
N° Série :/2021 Université KasdiMerbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté par :

BAGHDADI Mohamed Louai, BERROUBA Mohamed Belkaid, LAREDJ Khaled

Fouad,

-THÈME-

**Modélisation Et Optimisation De Performance Par Injection Du
Gas-lift Champ De HMD**

Soutenu le : 22 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	FROUHAT Rachid	MA A	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ARBAOUI M/ Ali	MA A	Univ. Ouargla
Examineur :	BOUFADES Djamilia	MA A	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021



Remerciement

À la fin de ce travail,
Nous tenons à remercier le bon Dieu pour le
courage et
la patience qu'il nous a donné pour mener à
bien ce projet.

Nous remercions chaleureusement notre
professeur consultant **Mr. Arbaoui Med**
pour son aide précieuse et ses conseils avisés ainsi
que tous les professeurs du département de
production pour leur contribution à notre
formation
et leur disponibilité pour guider les étudiants.
Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué
de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Fouad, Louai et med



Dédicace

*Nous sommes très reconnaissants à ALLAH
de nous avoir permis de terminer ceci
travail après des années d'études.*

*Nous voulons consacrer notre travail en premier
lieu,*

*à nos chers Parents pour leurs sacrifices,
leurs patients et leurs encouragements,*

pendant toute la période des études;

Nous dédions également ce travail à

nos frères et sœurs, amis et toute

la famille et qui ont contribué

de près ou de loin

Fouad, Louai et med

Résumé :

L'exploitation naturelle des champs pétrolifères consiste à ramener les hydrocarbures à la surface par leur épuisement naturel dans des conditions favorables.

Une fois que cette source d'énergie ne peut pas atteindre les limites de production et dispose d'une grande quantité de réserves, de nouvelles technologies de récupération seront introduites pour améliorer le potentiel et les caractéristiques du puits de pétrole.

Parmi les technologies les plus couramment utilisées le Gas-lift, cette technologie de production consiste à injecter une grande quantité de gaz dans un puits de production de pétrole. Le but de l'activation par Gas-lift est de réduire la pression circulant au fond du réservoir de pétrole et de produire la plus grande quantité d'huile avec la plus petite perte de charge la colonne de production.

Notre étude est basée sur la modélisation par Pipesim ou on a étudié le réservoir et le puit L'objectif de notre travail est d'améliorer la production et la performance des puits

Mots clés : Récupération, Réservoir, Gas-lift, Modélisation, PIPESIM .

Abstract :

The natural exploitation of oil fields consists in bringing the hydrocarbons to the surface by their natural exhaustion under favorable conditions.

Once this energy source cannot reach production limits and has a large amount of reserves, new recovery technologies will be introduced to improve the potential and characteristics of the oil well.

Among the most commonly used technologies, gas-lift is a production technology that injects a large amount of gas into an oil producing well. The purpose of gas-lift activation is to reduce the pressure circulating at the bottom of the oil tank and to produce the greatest quantity of oil with the smallest pressure drop along the production column.

Our study is based on modeling by Pipesim where we studied the reservoir and the well The objective of our work is to improve the production and performance of wells

Key words: Recovery, Reservoir, Gas-lift, Modelization, PIPESIM

ملخص:

يتمثل الاستغلال الطبيعي لحقول النفط في جلب الهيدروكربونات إلى السطح من خلال استنفادها الطبيعي في ظل ظروف مواتية

بمجرد أن يتعذر على مصدر الطاقة هذا الوصول إلى حدود الإنتاج ولديه كمية كبيرة من الاحتياطيات، سيتم تقديم تقنيات استرداد جديدة لتحسين إمكانات وخصائص بئر النفط.

من بين التقنيات الأكثر استخدامًا، رفع الغاز هو تقنية إنتاج تضخ كمية كبيرة من الغاز في بئر منتجة للنفط. الغرض من تنشيط رفع الغاز هو تقليل الضغط المتداول في قاع خزان الزيت وإنتاج أكبر كمية من الزيت مع أقل انخفاض للضغط على طول برج الإنتاج

وبعد دراسة الأخير نفهم الخزان ونمذج البئر (PIPESIM) في دراستنا قمنا بتنفيذ الطريقة باستخدام برنامج وندرسه اقتصاديًا. على هذا الأساس نقوم بتحسين إنتاجها وأدائها

الكلمات المفتاحية: استعادة، خزان، رفع الغاز، تصميم، بايبسيم

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	XI
Symboles –Notation- Abréviations	XIII
Introduction générale	1
Chapitre I : Les méthodes d’activation des puits	
I.1. Introduction	3
I.2. Le pompage aux tiges	3
I.3. Principe de pompage	4
I.4. Le cycle de pompage	5
I.5. Les principaux avantages et inconvénients	6
I.6. Gas lift	6
I.7. Applications	8
I.8. Le système de pompage ESP	9
I.5. Les principaux avantages et inconvénients	12
I.6. Critère économique et technique	13
Chapitre II : Aperçu sur la technologie de Gas lift	
II.1. Introduction	17
II.2. Principes du Gas-lift et applications	18
II.3. Types de gaz lift	19
II.4. Avantage et inconvénients	21
II.5. Equipement de gaz lift	22
Chapitre III : Les Performance de puits	
III.1. Indice de productivité	35
III.2. IPR et débit maximum	35
III.3. Ecoulement dans le réservoir (inflow équations)	36

III.4. Ecoulement dans le tubing	38
III.5. Configurations d'écoulement	39
III.6. Tubing performance d'un puits (tpc).	39

Chapitre IV : Etude de cas.

IV.1. Présentation du champ Hassi Messaoud	45
IV.1.1 Situation géographique	45
IV.1.2 Structure du champ	46
IV.1.3 Zone et numérotation des puits	46
IV.1.4 Caractéristiques des fluides et de la roche	47
IV.1.5 Généralité, Informations et opérations du puit MD477	47
IV.1.6 Généralité, Informations et opérations du puit MD457	50
IV.1.7 Généralité, Informations et opérations du puit MD641	52
IV.1.8 Généralité, Informations et opérations du puit MDZ677	55
IV.1.9 Généralité, Informations et opérations du puit OMG51	58
IV.1.10 Généralité, Informations et opérations du puit OMG801	61
IV.2. Modélisation par Pipesim	64
IV.2.1 Les données PVT	64
IV.3. Résultat de l'analyse nodal par Pipesim	64
IV.3.1 Les point de fonctionnements des puits	65
IV.3.2 Comparaison avant et après Mise en service GL	69
IV.3.3 L'historique (GOR, Qh jauger, Qh calculer).	73
Conclusion générale	78
Recomendation	79
Références bibliographiques	80
Annexes	81

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1 : Composants de système de pompage par Sucker-Rod.	4
Figure I.2 : Principe de pompage par Sucker-Rod.	4
Figure I.3 : Cycle de pompage de système Sucker-Rod.	5
Figure I.4 : Schématisation de gas-lift continu.	7
Figure I.5 : Schéma interne de la pompe électrique submersible	10
Figure I.6 : Coupe d'une pompe centrifuge multicellulaire	11
Figure II.1 : Gaz lift continu et intermittent	20
Figure II.2 : Gaz lift direct	20
Figure II.3 : L'équipement de surface	23
Figure II.4 : Mandarins conventionnels	26
Figure II.5 : mandrins poche latérale	26
Figure II.6 : Mandrins avec vanne concentrique	27
Figure II.7 : Composition d'une vanne de gaz lift	29
Figure II.8 : Les vannes opérées par le casing (COV)	30
Figure II.9 : Les vannes opérées par le tubing (TOV)	31
Figure II.10 : Opération de mise en place d'une vanne de GL par un kickover	33
Figure III.1 : Courbe d'IPR	36
Figure III.2 : Profil de pression des puits endommagés	37
Figure III.3 : Pertes de charge possibles dans un système de production complet	43
Figure IV.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	46
Figure IV.2 Historiques de productions aven la Mise en service GL MD477	49
Figure IV.3 Historiques de productions aven la Mise en service GL MD457	52
Figure IV.4 historiques de productions aven la Mise en service GL MD641	55
Figure IV.5 Historiques de productions aven la Mise en service GL MD677	58
Figure IV.6 Historiques de productions aven la Mise en service GL OMG51	60
Figure IV.7 Historiques de productions aven la Mise en service GL OMGZ801	63
Figure IV.8 Point de fonctionnement du puit MD477	65

Figure IV.9 Point de fonctionnement du puit MD641	66
Figure IV.10 Point de fonctionnement du puit MD457	66
Figure IV.11 Point de fonctionnement du puit MDZ677	67
Figure IV.12 Point de fonctionnement du puit OMG51	68
Figure IV.13 Point de fonctionnement du puit OMGZ801	68
Figure IV.14 Historique de production avant et après Mise en service GL MD477	69
Figure IV.15 Historique de production avant et après Mise en service GL MD457	69
Figure IV.16 Historique de production avant et après Mise en service GL MD641	70
Figure IV.17 Historique de production avant et après Mise en service GL MDZ677	71
Figure IV.18 Historique de production avant et après Mise en service GL OMG51	71
Figure IV.19 Historique de production avant et après Mise en service GL OMGZ801	72
Figure IV.20 L’histogramme veleur aven et apprêt Mise en service GL	73
Figure IV.21 L’historique plus calcul MD457...OMGZ801	74-76
Figure IV.27 Annexe de completion MD477	81
Figure IV.28 Annexe de completion MD457	82
Figure IV.29 Annexe de completion MD641	83
Figure IV.30 Annexe de completion MDZ677	84
Figure VI.31 Annexe de completion OMG51	85
Figure VI.32 Annexe de completion OMGZ801	86

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau VI.1 : Fiche technique sur le puit MD477	48
Tableau VI. 2 : Informations sur le puit MD477	48
Tableau VI. 3 : Des opérations sur le puit MD477	48
Tableau VI. 4 : Fiche technique sur le puit MD457	50
Tableau VI. 5 : Des opérations sur le puit MD457	50
Tableau VI. 6 : Fiche technique sur le puit MD641	53
Tableau VI. 7 : Informations sur le puit MD641	53
Tableau VI. 8 : Des opérations sur le puit MD641	54
Tableau VI. 9 : Fiche technique sur le puit MDZ677	56
Tableau VI. 10 : Informations sur le puit MDZ677	56
Tableau VI. 11 : Des opérations sur le puit MDZ677	57
Tableau VI. 12 : Fiche technique sur le puit OMD51	59
Tableau VI. 13 : Des opérations sur le puit OMG51	59
Tableau VI. 14 : Fiche technique sur le puit OMG801	61
Tableau VI. 15 : Informations sur le puit OMG801	62
Tableau VI. 16 : Des opérations sur le puit OMGZ801	62
Tableau VI. 17 : Paramètres PVT des effluents des puits	64
Tableau VI. 18 : Des Résultats de simulation par Pipesim	64
Tableau VI. 19 : AOFP des puits	65
Tableau VI. 20 : Des moyens de productions après Mise en service	72
Tableau VI. 21 : Comparaison entre avant et après Mise en service GL des moyens de productions.	72

Liste des symboles et abréviations

SRP :	Sucker Rod Pump
STB :	Standard Barrel
TAM :	Tamendjelt
TDH :	Total Dynamic Head
TFN :	Tifernine
TFT :	Tin FouyéTabankort
TFY :	Tin Foyé
TVD :	True Vertical Depth [m]
V :	Vitesse de fluide (m/s)
VLP :	Vertical Lift Performance
VSD :	Variable speed drive
W_{cut} :	Water cut [%]
μ :	Viscosité (cp)
A :	Aire (m ²)
AMA :	AMASSAK
AOFP :	Absolute Open Flow Potential
API :	American Petroleum Institute
d	Densité
DJW :	Djoua
ESP :	Electrical submersible Pump
GL	Gas lift
GLR :	Gas Liquid Ratio
GOR :	GasOil Ratio [sm ³ /m ³]
H :	Hauteur dynamique [mètre]
HMB :	Hassi Mazoula B
HMZ :	Hassi Mazoula
HZS :	Hassi Mazoula Sud
ID :	Inside Diameter [pouce]
IP :	Index de Productivité [bbl/j/psi]

IPR :	Inflow Performance Relationship
K :	Perméabilité (md)
MD :	Measured Depth [m]
P_H :	Pression Hydrostatique [Pa]
POT :	Pay Out Time [jours]
P_r :	Pression de réservoir [Pa]
$P_{sép}$:	Pression de séparation [Pa]
P_{wf} :	Pression de fond dynamique [Pa]
P_{wh} :	Pression de tête de puits [Pa]
P_{ws} :	Pression de Fond Statique [Pa]
Q :	Débit [m ³ /j]
Q_g :	Débit de gaz [m ³ /j]
Q_o :	Débit d'huile [m ³ /j]
SG :	Specific Gravity

Introduction Générale

L'énergie occupe une place importante dans le monde, les hydrocarbures sont des atouts majeurs de chaque pays il représente un enjeu à la fois économique est un moyen d'appui géopolitique international

Chaque gouvernement recherche a maximisé la récupération des réservoirs et produire à long terme, Les producteurs sont responsables de l'exploitation (soit optimal) des champs avec toutes les méthodes possibles comme : le pompage à tige, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et le gaz-lift

Le Gas-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection de gaz en bas de la colonne pour alléger le mélange et la pression de fond ce qui rend le puits apte à produire mieux, mais cette méthode doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire injecter le minimum pour récupérer le maximum d'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres de Gas-lift

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit de gaz injecté et d'étudier l'influence des paramètres de production en utilisant le logiciel 'PIPESIM'

Notre mémoire est divisée en quatre chapitres comme suite. :

- Le premier chapitre : Les méthodes d'activation des puits
- Le deuxième chapitre : Aperçu sur la Technologie de Gas lift
- Le troisième chapitre : présente les performances des puits,
- Le quatrième chapitre : donne les résultats obtenus par les calculs d'optimisation.

Notre travail se termine par une conclusion et recommandation.

Chapitre I

Les méthodes d'activation des puits

I.1 Introduction :

La plupart des réservoirs d'huile sont de type volumétrique ou le mécanisme d'entraînement est l'expansion de gaz dessous lorsque la pression est diminuée à cause de la production de fluide.

Les réservoirs d'huile ne finiront pas être produit des fluides a débits économiques à moins les mécanismes naturels (aquifère gaz cap) ou les mécanismes de maintien de pression (water flooding, injection de gaz) sont présent pour maintenir l'énergie de réservoir.

La seule façon pour obtenir un haut taux de production d'un puits et augmenter la pression de tirage en réduisant la pression de fond du puit par l'une des méthodes de l'ascenseur artificielle.

Environ 50% des puits dans le monde entier ont besoin d'un système de l'ascension artificielle.

Le couramment utilise l'ascension artificielle sont les suivants :

- Le pompage aux tiges
- Le gas lift
- Le pompage électrique submersible

Chaque méthode a ses avantages, ses inconvénients et ses applications. Une bonne sélection d'une méthode artificielle pour un système de production sera fonction de certains paramètres (les propriétés de réservoirs et du fluide, la configuration de puit et celle de l'installation). Elle nécessite une compréhension approfondie de système. L'analyse de l'économie est toujours effectuée.

I.1.1 Le pompage aux tiges:**Définition :**

Le pompage aux tiges est également appelé « faisceau de pompage », c'est une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tige d'un système de vas et vient Il fournit l'énergie mécanique pour le levage d'huile de fond du puit jusqu'à la surface. Il est efficace simple et facile pour le fonctionner. Il peut pomper d'un puit a très faible pression afin de mécanisme e le taux de production. Il est applicable aux trous minces, trous à plusieurs finitions, trou à haute température et les huiles visqueuses. Le système aussi facile à change pour d'autres puit avec un cout minimum [6].

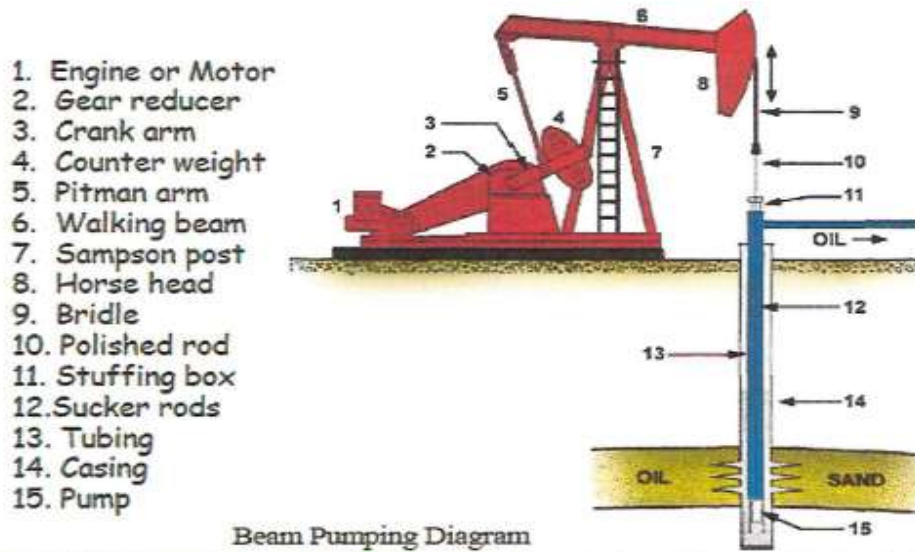


Figure I.1 Composants de système de pompage par Sucker-Rod [15].

I.1.2 Principe de pompage :

Le pompage s'effectue grâce a une pompe volumétrique vertical composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing visse à l'extrémité d'un train de tige. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraine une unité a balancier ou un élévateur hydraulique [7].

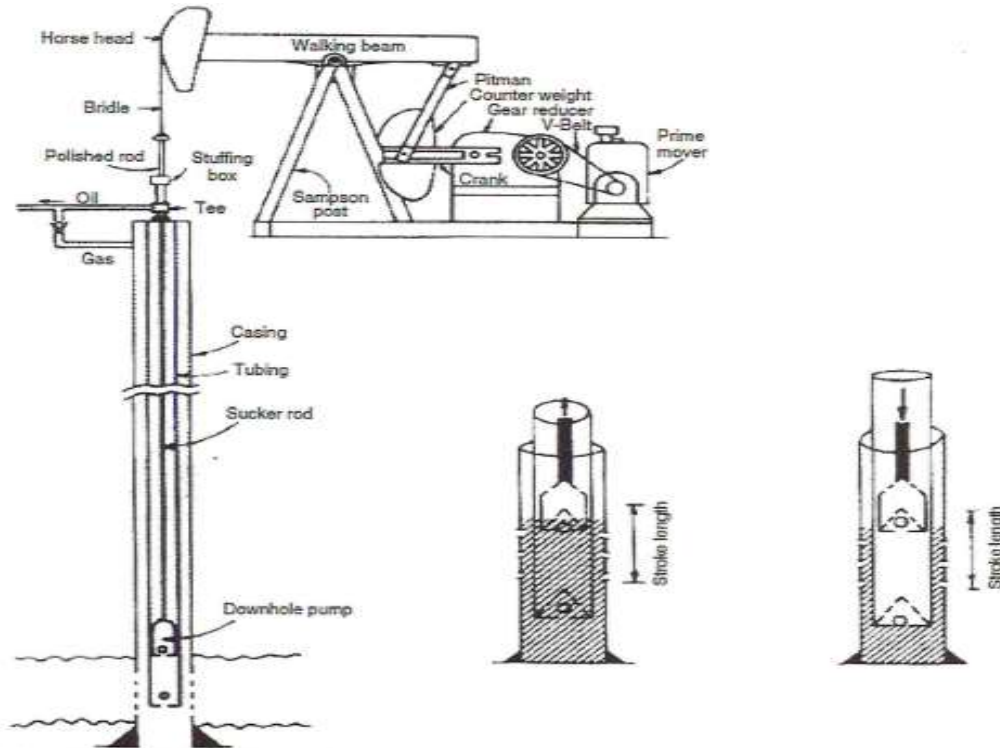


Figure I.2 Principe de pompage par Sucker-Rod [15].

I.1.3 Le cycle de pompage peut s'analyser comme suite :

Pendant la course montante du piston, le clapet du piston ou clapet mobile (traveling valve) est ferme ; la colonne du liquide correspondant à la course va être évacuée en surface, tandis que soulage du poids de fluide, la pression de la couche peut alors ouvrir le clapet de pied ou clapet fixe (standing valve) et permettre ainsi le remplissage du corps de pompe (barrel) par l'effluent [6].

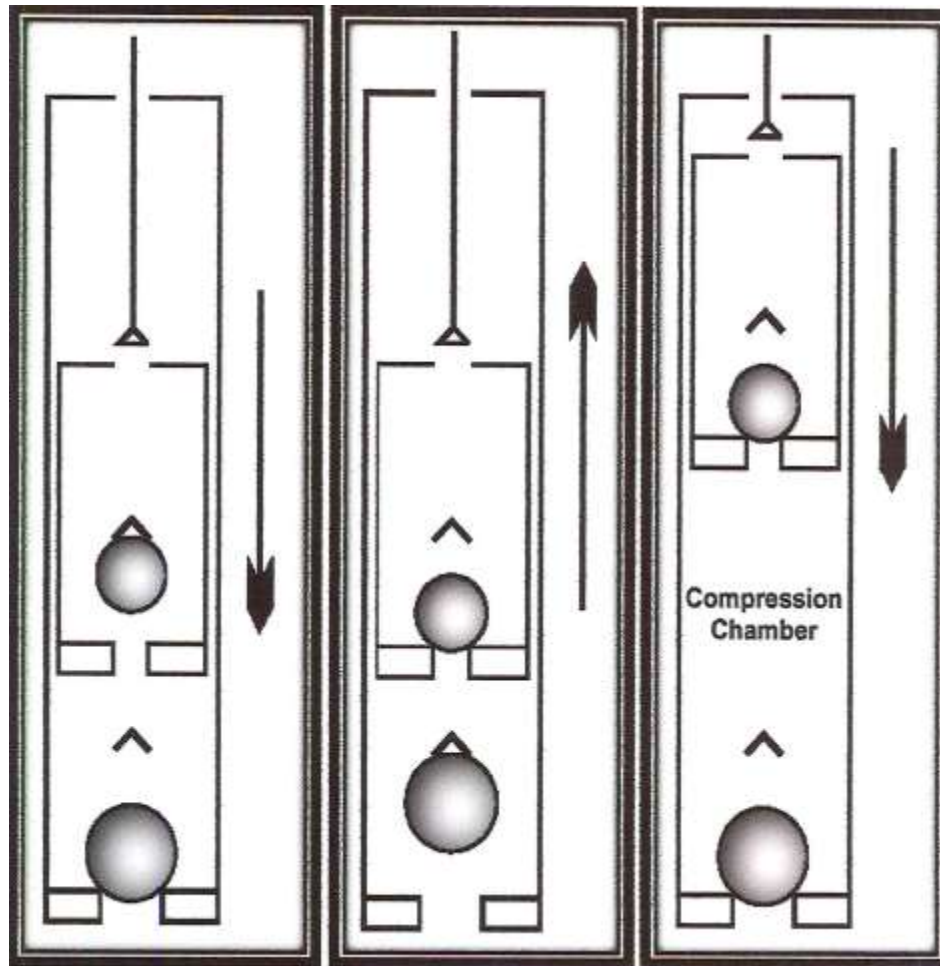


Figure I.3 Cycle de pompage de système Sucker-Rod [14].

La pompe est à simple effet et son débit est égal au volume engendré par la course et la section du piston multiplié par la cadence de pompage, soit en système homogène.

$$Q = S \cdot N \cdot A \dots (1)$$

Où : Q : débit (m^3/s)

S : course du piston (stroke) m

N : cadence

A : section du piston(area) m²

Dans la pratique intervient en plus :

- Un coefficient de rendement.
- Un coefficient d'unités fonction des unités utilisées.

I.1.4 Les principaux avantages :

- Technologie la plus réponde, relativement simple et bien connue sur chantier.
- Facilite pour change le débit (cadence, course) souplesse de fonctionnement.
- Compatible avec une pression de fond très faible.
- Unités hydrauliques de faible encombrement et unités à longue course très utiles dans le cas de brut visqueux et gazés.

I.1.5 Les principaux inconvénients :

- Débit possible diminuant frottement avec profondeur requise pour la pompe : les performances maxi sont de l'ordre de 25m³/j a3000m, de 250m³/j à 750m.
- Rendement volumétrique réduit dans le puit a GOR élevés.
- Unités de pompage a balancier encombrantes et lourdes pour les plates-formes en mer.
- Cout d'investissement initial élevé pour les pompes de haute gamme a grandes capacités en particulier pour les unités hydrauliques.
- Problème majeur de tenue de tiges en présence d'un effluent corrosif.
- Mal adapte au profil de puit " tordus".

I.2 Gas lift :

Définition :

C'est une technique de production activée permettant la mise en production d'un puit non ou suffisamment éruptif, par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface.

Diminution réalise par injection de gaz d'appoint au bas de la colonne de production [6].

1.2.1 Principe de gaz lift :

La méthode gaz lift consiste à injection directement dans la colonne de production du puit exploite en production et par l'annulaire de celui-ci afin de diminuer la masse volumique moyenne de l'effluent produit.

Il est réalisé par injection de gaz soit continue, soit intermédiaire [6].

1.2.2 Gaz lift continue :

C'est une injection continue de gaz naturel, a pression et débit déterminé, a la base colonne de production allège le poids volumique du fluide de celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter aux surfaces. Le puit étant ainsi redevenu éruptif [6].

1.2.3 Gaz lift intermittent :

Injection intermittente et a fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression de la partie basse de la colonne de production de façon à classer vers le haut le volume de liquide qu'elle contient la pression sur la couche diminuent celle-ci se met à débiter et le liquide qui s'accumule au-dessous de point d'injection sera classé de la même façon et ainsi de suite [6].

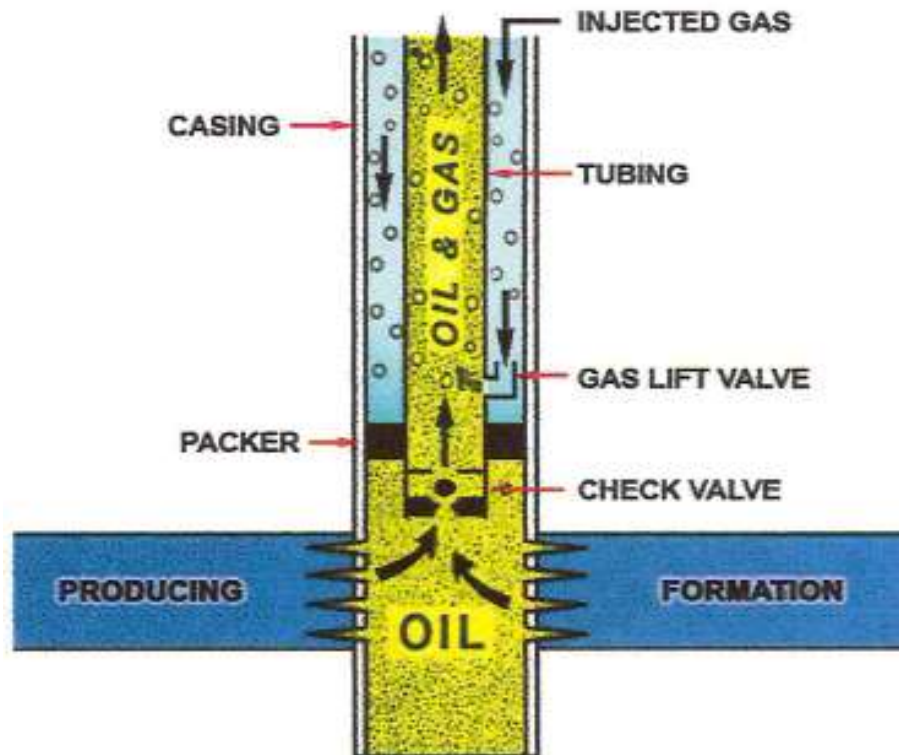


Figure I.4 Schématisation de gas-lift continu [15].

