

N° série:/2016



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

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

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master
Option : Production Académique



Présenté par :
BOUZAR FOUZIA
HOUFANI KAMEL

-THEME-

**Optimisation des performances des puits
horizontaux
Par l'utilisation de la pompe ESP
(Cas du champ BRN)**

Soutenu le : 22/05/2016

Devant le jury :

Présidente	Mme. BELADAS KANZA	U. K. M. OUARGLA
Examineur	Mr: HADJ SAID ABDELKADER	U. K. M. OUARGLA
Encadreur	Mr: CHETTI DJAMEL EDDINE	U. K. M. OUARGLA
Co-Encadreur	Mr: MARCU NICOLAE DANIEL	U. ROUMANIE

Année Universitaire : 2015/2016

Résumé

Dans le domaine pétrolier, la plupart des puits ne produisent pas par eux-mêmes à cause de la chute de pression du gisement, c'est-à-dire que ce dernier n'est pas capable de repousser le fluide du fond jusqu'à la surface. Dans le champ BRN le fluide atteint un certain niveau mais ne peut pas atteindre la surface, c'est le problème principal. Pour optimiser les performances, on a proposé comme solution l'exploitation par *l'artificial lift* en utilisant le système de pompage ESP. Cette pompe permet de résoudre ce problème à travers l'acheminement de pétrole à la surface. Pour réaliser l'étude on a utilisé le logiciel PROSPER et *l'analyse nodale*. Les résultats obtenus sont acceptables.

Mots clés: Analyse nodale, logiciel PROSPER, optimisation, éruption naturel, Artificial lift, ESP.

Abstract

In the oil domain, most wells don't produce them – self, because of the fall of pressure of the reservoir, which means this last is not able to repulse the fluid of the bottom until the surface. The main problem in the field of BRN the fluid reaches some level but cannot reach the surface. To optimize the performances, we propose like solution the exploitation by the artificial lift while using the system of ESP pumping. This pump permits to solve this problem through the routing of oil to the surface. To achieve the survey we use the software PROSPER and the analysis nodal. The results are acceptable.

Key words: Nodal analysis, PROSPER software, optimization, eruption natural, Artificial lift, ESP.



REMERCIEMENT

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr CHETTI DJAMEL DINNE pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux, sans oublier Les membres de jury d'avoir accepté d'évaluer notre travail.

Nous remercions chaleureusement nos promoteurs à BRN Mr. MARCU NICOLAE DANIEL.

Nous remercions aussi Tous les ingénieurs du champ BRN, ABDELKRIM TAHANOUT, TARCHI MOHAMED EL AMINE, NOUREDDINE HAFRI, GIORGIO, FAYCAL HARBI, AMEZIANE YOUCEF, ABDELKRIM HADJOUJJA, sans oublier HOUFANI Abdel Baki, pour leurs aides, leurs encouragements et leurs conseils précieux durant toute la période du stage.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

A mon cher grand-père.

*A ma chère mère, qui a été toujours là pour moi et qui
n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.*

*A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés,
le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour
qu'il me voie réussir.*

A mes chers frères: Hmida, Abdou, Akram.

A mes chères sœurs: Hamida,

Fadila, Amina, Salima, Nawal.

*A Mes nièces et mes neveux: Jinane Katar Nada,
Amdjad Mohammed Firaz, Abd El Djalil, Hadil.*

*A mes chers amis: Zahra, Amina, Aziza, Asmaa,
Khadidja, Sohir, Sofiane, Hamza, Fatima,
Zohra, Malika, Chahra, Hasina, Taimaa, Djomana, Ahlam, Sara.*

Somia.

*A tous mes chers collègues de spécialité, production
académique.*

FOUZIA BOUZAR



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

A ma chère mère,

A mon cher père,

A mes chers frères

A mes chères sœurs

A mes chers amis

A tous mes chers collègues de spécialité, production

académique.

HOUFANI KAMEL

Nomenclatures

P_R : La Pression de réservoir.

P_{sep} : La Pression de séparateur.

ΔP : Perte de charge.

Pwf: well flowing pressure (pression de fond dynamique) (kg/cm²).

WC: water Cut %.

GOR: Gas oil ration (m^3/m^3).

BHP: bottom hole pressure (pression de gisement) (kg /cm²).

VLP: vertical lift performance.

WHP: well head pressure (la pression de tête) (bar).

IPR: Inflow Performance Relationship.

IP: l'indice de productivité.

FBHP: flowing bottom hole pressure.

SBHP: static bottom hole pressure (bar).

PIP: pump intake pressure (bar).

Pd: Discharge Pressure.

HP: horsepower.

BHT: bottom hole temperature.

FLP: Pression de ligne.

Q_{oil} : Débit d'huile (m^3/Day).

Q_{tot} : Débit total (m^3/Day).

BOPD: Barrel of Oil Per Day.

H_{pompe} : Profondeur de la pompe.

Liste des tableaux

N°	Tableau	Page
4.1	Les résultats des flow-tests pour le puits A1	15
4.2	Les profils statiques et dynamiques pour le puits A1	16
4.3	Les résultants des flow tests pour le puits A2	23
4.4	Les profils statiques et dynamiques pour le puits A2	24
4.5	L'historique des profils de pression pour le puits A3	31

Liste des figures

N°	figure	Page
1.1	Localisation du champ BRN	03
1.2	Champs de BRN (toit Fm. Tadrart)	03
1.3	Section géologique régionale	04
1.4	Stratigraphie séquentielle des niveaux dévoniens	05
1.5	Environnement paléo-dépositionnel de la Fm. Tadrart	06
2.1	Schématisation du system « Gisement – Puits – Surface »	08
3.1	Schéma de principe d'une pompe centrifuge	11
3.2	Courbe de performance d'une pompe centrifuge	13
4.1	Monitoring de la pression	17
4.2	Les courbes de la WHP et FLP du puits A1	17
4.3	Les courbes d'IPR des deux tests du puits A1	18
4.4	Les courbes VLP/IPR pour le puits A1	19
4.5	La courbe VLP-IPR pour le dernier test de puits A1	19
4.6	L'effet du changement du SBHP sur la production du puits A1	20
4.7	L'effet du changement du WC sur la production du puits A1	21
4.8	L'effet du changement du WHP sur la production du puits A1	21
4.9	L'effet du changement du SBHP et WHP sur la production du puits A1	22
4.10	Les courbes d'IPR avec les données de deux tests pour le puits A2	25
4.11	Les courbes VLP/IPR pour le puits A2	25
4.12	L'effet du changement du SBHP sur la production pour le puits A2	26
4.13	L'effet du changement du WC sur la production pour le puits A2	27
4.14	L'effet du changement du WHP sur la production pour le puits A2	28
4.15	L'effet du changement du SBHP & WHP sur la production pour le puits A2	29
4.16	L'évolution du débit d'huile, WHP et WC pour le puits A3	30
4.17	Les courbes d'IPR de deux tests pour le puits A3	32
4.18	La courbe VLP-IPR pour le dernier test du puits A3	33
4.19	L'effet du changement du SBHP sur la production du puits A3	33
4.20	L'effet du changement du WHP sur la production du puits A3	34
4.21	L'effet du changement du WC sur la production de puits A3	35
4.22	L'effet du changement du SBHP & WHP sur la production de puits A3	35

4.23	L'évolution de WC en fonction du temps dans le puits A3	36
4.24	System de pompage par pompe ESP	38
4.25	Les zones spécifiques de fonctionnement d'une ESP	39
4.26	Point de fonctionnement de la pompe avec les données de projet pour le puits A1	40
4.27	L'effet du changement de WHP sur le fonctionnement de la pompe ESP	41
4.28	L'effet du changement de la fréquence sur le fonctionnement de la pompe ESP	41
4.29	L'effet du changement de WC sur le fonctionnement de la pompe	42
4.30	L'effet du changement de SBHP sur le fonctionnement de la pompe	43
4.31	Le point de fonctionnement de la pompe avec les données du projet pour le puits A2	44
4.32	L'effet du changement de WHP sur le fonctionnement de la pompe ESP	45
4.33	L'effet du changement de la fréquence (Freq) sur le fonctionnement de l'ESP	46
4.34	L'effet du changement de WC sur le fonctionnement de l'ESP	46
4.35	L'effet du changement de SBHP, WHP, WC, et fréquence sur le fonctionnement de l'ESP	47
4.36	L'effet du changement de SBHP sur le fonctionnement de l'ESP	48
4.37	Performance du puits avec ESP	49
4.38	Le point de fonctionnement de la pompe avec les données du projet pour le puits A3	50
4.39	L'effet du changement de WHP sur le fonctionnement de l'ESP	51
4.40	L'effet du changement de la fréquence (Freq) sur le fonctionnement de l'ESP	52
4.41	L'effet du changement de WC sur le fonctionnement de l'ESP	53
4.42	L'effet du changement de SBH sur le fonctionnement de l'ESP	54
4.43	L'effet du changement de SBHP avec WC sur le fonctionnement de l'ESP	55
4.44	L'effet de la SBHP avec WHP sur le fonctionnement de l'ESP	56
4.45	L'effet du changement de WC avec WHP sur le fonctionnement de l'ESP	57
4.46	L'évolution d'huile, WHP et WC dans les deux phases d'exploitation	58

SOMMAIRE

Remerciement	I
Dédicaces	II
Nomenclature	IV
Liste des tableaux	V
Liste des figures	VI

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

Chapitre I : Généralité sur le champ BRN

I.1 Introduction	03
I.2 Stratigraphie et sédimentologie	04
I.3 l'Analyse Sédimentologique du Dévonien	05
I.3.1 Formation Tadrart	05
I.3.2 Formation Ouan Kasa – Niveau G	06

Chapitre II : Analyse nodale

II.1 Introduction	07
II.2 Analyse nodale	07
II.3 Objectifs de l'analyse nodale	07
II.4 Application de l'analyse nodale	08
II.5 Schématisation du système de production "GISEMENT – PUIITS - SURFACE"	08

Chapitre III : La Pompe Centrifuge Immersée

III. 1 Introduction	10
III.2 Le pompage centrifuge immergé	10
III. 3 Éléments constitutifs de la pompe	10
III.3.1 La pompe	11
III.3.2 Le moteur électrique	12
III.3.3 Le protecteur	12
III.4 L'équipement de commande en surface	12
III.5 Choix d'une pompe	13

Chapitre IV : Optimisation des performances des puits horizontaux

IV. 1 Introduction	14
IV.2 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle	14

IV.2.1 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle pour le Puits A1	15
IV.2.2 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle pour le Puits A2	23
IV.2.3 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle pour le Puits A3	30
IV.3 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift avec pompe ESP	37
IV.3 .1 Système de pompage ESP	37
IV.3.2 Analyse nodale pour un puits exploité avec ESP	39
IV.3.3 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift pour le puits A1	40
IV.3.4 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift pour le puits A2	44
IV.3.5 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift pour le puits A3	50
Conclusion générale	59
Bibliographie	61
Annexe	

Introduction générale

Introduction générale

La population mondiale ne cesse de croître et les besoins énergétiques augmentent. Les producteurs de pétrole et de gaz sont contraints d'améliorer l'efficacité de leurs méthodes de production pour faire face au développement de la demande mondiale. Les réserves naturelles sont plus difficiles d'accès et il est de plus en plus compliqué de produire de manière responsable et respectueuse de l'environnement, tout en se conformant aux normes de sécurité les plus strictes.

Dans le champ BRN (Bir Ribaa Nord) les puits horizontaux et déviés ont été utilisés pour augmenter la production d'huile et de gaz à partir des années 1995. Ils permettent de donner des résultats remarquables parce que le rayon de drainage est plus grand par rapport au puits vertical.

Pour optimiser les performances de ces puits après la phase d'exploitation par éruption naturelle, on utilise la technique ARTIFICIEL LIFT.

L'Artificiel lift permet la production des puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aux puits producteurs d'eau d'usages divers.

Pour les puits producteurs d'huiles, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

Dans le monde, l'activation (75% des puits d'huiles hors USA, et 90% à l'USA) est réalisée principalement sous deux formes de procédés d'artificiel lift:

- relevage mécanique des fluides par pompage;
- allégement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gaz lift. [1]

Les deux modes de pompage les plus répandus dans le monde sont:

- Le pompage aux tiges (Sucker Rod Pumping) : une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tiges et d'un système de va-et-vient;
- Le pompage centrifuge: par pompe centrifuge électrique immergée ESP.

Dans cette étude, nous avons choisi le pompage par la pompe ESP comme méthode d'activation par l'utilisation de l'analyse nodale pour optimiser le point de fonctionnement de la pompe via le logiciel PROSPER. L'objectif de ce travail est d'optimiser les performances de trois puits horizontaux dans le champ BRN pour:

- Améliorer la production d'huile dans ce champ à cause de la chute de pression de gisement,
- Trouver une méthode d'optimisation plus efficace et économique,
- Faire remonter le fluide à la surface,
- Elever la durée de vie des puits par un système de pompage.

Le premier chapitre comprend des Généralités sur le champ de BRN. Dans le deuxième chapitre on a parlé de l'analyse nodale. Et le troisième chapitre comprend le pompage centrifuge immergé. L'optimisation des performances des puits horizontaux est détaillée dans le chapitre quatre

Chapitre I:
Généralité sur le
champ BRN

I.1 Introduction

Le champ de BRN (Bir Rebaa Nord) se trouve dans le permis d'exploitation 403, qui représente une portion de la zone septentrionale du bassin de Berkine/Ghadamès (Figure 1.1).

La figure 1.2 montre la carte structurale et le permis d'exploitation du champ de BRN (polygone en bleu).

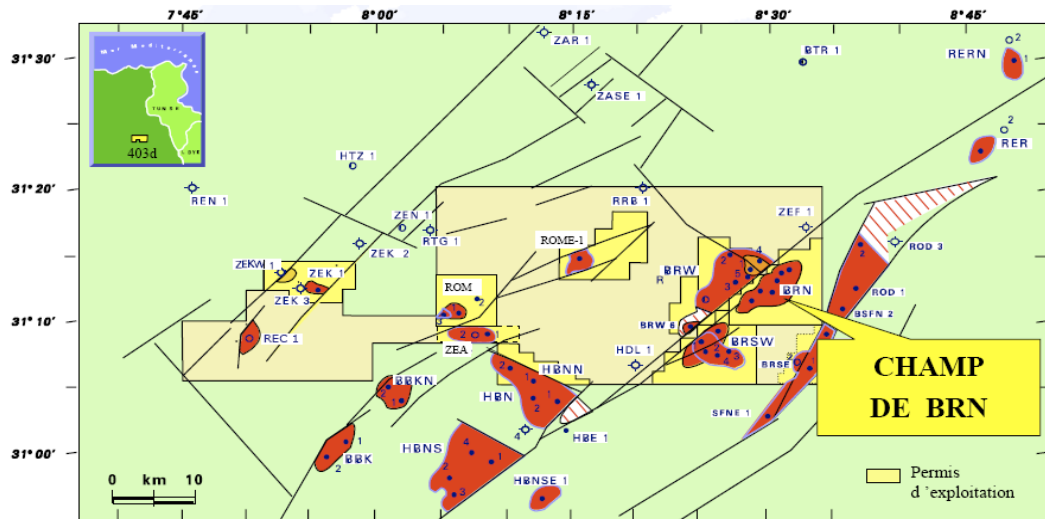


Figure 1.1 : Localisation du champ BRN.

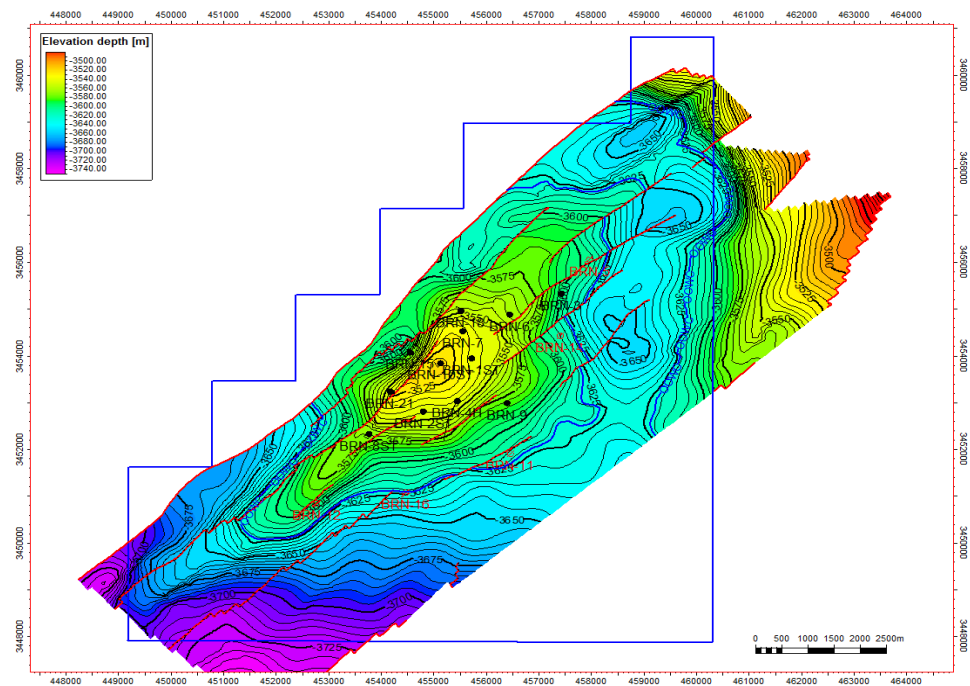


Figure 1.2 : Champs de BRN (toit Fm. Tadrart).

I.2 Stratigraphie et sédimentologie

Le champ de BRN est localisé au flanc occidental du bassin paléozoïque de Ghadamès, qui comprend l'Algérie, la Tunisie et la Lybie.

Au flanc libyen, on observe le pinch-out des dépôts Dévoniens (Fm. Tadrart, Ouan Kasa, Aouinet-Ouenine), tandis que vers Ouest il y a un épaissement en correspondance du dépocentre tunisien-algérien. Plus à l'Ouest, en Algérie, les formations dévoniennes sont tronquées par la discordance hercynienne (figure 1.3).

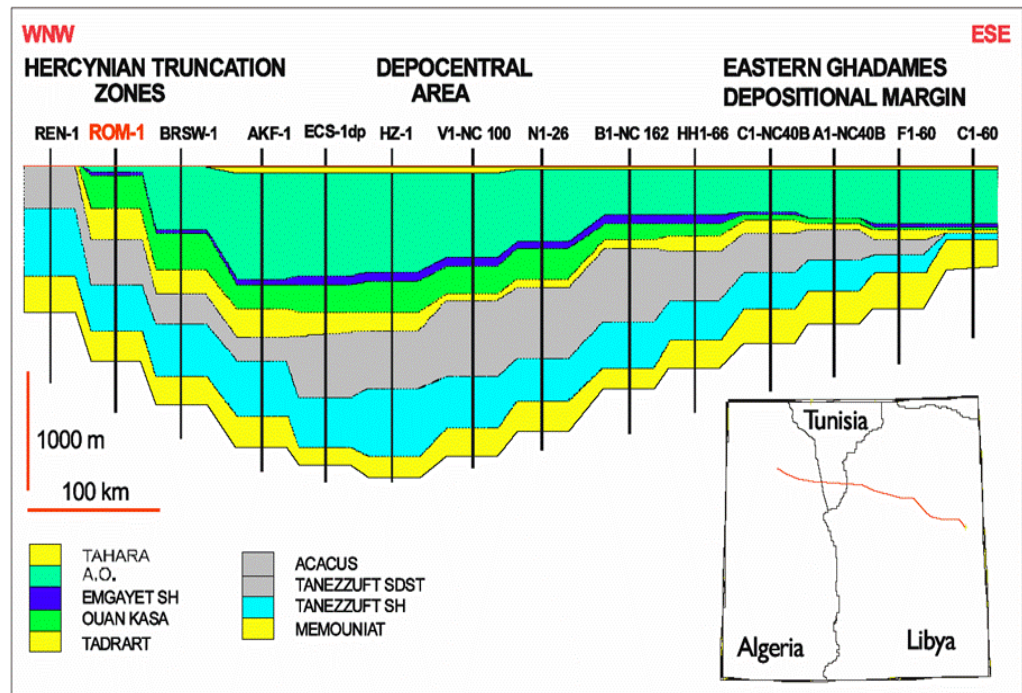


Figure 1.3 : Section géologique régionale.

Du point de vue sédimentologique, la Fm. Tadrart est caractérisée par un environnement de sédimentation éolique/fluviale/côtière, qui représente le "Low System Tract" (LST) de la séquence dépositionnelle (figure 1.4).

Ensuite, l'établissement des conditions de sédimentation marine se déroule avec la déposition de la formation Ouan Kasa (Niveau G). Cette formation est caractérisée par un modèle de déposition progradationnelle, puisque l'apport des sédiments est encore supérieur au taux de subsidence. [2]

Un modèle de type rétrogradationnelle constitue, au contraire, la déposition de la formation Aouinet-Ouenine (Niveaux de F à B). Cette formation est caractérisée par une période de transgression marine pas compensée par l'apport des sédiments.

La partie sommitale de l'entière séquence dépositionnelle est représentée par les argiles de l'Emsien/Givetien. [2]

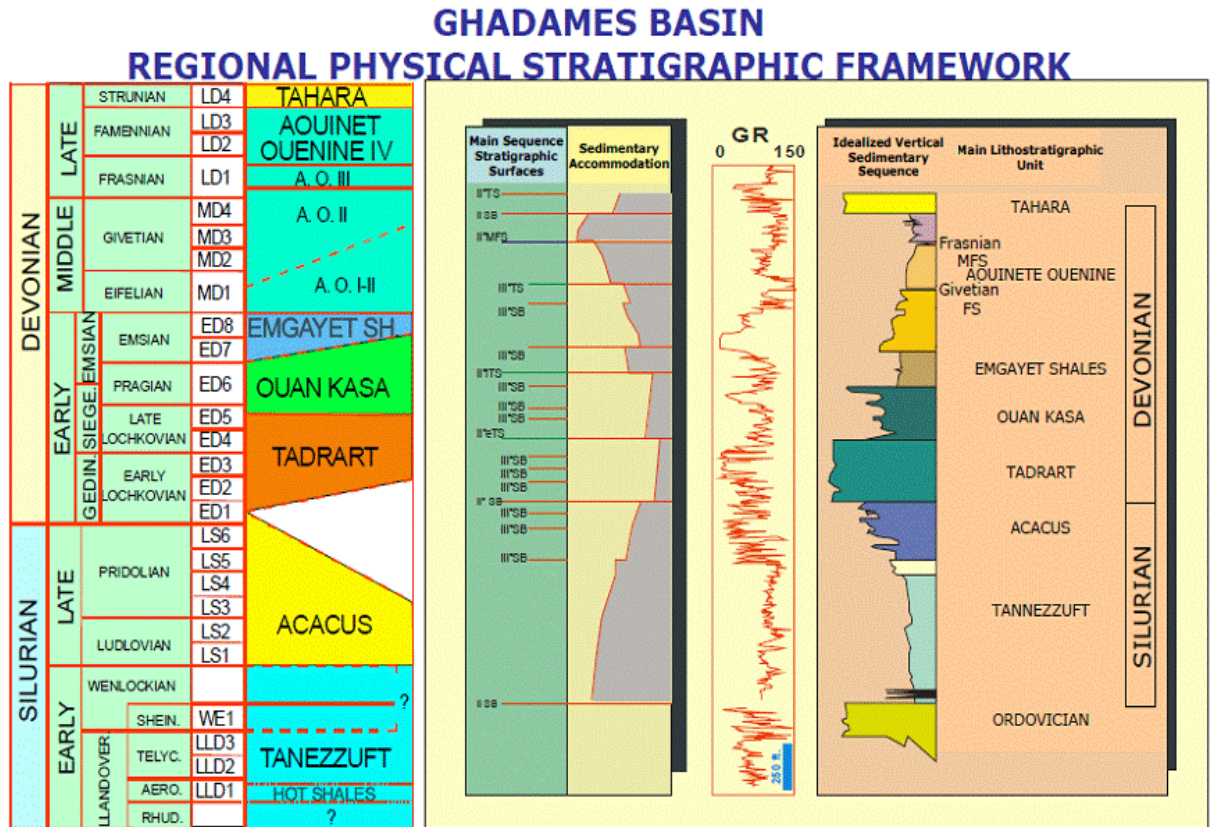


Figure 1.4 : Stratigraphie séquentielle des niveaux dévoniens.

I.3 l'Analyse Sédimentologique du Dévonien

I.3.1 Formation Tadrart

Du point de vue réservoir, cette formation coïncide avec le niveau ayant les meilleures caractéristiques du champ de BRN. Elle est composée de grès quartzueux de moyennes à grossières avec structures internes à stratification entrecroisée de moyenne à grande échelle.

Dans la partie supérieure de la formation (sous-niveau T1) nous trouvons des niveaux pélitiques d'épaisseur variable alternés avec épisodes silteux-sableux.

Le milieu de dépôt est du type arrière plage-littoral pour les lithologies plus grossières, tandis que les intercalations plus fines et les épisodes pélitiques semblent être liés à des influences tidales.

La formation possède des épaisseurs constantes dans tous les niveaux du champ de BRN, à cause de sa position paléogéographique centrale dans le bassin. Par contre, dans la zone marginale, ces niveaux sont remarquablement amincis ou absents à cause de l'érosion.

A l'échelle régionale, la formation passe d'un environnement sédimentaire fluvial, dans la partie ESE du bassin, à des faciès de dépôts fluviaux remaniés par l'action de la mer dans la zone opposée (figure 1.5). Le milieu de dépôt dans la zone de BRN est donc du type "backshore/nearshore", les grains ont une granulométrie plus grossière, tandis que les intercalations plus fines et les épisodes pélitiques sont attribués à des épisodes d'événements marins de type franchement tidal. [2]

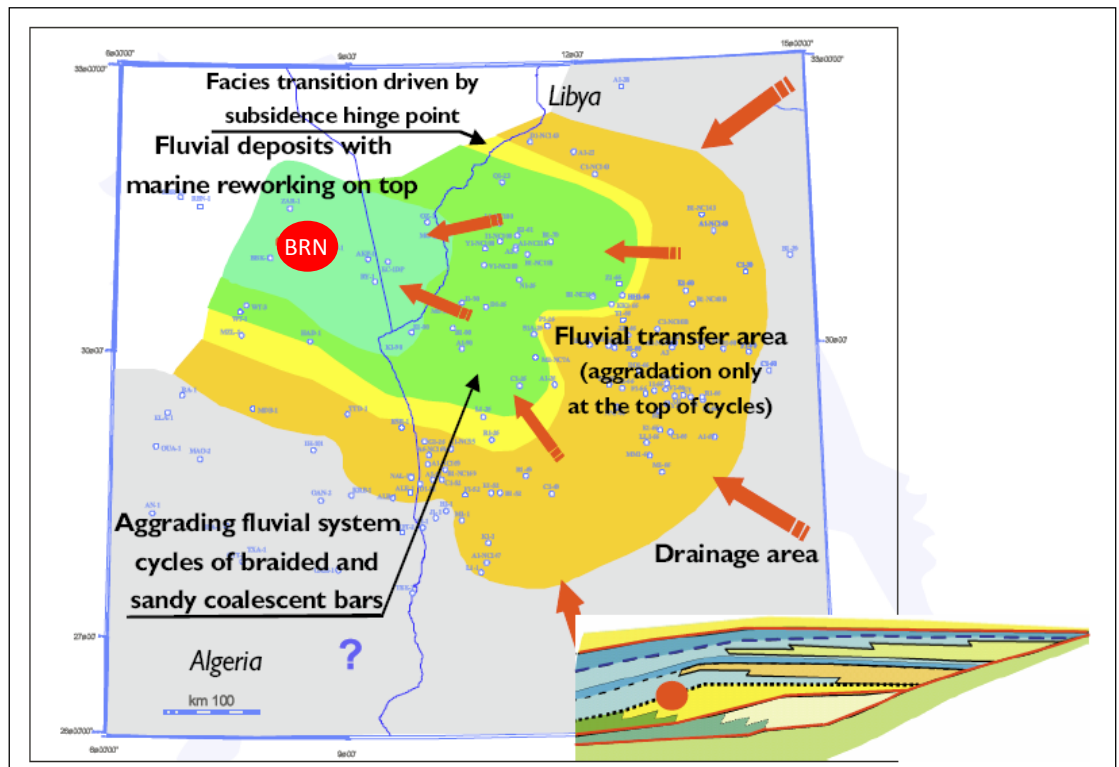


Figure 1.5 : Environnement paléo-dépositionnel de la Fm Tadrart.

I.3.2 Formation Ouan Kasa – Niveau G

La formation se compose d'alternances de grès et d'argiles de milieu marin littoral, transgressif sur les dépôts fluviaux au-dessus de la Fm. Tadrart. Deux réservoirs sont présents dans cette formation, le réservoir Niveau B dans la partie sommitale et le Niveau G dans la partie basale.

Le niveau G s'est déposé directement au-dessus du toit de la Fm. Tadrart et il est composé de : Une zone basale et Une zone sommital. [2]

Chapitre II:
Analyse nodale

II.1 Introduction

Les principes de base de l'analyse nodale étaient donnés par Gilbert en 1954, le pionnier de la production dans les années 50. L'analyse nodale est décrit comme une interaction entre le réservoir; le puits, la duse, et l'installation de surface.

Le but de l'analyse nodale dans cette étude est d'appliquer cette dernière sur des puits horizontaux dans le champ de BRN qui ont un faible index de productivité .Pour cela, l'application de l'analyse nodale est nécessaire pour optimiser les performances du puits.

II.2 Analyse nodale

L'analyse Nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet. Chaque composant dans un puits producteur, ou tous les puits dans un système de production, peuvent être optimisés pour atteindre l'objectif économique. Tous les composants et les paramètres appropriés sont analysés.

II.3 Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- détermination du débit d'un puits existant de pétrole ou de gaz en tenant compte de la géométrie du puits de forage et les limites de complétion.
- détermination des conditions du flux (qui peut être liées au temps) de production d'un puits.
- Le choix du moment économique le plus important pour l'installation de lift artificiel et la sélection de la méthode de lift optimale.
- Optimisation du système de production.
- Vérification de chaque composant dans le système de puits pour déterminer s'il est inutile de limiter le débit.
- Permettre aux opérateurs et aux ingénieurs pour connaître rapidement comment faire pour augmenter la production.
- Permettre aux ingénieurs de concevoir le bon reconditionnement (work- over) sur les puits existants et évaluer les résultats afin d'augmenter la production. [3]

II.4 Application de l'analyse nodale

Les applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Optimisation de la production par un system de pompage (ESP).
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production. [4]

II.5 Schématisation du système de production "GISEMENT – PUIITS - SURFACE"

En utilisant l'Analyse Nodale, le système de production "Réservoir – Puits - Surface" est schématisé comme une succession de modules principaux, dont chacun est défini par une série de paramètres caractéristiques et connecté au module subséquent par un nœud (figure 2.1).

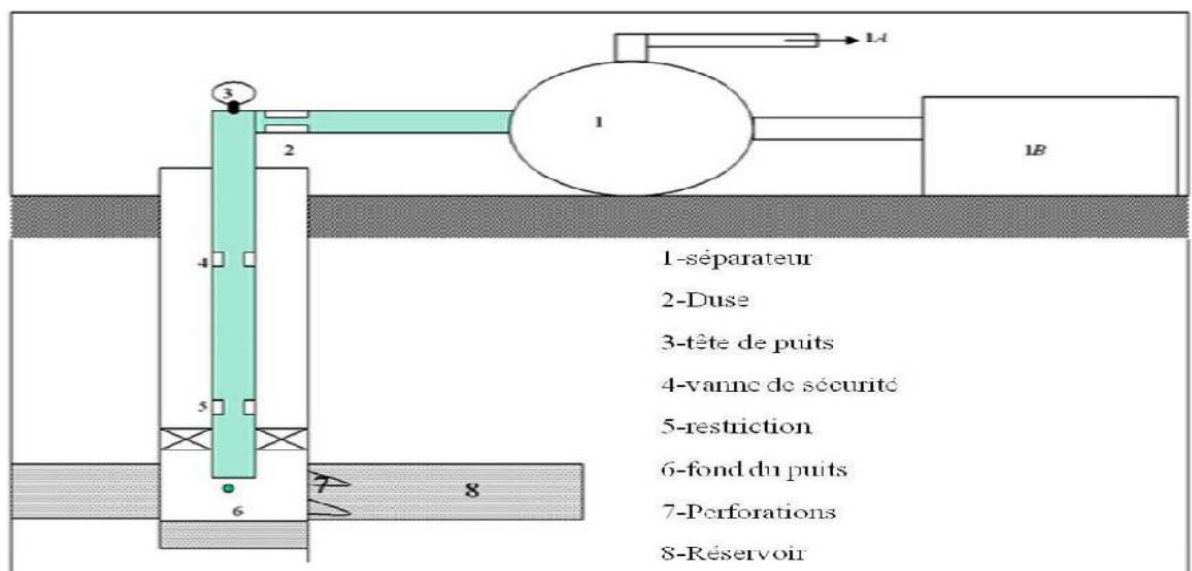


Figure 2.1 : Schématisation du system « Gisement – Puits – Surface ».

Pour effectuer l'analyse de ce système, un nœud est choisi, la performance globale des segments localisés en amont et en aval du nœud est évaluée et les conditions de fonctionnement (la pression et le débit) satisfaisant les deux performances sont subséquemment définies.

