



République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la
recherche scientifique



N° Série:/2017

Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures énergies
renouvelables et science de la terre et de
l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE FIN D'ETUDES
Pour obtenir le Diplôme de Master
Option: Production

Présenté Par :

Chebouat ahmed yassine, Merabti abdelmalek, Zerzour laid

-THEME-

Etude d'un puits candidat pour Jet-Pompe à Hassi Messaoud

Soutenue le : 30/05/2017 devant la commission d'examen

Président: Mr.Ghali Ahmed M.A(B) Univ Ouargla

Examineur: Mr.Gharbi Ibrahim M.A(B) Univ Ouargla

L'encadreur : Mr. Miloudi Mustapha M.A(B) Univ Ouargla

L'année universitaire : 2016 - 2017



Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche de l'université kasdi merbah, sous la direction de **Mr. Miloudi mustapha** pour la confiance dont il a toujours fait preuve à nos égard et pour ses perpétuels encouragements.

Nous tenons à remercier **Mr. ghali ahmed** pour l'honneur qu'il n'a fait en acceptant de présider le jury de cette mémoire.

Nous présente représentons également ma profonde reconnaissance à **Mr. gharbi ibrahim** qui ont accepté d'examiner nos travail.

Nos remerciements vont également à tous les personnes de sonatrach et weatherford :

L'encadreur : **mr. Ait mouhoub Smail**, suivre par : **elhachmi et ahmed et khouild et hadjadj foudile et hadjaoudj et belhouchette et mr. abderezak auifi et son frère belkassem.**

On a remercie nos parents et nos frère surtout : **abdellah, abdenour, amine, nihem , ibtissem, mouna.**

Et Ma fiancé : **rabiaa eladaouia toumi (ahmed yacine)**

Et nos amis proches : **mokhtar, baghdad, mohamed, nourredine mon cousin et toutes nos amis.**



Didicace

Nous avons le grand honneur de dédier ce modeste travail :

*A nous chers parents qui nous ont soutenus et encouragés sans
réserve*

Tout au long à nos parcours scolaire.

A nos chers frères

*A tous ceux qui nous ont aidé de près ou loin pour réaliser ce
modeste travail.*

chebouat ahmed yassine , zertzour laid et merabti abdelmalek

Sommaire

- Introduction générale	1
Chapitre I : Le champ de Hassi Messaoud	
Introduction	2
I.1 Situation géographique	2
I.2 Situation géologique	2
I.3 Zones et numérotation des puits	2
I.4 Aspect stratigraphique de Hassi Messaoud	3
I.5 Infra-cambrien	3
I.6 Description et caractéristiques du réservoir	4
Chapitre II : Les différentes techniques d'Activation des puits	
II.1 Gaz-lift	6
II.2 ESP "Electrical Submersible Pump"	7
II.3 PCP "Progressive Cavity Pump"	7
II.4 PLS " Système Plunger Lift"	8
II.5 RLS "Système Rod lift"	9
II.6 Pompe HLS " Système de Liftage Hydraulique "	9
II.7 Jet Pompe	10
Chapitre III : La technique de Jet Pompe	
III .1 Introduction	12
III.2 Description de la technologie	12
III .2.1 Equipement de surface	12
III .2.2 Equipement de fond	15
III.3 le principe de fonctionnement du jet pompe	19
III .4Les avantages et les inconvénients des Jets Pompes	20
III .5 Les critères de la sélection pour des puits candidat pour artificiel lift	21
Chapitre IV : Etude de puits MD252 candidat pour Jet Pompe à Hassi Messaoud	
Introduction	24
IV.1 Etat du puits MD252	24
IV.2 Renseignements géologique sur le puits MD252	24
IV.2.1 Caractéristiques pétrophysiques du réservoir	24

IV.2.2 Propriétés du réservoir (Etat actuel)	25
IV.3 Complétions	25
IV.4 Historique de production	26
IV.4.1 Diagrammes de production du puits	27
IV.4.2 Données de well test du puits	28
IV.4.3 Données de Production test du puits	28
IV.5 Analyse de Performance de puits	28
IV.5.1 Modélisation du puits	29
IV.5.2 Inflow Performance Relationship (IPR)	29
IV.6 Calcule la performance du Jet Pompe	34
IV.6.1 Résultat de la simulation par JEMS	40
IV.6.2 Procédure de la descente	41
IV.7 Evaluation économique	42
IV.7.1 Le coût total de l'installation de la Jet Pompe	42
IV.7.2 Gain de l'opération	42
IV.7.3 Calcul du coût en volume	42
IV.7.4 Le délai d'amortissement	42
Conclusion générale	45
Bibliographie	
Résumé	

Liste des tableaux

Tableaux	page
Tableau III .1 : Les critères de la sélection selon la production.	22
Tableau III.2 : Les critères de la sélection selon la profondeur.	22
Tableau III.3 : Les critères de la sélection selon les problèmes d'exploitation.	23
Tableau IV.1: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.	25
Tableau IV.2: Le Dernier essai du puits.	25
Tableau IV.3 : Le Dernier jaugeage avant la fracturation.	25
Tableau IV.4 : Données well test du puits MD252.	28
Tableau IV.5 : Les tests du puits au cours de production.	28
Tableau IV.6 : Résultat de simulation pour le tubing 2"7/8.	40
Tableau IV.7: Résultat de simulation pour le tubing 2"3/8.	41

Liste des figures

Figures	page
Figure I.1 : Carte des zones de champ de HMD (SH/DP).	3
Figure I.2 : Coupe stratigraphique du champ HMD	4
Figure II.1: Configuration typique du puits de gaz lift.	6
Figure II.2: Electric submersible pompe.	7
Figure II.3: Progressive cavité pompe.	8
Figure II.4: Système plunger lift.	8
Figure II.5: Système Rod lift.	9
Figure II.6: Pompe Hydraulique	10
Figure II.7: Configuration de Jet Pompe.	10
Figure II.8: Représentation du l'équation de Bernoulli et l'effet de venturi.	11
Figure III.1: La pompe triplex de surface.	13
Figure III.2: Amortisseur de pulsation.	13
Figure III.3: Cyclone nettoyeurs.	14
Figure III.4: Les principaux équipements de surface.	15
Figure III.5: Configuration de Buse et Gorge.	17
Figure III.6: Le BHA, la jet pompe et clapet anti-retour.	17
Figure III.7: Les principaux équipements de fond.	18
Figure III.8: Le principe de fonctionnement du jet pompe.	20
Figure IV.1 : Carte de positionnement du puits MD252 (Zone1B).	24
Figure IV.2 : Paramètres de production du puits MD252 (28/02/2017).	27
Figure IV.3: L'analyse nodale des tubulaires.	30
Figure IV.4: L'analyse nodale des complétions.	30
Figure IV.5: Courbe de l'analyse nodale du DST (26/02/1981).	31
Figure IV.6: L'analyse nodale des tubulaires.	31
Figure IV.7: L'analyse nodale des complétions.	32
Figure IV.8: Courbe de l'analyse nodale de Derniers Jaugeage (19/04/2016).	32
Figure IV.9: L'analyse nodale prédite des complétions.	33
Figure IV.10: Courbe de l'analyse nodale prédite après stimulation.	33
Figure IV.11 : Les données d'entrées de puits MD252 dans le JEMS.	35

Figure IV.12 : La façade de software JEMS.	36
Figure IV.13 : Deuxième façade de software JEMS.	37
Figure IV.14 : Les cinq scénarios de pression essayer	38-39
Figure IV.15: Courbe de performance du Jet Pompe.	40
Figure IV.16: Fiche technique de puits MD252	44

Liste des abréviations

Abbreviation	Signification
API	American Petroleum Institute
BHA	Bottom Hole Assembly
BHP	Bottom Hole Pressure
CCE	Concentrique
Co	Corporation
DST	Drill Steam Test
EP	Epaisseur
ESP	Electrical submersible pump
GLS	Gaz Lift System
G.O.R	Rapport débit de gaz sur débit d'huile
HKL	(hauteur*perméabilité) loin du trou de puits
HKP	(hauteur*perméabilité) proche du trou de puits
HLS	Hydraulique lift System
HW*Kyz	(hauteur de drains * perméabilité) pour le cas d'un puits horizontal.
IPR	Inflow Performance Relationship
JEMS	Jet Evaluation Modeling Software
JP	Jet Pompe
LITHO	LITHOLOGIE
PCP	Progressive Cavity Pump
PFD	Pression de Fond Dynamique
PFS	Pression de fond statique
P_g	Pression de gisement
PLS	Plunger Lift System
PT	Pression de Tête
RLS	Rod Lift System
SSD	Sliding Side Door
S_w	Saturation de water
TD	Total Depth
TW	Water Traité
VLP	Vertical Lift Performance
WO	Work Over

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
B_0	Facteur volumétrique du fond.	bbl/STB
d	Densité de fluide	-
GOR	Rapport débit de gaz sur débit d'huile.	m^3/m^3
H	Epaisseur de réservoir	ft
IP	Indice de productivité	-
K_0	Perméabilité effective à l'huile.	md
P_a	Pression statique à l'entrée de gorge.	lb/in ²
P_s	Pression total d'aspiration.	lb/in ²
P_n	Pression Total de buse.	lb/in ²
P_d	Pression total de refoulement.	lb/in ²
P_b	Pression de bulle.	lb/in ²
P_{wf}	Pression de fond dynamique .	psi
P_r	Pression de réservoir.	psi
Q_V	Débit Volumique.	m^3/s
Q_S	Débit d'aspiration de fluide de réservoirs.	bbl/d
Q_t	Débit de fluide dans la gorge.	bbl/d
Q_N	Débit de fluide de puissance dans la buse.	bbl/d
Q_o	Débit d'huile.	STB/day
r_e	Rayon de drainage du puits.	ft
r_w	Rayon du puits.	ft
S	Skin.	-
μ_o	Viscosité d'huile.	cp
WC	Water Cut.	%
ρ	La masse volumique.	-

***Introduction
générale***

Introduction générale :

Comme Il est difficile de produire de l'huile lourde des puits profonds en utilisant les méthodes de lift artificiel conventionnelles, il est nécessaire de recourir à des méthodes plus efficaces.

Le pompage hydraulique par jet pompe est considéré comme étant une technique artificielle de levage efficace et économique pour la récupération d'huile. Ce mode d'activation est capable de produire jusqu'à 35,000 b/j. [1]

La jet pompe est une pompe installée au pied du tubing (au fond du puits) ; elle utilise la pression d'un liquide pompé (fluide d'énergie) pour soulever l'effluent du gisement jusqu'à la surface.

Les jets pompes sont utilisées dans le domaine pétrolier depuis le début des années 70, Leurs utilisations posée des problèmes, car c'était une technologie nouvelle non assistait par l'outil informatique, il était difficile de prédire la pression d'injection et l'emplacement du jet pompe dans le puits. [1]

Le principe de fonctionnement des jets pompes a été inventé par le français Henri Giffard en 1858 et breveté au Royaume-Uni par Messieurs Sharp Stewart & Co. De Glasgow, Elles étaient utilisées au début, dans les chaudières des locomotives à vapeur pour l'injection de l'eau. [1]

Le mémoire est structuré en quatre chapitres :

La présentation du champ de Hassi Messaoud du point de vue géologique, géographique et pétro physique a été abordée dans le premier chapitre. Le second chapitre est consacré aux différentes techniques d'activation lift. Dans le troisième chapitre, nous avons donné la description des équipements de fond et de surface du jet pompe ainsi le principe de fonctionnement, les avantages, les inconvénients du Jet pompe et les critères de la sélections des puits candidat pour Jet pompe. Le dernier chapitre est consacrée à l'étude d'un puits candidat pour Jet pompe le cas de puits MD252, dont on donnera les performances du puits par le software Pipesime, design de la jet pompe par le software JEMS, l'explication de la procédure de la descente de la complétion avec la Jet pompe et l'évaluation économique. Enfin nous terminerons par conclusion et recommandations.

Chapitre I

Le champ de Hassi Messaoud

Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent les détériorer.

Ce présent chapitre permet de donner une vue sur du champ de Hassi Messaoud ses différents aspects (stratigraphique, structurale, caractéristique du réservoir). [2]

I-1)- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue pour plus de 50% de la production algérienne. Il se trouve dans l'immensité désertique du Sahara algérien, au nord du continent Africain.

Il est aussi situé à 650 km au sud sud-Est de la capitale Alger, à 350 km de la frontière Algero-tunisienne, ainsi qu'à environ 80 km au sud-Est de la ville d'Ouargla et à 176 km au sud de Touggourt. [2]

I-2)- Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la partie nord de la plate-forme saharienne, cette dernière est située au sud de l'Algérie. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire. Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Il est aussi limité par les gisements suivant (voir figure 1.1)

- A l'Ouest par les gisements Guellala, Ben-kahla et Berkaoui
- Au Nord-Ouest par les gisements Ouarsienis N, Zidane Lakhar et Boukhezana
- Au Nord-Est par le gisement de Rh.Chegga
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb. [2]

I-3)- Zones et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones (figure 1.1), sites de

production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distincte: nord et sud, chacune ayant sa propre numérotation. [2]

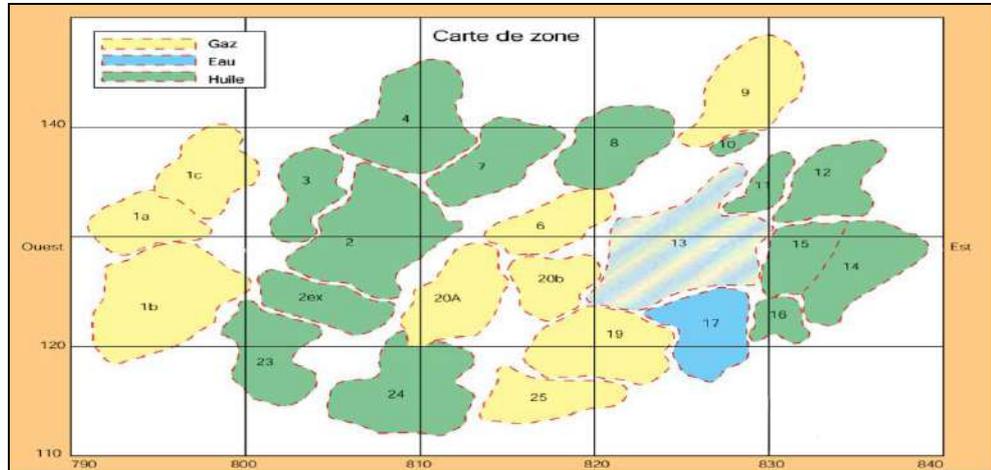


Figure 1.1: Carte des zones de champ de HMD (SH/DP). [1]

I-4)- Aspect stratigraphique de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud correspond à une vaste mole sur lequel une partie de la série stratigraphie paléozoïque en absente (Ordovicien supérieur au permien) supprimant ainsi tout témoin de l'histoire géologique pendant 230 millions d'années. Les dépôts les plus anciennes sont du paléozoïque inférieur (cambro-ordovicien), reposant sur le socle granitique, ils sont recouvert en sédimentaire et devient plus complet vers la périphérie (voir figure 1.2)

Socle : Rencontre à plus **3650** m, le socle est formé de roche magmatique, essentiellement des granites porphyroïdes rose altérés au sommet Paléozoïque. [2]

I-5)- Infra-cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région, notamment au Nord de la structure, 45m de grés argileux rouge peu métamorphisés. [2]

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION
CZ	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE
	EOCENE		122	CALCAIRE
MESOZOIQUE	SENONIEN	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
		SALIFERE	149	SEL MASSIF
		TURONIEN	112	CALCAIRE
	CENOMANIEN	147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN	362	GRES, ARGILE	
	APTIEN	24	DOLOMIE	
	BARREMIEN	276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN	182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM	226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
	DOGG	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
		LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
	LIAS	LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1	90	SEL, ANHYDRITE
LD2		55	DOLOMIE, MARNE	
LS2		58	SEL MASSIF	
LD3		31	DOLOMIE, MARNE	
SALIF	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE	
	TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE	
	TS3	202	SEL MASSIF	
	ARGILEUX	113	ARGILE	
	GRESEUX	0 à 35	GRES, ARGILE	
	ERUPTIF	0 à 92	ANDESITE	
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins
		Grès d 'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux
		Argiles d 'El-Gassi	50	Argile verte ou noire
	CAMBRIEN	Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles
		R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts
		R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts
		R 2	100	GRES Grossiers, Argile
	R 3	370	GRES Grossiers, Argiles	
PROTEROZOIQUE	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge	
	SOCLE		Granite porphyroïde rose	

Figure 1. 2: Coupe stratigraphique du champ de HMD. [1]

I-6)-Description et caractéristiques du réservoir:

L'eau de gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et a une masse volumique de 1,21 g/cm³ ; Sa viscosité est de 0,45 cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380 m (S_w = 100%).

