

PUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
N° Série:/2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production professionnel

Présenté Par :

FIHAKHIR Mohammed Abdeldjalil,
BENZAOUI Abdennour, KHALIFA Ahmed Houssam

-THÈME-

CHOIX D'UNE COMPLETION PARALLELE ADEQUATE DES PUIITS SALES ET NON ERUPTIFS (Cas de puits MDZ651)

Soutenu le : 24 /06 / 2018 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	<i>Mme. ROBEI Sara</i>	Univ. Ouargla
Encadreur :	<i>Mme. BELMILOUD. F. Z</i>	Univ. Ouargla
Examineur :	<i>Mme. KORICHI Asma</i>	Univ. Ouargla



Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ce année des travaux et des recherches. D'abord nous tenons à remercier en premier lieu Le Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage de terminer nos études.

*Et après, sous la direction de **Mme. BELMILOU. Fatima Zahra** pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.*

*Je tiens à remercier **Mme. ROBAI Sara** pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Mme. KORAICHI Asma** qui ont accepté d'examiner mon travail.*

*Mes remerciements vont également à tous le personnel de la faculté des hydrocarbures tous ceux qui ont contribué de près ou deloin à l'aboutissement de ce travail, En doit nommer aussi **Mr. Khaled Benferdia, Siham Chaib, Younes Belouettar, Ait Ahmed Sonia.***

Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, nos ami(e)s, les conseils et les encouragements qu'ils nos toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, nous ne serons pas où nous sommes et ce qui nous sommes.

Merci encore à tous...



DEDICACES

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père

Mes chères grands-mères et grands-pères

Mes très chers frères,

Mes très chers et sœur

Toute ma famille, mes oncles

A mon meilleur amis :

A tout mes amis que j'ai connu dans ma vie :

*Youce ismail, Sihem chaib ; ayt hmad sounia Khlad et salim
Ayoub belbay younes youcef sade9 latifa souha saber faycal*

A tous mes camarades de travaille.

A mes camarades de l'université de Ouargla

A tous les enseignants qui ont contribué

A ma formation tout au long de ma vie d'étudiant.

FIHAKHIR Med Abdeljalil

DEDICACES

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père Mouhamed Fouzi

Mes chères grands-mères et grands-pères

Mes très chers frères Yassine, Rami,

Mes très chers et sœur

Toute ma famille, mes oncles

A mon meilleur amis : FETHI ALLAH YAREHMOU

A tout mes amis que j'ai connu dans ma vie :

Aissam, Youcef, KHALED, Omar, Zaki, Lamine, Zouhir, hicham

Raouf, Azzdine, djaber, Yassine, Selmane, Lokmane

A tous mes camarades de travaille WL EP HMD.

A mes camarades de l'université de Ouargla

A tous les enseignants qui ont contribué

A ma formation tout au long de ma vie d'étudiant.

ABDENNOUR BENZAOUI

DEDICACES

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père

Mes chères grands-mères et grands-pères

Mes très chers frères,

Mes très chers et sœur

Toute ma famille, mes oncles

A mon meilleur amis :

A tout mes amis que j'ai connu dans ma vie :

A tous mes camarades de travaille.

A mes camarades de l'université de Ouargla

A tous les enseignants qui ont contribué

A ma formation tout au long de ma vie d'étudiant.

KHALIFA Ahmed Houssam

Résumé

La complétion permet d'acheminer l'effluent depuis le fond de puits jusqu'à la surface, au niveau du champ HMD, il existe plusieurs problèmes tels que la déplétion de la pression de gisement, l'endommagement, et d'autres types de problèmes causés par la nappe Lias dolomitique. Pour cela, le bon choix de la complétion adéquate à la résolution des problèmes est celle de la complétion parallèle qui assure le maintien de production par le lifting artificiel et par le dessalage à l'aide de l'injection continue de l'eau douce.

Le but de notre étude est d'établir un changement de complétion par rapport à l'ancienne complétion et de voir son impact sur la productivité du puits MDZ651.

D'après l'étude et la simulation effectuée sur le puits MDZ651 par le logiciel PROSPER, le puits est un bon candidat pour accomplir la complétion parallèle GLC car l'utilisation de cette dernière peut améliorer la productivité du puits et autre temps stabiliser son comportement compte tenu des résultats obtenus.

Mots clés: déplétion, complétion parallèle, Lifting artificiel, simulation, PROSPER.

Abstract

The purpose of the completion is to allow the effluent to flow from the bottom of the well to the surface but in the HMD field there are several problems such as the depletion of the reservoir pressure, the damage, and there exists also other type of problems caused by the dolomitic Lias table. For this, the correct choice of completion for the resolution of the problems is the parallel completion which makes it possible to maintain the production by lifting and desalting by the continuous injection of fresh water.

The purpose of our study was to establish a completion change from the old completion and to see its impact on MDZ651 well productivity.

Based on the study and simulation of PROSPER software on the MDZ651 well, the well is a good candidate for GLC parallel completion, and the use of this well can improve productivity and stabilize its behavior given the results obtained.

Key words: Depletion, gisement, completion, Lifting, simulation, productivity, PROSPER.

ملخص

تسمح عملية الإكمال بنقل المخلفات السوائل من قاع البئر إلى السطح؛ في حقل حاسي مسعود هناك العديد من المشاكل مثل استنزاف ضغط الخزان الباطني، وأنواع أخرى من المشاكل التي تسببها طبقة ليسي الدولوميتي. لهذا، فإن الاختيار الصحيح للإنجاز يكون مناسباً لحل مشكلات الإكمال المتوازي الذي يضمن الحفاظ على الإنتاج عن طريق الرفع الصناعي وتحلية المياه بالحقن المستمر للمياه العذبة

الغرض من دراستنا هو إجراء تغيير في الانتهاء من الإكمال القديم ولرؤية تأثيره على إنتاج جيداً

المستقبلي المتزامن لأن استخدام الأخير GLC، فإن البئر مرشح جيد لاستكمال بروسبر بواسطة برنامج MDZ651 وفقاً للدراسة والمحاكاة التي أجريت على البئر يمكن أن يحسن إنتاجية البئر وقت آخر يثبت سلوكه. مع الأخذ بعين الاعتبار النتائج التي تم الحصول عليها

الكلمات المفتاحية: استنفاد، إنجاز موازي، رفع مصطنع، محاكاة، بروسبر

SOMMAIRE

REMERCIEMENT.....	I
DEDICACE.....	II
RESUME.....	III
SOMMAIRE	IV
Liste des abréviations.....	V
Liste des tableaux.....	VI
Liste des figures.....	VII
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	
I.1. Introduction.....	3
I.2. Situation géographique.....	3
I.3. Situation géologique.....	4
I.4. Historique du champ	5
I.5. Structure du champ	5
I.6. Descriptions du réservoir.....	6
I.6.1. Subdivision diagraphique.....	6
I.6.2. Subdivision pétrophysique et notion du drain.....	7
I.6.3. Caractéristiques du réservoir.....	7
I.7. Les problèmes d'exploitation.....	9
I.7.1. La déplétion du gisement.....	9
I.7.2. Les dépôts rencontrés dans les champs pétroliers.....	9
I.7.2.1. Chlorure de Sodium (Na Cl)	9
I.7.2.2. Sulfate de baryum (BaSO ₄).....	10
I.7.2.3. Sulfate de Calcium (CaSO ₄).....	11
I.8. conclusion.....	11
CHAPITRE II : LE GAZ LIFT ET LE DESSALAGE DANS LE CHAMP DE HMD	
II.1. Introduction.....	12

II.2 Historique du Gas lift a Hassi-Messaoud	12
II.3. Type de complétion GL dans le champ HMD.....	13
II.3.1. Complétion type AVA.....	13
A. les avantages de la Complétion AVA.....	14
B. Les inconvénients de la Complétion AVA	14
II.3.2. complétion Concentrique :.....	14
A. les avantages de la complétion Concentrique.....	15
B. Les inconvénients de la complétion Concentrique.....	15
II.3.3. Complétion chemisage.....	15
II.3.4. Complétion télescopique (4"½ + 2"7/8 + 1"315).....	16
II.4. Les Problèmes liés au Gas-lift à Hassi-Messaoud.....	17
II.4.1. Formation des hydrates.....	17
II.4.2. Formation des givres.....	18
II.4.3. Corrosion des équipements.....	18
II.5. Dessalage dans le champ de HMD	18
II.5.1. Injection d'eau continue	18
II.5.2. Bouchon d'eau avec fermeture de puits.....	19
II.5.3. L'injection d'eau par circulation.....	19
II.6 conclusion.....	20
CHAPITRE III: ANALYSE D'UN SYSTEME DE PRODUCTION	
III.1. Introduction.....	21
III .2. Analyse nodale de performance.....	21
III.3. Relation IPR & VLP.....	22
III.4. Objectifs de l'analyse nodale.....	23
III.5. Utilisation des logiciels pour l'analyse nodale.....	24
III.5.1. Application de logiciels.....	24
III.5.2. Les données nécessaires pour l'utilisation des logiciels.....	24
III.6. Conclusion.....	24

CHAPITRE IV :ETUDE DE LA COMPLETION PARALLELE

IV.1 Introduction.....	25
IV.2. Équipements de la complétion parallèle.....	25
IV.2.1. Les mandrins à poche latérale (side Pocket mandrels).....	25
IV.2.1. l'accès switching valve.....	26
IV.2.3. La vanne d'injection d'eau (Water Flood Valve).....	27
IV.2.4. Double Box Locator Sub.....	28
IV.2.5 Le PBR (Polish Bore Receptacle).....	28
IV.2.6. La vanne de gaz	29
IV.3. Principe de fonctionnement de la complétion GLC	30
IV.4. Configuration d'une complétion parallèle GLC	30
IV.5. Les avantages de la complétion GLC.....	31

CHAPITRE V : ETUDE DE CAS DE Puits MDZ651

V.1. Introduction.....	32
IV.2. Sélection des puits candidats pour une complétion parallèle.....	33
V.3. Les critères de sélections des puits candidats à la complétion GLC	34
V.4. Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et Eau).....	35
V.4.1. Données du puits (MDZ651)	35
V.4.1.1. Localisation du puits MDZ651.....	35
V.4.1.2. Test puits MDZ651.....	36
V.4.1.3. Jaugeage de production.....	37
V.4.1.4. Historique des Opérations.....	37
V.4.1.5. L'analyse du comportement du puits MDZ651	39
V.4.2. L'analyse nodale sur le puits MDZ651.....	40
V.4.2.1. Matching du DST test (08/04/2012).....	40
V.4.2.2. Model avec la complétion GLC.....	45
V.4.3. Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift.....	48

V.4.3.1. Influence de WC sur le débit d'huile.....	48
V.4.3.2. Influence de l'indice de productivité sur le débit d'huile.....	49
V.4.3.3 Calcul du débit d'injection d'eau.....	50
V.5. Etude économique.....	51
V.5.1.Calcul du Pay Out Amortissement.....	51
Recommandations.....	53
Conclusion générale.....	54
Bibliographie	
Annex	

Liste des abbreviations

OFM: Oil Field Manager

API: American Petroleum Institut

CCE: Concentrique

DST: Drill Stem Test

GL: Gaz-Lift

GLC : Gaz lift Conventionnelle

GOR: Gaz Oil Ratio

HMD: Hassi Messaoud

IP: Index de productivité (bbl/j/psi)

IPR: Inflow Performance Relationship

VLP: Vertical Lift Performance

NaCl: Chlorure de sodium

Pb: pression de bulle (Kg/cm²).

PBR: Polish Bore Receptacle.

P_g: Pression de gisement (Kg/cm²).

P_r: pression de réservoir (Kg/cm²).

P_{sep}: pression de séparateur (Kg/cm²).

P_t: Pression de tête (Kg/cm²).

PVT: Pression Volume Température.

P_{wf} ou PFD: Pression de fond (psi).

Q_H: Débit d'huile (m³/h).

Q_L : Débit Liquid.

SNB: Snubbing.

WL: Wire line.

μ_o : Viscosité de l'huile (cp).

CFPA : Compagnie Française de Pétrole d'Algérie .

SN.REPAL : Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie.

USD : Dollar American

SPM : Side Pocket Mandrel

WC: Water Cut .

WO: Work Over.

Liste des tableaux

Tableau I.1	Les paramètres pétrophisiques.....	6
Tableau: I.2	Coupe stratigraphique de champ de Hassi Messaoud	8
Tableau: V.1	Le puits candidat GLC.....	34
Tableau : V.2	Localisation du puits MDZ651.....	35
Tableau: V.3	Test puits MDZ651.....	36
Tableau: V.4	Jaugeage de production.....	37
Tableau: V.5	Données de Test DST.....	41
Tableau: V.6	Profondeurs des vannes et des SPM et leur pression d'ouverture et fermeture..	46
Tableau: V.7	Influence du Water Cut sur le débit d'huile.....	49
Tableau: V.8	Influence du Water Cut sur le débit d'huile.....	49

List des figures

Figure: I.1 Situation géographique du champ de Hassi- Messaoud.....	3
Figure: I.2 Le cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud	4
Figure: I.3 Dépôt de sel (NACL) dans une conduite de production	9
Figure : I.4 Dépôt de sulfate de baryum (BASO4).....	10
Figure : I.5 Dépôt de sulfate de calcium (CASO4).....	11
Figure: II.1 La complétion AVA.....	13
Figure : II.2 Complétion concentrique.....	14
Figure: II .3 Complétion chemisage.....	16
Figure : II.4 Complétion télescopique.....	17
Figure : III.1 Nœuds du système de production.....	21
Figure: III.2 Points de fonctionnement stable et instable.....	23
Figure: IV.1 SPM.....	26
Figure: IV.2 L'Accés Switching Valve.....	26
Figure: IV.3 Switching Valve.....	27
Figure: IV.5 Double Box Locator Sub.....	28
Figure: IV.6 Le PDR.....	28
Figure: IV.7 La vanne de GL.....	29
Figure: IV.8 Schéma de la complétion GLC	31
Figure: V.1 Les puits Gas Lift dans la zone 14.....	33
Figure: V.2 Les puits sales et Gas Lift dans zone 14.....	34
Figure : V.3 Localisation du puits MDZ651.....	36
Figure: V.4 Pression de gisement de MDZ651 et les puits voisins.....	39
Figure : V.5 Evolution des paramètres de production du puits mdz651.....	40
Figure: V.6 Evolution de la salinité d'huile du puits MDZ651.....	40
Figure: V.7 Les donnees PVT.....	42
Figure: V.8 Matching de la courbe VLB/IPR du puits MDZ651.....	43

Figure: V.9 Optimisation Gas Lift avec concentrique.....	43
Figure: V.10 Courbe IPR et VLP avec le débit d'injection de gaz optimum.....	44
Figure: V.11 Le design de puits avec les cotes des vannes SPM.....	45
Figure: V.12 Optimisation gaz lift avec la complétion parallèle.....	46
Figure: V.13 Courbe VLP/IPR pour le puits MDZ651 avec la complétion GLC.....	47
Figure: V.14 Influence du water Cut sur le débit d'huile.....	48
Figure: V.15 L'influence d'IP sur le débit d'huile.....	49

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le gaz constituent des matières premières de grande importance pour le domaine de l'industrie, car elles sont considérées comme les principales sources d'énergie. C'est pour cela l'Algérie dans le cadre du développement de son économie, a donné une importance capitale au secteur énergétique et en particulier le secteur des hydrocarbures.

Il est évident qu'une fois, un puits de pétrole foré et complété, il se met en production par déplétion naturelle, c'est-à-dire à l'aide de la pression propre du gisement, qui est provoquée par différents mécanismes tels que : le drainage de l'aquifère, l'expansion du gaz dissout, l'expansion du gaz cap ainsi que la compressibilité de la roche et des fluides.

Ce travail porte sur le choix du mode d'activation Gas-Lift (GL), qui constitue l'un des moyens artificiels qui permet de remettre le puits en service. Son principe consiste à injecter du gaz comprimé dans le puits à une certaine profondeur déterminée, mélangé à l'effluent se trouvant dans le tubing, le gaz va alléger la colonne hydrostatique et permettra ainsi au puits de produire. L'application du Gas-Lift doit tenir compte des spécificités du réservoir auquel il est destiné.

Dans notre cas, la faiblesse de la pression de gisement n'est pas le seul problème. Des analyses effectuées montrent que les zones situées sur le périmètre du champ de HMD, qui présentaient une salinité élevée, causée par la présence d'une eau de gisement salée saturée, de salinité moyenne égale à 320 (g/l), est à l'origine de la salinité élevée de l'effluent qui nécessite un dessalage en continu au fond du puits pour assurer une bonne exploitation des puits.

Le débit d'eau à injecter doit être optimisé afin d'assurer, à la fois, le dessalage de l'eau dans le puits, mais aussi faire en sorte de ne pas trop alourdir la colonne hydrostatique. On va faire donc une double optimisation pour s'assurer de la résolution de ces deux problèmes. C'est-à-dire, traiter le problème des dépôts tout en maximisant la production.

Le mémoire est présenté sous forme de cinq chapitres traitant cette étude.

Le travail a été subdivisé comme suite :

Introduction générale : définit la problématique du sujet et les objectifs recherchés.

Chapitre I : Présentation de champ HMD c'est un chapitre théorique donne un aperçu en bref sur le champ de Hassi Messaoud , et ses réservoir et problème d'exploitation .

Chapitre II : Gas Lift et le dessalage dans le champ de HMD c'est un chapitre qui donne un aperçu général sur le champ de HMD en matière d'évolution du nombre des puits GL, pourcentage de production des puits GL et type de complétions actuel. Aussi une sélection des puits à étudier ainsi que l'identification des données techniques de ces puits et les problèmes rencontrés sont déterminés.

Chapitre III : L Analyse d'un système de production c'est un chapitre explique le système de l'écoulement multiphasique depuis le réservoir jusqu'à la surface en traversant la colonne de production jusqu' a le séparateur . Il montre ainsi comment tracer les courbes IPR et VLP en se basant sur la théorie d'analyse nodale et les différentes corrélations multiphasiques.

Chapitre IV ; Etude de la complétion parallèle c'est un chapitre explique définition de la complétion GLC , équipement et leur principe de fonctionnement et les avantage .

Chapitre V : Etude de cas de puits MDZ651 c'est un chapitre pratique traitements des deux problèmes les plus délicats au niveau de HMD les dépôts de sels et la chute de pression représente une étude de choix de complétion adéquat et plus adaptée aux cette problème pour double injection du gaz et l'eau entre l'utilisation du concentrique CCE et de la complétion parallèle en utilisant le software PROSPER pour cette simulation.

Conclusion générale et recommandation porte sur les principales conclusions à tirer suite à la l'étude des résultats obtenus ainsi que les recommandations pour des futurs travaux.

CHAPTER I

PRESENTATION DE CHAMP HMD

I.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'autre part, par la transformation diagénétique 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 petro physiques comme ils peuvent les détériorer.

I.2. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud- 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 au Sud Algérie est la suivante ^[1]:

- 90.000 @ 840.000 Est.
- 110.000 @ 150.000 Nord

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude **32 15°** et Au Sud par latitude **31 30°**.
- A l'ouest par la longitude **5 40°** et A l'Est par la longitude **6 35°**.

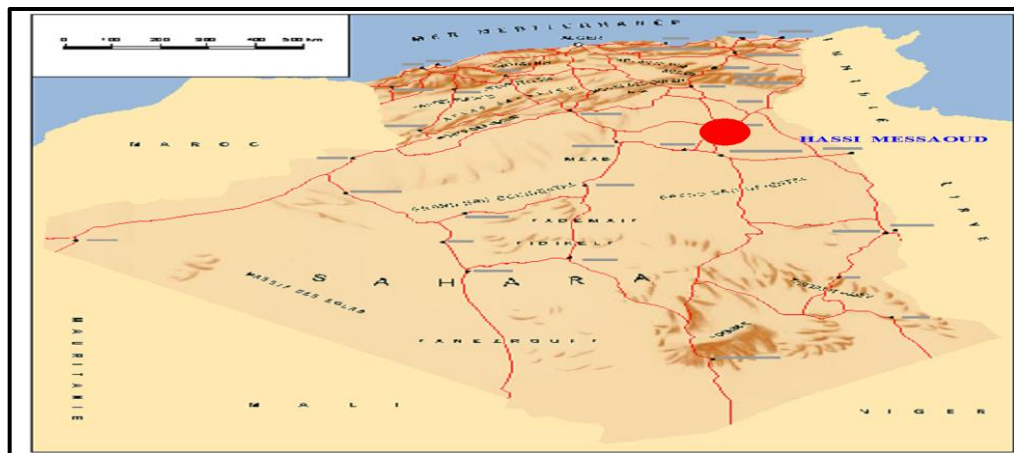


Figure: I.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD.

I.3. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeifère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étend sur 53x44 km de superficie, Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au sud-est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

A plus grande échelle, il est limité géologiquement :^[1]

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine.

