d'impeller rotative et d'un diffuseur fixe. [8]

II.2. Pompe Electric Submersible (ESP) :

Le système ESP comprend une pompe centrifuge à plusieurs étages, une entrée vissée, une chambre d'étanchéité (protecteur) et un moteur avec capteur. Les autres composants sont le panneau de commande de surface et le câble d'alimentation reliant le fond de la surface au moteur. Les ESP ont démontré une efficacité et une constance dans la levée des débits liquides à volume élevé sur et en mer. La production par les ESP représente 10% de l'approvisionnement mondial en pétrole.

Les performances de la pompe dépendent de la conception de la scène et de la taille de la vitesse de rotation et le fluide étant pompé, le mouvement rotatif du moteur est transféré par l'arbre à la roue. L'OD de la pompe varie de 3,38" à 11,25".

La longueur totale d'une seule section de pompe est limitée à 25 à 30 ft pour faciliter le transport et la manutention de l'assemblage. Chaque type d'ESP a une portée de fonctionnement et une efficacité optimale. La capacité de levage des ESP ne doit pas dépasser 150 000 barils par jour. [8]

II.3. Principe des pompes ESP :

La pompe immergée est une pompe centrifuge à plusieurs étages conduite par un moteur électrique localisé dans le puits au-dessous de la pompe. L'énergie électrique est fournie au moyen d'un câble électrique. La pompe et le moteur sont suspendus sur le tubing à une certaine profondeur dans le puits. L'annulaire est déchargé ou attaché dans le réseau de collecte, afin que autant de gaz que possible est séparé de liquide avant qu'il entre dans la pompe. Dans quelques cas, un séparateur centrifuge sera placé entre la pompe et le moteur pour obtenir la séparation gaz - liquide maximale. C'est une pompe centrifuge multi-étage comprenant le nombre d'étage nécessaires pour obtenir la hauteur de refoulement désirée, le nombre d'étage pouvant atteindre plusieurs centaines.

Chaque étage est constitué d'un impulsor rotatif (roue à aube) qui fournit au fluide à pomper une énergie sous forme de vitesse et d'un diffuseur statique qui transforme cette énergie cinétique en énergie de pression avant de l'envoyer dans l'impulsor situé au-dessus. Les ensembles ainsi formés, sont empilés à l'intérieur d'une chemise. La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble, des géométries de l'impulsor et du diffuseur, et de la vitesse de rotation du rotor. Rappelons que dans une pompe centrifuge, la hauteur manométrique de refoulement est indépendante du fluide pompé. Le fluide en provenance de l'annulaire va entrer dans la pompe par la section d'aspiration. Celle-ci peut être couplée en amont, dans le cas de présence de gaz libre. La sortie de la pompe ou tête de refoulement comporte un manchon avec une réduction qui se visse directement sur le tubing. Au-dessus de la pompe sont placés un clapet anti-retour et une vanne de purge ouvrable par barre de charge larguée [8].

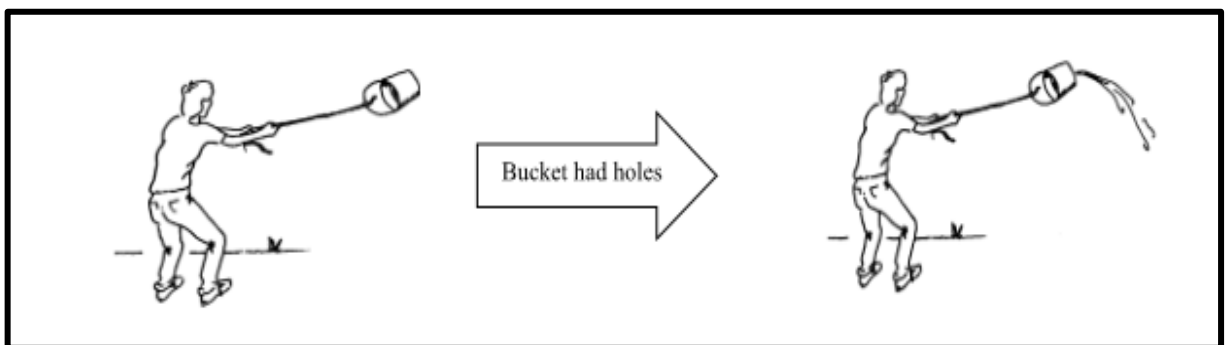


Figure II.1 Le principe de pompe centrifuge [8]

II.4. Equipements de pompe ESP :

Le système ESP peut être divisé en deux catégories :

1. Les équipements de surface.
2. Les équipements de fond. [9]

II.4.1. Equipements de surface:

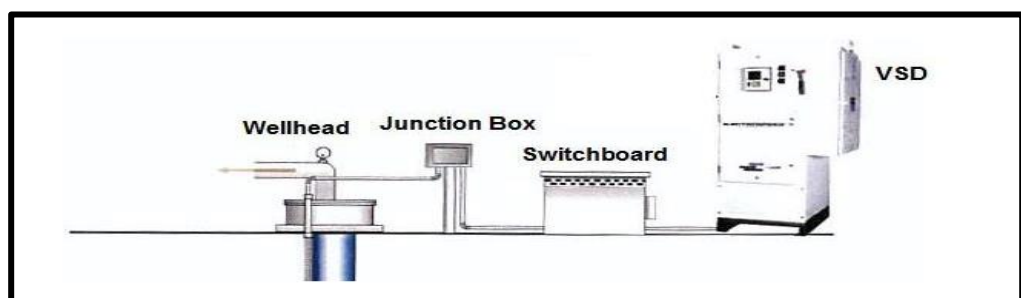


Figure II.2 Les équipements de surface d'une pompe ESP [9]

II.4.1.1. La tête de puits:

La tête de puits est conçue pour supporter le poids de l'équipement de fond et pour maintenir le contrôle annulaire de surface du puits. Elle est sélectionnée sur la base de la taille du casing et du tubing, de la charge maximale recommandée, de la pression de surface et des exigences de passage du câble d'alimentation.

La wellhead est l'équipement installé à la surface du puits a pour but :

- Suspendre le tubing de production.
- Fournir un emballage étanche à la pression autour de tubing et du câble d'alimentation.
- Supporter le poids de l'équipement de fond de trou et maintenir le contrôle annulaire.

[9]

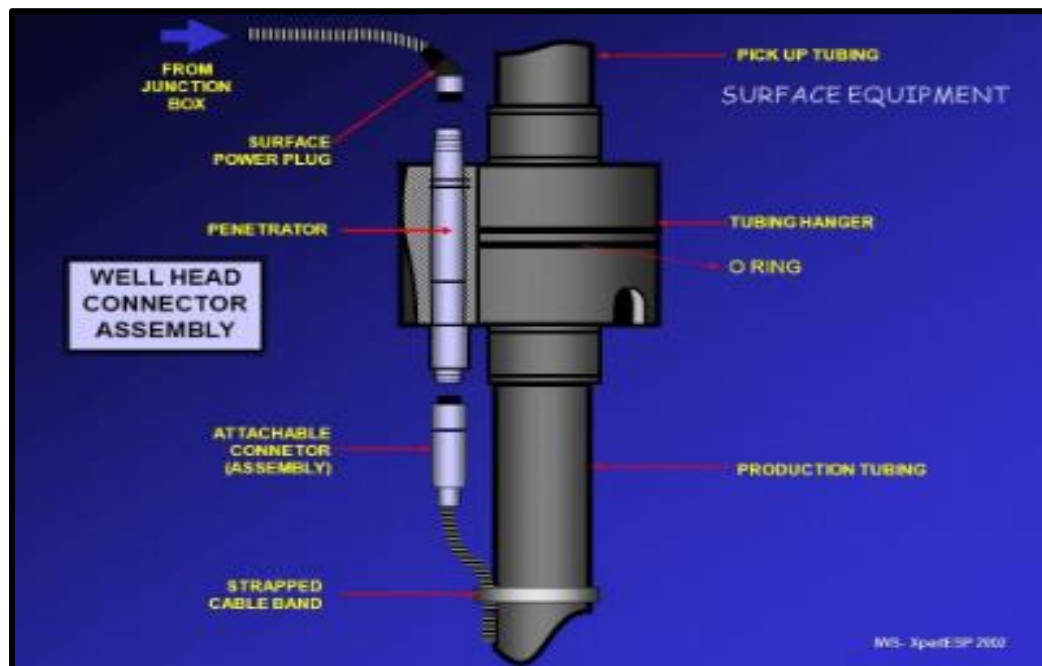


Figure II.3 Tête de puits ESP avec connecteur d'alimentation [9]

II.4.1.2. Transformateur :

Dans la majorité des cas, la tension de surface disponible est pas compatible avec la tension du moteur requise et transformateurs doit être utilisé pour fournir le niveau de tension requise en surface [9].

II.4.1.3. Junction box :

Le câble électrique du puits est relié au câble du tableau de distribution à l'intérieur de junction box, le junction box remplit les fonctions suivantes :

- Un junction box connecte le câble d'alimentation du tableau de distribution au câble d'alimentation du puits.
- Permet à tout gaz de s'échapper qui aurait pu migrer vers le câble d'alimentation. Cela empêche l'accumulation de gaz dans le switchboard qui peut entraîner une condition de fonctionnement explosive et dangereuse. Le Junction box est requise sur toutes les installations ESP.
- Fournit un point de test facile d'accès pour vérifier électriquement l'équipement de fond de trou. [10]

II.4.1.4. Tableau électrique (Switchboard)

Le tableau est le centre de contrôle d'une installation ESP conventionnelle. Il fait office de contrôleur de moteur et contrôle par conséquent le fonctionnement de l'ensemble de l'installation. [10]



Figure II.4 Switchboard [10]

II.4.1.5. Variable Speed Drive (VSD):

Le VSD permet de faire varier les performances de l'ESP en contrôlant la vitesse du moteur.

Si cela est réalisé, il peut avoir les principaux avantages suivants :

- Meilleur Contrôleur de la température du moteur.
- Améliorer la gestion des gaz.
- S'adapter à l'évolution de l'état du puits. [10]



Figure II.5 Variable speed drive[10]

II.4.2.Equipements de fond:

II.4.2.1.Pompe :

Une Pompe Centrifuge est une machine qui déplace le fluide en le filant avec un rotor tournant dans un diffuseur qui a une entrée centrale et un débouché tangentielle (outlet). La trajectoire du fluide est une spirale croissante de l'entrée au centre au débouché tangent au diffuseur.

La pression (charge) développée contre le mur intérieur du diffuseur parce que le mur courbé force le fluide à emménager la trajectoire circulaire plutôt qu'en convertissant la vitesse (énergie) à la pression (énergie). La pompe centrifuge est une pompe à plusieurs étages en contenant un nombre sélectionné des rotors équipé, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique. La pompe est normalement attachée à la colonne de production. [10]

Les composants de pompe :

II.4.2.1.a.Impeller :

L'impeller est verrouillée à l'arbre et tourne avec le régime du moteur. Lorsque l'impeller tourne, elle transfère la force centrifuge sur le fluide de production. Deux types de l'impeller sont disponibles : les impeller fixes et les impeller flottantes. [9]

a.a.Pompes avec impeller fixes :

Les impeller (aussi appelées pompes de compression) sont verrouillées en position dans l'arbre. Les moyeux de roue sont en contact les uns avec les autres de sorte qu'ils n'ont pas jeu pour se déplacer axialement. [9]

b.b. Impeller flottantes :

Dans les pompes à roues flottantes (également appelées pompes flottantes), les roues peuvent se déplacer axialement entre les diffuseurs, car les moyeux de roues ne sont pas empilés les uns sur les autres. [9]

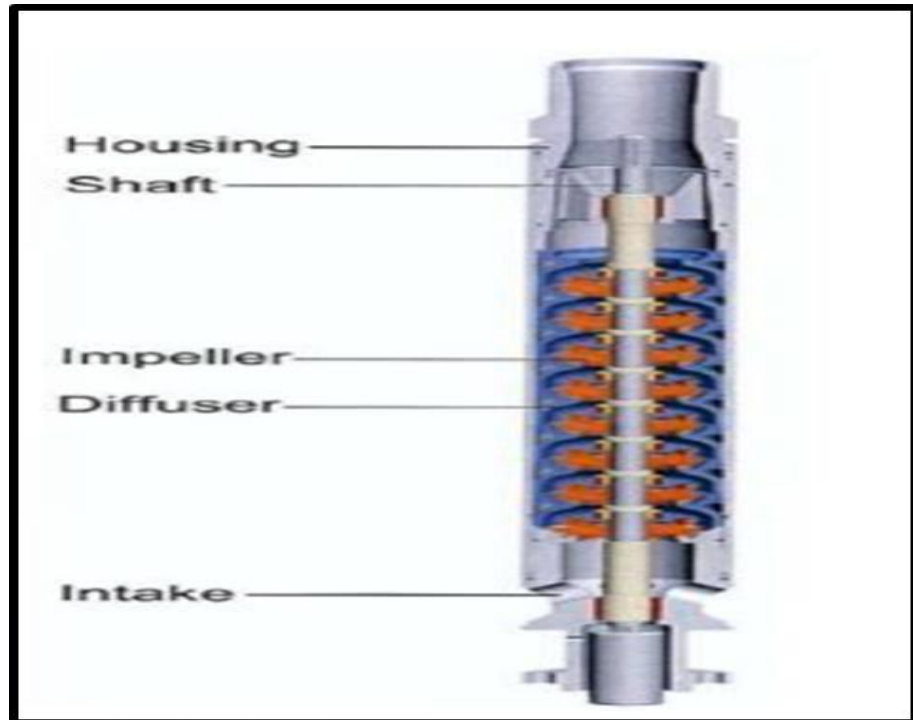


Figure II.6 Vue en coupe de pompe ESP. [9]

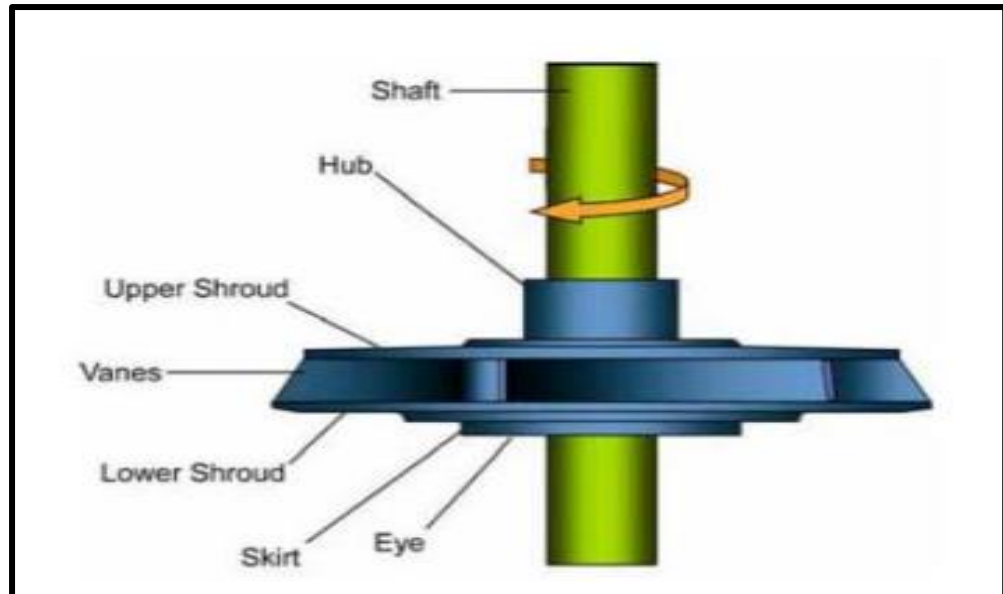


Figure II.7 Les impeller de la pompe. [10]

II.4.2.1.b.Le diffuser (stage):

Le diffuseur transforme le fluide en prochaine roue et est stationnaire. Diffuseurs sont contenus dans le boîtier de la pompe et le nombre requis d'étapes est atteint par l'empilage le bon nombre de diffuseurs et de roues superposés.

Un étage de pompe est formé en combinant une roue et un diffuseur. [6]

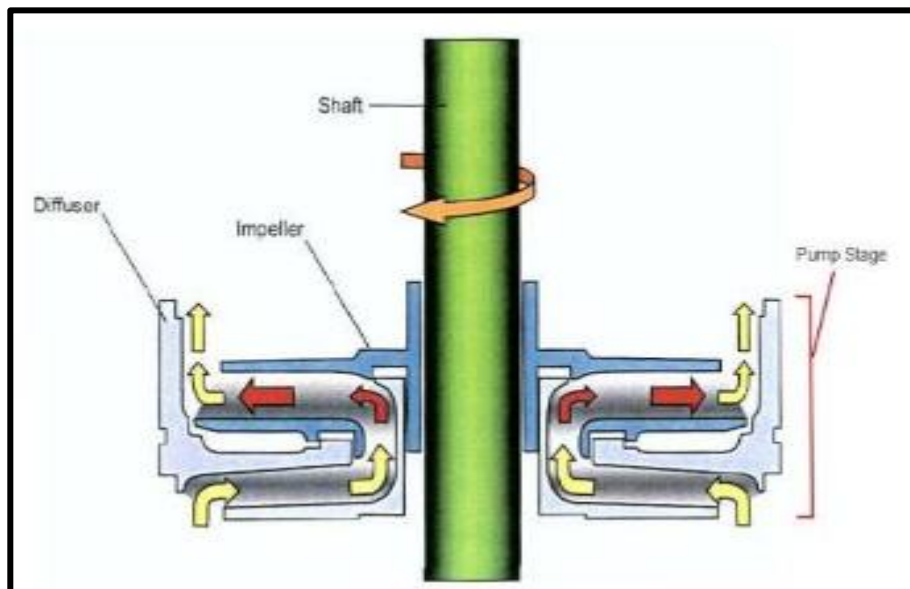


Figure II.8 Le diffuser de la pompe. [10]

II.4.2.2.Shaft:

Shaft ou bien l'arbre de la pompe est relié au moteur (à travers le séparateur de gaz et la Seal section) et tourne avec la vitesse du moteur. L'arbre de la pompe fait tourner l'impeller à l'aide de clavette insérées dans rainure de clavette de l'impeller. [10]

II.4.2.2.Intake:

L'intake de la pompe est fixée à l'extrémité inférieure de la pompe et fournit un passage pour que les fluides entrent dans la pompe.

