



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : - **HABIB M'hamed**
- **DEMMANA Harzallah**

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbure

OPTION : Génie gazier

Thème

**Optimisation des puits par injection du gaz
lift (BRN)**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
Hadjadj Asma	MCB	Président
AbdelmouizAhmed	MCB	Examineur
Merigui khaled	MAA	Rapporteur

Promotion : JUIN 2024

REMERCIEMENTS

Au premier temps,

*je tiens à remercier le bon dieu, qui m'a donné la force et le courage
pour réaliser ce travail.*

*Je tiens à remercier mon Encadreur Monsieur **MERIGUI Khaled**,
pour ses conseils et orientations. Je le remercie vivement pour ses
remarques et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période
malgré ses occupations.*

Je profite l'occasion pour remercie la présidente de jury,

*Dr : **HADJADJ Asma** d'avoir accepté de présider*

*le jury et a' monsieur **ABD ELMOUAIZ Ahmed***

D'avoir accepté d'évaluer ce travail.

*J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des
enseignants de l'université Ammar Thelidji – Laghouat- qui ont
contribué à ma formation*

*J'aimerais bien exprimer ma plus profonde gratitude à tous ceux qui,
de près ou de loin qui ont contribué à l'élaboration de ce travail.*

*Enfin, tous mes remerciements vont à ma famille et à tous mes amis
de l'université Ammar Thelidji– Laghouat- qui ont m'aider et qui
m'ont porté un soutien moral.*

DEDICACE

Je dédie ce travail :

*À mes chers parents qui m'ont aidé et encouragé tout au long de
mes études.*

A mes chers frères et chères sœurs.

Pour toute la famille, ainsi que tous mes proches.

A tous mes amis avec qui j'ai partagé mes plus beaux moments.

Demmana Harzallah, Toufik Azizi et Djadah Mohammed

Je le dédie à tous les professeurs spécialité génie-gazier

Habib M'hamed

DEDICACE

Je dédie ce travail :

*À mes chers parents qui m'ont aidé et encouragé tout au long de
mes études.*

A mes chers frères et chères sœurs.

Pour toute la famille, ainsi que tous mes proches.

A mes Collègues qui m'ont aidé Mohamed.A.Tarchi, Noureddine

Hafri et Ahmed.R.Bougoufa

Ainsi que, Mes Amis M.Habib, T.Azizi, Djeddah .M

Je le dédie à tous les professeurs spécialité génie-gazier

Demmana Harzallah

Liste des figures

Liste des figures

Figure I.1: Equipement de surface.....	6
Figure I.2 : Profondeur d'injection de gaz	9
Figure II.1: Système de production simple	15
Figure II.2: Pertes de charge.....	17
Figure II.3: Position simple des noeuds Inflow Equation	18
Figure II.4: Ecoulement linéaire	20
Figure II.5 : Ecoulement radial.....	21
Figure III.1: Oil FVF (Bo).....	30
Figure III.2 : Gas Oil Ratio (Rs).....	31
Figure III.3 : Oil viscosity (μ_o).....	32
Figure III.4 : Inflow Performance Relation Ship (IPR).	34
Figure III.5: Corrélations de la pression de fond dynamique.	36
Figure III.6 : Inflow (IPR) et Outflow (VLP).....	38
Figure III.7 : Graphe de débit du puits en fonction du Water cut.....	39
Figure III.8: Courbe Cote de Puncher	40
Figure III.9: Inflow (IPR) et Outflow (VLP) Cote de lift : 2921 m.....	41
Figure III.10: Débit d'huile en fonction de débit d'injection water-cut = 40%.. ..	42
Figure III.11: Débit d'huile en fonction de débit d'injection pour water-cut de 25% a 90.43	
Figure III.12 : Débit d'huile en fonction de débit d'injection Gas water-cut = 55%.....	44
Figure III.13: Débit d'huile en fonction de débit d'injection Gas water-cut = 90%.....	44

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau III .1: Perforations.	29
Tableau III . 2: Données Petrophysiques.	29
Tableau III .3 Données nécessaires au modèle black oil.	29
Tableau III . 4: Dernier test en 28/10/2019.	33
Tableau III . 5: Diffèrent corrélation.....	35
Tableau III . 6: Résultat et calcule Gas lift design (Cas Work Over)	45

Liste des abréviations

Liste des Symboles & abréviations

P _g : pression de gisement	P _{wf} : pression de fond dynamique
IP: index de productivité GLS : Gas lift simple	P _{htb} : la pression hydrostatique entre la tête de puits et le fond de puits
DP _{thbg} : pertes de charge dans le tubing	P _{sep} : pression a l'entrée de centre de traitement
DP _{duse} : perte de charge au niveau de la duse en tête de puits	DP _{collect} : perte de charge dans le réseau de collecte
P _{hrc} : variation de la pression hydrostatique entre le centre de traitement et la tête de puits	S : le skin d : diamètre de concentrique
TEG : tri éthylène de glycol	WO : work-over
P _b : pression dans le soufflet	USA : united states of America
P _c : pression dans le casing y : densité de l'huile	Ab : est la section du soufflet de la vanne
A _p : la section de l'orifice de la vanne	COV : casing operated valve
TOV : tubing operated valve	GL : Gas lift
GLR : Gas liquide ratio	H : hauteur statique mesurée
T : température (C ⁰)	P : pression
F : coefficient de frottement	Z : facteur de compressibilité
D _y : densité de Gas	
P _{UR} : restriction inférieure	P _{DR} : restriction supérieur
P _{USV} : restriction de vanne safety inférieur	P _{DSV} : restriction de vanne safety supérieur
P _{Wh} : pression en tête de puits	P _{DSC} : pression du duse
BO(FVF): facteur de volume de formation	Ft: feet
HP: haut pression	AOF: absolute open flow
J: indice de productivité (m ³ /j/bars)	FE: efficacité d'écoulement
PUNCHER:perforation (électrique)	Md: unité de viscosité
PVT: pression volume température	TAGI: trias argilo gréseux.
TAG _{int} : trias argilo intermédiaire	μo: OIL Viscosité
in : inch	FBHP: following pottomhol pressure
WHP: well head pressure	N2: azote
PROSPER: logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production	Design:schéma des sidespockets TAGS: trias argilo gréseux supérieur

Sommaire

Sommaire

Remerciement.....	i
Dédicace.....	ii
Liste des figures.....	iv
Liste des tableaux.....	v
Liste des abréviations.....	vi

Introduction générale

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

Chapitre I: Gas Lift

I. Introduction	Error! Bookmark not defined.
I.1. Gas lift.....	4
I.2. Approche globale de la capacité de débit d'un puits:	4
I.2.1. Equation de base:	4
I.2.2. Diminuer la contre pression p_{wf} :	5
I.3. Equipement du Gas-lift:	6
I.3.1. Equipement de surface est constitué de :	7
I.3.1.1. Equipement de compression :	7
I.3.1.2. Réseau de distribution de haute pression:	7
I.3.1.3. Equipement de mesure et de commande :	7
I.3.1.4. Réseau de récupération des fluides à basse pression.	7
I.3.1.5. Équipement de déshydratation.	7
I.3.2. Equipement de fond:	7
I.3.2.1. Mandrins :	7
a. Mandrins conventionnels:	7
b. Mandrins à poche latérale (side pocket mandrel):	8
I.4. Types de Gas lift :	8
I.4.1. Selon le mode d'injection:	8
I.4.2. Selon type de complétion:	8
I.5. Principaux paramètres de Gas-lift:	9
I.5.1. Pression en tête de puits (Well head pressure):	9
I.5.2. Pression du gaz injecté:	9
I.5.3. Profondeur de l'injection du gaz:	9

Sommaire

I.6. Démarrage d'un puits en Gas-lift continu:	10
I.7. Gradient de pression dans un puits en Gas-lift continu:.....	10
I.7.1. Caractéristiques.....	11
I.7.2. Avantage:	11
I.7.3. Inconvénients:.....	12
I.8. Problèmes liés au Gas-lift:	12
I.8.1. Formation des hydrates:	12
I.8.2. Prévention des hydrates:.....	13
I.8.3. Erosion des équipements	13
Chapitre II : Généralité sur l'analyse nodale	
II.1. Introduction.....	15
II.2. L'importance de l'analyse nodale pour les gisements d'huile et de gaz:.....	15
II.3. Concept de l'analyse nodale:	17
II.4. Objectifs de l'analyse nodale:	18
II.5. Procédure et application de l'analyse nodale:.....	18
II.5.1. Procédure :	18
II.5.2. Application :.....	19
II.6. Equations de Performance de Puits:	19
II.6.1. Ecoulement linéaire :	20
II.6.2. Ecoulement radial :	21
II.6.2.1. Ecoulement de l'huile :	21
II.6.3. Concept d'index de productivité :.....	23
II.7. Méthode de Vogel Harrison :	23
Chapitre III : Etude de performance du puits BRSW17	
III.1. Utilisation du logiciel PROSPER.....	26
III.1.1. Aperçu sur le logiciel PROSPER	26
III.1.2. Organigramme de fonctionnement du PROSPER.....	26
III.2. Procédure du travail:	28
III.2.1. Cas Initial :	28
III.2.1.1. Données générales du puits BRSW17:.....	28
a. But du forage.....	28
b. Situation géographique.....	28
C. Architecture du puits BRSW17 :.....	28
d. Complétion :	28

Sommaire

e. Perforation:	28
f. Données Petrophysiques:	29
III.2.1.2. Etude de performance du puits BRSW17:.....	29
a. Données de PVT :	29
b. Evolution des données PVT:	30
c. Complétion	33
d. Model puits IPR (Inflow Performance Relationship):.....	33
e. Choix de la corrélation de L'écoulement vertical:.....	35
F. Trace des courbes inflow et outflow	37
III.2.2. Cas Actuel & Prévisionnel :.....	39
III.2.2.1. Estimation du pourcentage d'eau (Water cut).par model initial (puits fermé).....	39
III.2.2.2. Evaluation du puits et voir la possibilité de réaliser un Work Over.....	44
III.2.2.3. Comparaison des résultats de l'investissement et le Gain de production.....	46
III.2.3. Conclusion et recommandation :.....	46
Conclusion Générale	
Conclusion générale.....	48
Références Bibliographiques	
Références bibliographiques	50
Annexe	
Annexe	52

Introduction Générale

Introduction générale

Introduction générale:

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde. C'est pour cela l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures, depuis sa nationalisation en février 1971.

L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes naturelles assistée, parmi lesquels on a : le Gas –lift qui est l'objectif de notre étude.

Le premier essor de cette technique était en 1797 par Carl Emanuel Loscher (ingénieur minier Allemand) qui a utilisé de l'air comprimé pour lifter le liquide en laboratoire, cependant l'application pratique de cette technique a été en 1864 par l'américain Cockford qui a activé quelques puits de Pennsylvanie par l'air comprimé.

L'exploitation du champ, par déplétion naturelle, a fait chuter sa pression de gisement d'une façon considérable. Donc il est devenu impératif de prévoir un soutirage artificiel pour augmenter la récupération du champ.

Vu la disponibilité du gaz en quantités suffisantes dans la région. Le Gas-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte l'influence des principaux paramètres du Gas-lift (GOR, pourcentage d'eau ...) [1].

L'Analyse Nodale est le seul moyen qui nous permet d'atteindre cet objectif car elle tient compte des toutes les pertes de charge soit dans le réservoir lui-même ou dans le tubing.

D'autre part ; elle nous permet d'étudier l'influence de variation d'un certain nombre des paramètres (Pression de gisement, diamètre de tubing, la perméabilité de la formation) sur l'efficacité d'injection du Gas-lift [1]

Dans ce cadre beaucoup des logiciels ont été élaborés pour étudier avec précision la performance de notre système en traçant des différents courbes (ex : L'IPR, VLP)

Dans notre étude on a appliqué l'Analyse Nodale en utilisant le logiciel IPM 03(PROSPER), pour optimiser l'injection de Gas-lift sur le puits (BRSW -17), dans la région (BRN).

Chapitre I:

Gas Lift

I.1. Introduction:

A sa découverte dans le réservoir, le pétrole est en pression sous l'action des forces naturelles qui l'entourent et l'emprisonnent. Si un puits est foré dans ce réservoir la force qui fait sortir les fluides du réservoir provient de la compression des fluides qui sont stockés dans le réservoir.

L'énergie, qui fait qu'un puits débite résulte en fait d'une baisse de pression entre le réservoir et le fond du puits ainsi que dans les installations de production en surface.

Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que l'énergie naturelle de la couche productrice soit suffisante pour vaincre toutes les résistances qui s'opposent à l'écoulement du fluide du gisement vers le fond du puits, du fond vers la tête du puits et de la tête de puits vers le séparateur (installation de traitement) [3]

I.2. Approche globale de la capacité de débit d'un puits:

La capacité de débit d'un puits est un paramètre crucial par ses implications économiques. Il est donc important de chercher à l'évaluer. Toutefois, il ne faut pas oublier que c'est un paramètre évolutif dans le temps et qu'il a malheureusement tendance à décroître.

I.2.1 Equation de base:

Le débit d'un puits est fonction de :

- La différence entre la pression disponible, c'est -à- dire la pression de gisement (P_g), et la contre -pression exercée en fond de puits (P_{wf}).
- Paramètre prenant en compte la nature du réservoir et des fluides en place.

Dans le cas d'un liquide, et à condition que l'écoulement puisse être considéré de type permanent et radial circulaire et que la vitesse du fluide ne soit pas trop grande aux abords du puits, l'équation de débit peut se réduire à :

$$Q = IP (P_G - P_F) \quad (I.1)$$

Où l'indice de productivité (IP) est fonction principalement de la viscosité du fluide, de la perméabilité propre de la formation et des perturbations aux abords du puit, enfin de la hauteur du réservoir.

Pour qu'il y ait production, il faut que la pression de fond soit inférieure à la pression de gisement. ou la pression de fond n'est que la contre-pression résultant de l'ensemble du circuit en aval [3]

Chapitre I : Gas Lift

$$P_F = P_{\text{Htbg}} + \Delta P_{\text{thbg}} + P_{\text{hrc}} + \Delta P_{\text{duse}} + \Delta P_{\text{collecte}} + P_{\text{sep}} \quad (I.2)$$

P_{Htbg} : variation de pression hydrostatique entre la tête de puits et le fond de puits.

ΔP_{thbg} : pertes de charge dans le tubing entre le fond du puits et la surface

P_{sep} : pression à l'entrée du centre de traitement.

ΔP_{duse} : perte de charge à la duse en tête de puits

$\Delta P_{\text{collecte}}$: pertes de charge dans le réseau de collecte.

P_{hrc} : variation de la pression hydrostatique entre le centre de traitement et la tête de puits

(sauf au cas particulier, ce terme est en générale très faible)

Tant que l'on Duse (choke) le puits en tête, cela veut dire que le puits a une capacité de débit supérieur à ce qui nous est nécessaire ou autorise à ce moment la (pour les questions réglementaires, de gisement tels que le coning, d'exploitation de surface) .Le problème n'est pas un problème de manque d'éruptivité mais un problème de réglementation, de liaison couche – trou, de capacité de traitement ou d'expédition en surface.

Considérons par contre le cas où le débit du puits reste inférieur à ce que l'on souhaiterait même une fois le d'usage en tête de puits supprimé. Chercher à augmenter le débit du puits revient alors à chercher :

- augmenter la pression P_G ou plus couramment limiter le déclin de La pression gisement
- diminuer la contre pression P_F
- augmenter $IP[2]$.

1.2.2 Diminuer la contre pression p_{wf} :

Pour diminuer la pression de fond, il est possible de minimiser les termes suivant :

$P_{\text{Htbg}}, \Delta P_{\text{thbg}}, P_{\text{hrc}}, \Delta P_{\text{duse}}, \Delta P_{\text{collecte}}, P_{\text{sep}}$.

P_{Htbg} : est le terme qui contribue de plus à la pression de fond, il est donc fondamental en ce qui concerne la nécessite ou non de recourir à un moyen d'activation.

Pour que le puits soit naturellement éruptif, il faut que cette pression hydrostatique soit inférieure à la pression de gisement, sinon un procédé d'activation sera nécessaire.

Même si cette pression hydrostatique est inférieure à la pression de gisement, elle peut être encore plus importante pour que le puits débite de lui –même au débit souhaité.

Aussi, plutôt que de faire une distinction entre les puits éruptif ($P_g > P_{\text{Htbg}}$) et les puits non éruptif ($P_g < P_{\text{Htbg}}$), il est plus intéressant de faire une distinction entre les puits

Suffisamment éruptifs (capable de débite de lui-même au débit souhaite), et les puits

Chapitre I : Gas Lift

Insuffisamment ou non éruptifs (incapable de débiter d'eux –mêmes au débit souhaité).

