

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté par :

**CHERRAB HANA, FORTAS MOHAMMED ANIS,
LAZRI CHAREF EDDINE**

.... THEME

Analyse et Evaluation de la Performance des Puits Repris en Slim Hole sur le Champ de Hassi Messaoud entre 2002 et 2019

Soutenu le : 22/06/2019 devant le jury

Président :	Mr. DADEN Abdelghafour	Enseignant	Univ. Ouargla
Encadreur :	Mr. CHETTI Djamel Eddine	Enseignant	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. ATLILI Mohammed Elhadi	Cadre	SONATRACH
Examinatrice :	Mme. BELMILOUD Fatima Zohra	Enseignant	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciements

Voilà 5 ans d'études qui s'achèvent, qui ont été pour nous enrichissantes et pleines de rebondissements. Il est temps pour nous de remercier toutes les personnes qui nous ont permis d'avancer non seulement durant ces dernières 5 ans mais depuis bien plus longtemps. Nous aurions beaucoup à dire et de nombreuses personnes à remercier.

Nous remercions en tout premier lieu, le bon Dieu, le tout puissant, qui nous a donné le courage et la volonté pour réussir, et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

*On remercie particulièrement notre encadreur **Mr. CHETTI Djamel Eddine** pour son fabuleux suivi au quotidien tout au long de ces derniers 5 mois, et surtout pour nos discussions toujours constructives. Nonobstant, sa relecture finale méticuleuse de chacun des chapitres nous a sans doute permis de préciser nos propos. On exprime également notre reconnaissance aux membres de notre jury, **Mr. DADEN Abdelghafour**, **Mr. ATLILI Mohammed Elhadi** et **Mme. BELMILOUD Fatima Zahra**, pour le temps qu'ils ont consacré pour juger ce modeste travail.*

*Ce thème a été réalisé à la direction Engineering & Production. Nous tenons à remercier notre co-encadreur **Mr. Amirouche Nadir** qui fût pour nous un promoteur technique attentif et disponible durant et hors ses heures de travail. Sa compétence et sa rigueur technique ont été enrichissantes pour notre travail.*

*Une personne en particulier qui ne peut pas échapper à nos gratitudees **Mr. Amroun Salim**, pour ses encouragements, son cœur léger et son humour. Il nous a motivé et donné l'impression d'être véritablement ses collègues en nous apprenant à être beaucoup plus autonomes durant l'élaboration de ce mémoire.*

*On salue tout le personnel de la direction EP-IRARA, Hassi Messaoud qu'on a eu la chance de les côtoyer au quotidien. On ne peut pas oublier de remercier chaleureusement **Abdelhaq, Rachid, Fatih, Abdelkader, Sabrina, Bachir, Taous** et **Ikram** pour nos discussions éclairées sur le domaine pétrolier et aussi pour les documentations mises à notre disposition. On témoigne de leur qualité humaine, de leur perspicacité et de leur sympathie. Ainsi que toutes les personnes de l'ombre dont la contribution dans ce mémoire est non négligeable.*

Il est grand temps à présent de nous tourner vers nos familles, on aimerait exprimer notre éternelle reconnaissance et affection envers nos chers parents, nos frères et sœurs, qui comptent énormément à nos yeux, pour leur amour et leur soutien sans failles. A tous les membres de nos familles... A tous nos amis, et tous ceux qui nous ont aidés, de près ou de loin, tout au long de notre parcours.



Dédicaces

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 ma chère sœur, pour ses encouragements permanents, et son soutien moral,

A mon cher frère, 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 infailible,

Merci d'être toujours là pour moi.

Hana



Dédicaces

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

À ma chère mère

la meilleure de toutes les mères , qui m'a soutenu durant toute ma vie qui m'a aidé durant mes années d'études , qui m'a appris à aimer le travail et le bon comportement , pour son amour infini et sa bienveillance jour et nuit .

Je souhaite prouver mon grand remerciement qui ne sera jamais suffisant à elle que j'espère la rendre fière par ce travail.

À Mon cher père

Pour être le bon exemple de père par son soutien, ses encouragements et aides dès mes premiers pas d'études jusqu'à ce jour.

À ma chère sœur

À toutes ma famille

À mes chères amis, et collègues de la promotion.

Mohammed Anis



Dédicaces

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

A ma chère mère, l'être qui m'est le plus cher sur cette terre, celle qui m'a donné la vie et à laquelle je serai inconditionnellement et éternellement reconnaissant. Ma source inépuisable de sacrifices et de bénédiction.

A mon cher père, qui a fait de moi l'homme que je suis devenu aujourd'hui. Pour ses sollicitudes et ses efforts interminables afin de nous procurer une vie meilleure. Celui qui m'a transmis la volonté et le courage d'aller de l'avant et avancer dans la vie

A mon petit cher frère, Hicham, pour tout le meilleur et le pire qu'on a pu traverser.

A mon parrain et marraines, pour leur soutien et encouragements tout au long de mon cursus scolaire et universitaire

A toute ma famille,

A tous mes enseignants, qui m'ont transmis leur savoir

A mes amis, mes collègues de promotions, ...

Charef Eddine

Abstract

During its exploitation, each reservoir suffers from many problems that need developed techniques to insure the continuous production, like the Short Radius in Slim Hole. This work includes general notions about Short Radius and Slim Hole. The methodology applied is collecting and classify all the data of this discipline, in order to elaborate a statistical study of all Slim Hole wells during the "2002-2019" period, followed by a techno-economic analysis and evaluation of all the data of production history and operations carried out before and after the reconversion in order to highlight their profitability and their contribution in production. This theme is enriched by a candidature study of gas-lift optimization by PIPESIM simulation to this kind of well from which we can generate a general conclusion and draw several future recommendations.

- **Key words:** Short Radius, Slim Hole, Tie Back, Spacing, Statistics, PIPESIM, gas-lift.

Résumé

Durant son exploitation un réservoir subit plein de problèmes, ce qui fait appel aux techniques de développement, parmi lesquelles on cite, la reprise en Slim Hole. Ce travail comporte des notions générales sur le Short Radius et le Slim Hole. La méthodologie appliquée ensuite est de sectionner toutes les données de cette discipline, afin d'élaborer une étude statistique de tous les puits repris Slim Hole durant la période «2002–2019», suivi d'une analyse et évaluation technico-économique de toutes historiques de production et opérations effectuées avant et après la reprise dans le but de mettre en évidence leurs rentabilité et leurs contribution sur la production. Ce mémoire est clôturé par une candidature pour l'optimisation gas-lift par modélisation PIPESIM à ce genre de puits d'où on peut générer conclusion et en tirer plusieurs recommandations futures.

- **Mots Clés:** Short Radius, Slim Hole, Tie Back, Spacing, Statistiques, PIPESIM, gas-lift.

ملخص

يتميز كل خزان بالتغيرات الشديدة في الخواص البتروكيمياوية وضغط الخزان البترولي، مما يسبب العديد من المشاكل أثناء عمليات الاستغلال. من بين التقنيات المتطورة لضمان الإنتاج، لدينا تقنية الثقب الضيق. يتضمن هذا العمل مفاهيم عامة حول نهج القطر القليل والثقب الضيق. تقوم المنهجية بتجميع وتلخيص جميع بيانات هذا التقنية، من أجل إعداد دراسة إحصائية لجميع بيانات في الفترة الممتدة بين "2002-2019"، متبوعة بتحليل تقني اقتصادي لتقييم جميع بيانات الإنتاج وعمليات التدخل قبل وبعد عملية الثقب الضيق من أجل إبراز ردها. تم إتمام هذه المدكرة من خلال دراسة نمذجة ومحاكاة عن طريق برنامج PIPESIM لترشيح لتسيين عملية رفع الغاز عن طريق لهذا النوع من الابار للتوصل الى استنتاج عام والخروج بعدة توصيات للمستقبل.

- **الكلمات المفتاحية:** نهج القطر القليل، الثقب الضيق، مسافة الاذراف، احصائيات، PIPESIM، غاز الرفع.

Liste des Abréviations

- BDC** : Bouchon de Ciment.
- BOP** : Blow Out Preventer.
- BPV** : By-pass Valve.
- BU** : Build up.
- CBL** : Cement Bonds Logging.
- CCE** : Concentrique d'injection du gas-lift.
- CCL** : Casing Collar Locator.
- CTD** : Coiled Tubing Drilling.
- CTU** : Coiled Tubing Unité.
- DST** : Drill Stem Test.
- EP** : Engineering Production.
- GL** : Gas-lift.
- GLR** : Gas Liquid Ratio.
- GOR** : Gaz Oil Raciuss.
- HECD** : High Equivalent Circulating Density.
- HMD** : Hassi Messaoud.
- IPh** : Index de Productivité du puits horizontal.
- IPR** : Inflow Performance Relationship.
- IPv** : Index de Productivité du puits vertical.
- Kh** : Perméabilité horizontale (mD*m).
- KOP** : Kick of Point.
- Kv** : Perméabilité verticale (mD*m).
- LIAS** : Layer, époque jurassique.
- MWD** : Measurement While Drilling.
- NPHI** : Neutron Porosity and Hydrogen Index.
- Ø** : Porosité (%).
- OFM** : Oil Field Manager.
- PFS** : Pression Fond Statistique.
- Pg** : Pression de gisement (Bar).
- Ph** : Pression hydrostatique (Bar).
- POT** : Payout Time (jours).
- PSI** : Pound Per Square inch (pounds/in²).

LISTE DES ABREVIATIONS

Pt : Pression en tête (Bar).

Q : Débit (m³/h).

ROC : Rayon de Courbure (°/m).

ROI : Return in Investment.

RSI : Retour sur investissement.

SG : Densité du gaz injecté (cm³/l).

Sh : Saturation en huile.

SR: Short Radius.

Sw : Saturation en eau.

TB : Tie Back.

TVD : True Vertical Depth (m).

TVD: True Vertical Depth (m).

VDL : Variable Density Log.

VS: Vertical Section (m)

WO : Workover.

WOC : Water Oil Contact.

Liste des Figures

Figure I.1 : Exemple schématisé d'un Short Radius.....	3
Figure I.2 : Réservoirs fracturés.....	5
Figure I.3 : Réservoirs multicouches.....	6
Figure I.4 : Conning de gaz et de l'eau.	7
Figure I.5 : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (Kh/Kv).....	8
Figure I. 6 : L'influence des contraintes sur la direction de l'azimut.....	9
Figure I.7: effet de l'anisotropie sur IPR.	11
Figure I.8 :Effet de rayon de drainage sur le rapport I_{ph}/I_{pv}	12
Figure I.9 : Effet de l'excentricité sur la productivité.....	13
Figure II.1 : Cimentation de l'espace annulaire entre le 4"1/2 et 7" (Tie Back)...	16
Figure II.2 : Schéma explicatif du spacing insuffisant	17
Figure II.3 : Schéma du mauvais emplacement du sabot.	18
Figure II.4 : Illustration d'un poisson non récupérable.....	19
Figure II.5 : Moteur de fond	21
Figure II.6 : Différents types de stabilisateurs.	21
Figure II.7 : Équipement amagnétiques.....	22
Figure II.8 : Raccord d'orientation.	22
Figure II.9 : Whipstocks.....	23
Figure II.10 : les équipements de mesures.	23
Figure II.11: Train de fond du CTD.....	26
Figure III.1 : Pourcentage des SH par rapport aux SR réalisés entre 2002-2019...	29
Figure III.2 : Nombre des SR conventionnels par rapport au SH 2002-2019.....	30

LISTE DES FIGURES

Figure III. 3 : Répartition des puits SR et SH sur le champ de HMD.....	31
Figure III. 4 : Répartition des puits SR et SH sur le champ du HMD.....	31
Figure III.5 : Pourcentage des raisons de la reprise en SH	32
Figure III.6 : Les méthodes de réalisation du Slim Hole sur le champ HMD.....	33
Figure III.7: Types des réalisations du Slim Hole 2002-2019.....	34
Figure III.8 : État actuel des puits repris en Slim Hole.....	34
Figure III.9 : Taux de réussite des puits en Slim Hole 2002-2019.....	35
Figure III.10 : Les types d'échecs des Slim Hole.....	36
Figure III. 11: Pourcentage des puits en SH fonctionnant par gas-lift.....	40
Figure III.12 :L'apport total de la production des Slim Hole de 2002-2019.....	43
Figure IV.1 : Localisation du puits OMJZ441.	45
Figure IV.2 : Récapitulatif de production, salinité, GOR et WOR.....	47
Figure IV.3 : Résultats du log GR et NPHI de OMJZ441.....	48
Figure IV.4 : Carte structurale au toit de la DH.....	49
Figure IV.5 : Carte des failles autour du puits OMJZ411.	49
Figure IV.6 : Carte de porosité au toit du D4.....	50
Figure IV.7 : La carte de perméabilité au toit du D4.....	50
Figure IV.8 : Cross section entre OMJ433, OMJZ411 et OMJ333.....	51
Figure IV.9 : Cross section entre OMJ223, OMJZ441 et OMJ333.....	52
Figure IV.10 : La production du puits voisins d'OMJZ441.....	53
Figure IV.11 : Les cartes de pressions des puits voisins d'OMJZ441.....	53
Figure IV.12: Profil verticale de la réalisation.....	58
Figure IV.13 : Schéma illustratif du puits OMJZ441 après SH.....	59

LISTE DES FIGURES

Figure IV.14: Modèle du puits OMJZ441 sur PIPESIM.....	62
Figure IV. 15 : Courbe IPR.....	62
Figure IV. 16 : Courbe VLP par la corrélation de Hudgston and Brown.....	63
Figure IV. 17 : Point de fonctionnement du puits OMJZ441.....	63
Figure IV.18 : Courbe de performance du Gas-Lift pour le puits OMJZ441.....	64
Figure IV.19 : Points de fonctionnement IPR/VLP d'OMJZ441 après CCE.....	65
Figure IV. 20 : Durée ROI slim hole en fonction du débit.....	66
Figure IV. 21: Durée RSI en fonction en débit estimée.....	67

LISTE DES FIGURES

Liste des Tableaux

Tableau II.1: Les avantages et les inconvénients de CTD.....	24
Tableau II.2: Comparaison entre CTD et Work-over.....	26
Tableau III.1: Nombre des puits en SR et en SR-SH réalisés par année entre 2002-2019.....	28
Tableau III. 2. Tableau récapitulatif des Slim Hole selon leurs réalisations.....	38
Tableau III.3 Tableau récapitulatif des POT des puits pilotes repris en Slim Hole...	42
Tableau IV.1: Les tests du puits OMJZ441 avant la reprise du SH.....	46
Tableau IV.2: Les Tests du puits OMJZ441 de Jaugeages avant la reprise du SH....	46
Tableau IV.3 : Résultat de l'étude de réservoir.....	57
Tableau IV.4 : Données DST du puits OMJZ441.....	57
Tableau IV.5 : Complétion du puits en fonction des résultats du DST.....	57
Tableau IV.6: Caractéristiques de production après la reprise du puits.....	60
Tableau IV.7 : Données du fluide réservoir.....	61
Tableau IV.8: Données de pression, densité et profondeur d'injection de puits.....	64
Tableau IV.9 : Tableau récapitulatif du scénario après GL.....	65

Remerciements.....	I
Dédicaces.....	II
Résumé.....	III
Liste des abréviations.....	IV
Liste des figures.....	V
Liste des tableaux.....	VI
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Généralités sur le Short Radius

I. Introduction	2
I.1 Définition du Short Radius	2
I.2 Historique du Short Radius	3
I.3 Raisons et intérêts de la reconversion en Short Radius	4
I.4 Avantages et inconvénients des puits en Short Radius	4
I.4.1 Avantage des puits en Short Radius	4
I.4.2 Inconvénients des puits en Short Radius	5
I.5 Applications des Short Radius.....	5
I.5.1 Réservoirs fracturés	5
I.5.2 Réservoirs multicouches.....	5
I.5.3 Conning de gaz et de l'eau	6
I.5.4 Formations non consolidées (contrôle de sable)	6
I.5.5 Réservoirs à basse perméabilité.....	6
I.6 Sélection des puits candidats à la reprise en Short Radius.....	7
I.6.1 Critères du choix du puits.....	7
I.6.2 Critères de choix du drain (la cible)	7
I.6.3 Critères de choix de la direction du drain (Azimut).....	8
I.7 Influence de certains paramètres sur la productivité d'un puits en SR	10
I.7.1 Effet de l'anisotropie sur la productivité	10
I.7.2 Hauteur d'un puits horizontal.....	10
I.7.3 Effet de rayon de drainage sur la productivité	11
I.7.4 Influence de l'excentricité d'un puits Short Radius	12
I.8 Problèmes lors de la réalisation des Short Radius	13
I.8.1 Problèmes de réalisation.....	13
I.8.2 Problèmes de production	13

Chapitre II : Généralités et Applications du Slim Hole

I. Introduction.....	14
II.1 Définition du Slim Hole	14

SOMMAIRE

II.2 Différentes caractéristiques du Slim Hole.....	14
II.2.1 Avantages du Slim Hole	14
II.2.2 Inconvénients du Slim Hole pendant l'exploitation.....	14
II.3 Contraintes qui mènent à la réalisation d'un Slim Hole	15
II.3.1 Problème de Tie Back (EA 4"1/2 cimenté).....	15
II.3.2 Problème de spacing	16
II.3.3 Problème de positionnement de sabot.....	17
II.3.4 Problème de poisson non récupérable	18
II.4 Obstacles habituels du Slim Hole	19
II.5 Problèmes rencontrés pendant le forage d'un Slim Hole.....	19
II.6 Méthodes de réalisation du Slim Hole	20
II.6.1 Réalisation d'un Slim Hole par appareil Workover.....	20
II.6.2 Réalisation du Slim Hole par Coiled Tubing Drilling	24
II.7 Comparaison entre les deux méthodes CTD et Workover	26

Chapitre III : Statistiques et Analyse de la Performance du Slim Hole dans le Champ de Hassi Messaoud

II. Introduction.....	27
III.1 Évolution du nombre de puits repris en Slim Hole sur le champ de HMD	27
III.2 Historique des reprises des puits SR et SR-SH sur le champ de HMD	29
III.3 Répartition des puits Short Radius et Slim Hole sur le champ de HMD.....	30
III.4 Raisons majeures de la reprise en Slim Hole dans le champ de HMD.....	32
III.5 Méthodes de réalisation de Slim Hole sur le champ de HMD.....	33
III.6 Participations des puits Slim Hole dans la production totale du champ.....	37
III.7 Performance des puits verticaux repris en Slim Hole entre 2002-2019	37
III.7.1 Méthode d'évaluation des puits verticaux repris en Short radius.....	37
III.8 Activation par gas-lift des puits repris en SH	40
III.9 Sélection des puits pilotes repris en Slim Hole	40
III.10 Étude économique	41

Chapitre IV : Étude de Cas OMJZ441

IV. Introduction	44
IV.1 Étude réservoir	44
IV.1.1 Informations générales sur le puits candidat	44

SOMMAIRE

IV.2 Historique du puits	45
IV.2.1 Historique des tests et des jaugeages	46
IV.2.2 Complétion du puits	47
IV.2.3 Informations géologiques et de réservoir du puits OMJZ441	47
IV.2.4 Les cross sections	51
IV.2.5 Etat des puits voisins	53
IV.3 Élaboration du programme de reprise du puits en Slim Hole	55
IV.3.1 Objectif de la réalisation	55
IV.3.2 Déroulement de l'opération de la reprise du puits OMJZ441 en SH	55
IV.4 Caractéristiques de production après la reprise du puits.....	60
IV.5 Procédure de l'activation avec gas-lift	60
IV.5.1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM	60
IV.5.2 Procédure de l'optimisation	61
IV.6 Étude économique	66
IV.6.1 Réalisation du Slim Hole	66
IV.6.2. Activation gas-lift.....	67
V. Conclusions et Recommandation	
VI. Références bibliographique et webographiques.	
VII. Annexes	

Introduction Générale

Introduction Générale

L'exploitation naturelle d'un gisement du pétrole est de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par son énergie naturelle. Une fois cette énergie ne répond plus aux contraintes de la production où les réserves en place sont encore importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel des puits.

Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées à Hassi Messaoud, la reprise des puits en Slim Hole qui a ouvert des perspectives prometteuses dans le domaine de production, vu le nombre important de puits qui ont subi des contraintes d'exploitation au fil des années, elles s'ajoutent à celles déjà existantes qui ne nous permettent pas la réalisation d'un Short Radius, le Slim Hole est devenu la solution la plus répandue, vu les garanties obtenues depuis sa mise en œuvre.

Cette étude d'analyse et d'évaluation des puits repris en Slim Hole est organisée sur deux parties majeures, bibliographiques et pratiques, dont chacune dispose deux chapitres :

- Nous avons abordé dans le premier chapitre une recherche bibliographique en exposant quelques rappels théoriques sur le Short Radius.
- Le deuxième chapitre est consacré au Slim Hole, les contraintes principales qui mènent à sa réalisation, ses caractéristiques et ces équipements requis.
- Au troisième chapitre, nous avons exposé une étude technico-statistique entre 2002-2019, sur la performance et la contribution de tous les puits repris en Slim Hole dans le champ de Hassi Messaoud. Cette partie est enrichie par une approche économique globale pour mettre en lumière l'intérêt de ce genre de reprises sur la production. Les gains en production obtenus sont discutés et analysés par la suite.
- Quant au quatrième chapitre, on a essayé de mettre en évidence notre thème, en interprétant un cas réel, il s'agit du puits OMJZ441, cette partie est entamé par une étude de réservoir, où nous avons évoqué le pourquoi du choix du puits candidat. On a saisi par la suite les différentes étapes de sa réalisation du Slim Hole. En outre, nous avons agrémenté ce travail par une modélisation en simulant un scénario à l'aide du code PIPESIM afin d'optimiser le débit d'injection du gas-lift.

Enfin, On a clôturé notre mémoire par une conclusion générale, de laquelle on a pu tirer plusieurs recommandations pratiques à suivre pour les éventuelles reprises de puits de ce genre sur le champ de Hassi Messaoud.