Donc Intake dépend des facteurs suivants :

- Le diameter des impeller.
- La vitesse de rotation fournie par le moteur.
- Le design des impeller.
- Propriétés des fluides.
- La hauteur (The head) réelle laquelle la pompe fonctionne. [10]

II.4.2.3.Moteur

Le moteur électrique est un moteur triphasé de type à induction. Un couple de mise en marche élevée lui permet d'atteindre le régime de fonctionnement en pleine charge d'environ 3500 tr/mn à fréquence de 60 et 2915 tr/mn à fréquence de 50 Hz. Tous les moteurs sont remplis de l'huile minérale très raffinée. L'huile est sélectionnée spécifiquement pour fournir une force diélectrique optimum, une conductivité thermique suffisante pour assurer le refroidissement de moteur et sa lubrification [10].

Les composants de moteur sont les suivants :

- Rotors.
- Stator.
- Shaft.
- Bearings.
- Insulated Magnet Wire.
- Winding Encapsulation.
- Rotor and Stator Laminations.
- Housing.
- Bearing. [11]

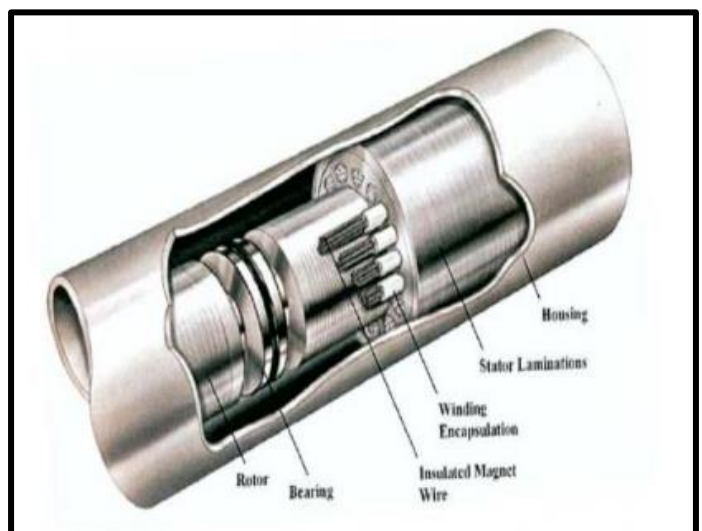


Figure II.10 Moteur électrique d'ESP. [11]

II.4.2.4. Gaz séparateur:

Le fluide entre à travers l'Intake et passer à travers la rotation de l'Inducer, qui fait passer les fluides à la chambre de la séparation à où le fluide (plus haut gravité spécifique) est forcé le mur externe et le gaz (plus léger dans le centre).

La séparation est causée par les forces centrifuges créées avec un rotor du séparateur ou un tourbillon. Le gaz est déchargé à travers les ports du gaz et produit en haut par l'annulaire. Le fluide est passé dans le bout inférieur de la pompe où les étages remontent le liquide séparé à la surface. [11]

II.4.2.5. Protecteur

La position du protecteur est située entre le dispositif d'admission (Pump Intake) ou le séparateur (Gaz Separator) et le moteur. Elle a pour but essentiel l'isolation du moteur du fluide. La construction du protecteur permet l'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur ce qui permet la dilatation ou la contraction de l'huile de moteur par suite la dilatation thermique.

Chambre d'isolation : Les chambres d'isolation fournissent nombreuses caractéristiques essentielles des protecteurs ESP et peut varier d'un fabricant à l'autre et on trouve parmi eux : Les Chambres de type labyrinthe et les Chambres de type à sac

Fluides de blocage : Dans n'importe laquelle des chambres d'isolation évoquées jusqu'à présent, la fiabilité de la séparation du fluide de puits et de l'huile de moteur peut être améliorée si un fluide de blocage est utilisé dans les chambres du protecteur. Le fluide de blocage est un liquide chimiquement inerte de forte densité, placé au contact de l'huile moteur (avec une densité spécifique habituelle comprise entre 0,8 et 0,83) et le fluide de puits [11].

II.4.6. Câble :

Le câble d'alimentation électrique est fourni au moteur de fond de trou par un câble submersible spécial, il existe deux configuration de câble : plat et rond.[11]

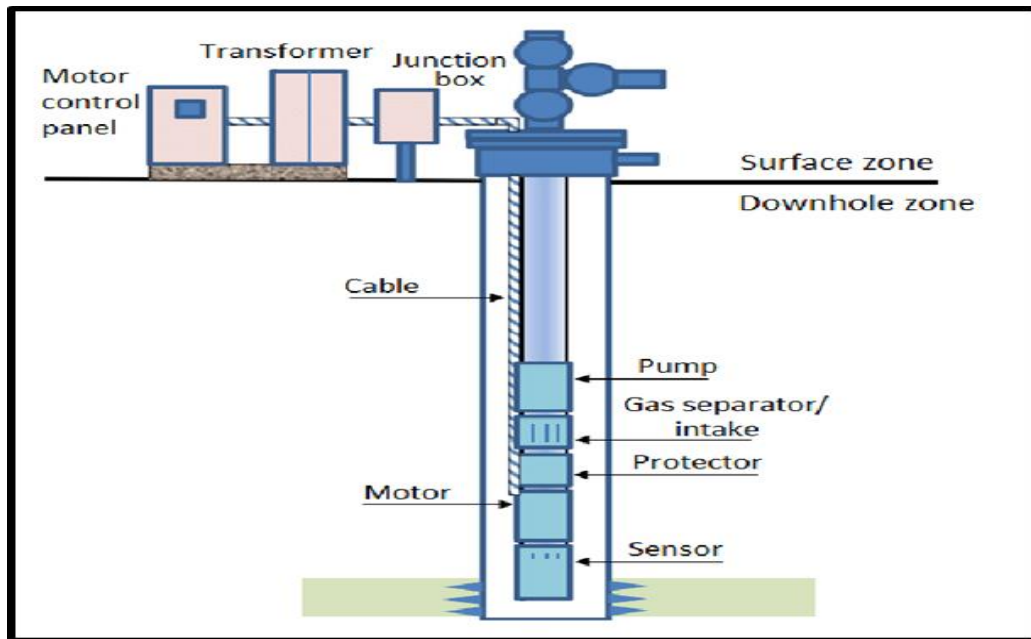


Figure II.10 Les installations de pompe ESP. [11]

II.5.1. Avantages des pompes ESP:

- Grande capacité de levage (plus de 90 000 BPD).
- Grande profondeur de fonctionnement 15,000 ft (45000 m).
- Bonne efficacité énergétique (66%).
- Plus efficace dans les puits profonds que la pompe Sucker Rod.
- Capable de gérer un peu de gaz libre dans le fluide pompé (moins de 10%).
- Applicable dans les puits dévié.
- Facile à appliquer des inhibiteurs de corrosion grace à une injection string dessous l'Intake de la pompe. [11]

II.5.2. Inconvénients des pompes ESP:

- Coût initial élevé principalement pour les pompes à haut volume et à haute puissance et pour le câble, surtout si un revêtement non corrosif ou à haute température est nécessaire.
- Des températures élevées, la corrosion et une mauvaise manipulation conduisent à des pannes de câble et de moteur.
- Ne convient pas à une température supérieure à 130 °C.

- De grands volumes de gaz libre peuvent réduire l'efficacité et causer des dommages à la cavitation de la pompe en cas de surchauffe.
- La pompe peut être endommagée par des solides ou des débris.
- Une supervision technique supplémentaire est requise pour la conception, l'installation, l'entretien et le dépannage.
- Étroite gamme de taux de production par rapport à d'autres formes de levage artificiel.
- Ne convient pas aux débits très faibles (< 200 BPD).
- Le tirage de la pompe implique un travail supplémentaire de tirage et d'empilage du fil en tandem avec la tubulure de production.
- La présence d'un câble d'alimentation le long de la chaîne de tubulure peut rendre plus difficile le fonctionnement ou le retrait de la tubulure.
- Nécessite une source d'énergie électrique haute tension.
- Une alimentation électrique de mauvaise qualité nuit à la durée de vie du système. [11]

II.6. Overview sur la nouvelle technologie d'ESP:

L'installation d'un système de pompage submersible électrique (ESP) est l'un des meilleurs moyens d'augmenter la production et de stimuler la récupération. Mais, attendre sur une plate-forme pour installer et récupérer des systèmes ESP est frustrant. Tout comme payer pour le temps de plate-forme.

Le système ESP déployé sans installation de TransCoil offre toutes les améliorations de production et de récupération de réserve d'un ESP traditionnel tout en éliminant le besoin d'une installation pendant l'installation. Avec cette alternative innovante ESP déployée, vous n'avez pas à tuer le puits, en économisant temps et argent tout en réduisant considérablement les risques. De plus, l'utilisation d'un ESP sans installation vous permet de laisser les tubes de production dans les puits existants pendant l'installation.

Éliminer la plate-forme n'est que la moitié de la bataille. En connectant un système ESP inversé directement au câble d'alimentation, le système TransCoil élimine la connexion du câble d'alimentation au moteur et une connexion électrique dans le puits, en retirant le maillon le plus faible des systèmes ESP.

La conception innovante des câbles d'alimentation améliore la fiabilité de la chaîne de déploiement par rapport aux ESP de tubes enroulés déployés, qui tirent simplement le câble d'alimentation à travers la tubulure enroulée. Le Baker Hughes Coiled Tubing Research and Engineering Center a procédé à d'importants essais de fatigue et à des analyses de croissance thermique afin d'améliorer la sélection des matériaux et la conception du système.

La conception des câbles du système TransCoil étend également la portée de fonctionnement à 12000ft (3658 m) par rapport aux systèmes ESP traditionnels à tubes enroulés déployés, qui sont limités à environ 7000 ft (2134 m) parce que, à de plus grandes profondeurs, le poids du câble d'alimentation le fera s'effondrer à l'intérieur de la tubulure enroulée, créant une panne électrique [11].

Avantage :

- Fournit un conduit permanent à travers le centre de la vanne.
- Permet le déploiement en une seule sortie de l'équipement d'amélioration de la production dans les puits nécessitant une soupape de sécurité.
- Élimine les retards, la logistique et les risques HSE liés aux plateformes. [11]

II.7.1. Le design du système :

1. Recueillir des données de base sur le réservoir, le puits et la surface
2. Définir la tête dynamique totale requise (pression de refoulement de la pompe)
3. Choisir le type de pompe
4. Le dimensionnement et la conception de la pompe dépendent de l'IP, du gaz libre, des tendances du sable, de la profondeur, de la viscosité, etc.
5. Optimiser la taille des composants
6. Sélectionner le câble électrique
7. Choisir les accessoires et l'équipement en option [12].

II.7.2. Sélection de la pompe:

1. Supposer le débit volumétrique souhaité, déterminer la P_{wf} à partir de la relation IPR.
2. Calculer la profondeur minimale de la pompe et la pression d'admission de la pompe en fonction de la P_{wf} .
3. Déterminer la pression de refoulement de la pompe à partir du calcul de la pression de traverse.
4. Déterminer la tête dynamique (P) pour le débit dans la tubulure.
5. Déterminer le nombre d'étages (N_s) par hauteur de liquide.
6. Enfin, déterminer la puissance requise pour la pompe sélectionnée peut être lu à partir du tableau des caractéristiques par N_s
7. Des logiciels comme (PIPESIM, PROSPER...) sont utilisés pour le design des pompes ESP
8. Plus d'étapes offrent une tête plus haute
9. Un plus grand diamètre de pompe augmente le débit

10. Le débit varie proportionnellement à la vitesse de rotation de la pompe et à la fréquence CA.
11. La tête de pompe varie dans le même rapport que le carré de la vitesse de rotation et donc la fréquence CA [12].

II.7.3. Pratiques exemplaires d'exploitation:

1. Vérifier l'alimentation électrique.
2. En commençant par un starter fermé, ajuster pour garder dans la plage de fonctionnement recommandée.
3. pomper vers le séparateur d'essai pour obtenir un taux brut et surveiller ce taux pendant 24 heures. [12]



**CHAPITRE III :
EXPLOITATION
DU CHAMP
(RERN) PAR DES
POMPES ESP**

III.1. Localisation du champ Berkine :

Le bassin BERKINE est situé dans la partie orientale au nord-est du Sahara algérien, à la frontière avec la Tunisie entre les altitudes 29° et 30° au nord et les longitudes 3° et 9° à l'est du champ Hassi Messaoud, Rhoud el Bagel et Rhoud Nouss. Cette région correspond au bassin géologique le plus exploré au cours des trois dernières décennies et celui qui a révélé les plus grandes découvertes de pétrole et de gaz depuis Hassi Messaoud et Hassi Rmel en 1956. [13]

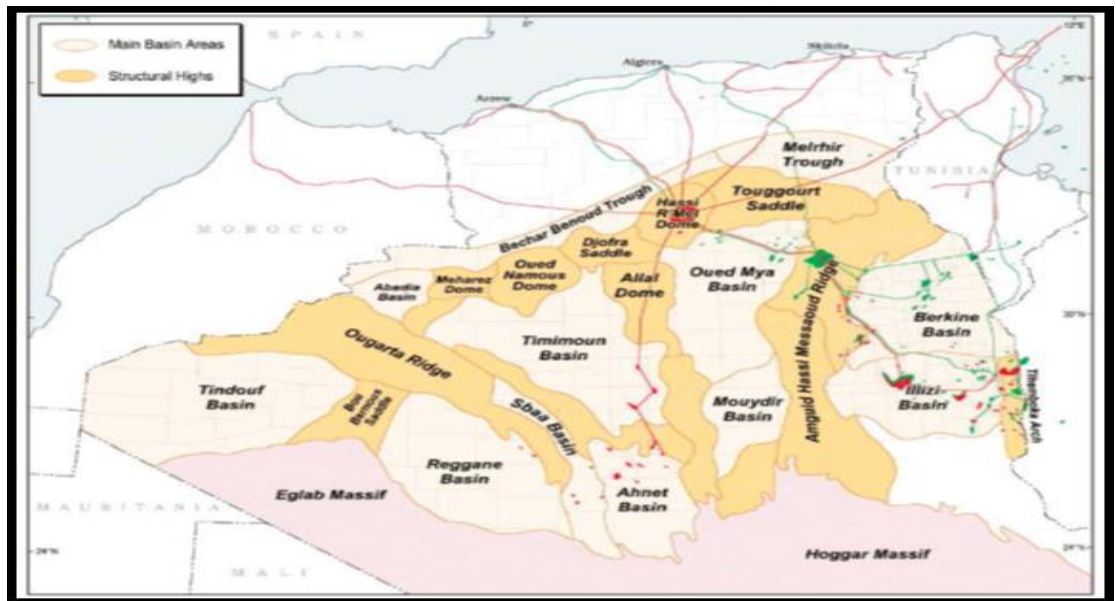


Figure III.1 Localisation du champ Berkine. [13]

III.2. Localisation du champ RERN:

Le champ RERN est situé dans le bassin de Berkine, à 250 km à l'est de Hassi Messaoud et à 20 km au nord du champ ROD à BRN. Le champ a été découvert en 1993 par forage du puits RERN-1, le premier puits d'exploration foré a rencontré des grès pétrolifères du Triassic Argile Gréseux Inférieur (TAG-I) qui au cours de l'essai initial a effectué 3412 bbl/jour de pétrole. Le puits d'évaluation RERN-2 a été foré au nord de RERN-1, mais n'a trouvé aucun réservoir net. Le champ fait partie d'un groupe de champs et est actuellement exploité par le Groupement Sonatrach - ENI (GSE). La production sur le terrain a été réalisée par le puits RERN-1 de 2005 à ce jour avec une production de pétrole cumulée de 0,5 MM stb. À ce jour, un total de 6 puits ont été forés : Well-A, Well-B, Well-C, Well-D, Well-E et Well-F. [13]