La pression hydrostatique P_{Htbg} est fonction de la profondeur du puits, mais aussi de la masse volumique moyenne de l'effluent produit .en fonction de ce qui se passe dans le gisement (baisse de la pression gisement favorisant le dégazage de l'huile, évolution des interfaces), elle évolue dans le temps avec le pourcentage de gaz libre (effet favorable) ou d'eau (effet défavorable) associé à l'huile.

Les méthodes de base de production activée consistent à diminuer artificiellement ce terme P_{Htbg} .

Avec les méthodes de **pompage**, ou l'on vient mettre une pompe dans le puits, en diminuant la hauteur du liquide reposant sur la couche.

Avec les méthodes de **Gas- lift**, on vient injecter (directement dans la colonne de production du puits exploité en production et par l'annulaire de celui-ci) du gaz pour diminuer la masse volumique moyenne de l'effluent produit, ce qui en conséquence, fait diminuer la pression hydrostatique [2].

I.3.Equipement du Gas-lift:

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique.

Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface.

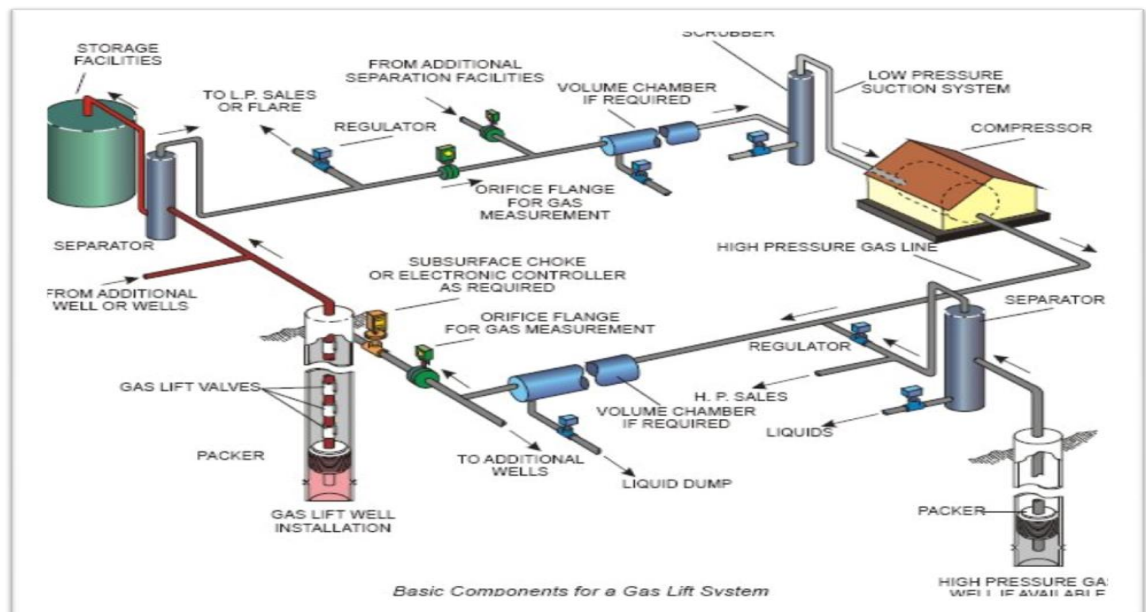


Figure I.1: Equipement de surface [3]

I.3.1 Equipement de surface est constitué de :

I.3.1.1 équipement de compression :

(si la pression de gaz n'est pas suffisante): Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent la pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

I.3.1.2 Réseau de distribution de haute pression:

Il est formé d'un système des pipes (conduites) qui peut travailler à des très grandes pressions, ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

I.3.1.3 Equipement de mesure et de commande :

(jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.):

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- Duse manuelle de réglage de débit de gaz
- Équipement de mesure de débit (l'orifice Daniel et l'indicateur Barton) [4] .

I.3.1.4 Réseau de récupération des fluides à basse pression:

I.3.1.5Équipement de déshydratation:

I.3.2 L'équipement de fond:

L'équipement de fond comprend les mandrins, les vannes de gas lift et autre équipements spécifique à usage particuliers.

I.3.2.1 Mandrins :

On peut trouver principalement trois types de mandrins :

A- Mandrins conventionnels:

Ils sont fabriqués à partir d'élément de tubing. Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing.

Ce type de mandrins est le plus ancien il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un WO, il est utilisé surtout en USA avant

l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profond (WO ne coûte pas très chère [4].

B-Mandrins à poche latérale (side pocket mandrel):

Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de wire line. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wire line [4].

Figure A : Mandrin conventionnel (voir annexe)

Figure B: Mandrin à poche latérale(voir annexe)

I.4 Types de Gas lift :

I.4.1 Selon le mode d'injection:

Le Gas- lift est réalisé par injection de gaz soit continue, soit intermittente.

- **Gas- lift continu** : une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.
- **Gas- lift intermittent** : injection intermittente et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient, la pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

Figure C : Gas lift continu et intermittent (voir annexe).

I.4.2 En fonction du type de complétion:

Le gaz lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peut être :

Complétions par Gas-lift direct:

L'injection de gaz est effectuée dans l'annulaire tubing.-casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle [4].

I.5 Les principaux paramètres de Gas-lift:

I.5.1 Pression en tête de puits (Wellhead pressure):

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

I.5.2 Pression du gaz injecté:

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en « *single point* ». ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (*to kick off the well*).

La formule la plus utilisée pour la détermination de pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans la colonne verticale, connaissant plusieurs paramètres, tels que le débit de gaz injecté, pression d'injection au fondetc [4].

I.5.3 Profondeur de l'injection du gaz:

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point D'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts.

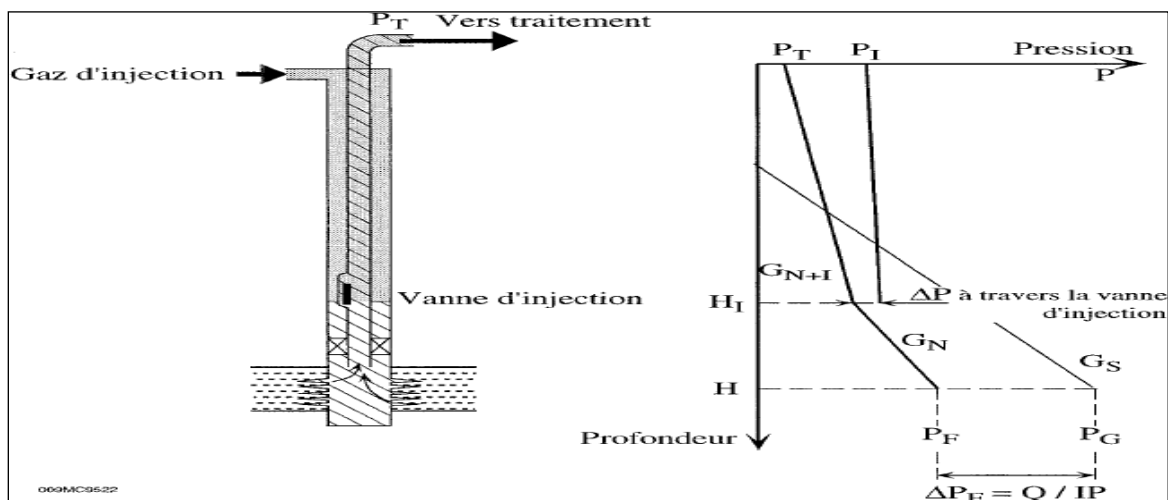


Figure I. 2: Profondeur d'injection de gaz[4]

I.6 Démarrage d'un puits en Gas-lift continu:

Au stade initial, les vannes sont fermées à l'exception de celles qui sont situées suffisamment profond pour que la pression hydrostatique du liquide soit supérieure à leur pression d'ouverture.

Dès que la pression est appliquée sur l'espace annulaire, toutes les vannes s'ouvrent, la vanne supérieure est émergée, poussée par la pression de gaz d'injection, le liquide annulaire est transféré dans le tubing à travers les vannes ouvertes, par le principe de vannes communicantes. Puis la première vanne émerge .le pénètre dans le tubing et éjecté le liquide qui s'y trouve. Le niveau continu de baisser dans l'annulaire et le liquide ainsi déplacée de l'annulaire dans le tubing, et produit au fur et à mesure par gas-lift à partir de la première vanne.

Le processus poursuit jusqu'au moment où la second vanne émerge .Il y a alors éjection à partir de la seconde vanne du bouchon de liquide compris entre les vannes 1et 2.

La pression d'injection à l'ouverture de la vanne 2 étant inférieure à celle de la vanne 1, la pression de gaz dans l'espace annulaire décroît, et la vanne 1 se ferme.

Puis le niveau continuant à chuter, le liquide déplacé de l'annulaire dans le tubing est produit en surface par Gas-lift à partir de la deuxième vanne.

Le processus se poursuit jusqu'au moment ou la troisième vanne émerge.

Il y a alors éjection à partir de la troisième vanne du bouchon de liquide compris entre les vannes 2et 3. Les 1et 2 étant alors fermées.

Ainsi, de proche en proche, on atteint la profondeur finale d'injection, l'annulaire étant graduellement vidé et le point d'injection étant atteint sans qu'il soit nécessaire de disposer d'une source de gaz à pression élevée [5].

Figure D: Décharge d'un puits en Gas lift (voir annexe).

I.7 Gradient de pression dans un puits en Gas-lift continu:

L'évolution de la pression montre qu'il y a un changement de gradient de pression de part et d'autre de point d'injection :

- Au-dessous du point d'injection le gradient de pression est appelé le gradient naturel car il semble au gradient connu de l'huile morte ou l'huile salée, il est aussi fonction des caractéristiques de l'effluent.

- Au-dessus de point d'injection le gradient est faible, l'effet du gaz est très net, et on voit que le poids de la colonne entre la vanne et la surface et la pression en tête est positif

Sur le gradient de pression figure également l'évolution de la pression du gaz injecté à travers la vanne du Gas-lift ce qui permet le passage dans le tubing [2]

I.7.1 Caractéristiques

-Le Gas-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent en off-shore ou on-shore et surtout ceux à GLR élevé.

-La conception d'une installation Gas-lift n'est pas difficile et les ordinateurs disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits.

Les puits en Gas-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (tubing mounted valves) mais le diagnostic des pannes est difficile.

- Le principal problème du Gas-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. Si le gaz est rare, il doit être recyclé ce qui nécessite de puissants compresseurs.

Les investissements et les coûts opératoires peuvent être faibles lorsque du gaz de haute pression est disponible sur le site. Néanmoins, ce gaz devra être ré-comprimé pour être exporté [4].

I.7.2 Avantage:

- le coût initial des équipements du GLS (Gas-lift simple) est généralement bas.
- le Gas-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la pose des vannes si nécessaire.
- grâce au Gas-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite.
- le Gas-lift est tout à fait compatible avec de hauts GLR : le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing. Cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir
- le Gas-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau .

Chapitre I : Gas Lift

- le Gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vannes de Gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Utilisation du gaz produit en place [4].

I.7.3 Inconvénients:

Le Gas-lift nécessite d'importants investissements de surface. Du gaz sous haute pression est rarement disponible sur un champ, ainsi, une station de compression est à prévoir. Quand du gaz à haute pression est utilisé, il revient à la surface à une pression basse et doit être ré-comprimé pour être vendu ou réinjecté. Il est très rare de nos jours que du gaz soit envoyé à la torche et nous ne pouvons que nous réjouir de cette économie d'énergie liée à la protection de l'environnement.

- le gas-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir devient très basse. Dans de telles conditions, le gas-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- le gas-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle (gas-lift fermé) où le gaz produit est réinjecté après ré-compression, un arrêt complet des installations peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres Puits.
- Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro-submersibles sont à Prévoir pour permettre de produire les premiers volumes de gaz.
- le gas-lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre pression est élevée.
- si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des compléments en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement [4].

I.8 Problèmes liés au Gas- lift:

L'exploitation des puits activés par le gas- lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération délicate, le problème principal, c'est la formation des hydrates.

I.8.1 Formation des hydrates:

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz [3].

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

I.8.2 Prévention des hydrates:

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela en doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation a l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui on un concentrique

I.8.3 Erosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable crée par action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duse utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraises la duse a ses parois intérieures , le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage[3].

Chapitre II :
Généralité sur
L'analyse nodale

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

II.1 Introduction:

Chaque puits de production est foré et équipé d'une complétion pour extraire les hydrocarbures ou l'eau à partir du réservoir jusqu'à la surface. Pour leur déplacement ces fluides ont besoin d'énergie nécessaire pour arriver à la surface. Les fluides doivent se déplacer à partir du réservoir (milieu poreux), le système de conduites (tubing, collectes) en s'écoulant finalement dans les séparateurs.

II.2 L'importance de l'analyse nodale pour les gisements d'huile et de gaz:

Le système de production peut être simple et peut inclure beaucoup de composantes dans lesquelles les pertes de pression se produisent. La figure (II.1) montre un schéma d'un système producteur simple.

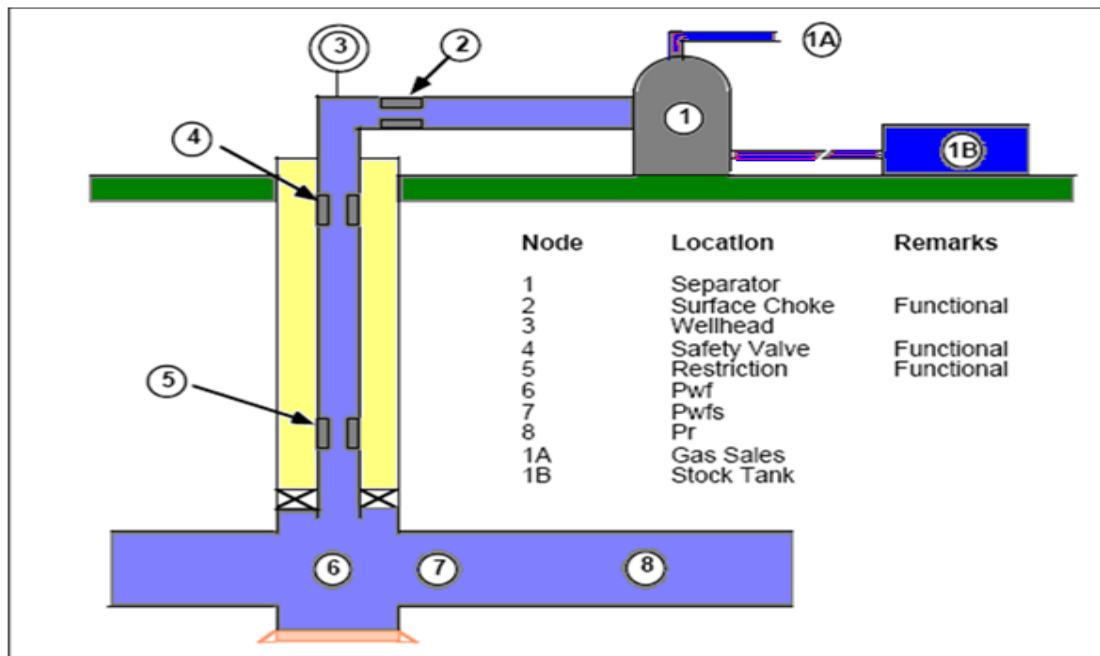


Figure II.1: Système de production simple[4]

Ce système se compose de trois phases:

1. Écoulement dans le milieu poreux.
2. Écoulement dans les conduites verticales ou directionnelles.
3. Écoulement dans les pipes horizontales.

La baisse de pression dans tout le système à n'importe quel moment sera égale à la pression du fluide initiale moins la pression du fluide finale $\bar{P}_r - P_{sep}$

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

Avec: P_R et P_{SEP} sont la pression moyenne de réservoir et la pression de séparation respectivement.

Cette chute de pression est la somme des chutes des pressions produites dans toutes les composantes du système.

La conception finale d'un système de production ne peut pas être séparée en une performance de réservoir et en une performance du système de pipes et être manipulée indépendamment. Ce n'est pas la quantité d'huile et de gaz coulant du réservoir vers le puits qui dépend de la chute de pression dans le système de pipes, mais c'est la chute de pression dans le système de pipe qui dépend de la quantité de fluide le traversant. Donc, le système de production entier doit être analysé comme unité.

La figure (II.2) montre les diverses pertes de pression (perte de charge) qui peuvent se produire dans le système du: réservoir au séparateur [5].

