

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 :

BOURAS Oussama

-THEME-

**L'application de la méthode d'activation par jet
pump dans le champ de Hassi Messaoud
(Puits OMJ22)**

Soutenue le : 24/06/2018 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	Mr. M.BOUKSANI	Univ. Ourgla
Encadreur:	Mr. Dj.CHETTI	Univ. Ourgla
	Mme. F.HAFSI	Univ. Ouargla
Examineurs:	Mr. M.OUAZAZI	Univ. Ourgla

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciement

Tout d'abord je remercie dieu le tout puissant qui m'a éclairé dans le chemin du savoir.

Je remercie aussi mes parents qui ont toujours été a coté de moi, et qui m'ont donnés un magnifique modèle de labeur et de persévérance.

J'exprime ma profonde reconnaissance à mes enseignants et mes encadreurs :

***Mr .CHETTI Djamel Eddine** pour son aide, sa disponibilité, son sérieux ainsi que ses encouragements.*

***Mme HAFSI Fadila** pour son aide et ses conseils.*

*Je remercie chaleureusement **Mr. KHRAZE Djamel** ingénieur à **SH-DE**, et tous les enseignants du département de production d'hydrocarbures pour leurs efforts mais aussi pour leurs aides.*

Sans oublier de remercier toutes les personnes qui m'ont aidés de près ou de loin à réaliser ce travail.

Enfin je remercie tous mes amis.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail ;

A mon père : L'épaule solide, l'œil attentif, compréhensif, mon espoir, et la personne la plus digne de mon estime, de mon amour et de mon respect.

A ma mère : qui m'a donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir.

Mes dédicaces s'adressent également à mes très chers frères et sœurs.

A tout ma famille et mes amis pour l'amour et le respect qu'ils m'ont accordé.

A toute ma promotion de l'université.

Résumé :

Ce travail reprend l'étude d'un système de levage artificiel connu sous le nom de levage hydraulique par jet pump. Il offre plusieurs avantages par rapport aux autres systèmes d'artificial lift. Cette technique est appliquée au puits **OMJ22** situé dans le champ de Hassi Messaoud (**HZN** au nord de la zone 4) dans une zone agricole. On a estimé les performances du puits sans et avec la jet pump par l'intermédiaire du logiciel d'analyse nodale **prosper** et on a obtenu les valeurs des différents paramètres de fonctionnement de la pompe tel que la pression, le débit d'injection et les dimensions qui sont considérés comme les paramètres les plus importants qui permettent d'éviter le problème de cavitation dans la jet pump.

Mots-clés : jet pump, levage artificiel, analyse nodale, fluide de puissance, logiciel prosper.

ملخص:

يلخص هذا العمل نظام رفع اصطناعي المعروف باسم الرفع الهيدروليكي بواسطة المضخة النفائة. يقدم عدة ايجابيات بالنسبة لأنظمة الرفع الاصطناعي الأخرى. هذه التقنية طبقت على البئر **OMJ22** المتواجد في حاسي مسعود (خارج المنطقة الشمالية) شمال المنطقة اربعة في منطقة زراعية. قمنا بتقدير اداء البئر بدون وبوجود المضخة النفائة بواسطة برنامج التحليل العقدي **prosper** وحصلنا على قيم مختلف عوامل تشغيل المضخة مثل ضغط وتدفق الحقن وأبعاد المضخة النفائة والتي تعتبر العامل الأكثر أهمية والذي يسمح بتفادي مشكل التجويف الغازي.

كلمات مفتاحية: مضخة نفائة، الرفع الاصطناعي، التحليل العقدي، مائع الطاقة، الرفع الهيدروليكي، برنامج prosper

Abstract:

This work resumes the study of an artificial lifting system known as hydraulic lifting by jet pump. It offers divers advantages over other artificial lift systems. This technique is applied to the **OMJ22** well located in the Hassi Messaoud field (HZN north of zone 4) in an agricultural zone. The performance of the wells with and without the jet pump was estimated using the nodal analysis software **prosper** and the values of the different operating parameters of the pump such as pressure, injection flow and dimension of the jet pump which is considered the most important parameter that avoids the problem of cavitations.

Key words : jet pump, artificial lift, nodal analysis, power fluid, hydraulic lift, software prosper.

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1 : Le champ Hassi Messaoud	03
Figure I.2 : Les gisements entourant le champ de HMD	04
Figure I.3 : Situation géographique du champ de HMD	05
Figure I.4 : Carte structural de réservoir de HMD	06
Figure I.5 : Carte des zones de champ de Hassi Messaoud	06
Figure II.1 : Les différents systèmes d'activations des puits	09
Figure II.2 : Système d'activation par Gas-lift	10
Figure II.3 : Pompage a tige	11
Figure II.4 : Le système Plunger Lift	12
Figure II.5 : La pompe ESP	14
Figure II.6 : La pompe PCP	15
Figure III.1 : Schéma de fonctionnement de système de pompage hydraulique	16
Figure III.2 : L'installation de surface	18
Figure III.3 : Cyclones Cleaning	19
Figure III.4 : La pompe triplex de surface	19
Figure III.5 : Pulsation dampener	20
Figure III.6 : Installation de débitmètre	21
Figure III.7 : Configuration de la buse et la gorge	21
Figure III.8 : L'installation et la récupération de jet pump libre	23
Figure III.9 : La tête de puits pour l'installation libre de pompe	24
Figure III.10 : BHA et Standing valve	25
Figure III.11 : Blanking tool et les équipements de fond de complétion libre	25
Figure III.12 : Jet pump ancrée aux niveaux du SSD et SPM	26
Figure III.13 : Exemple de Jet pompe à l'ancrage fixe	27
Figure III.14 : La variation de la pression et la vitesse dans les éléments de jet pump	31
Figure III.15 : La cavitation dans le Throat	32

Figure III.16 : Les pertes d'énergie dans la jet pump	33
Figure III.17. Efficacité de Jet Pump avec variation de la pression d'injection de fluide de puissance	34
Figure III.18 : Le rapport de section entre Nozol et Throat	34
Figure IV.1: les différentes pertes de charges dans le système de production	37
Figure IV.2 : L'IPR d'un liquide à une seule phase	38
Figure IV.3 : L'IPR d'un liquide à deux phases	39
Figure V.1 : carte de distribution des 334 puits	43
Figure V.2 : Carte de positionnement du puits OMJ22	45
Figure V.3 : Choix de corrélation	48
Figure V.4 : La courbe de l'IPR de puits OMJ22	48
Figure V.5 : les Courbe IPR VLP d'après le BUILD-UP 06/12/2015	49
Figure V.6 : Les datas à fournir dans PROSPER	50
Figure V.7 : résultats de design de la jet pump obtenus par PROSPER	51
Figure V.8 : Le courbe de performane du jet pump	52
Figure V.9 : Le courbe de performane du jet pump avec la pression de 250 kg/cm ²	52
Figure V.10 : les valeurs des différents paramètres de fonctionnement de la pompe	53

Liste des tableaux

Tableau	page
Tableau III.1 : Les Spécifications de réservoir vessel et l'accumulateur	18
Tableau III.2 : Combinaison des sections buses et gorges	22
Tableau III.3 : La comparaison entre le power fluide d'eau et l'huile	29
Tableau V.1 : La liste sélective finale des puits candidat pour l'activation	44
Tableau V.2 : Les caractéristiques pétrophysiques du puits OMJ22	45
Tableau V.3 : Données well test du puits OMJ22	46
Tableau V.4 : Les données jaugeage du puits	46
Tableau V.5 : Les données PVT	47
Tableau V.6 : les valeurs de pression mesuré et Corrige	47
Tableau V.7 : le risque de cavitation en fonction de pression d'injection	50
Tableau V.8 : Les paramètres de jet pump d'après les résultats de calcul	51
Tableau V.9 : les paramètres de jet pump a choisis	51
Tableau VI.1 : les couts d'opération (snubbing+tubing) et de location de jet pump	56
Tableau VI.2 : Coût en volume équivalent (STB)	57
Tableau VI.3 : Délai d'amortissement (Pay Out Time)	57
Tableau VI.4 : le délai d'amortissement total	58
Tableau VI.5 : Tableau récapitulatif	58

Liste des abréviations

AOF :	Absolute open Flow of the Formation
API :	American Petroleum Institute
BHA :	Bottom Hole Assembly
BOP :	Blow Out Preventer
BU :	Build Up
CCE :	Concentrique
CFPA :	Compagnie Française de Pétrole en Algérie
CPF :	Closed Power Fluid System
DST :	Drill Stem Test
ESP :	Electrical Submersible Pump
GL :	Gas Lift
GLR :	Gas Liquid Ratio
GOR :	Gas Oil Ratio
HMD :	Hassi Messaoud
HP :	Haut Pression
HZN :	Hors Zone Nord
IPR :	In Flow Performance Relationship
JP BHA :	Jet Pump Bottom Hole Assembly
LPP :	Liner Pré Perfore
MFD :	Manifold
OFM :	Oil Field Management
OPF :	Open Power Fluid System
PCP :	Progressive Cavity Pump
PF :	Power Fluid
PFD :	Pression de Fond Dynamique
PFS :	Pression de Fond Statique
PROSPER :	Production and Systems Performances
PRV :	Pressure Relief Valve
SPM :	Side Pocket Mandrel
SSD :	Sliding Side Door
STD :	Standard
TD :	Total depth

VLP :	Vertical Lift Curve
WL :	Were Line
WO :	Work Over
WOR :	Water Oil Ratio
MD252 :	Noms Des Puits
MD1 :	
MD252 :	
OM1 :	
OM6 :	Noms Des Puits
OMJ22 :	
ONI34 :	
ONI45 :	

Notions et symboles

An:	Surface de buse (m^2).
As :	Surface annulaire de passage de fluide de réservoirs (m^2).
At:	Surface de gorge (m^2).
Bo :	Le facteur de volume de formation (m^3/Sm^3).
Ep :	Epaisseur (m).
IP :	Indice de productivité ($m^3/h/(kg/m^2)$).
M :	Rapport de débit volumétrique entre le Nozzel et Throat.
N :	Le rapport des pressions.
Pb :	La pression de bulle (kg/m^2).
Pd:	Pression totale de refoulement (kg/m^2).
Pn :	Pression statique de fluide dans la buse (kg/m^2).
Pg :	Pression de gisement (kg/m^2).
Ps:	Pression totale d'aspiration (kg/m^2).
Pt :	Pression de tête (kg/m^2).
<i>Psep</i> :	La pression de séparation (kg/m^2).
Pwf :	La pression de fond de puits (kg/m^2).
Q :	Débit de production (m^3/h).
Qn :	Débit de fluide de puissance dans la buse (m^3/j).
Qs:	Débit d'aspiration de fluide de réservoirs (m^3/j).
Qt :	Débit de fluide dans la gorge (m^3/j).
R :	Le rapport de section buse throat
Sw :	La saturation en eau (%).
Vn :	Vitesse de fluide de puissance dans la buse(m/s).
Vsh :	Pourcentage d'argile (%).
Vt :	Vitesse de fluide dans la gorge(m/s).
Z :	La profondeur absolue de puits (m).
μ_o :	La viscosité d'huile (Pa.s).
η :	Le rendement de la pompe.
Φ :	La porosité (%).

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Symboles –Notation- Abréviations	VI
Introduction générale	01
Chapitre I : Généralité sur le champ de Hassi Messaoud	
I.1. Introduction	03
I.2. L’historique de l’exploitation du champ de Hassi Messaoud	03
I.3. Situation géographique	04
I.4. Structure du champ	05
I.5. Zonation du champ de Hassi Messaoud	06
I.6. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messoud :	07
I.6.1. problèmes des dépôts :	07
I.6.2. Percé de gaz	07
I.6.3. Chute de la pression du gisement	07
I.7. Caractéristique du réservoir	08
Conclusion	08
Chapitre II : Les techniques d’activation des puits	
II.1. Introduction	09
II.2. Les différents systèmes d’activations des puits	10
II.2.1. Gas lift	10
II.2.2. La Pompe à tige (Sucker Rod Pump)	11
II.2.3. Le système plunger lift	12
II.2.4. la pompe ESP	13
II.2.5. La pompe PCP :	14
Conclusion	15
Chapitre III : Le système d’activation par jet pump	

III.1. Introduction	16
III.2. Le principe de fonctionnement de système de pompage hydraulique	16
III.3. Les systèmes d'exploitation hydrauliques	17
III.3.1. Système de fluide de puissance ouverte (OPF)	17
III.3.2. Système de fluide de puissance fermé (CPF)	17
III.4. Les domaines d'applications de la jet pump	17
III.5. Les équipements de jet pump	17
III.5.1. Les équipements de surface	17
III.5.2. Les équipements de fonds	21
III.6. Procédure de circulation du fluide d'énergie	22
III.7. Les types d'installations de jet pump	23
III.7.1. L'installation libre « free style »	23
III.7.1.1. Les équipements du fond de complétion libre	24
III.7.2. L'installation par Wire line	26
III.7.3. L'ancrage fixe	26
III.8. Les avantages et les inconvénients de la Jet Pump	27
III.9. Le choix de fluide de puissance :	28
III.10. Fonctionnement de Jet Pump :	30
III.11. Problèmes agissant sur le fonctionnement des jet pump	31
III.12. Facteurs qui contrôlent la production par jet pump	33
III.12.1. Les pertes d'énergie dans la Jet Pump	33
III.12.2. La pression intake	33
III.12.3. Débit et la pression d'injection de fluide	33
III.12.4. La combinaison de Nozzle et Throat	34
III.12.5. La profondeur d'installation de jet pump	35
III.13. L'efficacité de Jet Pump	35
Conclusion	36

Chapitre IV : L'analyse nodal

IV.1. Introduction	37
IV.2. Inflow Performance Relationship « IPR »	38
IV.2.1. Ecoulement monophasique dans le réservoir « Equation de Darcy »	38
IV.2.2. Ecoulement diphasique dans le réservoir « Equation de Vogel »	39

IV.2.3. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique dans le Réservoir	39
IV.3. Vertical lift Curve (VLP)	39
Conclusion	40

Chapitre V : Etude de cas

V.1. Introduction :	41
V.2. Présentation des les logiciels d'analyse des performances des puits "PROSPER"	41
V.2.1 Les différents lois et corrélations utilisés par Prosper	41
V.2.2 Application de l'analyse nodale en utilisant Prosper dans le domaine d'activation des puits	42
V.2.3. Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper	42
V.3. La sélection des puits candidats pour jet pump:	43
a) Le premier filtre :	43
b) Deuxième filtre :	43
c) Troisième filtre :	43
d) Quatrième filtre :	43
e) Cinquième filtre :	44
f) Sixième filtre :	44
V.4. Etude de performance du puits OMJ22:	44
V.4.1. Historique du puits OMJ22 :	44
a) Caractéristiques petro-physiques :	45
b) Les données Well teste du puits :	46
c) Les données de Jaugeages du Puits OMJ22 :	46
d) Les données de PVT :	46
V.4.2. Analyse nodale de l'état actuel du puits :	47
V.4.3 La performance du Jet Pump (OMJ22):	49
V.4.3.1. Les résultats obtenus par prosper, En utilisant l'eau comme fluide de puissance à travers le $2^{3/8}$ comme suite :	50
V.4.4 Déroulement de l'opération :	53
Conclusion	54

Chapitre VI : Evaluation économique

VI.1. Introduction :	56
----------------------	----

VI.2. Le coût total de l'opération avec JET PUMP	56
VI.2.1. L'injection de fluide de puissance à travers le tubing 2"3/8 :	56
Conclusion	59
Conclusion et recommandation	60
référence et bibliographies	62

Introduction Générale

Introduction générale :

Le développement de l'économie moderne se traduit par une consommation toujours croissante d'énergie et aujourd'hui les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans divers domaines d'application industrielle. La demande mondiale croissante de pétrole et de gaz oblige les opérateurs à chercher de nouvelles techniques pour augmenter la production d'hydrocarbure.

SONATRACH comme toutes les compagnies pétrolières et gazières opte pour une récupération maximale des hydrocarbures afin d'assurer de façon continue et rentable le niveau de production nécessaire aussi bien pour les besoins locaux que pour les exportations qui constituent la principale source de revenu du pays. Pour cela elle cherche toujours à utiliser les nouvelles techniques d'exploitation découvertes à travers le monde en vue d'améliorer la récupération des réserves.

Dans nombreux puits l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante pour le faire écouler dans les installations de surface. Dans d'autres puits l'énergie naturelle ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile. Pour cela on dit que le puits est devenu non ou insuffisamment éruptif. Dans ce cas la maximisation de la production implique généralement l'utilisation de plusieurs méthodes de levage artificiel. Il existe une grande variété de méthodes de levage artificiel et parmi les quelles : la pompe à tige (sucker-rod pump), la pompe ESPs (electrical submersible pump), gaz-lift, le système de levage hydraulique, la pompe PCP (Progressive Cavity Pump), et le système Plunger Lift.

Vu la disponibilité du gaz en quantité suffisantes dans la région de Hassi Messaoud, le gaz-lift est le moyen d'activation préféré mais cette méthode n'est pas toujours fiable à cause des problèmes rencontrés par ce que Le choix du système d'activation dépend des plusieurs facteurs comme : les caractéristiques de puits, des considérations financières, l'emplacement des puits, le niveau de complexité d'un système donné. Dans notre cas on a utilisé le système de levage hydraulique par jet pump comme une meilleure solution pour l'activation d'un puits non éruptif.

Le système de pompage hydraulique a été utilisé depuis le début des années 1930 pour récupérer le maximum de la production des fluides du réservoir. Ce mode de soutirage est considéré comme étant une méthode d'activation efficace et économique pour la récupération

INTRODUCTION GENERALE

d'huile ; capable d'être installé à des profondeurs allant de 152.4 à 5791.2 m ayant une capacité de produire un débit variant de 100 à 20 000 bbl / jour.

L'objectif principal de cet mémoire est d'étudier ce système sur le puits candidat non éruptif **OMJ22** et optimise le débit d'eau injecte et l'influence des autres paramètres de production en utilisant le logiciel « **PROSPER** ».

Cet mémoire est divisée en six chapitres. Le première chapitre est consacré à la présentation du champ Hassi Messaoud, généralité sur les systèmes d'activation des puits est exposé dans le deuxième chapitre le troisième chapitre présente le système de levage hydraulique, le quatrième chapitre c'est une généralité sur l'analyse nodal le cinquième chapitre donne les résultats obtenus par les calculs d'optimisation et le dernier chapitre c'est une évaluation économique des résultats d'optimisations.

Chapitre I

Généralités sur le Champ de Hassi Messaoud

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

- Profondeur : entre - 3100 et - 3380 m
- Epaisseur : jusqu'à 250 m
- Huile légère de densité 45.4 API.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la **C.F.P.A.**
- Au sud la **SN.REPAL.**

I.3. Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien a environ de 850 km a Sud Sud-est d'Alger a 280 km Sud-est de gisement de gaz-condensât de Hassi Rmel et 350km de la frontière Algéro-tunisienne. Limite au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla et à l'Est par El Borma.

Il est aussi limité par les gisements suivants (voir figure 1.1) :

- A l'Ouest par les gisements Guellala, Ben-Kahla et Berkaoui ;
- Au Nord-Ouest par les gisements Ouarsenis N, Zidane Lakhar et Boukhezana ;
- Au Nord-est par le gisement de Rh. Chegga ;
- Au Sud-est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar ;
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

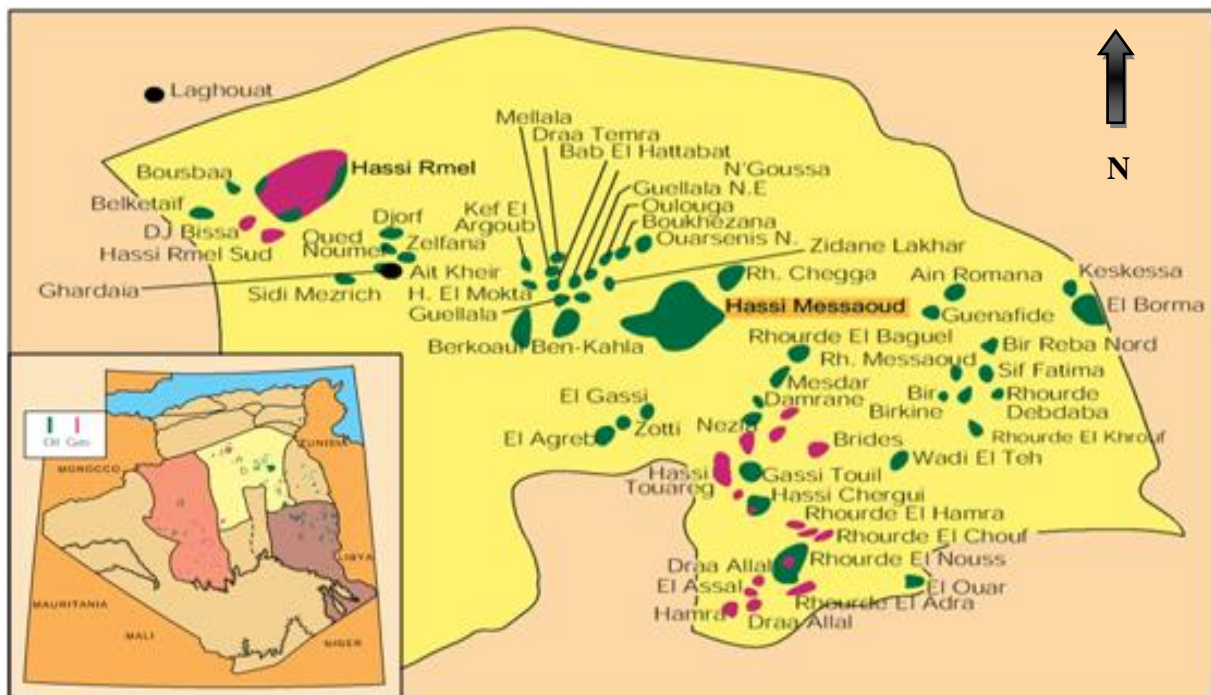


Figure I.2 : Les gisements entourant le champ de HMD.

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Sa localisation en coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Et il est encadré par les latitudes 31°.30'et 32°.00'et les longitudes 5°.40'et 6°.20'.