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur une verticale et sur un plan.
- La porosité est faible de 5 à 10 %.
- La perméabilité est très faible de moyens 1 - 2 md.

- La viscosité est d'environ 0.2 cp.
- Le facteur volumétrique de fond ($B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{stdm}^3$) et le ($B_g = 0.0005 \text{ m}^3/\text{stdm}^3$).
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile + eau + roche) est égale à $3,63.10^{-4} (\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$.
- La saturation en huile est de 50% à 85% maximum.
- La saturation critique en gaz est de l'ordre en 08%.
- La pression de gisement est variable de 120 à 400 kg/cm².
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118° C.
- Les puits présentent des (G.O.R) d'une moyenne de 250 m³/m³.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum.
- Cote de référence est de 3200m.

Le champ de Hassi Messaoud (réservoir gréseux) est caractérisé par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétrophysiques entraînant la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre. L'étendue de ce champ implique une variabilité de la production dans ses différentes parties. Ceci est nettement attesté par l'histoire de la production cumulée à ce jour.

Malgré cela, le champ de Hassi- Messaoud a atteint un degré de déplétion très fort baisse mais non encore définitif. Ces réservoirs ont subi une longue et complexe évolution géologique qui a généré une hétérogénéité difficile à localiser et à évaluer spatialement.

Ces dernières années de vastes programmes de développement sont tracés pour soutirer encore plus de réserves, parmi ces programmes, la stimulation (acidification, fracturation hydraulique, fracturation multi stage,...), le short radius qui prennent une place assez importante. [2]

Chapitre II

**Les différentes techniques
d'Activation des puits**

Chapitre II Les différentes techniques d'activation des puits

Introduction :

L'objectif d'artificiel lift est de créer une dépression constante ou une pression réduite dans le puits, de manière à permettre au fluide de réservoir à venir dans le puits en continu. Pour ce but, une énergie supplémentaire est ajoutée dans le puits sans être transférée au réservoir. Dans le domaine pétrolier on trouve plusieurs techniques d'activation des puits parmi lesquelles on cite :

II-1) Gaz lift

II-2) ESP

II-3) PCP

II-4) PLS

II-5) RLS

II-6) Hydraulique Pompe

II-7) Jet Pompe. [3]

II-1)- Gaz-lift :

Le gaz lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charges totales en injectant un gaz à haut pression à travers les sides poketes dans l'espaces annulaires ou bien a travers un concentrique (CCE1.660" ou CCE1.900") dans le but d'alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire d'ajout une puissance en fond pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce, jusqu'au séparateur. [1]

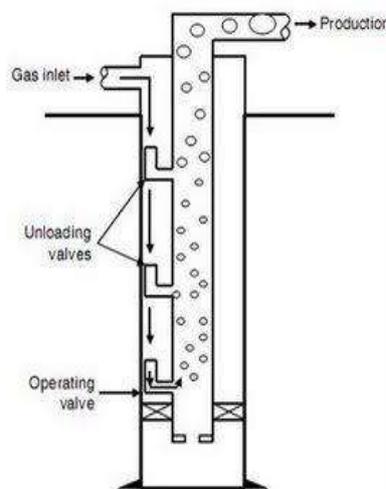


Figure 13.1 Configuration of a typical gas lift well.

Figure II.1: configuration typique du puits de gaz lift. [1]

Chapitre II Les différentes techniques d'activation des puits

II-2)- ESP "Electrical Submersible Pump" :

ESP pompe c'est une pompe centrifuge entraînée par un moteur électrique qui reçoit l'alimentation par un câble électrique bagué au tubing depuis la surface (transformateur). Le système ESP est installé au-dessus des perforations. Lorsque les fluides de formation entrent dans le puits, ils doivent circuler autour du moteur pour faciliter son refroidissement. Ensuite ses fluides s'écoulent à travers le joint et dans un séparateur de gaz qui élimine une grande partie du gaz (les séparateurs sont facultativement). Le fluide pénètre ensuite dans plusieurs étages de la pompe d'admission pour refoulé la totalité de fluide en surface. [4]

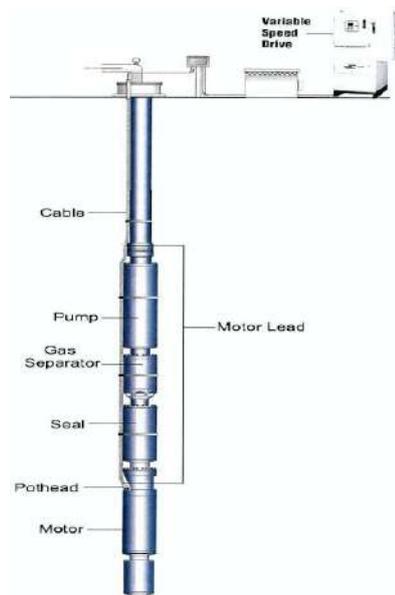


Figure II.2: Electric submersible pompe. [4]

II-3)- PCP "Progressive Cavity Pump" :

Les PCP sont des pompes volumétriques qui stabilisent au fond de puits grâce à un couple d'Ancre. Elles sont composées de deux éléments principaux : un rotor unique hélicoïdal qui est relié à un train de tiges, et un boîtier stationnaire en élastomère moulé appelé stator bordé et fixé à la colonne de production. Lorsque le rotor tourne de manière excentrique dans le stator, L'interaction complexe de ces deux parties crée une série de cavités à l'intérieur de la pompe, Ceci amène le fluide piégé dans ces cavités à progresser le long de la longueur de la pompe. [4]

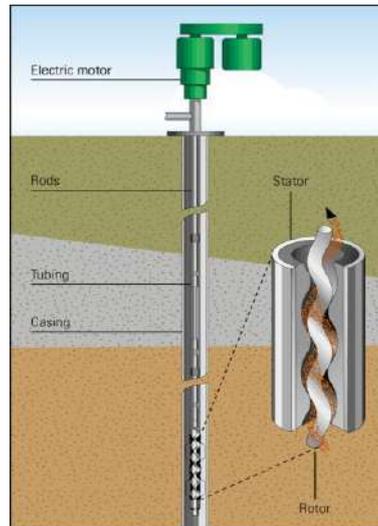


Figure II.3 : progressive cavité pompe. [4]

II-4)-PLS "Système Plunger Lift" :

Généralement, les systèmes plunger lift sont utilisés pour les puits de gaz qui n'ont pas une capacité à maintenir la vitesse du gaz nécessaire pour soulever la charge de liquide. le système se compose d'un piston libre et d'un bumper spring où le piston se repose au fond de puits ; le piston agit comme une interface mécanique entre la formation de gaz et les liquides produits dans le but d'accumuler le gaz dans l'espace annulaire et les liquides dans le tubing(séparation).Une fois qu'un volume suffisant de gaz et la pression est obtenu, le plongeur pousse la charge de liquide dans le tubing vers la surface et le piston est capturée dans Lubrificateur qui est installé en tête de puits. Quand le flux de gaz est stabilisé, le plongeur se libère à nouveau afin que le cycle soit répété. [5]

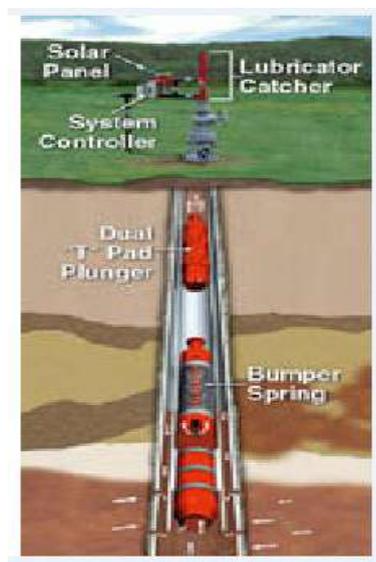


Figure II.4: système plunger lift.

Chapitre II Les différentes techniques d'activation des puits

II-5)- RLS "Système Rod lift" :

Les systèmes Rod Lift sont les plus simples, plus polyvalents et les plus répandus actuellement. La pompe de fond consiste en un corps de pompe suspendu au tubing ; à sa base se trouve un clapet à bille (clapet mobile) et un clapet de pied (clapet fixe) tandis qu'un deuxième clapet à bille se trouve à l'intérieur du piston ; le piston est actionné de haut en bas et réciproquement dans le corps de pompe par un train de tiges de pompage rattaché en surface après avoir traversé le presse-étoupe de la tête de puits grâce à une tige polie à l'unité de pompage en surface.

L'unité de pompage fournit grâce à un moteur et un système bielle-manivelle un mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage et donc à la pompe. Cet effet permet de remonter les effluents à la surface. [6]

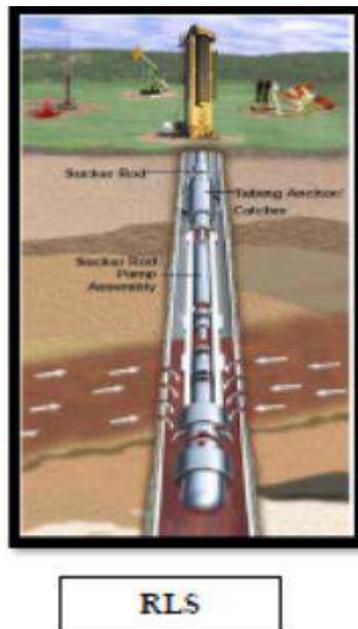


Figure II.5: Système Rod lift.

II-6)- Pompe HLS "Système de Liftage Hydraulique" :

HLS est destinée pour alimenter les machines hydrauliques, ou d'autres systèmes hydromécaniques tout en transformant l'énergie mécanique de rotation en énergie hydraulique, ensuite transmise par le fluide transporté dans des canalisations vers des récepteurs (vérin ou moteur hydraulique). Elle est couramment appelée pompe hydraulique dans le monde professionnel.

Les caractéristiques principales sont la cylindrée et leur capacité à résister à la pression. En fonctionnement, une pompe crée un débit, mais la pression dépend de la

Chapitre II Les différentes techniques d'activation des puits

résistance du récepteur (moteur ou vérin). À ce moment, l'énergie hydraulique se transforme à nouveau en énergie mécanique linéaire ou rotative. [1]

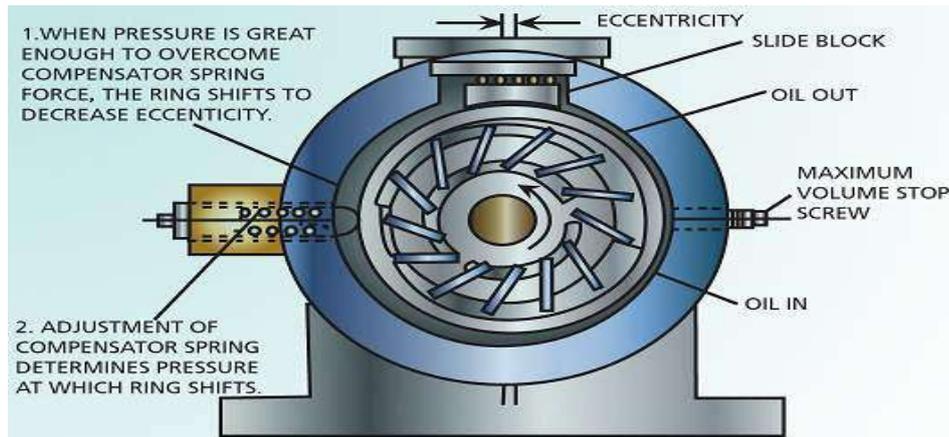


Figure II.6 : Pompe Hydraulique.

II-7)- Jet pompe :

Jet Pompe est un dispositif simple. Il fonctionne sur le principe de tube Venturi où le fluide de puissance arrive à haute pression au Buse. A la sortie de ce dernier, l'énergie de pression est convertie en énergie cinétique. Par l'intermédiaire de l'effet de Bernoulli un vide est créé, ce vide conduit les fluides de formation dans le jet pompe (aspiration) qui se mélangent avec le fluide de puissance dans le Gorge. Lors de l'écoulement le mélange perd sa vitesse à l'entrée du Diffuseur à cause de la conversion de l'énergie cinétique de mélange en énergie de pression. Cet effet permet de remonter les deux fluides jusqu'à la surface. [3]

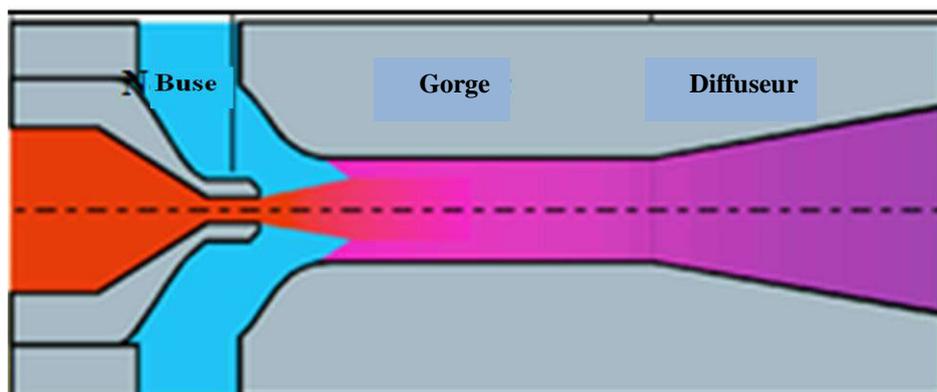


Figure II.7 : Configuration de Jet Pompe. [7]

Chapitre II Les différentes techniques d'activation des puits

L'effet de Bernoulli :

Le théorème de Bernoulli, établi en 1738 par Daniel Bernoulli. Ce théorème explique le fonctionnement de la mécanique des fluides et donc de l'hydrodynamique. Le principe de Bernoulli peut être déduit du principe de conservation de l'énergie. Cela indique que, dans un flux constant, la somme de toutes les formes d'énergie mécanique dans un fluide le long d'une ligne de courant est la même à tous les points. Cela exige que la somme de l'énergie cinétique et l'énergie potentielle restent constants. [8]

L'équation générale de Bernoulli donne comme suite :

$$P + \rho gz + (\rho V^2/2) = \text{constant. [8]}$$

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

- Pression statique P
- Pression hydrostatique $\rho gz/2$
- Pression dynamique (ou cinétique) [8]

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

Pour un dispositif horizontal, l'équation de continuité indique que, pour un fluide incompressible, la réduction de diamètre provoque une augmentation de la vitesse d'écoulement du fluide. Le principe de Bernoulli, par la suite montre alors qu'il doit y avoir une diminution de la pression dans la zone de diamètre réduit. Ce phénomène est connu sous le nom d'effet Venturi. [8]

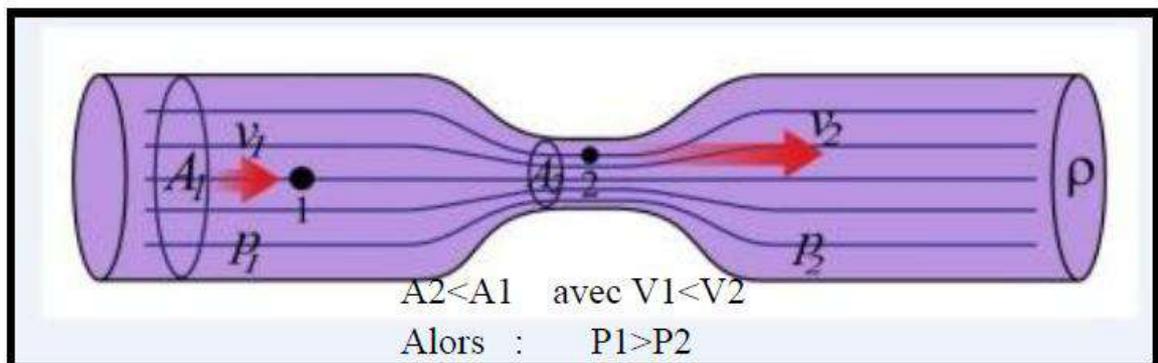


Figure II.8: représentation l'effet de venturi.

