

N° Série :/2026

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

AYMEN BENNOUI, MOSTAFA BADI,

BELHAOUCHAT ABDELMOUMEN

THÈME

**Étude De L'efficacité De Reprise Des Puits Pétroliers En Short
Radius Et Analyse Des Performances Par Modélisation Dans
Le Champ De Hassi Messaoud**

Soutenue le: 07/06/2026. Devant le jury

Président : Mme. MAHDADI NAOUIA	MCB	Univ. Ouargla
Encadreur : Mme. BELMILOUD FATIMA ZOHRA	MCA	Univ. Ouargla
Examineur : Mme. FIFATI AMRIA	MAA	Univ. Ouargla

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2025/2026

إلى من قال الله فيهما: "وَقُلْ رَبِّ ارْحَمُهُمَا كَمَا رَبَّيَانِي صَغِيرًا..."
إلى أُمِّي ما أملك في هذه الحياة، أبي وأُمِّي، اللذين كانا سندي الحقيقي في كل
خطوة، والسبب بعد الله في وصولي إلى هذا اليوم.
إلى أبي العزيز... يا من تعبته وكافحت لأجلي، فكنيت مثلاً للقوة والعطاء والتضحية.
وإلى أُمِّي الحبيبة... يا من كان دماؤها يرافقتني في كل حين، وكانت محبتها
تمنحني الأمل مهما اشتدت الصعاب.
إلى إخوتي وأخواتي، رفاق القلب والدرب، الذين كانوا لي مصدر فرح وقوة،
وشاركوني لحظات التعب قبل النجاح.
إلى روح جدتي الطاهرة رحمها الله، التي غابت عن عيني لكنها لم تغب يوماً عن قلبي،
أسأل الله أن يجعل قبرها روضة من رياض الجنة، وأن يجمعنا بها في الفردوس الأعلى.
كما أتوجه بأسمى عبارات الشكر والتقدير إلى أساتذتي الأفاضل، الذين غرسوا فينا
حب العلم والاجتهاد، وكانوا لنا خير مرشد ومعين.
وإلى أصدقائي الأعزاء، الذين رافقوني في مشوار الدراسة، وشاركوا معي لحظات
التعب والنجاح، فكانوا خير الصبة والدعم حتى الوصول إلى هذا الهدف.
أهدي هذا العمل المتواضع إلى كل من آمن بي، وساندني بكلمة طيبة أو دعوة
صادقة، فلكم جميعاً مني كل الامتنان والمحبة

Je dédie ce modeste travail :

*À la mémoire de mes chers parents, qui nous ont quittés trop
tôt mais dont l'amour et les principes guident chacun de mes
pas. Que ce succès soit un hommage à leurs sacrifices et une
prière pour le repos de leurs âmes.*

*À mes frères et sœurs, pour leur soutien indéfectible, leur
tendresse et leur présence constante à mes côtés.*

*À ma famille et mes amis, qui m'ont encouragé et soutenu tout
au long de mon parcours universitaire.*

Merci d'être ma force.

Mostafa 

*Je dédie ce modeste mémoire en signe de
respect, de reconnaissance et de remerciement,*

*A mes chers parents, pour tous leurs
sacrifices, leur amour,*

*Leur tendresse, leur soutien et leurs prières
tout au long de*

Mes études,

*A mes chères sœurs, pour ses encouragements
permanents, et son soutien moral,*

*A mes chers amis, pour son appui et ses
encouragements,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au
long de mon parcours universitaire, Que ce
travail soit l'accomplissement de vos vœux tant
allégués, et le fruit de votre soutien infaillible,*

Merci d'être toujours là pour moi.

Abdelmoumen

Résumé

Le procédé « Short Radius » est une technique visant à améliorer les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs compacts et à optimiser l'écoulement des hydrocarbures vers le puits. Dans le cadre de cette étude, une analyse a été réalisée sur le puits OMJZ441 du champ de Hasi Masoud afin d'évaluer l'impact de cette technique sur la productivité du réservoir. Les résultats obtenus ont montré une augmentation de la productivité, avec une hausse du débit de 0,09 m³/h à 6,89 m³/h, ce qui témoigne de l'efficacité de cette technique pour stimuler les flux et renforcer les zones à faible productivité.

Mots clés: le short radius, amélioré de la productivité, champ Hassi Messaoud.

ملخص

تُعد عملية نصف القطر تقنية تهدف إلى تحسين الخصائص البتروفيزيائية للمكامن المدمجة، وتحسين تدفق في حقل حسي مسعود لتقييم OMJZ441 الهيدروكربونات نحو البئر. في إطار هذه الدراسة، تم إجراء تحليل على البئر تأثير هذه التقنية على إنتاجية الخزان. أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها زيادة في الإنتاجية، حيث حققنا نتيجة زيادة معدل التدفق من 0.09 م³/ساعة إلى 6.89 م³/ساعة، مما يعكس فعالية العملية في تحفيز التدفقات وتعزيز المناطق منخفضة الإنتاجية.

الكلمات الرئيسية: نصف القطر القصير، زيادة الإنتاجية، حقل حاسي مسعود

Abstract

The short-radius technique aims to improve the petrophysical properties of compact reservoirs and optimize the flow of hydrocarbons toward the well. As part of this study, an analysis was conducted on well OMJZ441 in the Hassi Massaoud field to assess the impact of this technique on reservoir productivity. The results showed an increase in productivity, with flow rates rising from 0.09 m³/h to 6.89 m³/h, demonstrating the technique's effectiveness in stimulating flow and enhancing low-productivity zones.

Keywords: shorts radius , increase in productivity, Hassi Messaoud field.

Sommaire

DEDICACES	I
RESUME	IV
SOMMAIRE	V
LISTE DES FIGURES.....	VIII
LISTE DES TABLEAUX.....	X
LIST DES ABREVIATIONS	XI
INTRODUCTION	2
CHAPITRE I PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	4
I.1. INTRODUCTION	4
I.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE.....	5
I.3 I.3. APERCU GEOGRAPHIQUE.....	6ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
I.4. . ZONES ET NUMEROTATION DES PUIITS	6
I.5. APERÇU STRATIGRAPHIQUE.....	7
I.5.1. Le Paléozoïque	7
I.5.2. Le Mésozoïque	9
I.5.3. Le Cénozoïque (≈ 360 m).....	10
I.6. REPRESENTATION LITHOLOGIQUE DU GISEMENT DE HASSI MESSAOUD	12
I.7. NOTION DE DRAIN ET SUBDIVISIONS DU RESERVOIR.....	12
I.8. DESCRIPTION ET CARACTERISTIQUES DU RESERVOIR.....	13
I.9. GENESE ET ORIGINE DE L'HUILE	13
I.10. APERÇU STRUCTUREL	14
I.11. LIAISON COUCHE – TROU	14
I.12. PROBLEMES D'EXPLOITATION DU CHAMP	14
I.13. CONCLUSION.....	15
CHAPITRE II GENERALITES SUR LE SHORT RADIUS.....	17
II.1. INTRODUCTION	17
II.2. DEFINITION DES PUIITS SHORT RADIUS (SR)	18
II.3. HISTORIQUE DE SHORT RADIUS	18
II.4. L'OBJECTIF	19
II.5. PROCEDURE DE REPRISE D'UN PUIITS EN SHORT RADIUS.....	19
II.6. SELECTION DES PUIITS, DRAINS ET AZIMUT POUR LA TECHNIQUE SHORT RADIUS.....	20
II.7. INTERET DU SHORT RADIUS A HASSI MESSAOUD.....	23
II.8. LES AVANTAGES ET LES INCONVENIENTS DE SHORT RADIUS	24

II.8.1. Les Avantages	24
II.8.2. Les Inconvénients	24
II.9. APPLICATIONS DES SHORT RADIUS	25
II.9.1. Réservoirs fracturés	25
II.9.2. Réservoirs Multicouches.....	26
II.9.3. Réservoirs A Basse Perméabilité	27
II.9.4. Formations Non Consolidées (Contrôle De Sable).....	28
II.9.5. Conning De Gaz Et d'Eau.....	28
II.10. CONCLUSION	30
CHAPITRE III STATISTIQUES ET ANALYSES.....	32
III.1. INTRODUCTION.....	32
III.2. ÉVOLUTION DU NOMBRE DE Puits REPRIS EN SHORT RADIUS (SR) SUR LE CHAMP DE HMD	32
III.3. HISTORIQUE DES REPRIS DES Puits SR ET SR-SH SUR LE CHAMP DE HMD	34
III.4. REPARTITION DES Puits SHORT RADIUS ET SLIM HOLE SUR LE CHAMP DE HMD	35
III.5. RAISONS MAJEURS DE LA REPRISE DES Puits EN SLIM HOLE DANS LE CHAMP DE HMD.....	36
III.6. METHODES DE REALISATION DE SLIM HOLE SUR LE CHAMP DE HMD	37
III.7. PARTICIPATIONS DES Puits SLIM HOLE DANS LA PRODUCTION TOTALE DU CHAMP	38
III.8. ACTIVATION PAR GAS-LIFT DES Puits REPRIS EN SLIM HOLE	39
III.9. SELECTION DES Puits PILOTES REPRIS EN SLIM HOLE	39
III.10. ÉTUDE ECONOMIQUE	39
III.11. CONCLUSION	40
CHAPITRE IV ÉTUDE DE CAS OMJZ441.....	42
IV.1. INTRODUCTION	42
IV.2. ÉTUDE RESERVOIR.....	42
IV.2.1. Informations Générales Sur Le Puits Candidat	42
IV.3. HISTORIQUE DU Puits	43
IV.3.1. Historique des tests et des jaugeages	44
IV.3.2. Complétion Du Puits	45
IV.3.3. Informations Géologiques Et De Réservoir Du Puits OMJZ441.....	46
IV.3.4. Les Cross Sections	49
IV.3.5. Etat Des Puits Voisins	51
IV.3.6. Résultats Finaux De L'étude Réservoir	52
IV.4. ÉLABORATION DU PROGRAMME DE REPRISE DU Puits EN SLIM HOLE	52
IV.4.1. Objectif De La Réalisation	52
IV.4.2. Déroulement De L'opération De La Reprise Du Puits OMJZ441 En SH	52
IV.5. CARACTERISTIQUES DE PRODUCTION APRES LA REPRISE DU Puits	57
IV.6. PROCEDURE DE L'ACTIVATION AVEC GAZ-LIFT	57
IV.6.1. Aperçu sur le logiciel PIPESIM	57
IV.6.2. Procédure de l'optimisation.....	58

CONCLUSION & RECOMMANDATIONS	64
CONCLUSION GENERALE	64
RECOMMANDATIONS	64
ANNEXES	66
REFERENCES ET BIBLIOGRAPHIQUES	70

Liste des Figures

Figure I-1: Situation Géographique Du Champ Hassi Messaoud (WEC.2007).....	5
Figure I-2 Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / division production -rapport interne 2002)	6
Figure I-3 Coupe géologique du réservoir de Hassi Messaoud	7
Figure I-4 Coupe lithologique	11
Figure II-1 Exemple Schematise D'un Radius	18
Figure II-2 CHOIX DE L'AZIMUT PAR RAPPORT A L'ANISOTROPIE (Kh/Kv).....	22
Figure II-3 L'Influence Des Contraintes Sur La Direction De L'Azimut.....	22
Figure II-4 Reservoir Fractures	26
Figure II-5 Reservoir Multicouches	27
Figure II-6 Conning De Gaz Et De L'Eau	29
Figure III-1 Pourcentage des SH par rapport aux SR réalisés entre 2002-2019	34
Figure III-2 Nombre Des SR Conventionnels Par Rapport au SH 202-2019	35
Figure III-3 Répartition des puits Short Radius et Slim Hole sur le champ de HMD	35
Figure III-4 Pourcentage des raisons de la reprise en SH	36
Figure III-5 Les méthodes de réalisation du Slim Hole sur le champ HMD	37
Figure III-6 Types des réalisations du Slim Hole 2002-2019.	37
Figure III-7 État actuel des puits repris en Slim Hole.....	38
Figure III-8 Pourcentage des puits en SH fonctionnant par gas-lift.....	39
Figure IV-1 Localisation Du Puits OMJZ441.....	43
Figure IV-2 : Récapitulatif de production, salinité, GOR et WOR.....	45
Figure IV-3 Résultats du log GR et NPHI de OMJZ441	46
Figure IV-4 Carte Des Failles Autour Du Puits OMJZ411.....	47
Figure IV-5 Carte Structurale Au Toit De La DH	47
Figure IV-6 La Carte De Perméabilité Au Toit Du D4.....	48
Figure IV-7 Carte De Porosité Au Toit Du D4	48
Figure IV-8 : Cross section entre OMJ433, OMJZ411 et OMJ333.....	49
Figure IV-9 : Cross section entre OMJ223, OMJZ441 et OMJ333.....	50
Figure IV-10 La production du puits voisins d'OMJZ441.	51
Figure IV-11 Les cartes de pressions des puits voisins d'OMJZ441.....	51
Figure IV-12 Profil horizontal de la réalisation	55

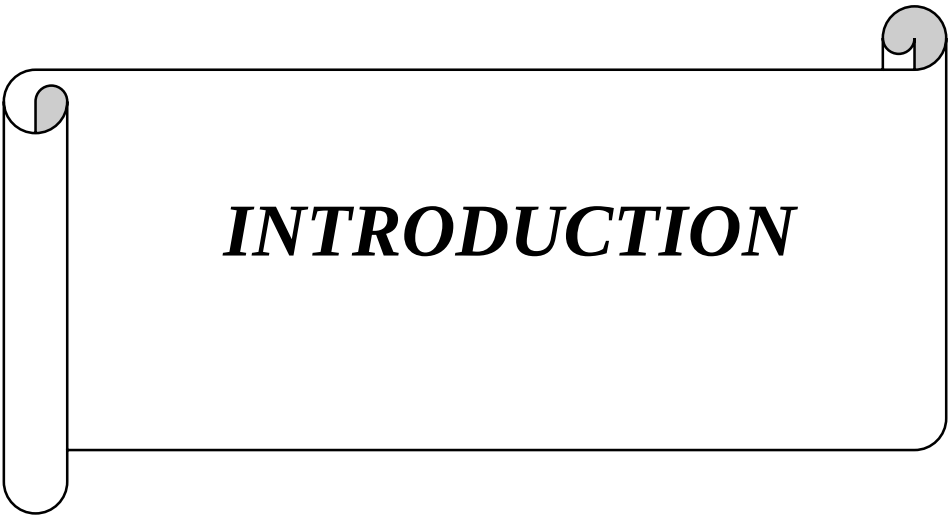
Figure IV-13 Profil verticale de la réalisation.....	55
Figure IV-14 Schéma illustratif du puits OMJZ441 après SH.....	56
Figure IV-15 Modèle du puits OMJZ441 sur PIPESIM	59
Figure IV-16 Courbe IPR.....	59
Figure IV-17 Courbe VLP par la corrélation de Hudgston and Brown	60
Figure IV-18 Point de fonctionnement du puits OMJZ441	60
Figure IV-19 Courbe de performance du Gas-Lift pour le puits OMJZ441	61
Figure IV-20 Points de fonctionnement IPR/VLP d'OMJZ441 après CCE	62
Figure 1 Cumul et débit d'huile pour OMJZ441	66
Figure 2 Cote des tubages	66
Figure 3 Tops des formations.....	67
Figure 4 Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques	67
Figure 5 Fiche Technique 1.....	68
Figure 6 Fiche Technique 2.....	69

Liste Des Tableaux

Tableau III-1 Nombre des puits en SR et en SR-SH réalisés par année entre 2002-2019..	33
Tableau IV-1 Tests Du Puits OMJZ441 Avant La Repris Du SH	44
Tableau IV-2 : Les Tests du puits OMJZ441 de Jaugeages avant la reprise du SH.	44
Tableau IV-3 Résultat de l'étude de réservoir	54
Tableau IV-4 Données DST du puits OMJZ441.....	54
Tableau IV-5 Complétion du puits en fonction des résultats du DST	55
Tableau IV-6 Caractéristiques de production après la reprise du puits.	57
Tableau IV-7 Données du fluide réservoir.....	58
Tableau IV-8 Données de pression, densité et profondeur d'injection de puits	61
Tableau IV-9 : Tableau récapitulatif du scénario après GL	62

List Des Abréviations

T.S:	Trias Salifère
PFS:	Pression de Fond Statistique
GL:	Gas Lift
VS:	Vertical Section (m)
API :	American Petroleum Institute
HMD:	Hassi Messaoud
KOP:	Kick of Point
TVD:	Total vertical depth
DLS:	Dog Leg
DST:	Drill Stem Test
0:	Porosité
GOR:	Gas Oil Ratio
SR:	Short Radius
TD:	Total Depth
IPR:	In flow Performance Relationship.
WL:	Wire line
K:	Perméabilité



INTRODUCTION

Introduction

La technique du Short Radius représente l'une des technologies avancées utilisées pour améliorer la récupération des hydrocarbures dans les réservoirs matures ou à faible productivité. Cette méthode consiste à forer une section horizontale à faible rayon de courbure à partir d'un puits existant afin d'augmenter le contact avec le réservoir et d'optimiser l'efficacité de la production. La réussite de son application dépend des caractéristiques pétro physiques et géomécaniques favorables du réservoir, ainsi que d'une planification opérationnelle rigoureuse. Toutefois, plusieurs défis techniques peuvent apparaître lors de sa mise en œuvre, notamment les déviations imprévues du puits, les problèmes d'instabilité latérale et l'érosion des parois, nécessitant des études préliminaires détaillées ainsi qu'une analyse géomécanique approfondie. Dans le cas du puits OMJZ441, initialement considéré comme non productif, l'application de la technique du Short Radius a démontré une efficacité significative après la réalisation d'une étude complète du réservoir et d'une analyse de faisabilité. Cette intervention a permis une amélioration importante des performances de production, avec une augmentation de la production d'hydrocarbures pratiquement doublée par rapport à l'état initial.

Ce mémoire porte sur l'évaluation et l'application de la technique du Short Radius à travers une étude de cas détaillée du puits OMJZ441. Il présente les études préliminaires nécessaires, examine la faisabilité technique de l'opération et décrit les caractéristiques géologiques et réservoir du champ étudié. En outre, ce travail fournit une vue générale de la technologie Short Radius, de ses principes opérationnels, de ses avantages, de ses limites ainsi que de son impact sur l'amélioration de la productivité des réservoirs.



CHAPITRE I

Présentation Du Champ De Hassi Messaoud

Chapitre I Présentation Du Champ De Hassi Messaoud

I.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus complexes au monde. Au cours de son histoire géologique, il a subi une intense évolution tectonique, marquée par des phases de compression différenciée, ainsi que des transformations diagenétique dans le réservoir lors de son enfouissement progressif. Ces processus ont façonné la configuration actuelle du gisement et influencé ses caractéristiques pétro physiques, pouvant améliorer certains paramètres, comme la perméabilité ou la continuité des couches, ou au contraire les détériorer. La complexité du champ résulte donc de l'interaction entre les processus tectoniques, sédimentologiques et diagenétiques, qui conditionnent directement la productivité et la gestion des puits.

I.2. Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure Il contribue pour plus 50 % de la production algérienne. Se situe à 850 km Sud–Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. [1] Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.



Figure I-1: Situation Géographique Du Champ Hassi Messaoud (WEC.2007)

I.3. Aperçu géographique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie ; il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements de 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.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le haut fond 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 Ghadames [2].

I.4. Zones et Numérotation Des puits

Le champ de Hassi Messaoud est subdivisé en 25 zones de production (voir la figure I.3), qui sont relativement indépendantes les unes des autres. Chacune de ces zones regroupe un ensemble de puits en communication hydraulique entre eux, sans interaction notable avec les zones voisines, et présentant un comportement similaire en ce qui concerne la pression du gisement. Cette subdivision reste toutefois insuffisante, car certaines zones peuvent être fractionnées en sous-zones (par exemple : 1a, 1b, 1c), reflétant ainsi la complexité du réservoir. En outre, le champ est réparti d'est en ouest en deux parties distinctes : le champ nord et le champ sud, chacun possédant son propre système de numérotation des puits.