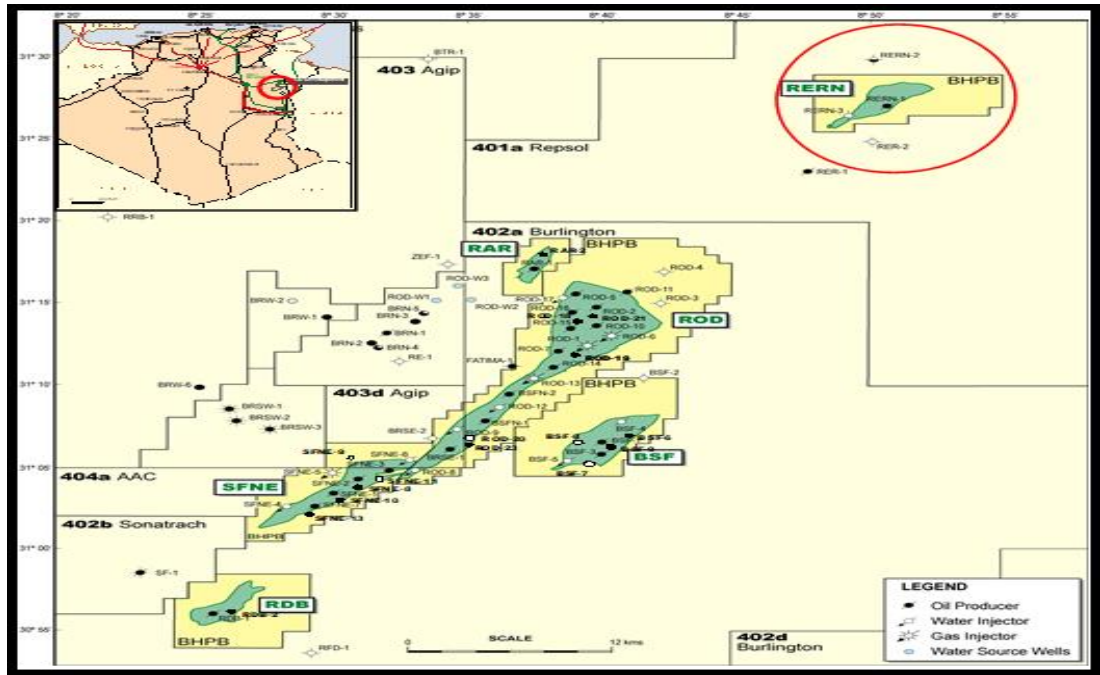


Figure III.2 Localisation du champ RERN. [13]

III.3.Stratigraphie et sédimentologie:

La description sédimentologie du champ RERN est basée sur des corrélations sédimentologiques et litho stratigraphiques régionales détaillées effectuées par la Sonatrach/BHP. La figure suivante montre la stratigraphie de champ : [13]

Stratigraphy	Lithology	Major Cycles	Sequence Strat.	Chemostrat	BHPB Zones	Environment	
Triassic	Lower Triassic Carbonate		④	C - 3		Mud dominated coastal plain, rare sinuous channels	
				C - 2			
				C - 1			
	TAG-1 (Triassic Argillo Gresseux Inférieur)	Upper	cycle II	③	UT - 4	U	Transgressive Surface of Erosion (TSE) fluvial sands & flood basin sediments, increased sinuosity towards NE
					UT - 3		
		Middle		②	MT - 3	M1	Lacustrine shale
					MT - 2		
					MT - 1		
		Lower		①	L1 - 2	L1	Semi arid, becoming more humid. Upward fining fluvial & flood basin sediments
					L1 - 1		
Basal	①	L2 - 3	L2	Low sinuosity, multi storey			
		L2 - 2					
		L2 - 1					
Devonian	Upper			BT - 2	B	Semi arid - basin fill or fluvial sediments, distribution controlled by inherited palaeorelief	
				BT - 1			

Figure III. 3 La stratigraphie du champ RERN. [13]

III.4. Historique du champ RERN :

L'exploitation du champ RERN a commencé en mars 2005 par épuisement naturel avec le début de la production du puits Well-A avec un débit initial d'environ 1200 bbl/jour. L'histoire du champ est caractérisée par plusieurs perturbations dans la production allant jusqu'à l'arrêt total du puits Well-A au cours de la période 2009-2010 en raison de l'augmentation de la pression de la ligne de production et en raison de la baisse de pression en tête.

Le puits Well-B a été foré en 1994 dans une zone d'environ 5 km au nord de Well-A avec l'objectif de la délimitation nord du champ, mais il a trouvé le niveau supérieur complètement argileux et les autres niveaux TAG-I saturés d'eau. Well-C a été foré au sud-ouest du puits de découverte RERN-1 dans le but de tester la partie ouest de la structure, mais il a trouvé tous les niveaux TAG-I saturés d'eau. Le puits Well-C a été complété comme injecteur d'eau mais n'a jamais été mis en service.

Après une nouvelle étude de gisement finalisée en 2012, un nouveau puits de production (Well-D) a été foré en septembre 2012. Le puits Well-D a été mis en service le 24 décembre 2012 avec un débit d'environ 1000 bbl/j. La performance initiale du puits a été meilleure que prévu et le puits a été mis en production dans un épuisement naturel puisque la capacité de la pompe n'était pas compatible avec le potentiel initial du puits. [13]

Tableau III.1 Les puits du champ RERN. [13]

WELL	TYPE	Drilling	service
Well-A	Oil producer	Sep-1993	Mar-2005
Well-B	abandoned	Aug-1994	-
Well-C	Water Injector	Nov-1999	-
Well-D	Oil producer	Jul-2012	Dec-2012
Well-E	Oil producer	Jan-2016	Mar-2016
Well-F	Oil producer	Dec-2019	Apr-2020

La figure suivante montre l'historique des flux d'huile de champ du RERN depuis 2005 :

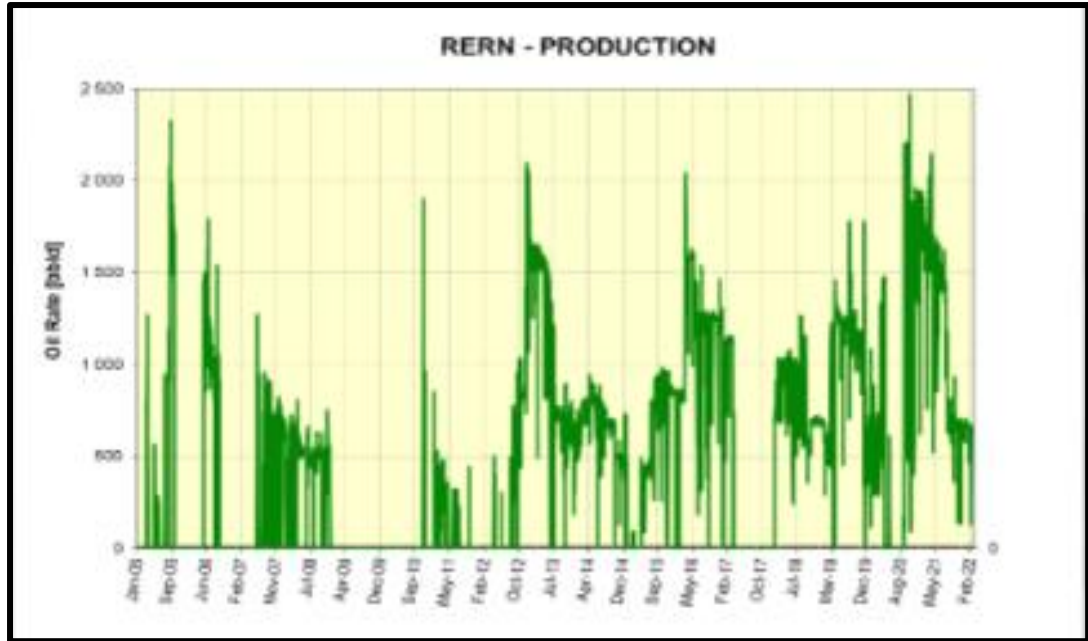


Figure III.4 L'historique de production du champ RERN. [13]

III.5.Situation actuel de champ RERN:

Actuellement le champ **RERN** contient 3 puits qui sont en production (**Well-D**, **Well-F** et **Well-G**) (les puits de notre étude), ces puits sont situés à **41 km** du centre de traitement du pétrole (**CTH**) de **BRN**. La production de ces puits est collectée dans le manifold de **RERN**. Les puits (**Well-F**, **Well-G**) n'ont pas éruptifs. Cela signifie que ces puits ne peuvent pas produire en **mode natural flow**. Le (**Well-D**) est éruptif mais ne peut pas envoyer la production au **CTH**, ce qui signifie que ces puits ont besoin d'une solution pour produire et acheminer la production au **CTH**.

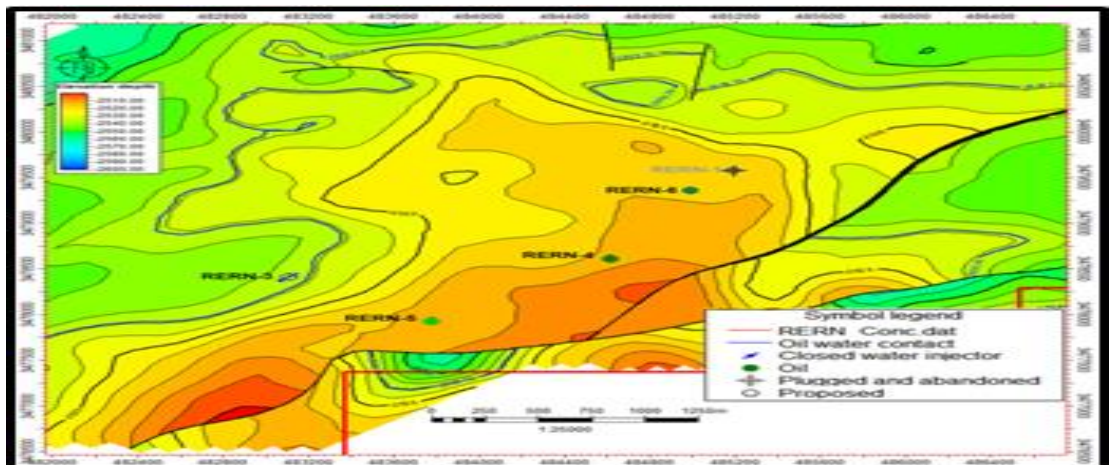


Figure III.5. Le champ de RERN[13]

Remarque importante :

Pour mieux comprendre, nous avons choisi le puits **Well-D** comme un cas d'étude et tous les résultats et les solutions choisies pour ce puits seront appliqués pour les autres puits vu qu'il s'agit du même réservoir et donc les mêmes caractéristiques.

III.6.Cas d'étude :**III.6.1.Historique de puits Well-D :**

Well-D est un puits pétrolier qui a été foré entre le 28/07/2012 - le 27/08/2012. Il produit à travers le niveau TAGI central selon l'intervalle suivant : 2760 – 2764. Il est prévu de le compléter avec des tubes OD de 3,5" avec une pression statique au fond 281bar. **Well-D** est situé à environ 1105 m de Well-A [13]

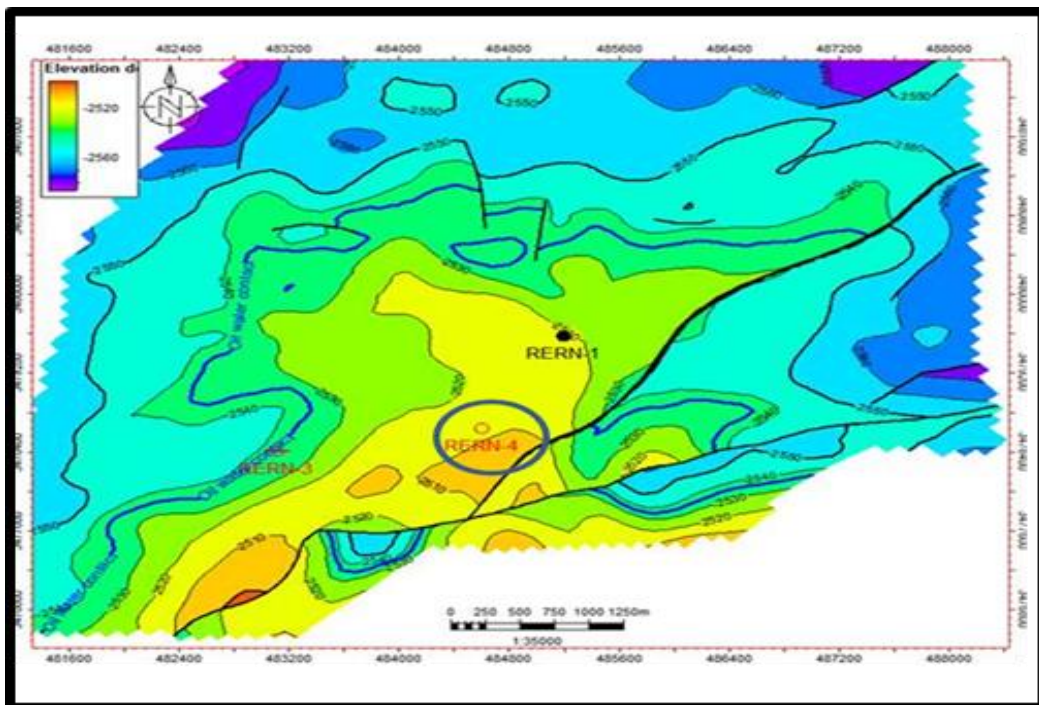


Figure III.6. Localisation de puits Well-D [13]

Well-D est un puits pétrolier. Au début de sa vie, il était éruptif avec une pression de fonctionnement de la tête de 38 bar. Cette pression n'est pas suffisante pour déplacer la production vers le CTH.

Dans ce cas, le puits peut être exploité par un système BOOSTING.

Alors, le puits mis en service avec pompe multiphasique (MPP), le puits s'est arrêté à plusieurs fois à cause des dépôts de sel dans le tubing.

Par conséquent, une intervention WORK OVER a été nécessaire pour le changement de complétion parce que cette complétion ne contient pas de lignes d'injection d'eau de dilution (control line).

Avec le temps, le puits perd son éruptivité à cause des changements des paramètres de production.

Donc nous devons installer un système artificial lift.

Pour minimiser les coûts économiques, nous avons profité de ce WORKOVER pour installer :

1. Des control lines pour la dilution.
2. Un artificial lift system.

Le système d'artificial lift utilisé pour augmenter la production en ajoutant de l'énergie au fond du puits de sorte que le fluide peut se déplacer à la surface en utilisant le gas lift ou bien par pompage.

Il existe de nombreux systèmes d'artificial lift donc nous choisissons les trois méthodes les plus utilisées dans BRN et les comparer entre eux pour sélectionner la méthode efficace:

1. Gas lift system
2. Sucker rod pumps
3. Electrical submersible pump

III.6.2. Sélection du système artificial lift pour le puits Well-D :

III.6.2.1. Gas lift:

Dans la plupart des cas, le gas lift est le plus efficace. Il y a quelques raisons à cela :

- ✓ Faibles coûts d'exploitation.
- ✓ Aucun équipement de fond supplémentaire: IL n'est pas nécessaire d'ajouter de l'équipement de fond pour l'entretien et l'installation, contrairement aux autres systèmes de levage artificiels.
- ✓ Entretien plus facile : Avec peu de pièces mobiles, les réparations sont rapides et économiques.

- ✓ Plus facile à remplacer : Lorsqu'il y a un changement dans les conditions d'écoulement, les producteurs peuvent, à peu de frais, retirer et remplacer la soupape de levage de gaz sans installation de réparation.

Malgré l'efficacité de gas lift et ces autres avantages, il est très coûteux d'installer un système de gas lift du CTH au champ RERN 41 km pour une production total pas importante.

III.6.2.2.Sucker rod pump :

La pompe sucker rod, fournit de l'énergie mécanique pour soulever le pétrole du trou de fond à la surface.

Elle est efficace, simple et facile à utiliser pour les gens sur le terrain, et peut être utilisé pour pomper un puits à très faible pression de fond pour maximiser les taux de production de pétrole.

Elle n'est pas applicable dans les profondeurs élevées, ne peut pas fonctionner avec une haute pression à la surface et ne peut pas pomper la production de puits éloignés à longue distance (comme dans notre cas les puits sont à 41 km du CTH) et ces pompes ont un coût de maintenance élevé.

III.6.2.3.Pompe ESP:

Système ESP, ils sont silencieux, sûrs et ne nécessitent qu'une faible empreinte de surface. Ils ont une large gamme de fonctionnement de débit et peuvent s'adapter aux changements dans les propriétés du fluide et les débits au cours de la vie du puits. Ils sont utilisés dans de nombreux environnements corrosifs et applicables dans les profondeurs élevées. On peut augmenter la pression de la tête de puits et pomper le fluide sur une grande distance à la surface.

- ❑ Donc on peut exploiter le puits Well-D par une pompe ESP.
- ❑ Pour sélectionner et tester la pompe ESP pour Well-D, nous avons utilisé le logiciel PROSPER.

III.7.Logiciel de PROSPER:

Petroleum experts limited's advanced PROduction and Systems PERformance analysis software. Petroleum experts limited a été fondé par l'Algérien Abdelhamid Guedroudj .

PROSPER est l'un des produits PETX, il peut être utilisé pour modéliser les performances d'entrée des réservoirs (IPR) pour les puits monocouches, multicouches ou multilatéraux avec des complétions complexes et fortement déviées en optimisant tous les aspects d'une conception d'achèvement, y compris les détails de perforation et d'emballage de gravier.

PROSPER peut être utilisé pour la conception, l'optimisation et le dépannage des puits alimentés par gaz, ESP ou autres pompes.