Commençant du réservoir ces pertes sont notées comme suit:

$$\Delta P_1 = \bar{P}_r - P_{wfs} \quad : \text{Perte dans le milieu poreux.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \quad : \text{Perte le long de complétion.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} \quad : \text{Perte le long des restrictions.}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} \quad : \text{Perte le long des vannes de sécurité.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} \quad : \text{Perte dans la de duse de surface.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} \quad : \text{Perte dans les conduites de surface.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh} \quad : \text{Perte totale dans le tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep} \quad : \text{Perte totale dans les collectes.}$$

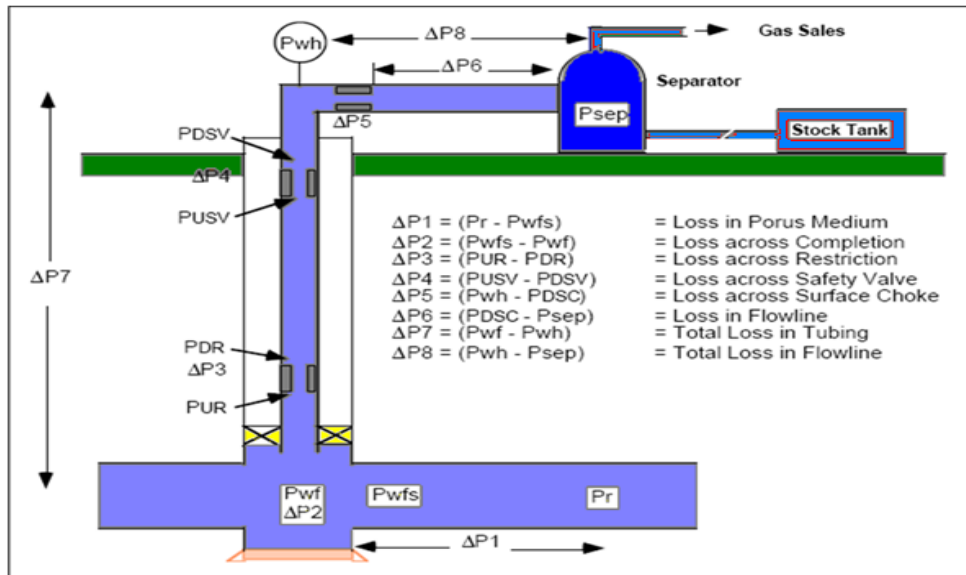


Figure II.2: Pertes de charge

II.3 Concept de l'analyse nodale:

Afin de résoudre tout le système de production, des nœuds sont placés le long du système, ces nœuds sont définis par différentes équations ou corrélation.

La figure (II.3) montre les endroits des divers nœuds possibles.

Les nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, et la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Le nœud (1) représente la pression du séparateur, qui est souvent réglée à une valeur constante. La pression au nœud (1A) est habituellement constante (la pression de vente et de compression de gaz).

La pression au nœud (1B) est en général constante et égale à zéro psi. Par conséquent, la pression de séparateur sera jugée constante au plus haut des deux pressions requises pour couler le gaz monophasé du nœud (1) vers le nœud (1A) ou pour l'écoulement d'un seul liquide du nœud (1) vers le nœud (1b). Dans cette étude, on suppose que la pression de séparation est constante pour n'importe quel débit, et elle sera indiquée comme nœud (1).

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_i si le puits est commandé par la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction parmi elles, un changement de chute de pression dans l'une peut changer le

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

comportement de chute de pression dans tous les autres (la compressibilité), ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composantes sur toute la performance du système [2].

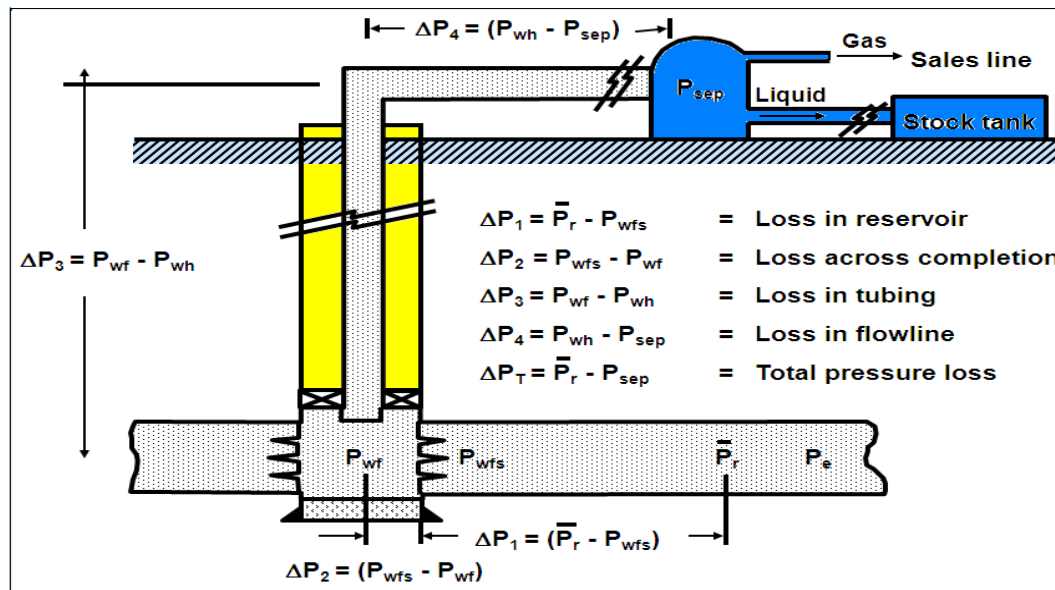


Figure II.3 : Position simple des nœuds Inflow Equation

II.4 Objectifs de l'analyse nodale:

Pour les puits à gaz lift :

- Déterminer le débit pour une pression de tête donnée
- Déterminer le débit de gaz à injecter.
- Déterminer la position de la dernière vanne.
- Calculer le GOR optimal et maximal [4].

II.5 Procédure et application de l'analyse nodale:

L'approche de l'analyse du système, ou l'Analyse Nodale a été appliquée pour analyser la performance des systèmes formés des composants ayant une interaction mutuelle.

II.5.1 Procédure :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

II.5.2 Application :

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz, l'analyse nodale sont Optimiser :

- la dimension du tubing.
- la dimension du flowline.
- le Gravel pack.
- le diamètre de la duse.
- l'équipement d'ascenseur artificiel [2].

II.6 Les Equations de Performance de Puits:

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé.

Bien que la forme de l'équation puisse être toute a fait différente pour différents types de fluides, l'équation de base sur laquelle toutes les diverses formes sont basées est loi darcy.

En 1856, Henry Darcy a proposé une équation reliant la vitesse apparente de fluide à la chute de pression à travers la filtrante, bien que les expériences ayant été exécutées avec l'écoulement seulement dans la direction verticale de haut en bas, l'expression est également valide pour l'écoulement horizontal, qui est la direction la plus importante dans l'industrie de pétrole.

Il également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et que le filtre de sable a été complètement saturé avec de l'eau ,donc les effets des propriétés ou de la saturation des fluides ne seront pas present en considération [3] .

Les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi l'équation ne tenait pas compte des changements de vitesse avec l'endroit, écrite en forme différentielle, la loi de

Darcy est :
$$v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \quad (\text{II.1})$$

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

Où : k Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

$\frac{dP}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement

II.6.1 Ecoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (figure10) :

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k \cdot dP}{\mu} = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx \quad (\text{II.2})$$

Si on suppose que k , et q sont indépendants de la pression où elles peuvent être évaluées à une pression moyenne, l'équation devient :

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot \int_0^L dx \quad (\text{II.3})$$

Par intégration :

$$P_2 - P_1 = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L \quad (\text{II.4})$$

Ou bien :

$$q = \frac{C \cdot k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \quad (\text{II.5})$$

Ou C'est un facteur de conversion des unités (ou $C=1$ en unités de Darcy, et $C=1.127 \cdot 10^{-3}$ en unités pratiques) [3].

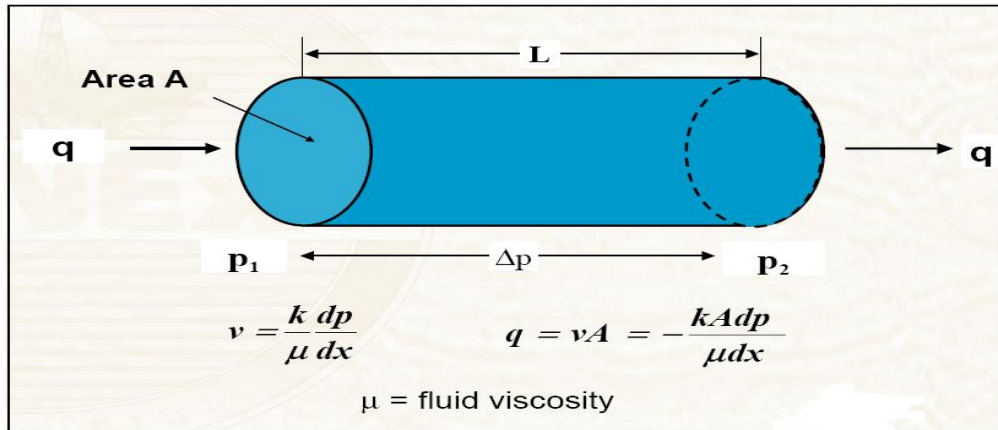


Figure II.4 : Ecoulement linéaire

II.6.2 Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (II.1), référant au figure (8), et après son intégration on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_o}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \tag{II.6}$$

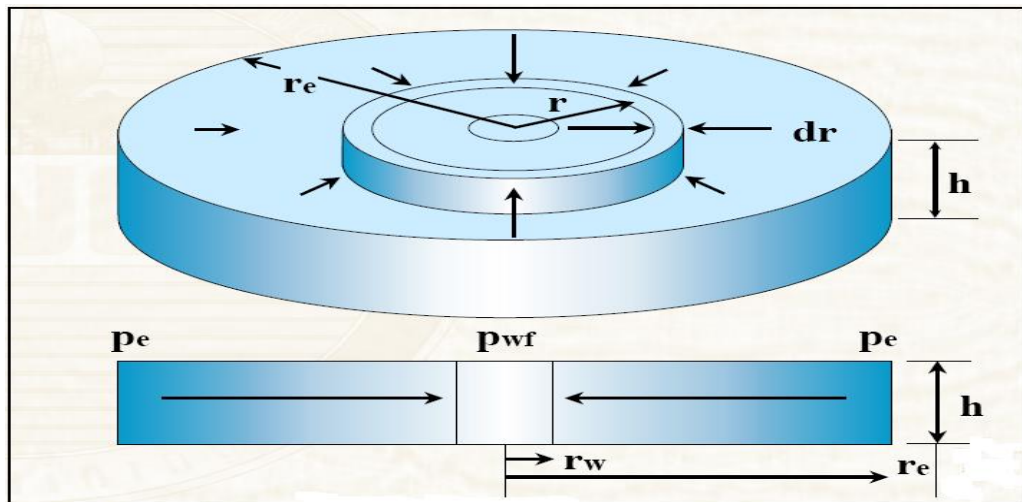


Figure II.5 : Ecoulement radial

II.6.2.1 Ecoulement de l'huile :

En appliquant l'équation de Darcy à l'écoulement d'huile dans un réservoir, on supposant que l'huile est légèrement compressible.

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

Le petit changement de q avec la pression est manipulé avec le facteur de volume de formation B_0 , de sorte que le débit d'écoulement puisse être exprimé en volumes de surface ou de réservoir. Pour l'écoulement d'huile, l'équation (II.6) devient :

$$q_0 \cdot B_0 = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_0}{\mu_0} \cdot \left(\frac{dP}{dr} \right) \quad (\text{II.7})$$

Où :

$$2\pi \cdot h \cdot \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0} \cdot dP = q_0 \cdot \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad (\text{II.8})$$

En intégrant cette équation, on suppose que la fonction de pression $f(P) = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0}$, est indépendante de la pression ou qu'elle peut être évaluée à la pression moyenne de la zone de drainage du puits.

Cette supposition est nécessaire parce qu'aucune équation analytique simple pour ce terme ne peut être formulée comme une fonction de pression.

En utilisant cette supposition et en intégrant l'équation (II.8) le long du rayon de drainage du puits l'équation (II.8) devient:

$$q_0 = \frac{2\pi \cdot k_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{II.9})$$

Dans le système des unités du champ (Field nits) l'équation s'écrit comme suit:

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{II.10})$$

Où :

q_0 : Débit entrant, **STB/J**

k_0 : Perméabilité effective à l'huile, **md**

h : Epaisseur du réservoir, **ft.**

P_e : Pression à $r=r_e$, **psia.**

P_{wf} : Pression dynamique de fond, **psia.**

r_e : Rayon de drainage du puits, **ft.**

r_w : Rayon du puits, **ft.**

μ_0 : Viscosité d'huile, **cp.**

B_0 : Facteur volumétrique d'huile, **bb/STB.**

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

L'équation (2.10) s'applique pour un état d'équilibre (steady-state) ($P_e = \text{constante}$), écoulement laminaire d'un puits situé au centre de la zone de drainage.

Il est utile d'exprimer l'équation (2.10) en termes de pression moyenne de réservoir \bar{P}_R , et pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-state) ou l'écoulement stabilisé ($\bar{P}_R - P_{wf} = \text{constant}$) comme suite :

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h \cdot (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{II.11})$$

Où :

\bar{P}_R : La pression moyenne dans la zone de drainage du puits, **Psia**.

II.6.3 Concept d'indice de productivité :

Le rapport entre le débit entrant au puits (wellinflow rate) et la chute de pression dans le réservoir (draw down) a été souvent exprimé sous forme d'indice de productivité **J**, où :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{II.12})$$

L'équation (II.1) est valable seulement si la fonction de pression $f(P) = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0}$ est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0} dP \quad (\text{II.13})$$

II.7 Méthode de Vogel Harrison :

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour construire l'IPR d'un puits d'huile

L'équation finale par la méthode de Vogel a été basée sur des calculs effectués sur **21** conditions de réservoir différentes.

Bien que cette méthode a été proposée pour les réservoirs saturés ($P_G < P_b$) ; on a trouvé qu'on peut l'appliquer pour n'importe quel réservoir où la saturation en gaz augmente et la pression diminue [5].

Chapitre II: Généralité sur l'analyse nodale

La méthode originale de Vogel ne tient pas compte des effets du facteur de skin non nul, mais une modification postérieure donnée par **Standing** a rendu la méthode applicable aux puits endommagés ou stimulés.

Après traçage des courbes des IPR a dimensionnelles pour les cas considérés, Vogel est arrivé à la relation suivante entre le débit et la pression adimensionnelle :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (\text{II.14})$$

Avec :

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{0(\max)}$: Débit entrant (inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$)

(AOF).

$\overline{P_R}$: Pression du réservoir.

