

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre
et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

ABDELJEBBAR Mokhtaria-HADJOUJIA Mohamed Redha-BIRECHE Assia

-THEME-

**Application de jet pump pour augmenter la production et
résoudre les problèmes d'exploitation dans le champ de HMD**

Soutenu le : 10/06/ 2023 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. MEHASSOUEL AMMAR	MCA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. GHALI AHMED Mr. ZERROUKI ALLI AHMED	MCB MCB	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. KADRI AHMED YACINE	MAA	Univ. Ouargla

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

*Au moment de conclure ce travail, nous tenons à présenter nos très sincères remerciements à notre encadreur Monsieur **GHALI Ahmed** et aussi co-encadreur Monsieur **ZERROKI Ali Ahmed** pour tous leur précieux conseils et leur disponibilité.*

*Nos profonds remerciements vont particulièrement à chef service **CHERIFI Lakhdar Amine** et **RAHAL Mohamed Lakhdar, DJELDJEL Mohamed Amine** les ingénieurs production à **SONATRACH- Hassi Messaoud** non seulement de m'avoir fait bénéficier de leur expérience. Mais aussi pour leur gentille extraordinaire et ses encouragements.*

*Nos vifs remerciements vont également à Monsieur **MEHASSOUEL Ammar** pour avoir bien voulu accepter de présider le jury de ce mémoire.*

*Nous tenons à exprimer notre reconnaissance à Monsieur **KADRI Ahmed Yacine**, d'avoir accepté de se joindre à ce jury comme examinateur.*

Nous présentons aussi nos remerciements à tous les enseignants et le personnel de notre département "Production des hydrocarbures".

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce mémoire à mes chers parents qui ont été toujours à mes côtés et m'ont toujours soutenu tout au long de ces longues années d'études. En signe de reconnaissance, qu'ils trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études. A toute ma famille Et A toutes mes amies, Et surtout BOUMAARAF Samir , MAALEM Tarek, BOUABDALLAH Chahreddine. A tous les gens qui me connaissent et que je connais en particulier Nabil, Samir, Mohamed, et mon frère Abdechafik . Et à tous ceux qui aiment le bon travail et ne reculent pas devant les obstacles de la vie.

HADJOUJJA Mohammed Ridha

Dédicace

Avec un cœur débordant de joie et de sensation

J'ai un grand plaisir de dédier ce modeste travail

À ma très chère mère qui me donne toujours l'espoir de vivre et

Qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements son soutien.

A tous mes frères et sœurs.

A mes meilleurs amis.

A tous ces que j'aime et je respecte

ABDELJEBBAR Mokhtaria

Dédicace

Le dédie ce mémoire a mon père et ma chère grand-mère, que Dieu ait leurs âmes.

A toute ma famille, ma chère mère, mes frères, pour leurs sacrifices,

Leur amour, leur tendresse.

Mes chers amis de loin ou de près, pour leur encouragement

Permanant et leur soutien moral.

Et à toute personne qui m'a aidé de près ou de loin à réaliser ce

Modeste travail.

BIRECHE Assia

Parmi les techniques d'activation des puits les plus fréquemment utilisées sont la Jet Pump et le Gas-lift, sont des techniques de production par descente d'une pompe a certain profondeur et l'injection du Gas-lift pour optimiser la production Dans l'objectif d'orienter plus de gaz pour le maintien de pression afin d'augmenter les réserves récupérables, et aussi pour le gaz de vente si demandé, il est impératif de diversifier les modes d'activation (gaz lift, pompage de fond) pour réduire la consommation du gaz pour le gaz lift. Besoin en gaz pour le gaz lift qui ne cesse d'augmenter pour l'activation des puits non éruptifs (> 12 millions m³/ Jour actuellement) L'emplacement du puits (zone d'agriculteur, zone lointaine où le gaz est indisponible,)

Mots Clés : JET A POMPE , GAZ-IFT, WATER CUT, PIPESIM, SNAP.

ABSTRACT:

Among the most frequently used activation techniques are the Jet Pump and the Gas-lift, are production techniques by lowering a pump to a certain depth and the injection of the Gas-lift to optimize production. to direct more gas for pressure maintenance in order to increase the recoverable reserves, and also for the sale gas if requested, it is imperative to diversify the activation modes (gas lift, downhole pumping) to reduce the gas consumption for the gas lift. Gas need for the gas lift which continues to increase for the activation of non-eruptive wells (> 12 million m³ / day currently) The location of the well (farmer zone, zone far away where gas is unavailable,)

Keywords: JET PUMP, GAS-LIFT, WATER CUT, PIPESIM, SNAP.

ملخص

من بين تقنيات التنشيط الأكثر استخدامًا هي المضخة النفثاءة والرفع بالغاز ، وهي تقنيات الإنتاج عن طريق خفض المضخة إلى عمق معين وحقن الرافعة الغازية لتحسين الإنتاج. لتوجيه المزيد من الغاز للحفاظ على الضغط من أجل زيادة الاحتياطيات القابلة للاسترداد ، وكذلك لبيع الغاز إذا طلب ذلك ، من الضروري تنوع أوضاع التنشيط (رفع الغاز ، الضخ في قاع البئر) لتقليل استهلاك الغاز لرفع الغاز. تنشيط الآبار غير البركانية (< 12 مليون متر مكعب / يوم حاليًا) موقع البئر (منطقة المزارعين ، المنطقة البعيدة حيث لا يتوفر الغاز

الكلمات المفتاحية: المضخة النفثاءة، الرفع بالغاز، قطع الماء، PIPESIM ، SNAP.

Remerciement.....
Dédicace
Dédicace
Dédicace
RÉSUMÉ :
Introduction.....
Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud.	
Introduction	2
I.1 Zones et numérotation des puits.....	2
I.2 Aspect stratigraphique de Hassi Messaoud.....	3
I.2.1. Socle	3
I.2.2. Paléozoïque.....	3
I.2.3 Mésozoïque	4
I.3 Description et caractéristiques du réservoir	5
I.4 Présentation de la région d'étude « HASSI GUETTAR » :	6
I.4.1 Situation géographique et Géologique de Hassi Guettar :	6
I.4.2 Aspect structural :	6
I.4.3 Aspect pétrolier :	6
I.4.4 Les roches réservoirs :	6
Conclusion.....	7
Chapitre II : Système d'activation par Jet Pump.	
Introduction.....	9
II. -1- Les équipements de Jet Pump	9
II.1-1- Les équipements de surface :	9
II.1.2 Les équipements du fond :	13
II.2 Les types d'installations de Jet Pump :	15
II.2.1. L'installation libre « free style » :	15
II.2.2. L'installation par Wireline :	18
II.2.3. L'ancrage fixe :	19
II.3. Les avantages et les inconvénients de Jet Pump :	20
II.4. Les domaines d'applications de Jet Pump	21
II.5. Comment fonctionne la JET PUMP ?	21
II.6. Problèmes agissant sur le fonctionnement des Jet Pumps :	23
Conclusion.....	24

Chapitre III : Etude de cas.....	
Introduction.....	26
III.1 Critères de sélection des puits candidats pour activation :.....	26
III.2 La sélection des puits candidats pour jet pump:	27
III-3 Etude des deux puits candidat pour Jet Pump : HGANE2, OMM413	30
III.3.1. Etat du puits HGANE2	30
III.3.Etude de puits OMM413:	47
III.3.2. Etats du puits OMM413:	47
Conclusion :	57
Chapitre VI : Evaluation Economique	
Introduction :.....	59
VI .1 Puits HGANE2 :.....	59
VI.1.1 Le coût total de l'opération avec JET PUMP :	59
VI.1.2.Le coût total de l'opération avec Gaslift :.....	61
VI.1.3.Gain de l'opération :.....	61
VI.2.le Puits OMM413	62
VI.2.1.Le coût total de l'opération avec JET PUMP :	62
VI.2.2.Gain de l'opération :.....	63
VI.2.3.Coût total de L'opération :	63
VI.2.4.Le coût total de l'opération avec Gaslift :.....	65
Conclusion :	66
Conclusion	68
Bibliographie	
Annexe	70

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : champs Hassi Messaoud	2
Figure I.2 : Carte des zones de champ de HMD (SH/DP)	3
Figure I.3 : Coupe stratigraphique et différentes phases de forage du champ de HMD.	5
Figure I.4 : Situation géographique et géologique de Hassi Guettar	6
Figure I.5 : Carte en isobathe au toit du Ri de Hassi Guettar Nord-Est	7
Figure II.1 : L'installation de surface.	10
Figure II.2 : Cyclone	11
Figure II.3 : La pompe triplex de surface.	12
Figure II.4 : Pulsation dampener	12
Figure II.5 : Installation de débitmètre.	13
Figure II.6 : Nozzle et Throat	14
Figure II.7 : Combinaison des Nozzles et Throats.	15
Figure II.8 : L'installation et la récupération de jet pump.	16
Figure II.9 : La tête de puits pour l'installation libre de pompe.	16
Figure II.10 : BHA et Standing valve	17
Figure II.11 : Les équipements de fond de complétion free style	18
Figure II.12 : Jet pompe ancrée aux niveaux du SSD et SPM	19
Figure II.13 : Exemple de Jet pompe à l'ancrage fixe	20
Figure II.14 : La cavitation dans le Throat.	24
Figure III.1: Positionnement des puits verticaux sans GL HGANE	28
Figure III.2 : Positionnement des puits verticaux sans GL, zone complexe (1A)	28
Figure III.3 : Carte de positionnement du puits HGANE2	30
Figure III.4 : Le profil de production du puits	31
Figure III.5: Le schéma de complétion sur PIPESIM	35
Figure III.6. Choix de corrélation	36
Figure III.7 : Courbe de l'analyse nodale du BUILD-UP 06/07/2020	37
Figure III.8 : Aanalyse Nodale de dernier jaugeage (27/02/22)	37
Figure III.9: IPR –VLPnon éruptif	38
Figure III.10: Les datas a fourni dans SNAP	39
Figure III.11: La performane du jet pump	41
Figure III.12 : La performane du jet pum	42
Figure III.13: Les points de fonctionnement pour différentes pressions d'injection.	44
Figure III.14: Le schéma de circulation de fluide d'énergie.	45
Figure III.15. Sensitivité sur le diamètre de duse	46
Figure III.16 : Performance du débit d'injection de gaz HGANE2	47
Figure III .17 : Carte de positionnement du puits OMM413	49
Figure III.18 : Paramètres de production du puits	49
Figure III.19 : jaugeage et Cahier Courbes_2022	51
Figure III.20 : Le schéma de complétion sur PIPESIM	52
Figure III.21 : L'états actuelle du puits.	52
Figure III.22: Les points de fonctionnement le fluide injecté (eau) 2"3/8	53
Figure III.23 : Les points de fonctionnement le fluide injecté (eau) 2"3/8	54
Figure. III.24 : La sensitivité sur le diamètre de Duse	56
Figure.III.25 : L'états actuelle du puits	56
Figure III.26 : Le schéma de complétion sur PIPESIM OMM413	57

LISTE DES TABLEAUX

Tableau.II 1 : Les Spécifications de réservoir vessel et l'accumulateur	11
Tableau.III.1 : Conditions de productivité pour choisir la méthode d'activation artificielle	26
Tableau.III.2 : Le choix de système d'activation selon la profondeur du puits.	27
Tableau.III.3 : Problèmes courants affectant le choix des méthodes artificielles	27
Tableau.III. 4 : La liste finale des puits candidats pour Jet Pump & GL	29
Tableau.III.5 : Les caractéristiques petro-physique du puits HGANE2.	32
Tableau.III.6 : Données Well Test du Puits HGANE2	32
Tableau.III.7 : Les données jaugeage du puits	33
Tableau.III.8 : Les données de PVT	33
Tableau.III.9 : Les résultats obtenus pour différentes pressions d'injections de fluide de puissance	41
Tableau.III.10 : Les résultats obtenus pour différentes pressions d'injections de fluide de puissance	43
Tableau.III.11 : Les résultats obtenus pour différentes pressions d'injections de fluide de puissance	44
Tableau.III.12 : Les différents scénarios sur le diamètre de tubing d'injection	45
Tableau.III.13 : Les caractéristiques petro-physique du puits OMM413.	48
Tableau.III.14. Les données de Well teste de puits OMM413	50
Tableau.III.15 : Les données de PVT	50
Tableau.III.16 : Les données de Teste du puits OMM413	51
Tableau.III.17 : Les différents scénarios de la combinaison nozzle et throat sur le tubing 4 1/2 2 3/8	55

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Symbole	Définition
SONATRACH	Société National du Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures
WL	Wire line
DST	Drill stem test
GOR	Gaz Oil Ratio
SNAP	Stem Cell Network Asia Pacific
BU	Build Up
DD	Draw Down
AOFP	Absolute Open Flow Potential
VLP	Vertical lift performance
SSD	Sliding side door
PFS	Pression de fond statique
PFD	Pression de fond dynamique
RLS	Rod lift système
IPR	Inflow performance Relationship
BHA	Bottom hole pressure
API	American petroleum Institute
CCE	Concentrique

LISTES DES SYMBOLES

SYMBOLE	SIGNIFICATION	UNITE
Pt	Pression en tête	kg/cm ²
PFD	Pression de fond dynamique	kg/cm ²
PFD	Pression de fond statique	kg/cm ²
IP	Indice de productivité	m ³ /hr/kgf/cm ²
S	Skin	
GOR	Gaz Oil Ratio	m ³ / m ³
T	Température	C°
Φ	Porosité	%
K	La perméabilité de la formation	md
Sw	Saturation d'eau	%
μ _o	Viscosité	cp
Q _o	Débit de production	m ³ / h
B _o	Facteur volumétrique du fond d'huile,	Rm ³ /STm ³
B _w	Facteur volumétrique du fond de l'eau	Rm ³ /STm ³
R _s :	GOR de dissolution	m ³ / m ³
P _b	Pression de bulle	kg/cm ²
Q _N	Débit de fluide de puissance dans la buse	m ³ /j
Q _t	Débit de fluide dans la gorge	m ³ /j
Q _s	Débit d'aspiration de fluide de réservoirs	m ³ /j
P _r	Pression de réservoir	Kg/cm ²
R	Rapport de surface de la pompe	-
V _n	Vitesse de fluide dans la buse	-
V _t	Vitesse de fluide dans la gorge	-
P _{ns}	Pression statique de fluide dans la buse	Kg/cm ²
P _{wf}	Pression dynamique du fond du puits	Kg/cm ²
P _d	Pression totale de refoulement	Kg/cm ²
P _s	Pression totale d'aspiration	Kg/cm ²
P _a	Pression statique à l'entrée de gorge	Kg/cm ²
A _s	Surface annulaire de passage de fluide de réservoir	Kg/cm ²
A _n	Surface de la buse	In ²
A _t	Surface de la gorge	In ²
M	Rapport de débit volumétrique entre le Nozzel et Throat	-
N	Le rapport des pressions sans dimensions	-

Introduction

Le pétrole et le gaz constituent des matières premières de grande importance pour le domaine de l'industrie, car elles sont considérées comme les principales sources d'énergie. C'est pour cela l'Algérie dans le cadre du développement de son économie, a donné une importance capitale au secteur énergétique et en particulier le secteur des hydrocarbures.

Sonatrach comme toute les compagnies pétrolière et gazière 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 revenus. Besoin en gaz pour le gaz lift qui ne cesse d'augmenter pour l'activation des puits non éruptifs (> 12 millions m^3 / Jour actuellement)

L'emplacement du puits (zone d'agriculteur, zone lointaine où le gaz est indisponible),

Il est évident qu'une fois, un puits de pétrole foré et complété, il se met en production par déplétion naturelle, c'est-à-dire à l'aide de la pression propre du gisement, qui est provoquée par différents mécanismes tels que : le drainage de l'aquifère, l'expansion du gaz dissout, l'expansion du gaz cap ainsi que la compressibilité de la roche et des fluides.

Il demeure bien entendu qu'avec le temps, la pression du gisement vient à chuter de façon progressive en devenant insuffisante pour faire extraire l'effluent jusqu'à la surface et au-delà vers les installations de séparation, ce qui va provoquer un déclin considérable de production. Alors on intervient par des moyens de production alternatifs, appelés modes d'activation Artificiel Lift et jet pump.

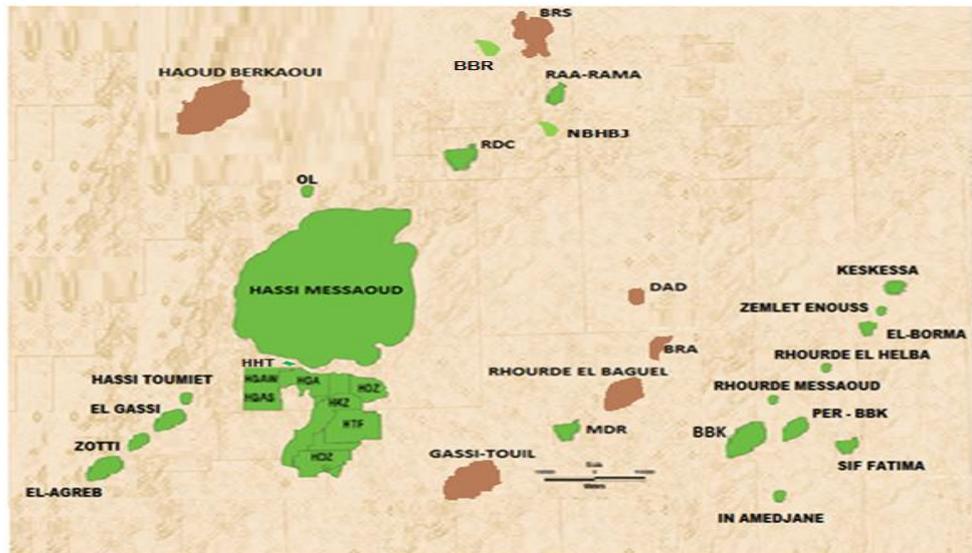
Dans le champ de HMD, presque tous les puits non éruptifs sont assistés pas l'injection de gas-lift, c'est pour cela on propose d'autre méthode d'activation comme la Jet Pump qui sera le but de notre étude sur les puits (HGANE2 et OMM413).

Une étude comparative des deux méthodes d'activation a été établie afin d'évaluer leur rentabilité.

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 diagenétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris [] configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

Ce chapitre permet de donner une vue sur le champ de Hassi Messaoud et sur différents aspects (stratigraphique, structural, caractéristique de réservoir, ...etc).



I.1. 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 I .2), dites 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. Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone Sud, chacune ayant sa propre numérotation.

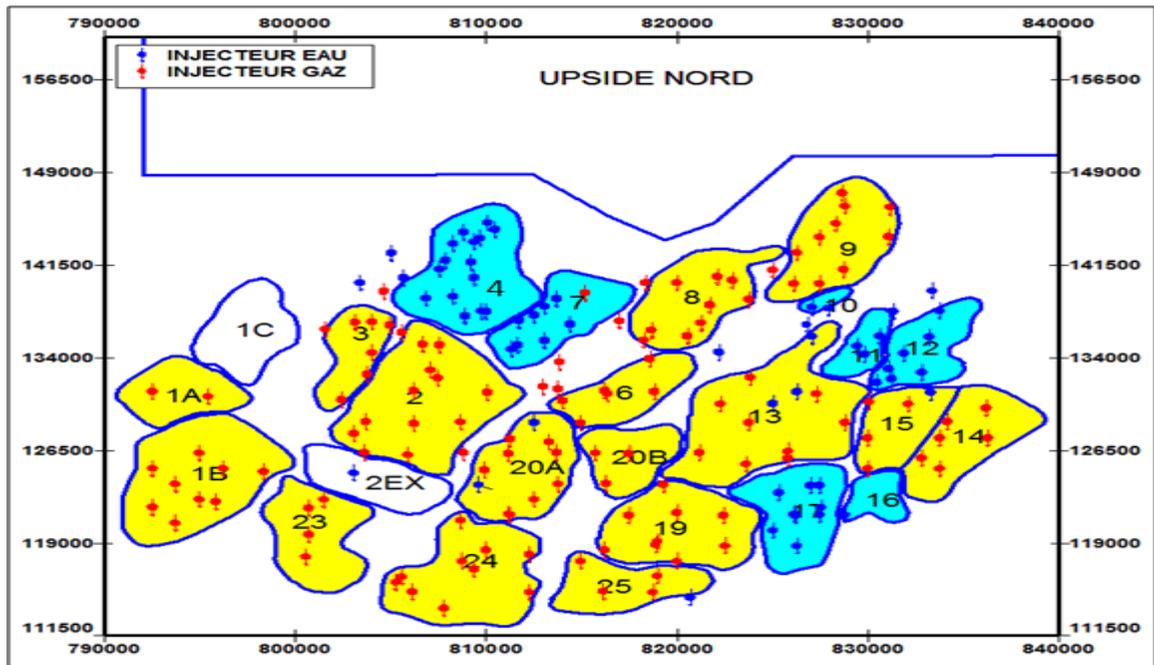


Figure. I. 2 : Carte des zones de champ de HMD (SH/DP)

I.2. Aspect stratigraphique de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud correspond à une vaste mole sur lequel une partie de la série stratigraphie Paléozoïque est 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 recouverts en sédimentaire et devient plus complet vers la périphérie.

I.2.1. Socle

Rencontre à plus de 3650m, le socle est formé de roche magmatique, essentiellement des granites porphyroïdes rose altérés au sommet.

I.2.2. Paléozoïque

I.2.2.1. 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 grès argileux rouge peu métamorphisés [7].

I.2.2.2 Cambrien

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fin à grossiers. De bas en haut, le réservoir Cambrien est divisé en quatre niveaux lithologiques (R3), (R2), Ra pour les grès de Hassi Messaoud et le Ri pour les grès de Hassi Messaoud et les grès d'El- Gassi.

A. Niveau R3: il se caractérise par :

- Une épaisseur maximale non érodé de 370m.
- De 30 % d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.

- Il est très peu perméable.
 - Sa saturation en eau est prendre en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.
- B. Niveau R2 :** Se divise en deux sous niveaux (R2C) et (R2AB), il se caractérise par :
- Une épaisseur moyenne non érodée de 80 m
 - De 17 % d'argile en moyenne.
 - Une perméabilité améliorée dans le (R2AB).
- C. Niveau Ra :** Il se caractérise par :
- Une épaisseur moyenne de 120 m.
 - De 5 à 15 % d'argile (Illite et surtout Kaolinite).
 - Perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

Le (Ra) est subdivisé à son tour en 3 zones de sédimentologie : Zone I (Grossière inférieure est subdivisée de bas en haut par : D1, ID, D2) et Zone II (est subdivisée D3, D4).

D. Niveau Ri : est subdivisée en D5, se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m.
- Il se compose de 30 % d'argile environ.
- Une faible perméabilité.

I.2.3 Mésozoïque

Il est composé du Trias, du Jurassique et du Crétacé.