1.2.4 Applications :

Les puits à huile : afin d'augmenter la production des champs déplûtes.

De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptif et même des puits neufs.

Les puits à eau : ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

Démarrage des puits : dans certains cas, le gas-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée. Il existe des puits à gaz équipés d'un mandrin de gaz gas-lift les relancer après un ennoisement du tubing par de l'eau.

Nettoyage de puits injecteur : (injecter clean up), les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mise en production pour éliminer des particules qui encombrer les perforations ou la formation. Cette et souvent assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

Les principaux avantages :

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés par exemple : de 300 à 600 m³/j dans une 3 1/2", de 2500 à 4000 m³/j dans un 7".
- Le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir le possible de descendre un train d'outils au câble pour la pose de vanne si nécessaire.
- Equipement du puits simple et vannes gas-lift récupération au câble : condition de fonctionnement pouvant être modifiée sans avoir à remonter le tubing.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.

Les principaux inconvénients :

- Il nécessite d'importants investissements de surface de gaz sous une haute pression est rarement disponible sur un champ. Ainsi, une station de compression (compression plant) est à prévoir et peut nécessiter la construction d'une nouvelle plate-forme dans les développements offshore. Quand du gaz à haute pression utilise, il revient à la surface a une pression basse et doit être ré-comprimé pour être vendu ou réinjecté. Il est très rare de nous réjouir de nos jours que du gaz soit envoyé à la torche et nous ne pouvons que nous réjouir de cette économie d'énergie liée a la protection de l'environnement.
- Volume d'injection de gaz pouvant être excessifs pour le puits a fort pourcentage d'eau.
- 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 puit.
- Nécessite de gaz à haute pression ce qui peut couteux et augmente les risques.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Rendement assez faible, surtout sur les puits profonds
- Installations de traitement de gaz (déshydratation adoucissement) pouvant alourdir les frais occasionnes par la compression [7].

1.2.5 Le système de pompage ESP :**Définition :**

Le pompage ESP base sur l'utilisation d'une pompe centrifuge immerge descendu à sa cote dans le casing, suspendue l'extrémité du tubing de production. L'énergie électrique est acheminée au moteur par un câble déroule et fixé par des colliers au tubing au fur et à mesure de la descendu de celui-ci.

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

Une duse réglable permet d'ajouter l'écoulement en augmentant ou en diminuant la contre pression sur la pompe.

En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation [7].

Principe de pompe :

Les pompes ESP sont faites de la dynamique de la pompe multicellulaire ou centrifuge a plusieurs étages. « La figure I.5 » donne l'interne schématique d'une seule étape d'une pompe centrifuge.

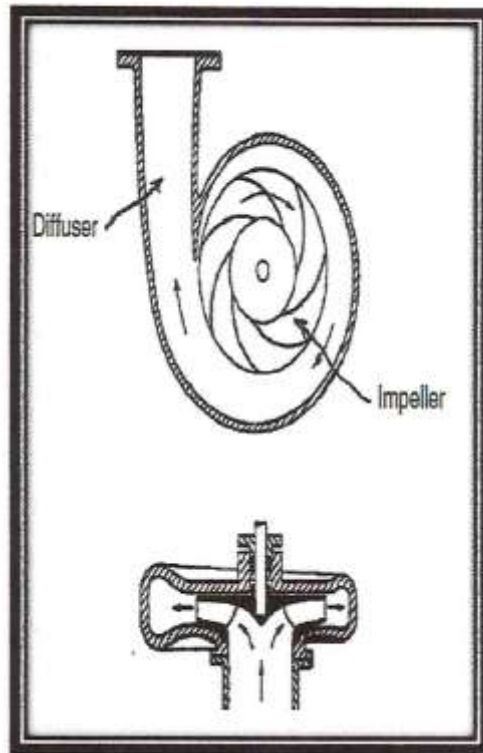


Figure I.5 Schéma interne de la pompe électrique submersible [14].

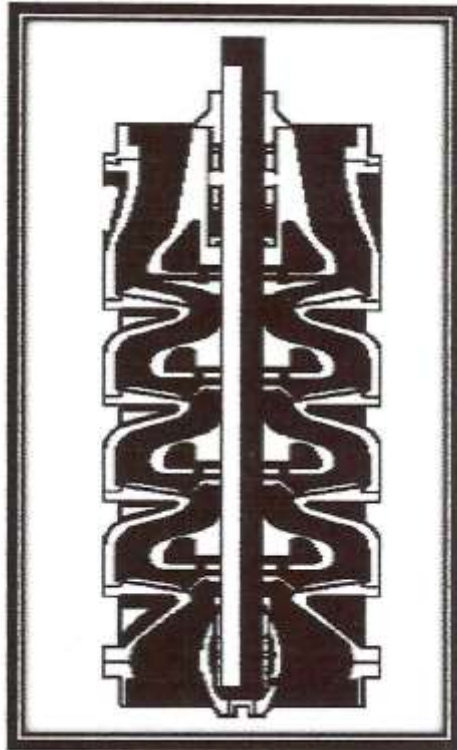


Figure I.6 Coupe d'une pompe centrifuge multicellulaire [14].

Le moteur électrique se connecte directement à l'arbre de la pompe. Alors que la pompe tourne à même vitesse que le moteur électrique comme la plupart des outils du fond dans un champ d'huile, les pompes ESP sont classées selon leur diamètre extérieur (de 3,5 à 10 pouces). Le nombre d'étapes utilisées dans un diamètre extérieur particulier est déterminé par le débit volumétrique et le soulèvement requis. La longueur d'une pompe peut varier entre 40 et 344''.

Les pompes centrifuges ne déplacent pas un montant fixe de pression de fluide mais créent une quantité relativement constante d'augmentation de pression au système d'écoulement. Le débit de sortie dépend de la pression du moteur.

L'augmentation de pression est généralement exprimée en pompage tête, c'est l'équivalent de la hauteur de l'eau douce que la pression différentielle peut supporter. Dans les unités des champs des états [6]. Unis, le pompage tête est exprimé en :

$$h = \frac{\Delta p}{6.433} \dots (2)$$

Où : h : hauteur de pompe (ft) Δp : La pression différentielle (psi)

1.2.6 Les principaux avantages et inconvénients :

Les principaux avantages :

- Idéal pour produire des volumes très élevés de liquide de moyenne profondeur a 1000 ft. Le taux de maximum d'environ 30 ,000 bdp à partir de 1000 ft.
- L'efficacité énergétique est relativement élevée (environ 50%) pour un système de production de plus de 1000bdp.
- Peut-être utilise dans des puits déviés sans problèmes.
- Nécessite peu d'entretien, à condition que l'installation soit bien conçue et exploitée.
- Peut-être utilise à l'offshore en raison de faible d'espace
- La corrosion et l'échelle des traitements sont relativement faciles à réaliser.
- Bonne performance énergétique : très intéressant si la possibiliste d'accès a un raison électrique préexistant a bonne marche.
- Bien adapte à la production a pourcentage d'eau élevé.

Les principaux inconvénients :

- En cas de défaillance il convient de remonter l'ensemble de tubing-pompe pour la réparation.
- Mal adapte aux débits faibles.
- Mal support a la présence de sable.
- Mal adapte aux puits a fort GOR.

1.2.7 Critère de choix d'un procédé d'activation :

Le problème qui se pose est de déterminé quel système d'activation permettra de récupérer l'huile, le plus vite (actualisation), en plus grande quantité (récupération de réserve), et au moindre cout (rentabilité). Cela sera fonction de deux paramètres qui sont :

Critère économique et technique: [7]

1.2.8 Critère économique

Le cout global de l'activation (investissement de cout de fonctionnement) n'est pas facile a évalué.

En ce qui concerne l'investissement, s'il s'agit relativement de prévoir le cout de matériel spécifique l'activation (pompe, compresseur, unité de pompage ...)

Il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer la part de surtout au procédé d'activation dans l'investissement initial.

Ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais directs d'exploitation et de maintenance de système d'activation peuvent être assez facilement isolés, il est par contre difficile de les prévoir a priori.

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas aussi simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz) ou non valorisable (eau, sable et sédiment). Ce traitement peut être en effet influencé par le mode d'activation retenu.

Ainsi, certains procédés favorisent la formation d'émulsion le moussage, ou facilement l'injection on fond de puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti-émulsion [7].

1.2.9 Critère technique :

Premièrement, le plus simple, tient à la source d'énergie nécessaire au procédé, à sa disponibilité et son coût d'accès. De ce point de vue, les procédés à faible rendement énergétique seront désavantagés dans les zones où l'approvisionnement en énergie est cher. Ensuite, le couple de paramètres hauteur de refoulement de la pompe et le débit de liquide à produire, dont le produit représente la puissance utile à mettre en œuvre. Notons que la hauteur de refoulement requise est en relation avec la pression en fond de puit et la profondeur de celui-ci.

En fin, prennent en compte l'ensemble des diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment le facteur suivant :

1.2.10 L'environnement général :

- L'état de site.
- Les conditions climatiques.
- Les normes de sécurité et prévention de l'environnement.
- L'environnement industriel intervient.
- Le choix de procédés à haute technicité, performances énergétiques et maintenance importante.

1.2.11 L'infrastructure de surface et l'environnement immédiat :

- La place disponible et son coût.
- La multiplication des équipements doit être prise en considération.

- La maintenance et longévité des équipements.
- Les risques de panne.
- Les moyennes d'autorisation.

1.2.12 L'architecture de puit :

- Le profil de puit
- La place disponible.
- Le nombre de niveau à produire séparément.
- La profondeur de puits.

1.2.13 Les caractéristiques de l'effluent à produire :

- La température.
- Le pourcentage d'eau.
- La présence de gaz libre.
- La présence de corrosifs.
- Le sable.

Chapitre II
Apercu sur la Technologie de Gas lift

II.1 Introduction :

Le gaz lift est une technologie de production qui injecte une grande quantité de gaz dans le puits de production sous la pression d'écoulement au fond du réservoir pour produire la perte de charge maximale le long de la tour de production.

Chaque réservoir d'huile qui produit des hydrocarbures a une pression appelée « pression du réservoir ». C'est à cause de l'énergie (énergie potentielle) que les liquides et / ou les gaz peuvent s'écouler du fond du puits vers la surface en raison du vide qui en résulte.

Au fur et à mesure que la production progressait, les réservoirs de stockage ont commencé à s'épuiser progressivement et la pression a continué à baisser.

Par conséquent, cette pression peut devenir insuffisante pour assurer la production naturellement à un moment donné.

À ce stade, on dit que le puits qui a éclaté est devenu non éruptif, nécessitant l'utilisation de méthodes de production artificielles.

Dans ces méthodes, nous activons le gaz par gas lift, ce qui est le but de nos recherches [8].

II.1.1 Définition et principe du gaz-lift :

Il s'agit d'une technologie de production d'activation pour les puits non éruptifs ou insuffisamment éruptifs. Il s'agit d'injecter le gaz comprimé le plus bas possible dans la tour de production. C'est le processus le plus proche du flux naturel.

Cette technique agit :

- Soit sur la densité « d », le mélange résultant remonte au sol en réduisant la densité du fluide (le gaz est plus léger que le pétrole) (gaz lift continu).
- Ou à hauteur "H" en élevant la colonne de fluide au-dessus du point d'injection de gaz (vérin à gaz intermittent) [8].

II.1.2 Applications du gaz-lift :

L'ascenseur à gaz a de nombreuses applications et environ 20% des puits de production dans le monde sont concernés par cette méthode d'activation.

- La principale application de l'ascenseur à gaz de puits de pétrole dans ces puits est d'augmenter la production de champs pétrolifères épuisés. Il est de plus en plus utilisé dans les puits qui sont encore en éruption et même dans les nouveaux puits.
- Puits d'eau Ces puits produisent des aquifères à de nombreuses fins, telles que la réinjection dans des réservoirs de pétrole ou à usage domestique. Parfois, l'ascenseur à gaz peut également être utilisé pour produire de l'eau de mer, et il n'y a aucune différence entre les conceptions d'ascenseur à gaz pour les puits de pétrole et les puits d'eau. Les puits peu profonds utilisent généralement de l'air au lieu du gaz (vérin à gaz).
- Démarrage d'un puits de pétrole (démarrage) Dans certains cas, l'ascenseur à gaz n'est utilisé que pour démarrer un puits mort.
- Le nettoyage du puits d'injection nécessite un fonctionnement régulier du puits d'injection pour éliminer les particules qui bloquent le trou ou la formation. Cette opération est généralement assurée par le passage d'un puits à gaz. Si nécessaire, un nettoyage acide peut également être effectué [8].

II.2 Principes du gas-lift et applications :

Le but de l'activation de l'ascenseur à gaz est de réduire la pression au fond du puits d'écoulement (pression d'écoulement de fond), augmentant ainsi la production du réservoir. Le principe du gas lift est que le gaz doit être injecté le plus profondément possible pour réduire la teneur en fluide contenu dans le tube. Cela revient à augmenter la puissance en fond de trou pour aider le réservoir de stockage à évacuer les eaux usées qu'il contient dans le séparateur.

Le chapitre 1.1 explique que la quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser la limite de son efficacité réduite.

On parle du meilleur GLRt (GLRt = rapport gaz-liquide total). Le GLTt optimal est le rapport entre la quantité de gaz (quantité injectée + quantité de produit) et le liquide produit lorsque la production du puits atteint son maximum. Le point clé de la conception de l'ascenseur à gaz est toujours l'estimation de la perte de charge dans l'écoulement multiphase, qui est obtenue à partir d'un ensemble de courbes ou à l'aide d'un ordinateur. Une fois que vous avez la bonne courbe ou le bon logiciel, la conception commence et se déroule en deux étapes :

- La première étape est liée à l'état futur du puits de pétrole : en fonction des données disponibles, calculer le débit, sélectionner la tubulure et estimer la quantité de gaz nécessaire.
- La deuxième étape consiste à concevoir le système de drainage du puits. Dans cette étape, déterminez la position de l'arbre de refoulement, la taille et l'étalement de la vanne. L'un des principaux problèmes est de décider du type de vanne à utiliser. Certains sont contrôlés par la pression de la canalisation (vanne de régulation de fluide = vanne de régulation de canalisation), d'autres sont contrôlés par la pression du boîtier (vanne de régulation de gaz = vanne de régulation de boîtier) [8].

II.3 Types de gaz lift :

II.3.1 Classification suivant le mode d'injection :

II.3.2 Gaz lift continu :

Le gaz lift est produit en injectant en continu du gaz dans le fond de la tour de production à une certaine pression et à un certain débit. Le gaz réduit la densité du fluide qui s'y trouve et fait remonter le mélange résultant à la surface, et le puits éclate à nouveau.

II.3.3 Gaz lift intermittent :

En injectant par intermittence un certain volume de gaz sous pression à un débit élevé dans la partie inférieure de la tour de production pour décharger le fluide contenu dans celle-ci, et diminuer progressivement, recommencer à s'écouler et accumuler du liquide à une position plus élevée que le point d'injection. Déchargé de la même manière, et ainsi de suite.

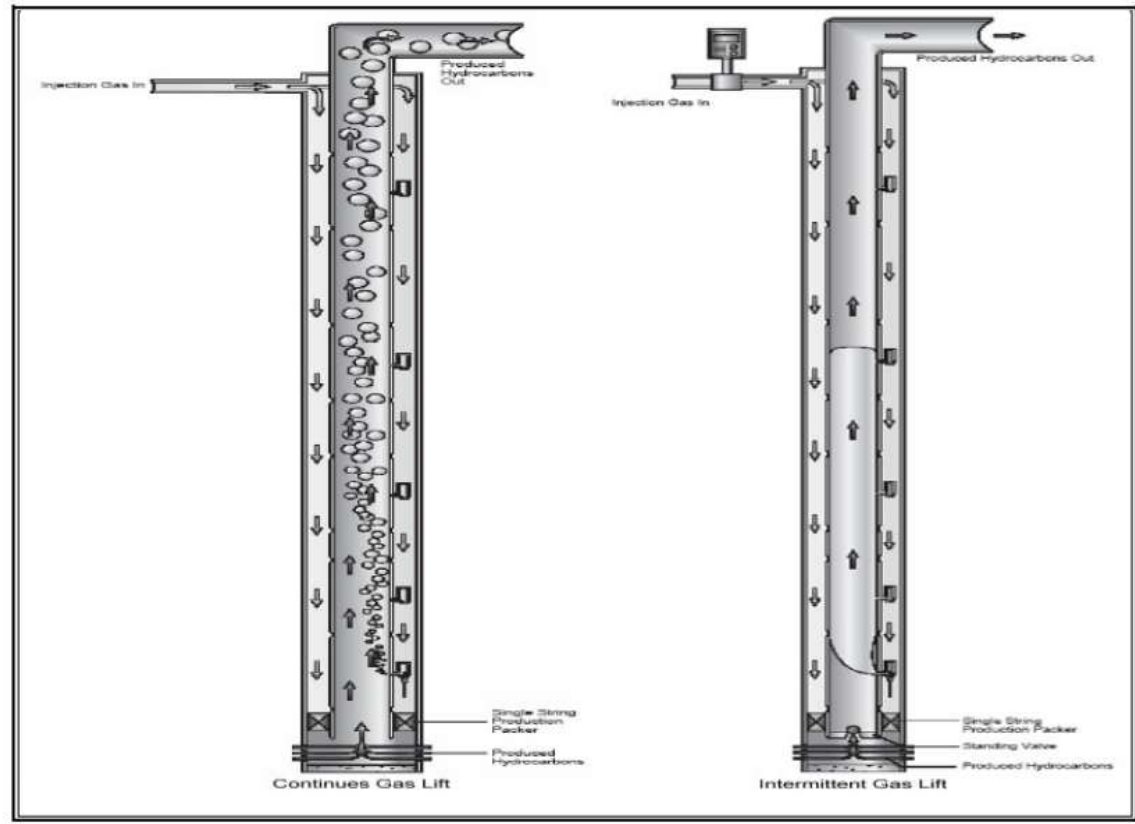


Figure II.1 Gaz lift continu et intermittent [11].

II.3.4 Classification en fonction de la complétion :

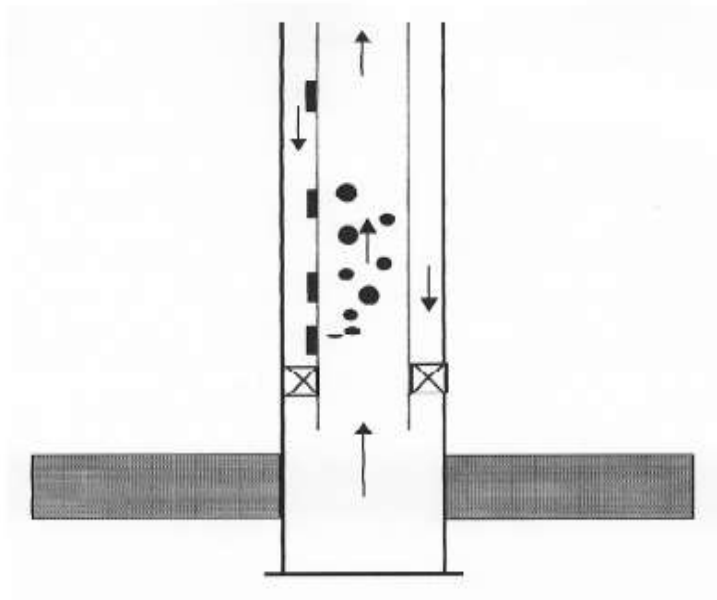


Figure II.2 Gaz lift direct [11].

II.3.5 . Gaz lift direct :

Dans ce cas, l'injection de gaz se fait à travers l'anneau (carter), et l'injection de gaz se fait à travers la canalisation, c'est la manière la plus courante car elle permet de mieux optimiser et traiter les équipements.

II.3.6 Gaz lift indirect :

Dans ce cas, la méthode d'injection est différente de la précédente ou même de la méthode de production.

II.3.7 Classification en fonction de circuit d'injection :

Le gaz injecté provient soit de la formation GOR du champ pétrolier concerné, soit d'un puits de gaz adjacent. Il y a deux puits de gaz à proximité.

II.4 Avantage et inconvénients :

II.4.1 . Avantages :

- Très approprié pour un débit moyen et élevé.
- Très approprié pour les puits avec un bon IP et une pression de fond relativement élevée.
- Convient aux puits avec un GLR plus élevé.
- L'ascenseur à gaz est très flexible : le débit de gaz peut être facilement ajusté à partir du sol.
- La soupape d'élévation de gaz peut être recyclée à faible coût grâce à un câble.
- Le puits de pétrole peut être contrôlé à distance par télémétrie
- S'il y a une source de gaz à haute pression, l'investissement initial peut être très faible.
- Des additifs (tels que des inhibiteurs de corrosion) peuvent être injectés simultanément avec le gaz.
- Vous permettent de commencer à creuser des puits.
- Adaptez-vous à l'arbre incliné.
- Peut utiliser du gaz généré sur place.

II.4.2 Inconvénients :

- Pour un pourcentage élevé de puits d'eau, la quantité de gaz naturel peut être excessive.
- Il ne convient pas aux coquilles en mauvais état.
- Traitement des gaz à haute pression, qui peut être coûteux et risqué (sécurité).
- Le problème des bulles peut s'intensifier.
- Le rendement des puits profonds est assez faible.
- La pression de fond ne peut pas être trop basse, sinon la méthode d'activation doit être modifiée à la fin de la vie du puits.
- Le traitement requis en cas de formation d'hydrates nécessitera un traitement des gaz par déshydratation ou par injection de méthanol.
- Si le gaz est corrosif, il doit être traité ou fini avec de l'acier spécial. Cela augmente les coûts d'investissement.

II.5 Equipement de gaz lift :**II.5.1 . Introduction :**

Le but de l'équipement de levage à gaz est de faire circuler le gaz à travers le pipeline, réduisant ainsi la pression de la tour de pression hydrostatique. Si la pression d'admission est insuffisante, un équipement de compression de surface est nécessaire. L'injection de gaz d'échappement nécessite une vanne d'injection avec au moins un clapet anti-retour et un trou d'injection [9].

II.5.2 L'équipement de surface :

L'équipement au sol comprend 1. Équipement de compression (le cas échéant) 2. Réseau de distribution haute tension. 3. Équipements de mesure et de contrôle (instruments, vannes de régulation, vannes d'arrêt, etc.). 4. Récupération du fluide du réseau sous basse pression 5. Schéma de l'équipement de déshydratation Le but de l'équipement de levage

à gaz est de faire circuler le gaz dans la canalisation, ce qui réduira la pression de la colonne hydrostatique. Si le gaz entrant est insuffisant, il est nécessaire d'utiliser un

Système d'injection à gaz. L'équipement d'injection nécessite que la vanne d'injection soit équipée d'au moins un clapet anti-retour et un orifice pour l'injection de surface [6].

La surface comprend : un équipement de compression (si la pression d'air est insuffisante) un réseau de distribution haute pression.

Les équipements de mesure et de contrôle (instruments, vannes de régulation, vannes de réseau de récupération de fluide basse pression. Assèchement) sont des équipements au sol [9].

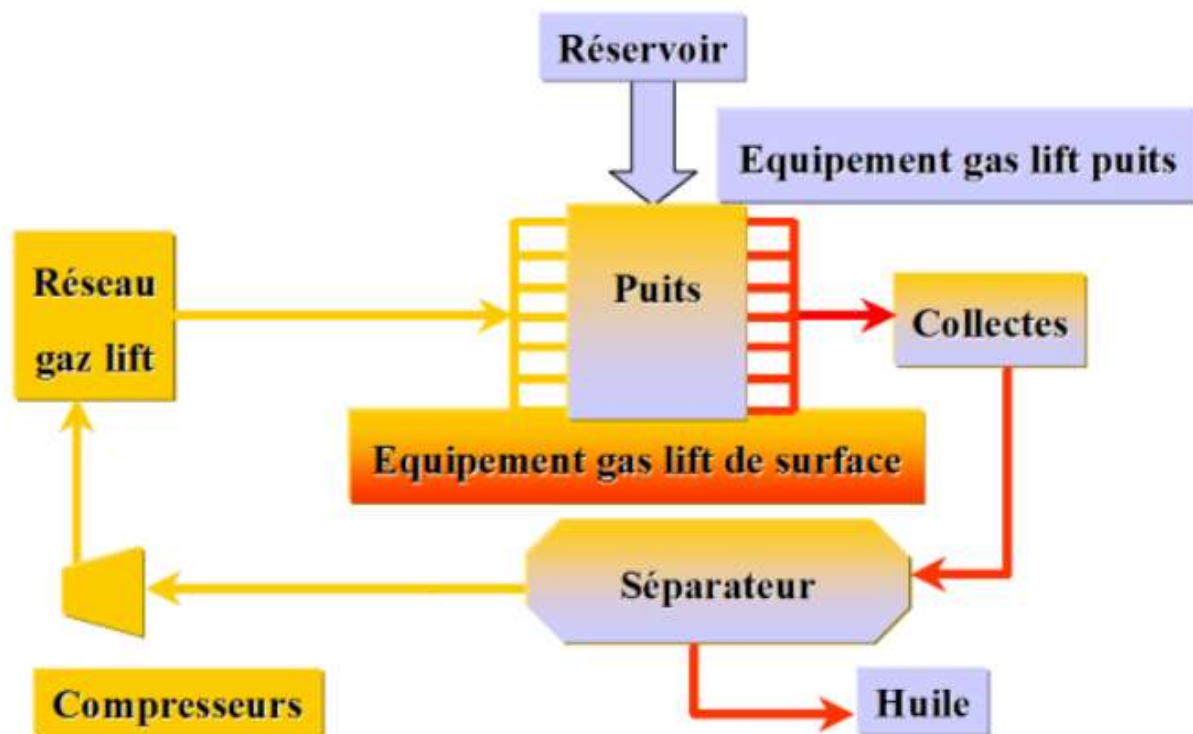


Figure II.3 L'équipement de surface [13].

II.5.3 L'équipement de compression :

Par rapport à la pression d'injection souhaitée, la pression d'air qui arrive souvent de la station de séparation est plus faible. Les compresseurs centrifuges (turbines) et / ou les compresseurs axiaux augmenteront cette pression et enverront le gaz dans un réseau haute pression pour distribution aux puits adjacents.

II.5.4 Le réseau de distribution HP 'réseau de collectes' :

Il consiste en un système de canalisations (canalisations) pouvant fonctionner à très haute pression, qui distribue le gaz à tous les puits connectés au système.

II.5.5 Equipement de mesure et de contrôle :

- L'équipement de mesure comprend :
- Équipement de mesure de pression (manomètre).
- Équipement de mesure de la température (thermomètre).
- Clapet d'étranglement de réglage manuel du débit d'air.
- Matériel de mesure de débit (port Daniel et indicateur Barton). Il existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, et le système le plus utilisé est la plaque à orifice DANIEL.