Chapitre III:
Etude de
performance du
puits
BRSW 17

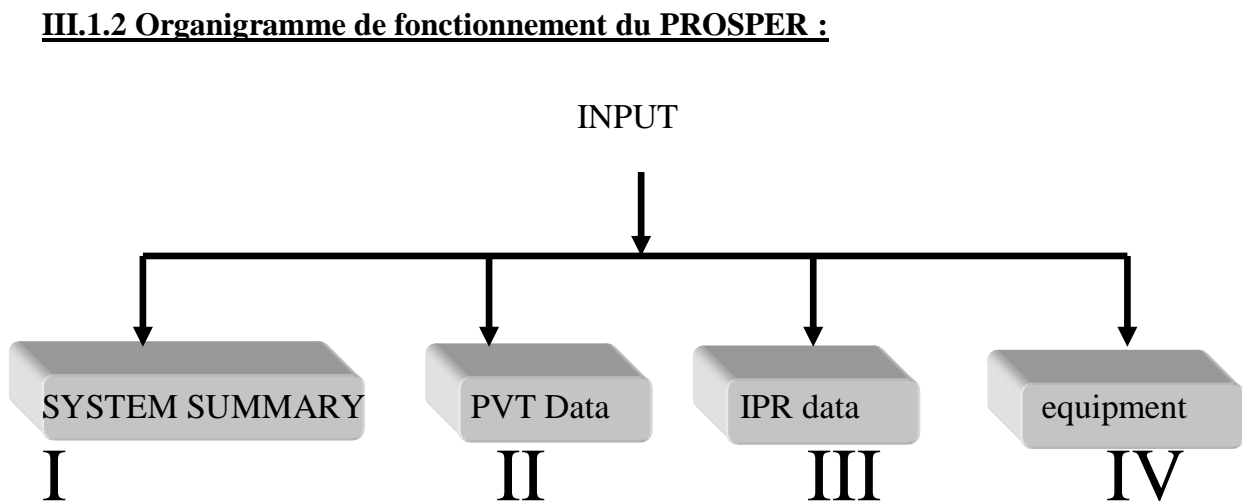
III.1 Utilisation du logiciel PROSPER:

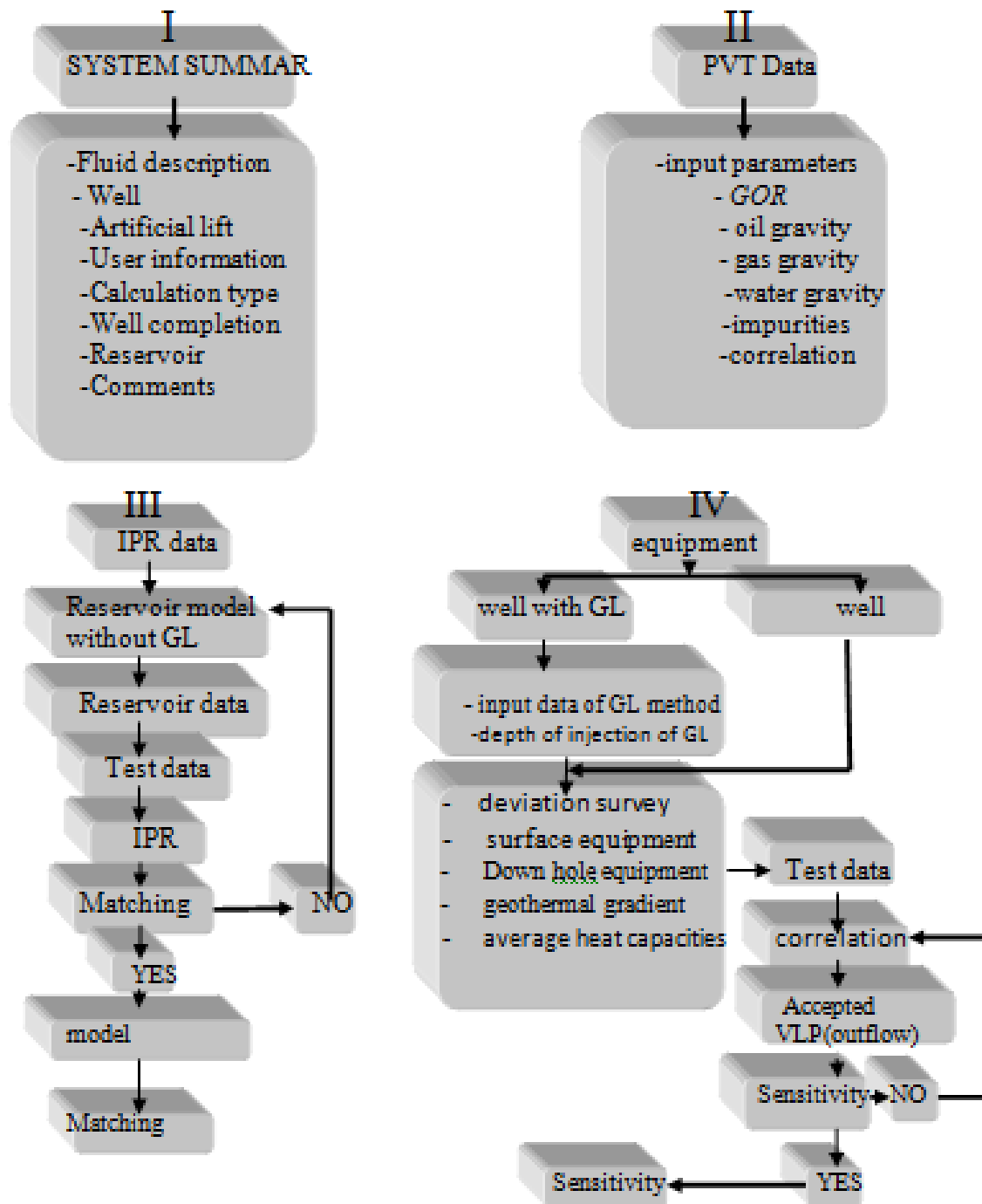
III.1.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER:

Le logiciel PROSPER (production and Systems performance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production et de réservoir pour prédire les paramètres d'écoulement et de la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction correspondante, PROSPER assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir.

Figure E: la fenêtre de logiciel PROSPER (voir annexe).





Algorithme 1: Organigramme de fonctionnement du PROSPER

III.2 Procédure du travail :

Le présent travail a pour objet de faire une investigation approfondie sur le puits **BRSW17**, fermé depuis l'année 2021 suite un problème d'augmentation de WC, afin de remettre le puits en service et d'augmenter la production de brut du champ.

Suite au démarrage difficile du puits au CT (Retour sur torche : eau + huile), il est clair que la production du puits est hydratée. A cet effet, il est primordial d'utiliser le gaz pour activer le puits, en basant sur l'optimisation Gas Lift pour obtenir des résultats adéquats. Par ailleurs, voir la possibilité de réaliser une opération sur le puits (Work Over), et changé la complétion pour activer le puits par le GL et comparer résultats de design et le cout de WO. En basant sur les données disponibles, le plan de travail sera comme suit :

- **Cas Initial :** Calage du modèle, en basant sur les données du jaugeage réalisé le 28/10/2019.
- **Cas Actuel & Prévisionnel :**
 - ✓ Actuellement le puits est fermé, en basant sur le modèle initial pour estimer le pourcentage d'eau (Water cut).
 - ✓ Faire un design Gas Lift, évaluer le potentiel du puits et voir la possibilité de réaliser un WorkOver.
 - ✓ Faire une comparaison entre les résultats du design et celles du Work Over (étude économique)[5].

III.2.1Cas Initial :

III.2.1.1 Données générales du puits BRSW17:

A - But du forage

Le puits BRSW17 a été foré du 23/12/2011, l'objectif était le réservoir TADRART, pour confirmer l'extension de l'anneau d'huile et aussi avoir une indication sur le plan d'eau.

B - Situation géographique :

Le puits BRSW17 est situé à 0.6 km au sud de M7 et 19 km au CTH BRN.

C - Architecture du puits BRSW17 :

Figure F:Architecture du puits BRSW17 (voir annexe).

D - Complétion :

Figure G:La fiche technique (voir annexe).

E - Perforation:

Chapitre III : Etude de performance du puits BRSW 17

Tableau III.1: Perforations

Top (m)	Bottom (m)
3836.5	3845.0

F - Données Petrophysiques :

Tableau III.2: Données Petrophysiques [5].

Réservoirs	Distance de perforation(m)	Porosité moyenne(%)	Perméabilité Moyenne (md)	Saturation d'eau initiale (%)
TADRART	9 m	45	350	22

III.2.1.2 Etude de performance des puitsBRSW17:

Pour avoir la performance du puits BRSW17, on doit suivre les étapes suivantes :

- Le modèle réservoir.
- Les données PVT.
- La complétion.
- Modèle puits IPR (Inflow Performance Relationship).
- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
- Le tracé des courbes inflow et outflow [6]

A - Les données de PVT :

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle *black oil*. Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau :

Tableau III.3: Données nécessaires au modèle black oil [6]

GOR de solution	=	70 Sm ³ /Sm ³
Densité de l'huile	=	0.82 rel. Densité
Densité de gas	=	0.775sp.gravity
Salinité de l'eau	=	30000 ppm
Pourcentage de CO2	=	0 (percent)
Pourcentage de H ₂ S/N ₂	=	0 (percent)

B - Evolution des données PVT:

▪ OIL FVF (Bo) [5]

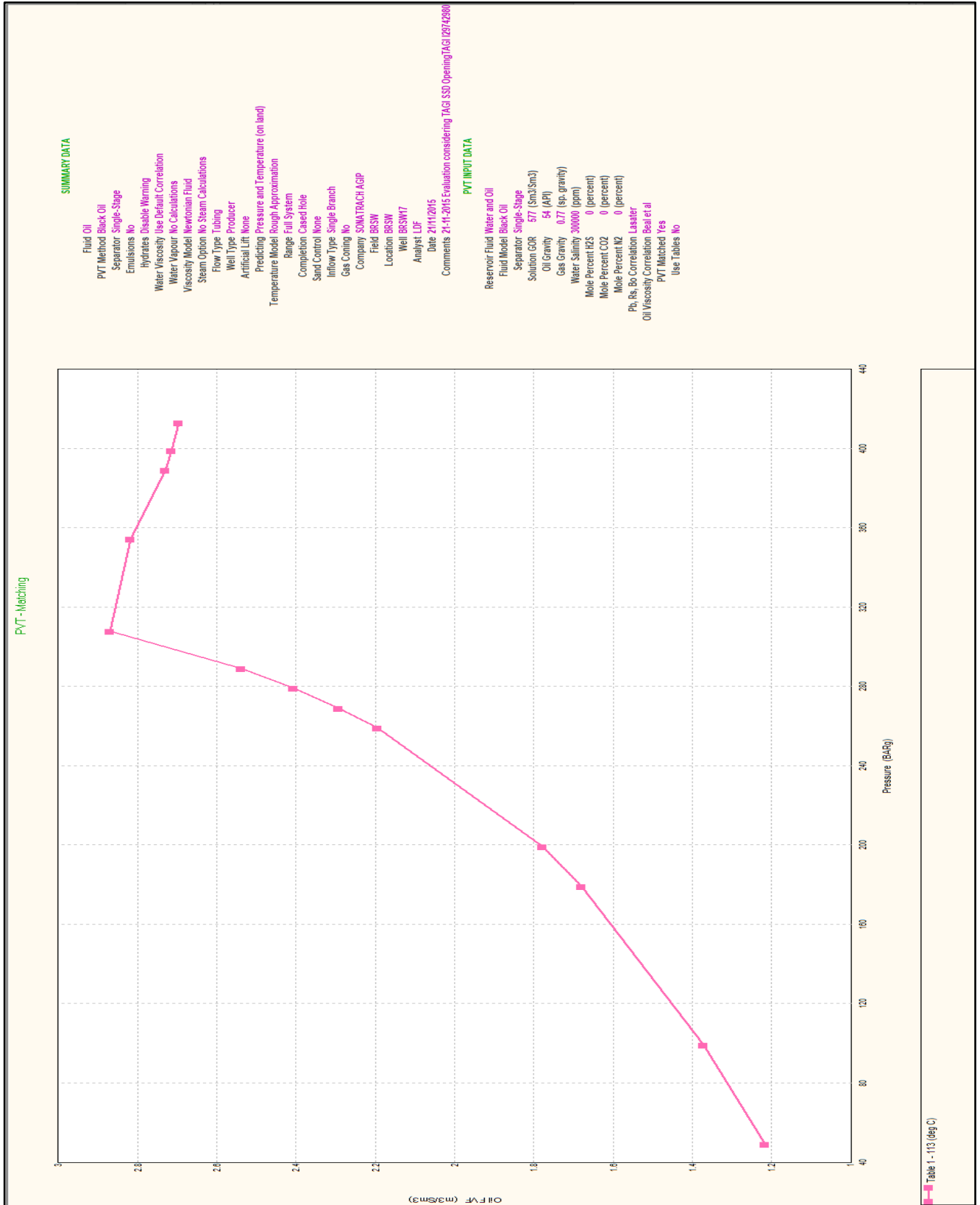


Figure III.1: OIL FVF (Bo).

Gas Oil Ratio (Rs)

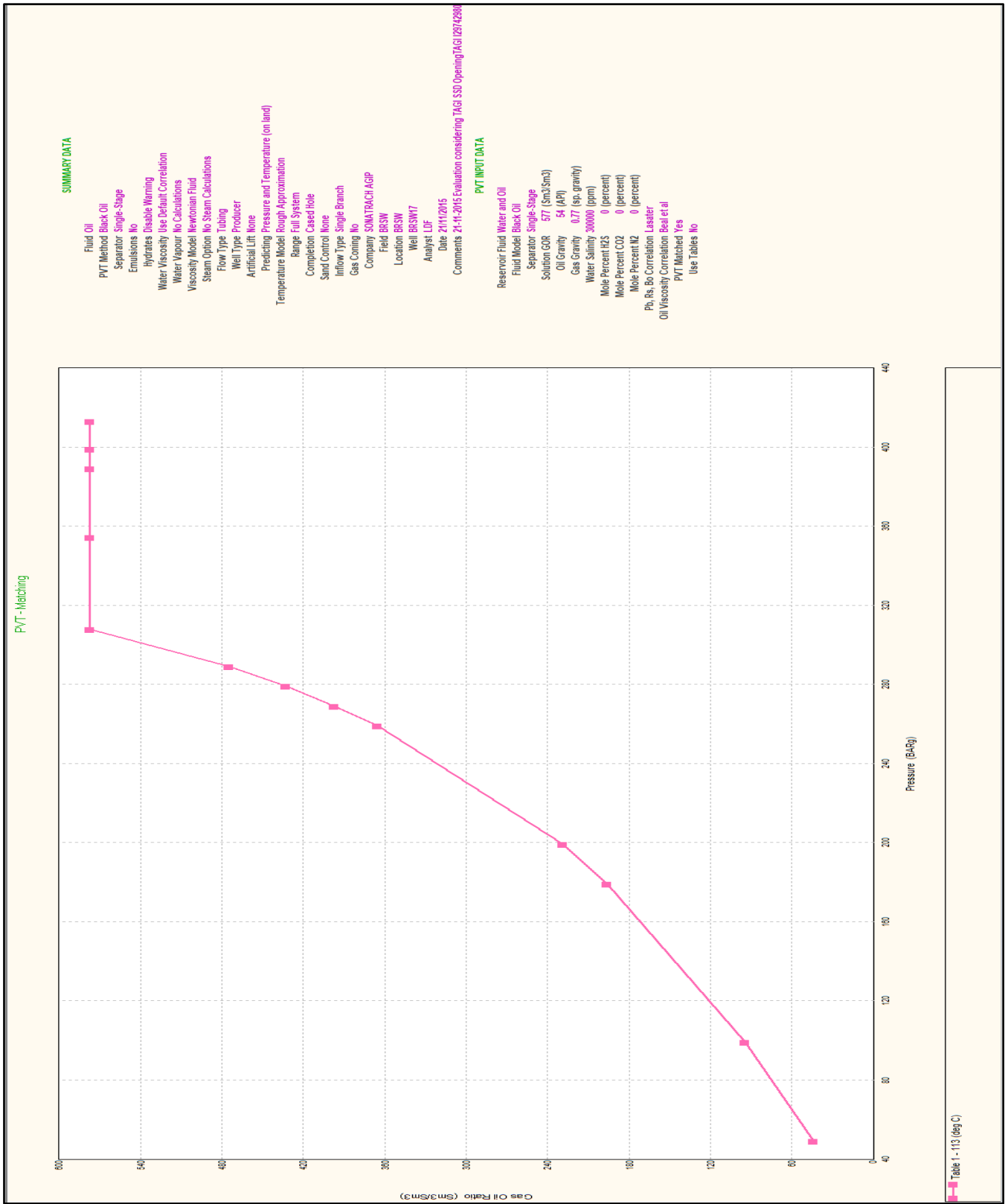


Figure III.2: Gas Oil Ratio (Rs).