I.2.4 Cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 m, il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène [7], il est composé d'Eocène (120 m) et Mio-Pliocène (250m)

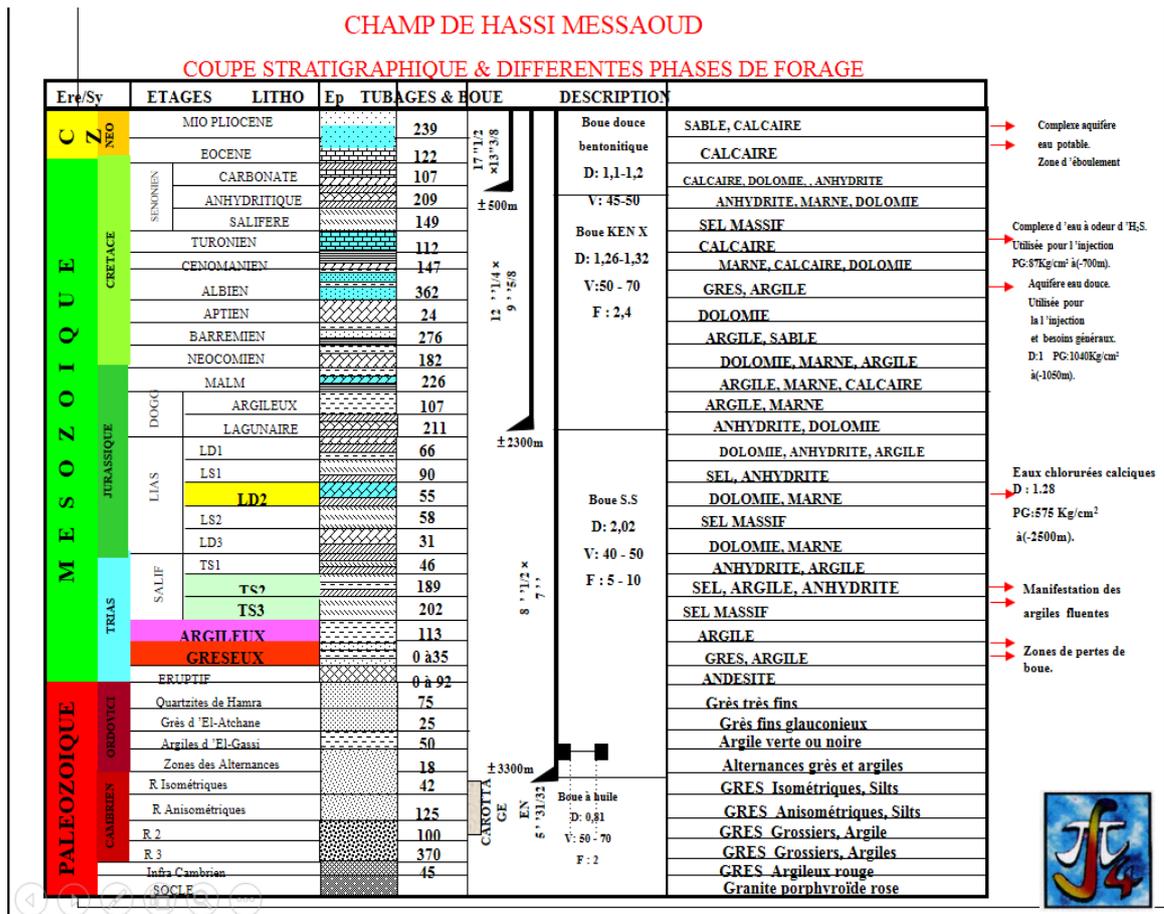


Figure I.3 : Coupe stratigraphique et différentes phases de forage du champ de HMD.

I.3 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 (B₀ = 1.7 m³/stdm³) et le (B_g = 0.0005 m³/stdm³).
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile + eau + roche) est égale à 3,63.10⁻⁴ (kg/cm²)⁻¹.
- La saturation en huile est de 50% à 85% (au maximum).
- 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.

I.4 Présentation de la région d'étude « HASSI GUETTAR » :

I.4.1 Situation géographique et Géologique de Hassi Guettar :

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord.

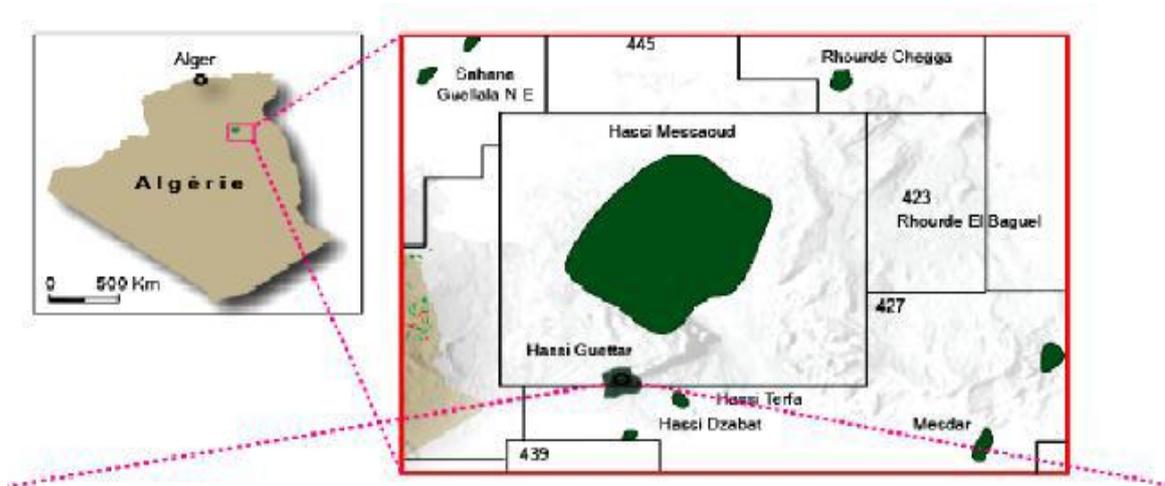


Figure I.4 : Situation géographique et géologique de Hassi Guettar

I.4.2 Aspect structural :

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle

La structure de Hassi Guettar se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle de direction NW-SE et NE-SW.

Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant rejoué ultérieurement.

La structure de Hassi Guettar a été reprise en phase distensive Cambro- Ordovicienne, expliquant ainsi les faibles variations d'épaisseur des argiles d'El Gassi et la mise en place des roches éruptives.

I.4.3 Aspect pétrolier :

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance Hercynienne et/ou les zones de développement des grès Triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère Silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-Ordovicien.

Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles.

I.4.4 Les roches réservoirs :

A. Le Cambrien :

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités Ri, Ra et la zone des alternances :

✚ L'unité Ra :

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétrophysiques : porosité de 4 à 18% et la perméabilité de 60 à 100md.

✚ L'unité Ri :

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères Pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

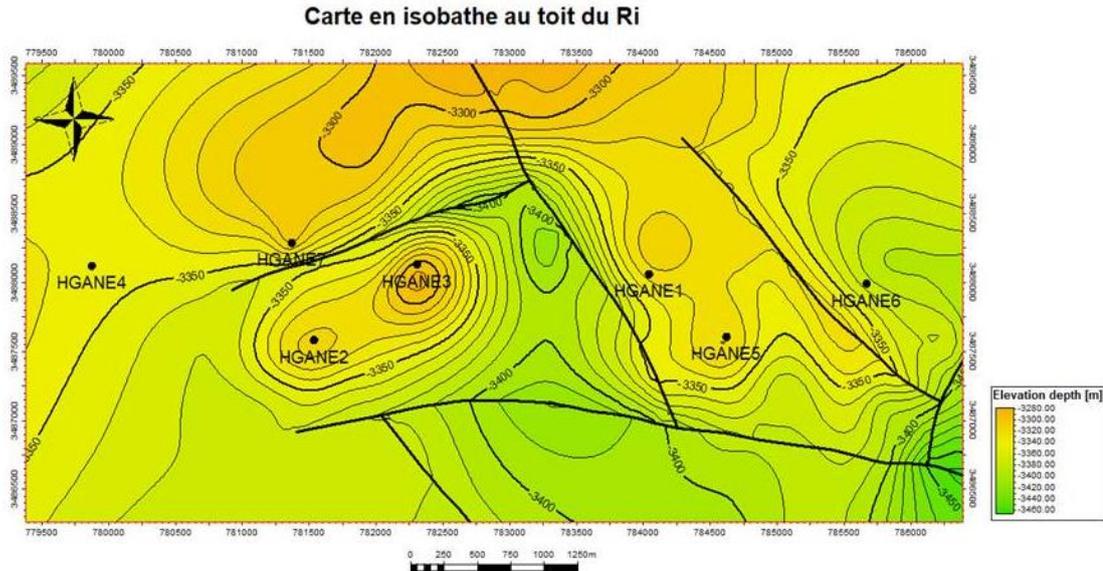


Figure I.5 : Carte en isobathe au toit du Ri de Hassi Guettar Nord-Est

Conclusion

Le champ de Hassi Messaoud et Hassi Guettar (réservoir gréseux) sont caractérisés 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 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 réserves, parmi ces programmes, la stimulation (acidification, fracturation, hydraulique, fracturation multi stage.), le short radius qui prennent une place assez importante.

Introduction

La plupart des puits de pétrole nécessitent un système de soutirage artificiel à un certain point de la vie de champs. Ce système est utilisé pour augmenter la pression au fond de puits dans le but d'obtenir un taux de production élevé à la surface. Cela peut se faire soit avec le Gas-lift ou bien avec d'autre méthode d'activation de liftage comme le pompage hydraulique par Jet Pump qu'on va étudier dans ce chapitre.

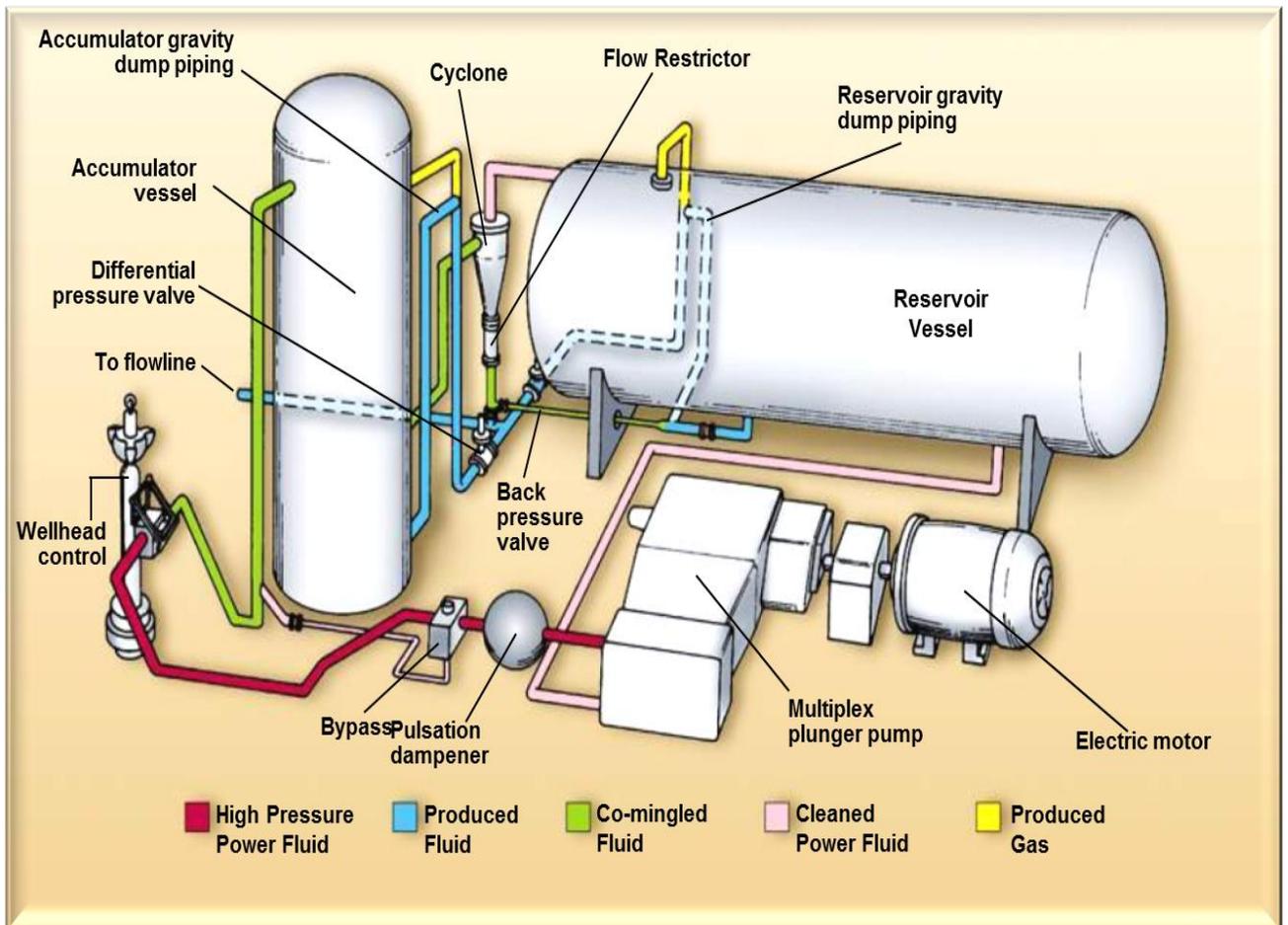
Ces dernières années la Jet Pump commence à apparaître comme la méthode artificielle lift la plus utilisée dans le monde pétrolier, elle est installée au fond du puits exactement au-dessus du Packer. Elle utilise la pression d'un liquide pompé (fluide d'énergie) pour soulever l'effluent du gisement jusqu'à 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 qui peuvent être injectés au fond du puits avec ce liquide, comme on peut injecter de l'eau douce pour dissoudre les dépôts de sel.

Les Jet Pumps génèrent des jets de fluide à grande vitesse pour abaisser les pressions de fond et augmenter les taux de production. Les principes de fonctionnement de base de la Jet Pump souterraine imitent ceux du moteur à réaction. La pompe et le moteur contiennent tous deux une buse qui convertit le fluide sous pression à déplacement lent en fluide à faible pression et à déplacement rapide par expansion adiabatique. Dans le cas d'un moteur à réaction, le fluide en mouvement rapide - un mélange brûlant d'air et de carburéacteur - génère la poussée qui propulse un avion vers l'avant. La poussée générée par le mouvement d'un fluide de Jet Pump à grande vitesse, d'autre part, soulève les hydrocarbures à la surface.

II.1. Les équipements de Jet Pump

II.1.1. Les équipements de surface :

Le but de l'équipement de surface est de faire circuler le fluide d'énergie vers le fond pour faire fonctionner la Jet Pompe pour soulever les fluides du gisement à la surface.



✚ Réservoir Vessel

Le réservoir Vessel est un réservoir rempli du fluide de puissance soit de l'eau ou d'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 doit sortir vers la ligne de production. Les tableaux (**Figure II.2**) ci-après montrent les spécifications de back de stockage et l'accumulateur [2].

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

+ 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 propre. La séparation des solides est liée à la chute de pression entre l'entrée et la sortie du cyclone qui est d'environ 40 psi.

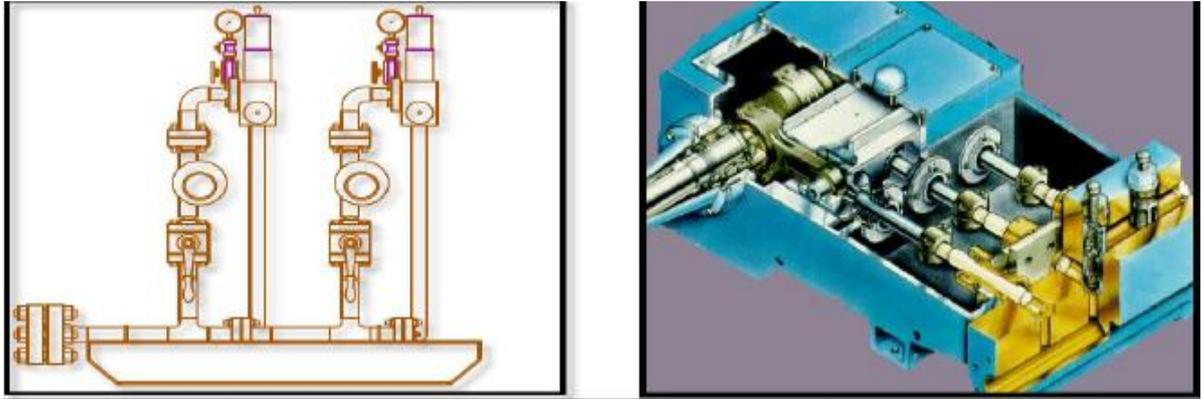
+ Moteur d'entraînement

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

+ Pompe multiplex

C'est une pompe axiale à trois ou cinq pistons installés en surface allant de 15 à 625 hp [1]. Elle permet de fournir au fluide d'énergie, une 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.



Pulsation Dampener

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.



Bypass fluide :

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" 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 de la pression en psi et la température en °F des fluides de réservoir Vessel et de l'accumulateur,
- Duse manuelle de réglage de débit du fluide d'énergie.
- Débitmètre : Il est installé après l'amortisseur de pulsation dans la ligne d'injection.

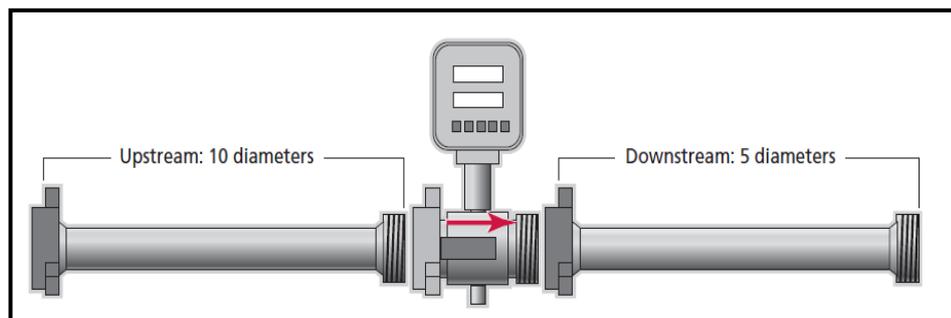


Figure II.5. Installation de débitmètre.

II.1.2 Les équipements du fond :

➤ **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.

➤ **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.



Throat

Nozzle

➤ **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. La longueur du diffuseur détermine la pression de récupération de Jet Pump.

Le dimensionnement de la Jet Pump est décrit par un chiffre suivi par une lettre ; d'où le chiffre correspond à la section du Nozzle, et la lettre représente le rapport des sections du Nozzle et du Throat. EXP : C4, 8A, 9Y, D5...

Le tableau ci-dessous montre les combinaisons des sections des Nozzles et des Throats :

<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

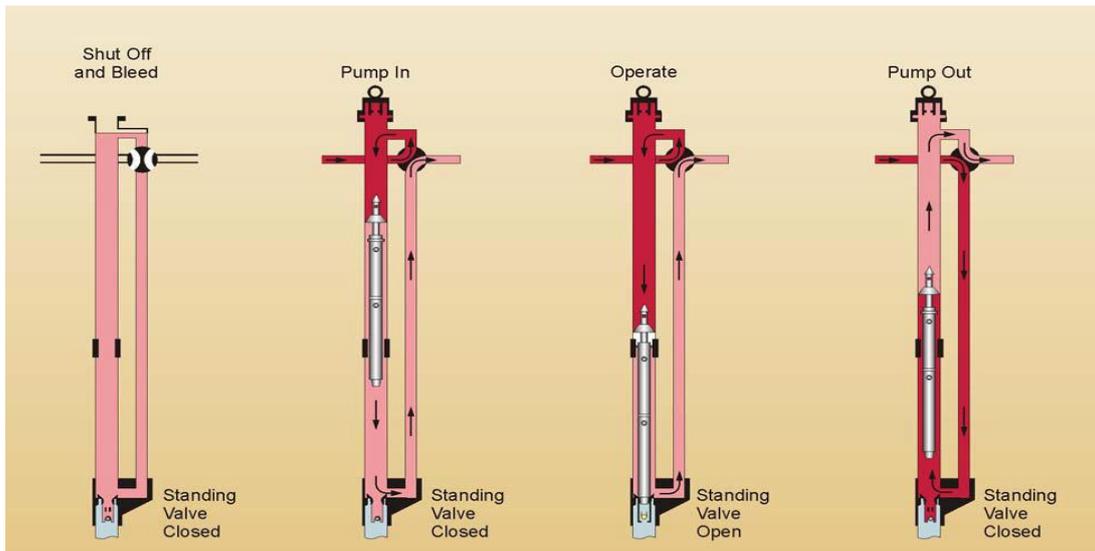
Nozzle	Chok	R
N	N-1	.453 X
N	N	.380 A
N	N+1	.299 B
N	N+2	.235 C
N	N+3	.184 D
N	N+4	.145 E

Figure II.7 : Combinaison des Nozzles et Throats.

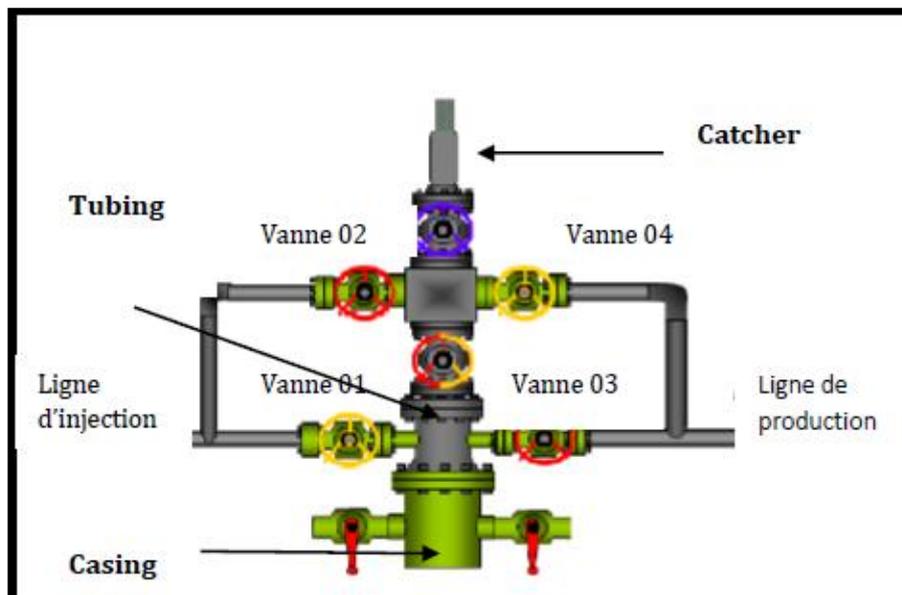
II.2 Les types d'installations de Jet Pump :

II.2.1. L'installation libre « free style » :

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 ou la récupération. Mais il faut d'abord, descendre une BHA au niveau du siège dans le tubing pour recevoir la Jet pump. 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 :



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 ».



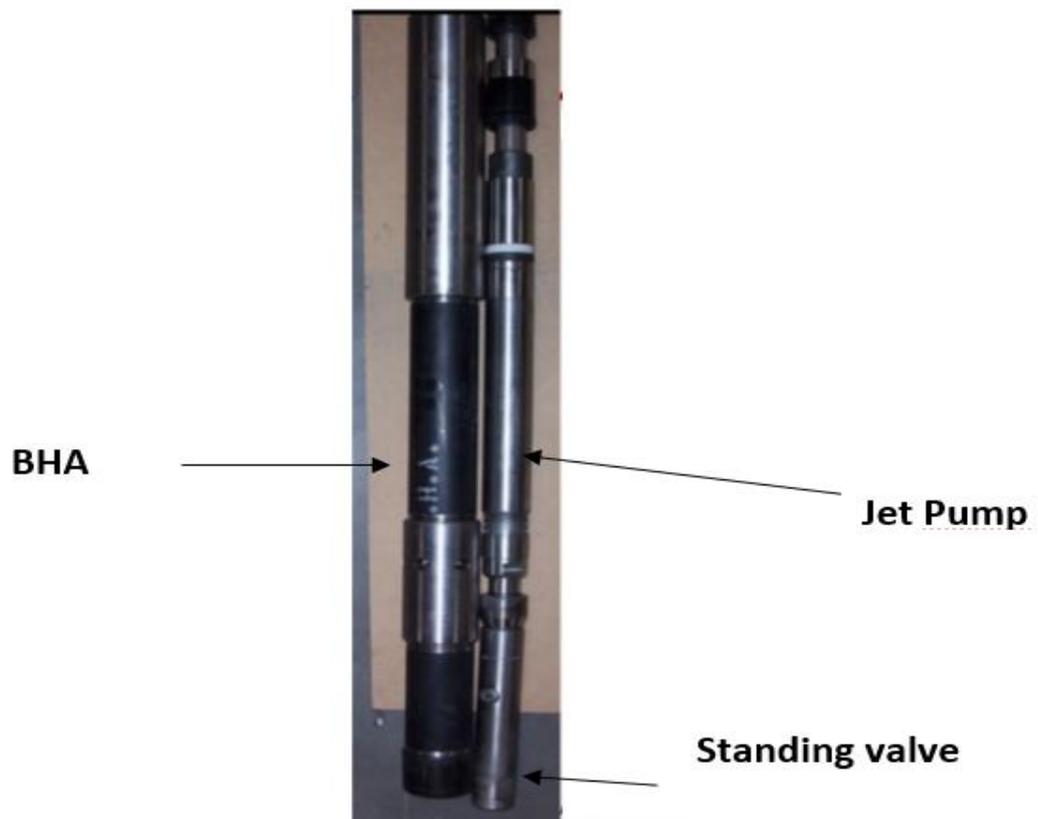
II.2.1-1. Les équipements du fond de complétion free style

➤ **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 de packer du puits. 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.

