



OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DES HYDROCARBURES DANS LE Puits MIBALE 01X, Bassin Côtier de la R.D. Congo, par la conversion du mode artificiel gaz lift en pompes électriques submersibles

OPTIMIZATION OF HYDROCARBON PRODUCTION IN THE MIBALE 01X WELL, D.R. CONGO COASTAL BASIN, BY CONVERTING ARTIFICIAL GAS LIFT MODE TO SUBMERSIBLE ELECTRIC PUMPS.

MANTEKO Matondo Emmanuel¹, MAKUKU Levesque Mbo^{1,4}, NTEME Mpio Ciceron¹, MAKAYA Lutua Ange Gabriel¹, MUSIANGA Siyum Steeve², NDUMBA Dadou Labem², KRA Sulukia Jojo¹, DINGADIA Wasamba Bertin³, LAKUBU Esas Patrick² and MBOKAMA Mwana Carlos Samuel²

¹Centre de Recherche Géologiques et Minières (CRGM), B.P. :898, Kinshasa I, Ministère de la Recherche Scientifique et Innovation Technologique, République Démocratique du Congo.

²Centre National de Télédétection (CNT), Ministère de la Recherche Scientifique et Innovation Technologique, Kinshasa, République Démocratique du Congo.

³Centre de Recherche Eaux et Environnement (CREE), Ministère de la Recherche Scientifique et Innovation Technologique, Kinshasa, République Démocratique du Congo.

⁴Département d'Exploration et Production, Faculté de Pétrole, Gaz et Energies Nouvelles, Université de Kinshasa, Kinshasa, République Démocratique du Congo

Abstract: Since the Mib-01X well was put into production in 1976 by the company CHEVRON-TEXACO, this well has been experiencing the problem of production drop which lasted until the acquisition of this offshore concession by the company Perenco-Rep in 2006 which in turn, has resumed a re-evaluation of the reserves of the MIBALE field which is now in production. After its resumption, the production of Mib-01X only decreased drastically; so a study was made to know the performance of Mibale – 01X and to present the activation process to optimize production and maximize oil recovery in the Mibale 01X well.

Based on the current production test data, the performance of the well was evaluated through the use of PROSPER software and production was optimized by the implementation of an electric submersible pumping system (ESP). We also determined the design of the well with the type of pump suitable to have higher flow rates than the current state of the well and an economic study was made for a good decision.

The activation of the Mibale 01X well by the ESP pump gives a flow rate of 1207.7 bbl/d higher than the initial flow rate of 911 bbl/d, with a gain of 296.7 bbl/d in oil production. The results obtained in this study are satisfactory and favor the transition of the gas lift well activation to a submersible submersible pump (ESP).

Keywords: Artificial lift, ESP pump, gas-lift, optimization, design, PROSPER.

Résumé : Depuis la mise en production du puits Mib-01X vers les années 1976 par la société CHEVRON -TEXACO, ce puits connaît le problème de baisse de production qui a perduré jusqu'à l'accession de cette concession offshore par la société Perenco-Rep en 2006 qui en son tour, a repris une réévaluation de réserves du champ MIBALE aujourd'hui en Production. Après sa reprise, la production de Mib-01X ne fait que décroître d'une manière drastique ; c'est ainsi une étude a été faite pour connaître la performance de Mibale – 01X et présenter le procédé d'activation pour optimiser la production et maximiser la récupération d'huile dans le puits Mibale 01X.

Sur la base des données de test de production actuelle, la performance du puits a été évaluée grâce à l'utilisation du logiciel PROSPER et la production a été optimisée par la mise en place d'un système de pompage électrique submersible (ESP). Nous avons déterminé aussi le design du puits avec le type de pompe adéquate pour avoir des débits plus grands que l'état actuelle du puits et une étude économique a été faite pour une bonne prise de décision.

L'activation du puits Mibale 01X par la pompe ESP donne un débit de 1207,7 bbl/j supérieur au débit initial 911 bbl/J, avec un gain de 296, 7 bbl/j de la production d'huile. Les résultats obtenus dans cette étude sont convenables et favorisent le passage de l'activation du puits de gas lift en pompe submersible immergé (ESP).

Mots clés : artificial lift; pompe ESP; gas-lift; optimisation; design; PROSPER.

Digital Object Identifier (DOI): <https://doi.org/10.5281/zenodo.13753541>

1 Introduction

L'activation d'un puits de pétrole demeure de nos jours au cœur des débats pour la mise en production des puits non ou insuffisamment éruptifs. On y fait recours soit dès le début de l'exploitation, ou encore lorsque le gisement ne renferme plus assez d'énergies pour permettre aux hydrocarbures de remonter du fond du puits jusqu'aux installations de traitement ou alors lorsque l'index de productivité du puits est jugé insuffisant. Bien que la méthode de Gaz lift présente d'énormes avantages par rapport à d'autres modes d'activation, les différents problèmes peuvent surgir lors de la production. Pour arriver à assurer une bonne production, il est préférable d'assurer un suivi permettant le bon fonctionnement du système.

C'est ainsi, l'établissement et l'analyse des courbes de l'IPR (inflow performance relationship) et TPC (vertical lift performance relationship) permettent de connaître le comportement des différents paramètres (pressions, débits, diamètre du tubing, etc.) lié à l'éruptivité d'un puits,

lesquels conduisent à la détermination de la performance du puits et à la prédiction de son débit par rapport à la variation de paramètres susdits.

Après avoir pris connaissance de cette performance à partir des données de test du puits, au fur et à mesure que le puits produit, il y a diminution de la pression hydrostatique dans la colonne de production créant une certaine déplétion, d'une part, une chute continue de la pression dans le réservoir avec comme conséquence une perte d'éruptivité et d'autre part, l'éventuelle percée d'eau qui est un fluide relativement lourd accentuant cette déplétion jusqu'à ce que la pression au fond devienne insuffisante pour assurer la production de l'effluent de manière naturelle. A ce point, le puits jadis éruptif devient non éruptif ou partiellement éruptif nécessitant un recourt à des moyens de production assistée, lesquelles moyens traduisent son activation par la modification de ces paramètres tels que la hauteur « h » de la colonne du fluide (production par pompage), la densité « d » du fluide de la colonne hydrostatique. Cela est fait en vue de permettre aux hydrocarbures d'atteindre aisément la surface.

La présente publication poursuit un triple objectif dont le premier est d'étudier la performance du puits Mib-01X, le second est de déceler les causes de la baisse de la production et enfin le troisième est de monter le dimensionnement (design) du mode d'activation qui sera choisi selon les considérations du puits en cas de nécessité après examen des objectifs précédents.

Pour donner satisfaction à toutes ces préoccupations soulevées, nous procéderons à l'étude de la performance du puits Mib-01X en vue de savoir son état et l'installation du système de pompage électrique centrifuge immergé qui serait la meilleure méthode applicable pour avoir un impact positif sur la production.

2. Zone d'étude

2.1. Contexte géographique

La zone d'étude est une partie offshore du Bassin Côtier de la République Démocratique du Congo (RDC), situé dans la Province du Kongo Central entre 11°15' et 12°40' de longitude Est 05° 00' et 06° 05' de latitude Sud, sur la côte de l'Océan atlantique, à environ 625 km au Sud de la ville de Kinshasa et à 120 km de la ville portuaire de Boma (Ministère du Plan, 2005 ; des Hydrocarbures, 2013 ; Vambi *et al.*, 2018). Cette zone est limitée au Nord par la Province angolaise de Cabinda, au Sud par le fleuve Congo, à l'Est par le socle cristallin, à l'Ouest par l'Océan Atlantique (Fig. 1).

Le champ Mibale se trouve dans la région littorale de la R.D.Congo, situé dans la partie Nord de l'offshore à 4 km de côte et à 15 km du port de Banana (continuité de plateau). Il est limité au Nord-Ouest par les champs pétroliers Mwambe et Motoba et au Sud-Est par les champs pétroliers Tshiende et Liawenda (Fig.1).