Chapitre I

Généralités sur le Short Radius

I. Introduction

Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place chutent considérablement, le plan d'eau remonte et les percées de gaz interviennent. La quantité des hydrocarbures reste empiégée dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques plus avancées et de haute précision.

La reprise des puits en Short Radius est une technique utilisée grâce aux interventions Work-over, Elle est rendue possible par l'évolution du forage horizontal, elle consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures et soustraire ses réserves au moindre coût et au moindre risque. L'objectif de tel ouvrage est quasi économique et technique. Les drains horizontaux sont forés à partir d'un puits vertical déjà existant, tubé ou sans tubage.

I.1 Définition du Short Radius

Ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux à cause des problèmes liés à la production ou bien des puits horizontaux repris avec un nouveau Target et un nouveau azimut, cette technique a connu une large application en raison de son faible coût par rapport au coût d'un nouveau forage (*Figure I.1*).

Les puits Short Radius ont un rayon de courbure entre $5 \text{ m} \leq \text{ROC} \leq 40 \text{ m}$ soit un gradient de build-up compris entre 3° et 10° par mètre.

Ce genre de méthode est adopté pour la reprise des puits avec des problèmes d'exploitation ou à faible perméabilité comme une option alternative à la fracturation, dont le but d'atteindre le plus rapidement possible les drains caractérisés par des bonnes conditions pétro-physiques de production. Ce nouveau mode de forage a redonné une seconde vie à des vieux gisements.

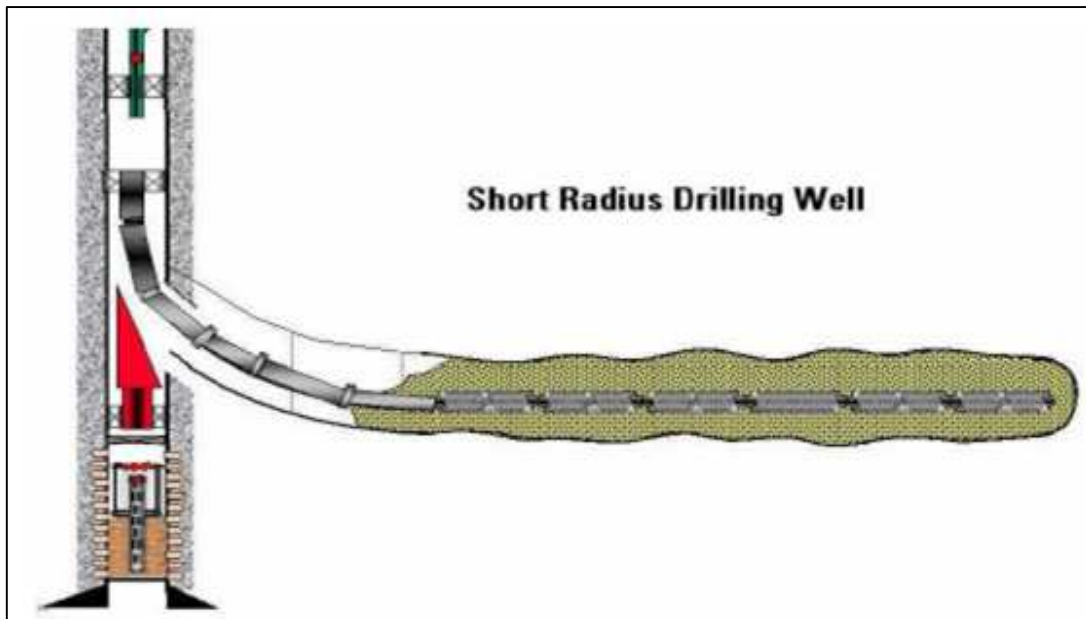


Figure I.1 : Exemple schématisé d'un Short Radius.

I.2 Historique du Short Radius

La reprise des puits en short radius a été appliquée pour la première fois en Algérie sur le champ de HMD en 1995. Le premier puits était le **MD218**, après l'augmentation du nombre de puits fermés à cause de la chute de production malgré les interventions périodiques réalisées sur ces puits (méthodes de stimulation, nettoyage de fond, liftag par gaz lift, ...etc). La reprise de ces puits par Short Radius semble porter un nouvel élan. Cette technique s'avère l'une des meilleures procédures pour maintenir le plateau de production et aboutir à une récupération maximale en reprenant les nombreux puits fermés qui ne peuvent être exploités autrement. La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir est 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, ainsi que les prestataires des compagnies de service pour les équipements de réalisation de l'opération.

Afin de bien choisir les puits candidats à cette technique, des études géologiques et de réservoir doivent être faites ; la position idéale du drain cible (target), l'orientation favorable du drain (Azimut) et l'étude des caractéristiques pétro-physiques du réservoir ainsi que le mode de réalisation à effectuer selon la complétion en place Short Radius conventionnel ou bien en Slim Hole [1].

I.3 Raisons et intérêts de la reconversion en Short Radius

Les puits sont convertis en short radius pour les raisons suivantes :

- Optimiser le nombre des puits de développement.
- Amélioration de la productivité par l'augmentation de la surface du puits à exposer à l'écoulement.
- Reprise des nombreux anciens puits fermés verticaux sec et inexploitable avec un nouveau Target.
- Récupération des puits avec un problème de poisson (L'impossibilité de la récupération d'un poisson laissé dans un puits).
- Résolution du problème de Conning d'eau et de gaz (débit critique plus élevé).
- Remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz.
- Maintenir un grand débit de production le plus longtemps possible pour optimiser la production.
- Les puits Short Radius crée un parcours (chemin) à travers l'écoulement dans le réservoir et ainsi on n'aura pas besoin de faire une fracturation hydraulique pour une meilleure production de l'huile (traverser horizontalement les fractures ou failles vertical).
- Utilisation des informations sur le puits a drain horizontal pour la caractérisation du model du réservoir.
- Possibilité avantageuse de fracturation hydraulique (*Multi-Stage. Frac*) [2].

I.4 Avantages et les inconvénients des puits en Short Radius

I.4.1 Avantages des puits en Short Radius :

Les puits Short Radius sont plus précis en déplacement vertical que le puits long radius ou même médium radius. Du point de vue économique, les puits en Short Radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (la tête de puits, tubing...), comme ils sont faciles à compléter.

Ces puits permettent de placer les équipements de pompes le plus bas possible et représentent donc moins de risque au cours de forage.

I.4.2 Inconvénients des puits en Short Radius :

Il est évidemment clair que ces puits en short radius nécessitent toujours des équipements spéciaux pour la réalisation des drains horizontaux tels que : le moteur de fond, MWD...etc.

I.5 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 Short Radius sont très nombreuses et nous ne mentionnons ici que les plus intéressantes.

I.5.1 Réservoirs fracturés :

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale (*Figure I.2*) [3].

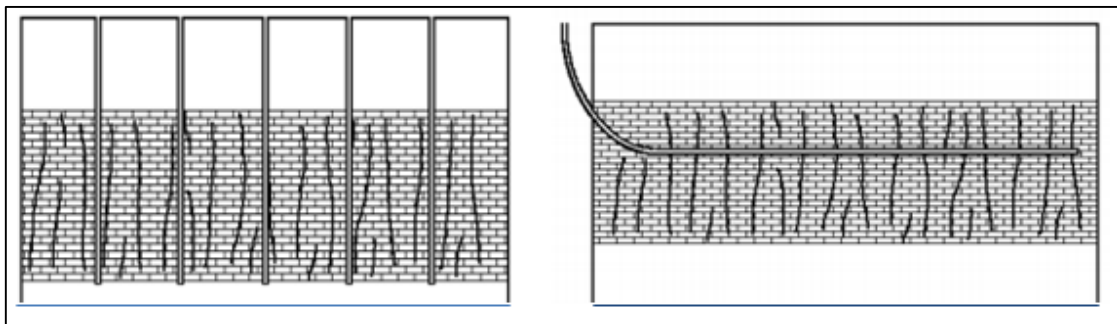


Figure I.2 : Réservoirs fracturés [25].

I.5.2 Réservoirs multicouches :

Dans la plupart des réservoirs multicouches, un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés (*Figure I.3*).

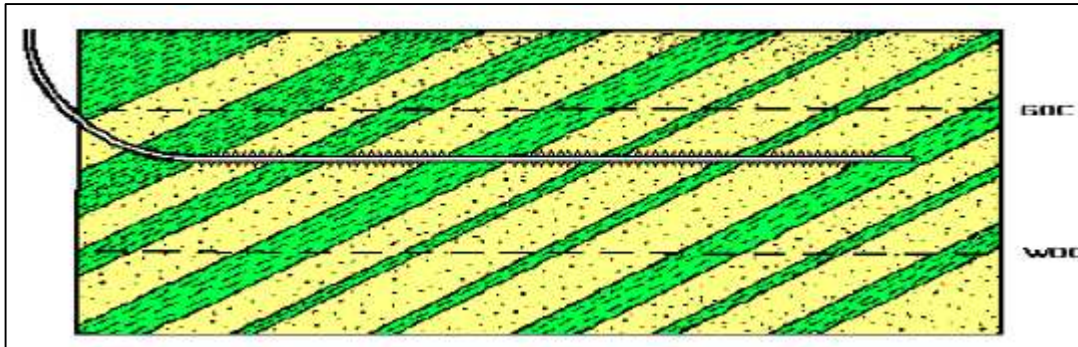


Figure I. 3 : Réservoirs multicouches.

I.5.3 Réservoirs à basse perméabilité :

Le forage horizontal dans de tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique.

Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

I.5.4 Formations non consolidées (contrôle de sable) :

La production des sables non consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi.

Un drain horizontal forer dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

I.5.5 Conning de gaz et de l'eau :

Les puits horizontaux aident énormément la production de réservoirs affectés par les phénomènes du Conning d'eau ou de gaz. Il en résulte une augmentation de la distance entre le drain et le contact Huile/Eau. L'amélioration de la productivité est obtenue par la dispersion du soutirage entraînant une faible vitesse d'écoulement. Le même principe s'applique dans le cas des venues de gaz (*Figure I.4*) [3].

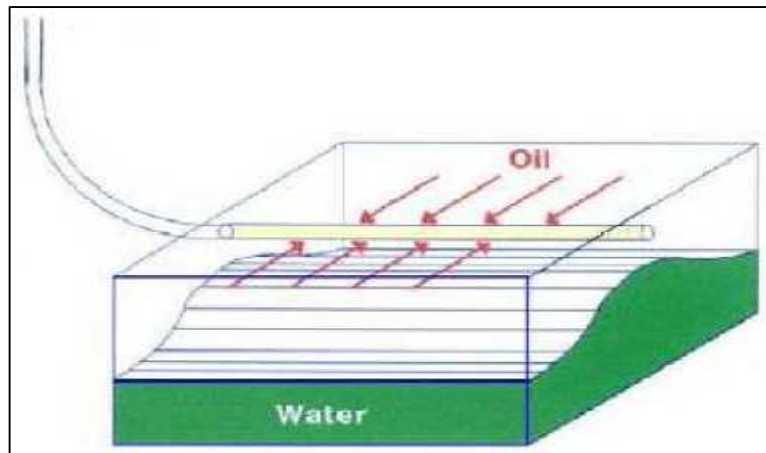


Figure I.4 : Conning de gaz et de l'eau.

I.6 Sélection des puits candidats à la reprise en Short Radius

Généralement cette sélection se fait à partir des études géologiques et réservoir et tient en compte les critères suivants :

- les critères de sélection des puits pour reprise en Short Radius.
- les critères de choix du drain (la cible).
- les critères de choix de la direction du drain (Azimut).
- L'analyse des résultats obtenus.
- L'évaluation du gain de production de ces puits candidats.

I.6.1 Critères du choix du puits

Pour reprendre un puits en short radius, il doit obéir aux conditions suivantes :

- Être un puits sec ou un mauvais producteur ;
- Être loin des puits injecteurs pour éviter les aquifère ou le gaz ;
- Être dans une zone à faible GOR ;
- Être dans une zone non tectonique dont le but d'éviter les couches faillées ;
- Le plan d'eau doit être le plus bas possible.
- Éviter les rayons de zones sèches.

I.6.2 Critères de choix du drain (la cible)

Le choix du drain est basé généralement sur l'analyse des caractéristiques pétro-physiques qui sont :

- ☞ La porosité ;
- ☞ La perméabilité ;
- ☞ La saturation en eau S_w et La saturation en huile S_h
- ☞ L'épaisseur du réservoir (au moins 5 m).

- ☞ La présence d'un gaz cap
- ☞ Le niveau du plan d'eau.
- ☞ Le rapport K_v / K_h (Perméabilité verticale / Perméabilité horizontale : ce rapport doit être le plus petit possible)

Le choix de ces caractéristiques le long du réservoir se fait afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable et il doit aussi prendre en considération le plan d'eau qui peut présenter des problèmes lors de l'exploitation pour permettre d'éviter la percée.

I.6.3 Critères de choix de la direction du drain (Azimut)

L'amélioration des caractéristiques pétro-physiques du réservoir correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage.

Ces derniers déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits. Donc le choix de l'azimut est en fonction d'un certain nombre de paramètres propres à l'intervalle de réservoir et le plus important sont les suivantes :

- L'anisotropie (K_v/K_h)
- Influence des contraintes

I.6.3.1 L'anisotropie :

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 (*Figure I.5*).

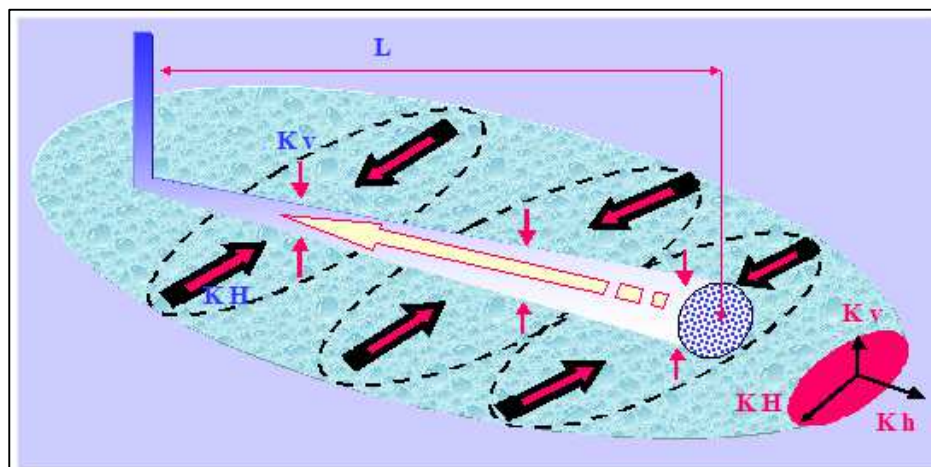


Figure I.5 : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (K_h/K_v) [25].

I.6.3.2 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'éboulement (*Figure I.6*).

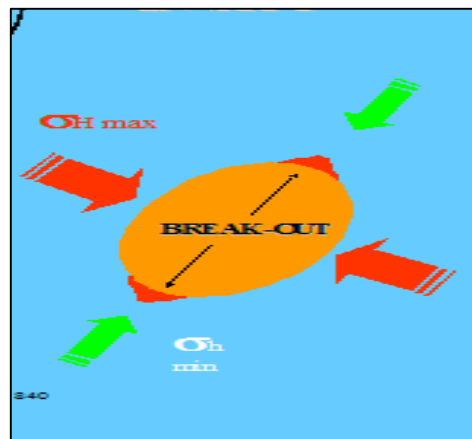


Figure I. 6 : L'influence des contraintes sur la direction de l'azimut.

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

- a) La zone d'eau (injection d'eau)
- b) la zone à gaz (les puits injecteurs de gaz, les puits à GOR élevé)
- c) Les barrières de perméabilité latérales (faille) [1].

I.7 Influence de certains paramètres sur la productivité d'un puits en Short Radius

Le but essentiel de forage des puits en Short Radius est l'obtention du gain de productivité sur chaque puits. L'indice de productivité désigne le rapport entre le débit produit par le puits et la pression de soutirage appliquée sur ce puits par rapport à la pression moyenne du gisement.

Plusieurs paramètres peuvent influencer sur l'évolution de la productivité d'un puits horizontal. Parmi lesquels on cite :

I.7.1 Longueur du drain horizontal

La longueur productive d'un puits horizontal pour un gisement de faible épaisseur, est considérablement plus forte que celle d'un puits vertical.

On voit que la productivité d'un puits horizontal croit progressivement avec la longueur de celui-ci.

I.7.2 Hauteur d'un puits horizontal

L'influence de la hauteur d'un puits horizontal sur la productivité est tout à fait signifiante, en donnant la longueur du puits horizontal, et l'augmentation du profil (le gain) dans une surface de contact est remarquable pour un réservoir mince que dans un réservoir épais.

Il est important de noter qu'un réservoir épais présente plus de réserves qu'un réservoir mince, mais c'est relatif ; vu que la productivité d'un puits vertical d'un réservoir épais est importante.

I.7.3 Effet de l'anisotropie sur la productivité

La comparaison montre qu'une bonne perméabilité verticale est essentielle pour la réussite d'un puits Short radius.

Le mécanisme des dépôts sédimentaires qui ont participés à la formation de la matrice du réservoir et les contraintes tectoniques sont deux des facteurs principaux qui expliquent la différence entre les valeurs de la perméabilité mesurée suivant plusieurs directions sur un échantillon donné de la roche réservoir. Forer un drain horizontal dans la direction appropriée peut être très critique, et la détermination des directions de perméabilité maximale et minimale doit être faite avant d'entamer le forage du puits (*figure I.10*).

Les résultats sur champs montrent que :

- Si l'anisotropie est large (approximation de $\beta=3$), le rapport de l'index de productivité ou le gain sera raisonnablement réduit.
- Le contraire est juste, si l'anisotropie est réduite comme dans le cas d'une formation naturellement fissurée, le rapport de l'index de productivité sera extrêmement large

$$\beta = \sqrt{Kh / K_v}$$

La diminution de l'anisotropie fait diminuer la résistance à l'écoulement dans le sens vertical, ce qui fait augmenter la productivité.

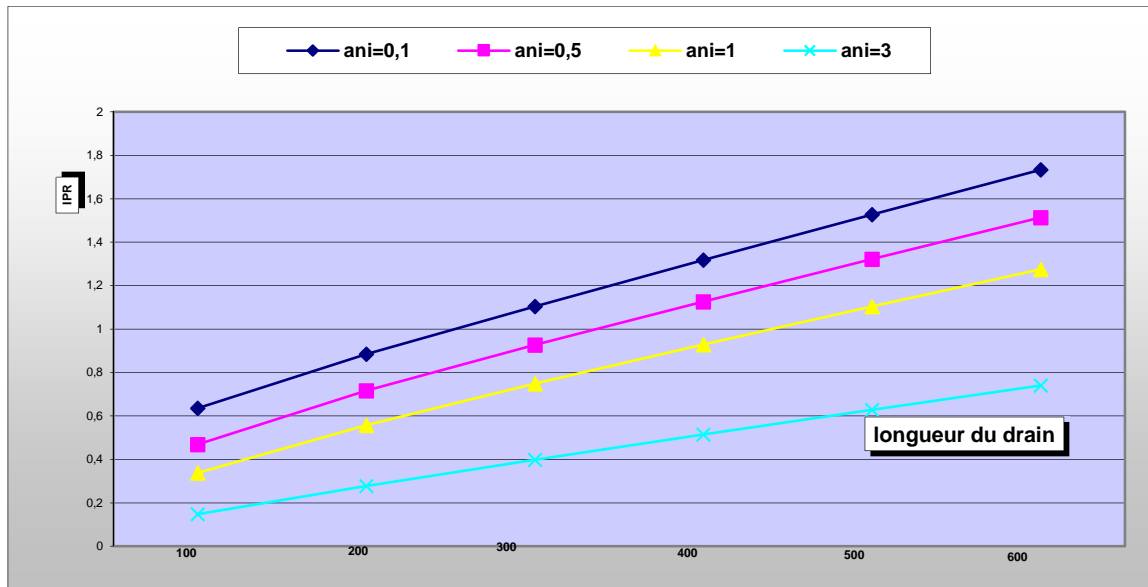


Figure I.7: effet de l'anisotropie sur IPR.

I.7.4 Effet de rayon de drainage sur la productivité

L'importance des puits en short radius dans les conditions favorables à leur emploi se cache derrière les plus grandes surface de contact avec le réservoir et aire de drainage elliptique résultant de ces systèmes qui sont beaucoup plus importantes comparées avec celles des puits verticaux même fracturés. Donc la faible productivité d'un puits verticale due à une faible perméabilité ou à une faible hauteur de réservoir qui peut être compensée par un drain horizontal dont la longueur L n'est pas imposée par la nature mais choisi (*figure I.11*).

L'aire de drainage devient beaucoup plus grande lorsque le drain horizontal traverse perpendiculairement un système de fissure (K_v importante).

