

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° série :

UNIVERSITE DE KASDI MERBAH – OUARGLA

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

Département production des hydrocarbures



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Génie pétrolière

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Production professionnelle

Présenté par : Mohellebi Zaki – Benmaamar Aymen – Louani Yacine

Thème

Sélection et modélisation des puits pour la pompe ESP

Etude de cas : champs de Hassi Messaoud

(2016-2019)

Soutenu publiquement

Le 12 / 06 / 2019

Devant le jury :

Dr. DADEN. A.G	MA (A)	Président	UKM Ouargla
Dr. SIDROUHOU	MA (A)	Encadreur/Rapporteur	UKM Ouargla
Dr. ROBEI. S	MA (A)	Examineur	UKM Ouargla

Année université 2018/2019

Résumé

Le champ de Hassi Messaoud représente l'une des réserves pétrolières les plus importantes de l'Algérie, ce champ comprend plus de 800 puits productifs dont le taux de récupération varie entre faible et bon, certains puits vu les réserves dont ils disposent au fond, sauf que la pression de réservoir ne permet pas de produire naturellement avec un débit considérable. On fait recours à une mise en place d'une pompe ESP qui dépend essentiellement de la bonne sélection de puits candidat. Afin d'évaluer le potentiel des puits on utilise la modélisation avec des logiciel tel que : PIPESIM, qui pourra prédire le comportement futur du puits et tenir compte des variables qui influencent sur la productivité.

Mots-clés : activation artificielle, pompes ESP, performances des puits, Sélections des puits, conception des ESP, comparaison ESP & GL.

Resume

The field of Hassi Messaoud represents one of the most important oil reserves of Algeria, this field includes more than 800 productive wells whose recovery rate varies between low and good, some wells considering the reserves which they have at the bottom, except that the tank pressure does not produce naturally with a considerable flow. An ESP pump is used, which essentially depends on the good selection of candidate wells. In order to evaluate the potential of the wells, we use modeling with software such as : PIPESIM, which will be able to predict the future behavior of the well and take into account the variables that influence productivity.

Key words: artificial activation, ESP pumps, well performance, well selections, ESP design, ESP & GL comparison.

ملخص

يمثل حقل حاسي مسعود أحد أهم احتياطات النفط في الجزائر، ويشمل هذا الحقل أكثر من 800 بئر إنتاجية يتراوح معدل استردادها بين منخفضة وجيدة، وبعض الآبار تأخذ في الاعتبار الاحتياطات الموجودة في القاع، إلا أن ضغط الخزان لا ينتج بشكل طبيعي مع تدفق كبير. يتم استخدام مضخة ESP، والتي تعتمد بشكل أساسي على حسن اختيار الآبار المرشحة. من أجل تقييم إمكانات الآبار، نستخدم النمذجة باستخدام برنامج مثل: PIPESIM، والذي سيكون قادرًا على التنبؤ بسلوك البئر في المستقبل ومراعاة المتغيرات التي تؤثر على الإنتاجية.

الكلمات الرئيسية: التفعيل الصناعي، مضخات ESP، أداء جيد، تصميم ESP اختبارات، تصميم مضخة ESP، مقارنة ESP و GL

Remerciements

Ce mémoire est le fruit de la recherche de près de cinq ans, en préambule, je tiens à adresser tous mes remerciements aux personnes qui nous ont soutenu tout au long de notre chemin et qui nous ont aidé à la rédaction de ce mémoire.

En particulier on remercie :

Le Dr. SIDROUHOU .H.M de nous avoir encadré et suivi durant notre recherche en vue d'obtention le diplôme de Master 2 en production pétrolière

Madame BELGHOUL AMINA de nous avoir fait l'honneur de nous encadrer durant notre stage et pour son aide précieuse.

Aux membres des jurys de la soutenance d'avoir examiné notre projet de fin d'étude et de nous avoir écouté.

Tout le personnel de l'université d'OUARGLA, plus profondément celui du département de la production des hydrocarbures pour leur bien vaillance aux bons déroulements des années estudiantines.

A monsieur MHENNI LAMARA et le staff de l'EP (base IRARA Hassi Messaoud) qui nous ont aidés durant toute la période de notre stage au à SONATRACH

A tous nos amis ainsi qu'à nos proche pour leurs présence encourageante aux près de nous et leurs soutiens généreux.

Enfin je tiens à remercier vivement et chaleureusement nos chers parents qui nous ont épaulés et soutenus durant tout notre cursus et grâce à leurs contributions inestimables qui nous a permet d'en arriver là.

Nous leurs exprimons notre gratitude et reconnaissance pour les efforts dépensés sur nous depuis notre venu en ce monde.

DÉDICACES

Je dédie ce travail à

*Ma mère et mon père qui se sont tant sacrifiés et tant donnés
pour moi, en espérant un jour faire de même pour eux,*

*À mes deux frères AHMED et MOHAMED RASY auxquels je
souhaite tout le bonheur du monde.*

*Mes deux grands-parents qui tenaient vivement à me voir
diplômé et auxquels je souhaite une longue vie.*

*Toute ma famille, cousins et cousines, Mes tante et mes oncles.
Qui n'ont jamais de me soutenir et de m'encourager*

Tous mes amis que je considère comme des frères.

Table des matières

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Généralités sur les pompes ESP

I.1 Introduction	4
I.2 Le principe des pompes ESP	4
I.3 Les composants des pompes ESP	5
I.3.1 Les équipements de fond	5
I.3.1.1 La pompe.....	5
I.3.1.2 Le séparateur à gaz.....	6
I.3.1.3 Moteur	6
I.3.1.4 Protecteur	7
I.3.1.5 Câble électrique.....	7
I.3.2 Les équipements de surface	7
I.3.2.1 Tête de puits	7
I.3.2.2 Le transformateur	8
I.3.2.4 Tableau électrique (Switchboard)	9

Chapitre II : La sélection des puits candidats à l'ESP

II.1 Introduction	10
II.2 Caractéristique du réservoir de Hassi Messaoud	10
II.2.1 Les caractéristiques des huiles	10
II.2.2 Les caractéristiques des gaz associés	10
II.2.3 Description du réservoir :	11
II.2.4 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi – Messaoud :.....	11
II.3 Les critères de sélection des puits candidats.....	11
II.4 La listes filtrée des puits candidats à l'ESP	12
II.4.1 Zone sélectionnées.....	12
II.4.2 Les puits sélectionnés	13
III.5 Etude réservoir des puits sélectionnés	14

III.5.1 Puits producteur	14
II.5.1.2 Puits OMJ323 :	20
II.6 contrainte et limitation	25
II.6.1 Problème de complétion	25
II.6.1.1 les puits verticaux et short radius	25
III.6.1.2 Les puits horizontaux.....	25
II.6.2 La nécessité du WO et le risque d'endommagement	26
II.6.3 Problèmes d'exploitation :	26
II.6.4 Problème de réservoir.....	26

Chapitre III : Modélisation des puits sélectionnés à l'ESP

III.1 Introduction.....	27
III.2 Design et simulation des pompes ESP pour chaque puits sélectionné	27
III.2.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM	27
III.2.2 Etude du puits ONI233.....	27
III.2.2.1 collecte de donnée	27
III.2.2.2 Etude de faisabilité de la pompe ESP.....	27
III.2.2.3 Modélisation avec PIPESIM	27
III.2.2.4 Optimisation par gaz lift.....	30
III.2.2.5 Objectif des analyses et du design	31
III.2.3 Etude du puits OMJ232.....	34
III.2.3.1 les données du puits	34
III.2.3.2 Modélisation avec PIPESIM	34
III.2.3.3 simulation pour l'activation avec Gaz lift	36
III.2.3.4 Objectifs de conception et analyse	37
III.2.4 Conclusion	41

Chapitre IV : Etude comparative et économique

IV.1 comparaison entre pompe ESP et gaz lift	42
IV.1.1 évaluation technique	42
IV.1.2 Evaluation économique.....	43
IV.1.2.1 Qu'est-ce qu'un « VNP » ?	43

<i>IV.1.2.2 Qu'est-ce qu'un « paiement » ou « POT » ?</i>	44
<i>IV.1.2.3 Qu'est-ce que l'indice de rentabilité ?</i>	44
<i>IV.1.2.4 Etude économique du Gaz lift</i>	44
<i>IV.1.2.5 Etude économique de la pompe ESP</i>	45
IV.2 Conclusion	47
Conclusion et recommandation	48
Annexes	

Liste des figures

FIGURE I. 1 : LES ETAGES D'UNE POMPE ESP	5
FIGURE I. 2 : LES COMPOSANTS DU SEPARATEUR.....	6
FIGURE I. 3 : TETE DE Puits ESP AVEC CONNECTEURS D'ALIMENTATION.	8
FIGURE I. 4 : CONNECTEURS DE CABLE POUR UNE TETE DE Puits ESP.....	8
FIGURE I. 5 : AGENCEMENT DE SURFACE D'UNE INSTALLATION ESP.....	9
FIGURE II. 1 : LA POSITION DES ZONES SELECTIONNEES.....	12
FIGURE II. 2 : LES ETAPES DE SELECTION DES Puits.....	13
FIGURE II. 3 : LA LOCALISATION DU Puits ONI233.....	15
FIGURE II. 4 : INTERPRETATION DU LOG LOG	16
FIGURE II. 5 : LE CUMUL DE PRODUCTION DU Puits ONI233.....	17
FIGURE II. 6 : CARTE REPRESENTANT LA PRODUCTION D'EAU DU Puits ONI233	17
FIGURE II. 7 : CARTE REPRESENTANT LE GOR DU Puits ONI233	18
FIGURE II. 8 : LA VARIATION DES DIFFERENTS PARAMETRES DU Puits.....	18
FIGURE II. 9 : L'EVOLUTION DE LA PRESSION DU RESERVOIR.....	19
FIGURE II. 10 : PRODUCTION PREVISIONNELLE DU Puits ONI233	19
FIGURE II. 11 : LA LOCALISATION DU Puits OMJ323	20
FIGURE II. 12 : LOG LOG PRESENTATION.....	21
FIGURE II. 13 : CARTE DU GOR.....	22
FIGURE II. 14 : CARTE DU WATER CUT	22
FIGURE II. 15 : GRAPHES DES PRESSIONS	23
FIGURE II. 16 : EVOLUTION DE LA PRESSION DU GISEMENT EN FONCTION DU TEMPS	23
FIGURE II. 17 : LE DECLIN DE LA PRODUCTION EN FONCTION DU TEMPS.....	24
FIGURE II. 18 : LE CUMUL DE PRODUCTION DU Puits OMJ 323.....	24
FIGURE III. 1 : MATCHING VLP/IPR POUR LE Puits ONI233	28
FIGURE III. 2 : BUILDUP CALIBRATION DATA ONI233	28
FIGURE III. 3 : VLP/IPR MATCHING DU Puits ONI233 (JAUGEAGE)	29
FIGURE III. 4 : LE PROFIL DE P/T DU Puits ONI233 (JAUGEAGE).....	29
FIGURE III.5 : VLP/IPR MATCHING POUR LE Puits ONI233 (GAZ LIFT)	30
FIGURE III. 6 : EFFET DE L'INJECTION DU GAZ LIFT SUR LE DEBIT	31
FIGURE III. 7 : LES PARAMETRES DE LA POMPE CHOISIE	31

FIGURE III. 8 : COURBE DE PERFORMANCE DU PUIT EN FONCTION DES FREQUENCES	32
FIGURE III. 9 : COURBE DE PERFORMANCE DE LA POMPE CENTRILIFT G22	32
FIGURE III. 10 : COURBE D'ANALYSE NODALE APRES L'INSTALLATION DE LA POMPE	33
FIGURE III. 11 : PROFIL DE PRESSION ET DE TEMPERATURE AVEC LA POMPE	33
FIGURE III. 12 : LES CORRELATIONS UTILISEES PAR LE LOGICIEL PIPESIM	34
FIGURE III. 13 : BUILDUP MATCHED PAR LA CORRELATION DE GRAY	35
FIGURE III. 14 : POINT OPERATIONNEL DU PUIT OMJ323	35
FIGURE III. 15 : DATA MATCHING JAUGEAGE	36
FIGURE III. 16 : PROFIL DE PRESSION DU PUIT OMJ323	36
FIGURE III. 17 : MODELISATION POUR LE GAZ LIFT DU PUIT OMJ323	37
FIGURE III. 18 : CRITERE DESIRES DE LA POMPE	38
FIGURE III. 19 : POMPES SUGGEREES PAR LE LOGICIEL PIPESIM	38
FIGURE III. 20 : PERFORMANCE DE LA POMPE EN FONCTION DE LA FREQUENCE	39
FIGURE III. 21 : PARAMETRES DE LA POMPE CHOISIE	39
FIGURE III. 22 : COURBE DE PERFORMANCE DE LA POMPE	40
FIGURE III. 23 : POINT DE FONCTIONNEMENT DE LA POMPE	40
FIGURE III. 24 : PROFIL DE TEMPERATURE ET DE PRESSION DU PUIT	41
FIGURE IV. 1 : PREVISION DE PRODUCTION DU PUIT OMJ323	43
FIGURE IV. 2 : CUMUL DE PRODUCTION POUR LE GAZ LIFT ET ESP POMPE	46
FIGURE IV. 3 : LES REVENUES EN DOLLARS POUR GAZ LIFT ET ESP POMPES	47

Liste Des Tableaux

<i>TABLEAU II. 1 : LES CATEGORIES DES PUIITS SELECTIONNES</i>	14
<i>TABLEAU II. 2 : LES RESULTATS DES TESTS DU PUIITS</i>	16
<i>TABLEAU II. 3 : LES RESULTATS DES TESTS DE PRODUCTION</i>	17
<i>TABLEAU II. 4 : LES RESULTATS DES TESTS DE JAUGEAGE</i>	21
<i>TABLEAU II. 5 : LES RESULTATS DU TEST DU PUIITS</i>	21
<i>TABLEAU II. 6 : LES DONNEES OBTENUES A PARTIR DU BUILD UP</i>	21
<i>TABLEAU III. 1 : ONI233 FLUID DATA.</i>	27
<i>TABLEAU III. 2 : DONNEE DU BUILD-UP CALIBRE</i>	28
<i>TABLEAU III. 3 : LES DATA DU FLUIDE DU PUIITS OMJ232.</i>	34
<i>TABLEAU III. 4 : LES PRESSIONS CORRIGEEES A MI- PERFORATIONS.</i>	34
<i>TABLEAU III. 5 : LES DONNEES CALIBREES PAR PIPESIM</i>	35
<i>TABLEAU III. 6 : LES RESULTATS OBTENUS PAR L'ACTIVATION PAR GAZ LIFT</i>	37
<i>TABLEAU IV. 1 : COMPARAISON TECHNIQUE ENTRE LA POMPE ESP ET LE GAZ LIFT</i>	42
<i>TABLEAU IV. 2 : PRODUCTION PREVISIONNELLES AVEC LES DEUX METHODES D'ACTIVATION</i>	43
<i>TABLEAU IV. 3 : COUTS D'INVESTISSEMENT POUR L'ACTIVATION PAR GAZ LIFT</i>	44
<i>TABLEAU IV. 4 : LES REVENUES DE L'INVESTISSEMENT AVEC GAZ LIFT</i>	45
<i>TABLEAU V. 5 : LES COUTS D'INVESTISSEMENT DE LA POMPE ESP</i>	45
<i>TABLEAU IV. 6 : LES REVENUES D'INVESTISSEMENT AVEC LA POMPE ESP</i>	46

Liste des abréviations

r : Taux d'actualisation.

B_0 : Facteur volumétrique de formation, (Bbl/STB).

Ct : Cash-Flows ou revenu annuel (Recettes nets de l'année).

C_0 : total des couts d'investissement (\$).

t : nombre de période.

ESP : La technologie des Pompes Electriques Submersibles.

GL: Gaz Lift.

GOR: *Gas Oil Ratio* (m^3/m^3).

H : Epaisseur du réservoir (m).

POT : paiement.

HMD : Hassi Messaoud.

IP : Indice de Productivité ($m^3/h/kg/cm^2$).

K : Perméabilité du milieu poreux (md).

K_h : Perméabilité utile, (md).

OFM: Logiciel Oil Field Manager.

OOIP: Original oil in place.

Pr : Pression du réservoir, (kg/cm^2).

q : Débit entrant, (STB/Day).

r_e : Rayon de drainage du puits, (ft).

r_w : Rayon du puits, (ft).

VAN : Valeur Actuelle Nette.

WOR : water cut.

μ_0 : Viscosité de l'huile (Cp).

NW: nord-west.

SW : sud-west.

SE : sud-est.

DHP : Downhole hydraulic pumping.

PCP: Progressive cavity pumping.

TDH: Totale Dynamic Head.

IPR : Inflow Performance Relationship.

OD : Diamètre extérieur du tubage/tubing.

ID : Diamètre intérieur du tubage/tubing.

Psép : Pression de séparation.

d : Densité de fluide.

Sw : saturation en eau.

Rs : solution gaz oil ratio.

Pb : pression de bulle.

Qo : débit d'huile.

P tête : pression de tête.

T tête : température de tête.

PFD : pression de fond dynamique.

SSD: sliding side door.

CTU: coiled tubing.

WO: work over.

BU: build-up.

Introduction générale

Introduction

Tout puits de production est foré et complété pour déplacer le pétrole ou le gaz de son emplacement d'origine dans le réservoir vers le stock ou la chaîne de vente. Le mouvement ou le transport de ces fluides nécessite de l'énergie pour surmonter les pertes de friction dans le système et pour soulever les produits à la surface. Lorsqu'un réservoir manque d'énergie suffisante pour que le gaz et/ou le pétrole et l'eau s'écoulent des puits au taux souhaité, des méthodes de production supplémentaires peuvent aider, une injection de gaz et d'eau pour le maintien de la pression ou la récupération secondaire permet de maintenir la productivité du puits.

La plupart des puits de pétrole nécessitent une remontée artificielle à un moment donné dans la vie du champ, cette méthode étant utilisée pour réduire la pression de fond de forage (BHP) sur la formation afin d'obtenir un taux de production supérieur du puits. Cela peut être fait avec une pompe de fond à déplacement positif, telle qu'une Beam pompe ou une pompe à cavité progressive (PCP), pour réduire la pression qui s'écoule à l'entrée de la pompe. Cela peut également être fait avec une pompe centrifuge Down-Hole, qui pourrait faire partie d'un système de pompe submersible électrique (ESP). Il est possible d'obtenir un gaz plus faible et un débit plus élevé avec une aspiration du gaz dans laquelle la densité du fluide dans le tubing est abaissée et une expansion du gaz aide à lever les fluides. Le système de pompage électrique submersible peut être considéré comme une technique de levage artificielle efficace dans des réservoirs ayant un taux de Water Cut (production d'eau) élevé et un faible rapport gaz-pétrole. Dans ce cas, la conception de l'ESP est relativement simple. Actuellement, il est considéré comme un moyen efficace et économique de prélever de grandes quantités de fluide à des grandes profondeurs dans diverses conditions du puits.

Mais les questions qui se posent réellement :

Peut-on mettre tout puits épuisé ou à faible taux de récupération sous production avec la pompe ESP, si c'est non alors quelle sont les variables à tenir en compte pour prévenir le comportement de ces puits ?

A un certain moment de la vie d'un puits on utilise l'activation artificielle pour faire produire des puits qui sont ou devenus non éruptifs ou insuffisamment éruptifs. Cependant Il existe principalement deux types de procédés d'activation : le pompage et le gaz lift.

Dans le tubing, et au moins à une profondeur telle que le fluide puisse y arriver de lui-même, on place une pompe qui fournit au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement. On distingue plusieurs techniques de pompage

- Le pompage par tige : une pompe de fond à piston est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tiges et d'un système de va-et-vient,
- Le pompage par pompe centrifuge électrique immergée : en fond de puits, un moteur électrique, alimenté depuis la surface par un câble, entraîne une pompe centrifuge multiétages.
- Le pompage hydraulique : la pompe de fond à piston est accouplée à un moteur hydraulique à piston actionné depuis la surface par circulation d'huile sous pression.
- Le pompage vibratoire (pour mémoire) par vibrations longitudinales du tubing.

Dans notre recherche on se base principalement sur la méthode des pompes submersibles électrique qui ne sont pas trop fréquentes dans le champ de Hassi Messaoud. Après avoir exposé le principe de fonctionnement de cette technologie dans le premier chapitre, on entamera directement la sélection des puits candidats ou on soulignera la procédure suivie afin d'en arriver à élire le bon puits pilote. Et vers la fin on étudiera les avantages et les inconvénients des deux méthodes d'activation (gaz lift et ESP) on se basant sur les modélisations faites sur les puits sélectionnés ainsi leur faisabilité et leurs comportements.

Le but de cette étude est de sélectionner les puits candidats pour la descente des pompes ESP dans le champ de Hassi Messaoud et de réaliser un projet qui donne simultanément les cadences de production possibles des puits qui produisent par pompe submersible, ainsi que la puissance et le nombre d'étages optimaux à ces taux possibles, à la fois en considérant le pompage de liquide et le pompage de gaz avec le liquide. Pour cela, une liste de puits a été examinée afin de sélectionner un certain nombre de puits répondant aux critères de sélection et de les analyser afin de présenter une liste finale contenant les meilleurs candidats permettant de bien choisir le pilote. Également faire une comparaison entre le gaz lift qui est un moyen pour continuer à produire alors que le puits n'est plus naturellement éruptif ou pour augmenter le

débit naturel du puits en injectant du gaz sous pression, généralement dans le tubing (gaz-lift continu) ou par l'annulaire (gaz-lift intermittent) de manière à alléger ou déplacer l'effluent du point d'injection jusqu'à la surface et le système ESP afin de choisir la meilleure méthode de lift artificiel. Cette comparaison sera traduite en chiffre et en graphe en se référant aux données obtenues des modélisations et des simulations des puits candidats à l'ESP.

Chapitre I : généralités sur les pompes ESP

162 pompes ESP

I.1 Introduction

Les pompes ESP est l'un des modes d'activation de puits qui a apporté une amélioration considérables durant ces dernières années. Les pompes immergées sont l'invention d'Armais Arutunoff, qui est le fondateur de la société Russian Electrical Dynamo Of Arruntunoff dont l'acronyme REDA. Sa première installation fut en 1928 mais elle ne tardera pas à se propager dans le domaine pétrolier après le succès et quelle a eue.

Actuellement, elle est considérée comme un moyen efficace et économique de soulever des grands volumes de fluide de grandes profondeurs sous une variété des conditions des puits, grâce à cette technique on aura réussi à augmenter la durée de vie du puits.

Les ESP sont alimentées depuis la surface par un câble électrique qui permet le fonctionnement des divers outils combinés au fond du puits.

I.2 Le principe des pompes ESP

La pompe immergée est une pompe centrifuge à plusieurs étages conduite par un moteur électrique localisé dans le puits au-dessous de la pompe. L'énergie électrique est fournie au moyen d'un câble électrique. La pompe et le moteur sont suspendus sur le tubing à une certaine profondeur dans le puits. L'annulaire est déchargé ou attaché dans le réseau de collecte, afin que autant de gaz que possible est séparé de liquide avant qu'il entre dans la pompe. Dans quelques cas, un séparateur centrifuge sera placé entre la pompe et le moteur pour obtenir la séparation gaz - liquide maximale. C'est une pompe centrifuge multi-étage comprenant le nombre d'étage nécessaires pour obtenir la hauteur de refoulement désirée, le nombre d'étage pouvant atteindre plusieurs centaines. Chaque étage est constitué d'un impulsor rotatif (roue à aube) qui fournit au fluide à pomper une énergie sous forme de vitesse et d'un diffuseur statique qui transforme cette énergie cinétique en énergie de pression avant de l'envoyer dans l'impulser situé au-dessus. Les ensembles ainsi formés, sont empilés à l'intérieur d'une chemise. La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble, des géométries de l'impulser et du diffuseur, et de la vitesse de rotation du rotor. Rappelons que dans une pompe centrifuge, la hauteur manométrique de refoulement est indépendante du fluide pompé. Le fluide en provenance de l'annulaire va entrer dans la pompe par la section d'aspiration. Celle-ci peut être couplée en amont, dans le cas de présence de gaz libre. La sortie de la pompe ou tête de refoulement comporte un manchon avec une réduction qui se visse directement sur le tubing. Au-dessus de la pompe sont placés un clapet anti-retour et une vanne de purge ouvrable par barre de charge larguée [1].

I.3 Les composants des pompes ESP

Les principaux équipements composants une pompe électrique submergée (ESP) sont les suivants :

I.3.1 Les équipements de fond

I.3.1.1 La pompe

Une Pompe Centrifuge est une machine qui déplace le fluide en le filant avec un rotor tournant dans un diffuseur qui a une entrée centrale et un débouché tangentielle (outlet). La trajectoire du fluide est une spirale croissante de l'entrée au centre au débouché tangent au diffuseur.

La pression (charge) développée contre le mur intérieur du diffuseur parce que le mur courbé force le fluide à emménager la trajectoire circulaire plutôt qu'en convertissant la vitesse (énergie) à la pression (énergie). La pompe centrifuge est une pompe à plusieurs étages en contenant un nombre sélectionné des rotors équipé, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique. La pompe est normalement attachée à la colonne de production [2].

Les composants

- Rotor (Impeller)
- Diffusæeur (Diffuser)
- Chemise (Housing)
- Arbre (Shaft)
- Dispositif d'aspiration (Pump Intake)

ESP STAGES, HOUSING



Figure I. 1 : les étages d'une pompe ESP

1.3.1.2 Le séparateur à gaz

Le fluide entre à travers l'Intake et passer à travers la rotation de l'Inducer, qui fait passer les fluides à la chambre de la séparation à où le fluide (plus haut gravité spécifique) est forcé le mur externe et le gaz (plus léger dans le centre). La séparation est causée par les forces centrifuges créées avec un rotor du séparateur ou un tourbillon. Le gaz est déchargé à travers les ports du gaz et produit en haut par l'annulaire. Le fluide est passé dans le bout inférieur de la pompe où les étages remontent le liquide séparé à la surface.