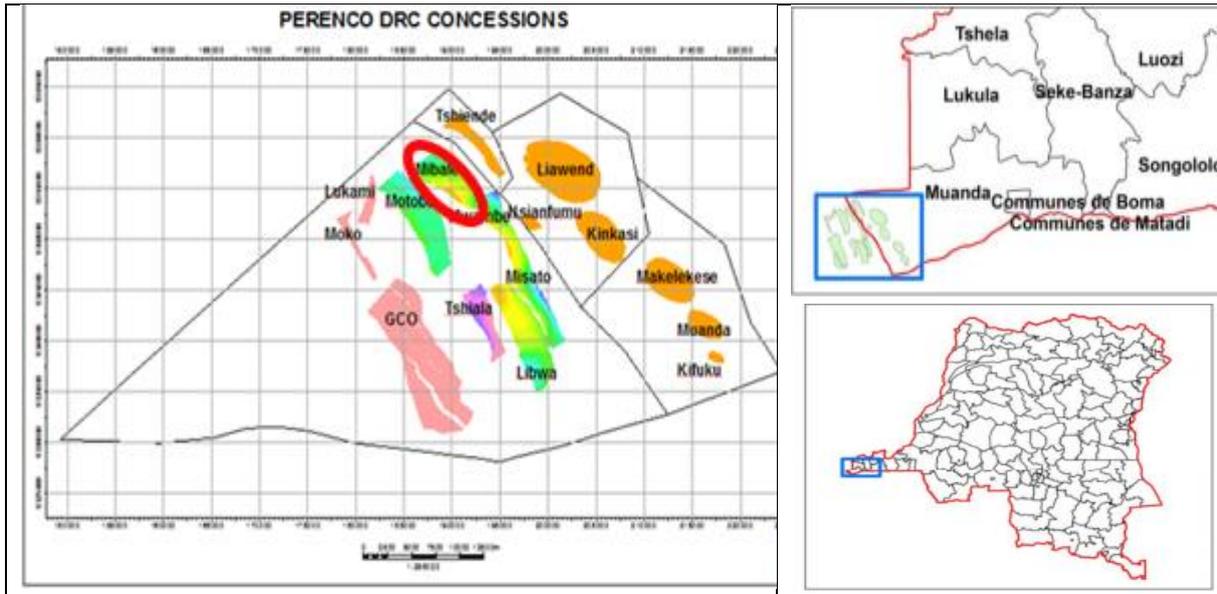


Figure 1. Localisation spatiale de la zone d'étude

2.2. Contexte géologique

L'histoire géologique du bassin côtier de la RDC est marquée par deux grandes périodes séparées par l'épisode salifère qui marque le début de l'ouverture de l'Atlantique Sud. Il y a lieu de distinguer de bas en haut (Fig.2) des formations anté-salifères dans un environnement lacustre, des dépôts salifères de Loeme dans un environnement confiné et des formations post-salifères avec les dépôts marins du Vermelha, Pinda, Kinkasi, Liawenda, Iabe et Malembo (MECN-EF, 2006).

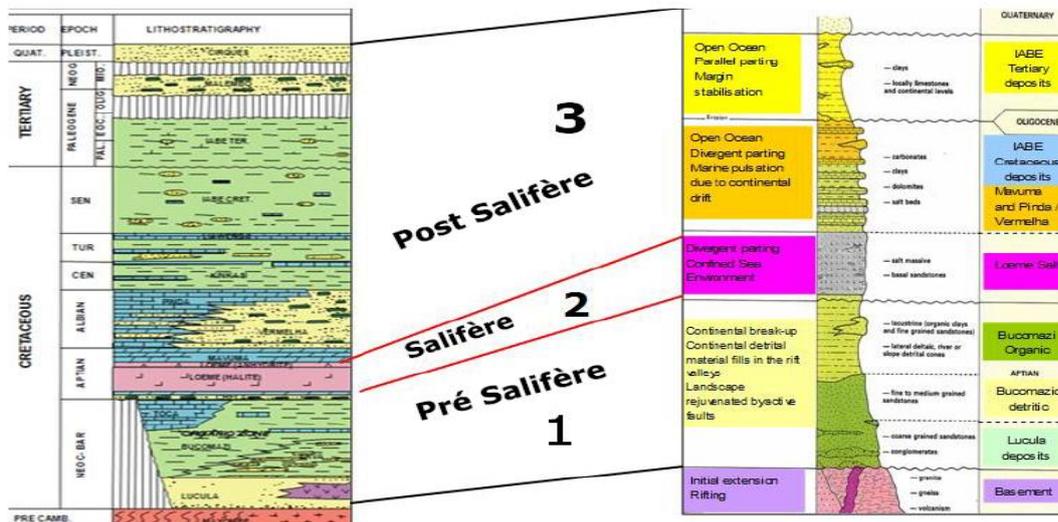


Figure 2. Log lithostratigraphique du bassin côtier de la RDC (Thierry S., 2013).

La structure du champ Mibale de l'offshore du bassin côtier est un anticlinal faillé orienté de Nord-Ouest et délimité au Nord, à l'Est et au Sud par des failles d'extension majeure avec des fermetures structurales bien définies dans les flancs Nord-Ouest et Sud-Est. Bien plus, la structure Mibale se caractérise aussi par la présence des failles normales sub-perpendiculaires de direction NNE, qui coupent la structure dans le flanc, mais n'atteignent pas son sommet.

Le champ Mibale comme dit précédemment, se situe à l'offshore congolais constituant les ressources pétrolières importantes. Ces dernières tirent leur origine depuis la formation de Bucomazi grâce aux argiles de ces formations qui sont des roches mères potentielles. De Bucomazi les hydrocarbures ont subi la migration en passant par Chela qui est constitué de grès éolien. Cette formation est le canal par lequel les hydrocarbures formés dans le Bucomazi ont migré pour s'accumuler dans les réservoirs post-salifères.

Le champ Mibale produit à partir du Pinda supérieur constitué de calcaire et de dolomie. Le Pinda inférieur est très bien stratifié et est constitué par une alternance de grès dolomitique, de calcaire, de shale et d'anhydrite. Le réservoir Pinda comprend des argiles et des carbonates à faciès évolués vers la série marine.

3. Méthodologie

3.1. Etape de terrain

Les informations et/ou les données faisant l'objet de cette publication ont été pour la plupart collectées auprès de la société PERENCO, mais également des anciens travaux déposés par les chercheurs de l'Université de Kinshasa. Il s'agit principalement des données des :

- PVT du puits Mib-01X ;
- Test de production du puits Mib-01X ;
- Rapport géologique final du puits Mib-01X ;
- Rapport de workover du puits Mib-01X
- Well services de Perenco-REP sur la production du puits Mib-01X.

Ces données ont été complétées par des informations bibliographiques d'ordre général, relative au sujet abordé dans la présente publication.

3.2. Etape de Labo

Pour atteindre les objectifs assignés dans cette publication, plusieurs logiciels ont été utilisé dont :

- Système d'information géographique (SIG) à l'occurrence ArcGIS 10.4 pour l'élaboration des différentes cartes ;
- Microsoft Excel 2016 pour le traitement de certaines données, le calcul et traçage des courbes (IPR et TPC)
- L'utilisation de logiciel PROSPER pour évaluer la performance, ainsi que l'intégration d'un système de pompage électrique submersible (ESP).

3.3. Interprétation et discussions

Les travaux de traitement et d'interprétation ont consistés :

- Aux calculs de quelques paramètres statistiques (moyenne, maximum, minimum)
- A l'utilisation des différents abaques
- A la corrélation des modèles de courbes TPC
- A la discussion sur le rendement de chaque méthode abordée.

