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

N° Série: ……. /2020

Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des hydrocarbures energies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Académique

Présenté Par :

BOURENANE mohamed elamine, BOUKHALFA Abd elouahab

-THEME-

Production activée par jet pump (Puits omj661)

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :

Rapporteur : Mr. SID ROUHOU H Med Docteur Univ. Ouargla

Examinateurs :

Remerciements

Tout d'abord à Dieu qui nous a donné la force

Pour terminer ce modeste travail.

*Toutes nos infinies gratitudes à notre promoteur, '**SID ROUHOU H MED**' pour son encadrement et ses aides précieuses.*

Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du

Département : Production des hydrocarbures.

Nos remerciements s'adressent aussi, à tous les travailleurs Engineering et Production .

Enfin nous remercions nos parents et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respects.

Abd elouahab &Mohamed

Dédicace

À mes parents qui m'ont donné leur soutien

Sans faille depuis toujours. Le plus beau résultat au

Cours de mes années d'étude a été obtenu grâce à

Eux ; leur contribution secrète à tous mes succès a

Été la plus essentielle.

À Mes frères.
À mes sœurs.
A me collègue de mémoire : boukhalfa abd elouahab

A tous mes amis et particulièrement mes amies intimes : Youcef Hocine, Salim , Fouzi , Nacer.Hakim,Choaib,Salah Oussama,Saber ,Ayoub.
Finalement à toutes les personnes qui connaissent et aiment Mohamed.

Mohamed

Dédicace

À mes parents qui m'ont donné leur soutien

Sans faille depuis toujours. Le plus beau résultat au

Cours de mes années d'étude a été obtenu grâce à

Eux ; leur contribution secrète à tous mes succès a

Été la plus essentielle.

À Mes frères.
À mes sœurs.
A me collègue de mémoire : Bourenane Mohamed Elamine

A tous mes amis et particulièrement mes amies intimes :belkacem Omar ,Ayoub, kamel khaled, abdelhadi said, imad,mehdi, youcef, fateh, Saber, Djaber

Finalement à toutes les personnes qui connaissent et aiment OUAHAB

Abdelouahab

Liste des tableaux

Tableaux **page**

Tableau I.1 : comparaison entre les différentes méthodes d'activation **07**

Tableau I.2 : Les critères technique qui influent sur le choix des systèmes de levage artificiel **08**

Tableau II.1 : Les spécifications des récipients. **16**

Tableau II.2 : Les spécifications des unités de surface. **16**

Tableau II.3 : L'état des vannes pour la circulation de fluide standard et inverse **25**

Tableau III.1: Les paramètres qui définit le fonctionnement de jet pump **32**

Tableau III.2: Les pertes d'énergie dans le jet pump. **33**

Tableau IV.1 : Les données DST. **44**

Tableau IV.2 : Les données de PVT. **45**

Tableau IV.3 : Les résultats de dernier jaugeage réalisé sur le puits OMJ661. **45**

Tableau IV.4 : Les données d'entrées de puits OMJ661 dans le PROSPER. **49**

Tableau IV.5 : Les résultats de design du Jet Pump par logiciel PROSPER. **50**

Tableau IV.6 : Les coefficients des pertes dans la pompe. **52**

Tableau IV.7 : différence entre cout d'achat et cout de location **56**

Liste des figures

Figures : **page**

Figure I.1 : le rôle de levage artificiel pour réalise l'intersection entre IPR et TCP. **04**

Figure I.2 : Classification opérationnelle des méthodes de LEVAGE ARTIFICIEL **05**

Figure I.3 : Classification des méthodes d'activation par source d'énergie **05**

Figure I.4 : Classification des méthodes d'activation par le débit produit. **06**

Figure II.1 : Schéma de fonctionnement de système de pompage hydraulique. **10**

Figure II.2 : Manifold pour plusieurs puits. et La pompe triplex de surface. **14**

Figure II.3 : Cyclone nettoyeur. **15**

Figure II.4 : Schéma des modèles d'installation de surface dans des positions disponibles. **17**

Figure II.5 : Installation de débitmètre. **18**

Figure II.6 : Les principaux accessoires d'installation de surface. **19**

Figure II.7: L'installation de surface de modèle Single Skid. **20**

Figure II.8 : Configuration de la buse et de la gorge. **21**

Figure II.9 : Configuration de Jet Pump. **21**

Figure II.10 : Procédure d'installation Jet Pump libre **22**

Figure II.11 : Complétion à Jet Pump libre. **23**

Figure II.12 : Les équipements de fond de Jet Pump libre**.** **24**

Figure II.13 : Les types de Blanking tools. **24**

Figure II.14 : Tête de de pompage libre. **25**

Figure II.15 : les types de Jet Pump de wireline. **26**

Figure II.16 : Jet Pump de coild tubing. **27**

Figure III.1 : Fonctionnement de jet pump **31**

Figure III.2 : Efficacité de la pompe avec variation des pertes de charge à l'entrée de la gorge **34**

Figure III.3 : Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes **Kn** **34**

Figure III.4 : Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes **K_th** **35**

Figure III.5 : Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes **K_di** **35**

Figure III.6 : Efficacité de Jet avec variation de rapport de densité S. **36**

Figure III.7 : Efficacité de Jet avec variation de la pression d'injection de fluide de puissance. **37**

Figure III.8 : Efficacités de la pompe pour le rapport de surface de -Buse-Gorge. **38**

Figure III.9 : Le rapport de volume produit en fonction de variation de rapport de surface R de la pompe. **39**

Figure III.10 : Représentation le phénomène de Cavitation. **40**

Figure IV.1 : Position de puits OMJ661. **43**

Figure IV.2: La courbe de l IPR de OMJ661. **46**

Figure IV.3 : Point de fonctionnement IPR/VLP de OMJ661 d'après les données DST. **47**

Figure IV.4 : Point de fonctionnement IPR/VLP de OMJ661 d'après le dernier jaugeage. **48**

Figure IV.5 : Courbe de performance du Jet Pump. **53**

Figure IV.6 : Particularité de la tête de puits **54**

Figure IV.7 : L'installation de surface de système Hydraulique Jet Lifting. **55**

Figure IV.8 : Schéma d'écoulement Jet Lifting. **56**

Liste des Abréviations

Abréviation	Signification
API	American Petroleum Institute
BHA	Bottom Hole Assembly
JP BHA	Jet Pump Bottom Hole Assembly
ESP	Electrical Submersible Pump
PCP	Progressive Cavity Pump
PLS	Plunger Lift System
RLS	Rod Lift System
GLS	Gas Lift System
HLS	Hydraulic Lift System
OPF	Open Power Fluid
CPF	Closed Power fluid
PU	Power Unit
VCU	Vessel Cleaning Unit
PRV	Pressure Relief Valve
DST	Drill Steam Test
BBK	Bir Berkine
MFD	Manifold
CPF	Centre Production Facility
PROSPER	Production and Systems Performance
TPC	Tubing Performance Curves
IPR	Inflow Performance Relationship

Liste des symbols

Symbol	Signification	Unité
At	Surface de gorge.	**in²**
An	Surface de buse.	**in²**
As	Surface annulaire de passage de fluide de réservoirs.	**in²**
B0	Facteur volumétrique du fond.	**bbl/STB**
d	Densité de fluide.	**-**
D	Diamètre de gorge.	**in**
EF	Efficacité d'écoulement.	**-**
E	Energie.	**ft**
f	Coefficient de friction	**lbf/s**
g	Accélération de la gravité.	**s/m2**
GOR	Rapport débit de gaz sur débit d'huile.	**m3/m3**
h	Epaisseur de réservoir.	**ft**
IP	Indice de productivité.	**-**
K0	Perméabilité effective à l'huile.	**md**
L	Longueur de gorge.	**in**
M	Rapport de pression dans la pompe	**-**
N	Rapport de débit du fluide de réservoir sur le débit de fluide	**-**
	de puissance.	**-**
n	Rendement de la pompe	**-**
Psa	Pression statique à l'entrée de gorge.	**lb/in²**
Pa	Pression statique à l'entrée de gorge	**lb/in²**
Pns	Pression statique de fluide dans la buse.	**lb/in²**
Pfl	L'énergie perdue par le frottement.	**lb/in²**
Psd	Pression statique de refoulement.	**lb/in²**
Ps	Pression totale d'aspiration.	**lb/in²**
Pn	Pression Total de buse.	**lb/in²**
Pd	Pression totale de refoulement.	**lb/in²**
Pb	Pression de bulle.	**lb/in²**

Sommaire

Contenue	page
Remerciement	**I**
Dédicace	**II**
Liste des Tableaux	**III**
Liste des figures	**IV**
Liste des abréviations	**V**
Liste des symboles	**VI**
Introduction générale	**01**

Chapitre I : les systèmes d'artificiel lift.

I.1. Introduction	**03**
I.2. Condition d'ERUPTIVITE d'un puits	**03**
I.3. Objectif de LEVAGE ARTIFICIEL	**04**
I.4. Les différents systèmes de LEVAGE ARTIFICIEL	**04**
I.5. les critère de Sélection d'un mode d'ACTIVATION	**08**

Chapitre II : Généralité sur le système hydraulique Jet Pump.

II.1. Introduction	**10**
II.2. Les Applications, les avantages et les limitations :	**11**
II.3. L'installation du Système Hydraulique de Jet Pump :	**13**
II.4. Fluide de puissance	**27**

Chapitre III : Fonctionnement et performance du Jet pump.

III.1. Fonctionnement de Jet Pump	**30**
III.2. L'efficacité de Jet Pump	**31**
III.3. La performance de Jet Pump	**33**

III.4. Phénomène de Cavitation **39**

Chapitre IV : L'application de l'étude

IV.1. Présentation du logiciel d'analyse nodale PROSPER **41**

IV.2. Etude du puits OMJ 661 **43**

IV.3. Complétion **43**

IV.4. Historique du puits OMJ661 **44**

IV.5. Présentation du problème du puits OMJ661 **44**

IV.6. Les données des essais de puits **44**

IV.7. Les données de PVT **45**

IV.8. Les dernières opérations : **45**

IV.9. La performance du puits OMJ661 **46**

IV.10. La nouvelle complétion **49**

IV.11. Procédure de descendre de la complétion 27/8" **50**

IV.12. Design du Jet Pump **50**

IV.13. L'installation des équipements de surface **54**

IV.14. Démarrage de l'opération **55**

IV.15. Etude économique **56**

Conclusion **58**

Recommandation **59**

Bibliographie **60**

Annex

Resumé

Introduction Générale

Introduction générale

Les hydrocarbures constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme de notre époque et des matières premières indispensables aux industries. Ils représentent une ressource stratégique, qui doit être exploitée d'une manière optimale dans les conditions les plus favorables techniquement et économiquement.

De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production et d'assurer sa continuité de façon à satisfaire la demande. Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, ou bien l'optimisation de la production des champs déjà découverts par les méthodes de récupération assistée. En fait, la production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter.

La production activée par levage artificiel joue un rôle plus en plus importants dans la production du pétrole, notamment après l'insuffisance du drainage naturel. Elle est devenue prise en considération dans le début de développement des nombreux champs importants d'huile dans le monde tel que ceux du Hassi Messaoud.

L'analyse des problèmes de production est donc impérative pour optimiser la performance des puits. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface. Ces deux aspects du système de production doivent être intégrés pour déterminer les conditions de production réelles.

Il y en a environ 2 millions de puits de pétrole en opération dans le monde entier. Plus de la moitié des puits utilisent un certain type d'ascenseur et quand le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'au la surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant., alors le manque d'énergie de l'ascenseur naturel devra être rattraper en utilisant une certaine forme de levage artificiel pour répondre aux contraintes de production.

Vu la disponibilité du gaz en quantité suffisantes dans la région, le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Mais cette méthode n'est pas toujours fiable à cause des problèmes rencontrés parce que Le choix du système d'activation dépend des caractéristiques des puits, des considérations financières et l'emplacement des puits.

L'objectif principal de notre travail consiste à mener une étude sur le système hydraulique Jet pump.

On a appliqué ce système sur un puits qui est activé actuellement en gaz lift **(omj661)** mais ce dernier donne des débits faible et instable pour cela on a proposé de le remplacer avec le système hydraulique. A cet égard, on pose les défis suivants :

- Quelles sont les raisons du choix du JET PUMP pour ce puits ?
- Quelles sont ses avantages et ses inconvénients ?
- Quelle est l'efficacité de la pompe sur la performance des puits ?
- Peut-on considérer le JET PUMP comme la meilleure solution parmi les autres techniques ?

Afin de répondre à ces questions, l'étude est organisée comme suit :

- 1er Chapitre : analyse nodale du system de production
- $2^{éme}$Chapitre : système d'artificiel lift.
- $3^{éme}$ Chapitre : Généralité sur le système hydraulique JET PUMP.
- $4^{éme}$ Chapitre : le fonctionnement et la performance de JET PUMP.
- $5^{éme}$Chapitre : l'application d'étude .

Chapitre I

Les systèmes d'artificiel lift

I.1. Introduction :

La production activée par levage artificiel est une méthode utilisée pour abaisser la pression de fond du puits sur la formation afin d'obtenir un taux de production plus élevé du puits. En effet, par exemple, dans nombreux puits l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante entre le puits et le réservoir pour le faire s'écouler dans les installations de surface. De même, dans d'autres puits l'énergie naturelle ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile. Donc il est devenu impératif de prévoir des techniques d'activation de puits pour augmenter le taux de récupération du champ, et la production de puits non ou insuffisamment éruptifs. Ce chapitre passe brièvement en revue chacun des principaux types d'ascenseur artificiel et les comparer avec la pompe jet pour fait le bon choix.[13]

I.2. Condition d'ERUPTIVITE d'un puits :

Un puits est éruptif si sa pression de fond (Pf) en production est inférieure à la pression de gisement (Pg). Il aura un débit d'autant plus important que la différence (Pg-Pf) est grand.

Deux autres paramètres sont fondamentaux :
- La perte de charge dans le tubing, qui est la somme des pertes de charges gravitaires, de frottement et d'accélération des fluides (Pc).
- La pression en tête de puits nécessaire au fonctionnement de l'installation (Ps).

$Pf = Pc + Ps$

Le puits étant éruptif, on fera décroitre Pf en diminuant Ps par ouverture des vannes en tête de puits (la variation de Pc variant peu pour une production plus ou moins stabilisée).

Quand Ps aura atteint sa valeur minimale (ex : point de bulle du fluide géothermal, ou perte de charge de l'installation en surface …), on doit faire appel à des méthode de production artificielles pour diminuer Pc et donc Pf jusqu'à la valeur nécessaire pour amener le débit à la quantité voulue. Pour ce faire ce sont les pertes de charges gravitaires que l'on va diminuer.

Les pertes de charges gravitaires étant proportionnelles à la masse volumique du fluide et La hauteur du puits.

L'activation par pompage revient virtuellement à diminuer la hauteur du puits tandis que le gas-lift réduit la masse volumique équivalente du fluide.

I.3. Objective de levage artificiel:

L'objectif de levage artificiel est de créer une dépression constante ou une pression réduite dans le puits de forage, de manière à permettre au fluide de réservoir à venir dans le puits en continu. Pour ce but, une énergie supplémentaire est ajoutée dans le puits sans être transférée au réservoir.

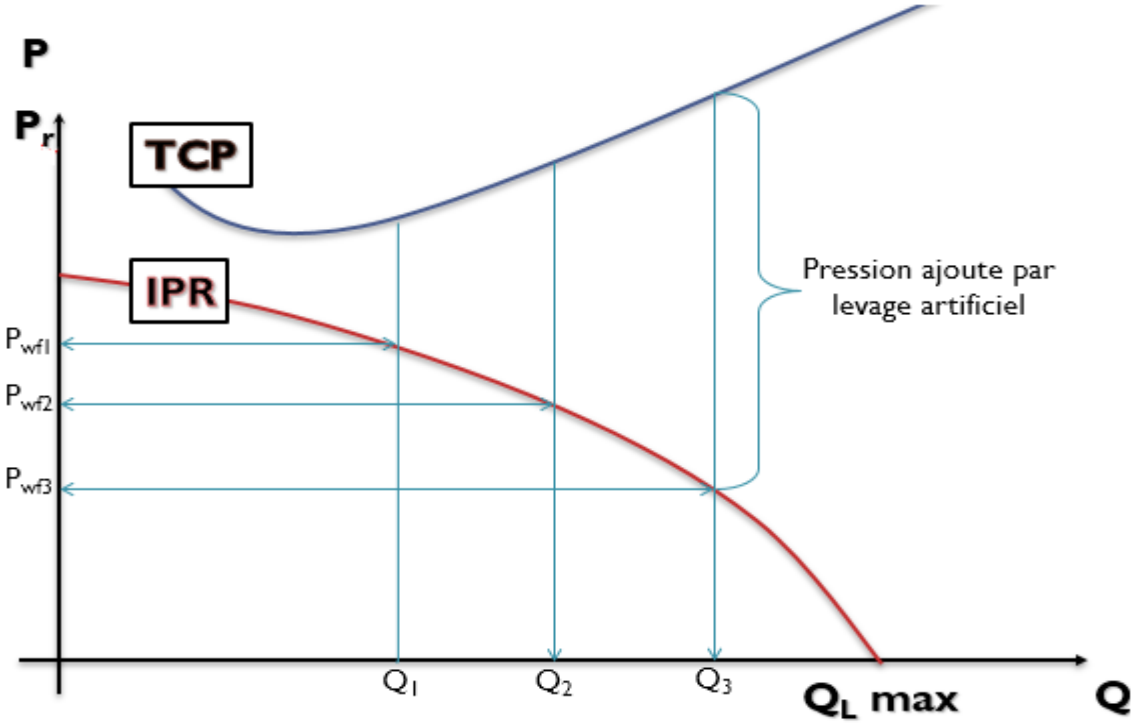


Figure I.1 : le rôle de levage artificiel pour réalise l'intersection entre IPR et TCP.

I.4. Les différents systèmes de LEVAGE ARTIFICIEL :

I.4.1. Classification des systèmes de LEVAGE ARTIFICIEL :

- Procédé assisté par gaz : Gaz lift, plunger lift.
- Procédé assisté par les pompes : Les pompes sont également divisées en deux types :
  - Les pompes dynamiques : Jet pump , electrical submersible pump.
  - Les pompes volumétriques : Plunger lift, rod lift, progressive cavity pump.

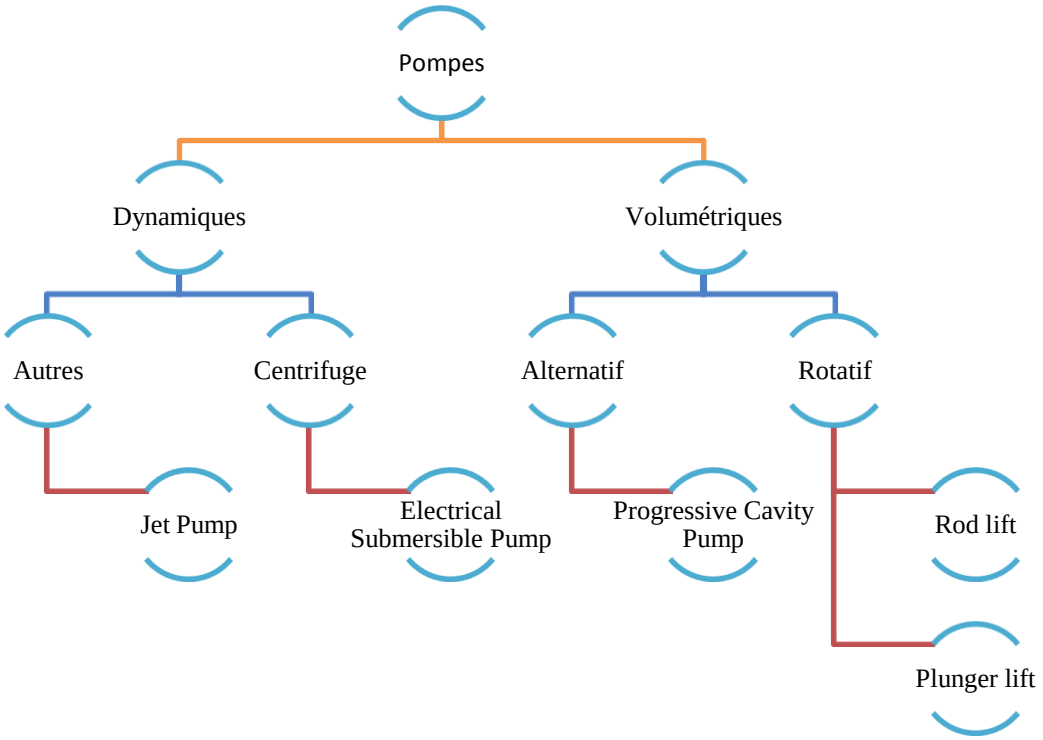


Figure I.2 : Classification opérationnelle des système de LEVAGE ARTIFICIEL.