Il est aussi vrai que la représentation du système de production peut être réduite ou simplifiée (par exemple, la tête de tubing pourrait être le point de final du surface), selon le type de système à analyser et le degré de détail exigé.

Dans tous les cas, le système de production représenté doit être adapté au problème, compte tenu de toutes les données disponibles et devrait être aussi simple que possible.

En outre des puits de production, où la présence simultanée de plusieurs fluides (huile, gaz, eau) peut être aussi prise en compte, cette méthode peut être appliquée sur les puits injecteurs (eau, gaz).

De plus, il est possible de représenter les deux principaux régimes d'écoulement du réservoir: état transitoire et stable. [3]

L'écoulement depuis le réservoir vers les installations de traitement entraîne une perte d'énergie. Ces pertes sont notées comme suit:

- Perte dans le milieu poreux.

$$\Delta P_1 = \bar{P}_r - P_{wfz}$$

- Perte le long de complétion.

$$\Delta P_2 = P_{wfz} - P_{wf}$$

- Perte le long des restrictions.

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$$

- Perte le long des vannes de sécurité.

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV}$$

- Perte dans la de duse de surface.

$$\Delta P_5 = P_{wk} - P_{DSC}$$

- Perte dans les conduites de surface.

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep}$$

- Perte totale dans le tubing.

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wk}$$

- Perte totale dans les collectes.

$$\Delta P_8 = P_{wk} - P_{sep}$$

Chapitre III:
La pompe centrifuge
immergée

III. 1 Introduction

Dans la colonne de production (tubing) généralement mis en place, une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide dans le puits relève le brut jusqu'en surface. Cette méthode d'activation des puits permet au fluide de poursuivre son chemin et soulage la couche de tout ou partie des contrepressions en aval de la pompe.

Relevage mécanique des fluides par pompage dans la phase d'exploitation en artificiel lift les plus répandus sont:

- pompage aux tiges (Sucker Rod Pumping);
- pompage centrifuge immergé ESP (Electrical Submersible Pump);
- pompage avec PCP (Progressive Cavity Pump).

III.2 Le pompage centrifuge immergé

La pompe centrifuge est descendue à sa côte dans le casing, suspendue à l'extrémité du tubing de production. L'énergie électrique est acheminée au moteur par un câble déroulé et fixé par des colliers au tubing au fur et à mesure de la descente de celui –ci.

En surface, une tête de tubing spéciale munie de joints d'étanchéité permet la sortie du câble à l'extérieur vers une armoire de commande.

Une duse réglable permet d'ajuster l'écoulement en diminuant la contrepression sur la pompe.

En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation. [1]

III. 3 Éléments constitutifs de la pompe

Schématiquement, la pompe en place dans le puits est composée, du bas vers le haut, de trois éléments principaux raccordés et alignés sur le même axe et qui sont :

- Le moteur électrique ;
- Le protecteur;
- La pompe avec son dispositif d'aspiration.

III.3.1 La pompe

C'est une pompe centrifuge multi-étagée comprenant le nombre d'étages nécessaires pour obtenir la hauteur de refoulement désirée, le nombre d'étages pouvant atteindre plusieurs centaines.

Chaque étage est constitué d'un impulseur 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'impulseur 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'impulseur 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. [1]

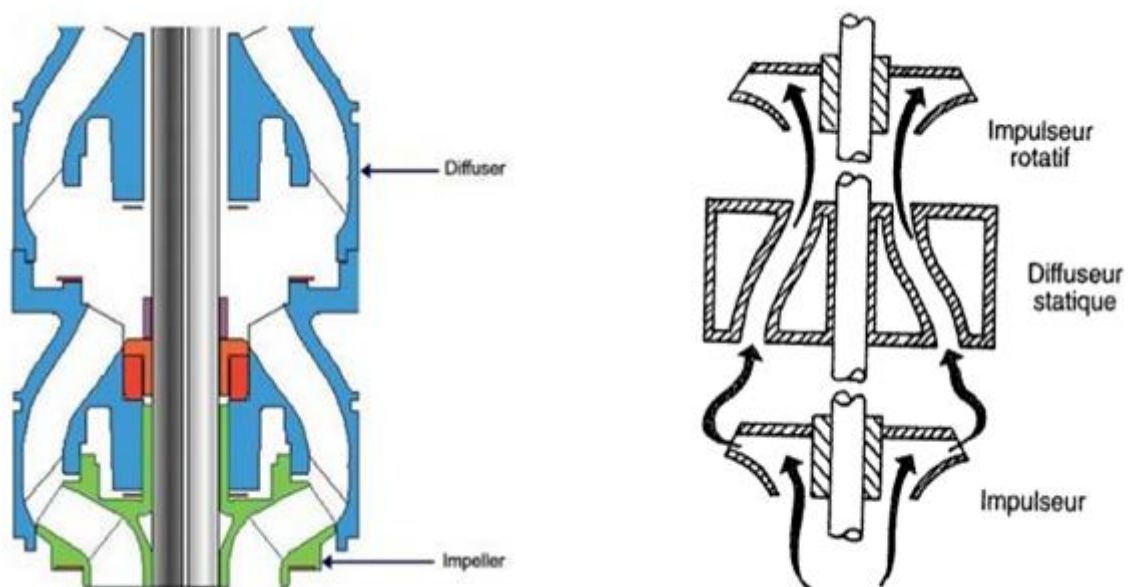


Figure 3.1: schéma de principe d'une pompe centrifuge.

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, à un séparateur de gaz de fond de type statique en chicane ou centrifuge. Ce dispositif a pour but d'orienter une grande partie de ce gaz vers l'espace annulaire pour éviter que la pompe cavité et pour réduire les fluctuations de charge sur le moteur. La sortie de la pompe ou tête de refoulement comporte un manchon avec une réduction qui se visse directement sur le tubing.

III.3.2 Le moteur électrique

C'est un moteur à induction à cage d'écureuil, 2 pôles et 3 phases tournant en général à environ 2900 tours par minute pour 50Hz et 3500 tours par minute pour 60 Hz (USA), sous des tensions allant de 600 à 2400 volts et pour des intensités variables de 20 à 120 ampères.

Le moteur est enfermé dans une enceinte d'acier remplie d'huile qui assure les rôles de lubrification pour les paliers, isolation électrique et refroidissement du moteur par transfert de chaleur vers le fluide extérieur produit remontant dans le puits.

De ce fait, le moteur ne doit jamais être placé en-dessous des perforations, c'est-à-dire en dessous de la zone de remontée du fluide produit, et un débit insuffisant de fluide peut occasionner un échauffement anormal, dommageable pour le moteur. [1]

III.3.3 Le protecteur

Encore appelé seal ou equalizer selon les constructeurs, le protecteur assure la liaison étanche entre le moteur et la pompe.

L'élément comporte une chambre remplie d'huile propre créant un tampon d'égalisation des pressions entre l'huile du moteur et l'effluent du puits, tandis que des joints d'étanchéité empêchent la migration de l'huile le long de l'arbre.

Le protecteur comprend aussi un palier de butée spécial qui encaisse la poussée axiale de la pompe pour éviter qu'elle ne se transmette à l'arbre moteur.

III.4 L'équipement de commande en surface

En plus des transformateurs de courant, les constructeurs fournissent, pour chaque pompe, une armoire de commande incluant des appareils pour la protection du moteur et la souplesse des opérations tels que: ampèremètre-enregistreur, relais de surcharge, disjoncteur, minuteries (timer) de redémarrages et arrêts.

Enfin, on peut trouver sur le marché depuis quelques années, un système permettant la variation automatique de la vitesse du moteur et, par conséquent, du débit de la pompe.

Cette flexibilité permet une meilleure exploitation des puits dans lesquels les conditions de pression de gisement, d'indice de productivité, de GOR et de WC peuvent être non stabilisées.

III.5 Choix d'une pompe

En principe, la pompe centrifuge manque de souplesse et nécessite une connaissance aussi fine que possible des performances présentes et à venir du puits, en particulier de l'indice de productivité, du débit et de la hauteur de refoulement dans laquelle sont incluses la perte de charge par friction dans le tubing et la pression nécessaire en tête de puits.

Cette hauteur totale est appelée TDH (Total Dynamic Head).

Le choix d'une pompe va d'abord être limité par les dimensions du casing.

Ensuite, la sélection de la et du moteur est faite d'après les performances données par les constructions et présentées sous forme de courbes donnant le débit, le rendement de la pompe, et pour un étage, la hauteur de refoulement et la puissance absorbée pour un fluide de densité 1. (Figure 3.2). La hauteur de refoulement fournie par un étage dépend du diamètre de l'ensemble et de la géométrie de l'impulseur et du diffuseur.

Le nombre d'étages nécessaires est la TDH divisée par la hauteur de refoulement par étage.

Enfin, la puissance du moteur est calculée en multipliant le maximum de puissance par étage pris sur la courbe de la pompe par le nombre d'étages et en corrigeant en fonction de la densité du liquide pompé. [1]

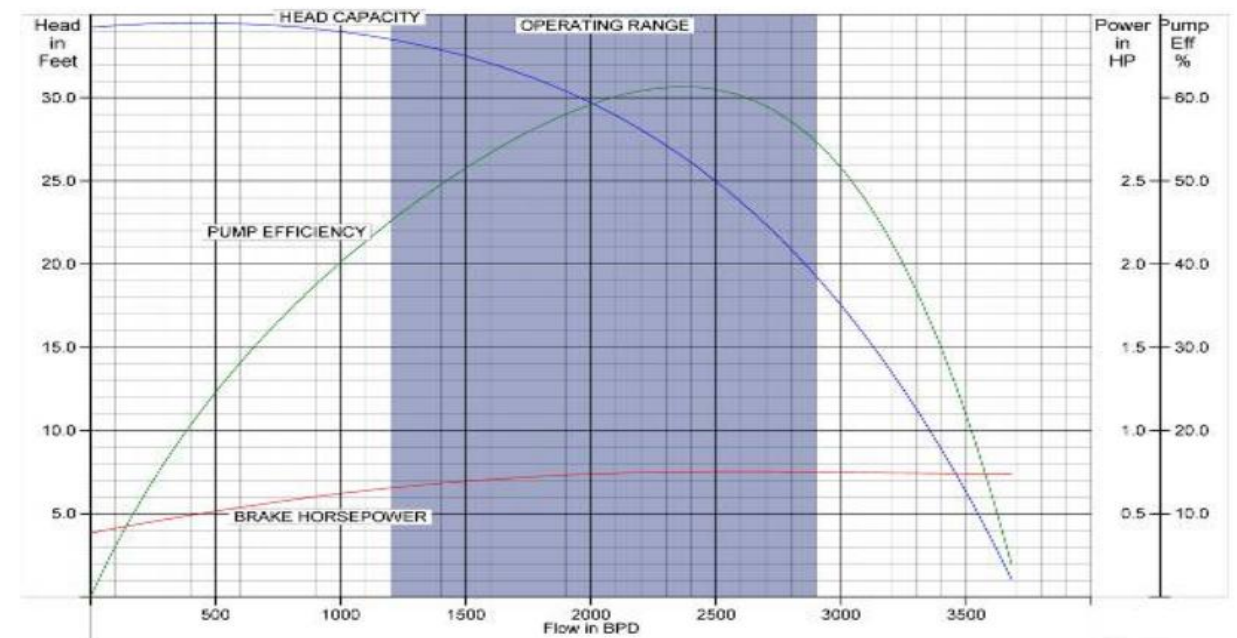


Figure 3.2: courbe de performance d'une pompe centrifuge. [5]

Chapitre IV:
Optimisation des
performances des puits
horizontaux

IV. 1 Introduction

Dans ce chapitre, on a travaillé sur trois puits horizontaux dans le champ de BRN. nous allons optimiser les performances de ces puits dans la phase d'exploitation en éruption naturelle avec l'utilisation de l'analyse nodale via le logiciel PROSPER afin d'obtenir les courbes des performances du gisement et les courbes des performances du puits (IPR, VLP).

Au fil des années, la pression de gisement diminue par conséquent les puits nécessitent l'utilisation des méthodes de "artificiel lift" par l'installation des pompes ESP.

L'utilisation de l'analyse nodale dans la phase d'exploitation en artificiel lift afin d'optimiser le point de fonctionnement de la pompe, étant donné que la pompe ESP fonctionne selon trois situations (Down thrust, Up thrust, Optimum).

IV.2 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle

Pour optimiser les performances de ces puits dans cette phase, nous utiliserons les données suivantes :

- Les données obtenues à partir des tests de production.
- Les mesures de pression en régime statique et dynamique.
- Données relatives à la complétion du puits.
- Les données d'analyses PVT pour chaque puits pour le niveau exploité.
- Les données obtenues à partir des rapports pour les opérations effectuées pendant l'exploitation en éruption naturelle.

Toutes ces informations seront exploitées sur un logiciel dédié pour réaliser l'analyse nodale (PROSPER) [4], pour obtenir :

- ✓ Courbe IPR (Inflow Performance Relationship) - courbe de performances du gisement.
- ✓ Courbe VLP (Vertical Lift Performance) – courbe de performances du puits.
- ✓ Point de fonctionnement actuel.
- ✓ La sensibilité en fonction de certains paramètres (SBHP, WHP, WC).

Les résultats de l'analyse seront présentés sous forme de graphe et nous permettent de prendre des décisions relatives à l'exploitation future des puits.

Pour réaliser cette étude, nous avons choisi les puits suivants : A1 et A2 du champ ROM et A3 du champ REC.

IV.2.1 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle pour le Puits A1

A1 est un puits horizontal producteur d'huile du champ de ROM qui a été foré en juillet 2005 et complété dans le niveau B. Avant septembre 2013, il produisait en éruptif du set de perforations suivant : 3425mMD – 3740m MD (niveau B).

En juillet 2011 le puits a été fermé suite à une chute de pression et faibles performances.

En septembre 2013 on a décidé d'abandonner les perforations du niveau B et aller au niveau TAGI, sur le set de perforations : 3280mMD – 3297mMD.

Les tests de production effectués depuis la réouverture dans le nouveau niveau jusqu'au 12/12/2013, montrent encore une chute de performances de production.

NB : Le schéma de complétion se trouve dans l'annexe A1.

IV.2 .1.1 Les données de production

Le puits A1 a été rouvert le 15 octobre 2013 dans le niveau TAGI.

Du 15/10/2013 jusqu'à maintenant, on a réalisé des flow-tests avec Vx afin d'évaluer le potentiel de production du puits.

Les résultats de ces tests sont rapportés dans le tableau suivant:

Tableau 4.1: Les résultats des flow-tests pour le puits A1.

Date	FWHP (bar)	FLP (bar)	FWHT (°C)	Coil (STB/d)	Gas (Sm ³ /d)	Water (Sm ³ /d)	GOR	WC	Notes
18/10/2013	47	10.3	49.9	2664	50570	0	119.4	0	Vx Schlumberger
22/10/2013	43	8	49.6	2299	40605	0	111.1	0	Vx Schlumberger; FI=42/64"
02/11/2013	51.1	5	45.6	251	3300	0	82.7	0	Vx Schlumberger; FI=12/64"
16/11/2013	32.5	5.9	46.6	1529	24850	0	102.2	0	Vx Schlumberger; FI=42/64"
07/12/2013	24.9	4.8	44.4	1115	19225	0	108.4	0	Vx Schlumberger; FI=42/64"

En analysant ces données, on remarque que :

- Les tests démontrent une chute du débit d'huile (-1 500 STB/j), accompagnée d'un déclin de la pression de tête (WHP).
- Durant la même période nous remarquons aussi une diminution du débit de gaz (de 60 %) par rapport au débit initial.

IV.2.1.2 Historique des profils de pression du Niveau TAGI

Simultanément avec les tests de production, les profils dynamiques et des profils statiques ont été enregistrés afin d'évaluer les performances du niveau TAGI sur ce puits:

Tableau 4.2: Les profils statiques et dynamique pour le puits A1.

Date	PS/PD	SBHP (bar)	SWHP (bar)	SBHT (°C)	FBHP (bar)	FWHP (bar)	FBHT (°C)	Gradient (bar/m)	Observations
04/10/2013	PS	351.2	120	94.8	0	0	0	0.0968	3280 mRT (TAGI top perf)
18/10/2013	PD	0	0	0	241.3	49.0	96	0.0642	3280 mRT (TAGI top perf)
07/11/2013	PS	284.1	75.4	94.8	0	0	0	0.063	3280 mRT (TAGI top perf)
07/12/2013	PD	0	0	0	194.9	26.4	95.3	0.0635	3280 mRT (TAGI top perf)

À partir des données de ce tableau nous observons une diminution des SBHP et FBHP.

En plus, le modèle PROSPER pour le test du 22/10/2013 (à 4 jours du premier test) a été matché pour une SBHP = 325 bars (-25 bars en 5 jours).

Pour clarifier la situation de SBHP (déplétion ou erreur de la mesure), entre le 01/11/2013 et le 07/11/2013, sur le puits nous avons fait " monitoring" de la pression avec gauge de fond.

Le changement de pression pendant 7 jours de monitoring est représenté dans le graphe suivant.

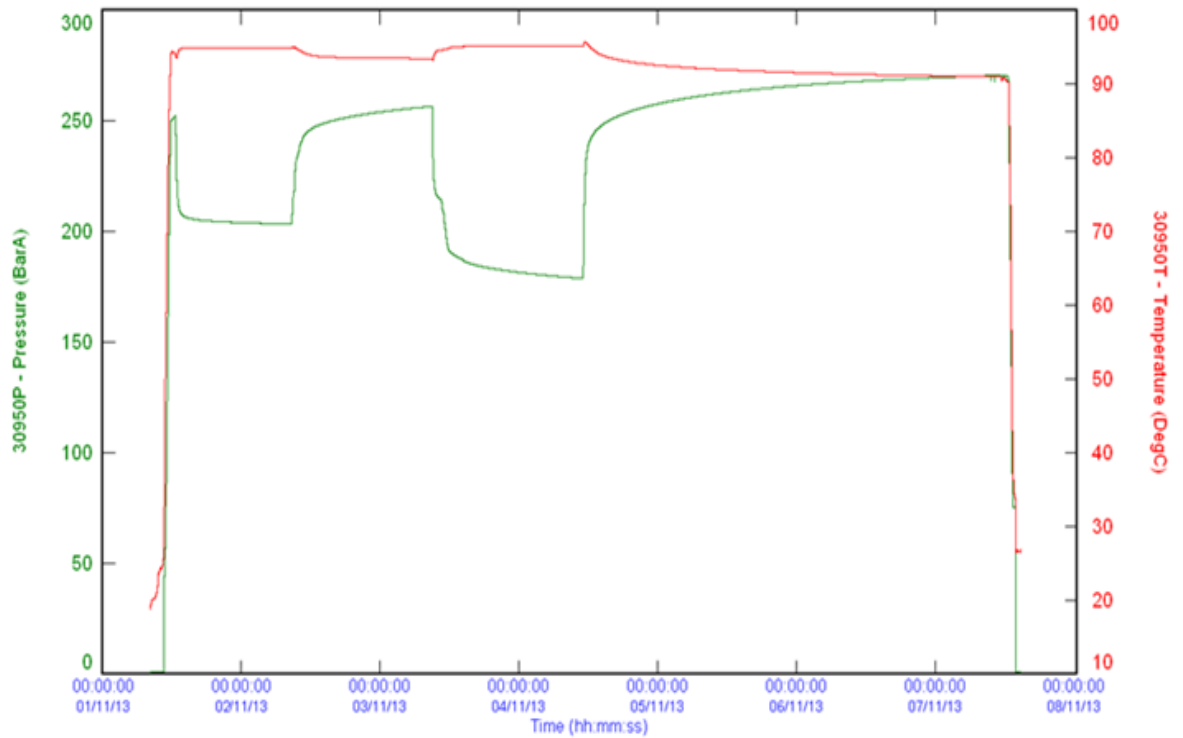


Figure 4.1: Monitoring de la pression.

Les paramètres de la WHP et FLP pendant l'exploitation du puits mettent en évidence l'hypothèse d'une déplétion du gisement :

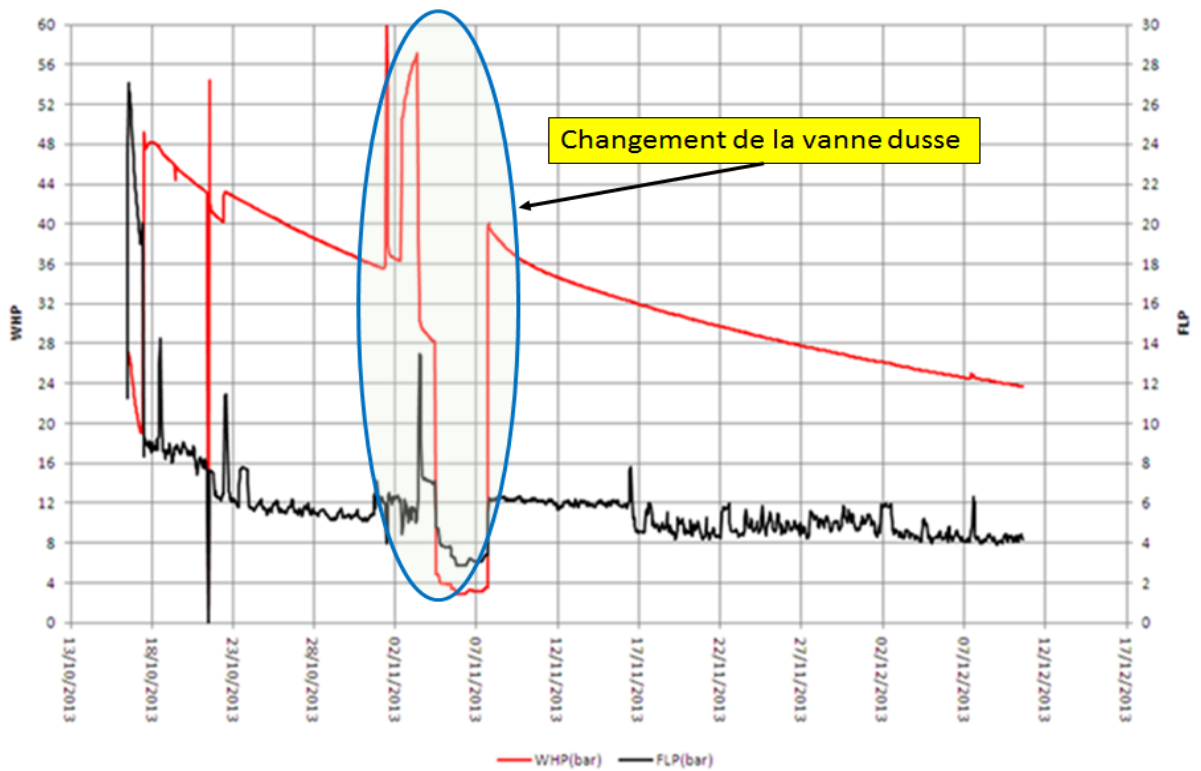


Figure 4.2: Les courbes de la WHP et FLP du puits A1.

IV.2.1. 3 Analyse Nodale avec simulateur PROSPER

Pour l'analyse nodale avec PROSPER nous avons utilisé les données suivantes :

- Données des tests de production.
- Mesures de pression en régime dynamique et statique.
- Analyse PVT pour le niveau TAGI.
- Complétion du puits.
- La déviation du puits. [6]

Avec ces données, pour la courbe IPR (performances du gisement) on a utilisé le modèle VOGEL et deux tests de production. Les courbes IPR pour les deux tests sont ci-dessous :

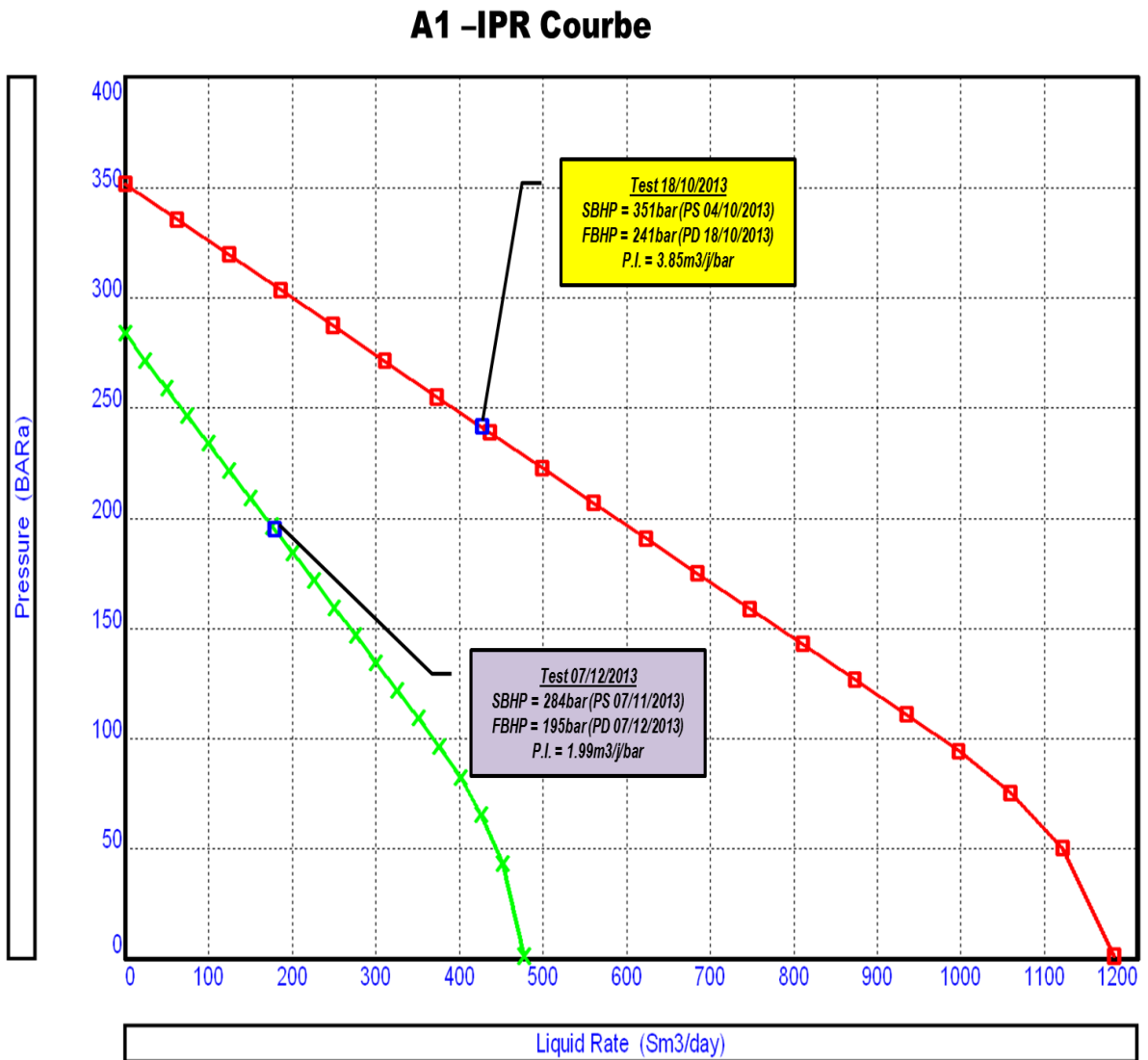


Figure 4.3: Les courbes d'IPR des deux tests du puits A1.

La figure suivante montre l'évolution des IPR du puits A1.

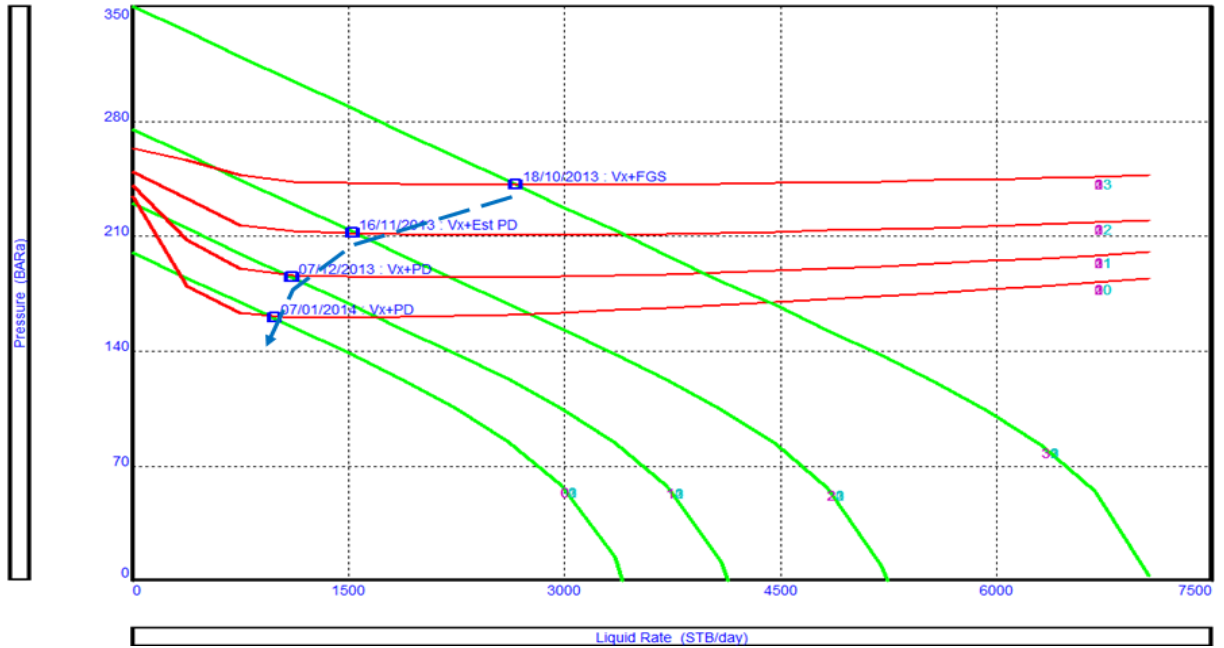


Figure 4.4: Les courbes VLP/IPR pour le puits A1.

Le point de fonctionnement est défini, dans la figure suivante, par l'intersection de la courbe IPR avec celle des VLP.

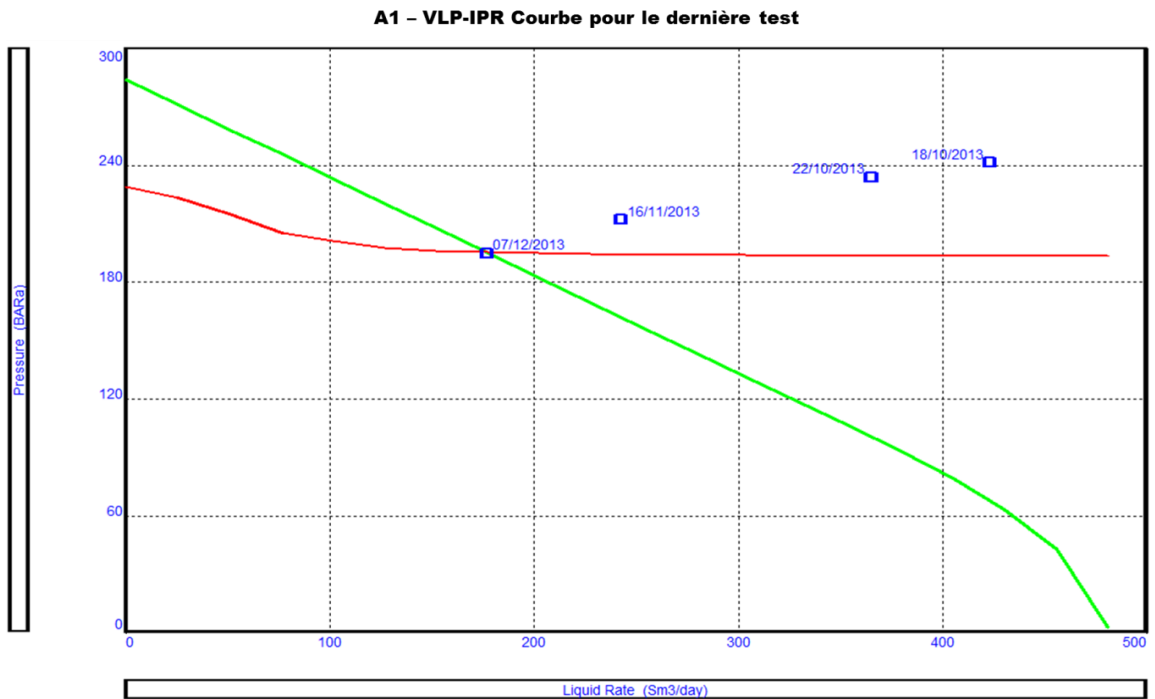


Figure 4.5: La courbe VLP-IPR pour le dernier test du puits A1.

