

N° Série :..... /2016

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre
et de l'univers*

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production académique

Présenté par :

GASMI Intissar

-THEME-

Activation des puits par le Système Hydraulique Jet Lifting Puits RECN-1

Soutenu le : 22 / 05 / 2016 devant le jury composé de :

Président :	Mr. GHARBI Ibrahim	Univ.Ouargla
Examineur:	Mr. BOUKSANI Mohammed	Univ.Ouargla
Encadreur:	Mr. CHETTI Djamel Eddine	Univ.Ouargla

REMERCIEMENTS

En premier lieu, j'exprime ma profonde gratitude à DIEU le tout puissant qui m'a éclairé dans le chemin du savoir.

Je remercie vivement mon encadreur Mr. CHETTI Djamel qui m'a fourni les outils nécessaires à la réussite de ce travail

Je voudrais adresser toute ma gratitude à Mr. Elhachemi ACHOUR pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je tiens à remercier Mr GHARBI Ibrahim, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de ce mémoire.

Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. BOUKSANI Mohammed qui a accepté d'examiner mon travail.

Mon plus grand respect va à toute la famille du département d'optimisation de la production de WEATHERFORD pour m'avoir donné l'occasion de faire ce travail dans un contexte agréable.

Ma profonde gratitude va à Mr. Smain BELAID, Mr. KOUIDRI Abd el azziz, Mr. Hichem ARRAR, Mr. Ziane LOUKRIZ et Mr. Younes DjENNA.

Enfin, je tiens à témoigner toute ma gratitude à ma mère et mon père pour leur confiance et leur support inestimable.

Un grand merci à tous



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

*A mes chers parents qui m'ont soutenu et encouragé sans réserve tout
au long de mon parcours scolaire.*

A mes chers frères

A ma très chère sœur et la femme de mon frère

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour réaliser
ce Modeste travail.*

Intissar Gasmî



Sommaire

Remerciement

Dédicace

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations et des symboles

Introduction générale	01
Chapitre I : Les systèmes d'ARTIFICIAL LIFT	
I.1.Introduction.	03
I.2.Objectif d'ARTIFICIAL LIFT.	03
I.3.Les différents systèmes d'ARTIFIACIAL LIFT.	04
I.3.1.Classification des systèmes d'ARTIFICIAL LIFT.	04
I.3.2. Descriptions des techniques d'ARTIFICIAL LIFT.	05
I.4. Critères de sélection du système d'ARTIFICIAL LIFT.	08
Chapitre II : Analyse de performance du puits	
II.1.Les pertes de charges dans le système de production.	09
II.2.Concept d'analyse nodale.	10
II.3.Choix de nœud.	11
II.3.1. La performance d'écoulement d'entrant.	11
II.3.2. La performance d'écoulement sortant.	14
II.3.3.Point de fonctionnement	17
Chapitre III : Généralité sur le système hydraulique Jet Lifting	
III.1.Principe du Système de Pompage Hydraulique.	19
III.2. Les systèmes d'exploitation hydraulique.	19
III.2.1. Système de fluide de puissance ouverte.	19
III.2.2.Système de fluide de puissance fermé.	19
III.3.L'installation du Système Hydraulique de Jet Pump.	20
III.3.1.L'installation de surface.	20
III.3.2. L'installation de fond.	27
III.4.Fluide de puissance.	34

III.4.1.Sélection de fluide de puissance.	34
III.4.2.Les additifs chimiques.	35
III.5.Les avantages et les limitations de système Hydraulique Jet Lift.	35
III.5.1.Les avantages.	35
III.5.2.Les limitations.	35
III.6.Les applications de Jet Pump.	36
III.7. Comparaison entre les systèmes d'ARTIFICIAL LIFT.	37

Chapitre IV : Fonctionnement et performance du Jet Pump.

IV.1. Fonctionnement de Jet Pump.	38
IV.1.1. L'écoulement dans la buse.	38
IV.1.2. L'écoulement à l'entrée de la gorge.	38
IV.1.3. L'écoulement dans la gorge.	38
IV.1.4.L'écoulement dans le diffuseur.	38
IV.2.L'efficacité de Jet Pump.	39
IV.3. La performance de Jet Pump	39
IV.3.1.Coefficient de perte.	39
IV.3.2.Densités.	41
IV.3.3.Débit et la pression d'injection de fluide puissance.	42
IV.3.4.L'emplacement de la pompe.	42
IV.3.5.Configuration du Jet Pump.	43
IV.4.Désignation de jet pump.	45
IV.5.Phénomène de Cavitation.	45
IV.5.1.Cavitation de fluide de production.	45
IV.5.2.Cavitation de fluide de puissance	46
IV.6. Aperçu sur les logiciels.	47
IV.6.1. Aperçu sur JEMS.	47
IV.6.2. Aperçu sur PROSPER.	48

Chapitre V : L'application de l'étude

V.1. Généralités sur le puits RECN-1.	50
V.2.La complétion.	50
V.3. Présentation du problème du puits RECN-1.	51
V.4.Les données des essais de puits.	51
V.5.Les données de PVT.	1
V.6.Les dernières opérations.	51
V.7.La performance du puits RECN-1.	51

V.7.1.La performance d'écoulement d'entrant.	52
V.7.2.Point de fonctionnement du puits.	52
V.8 .La solution proposée pour le démarrage du puits.	53
V.9. La nouvelle complétion.	53
V.10.Procédure de descendre de la complétion 2 ^{7/8} "	54
V.11.Design du Jet Pump.	56
V.11.1.Application du logiciel JEMS	56
V.11.2.Calcul de l'efficacité de la pompe .	59
V.12.L'installation des équipements de surface.	60
V.12.1.La taille de pipes utilisées.	60
V.12.2.Tête de puits.	61
V.13.Démarrage de l'opération.	62
V.13.1. Processus de démarrage.	62
V.13.2.Mode d'opération.	62
Conclusion	64
Bibliographie	65
Annexe	
Résumé	

Liste des tableaux

Tableaux	Page
Tableau I.1 : Les critères technique qui influent sur le choix des systèmes d'ARTIFICIAL LIFT.	08
Tableau II.1 : les catégories de différentes corrélations d'écoulement multiphasique vertical	16
Tableau III.1: Les spécifications des récipients.	23
Tableau III.2: Les spécifications des unités de surface.	23
Tableau III.3 : L'état des vannes pour la circulation de fluide standard et inverse.	32
Tableau III.4 : comparaison entre les systèmes d'ARTIFICIAL LIFT.	37
Tableau IV.1 : les paramètres définit le fonctionnement du Jet Pump.	39
Tableau IV.1:Les pertes d'énergie dans le Jet Pump.	40
Tableau IV.2 : Dimension du Jet avec les dimensions de buse et de gorge.	45
Tableau IV.3 : Les données d'entrée du logiciel JEMS.	47
Tableau V.1: complétion 4 ^{1/2} " du puits RECN-1.	50
Tableau V.2: Les résultats des essais sur le puits RECN.1.	51
Tableau V.3: Les donnés de PVT.	51
Tableau V.4: Les résultats de dernier jaugeage réalisé sur le puits RECN-1.	51
Tableau V. 5: Les données d'entrées de puits RECN-1 dans le JEMS.	56
Tableau V.6 : Les résultats de design du Jet Pump par logiciel JEMS	56
Tableau V.7.Les coefficients des pertes dans la pompe.	59
Tableau V.8 : Les résultats du JEMS pour un débit de production 1500 STB/ day	60
Tableau V.9 : L'état des vannes de la tête de puits RECN-1 pour installer et récupérer la pompe.	61

Liste des figures

Figures	Page
Figure I.1: Profil de pression schématique pour le système de production.	03
Figure I.2: Profil de pression pour le système de production après l'installation du système d'ARTIFICIAL LIFT.	04
Figure I.3: Classification opérationnelle des systèmes d'ARTIFICIAL LIFT.	04
Figure I.4: Les systèmes ESP, RLS et PLS d'ARTIFICIAL LIFT.	06
Figure I.5: Les systèmes PCP, HLS et GLS d'ARTIFICIAL LIFT.	07
Figure II.1: Les différentes pertes de charges dans le système de production.	09
Figure II.2: Les différentes positions des nœuds.	10
Figure II.3: L'IPR d'un liquide à une seule phase.	12
Figure II.4: L'IPR d'un liquide à deux phases.	13
Figure II.5 : Régimes d'écoulement dans tubing.	16
Figure II.6 : le point de fonctionnement.	18
Figure III.1: Schéma de fonctionnement de système de pompage hydraulique.	19
Figure III.2: Manifold pour plusieurs puits.	21
Figure III.3 : La pompe triplex de surface.	21
Figure III.4 : Cyclone nettoyeur.	22
Figure III.5: Schéma des modèles d'installation de surface dans des positions disponibles.	24
Figure III.6 : Installation de débitmètre.	25
Figure III.7 : Les principaux accessoires d'installation de surface.	26
Figure III.7.a : Contrôleur de pression.	26
Figure III.7.b : Vanne PRV.	26
Figure III.7.c : Panneau de contrôle.	26
Figure III.7.d : Débitmètre.	26
Figure III.8: L'installation de surface de modèle Single Skid.	27
Figure III.9 : Configuration de buse et de gorge	28
Figure III.10. Configuration de Jet Pump.	28
Figure III.11 : Procédure d'installation Jet Pump libre.	29

Figure III.12: Complétion à Jet Pump libre.	30
Figure III.12.a : Complétion Casing libre.	30
Figure III.12.b : Complétion parallèle libre.	30
Figure III.13: Les équipements de fond de Jet Pump libre.	31
Figure III.14 : Les types de Blanking tools.	31
Figure III.15: La tête de puits de pompage libre.	32
Figure III.16 : Les différents types de Jet Pump.	33
Figure IV.1: Fonctionnement de Jet Pump.	38
Figure IV.2 : Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes K_n et K_{ld}	40
Figure IV.3 : Efficacités de Jet Idéal et le cas de considération des coefficients de pertes.	41
Figure IV.4 : Efficacité de Jet avec variation de rapport de densité S .	41
Figure IV.5: Efficacité de Jet avec variation de la pression d'injection de fluide de puissance.	42
Figure IV.6: Le rapport de pression M en fonction de variation de rapport de surface de la pompe.	44
Figure IV.7: Efficacités de la pompe pour le rapport de surface de Buse-Gorge.	44
Figure IV.8: Représentation le phénomène de Cavitation.	46
Figure IV.9: La façade de software JEMS.	49
Figure IV.10 : La façade de software PROSPER.	49
Figure V.1: Raccordements de puits RECN-1.	50
Figure V.2 : Courbe IPR de puits RECN-1 dans le cas non éruption.	52
Figure V.3: Courbe de performance du puits RECN-1.	52
Figure V.4 : Schéma de configuration de nouvelle complétion.	55
Figure V.5: Courbe de performance du Jet Pump.	58
Figure V.6: Particularité de la tête de puits RECN-1.	61
Figure V.7: Modèle Tow Skid d'installation de surface dans le puits RECN-1.	61
Figure V.8: L'installation de surface de système Hydraulique Jet Lifting dans le puits RECN-1.	62
Figure V.9: Schéma d'écoulement Jet Lifting.	63

Liste des abréviations et des symboles

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	Center Production Facility
JEMS	Jet Evaluation Modeling Software
PROSPER	Production and Systems Performance
TPC	Tubing Performance Curves
IPR	Inflow Performance Relationship

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
A_t	Surface de gorge.	in ²
A_n	Surface de buse.	in ²
A_s	Surface annulaire de passage de fluide de réservoirs.	in ²
B_0	Facteur volumétrique du fond.	bbbl/STB
d	Densité de fluide.	-
D	Diamètre de gorge.	in
EF	Efficacité d'écoulement.	-
E	Energie.	ft lbf/s
f	Coefficient de friction	-
g	Accélération de la gravité.	s/m ²
GOR	Rapport débit de gaz sur débit d'huile.	m ³ /m ³
h	Epaisseur de réservoir.	ft
IP	Indice de productivité.	-
K_0	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	-
P_{sa}	Pression statique à l'entrée de gorge.	-
P_a	Pression statique à l'entrée de gorge	lb/in ²
P_{ns}	Pression statique de fluide dans la buse.	lb/in ²
P_{fl}	L'énergie perdue par le frottement.	lb/in ²
P_{sd}	Pression statique de refoulement.	lb/in ²
P_s	Pression total d'aspiration.	lb/in ²
P_n	Pression Total de buse.	lb/in ²
P_d	Pression total de refoulement.	lb/in ²
P_b	Pression de bulle.	lb/in ²

P_{ns}	Pression statique de fluide dans la buse.	lb/in ²
P_{wf}	Pression dynamique du fond de puits.	psi
P'_{wf}	pression de fond dynamique idéal.	psi
P_r	Pression de réservoir.	psi
Q_V	Débit Volumique.	m ³ /s
Q_S	Débit d'aspiration de fluide de réservoirs.	bbbl/d
Q_t	Débit de fluide dans la gorge.	bbbl/d
Q_N	Débit de fluide de puissance dans la buse.	bbbl/d
q_o	Débit d'huile.	STB/day
$q_{o\ max}$	Débit entrant maximal correspondant à une pression dynamique nulle	STB/day
r_e	Rayon de drainage du puits.	ft
r_w	Rayon du puits.	ft
R	Rapport de surface de la pompe.	-
S	Rapport de densité de fluide de puissance et fluide de réservoirs.	-
S	Skin.	-
v	Vitesse apparente du fluide.	cm/s
V_n	Vitesse de fluide dans la buse.	
V_t	Vitesse de fluide dans la gorge.	
μ_0	Viscosité d'huile.	cp
WC	Water Cut.	%
ρ	La masse volumique.	-

Introduction

générale

Introduction générale :

L'exploitation naturelle d'un gisement pétrolier, dite primaire met en jeu l'énergie emmagasinée dans le réservoir sous forme de pression dans le fluide comprimé et dans la roche (gaz-cap drive, gaz dissous et water drive), en raison de la surcharge. Au fur et à mesure de la production, les réservoirs commencent à s'épuiser et la capacité productrice des puits diminue. Ce déclin est provoqué par une diminution de la capacité du réservoir d'acheminer le fluide vers le puits (une chute de l'énergie d'éruption), et dans certains cas, provoqué par l'augmentation des pertes de charge dans la colonne de production.

Quand cette énergie ne répond pas aux contraintes de production (réserves en place sont importantes) des techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel et augmenter la production. Dans ce but les différents systèmes d'ARTIFICIAL LIFT peuvent être installés.

Les puits du champ Hassi Messaoud et de Berkaoui utilisent le gaz lift et les puits du champ BRN utilisent les pompes ESP. Le choix du système lifting dépend des caractéristiques des puits, des considérations financières et l'emplacement des puits.

L'objectif de notre travail consiste à mener une étude sur le système hydraulique Jet Lifting. WEATHERFORD a appliqué le système en Algérie pour la première fois sur un nouveau puits non éruptif dans le champ BBK. A cet égard, on pose les dilemmes 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 du 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 :

- ✓ Le premier chapitre est consacré les systèmes d'ARTIFICIAL LIFT ;
- ✓ Le second chapitre représente une analyse de performance du puits ;
- ✓ Le troisième chapitre est fourni une présentation générale sur le système Hydraulique Jet Lifting et ses installations de surface et de fond ;
- ✓ Le quatrième chapitre présente le fonctionnement et la performance de Jet Pump ;
- ✓ Pour le chapitre V on fait une application d'étude du Jet Pump sur le puits RECN-1.

Chapitre I :

*Les systèmes d'ARTIFICIAL
LIFT*

I.1.Introduction :

Habituellement, les puits de pétrole en début d'exploitations débitent en surface naturellement sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure. Ces puits sont appelés « Puits éruptifs ». Pour cela la pression statique du gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits. Lorsque ce critère n'est pas atteint, Les puits sont devenus « Puits non éruptif » à cause de :

- ✓ déplétion naturelle de gisement depuis longtemps d'exploitation ;
- ✓ la pression de fond d'écoulement chute en dessous des pertes de pression totale dans le puits ;
- ✓ les pertes de pression dans le puits deviennent supérieures à la pression de fond nécessaire pour l'écoulement des effluents à la surface.

Les systèmes d'ARTIFICIAL LIFT se réfèrent à l'ensemble des techniques mises en œuvre pour produire des fluides à partir des puits non éruptifs ou pour augmenter le taux de production des puits éruptifs. [12]

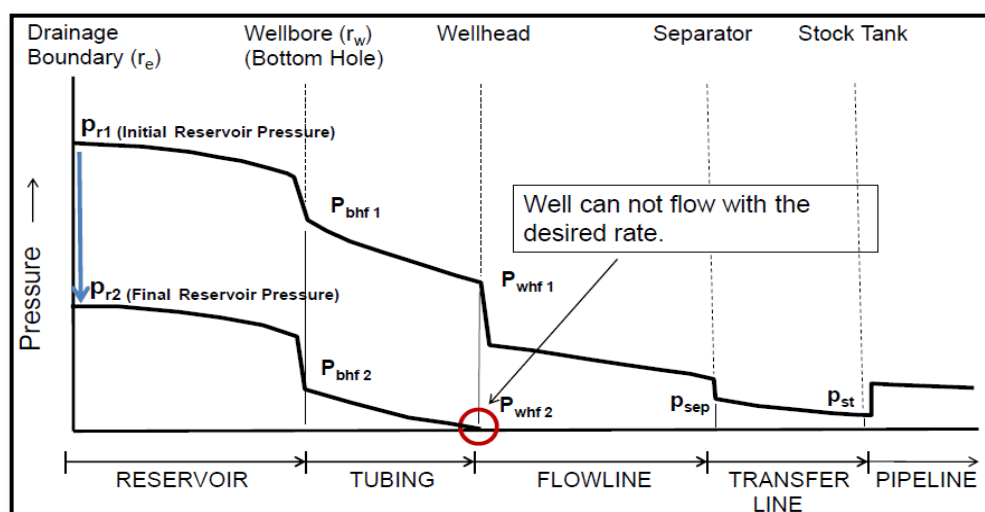


Figure I.1 : Profil de pression schématique pour le système de production. [12].

I.2.Objectif d'ARTIFICIAL LIFT :

L'objectif d'ARTIFICIAL LIFT 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.

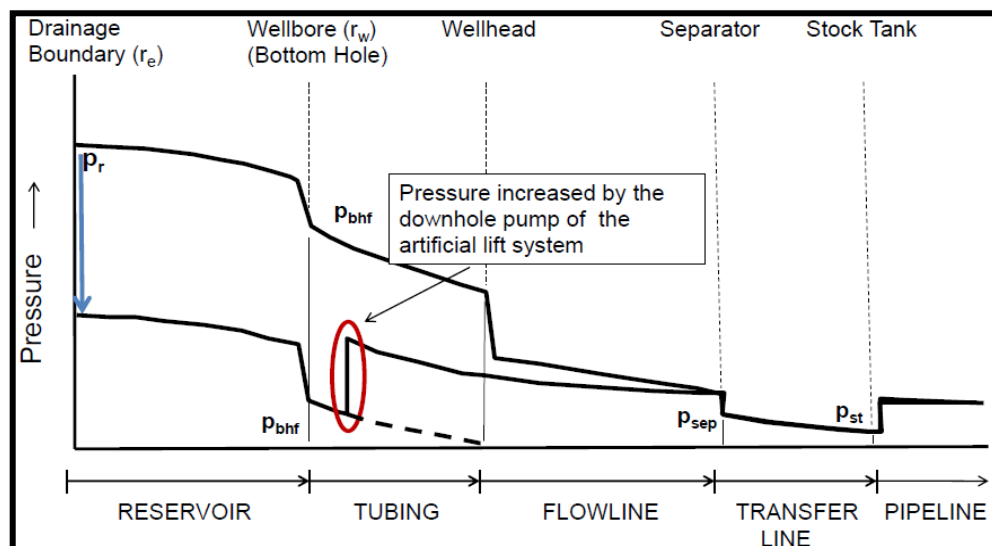


Figure I.2 : Profil de pression pour le système de production après l'installation du système ARTIFICIAL LIFT. [12]

I.3. Les différents systèmes d'ARTIFICIAL LIFT :

I.3.1. Classification des systèmes d'ARTIFICIAL LIFT :

Procédé assisté par gaz : Gaz lift, plunger lift.

Procédé assisté par les pompes : Les pompes sont également divisés en deux types :

- ✓ Les pompes dynamiques : Jet pump , electrical submersible pump.
- ✓ Les pompes volumétriques : Plunger lift, rod lift, progressive cavity pump.