- ***Par source d'énergie :***

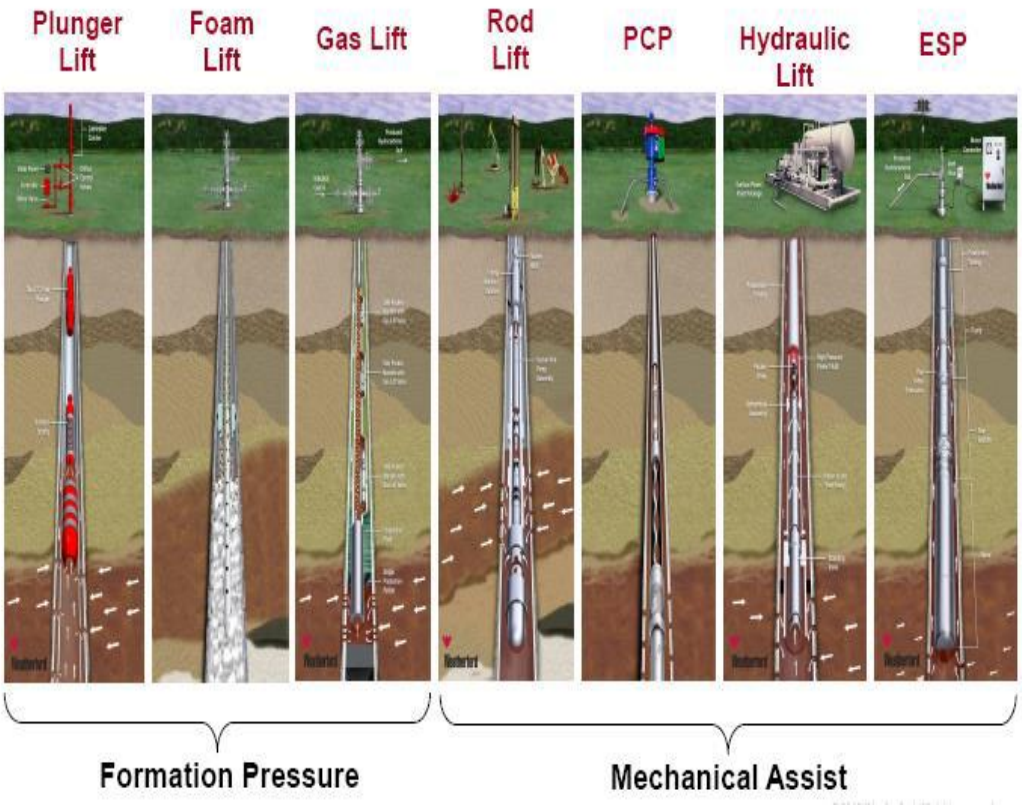


Figure I.3 : Classification des méthodes d'activation par source d'énergie

- ***Par débit produit :***

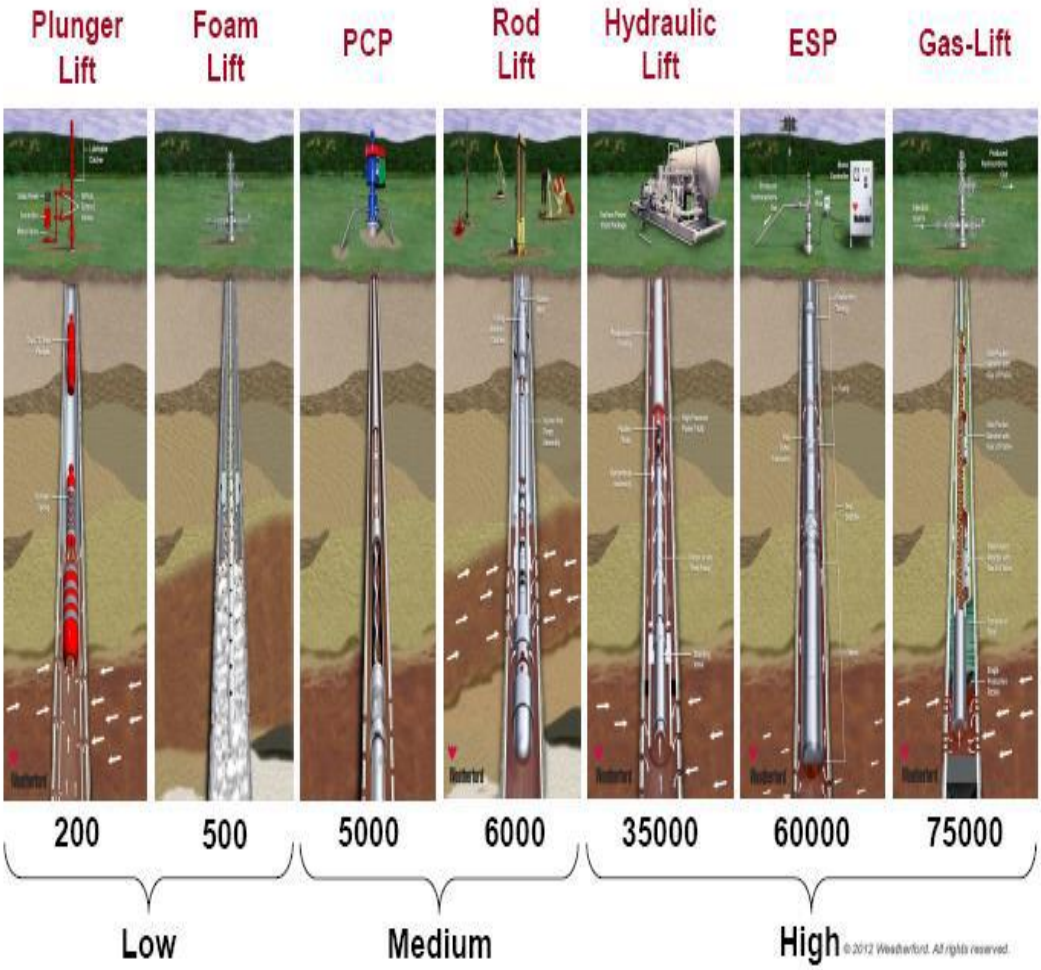


Figure I.4 : Classification des méthodes d'activation par le débit produit.

I.4.2. Comparaison entre les systèmes de LEVAGE ARTIFICIEL :

Tableau I.1 : comparaison entre les différentes méthodes d'activation[14]

Paramètres	*Gas Lift*	*Plunger lift*	*Rod Lift*	*PCP*	*ESP*	*Hyd Jet*	*Hyd Piston*
	18,000 ft 5,486 m	*19,000 ft 5,791 m*	*16,000 ft 4,878 m*	*8,600 ft 2,621 m*	*15,000 ft 4,572 m*	*20,000 ft 6,100 m*	*17,000 ft*

							5,182 m
Volume Max	75,000 bpd 12,000 M3/D	200 bpd 32 M3/D	6,000 bpd 950 M3/D	5,000 bpd 790 M3/D	60,000 bpd 9,500 M3/D	35,000 bpd 5,550 M3/D	8,000 bpd 1,270 M3/D
Température Max	450 °F 232 °C	550 °F 288 °C	550 °F 288 °C	250 °F 121 °C	482 °F 250 °C	550 °F 288 °C	550 °F 288 °C
Corrosion Handling	Bien à Excellente	Excellente	Bien à Excellente	Moyen	Bien	Excellente	Bien à Excellente
Gas Handling	Excellente	Excellente	Moyen à Bien	Bien	Moyen	Bien à Excellente	Moyen à Bien
Solides Handling	Bien	Moyen	Moyen à Bien	Excellente	Sand<40ppm	Bien à Excellente	Moyen à Bien
Gravité De Fluide API	>15 °	>15 °	>8 °	8 °<API <40 °	Viscosité <400 cp	≥6 °	>8 °
Séricing	Wireline ou workover rig	Wellhead catcher ou wireline	Workover	workover rig	workover rig	Hydraulique ou wireline	Hydraulique ou wireline
Source D'énergie	Compresseur	Énergie Naturelle De puits	Gaz ou électrique	Gaz ou électrique	Electric	Gaz, Diesel électrique	Gaz, Diesel électrique
Offshore	Excellent	N/A	Limité	Limité	Excellente	Excellente	Bien

	e						
Efficacité Du Système	*10% to 30%*	*N/A*	*45% to 60%*	*50% to 75%*	*35% to 60%*	*10% to 30%*	*45% to 55%*

I.5. Critères de sélection du système d'ARTIFICIAL LIFT :

Il existe plusieurs facteurs qui influent sur le choix du type d'ARTIFICIAL LIFT adapté à un puits ou un groupe de puits.

Ces facteurs peuvent être classés comme suit :

Tableau* I.2 *: Les critères technique qui influent sur le choix des systèmes d'ARTIFICIAL LIFT.

Les caractéristiques du puits et du réservoir	**Localisation du champ**	**Problèmes de fonctionnement**
-Dimension de tubing et de casing, - Profondeur du puits et la déviation, -WC, GLR, viscosité, - Mécanisme de réservoir,	-Les conditions climatiques, -La source de puissance disponible, -L'état du site, -Les normes de sécurité, - L'infrastructure de surface.	-Les problèmes de puits, potentiels (paraffine, asphaltènes, hydrates), -La température, -La présence de H2S ou CO2, -Sable.

- **Les critères économiques :**

Le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettra de récupérer l'huile plus vite (actualisation) et en plus grande quantité (récupération des réserves), et au moindre coût (rentabilité). Mais le coût global de l'activation (coût d'investissement et coût de fonctionnement) n'est pas facile à évaluer.

En ce qui concerne l'investissement, s'il est relativement facile de prévoir le coût de matériel spécifique d'activation (pompe, unité de pompage, compresseur pour le gaz lift...), il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer le coût lié au procédé d'activation dans l'investissement initial.

En ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais d'exploitation et de maintenance de système d'activation peuvent être assez facilement évalués. Il est par contre beaucoup plus difficile de les prévoir à priori.

Chapitre II

Généralité sur le système hydraulique jet Pump

II.1. Introduction :

Depuis les années 1930, plusieurs milliers de puits de pétrole ont été et continuent d'être produits avec des pompes hydrauliques et le nombre de nouvelles installations hydrauliques augmente chaque année.

Le système de pompage hydraulique actuellement commercialisé aspire le liquide d'un réservoir de liquide à la surface.

Un moteur électrique, un moteur diesel ou un moteur à gaz naturel est utilisé pour entraîner la pompe à fluide électrique et le fluide électrique est typiquement l'un des liquides du puits, à savoir de l'eau ou de l'huile (jamais de gaz)

Au bas de la colonne de tubage d'injection, le fluide de puissance est dirigé dans la buse d'une pompe à jet ou dans le moteur hydraulique d'une pompe à piston, les deux ayant été réglés bien en dessous du niveau de fluide de production.

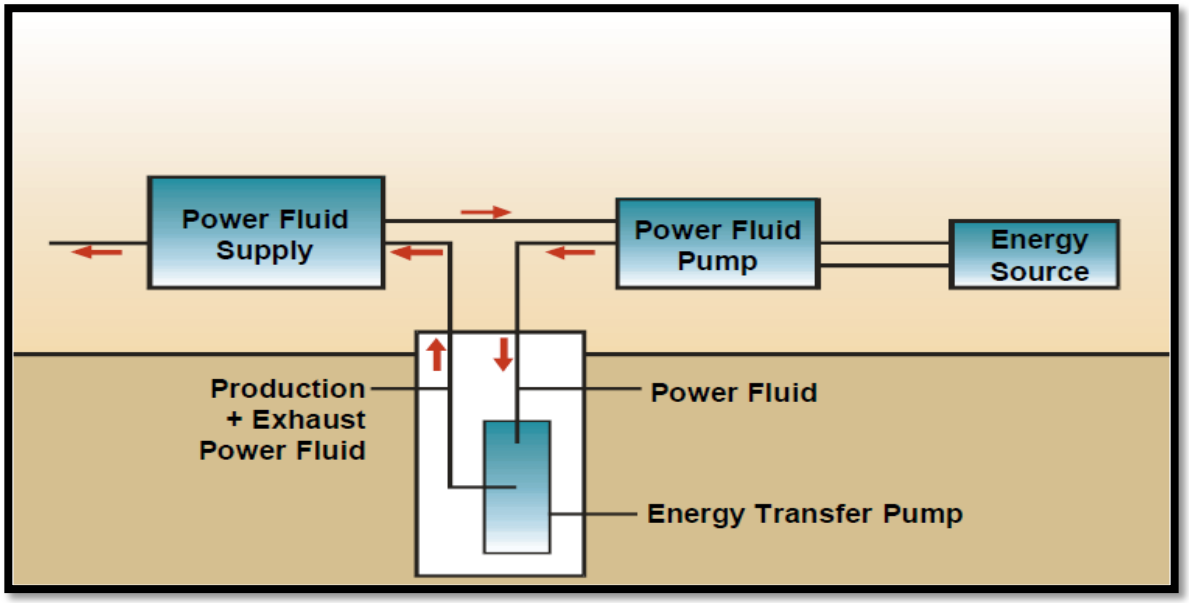


Figure II.1 : Schéma de fonctionnement de système de pompage hydraulique[14].

II.2. Les Applications, les avantages et les limitations :

II.2.1. Les Applications, et les avantages :

Les pompes hydrauliques à jet offrent des performances éprouvées dans des applications presque illimitées. Ils couvrant une large gamme de profondeurs, de volumes et de conditions de puits.

- **Early production**

L'installation et la récupération rapides et sans rigidité, combinées à la capacité de gérer des volumes de production importants, à haute teneur en gaz et à haute teneur en solides, rendent les pompes à jet bien adaptées à des applications de early-production.

- **Puits horizontaux fortement déviés**

Comme les pompes à jet sont compactes, sans gréage et alimentées en fluide sous pression, elles peuvent s'adapter à des virages serrés jusqu'à 24 ° / 100 pieds et sont aussi fiables dans les trous déviés que dans les trous droits.

- **Production à haut volume**

Les pompes à jet produisent à des taux plus élevés que beaucoup d'autres méthodes de levage. Plus le débit de fluide moteur est élevé, plus le taux de production est élevé - limité seulement par les performances d'entrée du puits et la puissance de la pompe à fluide sur la surface.

- **Visqueux, huile lourde**

Capables de produire des huiles avec des valeurs API aussi faibles que 6, les pompes à jet peuvent utiliser du fluide électrique chauffé pour diluer des bruts lourds et visqueux et permettre un débit constant.

- **Production de gaz**

Les pompes à jet ne subissent aucun blocage de gaz. En conséquence, ils peuvent manipuler du gaz dans le fluide de production sans interrompre production ou endommager la pompe.

- **Récupération de fluide Frac**

Lorsqu'il est difficile d'amorcer le débit pendant les opérations de fracturation, les pompes à jet constituent un atout. Le sable Frac n'a aucun effet sur la pompe opération, qui permet une

récupération facile du fluide frac et du sable à des vitesses de 2 000 B / D (317,97 m3 / j) ou plus.

- **Production à haute température**

En utilisant des joints toriques et des bagues d'étanchéité en élastomère à haute température, les pompes à jet peuvent fonctionner à des températures jusqu'à 500 ° F (260 ° C).

- **Emplacements distants**

La conception compacte, simple et sans gréage des pompes à jet permet un transport facile vers les sites de forage éloignés. Egalement la réparation des pompes à jet est facile sur site, ce qui minimise les temps d'arrêt et les coûts.

- **Fluides hautement corrosifs**

La plupart des pompes standard sont fabriquées en utilisant un alliage résistant à la corrosion, et les pièces restantes peuvent être facilement améliorées à un coût minime. Des produits chimiques pour contrôler la corrosion, la paraffine et la mise à l'échelle peuvent être ajoutés au fluide de puissance pour assurer une circulation directe à travers la pompe. De l'eau fraîche peut être ajoutée pour dissoudre les dépôts de sel.

- **Production à haute teneur en solides**

Avec le carbure de tungstène dans les zones à grande vitesse et sans pièces mobiles, les pompes à jet tolèrent bien les solides. Si le sable est suffisamment fluidisé pour entrer dans la pompe, il passera à travers sans se boucher.

- **Récupération des puits profonds**

Fonctionnant par l'intermédiaire du fluide de puissance circulé, les pompes à jet atteignent une pression presque équilibrée pour récupérer plus de liquides à des profondeurs atteignant 20 000 pi (6 096 m).

II.2.2. Les limitations

- Débit de production est fonction de la pression de fond

- Certaines pompes exigent des BHA spécifiques

- Les pompes à jet ont généralement un rendement inférieur et des coûts d'énergie plus élevés.

- Besoin de la ligne de surface à haute pression.

- Les systèmes de nettoyage des fluides de puissance nécessitent des vérifications fréquentes pour les faire fonctionner à leur efficacité optimale.

II.3. L'installation du Système Hydraulique de Jet Pump :

Le système hydraulique de jet pump est constitué d'installations de surface et de fond.

II.3.1. L'installation de surface :

L'installation de surface « Unidraulic » est un ensemble des équipements de surface unitaire qui fournit une alimentation constante et suffisante de fluide de puissance adaptée pour que la pompe de fond fonctionne. Ce système est monté généralement sur le site du puits « well-site ». Les principaux équipements de surface sont :

- ✓ Moteur d'entrainement
- ✓ Pompe D'alimentation
- ✓ Système de Nettoyage du fluide de puissance (Vessel Cleaning)
- ✓ Pipe de surface
- ✓ Accessoire

- **Moteurs d'entraînement** :

Sont généralement des moteurs électriques quand l'énergie électrique est disponible sur site ou des moteurs diesel.

- **Pompe d'alimentation :**

Sont des pompes volumétrique triplex à trois pistons ou multiplex à cinq pistons, elles permettent de fournir une haute pression à un fluide de puissance pour le fonctionnement du système. Les pompes multiplexe et triplex offrent 350 HP et 200 HP respectivement.

La pompe peut débiter soit sur un seul puits ou sur un manifold de distribution pour alimenter plusieurs puits. Dans ce cas, chaque départ en aval du manifold la pression et le débit sont réglés par une duse.

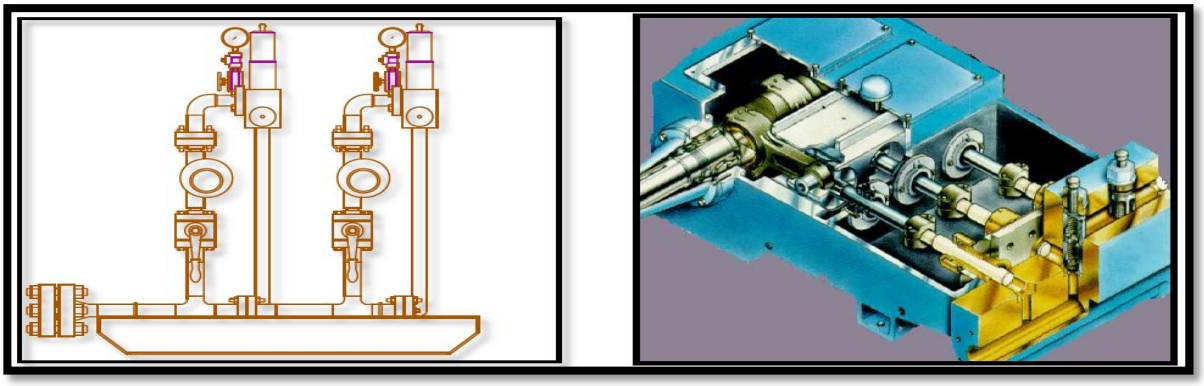


Figure II.2 : Manifold pour plusieurs puits et La pompe triplex de surface.[14]

❖ **Système de nettoyage de fluide de puissance :**

Le système de nettoyage de fluide de puissance est toujours constitué des cyclones nettoyeurs « cyclone cleaning » avec un seul récipient ou un double récipient hydraulique. Ces équipements sont utilisés pour fournir un fluide de puissance propre.

Dans le cas d'un seul récipient hydraulique, le système se compose d'un seul récipient horizontal « reservoir vessel », tandis que le double récipient hydraulique se compose d'un récipient horizontal et un récipient accumulateur vertical « accumulator vessel » qui sont montés sur un même patin

- **Cyclones nettoyeurs :**

La fonction principale de cyclone est d'enlever les solides et les contaminants pour fournir un fluide d'énergie maximale propre à la pompe de surface et la pompe de fond. La séparation des particules solides dans le cyclone est liée à la chute de pression entre l'entrée et la sortie du cyclone qui est d'environ 40 psi. La dimension et le nombre du cyclone nécessaire est déterminée par les dimensions des particules à éliminer et le volume des fluides produits

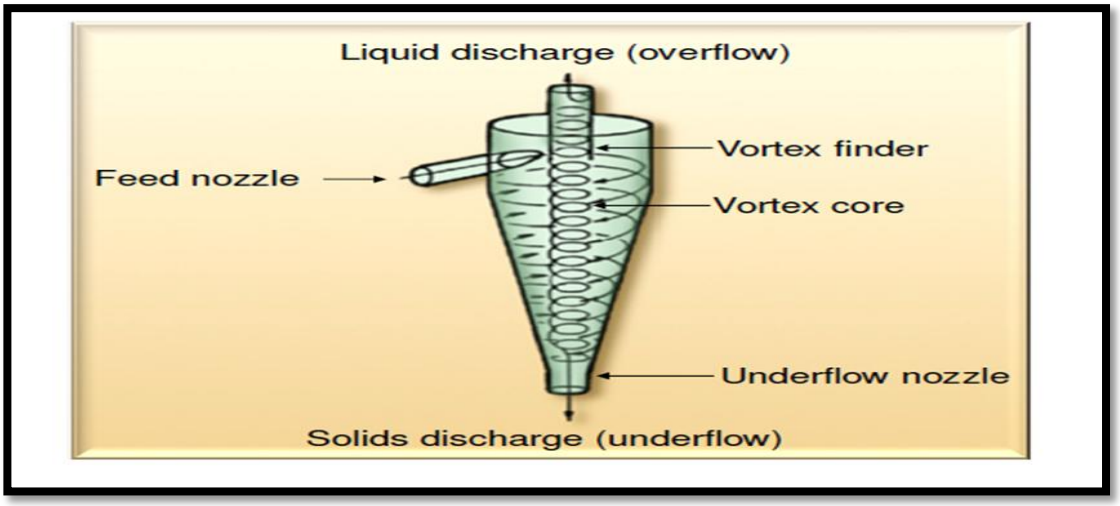


Figure II.3 : Cyclone nettoyeur.

- **Récipient horizontal :**

Il est une source de fluide de puissance. Il peut aussi être rempli par les liquides produit comme un fluide de puissance. Les liquides sont maintenus à un niveau suffisamment élevé pour fournir à la pompe multiplex un fluide propre en quantité suffisante et de manière continue.