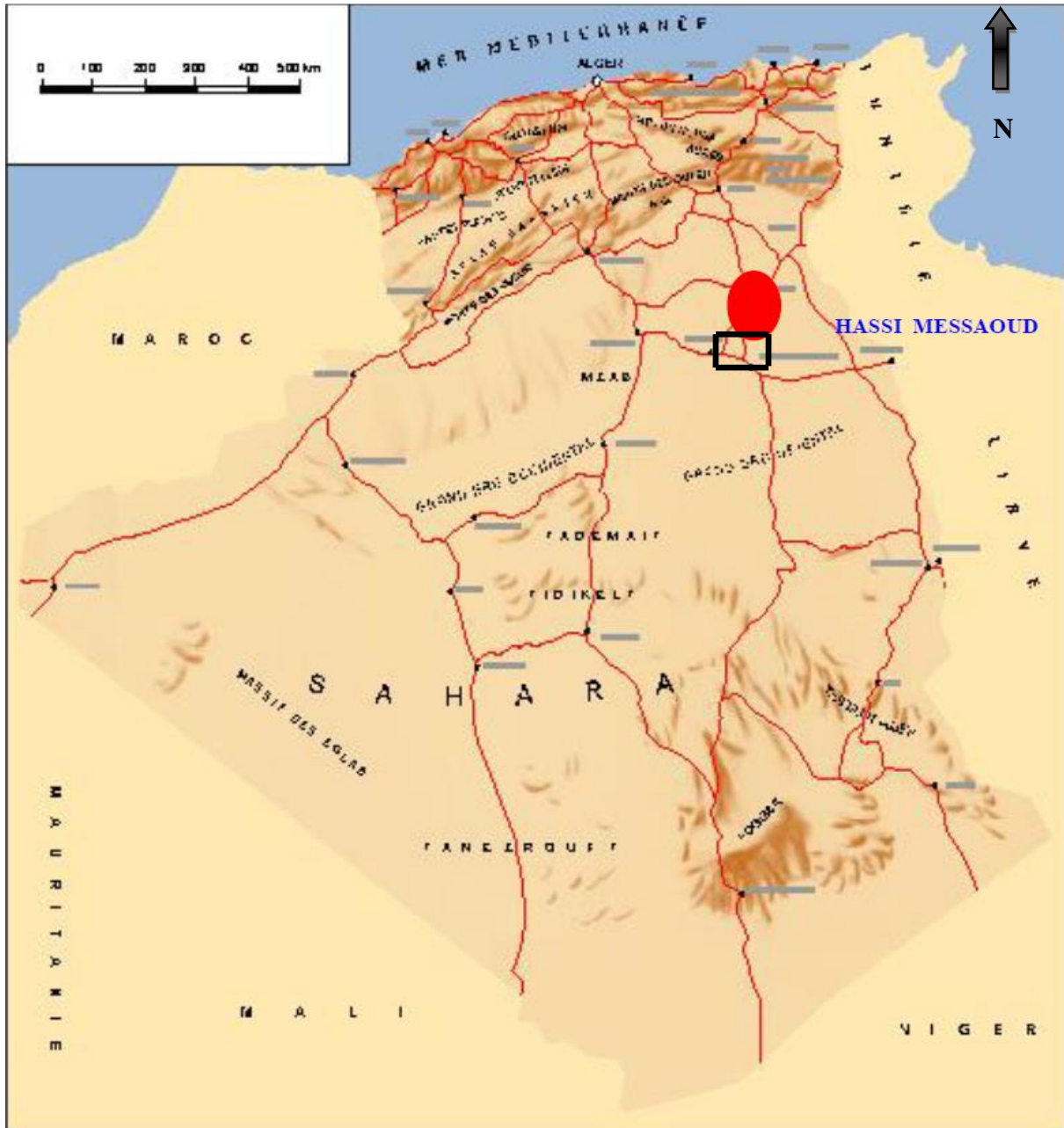


Figure I.3 : Situation géographique du champ de HMD.

I.4. Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud est caractérisée par un anticlinal subcirculaire de 45 km de diamètre, de direction Nord-est/Sud-ouest.

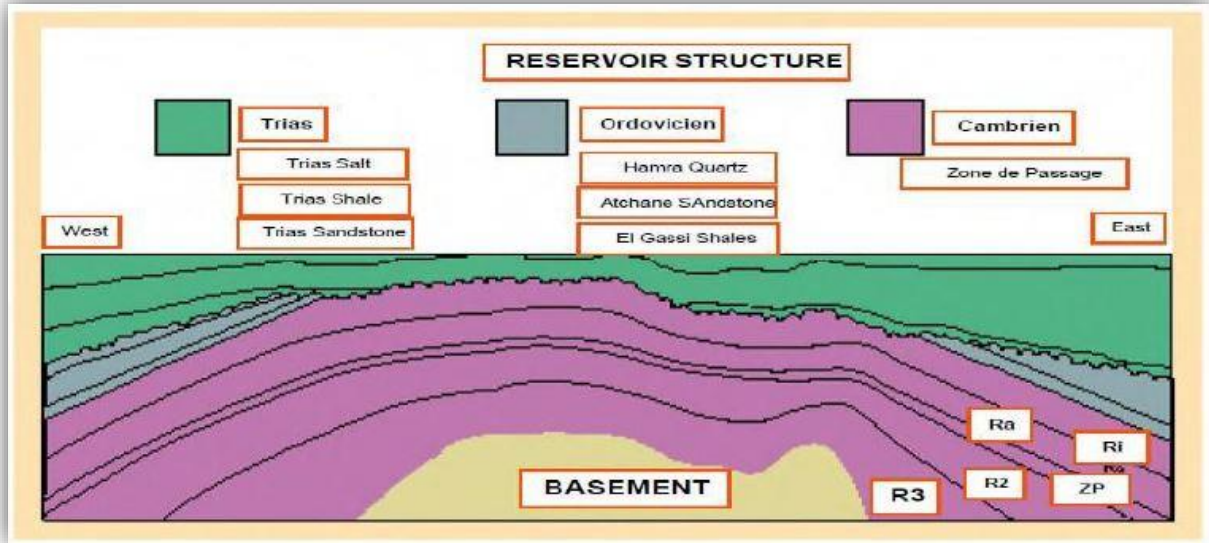


Figure I.4 : Carte structural de réservoir de HMD

I.5. Zonation du champ de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions (Figure I.5). L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zone productrices. La zone de production est définie comme l'ensemble des puits qui se comporte de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits de la même zone produisent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones [7].

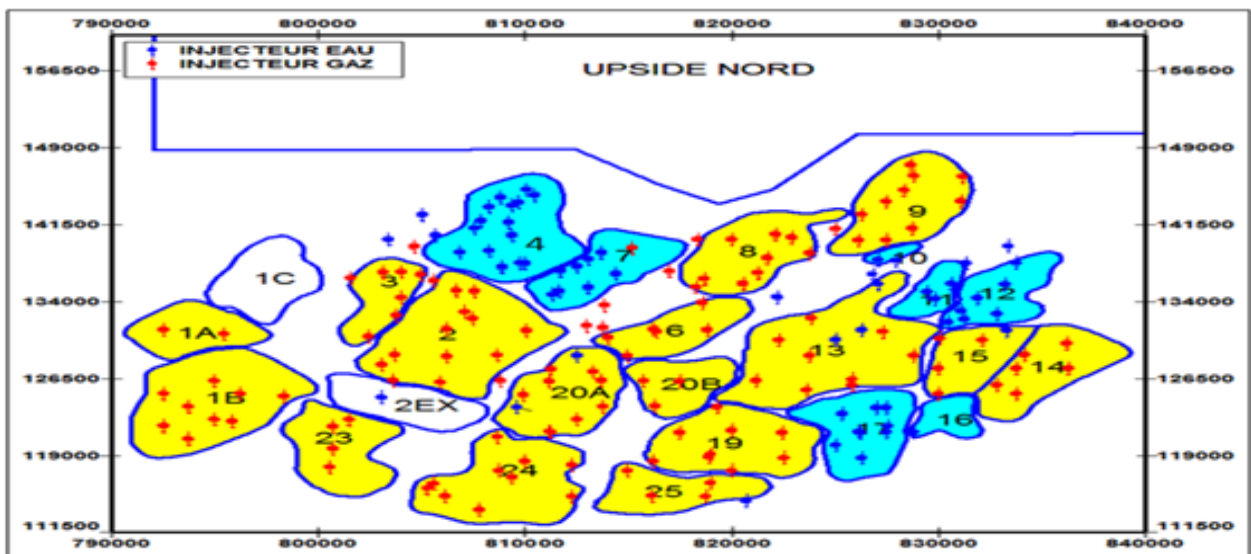


Figure I.5 : Carte des zones de champ de Hassi Messaoud.

I.6. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ de Hassi Messoud :

I.6.1. problèmes des dépôts :

Nous pouvons citer le premier problème qui est lié aux dépôts d'asphaltènes dans le tubing, le second problème est lié au dépôt de sel dû à la présence d'eau salée saturée dans la formation. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

En effet la présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

I.6.2. Percé de gaz :

Par ailleurs les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit sévèrement l'index de productivité et tout particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires. Les percées de gaz sont moins dramatiques.

I.6.3. Chute de la pression du gisement :

Suite au soutirage très important, la pression de gisement atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs, d'où la nécessité d'utilisation des méthodes d'activation. La disponibilité du gaz rend le gaz lift la méthode la plus pratique dans le champ de Hassi Messaoud, mais récemment le gaz lift a beaucoup de problèmes principalement sont les suivants :

- Le gaz injecté n'est pas optimisé spécialement avec l'injection à travers le concentrique.
- Le problème de givrage.
- Faible pression de réseau.
- le freinage dans le réseau provoqué par l'excès de gaz.
- En terme gain en production le gaz lift est limité.

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

- Chute du niveau de liquide rend le gaz lift moins efficace.

I.7. Caractéristique du réservoir :

- La qualité d'huile : c'est une huile légère.
- la pression de gisement variable de 120 a 400 kg/cm².
- Densité moyenne en surface est : 0.8(API = 45.4)
- température de gisement est de l'ordre de 118°C.
- le GOR de dissolution de l'ordre de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée de gaz ou peut déplacer 1000 m³/m³.
- la porosité moyenne entre 5 et 10%.
- la perméabilité varie de 0.1 à 15 md.
- la saturation en huile est de 80% à 90% maximum.
- Cote de référence : Z= -3200 m
- L'épaisseur de la zone productrice peut atteindre 120 m au maximum.
- Contact huile/eau : Z= -3380.
- la viscosité : $\mu_o=0.2$ Cp.
- Facteur volumétrique de fond : Bo= 1.7 m³/stm³.
- L'eau de gisement est très riche en sel (315 g/l), dans les conditions initiales de gisement (P=482 kg/cm² à T=120°C) cette eau a une viscosité de 1cp. En conditions de stockage, sa densité est de 1.2 g/cm³.

Conclusion :

Le champ de Hassi Messaoud (réservoir gréseux) est caractérisé par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétro physiques entraînant la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre.

Chapitre II

Les Techniques D'activations Des Puits

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES D'ACTIVATIONS DES PUITS

II.1. Introduction :

Au tout début de l'exploitation pétrolière, l'écoulement des hydrocarbures est assuré par un potentiel suffisant qui permet le mouvement des fluides à partir du réservoir jusqu'aux installations de surface. Au fur et à mesure de la production les réserves commencent à s'épuiser, qui provoque une chute continue de leurs pressions, ainsi que de leurs énergies d'éruption. Cette pression risque donc, à un moment donné, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle. Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif, et nécessite un moyen d'activation des puits dit «Artificial lift». Pour soulever l'effluent de fond jusqu'à la surface d'une manière continue. Ces techniques sont classées en deux groupes :

(1) *Fourniture d'énergie avec des pompes au fond de puits* : pompage aux tiges la pompe

ESP, la pompe PCP, le pompage hydraulique (Piston ou Jet).

(2) *diminution de poids de la colonne de fluide dans le puits* : Gas Lift et Plunger Lift.

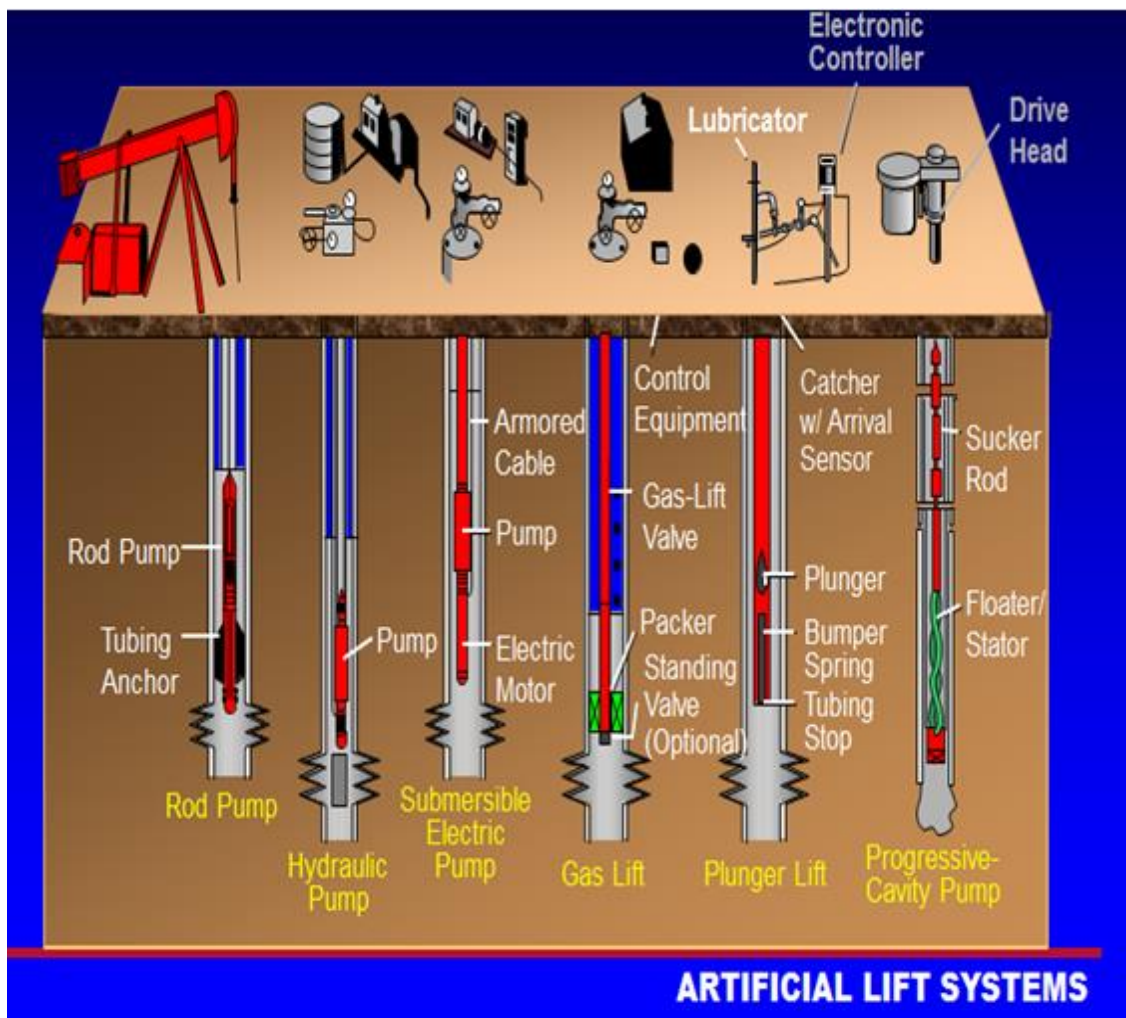


Figure II.1 : Les différents systèmes d'activations des puits.

II.2. Les différents systèmes d'activations des puits :

II.2.1. Gas lift :

L'activation par Gas lift est un moyen d'amener l'énergie en fond de puits et de le transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface. Le gas lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge totales en injectant du gaz dans le tubing à un endroit le plus profond possible ou dans l'espace annulaire à travers une ou plusieurs vanne (side pocket) de subsurface fixés dans le long de la colonne ancrées dans des mandrins spéciaux dont les cotes ont été calculées au préalable.

Ces vannes de décharge sont utilisées lorsque la pression du gaz d'injection n'est pas assez forte pour amener le gaz à une profondeur suffisante. Le positionnement de ces vannes dans la complétion et leur tarage sont des étapes très importantes de la conception d'une installation de gas-lift.

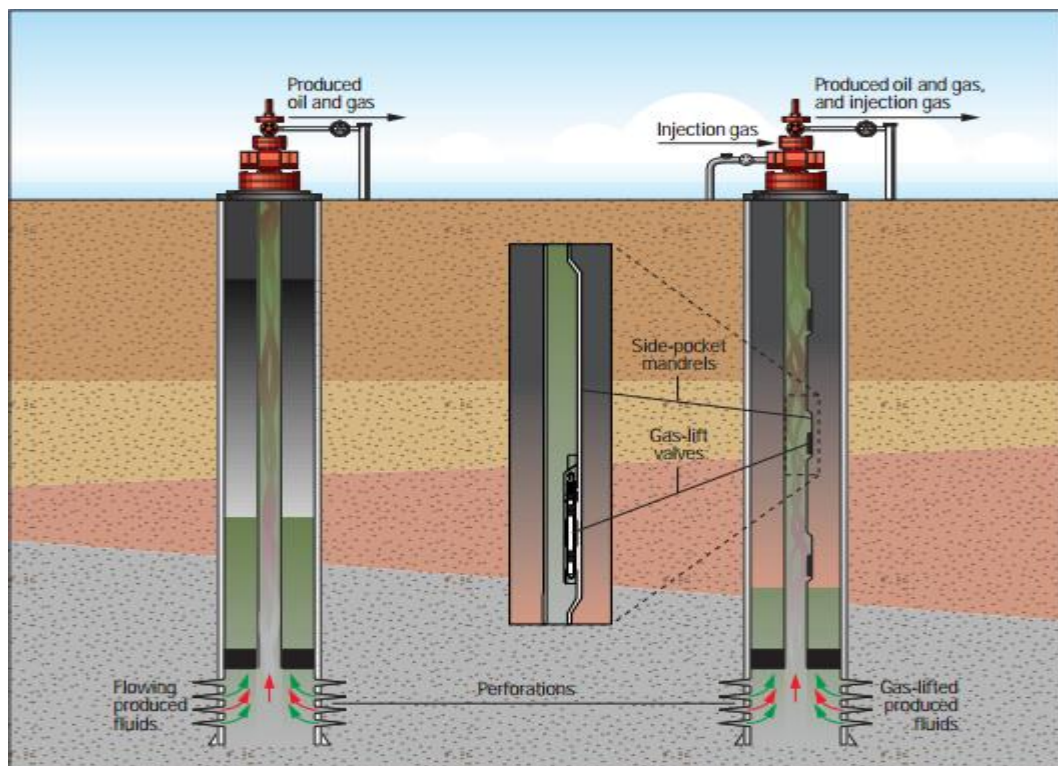


Figure II.2 : Système d'activation par Gas-lift.

Les avantages :

- Adaptation sur puits déviés,
- Moins d'équipements en surface,
- Possibilité de traitement matricielle de puits,
- Possibilité d'injecter les aditifs.

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES D'ACTIVATIONS DES PUITES

Les inconvénients :

- Problèmes d'hydrates,
- Installation à haute pression.

II.2.2. La Pompe a tige (Sucker Rod Pump) :

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tige et d'un système de va-et-vient (tête de cheval) (**figure II.3**). Son principe de fonctionnement est simple, la pompe volumétrique de fond est équipée par deux clapets l'un fixe, l'autre mobile qui ont une sorte des bulles qui jouent le rôle d'un clapet anti-retour, leur fermeture et l'ouverture se base sur la différence de pression en amont et en aval, le clapet mobile est actionné depuis la surface par l'intermédiaire d'une tige, la descente de cette dernière fait augmenter la pression de l'effluent qui se trouve à l'intérieur de la chambre ce qui permet l'ouverture de la bulle supérieure et la remontée de l'effluent dans le tubing jusqu'à l'égalisation des pressions.

Au cours de la remontée de la tige il y'aura un dégagement de l'effluent qui se trouve dans le tubing et une diminution de celui qui se trouve dans la chambre et par la suite l'ouverture de la bulle inferieure ce qui permet de l'effluent d'occuper la chambre, et ainsi de suite l'opération se fait.

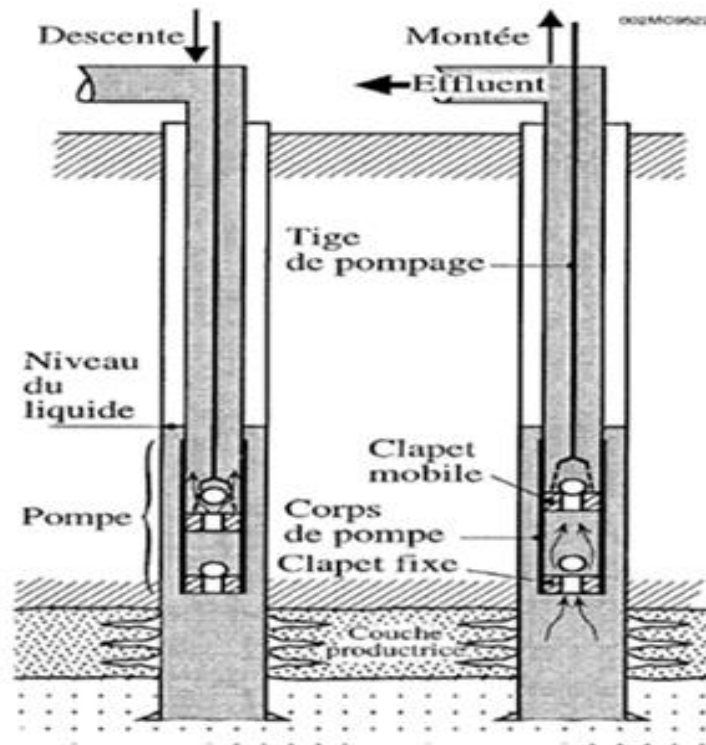


Figure II.3 : Pompage a tige.

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES D'ACTIVATIONS DES PUITES

Les avantages :

- Simplicité de conception,
- Pompage de fluides visqueux,

Les inconvénients :

- Frottements si le puits est dévié,
- Profondeur limitée,

II.2.3. Le système plunger lift :

Plunger lift est un procédé artificiel qui utilise l'énergie du réservoir pour éliminer les liquides recueillis au fond du puits. C'est un outil à piston qui se déplace librement dans le tubing. Il se déplace vers le haut lorsque la pression du puits est suffisante pour le remonter et redescend sous l'effet de la force gravitationnelle. L'installation de plunger lift fonctionne comme un processus cyclique : la pression du puits est en build up lors de l'arrêt du puits et puis en état de production lorsque la pression est suffisante pour soulever le plongeur et la colonne de liquide recueillie au-dessus du plunger lift.

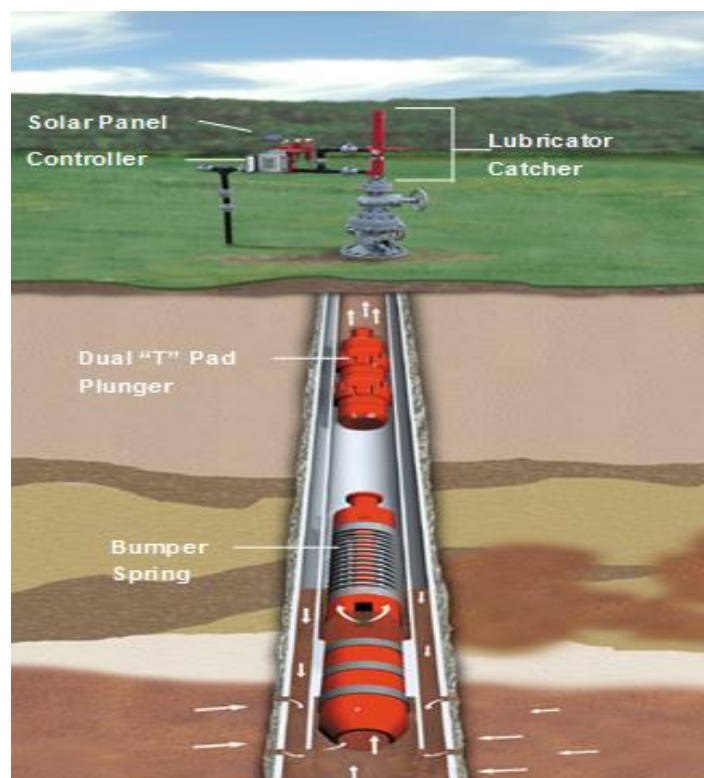


Figure II.4 : Le système Plunger Lift.

Durant la fermeture, le plongeur est au fond sur un ensemble de ressort. La pression de gaz s'accumule dans l'espace annulaire et le liquide s'accumule au fond du puits. La pression

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES D'ACTIVATIONS DES PUITES

d'accumulation de gaz dans l'espace annulaire dépend de plusieurs paramètres tels que la période de fermeture, la pression du réservoir et de la perméabilité. Après une certaine période de fermeture, lorsque la pression est suffisamment augmentée, la vanne motorisée s'ouvre et permet d'avoir un écoulement de gaz à travers le tubing soulevant ainsi le plongeur. Cela élimine le liquide accumulé au fond et permet de produire le gaz d'espace annulaire. Tout ce processus cyclique nécessite une installation d'équipement de surface qui se compose de vannes et de l'équipement de fond qui se compose d'un plongeur et un mécanisme à ressort.