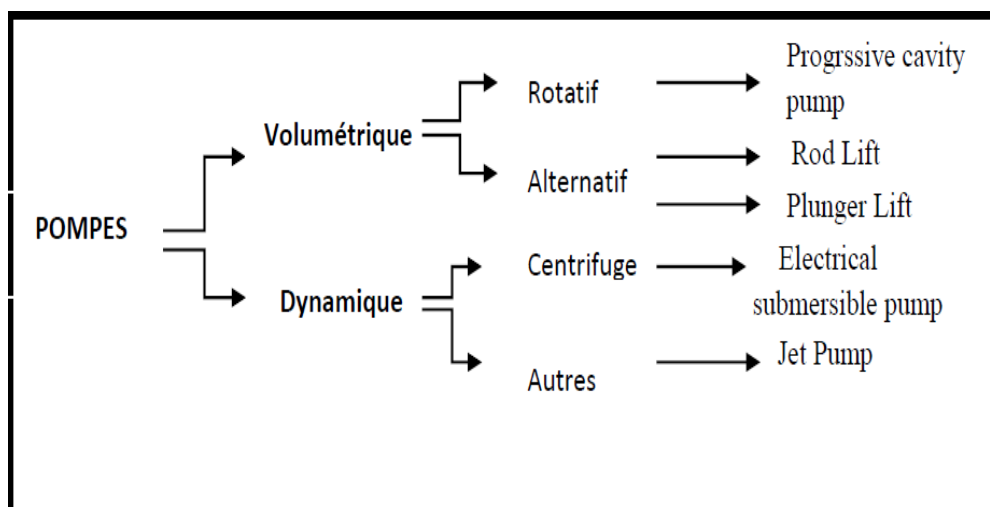


Figure I.3 : Classification opérationnelle des méthodes d'ARTIFICIAL LIFT. [4]

I.3.2. Descriptions des techniques d'ARTIFICIAL LIFT :**▪ Electrical Submersible Pump « ESP »:**

Les systèmes d'ESP incluent principalement un moteur électrique et une pompe centrifuge à plusieurs étages qui fonctionnent au fond du tubing. La puissance atteint le moteur par l'intermédiaire d'un câble électrique bagué au tubing depuis la surface (transformateur) vers la partie supérieure du moteur. L'unité de fond est débarquée au dessus des perforations de puits. Lorsque le fluide de formation entre dans le puits, il doit circuler autour du moteur pour faciliter son refroidissement. Le fluide pénètre ensuite dans la pompe d'admission et est amené dans la pompe centrifuge.[11]

▪ Système Plunger Lift « PLS » :

Généralement, les systèmes plunger lift sont utilisés pour les puits de gaz qui n'ont pas une capacité à maintenir la vitesse du gaz nécessaire pour soulever la charge de liquide. le système se compose d'un piston libre et d'un bumper spring ou le piston se repose au fond de puits ; le piston agit comme une interface mécanique entre la formation de gaz et les liquides produits dans le but d'accumuler le gaz dans l'espace annulaire et les liquides dans le tubing(séparation).Une fois qu'un volume suffisant de gaz et la pression est obtenu, le plongeur pousse la charge de liquide dans le tubing vers la surface et le piston est capturée dans lubricateur qui est installé en tête de puits. Quand le flux de gaz est stabilisé, le plongeur se libère à nouveau afin que le cycle soit répété. [13]

▪ Système Rod lift « RLS » :

Les systèmes Rod Lift sont les plus simples, plus polyvalents et les plus répandu actuellement. la pompe de fond consiste en un corps de pompe suspendu au tubing ; à sa base se trouve un clapet à bille (clapet mobile) et un clapet de pied (clapet fixe) tandis qu'un deuxième clapet à bille se trouve à l'intérieur du piston ; le piston est actionné de haut en bas et réciproquement dans le corps de pompe par un train de tiges de pompage rattaché en surface après avoir traversé le presse-étoupe de la tête de puits grâce à une tige polie à l'unité de pompage en surface. L'unité de pompage fournit grâce à un moteur et un système bielle-manivelle un mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage et donc à la pompe. Cet effet permet de remonter les effluents à la surface. [10]

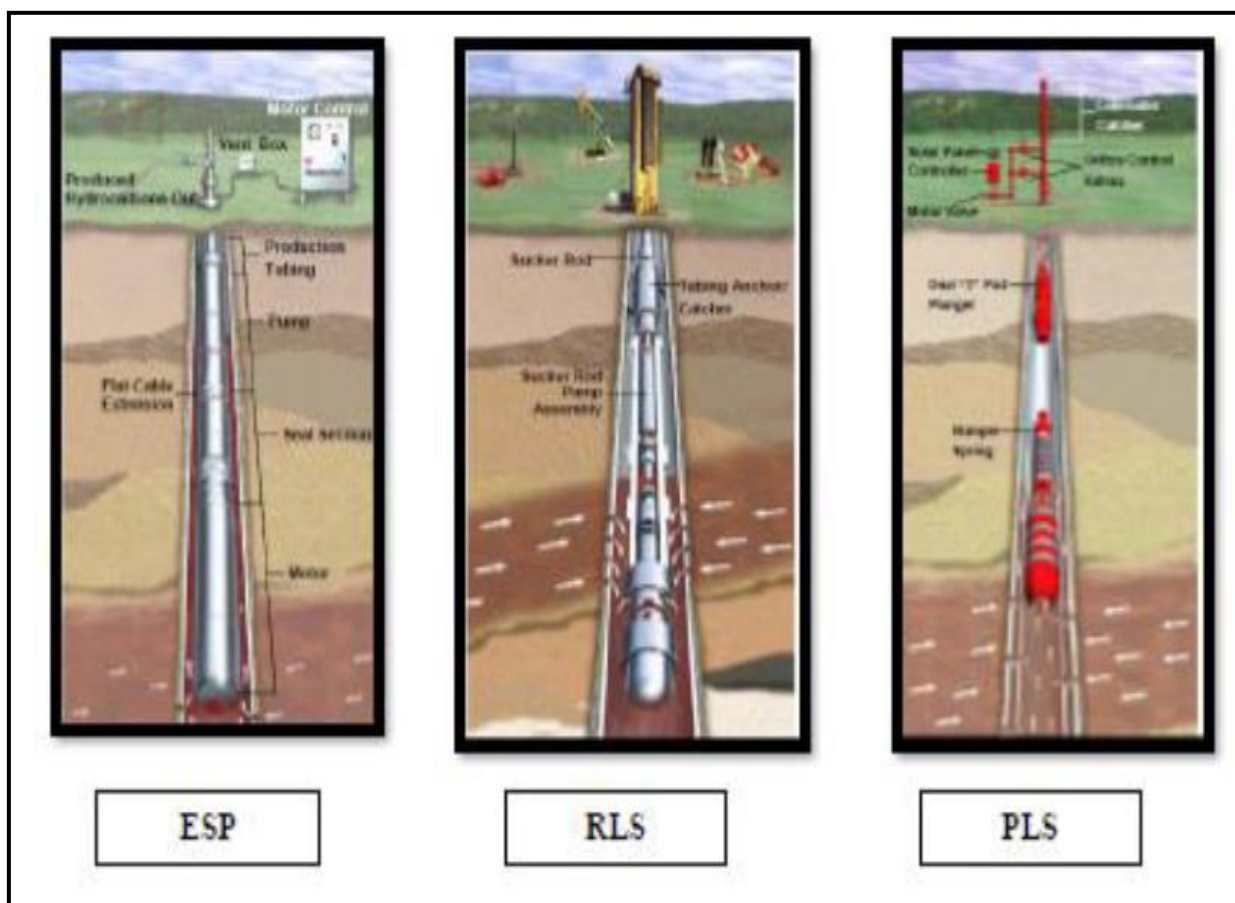


Figure II.4: Les systèmes ESP, RLS et PLS d'ARTIFICIAL LIFT.

▪ **Progressive Cavity Pump « PCP »:**

Les PCP sont des pompes volumétriques qui stabilisent au fond de puits grâce à un couple d'Anchor. Elles sont composées de deux éléments principaux : un rotor unique hélicoïdal qui est relié à un train de tiges, et un housing stationnaire en élastomère moulé appelé stator bordé et fixé à la colonne de production. Lorsque le rotor tourne de manière excentrique dans le stator, L'interaction complexe de ces deux parties crée une série de cavités à l'intérieur de la pompe ; Ceci amène le fluide piégé dans ces cavités à progresser le long de la longueur de la pompe.[11]

▪ **Système Gaz Lift « GLS » :**

La technique de Gaz lift consiste à injecter un gaz naturel à haute pression généralement dans le tubing ou l'espace annulaire à travers une ou plusieurs vanne de subsurface fixés dans le long de la colonne ancrées dans des mandrins spéciaux dont les cotes ont été calculées au préalable. Le principe des ces vannes est celui d'une vanne régulatrice de pression destinée à s'ouvrir dès que

la pression du gaz dépasse une valeur pour la quelle la vanne a été préréglée. La méthode a un but d'alléger la colonne hydrostatique (gaz lift continu) ou chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient (gaz lift intermittent) à partir du point d'injection jusqu'à la surface.[11]

▪ **Système de Pompage Hydraulique « HLS »:**

Les pompes HLS est basé sur le pompage d'un fluide de puissance de surface pour faire fonctionner une pompe de fond de puits. Il existe deux types des pompes de fond:

-**Pompe à piston** : dont le principe est semblable à Rod Lift, sauf que le piston de la pompe est entraîné par une puissance hydraulique. [11]

-**Jet pump** : c'est la pompe objet de notre étude.

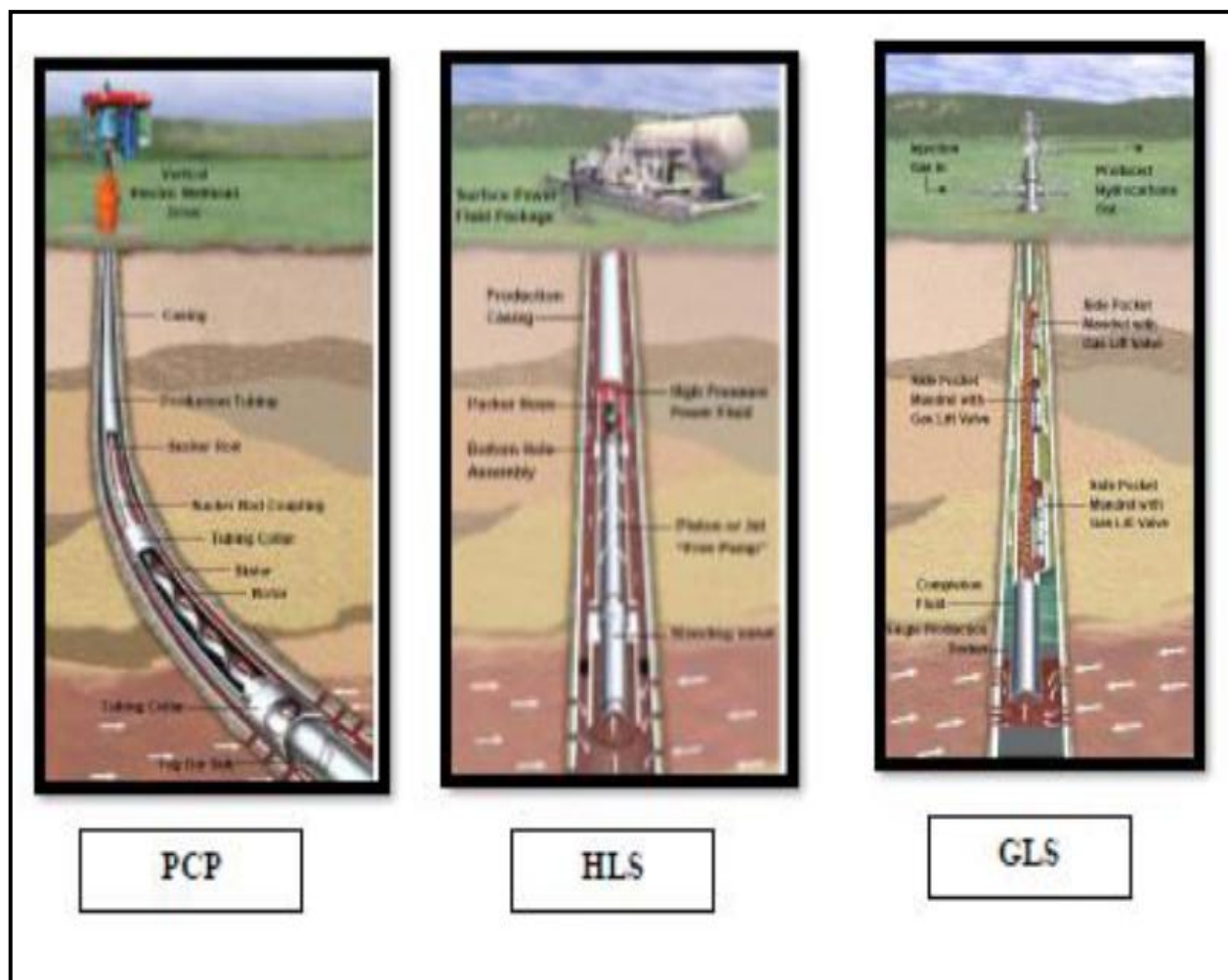


Figure II.5 : Les systèmes PCP, HLS et GLS d'ARTIFICIAL LIFT.

I.4. 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 [12]:

Tableau I.1 : 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, -Taux de production requise.	-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 H ₂ S ou CO ₂ , -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 :

*Analyse de performance de
puits*

II.1. Les pertes de charges dans le système de production :

Quand un puits produit, les effluents entrent dans le puits par la pression d'écoulement de fond de puits P_{wf} et atteignent la surface par la pression de tête de puits P_{whf} . Durant ce parcours l'énergie est perdue sous forme des pertes de charges (Figure II.1). Ces différentes pertes de charges peuvent être regroupées en trois composantes principales dans le système [12]:

- ✓ les pertes de charge totale dans le milieu poreux (le réservoir) et la complétion.
- ✓ les pertes de charge totale dans la colonne de production (tubing).
- ✓ les pertes de charge totale en surface.

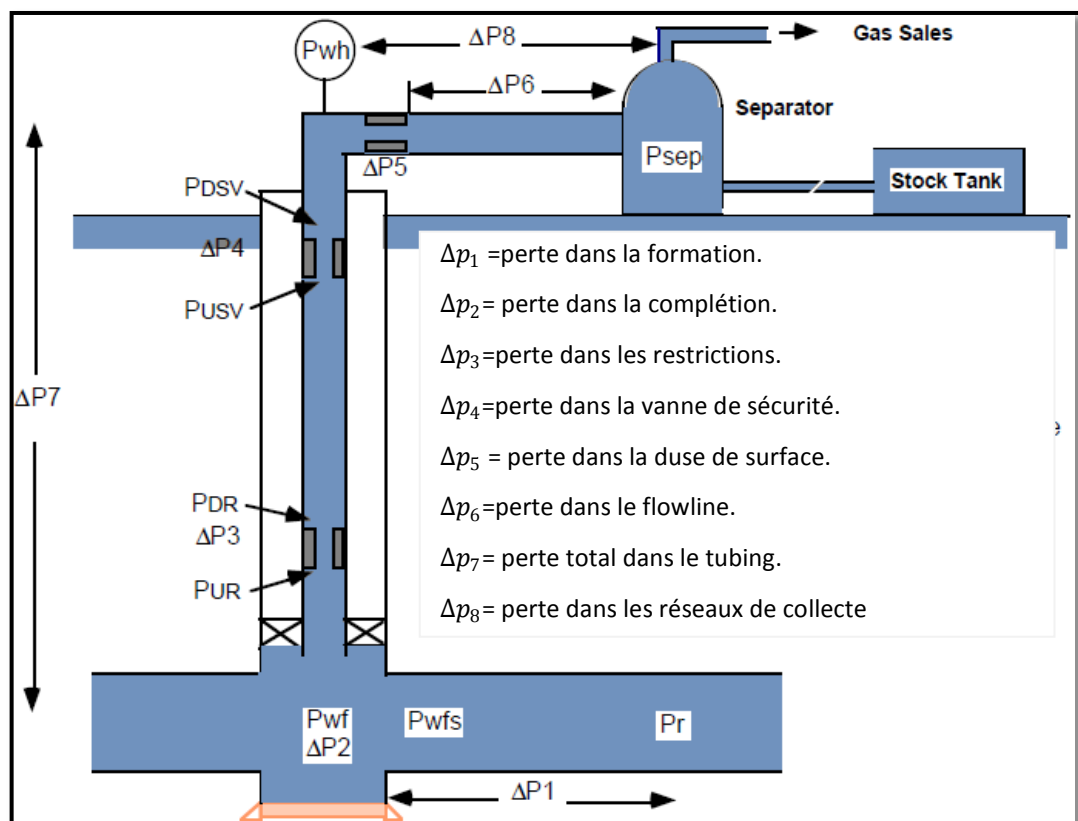


Figure II.1: les différentes pertes de charges dans le système de production.

Remarque : La chute de pression dans tout le système est égale à la pression du fluide initiale moins la pression du fluide finale $P_r - P_{sep}$.

II.2. Concept d'analyse nodale :

L'analyse nodale est une approche qui divise le système en nœuds afin de résoudre tous les problèmes du système de production. Un nœud est un point fonctionnel dans le système de production à travers lequel une différence de pression existe [2].

Les différentes positions des nœuds sont représentées dans la Figure II.2.

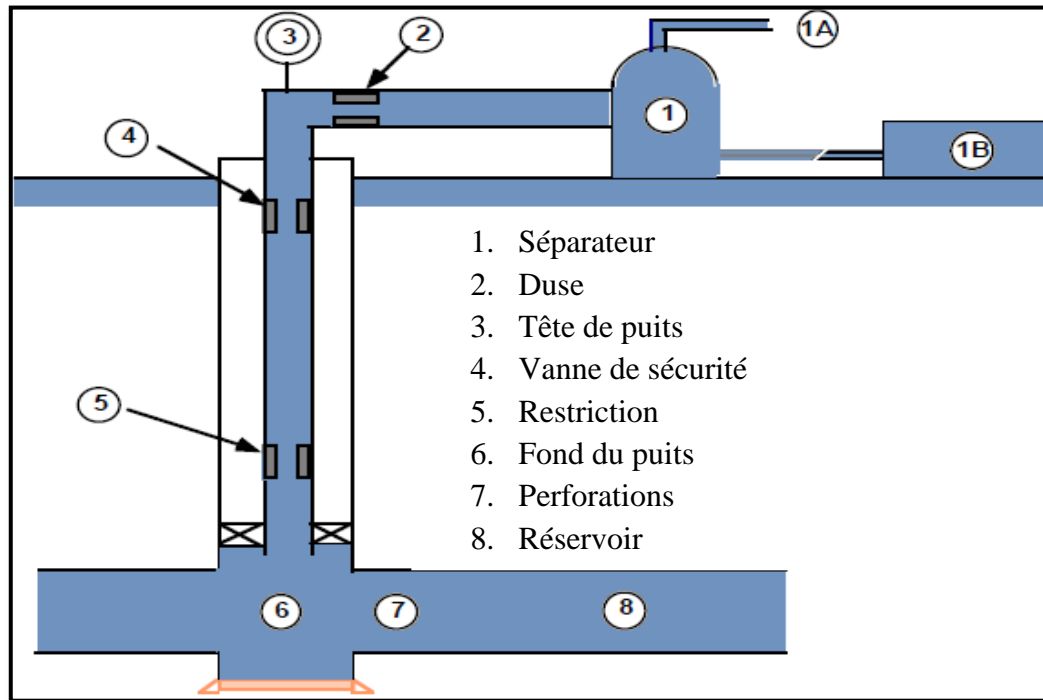


Figure II.2: Les différentes positions des nœuds dans le système de production.

La subdivision du système au niveau de ce nœud donne 2 segments suivant :

- ✓ **Écoulement entrant**: Segment qui comprend tous les composants en amont du nœud (tous les éléments entre le réservoir et le nœud).

$$P_{noeud} = P_r - \Delta p_{Inflow} \quad (2.1)$$

- ✓ **Écoulement sortant**: Segment qui comprend tous les composants en aval du nœud (tous les éléments entre le nœud et le séparateur).

$$P_{noeud} = P_{sep} + \Delta p_{Outflow} \quad (2.2)$$

II.3. Choix de nœud :

On utilise le nœud 6 où le point P_{wf} (fond de puits), comme un point nodal, dans lequel le système est subdivisé en [8] :

- ✓ Système de réservoir (Ecoulement entrant) :

$$P_r - \Delta P_{\text{res}} = P_{wf} \quad (2.3)$$

- ✓ Système d'équipement du puits (Ecoulement sortant) :

$$P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{pipe}} + \Delta P_{\text{tubing}} = P_{wf} \quad (2.4)$$

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'IPR « Inflow Performance Relationship » et du TPC « Tubing Performance Curves ».

II.3.1. La performance d'écoulement entrant « IPR »:

La performance d'écoulement entrant représente la capacité d'un puits d'écouler les fluides du réservoir jusqu'à la complétion. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir $P_r - P_{wf}$.

II.3.1.1. Ecoulement monophasique dans le réservoir « Equation de Darcy »:

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression de fond P_{wf} est supérieure à la pression de bulle P_b , $P_{wf} > P_b$. Cet écoulement peut être défini par la loi de Darcy (figure II.3) :

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h \cdot (P_r - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S\right)} \quad (2.5)$$

Avec :

q_0 : Débit entrant correspondant à P_{wf} **STB/day**.

K_0 : Perméabilité effective à l'huile, **md**.

h : Epaisseur de réservoir, **ft**.

P_r : Pression de réservoir, **Psi**.

P_{wf} : Pression de fond dynamique, **Psi**.

S : Skin Total.

B_0 : Facteur volumétrique du fond, **bbl/STB**.

μ_0 : Viscosité d'huile, **cp**.

r_e : Rayon de drainage du puits, **ft**.

r_w : Rayon du puits, **ft**.