II.5.6 Réseau de distribution basse pression :

Il se compose de pipelines qui transportent le fluide de la tête de puits au réseau de distribution haute pression. La première étape consiste à transporter le pétrole brut de la tête de puits à la station de séparation. Après la séparation, le pipeline transporte le pétrole vers le stockage et le gaz retourne à la station de compression, où il est déshydraté.

II.5.7 L'équipement de déshydratation :

Le gaz naturel contient une grande quantité de vapeur d'eau, qui provient des cônes d'eau présents dans le réservoir. La capacité d'un gaz à contenir de l'eau dépend principalement de la pression du gaz et de sa température. La présence de liquide dans le système de distribution de gaz peut provoquer la formation d'hydrates. Les hydrates sont des cristaux de glace produits par la réaction du gaz et de l'eau dans certaines conditions. Ils peuvent obstruer les tuyaux, les vannes et les orifices. Par conséquent, la déshydratation du gaz est essentielle pour empêcher sa formation. La déshydratation est produite par des réactifs à forte affinité pour l'eau. Il se compose et absorbe l'eau contenue dans le gaz. Ces réactifs sont généralement le diéthylène glycol (TEG) et le triéthylène glycol. (DEG) [9].

Remarque : Dans le cas d'un vérin à gaz intermittent, l'équipement au sol doit avoir un limiteur, qui peut :

- Ajuster la fréquence d'injection.
- Ajustez le temps d'injection.

II.5.8 Equipement de fond :

L'équipement de fond de puits comprend les mandrins, les soupapes à gaz et d'autres équipements spéciaux à des fins spéciales.

II.5.9 Les mandrins :

Le mandrin est un tuyau avec une structure de la profondeur requise, qui est placé dans le tuyau (qui fait partie du groupe de tuyaux). IL, il peut transporter la vanne sans affecter le diamètre de la canalisation. Il existe trois principaux types de mandrins :

- Chuck traditionnel.
- Porte-mandrin de poche latérale.
- Arbre de bobine concentrique.

II.5.10 Mandrins conventionnels :

Ils sont constitués de raccords de tuyauterie. Avant de descendre, vissez la valve et le clapet anti-retour au fond du récipient, qui a un canal au fond qui permet au gaz de s'écouler de l'annulaire vers le tuyau. Ce type de mandrin est le plus ancien et présente plusieurs défauts, car toute opération de restauration ou de maintenance nécessite l'utilisation de WO, notamment aux États-Unis. Avant l'invention du mandrin à poche latérale, il était utilisé dans une tête de puits profonde (WO et Pas très cher). Voir la figure (IV.2) [9].

II.5.11 Mandrins à poche latérale :

Cette technologie de mandrin a été inventée par le fabricant américain CAMCO en 1954 et est associée à la ligne de production de fil d'acier. Le mandrin installé dans le tube tombe pendant le forage ou est abaissé avec une valve d'essai. Ensuite, utilisez le fil d'acier pour localiser ou récupérer la vanne de la surface du sol.

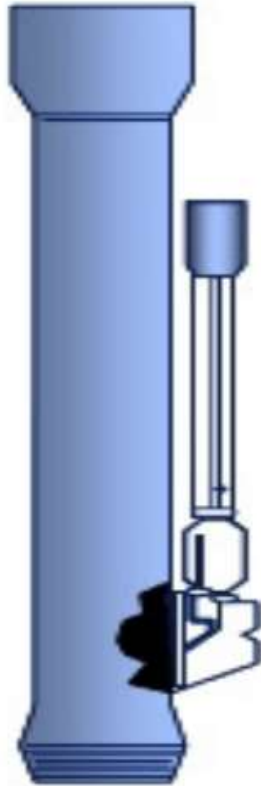


Figure II.4 : Mandrins conventionnels [13].

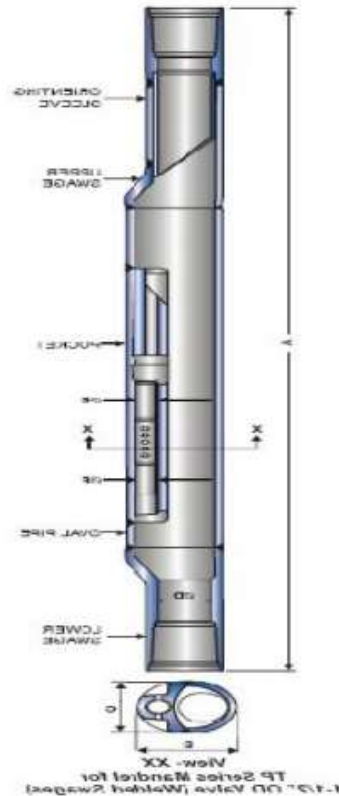


Figure II.5 : mandrins poche Latérale [13].

II.5.12 Mandrins avec vanne concentrique :

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique, et le gaz s'écoule de l'espace annulaire vers le mandrin. La vanne concentrique peut :

- Ou intégré dans le mandrin.
- Ou installer via un câble. Ces mandrins à valves concentriques peuvent résoudre certains problèmes, tels que la congestion lors de multiples achèvements [9].

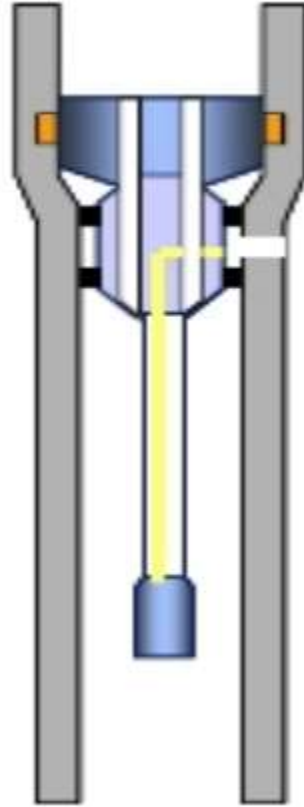


Figure II.6 : Mandrins avec vanne concentrique [13].

II.5.13 Autres équipements spécifiques :

Parmi ces appareils, nous avons :

- Clapet anti-retour : Situé au bas de la tubulure, sa fonction est d'empêcher le fluide de refluer dans la formation, ce qui est essentiel dans l'ascenseur à gaz intermittent avec une forte consommation d'huile.
- Sécurité du réseau d'anneau : en particulier dans le forage offshore. Lorsque la quantité de gaz est importante, cela peut assurer la sécurité de l'annulaire.
- Bobine de tube : Un joint isolant est installé au bas de la bobine pour s'assurer que l'annulaire ne causera aucun danger sur le dernier boîtier sous pression.

II.5.14 Les vannes de gaz lift :

La vanne est l'élément le plus important de tout le système d'injection de gaz, sa fonction est de permettre au gaz de s'écouler de l'espace annulaire vers le tuyau sous une certaine pression, qui peut être fournie par une pression de gaz ou de fluide. Les soupapes

d'élévation de gaz sont abaissées dans le puits par des câbles métalliques et elles sont placées dans le mandrin (poche latérale) [9].

II.5.15 Le corps de la vanne est en acier inoxydable.

L'intérieur de la vanne hémisphérique en carbure de tungstène ouvre ou ferme le siège de vanne sur un orifice (orifice) appelé carbure de tungstène ou de taille Monel en fonction du débit d'injection requis. La vanne est reliée à l'actionneur via une tige. La plupart des soupapes à gaz sont équipées d'un clapet anti-retour au bas du corps de la soupape. Ceux-ci n'offrent pratiquement aucune résistance au passage du gaz et empêchent le reflux du fluide inverse, empêchant ainsi le remplissage annulaire lorsque le puits est fermé. Ils sont très utiles dans les opérations de stimulation ultérieures. La fonction de l'actionneur est de permettre l'ouverture ou la fermeture de la vanne sur le siège de vanne [9].

Il peut être de deux types :

II.5.16 Pneumatique à soufflet.

II.5.17 Mécanique à ressort.

- **Vanne d'actionneur pneumatique à soufflet (vanne à soufflet) :**
L'actionneur est une cavité à soufflet remplie d'azote sous pression et est préréglée par étalonnage à l'aide d'une petite vanne d'entrée ou de compression située en haut de la chambre. L'action de ces soupapes est à l'opposé des forces. Ces forces sont causées par la pression du gaz et du fluide injecté dans le tuyau à droite de la soupape, et les forces causées par la pression d'azote dans le soufflet peuvent augmenter en raison de la force. Jouer un rôle.
- **Vanne servomoteur pneumatique à ressort :** La vanne et sa tige sont intégrées au soufflet. Il n'y a pas de pression interne (pression atmosphérique). La pression interne sert uniquement à transmettre la force et n'est pas affectée par la température de fond. La pression d'ouverture et de fermeture sera contrôlée par l'action du ressort d'étalonnage. Afin de régler la vanne, le fabricant convertit la force de compression en une action de pression. De plus, il n'y a pas d'effet de température et le calibrage de la surface est très simple : un tour de vis du bouchon à ressort représente une certaine pression.

II.5.18 Les composantes des vannes :

La vanne de gaz lift se compose de :

- Queue : C'est la partie qui permet la connexion entre la vanne et l'outil fil.
- Le Corps : Il inhale le gaz de l'annulaire et le transmet au nez de la valve en contrôlant la pression.
- Le nez : Permet l'injection du gaz vers le tubing à travers les orifices.

Composition détaillée d'une vanne de gaz lift :

- Le soufflet : rempli d'azote et pressurisé en surface, il résiste à la pression du carter ou au fluide dans la canalisation.
- La bille du clapet : elle permet ou ne laisse pas passer le gaz. Lorsque la bille de soupape quitte le siège de soupape, le gaz s'écoule à travers l'orifice. La taille de l'orifice doit être calibrée. Cette taille détermine le débit de gaz.
- Un clapet anti-retour : sa fonction est d'empêcher l'écoulement le long du sens d'injection.
- Un verrou : Fixez la valve dans la poche latérale
- Le corps : il contient tous les composants de la vanne et est en acier inoxydable pour éviter la corrosion.

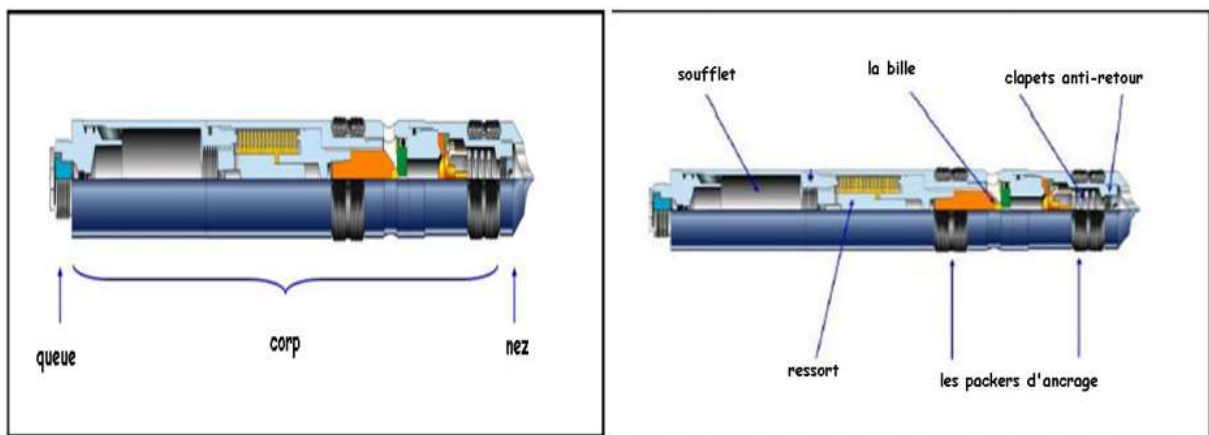


Figure II.7 Composition d'une vanne de gaz lift [13].

II.5.19 Types des vannes de gaz lift :

Il existe deux principaux types des vannes à gaz lift :

II.5.20 Les vannes opérées par le casing (casing operated valves) :

Ils sont également connus sous le nom de soupape de pression, ils sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (coque), lorsqu'ils sont fermés, la sensibilité à la pression de la coque est de 50% à 100%, mais à 100% cas. % En position ouverte. Ils sont relativement faciles à contrôler car la pression de l'anneau est connue et facile à contrôler. Pour ouvrir la vanne, la pression de la coque doit être augmentée, et pour la fermer, la pression doit être réduite. En injectant en continu du gaz comprimé dans l'anneau, lorsque la pression d'injection atteint la pression d'ouverture, la bille de la soupape de compression du soufflet est déplacée de son siège de soupape, permettant au gaz de s'écouler à travers l'orifice [13].

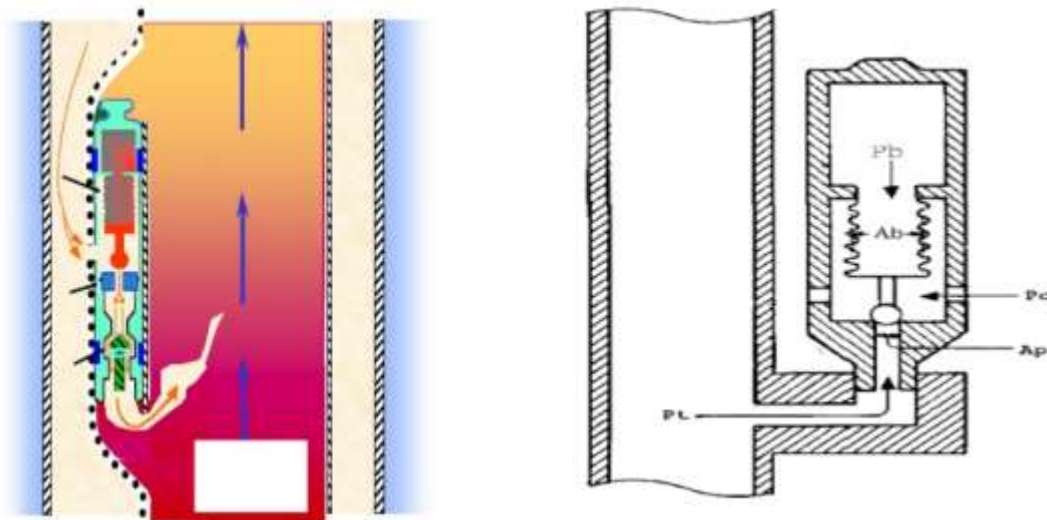


Figure II.8 Les vannes opérées par le casing (COV) [13].

II.5.21 Les vannes opérées par le tubing (tubing operated valves) :

Ils sont sensibles à la pression de sortie (dans la canalisation). Lorsque la pression de la canalisation est appliquée sur le soufflet du transmetteur, la pression annulaire n'intervient que dans la zone de la vanne pour ouvrir la vanne. En conséquence, l'effet de la pression du boîtier est beaucoup plus petit que l'effet de la conduite pour les ouvertures. De plus, le trou de soupape doit être prévu à l'avance.

Lorsque la pression du tuyau atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille de soupape se déplace de son siège de soupape, permettant ainsi au gaz de s'écouler

à travers le trou de soupape. Ces vannes sont alors difficiles à contrôler car il est difficile d'estimer la pression de la canalisation au niveau de la vanne pour répondre aux conditions suivantes [13].

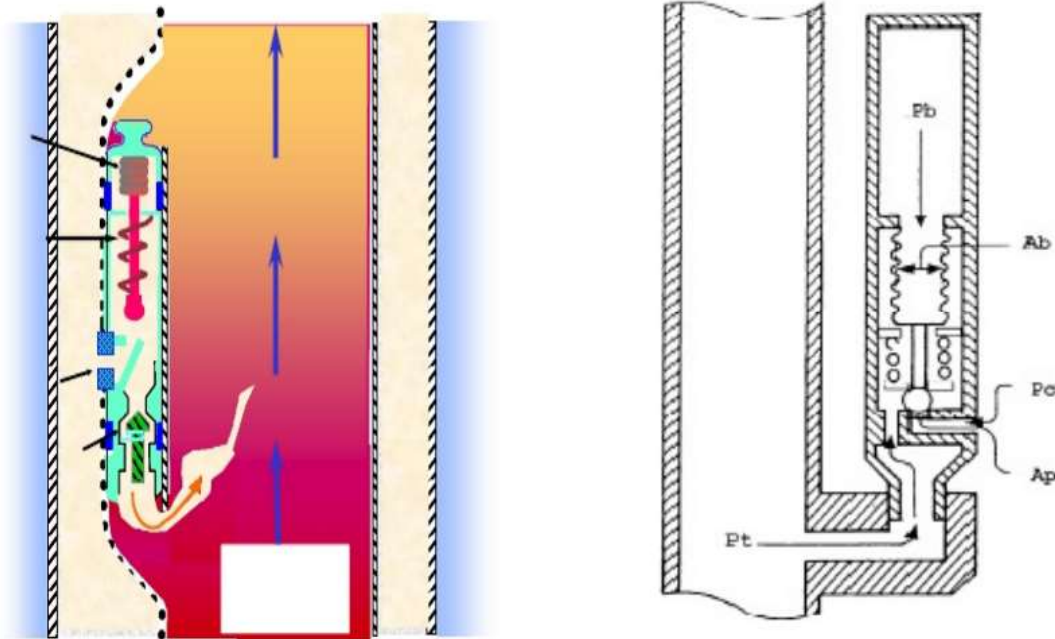


Figure II.9 Les vannes opérées par le tubing (TOV) [13].

- Les vannes s'ouvrent lorsque : $P_c (A_b - A_p) + p_{tub} \times A_p \geq P_b \times A_s$ (7)
 - Elles se ferment lorsque : $p_c \times A_b < P_b \times A_s$
- $$p_c < P_b$$

Avec :

- Pb est la pression dans le soufflet.
 - Ptub est la pression du tubing.
 - Pc est la pression dans le casing.
 - Ab est la section radiale du soufflet.
 - Ap est la section de l'orifice. L'ouverture de la vanne dépend donc de la pression dans le tubing et de la pression d'injection, sa fermeture ne dépend que de la pression d'injection.
- [13].

II.5.22 Vannes à gaz (Throttle valves) :

Ils sont également appelés vannes à débit continu, similaires aux vannes actionnées par boîtier en position fermée, mais en position ouverte elles sont sensibles à la pression de la canalisation. [13].

II.5.23 Les vannes combinées (Combined valves):

Ce type de vanne nécessite une dépression dans la canalisation pour s'ouvrir et la chute de pression à travers l'anneau doit être fermée.

II.5.24 Blind valves :

Ils sont également appelés virtuels et sont utilisés pour empêcher la communication entre l'anneau et les tours de production.

II.5.25 Orifice valves :

Ils ne contiennent pas de système d'ouverture et de fermeture, ils sont utilisés pour permettre une connexion directe entre l'espace annulaire et la canalisation pour injecter directement du gaz ou d'autres effluents (par exemple, dans le cas de Hassi R'mel, où l'eau et le gaz sont utilisés dans ce type d'injection de valve). Ils comprennent un clapet anti-retour au nez pour empêcher le fluide de revenir du pipeline [13].

II.5.26 Les vannes pilotées : (operating valve) :

Ce type de vanne est développé pour les puits d'injection intermittente de gaz. Ces vannes ont des orifices plus grands (1/4 "à 1" de diamètre).

Le grand orifice garantit que le gaz est injecté immédiatement lorsque la vanne est ouverte, ce qui réduit l'efficacité du système d'injection de gaz intermittent.

II.5.27 Les vannes pour production par le casing :

Les vannes produites dans un anneau (vérin à gaz inversé) sont similaires aux vannes produites dans un pipeline (vérin à gaz direct). Placez-les sur les câbles du mandrin ou vissez-les sur le tuyau. Nous avons retrouvé les mêmes composants :

Soufflet, ressort, siège de soupape, bille et clapet anti-retour. De même, ils peuvent être actionnés par la pression du gaz injecté ou la pression de l'effluent.

II.5.28 Les outils de décentrage et de positionnement :

Le positionnement de la soupape de vérin à gaz est effectué par un outil spécial (genouillère ou outil de positionnement) lié au système d'entraînement par câble.

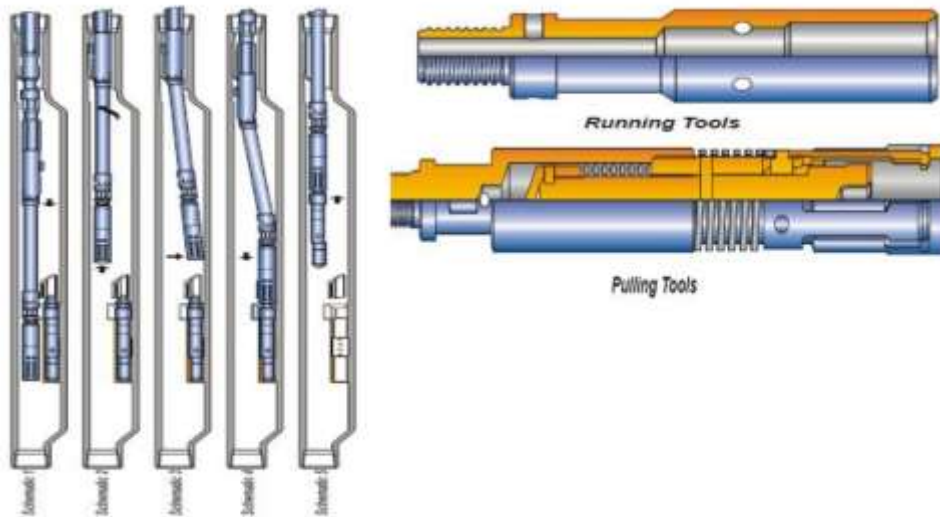


Figure II.10 Opérations de mise en place d'une vanne de GL par un kickover [13].

Chapitre III

Les Performances de puits

III.1 Introduction :

Une des composantes les plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir, C'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique. Une des pressions fixes à tout moment dans la vie du réservoir est la pression moyenne du réservoir \bar{P}_R . L'écoulement vers le puits dépend du drawdown ou de la chute pression dans le réservoir ($\bar{P}_R - \bar{P}_{wf}$).

La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tel que les propriétés de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, la formation endommagée ou stimulée.

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « Inflow performance » et la représentation de débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « Inflow performance Relationship » ou IPR.

III.2 Indice de productivité

L'indice de productivité (IP) d'un puits est défini comme le nombre de barils de liquide qui peuvent être produits à une valeur donnée "draw-down" sur le réservoir. L'unité Les unités habituelles est "barils par jour par psi " ou "Mètres cubes par heure par bar.

La formule générale est :

$$IP = \frac{Q_{liq}}{P_r - P_{wf}} \quad (III. 1)$$

Où : Q_{liq} est le débit liquide produit

P_r est la pression statique du réservoir

P_{wf} est la pression de fond en débit

$P_r - P_{wf}$ est le "draw-down" sur la formation [1].

III.3 IPR et débit maximum

L'indice de productivité introduit dans le paragraphe précédent semble Indépendant du « draw-down ». Dans la plupart des puits, cela se produit rarement parfois, la gamme des « draw-down » faibles est très petite. Tant que le pétrole est produit séparément sans gaz naturel ni eau, donc la propriété intellectuelle sera en fait indépendante de « draw-down » s'appliquent toujours. S'il y a de l'eau, les droits de propriété intellectuelle seront affectés la pression générée ou de formation est inférieure au point de bulle d'huile du

réservoir. Le gaz dans le réservoir de stockage est saturé, ce qui réduit la perméabilité l'huile et l'augmentation de la viscosité de l'huile entraîneront une diminution de l'IP [2].

Étant donné que la turbulence se produit, elle sera toujours considérablement réduite à des débits élevés. Produit à l'approche de puits de pétrole. Gilbert a été le premier à le souligner la relation entre les performances du réservoir et sa pression de fond d'écoulement.

Il a utilisé des mesures de test pour tracer la courbe de la relation de performance d'entrée (IPR).

Une méthode générale d'estimation de la productivité des réservoirs est proposée

Écrit par J.V. Vogel. Il a écrit l'équation suivante :

$$\frac{q_o}{q_o(max)} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2 \quad (\text{III. 2})$$

III.4 Ecoulement dans le réservoir (inflow equation) :

La construction de la courbe IPR (Inflow Performance Relationship Curve) est très importante en production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits à transporter du fluide du réservoir à la surface. La formule générale de DARCY peut s'écrire :

$$q = \frac{(\text{cons tan } t) \times k \times h}{\ln(r_e/r_w)} \int_{p_{wf}}^{p_r} F(p) dp \quad \text{Avec : } F(p) = \frac{k_o(p)}{\mu_o(p) \times B_o(p)} = \frac{k_o}{\mu_o \times B_o}(p) \quad (\text{III. 3})$$

III.5 Ecoulement monophasique dans le réservoir :

On dit que lorsque la pression de fond (P_{wf}) est supérieure à la pression de bulle (P_b),

$P_{wf} > P_b$. Ce processus peut être défini par la loi de DARCY : $q = \frac{h \times k_o \times (p_r - p_{wf})}{\mu_o \times B_o}$

Pour Darcy q_{max} correspond à $p_{wf} = 0$ $q_o(\text{max}) = \frac{k \times h}{\mu_o \times B_o} \times p_r = I_p \times p_r$ (III. 4)

III.6 Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de VOGEL) :

La courbe IPR pour un débit diphasique (liquide + gaz) est donnée par la formule suivante :

Équation de Vogel. Cette formule est applicable aux réservoirs pétroliers en présence de gaz ($P_r < P_b$). Vogel a simulé quelques le type d'écoulement dans un réservoir à gaz et les différentes modifications des propriétés du fluide considérées. Vogel a obtenu l'équation

$$\text{suivante : [2]} \quad \frac{q_o}{q_o(max)} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2$$

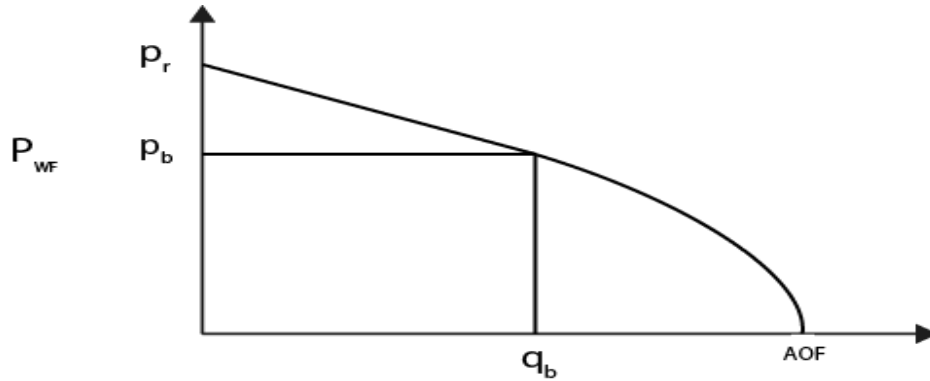


Figure III.1 Courbe d'IPR [13].