Les calculs de sensibilité PROSPER permettent à l'ingénieur de modéliser et d'optimiser les performances des tubulures, des goulottes et des conduites d'écoulement de surface pour notre étude.[14]

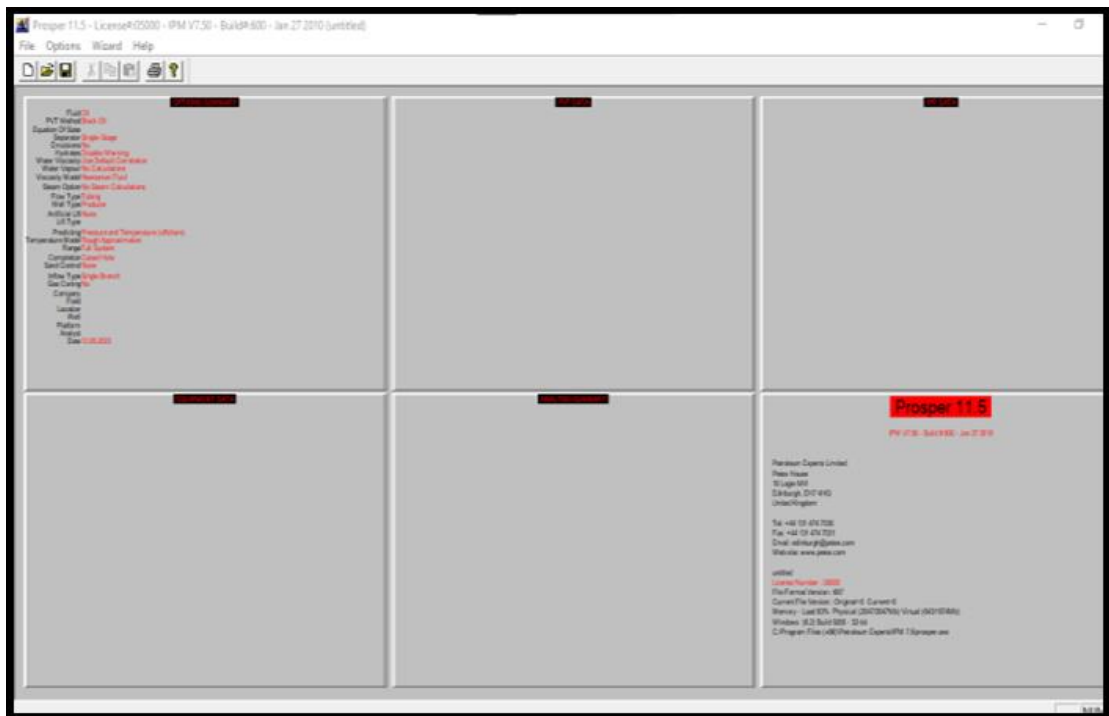


Figure III.7 L'interface du logiciel PROSPER.

III.7.1. Généralités sur l'analyse nodale:

L'analyse nodale est une technique utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique du réservoir et se terminant par un séparateur) et prédire le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être utilisée pour analyser les problèmes de production et améliorer les performances.

Les nœuds sont placés dans des parties ou segments définis par différentes équations ou corrélations afin de résoudre tous les problèmes du système de production. Ces nœuds sont classés comme nœuds fonctionnels lorsque la différence entre la pression à ce nœud et la réponse de pression ou de débit peut être représentée par une fonction mathématique ou physique.[15]

L'analyse nodale est caractérisée par deux systèmes : Inflow et Outflow et par le point de fonctionnement qui est l'intersection des deux systèmes précédent.

Dans le cas où on choisit le nœud au fond du puits le système Inflow devient inflow relationship IPR, c'est-à-dire la capacité de réservoir a poussé le fluide de réservoir au fond du puits et le Outflow devient vertical lifting performance VLP c'est-à-dire la capacité de puits à pousser

Parmi les applications de l'analyse nodale :[15]

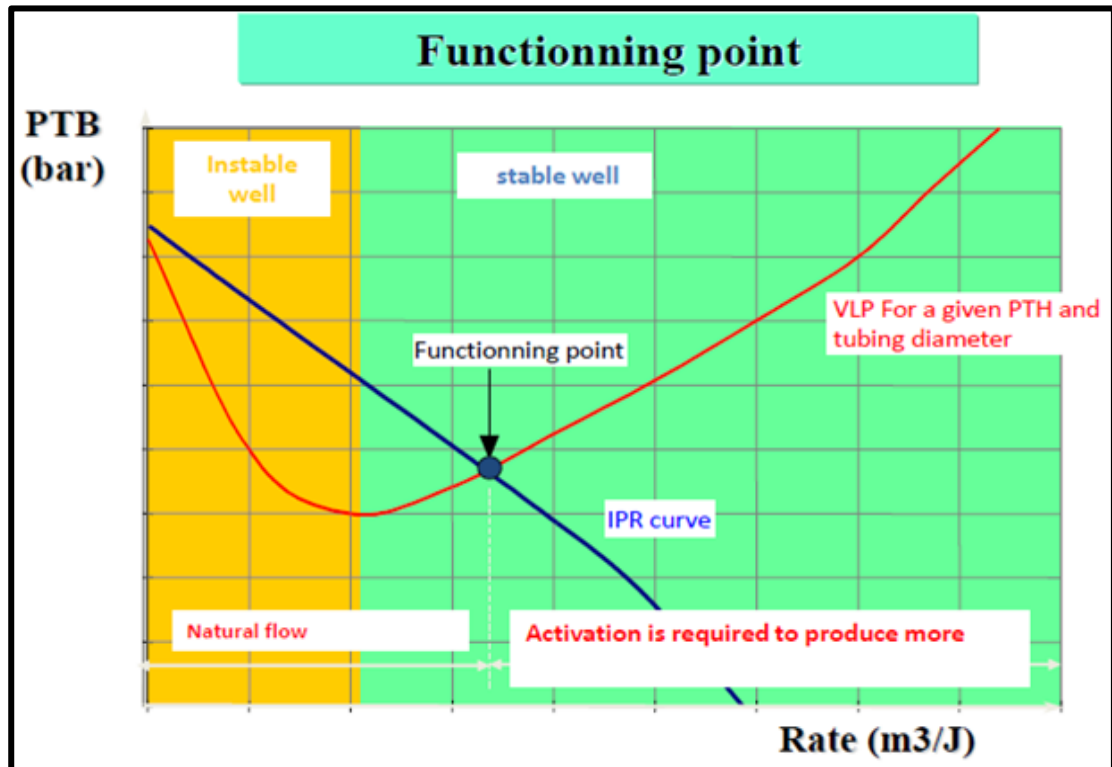


Figure III.8 Point de fonctionnement . [15]

- Calcul du taux de production initial prévu d'un nouveau puits.
- Calcul des performances futures du puits.
- Choix de la conception de complétion optimale.
- Contrôle du taux optimal.
- Diagnostic du système pour tout problème.[4]

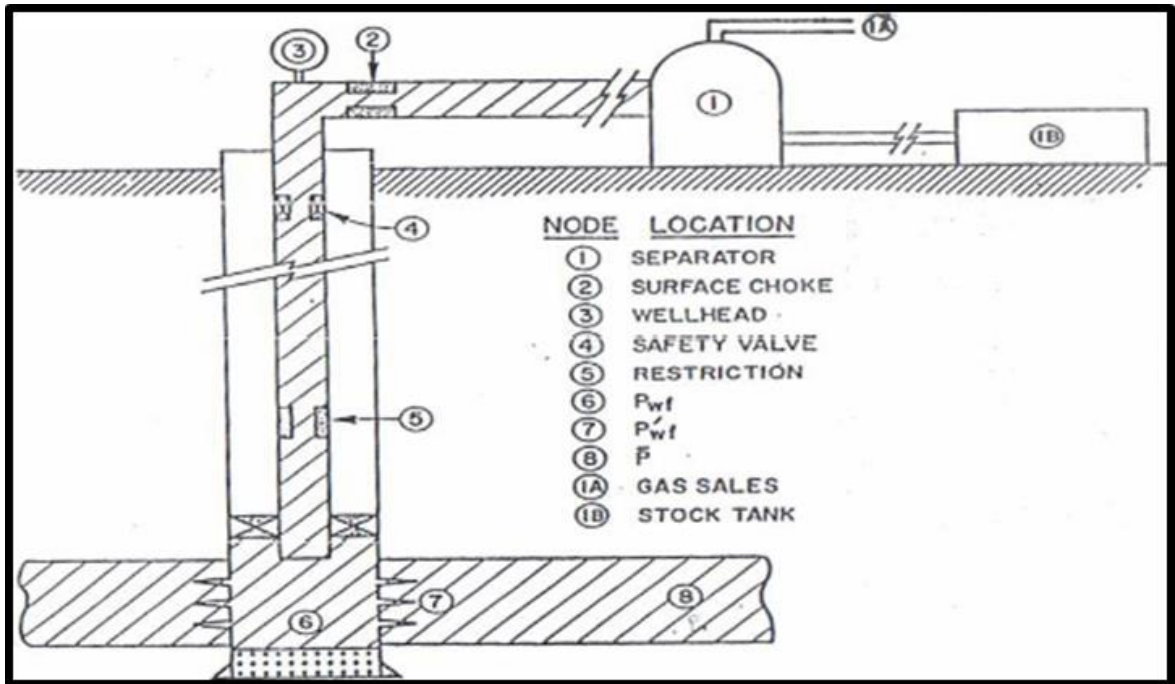


Figure III.9 Les différents position de noeud. [15]

III.8.Statistique d’ESP dans le champ BRN :

2006 GSE a complété le premier puits avec ESP et depuis le nombre de puits ESP augmente. Ils ont presque une expérience de plus de 12 ans dans le domaine de l’ascenseur artificiel spécialement l’ESP :

Tableau III.2 Les statistiques d’ESP à BRN. [16]

Remarks	BLOC 403-403a-403d	BLOC 401a-402a	TOTAL GSA	Date
Total production	25 636	54 993	80 629	20 October 2017
ESP production	7 459	0	7 459	20 October 2017
Natural production	18 177	54 993	73 170	20 October 2017
ESP contribution (%)	29%	0%	9%	20 October 2017
Natural flow contribution (%)	71%	100%	91%	

III.9.ESP design par PROSPER :

III.9.1.Objectifs :

- 1.Design d'un natural flow model pour le puits par PROSPER.
2. Vérifier la qualité des données de test/production disponibles. Le contrôle de la qualité des données d'essai de puits est fondé sur la physique, ce qui donne une certaine validité aux mesures d'essai.
3. Sur la base des données vérifiées, les modèles PVT et flux (VLP+IPR) sont saisis.
4. Concevoir un nouveau système de levage ESP pour ce puits.
5. Utilisez l'analyse PROSPER Quick Look pour le diagnostic de performance.

Tableau III.3 PVT Data (a). [16]

Solution GOR(Sm3/Sm3)	117.4
Oil Gravity (API)	42
Gas Gravity(sp.gravity)	0.86
Water Salinity(ppm)	300000
H2S,CO2,N2	0
Bubble Pressure (Bar)	119.65
Temperature ©	82.222
Reservoir pressure	281
water cut	25.5

III.9.2.Données :

Pressure	GOR	Oil FVF	Oil Viscosity
5.87675	36.0473	1.13	0.77
19.6717	54.5449	1.195	0.66
40.3567	71.211	1.252	0.57
61.0417	87.5411	1.29677	0.5
81.7267	103.261	1.3379	0.44
102.413	117.364	1.37698	0.41
119.65	117.364	1.414	0.4
136.888	117.364	1.40886	0.41
171.359	117.364	1.3996	0.44
205.834	117.364	1.39035	0.46
240.308	117.364	1.38212	0.49
274.783	117.364	1.37492	0.51
288.578			0.52
309.264			0.54

Tableau III.4 PVT Data (b). [16]

Tableau III.5 Survey deviation Data. [16]

Mesured Depth (m)	True Vertical Depth (m)
0	0
2760	2760

Tableau III.6 Average heat capacities [16]

Cp Oil	0,53 BTU/lb/F
Cp Gas	0,51 BTU/lb/F
Cp Water	1 BTU/lb/F

Tableau III.7 Géothermal gradient data [16]

Formation Mesured Depth (m)	Formation Temperature (m)
0	25
100	37
2760	82.5

Tableau III.8 Downhole equipment Data. [16]

Type	MD (m)	Tubing ID (in)	Tubing OD (in)	Casing ID (in)
X'mas tree	0	/	/	/
Tubing	42.31	2.992	3.5	6.2
SSSV	/	2.813	/	/
Tubing	115.43	2.992	3.5	6.2
Restriction	/	2.813	/	/
Tubing	2422.58	2.992	3.5	6.2
Restriction	/	2.313	/	/
Casing	2760	/	/	4.52756

Tableau III.9 Test data[16]

Tubing Head Pressure	38 Bar
Tubing Head Temperature	37,4 c°
Water Cut	25.70%
Liquid Rate	839 STB/day
Gauge Depth Messured	2500 m
Gauge Pressure	238 Bar
Reservoir Pressure	281 Bar
GOR	115 Sm ³ /Sm ³
GOR Free	0

III.9.3.1.Etape 1: Basic data:

Consiste à collecter les données de base, c'est l'étape la plus importante parce que toutes les autres étapes de design dépendront des données de base sélectionnées à l'étape 1. Si la qualité des données de base est bonne, la conception sera bonne et l'ESP fonctionnera à ses conditions optimales. Sinon, si la qualité des données d'entrée est mauvaise, la conception sera généralement marginale.

Voici une liste des données requises :

1. Well data (casing or liner, tubing size....).
2. Production data (GOR, BHT, water cut).
3. Les propriétés des fluides (PVT DATA, SG water, Oil API, SG gas....)

Après avoir saisi les données nécessaires l'interface PVT maintenant PVT sera apparié, alors il faut s'assurer que les corrélations sélectionnées dans l'interface correspondent à la sélection de la corrélation basée sur les paramètres de régression (paramètre 1, un multiplicateur et paramètre 2) et écart-type, choisir le meilleur modèle.

Une fois la correspondance PVT terminée, c.-à-d. avoir un modèle PVT de fluide valide qui reproduit le comportement du fluide en réalité.

La prochaine étape consiste à entrer les données sur la configuration du puits et l'équipement, comme indiqué ci-dessous :

- Deviation survey.
- Surface equipment (if it is available).
- Down hole equipment.
- Geothermal gradient.
- Average heat capacities.

9.3.2 Etape 02 : Production Capacité:

Définir une entrée dans le puits à partir du réservoir. Il s'agit de définir un modèle d'IPR.

- ❑ Dans la fenêtre du modèle IPR, nous saisissons les données IPR : modèle de réservoir (entrée PI), pression du réservoir, température du réservoir, coupe d'eau, GOR total, perméabilité relative et indice de productivité PI.
- ❑ Lorsque nous saisissons les données, nous pouvons voir l'IPR et le potentiel d'écoulement libre absolu calculé.

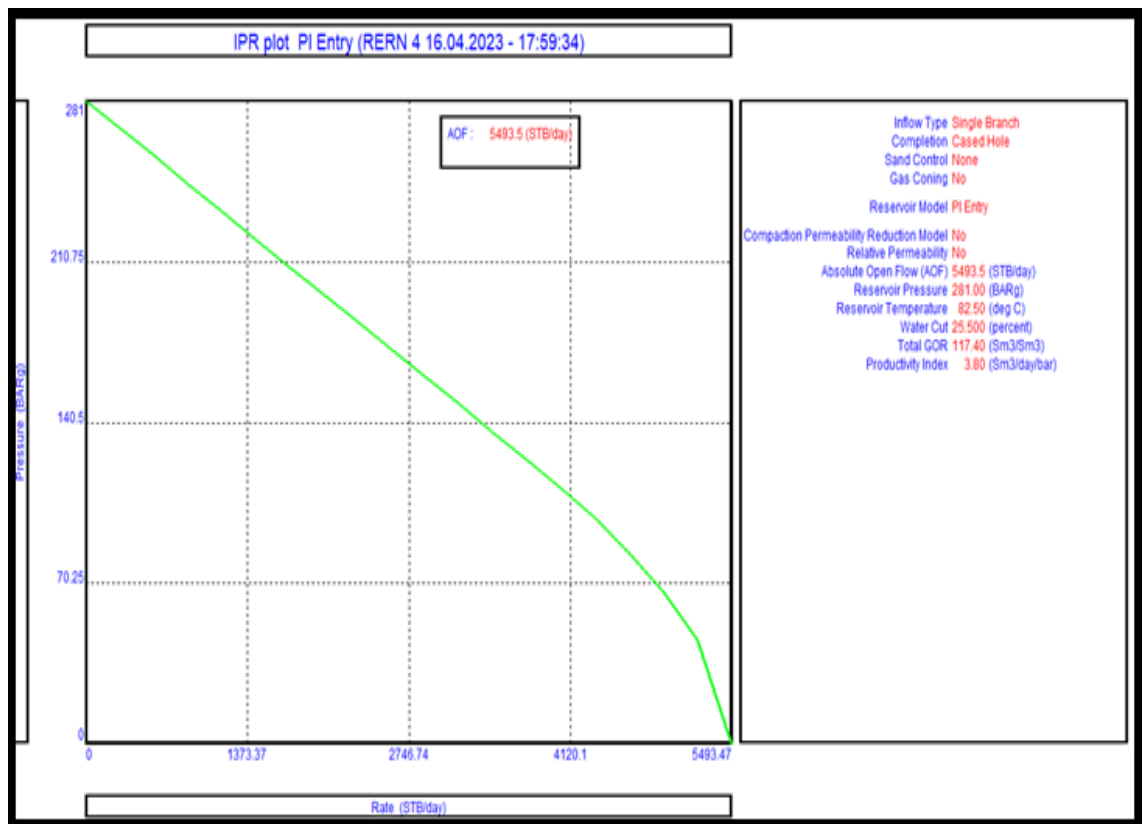


Figure III.10 Les résultat d'IPR de puits Well-D par Prosper.

9.3.3. Etape 3: Model validation:

- La première chose est d'effectuer un contrôle de la qualité des données, donc la première étape de la validation du modèle est de faire correspondre une corrélation d'ascenseur aux données de test au-dessus de la pompe, nous sélectionnons Matching / correlation comparison / tubing et entrons les données et sélectionnons quelques corrélations, puis calculons et traçons les résultats :

- Le graphique ci-dessus montre que le point de données d'essai sur la courbe par la corrélation de l'expert pétrolier 3.