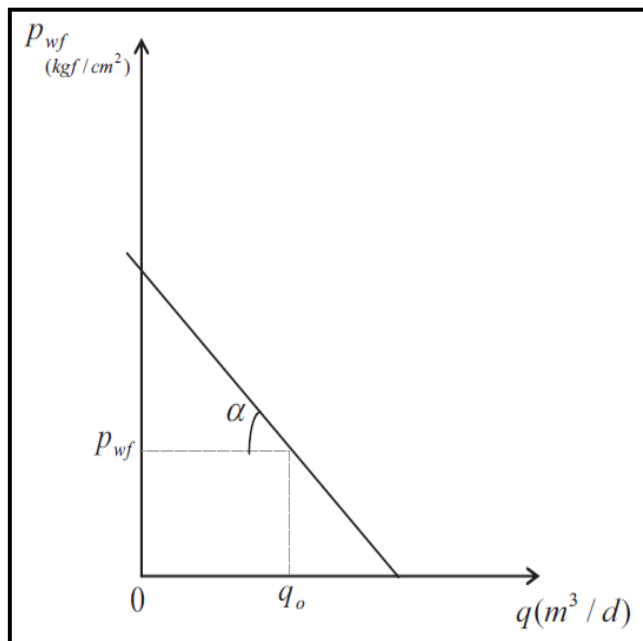


Figure II.3: L'IPR d'un liquide à une seule phase.

II.3.1.2.Écoulement diphasique dans le réservoir « Equation de Vogel »:

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de Vogel (figure II.4). Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où ($P_r < P_b$).

$$\frac{q_o}{q_{0(\max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.6)$$

$q_{0(\max)}$: Débit entrant maximum, correspondant à une pression de fond dynamique nulle (**AOF**), **STB/day**.

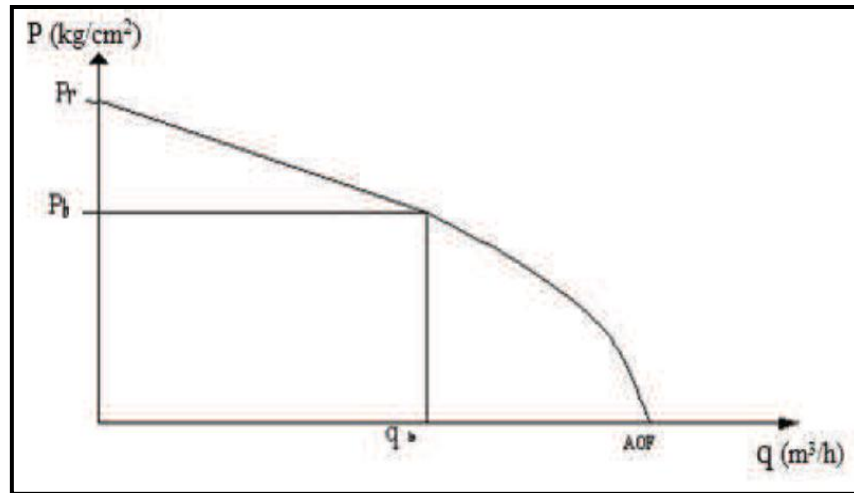


Figure II.4: L'IPR d'un liquide à deux phases.

II.3.1.3. Travail de Standing :

Standing a introduit l'effet de skin dans l'équation de Vogel, afin d'avoir une équation représentative du puits. Le degré d'altération de la perméabilité peut être exprimé en termes Efficacité d'écoulement (FE).

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{P_R - P'_{wf}}{P_R - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{IP'}}{\frac{q}{IP}} = \frac{IP}{IP'} \quad (2.7)$$

$$p'_{wf} = p_{wf} + \Delta p_s \quad (2.8)$$

$$\Delta p_s = \frac{s \times q \times \mu}{2\pi \times k \times h} \quad (2.9)$$

Avec

Δp_s : Chute de pression due au skin.

P'_{wf} : pression de fond dynamique idéal.

IP : Indice de productivité.

En utilisant la définition précédente d'efficacité d'écoulement (FE), l'équation de VOGEL devient :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.10)$$

Une relation reliant P_{wf} , P'_{wf} et (FE) peut être obtenue par la résolution de l'équation (2.8) pour P'_{wf}

$$\frac{P'_{wf}}{P_r} = 1 - FE + FE \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) \quad (2.11)$$

$$\Rightarrow \frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.12)$$

II.3.1.4. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique dans le réservoir :

L'utilisation de l'équation de Vogel donne de bons résultats dans le cas où la pression de réservoir (P_r) est inférieure à la pression de bulle P_b , ($P_r < P_b$). Et l'équation de DARCY dans le cas où la pression de bulle est inférieure à la pression de fond dynamique $P_{wf} > P_b$ [1].

Dans le cas où $P_r > P_b$ et $P_{wf} < P_b$, deux types d'écoulements peuvent être défini :

- ✓ Ecoulement monophasique de P_r à P_b : $q = IP (P_r - P_b)$.
- ✓ Ecoulement diphasique de P_b à P_{wf} : $q = q_b + q_{(vogel)}$.

$$q = IP \times (p_r - p_b) + \frac{IP \times p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.13)$$

Avec

$$q_b = IP(p_r - p_b) \quad (2.14)$$

q_b : le débit ou la pression de fond égale à la pression de bulle.

II.3.2. La performance d'écoulement sortant:

C'est la capacité de tubing de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête. Elle décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du fait de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de performance d'écoulement sortant requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, et les pertes de charges dans le tubing. Les résultats de la performance d'écoulement sortant sont le plus souvent représentés graphiquement. Ce graphe est appelée courbe de performance du tubing (TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue (pression de tête, ou pression du séparateur) [5].

III.3.2.1. Equation d'écoulement sortant :

Afin d'analyser et de concevoir le système de production, il est nécessaire de calculer les gradients de pression qui se produisent entre le fond du puits et la surface lors d'écoulement naturel à partir l'équation générale d'énergie.

L'équation de perte de charge qui est valable pour n'importe quelle inclinaison de pipe est :

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{Total} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{\text{friction}} + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{\text{accélération}} \quad (2.15)$$

Où :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{ele}} = \rho \cdot g \cdot \sin \theta \quad (\text{Due à l'énergie potentielle.})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{f}} = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot d} \quad (\text{Dues au frottement.})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{acc}} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{dL} \quad (\text{Due à l'énergie cinétique.})$$

III.3.2.2. Ecoulement Multiphasique dans le tubing :

Généralement, les puits de pétrole produisent un mélange de fluides (liquide et gaz) à la surface tandis que les conditions de phase changent habituellement le long du chemin. Dans ce cas, il existe plusieurs régimes d'écoulement sont figure II.5 [5] :

Liquid flow : Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle, d'où le régime d'écoulement est monophasique.

Bubble flow : la pression dans le tubing descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.

Slug flow : lorsque le GOR augmente, les bulles deviennent larges. En se combinant entre elles, elles forment des bouchons de gaz

Annular flow : Plus élevé dans le tubing, une grande augmentation du GOR rend l'huile entourée par le un canal du gaz.

Mist flow : à l'extrême valeur du GOR le liquide se disperse dans le gaz et l'écoulement devient un brouillard.

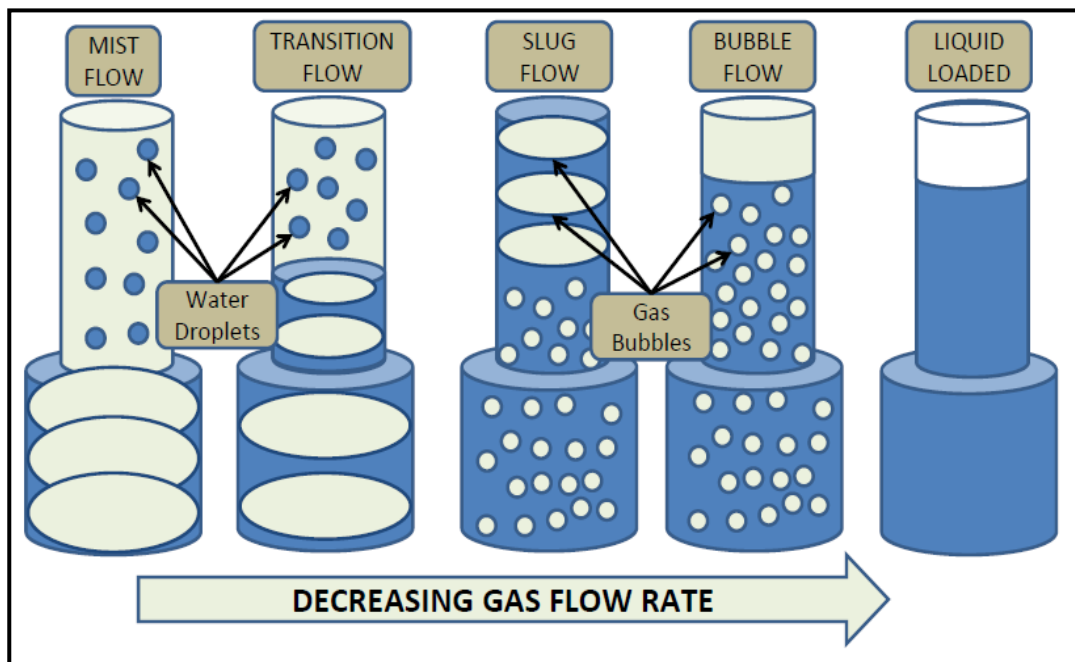


Figure II.5: Régimes d'écoulement dans tubing.

III.3.2.3. Les principales corrélations :

Tableau II.1 : les catégories de différentes corrélations d'écoulement multiphasique vertical. [5]

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1 ^{ère}	POETTMAN & CARPENTER	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 ^{ème}	HAGERDORN & BROWN	-Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold-up -le facteur de frottement diphasique
3 ^{ème}	DUNS/ ROS BEGGS/ BRILL ORKISZEWSKI	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique.

Les corrélations d'écoulement multiphasique vertical sont utilisées pour prédire le gradient de pression de frottement et holdup liquide.

II.3.3. Point de fonctionnement :

La chute de pression dans n'importe quelle composante (réservoir ou tubing) varie avec le débit Q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes écoulements d'entrant **IPR** et écoulement sortant **TPC** dont l'intersection donnera un point de fonctionnement du système (Figure II.6), qui vérifie :

- ✓ Le débit entrant égal à celui sortant, écoulement entrant = écoulement sortant.
- ✓ Une seule pression peut exister.

Il change selon un changement dû à l'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à certains paramètres. [12]

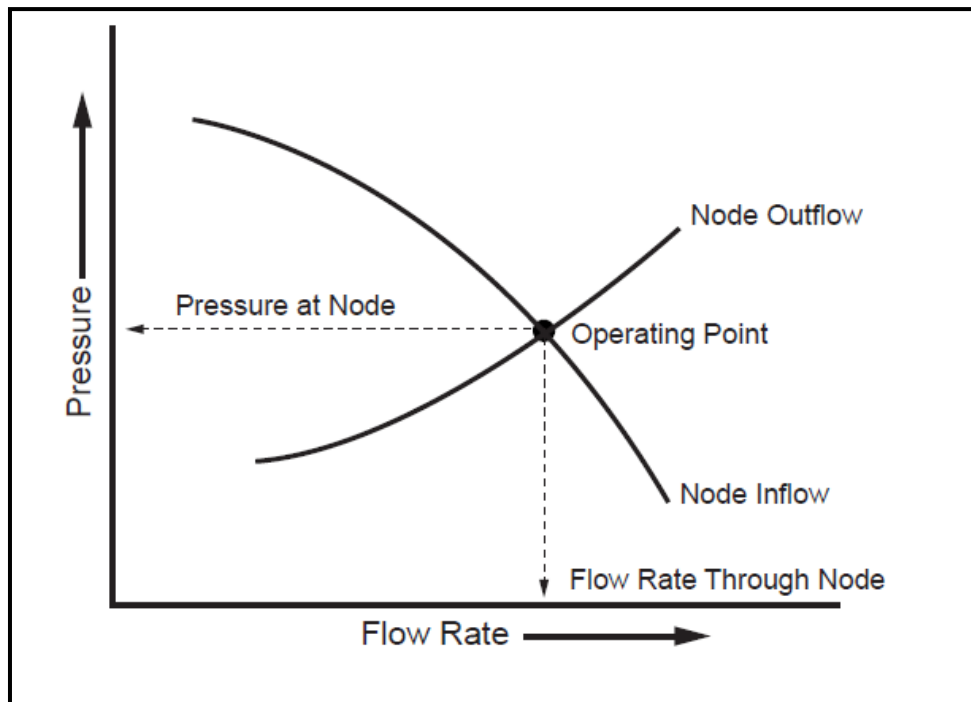


Figure II.6: Le point de fonctionnement [12].

NOTE : La détermination avec précision du point de fonctionnement est nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation.

Chapitre III :

*Généralité sur le système
hydraulique Jet Lifting*

III.1.Principe du Système de Pompage Hydraulique :

Le système de pompage hydraulique utilise une loi fondamentale de l'hydraulique connu comme « la loi Pascal». Le système applique cette loi pour transmettre un fluide de pression à un équipement du fond « jet pump » grâce à une pompe de surface qui est entraîné par une source d'énergie (figure III.1). Après le fonctionnement du jet pump, le mélange de fluide de puissance et le fluide de formation est remonté à la surface. Ce mélange est recyclé dans le puits comme un fluide de puissance pour assurer une circulation dans le système en circuit fermé.

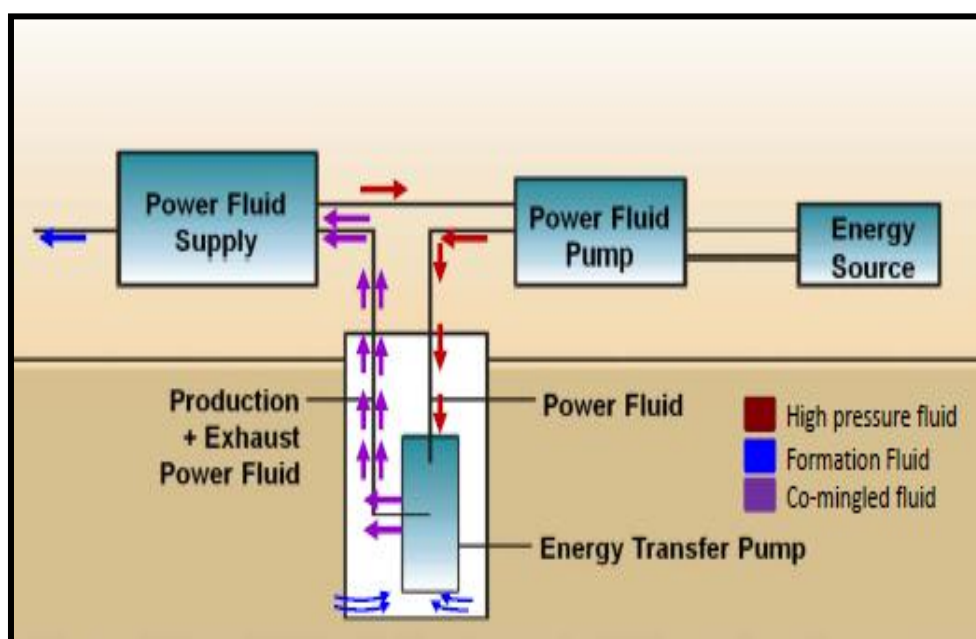


Figure III.1 : Schéma de fonctionnement de système de pompage hydraulique. [16]

III.2. Les systèmes d'exploitation hydraulique:

Il existe deux principaux types de systèmes d'exploitation hydrauliques: le système de fluide de puissance ouvert et le système de fluide de puissance fermé.

III.2.1. Système de fluide de puissance ouverte :

Tous les systèmes OPF nécessitent seulement deux conduits de fluide vers le bas de trou, un pour contenir le fluide de puissance sous pression et le diriger à la pompe et l'autre pour contenir à la fois le fluide de puissance usé et le fluide produit à la surface[19].

✓ Les avantages d'OPF :

Tout d'abord, le fluide de puissance distribuée est idéal pour transporter les additifs chimiques qui peuvent être ajoutés pour prolonger la durée de vie de pompe de fond.

En second lieu, le fluide de puissance mélangé a un effet de dilution. Il permet de réduire la viscosité de fluide de production et les concentrations des éléments corrosifs.

✓ Les inconvénients d'OPF :

Un inconvénient d'un système OPF réside dans les puits à fort GOR, tout le gaz doit passer par la pompe et le problème de cavitation.

II.2.2.Système de fluide de puissance fermé « CPF » :

Le fluide de puissance n'est jamais autorisé à se mélanger avec le fluide produit (Piston Pump).

Remarque : Jet Pump est une pompe qui fonctionne selon le système OPF

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

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

III.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'entraînement;
- ✓ Pompe d'alimentation;
- ✓ Système de nettoyage de fluide de puissance (vessel cleaning);
- ✓ Pipe de surface;
- ✓ Accessoires.

- **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 piston ou multiplex à cinq piston, 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.

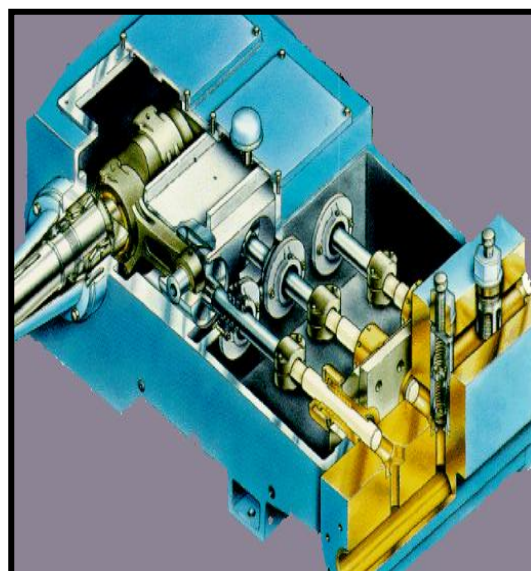
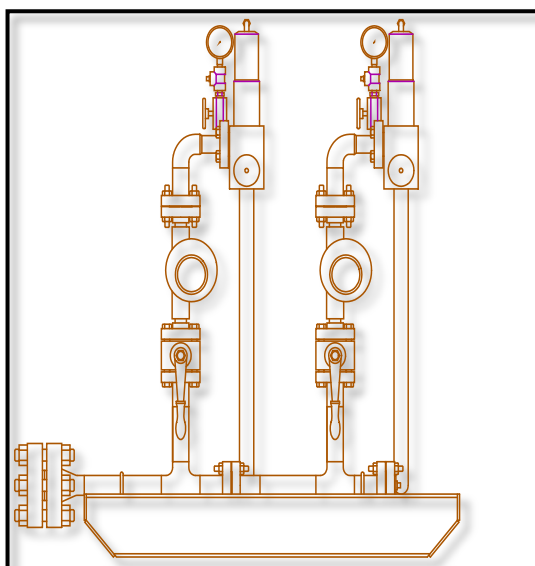


Figure III.2. Manifold pour plusieurs puits. [16]

Figure III.3. La pompe triplex de surface. [16]

- **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 hydrauliques. 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 « réservoir 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. [17]

- **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.[15]

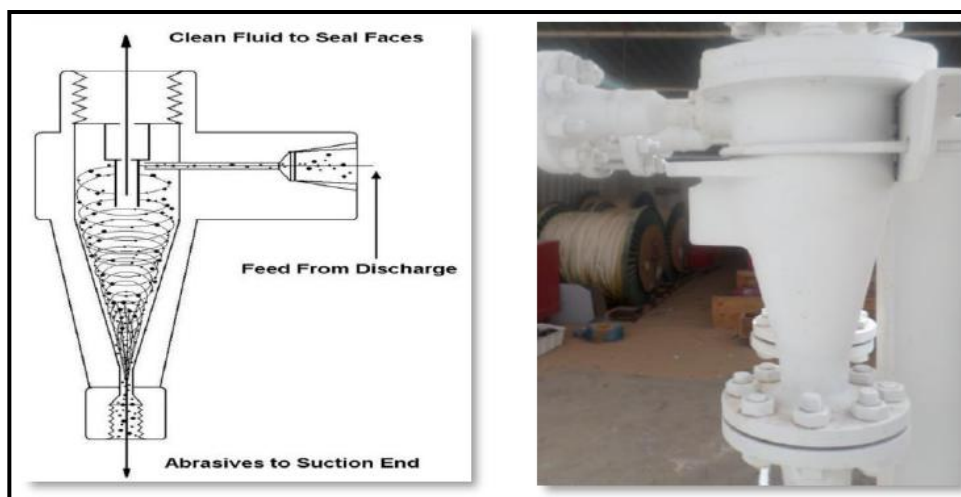


Figure III.4: Cyclone nettoyeur.

- **Recipient 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.