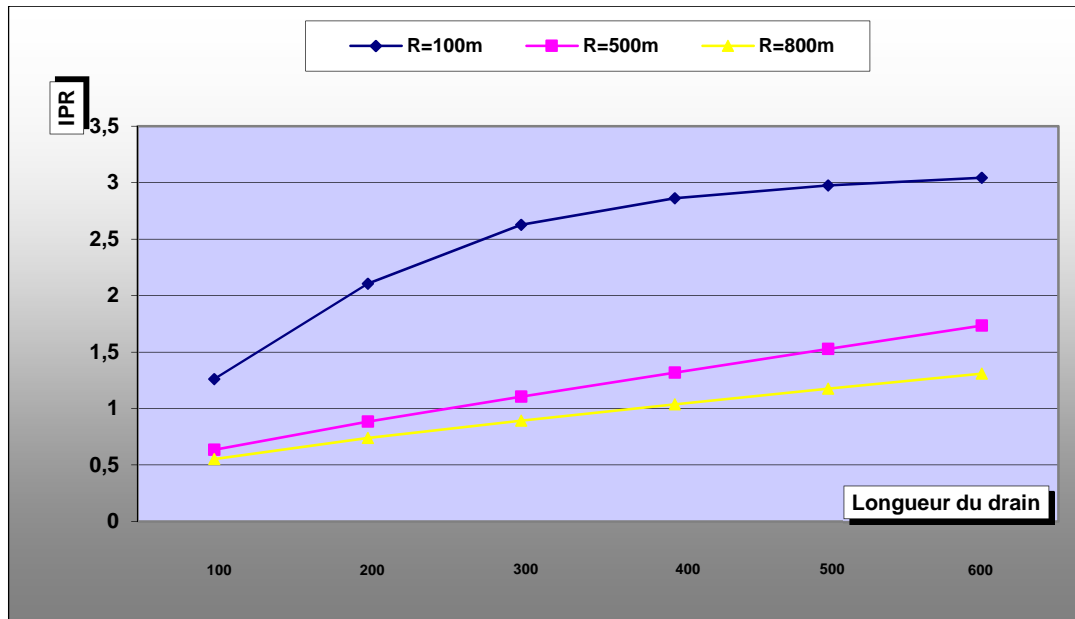


Figure I.8 : Effet de rayon de drainage sur le rapport I_{ph}/I_{pv}

I.7.5 Influence de l'excentricité d'un puits Short Radius :

Pour forer un puits en short radius, il est essentiel de décider les limites de tolérance pour l'évolution du puits dans le réservoir.

Pour les petites tolérances (± 5 ft), les mesures et la surveillance commencent dès le début de forage du drain horizontal (*figure I.12*).

La surveillance est très coûteuse mais actuellement, le MWD devient valable pour cette technique, donc l'intervalle de tolérance dépend principalement de types de réservoir tel que :

- Réservoir avec des limites supérieures et inférieures fermées ; c'est le cas où l'aquifère et le gaz cap sont totalement absents. L'influence de l'excentricité n'est pas grande à cause de la longueur du drain horizontal foré dans un mince réservoir comme fractures verticale, donc, le puits doit être localisé dans n'importe quelle place dans le plan vertical avec une perte min de production.
- Réservoir avec un aquifère d'eau ou gaz cap : la localisation des puits dans le plan vertical est très important car cet emplacement détermine le temps de break-through (temps de percée).

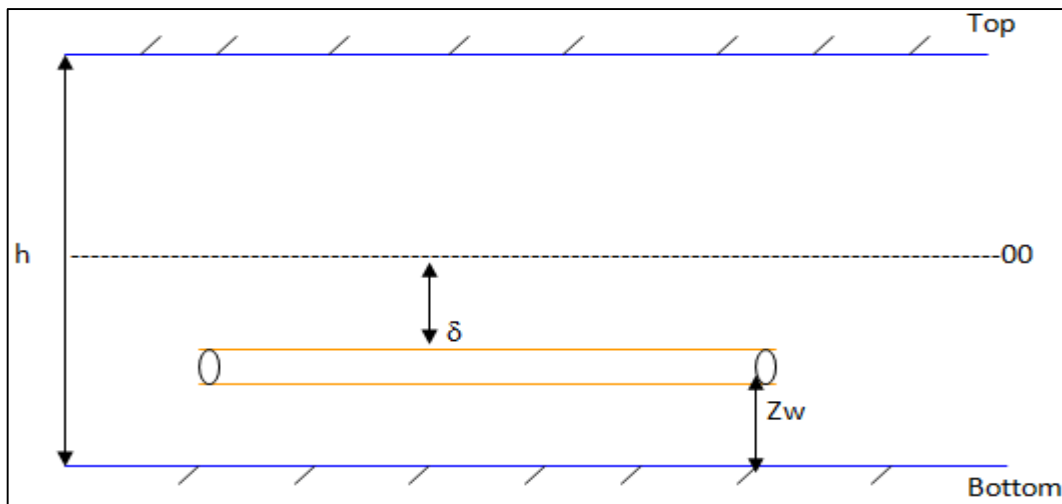


Figure I.9 : Effet de l'excentricité sur la productivité.

I.8 Problèmes lors de la réalisation des Shorts Radius

Les problèmes se subdivisent en deux catégories :

I.8.1 Problèmes de réalisation :

- Perte de boue.
- Coincement de la garniture.
- Cas de rupture du train de DST dans l'open Hole.
- Mauvais contrôle du dog-leg, perte de l'azimut, tirage.
- Difficulté périodique lors de la réalisation de certaines opérations de logging.

I.8.2 Problèmes de production :

- Endommagement du réservoir par les fluides de forage.
- Précipitation du sable sur les parties concaves du drain avec risque de bouchage.
- Phénomène du collapse à cause des contraintes excessives.

II. Introduction

L'application de la technique de forage en Slim Hole (trou réduit) permet de récupérer un bon nombre de puits fermés ou bien inexploitable. Son utilisation varie d'un puits à un autre. Ce type de puits peut être réalisé avec des appareils de forage spécialisés (Coiled Tubing Drilling) ou de forage classiques.

II.1 Définition du Slim Hole

Le Slim Hole est une technique de forage utilisée pour développer un trou réduit, un Slim Hole est un type de puits dont la taille du trou est considérablement plus petite que la taille habituelle, généralement 3^{3/4}''.

II.2 Différentes caractéristiques du Slim Hole

II.2.1 Avantages du Slim Hole :

Les avantages qui conduisent à utiliser le Slim Hole sont :

- ✓ Le travail en Slim Hole est économique et plus sécurisé.
- ✓ Cette technique permet de reprendre les puits avec une complétion (4^{1/2} « Tie-Back »).
- ✓ Reprendre des puits fermés en Short Radius qui ne peuvent être repris autrement à cause de leur complétion, spacing, emplacement du sabot passage impossible sous le sabot.

II.2.2 Inconvénients du Slim Hole pendant l'exploitation :

- ✗ Augmentation des pertes de charges.
- ✗ Problèmes de dépôt lors du forage
- ✗ Limitation du diamètre pour les équipements de nettoyage.
- ✗ Manque des équipements de complétions adéquats pour l'open Hole 3 3/4.
- ✗ Limitation des instruments de repêchage et d'enregistrement.

II.3 Contraintes qui mènent à la réalisation d'un Slim Hole:

Le maintien de production des puits est assuré par différentes interventions sur puits suite aux nombreux problèmes qui surviennent tel que : les nettoyages au CTU, au Snubbing et aussi aux problèmes majeurs de Well Integrity (Communications des annulaires) et les repêchages des poissons laissés lors des interventions.

Les échecs de certaines interventions induisent à dévier l'objectif initial de la reprise du puits et impose des méthodes de reprise non réversibles à savoir le recours à d'autres alternatives non conventionnelles.

II.3.1 Problème de Tie Back (EA 4"1/2 cimenté) :

La reprise des puits en Tie Back est due généralement aux problèmes liés à la corrosion du tubage 7" par le fluide contenu dans la formation **LIAS LD2**, cette dernière contient des eaux chlorurées très corrosives. Surtout dans les programmes légers où il y'a qu'une seule protection.

Une pression anormalement élevée dans l'espace annulaire entre le 4"1/2 et le 7" est souvent une indication primaire d'un problème, cette pression peut aller de 50 à 260 bars, dans ce cas il suffit de purger l'espace annulaire et de voir l'évolution de la pression par la suite, si cette pression persiste il faut alors prendre un échantillon. Si ce dernier se révèle être de l'eau chlorurée calcique, il faut intervenir au plus vite afin de rétablir l'intégrité du puits et de protéger le réservoir.

Dans ce cas on est obligé d'intervenir sur le puits en cimentant l'espace annulaire entre le 4"1/2 et le 7" afin de protéger l'intégrité du puits.

La cimentation de l'espace annulaire condamnera le tubing de production 4"1/2 dans le puits, D'où l'impossibilité de l'accès vers la cible avec des outils supérieurs au diamètre intérieur du tubing de production pour forer en short radius conventionnel 4"1/2, ce qui implique qu'on fasse recours à des diamètres inférieurs (3 3/4), d'où vient la nécessité d'un Slim Hole (*figure II.1*).

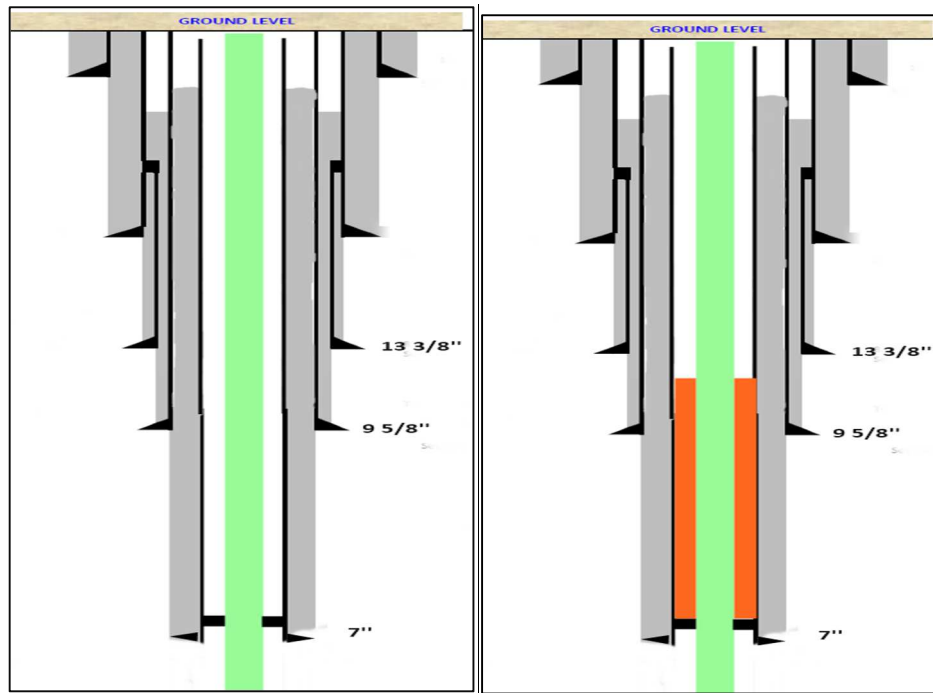


Figure II.1 : Cimentation de l'espace annulaire entre le 4''1/2 et le 7'' (Tie Back).

II.3.2 Problème de spacing :

Pour la réalisation d'un short radius il faut au minimum une section de build-up d'environ 40m du KOP jusqu'à la cible ou le Target. Dans le cas où la distance entre ces deux derniers points est inférieure à 40 m, on est obligé de créer une fenêtre au niveau du casing 7''. Et pour réaliser cette dernière on est obligé de traverser des formations argileuses d'où la nécessité d'utiliser une boue de densité élevée pour assurer le maintien des parois jusqu'au top réservoir, et ainsi éviter les coincements de la garniture. Cette phase est assurée par un outil de 5''7/8 pour le forage, une fois terminée on met en place un liner 4''1/2 cimenté jusqu'à recouvrir la totalité de la formation argileuse, enfin, on procède au forage du drain dans le réservoir en slim hole avec un outil 3''3/4 (*figure II.2*).

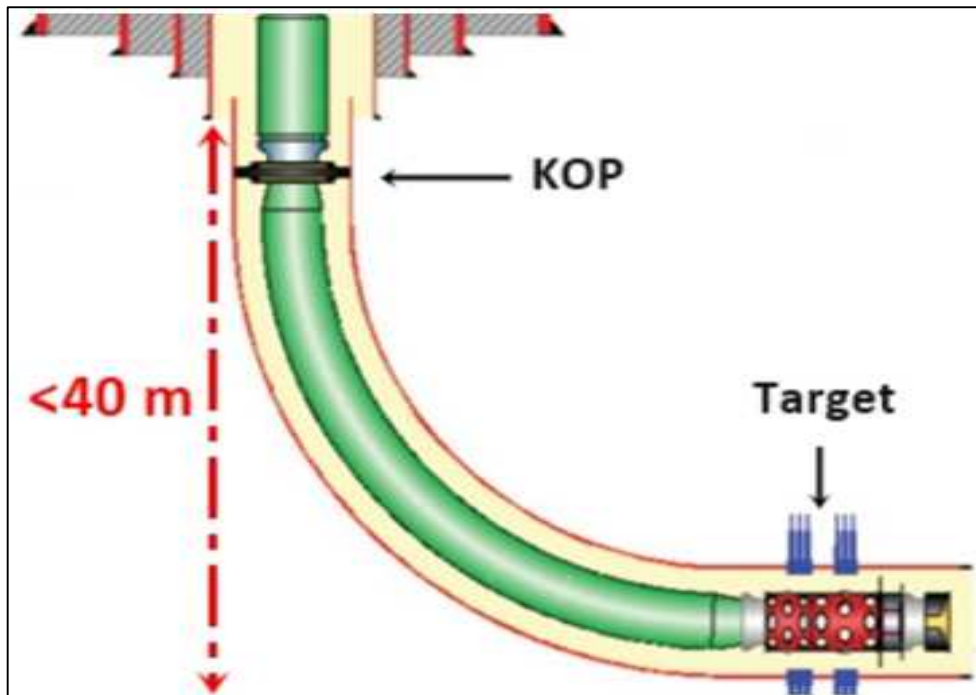


Figure II.2 : Schéma explicatif du spacing insuffisant.

II.3.3 Problème de positionnement de sabot:

Un autre paramètre peut poser un sérieux problème dans certains champs: Dans certain cas le sabot du casing 7'' n'est pas bien positionné. Le sabot 7'' doit être posé au top du toit du réservoir. Si non, on se retrouve dans le Trias argileux qui nécessite une densité de boue qui varie entre 1.40 et 1.80, pour maintenir les argiles en place. Ce qui est incompatible avec la densité requise pour forer le réservoir qui est généralement entre 0.86 et 1.2, la solution actuelle est :

Le forage et la descente d'un liner 4''1/2 cimenté à partir de la fenêtre créée dans le casing 7'' jusqu'au top réservoir, et continuer le forage dans le réservoir en Slim Hole avec un diamètre de 3''^{3/4} (figure II.3).

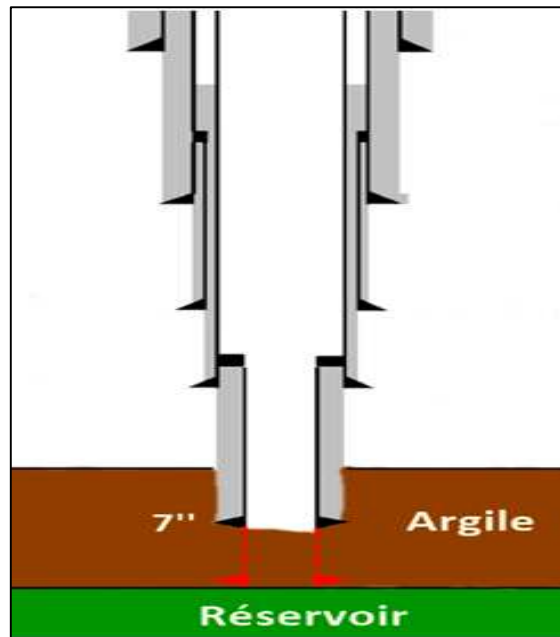


Figure II.3 : Schéma du mauvais emplacement du sabot.

II.3.4 Problème de poisson non récupérable :

En général on peut définir un coincement comme étant un obstacle qui provoque l'arrêt de la production (Présence de pièces et objets métalliques au fond du puits ; rupture de tubulaires dans le trou foré). Ces derniers sont la cause la plus fréquente et correspondent aux instrumentations les plus graves, généralement elles se compliquent avec le temps, ce qui nécessite parfois des opérations d'instrumentations (Le battage, dévissage, raccordement et repêchage du matériel tubulaire, reprise du puits en side-track ou Short Radius).

Il existe des cas où le coincement se trouve dans la phase 7" ou sous le sabot, dont toutes les tentatives possible de remonter le poisson ont échouées ou si l'on a déterminé qu'il n'était plus rentable d'essayer de le récupérer par rapport au coût de l'opération. Dans le cas de la reprise des puits short radius on est obligé de forer en déviation au-dessus de la tête du poisson avec un outil 3''3/4 (*figure II.4*).

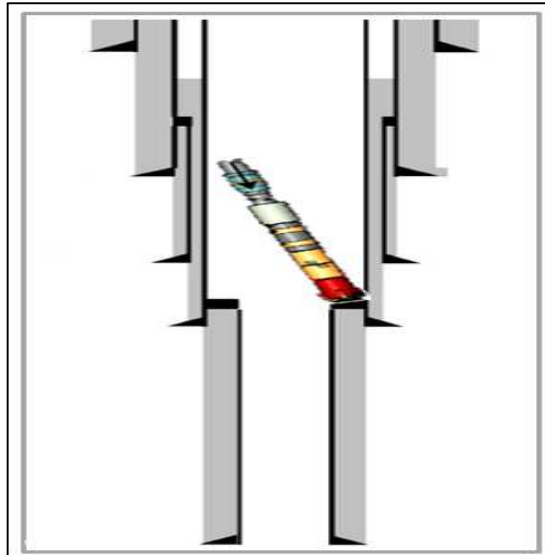


Figure II.4 : Illustration d'un poisson non récupérable.

II.4 Obstacles habituels du Slim Hole

- **Contrôle de puits :** Il faut une détection rapide des anomalies.
- **Outil de forage:** Il faut une grande vitesse de rotation, avec un poids léger sur l'outil.
- **Fluide de forage:** la présence du fluide de forage dans l'espace annulaire est faible à cause du volume réduit de l'espace entre la garniture de forage et le trou.
- **La pénurie des équipements de repêchage:** qui correspondent aux diamètres réduits, ce qui causera quelques difficultés pendant les opérations d'instrumentations.

Bien qu'il s'agisse d'un problème tout à fait différent, la présence accidentelle d'objets étrangers dans le puits peut créer des difficultés dont les symptômes ressemblent à ceux d'une anomalie de trajectoire. Il peut s'agir ici d'outils tombés dans le trou ou de matériels détruits en cours de forage [3].

II.5 Problèmes rencontrés pendant le forage d'un Slim Hole :

- Calage de moteur
- Durée de vie des outils
- Présence de débris de ferraille
- Intensité de perte de boue
- Coincement de la garniture avec High Equivalent Circulating Density (HECD)

- Le temps de contrôle de puits avec un très petit volume annulaire [1].

II.6 Méthodes de réalisation du Slim Hole:

La reprise du puits en short radius est basée sur plusieurs données on site :

- Paramètres du réservoir.
- Paramètres géologiques.
- Paramètres de réalisation de la courbure. (Build section et dog leg)
- Configuration de la complétion. Ce paramètre est très important pour la détermination du type de trou à réaliser soit en conventionnelle 5’’7/8 ou bien en Slim Hole 3’’3/4.

Deux méthodes sont utilisées pour la réalisation de Slim Hole :

- a- Réalisation de Slim Hole par un appareil Work-Over.
- b- Réalisation de Slim Hole par une unité CTD (coiled tubing drilling).

II.6.1 Réalisation d’un Slim Hole par appareil Workover

II.6.1.1 Définition du Workover

Le Workover est l’ensemble des opérations relatives à la reprise d’un puits et son rééquipement qui a pour but soit de maintenir le puits dans les conditions initiales de fonctionnement qui ont subi une dégradation, soit l’adapter à des nouvelles conditions. La reprise en WO consiste à résoudre des problèmes survenus sur un puits soit au niveau des formations (colmatage, production d’effluents non désirés ...) soit au niveau du profil du puits lui-même [4].

II.6.1.2 Les équipements utilisés pour la réalisation d’un Slim Hole par appareil Workover

Moteur de fond : C’est un dispositif hydraulique qui utilise le principe moineau inverse pour faire tourner l’outil indépendamment du train de tiges. On distingue:

- Single lobe motors.
- Multi lobes motors.
- High speed -Low torque motors.
- Low speed - High torque motors.

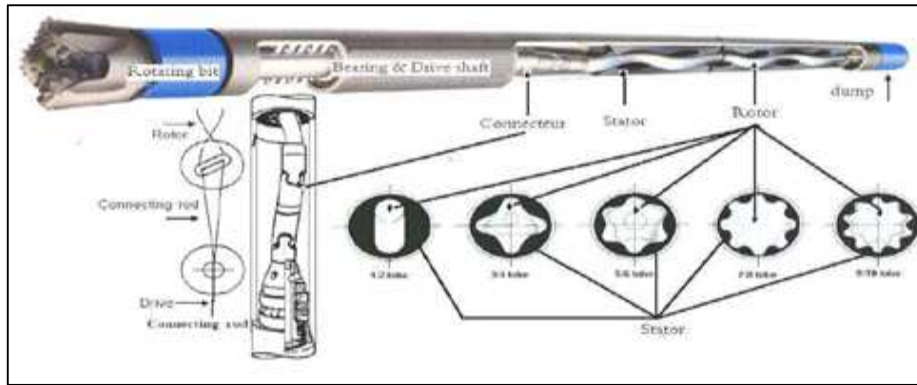


Figure II.5 : Moteur de fond [2].

○ *Stabilisateurs*

L'utilisation de stabilisateur est le moyen de contrôler l'inclinaison du puits, ils sont donc largement utilisés, particulièrement en forage dirigé conventionnel. Elles centrent les masses tiges dans le puits permettant de contrôler la déformation de la garniture [2].