On y trouve deux technologies différentes : La première utilise un séparateur rotatif (rotor) et la deuxième utilise un étage du tourbillon provoqué (Vortex). [2]

Les Composants d'un séparateur

- Gas Vent Port
- Guide Vane
- Inducer or High Angle Vane Auger (Patented)
- Chambre de Separation
- Intake
- arbre (Shaft)

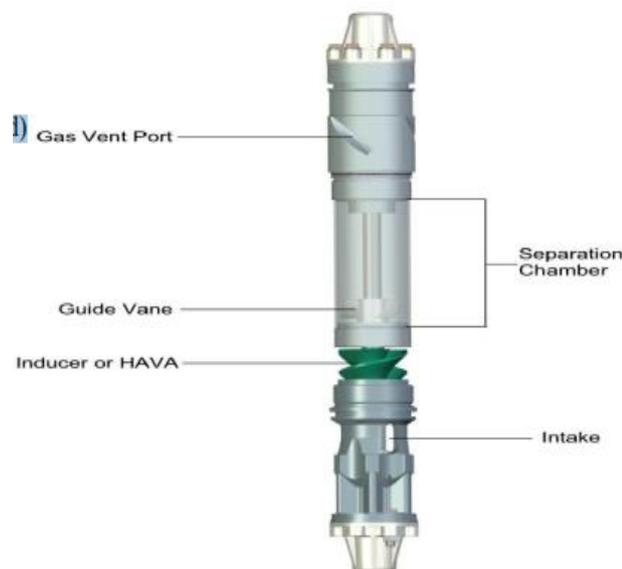


Figure I. 2 : les composants du séparateur

1.3.1.3 Moteur

Le moteur électrique est un moteur triphasé de type à induction. Un couple de mise en marche élève lui permet d'atteindre le régime de fonctionnement en pleine charge d'environ 3500 tr/mn a fréquence de 60 et 2915 tr/mn a fréquence de 50 Hz. Tous les moteurs sont remplis de l'huile minérale très raffinée. L'huile est sélectionnée spécifiquement pour fournir une force

diélectrique optimum, une conductivité thermique suffisante pour assurer le refroidissement de moteur et sa lubrification [2].

1.3.1.4 Protecteur

La position du protecteur est située entre le dispositif d'admission (Pump Intake) ou le séparateur (Gaz Separator) et le moteur. Elle a pour but essentiel l'isolation du moteur du fluide. La construction du protecteur permet l'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur ce qui permet la dilatation ou la contraction de l'huile de moteur par suite la dilatation thermique.

Chambre d'isolation : Les chambres d'isolation fournissent nombreuses caractéristiques essentielles des protecteurs ESP et peut varier d'un fabricant à l'autre et on trouve parmi eux : Les Chambres de type labyrinthe et les Chambres de type à sac

Fluides de blocage : Dans n'importe laquelle des chambres d'isolation évoquées jusqu'à présent, la fiabilité de la séparation du fluide de puits et de l'huile de moteur peut être améliorée si un fluide de blocage est utilisé dans les chambres du protecteur. Le fluide de blocage est un liquide chimiquement inerte de forte densité, placé au contact de l'huile moteur (avec une densité spécifique habituelle comprise entre 0,8 et 0,83) et le fluide de puits [2].

1.3.1.5 Câble électrique

L'énergie est transmise par un câble électrique spécialement étudié pour les applications dans les champs pétroliers. Une gamme de dimension de conducteurs permet de satisfaire efficacement aux besoins des moteurs. Le câble rond est normalement recommandé, mais le câble plat peut être utilisé lorsque l'espace est étroit. Les câbles peuvent être installés dans les puits avec des températures de plus de 300 F. [2]

1.3.2 Les équipements de surface

1.3.2.1 Tête de puits

Pour les installations ESP, des têtes de puits spéciales sont utilisées pour supporter le poids des équipements souterrains et pour maintenir le contrôle annulaire. Ils doivent assurer une étanchéité positive non seulement autour du tubing, mais également autour du câble. Différentes solutions sont disponibles.

Dans les autres têtes de puits, le câble d'alimentation est coupé à la tête de puits et son extrémité est équipée d'un connecteur d'alimentation. Le câble d'alimentation de surface, provenant du

tableau de distribution, possède également un connecteur et les deux sont réunis dans la tête de puits. [2]

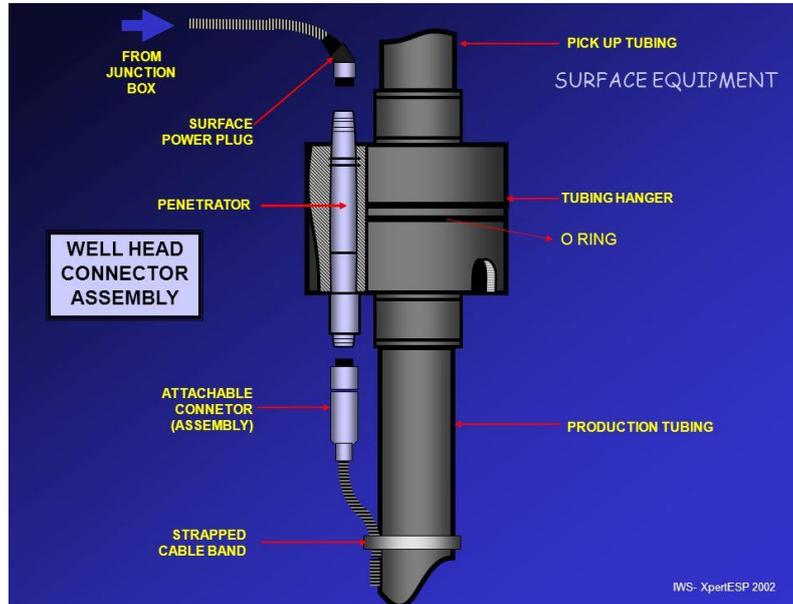


Figure I. 3 : Tête de puits ESP avec connecteurs d'alimentation.

I.3.2.2 Le transformateur

Dans la majorité des cas, la tension de surface disponible est pas compatible avec la tension du moteur requise et transformateurs doit être utilisé pour fournir le niveau de tension requise en surface [1].

I.3.2.3 Junction box

Le câble d'alimentation provenant du puits doit être connecté à un câble électrique de surface menant à la centrale. Comme on le voit sur la Figure I.4 les deux câbles sont réunis dans la boîte de jonction, aussi appelé une « boîte vent » Il est un boîtier étanche ventilé [1].

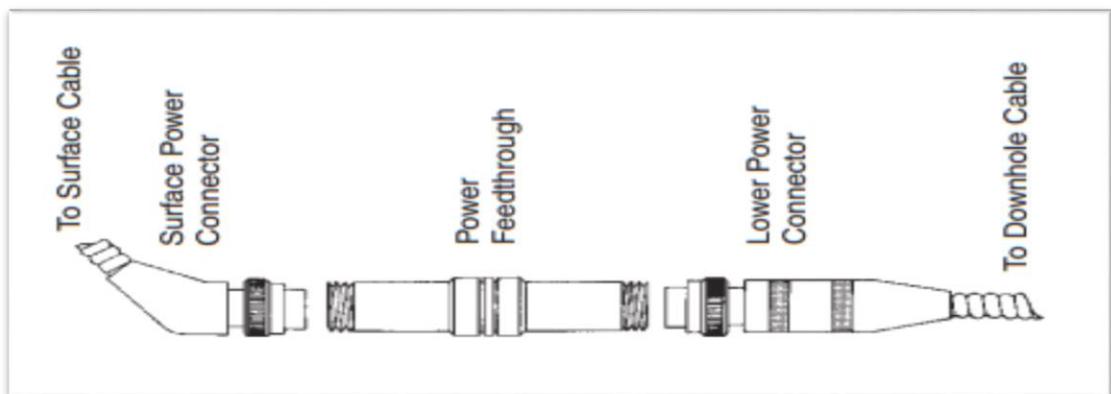


Figure I. 4 : Connecteurs de câble pour une tête de puits ESP.

I.3.2.4 Tableau électrique (Switchboard)

Le tableau est le centre de contrôle d'une installation ESP conventionnelle. Il fait office de contrôleur de moteur et contrôle par conséquent le fonctionnement de l'ensemble de l'installation [1].

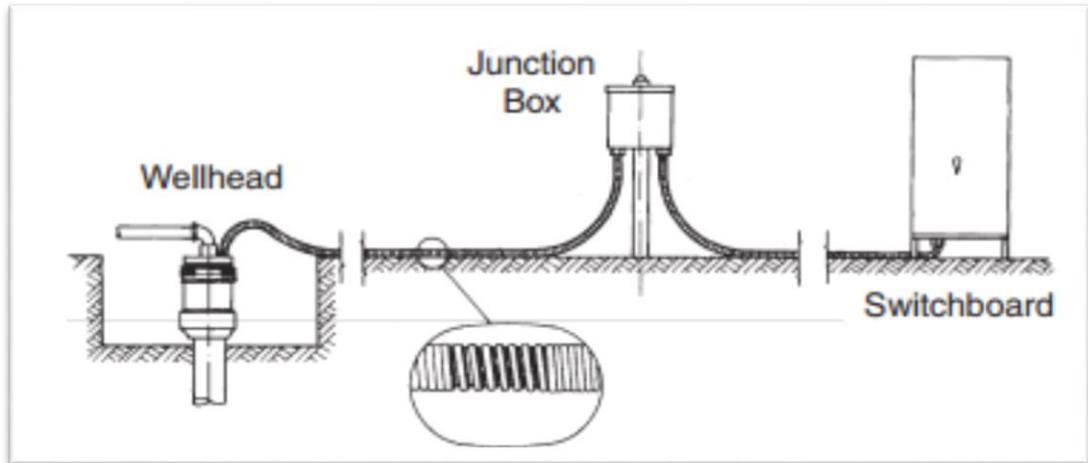


Figure I. 5 : Agencement de surface d'une installation ESP

Chapitre II : La sélection des puits candidats aux pompes électriques submergées ESP

submergées ESP

hombes électriques

II.1 Introduction

L'applicabilité de la technologie ESP au champ HMD nécessite la sélection des puits candidats et la prise en compte des différents paramètres de réservoir, de géologie, de Well Test et la configuration de puits afin de faire un design qui donne les débits de production possibles pour les puits avec la pompe ESP, dans ce cadre, une liste des puits a été examinée afin de sélectionner un certain nombre de puits répondant aux critères de sélection et de les analyser en détail. Après cela, le filtrage a été fait sur cette liste afin de trouver une liste finale contenant les meilleurs candidats.

II.2 Caractéristique du réservoir de Hassi Messaoud

A Hassi Messaoud, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuses du trias.

Le plan d'eau se trouvait initialement à une profondeur d'environ 3380m, étant donné l'importante déplétion du champ, l'eau a quelque peu envahi une bonne partie du R2.

Essentiellement constituée de grès Anisométrique, seul la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300m et 3500m de profondeur.

II.2.1 Les caractéristiques des huiles

- L'huile est légère : Densité moyenne en surface 0.8
- La pression de gisement est variable, 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- La porosité est faible 5 à 10%.
- La perméabilité est très faible.
- La viscosité est de 0.2 CP.
- Le facteur volumétrique de fond est de 1,7.

II.2.2 Les caractéristiques des gaz associés

Un point de bulle de 160 kg / cm² on a :

- Viscosité de gaz est 0.02 Cp
- La compressibilité est de 0.8 (bar)⁻¹

II.2.3 Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir Cambro – Ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm². Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara. A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le Cambro- Ordovicien

II.2.4 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi – Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

- Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltènes dans le tubing.
- Un second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité.
- La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée. L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum).
- Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau.

II.3 Les critères de sélection des puits candidats

Les puits candidats pour l'ESP sont sélectionnés en se basant sur les critères suivants :

- Puits non éruptifs (amélioré l'Outflow) et puits éruptifs (augmenté la production).
- Les puits qui ont un bon potentiel (indice de productivité).
- La Possibilité de diminué la pression du fond.
- Évaluation du GOR (le GOR ne doit pas dépasser une certaine valeur critique).
- L'existence de maintien de pression par injection d'eau est préférable.
- Eliminer les puits avec la percée de gaz et la percée de l'eau du réservoir.
- Prioriser les puits éloignés du réseau GL.

- Puits sans problèmes d'asphaltènes ni d'autres dépôts.
- Le débit de production doit être médiocre, évitez les puits à débit élevé. [4]

II.4 La listes filtrée des puits candidats à l'ESP

Une liste de puits a été examinée afin de sélectionner un certain nombre de puits répondant aux critères de sélection et de les analyser afin de présenter une liste finale contenant les meilleurs candidats permettant de choisir les puits pilotes.

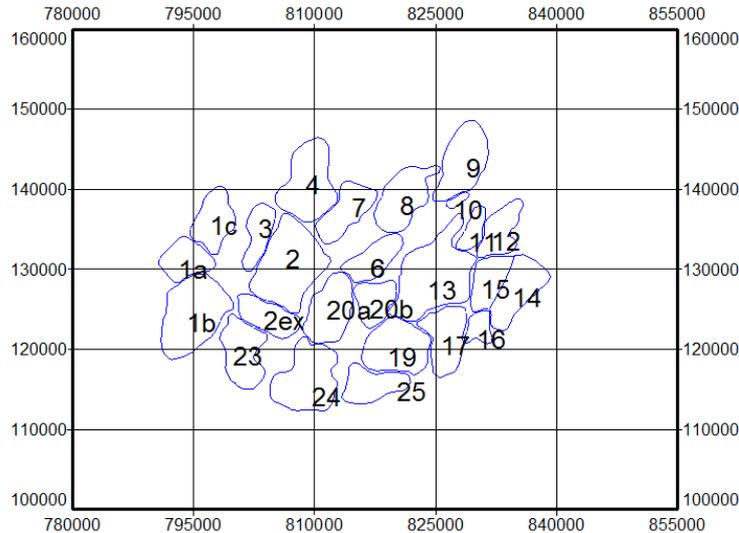


Figure II. 6 : La position des zones sélectionnées

II.4.1 Zone sélectionnées

La sélection des zones dans le champ de Hassi Messaoud est basée sur plusieurs critères tels que : l'existence de maintien de pression par eau et loin des zones où le maintien de pression est par le gaz ainsi que les zones qui n'ont pas un problème de dépôt (flow assurance). La région de Hassi Messaoud comprend 25 zones, une liste de 18 zones étudiées pour sélectionner les meilleurs puits candidats pour installer les pompes ESP dans les puits producteurs.

Les multiples étapes de sélection : Nous avons réalisé une sélection en plusieurs étapes afin de choisir les meilleurs puits candidats dans la zone de Hassi Messaoud. Nous avons suivi plusieurs étapes présentées dans le graphique II.2

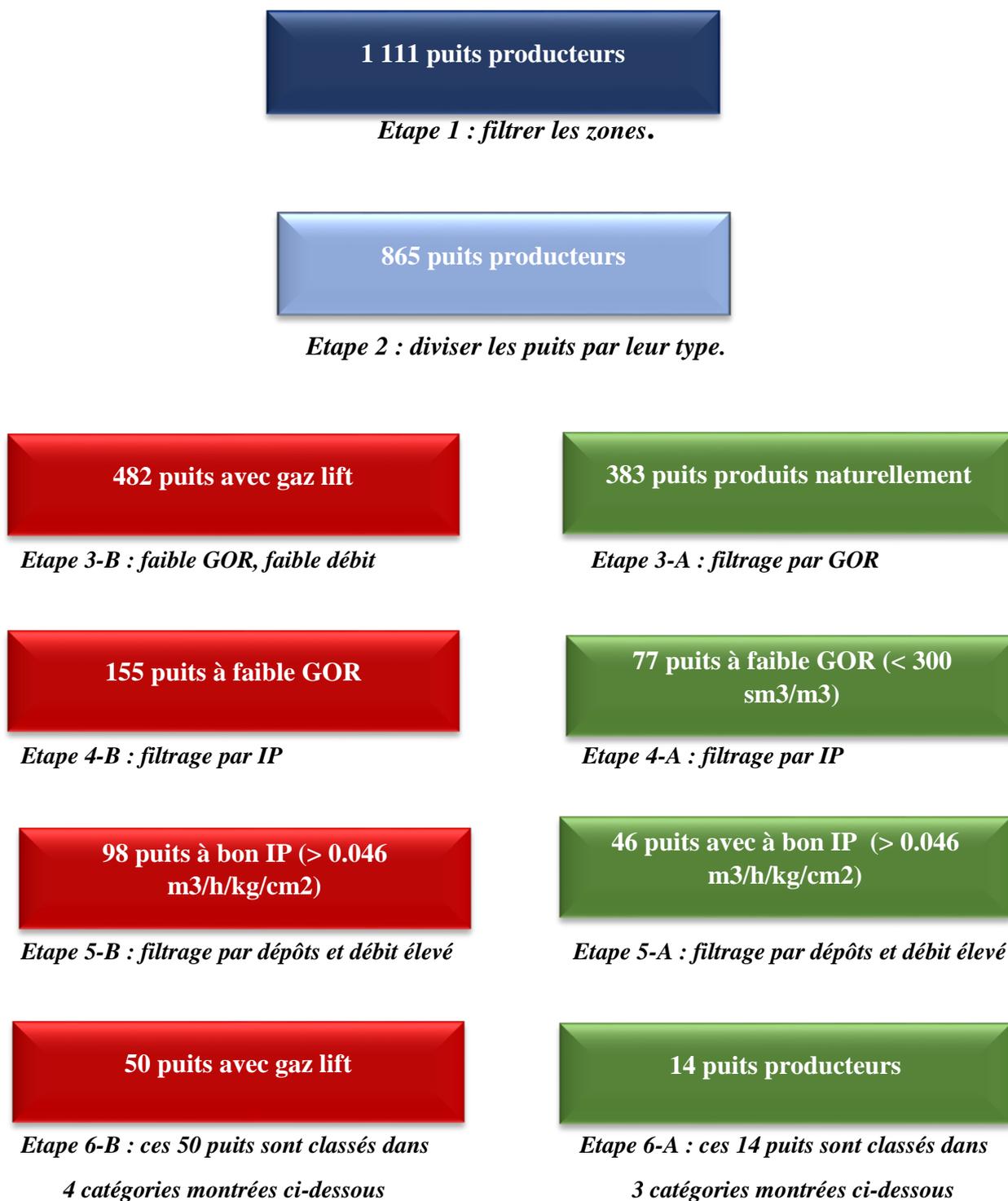


Figure II. 7 : Les étapes de sélection des puits

II.4.2 Les puits sélectionnés

Les puits sélectionnés sont classés en plusieurs catégories afin de les analyser correctement comme indiqué dans le tableau II.1

Tableau II. 1 : les catégories des puits sélectionnés

Les puits producteurs d'huile			
Catégorie I : puits candidats qui n'ont aucun problème. Catégorie II : puits candidats avec problème de dépôt de sel. Catégorie III : puits candidats avec un faible taux de production IP.			
Catégorie I	Catégorie II	Catégorie III	
MD643, OMKZ-821, OMJ323, ONI233, OMPZ442, ONI441, ONI23, ONI341	MDZ550, ONIZ632, ONI45	OMJ661, OMKZ46, OMOZ64, OMJ22	
Puits activé par gaz lift			
Catégorie I : puits candidats qui n'ont aucun problème. Catégorie II : puits candidats avec problème de dépôt de sel. Catégorie III : puits candidat avec injection d'eau et de gaz lift. Catégorie IV : puits candidats sans injection d'eau mais avec problèmes d'hydrates.			
Catégorie I	Catégorie II	Catégorie III	Catégorie IV
OMN67, OMKZ643 OMNZ142, OMPZ332 OMPZ34, OMPZ341 OMPZ451, OMKZ36 OMJ763, ONM543 OMJ512, OMPZ451 OMNZ271, OMOZ632 OMOZ273, ONM131	OMO351, ONM32 ONM331, ONM34 MD254, OML55 OMLZ432, OMLZ45 OMPZ552, OMJZ52 ONI321, ONIZ303 MD80, OMKZ56 OMKZ411, OMJ52 OMKZ702, OMLZ452 OMLZ453, OMLZ651 OMOZ522, OMNZ271.	OMJZ85, ONMZ473 ONMZ513, OMJ771 OMN872, OMJZ633 OMJZ742, OMKZ103	OMLZ313, MD659 MD653, MD531

III.5 Etude réservoir des puits sélectionnés

III.5.1 Puits producteur

III.5.1.1 ONI233 : C'est un puits qui continue à produire actuellement et naturellement (sans injection) comme l'indique la **figure III.3**.

Complétion : Le puits est complété par un double casing aux abords de la formation LD2 (9'' 5/8 et 7'') tubing 4"1/2 ancre, packer vers 3350m. Réservoir : open hole.

La fiche technique dans l'annexe.

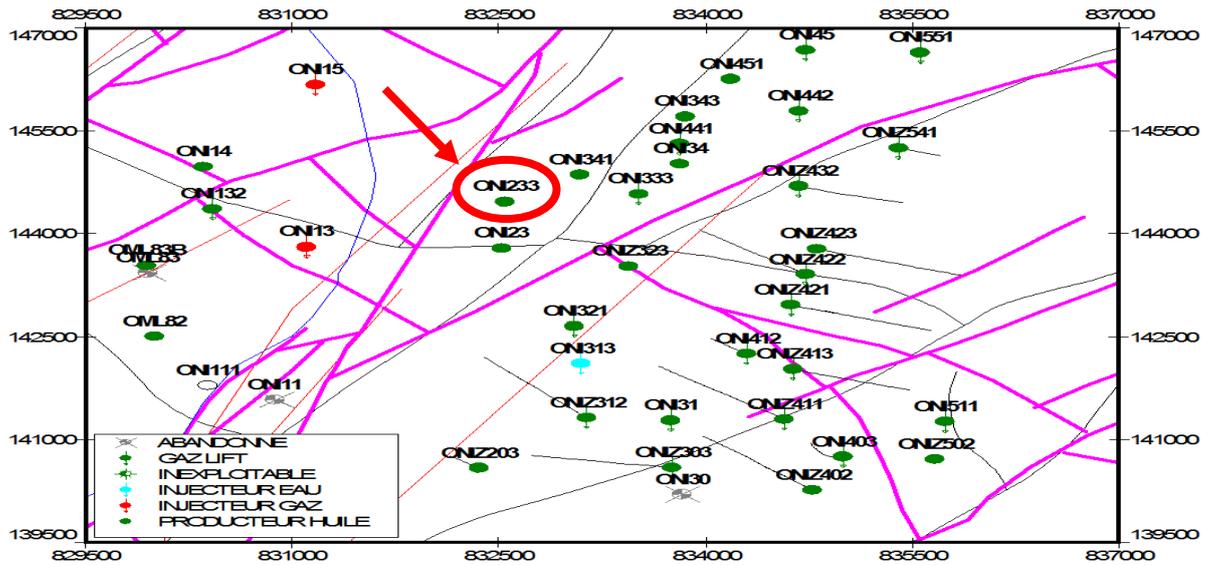


Figure II. 8 : La localisation du puits ONI233

Cote des tubages :

Tubage 18"5/8 : 576m (cs). 576.5m (ce) pose dans le senonien anhydrique.

Tubage 13"3/8 : 2314m (cs). 2314m (ce) pose dans le dogger lagunaire.

Tubage 9"5/8 : 3275m (cs). 3277m (ce) pose dans le trias argileux.

Tubage 7" : 3363m (cs). 3365.7m (ce) pose dans le cambrien ra (d5).

Aspect structural : Le puits ONI233 est positionné dans un compartiment délimité par deux failles importantes, l'une à l'ouest du puits d'orientation ne-sw, L'autre à l'est du puits d'orientation nne-ssw. L'effet de l'érosion hercynienne a été fortement ressenti dans ce secteur qui a atteint le d2.

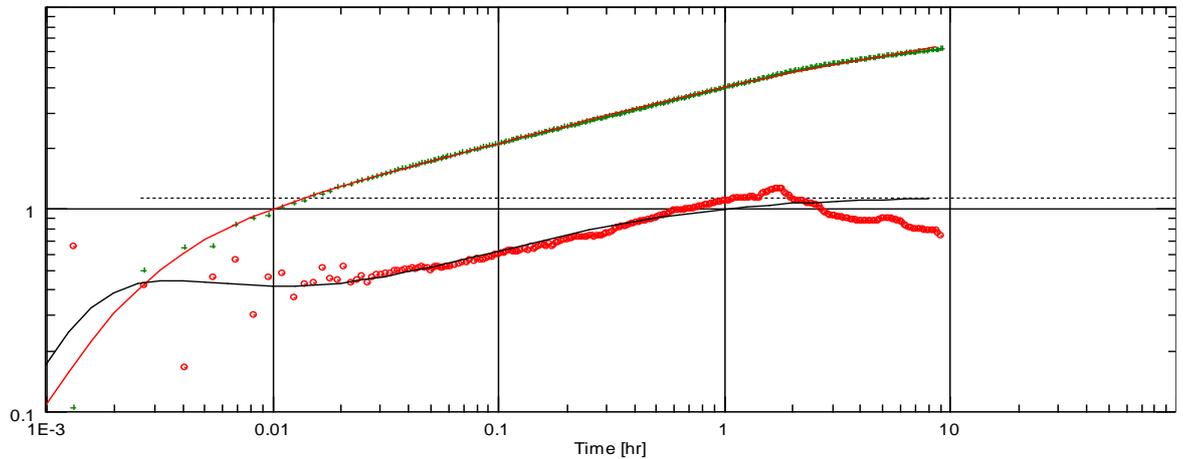
Commentaire sur le réservoir : L'interprétation élan montre des porosités très faibles. Les saturations en eau sont également faibles le long du réservoir. Puits, a priori, compact.

NB : peut être candidat à une reprise en short radius.

Autres remarques :

- Pas d'anomalie sur log de résistivité.
- Trou légèrement cave du sabot casing 7" à 3375m (d2).
- Réservoir non carotte.
- DST non réalisée après la fin du forage pour cause de fin de contrat.
- Opération d'imagerie : non effectuée.
- Plan d'eau théorique sw65% prévu à 3443m soit à -3295m en abs (plan d'eau réel non atteint).

Les tests du puits : L'interprétation de Build up montre qu'au voisinage du puits il existe une faille de distance 182m. Autre paramètre issue du log log son illustré dans le tableau suivant



Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [kg/cm²] vs dt [hr]

Figure II. 9 : interprétation du log log

Tableau II. 2 : Les résultats des tests du puits

ONI233 - Build Up	
Puits	Vertical
Reservoir	Homogène
Boundary	Une faille
Principaux parameter	
C	0.00627 m ³ .cm ² /kg
Skin Total	-3.79
IP	182.001 kg/cm ²
Paramètres du puits et aux abords du puits	
C	0.00627 m ³ .cm ² /kg
Skin	0
Parameter du reservoir	
Kh	126 md.m
K	2.41 md
L	182 m

Tests de production : le tableau ci-dessous représente les résultats des 3 derniers tests du jaugeage. Notons que le puits a subi une opération de nettoyage c'est pour cette raison qu'on remarque une augmentation du débit de 1.59m³/h à 4.01m³/h.