Le processus d'optimisation des performances du puits est réalisé en effectuant des sensibles (scénarios) avec les variables de SBHP, WHP et WC dans les conditions du dernier test de production. Ces sensibilités sont représentées dans le graphe ci-dessous :

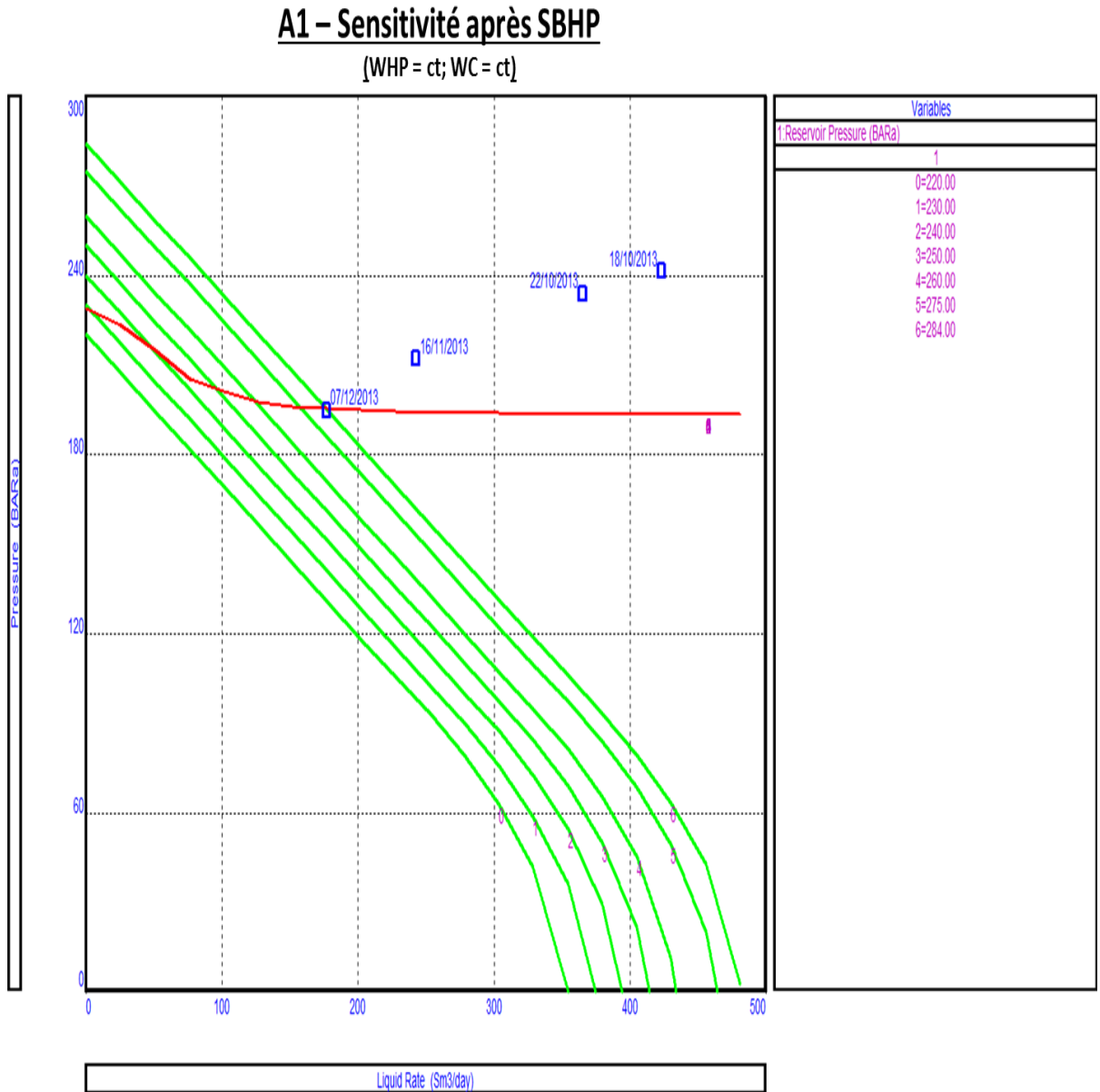


Figure 4.6: L'effet du changement du SBHP sur la production du puits A1.

Dans les conditions du dernier test de production, le puits cessera de produire en "natural flow" quand la SBHP atteindra 230 bars.

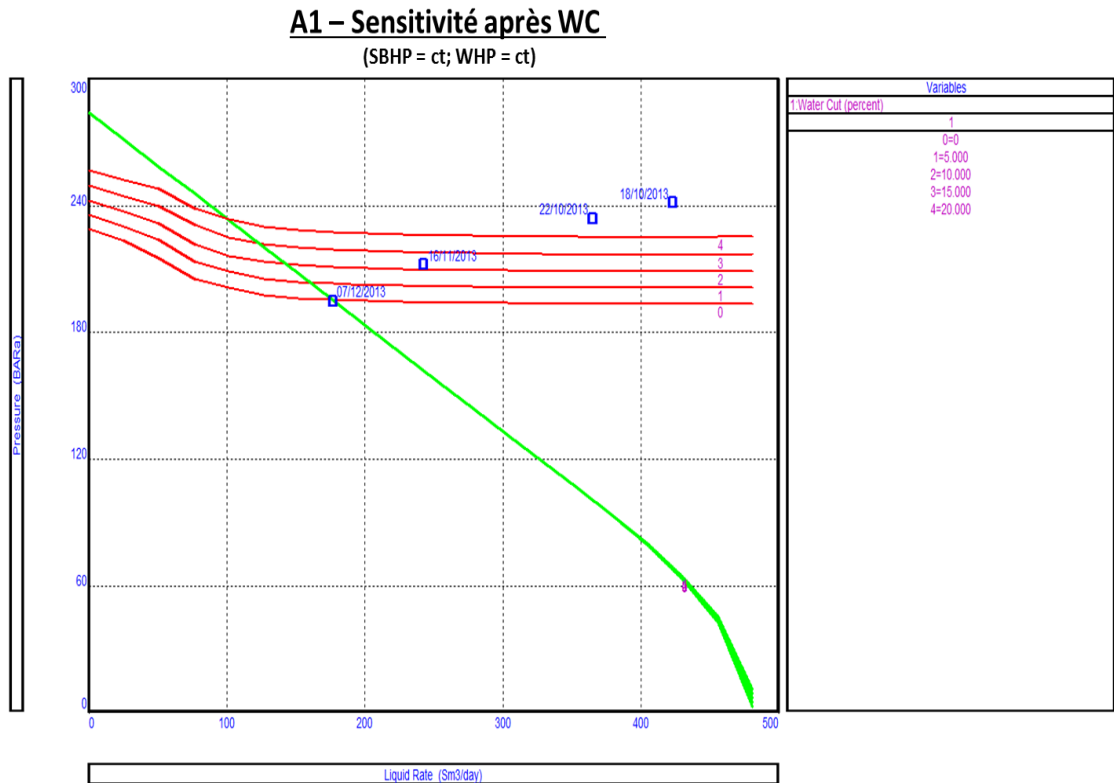


Figure 4.7: L'effet du changement du WC sur la production du puits A1.

L'augmentation du WC induira une réduction de débit dans les conditions de pression SBHP et WHP constantes.

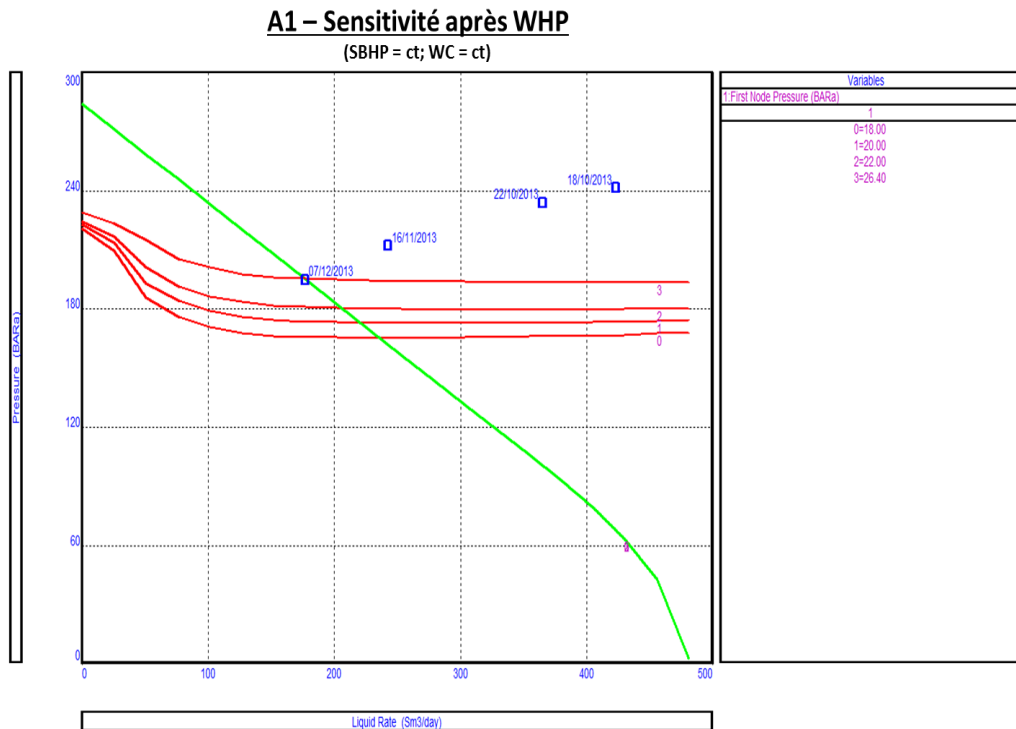


Figure 4.8: L'effet du changement du WHP sur la production du puits A1.

La réduction de WHP produira une augmentation de débit dans les conditions de pression de SBHP et WC constants.

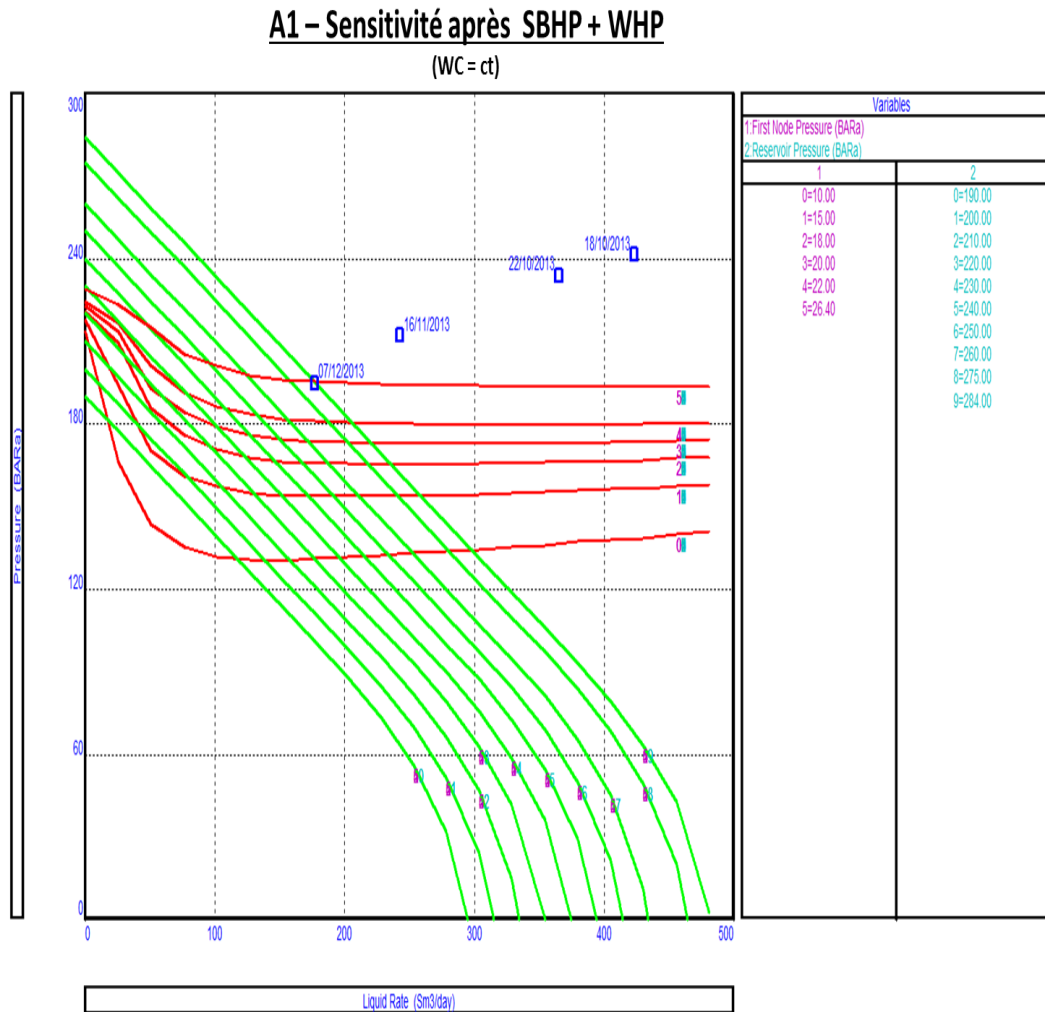


Figure 4.9: L'effet du changement du SBHP et WHP sur la production du puits A1.

La réduction de WHP et SBHP (WHP=10 bars et SBHP = 190 bars) n'empêchera pas le puits de produire en "natural flow" (avec WC constant).

D'après les données précédentes, on peut observer :

- Une forte chute de pression de tête.
- Une chute de production d'huile et de gaz.
- En janvier 2014, le puits A1 a été fermé à cause de ses faibles performances.
- Pour la remise du puits en conditions optimales de production, on a proposé de passer à la phase d'exploitation par l'artificiel lift (pompage avec ESP).

IV.2.2 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle pour le Puits A2

A2 est un puits horizontal, producteur d'huile du champ de ROM qui a été foré en juillet 2005 et complété dans le niveau G et Tadrart supérieur. Avant juillet 2011, il produisait en éruptif du set de perforations suivant : 3681mMD - 3691mMD (niveau G) et 3702mMD – 3712mMD (niveau Tadrart supérieur). En mars 2011 le puits a été fermé après une chute de ses performances (augmentation du WC).

NB: Le schéma de complétion se trouve dans l'annexe A2.

IV.2.2.1 Les données de production

Les derniers tests de production effectués avant la fermeture du puits sont rapportés dans le tableau suivant:

Tableau 4.3: Les résultats des flow tests pour le puits A2.

DATE	WHP	FLP	WHT	HUILE		GAZ	EAU Total	GOR	WC
	(bar)	(bar)	(°C)	(m ³ /j)	(bopd)	(Sm ³ /j)	(m ³ /j)	(Sm ³ /m ³ bar)	(%)
16/01/2011	20,00	7,00	45,00	157,00	987,42	18 526,00	65,00	118,00	29,00
27/02/2011	23,00	13,00	33,00	135,00	849,06	17 518,00	35,00	130,00	21,00
27/02/2011	28,00	14,00	34,00	52,00	327,04	6 249,00	15,00	121,00	22,00

Analysant ces données, on remarque que :

- Les tests démontrent une chute de débit d'huile (- 600 STB/j), accompagnée d'une augmentation de la pression de tête (WHP).
- Dans la même période nous remarquons aussi une diminution du débit de gaz de 60 % par rapport au débit initial.

IV.2.2.2 Histoire des mesures de pression (profils de pression)

Dans la même période, des mesures de pression dynamique (profil dynamique) et statique (profil statique) ont été effectuées.

Les résultats, sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau 4.4: Les profils statiques et dynamiques pour le puits A2.

Data	PS/PD	SBHP (bar)	SWHP (bar)	SBHT (°C)	FBHP (bar)	WHP (bar)	FBHT (°C)	Gradient (bar/m)	H measured (m)	Observations
31-12-2010	PS	370.05	135.11	94.1	0	0		0.0649	3580	Top perf niv.G
08-02-2011	PS	358.33	90.58	90.58	0	0		0.0955	3600	Top perf niv.G
01-03-2011	PD	0	0	0	295.9	32.66	101.9	0.1049	3600	Top perf niv.G
07-04-2011	PD	0	0	0	319.58	30.56	102.8	0.1026	3600	Top perf niv.G

Analysant les données de ce tableau nous observons que SBHP et FBHP enregistrent une diminution à chaque mesure effectuée.

IV.2.2.3 Analyse Nodale avec simulateur PROSPER

Pour l'analyse nodale avec PROSPER nous avons utilisé les données suivantes :

- Données des testes de production.
- Mesure de pression en régime dynamique et statique.
- Analyse PVT pour le niveau G.
- Complétion du puits.
- Déviation du puits.

Pour tracer la courbe IPR (performances du gisement), on a utilisé le modèle "VOGEL" et deux tests de production [7]:

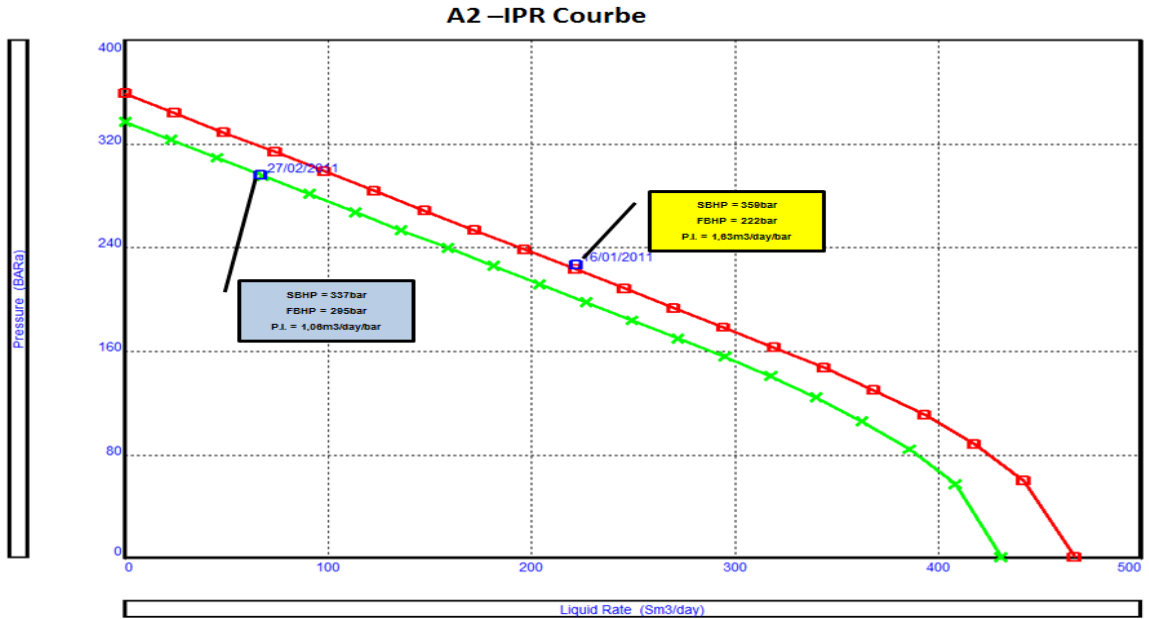


Figure 4.10: Les courbes d'IPR avec les données de deux tests pour le puits A2.

Le point de fonctionnement est défini, dans la figure suivante, par l'intersection de courbe IPR et VLP :

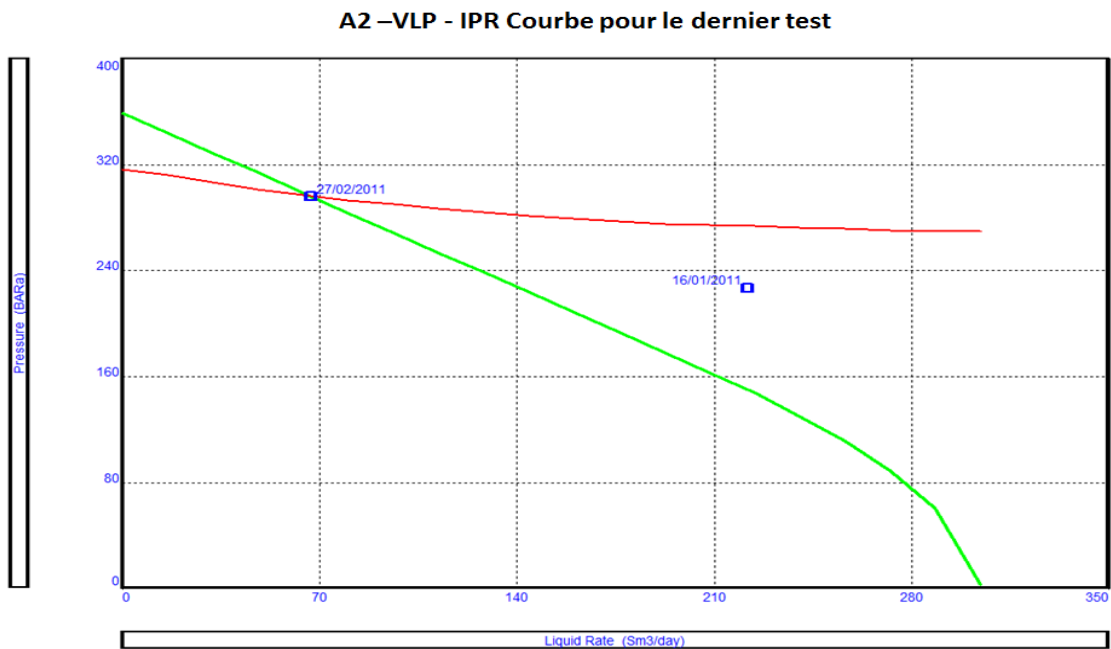


Figure 4.11: Les courbes VLP/IPR pour le puits A2.

Le processus d'optimisation des performances du puits est fait par la réalisation des sensibles selon les SBHP, WHP et WC dans les conditions du dernier test de production.

A2 – Sensitivité après SBHP

[WHP = ct; WC = ct]

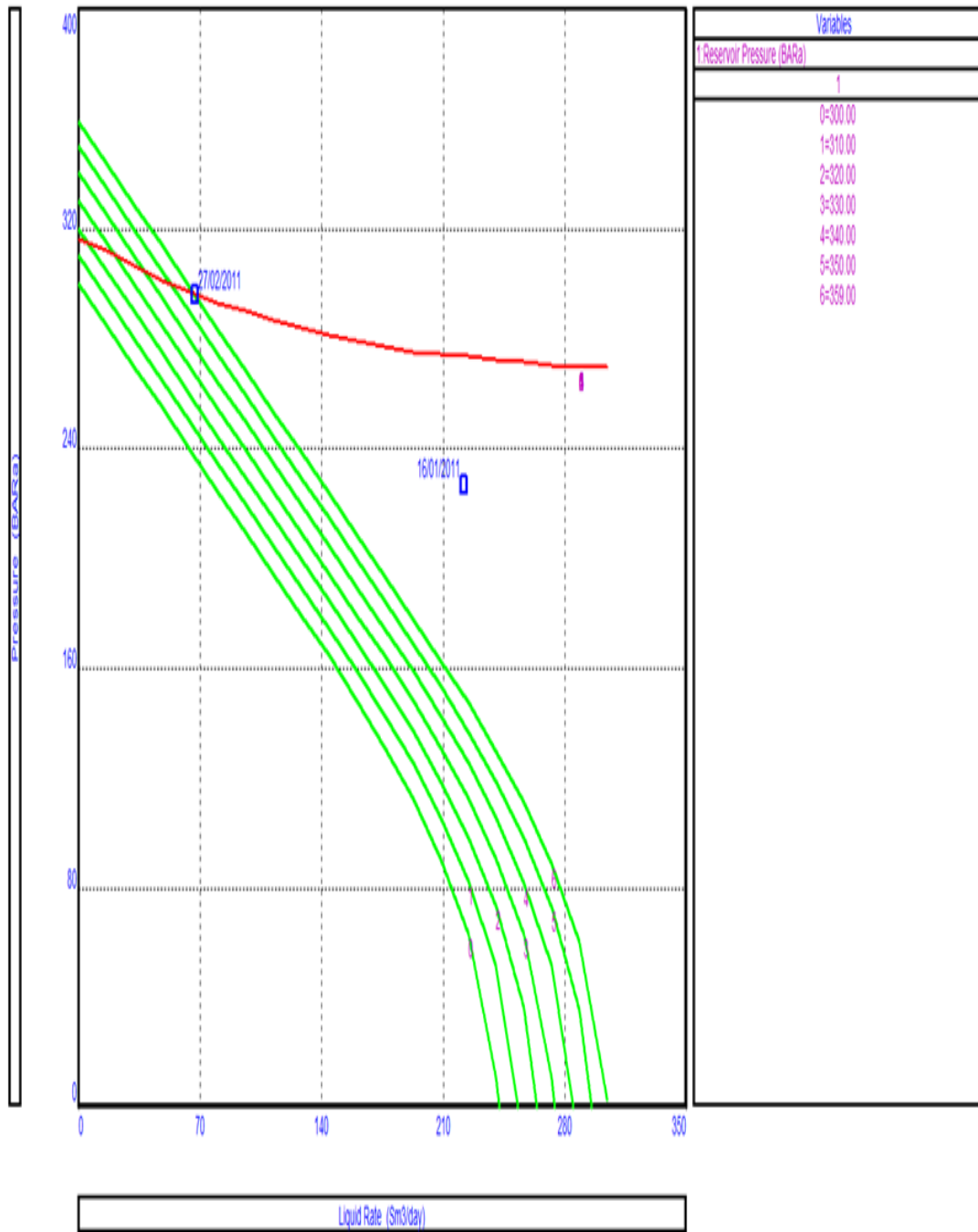


Figure 4.12: L'effet du changement du SBHP sur la production pour le puits A2.

Dans les conditions du dernier test de production, le puits cessera de produire en ‘natural flow’ quand SBHP atteindra 310 bars.

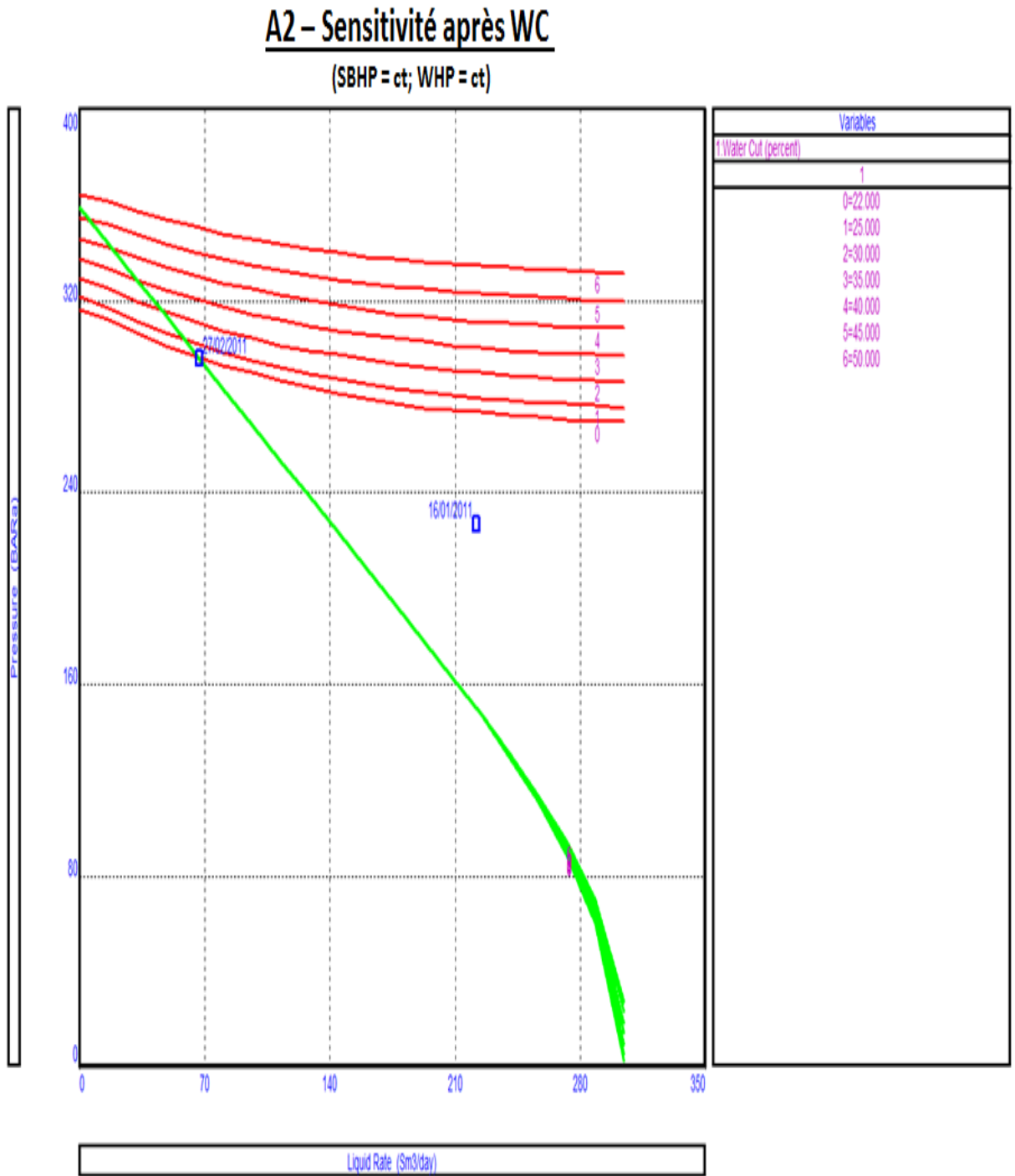


Figure 4.13: L'effet du changement du WC sur la production pour le puits A2.

L'augmentation du WC induira réduction du débit d'huile dans les conditions de SBHP et WHP constantes. En même temps nous remarquons que le puits cessera de produire en 'natural flow' à un WC de 50 %.

A2 – Sensitivité après WHP

(SBHP = ct; WC = ct)

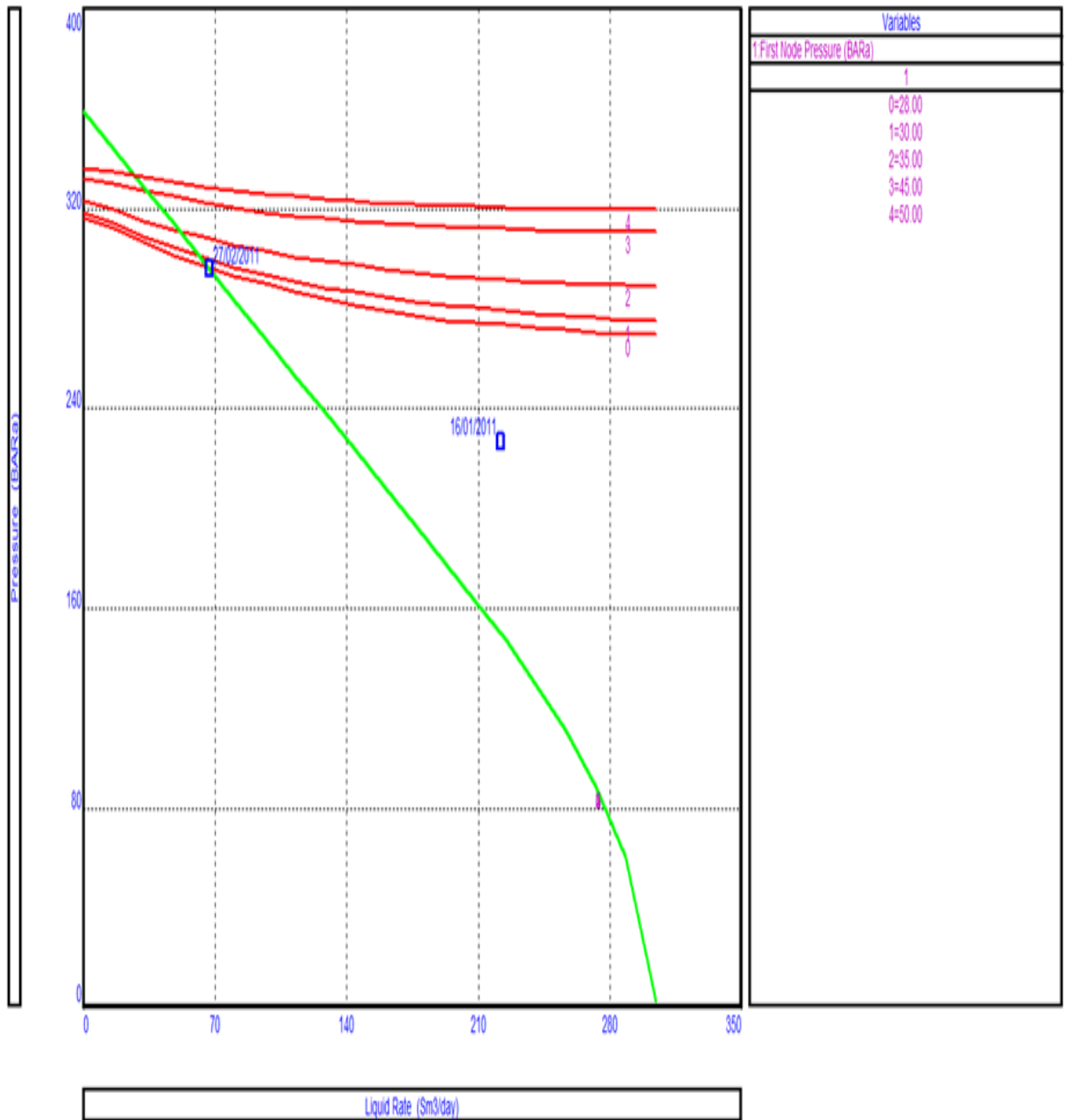


Figure 4.14: L'effet du changement du WHP sur la production pour le puits A2.

L'augmentation de WHP induira une réduction du débit d'huile dans les conditions de SBHP et WC constants.