4. Résultats

4.1. Données de production

Le champ Mibale a été découvert en 1973 par le forage du puits Mibale-01X qui a atteint une profondeur verticale de 9472 ft. La mise en production du champ a eu lieu en mars 1976 avec un débit en huile d'environ 22.000 BOPD provenant de trois puits (Mib-01x, Mib-02 et Mib-03). Après observation de la baisse de pression, l'injection par water flooding (maintien de pression) a été initiée en septembre 1978, avec les puits Mib-07 et Mib-08.

Le débit cumulé d'huile vers fin juin 2007 était de 123 MMstb avec un BS&W de 73 % et le GOR de 2300 sc/stb. La densité de l'huile en degré API du champ Mibale est comprise entre 31 et 33. Le mécanisme d'entraînement du fluide dans le réservoir se fait par la poussée d'eau (water drive) ; le volume d'huile est estimé à 444 MMstb, mais la récupération est évaluée à 33 %, soit 155.400 MMstb, le facteur volumétrique d'huile (β_o) varie entre 1,09 et 1,13.

La première production du Champ Mibale en 1976 est répartie de la manière suivante (tableau1) :

Tableau I : Les données de la production du champ Mibale (Perenco-MIOC/offshore)

Puits	BOPD	BS&W (%)	Date de la mise en production
Mibale-01X	10435	0,5	Mars 1976
Mibale-02	11200	0,5	Mars 1976
Mibale-03	5600	0,5	Mars 1976
Mibale-04	6500	0,5	Mars 1976
Mibale-05	7000	0,5	Octobre 1976
Mibale-06	8500	2	Octobre76

Dans ce champ, on a enregistré un déclin rapide de la production des horizons 4 et 5 durant ses premières années de production. De 2000 à 2006, cette période fut remarquée par une évolution productive quasiment constante. Elle a par ailleurs connu un déclin significatif en plus du bouleversement historique dû par acquisition des parts de Chevron Texaco par Perenco. Durant cette période, sur le plan technique l'offshore n'a connu aucun forage pouvant appuyer ou mieux contribuer à l'augmentation de la production.

4.2. Performance du puits

L'analyse de système de production se base sur la théorie d'analyse nodale qui consiste à scinder le chemin d'écoulement du fluide depuis le réservoir jusqu'au niveau de la surface en deux parties qui vont se rencontrer à un point appelé « le nœud ». L'écoulement dans le réservoir avant le nœud est appelé « l'inflow » et après « l'outflow ».

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent et ce système est subdivisé en trois phases qui sont :

- Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir)
- Ecoulement à travers la colonne de production
- Ecoulement à travers l'équipement de surface.

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q. Une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point de fonctionnement du système (Bencheikn M. et Al., 2015).

On utilise le plus fréquemment comme point nodal, le point au fond du puits (Pwf) et ce point nous permet de subdiviser le système en deux :

- Système de réservoir et
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe ligne).

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

Il faut signaler que l'inflow doit être égal au outflow pour qu'il y ait écoulement du fond jusqu'à la surface et dans le cas contraire, il n'y a pas écoulement (notion de l'éruptivité d'un puits). Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort.

Au moyen des données de PVT et de test de production, on construira les différentes courbes de performance du puits Mib-01 (IPR et TPC), leur intersection nous permettra de connaître l'état du puits.

4.2.1. Calcul de l'indice de productivité et construction de l'IPR (inflow)

Pour la détermination de l'IP, les données PVT et de productions du puits Mib-01X dans le tableau 2 ci-après ont été utilisées.

Tableau II : Données PVT et de productions du puits Mib-01X

Données	Symbole	Valeur	Unité
API Gravity	API	32,9	°API
Densité de l'huile	d_o	0,861	
Densité de gaz	d_g	0,665	
Densité de l'eau	d_w	1,085	
Facteur volumétrique de formation d'huile	B_o	1,093	
Facteur volumétrique de formation de gaz	B_g	1,568	
Température à la tête du puits	WHFT	80	°F
Température au fond du puits	BHFT	180	°F
Température du réservoir	T_r	180	°F
Pression à la tête du puits	P_{wh}	105	Psi
Pression au fond du puits	P_{wf}	591	Psi
Pression du réservoir	P_r	835	Psi

Pression de bulle	Pb	600	Psi
Gaz Oil Ratio	GOR	132	Scf/bbls
Gaz Liquide Ratio	GLR	2483	Scf/bbls
Water Cut	Wc	74	%
Gaz injecté	Qg inj	6484	Mscfd
Débit liquid	Ql	2648	BLPD
Débit d'huile	Qo	688	BOPD
Diamètre intérieur du tubing	ID	4 ^{1/2}	Pouce
Diamètre intérieur du casing	ID	9 ^{5/8}	Pouce
Longueur du tubing	EOT	5084	Ft
Longueur du puits	EOW	5415	Ft

Lors que la pression du réservoir est supérieure à la pression de bulle ($P_r > P_b$) tandis que celle du fond du puits est inférieure à la pression de bulle ($P_{wf} < P_b$), on a un écoulement radial diphasique partiel, à cet effet, c'est la loi de Vogel qui est d'application pour le calcul de l'IP (Cosse R. 1988). La construction de l'IPR utilise la même loi de Vogel et l'inverse de l'IP calculé sera la pente de la courbe de l'IPR (Figure 3).

$$IP = \frac{Q}{\{(Pr - Pb) + \frac{Pb}{1,8} [1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{Pb}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{Pb}\right)^2]\}}$$

$$= \frac{2648}{\{(835 - 600) + \frac{600}{1,8} [1 - 0,2 \left(\frac{591}{600}\right) - 0,8 \left(\frac{591}{600}\right)^2]\}}$$

$$= \frac{2648}{235 - 333,33(1 - 0,197 - 0,77618)} = \frac{2648}{243,99} = 10,85 \text{ J/Psi}$$



Figure 3. Courbe de délivrabilité de Mib-01X selon la loi de Vogel.

4.2.2. Courbe de la performance de l'écoulement verticale TPC

En pratique, étant au début de la vie de Mib-01X et comme le long de tubing, l'écoulement du fluide n'est plus diphasique partiel mais diphasique, le traçage de cette courbe à l'aide de

logiciel Prosper est faite en choisissant la corrélation de Fancher Browns (Figure 6) qui est proche des caractéristiques du puits (Figure 4).

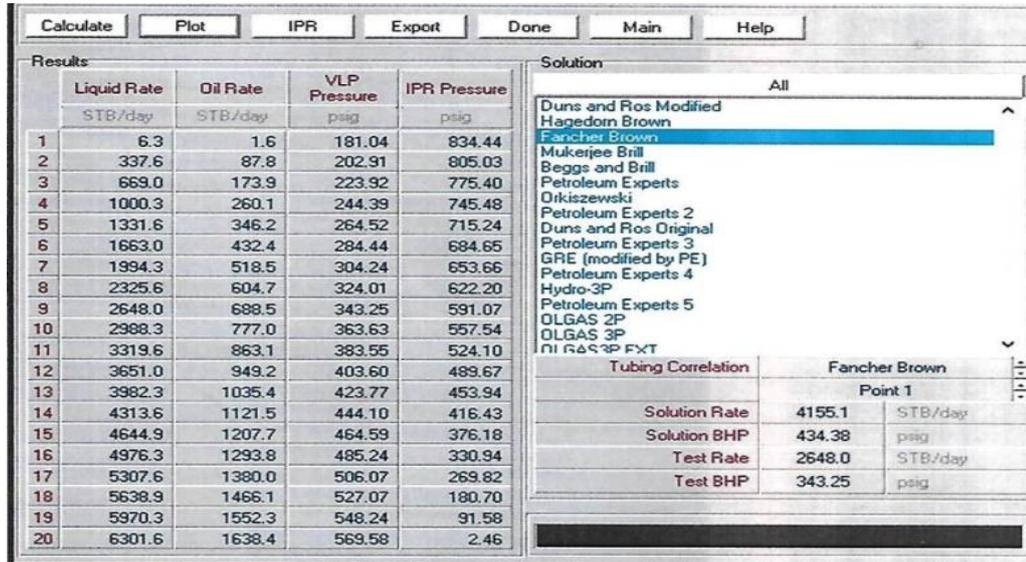


Figure 4. Performance du puits Mib – 01X

L’allure de cette courbe est choisie en fonction de la profondeur de la côte de la perforation obtenue dans le diagramme de complétion du puits qui est de 5415 ft, la côte de pose de Nipple (la profondeur d’entrée de l’effluent dans le tubing) qui est de 5073 ft, le diamètre intérieur du tubing de Mib-01X qui est de 4 1/2”, la pression du fond du puits qui est de 591 psi et la pression à la tête du puits est de 105 psi (Figure 5).