- **Récipient accumulateur vertical :**

L'objectif de vessel accumulateur est fournir un fluide sous pression vers les cyclones et d'éviter l'excès de gaz de pénétrer dans les cyclones qui influe sur leur efficacité, alors à partir duquel le gaz est sort vers la ligne de production.

- **Les spécifications de récipients :**

Les deux récipients ont des codes ASME et sont revêtues intérieurement d'époxy phénolique pour la protection contre la corrosion. Chacun a une forme elliptique avec indicateur de niveau « sight glasses » et vannes de limitation de pression PRV avec des manomètres.

Tableau II.1 : Les spécifications des récipients.

	Récipient Accumulateur	Récipient horizontal
Pression de service standard	225 psi	175 psi
Pression de service optionnelle	300 psi	240 psi
Capacité de fluide	4-1/3 bbls	41 bls

- **Les modèles d'unité de surface :**

Les équipements d'installation de surface peuvent être distribués sur deux modèles d'unité :

Mono-patins « Single-skid » : tous les équipements de surface sont montés à un seul patin. Ce modèle d'installation est disponible avec les moteurs électriques.

Deux- patins « Two-Skid» :l'installation de surface est devisée en deux unités séparée qui sont :

-Unité d'alimentation « Power Unit PU » composé de la machine motrice et la pompe d'alimentation.

-Unité de nettoyage « Vessel Cleaning Unit VCU » est le système de nettoyage de fluide de puissance. Ce type d'installation est équipé avec un moteur diesel.

Tableau II.2 : Les spécifications des unités de surface.

	PU	VCU
Dimension de patin	**20´L×7 ´W ×8,5´H**	**22´L×8´W×10´H**
Le poids de patin	**18.700 lbs**	**19,600 lbs**

- **Pipes de surface :**

En plus de la présence des unités de surface, il est essentiel qu'il y ait un lien entre eux et la tête de puits pour assurer la circulation de fluide dans le système hydraulique en circuit fermé. Les pipes viennent pour réaliser cet objectif. Il existe deux lignes :

✓ **Ligne d'injection** :

Cette ligne est alimentée par le fluide de puissance, il sort du récipient horizontal de VCU à la pompe d'alimentation de PU qui pousse le fluide dans le puits, soit à travers le tubing ou espace annulaire.

✓ **Ligne de retour** :

Cette ligne sort de tubing ou espace annulaire du puits vers l'accumulateur de VCU ensuite à la ligne d'écoulement pour transporter le gaz ou huile.

✓ **Type des pipes de surface** : 2" (d'une capacité 10000 psi).

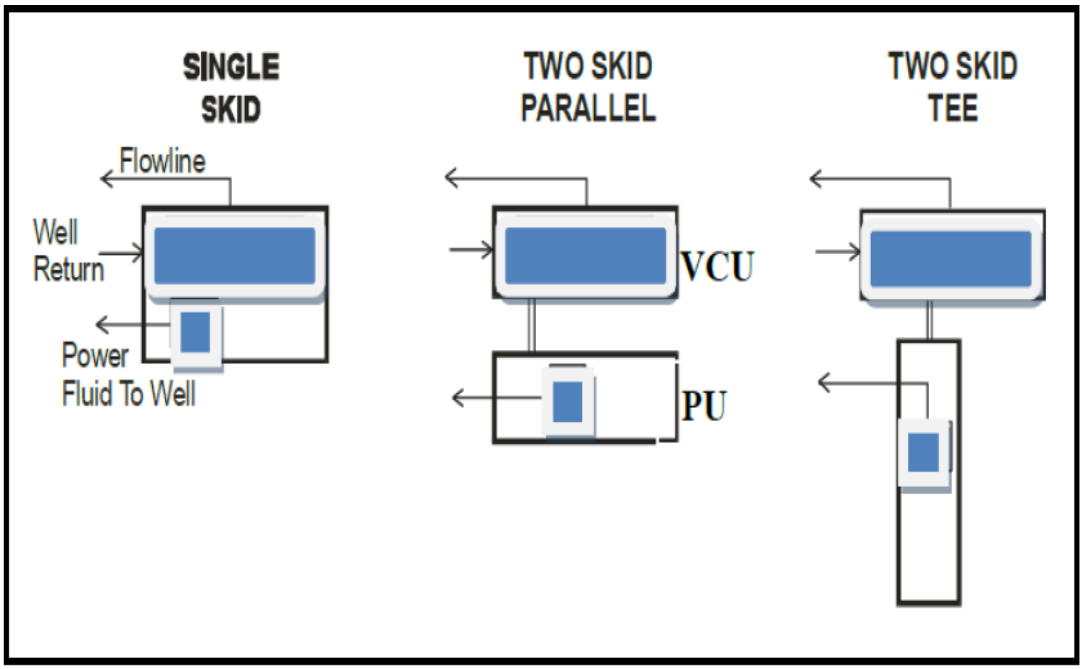


Figure II.4 : Schéma des modèles d'installation de surface dans des positions disponibles.

- **Accessoires** :

✓ **Vanne de limitation de pression « Pressure Relief Valve PRV » :**

Est une vanne automatique, elle permet d'évacuer les fluides surcomprimés vers bourbier lorsque la pression atteint la valeur limite pour laquelle elle a été tarée. Une fois la pression retombée, la vanne se referme. Elle est installée pour la sécurité du récipient horizontal, de l'accumulateur et de l'amortisseur de pulsation.

✓ **Débitmètre :**

Le débitmètre de turbine de liquide indique le débit unitaire et mesure la sortie totale de liquide de puissance. Il est installé après l'amortisseur de pulsation dans la ligne d'injection avec une longueur de la pipe de 10 fois diamètre sans restriction en amont et une longueur de la pipe de 5 fois le diamètre en aval. Les deux sections de pipe doivent avoir le même diamètre nominal que le raccordement des d'extrémités débitmètres. Au-dessus de débitmètre est installé un compteur pour lire les mesures.

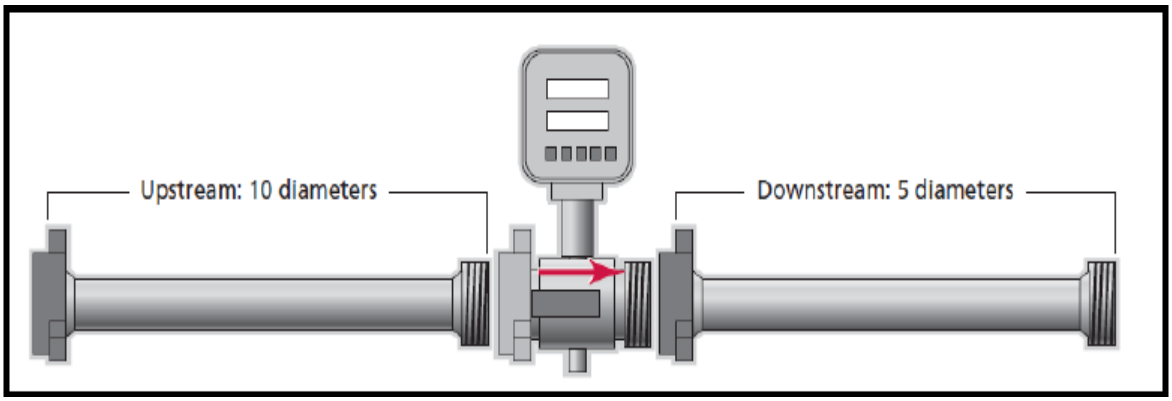


Figure II.5 : Installation de débitmètre.

✓ **Indicateur de niveau :**

Est un indicateur de niveau de liquide, il est en verre afin d'afficher les différents types de fluides existants avec leur niveau.

✓ **Amortisseur de pulsations :**

Il est installé immédiatement en aval de la pompe volumétrique. Ce dernier produit des flux pulsés qui conduisent à des pics de pression. Pour offrir un écoulement de fluide lisse à la ligne d'injection, un amortisseur de pulsation absorbe les chocs et minimise les pulsations, les vibrations de conduite et les fluctuations de pression.

- ✓ **Manomètre et Thermomètre :**

Manomètre mesure la pression en psi des fluides de récipient horizontal et de l'accumulateur et le Thermomètre mesure la température en °F du récipient horizontal, afin d'éviter l'aspiration par la pompe de surface d'un fluide de haute température.

- ✓ **Vanne by-pass :**

Vanne by-pass est une vanne de déviation de fluide de la pompe multiplexe soit à l'équipement de fond ou retour dans le VCU.

- ✓ **Panneau de contrôle :**

Le panneau de contrôle est de norme « Murphy » avec des indicateurs et des contrôles de limites pour la sécurité, le démarrage, le fonctionnement et l'arrêt. Les contrôles de limite doivent être correctement réglés, ajustés et entretenus de façon à assurer une protection adéquate du personnel, du matériel et les biens. Le panneau de commande est monté sur PU.

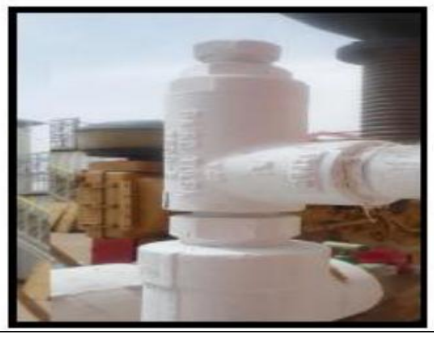


Figure II.6.a : Contrôleur de pression

Figure II.6.b : Vanne PRV

Figure II.6.c : Panneau de contrôle

Figure II.6.d : Débitmètre

Figure II.6 : Les principaux accessoires d'installation de surface.

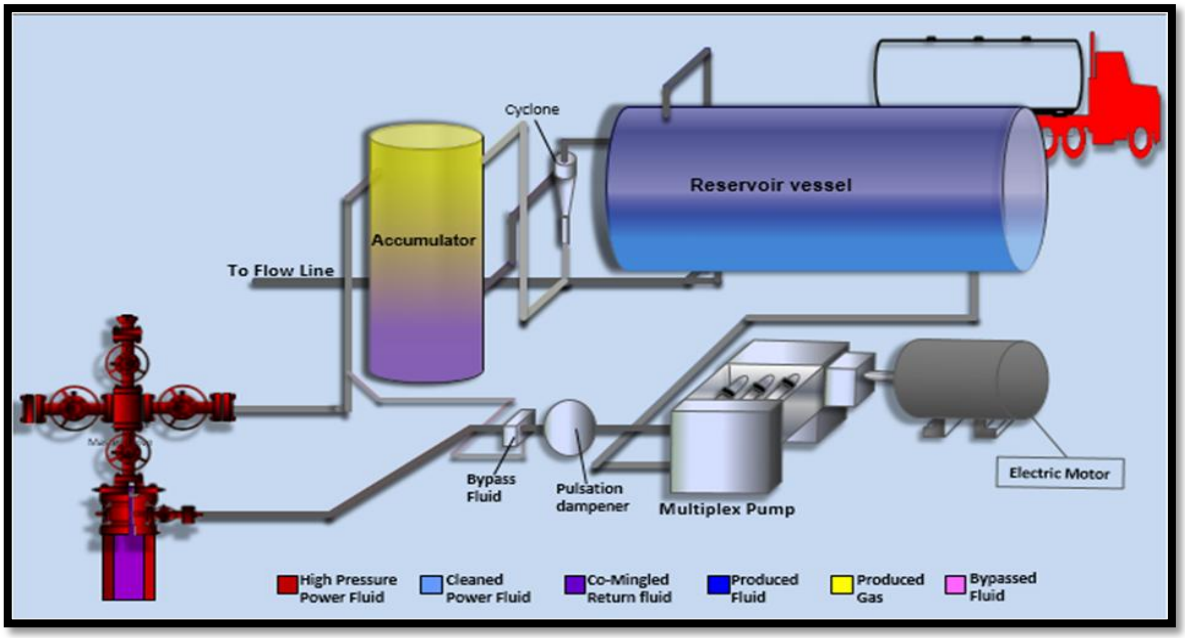


Figure II.7: L'installation de surface de modèle Single Skid.

II.3.2. L'installation de fond :

Les installations de fond de système de pompage hydraulique sont différentes selon le type complétion du puits et les équipements de fond. L'équipement principal est le Jet Pump « JP».

II.3.2.1. Configuration de Jet Pump :

Jet Pump est une pompe hydraulique sans pièces mobiles qui peut être adapté pour répondre dans les différents assemblages de fond de trou «BHA». Elle existe avec différents dimensions « 15/16",2.5",7" ».La pompe est composée de trois parties statiques :

***Buse « Nozzle »* :** est un alésage composé de trois sections respectivement : section droite, section conique et se termine par une section droite de petite longueur d'une sortie circulaire.

Gorge « Throat, Le tube de mélange » : est un alésage cylindrique droit avec un rayon lissé à l'entrée. Généralement, le diamètre de gorge est toujours plus grand que le diamètre de sortie de buse.

Diffuseur « Diffuser »: Le Diffuser est un tube conique qui se prolonge à partir de gorge. Il est considéré comme une partie fixée dans la pompe.

La buse et la gorge peuvent être changées sans changement de la pompe mais ce n'est pas le cas pour le Diffuseur qui nécessite le changement complet de la pompe.

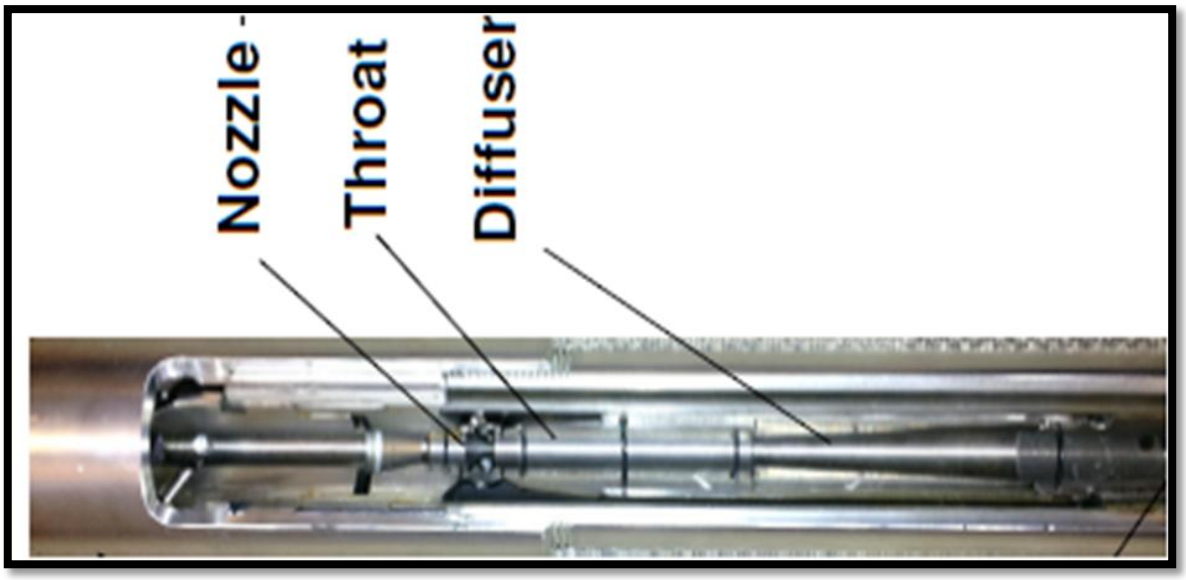


Figure II 8 : Configuration de la buse et de la gorge.

II.3.2.2. Principe de Jet Pump :

Jet Pump est un dispositif simple. Elle fonctionne sur le principe de tube Venturi où le fluide de puissance à haute pression arrive à buse. A la sortie de ce dernier, l'énergie de pression est convertie en énergie cinétique. Par l'intermédiaire de l'effet de Bernoulli un vide est créé, ce vide conduit les fluides de formation dans le jet pump (aspiration) qui se mélangent avec le fluide de puissance dans la Gorge. Lors de l'écoulement le mélange perd sa vitesse à l'entrée du Diffuseur à cause de la conversion de l'énergie cinétique de mélange en énergie de pression. Cet effet permet de remonter les deux fluides jusqu'à la surface.

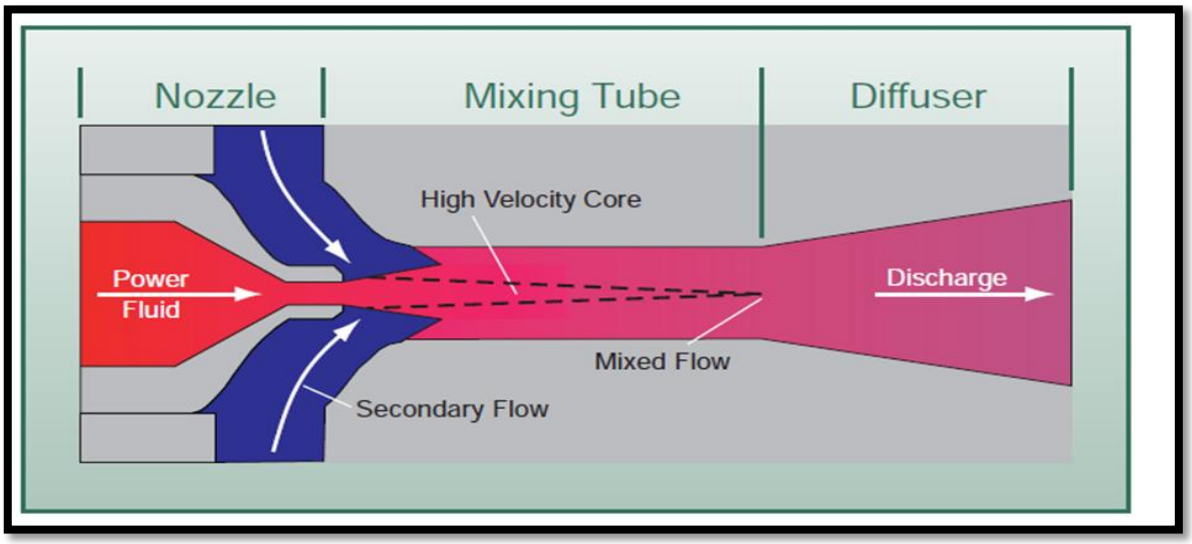


Figure II.9 : Configuration de Jet Pump.[7]

II.3.2.3. Les types de Jet Pump :

A-Jet Pump libre « free style » :

Elle est la plus courante, la plus simple et la plus économique car elle ne nécessite pas des opérations d'intervention soit pour l'installation, la récupération et la maintenance. Elle est installée au fond du tubing librement par la pression du fluide de puissance et est récupérée en surface lorsque la direction de fluide est inversée.

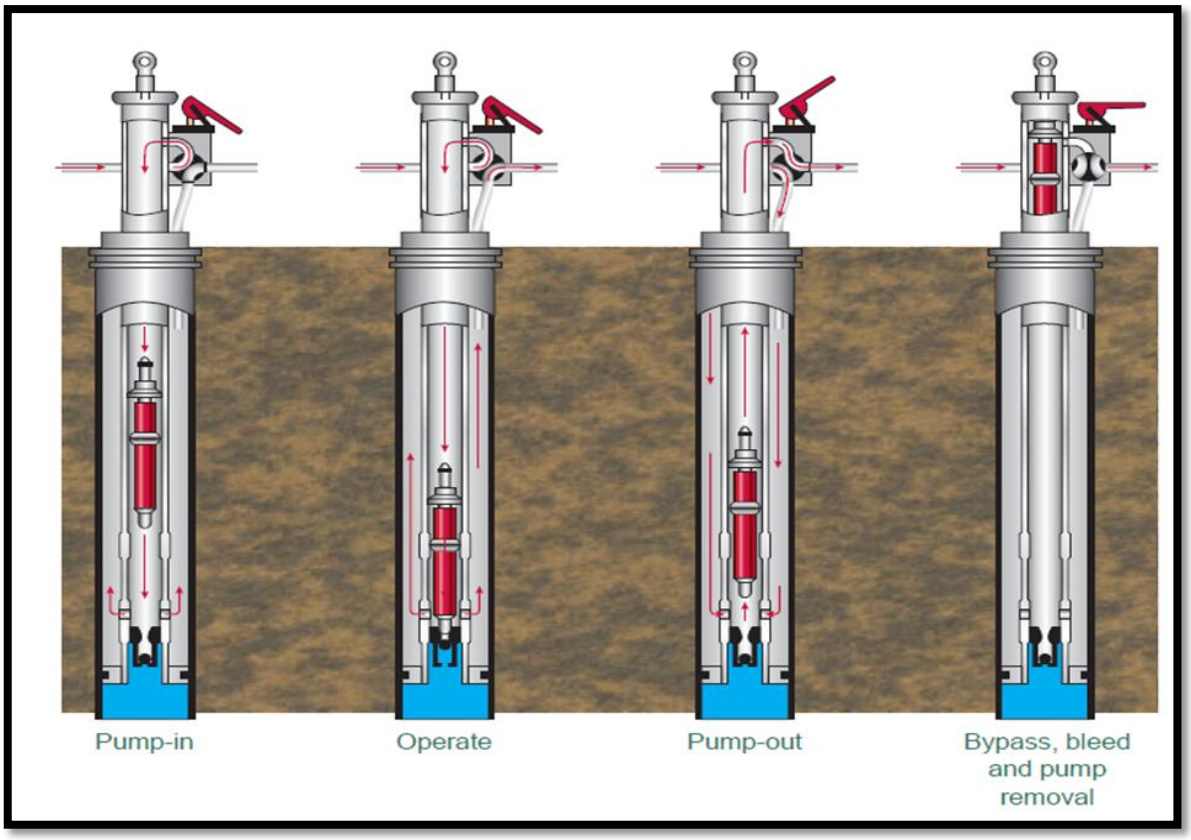


Figure II.10 : Procédure d'installation Jet Pump libre.[14]

❖ **La complétion**

Cette pompe existe avec deux types de complétion :

- **Casing libre :**

La complétion casing libre se compose généralement d'un seul tubing ancré par un packer avec des équipements spécifiques de fond où la pompe est installée. Pendant le fonctionnement, le fluide de puissance est pompé dans le tubing et le mélange des effluents et les fluides de puissance remontent à la surface par l'espace annulaire.