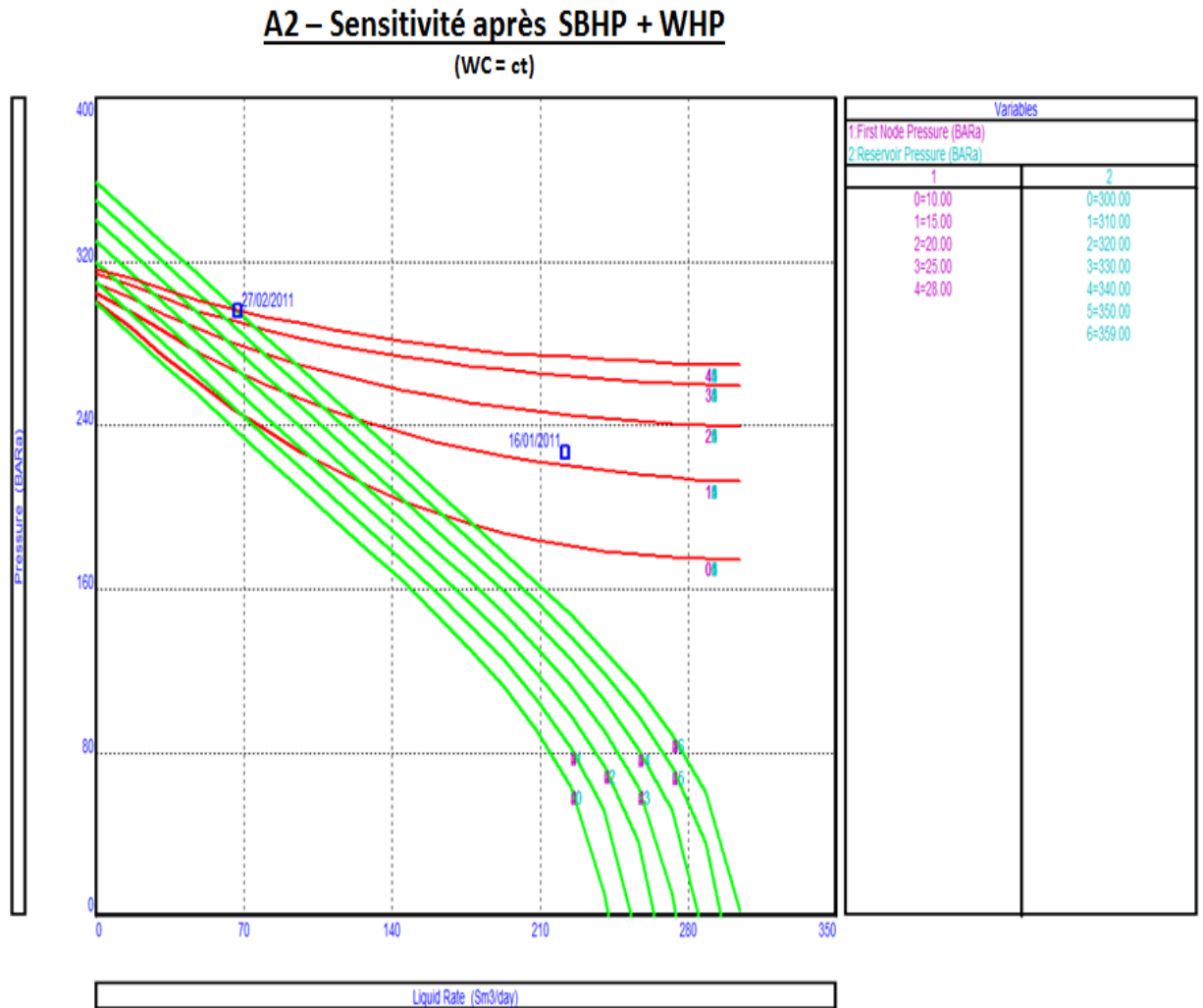


Figure 4.15 L'effet du changement du SBHP & WHP sur la production pour le puits A2.

La réduction, simultanément, de WHP et SBHP montre qu'à une WHP=10 bars et SBHP = 300 bars, le puits ne produira pas en "natural flow" (avec un WC constant).

D'après les données précédentes pour le puits A2, on peut déduire que :

- ✓ Les mesures de pression en régime dynamique et statique ont montré une chute de pression du gisement.
- ✓ En mars 2011, le puits A2 a été fermé à cause de faibles performances (augmentation de WC).
- ✓ Chute de production d'huile et de gaz.
- ✓ Pour la remise du puits en conditions optimales de production, on a proposé de passer à la phase d'exploitation par artificiel lift (pompage avec ESP).

IV.2.3 Optimisation dans la phase d'exploitation en éruption naturelle pour le Puits A3

A3 est un puits horizontal producteur d'huile du champ de REC qui a été foré et mis en production en septembre 1996. Le puits exploite les niveaux suivants :

2881.0-2895.0 mRT Upper TAGI

2902.5 – 2909.0 mRT Middle TAGI

2914.5 – 2916.5 mRT Middle TAGI

La production de pétrole de la formation Upper et Middle TAGI est restée à peu près constante (autour de 1 200 Sm³/j) sans WC jusqu'à 2012. A partir de cette année nous avons observé une forte augmentation de WC.

Le schéma de complétion et l'historique de production depuis 2010 jusqu'à la fermeture du puits (à cause d'un haut WC) en 2014 se trouve dans l'annexe A3.

IV.2.3.1 Données de production

Le graphe suivant montre l'évolution du débit d'huile, WHP et WC de 2010 à 2014:

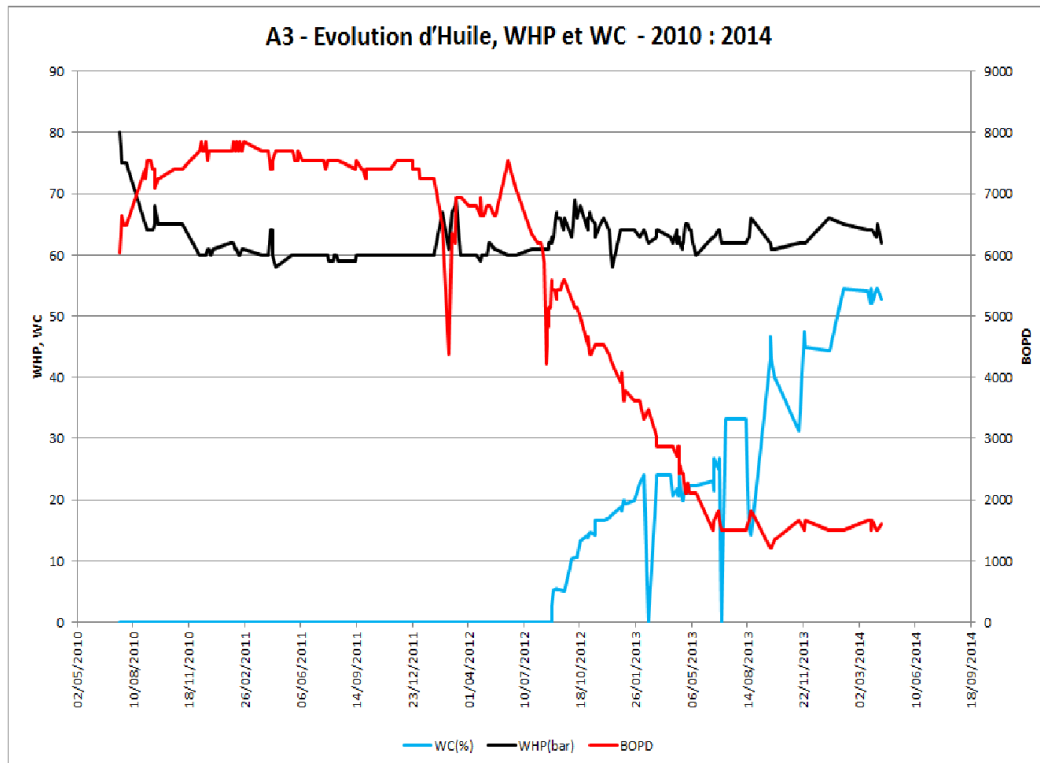


Figure 4.16: L'évolution du débit d'huile, WHP et WC pour le puits A3.

En analysant cette évolution des performances du puits on remarque que :

- Un forte chute de débit d’huile à partir d’aout 2012.
- Une forte augmentation de WC à partir d’aout 2012.
- Nous supposons que l’augmentation très vite du débit d’eau est due à l’inondation de la partie inferieure des perforations.

IV.2.3.2 Historique des mesures de pression (profils de pression)

Dans la même période (2010 – 2014), des mesures de pression dynamique (profil dynamique) et statique (profil statique) ont été effectuées.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau 4.5 : L’historique des profils de pression pour le puits A3.

Data	PD/PS	SBHP (bar)	SWHP (bar)	SBHT (°C)	FBHP (bar)	WHP (bar)	FBHT (°C)	Gradient (bar/m)	H measured (mRT)	Observations
23/02/2010	PS	295	82	126	0	0	0	0,0635	2881	top perf. U TAGI
03/12/2011	PD	0	0	0	215,53	58,36	86,4	0,0632	2881	top perf. U TAGI
19/02/2012	PS	274,67	105,63	83,6	0	0	0	0,0645	2881	top perf. U TAGI
29/03/2012	PD	0	0	0	212,63	57,89	85,2	0,0629	2881	top perf. U TAGI
25/05/2012	PD	0	0	0	210,45	58,22	86,8	0,0625	2881	top perf. U TAGI
28/07/2012	PD	0	0	0	211,53	58,37	86,7	0,0636	2881	top perf. U TAGI
21/08/2012	PD	0	0	0	201,5	58,92	80,6	0,0596	2881	top perf. U TAGI
29/08/2012	PD	0	0	0	215,07	61,34	85,8	0,0612	2881	top perf. U TAGI
05/11/2012	PD	0	0	0	229,18	66,36	84,5	0,0673	2881	top perf. U TAGI
05/01/2013	PD	0	0	0	231,44	65,2	85,5	0,0699	2881	top perf. U TAGI
11/04/2013	PD	0	0	0	246,7	62,4	88,5	0,0518	2881	top perf. U TAGI
18/04/2013	PD	0	0	0	225,84	63,81	85,8	0,0709	2881	top perf. U TAGI
27/04/2013	PD	0	0	0	227,64	63,29	84,5	0,07	2881	top perf. U TAGI
17/07/2013	PD	0	0	0	239,18	61,65	84,3	0,0753	2881	top perf. U TAGI
29/08/2013	PD	0	0	0	260,86	62,15	84	0,0694	2881	top perf. U TAGI
27/10/2013	PD	0	0	0	260,72	61,04	86	0,0811	2881	top perf. U TAGI
31/12/2013	PD	0	0	0	271,64	66,41	86	0,0705	2881	top perf. U TAGI
24/03/2014	PD	0	0	0	268,5	62,8	86,1	0,0797	2881	top perf. U TAGI
30/05/2014	PD	0	0	0	262,65	60,14	85,4	0,0789	2881	top perf. U TAGI
21/07/2014	PS	273,15	107,38	85,06	0	0	0	0,0611	2881	top perf. U TAGI

En analysant les données de ce tableau nous constatons que SBHP diminue à chaque mesure effectuée (déplétion naturelle); la même observation pour FBHP qui diminue également à chaque mesure effectuée jusqu’à l’arrivée de l’eau, ensuite les deux pressions sont maintenues à peu près constantes.

IV.2.3.3 Analyse Nodale avec simulateur PROSPER

Pour l'analyse nodale avec PROSPER nous avons utilisé les données suivantes :

- Données des tests de production.
- Mesures de pression en régime dynamique et statique.
- Analyse PVT pour le niveau U TAGI.
- Complétion du puits.
- Déviation du puits.

Avec ces données, pour tracer la courbe IPR (performances du gisement), on a utilisé le modèle "VOGEL" et deux tests de production (un test effectué en 2010, et un autre en 2014 avant la fermeture du puits). Les courbes IPR pour ces tests sont les suivantes :

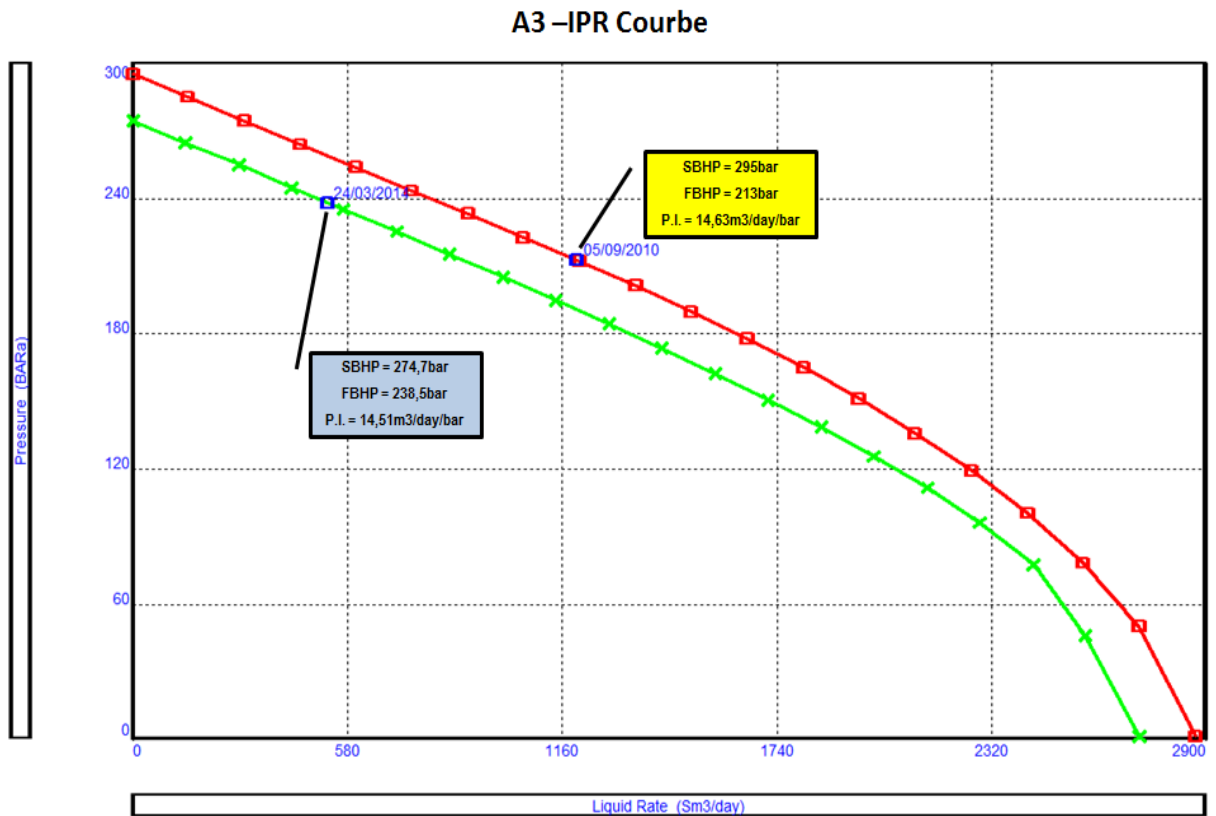


Figure 4.17: Les courbes d'IPR de deux tests pour le puits A3.

Le point de fonctionnement est défini, dans la figure suivante, par l'intersection des courbes IPR et VLP.

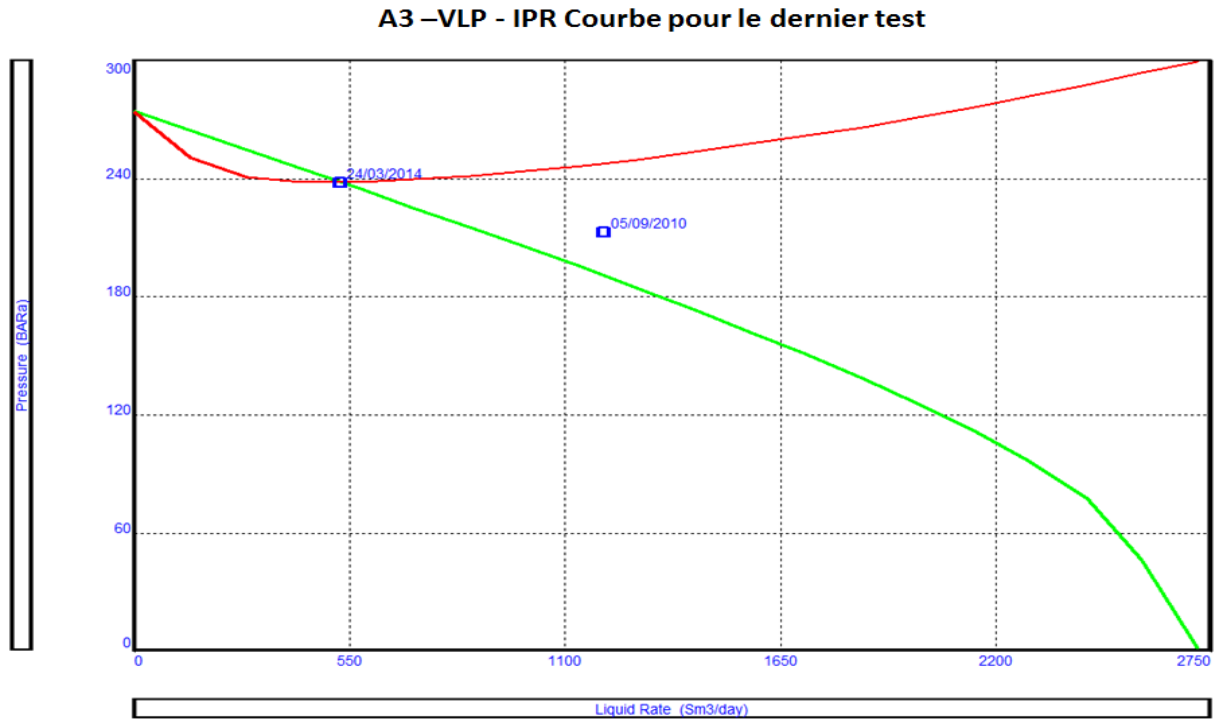


Figure 4.18: La courbe VLP-IPR pour le dernier test du puits A3.

Le processus d’optimisation des performances du puits a été fait par la réalisation de sensibles selon les SBHP, WHP et WC dans les conditions du dernier test de production :

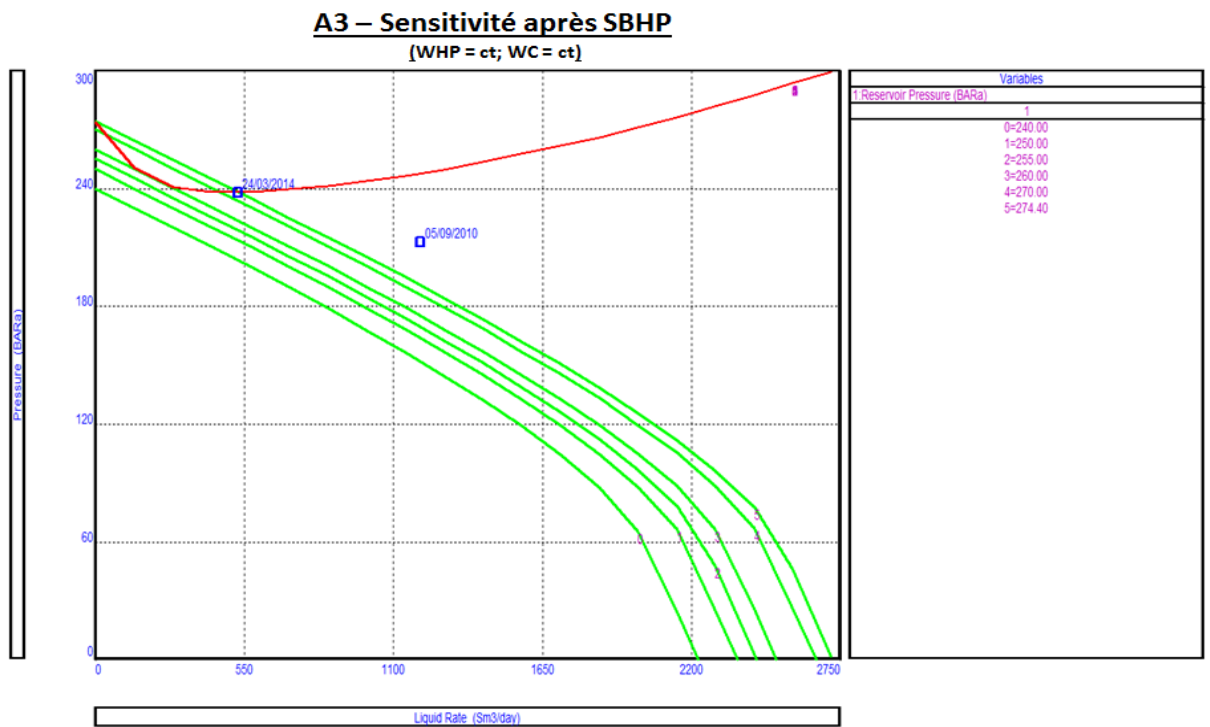


Figure 4.19: L'effet du changement du SBHP sur la production pour le puits A3.

Dans les conditions du dernier test de production, le puits cessera de produire en ‘‘natural flow’’ quand SBHP atteindra 255 bars.

A3 – Sensitivité après WHP

(SBHP = ct; WC = ct)

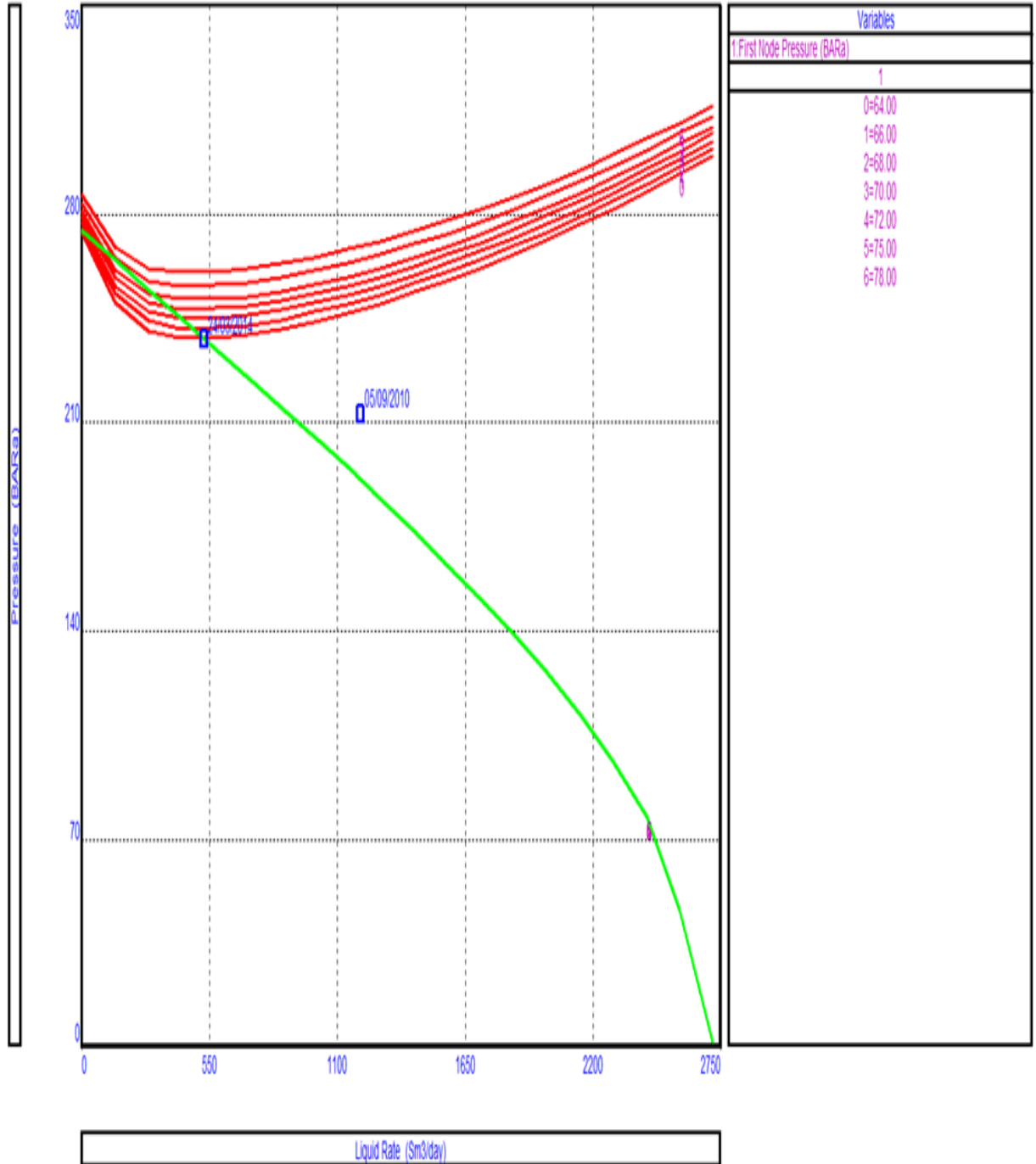


Figure 4.20: L'effet du changement du WHP sur la production du puits A3.

À une pression de tête WHP=72 bars, le puits cessera de produire en ‘‘natural flow’’.

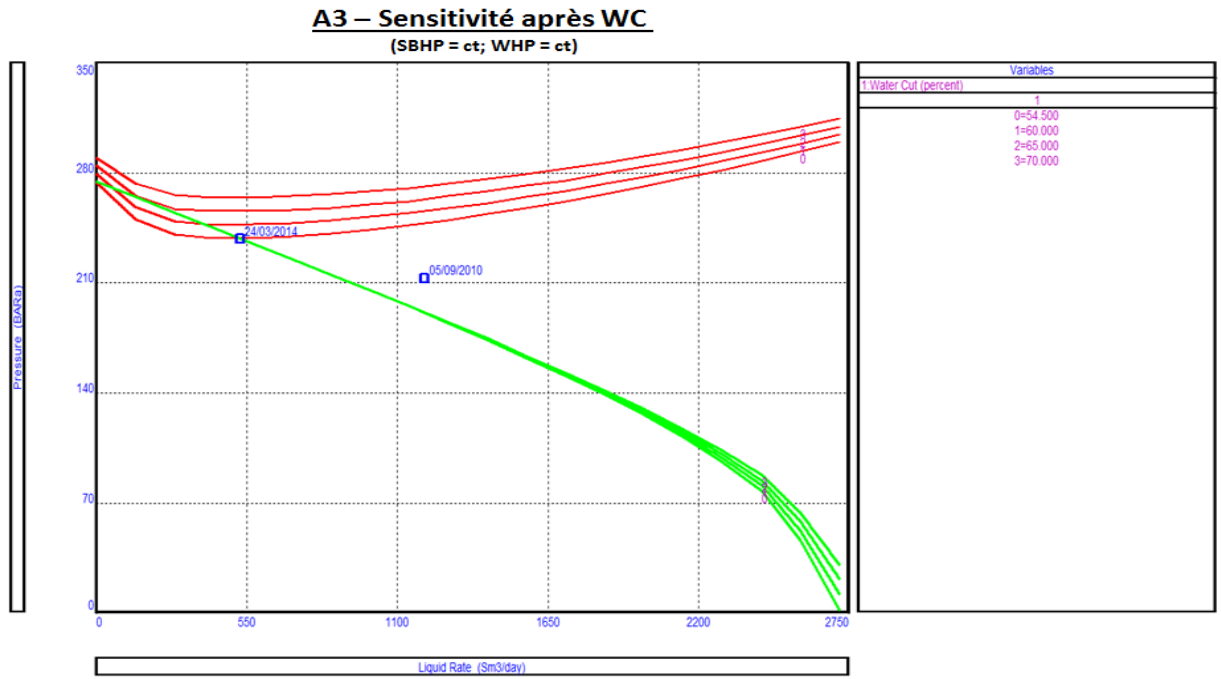


Figure 4.21: L'effet du changement du WC sur la production du puits A3.

L'augmentation du WC induira une réduction de débit dans les conditions constantes de SBHP et WHP. En même temps, nous constatons que le puits cessera de produire en "natural flow" à un WC de 65%.

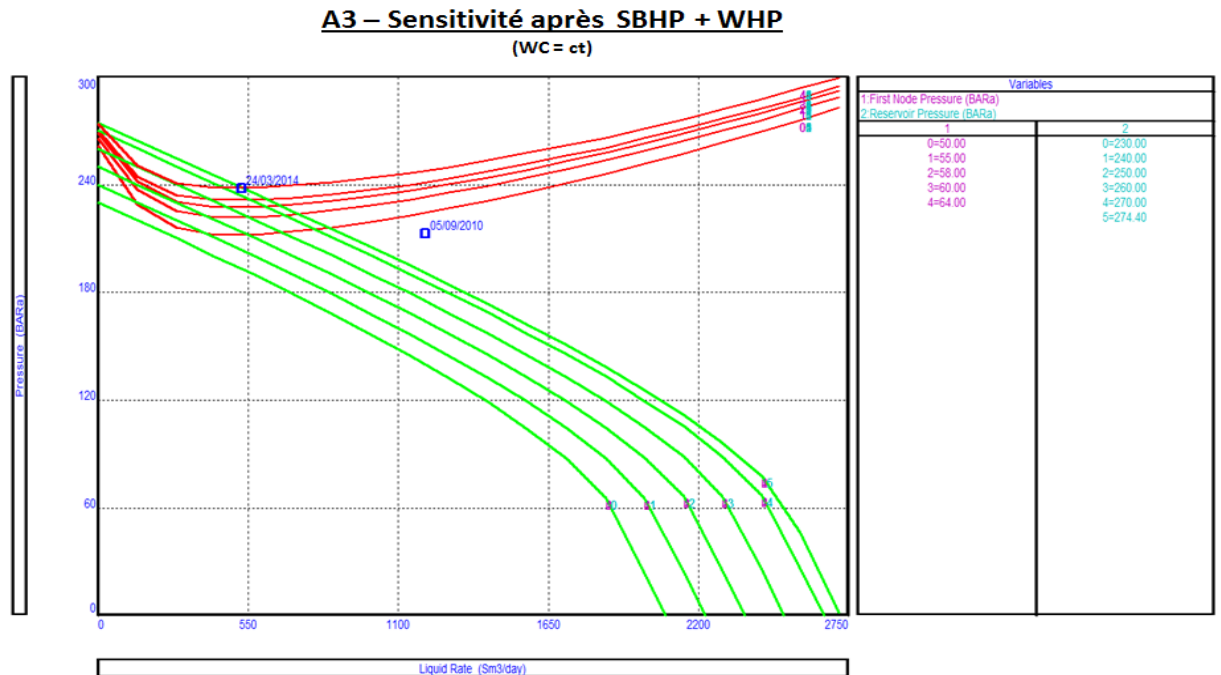


Figure 4.22: L'effet du changement du SBHP & WHP sur la production du puits A3.

La réduction de SBHP simultanément avec WHP montre qu'à une WHP=50 bars et SBHP = 230 bars le puits ne produira plus en "natural flow" (avec la condition d'un WC constant).

L'analyse des données du WC (water cut) indique un processus d'inondation du niveau inférieur.

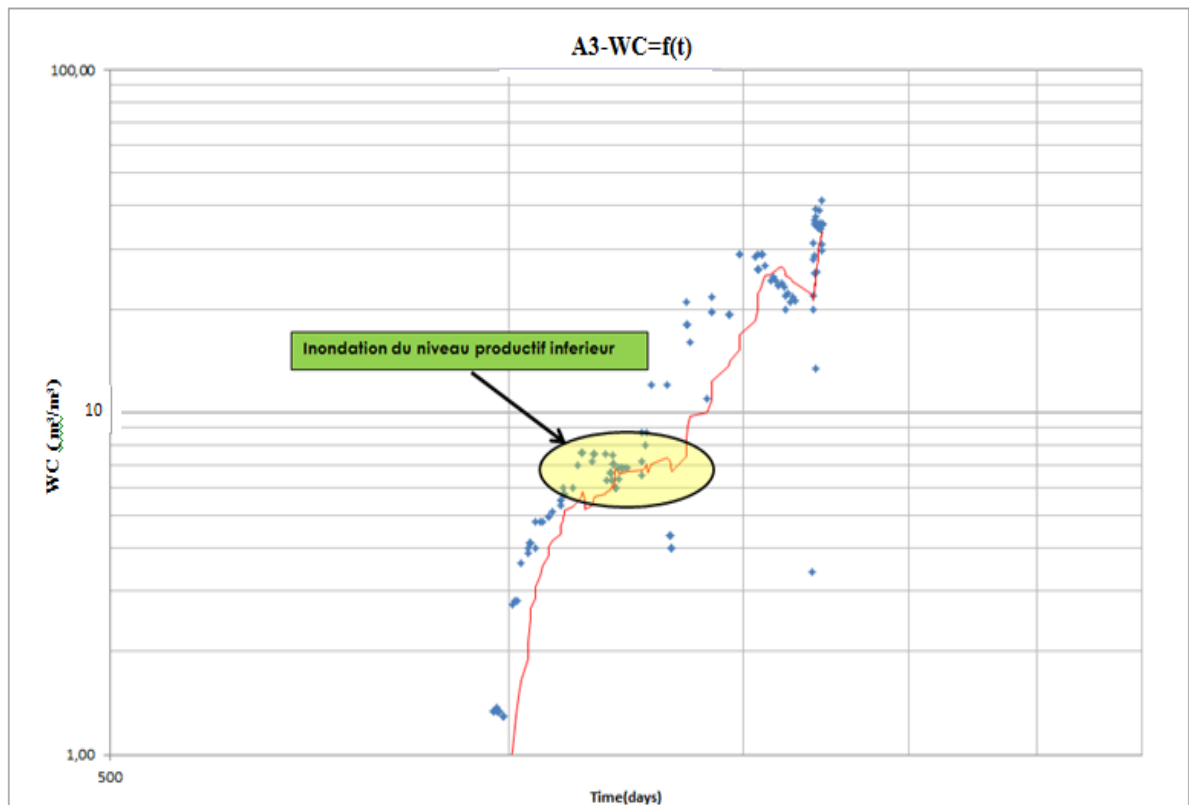


Figure 4.23: L'évolution de WC en fonction du temps dans le puits A3.