III.7 Travail de Standing :

L'effet de skin dans l'équation de **Vogel** a introduit par **Standing**, Afin d'avoir une équation représentative d'un puits. Il définit le coefficient d'efficacité d'écoulement comme suit :

$$FE = \frac{p_r - p'_f}{p_r - p_f} \quad / \quad p'_f = p_f + \Delta p_s \quad \Delta p_s = \frac{s \times q \times \mu}{2\pi \times k \times h}$$

$$\frac{q_o}{q_o max} = FE(1 - R) \times (1.8 - 0.8FE(1 - R)) \quad (III.5)$$

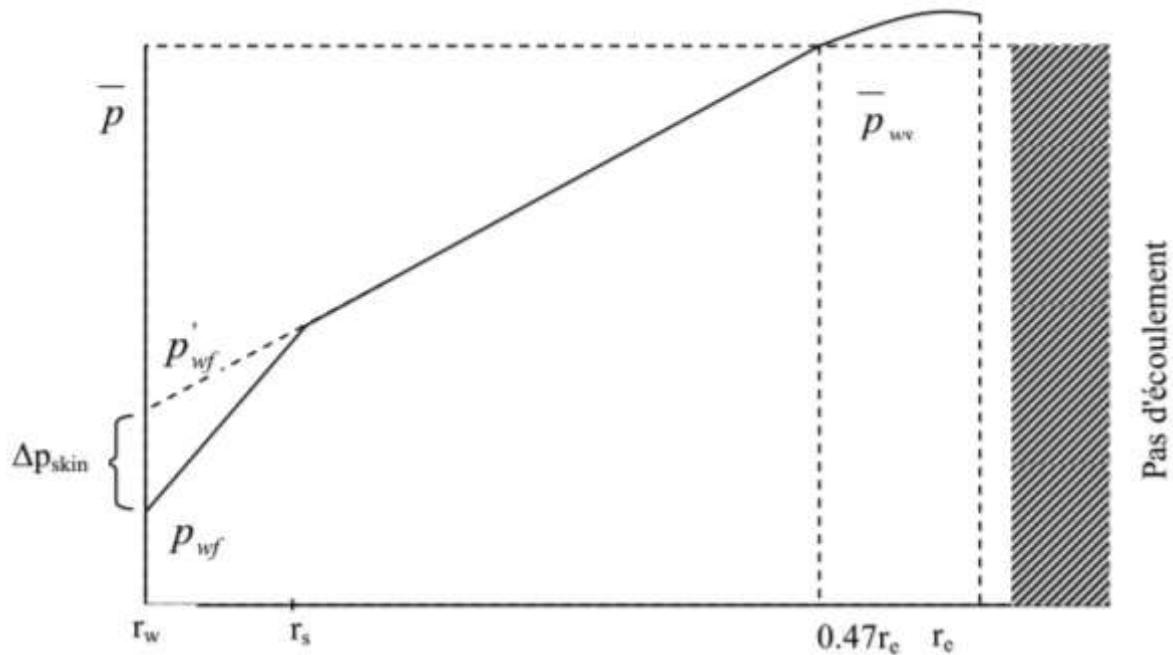


Figure III.2 Profil de pression des puits endommagés pour un réservoir à gaz dissous [13].

III.8 Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique :

Dans les situations suivantes, de bons résultats peuvent être obtenus en utilisant l'équation de Vogel : Le réservoir de stockage (P_r) est inférieur à la pression de bulle P_b ($P_r < P_b$), et dans le cas où la pression de bulle est inférieure à la pression de fond dynamique $P_{wf} > P_b$, il en va de même pour l'équation DARCY.

Dans le cas de $P_r > P_b$ et $P_{wf} < P_b$, deux (02) types de flux peuvent être définis :

- Ecoulement monophasique de P_r à P_b
- Ecoulement diphasique de P_b à P_{wf}

De P_r à P_b : écoulement monophasique

$$Q_{max} (Darcy) = I p \times p_r$$

Pour $p_{wf} \leq p_b$ et $p_r = p_b$ nous avons un écoulement diphasique : [1]

$$q(Vogel) = q(max) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]$$

Pour déterminer le débit a une pression ($P_{wf} < P_b$) on a :

$$I_p = \frac{q}{(p_r - p_b) + (p_b/1.8) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{uf}}{p_b} \right)^2 \right]} \quad (\text{III. 6})$$

III.9 Ecoulement dans le tubing :

Introduction :

L'équation de perte de charge de l'écoulement polyphasique comprend les trois éléments suivants termes :

- Le terme d'élévation ou le terme statique
- Le terme de frottement
- Le terme d'accélération

Pour un écoulement vertical ou un écoulement incliné, le terme d'élévation est le plus grand important.

Perte de charge total = perte par frottement + perte par élévation + perte par accélération

Le terme d'élévation dans l'écoulement vertical ou incliné représente 70% à 80% de perte de charge. Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans des conditions statiques. Pour ce faire, vous devez trouver le Hold-up de liquide est fonction de nombreux facteurs (tels que le débit Gaz et liquid, μ_o) [2].

Par définition le Hold-up est déterminé comme suit :

$$HL = \frac{\text{Volume de liquide sur un tronçon de pipe}}{\text{Volume total de ce même tronçon}}$$

III.10 Configurations d'écoulement :

Il existe sept structures d'écoulement :

• Ecoulement en bulles (Bubble flow) :

Cette structure apparaît avec des valeurs réduites GOR.

• Ecoulement en bouchons (plug flow) :

Lorsque GOR augmente, la bulle devient Large. En se combinant les uns avec les autres, ils forment un sas d'air (bouchons de gaz).

• Ecoulement stratifié (stratified flow) :

Augmentation significative du GOR Chapeau long ; divise le pétrole et le gaz en deux couches distinctes.

• **Ecoulement en vagues (wavy flow) :**

Au fur et à mesure que le débit de gaz augmente. L'interface du stratifié de gazole est devenu ondulée.

• **Ecoulement en vagues moutonnantes (slug flow) :**

En augmentant le débit de gaz, GOR augmentera la hauteur de la vague liquide jusqu'à ce que la crête de la vague touche la paroi de la pipe.

• **Ecoulement annulaire (annular flow) :**

L'augmentation substantielle du GOR a fait du pétrole entouré de gaz.

• **Ecoulement dispersé (mist flow)**

À la valeur extrême de GOR, le liquide est dispersé dans le flux de gaz et d'air se transforme en brouillard [2].

III.11 Tubing performance d'un puits (tpc) :

Il représente la capacité d'installer (tubing) le fluide de l'agitateur. Fond à tête de puits. La courbe TPC représente le débit de fluide en fonction de la pression de fond Dynamique d'écoulement dans le pipeline ; le graphique de cette courbe est basé sur Principalement utiliser pour calculer la perte de charge dans le tubing. Il s'agit d'un flux diphasique ou même triphasique (eau, huile, gaz) dans un pipeline vertical.

Nous obtiendrons donc l'équation générale du gradient de pression comprenant les termes suivants :

Différents types de chutes de pression pouvant être rencontrées :

$$\frac{dp}{dh} = \rho_m + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot f_m \cdot dv_m}{g_c \cdot d \cdot h} \quad (\text{III. 7})$$

ρ_m : masse volumique du mélange (Kg/cm³).

f_m : facteur de frottement.

v_m : vitesse du mélange (m/s).

g_c : accélération du gravité (m/s²).

La difficulté de résoudre cette équation réside dans la détermination des paramètres ρ_m et f_m .

À cette fin, les calculs de perte de charge appropriés doivent être effectués

En cours. Parmi les corrélations les plus utilisées, on peut citer les suivantes :

Corrélation de Pottman & Carpenter :

Potteman et Carpenter ont développé une méthode semi-empirique utilisant des équations

d'énergie générale, ainsi que des données provenant de 34 puits de pétrole et de 15 puits de gas lift avec des conduites de diamètres (2 pouces, 2 pouces 1/2 et 3 pouces).

Ils sont supposés être :

- Le mélange (eau, huile, gaz) est considéré comme monophasique.
- L'effet de viscosité et d'accélération est négligeable.
- Le facteur de frottement prend la même valeur (moyenne) le long de tubing.

L'utilisation de cette méthode pour déterminer la perte de charge peut être effectuée en utilisant les méthodes suivantes :

Diagramme de pression et de débit massique (w).

Corrélation de Hagedorn et Brown :

La corrélation entre Hagedorn et Brown est une extension de la corrélation entre Potteman et Brown. Charpentier. Il a été développé à partir de données issues d'expériences

À une profondeur de 1500 pieds, le diamètre est de (41" 1/4 à 2" 7/8). Hagedorn & Brown a étudié l'influence des propriétés des liquides (viscosité, tension).

En changeant le type de fluide (5 types de fluide de viscosité) sur la perte de charge

Il varie de 10 à 110cp à 80 ° F), avec différentes valeurs de débit (220bbl / jour à 980bbl / jour), le GLR varie entre 194 et 1845scf / bbl.

Ils ont constaté que ces caractéristiques ont une grande influence sur la perte de charge. Et c'est indépendant de :

Diamètre des tubings : La chute de pression est correctement prédite pour des diamètres allant de 1 à 1,5". Pour des diamètres supérieurs, cette dépression est surestimée.

Densité de l'huile : La corrélation de Hagedorn & Brown a tendance de surestimer la chute de pression pour des huiles lourdes (13-25°API), et la sous-estimer les huiles plus légères (40-56°API).

GLR : Pour un GLR supérieur à 5000 la prédiction de la courbe de pression est erronée.

Water-cut : La précision que donne cette méthode pour la prédiction des pertes de charges est généralement bonne même pour un large intervalle de water-cut

Corrélation de Orkiszewski :

Aussi basée sur la description par Brown. C'est peut-être la plus sophistiquée des corrélations, puisqu'elle utilise le travail de Duns & Ros et Griffith & Wallis, pour

l'écoulement dispersé et l'écoulement en bulle. Elle a sa propre corrélation pour le régime d'écoulement en vague qui est basée sur l'approche de Griffith & Wallis.

Le facteur hold-up est ajusté selon la déviation utilisant la corrélation de Beggs & Brill (comme pour les corrélations modifiées de Duns & Ros et Hagedorn & Brown).

Le facteur de friction (frottement) est calculé en fonction de la rugosité et varie avec le régime d'écoulement [1].

III.12 Les variables d'écoulement intervenant dans cette corrélation sont :

-Diamètre des tubings : Cette corrélation est valable pour des puits ayant des tubings de 1" à 2". Pour des diamètres supérieurs, l'écart des erreurs sur la chute de pression deviennent très importants.

-La densité de l'huile : À de faibles densités de l'huile (13-30° API), les erreurs sur le profil de pression sont importants. Ces erreurs sont revues à la baisse avec l'augmentation de la densité.

-GLR : Pour des GLR allant jusqu'à 5000 m³/m³, la précision donnée par la corrélation d'Orkiszewski est bonne. Les erreurs deviennent >20 % pour des GLR au-dessus de 5000.

-Water-cut : La corrélation donne de bons résultats pour un large intervalle de water-cut.

III.13 Corrélation de Francher et Brown :

Cette corrélation est un ajustement de la corrélation de Pottman & Carpenter, elle est plus exacte pour des faibles débits, et pour un GLR plus élevé, elle peut donner des bons résultats pour un $GLR < 50000 \text{ Scf/bbl}$, $Q < 400 \text{ bbl/D}$. Pour un tubing de 2^{3/8}" ou 2^{7/8}".

À condition que la viscosité et la tension superficielle sont négligeables. La procédure de calcul est la même que P&C avec une petite modification pour le facteur de frottement. Ils ont introduit l'effet de GLR sur le facteur de frottement ff :

$300 < GLR < 1500 \text{ Scf/bbl}$ et
 $1500 < GLR < 3000 \text{ Scf/bbl}$ [1].

III.14 Analyse nodale :

Le système nodal est une subdivision des différents éléments d'une complétion d'un puits dans le but de prévoir un débit et optimiser le système de production. La figure représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production. Il peut être subdivisé comme suit :

- L'écoulement dans le milieu poreux
- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé.
- L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface.

La figure (Fig1) représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production à partir du réservoir jusqu'au séparateur. On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point Pwf (fond de puits), où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe ligne) [1].

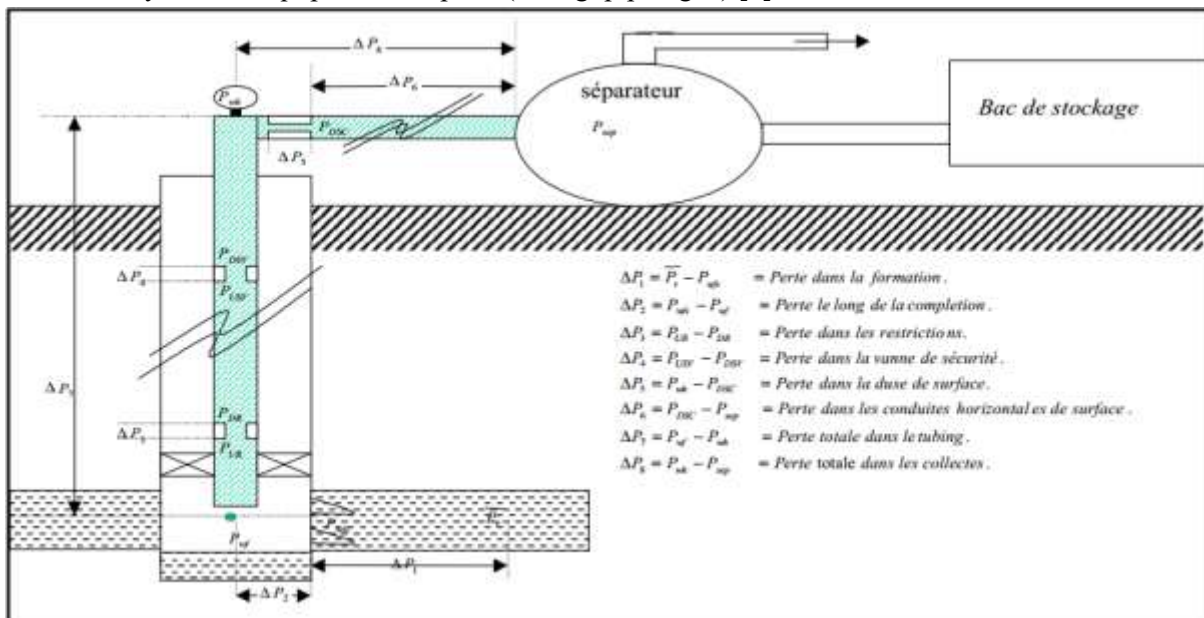


Figure III.3 Pertes de charge possibles dans un système de production complet [13].

En se basant sur le principe du système nodal, on peut tracer l'évolution de la pression de réservoir en fonction de débit qu'on appelle 'inflow', et la pression de fond de la pression en tête, qu'on appelle le 'outflow'.

Equation de l'inflow : $P_r - P_{res} = P_{wf}$ (III. 8)

Equation de l'Outflow : $P_{sep} + P_{pipe} + P_{tubing} = P_{wf}$. (III. 9)

Chapitre VI
Etude de cas.

VI.1 Présentation du champ Hassi Messaoud

VI.1.1 Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autres part, par la transformation diagenétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres petrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

VI.1.2 Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN.REPAL.

VI.1.3 Situation géographique Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante de :

- ❖ 790.000 à 840.000 Est.
- ❖ 110.000 à 150.000 Nord.



Figure VI.1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

VI.1.4 Structure du champ

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. Les réservoirs ont subi une fracturation hydraulique naturelle.

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction submérienne et ainsi que les autres failles, perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir du point de vue caractéristique de réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :
 - Hétérogène sur le plan vertical et horizontal.
 - Discontinu du point de vue de l'écoulement des fluides.
 - Anisotrope : par la présence de silt et l'existence de matrice de petits grains.

VI.1.5 Zone et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud. Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12*
O : Majuscule, permis d'Ouargla, m : superficie de la zone à huile : 1600 km².
o : Minuscule, superficie est de 100 km², 3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.
- Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3, MDZ509, MDZ557.

VI.1.6 Caractéristiques des fluides et de la roche

- Huile légère
- Densité moyenne en surface : $\rho_o = 0.8$ (API = 45.4)
- La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kg/cm^2
- Température de gisement est de : $T = 118^\circ\text{c}$
- Le GOR de dissolution est variable : $R_s = 100$ à $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- La porosité moyenne est de : $\Phi = 5$ à 10%
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy
- La viscosité : $\mu_o = 0.2 \text{ Cp}$
- Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$

VI.2 Puit MD477 :

Généralité et Positionnement :

Puits: MD477 Zone: 1B

Date de fin de forage: 01/10/1996

Périmètre: HASSI MESSAOUD - ZONE COMPLEXE -

Mise en Production: 08/12/1996

X: 793149.79

Y: 124499.34

Z Table: 152 m

FOND: 3477

Appareil:

Status: GAZ LIFT

Date status: 01/09/2020

Etat: OUVERT

Manifold : W1C S/Manifold : W1C

Tableau VI.1 Informations sur le puit MD477.

Puits	MD477	
Casing	Profondeur (m)	3388
	ID (in)	6.18
Tubing	Profondeur (m)	3330
	ID (in)	3.92
	Tubing (in)	4"1/2 Ancrée
	Profondeur réservoir (m)	3438

Les opérations sur le puit MD477 :

Tableaux VI.2 des opérations sur le puit MD477

Date de début et fin	Opération	Sous/ Opération
21/04/2021	Wireline	Grattage contrôle
18/04/2021	Wireline	Contrôle
09/04/2021	Opération spéciale	Nettoyage au naphtha+xylène
02/04/2021	Wireline	Contrôle
19/01/2021	Wireline	Contrôle
12/01/2021	Opération spéciale	Clean out naphtha/xylène
16/12/2020	Wireline	Contrôle
18/11/2020	Wireline	Contrôle
03/11/2020	Wireline	Contrôle
03/11/2020	Opération spéciale	Reformat Clean out
20/09/2020	Wireline	Grattage Contrôle
28/05/2020	Wireline	Mesure de pression PFS
22/02/2020	Opération spéciale	Kick off après TRT
21/02/2020	Opération spéciale	TRT au Reformat+ xylène day2 : squeeze
20/02/2020	Opération spéciale	TRT au Reformat+ xylène day1 : reformat CO
19/02/2020	Opération spéciale	Opération spéciale
21/01/2020	Opération spéciale	Clean out Reformat/ xylène
11/01/2020	Opération spéciale	Clean out+ KO
06/01/2020	Wireline	Contrôle
02/01/2020	Opération spéciale	Tube clean Scale blaster during SNG
27/12/20 – 07/01/21	snubbing	-----
05/12/2019	Wireline	Contrôle
14/11/2019	Opération spéciale	Nettoyage au Reformat
25/10/2019	Wireline	Contrôle

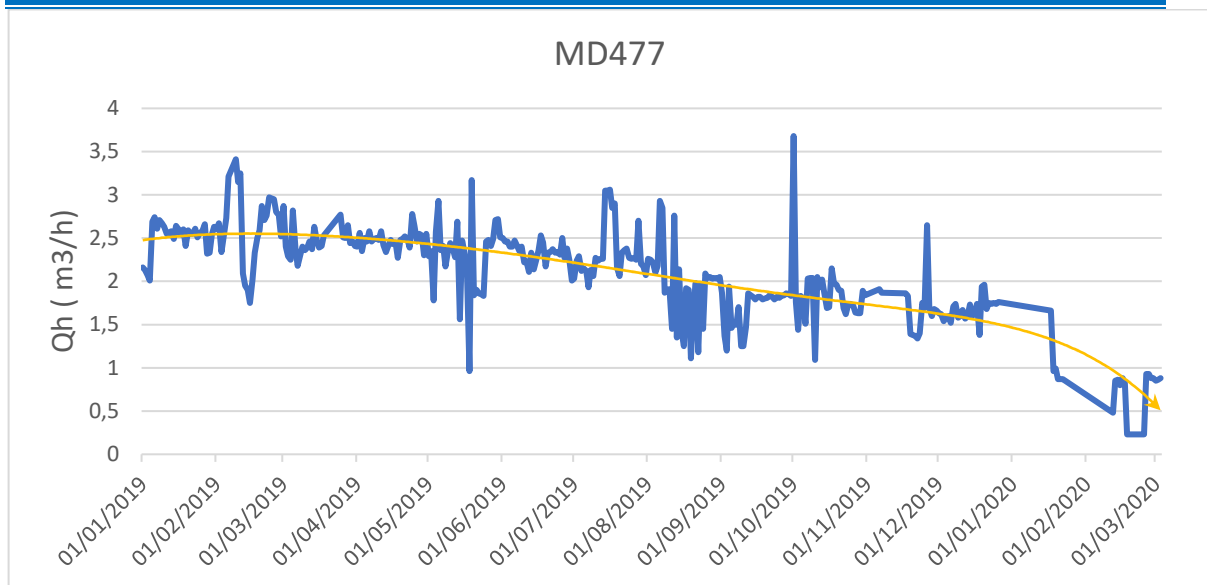


Figure VI.2 Historiques de productions avec la Mise en service GL MD477

Commentaire :

Un chute progressive du Q_h illustre dans le graphe Historiques de productions.

Ce puits a un faible potentiel est un déclin de production de 3.52 m³/h en 18/02/2015 à ($Q = 0.88$ m³/h).

Des opérations ont eu lieu pour écarter le doute de bouchage du puits comme : (nettoyage au réformât, clean out, gratage).

VI.3 Puits MD457

Généralité et Positionnement :

Puits: MD457 Zone: 25
 Périmètre: HASSI MESSAOUD - ZONE COMPLEXE -
 Mise en Production: 26/04/1994
 X: 816795.375
 Z Table: 144 m
 Appareil: TP183
 Status: GAZ LIFT
 Etat: OUVERT
 Manifold : S1A S/Manifold : S1B

Date de fin de forage: 10/03/1994

Y: 114297.93

FOND: 3479

Date status: 05/02/2021

Tableau VI.3 Informations sur le puit MD477

	Puits	MD457
Casing	Profondeur (m)	3346
	ID (in)	6.2
Tubing	Profondeur (m)	3294
	ID (in)	3.92
	Tubing (in)	4"1/2 Ancrée
	Profondeur réservoir (m)	3430

Les opérations sur le puit MD457 :

Tableaux VI.4 des opérations sur le puit MD457

Date de début et fin	Opération	Sous/ Opération
15/04/2021-28/042021	Snubbing	-----
24-10-2020	Wireline	Mesure de pression PFS
29/12/2019	Opération spéciale	K O.CCE
02/12/2019	Opération spéciale	Kick of CCE
02/11/2019-10/11/2019	Snubbing	-----
07/03/2019	Opération spéciale	Kick of CCE
01/03/2019	Opération spéciale	Kick of (CCE) Day 2
28/02/2019	Opération spéciale	TC & Mud Acid Treatment Throught CCE
25/02/2019	Opération spéciale	Kick of CCE
20/02/2019	Opération spéciale	Kick of CCE
24/09/2018	Opération spéciale	Kick of CCE
11/09/2018	Opération spéciale	Kick of CCE
05/09/2018	Opération spéciale	Kick of CCE
31/08/2018	Opération spéciale	Clean out squeeze 10m3 E/T
30/08/2018	Opération spéciale	Scale Blaster & Tube Clean
29/08/2018	Opération spéciale	Scale blaster/tube clean/squeeze T.W/SNB

25/08/2018-03/09/2018	snubbing	-----
16/06/2018	Wireline	Mesure de pression LBA
06/06/2018	Wireline	Mesure de pression LBA
27/01/2018	Opération spéciale	Kick of CCE
25/12/2017	Opération spéciale	Kick of CCE N2
16/12/2017	Opération spéciale	Kick of CCE
30/11/2017	snubbing	-----
29/12/2016	Opération spéciale	Kick of CCE

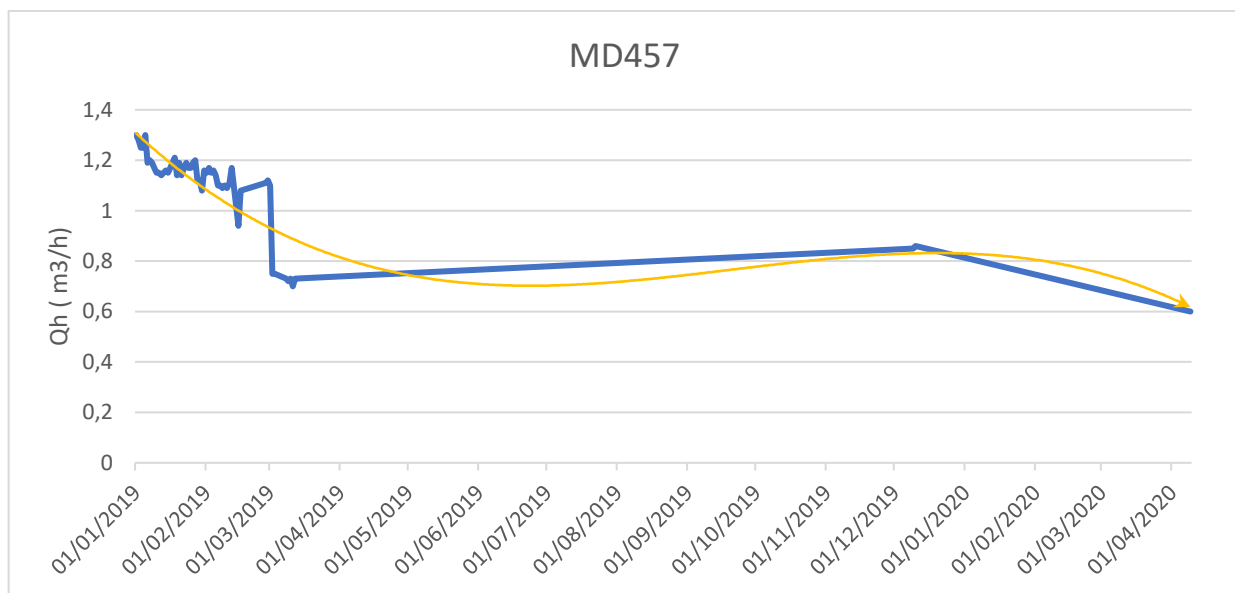


Figure VI.3 Historiques de productions avec la Mise en service GL MD457

Commentaire :

Une chute adaptative de production qui est illustrée dans le tableau et le graphique Historiques de productions de 1.49 m3/h en 26/02/2015 à 0.88 m3/h avec la Mise en service GL

Des opérations pour confirmer que la chute de production vient de la déplétion naturelle comme : (nettoyage, mesure de pression PFS et LBU)

On va changer la méthode d'exploitation parce que la pression de gisement n'est pas suffisante, la modélisation du puit est essentielle pour étudier la rentabilité.