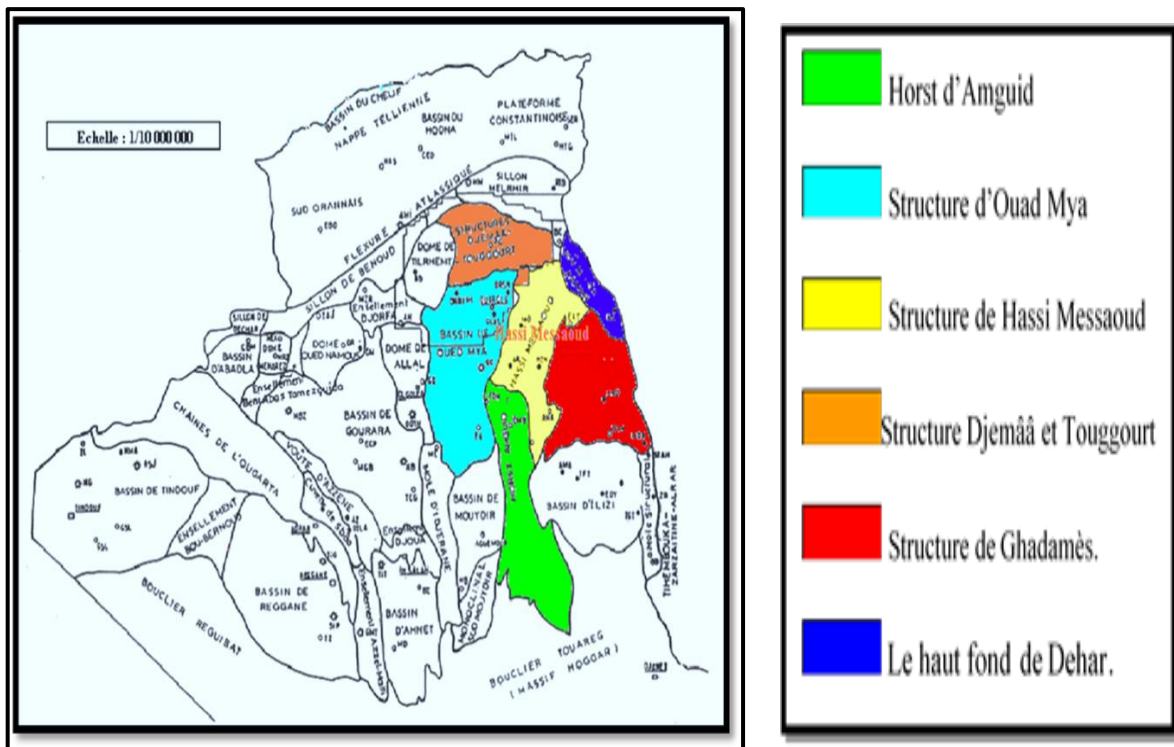


Figure: I.2 LE CADRE GEOLOGIQUE DU CHAMP DE HASSI-MESSAOU.

I.4. 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.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.

I.5. 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. ^[1]

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que d'autres failles qui sont perpendiculaire de direction Nord-Ouest / sud-est, ce qui fait ressortir le caractère tectonique.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir

Les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées. Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène : sur une verticale et sur un plan.
- Discontinu : par l'écoulement des fluides.
- Anisotrope : par la présence de silt.

Tableau : I.1 Les paramètres pétrophisiques ^[1].

Paramètre pétrophisiques	Estime/mesure
GOR*	219 m ³ /m ³
La porosité	5% - 10%
La perméabilité	Faible
La viscosité	0.2 cp
Le facteur de volume	1.7

* : Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus (cas d'OML 63 et 633).

* : les valeurs déclarées au tableau sont des valeurs moyennes de tout le champ HMD

I.6. Descriptions du réservoir

I.6.1. Subdivision diagraphique

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes RA, RI, R2 et R3 ou :

Zone Ra : réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :

A. **Zone I** : grossière inférieure subdivisée de bas en haut :

- Drain D1.
- Drain ID (Inter Drain).
- Drain D2.

B. **Zone II** : Fine intermédiaire (D3).

C. **Zone III** : Grossière supérieure (D4).

Zone Ri : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R70 – R90), Subdivisé en trois tranches 7, 8, 9.

Zone R2 : zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités

Réservoirs dans sa partie.

Zone R3 : zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse.

1.6.2. Subdivision pétro physique et notion du drain

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétrophysiques du réservoir, verticalement et horizontalement.

Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

- ***Ra inférieur*** : Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (8-12m) et G3 (24-28m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones préférentielles du Ra (D2, ID et D1).
- ***Ra moyen*** : On le trouve dans les intercalations silteuses ou argileuses.
- ***Ra supérieur*** : Constitué de même matériel que le Ra inférieur. La différence se trouve dans le style de dépôt.

1.6.3. Caractéristiques du réservoir

Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur de -3380m, il a envahi partiellement une bonne partie du R2 ^[1].

La zone Ra épaisse d'une centaine de mètres et constituée essentiellement de grès anisométrique, présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300 m et 3500 m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon le classement granulométrique, le degré de quartzification et la teneur en argile. L'hétérogénéité est très importante.

Tableau I.2 : Coupe stratigraphique de champ de Hassi Messaoud

TYPE DE CORELATION		CFPA		SN REPAL				
		DIAGRAPHIE	PETRO-PHYSIQUE	SED. I 'HOMER	DIAG.			
LE CAMBRIEN	Isométriques	Grès	Ri	D5		R70		
						R95		
	R1 (CFPA)Ra(SN REPAL)	Réservoir				Ra sup.	R100	γ_0
							R130	M7
							R140	M6
							R150	M5
							R160	M4
							R170	M3
							R180	M2
							R190	M1
	R200							
	R2 (SN REPAL)	R2 (CFPA)	R2					
	R3					R300		

I.7. Les problèmes d'exploitation

I.7.1. La déplétion du gisement

Dans la zone 14 le nombre des puits fermé est en croissance (plus de 60%) ou même abandonnés, à cause d'une mauvaise récupération (environ 8%), causé : par le déclin avancé du gisement pour divers raisons, par déplétion naturelle qui est causé par la diminution de la pression de gisement, l'augmentation de l'effet de Skin, réduction du Kh , les dépôts des sels, les asphaltènes ,les fines, ou la déplétion provoquée par manque de suivi quotidien d'entretien des puits de production et d'injection, de supervision des opération d'entretien (Work-over, Snubbing, Coiled Tubing, Wire-line) et de réalisation des opération spéciales (acidification, fracturation).

I.7.2. Les dépôts rencontrés dans les champs pétroliers

I.7.2.1. Chlorure de Sodium (Na Cl)

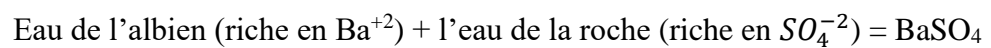
Les dépôts de Chlorures de Sodium sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures et sodium qui vient naturellement avec le pétrole brut.



Figure I.3 DEPOT DE SELS (NaCl) DANS UNE CONDUITE DE PRODUCTION.

1.7.2.2. Sulfate de baryum ($BaSO_4$)

Les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Certaines eaux de gisements contiennent des sels de baryum Ba^{2+} en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates (SO_4^{-2}), le sulfate de baryum précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour le maintien de pression de ce gisement.



L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait et la précipitation du sulfate de baryum a lieu. Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact.



Figure: I.4 DEPOT DE SULFATE DE BARYUM ($BaSO_4$).

1.7.2.3. Sulfate de Calcium ($CaSO_4$)

Le dépôt de sels de Sulfate de Calcium est l'un des dépôts courants rencontrés lors de l'exploitation des gisements pétroliers dont l'origine principale est l'incompatibilité des eaux extraites des nappes phréatiques, C'est un sel peu soluble mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour qu'il y ait un risque de précipitation. Une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits, l'évaporation partielle peut conduire aussi à la saturation, le précipité peut se former aussi par l'incompatibilité de deux eaux (eau de gisement et d'injection).



Figure: 1.5 DEPOT DE SULFATE DE CALCIUM (CASO4)

I .8 Conclusion

Le réservoir tend à se dépressuriser jusqu'à n'être plus capable de contrebalancer le poids de la colonne hydrostatique dans le puits, et dans ce cas le puits n'a plus assez d'énergie pour produire naturellement. Il faut alors recourir à des moyens de production artificiels, appelés moyens d'activation, leurs buts peuvent être de maintenir le réservoir sous pression et d'assurer le balayage de l'huile (Par injection d'eau ou de gaz), ou bien de tenter d'alléger la colonne hydrostatique (par les pompes submergées ou Gaz-Lift).

CHAPTER II

Le gas lift et le dessalage dans le champ de HMD

II.1. Introduction

Des essais d'activation par Gas-Lift à HMD ont été effectués sur un ensemble de puits non éruptifs avec des complétions différentes en fonction des problèmes particuliers aux puits et des équipements. Parmi ces problèmes, le plus délicat c'est celui des dépôts de sel. Les méthodes utilisés pour résoudre ces problèmes à HMD c'est l'injection du gaz et de l'eau à travers un concentrique suivant que le puits est non éruptif et salé ou éruptif salé. Il y a aussi la méthode d'injection du gaz à travers les SPM. Pour cela on va présenter dans ce chapitre une analyse détaillé sur les différentes configurations tubulaires appliquées à HMD pour les différents problèmes d'exploitation selon le type de puits.

II.2 Historique du Gas Lift a Hassi-Messaoud

L'histoire du Gas-Lift à Hassi-Messaoud a débuté fin des années 70 où il y'avait que deux (02) puits candidats, et qui étaient alimenté à cette époque par le gaz de la réinjection à haute pression, à travers un poste de détente monté sur Skid installé au niveau du puits, c'était la phase expérimentale du GL à HMD ^[4].

Le premier essai du Gas-lift a été réalisé en 1976 sur le puits MD130 (3 "1/2, CCE 1".66), car ce dernier possède les caractéristiques suivantes :

- Puits non éruptif et salé.

Puits proche d'une source de gaz. En 1976, équipement puits en 3"1/2 avec une série de Poches Camco et une injection d'eau sous Paker avec extension 1.660.

- L'essai n'a pas été mis en œuvre suite à l'incident survenu lors de la mise en place de la vanne d'injection d'eau qui a rendu l'exploitation du puits pratiquement impossible.

II.3. Type de complétion GL dans le champ HMD

II.3.1. Complétion type AVA

- Le gaz est injecté par le tubing parallèle à travers la vanne du 1er mandrin.
- L'eau est injectée par l'annulaire Csg et Tbg à travers le 2ème mandrin et circule par la vanne d'accès jusqu'à son arrivée à la vanne d'injection d'eau dans le 3ème mandrin.

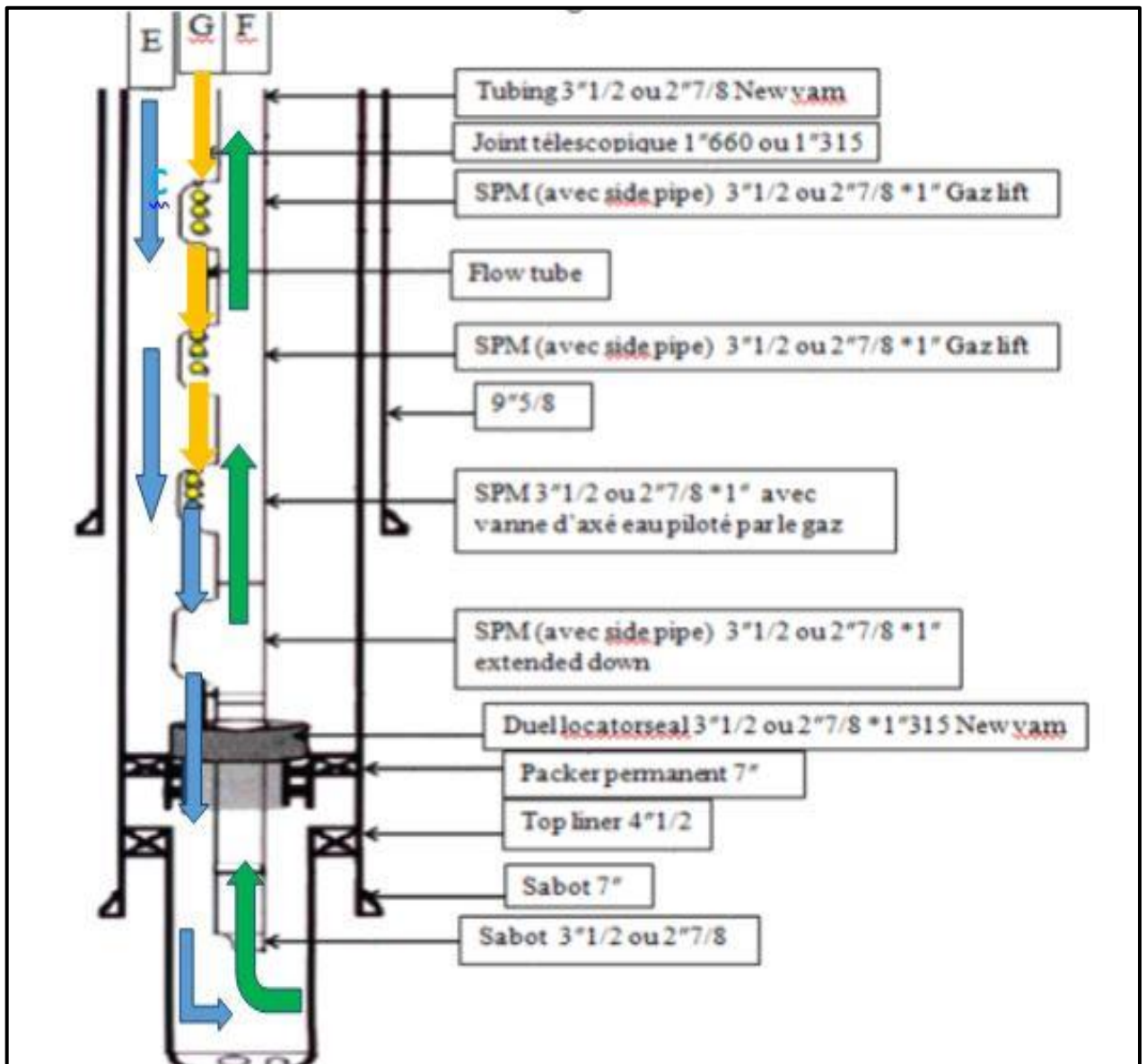


Figure II.1 . LA COMPLETION AVA ^[5].

A. les avantages de la Complétion AVA :

- ✓ Accès libre au fond du puits.
- ✓ Injection séparée gaz et eau.
- ✓ Meilleure optimisation.
- ✓ Contrôle du débit de gaz au fond.
- ✓ Contrôle de l'injection d'eau de dessalage.
- ✓ Tubing parallèle d'injection protégé des agressions des effluents produits.

B. Les inconvénients de la Complétion AVA :

- ✓ Complétion difficile à mettre en place.
- ✓ Instrumentation au Wire Line laborieuse.

II.3.2. complétion Concentrique ^[5] :

Du fait du nombre important des puits candidats Gas-Lift, de la difficulté de mettre en œuvre la complétion AVA et de son coût, le choix s'est porté sur la complétion concentrique suite aux tests concluants.

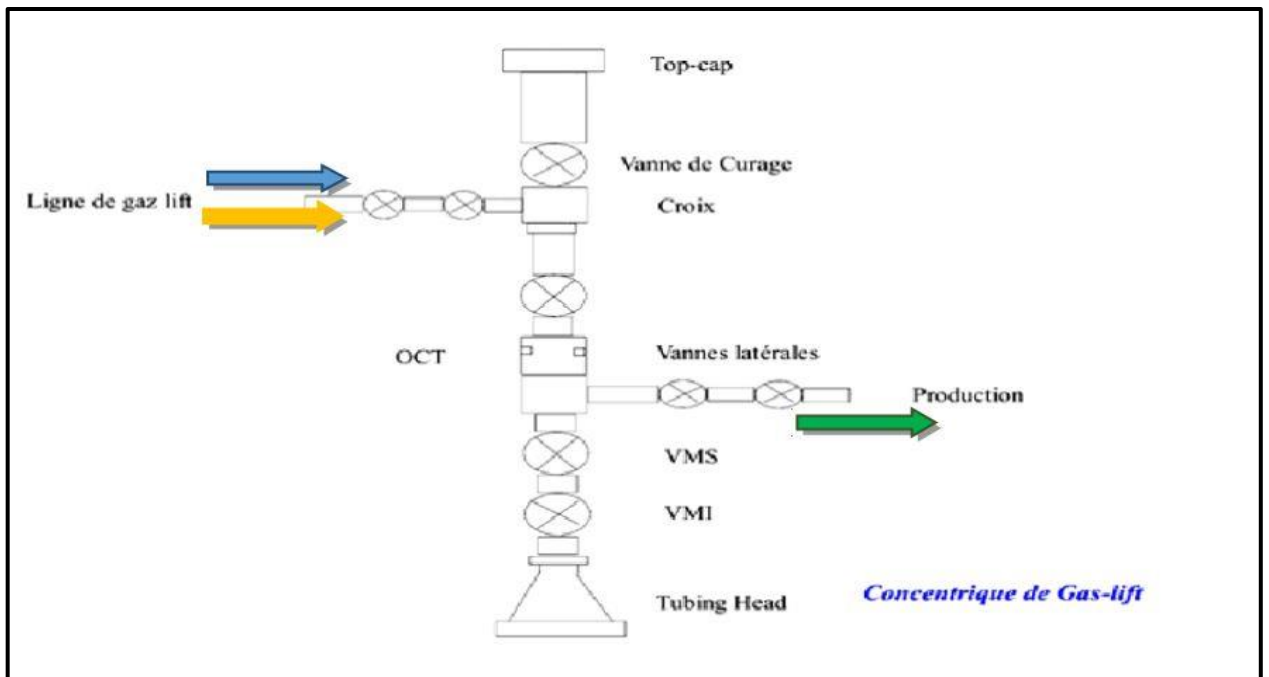


Figure II.2 COMPLÉTION CONCENTRIQUE.

A. Avantage

- ✓ Complétion simple.
- ✓ Mise du puits en Gas-Lift rapide.
- ✓ Retrait rapide du CCE en cas de changement (Snubbing).

B. Inconvénients

- ✓ Tubing de production n'est pas contrôlé.
- ✓ Accès au fond n'est pas possible.
- ✓ Injection mixte gaz/eau (puits salés).
- ✓ Optimisation difficile.
- ✓ Contrôle du débit de gaz en surface.
- ✓ Présence de givrage.
- ✓ Concentrique exposé aux agressions des effluents.
- ✓ Maintenance préventive.

II.3.3. Complétion chemisage

Plusieurs configurations de complétions ont été utilisés pour traiter ce genre de problème d'exploitation avec plus ou moins de bons résultats. La plupart des puits non éruptifs salés sont équipés de CCE ou de chemisage pour l'injection simultanée de gaz et d'eau, mais cela pose le problème de givrage en surface (formation des hydrates).

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

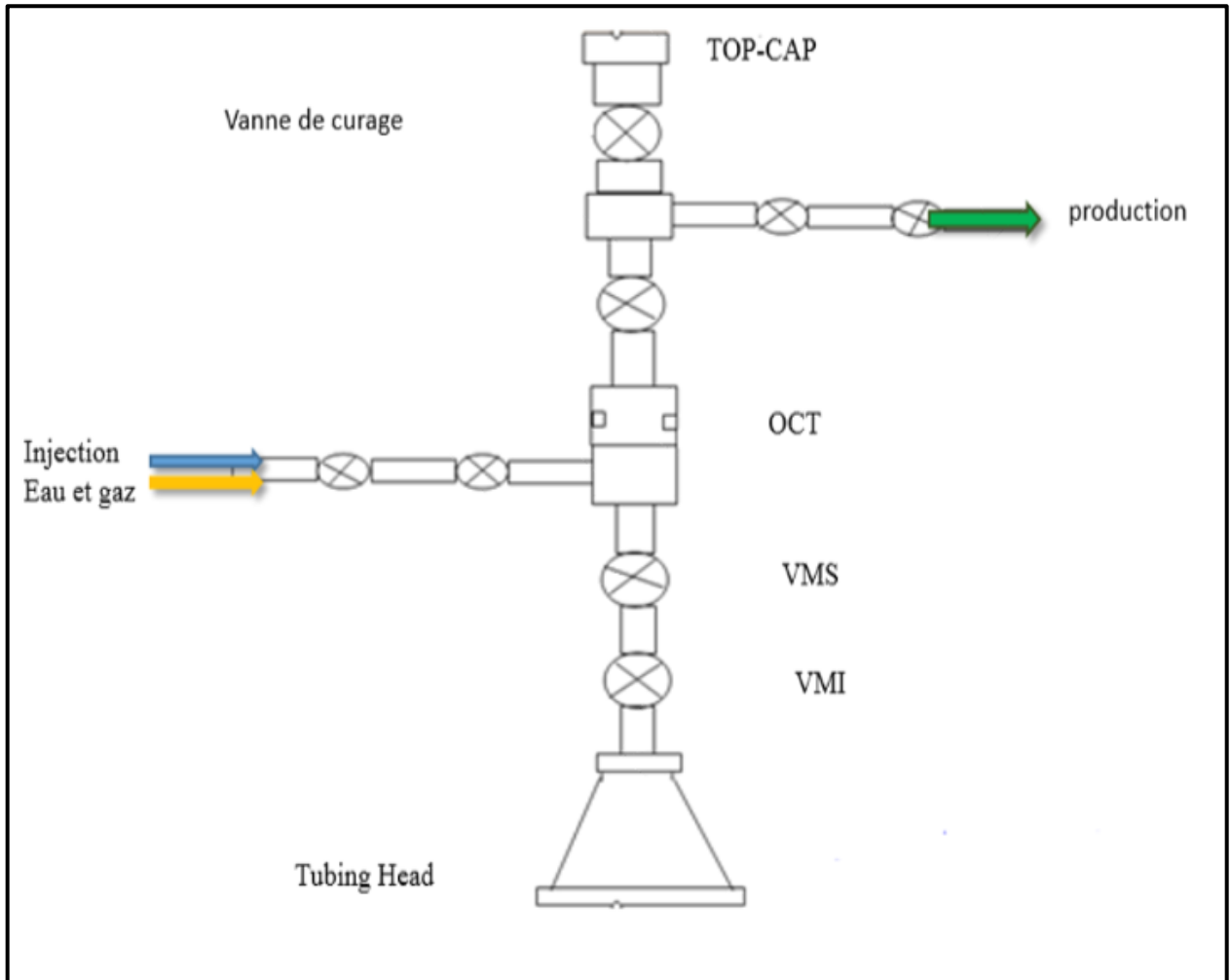


Figure II.3 COMPLÉTION CHEMISAGE.