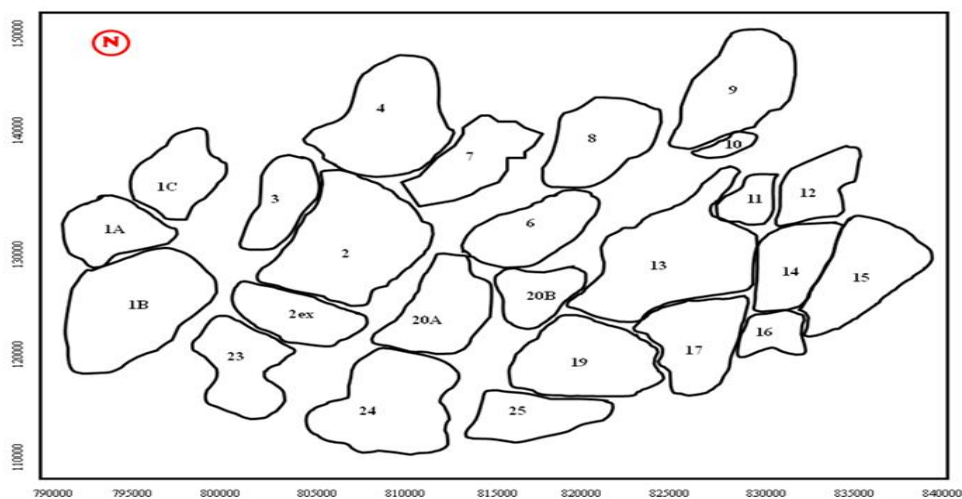


Figure I-2 Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / division production -rapport interne 2002) [1]

I.5. Aperçu Stratigraphique

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

La couverture du gisement est assurée par le complexe Arigilo-gréseux et Salifère du Trias discordant sur la surface d'érosion du Cambro-Ordovicien. De la base au sommet on distingue :

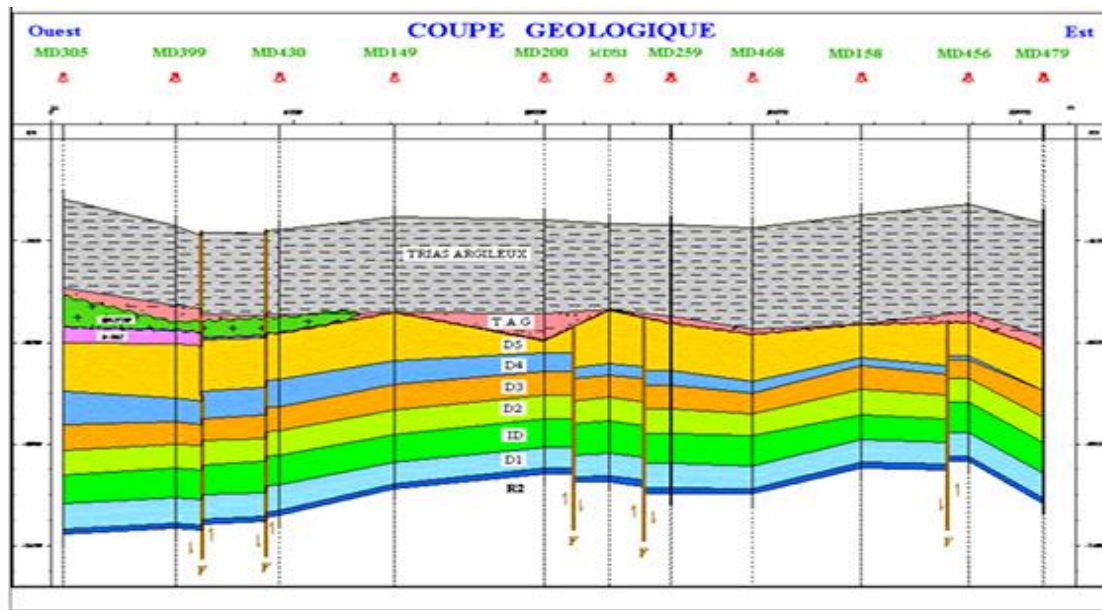


Figure I-3 Coupe géologique du réservoir de Hassi Messaoud [3]

I.5.1. Le Paléozoïque

Le Paléozoïque constitue l'ossature géologique principale du champ. Il est caractérisé par l'absence des formations post-ordoviciennes dans la partie centrale de la structure, due à des phénomènes d'érosion, tandis qu'en périphérie la série stratigraphique est plus complète.

a) L'Ordovicien

À l'échelle du champ, l'Ordovicien est représenté par plusieurs unités lithologiques :

- **Zone des alternances (≈ 20 m) :**

Formation caractérisée par une alternance rythmique de niveaux d'argiles indurées et

de bancs de quartzites fins isométriques, souvent glauconieux. Cette alternance traduit des variations d'énergie du milieu de dépôt.

- **Argiled'ElGassi(≈50m)** :
Constituée d'argiles schisteuses compactes, de couleur variant du vert au noir, parfois rougeâtre. La présence de glauconie et de carbonates, ainsi que de fossiles(graotolites) indique un environnement marin relativement profond. Cette formation est principalement développée en périphérie du champ.
- **Grès d'El Atchane (12 à 25 m) :**
Formés de grès fins à très fins, de teinte gris-beige à gris sombre. Ces grès peuvent contenir une matrice argileuse ou glauconieuse et présentent des intercalations fréquentes d'argiles et de siltites.
- **QuartzitesdeHamra(12à75m)** :
Constitués de grès quartzitiques fins, généralement compacts, avec de rares niveaux argileux intercalés. Ils témoignent d'un environnement de dépôt à énergie relativement élevée.

b) Le Cambrien (Réservoir principal)

Le Cambrien constitue le réservoir pétrolier principal du champ de Hassi Messaoud. Il est essentiellement formé de grès détritiques hétérogènes, allant de granulométrie fine à très grossière, avec des intercalations de siltstones argilo-micacés.

Il est subdivisé en plusieurs lithozones :

- **Litho-zone R3 (≈ 370 m) :**
Composée de grès feldspathiques et micacés, de granulométrie moyenne à très grossière, devenant conglomératiques à la base. Le ciment est majoritairement argileux, avec des niveaux ferrugineux et des intercalations d'argiles silteuses.
- **Litho-zone R2 (≈ 100 m) :**
Constituée de grès micacés, moyens à grossiers, mal classés, avec un ciment argileux relativement abondant. Les structures sédimentaires sont dominées par des stratifications obliques, indiquant des dépôts en milieu dynamique.
- **Litho-zone Ra (≈ 125 m) :**
Formée de grès à grès quartzitiques anisométriques, avec ciment argileux et siliceux. Elle présente de nombreuses intercalations de siltes et des stratifications entrecroisées.

La présence de **Tigillites** est notable dans la partie supérieure. Cette unité est partiellement érodée au centre du champ.

- **Litho-zone Ri (≈ 42 m):**

Correspond à la transition Cambrien–Ordovicien, constituée de grès quartzitiques fins, bien classés, glauconieux, avec un ciment argilo-siliceux. Les Tigillites y sont abondantes.

c) L'Infra-Cambrien

Reconnu dans certains forages (ex : OM47) à des profondeurs avoisinant 4092 m, il est constitué de grès argileux rouges d'environ 45 m d'épaisseur, témoignant d'un environnement continental ancien.

d) Le Socle

Le socle cristallin est atteint à des profondeurs proches de 4000 m. Il est constitué principalement de granite porphyroïde rose, observé dans plusieurs puits (MD2, OM81). Il représente la base rigide sur laquelle reposent les formations sédimentaires.

I.5.2. Le Mésozoïque

Le Mésozoïque correspond à une couverture sédimentaire importante, caractérisée par des dépôts variés, notamment évaporitiques et marins.

a) Le Trias

Le Trias repose en discordance sur le Paléozoïque et joue un rôle essentiel comme roche couverture (seal).

- **Trias salifère (≈ 440 m) :**

Constitué de sel massif avec intercalations d'anhydrite et d'argiles. Il assure une excellente étanchéité du réservoir.

- **Trias éruptif (≈ 92 m) :**

Formé de coulées volcaniques intercalées dans les dépôts détritiques.

- **Trias gréseux (0 à 75 m) :**

Correspond au remplissage des reliefs paléozoïques, avec des variations latérales importantes.

- **Trias argileux (≈ 113 m) :**

Argiles silteuses, dolomitiques et anhydritiques, de couleur brun-rouge.

Subdivision du Trias salifère :

- TS1 : sels massifs avec anhydrite et argiles dolomitiques
- TS2 : sels avec niveaux gypsifères
- TS3 : sel massif dominant

b) Le Jurassique (≈ 844 m)

Ensemble sédimentaire argilo-gréseux avec intercalations carbonatées :

- **Lias (≈ 300 m)** : alternance de dolomies, sels et anhydrite, avec un horizon repère (Horizon B).
- **Dogger (≈ 320 m)** :
 - Lagunaire : dolomies et anhydrite
 - Argileux : argiles silteuses avec niveaux gréseux
- **Malm (≈ 226 m)** : marnes et calcaires avec traces d'évaporites

c) Le Crétacé (≈ 1620 m)

Très développé, il comprend plusieurs étages :

- **Albien** : principal aquifère d'eau douce
- **Cénomaniens – Turonien** : alternances carbonatées et évaporitiques
- **Sénonien** : niveaux salifères et carbonatés

Ces formations traduisent une alternance de milieux marins, lagunaires et parfois continentaux

I.5.3. Le Cénozoïque (≈ 360 m)

Correspond à la couverture récente :

Eocène : calcaires dolomitiques, marnes et argiles

Mio-Pliocène : dépôts sableux continentaux avec intercalations d'argiles et de calcaires. [4]

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION
CZ	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE
	EOCENE		122	CALCAIRE
MES	SENONIENNE	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, , ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
		SALIFERE	149	SEL MASSIF
	TURONIEN		112	CALCAIRE
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE
	APTIEN		24	DOLOMIE
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE
	DOG	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
		LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
	LIAS	LD1	66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1	90	SEL, ANHYDRITE
		LD2	55	DOLOMIE, MARNE
		LS2	58	SEL MASSIF
		LD3	31	DOLOMIE, MARNE
	TRIASS	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE
		TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE
		TS3	202	SEL MASSIF
		ARGILEUX	113	ARGILE
		GRESEUX	0 à 35	GRES, ARGILE
		ERUPTIF	0 à 92	ANDESITE
PAL	ORDOVICIE	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins
		Grès d 'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux
		Argiles d 'El-Gassi	50	Argile verte ou noire
		Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles
		R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts
		R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts
		R 2	100	GRES Grossiers, Argile
		R 3	370	GRES Grossiers, Argiles
PROT	RO-	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge
		SOCLE		Granite porphyroïde rose

Figure I-4 Coupe lithologique[04]

I.6. Représentation lithologique du gisement de Hassi Messaoud

Le réservoir du champ de Hassi Messaoud se trouve dans les formations cambriennes et ordoviciennes, à une profondeur moyenne d'environ 3 300 mètres. Il présente une structure anticlinale caractéristique. La couverture géologique est constituée d'un complexe argilo-gréseux associé à des formations salifères du Trias.

La structure du gisement s'étend globalement selon une direction nord de sud-est. Les formations réservoirs correspondent à des sédiments cambriens saturés en hydrocarbures, principalement composés de grès hétérogènes dont la granulométrie varie de fine à très grossière, et qui présentent généralement un aspect argenté.

Du point de vue stratigraphique, le réservoir est subdivisé en quatre zones superposées : R1 (comprenant Ri et Ra), R2 et R3. [5]

I.7. Notion de drain et subdivisions du réservoir

La notion de drains découle de la corrélation sédimentologique et diagraphique, ainsi que de la qualité du réservoir. Elle désigne des zones faiblement cimentées qui présentent des caractéristiques relativement constantes à l'échelle du champ et correspondent aux trois zones préférentielles du réservoir.

Les grès de Hassi Messaoud ont initialement été subdivisés en quatre niveaux :

R3 : généralement aquifère, sans intérêt pétrolier ;

R2 : qualité de réservoir rare dans sa partie supérieure (19 % des réserves), qui alimente le réservoir Ra par un flux vertical d'huile. Il est subdivisé en :

- R2c : épaisseur moyenne non érodée de 80 mètres, parfois aquifère, avec 17 % d'argile ;

R2ab : perméabilité relativement meilleure.

R1 : réservoir principal (68 % des réserves), productif avec de bonnes caractéristiques pétro physiques.

Ra : réservoir principal (68 % des réserves), productif, avec de bonnes caractéristiques pétro physiques. Il est subdivisé en trois zones sédimentologiques :

Zone I : grossière inférieure (Drain D1, Inter-Drain ID, Drain D2).

Zone II : fine intermédiaire → D3.

Zone III : grossière supérieure → D4.

Ri (D5) : grès fin isométrique et compact (13 % des réserves), épaisseur moyenne de 45 mètres, dépôt post-Ra après érosion (30 % d'argile éliminés), bonne continuité mais faibles perméabilités.

I.8. Description Et Caracteristiques Du Reservoir

Le réservoir, situé sous la discordance hercynienne, est protégé par une épaisse couverture argilo-salifère du Trias. L'eau du gisement, très salée (360 à 370 g/l), a une masse volumique de 1,21 g/cm³ et une viscosité de 0,45 Cp. Le contact huile/eau initial se situait à 3 380 mètres, avec un aquifère non actif ayant partiellement envahi le réservoir (R2). Les grès de Hassi Messaoud sont essentiellement anisométriques, et la zone Ra (environ 100 mètres) offre les meilleures caractéristiques pétro physiques, constituant ainsi la partie la plus productive du réservoir cambrien (entre 3 300 et 3 500 mètres). Le réservoir se distingue par une forte hétérogénéité, une porosité faible (5 à 10 %) et une perméabilité très faible (1 à 2 md). L'huile est légère (45 °API, densité 0,8) et peu visqueuse (0,2 Cp), ce qui favorise la récupération par réinjection de gaz. Les paramètres du réservoir sont les suivants : une Bo d'environ 1,7 m³/stdm³, un Bg d'environ 0,0005 m³/stdm³, une compressibilité de $3,63 \times 10^{-4}$ (kg/cm)⁻¹, une saturation en huile de 80 à 90 % et une saturation critique en gaz d'environ 8 %. La pression de gisement varie entre 120 et 400 kg/cm², avec une pression de bulle de 140 à 200 kg/cm² et une température d'environ 118 °C. Les puits présentent un GOR moyen de 219 m³/m³, pouvant dépasser 1 000 m³/m³ en cas de percée. L'épaisseur productive peut atteindre 120 m et la cote de référence est de 3 200 m. Une étude détaillée par FRANLAB est disponible pour chaque zone du champ. [6]

I.9. Genèse et origine de l'huile

Le réservoir de Hassi Messaoud se trouve en moyenne à 3300 mètres de profondeur, dans les terrains quartziques du Cambrien. L'âge géologique du Cambrien a été daté par le Mobil Field Research Laboratory à 560 ± 25 millions d'années grâce à la méthode Rubidium/Strontium.

Deux sources principales sont évoquées pour expliquer l'origine de l'huile :

- les bancs argileux d'El-Gassi, proches du champ, présentent un état de carbonisation avancé qui a contribué à la formation des hydrocarbures.

- Les argiles siluriennes, riches en matières organiques, situées à de grandes profondeurs (notamment dans le sillon de Dorbane), dont l'extension géographique, la radioactivité et les tests géochimiques indiquent qu'elles pourraient jouer le rôle de roche mère.

Les huiles formées ont migré depuis leur source jusqu'au début du Jurassique pour être piégées au Crétacé inférieur, il y a environ 110 millions d'années. [7]

I.10. Aperçu structurel

La structure du champ de Hassi Messaoud est un vaste dôme anticlinal aplati, orienté nord-est/sud-ouest. Les accidents affectant le réservoir se répartissent en deux types :

Failles avec rejet :

Direction subméridienne N-NE/S-SW et failles perpendiculaires sub-latitudinales O-N-O/E-S-E.

Ces failles génèrent un relief en Horst et Graben, compartimentant le réservoir en zones de production distinctes.

Les déplacements varient de quelques dizaines de mètres à plus de 100 mètres.

Cassures sans rejet significatif : elles ont fortement contribué à la fracturation du réservoir, influençant la perméabilité et la circulation des fluides. [2]

I.11. Liaison couche – trou

Jusqu'à la fin des années 1960, les puits étaient principalement complétés en trou ouvert (open hole), avec quelques cas de liner cimenté. Par la suite, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée. Cependant, vers le milieu des années 80, une baisse de production inexplicable dans certains puits de la périphérie ouest a révélé un bouchage de l'espace annulaire entre la paroi du puits et la crépine par des dépôts organiques. Ce constat a été confirmé lors d'un work-over ayant entraîné la destruction de la crépine. Suite à cela, il a été décidé d'abandonner l'utilisation des crépines. Désormais, les nouveaux puits ainsi que ceux repris en work-over sont équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert. [8]

I.12. Problèmes d'exploitation du champ

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1 153 puits, dont 884 producteurs d'huile (502 par le procédé Gas-lift), ainsi que des puits injecteurs et 117 producteurs d'eau. En raison de

l'épuisement de l'énergie du gisement, un concentrique a été installé dans plusieurs puits afin d'assurer l'injection de gaz. L'injection d'eau douce traitée a provoqué des dépôts de sels, notamment au sud-est, ce qui a entraîné le bouchage et la corrosion des installations. De plus, l'injection d'eau douce traitée dans un milieu dont la composition est différente provoque la formation de sulfate de baryum (BaSO_4), qui est difficile à éliminer malgré l'utilisation d'inhibiteurs (D32). L'injection se fait en continu pour les puits à forte salinité, et par bouchon dans les autres cas. Malgré une faible teneur en asphaltènes (0,15 %), des problèmes importants apparaissent au sud-ouest. Enfin, les percées de gaz et d'eau réduisent l'indice de productivité: les percées d'eau nécessitent souvent le recours au gas-lift, tandis que les percées de gaz engendrent surtout des pertes de charge dans les collecteurs. [8]

I.13. Conclusion

L'analyse géographique et géologique du champ de Hassi Messaoud, ainsi que la description de sa lithologie et l'identification des difficultés susceptibles d'être rencontrées lors des opérations de forage, mettent en évidence son importance stratégique. Cette importance justifie pleinement le choix de ce champ comme cadre d'étude pour la réalisation de ce mémoire.

CHAPITRE II
Généralités Sur Le Short
Radius

Chapitre II Généralités Sur Le Short Radius

II.1. Introduction

La reprise des puits par la technique du *Short Radius* (SR), également connue sous l'appellation *Re-Entry*, constitue aujourd'hui une solution innovante et efficace dans l'ingénierie des réservoirs pour la valorisation des puits existants. Cette méthode s'applique principalement aux puits secs, bouchés, abandonnés ou à faible productivité, dans le but d'améliorer leur performance et d'optimiser la récupération des hydrocarbures.

Le principe de cette technique repose sur le forage de drains horizontaux à partir d'un puits vertical déjà existant, tubé ou non, afin de traverser les intervalles encore saturés en hydrocarbures tout en évitant les zones présentant de mauvaises caractéristiques pétro physiques. Ce procédé permet ainsi de maximiser le contact avec le réservoir productif et d'augmenter significativement les débits de production. [9]

La sélection des puits candidats et l'optimisation de l'implantation des drains nécessite la réalisation d'études géologiques et de réservoir approfondies. Ces études visent à identifier les zones favorables, à déterminer la position optimale des drains et à définir leur orientation (azimut) en fonction des propriétés du réservoir et des contraintes géologiques. [10]

Les puits en Short Radius se caractérisent par une courbure très rapide, avec un taux d'inclinaison pouvant atteindre $1,5^{\circ}$ à 3° par 0,3 m, permettant d'atteindre une déviation de 90° sur une distance très courte de l'ordre de 2 à 3 mètres. Leur rayon de courbure est généralement inférieur à 50 m et peut descendre jusqu'à environ 5 m, ce qui nécessite l'utilisation d'équipements spécifiques tels que des moteurs de fond et des garnitures articulées.

Cependant, en raison des difficultés liées au contrôle précis de la trajectoire et aux contraintes techniques associées, la longueur des drains horizontaux est généralement limitée à environ 300 m. De plus, ces puits présentent des défis importants en termes de complétion, ce qui.

Restreint l'utilisation de cette technique à des cas bien spécifiques où son application est techniquement et économiquement justifiée. [11]

Ainsi, la technologie Short Radius représente une alternative stratégique pour la revalorisation des puits existants et l'optimisation de la production dans les champs matures.

II.2. Définition des puits Short Radius (SR)

Les puits Short Radius (SR) correspondent à des puits verticaux repris et déviés en puits horizontaux afin de remédier à des problèmes liés à la production. Ils peuvent également concerner des puits horizontaux existants repris par un SIDE Track visant un nouveau Target avec un azimuth différent. Cette technique s'est largement développée en raison de son coût relativement faible comparé à celui d'un nouveau forage, comme illustré dans la Figure (II.I).

Les puits Short Radius se caractérisent par un rayon de courbure entre $5 \text{ m} \leq \text{ROC} \leq 40 \text{ m}$, ce qui correspond à un gradient de build-up variant entre 3° et 10° par mètre.

Cette méthode est principalement utilisée pour la reprise de puits présentant des problèmes de production, avec pour objectif d'atteindre rapidement des drains situés dans des zones présentant de bonnes caractéristiques pétro-physiques. Ainsi, ce mode de forage constitue une solution efficace pour la revalorisation des puits existants et a permis de redonner une seconde vie à des gisements matures. [12]

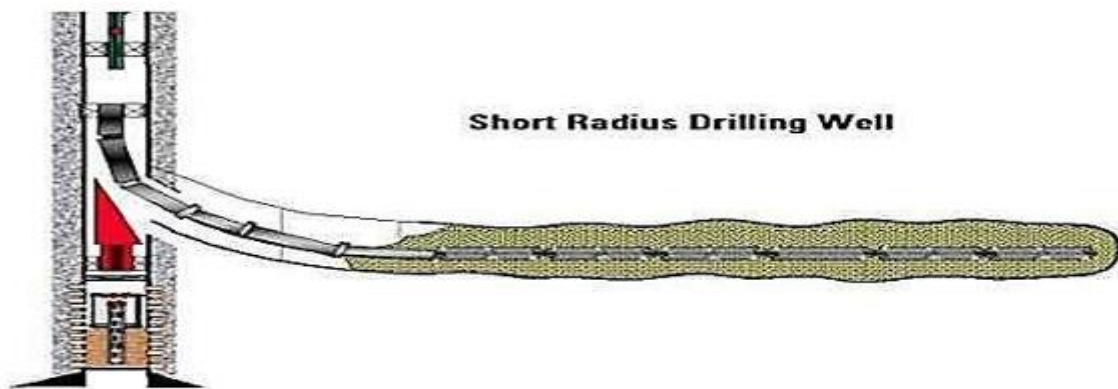


Figure II-1 Exemple Schematise D'un Radius [12]

II.3. Historique De Short Radius

Cette technique a été appliquée pour la première fois en Algérie au champ de Hassi Messaoud. Le premier puits repris est le MD 218 en 1995. La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir a été effectuée à la suite d'un programme détaillé d'une équipe pluridisciplinaire où se côtoient l'ingénieur de réservoir, le géologue, le producteur, le foreur, et le prestataire de service pour les équipements de mesure. Sonatrach a adopté la technique Short Radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain rapidement et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (ancien puits). [11]

II.4. L'Objectif

L'exploitation des puits secs ou à faible production par la technique du forage latéral à rayon court peut être abordée d'un point de vue scientifique plus approfondi :

Cette technique s'inscrit dans les stratégies de redéveloppement de réservoirs. Elle consiste à transformer un puits improductif ou à faible productivité en un puits productif en forant un déviateur à rayon court à partir du même puits. Cette approche repose sur un principe fondamental de l'ingénierie des réservoirs : une faible production n'indique pas nécessairement l'épuisement du réservoir. Elle peut résulter d'un mauvais positionnement du puits par rapport à la distribution hétérogène des propriétés pétro physiques telles que la perméabilité et la porosité, ou de la présence de barrières géologiques et de variations stratigraphiques.