- **Réceptier 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 réceptiers:**

Les deux réceptier 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 III.1: Les spécifications de récipients. [18]

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

- **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 divisée en deux unités séparées 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 III.2: Les spécifications des unités de surface. [18]

	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" 1502 (d'une capacité 10000 psi).**

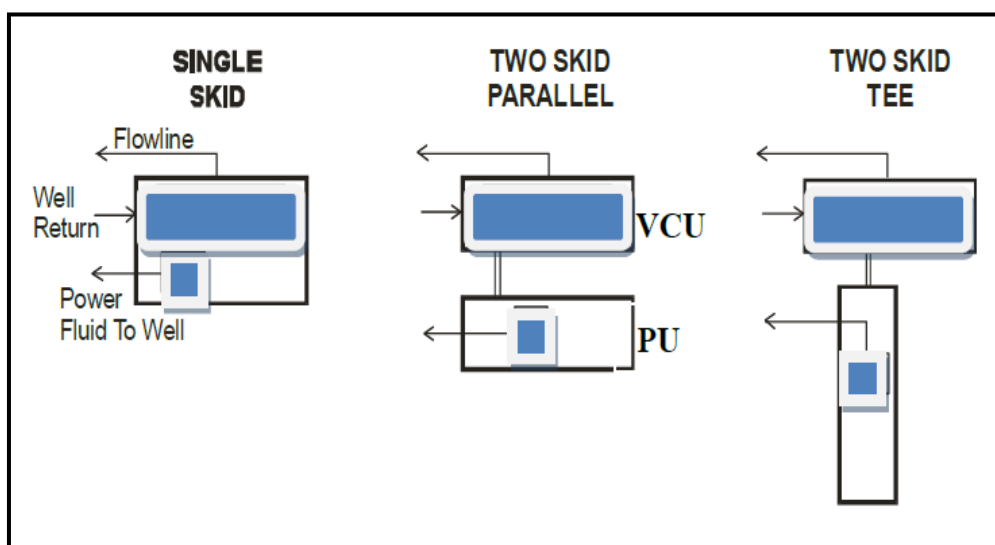


Figure III.5: Schéma des modèles d'installation de surface dans des positions disponibles. [17]

▪ **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 «NUFLOT 1502» 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 du pipe de diamètre 10" sans restriction en amont et une longueur du pipe de diamètre 5" en aval. Les deux sections de pipe doivent avoir le même diamètre nominal que le raccordement des extrémités débitmètres. Au dessus de débitmètre est installé un compteur pour lire les mesures. [17]

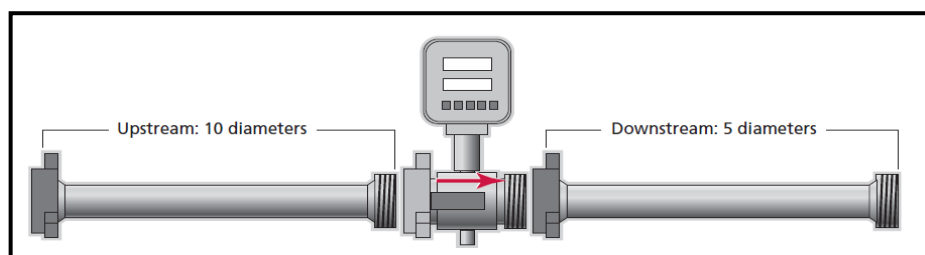


Figure III.6 : Installation de débitmètre.

✓ Indicateur de niveau :

Est un indicateurs 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 III.7.a. Contrôleur de pression



Figure III.7.b. Vanne PRV.



Figure III.7.c. Panneau de contrôle



Figure III.7.d. Débitmètre

Figure III.7 : Les principaux accessoires d'installation de surface

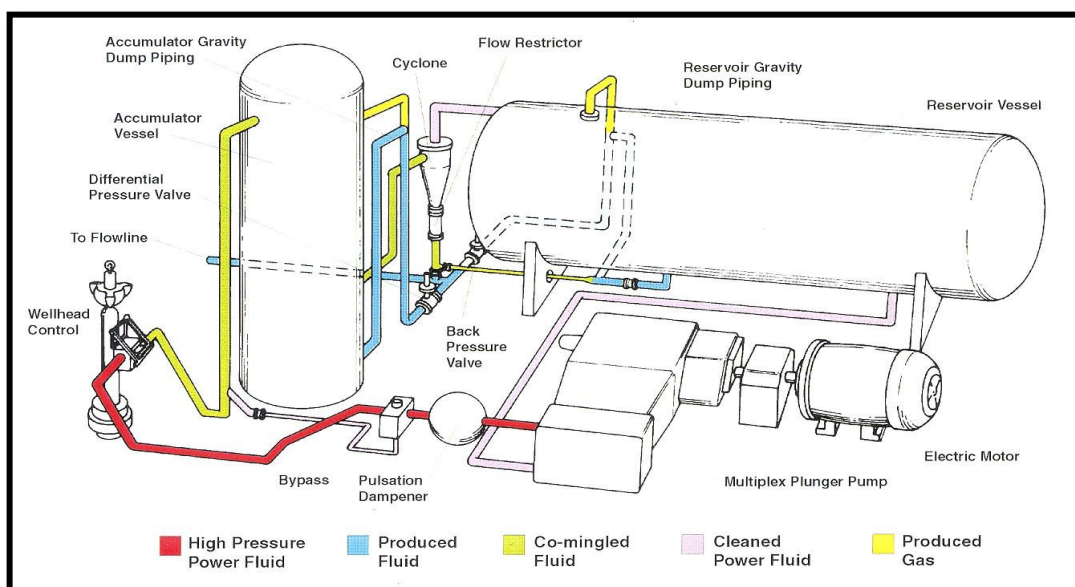


Figure III.8 : L'installation de surface de modèle Single Skid. [17]

III.3.2. L'installation de fond :

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

III.3.2.1. Configuration de Jet Pump :

Le Jet Pump est une pompe hydraulique sans pièces mobiles qui peut être adaptée pour répondre aux différents assemblages de fond de trou « BHA ». Elle existe avec différentes 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 la buse.

Diffuseur « Diffuser » : Le Diffuseur est un tube conique qui se prolonge à partir de la 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 III.9: Configuration de la buse et de la gorge.

III.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.

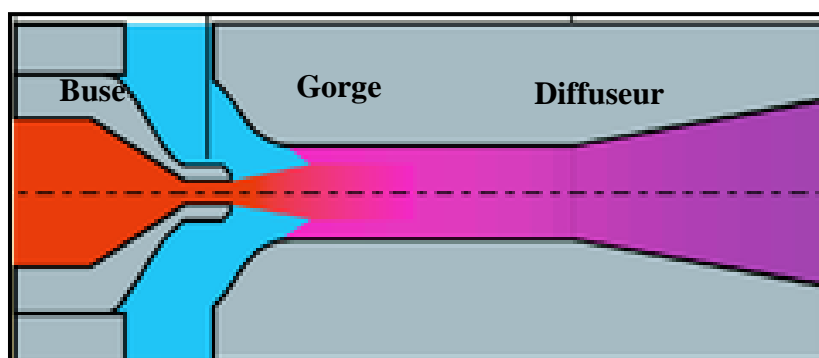


Figure III.10 : Configuration de Jet Pump. [8]

III.3.2.3.Les types de Jet Pump :

a-Jet Pump libre « free style »:

Elle est le plus courant, le 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.

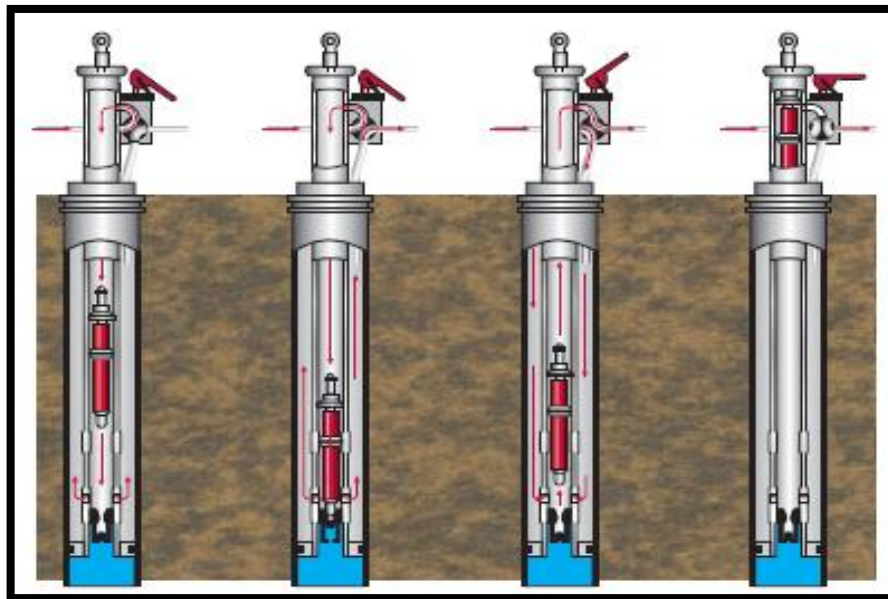


Figure III.11 : Procédure d'installation Jet Pump libre. [16]

✓ **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. [16]

Remarque:

- La complétion de parallèle libre est utilisée généralement pour les puits à fort GOR.
- La chaîne parallèle est plus petite que la chaîne principale.

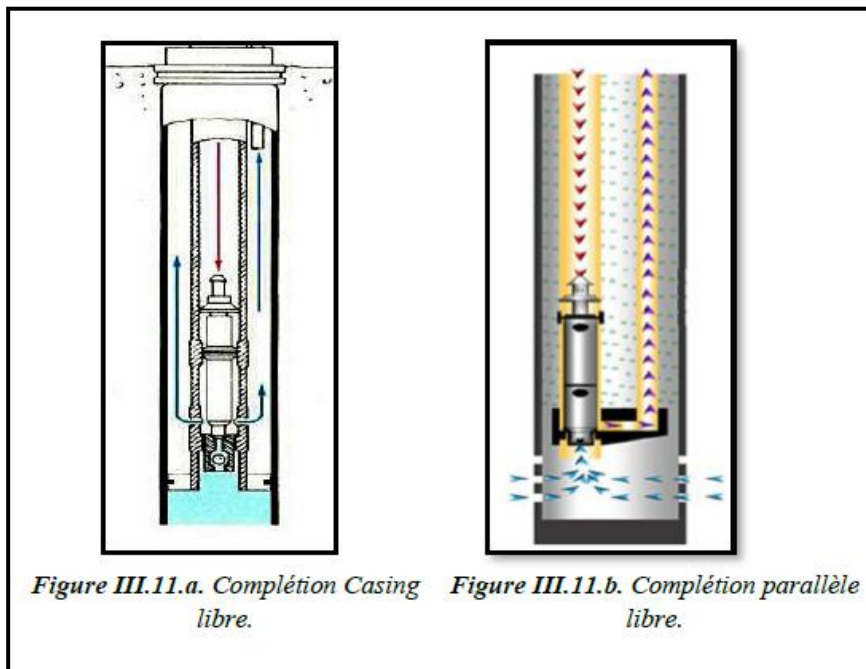


Figure III.12 : Complétion à Jet Pump libre.[16]

✓ **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. Le choix JP BHA dépend des dimensions de la complétion. [16]

➤ **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.13 : Les équipements de fond de Jet Pump libre.

➤ **Blanking tool :**

C'est un outil de surpression, 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 III.14 : 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 III.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

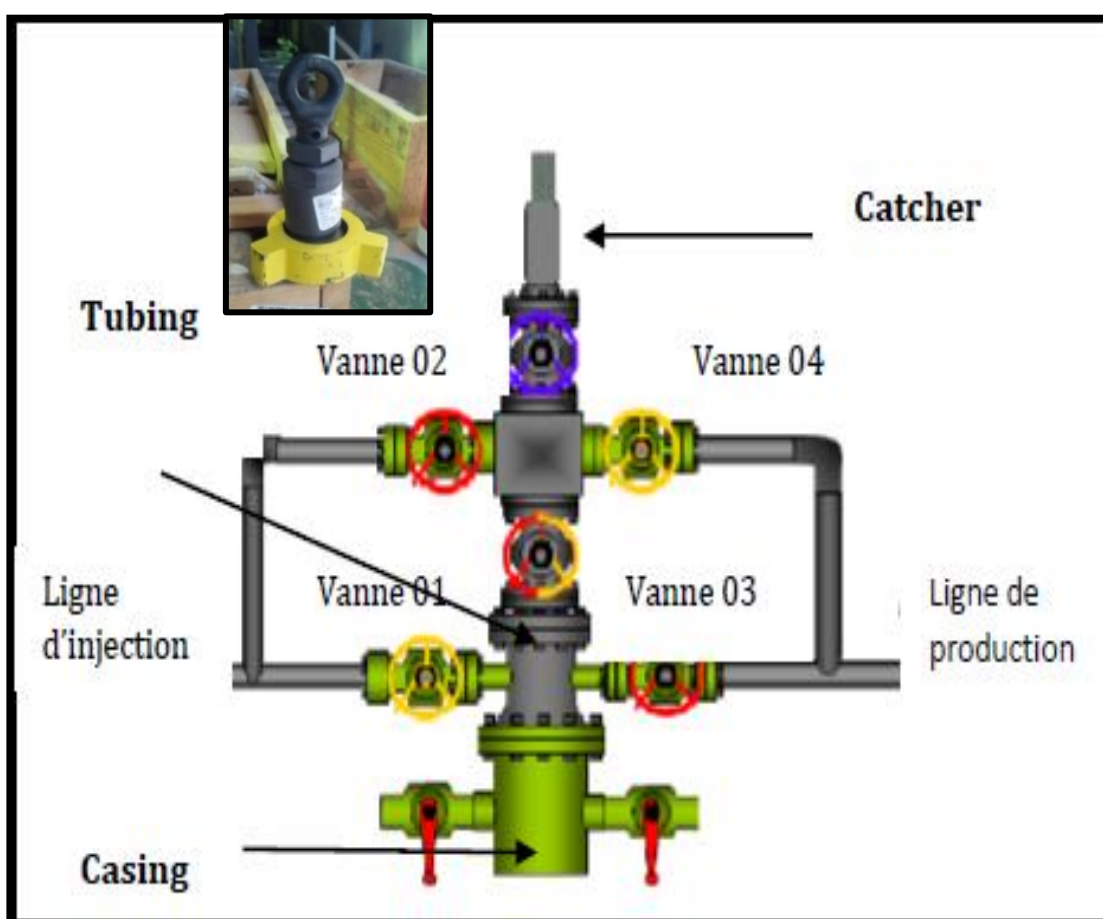


Figure III.15 : .La tête de puits de pompage libre. [16]

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 pompe à jet 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

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}".

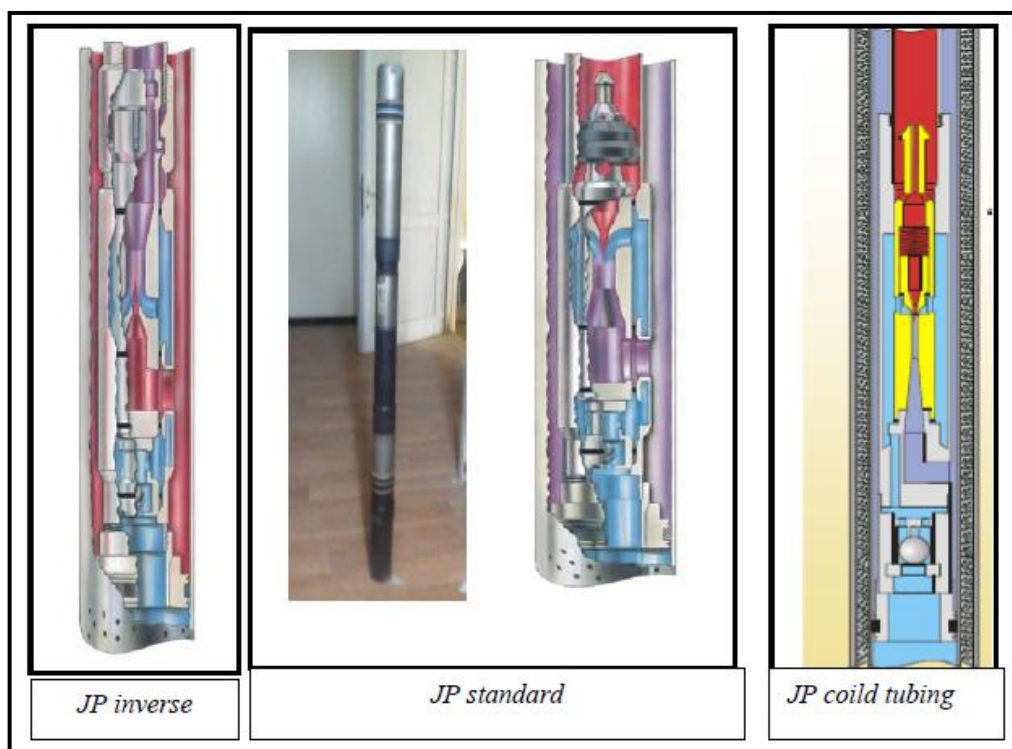


Figure III.16 : Les différents types de Jet Pump.

III.4.Fluide de puissance :

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

III.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).

III.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 ;
- Desémulsifion ;
- Agent-tension actif ;
- Agents de dissolution.

III.5.Les avantages et les limitations de système Hydraulique Jet Lift:

III.5.1.Les avantages :

- Sans pièces mobiles ;
- Moins de maintenance et d'entretien ;
- De capacité à haut volume ;
- Production de plusieurs puits à partir d'une seule unité de surface ;
- Faible maintenance de la pompe ;
- Size de tubing 1^{1/4} " à 7 " ;
- Size de casing 2^{3/8} " à 13^{3/8} " ;
- Réparation et redimensionnement de la pompe sur le site ;
- Les puits déviés.

III.5.2.Les limitations :

- Débit de production est fonction de la pression de fond ;
- Certaines pompes exigent des BHA spécifiques ;

- Faible efficacité ;
- Besoin de la ligne de surface à haute pression.

III.6. Les applications de Jet Pump :

- Production permanente ;
- Evaluation de productivité de puits ;
- Nettoyage de puits;
- Drill steam testing « DST et kickoff ».

III.7. Comparaison entre les systèmes d'ARTIFICIAL LIFT :

Tableau III.4 : comparaison du Jet Pump avec les autres systèmes d'ARTIFICIAL LIFT. [16]

paramètres	Gas Lift	Plunger	Rod Lift	PCP	ESP	Hyd Jet	Hyd Piston
Profondeur Max	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 M ³ /D	200 bpd 32 M ³ /D	6,000 bpd 950 M ³ /D	5,000 bpd 790 M ³ /D	60,000 bpd 9,500 M ³ /D	35,000 5,550 M ³ /D	8,000 bpd 1,270 M ³ /D
Temp 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	Fair	bien	Excellente	Bien à Excellente
Gas Handling	Excellente	Excellente	Fair à bien	bien	Fair	bien à Excellente	Fair à bien
Solids Handling	Bien	Fair	Fair À Bien	Excellente	Sand<40ppm	Bien À Excellente	Fair À Bien
Gravité de fluide°API	>15°	>15°	>8°	8°<API<40°	Viscosity <400 cp	≥6°	>8°
Servicing	Wireline ou workover rig	Wellhead catcher ou wireline	Workover rig	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 ou électrique
Offshore	Excellente	N/A	Limité	Limité	Excellente	Excellente	bien
Éfficacité de système	10% to 30%	N/A	45% to 60%	50% to 75%	35% to 60%	10% to 30%	45% to 55%

Chapitre IV :

*Fonctionnement et
performance du Jet Pump*

IV.1. Fonctionnement de Jet Pump :

Pour fonctionner le Jet Pump nécessite le pompage d'un fluide de débit Q_N 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 IV.1) [16]:

IV.1.1. L'écoulement dans la buse:

Le fluide atteint la buse avec une pression totale, désignée comme P_N . Quand le fluide pénètre la zone de restriction d'écoulement du buse, le fluide est transformé à partir d'une faible vitesse V_N et une pression statique élevée P_{sN} à une vitesse élevée V_t et une faible pression statique P_{sa} . P_{sa} du fluide primaire diminue jusqu'à ce qu'elle devienne inférieure 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 Q_s .

IV.1.2. L'écoulement à l'entrée de Gorge :

Les fluides de formation pénètrent lentement une zone de surface A_s qui est l'espace annulaire entre la surface de sortie de buse A_N et la surface de Gorge A_t . 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.

IV.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 Gorge. À ce moment-là, tout le fluide secondaire a été mélangé avec le fluide primaire.

IV.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 P_d qui doit être suffisante pour remonter le mélange à la surface.

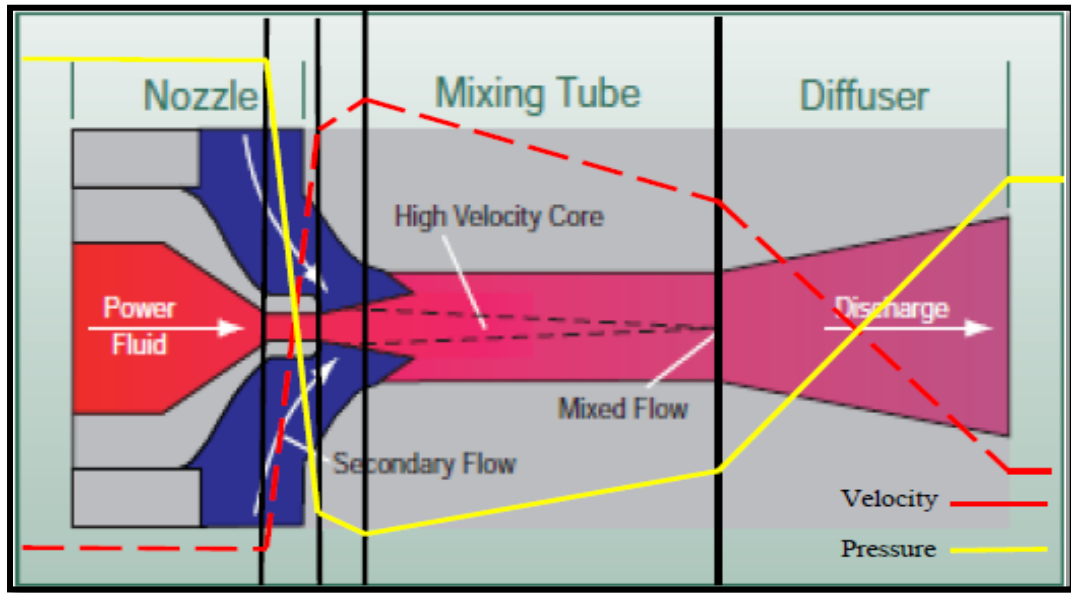


Figure IV.1. Fonctionnement de Jet Pump.