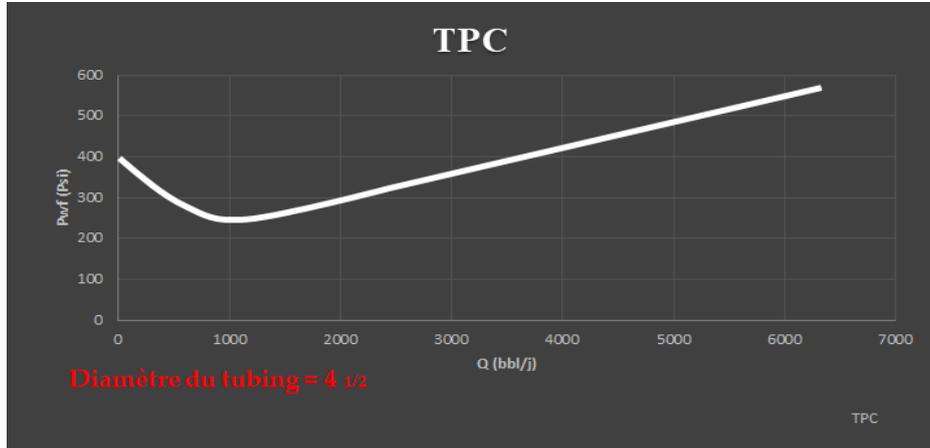


Figure 5. TPC caractéristique de MIB -01X.

Une fois l’allure de ces deux courbes connus, elles seront combinées pour avoir une idée sur l’existence ou non du point de fonctionnement, outil indispensable pour la connaissance de l’état de Mib-01X et la prédiction de son comportement dans les années à venir en fonction de la chute de pression au fond du puits qui correspondrait à un débit d’huile donné. Cela se fait par l’application du concept de l’analyse nodale qui nous permettra de déterminer ce point de fonctionnement.

4.2.3. Point de fonctionnement de Mib-01X

En dépit de ce qui a été dit au point précédent, on choisit le nœud à la profondeur 5073 ft du Nipple tout juste à l'entrée de l'effluent dans la colonne de la production. Cela se justifie par le choix de la profondeur du traçage de la courbe TPC de Mib-01X où P_{wf} est 591 psi avec un tubing de 4 ½ (Figure 6).

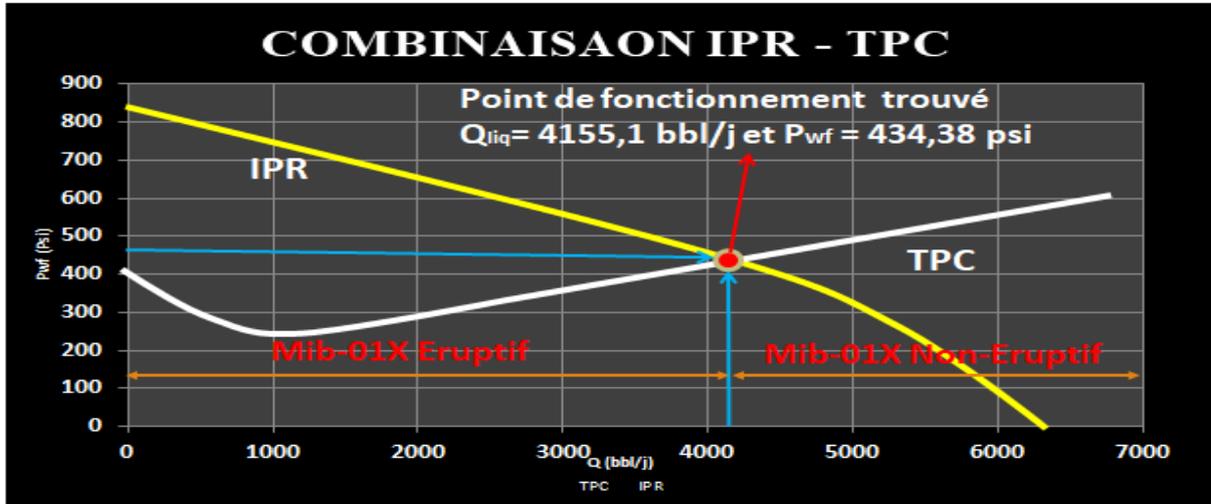


Figure 6. Point de fonctionnement du puits MIB-01X

L'observation de ce graphique montre que les courbes de performance du tubing (TPC) et d'inflow performance relationship (IPR) s'interceptent au point $Q_{Liq} = 4155, 1 \text{ bbl/j}$ et $P_{wf} = 434, 38 \text{ psi}$ qui est le point de fonctionnement trouvé (Figure 6).

4.2.4. Analyse à partir des variables liées au liquide : BLPD, BOPD et BWPD

En observant la production (test de production) du puits Mib-01X produisant dans le réservoir Pinda supérieur, notre analyse nous amène à constater que le puits produit une quantité importante d'eau par rapport à l'huile, variant principalement entre 961 BWPD à 2918 BWPD (Figure 7). La production en huile demeure instable pour toute la période. Et pourtant la production de liquide (BLPD), a varié entre 1207 à 4133 bbls. Ce constat va nous conduire à faire le choix sur le mode d'activation à mettre en place .

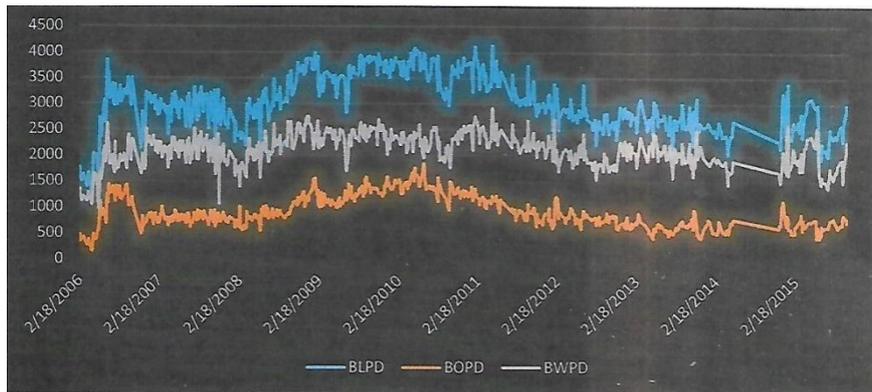


Figure 7. Courbe des variables de production du puits Mib-01X liée aux fluides.

4.2.5. Analyse à partir des variables liées au gaz

L'analyse de la figure 8 nous montre que la quantité de gaz injecté est 6 fois plus importante que la quantité de gaz produit. Sur la même figure, nous remarquons que la quantité de fluide

reste inférieure par rapport à la quantité de gaz injecté et le volume produit de gaz du gisement reste très faible.

Aux vues de ces statistiques et de la courbe des tests de production, nous constatons que la moyenne de production de BOPD est de 2 fois inférieure à la production moyenne d'eau et la courbe de BLPD et celle de BWPD sont synchrones.

D'où en fonction de ce qui précède en connaissant l'état du puits par l'analyse nodal, nous proposons de convertir ce puits par une autre méthode d'activation qui répondrait au mieux par rapport au puits Mib-01X et au besoin de l'opérateur.