Techniquement, le forage à rayon court permet un angle d'inclinaison important sur une courte distance, ce qui permet d'orienter précisément le puits vers des zones de meilleure qualité de réservoir (zones optimales) sans avoir à forer un puits entièrement nouveau. Ce type de puits contribue également à augmenter la surface de contact avec le réservoir, un facteur crucial pour améliorer l'indice de productivité, conformément à la loi de Darcy.

Sur le plan économique, cette technique est très avantageuse car elle réduit les coûts de forage et d'équipement grâce à l'utilisation des infrastructures existantes (puits, tubage, tête de puits), tout en raccourcissant le temps d'intervention. Sur le plan opérationnel, elle permet de contourner les zones endommagées ou saturées en eau ou en gaz, en ciblant les zones plus productives, améliorant ainsi la distribution des flux au sein du réservoir et réduisant la production indésirable.

Ainsi, le forage de puits à rayon court à partir de puits secs ou à faible production représente une approche intégrée combinant analyse géologique, modélisation de réservoir et techniques de forage dirigé. Son objectif est de maximiser le facteur de récupération et d'améliorer la productivité des champs pétroliers au moindre coût, notamment dans les réservoirs matures ou géologiquement complexes.

II.5. Procédure de reprise d'un puits en Short Radius

Les étapes principales sont réalisées comme suite :

- La mise du puits sous une boue de densité 1.15.
- Démontage partiel de l'arbre de Noël et montage suivi avec un test de BOP.

- Remonter de la complétion en place et repêchage du Packer.
- Nettoyage du puits pour l'opération de cimentation.
- Pose d'un bouchon de ciment pour aboutir du drain existant.
- Amorçage de la déviation sous le sabot du dernier casing et début de section Build Up dans le réservoir en turboforage.
- Réalisation du drain (section horizontale). Une fois on atteint l'angle 90° on procède à faire un test de productivité Drill Stem Test (DST).
- Rééquiper le puits [13]

II.6. Sélection des puits, drains et azimuth pour la technique Short Radius

a) Sélection Des Puits Candidats

La sélection des puits à reprendre en Short Radius repose sur des critères précis visant à optimiser la productivité et à réduire les risques opérationnels. Les principaux critères sont les suivants :

- **Puits peu productifs ou secs** : les puits dont la production est faible ou quasi nulle sont prioritaires pour une reprise, afin de maximiser le rendement des infrastructures existantes.
- **Distance par rapport aux puits injecteurs** : les puits choisis doivent être suffisamment éloignés des puits injecteurs d'eau ou de gaz, afin de limiter les interactions défavorables et les variations de pression locales.
- **Zones à faible GOR (Gas Oil Ratio)** : la reprise des puits dans des zones à faible rapport gaz/pétrole permet de contrôler la production de gaz et d'optimiser l'extraction d'hydrocarbures liquides.
- **Absence de tectonique active** : les puits situés dans des zones non fracturées sont privilégiés, bien que les fractures horizontales locales puissent contribuer positivement à la productivité.
- **Niveau d'eau bas** : le plan d'eau doit être éloigné de la zone de production ciblée pour réduire le risque d'envahissement en eau.

b) Choix Des Drains A Cibler

Le choix des drains à installer dans le puits dépend directement des propriétés pétro-physiques et géologiques de la formation traversée. Les principaux paramètres considérés sont :

- **Épaisseur du réservoir** : la formation doit présenter une épaisseur suffisante (≥ 5 m) pour permettre l'implantation efficace du drain.
- **Saturation en huile** : la zone ciblée doit présenter une saturation en hydrocarbures suffisante pour garantir une production rentable.
- **Rapport Kv/Kh (Perméabilité verticale/horizontale)** : un faible rapport Kv/Kh est souhaitable afin d'optimiser le drainage horizontal et limiter les pertes verticales.
- **Porosité** : une porosité élevée favorise le stockage et la circulation des hydrocarbures dans la formation.
- **Niveau du plan d'eau** : le drain doit être positionné à distance du niveau d'eau pour éviter l'intrusion d'eau dans la zone productive.
- **Présence d'un gaz cap** : les zones affectées par la présence de gaz doivent être évitées afin de prévenir une production excessive de gaz et les problèmes associés.

c) Choix de L'azimut

L'azimut définit la direction géographique dans laquelle le drain sera foré. Le choix de l'azimut repose sur l'optimisation des caractéristiques pétro physiques et la minimisation des contraintes géologiques.

- **Paramètres intra-puits** : le drain doit être orienté perpendiculairement à la direction des perméabilités horizontales maximales, afin de maximiser le contact avec les zones productives et de garantir un drainage efficace.
- **Paramètres extra-puits** : la présence de barrières latérales de perméabilité (failles, variations de faciès) et la proximité de puits injecteurs d'eau ou de gaz doivent être prises en compte pour éviter les interférences et optimiser la production.
- **L'anisotropie (Kv/Kh)** : Le choix de l'azimut est très important, il faut le choisir de telle façon à ce que le drain soit bien orienté par rapport à l'anisotropie sur le plan horizontal pour assurer un meilleur drainage et il est préférable d'orienter le drain perpendiculairement à la direction de la perméabilité horizontale maximale. Voir la Figure (II.II).

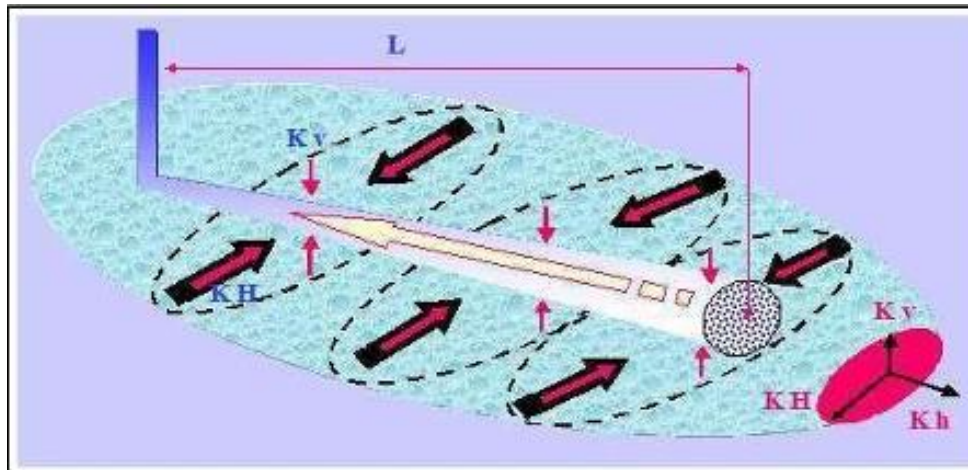


Figure II-2 CHOIX DE L'AZIMUT PAR RAPPORT A L'ANISOTROPIE (K_h/K_v) [13]

- **Influence des contraintes :** On a deux types de contrainte représentés par deux directions : — La contrainte horizontale maximale σ_{max} . — La contrainte horizontale minimale σ_{min} . La perméabilité de fissuration dans la formation est contrôlée par la direction des contraintes ceci nous amène à supposer que la direction de la perméabilité de fissuration maximale soit parallèle à la direction de contrainte maximale pour faciliter la pénétration et éviter l'écoulement. Voir la Figure (II.III).

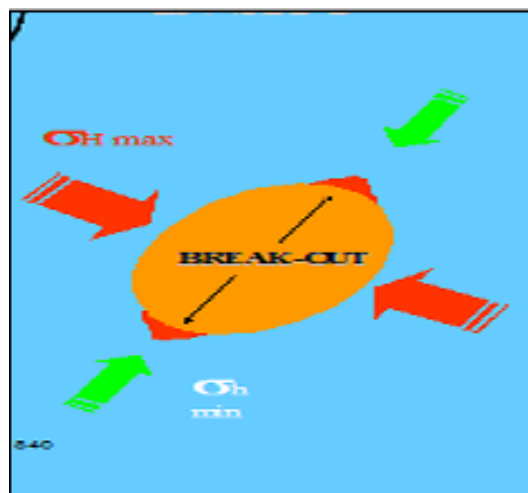


Figure II-3 L'Influence Des Contraintes Sur La Direction De L'Azimut [12]

D'autres paramètres sont pris en considération pour l'orientation de drain. L'azimut est pris de telle façon à éviter :

- La zone d'eau (injection d'eau)
- La zone à gaz (les puits injecteurs de gaz, les puits à GOR élevé)
- Les barrières de perméabilité latérales (faille) [12].

II.7. Intérêt Du Short Radius A Hassi Messaoud

La reprise des puits en Short Radius s'inscrit comme une solution technique adaptée à l'optimisation de l'exploitation des réservoirs matures, notamment dans des champs complexes tels que Hassi Messaoud. Cette approche vise principalement à améliorer les performances des puits existants tout en limitant les coûts associés au forage de nouveaux puits.

En effet, le Short Radius permet de remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz, qui constituent des contraintes majeures affectant la productivité et la rentabilité des puits. En redirigeant le drain vers des zones moins affectées par ces phénomènes, il devient possible de restaurer et d'améliorer la production. Par ailleurs, cette technique contribue à optimiser le nombre des puits de développement, en exploitant efficacement les infrastructures existantes et en réduisant les investissements nécessaires.

D'un point de vue réservoir, le Short Radius permet d'augmenter les productivités des puits localisés dans des régions de bonnes perméabilités, en assurant un meilleur contact avec les zones présentant de meilleures caractéristiques pétro-physiques. Cela se traduit par un drainage plus efficace des hydrocarbures et une amélioration globale des performances de production. En outre, cette technique favorise la baisse de la pression d'abandon, ce qui prolonge la durée de vie économique du réservoir et permet d'augmenter la récupération totale.

Un autre avantage majeur réside dans la capacité à produire à débit plus élevé pour un même AP, grâce à un faible draw down. Cette caractéristique permet de limiter les contraintes sur le réservoir tout en maintenant des niveaux de production élevés, ce qui contribue à une gestion optimale de l'énergie du gisement.

Cependant, la réussite de la conversion des puits en Short Radius repose sur une sélection rigoureuse de la trajectoire et des zones cibles. Il est impératif d'éviter le plan d'eau afin de limiter les risques d'envahissement en eau. De même, les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz doivent être évités pour prévenir toute interférence susceptible de dégrader la qualité de la production. Il convient également d'exclure les rayons de zone sèche, qui ne présentent pas d'intérêt productif.

Par ailleurs, une attention particulière doit être accordée aux puits situés en flanc de structure ou en zone d'injection d'eau, où il est nécessaire d'éviter la zone à eau afin de préserver la performance du puits. Enfin, dans le cas des puits à fort GOR (Gas Oil Ratio), il est

indispensable d'éviter la zone à gaz, afin de limiter la production excessive de gaz et d'assurer une exploitation plus stable et plus efficace.

Ainsi, la technique du Short Radius représente un levier stratégique pour l'amélioration des performances des puits et l'optimisation de la récupération des hydrocarbures dans les champs matures. [9]

II.8. Les Avantages Et Les Inconvénients De Short Radius

II.8.1. Les Avantages

- Les puits à rayon de courbure court (Short Radius) offrent une meilleure précision en déplacement vertical comparativement aux puits Long Radius (LR) et Medium Radius (MR). Cette caractéristique les rend particulièrement adaptés à l'exploitation de petites concessions ou de lentilles de réservoir dont la position est précisément définie.
- Réalisés à partir de puits déjà existants, les puits Short Radius permettent de réduire les coûts de complétion, grâce à la disponibilité préalable des infrastructures telles que la tête de puits, les tubages, les installations de génie civil ainsi que les pipelines.
- Le point d'initiation de la déviation, connu sous le terme de KOP (Kick-Off Point), est généralement situé en dessous du contact des fluides. Cette configuration réduit les risques de mauvaise isolation entre les différentes phases (huile, eau, gaz), contrairement aux puits Long Radius ou Medium Radius.
- Maximiser la longueur du latéral horizontal dans la zone de paye dans les champs avec un espacement étroit ; Laisser les zones à problèmes de forage derrière le tubage existant. [3]

II.8.2. Les Inconvénients

Malgré tous les avantages énumérés ci-dessus, lors du forage d'un puits à rayon court, il faut faire preuve d'une extrême prudence en raison du taux d'accumulation d'angle élevé en cause. Les puits à rayon court présentent les caractéristiques suivantes :

- Les puits à rayon de courbure court nécessitent l'utilisation d'équipements de forage spécifiques, tels que des garnitures flexibles ou articulées. Ces équipements sont

généralement plus lents à manipuler, moins résistants que les équipements conventionnels,

- Ces opérations requièrent également des moteurs de fond, des systèmes de mesure en cours de forage (MWD) ainsi que des assemblages de fond de trou (BHA) caractérisés par une grande flexibilité ou une conception articulée.
- Le faible diamètre du trou de forage entraîne une réduction de la vitesse d'avancement des outils ainsi que de leur durée de vie, ce qui implique un nombre élevé de manœuvres pour le remplacement des outils ou du BHA.
- La spécificité de la garniture utilisée dans ce type de forage rend les opérations de déviation relativement coûteuses par rapport aux techniques conventionnelles.
- La longueur du drain horizontal est limitée, généralement inférieure à 150 m, avec un maximum pouvant atteindre 300 m, sans possibilité de réaliser des opérations de carottage ni des diagraphies électriques différées.
- Les puits Short Radius présentent des contraintes en matière de complétion, puisqu'ils ne peuvent être complétés qu'en trou ouvert ou à l'aide de systèmes de complétion très flexibles [14]

II.9. Applications Des Short Radius

Dans beaucoup de réservoirs, le Short Radius permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau et de gaz dans le fluide récupéré. Les applications des Shorts Radius sont très nombreuses et nous ne mentionnons ici que les plus intéressantes.

II.9.1. Réservoirs fracturés

Les réservoirs fracturés constituent des cibles privilégiées pour l'application des techniques de forage horizontal, notamment le Short Radius (SR). Dans ces réservoirs, la perméabilité effective est principalement contrôlée par un réseau de fractures naturelles, qui assurent l'essentiel de l'écoulement des hydrocarbures.

Les fractures y présentent généralement une orientation sub-verticale, ce qui influence directement la stratégie de forage. Afin de maximiser l'intersection avec ces discontinuités, il est recommandé de forer un puits horizontal dont la trajectoire est perpendiculaire à la direction principale des fractures.

Cette configuration géométrique permet d'augmenter significativement le nombre de fractures interceptées par le drain, améliorant ainsi la connectivité réservoir-puits et favorisant une meilleure circulation des fluides. Par conséquent, le débit de production et le facteur de récupération sont sensiblement améliorés.

L'utilisation du Short Radius dans ce contexte présente un avantage supplémentaire, car il permet d'atteindre rapidement la zone cible à partir d'un puits existant, tout en respectant la géométrie optimale du drain. Cette technique est particulièrement adaptée aux réservoirs fracturés, hétérogènes et compartimentés, où un positionnement précis du drain est essentiel.

Comme illustré dans la Figure (II.IV), l'orientation perpendiculaire du drain horizontal par rapport aux fractures constitue la configuration la plus efficace pour maximiser le drainage du réservoir.

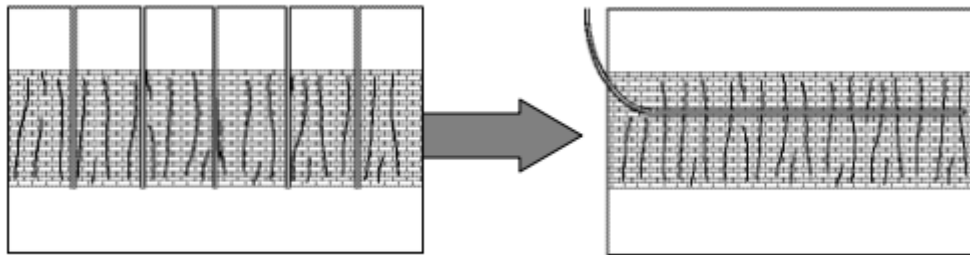


Figure II-4 Reservoir Fractures [13]

II.9.2. Réservoirs Multicouches

Dans les réservoirs multicouches, la technique de forage horizontal présente un avantage majeur en termes de réduction du nombre de puits nécessaires et d'optimisation de la production. Un seul puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés, assurant ainsi une couverture plus large des différentes couches du réservoir.

Cette approche permet également de retarder le phénomène de Conning, c'est-à-dire l'intrusion précoce d'eau ou de gaz dans la zone productive, ce qui améliore la récupération des hydrocarbures. La Figure (II.V) illustre un exemple typique où un seul puits horizontal remplace six puits verticaux tout en augmentant l'efficacité du drainage.

L'utilisation du forage horizontal dans ce contexte optimise la connectivité inter-couches, réduit les coûts d'investissement et améliore le facteur de récupération, faisant de cette technique une stratégie privilégiée pour les réservoirs compartimentés.

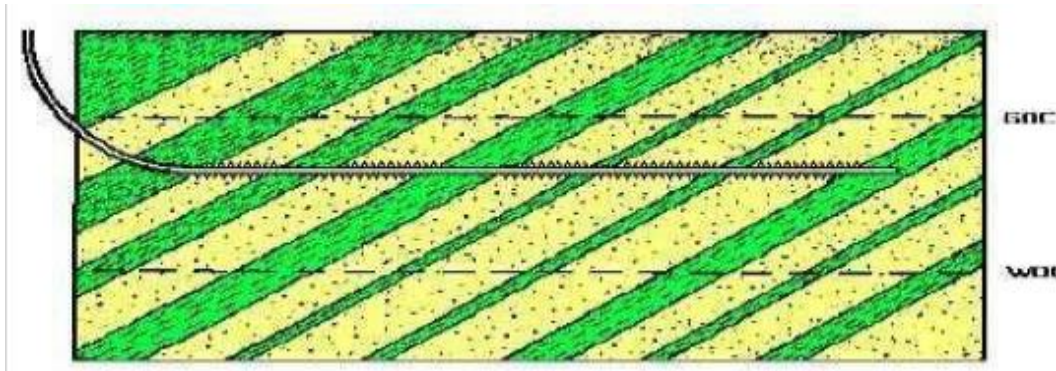


Figure II-5 Réservoir Multicouches [13]

II.9.3. Réservoirs A Basse Perméabilité

Les réservoirs à basse perméabilité se caractérisent par une faible capacité de transport des fluides en raison de la faible porosité et de la faible connectivité des pores. L'exploitation efficace de ces réservoirs constitue un défi majeur dans l'industrie pétrolière, car le débit naturel des hydrocarbures est limité.

Le forage horizontal constitue une alternative prometteuse à la fracturation conventionnelle dans ces réservoirs. Le drain horizontal se comporte de manière similaire à une fracture artificielle, en augmentant la surface de contact avec la formation et en facilitant l'écoulement des hydrocarbures. Cette approche présente plusieurs avantages clés :

1. **Facilité et coût de réalisation** : Il est généralement plus simple et économique de forer un drain horizontal long que de créer une fracture équivalente par des techniques de fracturation hydraulique, qui peuvent être complexes et coûteuses.
2. **Contrôle précis de la trajectoire** : La direction et la longueur du drain horizontal peuvent être maîtrisées avec précision, permettant un ciblage optimal des zones de perméabilité élevée, contrairement aux fractures hydrauliques dont l'orientation et l'extension restent partiellement aléatoires.

Ainsi, le forage horizontal dans les réservoirs à faible perméabilité permet non seulement d'améliorer significativement la récupération des hydrocarbures, mais aussi de réduire les coûts opérationnels et d'optimiser le contrôle du drainage par rapport aux méthodes de stimulation conventionnelles. Cette technique représente donc une solution stratégique dans le développement des réservoirs difficiles à produire. [15]

II.9.4. Formations Non Consolidées (Contrôle De Sable)

La production des sables non consolidés constitue un défi majeur dans les puits à grands débits, en raison de la dépendance du processus aux forces de viscosité exercées à la paroi du puits. En effet, dans les formations sableuses non consolidées, le flux des hydrocarbures entraîne mécaniquement des grains de sable, ce qui peut provoquer l'érosion de l'équipement, l'obstruction des puits et une diminution significative de la productivité.