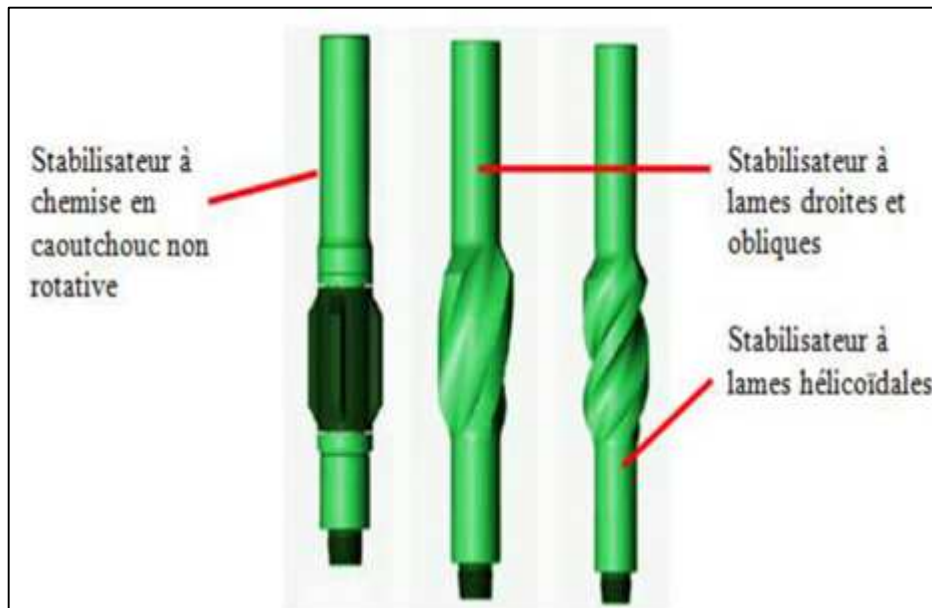


Figure II.6 : Différents types de stabilisateurs [1].

○ **Équipement amagnétiques**

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Cette perturbation est proportionnelle de mesures magnétique, il est donc nécessaire d'éloigner les équipements de mesure des éléments perturbants (Ex : MWD).

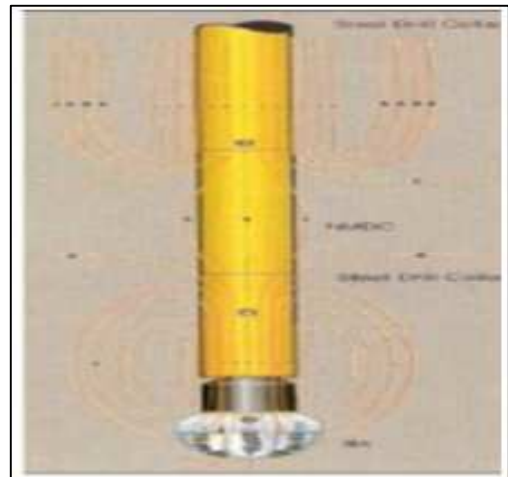


Figure II.7 : Équipement amagnétiques [5].

○ **Raccords coudés :**

Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond pour le désaxer par rapport à l'axe du puits, et donc désaxer l'outil de forage [1].

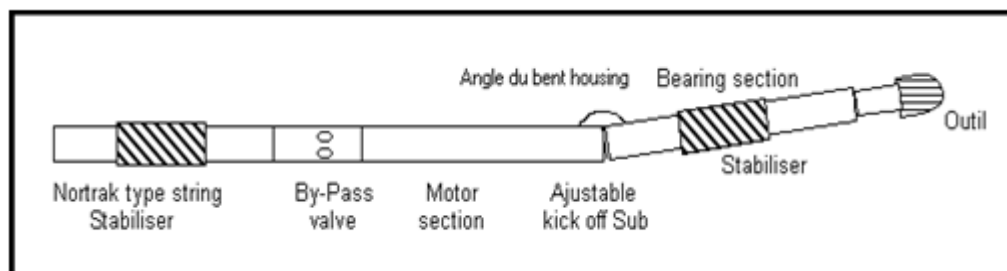


Figure II.8 : Raccord coudé [1].

○ **Raccords d'orientation :**

Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure de l'outil de mesure.

Ils sont fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres [2].



Figure II.9 : Raccord d'orientation [5].

○ *Sifflet déviateur (Whipstock) :*

Les sifflets déviateurs sont communément appelés "Whipstock", est un sabot dont la surface intérieure et concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, le but d'un sifflet déviateur est d'initier la déviation d'un puits ou d'une branche d'un puits, soit en trou ouvert, soit à partir de l'intérieur d'un tubage.



Figure II.10 : Whipstocks [1].

○ *Les équipements de mesures :*

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement d'inclinaison et d'azimut du puits. En mode orienté ces mesures permettent de plus de contrôler le tool face du moteur et donc la direction du puits.

- Outils de mesure en temps différé.
- Outils de mesures en temps réel.

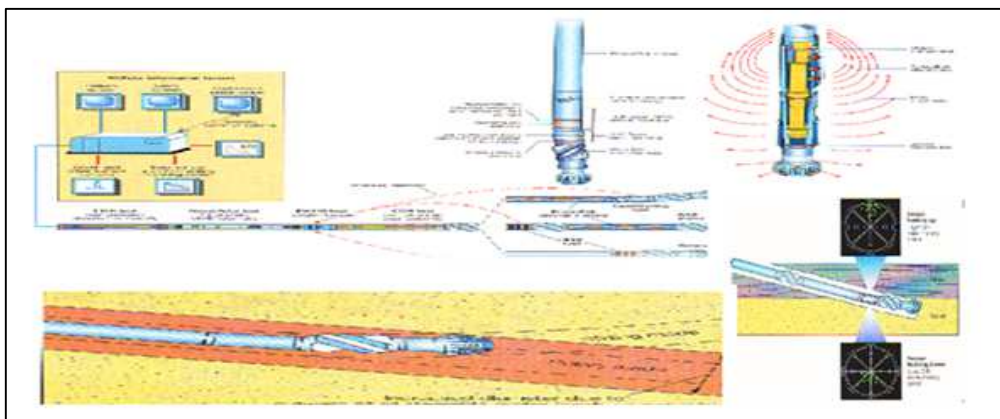


Figure II.11 : les équipements de mesures [1].

II.6.2 Réalisation du Slim Hole par Coiled Tubing Drilling

II.6.2.1 Définition du Coiled Tubing Drilling

Le Coiled Tubing Drilling s’était imposé comme une technique de forage moderne qui combine entre les concepts du Coiled Tubing et le forage conventionnel. Il y a eu de nombreuses applications très réussies de la technologie CTD dans des régions telles que l’Alaska et les Émirats Arabes Unis, pourtant CTD est toujours considéré comme une nouvelle technologie immature [6].

II.6.2.2 Applications du Coiled Tubing Drilling

- Forage en mode Balanced ou Underbalanced drilling,
- Approfondissement des puits verticaux,
- Ré-entry,
- Réalisation d’un puits multi-drains à partir du trou original [7].

II.6.2.3 Différentes caractéristiques du Coiled Tubing Drilling

Les CTD offre plusieurs avantages par rapport aux méthodes conventionnelles. Il a aussi plusieurs inconvénients et des limitations d’utilisation sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau II.1: Les avantages et les inconvénients de CTD.

Les avantages de CTD	Les inconvénients de CTD
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Forer sous pression, ✓ Manœuvres (descente, remonté) rapide. ✓ Circulation continue en cours d'avancement du pipe. ✓ Télémessure bilatérale haute qualité et continue entre surface et fond de puits, ✓ Aptitude de pénétration à travers des Slim hole. ✓ Petite dimension d'emplacement. ✓ Aire de travail plus sécurisée. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Pas de rotation complémentaire. ✗ Capacité limitée au repêchage. ✗ Petits diamètres. ✗ Faible circulation (cas de diamètre intérieur du casing de production réduit). ✗ Durée de vie du tube courte. ✗ Coût peut être élevé. [6]

II.6.2.4 Les équipements utilisés par Coiled Tubing Drilling

L’unité de CTD doit posséder une grande partie du même équipement qu'une unité de forage conventionnel (par exemple : pompes à boue, réservoirs de boue, équipement de

retrait des solides, installations de mélange de boue et des équipements de contrôle), tout en gardant les équipements du Coiled Tubing conventionnel.

- **Les équipements de fond** : Les équipements du fond de CTD peuvent être simple ou assez compliqués, par exemple, pour le forage horizontal, il peut consister de : outil, moteur de fond, et peu de masse-tiges, mais pour le forage des puits SR en SH il constitue de [6] :

- **Moteur de fond**

Le moteur de fond le plus couramment utilisé est un moteur à déplacement positif (PDM). Il est entraîné par le fluide de forage qui traverse le moteur. Le fluide passe à travers une section rotor / stator (semblable à une spirale). Ce moteur doit pouvoir fonctionner d'une manière optimale à faible débit et peut donner le couple nécessaire à l'outil de forage (bit). Pour le CTD utilisé ou forage dirigé, [6].

- **Orienting tool**

L'orienteur est nécessaire pour tourner l'index ou la partie inférieure de la BHA pour régler la face de l'outil dans la direction souhaitée.

- **Les raccords**

, les raccords servent à l'accouplement de divers outils de fond à l'extrémité du [6].

- **Clapets anti-retour**

Un clapet anti-retour est généralement monté sur le raccord fixé à l'extrémité du coiled tubing. En interdisant aux fluides de production de remonter à l'intérieur du coiled tubing.

- **Shear sub**

Le Shear sub, est aussi appelé déconnecteur hydraulique ou Ball Operated Shear Sub. Il est descendu avec le train d'outil pour libérer le Coiled Tubing en cas de coincement (*figure II.2*) [6].

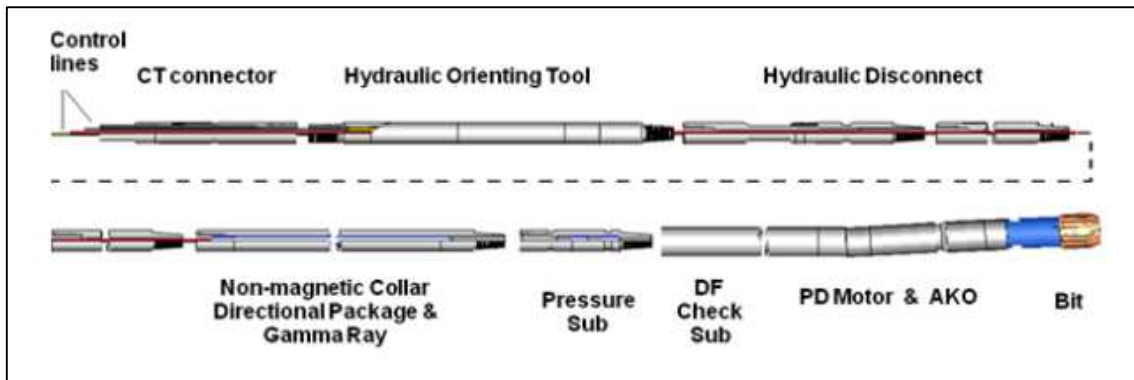


Figure II.12: Train de fond du CTD.

II.7 Comparaison entre les deux methode CTD et Workover

Tableau II.2: Comparaison entre CTD et Workover

Unité de CDT	Unité Wokover
Pas de connections	Avec onnection
Pressions limitées	Pressions élevées
Maximum diametre 6"	Pas de limitations de diamètre
Nettoyage critique	Meilleur nettoyage du trou
Téléométrie par câble	Problèmes de signal
Adaptation au Slim Hole	Équipements spéciaux pour le Slim Hole
BOP compacte	BOP encombrant
Coût raisonnable	Coût élevé

Chapitre II

Généralités et Applications du Slim Hole

Chapitre III
Statistiques et Analyse
de la Performance des
puits repris en slim hole
dans le champs de
HMD

III. 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 Oil 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.1 Évolution du nombre de puits repris en Short Radius (SH) 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 du nombre des puits en SH
2002	23	23	3	3
2003	15	38	0	3
2004	25	53	2	5
2005	29	82	4	9
2006	15	97	8	17
2007	10	107	10	27
2008	12	119	5	32
2009	8	127	14	46
2010	11	138	13	59
2011	5	143	8	67
2012	3	146	1	68
2013	0	146	0	68
2014	4	150	2	70
2015	6	156	2	72
2016	6	162	4	76
2017	10	172	2	78
2018	9	181	5	83
2019	3	183	2	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 complétions 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 :

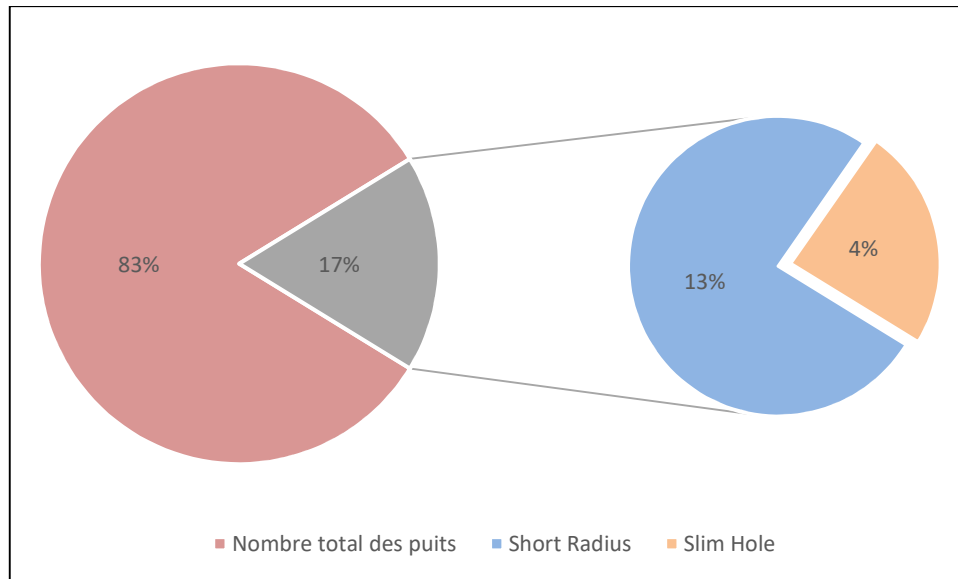


Figure III.1 : Pourcentage des SH par rapport aux SR réalisés entre 2002-2019

III.2 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 en 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[1].

Tous les Short Radius en Slim Hole ont été réalisés par des appareils Work-over à partir de cette date.

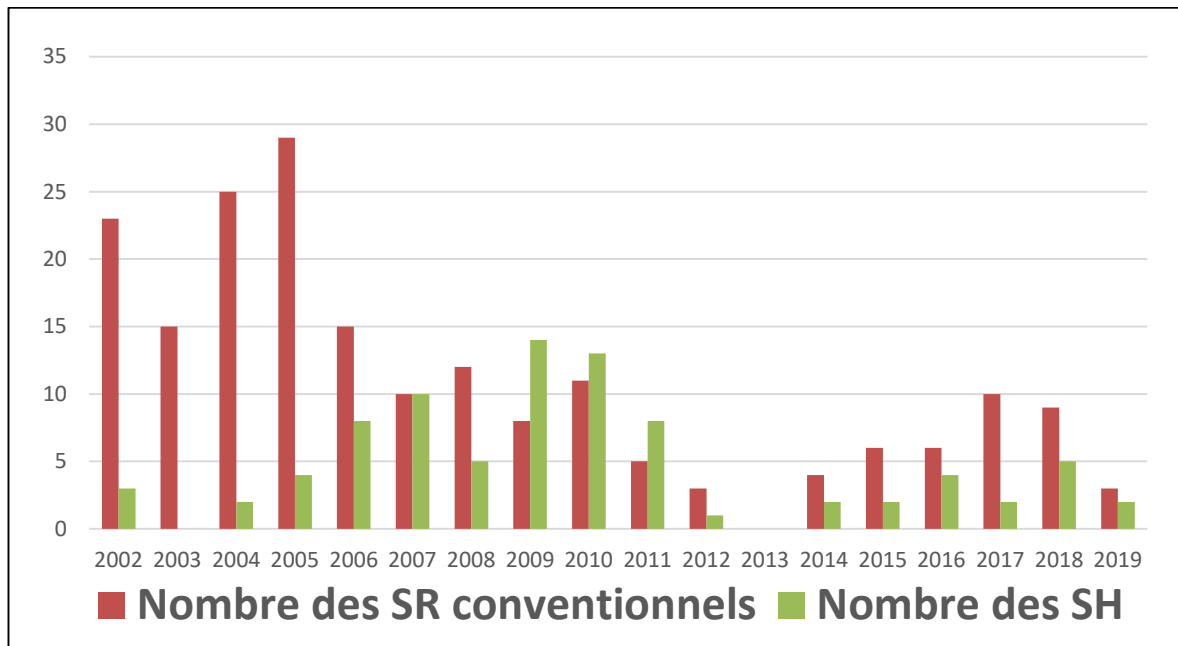


Figure III.2 : Nombre des SR conventionnels par rapport au SH 2002-2019.

III.3 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 [7].

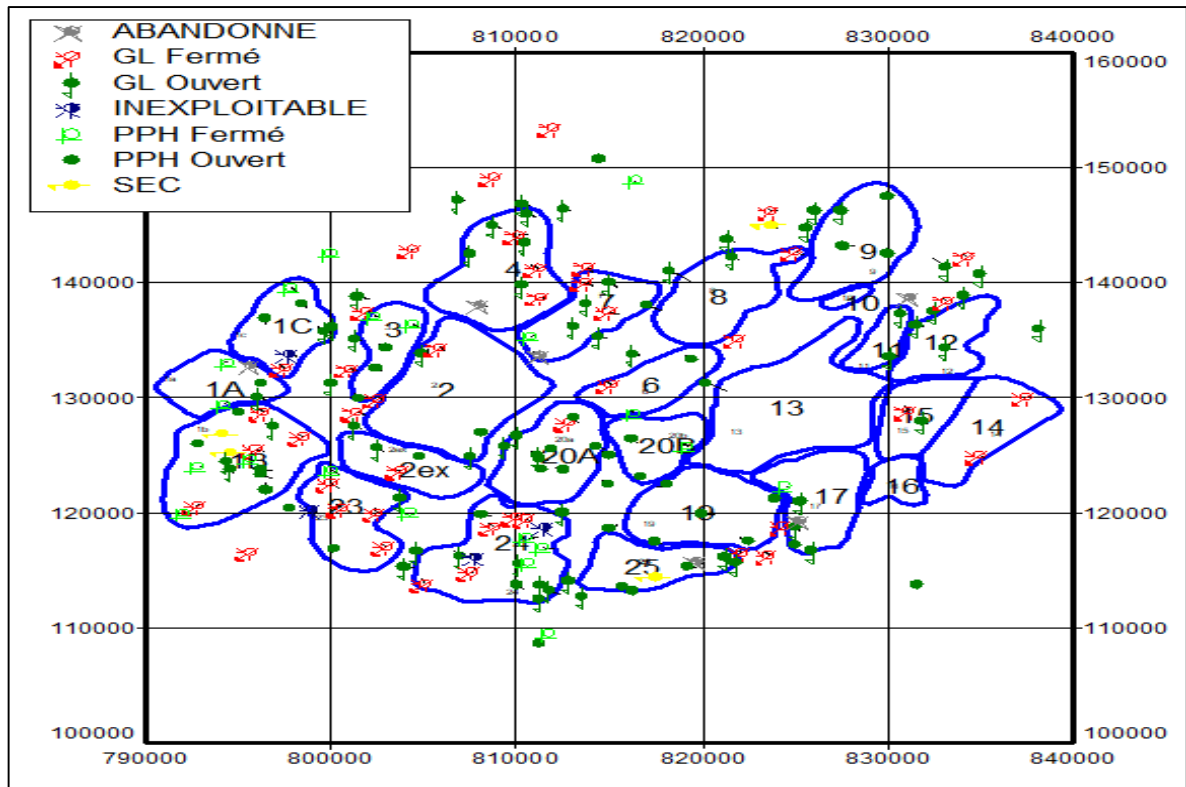


Figure III. 3 : Répartition des puits Short Radius et Slim Hole sur le champ de HMD [7].

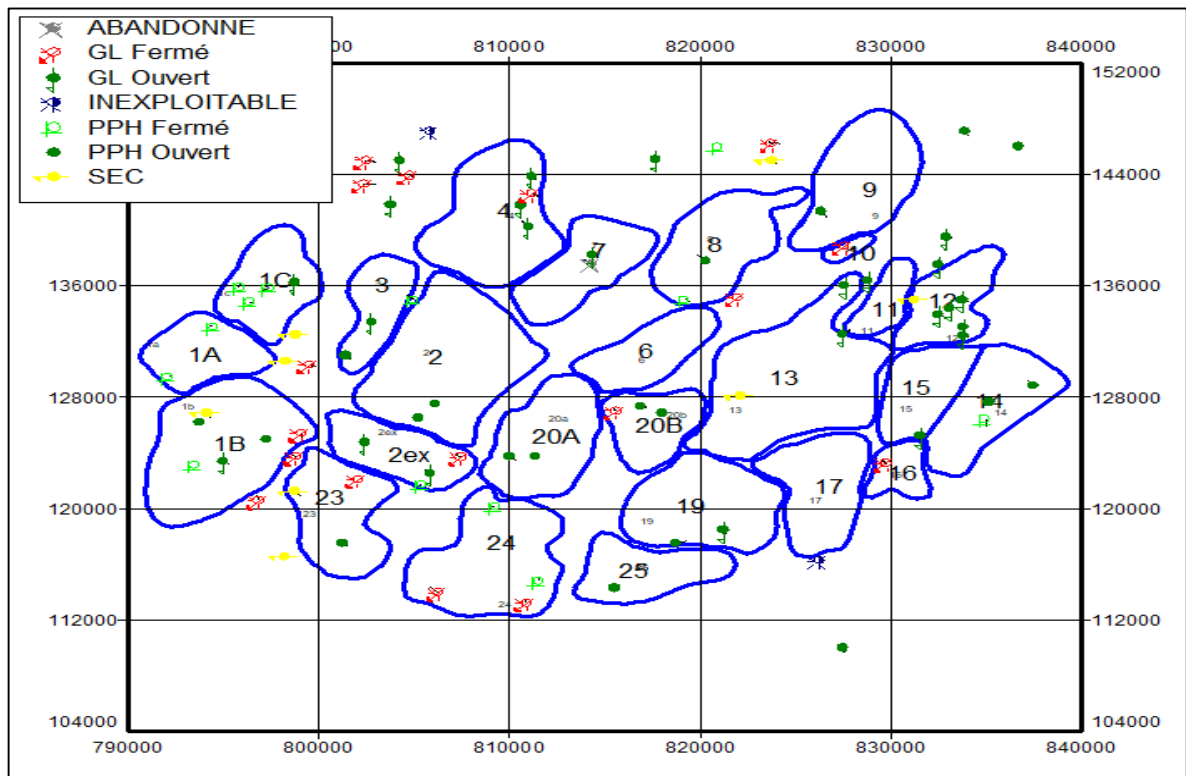


Figure III. 4: Répartition des puits Short Radius et Slim Hole sur le champ de HMD [7].