▪ OIL Viscosity (μ) [5]

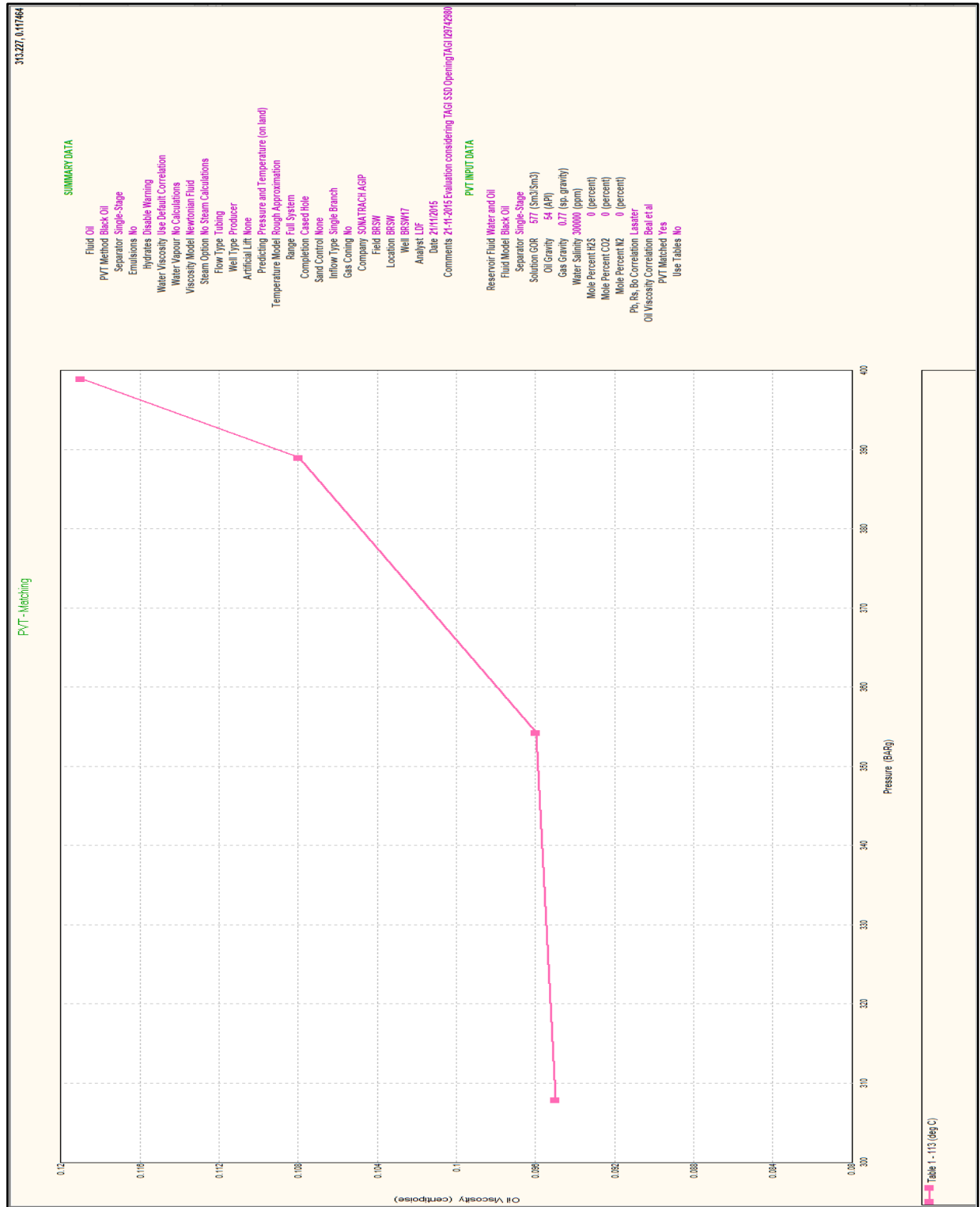


Figure III.3 : Oil viscosity (μ)

Chapitre III : Etude de performance du puits BRSW 17

En résumé les caractéristiques initiales du fluide sont :

- **Rsi** = 70 vol/vol
- **Boi** = 2.8698Rbbl/STB
- **Pression de bulle (Pb)** = 4465.31 psi
- **Densité d'huile (condition standard)** = 0.888
- **Densité de gaz (condition standard)** = 0.772

C - complétion :

Les données d'entrées du système des équipements sont :

- Les équipements de fond de puits.
- Le gradient géothermique (la température).

D - Model puits IPR (Inflow Performance Relationship) :

A partir des résultats de test et dans le but notamment de tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour le puits BRSW17. Ces résultats sont introduits dans le logiciel PROSPER pour l'établissement des IPR des puits. Le principe de calcul est simple. Il s'agit choisit précédemment par la méthode de PI Entry :

Le model du puits a été calculé avec l'équation de PI Entry vu que la pression du gisement actuelle est supérieur du point de bulle Pres= 5641 psi / Pb=1450 psi_[5].

Le dernier test en date est celui du 28/10/2019 comme suit :

Tableau III.4: Le dernier test en 28/10/2019.

Date	Duse	Qhuile	Qgaz	Q eau de gisement	Eauin j de dessal age	WHP	Psep	FBHP (approx)
	1/64in	m3/j	m3/j	m3/j	m3/j	Psig	psig	Psia
28/10/2019	24	318.99	15478.69	33.77	30.24	1015	580	4336

Le modèle réservoir IPR du puits BRSW17, et après calage au test, il a donné les résultats suivants :

- **IP = 3.95 (sm³/J/bar)**
- **AOF = 8433.5 (sm³/Day).**

■ Inflow Performance Relation Ship (IPR)[5]

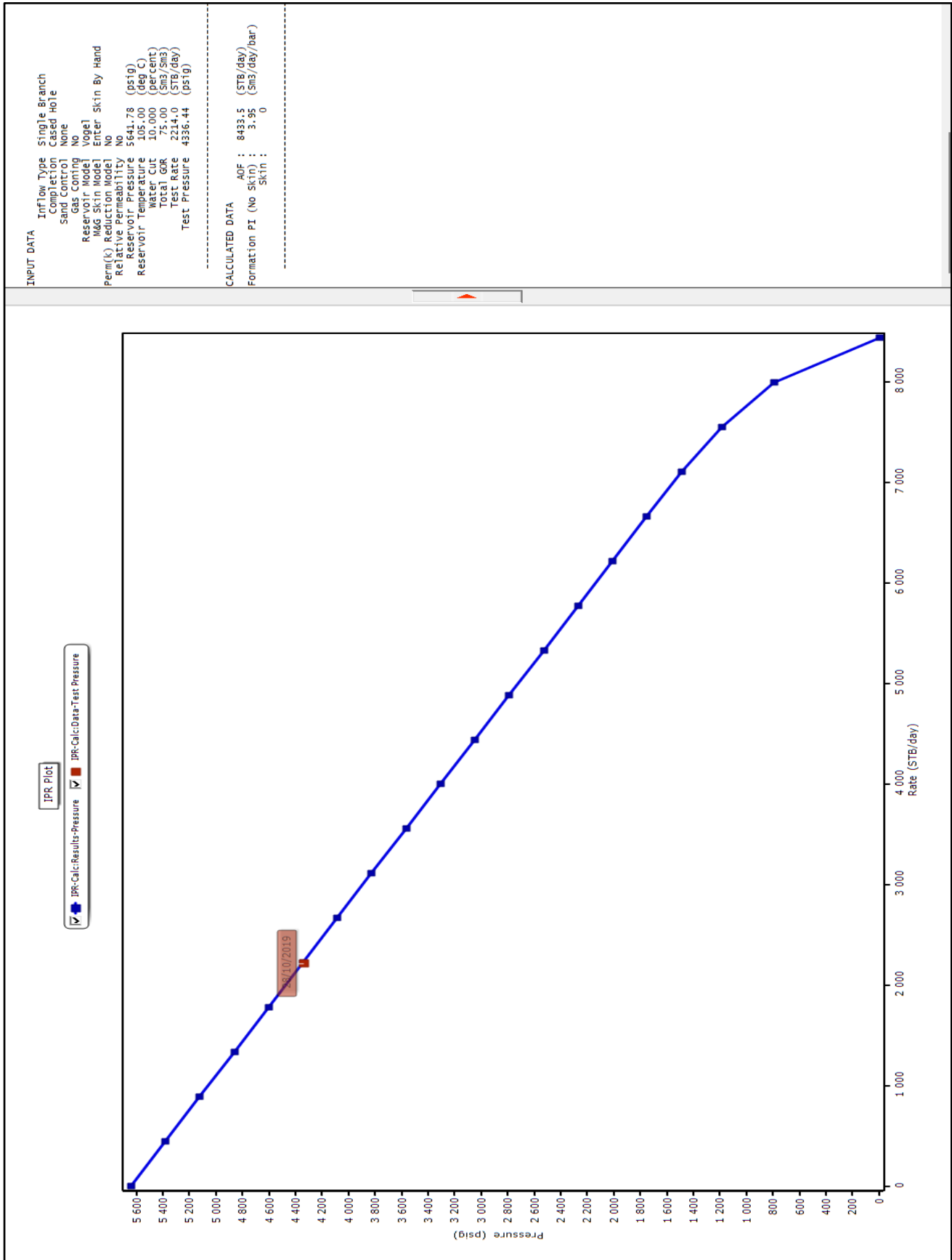


Figure III.5: Inflow Performance Relation Ship (IPR)[6].

E - Le choix de la corrélation de L'écoulement vertical:

Afin de construire un modèle du puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PROSPER nous offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons :

Tableau III.5: les différentes corrélations [7]

Corrélation	Abréviation
Hagedorn and Brown	HBR
Fancher Brown	FBR
Beggs and Brill	BGB
Duns and Ros original	DRO
Petroleum experts 1	PE1

Pour choisir la corrélation qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge pour nos puits, nous procéderont comme suit :

1. On fixe le débit du liquide du test et la pression en tête correspondante.
2. On choisit la pression de réservoir (inlet pressure) comme variable à calculer.
3. On sélectionne les corrélations précitées comme corrélations d'écoulement vertical.
4. A partir des courbes générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions de fond dynamiques à la côte de mesure.
5. On calcule les pertes de charge dans le tubing $\Delta P = P_{wf} - P_{wh}$

■ Corrélations de la pression de fond dynamique : [5]

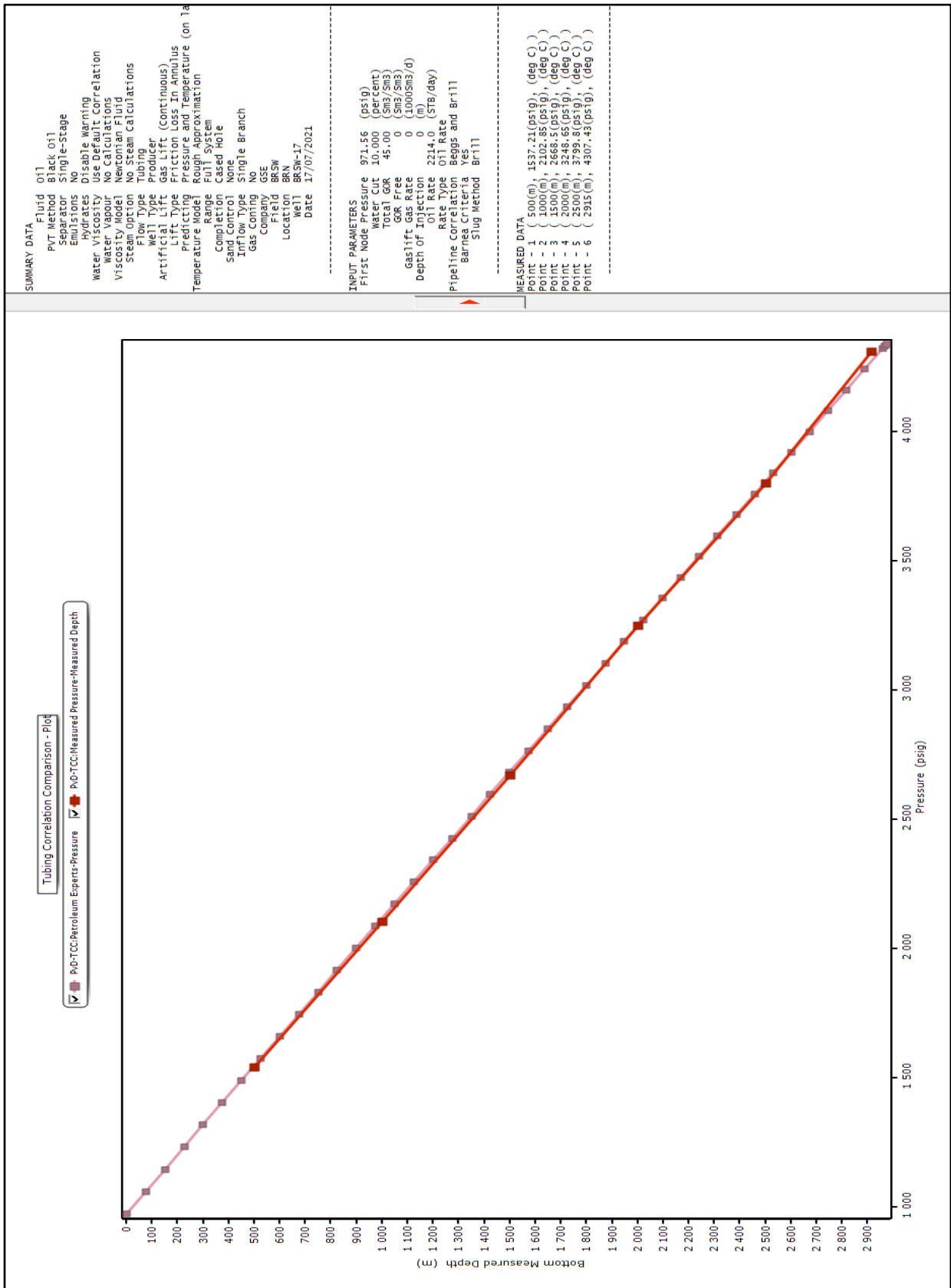


Figure III.6: Corrélations de la pression de fond dynamique.

F - Trace des courbes inflow et outflow:

Calcul de perte de charge de la colonne TPR (Tubing Performance Relationship) et point de fonctionnement Pour calculer la perte de charge de la colonne du puits lors de la production, nous avons utilisé les données de la complétion du puits (côte siège R, tubing size 2"7/8, Liner perforé 4"1/2, rugosité des parois d'après les chiffres constructeur).

La corrélation de *Petroleu Expert 1s* s'est avérée la plus représentative de l'écoulement dans la colonne de production (wellbore) avec les données suivantes : $P_g = 5641$ psig et $FBHP = 4436.44$ psi.

Le point de fonctionnement a été reproduit par le modèle **IPR/TPR** ce qui traduit la consistance de notre modèle réservoir couplé à la colonne de production.[6].

■ Inflow (IPR) et Outflow (VLP) [5]

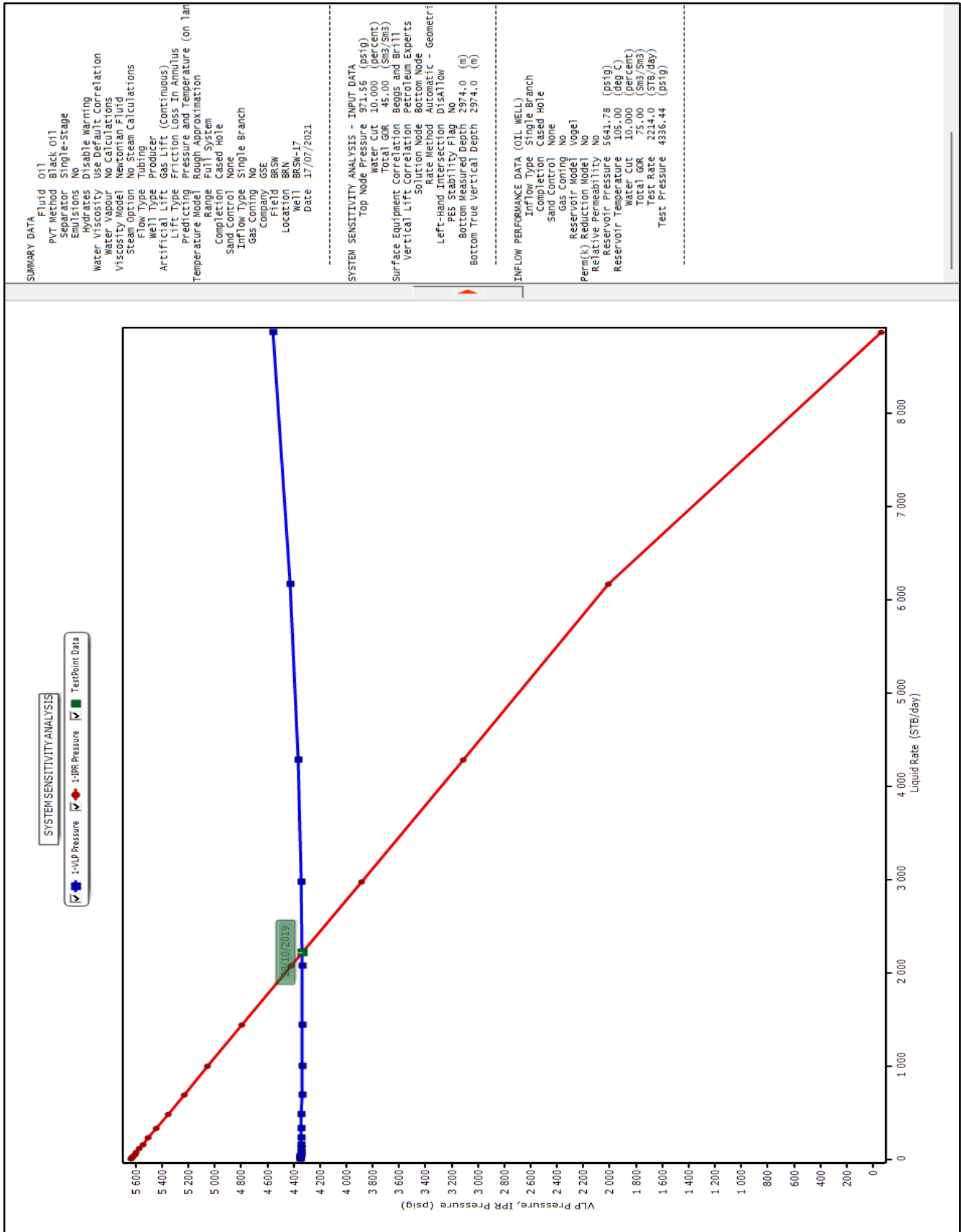


Figure III.7 : Inflow (IPR) et Outflow (VLP).