L'utilisation d'un drain horizontal foré dans ce type de réservoir constitue une solution technique efficace pour atténuer ce problème. Le forage horizontal permet de distribuer le flux sur une longueur plus importante de la formation, réduisant ainsi la vitesse d'écoulement locale à la paroi du puits. Cette diminution de la vitesse limite la force de cisaillement exercée sur les grains de sable, réduisant par conséquent la production indésirable de particules solides.

En outre, la mise en place d'un drain horizontal offre plusieurs avantages supplémentaires :

1. **Amélioration de la récupération** : La plus grande surface de contact avec la formation augmente l'aire de drainage et optimise l'extraction des hydrocarbures.
2. **Réduction des risques opérationnels** : La limitation de la production de sable diminue les risques d'obstruction et d'endommagement des équipements de surface et de fond de puits.

Optimisation des coûts : Moins de problèmes liés au sable se traduisent par une réduction des interventions de maintenance et des coûts associés. [15]

II.9.5. Conning De Gaz Et d'Eau

Les phénomènes de Conning d'eau et de gaz constituent des contraintes importantes dans l'exploitation des réservoirs, pouvant limiter la productivité des puits. Le Conning d'eau se produit lorsque le contact eau-huile est déplacé vers le puits en raison d'un soutirage localisé intense, entraînant l'intrusion prématurée d'eau dans le puits. De manière similaire, le Conning de gaz se manifeste par l'ascension du gaz vers le puits en raison de gradients de pression locaux, réduisant la récupération d'hydrocarbures et affectant la stabilité de la production.

Les puits horizontaux offrent une solution efficace pour atténuer ces phénomènes. En augmentant la longueur de contact avec la zone productive, ces puits permettent une dispersion du soutirage sur une plus grande surface de la formation. Cette dispersion se traduit par une

réduction de la vitesse d'écoulement locale, ce qui diminue les risques d'intrusion d'eau ou de gaz et prolonge la période de production optimale avant l'apparition du Conning.

Plus précisément, l'implantation d'un drain horizontal augmente la distance entre le drain et le contact Huile/Eau (ou Huile/Gaz), ce qui retarde la pénétration des fluides non désirés et améliore la récupération des hydrocarbures. Le même principe s'applique aux venues de gaz, où la distribution du flux sur toute la longueur du drain réduit la vitesse d'ascension du gaz vers le puits et limite les problèmes de production prématurée.

Ainsi, l'utilisation des puits horizontaux dans les réservoirs affectés par les phénomènes de Conning permet non seulement d'améliorer la productivité, mais également de stabiliser la production en minimisant l'impact des fluides indésirables. Cette approche constitue une stratégie essentielle dans la conception et le développement des puits dans des réservoirs sensibles au Conning. Voir la Figure (II.VI) [2]

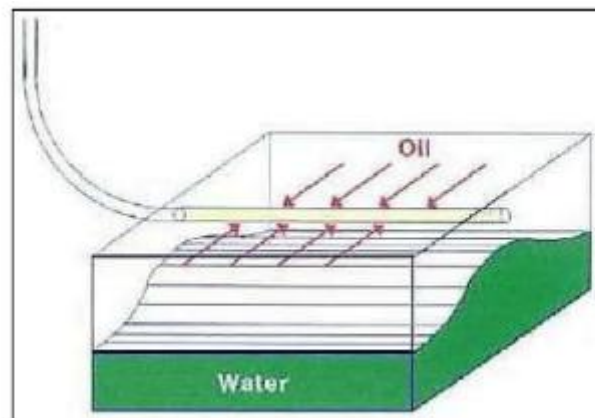


Figure II-6 Conning De Gaz Et De L'Eau [2]

II.10. Conclusion

Les puits à short radius et les puits horizontaux sont deux des techniques de forage directionnel les plus importantes pour le développement des gisements pétroliers et l'augmentation de leur productivité. Tous deux visent à maximiser le contact entre le puits et le gisement afin d'améliorer les débits et la récupération du pétrole. Bien que les performances de production de ces deux types de puits soient similaires dans de nombreux cas, leur coût est fondamentalement différent. Les puits horizontaux requièrent des technologies de pointe et des équipements complexes, ce qui entraîne des coûts très élevés, pouvant être jusqu'à cinq fois supérieurs à ceux des puits à rayon de courbure court. Ces derniers présentent donc un net avantage en termes d'efficacité économique, notamment pour les projets qui exigent une réduction des dépenses tout en maintenant de bons niveaux de production.

Dans le champ de Hassi Messaoud, les puits à rayon de courbure court se sont révélés être une solution technique efficace, adaptée aux caractéristiques du gisement. Dans un premier temps, ils ont été utilisés à des fins d'exploration et d'évaluation, notamment pour identifier les zones de forte perméabilité au sein des formations géologiques. Cette approche a permis d'améliorer la compréhension de la distribution des propriétés pétro physiques au sein du gisement. Grâce au développement de l'expertise opérationnelle, les applications de ces puits se sont étendues au contrôle des mouvements de fluides au sein du réservoir, notamment à la réduction de la production indésirable d'eau et de gaz, ce qui a permis d'améliorer la qualité de la production et l'efficacité opérationnelle. Ils permettent également d'améliorer la productivité des puits existants en ciblant les zones sous-utilisées, et jouent un rôle complémentaire dans l'optimisation des performances des puits horizontaux, en redirigeant la production vers des zones plus productives.

CHAPITRE III
Statistiques Et Analyses

Chapitre III Statistiques Et Analyses

III.1. Introduction

Pour avoir une idée de l'importance de la reprise des puits en Slim Hole au niveau du champ de Hassi Messaoud, nous avons effectué une étude statistique en prenant en considération tous les puits repris en Slim Hole depuis le premier puits réalisé en 2002 jusqu'au dernier au moment de l'élaboration de ce mémoire en mars 2019.

Cette étude nous l'avons subdivisé en plusieurs parties, dans un premier temps, vu que les puits réalisés en Slim Hole sont considérés à la base comme des puits Short Radius, nous étions obligés de vérifier toutes les fiches techniques des puits de la région, soient environ 1660 puits afin de sélectionner les 85 puits repris en Slim Hole. Une fois cette liste est finalisée, nous avons entamé notre étude statistique et analytique en effectuant une analyse technico-économique sur les différents paramètres de production.

Nous avons utilisé la base de données de Sonatrach (DATA BANK) et à l'aide d'un logiciel de gestion des paramètres de production Oïl Field Manager (OFM) ainsi que la base de données des différents services opérationnels au niveau de l'EP (département technique puits, département opération et département contrôle puits).

III.2. Évolution du nombre de puits repris en Short Radius (SR) sur le champ de HMD

Dès 1994 et jusqu'à l'année 1999, la politique du forage horizontal ou la reprise en short radius était timide. C'est ce qui s'explique par le taux de participation total du champ de Hassi Messaoud qui ne dépassait pas 5%, voire un pourcentage insignifiant à cause du personnel insuffisamment qualifié et l'incertitude de cette technique à l'époque.

Depuis la mise en service de cette technique jusqu'à présent le champ compte 268 puits repris en short radius ; parmi lesquels on compte (8) en double drain.

Tout comme pour le premier short radius MD218 réalisé sur le champ, la Learning curve du CTD débuta en 2002, avec le puits OMK102 suivi par OMN44 également repris au Coiled Tubing Drilling, les deux furent un succès remarquable. Sur les 268 puits repris en short radius, 85 ont été repris en Slim Hole (tableau III.1) ce tableau montre l'évolution des puits repris en Slim Hole sur le champ de HMD.

Tableau III-1 Nombre des puits en SR et en SR-SH réalisés par année entre 2002-2019

Année	Nombre de puits en SR	Cum du nombre des puits en SR	Nombre de puits en SH	Cum de nombre des puits en SH
2002	23	23	03	03
2003	15	38	00	03
2004	25	53	02	05
2005	29	82	04	09
2006	15	97	08	17
2007	10	107	10	27
2008	12	119	05	32
2009	08	127	14	46
2010	11	138	13	59
2011	05	143	08	67
2012	03	146	01	68
2013	00	146	00	68
2014	04	150	02	70
2015	06	156	02	72
2016	06	162	04	76
2017	10	172	02	78
2018	09	181	05	83
2019	03	183	02	85

NB: le nombre de puits repris en Short Radius entre 1996 et 2002 est de 23 puits. On a inclut ça dans la case départ.

Afin de savoir la contribution des puits repris en Slim Hole entre 1996 et 2019 par rapport au nombre total des reprises en Short Radius nous avons remarqué que :

Malgré que la reprise des puits en Short Radius – Slim Hole demeure comme un dernier recours, voire même comme une contrainte future pour les éventuelles interventions sur le puits, cela n'empêche pas qu'un tiers (32%) des puits soit repris par cette méthode à cause de la complexité de la subdivision des drains producteurs ainsi que la configuration des différentes

compléments qui nous obligent de reprendre les puits en SR-SH sur le champ de Hassi Messaoud afin de garantir un gain production. Ce qui bien illustré sur le schéma suivant:

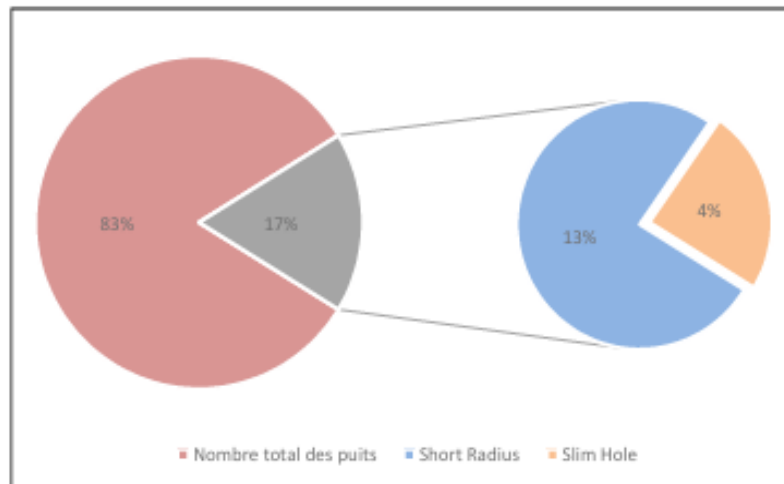


Figure III-1 Pourcentage des SH par rapport aux SR réalisés entre 2002-2019

III.3. Historique des repris des puits SR et SR-SH sur le champ de HMD

Cet histogramme nous indique le nombre des puits repris en short radius conventionnels et en short radius (Slim Hole) an par an durant la période entre 2002 et 2019. On peut subdiviser l'historique en 3 parties distinctes :

De 2002 à 2006, ou le nombre de puits repris en Short Radius est très élevé vu le nombre important des puits qui étaient en attente d'une solution afin de les remettre en production. Et en ce qui concerne les puits en Slim Hole, on remarque une augmentation du nombre de puits chaque année vu les résultats positifs réalisés.

De 2007 à 2013, une stabilisation du nombre des Short Radius selon le cahier de charge établi par la Sonatrach dans le cadre du développement du champ à long terme, et une augmentation des puits repris en Slim Hole vu lors apport positif à la production jusqu'à 2012 ou on remarque une diminution brusque à cause l'unique mode de réalisation présent à cette époque. L'année 2013 a fait l'objet du renouvellement des contrats des équipements de forage dirigé entre la Sonatrach et les compagnies de service ce qui s'explique par l'absence des réalisations durant cette année.

De 2014 à 2019, la reprise des forages dirigés selon le nouveau plan de développement du

champs de Hassi Messaoud établi par la Sonatrach et selon les besoins de production en prenant en considération le nombre des appareils disponibles ainsi que les équipements de réalisation. [12]

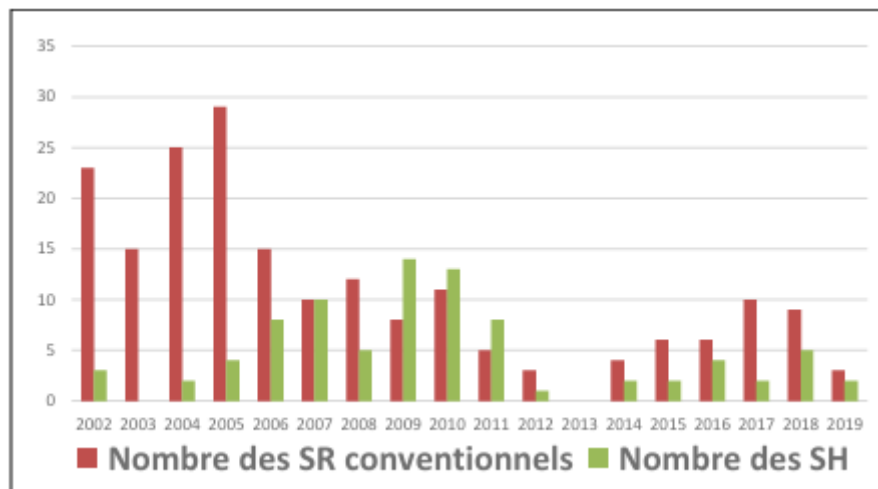


Figure III-2 Nombre Des SR Conventionnels Par Rapport au SH 202-2019

III.4. Répartition des puits Short Radius et Slim Hole sur le champ de HMD

Les deux schémas représentent l'ensemble des puits repris en Short Radius et Slim Hole respectivement réalisés entre 2002 et 2019 dans le champs de Hassi Messaoud, en filtrant les puits des deux périmètres centrale et complexe.

À partir des deux schémas montrés ci-dessous, nous pouvons dire que la répartition des puits en Short Radius conventionnels ou bien en Slim Hole est sur l'ensemble du champ, d'où l'impossibilité de choisir une seule zone pour étudier son impact sur la production. [8]

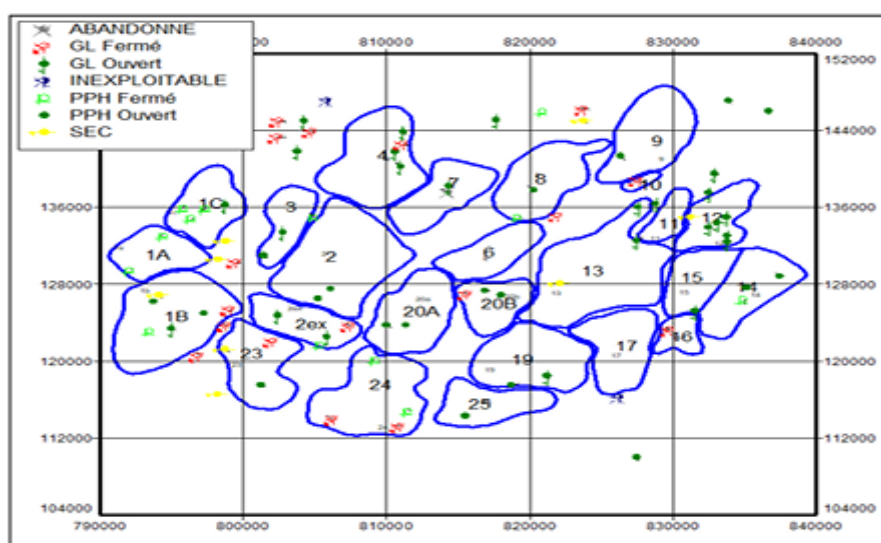


Figure III-3 Répartition des puits Short Radius et Slim Hole sur le champ de HMD [8]

III.5. Raisons Majeurs De La Reprise Des Puits En Slim Hole Dans Le Champ De HMD

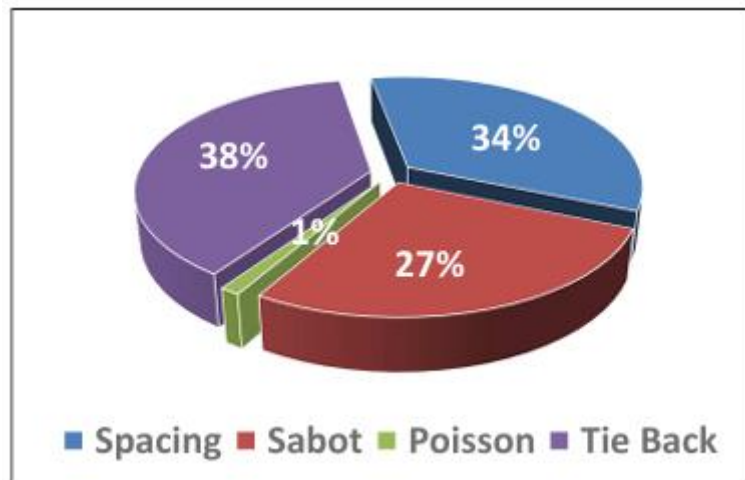


Figure III-4 Pourcentage des raisons de la reprise en SH

Ce graphe nous indique les raisons de la reprise des puits en Slim Hole sur le champ de Hassi Messaoud.

- La première raison de reprise des puits en Slim Hole est bien la cimentation de l'espace annulaire (Tie Back) dû au problème de LD2, soit plus d'un tiers (38%).
- La deuxième cause de l'utilisation de cette technique qui représente également un tiers des raisons, soit (34%) est l'insuffisance de l'espace entre le Target et le Kick off point par rapport au sabot 7'' (si le spacing est inférieur à plus ou moins 40m entre le sabot 7'' et le Target), car généralement si la distance du build up section est insuffisante, On se retrouve obligés de créer une fenêtre dans le casing 7'' (Ré entry) en traversant les argiles ; d'où la nécessité d'utiliser une boue avec une densité élevée. Une fois arrivé au top réservoir, On fait descendre un casing 4''1/2 cimenté et on continue le forage en Slim Hole 3''3/4 avec une boue de densité adaptée au réservoir.
- La troisième raison, qui représente 27% des puits repris en Slim Hole, soit une erreur de calcul ou une contrainte, c'est à cause du mauvais emplacement du sabot 7'' par rapport au top réservoir.
- Seulement 1% des raisons de reprises sont dues au coincement lors des différentes opérations d'interventions sur puits.

III.6. Méthodes De Réalisation De Slim Hole Sur Le Champ De HMD

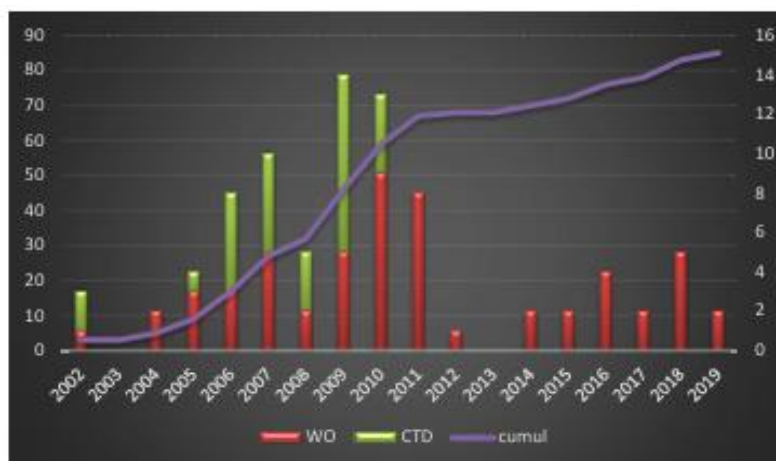


Figure III-5 Les méthodes de réalisation du Slim Hole sur le champ HMD

Ce graphe montre la grande contribution de la Coiled Tubing Drilling dans la réalisation des Short radius-Slim Hole entre l'année 2002 et 2010. On observe qu'elle présentait plus de 50% en global entre 2002-2010, malgré qu'elle ait été totalement absente pendant 2 ans, ceci est remarqué par le gap en 2003 et 2004.

En 2002, 2 sur les 3 puits ont été réalisés en CTD. En 2005, juste un seul puits sur 4 au total. Entre 2006-2009, la présence de CTD était dans l'ordre d'environ 60-80% par rapport aux réalisations totales, ce qui a été réduit ensuite en 2010 pour atteindre seulement un tiers, soient 4 puits parmi 12 au total.

À partir de 2011, toutes les reprises des puits réalisées que ce soit en Short Radius conventionnel ou bien même Short Radius en Slim Hole ont été réalisées par un appareil Workover.

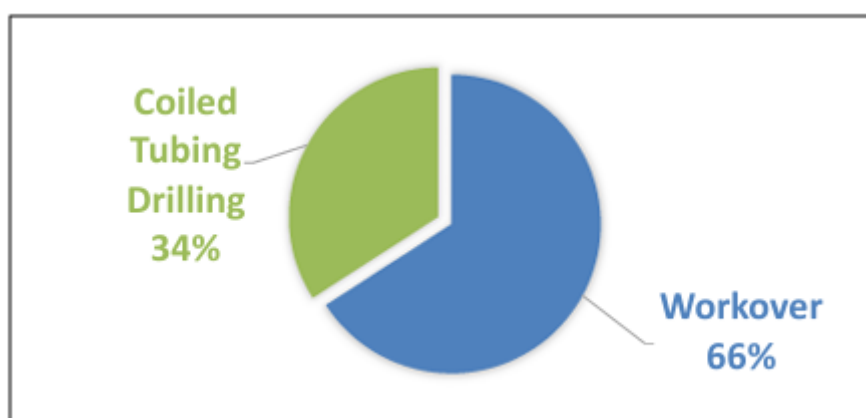


Figure III-6 Types des réalisations du Slim Hole 2002-2019.

On remarque que la majorité (66%) de la reprise des puits en Slim Hole a été réalisée par un appareil WO, en dépit des inconvénients de celle-ci par rapport au CTD.