Les avantages

- Ne nécessite aucune source d'énergie extérieure, utilise l'énergie du puits pour le soutirage,
- Entretien facile,
- Méthode de soutirage artificielle à faible coût,

Les inconvénients

- Nécessite plus de supervision technique pour s'adapter correctement,
- La Corrosion au niveau du plongeur.

II.2.4. la pompe ESP:

Le Système de Pompe (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge aux plusieurs étages à l'intérieur de la colonne de production qui est connecté au mécanisme du contrôle à la surface par un câble électrique.

Les composants du fond sont ancrés au casing au-dessus des perforations de puits (**figure II.5**). Le moteur est situé sur la partie inférieure de la pompe son rôle est de transformer l'énergie électrique à l'énergie magnétique qui provoquera la rotation de l'arbre (énergie mécanique). Au-dessus du moteur on trouve également un protecteur qui permet l'égalisation de la pression entre celle d'entrée et de l'intérieure du moteur (pression In take), ou un séparateur du gaz qui aide à améliorer la performance de la pompe en séparant une portion du gaz libre avant qu'il entre au premier étage et l'orientant vers l'espace annulaire. Le câble électrique est branché dans le sommet du moteur et bagué au tubing jusqu'à la surface. Les fluides de formation entrant dans le puits doivent circuler autour du moteur pour faciliter son refroidissement, ensuite ils s'écoulent à travers le joint et dans un séparateur de gaz qui élimine une grande partie du gaz (les séparateurs sont facultatifs), par la suite ils pénètrent dans plusieurs étages de la pompe d'admission pour refouler la totalité de fluide en surface.

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES D'ACTIVATIONS DES PUITES

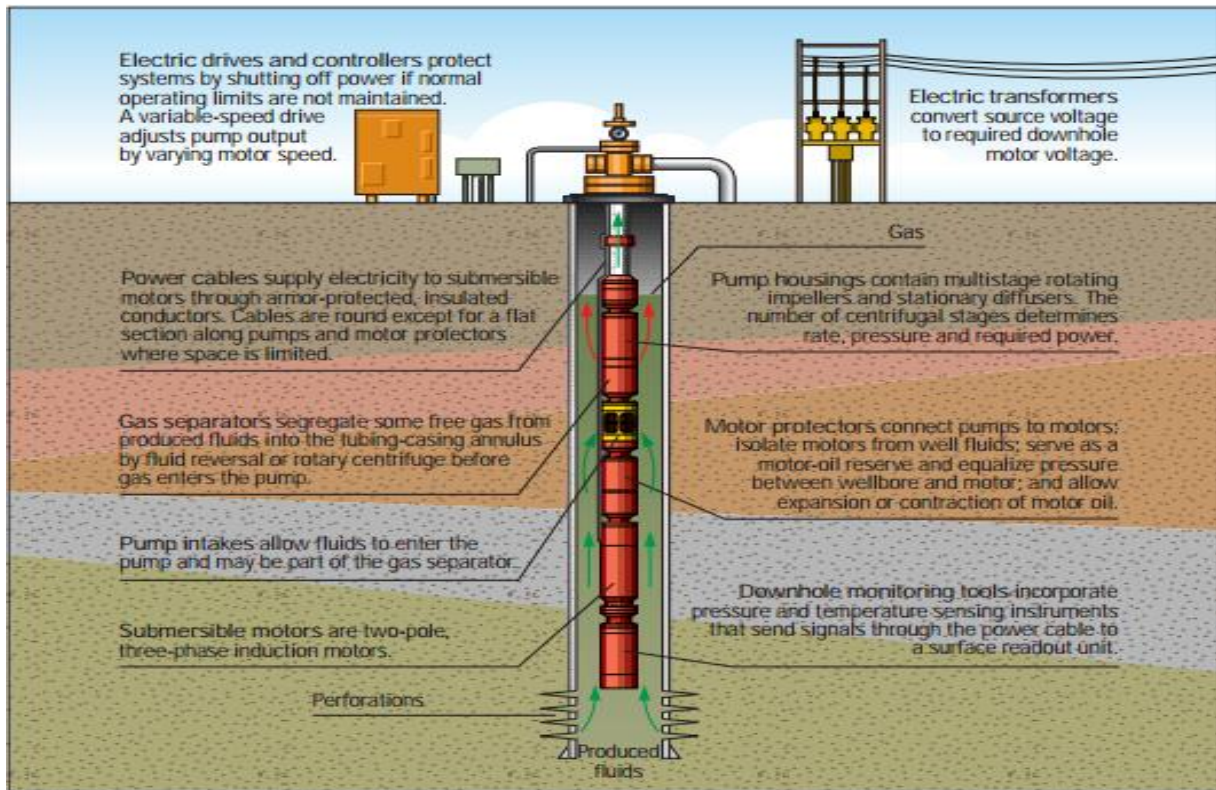


Figure II.5 : La pompe ESP.

Les avantages :

- Débits importants,
- Simplicité de conception,
- Peut être installée dans un puits dévié à condition d'être dans une partie rectiligne.

Les inconvénients :

- Intervention sur le puits avec matériel lourd (work over),
- Durée de vie faible si la température de puits élevée (1 an en moyenne),
- Energie électrique requise doit être stable,
- Profondeur limitée par la chute de tension dans le câble (maximum 2400 m).

II.2.5. La pompe PCP :

Le développement de la pompe PCP a été réalisé par Moineau dans les années 1920. Mais l'utilisation de cette pompe dans l'industrie pétrolière a commencé dans les années 1970[1]. Elle est composée de deux éléments principaux (**figure II.6**): 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

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES D'ACTIVATIONS DES PUITIS

pompe ; Ceci amène le fluide piégé dans ces cavités à progresser le long de la longueur de la pompe.

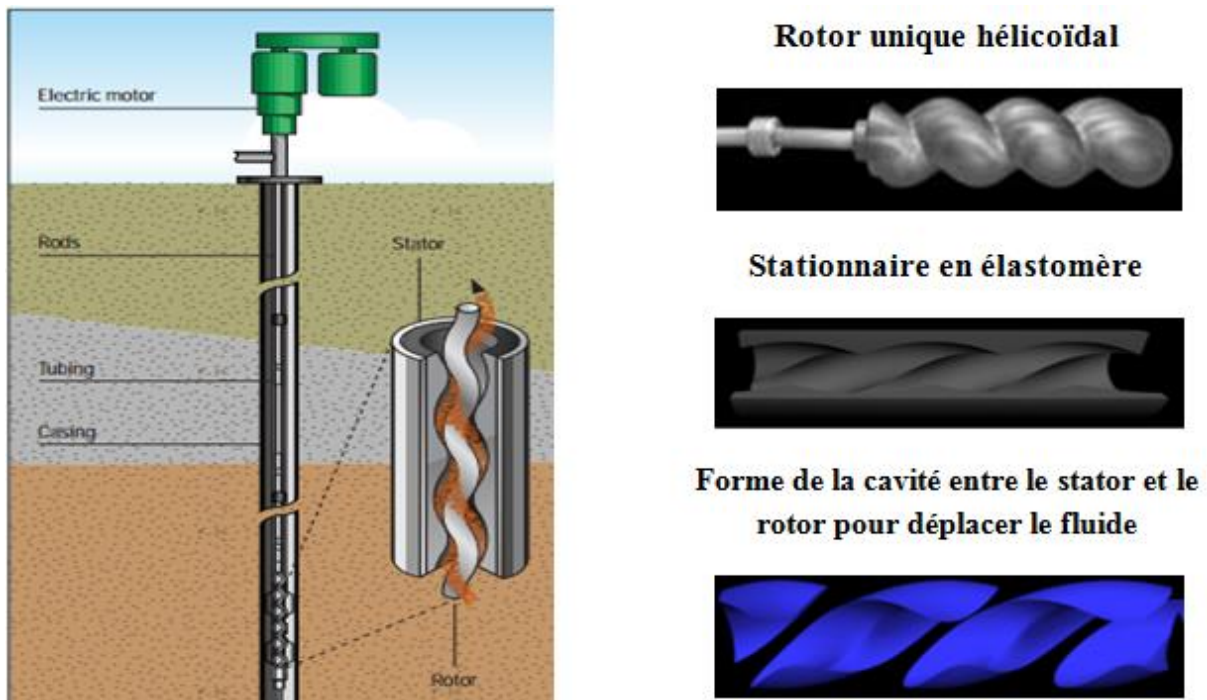


Figure II.6 : La pompe PCP.

Les avantages :

- Un investissement à faible coût,
- Un bon rendement (40 à 70%),
- Utilisable dans des puits déviés et horizontaux,

Les inconvénients :

- L'utilisation est limitée à une température maximale de 122°C,
- Ne fonctionne pas à la présence de gaz libre.

Remarque : Le choix entre les différentes méthodes d'activation des puits exige certaines études techniques et économiques pour réaliser un projet rentable (voir l'annexe A).

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons résumé les différents types d'activation existants dans le domaine pétrolier, et nous avons exposé les avantages et les inconvénients de chaque méthode citée, et à la fin du chapitre, nous avons tenté de présenter les critères de sélection des puits candidats pour chaque type d'activation.

Chapitre III

Le Système D'activation Par Jet Pump

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

III.1. Introduction :

Ces dernières années le jet pump commence à apparaître comme la méthode d'activation la plus utilisée dans le monde pétrolier, elle est installée au fond du puits exactement au-dessus du packer. Elle utilise la pression d'un liquide pompé (fluide de puissance) pour soulever l'effluent du gisement jusqu'à la surface. Les pressions du fonctionnement dans les systèmes de pompage en surface varient habituellement de 2 000 à 4 000 psi. La pompe la plus courante utilisée pour générer cette pression sur la surface est une pompe multiplex à trois pistons gérés par un moteur électrique ou un moteur diesel. Des produits chimiques pour contrôler la corrosion, les paraffines et les émulsions peuvent être injectés au fond du puits avec ce liquide, comme on peut injecter de l'eau douce pour dissoudre les dépôts de sel.

III.2. Le principe de fonctionnement de système de pompage hydraulique :

Le système de pompage hydraulique par jet pump applique le principe de pascal à l'activation des puits en transmettant, par un fluide de puissance, une pression générée en surface grâce à une pompe qui est entraîné par une source d'énergie vers le fond d'un puits (figure III.1).

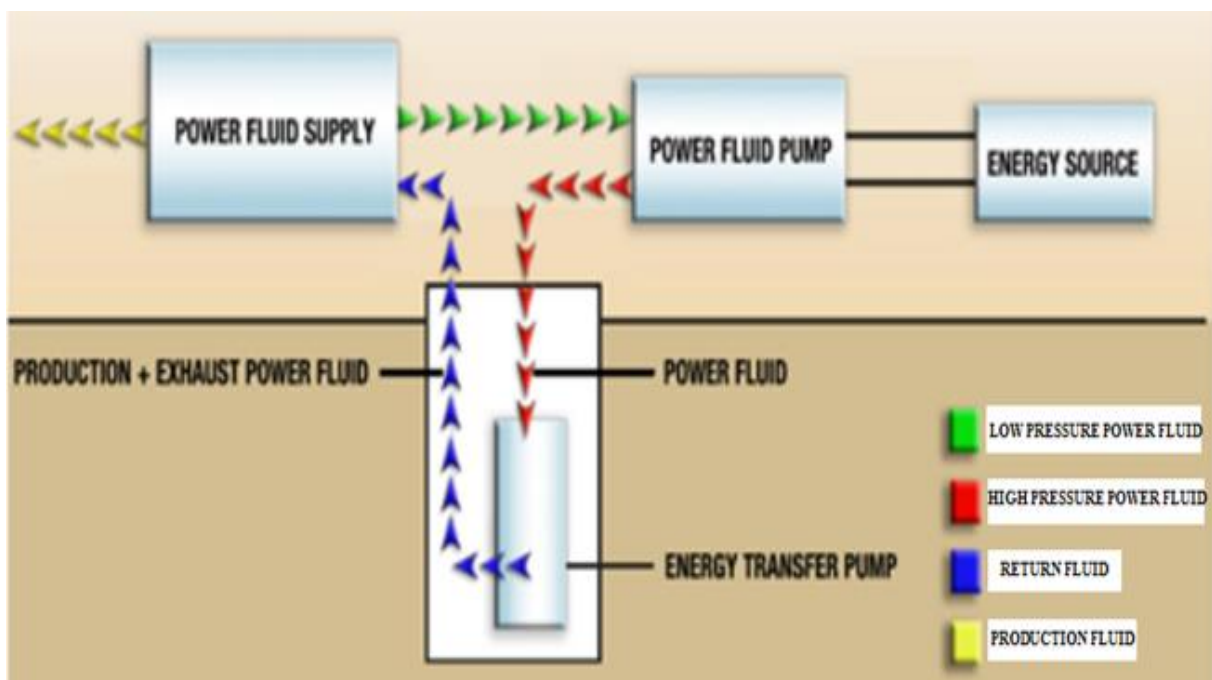


Figure III.1 : Schéma de fonctionnement de système de pompage hydraulique.

Pour soulever le fluide de réservoir jusqu'en surface, la Jet pump utilise le principe de tube Venturi (Annexe B). Il consiste à injecter avec une grande pression en bas du puits un liquide appelé "fluide de puissance", qui arrive à la jet pump par la buse (Nozzle), sa pression

diminue et sa vitesse augmente. Par l'effet de Bernoulli un vide est créé, ce vide conduit le fluide de gisement dans la jet pump (aspiration) qui va se mélanger avec le fluide de puissance dans la gorge (Throat). Le mélange passe ensuite vers le diffuseur où sa vitesse diminue et sa pression augmente à cause de la conversion de l'énergie cinétique en énergie de pression jusqu'à une valeur suffisante pour permettre aux fluides mélangés de circuler vers la surface. Après ça ce mélange est recyclé et réinjecté dans le puits comme un fluide de puissance pour assurer une circulation dans le système en circuit fermé.

III.3. Les systèmes d'exploitation hydrauliques :

III.3.1. Système de fluide de puissance ouverte (OPF) :

C'est un système qui nécessite deux conduits de fluide vers le fond de puits, un pour contenir le fluide de puissance et le diriger à la pompe et l'autre pour contenir le mélange de fluide de puissance et le fluide produit et le diriger vers la surface.

III.3.2. Système de fluide de puissance fermé (CPF) :

Le fluide de puissance ne mélange pas avec le fluide produit (Piston Pump).

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

III.4. Les domaines d'applications de la jet pump :

L'objectif principale des Jet Pump au tant que moyen d'activation est de mettre les puits non éruptifs en production, par la diminution de pression en bas de la colonne de tubing créée par l'injection du fluide de puissance pour faciliter le soulèvement de l'effluent du gisement jusqu'à la surface.

Comme on peut les appliquer dans la mise en production des puits d'eau qui sera utilisé pour la réinjection afin de maintenir la pression du réservoir.

Les opérations de dégorgement pourront aussi être effectuées par la jet pump, lorsque le fluide de puissance est mélangé avec l'acide qui servira pour le nettoyage.

III.5. Les équipements de jet pump :

III.5.1. Les équipements de surface :

Le but de l'équipement de surface est de faire circuler le fluide de puissance vers le fond pour faire fonctionner la jet pompe et soulever le fluide du gisement à la surface (**Figure III.2**).

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

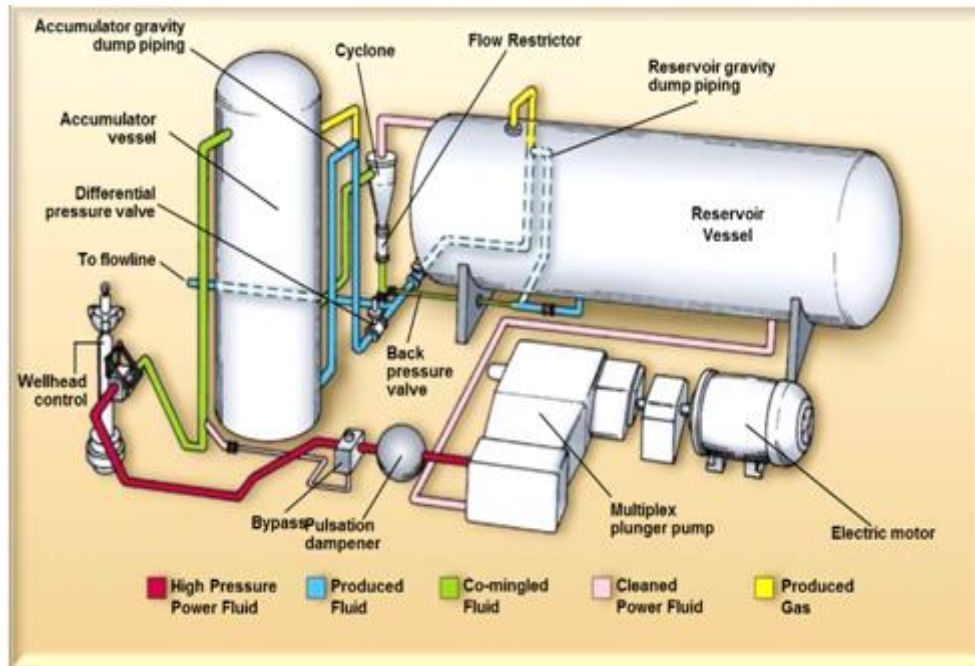


Figure III.2 : L'installation de surface[6].

➤ **Réservoir Vessel :**

Le réservoir Vessel est un réservoir rempli du fluide de puissance soit l'eau ou l'huile produite prévenue du fond du puits. 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.

➤ **Vessel accumulateur :**

L'objectif de Vessel accumulateur est de fournir un fluide sous pression vers le cyclone et d'éviter l'excès du gaz de pénétrer dans le cyclone qui influe sur leur efficacité, alors à partir duquel le gaz est sort vers la ligne de production. La figure (**Figure III.3**) ci-après montre les spécifications de réservoir vessel et l'accumulateur.

Figure III.1 : Les Spécifications de réservoir vessel et l'accumulateur.

Reservoir	
Vessel size - diameter and seam length	60" x 120"
Manway size	14" x 18"
Std. working pressure	175 psi
Optional working pressure	240 psi
Fluid capacity	41 bbls

Accumulator	
Vessel size - diameter and seam length	36" x 36"
Manway size	11" x 18"
Std. working pressure	225 psi
Optional working pressure	300 psi
Fluid capacity	4-1/3 bbls

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

➤ *Cyclones Cleaning*

Le but de l'hydrocyclone est d'enlever les solides et les petites particules pour fournir à la pompe de surface et à la pompe de fond un fluide de puissance propre. La séparation des solides est liée à la chute de pression entre l'entrée et la sortie du cyclone qui est d'environ 40psi.

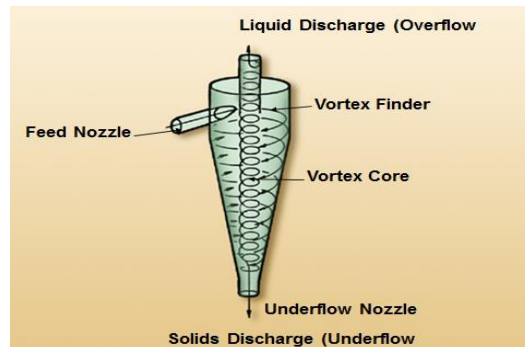


Figure III.3 : Cyclones Cleaning[6].

➤ *Moteurs d'entraînement :*

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

➤ *Pompe d'alimentation :*

C'est une pompe axiale à trois ou cinq pistons installé en surface allant de 11.1855 à 466.0624 Kw[1]. Elle permet de fournir au fluide d'énergie la pression et le débit nécessaire pour le fonctionnement de jet pump afin de pouvoir soulever l'effluent du réservoir à la surface. Cette pompe peut débiter soit sur un seul puits, soit sur un manifold de distribution pour alimenter plusieurs puits. Dans ce cas, chaque départ en aval de manifolds est réglé en pression et débit par une duse réglable.

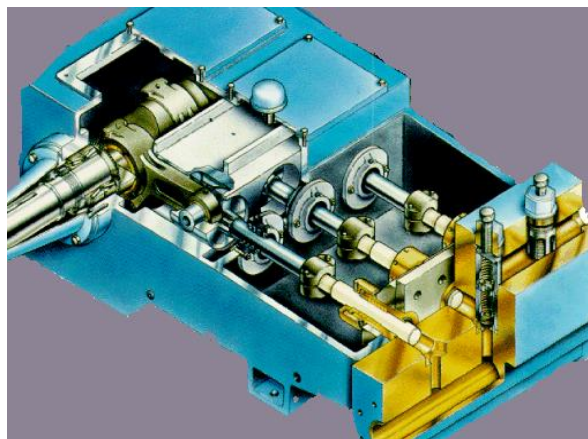


Figure III.4 : La pompe triplex de surface.

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

➤ *Amortisseur de pulsations :*

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

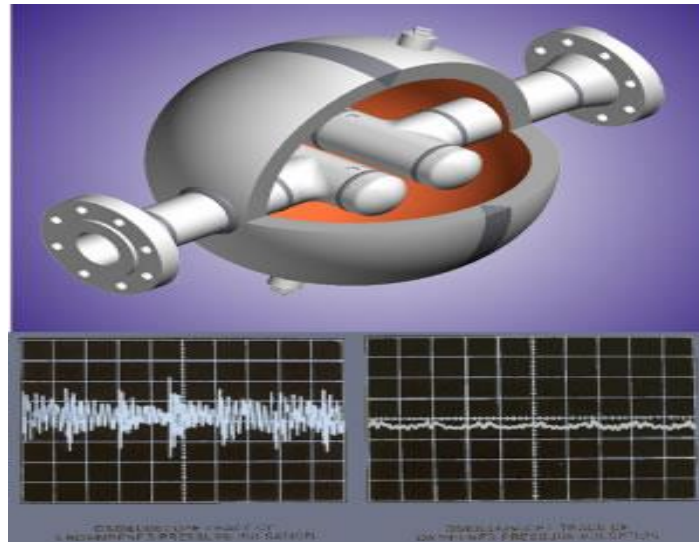


Figure III.5 : Pulsation dampener

➤ *Vanne Baypass :*

Vanne de by-pass est une vanne de déviation de fluide de la pompe multiplexe vers l'équipement de fond ou le réservoir vessel.

➤ *Les pipes*

Il est essentiel qu'il y ait un lien entre l'installation de surface et la tête de puits pour assurer la circulation de fluide d'énergie dans le système. Généralement les dimensions des pipes est de 2" 1502 de diamètre qui résiste à une pression de 10000 psi (680 bars).

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

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

➤ *Equipement de mesure et du contrôle :*

Les équipements de mesure sont composés de :

- Manomètre et Thermomètre : mesure la pression en psi et la température en °F des fluides de réservoir Vessel et de l'accumulateur,

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

- Duse manuelle de réglage de débit du fluide d'énergie.
- Débitmètre : Il est installé après l'amortisseur de pulsation dans la ligne d'injection.

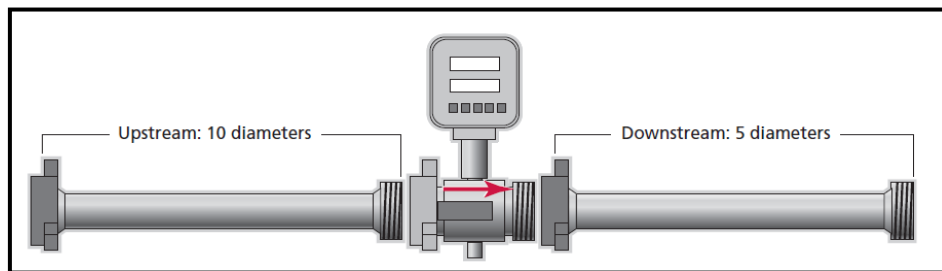


Figure III.6 : Installation de débitmètre.