IV.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 donné par :

$$\eta = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (4.1)$$

E_{out} peut être défini comme une puissance utile

E_{in} 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)

$$E_{out} = Q_s \cdot \Delta P_{\text{Fluide de réservoir}} \quad (4.2)$$

$$E_{in} = Q_N \cdot \Delta P_{\text{Fluide de puissance}} \quad (4.3)$$

Les équations incompressibles présentées à (l'annexe) donnent les pertes de pression dans la pompe qui sont :

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

$$\Delta P_{\text{Fluide de réservoir}} = P_d - P_s \quad (4.4)$$

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

$$\Delta P_{\text{Fluide de puissance}} = P_N - P_d \quad (4.5)$$

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

$$\frac{\Delta P_{\text{Fluide de réservoir}}}{\Delta P_{\text{Fluide de puissance}}} = \frac{Pd - PS}{PN - Pd} = N \quad (4.6)$$

Avec :

$$N = \frac{2R + \left[\frac{M^2 R^2}{(1-R)} - (1+Ktd)R^2(1+M)^2 - (1+Ks) \left[\frac{M^2 R^2}{(1-R)^2} \right] \right]}{1 + Kn - 2R - \left[\frac{2M^2 R^2}{1-R} \right] + (1+Ktd)R^2(1+M)^2} \quad (\text{Annexe})(4.7)$$

Et

le rapport de débit volumétrique M est :

$$M = \frac{Q_S}{Q_N} \quad (4.8)$$

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

$$\eta = M \cdot N = \frac{Q_S}{Q_N} \frac{Pd - PS}{PN - Pd} \quad (4.9)$$

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 IV.1 : les paramètres définissent le fonctionnement du Jet Pump.

Paramètre	La relation
Surface de passage de fluide secondaire dans la pompe A_s .	$A_s = A_t - A_N$
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.	$R = A_N / A_s$

V.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 :

IV.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 IV.1. [6]

Tableau IV.1: Les pertes d'énergie dans le Jet Pump.[16]

Les pertes	Le pourcentage%
Nez	1%
L'entré 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%
<u>Total</u>	<u>66%</u>

L'effet des coefficients de pertes dans les parties de Jet sont représentés dans la Figure IV.2.

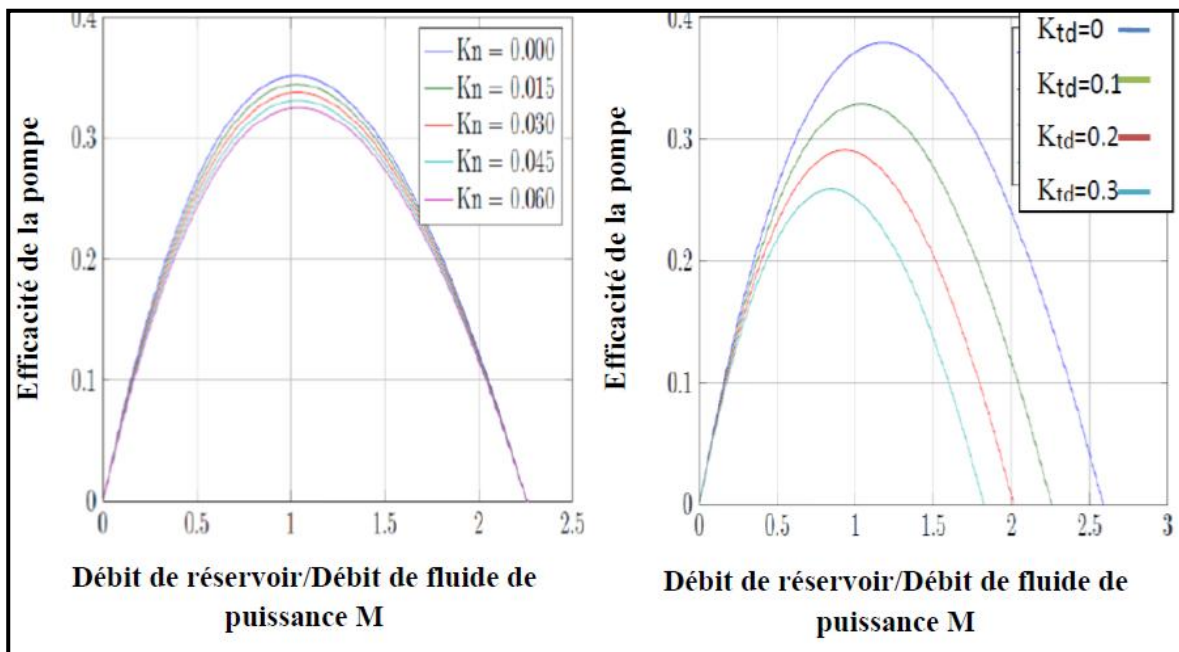


Figure IV.2: Efficacité de la pompe avec variation des coefficients de pertes K_n et K_{td} . [6]

La figure IV.2 montre : 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.

Si toutes les pertes dans la pompe pourraient être évitées, ce qui n'est pas évidemment réaliste, la performance pourrait être la ligne bleue dans la figure IV.3.

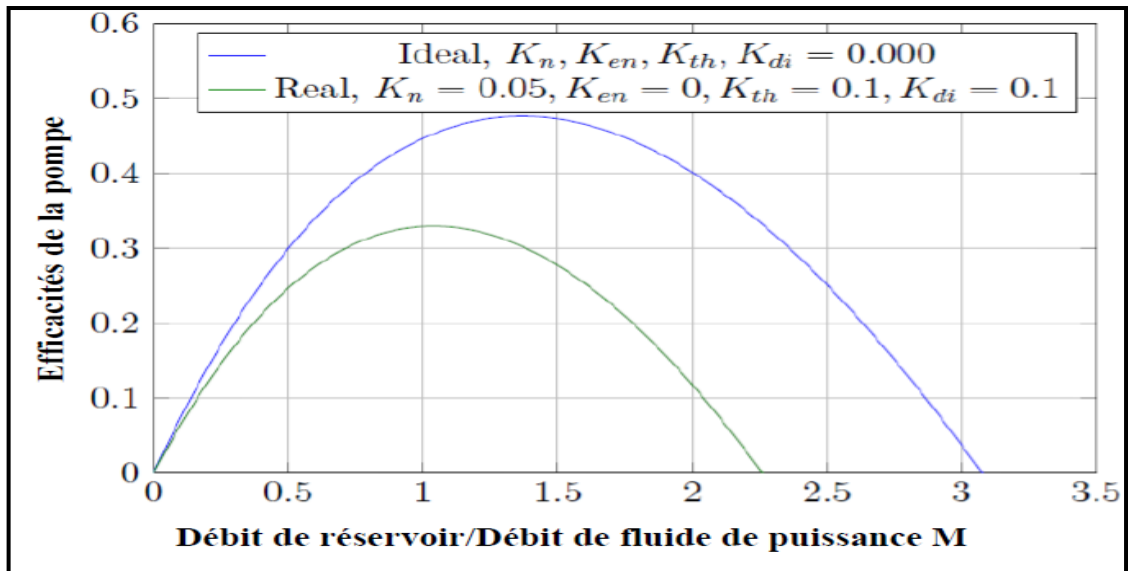


Figure I.3 : Efficacités de Jet Idéal et le cas de considération des coefficients de pertes. [6]

IV.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 IV.4. Sachant que S est le rapport de densité de fluide de réservoir sur la densité du fluide de puissance.

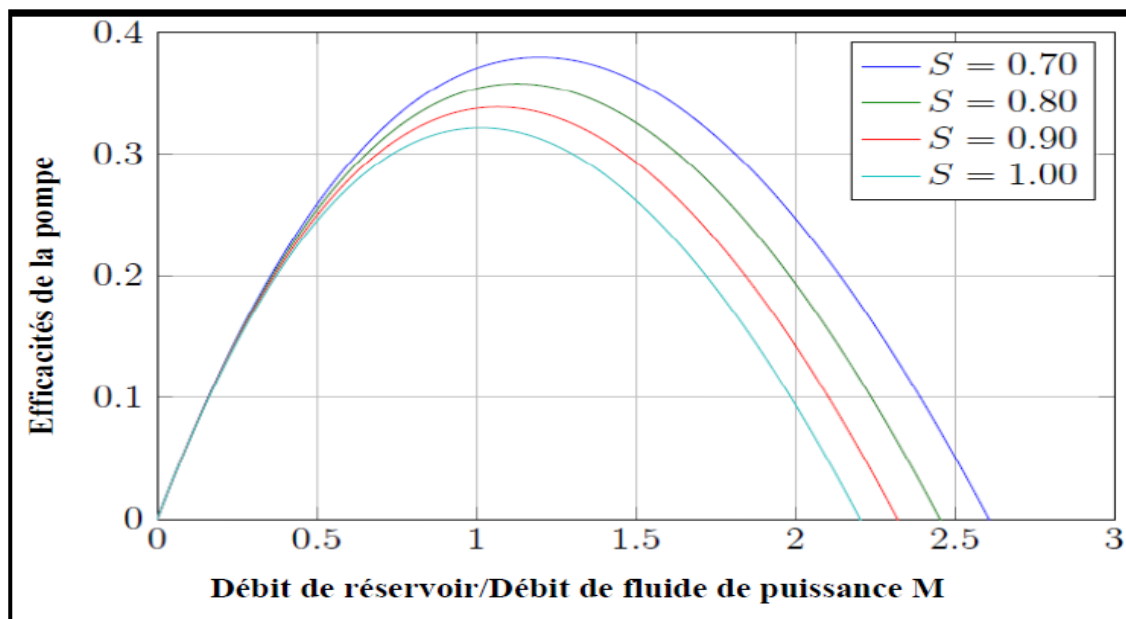


Figure IV.4 : Efficacité de Jet avec variation de rapport de densité S . [6]

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

IV.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 IV.5 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.

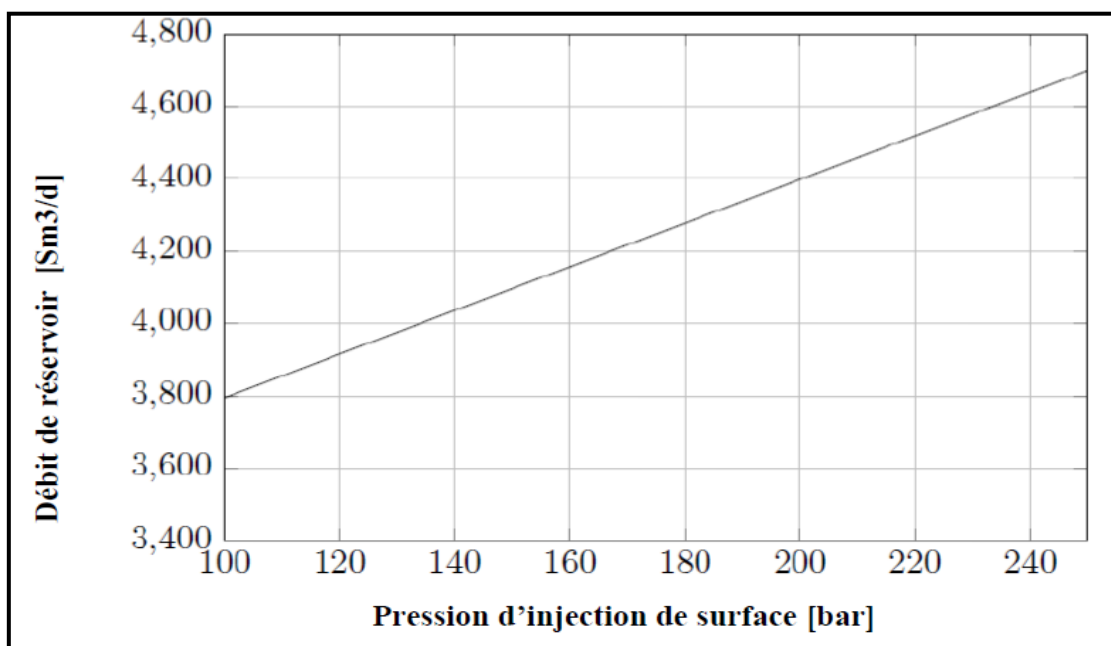


Figure IV. 5: Efficacité de Jet avec variation de la pression d'injection de fluide de puissance. [6]

IV.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.

IV.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 surface 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 du buse A_n est de 60% de la superficie de gorge A_t , Il y a une zone relativement petite A_s 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 A_s 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.

Dans la figure IV.6 différentes dimensions de gorges utilisées en conjonction avec une buse donnée donne différentes courbes de performances. [1]

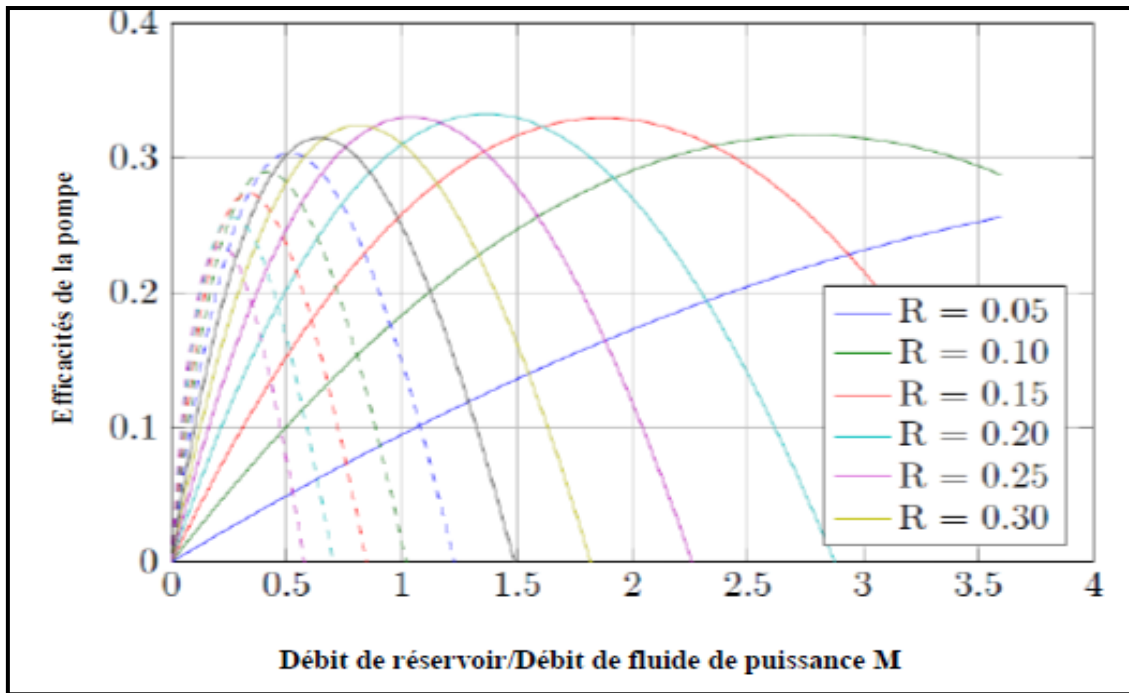


Figure IV.6 : Efficacités de la pompe pour le rapport de surface de -Buse-Gorge. [6]

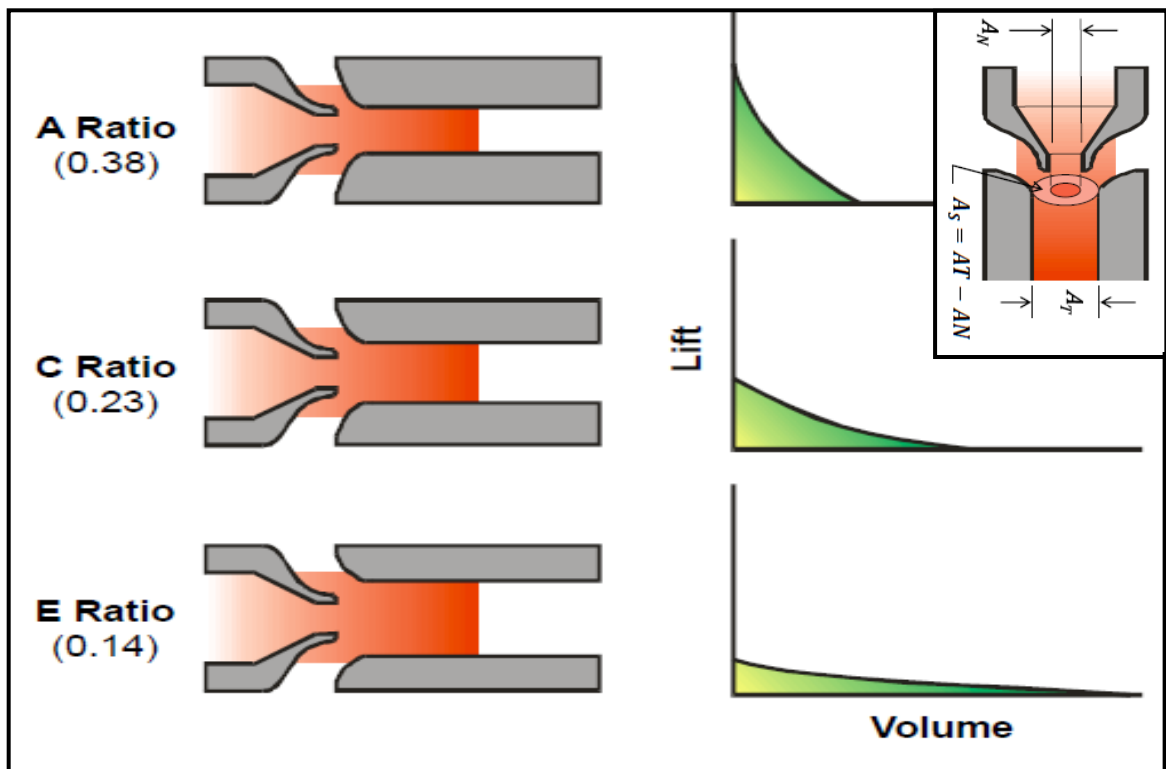


Figure IV.7 : Le rapport de pression M et N en fonction de variation de rapport de surface R de la pompe. [8]

IV.4. Désignation de jet pump :

La pompe est définie par les dimensions de buse et de gorge comme elle décrit dans le Tableau IV.2.

Tableau IV.2 : Dimension du Jet avec les dimensions de buse et de gorge.

<i>Dimension du Jet</i>	<i>Dimension de Buse N</i>	<i>Dimension de Gorge T</i>
A	<i>N</i>	<i>N</i>
B	<i>N</i>	<i>N+1</i>
C	<i>N</i>	<i>N+2</i>
D	<i>N</i>	<i>N+3</i>
X	<i>N</i>	<i>N-1</i>
Y	<i>N</i>	<i>N-2</i>
Z	<i>N</i>	<i>N-3</i>

IV.5. Phénomène de Cavitation :

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

IV.5.1. 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.

IV.5.2. 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 du gorge (situation grave) ou dans le diffuseur juste après la section de diamètre constant (situation douce). [16]

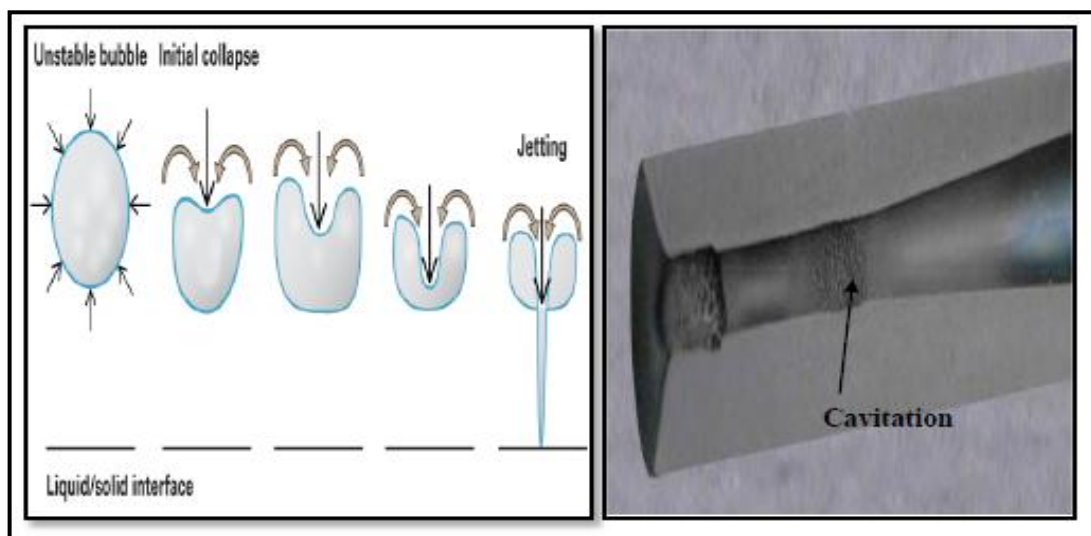


Figure IV.8 : Représentation le phénomène de Cavitation.