Tableau II. 3 : Les résultats des tests de production

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GO R	Pression (kg/cm ²)			Temp Huile (°C)	Débit Eau (l/h)	
		Oil	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ		Récupéré	Injectée
09/12/2018	10	1.59	259.38	163	18	9	4.28	21	0	0
21/01/2019	10	4.01	526.79	131	20	14.5	4.59	13	0	0
05/03/2019	10	3.59	312.23	87	20	9.4	4.28	19	0	0

La situation de la production d'huile du puits : Le puits ONI233 dispose d'un cumul estimé assez moyen par rapport aux puits voisins, dans la **figure II.5** montre le potentiel de ce puits.

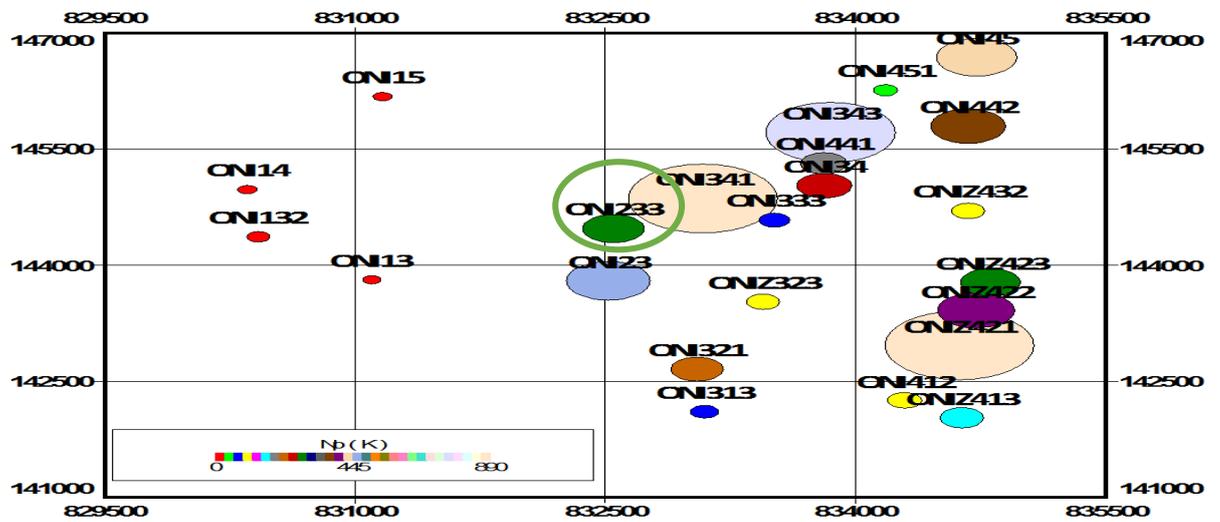


Figure II. 10 : Le cumul de production du puits ONI233

La situation de production d'eau : le puits ne produit pas d'eau actuellement

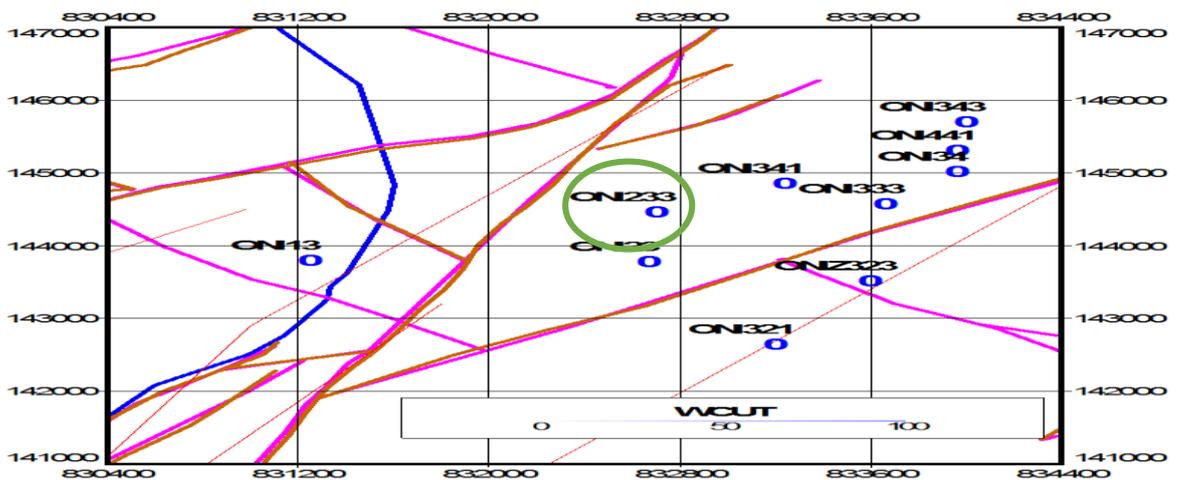


Figure II. 11 : Carte représentant la production d'eau du puits ONI233

Carte du GOR : selon les dernières estimations faites le GOR est d'une valeur moyenne ($230\text{m}^3/\text{m}^3$), ce qui indique un débit considérable en huile produite, sauf que la valeur indiquée dans la **figure II.7** n'arrête pas de se décroître avec le temps, ce qui nous permet de conclure que le débit d'huile décroît face au débit du gaz engendré par la chute de pression du réservoir

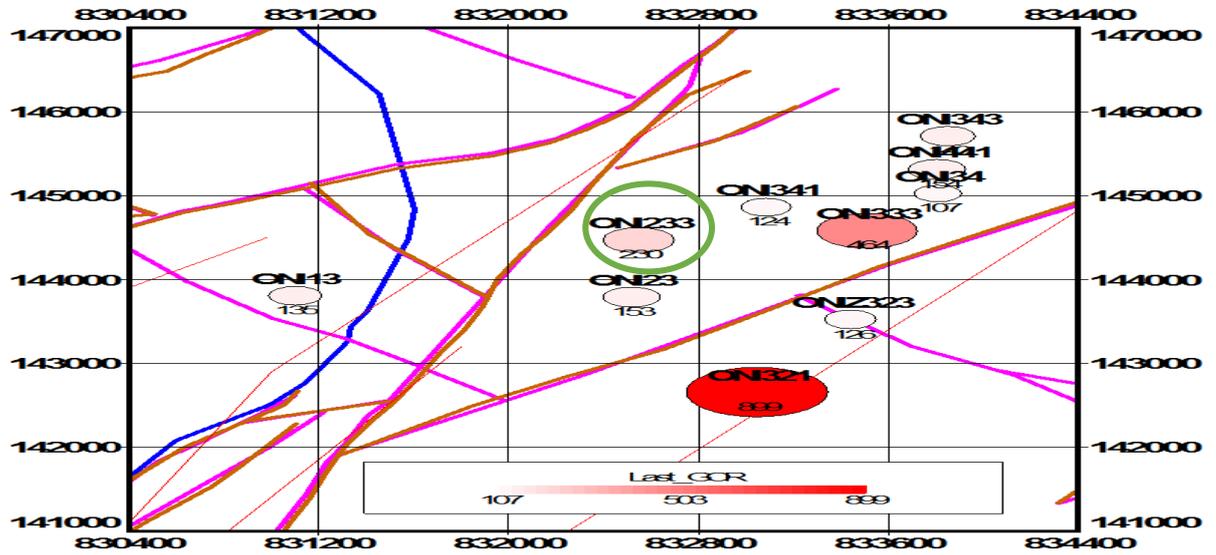


Figure II. 12 : Carte représentant le GOR du puits ONI233

Pression de la tête de puits : la variation de la pression de la tête de puits ONI233 est représentée dans la **figure II.8**

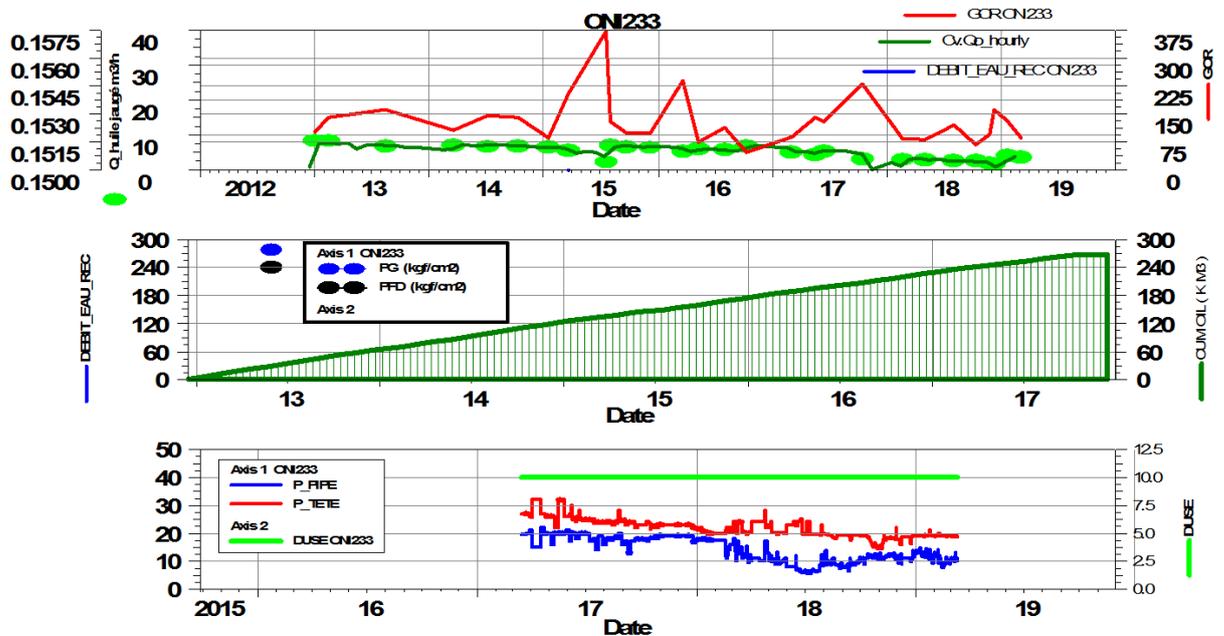


Figure II. 13 : la variation des différents paramètres du puits en fonction du temps

Pression du réservoir : La *figure II.9* montre que la pression du réservoir a considérablement chuté entre 2013 et 2014 de 270 kg/cm² jusqu'à atteindre 171.26 kg/cm² d'après le dernier Build Up fait le 19/12/2018, comparant aux autres puits le déclin de pression du puits ONI233 est largement plus grand et dans une durée de temps très courte

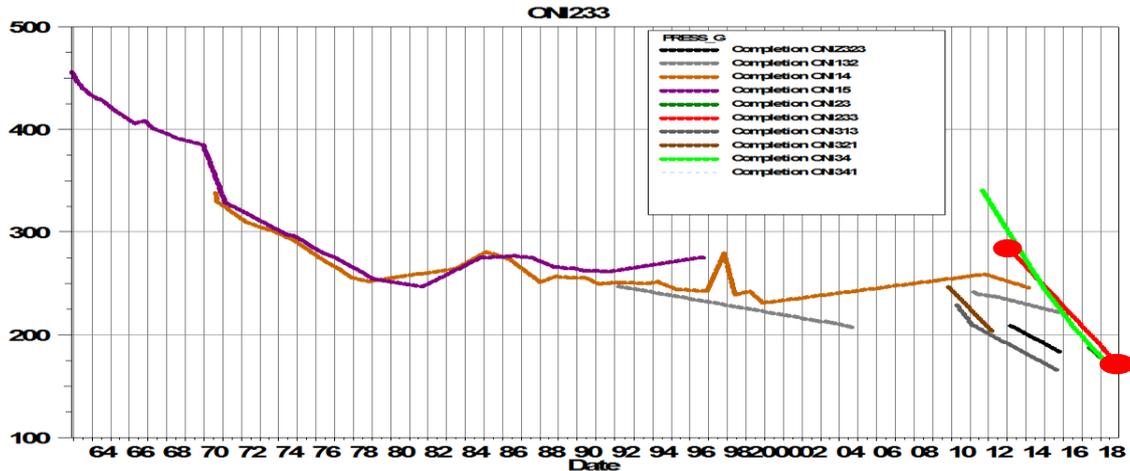


Figure II. 14 : L'évolution de la pression du réservoir

Profil de production : Le puits ONI233 de l'année 2012 jusqu'à l'an 2017 le puits produisait avec un taux élevé mais aussi décroissant, selon la *figure II.10* vers la fin de l'année 2017 le profil de production atteindra le minimum et le puits produira jusqu'à 2018 mais avec un débit minimal.

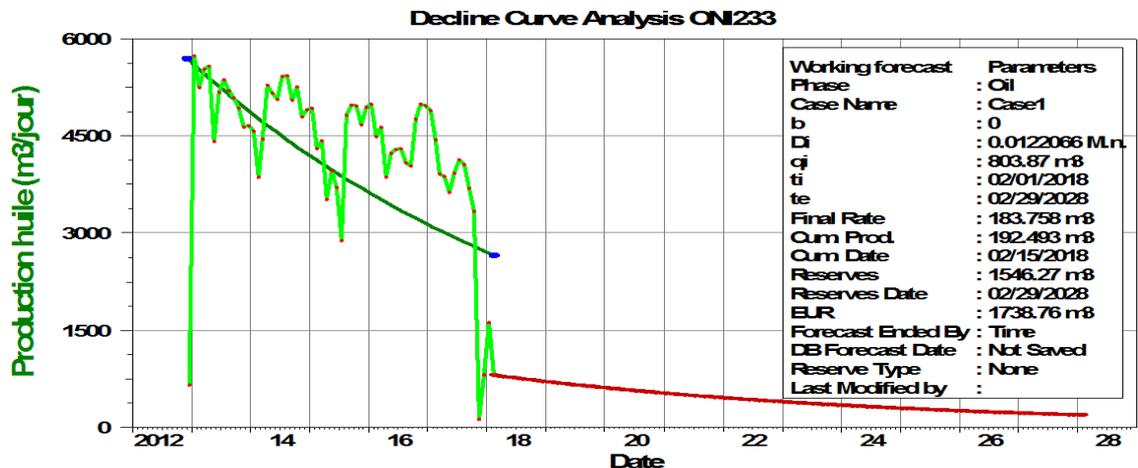


Figure II. 15 : production prévisionnelle du puits ONI233

Conclusion

- Le puits ONI233 est foré dans une zone avec un cumul de réserve important et une pression de réservoir faible.
- Le puits a besoin d'une activation artificielle surtout après l'année 2019 ou on voit un déclin important de la production due à la chute de pression du réservoir.
- L'absence de la production d'eau (water cut 0%)

- Le débit critique de production est indéfini.
- Le dernier test de build up montre qu'il y a eu des perturbations durant le test.
- Le puits est parmi la liste des candidats pour la pompe ESP et son design est mentionné dans le chapitre qui suit.

II.5.1.2 Puits OMJ323 :

Le puits OMJ232 est un puits producteur avec un débit modéré et se situe entre deux puits qui produisaient avec injection de gaz lift mais qui sont actuellement fermés comme il est indiqué dans la **figure II.11**

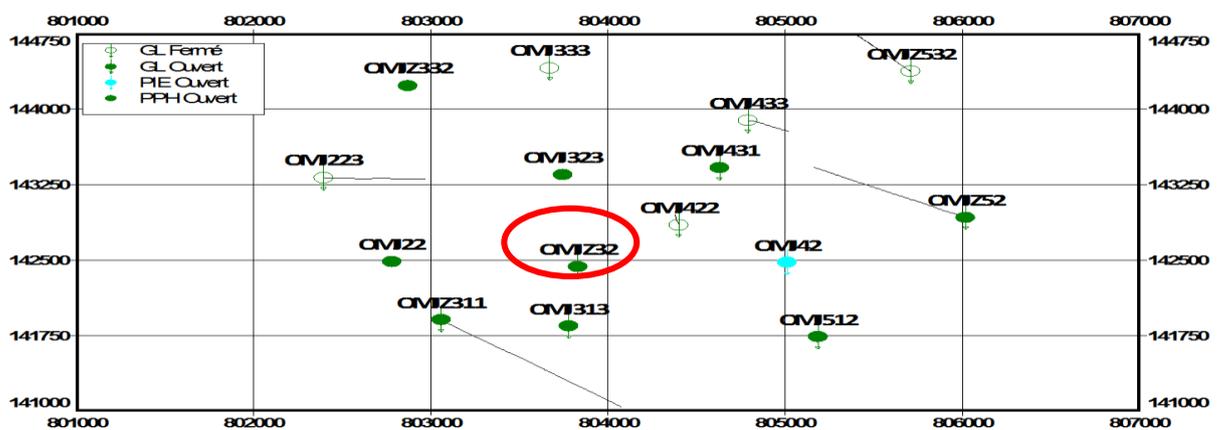


Figure II. 16 : La localisation du puits OMJ323

Cote des tubages :

18"5/8 : 489 m cs. 491 m CE. Pose 37m dans le senonienanhydritique.

13"3/8 : 2391 m cs. 2391.5 m CE. Pose 118.5m dans le dogger lagunaire.

9"5/8 : 3290 m cs. 3294 m CE. Pose 08 m dans le G30.

7" : 3362 m cs. 3365.5 m CE. Pose 02 m dans le D4.

Aspect réservoir :

Analyse du caliper : le log de caliper montre un trou bien consolidé le long du réservoir (sauf quelques petites washout à la base du trou).

Analyse log de résistivité : le log de résistivité montre une bonne résistivité dans l'ensemble.

Le plan d'eau théorique à 3485 m soit (-3328m).le plan d'eau réel non rencontre.

Imagerie : il n'y a pas d'enregistrement imagerie.

Complétion :

- Réservoir recouvert d'une crépine 4"1/2.
- tubing 4"1/2 ancre packer vers 3345(ce) m.

Les tests du puits :

Jaugeage : les 5 derniers tests effectués

Tableau II. 4 : les résultats des tests de jaugeage

Date Mesure	D Duse mm	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Toil ^e C	K Psi	Débit eau (l/h)	
		H	G		Pt	Pp	Ps			Récup	Injectée
21/04/2018	9	4.86	559.28	115	34.6	15	--	22	.3713	0	0
06/08/2018	9	4.53	345.36	76	32.3	13.9	--	32	.3724	0	0
14/09/2018	9	4.24	482.85	114	32.6	12.6	--	33	.4015	0	0
22/11/2018	9	4.1	342.42	73	30.7	17.3	17.34	29	.3412	0	0
21/02/2019	9	3.96	419.79	106	28.9	10.8	--	13.5	.3807	0	0

Test de puits :

Tableau II. 5 : les résultats du test du puits

Pt	Duse	Qh	GOR	Pgà -3200m
80.8 kg/cm ²	9.53 mm	9.66 m ³ /h	101.13 m ³ /m ³	313.32 kg/cm ²
PFD à -3139 m	IP	hk	Skin	
294.84 kg/cm ²	0.665 m ³ /h/kg/cm ²	1330 md	1.49	

Interprétation du test

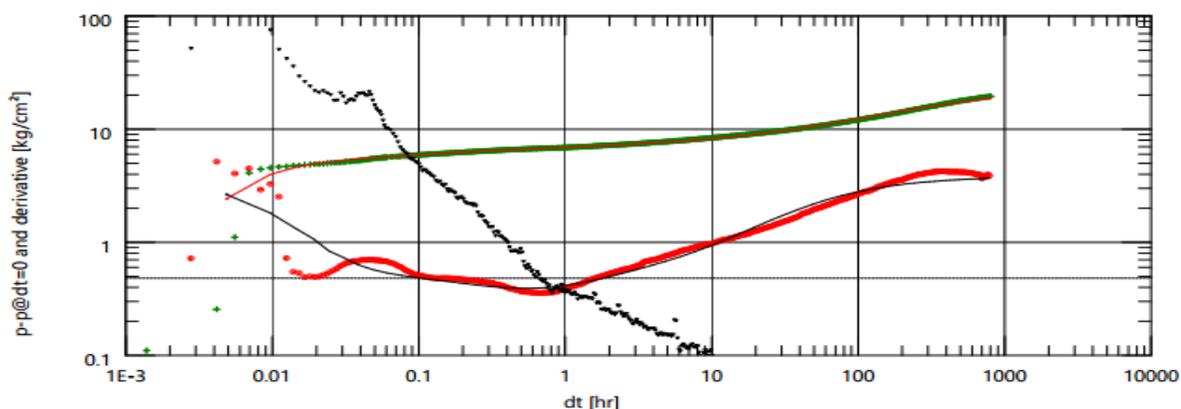


Figure II. 17 : Log log présentation

Tableau II. 6 : les données obtenues à partir du Build up

OMJ323 - Build Up	
Model de operation	
Puits	Vertical
Reservoir	Homogène
Boundary	Intersecting faults – Pi/N
Principaux parameter	
C	0.00184 bbl/psi
Skin Total	0.97
IP	256.094 kg/cm ²

Paramètres du puits	
Skin	0.952
C	0.00184 bbl/psi
Parameter du reservoir	
Kh	1070 md.m
L1	91.3 m
L2	52.7 m

L'interprétation de Build up montre qu'au voisinage du puits ils existent 2 failles (Intersecting faults) le premier est de distance 91.3 m du puits et la deuxième de distance 52.7 m.

Evolution du GOR du puits OMJ323 : la figure II.13 indique le GOR du puits qui est encerclé est estimé à $107 \text{ m}^3/\text{m}^3$

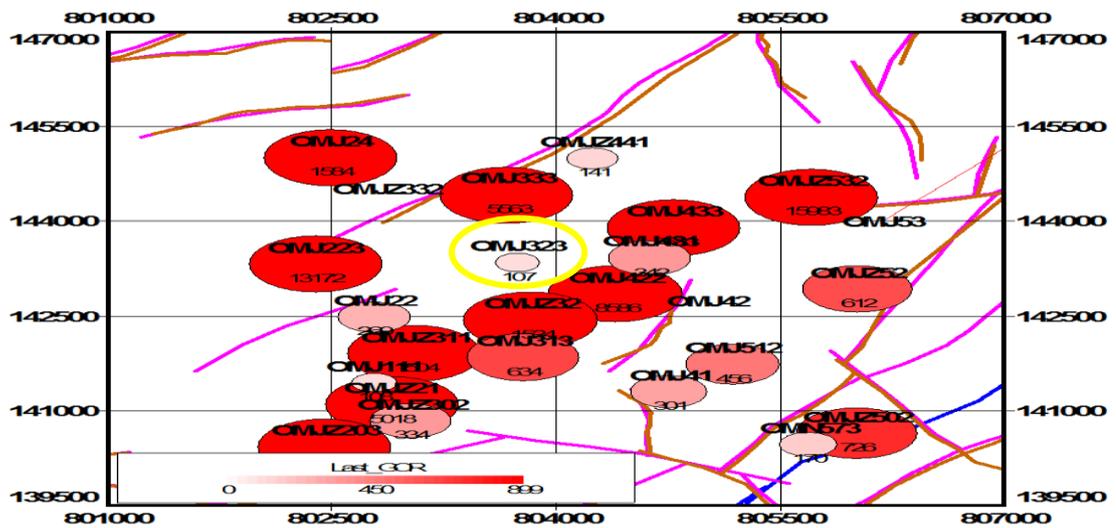


Figure II. 18 : Carte du GOR

La production d'eau : le water cut du puits est nul comme indiqué dans la figure ci-dessous

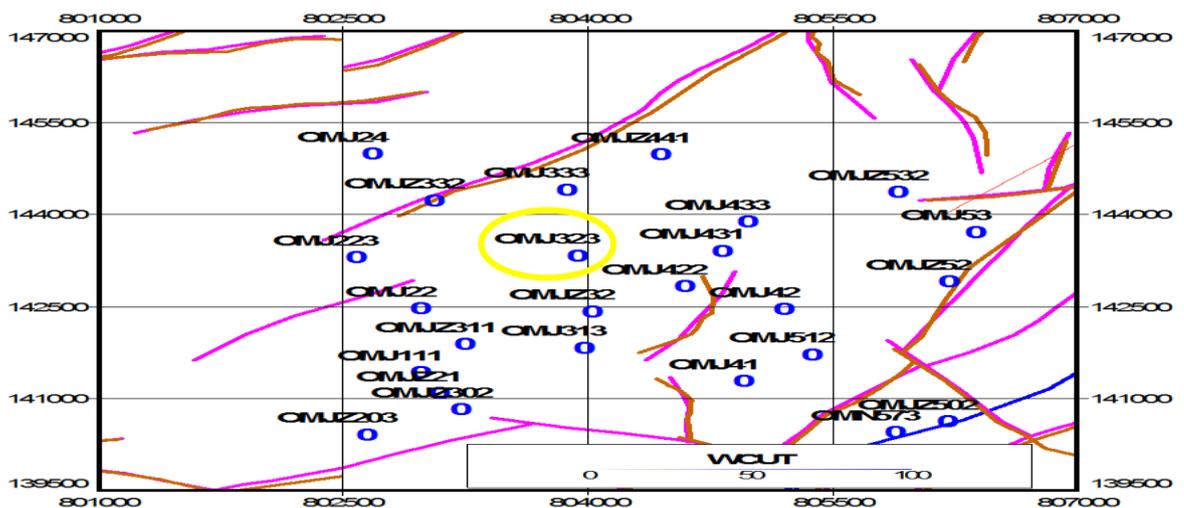


Figure II. 19 : Carte du water Cut

Pression de la tête de puits : la *figure II.15* indique la pression de la tête du puits en fonction du temps, au début elle avoisine les 50 kg/cm^2 , mais elle n'arrête pas de se décroître jusqu'à atteindre les 34 selon le test de la PFD fait en 25/07/2018 et cela correspond aussi au déclin du débit produit tout au long de cette période.