- **Parallèle libre** :

Ce type de complétion intègre deux chaînes de tubes, mais sans packer. Dans lequel le fluide de puissance sous pression est acheminé dans le tubing principal. Avec ce type de complétion l'espace annulaire peut être utilisé pour produire le gaz.[14]

Remarque :

-La complétion parallèle libre est utilisée généralement pour les puits à fort GOR.

-La chaîne parallèle est plus petite que la chaîne principale.

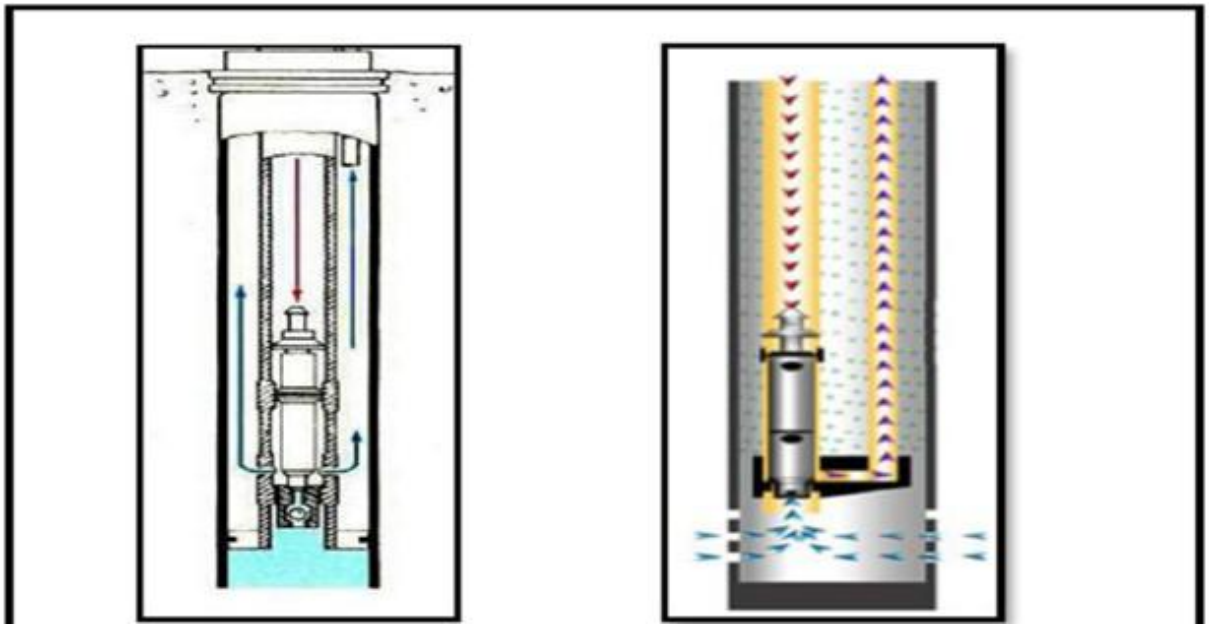


Figure II.11 : Complétion à Jet Pump libre.[14]

- **Les équipements de fond de complétion free style :**

✓ **Ensemble de fond de Jet Pump « JP BHA » :**

Est un alésage qui contient des orifices qui assurent une communication entre le tubing et l'espace annulaire. Elle est installée au-dessus de la BHA du puits. Pour le fonctionnement de système hydraulique le Jet Pump se pose à l'intérieur de JP BHA grâce à ses seal sleeve d'étanchéité interne. Pour la complétion parallèle libre, JP BHA est constitué d'un seating shoe dans lequel landing bowl est rattaché. Ce dernier reçoit un spear au fond de la colonne parallèle.[14]

Le choix JP BHA dépend des dimensions de la complétion.

- ✓ **Standing valve :**

Standing valve se pose à l'extrémité inférieure de JP BHA et la pompe se trouve au sommet de celui-ci. L'objectif de standing valve est d'empêcher le fluide de puissance de se déplacer sur le fond de la colonne de production lors de l'installation ou de la récupération de la pompe souterraine.

Elle est ouverte par l'écoulement des fluides de formation à l'aspiration. Lorsque la pompe est arrêtée, la vanne se ferme. Il est conçu pour être récupéré avec wireline en cas de nécessité

Figure II.12 : Les équipements de fond de Jet Pump libre.

- ✓ **Blanking tool :**

C'est un outil de suppression, il est posé dans le BHA pour assurer l'étanchéité quand nous allons tester une nouvelle complétion. Il existe deux types de blanking tool : l'un est localisé à l'intérieur de BHA pour bloquer le passage de fluide et tester la pression de tubing et l'autre est installé de telle façon à isoler la communication entre le tubing et l'espace annulaire de BHA.

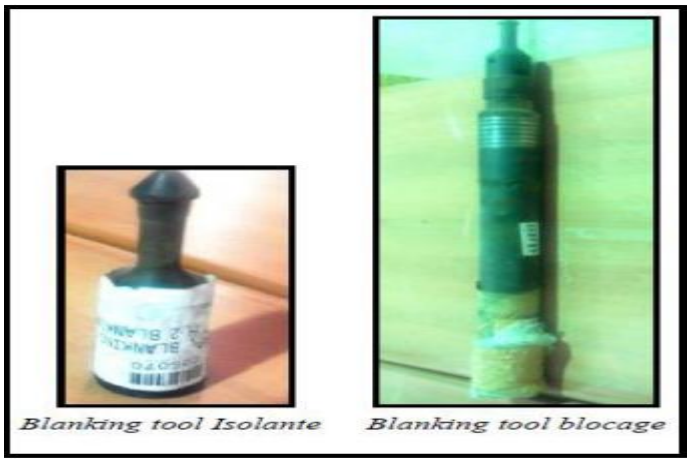


Figure II.13 : Les types de Blanking tools.

- ✓ **Particularités de la tête de puits :**

Pour faire fonctionner les pompes libres, la tête de puits est équipée d'un dispositif spécial basé sur un block à quatre voies permettant en plus du pompage normal de fluide de puissance, les circulations directes ou inverses nécessaires à la descente ou à la remontée des pompes. Elle est équipée dans sa partie supérieure d'une tête de repêchage « catcher ».

Tableau II.3 : L'état des vannes pour la circulation de fluide standard et inverse.

	Vanne 01	**Vanne 02**	**Vanne 03**	**Vanne 04**
Circulation standard	Fermé	Ouvert	Ouvert	Fermé
Circulation inverse	Ouvert	Fermé	Fermé	Ouvert

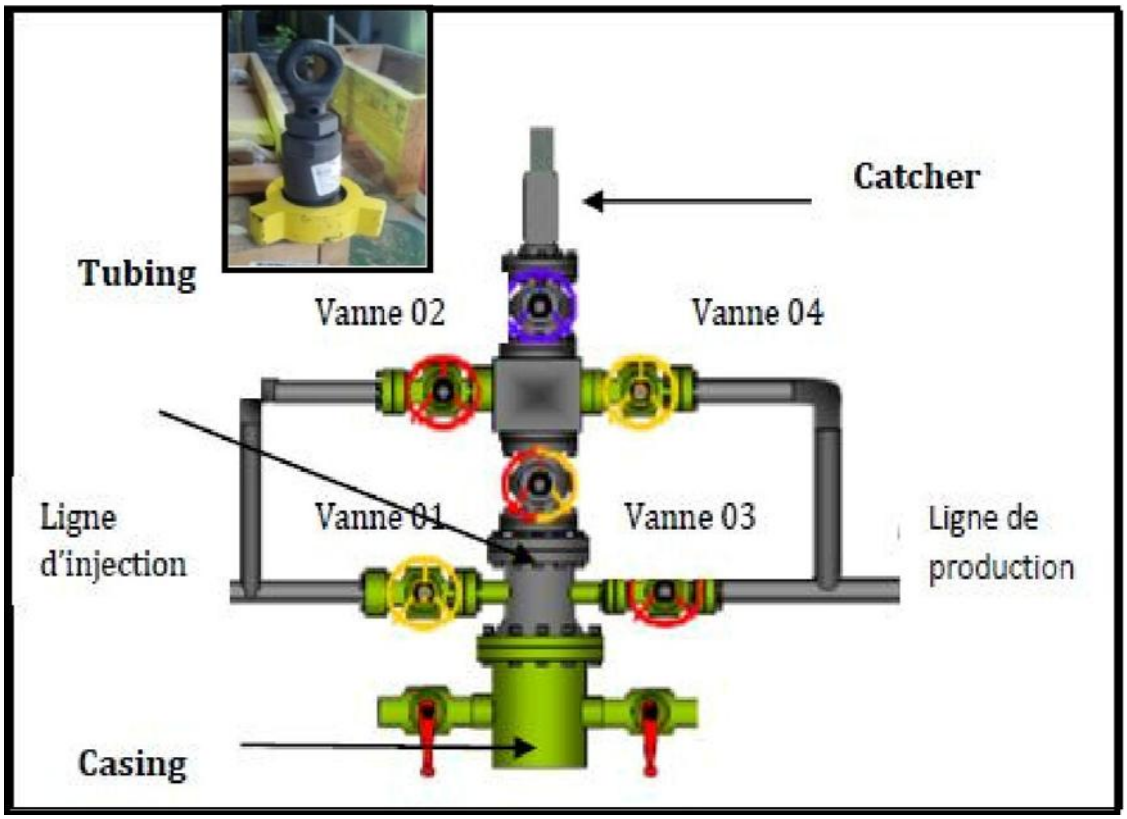


Figure II.14 : Tête de de pompage libre.[14]

B- Jet Pump de wireline :

Ce type de Jet Pump peut être installée partout où il a une communication entre le tubing et le casing. En règle générale, il est installé dans sliding side door « SSD », mais peut également être installé dans un mandrin à poche latérale « side pocket mandrel SPM ».

SSD et SPM sont considérées comme des dispositifs de communication de tubing avec l'espace annulaire pour enlever le mélange de fluide de Jet Pump à la surface.

La pompe est tirée avec wireline et peut être utilisée pour une circulation standard ou circulation inverse.

- **Circulation standard « PFT »**

Le fluide de puissance est pompé à travers la colonne de production et le mélange remonte à travers l'espace annulaire.

- **Circulation inverse « RFPF »**

Dans ce cas la configuration de Jet Pump est inversée par rapport à la configuration standard. En outre le fluide de puissance est pompé à travers l'espace annulaire et le mélange remonte à travers le tubing.

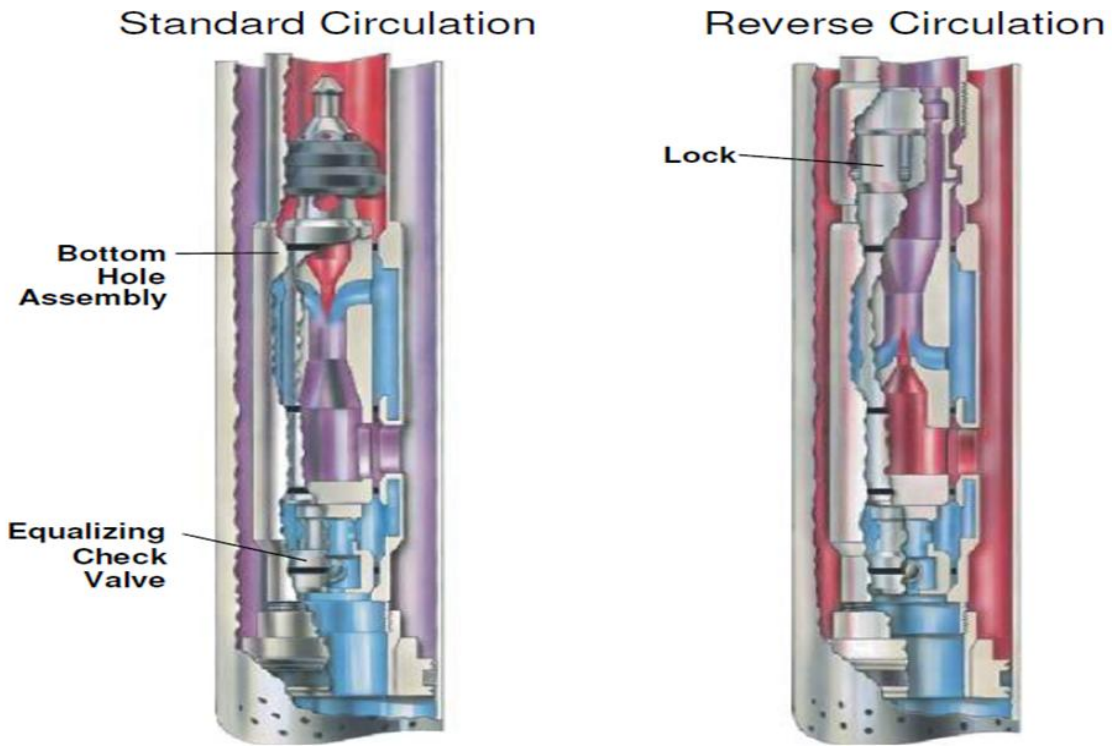


Figure II.15 : les types de Jet Pump de wireline.

C- Jet Pump de coild tubing :

Un tube concentrique est installé à l'endroit où le fluide de puissance est pompé et le fluide produit monte à travers l'espace annulaire de tubing principal et le tube concentrique. Dans ce cas, on utilise un Jet Pump de size $1^{1/4}$".

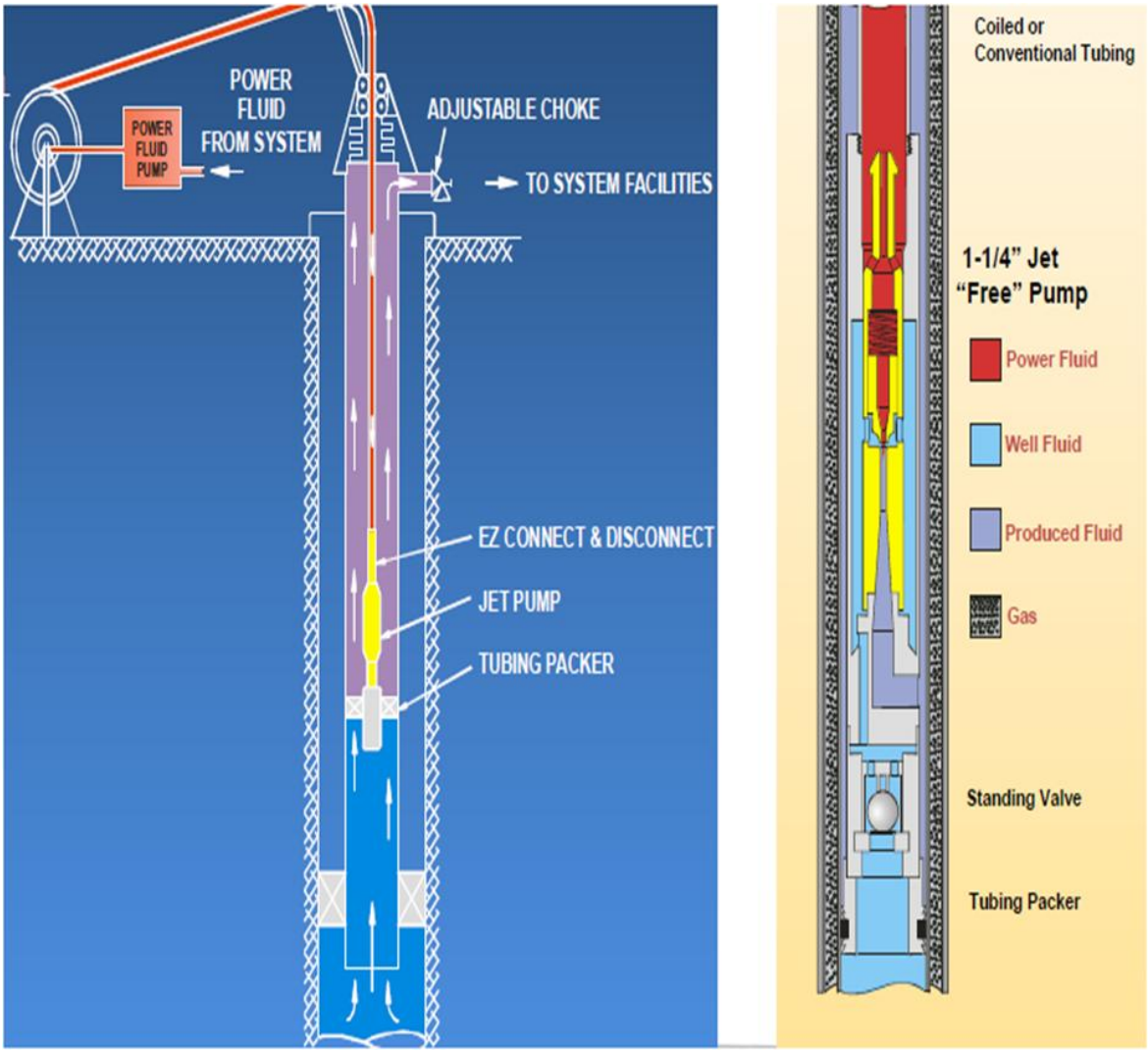


Figure II.16 : Jet Pump de coild tubing.

II.4. Fluide de puissance :

Les liquides prédominants utilisés comme un fluide de puissance sont l'eau et divers types de pétrole brut.

II.4.1. Sélection de fluide de puissance :

Pour sélectionner le fluide de puissance il faut tenir compte de tous les facteurs qui influent sur la performance et la fonction de tout système hydraulique. Parmi ces facteurs :

- **La lubrification :**

Généralement l'huile a un pouvoir lubrifiant naturel que l'eau ce qui le rend comme un meilleur fluide de puissance. Pour améliorer l'efficacité de l'eau, les agents tensio-actifs sont injectés dans l'eau pour offrir une lubrification à la pompe.

- **Corrosion :**

Lorsque l'eau est utilisée comme un fluide de puissance, la corrosion devient un problème. Pour éviter la corrosion, les inhibiteurs de corrosion sont ajoutés au fluide de puissance.

Remarque : Le coût d'agent tensio-actif et l'inhibiteur de corrosion est une considération pour évaluer le choix des fluides de puissance.

- **Densité ou gradient de pression** :

Un fluide de puissance de haute pression hydrostatique est un fluide de puissance à densité élevée ce qui réduit la pression de fonctionnement de surface requise. En outre la pression de refoulement développée par jet pump augmente aussi. Le choix de l'huile ou de l'eau en tant que fluide de puissance dépend de la sensibilité de la pression de fonctionnement de la surface.

- **Viscosité :**

Puisque l'eau a une viscosité plus faible que le pétrole, les pertes de charge par friction dans le système sera plus faible par rapport à l'huile. Dans les pompes hydrauliques à déplacement positif, la viscosité élevée de l'huile améliore le rendement volumétrique d'extrémité du moteur.

- **Transfert de chaleur :**

Dans le cas de production d'une huile visqueuse ou une huile à teneur élevée en cire, il est souhaitable de chauffer le fluide d'alimentation pour aider à la récupération de l'huile. La chaleur spécifique plus élevée de l'eau permet un meilleur transfert de chaleur dans cette situation

Remarque : pour un environnement propre et un système plus sécurisé, L'utilisation de l'eau comme fluide de puissance est le plus souhaitable.

Il existe d'autres considérations dans le choix de l'eau ou de l'huile comme fluide de puissance :

- Les caractéristiques de réservoir (scale, paraffine) ;

- L'emplacement du puits (offshore, onshore) ;

- La compatibilité des fluides (émulsions) ;

- Fluide de réservoir (water cut).

II.4.2. Les additifs chimiques :

Pour améliorer l'efficacité de la fluide puissance les additifs chimiques sont ajoutés. Parmi ces additifs nous citons :

- Inhibiteur de corrosion ;

- Dés émulsifions ;

- Agent-tension actif ;

- Agents de dissolution

Chapitre III

Fonctionnement et performance de jet pump

III.1. Fonctionnement de Jet Pump :

Le fonctionnement de Jet Pump nécessite le pompage d'un fluide de débit **QN** au fond du puits comme une énergie d'entraînement supplémentaire. Ce fluide est constitué d'une énergie cinétique et une énergie potentielle (l'énergie cinétique liée à la vitesse de circulation et l'énergie potentielle à la pression de fluide). Le fluide de puissance se déplace dans les composantes de la pompe comme suit (figure III.1) [14]

III.1.1. L'écoulement dans la buse :

Le fluide atteint la buse avec une pression totale, désignée comme **PN**. Quand le fluide pénètre la zone de restriction d'écoulement de la buse, le fluide est transformé à partir d'une faible vitesse **VN** et une pression statique élevée **PsN** à une vitesse élevée **Vt** et une faible pression statique **Psa**. **Psa** du fluide primaire diminue jusqu'à ce qu'elle devienne inferieur à la pression dynamique du fluide secondaire au fond de puits. Grâce à la différence de pression créée entre les deux fluides, Jet Pump aspire les fluides de formation (secondaire) au taux de production désiré QS.

III.1.2. L'écoulement à L'entrée de Gorge :

Les fluides de formation pénètrent lentement une zone de surface **As** qui est l'espace annulaire entre la surface de sortie de buse **AN** et la surface de Gorge **At**. Une fois que les particules de liquides primaire interagissent avec les particules lentes, une action de glissement se produit à la limite entre ces deux liquides. Le mélange des deux courants à ce point est minimal.