IV.6. Aperçu sur les logiciels :

IV.6.1. Aperçu sur JEMS :

Le logiciel **JEMS** «Jet Evaluation Modeling Software », permet d'estimer la performance de Jet Pump afin de maximiser le rendement de la pompe adaptée pour des applications spécifiques. En outre, Il détermine les dimensions de buse et de gorge avec la combinaison précises entre eux pour fournir un système plus rentable. Il permet:

- Calculer la performance de la pompe avec une courbe IPR de puits,
- Pression et débit d'injection du fluide de puissance ;
- Puissance de jet pump ;
- Pression d'aspiration et de refoulement ;
- Débit de cavitation ;

- Taux de production.

Sachant que ces données sont pour les différents scénarios possibles.

Dans ce programme l'utilisateur peut modifier tout ou partie des quatre paramètres avant chaque calcul de la performance, qui sont : dimension de Buse, dimension de Gorge, le taux de production, et la pression de production de fond.

- **Les lois et les corrélations utilisées par JEMS :**

JEMS utilise les lois d'écoulements seulement dans le réservoir afin de simuler l'IPR du puits qui sont Vogel et IP. Les prédictions de performance de jet pump sont basées sur les expériences combinées de Kobe (ou TRICO), Oilmaster et Guiberson.

- **Les données nécessaires pour l'utilisation de JEMS:**

-Identifier le puits (client, localisation, champ et la date de l'évaluation).

-Les données de complétion de puits et l'installation de la pompe qui sont résumé dans le Tableau IV.3.

Tableau IV.3 : Les données d'entrée du logiciel JEMS.

Profondeur verticale (ft)	MI-Perforation, à l'extrémité de jet pump.
Types d'installation de jet pump	1)- standard 2)- inverse 3)-parallèle.
ID de casing et ID de tubing (in)	diamètre réel à travers lequel le fluide circule.
OD de Tubing (in)	OD réel de tubing, pas OD de couplage.
Longueur de tubing (ft)	profondeur réelle mesurée du train de tubing.
Pipe de conduite	1)- nouveau 2)- moyenne 3)- ancienne.
Densité (SP.Gravity)	Huile (API), eau, gaz, fluide de puissance
Pression (psi)	séparateur, réservoir, fond dynamique, point de bulle, la tête de puits
température F°	tête de puits, fond de puits
By-pass de gaz	1)- oui 2)- non ; pour définir si la méthode d'estimation des volumes d'évacuation de gaz du programme sera utilisé pour estimer les performances de la pompe
autres	Water cut %, Production GOR (scf/std), Types Fluide de puissance, débit d'essais de puits

IV.6.2. Aperçu sur PROSPER :

Toutes les compagnies pétrolières utilisent des logiciels pour finaliser leurs travaux, parmi ces logiciels on trouve le software PROSPER « **PRO**duction and **S**ystems **PER**formance » est un programme informatique qui permet de modéliser et de faire des analyses nodales des puits à l'aide des formulations de l'IPR lorsque le fluide traverse la formation et des corrélations TPC lorsqu'il traverse la colonne de production. Il permet aussi d'optimiser la production et améliorer les performances des puits.

▪ Les données nécessaires pour l'utilisation du PROSPER

Les données nécessaires pour utiliser le programme sont résumées dans des sections :

- ✓ Les données du rapport géologique ;
- ✓ les données du rapport de complétion du puits ;
- ✓ les données de test ;
- ✓ les données de jaugeage.

▪ Les lois et les corrélations utilisées par PROSPER:

Les lois pour IPR : lois Darcy et .Vogel pour les différents types d'écoulements.

Les corrélations pour TPC : les corrélations de Duns & Ros (1963) Oil, Hagedorn & Brown (1963) Oil, Beggs & Brill (1973).

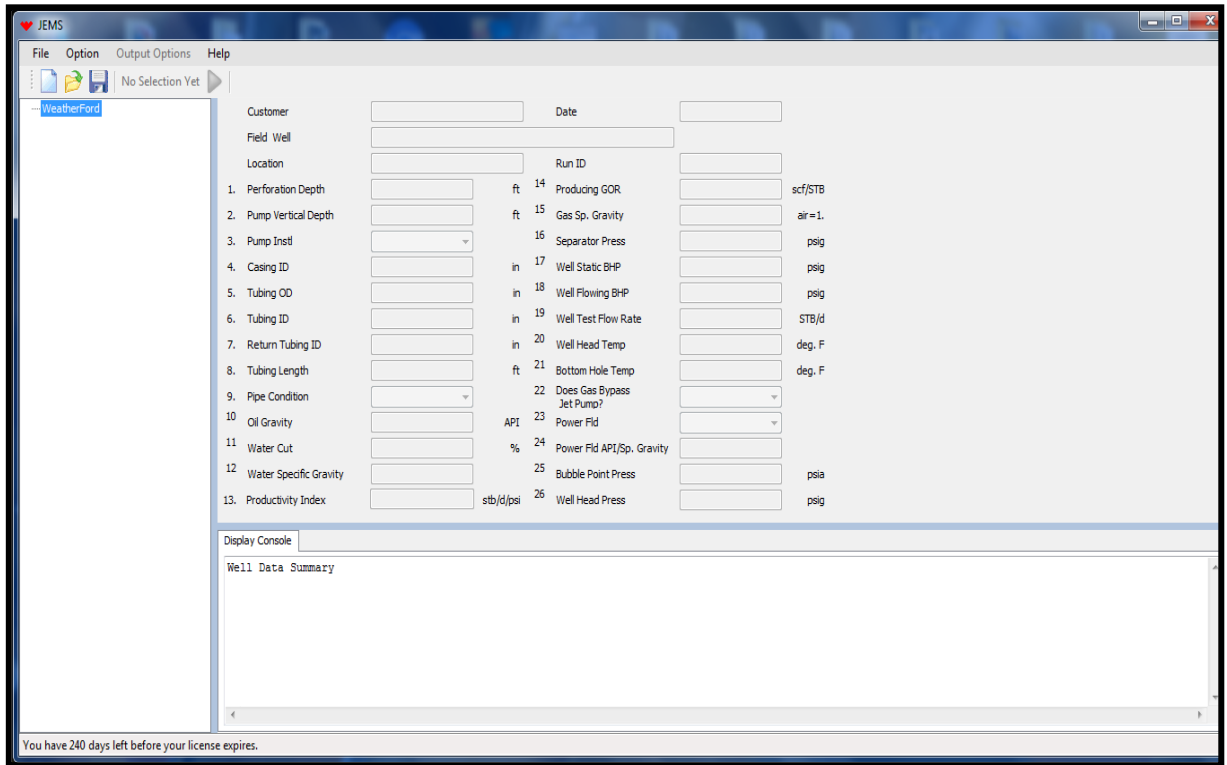


Figure IV.9 : La façade de software JEMS.

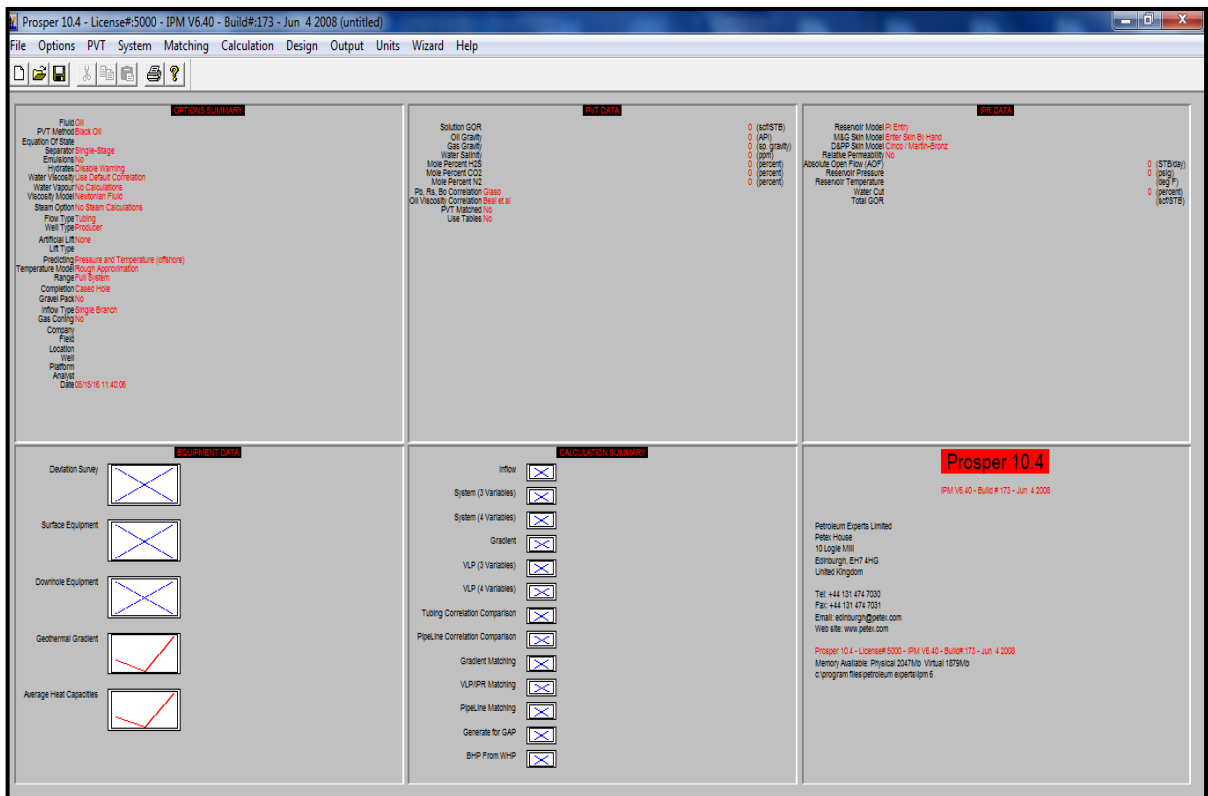


Figure IV.10 : La façade de software PROSPER

Chapitre V :

L'application de l'étude

V. Etude du puits RECN-1 :

V.1. Généralités sur le puits RECN-1:

RECN-1 est situé dans le champ BBK du bassin de Hassi Berkine, à 380 Km au sud-est de Hassi Messaoud et à 27 km à l'ouest du manifold de BBK N. Il a été foré le 30/11/2013 par forage verticale dans le cadre du développement de la zone 403d selon les coordonnées :

X : 389 596. Y : 3 450 485.00

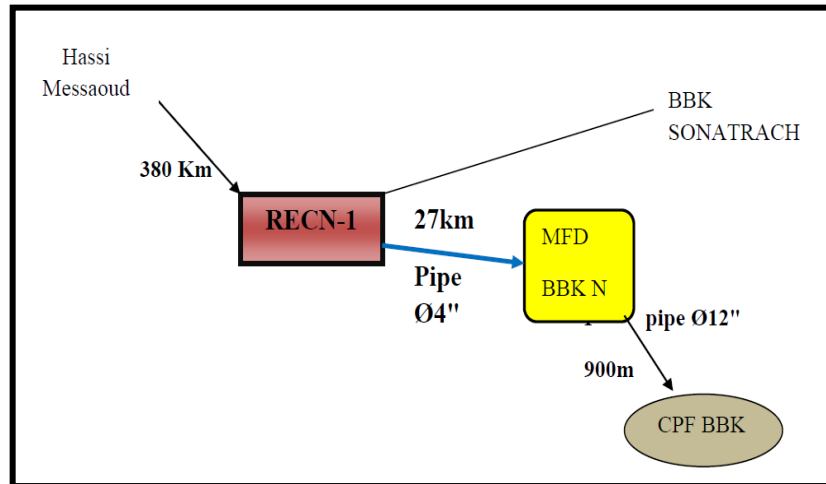


Figure V.1: Raccordements de puits RECN-1.

V.2. La complétion :

La complétion du puits RECN-1 a été réalisée avec un tubage de 4^{1/2}" NEW VAM de type cased hole. Les informations de complétion sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau V.1: complétion 4^{1/2}" du puits RECN-1.

Nome	Profondeur (m)
L-Nipple R 4 ^{1/2} "NV	3790,54
L-Nipple RN 4 ^{1/2} "NV	3807
Sabot guide 4 ^{1/2} "	3808
Mi-Perfo	3836
Sabot 7"	4260

V.3. Présentation du problème du puits RECN-1:

RECN-1 est un nouveau puits non éruptif. Il n'a pas la capacité de remonter les effluents à la surface du fait de l'augmentation des pertes de charges de la colonne hydrostatique en raison de la présence de 50% de Water Cut.

V.4. Les données des essais de puits:

Tableau V.2: Les résultats des essais de puits sur le puits RECN.1.

P_{wf} (psi)	P_g (psi)	IP
3870	5800	0.58

V.5. Les données de PVT :

Tableau V.3: Les données de PVT.

d_o (API)	d_g (sp.G)	d_{eau} (sp.G)	P_b (bar)	T_g C°	μ_o (cp)	B_o (m ³ /m ³)
41	0,83	1,050	132.5	109	0.28	1.41

V.6. Les derniers opérations:

15/01/2016 : Stimulation par Nitrogène N₂ effectuée par le coiled tubing pour démarrer le puits, et un package de well test est installé en surface et a donné au cours de l'opération les résultats suivants :

Tableau V.4: Les résultats de dernier jaugeage réalisé sur le puits RECN-1.

Date	Ø Duse (mm)	P_t (bar)	P_p (bar)	Q_o (m ³ /h)	GOR (m ³ /m ³)	Q eau m ³ /h	$T_{tête}$ C°
15/01/2016	9,52	45	10	4,4	53,6	3,96	25

En raison du cout élevé de l'opération, le puits est refermé pour cause : débit nul.

V.7. La performance du puits RECN-1:

Pour prouver que le puits RECN-1 a un débit nul (pas de point de fonctionnement) et établir les courbes d'écoulement entrant et d'écoulement sortant, on introduit les données de PVT, essais de puits et de jaugeage dans le logiciel PROSPER.

V.7.1. La performance d'écoulement d'entrant (IPR):

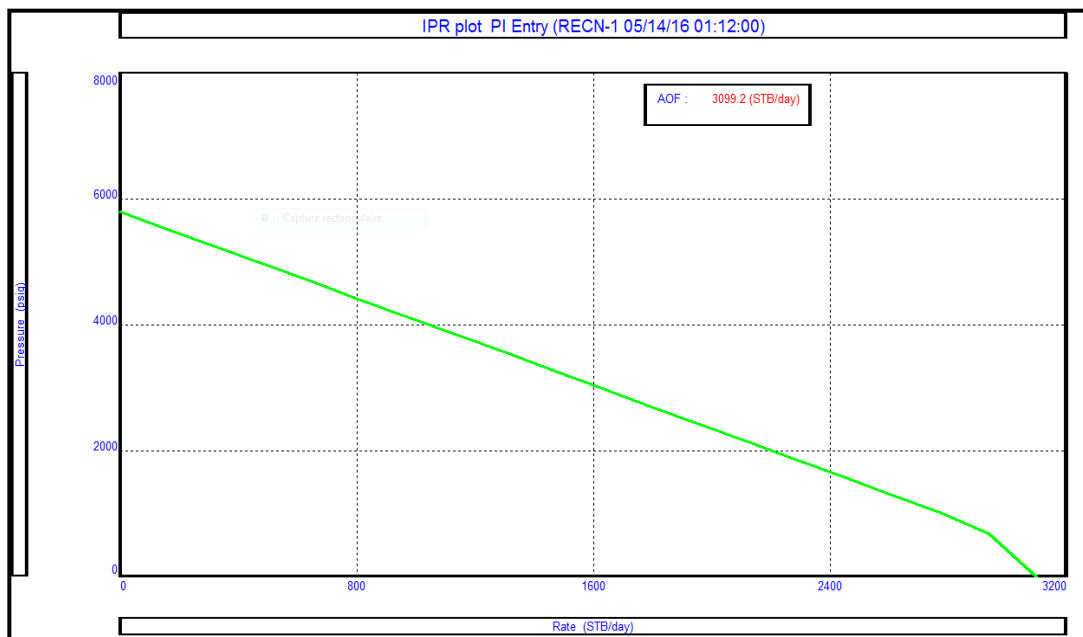


Figure V.2 : Courbe IPR de puits REC-1 dans le cas non éruption.

D'après la courbe IPR on remarque que le réservoir à un potentiel important, AOF= 3099,2 STB/day.

V.7.2.Point de fonctionnement du puits :

La courbe d'IPR/VLP représente le cas actuel comme suit : pas de point de fonctionnement donc pas de débit.

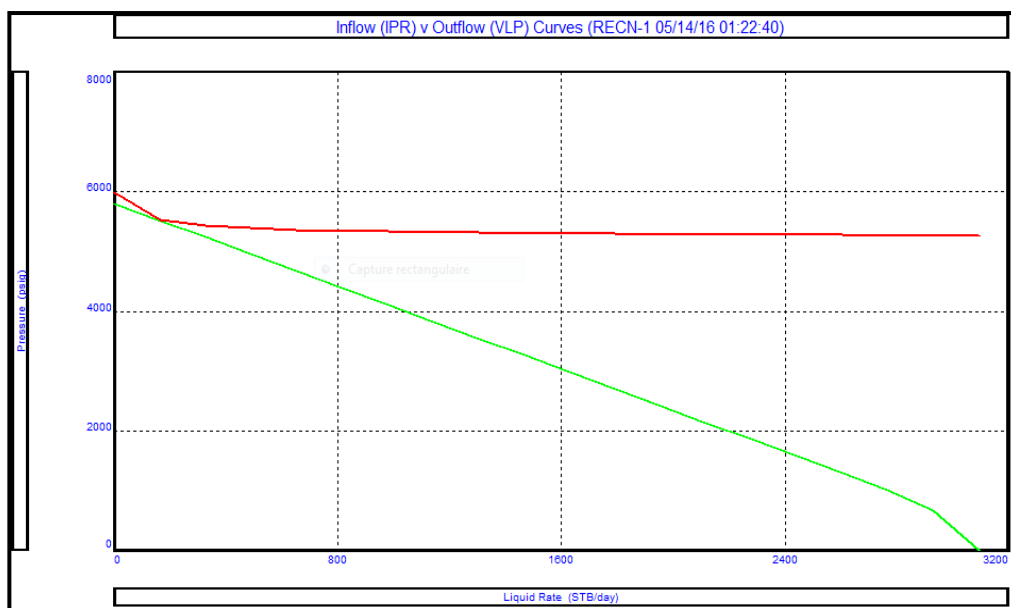


Figure V.3: Courbe de performance du puits REC-1.

V.8 .La solution proposée pour le démarrage du puits :

WEATHERFORD a proposé d'installer une Jet Pump à l'intérieur de la complétion 4 ^{1/2}" pour les motifs suivants :

Gaz Lift : Le puits est situé dans la zone isolé loin des installations de production, alors l'installation gaz lift est devenue difficile.

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 élevé malgré s'efficacité.

PLS : est le moins chance dans le choix, parce que le puits producteur d'huile, et 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. Vu que le jet pump est le plus approprié pour l'activation du puits RECN-1. Alors, WEATHERFORD est suggéré à SONATRACH de faire un workover pour installer soit une SSD ou BHA. Mais le SONATRACH a refusé de produire à partir de l'espace annulaire entre le tubing 4 ^{1/2}" et casing 7" (pour des raisons de sécurité de casing). Pour cette condition WEATHERFORD est décidé de descendre une nouvelle complétion.

V.9. La nouvelle complétion :

Il s'agit d'une complétion 2^{7/8}" New VAM descendu à l'intérieure de la complétion existante 4^{1/2}" New VAM par un appareil de snubbing.

V.10.Procédure de descendre de la complétion 2^{7/8}" :

La nouvelle complétion a été préparée en deux étapes :

V.10.1. 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 2^{3/8}" EUE, Weatherford a préparé des X-overs : « 2^{3/8}" EUE Box x 2^{7/8}" NV Pin et 2^{3/8}" EUE Pin x 2^{7/8}" 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".

V.10.2. 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 2^{7/8}" jusqu'à la surface où le dernier assembly est installé qui est le tubing Hanger pour supporter le tubing 2^{7/8}".

V.10.3. L'ancrage de Packer :

Pour ancrer le packer on descend avec Slick line un « Blanking Tool » à l'intérieur de JP BHA pour isoler la communication entre l'espace annulaire et le tubing. Ensuite 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), 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.