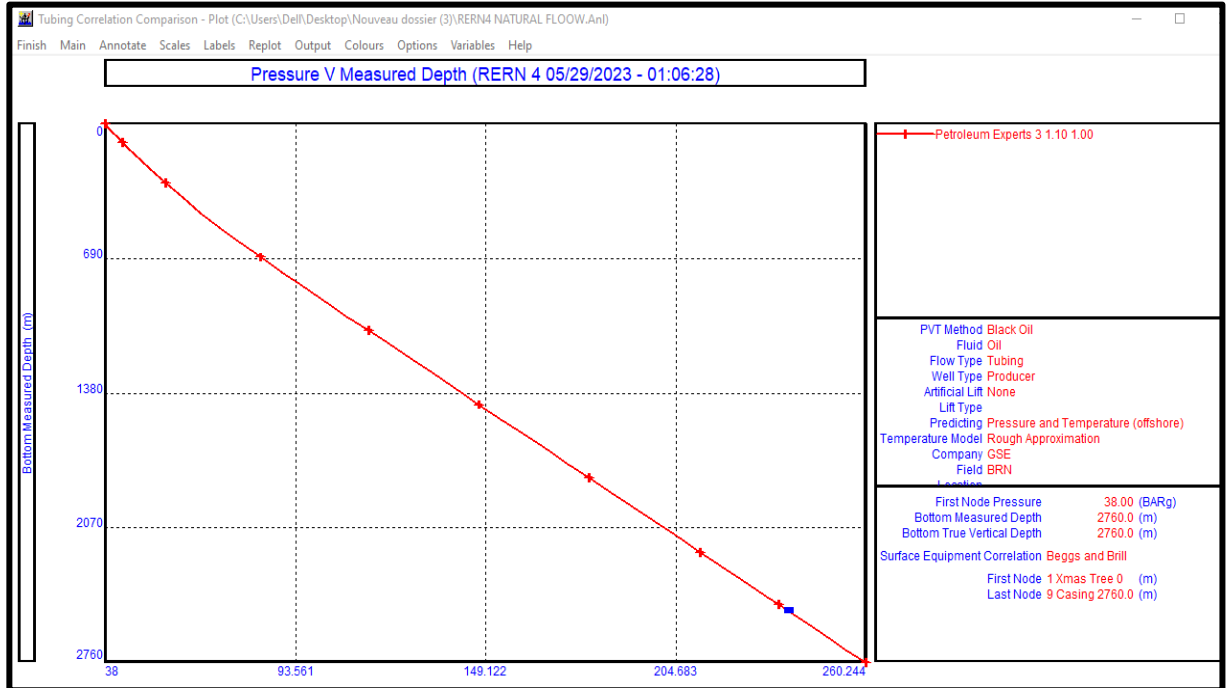


Figure III.11 Résultat de VLP

9.3.4.VLP/IPR Matching :

La matching VLP/IPR nous montre que le puits peut produire 839STB/jour donc le puits peut s'écouler en mode natural flow naturellement, avec une pression de tête du puits est d'environ 38 bars donc il ne peut pas acheminer la production vers le CTH parce que la distance entre le puits et le CTH est d'environ 41 km (chaque 1 km = perd d'un bar) plus que la pression d'entrée de CTH est égale 9bar, il est nécessaire donc d'installer l'ESP (la solution que nous avons choisie pour résoudre les problèmes de champ)

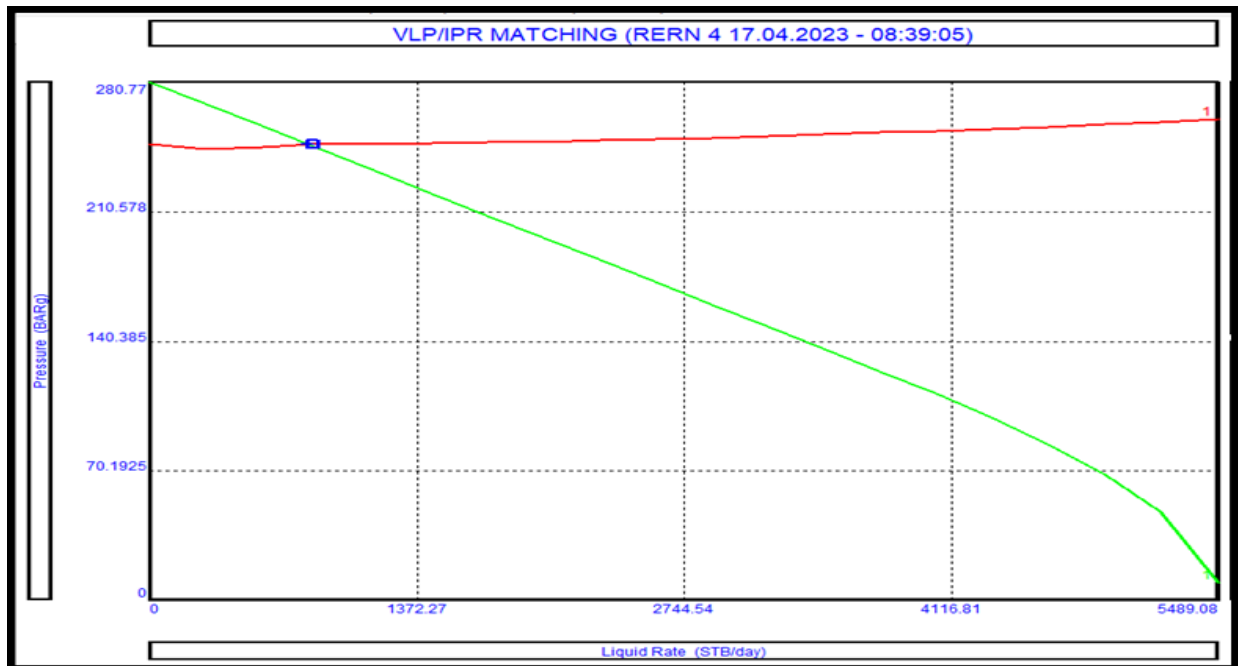


Figure III.12 Résultat de VLP/IPR Matching

9.3.5. Etape 5: ESP design:

L'établissement d'objectifs est l'étape la plus importante pour une sélection appropriée de la pompe. Ce dernier peut gérer la production même en cas de modification des paramètres de production (augmentation de WATER CUT) puis du choix du moteur et de la capacité de la pompe adaptée au potentiel du puits, tout cela dans le respect de la disponibilité et du facteur économique.

Pour notre étude, les critères suivants ont été déterminés pour le choix de la pompe :

- WHP= 112 bar
- Liquid Flows = 880 bbl/day
- pump depth = 2500 m
- Maximum OD = 4"
- The availability

Nous avons choisi la pression d'environ 112 bar pour assurer la livraison de l'huile au CTH et parce qu'elle est supérieure à la pression de la ligne des deux tiers, ce qui n'affecte pas la pression en tête de puits dans tous les cas (Back pressure), débit de liquide de 880STB/jour, la pompe placée à 2500 m où cette profondeur est loin du point de bulle pour s'assurer qu'il n'y a pas de gaz pour protéger la pompe, un câble de 2600 m alimentera la pompe via le moteur. Pour sélectionner le design dans PROSPER, nous sélectionnons parmi les options la méthode artificial lift à la pompe submersible électrique.

- Compléter les données sur le diamètre extérieur de tubing et casing dans la section de downhole équipement.
- Saisir les données ESP suivantes dans la fenêtre Design :

Tableau III.10 ESP design input data. []

Pump Depth	2500 m
Operating Frequency	50 Hz
Maximum OD	4in
Length Of Cable	2600 m
Gas Separator Efficiency	0%
Design Rate	880
Water Cut	20
Total GOR	117.4
Top Node Pressure	112
Motor Power Safety margin	0
Pump Wear Factor	0
Pipe correlation	Beggs and Brill
Tubing correlation	Petroleum Experts

Après le calcul, nous cliquons sur la sensibilité pour savoir si la pompe a besoin d'un séparateur de gaz, lorsque le point de test est au-dessus du facteur Dunbar, un séparateur de gaz n'est pas nécessaire. Si le point se trouve sous le facteur Dunbar, un séparateur de gaz avec une efficacité correspondant à la ligne sur laquelle il se trouve est nécessaire à l'entrée de la pompe.

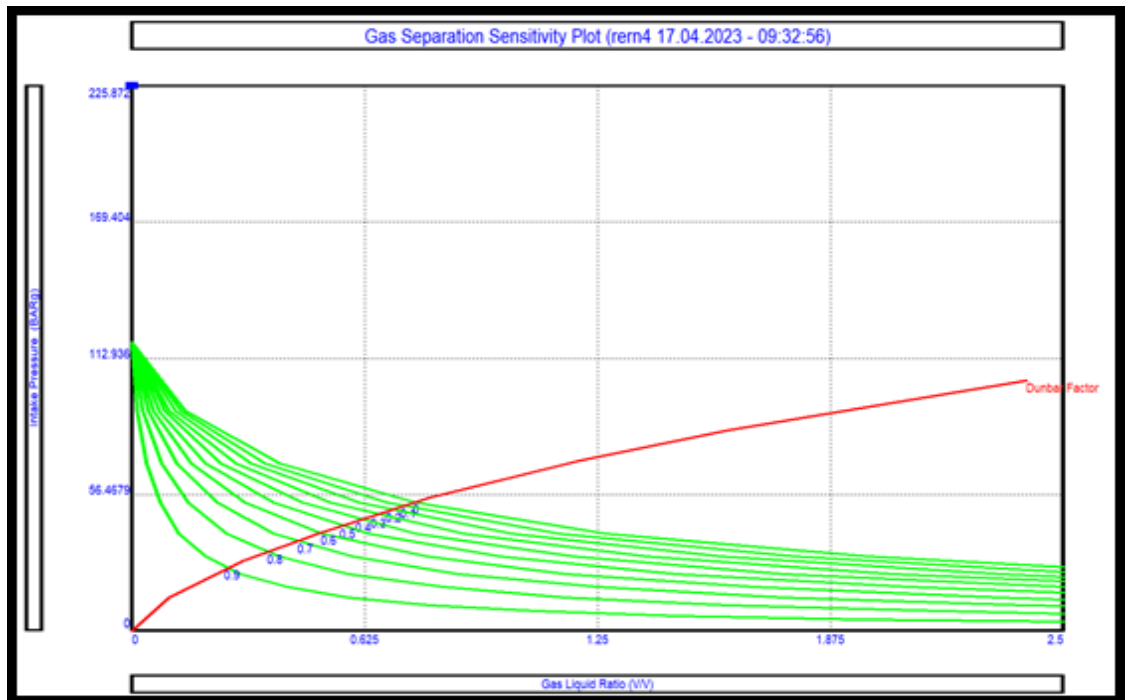


Figure III.13 Résultat de Sensitivité de gaz séparateur

- Dans notre puits, nous n'avons pas besoin d'un séparateur de gaz parce que le point au-dessus du facteur Dunbar.
- À partir des informations du catalogue, sélectionner le type de pompe qui fonctionnera dans la plage de fonctionnement recommandée et avec le rendement le plus élevé, moteur et le câble et voir les résultats ci-dessous notre sélection pour connaître le nombre d'étapes dont la pompe a besoin pour assurer le flux de fluides vers la surface et la barre 12bar à la pression de tête de puits, courant, vitesse du moteur...
- Le nombre d'étages dont nous avons besoin est de 222 étages et la pompe FLEX 10 (pompe Baker) compte 119 étages, ce qui signifie que nous avons besoin de deux pompes FLEX 10 pour nous assurer d'obtenir le débit et la pression dont nous avons besoin.
- Après avoir le design d'ESP, nous pouvons voir notre cible.

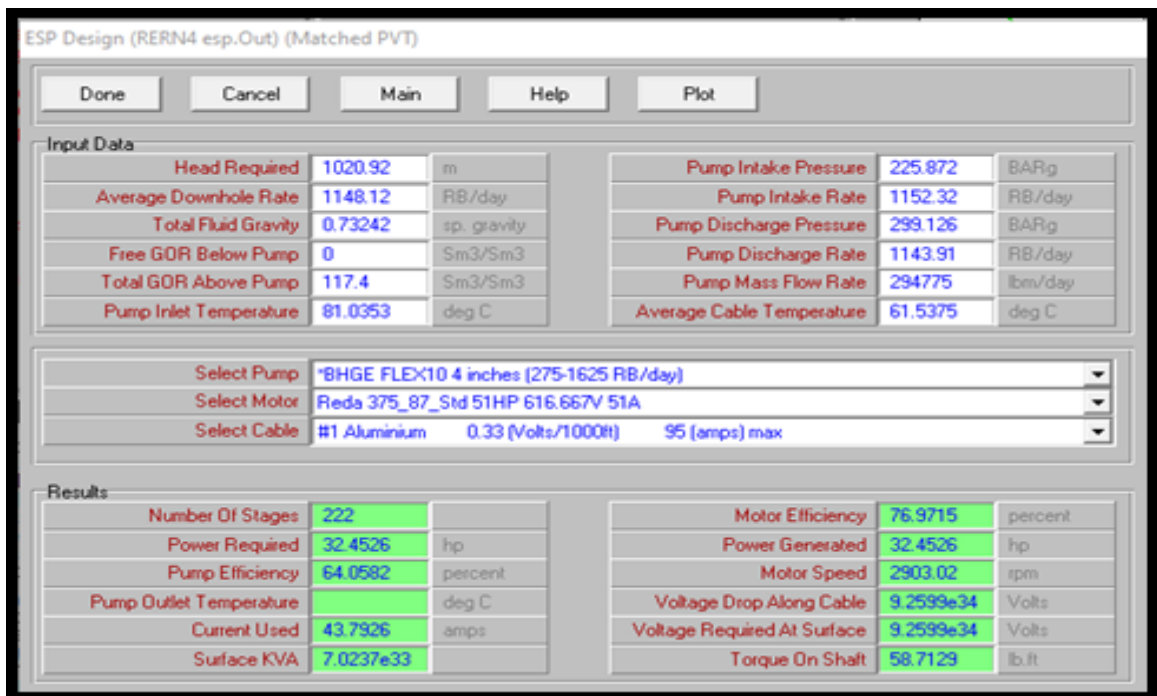


Figure III.14 ESP design output

III.10.Sensitivité de pompe :

Après avoir terminé le design, nous devrions voir si la pompe dans range de fonction dans les conditions de notre puits en utilisant la sensitivité de a pompe :

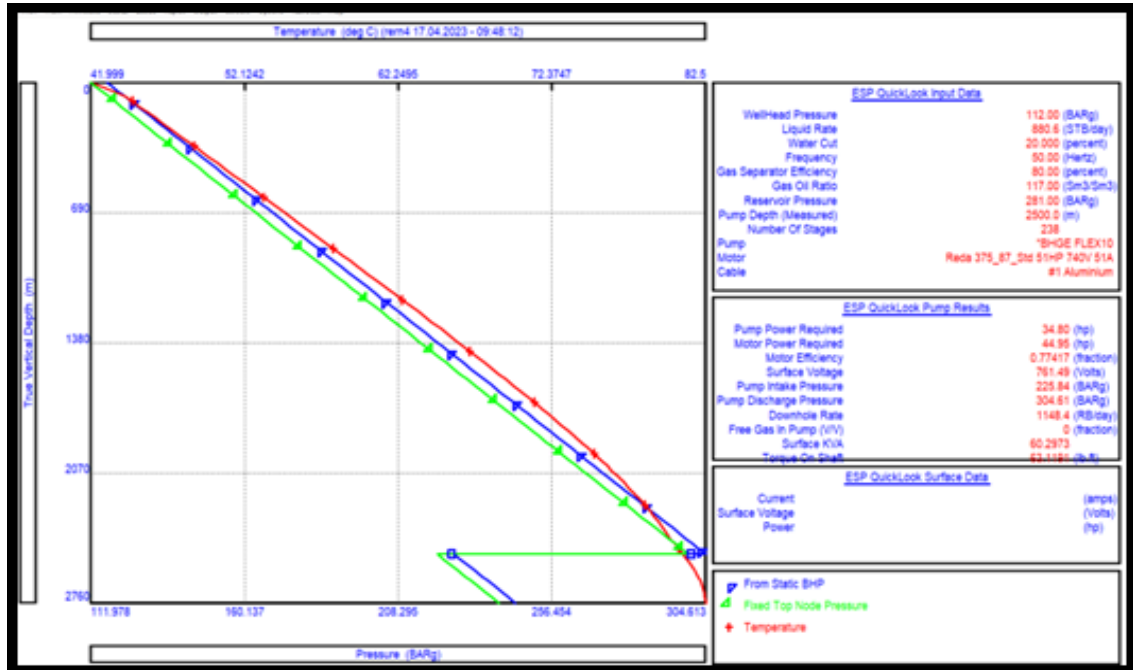


Figure III.15 Resultat de simulation avec l'ESP.