III.1.3. L'écoulement dans la Gorge :

Au fur et à mesure que les deux flux progressent, la zone du courant de mélange se répand progressivement tandis que la zone du noyau du fluide à grande vitesse diminue jusqu'à se disparaître. A la sortie de Gorge le courant de mélange est propagé jusqu'à ce qu'il touche les parois de la Gorge. À ce moment-là, tout le fluide secondaire a été mélangé avec le fluide primaire

III.1.4. L'écoulement dans le Diffuseur :

Le mélange sort du Gorge pour traverser la section du Diffuseur dans lequel la pression statique de mélange augmente et la vitesse diminue. Cette pression est appelée la pression de refoulement **Pd** qui doit être suffisante pour remonter le mélange à la surface.

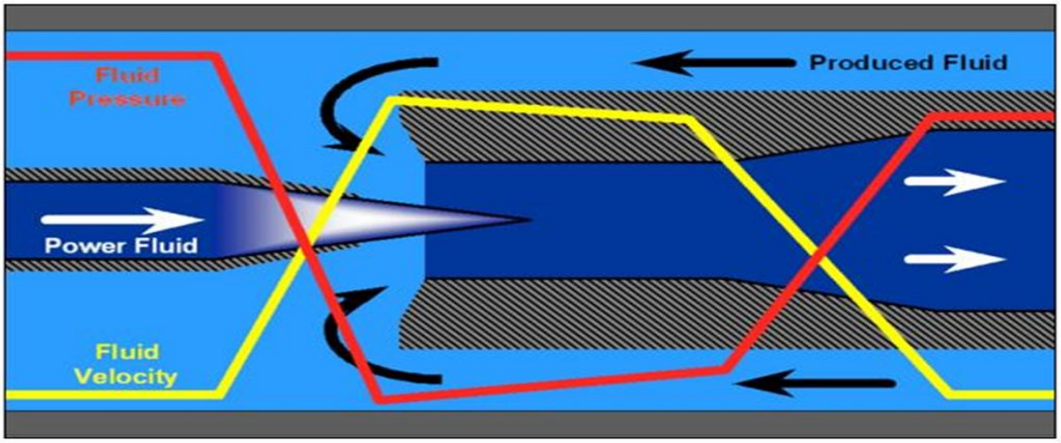


Figure III.1 : Fonctionnement de jet pump

III.2. L'efficacité de Jet Pump :

L'efficacité de la pompe **η** est le rapport de l'énergie de production à l'énergie d'absorption.

Elle est donnée par :

$$\eta = \frac{Eout}{Ein} \qquad (3.1)$$

Eout peut être définit comme une puissance utile

Ein est la puissance d'entrée de la pompe qui est la puissance de fluide de puissance (basée sur la puissance fournie par le fluide de puissance et ne comprend pas la puissance fournie par la formation)

$$Eout = Qs.\ \Delta P \text{ Fluide de réservoir} \qquad (3.2)$$

$$Ein = QN\ .\ \Delta P \text{Fluide de puissance} \qquad (3.3)$$

Les pertes de pression dans la pompe sont :

- ✓ L'augmentation de la pression du fluide produit lors de son passage à travers la pompe **:**

$$\Delta P \text{ Fluide de réservoir} = Pd - PS \qquad (3.4)$$

- ✓ La perte de charge du fluide de puissance lors de son passage à travers la pompe **:**

$$\Delta P \text{Fluide de puissance} = PN - Pd \qquad (3.5)$$

Alors le taux de compression de la pompe est donné par :

$$\frac{\Delta P \text{ Fluide de réservoir}}{\Delta P \text{Fluide de puissance}} = \frac{Pd - PS}{PN - Pd} = \mathbf{N} \qquad (3.6)$$

Avec :

$$\mathbf{N} = \frac{2R + \frac{M^2R^2}{(1-R)} - (1+Ktd)R^2(1+M)^2 - (1+Ks)[\frac{M^2R^2}{(1-R)^2}}{1+Kn-2R-\left[\frac{M^2R^2}{1-R}\right]+(1+Ktd)R^2(1+M)^2} \qquad (3.7)$$

Et le rapport de débit volumétrique **M** est :

$$\mathbf{M} = \frac{QS}{QN} \qquad (3.8)$$

L'efficacité de la pompe peut être définie comme le produit des deux paramètres **M** et **N**

$$\boldsymbol{\eta} = M.N = \frac{QS}{QN}\frac{Pd - PS}{PN - Pd} \qquad (3.9)$$

L'équation (4.9) sera reconnue comme un rapport de la puissance acquise par le fluide produit à la puissance perdue par le fluide de puissance, à savoir l'efficacité du transfert de puissance.

Tableau III 1: Les paramètres qui définit le fonctionnement de jet pump

Paramètre	**La relation**
Surface de passage de fluide secondaire dans la pompe As.	$A_S = A_t - A_N$
Débit total de mélange Q_t.	$Q_t = Q_N + Q_S$
Rapport de débit volumétrique M.	$M = Q_s / Q_N$
Rapport de surface de la pompe R.	$R = A_N/A_s$

III.3. La performance de Jet Pump :

La performance du Jet Pump peut être définie simplement comme une capacité de la pompe à remonter le plus de fluide possible à la surface. Elle est influée par plusieurs facteurs, parmi ces facteurs nous citons :

III 3.1. Coefficient de perte :

Il y a des pertes par frottement associées à toutes les parties de Jet Pump. Ces coefficients de perte dépendent de la zone, la spécificité de la pompe, les propriétés des fluides, la vitesse et les pertes associées du mélange. Généralement Les pourcentages des pertes d'énergie dans les parties de la pompe sont résumés dans le Tableau suivant : [6]

Tableau III.2: Les pertes d'énergie dans le jet pump.[14]

Les pertes	**Le pourcentage%**
Nez	1%
L'entrée de Gorge (pertes d'aspiration)	2%
Perte de Friction dans la Gorge	8%
Les pertes de mélange de fluide de réservoir et le fluide de puissance	45%
Diffuseur	10%
Total	**66%**

L'effet des coefficients de pertes dans les parties de Jet sont représentés dans les Figures suivantes :

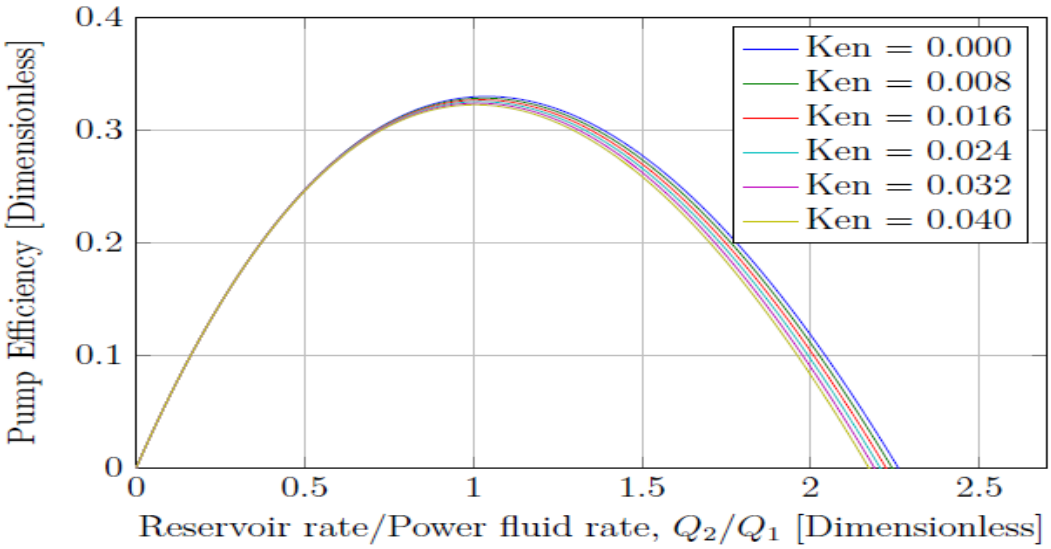


Figure III.2 : Efficacité de la pompe avec variation des pertes de charge à l'entrée de la gorge[6]

On remarque qu'il y a une réduction négligeable de l'efficacité par rapport à l'augmentation des pertes de charges K_{en}

- Efficacité avec variation des pertes de charges au niveau de la buse K_n

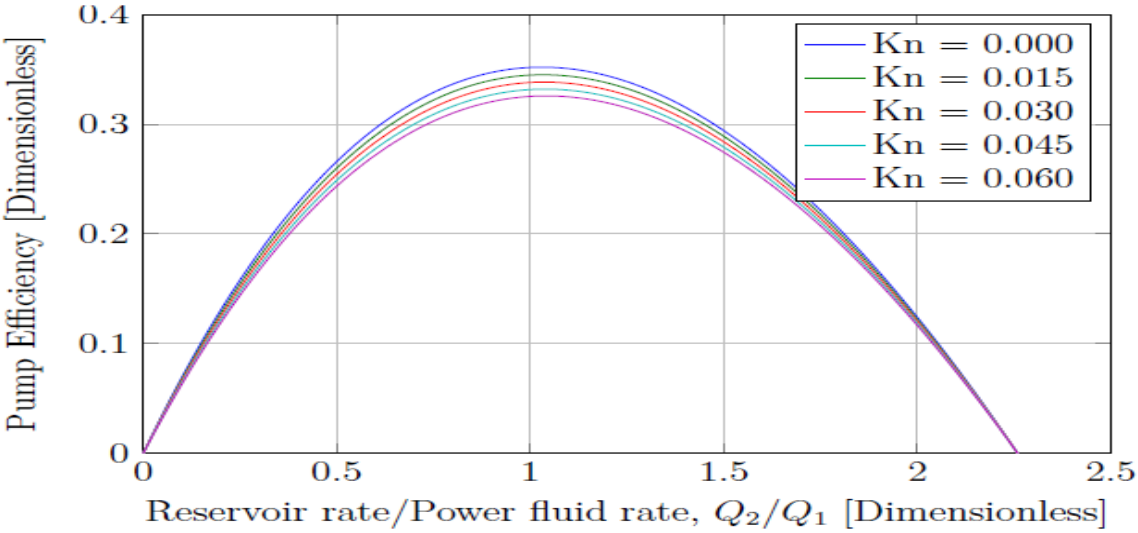


Figure III.3 : Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes Kn[6]

- Efficacité avec variation des pertes de charges au niveau de la gorge K_{th}

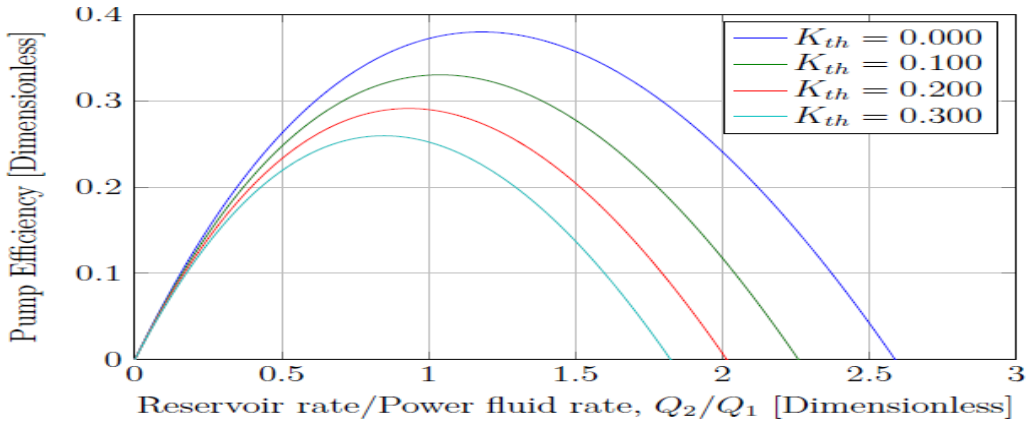


Figure III.4 : Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes K_th[6]

- Efficacité avec variation des pertes de charges au niveau du diffuseur K_{di}

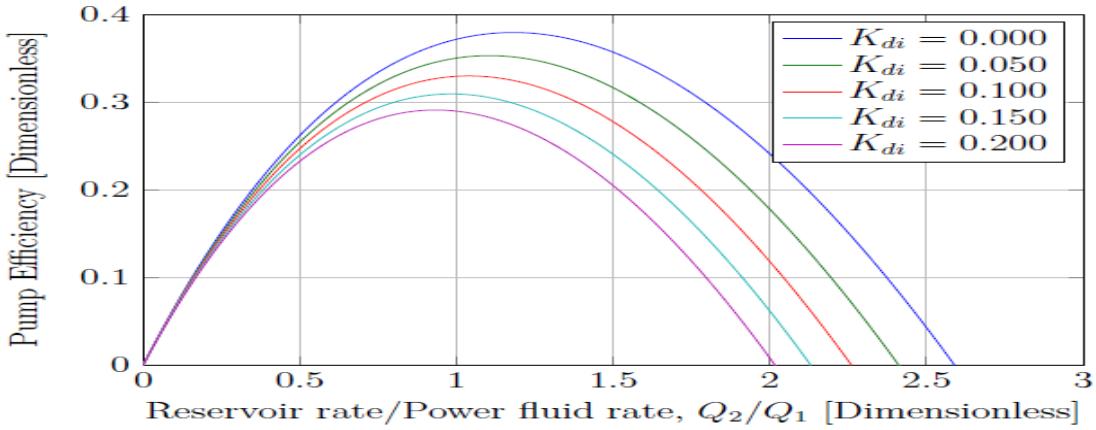


Figure III.5 : Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes K_di[6]

Les figures **III.3, III .4, III.5** montrent : Les coefficients de pertes augmentent, l'efficacité de pompe diminue moins dans la buse que le gorge et le diffuseur à cause des pertes du mélange dans la gorge et diffuseur. Le rapport de débit optimal est diminué également.

III.3.2. Densités :

En général, les fluides de puissance à forte densité comme l'eau donneront une meilleure performance et une bonne d'efficacité pour le Jet pump. Cependant, l'efficacité de la pompe est une partie seulement de l'efficacité globale. Afin d'améliorer l'efficacité globale de tout

système hydraulique les fluides de puissance plus légers tels que l'huile permettent mieux de réduire la colonne hydrostatique du puits par rapport à l'eau comme le montre **la figure III.6** Sachant que S est le rapport de densité de fluide de réservoir sur la densité du fluide de puissance.

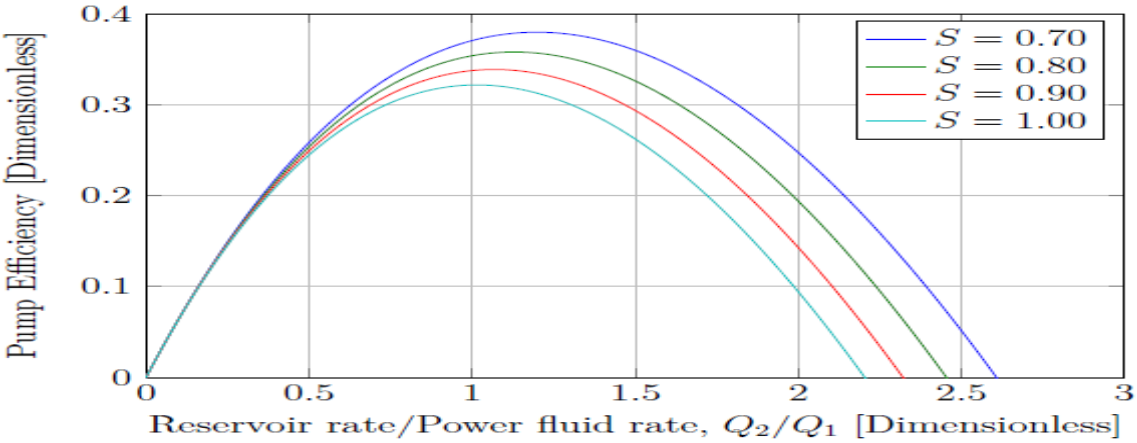


Figure III.6 : Efficacité de Jet avec variation de rapport de densité S.[6]

Il est possible d'utiliser du gaz comme un fluide de puissance dans un puits de pétrole. Mais l'efficacité et la puissance développée par la pompe est faible, dans ce cas le principal avantage sera de réduire seulement la pression hydrostatique quand le gaz est libéré au-dessus de la pompe.

III.3.3. Débit et la pression d'injection de fluide puissance :

Généralement, le système hydraulique utilise un fluide de haute pression et de faible débit, pour réduire les pertes dues au frottement et augmenter l'efficacité du système. **La Figure III.7** montre que le débit à aspirer augmente à mesure que la pression d'injection de fluide de puissance augmente. Mais cette pression est limitée par la résistance du tubing et la tête de puits.

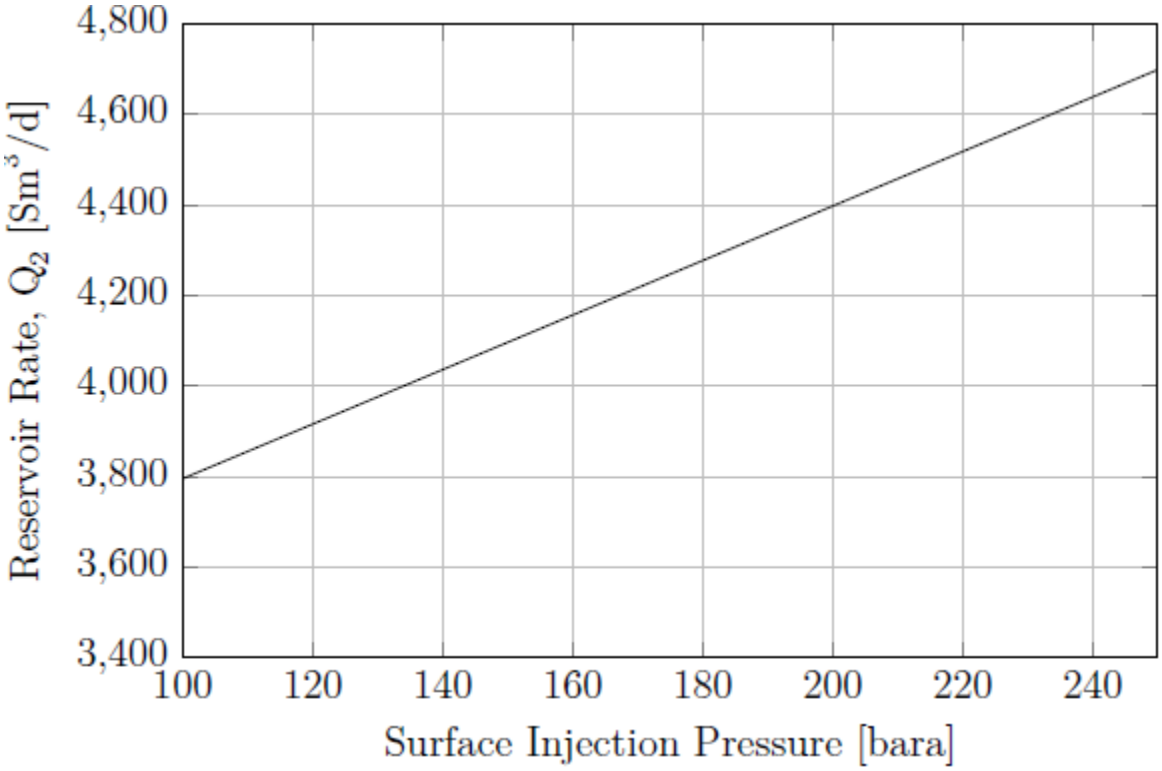


Figure III.7 : Efficacité de Jet avec variation de la pression d'injection de fluide de puissance.[6]

III.3.4. L'emplacement de la pompe :

Pour un potentiel de production maximum, la pompe est placée en profondeur au niveau de la perforation. Ce qui permet d'éviter la libération de gaz au-dessous de Jet dans les puits à fort GOR et de maintenir l'efficacité de la pompe.

III.3.5. Configuration du Jet Pump :

Les composants principaux du Jet Pump sont la buse et la gorge. Plusieurs expériences ont été réalisées sur dimensions ces composants pour étudier l'efficacité de la pompe. R (rapport de surface de la pompe) est le rapport de la surface de buse à la surfce de gorge. C'est une variable importante. Il détermine les caractéristiques de performance de la pompe.

Pompes avec le même rapport de surface ont les mêmes courbes de performance et d'efficacité.

Si, pour une buse donnée, la gorge est choisi de telle sorte que la surface de la buse **An** est de 60% de la superficie de gorge **At**, Il y a une zone relativement petite **As** autour du Jet pour

L'entrée des fluides de réservoir. Cela conduit à des faibles taux de production par rapport au taux de fluide de puissance. Une telle pompe est adaptée pour les puits profonds de faible débit et de hauts levages.

Si la gorge est choisie de telle sorte que la surface buse est seulement 20% de la surface de gorge. Alors que la surface d'écoulement As disponible pour la production est plus grande. Donc la quantité de production est plus élevée. Les puits peu profonds à faible levage sont des candidats pour une telle pompe.

Des combinaisons de surfaces sont possibles pour répondre aux différentes exigences de débits et de levages. Tenter de produire de petites quantités par rapport au taux de fluide de puissance avec un rapport de surface R= 0,20 sera inefficace en raison de pertes de mélange turbulent élevées entre le fluide de jet à haute vitesse et le fluide de production lent.