VI.4 Puit MD641

Généralité et Positionnement :

Puits: MD641 Zone: 25

Date de fin de forage: 04/05/2011

Périmètre: HASSI MESSAOUD - ZONE COMPLEXE -

Mise en Production: 25/10/2012

X: 816284.42

Y: 113206.17

Z Table: 150 m

FOND: 3481

Appareil: ENF 27

Status: GAZ LIFT

Date status: 12/09/2020

Etat: OUVERT

Manifold : S1A S/Manifold : S1B

Puits repris en Short Radius, puis mis en production le: 05/07/2012

Tableau VI.5 Informations sur le puit MD641

	Puits	MD641
Casing	Profondeur (m)	3362
	ID (in)	6.18
Tubing	Profondeur (m)	3336
	ID (in)	3.92
	Tubing (in)	4"1/2 Ancrée
	Profondeur réservoir (m)	3905

Les opérations sur le puit MD641 :

Tableaux VI.6 des opérations sur le puit MD641

Date de début et fin	Opération	Sous/ Opération
09/02/2021	Wireline	Contrôle
31/10/2020	Wireline	Contrôle
24/04/2020	Wireline	Contrôle
22/10/2019	Opération spéciale	Clean out horizontal
25/09/2019	Opération spéciale	Nettoyage après SNB
08/09/2019-16/09/2019	Snubbing	-----
22/08/2019	Opération spéciale	Clean out
01/07/2019	Opération spéciale	Clean out
12/05/2019	Opération spéciale	Clean out

09/03/2019	Opération spéciale	Clean out
14/01/2019	Opération spéciale	Clean out
29/112018	Opération spéciale	Clean out
05/10/2018	Opération spéciale	Clean out
23/08/2018	Opération spéciale	Tube clean with pulsonix
02/07/2018	Opération spéciale	Clean out
26/06/2018	Wireline	Mesure de pression LBU
16/06/2018	Wireline	Mesure de pression LBU
26/04/2018	Opération spéciale	Clean out
24/02/2018	Opération spéciale	Clean out
10/12/2017	Wireline	Contrôle
16/12/2017	Opération spéciale	Clean out & Kick off
23/08/2017	Opération spéciale	Clean out
12/01/2017	Opération spéciale	Clean out
01/01/2017	Wireline	Contrôle

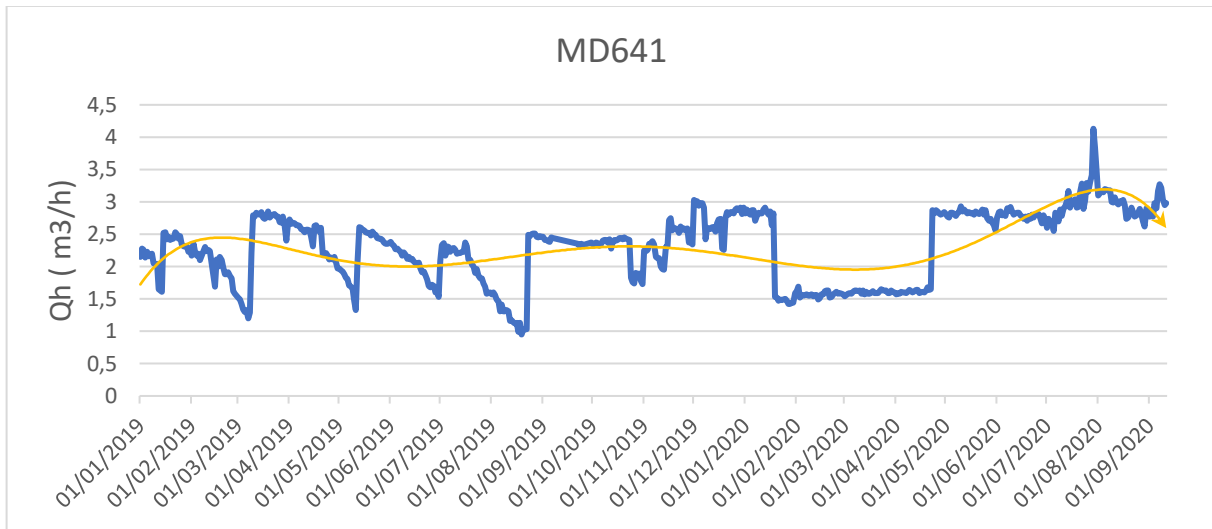


Figure VI.4 historiques de productions avec la Mise en service GL MD641

Commentaire :

Une chute douce de $Q_h = 3.4 \text{ m}^3/\text{h}$ en 22/07/2016 à $Q_h = 2.90 \text{ m}^3/\text{h}$ avec la mise en service GL

Des opérations pour confirmer que la chute de production vent de la déplétion du puit comme : (nettoyage, contrôle clean out, mesure de pression LBU)

Dans on va changer la méthode d'exploitation pour préserver la pression et la productivité, la modélisation du puit est essentielle pour étudier la rentabilité.

VI.5 Puit MDZ677

Généralité et Positionnement :

Puits: MDZ677 Zone: 1B

Date de fin de forage: 17/08/2016

Périmètre: HASSI MESSAOUD - ZONE COMPLEXE -

Mise en Production: 18/11/2016

X: 795514.1347

Y: 126726.9757

Z Table: 182 m

FOND: 3443

Appareil:

Status: GAZ LIFT

Date status: 23/02/2020

Etat: OUVERT

Manifold : W1C S/Manifold : W1C

Tableau VI.7 Informations sur le puit MDZ677

	Puits	MDZ677
Casing	Profondeur (m)	3371
	ID (in)	7
Tubing	Profondeur (m)	3141
	ID (in)	3.92
	Tubing (in)	4"1/2 Suspendu
	Profondeur réservoir (m)	4025

Les opérations sur le puit MDZ677 :

Tableaux VI.8 des opérations sur le puit MDZ677

Date de début et fin	Opération	Sous/ Opération
01/02/2012	Wireline	Grattage Contrôle
14/01/2021	Opération spéciale	Clean out Naphta/Xylène
21/11/2020	Wireline	Contrôle
29/10/2019	Wireline	Mesure de pression PFD
05/10/2020	Opération spéciale	Naphta/Xylène Clean out (80% + 20%)

19/01/2020	Opération spéciale	Kick off après Snubbing
06/01/2020	Wireline	Contrôle
01/01/2020-05/01/2020	Snubbing	-----
19/12/2019	Opération spéciale	Mise en production après WO
03/12/2019	Wireline	Contrôle
04/11/2019	WORKOVER	-----
01/08/2019	Opération spéciale	Neutralisation vue WO
28/07/2019	Opération spéciale	Puncher test
02/06/2019	Opération spéciale	Nettoyage au Reformat
06/05/2019	Opération spéciale	Clean out Ref/Xylène
18/03/2019	Opération spéciale	Clean out au Ref & Xylène
07/02/2019	Opération spéciale	Clean out
17/01/2019	Opération spéciale	Clean out with Ref & Xylène
15/12/2018	Opération spéciale	Clean out au Ref
21/11/2018	Wireline	Contrôle
13/09/2018	Opération spéciale	Kick off
12/09/2018	Opération spéciale	Matrix treatment with reformance + Xylène
11/09/2018	Opération spéciale	Clean out with ref+Xyl
31/07/2018	Opération spéciale	Clean out au reformat

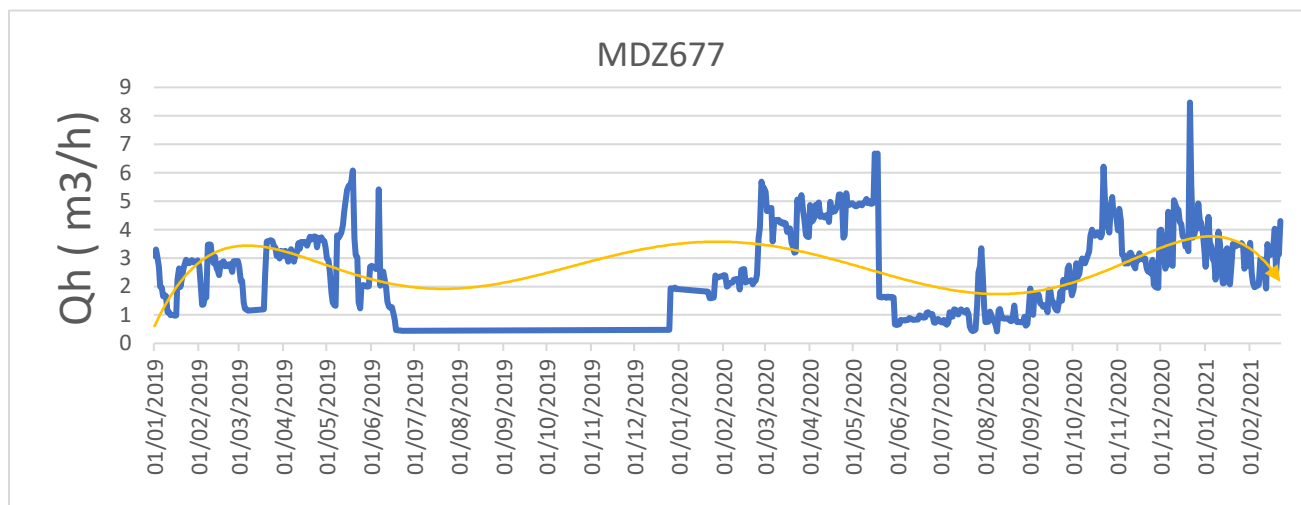


Figure VI.5 Historiques de productions avec la Mise en service GL MD677

Commentaire :

Au début un bon débit puit un clins progressif de : $Q_h = 9 \text{ m}^3/\text{h}$ en 29/08/2016 a $Q_h = 1.59 \text{ m}^3/\text{h}$ avec la Mise en service GL.

Pour écarter des doute ont étuliser des opérations comme : clean out, nettoyage, mesure de PFD.

VI.6 Puit OMD51**Généralité et Positionnement :**Puits: **OMG51** Zone: **HZN**Date de fin de forage: **01/08/2017**Périmètre: **HASSI MESSAOUD - ZONE CENTRALE**Mise en Production: **12/09/2017**X: **816422.5211**Y: **151184.2706**Z Table: **178 m**FOND: **3465**

Appareil:

Status: **GAZ LIFT**Date status: **25/10/2020**Etat: **OUVERT**Manifold : **EPF-OMK71 S/Manifold : OMK57****Tableau VI.9** Informations sur le puit OMG51

	Puits	OMD51	
Casin g	Profondeur (m)	3400	
	ID (in)	6.18	
Tubin g	Profondeur (m)	3364	
	ID (in)	3.92	
		Tubing (in)	4"1/2 Ancrée
		Profondeur réservoir (m)	3460

Les opérations sur le puit OMG51 :

Tableaux VI.10 des opérations sur le puit OMG51

Date de début et fin	Opération	Sous/ Opération
27/04/2021	Wireline	Mesure de pression PFD
06/09/2020-13/09/2020	Snubbing	-----
25/03/2020	Wireline	Contrôle
15/03/2020	Wireline	Contrôle
01/03/2020	Opération spéciale	Clean out au reformat
02/02/2020	Wireline	Grattage Contrôle
14/01/2020	Wireline	Grattage Contrôle
28/12/2019	Wireline	Contrôle
08/12/2019	Wireline	Contrôle
16/11/2019	Wireline	Grattage Contrôle
13/10/2019	Wireline	Contrôle
26/09/2019	Wireline	Grattage Contrôle
08/09/2019	Wireline	Contrôle
02/09/2019	Wireline	Contrôle
27/08/2019	Wireline	Contrôle
08/08/2019	Wireline	Grattage Contrôle
20/07/2019	Wireline	Grattage Contrôle
08/07/2019	Wireline	Contrôle
24/06/2019	Wireline	Contrôle
05/06/2019	Wireline	Grattage Contrôle
21/05/2019	Wireline	Grattage Contrôle
01/05/2019	Wireline	Contrôle
29/04/2019	Opération spéciale	Clean out with foam
16/04/2019	Wireline	Grattage Contrôle

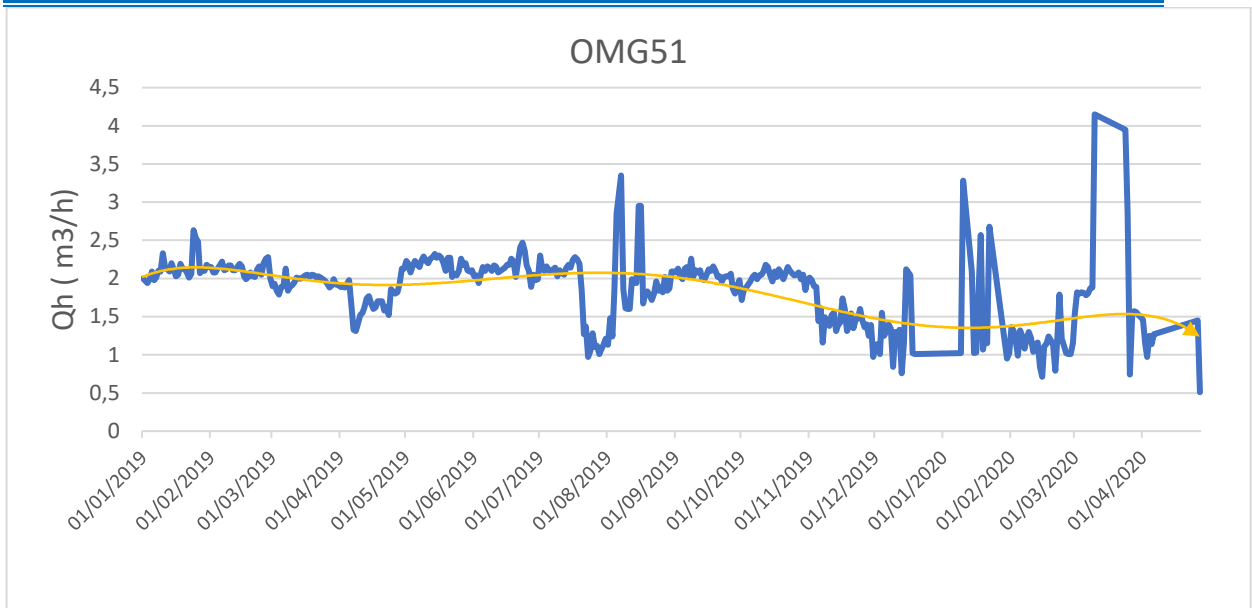


Figure VI.6 Historiques de productions avec la Mise en service GL OMG51

Commentaire :

Au début le $Q_h = 5.94 \text{ m}^3/\text{h}$ en 17/07/2017 jusqu'à $Q_h = 0.51 \text{ m}^3/\text{h}$ avec la mise en service GL provoque l'arrêt de ce si.

Des opérations pour nous éclairer des conditions de notre puit : clean out, grattage contrôlé, mesure de pression

VI.7 Puit OMG801

Généralité et Positionnement :

Puits: **OMGZ801** Zone: **HZN**
 Périmètre: **HASSI MESSAOUD - ZONE CENTRALE -**
 Mise en Production: **25/12/2010**
 X: **819555.6291**
 Z Table: **160 m**
 Appareil: **TP202**
 Status: **GAZ LIFT**
 Etat: **OUVERT**
 Manifold : **EPF-OMK71 S/Manifold : OMG80**

Date de fin de forage: **01/01/2010**
 Y: **150345.2471**
 FOND: **3660.5**
 Date status: **14/07/2020**

Tableau VI.11 Informations sur le puit OMG801

	Puits	OMG801
Casing	Profondeur (m)	3443
	ID (in)	
Tubing	Profondeur (m)	3030
	ID (in)	3.92
	Tubing (in)	4"1/2 Ancrée
	Profondeur réservoir (m)	4450

Les opérations sur le puit **OMGZ801** :

Tableaux VI.12 des opérations sur le puit **OMGZ801**

Date de début et fin	Opération	Sous/ Opération
06/02/2021	Opération spéciale	Clean out naphta_Xyl et ET
20/11/2020	Opération spéciale	CO Naph & Ixylène
20/11/2020	Opération spéciale	Clean out
14/11/2020	Wireline	Grattage Contrôle
11/11/2020	Wireline	Instrumentation
10/11/2020	Wireline	Mesure de pression PFD
09/11/2020	Wireline	Mesure de pression PFD
23/10/2020	Wireline	Contrôle
23/06/2020	Wireline	Contrôle
15/06/2020-22/06/2020	Snubbing	-----
10/06/2020	Opération spéciale	Clean out ay Ref & Xylène & Fill the well
08/06/2019	Wireline	Mesure de pression PFS
21/11/2018	Opération spéciale	Kick off après TRT
20/11/2018-21/11/2018	Opération spéciale	Kick off encours DST-DAY2
20/11/2018	Opération spéciale	Traitement au reformat day2 (squeeze)
19/11/2018	Opération spéciale	Clean out with Reformat
13/09/2018	Wireline	Contrôle
03/08/2018-07/08/2018	Snubbing	-----

25/05/2018	Wireline	Mesure de pression PFS
25/03/2018	Opération spéciale	Kick off
05/02/2018	Opération spéciale	Clean au reformat
24/12/2017	Wireline	Contrôle
05/10/2017	Opération spéciale	Clean out w/reformat
10/08/2017	Wireline	Contrôle

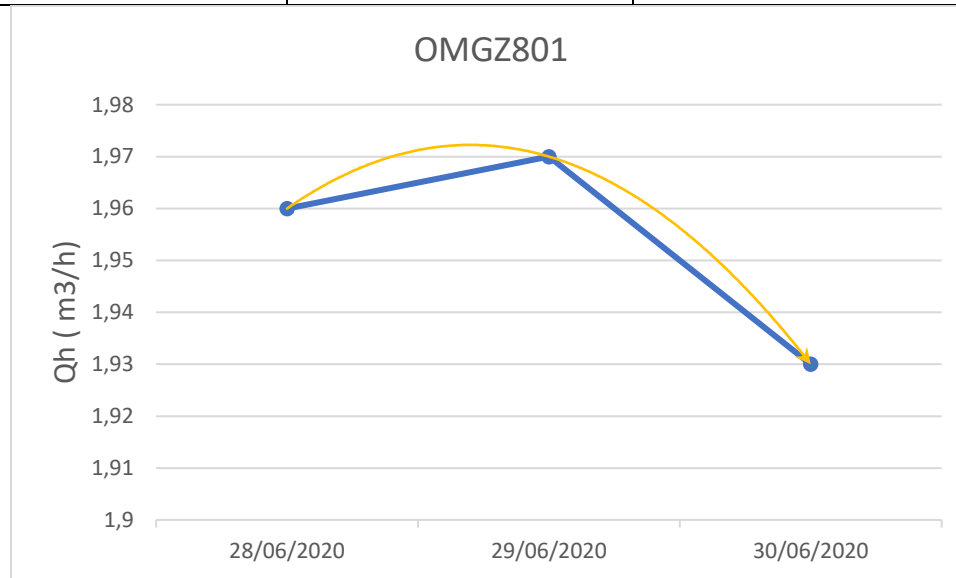


Figure VI.7 Historiques de productions avec la Mise en service GL OMGZ801

Commentaire :

Au début le $Q_h = 18.4 \text{ m}^3/\text{h}$ en 09/06/2010 jusqu'à $Q_h = 1.93 \text{ m}^3/\text{h}$ avant la Mise en service GL

Ce puit commence avec un bon potentiel mais une chute naturelle a cause de la déplétion.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Remarque :

Le gisement de HMD est en phase secondaire et tertiaire d'exploitation des hydrocarbures. L'étape suivante on doit étudier plusieurs paramètres pour définir une méthode d'activation.

En général la production nait jamer stable, a ce titre plusieurs méthodes de calculer l'orientation de la production (déclin)

La majorité des puits arrive a un faible taux de production ($Q_h < 1 \text{ m}^3/\text{h}$) accuse de la déplétions et aux divers contraintes, donc il faut les optimiser et exploiter le maximum.

La solution adéquate qui s'offre c'est le gaz léger

VI.8 Modélisation par Pipesim

VI.8.1 Les données 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 le modèle *black oil*. Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau VI.13 Paramètres PVT des effluents des puits

Puits	MD477	MD457	MD641	MDZ677	OMD51	OMZ801
Densité de l'huile	41	41	41	41	41	41
GOR (sm ³ /sm ³)	160	163	160	180	110	130
Densité du gaz	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Pression de gisement (Kg/cm ²)	305	200	245	280	320	310
Pression de fond dynamique (Kg/cm ²)	113	200	90	105	89	125

VI.2.1 Résultat de l'analyse nodal par Pipesim :

A partir de ces résultats, et notamment Pr, Pwf , Qh ,... etc nous pouvant calculer plusieurs paramètre Grass a Pipesim.

Tableaux VI.15 des Résultats de simulation par Pipesim

Puits	MD477	MD457	MD641	MDZ677	OMD51	OMZ801
IP (m ³ /D/kg/cm ²)	0.22	1.2	0.26	0.4	0.3	0.54
Profondeur d'injection (m)	3430	3350	3311	3169	3200	3030
Type gaz lift (in)	2"7/8	1"660	2"7/8	2"7/8	1"660	2"7/8
gaz lift ID (in)	1	0.7	3	1	0.7	2
Oil Rate (m ³ /h)	1.64	3.6	1.46	2.6	2.75	3.7
Wc %	0	0	0	0	0	7
WHP (kg/cm ²)	23.3	26	21.5	22.8	20	22.3
FLP (kg/cm ²)	14.5	17	19.5	14	16	13
GL Rate (sm/d)	30000	20000	15000	15000	18000	15000
Pinj GL (kg/cm ²)	82	78	60	68	55	76

Nous pourrions tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) et point de Fonctionnements pour chaque puits, et cela en se basant sur l'équation de Vogel, ce qui nous permet de déterminer les débits maxima des puits (AOFP)

Tableau VI.15 AOFP des puits

Puits	MD477	MD457	MD641	MDZ677	OMD51	OMG801
AOFP (m ³ /h)	2.1	5.7	1.8	3.3	3.2	5.4

VI.8.2 Les points de fonctionnement des puits :

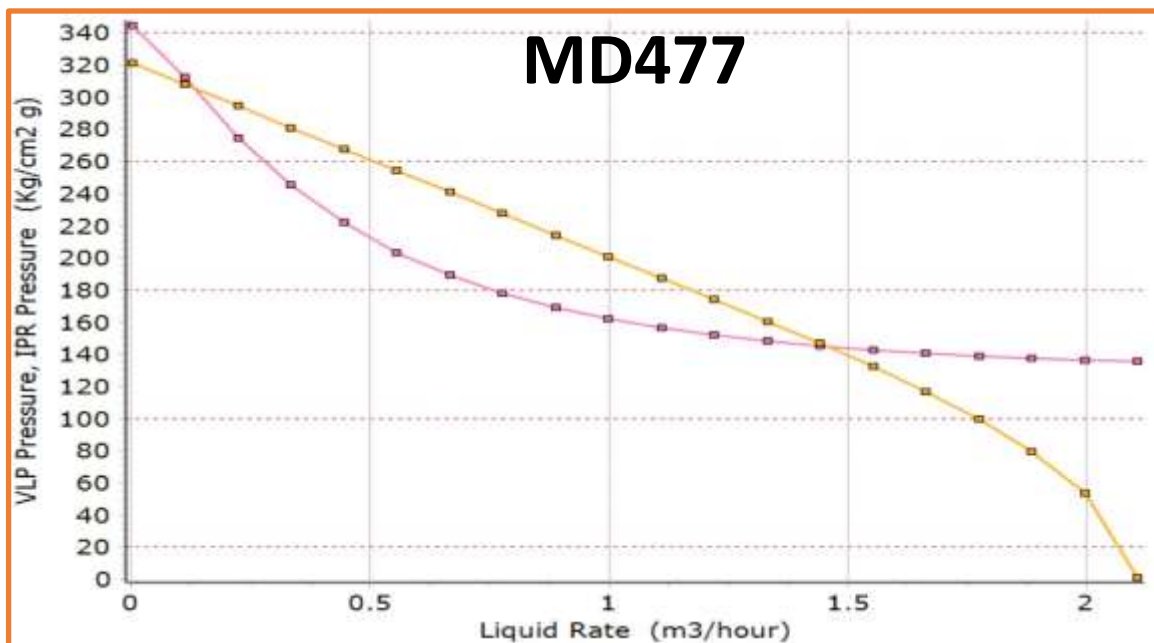


Figure VI.8 Point de fonctionnement du puit MD477

Commentaire :

La courbe Outflow du puits **MD477** a une pression décroissante rapidement à de faibles débits, atteint un minimum, puis commence à décroître lentement avec l'augmentation du débit. Ceci est typique pour de nombreuses courbes de sortie, qui, dans certains cas, donneront deux points d'intersection avec la courbe d'entrée, l'intersection donne un débit **Q=1.46 m³/hr** et une pression **P=145 kg/cm²**.

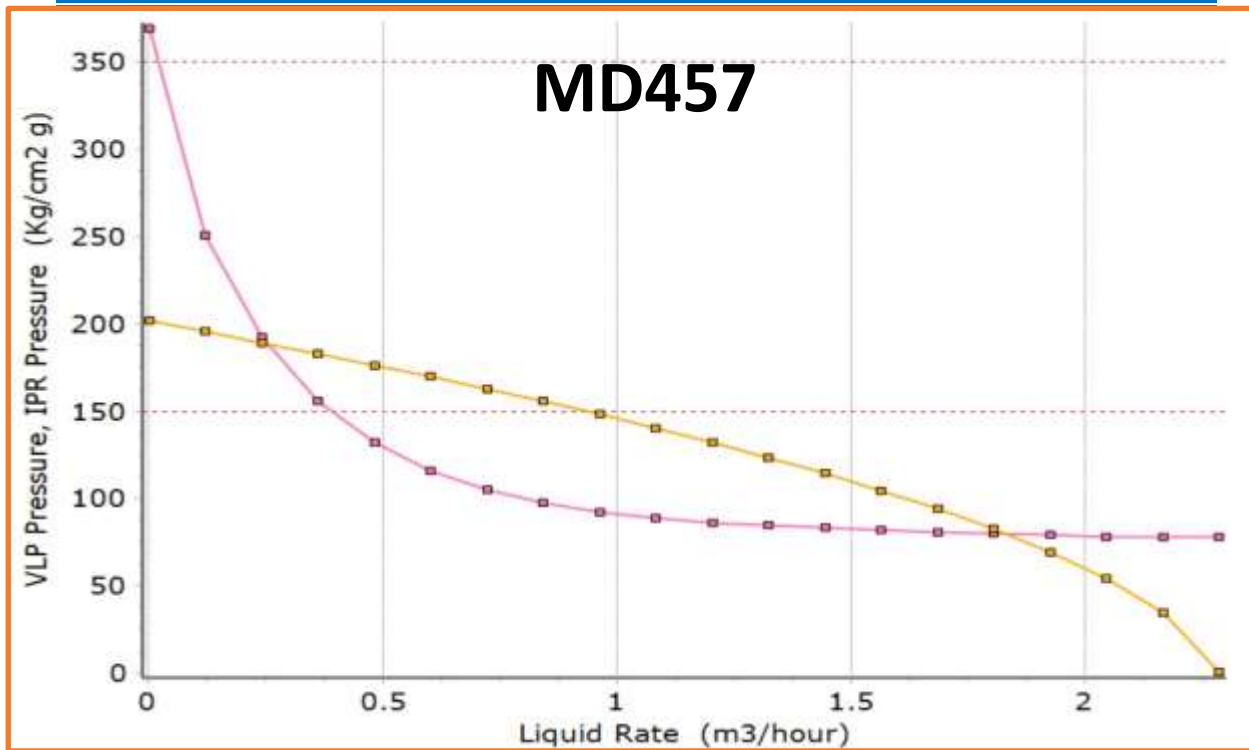


Figure VI.9 Point de fonctionnement du puits MD457

Commentaire :

La courbe Outflow du puits **MD457** a une pression décroissante rapidement à de faibles débits, atteint un minimum, puis commence à décroître lentement avec l'augmentation du débit. Ceci est typique pour de nombreuses courbes de sortie, qui, dans certains cas, donneront deux points d'intersection avec la courbe d'entrée, l'intersection donne un débit **Q=1.8 m³/hr** et une pression **P=80 kg/cm²**.