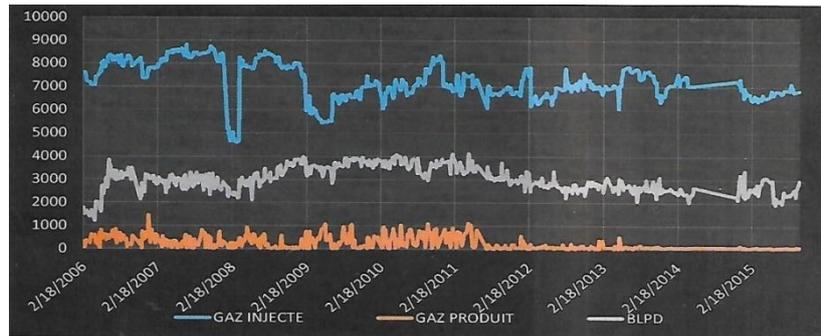


Figure 8. Courbes des variables de production du puits Mib – 01X liée aux gaz

4.3. Conversions du puits Mib-01X en mode ESP

Signalons qu'avant d'entamer un projet ou une étude d'activation d'un puits par pompe ESP, on prend toujours en considération certains paramètres qui influencent sur le design de la pompe ESP. Parmi ces paramètres majeurs, nous pouvons citer :

- IP (indice de productivité) du réservoir. Les ESP sont conçues surtout pour de grandes valeurs de l'IP.
- La taille du tubing et du casing
- La quantité de gaz libre
- La profondeur de puits.

4.3.1. Choix de Débit désirable

Le débit désirable pour chaque puits est choisi de telle manière à avoir une flexibilité dans le choix de combinaison moteur-pompe-séparateur puisqu'un débit désirable important implique une pression de fond très faible et ce dernier représente un facteur très important dans la détermination de la quantité de gaz libre au niveau de l'aspiration de la pompe qui réduit par la suite le nombre des pompes candidates qui peuvent véhiculer cette quantité.

Le débit doit être compris dans la gamme opérationnelle de la courbe caractéristique de la pompe (Figure 11) (Matthew A., 2014)

A partir de la courbe IPR/VLP, on a choisi comme débit désiré $Q = 4644,9$ bbl/j (Fig.6)

$$Q \text{ désiré} = Q_{Ld} * B_o$$

$$\text{Ce qui donne } Q = 4644,9 * 1,093 = 5076, 8757 \text{ bbl/j}$$

4.3.2. Calcul de la pression de fond nécessaire

La pression de fond du puits P_{wf} correspondant à ce débit est

$$P_{wf} = 0,125 * Pr \left[\frac{\sqrt{81-80 (Q_{désiré})}}{(Q_{max})} \right] - 1 = 0,125 * 835 \left[\frac{\sqrt{81-80 (5057,8757)}}{(6302,3)} \right] - 1$$

$$P_{wf} = 323,38 \text{ psi}$$

4.3.3. Calcul de la pression d'entrée dans la pompe

$$P_{wf} - P_{wh} = 323,38 - 105 = 218,38 \text{ psi}$$

4.3.4. Calcul du volume du fluide entrant dans la pompe

- Volume de gaz

$$\text{Total gas} = \frac{BOPD * GOR}{1000} = \frac{688 * 132}{1000} = 90,816 \text{ MCF}$$

$$\text{Solution gas} = \frac{BOPD * R_s}{1000} = \frac{688 * 90,313}{1000} = 62,1353 \text{ MCF}$$

$$\text{Free gas} = \text{Total gas} - \text{Solution gas} = 90,816 - 62,1353 = 28,68 \text{ MCF}$$

- Volume d'huile

$$Q_o = BOPD * B_o = 688 * 1,093 = 75,984 \text{ BOPD}$$

- Volume d'eau

$$Q_w = BFPD * \text{Water cut} = 1960 * 0,74 = 1450,4 \text{ BFPD}$$

4.3.5. Calcul du volume total de fluide entrant dans la pompe

$$V_t = V_o + V_g + V_w = 751,984 + 44,975 + 1450,4 = 2247,359 \text{ BFPD}$$

4.3.6. Calcul du gaz libre entrant dans la pompe

$$\text{Free gas} = \frac{V_g}{V_t} * 100 = \frac{44,975}{2247,35} * 100 = 2 \%$$

4.3.7. Choix de la pompe

La sélection de la pompe est faite à partir du diamètre intérieur du casing qui est de 9^{5/8}" et du débit qui est de 5076,8757 bbl/J (807,12 m³). Nous choisissons de ce fait le type de pompe qui se distingue des autres types en géométrie, forme, nombre d'étages, hauteur et la longueur en se basant à ces différents critères, le débit désirable est inclus dans la gamme opérationnelle de la pompe. Connaissant alors ce débit et ce diamètre, la pompe correspondante se trouve dans la série 400 du type FC-6000.

4.3.8. Choix de séparateur de gaz

La séparation de gaz joue un rôle prépondérant dans la fiabilité de système de pompage ESP, en vue des préjudices causés par le gaz libre qui rentre dans la pompe. La solution idéale de ce problème est la production avec une pression d'aspiration supérieure à la pression de bulle mais cela limite beaucoup de débit désirable. Et dans notre cas, nous n'avons pas choisis un séparateur car notre puits a un pourcentage de gaz libre de 2% inférieur à 6%.

4.3.9. Choix de la profondeur de positionnement de la pompe

Le choix se fait en fonction de considérations qui ont des répercussions antagonistes :

- D'une part, les problèmes éventuels de proportion de gaz libre nous poussent à installer la pompe le plus bas possible là où nous disposons d'une pression d'aspiration plus élevée d'où une proportion de gaz libre plus faible, donc un meilleur rendement volumétrique ;
- D'autre part, les problèmes de températures nous poussent à installer la pompe le plus haut possible de manière à avoir une température de fonctionnement minimum qui se traduit par une meilleure tenue du matériel électrique en particulier.

Considérant nul le poids du casing et négligeable la pression du gaz dans l'espace annulaire, la profondeur minimum à laquelle sera placée la pompe est :

$$(D_{\text{pump}}) = D - \frac{P_w - P_{\text{suction}}}{0,433 \, dL}$$

Connaissant la profondeur à laquelle se trouve la couche productrice, $D = 5415$ ft; la pression du fond du puits donnée par IPR, $P_{wf} = 323,38$ psi; la pression d'aspiration donnée par le fabricant (NSPHR) = 200 psi et la densité de l'huile à pomper, $Dl = 0,86$. La pompe sera placée à une profondeur :

$$D_{\text{pump}} = 5415 - \frac{323,38 - 200}{0,433 * 0,86} = 5415 - \frac{123,38}{0,37238} = 5415 - 331,3282 = 5083,67 \text{ ft soit } 1549,45 \text{ m}$$

NB : il n'est pas recommandé de placer la pompe à la profondeur minimale car en cas de baisse aléatoire du niveau de liquide dans le puits, la pompe et son dispositif d'aspiration se trouveraient au-dessus du niveau de liquide, ce qui provoquerait des dommages, telle que la cavitation, par exemple.

Plaçons la pompe à 250 ft au-dessus de l'extrémité amont du tubing, soit à $5415 - 250 = 5165$ ft soit 1574,24 m de profondeur. Comme la profondeur à laquelle la pompe est placée a changé, nous allons calculer la pression de succion (NSPHA).

$$P_{\text{suction}} = P_{wf} - (D - D_{\text{pump}}) * (0,4329 * dL)$$

$$P_{\text{suction}} = 323,38 - (5415 - 5165) * (0,4329 * 0,86) = 230,32 \text{ Psi}$$

4.3.10. Détermination de la hauteur manométrique de la pompe (TDH)

La détermination de la hauteur dynamique total (TDH) requise pour pomper la capacité désirée, est une addition du fluide net de distance verticale qui doit être levée à partir d'un niveau de fluide de fonctionnement dans le puits (H_d), de la chute de pression de friction dans la tubulure (F_t) et de la pression de tête de puits désirée (P_d).

$$TDH = P_d + H_d + F_t \text{ (Matthew Amao, 2014)}$$

$$P_d = P_{\text{suction}} * \frac{2,31}{dL} = 230,30 * \frac{2,31}{0,86} = 618,59 \text{ ft}$$

$$H_d = P_{\text{pump}} - \frac{PIP * 2,31}{dL} = 5165 - \frac{218,38 * 2,31}{0,86} = 4578,42 \text{ ft}$$

$$F_t = \frac{P_{\text{pump}} * \text{Facteur de friction}}{1000}$$

Le facteur de friction est donné en fonction de diamètre du tubing et du débit désiré.