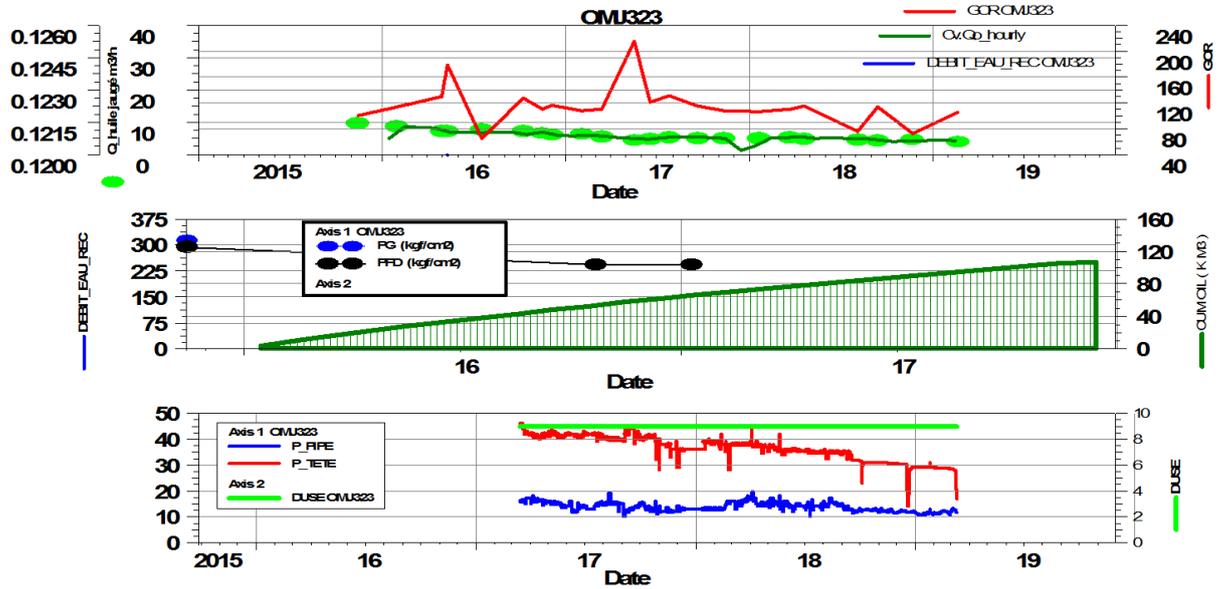


Figure II. 20 : graphes des pressions

Pression du réservoir : La pression du gisement OMJ323 est tracée par la ligne rouge sur la *figure II.16* qui montre bien le déclin de pression de 313.32 kg/cm^2 à 257 kg/cm^2 seulement en 3 ans de production

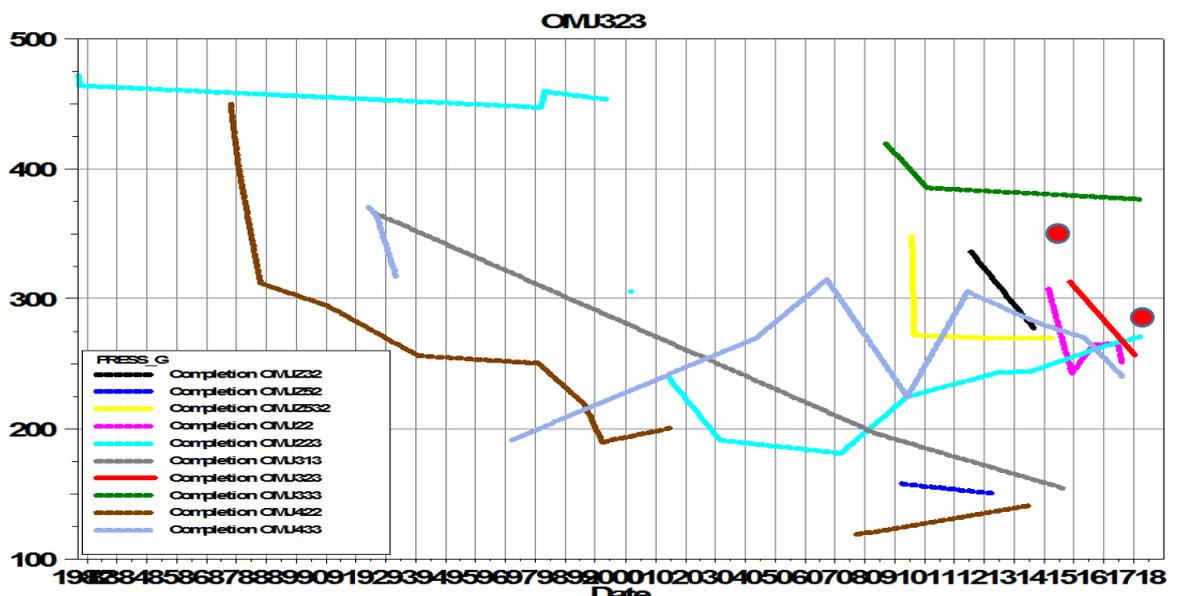


Figure II. 21 : évolution de la pression du gisement en fonction du temps

Le déclin de la production : on voit sur la figure que au bout de 2 ans le déclin de production est non négligeable par rapport à cette courte durée et que le puits avec ce rythme continuera à produire jusqu'à 2026 mais à partir de 2020 la production diminuera considérablement à un débit journalier minimal

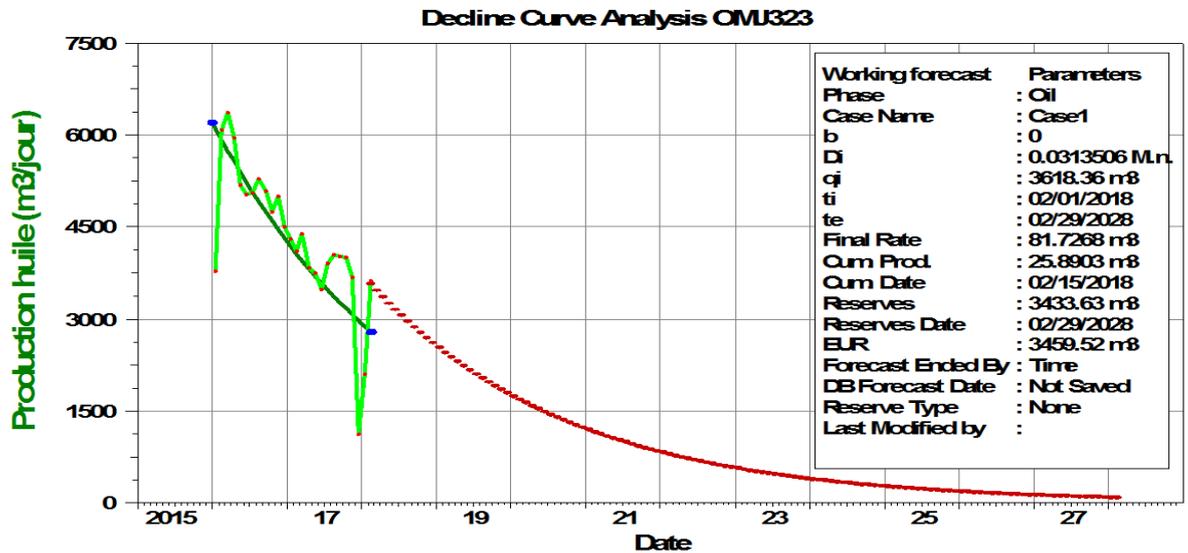


Figure II. 22 : le déclin de la production en fonction du temps

Le cumul de production : le puits OMI323 montre qui dispose d'un potentiel de production remarquable vu que c'est un nouveau puits et qu'il a un cumul moyen comparant aux autres puits voisin plus anciens.

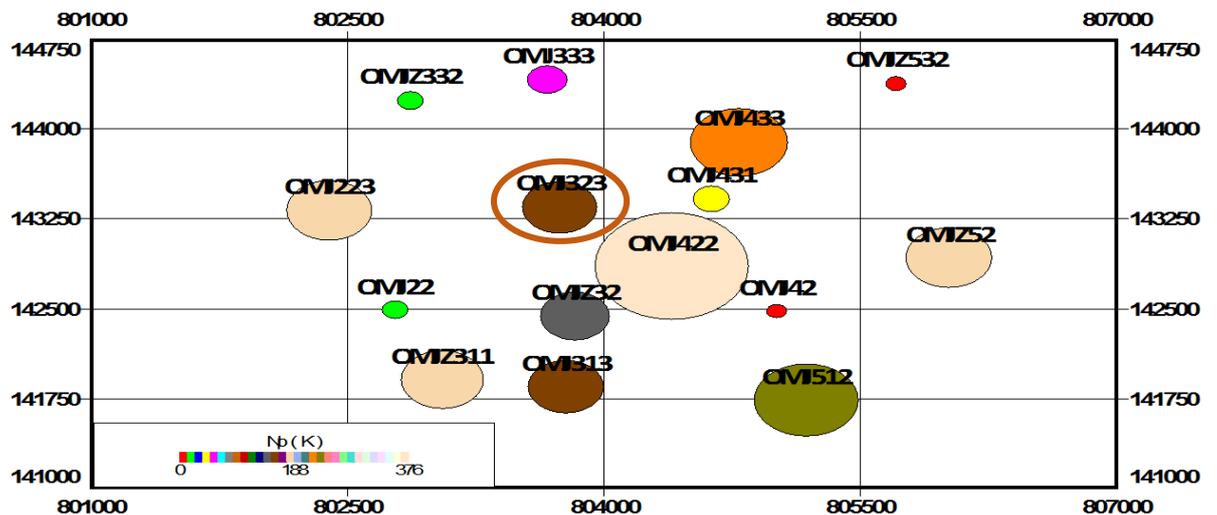


Figure II. 23 : Le cumul de production du puits OMI 323

Conclusion

- Le puits dispose d'un GOR faible par rapport aux puits voisins
- La pression du gisement est en chute considérable en à peine 3 ans.
- Selon des 5 derniers tests de jaugeages le débit est en décroissance (de 4.86 à 3.96).
- Le puits OMI323 est un puits candidat pour la descente d'une pompe ESP.

II.6 contrainte et limitation

Il est nécessaire de prendre en compte certains facteurs qui influencent la sélection des puits candidats parmi ceux-ci :

II.6.1 Problème de complétion

II.6.1.1 les puits verticaux et short radius

Le problème est posé par la fameuse formation LD2 qui doit être couverte au moins par deux tubages pour éviter le problème du collapse du tubage 7'' suite à la diminution de la pression dans l'annulaire qui va être réservé à l'évacuation du gaz séparé.

Pour faire face à cette situation deux configurations doivent être envisagées :

- A. on fait le revêtement de la partie LD2 avec un 5''. En conséquence deux situations peuvent être envisagées :
 - Soit on descend la pompe au fond du puits et dans ce cas on sera obligé de descendre la pompe la moins performante à cause de la limitation du diamètre créé par le chemisage 5''. En effet la pompe va fournir de faible débit.
 - La deuxième option consiste à installer la pompe plus haute à 2400-2500 m dans le tubage 7'' pour avoir la possibilité de descendre des pompes plus performante, mais dans ce cas il faut faire attention :
 - Au problème de la pression minimale exigé à l'amont de la pompe, puisque à la cote 2500m la pression de l'effluent sera plus faible.
 - Au problème du gaz libre puisque on aura un dégazage de l'huile.
- B. Laisser la complétion du puits tel quelle est, et utiliser des techniques permettant de pomper tout l'effluent à travers le tubing soit en utilisant une ESP conventionnelle avec 'Gaz-Handler séparation' pour homogénéiser le fluide et le rendre pompable en utilisant ainsi une pompe avec 'Mixed Flow Impellers ou bien en utilisant les Multi phase Pumps (selon le GOR du puits) [5].

III.6.1.2 Les puits horizontaux

Pour les puits horizontaux le problème du LD2 ne se pose pas puisque cette formation est protégée par les deux tubages 9''5/8. Mais le problème réside dans la liaison couche-trou puisque le réservoir doit être complété en LPP (Liner pré-perforer) ou LCP (Liner cimenté perforé).

D'autre part la section horizontale importante du drain peut entrainer la formation des bouchons de gaz ce qui est néfaste sur le pompe. Ceci doit être pris en considération lors de design de la

pompe pour prévoir quelles sont les mesures à entreprendre pour ne pas tomber sur des cas pareils [5].

III.6.2 La nécessité du Work-Over (WO) et le risque d'endommagement

Pour chemiser les puits verticaux et compléter les puits horizontaux en LPP un WO est nécessaire, ce qui peut entraîner l'endommagement du réservoir donc le changement des paramètres de production sur lequel le calcul des performances est fait, d'où la nécessité de procéder à de nouveaux test Build-Up et Jaugeages pour refaire les calculs et réévaluer la candidature du puits au pompage. Dans le cas où le puits est endommagé, une éventuelle stimulation est nécessaire donc des charges supplémentaire [5].

III.6.3 Problèmes d'exploitation :

- Aucun accès au fond du puits n'est offert pour d'éventuelle intervention au WL, CTU et SNB. Sauf si on prévoit une complétion Y Tool qui permet d'avoir le passage libre à travers le tubing mais nécessite un diamètre du casing assez suffisant.
- Problèmes de dépôts de sels (il faut prévoir une complétion adéquate pour les puits salés avec la possibilité d'installation d'un concentrique en parallèle avec le tubing de production).
- Problèmes de production de sable pour les puits en OH (a un effet néfaste sur la pompe) [5] [6].

III.6.4 Problème de réservoir

- Accélération du phénomène de Conning et de production d'eau de gisement suite au Draw Down important.
- Diminution de l'IP : la réduction de l'indice de productivité avec le temps dû à la réduction du KH. Ceci constitue le problème majeure pour l'application de cette technologie des pompes puisque les paramètres de production change périodiquement en effet la nécessité de changer les caractéristiques de la pompe à chaque abaissement du potentiel du puits.
- Pour les puits horizontaux le risque de produire des longs bouchons de gaz « Slug Flow » est important vue la section horizontale importante du drain qui favorise la libération et l'expansion du gaz au fur et à mesure que la pression de fond baisse. Ceci est un problème sérieux pour ces types de complétion.
- Faible IP : la plupart des puits ont un faible indice de productivité, ce qui réduit l'effet de la pompe, puisque en diminuant la PFD par la pompe le gain supplémentaire en production sera faible à cause de la faible productivité du réservoir [6].

Chapitre III : modélisation des puits candidats à l'ESP

III.1 Introduction

Une étude de sélection est faite dans le but de déterminer les puits candidats pour la pompe ESP ainsi de faire le design de la pompe à descendre au fond du puits en se basant sur des simulations pour définir les caractéristiques de la pompe et ses performances pour avoir un débit optimal.

III.2 Design et simulation des pompes ESP pour chaque puits sélectionné

III.2.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM

On fait une modélisation de deux puits pour l'installation d'une pompe ESP à l'aide de logiciel PIPESIM par la détermination du profil de température, l'analyse nodale par l'analyse de performance du puits.

III.2.2 Etude du puits ONI233

III.2.2.1 collecte de donnée

Tableau III. 7 : ONI233 fluid data.

Densité d'huile	Densité du gaz	Densité d'eau	Salinité d'eau	Pression de bulle
43.3	1.2	1.27	350 000	158.05

III.2.2.2 Etude de faisabilité de la pompe ESP

Après la collecte de données telles que les caractéristiques du puits, données de fluide et du puits on passe à l'analyse des performances de ce puits, la vérification des corrélations en utilisant des données de laboratoire pour améliorer la précision de la modélisation. Nous analyserons également le comportement du puits lorsque l'eau sera réduite et appliquerons l'ESP lorsque la production du puits est naturellement faible.

III.2.2.3 Modélisation avec PIPESIM

Buildup 2018 : La première étape de la modélisation d'un nouveau puits en PIPESIM consiste à remplir les différentes données collectées pour faire une conception du puits. Après avoir rempli les données PVT. Les corrélations correspondent mathématiquement aux ensembles des mesures laboratoire. Lorsque les données PVT ont été correctement appariées, nous pouvons commencer à faire la courbe d'IPR. Il y en a beaucoup de modèle. Après on détermine le potentiel du puits (well absolute open flow potentiel (AOF)) en effectuant une sensibilité sur les analyses nodales et c'est le point Opération/Solution, pour une pression de

tête de puits donnée. Le système trace la courbe en affichant le point d'opération. Pour bien matcher le build up on crée sur case Profile P/T pour calibrer et créer un modèle de Pipesim.

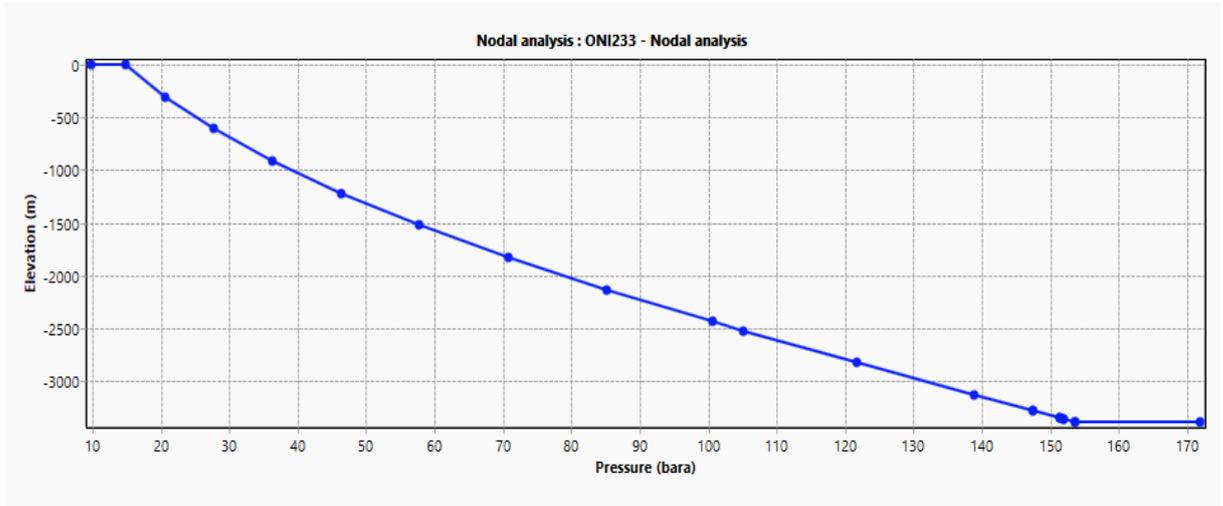


Figure III. 24 : Matching VLP/IPR pour le puits ONI233

Tableau III. 8 : donnée du build-up calibré

Pg	PFD	IP	Pression de tête	Débit huile
174.26 kg/cm2	159.71 kg/cm2	2.2008 m3/d	18 kg/cm2	38.16 m3/d

La procédure peut être lancée avec une correspondance de données pour sélectionner la meilleure corrélation de flux (VLP). La corrélation de GRAY a montré une meilleure correspondance. La corrélation reproduit de manière cohérente les données de test de puits avec



Figure III. 25 : buildup calibration data ONI233

une précision raisonnable pour le puits ONI233. La corrélation particulière sera sélectionnée pour une analyse ultérieure.

Jaugeage 05/03/2019 : la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats dans la **figure III.3**

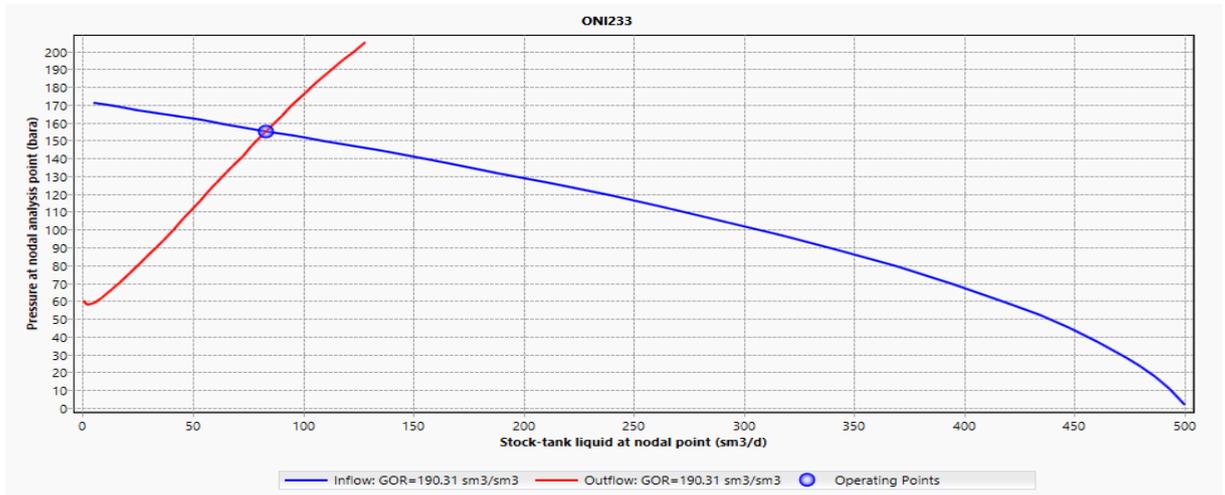


Figure III. 26 : VLP/IPR matching du puits ONI233 (jaugeage)

La modélisation du puits montre que le puits ONI233 produit dans des conditions instables, mais il a un bon AOFP avec une faible pression de réservoir. Pour augmenter la production de ce puits, il est hautement recommandé d'augmenter la pression du réservoir par injection (eau ou gaz) ou d'aider le puits par l'activation artificielle (gaz lift / ESP). La sensibilité de la pression du réservoir montre que le puits peut ne pas Produire pendant longtemps sans support de pression de réservoir ni élévation artificielle avec une PG de 171.26 kg / cm².

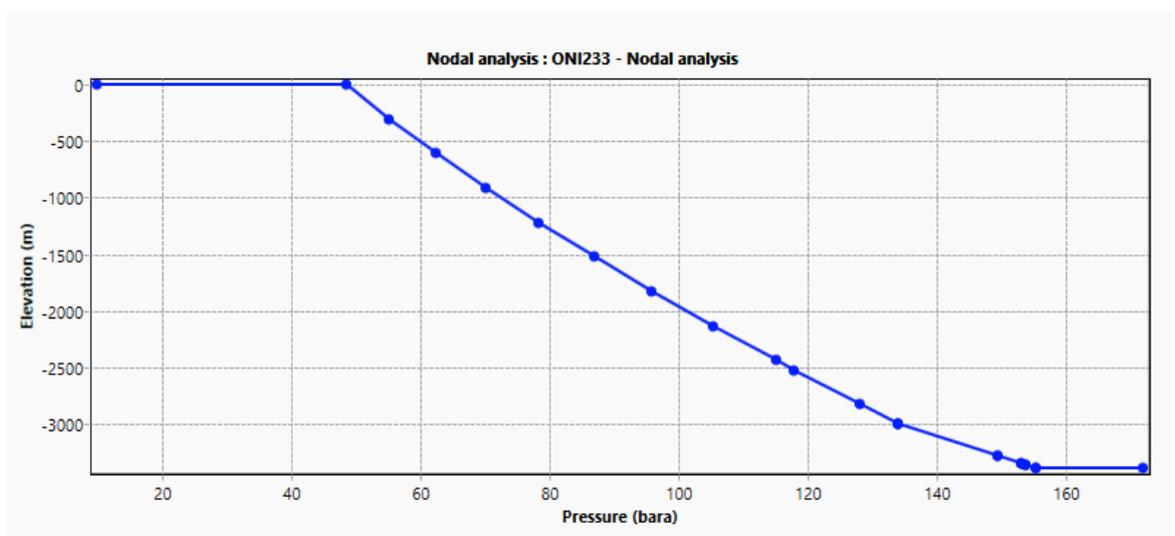


Figure III. 27 : Le profil de P/T du puits ONI233 (jaugeage)

III.2.2.4 Optimisation par gaz lift

Basé sur le modèle de puits utilisant les derniers paramètres de jaugeage Afin d'optimiser l'élévation du gaz et de voir comment les paramètres du puits vont changer, la première étape consiste à déterminer le débit optimal de gaz et le diamètre optimale de la duse, après on fait la simulation avec ces derniers paramètres.

Le débit optimum du gaz lift : Le volume de gaz requis à injecter peut être lu à partir du graphe d'optimisation du gaz lift. (Taux de production de liquide par rapport au taux d'injection de gaz). Comme mentionné ci-dessous (**figure III. 5**) indiquant le débit de liquide maximal pouvant être obtenu pour le ONI233. Le débit d'injection de gaz optimal de 20000 sm^3 / j avec une taille de duse optimale de 13mm. La simulation de ce cas est illustrée à la **figure III. 5**

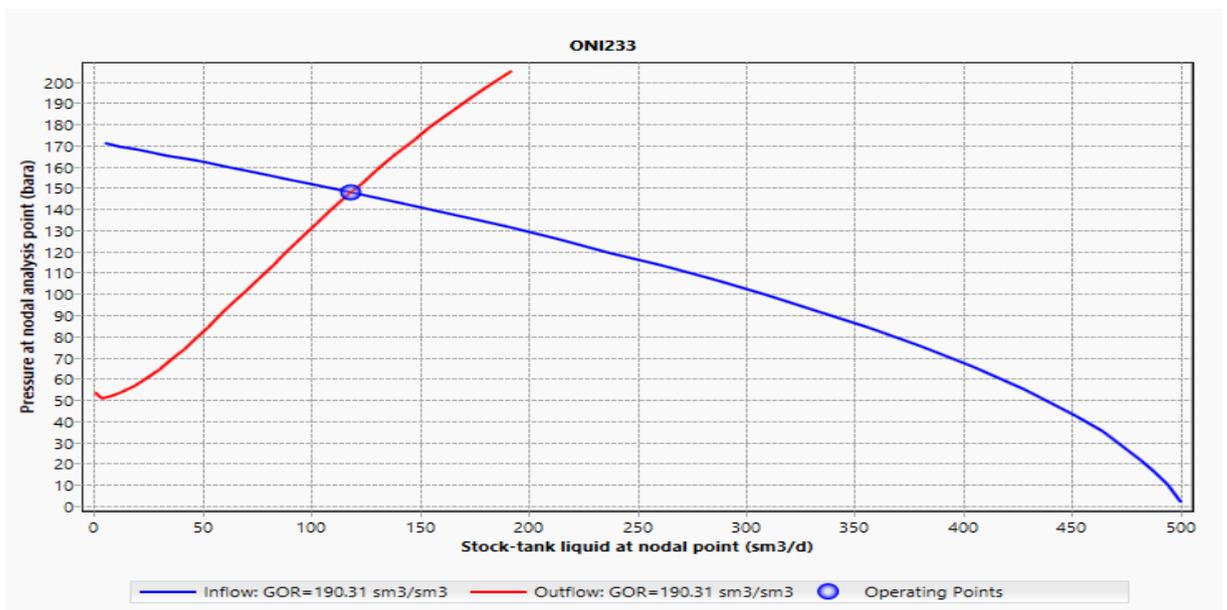


Figure III.28 : VLP/IPR matching pour le puits ONI233 (gaz lift)

Selon la conclusion, nous pouvons dire que le puits ONI233 peut assurer un débit de 118.5 m^3 / j avec extraction gaz système, mais l'expérience de l'activation par Gaz lift dans le champ de Hassi Messaoud nous a montré la plupart des problèmes peut se produire à l'avenir comme :

Le problème des hydrates lourds pouvant survenir, donc pour éviter la formation d'hydrates, nous devons injecter du méthanol qui est cher et fonctionne dans des conditions spéciales.