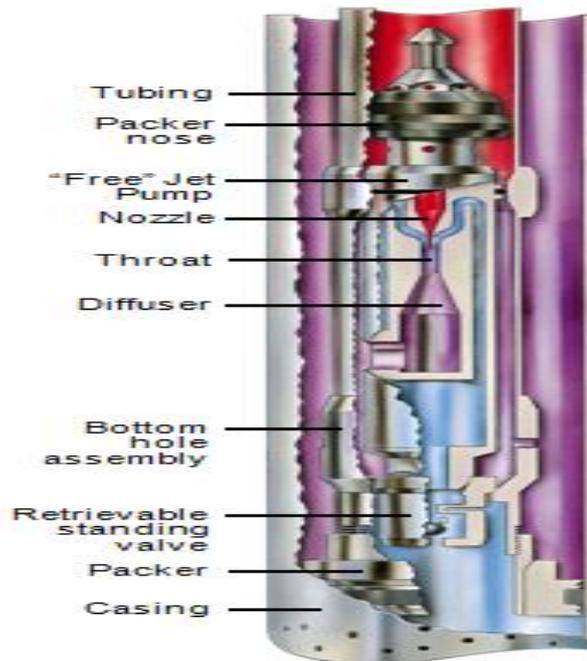
➤ **Standing valve :**

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 wireline en cas de nécessité.



➤ 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.



II.2.2. L'installation par Wireline :

Ce type d'installation s'effectue lorsqu'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 Wireline. Ce type d'installation présente un avantage qui consiste à ne pas remonter la garniture du tubing, donc sans l'intervention d'un WORK-OVER. Cette installation s'adapte aux deux modes de circulation du fluide d'énergie (standard et inverse).

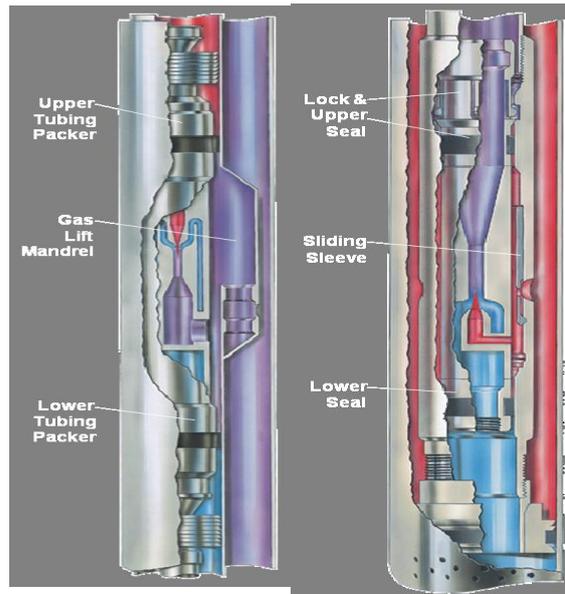


Figure II.12 : Jet pompe ancrée aux niveaux du SSD et SPM

Le jet pompe est descendue par Wireline à l'aide d'un outil spécial appelé Selective S-lock.

II.2.3. L'ancrage fixe :

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

- avec l'intervention d'un Workover 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. La dimension de jet pompe utilisé dans ce cas est de 1^{1/4}".

La récupération de la Jet Pump s'effectue en remontant la colonne de tubing ou du concentrique.

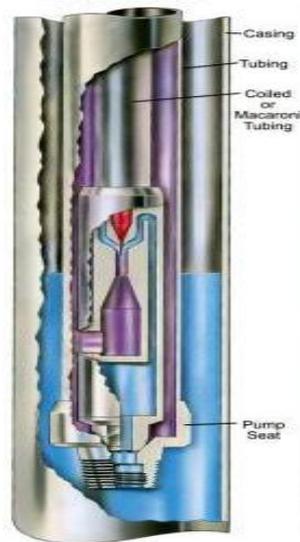


Figure II.13- Exemple de Jet pompe à l'ancrage fixe

II.3. Les avantages et les inconvénients de Jet Pump :

❖ Les avantages

Le système hydraulique par jet pump présente de nombreux avantages par rapports aux autres systèmes telle que : ESP, Socker-Rod et gaz lifts. L'avantage majeur de Jet Pump est qu'elle peut produire jusqu'à 35000 b/j à des profondeurs profondes qui peuvent atteindre 20 000 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 lift.
- La récupération et l'intervention sur la Jet Pump peut être réalisé par la circulation inverse de power fluid ou avec le Wireline.
- Des problèmes de production tels que, la corrosion, l'émulsion peuvent être traités, en injectant des inhibiteurs dans le power fluid
- Les Jet Pump n'ont pas de pièces mobiles et donc aucune usure mécanique
- La Jet Pump peut fonctionner dans des températures aussi élevées (500 ° F), en utilisant simplement des élastomères à haute température pour leurs joints toriques et joints d'étanchéité.
- Les Jet Pumps peuvent être installés au niveau du SSD, mandrins à gaz lift, par Slickline ou Coiled tubing,
- Les Jet Pumps possèdent une tolérance élevée pour les fluides de production où il y'a la présence de solides, ainsi que pour les produits corrosifs.
- Les Jet Pumps possèdent de grandes tolérances pour les GOR élevés.
- Les Jet Pumps peuvent produire des volumes assez élevés de fluide du réservoir.
- Le fluide d'énergie peut être chauffé, pour la production des 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 pompe à piston, Nozzle dans la Jet Pump.,
- Nécessite un personnel qualifié pour la mise en service (un problème commun pour toutes les formes artificiel-Lift).

II.4. Les domaines d'applications de 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 l'appliquée 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 le Jet Pump, lorsque le fluide d'énergie est mélangé avec l'acide qui servira pour le nettoyage.

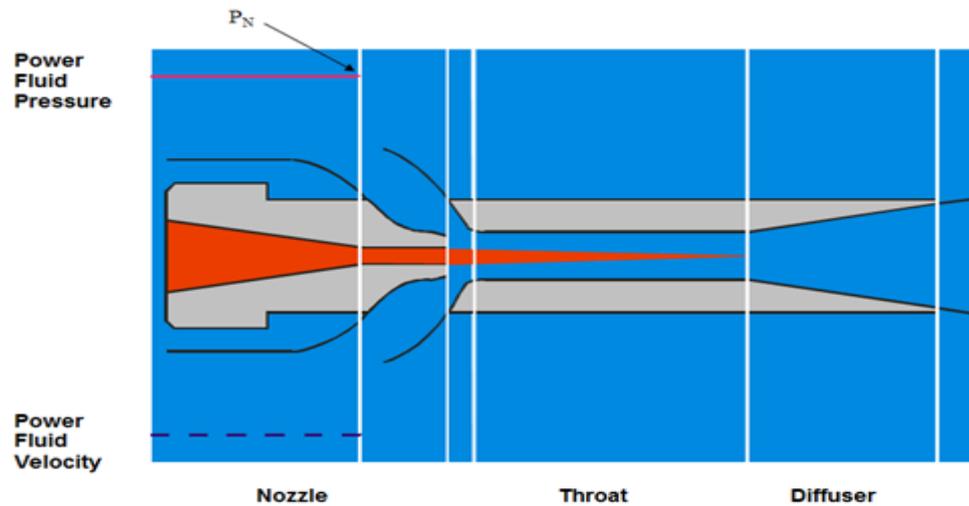
II.5. Comment fonctionne la JET PUMP ?

La Jet Pump fonctionne en pompant, un fluide de puissance à haute pression et débit depuis la surface pour activer/entraîner une pompe de fond de trou, il y a trois composants principaux :

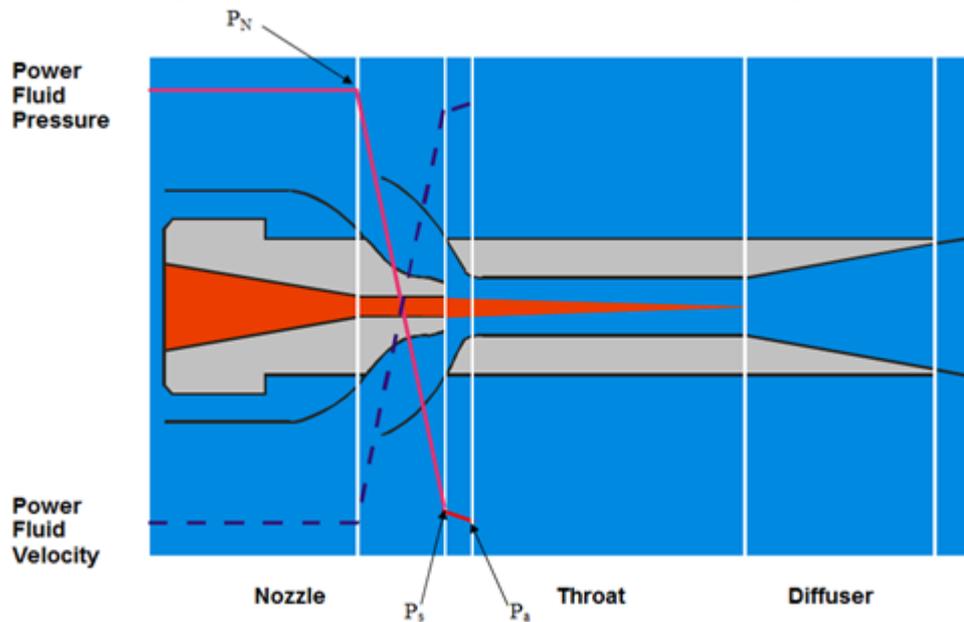
- ❖ Nozzle,
- ❖ Throat,
- ❖ Diffuser.

La Buse (Nozzle) et la Gorge (Throat) sont les composants clés d'une Jet Pump, le rapport des surfaces de ces deux parties est connu comme le rapport de surface de la pompe, il détermine les caractéristiques de performance de la pompe, les pompes avec le même rapport de surface ont les mêmes courbes de performance et d'efficacité [5].

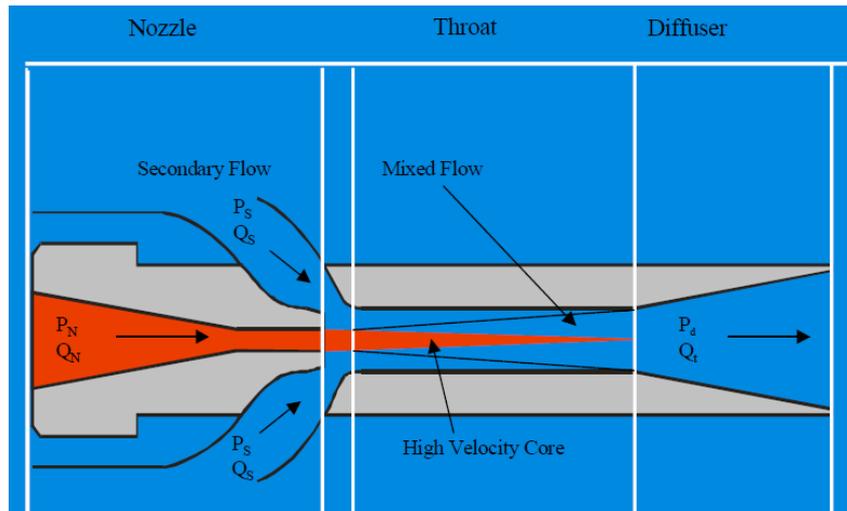
Les Jet Pumps fonctionnent selon le principe Venturi. Au-dessus du Jet Pump, avant d'entrer dans la Buse (Nozzle), le fluide moteur a une pression élevée (désignée par P_N) et une faible vitesse d'écoulement. (Annexe A)



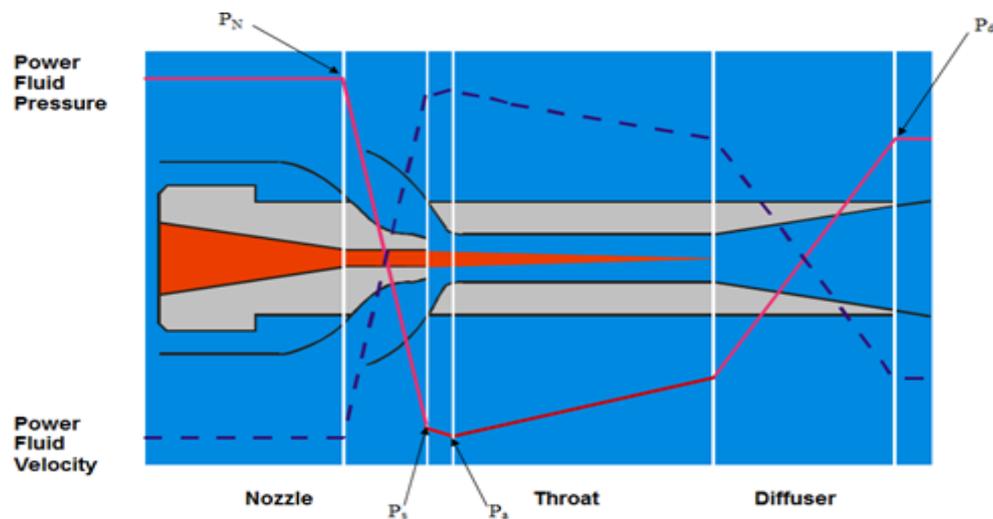
Pendant que le fluide moteur passe dans la buse, en raison de la diminution de la surface d'écoulement, il est transformé d'un écoulement à faible vitesse et à haute pression statique en un écoulement à grande vitesse et à faible pression statique (PS). Cela crée une chute de pression sous la Buse qui entraîne les fluides du réservoir dans la pompe.



À l'intérieur de la Gorge (Throat), le fluide moteur se mélange aux fluides du réservoir. Cette zone doit pouvoir laisser passer le fluide moteur ainsi que les liquides et les gaz produits. La zone de la pompe qui doit accueillir uniquement les fluides produits (liquide et gaz) est la zone annulaire entre la buse et le col, c'est à cette zone qu'on détermine les caractéristiques de cavitation de la pompe.



À l'intérieur du diffuseur, en raison de l'augmentation de la section d'écoulement, la vitesse d'écoulement du mélange (fluide d'alimentation + fluide de réservoir) ralentit et gagne la pression nécessaire pour le soulever à la surface.



- La Buse (Nozzle) et Gorge (Throat) sont les éléments clés des Jet Pumps de fond.
- La capacité de performance de toute Jet Pump dépend du rapport de surface de ces deux parties.
- Le volume de fluide moteur utilisé sera principalement proportionnel à la taille de la buse.

II.6. Problèmes agissant sur le fonctionnement des Jet Pumps :

➤ La Cavitation

Les problèmes de Jet Pump sont les plus souvent liés à la cavitation. Les parties les plus touchées sont les Nozzels et les Throats . Mais généralement les Nozzels peuvent être endommagés beaucoup plus par l'érosion.

Le phénomène de cavitation est dû à la grande vitesse du fluide d'énergie injecté depuis la surface dans la pompe, qui entraîne la création des zones de dépression qui

provoquent le dégazage de ce fluide d'énergie et la formation des poches qui implosent sous l'effet de la pression.

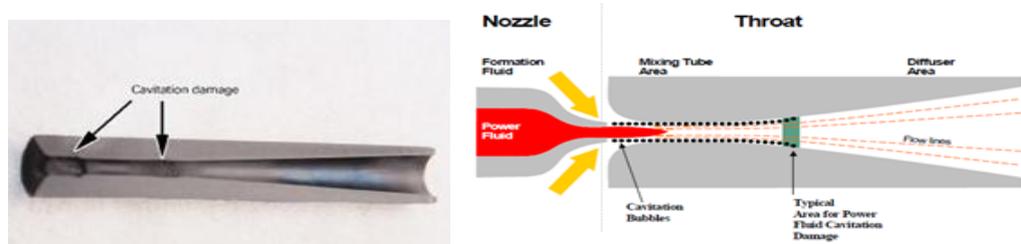


Figure.14. La cavitation dans le Throat [5]

➤ **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 fournie pour 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 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.

Conclusion

Ce chapitre, apporte des informations techniques sur le système d'activation artificiel par Jet Pump. On a constaté que la de Nozzel et le Throat sont des paramètres importants pour analyser le système de production des puits équipés de Jet Pump.

Introduction

Plusieurs facteurs contribuent au choix d'un système d'activation artificiel, 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, wettabilité,...etc) , les sources d'activations à long terme (électrique, gaz.. etc), les problèmes d'exploitation (sel, asphaltens, 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 gas lift et jet pump suivi par l'étude de deux puits candidats filtrés selon les critères de sélections au paravent.

III.1 Critères de sélection des puits candidats pour activation :

Le choix du mode d'activation artificiel dépend fortement de la productivité ainsi que le coût d'installation et d'exploitation

a) Le choix en fonction de la productivité du puits

Le tableau suivant illustre la sélection du système artificiel relative à la production de puits

Tableau III.1 : Conditions de productivité pour choisir la méthode d'activation artificielle [10]

Well Production (bbl/day)	Method of Artificial Lift
>20,000	ESP and Gas Lift
2,000-10,000	Any Method except Sucker Rod Pumping
100-1,000	Any Method
<100	Any Method except ESP

b) Le choix en fonction de la pression du réservoir et du GLR

La pression du réservoir et la profondeur du puits sont également des facteurs influant sur le type du système d'activation à déployer. L'activation des puits par Gas-Lift et/ou ESP est conditionnée par la pression du réservoir (drawdown) et la valeur du GLR qui devraient être faibles. Quand la pression du réservoir et le GLR atteignent des niveaux très faibles, la pompe Sucker-Rod et la pompe hydraulique sont plus adaptées. Néanmoins, l'activation par gas-lift et ESP sont les mieux adaptés pour les réservoirs auxquels la pression de gisement est maintenue par injection d'eau.

c) Le choix en fonction de la profondeur du puits

Le tableau suivant (**tableau III.2**) montre la sélection du système artificiel relative à la profondeur du puits.

Tableau III.2 : Le choix de système d'activation selon la profondeur du puits. [10]

Depth (ft)	Method of Artificial Lift
>12,00	Hydraulic pump
10,000-12,000	Any Method except ESP
<8,000	Any Method

d) Le choix en fonction des caractéristiques relative au fluide de production

Dans le cas où le fluide de production est distingué par une faible viscosité, les modes d'activations les mieux adaptés sont le gas-lift et/ou les pompes hydrauliques. De plus, les puits produisant une quantité de sables (les fines) entraînées par la production de fluide, le gas-lift est la méthode la plus adéquate pour ce type de puits. Le tableau 3 explique les problèmes communs concernant la sélection des méthodes d'activation

Tableau .III3. Problèmes courants affectant le choix des méthodes artificielles[10]

Problem	Type of Lift Method			
	Rod Pump	Hydraulic	ESP	Gas Lift
Sand	Fair	Fair	Fair	Excellent
Parafin	Poor	Good	Good	Poor
High gor	Fair	Fair	Fair	Excellent
Crooked hole	Poor	Good	Fair	Good
Corrosion		Good	Fair	Fair
High volume	Poor	Good	Excellent	Good
Depth	Fair	Excellent	Fair	Good
Simple design	Yes	No	Yes	No
Casing size	Fair	Fair	Good	Good
Flexibility	Fair	Excellent	Poor	Good
scale	Good	Fair	Poor	Fair

III.2 La sélection des puits candidats pour jet pump :

La sélection des puits producteurs d'huile candidats pour gaz lift et jet pump se fait selon la méthode entonnoir :

Le premier filtre : on commence par choisir des puits producteurs d'huile verticaux sans gas-lift au niveau du champ HMD dans une zone complexe(1A) et champ périphérique Hassi

Guettar Nord-est le premier résultat ressorti de la base OFM a donné 20 puits (voir les cartes de distribution des 20 puits ci-dessous).

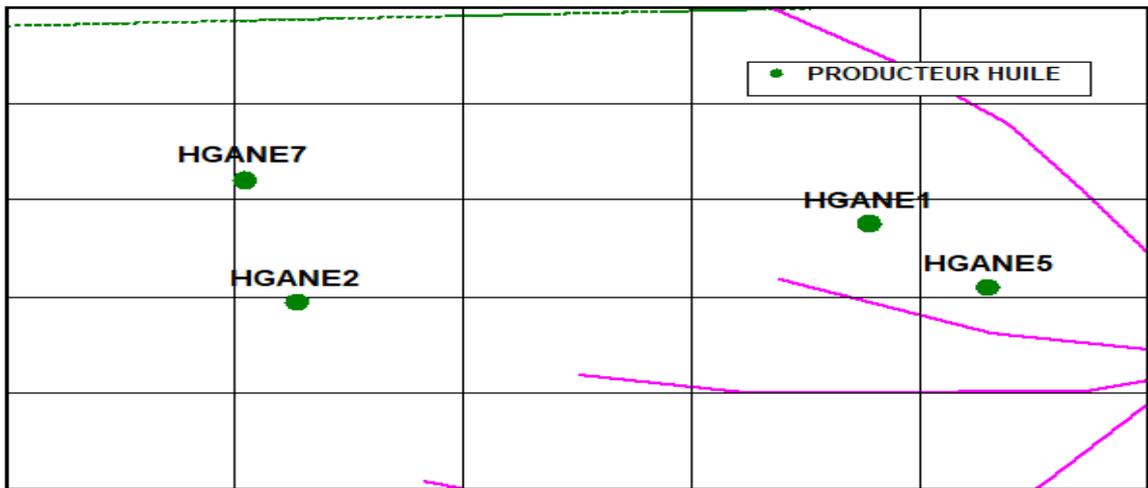


Figure III.1 Positionnement des puits verticaux sans GL HGANE[10]

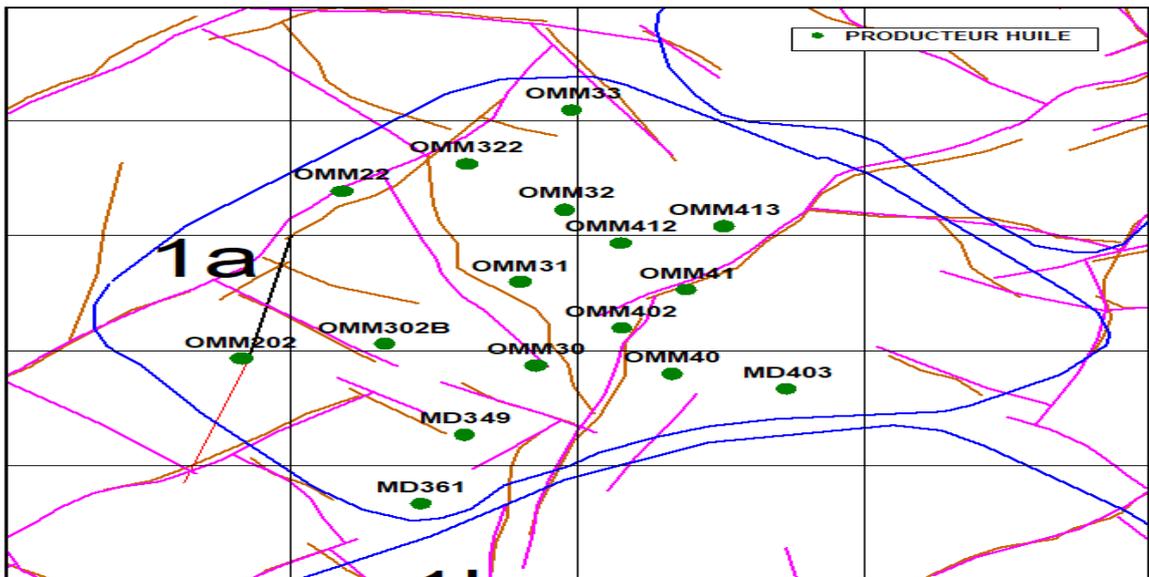


Figure III.2 : Positionnement des puits verticaux sans GL, zone complexe (1A) [10]

Deuxième filtre :

La deuxième étape de filtration effectuée sur la liste des 20 puits est basée sur l'élimination des puits ayant les critères suivants :

- La pression de Gisement est supérieure ou égale à 300 kg /cm².