Chapitre III

La technique de Jet Pompe

III-1)-introduction :

La jet pompe est un dispositif récent en Algérie qui est considéré comme l'un des méthodes d'artificiel lift pour l'activation des puits ayant une pression du gisement faible.

Dans ce chapitre on présente les installations de surface et de fond du jet pompe, le principe de fonctionnement, les avantages et les inconvénients du jet pompe. En termine par la définition des critères de la sélection des puits candidat pour jet pompe.

III-2)-Description de la technologie :

Le système de pompage avec la jet pompe est constitué d'équipements de surface et de fond présenté ci-dessous.

III-2-1) Equipements de surface :

Le but d'utilisation d'équipements de surface c'est de faire circuler le fluide d'énergie vers le fond pour entraîner du jet pompe afin de soulever les fluides du gisement à la surface. [9]

Les équipements de surface sont composés de :

❖ Moteur d'entraînement :

Les moteurs d'entraînement sont de nature électrique ou diesel.

❖ Pompe d'alimentation axiale :

C'est des pompes volumétriques à trois pistons (triplex) ou à cinq pistons (multiplex), qui permettent de fournir une haute pression à un fluide de puissance pour le fonctionnement du système. Les pompes multiplexe et triplex offrent 350 HP et 200 HP respectivement. Les pompes axiales sont alimentées par un moteur électrique ou bien un générateur de gaz oil.

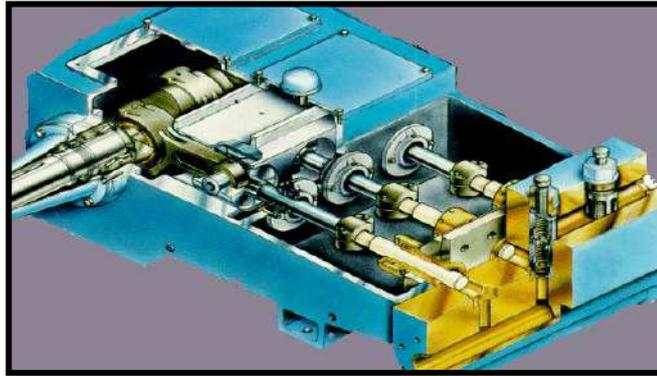


Figure III.1 : la pompe triplex de surface. [10]

❖ **Amortisseur de Pulsation:**

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

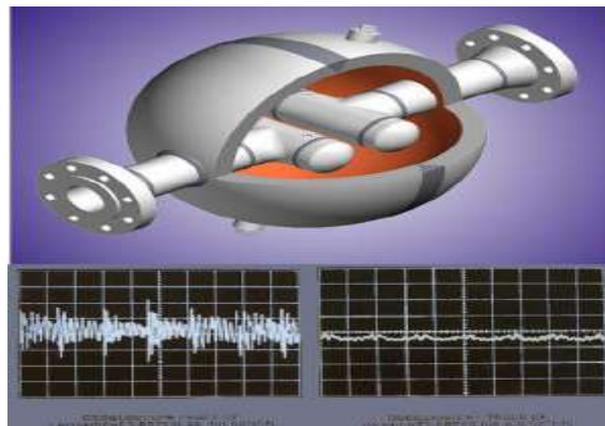


Figure III.2: amortisseur de pulsation.

❖ **Cyclone nettoyeurs :**

La fonction principale de cyclone est d'enlever les solides et les contaminants pour fournir un fluide d'énergie propre à la pompe de surface et la pompe de fond. La séparation des particules solides est liée à la chute de pression entre l'entrée et la sortie du cyclone qui est d'environ 40 Psi.

Le dimensionnement de cyclone est déterminé en fonction de la taille des particules à éliminer et le volume des fluides produits.

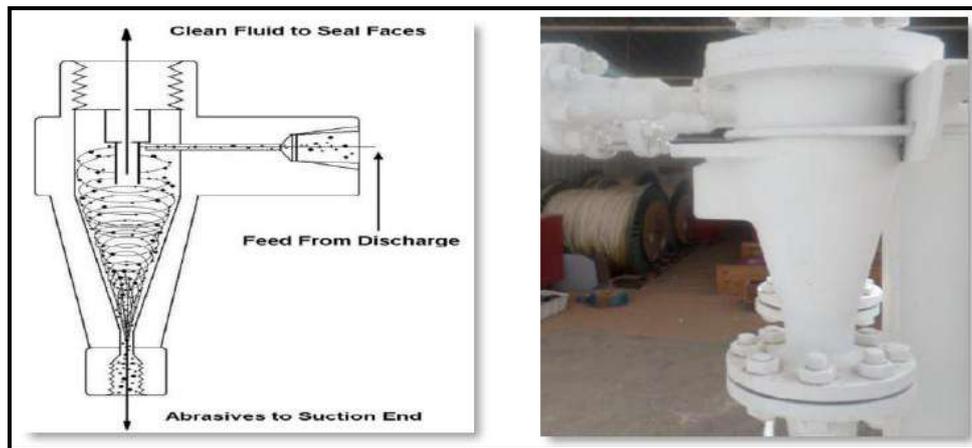


Figure III.3: Cyclone nettoyeurs.

❖ **Accumulateur Vessel :**

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

❖ **Réservoir Vessel :**

Le réservoir vessel est une source de fluide de puissance. Il peut aussi être rempli par les liquides produit comme un fluide de puissance. Les liquides sont maintenus à un niveau suffisamment élevé pour fournir à la pompe multiplex un fluide propre en quantité suffisante et de manière continue. [2]

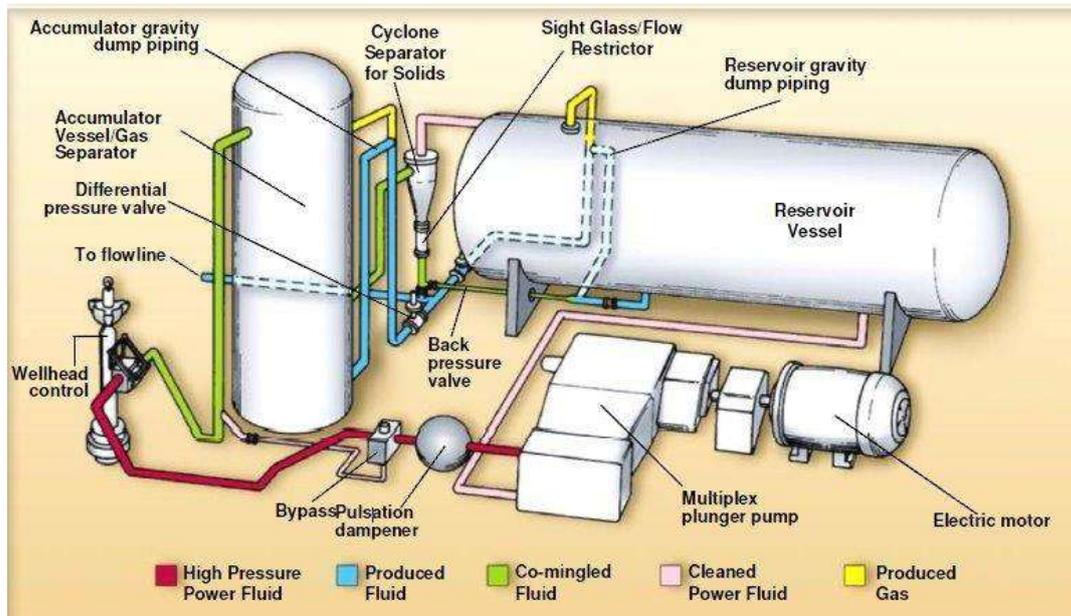


Figure III.4 : Les principaux équipements de surface. [11]

III-2-2) Equipements de fond :

Les équipements de fond sont composées de :

- **Tubage de production :**

Le tubage de pompe à jet est 4"1/2

- **Tubing de production :**

Le jet pompe est installée dans le tubing 2"7/8.

- **Fluide d'énergie à haut pression :**

Le fluide de puissance ou d'énergie est de nature eau ou huile injecté à haute pression à travers le tubing 2"7/8.

- **Packer :**

C'est un Packer encrage hydraulique (HRP) son rôle est d'assurer l'étanchéité entre le tubage 4"1/2 et le tubing 2"7/8 et forcé le fluide de réservoir a passe à travers le 2"7/8.

- **BHA (Bottom Hole Assembly) :**

C'est un encastrement qui contient des orifices qui assurent une communication entre le tubing et l'espace annulaire. Elle est installée au-dessus de packer. la Jet Pompe est posé à l'intérieur de JP BHA. [10]

- **Clapet anti-retour :**

Clapet anti-retour se pose à l'extrémité inférieure de JP BHA et la pompe se trouve au sommet de ce dernier. L'objectif de clapet anti-retour est d'empêcher le déplacement de fluide de puissance vers le fond lors de la chute de production. Elle s'ouvert par l'écoulement des fluides de formation à l'aspiration et se ferme à l'arrêt de la pompe.

- **Jet pompe :**

La jet pompe se compose de : Buse, Gorge et Diffuseur.

Ils sont relativement de petites pièces qui peuvent être fabriquées à partir de matériaux (matières) résistants la température, la corrosion et l'érosion.

a)- Buse:

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

[1]

b)- Gorge:

« Le tube de mélange » : est un alésage cylindrique droit avec un rayon lissé à l'entrée. Généralement, le diamètre de Gorge est toujours plus grand que le diamètre de sortie de Buse. [1]



Figure III.5 : Configuration de Buse et de Gorge.

c)- Diffuseur :

Le Diffuseur est un tube conique qui se prolonge à partir de gorge. Il est considéré comme une partie fixée dans la pompe. [1]



Figure III.6 : Le BHA, Jet Pompe et le clapet anti-retour

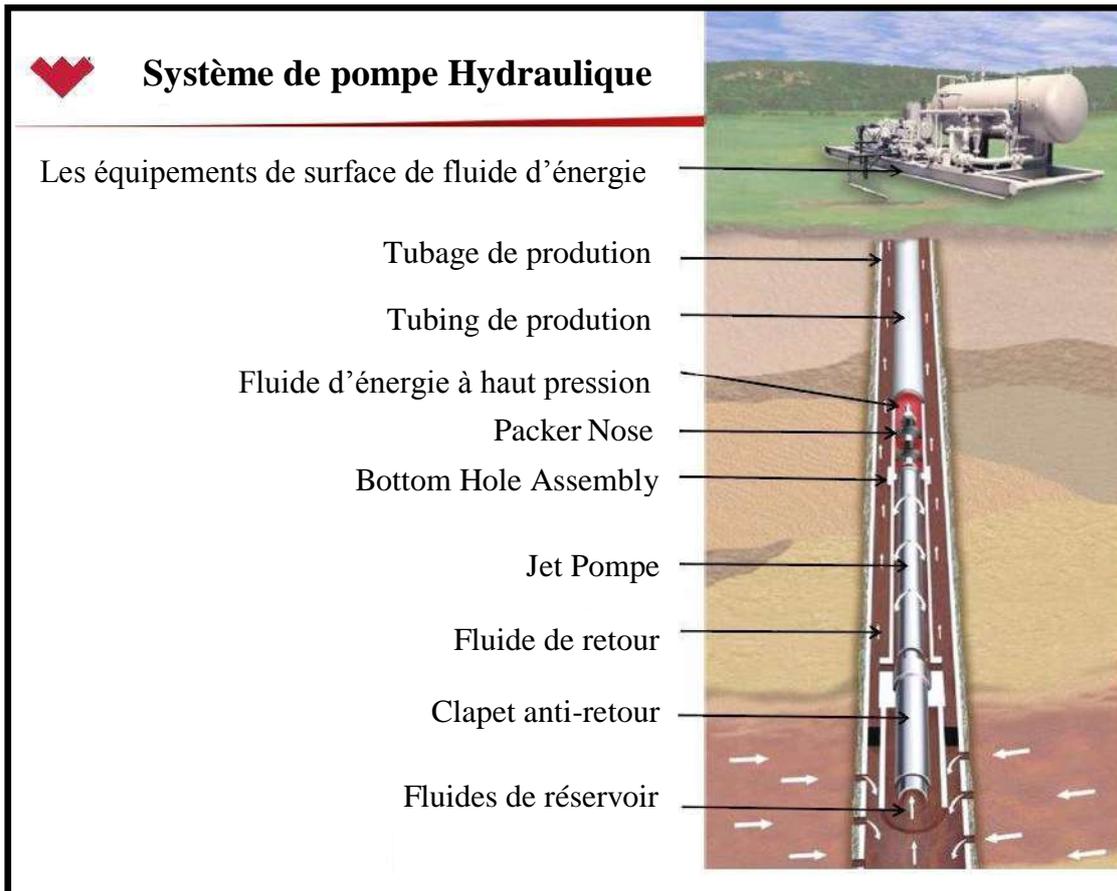


Figure III.7 : les principaux équipements de fond. [12]

III-3)- le principe de fonctionnement du jet pompe :

Le principe de fonctionnement du jet pompe est basé sur les trois parties Buse, Gorge et Diffuseur

✓ **Buse :**

Il est considéré comme étant le moteur d'une jet pompe qui permet de convertir la haute pression d'un fluide (fluide d'énergie) en basse pression et à haute vitesse, ce qui va engendrer la création d'une dépression. [9]

✓ Gorge :

L'échange d'énergie se produit dans la Gorge où les deux fluides se mélangent. Dans lequel le liquide d'énergie, passant à grande vitesse par le Buse, et le fluide du gisement à faible vitesse se combinent pour atteindre une vitesse moyenne.

✓ Diffuseur :

Il convertit l'énergie cinétique (vitesse) du fluide combiné en pression assez haute afin qu'il puisse atteindre la surface et au delà des installations de séparation. [9]

La longueur du diffuseur détermine la pression de récupération du jet pompe.

Le dimensionnement du jet pompe est destiné par un chiffre suivi par une lettre ; d'où le chiffre correspond à la section du Buse, et la lettre présente le rapport des sections du Buse et du Gorge. EXP : 4C, 8A, 9Y, 10X, 7B..... [1]

III-3-1)- Le principe de fonctionnement global du jet pompe est :

Pour soulever les fluides de réservoir jusqu'en surface, la Jet pompe utilise le principe de tube Venturi. Il consiste à injecter avec une grande pression, en bas du puits, un liquide appelé "fluide d'énergie", qui en arrivant au jet pompe par la buse, sa pression diminue et sa vitesse augmente ce qui signifie que le fluide circule plus vite dans les parties où le diamètre est plus étroit. Par l'effet de Bernoulli un vide est créé ; ce vide conduit le fluide de gisement dans la jet pompe (aspiration) qui va se mélanger avec le fluide d'énergie dans la gorge.