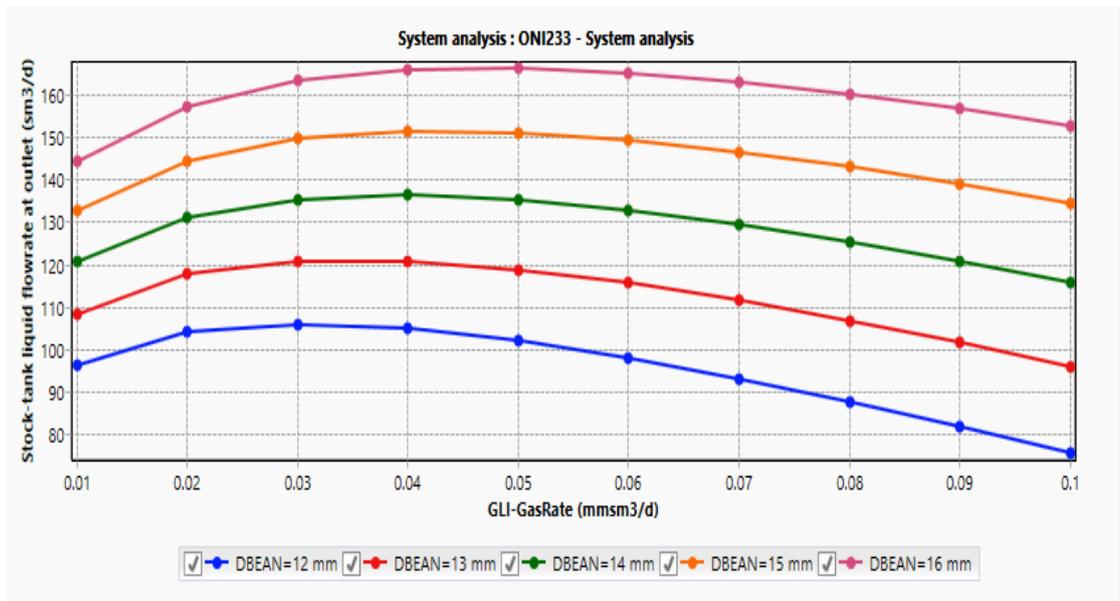


Figure III. 29 : Effet de l'injection du gaz lift sur le débit

III.2.2.5 Objectif des analyses et du design

Les critères du design : la figure ci-dessous décrit les différents critères du design. Sur cette figure on voit que on peut choisir certains critères de notre pompe tel que le débit désiré dont on a supposé 192 sm³/d (8 sm³/h) ainsi l'efficacité qu'on a fixé à 100%, dans la rubrique PUMP SELECTION y'a toute une liste de pompes recommandées qui peuvent assurer les critères demandés. On choisira la pompe qui a le taux d'efficacité le plus élevé ainsi celle qui correspond au diamètre intérieure du casing, sans oublier de prendre en considération le type de pompe dont on dispose (selon les conventions avec les sociétés de service), par exemple dans notre cas on a choisi la pompe CENTRILIFT G22.

Dont : CENTRILIFT : le nom de la pompe, G : le numéro de série, le diamètre extérieur 5.13'' et le diamètre minimum du casing 6''5/8.

DESIGN PARAMETERS	
Design flowrate:	192 m ³ /d
Design frequency:	60 Hz
OPERATING CONDITIONS	
Operating flowrate:	141447,8 L/d
Outlet pressure:	9,839235 bara
Total dynamic head:	1858,825 m
INTAKE CONDITIONS	
Intake pressure:	100,8956 bara
Intake liquid rate:	264,5679 m ³ /d
Intake gas rate:	0,0001196237 m ³ /d
Intake gas volume fraction:	4,521471E-07 fract.
PUMP PARAMETERS	
Pump:	CENTRILIFT G22
Stages:	251
Speed:	3499,992 rpm
Efficiency:	54,84907 %
Power:	68,17693 kW
Head:	1858,825 m
Differential pressure:	123,5112 bar
Discharge pressure:	224,4067 bara
Fluid temperature rise:	7,961393 degC

Figure III. 30 : les paramètres de la pompe choisie

Les performances du puits : après avoir fait le choix de la pompe le logiciel simule les performances du puits en fonction de la fréquence le point de fonctionnement aux conditions désirées correspond à la fréquence 60 Hz.

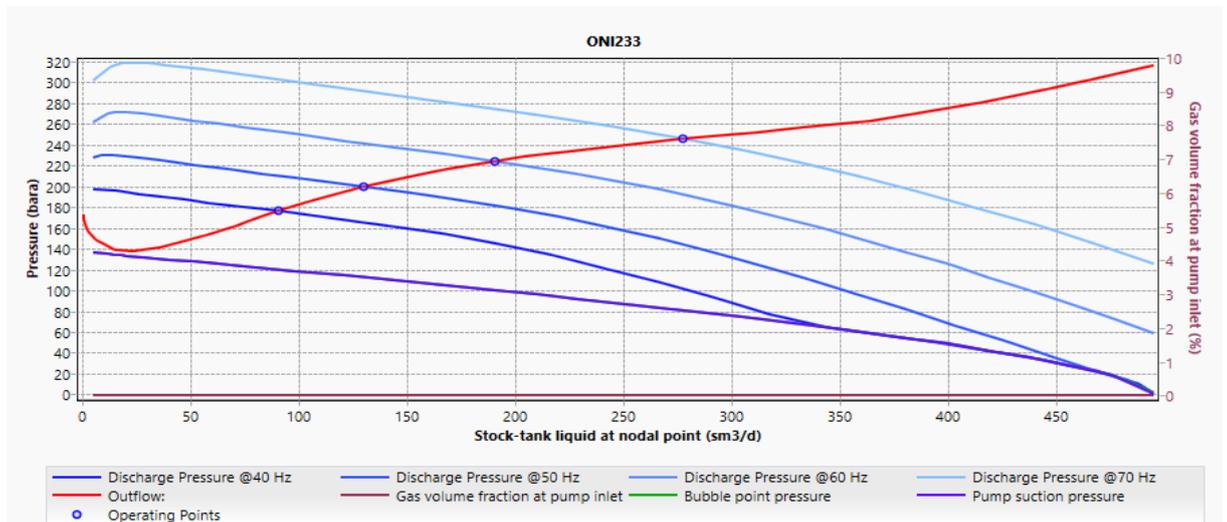


Figure III. 31 : courbe de performance du puits en fonction des fréquences

Les performances de la pompe : la figure suivante indique que la pompe disposera de 251 étages pour pouvoir assuré un débit de 192m³/d, et que la pompe l'assura dans une marge de sécurité importante vu que le débit de l'intake (prise) est loin du up-thrust comme du down-thrust .

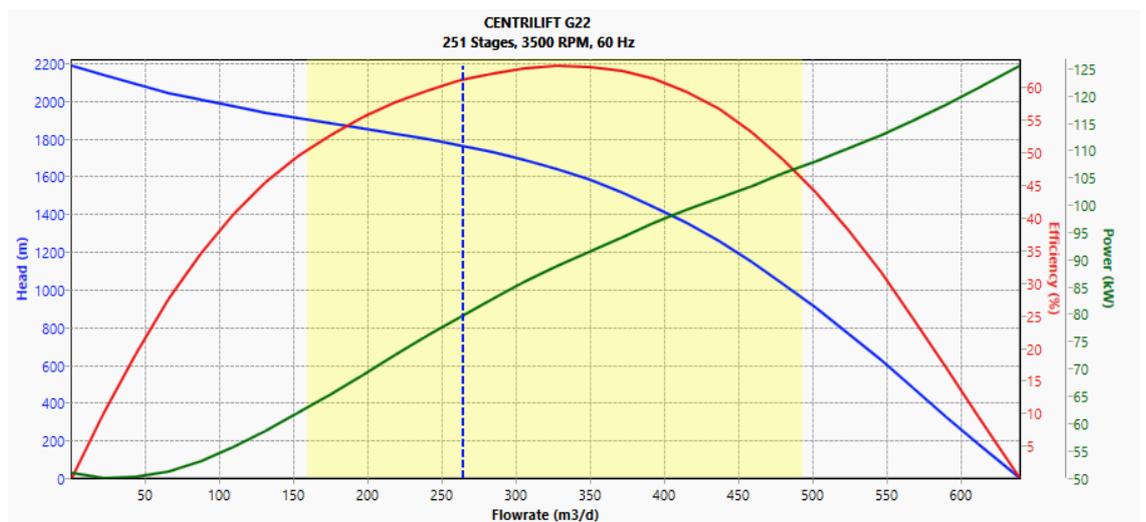


Figure III. 32 : courbe de performance de la pompe CENTRILIFT G22

Analyse nodale : le point de fonctionnement donne une marge importante, ce qui exprime que la pompe était indispensable, sauf que chute de pression de réservoir nous met dans les conditions de récupération au-dessous du point de bulle, dans ce cas un séparateur efficace est suggéré pour assurer le bon fonctionnement de la pompe.

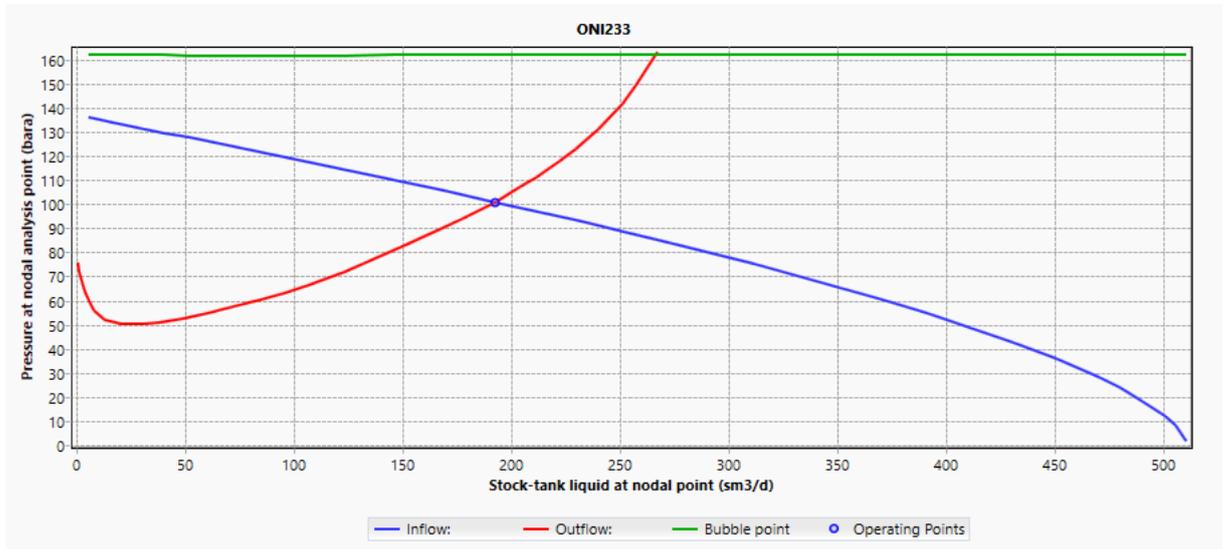


Figure III. 33 : Courbe d'analyse nodale après l'installation de la pompe

Profil T-P : le profil de pression subi une importante chute de pression au point où la pompe a été installée (à 2800 m), c'est pour ça que le puits produit dans des conditions au-dessous du point de bulle.

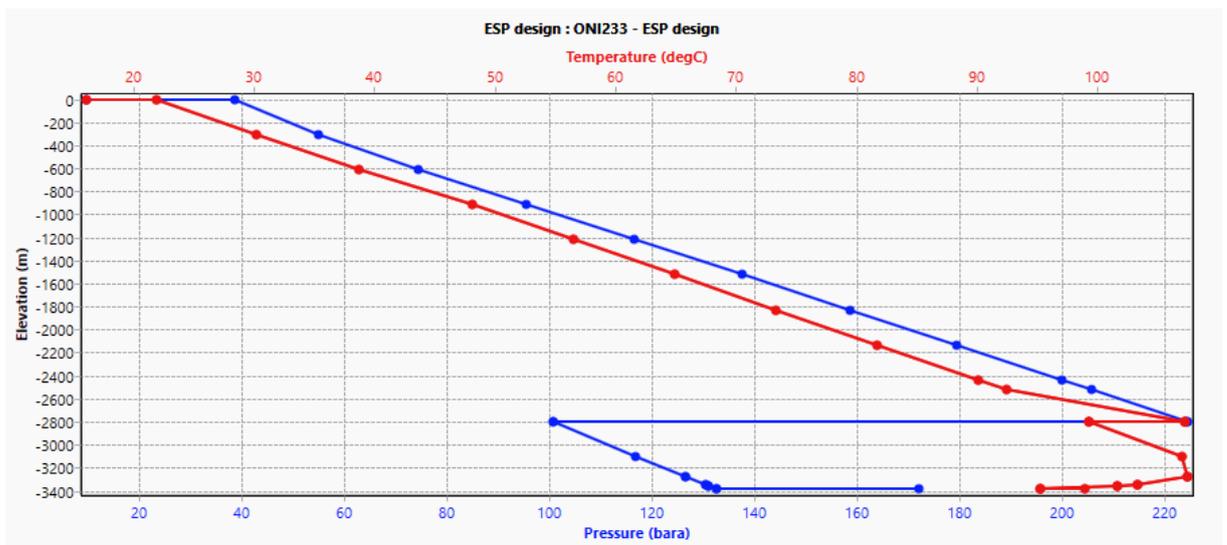


Figure III. 34 : profil de pression et de température après l'installation de la pompe

Installation finale de la pompe : Le logiciel PIPESIM configure automatiquement la pompe ESP sur le design du puits.

III.2.3 Etude du puits OMJ232

III.2.3.1 les données du puits

Les data du fluide

Tableau III. 9 : les data du fluide du puits OMJ232.

Fluid model	Pression de saturation	Densité d'eau	Température	RS à la pression de saturation
Black Oil	153.966 kg/cm ²	1.2748	118 °C	190.0359 sm ³ /sm ³

III.2.3.2 Modélisation avec PIPESIM

Après avoir introduit les données du puits (le tubage, les données de la complétion, les résultats du dernier test fait du BUILD UP et de JAUGEAGE) le logiciel nous permet la conception de notre puits. Cependant avant d'entamer la calibration de ces tests on doit corriger les pressions qui sont représentées dans le tableau suivant.

Tableau III. 10 : les pressions corrigées à mi-perforations.

PFD	PFD corrigée	Pg	Pg corrigé	H mi-perforations
229 kg/cm ²	233.615 kg/cm ²	257 kg/cm ²	261.615 kg/cm ²	3422.00 m

Build up matching : Le derniers test build up a été effectué le 14/01/2018, les résultats doivent être matché pour qu'on puisse utiliser la bonne corrélation pour déterminer le point de fonctionnement de l'analyse nodale, on choisit la corrélation qui nous donne un débit plus

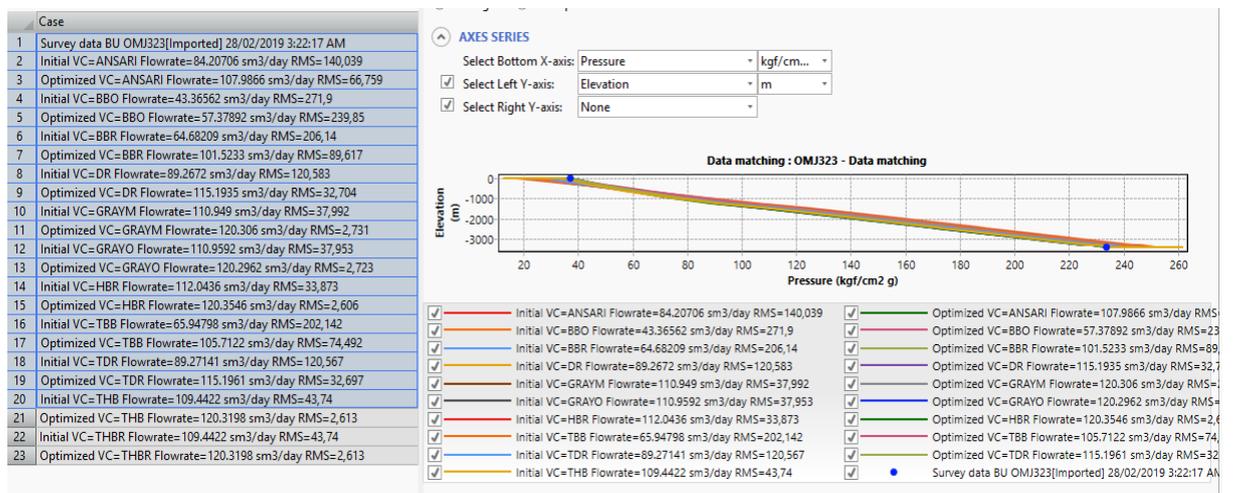


Figure III. 35 : les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données

proche du débit donné dans le test ainsi les pressions doivent être les mêmes que celles corrigées. Dans la figure IV.12 y a eu plusieurs courbes qui correspondent à plusieurs corrélations, selon les données qu'on a, la corrélation qui a été matchée est celle de GRAY modified qui est représenté dans la figure au-dessous :

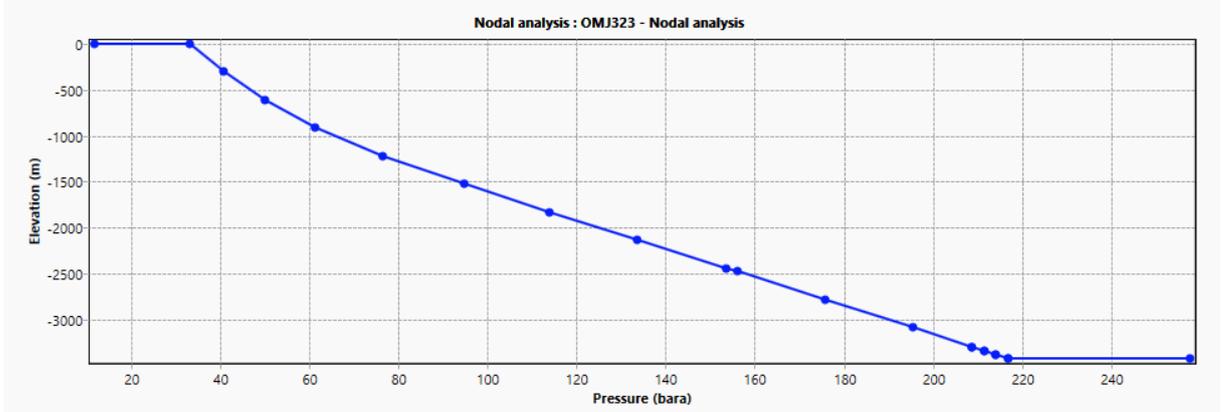


Figure III. 36 : BUILDUP matché par la corrélation de GRAY

Le modèle PIPESIM de ce puits montre qu'il existe une bonne marge pour augmenter la production le graphique d'analyse nodale est illustré dans le graphique ci-dessous :

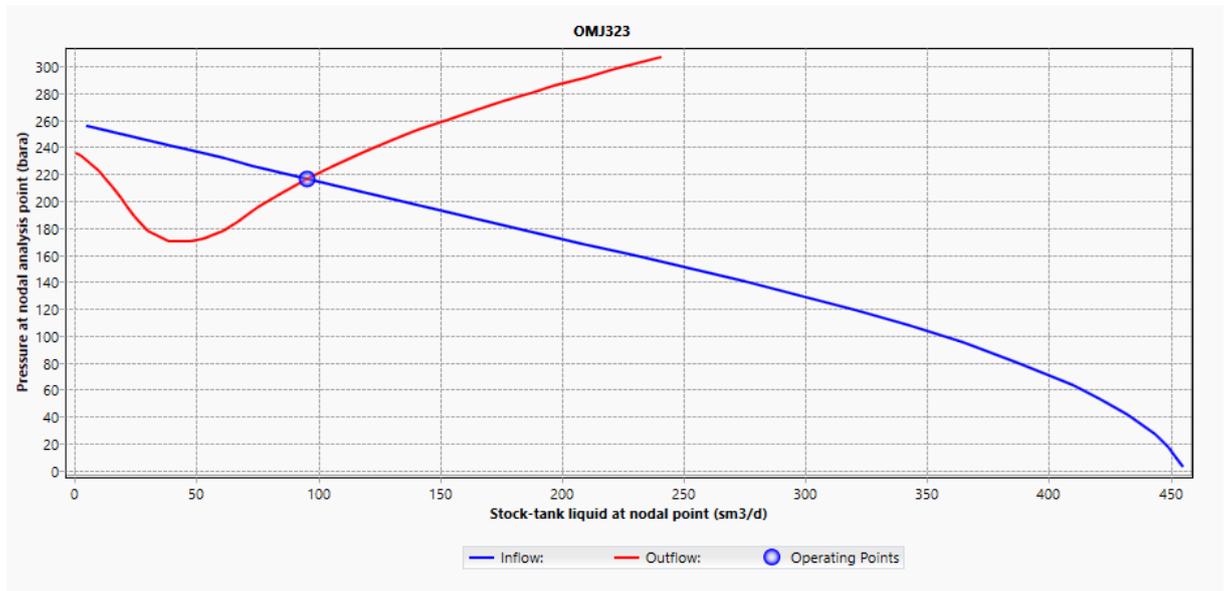


Figure III. 37 : point opérationnel du puits OMJ323

Tableau III. 11 : Les données calibrées par PIPESIM

Pg	Débit produit	IP	Pression de tête	PFD
261.615 kg/cm ²	123.12 m ³ /d	4.397	18 kg/cm ²	233.615 kg/cm ²

Sur la base du modèle de puits, la meilleure corrélation donnant une précision raisonnable pour OMJ323 est GRAY M, Cette corrélation particulière sera sélectionnée pour une analyse ultérieure. Les parcelles générées à l'aide de cette corrélation sont mentionnées ci-dessous :

Jaugeage 21/02/2019 : la simulation du dernier jaugeage nous donne les résultats suivants :



Figure III. 38 : Data matching jaugeage

Profile P-T :



Figure III. 39 : profil de pression du puits OMJ323

III.2.3.3 simulation pour l'activation avec Gaz lift

Basé sur le modèle de puits utilisant les derniers paramètres de jaugeage afin d'optimiser l'élévation du gaz. Les paramètres de production avec gaz lift sont indiqués dans le tableau suivant

Tableau III. 12 : les résultats obtenus par l'activation par gaz lift

Débit injecté	Débit produit	IP	Pression de tête	Pression de fond
20 000 m ³ /d	126.18 m ³ /d	4.007	68 bars	203 bars

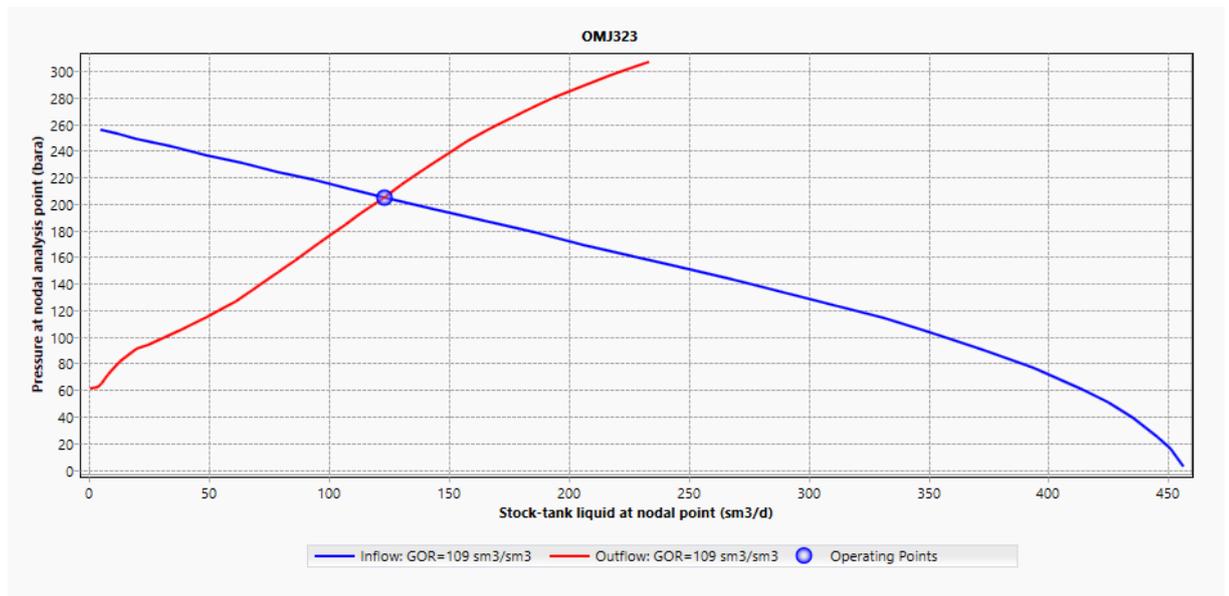


Figure III. 40 : modélisation pour le gaz lift du puits OMJ323

Selon le dernier jaugeage le puits produisait 95.05m³/d, en l'activant avec du gaz lift le débit augmente jusqu'à 126 m³/d mais ça reste toujours insuffisants et surtout qu'on injecte 20 000 m³/d de gaz ajoutant à ce fait la pression trop élevée au niveau de la tête de puits comparant à la productivité qu'une pompe ESP pourra nous fournir et surtout aux capacités du puits qu'il dispose actuellement qu'on a mentionné précédemment dans les données du puits.

III.2.3.4 Objectifs de conception et analyse

ESP Design nous permet de sélectionner des ESP appropriés parmi les bases de données et effectue les calculs nécessaires pour déterminer le nombre d'étapes nécessaires à atteindre le débit cible dans des conditions de puits, de fluide et de fonctionnement données. Plusieurs opérations sont dans le cadre de la conception de l'ESP du puits pour calculer et rendre compte de la performance du puits avant et après un ESP est installé. Dans ce cas, nous utiliserons Design Rite qui nous permet de sélectionner la pompe, l'entrée et tous les appareils à gaz nécessaires, sélectionnez le moteur et les autres composants

Des données d'entrée

Sélection de la pompe : le choix de la pompe est basé sur le débit souhaité et le diamètre du corps En fonction de ces critères, la pompe suivante est choisie.

Après avoir choisi la pompe qui correspond aux données introduites et aux exigences ainsi les résultats voulu atteindre comme l'indique les deux figures III.18 le logiciel fait apparaitre une liste triée répondant aux conditions posées.

Pour ce puits on a choisi la pompe REDA dont le model est DN1800, série 400 et avec une efficacité de 73 %. Sachant que la pompe est installée à une profondeur de 2800m.