III.5.2. Les équipements de fonds :

- **Buse (Nozzle)** : Il est considéré comme étant le moteur d'un jet pump qui permet de convertir la haute pression d'un fluide d'énergie en basse pression et de lui augmenter sa vitesse, ce qui va engendrer la création d'une dépression.
- **Gorge (Throat)** : L'échange d'énergie se produit dans la Throat où les deux fluides se mélangent (fluide d'énergie + fluide du gisement). Dans lequel le liquide d'énergie passe à grande vitesse par le Nozzle, et le fluide du gisement à faible vitesse se combinent dans le Throat pour atteindre une vitesse moyenne.

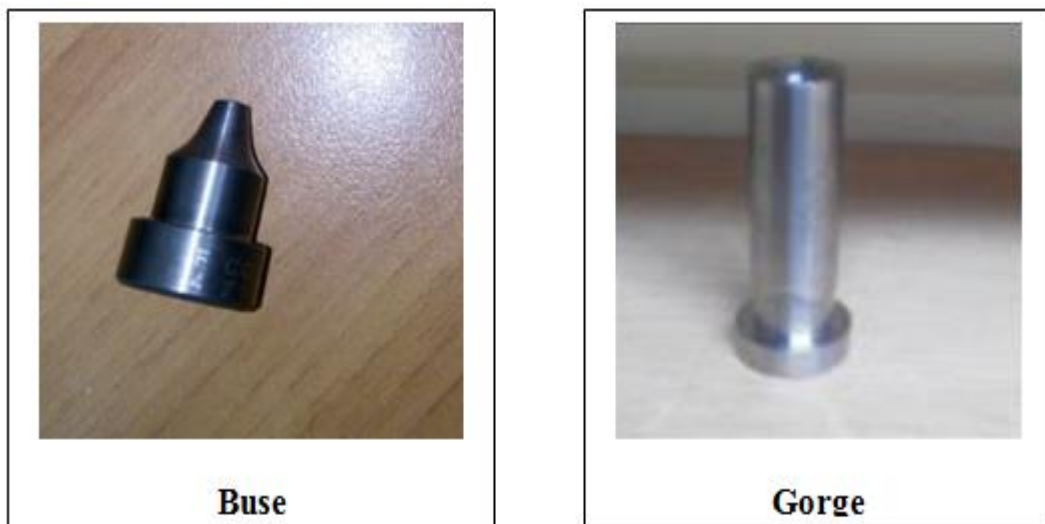


Figure III.7 : Configuration de la buse et la gorge.

- **Diffuseur** : Il convertit l'énergie cinétique (vitesse) du fluide combiné en pression assez élevée afin qu'il puisse atteindre la surface et au-delà des installations de séparation.

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

Le dimensionnement de la jet pompe est décrit par un chiffre suivi par une lettre ; d'où le chiffre correspond à la section du buse, et la lettre représente le rapport des sections de la buse et de la gorge. **Exemple** : 4C, 8A, 9E, 8X... etc

La figure ci-dessous montre les combinaisons des sections des buses et des gorges:

Tableau III.2: Combinaison des sections buses et gorges.

<i>Nozzle</i>		<i>Throat</i>	
<i>No.</i>	<i>Area</i>	<i>No.</i>	<i>Area</i>
1	.0024	1	.0064
2	.0031	2	.0081
3	.0039	3	.0104
4	.0050	4	.0131
5	.0064	5	.0167
6	.0081	6	.0212
7	.0103	7	.0271
8	.0131	8	.0346
9	.0167	9	.0441
10	.0212	10	.0562
11	.0271	11	.0715
12	.0346	12	.0910
13	.0441	13	.1159
14	.0562	14	.1476
15	.0715	15	.1879
16	.0910	16	.2392
17	.1159	17	.3046
18	.1476	18	.3878
19	.1879	19	.4938
20	.2392	20	.6287

<i>Nozzle</i>	<i>Chok</i>	<i>R</i>
N	N-1	.483 X
N	N	.380 A
N	N+1	.299 B
N	N+2	.235 C
N	N+3	.184 D
N	N+4	.145 E

III.6. Procédure de circulation du fluide d'énergie :

- Le fluide d'énergie est tiré à partir d'un Vissel par une pompe de surface multiplex qui sert à fournir la pression et le débit nécessaire pour fonctionner la jet pump.
- Le fluide combiné est dirigé vers les installations de surface pour subir une séparation,
- Le fluide d'énergie, une fois recyclé, est aspiré par la pompe multiplex pour qu'il soit réinjecté au fond du puits pour un fonctionnement continu de la jet pump.

La circulation du fluide d'énergie existe sous deux modes :

➤ *Circulation standard* :

Le fluide d'énergie est injecté au fond du puits à travers le tubing de production, et le fluide sera mixé est produit par l'espace annulaire tubing/casing.

➤ *Circulation inverse* :

Le fluide d'énergie est injecté en bas de puits, dans l'espace annulaire tubing/casing et le fluide mixé sera produit à travers le tubing de production.

III.7. Les type d'installations de jet pump :

III.7.1. L'installation libre « free style »:

Cette dernière se déplace librement avec le fluide de puissance jusqu'au fond de puits, la récupération de la jet pump à la surface au niveau du catcher se fait par injection inverse de fluide d'énergie comme le montre le schéma ci-dessous. Elle est la plus courante, la plus simple et la plus économique car elle ne nécessite pas des opérations d'intervention WORK-OVER soit pour l'installation la récupération et la maintenance. Mais il faut d'abord, descendre une BHA au niveau du siège dans le tubing pour recevoir la jet pump.

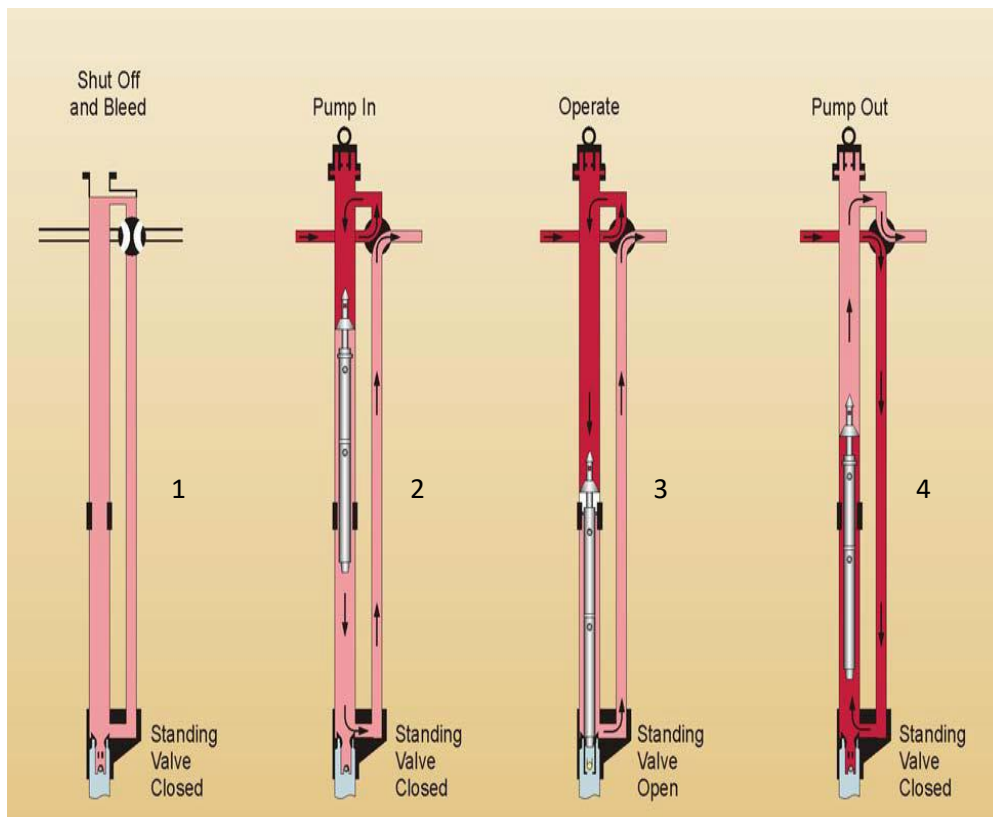


Figure III.8 : L'installation et la récupération de jet pump libre[5].

La tête de puits pour l'installation libre 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 ».

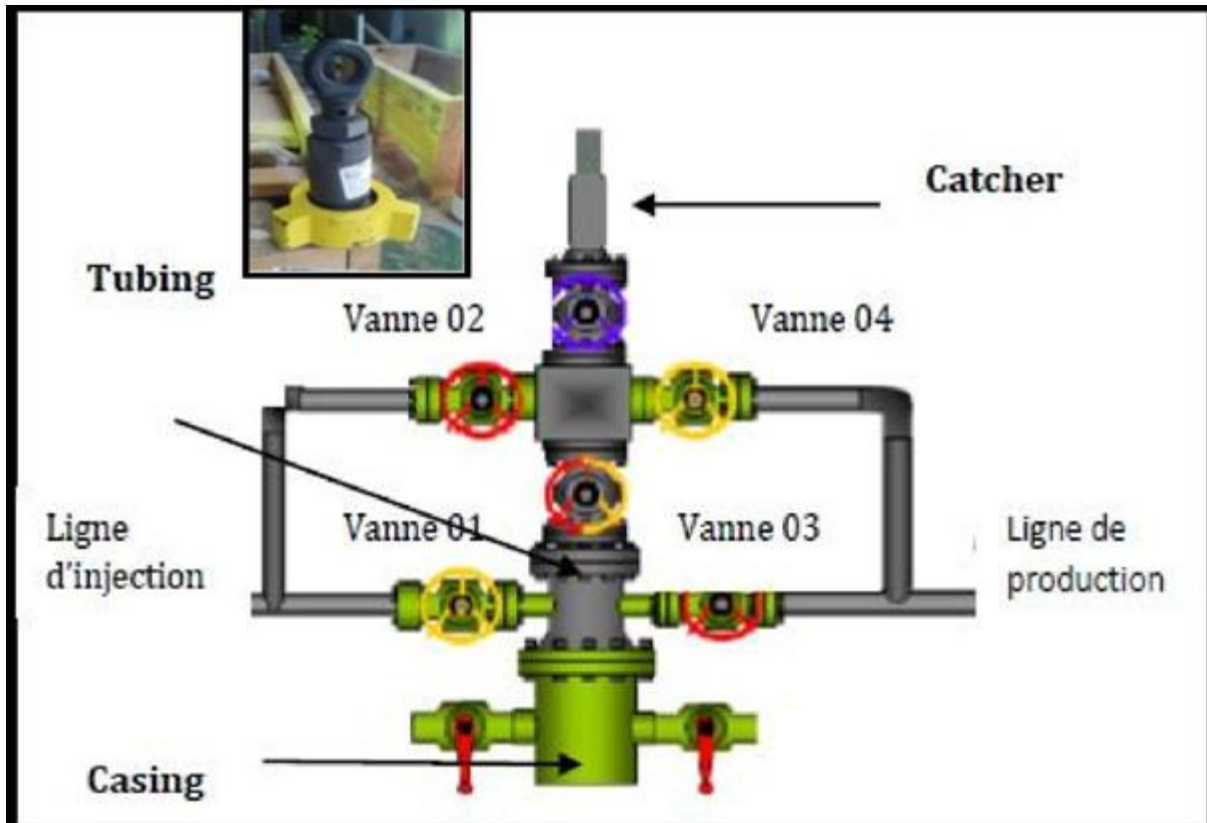


Figure III.9. La tête de puits pour l'installation libre de pompe.

III.7.1.1. Les équipements du fond de complétion libre:

➤ Ensemble du fond de Jet Pump « JP BHA » :

Est un Housing qui contient des orifices qui assurent une communication entre le tubing et l'espace annulaire. Elle est installée au-dessus du packer. Pour le fonctionnement de système hydraulique la Jet Pump se pose à l'intérieur de JP BHA grâce à ses seal sleeve d'étanchéité interne.

➤ Standing valve :

Standing valve se pose à l'extrémité inférieure de JP BHA et la pompe se trouve au sommet de celle-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. 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 wire line en cas de nécessité.

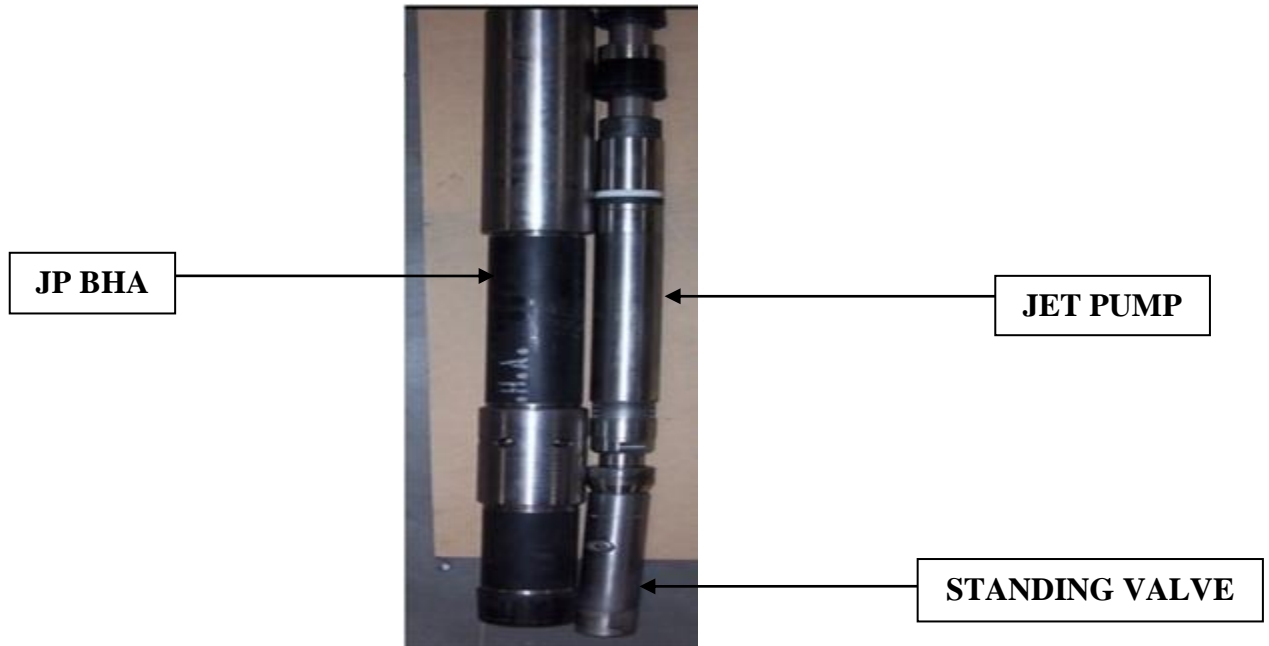


Figure III.10 : BHA et Standing valve.

➤ **Blanking tool :**

C'est un outil de surpression, il est posé dans la 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 du fluide et tester la pression du tubing et l'autre est installé de telle façon à isoler la communication entre le tubing et l'espace annulaire de BHA.

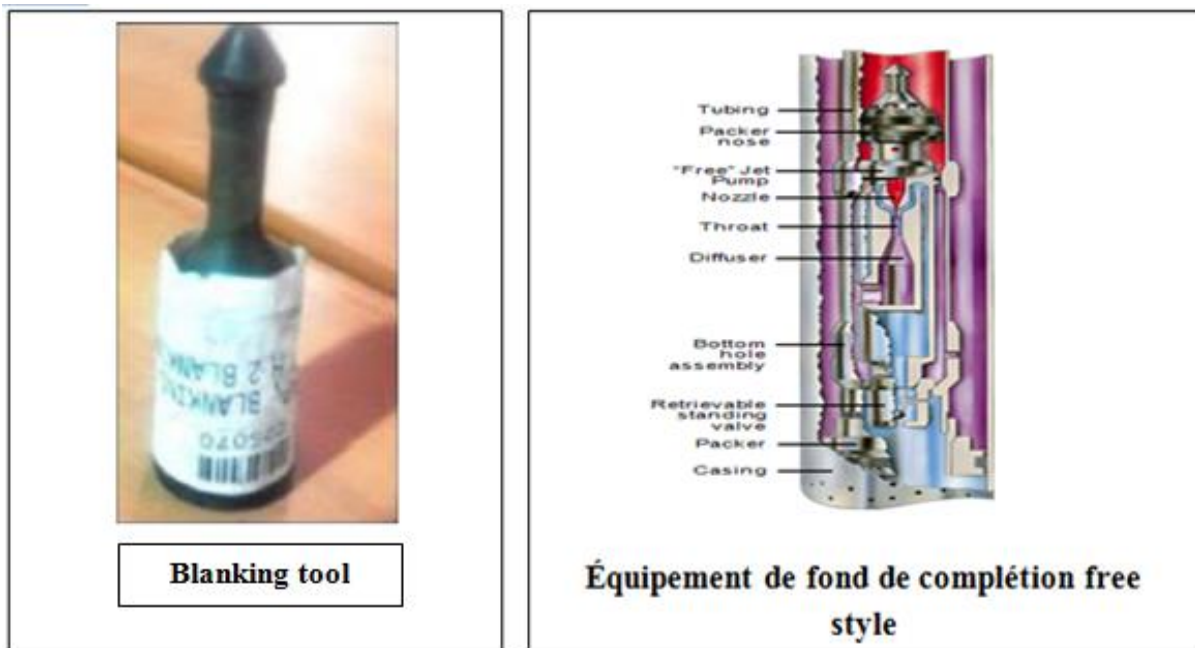


Figure III.11: Blanking tool et les équipements de fond de complétion libre.

III.7.2. L'installation par Wire line :

Ce type d'installation s'effectue lorsque on a une communication entre le tubing et le casing, en générale dans Sliding Side Door «SSD», ou aux niveaux des « Side Pocket Mandrel SPM ». La jet pompe est ancrée dans le tubing, entre deux packers étanches supérieur et inférieur[5]. La récupération en surface s'effectue par Wire line. Ce type d'installation présente un avantage qui consiste à ne pas remonter la garniture du tubing, donc sans l'intervention d'un WO. Cette installation s'adapte aux deux modes de circulation du fluide d'énergie (standard et inverse).

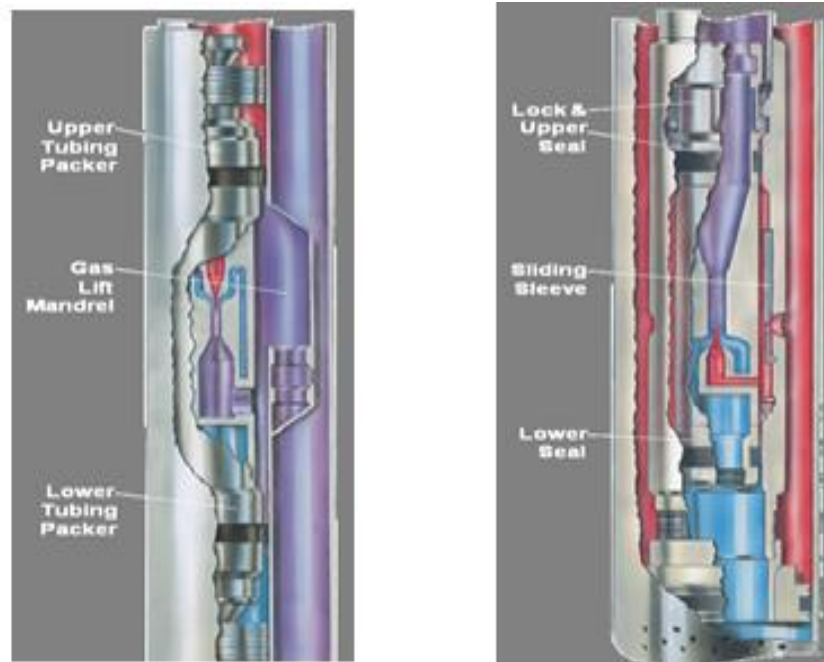


Figure III.12 : Jet pompe ancrée aux niveaux du SSD et SPM.

La jet pompe est descendue par Wire line à l'aide d'un outil spécial appelé Selective S-lock.

III.7.3. L'ancrage fixe :

La jet pompe est fixée soit au fond de tubing ou d'un concentrique, est descendue pour être posée au bas du puits. Cette installation peut se faire en deux méthodes :

- avec l'intervention d'un WO ou un Snubbing lourd, remonter la garniture de tubing, fixer la pompe à son extrémité et redescendre l'ensemble,
- avec l'intervention d'une unité appelée Coiled Tubing pour la descente d'un concentrique qui est ancré à son extrémité par un Packer , le size de jet pompe utilisé dans ce cas est de 1^{1/4}".

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

La récupération de la jet pompe s'effectue en remontant la colonne de tubing ou du concentrique.



Figure III.13 : Exemple de Jet pompe à l'ancrage fixe.

III.8. Les avantages et les inconvénients de la Jet Pump :

➤ *Les avantages :*

Le système hydraulique par jet pump présente des nombreux avantages par rapports aux autres systèmes telle que : la pompe ESP, la pompe a tige et gaz lifts. L'avantage majeur de jet pump est peut produire jusqu'au 35000 bbl/j a des profond qui peuvent atteint 20000 feet[5].

- Production de plusieurs puits à partir d'une seule installation de surface.
- Ne nécessite pas une intervention WO pour la récupération de la jet pump par rapport aux autres méthodes d'activation.
- La récupération et l'intervention sur la jet pump peut être réalisé par la circulation inverse de fluide fluide de puissance ou avec le Wire line.
- Des problèmes de production tels que, la corrosion, l'émulsion peuvent être traités, en injectant des inhibiteurs dans le fluide de puissance.
- Les jets pump n'ont pas de pièces mobiles et donc aucune usure mécanique.

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

- la jet pump peut fonctionner dans les températures aussi élevées (500°F), en utilisant simplement des élastomères à haute température pour leurs joints toriques et joints d'étanchéité.
- Les jets pumps peuvent être installés au niveau du SSD, mandrins à gaz lift, par Slick line ou Coiled tubing,
- Les jets pump possèdent une tolérance élevée pour les fluides de production où il y'a la présence de solides, ainsi que pour les produits corrosifs,
- Les jets pump peuvent produire des volumes assez élevés de fluide du réservoir.
- Le fluide d'énergie peut être chauffé, pour la production les bruts lourds ou les bruts ayant de hauts points de congélation,

➤ **Les limitations :**

- Le principal inconvénient est son rendement faible de 25 à 30%.
- Le phénomène de cavitation qui peut être créée après la dépression au niveau de nozzel.
- Le problème d'érosion de pompe de fond à cause de la vitesse.
- L'installation de surface nécessite une capacité de fonctionnement élevée pour permettre de l'injection de fluide à grande pression.
- Le système de pompage hydraulique nécessite une pression d'injection en surface élevée (pouvant atteindre les 5000 psi), pour injecter du fluide d'alimentation à travers le tube d'injection.
- Le sable ou d'autres particules dans le fluide d'alimentation doivent être enlevés car ils peuvent endommager, la buse.
- nécessite un personnel qualifié pour la mise en service (un problème commun pour toutes les formes artificiel-Lift).

III.9. Le choix de fluide de puissance :

L'huile ou l'eau pourrait être utilisée comme fluide de puissance ; le choix entre eux est lié aux points suivants.