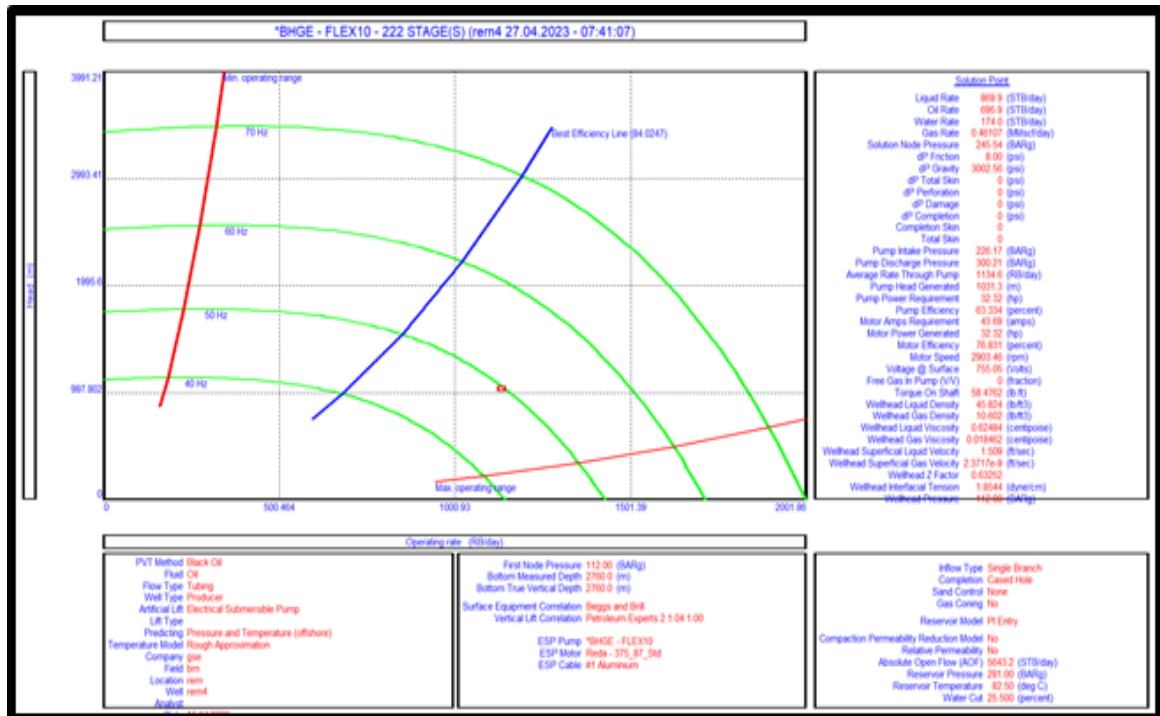


Figure III.16 Résultat de sensitivité de la pompe.

- Le résultat de la sensibilité montre que la pompe que nous avons sélectionnée (FELX 10) son point de fonctionnement dans le puits de conditions Well-D est dans le range de fonction.
- Nous pouvons dire que notre sélection est la bonne choix et efficace et nous pouvons utiliser et installer dans Well-D.

III.11. Water Cut sensibilité :

Parmi les éléments les plus importants dans le choix de la pompe, il y a la durée d'utilisation en cas de modification des conditions de production.

Telles que la modification ou l'augmentation de Water Cut, cette augmentation affecte la colonne hydrostatique la densité provoque automatiquement une augmentation de la pression de décharge de la pompe et cette modification implique une diminution de la pression de tête du puits.

La pression de la tête de puits doit toujours être supérieure à la pression de la ligne pour assurer l'écoulement des effluents dans notre cas si la pression de tête ne doit pas baisser moins de 70 bar parce que la pression de fonctionnement de la conduite est de 67bar.

Donc, vous devez vérifier la pompe où le Water Cut augmente mais la pression reste toujours au moins 70. (Sensibilité WC)

Nous avons utilisé PROSPER pour voir si cette pompe peut fonctionner si la pression de tête de puits augmente de 70 bar pour savoir si la pompe FLEX 10 est la meilleure sélection pour le puits en longue durée ou non.

➤ On a les résultats suivants :

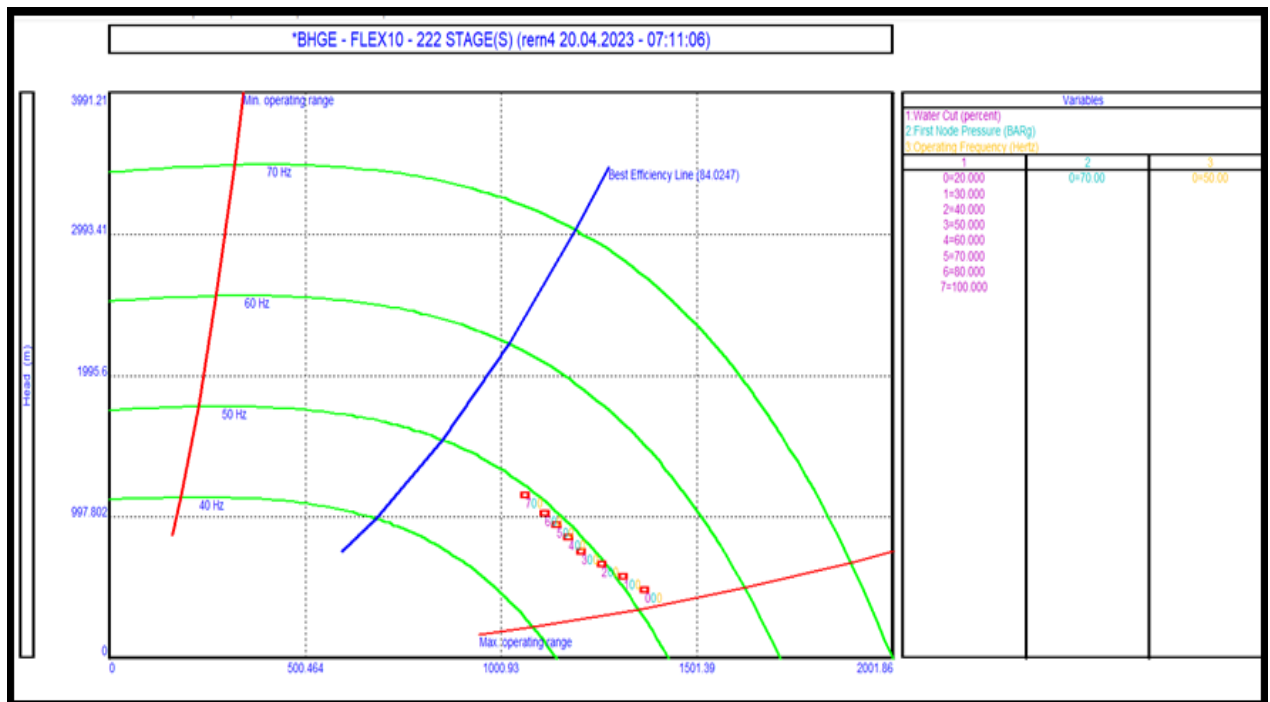


Figure III.17 Resultat de sensibilité de Water Cut .

- Donc d'après les résultats on peut dire que avec l'augmentation de water Cut le point de fonctionnement de pompe change et se déplace vers le down thrust parce ce que avec l'augmentation de WC la charge sur la pompe augmente.
- Mais toujours la pompe reste dans la zone de fonctionnement.
- Nous pouvons dire que la pompe FLEX 10 est la meilleure sélection pour les puits de notre champ pour résoudre le premier problème.
- Donc on peut installer une pompe FLEX 10 dans les autres puits de champ RERN.

III.12. Résultat de design d'ESP pour le Well-F par PROSPER:

RERN-5 est réalisé en TAGI Middle (épaisseur 5,5 m), intervalle perforé 2759 – 2764,5 m.

Comme le montre la figure suivante, avant l'ESP, le puits ne peut produire par sa propre énergie (les IPR et les VLP ne sont croisés pas)

Avec la pompe ESP dans PROSPER nous pouvons voir que l'IPR & VLP correspond pour que le puits puisse produire.

Le puits est équipé d'ESP Novomet NH (1500-2500)H (3 1/2 " tbg) .

[]

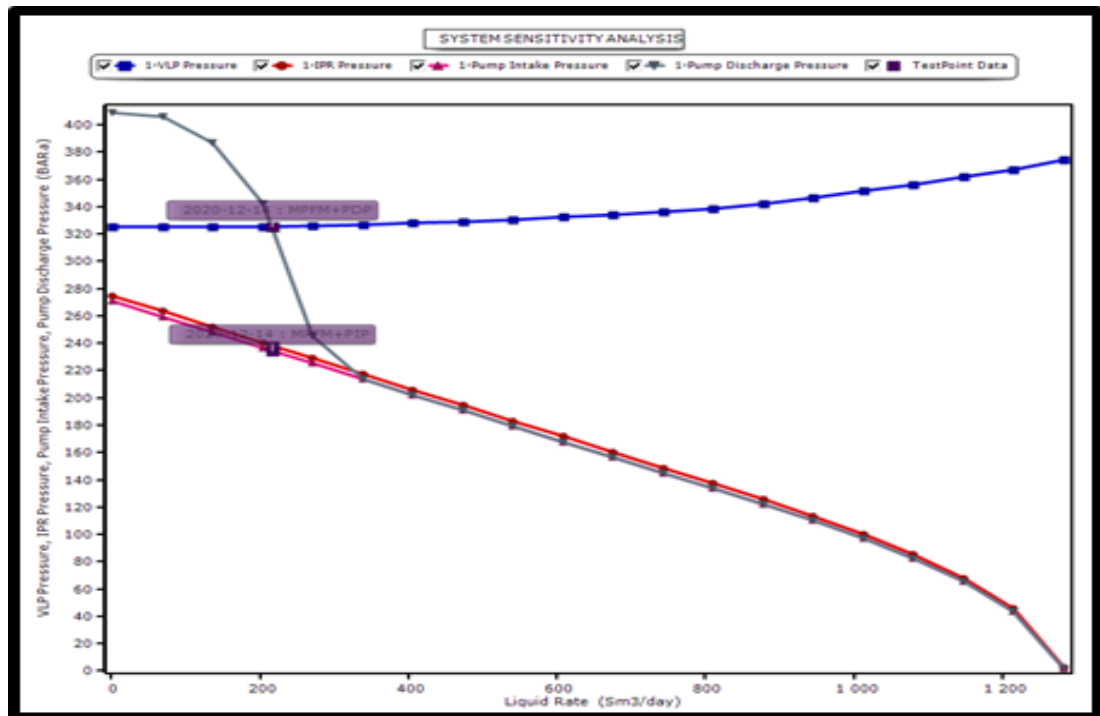



Figure III.18 Well-F performance avec et sans l'ESP.

Input Data			Downhole Data		
Tubing Head Pressure	132	BARa	Point	Measured Depth (m)	Pressure (BARa)
Liquid Rate	218	Sm ³ /day	1	2705	234
Water Cut	7	percent	2	2705	325
Produced GOR	112	Sm ³ /Sm ³	3		
Static Bottom Hole Pressure (Pres)	275	BARa	4		
Pump Depth (Measured)	2705	m	5		
Operating Frequency	60	Hertz	6		
Length Of Cable	2900	m	7		
Gas Separator Method	Enter Separator Efficiency		8		
Gas Separation Efficiency	80	percent	9		
Number Of Stages	212		10		
Pump Wear Factor	0	fraction	11		
Surface Data			Correlation		
Current		amps	Petroleum Experts 2		
Surface Voltage		Volts			
Power		hp			
Equipment					
Select Pump	* NOVOMET NH(1500-2500)H 103.124 mm (1020-1852 RB/day)				
Select Motor	Novomet N460AM100-2280V-SGL 84.484HP 1900V 26.5A				
Select Cable	#1 Copper 0.26 (Volts/1000ft) 115 (amps) max				
Allow Tapered ESP	No				
Motor Temperature Method	Original Method				

Figure III.19 ESP desing pour Well-F .



**CHAPITRE 04 :
L'ETUDE DE
COLLECTEUR
DU CHAMP
RERN POUR
OPTIMISER LA
PRODUCTION.**

IV.1. Flow assurance:

Flow assurance est un nouveau terme dans l'industrie pétrolière et gazière, qui a vu le jour dans les années 1990 et qui a été inventé par Petrobras. L'étude de flow assurance comprend une approche rentable pour produire et transporter les fluides du réservoir à une installation de traitement. Pendant la production et le transport du pétrole brut, les propriétés des fluides et les conditions d'exploitation doivent être surveillées. Le défi consiste à prévenir la formation et le dépôt de solides indésirables (e.g. hydrates, wax, sand, scales, emulsions, slugging & asphaltènes) avec la température et la pression requises.

Dans une phrase : l'assurance du débit est le processus par lequel la production de carburant est garantie par la minimisation des restrictions sur le débit de carburant physique. [17]

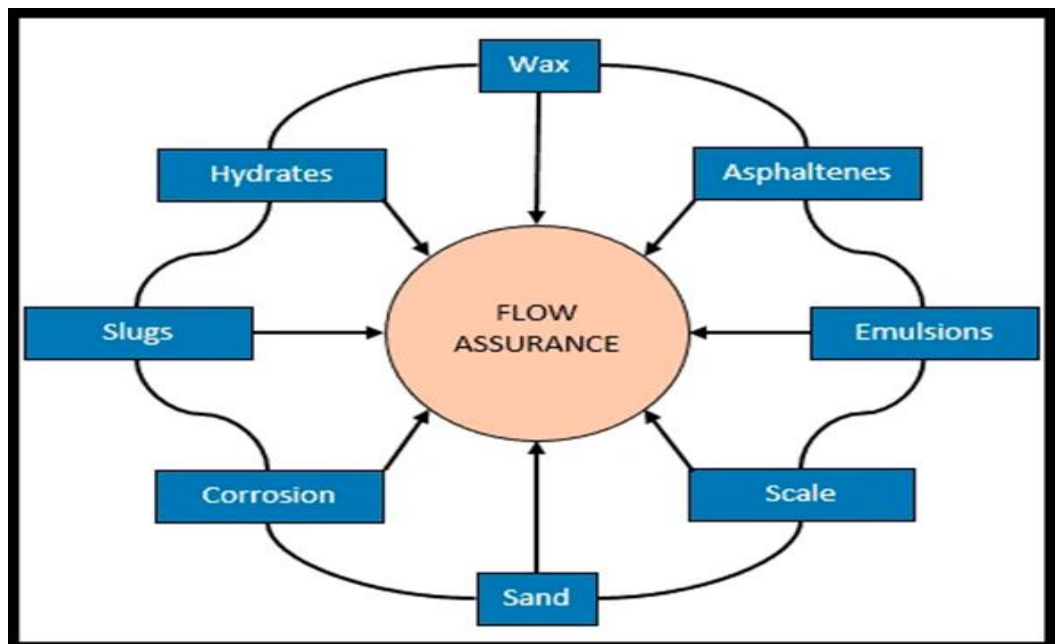


Figure IV.1 Les problèmes de flow assurance . [17]

IV.2. Transport multiphasique :

Dans tout système de transport multiphasique, les phases liquides et gazeuses ne sont pas censées se déplacer de façon homogène et à la même vitesse à l'intérieur des lignes en raison de leurs propriétés intrinsèquement différentes (principalement la densité et la viscosité) et de la topographie des pipelines. Les phases gazeuses et liquides peuvent être réparties à l'intérieur de la conduite selon différents schémas d'écoulement (appelés régimes d'écoulement). [17]

IV.3. régimes d'écoulement :

Parmi les régimes d'écoulements les suivantes :

IV.3.1.Stratified Flow:

Le débit de liquide et de gaz se sépare principalement par gravité, ce qui fait que le liquide reste au fond de la conduite pendant que le gaz s'écoule au-dessus. À basse vitesse de gaz, la surface du liquide est lisse. L'écoulement stratifié n'existe que pour certains angles d'inclinaison. Il n'existe pas dans les tuyaux dont l'inclinaison est supérieure à un degré. La plupart des tuyaux inclinés vers le bas sont en écoulement stratifié, et de nombreux tuyaux horizontaux de grand diamètre sont en écoulement stratifié. [17]

IV.3.2. Annular Flow:

Une partie du liquide s'écoule sous forme de film autour de la circonférence du tuyau, tandis que le gaz (et quelques gouttelettes entraînées) s'écoule au centre du tuyau. Le flux annulaire existe pour tous les angles d'inclinaison. [17]

IV.3.3. Dispersed Flow :

Le flux peut être soit un mélange de petite bulle de gaz dans le liquide (flux de bulle) ou de gouttelettes de liquide dans le gaz (flux de brume). Le flux est généralement stable avec peu d'oscillations et il se produit à tous les angles d'inclinaison. [17]

IV.3.4.Slug flow :

Le débit de liquide et de gaz est presque en alternance, dans des conditions très instables. Le débit de limace peut se produire sous différentes formes.

Léthargie provoquée par le relief : Elle est causée par l'accumulation et la poussée périodique de liquide le long du pipeline. Ce type de limace est commun aux minima locaux du réseau de canalisations. Lorsque le liquide s'accumule, la pression commence à monter en amont du point d'accumulation. Lorsque la pression s'accumule suffisamment, le liquide accumulé est rincé, entraînant une limace. Lorsque le liquide est poussé hors du minimum, la pression chute, le liquide recommence à s'accumuler et le cycle continue.

Léthargie hydrodynamique : Elle est causée par des différences dans les vitesses des phases gazeuses et liquides dans un écoulement biphasé. Lorsque la vitesse relative entre les deux phases est suffisamment grande, des ondes peuvent se former à la surface du liquide. Lorsque les amplitudes de ces ondes deviennent suffisamment grandes, elles peuvent combler le diamètre du tuyau, ce qui entraîne des limaces liquides.