Le résultat de deuxième filtre a donné 09 puits.

Troisième filtre

La troisième étape de filtration effectuée sur la liste des 09 puits est basée sur l'élimination des puits ayant les critères suivants :

- Les puits avec percés de Gaz
- Les puits Asphaltenique

Le résultat de troisième filtre a donné 06 puits.

Quatrième filtre

La quatrième étape de filtration effectuée sur la liste des 06 puits est basée sur l'élimination des puits ayant un problème au niveau de réservoir (faible indice de productivité, faible AOF)

Le résultat de quatrième filtre a donné 04 puits.

Cinquième filtre

La cinquième étape de filtration effectuée sur la liste des 04 puits est basée sur l'élimination des puits ayant un fort débit (supérieure à 6 m³/h),

Le résultat de cinquième filtre a donné 03 puits

Sixième filtre

La dernière étape de filtration effectuée sur la liste des 03 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 de grattage au Wire Line.

Le résultat de la dernière étape de filtration a donné 02 puits, voir le tableau ci-dessous.

Tableau.III4. La liste finale des puits candidats pour Jet Pump & GL[10]

Puits	Date de jaugeage	Débit	GOR
OMM413	27/08/2022	3.6	454
HGANE2	27/02/2022	2.56	52

Pour spécifier la meilleure méthode à utiliser pour le choix Jet Pump ou Gas lift, nous allons prendre deux puits pour l'étude : **HGANE2, OMM413.**

III-3 Etude des deux puits candidat pour Jet Pump : HGANE2, OMM413

III.3.1. Etat du puits HGANE2

Le puits HGANE2 est un puits vertical producteur d'huile situé dans la partie Nord-est du champ de HMD (HZZP au Hassi Guettar) foré et complété le **22/12/2016** en tubing **3,5"** et le réservoir laissé en Open Hole. Mis en production le **24/06/2017** avec un débit d'huile moyen de **4.5 m³/h**, suivie par une chute importante jusqu'à sa fermeture le **10/09/2022** suite au débit nul. La complétion du puits est représentée dans la fiche technique (**voir l'annexe B**)

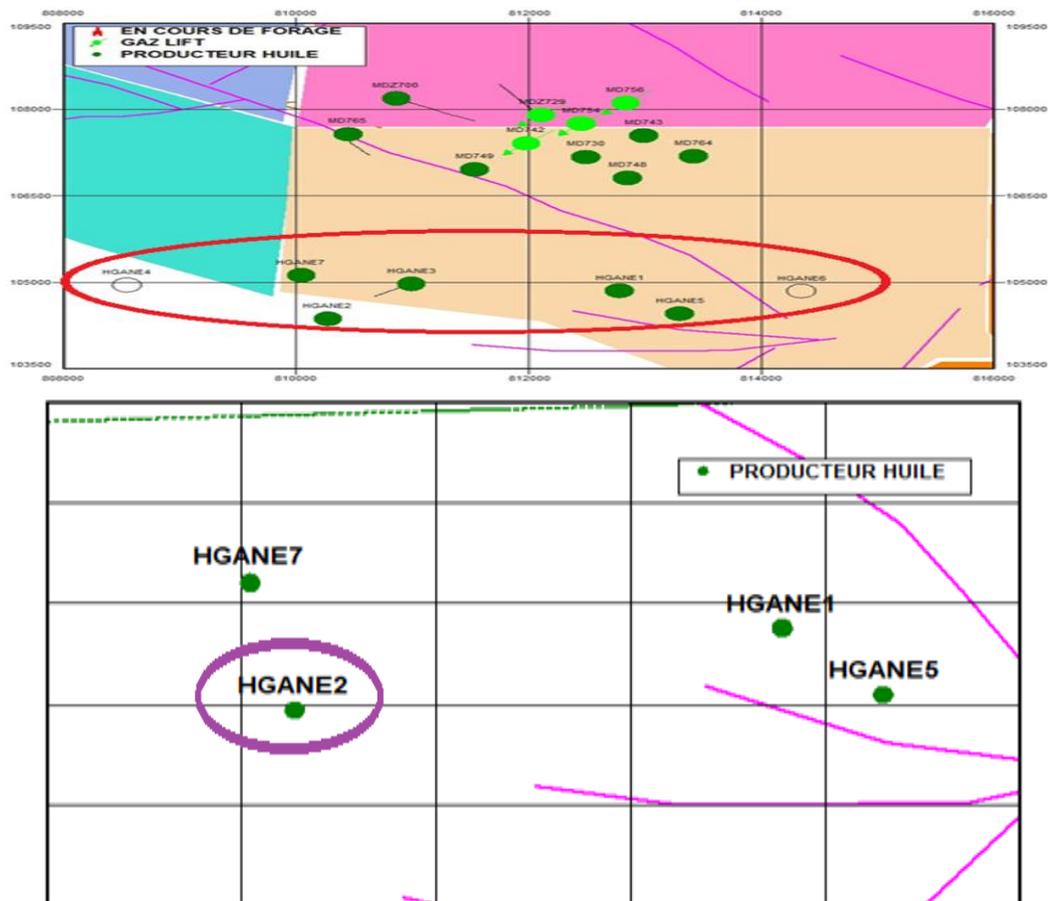


FIGURE.III.3 : Carte de positionnement du puits HGANE2[10]

a-Diagrammes de production du puits

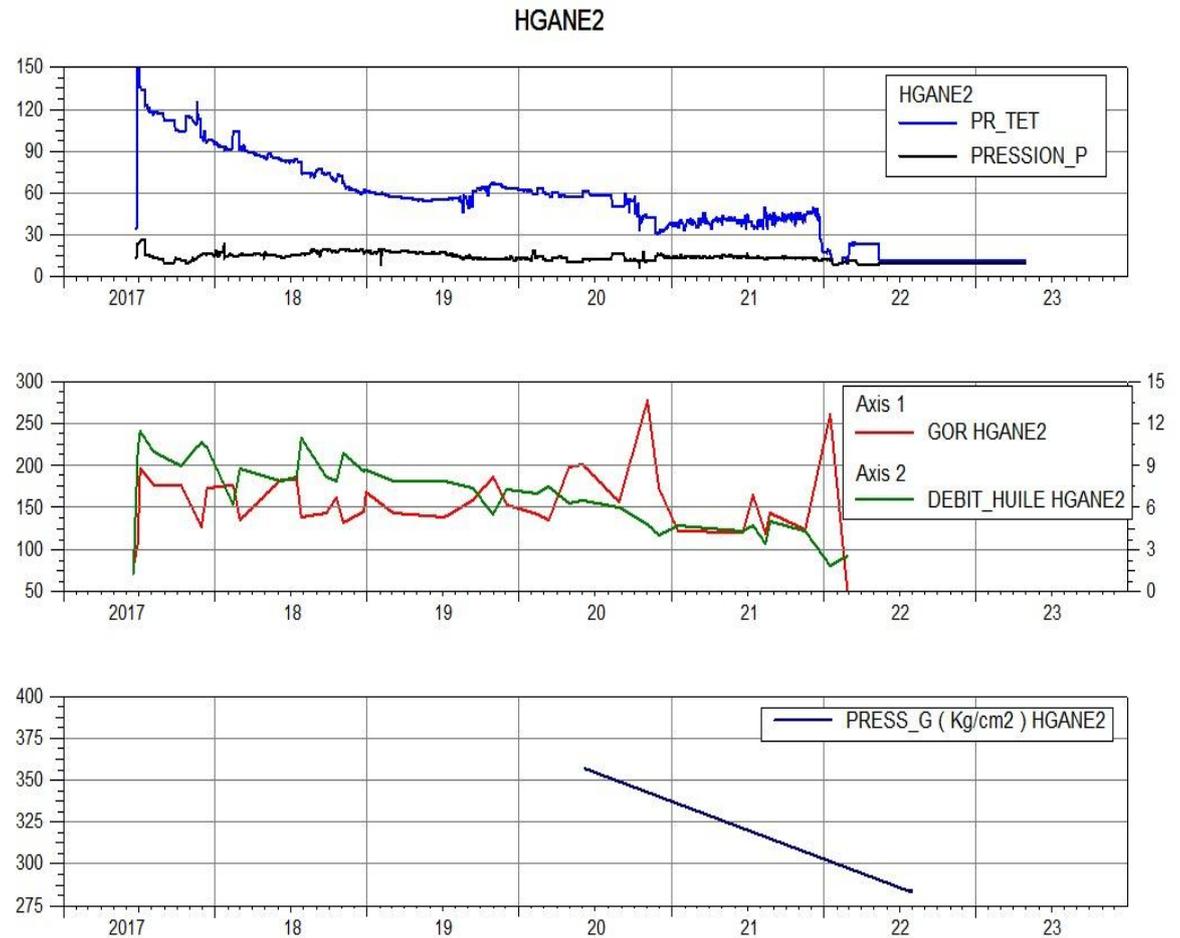
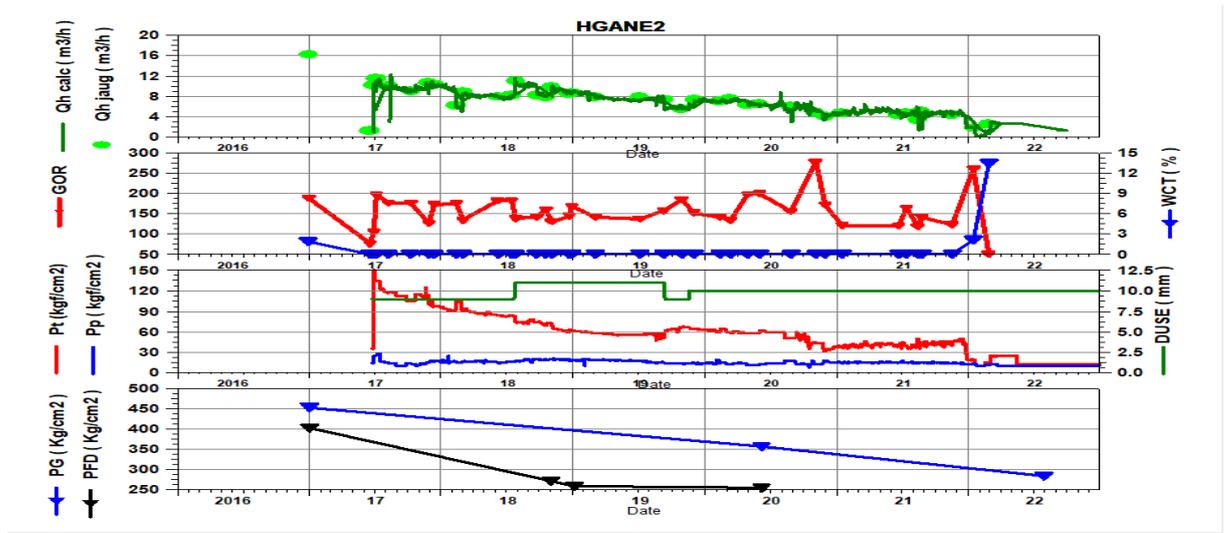


Figure III.4 Le profil de production du puits. [10]

b-Caractéristiques petro-physiques:

Zones	Name	Top	Bottom	unit	Gross	Net	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
RI	ROCK	3469.000	3516.000	m	47.000	46.919	0.296	0.031	0.400
RI	RES	3469.000	3516.000	m	47.000	32.136	0.207	0.038	0.371
RI	PAY	3469.000	3516.000	m	47.000	12.802	0.148	0.053	0.111
RA	ROCK	3516.000	3525.000	m	9.000	9.000	0.341	0.019	1.000
RA	RES	3516.000	3525.000	m	9.000	2.002	0.264	0.023	1.000
RA	PAY	3516.000	3525.000	m	9.000	0.000			

Tableau III.5. Les caractéristiques petro-physique du puits HGANE2. [10]

*Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir au niveau du puits sont en général moyennes.

c.Les donnes Well teste du puits :

Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m/h)	IP	Skin	Duse	Remarque
		PG	PFD	PT					
DST	31/12/2016	452,83	403	173	16,25	0,3055	1,64	9,53	Puits vertical réalisé dans le Combrien (RI+RA), PFD@-3254.19m abs.
PFD	11/01/2018	-	271	71,77	9,8	-	-	11	PFD @ -3321.54m
PFD	01/05/2019	-	258,76	64,45	8,69	-	-	11	PFD@-3254.54m
BUILD UP	06/07/2020	356,39	254	62,2	6,5	0,065	-0,06	10	PFD@-3254.54m. PFD@-3257.04m.
PFS	31/07/2022	283	-	25	-	-	-	-	water-oil interface @ 2731m.

Tableau.III.6Données Well Test du Puits HGANE2[10]

d.Les donnes de Jaugeages du Puits HGANE2

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

Tableau III.7. Les donnees jaugeage du puits[10]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Densité Huile	Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h) Récupérée
		Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.				
19/10/2018	11	7,86	1263,1	161	69,6	19,8	--	0,799	28	0,6631	0
11/04/2018	11	9,84	1295,6	132	68,6	21,7	21,62	0,786	26	0,5223	0
22/12/2018	11	8,59	1246,49	145	63,1	18,7	18,66	0,796	25	0,5505	0
29/12/2018	11	8,69	1466,34	169	62,1	18,7	--	0,806	17	0,5353	0
03/04/2019	11	7,86	1120,53	143	59,2	20	19,85	0,793	27	0,5638	0
07/05/2019	11	7,89	1089,62	138	57,7	17,6	17,1	0,794	46	0,5484	0
09/10/2019	11	7,41	1171,02	158	57,9	16	16,11	0,782	39	0,5851	0
30/10/2019	9	5,54	1033,35	186	70,3	13,8	3,87	0,8	26	0,6621	0
12/03/2019	10	7,29	1114,13	153	65,7	14,7	14,54	0,783	23	0,5687	0
13/02/2020	10	7,03	996,52	142	64,3	15,5	15,78	0,788	34	0,5771	0
03/12/2020	10	7,47	1006,64	135	63,1	13,9	13,66	0,782	23	0,5332	0
30/04/2020	10	6,33	1253,06	198	60	9,6	3,71	0,798	26	0,5977	0
06/01/2020	10	6,5	1305,35	201	62,2	12,6	4,38	0,801	31	0,6036	0
27/08/2020	10	5,97	937	157	51,9	12,8	12,64	0,788	37	0,5486	0
11/04/2020	10	4,82	1340,46	278	44,4	10,6	2,85	0,794	26	0,582	0
12/01/2020	10	3,97	684,25	173	32,9	18,4	4,3	0,794	24	0,5235	0
17/01/2021	10	4,68	568,95	122	37,7	15,2	14,79	0,814	21	0,5086	0
22/06/2021	10	4,35	525,85	121	41,8	16,1	-	0,794	28	0,6071	0
14/07/2021	10	4,71	777,15	165	39	10	-	0,793	34	0,5215	0
14/08/2021	14	3,38	404,23	119	52,6	13	-	0,786	42	1,7957	0
25/08/2021	10	4,97	711,67	143	44,5	15,3	15,55	0,78	42	0,5647	0
17/11/2021	10	4,31	534,09	124	43,8	14,9	4,87	0,796	36	0,6409	0
17/01/2022	10	1,8	468,54	261	20	14,3	3,95	0,793	17	0,7024	40
27/02/2022	10	2,56	134,08	52	22	12,3	11,85	0,793	19	0,5411	400

e. 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. Le modèle utilisé est le modèle Black Oil, les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau.III.8. Les données de PVT[10]

Puits	Pb(kg/cm2)	Bo(m3/m3)	Rs(sm3/sm3)	API
HGANE2	188	1.733	160	45

III.3.1.1. Analyse de Performance du puits :

Introduction

L’analyse de performance du puits s’agit de modéliser le puits à l’aide de software ‘PIPSIM’, La modélisation du puits c’est la simulation de l’état du puits en utilisant des corrélations empiriques pour tracer IPR (Inflow Performance Relationship) et VLP (vertical lift

performance) et faire des scénarios et de sensibilité pour choisir la meilleure méthode d'activation.

L'optimisation de gas-lift à l'aide de software pipesim et le design de jet pump à l'aide de logiciel SNAP

❖ **Modélisation du puits par le software Pipesim**

La modélisation de la production comporte plusieurs étapes :

- ✓ Introduire les paramètres du réservoir (pression et température) et les données PVT (GOR, Pb ,boetc) dans le logiciel PIPESIM.
- ✓ Introduire les données de complétion (la profondeur de tubing et casing...etc).
- ✓ Faire un Matching du model pour le choix de la corrélation en utilisant le résultat de dernier buildup.
- ✓ Introduction des données du dernier jaugeage dans le model pour obtenir l'état actuel du puits.
- ✓ Analyse les courbes de performance du puits afin d'avoir une idée sur le potentiel du puits (point de fonctionnement, AOF)
- ✓ Détermination de débit optimal désiré du puits en tenant en compte le draw down critique.
- ✓ Comparaison technico-économique entre le débit donné par le jet pump et la méthode d'activation existe dans le champde Hassi Messaoud (gaz lift)

❖ **Le design de Jet Pump :**

Le design de jet pompeest effectué par le software « **SNAP** »de la société TECHFLOW

La conception de Jet pump consiste à déterminer le :

- ✓ Diamètre de nozle, throat, tubing optimales pour obtenir le débit désiré
- ✓ Les caractéristiques des équipements de surface (type de pompe, capacité de séparateur, Type de power fluide)
- ✓ Les courbes de performance de la pompe
- ✓ Profondeur de la pompe

III.3.1.2 Etude des performances pour le puits HGANE2.

❖ **Correction des pressions par rapport au milieu des perforations (BUP : 06/07/20)**

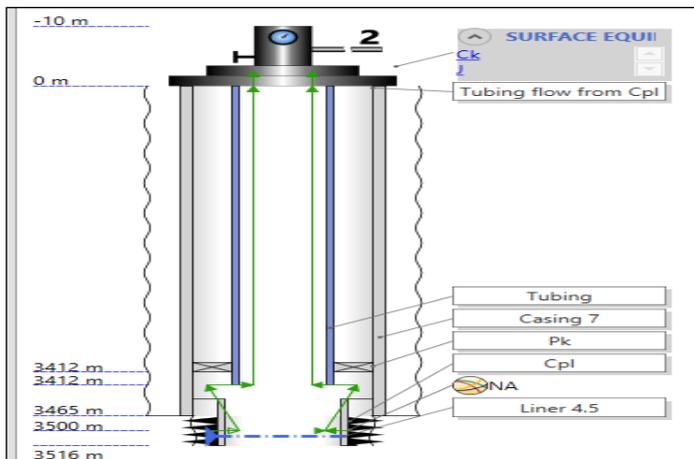
Les mesures de pression et de la température dont on dispose étaient réalisées au niveau des sièges et non pas au niveau des perforations. Donc les valeurs de pression et de température du fond statique et dynamique doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient de pression et de température.

Pour corriger ces mesures, nous procédons comme suit :

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Puits	MID perf(m)	Pression mesurée(kg/cm ²)@3254,54			Pression corrigé(kg/cm ²)	
		Pt	Pfd	Pg	Pfd	Pg
HGANE2	3500	62,2	254	356,39	266	270

Sur logiciel **PIPESIM**, nous allons introduit les donnes de complétion du puits **HGANE2** :



FigureIII.5 Le schéma de complétion sur **PIPESIM**[10]

❖ Data Maching et le choix de la corrélation :

Le choix de la corrélation la plus représentative aux points mesurés après l'introduction des données du puits **HGANE2** dans le logiciel **PIPESIM** est illustrée sur la figure ci-dessous relative au profil des pressions en fonction de la profondeur du puits.

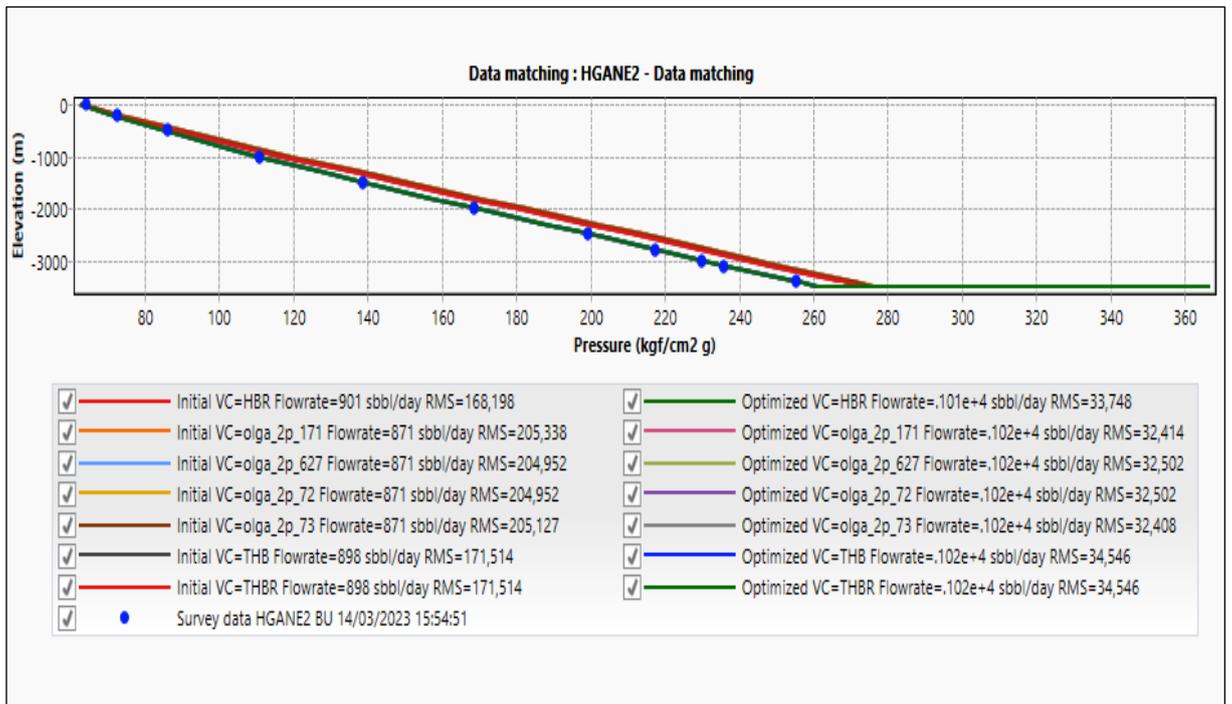


Figure III.6 : Choix de corrélation[10]

Les résultats représentés sur la courbe ci-dessus montrent que la corrélation de Hagedorn & Brown est la plus représentative de la Pfd = 266 kg/cm². Donc pour l'analyse nodale, nous utiliserons cette corrélation.