Le mélange avance ensuite vers le diffuseur, la 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. [3]

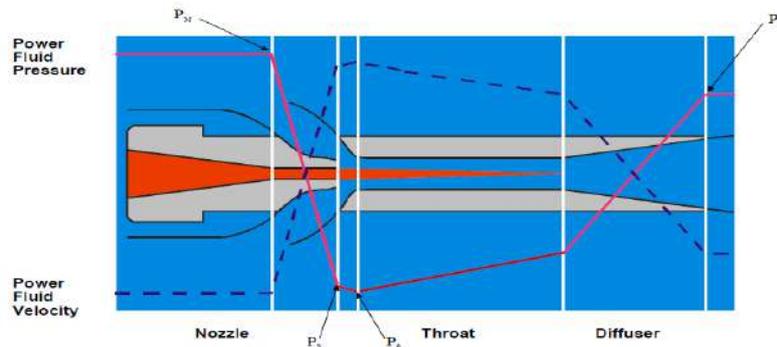


Figure III.8 : le principe de fonctionnement du jet pompe. [10]

III-4) Les avantages et les inconvénients des Jets Pompes :

Les Avantages:

- Grande flexibilité dans l'ajustement pour changer les paramètres de production,
- Très bon Fonctionnement dans les puits déviés,
- Grande durée de vie,
- Les jets pompes fonctionnent dans des températures très élevées 400°F,
- Coûts de maintenance est minimale,
- La réparation se fait au niveau du champ,
- Adapter aux plusieurs types de BHA,
- Les jets pompes peuvent être installés au niveau du SSD, mandrins à gaz lift, par slickline ou coiled tubing,
- Les jets pompes possèdent de grandes tolérances pour les GOR élevés,
- Le fluide d'énergie peut être chauffé pour la production de l'huile lourde ou les bruts ayant le point de congélation élevé,
- Production de plusieurs puits à partir d'une seule installation de surface.
- La récupération et l'intervention sur la jet pompe peut être réalisée par la circulation inverse de fluide power ou avec le câble slickline,
- La jet pompe pourrait être produite à partir des plus grandes profondeurs (6000m),

- capables de produire des quantités importantes de fluide de gisement,
- Le power fluide peut utiliser comme un additif de nettoyage contre les dépôts de sel,
- Des problèmes de production tels que, la corrosion, l'émulsion peuvent être traités. [1]

Les Inconvénients:

- Comme toutes les formes de lift artificiel qui présentent un problème commun, la conception du jet pompe est souvent difficile,
- Nécessité d'une grande pression d'injection du fluide d'énergie,
- La haute pression d'injection du fluide d'énergie peut présenter des risques en matière de sécurité,
- La pression élevée dans l'annulaire peut influencer le fonctionnement des installations de circulation inverse,
- Débit de production dépend des pressions de fond,
- Elle requiert une bonne connaissance de la part des opérateurs,
- Le fluide d'énergie doit subir un traitement avant son utilisation,
- Le sable ou d'autres particules dans le fluide d'alimentation doivent être enlevés car ils peuvent endommager la pompe à fluide de surface,
- Le problème de cavitation du fluide d'énergie dépend de la pression de fond,
- Lorsque l'eau est utilisée comme un fluide de puissance, la corrosion devient un problème,
- le phénomène de l'érosion des équipements de fond à cause de la vitesse d'injection de power fluides. [1]

III-5)- Les critères de la sélection des puits candidat pour artificielle lift :

Il existe de nombreux facteurs qui contribuent au choix d'un système d'artificiel lift. Ces facteurs comprennent les caractéristiques de production, les propriétés des

fluides, les caractéristiques du réservoir, les problèmes d'exploitation, le type d'achèvement. Les tableaux suivants illustrent la sélection du système artificiel basé sur la production de puits. [1]

1- Selon la production :

Tableau III.1 : les critères de la sélection selon la production. [1]

Production de puits (bbl/jour)	Process de liftage artificiel
>20,000	ESP et Gaz Lift
2,000-10,000	n'importe méthode sauf Sucker Rod pompage
100-1,000	n'importe method
<100	n'importe méthode sauf l'ESP

Commentaire : le critère de la sélection selon la production, l'ESP et le gaz lift sont les meilleurs par rapport les autres méthodes.

2- Selon la profondeur :

Tableau III.2 : les critères de la sélection selon la profondeur [1]

Profondeur (ft)	Process de liftage artificiel
>12,000	Pompe hydraulique
10,000-12,000	n'importe méthode sauf l'ESP
>8,000	n'importe méthode

Commentaire : les critères de la sélection selon la profondeur, l'hydraulique pompe est le meilleur par rapport les autres méthodes.

3- Selon les problèmes d’exploitation:

Tableau III.3 : les critères de la sélection selon les problèmes d’exploitation. [1]

Problèmes	Type de liftage			
	Rod pompe	Hydraulique	ESP	Gaz Lift
Sable	Passable	Passable	Passable	Excellent
Paraffine	Faible	Bien	Bien	Faible
GOR élevé	Passable	Passable	Passable	Bien
Puits dévié	Faible	Bien	Passable	Bien
Corrosion	Bien	Bien	Passable	Passable
Grand Volume	Faible	Bien	Excellent	Passable
Profondeur	Passable	Excellent	Passable	Bien
Structure simple	Oui	Non	Oui	Non
Dimension de tubage	Passable	Passable	Bien	Bien
Flexibilité	Passable	Excellent	Faible	Passable
Echelle	Bien	Passable	Faible	Passable

Commentaire : les critères de la sélection selon les problèmes d’exploitation, l’hydraulique pompe et le gaz lift sont les meilleurs par rapport le Rod Pompe et l’ESP.

Chapitre IV

**Etude de puits MD252 candidat
pour Jet Pompe à Hassi
Messaoud**

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

Introduction :

Ce présente chapitre est conçu pour l'étude d'un puits candidat pour Jet Pompe sur le champ de Hassi-Messaoud , dont on présente l'analyse de performance de puits par le software Pipesime pour déterminé le débit optimum de fonctionnement du puits et les calculs de la performance de la Jet Pompe par le software JEMS afin de déterminé la pression d'injection et la meilleur combinaison Buse/Gorge. En fin en termine l'étude par un calcul technoéconomique pour évaluer la Jet Pompe.

IV-1)- Etat du puits MD252 :

Le puits MD252 est un puits vertical producteur d'huile situé à la zone « 1B » dans le périmètre Complexe du champ de Hassi Massoud. Il a été foré et complété le 07/01/1977 en tubing 4,5", le concentrique 1,660" et le réservoir recouvert par 5" slotted liner. Il a été mis en production le 10/02/1977 avec un débit moyen 15m³/h. [1]

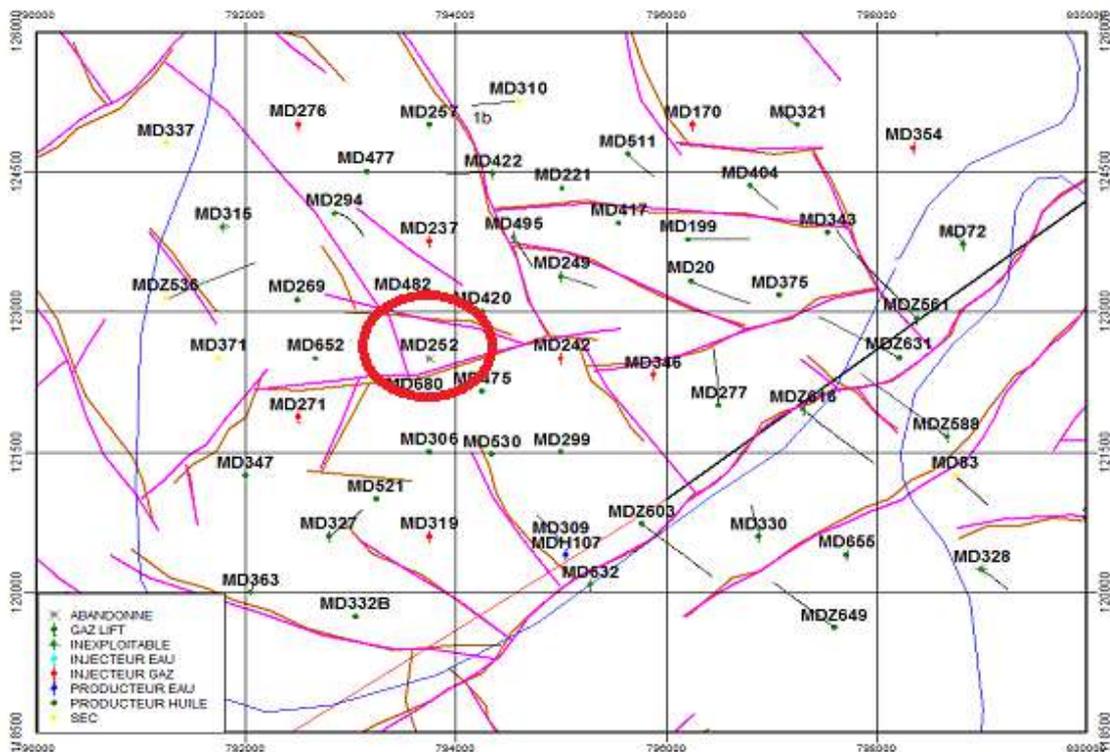


Figure IV.1 : Carte de positionnement du puits MD252 (Zone 1B)

IV-2)- Renseignements géologique sur le puits MD252 :

IV-2.1)- Caractéristiques pétrophysiques du réservoir :

- Les porosités sont moyennes, mais bonnes à D4.
- Les perméabilités sont généralement bonnes au D5 et au D4.

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

Tableau IV. 1: Caractéristiques pétrophysiques du réservoir. [1]

Caractéristiques pétrophysiques du reservoir						
Découpage			Résultats-Carotte			
Drain	Toit____Mur (m)	Epaisseur (m)	Epaisseur Effective (m)	Perméabilité (md)	ϕ (%)	SILT. (m)
D5	3385-3435	50	45	4.7	6.7	
D4	3435-3474	39	30	5.76	8.2	0.043

Commentaire: le D4 représente des bonnes caractéristiques pétrophysiques par rapport au D5.

IV-2.2)- Propriétés du réservoir (Etat actuel) :

- Production cumulée : $N_p = 164656 \text{ stm}^3$ (Fin Février 2017).
- État : Producteur d'huile Fermé. [4]

Tableau IV.2 : Le Dernier essai de puits

Derniers essais de puits	
Parameters	PFS : 31/10/2015
Kh (md.m)	/
Skin	/
K (md)	/
Q (m ³ /h)	/
P _g (kgf/cm ²)	364
PFD (kgf/cm ²)	/

Tableau IV.3 : Le Dernier jaugeage avant le frac

Derniers jaugeages avant le frac	
Effluent	19/04/2016 $\phi_{Duse}=12 \text{ mm}$
Huile: Q _o (m ³ /h)	1.99
Gaz : GOR (m ³ /m ³)	123
Eau : Q _w (l/h).	Inj. Rec.
	/
Salinité d'eau (g/l)	/
Pression de tête: Pt (kgf/cm ²)	21

Commentaire: puits fermé suite production par intermittence.

IV-3)- Complétions :

- Tubing 4"1/2 new VAM ANCRÉ Cimentée
- Crépine 4"1/2

N.B : Fiche technique (à la fin de mémoire) [1]

IV-4)- Historique de production :

- Le puits MD252 a été foré et complété le 07/01/1977 en tubing 4"1/2 ancré. Il a été mis en production le 10/02/1977, le puits est un producteur d'huile médiocre avec 15m³/h au démarrage.
- En 1981 intervention work over pour réparation la communication side track et descente une crépine pour recouvrir le réservoir.
- Le puits n'a pas pu produire après le WO et reste fermé.
- 20/03/2016, Nettoyer avec TW et gel moussé à TD à 3434 m, observer la boue au retour.
- 08/04/2016, Nettoyer avec TW et gel moussé à TD, observer l'huile au retour et laisser a une pression en tête de 10 bars.
- 09/04/2016, Scale blaster + tube clean, Le puits a commencé à produire avec un débit d'huile de 1.99 m³/h.
- Le 29/10/2016, nettoyage au Tube Clean sans résultat (débit nul).
- 31/10/2016, le puits est fermé pour débit nul.
- Le 11/02/2017, Traitement au Réformât sans résultat.
- Le puits actuellement fermé attente fracturation de type skin by passe et l'installation jet pompe. [1]

IV-4 .1)- Diagrammes de production du puits :

MD252: Production behaviors
Puit VERTICAL ABANDONNE EN ZONE 1B

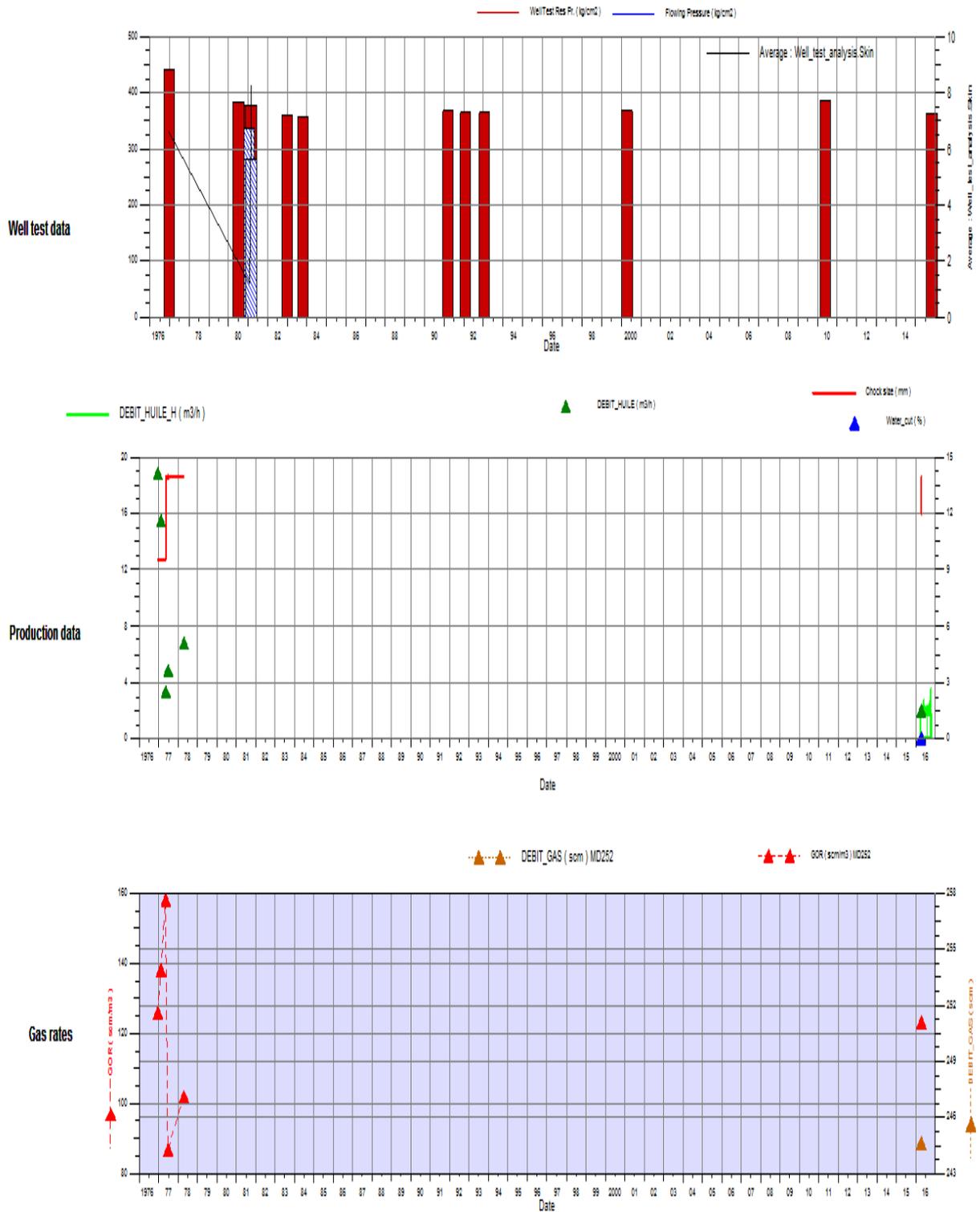


Figure IV.2 : Paramètres de production du puits MD252 (28/02/2017) [1]

Commentaire : Le 28/02/2017, profile de production jusqu'à cette date.

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

IV-4.2)- Données well test du puits :

Tableau IV.4: Données Well Test du Puits MD252 [1]

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kvz)	Skin	Duse	Remarque	
DST	22/12/1976	441	--	124.5	Huile	18.89	.29	874	-	--	6.6	9	-
PFS	08/07/1980	382.62	--	--	--	--	-	-	-	--	-	-	PFS
DST	23/01/1981	378.2	337.08	65.5	Huile	6.85	.167	240	-	--	1.2	9.5	WO/1_BOUCHON_CIMENT+DEVIATION_SUITE_SEL
DST	26/02/1981	378.51	279.98	66.3	Huile	6.29	.065	203	-	--	8.3	9	WO/2_
PFS	26/12/1982	361.4	--	--	--	--	-	-	-	--	-	-	PFS
PFS	24/10/1983	356	--	--	--	--	-	-	-	--	-	-	PFS
PFS	10/03/1991	369.58	--	--	--	--	-	-	-	--	-	-	PFS
PFS	29/01/1992	365.82	--	--	--	--	-	-	-	--	-	-	PFS
PFS	16/01/1993	366.53	--	--	--	--	-	-	-	--	-	-	PFS
PFS	17/04/2000	368.99	--	--	--	--	-	-	-	--	-	-	PFS.GRADIANT=0.0632
PFS	31/05/2010	386.43	--	--	--	--	-	-	-	-	-	-	puits a l'interieur d'une cellule d'injecteurs gaz
PFS	31/10/2015	364	--	139.74	--	--	-	-	-	-	-	-	La totalite de la colonne est remplie d'huile.