A l'inverse, en essayant de produire avec des taux de production élevés par rapport au fluide de puissance avec un rapport de surface R= 0,60 sera inefficace en raison des pertes par friction élevées à travers la gorge. La sélection du rapport optimal implique un compromis entre ces pertes de mélange et de friction.[1]

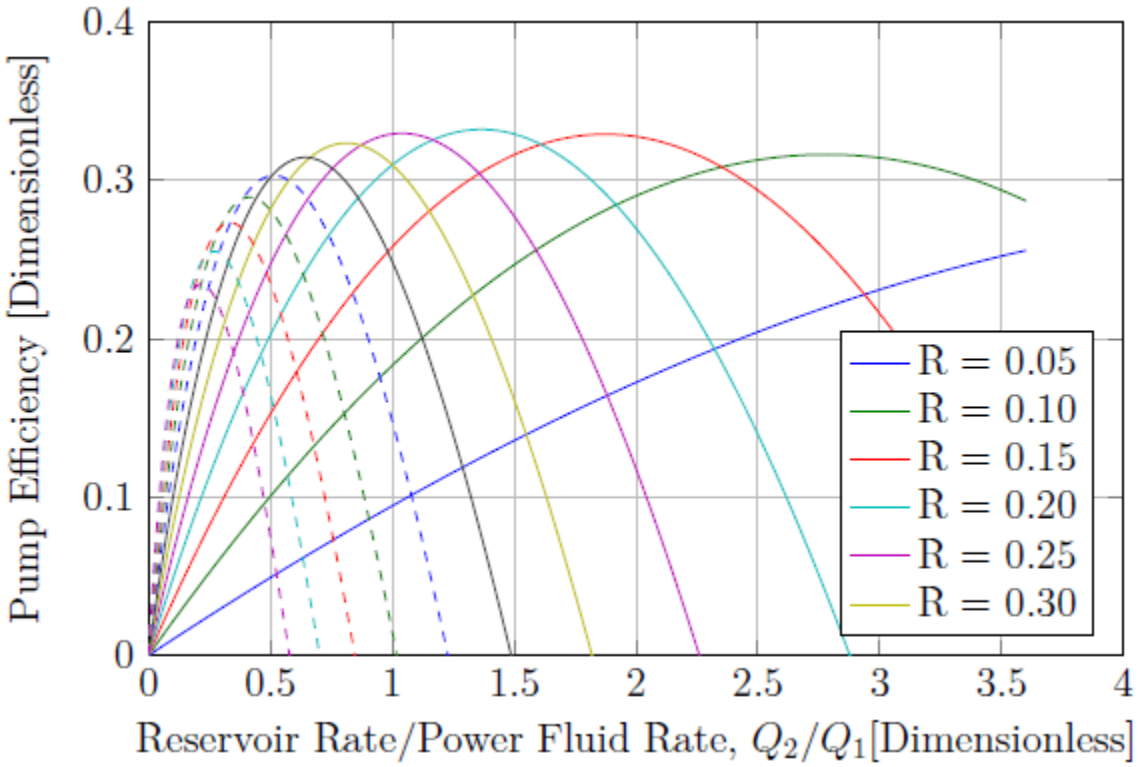


Figure III.8 : Efficacités de la pompe pour le rapport de surface de -Buse-Gorge.[6]

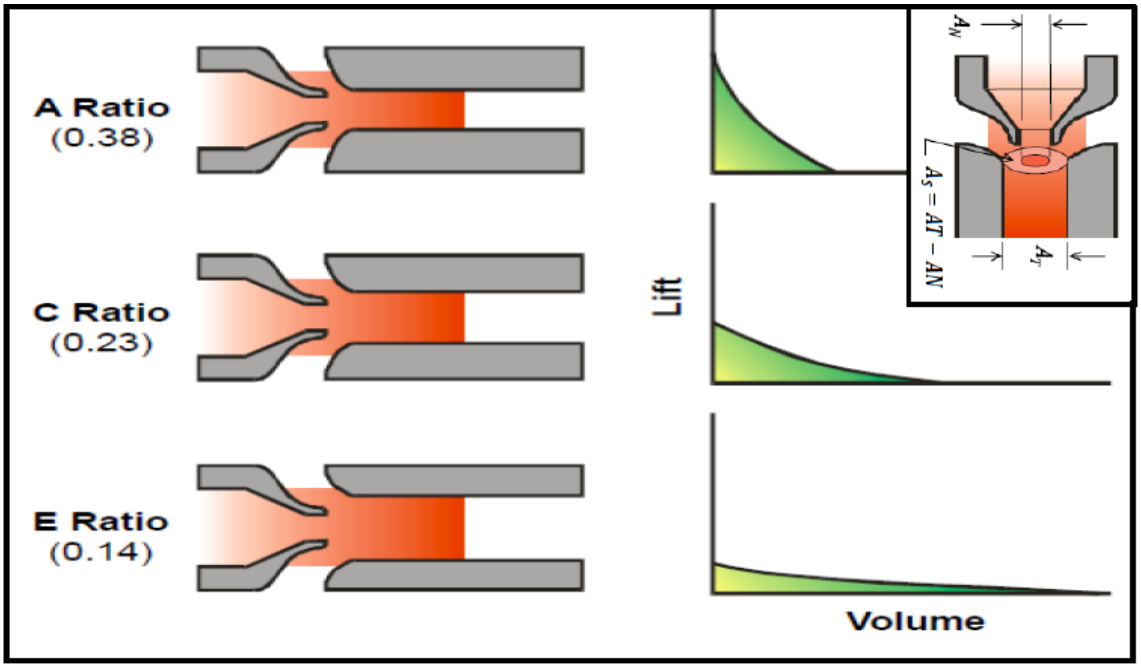


Figure III.9 : Le rapport de volume produit en fonction de variation de rapport de surface R de la pompe.[7]

III.4. Phénomène de Cavitation :

La cavitation est une formation des bulles de vapeur dans un liquide en écoulement. Elle est divisée en deux catégories :

III.4.1. Cavitation de fluide de production :

Quand le fluide secondaire de débit élevé pénètre une petite surface **As**, la pression statique de fluide diminue. Une fois que cette pression atteint la pression de vapeur, les cavités de vapeur « vides » sont créées dans le courant de fluide produit. Au cours de l'écoulement du fluide la pression de mélange augmente dans la gorge ce qui conduit à l'effondrement des bulles. En conséquence, une quantité importante d'énergie est libérée sous forme d'une onde de choc acoustique et une lumière visible contre la paroi de gorge.

III.4.2. Cavitation de fluide de puissance :

La description du phénomène de cavitation précédemment suggère que, si le débit de production se rapproche de zéro, le risque de cavitation disparaît parce que les vitesses de fluide sont très faibles. Cependant, la différence de vitesse entre le fluide de puissance et de

production crée une zone de cisaillement sur la frontière entre elles. Une telle zone de cisaillement génère constamment des tourbillons et des bulles qui sont à une pression réduite. Ces bulles causent des dommages de cavitation à l'entrée de la gorge (situation grave) ou dans le diffuseur juste après la section de diamètre constant (situation douce).[14]

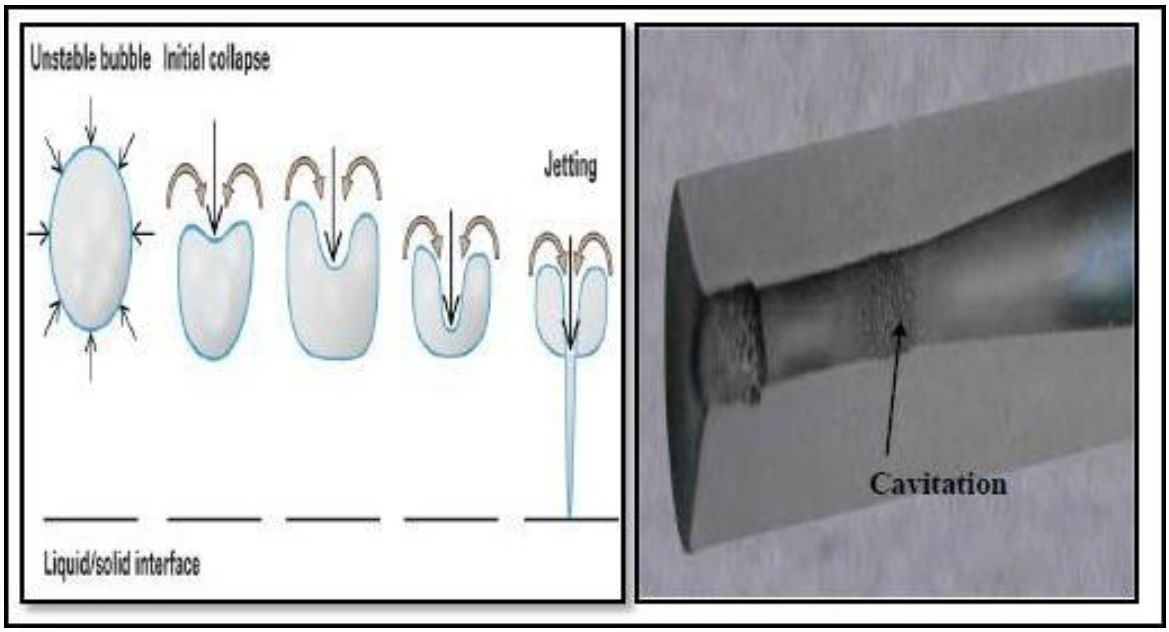


Figure III.10 : Représentation le phénomène de Cavitation

L’application de l’étude

IV.1. Présentation du logiciel PROSPER :

Le logiciel **PROSPER**, permet de modéliser et d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement tri phasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement à travers le réservoir ;
- L'écoulement à travers la complétion ;
- L'écoulement à travers le tubing ;
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production. Il permet :

- L'analyse de la performance des puits ;
- L'optimisation des complétions ;
- L'optimisation du gas-lift.

IV.1.1 Les différents lois et corrélations utilisés par Prosper :

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface.

Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrits respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascenseur.

Des nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, certaine sont générales et d'autres sont limités à un domaine d'application réduit.

Parmi les corrélations utilisées par Prosper on peut citer :

- Duns & Ros (1963) Oil ;
- Hagedorn & Brown (1963) Oil ;
- Beggs & Brill (1973) ;

La corrélation de Hagedorn & Brown est la plus convenable pour le champ de Hassi Messaoud, cette dernière suppose que l'écoulement est permanent en tenant compte des propriétés des fluides ainsi que l'effet de glissement et le terme d'accélération.

A signaler par ailleurs que l'écoulement à travers la collecte n'est pas pris en considération pour le cas de Hassi Messaoud à cause de l'étendu du réseau de collecte (longues distances).

IV.1.2. Application de l'analyse nodale en utilisant Prosper dans le domaine d'activation des puits :

L'utilisation du Prosper dans le domaine de l'activation des puits passe par les étapes suivantes :

- Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent

Build Up ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.

- Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changées.

- Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.

- Représenter sur le même graphe, la situation actuelle du puits en calant le dernier jaugeage effectué sur le puits considéré.

- Une simulation du puits avec le changement de complétion peut à présent être envisagé ce qui permettra de connaître qu'elle est la performance du puits considéré avec cette complétion.

- En fonction de la réponse du puits au changement de la complétion, nous pourrons conclure que le puits est ou n'est pas candidat à cette méthode d'activation.

IV.1.3. Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :

- Rapports géologiques ;
- Historique de production du puits.
- Rapports de complétion du puits ;
- Données de tests ;
- Données de jaugeages ;

IV.2. Etude du puits OMJ 661 :

Le puits OMJ661 est un producteur d'huile, foré le 19/09/2011 dans le cadre du développement de la zone HZN du champ nord de HMD, puis repris en Short Radius le 07/12/2015, puis repris en Gaz lift en 25/10/2016 sa profondeur est de 3714m.

Il est situé au Centre de la zone, implanté suivant les cordonnées :

X : 806840.76 Y : 147149.05 Z Sol : 132.55m Z Table : 142 m

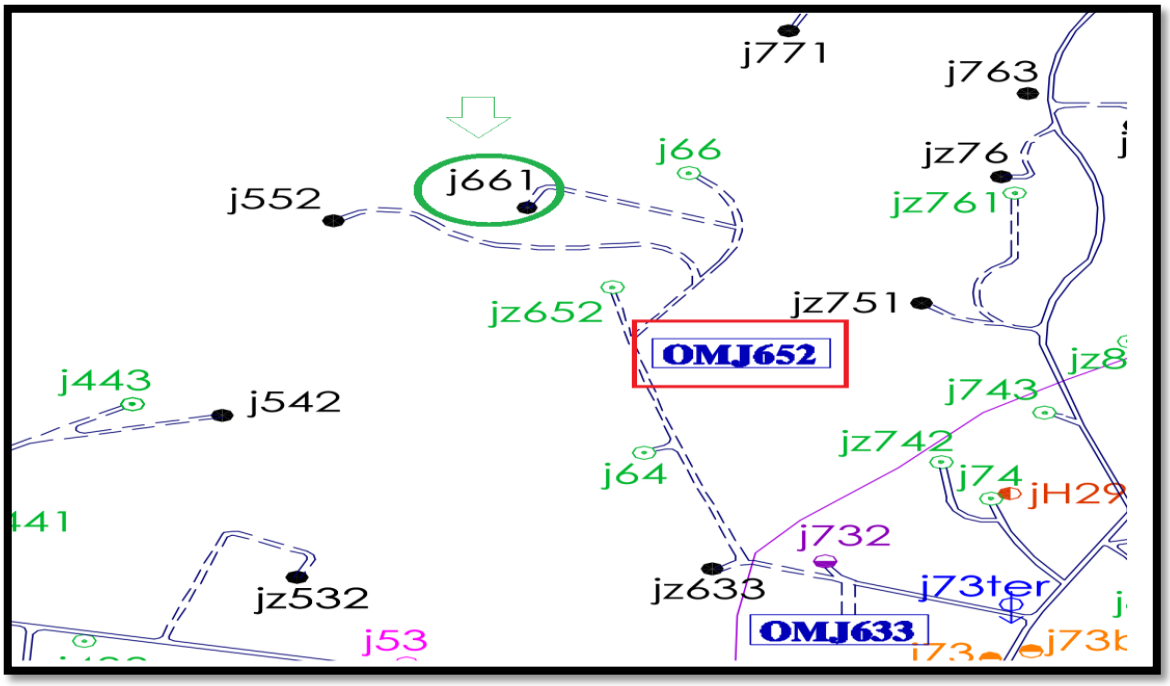


Figure IV.1 : Position de puits OMJ661.

IV.3. Complétion :

La complétion de OMJ661 est avec un tubing 4" ½ New VAM.

La liaison couche-trou : complété en open hole

La longueur de la section verticale (VS) est de 350.40

Fond initial 3507m

KOP 3337m

Packer Hallib 3274.94 m

Sabot 7″ 3330m

IV.4. Historique du puits OMJ661 :

La pression de gisement est passée de 309 kg/cm² en (09/2011) à 285 kg/cm² en Novembre2015, soit un écart de 24 kg/cm² en espace de 4 ans de production.

- Le puits est foré en 2011 verticalement nous a donné un débit faible 0.47 m3/h après il est resté fermé
- Le 07/12/2015 le puits était repris en short radius pour changement de drain et augmenté le débit, déplacement total 350,40 m, azimuth N 100, inclinaison 88.
- Le 25/10/2016 le puits était repris en gaz lift

IV.5. Présentation du problème du puits OMJ661 :

D'après les derniers jaugeages on voit que le gaz lift donne un débit instable et faible vu à les problèmes rencontré :

- La difficulté d optimisé le débit de gaz du a l'instabilité de la pression d'injection,
- Les problèmes des hydrates
- Freinage de production dans le réseau collecte par l'excès de gaz
- Le gaz lift continu n'est pas convenable au puits avec faible IP
- Fond du puits inaccessible pour nettoyage suite a la présence du concentrique

C'est pour ça on doit chercher d'autres méthodes d'activation

IV.6. Les données des essais de puits

Tableau IV.1 : Les données DST.

Teste	Date	PG	PFD	IP	Duse	Skin	Pt	Q	Remarque
DST	12/09/2011	309.47	111.23	0.002	9.53	9.71	12.3	0.47	Pfd 3139.4m
DST	24/11/2015	285.87	210.57	0.059	9.53	-3.98	38	4.24	Repris SR dans le D2

IV.7. Les données de PVT :

Tableau IV.2 : Les données de PVT.

d_o (API)	d_g (sp.G)	d_{eau} (sp.G)	P_b(Kg/cm2)	T_g (C°)	μ_o(cp)	B_o (m^3/m^3)
45	0,836	1,050	164	118	0.235	1.74

IV.8. Les dernières opérations :

- **Workover** :

Du 27/10/2015 au 07/12/2015 : le changement de drain dans le D2

- **Snubbing :**

Du 23/09/2016 au 03/10/2016 : il a été réalisé pour la descente de CCE 1″.9 a la cote de 2700m

Tableau IV.3 : Les résultats de dernier jaugeage réalisé sur le puits OMJ661.

Date	Ø Duse (mm)	P_t (kg/cm2)	P_p (kg/cm2)	Q_o (m^3/h)	GOR (m^3/m^3)	Q eau m^3/h	T tête C°
10/08/2017	13	31.9	18.1	2.24	682	0	36

IV.9. La performance du puits OMJ661 :

IV.9.1. La performance d'écoulement d'entrant (IPR) :

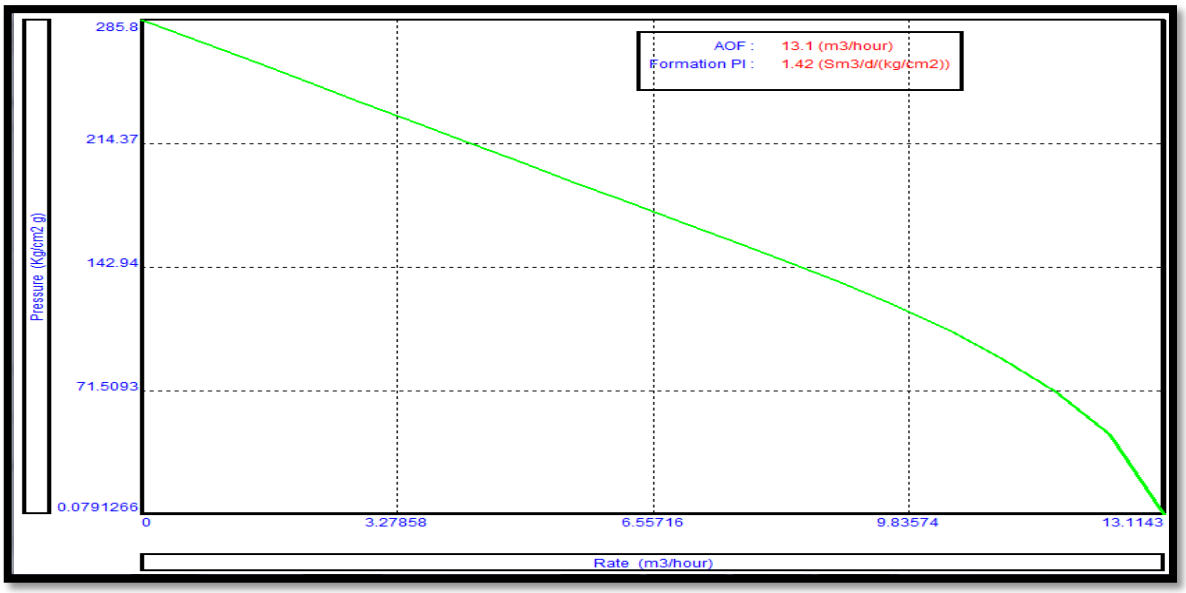


Figure IV.2: La courbe de l IPR de OMJ661.

On a utilisé la loi de Vogel pour déterminer la courbe de L IPR (l'écoulement dans le Réservoir)

IV.9.2. Point de fonctionnement du puits :

Le point de fonctionnement d'après les données du DST

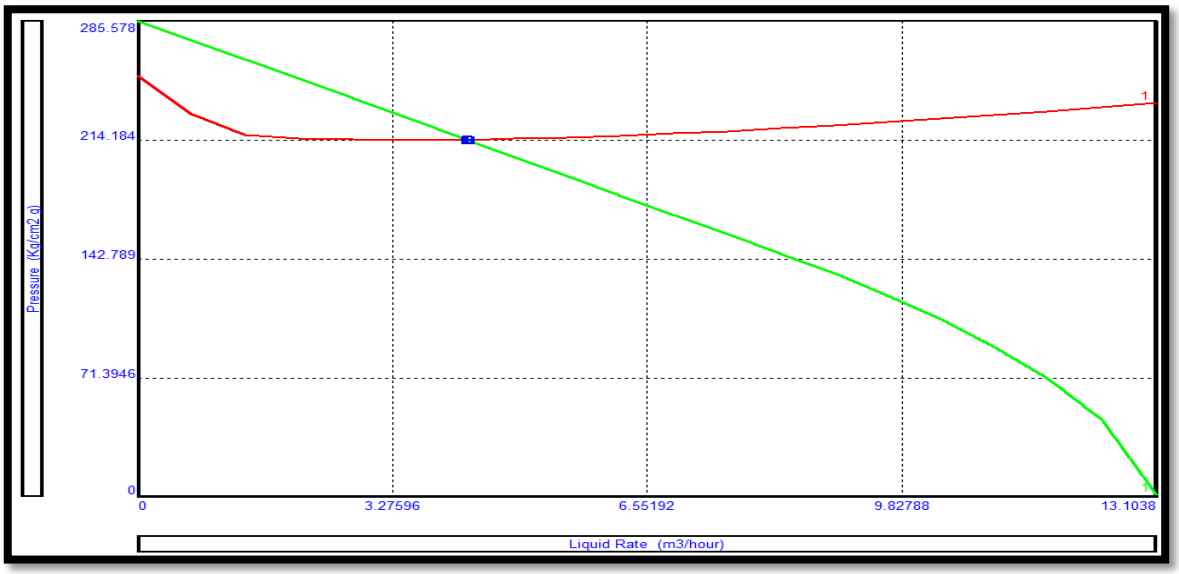


Figure IV.3 : Point de fonctionnement IPR/VLP de OMJ661 d'après les données DST.