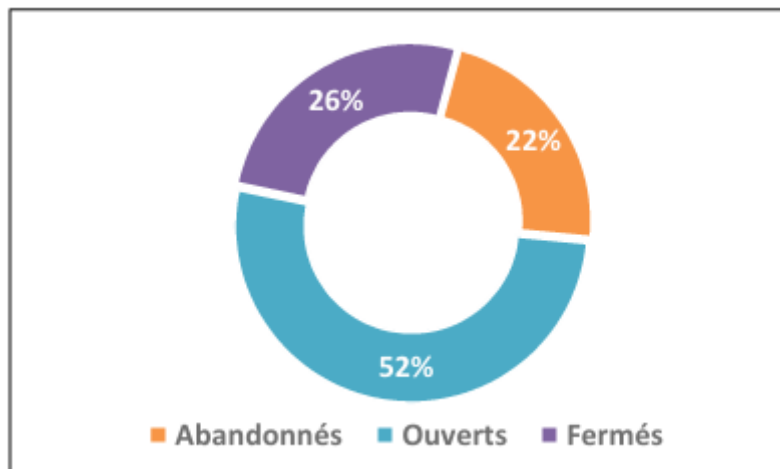


Figure III-7 État actuel des puits repris en Slim Hole.

On peut observer sur ce graphe de l'état actuel des puits repris en Slim Hole, 52% des puits sont ouverts et donnent un bon débit, 25% sont désormais abandonnés, alors que 23% se retrouvent fermés à cause des problèmes durant les différentes opérations d'exploitation qui sont (débit nul , coincement mécanique et production total d'eau et de gaz)

III.7. Participations Des Puits Slim Hole Dans La Production Totale Du Champ

Il est important de connaître le taux de participation des puits réalisés en Slim Hole (ré entry) dans la production totale du champ de Hassi Messaoud, et l'augmentation du nombre des puits réalisés ne s'explique que par les résultats encourageant ce qui traduit la réussite de la technique appliquée dans le champ.

À partir de 2002, on arrive à maîtriser bien la technique de la reprise par l'utilisation de nouvelles technologies, ce qui permet d'avoir taux de participation sur la production totale qui est de l'ordre de 3% en 2019.

III.8. Activation Par Gas-Lift Des Puits Repris En Slim Hole

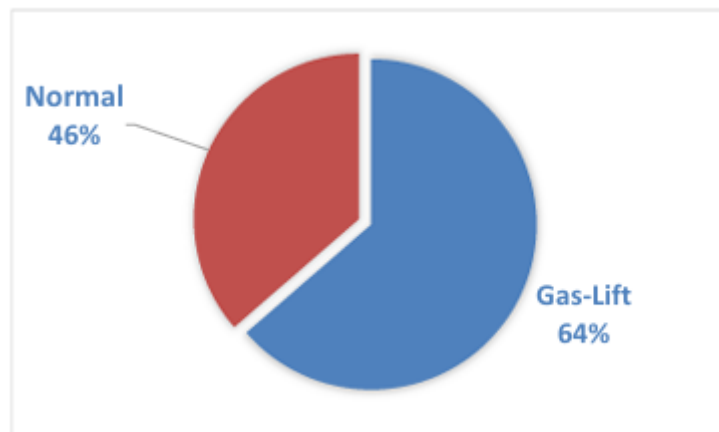


Figure III-8 Pourcentage des puits en SH fonctionnant par gas-lift

On peut observer sur ce graphe que 36% des puits repris en Slim Hole débitent grâce à l'énergie naturelle du gisement. D'autant que 64% des puits produisent à l'aide des vannes de gaz lift.

Il est à noter que sur le champ de Hassi Messaoud, les puits déjà repris en Short Radius ou même Slim Hole sont davantage programmés d'être équipés des vannes de gaz lift et que ceci n'est qu'une pure histoire de temps vu le programme de développement du champ ainsi que le programme préétabli par le service artificiel lift.

III.9. Sélection Des Puits Pilotes Repris En Slim Hole

On a considéré les puits suivants pris de la Data Banque Sonatrach comme source, présentés avec leurs courbes OFM, comme des puits pilotes, ayant donné les meilleurs résultats en matière de gain en débit, et avoir été très rentables sur le plan économique vu leurs revenus farameux et qui ont contribués d'une façon imminente à la production.

III.10. Étude Economique

Le Short Radius en Slim hole comme en toute autre opération effectuée sur un puits de pétrole ou de gaz doit impérativement être économiquement justifié.

L'évaluation économique des opérations est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part, à calculer le coût total de l'opération, et d'une autre part à connaître 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 pourra juger la rentabilité des opérations et leurs priorités.

Cette évaluation économique de l'opération dans le champ de Hassi Messaoud est basée sur des critères économiques simples, nombreuses entreprises insistent pour que le coût du traitement soit remboursé dans un délai de six (06) mois. Pour évaluer ces puits on a utilisé la méthode de calcul du délai de récupération du capital (Payout time). [10]

✓ Le Payout de l'opération :

Le Payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après le traitement pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement. Suivant l'une des deux formules suivantes :

$$\begin{aligned} & \text{Payout (jours)} \\ &= \frac{\text{Coût de l'opération (\$)} - \text{Perte de production (\$)}}{Q_{\text{gain}} \left(\frac{m^3}{h} \right) \times 6.28 \times 24 \times \left(\text{Prix du baril } (\$/bbl) - \text{Prix de revient } (\$/bbl) \right)} \\ & Q_{\text{gain}} = Q_{\text{apres}} - Q_{\text{avant}} \end{aligned}$$

III.11. Conclusion

L'étude statistique et technico-économique réalisée sur les puits repris en Short Radius – Slim Hole dans le champ de Hassi Messaoud a permis de démontrer l'importance de cette technique dans l'amélioration et le maintien de la production pétrolière. Malgré les contraintes techniques et opérationnelles liées à ce type de reprise, les résultats obtenus montrent que le Slim Hole représente une solution efficace pour la réactivation de plusieurs puits présentant des problèmes de complétion ou d'accès au réservoir.

L'analyse des données entre 2002 et 2019 a mis en évidence une évolution progressive du nombre de puits repris ainsi qu'une contribution significative à la production globale du champ. Les performances observées sur plusieurs puits pilotes confirment la rentabilité économique de cette méthode grâce aux gains de débit obtenus et aux délais de récupération relativement courts.

Ainsi, la technique du Short Radius – Slim Hole constitue aujourd'hui une alternative stratégique pour optimiser l'exploitation des réservoirs matures du champ de Hassi Messaoud et répondre aux objectifs de développement et de maintien de la production.

CHAPITRE IV
Étude de Cas OMJZ441

Chapitre IV Étude de Cas OMJZ441

IV.1. Introduction

Avant de prendre la décision de reprendre n'importe quel puits en Short Radius, une étude réservoir complète (investigation) doit être faite par le département réservoir en collaboration avec le département géologie. Ensuite, le département technique puits effectue le programme de réalisation basée sur l'étude réservoir établie préalablement. Le bon suivi de l'état de puits et son historique de production nous permettent de prévoir les problèmes à l'avance et de préconiser le bon traitement à temps.

IV.2. Étude Réservoir

Tout d'abord, l'étude se fait par la localisation des failles et pièges structuraux par rapport au puits (aspect géologiques), ensuite, identifier et étudier les différents drains du réservoir pour analyser leur propriétés pétro-physiques telles que la porosité, la perméabilité et la saturation, et déterminer également le plan d'eau (WOC) ainsi que le comportement de pression de gisement du puits candidat et les puits voisins. Cette étude sera clôturée à la fin par la détermination du drain à cibler, la section verticale ainsi que la direction du puits par rapport au nord (azimut).

IV.2.1. Informations Générales Sur Le Puits Candidat

a) Informations De Base

- Puits : OMJZ441
- Zone : HZN
- Périmètre : Zone Centrale
- Date de forage : Juillet 2008 [16]

b) Localisation Du Puits

Comme le montre la carte et le tableau ci-dessous, le puits OMJZ441 est localisé dans la zone HZN (Zone N°4) dans le périmètre central de la région de Hassi Messaoud (figure IV.1), entouré par 6 puits producteurs d'huile, OMJ333 et OMJ223 par le sud-ouest, OMJ433 et OMJZ532 par le sud-est, OMJ24 par l'ouest et OMJ443 par le nord-est. Leurs coordonnées de locations sont :

- ✓ X = 804249.86m / Y = 144993.24m.
- ✓ Z (sol) = 172.77m / Z (table) = 182m.

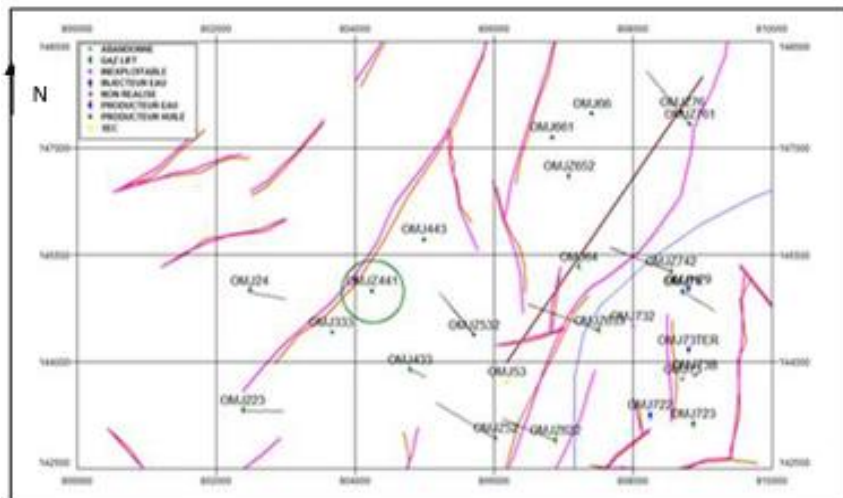


Figure IV-1 Localisation Du Puits OMJZ441 [11]

IV.3. Historique Du Puits

- Le puits OMJZ441 a été complété en 2008 avec tubing 4''1/2, réservoir laissé en open hole,
- Le DST du 12/07/08 a donné un débit de 8.28 m3/h
- En novembre 2008; Snubbing, nettoyage puits à 3502.52m et décente CCE 1''660, (puits très salé).
- En mai 2010, fermeture du puits suite à un bouchage par des sels.
- En Mai et Juillet 2010, démarrage à l'azote négatif à travers CCE, (passage azote négatif).
- En Août 2010 : changement du CCE et nettoyage du puits à 3499m.
- En 06/10/2010 : essai de démarrage à l'azote, encore une fois négatif.
- Snubbing du 09/11 au 21/11/2010 : Nettoyage à 3497m et changement du CCE
- Plusieurs Kick off à travers le CCE sans résultats (CCE se bouche très rapidement).
- 2011: raccordement au réseau gaz lift.
- Snubbing du 21/11 au 07/12/2011: Nettoyage et changement du CCE.
- Trois tentatives de démarrage négatives en décembre 2011. Puits fermé et son CCE était bouché par les sels.
- Snubbing du 01/04 au 26/04/2012: remontée du CCE 1''660 et nettoyage à 3497,40m. Pose bouchon de ciment à 3496m. et Kick off négatif

- Snubbing du 05/06 au 06/06/2012: descente du CCE 1’’660 et Kick off négatif
- Snubbing du 17/07/ au 02/08/2012: remontée du CCE 1’’660 et nettoyage du puits à 3467,10m.
- la décente du Posi-SetPlug (blocage eau) est annulée suite résultats caliper du 04/03/13 ayant révélé un puits cavé.
- En effet, il a été décidé de programmer le puits pour un snubbing pour but de descendre un CCE afin de l’exploiter dans ses conditions actuelles en attendant la finalisation de l’étude Short Radius [17]

IV.3.1. Historique des tests et des jaugeages

Les tableaux suivants résument les mesures de DST et de PFS disponibles pour le puits depuis 2008.

Tableau IV-1 Tests Du Puits OMJZ441 Avant La Repris Du SH [13]

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	12/07/2008	426.12	281.95	62.6	Huile	8.28	.059	91	59	--	.7	9.53	Test réalise dans la partie verticale, programme HPW.
PFS	15/02/2013	391.82	--	68.82	--	--	--	-	-	--	-	-	En percée d'eau

Tableau IV-2 : Les Tests du puits OMJZ441 de Jaugeages avant la reprise du SH [13].

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
10/07/2008	9.53	1440	8.28	1016.10	123	62.6	11	4.69	39	.4374	150	0
13/01/2010	11	720	3.41	224.02	66	23.4	20	4.08	11	.445	0	0
25/02/2010	11	600	3.6	126.86	35	28.5	27	2.14	15	.3428	90	0
26/11/2013	12.7	600	.09	2881.39	31872	21	13	5.2	10	22.5358	0	0

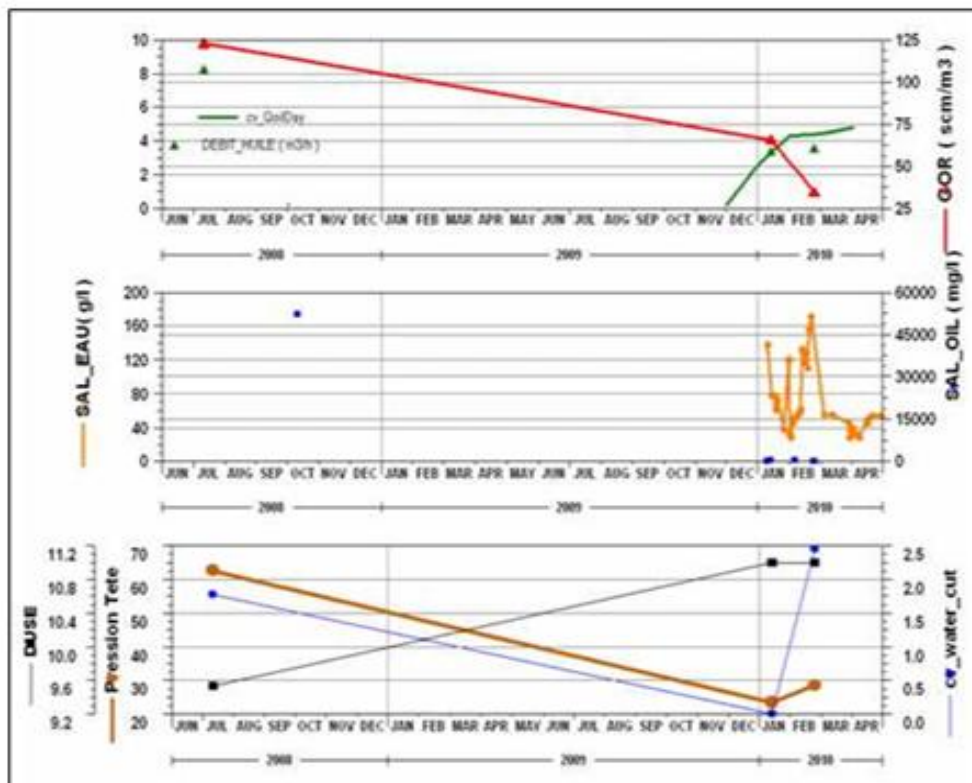


Figure IV-2 : Récapitulatif de production, salinité, GOR et WOR [20]

IV.3.2. Complétion Du Puits

Le puits OMJZ441 est un puits hybride vertical foré en 2008, 4'1/2 complété en open hole avec une profondeur verticale totale de 3590.10m .

IV.3.3. Informations Géologiques Et De Réservoir Du Puits OMJZ441

a) Aspect Stratigraphique Et Pétro-Physique

Les puits de la région sont à fort niveau d'eau comme il est montré sur le log suivant, il était impératif de mettre en place un bouchon de ciment pour éviter le plan d'eau. Ceci a été pris en compte tout en proposant l'intervalle cible et l'azimut du puits Short Radius (figure IV.III).

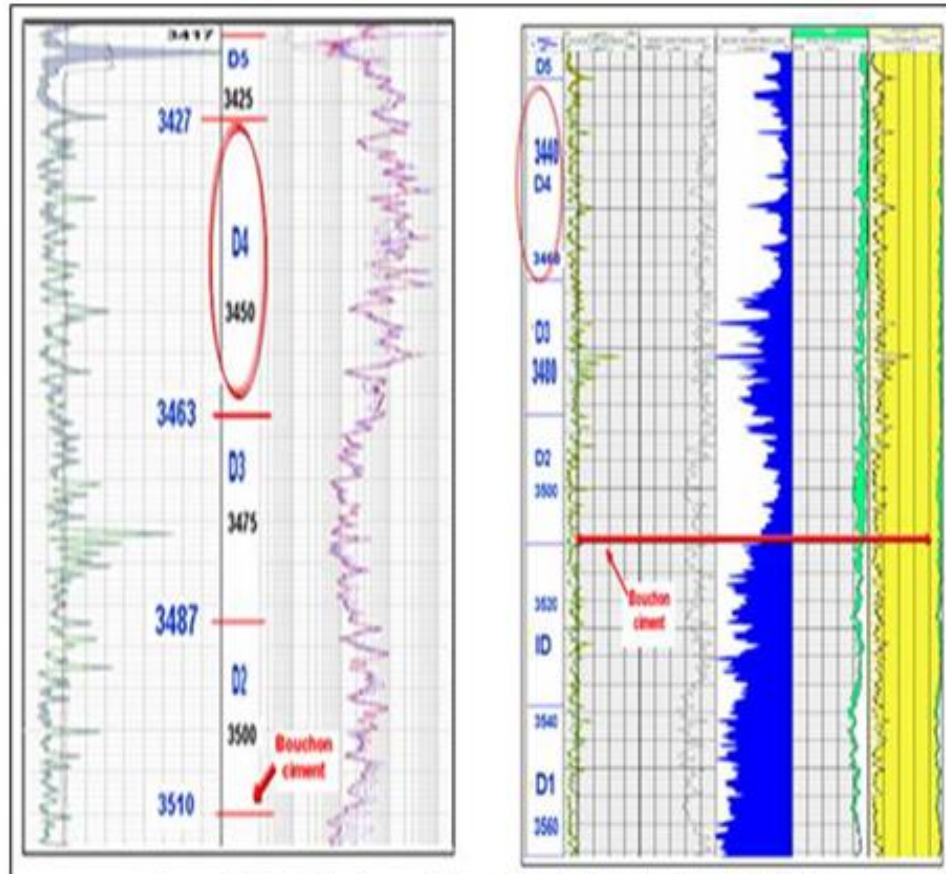


Figure IV-3 Résultats du log GR et NPHI de OMJZ441 [16]

Comme le montre ces deux données de logging réalisés sur le puits, les diagraphies de GR et NPHI sur la figure à gauche, on observe une déflexion importante à la cote du drain D4. Ceci se confirme aussi sur le log de résistivité également.

- SW 65% à la cote 3510m (TOP ID).

b) Aspect Géologique

La carte structurale de profondeur et de section avec les puits voisins sont indiquées ci-dessous confirment la continuité des couches de réservoir dans leurs directions.

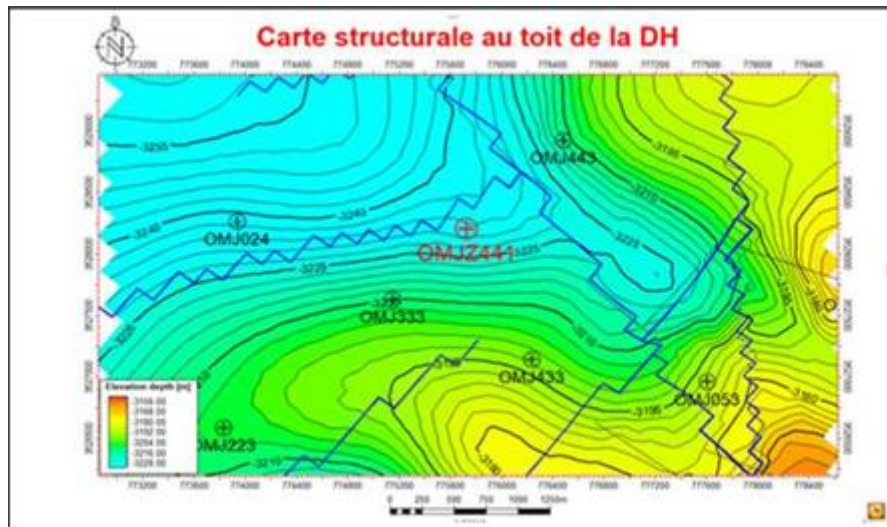


Figure IV-5 Carte Structurale Au Toit De La DH [11]

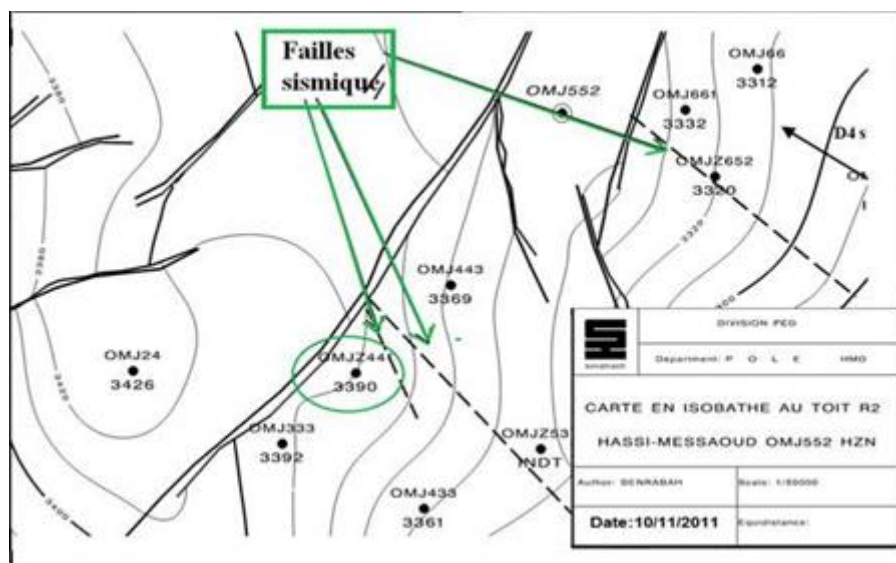


Figure IV-4 Carte Des Failles Autour Du Puits OMJZ411 [16]

Après l'interprétation de la sismiques, et comme il est montré sur la carte Isobathe au toit du R2 en haut, le puits OMJZ441 possède une position structurale intermédiaire, une structure monoclinale plongeante vers l'ouest. Il est près d'une faille d'un rejet important de la direction est. Ce genre d'interprétation aide énormément à déterminer notre azimut.