- Les mesures de sécurité
- L'environnement
- Le coût d'investissement
- La corrosion
- Lubrification

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

- La densité
- Le transfert de chaleurs
- La viscosité
- La compatibilité entre de fluide d'énergie

Tableau III.3 : La comparaison entre le power fluide d'eau et l'huile.

Comparaison entre les fluides de puissance (eau, huile)		
	Eau	Huile
sécurité	*	
environnement	*	
lubrification		*
corrosion		*
scale		*
maintenance		*
gradient	*	*
viscosité	*	
Transfert de chaleur	*	
Le capital d'investissement		
indique quel fluide de puissance est mieux basé sur des conditions spécifiées		
le meilleur choix de fluide de puissance à partir d'une considération de gradient de pression dépend des circonstances de l'installation individuelle		

➤ ***fluide de puissance "huile" :***

La durée de vie de l'équipement est généralement plus longue en utilisant l'huile comme fluide d'énergie. L'huile a un pouvoir lubrifiant naturel par-rapport à l'eau ce qui le rend comme un meilleur fluide de puissance. Par contre l'eau pour améliorer son efficacité, les agents tensio-actifs est injecté pour offrir une lubrification à la pompe[5]. L'inconvénient important pour l'huile de puissance est les risques d'incendie, qui ne sont pas présentés avec l'utilisation de l'eau, et les dommages causés par la pollution en cas de rupture des lignes.

➤ ***fluide de puissance "eau" :***

Au cours des dernières années les systèmes de pompage hydrauliques ont changé de l'utilisation d'huile comme un fluide de puissance par l'eau. Puisque cette dernière à une viscosité plus faible qui signifie des pertes de friction faible dans le système par rapport à l'huile. 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[5].

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

La compatibilité doit également être prise en considération si le fluide d'alimentation n'est pas compatible avec le liquide du réservoir peut former des émulsions permanentes qui nécessitent un défi séparations à la surface.

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

III.10. Fonctionnement de Jet Pump :

Les principes de déplacement de l'écoulement à travers les composantes de jet pump sont comme suites [5]:

- **L'écoulement dans le Buse (nozzle) :** Le débit de fluide pompé Q_n arrive au nozzel avec une pression totale P_n . Quand le fluide pénètre dans la zone de restriction, le fluide est transformé à partir d'une faible vitesse V_n et une pression élevée P_n , à une vitesse élevée V_t et une faible pression statique P_s . La faible pression (P_s) 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 . Donc le débit d'huile produit est proportionnel au volume pompe de fluide de puissance.
- **L'écoulement dans le Gorge (throat):**Le fluide de formation pénètrent lentement une zone de surface A_s qui est l'espace annulaire entre la surface de sortie de nozzle A_n et la surface de throat 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. 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.
- **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.

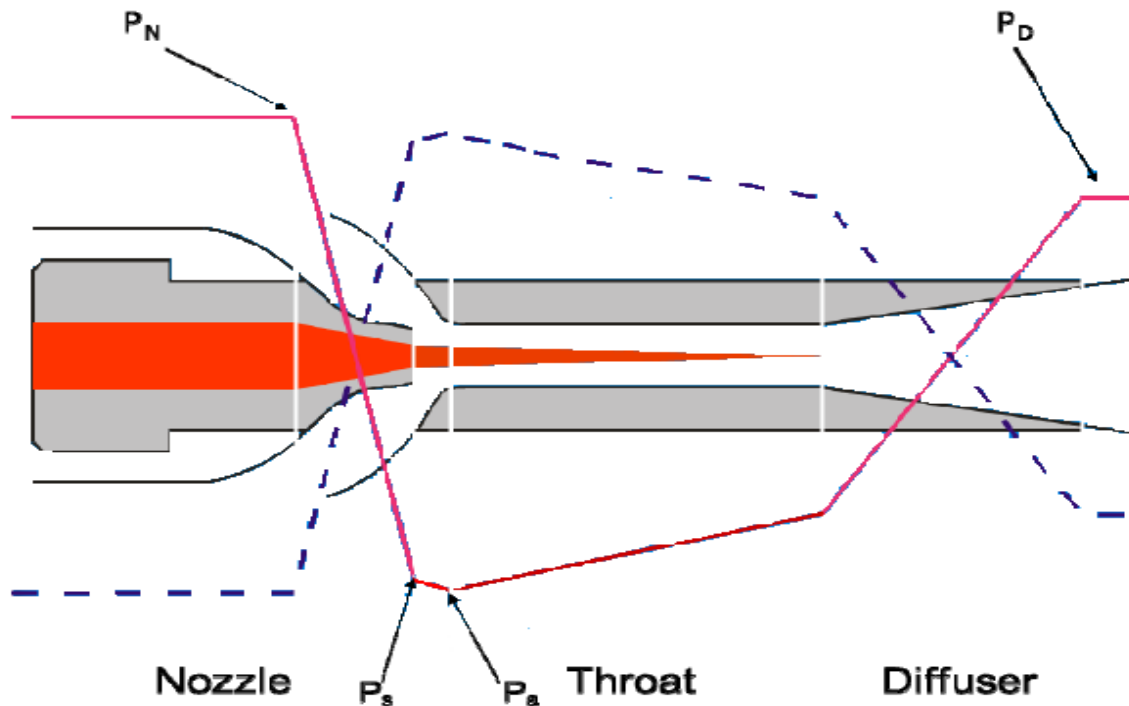


Figure III.14 : La variation de la pression et la vitesse dans les éléments de jet pump.

III.11. Problèmes agissant sur le fonctionnement des jet pump :

➤ *Phénomène de Cavitation :*

Quand le fluide de réservoir de débit élevé pénètre une petite surface A_s , la pression statique de ce 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. Et 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).

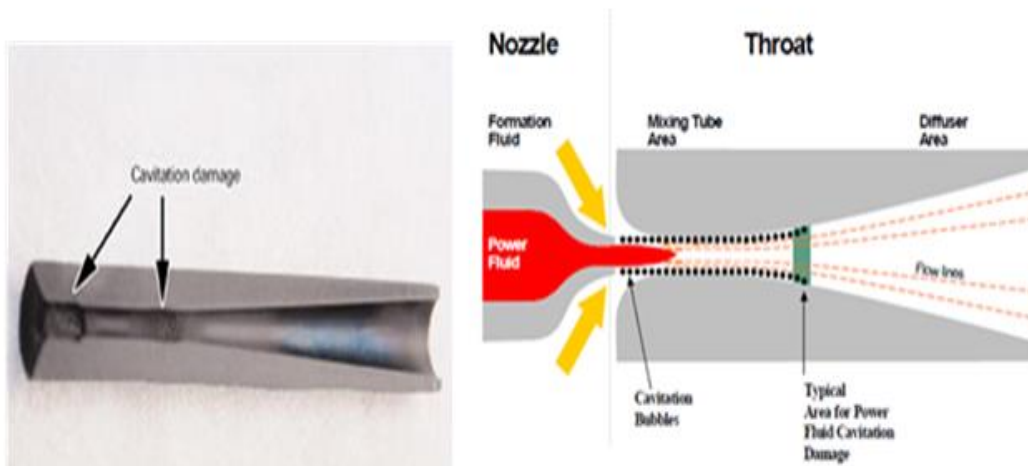


Figure III.15 : La cavitation dans le Throat[5].

➤ **Erosion :**

Le phénomène de l'érosion agit contre les parois des éléments de la jet pump sous l'action des molécules du fluide d'énergie injecté à grande vitesse, qui va jusqu'à la destruction de l'équipement.

➤ **Pannes des pompes de surface:**

La capacité de la jet pump à faire remonter en surface les effluents du gisement dépend essentiellement de la haute pression (HP) d'injection de la pompe de surface. Il est impératif de veiller au maintien de la HP aux conditions du design pour permettre une récupération économiquement et rentable. Pour éviter toute panne éventuelle de la pompe d'injection de surface, une pompe de réserve doit être prévue afin d'éviter toute interruption de la production.

➤ **Formation des sels et des asphaltes :**

L'eau de formation est très salée, en pénétrant dans le puits, elle participe à la création des constituants minéraux (sels) et favorise les dépôts organiques, tels que les asphaltes et les paraffines, qui vont s'assembler et se rendre plus durs. Ces constituants gênent non seulement la continuité de la production, mais ils forment des risques qui causent l'érosion de la pompe. Pour y remédier, plusieurs méthodes sont utilisées, telles que :

- Les traitements chimiques,
- Les grattages contrôlés par Wire line du tubing,
- L'injection d'eau douce et des inhibiteurs pour éviter la formation des dépôts,

III.12. Facteurs qui contrôlent la production par jet pump :

La jet pump est influée par plusieurs facteurs, parmi ces facteurs nous citons :

III.12.1. Les pertes d'énergie dans la Jet Pump :

Il y a des pertes par frottement associées à toutes les parties de Jet Pump. Ces coefficients des pertes dépendent de la spécificité de la pompe, les propriétés des fluides et la vitesse de mélange. Les pourcentages des pertes d'énergie dans les parties de la pompe sont résumés dans la **figure 4.19** [5].

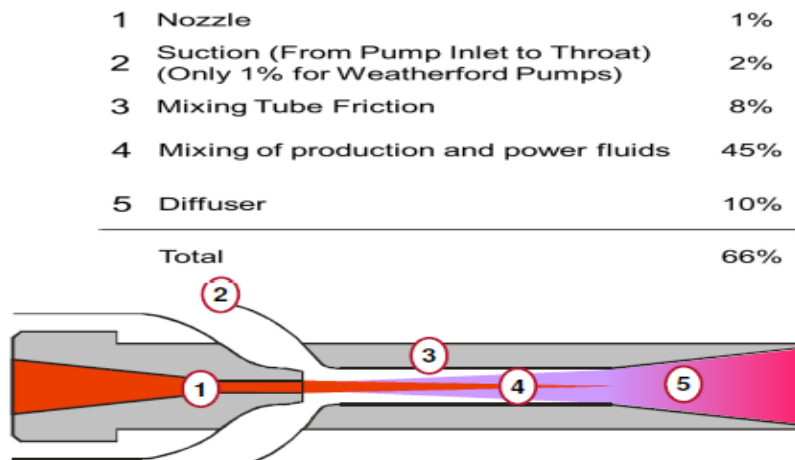


Figure III.16 : Les pertes d'énergie dans la jet pump[6].

III.12.2. La pression intake :

C'est la pression d'entrée des fluides de réservoir dans la Jet Pump.

$$P_{ip} = P_r - \frac{Hd}{10}$$

Avec :

P_{ip} : Pression d'entrée (pump intake pressure),

P_r : Pression de réservoir.

d : Densité du fluide de réservoir,

H : La hauteur entre le réservoir et la Jet Pump.

III.12.3. Débit et la pression d'injection de fluide:

Généralement, le système hydraulique utilise un fluide de haute pression et de faible débit pour réduire les pertes dues au frottement tout en augmentant l'efficacité du système. La **Figure III.20** montre que le débit de l'effluent augmente avec l'augmentation de la pression

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

d'injection de fluide de puissance. Mais cette pression est limitée par la résistance du tubing et la tête de puits.

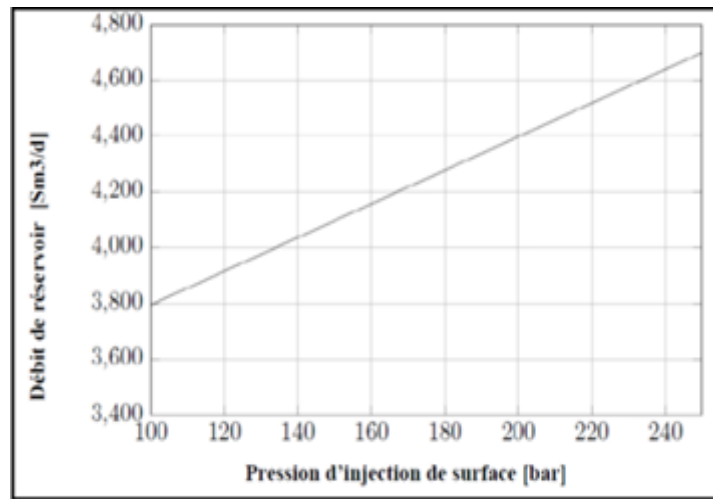


Figure III.17. Efficacité de Jet Pump avec variation de la pression d'injection de fluide de puissance.

III.12.4. La combinaison de Nozzle et Throat :

Les éléments essentiels de la jet Pump sont le Nozzle et le Throat. Le rapport des sections entre ces deux composants (R) est examiné comme étant le paramètre le plus important qui définit les performances de cette pompe (voir la figure III.21)[6].

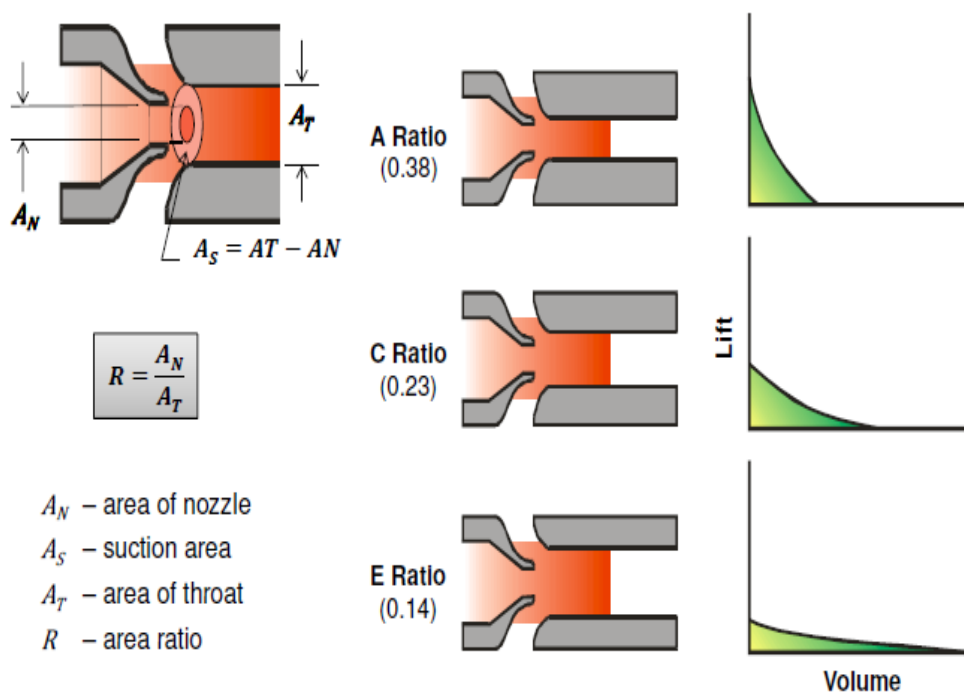


Figure III.18 : Le rapport de section entre Nozole et Throat.

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

Pour un Throat donné, si Nozzle est choisi de façon à ce que sa section représente 60% de celle du Throat, Cela conduit à des faibles taux de production en surface par ce que la surface A_s d'entrer de fluide de réservoir au throat est petite. Par contre, dans le cas où la section du Nozzle est de 20% de celle du Throat, donc la surface d'écoulement A_s disponible pour la production est plus grande alors la quantité de production est plus élevée.

En fonction de la pression d'injection du fluide d'alimentation et du fait que le débit est relatif à la pression d'injection, chaque assemblage des sections des Nozzles et des Throats a la possibilité de produire différents débits. La combinaison de leurs sections est déterminée sur la base des données suivantes :

- Les paramètres du puits et de production,
- La pression d'entrée (intake pressure) et la pression en tête de puits,
- La nature du fluide d'énergie,
- La nature du fluide à produire,
- Le débit de production désiré

III.12.5. La profondeur d'installation de jet pump :

La profondeur à laquelle est disposé la jet pump agit directement sur la pression intake, c'est-à-dire plus la pompe est profonde, plus cette pression est élevée et la capacité de récupération de l'effluent est plus élevée.

III.13. L'efficacité de Jet Pump :

L'efficacité de la pompe η c'est le rapport de l'énergie acquise par le fluide produit à l'énergie perdu par le fluide de puissance[10] :

$$E_{out} = Q_s (P_d - P_s)$$

$$E_{in} = Q_n (P_n - P_d)$$

$$\eta = E_{out} / E_{in} = M (P_d - P_s) / (P_n - P_d) = (M) / (N)$$

Avec :

$(P_d - P_s)$: l'augmentation de pression de fluide réservoir à travers la jet pump.

$(P_n - P_d)$: les pertes de pression du fluide pompée dans la jet pump.

$M = (Q_s / Q_n)$: Rapport de débit volumétrique entre le Nozzel et le throat .

$N = (P_d - P_s) / (P_n - P_d)$: le rapport des pressions sans dimension.

CHAPITRE III : SYSTEME D'ACTIVATION PAR JET PUMP

Conclusion :

Ce chapitre, apporte une information technique sur le système d'activation artificiel par jet pump. On a constaté que la section de Nozzel et le Throat sont des paramètres importants pour analyser le système de production des puits équipés de la jet pump.

Chapitre IV
L'analyse Nodale

IV.1. Introduction :

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet, commençant par la pression statique du réservoir et finissant avec le séparateur. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et du gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

Dans le système de production l'écoulement de fluide à partir de réservoir vers la surface est subdivisé comme suit

- L'écoulement dans le milieu poreux ;
- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirige ;
- L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface.

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide de réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression la **figure IV.1** représente les différentes pertes de charges [11].

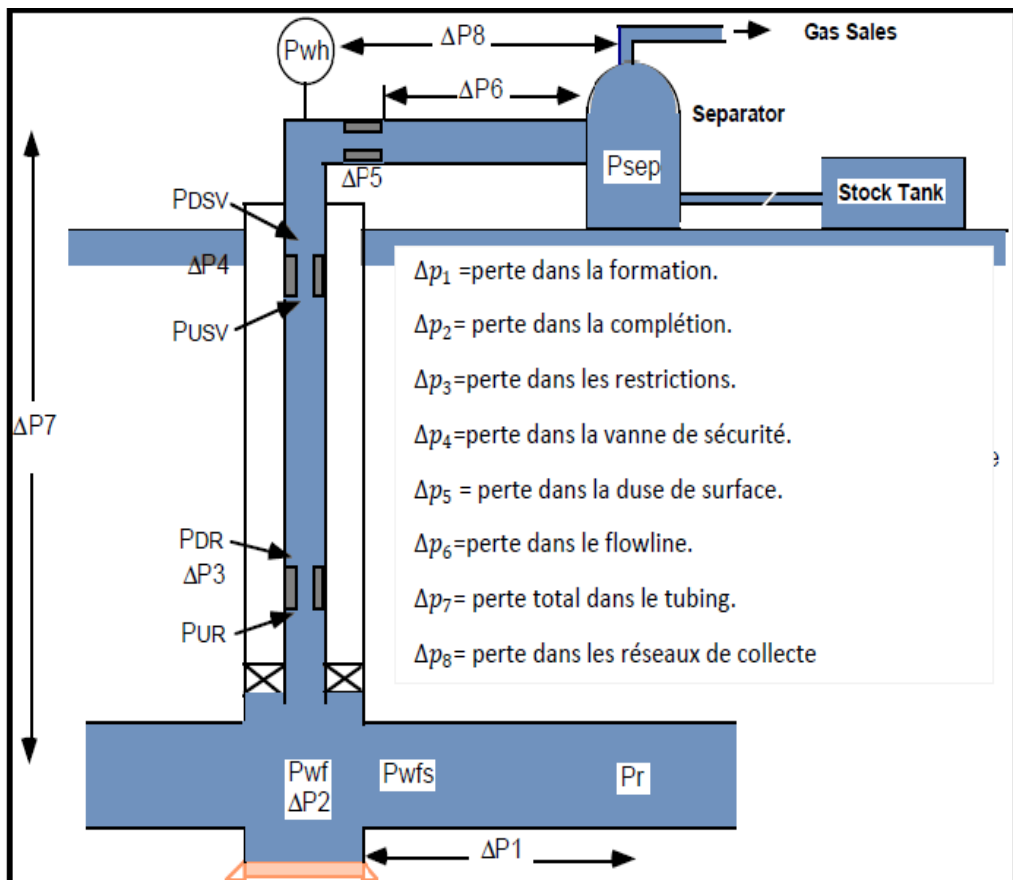


Figure IV.1: les différentes pertes de charges dans le système de production.

CHAPITRE IV : L'ANALYSE NODALE

L'objectif et le concept de l'analyse nodale représenté dans l'annexe (C).

IV.2. Inflow Performance Relationship « 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 $P_r - P_{wf}$.

IV.2.1. Ecoulement monophasique dans le réservoir « Equation de Darcy »:

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression du 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 IV.4**) :

$$q_o = \frac{0.00708 \cdot k_o \cdot h (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

q_o : débit entrant; STB/Day,

p_{wf} : pression dynamique du fond de puits, psi

k_o : perméabilité effective à l'huile, md

r_e : rayon de drainage du réservoir, ft

h : épaisseur de réservoir, ft ,

r_w : rayon du puits, ft

p_e : pression à $r=r_e$, psi

μ_o : viscosité d'huile, cp

B_o : facteur volumétrique du fond, bbl/STB

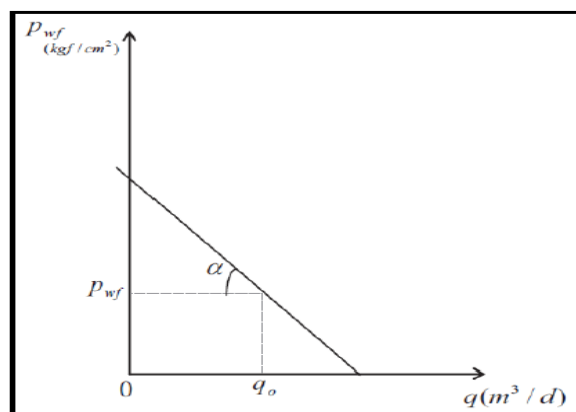


Figure IV.2 : L'IPR d'un liquide à une seule phase.

CHAPITRE IV : L'ANALYSE NODALE

IV.2.2.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 IV.5**). Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où ($P_r < P_b$).

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2$$

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

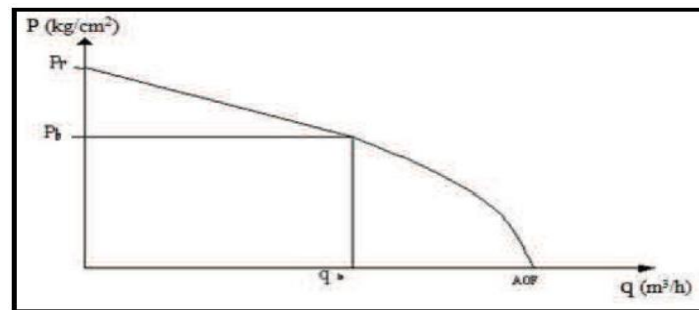


Figure IV.3 : L'IPR d'un liquide à deux phases.

IV.2.3. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique dans le Réservoir :

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

Dans le cas ou $P_r > P_b > P_{wf}$:

$$q = q_b + \frac{J_{p_b} P_b}{1.8} \left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2 \right]$$

$$q_b = J_{p_b} (\overline{p_r} - p_b)$$

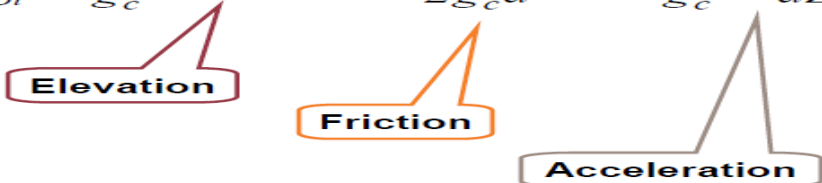
q_b : le débit ou la pression de fond égale à la pression de bulle [12].