IV-4.3)- Données Production test du puits :

Tableau IV.5 : les jaugeages du puits au cours de sa production [1]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
12/12/1976	9.53	-	18.89	--	126	124.4	null	11	--	Null	0	0	-----
07/02/1977	9.53	-	15.51	--	138	132	null	10	--	Null	0	0	-----
07/05/1977	14	-	3.36	--	158	33.7	null	10	--	Null	0	0	-----
18/06/1977	14	-	4.87	--	87	32.5	null	9	--	Null	0	0	-----
15/04/1978	14	-	6.81	--	102	34	null	10.5	--	Null	0	0	-----
03/02/1982	Null	-	null	--	null	null	null	--	--	0.587	0	0	-----
19/04/2016	12	-	1.99	244.65	123	15.5	14.2	3.87	22	0.4824	0	0	-----

Commentaire : la production a chuté par ce que le puits situé dans une zone mal alimenté qui besoin un maintien de pression ou un système de liftage.

IV-5)- Analyse de Performance de puits :

Il s'agit dans un premier temps de modéliser l'apport (IPR) du réservoir et les pertes de charge à travers le tubing de production (VLP), et dans un deuxième temps faire une étude de sensibilité en variant la valeur du skin de notre puits endommagé, afin de prévoir la performance du puits et de déterminer par la suite l'apport de ce traitement en terme de gain en production . [1]

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

IV-5.1)- Modélisation du puits :

Dans cette partie on s'intéresse à préparer un modèle pour notre puits comme suit :

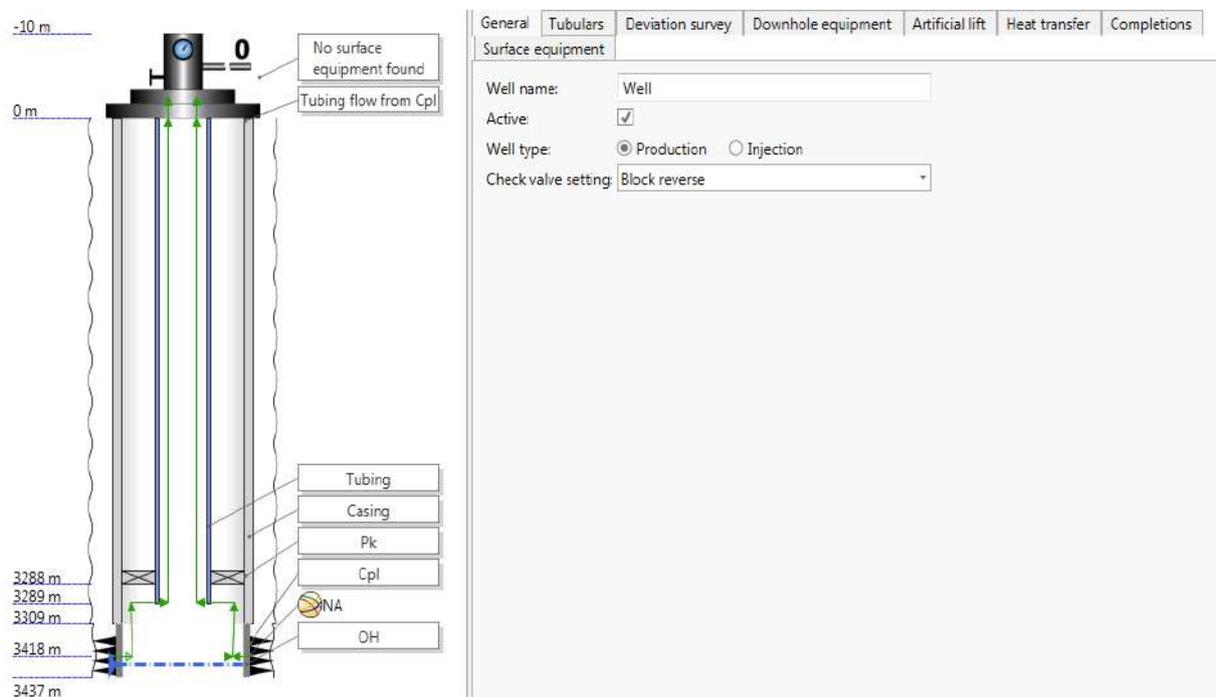
- ✓ Construction d'un modèle physique IPR.
- ✓ Le choix de la corrélation pour l'écoulement verticale (VLP Matching).
- ✓ Analyse Nodale (IPR & VLP).

Le modèle du puits MD252 sera établi à partir des données Build Up qui est considéré comme le dernier test réalisé présentant des nouvelles mesures pour le puits. [1]

IV-5.2)- Inflow Performance Relationship (IPR) :

La zone 1B où se trouve le puits MD252 est caractérisé par une pression de réservoir initiale supérieure à la pression de bulle ($P_r > P_b$) et ($P_b < P_{wf}$) donc l'écoulement est monophasique ce qui justifie l'utilisation de la méthode Darcy. Ce qui permet de déterminer le débit maximal de puits. [1]

Analyse Nodale du DST (26/02/1981) – Condition Open Hole:



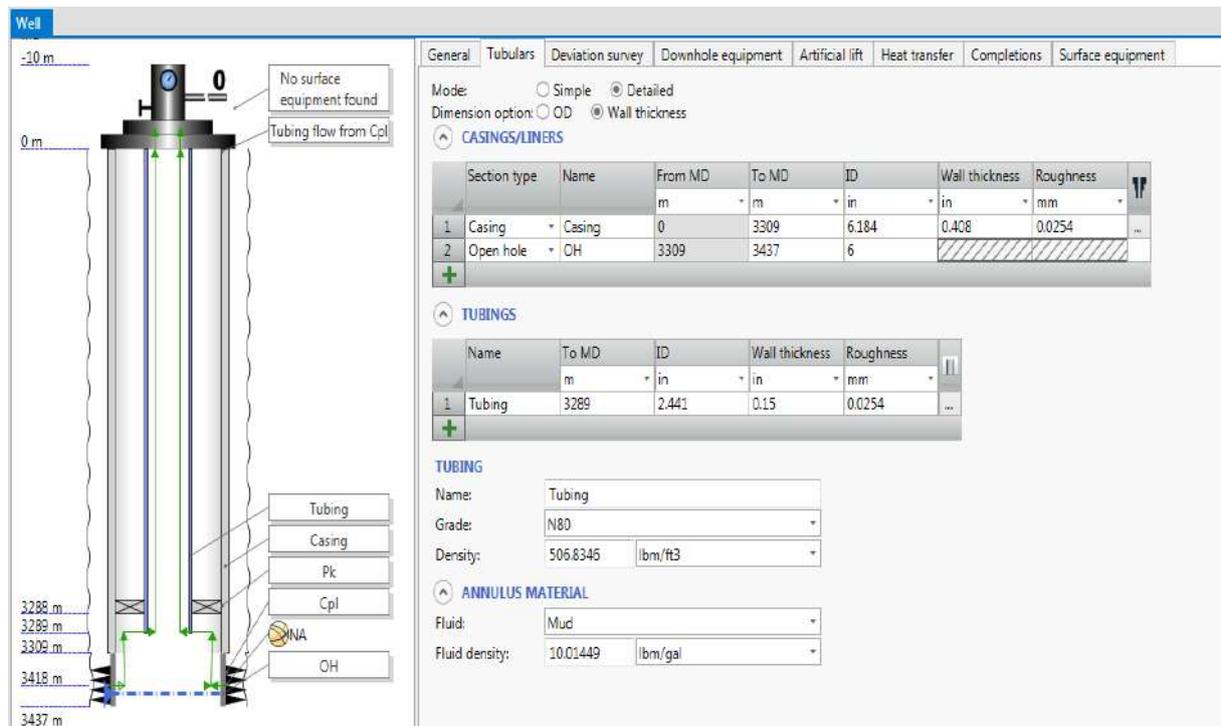


Figure IV.3 : l'analyse nodale des tubulaires. [1]

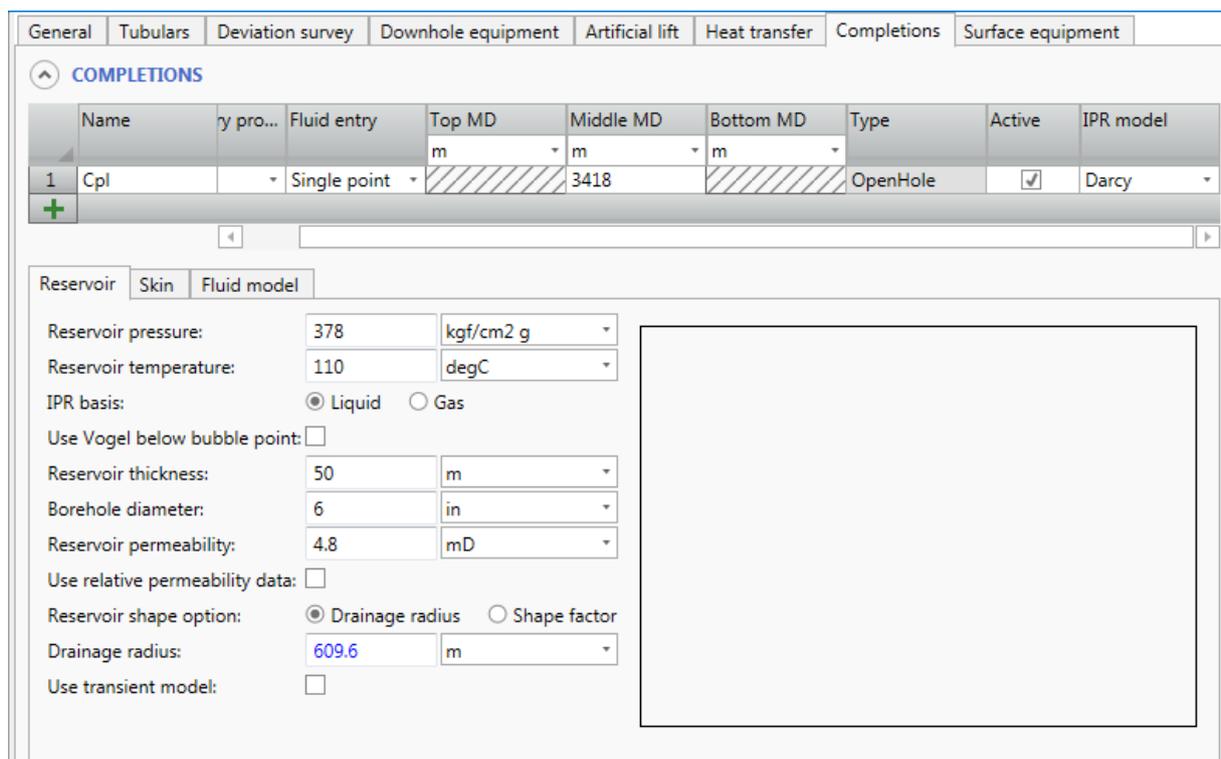


Figure IV.4 : l'analyse nodale des complétions. [1]

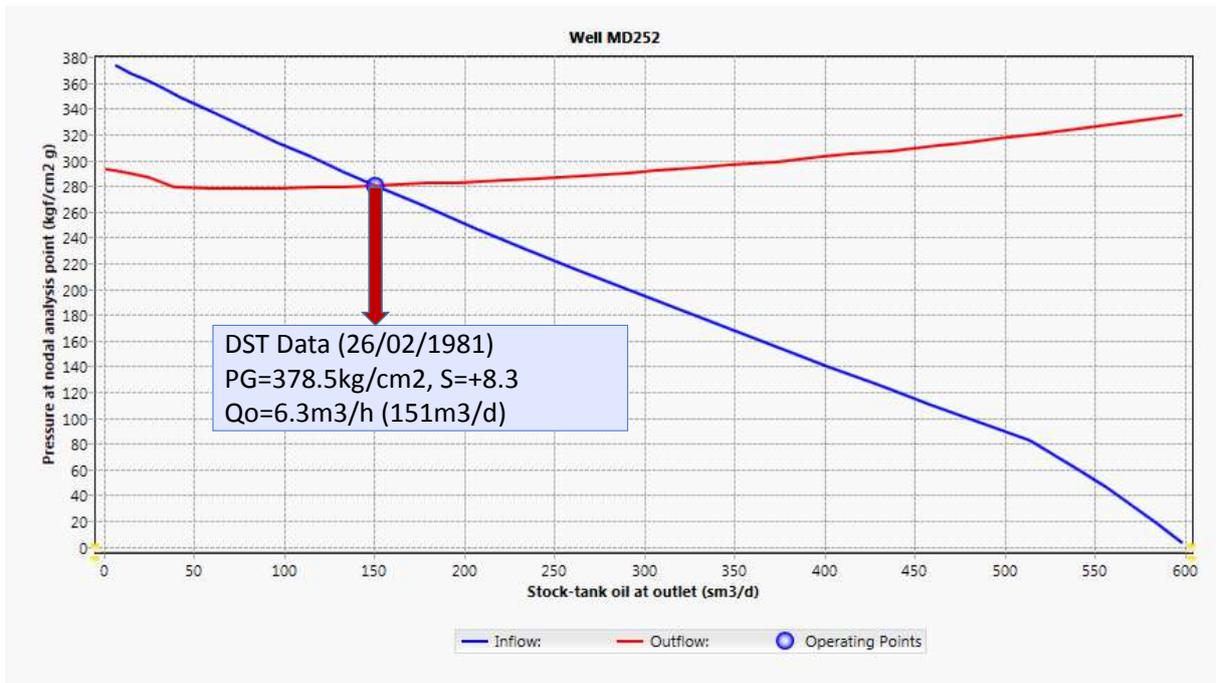


Figure IV.5 : Courbe de l'analyse nodale du DST (26/02/1981). [1]

Commentaire : L'analyse nodale a été calculée avec les données du test de puits DST (26/02/1981), le résultat correspondait à $Q_o = 6,3\text{m}^3 / \text{h}$.

Analyse Nodale de Derniers Jaugeage (19/04/2016) : [1]

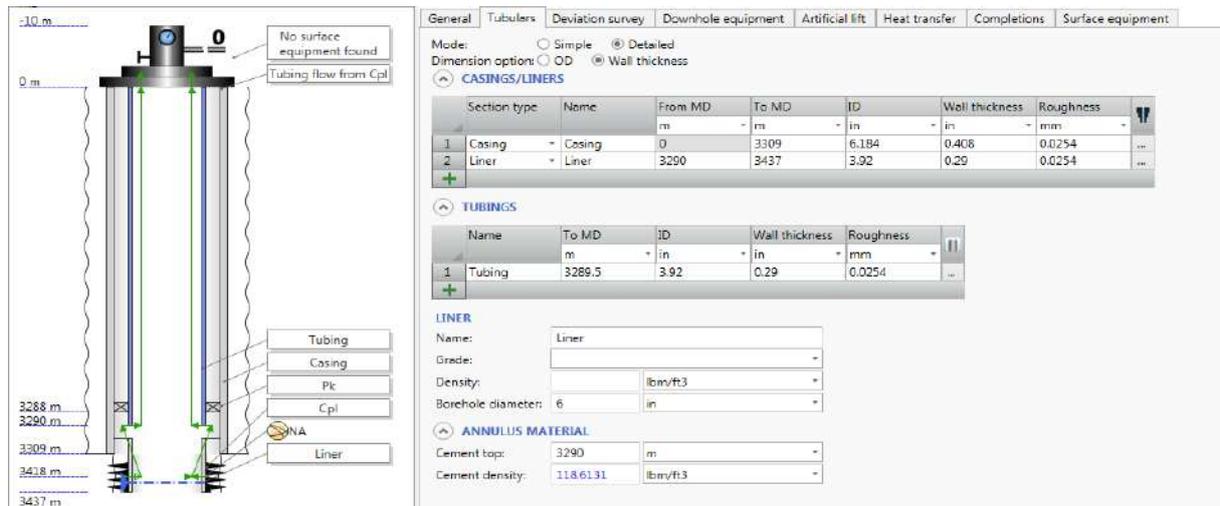


Figure IV.6 : l'analyse nodale des tubulaires.