Les caractéristiques pétro-physiques assez médiocres sont présentées sur les cartes cidessous :

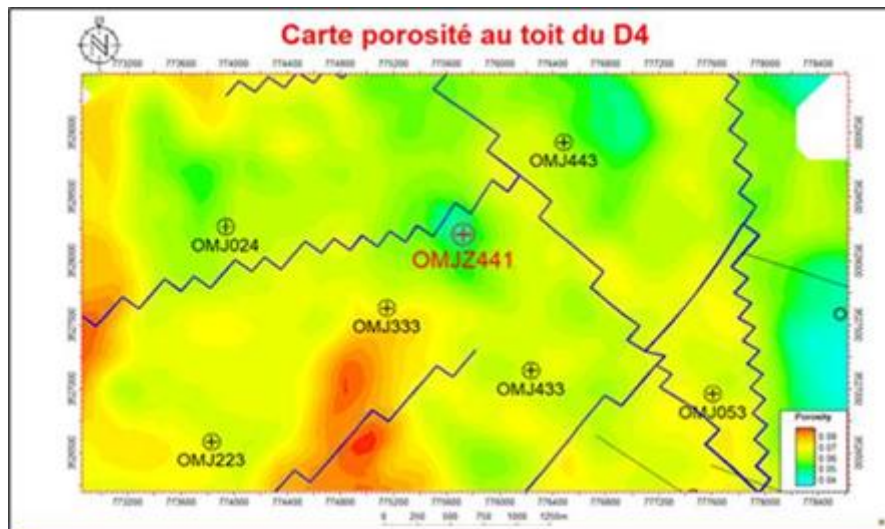


Figure IV-7 Carte De Porosité Au Toit Du D4 [16].

La carte des iso-porosités au toit du D4 montre que la porosité au niveau du puits OMJZ441 est moyenne de l'ordre de 7% et on remarque une amélioration au voisinage du puits vers le Sud.

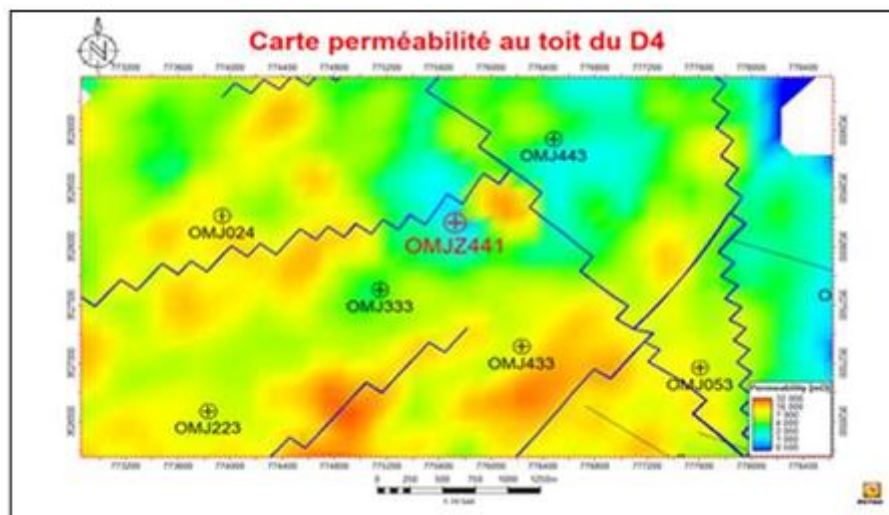


Figure IV-6 La Carte De Perméabilité Au Toit Du D4 [16]

La carte des iso-perméabilité du D4 montre que la perméabilité au niveau du puits OMJZ441 est bonne à moyenne et on remarque une amélioration au voisinage du puits vers le SW.

IV.3.4. Les Cross Sections

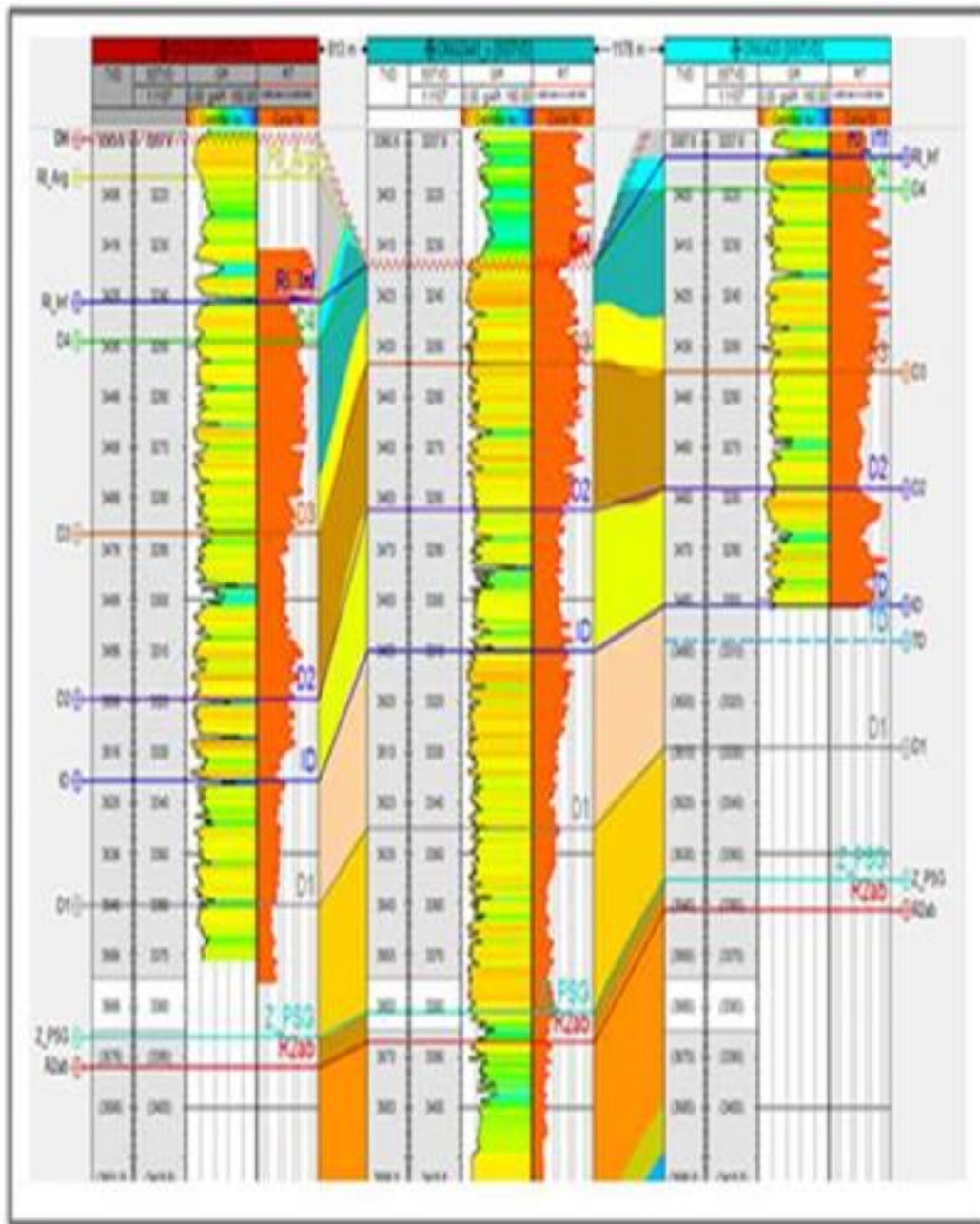


Figure IV-8 : Cross section entre OMJ433, OMJZ411 et OMJ333 [16].

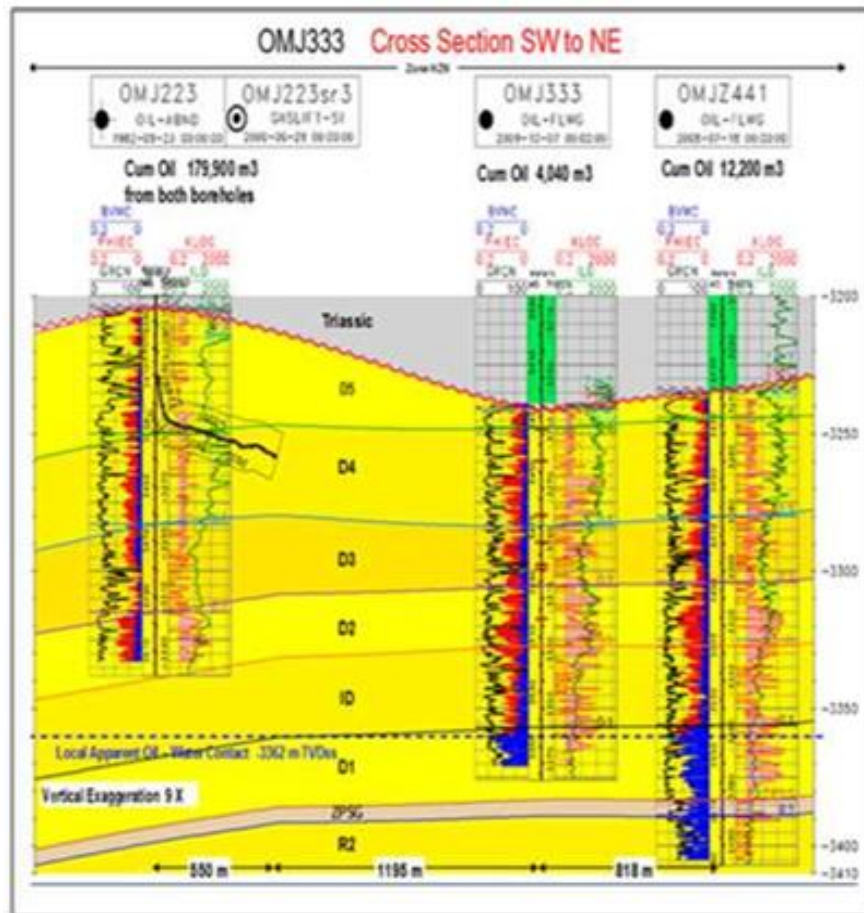


Figure IV-9 : Cross section entre OMJ223, OMJ441 et OMJ333 [16].

Comme la montre les deux cross sections ci-dessus le puits se trouve dans un synclinal, Il fallait relier les points entre les puits afin de vérifier la discordance. On remarque que OMJ441 est plus profond par rapport aux autres puits après avoir corréler chaque toit avec son semblable de l'autre puits, tout en gardant un comme référence. On remarque également une continuité des drains et qu'il existe bel et bien une interférence entre ces puits ; le drain favori reste le D4 malgré que les caractéristiques sont toujours médiocres mais en optant pour un meilleur choix d'azimut, ces caractéristiques peuvent s'améliorer vers le sud-ouest comme il était déjà mentionné auparavant.

- Les cartes et corrélations ci-dessus sont extraites de la modélisation géo-cellulaire 3D autour du puits OMJZ441. Le drain et la direction recommandés pour Short Radius – Slim Hole sont choisis de manière à en tenir compte de la performance des puits voisins, de leur espacement, de la continuité de la roche et de la distance de l'eau de formation (Water Oil Contact) dans la région.

IV.3.5. Etat Des Puits Voisins

Les puits voisins sont les véritables témoins de l'étude car ils servent à donner valeur analytique à notre étude, et même une prédiction sur le comportement du puits. Et cela nous informe mieux sur le puits candidat.

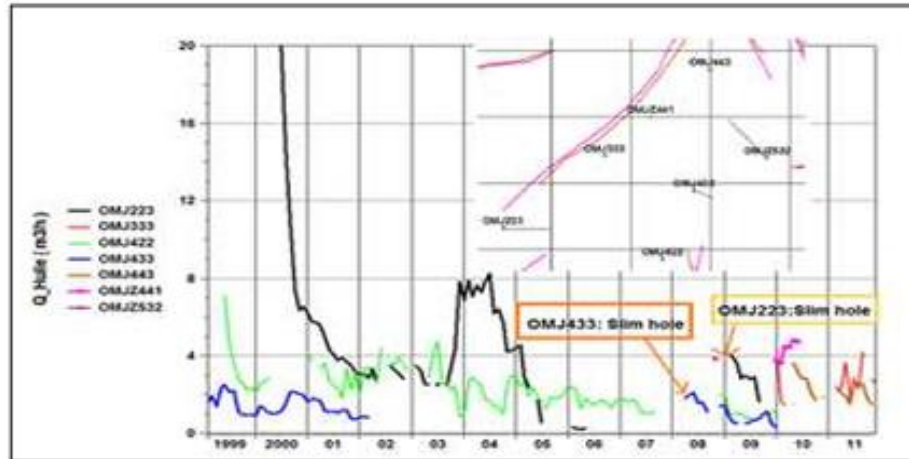


Figure IV-10 La production du puits voisins d'OMJZ441 [16].

La production en huile des puits: OMJ223, OMJ422, OMJZ532 et OMJ443 a été faible suite à des caractéristiques pétro-physiques médiocres à la limitation de leurs aires de drainage et aussi aux problèmes d'exploitation (dépôts de sel).

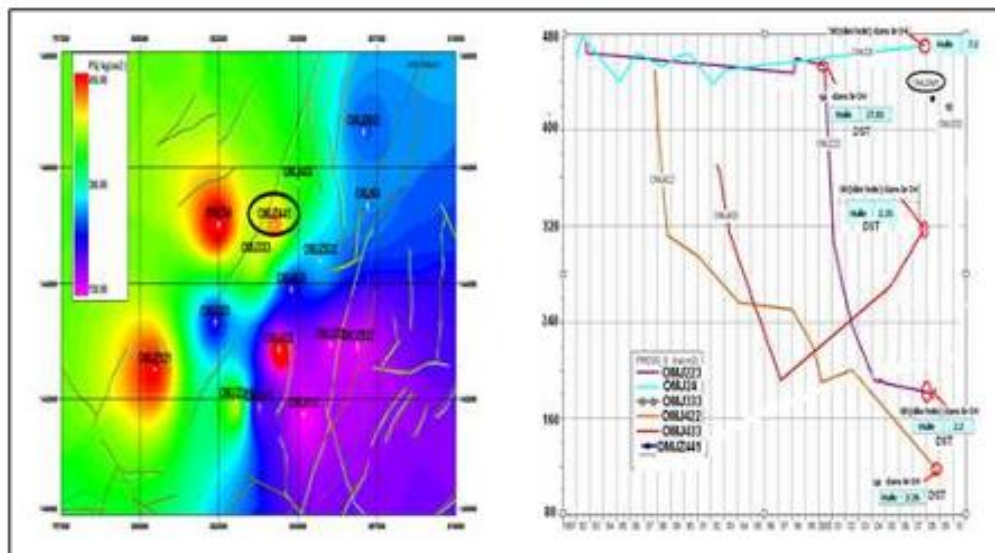


Figure IV-11 Les cartes de pressions des puits voisins d'OMJZ441

On remarque sur les cartes ci-dessus l'amplitude de la pression au niveau de tout l périmètre qui environne le puits. La pression de gisement du puits candidat ainsi que celle des puits qui l'entourent est dans l'ordre de 400 bars, elle peut varier de 450 à 300 bars. La performance et l'évolution de la pression au fil du temps des puits voisins sont aussi indiquées ci-dessous. On

remarque que la pression de gisement a considérablement chuté, OMJ223, OMJ422 et OMJ433 se trouvent actuellement à 170bars, 120 bars et 320 bars respectivement, comme il faut signaler que ce dernier a pu maintenir sa pression grâce à l'injection. La production de brute cumulée dans la région a été faible comme le montre les résultats DST de chaque puits, elle est de l'ordre de 2,2 m³/h, quoi qu'ils aient principalement des problèmes de bouchage à cause de la salinité trop élevée.

Le puits OMJZ441 est un candidat pour que le Short Radius – Slim Hole soit complété en D4 et en ce qui concerne l'azimut et la longueur. Cette étude nous oriente vers le meilleur scénario qui devrait augmenter la communication du puits avec le réservoir ; par conséquent, une production améliorée sera atteinte.

IV.3.6. Résultats Finaux De L'étude Réservoir

On opter pour un Short Radius, selon les paramètres suivants :

- Target: D4 (3427m à 3450m).
- Azimuth: 130°N
- Vs: 390 à 450m

IV.4. Élaboration Du Programme De Reprise Du Puits En Slim Hole

IV.4.1. Objectif De La Réalisation

Ce programme est établi pour reprendre le puits en Workover de préparation et réalisation d'un Short Radius suite à la conclusion de l'étude réservoir faite préalablement. Vu que le spacing entre le Target et le sabot 7'' est insuffisant (8m) le puits sera repris en Slim Hole.

IV.4.2. Déroulement De L'opération De La Reprise Du Puits OMJZ441 En SH

a) Préparation Du Puits

Préparation initial du puits par une unité de Snubbing :

- ✓ Vérifier l'état de l'ensemble des vannes avant le montage de l'appareil.
- ✓ Tester les espaces annulaires 4"1/2 x 7" Liner par 9"5/8 et 9"5/8 x 13"3/8.
- ✓ Montage unité Snubbing et test des vannes et des équipements.
- ✓ Circuler le puits à travers le CCE 1"660 avec une boue de densité 1.22 jusqu'à rétablir la circulation dans le puits et observer sa stabilité.
- ✓ Si le puits n'est pas neutraliser ajuster la densité de boue
- ✓ Remonter le CCE 1.660 en place depuis le 20.05.2013.

- ✓ Puncher le tubing de production 4"1/2 à 3355m
- ✓ Neutraliser le puits avec une boue à l'huile de densité 1.22*
- ✓ Observer la pression tête (Si $P_t=0$ durant 30 min, donc le puits est neutralisé)

Intervention Workover.

- ✓ Montage de l'appareil Work Over
- ✓ Observer pression tête $P_t=0$
- ✓ Démonter la tête de puits jusqu'au niveau de la Tubing Head.
- ✓ Mettre en place BPV.
- ✓ Monter BOP 7"1/16 et tester à 5000 psi.
- ✓ Circuler le puits avec une boue à l'huile de densité $d : 1.22$, jusqu'à rétablir la circulation dans le puits.
- ✓ Observer la stabilité du puits
- ✓ Remonter la colonne de production 4"1/2 N-VAM.
- ✓ Remonter la complétion en place tubing 4"1/2 et les éléments de fond (Otis L.Nipples "R") + (Otis L.Nipples "RN") après Désancrage du Tubing.
- ✓ Reforage et repêchage du Packer (Packer Hall TWR, 7" 23-32#) avec un Packer milling tool.
- ✓ Contrôler l'intérieur de l'open hole 6"
- ✓ Nettoyage de l'intérieur de l'open hole 6" jusqu'à la côte du top bouchon de ciment soit à 3467m
- ✓ Contrôler et tester l'état et l'intégrité des tubages.
- ✓ Tester le Casings 9-5/8" et 7" à 1500 psi,
- ✓ Tester l'Espace Annulaire 13"3/8 x 9"5/8 à 800 psi.

b) Réalisation Du Slim Hole

- ✓ Opération électrique GR/CCL.
- ✓ Enregistrement GR/CCL, puis recalculer les côtes à partir des deux logs.

NB : Ce log permettra de déterminer la cote de pose du bouchon de ciment et le Whipstock qui servira au démarrage des opérations de déviation.

- ✓ Mise en place d'un Bouchon de ciment.

- ✓ Descendre une extension au fond du puits pour pomper le volume nécessaire du laitier de ciment de façon à remplir la totalité du l'open hole et une partie du casing 7" jusqu'à 3380m.
- ✓ Mise en place d'un Bouchon de ciment qui servira comme appui à l'amorce de la déviation.
- ✓ Remonter l'extension après circulation inverse et attente prise ciment.
- ✓ Forage du bouchon de ciment jusqu'à atteindre la côte 3380m.
- ✓ Descente Whipstock à 3380m.
- ✓ Orientation vers l'azimut N130° et création d'une fenêtre dans le 7".
- ✓ Forage en 6" avec construction de la courbure jusqu'à rentrer à 2m dans le réservoir (Cambrien) soit 3417 m avec une boue de densité $d = 1.45$.
- ✓ Descendre un liner 4"1/2 au top réservoir soit à 3417m et Cimentation du liner.
- ✓ Enregistrement CBL + VDL du liner 4"1/2.
- ✓ Forage en Slim Hole 3-3/4" avec une boue à huile de densité 1.22 et entamer la réalisation de la courbe jusqu'au fond
- ✓ Effectuer un drain horizontal avec les objectifs suivants :

Tableau IV-3 Résultat de l'étude de réservoir

Drain	Target	Azimut	Déplacement (m)
D4	(3427m à 3447m)	N 130°	450

c) Effectuer Un DST

Objectif : tester le puits en dégorgement et déterminer sa productivité (potentiel de réservoir).