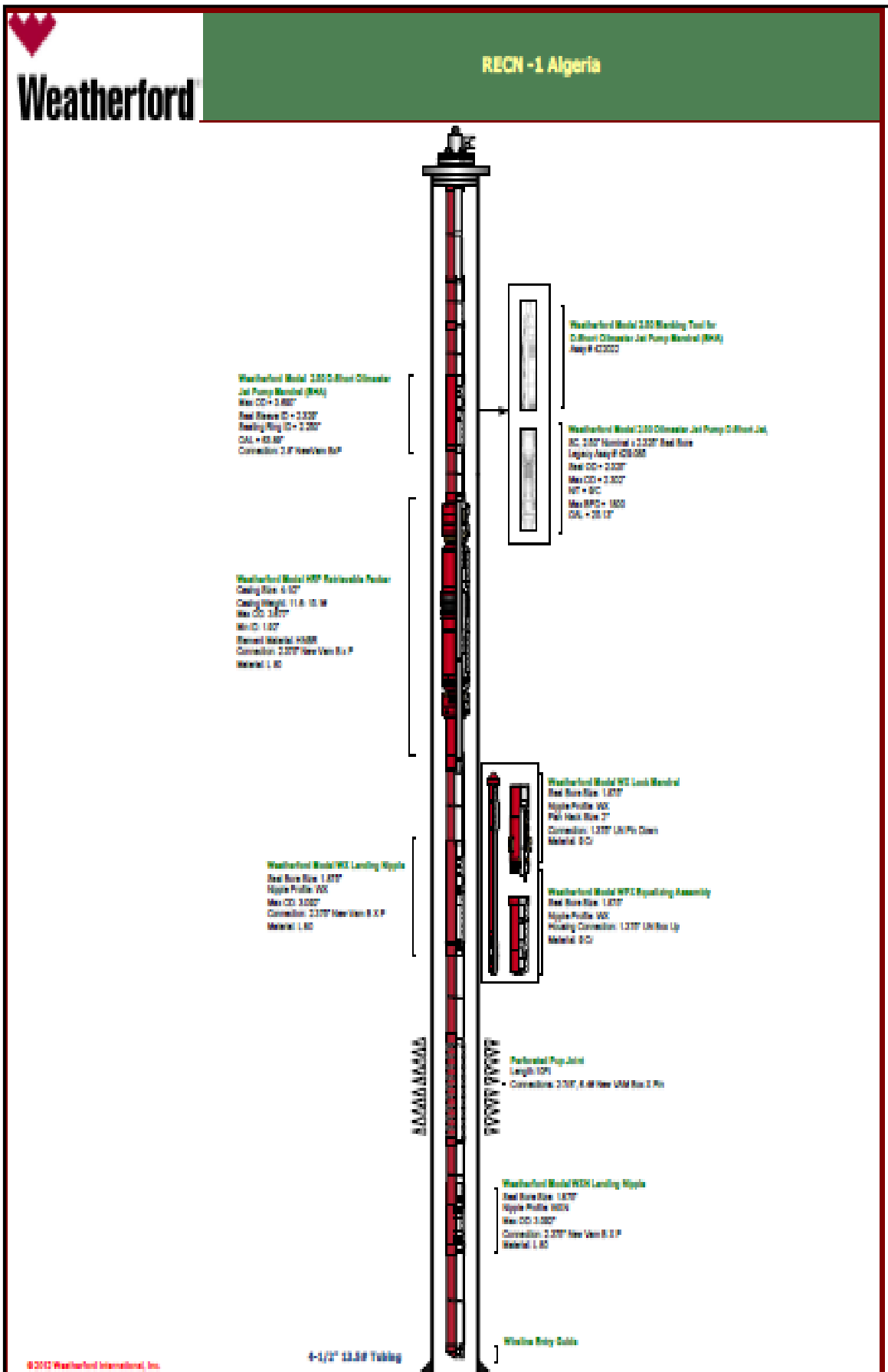


Figure V.4: Schéma de configuration de nouvelle complétion.

V.11.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 « JEMS ».

V.11.1.Application du logiciel JEMS :

✓ les données d'entrées:

On choisi le modèle d'IPR : water adjusted with IP, on introduit le débit de production 1100 STB/day :

Tableau V. 5: Les données d'entrées de puits RECN-1 dans le JEMS.

Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
Profondeur MI perfo (ft)	12585,3	Densité d'huile (API)	41
Profondeur de la pompe (ft)	11975,1	Water Cut (%)	50
Installation de la pompe	(1) Standard	Densité de l'eau (sp.G)	1,050
Casing ID (in)	3,920	GOR (scf/STB)	300
Tubing ID (in)	2,441	Densité de gaz (sp.G)	0,83
Tubing OD (in)	2,875	Pression de gisement (psi)	5800
Longueur de tubing (in)	11975,1	IP (STB/d/ psi)	0,58
L'état de puits	(1) nouveau	Température de la tête du puits °F	77
Pression de bulle (psi)	1922,5	Température de gisement °F	228
Pression de tête (psi)	120	By-pass gaz	non
		Fluide de puissance	huile

✓ Les résultats de JEMS :

Tableau V.6 : Les résultats de design du Jet Pump par logiciel JEMS

Paramètres	Valeur			
Combinaison OILMASTER 8C	Size de Buse N	Size de Gorge T	Surface annulaire pour le fluide de réservoir As (in)	Rapport de surface R
	8	10		
	An (in)	At (in)	0.045	0.23
	0.014	0.059		

Scénario 01	
Débit de production STB/day	904
La pression d'injection psi	2500
Débit d'injection bpd	963
Puissance de jet pump hp	47
Pression d'aspiration de la pompe psi	4014
Pression de refoulement psi	4696
Débit de cavitation bpd	2963
Scénario 02	
Débit de production STB/day	975
La pression d'injection psi	3000
Débit d'injection bpd	1061
Puissance de jet pump hp	62
Pression d'aspiration de la pompe psi	3892
Pression de refoulement psi	4745
Débit de cavitation bpd	2879
Scénario 03	
Débit de production STB/day	1044
La pression d'injection psi	3500
Débit d'injection bpd	1156
Puissance de jet pump hp	79
Pression d'aspiration de la pompe psi	3774
Pression de refoulement psi	3798
Débit de cavitation bpd	2835
Scénario 04	
Débit de production STB/day	1100
La pression d'injection psi	3920
Débit d'injection bpd	1237
Puissance de jet pump hp	95
Pression d'aspiration de la pompe psi	3677
Pression de refoulement psi	4864
Débit de cavitation bpd	2798
Scénario 05	
Débit de production STB/day	1111

La pression d'injection psi	4000
Débit d'injection bpd	3920
Puissance de jet pump hp	98
Pression d'aspiration de la pompe psi	3658
Pression de refoulement psi	4853
Débit de cavitation bpd	2791

Ces résultats sont suivis par un graphe qui définit les courbes IPR au niveau de la perforation « W », IPR au niveau de la pompe « P » et les courbes de production de la pompe pour différentes pressions d'injection

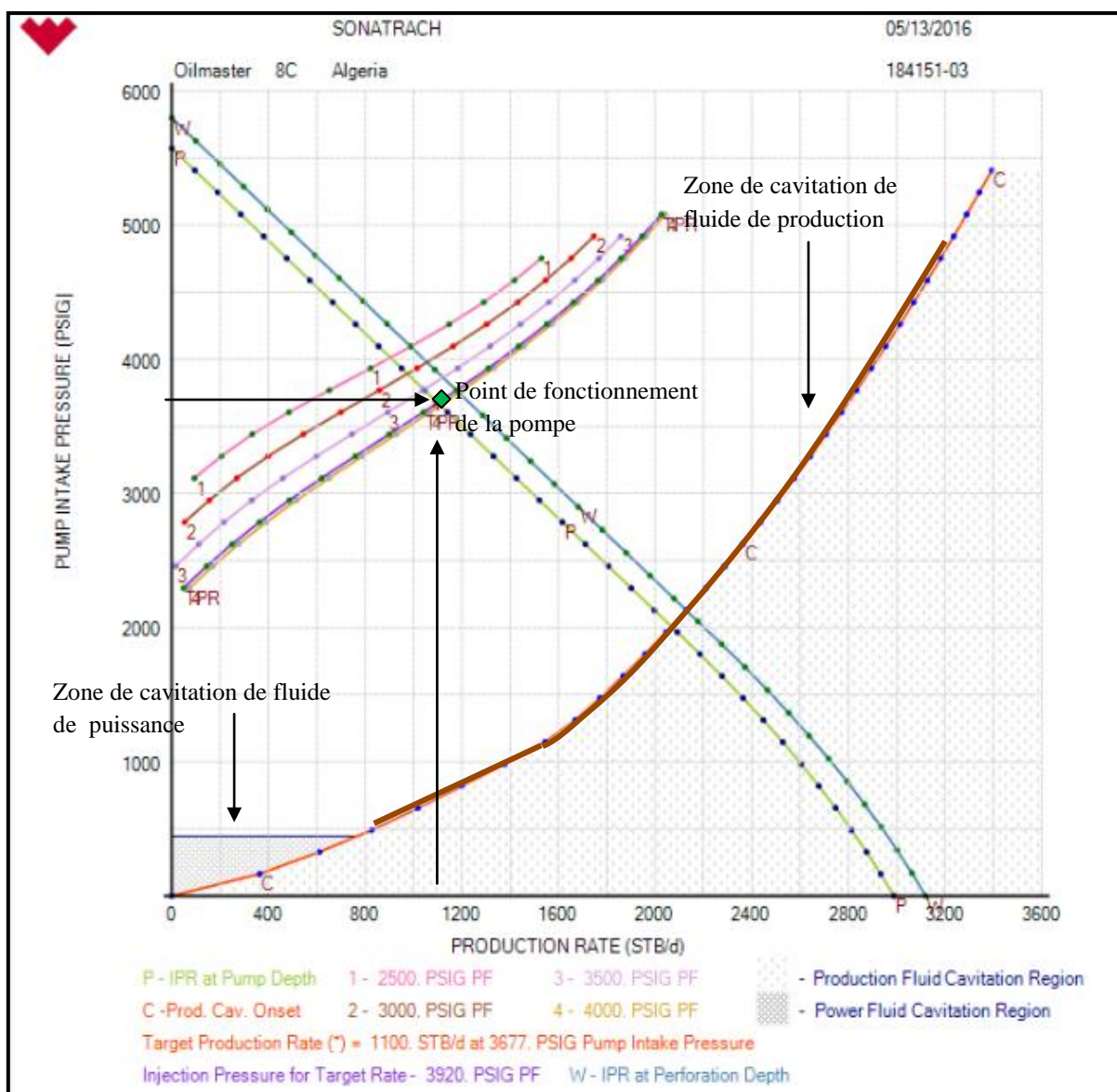


Figure V.5: Courbe de performance du Jet Pump.

Remarque :

- ✓ La pression d'écoulement au fond de puits est la pression d'aspiration de la pompe ce qui signifie que le puits produit un débit 1100 STB/day par une pression 3677 psig .
- ✓ Débit de cavitation est le débit de production où la pompe forme des cavités.

V.11.2. Calcule de l'efficacité de la pompe :*Tableau V.7. Les coefficients des pertes dans la pompe.*

Le coefficient	La valeur
K_N	0.15
K_s	0.00
K_t	0.28
K_d	0.1

On a : $\eta = M.N$

Avec :

$$N = \frac{2R + \left[\frac{M^2 R^2}{(1-R)} - (1 + Ktd)R^2(1 + M)^2 - (1 + Ks) \left[\frac{M^2 R^2}{(1-R)^2} \right] \right]}{1 + Kn - 2R - \left[\frac{2M^2 R^2}{1-R} \right] + (1 + Ktd)R^2(1 + M)^2} \quad (5.1)$$

$$R = \frac{An}{As} \quad (5.2)$$

$$M = \frac{Qs}{Qn} \quad (5.3)$$

Alors;

$$R = 0,23$$

$$M = 1100 / 1237 = 0,88$$

$$N = 0,114$$

$$\eta = 0,114 \times 0,88 = 0.107$$

Alors l'efficacité de la pompe est 10.7 %

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.

Pour obtenir un débit 1500 STB/ day, JEMS donne les résultats suivant :

Tableau V.8 : Les résultats du JEMS pour un débit de production 1500 STB/ day

Paramètre	Valeur
La combinaison	10C
Pression d'injection psi	6529
Débit d'injection bpd	2612
La puissance de la pompe hp	333
Pression d'aspiration psi	2987
Pression de refoulement psi	5594
Débit de cavitation bpd	2041

Dans ce cas la combinaison de Buse/Gorge n'est pas applicable car la pression d'injection dépasse la limite de résistance du tête de puits : 5000 psi.

On conclut que :

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

V.12.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 ».

V.12.1.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 ».

A la sortie de récipient horizontal, SONATRACH a installé un package de well test « séparateur + pompe de surface » afin de transporter l'huile produit au centre de production qui est situé à 28 km du puits

V.12.2. Tête de puits : la tête de puits est équipé d'un système « 4 Way Blok »

Tableau V.9 : L'état des vannes de la tête de puits RECN-1 pour installer et récupérer la pompe.

	Vanne 01	Vanne 02	Vanne 03	Vanne 04
Installation	Fermé	ouvert	ouvert	fermé
récupération	Ouvert	fermé	fermé	ouvert

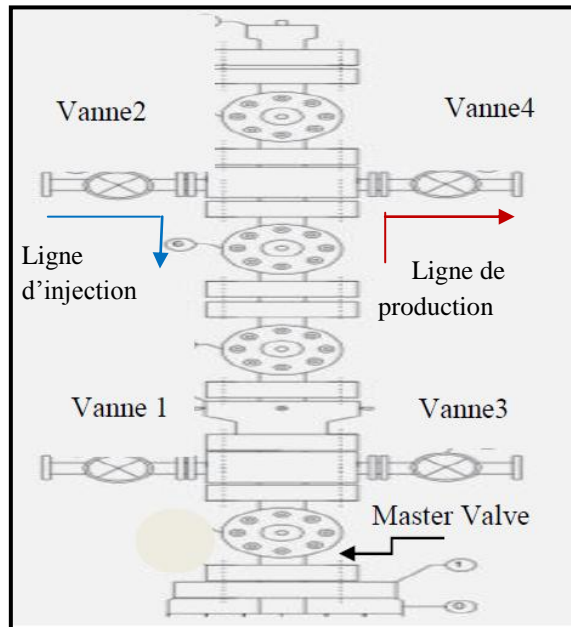


Figure V.6: Particularité de la tête de puits RECN-1.

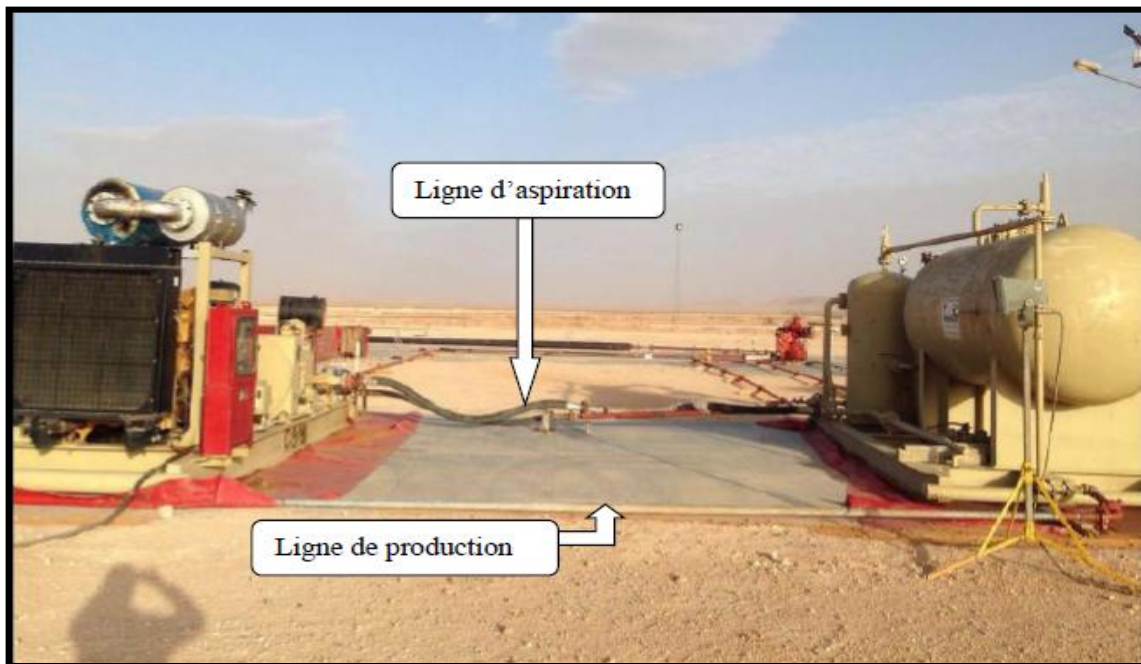


Figure V.7: Modèle Tow Skid d'installation de surface dans le puits RECN-1.

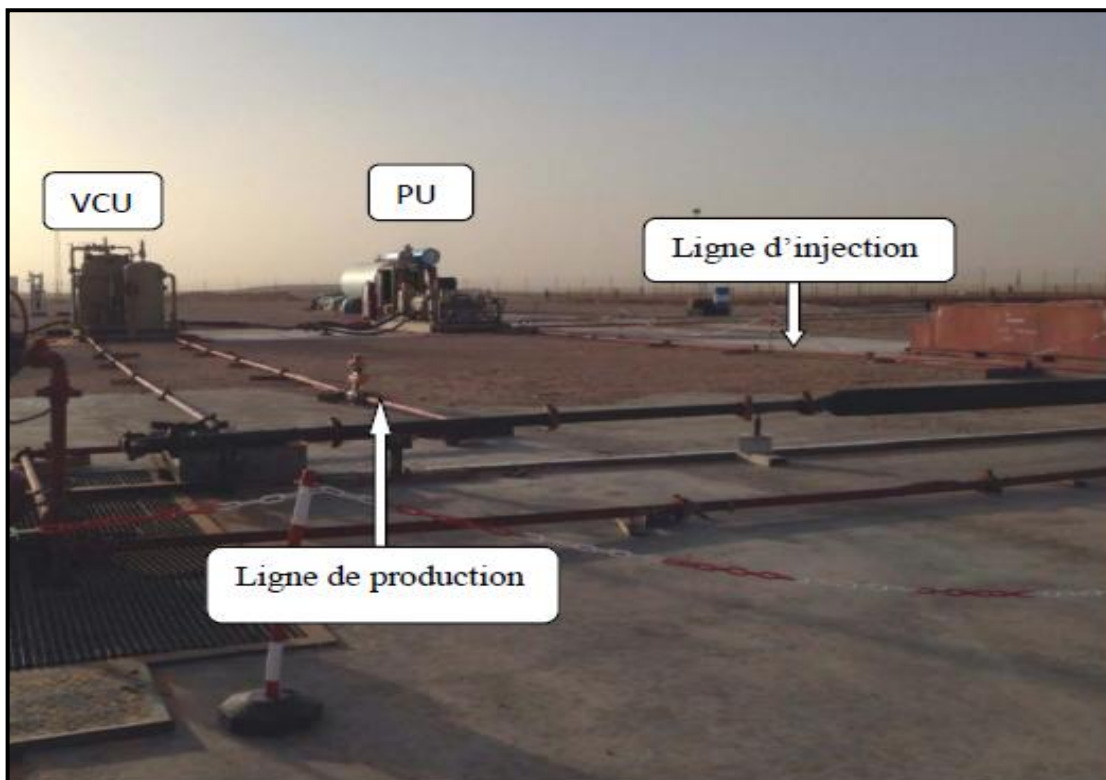


Figure V.8: L'installation de surface de système Hydraulique Jet Lifting dans le puits REC-N-1.

V.12. Démarrage de l'opération :

V.12.1. 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.

V.12.2. Mode d'opération :

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

-Augmenter lentement la pression d'injection par 500 psi jusqu'à atteindre à la pression d'injection prévu de 4326 psi 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.