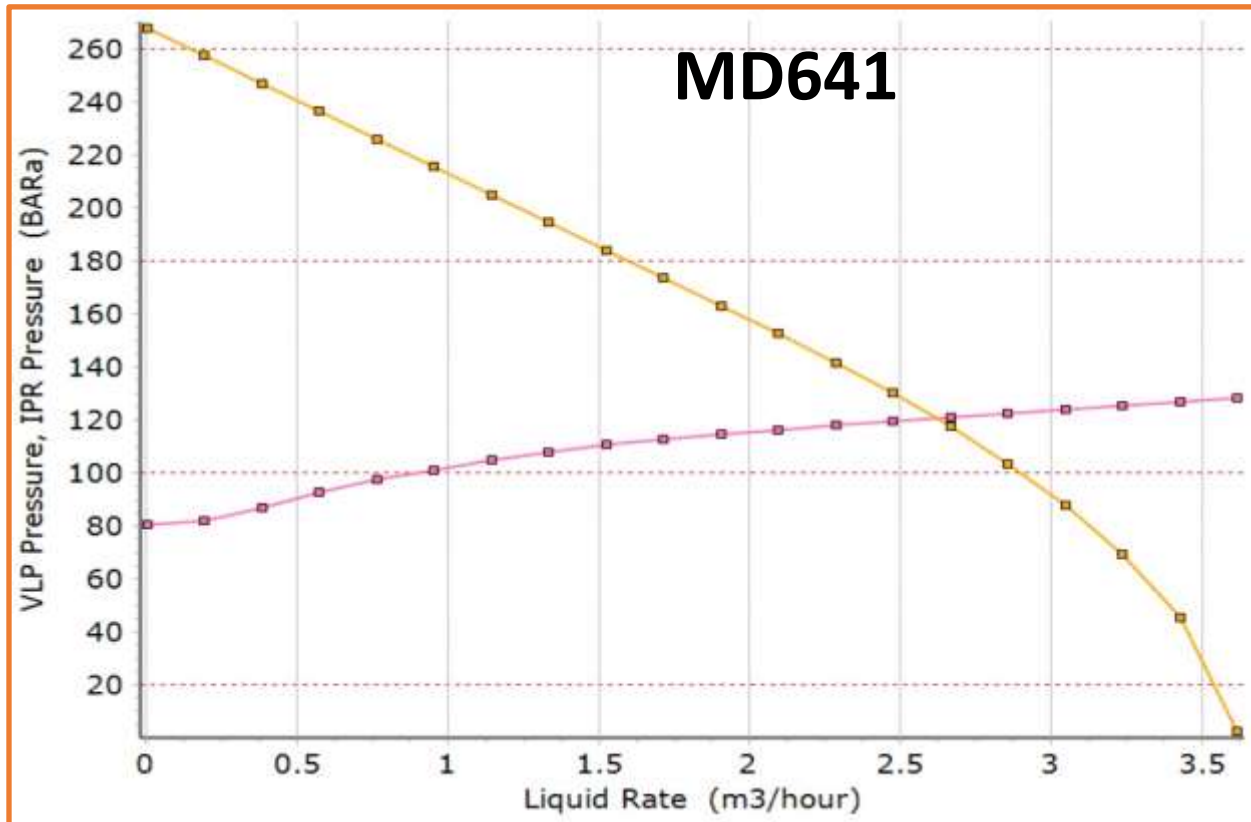


Figure VI.12 Point de fonctionnement du puits MD641

Commentaire :

La courbe Outflow du puits **MD641** a une pression augmente lentement à de faibles débits, atteint un minimum, puis commence à augmenter lentement avec l'augmentation du débit. Ceci est typique pour de nombreuses courbes de sortie, qui, dans certains cas, donneront deux points d'intersection avec la courbe d'entrée, l'intersection donne un débit **Q=2.7 m³/hr** et une pression **P=120 kg/cm²**.

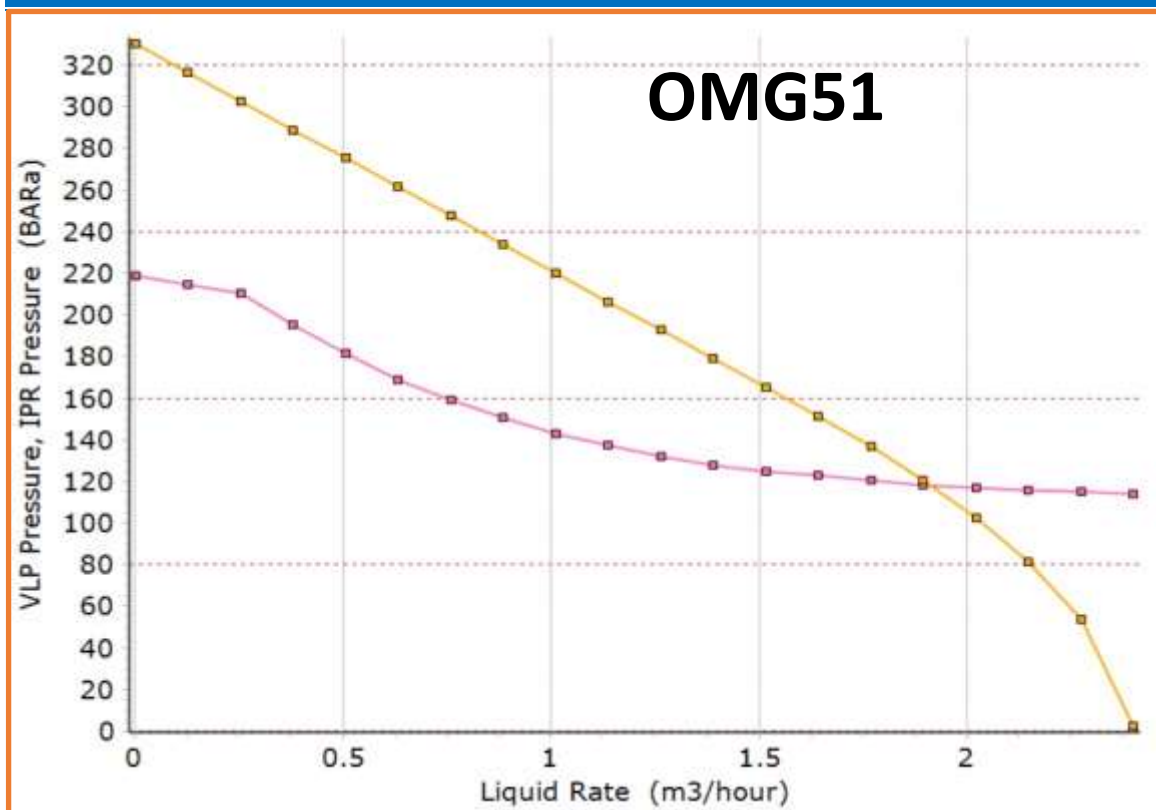


Figure VI.12 Point de fonctionnement du puit OMG51

Commentaire :

La courbe Outflow du puits **OMG51** a une pression décroissante rapidement à de faibles débits, atteint un minimum, puis commence à augmenter lentement avec l'augmentation du débit. Ceci est typique pour de nombreuses courbes de sortie, qui, dans certains cas, donneront deux points d'intersection avec la courbe d'entrée, l'intersection donne un débit $Q=1.9 \text{ m}^3/\text{hr}$ et une pression $P=120 \text{ kg/cm}^2$.

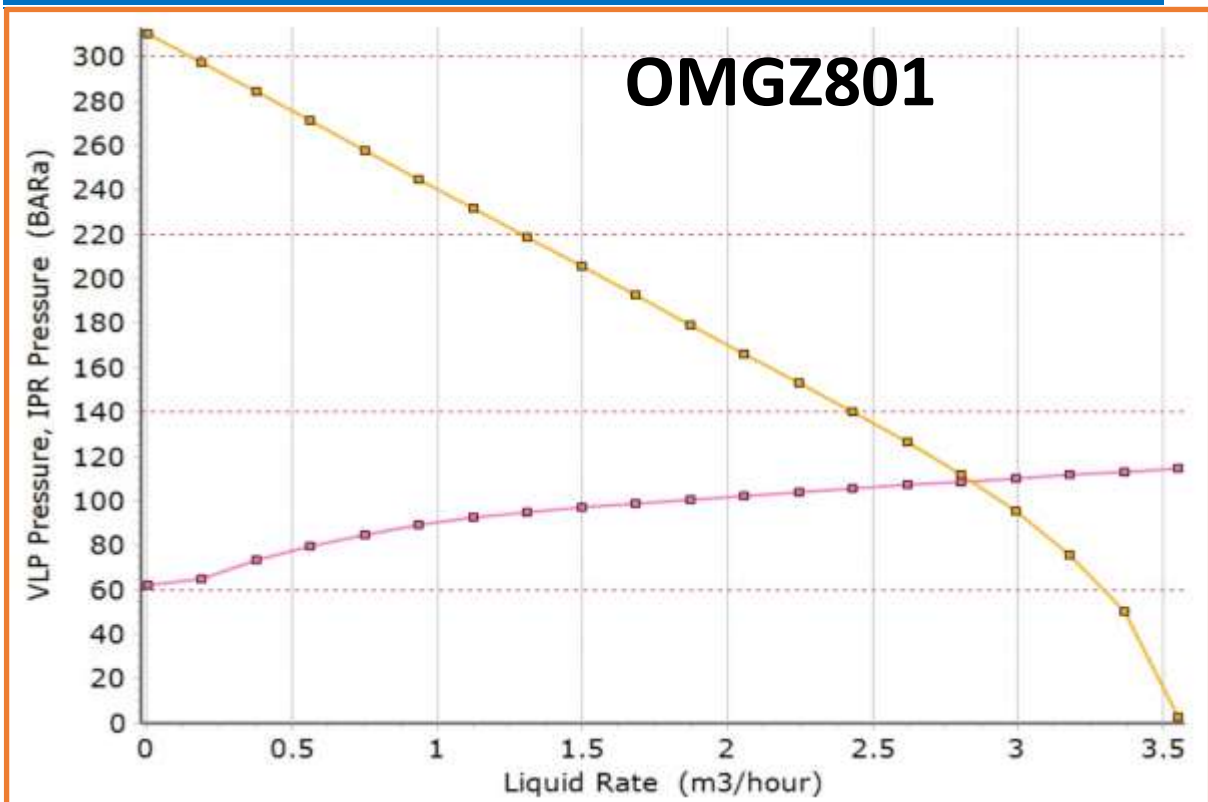


Figure VI.13 Point de fonctionnement du puits OMGZ801

Commentaire :

La courbe Outflow du puits **OMGZ801** a une pression décroissante rapidement à de faibles débits, atteint un minimum, puis commence à augmenter lentement avec l'augmentation du débit. Ceci est typique pour de nombreuses courbes de sortie, qui, dans certains cas, donneront deux points d'intersection avec la courbe d'entrée, l'intersection donne un débit **Q=2.8 m³/hr** et une pression **P=120 kg/cm²**.

VI.9 Etude comparative :

On va étudier Les donne de production après la Date Mise en service Gaz lift des puits pour arriver aux conclusions.

Design des graphes pour mieux comprendre et analyser les puits.

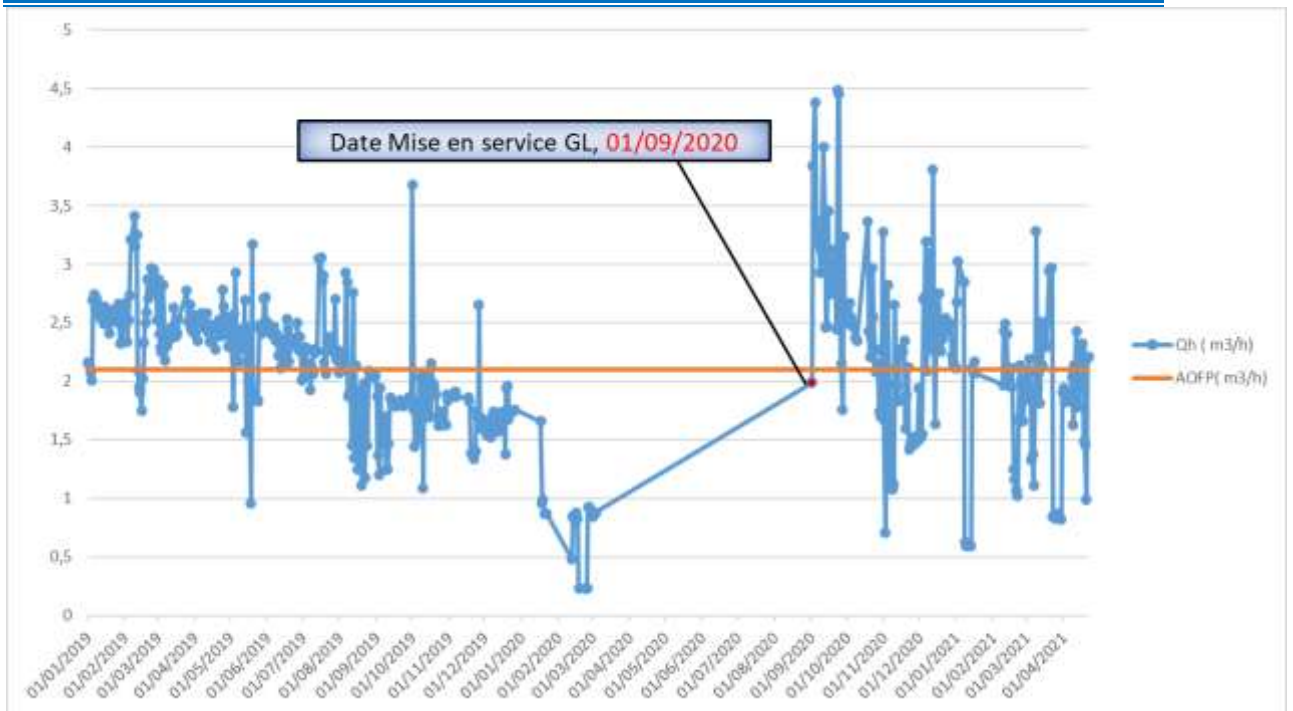
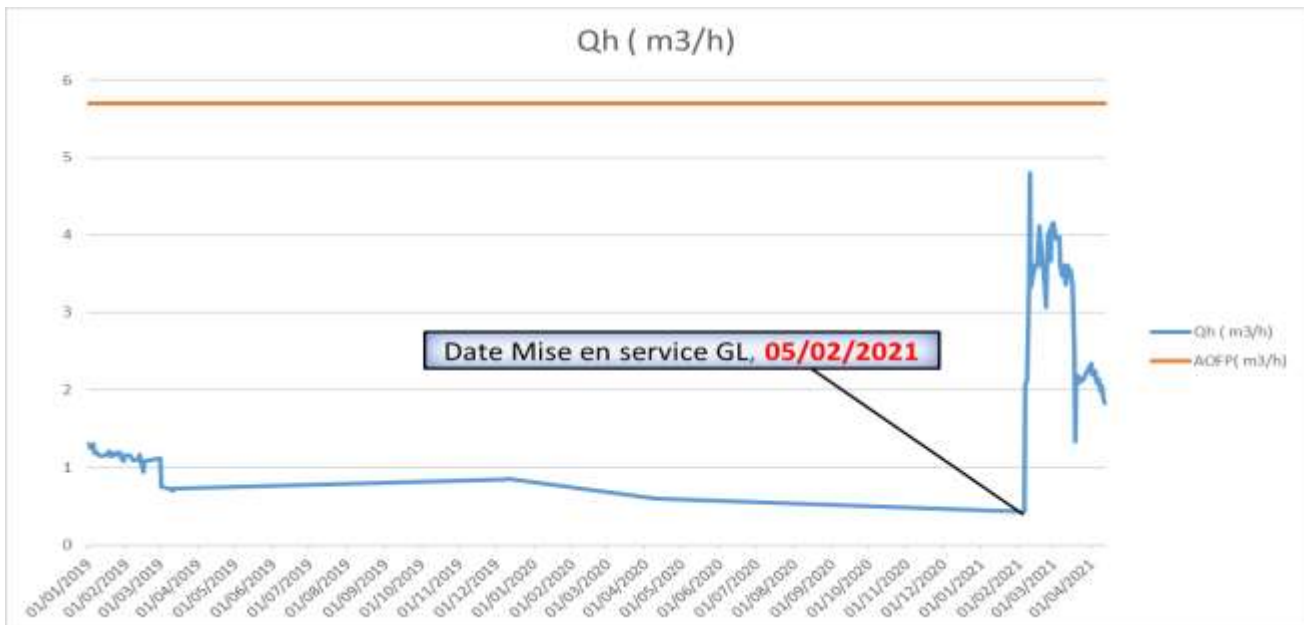


Figure VI.14 Historique de production avant et après Mise en service GL MD477

Commentaire :

- L’optimisation du MD477 a donne de bon résultat $Qh_{ancien} < Qh_{avec\ GL}$, et une augmentation de production par apport la production son GL, $Q_{moyen} \approx AOFP$

Figure VI.15 Historique de production avant et après Mise en service GL MD457



Commentaire :

L'optimisation du puit MD457 a donné :

- une nette amélioration , $Q_h \text{ ancien} < Q_h \text{ avec GL}$ et une augmentation de production par apport la production son GL, et $Q_{\text{moyen}} < \text{AOFP}$.



Figure VI.16 Historique de production avant et après Mise en service GL MD641
Commentaire

L'optimisation du puit MD641 a donné :

- une petite amélioration $Q_h \text{ ancien} < Q_h \text{ avec GL}$, et une petit augmentation de production par apport la production son GL.

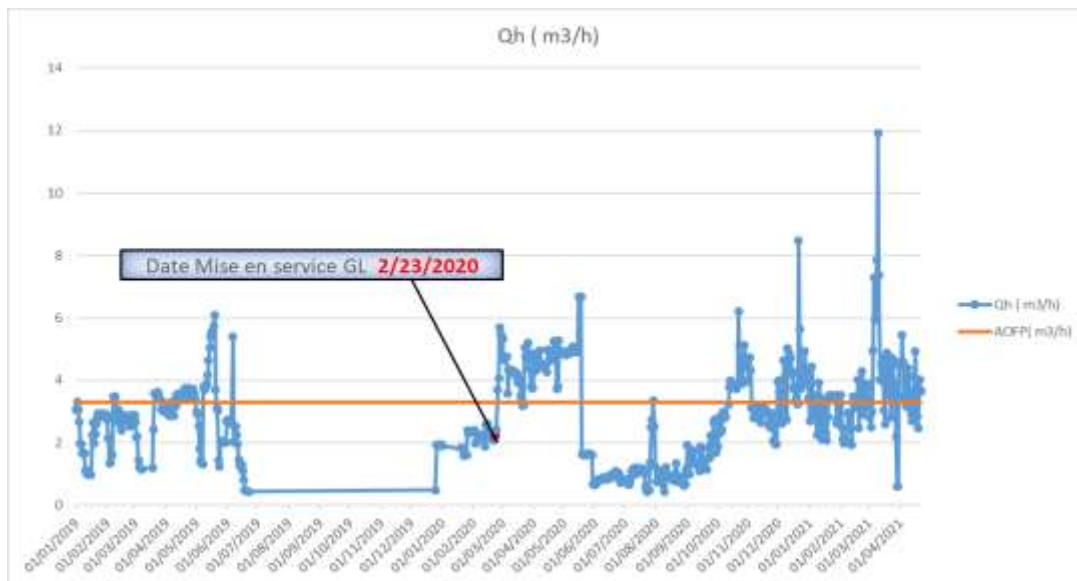


Figure VI.17 Historique de production avant et après Mise en service GL MDZ677

Commentaire :

L'optimisation du puit MDZ677 a donné :

- une net amélioration $Q_h \text{ ancien} < Q_h \text{ avec GL}$, et une augmentation de production par apport la production son GL.

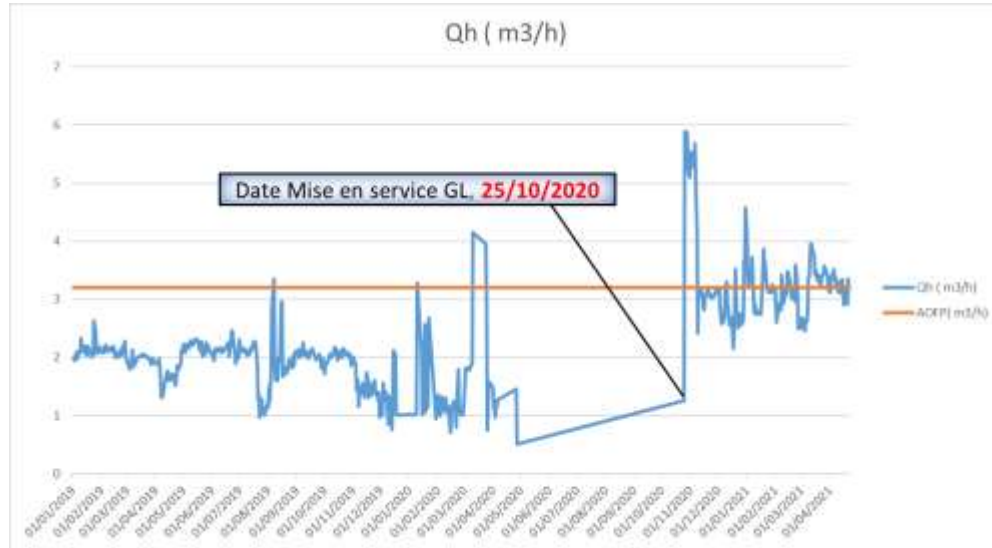


Figure VI.18 Historique de production avant et après Mise en service GL OMG51

Commentaire :

L'optimisation du puit MDZ677 a donné :

- une petite amélioration $Q_h \text{ ancien} < Q_h \text{ avec GL}$, et une augmentation de production par apport la production son GL $Q \text{ moyen} \approx \text{AOFP}$.

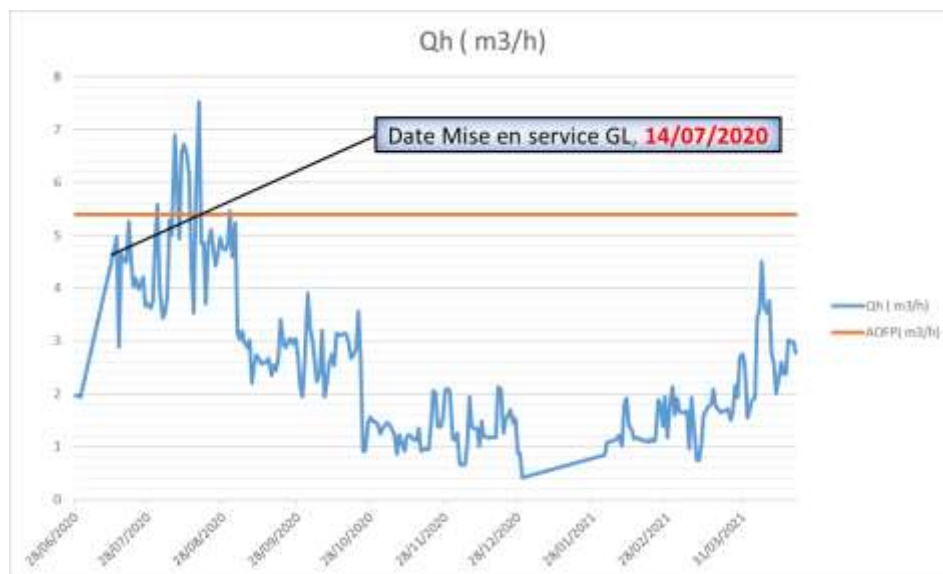


Figure VI.19 Historique de production avant et après Mise en service GL OMGZ801

Commentaire :

L'optimisation du puit MDZ677 a donné :

- $Q_h \text{ ancien} < Q_h \text{ avec GL moyen}$, et une augmentation de production par apport la production son GL.

Tableaux VI.20 des moyens de productions après Mise en service GL

Puits	MD477	MD457	MD641	MDZ677	OMD51	OMG801
$Q_{\text{moyen}} \text{ (m}^3\text{/h)}$	2.09	2.95	2.289	2.56	3.24	2.56

VI.10 Commentaire général :

- Dans la plus par des puits la production augment après la Mise en service GL.
- Sauf dans le puit **OMGZ801** il Ya une augmentation de production pondant 1 mois, apprêt un déclin.
- La production ne nait jamais stable (un cycle d'augmentation et démunissions sans fin)

Tableaux VI.21 Comparaison entre avant et après Mise en service GL des moyens de productions

Puits	MD477	MD457	MD641	MDZ677	OMD51	OMG801
$Q_{\text{avent}} \text{ (m}^3\text{/h)}$	0.88	0.6	2.90	1.59	0.51	1.93
$Q_{\text{moyen}} \text{ apprêt (m}^3\text{/h)}$	2.09	2.95	2.289	2.56	3.24	2.56
$Q_g \%$	237.5	491.6	-78.93	161	635.3	132.64

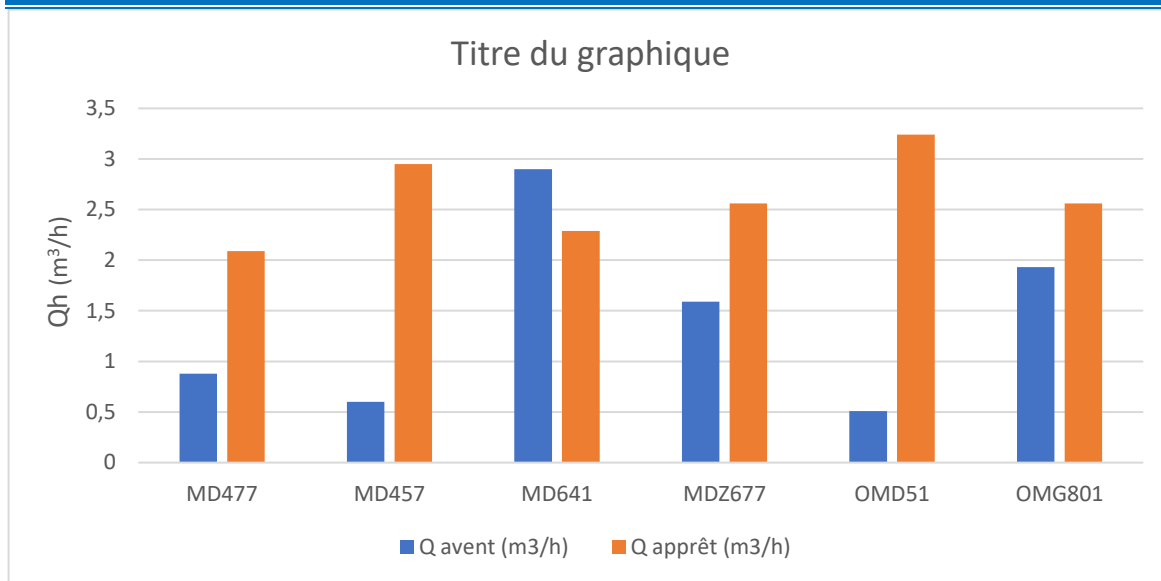


Figure VI.20 L'histogramme représente les valeurs avant et après Mise en service GL

Remarque :

- Le but de ce tableau est de comparer les productions réelles après la mise en service GL.
- Il y a une nette amélioration grâce à GL.
- La méthode GL n'a pas donné de bons résultats avec le puits MD641.