- Descendre un train de test DST.
- Tester le puits en dégorgement et déterminer sa productivité.
- Effectuer un DST.

Tableau IV-4 Données DST du puits OMJZ441

Test	Date	PG kg/cm ²	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	16/01/2018	402	317	105.6	Huile 6.89	.086	53	-.64	7.14	Puits SR -SH (D4) .DST/WO N°1 à la TD 3796.53m (MD) PFD@-3120.65

Tableau IV-5 Complétion du puits en fonction des résultats du DST

Tubing de production	Tubing 4-1/2"		
	Otis L.Nipple 'R'	à	3361.10m
	Otis L.Nipple 'RN'	à	3371.60m
	Halli Ratch-Latch	à	3382.10m
	Halli packer "TWR" 7" 23-32#	à	3383m
Liaison couche trou	Open hole		

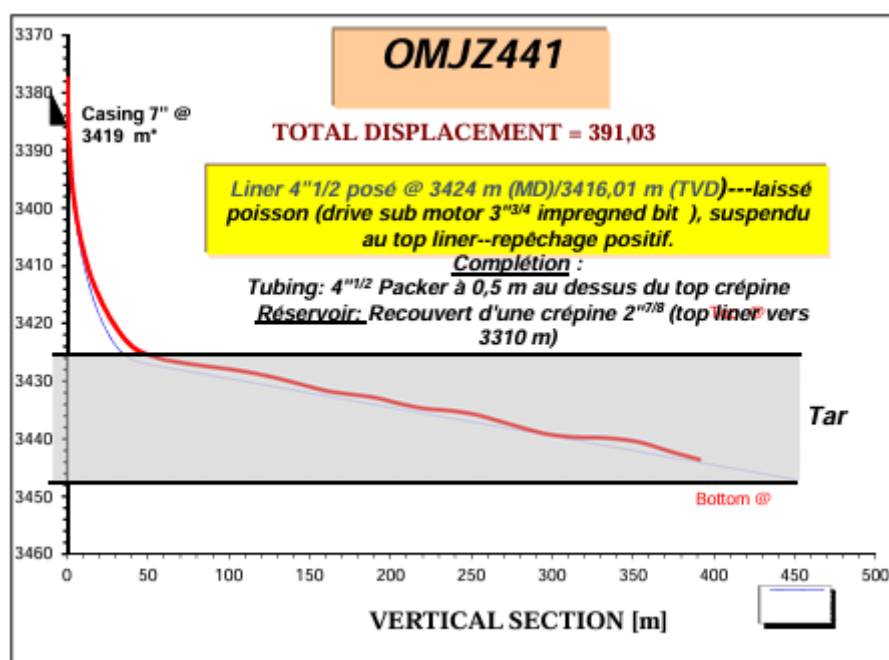


Figure IV-13 Profil verticale de la réalisation

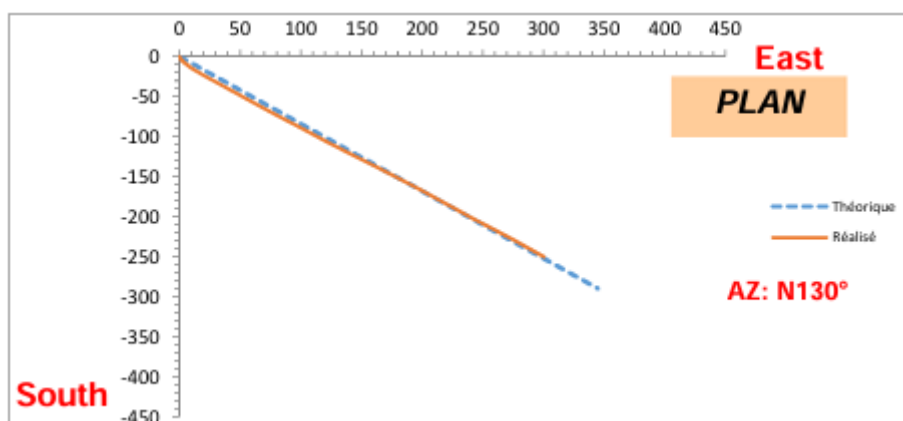


Figure IV-12 Profil horizontal de la réalisation

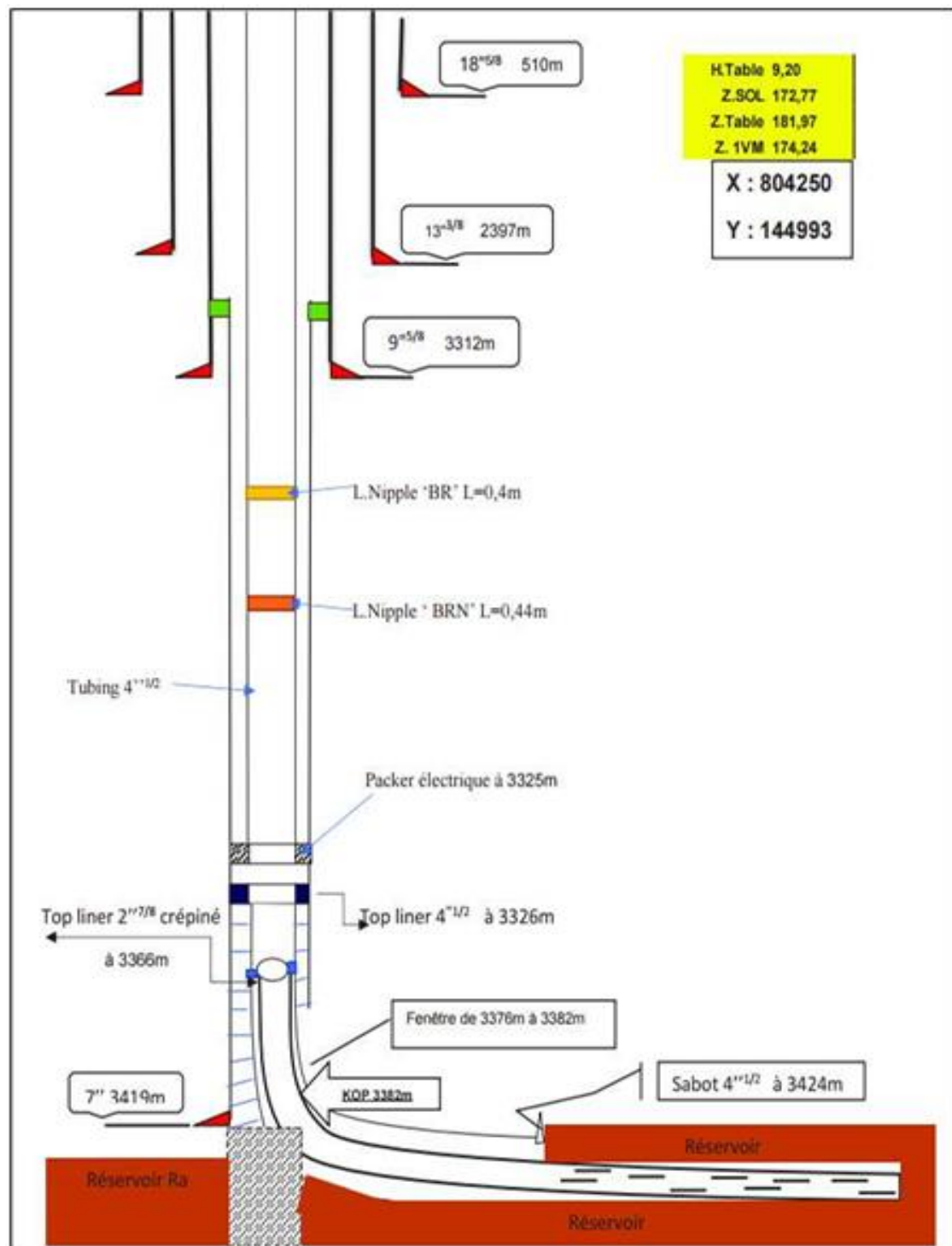


Figure IV-14 Schéma illustratif du puits OMJZ441 après SH.

IV.5. Caractéristiques De Production Après La Reprise Du Puits

Donc comme il est montré sur le tableau du jaugeage ci-dessous la reprise de puits en Slim Hole nous a permis d'avoir un gain d'environ 7 m³/h, qui est très intéressant comme résultats vu le statut initial de puits (fermé).

Tableau IV-6 Caractéristiques de production après la reprise du puits.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			T (°C)	K Psi
		Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.		
26/11/20 13	12.7	.09	2881.3 9	3187 2	21	13	5.2	10	22.5358
13/01/20 18	7.14	6.89	973.66	141	105.6	6	4.31	26	.5271

IV.6. Procédure De L'activation Avec Gaz-Lift

Dans cette troisième partie et après avoir évoqué deux aspects, qui sont, l'étude réservoir et le programme et la réalisation du Slim Hole sur OMJZ441, le débit a chuté, de 6.89 m³/h à 1.34m³/h ainsi que le potentiel de gisement de 402 bars à 320 bars. Du coup, le département technique puits l'a intégré sur la liste des puits qui nécessitent une activation par gaz-lift, vu son mode de production avant sa fermeture en 2013.

Dans cette partie, on a pris l'initiative, orientés par le service artificiel lift, de réaliser une simulation de l'optimisation des paramètres qui influent sur l'efficacité de l'activation par gaz-lift afin d'améliorer la production.

IV.6.1. Aperçu sur le logiciel PIPESIM

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs de prévoir la production au futur en variant les paramètres de système. 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, ...).

IV.6.2. Procédure de l'optimisation

Le gas-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à travers le point le plus profond possible. Ceci aura deux effets opposés :

- L'augmentation des pertes par friction (effet négatif)
- La diminution du poids de la colonne (effet positif)

Le minimum des pertes de charge totale correspond à un GLR optimum. Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter, ainsi que tous les autres paramètres mentionnés précédemment pour obtenir la production optimale en utilisant un logiciel PIPESIM. Cela tout en considérant certains paramètres comme :

- Le débit d'injection du gaz-lift.
- Mode d'injection (annulaire ou concentrique).
- Profondeur (point) d'injection.
- Le diamètre du concentrique.

Le travail consiste à déterminer le débit de gaz à injecter afin d'avoir un débit d'huile maximal. Et voici les étapes qu'on doit faire pour arriver à déterminer le GLR optimal:

1. Assembler le maximum de données du puits, du réservoir et de la complétion.

Tableau IV-7 Données du fluide réservoir

GOR de solution	120 scf/STB
Densité de l'huile	42 API
Densité de gaz	1.236 SG (air = 1)
Salinité d'eau	3 x 10 ⁶ Ppm
Pourcentage de H ₂ S	0%
Pourcentage de CO ₂	0%
Pourcentage de N ₂	0%
Pression de bulle	150 bars

- Création du modèle actuel du puits sur PIPESIM, avec tous les paramètres tels que les dimensions des tubulaires et la complétion en place, introduire les pressions, en s'assurant des calibrations et du modèle du fluide.

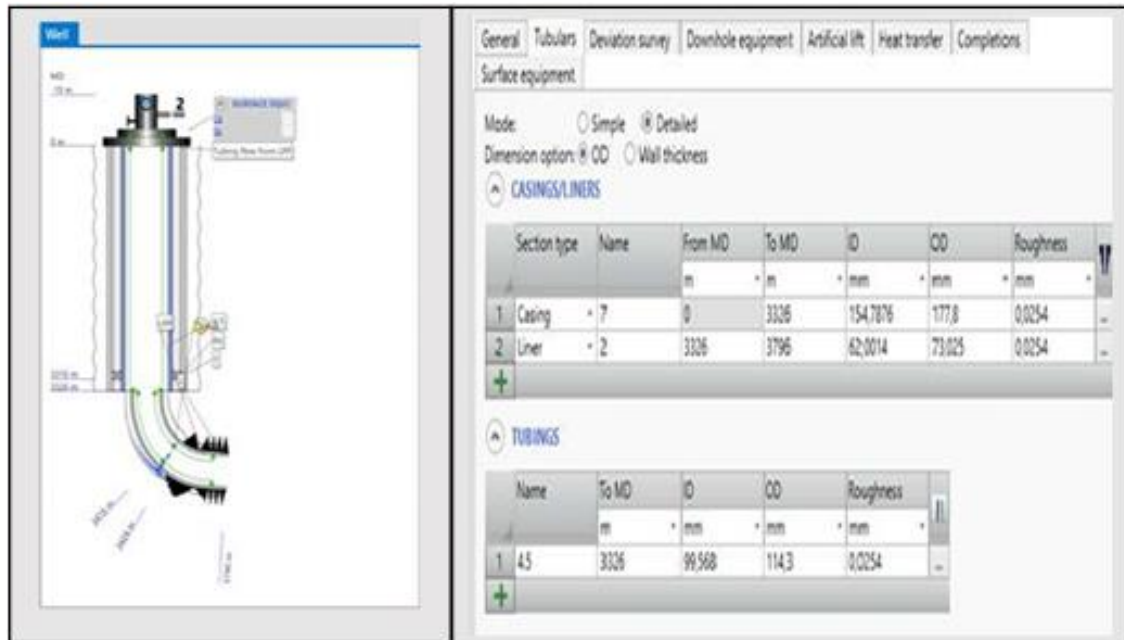


Figure IV-15 Modèle du puits OMJZ441 sur PIPESIM

- Inflow Performance Relationship (IPR) : On a utilisé la fonction « Nodal Analysis » pour déterminer la courbe de l'inflow (l'écoulement dans le réservoir).

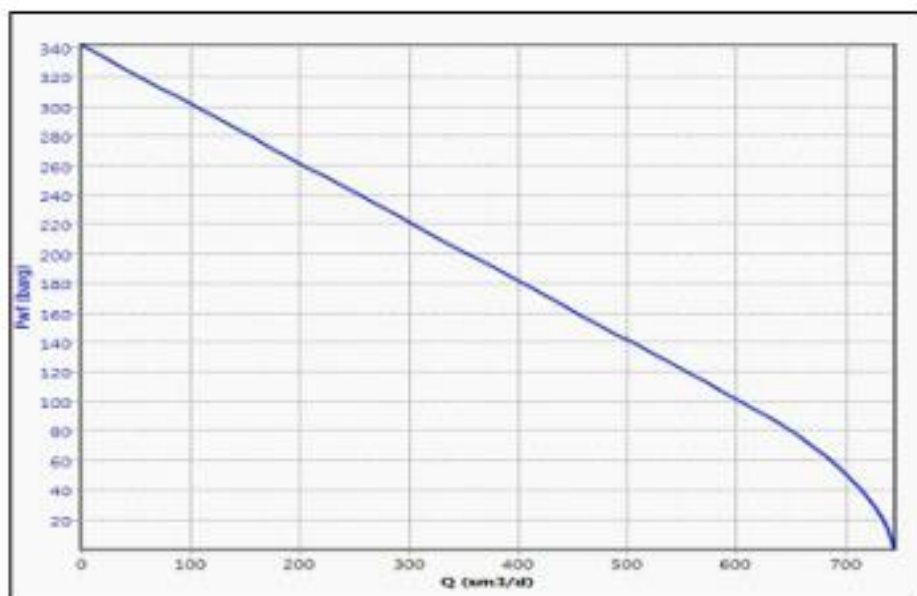


Figure IV-16 Courbe IPR

4. Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing

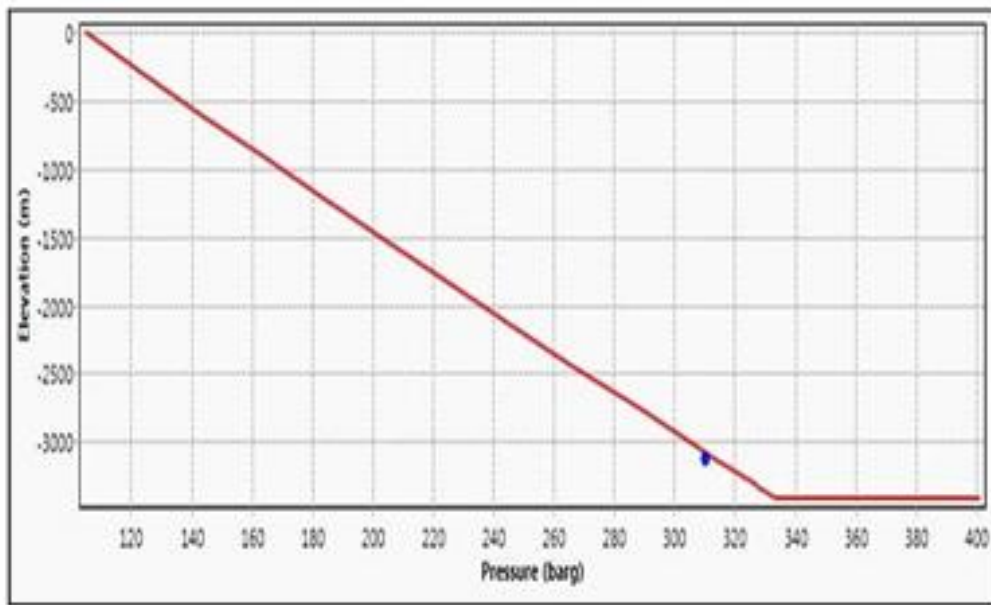


Figure IV-17 Courbe VLP par la corrélation de Hudgston and Brown

Le dernier test qui a été effectué, les résultats doivent être matchés pour qu'on puisse utiliser la bonne corrélation pour déterminer le point de fonctionnement de l'analyse nodale, on choisit la corrélation qui nous donne un débit plus proche du débit donné dans le test ainsi les pressions doivent être les même que celle corrigées.

5. Caler le model du puits en utilisant les résultats du dernier test de jaugeage, pour tracer la courbe inflow, outflow (point de fonctionnement)

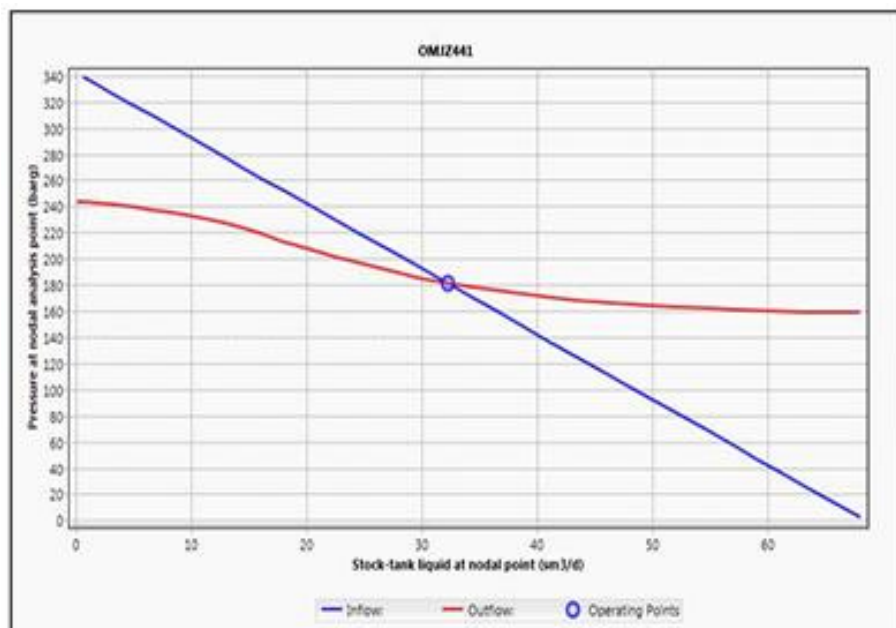


Figure IV-18 Point de fonctionnement du puits OMJZ441

À partir de la figure ci-dessus (figure IV.17) le point de fonctionnement indique que le puits débite à 32.16 m³/j, voire le même résultat avec exactitude du dernier jaugeage.

Tableau IV-8 Données de pression, densité et profondeur d'injection de puits

Puits	OMJZ441
Pression de démarrage -kick off –(kg/cm)	320
Pression de service (kg/cm)	320
Densité de gaz injecté (SG)	0.65
Pression en tete (kg/cm)	19.8
Profondeur d'injection max (m)	3326

6. Modification de la complétion en ajoutant un concentrique de diamètre 1,660’’ dans le tubing.
7. Détermination des débits de gaz à injecté : A l'aide de la fonction de « system
8. analysis » de PIPESIME, on fait une sensibilité sur le débit du gaz a injecté, La simulation a donné les résultats suivants :

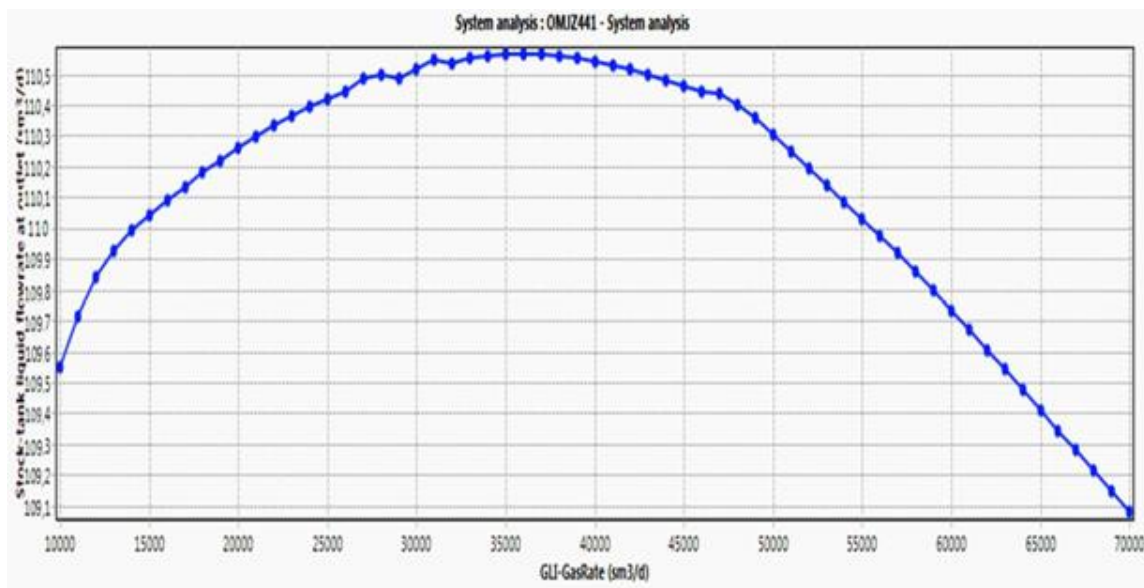


Figure IV-19 Courbe de performance du Gas-Lift pour le puits OMJZ441

La courbe ci-dessus montre l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté:

- Le débit de liquide augmente avec l'augmentation de débit de gaz injecté jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale, cela est dû à la diminution des pertes de charge hydrostatiques.