III.2.2. Cas Actuel & Prévisionnel :

III.2.2.1. estimation de pourcentage d'eau (Water cut) par model initial(puits fermé):

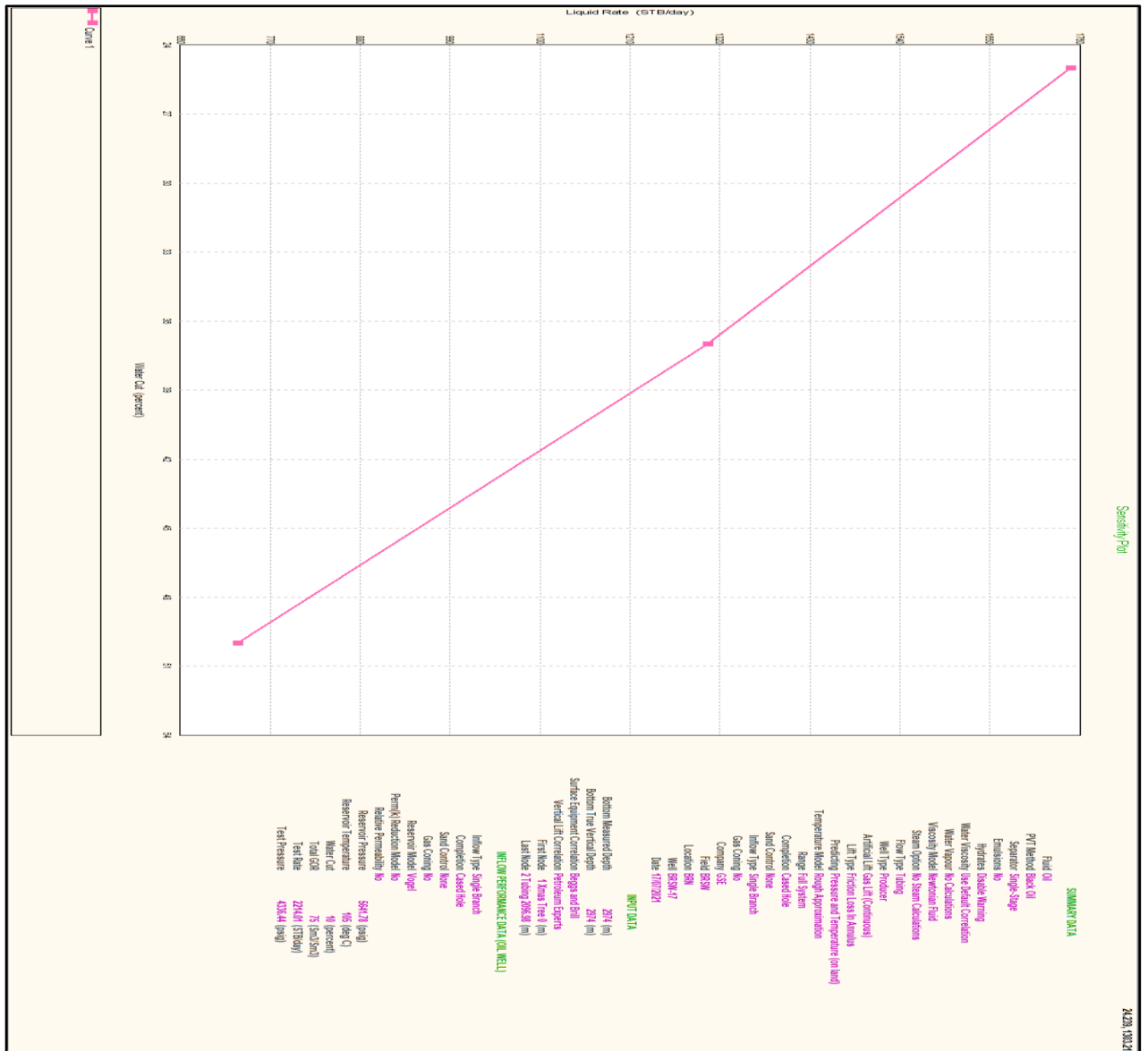


Figure III.8 : Graphe de débit du puits en fonction du Water cut [5]

- ✓ sachant que le puits est souvent sujet au lavage pour dessalage, la production en eau de la colonne dépasse les 25% ce qui explique le démarrage négatif du puits sans apport d'énergie (Lifting par N2 ou Gas Lift).

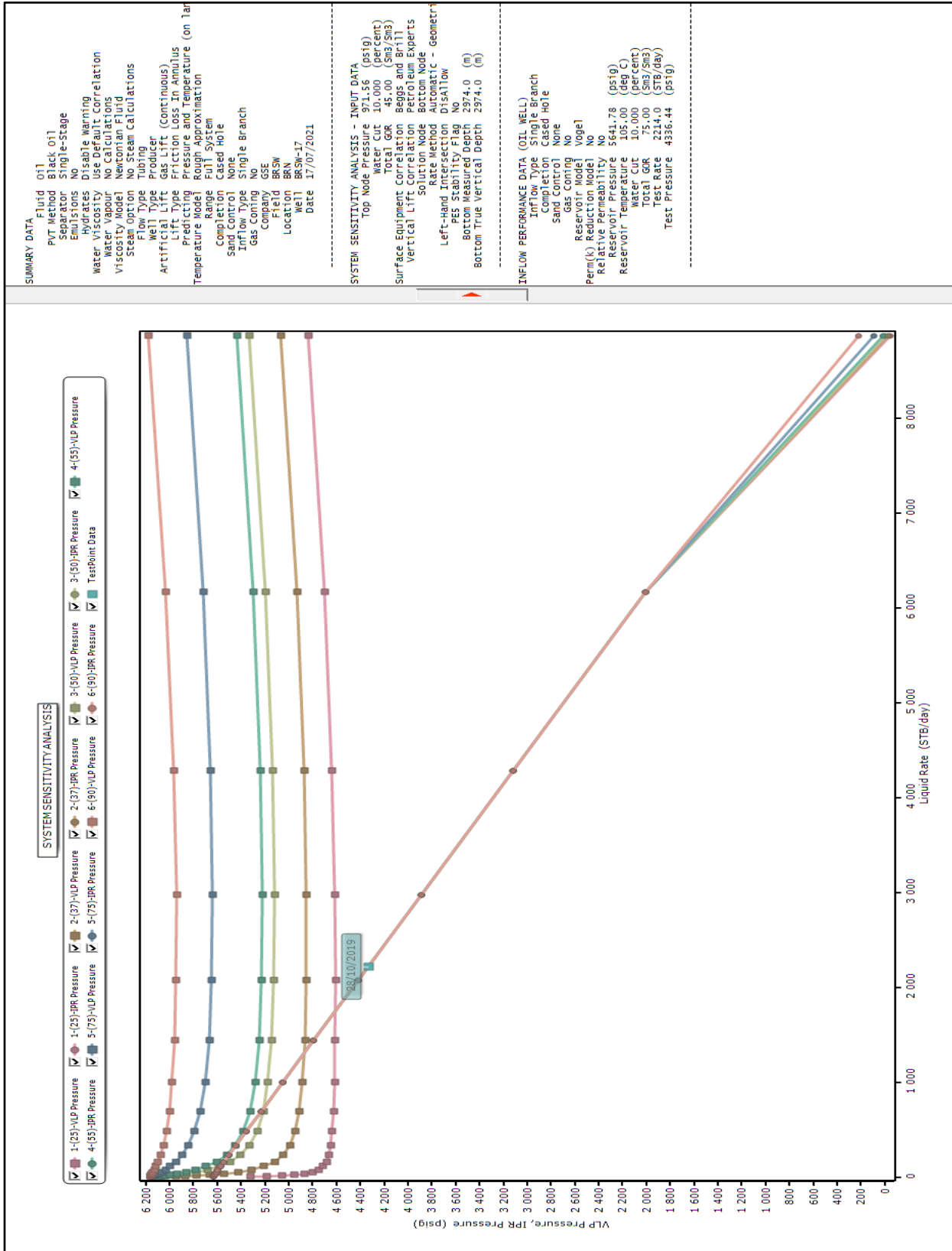


Figure III.9: Courbe Cote de Puncher [7]

Selon le graph ci-dessus Le puits BRSW17 s'arrête de produire a cause de l'augmentation de WC supérieur 52%

■ Activation avec Gas Lift : Inflow (IPR) vs Outflow (VLP) Cote de lift : 2921 m

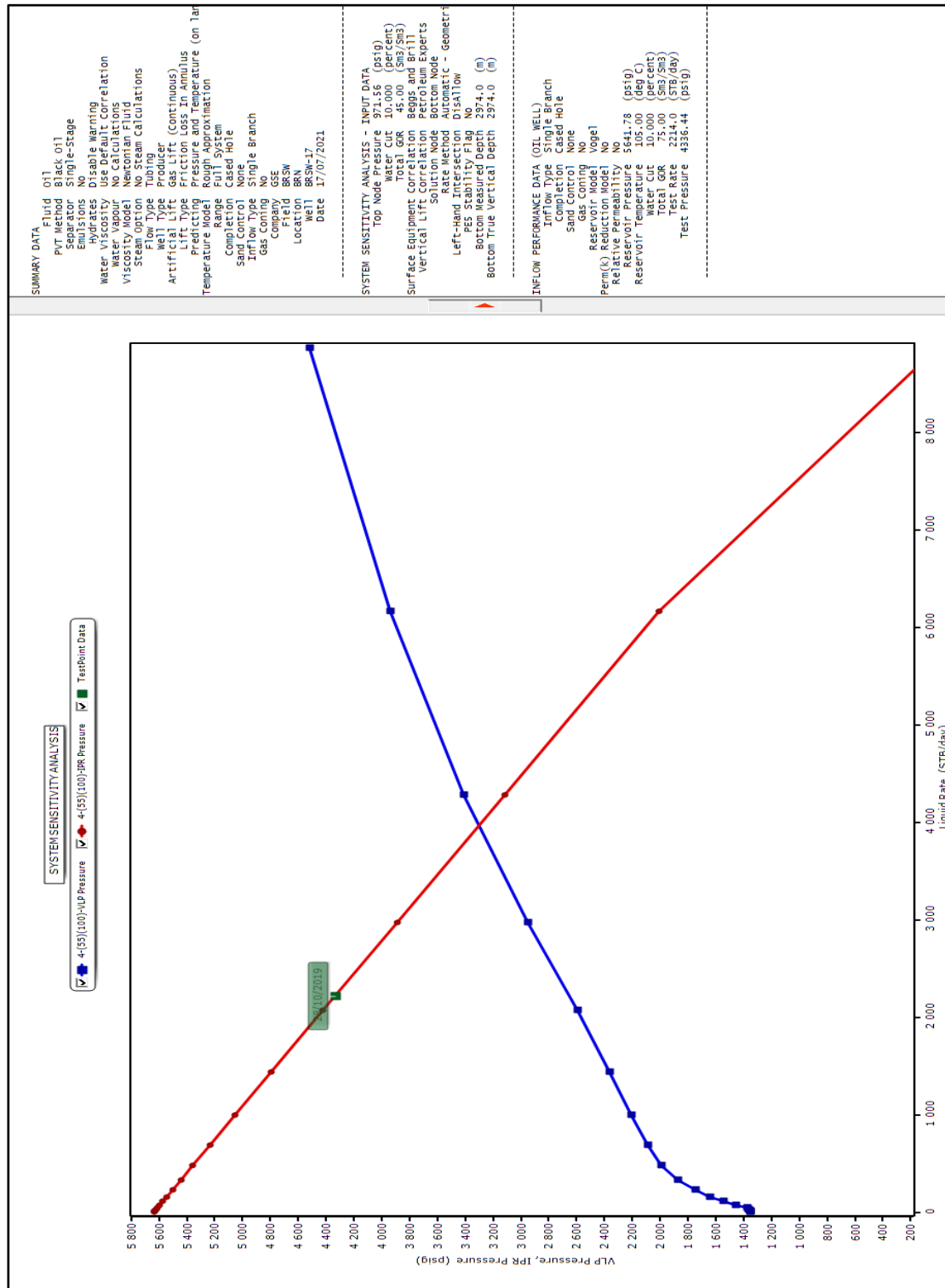


Figure III.10: Inflow (IPR) et Outflow (VLP) Cote de lift : 2921 m.

NB : Le débit de liquide a augmenté de 0 m³/j et WC > 5% à **283.991** m³/j après la mise en service du puits avec gaz, ainsi que la pression de fond dynamique a chuté à **3301** Psi.

- Le débit d'huile en fonction de débit d'injection water-cut = 55% (pression réservoir 5641 psi et pression d'injection 100kSm3/j).

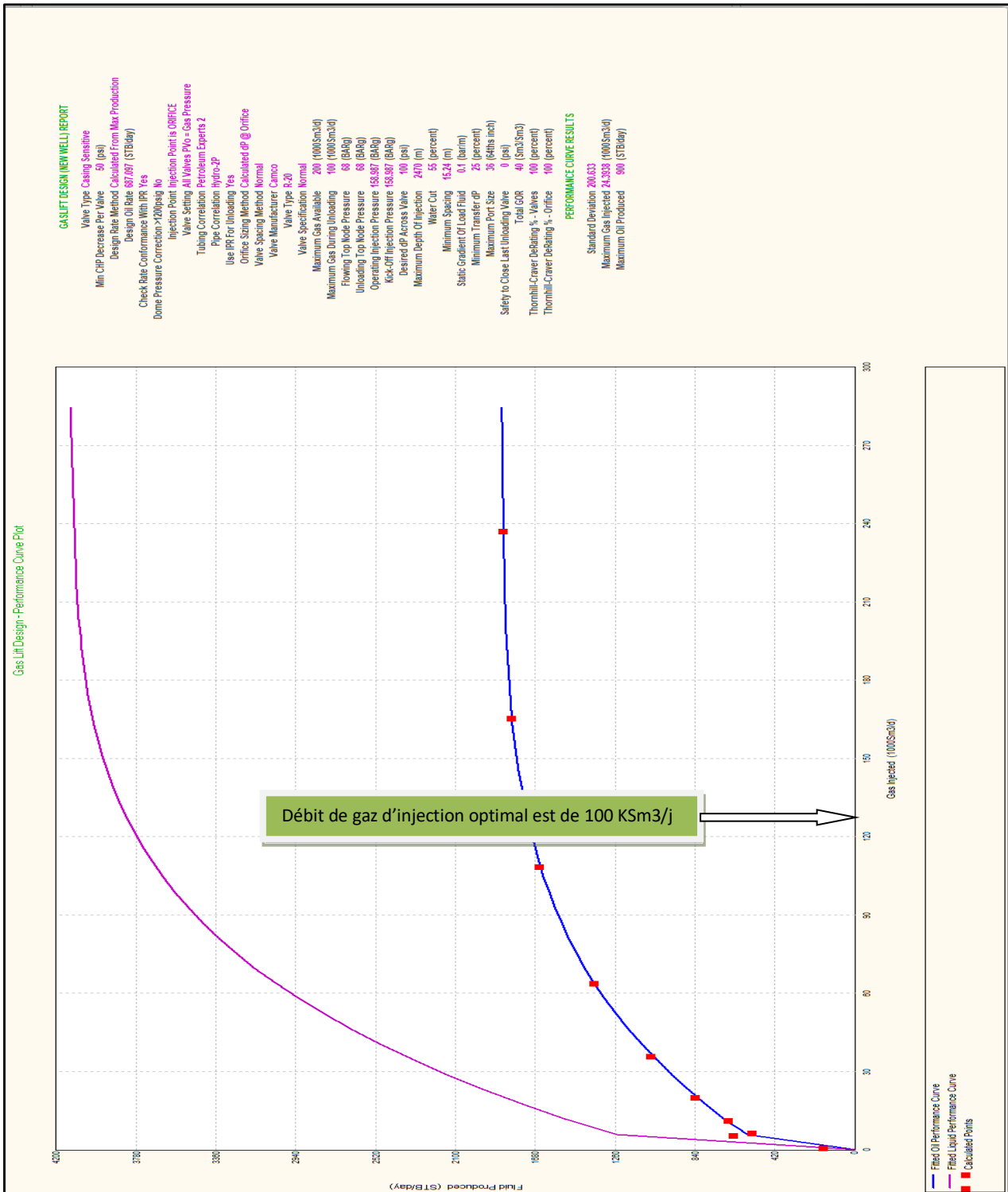


Figure III.11: Le débit d'huile en fonction de débit d'injection water-cut = 40%.

NB : Pour le cas initial dont le **Wc=40%**, le débit de gaz injecté optimum est varié entre 27500 et 30000 Sm3/j.

Chapitre III : Etude de performance du puits BRSW 17

- Le débit d'huile en fonction de débit d'injection pour différent water-cut de 40% à 80% (fixées pression réservoir 3200 psi et pression d'injection 1885 psi).