II.3.4. Complétion télescopique (4"½ + 2"7/8 + 1"315)

Dans ce cas du premier problème qui se pose c'est la restriction du diamètre de production qui atténué le risque de bouchage par les dépôts, ajouté à cela le poids supplémentaire des deux tubings suspendus sur le Tubing Hanger d'où le risque d'affaissement. Pour suspendre les Tubings 2"7/8 + 1"315 il faut des OCT, donc on va augmenter la hauteur de la tête de puits ce qui va poser un problème pour les futures opérations (Mesure, WL, CTU ...).

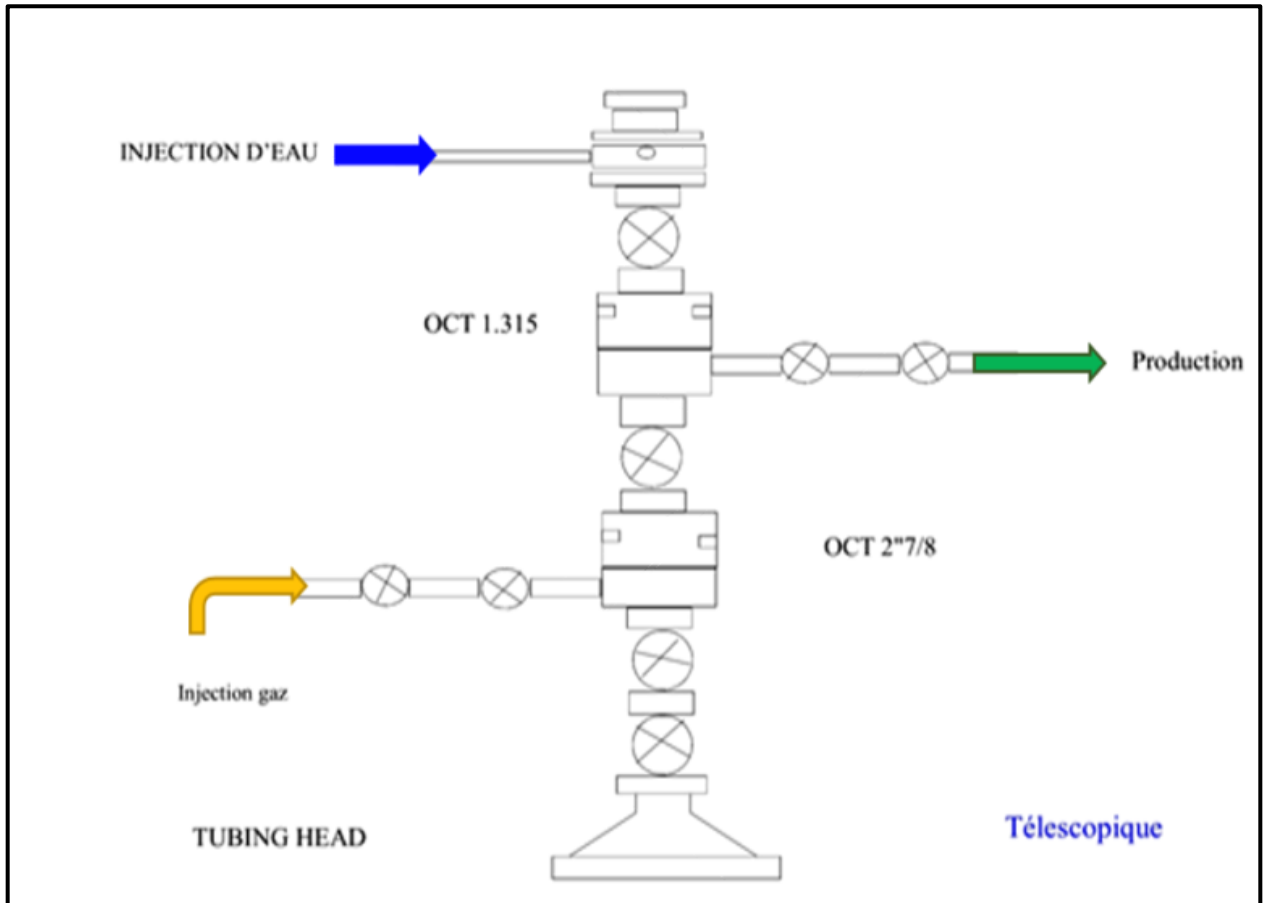


Figure II.4 COMPLÉTION TÉLESCOPIQUE.

II.4. Les Problèmes liés au Gas -Lift à Hassi-Messaoud

Les puits activés par Gas Lift dans le champ de Hassi-Messaoud rencontrent plusieurs problèmes qui rendent le contrôle et le suivi des puits GL difficile :

- Difficile à optimiser le gaz après le bouchon d'eau (BE).
- On n'a pas accès de puits lors de l'endommagement de fond du puits (augmentation du skin).

II.4.1. Formation des hydrates

Les hydrates sont des composés solides inflammable qui ressemble a de la glace, ils sont constitué de molécules d'eau qui piègent les molécules de gaz. Ces hydrates peuvent conduire à l'érosion de la canalisation mais surtout au bouchage de cette dernière, et au niveau de la duse et des coudes, une fois le bouchage est fait, la production est arrêtée.

II.4.2. Formation des givres

Lors de passage de gaz dans la duse de Gas-Lift au niveau de puits provoque une diminution de la pression dans le pipe (0.4 à 0.50c/bars), cette diminution s'accompagne par la diminution de température, la présence de l'eau dans le pipe favorise ce phénomène, et cela est dû au mauvais traitement de gaz et aussi dans le cas où il y'a une injection d'eau (surtout dans le S).

La formation des givres empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits.

II.4.3. Corrosion des équipements

La corrosion est un phénomène indésirable crée par action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée. Ces variations influentes négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz important par rapport à celui d'huile, on réalise ici des pertes de charge par glissement et la formation de la mousse qui gêne la séparation. La solution pour ce problème est l'injection des inhibiteurs de corrosion.

II.5. Dessalage dans le champ de HMD

Etant donné qu'il est possible de dissoudre les dépôts de sel en pompant de l'eau, soit dans le tubing en fermeture, soit en injection continue, soit par circulation dans l'espace annulaire ou dans le Flow Line.

Cette injection d'eau permet, par simple dissolution de sel de traiter notre problème fréquemment d'obstruction des puits.

II.5.1. Injection d'eau continue

Cette procédure est réalisée en premier lieu pour empêcher la formation des dépôts de sel. C'est une méthode plus préventive. Ainsi, pour limiter la précipitation et dissoudre le sel formé, et pour diluer l'eau de gisement afin d'éviter la sursaturation vis à vis de NaCl.

Cette injection d'eau est efficace pour les cas suivants :

- Problème de dépôts de sel au niveau de tubing et tête de puits.
- Bouchage au flow line (réseaux de collectes, les conduites de production).

II.5.2. Bouchon d'eau avec fermeture de puits

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Un volume de 3 à 10 m³ d'eau traitée est pompé en tête de puits à l'aide d'une unité de pompage (puits fermé). Il descend dans le tubing, en dissolvant sur son passage les ponts de sel rencontré. Arriver dans le découvert au bout 8 heures ce que créer des pertes de production très importantes.

Actuellement une autre technique a été pratiquée à HASSI MESSAOUD qu'est la chasse de ce bouchon par le gaz pour activer leur descend et minimisé le temps de fermeture du puits. Cette opération durée jusqu'à 3 h. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé au centre de production suivant les puits. Cette opération de bouchon d'eau est efficace dans les cas suivants :

- Bouchage au fond au-dessous de la vanne d'injection.
- Bouchage au niveau de la duse et au flow line.
- Pour venir en aide au travail au câble dans les cas de coincements d'outils ou de dépôts difficiles à détruire.
- Les bouchons d'eau permettent de détruire les dépôts dans les tubes perforés ou crépines, ou il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils sans risquer une rupture d'attache.

II.5.3. L'injection d'eau par circulation

Dans ce cas la production se fait par tubing et l'injection par l'espace annulaire. L'opération est réalisée par l'injection d'eau douce en continue par l'espace annulaire, à partir d'un petit réservoir à l'aide d'une unité de pompage, par un débit et une pression déterminée selon les paramètres du puits. L'eau injectée soit fait passer par l'espace annulaire et traverse la vanne de circulation dans le cas de complétion par Packer, soit continue la circulation jusqu'au fond du puits et monter par la colonne de production.

Cette opération est utilisable pour remédier aux problèmes de dépôts de sel dans les cas suivants :

- Bouchage au-dessus de la vanne d'injection.
- Bouchage au niveau de surface (duse et Flow Line).

L'eau injectée est traitée au niveau d'EDR et stockée dans des bacs, cette eau arrive aux puits à travers un réseau des conduites qui relie les puits et les bacs de stockage d'eau.

II.6 conclusion

A partir de cette analyse on peut conclure que la complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plus part des puits de HMD quel que soit l'injection du Gas Lift ou celle de l'eau d'injection pour dessalage.

CHAPITER III

Analyse d'un système de production

III.1. Introduction

L'analyse d'un système de production est basée sur la théorie d'analyse nodale qui consiste à diviser le chemin d'écoulement du fluide depuis le réservoir jusqu'à la surface en deux parties dans un point appelée 'nœud'. On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point P_{wf} (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).

Par conséquent l'écoulement dans le réservoir (avant le nœud) est appelé l'Inflow, et l'écoulement après le nœud l'Outflow. Au présent chapitre on présentera les notions nécessaires pour le calcul des pertes de charges dans le système et l'analyse de sa performance.

III.2. Analyse nodale de performance

L'approche de l'analyse du système, ou l'Analyse Nodale a été appliquée pour analyser la performance des systèmes formés des composants ayant une interaction mutuelle. La procédure consiste à sélectionner un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, tous les composants sont soit en amont du nœud, soit en aval^[10].

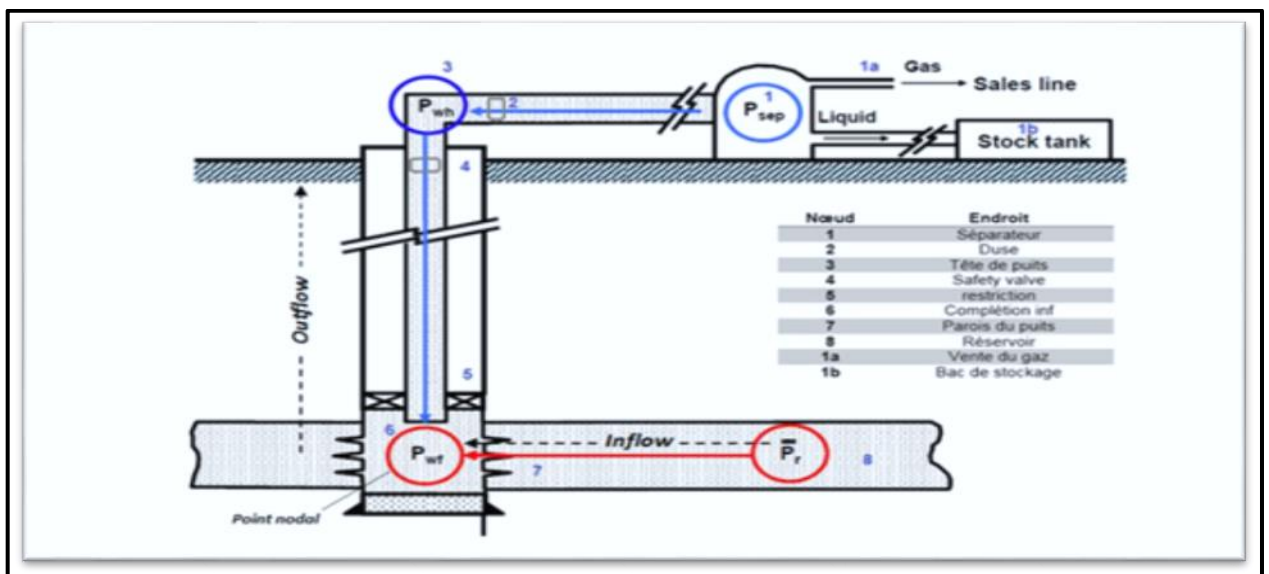


Figure III.1. NŒUDS DU SYSTEME DE PRODUCTION.

La désidérabilité de ce système (réservoir-puits) est affectée par la défaillance de l'un de ses composants. L'optimisation de ces derniers, conduit à un régime de fonctionnement optimal de tout le système. De telles performances sont optimisées par une technique dite analyse nodale basée sur le système de nœuds, dont les principaux sont illustrés ci-dessus (Figure III.1).

En se basant sur le principe du système nodal, on peut tracer l'évolution de la pression du réservoir (P_r) en fonction de débit qu'on appelle 'Inflow', la pression de fond (P_{wf}) en fonction de débit, qu'on appelle le 'Outflow', dont les équations :

- Equation de l'Inflow (**IPR**) ; $p_r - \Delta p (\text{amont}) = P_{wf}$
- Equation de l'Outflow (**VLP**) ; $P_{sep} + \Delta P (\text{aval}) = P_{wf}$

III.3. Relation IPR & VLP

L'IPR et la VLP ont des expressions algébriques plus ou moins compliquées, de ce fait, une approche simple de l'analyse du système emploie une solution graphique dans laquelle la pression au nœud est représentée en fonction du débit de production pour les deux courbes. On peut donc prévoir le comportement de cette pression avec le débit, et optimiser le système de production.^[10]

L'intersection de ces deux courbes détermine le point de fonctionnement, très important pour connaître la délivrabilité du puits avant la complétion ou son équipement avec un dispositif d'activation. Parfois, le système présente 2 points (Figure III.2) dits stable et instable.

Ce dernier correspond au début de la contribution du réservoir, où le phénomène du glissement du gaz se manifeste d'une manière remarquable. Par contre le point e dit stable caractérise le réservoir au moment où il atteint son rayon de drainage r_e .

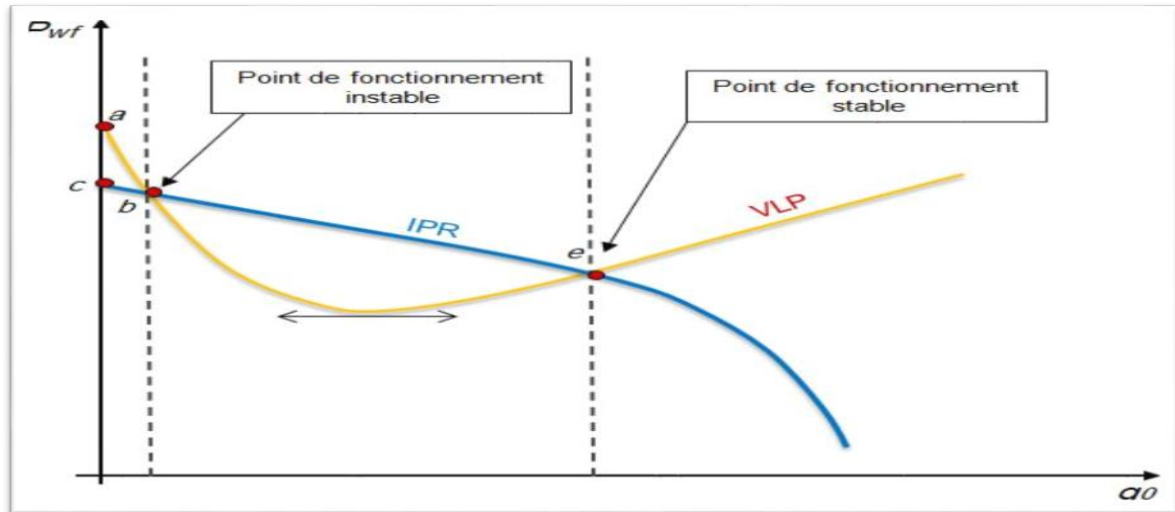


Figure III.2. POINTS DE FONCTIONNEMENT STABLE ET INSTABLE.

III.4. Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont ^[10] :

- ✓ Déterminer le débit auquel un puits existant d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (D'abord par écoulement naturel).
- ✓ Déterminer sous quel condition d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou mourra.
- ✓ Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aide dans le choix de la méthode d'activation.
- ✓ Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- ✓ Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affect beaucoup le taux de production).
- ✓ Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut augmenter le taux de production.

III.5. Utilisation des logiciels pour l'analyse nodale

Les logiciels PROCPER et PIPESIM sont des simulateurs conçus pour nous permettre d'analyser les performances des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- ✓ L'écoulement au fond (à travers le réservoir) ;
- ✓ L'écoulement à travers la complétion (Liner, Tubing, espace annulaire, ...)
- ✓ L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur, ...).

III.5.1. Application de logiciels

- ✓ L'optimisation des équipements des puits.
- ✓ L'analyse des performances des puits.
- ✓ L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits.
- ✓ L'optimisation des systèmes de production.
- ✓ L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux.
- ✓ L'optimisation des systèmes de récupération.

III.5.2. Les données nécessaires pour l'utilisation des logiciels

- ✓ Les données de complétion (fiche technique du puits, data surveillance, ...).
- ✓ Les données petro physiques.
- ✓ Rapport géologique.
- ✓ Données PVT.
- ✓ Données des tests DST, Build Up, Jaugeage, ...).
- ✓ Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits.

III.6. Conclusion

Le principe de l'analyse nodal est utilisé pour simuler le comportement du puits et ainsi connaître le taux de production. C'est un moyen de se rapprocher de la réalité, mais pour obtenir de bons résultats, il va falloir utiliser des données fiables et récemmentobtenue.

CHAPITER IV

Etude de la complétion parallèle GLC

IV.1. Introduction

Plusieurs études ont été menées en collaboration avec des sociétés spécialisées dans la construction des équipements de Gas-Lift, afin de mettre une complétion plus adaptée aux puits de HMD en double injection du gaz et l'eau.

WAETHERFORD a proposé une complétion GLC pour la résolution de ces problèmes passent par l'injection continue d'eau douce, qui a pour rôle de diminuer la salinité de fluide de formation, le débit d'eau injecté doit être optimisé afin d'assurer le dessalage, mais aussi faire en sorte de ne pas trop alourdir la colonne hydrostatique.

Le but l'injection du Gas Lift pour augmenter le débit d'huile des puits, assurer une bonne activation et une production maximale par l'optimisation de débit de gaz injecté.

IV.2. Équipements de la complétion parallèle

IV.2.1. Les mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrel)

Elles ont révolutionné le Gas-Lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble, ce type de mandrins a été conçu pour la toute première fois par CAMCO en 1957.

Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le Casing.

Ces mandrins sont conçus avec un design qui leur permet de résister aux différentes forces de traction et de compression ^[2].

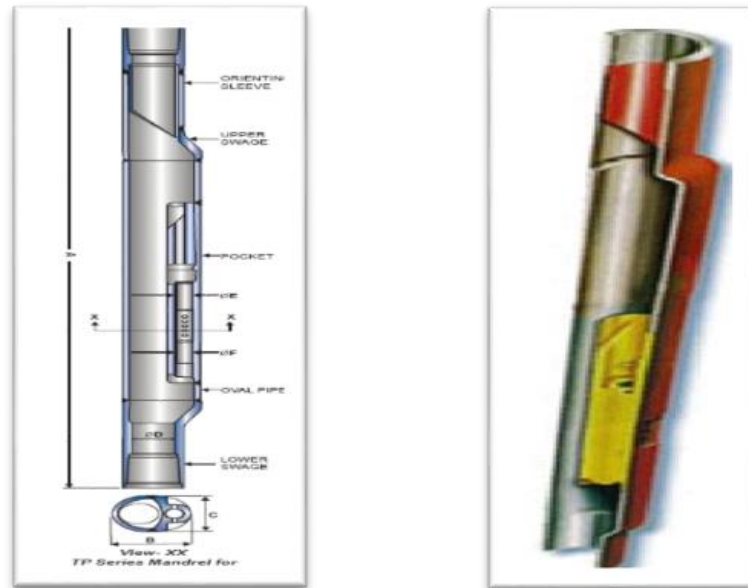


Figure: IV.1 SPM [7].

IV.2.2. L'Accès Switching Valve

C'est un orifice avec une vanne d'accès qui sera activée par le Gas GL, elle est tarée à une certaine pression d'ouverture pour permettre à l'eau de passer à travers l'orifice, passant ainsi de l'espace annulaire vers un Tubing 1"315 (en parallèle avec le Tubing de production 2"7/8), qui l'acheminera vers son point d'injection (Figure IV.2) [2].