- À partir d'un certain débit d'injection, le débit de liquide commence à diminuer à
- cause de l'augmentation des pertes de charge due au frottement dans le tubing. Le tableau ci-dessous englobe le débit optimal d'injection de gaz et de production d'huiles pour le puits étudié.

Le volume de gaz requis à injecter peut être lu à partir du précédent (Taux de production de liquide par rapport au taux d'injection de gaz). Dans ce cas, on observe qu'il est de 37000 m³/j.

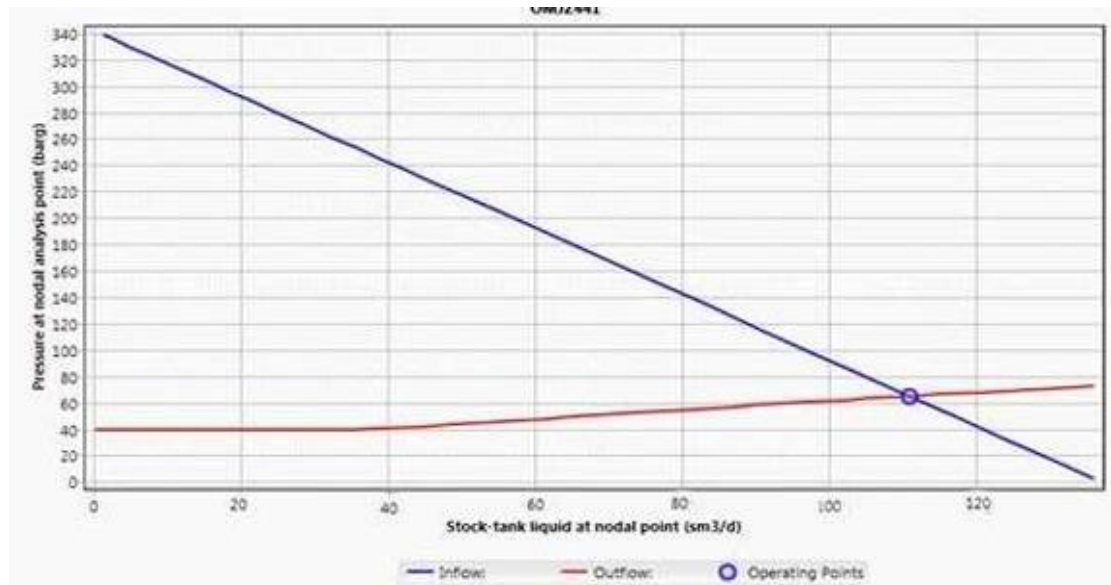


Figure IV-20 Points de fonctionnement IPR/VLP d'OMJZ441 après CCE

Le point de fonctionnement après GL pour le puits est présenté sur la figure ci-dessus.

Comme mentionné ci-dessous figure (figure IV. 19) indiquant le débit de liquide maximal pouvant être obtenu correspondant pour le OMJZ441. Le débit d'injection de gaz optimal de 37000 sm³/j avec un diamètre de duse de 7,14 mm. La simulation de ce cas est illustrée à le tableau ci-dessus :

Tableau IV-9 : Tableau récapitulatif du scénario après GL

Puits	Cote CCE (m)	CCE (pouce)	Pr (bar)	Pt (bar)	Q in (m/j)	Q CCE (m/j)
OMJZ411	3326	1.660''	320	19.8	37000	110.55

D'après ce scénario, on est censé avoir un débit de 4.61 m³/h ce qui présente le triple du débit actuel 1.34 m³/h. Donc le résultat de cette étude est super encourageant.

***CONCLUSION &
RECOMMENDATIONS***

Conclusion & Recommendations

Conclusion Générale

La technique du Short radius se présente comme un dernier recours plutôt qu'une solution mais elle est trop répandue sur le champ de Hassi Messaoud vu son importance pour éviter des cas extrêmes à l'image de l'abandon permanent du puits. La réussite d'un Short Radius en Slim Hole sur un puits est subordonnée à une bonne programmation, une bonne connaissance du terrain et une bonne vision des objectifs en question.

La technique repose sur le succès de l'étude réservoir et l'étude géologique ainsi que la bonne manœuvre lors de la réalisation. Par ailleurs, la production totale des puits après la reprise en Slim Hole était très prometteuse. On peut toutefois évoquer que les clefs du succès de la reprise en Slim Hole.

Donc la conclusion générale de ce mémoire repose sur les points suivants:

une agmentation du débit de 0,09 m³/h à 6,89 m³/h, ce qui témoigne de l'efficacité de cette technique pour stimuler les flux et renforcer les zones à faible productivité.

Recommandations

- Mettre en place un A.B.L (Alterned Bore Hole Liner) ou bien un (Expandable Liner) pour isoler le trias argileux et ainsi pouvoir forer ultérieurement le réservoir avec une densité requise et de diamètres adéquats.
- Adopter les programmes lourds pour les nouveaux puits à la place des programmes légers pour ne pas être soumis aux problèmes de Tie Back.
- Pour l'entretien des puits repris en Slim Hole, il est conseillé de prévoir les possibilités de maintenance après la reprise afin de développer instruments adéquats de nettoyage et de repêchage pour faire face aux éventuels problèmes qui pourront se développer au cours de la production ou de l'intervention.
- Intégrer et élargir la technique de reprise en SH dans le programme de développement UTAP prévu à partir de l'année 2019.
- Création d'un modèle de réservoir dynamique pour actualiser les données réservoir et s'adapter aux variations des différents paramètres géologiques et pétro-physiques

afin de s'assurer de la crédibilité des études réservoir dans le but de garantir le succès de l'opération à travers le bon choix des puits candidats et des drains ciblées.

- Développer des nouveaux types des boues (comme : Bore Hole Strengthened) afin d'avoir l'aptitude de forer sans devoir ajuster la densité à chaque phase.
- Effectuer des tests périodiques pour assurer le bon suivi des nouveaux puits remis en SH (BU, PFS, PFD)
- Maintenir des duses fixes à des diamètres réduits pour éviter les risques fréquents de percés de gaz.
- Elaborer un programme à moyen et court terme par le service artificial lift pour
- l'activation par gas-lift de l'ensemble des puits repris en Slim Hole suite à la déplétion de la zone.
- Opter pour le CTD dans ce genre de reprise pour les avantages qu'il présente par rapport au WO conventionnel.

Annexes

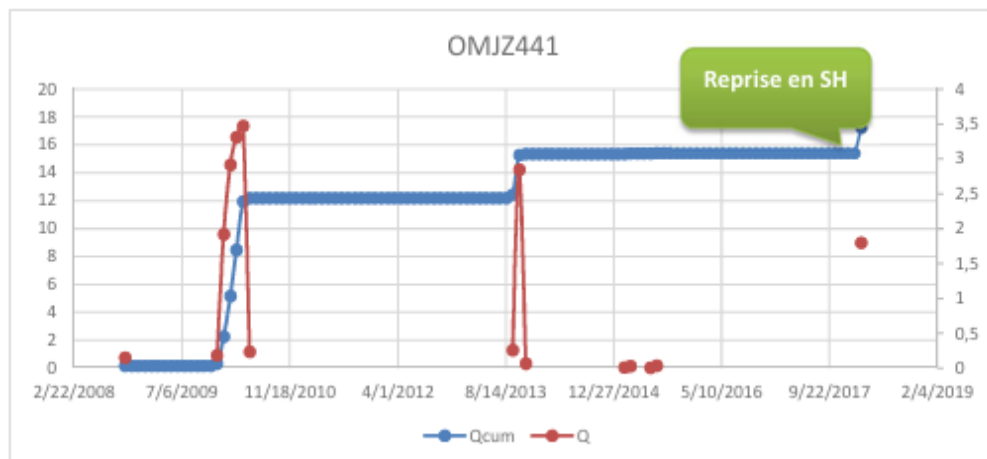


Figure 1 Cumul et débit d'huile pour OMJZ441

Cote des tubages :

PHASE	TUBAGE	COTE SABOTS (m)		Etage Formation Assise	OBSERVATIONS
		CS	CE		
24"	18"5/8	510	511	SENONIEN ANHYDRIT.	
17"1/2	13"3/8	2397	2398	DOGGER LAGUNAIRE	
12"1/4	9"5/8	3312	3314.5	TRIAS ARGILEUX	
8"3/8	7"	3419	3419	AU TOIT DU Ra	

Figure 2 Cote des tubages

État de la cimentation du tubage :

- CBL 9"5/8 du 27/05/2008
- De 3312 m a 3050 m: mauvaise.
- De 3050 m a 2980 m: moyenne à mauvaise.
- De 2980 m a 2415 m: mauvaise parfois moyenne.
- De 2415 m a 2397 m: bonne à moyenne.
- CBL 7" du 31/05/2008:
- De 3419 m a 3312 m : mauvaise.

Caractéristiques géologiques

Tops des formations :

TOPS DES FORMATIONS												
ETAGES->	T.ARGILEUX	T.GRESEUX	T.ERUPTIF	Q.BANNA	G.E.A	A.E.G	Z_ALT	Cm R1	Cm Ba	Cm R2	FOSD	
TOIT (m)	3235	3365	----	----	----	----	----	----	3417	----	3591	
C.Noe (m)	-3053	-3183	----	----	----	----	----	----	-3235		-3409	
Epai. (m)	130	52	----	----	----	----	----	----	174			

Figure 3 Tops des formations

Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE						INTERPRETATION - ELAN					
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	PERMEA	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(md)	(%)	(%)	(%)
D5	3417	---	3427	10		0.06	4.5					05	20	07
D4	3427	---	3463	36		12.7	6.7					05	15	12
D3	3463	---	3487	24		0.6	5.4			-		07	29	13
D2	3487	---	3510	23		13.7	7					08	24	10
ID	3510	---	3539	29		11.8	8.6			-				
D1	3539	---	3566	27		10.5	9.6							
Z-PAS	3566	---	3572	06		2.61	11.4							
R2	3572	---	3591	19		5.4	13.2							

Figure 4 Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques

Les Fiches Technique :

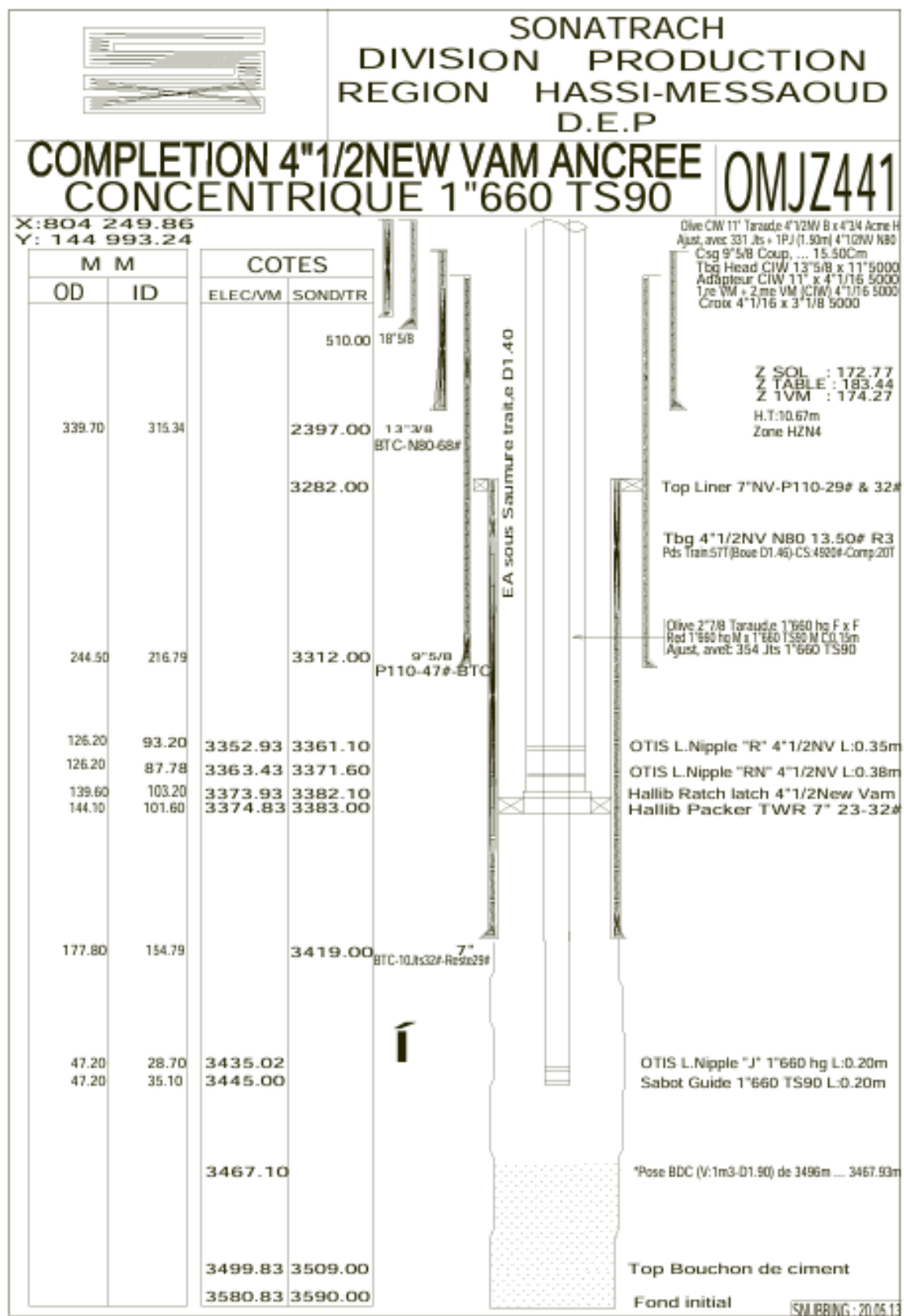


Figure 5 Fiche Technique 1

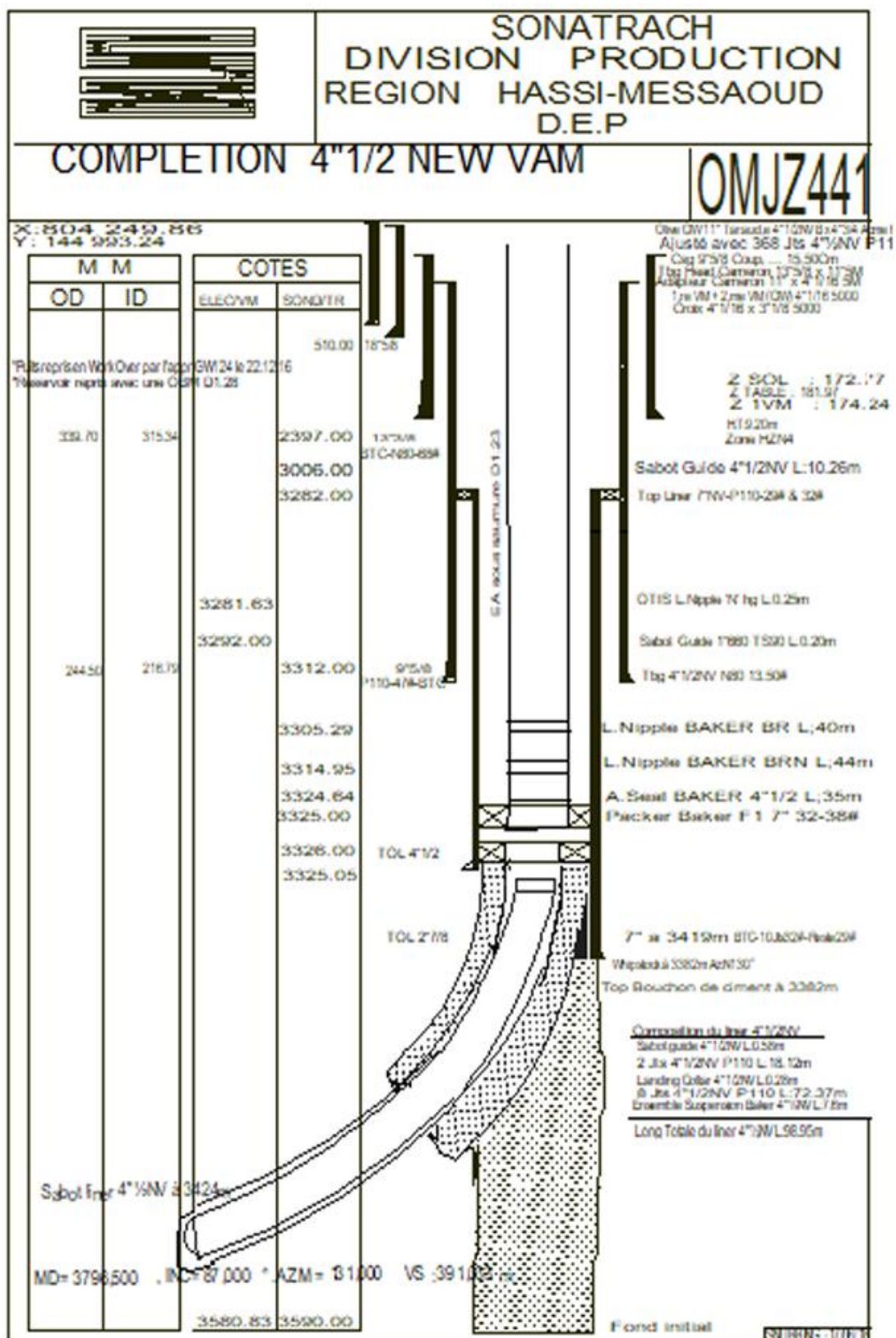


Figure 6 Fiche Technique 2

Références Et Bibliographiques

- [1] "Thèse de master « étude des pertes de circulation dans la phase 8’’3/8 dans le champ de Hassi –Messaoud le cas mdz586 »".
- [2] J.-P. NGUYEN., "« Techniques d'exploitation pétrolière- le forage » Institut Français Du Pétrole."
- [3] UNIVERSITY OF OKLAHOMA GRADUATE COLLEGE, Evaluation of re-entry wells in Hassi Messaoud field, ALGERIA.
- [4] D. d. SONATRACH, Le PED (Petroleum-Engineering-Development), Documentations de SONATRACH.
- [5] D. SAADA « Choix des paramètres de forage et la minimisation du temps non productif au cours de forage Cas : Hassi Messaoud » Mémoire de Magister. Univ. Ouargla 2013..
- [6] Littleton. J.: Refined Slim Hole drilling technology renews operator interest. Petroleum Engineer International 64.6. 19-26, 2012., 2012.
- [7] Article des sciences « hydrologéologie du bassin de HASSI MESSAUD et des zones limitrophes » Par M. BESSEDIK, M. BOUHEDJA et REZKI, B/2014.
- [8] Howes. J: Advances in Slim Hole drilling. Petroleum Review 45.426-428.
- [9] Mr : BENACHDA slimane, 2004. Etude des performances des puits short radius dans le champ de HASSI MESSAOUD, Université BOUMERDES, Mémoire de fin d'études..
- [10] Projet de Fin de Formation de Mise en Situation Professionnelle en Géologie,.
- [11] YAHIAOUI Lamia, Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à Hassi Messaoud : aspect géologique et application dans la partie sud, Mémoire de fin d'études, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès, Faculté des Hy.

- [12] Document « SONATRACH Hassi Messaoud division production »..
- [13] « Exploitation des gisements des hydrocarbures », Institute Français du Pétrole, Edition Technip..
- [14] Jean-Paul Zizka, « Forage dirigé Ingénierie et méthodes » ENSPM, (Juin/2010)..
- [15] (Mémoire Dhou Nadir +Beddoua Md elhadi étude de short radius (étude de cas MD 619)) années 2024.
- [16] Rapport d'implantation du puits OMJZ 441, division de production, SONATRACH,.
- [17] Rapport de fin de sondage du puits OMJZ 441, division de production,.
- [18] Mourad PREURE, 1992, L'economies mondiale des hydrocarbures et la strategie..
- [19] BOUHALISSA Bouchra+BOUTOUITA Salah Eddine+ IZOUNTAR Charaf Eddine.
- [20] Logiciel OFM, Well and Reservoir Analysis Software; Schlumberger..