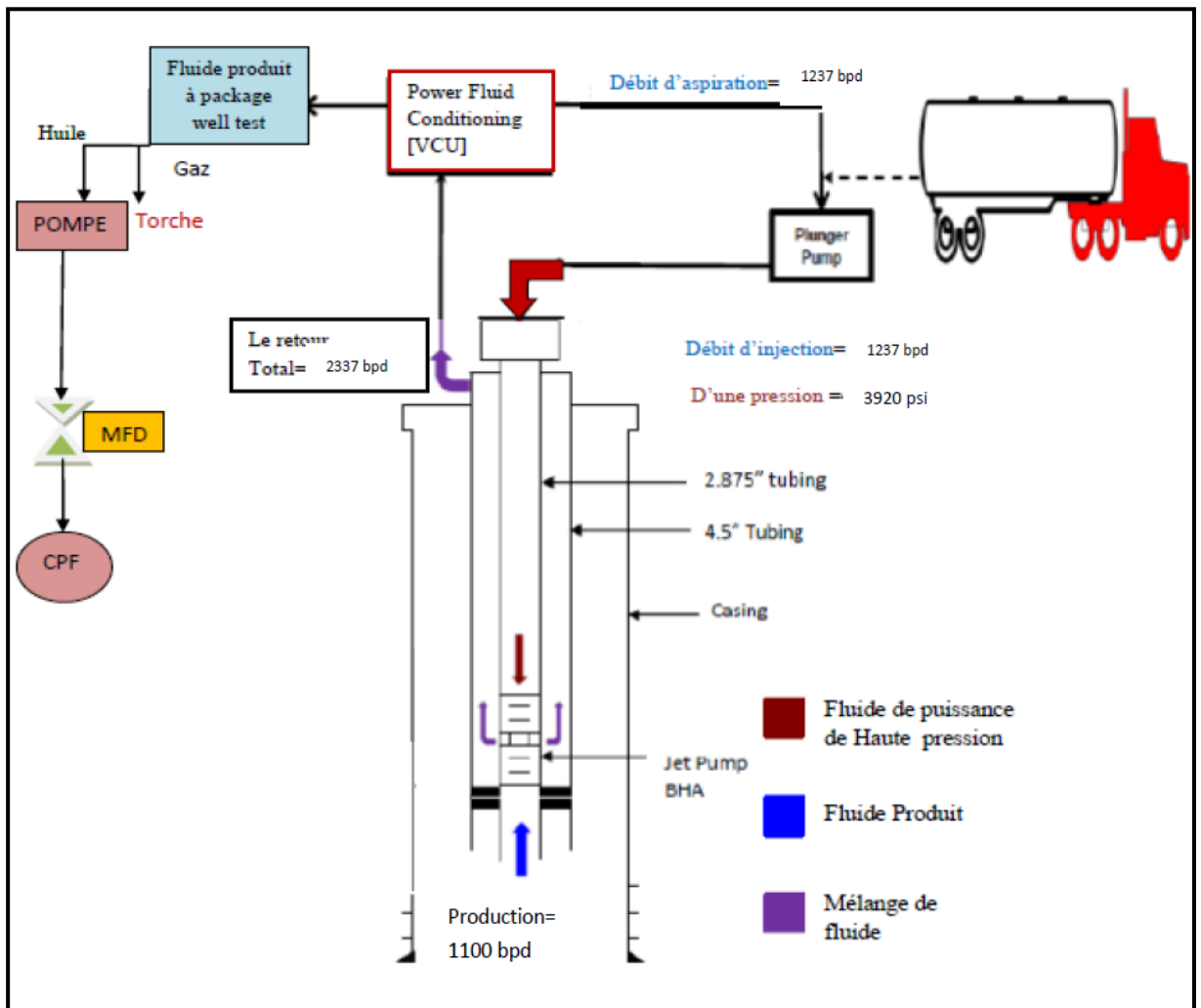


Figure V.9: Schéma d'écoulement Jet Lifting.

Conclusion

générale

Conclusion :

Suite à l'étude du système hydraulique Jet Lifting et sa performance sur le puits RECN-1 on conclut que :

- ✓ Le puits RECN-1 a un potentiel élevé 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 JEMS établit le design de la pompe pour optimiser la performance et maximiser le rendement.
- ✓ La performance et l'efficacité de la pompe dépend de la combinaison de Buse/Gorge, Pression et débit d'injection, densité de fluide, localisation de la pompe.

Enfin, cette technique d'activation est valable dans tout 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.

Bibliographie

Bibliographies :

✓ Livres

- [1] J. Bellarby (26-04-2009), Well completion design, ELSEVIER, p344, 360.
- [2] H. Dale Beggs (2003), Production optimization using nodal analysis, Tulsa Oklahoma, p 2, 3, 10, 11.
- [3] N. Kumar Mitra(15 juil 2012), Principles of artificial lift, New Delhi India, p240.

✓ Thèses et mémoires

- [4] E. Aliyev (February 2013), Development of expert system for artificial lift selection, Master these, Middle East Technical University, p 50.
- [5] K. Hadj Aissa et N. Kahllaoui (2012), Optimisation de la complétion des puits intermittents candidats au gaz lift, Mémoire de master, université de Ouargla, p 5.
- [6] F. Liknes (June 2013), Jet pump, Master these, Norwegian University, p12, 15,16.
- [7] P. Pedersen (December 2006), Review and application of the Tulsa liquid jet pump model, Master these, NTNU, p 6, 7.

✓ Site internet

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

✓ Rapport

- [9] D. Kempert, Jet pumps Oilmaster brand, Trico industries, 20-11-2009.
- [10] D. Perrin, Activation des puits, ENSPM formation industrie, 22-01-2003.
- [11] Darmci, Basic artificial lift, Canadian oilwell systems company ltd, 12-07-2015
- [12] J. Wright, Well performance and artificial lift, Heriot-Watt University, 07-06-2008.
- [13] J. Stafford, Plunger lifts system, Weatherford, 18-11-2014.

[14] J. Stafford, Hydraulic jet and reciprocating pumps, Weatherford, 18-11-2014

[15] R. El Habashy, Hydraulic jet lifting systems rig-less solution, Weatherford, 05-06-2015.

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

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

[18] Weatherford, Unidraulic Dual Vessel, 02-05-2005.

[19] Weatherford, Hydraulic jet-lift systems lifting recovery to new heights.24-02-2009.

Software PROSPER.

Software JEMS.

Annexe

Objectifs de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont:

- ✓ déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- ✓ déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- ✓ sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle et optimiser cette méthode.
- ✓ optimiser le système pour produire le débit escompté.
- ✓ vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- ✓ Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production.

Application de l'analyse nodale:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué à tous les deux et aux puits d'artificiel lift, si l'effet de la méthode d'artificiel lift sur la pression peut être exprimé en fonction du débit. Les applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- ✓ Choix du diamètre du tubing.
- ✓ Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- ✓ Conception du Gravel pack.
- ✓ Choix du diamètre de la duse de surface.
- ✓ Optimisation de la production par gaz lift.
- ✓ Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- ✓ Evaluation des puits stimulés.
- ✓ Prévoir l'effet de la déplétion sur la production. La dimension du flowline.
- ✓ L'équipement d'artificiel lift.

La procédure d'application de l'analyse nodale:

- ✓ Déterminer quels sont les composants du système peut être modifiés.
- ✓ Choisir les composants à optimiser.
- ✓ Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- ✓ Développer les expressions pour l'écoulement d'entrant et l'écoulement sortant.
- ✓ Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR.
- ✓ Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'écoulement d'entrant en fonction du débit..

Le théorème de Bernoulli et l'effet de Venturi:

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 la 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 :

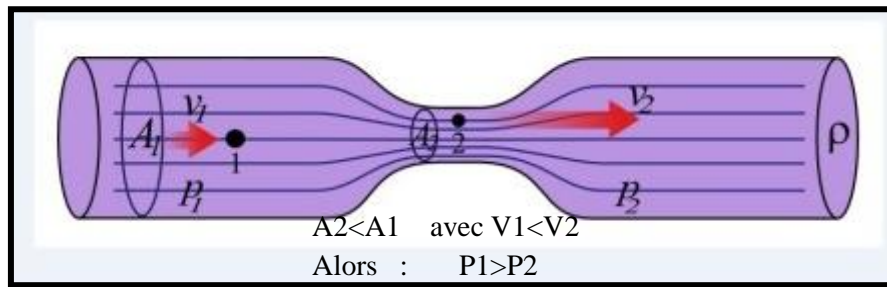
$$P + \rho g z + \frac{\rho V^2}{2} = \text{constant.}$$

Cette équation est appelée la « pression totale » et est composée 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.



Théorie de Jet Pump :

Le fonctionnement de jet pump dépend du principe de Bernoulli comme on est expliqué au dessus et inclure également la conservation de la quantité de mouvement pour éviter les détails de processus de mélange. Les équations suivantes sont basées sur une approche qui peut être qualifié comme une théorie approximative. Il est entendu que:

1. Les densités des fluides primaire et secondaire sont égales.
2. Les fluides sont non viscoses.
3. Les fluides est incompressible (une seule phase).
4. Ecoulement est unidimensionnel.

D'après la relation de continuité et les hypothèses décrètent ci-dessus, on peut écrire :

$$Q = A.V \quad (1)$$

En outre, nous définissons que :

Paramètre	La relation
Surface de passage de fluide secondaire dans la pompe A_s .	$A_s = A_t - A_n$
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 .	$R = A_n / A_s$

Selon la relation (1) et le Tableau précédent, la Gorge aspire un fluide par une vitesse V_s :

$$V_s = \frac{Q_s}{A_s} \quad (2)$$

$$V_s = \frac{M \cdot Q_n}{(A_t - A_n)} = \frac{[(\frac{1}{A_t})(M \cdot V_n \cdot A_n)]}{[(\frac{1}{A_t})(A_t - A_n)]}$$

$$= \frac{(M \cdot V_n \cdot R)}{(1 - R)}$$

$$V_s = \frac{M R}{(1 - R)} \cdot V_n \quad (3)$$

Le flux de gorge est la somme de flux de fluides primaire et secondaire donne :

$$Q_n + Q_s = Q_t$$

$$V_t = \frac{Q_t}{A_t} = \frac{R}{(1+M)} \cdot V_n \quad (4)$$

• **L'équation de Bernoulli pour la buse:**

$$\frac{P_{ns}}{\rho} + \frac{V_n^2}{2g} = \frac{P_a}{\rho} + \frac{V_n^2}{2g} + \frac{P_{fl}}{\rho}$$

Où P_{fl} est l'énergie perdue par friction dans la buse.

Depuis $P_n = P_{ns} + \frac{\rho V_n^2}{2g}$

Et $P_{fl} = \frac{Kn\rho V_n^2}{2g}$

L'équation de Bernoulli de buse devenu :

$$P_n - P_a = (1 + Kn)\rho \frac{V_n^2}{2g} \quad (5)$$

• **L'équation de Bernoulli pour l'aspiration de fluide produit :**

$$P_s = \frac{P_{ss}}{\rho} + \frac{V_s^2}{2g} = \frac{P_{sa}}{\rho} + \frac{V_{sa}^2}{2g} + \frac{P_{fl}}{\rho}$$

Comme ci-dessus, cela peut être écrit :

$$P_s - P_a = \frac{(1 + K_s)\rho \cdot V_{sa}^2}{2g}$$

Intégrer l'équation (3) dans le ci-dessus donne

$$P_s - P_a = \frac{(1+K_s) \left[\frac{M^2 R^2}{(1-R)^2} \right] \rho \cdot V_n^2}{2g} \quad (6)$$

• **Equation de quantité de mouvement pour la Gorge :**

L'équation représente l'équilibre des forces dans la Gorge (c-à-d l'absence d'accélération du fluide) donne comme suite :

$$\frac{Qn.\rho.Vn}{g} + \frac{Qs.\rho.VS}{g} - \frac{Qt.Vt}{g} - Ffl = At (Pt - Pa) \quad (7)$$

Avec ;

$$Ffl = f A_{\text{paroi}} \frac{\rho V^2 t}{2g}$$

F_{fl} : friction de drague de fluide contre la mure de Gorge.

f : facteur de friction.

A_{paroi} : la surface intérieure de Gorge, $A_{\text{paroi}} = \pi D_t L$.

Alors :

$$F_{fl} = \left(\frac{LAt}{Dt}\right) \cdot \frac{\rho V^2 t}{2g} \text{ Ou } Ffl = Kt At \rho \frac{V^2 t}{2g}$$

ET

$$Kt = f \left(\frac{L}{Dt}\right)$$

Puis

$$Ffl = Kt At \rho \frac{V^2 t}{2g} \quad (8)$$

L'insertion des équations 3, 4 et 8 dans l'équation 7 donne:

$$Pt - Pa = \left(\frac{\rho V^2 n}{2g}\right) \left[2r + \left(\frac{2M^2 R^2}{1-R}\right) - (2 + Kt)R^2(1 + M)^2\right] \quad (9)$$

• L'équation de Bernoulli pour le diffuseur:

$$\frac{Pt}{\rho} + \frac{V^2 t}{2g} = \frac{Pd}{\rho} + \frac{V^2 d}{2g} + \frac{Pfl}{\rho}$$

Avec :

$$Pfl = \frac{Kd.\rho.V^2 t}{2g}$$

$$Pd - Pt = (1 - Kd)R^2(1 + M)^2 \rho \cdot \frac{V^2 n}{2g} \quad (10)$$

4.1. Les pertes de pression dans le Jet Pump :

En combinant les équations 5, 6, 9 et 10, les équations suivantes sont obtenues:

- La perte de pression du fluide d'alimentation à travers la buse:

$$P_n - P_s = \rho \cdot \frac{V^2 n \left(1 + Kn - (1 + ks) \left(\frac{M^2 R^2}{(1-R)^2} \right) \right)}{2g} \quad (11)$$

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

$$P_d - P_s = \frac{\rho V^2 n \left(2R + \left(\frac{2M^2 R^2}{1-r} \right) - (1 + Ktd) R^2 (1 + M)^2 - (1 + Ks) \left(\frac{M^2 R^2}{(1-R)^2} \right) \right)}{2g} \quad (12)$$

- La perte du fluide d'alimentation sous pression lors de son passage à travers la pompe:

$$P_n - P_d = \frac{\rho V^2 n \left(1 + Kn - 2R - \left(\frac{2M^2 R^2}{1-R} \right) + (1 + Ktd) R^2 (1 + M)^2 \right)}{2g} \quad (13)$$

Remarque : Les valeurs "K" « Coefficients de perte » peuvent être déterminées en utilisant soit les valeurs établies dans la littérature ou les calculer à partir de tests réels Jet Pump.

La cavitation dans la gorge :

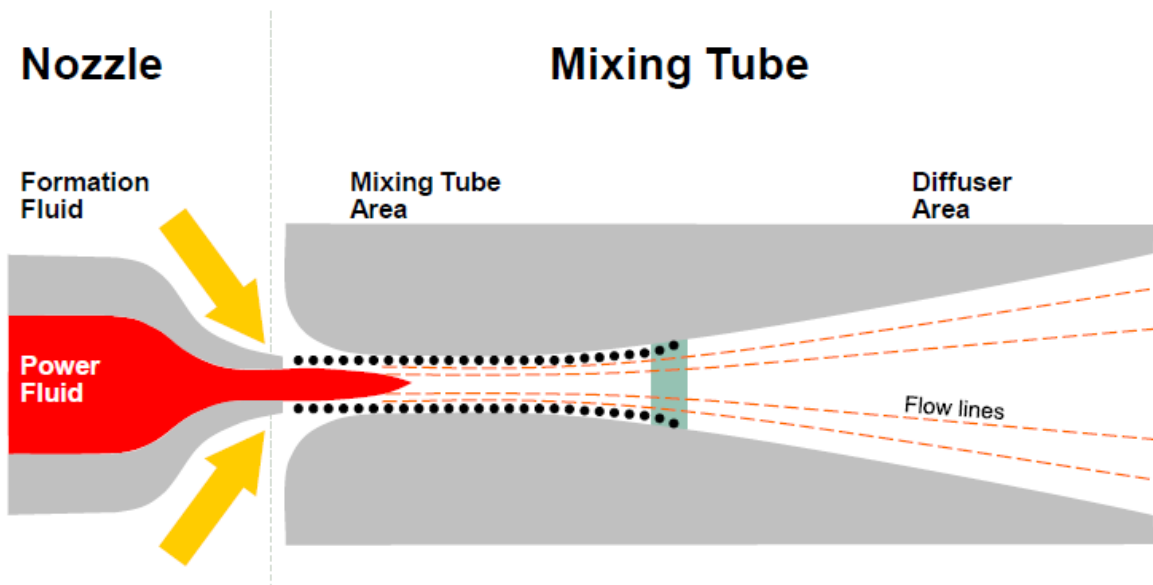
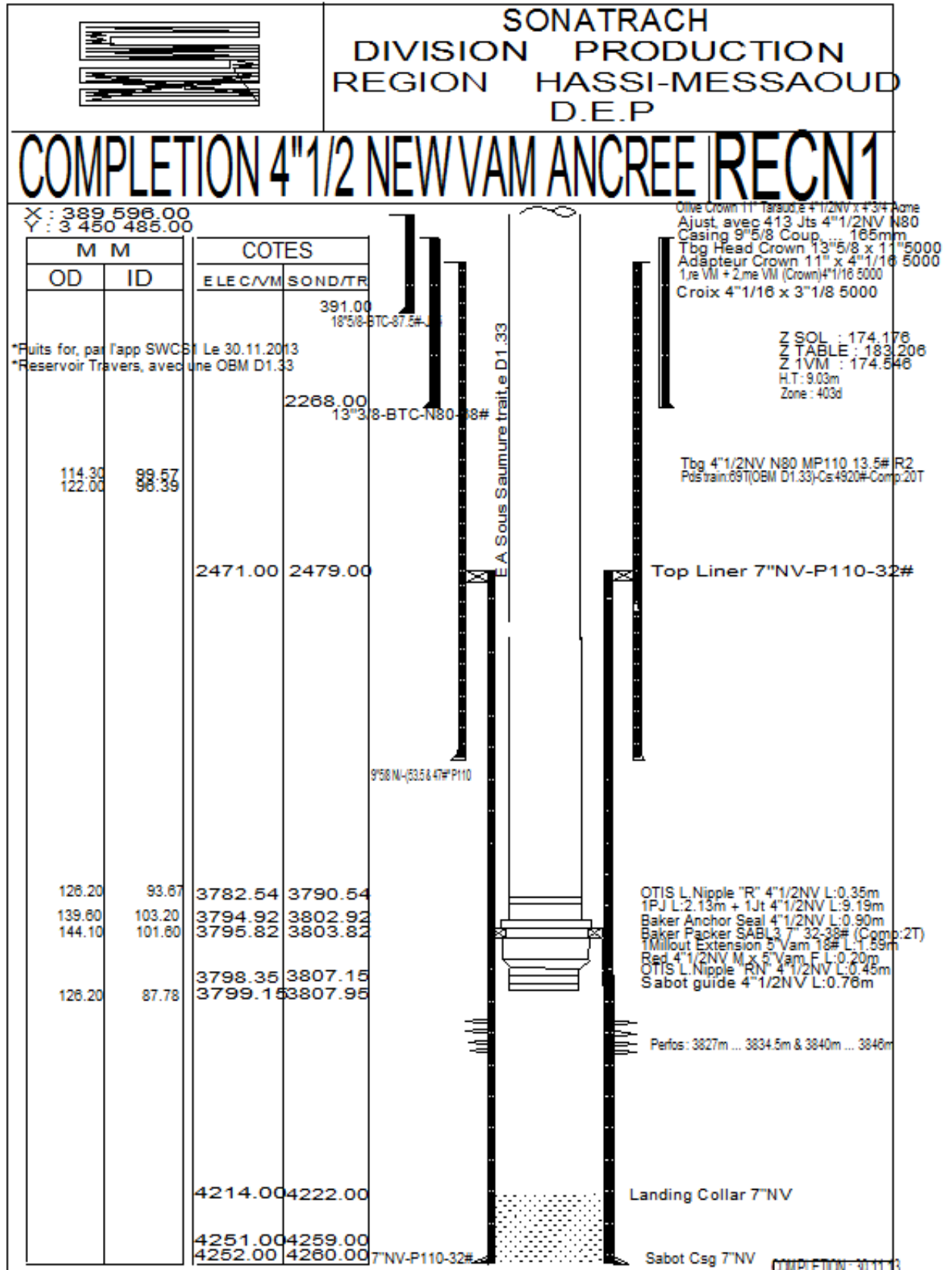


Tableau de dimension de la buse et de la gorge :

<i>Nozzle</i>		<i>Throat</i>	
<i>No.</i>	<i>Area</i>	<i>No.</i>	<i>Area</i>
1	.0024	1	.0050
2	.0031	2	.0077
3	.0040	3	.0100
4	.0050	4	.0129
5	.0067	5	.0167
6	.0088	6	.0215
7	.0111	7	.0278
8	.0144	8	.0359
9	.0188	9	.0469
10	.0240	10	.0599
11	.0310	11	.0749
12	.0400	12	.1000
13	.0517	13	.1292
14	.0668	14	.1688
15	.0868	15	.2154
16	.1114	16	.2783
17	.1438	17	.3594
18	.1858	18	.4642
19	.2400	19	.5995
20	.3100	20	.7743
		21	1.0000
		22	1.2916
		23	1.6681
		24	2.1544
<i>Nozzle</i>	<i>Chok</i>	<i>R</i>	
N	N-1	.517 A-	
N	N	.400 A-	
N	N+1	.310 B	
N	N+2	.240 C	
N	N+3	.186 D	
N	N+4	.144 E	

Fiche technique de puits RECN-1 :



Résumé

Le puits RECN-1 est un nouveau puits isolé et non éruptif. Le but de SONATRACH est de trouver une meilleure solution pour activer ce puits par les systèmes d'ARTIFICIAL LIFT. Après une étude approfondie des différents systèmes disponibles, WEATHERFORD a proposé d'installer le système hydraulique du Jet Pump pour la première fois en Algérie. Ce nouveau système offre plusieurs avantages : fiable, maintenance faible, économique et sans complexité des installations de surface. Il est utilisé pour augmenter la production en permanence ou pour des applications des essais de puits.

L'objectif principal de notre étude est d'étudier le système jet lifting et estimer la performance du puits RECN-1 après l'installation de la pompe en utilisant le logiciel JEMS.

Les mots clés: Nez, Gorge, Logiciel JEMS, PROSPER, BHA, Cavitations.

Abstract:

RECN-1 is a new well isolated and non-flowing. The objective of SONATRACH is to find a better solution to activate this well by the ARTIFICIAL LIFT systems. After a thorough study of the different systems available, WEATHERFORD proposed to install the hydraulic system of the Jet Pump for the first time in Algeria. This new system offer several advantages: reliable, low maintenance, economical and complexity of facilities area. It uses either to increase production in permanent or for applications well tests.

The main objective of our study is to investigate the jet lifting system and estimate the performance of RECN-1 well after installing the pump by JEMS software.

Keywords: Nozzle, Throat, JEMS Software, PROSPER, Power fluid, cavitation.