BOUNDARY CONDITIONS

Branch end: OMJ323 - Wellhead

Outlet pressure: 30,4332 bara

Reservoir pressure: 257,5699 bara

Reservoir temperature: 115 degC

GOR: 110 sm3/sm3

Watercut: 0 %

DESIGN PARAMETERS

Design production rate: 192 sm3/d

Design option: Replace all ESPs

Pump depth: 2800 m

Design frequency: 60 Hz

Gas separator present:

Separator efficiency: 100 %

PUMP SELECTION

Pump: REDA DN1800

Stage by stage calculation:

Head derating factor: 1

Rate derating factor: 1

Power derating factor: 1

Viscosity correction:

Figure III. 41 : critère désirés de la pompe

La figure III.19 Montre la liste des pompes proposées par le logiciel.

Casing ID: 154,7876 mm

Equipment clearance: 12,7 mm

Design frequency: 60 Hz

Design flowrate: 192 sm3/d

Intake liquid rate: 269,9408 m3/d

Intake total rate: 269,9408 m3/d

Show recommended pumps:

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate m3/d	Max. flowrate m3/d	Efficiency at d... %
1	REDA	DN1800	400	190,7848	381,5695	73,66875
2	XPC	D1800EZ	400	187,605	379,9797	70,25442
3	XPC	D1800EZ (387)	387	187,605	379,9797	70,25442
4	ESP	TD1750	400	190,7848	325,924	68,73858
5	REDA	DN1750	400	190,7848	325,924	68,1539
6	REDA	DN1750(387)	387	190,7848	325,924	68,1539
7	XPC	D1760EZ	400	198,7341	333,8733	67,15967
8	XPC	D1760EZ (387)	387	198,7341	333,8733	67,15967
9	CENTRILIFT	P18	400	158,9873	397,4683	66,51916
10	ESP	TD2200	400	222,5822	445,1645	64,50193
11	ODI	RA16	55	190,7848	317,9746	64,07683
12	ODI	R14	55	174,886	270,2784	63,20553
13	XPC	D2100EZ	400	222,5822	421,3164	61,75623
14	XPC	D2100EZ (387)	387	222,5822	421,3164	61,75623
15	ODI	RA22	55	238,481	397,4683	61,71353
16	REDA	D2400N	400	238,481	508,7594	61,39901

Figure III. 42 : pompes suggérées par le logiciel PIPESIM

Analyse des performances de la pompe choisie

Dans la **figure III.20** on constate que le débit varie en fonction de la fréquence choisie pour la pompe, dans notre cas le débit désiré à produire est de 192 m³/d ce qui nécessite une fréquence

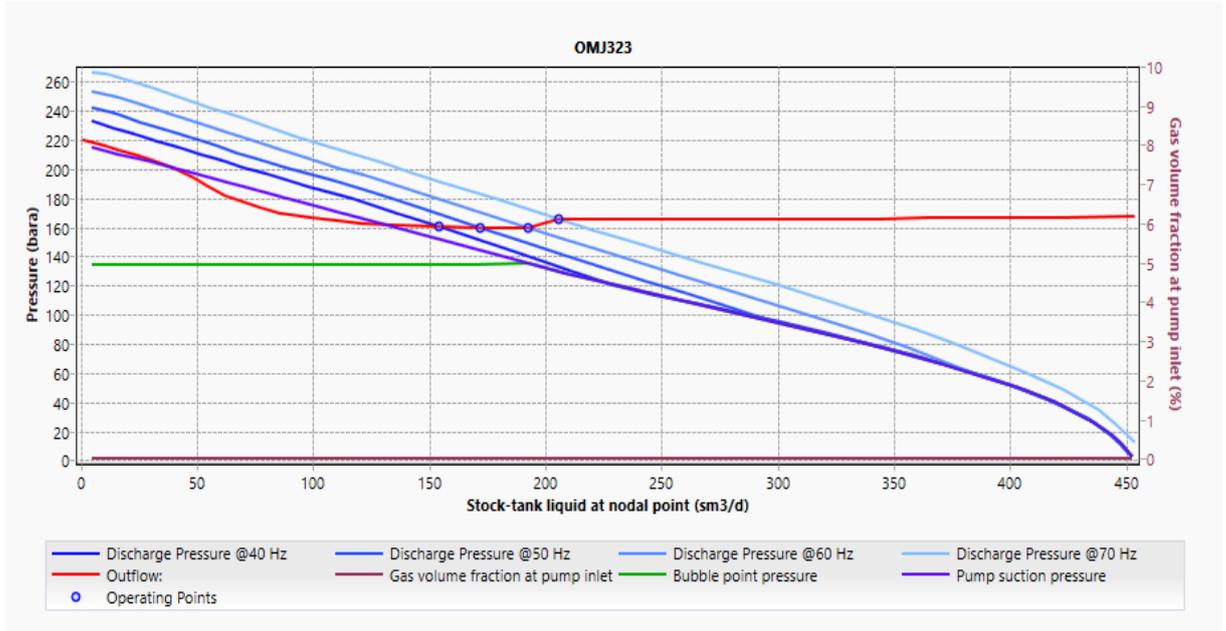


Figure III. 43 : performance de la pompe en fonction de la variation de la fréquence

de 60 Hz, remarquant aussi que le point de bulle est au-dessous du point de fonctionnement de notre pompe ce qui nous évitera des problèmes lors de la production dus à la présence de gaz.

Le logiciel nous traduit quelque données représentées dans les graphes en chiffres, dans la

figure III.21 on a toutes les données nécessaire sur les conditions de fonctionnement de a pompe REDA DN 1800, dont on y trouve les paramètres du design, les conditions opératoires, les paramètres de la prise (Intake) et également les paramètres de la pompe

DESIGN PARAMETERS		
Design flowrate:	141176,5	L/d
Design frequency:	60	Hz
OPERATING CONDITIONS		
Operating flowrate:	141828,9	L/d
Outlet pressure:	30,4332	bara
Total dynamic head:	374,4173	m
INTAKE CONDITIONS		
Intake pressure:	135,4508	bara
Intake liquid rate:	271,2318	m3/d
Intake gas rate:	0	m3/d
Intake gas volume fraction:	0	fract.
PUMP PARAMETERS		
Pump:	REDA DN1800	
Stages:	67	
Speed:	3499,992	rpm
Efficiency:	74,16186	%
Power:	10,10112	kW
Head:	374,4173	m
Differential pressure:	23,95448	bar

Figure III. 44 : paramètres de la pompe choisie

La courbe de performance actuelle de la pompe : Ce qui importe dans cette courbe c'est le nombre d'étages qui est dans notre cas 67, raisonnable et aussi évitera un drain long, aussi la ligne verticale en bleu discontinue, elle représente le débit entrant dans l'intake et on le voit bien qu'il est au milieu de la zone de fonctionnement entre 190 m³/d et 380 m³/d, ce qui donne un avantage ou une marge pour la pompe. Parce que si ce débit est au-dessous du down-thrust (minimum) ou au-dessus de l'up-thrust (maximum) la pompe s'arrêtera et ne pourra pas fonctionner.

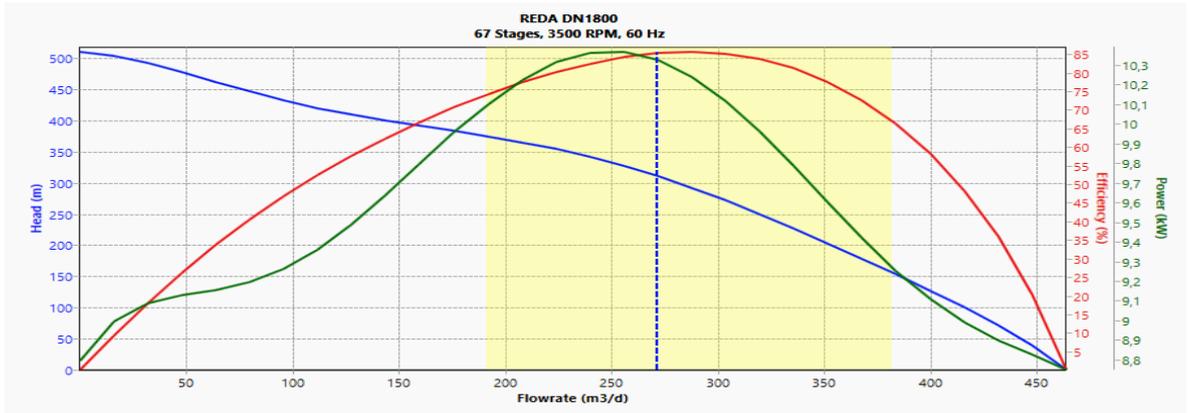


Figure III. 45 : courbe de performance de la pompe

Analyse nodale du puits : la courbe montre que la pompe pourra fonctionner correctement dans le puits OMJ323, cependant le point de fonctionnement n'est pas loin du point de bulle, malgré cela, ça ne causera pas de problème puisque elle est équipée d'un séparateur de gaz au fond.

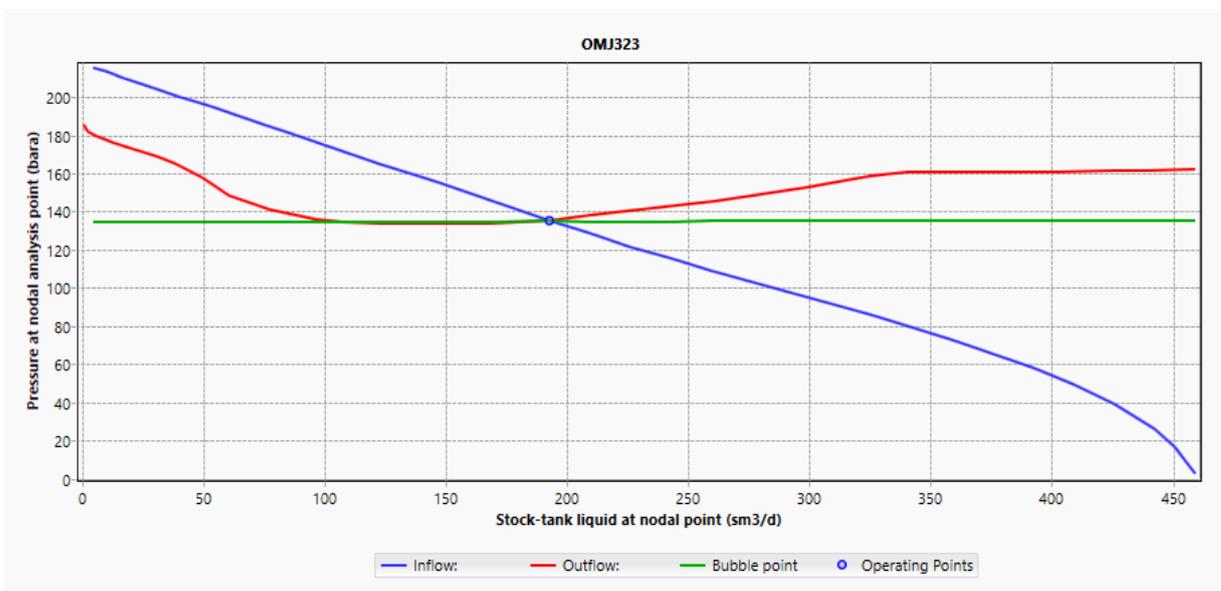


Figure III. 46 : point de fonctionnement de la pompe

Le profil de P-T du puits : la figure III.24 illustre la variation de la température et de la pression en fonction de la profondeur après l'installation de la pompe

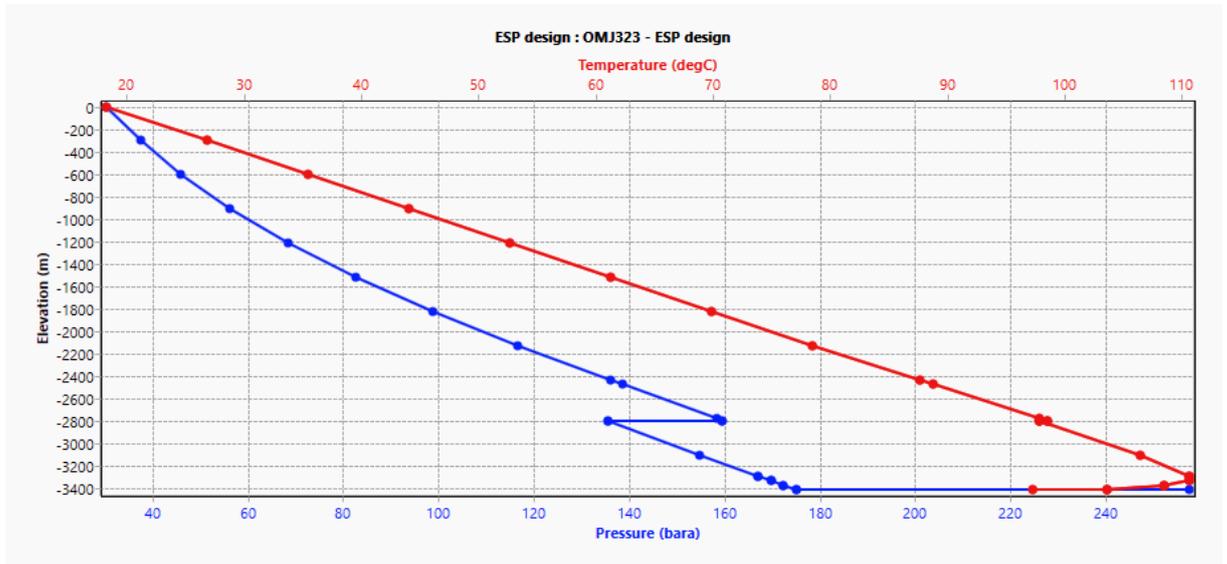


Figure III. 47 : profil de température et de pression du puits après la descente de la pompe

Après avoir eu les résultats de la modélisation et qu'on approuve le choix définitif de la pompe on installe la pompe choisi pour que le logiciel l'ajoute à la conception générale du puits.

III.2.4 Conclusion

La modélisation nous donne une image du puits à l'avenir proche et nous permet d'envisager certains scénarios adéquat à chaque situation. Les paramètres simulés par le logiciel PIPESIM ne sont pas constant, ils changent avec le temps et varie en fonction du comportement du puits et ses condition de production A première analyse la pompe ESP est plus rentable que le Gaz lift.

Chapitre IV : Etude comparative et économique

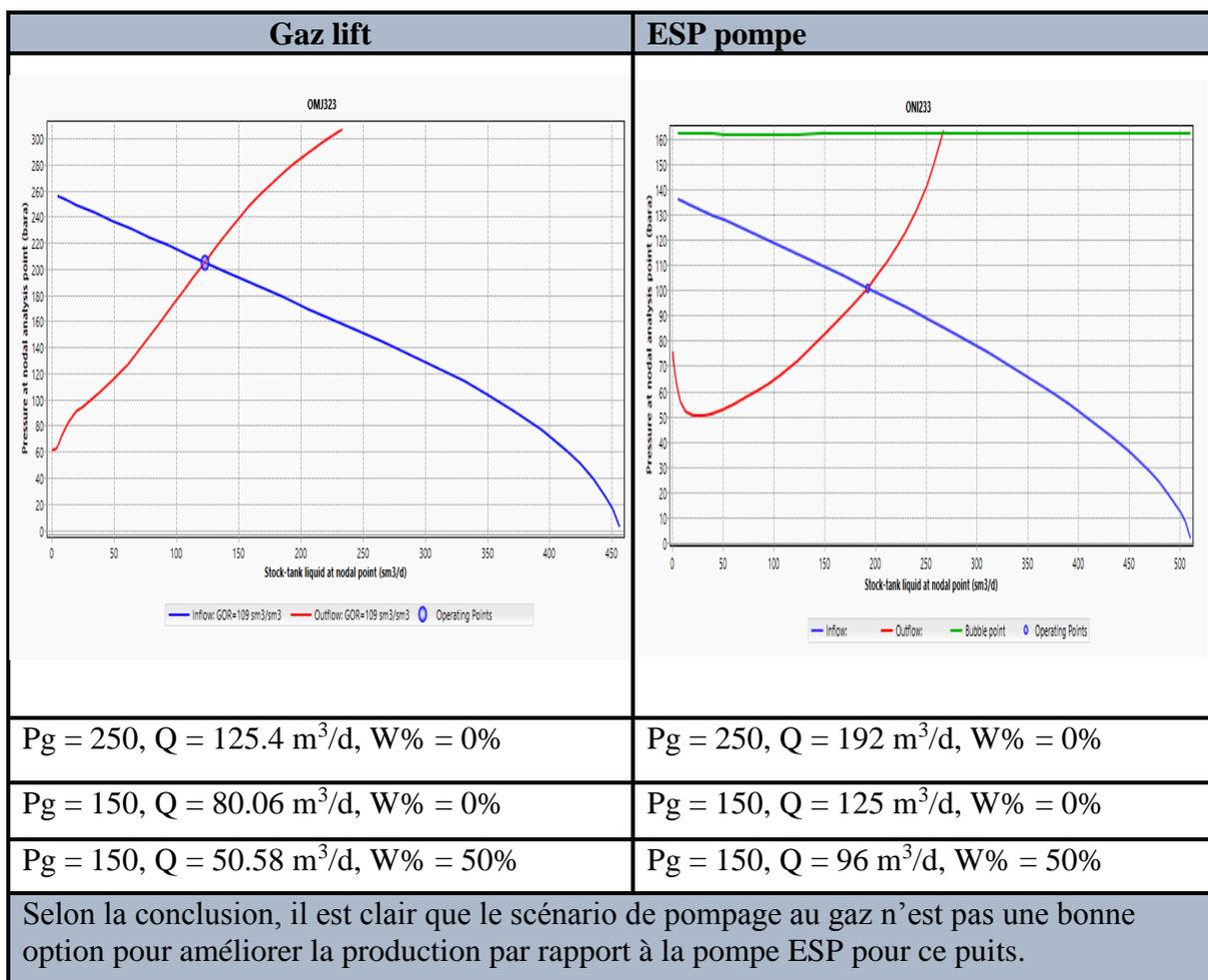
comparative et économique

IV.1 comparaison entre pompe ESP et gaz lift

IV.1.1 évaluation technique

Les résultats de la comparaison de la production (**tableau IV.1**) montrent que la solution ESP donne un taux de production plus élevé par rapport à la solution de gaz lift dans les mêmes conditions de puits.

Tableau IV. 13 : comparaison technique entre la pompe ESP et le Gaz lift



IV.1.1.1 Prévisions de production avec les deux méthodes d'activation

Nous avons établi une prévision de production avec la courbe de déclin utilisant le logiciel OFM par la méthode harmonique.

Remarque : on se qui concerne l'étude comparative et économique on étudiera un seul puits, vu que les résultats sera le même avec les deux cas étudiés.

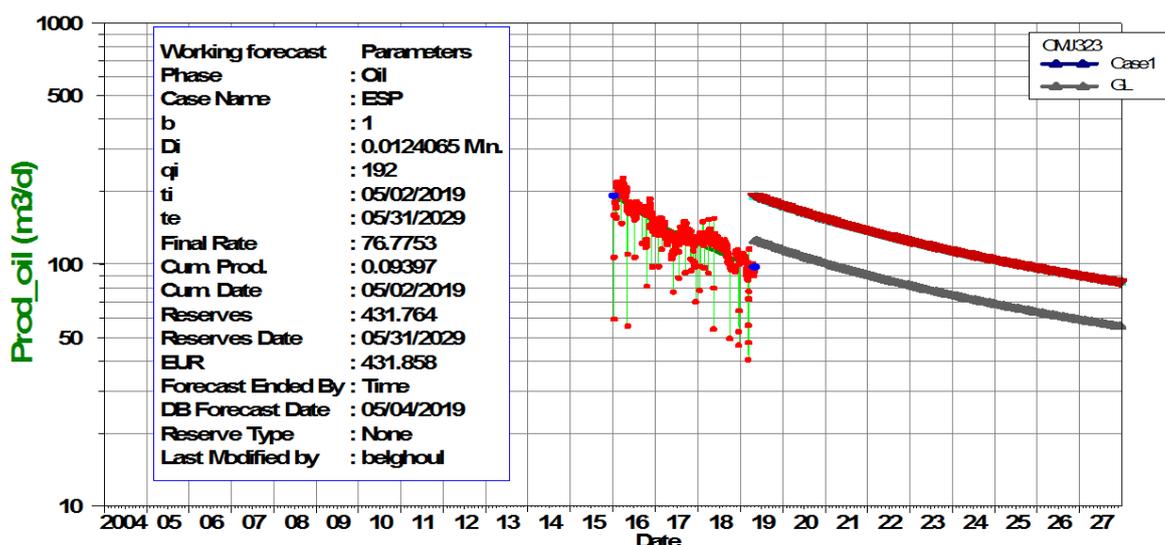


Figure IV. 48 : prévision de production du puits OMJ323

Le tableau ci-dessous représente les résultats prévisionnels

Tableau IV. 14 : production prévisionnelles avec les deux méthodes d'activation

Année	Gaz Lift (bbl)	Pompe ESP (bbl)
Juin 2019 – mai 2020	268578,158	408683.738
Juin 2020 – mai 2021	234768,542	357226,614
Juin 2021 – mai 2022	209483,443	318719,642
Juin 2022 – mai 2023	189118,359	287768,179
Juin 2023 – mai 2024	172702,898	262965,068

IV.1.2 Evaluation économique

IV.1.2.1 Qu'est-ce qu'un « VNP » ?

La VNP donnera la valeur d'un projet pendant toute sa durée de vie en tenant compte des coûts en capital, des coûts d'exploitation, de l'amortissement et des revenus. Voici la formule de calcul de la valeur actualisée nette :

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{Ct}{(1+r)^t} - Co \dots\dots\dots (IV.1)$$

Où :

Ct : entrée nette de trésorerie au cours de la période t

Co = total des coûts d'investissement initial.

r = taux d'actualisation et t = nombre de périodes.

En règle générale, un investissement avec une VAN positive sera rentable et un investissement avec une VAN négative entraînera une perte nette. Ce concept est à la base de la règle de la valeur actualisée nette, qui stipule que les seuls investissements devant être effectués sont ceux avec des valeurs de VAN positives [6].

IV.1.2.2 Qu'est-ce qu'un « paiement » ou « POT » ?

Un paiement est le rendement financier attendu d'un investissement sur une période donnée [6].

$$POT = \frac{Co}{Ct} \dots\dots\dots (IV.2)$$

IV.1.2.3 Qu'est-ce que l'indice de rentabilité ?

L'indice de rentabilité est un indice qui tente d'identifier la relation entre les coûts et les avantages d'un projet proposé en utilisant un ratio calculé comme suit :

$$\text{Indice de profabilité} = \frac{PV \text{ des revenus futur}}{\text{investissement initial}} \dots\dots\dots (IV.3)$$

IV.1.2.4 Etude économique du Gaz lift

Les résultats des calculs pour l'installation de Gaz lift sont indiqués dans le tableau IV.3

Tableau IV. 15 : couts d'investissement pour l'activation par Gaz lift

Equipements	Nombre de jour	Prix
Le cout de l'opération de snubing	15	759588.95 \$
Les pertes dues à l'arrêt de production	15	627 672.719 \$
La connexion au puits	650 m	37373.66 \$

Notons que :

- Taux d'actualisation 1% (supposé être fixe pendant le fonctionnement),
- Période d'étude de 4 ans, l'année de référence est 2019.