VI.11 Simulation à ton réel

Les graphes suivants sont des valeurs calculées à court terme plus l'historique (GOR, Qh jauger, Qh calculer) :

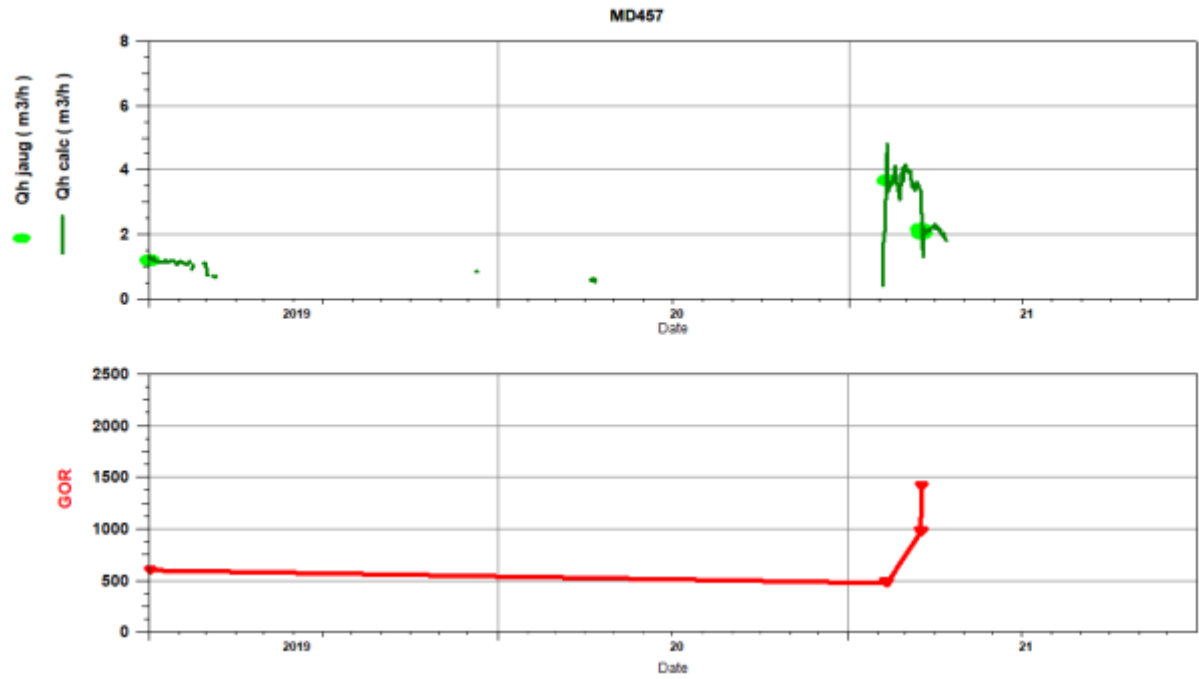


Figure VI.21 L'historique plus calcul MD457

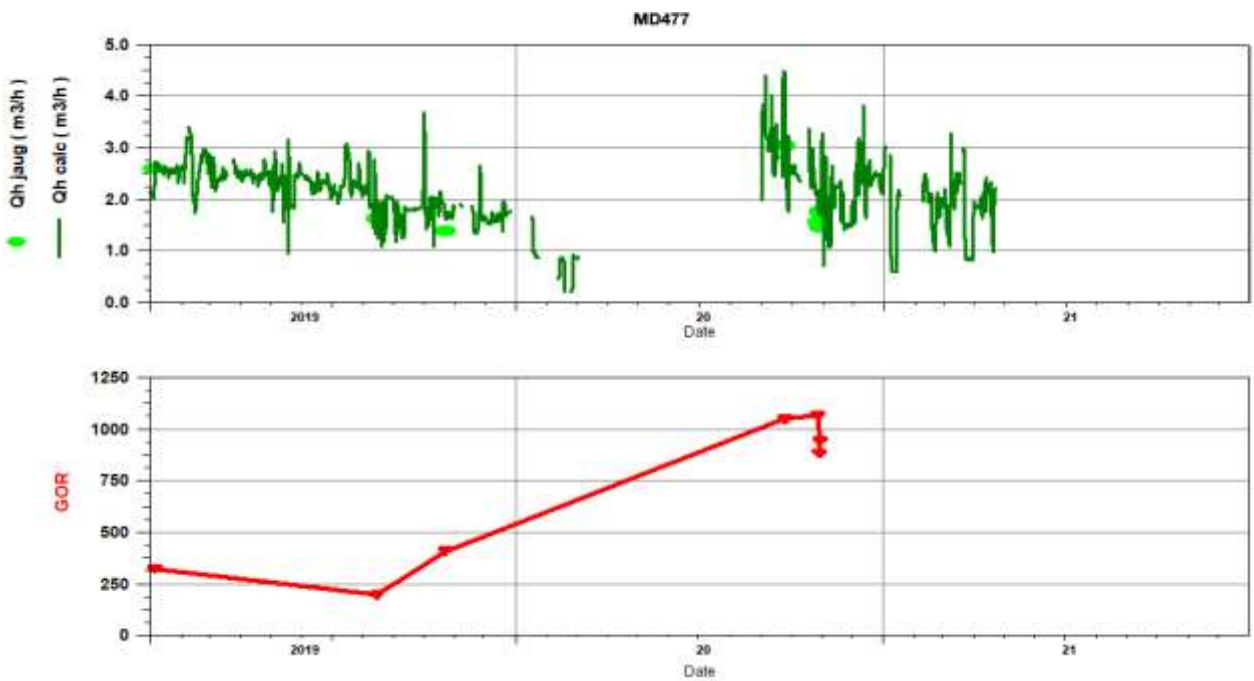


Figure VI.22 L'historique plus calcul MD477

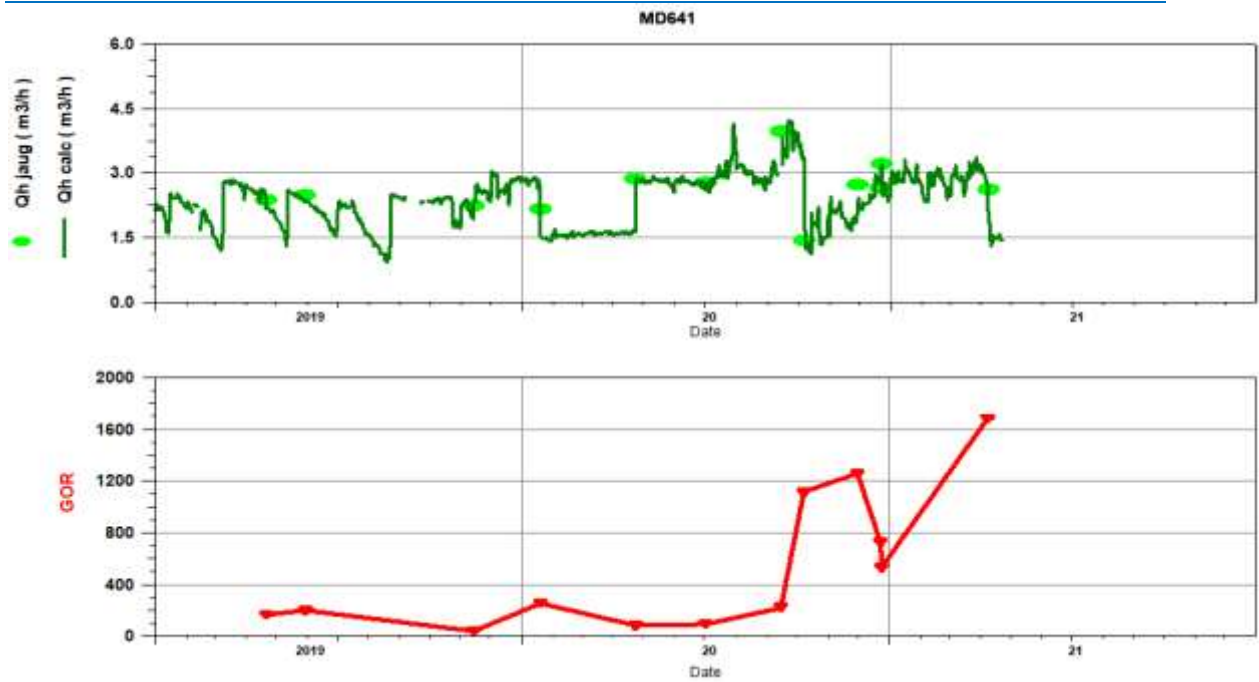


Figure VI.23 L'historique plus calcul MD641

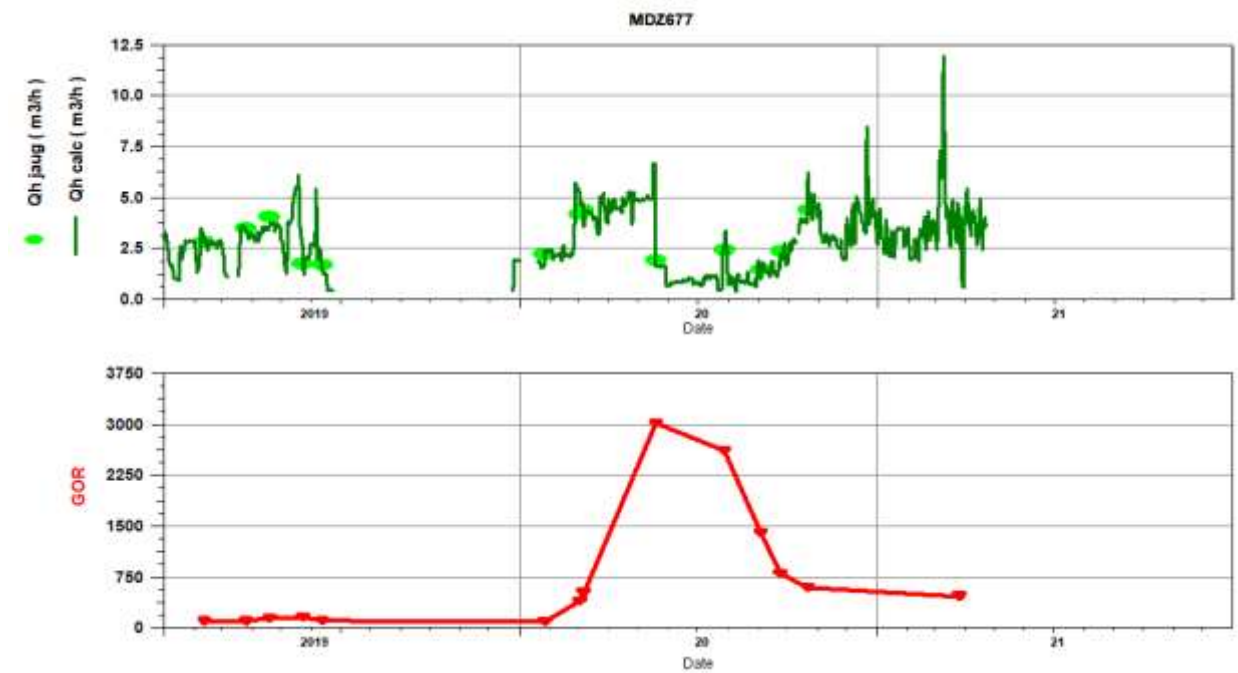


Figure VI.24 L'historique plus calcul MDZ677

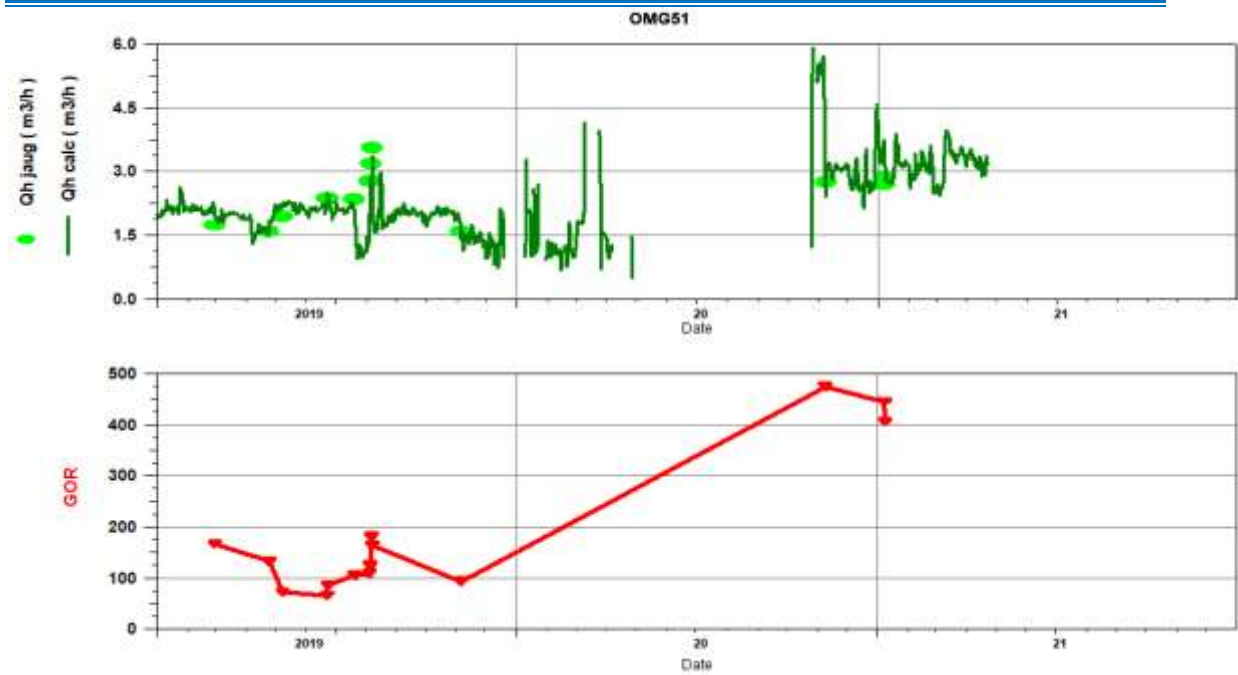


Figure VI.25 L'historique plus calcul OMG51



Figure VI.26 L'historique plus calcul OMGZ801

Remarque

On constate que le calculer au court terme plus précis que le calcule au long terme, cette différence illustrée dans les point des graphes de GOR et Q_h .

La précision de calcul au court terme est due principalement à l'actualisation des données actuelle et réel.

VI.12 Conclusion

L'étude d'optimisation réalisée sur 6 puits : MD477, MD457, MD641, MDZ677, OMD51, OMG801 permet de conclure les points suivants :

Dans la plus par des puits la production augment après la Mise en service GL. Le fluide s'écoulant dans le réservoir est un fluide diphasique. Donc la courbe de performance du réservoir (IPR) est déterminée à partir de l'équation de Vogel. Le gas lift permet d'augmenter la production des puits tant que eux-ci sont éruptifs et de les faire produire quand ils ne le seront plus. Le puits **OMGZ801** se caractérise par un GOR très élevé, le gas lift ne pourra pas améliorer son débit et les diamètres optimums de tubing des puits sont :

Puits	MD477	MD457	MD641	MDZ677	OMD51	OMG801
Type gaz lift (in)	2"7/8	1"660	2"7/8	2"7/8	1"660	2"7/8

Conclusion générale

L'étude dédiée sur l'optimisation réalisée sur 6 puits : MD477, MD457, MD641, MDZ677, OMD51, OMG801 permet de conclure plusieurs points comme le gaz-lift est le moyen d'activation le plus utilisé pour le gisement d'huile de Hassi Messaoud aussi la complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plupart des puits de Hassi Messaoud aussi cette méthode d'activation n'est pas valable pour tous les puits mais Il faut étudier cas par cas pour éviter les opérations snubbing inutiles aussi le water cut pose un très grand problème pour la production du puits activé soit par Gas lift ou bien par une pompe ESP aussi il faut essayer d'analyser les paramètres des puits pour pouvoir identifier la raison de fermeture ou d'intermittence des puits producteurs (Chute de pression, production d'eau, augmentation de salinité... etc.) pour pouvoir trouver la meilleure solution aussi un puits à GOR élevé ne pourra pas améliorer son débit d'huile récupérer à cause de phénomène suivant, (gaz passe devant l'huile $d_g < d_h$).

Recommandations :

Suite à l'analyse des résultats de notre étude, et dans le but de parvenir à une production optimale des puits de la série inférieure, nous recommandons de :

Faire un contrôle périodique du débit d'huile et du gas lift pour confirmer les résultats de l'optimisation. Et refaire l'optimisation du débit d'injection de gaz au fur et à mesure de l'évolution des paramètres du réservoir tels que la pression de réservoir, le GOR et le water cut. Et effectuer périodiquement des opérations de mesures telles que le PLT afin de mettre à jour la base de données des puits. Et étudier la faisabilité et la rentabilité des opérations de stimulation telles que la fracturation hydraulique, l'acidification ou bien une reprise en short radius sur les puits de la série inférieure.

Et programmer des tests périodiques sur les puits pour mieux analyser le comportement du réservoir.

Aussi refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres aussi approprier un schéma d'injection pour le maintien de pression afin de limiter le déclin de la pression de gisement.

Finalement garantir un bon entretien des puits GL afin de limiter le recours aux opérations d'entretien des puits tel que le Snubbing ou le Work-Over.

Références bibliographiques

- [1] : Serpio S.N. _ Groupe SOCOTEC INDUSTRIE : RECUPERATION ASSISTEE PAR« GAS-LIFT » 2012.
- [2] : TOTAL group : LE PROCESS LE Puits ACTIVÉ PAR GAZ LIFT 2016.
- [3] : Mémoire de fin cycle de DEROUICHE. A BENLAÏB. B, le thème est: modilisation et optimisation du système de production de la serie inferieure du gisement de HR sud «2011 ».
- [4] : Mémoire de fin d'étude de Mr BOUKACI. T BELGACEM. N, le thème est : Modélisation intégrée, prévisions et plans de développement du champ Rahlet-Al-Aouda UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA « 2017/2018 ».
- [5]: Well PERFORMance Analysis 4.50, Copyright (c) 2002, Petroleum Information/Dwights LLC d/b/a IHS Energy Group.
- [6]: Mémoire de fin d'étude de Mr HACHANI.S NOUAR.T le thème est : Optimisation de gas-lift à la région de Haoud Berkaoui « 2011/2012 ».
- [7] Matthew AMAO: Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saoud university, 09-03-2014
- [8] John BEARDEN: Centrilift, Baker Hughes Inc, Petroleum Engineering Handbook : Volume IV - Production Operations Engineering : Chapter 13 – Electrical Submersible Pumps, Pgs. 634-720, Society of petroleum engineers, 2006
- [9] Matthew AMAO: Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saoud university, 09-03-2014.
- [10] MAANANI Ramzi, HANI Ilyas: Performance de l'anneau d'huile d'ALRAR, mémoire de fin d'étude ingénieur d'état, Université de Boumerdes, 2010.
- [11] Benzerga Ali, Aroudji mohamed el habib: Lifting artificiel par une pompe électrique immergée étude de cas: puits AMA52-AMA09 application sur le champ de TFT, mémoire master production, université de Ouargla, 2016.
- [12] CHIHAI Elhadi, HACINI M.dhya eddin, L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la stimulation, Université d'Ouargla 2016.
- [13] Bouakline Omar, Optimisation des puits on gaz lift A HMD, DCP Sonatrach 2014/2015.
- [14] Brown Kermit E, THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODE, 1980.
- [15] Matthew Ameo, Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems, Sanday, marche 09, 2014.