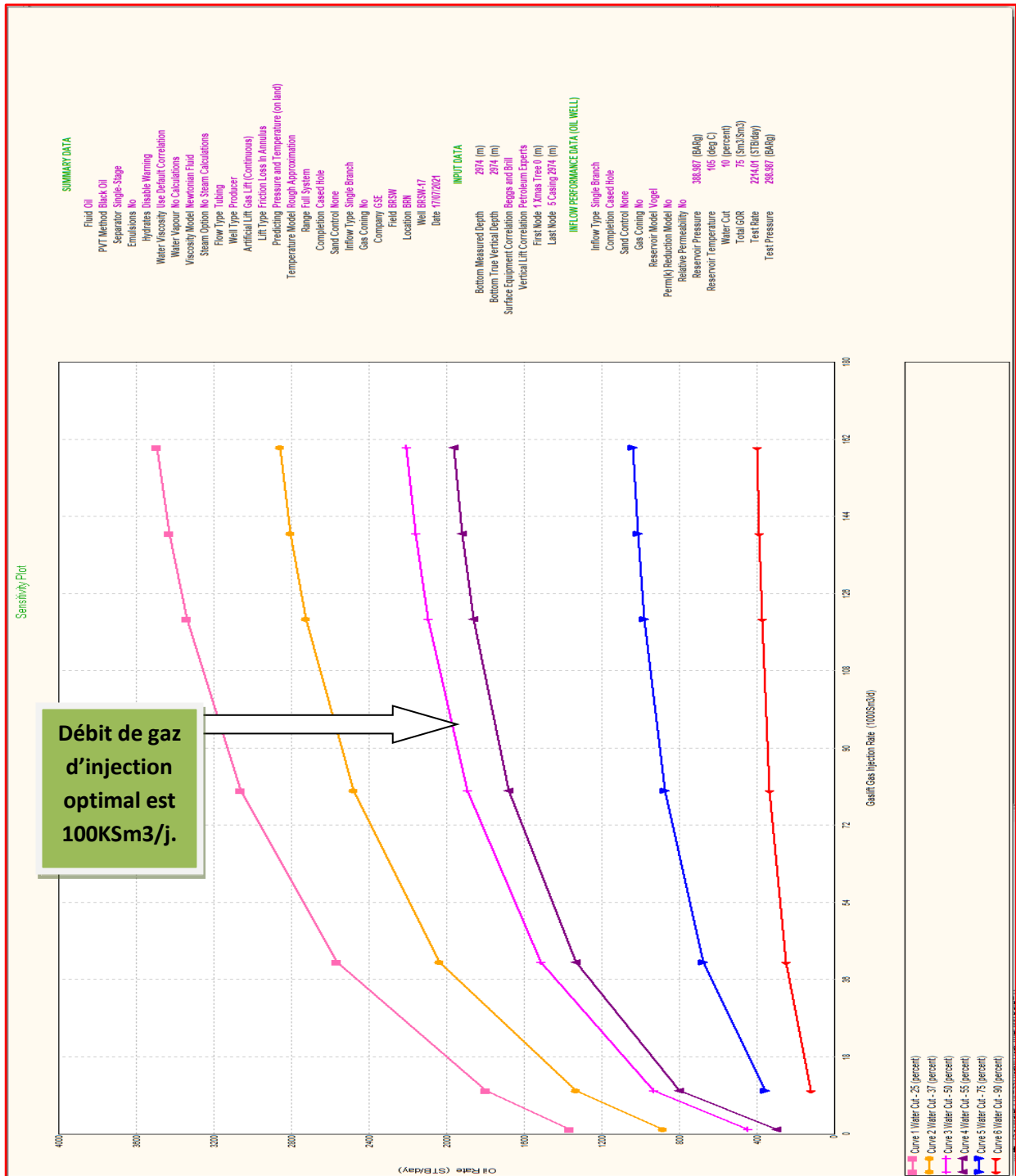


Figure III.12: Débit d'huile en fonction de débit d'injection pour différent water-cut de 25% à 90%.

NB : Pour le cas prévisionnel, dont le Water cut varié entre 25 et 90 %, le débit de gaz injecté optimum est 100 KSm3/j.

Chapitre III : Etude de performance du puits BRSW 17

III.2.2.2. Evaluation du puits et voir la possibilité de réaliser un Work Over:

Design Gas Lift: Le débit d'huile en fonction de débit d'injection Gas water-cut = 55% .

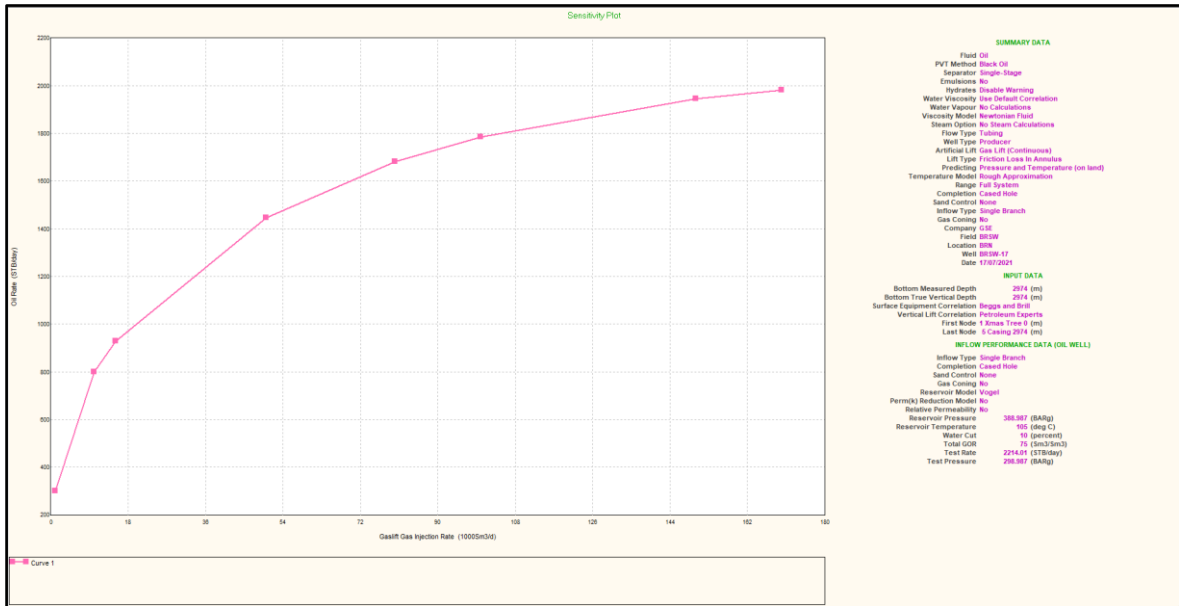


Figure III.13: Débit d'huile en fonction de débit d'injection Gas water-cut = 55%.

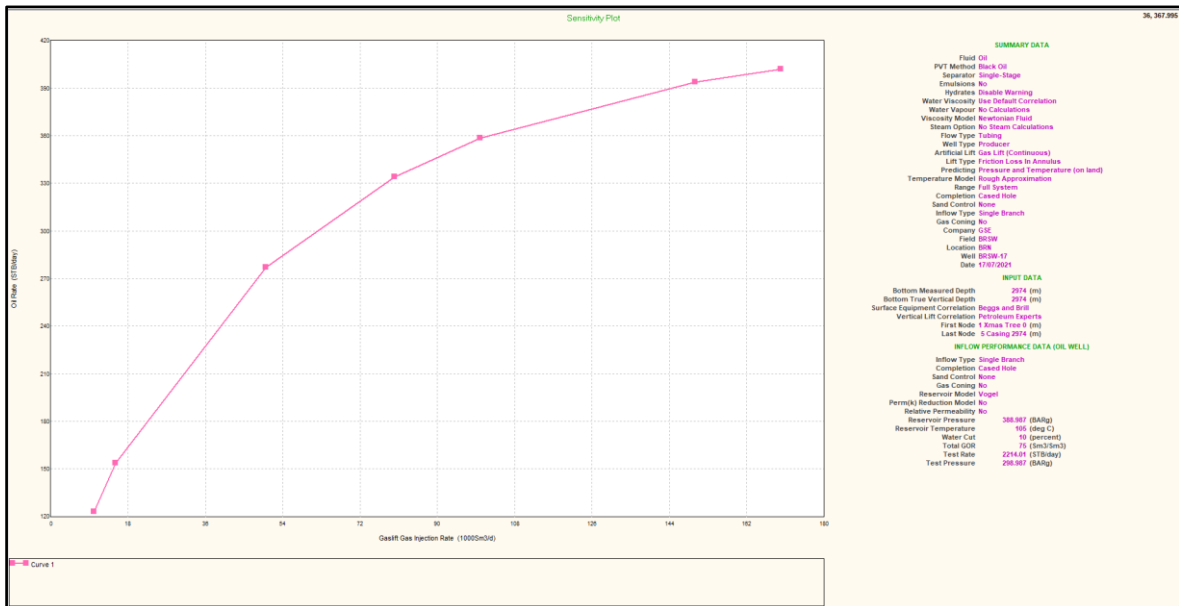


Figure III.14 : Débit d'huile en fonction de débit d'injection Gas water-cut = 90%.

Chapitre III : Etude de performance du puits BRSW 17

Étude économique de comparaison calcul Gas lift design et Cas Work Over:

Tableau III.6: Résultat et calcule Gas lift design (Cas Work Over)

Equipement	Quantité	Prix Prix total (DA)	unitaire (DA)
Tubing head « dual string »	1	854 562,26	854 562,26
Tubing hanger « dual string »	1	467 173,90	467 173,90
Lock union 2 7/8	2	231 819,64	463 639,28
Tubing 2"7/8	200	23 671,25	4 734 250,00
Concentrique 1 660	200	65 705,57	13 141 114,00
Joint télescopique 1 315	2	208 184,80	416 369,60
SPM (Vanne d'injection GL)	1	728 559,99	728 559,99
Gaz-lift valve	1	19 974,82	19 974,82
SPM (Switching valve). SBRO.1SW	1	728 559,99	728 559,99
Switching valve	1	93 315,72	93 315,72
Dummy valve	1	20 553,20	20 553,20
SPM (Vanne d'injection)	1	728 559,99	728 559,99
Vanne d'injection d'eau	1	103 528,08	103 528,08
PullingTool	1	57 228,19	57 228,19
Kick over Tool	1	595 026,51	595 026,51
Total			23 152 415,53
Work-over cost			450 000 000,00
Total Equipement &Work-over			473 152 415,53

III.2.2.3 Comparaison entre les résultats de l'investissement et le Gain de production:

Les résultats du design Gas Lift révèlent que le point de lift situé à la profondeur 2921 m, elle est proche à celle du Puncher et qui est 1700 m. Notons que et que le Wc initial est évalué à > 52 %.

La pression du gaz disponible est 2305.91 Psi, cette pression est largement suffisante comme nous avons vu dans Model Prosper.

Dans le tableau ci-dessus il est claire qu'on peut récupérer notre investissement dans un période environ de 21 jour.

Additivement on peut garder la durabilité de la production malgré le WC atteint 90 %

En conclusion, le Work-over pour changer la completion et exploiter le puits avec le Gaz-lift devient nécessaires [5].

III.2.3 Conclusion et recommandation :

Au moment ou les résultats du Work-over et du Deseign Gas Lift, et que le Wc initial est de l'ordre de > 52 %, en basant sur les données économiques qui montrent que les coûts de l'opération de Work Over sont pas importants et sont incomparables à ceux de Gain de l'activation du puits par Gaz-lift et on peut récupérer l'investissement dans 21 jours et assurer durabilité de la production malgré le WC atteint 90 %, nous recommandons de réaliser Work-over et changer la completion par un de Gaz-lift et de remettre le puits en service.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Conclusion générale :

Les résultats de calcul réalisé avec le logiciel PROSPER, révèlent que le potentiel du puits après une opération de Puncher presque identique à ce après l'opération de Work Over.

Notons que le Wc initial du puits BRSW -17 estimé à 40%, la profondeur maximale du lift est de 3845 m (Cote de la tête liner), et que la pression de gaz injectée est importante, elle est de l'ordre de 3625 P0si.

En basant sur les données économiques, et qui montrent que les coûts de l'opération de Work Over sont importants et sont incomparables à ceux de l'opération du Puncher.

A cet effet, l'opération idéal du puits BRSW -17 sera la réalisation d'un Puncher à la profondeur 3645m pour redémarrer le puits et le remettre en service.

Afin de redémarrer le puits et le remettre en service, nous recommandant de faire un Puncher à la profondeur 3645m.

Références bibliographiques

Références Bibliographiques

Références bibliographiques:

- [1] Begges H.D production optimisation using nodal analys OGCI 1999
- [2] Brown,K.E the technology of artificiel lift Methods. Vol 4 penn well books tulsaoaklahoma 1984
- [3] CHI U.IKOKU. Natural gas production engineering (the Pennsylvania state university 1999).
- [4] Document internet analyse nodale
- [5] Documents proposes par SONATRACH.
- [6] Etude de gas-lift thes FHC 1996
- [7] RichierdMerquez gas-lift, edition next 2d