Léthargie induite par l'exploitation : Elle est causée par des conditions d'exploitation transitoires telles que les opérations de refoulement, de démarrage, d'accélération et de raclage. L'évolution dynamique des conditions d'exploitation entraînera une modification des vitesses réelles (gaz et liquide) et de la distribution de la phase dans le pipeline, générant des bouchons et des surtensions liquides. [17]

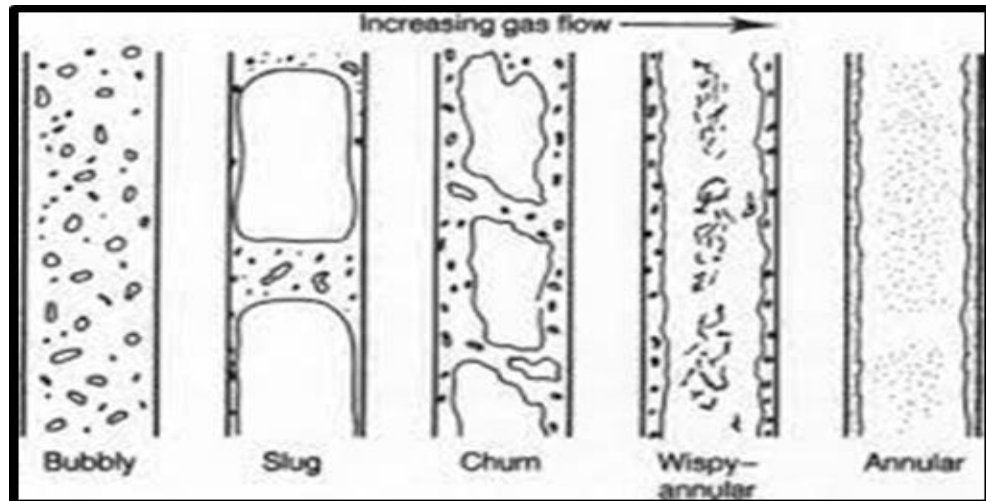


Figure IV.2 Les régimes d'écoulement. [17]

IV.4. Ligne du champ RERN :

La production des puits RERN s'écoule vers le manifold RERN puis vers le manifold RAR et est collectée avec la production de RAR 2 puis s'écoule vers CTH, le diamètre de cette ligne est de 8" avec 41 km de longueur, le profil géométrique de cette ligne est caractérisé par les inclinaisons. La production réelle de RERN est un effluent multiphasique (gaz et liquide) environ 1600 bbl/jour et il est inférieur à la première estimation de la production sur le terrain, la capacité de ligne est élevée par rapport cette production. [18]

Le faible débit, la différence de vitesse entre le liquide et le gaz, le profil géométrique de la ligne et la grande capacité de la ligne crée un environnement favorable pour un régime d'écoulement des slugs, ces régimes causent deux problèmes majeurs :

1. Au niveau du séparateur;
2. Au niveau de la ligne.

Lorsque nous avons une production par bouchons donc le débit est perturbé c'est à dire parfois nous recevons un volume supérieur à la capacité du séparateur donc automatiquement le système de sécurité du séparateur ferme la vanne d'entrée, avec cette

fermeture la pression de la ligne augmente ce qui conduit à la fermeture des puits RERN et RAR 2 (Back pressure).

- Pour résoudre les problèmes une pompe multiphasique (MPP) installée au niveau de l'entrée de manifold RAR.

Le profil géométrique de cette ligne et l'écoulement des slugs créent des points favorables où la stagnation liquide, la stagnation du liquide dans les points bas de la ligne conduit à la corrosion (présence de CO₂, H₂O), donc des fuites se sont produites dans la ligne, avec le temps la ligne est devenue fragile.

Pour résoudre ces problèmes :

1. Augmentation de la production par de nouveaux puits
2. Remplacer la ligne par une nouvelle

Pour prouver la présence de limaces dans la ligne, nous faisons une étude d'assurance de flux en utilisant le logiciel OLGA, puis nous l'avons utilisé pour résoudre le problème.

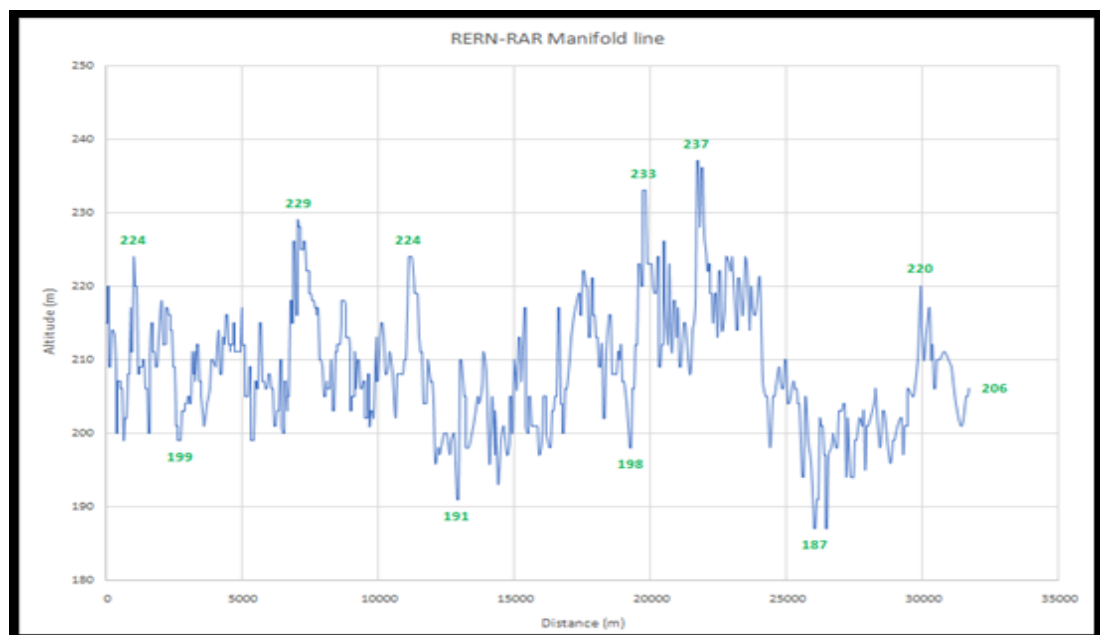


Figure IV.3 Le profil géométrique de ligne (RERN-RAR) .[18]

IV.5. Logiciel d'OLGA :

OLGA est un outil de modélisation pour le transport du pétrole, du gaz naturel et de l'eau dans le même pipeline, ce qu'on appelle le transport multiphase. Le principal défi avec le flux de fluide multiphase est la formation de bouchons (bouchons d'huile et d'eau) dans les pipelines, ce qui cause de gros problèmes à l'extrémité de réception à la plate-forme ou à l'usine terrestre.

Cet outil de modélisation permet de calculer le débit de fluide et d'amener en toute sécurité le débit vers la destination de réception à terre, sur une plateforme ou un navire de production à travers les tuyaux.

La simulation transitoire avec le simulateur OLGA offre une dimension supplémentaire aux analyses d'état stable en prédisant la dynamique du système, comme les variations temporelles des débits, des compositions des fluides, de la température, des dépôts solides et des changements opérationnels.

Les données nécessaires que nous devons entrer dans OLGA sont : profil altimétrique du pipeline, diamètres, rugosité, débits du puits, GOR, WC, pression d'arrivée. [18]

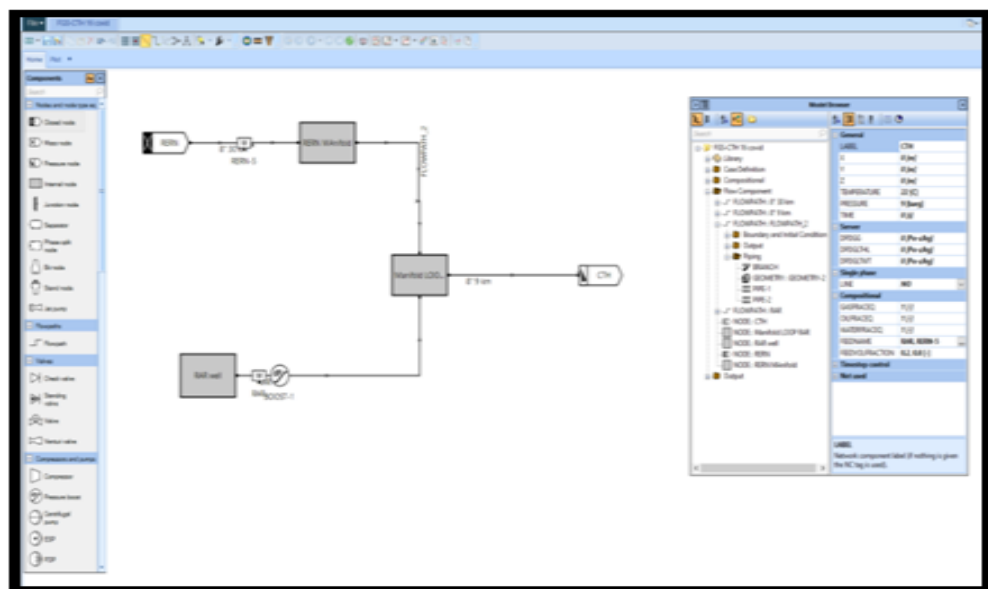


Figure IV.4 L'interface du logiciel OLGA .

IV.6.Simulation pour confirmer la présence des slugs :

Une étude d'assurance du débit a été réalisée sur l'OLGA. Pour les données suivantes :

1. Longueur de pipeline = 30 km
2. Diameter = 8"
3. Arrival pressure 24 barg
4. Flowrate=1.600 bbl/day
5. Black oil model
6. GOR 120 Sm³/Sm³
7. WC 20% []

□ Il a été analysé le comportement du pipeline pour un laps de temps égal à 48 heures.

- Dans la fig. 4 il y a la pression en aval au manifold RERN égale à 72-68 bar.

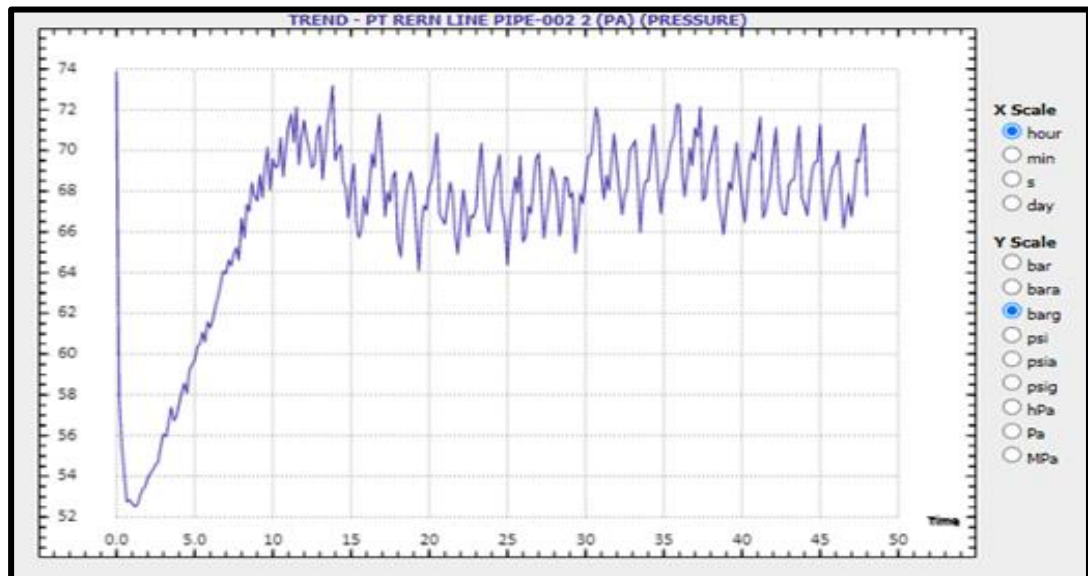


Figure IV.5 Le trend de presion au manifold RERN avec 8".

- Sur la figure 5, il y a le Holdup Up calculé dans la dernière section du pipeline avant l'arrivée au collecteur RAR.

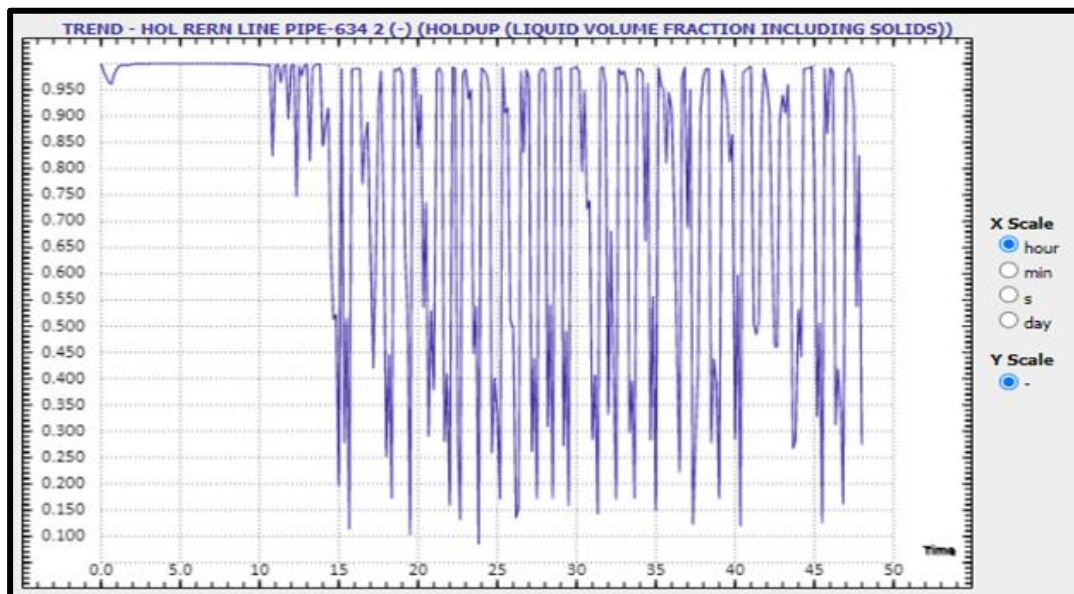


Figure IV.6 Les Holdup au manifold RAR avec 8".

- Comme le montre la figure 5, la présence des slugs est confirmée.

IV.7.Courbe d'exploitation du pipeline :

Afin d'évaluer le mécanisme des pertes de charge dominant du pipeline principal (gravitationnel or frictional), différents débits ont été simulés, les résultats sont les suivants :

Tableau IV.1. La variation des pertes de charge avec le débit.

Q (boed)	dp _{total} (barg)	dp _{gravity} (barg)	dp _{friction} (barg)
300	50	49	1
500	49	47.5	1.5
700	48	46	2
900	47	44.5	2.5
1 200	45.5	42.5	3
1 600	44	40	4
2 000	43	37.5	5.5
2 500	42	35	7.5
3 500	41	30	11
5 000	41	22	17
6 500	45.5	18.6	25.5
8 000	52	16	36
10 000	61	13	48

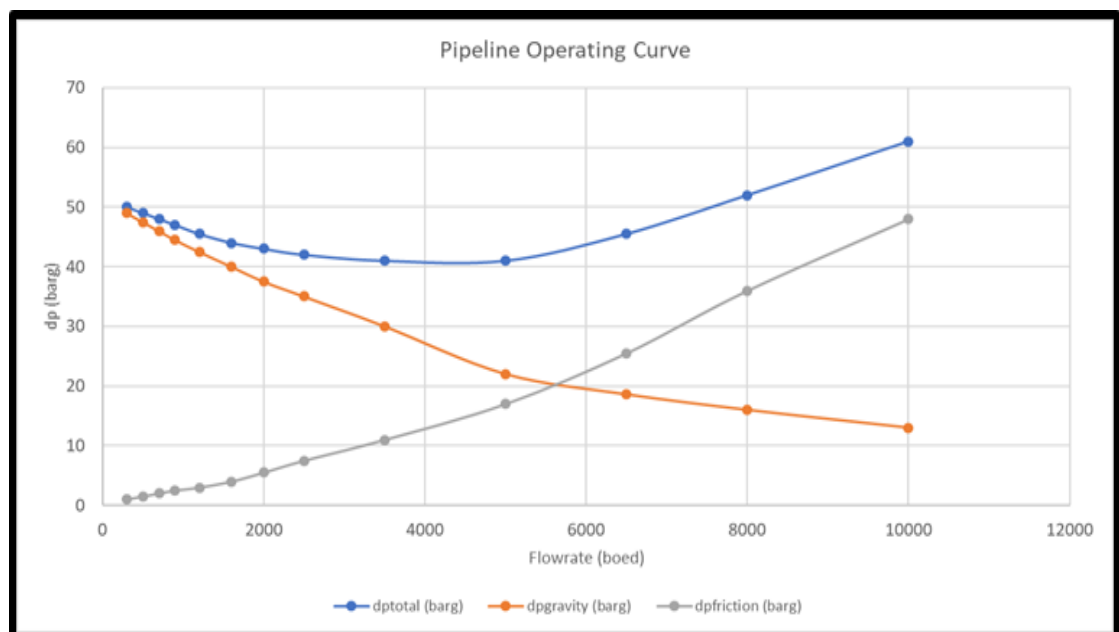


Figure IV.7 Pipe line operating curve.

- La simulation montre que si l'on considère que le débit est égal à 1600 bbl/jour de pipelines, ceux-ci seront toujours en mode de perte de charge dominée par la gravité.

IV.8. Résolution de problèmes :

- Pour résoudre le problème lié aux bouchons, on devait réduire le diamètre du pipeline.
- Le comportement du pipeline a été évalué avec les nouveaux diamètres suivants :
 1. Case1 -> 6" (cas d'étude)
 2. Case2 -> 5"
 3. Case3 -> 4" (cas d'étude)
- Comme le montre la figure ci-dessous, notre système est dominé par la gravité et nous pourrions réduire le diamètre des bouchons ainsi que les pertes de pression dans le pipeline.