❖ **Maching de dernier BUILD-UP (06/07/20)**

L'analyse Nodal a été calée sur le modèle choisi par rapport au dernier test BU, le résultat correspondant à un débit de production d'environ 6.5 m³/h et à une pression de fond dynamique d'ordre de 266kg/cm². Fugure III.6

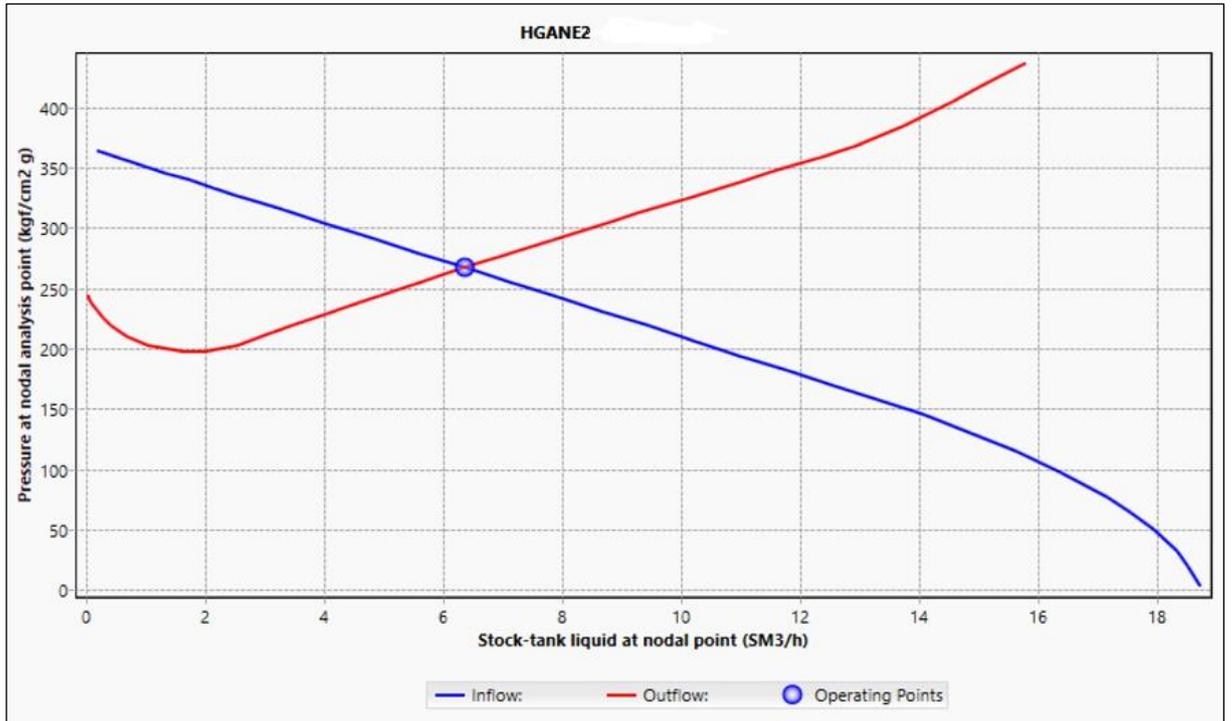


Figure III.7 : Courbe de l'analyse nodale du **BUILD-UP 06/07/2020**[10]

❖ **Maching de dernier jaugeage (27/02/2022)**

Nous avons étudié la performance de puits lors du dernier jaugeage, on fait le calage de puits en injectant les données de jaugeage **27/02/2022**. On a obtenu le $Q = 2,24 \text{ m}^3$ qui correspond à la pression de fond = 210 kg/cm^2 , comme elle montre la figure ci-dessous.

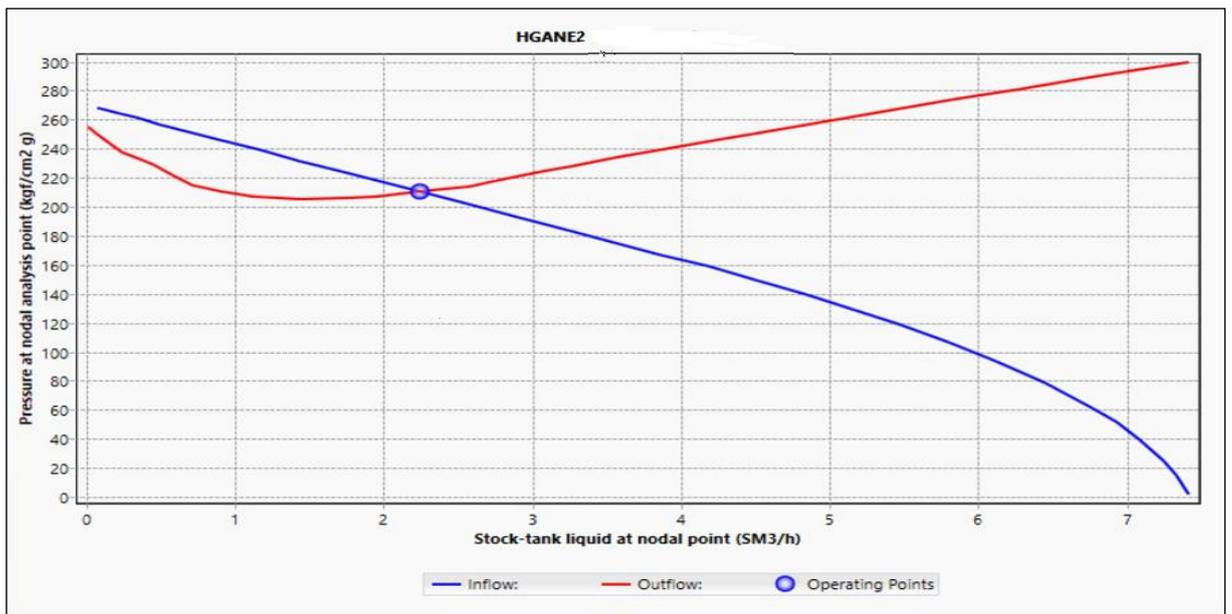


Figure.III.8 : Aanalyse Nodale de dernier jaugeage (27/02/22)

❖ **Matching de l'état actuel du puits (puits non éruptif)**



Figure III.9: IPR - VLP non éruptif

Suite à l'alourdissement de la colonne de production dû à l'apparition de W_c et au déclin dans la zone du puits, le puits n'est plus éruptif, et n'a plus de point de fonctionnement comme l'illustre la figure ci-dessous, qui représente l'état actuel du puits.

III.3.1.3 Design jet pump HGANE2 :

Le puits HGANE2 est un puits candidat pour jet pompe car le champ périphérique de cette zone est plus isolé, et le gas lift n'est pas disponible, ainsi que le puits a un potentiel (AOF=5 m³/h).

Le puits HGANE2 a un problème de sel, l'application de jet pompe dans ce puits, le résultat de software SNAP comme suite :

1	Perforation Vertical Depth (at mid-perfs)							3400,00	M
2	Pump vertical Depth							3400,00	M
3	Pump installation Type : (1) Standard (2) Reverse							1	
4	Casing ID							75,99	mm
5	Tubing OD							48,26	mm
6	Tubing ID							40,64	mm
7	Return Tubing ID (Parallel Only)								mm
8	Tubing Length							3400	M
9	Pipe Condition (1) =New (2) = Avg. (3) - Old							1	
10	Oil Gravity							45	API
11	Water Cut							13	%
12	Water Specific Gravity							1,1	S.G
13	Productivity Index (PI) (Will be Grayed-Out if not used)							0,73	m3/j/(bar)
14	Producing GOR							201	M3/M3
15	Gas Specific Gravity (Air = 1.00)							1,01	S.G
16	Separator Pressure							327	psi
17	Static BHP @ perforations							158	bar
18	Flowing BHP @ perforations							N/A	Mpa (IP is available)
19	Well Test Flow Rate							2,56	M3/h
20	Wellhead Temperature							19	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							1,1	API or S.G.
25	Bubble Point Pressure (will be calculated if unknown)							181,00	kg/cm2
26	Wellhead Pressure							22	bar

Figure.III.10. Les datas a fourni dans SNAP [9]

❖ **Le fluide injecté (Eau) donne le 1.660 et la production dans l'espace annulaire (HGANE2 3''½, Les résultats obtenus sur SNAP:**

SNAP Jet Pump Module Running With SNAP 2.753 10/7/2020 Solution algorithm reference : SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990			
Dataset: HGANE2 3.5 X 1.6 OD 1.38 ID Title: Sonatrach Jet Pump Modeling			
1) Perforation Depth (ft) :	11447	13) Producing GOR (scf/stb) :	1065
2) Pump Vertical Depth (ft) :	11147	14) Gas Sp. Gravity (air=1.) :	1.010
3) Pump Installation		15) Separator Press (psia) :	327
Casing installation		16) Well Static BHP (psia) :	3840
4) Casing (production) ID (in) :	2.992	17) Pump Intake Press (psia) :	2939
5) N/A		18) Well Test Flow Rate (blpd) :	390.0
6) Power Tubing ID (in) :	1.380	19) Well Head Temp (degF) :	66
7) Power Tubing OD (in) :	1.660	20) Bottom Hole Temp (degF) :	249
8) Tubing Length (ft) :	11147	21) Gas Vented :	0%
9) Pipe Roughness e/d (L/L) :	0.0018	22) Power Fluid oil/water :	Water
10) Oil Gravity (API) :	45.0	23) Power Fluid Spec Gravity :	1.100
11) Produced Vol Water Cut (%) :	13.00	24) Bubble Point Press (psia) :	3840
12) Water Specific Gravity :	1.100	25) Well Head Press (psia) :	327
TECH-FLO C:4 Pump Performance Summary			
Target Production Rate : 390 blpd @pump intake pressure : 2939 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure = 4171 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate = 1142 blpd			
Predicted Pump Intake Pressure = 2940 psia			
Predicted Pump Discharge Pressure = 5187 psia			
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth = 8547 psia			
Predicted Horsepower requirement = 94 HP			

Dimension jet pump	Diamètre de nozzle	Diamètre de throat
C4	0.126	0.241

Remarque : Le dimensionnement du jet pompe est décrit par un chiffre suivi par une lettre ; d'où le chiffre correspond à la section du Nozzle, et la lettre représente le rapport des sections du Nozzle et du Throat.

Pour différentes pressions d'injection de fluide d'énergie en surface, nous obtenons un graphe qui définit les courbes suivantes : La IPR au niveau de la perforation, les courbes de production de la pompe pour différentes pressions d'injection

Comme elle montre la **figure III.11**, le point de fonctionnement donne un débit huile **390 stb/d (62 m³/j)** et la pression Intake **2992 psia (206 bars)**.

La courbe (C) : représente la zone de production à laquelle la pompe va caviter.

La courbe IRP indice (W) : représente l'IPR de la pompe au niveau des perforations

Les courbes (1,2,3,4) : donnent les points de fonctionnement du puits lorsque on fait varier la pression d'injection (**3500, 3833, 4166 et 4500 psia**) respectivement.

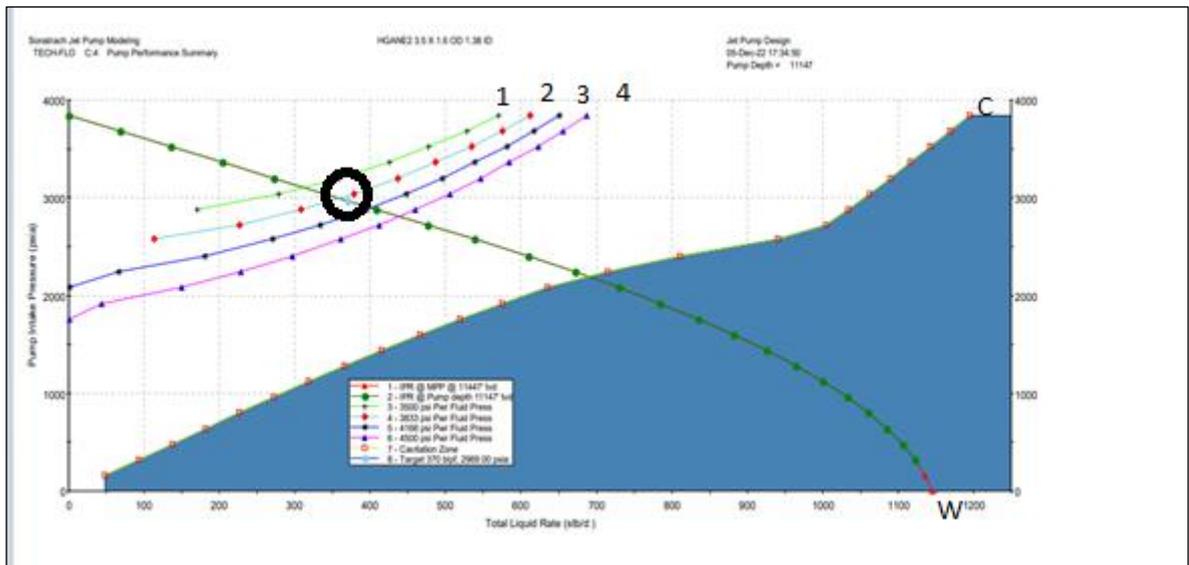


Figure III.11 : La performane du jet pump [9]

Pour différentes pressions d’injection, on résume les résultats dans le tableau ci-après :

TECH-FLO C:4 Pump Performance Summary				
Target Production Rate : 390 bpd @pump intake pressure : 2939 psia				
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure = 4171 psia				
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate = 1142 blpd				
Predicted Pump Intake Pressure = 2940 psia				
Predicted Pump Discharge Pressure = 5187 psia				
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth = 8547 psia				
Predicted Horsepower requirement = 94 HP				

Match Prod Rate (blpd)	Rate= 299	Rate= 347	Rate= 389	Rate= 427
Match Pwr Fluid Press (psia)	PPF = 3500	PPF = 3833	PPF = 4166	PPF = 4500
Match Pwr Fluid Rate (blpd)	QN = 1059	QN = 1102	QN = 1141	QN = 1179
Match Pump Intake Pres(psia)	PIP = 3169	PIP = 3050	PIP = 2942	PIP = 2843
Pump Discharge Prs(psia)	PD = 5222	PD = 5194	PD = 5187	PD = 5179
Match Pwr Fld prs @pmp(psia)	PN = 7972	PN = 8264	PN = 8536	PN = 8808

Tableau. III.9. Les résultats obtenus pour différentes pressions d’injections de fluide de puissance

Pression d’injection (psia)	3500	3833	4166	4500
Debit huile produitm3/j	47.53	55.16	61.84	67.88
Le debit de fluide injecte m3/j	168.36	175.19	181.39	187.44
La puissance du jet pump HP	72	82	94	106
La pression d’asperation (bars)	218.55	210.34	202.89	196.06
La presssion de decharge (bars)	360.13	358.20	357.72	357.17

À chaque fois la pression d'injection augmente le débit huile produit augmente. Mais la pression d'injection ne doit pas être dépassée la capacité de la tête de puits (5000 psi= 340bars).

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

***Le fluide injecté (Eau) donne le 1.900 et la production dans l'espace annulaire (HGANE2 3"½, Les résultats obtenus sur SNAP:**

SNAP Jet Pump Module Running With SNAP 2.753 10/7/2020			
Solution algorithm reference : SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990			
Dataset: HGANE2 3.5 X 1.6 OD 1.38 ID			
Title: Sonatrach Jet Pump Modeling			
1) Perforation Depth (ft) :	11447	13) Producing GOR (scf/stb) :	1065
2) Pump Vertical Depth (ft) :	11147	14) Gas Sp. Gravity (air=1) :	1.010
3) Pump Installation Casing installation		15) Separator Press (psia) :	327
4) Casing (production) ID (in) :	2.992	16) Well Static BHP (psia) :	3840
5) N/A		17) Pump Intake Press (psia) :	2969
6) Power Tubing ID (in) :	1.600	18) Well Test Flow Rate (blpd) :	370.0
7) Power Tubing OD (in) :	1.900	19) Well Head Temp (degF) :	66
8) Tubing Length (ft) :	11147	20) Bottom Hole Temp (degF) :	249
9) Pipe Roughness e/d (L/L) :	0.0018	21) Gas Vented :	0%
10) Oil Gravity (API) :	45.0	22) Power Fluid oil/water :	Water
11) Produced Vol Water Cut (%) :	13.00	23) Power Fluid Spec Gravity :	1.100
12) Water Specific Gravity :	1.100	24) Bubble Point Press (psia) :	2574
		25) Well Head Press (psia) :	327
TECH-FLO C:4 Pump Performance Summary			
Target Production Rate : 370 blpd @pump intake pressure : 2969 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure = 3918 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate = 1158 blpd			
Predicted Pump Intake Pressure = 2969 psia			
Predicted Pump Discharge Pressure = 5328 psia			
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth = 8729 psia			
Predicted Horsepower requirement = 90 HP			

Match Prod Rate (blpd)	Rate= 313	Rate= 360	Rate= 401
Match Pwr Fluid Press (psia)	PFP = 3500	PFP = 3833	PFP = 4166
Match Pwr Fluid Rate (blpd)	QN = 1105	QN = 1148	QN = 1188
Match Pump Intake Pres (psia)	PIP = 3103	PIP = 2994	PIP = 2897
Pump Discharge Prs (psia)	PD = 5332	PD = 5327	PD = 5332
Match Pwr Fld prs @pmp (psia)	PN = 8340	PN = 8643	PN = 8957
			PN = 9260

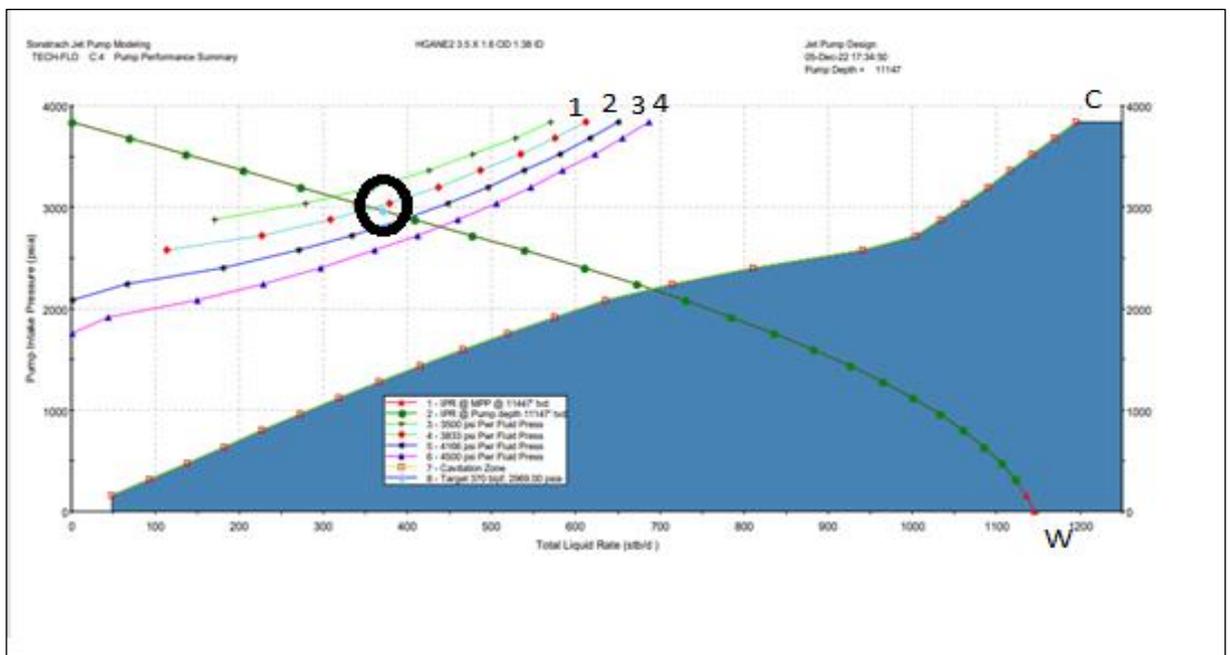


Figure III.12 : La performane du jet pump [9]

Les courbes de production de la pompe pour différentes pressions d'injection comme elle montre la **figure III.12**, le point de fonctionnement donne un débit huile 370 stb/d (**57m3/j**) et la pression Intake 2969 psia (**202bars**) comme elle montre la figure ci-dessous :

Tableau .III.10 : Les résultats obtenus pour différentes pressions d'injections de fluide de puissance

Pression d'injection (psia)	3500	3833	4166	4500
Debit huile produit m3/j	49.76	57.23	63.75	69.79
Le debit de fluide injecte m3/j	175.16	182.51	188.87	194.91
La puissance du jet pump HP	76	87	99	112
La pression d'asperation (bars)	214	206	199.79	193.5
La presssion de decharge (bars)	367.72	367.37	367.72	368.41

Chaque fois la pression d'injection augment le débit huile produit augmente. Mais la pression d'injection ne doit pas être dépassée la capacité de la tête de puits (5000 psi= 340bars).