III.4 Raisons majeures de la reprise des puits en Slim Hole dans le champ de HMD

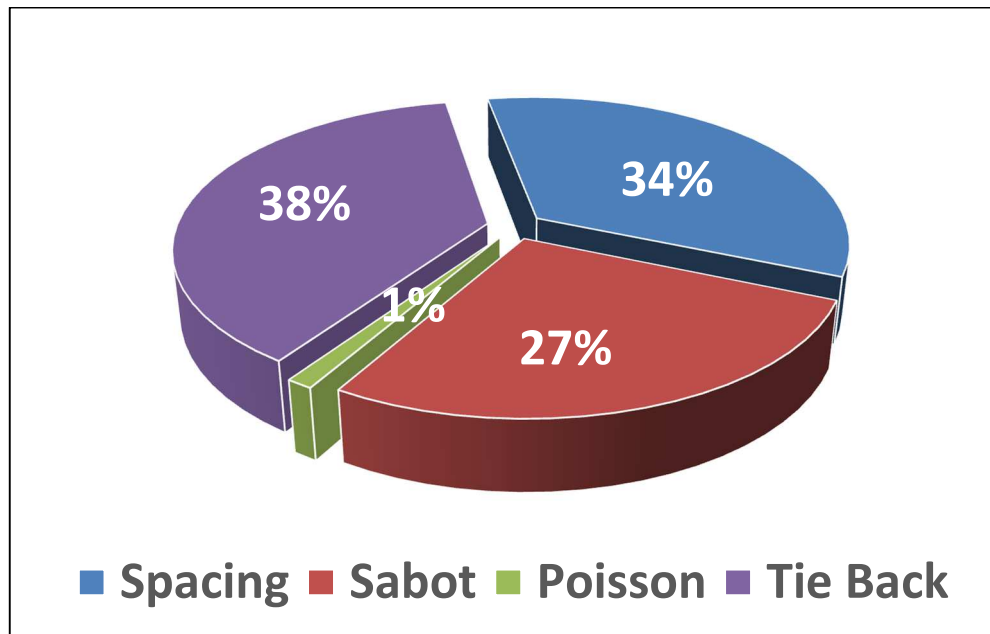


Figure III.5 : Pourcentage des raisons de la reprise en SH

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.5 Méthodes de réalisation de Slim Hole sur le champ de HMD

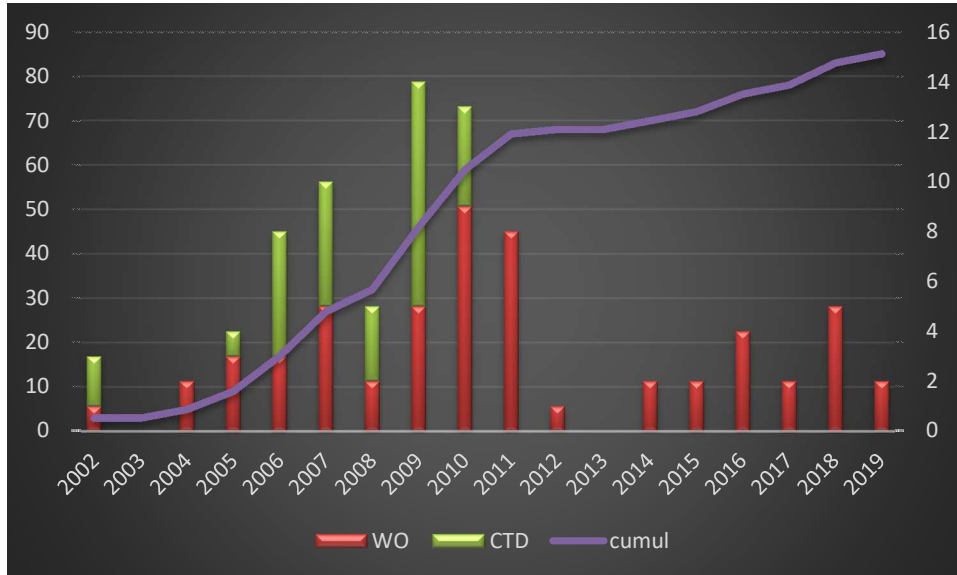


Figure III.6 : Les méthodes de réalisation du Slim Hole sur le champ HMD

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.

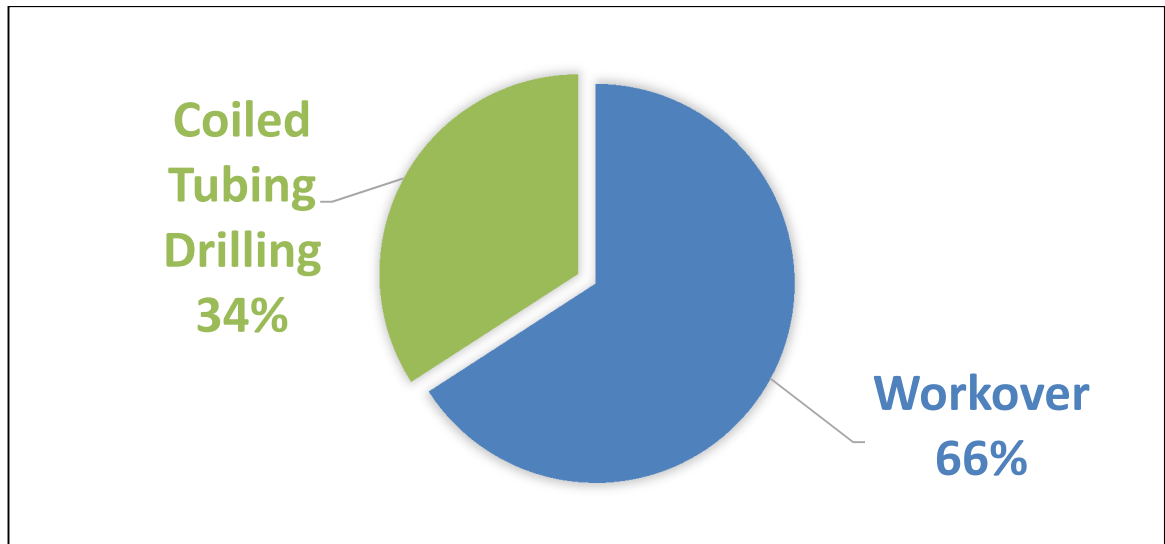


Figure III.7: Types des réalisations du Slim Hole 2002-2019.

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.

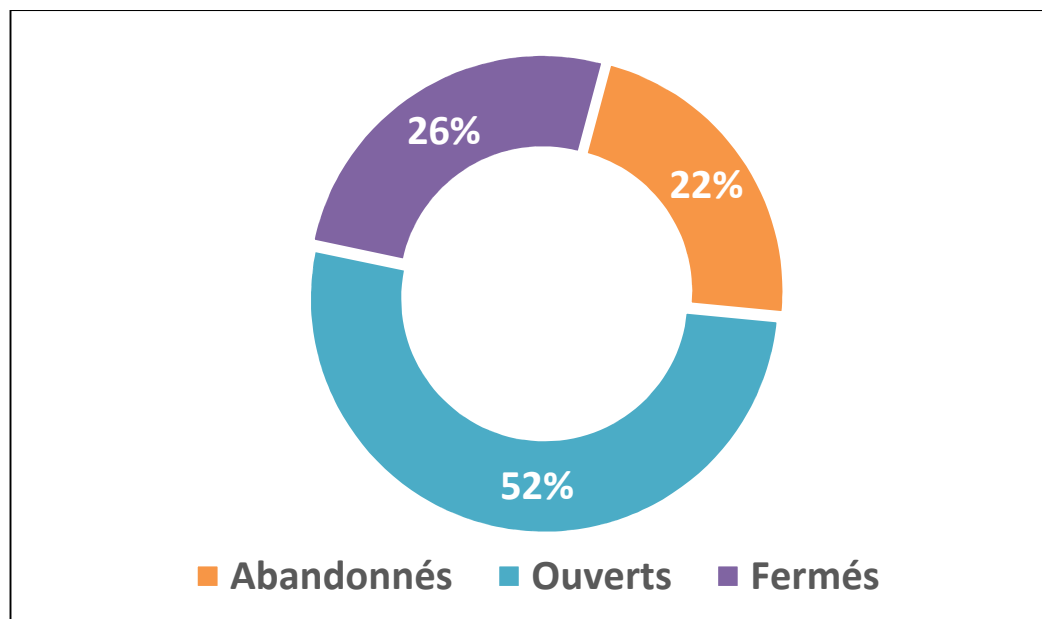


Figure III.8 : État actuel des puits repris en Slim Hole.

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 mentionnés en détail sur le tableau ci-dessous :

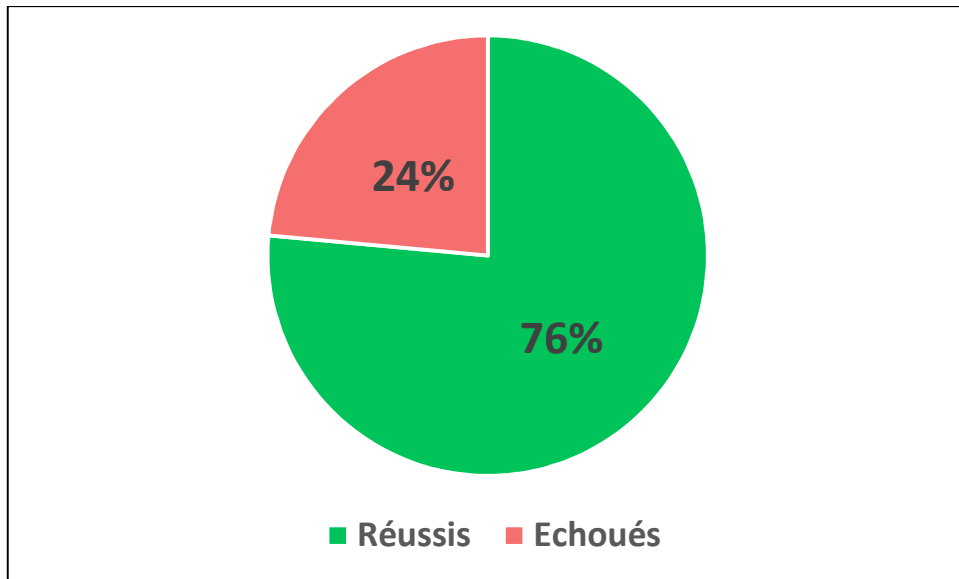


Figure III.9 : Taux de réussite des puits en Slim Hole 2002-2019.

Ce graphe montre que 76% des opérations de reprise de puits ont réussi sur le champ de Hassi Messaoud, en contrepartie, seulement 24% des opérations ont échoué. Ceci indique que la complexité de l'opération ne présente pas un risque majeur si l'étude est bien établie avant la réalisation et ça contribue énormément à améliorer la production et récupérer des réservoirs considérés perdus auparavant.

Au cours de la reprise des puits en Slim Hole durant les années (2002-2019), 21 échecs ont été enregistrés parmi les 85 puits repris dans la même période sur le champ de Hassi Messaoud.

Ce qui présente un taux d'échec environ de 24 %, ils se retrouvent actuellement abandonnés. Parmi ces derniers, on peut distinguer 4 types d'échecs :

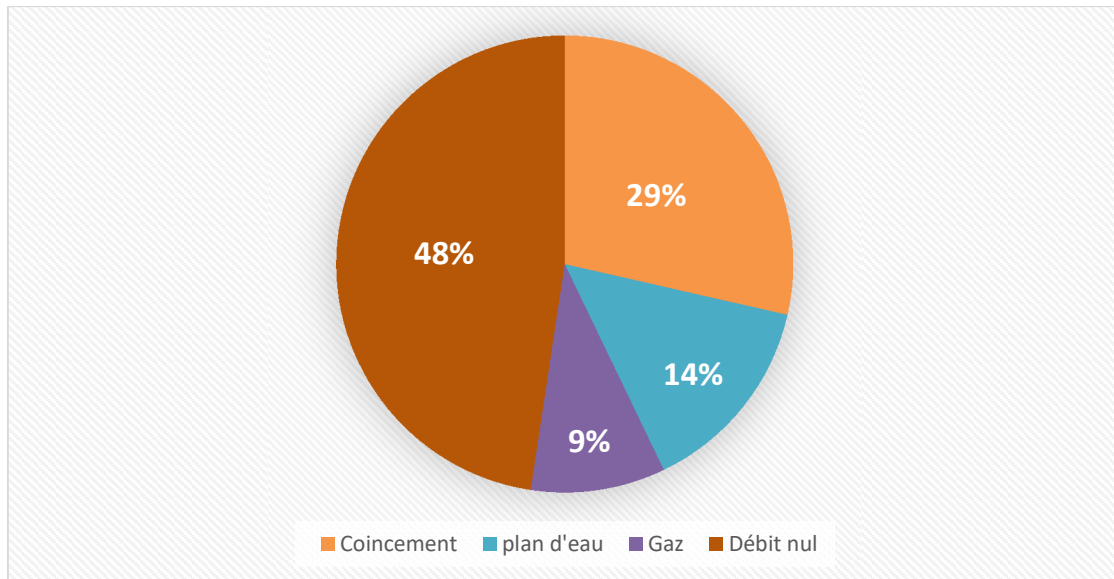


Figure III.10 : Les types d'échecs des Slim Hole

- **Débit nul** : Ceux qui après leur reprise en Slim Hole n'ont donné aucun débit d'huile. l'origine de cet échec est à cause des problèmes liés directement à la nature de la formation (zone argileuse). Les faibles caractéristiques pétro-physiques de la roche peuvent contribuer aussi à l'échec. On cite : **OMO461, MD284 et MD83**.
- **Coincement mécanique** : Ceux qui ont subi des problèmes au cours de la reprise du Slim Hole, vu que la complexité de la réalisation du trou réduit qui présente un milieu de manœuvre très critique. Cela varie d'un coincement de la garniture du forage vers une erreur de manœuvre humaine, y compris l'absence du matériel requis chez certaines compagnies de services. On cite : **OML35, OMP241 et OMO74**.
- **Production totale d'eau** : Ceux dont le test DST n'a donné que de l'eau après la reprise, le type d'anomalie de ces puits peut être dû à la géologie de la zone ainsi qu'à la remonté du plan d'eau. On cite : **MD388 et OMM422**.
- **Production totale de gaz** : Ces puits dont le forage a probablement raté la poche qui emmagasine les hydrocarbures se sont retrouvés dans une poche de gaz. On cite : **ONM44 et MD300**.

Remarque : Il est à noter que la majorité écrasante des coincements ont été présents que dans le mode de reprise par Workover.

III.6 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 un taux de participation sur la production totale qui est de l'ordre de 3% en 2019.

III.7 Performance des puits verticaux repris en Slim Hole entre 2002-2019

III.7.1 Méthode d'évaluation des puits verticaux repris en Short radius

La méthode d'évaluation la plus rigoureuse, consiste à évaluer le gain de production obtenu après la reprise de ces puits en Slim Hole.

Souvent on parle du gain en faisant la différence entre le débit avant et après l'opération ce qui est, dans le cas d'un puits, peu significatif, vu que ces valeurs sont instantanées et non représentatives car les puits ne produisent pas à débits fixes, mais leur production décline au fil du temps dans des conditions constantes de soutirage, lors de la récupération primaire.

Dans le cadre de cette étude, le gain est pris des tests de jaugeages périodiques, le cahier de courbes et même par les données requises du logiciel OFM.

Pour le tableau ci-dessous on va considérer que n'importe quel débit résultant après l'opération est considéré comme étant gain, vu la situation antécédente du puits (fermé), à moins qu'il ne soit pas rentable économiquement.

Tableau III. 2. Tableau récapitulatif des Slim Hole selon leurs réalisations [8].

Puits	Fin d'intervention	N° (j)	Type du programme	VS (m)	Gain (m ³ /h)	Zone
MD162	06-09-2002	87	LEGER	399.4	0.79	2EX
OMK102	03-06-2002	50	LEGER	537	6.72	ZONE 4
OMN44	14-07-2002	27	LEGER	495	4.29	HZN
OML34	19-06-2004	38	LEGER	390.5	3.57	HZN
ONM14	27-01-2004	35	LEGER	412.91	4.98	Zone 12
MD451	12-12-2005	83	LEGER	443.13	2.81	Zone 24
MD51	12-01-2005	62	LEGER	288	7.34	1B
OML51	14-06-2005	82	LEGER	600.03	10.92	Zone 9
OMP75	09-03-2005	106	LEGER	424.21	4.53	HZN
MD23	21-05-2006	66	LEGER	650	9	Zone 24
MD330	29-04-2006	68	LEGER	310	19.29	HZS
MD338	10-10-2006	40	LEGER	175	2.1	2S
MD388	11-08-2006	133	LEGER	325	4.58	1B
OMM80	18-05-2006	91	LEGER	394.02	6.05	HZN
OMO74	24-11-2006	40	LEGER	350.82	0	Zone 8
ONM23	26-08-2006	59	LEGER	404.89	7.6	Zone 12
ONM372	13-06-2006	39	LEGER	352	2.79	HZN
MD262	04-10-2007	67	LEGER	628	6.98	Zone 19
MD267	15-11-2007	42	LEGER	488.42	7.68	Zone 14
MD321	08-02-2007	25	LEGER	258	11.95	1B
MD364	04-10-2007	64	LEGER	346	3.18	1B
OMJ24	15-12-2007	59	LEGER	550.26	7.2	HZN
OMJ433	29-09-2007	42	LEGER	247.08	2.35	HZN
OMK112	10-01-2007	43	LEGER	310	3.76	Zone 4
OMK12	18-11-2007	39	LEGER	410	0.4	Zone 4
OMK64	22-07-2007	38	LEGER	370.9	6.72	HZN
OMO462	19-05-2007	84	LEGER	469.3	3.89	Zone 7
MD284	06-09-2008	29	LEGER	350.89	0	HZS
MD83	06-11-2008	57	LOURD	438.1	0	Zone 23
OMJ223	22-03-2008	135	LEGER	547	0.3	HZN
OMJ313	04-08-2008	62	LOURD	412.33	5.45	HZN
OMO86	16-08-2008	75	LEGER	600.04	10.66	Zone 2S
MD201B	16-04-2009	53	LEGER	400	3.98	Zone 14
MD293	17-01-2009	59	LEGER	402	4.78	2EX
MD300	05-07-2009	28	LEGER	112	5.48	2EX
MD369	15-05-2009	30	LEGER	283	4.02	Zone 24
MD377	04-06-2009	18	LEGER	139	5.51	Zone 2S
MD428	08-04-2009	48	LEGER	270	6.91	Zone 15
OMK13	13-12-2009	41	LEGER	350	3.89	Zone 4
OMM54	03-08-2009	24	LEGER	146.4	8.26	1C
OMN202	24-10-2009	158	LEGER	350.2	6.78	Zone 3
OMN322	30-10-2009	86	LEGER	303	3.99	Zone 3

OMO461	26-10-2009	149	LEGER	126.42	0	Zone 7
OMP62	16-04-2009	53	LEGER	510.79	5.32	Zone 13
ONM26	14-02-2009	21	LEGER	252.69	3.96	HZN
ONM34	12-11-2009	84	LEGER	350	5.99	Zone 12
MD10	01-04-2010	37	LEGER	300.68	0.59	20A
MD106	28-02-2010	59	LEGER	499	3.57	20A
MD11	18-01-2010	33	LEGER	350	8.66	Zone 19
MD232	22-08-2010	68	LEGER	340.83	17.76	Zone 23
MD285	20-02-2010	29	LEGER	309	4.79	2S
MD353	08-05-2010	62	LEGER	350.62	1.69	Zone 25
MD69	16-04-2010	108	LEGER	350.2	0	Zone 13
MD72	05-10-2010	93	LOURD	311.65	0	HZS
OML35	30-01-2010	148	LEGER	198.19	0	HZN
OMM643	04-04-2010	76	LEGER	358	2.72	1C
OMM72	22-06-2010	53	LEGER	354	0	HZN
OMP65	26-11-2010	140	LEGER	342.31	10.34	Zone 13
ONM32	19-12-2010	83	LEGER	352	4.2	Zone 12
MD248	24-05-2011	107	LEGER	209	0	HZS
MD298	19-03-2011	50	LEGER	338	0.8	Zone 13
MD304	26-06-2011	147	LEGER	296.95	5.36	2EX
MD325	08-02-2011	122	LEGER	28	5.59	20B
OMM542	16-02-2011	97	LEGER	326	8.34	1C
OMM702	09-05-2011	43	LEGER	330.39	9.26	HZN
ONM332	17-07-2011	92	LEGER	273.61	1.6	Zone 12
ONM422	14-08-2011	104	LEGER	350.66	4.89	Zone 12
MD223	17-08-2012	190	LEGER	350	5.9	20B
MD104	26-08-2014	84	LEGER	350	0	20B
MD148 B	05-07-2014	85	LEGER	230	10.06	Zone 14
MD226	20-04-2015	64	LEGER	302	17.76	HZS
MD249	13-08-2015	80	LEGER	350	3.97	1B
MD329	30-11-2016	58	LEGER	29.25	7.67	Zone 23
MD654	12-05-2016	169	LOURD	300	1.98	Zone 24
OMM75	03-01-2016	128	LEGER	365	0.4	1C
ONI353	25-09-2016	181	LOURD	300	16.16	HZN
MD482	26-09-2017	100	LEGER	401.96	0	1B
OMJ552	16-01-2017	93	LOURD	289	0	HZN
OMJZ441	27-01-2018	141	LOURD	391	6.89	HZN
OMM422	12-09-2018	105	LEGER	450	0	1A
OMP241	18-10-2018	205	LOURD	33.23	0	HZN
OMP67	26-08-2018	193	LEGER	342	0	Zone 10
ONI642	13-11-2018	72	LOURD	276	12.6	HZN
ONM23	01-08-2019	87	LEGER	325	8.2	Zone 12
OML142	31/01/2019	107	LOURD	254	5.4	HZN

III.8 Activation par gas-lift des puits repris en Slim Hole

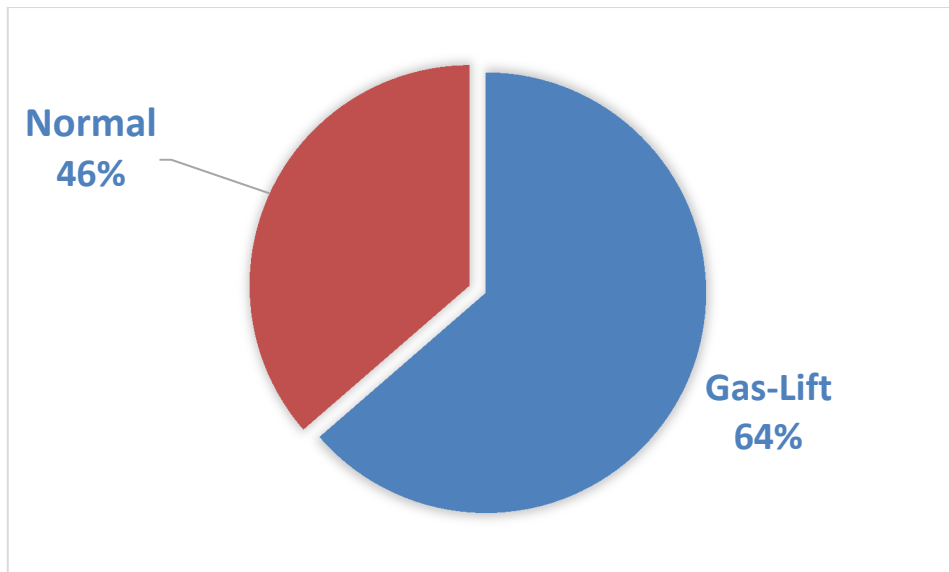


Figure III. 11: Pourcentage des puits en SH fonctionnant par gas-lift

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 artificial 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 faramineux et qui ont contribué d'une façon imminente à la production. (*Voir Annexe*)

III.10 Étude économique

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 :

$$\text{Payout (jours)} = \frac{\text{Coût de l'opération (\$)} - \text{Perte de production (\$)}}{Q_{\text{gain}} (\text{m}^3/\text{h}) \times 6.28 \times 24 \times (\text{Prix du baril (\$/bbl)} - \text{Prix de revient (\$/bbl)})} \quad (\text{III.1})$$

$$Q_{\text{gain}} = Q_{\text{après}} - Q_{\text{avant}}$$

Remarque : pour le prix de revient renferme tous les coûts d'exploitation, transport et la commercialisation, la Sonatrach a mis un prix fixe égal à 20\$ pour un baril.