Annexes

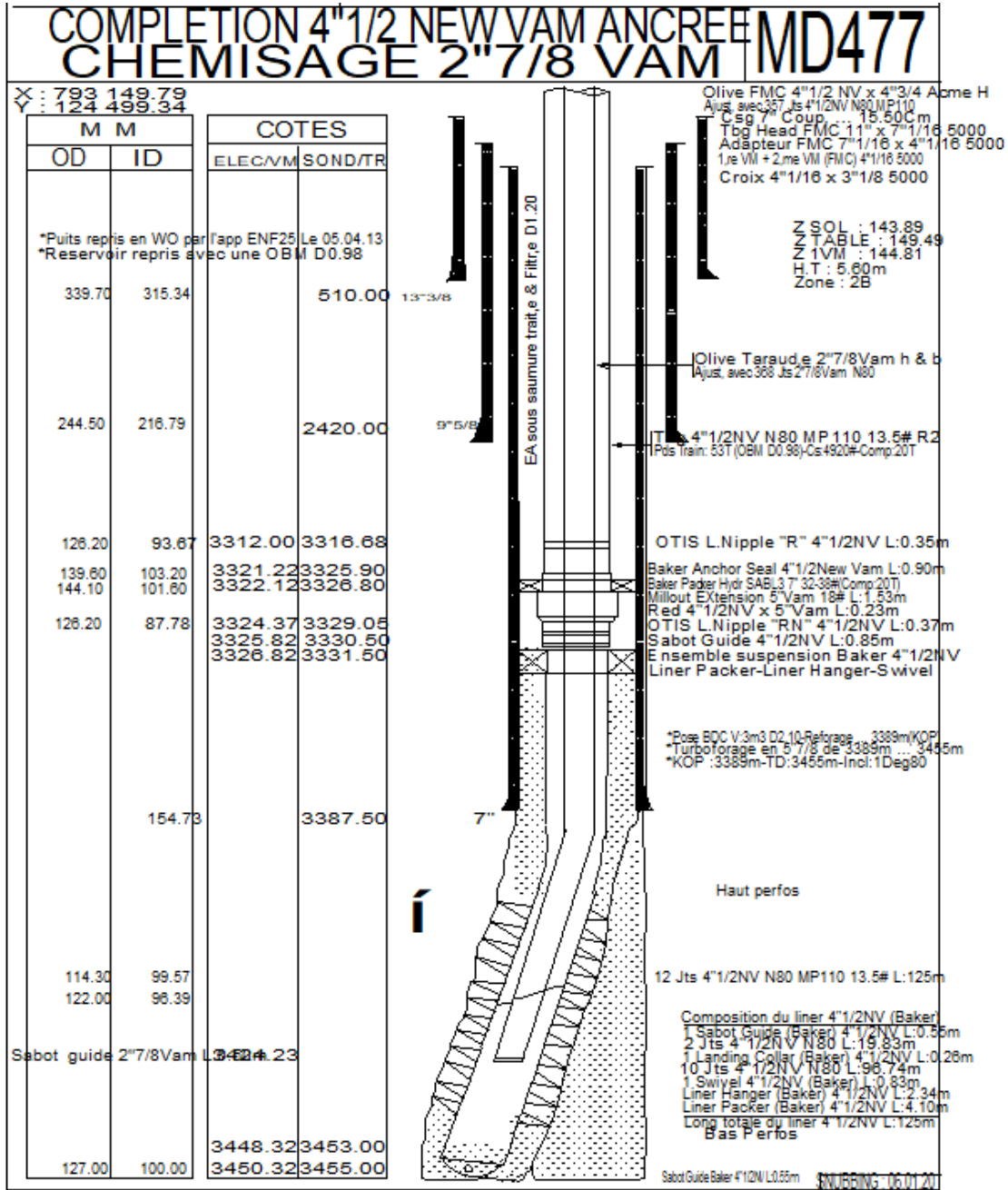


Figure VI.27 Annexe de complétion MD477

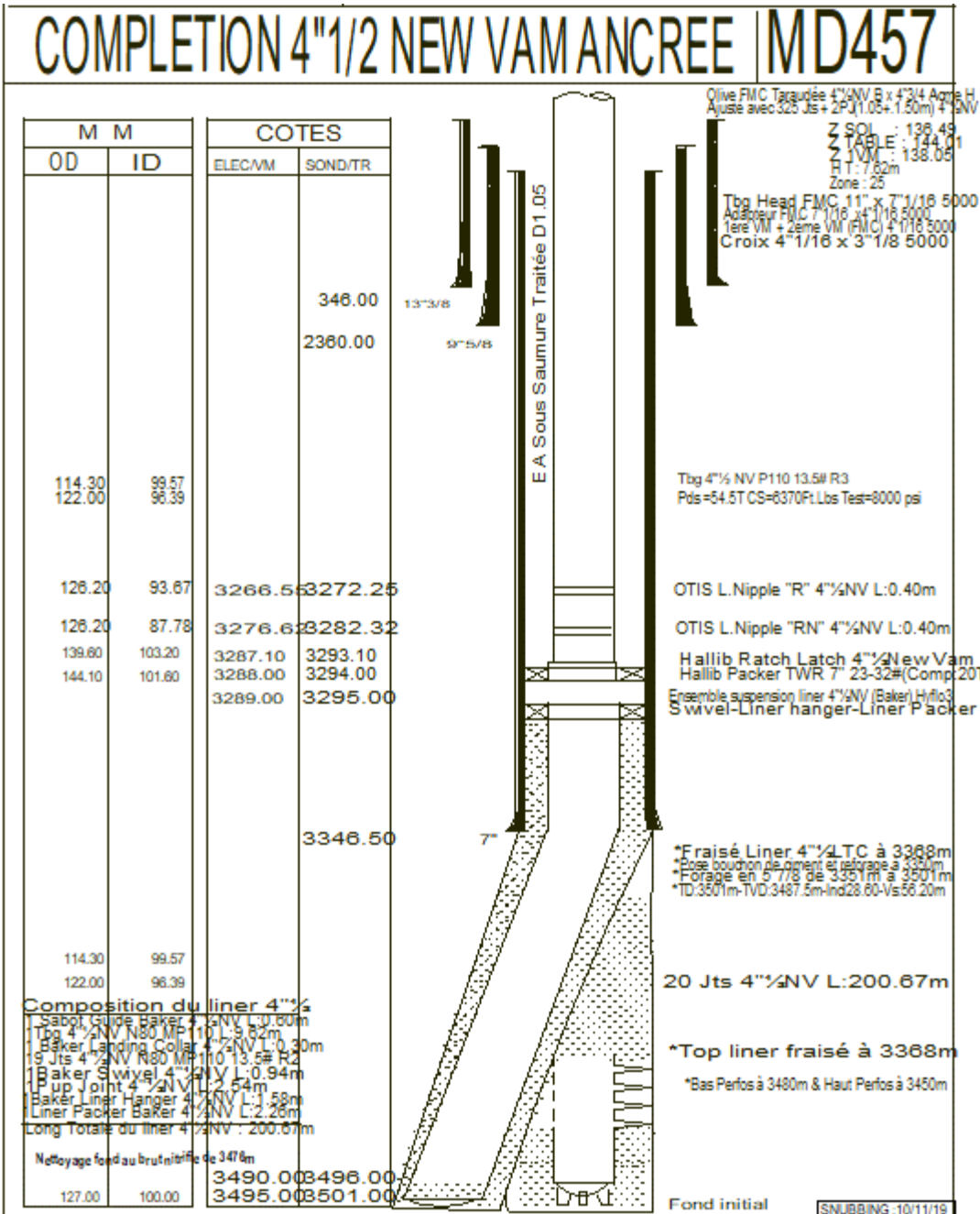


Figure VI.28 Annexe de complétion MD457

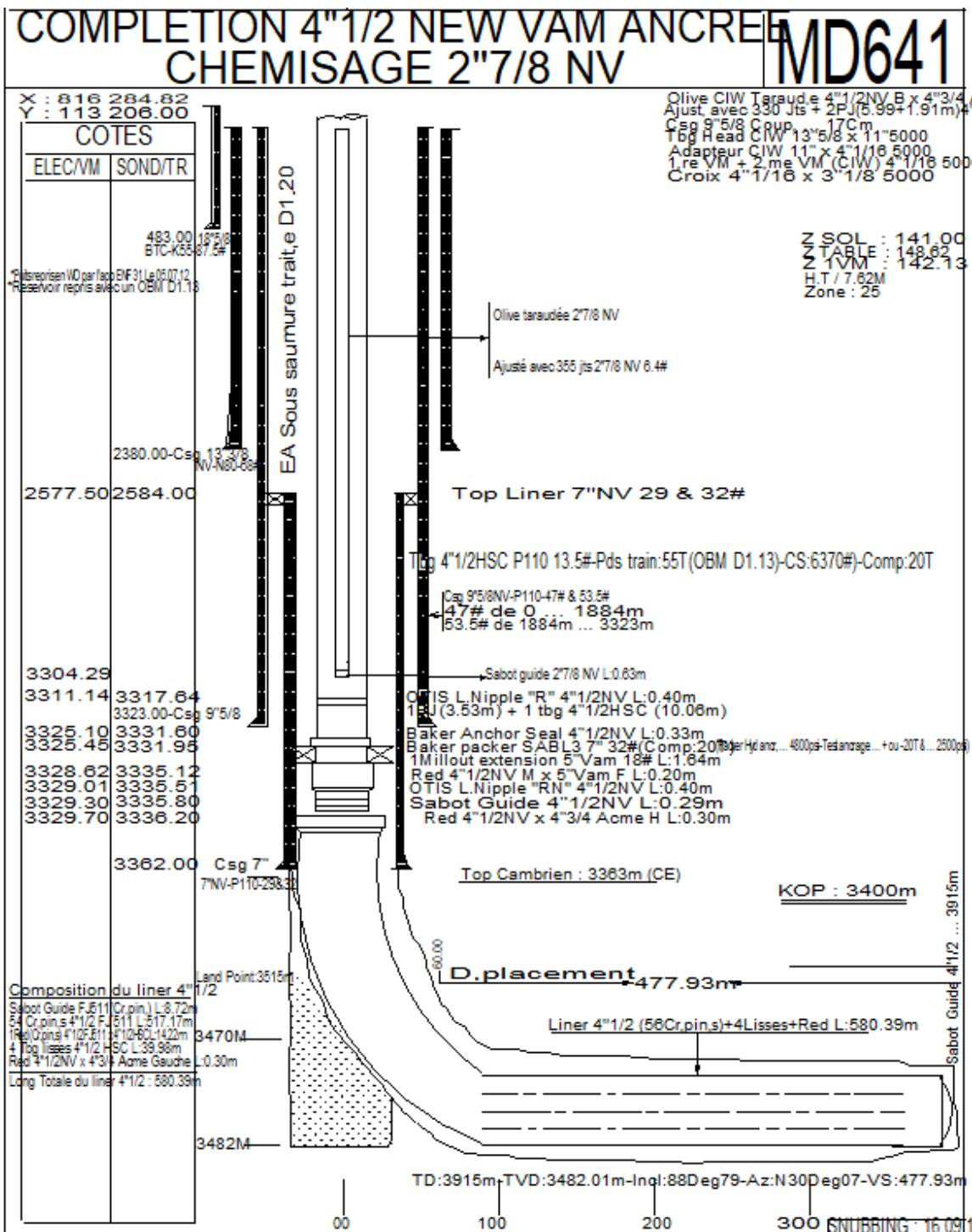


Figure VI.29 Annexe de complétion MD641

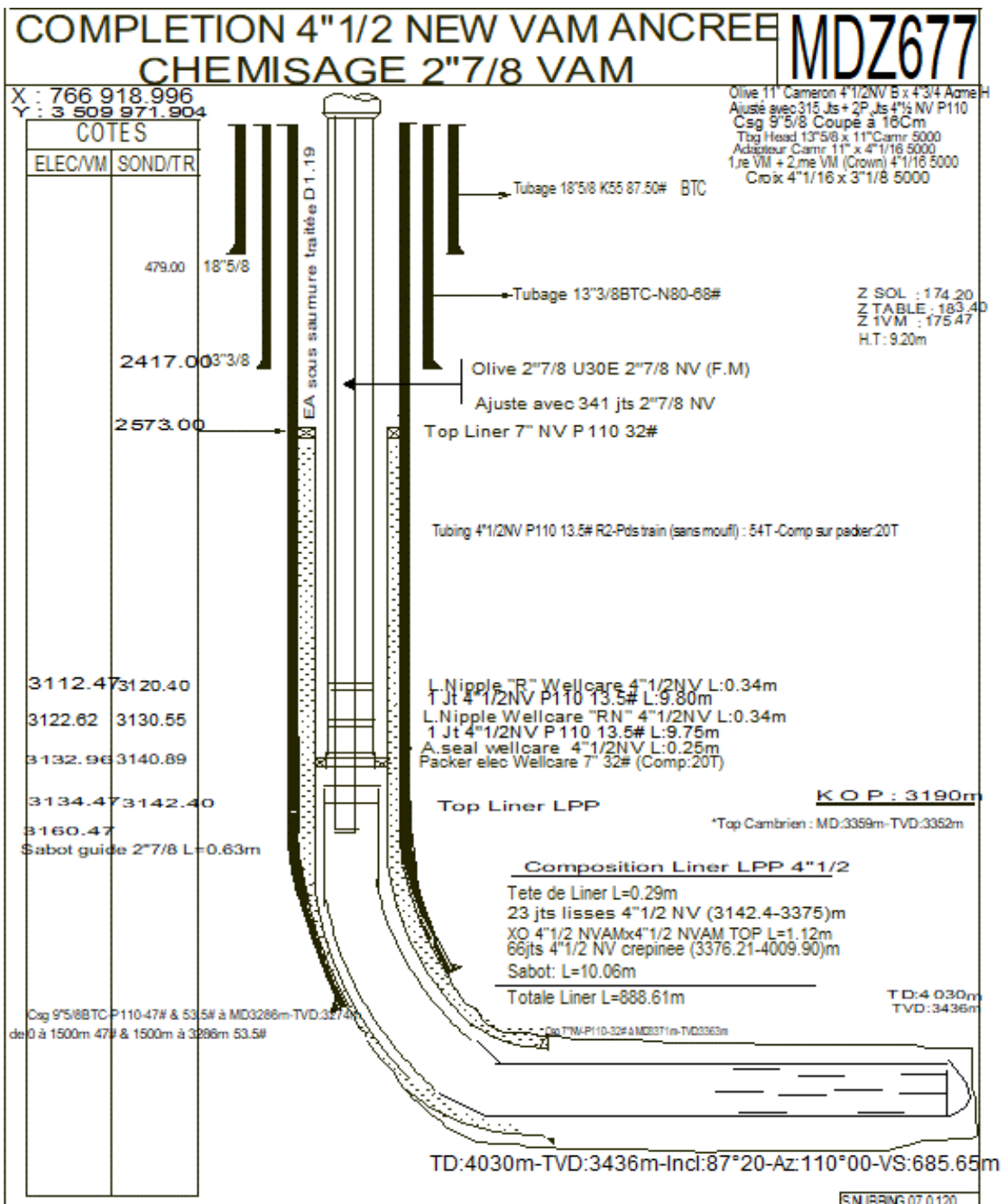


Figure VI.30 Annexe de complétion MDZ677

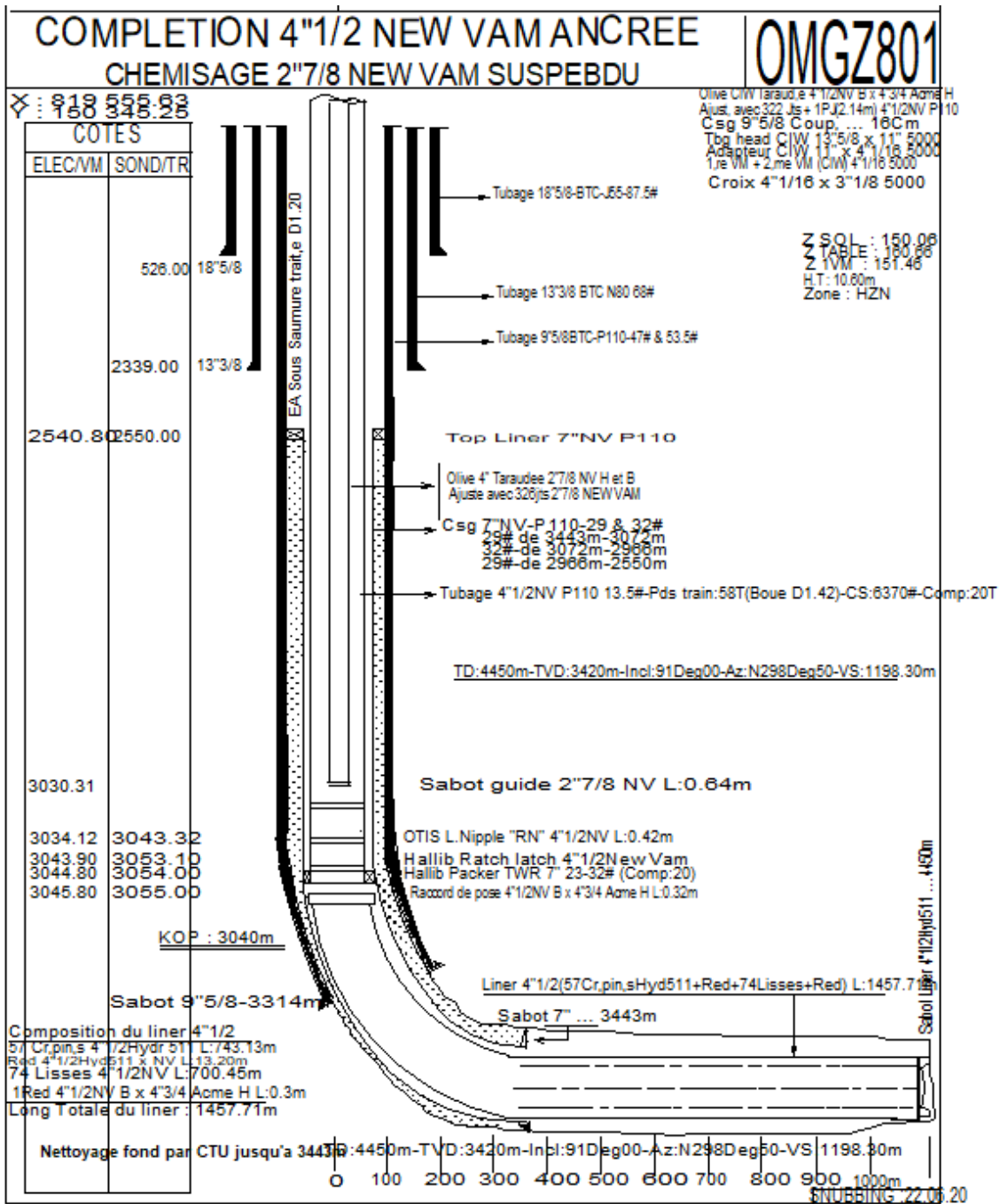


Figure VI.32 Annexe de complétion OMGZ801

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gas		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
18/02/2015	11	1440	3.52	419.85	119	26.4	14.6	14.07	22	.5618	1030		-----
23/03/2015	11	1440	4.3	948.51	220	30.7	13.2		29	.8344	240		-----
13/09/2015	11	600	4.31	535.92	124	30.2	13.2	4.28	36	.5244	210		-----
04/02/2016	11	1440	5.2	762.18	147	32.42	13.53	13.64	23	.4673	220		-----
29/03/2016	11	Vx29	4.8	1113.85	232	31.3	16.3		31.8	.4885	0		-----
31/07/2016	15	1440	4.42	810.27	183	21.3	14.1	14.06	36	.6308	50		-----
17/11/2016	12.7	1440	3.24	1036.90	320	28.7	13.2	13.26	25	.8583	980		-----
26/01/2017	12.7	-	4	838.30	210	30.2	14.6	4.89	16	.7331	0		-----
07/05/2017	12.7	600	2.76	534.73	193	24	13	4.59	29	.8423	720		-----
23/09/2017	12.7	Vx29	3.07	725.79	236	20.7	15.2		29	.6941	361		-----
02/12/2017	12.7	600	2.39	507.90	212	23.5	13.5	4.23	18	.9526	360		-----
15/12/2017	12.7	1440	3.21	697.83	217	23.1	14	14.07	13	.6976	900		-----
07/05/2018	12.7	Vx29	2.52	640.78	254	19.9	14.7		33	.7654	410		-----
21/10/2018	12.7	-	1.98	526.83	266	19.2	14.1		27	.941	550		-----
05/01/2019	12.7	600	2.6	828.10	319	20	10	4.49	17	.7477	380		-----
15/08/2019	12.7	1440	1.62	316.27	195	20.59	16.53	4.29	33	1.1682	765		-----
22/10/2019	12.7	1440	1.39	561.92	406	18.31	11.97	3.83	26	1.2823	1425		-----
25/09/2020	15	1440	3.04	3180.40	1046	43.63	13.95		30	1.8787	1886		-----
28/10/2020	15	1440	1.96	1660.91	1066	22.83	14.5	14.63	20	1.9181	480		-----
29/10/2020	15	1440	1.47	1296.55	881	22.8	14.85	15.01	14	2.0284	2128		-----
30/10/2020	15	1440	1.77	1668.29	941	21.95	14.72	14.89	20	1.6214	260		-----
26/05/2021	15	1440	1.19	1925.53	1618	28.55	13.26	4.66	24	3.1409	2700		-----

Tableau VI.16 Fiche technique sur le puit MD477

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gas		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
26/02/2015	12.7	1440	1.49	990.23	663	24.15	17.4	17.23	13	1.9693	1000		-----
12/05/2015	12.7	Vx29	1.9	1063.61	558	26.3	20		24	1.3261	317		-----
03/07/2015	12.7	1440	1.65	1037.34	630	26	20.2	20.39	29	1.4946	240		-----
09/07/2015	12.7	1440	2.13	988.86	464	24.7	18.6	19.27	30	1.1189	521		-----
17/09/2015	12.7	600	.39	1177.23	2005	22.6	15.4	4.79	38	3.7338	0		-----
30/10/2015	12.7	1440	1.48	1002.99	676	26	19.8	19.99	22	1.681	1716.7		-----
13/12/2015	12.7	FastQ	1.28	811.00	634	24	19.26		4	1.7257	1400		-----
28/01/2015	12.7	1440	1.64	994.12	607	28	17.6	17.74	18	1.6597	2040		-----
22/04/2016	12.7	1440	1.73	937.45	543	25.5	19.2	19.37	17	1.4264	942		-----
21/07/2016	12.7	1440	1.36	956.37	759	24.5	19.95	19.88	29	1.7607	750		-----
17/09/2016	12.7	-	1.53	1053.15	688	25.4	18.5	18.56	28	1.6101	1359	4000	-----
04/01/2017	12.7	1440	1.31	990.60	754	22.4	16.7	16.93	12	1.634	350	126	-----
26/04/2017	12.7	Vx29	1.66	1072.73	647	23.8	16		31.7	1.3924	955		-----
18/07/2017	12.7	Vx29	1.83	933.74	565	21	14.9		30	1.2336	712		-----
26/11/2017	12.7	-	1	873.28	873	18	10	5.1	15	1.7463	1500		-----
11/03/2018	11	-	1.04	978.72	937	28.2	20		21	2.023	670		-----
22/07/2018	11	-	1.58	703.70	447	24.2	18.4		31	1.1395	350		-----
21/10/2018	11	1440	1.14	839.03	736	23.8	17	17.23	22	1.5644	280		-----
02/01/2019	11	1440	1.21	722.47	597	25.64	17.48	17.69	9	1.5859	1109		-----
10/02/2021	15	1440	3.69	1759.73	476	29.2	19.2	19.21	14	1.0348	1710		-----
18/03/2021	15	1440	3.16	2095.58	968	26.56	18.33	18.3	13	1.6066	1581		-----
19/03/2021	15	1440	2.03	2871.63	1411	31.45	19.23	19.24	11	2.0235	1172		-----
07/05/2021	15	1440	1.74	3677.05	3112	36.1	19.53	19.57	21	2.7144	246		-----

Tableau VI.17 Fiche technique sur le puit MD457

Date Heure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Pa	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gas		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
22/07/2016	12.7	1440	3.4	1038.86	306	23.6	21.2	21.52	27	.5131	0		----
18/09/2016	12.7	-	3.16	452.19	143	21.5	18.5	4.28	27	.5637	0		----
24/12/2016	12.7	1440	3.31	671.64	203	20.4	16.9	17.13	12	.546	0		----
15/01/2017	12.7	1440	3.76	431.57	115	20.9	17.1	16.76	13	.5802	0		----
22/04/2017	12.7	-	3.16	387.62	122	20.5	17.1	17.03	17	.5678	0		----
21/07/2017	12.7	Vx29	2.8	486.08	173	20.9	18.7		26	.5582	11		----
02/09/2017	12.7	1440	3.33	406.41	115	20.7	17	17.13	28	.5294	0		----
01/01/2018	12.7	-	2.31	251.04	109	20	16.5	3.87	11	.7715	0		----
09/03/2018	12.7	1440	1.92	462.18	341	22	20.5	20.7	24	.7193	0		----
26/03/2018	12.7	FastQ	2.97	544.33	183	21.1	18.53		16	.5625	0		----
07/07/2018	10	1440	1.76	432.68	257	21.8	17.5	17.74	26	.7406	0		----
21/08/2018	10	1440	2.47	292.82	119	23.1	17.8	17.85	18	.5804	0		----
24/09/2018	10	Vx29	1.98	262.43	132	21.2	16.9		34.5	.6437	17		----
23/10/2018	10	1440	2.74	401.95	147	22.6	17.1	16.83	24	.517	0		----
06/12/2018	10	1440	2.85	477.31	167	22.2	17.8	18.05	14	.5857	0		----
21/04/2019	10	-	2.38	384.88	162	21.6	16.2		32	.5731	0		----
20/05/2019	10	-	2.48	485.52	196	22.6	16.9	16.62	30	.576	0		----
14/11/2019	10	-	2.25	82.27	37	19.4	16.6		16	.4698	0		----
19/01/2020	12	-	2.17	547.81	253	22	16.4		7	.8892	0		----
23/04/2020	10	-	2.86	224.14	78	23	17.3		21	.9051	80		----
02/07/2020	10	-	2.79	254.89	91	21.7	17.2		29	.4707	30		----
15/09/2020	15	1440	3.97	868.17	319	35.2	20	4.64	23	1.1607	0		----
08/10/2020	15	1440	1.44	1602.40	1110	23.2	19.15	19.43	21	1.9393	0		----
20/11/2020	15	Vx40	2.74	3444.04	1256	32.4	17.4		20	1.5468	0		----
22/12/2020	15	1440	2.65	1916.03	723	24.45	18.32	18.47	13	1.2078	0		----
24/12/2020	15	1440	3.21	1688.68	526	24.4	18.78	18.94	13	.9781	0		----
09/04/2021	15	1440	2.62	4396.80	1678	46.33	18.81		15	2.3146	0		----

Tableau VI.18 Fiche technique sur le puit MD641

Date Heure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Pa	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gas		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
Puits													
09/06/2010	9.53	-	18.4	2302.45	125	152	5	6.12	46	.478	0		----
17/01/2011	8	600	9.86	1117.04	113	100	23	4.28	30	.4282	0		----
24/04/2011	8	600	8.5	873.33	103	92	27	4.28	28	.4572	0		----
09/06/2011	8	Vx29	7.61	665.88	88	82.2	26.2		15	.4616	0		----
28/07/2011	8	Vx29	5.71	603.10	106	61.4	26.2			.4538	1258		----
28/01/2012	8	Vx29	4.65	306.00	66	51.5	19.4			.4681	0		----
23/03/2012	8	1440	4.43	278.88	63	40.6	19.4	20.7	18	.3869	0		----
05/05/2012	8	1440	3.94	253.24	64	38.7	20.3	20.6	27	.415	427		----
14/08/2012	8	Vx29	2.81	290.60	111	34	18.6		15	.5507	1065		----
07/11/2012	8	600	3.36	309.29	92	22.2	18.8	5.3	27	.4043	0		----
07/02/2013	9	Vx29	4.69	514.16	110	39.7	19		14	.442	761		----
02/03/2013	9	1440	5.19	227.19	44	32	19.6	7.44	17	.3218	0		----
22/05/2013	9	Vx29	2.69	324.40	121	29.6	19.1			.5739	0		----
06/01/2014	10	-	1.19	54.31	46	23.9	14	1.63	20	1.3622	0		----
01/11/2014	9	600	1.78	202.10	113	21	15.8	2.86	27	.613	500		----
24/02/2015	9	600	2.4	126.08	53	23.5	16.5	2.86	17	.512	0		----
27/07/2015	9	633	1.96	443.25	227	15	6	4.08	35	.3986	0		----
16/03/2016	9	FastQ	1.27	488.92	285	15.5	3.81			.637	370		----
22/06/2016	9	Vx29	1.4	143.44	102	12.3	5.8		32	.4576	543		----
24/07/2020	14	1440	3.75	1143.73	306	22.27	12.17	12.31	31	.6866	300		----
01/09/2020	14	1440	3.52	2143.80	618	32.52	13.74	15.99	27	1.0693	0		----
25/10/2020	14	Vx40	1.5	2360.57	1509	25.5	16.6		36.7	1.9685	569		----
06/04/2021	15	1440	3.39	1356.29	378	31.65	19.16		18	1.1541	0		----
11/05/2021	15	1440	2.84	2053.34	724	23.4	13.91	3.68	20	1.1721	0		----

Tableau VI.19 Fiche technique sur le puit OMG801

Tableau VI.20 Fiche technique sur le puit MDZ677

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
Puits													
29/08/2016	9.525	1440	9	1299.11	144	78.4	5	3.57	43	.5035	0		-----
21/11/2016	12	600	17.83	3260.39	183	46	11.5	4.38	25	.226	0		-----
31/12/2016	9.53	1440	6	723.79	121	50.9	13.4	13.36	18	.4912	0		-----
21/01/2017	9.53	1440	6.6	664.46	101	50.1	12.8	12.8	23	.4391	0		-----
18/04/2017	9.53	Vx40	5.37	774.48	144	42.5	12.2		27.6	.4583	0		-----
28/05/2017	9.53	Vx29	5.73	757.33	132	41	13		38	.4137	0		-----
02/06/2017	9.53	-	5.29	560.51	106	42	13.2	12.95	29	.4593	0		-----
18/06/2017	9.53	600	8.52	800.34	94	42	12.7	4.28	29	.2853	0		-----
27/07/2017	9.53	-	6.12	498.46	81	40	13	4.49	29	.3783	0		-----
09/10/2017	9.53	600	4.93	833.91	169	39	12	4.28	30	.4578	0		-----
18/10/2017	9.53	-	3.98	469.30	118	42	12.8	3.98	21	.611	0		-----
01/12/2017	9.53	Vx29	3.73	470.23	126	28.3	13		19	.4395	0		-----
20/02/2018	9.53	1440	4.04	403.62	100	28.8	12	11.93	12	.4122	45		-----
22/04/2018	9.53	1440	4.39	341.83	78	32.8	13.8	13.77	24	.4327	0		-----
28/06/2018	9.53	1440	2.57	238.42	93	28.1	15.8	4.28	29	.6338	0		-----
04/07/2018	9.53	1440	4.43	537.87	121	32.8	14.5	14.58	31	.428	133.76		-----
06/08/2018	9.53	1440	3.08	257.34	84	26.53	13.18	13.18	27	.4982	0		-----
16/09/2018	9.53	1440	3.57	660.87	185	33.4	14.35	4.49	23	.5409	0		-----
10/11/2018	9.53	1440	2.99	238.79	80	31.6	10.8	3.57	17	.6106	0		-----
26/12/2018	9.53	1440	3.11	314.05	101	26.3	13.4	13.56	18	.4891	60		-----
11/02/2019	9.53	1440	2.81	265.34	95	24.7	13.5	13.15	12	.5091	132		-----
26/03/2019	9.53	1440	3.48	340.06	98	27.5	13.5	13.26	20	.4568	45		-----
19/04/2019	10	1440	4.06	554.72	136	27.9	13.7	13.66	24	.4331	0		-----
23/05/2019	10	-	1.76	276.27	157	17	12.9		19	.6029	0		-----
12/06/2019	10	1440	1.7	181.34	107	21.3	15.14	14.81	28	.7914	46		-----
26/01/2020	10	1440	2.2	193.45	88	19	13.86	4.3	17	.546	0		-----
02/03/2020	12.7	Vx40	4.2	1618.38	386	27.3	13		28	.6313	0		-----
06/03/2020	12.7	1440	4.39	2252.97	513	38.5	14.7	13.56	14	.8506	0		-----
19/05/2020	12.7	Vx40	1.96	5894.07	3011	71.1	13.8		26	3.524	0		-----
28/07/2020	12.7	1440	2.43	6331.02	2604	83.26	14.13	13.86	39	3.322	0		-----
04/09/2020	14	1440	1.46	2043.10	1397	25.2	12.9	12.54	40	1.9922	0		-----
24/09/2020	14	1440	2.4	1896.10	791	24.9	13.76		25	1.1999	0		-----
22/10/2020	14	1440	4.4	2595.01	589	36.61	12.22	12.17	18	.961	0		-----
27/03/2021	14	1440	3.87	1783.58	461	27.81	13.09	13.05	20	.8311	0		-----

Tableau VI.21 Fiche technique sur le puit OMD51

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
Puits													
17/07/2017	9.525	-	3.94	327.56	53	52.7		1.43	25	0	0		-----
17/09/2017	13	Vx29	4.52	522.32	116	27.8	13.9		28	.6229	0		-----
03/10/2017	9	600	3.17	390.98	92	29	14.9	4.69	24	.4771	0		-----
04/12/2017	9	-	3.21	104.85	33	36	13	3.87	12	.4229	0		-----
18/03/2018	9	1440	2.8	375.25	98	25.6	16.5	4.28	15	.4772	0		-----
02/04/2018	9	-	2.88	302.65	188	23.8	16.8	16.32	28	.4399	0		-----
13/07/2018	9	1440	2.39	100.89	42	28.7	15.1	15.19	24	.4517	0		-----
17/12/2018	9	-	1.87	186.21	180	19.1	16.1		23	.475	0		-----
22/12/2018	9	1440	2.41	57.90	24	18.9	3.8	2.45	11	.4095	0		-----
28/02/2019	9	1440	1.73	291.66	166	18.31	15.83	15.67	9	.4616	0		-----
28/04/2019	9	-	1.61	313.30	122	18.2	16.7		25	.4122	0		-----
08/05/2019	9	1440	1.94	140.32	72	18.3	16.4	16.27	20	.3953	0		-----
12/06/2019	9	600	2.38	152.76	65	18	2.5	1.63	23	.3944	0		-----
23/06/2019	9	600	2.38	203.79	86	18	14.2	2.14	24	.3807	0		-----
20/07/2019	11	600	2.36	348.09	105	18	4.8	3.37	22	.5708	0		-----
04/08/2019	11	600	2.77	302.54	109	16	5	1.84	26	.4325	0		-----
05/08/2019	13	600	2.78	346.80	125	16	2.8	2.14	24	.5821	0		-----
06/08/2019	13	600	3.18	575.38	181	19.5	5	3.14	23	.6213	0		-----
07/08/2019	13	600	3.58	385.69	164	14.2	2.5	2.14	26	.4033	0		-----
09/11/2019	9	-	1.4	149.29	93	17.4	14.7	14.99	20	.5022	0		-----
09/11/2020	14	1440	2.73	1303.78	474	21.68	17.37	17.78	19	.8549	0		-----
08/01/2021	14	1440	2.7	1198.02	444	19.32	15.27	15.2	19	.7965	0		-----
09/01/2021	14	1440	2.87	1183.52	486	19.53	15.77	15.7	23	.7726	0		-----
20/04/2021	14	1440	1.98	502.82	254	15.47	13.81	4.3	26	.8062	0		-----