IV.3. Vertical lift Curve (VLP):

Elle exprime la performance de la colonne de production de ramener le fluide depuis le fond jusqu'à la surface, elle représente aussi le débit de fluide en fonction de la pression de

CHAPITRE IV : L'ANALYSE NODALE

fond dynamique; le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing. L'écoulement dans la colonne de production est diphasique, donc on aura l'équation générale du gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut rencontrer [13]:

$$\frac{dP}{dZ_{tot}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m v_m}{g_c} \frac{dv_m}{dZ}$$


Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons essayé en premier lieu de donner un aperçu sur l'importance de l'analyse nodale dans le système de production et les procédures appliquées pour examiner la performance des puits. Ensuite, nous avons étalé d'une manière générale les différentes étapes à suivre sur le software (**PROSPER**) dans le but d'optimiser le design de jet pump.

Chapitre V
Etude De Cas

V.1. Introduction :

Plusieurs facteurs contribuent au choix d'un système d'activation, à savoir, les caractéristiques de production (débit de production, pression en tête, ...etc.), les propriétés des fluides (viscosité, densité, ...etc.), les caractéristiques de la liaison couche trou (Open Hole, LPP, crépine...etc.), les caractéristiques du réservoir (porosité, perméabilité, skin, mouillabilité,...etc.) , les sources d'activations à long terme (électrique, gaz.. etc.), les problèmes d'exploitation (sel, asphaltènes, paraffines, les fines ...etc.), le personnel d'exploitation, la disponibilité du service et les facteurs économiques reliait au mode d'activation (rentabilité du projet). Dans ce chapitre on va énumérer les critères d'un puits candidats pour jet pump suivi par l'étude de puits candidat filtré selon les critères de sélection au préalable.

V.2. Présentation des logiciels d'analyse des performances des puits "PROSPER":

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

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

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

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

- L'analyse de la performance des puits ;
- L'optimisation des complétions ;

V.2.1 Les différents lois et corrélations utilisés par Prosper :

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

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

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

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

Parmi les corrélations utilisées par Prosper on peut citer :

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

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

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

V.2.2 Application de l'analyse nodale en utilisant Prosper dans le domaine d'activation des puits :

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

- Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent Build Up ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.
- Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changées.
- Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.
- Représenter sur le même graphe, la situation actuelle du puits en calant le dernier jaugeage effectué sur le puits considéré.
- Une simulation du puits avec le changement de complétion peut à présent être envisagé ce qui permettra de connaître qu'elle est la performance du puits considéré avec cette complétion.
- En fonction de la réponse du puits au changement de la complétion, nous pourrons conclure que le puits est ou n'est pas candidat à cette méthode d'activation.

V.2.3. Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :

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

V.3. La sélection des puits candidats pour jet pump:

La sélection des puits producteurs d'huile candidats pour l'activation se fait selon la méthode entonnoir.

a) *Le premier filtre :*

On commence par choisir des puits producteurs d'huile verticaux sans Gas-lift au niveau du champ HMD dans les deux zones centrale et complexe. Le premier résultat ressorti de la base OFM a donné 334 puits (voir la carte de distribution des 334 puits ci-dessous).

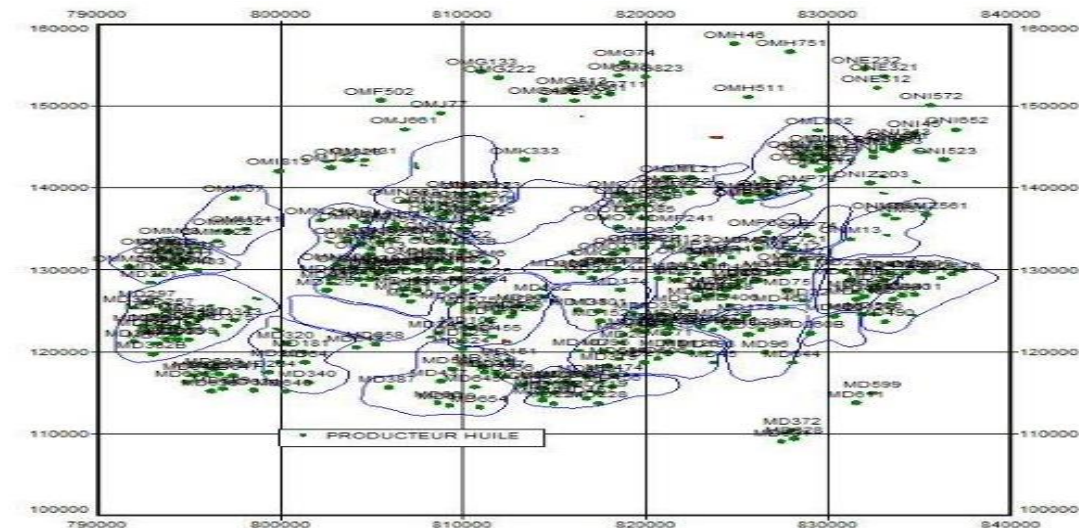


Figure V.1. carte de distribution des 334 puits.

b) *Deuxième filtre :*

La deuxième étape de filtration effectuée sur la liste des 334 puits est basée sur l'élimination des puits ayant les critères suivants :

- Les puits ayant un CCE pour le dessalage (salinité très élevée)
- La pression de Gisement est supérieure ou égale à 270 kg /cm².

Le résultat de deuxième filtre a donné 178 puits.

c) *Troisième filtre :*

La troisième étape de filtration effectuée sur la liste des 178 puits est basée sur l'élimination des puits ayant les critères suivants:

- Les puits avec percés de Gaz et d'eau,
- Les puits fermés à cause GOR élève,
- Les puits fermés pour la réduction de charge sur MFD.

Le résultat de troisième filtre a donné 142 puits.

d) *Quatrième filtre :*

La quatrième étape de filtration effectuée sur la liste des 142 puits est basée sur l'élimination des puits ayant un indice de productivité inférieur à **0.014** m³.kg/h.cm².

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

Le résultat de quatrième filtre a donné 122 puits.

e) Cinquième filtre :

La cinquième étape de filtration effectuée sur la liste des 122 puits est basé sur l'élimination des puits ayant un fort débit (supérieure à 3,5 m³/h).

Le résultat de cinquième filtre a donné 34 puits.

f) Sixième filtre :

La dernière étape de filtration effectuée sur la liste des 34 puits est basée sur l'élimination des puits raccordés à la haute pression, les puits ayant des pressions stables en tête et ceux nécessitant un certain nombre de contrôle grattage avec **WL**.

Résultat de la dernière étape de filtration a donné 05 puits voir le tableau ci-dessous.

Tableau V.1 : La liste sélective finale des puits candidat pour l'activation.

Puits	Date de jaugeage	Débit m³/h	GOR m³/m³
OM6	12/04/2017	2.8	265
OMJ22	5/11/2015	1.2	73
ONI34	21/04/2017	2.47	161
ONI45	18/05/2017	2.51	162
Md252	19/04/2016	1.99	123

La liste sélective finale, consigné sur le tableau ci-dessus, dont le puits **OMJ22** choisi pour mettre en évidence l'étude d'optimisation du mode d'activations par Jet pump.

V.4. Etude de performance du puits OMJ22:

V.4.1. Historique du puits OMJ22 :

Le puits **OMJ22** est un puits vertical producteur d'huile situé dans la partie nord-ouest du champ de HMD (HZN au nord de la zone 4). Foré et complété le **12/02/2015** en tubing 4,5" et le réservoir laissé en Open Hole. Mis en production le **24/04/2015** avec un débit d'huile moyenne de **4,96m³/h**, suivie par une chute importante jusqu'à sa fermeture, le **18/11/2015** suite au débit nul. La complétion du puits est représentée dans la fiche technique (**annexe D**).

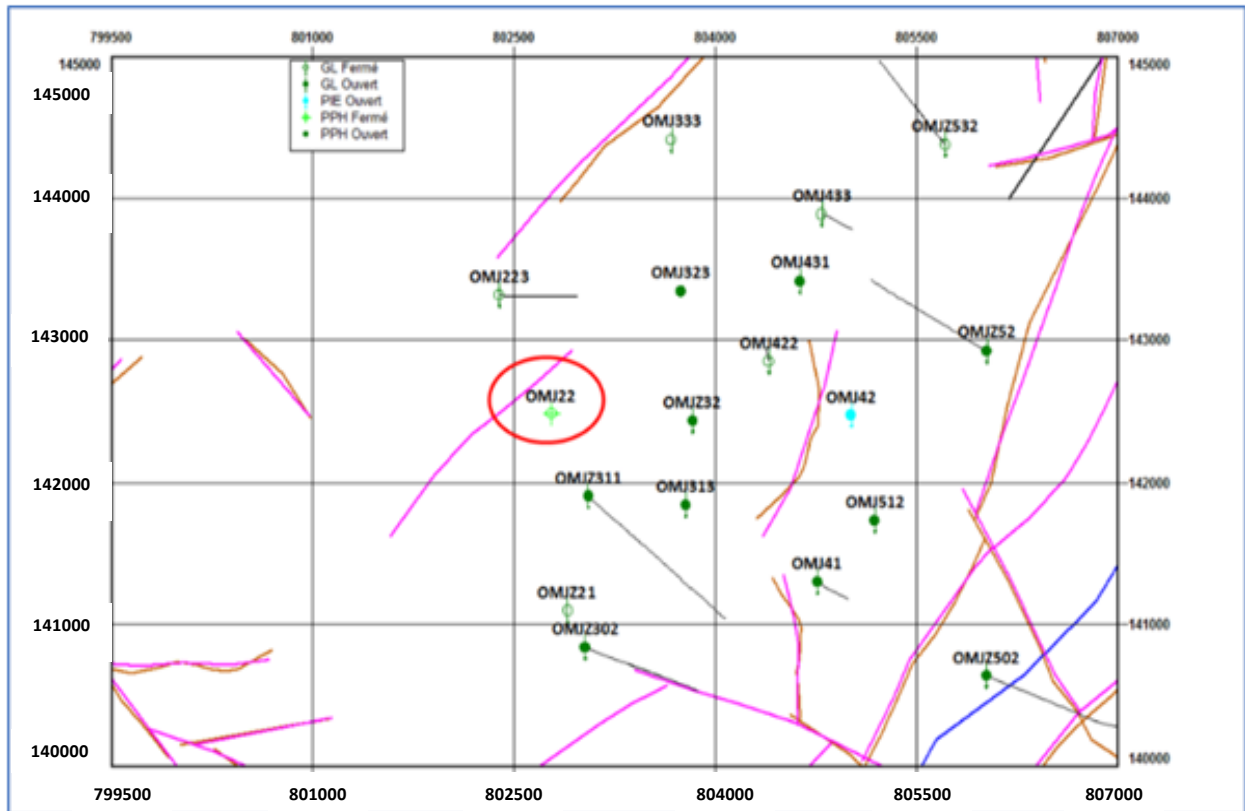


Figure V.2 : Carte de positionnement du puits OMJ22.

a) *Caractéristiques petro-physiques :*

Tableau V.2 : Les caractéristiques pétrophysiques du puits OMJ22.

Caractéristique pétrophysique de réservoir						
Découpage				Résultats Elan		
Drain	Top (m)	Btm (m)	Ep (m)	Vsh (%)	Φ (%)	Sw (%)
D5	3354	3401	47	0.176	0.064	0.246
D4	3401	3436	35	0.183	0.046	0.17
D3	3436	3461	25	0.193	0.056	0.302

Les caractéristiques pétro-physiques du réservoir sont faible.

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

b) Les données Well teste du puits :

Tableau V.3 : Données well test du puits OMJ22.

Type de test	Date	Pression (kg/cm ²)			Q (m ³ /h)	IP	Skin	Diam. Duse (mm)	Remarque
		Pg	Pfd	Pt					
DST	24/02/2015	307.9	247.39	45.5	6.3	0.11	-1.82	9.53	DST n1, TD a 3455m, PFD @-3145.73m
Build Up	06/12/2015	243	135.24	9.2	1.98	0.019	2.58	11	PFD @-3163.68 m abs
PFS	25/08/2016	264.66		51.12					-
Build Up	28/06/2017	266.01	132	24.6	0.99	0.008	6.97	9	Jaugeage avec liftage après Build Up, PFD@-3160.7m

c) Les données de Jaugeages du Puits OMJ22 :

Les données de jaugeage du puits sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau V.4 : Les données jaugeage du puits.

Date Mesure	Diam Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°c)	K (psi)
		Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar		
22/02/2015	9.53	6.3	686.52	109	47.4	10	5.1	15	0.4354
30/04/2015	13	4.96	535.20	108	22.4	16.7			0.4571
14/08/2015	13	2.27	240.02	106	9.88	7.44	7.58	28	0.4389
25/11/2015	11	1.2	87.96	73	9.2	8.4	2.55	13	0.4105
05/07/2017	9	0.99	265.27	269	24.6	5.6	4.59	29	1.3017

d) Les données de PVT :

Pour avoir un modèle fiable représentant le maximum d'exactitude de l'écoulement dans les puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents.

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

Tableau V.5 : Les donnés PVT.

puits	Pb (kg /cm ²)	Bo (m ³ /Sm ³)	Rs (Sm ³ /Sm ³)	μ _o (cp)	API
OMJ 22	135	1.17	159.8	0.3	42.7

V.4.2. Analyse nodale de l'état actuel du puits :

Il s'agit dans la première partie de modéliser l'apport (IPR) du réservoir et les pertes de charge à travers le tubing de production (VLP) ; la deuxième partie consiste à prévoir la performance du puits et de déterminer par la suite l'apport de ce traitement en terme de gain en production ; au final on termine par une étude de performance avec la Jet Pump. L'analyse de performance du puits et la jet pump seront optimisées par un Software largement utilisé au niveau de la compagnie : **PROSPER**.

- **Correction des pressions par rapport au milieu des perforations (BUP : 28/06/17)**

Les mesures de pression étaient réalisées au niveau des sièges et non pas au niveau des perforations. Donc les valeurs de pression du fond dynamique doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient de pression. Pour corriger ces mesures, nous procédons comme suit:

$$P_f(\text{Perfs}) = P_f(\text{mesuré}) + [(DP/Dh) * (\text{côte perfs} - \text{côte de mesuré})]$$

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau V.6 : les valeurs de pression mesuré et Corrige.

puits	Mid perf (m)	Pression mesurée (kg/cm ²)			Pression corrigée (kg/cm ²)	
		Pt	Pfd	Pg	Pfd	Pg
Omj22	3404.5	9.2	135.24	243	141.24	246

Remarque : la pression de fond de puits mesure à la cote de 3163.68 m, mais la pression de gisement mesure à la cote de 3200 m.

- **Data Matching et le choix de la corrélation :**

Le choix de la corrélation la plus représentative aux points mesurés après l'introduction les données du puits **OMJ22** dans le logiciel **PROSPER** est illustrées sur la figure ci-dessous relative au profil des pressions en fonction de la profondeur du puits.

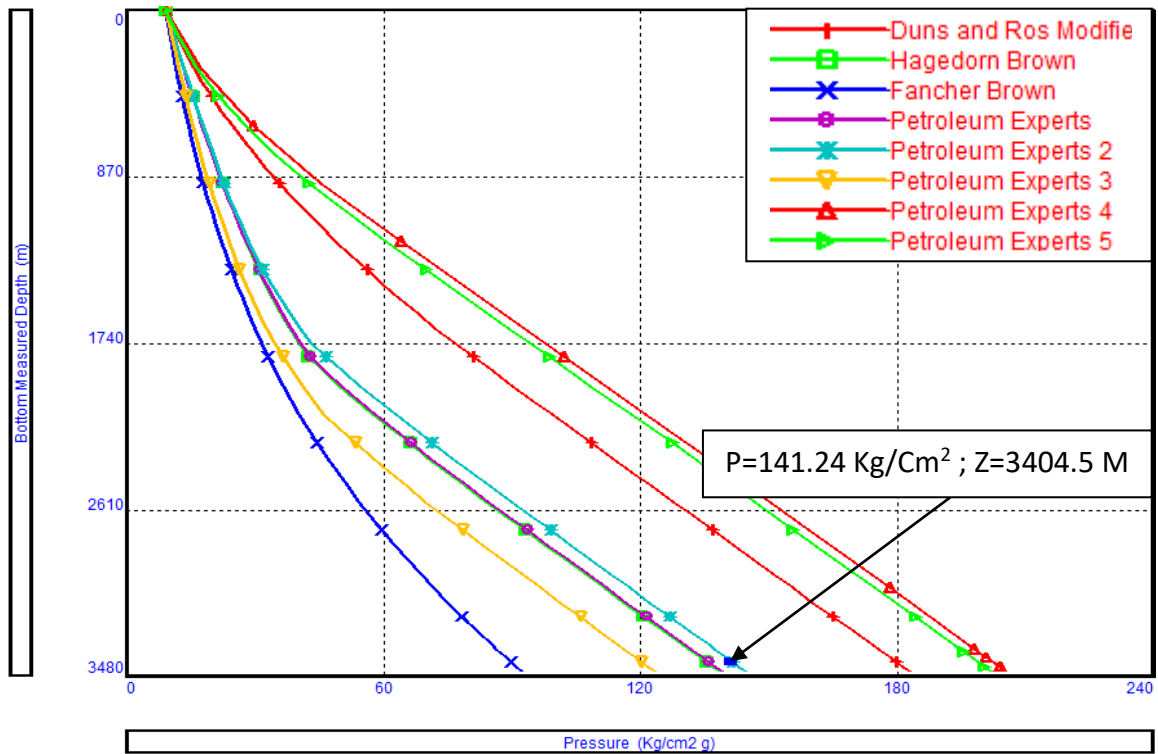


Figure V.3 : Choix de corrélation.

Les résultats représentés sur la courbe ci-dessus montrent que la corrélation de **PETROLEUM EXPERT 2** est la plus adaptée au **Pfd= 141.24 kg/cm²**. Donc pour l'analyse nodale, nous utiliserons cette corrélation.

- *La performance d'écoulement d'entrant (IPR) :*

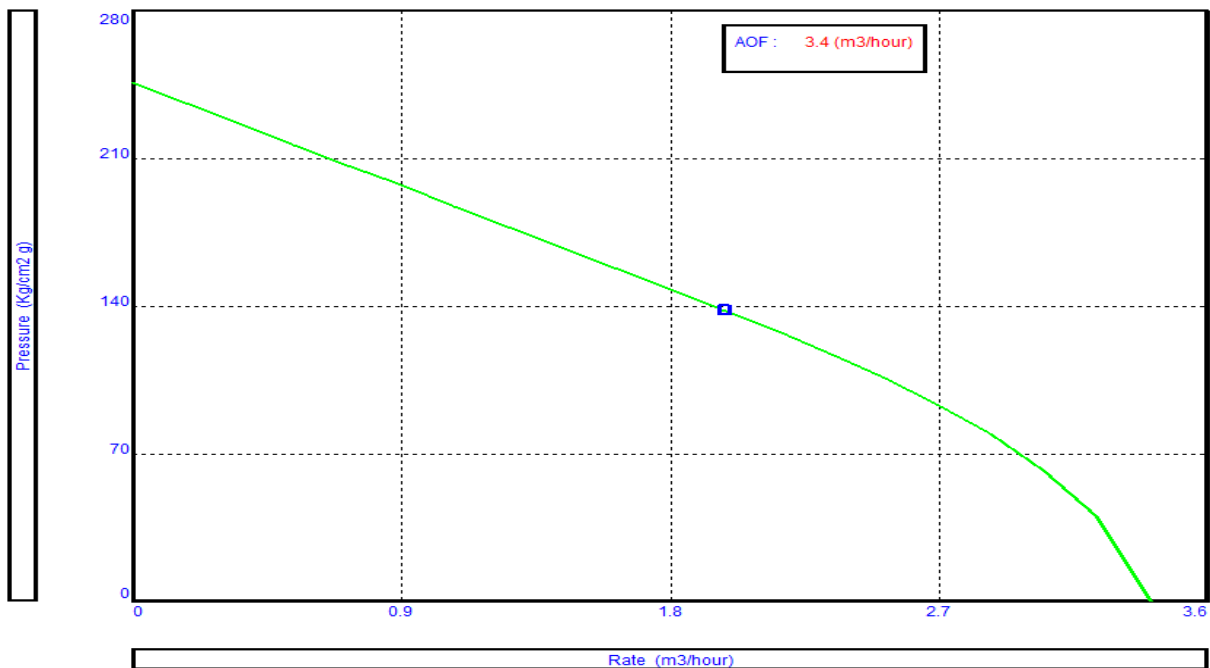


Figure V.4 : La courbe de l'IPR de puits OMJ22.

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

- *Analyse Nodale au BUILD-UP :*

L'analyse Nodal a été calée sur le modèle choisi par rapport au test **BUILD-UP** de (06/12/2015), le résultat correspondant à un débit de production d'environ **1.98 m³/h** et à une pression de fond dynamique d'ordre de **141,24 kg/cm²**.

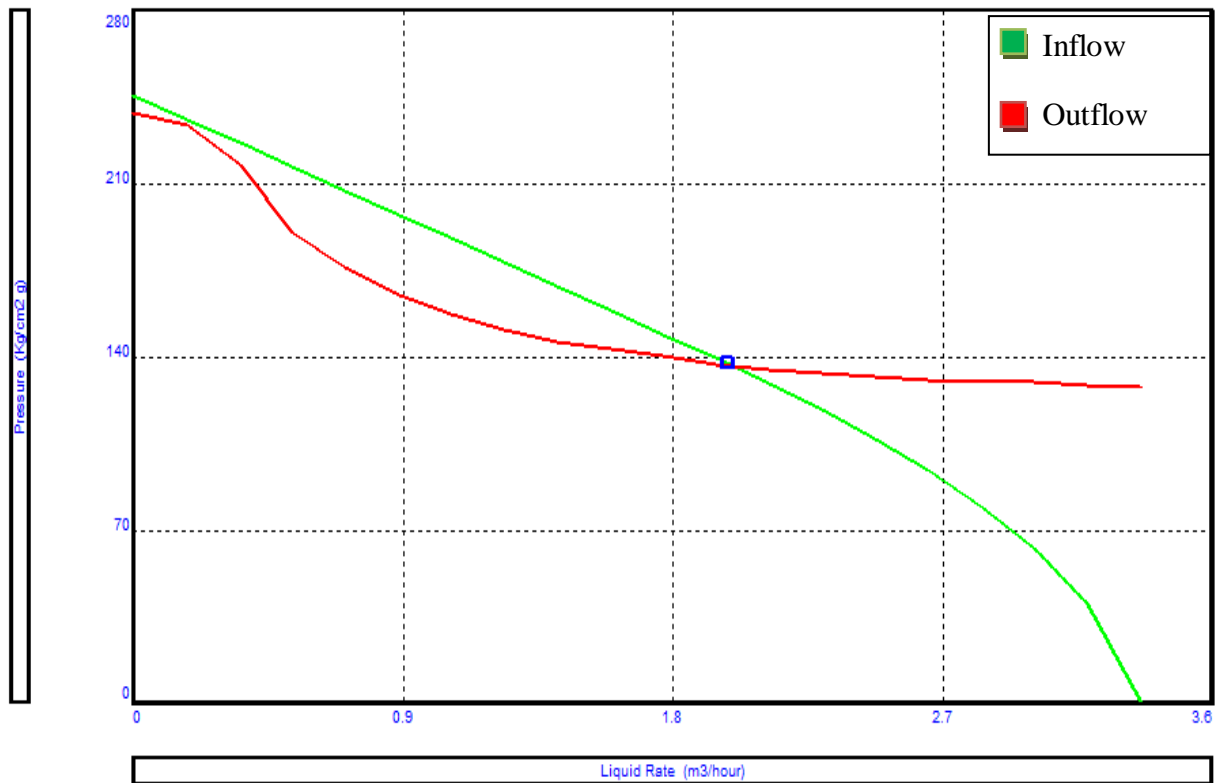


Figure V.5 : les Courbe IPR VLP d'après le BUILD-UP 06/12/2015

V.4.3 La performance du Jet Pump (OMJ22):

Le puits OMJ22 est un puits candidat pour le système de d'activation hydraulique par jet pump car il est situé dans une zone agriculture ou le passage des linges du Gaz est interdit par la sécurité de l'environnement. Les calculs de performance de la jet pump sont effectués par un software appelé « **PROSPER** », où les dimensions du tubing et du casing, PVT des fluides, les propriétés du fluide d'énergie, ainsi que l'indice de productivité de puits sont pris en considération. Les calculs sont exécutés lorsque l'utilisateur fournit la pression en tête de puits, la pression et le débit d'injection...etc. La sélection de ces paramètres repose sur l'analyse et l'évaluation de l'ingénieur. En plus des data de modèle de puits sans jet pump, on a ajoute les data suivant :

Remarque : Dans notre cas le meilleur fluide de puissance est l'eau à cause de la salinité de l'effluent du puits.