Tableau III.3 : Tableau récapitulatif des POT des puits pilotes repris en Slim Hole

Puits	Opération	Année	Coût (DA)	Coût (\$)	Prix du baril	c/equiv bbl	Q bbl/j	Gain en jours de production
OML51	WO	2005	157268000	2130714	54,64	38995	1200	32,59
ONM372	CTD	2006	198669000	2821201	68,05	41458	741	55,79
MD330	CTD	2006	223567000	3281477	68,05	48222	2286	21,1
OMJ24	WO	2007	169430000	2606615	74,66	34913	487	71,72
OMK13	CTD	2009	178459000	2503634	78,26	31991	302	106,1
OMP62	WO	2009	100640000	1434027	62,35	23000	536	42,86
MD11	CTD	2010	145378000	2064149	80,35	25689	816	31,56
MD223	WO	2013	188354000	2304024	109,4	21064	106	31,55
MD148B	WO	2014	481200000	6101953	99,68	61215	665	58,95
MD226	WO	2015	250064000	2563970	52,79	48569	2770	17,54

Discussion des résultats

Le tableau précédent exprime les prix dépensés des opérations de réalisation du Short Radius en Slim Hole pour quelques puits pilotes, soit avec Workover ou avec Coiled Tubing Drilling et de toutes opérations précédentes et ultérieures. Les résultats du calcul du Payout time sont exprimés en jours, et aussi en termes de quantité de brut en (m³/j).

Pour que cette opération soit rentable, il faut que le délai de récupération du capital investi soit inférieur à six mois. Les résultats trouvés diffèrent d'un puits à un autre, mais globalement, sur les puits étudiés dans cette étude on trouve un délai moyen de 65 jours (2 mois à peu près).

On peut conclure que ces opérations de reprise des puits en Slim Hole étaient très **attrayantes** et économiquement **très rentable**.

Et quand il est temps de constater la contribution du Slim Hole en termes d'argent il faudrait suivre la démarche suivante s :

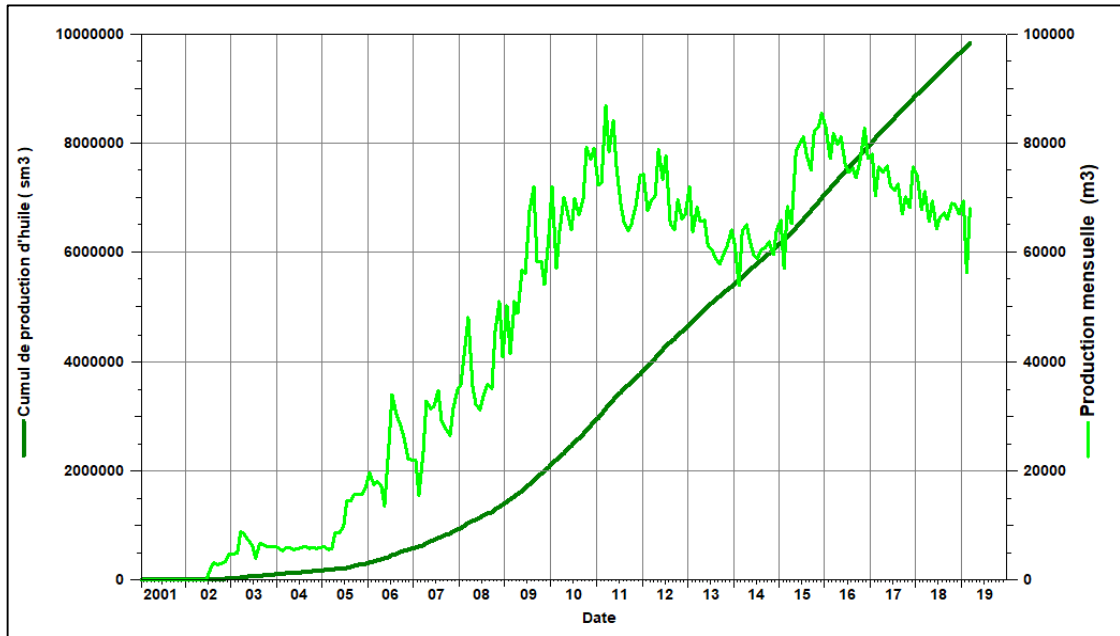


Figure III.12 :L'apport total de la production des Slim Hole de 2002-2019.

Cette courbe obtenue par le logiciel OFM après l'intégration des données de production périodiques des 85 puits repris en Slim Hole à partir de 2002 jusqu'au mars 2019, présente le cumul de de production de ces puits ainsi que leur production mensuelle. On observe que la production mensuelle entre 2002 et 2004 était faible, qui ne dépasse pas 5000m^3 et ça se justifie par l'utilisation timide de cette technique. À partir de 2004 la production mensuelle s'accroît d'une manière remarquable jusqu'à atteindre 85000m^3 . En 2011, la croissance de la production a commencé à chuter jusqu'à 60000m^3 en 2014 encore une fois à cause de sa non utilisation dans le champ. Cette production a été récupérée par la suite.

Économiquement parlons, et en tenant compte du cumul total de la production de 2002 jusqu'en 2019 qui est supérieur à **9 880 320 m³** en mars 2019, et en estimant que le prix moyen du baril est de **55\$** ; on obtient à l'aide d'un simple calcul :

$$\text{TR} = (9\,880\,320 \text{ m}^3 \times 6.28) \times 55 = \mathbf{3\,412\,662\,528 \$} \quad (\text{III.2})$$

C'est un chiffre astronomique qui provient des puits qui étaient à la base fermés et sur la voie d'abandon, donc la reprise des puits en Slim Hole permet de récupérer des puits techniquement inexploitable toute en assurant leur rentabilité.

Chapitre IV

Etude de Cas

OMJZ441

IV. 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.1 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.1.1 Informations générales sur le puits candidat

A) Informations de base :

- Puits : OMJZ441
- Zone : HZN
- Périmètre : Zone Centrale
- Date de forage : Juillet 2008[11]

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 :

- $X = 804249.86\text{m} / Y = 144993.24\text{m}$.
- $Z (\text{sol}) = 172.77\text{m} / Z (\text{table}) = 182\text{m}$.

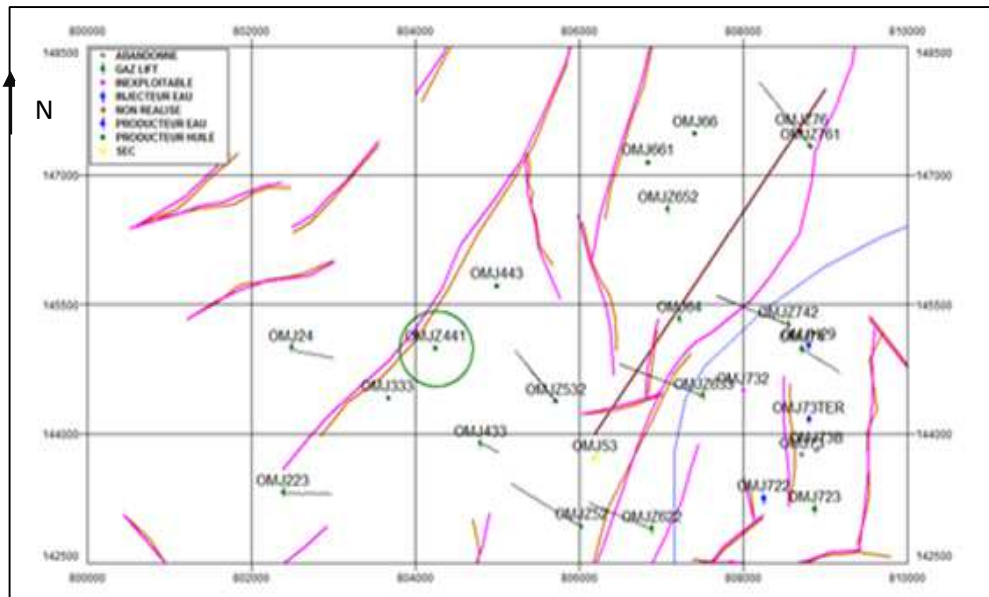


Figure IV.1 : Localisation du puits OMJZ441 [11].

IV.2 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 [12].

IV.2.1 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: Les tests du puits OMJZ441 avant la reprise du SH [8].

Test	Date	PG	PFD	PT	Debit		IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
		(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(m/h)								
DST	12/07/2008	426.12	281.95	62.6	Huile	8.28	.059	91	59	--	.7	9.53	Test réalisé 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 [8].

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

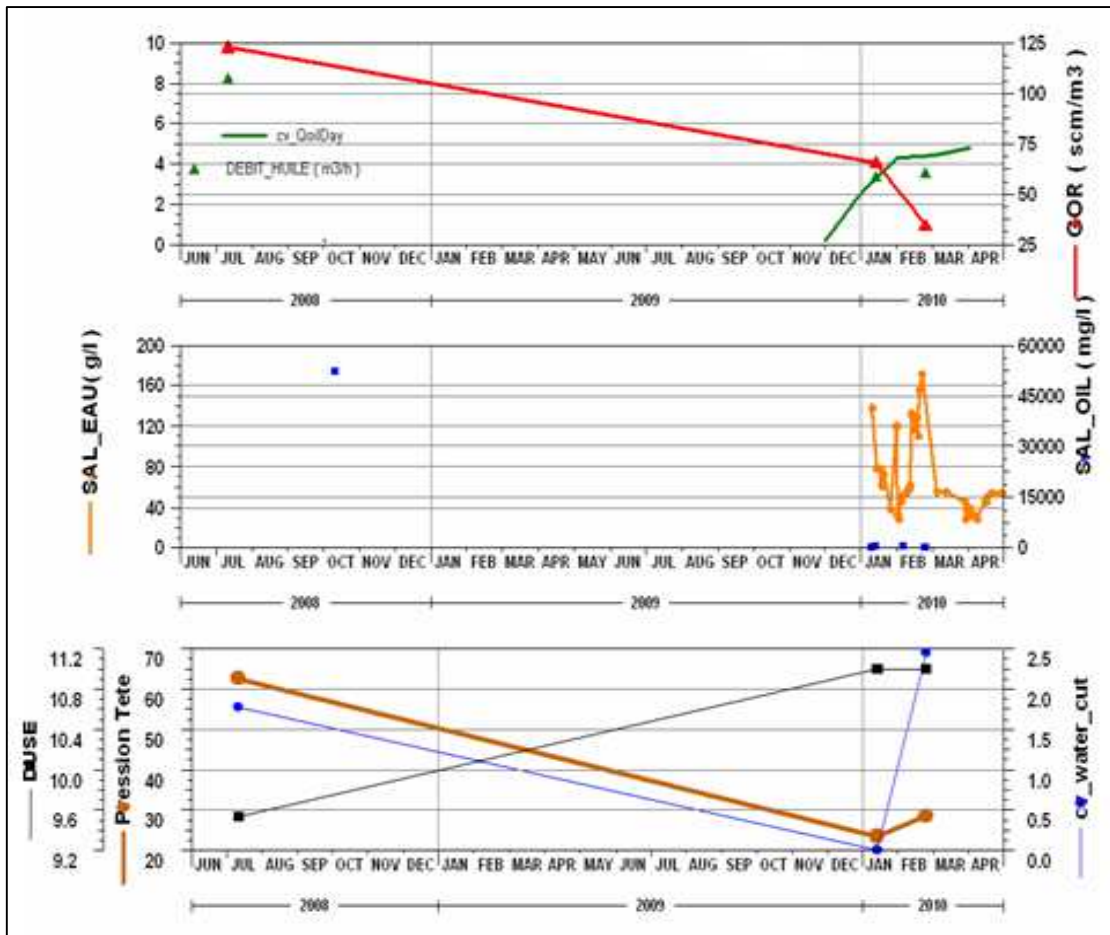


Figure IV.2 : Récapitulatif de production, salinité, GOR et WOR [13].

IV.2.2 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 (voir annexe 000).

IV.2.3 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.3*).

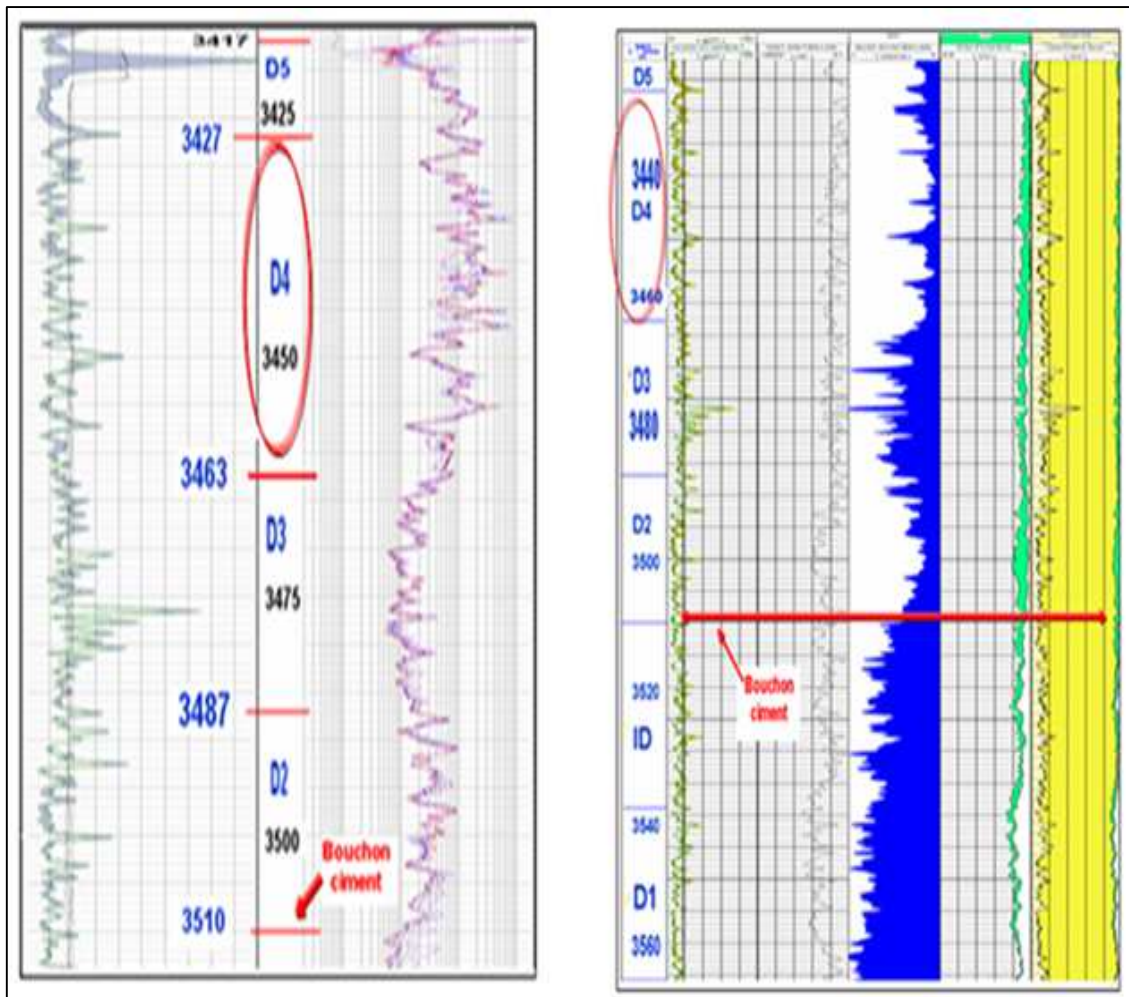


Figure IV.3 : Résultats du log GR et NPHI de OMJZ441 [11].

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.

- S_w 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.

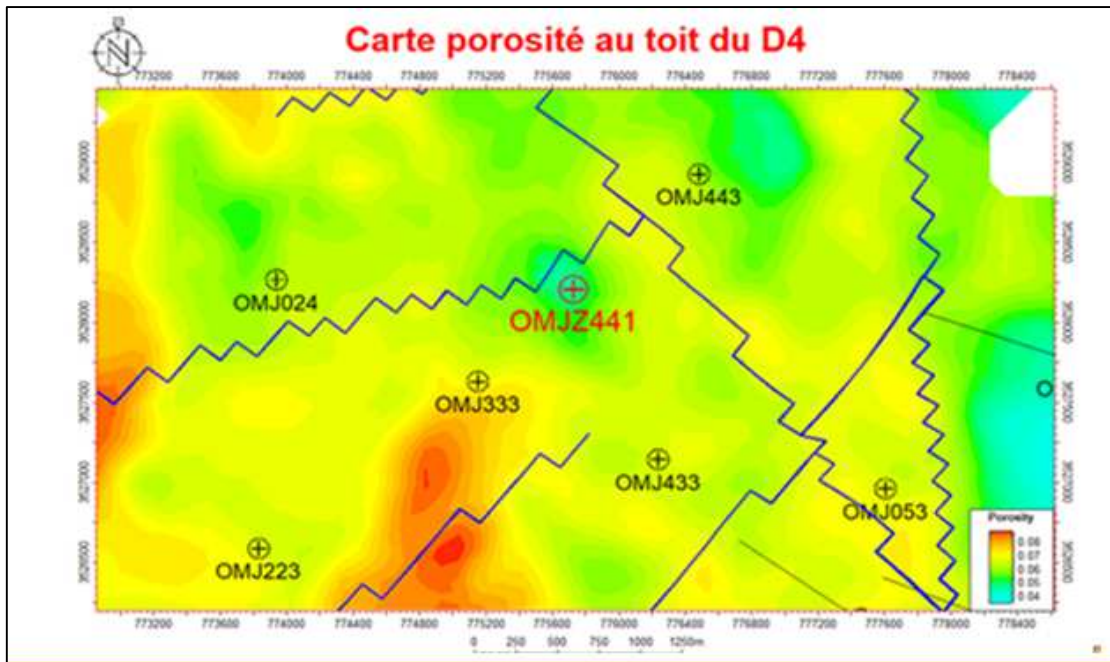


Figure IV.6 : Carte de porosité au toit du D4 [11].

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.