Connaissant notre diamètre du tubing $4^{1/2}$ et le débit désirable 5076,8757 bbl/ J, la lecture de l'abaque de Hazen-Williams ci-dessous (Fig.9) donne le facteur de friction 19 ft/1000.

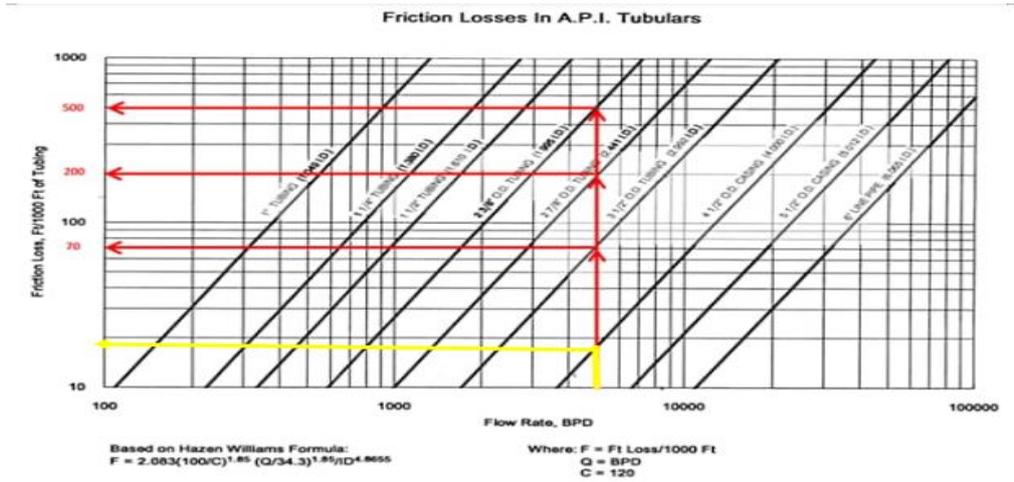


Figure 9 : Abaque de la détermination du facteur de friction

$$F_t = \frac{5165 \cdot 19}{1000} = 98,13 \text{ ft}$$

$$TDH = 618,59 + 4578,42 + 98,13 = 5295,14 \text{ ft}$$

4.3.11. Détermination de nombre d'étages

Pour la détermination de nombre d'étages, on applique la formule de l'équation $Etages = (TDH) / (HEAD/Etage)$, on détermine le nombre d'étages nécessaires pour produire la capacité désirée par rapport à la charge dynamique totale calculée précédemment (Fig.10).

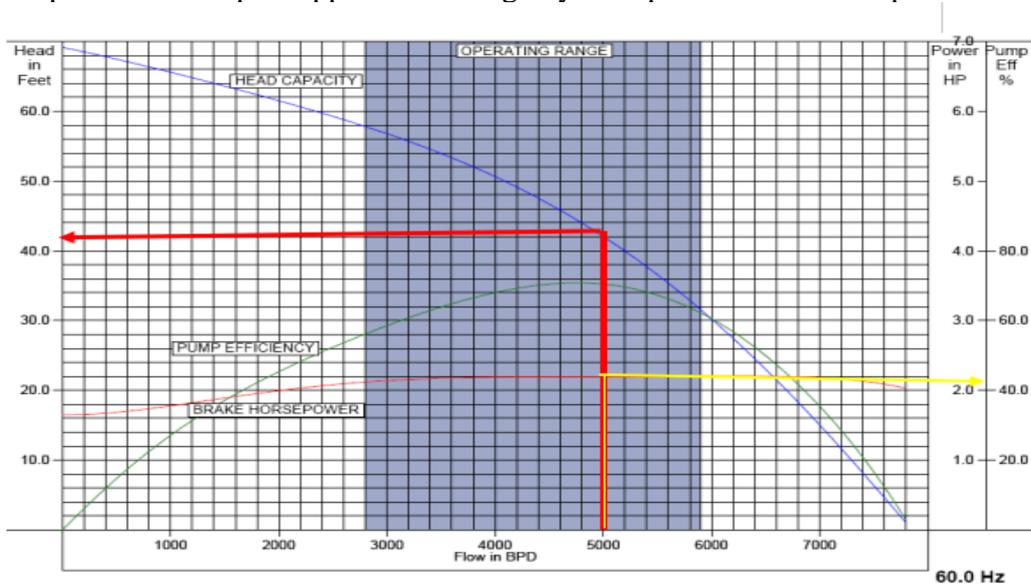


Figure 10. Courbe caractéristique de la pompe ESP FC-6000 (Knut S., 2009)

A l'intersection du volume de production désiré qui est de 5076,87 bbl/j (échelle du bas) et de la courbe de la capacité de la hauteur (échelle verticale), la valeur de la hauteur sur échelle de gauche le meilleur rendement d'une pompe ESP se situe à une hauteur de 42 ft / étage. Donc pour élever le pétrole à 2665, 42 psi (5295,14 ft), il faut une ESP de $5295,14/42 = 126$ étages.

4.3.12. Détermination de la puissance

La détermination de la puissance de la pompe est donnée par la formule de l'équation : $BHP_{pump} = BHP/Stage * Etages\ totales$. La figure 10 indique que pour le débit 5076,85 bbl/j désiré, le meilleur rendement d'une pompe ESP se situe à une puissance (échelle de droite) de 2,3 par étage. Donc pour une ESP de 126 étages, il faut une puissance de $2,3 * 126 = 290\ cv$.

4.3.13. Délai de récupération (POT)

Une étude doit être élaborée afin de prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est-à-dire : avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs économiques basant sur les critères économiques de la compagnie.

Le Pay Out Time « POT » est défini comme le temps nécessaire pour que le cumul des cash d'exploitation d'un projet devienne égale au capital initialement investi.

$$POT = \frac{\text{cout d'investissement}(\$)}{VAN \$ (jour)}$$

Où :

- ✓ Coût d'investissement : coût de location ou d'achat et d'installation de la pompe ESP = 409 000 \$
- ✓ Prix actuel du baril de pétrole : 77 \$, (le 15/01/2024)
- ✓ Le débit d'huile $Q = 1207,7 - 911 = 296,7\ bbl/j$
- ✓ $VAN = \text{Débit d'huile} * \text{prix du baril} (\$)$

$$VAN = 296,7 * 77 = 22845,9\ \$/js$$

$$POT = \frac{409\ 000}{22845,9} = 17,9\ \text{jours}$$

Donc, après 18 jours de production avec ESP on a des bénéfices.

5. Discussion

L'optimisation de la production signifie la détermination et la mise en œuvre des valeurs optimales des paramètres dans le système de production afin de maximiser le taux de production d'hydrocarbures ou de maximiser les coûts d'exploitation sous diverses contraintes techniques et économiques. L'optimisation de la production peut être effectuée à différents niveaux tels que le niveau du puits et le niveau du champ (Youb I. ; Salmania M. ; Douadi N., 2020).

L'intégration des systèmes d'activation de gaz lift et la pompe ESP dans un champ pétrolier numérique permet d'automatiser ou du moins de faciliter l'optimisation de la production à l'échelle du champ et l'efficacité opérationnelle globale du champ pétrolier, ainsi que des rendements plus élevés pour les opérateurs et les propriétaires d'actifs (Baizid.A et Bouktir A., 2020).