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

- *Les DATA à fournir :*

JET PUMP DESIGN INPUT DATA (OMJ22 JET PUMP.Out) (Matched PVT)

Buttons: Calculate, Design, Done, Cancel, Report, Export, Help

Input Data:

Pump Depth (Measured)	3200	m
Maximum OD	2.375	inches
Design (Liquid) Rate	2.7	m3/hour
Water Cut	0	percent
Total GOR	106	m3/m3
Top Node Pressure	15	Kg/cm2 g
Surface Injection Rate	7.5006	m3/hour
Surface Injection Pressure	240	Kg/cm2 g
Nozzle Loss Coefficient	0	
Suction Loss Coefficient	0	
Throat Loss Coefficient	0	
Diffuser Loss Coefficient	0	
Pipe Correlation	Beggs and Brill	
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2 1.00 1.00	

Figure V.6 : Les datas à fournir dans PROSPER.

V.4.3.1. Les résultats obtenus par prosper, En utilisant l'eau comme fluide de puissance à travers le 2^{3/8} comme suite :

Chaque fois on a varié la pression et voir le risque de cavitation (voir le tableau suivant).

la valeur de pression minimal sans risque de cavitation est: 240 kg/cm²

Tableau V.7 : le risque de cavitation en fonction de pression d'injection.

La pression (kg/cm ²)	180	200	210	220	240
Risque de cavitation	oui	oui	oui	oui	non

Selon le calcul du logiciel **PROSPER** pour le puits **OMJ22**, et pour la valeur de 240 kg/cm².

La performance de la Jet Pump sera comme suit.

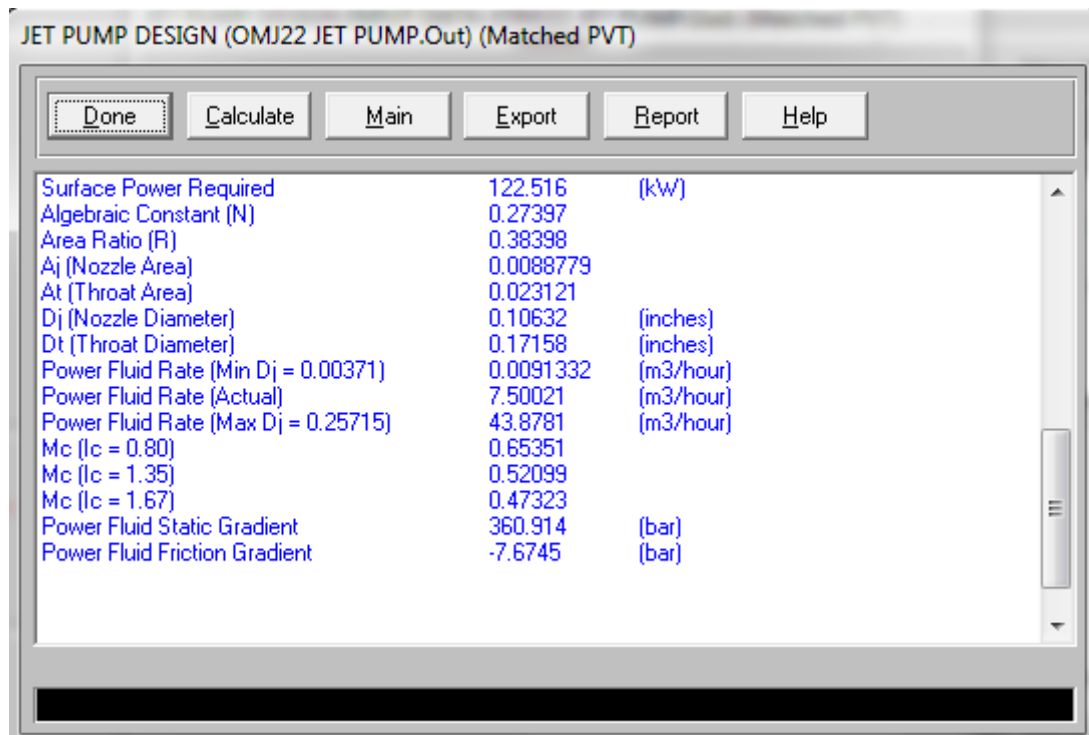


Figure V.7 : résultats de design de la jet pump obtenus par PROSPER.

Après ça on a choisi le design de jet pump qui existe avec des paramètres proches aux paramètres calculés.

On note aussi que le dimensionnement du jet pompe est décrit par un chiffre suivi par une lettre : le chiffre correspond à la section du Nozzle, et la lettre représente le rapport des sections du Nozzle et du Throat.

On a choisi la pompe qui possède les paramètres suivants :

Tableau V.8 : Les paramètres de jet pump d'après les résultats de calcul.

Jet pump	R	An	At
A7	0.38398	0.0088779	0.023121

Et par ce que cette jet pump avec ces paramètres n'existe pas on va choisir un jet pump avec des paramètres les plus proches et qui possède les paramètres suivantes :

Tableau V.9 : les paramètres de jet pump à choisir.

Jet pump	R	An	At
A7	0.328	0.009	0.022

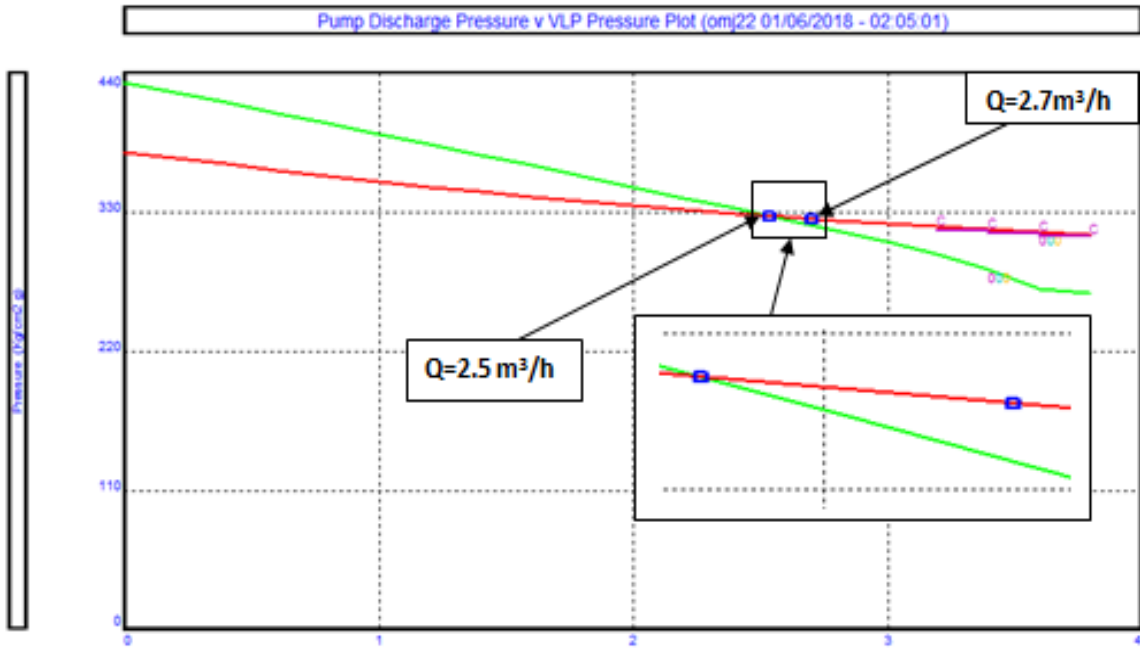


Figure V.8 : Le courbe de performane du jet pump

L'intersection entre les deux courbes VLP et IPR donne le point de fonctionnement du puits qui correspond a un débit $Q = 2.5 \text{ m}^3/\text{h}$. Pour cela on a décidé de varier la pression d'injection, pour obtenir le débit $2.7 \text{ m}^3/\text{h}$. les résultats obtenus sont montrés dans la figure suivante :

la pression de 250 donne le débit de $2.7 \text{ m}^3/\text{h}$.

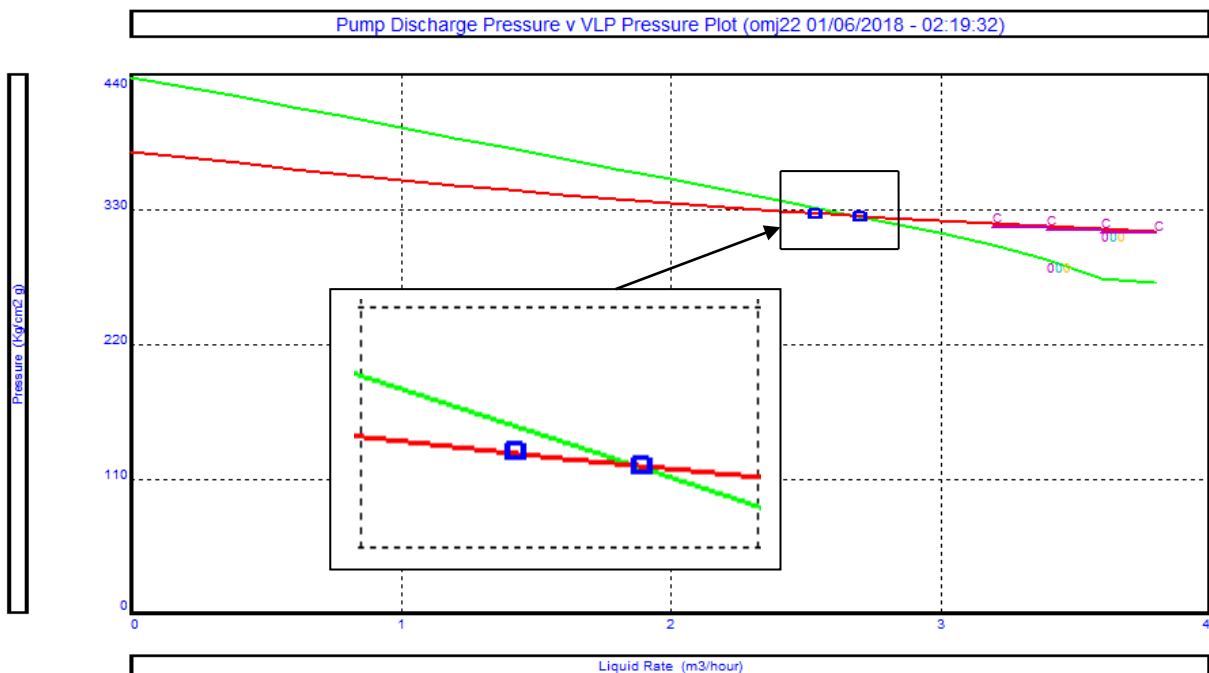


Figure V.9 : Le courbe de performane du jet pump avec la pressionde 250 kg/cm²

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

La meilleure valeur de pression pour éviter le phénomène de cavitation et d'avoir un débit d'huile optimum est 250 kg/cm^2 . Les résultats obtenus par le logiciel **PROSPER** avec l'injection du fluide de puissance à travers le tubing $2''^{3/8}$ et la production dans l'espace annulaire ($4''^{1/2}$ & $2''^{3/8}$) sont les suivants : dimensions de jet pump **A7**, débit d'eau injectée **180 m³/Day**, débit d'huile produit est **64.6 m³/Day** et la pression d'injection **250 kg/cm²** (voir la figure ci-dessous).

Variables		
Jet Pump Injection Pressure	250	(Kg/cm ² g)
Jet Pump Depth	3200	(m)
Jet Pump Injection Rate	180	(m ³ /day)

Solution		
Solution Details		
Liquid Rate	64.6	m ³ /day
Gas Rate	6.853	1000m ³ /d
Oil Rate	64.6	m ³ /day
Water Rate	0	m ³ /day
Solution Node Pressure	99.07	Kg/cm ² g
Wellhead Pressure	14.18	Kg/cm ² g
Wellhead Temperature	21.70	deg C
First Node Temperature	21.96	deg C
Total Skin	0	
Total dP Skin	0	bar
dP Friction	3.998	bar
dP Gravity	316.440	bar

Figure V.10 : les valeurs des différents paramètres de fonctionnement de la pompe.

Le schéma de circulation de fluide de puissance est représenté dans la figure de l'**annexe E**.

V.4.4 Déroulement de l'opération :

Il s'agit d'une complétion $2''^{3/8}$ New VAM descendu à l'intérieure de la complétion existante $4''^{1/2}$ New VAM par un appareil de Snubbing, dont les procédures sont comme suit :

- Rassemblement pour les mesures des sécurités (Safety meeting).
- Test de la tête du puits à 5000 PSI pendant 15 min
- Montage bride de suspension (Hanger flange) au dessus de la tête de puits.
- Montage unité snubbing, test des BOP à 5000 psi.
- Assemblage tubing de manœuvrer sur olive de suspension, siéger sur le bride de suspension et tester à 5000 psi pour confirmer l'étanchéité avant le descende de la complétion.

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

- Assemblage de WEG (sabot), les joint perfors, le Nipple WXN (2^{3/8}), le WX (2^{3/8}) et le Packer de Production.
- Assemblage le BHA avec les éléments précédentes.
- Test de pression de chaque assemblage raccordé pour vérifier sont intégrité.
- Descendre l'assemblage et le tubing 2^{3/8} jusqu'à la cote d'encrage de Packer, en surface on raccorde l'olive de suspension (tubing Hanger) avec le tubing 2^{3/8} pour supporté le poids de l'assemblage.
NB : descente un calibre (Drift) de 1⁹⁰¹ pendant la descente du tubing 2^{3/8} chaque 1000 m pour confirmer le diamètre intérieur du tubing.
- Descendre un Plug a l'aide de l'unité WL jusqu'au le siégé WX pour isole la partie inférieure de la complétion (isolé sabot, Joint Perforé, et WXN Nipple),
- Descendre un **blanking Tool** et le siéger sur le BHA pour isole la communication entre l'espace annulaire et le tubing.
- Teste le blanking tool et le plug.
- Applique une pression de 3200 psi pour l'ancrage de packer pendant 30 minutes.
- Appliquer une pression de 2500 psi dans l'espace annulaire pour tester l'étanchéité de packer. car la limite de tubing 4,5" est 2500 psi.
- Remonter le blanking tool et le plug.
- Une fois le puits est complété, procéde à l'installation des équipements de surface (vessel, pompe triplex, accumulateur, cyclone ...).
- Mise en circulation l'eau traité pour nettoyage tout en bay-passant le vessel.
- Descendre de la standing valve et la Jet Pump au avec WL.
- Commencé le pompage et la mise en production en service.

Après la stabilisation, jaugeage et évaluation.

Conclusion :

L'activation avec jet pump à travers le tubing 2^{3/8} donne de bons résultats, avec un débit de production de 2.7 m³/h. Aussi l'utilisation de l'eau comme fluide de puissance est **mieux** pour l'environnement, l'économie (puisque moins chers que l'huile) et de coté technique pour le dessalage des dépôts de sel. Donc le choix d'un mode d'activation demande au préalable d'étudier le domaine d'utilisation et la compatibilité avec :

- ✓ Les spécifications de production (débit, pression en tête, pression et débit d'injection de PF).
- ✓ Les contraintes dues au gisement et les problèmes d'exploitation (sel, asphalténne,...).

CHAPITRE V : L'ETUDE DE CAS

- ✓ Les contraintes techniques (l'état du puits),
- ✓ L'emplacement du puits (zone d'agriculteur, zone lointaine où le gaz est indisponible,..).

Chapitre VI
Evaluation Economique

CHAPITRE VI : EVALUATION ECONOMIQUE

VI.1. Introduction :

L'évaluation économique des opérations est indispensable pour justifier les dépenses effectuées sur le puits. Cela consiste d'une part, à calculer le cout total de l'opération et d'une autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après l'opération pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec un simple calcul on pourrait définir la rentabilité des opérations et leurs priorités.

Notre évaluation économique sera basée sur l'activation par jet pump à travers le tubing 2"3/8.

VI.2. Le coût total de l'opération avec JET PUMP :

VI.2.1. L'injection de fluide de puissance à travers le tubing 2"3/8 :

On suppose que la durée moyenne de l'opération 20 jour au maximum (sans aucun problème) et le cout de l'appareil snubbing **7500 USD/Jour**, par suit le cout de 20 jours **150 000 USD** et on a aussi le cout de tubing 2^{3/8} **170.42 USD** pour une seul longueur (un joint). Le nombre total du joint **348**, Donc le cout total de tubing **59306.16 USD**. Le cout total de l'opération sur le puits **OMJ22** est : **209306.16 USD**.

Tableau VI.1 : les couts d'opération (snubbing+tubing) et de location de jet pump.

Cout de l'opération snubbing	209306.16 USD
Tubing 23/8	
Cout de location USD/j	
Les équipements de fond	3800
Jet pump	
Les équipements de surface	
L'unité de puissance	
Réservoir vessel	
Diesel tank	
La pompe de surface	1200
Personnel (1 superviseur)	
Gasoil (600l/j)	
Total cout de location	5109 USD/J

CHAPITRE VI : EVALUATION ECONOMIQUE

- *Gain de l'opération :*

D'après les données obtenues :

- Le débit d'huile avant l'installation de jet pump $Q_{\text{Avant}} = 0 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Le débit d'huile après l'installation de jet pump $Q_{\text{Après}} = 2.7 \text{ m}^3/\text{h}$.

$$\Delta Q = Q_{\text{Après}} - Q_{\text{Avant}}$$

$$\Delta Q = 2.7 - 0 = 2.70 \text{ m}^3 / \text{h} = 64.8 \text{ m}^3 / \text{j}$$

$$\Delta Q = 64.8 \text{ m}^3 / \text{j} = 407.5 \text{ STB} / \text{j}$$

- *Calcul du coût en volume :*

Le coût en volume équivalent (STB) = Le coût total de l'opération / Le prix de baril

Tableau VI.2 : Coût en volume équivalent (STB)

Puits OMJ22	Coût total de l'opération	Prix de baril 50 \$	Prix de baril 60\$	Prix de baril 75 \$
Le coût en volume équivalent (STB)	209306.16	4186.1232	3488.436	2790.7488

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

$$\text{Délai d'amortissement} = \text{Le coût en volume équivalent} / \Delta Q$$

Avec : $\Delta Q = 407.5 \text{ STB} / \text{j}$.

Tableau VI.3 : Délai d'amortissement (Pay Out Time).

Puits OMJ22	Prix de baril 50 \$	Prix de baril 60 \$	Prix de baril 75 \$
Délai d'amortissement (Pay Out Time) (Jours)	11	9	7

CHAPITRE VI : EVALUATION ECONOMIQUE

Location par jours = 5109 USD/j

Tableau IV.4 : le délai d'amortissement total.

Puits OMJ22 (Jet Pump)	Prix de baril 50\$	Prix de baril 60 \$	Prix de baril 75 \$
Le coût de location (USD)	56199	45981	35763
Le coût en volume équivalent (STB)	1123.98	766.35	476.84
Délai d'amortissement (Pay Out Time) (Jours)	3	2	2
Délai d'amortissement Total (Pay Out Time) (Jours)	14	11	9

Discussion : Le puits devra produire à ce rythme 14 jours pour que le coût de l'opération soit amorti si le prix de baril 50 USD, 11 jours si le prix de baril 60 USD, et 9 jours si le prix de baril 75 USD.

- *Tableau récapitulatif* :

L'étude sera basée sur un prix moyen de baril à 60 USD.

Tableau VI.5 : Tableau récapitulatif.

Puits OMJ22	Jet Pump à travers le Tubing 2"3/8
Le débit	2.7 m ³ /h (407.5 STB / j)
Le cout total de l'opération (USD)	209306.16
Le cout d'exploitation journalier (USD)	5109
Délai d'amortissement (Jours)	11

CHAPITRE VI : EVALUATION ECONOMIQUE

- *Evaluation sur une année :*

Si le prix de baril est 60 \$:

✚ **Jet Pump avec tubing 2"3/8** : 11 jours de production pour récupérer le capital d'investissement : 209306.16 USD.

Le coût d'exploitation pour la 1^{ère} année après la récupération d'investissement :

Le nombre de jours restant : $365 - 11 = 354$ jours.

Le coût d'exploitation après récupération d'investissement: $354 \times 5109 = 1808586$ USD.

Le coût total d'investissement pour la 1^{ère} année = $1808586 + 209306.16 = 2\ 017892.16$ USD.

Le coût Total de Jet Pump = **2 017892.16 USD.**

Conclusion :

Chaque mode d'activation sa propriété d'utilisation, à savoir ; la situation du puits (l'emplacement, les mesure de sécurité), les contraintes techniques et la disponibilité de la source d'activation, D'après ces calculs technico-économiques, nous constatons que le délai d'amortissement le plus court pour un prix de baril de 60\$ est de 11 jours correspondant à la Jet pump suspendu par tubing 2^{3/8}.

Conclusion Et Recommandation

Conclusion :

Pour choisir un puits candidat pour Jet Pump à HMD (zone centrale et complexe), on s'est basé sur plusieurs facteurs telle que : la pression de réservoir, l'indice de productivité, le débit de production et les problèmes d'exploitation (sel, asphaltens et paraffines...). La dernière étape de filtration a donné un résultat du 05 puits candidats, afin de choisir la meilleure méthode d'exploitation de Jet Pump ; nous avons opté pour le puits **OMJ22**, pour l'étude d'optimisation de ce système d'activation. Les résultats de cette étude sont résumés comme suit:

- On peut utiliser de l'huile comme un fluide de puissance mais l'eau reste le fluide de puissance le mieux adapté notamment avec les puits à salinité élevé.
- L'étude technico-économique réalisé sur le puits **OMJ22** pour un prix de baril de **60 USD** indique que le délai d'amortissement le plus court est de **11 jours** obtenu par la mise en place de Jet pump suspendu par tubing **2''^{3/8}**.
- Pour avoir un débit Optimal **Qo = 2.7 m³/h** on doit pomper le fluide de puissance à une pression d'injection de **250 Kg/cm²** et débit injecté de **180 m³/Day**
- La bonne cote pour localiser la pompe est **3200 m**.
- 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.
- La localisation du puits OMJ22 dans une zone agricole, où le passage des lignes du Gas pose des problèmes de sécurité et rend ce puits bon candidat à l'activation avec jet pump.