✚ **L'injection donne 2"3/8 et la production dans le 4"1/2** : SNAP nous donne les résultats suivants :

SNAP Jet Pump Module Running With SNAP 2.753 10/7/2020	
Solution algorithm reference : SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990	
Dataset: HGANE2 3.5 X 1.6 OD 1.38 ID	
Title: Sonatrach Jet Pump Modeling	
1) Perforation Depth (ft) : 11447	13) Producing GOR (scf/stb) : 1065
2) Pump Vertical Depth (ft) : 11147	14) Gas Sp. Gravity (air=1.) : 1.010
3) Pump Installation	15) Separator Press (psia) : 327
Casing installation	
4) Casing (production) ID (in) : 3.958	16) Well Static BHP (psia) : 3840
5) N/A	17) Pump Intake Press (psia) : 2616
6) Power Tubing ID (in) : 1.900	18) Well Test Flow Rate (blpd) : 520.0
7) Power Tubing OD (in) : 2.375	19) Well Head Temp (degF) : 66
8) Tubing Length (ft) : 11147	20) Bottom Hole Temp (degF) : 249
9) Pipe Roughness e/d (L/L) : 0.0018	21) Gas Vented : 0%
10) Oil Gravity (API) : 45.0	22) Power Fluid oil/water : Water
11) Produced Vol Water Cut (%) : 13.00	23) Power Fluid Spec Gravity : 1.100
12) Water Specific Gravity : 1.100	24) Bubble Point Press (psia) : 2574
25) Well Head Press (psia) : 327	
TECH-FLO D:5 Pump Performance Summary	
Target Production Rate : 520 blpd @pump intake pressure : 2616 psia	
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure = 3937 psia	
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate = 1720 blpd	
Predicted Pump Intake Pressure = 2617 psia	
Predicted Pump Discharge Pressure = 5168 psia	
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth = 8780 psia	
Predicted Horsepower requirement = 140 HP	

L'injection de fluide de puissance dans le tubing 2"3/8 et la production dans l'espace annulaire (4 1/2 & 2 3/8), sur logiciel SNAP a donné les dimensions de jet pompe **D5** avec un débit d'huile produire est **80.54 m3/j** et la pression Intake **177.88 bars** comme elle montre la figure ci-dessous :

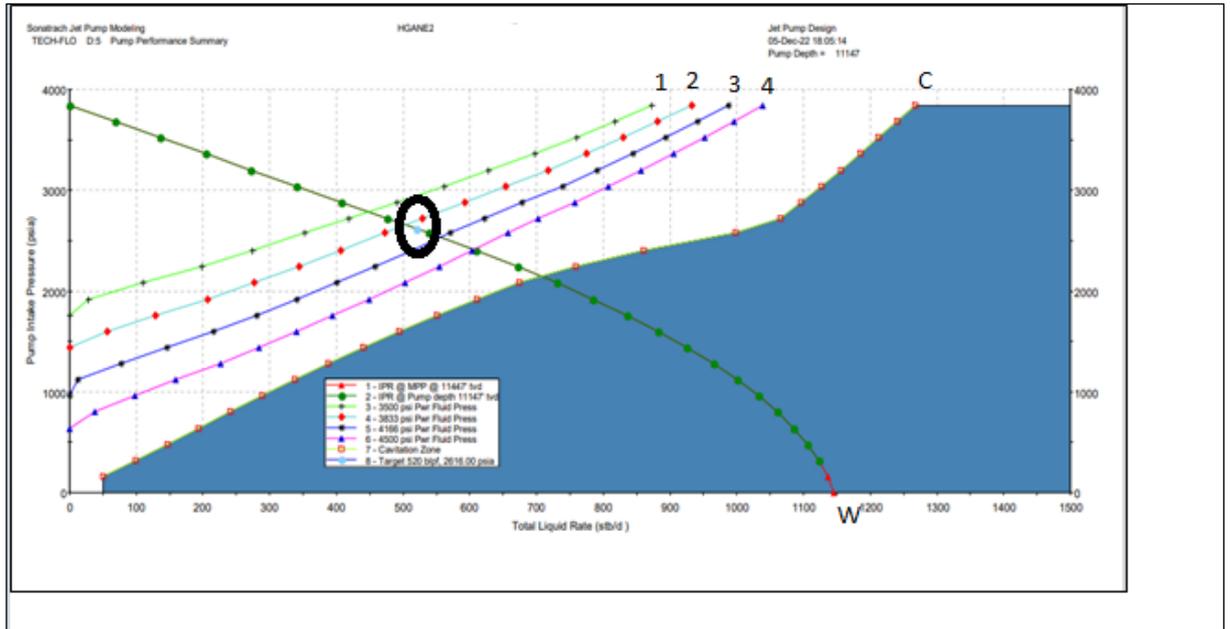


Figure III.13: Les points de fonctionnement pour différentes pressions d’injection [9]

Pour différentes pressions d’injection, on résume les résultats dans le tableau ci-après :

TECH-FLO D:5 Pump Performance Summary				
Target Production Rate :	520 blpd @pump intake pressure : 2616 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure =	3937 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate =	1720 blpd			
Predicted Pump Intake Pressure =	2617 psia			
Predicted Pump Discharge Pressure =	5168 psia			
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth =	8780 psia			
Predicted Horsepower requirement =	140 HP			

Match Prod Rate (blpd)	Rate= 448	Rate= 503	Rate= 556	Rate= 606
Match Pwr Fluid Press (psia)	PPF = 3500	PPF = 3833	PPF = 4166	PPF = 4500
Match Pwr Fluid Rate (blpd)	QN = 1639	QN = 1702	QN = 1762	QN = 1819
Match Pump Intake Pres (psia)	PIP = 2786	PIP = 2656	PIP = 2530	PIP = 2408
Pump Discharge Prs (psia)	PD = 5187	PD = 5170	PD = 5163	PD = 5159

Tableau III.11. Les résultats obtenus pour différentes pressions d’injections de fluide de puissance [10]

Pression d’injection (psia)	3500	3833	4166	4500
Debit huile produit m3/j	71.22	79.96	88.39	96.34
Le debit de fluide injecte m3/j	260.57	270.58	280.12	289.18
La puissance du jet pump HP	117	134	154	172
La pression d’aspiration (bars)	192.13	183.17	174.48	166.06
La pression de decharge (bars)	357.72	356.55	356.06	355.79

Le tableau ci-après résume les différents scénarios sur le diamètre de tubing d’injection

Tableau.III.12 : Les différents scénarios sur le diamètre de tubing d'injection

Le puits HGANE2	3 ½ CCE 1.660	3 ½ CCE 1.900	4 ½ Tubinge 2 ^{3/8}
Pression d'injection (Bars)	283.62	266.42	267.71
Debit huile produit m3/j	60.41	62.00	80.55
Le debit de fluide injecte m3/j	176.89	179.37	266.42
La puissance du jet pump HP	94	90	140
La pression d'asperation (bars)	202.75	204.13	180.41
La presssion de decharge (bars)	357.72	367.44	356.41
Le debit de cavitation m3/jours	54.64	64.84	76.31

***La complétion du puits HGANE2 :**

Il s'agit d'une complétion 4"1/2 New VAM descendu par un appareil de workover. La complétion 2"3/8 est compose de : WEG (sabot), WXN Nipple , check valve , WX Nipple. , Packer de Production , JP BHA et d'un tubing 2"3/8 jusqu'à la surface où le dernier assembly est installé qui est le tubing Hanger pour supporter le tubing 2"3/8.

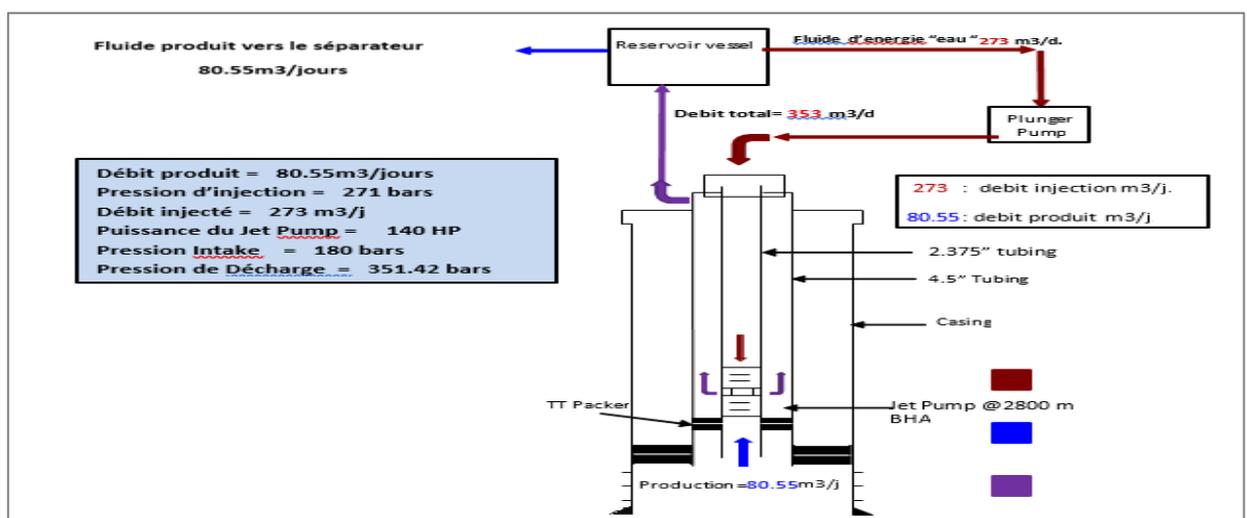


Figure III.14 : Le schéma de circulation de fluide d'énergie. [10]

III.3.1.4 Optimisation Gas Lift :

L'objectif de cette partie c'est la comparaison entre le jet pump et gas lift en terme de gain et performance en utilisant l'ensemble de toutes les données de puits, à savoir les données de jaugeage, le dernier teste de pression et données PVT seront utilisées pour l'étude d'optimisation du GL à l'aide du software PIPESIM.

Suite au calage du model puits qui représente l'état actuel du puits, il est possible à présent de faire les sensibilités nécessaires pour simuler les performances de ce dernier avec injection GL.

❖ **Estimation de l'apport de gaz dans le puits HGANE2 avec un concentrique 1'660 :**

On distingue qu'il n'y'a pas de différence de production entre les trois diamètres de CCE.

Suite à l'étude de l'historique des interventions réalisées sur le puits HGANE2 qui montre que le puits n'est pas candidat au nettoyage avec Coiled tubing, En effet le diamètre 1.660 est le plus adapté.

❖ **Etude de la sensibilité sur les diamètres de Duse (10 -12-14 -18mm) :**

Selon la sensibilité sur les différents diamètres de duse et de débit GL injecté Nous constatons que les paramètres optimums de gas lift sont les suivants ;

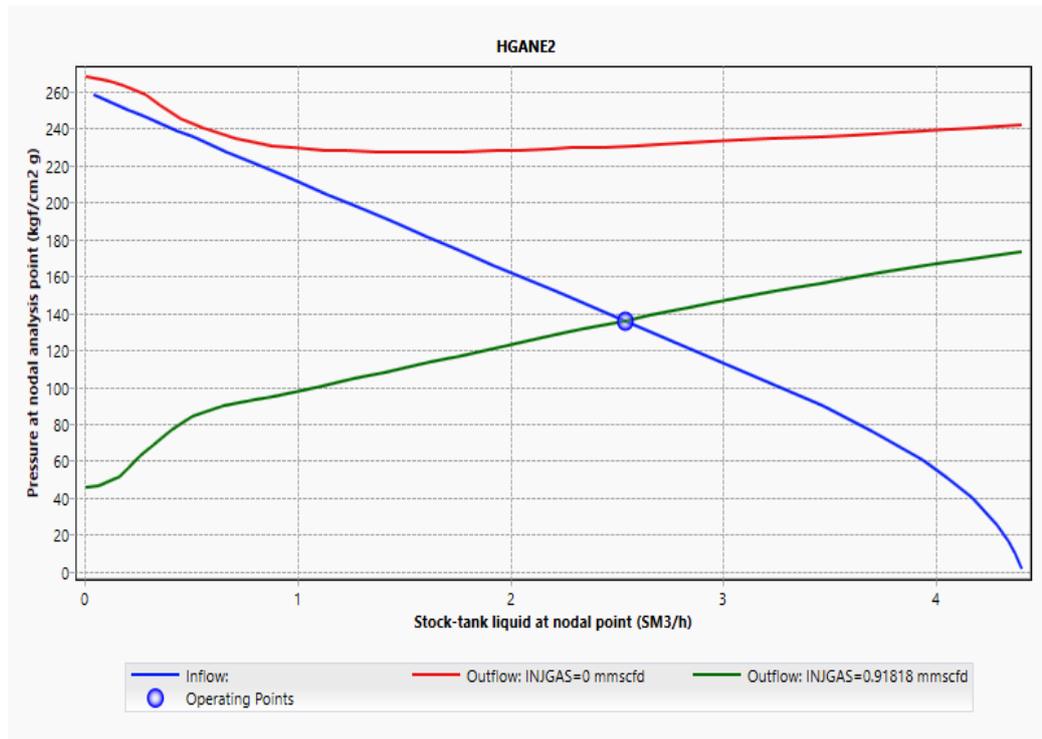
- Débit d'huile : 2,55 m³/h avec
- Débit de gas lift injecté 18000 m³/j
- Duse 14 mm.



Φ duse mm	Q hm3/h	Debit gas lift (m3/j)
10	2,1	10000
12	2,4	14000
14	2,55	18000
18	2.7	24000

Figure III.15 : Sensitivite sur le diamètre de duse[10]

❖ **Performance du débit d'injection de gaz**



Lafigure III.16: Performance du débit d’injection de gaz HGANE2[10]

Le meilleur débit d’injection de gaz pour trouver meilleur débit d’huile $Q_h=2.55\text{sm}^3/\text{h}$ et débit de gaz optimal égale $18000(\text{sm}^3/\text{d})$.

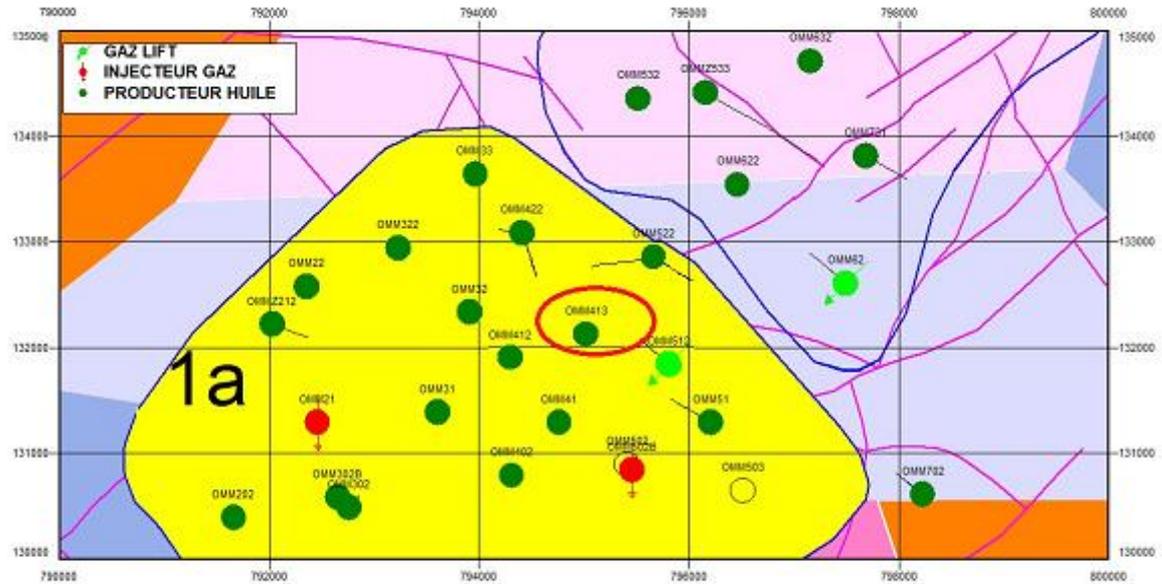
III.3.1.5 Récapitulatif des résultats d’activation avec Gas Lift et Jet Pump

Mode D’activation	GL (CCE)	Jet Pump
Débit (m^3/h)	2,55	3.35

III.3.Etude de puits OMM413:

III.3.2. Etats du puits OMM413:

Le puits OMM413 est un puits vertical producteur d’huile situé à la zone « 1A » dans le périmètre Complexe du champ de Hassi Massoud. Il a été foré et complété le 01/12/1978 avec un tubing 4’ 1/2 et le réservoir laissé en Open Hole. Mis en production le 10/01/1979 avec un débit d’huile de $7,1\text{m}^3/\text{h}$. suivie par une chute importante jusqu’à sa fermeture le **10/09/2022 suite au débit nul**. La complétion du puits est représentée dans la fiche technique (**voir l’annexe C**)



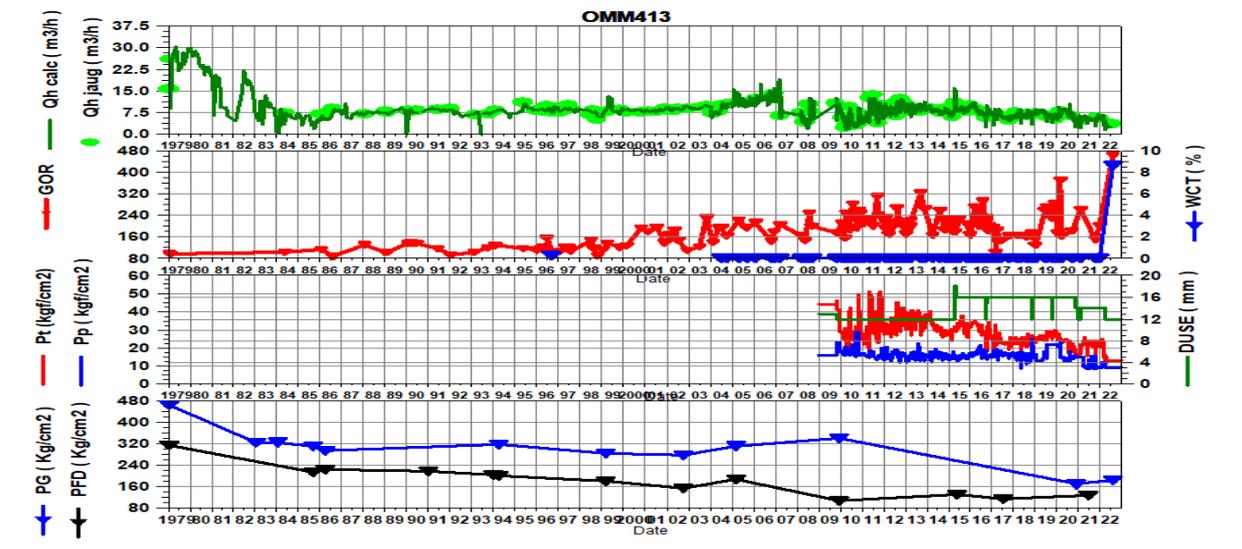
FigureIII .17: Carte de positionnement du puits OMM413[10]

- Caractéristiques petro-physiques :

Caracteristiques petrophysiques du reservoir								
Decoupage				Resultats- ELAN				
DRAIN	Top(m)	Mur (m)	EPAIS (m)	K md	ø (%)	So (%)	Sw(%)	Vsh (%)
D5	3395	3442	47	03.78	07.66	22.63	38.76	13,68
D4	3442	3476	34	20.78	8,7	39,71	23,7	5,62
D3	3476	FOND	6,5	05.00	9,5	20	30	5,85

TableauIII.13. Les caractéristiques petro-physique du puits OMM413. [10]

- Diagramme de production de puits :



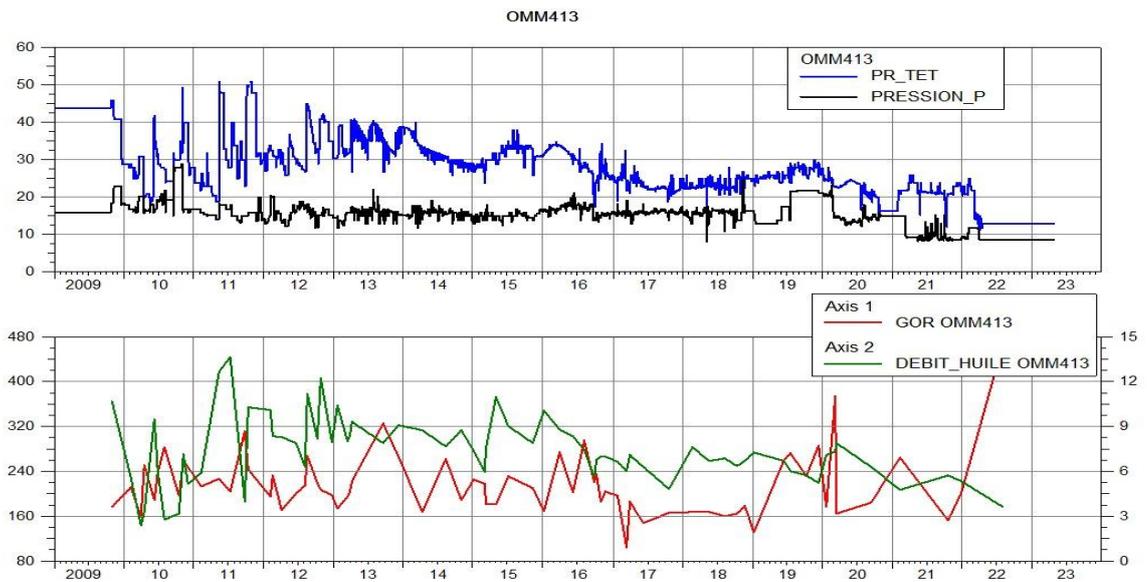


Figure III.18 : Paramètres de production du puits[10]

On remarque d'après ces graphes, une chute remarquable de la pression de gisement qui dû à l'absence de maintien pression dans cette zone et c'est pour cela le débit d'huile diminue.

- Les donnes well Teste

Tableau.III.14 : Les donnes de Well teste de puits OMM413

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	Skin	Duse	Remarque
BUILD UP	26/09/2002	278.08	154.85	27.5	7.94	.065	195	4.89	17	-
BUILD UP	25/03/2005	311.56	186.86	42	11.8	.097	435	7.85	16.6	-
BUILD UP	27/12/2009	340.57	108.91	29	7.2	.032	--	51.6	12	Puits endommager, PFD@-3148 m.
PFD	20/05/2015	0	132.21	38.4	10.94	0	--	-	18	PFD@-3289.5m .
PFD	21/07/2017	null	115.22	24.6	5.67	--	--	-	16	PFD @-3179.5m
PFS	11/12/2020	169	--	20.4	--	--	--	-	-	Mesure douteuse, colonne contient de l'huile et de l'eau, interface huile Eau à -3066m (Abs), le niveau statique est à -1024m (Abs).
PFD	24/06/2021	null	126	22.7	5.04	--	--	-	14	PFD @ -3221m.
PFS	30/07/2022	184.72	--	1.03	--	--	--	-	-	la colonne contient deux fluides , interface huile-eau@3382m, AConfirmer la nature de l'eau.