Tableau IV. 16 : les revenus de l'investissement avec Gaz lift

Année	2019	2020	2021	2022	Total
Co (\$)	1 424 635.329	0	0	0	/
P (\$/bbl)	65	65	65	65	/
Q (bbl)	161 005.612	247 831.722	219 250.385	197 571.737	825 659.456
Ct (\$)	10 465 364.78	16 109 061.93	14 251 275.03	12 842 162.91	53 667 864.69
Ct (\$) réduit	10 360 711.13	15 947 971.13	14 108 762.27	12 713 741.28	53 131 186.05

La valeur actuelle nette (VAN) du projet est :

51.70*10⁶

Un délai de paiement du projet est donné en utilisant la production totale :

2.68 Jour

L'indice de rentabilité est :

37.29%

IV.1.2.5 Etude économique de la pompe ESP

Calcul de la valeur actualisée des flux de trésorerie dans le cas d'une pompe ESP : Les données d'investissement pour l'installation d'une pompe ESP avec le fonctionnement par-dessus sont présentées dans le tableau IV.5

Tableau V. 17 : les couts d'investissement de la pompe ESP

Equipements	Nombre de jour	Prix
Le cout de l'opération de WO	30	643 867.8 \$
Les pertes de production durant le WO	30	569 810.004 \$
Prix du pipe	30	160 000 \$
Location de la pompe	/	1 600 \$

Les résultats du calcul pour OMJ323 dans le cas d'une installation ESP sont indiqués dans le tableau IV.6

Tableau IV. 18 : les revenus d'investissement avec la pompe ESP

Année	2019	2020	2021	2022	Total
Co (\$)	1 373 677.804	/	/	/	/
P (\$/bbl)	65	65	65	65	/
Q (bbl)	246 202.724	377 301.234	333 622.781	299 827.506	1 256 954.245
Ct (\$)	16 003 177.11	24 524 580.25	21 685 480.78	19 488 787.91	81 702 025.93
Loc de la pompe (\$/d)	342400	584000	584000	584000	2 094 400
Ct (\$) net	14 287 099.31	23 940 580.25	21 101 480.78	18 904 787.91	79 607 625.93
Ct (\$) réduit	15 843 145.34	24 279 334.44	21 468 625.97	19 293 900.03	81 620 323.9

La valeur actuelle nette (VAN) du projet est :

80.24*10⁶

Un délai de paiement du projet est donné en utilisant la production totale :

1.68 Jour

L'indice de rentabilité est :

59.41%

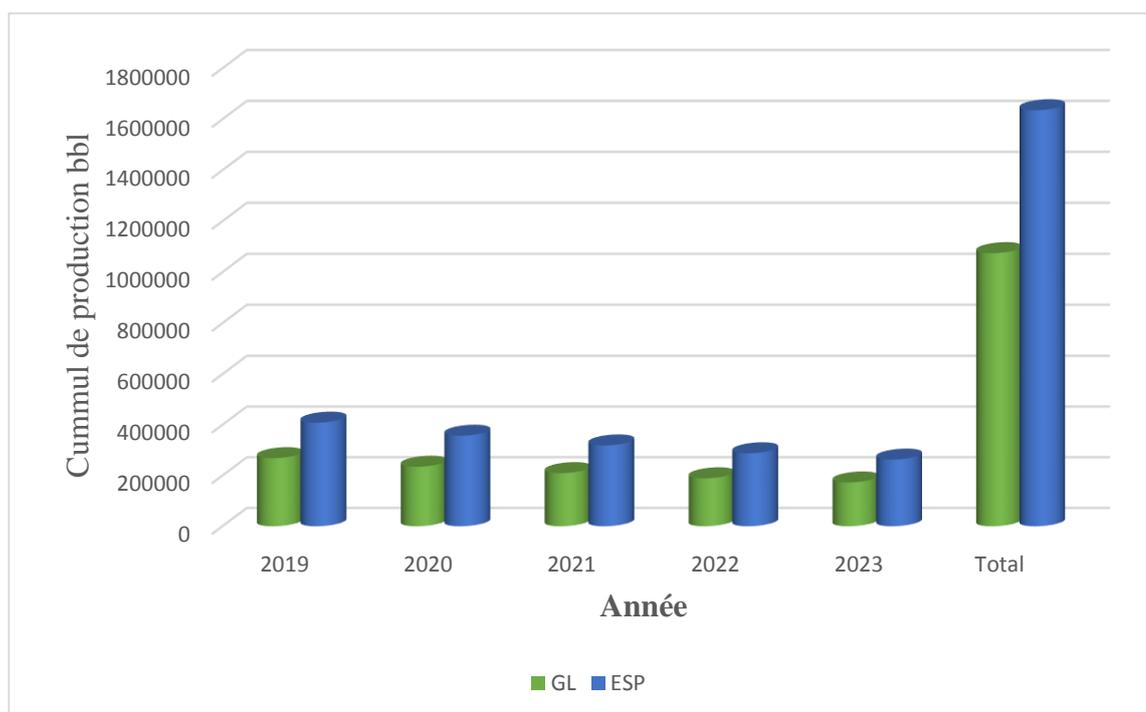


Figure IV. 49 : cumul de production pour le Gaz lift et ESP pompe

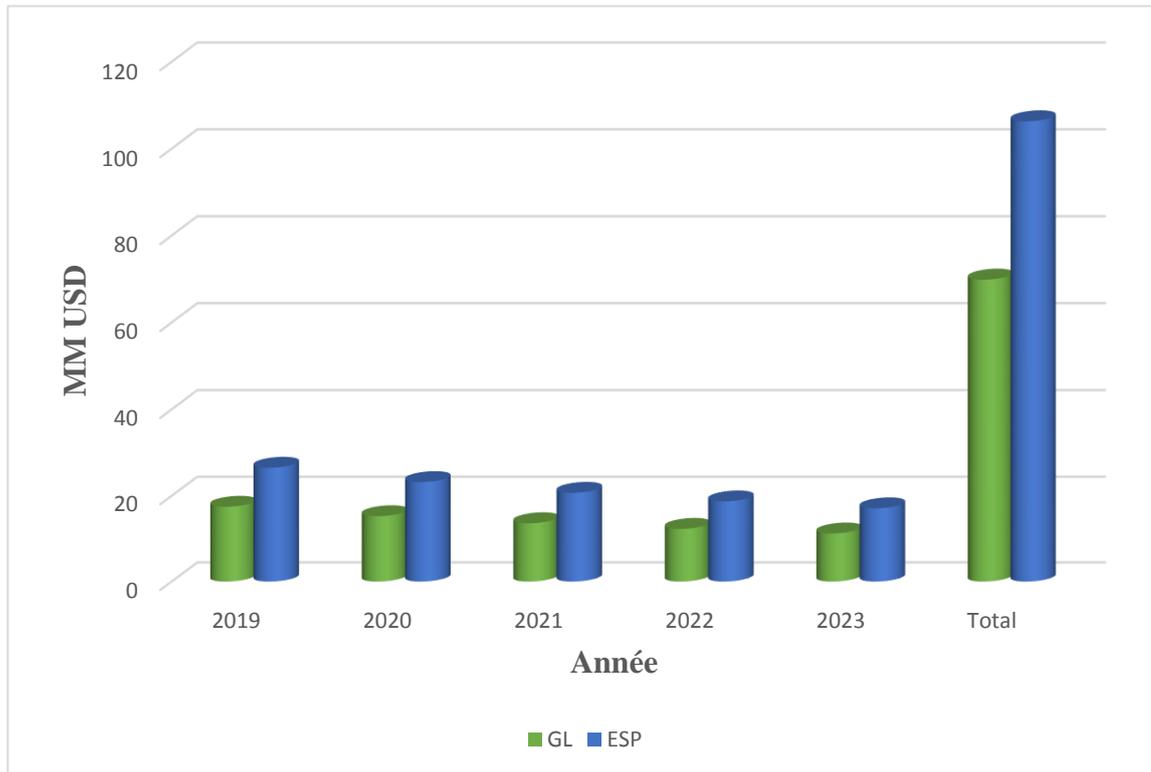


Figure IV. 50 : Les revenus en dollars pour Gaz lift et ESP pompes

IV.2 Conclusion

D'après l'étude comparative la récupération avec la pompe ESP permet d'augmenter le débit mais aussi allonge la vie du puits par rapport à la récupération avec gaz lift.

Les résultats de la comparaison entre ESP et gaz Lift, présentés ci-dessus, montrent que le gain économique tiré de l'utilisation de l'ESP est plus important que celui du gaz lift.

Conclusion

Actuellement à Hassi Messaoud la récupération avec les pompes ESP est considérée comme une expérience en période d'essai vu qu'on ne trouve pas plus de 6 puits qui débitent avec cette technique d'activation artificielle. Cependant, les pompes doivent pouvoir traiter une large gamme de fluides ainsi améliorer le taux de récupération de certains puits qui répondent aux critères de sélection. La simulation faite nous a permis de réaliser une conception semble être valable pour les conditions futures prévues lorsque la production se situe à gauche du meilleur point d'efficacité. À ce stade, ils ont une capacité supplémentaire et peuvent également fonctionner à un taux inférieur.

Par contre avant même d'en arriver à la phase de la modélisation, une étape est indispensable et beaucoup plus important qui est la phase de sélection des puits candidats à la descente de la pompe ESP, ces derniers doivent être parfaitement étudiés afin d'avoir un investissement réussi sur le plan technique et économique.

Il est possible que les pompes se situent au-dessous de leur limite aux premières années de leur mise en œuvre. Néanmoins, après de nombreuses années lorsque les conditions du réservoir vont changer et s'intensifier. Il est donc très important de rétablir la conception. Le comportement de plusieurs facteurs va prendre un autre chemin et sera en évolution permanente au cours de la vie du puits. Les importants qui affecteront l'efficacité de la pompe et la production de pétrole on y trouve : le water cut, GOR, la libération du gaz et aussi les différents dépôts (sels, sables...). Sur la base de l'étude des réservoirs réalisée précédemment, il est clair qu'aucune percée significative dans l'eau n'a été observée dans les puits étudiés et qu'il n'existe aucun risque de dégagement gazeux, mais le taux de fiabilité peut augmenter si la pression du réservoir diminue.

En comparant les coûts et le potentiel de production entre les méthodes d'activation artificiel (GL & ESP), les ESP sont le meilleur choix. Le capital investi au cours du projet ESP sera récupéré en une période deux fois beaucoup plus courte que celle du gaz lift. Comme conclusion, le projet ESP a plus de rentabilité que la solution de gaz lift, mais à condition que, si les puits choisis sont des biens candidats et répondent aux critères de sélection précédemment mentionnés.

Si on a choisi deux puits parmi ceux qu'on a sélectionné ou juger apte pour une récupération avec une pompe ESP c'est pour évaluer le comportement de deux cas différents soit pour une activation artificielle avec gaz lift ou pompe ESP, ces deux puits représentent deux cas différents et deux historique différents malgré quelques point en communs qui les réunis mais la modélisation a donner deux scénario différents. Rien n'empêche le meilleur scénario et le plus profitable reste celui de la pompe ESP

Recommandations

Selon l'étude des réservoirs et la simulation du chapitre précédent : c'est très bien recommandé à :

- L'étude de tous ces puits montre qu'ils sont de bons candidats pour l'ESP.
- Procédez à des essais de puits (buildup) pour obtenir des données de puits mises à jour pour chaque puits.
- Le taux d'huile critique du réservoir est nécessaire pour éviter plusieurs problèmes tels que migration fine, effondrement des pores, production de sable, formation de dépôts organiques, baisse rapide de la pression du réservoir.
- Faites passer une porte latérale coulissante (SSD) dans le puits avec le tube de production afin de l'utiliser lors du premier démarrage (nettoyage) et d'éviter l'intervention du coiled tubing.
- Lors du premier démarrage de la pompe, il est recommandé de réaliser un test de renforcement pour obtenir les nouveaux paramètres du puits et réévaluer le premier projet.
- Pour les puits à écoulement naturel, il est nécessaire d'ajouter une duse après la vanne annulaire pour créer une contre-pression d'annulaire et éviter le retour d'huile.
- Certains puits sélectionnés pour une descente de la pompe ESP auront besoin d'une intervention Wire line ou Coiled tubing, pour cela la complétion de l'outil ESP – Y est recommandée pour cette catégorie.
- Faites passer une conduite de contrôle avec le tubing de complétion pour l'injection d'eau et de produits chimiques si nécessaire.

Bibliographies

1. [1] T. Gabor, Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance, 2009.
2. [2] John Bearden, “*Electrical Submersible Pumps*”, Petroleum Engineering Handbook published by SPE , August 2007
3. [3] E. D, Coltharp: “Subsurface Electrical Centrifugal Pumps.” JPT, April 1984.
4. [4] Le process le puits activé par pompage centrifuge immergée (document de TOTAL)
5. [5] Boyun Guo, William C.Lyons, Ali Ghalambor, Petroleum Production Engineering, Elsevier Science & Technology Books 2007.
6. [6] Rev. Energ. Ren.: ICPWE (2003).
7. H. Dale Beggs, “Production Optimization Using NODAL™ Analysis”, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, 2003.
8. L. Camlleri, & P.Gambier, Schlumberger, Does your completion architecture meet all your production requirements, 2013.
9. COSSE, R. (1988). techniques d’exploitation pétrolière.
10. Schlumberger, ESP completion possibles.
11. LLC.IHS, D. (2002). Well performance analysis.
12. Vogel, J. W. (1968.). inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells
13. **Site internet :**
 - http://petrowiki.org/Centrifugal_pumps. Consulté le 12/04/2019 à 14H48.
 - http://petrowiki.org/Seal_chamber_section. Consulté le 12/04/2019 à 15H03.
 - <http://petrowiki.org/ESP.motors> Consulté le 26/03/2019 à 10H26.

A light blue rectangular button with a dark blue border and a subtle shadow. The word "Annexes" is centered on the button in a bold, black, serif font.

Annexes

Annexe

Casing Size, in. (mm)	Pump Diameter, in. (cm)*	Flow Rate—Minimum, B/D (m ³ /d)**	Flow Rate—Maximum, B/D (m ³ /d)**
4 ½ (114.3)	3.38 (8.57)	550	3,100
5 ½ (139.7)	4.00 (10.16)	150	6,800
6 ¾ (168.3)	5.13 (13.02)	750	12,000
7 (177.8)	5.38 (13.65)	900	18,400
7 ¾ (193.7)	5.62 (14.29)	9,500	24,000
8 ¾ (219.1)	6.75 (17.15)	5,000	46,000
10 ¾ (273.0)	8.75 (22.23)	10,300	32,200
13 ¾ (339.8)	10.25 (26.04)	19,200	58,900

*This is the nominal diameter of the pump and not necessarily the maximum diameter of the ESP.
**These rates are based on the ESP operating at 60 Hz (3,500 rpm).

Figure 1 : les performances des pompes typiques avec différents diamètres

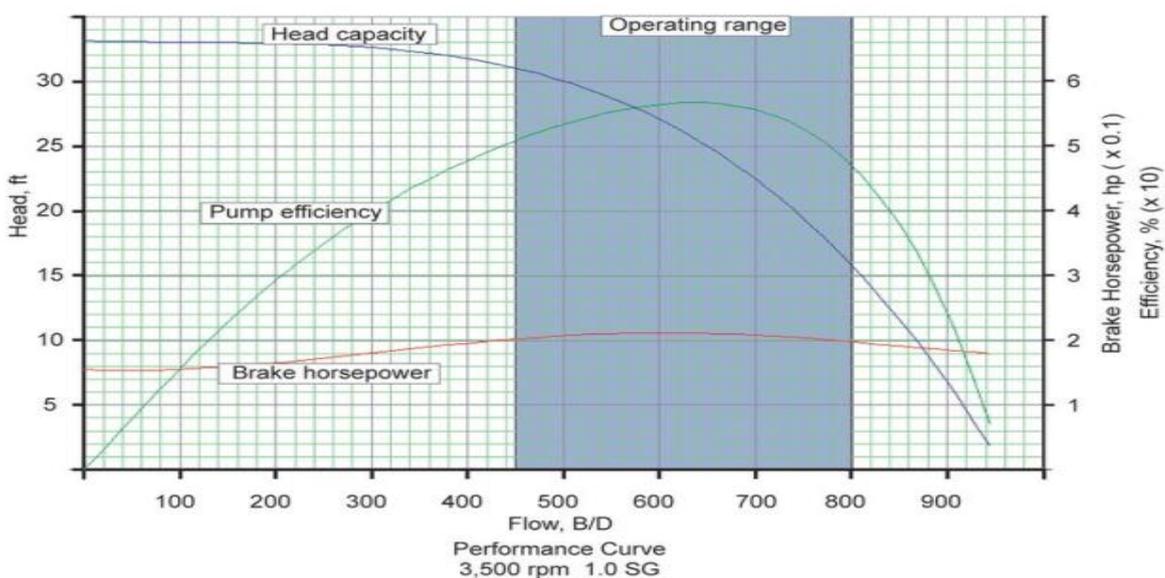


Figure 2 : la courbe de performance pour un étage radial

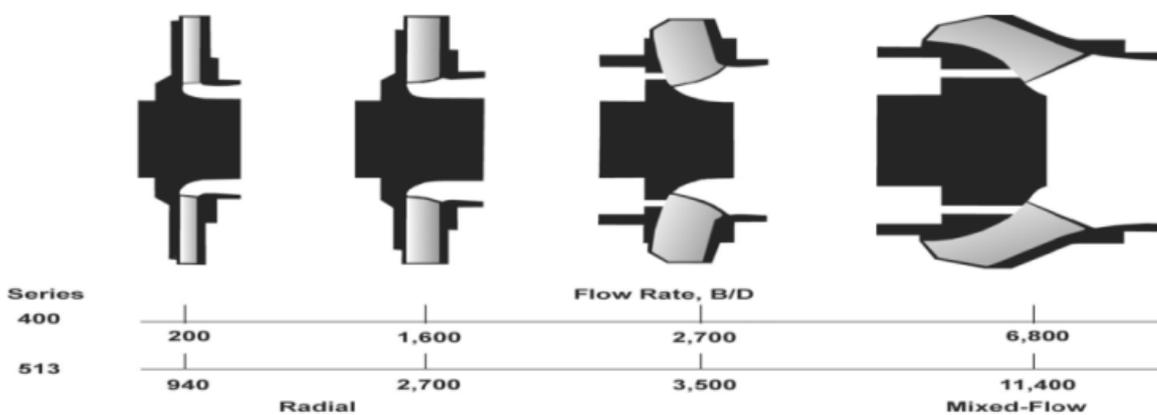


Figure 3 : le design d'un étage de la pompe centrifuge VS le débit fourni

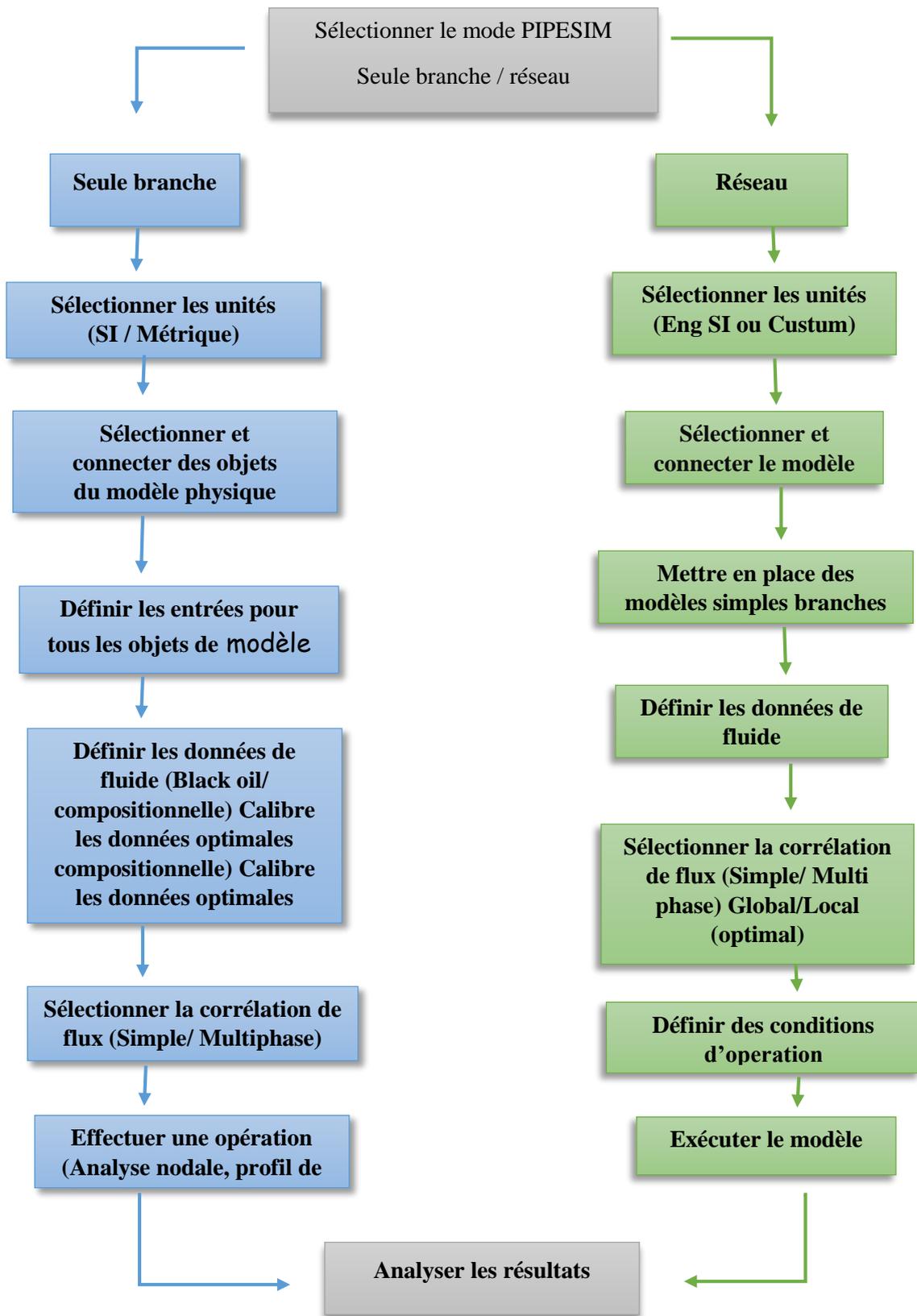


Figure 4 : Organigramme du logiciel PIPESIM

Tableaux 1 : Les désignations de série des pompes sont définies comme suivant :

Type	Séries	D extérieur	D intérieur
A	338	3.38''	4 ½''
D	400	4.00''	5 ½''
G	540	5.13''	6 5/8''
S	538	5.38''	7''
H	562	5.63''	7''
J	675	6.75''	8 5/8''
L	738	7.25''	9 5/8''
M	862	8.63''	10 ¾''
N	950	9.50''	11 ¾''
	950	10.00''	11 ¾''
p	1125	11.25''	13 3/8''

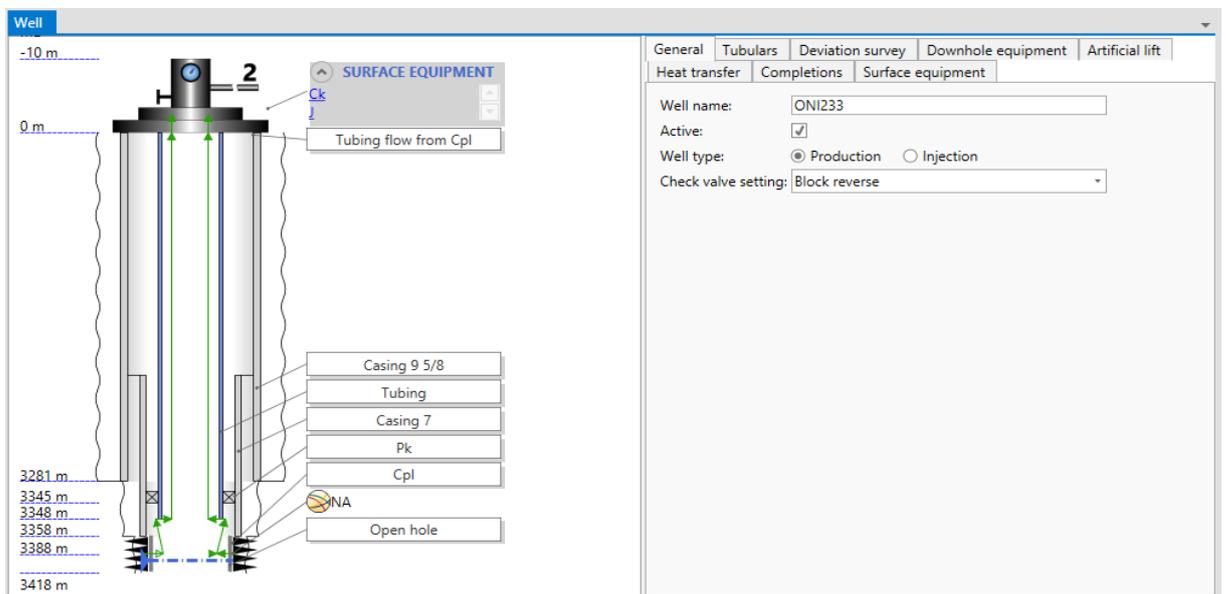


Figure 5 : Model du puits ONI233

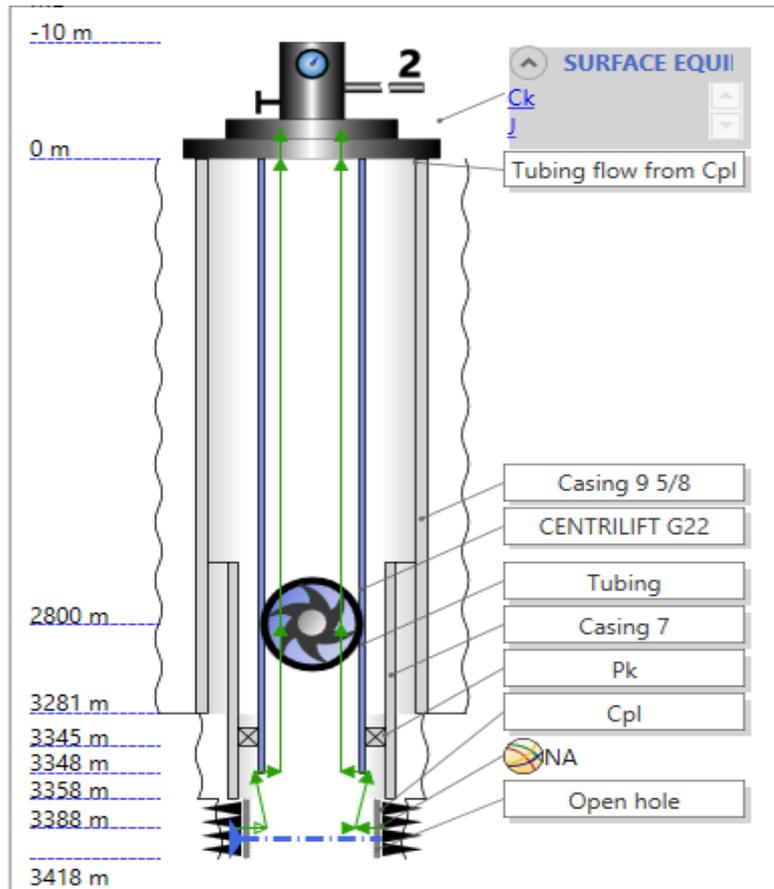


Figure 6 : conception finale du puits ONI233

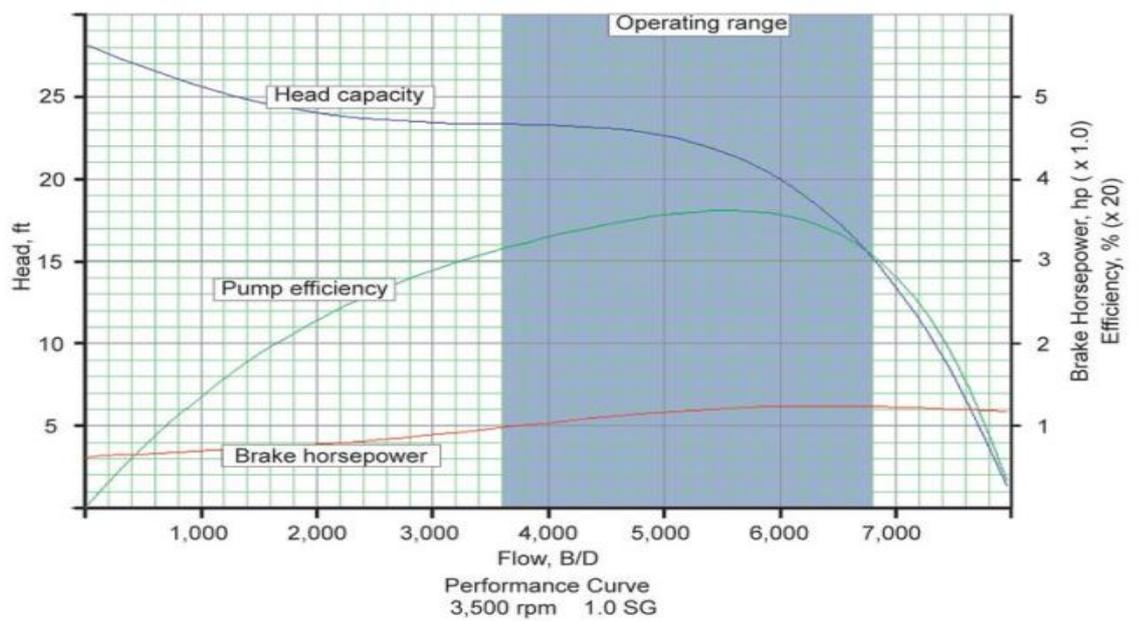


Figure 7 : la courbe de performance pour un étage miste

Les equations des corrélations utilisées avec PIPESIM

Equation de HAGEDORN & BROWN :

$$144 \frac{\Delta p}{\Delta h} = \bar{\rho}_m + \frac{f \cdot w^2}{2,9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m} + \bar{\rho}_m \frac{\Delta \left(\frac{V_m^2}{2g} \right)}{\Delta h}$$

Avec :

$\bar{\rho}_m$: La densité moyenne du mélange.

$$\bar{\rho}_m = H_L \bar{\rho}_L + (1 - H_L) \bar{\rho}_g$$

$\bar{\rho}_L$: Densité du liquide.