La production maximale du fluide 6302,3 BLPD et la pression d'écoulement minimale 3 psi du puits Mibale 01X a été prédit à l'aide de la méthode de prédiction de la courbe future de la relation débit-performance (IPR) afin d'optimiser les hydrocarbures. C'est à cela que nous avons accordé le plus d'attention. La méthode d'analyse nodale est utilisée pour la gestion scientifique de la production.

Les performances de l'inflow du puits Mibale 01X sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement 835 psi, la composition des fluides et leurs propriétés tandis que les performances de l'outflow sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre $4\ \frac{1}{2}$, mais dépendent aussi et surtout de la

structure d'écoulement des fluides dans les conduites qui est un écoulement radial diphasique partiel, et qui a généré la corrélation de Vogel.

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique afin de prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive) (Vogel. j. W. 1968). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP). L'indice de productivité (IP ou J) est défini comme étant le nombre de barils de liquide qui peut être produit pour une valeur donnée de "drawdown" sur le réservoir. Le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique (Amara A. Nacer T., 2019).

Le puits Mibale 01X avec son indice de productivité de 10,85 bbl/j/psi est un puits à grande productivité car un indice de productivité supérieur à 0,5 est classé puits à grande productivité et un puits à un indice de productivité inférieur à 0,5 est un puits de faible productivité (Kimpese et Lumono, 2014).

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (inflow), et l'écoulement en aval du nœud (outflow). L'IPR (inflow performance relationship) et le TPC (vertical lift performance relationship) relie la pression d'écoulement du puits au taux de production de surface. Alors que l'IPR représente ce que le réservoir peut apporter au fond de trou, le TPC représente ce que le puits peut apporter à la surface. L'intersection de l'IPR avec le TPC, appelé point de fonctionnement (Fig. 8), donne la délivrabilité du puits, c'est une expression de ce qu'un puits produira réellement pour une condition de fonctionnement donnée (Pr, IP, WC, GOR, THP, diamètre de Tubing) (Fetoui, I. 2017).

Nous avons donc prévenu le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production. Cette optimisation s'est faite en déterminant le point de fonctionnement qui nous a donné un débit liquide de 4155,1 bbl/j et une pression 434,38 psi, il faut donc que le inflow soit égal au outflow sinon il n'y aura pas d'écoulement du fond jusqu'à la surface. Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort. La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation (Benzerga A. ; Aroudji M., 2016).

Le débit désirable pour chaque puits est choisi pour avoir une flexibilité dans le choix de la combinaison moteur-pompe-séparateur, car un débit idéal élevé signifie une pression de fond très faible, et cette dernière représente un facteur très important pour déterminer la quantité d'huile libre (Naili Hamza, 2021). A partir de la courbe IPR/TPC on a choisi comme débit désirable de $Q = 5076, 8757$ bbl/j.

Le choix du type de pompe est basé sur la comparaison du taux de production de liquide souhaité du puits et des plages de capacité de liquide recommandées pour les types de pompe disponibles. Le type de pompe ESP sélectionné doit avoir le débit de liquide requis dans sa plage de capacité optimale (Tidjani S., Mihi A., Djabri A. ; 2029). La pompe du type FC-6000 dans la série 400 est le meilleur choix du puits Mibale 01X car elle correspond aux conditions requises de pompage, le diamètre intérieur du casing $9^{5/8}$ et le débit désirable 5076, 8757 bbl/j ($807,12m^3$). Aussi ce choix se distingue des autres types des pompes en géométrie, forme, nombre d'étages, hauteur et la longueur ; en se basant à ces différents critères, le débit désirable est inclus dans la gamme opérationnelle de la pompe.

Dans les puits à haute présence du gaz libre, la performance de la pompe ESP se réduit à cause de phénomène de cavité. Alors, il faut séparer du gaz au liquide avant de réduire la production

et la durée de vie de système. Pour cela un séparateur est installé juste à l'entrée de fluide dans la pompe (aspiration) qui améliore la ségrégation du gaz libre et le dévier vers l'annulaire (Zendari H. et Allout O., 2018). Le gaz dissous dans le brut n'a aucun effet préjudiciable sur la rentabilité de la pompe, par contre il a un effet bénéfique pour alléger la colonne hydrostatique et faire une régression de la viscosité conduisant ainsi à une culminante efficacité. Le gaz qui affecte la pompe est le gaz libre et à cause de sa haute compressibilité, le débit de production va subir une variation significative tant que la pression de fluide augmente en allant de la pression d'aspiration jusqu'à la pression de refoulement (Benzerga A. & Aroudji M. 2016). Le puits Mibale 01X produisant 2% de gaz libre ne nécessite pas l'utilisation d'un séparateur à gaz car son taux est inférieur à 6% recommandé.

La pompe généralement est installée au-dessus des perforations afin de permettre au fluide de passer par le moteur induisant son refroidissement nécessaire. Le débit possible est d'autant plus important quand la profondeur où on met la pompe augmente à cause de la chute de pression de fond. Pour toutes les installations des pompes, il faut que la pression d'aspiration soit supérieure ou égale à 150 psi équivalent approximativement à une colonne de 350 ft de fluide au-dessus de la pompe et sans cette submersion les performances de la pompe seront détériorées (Benzerga A., Aroudji M. el habib ; 2016).

Pour un bon fonctionnement de la pompe ESP, la détermination de la profondeur est évidente et estimée en tenant en compte des zones :

- ✓ zone non opérationnelle, on ne peut pas installer la pompe au-dessus de niveau dynamique.
- ✓ zone non recommandée pour l'installation de la pompe à cause de :
 - La présence élevée du gaz libre due à la faible pression.
 - Le niveau dynamique peut être changé avec la modification des paramètres de production qui rend le fonctionnement de la pompe non stable dans cette zone.
- ✓ zone recommandée pour l'installation de la pompe, on la pose dans le plus profond possible de cette zone, due aux conditions suivantes :
 - Une pression importante qui assure la pression d'aspiration minimale de la pompe
 - Minimisation de la présence de gaz libre.
- ✓ zone non opérationnelle pour le fonctionnement de la pompe, due aux conditions suivantes :
 - Limitation du diamètre de Liner (diamètre de liner inférieur à celle de la pompe).
 - Le régime turbulent qui crée des vibrations au voisinage des perforations
 - Présence des déblais de façon élevée.
 - Une haute température (Naili H. 2021).

D'après la complétion du puits Mibale 01X, la côte de Liner 4 ^{1/2}" , prenant en compte les équipements de fond de la pompe, nous avons choisi 5165 ft soit 1574,24m comme profondeur d'installation de la pompe.

La détermination de nombre requis d'étages de la pompe dans une phase ultérieure de la procédure de conception consiste à déterminer la tête totale à surmonter par la pompe ESP. Il s'agit de la tête dynamique totale (TDH). Un des composants les plus importants dans la totalité

du système de puits est le tubing, pour autant 80% des pertes de la charge totale peut être consommé dans les fluides d'activation (Lifting Fluides) du fond du puits jusqu'à la surface, cette étape détermine la colonne dynamique totale exigée pour pomper la capacité désirée (Chaib M., Boutebal A. 2017). Le puits Mibale 01X possède une hauteur dynamique totale de 5295,14 ft pour pomper la capacité désirée.

Les étages de la pompe sont des composants qui donnent une élévation de pression au fluide. Un étage est constitué d'une aube tournante et d'un diffuseur stationnaire, qui représentent les composants principaux de la pompe centrifuge. L'aube reçoit la puissance de l'axe tournant et accélère les particules de fluide, et Le diffuseur transforme la vitesse élevée de fluide (énergie cinétique) en pression (Knut Undhein S. 2009).