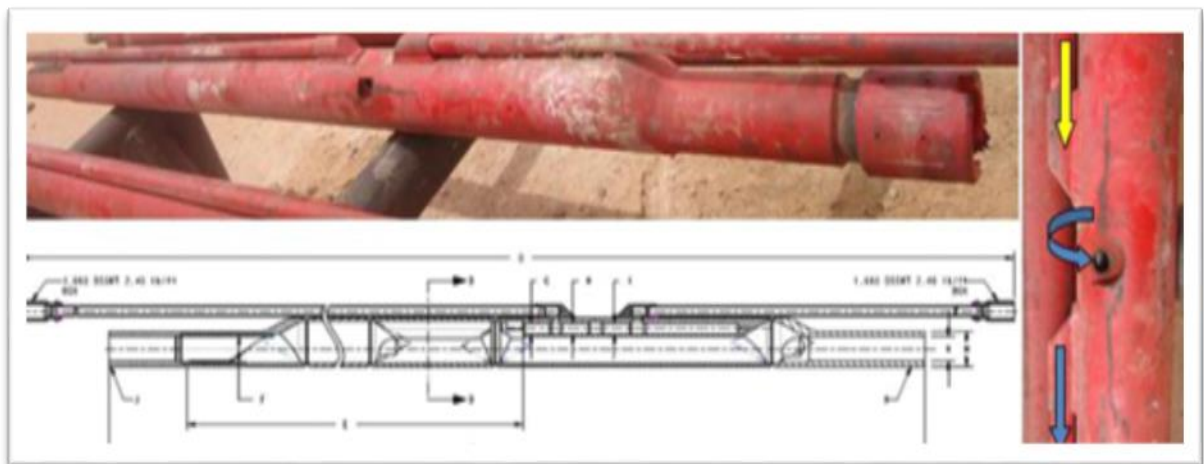


Figure: IV.2 L'ACCÈS SWITCHING VALVE



Figure: IV.3. SWITCHING VALVE

IV.2.3. La vanne d'injection d'eau (Water Flood Valve)

C'est une vanne, elle aussi tarée à une certaine pression qui permet le réglage du débit d'eau à injecter (Figure IV.4).

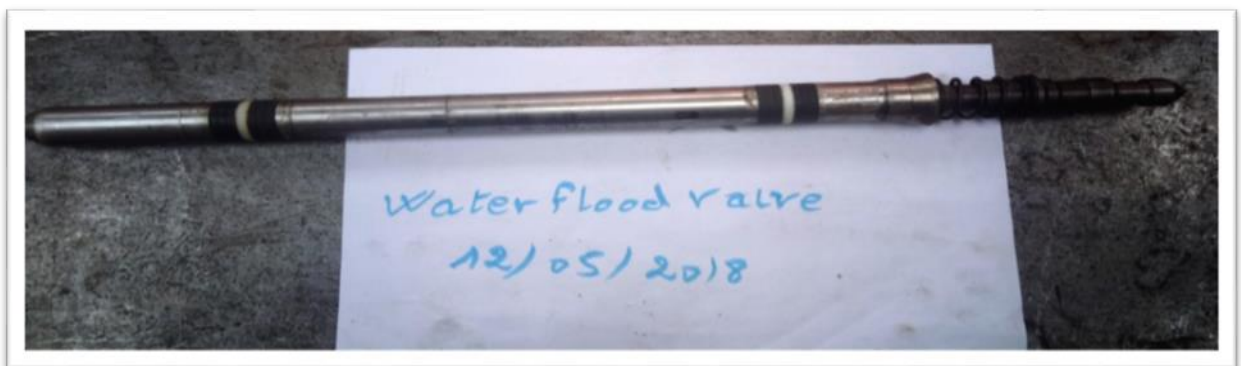
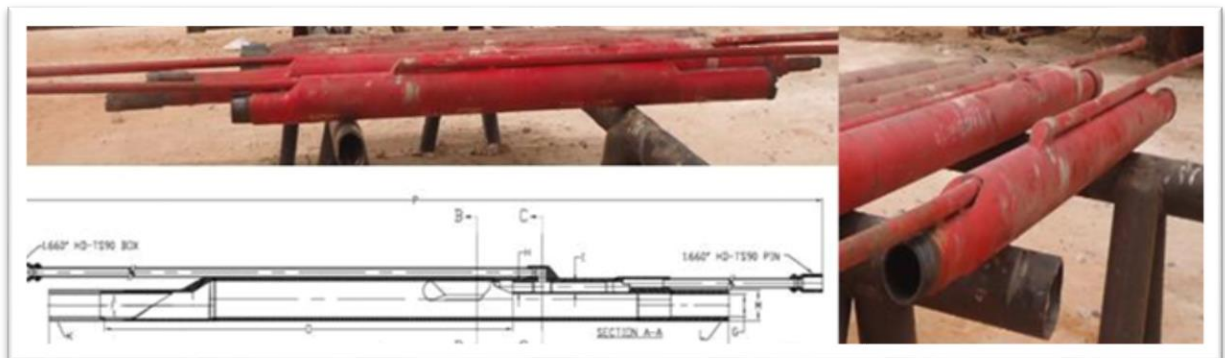


Figure: IV.4 WATER FLOOD VALVE

IV.2.4. Double Box Locator Sub

C'est le point de rencontre des deux tubings en parallèle, raccordé au PBR, ce dernier permettra de créer un nouvel espace annulaire entre le tubing de production 2"7/8 et le PBR pour pouvoir injecter l'eau sous Packer (Figure IV.5)^[2].



Figure: IV.5. DOUBLE BOX LOCATOR SUB

IV.2.5 Le PBR (Polish Bore Receptacle)

C'est un Tubing télescopique c'est à dire un Tubing qui a la possibilité de coulisser à l'intérieur d'un Tubing raccordé à l'Anchor Seal qui lui permettra d'être ancré dans le Packer. Le PBR va créer un passage entre le Packer et le Tubing de production 2"7/8, cet espace va permettre à l'eau d'être injectée sous le Packer (Figure IV.6).

En plus de la création d'un espace annulaire il nous permettra l'ajustement final il suffit juste d'exercer une force de traction pour libérer le tubing qui peut ainsi coulisser.



Figure: IV.6. LE PBR

IV.2.6. La vanne de gaz

Les vannes de gaz lift comportent un régulateur de flot de gaz, piloté par la pression amont ou par la pression aval suivant le modèle, permet l'ouverture et fermeture de ces vannes.

Les vannes de Gas-lift sont descendues dans les puits à l'aide d'une opération de Slick line, manœuvrées par un treuil et posées dans des mandrins (SPM). Le choix des mandrins et des vannes dépend de la taille du Casing et du Tubing, du chemin emprunté par le gaz (annulaire ou intérieur du tubing) et du débit d'injection du gaz.

Les vannes de Gas-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde qui est en fonction de la pression de gaz disponible. La dernière vanne est appelée la vanne opératrice, et en général n'est constituée que d'une duse calibrée. Un minimum de 3 bars de chute de pression est à prévoir sur cette duse pour assurer une bonne stabilité du débit. En positionnant la vanne opératrice le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale [7].



Figure: IV.7. LA VANNE DE GL

Les vannes situées au-dessus de la vanne opératrice sont appelées les vannes de décharge (Figure IV.7). Elles sont utilisées pour décharger les fluides lourds présents à l'intérieur du Tubing tels que la saumure circulée durant une reprise ou l'eau de formation qui envahit un puits durant un arrêt.

Les vannes de Gas-lift sont conçues pour s'ouvrir et se fermer dans certaines conditions de pression et de température existant au droit de la vanne. Ces conditions sont données par des calculs faits à la main ou par un ordinateur et seront utilisés pour le tarage des vannes à l'atelier.

IV.3. Principe de fonctionnement de la complétion GLC

Complétion Parallèle (3 ½ x 2"7/8) x 1"660 appelée aussi GLC, consiste à injecter du gaz GL à travers des SPM 3 ½ alimentés par un Tubing 1"660 parallèle au Tubing de production 3 ½, afin d'assurer un bon Liftage et une bonne activation pour une production maximale. L'espace annulaire entre les deux tubings en parallèles 3 ½ x 1"660 et le Casing 7" est réservé pour l'injection de l'eau de dessalage, l'eau douce va être injectée sous le PACKER grâce à quatre éléments principaux :

1. Switching Valve.
2. La vanne d'injection d'eau (Water Flood Valve).
3. Double Box Locator.
4. Le PBR

IV.4. Configuration d'une complétion parallèle GLC

1. Les Tubings :(3"1/2 parallèle 1"660),(2"7/8 parallèle avec 1"660,ou bien:2"7/8parallèle 1"315).
2. Les éléments de raccord :
 - Pup joint (4"1/2, 3"1/2, 2"7/8, 1"660).
 - Les Lock Union (Adjustable Swivel Sub 3"1/2, 2"7/8).
 - Les Joints télescopiques (1"660, 1"315)
 - Réduction (Cross Over 3"1/2 x 2"7/8).
3. Les SPM 3"1/2 pour les vannes Gaz Lift.
4. Les éléments clés de la complétion parallèle :
 - SPM 2"7/8 pour la vanne d'accès (Access Switching Valve).
 - SPM 2"7/8 pour la vanne d'injection d'eau 1" (Water Flood Valve).
 - La Double Box Locator Sub.
 - Le BPR (Polished Bore Receptacle).
5. Les éléments d'encrage : (Anchor Seal et Packer de production 7").
6. Et enfin les sièges LN X et LN XN et le Sabot Guide.

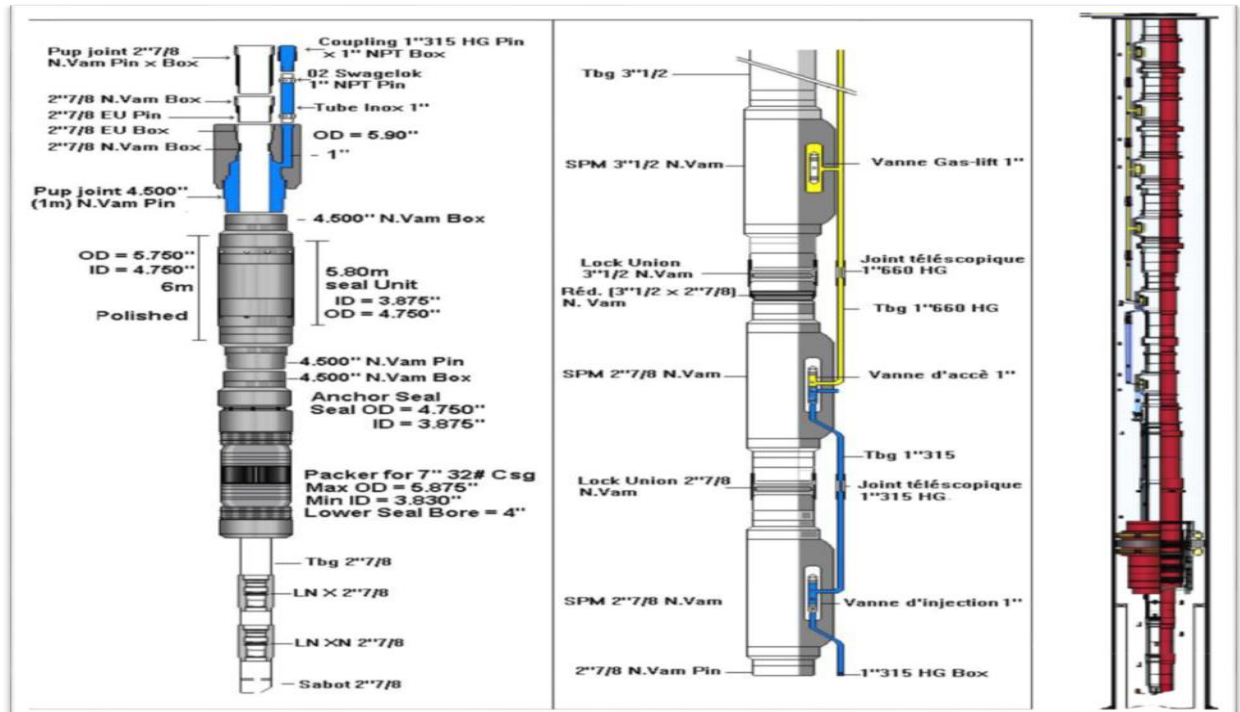


Figure: IV.8. SCHEMA DE LA COMPLETION GLC

IV.5. Les avantages de la complétion GLC

- ✓ Faire produire les puits salés et à faible pression de gisement
- ✓ Pouvoir injecter du gaz et eau simultanément.
- ✓ Assurer une contre pression au niveau du 7 au droit du LD2 (annulaire 7 toujours plein d'eau).
- ✓ Protéger le réservoir contre l'inondation par l'eau de dessalage en cas d'arrêt du Gas Lift.
- ✓ Accès libre au fond pour différentes interventions.
- ✓ Minimiser les problèmes de givrage en surface.
- ✓ Injection séparée gaz et eau
- ✓ Permettre une exécution aisée des travaux Wire Line.

IV .6Conclusion

Le but de cette complétion est la résolution de ces deux problèmes d'exploitation passant par l'injection d'eau en continue et de gaz en même temps avec deux débits différents. L'injection d'eau douce pour le dessalage.

CHAPTER V

Etude de cas de puits MDZ651

V.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous nous intéressons aux traitements des deux problèmes les plus délicats au niveau de HMD, à savoir les dépôts de sel et la chute de pression dans les puits non éruptifs ou à faible débit, en choix de complétion adéquat et plus adaptée aux cette problème pour double injection du gaz et l'eau.

La résolution de ces problèmes passe par l'injection continue d'eau douce, qui a pour rôle de diminuer la salinité de l'eau de formation, le débit de l'eau à injecter doit être optimisé afin d'assurer à la fois le dessalage de l'eau dans le puits, mais aussi faire en sorte de ne pas trop alourdir la colonne hydrostatique. Et l'injection du Gas lift pour augmenter le débit d'huile des puits. Pour assurer une bonne activation et une production maximale le débit de gaz injecté doit être optimisé.

Il sera fait donc une double optimisation pour assurer la résolution de ces deux problèmes, c'est-à-dire traiter le problème des dépôts tout en maximisant la production. Pour cela on a suivi les étapes ci-après :

- La sélection des puits candidat pour l'analyse nodale en utilisant le logiciel Oil Field Manager OFM.
- Calcul du débit optimum d'eau injectée pour le dessalage.
- Calcul du débit d'huile optimum après l'installation du design final de la complétion parallèle en utilisant le logiciel PROSPER.

Etat actuel des puits en production au niveau du champ de Hassi Messaoud

Mise à jour du 12/04/2018 :

- Nombre des puits Producteurs : 1184 puits.
- Nombres de puits ouverts 769 soit (64.94 % Par rapport au nombre total des puits).
- Nombres de puits fermés 415 soit (35.05 % Par rapport au nombre total des puits).
- Nombre de puits Gaz Lift 576 soit (47.88 % Par rapport au nombre total des puits). ^[1]

- Nombre de puits GL ouverts 398 (69.09 % Par rapport au nombre total des puits GL et 33.42 % Par rapport au nombre total des puits).
- Nombre de puits GL fermés 166 (28.81 Par rapport au nombre total des puits GL et 14.02 % Par rapport au nombre total des puits). Distribution des puits GL sur le champ de HMD : 12/04/2018

IV.2. Sélection des puits candidats pour une complétion parallèle

Dans notre étude le choix des puits à gaz-lift et salés dans le champ HMD seront déterminés par une procédure utilisant Logiciel Oil Field Manager (OFM). Les étapes et les procédures de sélection sont énumérées comme suit :

- A. Sélection de tous les puits de HMD, utiliser un filtre pour déterminer les puits producteurs d'huile mise en gaz lift. (Figure V.1)^[1].

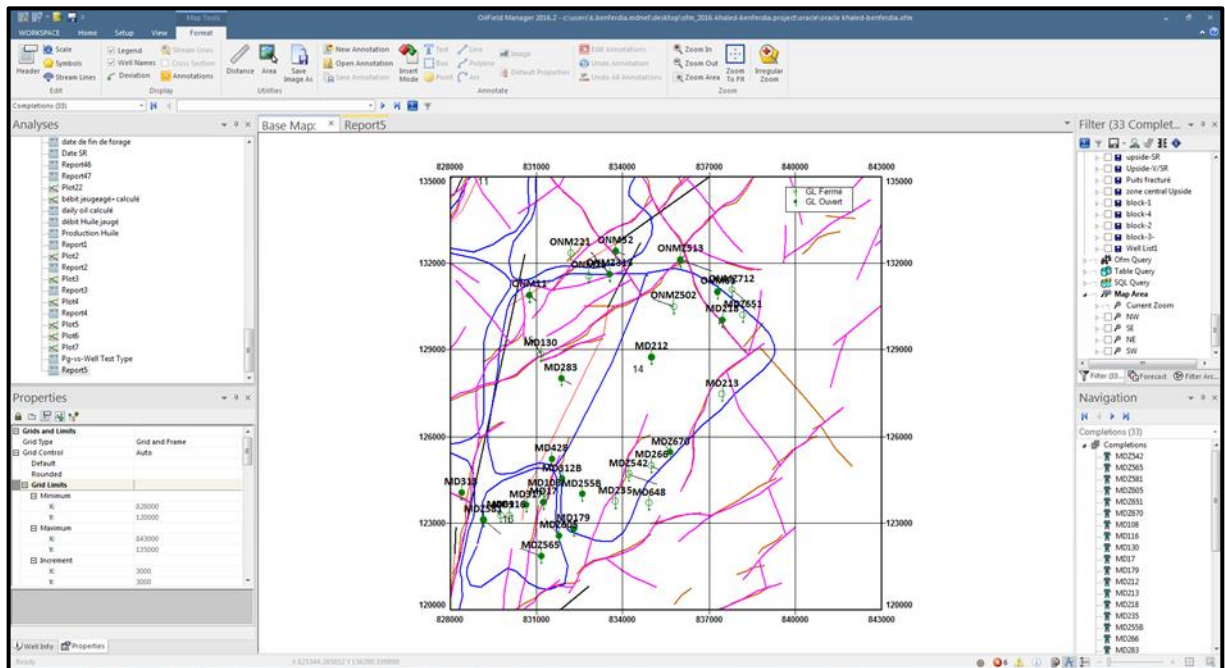


Figure : V.1 LES PUIITS GAZ LIFT DANS LA ZONE 14.

- B. La sélection des puits salés est déterminée par des mesures de salinités effectuées au laboratoire (salinités ≥ 250 g/l), ces puits sont généralement équipés de CCE 1"660 pour le dessalage.

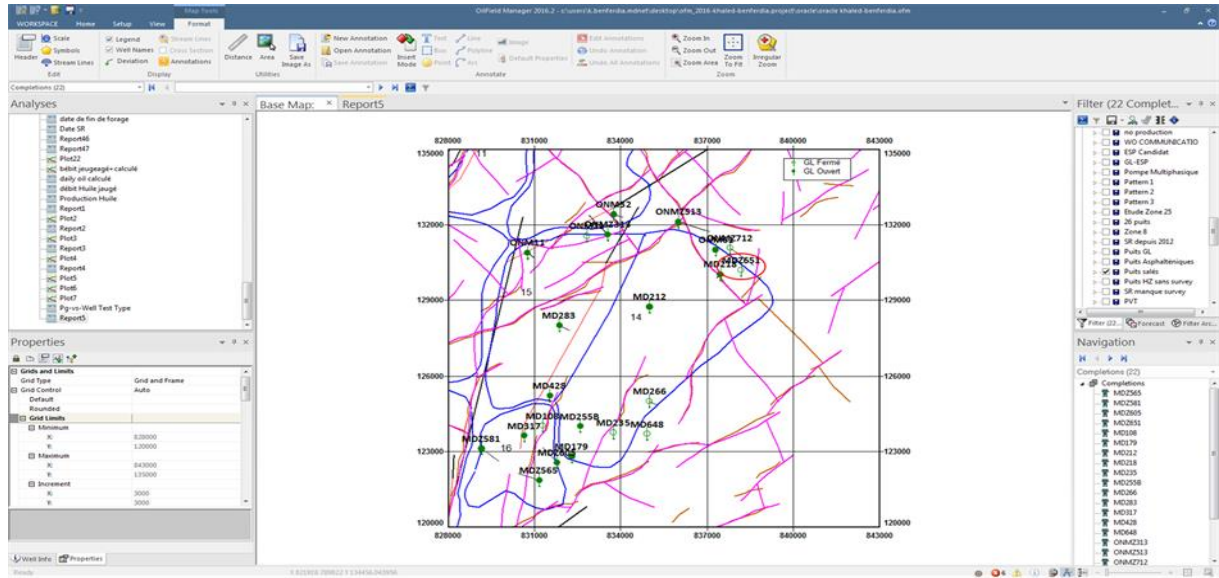


Figure : V.2 LES PUITS SALES ET GAZ LIFT DANS ZONE 14

V.3. Les critères de sélections des puits candidats à la complétion GLC

- Les puits non éruptifs activés par le gaz lift.
- Pression de gisement faible.
- Puits très salée sollicitant une injection d’eau continu.
- Eviter les puits en percé de gaz.
- L’état de cimentation de casing 7 est bonne.
- Le puits ne doit pas être en Tie Back (4 cimenté).