Recommandation :

L'étude de la sélection des puits candidats pour jet pump a donné des gains remarquables; donc pour une meilleure efficacité de la pompe il faut :

- Bien déterminer le design de la pompe avec le bon choix de la combinaison Buse/gorge
- Effectuer des Build Up test pour chaque puits afin d'actualiser périodiquement les données de puits.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

- Le bon choix de la pression et le débit d'injection afin d'éviter l'endommagement du puits et le problème de cavitation.
- Choisir le bon fluide de puissance (eau, huile)
- Le bon choix de la localisation de la pompe, il est recommandé qu'elle doive être placée en profondeur aux niveaux de la perforation pour éviter la libération de gaz dessous.
- Vu le manque général de connaissances sur ce système (un problème commun à tous les systèmes d'artificiel lift mais peut-être plus pour l'hydraulique). Il est recommandé d'informer les responsables par des présentations et des formations périodiques.
- Prévoir le changement de l'eau du Vissel par l'eau douce à chaque fois que sa salinité augmente.
- Programmer des tests périodiques sur les puits pour mieux analyser le comportement du réservoir et refaire l'optimisation après chaque évaluation des paramètres.
- Avant la descente de la complétion équipée de jet pompe, il faut faire un nettoyage pour réduire l'endommagement au fond de puits.

Bibliographie

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

- [1] [http://petrowiki.org/PEH:Hydraulic Pumping in Oil Wells](http://petrowiki.org/PEH:Hydraulic_Pumping_in_Oil_Wells).
- [2] [http://www.flow fast jet pumps.com/documents/Rethink-ArtfLift_whitepaper.pdf](http://www.flow_fast_jet_pumps.com/documents/Rethink-ArtfLift_whitepaper.pdf)
- [3] https://fr.wikipedia.org/wiki/Effet_Venturi
- [4] Fredrik Liknes, "Jet pump" , Master Thesis, NORWEGIAN UNIVERSITY (June 2013).
- [5] TOBY PUGH, "Hydraulic Lift systems", WEATHERFORD, 2014.
- [6] Osman A. Nunez-Pino. "Hydraulic Lift Systems Jet Pumps" WEATHERFORD; 2014
- [7] YAHIAOUI Lamia : "Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux a Hassi Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud " L'UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES (ALGERIE), (2010).
- [8] ELSHAN ALIYEV. "Development of Expert System for Artificial Lift Selection" A Thesis Submitted to the Graduate School of Natural and Applied Sciences of MIDDLE EAST TECHNICAL UNIVERSITY 10/02/2013.
- [9] Okologume Chine du Wilfred1 Ofesi Samuel "Comparative Evaluation of Artificial Lift Methods on a Niger Delta Field", *ACADEMIC RESEARCH INTERNATIONAL* January 2016.
- [10] BUONG Guo, WILIAM C, Ali GHAMBRO , "Petroleum Production Engineering", ELSEVIER SCIENCE & TECHNOLOGY BOOKS ; February 2007.
- [11] H. Dale Beggs "Production Optimization, Using NodalTM , Analysis" 1991,
- [12] J. Bellarby, "Well completion design", ELSEVIER (26-04-2009), p344, 360.
- [13] K. Hadj Aissa et N. Kahllaoui, "Optimisation de la complétion des puits intermittents candidats au gaz lift", Mémoire de master, université de Ouargla, (2012).

Les annexes

LES ANNEXES

ANNEXE (A) : Critères de choix d'un processus de l'activation des puits :

Le choix entre les différentes méthodes d'activation des puits exige certaines études techniques et économiques pour réaliser un projet rentable.

1. Les critères techniques :

On premier lieu, on doit étudier les différents procédés possibles, et déterminer lequel est le plus compatible avec les spécifications de production requises ; pour cela, il est nécessaire de prendre en considération les points suivants :

- La source d'énergie nécessaire au procédé, sa disponibilité (gaz, électricité), et son rendement énergétique.
- La faisabilité de procédé, c'est-à-dire de voir est-ce qu'il répond aux exigences d'exploitation avec ses propriétés ; tel que : le débit de liquide à produire, hauteur de refoulement pour les pompes, profondeur de puits, pression de fond,etc.

Tableau 1 : le choix de système d'activation selon le débit de production.

La production de puits (bbl/Day)	La méthode d'artificial lift
>20,000	pompe ESP et gas Lift
2,000-10,000	Toutes les méthodes sauf pompe à tige
100-1,000	Toutes les méthodes
<100	Toutes les méthodes sauf la pompe ESP

Diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants :

- Environnement générale : normes de sécurité, environnement industriel ou civile, puits isolés ou non,
- Architecture de puits (complétion) : la place disponible pour mettre les différents dispositifs d'activation, nombre de niveaux à exploiter séparément, profondeur de puits.

Tableau 2 : le choix de système d'activation selon la profondeur de puits.

Profondeur (ft)	Méthode d'artificial lift
>12,000	Hydraulic lift
10,000-12,000	Toutes les méthodes sauf la pompe ESP
>8,000	Toutes les méthodes

LES ANNEXES

- Caractéristiques de l'effluent à produire : température, WOR ,GOR, GLR, la viscosité de fluide, constituants corrosifs, sable,.....
- Selon les problèmes d'exploitation

Tableau 3 : Le choix selon les caractéristiques de fluide et de réservoir[6].

Le problème	La méthode d'artificial lift utilisé			
	Pompe à tige	Hydraulique	ESP	Gas Lift
Sand	acceptable	acceptable	acceptable	Excellent
Paraffine	faible	bien	bien	faible
GOR important	acceptable	acceptable	acceptable	bien
Crooked hole	faible	bien	acceptable	bien
Corrosion	bien	bien	acceptable	acceptable
Volume important	faible	bien	Excellent	acceptable
La profondeur	acceptable	Excellent	acceptable	bien
Simple Design	oui	non	oui	non
Casing size	acceptable	acceptable	bien	bien
Flexibilité	Acceptable	Excellent	faible	acceptable
Scale	bien	acceptable	faible	acceptable

2. Les critères économiques :

Du côté économique, le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettra de récupérer l'huile plus vite 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.

LES ANNEXES

ANNEXE (B) : Tube venturi.

L'effet Venturi est un cas particulier du principe de Bernoulli qui définit lorsque le fluide circule dans un tube avec une rétraction. Le [théorème de Bernoulli](#) permet de comprendre ce phénomène si le débit de fluide est constant et que le diamètre diminue, la vitesse augmente nécessairement ; du fait de la conservation de débit, l'augmentation d'[énergie cinétique](#) se traduit par une diminution d'[énergie de pression](#), c'est-à-dire une dépression [3].

Dans ce cas, le fluide d'alimentation entre à la jet pompe à travers le nozzel (buse) et décharge dans le throat (gorge) a grands vitesse. L'explication de l'énergie s'exprime à l'aide de l'équation de Bernoulli [4]:

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 + k \left(\frac{1}{2} \rho v_2^2 \right) \dots \dots \dots (1)$$

Alors on a :

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho v_2^2 + k \left(\frac{1}{2} \rho v_2^2 \right) - \frac{1}{2} \rho v_1^2 \dots \dots \dots (2)$$

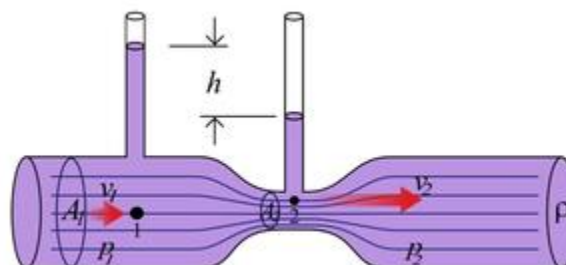
D'après la conservation du débit : $Q = A_1 V_1 = A_2 V_2 \dots \dots \dots (3)$

D'où $V_2 = \frac{A_1 V_1}{A_2} \dots \dots \dots (4)$

En remplaçant l'équation (4) dans (2) on obtient alors :

$$\Delta P = \frac{1}{2} \rho v_1^2 \left[(k + 1) \left(\frac{A_1}{A_2} \right)^2 - 1 \right]$$

ΔP correspond à une dépression. Cette dernière peut créer un effet de [cavitation](#) qui peut être dangereux pour le Nozzel et le Throat



ANNEXE (C) : L'objectif et le concept de l'analyse nodal.

1. L'objectif de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement le débit de production).
- Permettre l'identification rapide (par le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

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 une différence de pression existe. Les différentes positions des nœuds sont représentées dans la figure suivant :

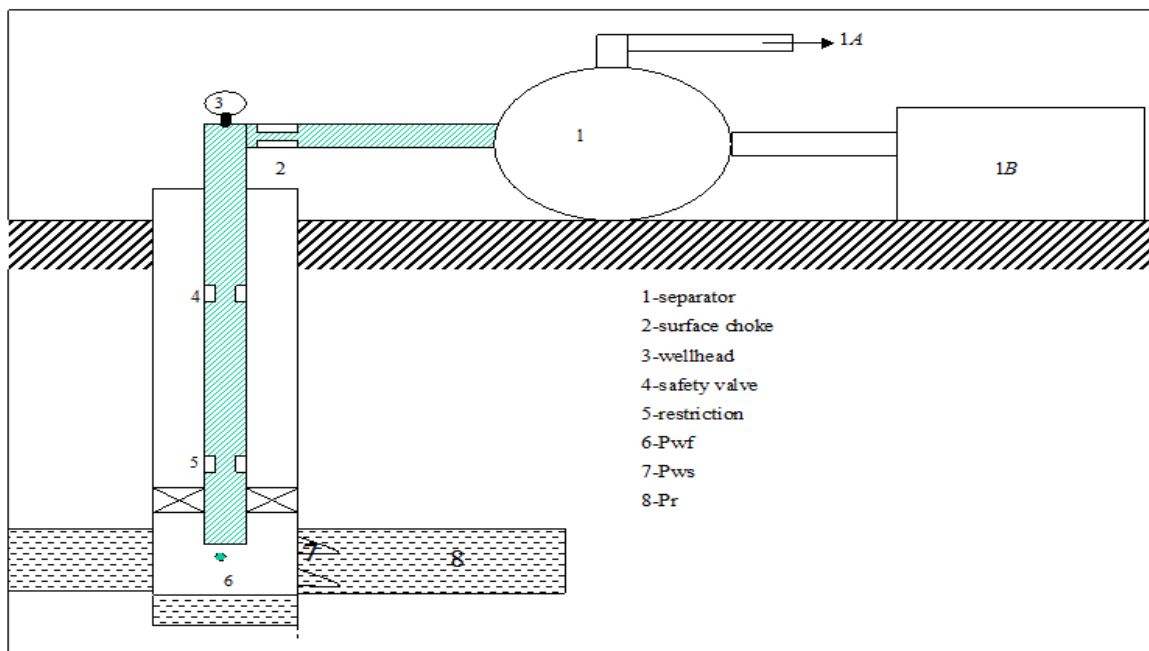


Figure 1: Les différentes positions des nœuds dans le système de production.

LES ANNEXES

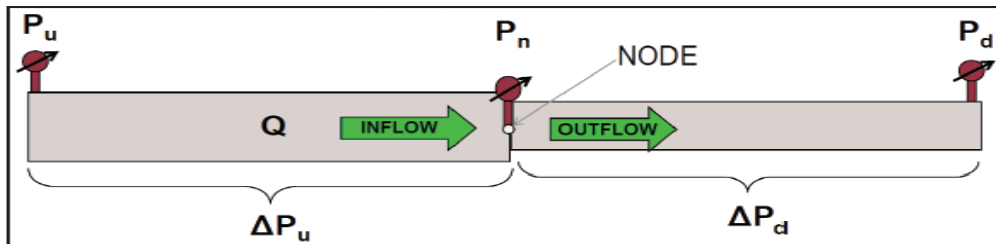
Le système de production est divisé en deux segments[11] :

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

$$P_{noeud} = P_r - \Delta p \text{ In flow}$$

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

$$P_{noeud} = P_{sep} + \Delta p \text{ Out flow}$$



Le point d'intersection des deux courbes In flow et Out flow sur un même graphe donne le point du fonctionnement du puits, (**figure IV.3**) ce point détermine la capacité du débit du système de production.

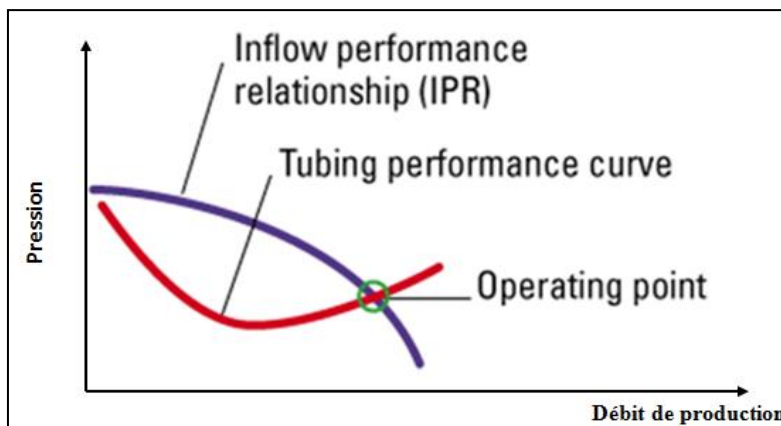
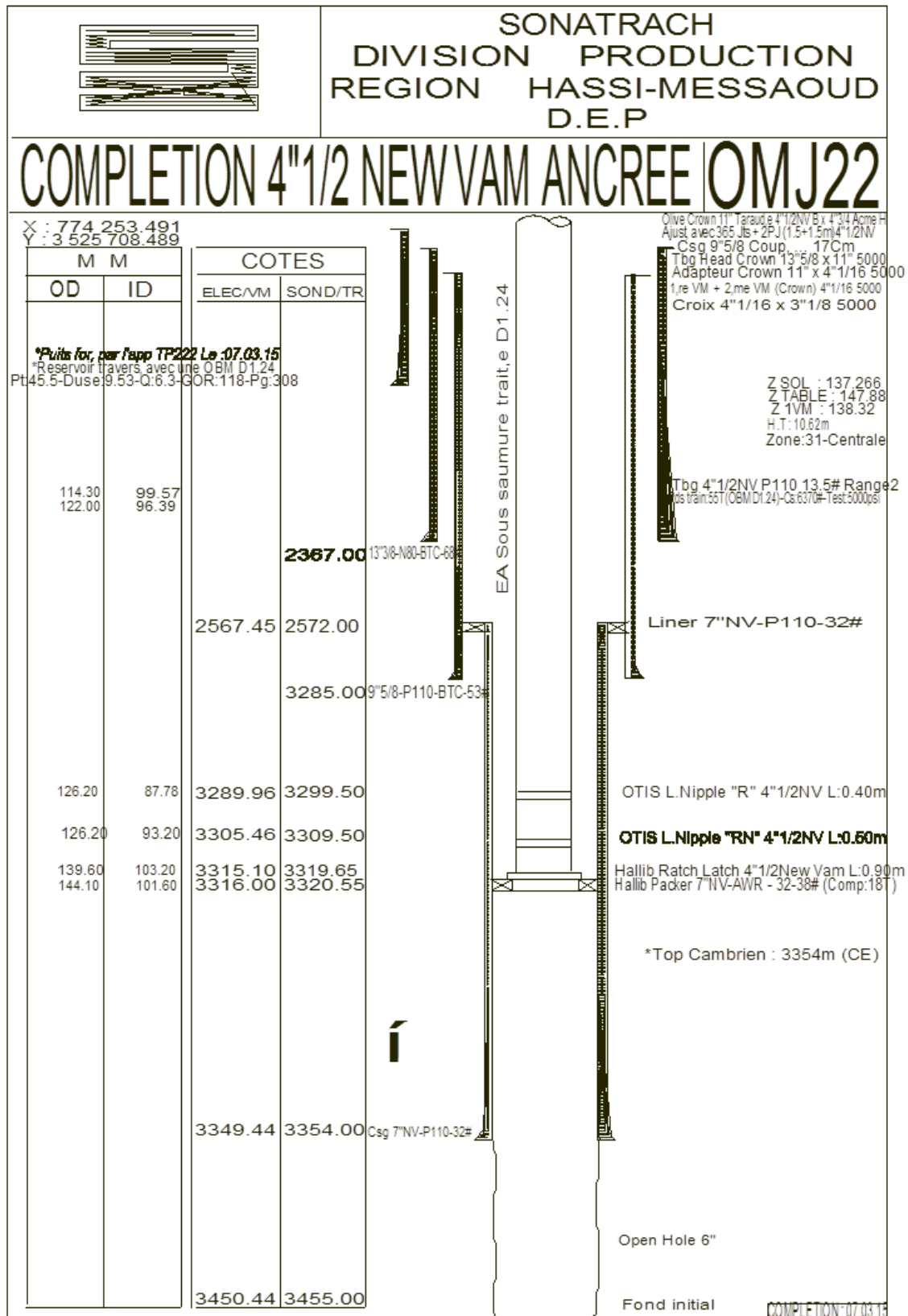


Figure 2: Le point de fonctionnement.

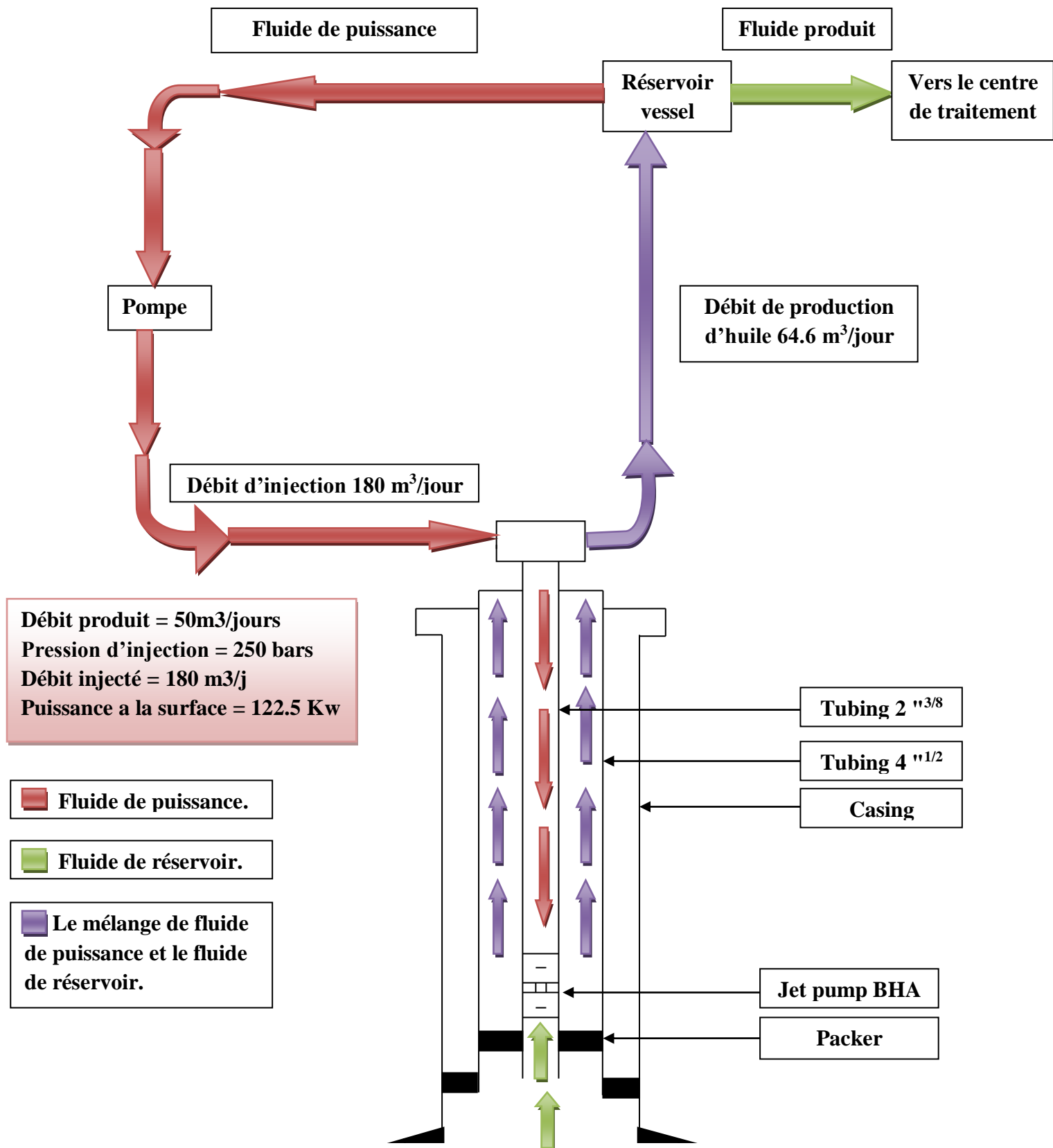
LES ANNEXES

ANNEXE (D) : la fiche technique du puits OMJ22.



LES ANNEXES

ANNEXE (E) : Le schéma de circulation de fluide de puissance.



LES ANNEXES

ANNEXE (F) : les corrélations.

<p>Fancher Brown</p>	<p>Is a no-slip hold-up correlation that is provided for use as a quality control. It gives the lowest possible value of VLP since it neglects gas/liquid slip it should always predict a pressure which is less than than the measured value. Even if it gives a good match to measured downhole pressures, Fancher Brown should not be used for quantitative work. Measured data falling to the left of Fancher Brown on the correlation comparison plot indicates a problem with fluid density (i.e PVT) or field pressure data.</p>
<p>Hagedorn Brown</p>	<p>Performs well in oil wells for slug flow at moderate to high production rates (well loading is poorly predicted). Hagedorn Brown should not be used for condensates and whenever mist flow is the main flow regime. It under predicts VLP at low rates and should not be used for predicting minimum stable rates.</p>
<p>Duns and Ros</p>	<p>Usually performs well in mist flow cases and should be used in high GOR oil and condensate wells. It tends to over-predict VLP in oil wells. Despite this, the minimum stable rate indicated by the minimum of the VLP curve is often a good estimate.</p>
<p>Duns and Ros Original</p>	<p>Is the original published method, without the enhancements applied in the primary Duns and Ros correlation. The primary Duns and Ros correlation in PROSPER has been enhanced and optimised for use with condensates.</p>
<p>Petroleum Experts</p>	<p>Correlation combines the best features of existing correlations. It uses the Gould et al flow map and the Hagedorn Brown correlation in slug flow, and Duns and Ros for mist flow. In the transition regime, a combination of slug and mist results are used.</p>
<p>Petroleum Experts 2</p>	<p>Includes the features of the PE correlation plus original work on predicting low-rate VLPs and well stability.</p>
<p>Petroleum Experts 3</p>	<p>Includes the features of the PE2 correlation plus original work for viscous, volatile and foamy oils.</p>
<p>Petroleum Experts 4</p>	<p>Is an advanced mechanistic model suitable for any angled wells (including downhill flow) suitable for any fluid (including Retrograde Condensate). Especially good for pipeline pressure drop calculations and instability</p>

LES ANNEXES

	calculations (detecting the conditions at which instability will occur).
Petroleum Experts 5	<p>The PE5 mechanistic correlation is an advancement on the PE4 mechanistic correlation. PE4 showed some instabilities (just like other mechanistic models) that limited its use accross the board. PE5 reduces the instabilities through a calculation that does not use flow regime maps as a starting point.</p> <p>PE5 is capable of modelling any fluid type over any well or pipe trajectory. This correlation accounts for fluid density changes for incline and decline trajectories.</p> <p>The stability of the well can also be verified with the use of PE5 when calculating the gradient traverse, allowing for liquid loading, slug frequency, etc. to be modelled.</p>
Orkiszewski	Correlation often gives a good match to measured data. However, its formulation includes a discontinuity in its calculation method. The discontinuity can cause instability during the pressure matching process, therefore we do not encourage its use.
Beggs and Brill	Is primarily a pipeline correlation. It generally over-predicts pressure drops in vertical and deviated wells.
Gray	Correlation gives good results in gas wells for condensate ratios up to around 50 bbl/MMscf and high produced water ratios. Gray contains its own internal PVT model which over-rides PROSPER's normal PVT calculations. For very high liquid dropout wells, use a Retrograde Condensate PVT and the Duns and Ros correlation.