- Les donnes PVT

Tableau .III.15:Les données de PVT[10]

Puits	Pb(kg/cm2)	Bom(3/m3)	Rs(sm3/sm3)	$\mu_{ob}(Cp)$	API
OMM413	158	1,453	103	0,244	45

- Les donnes de jaugeage

Tableau.III.16 : Les donnes de Teste du puits OMM413

Date	Diam. Duse (mm)	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Débit Eau (l/h)
		Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	
12/08/2018	16	6.83	1092.44	160	22.5	16.4	16.32	0
13/10/2018	16	6.33	1047.83	165	21.8	16.3		0
24/11/2018	16	6.71	1192.10	178	22.8	16.5	4.28	0
09/01/2019	16	7.23	950.32	131	23.6	15.7	15.97	0
15/06/2019	16	6.68	1734.67	260	26.7	15.7	5.91	0
24/07/2019	16	5.98	1629.56	272	26.6	21.6	5.16	0
12/10/2019	16	5.74	1324.58	231	25.4	20	3.87	0
16/12/2019	16	5.22	1489.78	285	25.6	21.3		0
26/01/2020	16	7.1	1248.80	176	25	21	3.37	0
10/03/2020	16	7.3	2725.89	374	24	14	5	0
20/03/2020	16	7.89	1297.20	164	23.5	15.1		0
15/09/2020	16	6.28	1152.00	184	21	15.6		0
13/02/2021	14	4.76	1254.39	264	20.7	9.9		0
23/10/2021	14	5.72	872.77	152	21.6	9	8.96	0
03/01/2022	14	5.34	1079.75	202	21.4	9.2	7.17	0
07/08/2022	12	3.6	1673.40	465	26.9	10.6	5.14	340

III.3.2.1 Etude des performances pour le puits OMM413 :

Historique de puits :



Figure.III.19 : jaugeage et Cahier Courbes_2022[10]

❖ Analyse Nodale des derniers jaugeages

Puits	Mid perf (m)	Pg Kg/cm ²	Rs	IP	CD
OMM413	3449,5	280	103	2,01	0,5

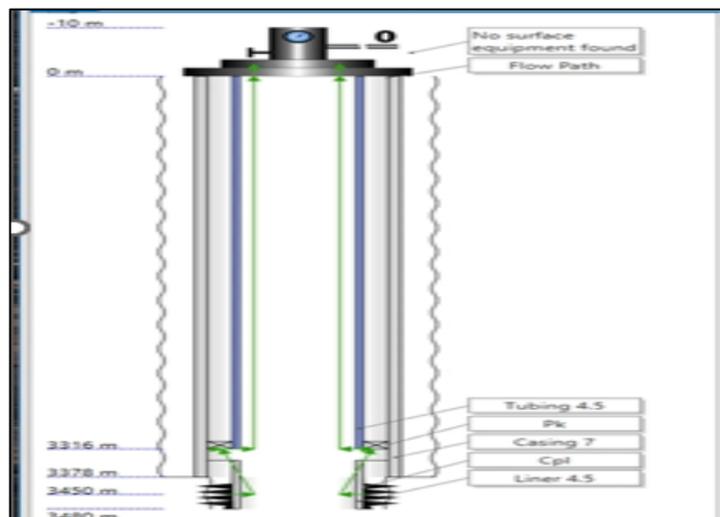


Figure.III.20 : Le schéma de complétion sur PIPESIM[10]

❖ Analyse Nodale non éruptif

Nous avons étudié la performance actuelle de puits (puits est fermé)

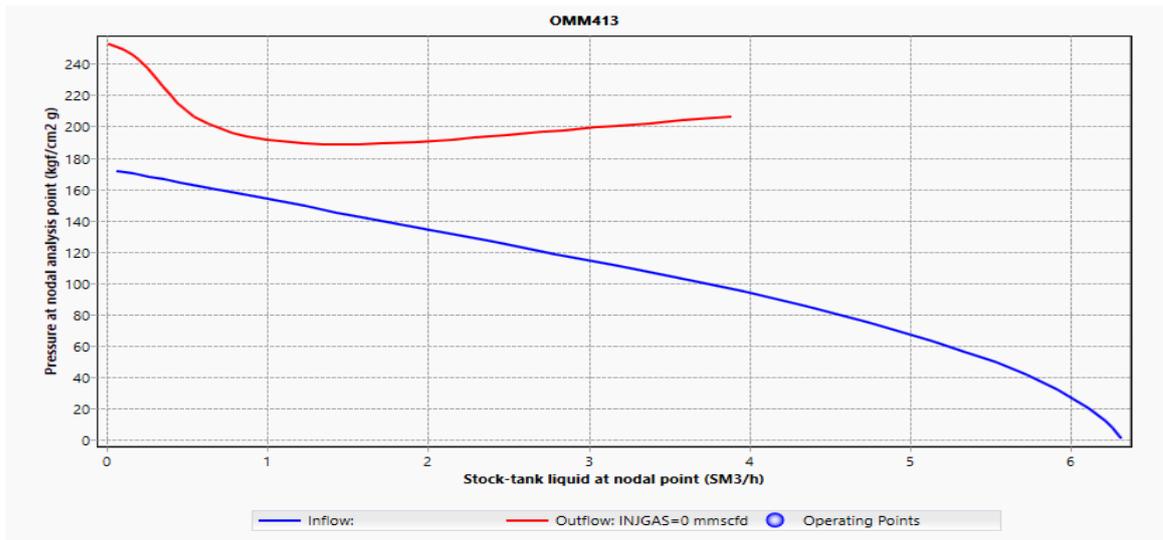


Figure.III.21:L'états actuelle du puits. [10]

III.3.2.2 La performance du Jet Pompe (OMM413) :

Les résultats obtenus par SNAP, en utilisant l'eau comme power fluide à travers le 2''3/8 est comme suit : (Q 360) C+4

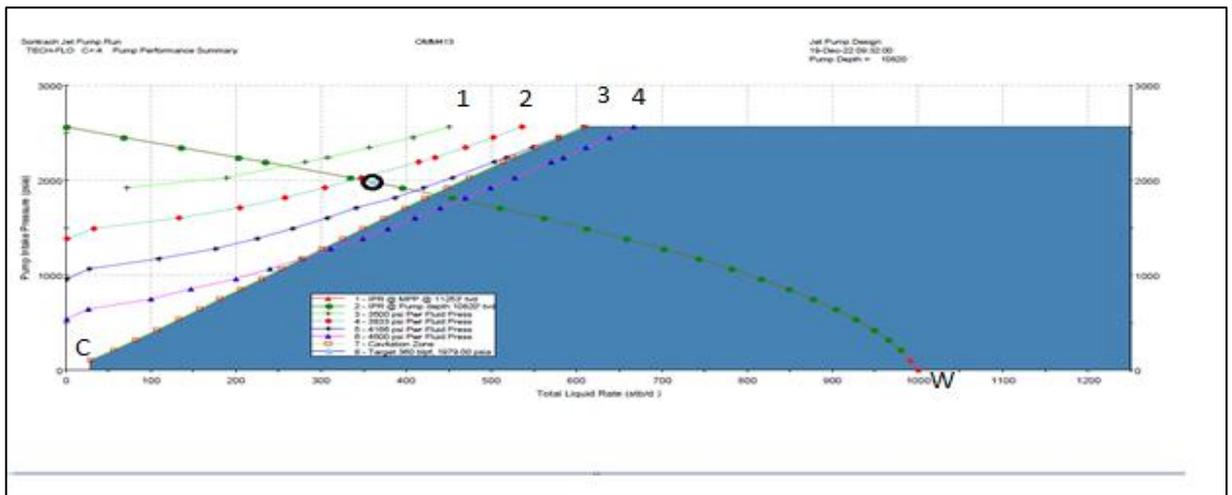


Figure III.22: Les points de fonctionnement le fluide injecté (eau) 2''3/8 [9]

Les résultats de la simulation par SNAP avec la combinaison de nozzle et throat C+4 donne un débit de 57.23m³/j avec une pression intake de 136.48 Bars

Page 1

SNAP Jet Pump Module Running With SNAP 2.753 10/7/2020
 Solution algorithm reference : SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990

Dataset: OMM413
 Title: Sontrach Jet Pump Run

1) Perforation Depth (ft) : 11253	13) Producing GOR (scf/stb) : 1055
2) Pump Vertical Depth (ft) : 10820	14) Gas Sp. Gravity (air=1.) : 0.836
3) Pump Installation Casing installation	15) Separator Press (psia) : 200
4) Casing (production) ID (in) : 3.958	16) Well Static BHP (psia) : 2560
5) N/A	17) Pump Intake Press (psia) : 1979
6) Power Tubing ID (in) : 1.990	18) Well Test Flow Rate (blpd) : 360.0
7) Power Tubing OD (in) : 2.375	19) Well Head Temp (degF) : 109
8) Tubing Length (ft) : 10820	20) Bottom Hole Temp (degF) : 244
9) Pipe Roughness e/d (L/L) : 0.0018	21) Gas Vented : 0%
10) Oil Gravity (API) : 45.0	22) Power Fluid oil/water : Water
11) Produced Vol Water Cut (%) : 9.00	23) Power Fluid Spec Gravity : 1.270
12) Water Specific Gravity : 1.278	24) Bubble Point Press (psia) : 2190
	25) Well Head Press (psia) : 200

TECH-FLO C+:4 Pump Performance Summary
 Target Production Rate : 360 blpd @pump intake pressure : 1979 psia
 Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure = 3921 psia
 Predicted Surface Power Fluid Injection Rate = 1502 blpd
 Predicted Pump Intake Pressure = 1980 psia
 Predicted Pump Discharge Pressure = 5395 psia
 Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth = 9489 psia
 Predicted Horsepower requirement = 116 HP

Match Prod Rate (blpd)	Rate= 264	Rate= 342	Rate= 411	Rate= 463
Match Pwr Fluid Press (psia)	PFP = 3500	PFP = 3833	PFP = 4166	PFP = 4500
Match Pwr Fluid Rate (blpd)	QN = 1445	QN = 1491	QN = 1534	QN = 1574
Match Pump Intake Pres (psia)	PIP = 2141	PIP = 2012	PIP = 1889	PIP = 1793
Pump Discharge Prs (psia)	PD = 5552	PD = 5421	PD = 5323	PD = 5271
Match Pwr Fld prs @pmp (psia)	PN = 9079	PN = 9401	PN = 9723	PN = 10045

❖ Pour avoir un débit de 71.54m³/j SNAP a donné les résultats suivant avec combinaison nozzle et throat (D5)

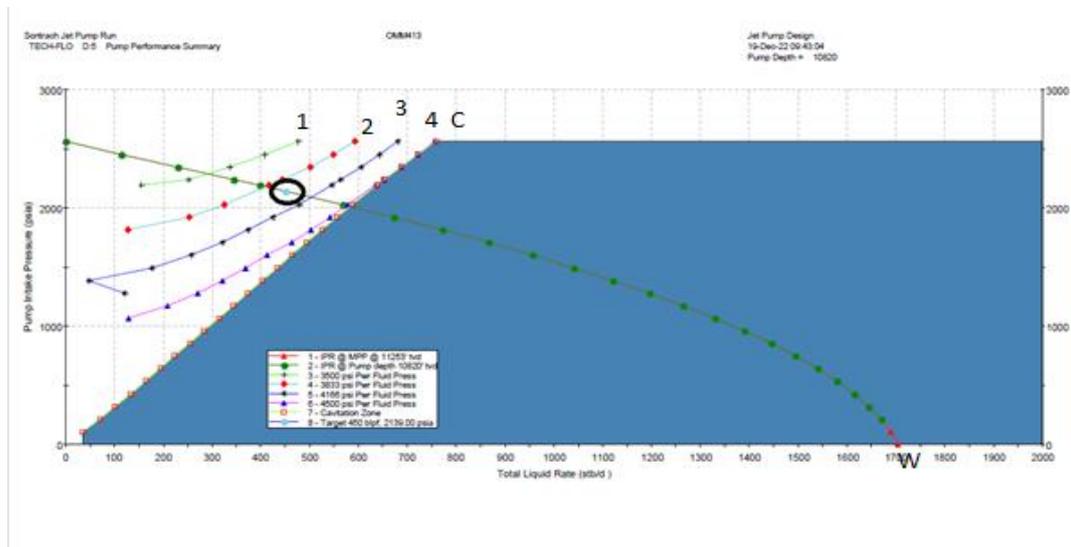


Figure.III.23:Les points de fonctionnement le fluide injecté (eau) 2“3/8 [9]

SNAP Jet Pump Module Running With SNAP 2.753 10/7/2020		Page 1	
Solution algorithm reference : SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990			
Dataset: OMM413			
Title: Sontrach Jet Pump Run			
1) Perforation Depth (ft) :	11253	13) Producing GOR (scf/stb) :	1055
2) Pump Vertical Depth (ft) :	10820	14) Gas Sp. Gravity (air=1.) :	0.836
3) Pump Installation		15) Separator Press (psia) :	200
Casing installation		16) Well Static BHP (psia) :	2560
4) Casing (production) ID (in) :	3.958	17) Pump Intake Press (psia) :	2139
5) N/A		18) Well Test Flow Rate (blpd) :	450.0
6) Power Tubing ID (in) :	1.990	19) Well Head Temp (degF) :	109
7) Power Tubing OD (in) :	2.375	20) Bottom Hole Temp (degF) :	244
8) Tubing Length (ft) :	10820	21) Gas Vented :	0%
9) Pipe Roughness e/d (L/L) :	0.0018	22) Power Fluid oil/water :	Water
10) Oil Gravity (API) :	45.0	23) Power Fluid Spec Gravity :	1.270
11) Produced Vol Water Cut (%) :	9.00	24) Bubble Point Press (psia) :	2190
12) Water Specific Gravity :	1.278	25) Well Head Press (psia) :	200
TECH-FLO D:5 Pump Performance Summary			
Target Production Rate : 450 blpd @pump intake pressure : 2139 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Pressure = 3971 psia			
Predicted Surface Power Fluid Injection Rate = 1749 blpd			
Predicted Pump Intake Pressure = 2140 psia			
Predicted Pump Discharge Pressure = 5397 psia			
Predicted Power Fluid Pressure at Pump depth = 9448 psia			
Predicted Horsepower requirement = 137 HP			

Les résultats de la simulation par SNAP avec la combinaison de différentes nozzel et throat **D5** donne un débit de **71.54m3/j** et la pression d'injection 3971psia, donc les résultats sont acceptables car la pression d'injection ne dépasse pas la limite de la pression de la tête du puits (**5000psia**).

Tableau.III.17 Les différents scénarios de la combinaison nozzel et throat sur le tubing 4 ½ 2 3/8

Le puits OMM413	4 ½ Tubinge 2 ^{3/8}	4 ½ Tubinge 2 ^{13/8}
La combinaison de nozzel et throat	C+4	D5
Pression d'injection (Bars)	270.41	273.86
Debit huile produit m3/j	57.23	71.54
Le debit de fluide injecte m3/j	238.79	278.06
La puissance du jet pump HP	116	137
La pression d'asperation (bars)	136.55	147.58
La presssion de decharge (bars)	372.06	372.20
Le debit de cavitation m3/jours	55.64	60.51

D'après le tableau ci-dessus le fluide de puissance (représente l'eau) qui donne un débit de production élevé **71.54m3/j** dans le cas de tubing **2^{3/8}** avec la combinaison de nozzel et throat **D5**.

Commentaire : notre choix sera focalisé sur l'injection de l'eau comme fluide de puissance à travers le tubing 2 7/8 mieux que de power fluide qui représente l'huile pour éviter les risques dangereux.

III.3.2.3 Modélisation de gas lift

Les procédures de ce travail, c'est le choix de diamètre de concentrique 1,66 ou bien 2 7/8 le plus performant et adéquat à la condition du puits, et par la suite c'est la détermination de débit optimum.

NB. la détermination de la cote d'injection est en fonction de pression d'injection disponible

A. Etude de la sensibilité sur le diamètre de duse :

En collaboration avec le département réservoir, le diamètre de duse 14 mm, c'est le diamètre optimum pour éviter toute sorte de problème au niveau de réservoir (venu d'eau, venu de sédiment)

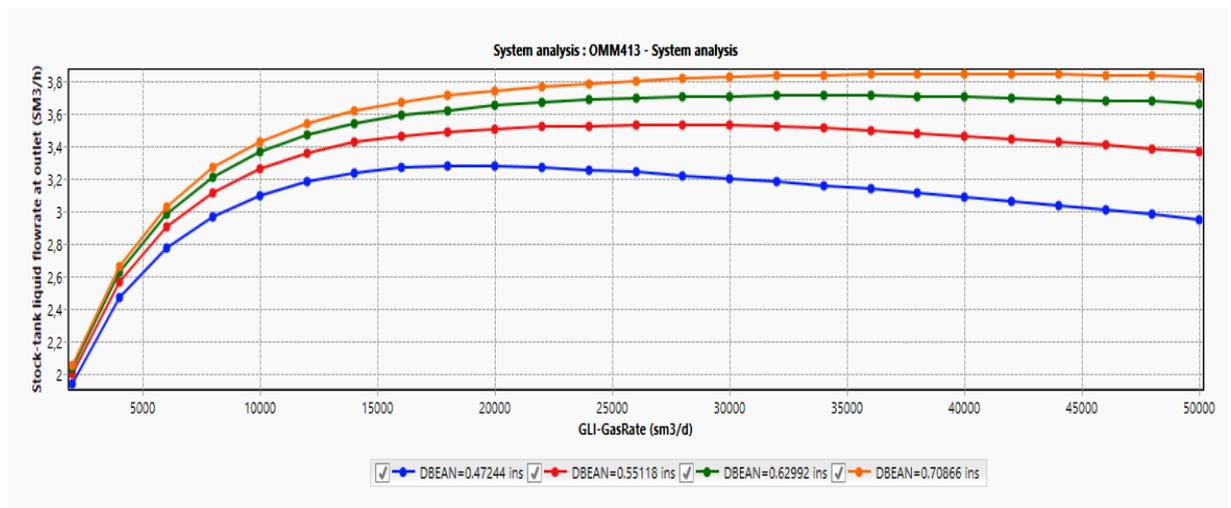


Figure .III.24 La sensibilité sur le diamètre de Duse [10]

b-Optimisation GL :

Le résultat de simulation du gas lift avec un chemisage 2 7/8 montre que le puits produit un débit de **3,4 m3/h**, avec un débit optimum de 18000 sm3/j et une duse de 14 mm.

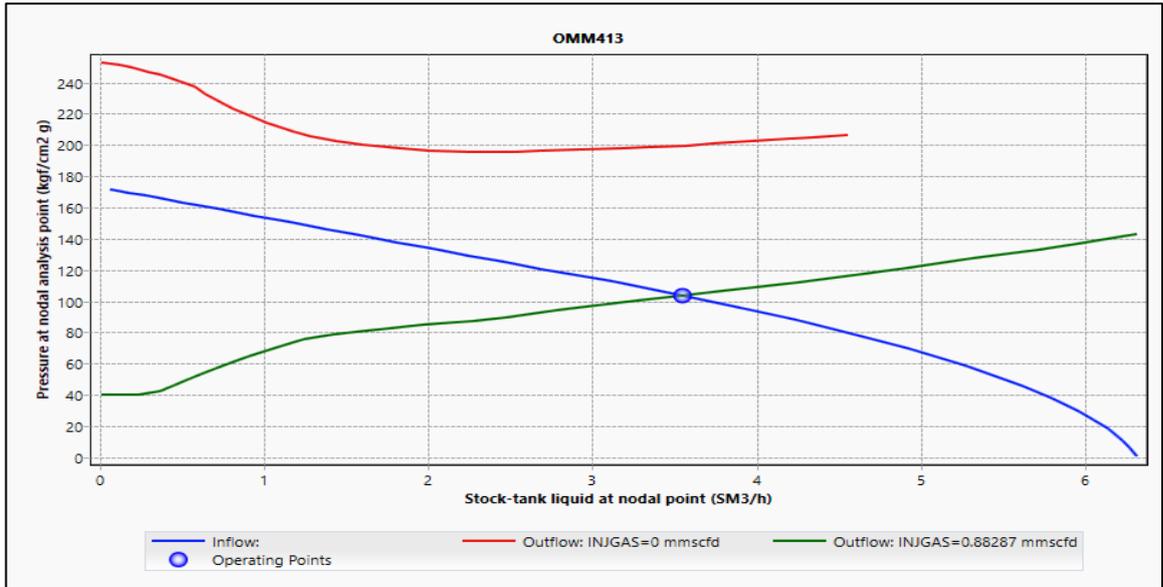
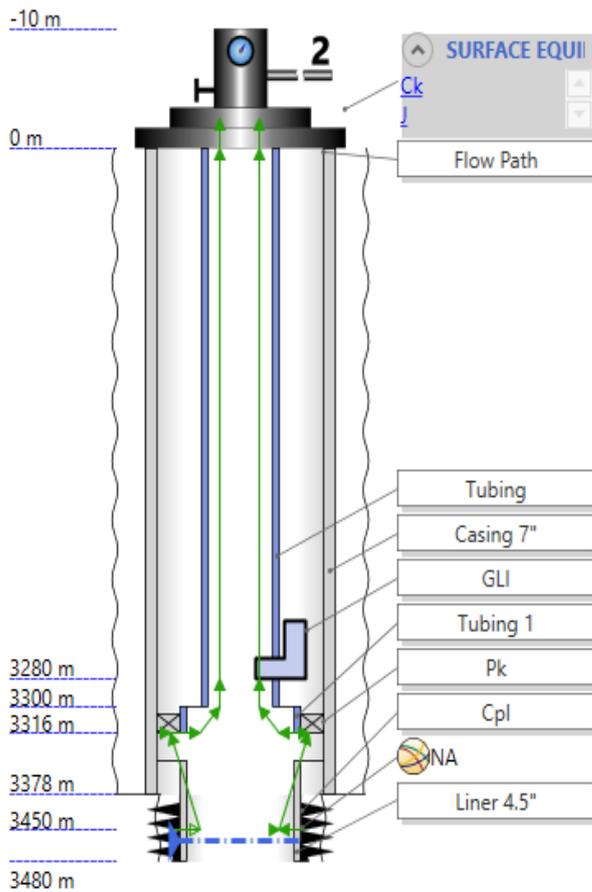


Figure.III.25 : L'états actuelle du puits



FigureIII .26. Le schéma de complétion sur PIPESIM OMM413

III.3.2.4 Récapitulatif des résultats d'activation avec Gas lift et Jet pump

Nous avons récapitulé les résultats obtenus par les différents systèmes de lifting dans le tableau suivant:

Mode D'activation	GL (CCE)	Jet Pump
Débit (m3/h)	3,4	3

Conclusion :

Pour le mode d'activation jet pump on a obtenu un meilleur débit avec une complétion composé d'un tubing 4 ½ 2' ' 3/8 sur le puits (HGANE2) et dû au fait des meilleures performances du gaz lift par rapport à la jet Pump sur le puits (OMM413) avec un chemisage 2' ' 7/8, le choix d'une technique chaque mode d'activation lift demande au préalable d'étudier son domaine d'utilisation et de déterminer le mode le plus compatible 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, asphaltène...),
- ✓ L'emplacement du puits (zone d'agriculteur, zone lointaine où le gaz est indisponible),
- ✓ Les contraintes techniques (l'état du puits),

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'autre part à connaître la production du puits 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 est basée sur l'activation par Jet Pump à travers le tubing 4"1/2 X 2"3/8 pour le Puits HGANE2 et l'injection de Gaslift Pour le Puits OMM413.

VI.1 Puits HGANE2 :

VI.1.1 Le coût total de l'opération avec JET PUMP :

L'injection de fluide de puissance à travers le Tubing 4"1/2 X 2"3/8 :

On supposé que la durée moyenne de l'opération 35 jour (sans aucun problème) et le cout de l'appareil Snubbing Lourd 80 664.96 DA/Jour, par suit le cout de 35 jours est 28 828 273.6 DA.

Coût de l'opération en DA	
Cout de l'opération Snubbing	28 828 273.6 DA
Tubing 2"3/8	60 274.13 DA
Mobilisation de l'équipement	1 104 600.96 DA
Démobilisation et remise en état des lieux	1 104 600.96 DA
Coût total de l'opération : 31, 097,749.70 DA =228,424.78 \$	
Coût de location DA/J	
Les équipements de fond	199 200 DA/Jour
Les équipements de surface	
Réservoir vessel	
Diesel tank	
Personnel (1 superviseur)	16000 DA/Jour
Location source d'énergie Electrique	42 464.5 DA/Jour
Total Coût de location : 219446.5DA/Jour	Equivalent 1,611.92 USD/Jour

Puits HGANE2	Coût total de L'opération USD	Prix de baril 74 \$
Le coût en volume équivalent (STB)	228402.745	3,0.82

Le délai d'amortissement total (Pay Out Time Total) :

Puits HGANE2 (JET PUMP)	Prix de Baril 74 \$
Le coût de location (USD)	1,611.92
Le coût de l'operation en volume équivalent (STB)	3,086.82
Délai d'amortissement de location (Pay Out Time) (Jours)	0.44
Délai d'amortissement de l'opération (PAY OUT TIME) (Jours)	6
Délai d'amortissement Total (Pay Out Time) (Jours)	6.44

***Tableau récapitulatif :**

L'étude sera basée sur un prix moyen de baril à 74 USD (12/05/2023).

Puits HGANE2	Jet Pump à travers le Tubing 4"1/2 X 2"3/8
Le débit	$\Delta Q = 80.55 \text{ m}^3 / \text{j} = 506.64.120 \text{ STB} / \text{j}$
Le cout total de l'opération (USD)	228 402.745 USD
Le cout d'exploitation journalier (USD)	1611.91 USD/j.
Délai d'amortissement (Jours)	6.44

Evaluation sur une année :

Si le prix de baril est 74 \$:

L'opération Jet Pump avec tubing 4"1/2 X 2"3/8 : **6.44** jours de production pour récupérer le capital d'investissement **228402.745 USD**.

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

Le nombre de jours restant : $365 - 6.44 = 358.56$ jours.

Le coût de total de location : $358.56 \times 1611.91 \text{ USD} = 577 966.45 \text{ USD}$.

Le coût total d'investissement pour la 1ère année (le cout total de l'opération + le cout de location) = $577 966.45 \text{ USD} + 228 402.74 \text{ USD} = 806 369.19 \text{ USD}$.