D'après les données précédentes, du puits A3, on constate que :

- La chute de production, après août 2012, est due à une forte augmentation de WC.
- L'analyse de l'évolution du WC a montré que le niveau productif inférieur est inondé.
- En août 2014 le puits A3 a été fermé suite à l'augmentation du WC.
- Pour la remise en production du puits, on a proposé de passer à la phase d'exploitation par artificiel lift (pompage avec ESP).

IV.3 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift avec pompe ESP

Les solutions intégrées, personnalisées et puissantes proposées sur le marché à savoir les systèmes « Artificiel Lift » assurent une production de pétrole fiable et efficace, en mesure de relever les défis actuels.

Alors que certains puits contiennent suffisamment de pression pour que l'huile remonte à la surface sans stimulation, la plupart ne le font pas, ce qui nécessite l'Artificiel lift. En fait, 96% des puits de pétrole aux États-Unis exigent l'Artificiel lift dès le début.

Par conséquent, l'Artificiel lift est généralement effectué sur tous les puits à un moment donné au cours de leur durée de vie de la production.

Dans le cadre d'exploitation par 'artificiel lift' les puits qui ne peuvent pas produire en 'naturel flow' (éruption naturelle), nous avons choisi leur exploitation par ESP pour les raisons ci-dessous citées:

➤ *Gaz lift*

- L'exploitation par système gaz-lift implique la construction d'un réseau d'injection de gaz avec toutes les facilités impliquées.
- L'existence d'une quantité suffisante de gaz pour l'injection.
- Un système spécial de surveillance et monitoring de l'injection.

➤ *Pompage avec tige (Sucker Rod Pump)*

- Les pompes qui sont utilisées dans ce système n'assurent pas un grand débit.
- Ce type de pompes n'est pas adapté pour être fixé à une profondeur dépassant les 3000 m.

IV.3 .1 Système de pompage ESP

L'Artificiel lift avec pompe ESP est un processus utilisé sur les puits de pétrole pour augmenter la pression dans le réservoir et l'acheminement de l'huile à la surface. Lorsque l'énergie d'entraînement naturel du réservoir n'est pas assez forte pour pousser le pétrole à la surface, la pompe ESP est utilisée pour récupérer une plus grande production.

Un système de pompage ESP se compose, en général, de :

- **Pompe centrifuge immergée** qui assure le pompage du liquide du puits vers la surface. [8]
- **Séparateur de gaz** qui assure la séparation centrifuge du gaz de l'huile.
- **Protecteur du moteur** qui assure la protection du moteur des vibrations et de l'infiltration du liquide dans le moteur.
- **Moteur** qui assure le mouvement de la pompe et du séparateur.
- **Câble d'alimentation électrique du moteur.**
- **System de monitoring des paramètres de la pompe** qui collecte les paramètres de fonctionnement de la pompe et du moteur et les envoient en surface.

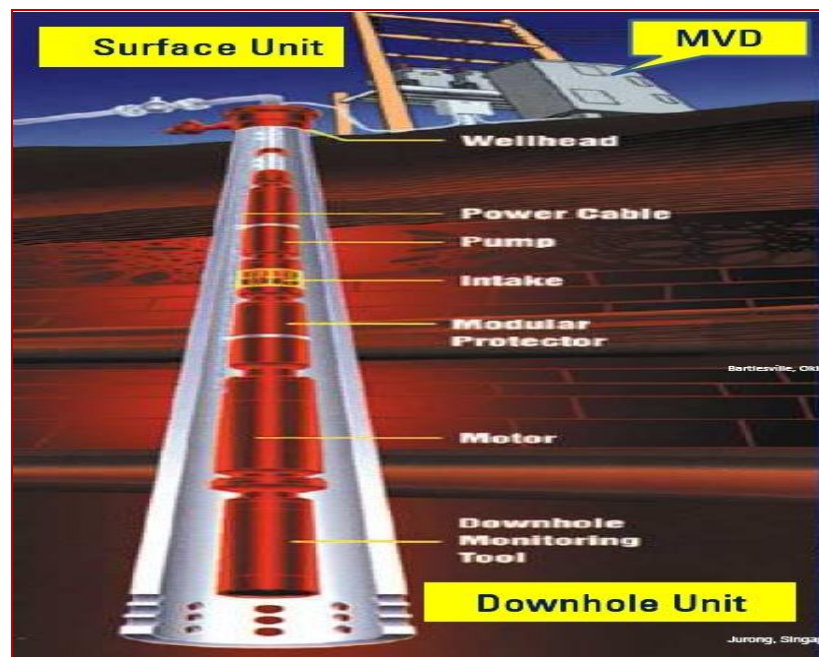


Figure 4.24: System de pompage par pompe ESP.

Pour élaborer un système d'exploitation avec pompe ESP, nous utilisons les paramètres suivants:

SBHP : pression de gisement actuelle.

H_{pompe} : profondeur de la pompe.

Q_{liq} : débit maximum de liquide désiré.

WC : pourcentage de l'eau dans le liquide produit.

GOR: gaz oil ratio.

% séparation gaz: pourcentage de gaz séparé par le séparateur de la pompe.

WHP: pression de tête du puits.

P.I: index de productivité.

Freq : fréquence du moteur pendant le fonctionnement.

Données de la complétion du puits.

IV.3.2 Analyse nodale pour un puits exploité avec ESP

L'analyse nodale pour le puits exploité avec ESP a pour objectif l'optimisation du point de fonctionnement de la pompe. Une pompe ESP peut fonctionner dans les suivantes situations:

- **Down thrust** : la pompe est sous charge ; le point de fonctionnement se trouve dans la partie gauche du diagramme (proche de la courbe du " minimum rate" ou en dehors du diagramme).
- **Up thrust** : la pompe est sur charge ; le point de fonctionnement se trouve dans la partie droite du diagramme (proche de la courbe du "maximum rate" ou en dehors de diagramme).
- **Optimum**: le point de fonctionnement se trouve au centre du diagramme de fonctionnement proche de la courbe de "best efficiency".

La figure suivante montre le diagramme de fonctionnement d'une pompe ESP avec les courbes et les zones de fonctionnement spécifiques :

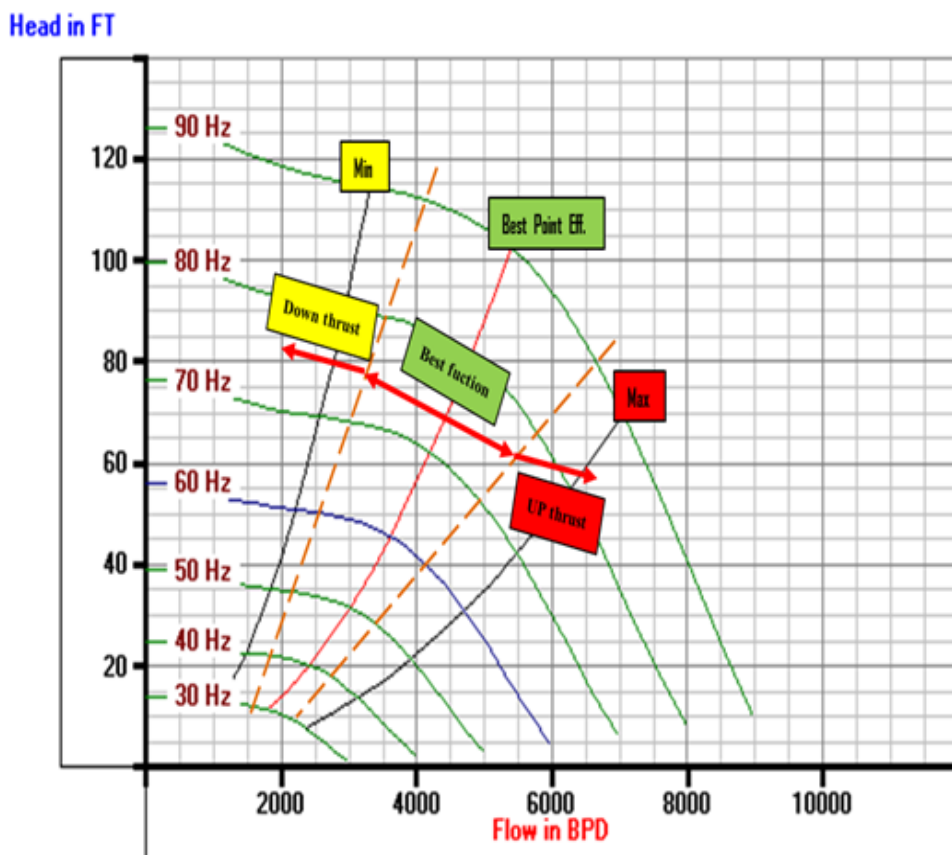


Figure 4.25: les zones spécifiques de fonctionnement d'une ESP.

IV.3.3 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift pour le puits A1

Avec les données du dernier test, nous avons choisi une pompe ESP de la société SCHLUMBERGER avec les caractéristiques suivantes:

Pompe – REDA GN 4000

Nr. d'étages – 219

Moteur – 140HP/55Amp@50Hz

Dans le graphe suivant est montré le point de fonctionnement de la pompe avec les données du projet :

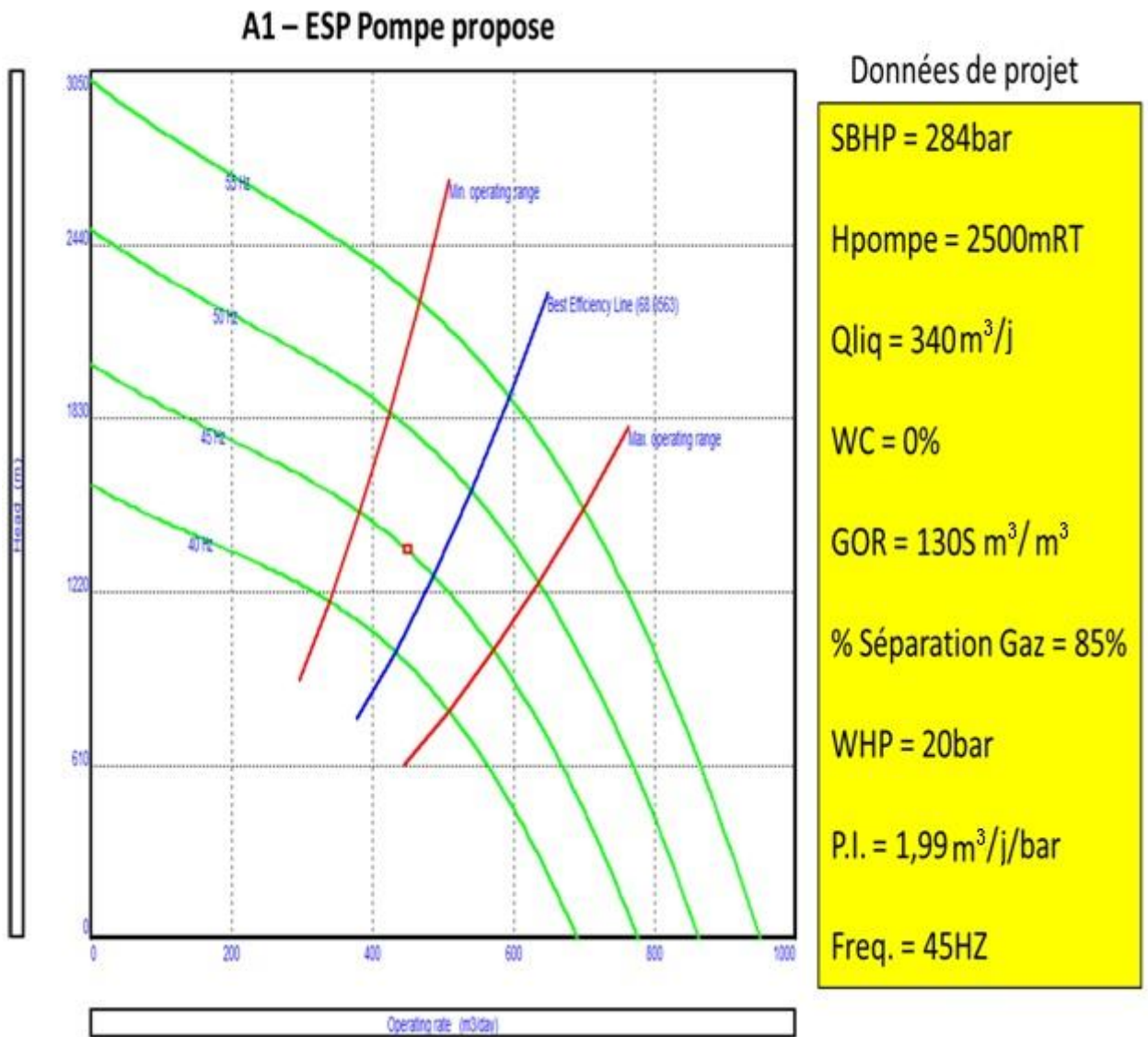


Figure 4.26: Point de fonctionnement de la pompe avec les données de projet pour le puits A1.

Le processus d'optimisation des performances de la pompe nous l'avons fait par réalisation des scénarios selon WHP, Freq, WC et SBHP, dans les conditions du dernier test de production.

Ces scénarios sont représentés sur les graphes suivants :

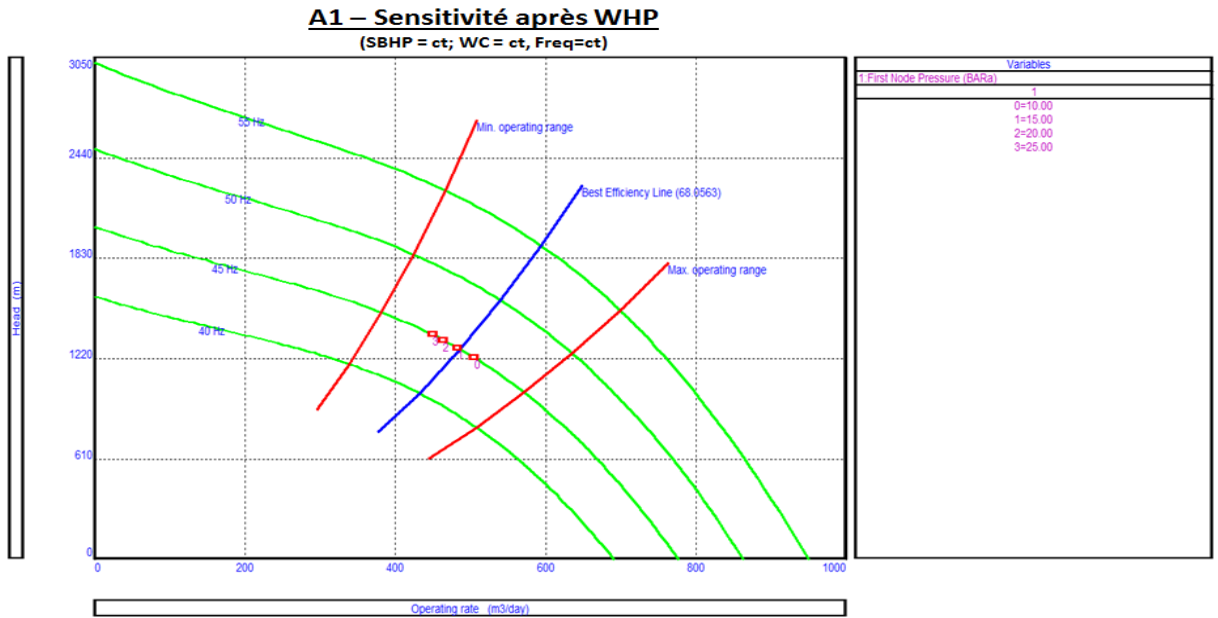


Figure 4.27: L'effet du changement de WHP sur le fonctionnement de la pompe ESP.

La réduction de WHP de 25 à 10 bars laisse la pompe fonctionner dans la zone optimale du diagramme.

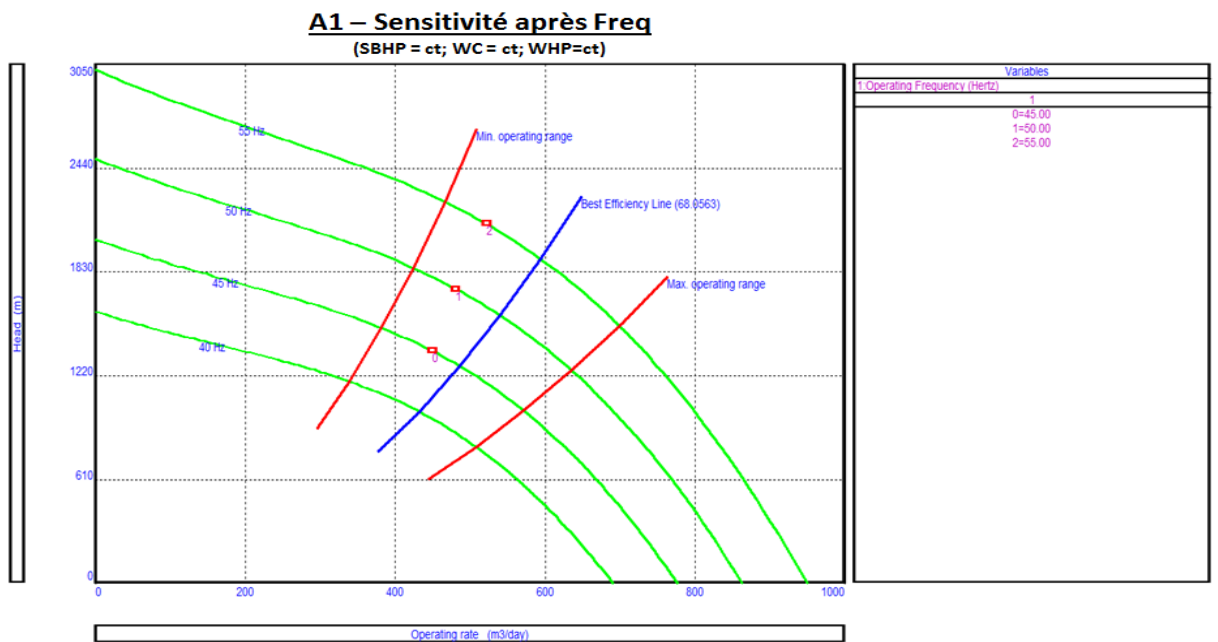


Figure 4.28: L'effet du changement de la fréquence sur le fonctionnement de la pompe ESP.

L'augmentation de la fréquence de 45 Hz à 55 Hz déplace le point de fonctionnement de la pompe de la zone optimale vers un léger "down thrust".

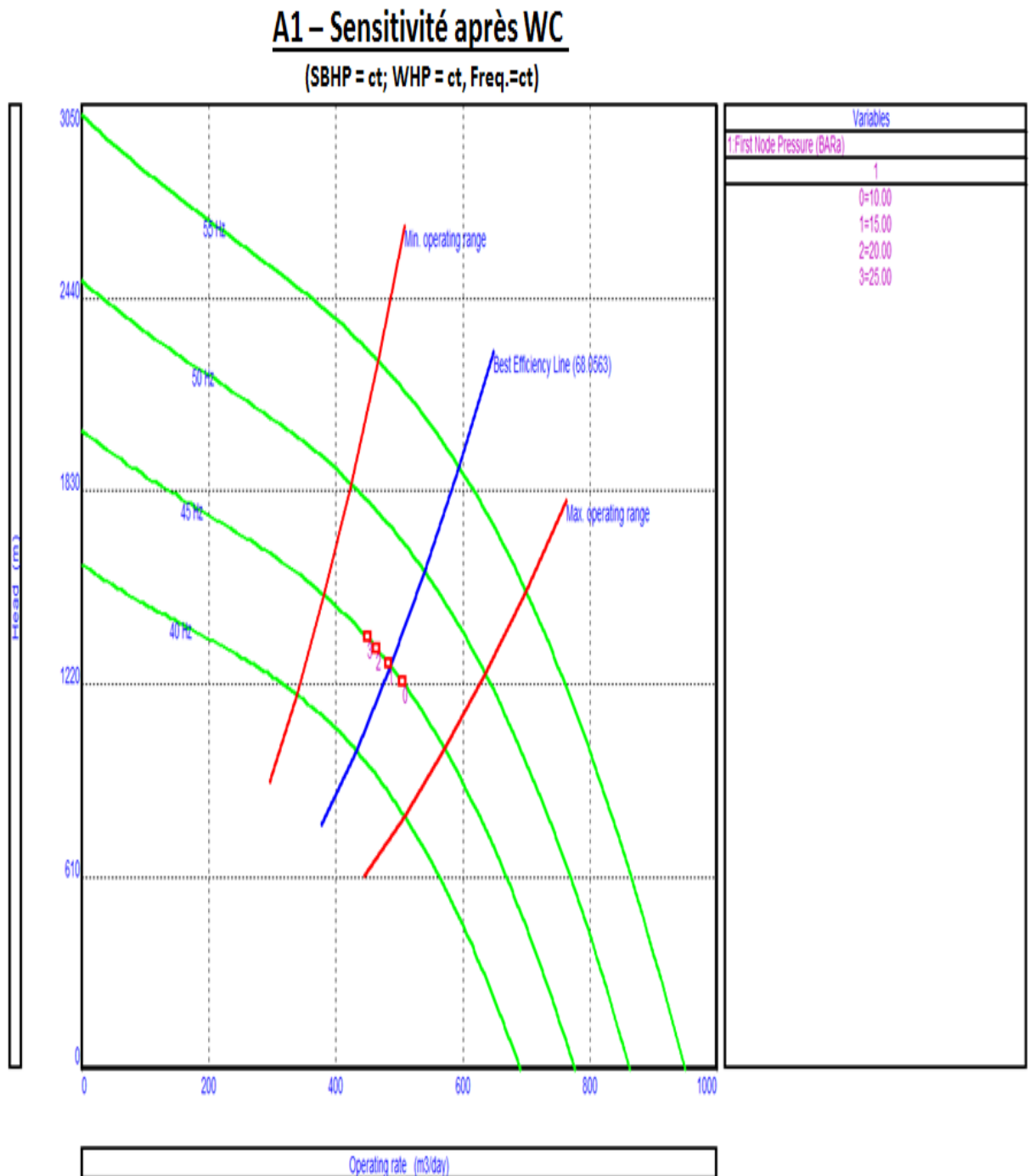


Figure 4.29: L'effet du changement de WC sur le fonctionnement de la pompe ESP.

L'augmentation de WC de 10 % jusqu'à 25% laisse la pompe fonctionner dans la zone optimale du diagramme.

A1 – Sensitivité après SBHP

(WHP = ct; WC = ct, Freq=ct)

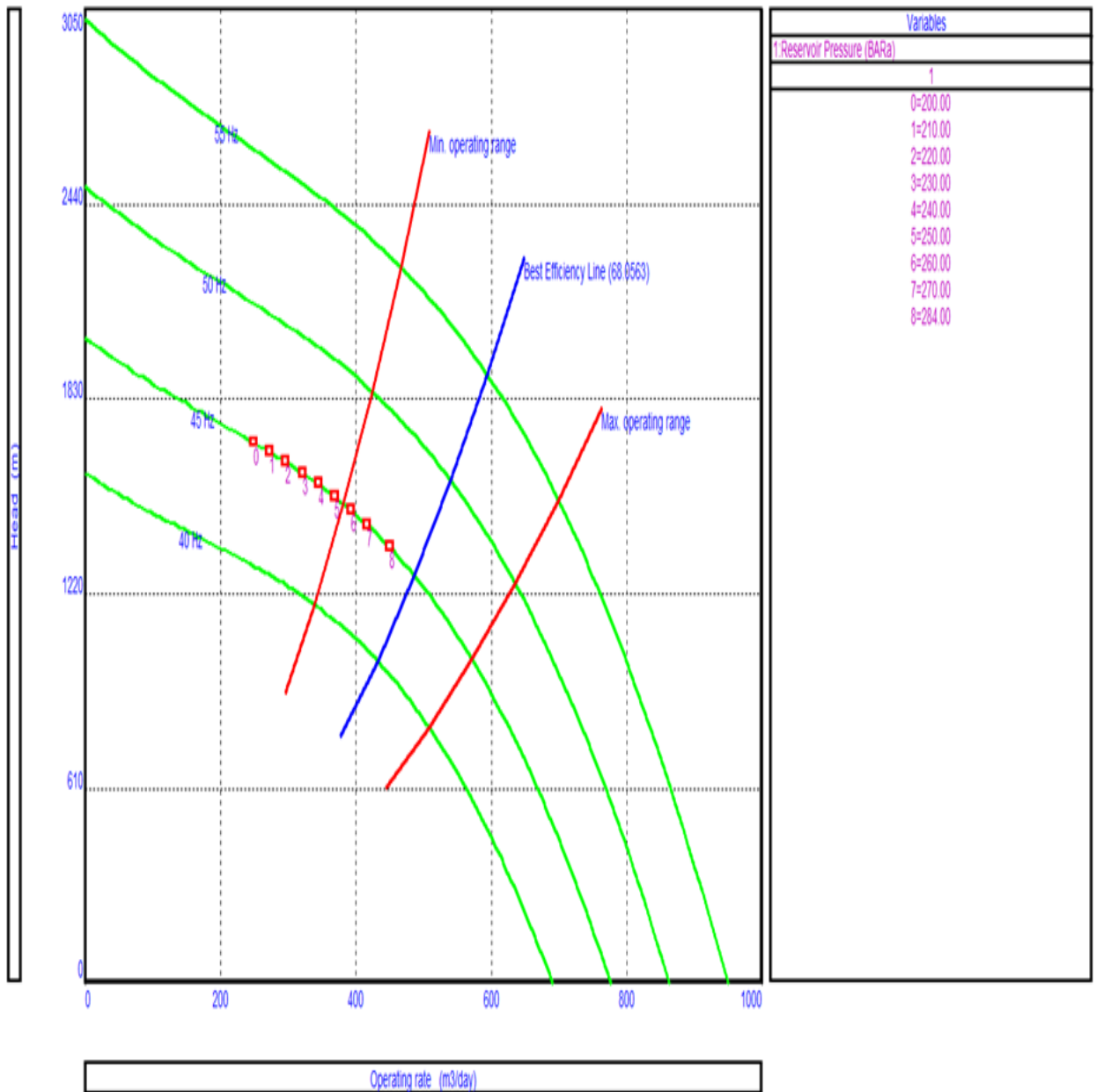


Figure 4.30: L'effet du changement de SBHP sur le fonctionnement de la pompe ESP.

La réduction de SBHP de 284 à 200 bars déplace le point de fonctionnement de la pompe de la zone optimale vers une zone de "down thrust" en dehors du diagramme.

Maintenant le puits est en work-over, puits programmé pour changement du system d'exploitation de "naturelle flow" à "artificiel lift" avec pompe ESP.

IV.3.4 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift pour le puits A2

Pour ce puits, le système de pompage avec ESP (ainsi que le design) a été fourni par la société SCHLUMBERGER.

Le design de système de pompage a été réalisé en fonction des données du puits (données de production et de réservoir) et se compose par:

Pompe – REDA GN 3200

Nr. de étage – 160

Séparateur gaz – VGSA S20-90 + AGH 20-40

Moteur – 200HP/64.7Amp@50Hz

Le point de fonctionnement, dans les conditions du premier test après l'installation de l'ESP, est représenté sur le graphe suivant :

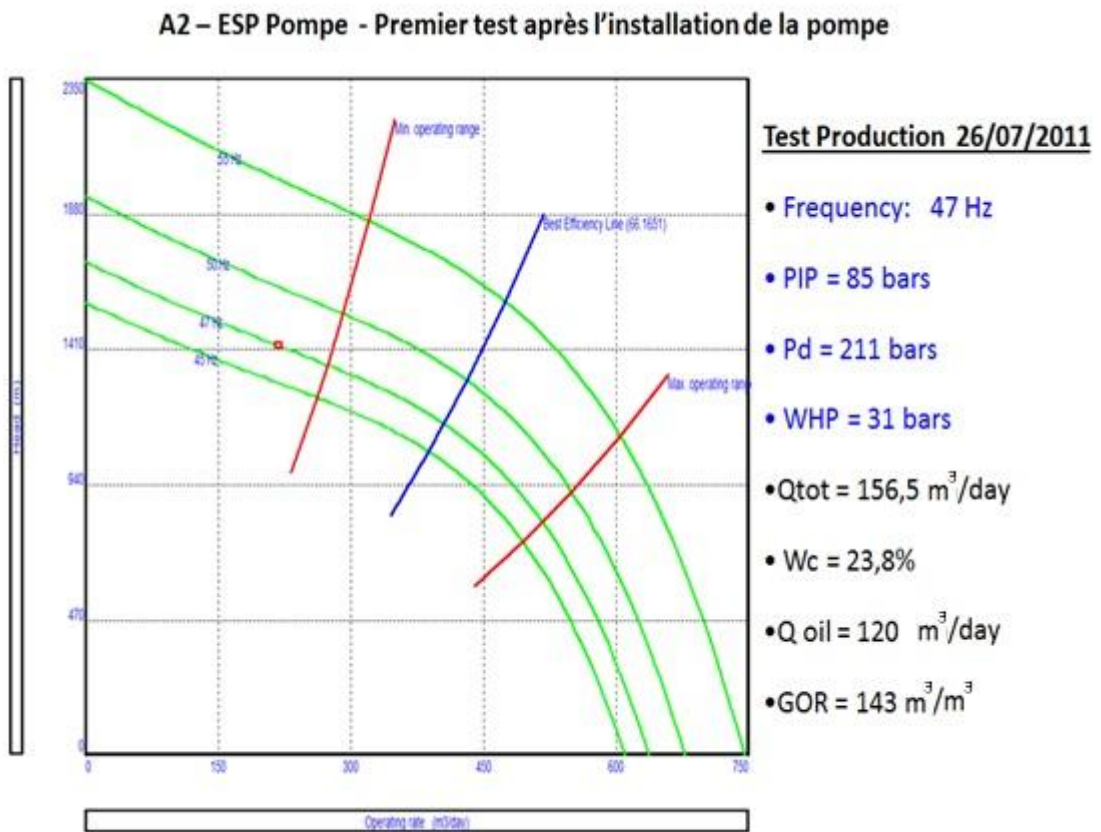


Figure 4.31: Le point de fonctionnement de la pompe avec les données du projet pour le puits A2.

Le premier test après l'installation de la pompe montre que la pompe fonctionne en down thrust en dehors du diagramme.

Le processus d’optimisation des performances de la pompe a été fait en essayant des scénarios selon WHP, Freq, WC et SBHP dans les conditions de premier test de production après l’installation de la pompe et avec l’objectif de porter le point de fonctionnement de la pompe à l’intérieur du diagramme plus proche du " best efficiency line".

Dans le graphe suivant est représenté également le processus d’optimisation :

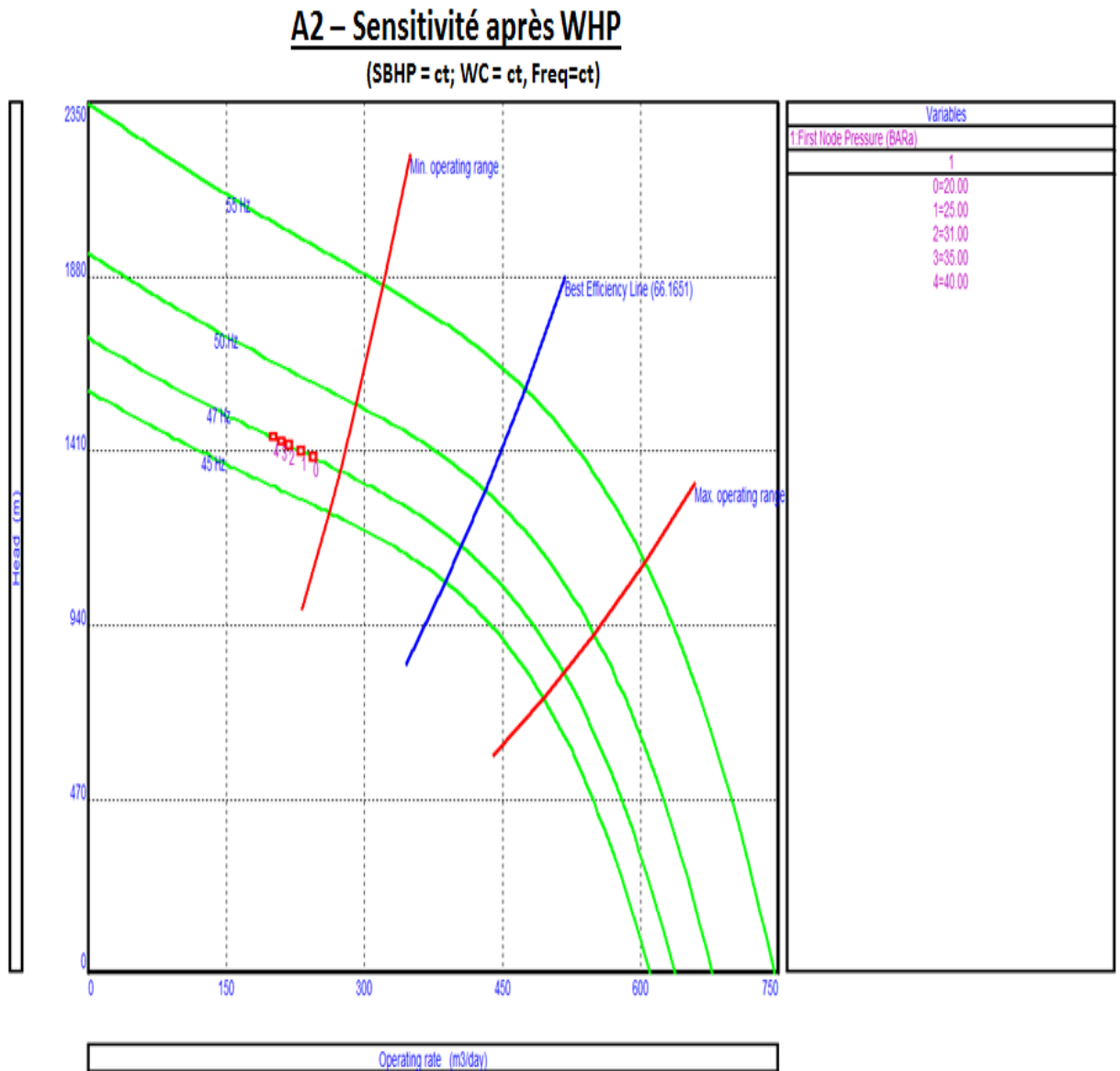


Figure 4.32: L’effet du changement de WHP sur le fonctionnement de la pompe ESP.