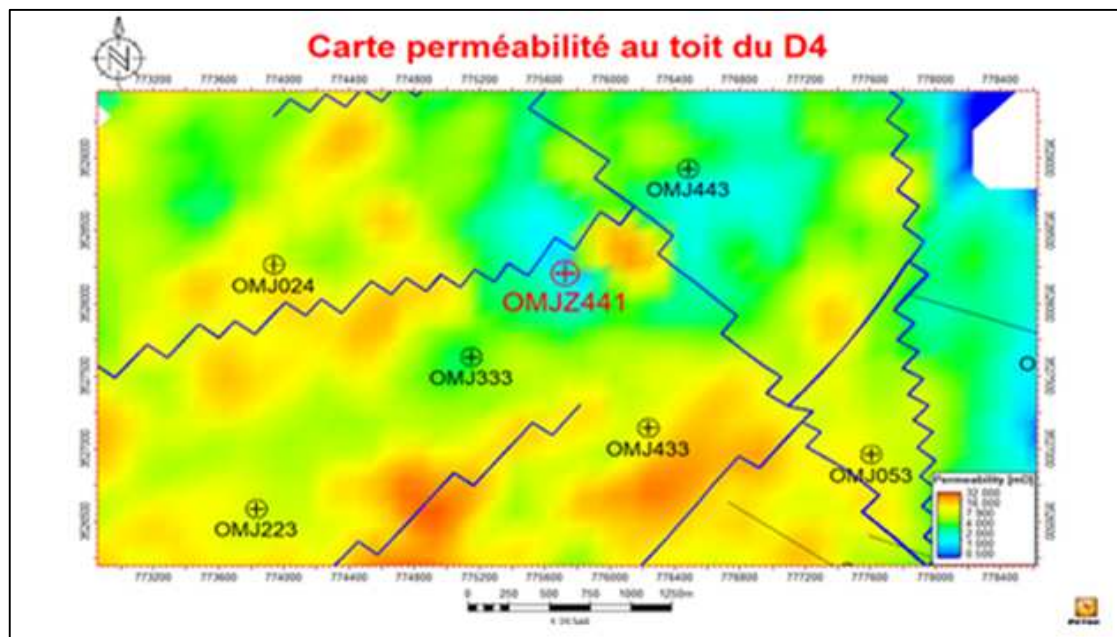


Figure IV.7 : La carte de perméabilité au toit du D4 [11].

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.2.4 Les cross sections

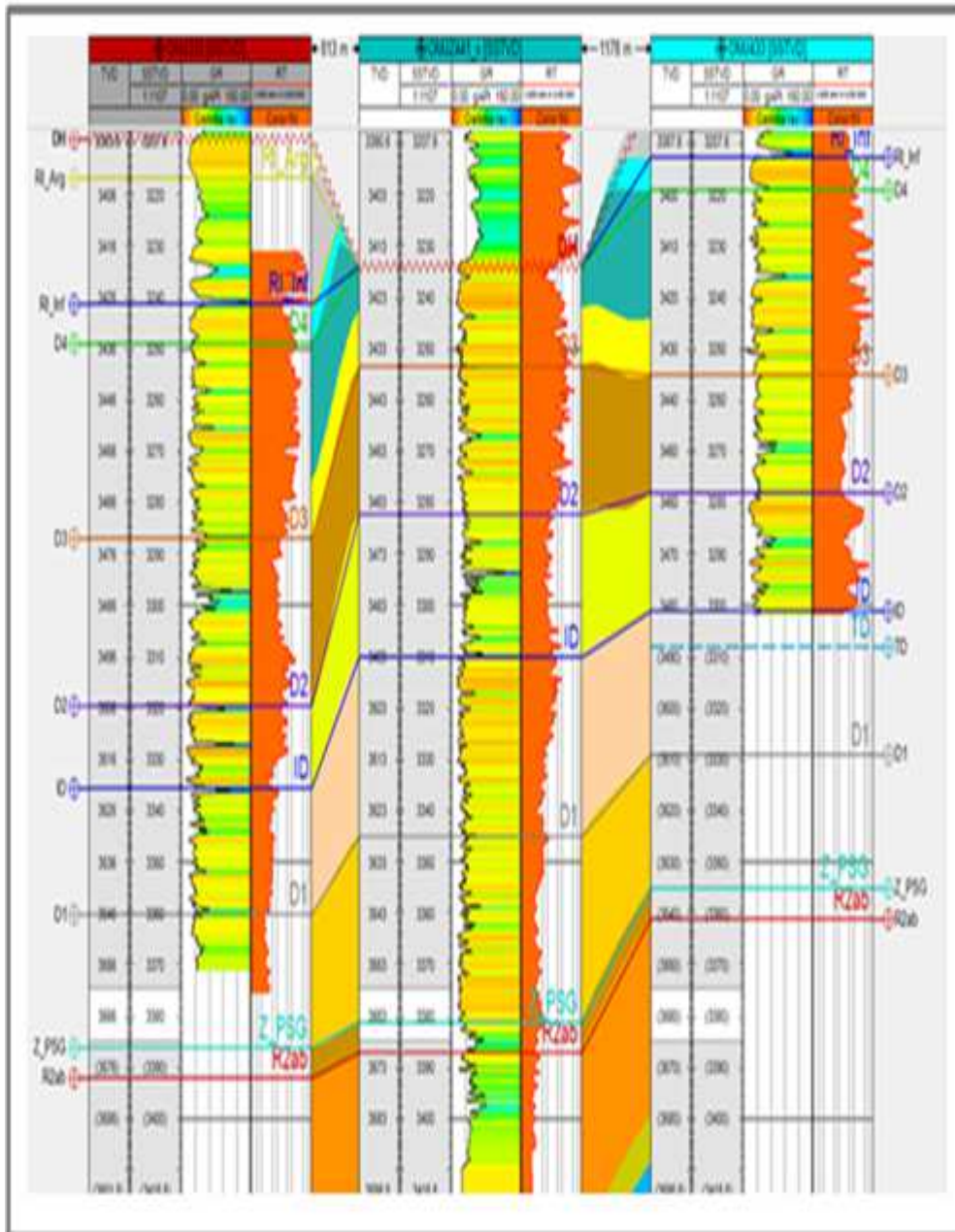


Figure IV.8 : Cross section entre OMJ433, OMJZ411 et OMJ333 [11].

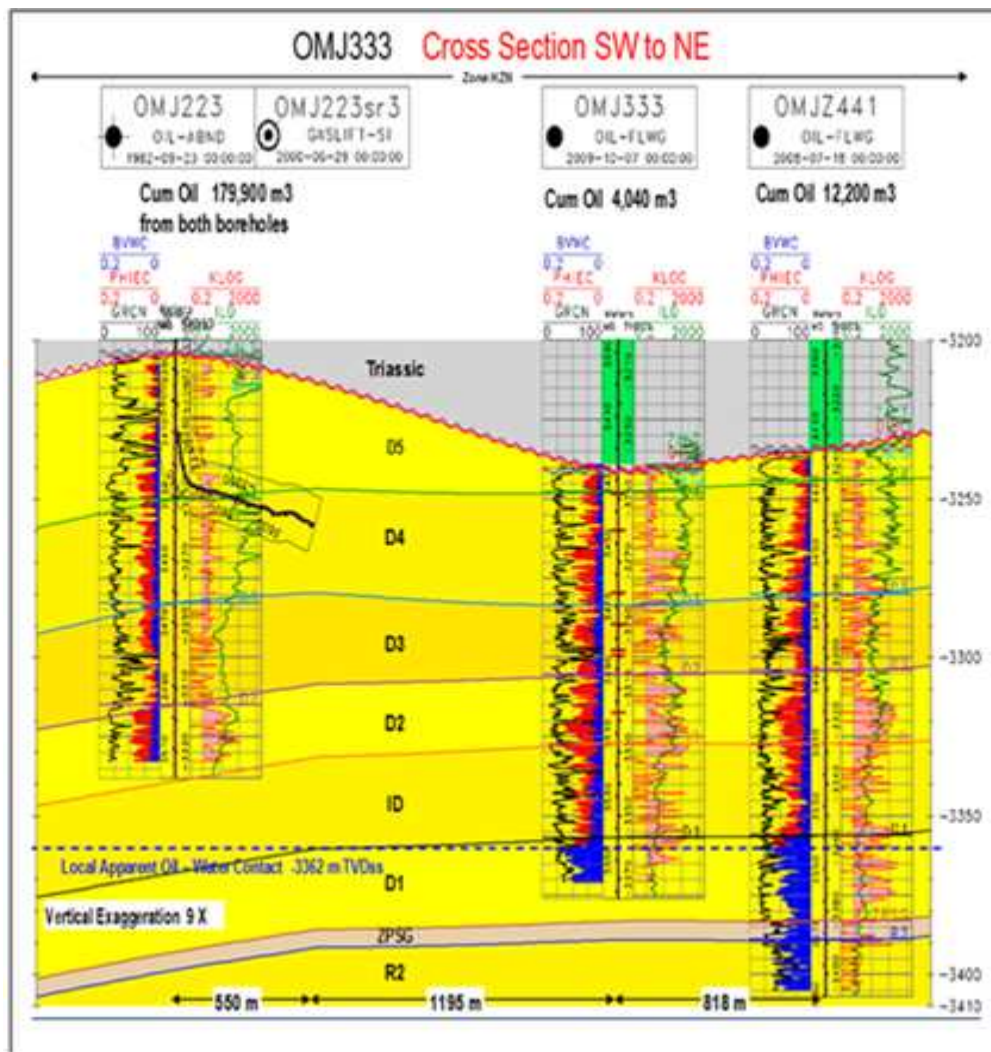


Figure IV.9 : Cross section entre OMJ223, OMJZ441 et OMJ333 [11].

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 OMJZ441 est plus profond par rapport aux autres puits après avoir corrélés 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.2.5 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.

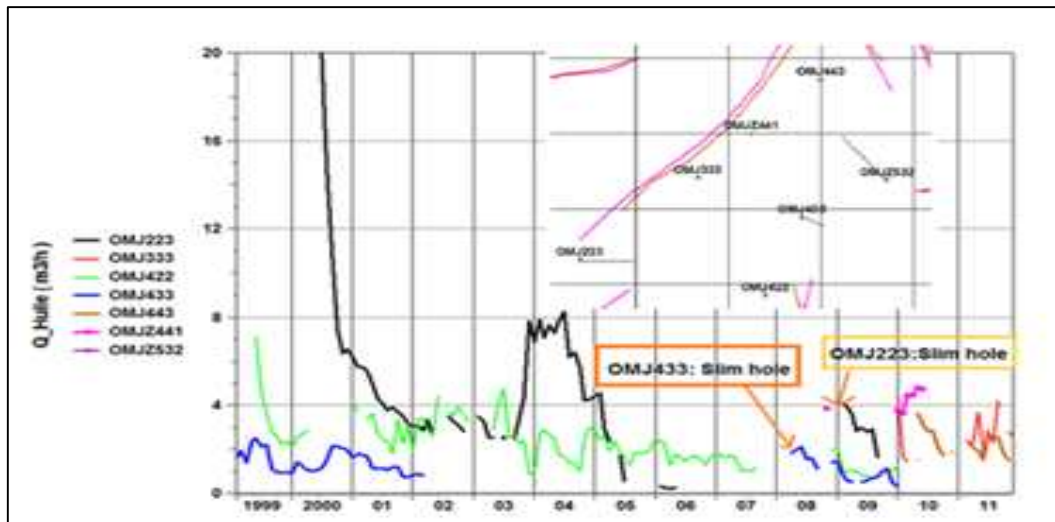


Figure IV.10 : La production du puits voisins d'OMJZ441 [11].

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).

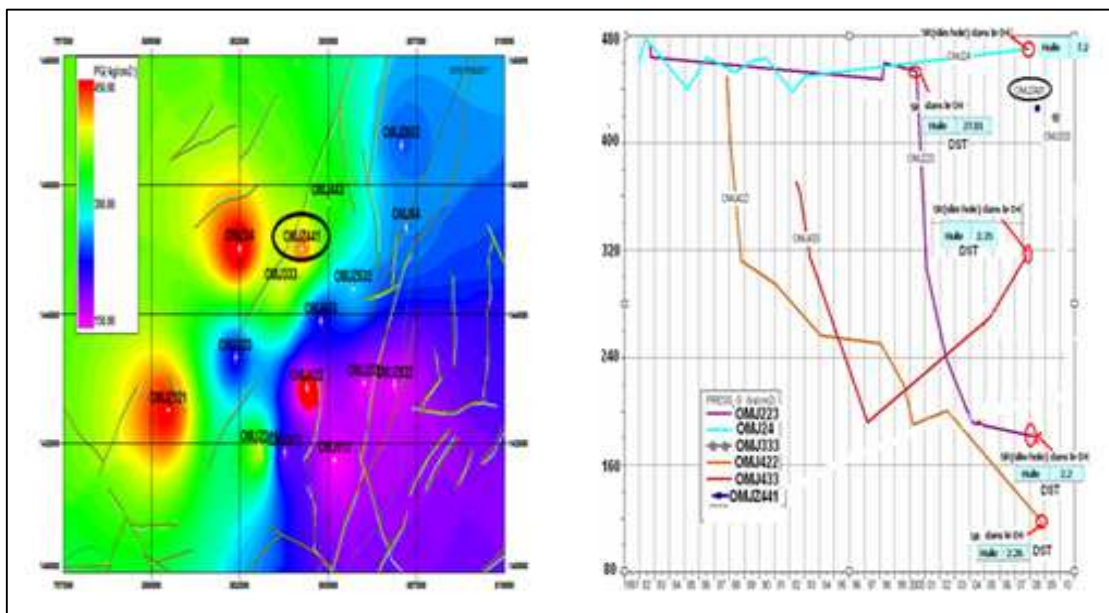


Figure IV.11 : Les cartes de pressions des puits voisins d'OMJZ441.

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.

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.3 Élaboration du programme de reprise du puits en Slim Hole

IV.3.1 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.3.2 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 Pt=0 durant 30 min, donc le puits est neutralisé)

Intervention Workover.

- Montage de l'appareil Work Over
- Observer pression tête Pt=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.

NB : Contrôler les pertes et les gains éventuelles pendant les opérations de Surforage et ajuster la densité de la boue nécessaire.

- 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 psis.

B) Réalisation du (Slim Hole)

- Opération électrique GR/CCL.
- Enregistrement GR/CCL, puis recalcr 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 dégorgeement et déterminer sa productivité (potentiel de réservoir).

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

Tableau IV.4 : Données DST du puits OMJZ441.

Test	Date	PG	PFD	PT	Debit		IP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
		kg/cm ²	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(m/h)	Huile					
DST	16/01/2018	402	317	105.6				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		

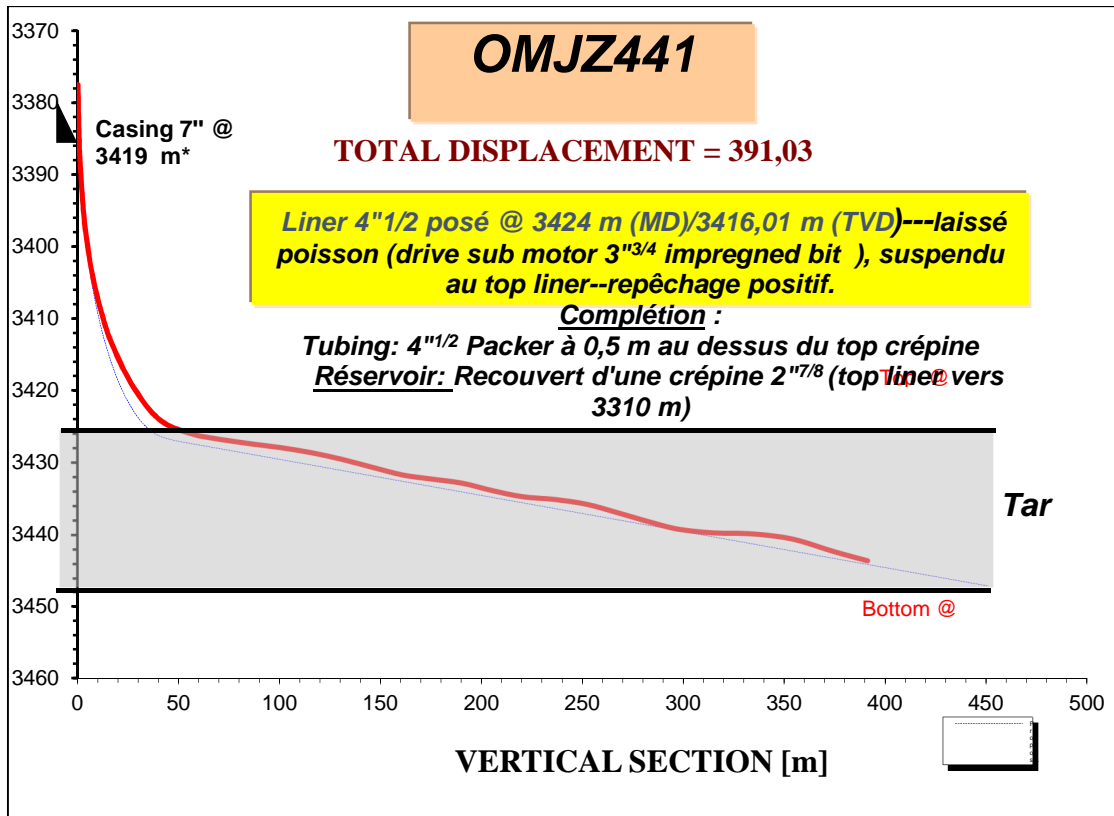


Figure IV.12: Profil verticale de la réalisation

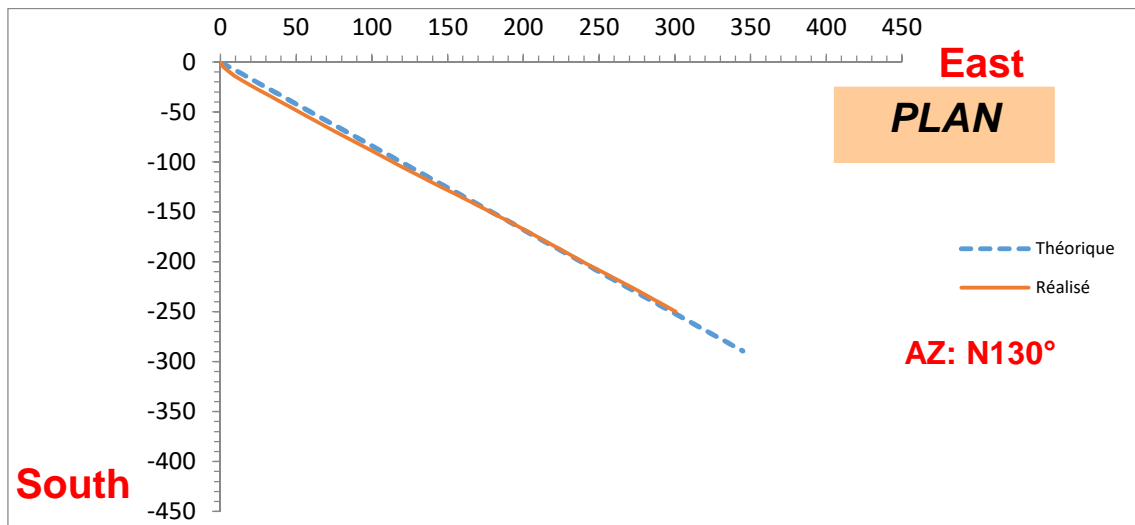


Figure IV.13 : Profil horizontal de la réalisation

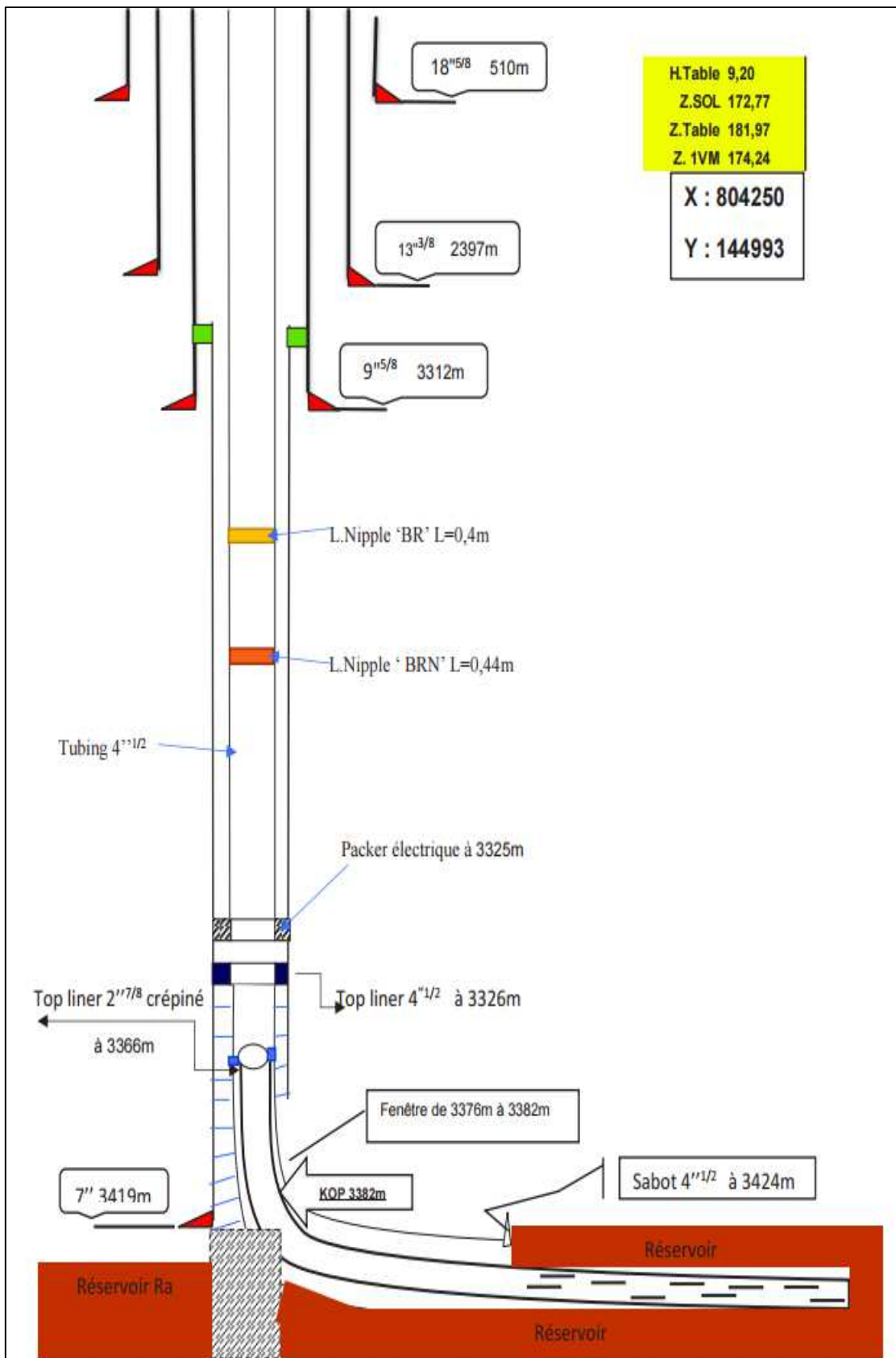


Figure IV.13 : Schéma illustratif du puits OMJZ441 après SH.