Les fabricants donnent les caractéristiques opérationnelles de la pompe en prenant en considération seulement un étage, et de l'eau de densité 1.0 comme un fluide de référence et avec une fréquence de rotation entre 60-50 Hz. Un graphe de performance typique est montré sur la figure 11 dans laquelle la hauteur "Head", la puissance de freinage "brake horsepower" (BHP) et l'efficacité de cet étage sont tracés en fonction du débit sur l'axe des abscisses. L'efficacité de la pompe est donnée par le rapport entre la puissance hydraulique sur la puissance de freinage « brake horsepower ». La hauteur "Head" est une mesure indirecte de la pression qui ne dépend pas de la densité de liquide. Cela signifie que pour les fluides de faible viscosité, les performances de la pompe peuvent être exprimées uniquement en termes de hauteur "Head" "H" (Schlumberger. 2002). Le débit désiré du puits Mibale 01X donne une puissance de freinage (figure 11) une hauteur de 42 ft/ étage, le rapport entre la puissance hydraulique sur la puissance de freinage est de 126 étages pour élever le pétrole à 2665,42 psi (5295,14ft).

Le critère de la puissance développée par le moteur est très importante vue que le coût de l'énergie représente la partie majoritaire du coût total de la production, par conséquent l'efficacité du moteur doit être traité soigneusement, et donc il faut choisir le moteur qui a une puissance nominale juste supérieur au BHP de la pompe. La puissance réelle requise par la pompe ESP sélectionnée se trouve dans les courbes de performance de la pompe 2,3 par étage (figure 10), où la puissance nécessaire pour entraîner un certain nombre d'étages (généralement un) est représentée dans la fonction du taux de pompage. La puissance pour une pompe ESP de 126 étages vaut 290 cv.

Après l'étude technique, une étude économique complète cette dernière pour avoir des meilleurs choix et décisions qui peuvent apporter des rendements plus élevés et un poids économique important. Pour pouvoir évaluer la rentabilité des scénarios à long terme et la comparaison entre leurs effets économiques, Il y a plusieurs paramètres très sensibles qui a été calculé, la valeur actuelle net VAN 22845,9 \$/js, le POT 18 jours, qui est le rendement financier attendu d'un investissement sur une période donnée (Amara A. & Nacer T. 2019).

6. Conclusion

L'ensemble des analyses réalisées permet après traitement et analyses des données de test de production et de PVT de tracer les courbes IPR et TPC et d'identifier le point de fonctionnement du puits Mib-01X aux coordonnées de Pwf de 435,38 psi et Q liq de 4155,1 bbl/j, lequel a permis de connaître la performance du puits Mib-01X. Le calcul des données précitées fait constater que le puits Mib-01X possède un indice de productivité de 10,85 bbl/j/psi faisant du puits Mib-01X, un puits éruptif avec une productivité élevée.

En suivant l'analyse de l'évolution de la production, on a constaté une augmentation exponentielle de la production de l'eau, laquelle est inversement proportionnelle à la production d'huile a un effet négatif sur la production et pose un très sérieux problème de la récupération d'huile. Cette augmentation s'explique par le fait que le WOC est devenu proche de la côte de perforation de tubing.

Du fait que la pression qu'on produit est proche de la pression du point de fonctionnement, il y a nécessité de convertir le puits par une méthode d'activation autre que le gaz lift par le fait que la quantité d'huile produite est très faible. La méthode la plus convenable est la pompe ESP car elle donne une augmentation très large de la production d'huile par rapport à l'état actuel du puits.

Le choix d'un nouveau design pour la pompe a été conçu avec le débit de 5076,8757 bbl/j, la pression au fond du puits (Pwf) correspondante à ce débit étant de 323,38 Psi et la pression en tête du puits de 311, 38 psi (PTH).

Ce design montre les détails ci-après : la quantité de gaz libre entrant dans la pompe est de 2 % qui fait que la pompe peut fonctionner sans séparateur de gaz, la profondeur de la pompe de 5165 ft, la hauteur de refoulement (TDH) de 5295,14 ft, la série et le type de la pompe respectivement 400 et FC-6000, laquelle dépend du diamètre interne du casing et de la quantité de production désirée, le nombre d'étages pour pomper les huiles jusqu'aux installations de surface de 126 étages dépendant de TDH et du type de la pompe, et la puissance de rotation de la pompe de 290 cv.

La conversion du puits Mib-01X du mode AGL en mode ESP, après analyse des données PVT a permis de franchir la production moyenne de 911 bbl/j d'avant vers la production de 1207,7 bbl/j après le design de la pompe ESP. En comparant les résultats, on observe un gain de 296,7 bbl/j. Une analyse économique faite dans cette publication permet un délai de récupération de 17,9 jours pour amortir l'investissement. Nous suggérons à la société de convertir le puits du mode AGL en mode ESP car la méthode apporte une amélioration significative de la production et un bénéfice.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Amara A. & Nacer T. (2019). Etude technico-économique entre gaz-lift et La pompe électrique immergé « ESP » Puits (ONI-34 et OMJ-323). 38, 39 pp.
- [2] Baizid A. & Bouktir E. (2020). Etude comparative de deux méthodes d'activation des puits : Gaz lift et Pompe électrique immergée, 6pp.
- [3] Benzerga A. & Aroudji M. (2016). Lifting artificiel par une pompe électrique immergée étude de cas : puits AMA 52-AMA 09 application sur le champ de TFT. 15, 26 pp.
- [4] Chaib M. & Boutebal A. (2017). Optimisation des performances du puits BRW ESW1 par une pompe électrique immergée (ESP), 45 pp.
- [5] Cosse R. (1988). Techniques d'exploitation pétrolière. IFP France, 138 pp.
- [6] Fetoui I. (2017). Introduction to IPR and VLP. Production Technology. Consulté le 17 juillet 2020, sur <https://production-technology.org/introduction-ipr-vlp/>
- [7] IFP. (2009). Pompage centrifuge électrique immergé.

- [8] Kimpese et Lumono. (2014), Impact des perforations additionnelles sur la productivité d'un puits pétrolier, cas du Puits Muonda – 24 Perenco – Rep, Mémoire UNIKIN, éd. Inédit. Knut Undhein Stanghelle. (2009). Evaluation of artificial lift methods on the Gyada field. 37 pp.
- [9] Matthew A. (2014). Electrical submersible pump system.
- [10] Ministère des Hydrocarbures de la RDC. (2013). Présentation des Bassins sédimentaires, 1 p. inédit.
- [11] Ministère du Plan de la RDC. (2005). Monographie de la Province du Bas-Congo. DSRP, 203 p.
- [12] MECN-EF. (2006). Draft 1-Profil marin/côtier de la RDC-Inédit. 64 p.
- [13] Naili H. (2021). Etude de la récupération assistée par des pompes immergées (ESP) et Sucker– rod dans le Champ du BRN, 64, 66 pp.
- [14] Schlumberger. (2002). ESP. Design and technology, 15 pp.
- [15] Tidjani S. ; Mihi A. ; Djabri A. (2020). Optimisation de la production Champ Hassi-Messaoud Satellite OMP 73, 21 pp.
- [16] Thierry S. (2013). RDC Forum Pétrole et Gaz : Particularité géologique du Bassins côtier, 5 p.
- [17] Vambi N'tambu B. ; Subi Malekani O. ; Tasi Mbuangi J. P. (2018). Ruée vers les ressources halieutiques dans le Parc Marin des Mangroves à Muanda en République Démocratique du Congo. Revue Africaine d'Environnement et d'Agriculture, 1(2), 21-28
- [18] Vogel. j. W. (1968). Inflow performance relationships for solution gas drive wells. Jpt, Jan, 11pp.
- [19] Youb I. ; Salmania M. ; Douadi N. (2020). L'intérêt des pompes électriques submersibles (ESP) pour une meilleure récupération d'huile, 42, 49 pp.
- [20] Zendari H. & Allout O. (2018). Etude comparative entre la méthode d'activation de puits par gas lift et par pompe électrique immergée (ESP) dans la région TFT, 29pp.