Le résultat final de notre travail a donné une liste de (62) puits candidats à la complétion parallèle :

Tableau: V.1 Le puits candidat GLC

N°	Puits	Etat	Potentiel (m3/h)	Problème d'exploitation	Complétion (Injection Gaz/Eau)	Protection contre LD2
37	MDZ651	Ouvert	2,2	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Liner 7" + Csg 9"5/8

V.4. Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et Eau)

Pour pouvoir effectuer une meilleure optimisation de la complétion GLC et de voir l'influence du design de la complétion sur les paramètres de production, nous avons choisi parmi les 62 puits candidats un puits avec des données d'essai de puits récentes (DST) et qui n'a subi aucune intervention Work Over afin d'avoir les meilleurs résultats possibles et une meilleure intégrité des puits.

Le but de notre étude est d'établir un modèle avec la complétion 4" ½ (l'ancienne complétion), analyse nodale sur ce puits à montrer l'Inflow IPR et l'Outflow VLP qui sont représentés le point de fonctionnement d'après les données DST avant changement de complétion. Et établir un modèle après changement de complétion avec CCE 1"900 les résultats de la performance d'écoulement et le point de fonctionnement de cette complétion d'après les données de dernier jaugeage après cette étude avec les deux cas précédents nous établir un modèle avec nouvelle complétion parallèle GLC, c'est une optimisation de l'injection de gaz et d'eau afin de voir l'effet résultant de l'injection d'eau pour le dessalage et du gaz pour le Liftage sur la production.

V.4.1. Données du puits (MDZ651)

À partir de la banque des données (data banque), on prend les résultats des différents tests faits sur les puits choisis, les données techniques de ces puits sont aussi très nécessaires.

V.4.1.1. Localisation du puits MDZ651 Cette partie est établie en premier lieu pour connaître la situation de la zone 14 du champ de HMD. On y indique tout d'abord dans un premier temps l'historique des forages des puits, les régimes de drainages existants, la géologie de la zone et l'évolution de la pression de gisement tout en utilisant des figures explicatives à l'aide de logiciel OFM :

Tableau : V.2 Localisation du puits MDZ651

Zone : 14 / Périmètre : HMD Zone complexe
X : 838 181.86 / Y : 130 195.98
Manifold : E1C / sous manifold : E1

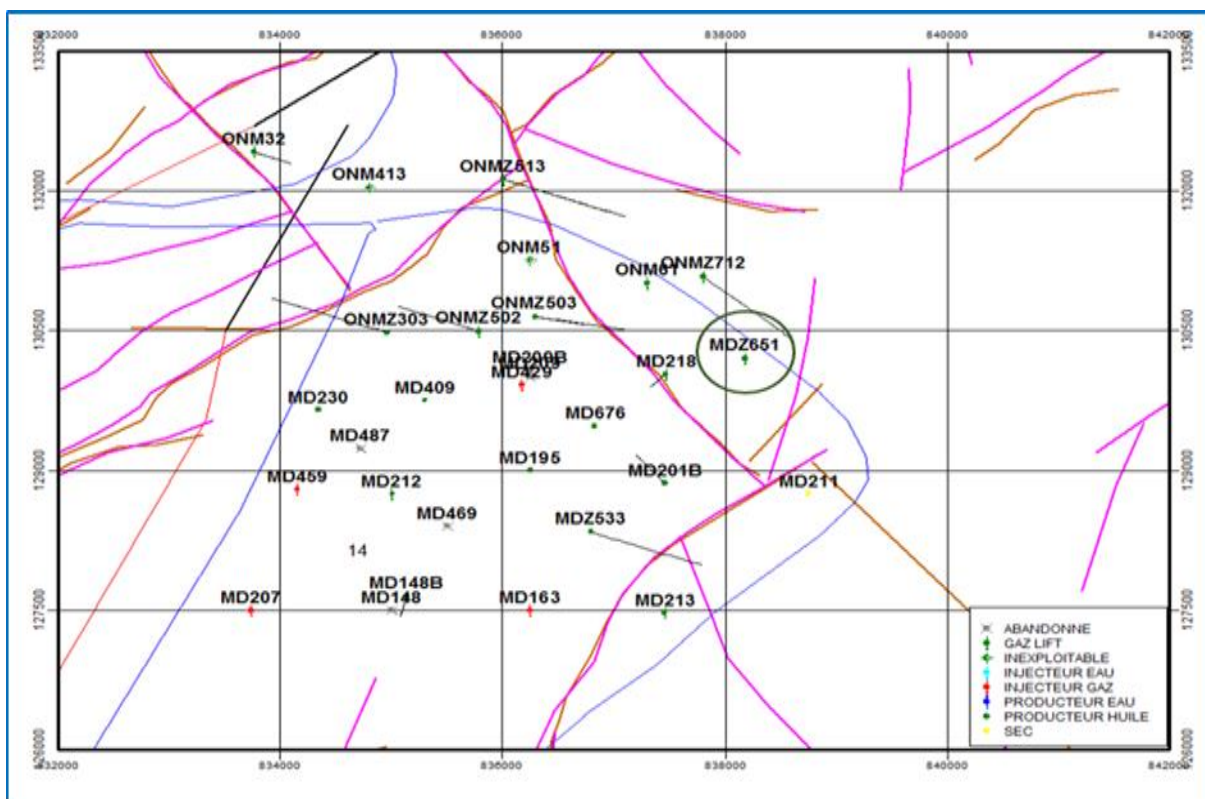


Figure : V.3 LOCALISATION DU Puits MDZ651

V.4.1.2. Test puits MDZ651

Tableau: V.3 Test puits MDZ651

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	Skin	Duse	Remarque
DST	08/04/2012	269	249.18	73.7	Huile 7.52	.962	1910	-.2	9.53	Realise dans le D5, Inc 89.2, Az N296, Vs 543m, Pfd @ -3017m.
PFS	19/02/2015	242.5	..	56.3	

Les données introduites pour le Matching et création de model

V.4.1.3. Jaugeage de production

Les données de test jaugeage de production a partir de premier test jusqu'au dernier test

Tableau: V.4 Jaugeage de production

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)		Temp. Huile (°C)	Débit Eau (l/h)	
		Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe		Récupérée	Injectée
17/06/2012	12	10.23	1884.87	184	59	20	32	0	0
04/09/2012	12	8.43	1707.16	203	50	17	30	125	0
01/11/2012	12	7.88	1194.08	152	47.59	16.1	24	160	0
13/01/2013	12	6.9	2451.80	355	45	15	26	0	0
14/04/2013	12.7	4.47	986.06	221	44.6	18.4	27	30	0
18/04/2013	12.7	5.96	1349.70	227	42	16.8	23	0	0
18/05/2013	12.7	7.09	2113.37	298	46	18	32	180	0
28/06/2013	12.7	7.08	1430.45	202	40.4	16.8	28	396	0
27/08/2013	12.7	5.46	1036.93	190	40	15.8	31	900	0
28/12/2013	12.7	5.56	1162.00	209	39	17	22	820	0
24/02/2014	12.7	5.56	923.34	166	32	16.8	23	1000	0
07/07/2014	12.7	4.7	1042.67	222	25	13.7	37	1800	0
19/07/2015	12.7	9.66	3563.77	369	23.5	17.8	40	6600	0
28/01/2016	14	4.6	2676.45	582	51	16	16	756.6	0
06/02/2016	14	1.11	1827.46	1650	40.6	17.3	16	5135	0
05/04/2016	14	3.58	2578.07	721	43	14.5	22	2700	1300
06/04/2016	14	3.56	2262.37	635	40	12.5	26	2400	1350
11/04/2016	14	2.18	2245.88	1029	39	16	24	2000	600
19/06/2016	14	3.19	2009.08	631	39.1	18.2	25	2048	0
20/09/2016	14	2.38	2656.45	1118	39.8	16.8	23	2487	0
18/12/2016	14	2.2	2399.29	1089	41	16.8	13	2900	0
06/03/2017	15	2.25	1568.95	697	59.1	18.1	20.56	3839	0
05/06/2017	15	1.79	1654.72	924	32.5	19.3	21	2600	0
25/08/2017	15	1.97	4125.76	2096	45	19	32	1000	0

V.4.1.4. Historique des Opérations

Le puits MDZ651 a été foré et complété le 20/04/2012 en 4"1/2 Vam x 3"1/2 Vam ancré, la liaison couche trou est réalisée avec une crépine 5" Fj Hydrill.).

Le puits est entretenu avec plusieurs opérations WL de contrôles et grattages. Equipé d'un CCE 1"900 en 2015 pour l'injection de gaz GL. Plusieurs opérations Snubbing préventives de changement de CCE ont été effectuées par la suite.

- Le 06/09/2012 Opération Wire line : principalement des opérations de Contrôle, Pistonnage et Grattage.
- Le 21/09/2016 Opération Wire line : principalement des opérations de contrôle et Grattage.
- Le 25/11/2012 Opération Wire Line (contrôle).
- Le 04/03/2013 Opération spéciale Kick Off : démarrage puits ok.
- Le 24/06/2013 Opération Spéciale Clean Out : Nettoyage du puits OK @ 3891m, pt=45bars puits sur collecte.
- Le 18/08/2013 Opération Clean Out : Démarrage du puits OK 3892m, pt =38 bars.
- Du 28/09/2013 au 21/10/2013 Opération Snubbing préventive :
 - Nettoyage du fond du puits.
 - Changement CCE 1"900 et ajustage sabot @ ± 3892 m 1/VM.
- Le 07/12/2013 Opération Spécial Kick Off : Démarrage du puits OK, pt=50bars.
- Le 29/04/2014 Démarrage du puits au CTU + N2, pt = 38 bars.
- Le 02/05/2014 Opération spécial Kick Off CCE : démarrage puits OK pt=38bars.
- Du 21/11/2014 au 25/11/2014 Opération Snubbing préventive :
 - Changement CCE 1"900 et ajustage sabot @ ± 3892 m 1/VM.
 - Nettoyage et Pulsonix Acide OK @ 3892 m, pt = 20 bars puits fermé.
- Le 26/12/2014 Opération spécial Kick off CCE OK.
- Le 29/12/2014 Opération spécial Kick off CCE OK.
- Le 03/01/2015 Opération spécial Kick off CCE : Démarrage puits OK pt= 25 bars.
- Le 11/01/2015 Opération spécial Kick off CCE : Démarrage puits OK pt= 30 bars.
- Le 03/05/2015 Opération spécial Kick off CCE.
- Le 06/10/2015 : opération spécial en cours de SNB :
 - TC au Jet blaster @ 3892 m, pt = 18bars, puits fermé.

- Le 27/10/2015 Opération spécial Kick off CCE OK.
- Le 20/12/2015 Opération spécial Kick off CCE OK.
- Du 02/01/2016 au 13/01/2016 Opération Snubbing préventive :
 - Changement CCE 1"900 et ajustage sabot @ ± 3892 m 1/VM.

Du 07_02/2017 au 14/02/2017 Opération Snubbing préventive :

- Changement CCE 1"900 et ajustage sabot @ ± 2998 m 1/VM.
- Nettoyage du puits @ 3892m.

V.4.1.5. L'analyse du comportement du puits MDZ651

- La pression de gisement a chuté durant le 5ans de production du puits passant de 269 Kg/cm² en 2012 à 242 Kg/cm² en 2015 due à la déplétion naturelle et à la mise de puits en gaz lift (2015).
- Le débit d'huile a diminué rapidement à cause de la diminution rapide de la pression de gisement, en fonction de la pression de tête plusieurs diamètres de duse ont été utilisés pour garder une stabilité de la production de puits.
- On peut avoir l'influence de la mise du puits en GL le 13/07/2015 sur les paramètres de production, augmentation de GOR, changement du diamètre de la duse.
- L'instabilité de la pression de tête et de débit revient au réajustement de GL injecté.

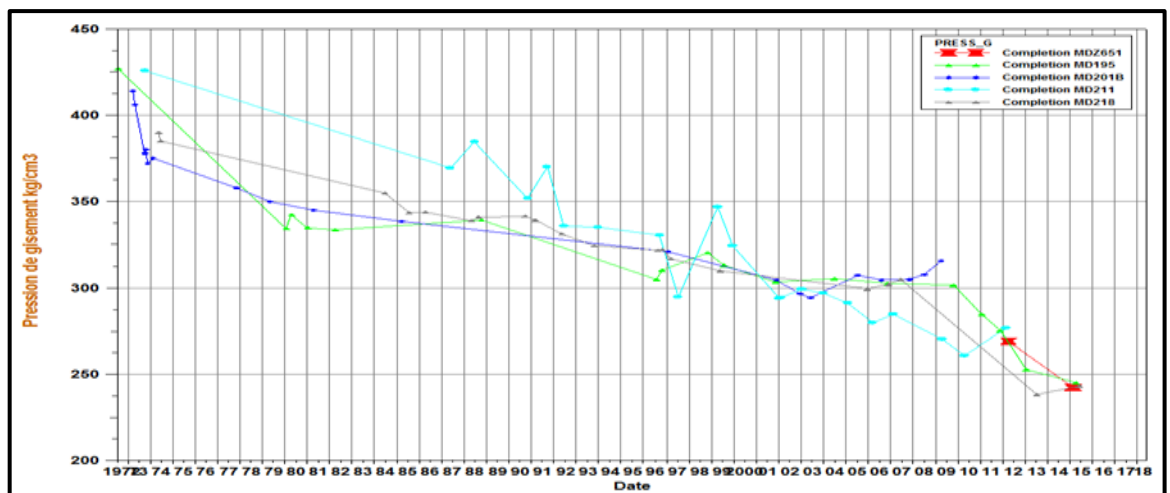


Figure: V.4 PRESSION DE GISEMENT DE MDZ651 ET LES Puits VOISINS

D'après le graphe (Figure V.4) on constate qu'il y a une bonne communication entre MDZ651 et les puits voisins, une chute de pression de gisement importante par rapport la pression vierge de la zone 14 (450 kg/cm²).

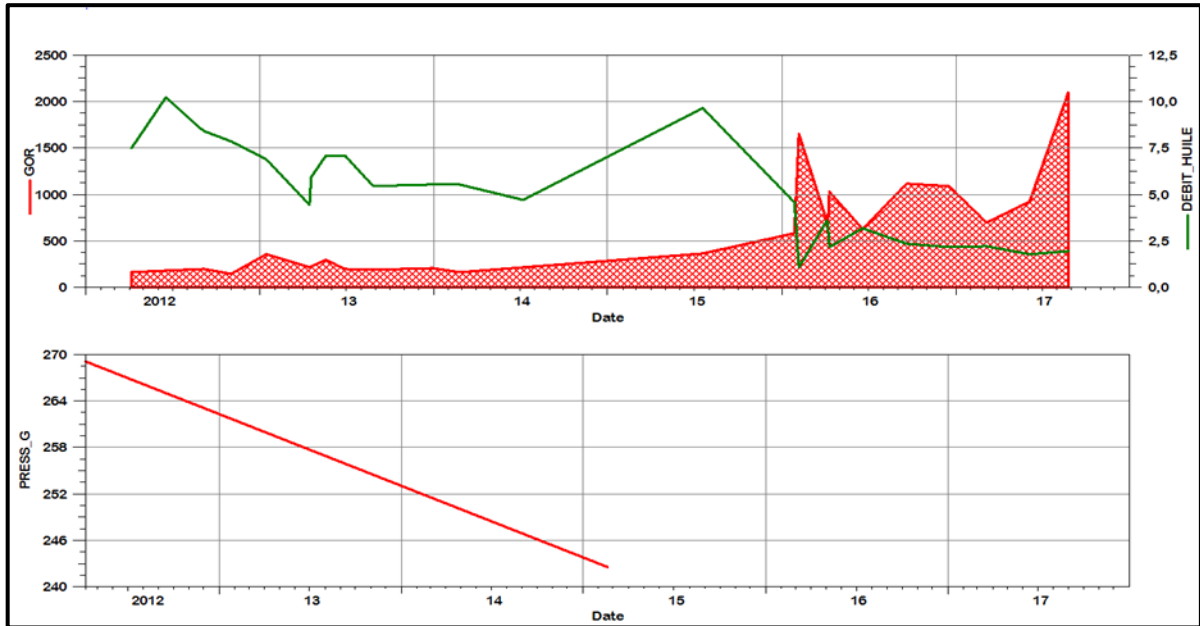


Figure: V.5 EVOLUTION DES PARAMETRES DE PRODUCTION DU PUIT MDZ651.

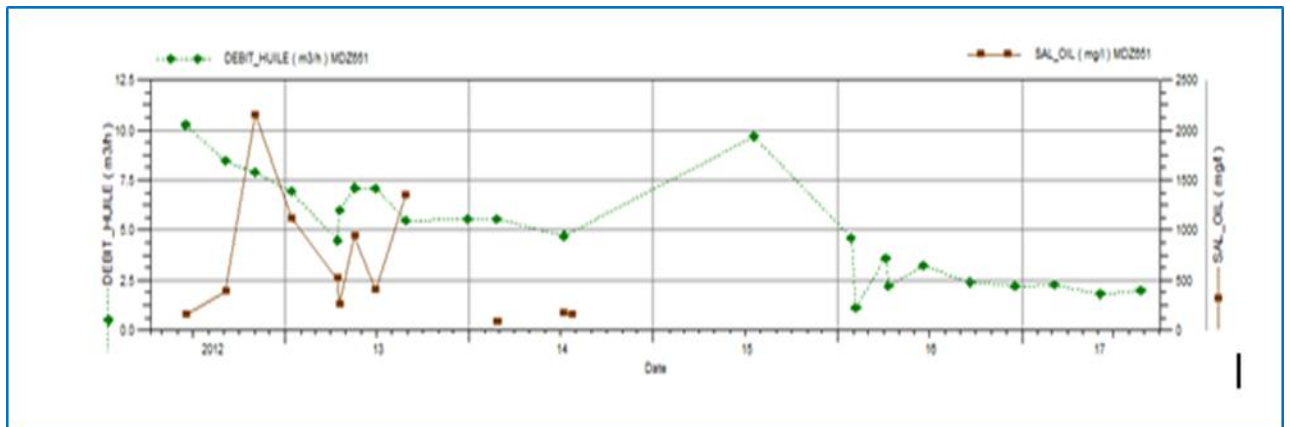


Figure: V.6 EVOLUTION DE LA SALINITE D'HUILE DU PUIT MDZ651

N.B : La salinité d'huile a commencé à augmenter à partir de novembre 2012 (2150 g/l).

V.4.2. L'analyse nodale sur le puits MDZ651

V.4.2.1. Matching du DST test (08/04/2012)

Pour la création du modèle qui nous servira pour l'analyse, il faut introduire les différentes données et informations collectées sur le puits (MDZ651).

Données de Test DST

Les données introduites pour le Matching sont les suivantes : La Pression de gisement, la pression de fond dynamique à la cote réelle (Calculée), la pression de tête, la pression de pipe, l'indice de productivité (par jour), le débit d'huile.

Tableau : V.5 Données de Test DST

P_g	269(Kg/cm ²)
P_{wf}	249(Kg/cm ²)
Oil Gravity	45 API
Gas S.G	0,9
Water Cut	0%
Oil Viscosité μ	0,196 cp
H₂S	0%
CO₂	0%
Salinité	31000 mg/l
Température	118°C
IP	0,38

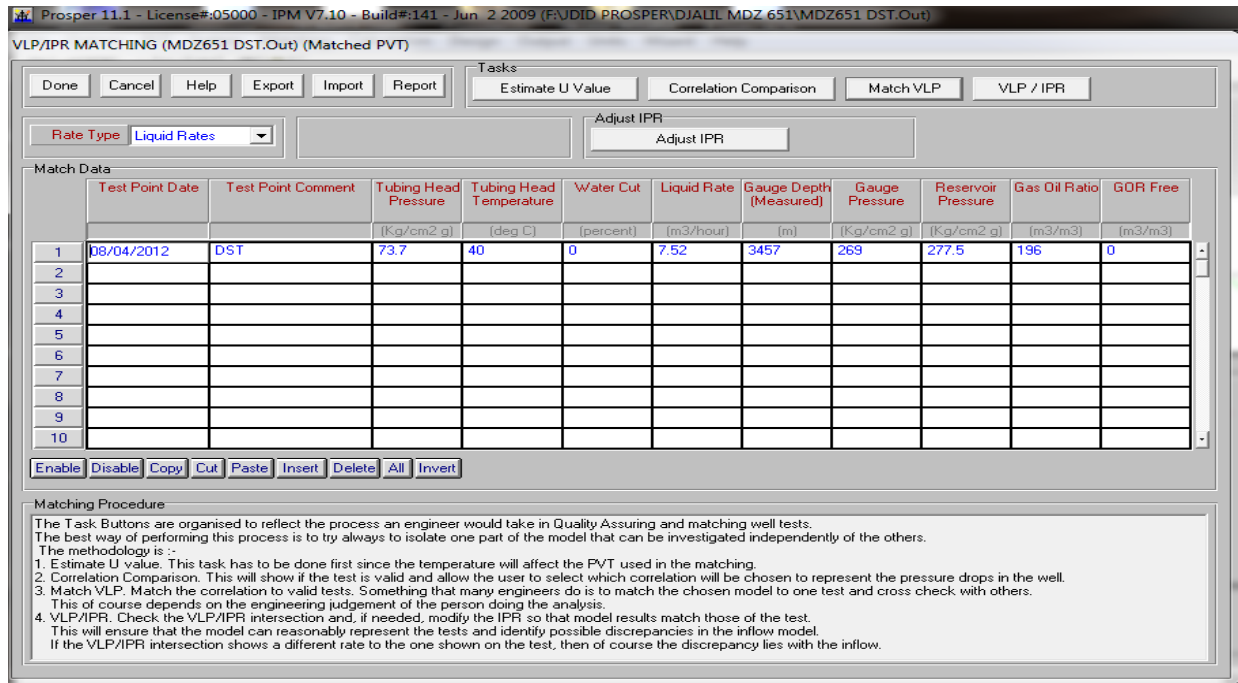


Figure: V.7 LES DONNE PVT

Il est aussi nécessaire d'avoir les données du suivi de l'opération de forage (data surveillance, la fiche technique du puits, ainsi que les données géologiques pour avoir une idée sur les gradients de température et de pression, les paramètres de Gaz lift sont aussi importants (Point d'injection, débit et pression d'injection). Une fois les données du puits introduites, il faut par la suite introduire les données PVT pour pouvoir lancer la simulation et pouvoir effectuer notre étude. Les résultats du Matching du DST sont montrés dans la (Figure V.8) qui nous donne le point de fonctionnement du puits avec les conditions du test.