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

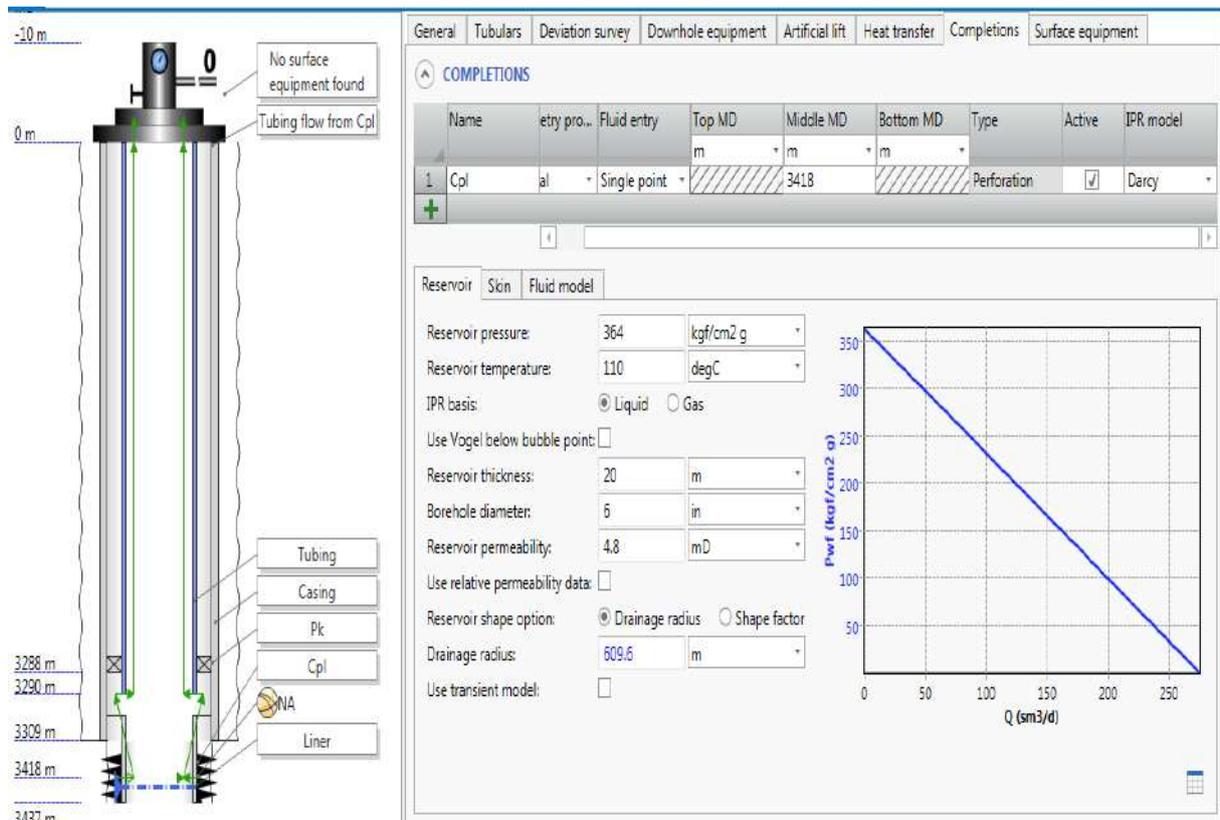


Figure IV.7 : l'analyse nodale des complétions. [1]

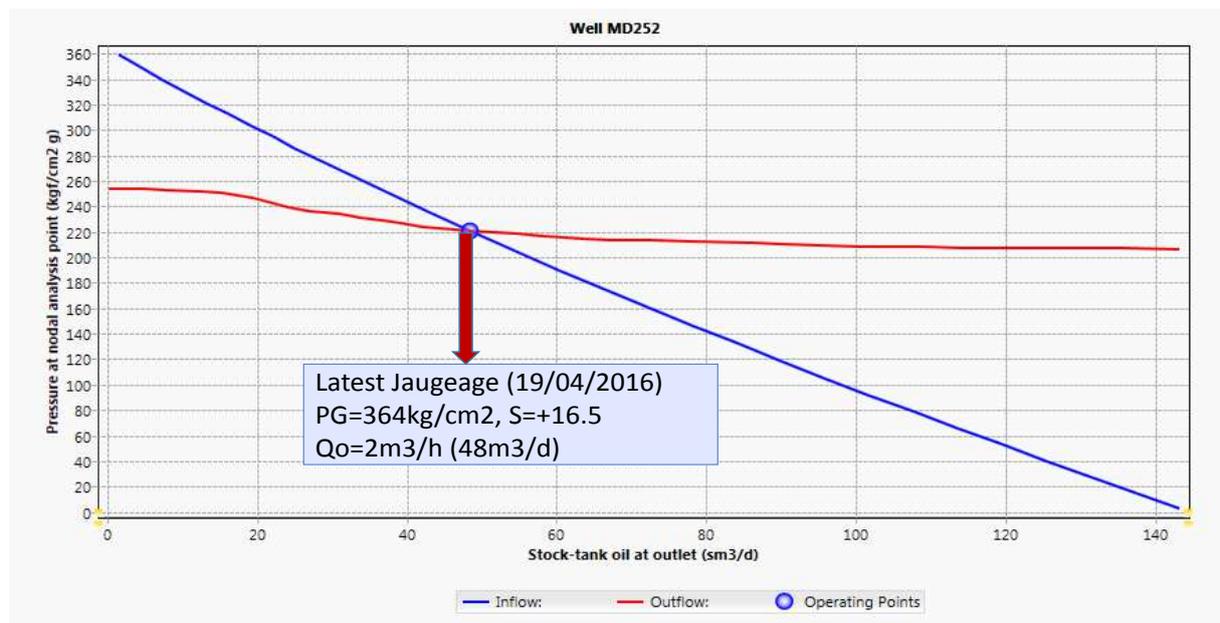


Figure IV.8 : Courbe de l'analyse nodale de Derniers Jaugeage (19/04/2016). [1]

Commentaire : L'analyse nodale a été calculée à partir des données de dernière Jaugeage (19/04/16) qui correspondaient à un skin de $S = + 16,5$ et semble également une partie de la crépine avoir été partiellement bouchée, prédite seulement 20 m de section contribuant à la production.

Analyse Nodal prédite Après Stimulation :

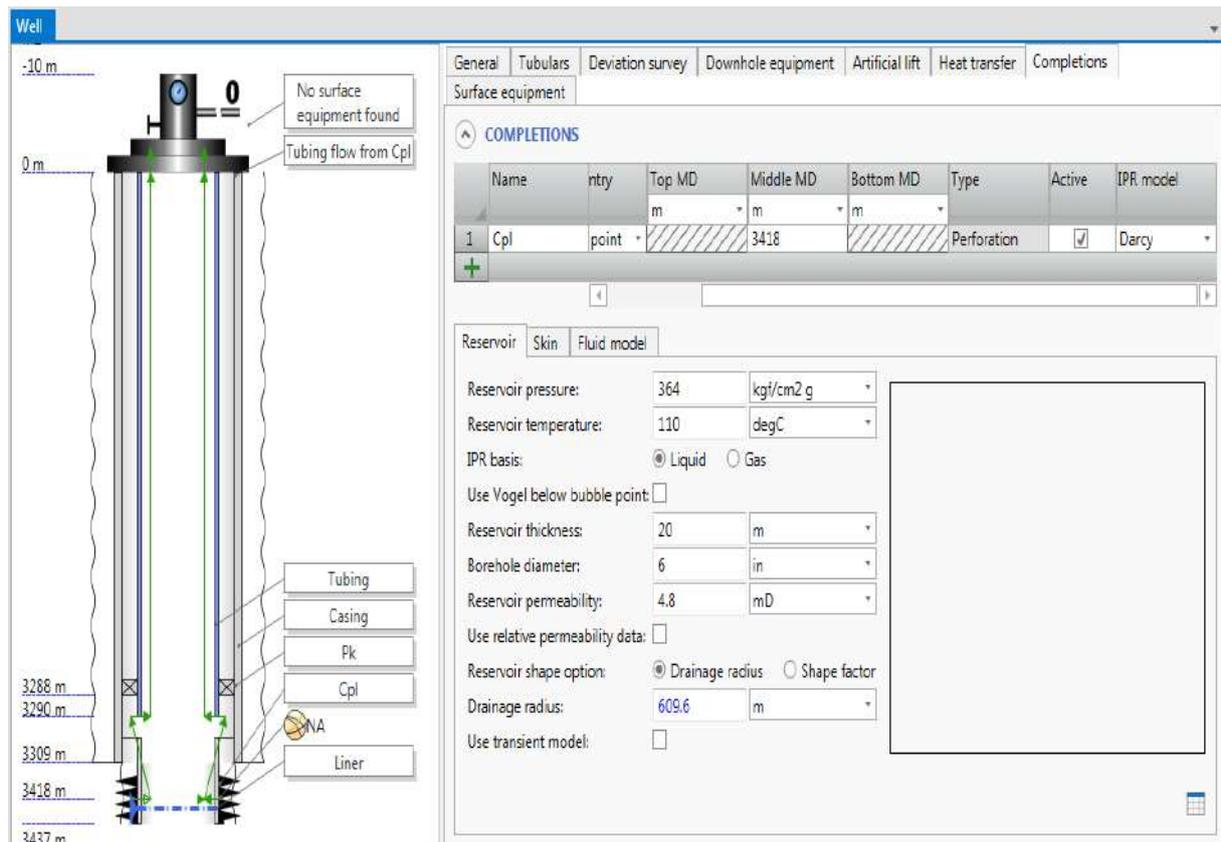


Figure IV.9 : l'analyse nodale prédite des complétions. [1]

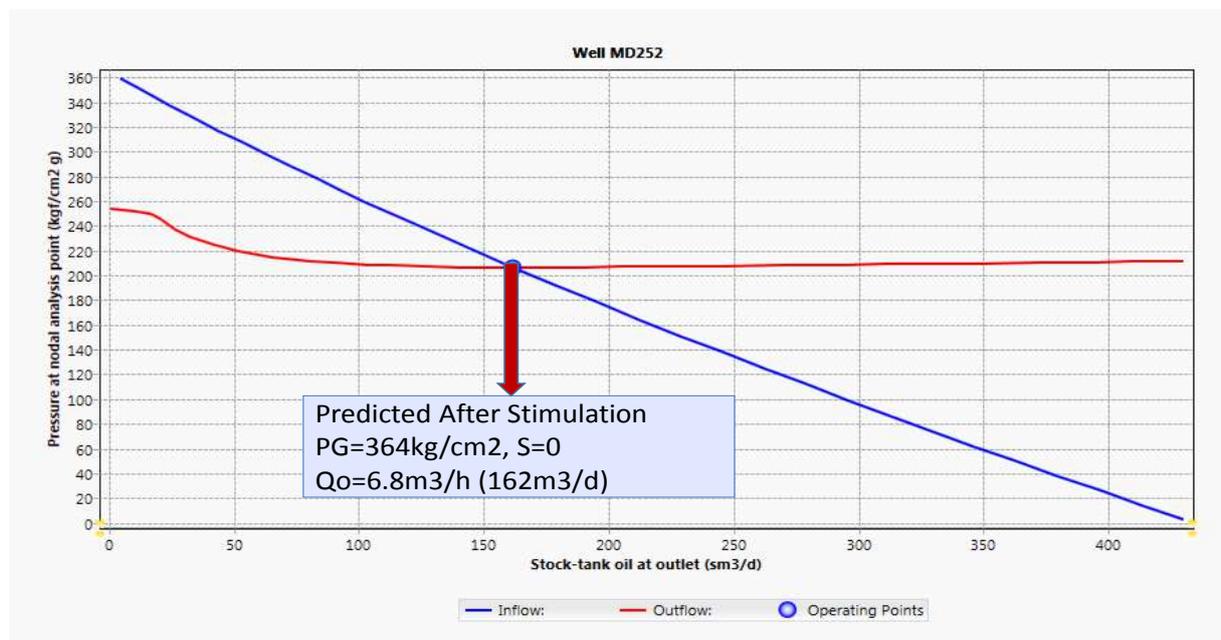


Figure IV.10 : Courbe de l'analyse nodale prédite après stimulation [1]

Commentaire : L'analyse nodale a été calculée pour prédire la condition après stimulation avec un Skin de $S = 0$, qui représente un débit $Q_o = 6,8 \text{ m}^3/\text{h}$.

IV-6)-Calcule la performance du Jet Pompe :

Les calculs de performance du jet pompe sont effectués par un software appelé « JEMS », propriété de Weatherford, 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, l'intervalle de la pression d'injection et la combinaison Buse/Gorge. La sélection de cette combinaison repose sur l'analyse et l'évaluation de l'ingénieur.

Selon le calcul du logiciel JEMS pour le MD-252, la performance de la pompe à jet sera comme suit :

Les DATA à fournir [12]

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

Weatherford Artificial Lift Systems		HYDRAULIC PUMPING SYSTEMS WELL DATA SUMMARY SHEET	
Customer:	SONATRACH	Contact:	
Field & Well:	HMD/MD252		
Location:	Hassi-Messaoud		
Date:	18/04/2017		
	Shut-in		
1	Perforation Vertical Depth (at mid-perfs)	3417,00	M
2	Pump Vertical Depth	3200,00	M
3	Pump Installation Type: (1) Standard (2) Reverse (3)	1	
4	Casing ID	99,568	mm
5	Tubing OD	82,550	mm
6	Tubing ID	62,001	mm
7	Return Tubing ID (Parallel Only)		mm
8	Tubing Length	3200,00	M
9	Pipe Condition (1) = New (2) = Avg. (3) - Old	2	
10	Oil Gravity	45	API
11	Water Cut	0	%
12	Water Specific Gravity	1,05	S.G.
13	Productivity Index (PI) (Will be Grayed-Out if not used)	0,0325	m3/hr/(kg/cm2)
14	Producing GOR	123	M3/M3
15	Gas Specific Gravity (Air =1.00)	0,90	S.G.
16	Separator Pressure	1471	kpa
17	Static BHP @ perforations	35,70	Mpa
18	Flowing BHP @ perforations		Mpa
19	Well Test Flow Rate	46	M3/D
20	Wellhead Temperature	22	Deg C
21	Bottom Hole Temperature	120	Deg C
22	Vented Gas = (1) Unvented Gas = (2)	2	
23	Power Fluid (1) Oil (2) Water	2	
24	Power Fluid Gravity	1	API or S.G.
25	Bubble Point Pressure (will be calculated if unknown)	13,92	Mpa
26	Wellhead Pressure (Pump design)	1765-2450	kpa
Desired Production:	Max	M3/D	
Comments:	PI from old DST =0.065 m3/hr/(kg/cm2). Value divided per 2 for JP design.		

Figure IV.11 : Les données d'entrées de puits MD252 dans le software JEMS. [12]

Commentaire : On a un seul test celui du DST où l'IP est de 0.065 de l'année 1981, pour les conditions actuelle on a pris un IP de 0.0325 qui reprisent la moitié de celui de DST 1981.