La réduction de WHP de 40 à 20 bars rapproche la pompe de la ligne de “minimum operating range”.

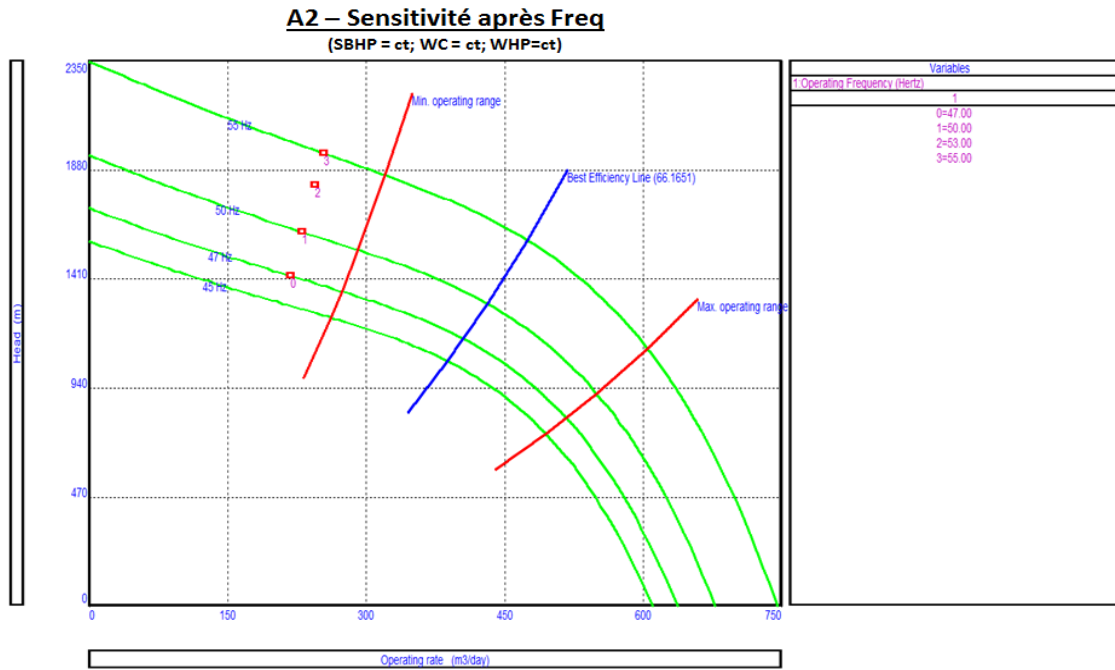


Figure III-33 L'effet du changement de la fréquence (Freq) sur le fonctionnement de l'ESP.

L'augmentation de la fréquence du 47 à 55Hz déplace la pompe vers la zone "down thrust" plus fort.

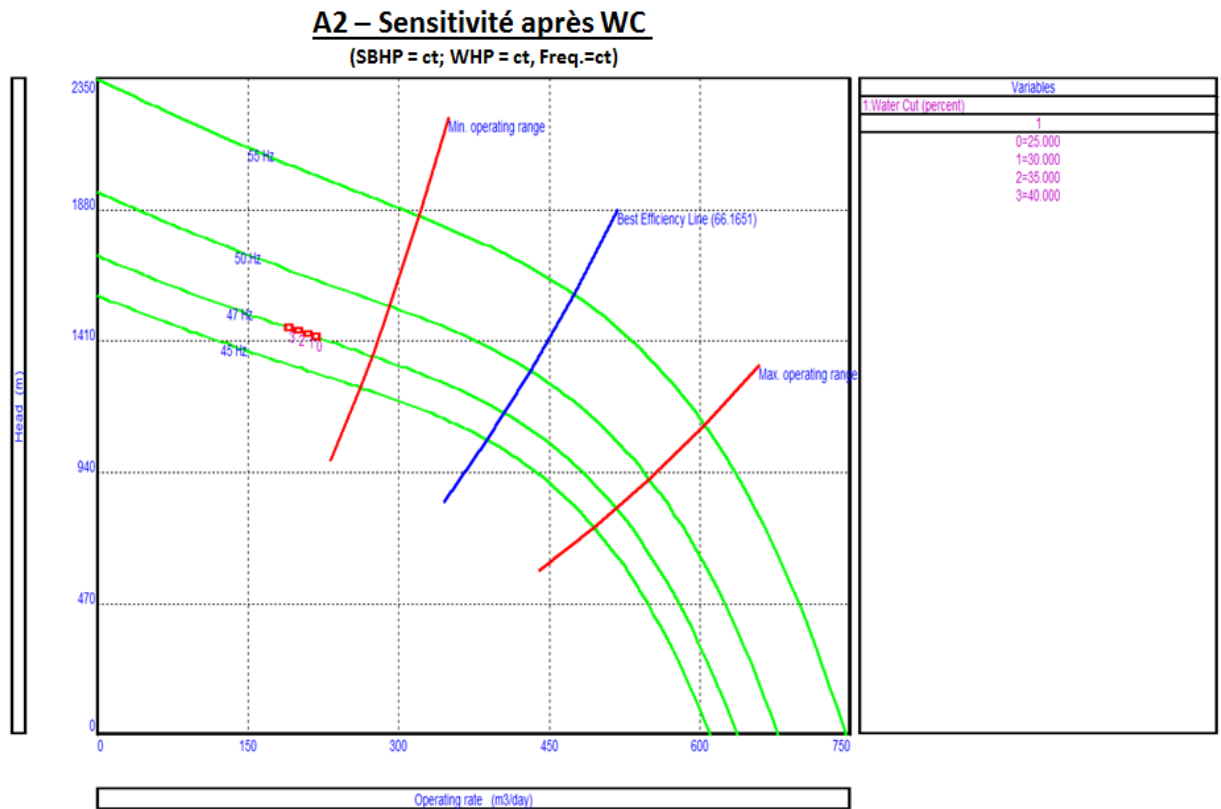


Figure 4.34: L'effet du changement de WC sur le fonctionnement de l'ESP.

L'augmentation du WC de 25 à 40 % met la pompe encore plus dans la zone de "down thrust".

A2 – Sensitivité après SBHP, WC, Freq et WHP

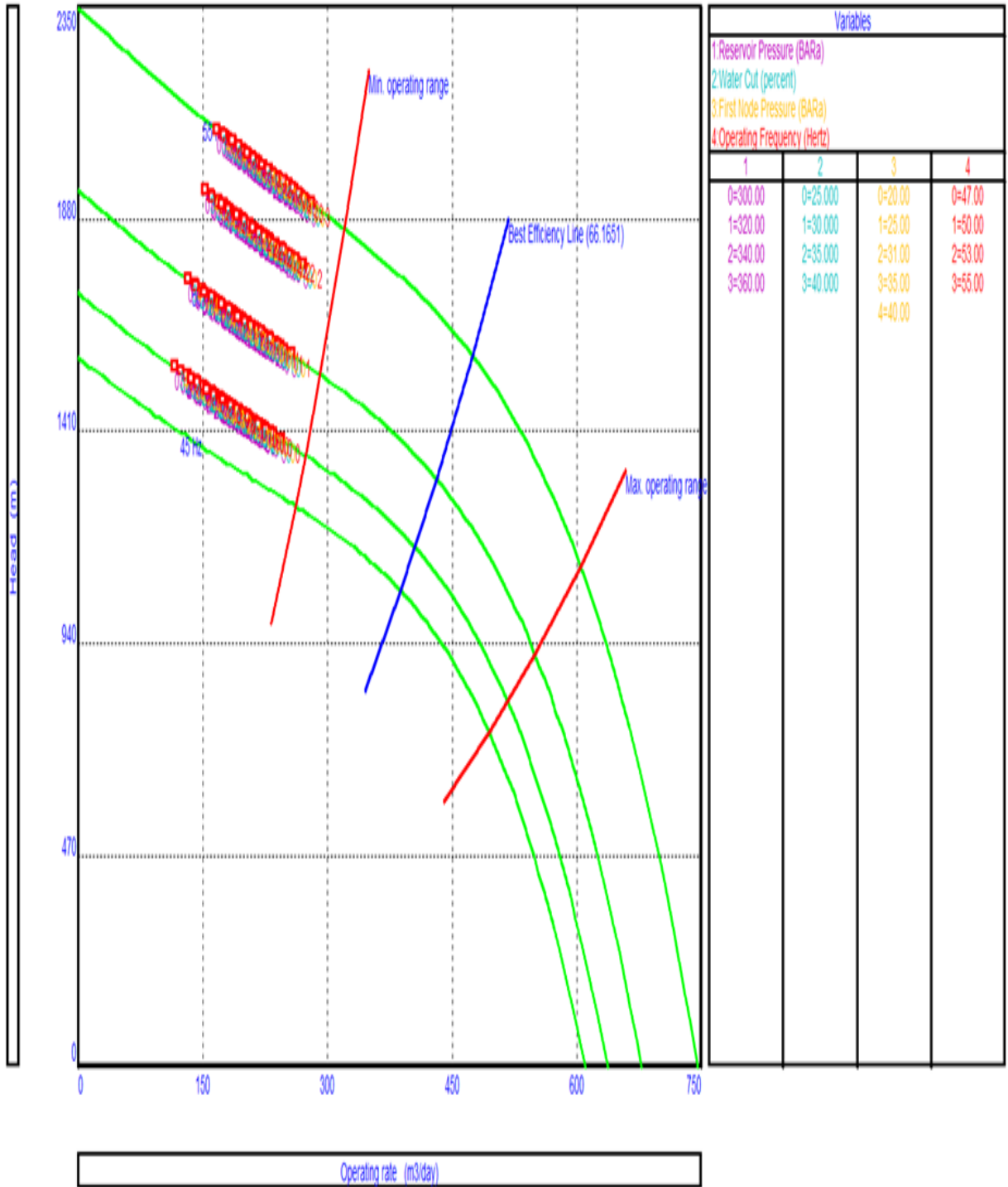


Figure 4.35: L'effet du changement de SBHP avec WHP, WC, et fréquence sur le fonctionnement de l'ESP.

Le graphe ci-dessus montre qu'indifféremment des paramètres que nous changeons pour l'optimisation, la pompe fonctionne toujours dans la zone de "down thrust".

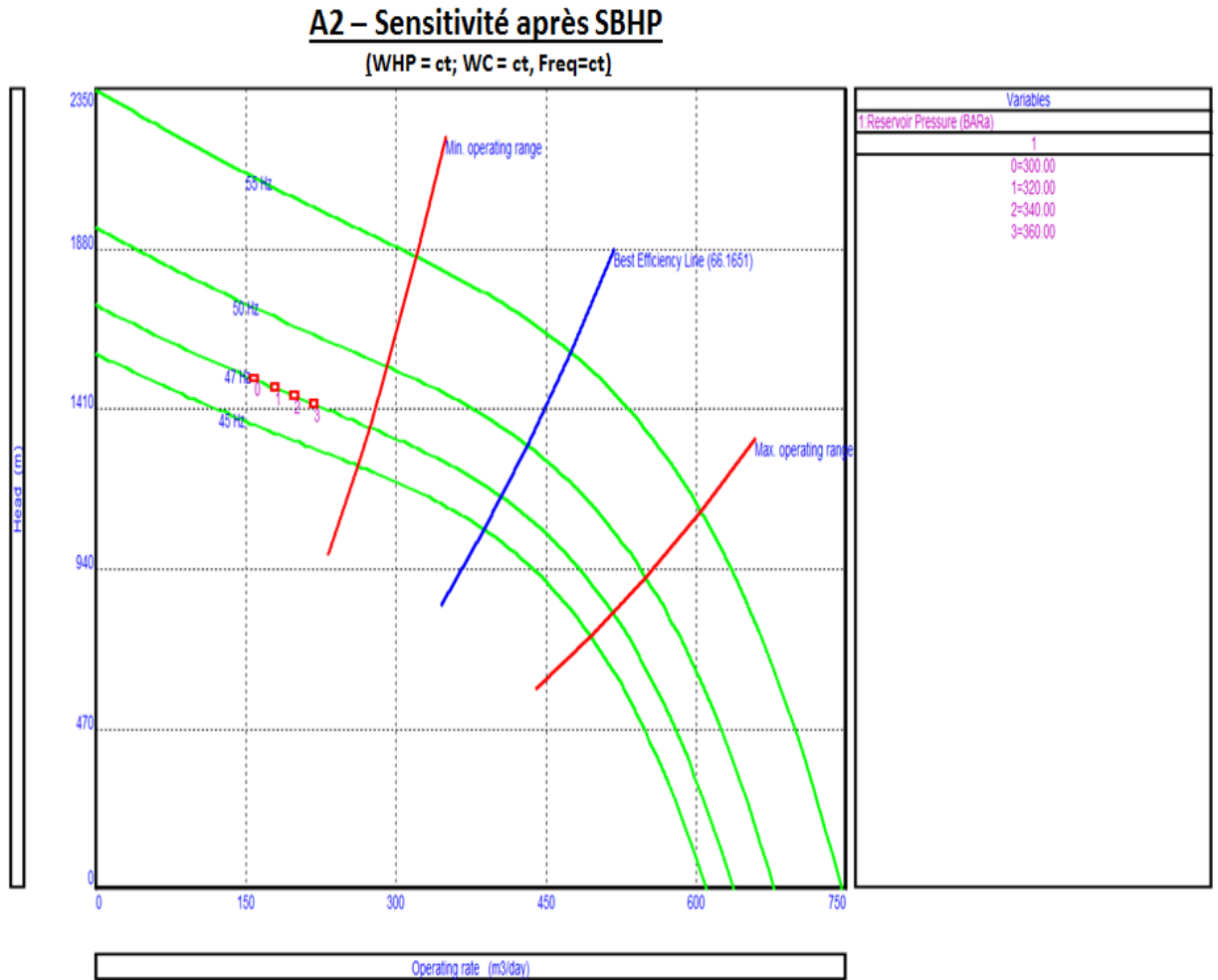


Figure 4.36: L'effet du changement de SBHP sur le fonctionnement de l'ESP.

La réduction de SBHP de 360 à 300 bars met la pompe encore plus dans la zone de ‘down thrust’.

- Le premier test de production avec la pompe a montré que la pompe se trouve en "down thrust" en dehors de "operating range".
- Le fonctionnement en "down thrust" ne crée pas de problèmes pendant le fonctionnement de la pompe.
- Toutes les variations des paramètres pour optimiser le point de fonctionnement de la pompe maintiennent toujours la pompe en "down thrust" en dehors de "operating range".

- Nous sommes dans cette situation parce que la pompe a une capacité de pompage plus grande par rapport au potentiel de production du puits.

Dans le graphe suivant est montrée la situation de puits A2 après l'installation de la pompe ESP.

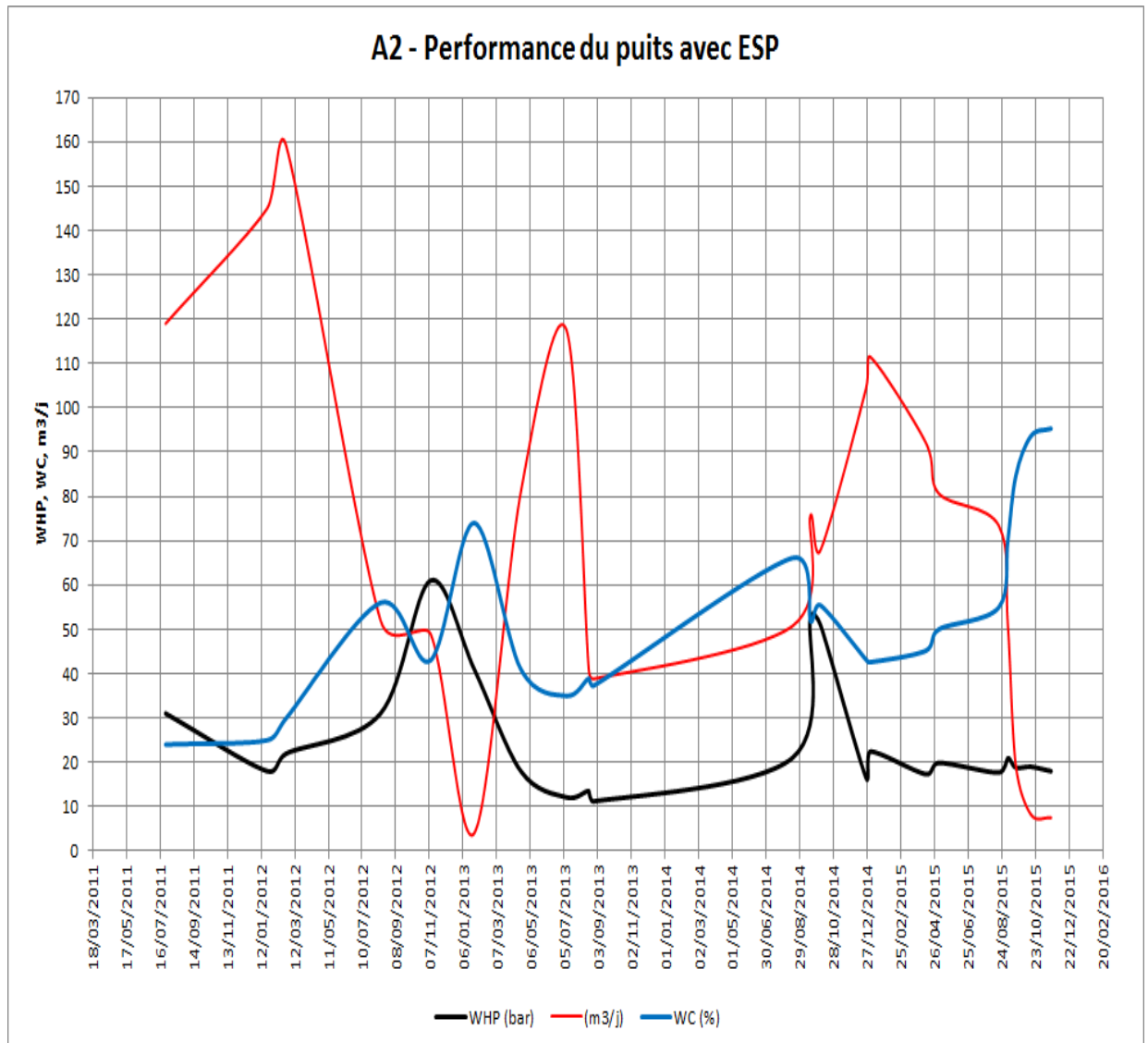


Figure 4.37: Performance du puits avec ESP.

IV.3.5 Optimisation dans la phase d'exploitation en artificiel lift pour le puits A3

Pour ce puits, le système de pompage avec ESP (ainsi que le design) a été fourni par la société SCHLUMBERGER et c'en fonction des données qu'avons envoyé. Les caractéristiques du système sont :

Pompe – REDA G6200N

Nr. d' étage – 136

Séparateur gaz – VGSA S20-90 + AGH 20-40

Moteur – [375HP/78.9Amp@50Hz](#)

Dans le graphe suivant est présenté le point de fonctionnement dans les conditions du premier test après l'installation de l'ESP :

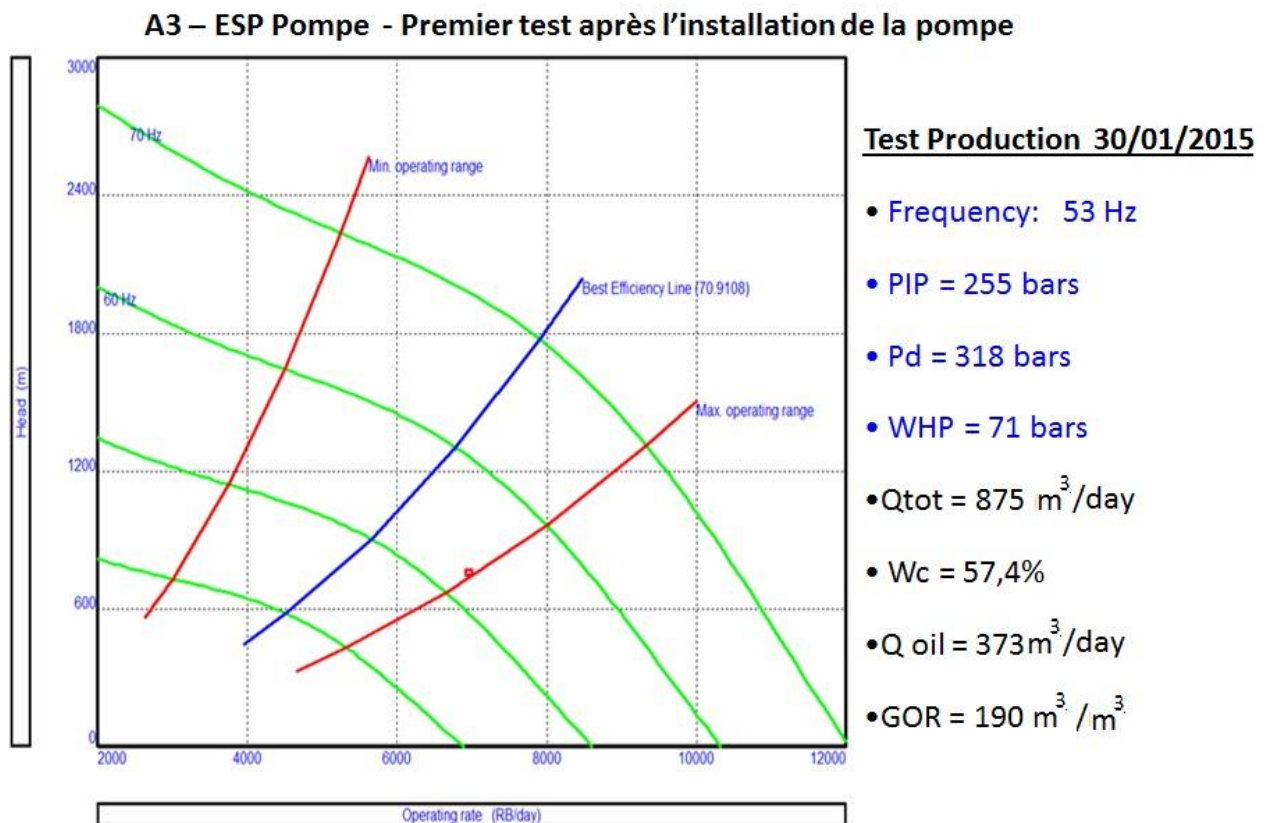


Figure 4.38: Le point de fonctionnement de la pompe avec les données du projet.

Le premier test après l'installation de la pompe montre que celle-ci fonctionne près de la ligne de "Maximum operating range" en "up thrust".

Le processus d'optimisation des performances de la pompe est réalisé à travers la considération des scénarios selon WHP, Freq, WC et SBHP dans les conditions du premier test de production après l'installation de la pompe et avec l'objectif de porter le point de fonctionnement de la pompe dans la zone proche de "best efficiency line".

Dans le graphe suivant est représenté le processus d'optimisation :

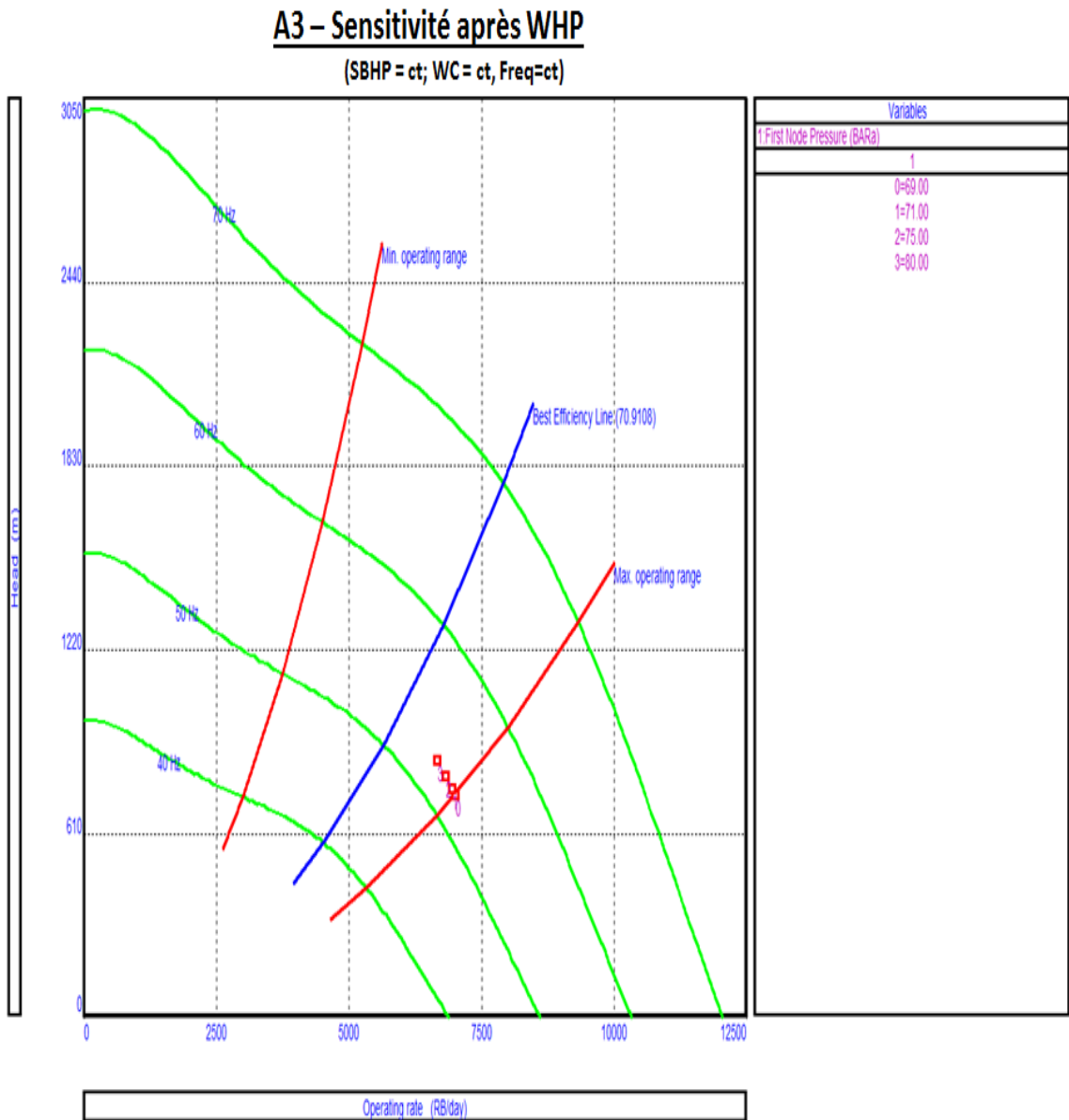


Figure 4.39: L'effet du changement de WHP sur le fonctionnement de l'ESP.

L'augmentation de WHP de 71 à 80 bars rapproche la pompe de la ligne de "best efficiency".

A3 – Sensitivité après Freq

(SBHP = ct; WC = ct; WHP=ct)

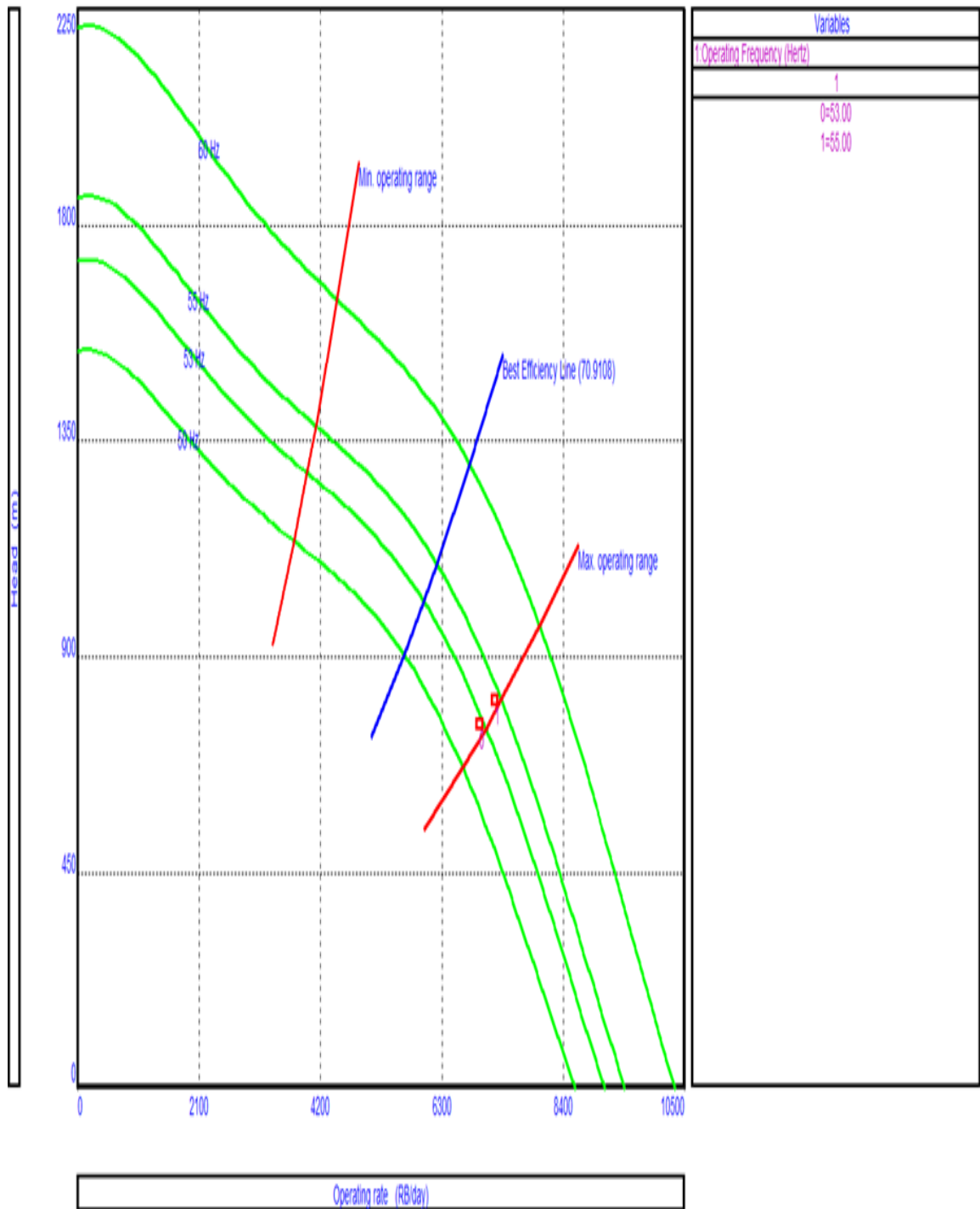


Figure 4.40 L'effet du changement de la fréquence (Freq) sur le fonctionnement de l'ESP.

L'augmentation de la fréquence de 53 à 55Hz n'a aucun effet sur le point de fonctionnement de la pompe.