- Corrélation Hagedorn et Brown pour l'écoulement de la partie verticale.
- la pression du réservoir (269 kg/cm²) est supérieur à la pression de bulle, en entré IP au-dessus de point de bulle et de la relation de Vogel pour calculer la courbe VLP.

Le calage du model est parfait car le point de fonctionnement donne les mêmes valeurs en termes de débit hui le Q_L et terme de pression P_{wf} .

$$Q_L = 7.52 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$P_{wf} = 242.5 \text{ kg/cm}^2$$

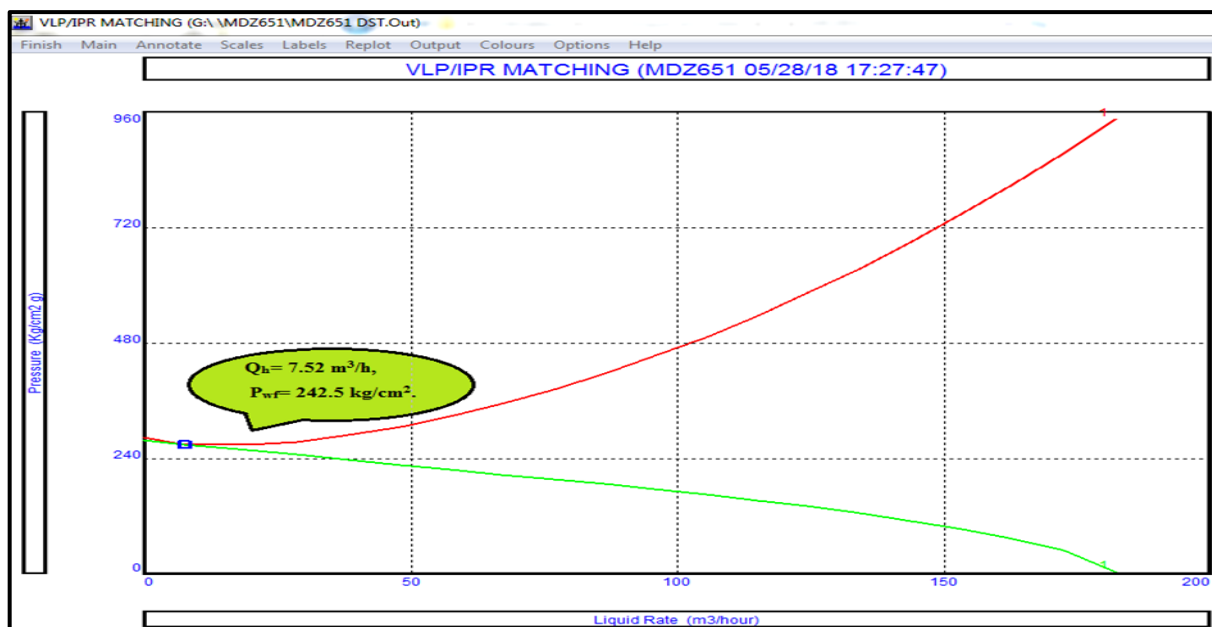


Figure: V.8 MATCHING DE LA COURBE VLB/IPR DU PUITTS MDZ651

D'après 3 ans la pression gisement n'pas reste constante et chuté (la déplétion naturel) avec la diminution important de débit $Q_L = 1.9 \text{ m}^3/\text{h}$ dans ce cas en propose une autre complétion qui va augment le débit huile,

V.4.2.2. Model avec la complétion 4" 1/2 - CCE1"900

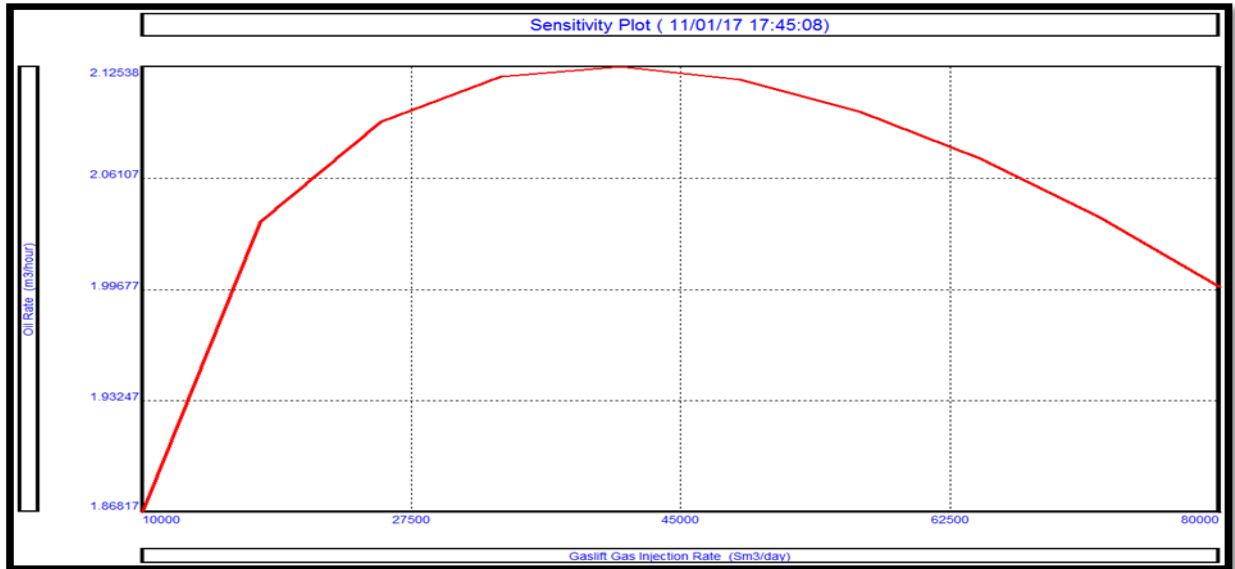


Figure: V.9 OPTIMISATION GAZ LIFT AVEC CONCENTRIQUE

Le débit optimum d'injection de gaz 25000 m³/jour pour un débit d'huile 2.08 m³/h, en peut remarquer que si on augmente le débit d'injection de gaz a la valeur de 40000 m³/jour, le débit de production augmente pour atteindre la somme de 2.12 m³/h pour un gain de 0.04 m³/jour, ce gain n'est pas acceptable de la faite qu'en va produire une surcharge dans le réseau de production en surface dû à l'augmentation du débit d'injection de 25000 à 40000 m³/jour.

Les résultats de la performance d'écoulement avec la complétion (4" ½ - CCE1"900) du puits MDZ651 est illustré dans la (Figure V.9)

Le graphe dans la (Figure V.10) montre un bon calage pour le point de fonctionnement donc les mêmes valeurs en termes de débit liquide Q_L et terme de pression P_{wf} .

$$Q_L = 3.20 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$P_{wf} = 160 \text{ kg}/\text{cm}^2$$

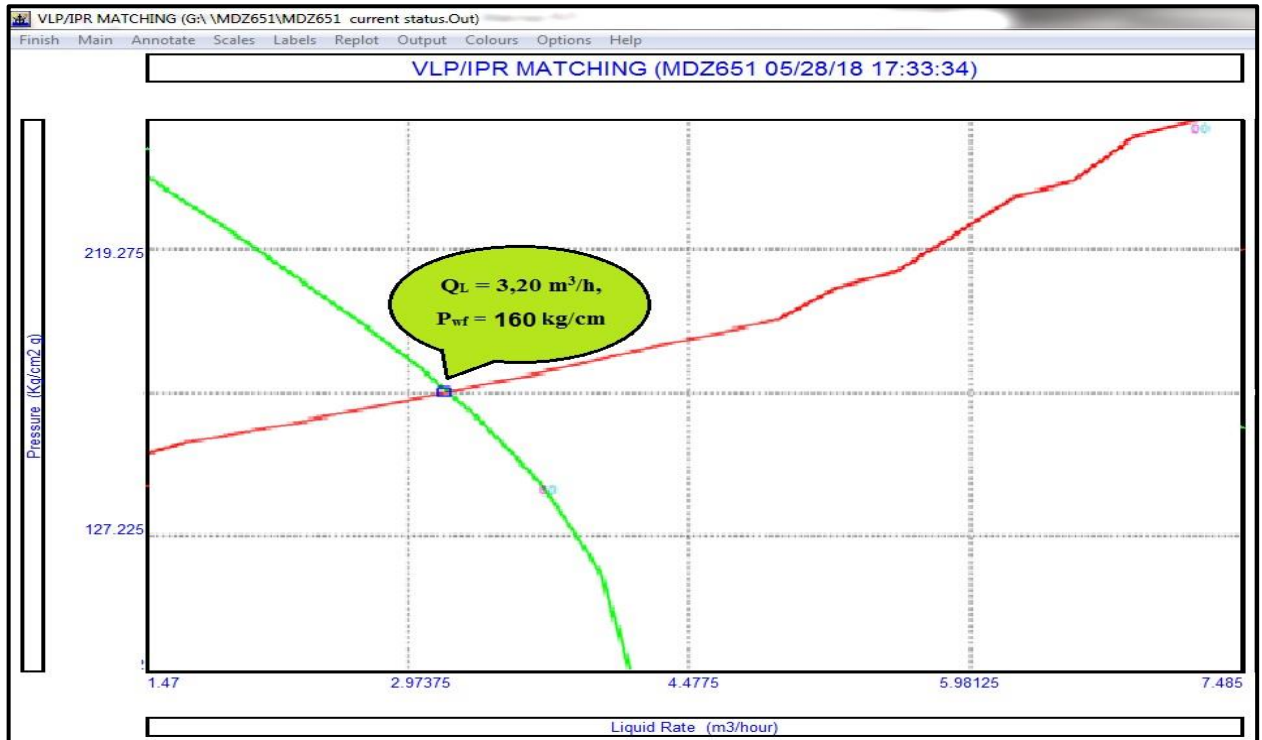


Figure: V.10 COURBE IPR ET VLP AVEC LE DEBIT D'INJECTION DE GAZ OPTIMUM

V.4.2.3. Model avec la complétion GLC

Pour la création du nouveau modèle (Complétion GLC), il faut tout d'abord choisir l'emplacement des nouveaux équipements de fond, en fonction de la configuration actuelle du puits (Top liner, Profondeur du Packer et du nouveau Packer à utiliser) et choisir par la suite le meilleur design pour l'emplacement des SPM.

Une fois toutes ces données introduites dans le modèle, on peut commencer notre étude qui a pour but de voir l'impacte de la complétion GLC sur les paramètres de production et d'optimiser la production du puits MDZ651, en utilisant le logiciel PROSPER une simulation du meilleur design pour le puits (Figure V.11). Et donc pouvoir par la suite interpréter et analyser les différentes modifications survenues sur le puits.

À partir des courbes obtenues, on déduire le meilleur design pour le puits, ainsi que les paramètres à modifier pour avoir un meilleur rendement. Il faut prendre en considération la

faisabilité des modifications à effectuer, mais aussi le coût total de l’opération à entreprendre pour faire ces modifications et proposer une solution plus économique.

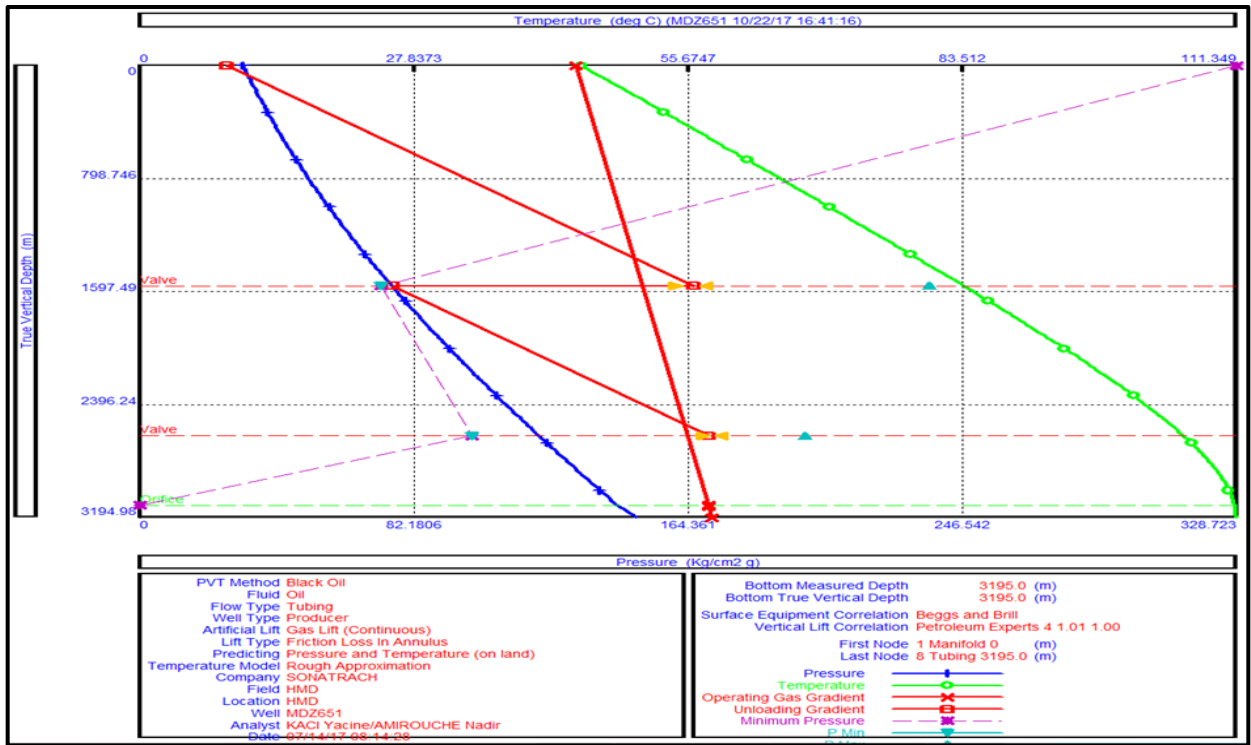


Figure: V.11 LE DESIGN DE PUIT AVEC LES COTES DES VANNES SPM.

Le graphe ci-dessus montre clairement le design de puits avec les cotes des vannes SPM et leurs positions, la pression de l’injection de chaque vanne et leurs profondeurs.

Le design de ce modèle a été fait pour un Water ut de 30% et une pression de réseau GL maximum de 180 Kg/cm2. Le simulateur va optimiser la cote de chaque SPM et nous donner le débit optimal de gaz d’injection pour notre puits.

Tableau : V.6 Profondeurs des vannes et des SPM et leur pression d’ouverture et fermeture

Vanne	TVD (m)	Température (C°)	Pression ouverture (kg/cm ²)	Pression fermeture (kg/cm ²)
1	1578.79	83.65	164.09	160.87
2	2756	100.46	169.31	164.26
3	3110	111.22	175.10	-0.01

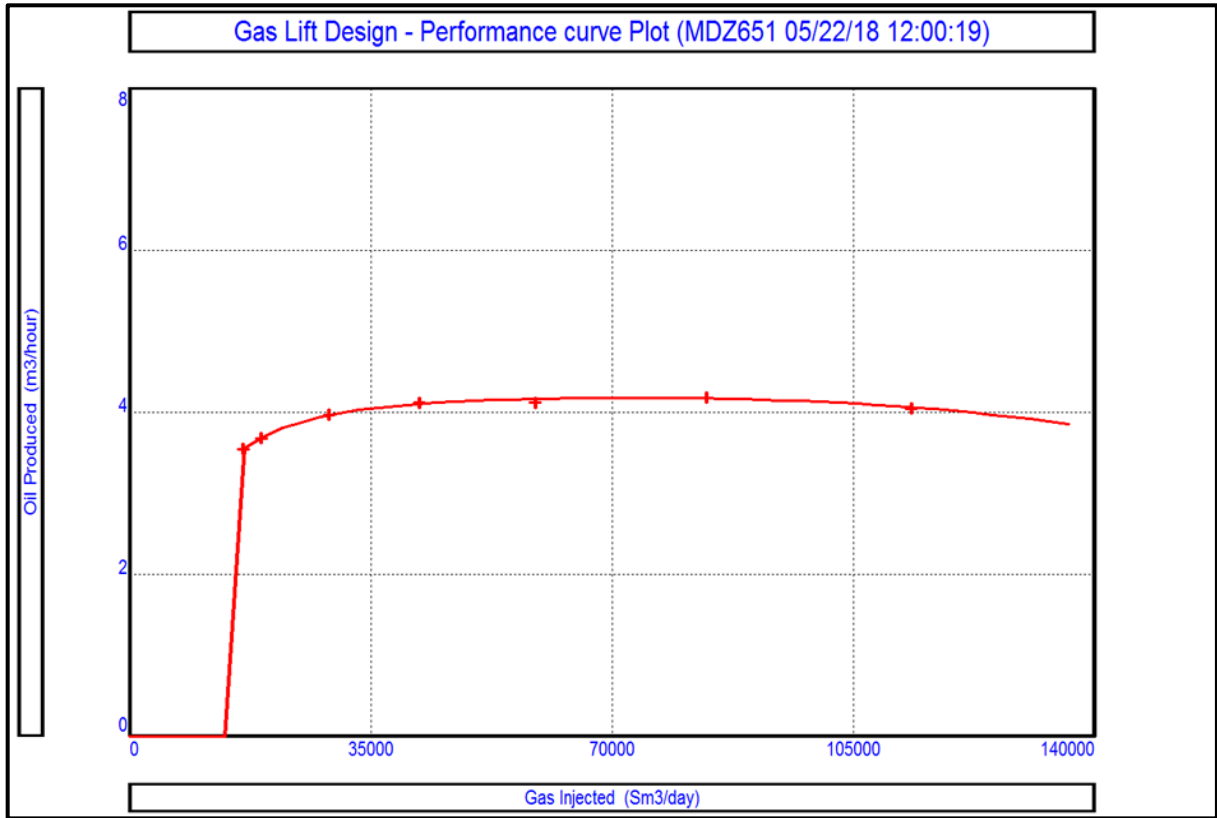
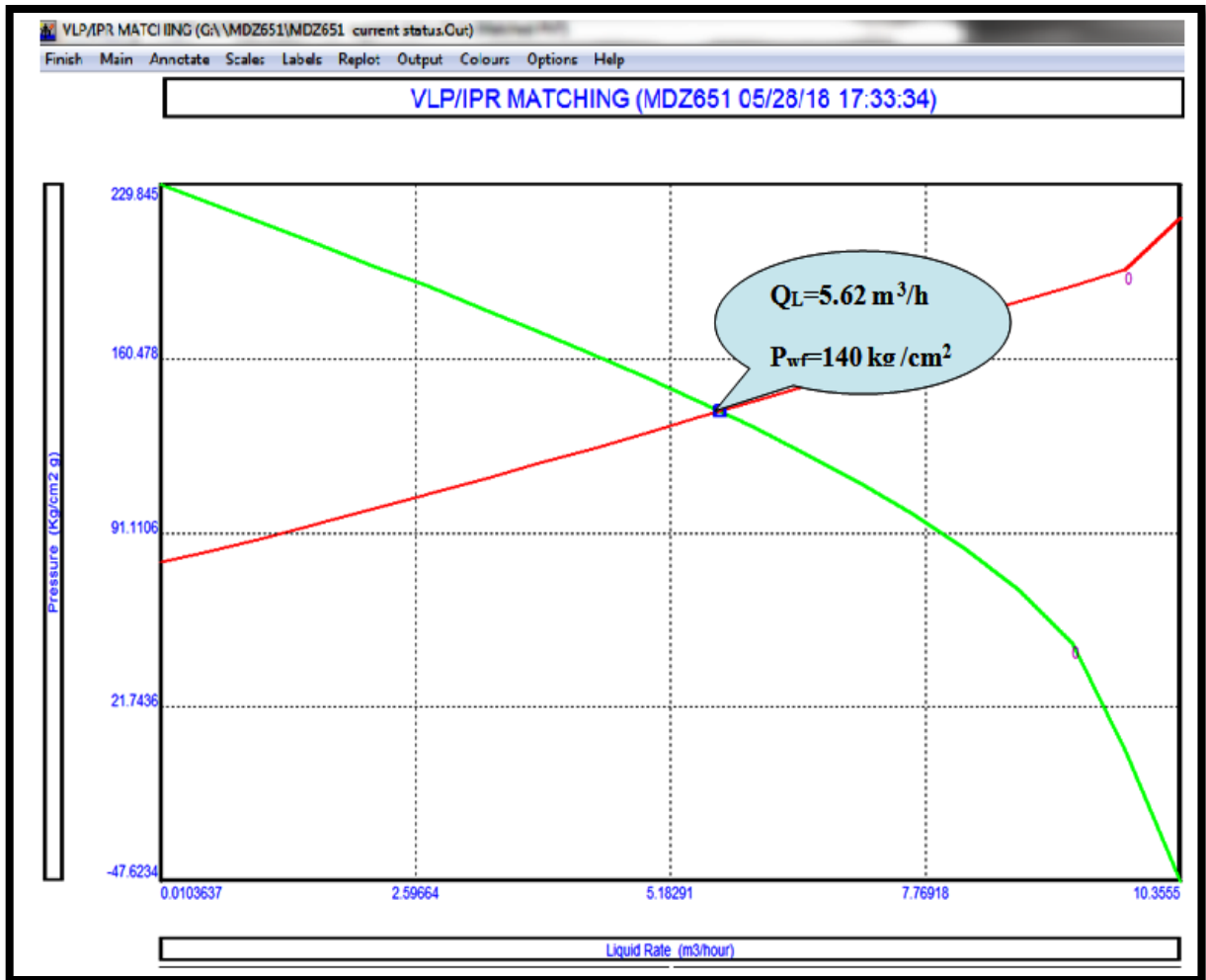


Figure: V.12 OPTIMISATION GAZ LIFT AVEC LA COMPLETION PARALLELE

Le débit optimum d'injection de gaz est de 35000 m³/jour pour un débit de production huile 4.19 m³/h.