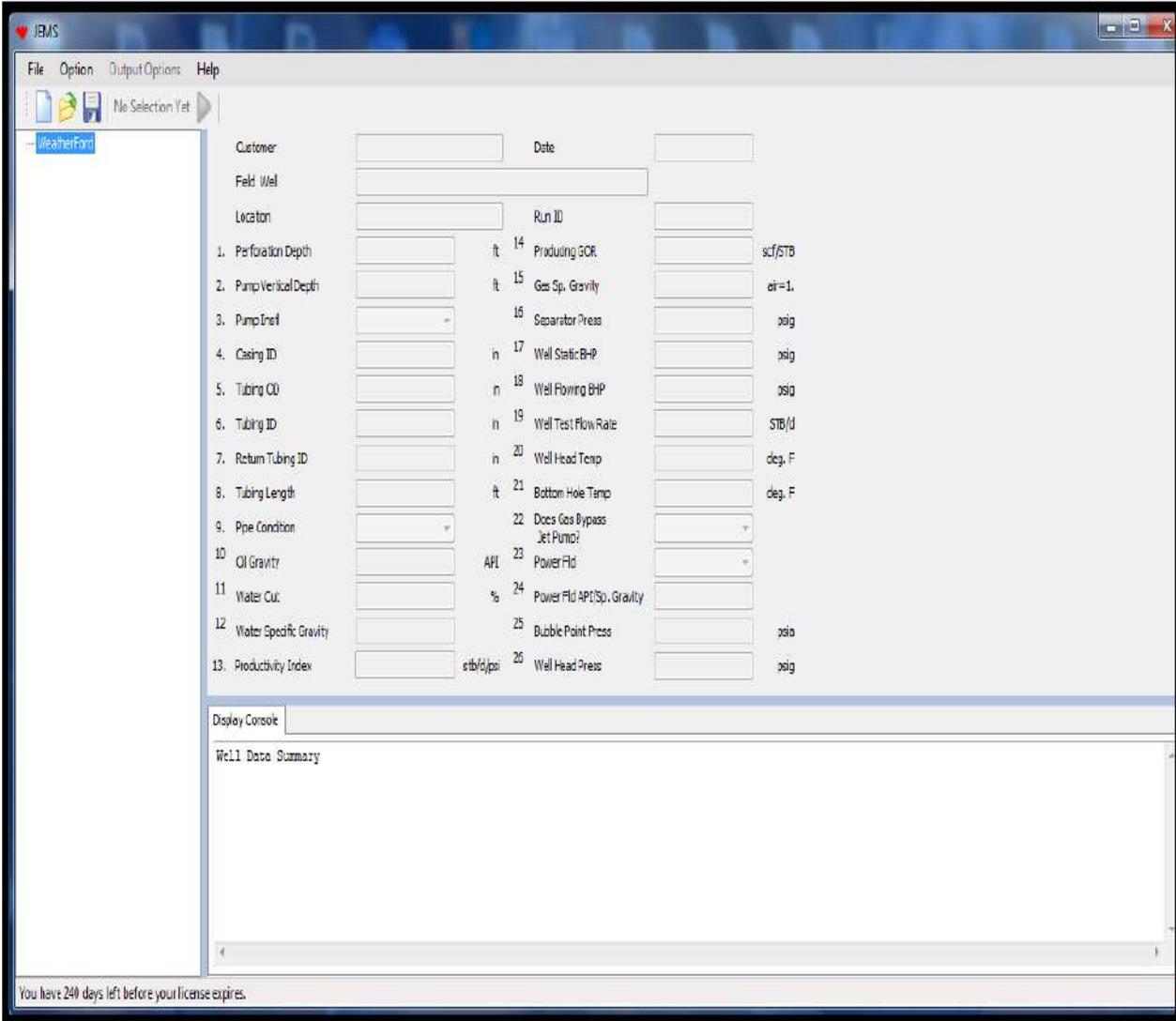


Figure IV.12 : La façade de software JEMS. [12]

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

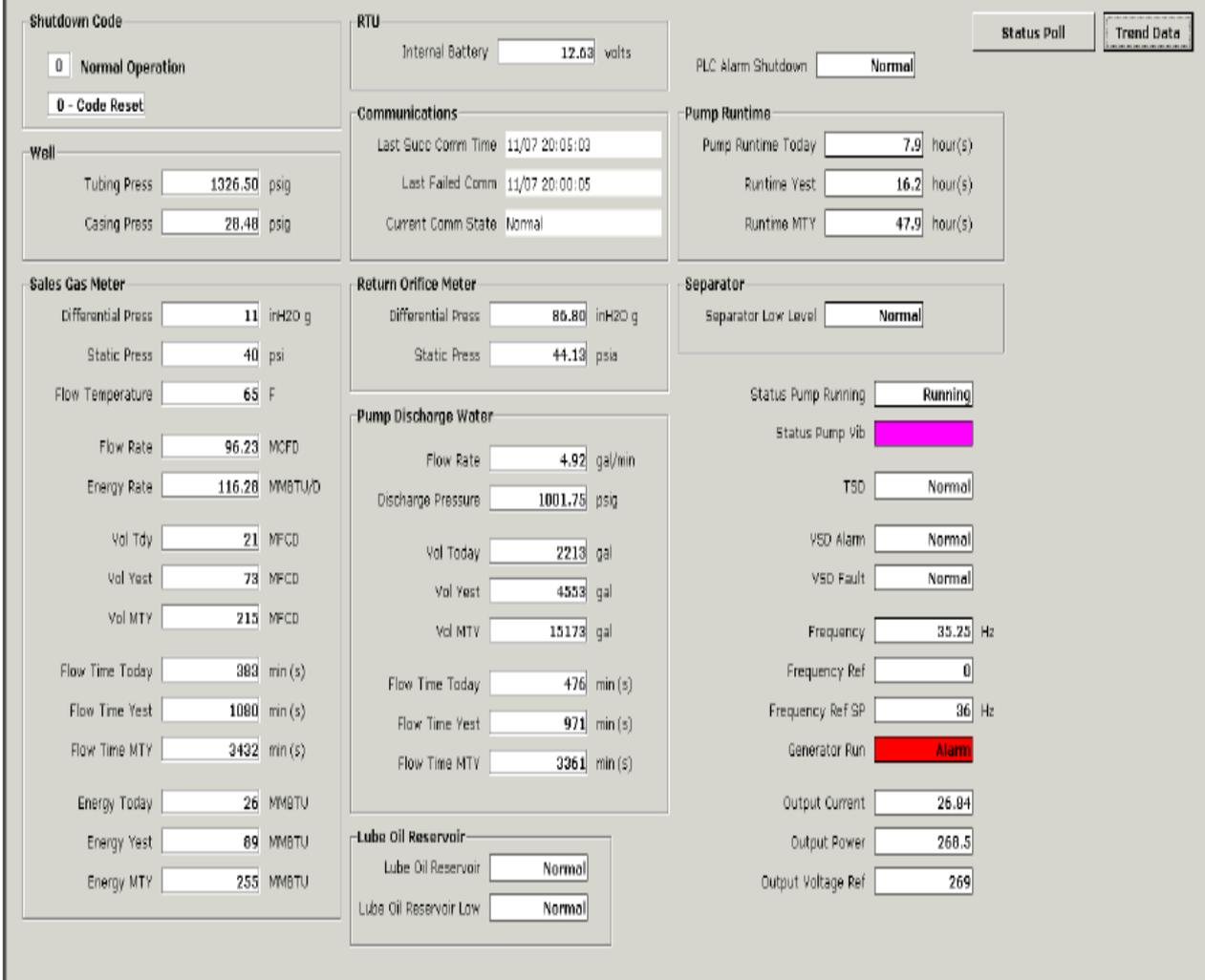


Figure IV.13: deuxième façade de software JEMS. [12]

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

WEATHERFORD ALS, INC.

W E L L D A T A S U M M A R Y

=====

Customer : Sonatrach Production	Date : 02/07/2017
Field & Well : MD-252♦2-7/8♦PFW♦	
Location : MD-252♦2-7/8♦PFW♦	Run ID: 083607-23

1. Perforation Depth (m) : 3417.0	13. Producing GOR (s.m3/m3) : 123.0
2. Pump Vertical Depth (m) : 3200.0	14. Gas Sp. Gravity (air=1.) : 0.900
3. Pump Instl (1) Standard Flow	15. Separator Press (KPa) : 1471.0
(2) Rev. Flow (3) Parallel Flow: 1	16. Well Static BHP (MPa) : 35.70
4. Casing ID (mm) : 99.6	17. PI (m3/d/KPa) : 0.008
5. Tubing OD (mm) : 73.0	18. N/A when PI is used
6. Tubing ID (mm) : 62.0	19. Well Head Temp (deg. C) : 22.0
7. Return Tubing ID (mm) : N/A	20. Bottom Hole Temp (deg. C) : 120.0
8. Tubing Length (m) : 3200.0	21. (1) vented (2) unvented : 2
9. Pipe Cond (1) new (2) avg (3) old : 2	22. Power Fld (1) oil (2) water: 2
10. Oil Gravity (API) : 45.000	23. Power Fld API/Sp. Gravity: 1.050
11. Water Cut (%) : 00.00	24. Bubble Point Press (MPa) : 13.92
12. Water Specific Gravity : 1.050	25. Well Head Press (KPa) : 2450.0

=====

Oilmaster 9A Jet Pump Performance Summary for User Target Specified Production Rate of 127.0 m3/D at 18.39 MPa Pump Intake Pressure

Injection Pressure = 24.1 MPa
Injection Rate = 247.2 M3/D
Horsepower to Jet Pump = 106.4 HP
Pump Intake Pressure = 18.4 MPa
Discharge Pressure = 30.7 MPa
Rate Cavitation Begins = 242.4 M3/D

SHOWN BELOW THE FOLLOWING TABLE ARE THE SOLUTION POINTS FOR THE FOUR INJECTION PRESSURES LISTED AT THE TOP OF THE TABLE. AT THE END OF THIS OUTPUT IS A LEGEND EXPLAINING THE TERMS THAT ARE USED.

FLOWING BOTTOM HOLE PRES	WELL INFLOW	CAV. RATE	PF =18.00		PF =20.00		PF =22.00		PF =24.00	
			QS	QN	QS	QN	QS	QN	QS	QN
34.4	0.0	331.4	1589.7	160.3	1589.7	170.0	1589.7	179.2	1589.7	188.0
33.4	8.0	326.5	1589.7	165.0	1589.7	174.5	1589.7	183.5	1589.7	192.1
32.3	16.1	321.5	1589.7	169.9	1589.7	179.1	1589.7	187.9	1589.7	196.3
31.3	24.1	316.5	1589.7	174.6	1589.7	183.6	1589.7	192.2	1589.7	200.4
30.3	32.1	311.3	1589.7	179.2	1589.7	188.0	1589.7	196.4	1589.7	204.4
29.3	40.2	306.1	1589.7	183.7	1589.7	192.3	188.7	200.5	193.4	208.4
28.3	48.2	300.8	173.0	188.1	178.4	196.4	183.3	204.5	188.6	212.2
27.3	56.2	295.3	166.6	192.3	172.3	200.5	178.0	208.4	183.0	216.0
26.3	64.3	289.8	160.0	196.5	166.0	204.6	171.9	212.3	177.8	219.7
25.3	72.3	284.2	153.7	200.6	160.1	208.5	166.3	216.1	172.3	223.4
24.3	80.4	278.5	147.1	204.6	153.8	212.4	160.4	219.8	166.6	227.0
23.2	88.4	272.6	140.0	208.6	147.4	216.2	154.3	223.5	160.8	230.6
22.2	96.4	266.6	132.4	212.4	140.3	219.9	147.7	227.1	154.7	234.1
21.2	104.5	260.5	124.3	216.2	132.8	223.6	140.8	230.6	148.2	237.5
20.2	112.5	254.2	113.3	220.0	124.7	227.2	133.4	234.1	141.4	240.9
19.2	120.5	247.8	102.8	223.6	114.1	230.7	123.9	237.6	132.8	244.3
18.2	128.6	241.2	47.8	227.2	103.9	234.2	115.0	241.0	124.8	247.6

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

17.2	136.6	234.4	0.0	230.8	58.6	237.7	105.9	244.3	116.2	250.8
16.2	144.6	227.4	0.0	234.3	0.0	241.1	64.4	247.6	107.5	254.0
15.2	152.7	206.4	0.0	237.7	0.0	244.4	36.0	250.9	67.8	257.2
14.2	160.7	185.3	0.0	241.1	0.0	247.7	0.0	254.1	48.2	260.4
13.1	168.6	166.4	0.0	244.5	0.0	251.0	0.0	257.3	0.0	263.5
12.1	176.1	149.3	0.0	247.8	0.0	254.2	0.0	260.4	0.0	266.5
11.1	183.0	133.6	0.0	251.1	0.0	257.4	0.0	263.5	0.0	269.5
10.1	189.4	119.1	0.0	254.3	0.0	260.5	0.0	266.6	0.0	272.5
9.1	195.2	105.4	0.0	257.5	0.0	263.6	0.0	269.6	0.0	275.5
8.1	200.6	92.5	0.0	260.6	0.0	266.7	0.0	272.6	0.0	278.4
7.1	205.4	80.2	0.0	263.7	0.0	269.7	0.0	275.6	0.0	281.3
6.1	209.7	68.3	0.0	266.8	0.0	272.7	0.0	278.5	0.0	284.2
5.1	213.5	56.7	0.0	269.8	0.0	275.7	0.0	281.4	0.0	287.1
4.0	216.8	45.7	0.0	272.8	0.0	278.6	0.0	284.3	0.0	289.9
3.0	219.6	34.7	0.0	275.8	0.0	281.5	0.0	287.2	0.0	292.7
2.0	221.8	23.5	0.0	278.7	0.0	284.4	0.0	290.0	0.0	295.4
1.0	223.5	12.2	0.0	281.6	0.0	287.2	0.0	292.8	0.0	298.2
0.0	224.7	0.0	0.0	284.5	0.0	290.1	0.0	295.5	0.0	300.9

```

=====
Injection Pressure = 18.0 MPa
Production Rate = 112.9 M3/D
Injection Rate = 220.1 M3/D
Horsepower to Jet Pump = 70.7 HP
Pump Intake Pressure = 20.2 MPa
Discharge Pressure = 29.9 MPa
Rate Cavitation Begins = 253.9 M3/D

```

```

Injection Pressure = 20.0 MPa
Production Rate = 117.7 M3/D
Injection Rate = 229.4 M3/D
Horsepower to Jet Pump = 81.8 HP
Pump Intake Pressure = 19.6 MPa
Discharge Pressure = 30.2 MPa
Rate Cavitation Begins = 250.0 M3/D

```

```

Injection Pressure = 22.0 MPa
Production Rate = 122.1 M3/D
Injection Rate = 238.2 M3/D
Horsepower to Jet Pump = 93.5 HP
Pump Intake Pressure = 19.0 MPa
Discharge Pressure = 30.4 MPa
Rate Cavitation Begins = 246.4 M3/D

```

```

Injection Pressure = 24.0 MPa
Production Rate = 126.7 M3/D
Injection Rate = 246.7 M3/D
Horsepower to Jet Pump = 105.6 HP
Pump Intake Pressure = 18.4 MPa
Discharge Pressure = 30.7 MPa
Rate Cavitation Begins = 242.7 M3/D

```

LEGEND FOR COLUMN HEADINGS

1. FLOWING BOTTOM HOLE PRES: Pump Intake Pressure at Pump Depth in MPa
2. WELL INFLOW: Flow Rates for Pump Intake Pressures in M3/D
3. CAV. RATE: Production Rate at Which Pump Will Cavitate in M3/D

4. PF: Power Fluid Surface Injection Pressure in MPa
5. QS: Capability of pump at FBHP and PF values in M3/D. A Value of 9999 reflects a flowing condition. A value of 0 reflects a stalling condition
6. QN: Power Fluid Injection Rate in M3/D

- Notes: 1. Items 1 & 2 are used to construct the PI/IPR line. If those columns have only zeros, then input lines #16-#18 have incomplete information.
2. Item 3 is used to construct the graph's Production Cavitation line.
3. Items 4 & 5 are used to create injection pressure lines on graph.