IV.9.3. Cas actuel :

Après la chute du potentiel, le puits a été repris en Short Radius puis en gaz lift et les données ont été changées

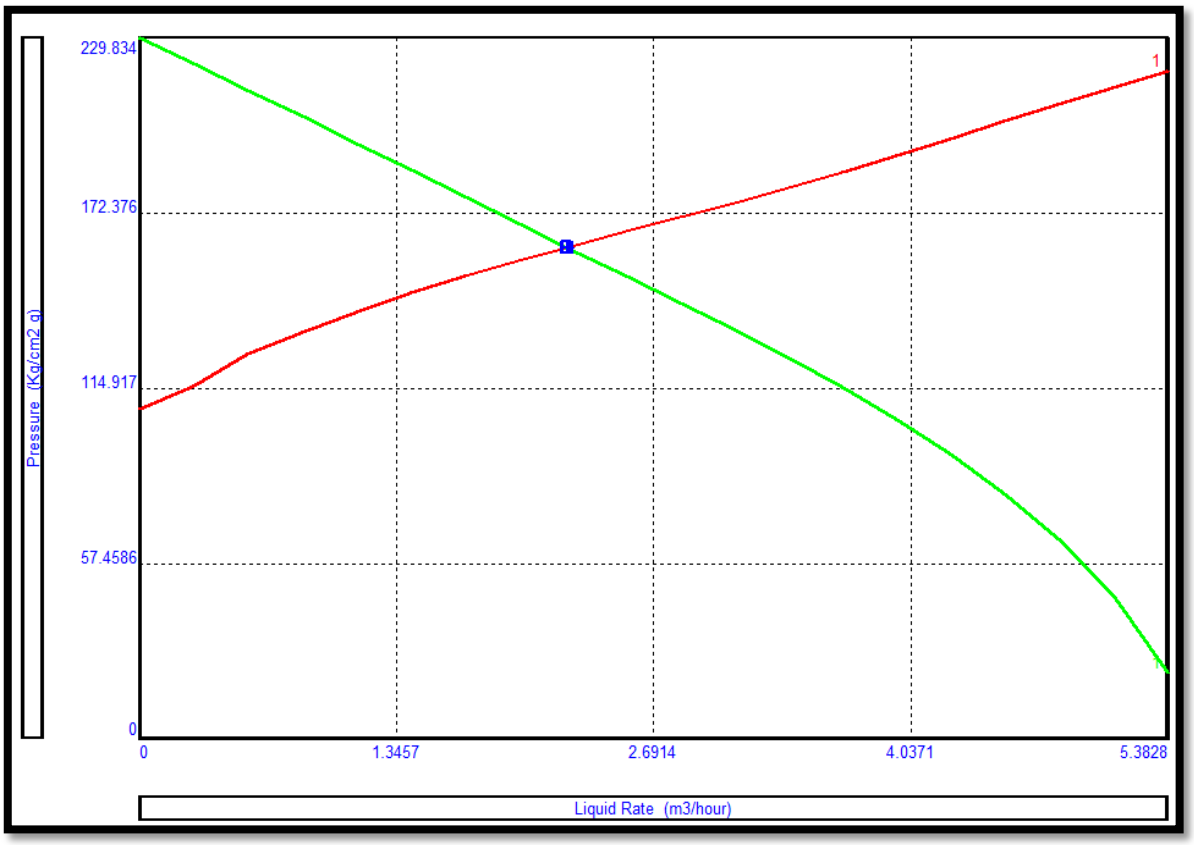


Figure IV.4 : Point de fonctionnement IPR/VLP de OMJ661 d'après le dernier jaugeage.

On remarque que même la courbe de l IPR a changé par rapport au cas de DST , et cela est dû au changement de Pg.

On a un débit de 2.24 m3/h, pour que le taux de récupération soit maximum on va essayer autre méthode d'activation

On a proposé d'installer une Jet Pump à l'intérieur de la complétion 4 1/2" et pas un autre mode d'activation pour les raisons suivantes :

Gaz lift : c'est le mode d'activation actuel

ESP : pour installer la pompe, la complétion doit être montée à la surface par workover en plus elle nécessite l'électricité.

PCP : même motifs qu'ESP, en outre elle est incapable de fonctionner dans le puits de profondeur plus 8600 ft.

RLS : le cout du matériels, la maintenance est élevée malgré s'efficacité.

PLS : sa capacité de production est plus faible.

Après une étude approfondie et on tient en compte les considérations économiques, des maintenances, de l'emplacement de puits, des besoins en électricité. On voit que le jet pump est la plus approprié pour l'activation du puits.

Pour des raisons de sécurité de casing (présence du LD2) il n'est pas préférable de produire à partir de l'espace annulaire entre le tubing $4^{1/2"}$ et casing 7"

Pour cette condition une nouvelle complétion doit être utilisée.

IV.10. La nouvelle complétion :

Il s'agit d'une complétion 2"7/8 New VAM à descendre à l'intérieure de la complétion existante 4"1/2 New VAM par un appareil de snubbing à la cote 3200m.

IV.11. Procédure de descendre de la complétion 27/8" :

La nouvelle complétion est préparée en deux étapes :

IV.11.1. La préparation de « sub assemblies » :

Comme les connections de la nouvelle complétion à descendre sont 2 7/8" NEW VAM et les connections de sub assemblies sont 23/8" EUE, préparé des X-overs : « 2 3/8" EUE Box x 27/8" NV Pin et 2 3/8" EUE Pin x 27/8" NV Box » pour les connecter sur base aux assemblies suivantes :

- WXN Nipple 2"3/8 EUE BxP ;

- WX Nipple 2"3/8 EUE BxP ;

- Packer de production HRP 2"3/8 EUE BxP ;

- Jet pump BHA 2"7/8 EUE BxP.

Après le make up, faire un test de pression de chaque assembly raccordé pour vérifier l'intégrité de l'assembly. Drift ces assemblies avec un drift approprié de taille : 1.901" pour 2-3/8"et drift 2.347" pour 2 7/8".

IV.11.2. La complétion sur site :

Après avoir mobilisé tous les équipements sur site et l'installation de l'unité de snubbing qui va descendre cette complétion, les assemblies de fond ont été installés dans l'ordre suivant

- WEG (sabot) ; WXN Nipple ; Joint perforé ; WX Nipple. ; Packer de Production et JP BHA

En suite, on continue à descendre le tubing 27/8" jusqu'à la cote 3200m. En surface le dernier assemblé est installé qui est le tubing Hanger pour supporter le tubing 2 7/8".

IV.11.3. L'ancrage de Packer :

Pour ancrer le packer on descend avec Slick line on installe un « plug » à l'intérieur de WX Nipple afin d'isoler la partie inférieure de la complétion (isolé WEG, Joint Perforé, et WXN Nipple), Ensuite un « Blanking Tool » à l'intérieur de JP BHA pour isoler la communication entre l'espace annulaire et le tubing. Et on applique une pression 3000 psi dans le tubing pendant 15 min pour ancrer le packer. Une fois le packer est ancré on applique une pression de 1000 psi dans l'espace annulaire pour vérifier l'étanchéité du packer.

IV.12. Design du Jet Pump :

Afin d'estimer la performance de Jet Pump et sélectionner la combinaison de Buse /Gorge adéquate aux conditions du puits avec les paramètres de fonctionnement du système pour tous les scénarios possibles, on applique le modèle d'analyse de Jet Pump « Prosper ».

IV.12.1. Application du logiciel PROSPER

- **Les données d'entrées :**

Tableau IV.4 : Les données d'entrées de puits OMJ661 dans le PROSPER.

Paramètres	Valeur	Paramètres		Valeur
Profondeur (m)	3410	Densité d'huile	(**API**)	45
Profondeur de la pompe (m)	3200	Water Cut (**%**)		0
Installation de la pompe	(1) Standard	Fluide de puissance		Huile

Casing ID (**in**)	3,920	GOR	(**Sm3/Sm3**)		127
Tubing ID (**in**)	2,441	Densité de gaz (**sp.G**)			0,836
Tubing OD (**in**)	2,875	Pression de gisement (**Kg/cm2**)			230
Longueur de tubing (**in**)	3200	IP	**(Sm3/d/Km2)**		0.78
Pression de bulle (**Kg/cm2**	164	Température de la tête du puits **°C**			35
Pression de tête (**Kg/cm2**)	10	Température de gisement **°C**			118
		By-pass gaz			Non

- **Les résultats de PROSPER :**

Tableau IV.5 : Les résultats de design du Jet Pump par logiciel PROSPER.

Paramètres	Valeur			
NOZZLE THROAT	An (in)	At (in)	Surface annulaire pour le fluide de réservoir As (in)	Rapport de Surface R
	0.067	0.206	0.139	0.328

On a essayé plusieurs scénarios pour avoir les paramètres idéals pour notre pompe

Scénario 01	
Débit de production (m3/h)	3.7
La pression d'injection (Kg/cm2)	193
Débit d'injection (m3/h)	7.33
Puissance de Jet pum HP	71
Pression de l'aspiration de la pompe (Kg/cm2)	101
Pression de refoulement (Kg/cm2)	220
Débit de cavitation (m3/h)	4.51
Scénario 02	

Débit de production (m3/h)	4
La pression d'injection (Kg/cm2)	220
Débit d'injection (m3/h)	8.66
Puissance de Jet pum HP	89
Pression de l'aspiration de la pompe (Kg/cm2)	93
Pression de refoulement (Kg/cm2)	227
Débit de cavitation (m3/h)	4.51
Scénario 03	
Débit de production (m3/h)	4.3
La pression d'injection (Kg/cm2)	246
Débit d'injection (m3/h)	9.33
Puissance de Jet pum HP	101
Pression de l'aspiration de la pompe (Kg/cm2)	84
Pression de refoulement (Kg/cm2)	231
Débit de cavitation (m3/h)	4.81
Scénario 04	
Débit de production (m3/h)	4.6
La pression d'injection (Kg/cm2)	286
Débit d'injection (m3/h)	11.33
Puissance de Jet pum HP	129
Pression de l'aspiration de la pompe (Kg/cm2)	73
Pression de refoulement (Kg/cm2)	243
Débit de cavitation (m3/h)	5.11

Les résultats du 4 em scénario suivit par le graphe suivant qui définit la courbe de production de la pompe pour la pression d'injection 286Kg/cm2 et débit d'injection 11.33 m3/h

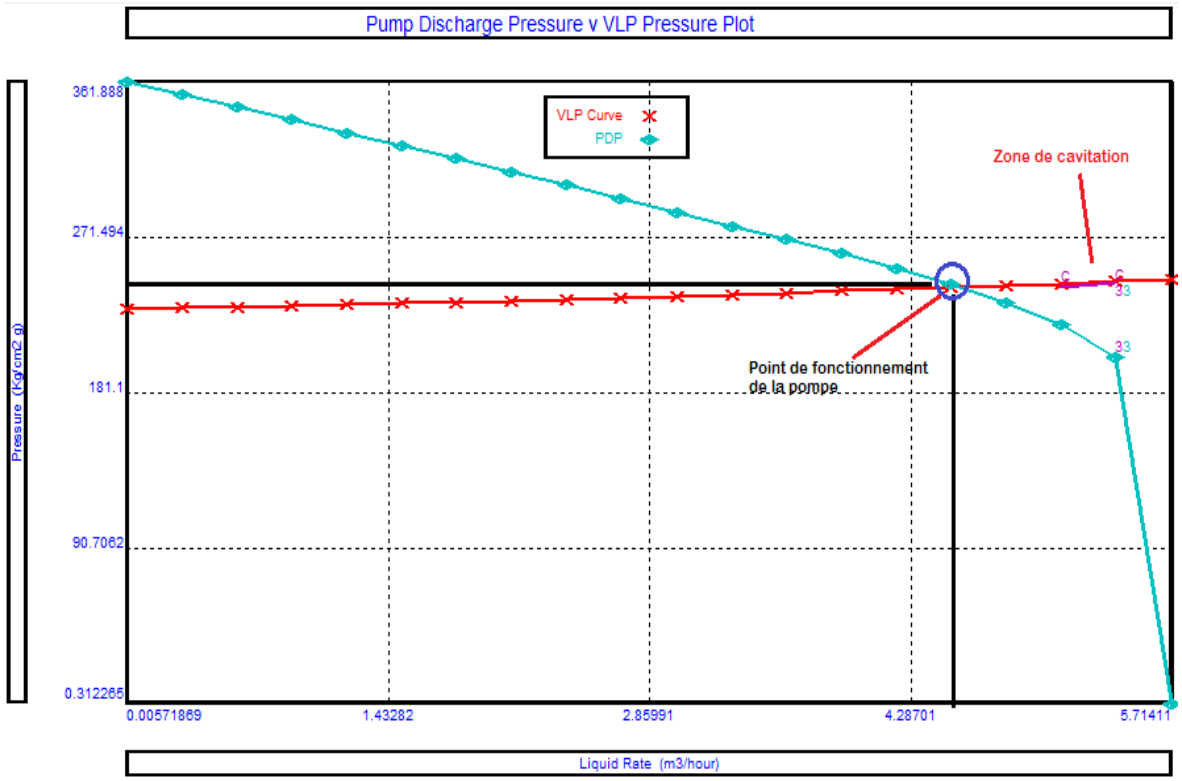


Figure IV.5 : Courbe de performance du Jet Pump.

Débit de cavitation est le débit de production où la pompe forme des cavités.

IV.12.2. Calcule de l'efficacité de la pompe :

Tableau IV.6 : Les coefficients des pertes dans la pompe.

Les coefficients	La valeur
Kn	0.15
Ks	0.00
Kt	0.28
Kd	0.1

On a : $\eta = M.N$

Avec :

$$N=\frac{2R+\frac{M^2R^2}{(1-R)}-(1+Ktd)R^2(1+M)^2-(1+Ks)[\frac{M^2R^2}{(1-R)^2}}{1+Kn-2R-\left[\frac{M^2R^2}{1-R}\right]+(1+Ktd)R^2(1+M)^2} \quad (4.1)$$

$$M=\frac{Qs}{Qn} \qquad (4.2)$$

$$R=\frac{An}{At} \qquad (4.3)$$

Alors :

R = 0.328 M = 4.6/11.33 = 0.522 N = 0.406

$\eta = 0.588 \times 0.406 = 0.226$

Alors l'efficacité de la pompe est 22.6%

N est le rapport de pression entre la pression de fluide acquise sur la pression perdu de fluide de puissance dans la pompe.

M est le rapport de débit de fluide de puissance sur le fluide de réservoirs.

Remarque :

Pour sélectionner le modèle du jet pump adéquate, il faut tenir en compte les conditions du puits et éviter le dommage de cavitation.

IV.13. L'installation des équipements de surface :

Une fois le puits est complété, on installe les équipements de surface de modèle de double patin et les pipes qui relient la tête de puits avec les unités de surface « VCU et PU ».

IV.13.1. La taille de pipes utilisées :

2 "entre PU et la tête de puits « ligne d'injection ».

3 "entre le VCU et PU « ligne d'aspiration »et entre la tête de puits et VCU « ligne de production ».

Tète de puits : la tête de puits est équipée d'un système « 4 Way Blok »

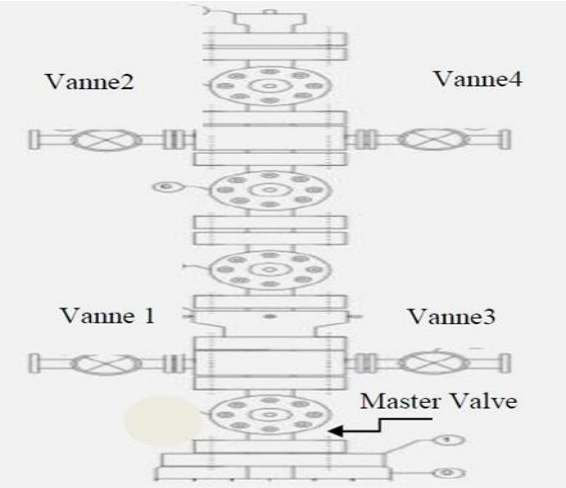


Figure IV.6: Particularité de la tête de puits.

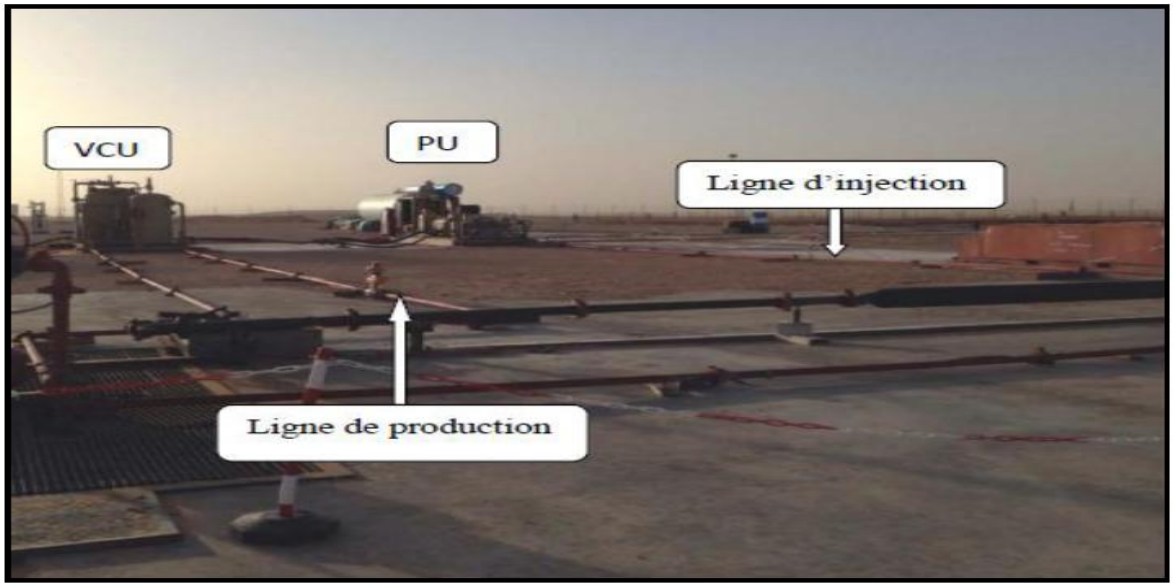


Figure IV.7 : L'installation de surface de système Hydraulique Jet Lifting

IV.14. Démarrage de l'opération :

IV.14.1. Processus de démarrage :

-Quand les équipements de surface mis en place, on effectue un test de pression de 5000 psi de la ligne d'injection pour vérifier s'il y'a une fuite sur la ligne.

-on commence à pomper le fluide en bas de la colonne de production jusqu'à l'annulaire dans le but de nettoyer le puits (by pass le vessel).

-on ferme la vanne maîtresse et retire le catcher afin de jeter le standing valve et Jet Pump libre pour les positionner dans le JP BHA, puis réinstaller le catcher.

IV.14.2. Mode d'opération :

-Ouvrir la vanne maîtresse et démarrer le pompage par l'eau fraiche de pression faible pour remplir la colonne hydrostatique du puits.

-Augmenter lentement la pression d'injection par 35 Kg/cm2 jusqu'atteindre la pression d'injection prévu de 273 Kg/cm2 tout en assurant que la pression d'injection utilisés n'est pas dans la zone de cavitation

-une fois le Jet Pump commence à produire le mélange, le circuit de la tête de puits, pompe, récipient, devient un circuit fermé. Ce qui signifie que le mélange devient un fluide de puissance.

Lorsque le récipient horizontal est rempli, l'excès de liquide est dirigé vers la production.

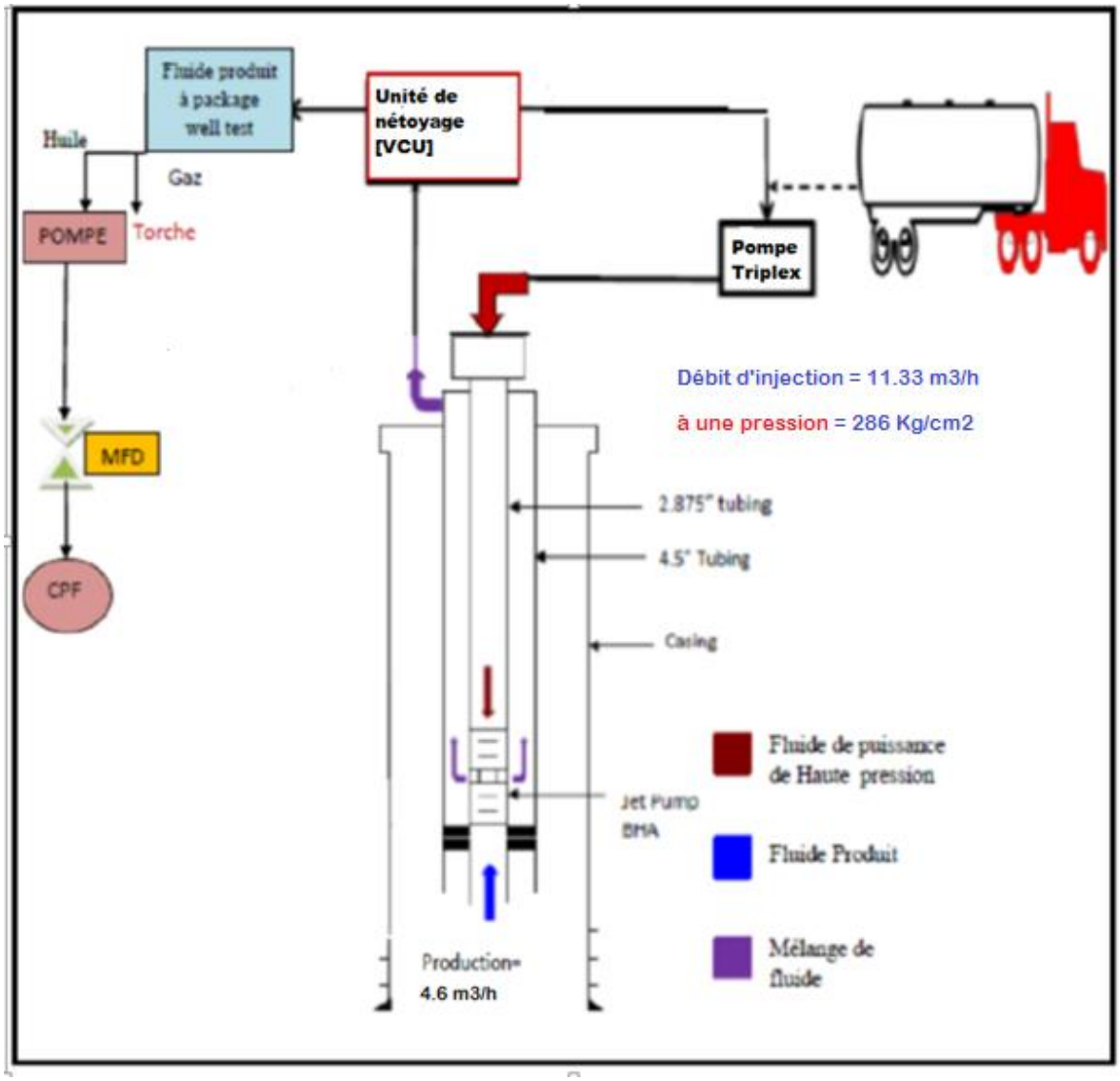


Figure IV.8 : Schéma d'écoulement Jet Lifting.