Si on compare les deux courbes d'optimisation pour la complétion en CCE et notre simulation de complétion parallèle, on constate que la complétion parallèle injecté une quantité de gaz inférieure par rapport de la complétion en CCE et pour un débit de production supérieur

$$Q_L = 5.62 \text{ m}^3/\text{h}. P_{wf} = 140 \text{ kg/cm}^2$$



**Figure: V.13 COURBE VLP/IPR POUR LE PUITS MDZ651 AVEC LA COMPLETION
GLC**

V.4.3. Paramètres influençant sur les puits en gaz-lift :

La production optimale d'un puits équipé en GLC est susceptible de s'affecter par certains nombres de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production généralement une chute de celle-ci.

Parmi les paramètres les plus sensibles à HMD on peut citer :

- Le Water Cut.
- La pression de gisement.
- IP.

V.4.3.1. Influence de WC sur le débit d’huile :

Théoriquement, Plus le WC augmente plus le débit d’huile diminue à cause du poids supplémentaire exercé par l’eau dans la colonne hydrostatique, donc l’huile a plus de difficulté à se frayer un chemin jusqu’en surface.

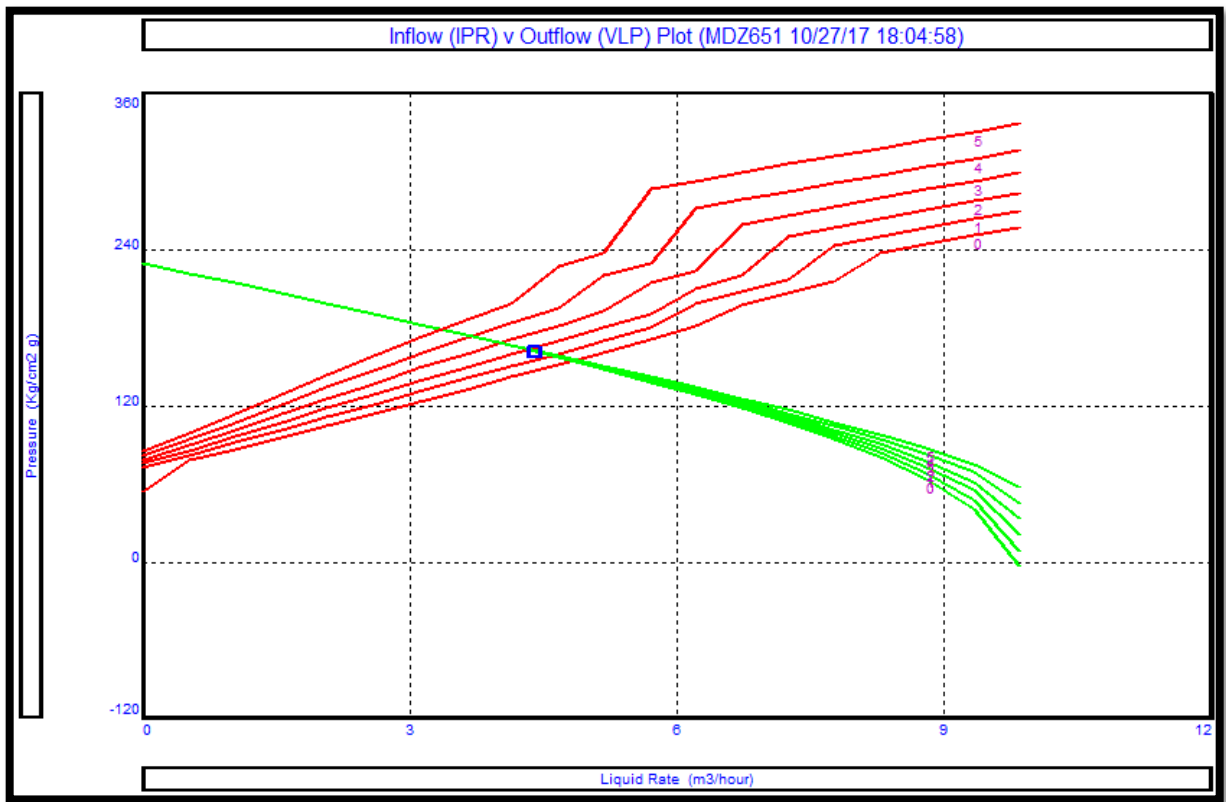


Figure: V.14 INFLUENCE DU WATER CUT SUR LE DEBIT D’HUILE

Tableau : V.7 Influence du Water Cut sur le débit d’huile.

WC%	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Qh m ³ /h	6.45	5.68	4.92	4.19	3.45	2.77	2.08	1.48	0,88

D'après le (Tableau V.6) on remarque qu'une augmentation de WC fait chuter la production. Ce résultat montre la grande influence de WC sur la production.

V.4.3.2. Influence de l'indice de productivité sur le débit d'huile :

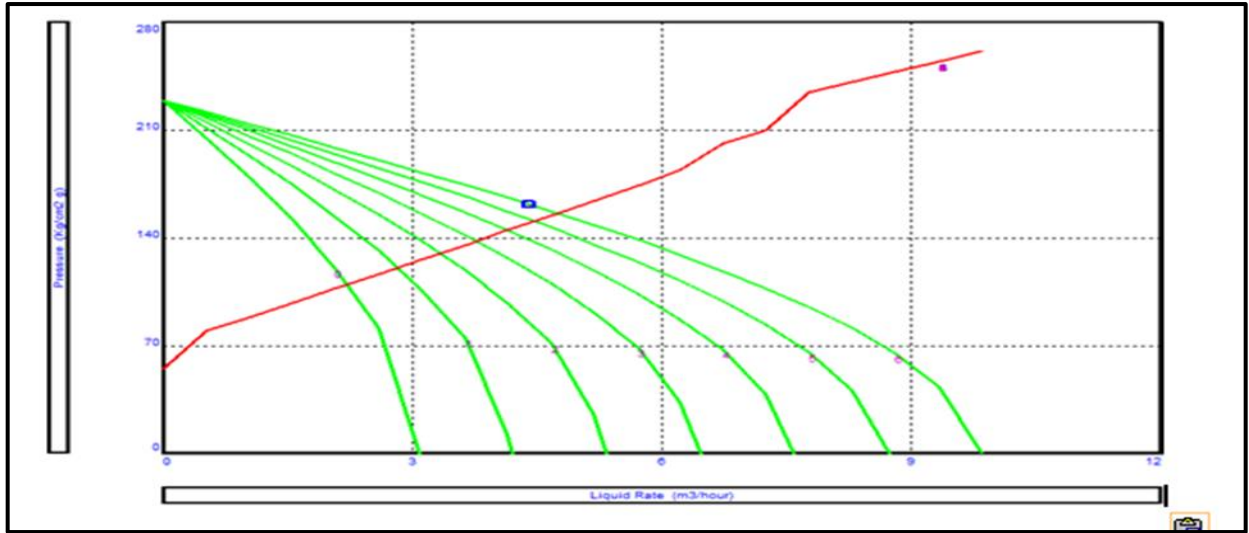


FIGURE: V.15 L'INFLUENCE D'IP SUR LE DEBIT D'HUILE.

D'après le graphe (Figure V.15) on constate que l'IP influe sur le débit. En effet, l'augmentation de l'IP engendre des débits plus élevés. Les résultats détaillés sont montrés dans le (Tableau V.7) suivant :

Tableau: V.8 Influence du Water Cut sur le débit d'huile

IP	0.5	0.68	0.86	1.05	1.23	1.41	2.01
Débit huile (m ³ /h)	1.5	1.9	2.2	2.5	2.8	3	4.19

V.4.3.3 Calcul du débit d'injection d'eau

Pour remédier aux problèmes liés aux dépôts de sel dans le champ HMD, l'eau douce est injectée à travers des CCE 1"660 afin d'avoir une salinité mélange (eau de gisement + eau injectée) ≤ Au seuil de la salinité d'eau.

L'objectif de notre travail est d'optimiser le débit d'injection d'eau dans les puits salés.

Les débits d'eaux injectées doivent être suffisants pour assurer le seuil de salinité pour garantir la solubilité de sel présent dans l'eau de gisement. Les cas les plus défavorables ($T^{\circ} = 0^{\circ}\text{C}$) cas des puits en GL, ou le gaz injecté engendre une chute considérable de la T° .

Afin d'éviter les dépôts de sel dans les puits sélectionnés de la zone 14. Les débits d'eau injectés sont calculés à partir des cas défavorable Fond = 0°C .

La solubilité de l'eau résultante de l'injection d'eau, est donnée par l'équation suivante :

$$S_s(Q_{inj} + Q_f) = Q_{inj} \times S_i + Q_f \times S_f$$

Donc :

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)}$$

Où :

Q_{inj} : Débit d'eau injecté.

Q_f : Débit d'eau de formation.

S_s : Salinité seuil.

S_i : Salinité d'eau d'injection (l'eau douce).

S_f : Salinité de l'eau de formation.

Pour avoir une S_s à 0°C , il faut se référer au diagramme de variation de la salinité en fonction de la température.

D'après le diagramme qui représente la variation de la solubilité dans une solution saturée en fonction de la température, la S_s à 0°C est égale à 280g/l.

La salinité de l'eau de formation dans la zone 14 varie d'un puits à un autre, mais sa variation est seulement de quelques grammes, sa valeur moyenne est de 340 g/l.

La salinité de l'eau d'injection (l'eau de l'albien utilisée pour l'injection) est de 4g/l à HMD.

Donc l'équation précédente devient :

$$Q_{inj} = 0.217x Q_f$$

Remarque: Pour éviter tout problème, on a prévu un coefficient de sécurité de «1,1».

Pour le puits MDZ651 :

$$Q_f = 1000 \text{ l/H}$$

Donc le débit d'injection nécessaire pour ce puits est : $Q_{inj} = 217 \text{ l/H}$

En le multipliant par le coefficient de sécurité (1.1), on obtient : $Q_{inj} = 240 \text{ l/H}$

Pour le puits **MDZ651** on a choisie une vanne (water flood valve) de **400 l/H**.

V.5. Etude économique :

L'évaluation économique des opérations est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste à calculer le coût total de l'opération, et la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après l'opération pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec de simples calculs on pourrait juger de la rentabilité des opérations et leurs priorités.

V.5.1. Calcul du Pay Out Amortissement

Le Pay Out ou retour sur l'investissement d'une opération est égale au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement.

Le calcul de délai de récupération (POT) est donné par la relation suivante ;

$$\text{payout (jours estimé)} = \frac{\text{cout estimé (\$)}}{\text{gain estimé } \left(\frac{\text{bbl}}{\text{jour}}\right) \times \text{prix du bbl } \left(\frac{\$}{\text{bbl}}\right)}$$

Prix équipements + tête de puits (parallèle) $\approx 273\,972 \text{ USD}$

Prix de l'opération de ré-complétion $\approx 832\,000 \text{ USD}$

Prix des tubings (3"1/2, 2"7/8 et 1"660) \approx 160 604 USD

Le cout total d'une complétion parallèle \approx 1 266 566 USD

1 m³ = 6.2898 US bbl Oil.

1 bbl = 50 USD

Le gain de la production est : 100,56 m³/J qui est égal 632,502 bbl /J

C'est-à-dire :

POT= (1 266 566 USD)/(632,502(bbl/jour)×50(\$/bbl))= **40 jours**

CONCLUSION GENERALE

Le nombre des puits convertis en Gas Lift est en train d'augmenter puisque la pression de gisement est en déplétion continue.

Les efforts sont devenus nécessaires pour le choix d'une complétion mieux adaptée aux puits non éruptifs et salés qui permet l'injection du gaz ; afin d'alléger la colonne ; et de l'eau en continue pour le dessalage.

pour réaliser ce travail nous avons suivi les étapes suivantes :

- Une présélection des puits qui présentent ce type de problèmes (puits non éruptifs et salés) a été effectuée.
- Un nouveau type de complétion dit complétion parallèle a été choisi.
- Pour juger la performance de cette dernière, une analyse nodale a été établie pour le puits MDZ651 :

Les résultats obtenus durant ce travail sont résumés comme Suits :

- Pour la description de l'écoulement du fluide dans le réservoir, on a utilisé logiciel de PROSPER.
- La corrélation de Hagedorn and Brown donne des résultats plus proches de la réalité pour champ de HMD, alors on l'a adoptée pour la description de l'écoulement des fluides à travers le tubing.
- Un gain de production 100,56 m³/j a été réalisé par l'optimisation du puits MDZ 651.
- Le débit d'injection optimal est 3500 m³/j.
- Concernant l'étude économique, après 40 jours de production avec le Gas Lift en complétion GLC on a des bénéfices.
- L'augmentation de WC entraîne la diminution de la production.
- Injection une quantité de gaz dans le fluide en mouvement a deux effets inverses :
 - Augmentation des pertes de charge dues au frottement.
 - Diminution des pertes de charge gravitaires.

- L'optimisation du débit d'injection de gaz conduit à minimiser les pertes de charge totales (gravitationnelles et par frottement).
- L'injection du gaz à un débit optimum améliore la performance du puits par rapport à la diminution de la pression de réservoir.

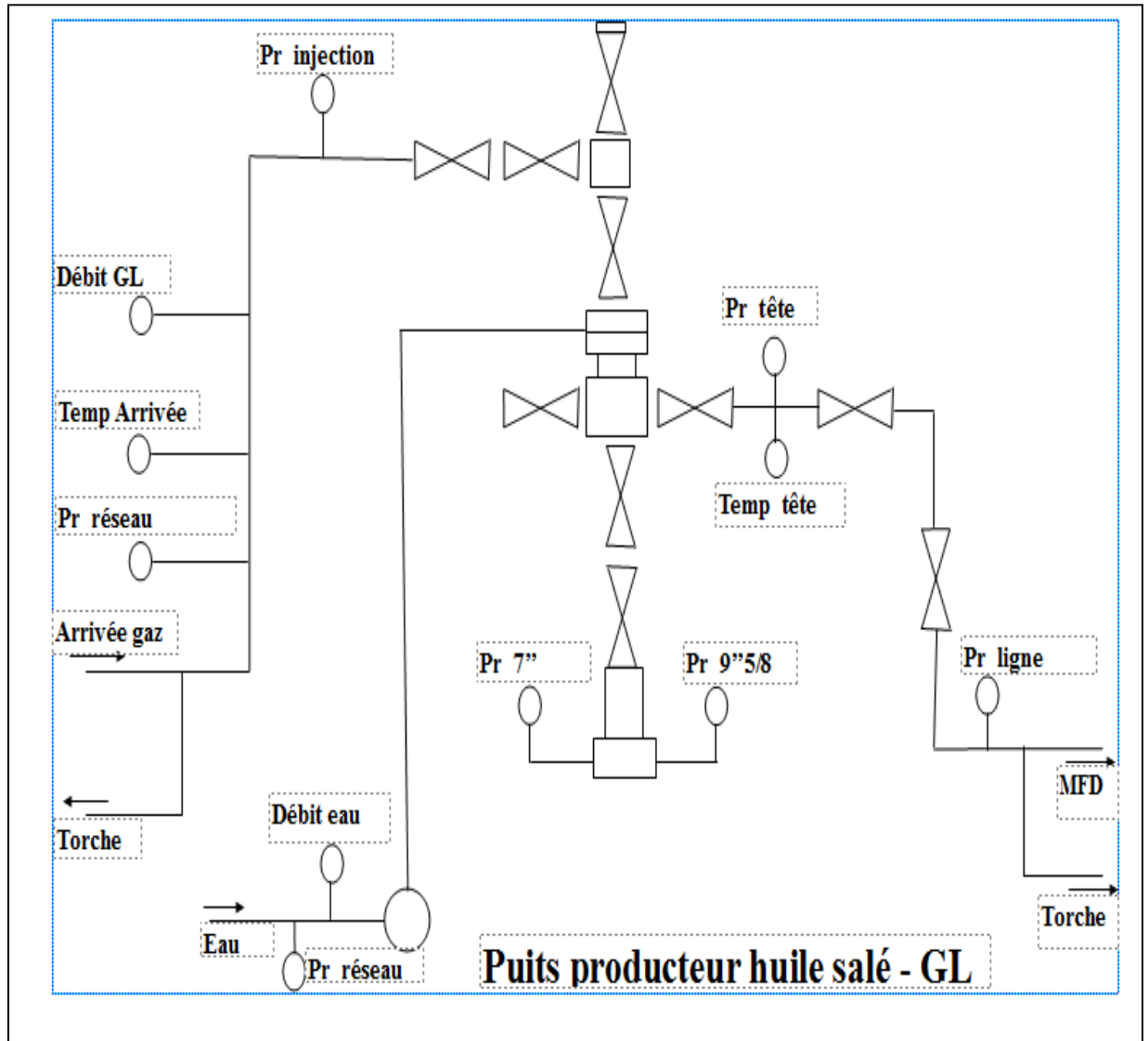
Bibliographie

- [1]. Service réservoir DP ira ra HMD ENG. BENFARDIA Khaled .
- [2]. Documentations de Weatherford WELL EVALUATIO&GAS-LIFT DESIGN
- [3]. Le puits active par gaz lift (TOTAL).2007
- [4]. Mémoire fin d'étude "Optimisation De gaz lift" « HRM » MERADJI. F et BOUAFIA. B année 2008(MASTER).
- [5]. Mémoire fin d'étude "Optimisation De gaz lift"a HMD Mr FETTANE Merzak
- [6]. Equipements de puits éruptif (IAP).
- [7]. Gaz lift équipement (BOTIL)
- [8]. Récupération assistée par Gas-lift (Serpro).
- [9]. Gas lift optimization design (IFP).
- [10]. Production Optimisation Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999.
- [11]. Well and surface production artificial lift and flow optimisation (part2/2) volume (1/2) course & exercises (IFP).
- [12]. API Gas lift Manuel Book 6 of the Vocational Training Series Third Edition, 1994.