Annexe

Annexe

Figure A : Architecture du puits BRSW17

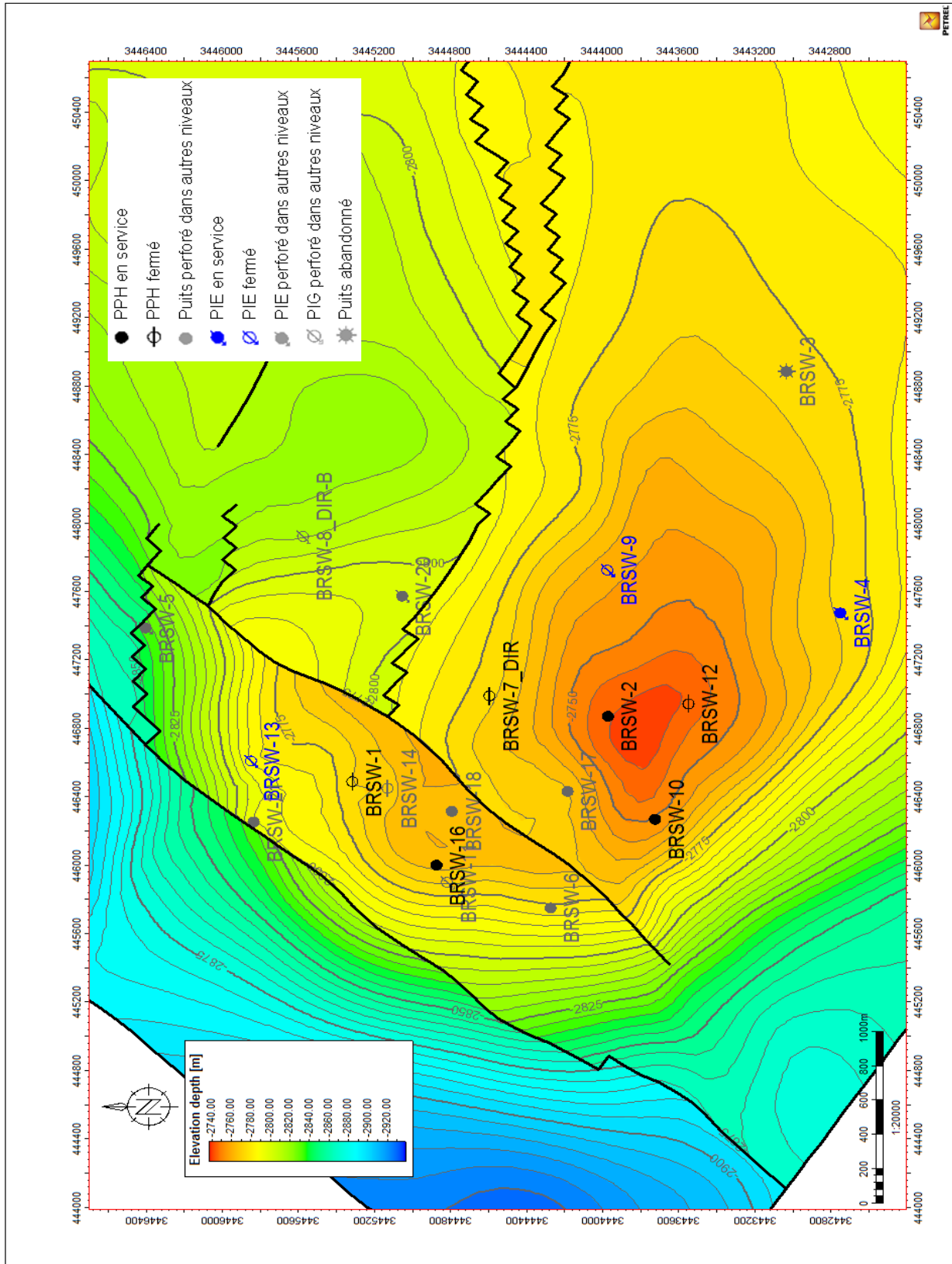



Figure B: La fiche technique PUIITS BRSW17

 <p>Eni Grouplet Sonatrach/Agip</p>		<h2>COMPLETION SKETCH</h2>		FIELD NAME Zemoul El Kbar																																																																																																																																																																																					
DATE: 23-déc-11		ARPO 20 / C		WELL NAME BRSW-17																																																																																																																																																																																					
Account																																																																																																																																																																																									
SINGLE COMPLETION <input checked="" type="checkbox"/> VERTICAL <input checked="" type="checkbox"/> DEVIATED <input type="checkbox"/> HORIZONTAL <input type="checkbox"/>		SELECTIVE <input checked="" 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 42 [t] String weight down 42 [t]		Production Liner Casing Size: 4 1/2 [in] Top: 3645 [m] Bottom: 3932 [m]		Type of packer fluid: NaCl BRINE Density: 1,21 Kg/lt																																																																																																																																																																																					
Make up report y [y/h]		Production Liner Casing Size: 7" [in] Top: 2097 [m] Bottom: 3645 [m]																																																																																																																																																																																							
GENERAL INFORMATIONS																																																																																																																																																																																									
DRILLING PERIOD: 23/10/2011-12/12/2011 RIG USED: Saipem 5894 RT/TIE DOWN: 9,20 WELL HEAD RATING: 10 K psi - Working Pressure TOTAL DEPTH: 3935 TOP CMT PLUG: 3911 BP RETAINER: ANNULUS FLUID: 1.21 Kg/l NaCl Brine BTM CHECKED ON: 3911 GEOG COORD LAT: 31° 07' 58,066" N GEOG COORD LONG: 08° 26' 17,195" E		Packer Nom. O.D. Manufact. Model type I.D. Depth 7" HALLIBURTON HPS PACKER 2,96 2938,98 7" HALLIBURTON HPS PACKER 2,96 3630,1 SHEAR RELEASE VALUE: SIZE TYPE																																																																																																																																																																																							
COMPLETION STRING																																																																																																																																																																																									
Tubing																																																																																																																																																																																									
WELL HEAD DESCRIPTION 3 1/2 VAM TOP 9,2 SM13CRS-110 3 1/2 MS28 9,2 CR95 1971,25		Nom. O.D. Thread lb/ft Steel Gr. % Down to 3 1/2 VAM TOP 9,2 SM13CRS-110 3 1/2 MS28 9,2 CR95 1971,25																																																																																																																																																																																							
X-MAS TREE: 4 1/16 10K X 4 1/16 5K X 2 1/16 5K LOWER MASTER BLOCK: 13 5/8 10K x 4 1/16 10K MULTIBOWL ASSY, SPLIT TY: 13 5/8 10K x 13 5/8 5K BACK PRESSURE VALVE: Halliburton "RPT-S" 3,937 TUBING HANGER: VETCO 13 5/8 x 4 1/2 VAM TOP		MAKE UP TORQUE: 3100 GREASE: Weatherford Lube Seal																																																																																																																																																																																							
SPLIT MULTIBOWL WELL HEAD: 26" LANDING RING x 13 5/8 10K		REF: COMPLETION ASSEMBLY																																																																																																																																																																																							
PRODUCTION CASING Nom OD Thd lb/ft S. Grade Top (m) Bottom (m) 4,5 VAMT 12,6 CR13S-95 3645 3932 7 TS-BLL 32 P110 2698 3784 7 TS-BLL 29 P110 2097 2698 9,625 BTC 53,5 P110 1554 2097 9,625 N VAM 47 P110 9,45 1554 CSGLIN OD 24 1/2 18 5/8 13 3/8 9 5/8 7 TOP AT m 11,03 10,82 10,1 9,5 2097 SHOE AT m 57 388 2091 2820 3784 CMT Up m 11 10,82 10,1 9,5 2097		<table border="1"> <thead> <tr> <th>REF</th> <th>DESCRIPTION</th> <th>ID</th> <th>OD</th> <th>DEPTH</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>TUBING HANGER NT Vetco 13 5/8 x 4 1/2 12,6# V.TOP Box BTM 6-4TPI STUB ACME Pin TOP W/Hall 3,937 RPT-S F6NM</td> <td>3,974</td> <td>13,550</td> <td>9,20</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>3,970</td> <td>4,538</td> <td>9,47</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>XOVER 3.5" x 4.5" CR 13S95 VAM TOP PIN X VAM TOP BOX</td> <td>2,952</td> <td>4,962</td> <td>11,21</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 MS-28 PIN X VAM TOP BOX</td> <td>3,002</td> <td>3,914</td> <td>11,58</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg</td> <td>2,960</td> <td>3,933</td> <td>12,92</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,971</td> <td>3,939</td> <td>41,66</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>TRSV, NE 5.62, 2.813, H2S, 10K, S13CR, C95</td> <td>2,813</td> <td>5,620</td> <td>44,56</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,970</td> <td>3,941</td> <td>45,84</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 VAM TOP PIN X MS-28 BOX</td> <td>2,961</td> <td>3,940</td> <td>48,75</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>229 x 3.5" 9.2# SM BCERS10 VAM TOP Tbg</td> <td>2,970</td> <td>3,932</td> <td>49,59</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 MS-28 PIN X VAM TOP BOX</td> <td>2,970</td> <td>3,932</td> <td>1970,07</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>71 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg</td> <td>2,970</td> <td>3,932</td> <td>1971,41</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,970</td> <td>3,549</td> <td>2,919,16</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Side pocket mandrel CR 13S95 MS-28</td> <td>2,970</td> <td>5,488</td> <td>2,922,08</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>3,972</td> <td>3,529</td> <td>2,924,11</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>1 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg</td> <td>2,960</td> <td>3,932</td> <td>2,927,04</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,960</td> <td>3,932</td> <td>2,936,23</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Upper part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,960</td> <td>5,920</td> <td>2,939,14</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Lower part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,960</td> <td>5,920</td> <td>2,939,71</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,960</td> <td>3,932</td> <td>2,941,52</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>LN 2.813 X 3.5"-9.2# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,813</td> <td>3,952</td> <td>2,944,42</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,960</td> <td>3,932</td> <td>2,944,81</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>5 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg</td> <td>2,961</td> <td>3,933</td> <td>2,947,73</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,961</td> <td>3,933</td> <td>2,995,21</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Sliding Sleeve 3.5" x 2.813 9.2# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,813</td> <td>3,952</td> <td>2,996,12</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,960</td> <td>3,932</td> <td>2,997,39</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>86 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg</td> <td>2,940</td> <td>3,500</td> <td>2,998,32</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,971</td> <td>3,510</td> <td>3,627,36</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Upper part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,960</td> <td>5,920</td> <td>3,630,26</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Lower part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,960</td> <td>5,920</td> <td>3,630,83</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,971</td> <td>3,510</td> <td>3,632,64</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>LN 2.75, RPT, 3.5"-9.2# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,750</td> <td>3,953</td> <td>3,634,55</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt</td> <td>2,971</td> <td>3,510</td> <td>3,634,98</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Mule shoe Gide 3.5" 9.20# CR 13S95 MS-28</td> <td>2,976</td> <td>3,952</td> <td>3,637,88</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>Bottom depth</td> <td></td> <td></td> <td>3,638,16</td> </tr> </tbody> </table>				REF	DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH	A	TUBING HANGER NT Vetco 13 5/8 x 4 1/2 12,6# V.TOP Box BTM 6-4TPI STUB ACME Pin TOP W/Hall 3,937 RPT-S F6NM	3,974	13,550	9,20	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	3,970	4,538	9,47	S	XOVER 3.5" x 4.5" CR 13S95 VAM TOP PIN X VAM TOP BOX	2,952	4,962	11,21	S	XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 MS-28 PIN X VAM TOP BOX	3,002	3,914	11,58	S	3 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,960	3,933	12,92	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,939	41,66	S	TRSV, NE 5.62, 2.813, H2S, 10K, S13CR, C95	2,813	5,620	44,56	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,970	3,941	45,84	S	XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 VAM TOP PIN X MS-28 BOX	2,961	3,940	48,75	S	229 x 3.5" 9.2# SM BCERS10 VAM TOP Tbg	2,970	3,932	49,59	S	XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 MS-28 PIN X VAM TOP BOX	2,970	3,932	1970,07	S	71 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,970	3,932	1971,41	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,970	3,549	2,919,16	S	Side pocket mandrel CR 13S95 MS-28	2,970	5,488	2,922,08	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	3,972	3,529	2,924,11	S	1 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,960	3,932	2,927,04	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,936,23	S	Upper part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	2,939,14	S	Lower part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	2,939,71	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,941,52	S	LN 2.813 X 3.5"-9.2# CR 13S95 MS-28	2,813	3,952	2,944,42	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,944,81	S	5 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,961	3,933	2,947,73	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,961	3,933	2,995,21	S	Sliding Sleeve 3.5" x 2.813 9.2# CR 13S95 MS-28	2,813	3,952	2,996,12	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,997,39	S	86 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,940	3,500	2,998,32	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,510	3,627,36	S	Upper part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	3,630,26	S	Lower part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	3,630,83	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,510	3,632,64	S	LN 2.75, RPT, 3.5"-9.2# CR 13S95 MS-28	2,750	3,953	3,634,55	S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,510	3,634,98	S	Mule shoe Gide 3.5" 9.20# CR 13S95 MS-28	2,976	3,952	3,637,88	S	Bottom depth			3,638,16
REF	DESCRIPTION	ID	OD	DEPTH																																																																																																																																																																																					
A	TUBING HANGER NT Vetco 13 5/8 x 4 1/2 12,6# V.TOP Box BTM 6-4TPI STUB ACME Pin TOP W/Hall 3,937 RPT-S F6NM	3,974	13,550	9,20																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	3,970	4,538	9,47																																																																																																																																																																																					
S	XOVER 3.5" x 4.5" CR 13S95 VAM TOP PIN X VAM TOP BOX	2,952	4,962	11,21																																																																																																																																																																																					
S	XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 MS-28 PIN X VAM TOP BOX	3,002	3,914	11,58																																																																																																																																																																																					
S	3 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,960	3,933	12,92																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,939	41,66																																																																																																																																																																																					
S	TRSV, NE 5.62, 2.813, H2S, 10K, S13CR, C95	2,813	5,620	44,56																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,970	3,941	45,84																																																																																																																																																																																					
S	XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 VAM TOP PIN X MS-28 BOX	2,961	3,940	48,75																																																																																																																																																																																					
S	229 x 3.5" 9.2# SM BCERS10 VAM TOP Tbg	2,970	3,932	49,59																																																																																																																																																																																					
S	XOVER 3.5" x 9.2# CR 13S95 MS-28 PIN X VAM TOP BOX	2,970	3,932	1970,07																																																																																																																																																																																					
S	71 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,970	3,932	1971,41																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,970	3,549	2,919,16																																																																																																																																																																																					
S	Side pocket mandrel CR 13S95 MS-28	2,970	5,488	2,922,08																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	3,972	3,529	2,924,11																																																																																																																																																																																					
S	1 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,960	3,932	2,927,04																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,936,23																																																																																																																																																																																					
S	Upper part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	2,939,14																																																																																																																																																																																					
S	Lower part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	2,939,71																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,941,52																																																																																																																																																																																					
S	LN 2.813 X 3.5"-9.2# CR 13S95 MS-28	2,813	3,952	2,944,42																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,944,81																																																																																																																																																																																					
S	5 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,961	3,933	2,947,73																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,961	3,933	2,995,21																																																																																																																																																																																					
S	Sliding Sleeve 3.5" x 2.813 9.2# CR 13S95 MS-28	2,813	3,952	2,996,12																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,960	3,932	2,997,39																																																																																																																																																																																					
S	86 x 3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 Tbg	2,940	3,500	2,998,32																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,510	3,627,36																																																																																																																																																																																					
S	Upper part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	3,630,26																																																																																																																																																																																					
S	Lower part hyd pkr HPS 7"x29-32# CR 13S95 MS-28	2,960	5,920	3,630,83																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,510	3,632,64																																																																																																																																																																																					
S	LN 2.75, RPT, 3.5"-9.2# CR 13S95 MS-28	2,750	3,953	3,634,55																																																																																																																																																																																					
S	3.5" 9.2# CR 13S95 MS-28 P x B Pup Jt	2,971	3,510	3,634,98																																																																																																																																																																																					
S	Mule shoe Gide 3.5" 9.20# CR 13S95 MS-28	2,976	3,952	3,637,88																																																																																																																																																																																					
S	Bottom depth			3,638,16																																																																																																																																																																																					
CASINGS CHARACTERISTICS OD NOM TO m STEEL THRD lb/ft ID mm 24 1/2 57 J55 BTC 133 451,0 18 5/8 388 J55 BTC 87,5 451,0 13 3/8 2091 P110 BTC 68 315,3 9 5/8 2820 P110 N VAM 53,5/47 220,5 7 3784 P110 T. BLUE 29/32 154,8 4 1/2 3932 CR 13S-95 VAM T 12,6 100,5		TRSV @ 44.40 m TOL 7" @ 2097 m 9 5/8 shoe @ 2820 m SIDE POCKET MANDREL @ 2921.92m Packer @ 2938.98m LN "X" 2,813 @ 2944.26m SLIDING SLEEVE @ 2995.96m Packer @ 3630.10m LN "RPT" NO GO 2.75" @ 3634.39m W. E. G. 3637.72m 7" shoe @ 3784 m Perfo Tadrart 4 1/2 shoe @ 3932 m Land. Collar @ 3911 m																																																																																																																																																																																							
Production interval / perforated zone: Top (mMD) Bottom (mMD) Level 2 974,0 3 836,5 TADRART (3°) 2 982,0 3 845,0 TADRART (3°) 3 830,5 3 839,0																																																																																																																																																																																									
TYPE OF GUNS & CHARGES: (1°) TAGT: Gun 4 1/2 PJO 4505 (6 sh/ft) (2°) TADRART: Gun 2 7/8 PJO 2906 (6 sh/ft) (3°) TAGT: Gun 2 1/8 P. Spiral Enerjet (6 sh/ft)																																																																																																																																																																																									
Isolated perforations Top (mMD) Bottom (mMD) Level 3 855,5																																																																																																																																																																																									
NOTES : TRSV Opening pressure: 1400 psi Closure pressure: 1000 psi Pressurise control line @9000 psi Bleed off Return 82 ml.																																																																																																																																																																																									
WORKOVER		JOB PURPOSE																																																																																																																																																																																							
Rig Supervisors ZINGARELI - GUERZONI Superintendent/Completion Engineer CARLO TURATI																																																																																																																																																																																									

عنوان المذكرة: تنشيط الابار بواسطة حقن الغاز (BRN)

المؤطر: خالد مريقي

دمانة حرز الله

حبيب أحمد

ملخص: إن كمية المحروقات المنتجة لا ترتبط فقط بالاحتياطي المخزن ولكن أكثر من ذلك فهي ترتبط أيضا بطرق الإنتاج والإنعاش.

إن هدف التقنيين هو البحث عن كيفية الإنتاج الأمثل للمحروقات وهذا باستخدام جميع الوسائل المتاحة ومن بين هذه الوسائل التنشيط بالغاز وهذا هو هدف دراستنا هذه.

إن استخدام هذه التقنية يتطلب دراسة كلية لنظم الإنتاج كي تتمكن من إيجاد إنتاج مثالي وبحقن الغاز (التدفق, الضغط, عمق الحقن)

Memory title : Activation of wells by gas lift injection (BRN)

DEMMANA Harzallah / HABIB M'hamed Khaled

Directed by: MERIGUI

Abstract : The quantities of surface hydrocarbons are not related only for reserves in place, but it depends of the recovery method.

The objective of the technicians is to recover the optimum of hydrocarbons, using all the recovery methods among these methods the activation by gas-lift which it is the aim of our study.

The technique requires a study of system performance of production to optimize the production and gas injection.

Titre du mémoire : Activation des puits par injection de gaz lift (BRN)

DEMMANA Harzallah

HABIB M'hamed Encadreur : MERIGUI KHALED

Résumé : Les quantités des hydrocarbures produits en surface ne sont pas seulement liées aux réserves en place, mais beaucoup plus, sur les méthodes de récupération, L'objectif des techniciens est de rechercher a' récupérer l'optimum des hydrocarbures, en utilisant toutes les méthodes de récupération disponibles, parmi ces méthodes ont citons l'activation par Gas-lift et qui est l'objectif de notre étude.

L'utilisation de cette technique nécessite une étude de performance du système de production pour optimiser la production et l'injection du Gas (débit, pression et profondeur d'injection).

Mots clés : Analyse nodale, complétion, perte de charge, corrélation, cas initial, cas actuel et prédiction (proposions).