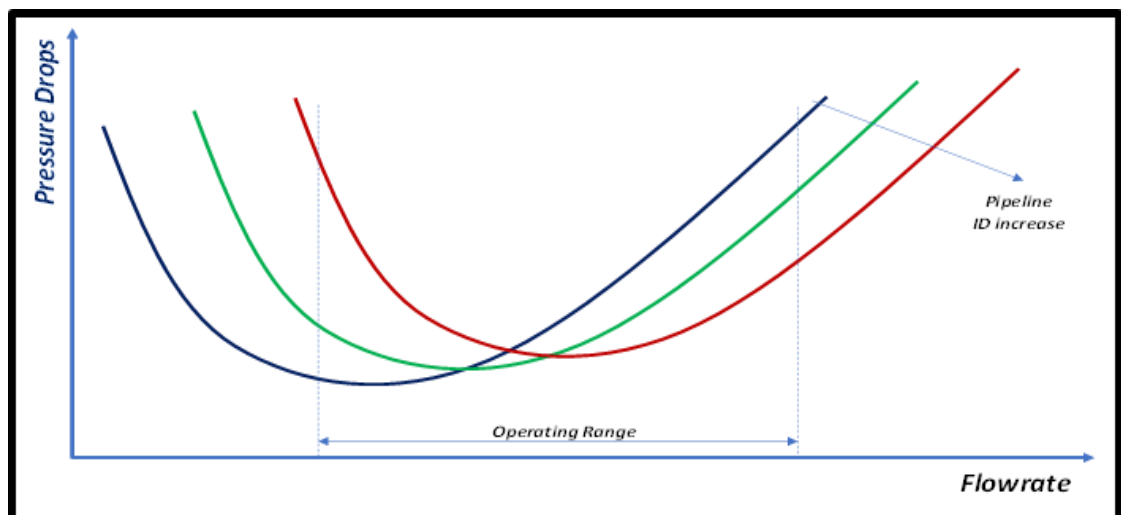


Figure IV.8. Variation des pertes de charge en fonction de débit.

De cette façon, les puits RERN auront une contre-pression plus faible et cela peut aider à étendre leurs profils de production.

IV.9. Simulation pour la résolution des problèmes :

IV.9.1. Troubleshooting cas-1:

Avec un diamètre de 6", nous avons :

- Aucun impact sur les slugs à l'arrivée dans le collecteur RAR.

- Pertes de pression réduites : -3 bars.
- Nouvelle pression au manifold RERN égale à 66 bar.

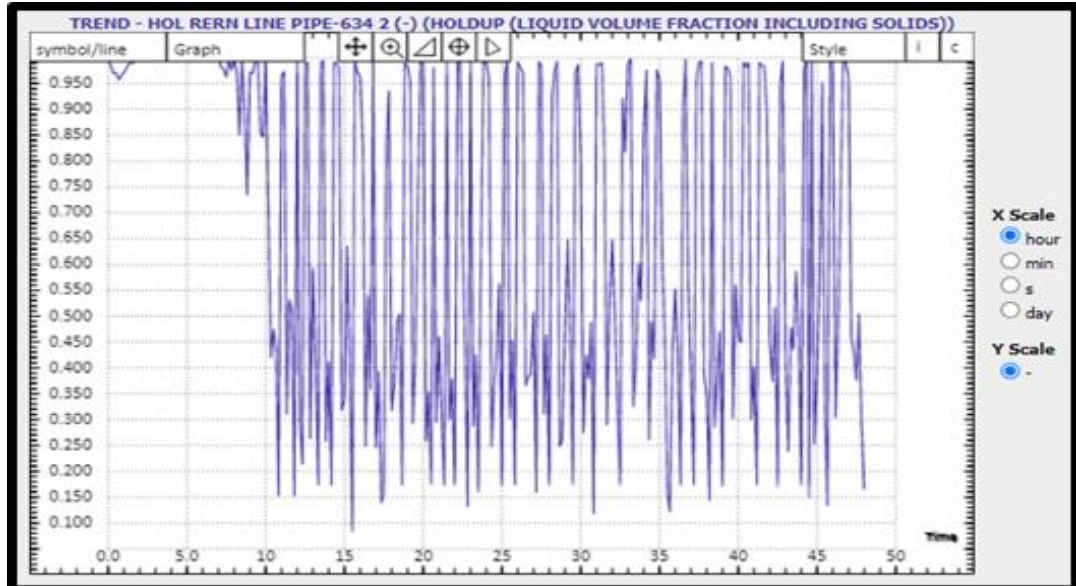


Figure IV.9 Le trend de pression au manifold RERN avec 6".

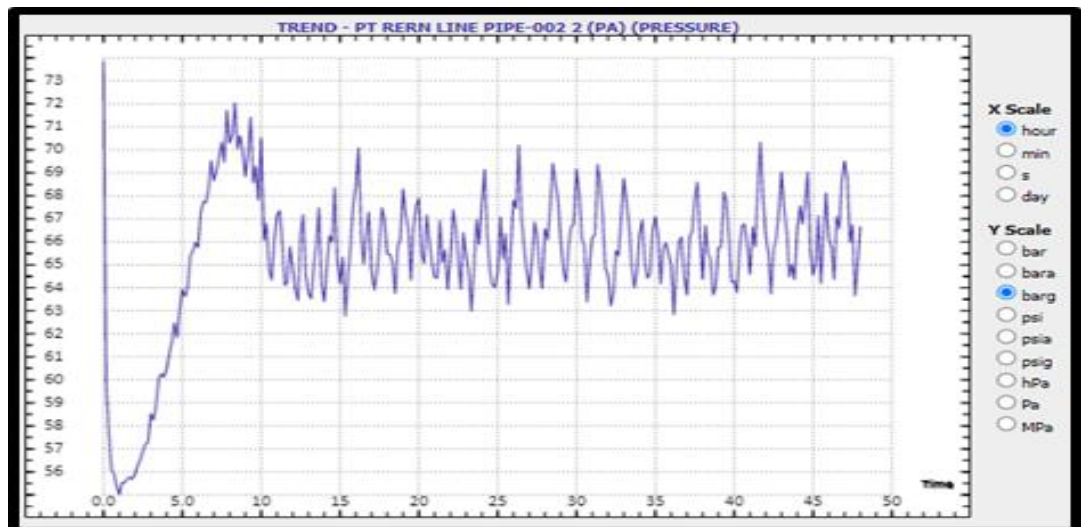


Figure IV.10. Les Holdup au manifold RAR avec 6".

IV.9.2. Troubleshooting cas-2:

Avec un diamètre de 4", nous avons :

- Faible volume de limaces à l'arrivée du manifold RAR
- Aucun impact sur les pertes de charge (71 barg)
- Aucun slugs au niveau de manifold RAR



Figure IV.11 Les Holdup au manifold RAR avec 4".

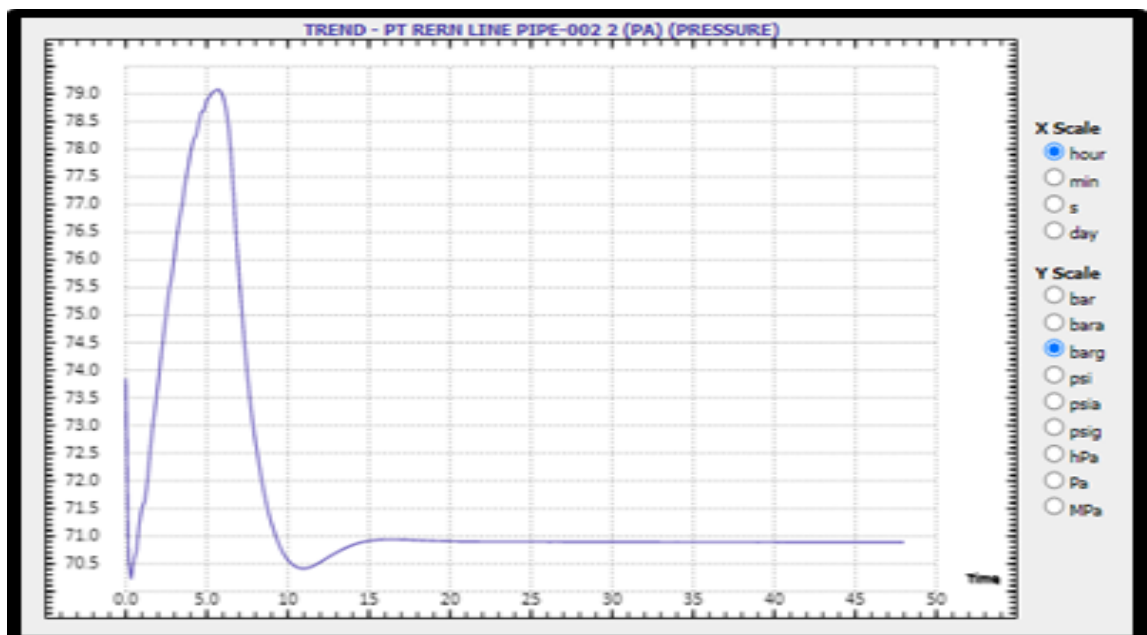


Figure IV.12 Trend de pression au manifold RERN avec 4".

IV.10. Simulation avec nouvelle estimation de production avec 6" :

Avec un diamètre de 6" et 3000bbl/jour, nous avons :

- Pas des slugs à l'arrivée du manifold RAR.
- Pression au niveau du manifold RERN (64 bars).
- Toujours 24 bars au collecteur RAR.

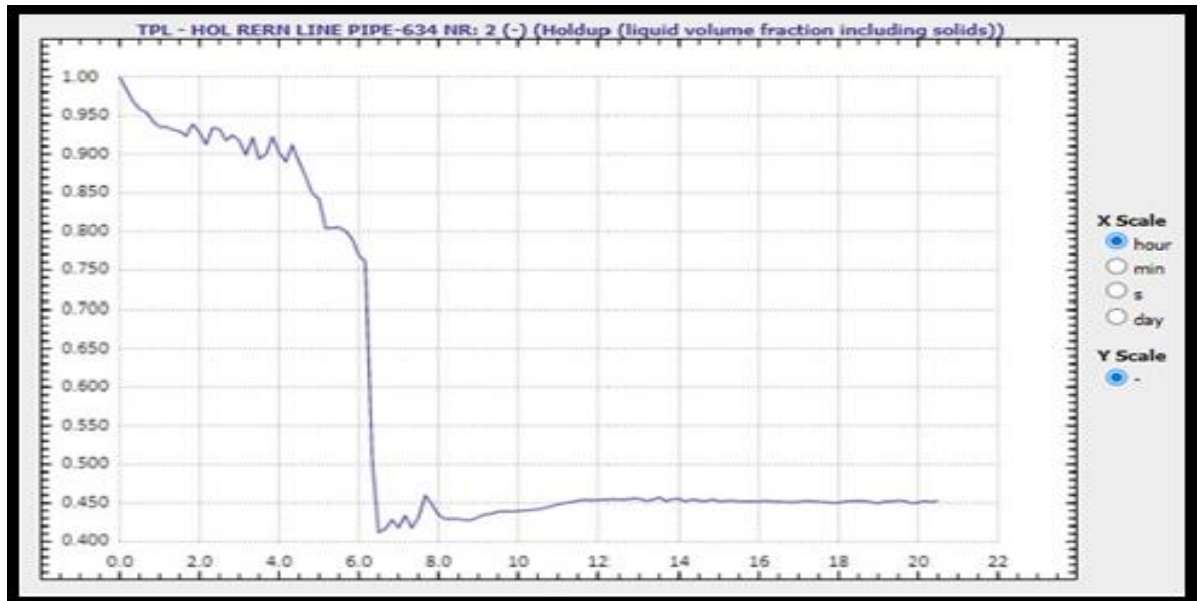


Figure IV.13 Les holdup au manifold RAR avec 6" et 3000bbl/jour

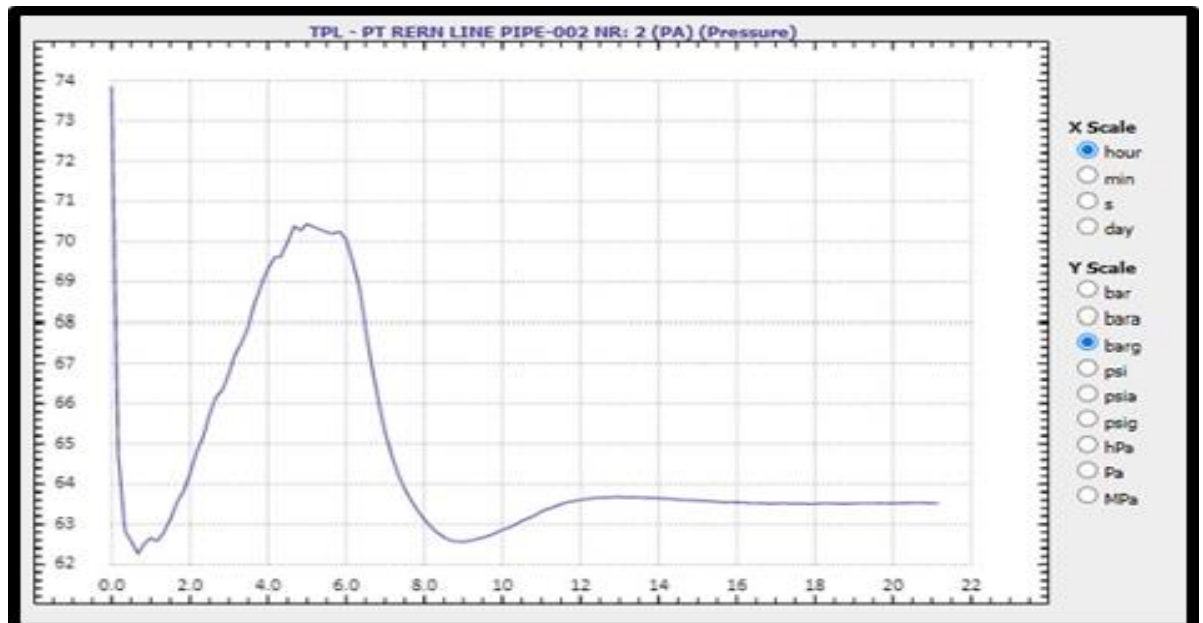


Figure IV.14 Trend de pression au manifold RERN avec 6" et 3000bbl/jour.



**CONCLUSION
&
RECOMENDATION**

Conclusion :

D'après cette étude et les résultats de simulation on peut conclure ce qui suit :

- ❑ L'utilisation du logiciel PROSPER nous permettant de déterminer les performances du puits et de faire un design de système artificial lift.
- ❑ Well-D est un puits producteur d'huile équipé d'une pompe ESP afin d'aider le puits à produire même à des valeurs de WC élevées dans le futur.
- ❑ Des lignes d'injection d'eau de dilution ont été installées afin de remédier au problème des dépôts de sels (problème fréquent à Well-D d'après l'historique du puits).
- ❑ Le champ RERN était connu par la production par bouchons (présence de slugs) ce qui a causé des problèmes au niveau séparateur CTH ainsi plusieurs fuites dues à la fragilisation de la ligne RERN-CTH suite à la stagnation de liquide qui provoque la corrosion avec le temps.
- ❑ Les pertes de charge gravitationnelle sont les pertes dominantes dans un écoulement d'effluent de faible débit dans une conduite avec un grand diamètre par contre dans ce cas les pertes de charge frictionnelle sont faible.
- ❑ Les pertes de charge frictionnelle sont dominantes dans un écoulement d'effluents de débit important dans une conduite avec un diamètre faible par contre les pertes de charge gravitationnelle sont faible.

Recommandation :

Nous recommandons l'utilisation :

- ❑ Des pompes ESP pour chaque puits foré dans le champ de RERN.
- ❑ Une complétion dotée de control lines afin d'assurer l'injection d'eau au fond du puits et Ce pour chaque puits produisant à partir le niveau TAGI.
- ❑ D'un diamètre de ligne RERN-CTH réduit si on a un débit faible pour minimiser les pertes de charge gravitationnelles et éviter la stagnation de liquide.

Références et bibliographie :

- [1]. Roy FLESHMAN, « Artificial lift for high volume production », spring 1999.
- [2]. Mokhtar AYEB, (Artificial lift), Avril 2018
- [3]. Khaled FEKI, (Artificial lift methods), 2020.
- [4]. Khaled FEKI, (well performance et nodal analysis), 2018.
- [5]. Article (high rate artificial lift), Joe Dunn Clegg, 1986.
- [6]. THE IMPORTANCE OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS (ESPs) IN MAXIMIZING OIL RECOVERY, July 2012.
- [7]. Mémoire de Master, (ARTIFICIAL LIFT: ESP WELL ON BRN FIELD (CASE STUDY OF SFNE 13 OIL WELL)), université de Kasdi merbah ouargla 12/06/2019.
- [8]. Mémoire de master, (Etude de la récupération assistée par des pompes immergées (ESP) et sucker-rod dans le champ du BRN), université de kasdi merbah ouargla, 2021.
- [9]. Etude de la récupération assistée par des pompes immergées (ESP) et sucker-rod dans le champ du BRN
- [10]. Baker Hughes, Transcoil rigless-deployed ESP system 2022.
- [11]. William Lyons, Handbook of petroleum & natural gas engineering, volume 2, 1996.
- [12]. Groupement Sonatrach ENI (GSE) technical documents.
- [13]. Plan De Développement du Champ de Rhourde Er Rouni Nord (RERN), Groupement Sonatrach ENI, Octobre 2020.
- [14]. Sabrina BOURRAI, Situation Actuelle du puits Well-D avec la pompe multiphasique MPP Bonatti, BRN, Le 18/02/2018.
- [15]. Mémoire de master, (L'utilisation de l'analyse nodale pour le choix des puits candidats au traitement matriciel), université de kasdi merbah ouargla , 2013.
- [16]. Documents de réseaux des puits de RERN.
- [17]. RERN line GSE technical documents.
- [18]. Transport des hydrocarbures dans les pipelines, université de canada, Aout 2013.