Annexe

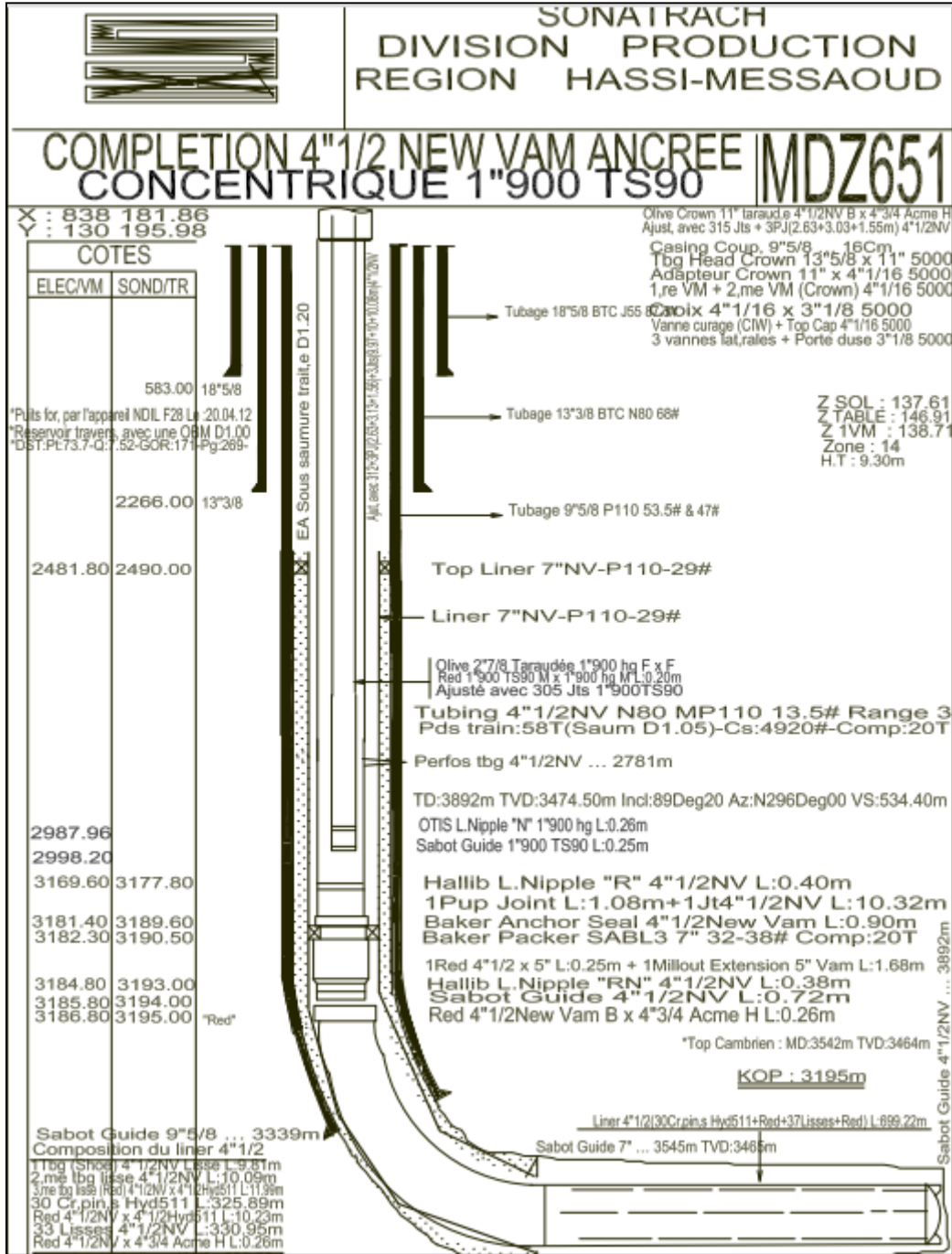
ANNEXES

Annexe A : puits salé non éruptif



Annexe B : la fiche technique de puits MDZ651

Avec Complétion 4"1/2 + CCE 1"900



Annexe C : la fiche technique de puits MDZ 651

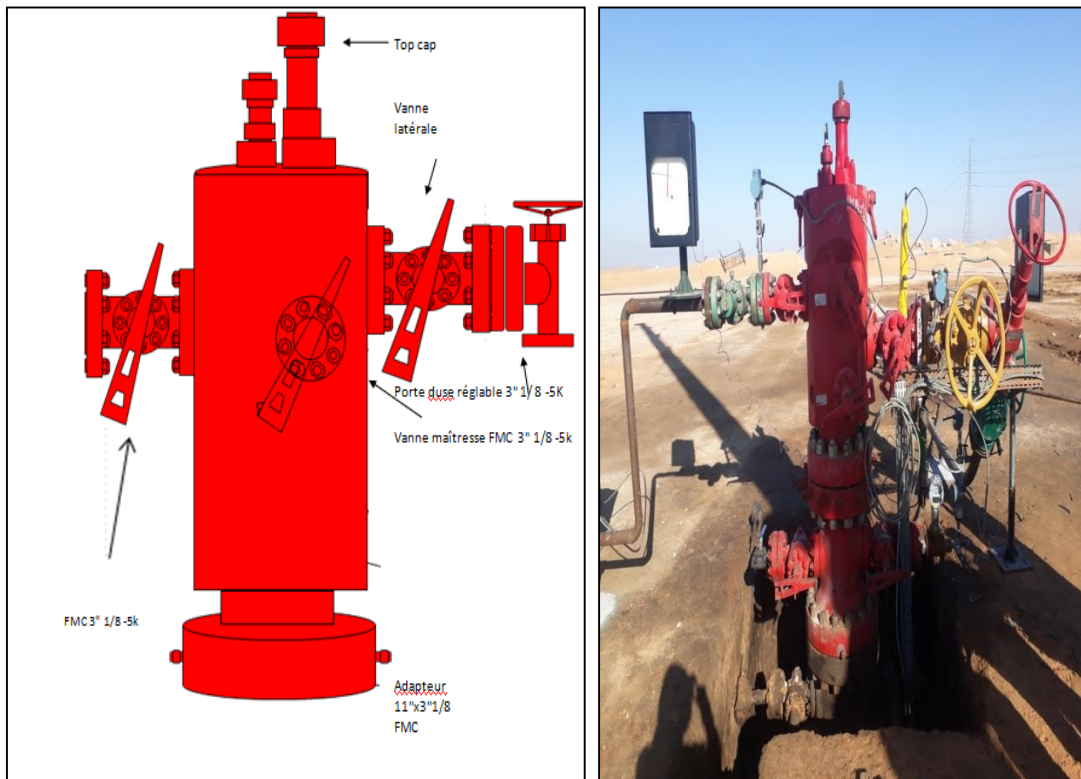
Avec nouvelle Complétion parallèle

Weatherford		COMPLETION SCHEMATIC															
Customer: SONATRACH		Casing	Size (in)	Wt. #/ft	ID (in)	Cap. lbs.	From m.	To m.	Tubing	Size (in)	WT (ppf)	ID (in)	Cap. lbs.	Thread	Grade	From	To
Well: MDZ651		Upper	9.58"	47	8.681		0	3339	LS Upper	3-1/2	9.2	2.992		HSC	P110	0	3124.12
Field: Hassi Messaoud		Middle	---	---	---	---	---	---	LS Lower	2-7/8	6.4	2.442		N.Varn	N-80	3124.1	3188.28
Customer Rep.: Ahmed Alkhatib		Lower	---	---	---	---	---	---	SS	1.66	2.4	1.38		HGD	TS-90	0	
Well Engineer: Sayah Khemia/Hariza Kala		Liner	4-1/2	13.5	3.795		3195		Hookload:)								Travell. Blocks: BT
Drilling Co.: ENTP		Drill. Rig: TPW197	Liner	7"	29.0	6.184	18.82	2490	3545								Max. OD / Min. ID of strings
Rig Type: Orasone		Install:	Casing/Liner: 7" 29 Wt.			ID: 6.184"	Drift: 6.059"			LS 5.89"/2.203"							SS 2.36"/0.98"
RT-Tilt:		RT-1st Flange: N/A	KOP: 3195m			Max Deviation: 89 Deg-20				CL Protections: (3) below each SPM							
RT-TD: 3892 m		Original: N/A	Open Hole: N/A			BHT °C: N/A				Completion Fluid: Fresh Water 8.33 b/gal							
Date: 18-DEC-2017		Notes: All depths are referred to the drilling rotary table															

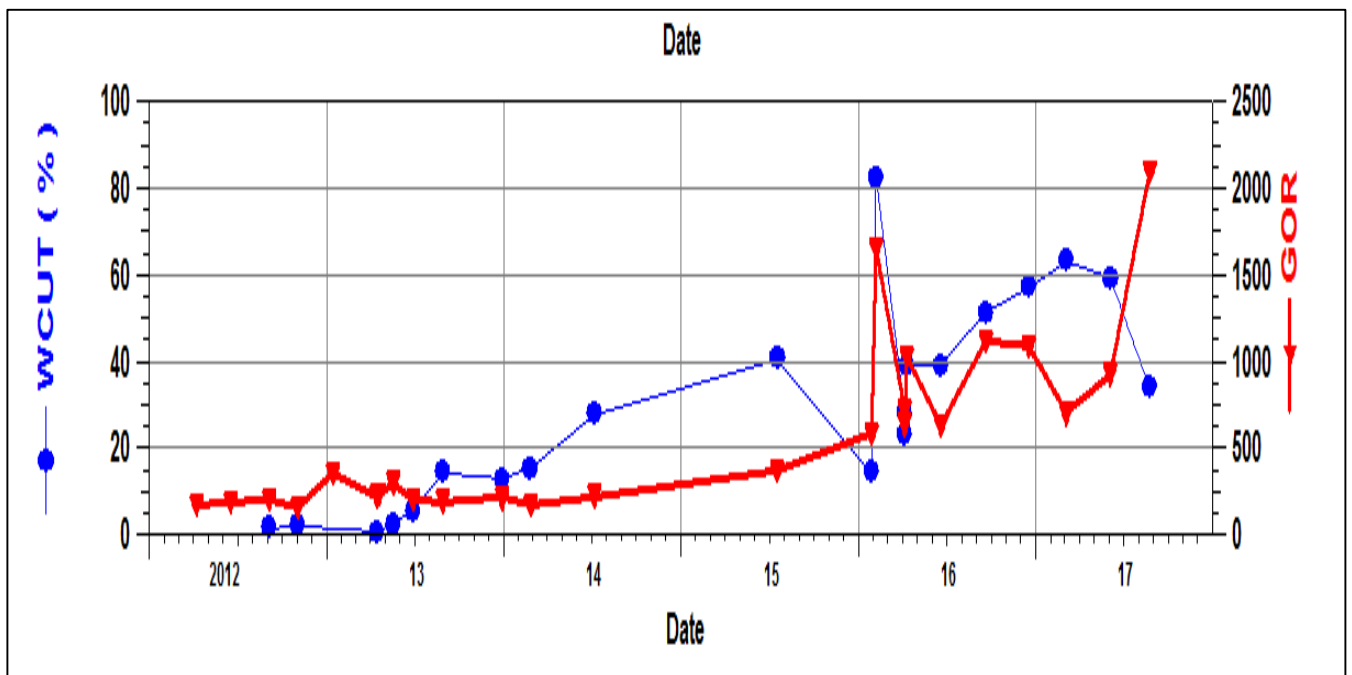
ID in	OD in	Length m.	DESCRIPTION LONG STRING	DEPTH m.	DEPTH m.	DESCRIPTION SHORT STRING	Length m.	OD in	ID in	
		7.00	ROTARY TABLE / TBG. SPOOL	-0.63	0.00	ROTARY TABLE / TBG. SPOOL	7.00			
		0.28	Tubing Hanger	6.37	7.00	Tubing Hanger	0.28			
2.960	3.930	1.83	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	6.65	7.28	P.J 1.66" 2.4 # HGDS-T590 PINKPIN	0.81	1.937	1.312	
2.960	4.210	2.10	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	8.48	8.09	SWWEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.04	2.360	1.31	
2.960	3.920	1194.29	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	10.58	12.13	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-T590	1193.34	1.937	1.312	
2.960	3.920	1.51	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	1204.87	1205.47	Top side SPM SIFO 1LT	0.91	1.930	1.000	
2.900	5.830	2.05	3-1/4" SPM SIFO 1LT	1206.38	1206.38	Bottom side SPM SIFO 1LT	2.69	1.930	1.000	
2.960	3.920	5.01	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	1208.43	1209.07	SWWEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.03	2.360	1.31	
2.960	4.210	2.14	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	1213.44	1213.10	P.J 1.66" Side tube(PJM)	3.95	1.937	1.312	
2.960	3.920	0.97	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	1215.58						
2.960	3.920	1034.37	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	1216.55	1217.05	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-T590	1034.53	1.937	1.312	
2.960	3.920	1.55	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2250.92	2251.58	Top side SPM SIFO 1LT	0.89	1.930	1.000	
2.900	5.830	2.11	3-1/4" SPM SIFO 1LT	2252.47	2252.47	Bottom side SPM SIFO 1LT	2.68	1.930	1.000	
2.960	3.920	4.84	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2254.58	2255.15	SWWEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.04	2.360	1.31	
2.960	4.210	2.02	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	2259.42	2259.19	P.J 1.66" Side tube(PJM)	3.95	1.937	1.312	
2.960	3.920	0.96	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2261.44						
2.960	3.920	835.21	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	2262.40	2263.14	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-T590	835.12	1.937	1.312	
2.960	3.920	1.54	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	3097.61	3098.28	Top side SPM SIFO 1LT	0.89	1.930	1.000	
2.900	5.830	2.12	3-1/4" SPM SIFO 1LT	3099.15	3099.15	Bottom side SPM SIFO 1LT	2.70	1.930	1.000	
2.960	3.920	5.00	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	3101.27	3101.85	SWWEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.03	2.360	1.31	
2.960	4.210	2.21	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	3106.27	3105.88	P.J 1.66" Side tube(PJM)	3.95	1.937	1.312	
2.960	3.920	0.89	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	3108.48						
2.960	3.920	9.12	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	3109.37	3109.83	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-T590	9.79	1.937	1.312	
2.300	3.900	0.38	Wover 2 7/8 N.V. P20 1/2" B	3118.49						
2.300	3.270	1.87	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3118.87	3119.62	Top side to middle Valve LTSW	0.92	2.000	0.820	
2.370	5.79	2.02	SMO-1LTSW 2.875 6.4# N.V.	3120.54	3120.54	Bottom side to middle Valve LTSW	2.70	1.660	0.820	
2.300	3.270	2.00	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3122.56	3123.24	SWWEL SUB 1.315 1.8#	4.03	2.020	0.995	
2.370	3.690	1.48	Adjustable Sub 2.875 6.4#	3124.56						
2.300	3.270	0.92	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3126.04						
2.300	3.270	9.24	TBG 2 7/8" HSC N80 6.4# (CTV=1)	3126.96	3127.27	TBG 1.315" 1.8 # HGDS-T590	9.75	1.562	1.000	
2.300	3.270	1.70	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3136.20	3137.02	Top side to middle Valve LTWF	0.88	1.700	0.820	
2.370	5.730	2.10	3-7/8" SMO-1LT-WF	3137.90	3137.90	Bottom side to middle Valve LTWF	2.75	1.660	0.820	
2.300	3.270	1.99	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3140.00	3140.85	Flow Conductor	0.29	1.580	1.100	
2.370	3.690	1.45	Adjustable Sub 2.875 6.4#	3141.99	3140.94	Swagelok, 1,000 MALE	0.04			
2.300	3.270	1.20	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3143.44	3140.98	Tubing, control line 1,000	3.62	1,000	0.750	
2.300	5.890	0.42	DBL 2.875 6.4# NV BXB	3144.84	3144.80	Swagelok, 1,000 MALE	0.04			
3.800	4.550	0.80	Spacer Tube 4.500 12.5# 1m Long W0001 N.V.	3145.06	3144.84					
3.800	5.800	7.87	PBR Aassy 7.8 x 4.750 4.5 13.5# 22Rc 18h HNBR	3145.86						
3.800	5.760	0.64	Latch Anchor SHR REL 7.000 4.5 13.5# Top sub	3153.73						
3.800	5.760	0.46	Latch Anchor SHR REL 7.000 4.750 4.5 13.5#	3154.37						
2.300	3.270	0.36	Tubing 2.875 6.4# N.V. Inner assembly	3154.83						
2.300	3.270	9.62	Tubing	3155.19						
2.300	3.270	2.99	Pup Joint 2.875 6.4#	3164.81						
2.313	3.240	0.33	3-3/4 WX Nipple w/2.875 6.4	3167.80						
2.300	3.27	0.99	Pup Joint 2.875 6.4#	3168.13						
2.300	3.270	9.00	Tubing 2 7/8" 6.4# HSC	3169.12						
2.300	3.270	1.99	Pup Joint 2.875 6.4# HSC N80	3178.72						
2.203	3.260	0.32	3-3/4 WXXN Nipple 2 7/8"	3180.71						
2.300	3.270	0.97	Pup Joint 2.875 6.4# HSC N80	3181.03						
2.370	3.230	0.85	Maleshoe, 2.875 6.4# NV	3182.00						
				3182.65						
					3144.64					
Ultra-Pak U Packer Assembly (WL Set)										
DEPTH m.	DESCRIPTION							Length m.	OD in	ID in
3154.37	PKR, PERM UltraPak 7.000 23-32# X 4.000; Top to Middle							1.27	5.700	4.000

Annexe

Annexe D : tête de puits de la complétion parallèle



Annexe e : Evaluation de WC et de GOR de puits MDZ651



Annexe F: Liste des puits candidats GLC

Annexe

N°	Puits	Etat	Potentiel (m3/h)	Problème d'exploitation	Complétion (Injection Gaz/Eau)	Protection contre LD2
1	OMK103	Ouvert	Chute de 5,5 à 1,7	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Liner 7" + Csg 9"5/8
2	MD109	Ouvert	Chute de 5 à 2,2	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Csg 7" + 4"1/2 cimenté
3	OMJZ761	Ouvert	Chute de 4 à 0,29	Arrêt fréquents	Télescopique	Liner 7" + Csg 9"5/8
4	MDZ565	Ouvert	Chute de 3 à 0,8	Instable	GL: EA 4"1/2 penché - 7" Eau : CCE 1"900	Csg 7" + Csg 9"5/8
5	MDZ562	Ouvert	Chute de 2,5 à 0,1	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Csg 7" + Csg 9"5/8
6	OMN153	Ouvert	2,8 à 4	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Liner 7" + Csg 9"5/8
7	OMO322	Ouvert	1,4 - 0,3 - 3,88	Instable- arrêt fréquents	GL/Eau : CCE 1"660	Liner 7" + Csg 9"5/8
8	MDZ510	Ouvert	9,42	Stable	GL: Perforation 4"1/2 Eau : CCE 1"660	Liner 7" + Csg 9"5/8
9	OMP85	Ouvert	8	Plus au moins stable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
10	OMNZ232	Ouvert	7,9	Instable	GL: Perforation 4"1/2 Eau : CCE 1"900	Liner 7" + Csg 9"5/8
11	MDZ616	Ouvert	6,3	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Liner 7" + Csg 9"5/8
12	MD526	Ouvert	6	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
13	OMJ832	Ouvert	5,5	Plus au moins stable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
14	OMN781	Ouvert	5,4	Plus au moins stable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7" cimenté

Annexe

15	MD169	Ouvert	5	Instable	Télescopique	Csg 7"
16	MDZ602	Ouvert	5	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7" + Csg 9"5/8
17	MD519	Ouvert	4,7	Instable – Salé	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
18	MD531	Ouvert	4,6	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
20	ONMZ513	Ouvert	4,4	Instable- arrêt fréquents	GL/Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
21	MD200	Ouvert	4,4	Plus au moins stable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
22	MD161	Ouvert	4	Instable - Trop salé	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
23	MD376	Fermé	4	Instable- arrêt fréquents		Csg 7"
24	OMJZ742	Ouvert	3,8	Instable	GL: EA 4"1/2 Eau : CCE 1"660 (BSB)	Liner7"+ Csg 9"5/8
25	MD495	Ouvert	3,6		GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
26	ONMZ473	Ouvert	3,5	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
27	MD164	Ouvert	3,25	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Csg 7"
28	MD341	Ouvert	3	Trop salé	Télescopique	Csg 7"
29	OMJZ633	Ouvert	3	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
30	OMJZ302	Ouvert	3	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
31	OMNZ22	Ouvert	2,8	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
32	MD179	Ouvert	2,6	Instable –	GL/Eau : CCE	Csg 7"

Annexe

				Salé	1"315	
33	MD421	Fermé	2,5	Plus au moins stable	Compl_Act : 4"1/2 - Avant : Télescopique	Csg 7"
34	ONM313	Ouvert	2,5	Instable - arrêt fréquents	GL/Eau: Tubing penché	Liner7"+ Csg 9"5/8
35	OMN872	Ouvert	2,2	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
36	ONI54	Fermé	2,2	Instable - arrêt fréquents	GL/Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
37	MDZ651	Ouvert	2,2	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Liner7"+ Csg 9"5/8
38	MDZ543	Ouvert	2		GL: Perforation 4"1/2 Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
39	ONM352	Ouvert	2	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
40	ONIZ432	Fermé	2	Instable - arrêt fréquents	GL/Eau :EA 4"1/2-2"7/8	Liner7"+ Csg 9"5/8
41	MD59	Ouvert	2	Instable - Trop salé	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
42	OMK27	Fermé	1,96	Arrêt fréquents	Télescopique	Csg 7"
45	OMJ771	Fermé	1,63	Arrêt très fréquents	GL/Eau : EA 4"1/2-2"7/8	Liner7" +Csg 9"5/8
46	MD279	Fermé	1,4	Rarement	CCE (Attente SNB)	Csg 7"
47	MD68	Ouvert	1,4	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Csg 7"
48	OMKZ22	Ouvert	1,2	Instable	GL: Perforation 4"1/2	Liner7"+ Csg 9"5/8
49	OMP53	Ouvert	1,2	Plus au moins stable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"

Annexe

50	ONM11	Ouvert	1,2	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Csg 7"
51	MD57	Ouvert	1	Quasi stable	Télescopique	Csg 7"
52	MDZ537	Fermé	1	Fermé depuis 2 ans	Compl_Act : 4"1/2 - Avant : Télescopique	Csg 7"
53	MDZ539	Fermé	1	Fermé depuis 15 ans	Télescopique	Csg 7"
54	OMNZ47	Fermé	1	Fermé depuis 3 ans	GL: EA 4"1/2 Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
55	MDZ552	Fermé	1	Fermé depuis 3 ans	GL: Perforation 4"1/2	Liner7"+ Csg 9"5/8
56	MDZ551	Ouvert	1	Instable	GL/Eau : CCE 1"900	Liner7"+ Csg 9"5/8
57	MD311	Ouvert	1	Instable	GL/Eau : CCE 1"660	Csg 7"
58	MD283	Ouvert	0,88	Trop salé	Télescopique	Csg 7"
59	MD273	Ouvert	0,7	Salé – instable	GL : Chemisage 2"3/8	Csg 7"
60	OMO232	Ouvert	0,43	Instable - arrêt fréquents	GL/Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8
61	OMOZ422	Ouvert	0,2	Instable- arrêt fréquents	GL/Eau : CCE 1"900	Csg 7" + Csg 9"5/8
62	OMK251	Fermé	0	Fermé depuis une année	GL: Perforation 4"1/2 Eau : CCE 1"660	Liner7"+ Csg 9"5/8