A3 – Sensitivité après WC

(SBHP = ct; WHP = ct, Freq.=ct)

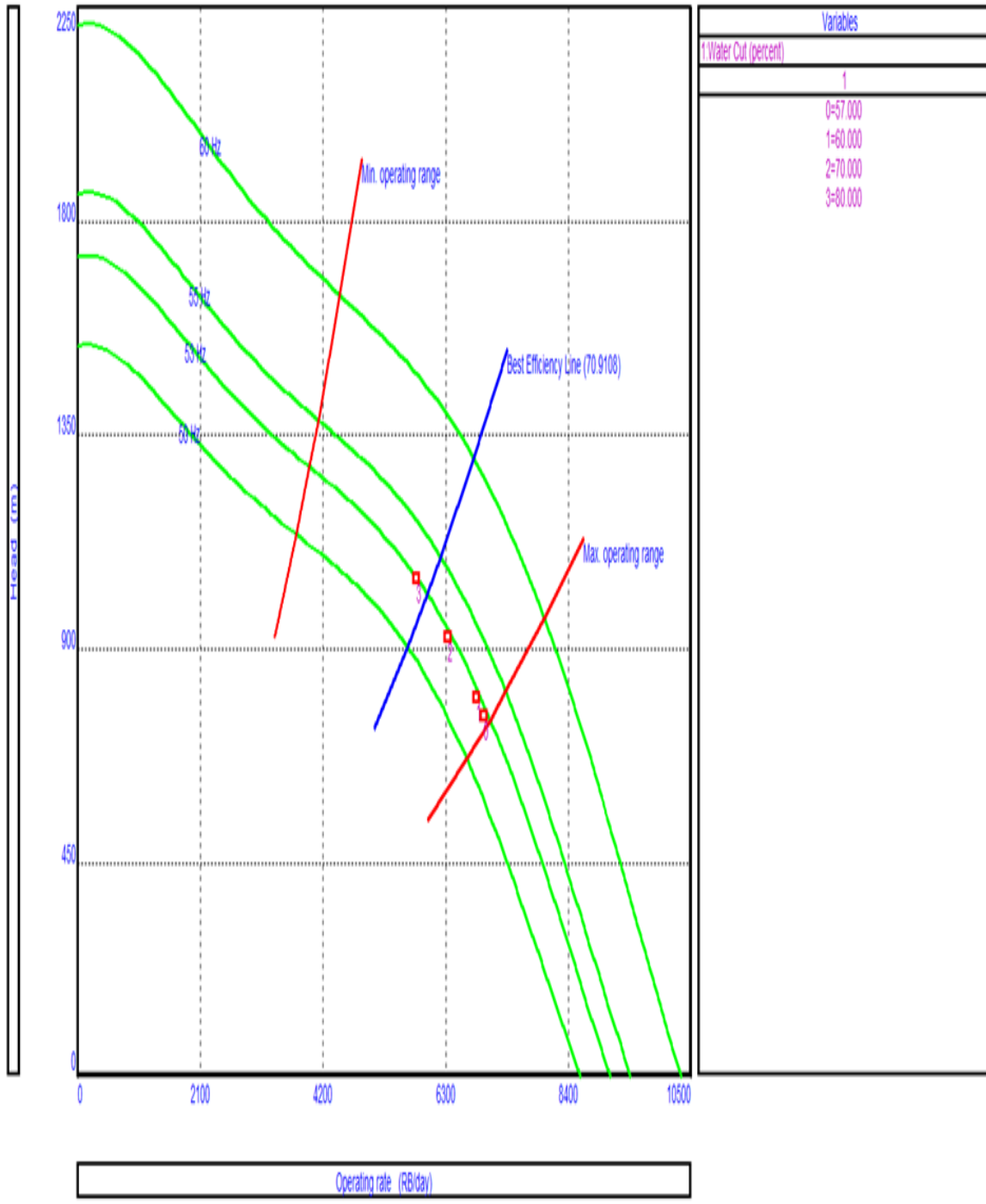


Figure 4.41 : L'effet du changement de WC sur le fonctionnement de l'ESP.

L'augmentation du WC de 57% à 80 % porte le point de fonctionnement de la pompe dans la zone proche de "best efficiency line" (optimum zone).

A3 – Sensitivité après SBHP

(WHP = ct; WC = ct, Freq=ct)

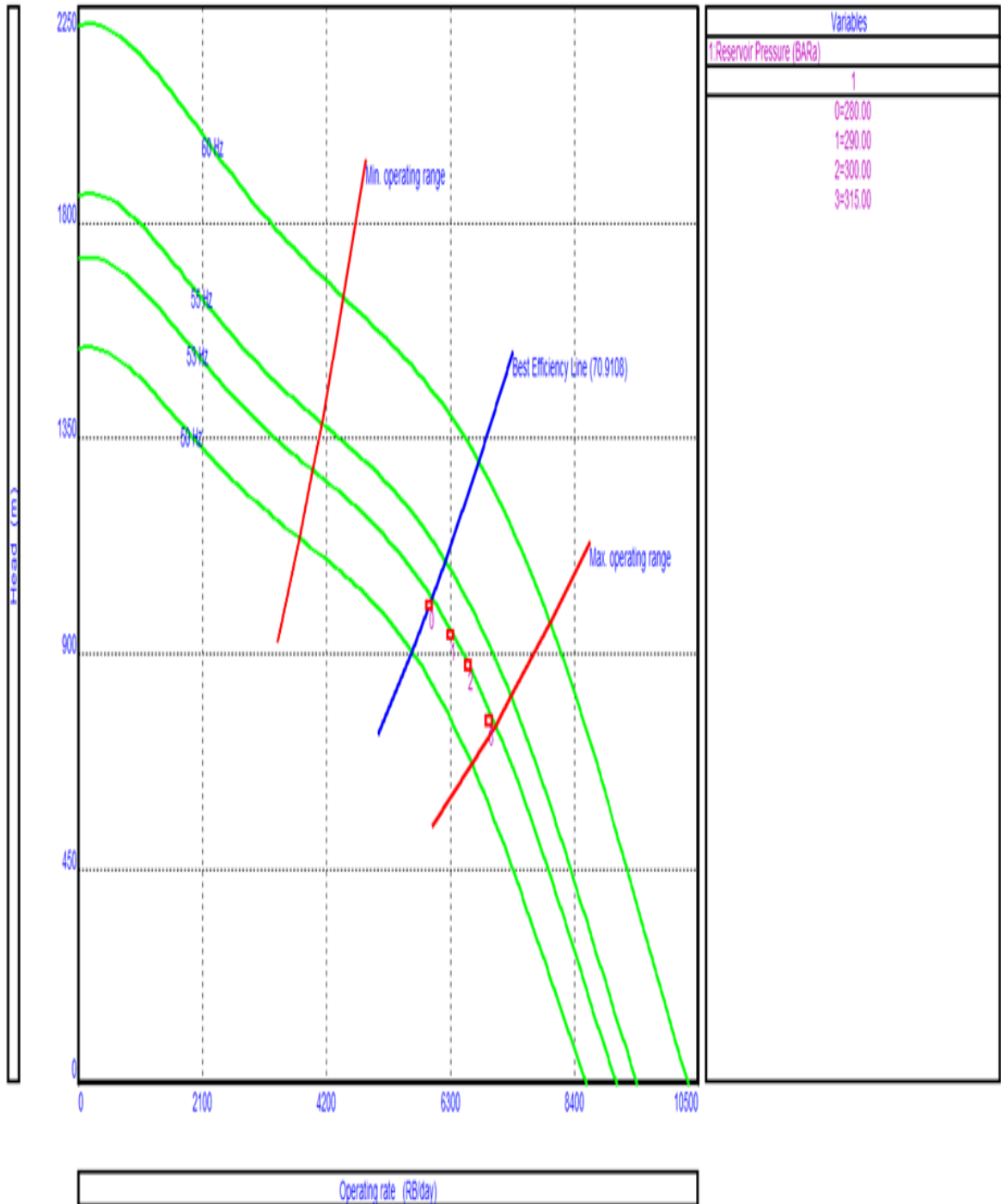


Figure 4.42: L'effet du changement de SBHP sur le fonctionnement de l'ESP.

La réduction de SBHP de 315 à 280 bars porte le point de fonctionnement de la pompe dans la zone proche de "best efficiency line" (optimum zone).

A3 – Sensitivité après SBHP + WC

(WHP = ct; Freq = ct)

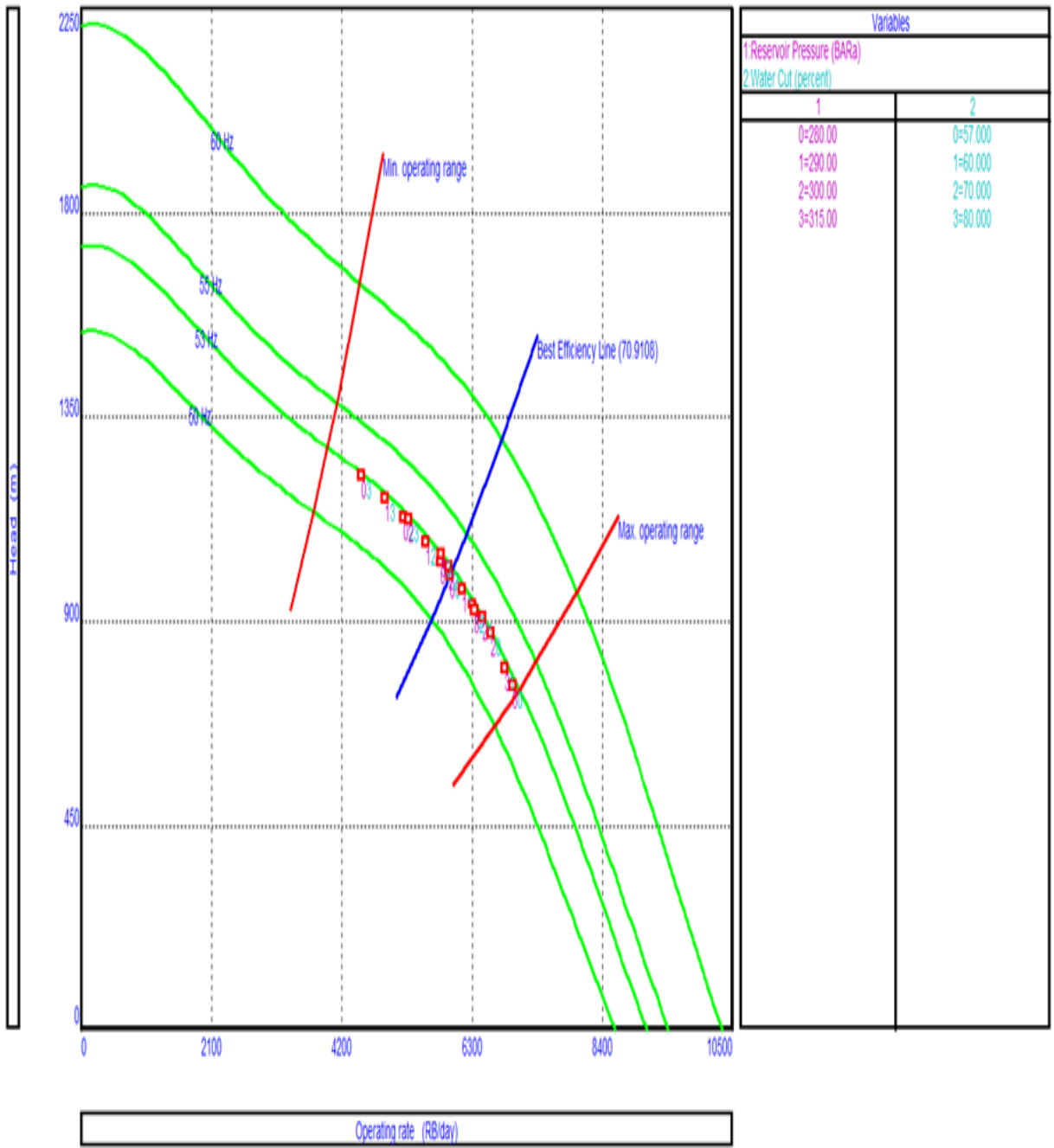


Figure 4.43: L'effet du changement de SBHP avec WC sur le fonctionnement de l'ESP.

Le graphe ci-dessus montre que la réduction de SBHP jumelée simultanément à l'augmentation du WC (phénomène de déplétion) à la même fréquence et WHP, déplace le point de fonctionnement de la pompe de la zone "up thrust" à celle d'un optimal fonctionnement.

A3 – Sensitivité après SBHP + WHP

(WC = ct; Freq = ct)

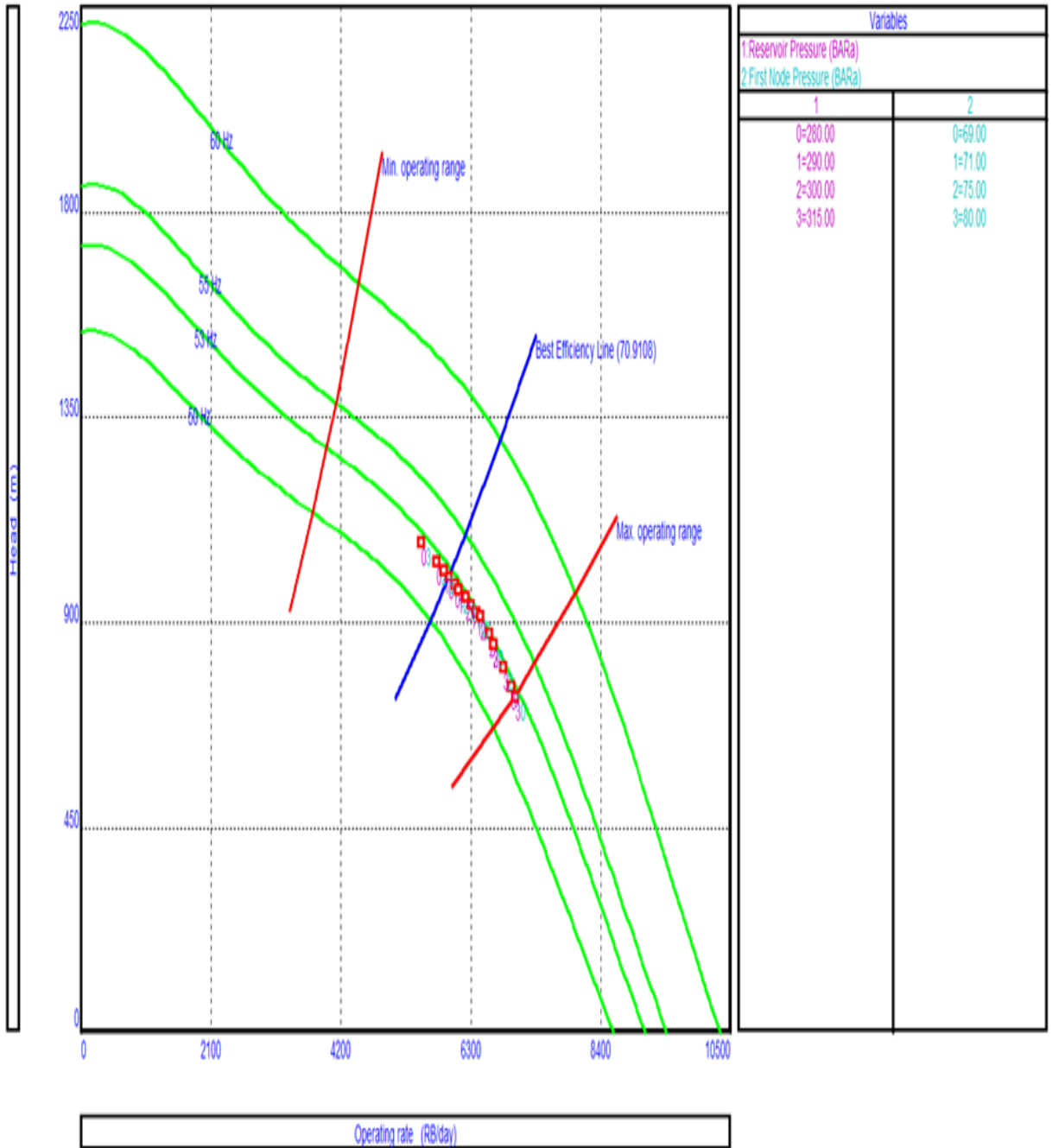


Figure 4.44: L'effet de SBHP avec WHP sur le fonctionnement de l'ESP.

Le graphe ci-dessus montre que la réduction de SBHP ensemble avec l'augmentation de WHP (phénomène de déplétion) à la même fréquence et WC, déplace le point de fonctionnement de la pompe de la zone "up thrust" à celle d'un optimal fonctionnement.

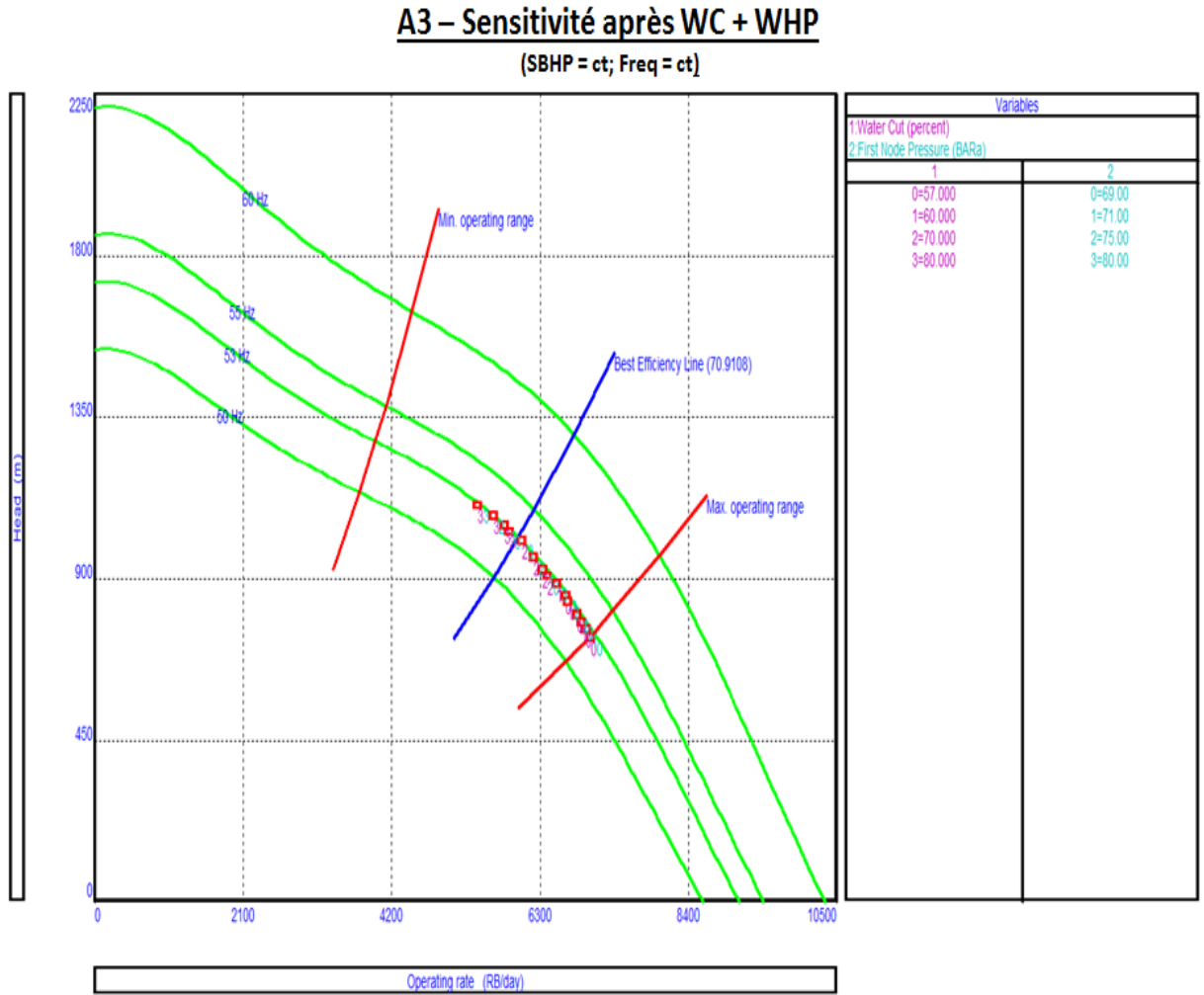


Figure 4.45: L'effet du changement de WC avec WHP sur le fonctionnement de l'ESP.

Le graphe ci-dessus montre que l'augmentation de WHP et WC à la même fréquence et SBHP, déplace le point de fonctionnement de la pompe de la zone "up thrust" à celle d'un optimal fonctionnement.

- Le premier test de production avec la pompe fournie par Schlumberger a montré que celle-ci se trouve en "up thrust" à la limite maximum de "operating range".
- Le fonctionnement en "up thrust" crée des problèmes pendant le fonctionnement de la pompe et dans ce mode de fonctionnement, la durée de vie de la pompe sera réduite.
- Toutes les variations des paramètres pour optimiser le point de fonctionnement de la pompe porte la pompe de "up thrust" à optimal fonctionnement mais avec la réduction du débit d'huile.

Dans le graphe suivant est montrée la situation du puits avant et après l'installation de la pompe ESP.

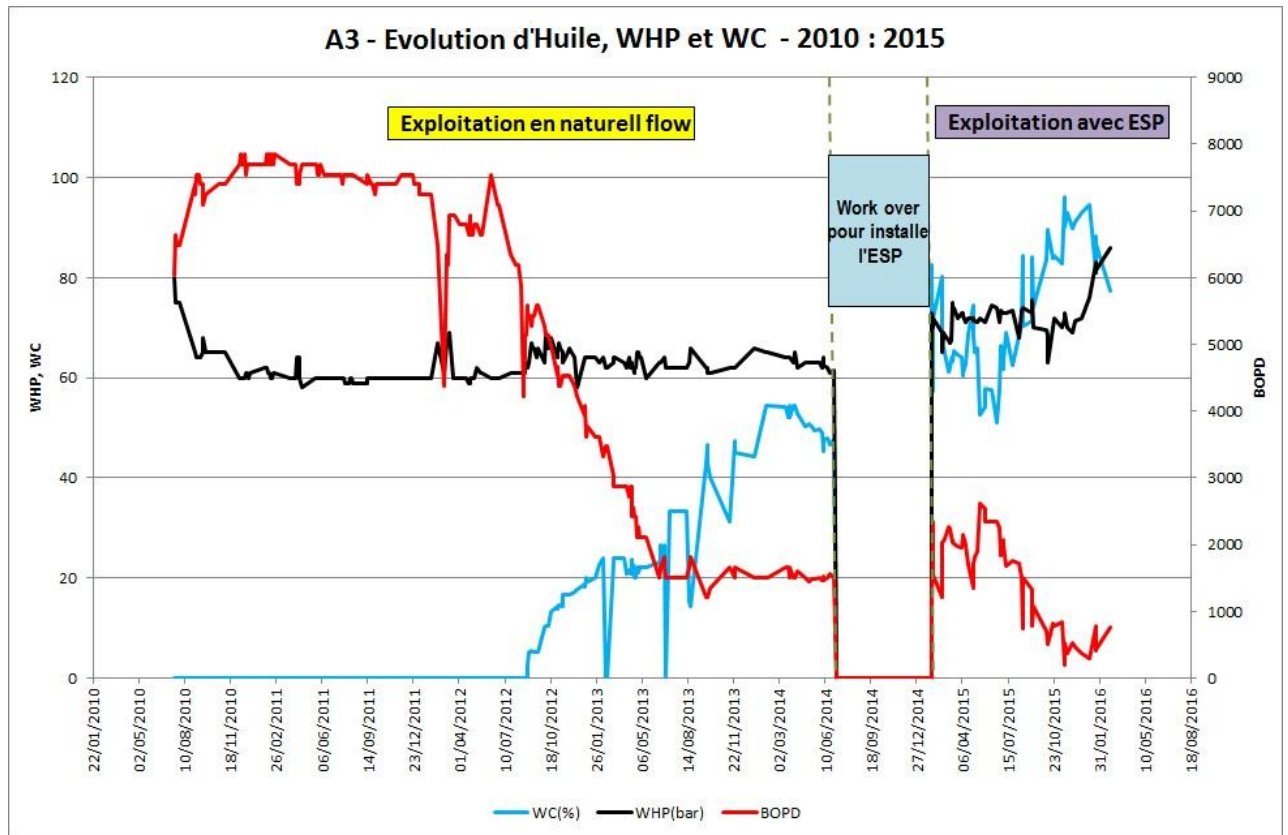


Figure 4.46: L'évolution d'huile, WHP et WC dans les deux phases d'exploitation.

Conclusion générale

Conclusion générale

Pour l'étude d'optimisation des performances des puits producteurs d'huile par l'utilisation de l'analyse nodale, nous avons choisi trois puits horizontaux situés dans les champs ROM et REC.

Nous avons analysé deux étapes de la vie productive des puits:

- Première étape quand les puits étaient exploités par l'éruption naturelle
- Deuxième étape quand les puits sont passés à l'exploitation en "artificiel lift" par pompage avec la pompe ESP.

Pour réaliser l'optimisation, on a utilisé le logiciel d'analyse nodale " PROSPER".

Les données utilisées dans la simulation des performances des puits sont tirées de :

- tests de production.
- mesures de pression dans des conditions statiques et dynamiques.
- analyse PVT pour les niveaux productifs.
- rapports de complétion du puits.
- rapport ESP design et rapport des paramètres du pompage.

Pour chaque puits les résultats d'optimisation sont présentés en mode graphique et sont accompagnés de commentaires.

Après l'optimisation des puits en phase d'exploitation par éruption naturelle on peut conclure que :

- dans tous les puits, à la phase finale de l'éruption naturelle, on a vu une diminution drastique de la performance productive (débit huile et gaz).
- l'analyse du test de la production pendant la phase de l'éruption naturelle a montré que dans tous les puits à la fin de cette étape, le WC a une valeur qui ne permet plus l'éruption naturelle.
- nous avons observé aussi une chute de pression de gisement (SBHP), une chute de pression de tête (WHP) et aussi une chute de pression de fond (FBHP)

Le passage à l'artificiel lift s'est fait parce que:

- la pression du gisement a chuté.
- le WC a augmenté jusqu'à une valeur qui ne permet pas la production.

Les performances des puits après l'installation de la pompe ESP sont différentes d'un puits à un autre puits en fonction de la pompe installée.

Pour le puits A1 nous n'avons pas de données de fonctionnement avec ESP, parce qu'à la date d'élaboration de ce travail, le puits était en work-over pour l'installation de la pompe.

Pour le puits A2 nous avons constaté que :

- Après la mise en production, la pompe se trouve dans "down thrust".
- Le fonctionnement en "down thrust" ne crée pas de problèmes pendant le fonctionnement.
- la variation de Tous les paramètres d'optimisation du point de fonctionnement de la pompe laissent toujours la pompe en "down thrust" en dehors de "operating range".
- Nous sommes dans cette situation parce que la pompe a une capacité de pompage plus grande par rapport à la capacité de production du gisement.
- Les performances du puits (Huile, WHP et WC) après l'installation du ESP se sont améliorées en sens que le débit de l'huile a augmenté et le WC a chuté.

Pour le troisième puits nous pouvons conclure que:

- Après la mise en production, la pompe se trouve dans la zone "up thrust" à la limite maximale de "operating range".
- Le fonctionnement de la pompe en "up thrust " crée des problèmes, parce que les phénomènes de l'usure de la pompe sont accentués.
- Toutes les variations des paramètres pour optimiser le point de fonctionnement de la pompe, portent la pompe de "up thrust" à " Optimum" mais avec réduction du débit d'huile.
- Les performances du puits (Huile, WHP et WC) après l'installation du ESP se sont améliorées en sens que le débit d'huile a augmenté et le WC a chuté.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Denis PERRIN, *techniques d'exploitation pétrolière*, chapitre 04 "Activations des puits", 1995, p.185, 205.
- [2] Rapport Groupement sonatrach AGIP, Bloc 403-Zemoul El Kbar, champ de BRN-NIVEAU G + T, étude de réservoir 2014.
- [3] ENI- E&p Division, "*Well performances Manual*", 04-10-2005.
- [4] H. Dale Beggs, "*Production Optimization using Nodal Analysis*", 2003, p.7.
- [5] BAKER HUGHES, "*Electrical Submersible Pumping System*", *Artificial LIFTECHNOLOGY*, 2007.
- [6] MARCU DANIEL, *PROSPER Application for Nodal Analysis*, ENPR/PROD BRN, May 2010.
- [7] Vogel J. V, "*Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells*", JPT, Jan.1968
- [8] Mohamed Banaga, "*Electrical Submersible Pump Manual for Clients*", 20-05-2009.

Annexes

Annexe A1.

A1.1. Schéma de la complétion puits A1 en naturelle flow.

COMPLETION SKETCH				FIELD NAME					
				WELL NAME	A1				
				Account					
SINGLE COMPLETION <input checked="" type="checkbox"/>		VERTICAL <input type="checkbox"/>	DEVIATED <input type="checkbox"/>	HORIZONTAL <input checked="" type="checkbox"/>		SELECTIVE <input type="checkbox"/>	ESP <input type="checkbox"/>		
ICGP <input type="checkbox"/>		OHGP <input type="checkbox"/>	GRAVEL SIZE: 20/40 <input type="checkbox"/> 40/60 <input type="checkbox"/>						
String weight up 51 [t]		Slotted Liner Casing Size: [in]		Type of packer fluid: NaCl Brine					
String weight down 50 [t]		Top: [m] Bottom: [m]		Density: 1.03 kg/ft					
Make up report yes [y/n]		Well deviation [max.]: 90.5° @ 3769.3 m		Well deviation @ W.L. Entry Guide depth: 0° @ 3118.93 -mMD RKB					
GENERAL INFORMATIONS				Packer					
DRILLING PERIOD				Norm. O.D.	Manufact.	Model type	ID.	Depth	
RIG USED				7"	HALL	HPS	4,145"	3076	
RT/TIE DOWN		8.32 m							
WELL HEAD RATING		5 K psi - Working Pressure							
TOTAL DEPTH		3815 m MD RKB							
TOP CMT PLUG		Slickline @ 3331 m		SHEAR RELEASE VALUE:					
BP RETAINER		3400 m		SIZE					
ANNULUS FLUID		1.03 Kg/l NaCl Brine		TYPE					
BTM CHECKED ON		3533 on 9/3/09		COMPLETION STRING					
GEOG COORD LAT		31° 10' 06.749" N		Tubing					
GEOG COORD LONG		08° 06' 17.843" E		Norm. O.D.	Thread	lb/ft	Steel Gr.	%	Down to
WELL HEAD DESCRIPTION		4 1/16"x4 1/16"x2 1/16" 5000 psi		4 1/2"	AMS	12.6	P 110	0	366.3
X-MAS TREE		13 5/8" x 11" 5 K psi Flanged		4 1/2"	New Vam	12.6	L 80	0	3051.5
TUBING SPOOL		"X" 3,81"		4 1/2"	AMS	12.6	P 110	0	3102.2
BACK PRESSURE VALVE		BS4-H5-MSSV N95		MAKE UP TORQUE : 4770 ftlb GREASE : Weatherford Lube Seal					
TUBING HANGER		3 1/2" EUE Top Linr 4 1/2" Amc Bottom		COMPLETION ASSEMBLY					
WELL HEAD		21 1/4" x 5000 K psi		REF	DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH	
PRODUCTION CASING				1	Breda TBG Hanger Type: BS4-H5-MSSV-N95	3,813	11,00	8,60	
Nom OD		Thd	lb/ft	2	Pup Joint X-Over 4 1/2" AMS pin x 4 1/2" N Vam pin 12.6#P110	3,950	4,500	8,80	
S. Grade		Top (m)	Bottom (m)	3	Xover PUP JOINT 4 1/2" 12.6 LB/FT P110 New Vam box X MS PIN	3,950	4,500	11,35	
9 5/8" AMS		47	P 110	9	1926	3,950	4,500	12,79	
9 5/8" AMS		53.5	P 110	1926	3146	3,950	4,500	41,59	
7" AMS		29	P 110	2244	3129	3,950	4,500	44,68	
4 1/2" N.Vam		12.6	L80	3129	3815	3,810	6,730	46,59	
CSG/LIN OD		18 5/8"	13 3/8"	9 5/8"	7"	4 1/2"			
TOP AT m		11	9.9	9.8	2244	2244			
SHOE AT m		425.86	2324.7	3146	3129	3815			
CMT UP m									
LINER HANGER		7" TOP @ 2244 m							
LINER HANGER		4 1/2" TOP @ 3129 m							
LINER HANGER									
CASINGS CHARACTERISTICS				25 -26 Sept. 2013: Set Bridge Plug Weatherford with Coil Tubing @ 3400 m					
OD NOM	TO m	STEEL	THRD	lb/ft	ID mm	Set Cement Plug above Bridge Plug with Coil Tubing @ 3331 m.			
18 5/8"	425.86	J 55	ANT	98	451				
13 3/8"	2324.7	N80	ANT	68	315.3				
9 5/8"	3146	P 110	AMS	47/53.5	220.5				
7"	3129	P 110	AMS	29	157.1				
4 1/2"	3815	L80	New Vam	12.6	100.5				
Production interval / perforated zone:									
Top (mMD)	Bottom (mMD)	Level							
3 280	3 297	TAGI							
TYPE OF GUNS : 2 7/8 HSD									
TYPE OF CHARGE : Power Jet Nova 2906 HMX									
SHOOT DENSITY : 6 shift									
Isolated perforations									
Top (mMD)	Bottom (mMD)	Level							
3425	Fracture#4								
3503	Fracture#3								
3571	Fracture#2								
3626	Fracture#1								
3657	3658								
3740	3770								
NOTES :				WORKOVER				JOB PURPOSE	
HES 'NE' 4.5" Self Equalizing TRSV								Rig Supervisors	
OPENING PRESSURE: 1600 psi								Superintendent/Completion Engineer	
CLOSURE PRESSURE: 800 psi									

A1.2. Analyse PVT pour le puits A1 dans le niveau TAGI

	Pression relative Pr (Psig)	Volume relatif Vr (vol/vol)	Masse volumique ρ (g/cm ³)	Coefficient de Compressibilité $\beta \cdot 10^6$ (1/Psig)
	5000	0.960	0.679	-
	4500	0.965	0.675	10.970
	4000	0.971	0.671	12.459
	3500	0.978	0.667	13.534
	3000	0.985	0.661	15.349
	2500	0.993	0.656	15.988
Pb	2200	1.000	0.651	-
	2150	1.009	-	-
	2000	1.041	-	-
	1850	1.079	-	-
	1700	1.127	-	-
	1550	1.187	-	-

Les Propriétés de gaz libérés:

Pression relative (Psig)	Volume relatif Gaz (VGr/VPb) (vol/vol)	Volume relatif Gaz libérés (VG/VPb) (vol/vol)	Facteur de compressibilité "Z"	Volume facteur Bg * 10 ² (vol/vol)	G.O.R dissous (vol/vol)	G.O.R libéré (vol/vol)
Pb 2200					161.94	0.00
1700	0.1786	20.13	0.856	0.866	129.36	32.58
1200	0.2579	19.61	0.880	1.284	97.62	64.32
800	0.2675	14.35	0.908	1.820	74.40	87.54
400	0.6052	16.04	0.934	3.683	48.43	113.51
200	0.6205	8.86	0.945	6.841	34.10	127.84
100	1.0770	6.54	0.959	16.086	23.52	138.42
Pa		14.53	1.000		0.00	161.94

A1.3. Courbe de performance de la pompe GN 4000.