Figure IV.14 : les cinq meilleurs scénarios donnés par JEMS. [12]

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

IV-6.1)- Résultat de la simulation par JEMS :

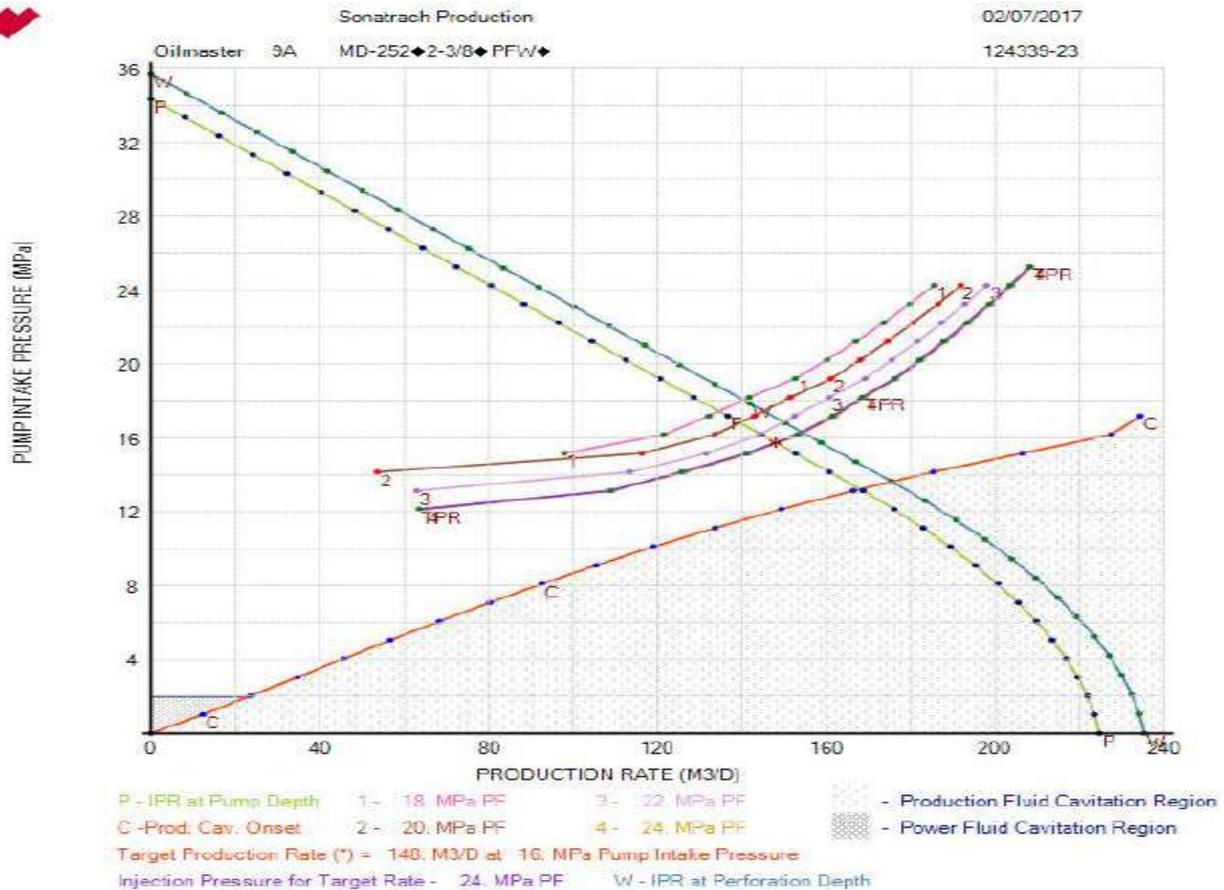


Figure IV.15 : Courbe de performance du Jet Pompe. [12]

Commentaire : les cinq scénarios sont très loin de la phase de cavitation.

Tableau IV.6 : Résultat de simulation pour le tubing 2"7/8. [12]

SONATRACH JET POMPE PROJECT (4WELLS) SENSIVITIES TABLE							
TUBING SIZE 2-7/8"							
Puits	Pf type	Test rate [m ³ /d]	Jet pompe target rate [m ³ /d]	Gain In rate [%]	Net oil [m ³ /d]	Horsepower to jet [HP]	[m ³ oil/d]/HP
MD252	Huile	46	130	183	130	111	1.171
MD252	Eau	46	127	176	127	106	1.198

Commentaire : d'après le tableau ci-dessus l'huile représente le meilleur power fluide.

Tableau IV.7 : Résultat de simulation pour le tubing 2"3/8. [12]

TUBING SIZE 2-3/8"							
Puits	Pf type	Test rate [m ³ /d]	Jet pompe target rate [m ³ /d]	Gain In rate [%]	Net oil [m ³ /d]	Horsepower to jet [HP]	[m ³ oil/d]/HP
MD252	Huile	46	148	222	148	140	1.057
MD252	Eau	46	148	222	148	107	1.383

Commentaire : d'après le tableau ci-dessus l'eau représente le meilleur power fluide.

Résultat: Vu la disponibilité du tubing 2"7/8 notre power fluide seras l'huile qui représente un meilleur Gain puisque le horsepower petit par rapport le horsepower de jet pompe dans le tubing 2"3/8.

IV-6.2)-Procédure de la descente :

La descente de Jet Pompe sera établie par un Snubbing

Détails des travaux :

1. Teste des espaces annulaires.
2. Montage l'appareille Snubbing.
3. Teste BOP à 5000 psi.
4. Montage la garniture de nettoyage.
5. Nettoyage jusqu'au fond.
6. Procéder à la descente de la complétion composée essentiellement d'un Packer HRP 4"1/2 + Tubing 2"7/8 N.Vam équipé d'une Jet Pompe à travers le tubing 4"1/2 N.Vam.
7. Applique une pression de 3000 psi dans le tubing pendant 15 min pour l'ancrage du packer. Une fois le packer est ancré applique une pression de 1000 psi dans l'espace annulaire pour vérifier l'étanchéité du packer.

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

8. une fois le puits est complété, procédé à l'installation des équipements de surface (vessel, pompe triplex, accumulateur, cyclone ...).
9. mise en circulation l'eau traité pour nettoyage tout en bay-passant le vessel.
10. Descente la Jet Pompe.
11. Commencé le pompage et la mise en production en service.
12. Après la stabilisation, jaugeage et évaluation. [1]

IV-7)- Evaluation économique :

En vue d'évaluer l'apport de la Jet Pompe, une évaluation économique s'avère nécessaire pour permettre de décider s'il y a lieu ou non de poursuivre le fonctionnement de la Jet Pompe. [12]

IV-7.1)- Le coût total de l'installation de la Jet Pompe : 2.400.000\$.

IV-7.2)- Gain de l'opération :

D'après les résultats d'évaluation Jet Pompe on a :

- Le débit d'huile avant l'installation Jet Pompe $Q_{\text{Avant}} = 0 \text{ m}^3/\text{j}$.
- Le débit d'huile après l'installation Jet Pompe $Q_{\text{Après}} = 130 \text{ m}^3/\text{j}$.
- $\Delta Q = Q_{\text{Après}} - Q_{\text{Avant}}$
 $\Delta Q = 130 - 0 = 130 \text{ m}^3/\text{j} = 5.41 \text{ m}^3 / \text{h}$

IV-7.3)- Calcul du coût en volume :

$$\Delta Q = 130 \text{ m}^3 / \text{j} = 817.70 \text{ bbl} / \text{j}$$

Si on prend le prix moyen de baril du pétrole en 2017 est 50 \$ (Jusqu'à le 19/04/2017).

$$\text{Le coût en volume équivalent (bbl)} = \text{Le coût total de l'opération} / \text{Le prix de baril}$$

Le cout en volume équivalent = 2400000/ 50

$$\text{Le coût en volume équivalent} = 48000 \text{ bbl}$$

IV-7.4)- Le délai d'amortissement :

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

Avec : $\Delta Q = 130 \text{ m}^3/\text{j} = 817.70 \text{ bbl}/\text{j}$.

Chapitre IV Etude de puits MD252 pour Jet Pompe à Hassi-Messaoud

Délai d'amortissement (Jours) = $48000/817.7$

Délai d'amortissement = 59 jours

[4]

Discussion : Le puits devra produire à ce rythme 59 jours pour que le coût de l'opération soit amorti si le prix de baril 50 \$. [12]

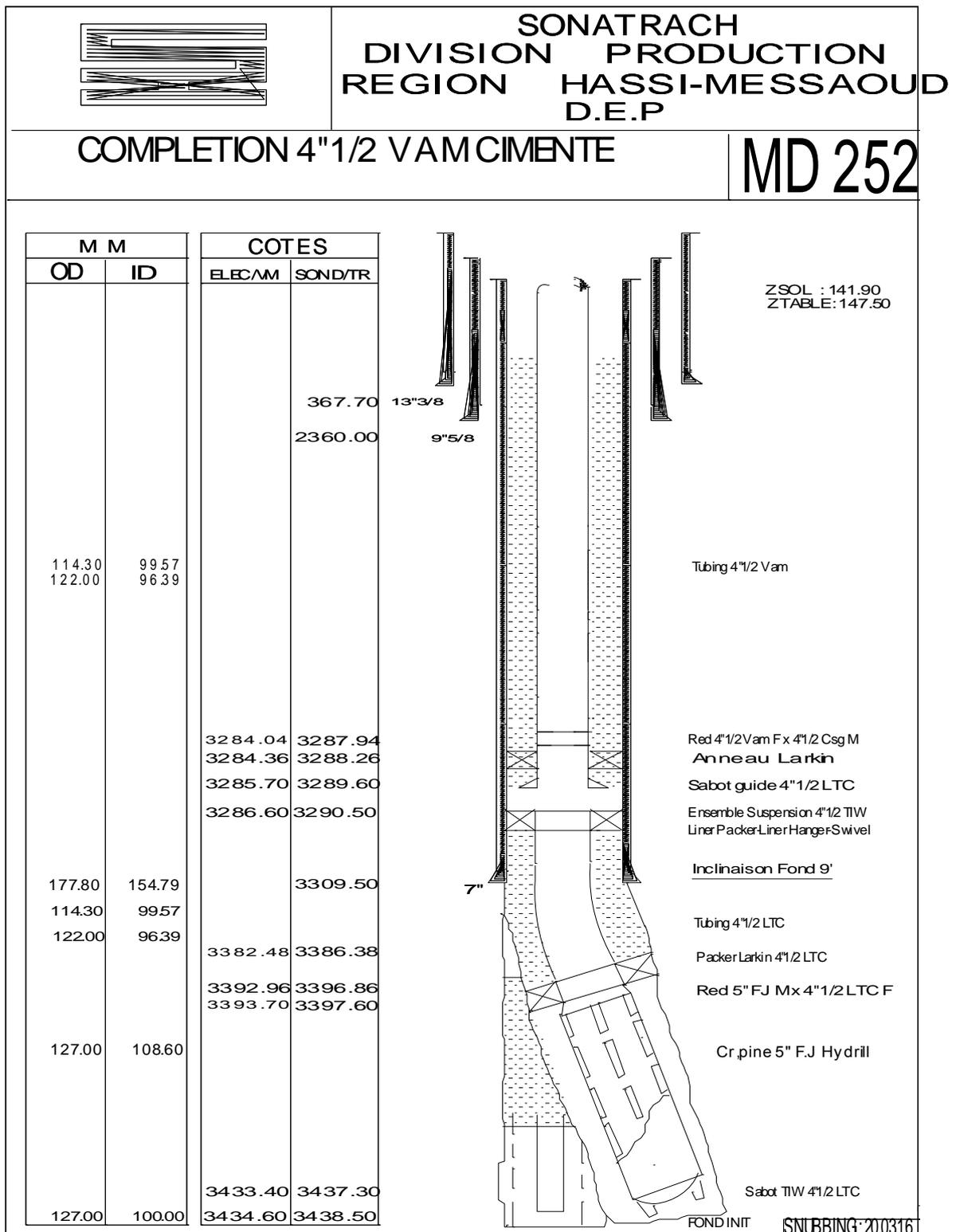


FIGURE IV.16 : fiche technique de puits MD252. [1]

Conclusion générale

Conclusion générale :

Pour conclure notre étude on vous expose ces points ci-dessus et par la suite quelque recommandations :

- ❑ L' étude a permis de montrer l'importance et l'efficacité de l'utilisation de la Jet Pompe dans l'exploitation des réservoirs ayant des pressions de gisement très faible (non éruptif) pour soulever les fluides du gisement jusqu'à la surface grâce au fluide d'énergie qui maintiendra la production stable, ce qui nous donne un gain considérable au niveau économique.
- ❑ L'analyse nodale faite par le logiciel « Pipesime » a été calculée à partir des données de dernière Jaugeage (19/04/16) qui correspondaient à un skin de $S = + 16,5$ et c'est avéré qu'une partie de la crépine a été partiellement bouchée (il y a que 20 m qui contribuent à la production), pour un puits stimulé (skin = 0) son débit est de $6,8 \text{ m}^3/\text{h}$.
- ❑ Vu la disponibilité du tubing 2"7/8 et d'après la simulation JEMS notre power fluide sera l'huile qui représente un meilleur Gain ($130 \text{ m}^3/\text{j}$) pour une combinaison Buse/Gorge de 9A.
- ❑ Pour un rendement économique en prenant en considération le prix du baril à 50 \$; le puits devra produire durant 59 jours à un débit de $130 \text{ m}^3/\text{j}$.

Les recommandations :

- ❑ Avant la descente de la complétion équipée de jet pompe, il faut faire une petite fracturation hydraulique pour by-pass l'endommagement près du wellbore.
- ❑ En effet, l'installation du jet pompe est une technique rentable, mais elle est coûteuse, et par la suite on recommande de bien faire le choix des puits candidats et de donner le temps nécessaire pour l'établissement d'un design de jet pompe qui est le paramètre clé dans la réussite de la mise en fonction.
- ❑ Refaire le design de la combinaison Buse/Gorge à chaque fois que les paramètres de puits changent.

Bibliographie :

- [1] **Sonatrach** : DP HMD : service technique puits
- [2] **Mémoire de magistère** : contribution à l'étude NPT au cour de forage (HMD), Miloudi Mustapha, Université Ouargla 2015
- [3] **Rapport de stage** Gassmi Intissar : stage à weatherford, Activation des puits par le système hydraulique Jet Lifting depuis 2016
- [4] Darmci, Basic artificial lift, Canadian oil well systems company ltd, 12/07/2015.
- [5] J.Stafford, Plunger lifts system, Weatherford, 18/11/2014.
- [6] D.Perrin, Activation des puits, ENSPM formation industrie, 22/01/2003.
- Site internet
- [7] http://www.petrowiki.org/Hydraulic_pumping. février 2016.
- [8] **Mémoire** : -Gassmi. Intissar , Activation des puits par le Système Hydraulique Jet Lifting Puits RECN-1 , Université Kasdi Merbah Ouargla , Le 22/05/2016.
- [9] **Mémoire** : Kbour Lahcene et Ait Saadi Mouloud, Etude comparative entre gaz lift et jet pompes dans le champ RBK, Université M'HAMED BOUGUERRA BOUMERDES, 2013/2014.
- [10] **Weatherford**: -livres: weatherford Artificial Lift Systems (Hydraulic Lift Systems), TOBY S. PUGH depuis 06/05/2015
- [11] **Weatherford**, Hydraulic pumping systems training manual, 01/2016
- [12] **Weatherford** : base des données par chef projet de jet pompe

Résumé :

Le champ de Hassi Messaoud a atteint un degré de déplétion très élevé mais non encore définitif. Ces réservoirs ont subi une longue et complexe évolution géologique qui a généré une hétérogénéité difficile à localiser et à évaluer spatialement.

Ces dernières années de vastes programmes de développement sont tracés pour soutirer encore plus de pétrole. Parmi ces programmes, le système d'activation lift qui a pris une place assez importante.

Cette étude s'inscrit dans cette nouvelle dynamique d'exploration du champ de Hassi Messaoud. Elle s'articule autour des objectifs suivants qui sont : étude d'un puits MD252 candidat pour jet pompe, dont on présente l'analyse de performance de puits par le software Pipesime pour déterminer le débit optimum de fonctionnement du puits et les calculs de la performance de la Jet Pompe par le software JEMS afin de déterminer la pression d'injection et la meilleure combinaison Buse/Gorge. En conclu l'étude par un calcul technoéconomique pour évaluer la Jet Pompe.

Les mots clés: Jet pompe, fluide d'énergie, Logiciel JEMS, Logiciel Pipe Sim, BHA jet pompe, champ HMD.

ملخص:

حقل حاسي مسعود وصل الى درجة عالية جدا من الاستنزاف. خضعت هذه الخزانات لتحويلات جيولوجية طويلة ومعقدة التي ادت الى عدم تجانس من الصعب تحديد موقعه وتقييمه, في السنوات الأخيرة وتتبع عدة برامج تطويرية موسعة رسمت لدعم انتاج البترول. ومن بين هذه البرامج نظام تفعيل الرفع الذي أخذ مكانة جد مهمة .

هذه الدراسة تدخل في ديناميكية جديدة لاستغلال حقل حاسي مسعود. هذه الدراسة تركز على الأهداف التالية : دراسة بئر MD252 المرشح للمضخة النفائثة، حيث عرضنا تحليل لمميزات هذا البئر باستعمال برنامج Pipesime لتحديد التدفق الأمثل لتشغيل هذا البئر, وعرضنا حسابات مميزات المضخة النفائثة باستخدام برنامج JEMS لتحديد ضغط الحقن والتركيبية المثالية فوهة / الحلق.

ختمنا هذه الدراسة بدراسة تقنواقتصادية لتقييم المضخة النفائثة.

الكلمات المفتاحية : حقل حاسي مسعود - المضخة النفائثة - مائع الطاقة - برنامج

JEMS - برنامج Pipesim.