IV.15. Etude économique :

Tableau IV.7 : différence entre cout d'achat et cout de location

Capex	Cout d'achat	Prix					
	Jet Pump BHA 2''7/8	2230	$		13 814		
	Packer HRP 2''7/8*4''1/2 retrievable	10 730					
	WX Nipple 1.875''	427				Somme	
	WXN Nipple 1.875''	427				201 678	$
	Cout des operation						
	Snnubing	114 745	$	10 jours	187 864		
	Wireline	3000	$	operation			
	Tubing	70 116	$	3200 m			
Opex	Cout de location						
	Downhole equipements	6 500	$/j		somme		
	Jet Pump				7 609	$/j	
	Surface equipments						
	Power Unit						
	Vessel						
	Diesel Tank						
	Surface Pipine						
	Personnel (1 superviseur)	1000					
	Gasoil (600L/jour)	109					

	Gain en production			Prix du brut	Revenu journalier	Gain	POT
	m3/h	m3/j	Bbl/j	($)	($/j)	($/j)	Jour
OMJ661	2.36	56.64	355.7	50	17785	10176	20

Conclusion

Suite à l'étude du système hydraulique Jet Lifting et sa performance sur le puits OMJ661 on conclut que :

- ✓ Pour avoir un débit Optimal Qo = 4.6 m^3/h on doit pomper le fluide de puissance à une pression d'injection de 286 Kg/cm2 et débit injecté de 11.33 m^3/h.
- ✓ La bonne cote pour localiser la pompe est 3200 m.
- ✓ Le puits OMJ661 a un bon potentiel et une bonne capacité de la production.
- ✓ L'efficacité de la pompe est faible mais elle minimise le temps d'arrêt et le cout de maintenance.
- ✓ Le puits produit les effluents en permanence de façon réglable par le Jet Pump qui offre une longue vie pour le puits.
- ✓ Pour une production optimale du puits, le système nécessite une haute pression.
- ✓ Le logiciel PROSPER établit le design de la pompe pour optimiser la performance et maximiser le rendement.

Enfin, cette technique d'activation est valable dans tous les puits grâce à la diversité du Jet Pump et elle peut être également appliquée pour les essais du puits « DST et Kickoff », les opérations de nettoyage et la stimulation des puits.

Recommandation

Pour une meilleure efficacité de la pompe il faut :

- Bien déterminé le design de la pompe avec le bon choix de la combinaison buse/gorge.
- Effectuer des Build Up test pour chaque puits afin d'actualiser périodiquement les données des puits.
- Le bon choix de la pression et le débit d'injection afin d'évité l'endommagement du puits et le problème de cavitation.
- Choisir le bon fluide de puissance (eau, huile de formation avec une densité bien déterminé)
- Le bon choix de la localisation de la pompe, il est recommandé qu'elle doive être placée en profondeur aux niveaux de la perforation pour éviter la libération de gaz dessous.
- Il est préférable d'augmenter la durée d'évaluation des pompes pour connaitre plus cette nouvelle technologie.
- Vu le manque général de connaissances sur ce système (un problème commun à tous les systèmes d'artificiel lift mais peut-être plus pour l'hydraulique). Il est recommandé d'actualisé les gens concernés par des présentations et des formations périodiques
- Installation du package de well test « séparateur + pompe de surface » afin de transporter l'huile si le puits est isolé et loin du centre de production

Références bibliographiques

- ✓ Livres

[1] J. Bellarby (26-04-2009), Well completion design, ELSEVIER, p344, 360.

[2] N. Kumar MNew itraDelhi India, (15 juil. 2012), Principles of artificiel lift, p240.

[3]محمد حازم جنيد. 2014.هندسة انتاج النفط 2. جامعة الفرات. العراق. ص:83-84-85.

- ✓ Thèses et mémoires

[4]GASMI Intissar (2016). Activation des puits par le Système Hydraulique Jet Lifting Puits RECN-1. Mémoire de master, université de Ouargla.

[5] BAKELLI BABA Hammoud et HADJ MAHAMMED Slimane (2013) .L'utilisation de l'analyse nodale pour le choix des puits candidats au traitement matreciel, Mémoire de master, université de Ouargla, p 19.20.21

[6] F. Liknes (June 2013), Jet pump, Master these, Norwegian University, p12, 15,16.

- ✓ Site internet

[7] http://www.petrowiki.org/Hydraulic_pumping. février 2016.

- ✓ Rapport

[8] Weatherford, Hydraulic pumping systems training manual, 01-2016.

[9] Weatherford, WFT brochure Jet Pump.12-2016

[10] D. Kempert, Jet pumps Oilmaster brand, Trico industries, 20-11-2009.

[11] D. Perrin, Activation des puits, ENSPM formation industrie, 22-01-2003.

[12]Darmci, Basic artificial lift, Canadian oilwell systems company ltd, 12-07-2015

[13]J. Wright, Well performance and artificial lift, Heriot-Watt University, 07-06-2008.

[14] T. Pugh, Hydraulic Lift systems, Weatherford, 06-05-2015.

Annexe

Thoires des écoulements dans le réservoir :

- **Ecoulement monophasique *:***

Il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, dans notre cas si lorsque la pression de fond soit supérieure à la pression de bulle

Dans ce cas la loi DARCY s'écrit :

$$Q = \frac{7.08\times10^{-3}\times h}{ln\,[{}^{re}/_{rw}-\frac{3}{4}+s+\grave{a}q]} \int_{Pwf}^{pr} \frac{Ko}{\mu o\times Bo} \qquad (1)$$

Tel que : **S** : le skin.

àq : terme de turbulence.

Si on suppose que :

$$\int_{Pwf}^{Pr} \frac{Ko}{\mu o\times Bo} dp = \frac{Ko}{\mu o\times Bo}\,(Pr - Pwf) \qquad (2)$$

Et :

$$ln\left\{{}^{re}/_{rw} - \frac{3}{4} + S + \grave{a}q\right\} = 7.08 \times 10^{-3} \qquad (3)$$

Alors la loi de DARCY :

$$Q = \frac{h\times K\times(Pr-Pwf)}{\mu o\times Bo} \qquad (4)$$

Donc :

$$Q = IP \times (Pr - Pwf) \qquad (5)$$

Où :

$$IP = \frac{Ko}{\mu o\times Bo} \qquad (6)$$

- **Ecoulement diphasique :**

Il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides, dans notre cas c'est le cas où la pression de gisement dent inférieure à la pression de bulle. Donc on aura un écoulement simultané d'huile et de gaz.

L'équation de VOGEL peut décrire ce type d'écoulement.

$$\frac{qo}{qo_{max}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{Pwf}{Pr}\right) - 0.8 \times \left(\frac{Pwf}{Pr}\right)^2 \qquad (7)$$

En introduisant les pertes de charges sur l'équation de VOGEL, elle dent comme suite :

$$\frac{qo}{qo_{max}} = FE \times (1 - R) \times (1.8 - 0.8 \times FR \times (1 - R)) \qquad (8)$$

Tel que : **FE** : efficacité de l'écoulement :

$$FE = \frac{Pr - P'_f}{Pr - P_f}$$

Ou :

$$P'_f = P_f + \Delta P_s \qquad (9)$$

Avec : ΔP_s pertes de charge dues à l'effet skin

$$R = \frac{P_f}{P_r} \qquad (10)$$

qo : débit d'huile.

pwf : pression de fond.

pr : pression de gisement.

qomax: le débit maximal, il peut être déterminer en utilisant des tests.

Pour un débit donné on aura :

$$qo_{max} = \frac{qo(test)}{1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \qquad (11)$$

- **Combinaison entre les deux types *:***

L'équation de DARCY est valable quel que soit la pression, par contre l'équation de VOGEL n'est valable que pour des pressions inférieures à la pression de BULLE, donc pour avoir une équation générale qui peut décrira l'écoulement pour n'importe quelle pression on va injecter l'équation de VOGEL dans celle de DARCY en divisant l'intégral en deux parties, comme suite :

On a : $$Q = \frac{7.08\times10^{-3}\times h}{\ln\left[{}^{re}/_{rw}-\frac{3}{4}+s+\text{à}q\right]} \int_{Pwf}^{P_r} \frac{Ko}{\mu o\times Bo}\,dp \qquad (12)$$

Or : $$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{Ko}{\mu o\times Bo}\,dp = \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{Ko}{\mu o\times Bo}\,dp = \int_{P_b}^{P_r} \frac{Ko}{\mu o\times Bo}\,dp \qquad (13)$$

Donc on a deux domaines :

- **Lorsque Pb < P < Pr :**

On est on monophasique donc :

$$q = IP \times \left(P_r - P_{wf}\right) \qquad (14)$$

$$qo_{max}(DARCY) = IP \times P_r \qquad (15)$$

- **Lorsque Pwf < P <Pb *:***

On est en diphasique donc :

$$qo = qo_{max}\left[1.02\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right] \qquad (16)$$

Dérivons cette équation on aura :

$$\frac{dqo}{dP_{wf}} = qo_{max}\left[\frac{0.2}{P_r} + 1.6\frac{P_{wf}}{P_r}\right] \qquad (17)$$

Par conséquent :

$$IP = q_{O_{max}}(VOGEL) \times \left(\frac{1.8}{P_b}\right) \qquad (18)$$

Or :

$$q_b = IP \times (P_r - P_b) \qquad (19)$$

Donc :

$$qO_{max} = q_b + \left[IP \times \frac{P_b}{1.8}\right] = q_b + qO_{max}(\text{VOGEL}) \qquad (20)$$

En effet, pour déterminer le débit à une pression inferieur à P_b on :

$$q_o = q_b + q(VOGEL) \qquad (21)$$

$$q_o = q_b + (qO_{max} - q_b)\left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right] \qquad (22)$$

$$q_o = IP \times (P_r - P_b) + IP \times \frac{P_b}{1.8}\left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right] \qquad (23)$$

Ce qui donne :

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2P_{wf} - 0.8\frac{{P_{wf}}^2}{P_b}\right]} \qquad (24)$$

<u>Le théorème de Bernoulli et l'effet de Venturi :</u>

Le théorème de Bernoulli, établi en 1738 par Daniel Bernoulli. Ce théorème explique le fonctionnement de la mécanique des fluides et donc de l'hydrodynamique. Le principe de Bernoulli peut être déduit du principe de conservation de l'énergie. Cela indique que, dans un flux constant, la somme de toutes les formes d'énergie mécanique dans un fluide le long d'une ligne de courant est le même à tous les points. Cela exige que la somme de l'énergie cinétique et l'énergie potentielle restent constants.

L'équation générale de Bernoulli donne comme suite :

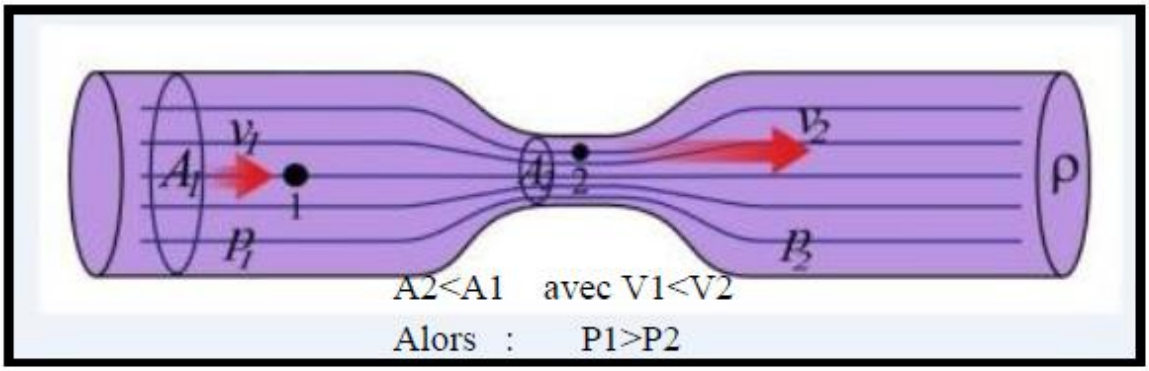
$$P + \rho g z + \frac{\rho V^2}{2} = constante.$$

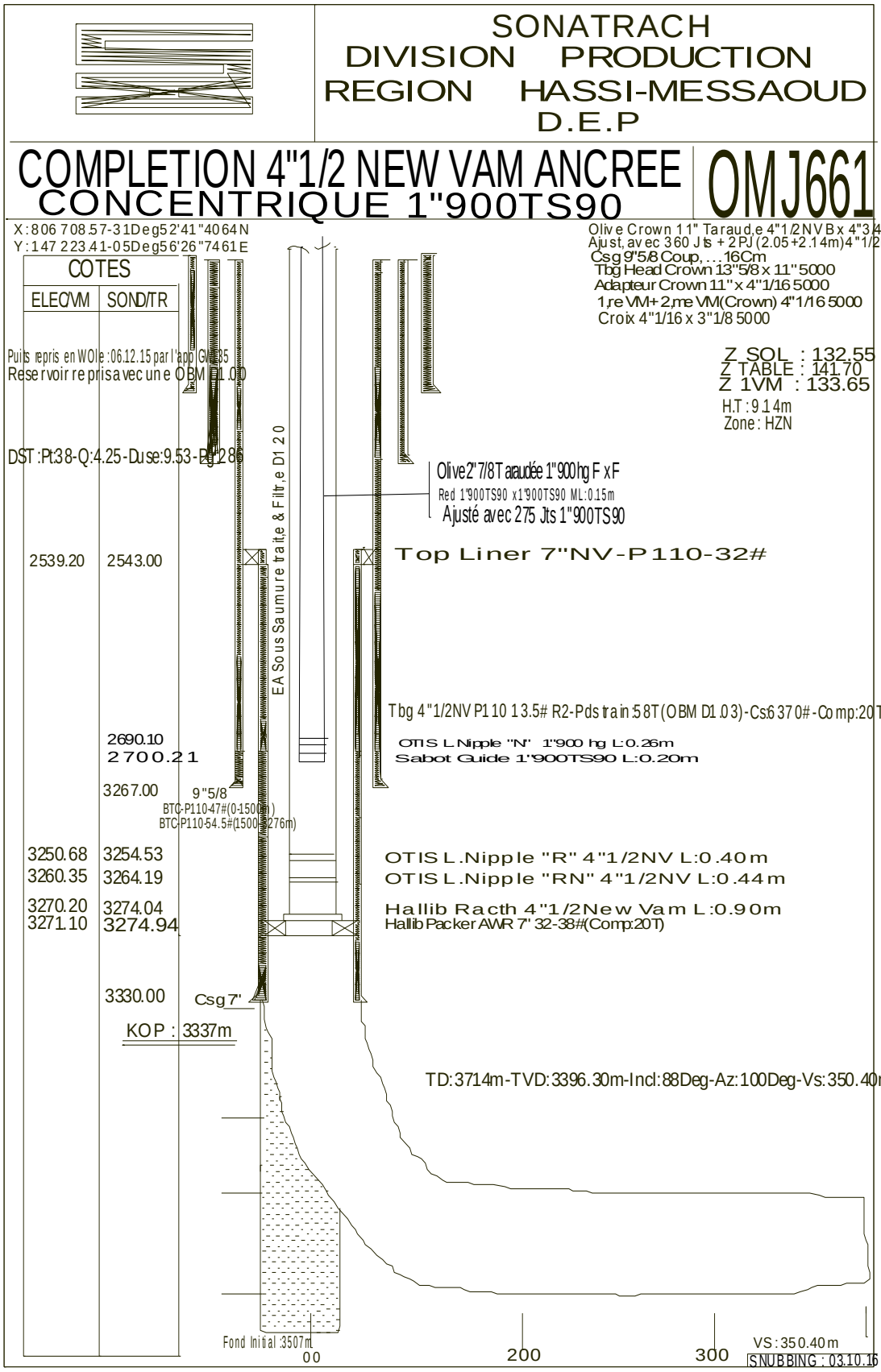
Cette équation est appelée la « pression totale » et est composé de 3 pressions :

- Pression statique P
- Pression hydrostatique $\rho g z$
- Pression dynamique (ou cinétique) $\frac{\rho V^2}{2}$

Parmi les conséquences de l'équation de Bernoulli l'effet de Venturi.

Pour un dispositif horizontal, l'équation de continuité indique que, pour un fluide incompressible, la réduction de diamètre provoque une augmentation de la vitesse d'écoulement du fluide. Le principe de Bernoulli, par la suite montre alors qu'il doit y avoir une diminution de la pression dans la zone de diamètre réduit. Ce phénomène est connu sous le nom d'effet Venturi.




SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P
COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE
CONCENTRIQUE 1"900TS90
OMJ661
X:806 708.57-31Deg52'41"4064N
Y:147 223.41-05Deg56'26"7461E
COTES
ELEC/VM
SOND/TR
Puits repris en WO le :06.12.15 par l'app GHZ35
Reservoir reprisa avec une OBM D1.03
DST :Pt:38-Q:4.25-Duse:9.53-Pg:286
2539.20
2543.00
2690.10
2700.21
3267.00
9"5/8
BTC-P110-47#(0-1500m)
BTC-P110-54.5#(1500-3276m)
3250.68
3254.53
3260.35
3264.19
3270.20
3274.04
3271.10
3274.94
3330.00
Csg 7"
KOP : 3337m
EA Sous Saumure traite & Filtre D1.20
Olive Crown 11" Taraudée 4"1/2NV Bx 4"3/4 Acme F
Ajust. avec 360 Jts + 2 PJ (2.05+2.14m) 4"1/2NV
Csg 9"5/8 Coup. ... 16Cm
Tbg Head Crown 13"5/8 x 11" 5000
Adapteur Crown 11" x 4"1/16 5000
1re VM+2me VM(Crown) 4"1/16 5000
Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000
Z SOL : 132.55
Z TABLE : 141.70
Z 1VM : 133.65
H.T : 9.14m
Zone : HZN
Olive 2"7/8 Taraudée 1"900 hg F x F
Red 1"900TS90 x 1"900TS90 ML:0.15m
Ajusté avec 275 Jts 1"900TS90
Top Liner 7"NV-P110-32#
Tbg 4"1/2NV P110 13.5# R2-Pdstrain:58T(OBM D1.03)-Cs:6370#-Comp:20T
OTIS L Nipple "N" 1"900 hg L:0.26m
Sabot Guide 1"900TS90 L:0.20m
OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.40m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.44m
Hallib Racth 4"1/2New Vam L:0.90m
Hallib Packer AWR 7" 32-38#(Comp:20T)
TD:3714m-TVD:3396.30m-Incl:88Deg-Az:100Deg-Vs:350.40m
Fond Initial :3507m
00
200
300
VS:350.40m
SNUBBING : 03.10.16

Résumé :

L'objectif de notre travail consiste à mener une étude sur le système hydraulique JET PUMP qui est proposé d'installer pour la première fois en Algérie sur le champ de Hassi Messaoud.

On a proposé d'activer le puit OMJ 661 par le remplacement du gaz lift par JET PUMP, où ces avantages sont : maintenance faible et longévité des puits ….

Notre objectif est d'établir le design de la pompe pour optimiser la performance et maximiser le rendement. En utilisant Le logiciel PROSPER.

Les mots clés : Fluide de puissance, buse, Logiciel PROSPER, Standing valve, Cavitations.

Abstract :

The objective of our work is to conduct a study on the hydraulic system JET PUMP which is proposed to install for the first time in Algeria on the field of Hassi Messaoud.

It has been proposed to activate the OMJ 661 well by replacing the lift gas by JET PUMP, where these advantages are: low maintenance and long life of the wells.

Our goal is to establish the design of the pump to optimize performance and maximize yield. Using the PROSPER software.

The key words: Power fluid, nozzle, PROSPER software, Standing valve, Cavitations.

ملخص :

الهدف من عملنا هذا يتمثل في دراسة النظام الهيدروليكي للمضخة النفاثة المقترح تركيبها لأول مرة في الجزائر في حقل حاسي مسعود.

تم اقتراح تفعيل البئر OMJ661 باستبدال غاز الرفع بالمضخة النفاثة اللتي من مميزاتها أنها : قليلة الصيانة و صالحة للآبار العميقة.

غايتنا هي التجسيد رسم للمضخة لتحسين القدرات الانتاجية ورفع المردودية لحدود قصوى باستعمال برمجة PROSPER

كلمات مفتاحية:النظام الهيدروليكي . المضخة النفاثة . برنامج Prosper