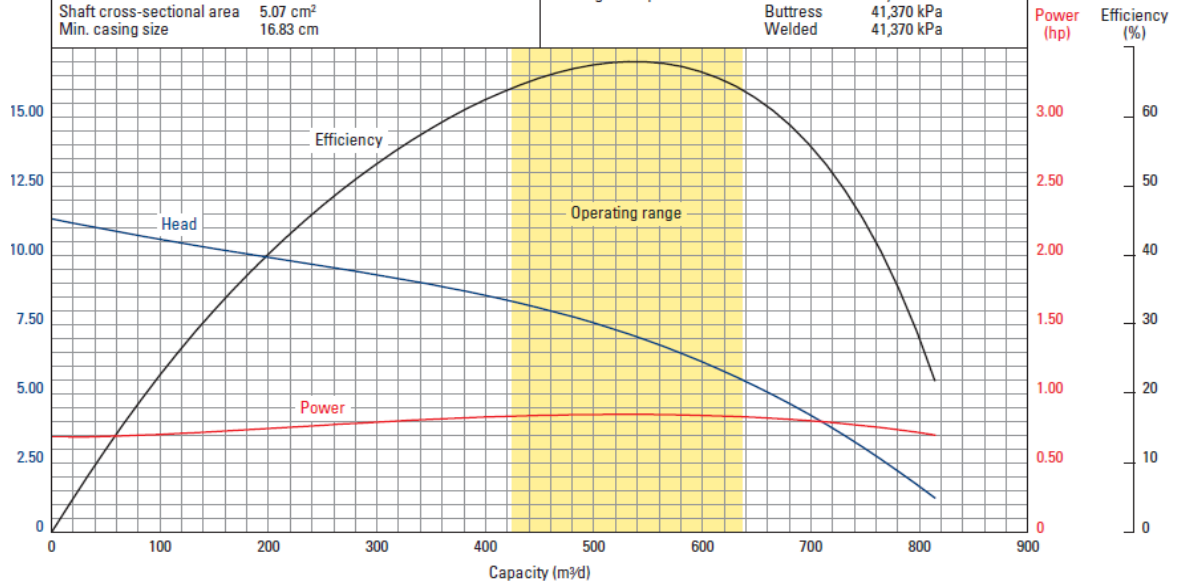
REDA* ESP

GN4000 Pump Performance Curve

50 Hz, 2,917 rpm

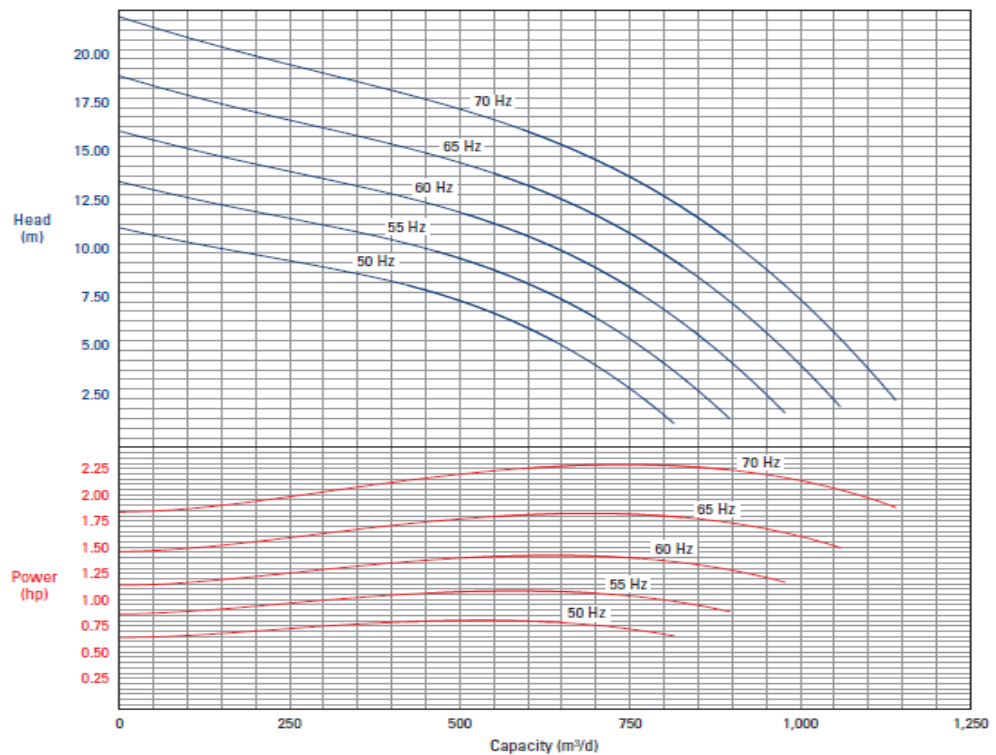
Curve computed for one stage in fluid of 1.00 sg.

Optimum operating range	424–636 m ³ /d	Shaft brake-power limit	Standard	313 hp
Nominal housing diameter	13.03 cm		High strength	500 hp
Shaft diameter	2.54 cm	Housing burst-pressure limit	Standard	34,475 kPa
Shaft cross-sectional area	5.07 cm ²		Buttress	41,370 kPa
Min. casing size	16.83 cm		Welded	41,370 kPa



REDA* Pump GN4000 Performance Curve

Curve computed for one stage in fluid of 1.00 sg.



Annexe A2.

A2.1. Schéma de la complétion puits A2 en naturelle flow.

COMPLETION SKETCH						FIELD NAME	
						WELL NAME	A2
						Account	
SINGLE COMPLETION <input checked="" type="checkbox"/> VERTICAL <input type="checkbox"/> DEVIATED <input type="checkbox"/> HORIZONTAL <input checked="" type="checkbox"/>		SELECTIVE <input type="checkbox"/> ESP <input type="checkbox"/>					
ICGP <input type="checkbox"/> OHGP <input type="checkbox"/> GRAVEL SIZE: 20/40 <input type="checkbox"/> 40/60 <input type="checkbox"/>							
String weight up 53 [t]		Slotted Liner Casing Size: [m]		Type of packer fluid: NaCl Brine			
String weight down 52 [t]		Top: [m] Bottom: [m]		Density: 1,1 kg/lit			
Block Weight 20 [t]							
Make up report [yes] [y/n]		Well deviation [max.]:		Well deviation @ W.L. Entry Guide depth: 2' @ 2250,55 -mMD RKB			
GENERAL INFORMATION				Packer			
DRILLING PERIOD		Nom. O.D.		Manufact.		Model type	
RIG USED		7"		BAKER		SABL-3	
RT/TIE DOWN 8,43 m		ID.		4,145		Depth	
WELL HEAD RATING 5 K psi - Working Pressure							
TOTAL DEPTH 3687 m MD RKB							
TOP CMT PLUG N.N.		SHEAR RELEASE VALUE:					
BP RETAINER m MD WL		SIZE					
ANNULUS FLUID 1.1 Kg/l NaCl Brine		TYPE					
BTM CHECKED ON		COMPLETION STRING					
GEOG COORD LAT		Nom. O.D.		Thread		ID	
GEOG COORD LONG		4 1/2"		AMS		12,6	
		Steel Gr.		%		Down to	
		4 1/2"		N/Vam		12,6	
		4 1/2"		Hydrill		12,6	
WELL HEAD		4 1/2"		N/Vam		12,6	
DESCRIPTION		4 1/2"		AMS		12,6	
X-MASTREE 4 1/16"x4 1/16"x2 9/16" 5 K psi		MAKE UP TORQUE: ftlb GREASE: Weatherford Lube Seal					
TUBING SPOOL 11" x 13" 5/8" 5 K psi Flanged		REF COMPLETION ASSEMBLY ID OD DEPTH					
BACK PRESSURE VALVE Size 3,81" Type "X" Halliburton		1 11" Breda Tbg Hgr BS4H5 4 1/2" EU top x AMS bottom 3,81" 11" 8,43					
TUBING HANGER 11" BS4 H5 MSSV Tbg HGR		2 N 30 Tubing 4 1/2" AMS 12,6# P110 3,950 4,500 294,96					
WELL HEAD 21" x 5000 * 13 5/8" 5 K psi		3 N1 Pup Joint 4 1/2" AMS 12,6# P110 box x pin 3,950 4,500 296,34					
		4 Flow Coupling 4 1/2" AMS 12,6# P110 box x pin 3,950 4,920 298,28					
		5 SCSSV Baker "TE-5" W/BA profile 3,81" 4 1/2" ams 12,6 3,810 7,122 300,15					
		6 Flow Coupling 4 1/2" AMS 12,6# P110 box x pin 3,950 4,920 302,06					
		7 X/Over 4 1/2" ams Box X N/Vam pin 3,938 4,811 302,62					
		8 N1 Pup joint 4 1/2" New Yam 12,6# L80 long 3,950 4,500 304,62					
		9 N 33 Tubing 4 1/2" N/Vam 12,6# L80 3,950 4,500 741,95					
		10 N1 Pup joint 4 1/2" New Yam 12,6# L80 long 3,950 4,500 742,80					
		11 FIV Formation Isolation Valve Thr 6 5/8" N/Vam PxB 3,730 7,630 747,95					
		12 N1 Pup joint 4 1/2" New Yam 12,6# L80 long 3,950 4,500 794,40					
		13 N 57 Tubing 4 1/2" N/Vam 12,6# L80 3,950 4,500 1507,42					
		14 X/Over 4 1/2" N/Vam box X 4 1/2" Hyd pin 12,6# - 4,500 1508,26					
		15 N 73 Tubing 4 1/2" Hydrill 12,6# L80 3,950 4,500 2 223,30					
		16 X/Over 4 1/2" N/Vam pin X 4 1/2" Hyd box 12,6# - 4,500 2 224,09					
		17 X/Over 4 1/2" N/Vam box X 4 1/2" ams pin 12,6# - 4,500 2 226,95					
		18 Anchor Model KC-36 80-48 4 1/2" ams UP 4,000 5,600 2 226,81					
		19 85 SABL-3 48x4,145 retainer production PKR 4,145 5,875 2 228,25					
		20 Mill Out Extension 5" New Yam 18# P110 long 1,58 m 4,284 5,005 2 229,83					
		22 X/Over 5" New Yam 18# box - 4 1/2" ams pin 3,935 5,625 2 230,38					
		23 X/Over 4 1/2" New Yam 18# pin - 4 1/2" ams box 3,940 4,912 2 230,93					
		24 N 1 Tubing 4 1/2" New Yam 12,6# L80 3,950 4,500 2 240,75					
		25 N1 Pup joint 4 1/2" New Yam 12,6# L80 3,950 4,500 2 245,21					
		26 Landing Nipple Carmco "DB-6" size 3" x 625 4 1/2" New Yam 4,437 5,440 2 245,74					
		27 Pup joint 4 1/2" New Yam 12,6# P110 3,950 4,500 2 250,20					
		28 Wire Line Reentry Guide 4 1/2" New Yam 12,6# P110 3,960 4,910 2 250,55					
PRODUCTION CASING		Production interval fl perforated zone: TRADART					
Nom OD Thd lb/ft S. Grade Top (m) Bottom (m)		Top (mMD)		Bottom (mMD)		Level	
9 5/8" AMS 47 P 110 9,9 1374,5		3681,0		3691,0		G2	
9 5/8" AMS 53,5 P 110 9,9 2325							
7" AMS 29 T 95 977 1233							
7" AMS 32 T 95 1233 3176							
5" N.V. 18 P 110 2249 3305							
4 1/2" AMS 12,6 P 110 3305 4072							
CSG/LIN OD 18 5/8" 13 3/8" 9 5/8" 7" >4 1/2"							
TOP AT m 9,9 9,9 9,9 977 2249							
SHOE AT m 64 2307 2325 3176 4072							
CMT UP m day day - -							
LINER HANGER : 7" TOP @ 977 m							
LINER HANGER : 5" - 4 1/2" TOP @ 2249 m							
LINER HANGER :							
CASINGS CHARACTERISTICS		Max Depth for Lifting 2000m at 20l/m					
OD NOM TO m STEEL THRD lb/ft ID mm		Max Drawdown On BP 4300psi					
18 5/8" 64 J 55 ANT 96,5 448,4		Infl. BP @ 3697 mRT 21/02/11					
13 3/8" 2307 N80 ANT 68 315,3							
9 5/8" 1374,5 P 110 AMS 47 220,5							
9 5/8" 2325 P 110 AMS 53,5 216,8							
7" 1233 T95 AMS 29 157,1							
7" 3176 T95 AMS 32 154,8							
5" 3305 P 110 N/Vam 18 108,6							
4 1/2" 4072 L 80 N/Vam 12,6 100,5							
TYPE OF GUNS : 2" 7/8 60" High Side Orientation		Note Additional BP Set 0510/11 Failed and still in Well					
TYPE OF CHARGE : Power Jet 2906 HMX		Also BP at 3725mrt, and 3770mrt Deflated					
SHOOT DENSITY : 3 SPF		See Rigless Reports 20/02/11 to 23/02/11					
Isolated perforations		Rig Supervisors					
Top (m) Bottom (m) Level		Superintendent					
3702,0 3712,0 Tadrart Sup							
3736,0 3746,0 Tadrart Sup							
3790,0 3880,0 Tadrart inf.							
3885,0 3930,0 Tadrart inf.							
3938,0 3944,0 Tadrart inf.							
3980,0 4035,0 Tadrart inf.							
NOTES :		WORKOVER					
Infl. BP @ 3956 mRT 13/03/2007		JOB PURPOSE					
Infl. BP @ 3883 mRT 23/12/07							
Perforation G2 & Tadrart Sup 19-21/01/08							
Infl. BP @ 3770 mRT 30/01/08 (Failed)							
Infl. BP @ 3725 mRT 30/04/08 (Failed)							
Infl. BP @ 3697 mRT 21/02/11							

SCSSV "TE-5" w/"BA" profile @ m 300,15

Formation Isolation Valve @ 747,95

9 5/8" shoe @ 2325 m

Top liner 7" @ m 977

Baker Retainer "sabl3" 26-32# @ m 2228,25

Wireline E. Guide @ 2250,55 m

Top liner 5" @ m 2249 X-Over 4 1/2" @ m 3305

4 1/2" shoe @ 4072 m

A2.3. Analyse PVT pour le puits A2 dans le niveau G et Tadrart.

Differential vaporization

Data at reservoir pressure :

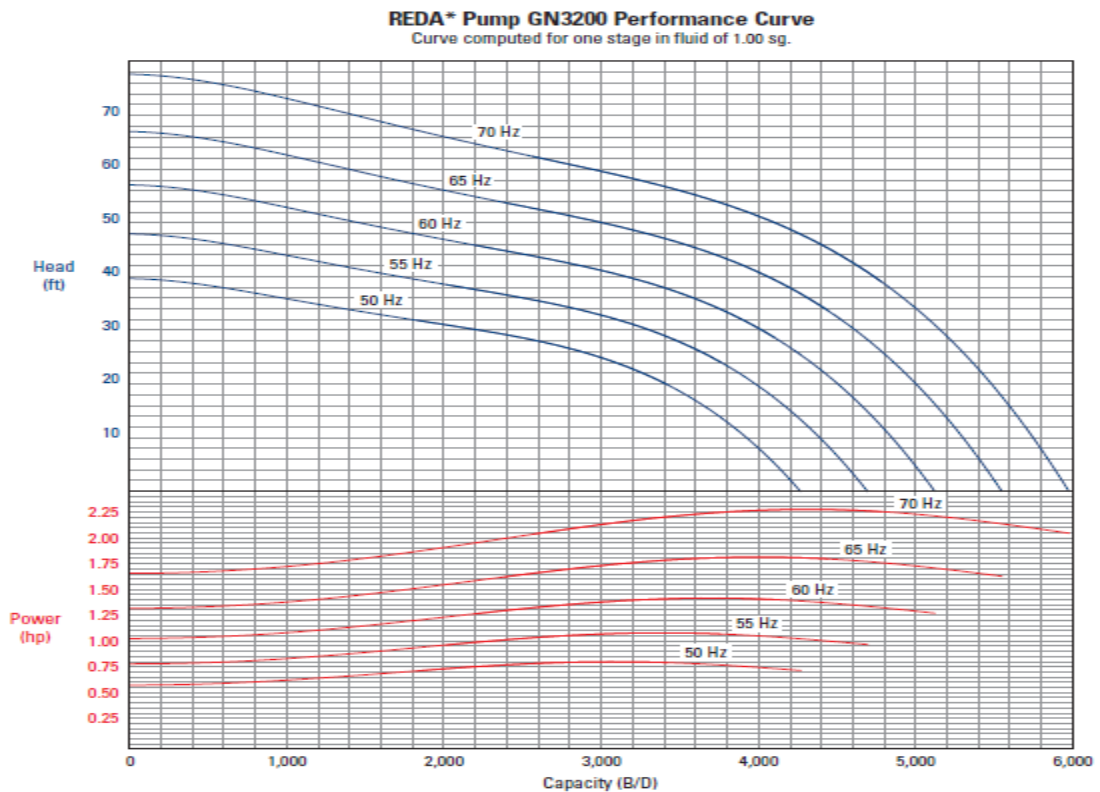
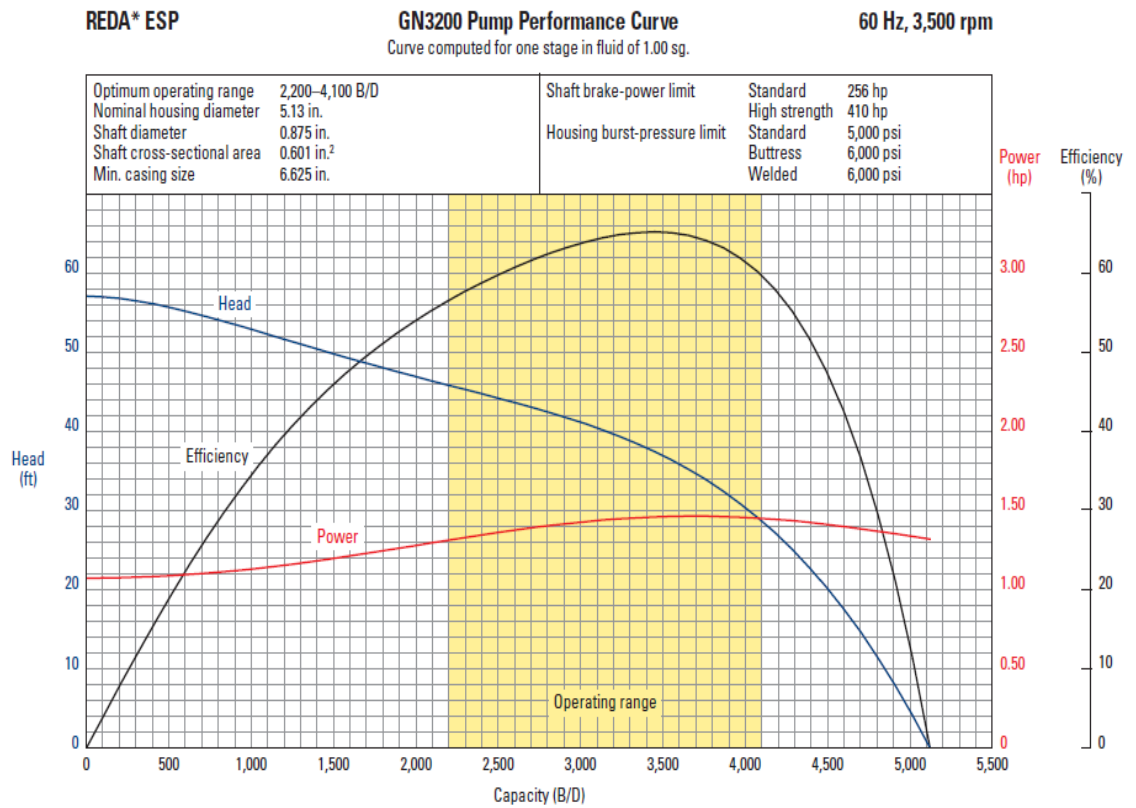
- Solution gas (Rs)	225.7 Nm ³ /m ³	1267.3 scf/bbl
- O.R.V.F. (Bo)	1.7257	
- Reservoir oil density	671.2 Kg/m ³	41.90 Lb/cuft
- Reservoir oil viscosity	0.434 mPa x s	0.434 cP

Data at saturation pressure :

- Solution gas (Rs)	225.7 Nm ³ /m ³	1267.3 scf/bbl
- O.R.V.F. (Bo)	1.8215	
- Reservoir oil density	635.9 Kg/m ³	39.7 Lb/cuft
- Reservoir oil viscosity	0.335 mPa x s	0.335 cP

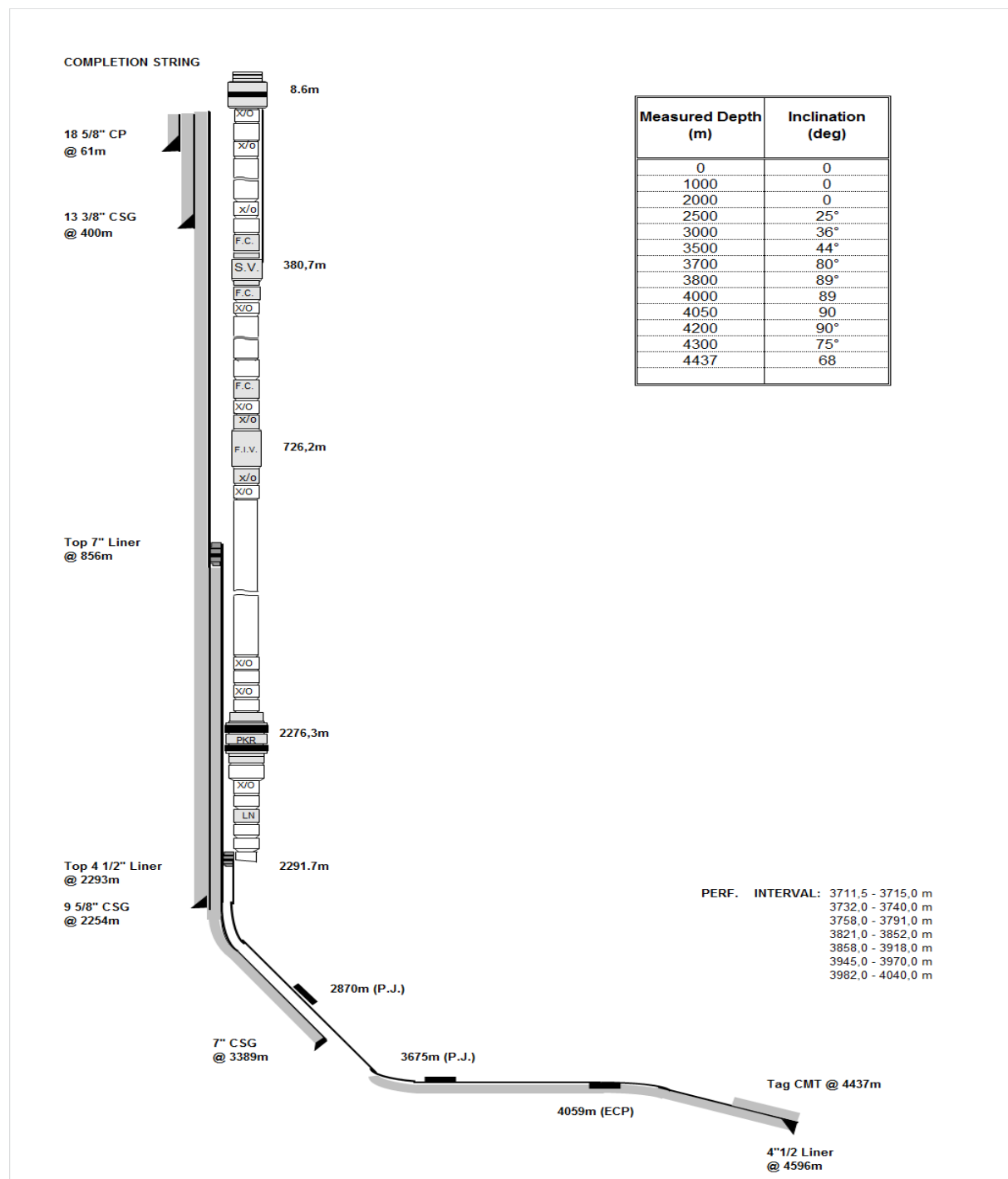
	Pressure		O.R.V.F. (1)	Solution gas (Rs)		Density of reservoir oil	
	(MPa abs.)	(Psia)		(Nm ³ /m ³)	(Scf/bbl)	(Kg/m ³)	(lb/cuft)
RP	38.60	5598.5	1.7257	225.7	1267.3	671.2	41.90
	35.11	5092.8	1.7380	225.7	1267.3	666.4	41.61
	31.11	4512.1	1.7524	225.7	1267.3	661.0	41.26
	27.10	3931.0	1.7686	225.7	1267.3	654.9	40.89
	23.11	3351.5	1.7865	225.7	1267.3	648.4	40.48
	20.12	2917.8	1.8013	225.7	1267.3	643.0	40.14
	18.11	2626.7	1.8120	225.7	1267.3	639.2	39.91
SP	16.80	2436.8	1.8215	225.7	1267.3	635.9	39.70
	15.10	2190.3	1.7495	204.0	1145.4	649.3	40.53
	12.77	1852.3	1.6654	175.2	983.7	664.5	41.48
	9.10	1320.0	1.5554	134.9	757.6	685.0	42.76
	6.10	884.9	1.4326	104.1	584.5	720.9	45.01
	3.10	449.5	1.3233	71.0	398.4	750.0	46.83
	1.10	159.7	1.2485	40.5	227.6	755.9	47.19
	0.10	14.7	1.0843	0.0	0.0	760.0	47.45
(2)	0.10	14.7	1.0000	-	-	824.1	51.45

A2.4. Courbe de performance de la pompe GN 3200.



Annexe A3

A3.1. Schéma de la complétion de puits A3 en naturelle flow.



A3.2. Schéma de la complétion de puits A3 avec ESP

COMPLETION SKETCH				FIELD NAME	
				WELL NAME	
				Account	
SINGLE COMPLETION <input checked="" type="checkbox"/> VERTICAL <input type="checkbox"/> DEVIATED <input checked="" type="checkbox"/> HORIZONTAL <input type="checkbox"/>		SELECTIVE <input type="checkbox"/> ESP <input checked="" type="checkbox"/>			
ICGP <input type="checkbox"/> OHGP <input type="checkbox"/> GRAVEL SIZE: 20/40 <input type="checkbox"/> 40/60 <input type="checkbox"/>					
String weight up 43 + (3 t Block) [t] String weight down 42 + (3 t Block) [t]		Production Liner Casing Size: 7" [m] Top: 2000 [m] Bottom: 3828 [m]		Type of packer fluid: NaCl / CaCl2 BRINE Density: 1.20 Kg/l	
Make up report y [y/m]		Production Casing Size: 9 5/8" [m] Top: SURFACE [m] Bottom: 2775 [m]			
GENERAL INFORMATIONS			Packer		
DRILLING PERIOD			Nom. O.D.	Manufact.	Model type
RT/TIE DOWN	8,80 m		9.5/8"	HALLIBURTON	ESP
WELL HEAD RATING	5000 psi - Working Pressure				
TOTAL DEPTH	4019 m				
TOP CMT PLUG	N.N.				
BP RETAINER	3000 m				
ANNULUS FLUID	1.20 Kg/l NaCl/CaCl2 Brine				
BTM CHECKED ON	2964 m bit depth Dic 2014				
GEOG COORD LAT			COMPLETION STRING		
GEOG COORD LONG			Tubing		
WELL HEAD	DESCRIPTION		Nom. O.D.	Thread	lb/ft
			3.1/2"	HSC	9,2
			2.3/8"	AMS28	4,6
X-MASTREE	2 9/16 5K x 2 9/16 5K x 3 1/8 5K				
ADAPTER	11" 5K x 3 1/8 5K				
TUBING SPOOL	13 5/8 10K x 11" 5K				
BACK PRESSURE VALVE	RPT 2.87"				
TUBING HANGER	BREDA 11" x 3 1/2 MS28 box 3.1/2" EUE box top				
			MAKE UP TORQUE :	4270 ft*lb	GREASE : Bestolife FF1
			MAKE UP TORQUE :	2000 ft*lb	GREASE : Bestolife FF1
PRODUCTION CASING			COMPLETION ASSEMBLY		
Nom OD	Thd	lb/ft	S. Grade	Top (m)	Bottom (m)
7	VAM	32	N80	2000	3000
9 5/8	AMS	53,5	N80	1184	2775
9 5/8	AMS	47	N80	9	1184
			REF	ID	OD
			1	2,950	10,903
			2	2,960	3,952
			3	2,992	3,500
			4	2,950	3,500
			5	2,813	5,620
			6	2,991	3,500
			7	2,992	3,500
			8	2,990	3,500
			9	2,957	8,350
			10	2,990	3,500
			11	2,813	3,952
			12	2,950	3,950
			13	2,992	3,500
			14	2,950	3,940
			15	2,750	3,957
			16	2,933	4,020
			17	-	5,380
			18	-	3,500
			19	-	5,250
			20	-	5,250
			21	-	5,130
			22	-	5,130
			23	-	5,370
			24	-	5,370
			25	-	5,370
			26	-	4,560
			27	-	4,560
			28	-	4,500
			29	1,937	2,719
			30	1,901	3,250
			31	1,937	2,719
			32	1,937	2,719
			33	-	2,917,90
			End of injection string		
CASINGS CHARACTERISTICS			Production interval / perforated zone:		
OD NOM	TO m	STEEL	THRD	lb/ft	ID mm
30"	62	X-52	ST-2 (1")	711,2	
20"	394	J55	Antares	106,5	482,6
13 3/8"	2078	N80	Antares	68	315,3
9 5/8"	2775	N80	AMS	53,5/47	216,8
7"	3828	N80	VAM	32	154,8
			Top (mMD)	Bottom (mMD)	Level
			2 881,0	2 895,0	TAGI 1
			2 902,5	2 909,0	TAGI 2
			2 914,5	2 916,5	TAGI 2
Remark:					
TYPE OF GUNS : 4.1/2"					
TYPE OF CHARGE :					
SHOOT DENSITY : 12 sh/ft					
Isolated perforations (perforated in TCP)					
Top (m)		Bottom (m)		Level	
3711,5		4040		EMSIAN	
NOTES :					
HLB. TRSV "NE-10K" 3 1/2" 5.65 x 2.813" "X"					
Opening pressure: 1200 psi Closure pressure: 1200 psi					
Pressurise C. L. @5000 psi Bleed off Return					
64 ml - TRSV with 2.813" "X" profile					
AGV SLV 1.1/2" NPT 2.8 ECC ser.2417516					
Open: 2200psi - S.close: 1400psi - P.test: 3000psi					
Annulus A		Annulus B		Annulus C	
237 bars		132 bars		50 bars	
Note: AGV with n.03 shear pins, shear value: 2400psi					
WORKOVER		JOB PURPOSE			
09/01/2015		First ESP installation.			
				Superintendent/Completion Engineer	

A3.3. Analyse PVT pour le puits A2 niveau TAGI

Pressure psia	Oil volume factor Bo ⁽¹⁾	Gas oil ratio Rs ⁽²⁾	Gas compress factor Z ⁽³⁾	Gas formation volume factor. Bg ⁽⁴⁾	Calculated gas viscosity cP ⁽⁵⁾	Gas gravity (air=1.00)	Liquid density g/cm ³
5500	1.794						0.614
5250	1.801						0.612
5000	1.809						0.610
4750	1.816						0.607
* 4520	1.824						0.605
4250	1.833						0.601
4000	1.841						0.599
3750	1.852						0.595
3500	1.861						0.592
** 3220	1.875	1473					0.588
3000	1.810	1326	0.796	0.0048	0.0239	0.854	0.594
2700	1.723	1151	0.791	0.0054	0.0217	0.827	0.606
2300	1.616	955	0.789	0.0063	0.0193	0.804	0.625
1800	1.502	743	0.800	0.0081	0.0169	0.785	0.648
1300	1.403	548	0.827	0.0116	0.0151	0.786	0.670
800	1.316	387	0.872	0.0208	0.0136	0.817	0.692
400	1.239	233	0.919	0.0447	0.0132	0.949	0.710
100	1.115	53	0.976	0.1774	0.0105	1.312	0.743

A3.4. Courbe de performance de la pompe G 6200N