$\bar{\rho}_g$: Densité de gaz.

H_L : Fraction liquide.

f : Facteur de glissement.

q_L : Débit liquide.

w : Masse totale du liquide.

d : Diamètre de tubing.

V_m : La vitesse superficielle de mélange.

$$V_m = V_{sl} + V_{sg}$$

$$V_{sl} = \frac{q_L}{A_p}$$

V_{sl} : La vitesse superficielle du liquide.

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A_p}$$

V_{sg} : La vitesse superficielle de gaz.

q_g : Débit de gaz.

A_p : Section de passage.

Procédure d'application de la méthode de Vogel :

a) Pour un réservoir saturé : $\bar{p}_r < p_b$

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

b) Pour un réservoir sous-saturé : $\bar{p}_r > p_b$

Dans ce cas, la pression de fond du puits peut être supérieure ou inférieure à la pression de bulle.

b.1) donnée de test : $p_{wf} \geq p_b$

- Calculer l'index de productivité J en utilisant les données de test :

$$J = \frac{q_o}{p_r - p_{wf}} \quad (2)$$

- Calculer q_b en utilisant l'équation :

$$q_b = J_{p_b} (\bar{p}_r - p_b) \quad (3)$$

- Générer les IPR en utilisant l'équation :

$$q = q_b + \frac{J_{p_b} P_b}{1.8} \left[1 - 0.2\left(\frac{p_{wf}}{P_b}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wf}}{P_b}\right)^2 \right] \quad (4)$$

Les IPR pour $p_{wf} \geq p_b$ sont linéaires.

b.2) donnée de test : $p_{wf} \leq p_b$

- Calculer J en utilisant les données de test et l'équation :

$$q = q_b + \frac{J_{p_b} P_b}{1.8} \left[1 - 0.2\left(\frac{p_{wf}}{P_b}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wf}}{P_b}\right)^2 \right] \text{ et remplacer : } q_b = J^* (\bar{p}_r - p_b)$$

Donc :
$$J = \frac{q_o}{\bar{p}_r - p_b + \frac{p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]} \quad (5)$$

- Calculer q_b par l'équation (16).
- Générer les IPR en utilisant l'équation (17) pour $p_{wf} \leq p_b$.

Les IPR pour $p_{wf} \geq p_b$ sont linéaires et peut être générés par :

$$q_o = J \cdot (\bar{p}_r - p_{wf}) \quad (19)$$

La méthode de Vogel est applicable pour un facteur d'endommagement nul ($s=0$).

.10.2) Extension de Standing dans le travail de Vogel :

Standing a proposé une procédure pour introduire l'effet de l'endommagement ou la stimulation du réservoir.

Le degré d'altération de la perméabilité peut être exprimé en termes de rapport de productivité ou efficacité (FE) : Flow Efficiency.

$$FE = \frac{\text{draw down idéal}}{\text{draw down actuel}} = \frac{(\bar{p}_r - p_{wf}')}{(\bar{p}_r - p_{wf})} = \frac{q/J'}{q/J} = \frac{J}{J'} \quad (6)$$

Où :

$$p_{wf}' = p_{wf} + \Delta P_{skin}$$

$$FE = \frac{(\bar{p}_r - p_{wf} - \Delta P_{skin})}{(\bar{p}_r - p_{wf})} \quad (7)$$

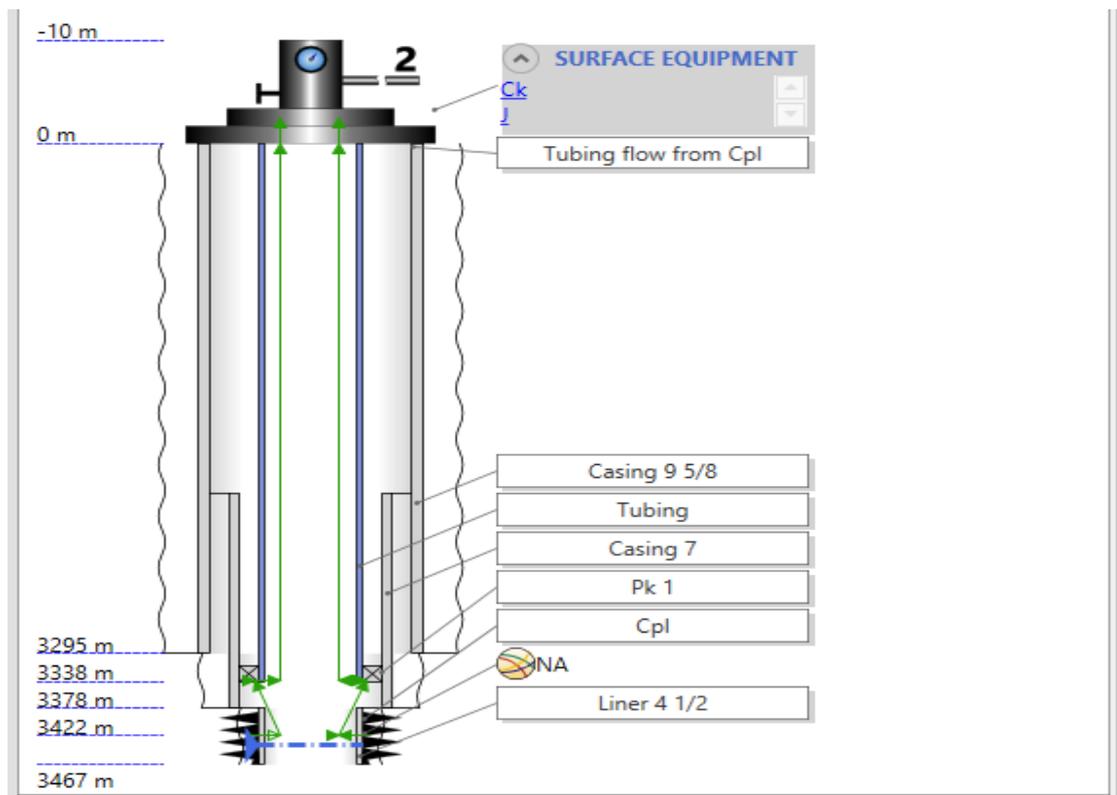


Figure 8 : conception initiale du puits par PIPESIM

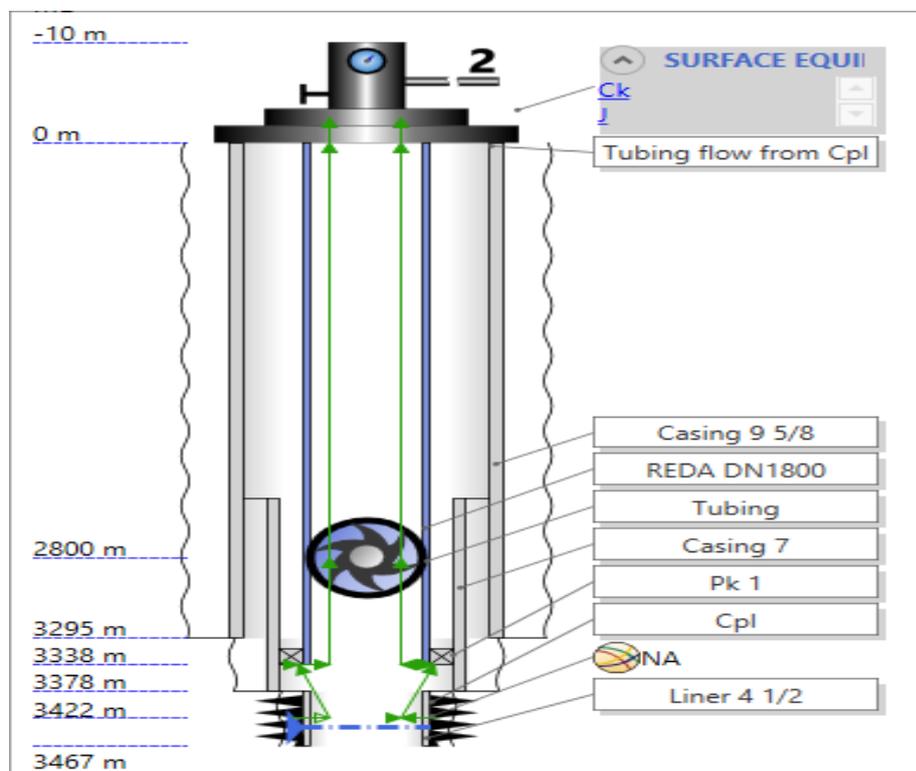


Figure 9 : conception du puits OMJ323 avec une pompe ESP

Tableau 2 : tests effectués sur le puits ONI 233

Test	Date	PG	PFD	PT	Débit		IP	Skin	Duse	Remarque
		(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(m ³ /h)					
BUILD UP	30/05/2013	278.21	240.65	55	Huile	7.46	.196	- 4.39	10	DST non realise (fin de contrat), P*=Pg
BUILD UP	19/12/2018	171.26	153.71	18	Huile	1.59	.091	-	10	Mésure perturbée, PFD@3342m

Tableau 3 : tests effectués sur le puits OMJ 232

DST	Date	PG	PFD	PT	Débit		IP	Skin	Duse	Remarque
		(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(m ³ /h)					
DST	15/11/2015	313.32	294.84	80.8	Huile	9.66	.665	1.49	9.53	Puits producteur d'huile realise dans le D5, D4, D3, D2 et ID. Pfd @3139.16m. A exploiter avec duse 7mm.
PFD	22/10/2016	null	243.48	50.3	Huile	6.7	--	-	9	PFD @ -3149
PFD	10/01/2017	null	243.15	45.89	Huile	5.81	--	-	9	PFD @ -3174
BUILD UP	14/01/2018	257	229	37.1	Huile	5.13	.19	.97	9	PFD@-3176m
PFD	25/07/2018	null	223.46	34.1	Huile	5.08	--	-	9	PFD @ -3224m.

Tableau 4 : test de jaugeage du puits OMJ 232

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée	
14/11/2015	9.53	600	9.66	976.91	101	81	10	4.08	23	.4851	0	0	-----
31/01/2016	9	-	8.79	1001.40	114	60.4	17.4	--	--	.3587	0	0	-----
29/04/2016	9	-	7.24	942.80	130	56.4	16.8	--	39	.4066	0	0	-----
10/05/2016	9	1440	7.33	1313.06	179	55.9	17.75	--	27	.3983	120	0	-----
18/07/2016	9	1440	7.72	504.01	65	52.99	18.34	19.01	26	.3581	0	0	-----
09/10/2016	9	1440	7.17	915.91	128	48.7	16.7	16.32	30	.3547	0	0	-----
15/11/2016	9	-	6.64	734.58	111	46.8	16.9	--	26	.368	0	0	-----
04/12/2016	9	Vx29	6.16	717.40	117	46.1	16.3	--	19.3	.3908	0	0	-----
02/02/2017	9	Vx29	6.4	692.70	108	44.2	18.5	--	22	.3605	0	0	-----
14/03/2017	9	Vx29	5.61	621.25	111	42.3	14.2	--	39	.3937	0	0	-----
18/05/2017	9	-	4.44	960.86	216	40.7	15.06	--	26	.4781	0	0	-----
18/06/2017	9	Vx29	4.9	597.69	122	40.3	15.3	--	33	.4293	0	0	-----
26/07/2017	9	Vx29	5.27	690.60	131	39.2	15.8	--	--	.3885	0	0	-----
21/09/2017	9	Vx29	5	573.70	115	38.2	13.9	--	33.6	.3985	0	0	-----
12/11/2017	9	Vx29	5.13	553.89	108	37.1	13.6	--	19	.3774	0	0	-----
21/01/2018	9	Vx29	5.12	547.96	107	36.8	12.3	--	17	.3754	0	0	-----
23/03/2018	9	Vx29	5.34	594.27	111	36.9	17.1	--	19.8	.3608	0	0	-----
21/04/2018	9	Vx29	4.86	559.28	115	34.6	15	--	22	.3713	0	0	-----
06/08/2018	9	-	4.53	345.36	76	32.3	13.9	--	32	.3724	0	0	-----
14/09/2018	9	Vx29	4.24	482.85	114	32.6	12.6	--	33	.4015	0	0	-----
22/11/2018	9	1440	4.7	342.42	73	30.7	17.3	17.34	29	.3412	0	0	-----
21/02/2019	9	Vx29	3.96	419.79	106	28.9	10.8	--	13.5	.3807	0	0	-----

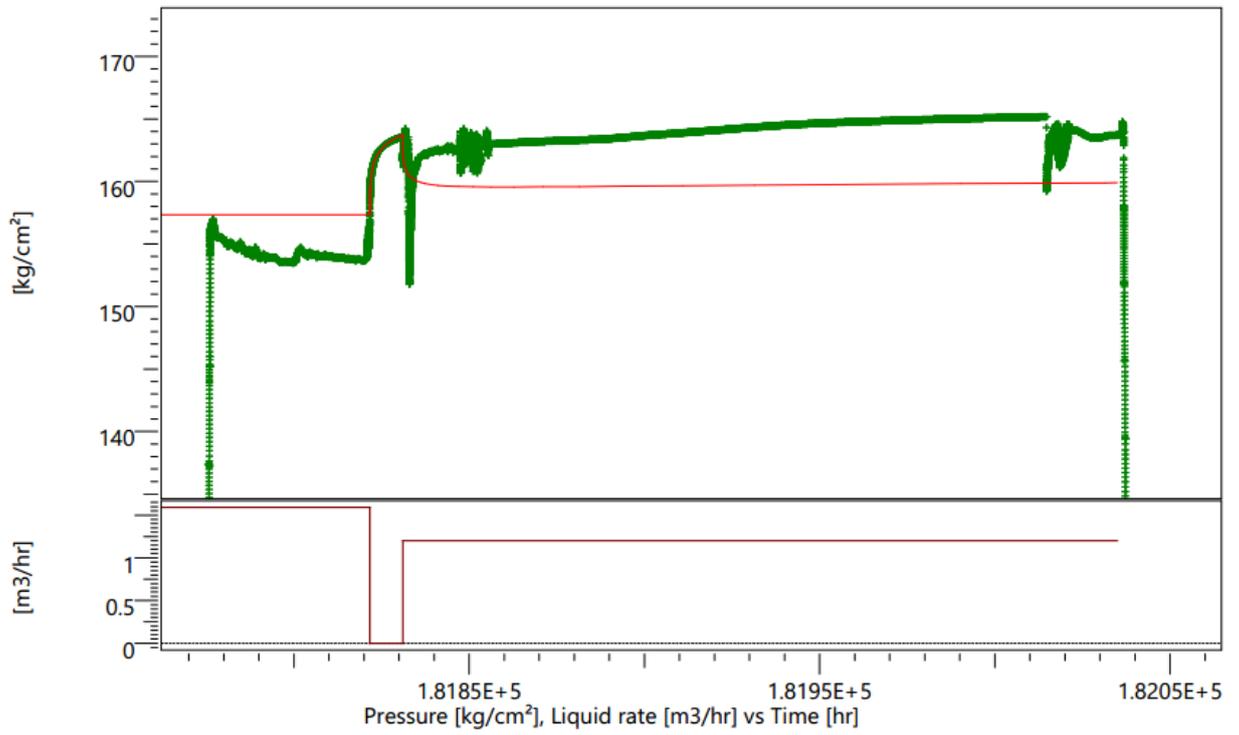


Figure 10 : test de build up du puits ONI 233

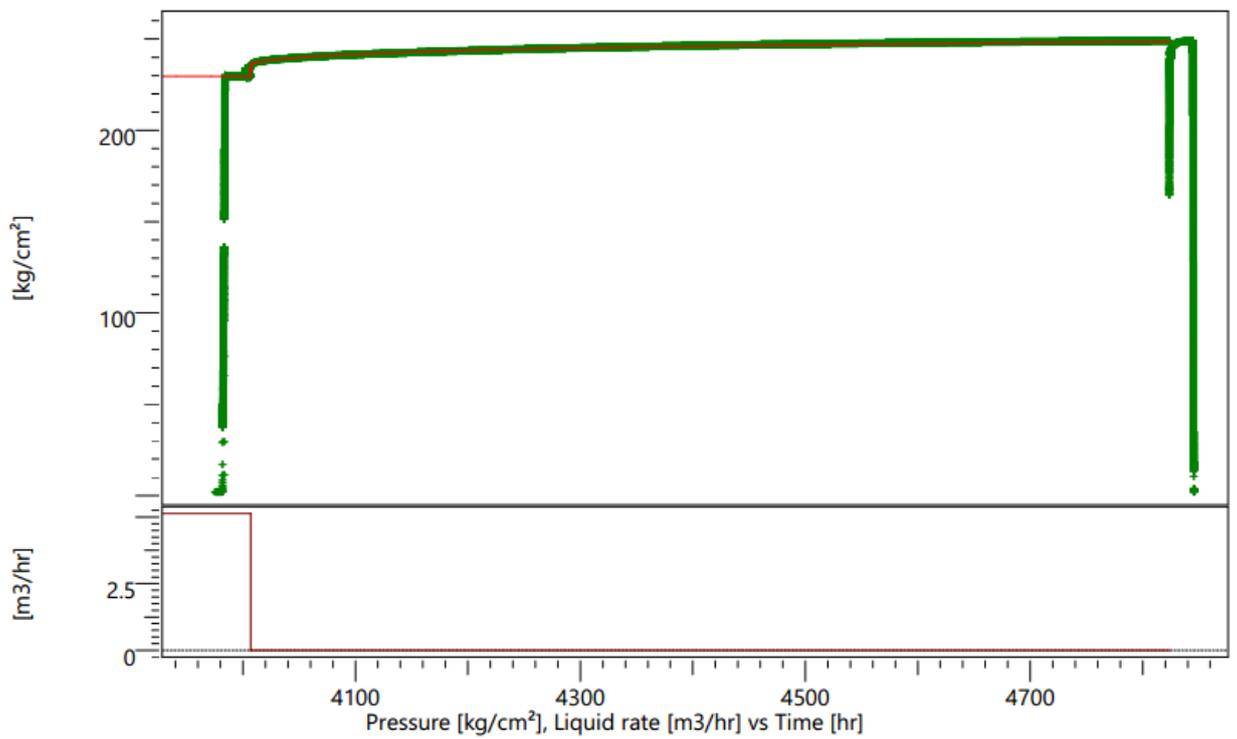
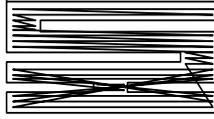




Figure 11 : test de build up du puits OMJ 323



**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE OMJ323

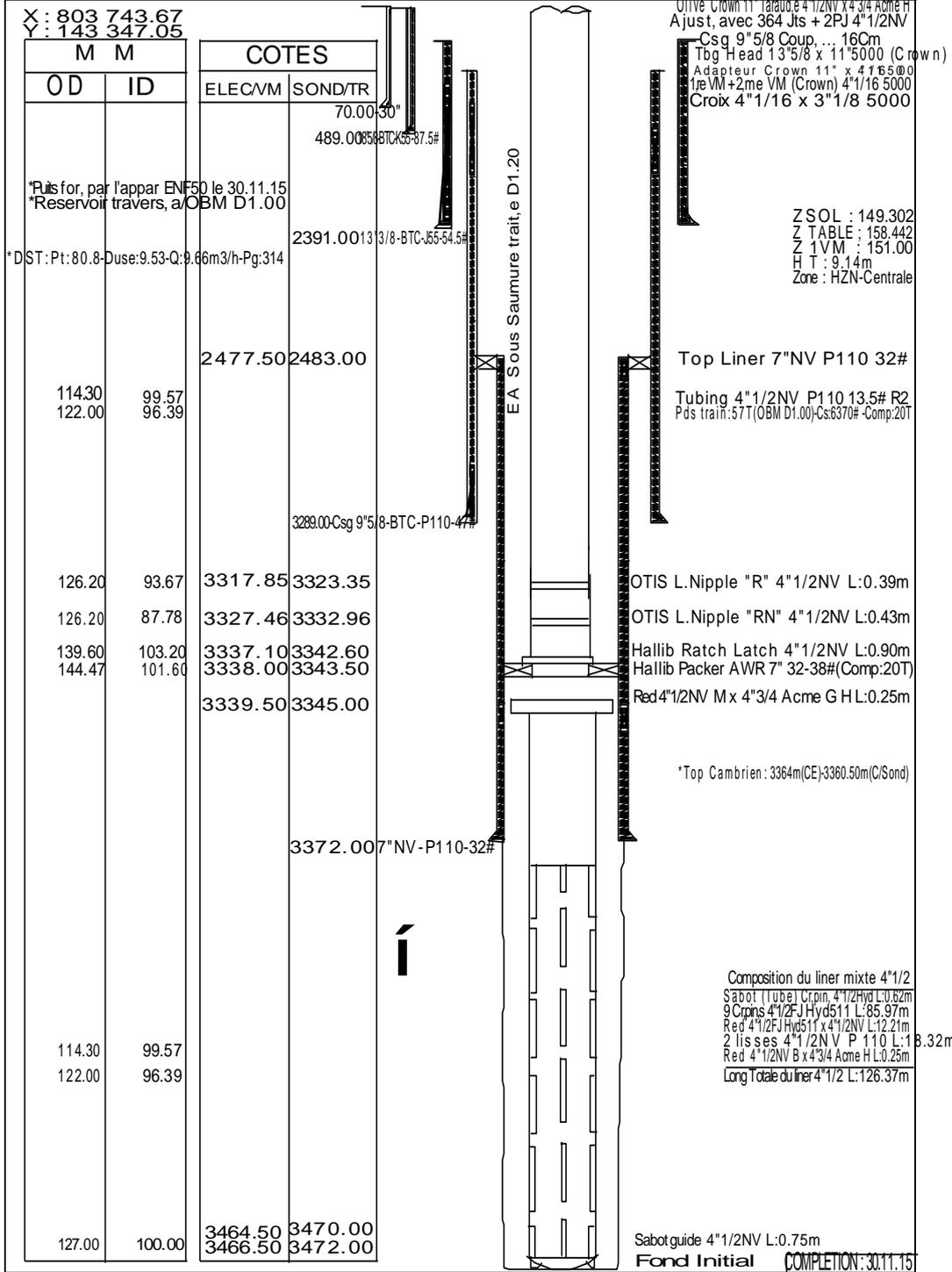


Figure 12 : fiche technique du puits ONI233

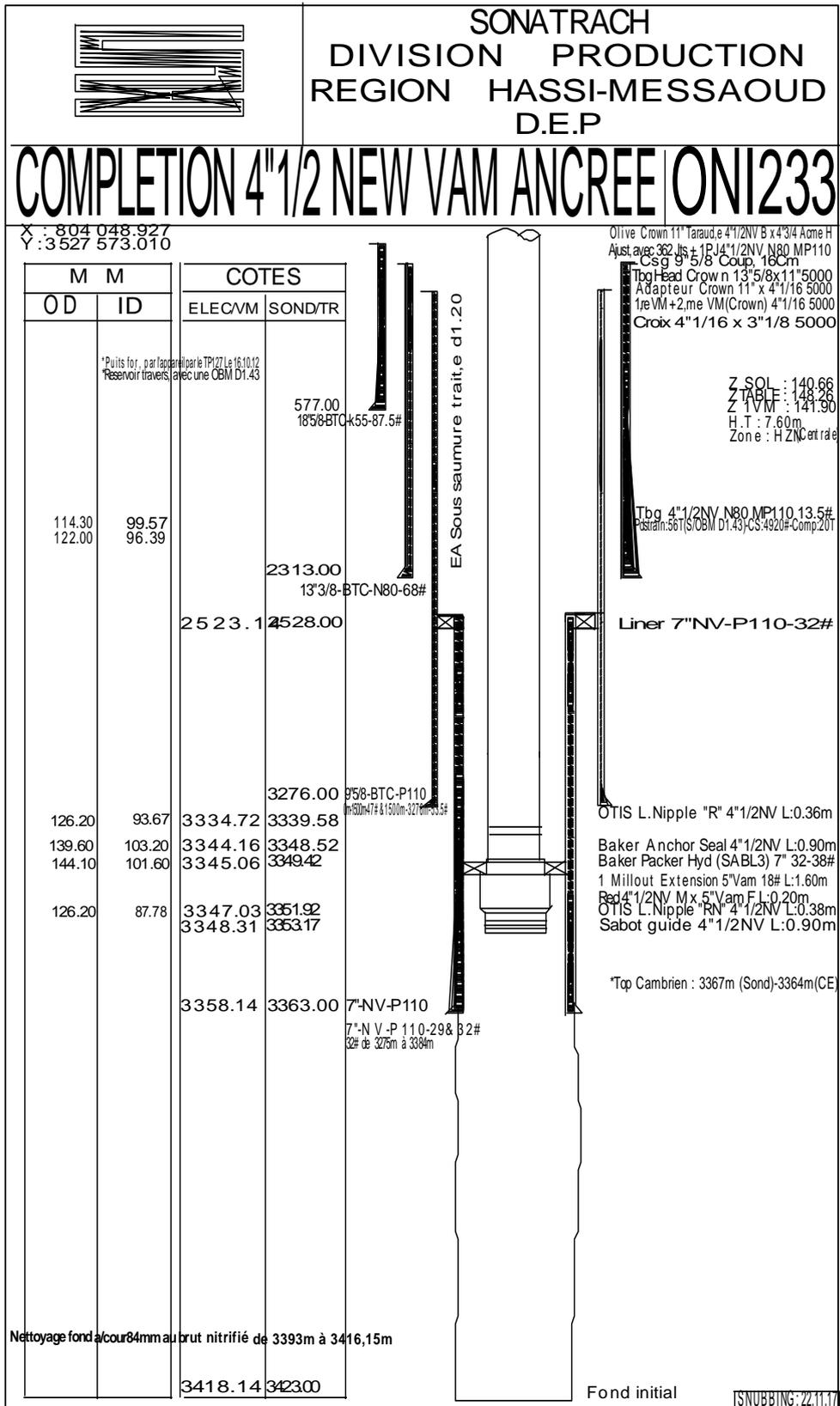


Figure 13 : fiche technique du puits OMJ323