Le coût Total l'Opération de Jet Pump = **806 369.19 USD.**

Le coût total en volume équivalent (STB) de l'Opération Jet Pump = Le coût Total l'Opération de Jet Pump (USD) / Prix de Baril 74 \$

Le coût total de l'opération en (STB) : **3056.52 (STB)**

Le coût total de location en (STB) : **21.78 (STB/Jour)**

Revenu net de location par jour (STB) : 506.64 STB - 21.78 (STB) = **484.86 STB**

Revenu net de location par année (STB) : 484.86 STB X 358.56 jours = **173 851.40 STB**

Revenu net de l'opération de la Jet Pump par année : 173 851.40 STB X 74 USD = **12 865 003.72 USD.**

Le Bénéfice Brut par Jet Pump : 12 865 003.72 USD - 806 369.19 USD = **12 058 635 USD /YEAR.**

VI.1.2. Le coût total de l'opération avec Gaslift :

- ❖ **Le coût total de l'opération du puits avec l'injection du Gas lift (Puits HGANE2) à travers 2''3/8:**

Le coût total de l'opération du puits HGANE2 avec : **(1 USD = 136.14 DA) (12/05/2023)).**

- Le coût de descente chemisage 2''3/8 avec Snubbing : 796 000 DA/Jour, la durée de l'opération est 10 jours donc le cout total est 7 960 000 DA.
- Le coût 2''3/8 = 6344.64DA/m x 3380m = 21 444 883.2 DA
- Le coût de Pipe 2'' = 9500 DA/m.
- Le coût de la mise en place Pipe 2'' = 14 000 DA/m.
La ligne de GL à partir de manifold jusqu'à la tête puits est 900 m.
- Le coût de Pipe 2'' est : 900 m x 9500 DA = 8 550 000 DA.
- Le coût de la mise en place Pipe 2'' est : 900 m x 14 000 DA = 12 600 000 DA.
- Le coût total raccordement du puits au GL est : 21 444 883.2DA + 8 550 000DA + 12 600 000DA = **42 594 883.2 DA.**

VI.1.3. Gain de l'opération :

D'après les données obtenues :

- Le débit d'huile avant l'injection de Gaslift $Q = 0$ m³/h.

- Le débit d'huile après l'injection de Gaslift $Q = 2.65$ m³/h.

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

$$\Delta Q = 2.44 - 0 = 2.44 \text{ m}^3 / \text{h} = 58.56 \text{ m}^3 / \text{j}$$

$$\Delta Q = 58.56 \text{ m}^3 / \text{j} = 368.33 \text{ STB} / \text{j}$$

Calcul du coût en volume :

Le coût total raccordement du puits au GL est : 21 444 883.2DA + 8 550 000DA + 12 600 000DA

= 42 594 883.2 DA équivalent 312 875.59 USD.

Puits HGANE2	Coût total de L'opération	Prix de baril74 \$
Le coût en volume équivalent (STB)	312 875.59 USD	4228.04

Délai d'amortissement (Pay Out Time):

Puits HGANE2	Prix de baril 74 \$
Délai d'amortissement (PAY OUT TIME) (Jours)	11.47

Tableau récapitulatif :

Puits HGANE2	Gaslift à travers le Tubing 4 »1/2 x 2»3/8
Le débit	58.56 m3 /j = 368.33 STB / j
Le cout total de l'opération (USD)	312 875.59 USD.
Le coût en volume (STB) si le prix 74\$	4 171.67 STB.
Délai d'amortissement (Jours)	11.47 Jours

Le nombre de jours restant : $365 - 11.47 = 353.53$ jours.

$353.53 \text{ Jours} \times 368.33 \text{ STB / j} = 130\ 215.70 \text{ STB}$

Le bénéfice Brut par Gas-lift : $130\ 215.70 \text{ STB} \times 74 \text{ USD} = 9\ 635\ 962.16 \text{ USD /YEAR.}$

VI.2. le Puits OMM413

VI.2.1. Le coût total de l'opération avec JET PUMP :

L'injection de fluide de puissance à travers le Tubing 4"1/2 :

En supposé que la durée moyenne de l'opération 35 jour (sans aucun problème) et le cout de l'appareil Snubbing Lourd 80 664.96 DA/Jour, par suit le cout de 10 jours est 806 649.6 DA.

Les couts d'opération Snubbing Lourd et de location de Jet Pump :

Coût de l'opération en DA	
Coût de l'opération Snubbing	806 649.6 DA
Mobilisation des équipements	1 104 600.96 DA
Démobilisation et remise en état des lieux	1 104 600.96 DA
Coût total de l'opération : 3 015 851.52 DA = 22 339.64 USD	
Coût de location DA/j	
Les équipements de fond	199 200 DA/Jour
Les équipements de surface	
Réservoir vessel	
Diesel tank	
Personnel (1 superviseur)	16000 DA/Jour
Location source d'énergie Electrique	42 464.5 DA/Jour
Total Coût de location : 219 446.5 DA/Jour équivalent 1611.91 USD/j.	

VI.2.2. Gain de l'opération :

D'après les données obtenues :

- Le débit d'huile avant l'installation de Jet Pump Q Avant= 0 m3/h.
- Le débit d'huile après l'installation de Jet Pump Q Après =2.9 m3/h.

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

$$\Delta Q = 2.9 - 0 = 2.9 \text{ m}^3 / \text{h} = 69.6 \text{ m}^3 / \text{j}$$

$$\Delta Q = 69.6 \text{ m}^3 / \text{j} = 437.77 \text{ STB} / \text{j}$$

VI.2.3. Coût total de L'opération :

1 USD = 136.14 DA (12/05/2023).

Puits OMM413	Coût total de L'opération	Prix de baril 74 \$
Le coût en volume équivalent (STB)	22 339.64 USD	301.88

Avec : $\Delta Q = 506.64 \text{ STB} / \text{j}$

Délai d'amortissement (Pay Out Time):

Puits OMM413	Prix de baril 74 \$
Délai d'amortissement (PAY OUT TIME) (Jours)	0.6

Total Coût de location par jour : **219 446.5 DA/Jour** équivalent **1611.91 USD/j.**

Le délai d'amortissement total :

Puits OMM413 (JET PUMP)	Prix de Baril 74 \$
Le coût de location (USD) par jour	1611.92
Le coût de l'opération en volume équivalent (STB)	301.88
Délai d'amortissement de location (Pay Out Time) (Jours)	0.04
Délai d'amortissement Total (Pay Out Time) (Jours)	0.64

Tableau récapitulatif :

Puits OMM413	Jet Pump à travers le Tubing 4"1/2
Le débit	$\Delta Q = 69.6 \text{ m}^3 / \text{j} = 437.77 \text{ STB} / \text{j}$
Le cout total de l'opération (USD)	22 339.64 USD
Le cout d'exploitation journalier (USD)	1611.91 USD/j.
Délai d'amortissement (Jours)	0.64

Evaluation sur une année :

Si le prix de baril est 74 \$:

L'opération Jet Pump avec tubing 4"1/2 X 2"3/8 : 0.64 jours de production pour récupérer le capital d'investissement 228402.745 USD.

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

Le nombre de jours restant : $365 - 0.64 = 364.36$ jours.

Le coût de total de location : $364.36 \times 1611.91 \text{ USD} = 587\ 315.52 \text{ USD}$.

Le coût total d'investissement pour la 1ère année (le cout total de l'opération + le cout de location) = $587\ 315.52 \text{ USD} + 228\ 402.74 \text{ USD} = 815\ 718.26 \text{ USD}$.

Le coût Total l'Opération de Jet Pump = **815 718.26 USD**.

Le coût total de l'opération en (STB) : **301.88 (STB)**.

Le coût total de location en (STB) : **21.78 (STB/Jour)**.

Revenu net de location par jour (STB) : $437.77 \text{ STB} - 21.78 \text{ (STB)} = 415.99 \text{ STB}$.

Revenu net de location par année (STB) : $415.99 \text{ STB} \times 364.36 \text{ jours} = \mathbf{151\ 570.11 \text{ STB}}$.
 Revenu net de l'opération de la Jet Pump par année : $151\ 570.11 \text{ STB} \times 74 \text{ USD}$
 $= \mathbf{11\ 216\ 188.6 \text{ USD}}$.

Le Bénéfice Brut par Jet Pump : $11\ 216\ 188.6 \text{ USD} - 815\ 718.26 \text{ USD} =$
 $\mathbf{10\ 400\ 470.3 \text{ USD /YEAR}}$.

VI.2.4. Le coût total de l'opération avec Gas-lift :

Le coût total de l'opération du puits avec l'injection du Gas lift (Puits OMM413) :

Le coût de l'opération du puits avec l'injection du Gas lift a travers 2''7/8 :

Le coût total de l'opération du puits OMM413 avec :

- Le cout de descente chemisage 2''7/8 avec Snubbing : 6056.36 USD/Jour, la durée de l'opération est 10 jours donc le cout total de l'opération est 60563.60 USD équivalent 8 236 043.96 DA.
- Le coût 2''3/8 = $6344.64 \text{ DA/m} \times 3280 \text{ m} = 20\ 810419.2 \text{ DA}$
- Le coût de Pipe 2'' = 9500 DA/m.
- Le coût de la mise en place Pipe 2'' = 14 000 DA/m.
- La ligne de GL à partir de manifold jusqu'à la tête puits est 870 m.
- Le coût de Pipe 2'' est : $850 \text{ m} \times 9500 \text{ DA} = 8\ 075\ 000 \text{ DA}$.
- Le coût de la mise en place Pipe 2'' est : $850 \text{ m} \times 14\ 000 \text{ DA} = 11\ 900\ 000 \text{ DA}$.
- Le coût total raccordement du puits au GL est : $8\ 236\ 043.96 + 20\ 810419.2 + 8\ 075\ 000 + 11\ 900\ 000 = \mathbf{49\ 021\ 463.2 \text{ DA. (363\ 121.95 \text{ USD})}$.

VI.2.5. Gain de l'opération :

D'après les données obtenues :

- Le débit d'huile avant l'injection de Gas-lift $Q = 0 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Le débit d'huile après l'injection de Gas-lift $Q = \mathbf{3.4 \text{ m}^3/\text{h}}$.

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

$$\Delta Q = 3.4 - 0 = 3.4 \text{ m}^3 / \text{h} = \mathbf{81.6 \text{ m}^3 / \text{j}}$$

$$\Delta Q = \mathbf{81.6 \text{ m}^3 / \text{j}} = \mathbf{513.24 \text{ STB} / \text{j}}$$

Calcul du coût en volume :

Puits OMM413	Coût total de L'opération	Prix de baril 74 \$
Le coût en volume Équivalent (STB)	60563.60	818.42

Avec : $\Delta Q = \mathbf{513.24 \text{ STB} / \text{j}}$

Délai d'amortissement (Pay Out Time):

Puits OMM413	Prix de baril 74 \$
Délai d'amortissement (PAY OUT TIME) (Jours)	6.93

Tableau récapitulatif :

L'étude sera basée sur un prix moyen de baril à 74 USD (13/05/2023).

Puits OMM413	Gaslift à travers le Tubing 4"1/2 x 2"7/8
Le débit	81.6 m³ /j =513.24 STB / j
Le cout total de l'opération (USD)	312 875.59 USD.
Le coût en volume (STB) si le prix 74\$	4 228.04 STB.
Délai d'amortissement (Jours)	6.93 Jours

Le nombre de jours restant : $365 - 6.93 = 358.07$ jours.

$358.07 \text{ Jours} \times 513.24 \text{ STB} / \text{j} = 183\,775.84 \text{ STB.}$

Le prix du baril 74\$ (13/05/2023).

Le Bénéfice Brut par Gaslift : $183\,775.84 \text{ STB} \times 74 \text{ USD} = 13\,599\,412.7 \text{ USD /YEAR.}$

Conclusion :

Chaque mode d'activation a sa propriété d'utilisation à savoir la situation du puits l'emplacement, les mesures de sécurité, les contraintes techniques et la disponibilité de la source d'activation, D'après ces calculs technico-économiques, la meilleure mode d'activation pour le puits HGANE2 est la JET PUMP et pour le puits OMM413 est le Gaslift.

Ces cadre a supprimer (inconvenable de les mattre dans la conclusion)

Conclusion :

Dans notre étude, pour choisir les puits candidats au jet pump et Gas-lift dans le champ HMD (zone complexe (1A) et le champ périphérique Hassi Guettar nord-est), on s'est basé sur plusieurs facteurs, tel que : la pression de réservoir, indice de productivité, le débit de production et les problèmes d'exploitation. La dernière étape de filtration, donne un résultat du 02 puits candidats (**OMM413** et **HGANE2**) ont été choisis comme cas d'étude, les résultats de cette étude sont exposés dans les points étude fonctionnement de jet pump et étude par logis ail et donne parti calcule par detai ci-dessous :

- ✓ L'étude comparative des systèmes d'activation jet pump/ GL du puits **HGANE2**, montre que la mise en place de la pompe jet pump suspendu par un tubing **2" 3/8** est plus recommandé comparé à d'autre système aux préalablement étudiés. on a obtenu le meilleur débit **3.5 m³/h**. et la simulation par software « **PIPESIM** », montre que le meilleur débit d'injection de gaz pour trouver meilleur débit d'huile **Q_h=2.55 m³/h** et débit de gaz optimal égale **18000(m³/d)**, on a opté le **CCE 1" 660** est le plus adapté.

L'étude d'optimisation des systèmes d'activation jet pump/GL du puits **OMM413**, Vu la disponibilité du tubing **2"3/8** et d'après la simulation « **SNAP** » notre power fluide seras l'eau qui représente un Gain (**2,98m³/h**) pour une combinaison Buse/Gorge de **D5**, Montre que le meilleur résultat de simulation de gas-lift avec un chemisage **2" 7/8** le puits produit le meilleur débit de **3,4 m³/h**.

- ✓ L'étude technico-économique réalisé pour un prix de **74\$** indique que délai d'amortissement le plus cout est de **6.44jrs** obtenu par la mise en place jet pump suspendu par tubing 2"3/8 pour le puits HGANE2 et **6.93 jrs** concernant le puits OMM413 active en GL via un chemisage **2" 7/8**.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] http://petrowiki.org/PEH:Hudraulique_Pumping_in_Oil_Wells
- [2] Weatherford, Unidraulic Dual Vessel, 02-05-2005
- [3] http://fr.wikipedia.org/wiki/Effet_Venturi
- [4] Comparaison fluide power .pdf
- [5] TOBY S. PUGH, Hydraulic Lift systems, Weatherford, 06-05-2015
- [6] Osman A. Nunez-Pino. Hydraulic Lift Systems JetPumps 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'université M'hamed Bougara Boumerdès (Algérie), (2010),
- [8] Production Optimization, Using Nodal TM, Analysis, H. Dale Beggs
- [9] SNAP Jet Pump Module Running With SNAP 2.753 10/7/2020 Solution algorithm
reference: SPE Petroleum Engineering Handbook, Hal Petrie, 1990
- [10] Sonatrach: DP HMD :service technique puits.

Annexe A : 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. [4]

Dans ce cas, le fluide d'alimentation entre à la jet pompe à travers le Nozzel (Buse) et décharge dans le Throat (Gorge) à grands vitesse. L'explication de l'énergie s'exprime à l'aide de l'équation de Bernoulli

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

Alors on a :

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

D'après la conservation du débit : $Q = A_1 V_1 = A_2 V_2$

$$\text{D'où } V_2 = \frac{A_1 V_1}{A_2}$$

En remplaçant l'équation 04 dans 02 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 Throat.

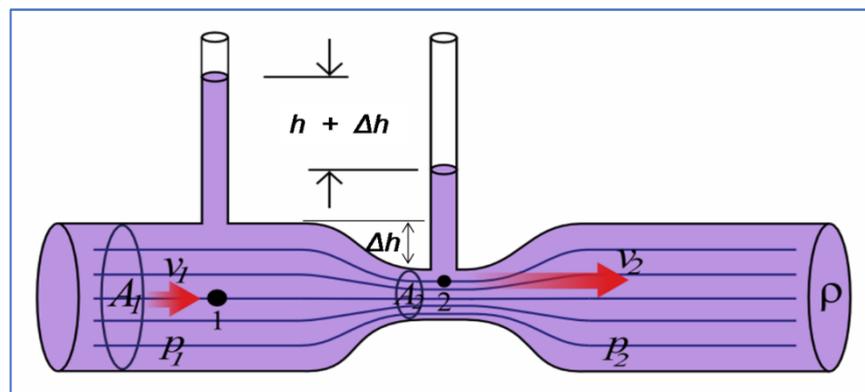


Figure : représentation l'effet de venturi [3]

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 [6]

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

Comparison of Oil & Water As Power Fluids		
	Water	Oil
Safety	√	
Environment	√	
Lubrication		√
Corrosion		√
Scale		√
Maintenance		√
Gradient	*	*
Viscosity	√	
Heat Transfer	√	
Capital Investment	√	
√ - Indicates which power fluid is better based on specified conditions.		
* - The better choice of power fluid from a pressure gradient consideration depends on the circumstances of the individual installations.		

Figure. La comparaison entre le power fluide d'eau et l'huile [6]

➤ Power fluide "oil "

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 [8].

L'inconvénient important pour l'huile de puissance est les risques d'incendie potentiels, qui ne sont pas présentés avec l'utilisation de l'eau de puissance et les dommages causés par la pollution en cas de rupture des lignes.

➤ Power fluide "Water "

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 [8].

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.

ANNEXE : Analyse Nodale

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 artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.

Le système de production est divisé en deux segments [8]

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

$$P_{noeud} = P_r - \Delta p_{Inflow}$$

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

$$P_{noeud} = P_{sep} + \Delta p_{Outflow}$$

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits, ce point détermine la capacité du débit du système de production.

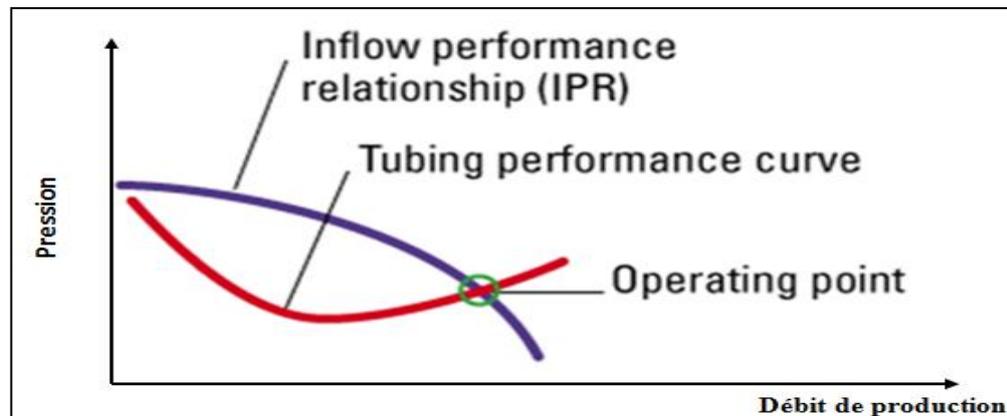


Figure : Le point de fonctionnement

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

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 fond dynamique ; le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

PIPESIM

Le logiciel PIPESIM (**Pipeline Simulator**) est un simulateur conçu par la compagnie de service **Schlumberger**, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

Dans notre travail le **PIPSEM** est utilisé pour analyser le système de production des puits **HGANE2, OMM413** avec l'activation artificiel par Gas-lifts.

❖ Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM :

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance, ...)
- Les données petro physiques ;
- Rapport géologique ;
- Données PVT ;
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage, ...

Software SNAP

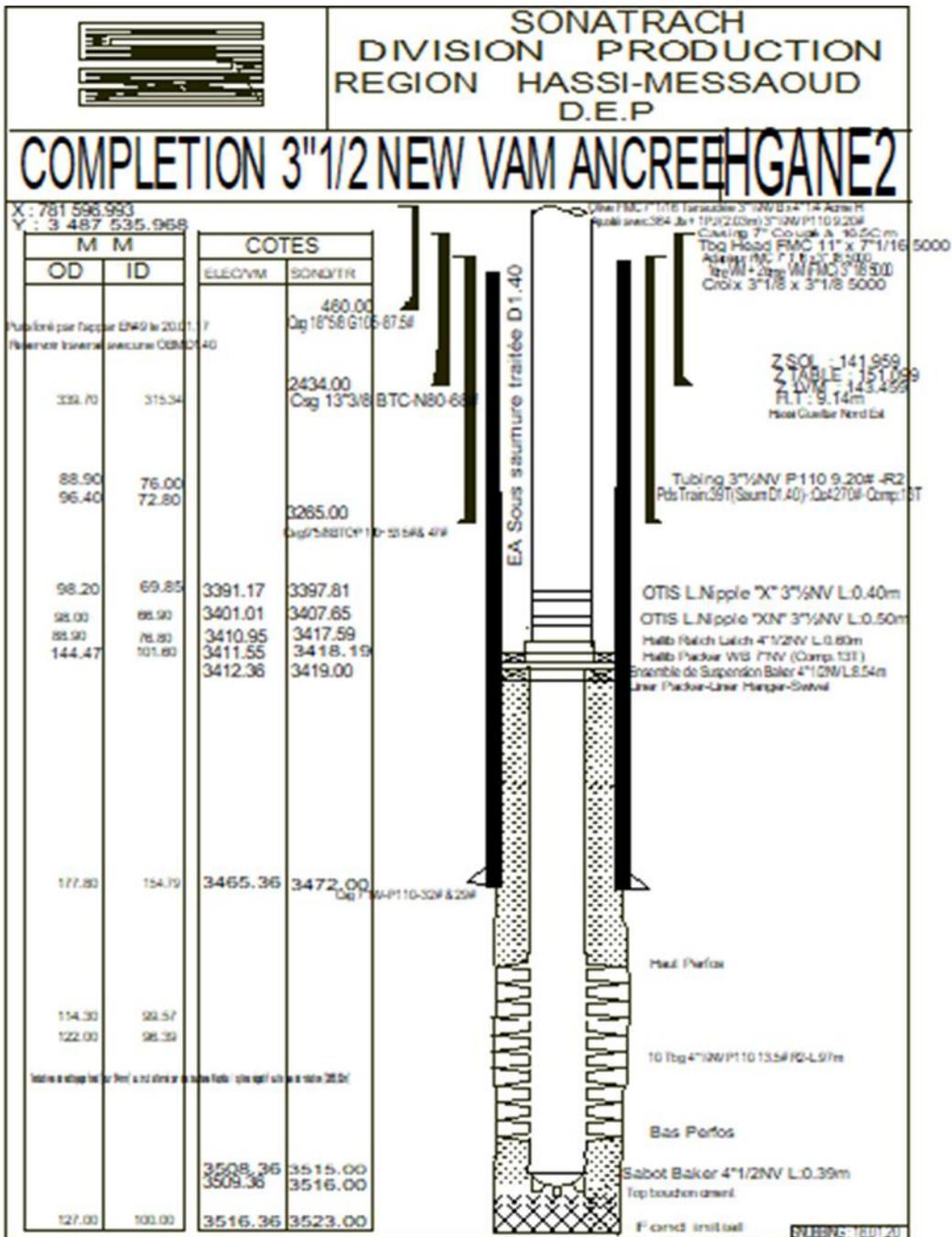
❖ Les données nécessaires pour l'utilisation du SNAP :

Le design de jet pompe est effectué par le software « **SNAP** », de la société TECHFLOW

La conception de Jet pump consiste à déterminer le :

- ✓ Diamètre nozle, throat, tubing optimale pour obtenir le débit désiré
- ✓ Les caractéristiques des équipements de surface (type de pompe, capacité de séparateur, Type de power fluide)
- ✓ Les courbes de performance de la pompe
- ✓ Profondeur de la pompe

Annexe B: la fiche technique du puits HGANE2



Annexe C : la fiche technique du puits OMM413