IV.4 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 de 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.5 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 artificial 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.5.1 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.5.2 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
DENSITE DE l'huile	42 API
Densité de gaz	1,236 SG (air =1)
Salinité de l'EAU	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.

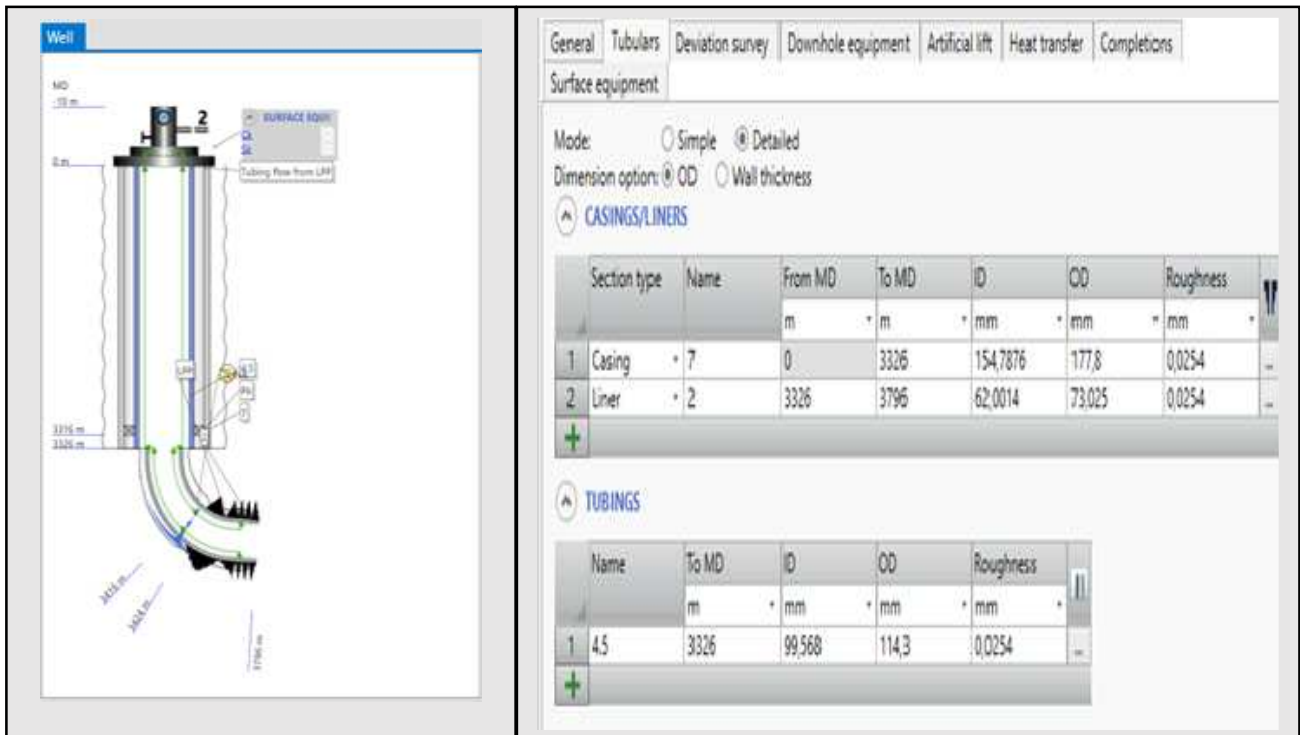


Figure IV.14: Modèle du puits OMJZ441 sur PIPESIM

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

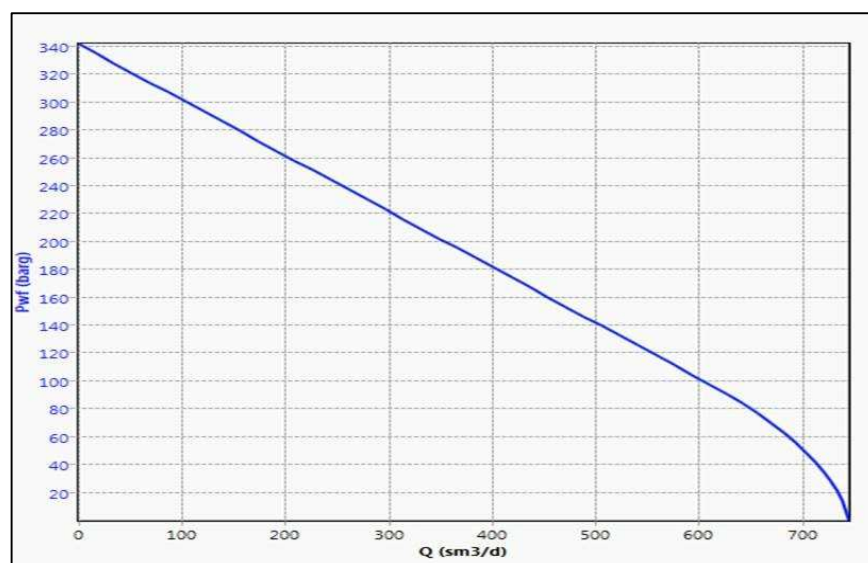


Figure IV. 15 : Courbe IPR

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

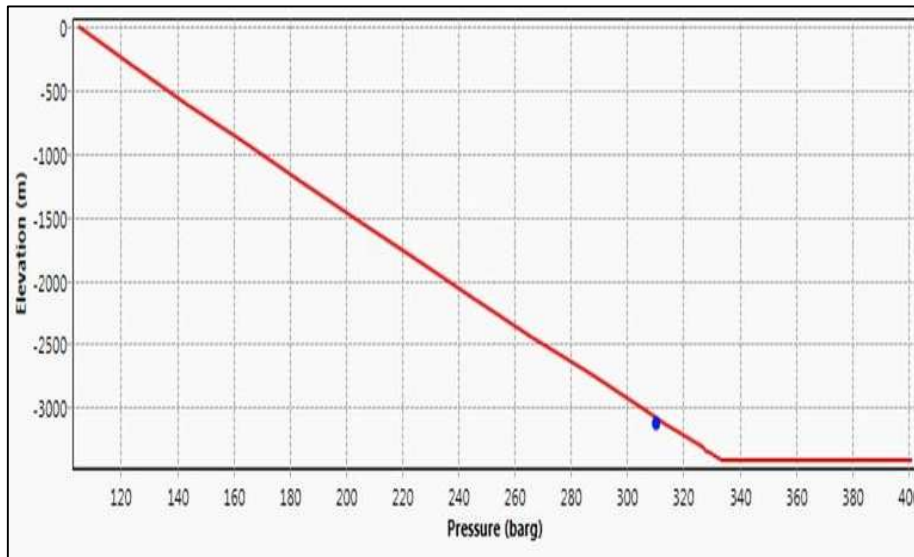


Figure IV. 16 : Courbe VLP par la corrélation de Hudgston and Brown

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)

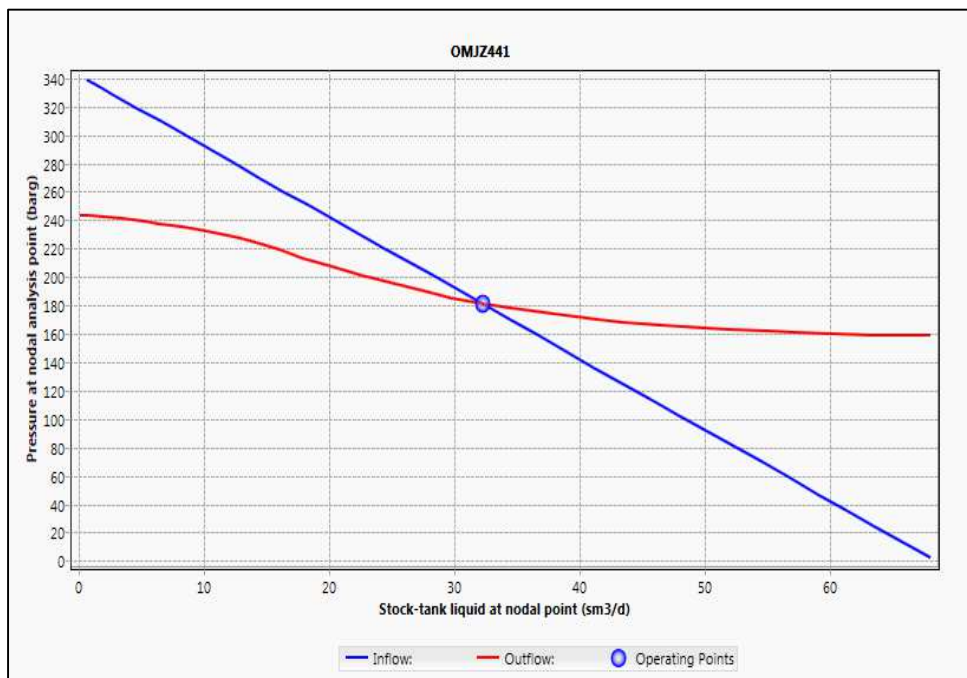


Figure IV. 17 : Point de fonctionnement du puits OMJZ441

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 pressure (kg/cm ²)	320
Pression de service (kg/cm ²)	320
Densité du gaz injecté (SG)	0.65
Pression en tête (kg/cm ²)	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 analysis » de PIPESIME, on fait une sensibilité sur le débit du gaz a injecté, La simulation a donné les résultats suivants :

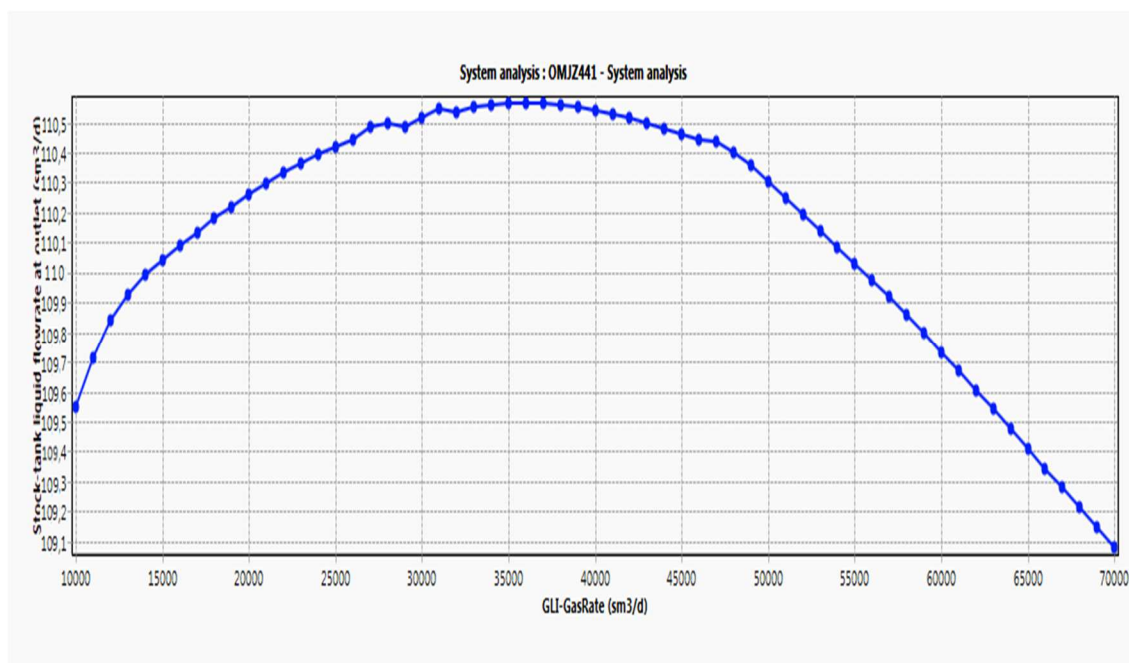


Figure IV.18 : Courbe de performance du Gas-Lift pour le puits OMJZ441

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**.

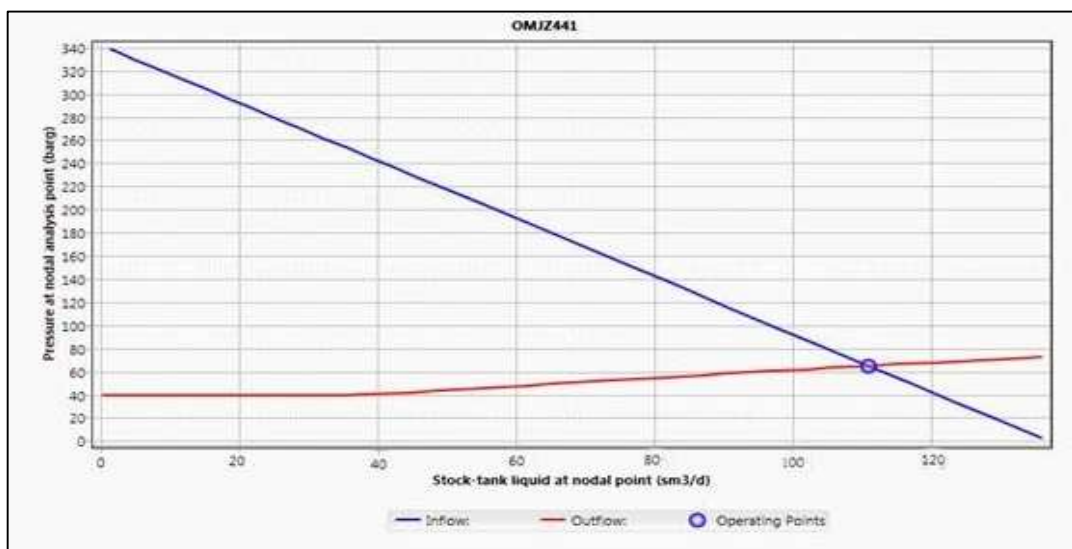


Figure IV.19 : Points de fonctionnement IPR/VLP d'OMJZ441 après CCE

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

Tableau IV.9 : Tableau récapitulatif du scénario après GL

Puits	Cote CCE (m)	CCE (pouce)	Pr (bar)	Pt (bar)	Q in (m ³ /j)	Q CCE (m ³ /j)
OMJZ441	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.

IV.6 Étude économique

Chaque opération sur le puits est avant tout un investissement et doit ainsi répondre en premier lieu aux critères économiques pour avoir des bénéfices satisfaisants tout en établissant une analyse de risques et de management optimale. Pour ceci, on a effectué une étude économique divisée en deux parties, une destinée à la réalisation du Slim Hole, et une autre estimative pour l'activation du puits en gas-lift.

IV.6.1 Réalisation du Slim Hole :

Le cout de l'opération du Workover pour la reprise du puits OMJZ441 en Slim Hole est : **1 646 430,67 \$** selon la facturation établi par le service ordonnancement.

Calcul du payout Time :

$$\text{POT (jours)} = \frac{\text{Coût de l'opération ($) + Perte de production ($) }{Q_{\text{gain}} (\text{m}^3/\text{h}) \times 6.28 \times 24 \times (\text{Prix du baril } (\$/\text{bbl}) - \text{Prix de revient } (\$/\text{bbl}))} \quad (\text{IV.1})$$

Dans notre cas, le puits OMJZ441 était fermé depuis 2013, donc on n'a pas eu perte de production durant l'intervention du Workover :

$$\text{POT} = \frac{1\,646\,430,67}{6,89 (\text{m}^3/\text{h}) \times 6.28 \times 24 \times (66 (\$/\text{bbl}) - 20 (\$/\text{bbl}))} = \mathbf{34,46 \text{ jours} = 35 \text{ jours}}$$

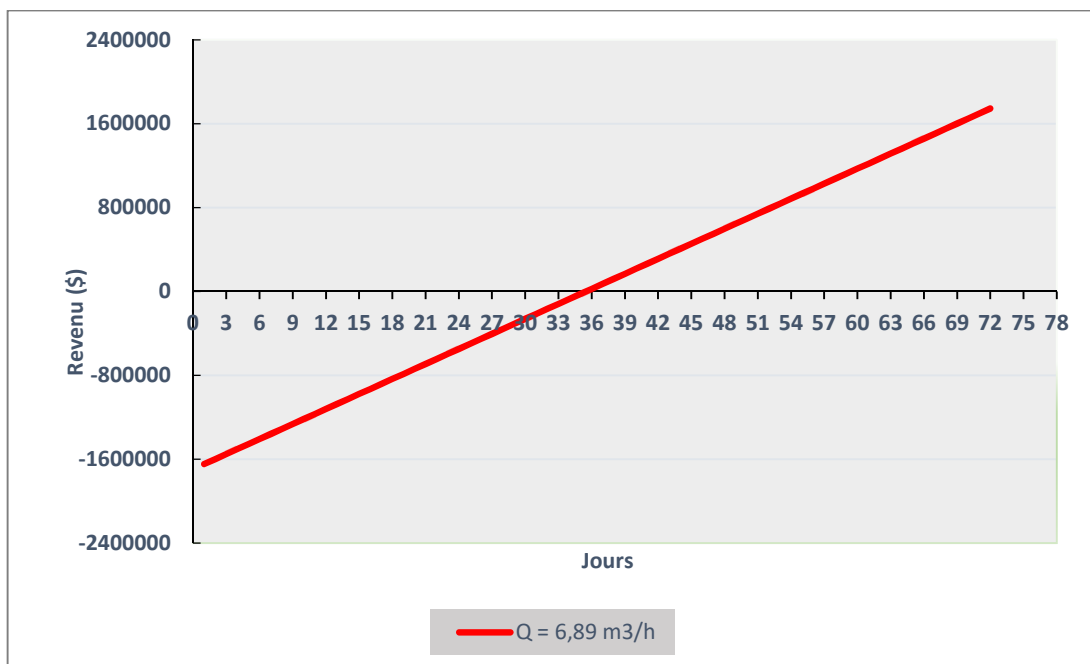


Figure IV. 20 : Durée RSI slim hole en fonction du débit

NB : 1 USD = 114.1 DZD (Janvier 2018). 1 KDA = 8,76 USD (Janvier 2018).

1 m³ = 6.2898 US bbl Oil.

Le prix de base sur lequel est calculé le Payout en janvier 2018 est de **69.93 US \$/bbl**.

Activation par gas-lift :

Le coût de l'opération snubbing pour la descente du concentrique 1,660'' = **6 683 \$/j**. Et généralement l'opération de descente dure **15 jours** ; donc le cout de l'appareil snubbing est de : **100 245 \$**

- Le coût d'un seul joint du concentrique 1,660'' est : **443 \$**
- Le nombre total des joints est : **338 joints**
- Le cout total du concentrique est : **149 734 \$**
- Le cout total de l'opération est : **249 979 \$**

Le puits OMJZ441 est actuellement en production, avec un débit de **1.34 m³/h**, donc au cours de la descente du concentrique (15 jours) on aura une perte de production estimé de : $1.34 \times 6.28 \times 24 \times 15 \times (66 - 20) = \mathbf{139\ 355 \$}$

Le gain après l'activation est estimé : **4.60 m³/h**

Calcul du payout Time :

$$POT = \frac{249979 + 139355}{(4.60 - 1.34) \text{ (m}^3/\text{h)} \times 6.28 \times 24 \times (66 \text{ (\$/bbl)} - 20 \text{ (\$/bbl)})} = 17,89 \text{ jours} = 18 \text{ jours (IV.2)}$$

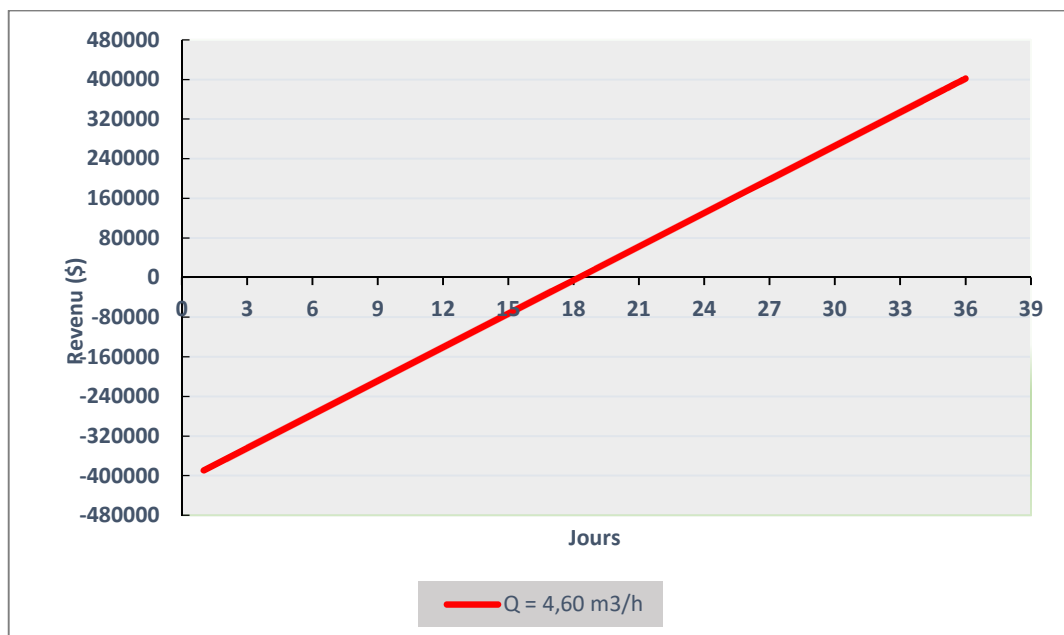


Figure IV. 21: Durée RSI en fonction en débit estimée

De ce fait, on peut que conclure que l'opération présentera un véritable succès sur le plan économique, vu les revenus attrayantes que le puits pourra donner après l'activation gaz lift. Donc ce puits sera doublement rentable, vu que la première démarche économique après la reprise en Slim Hole était amplement fructueuse.

Conclusion & Recommendations

Conclusion générale

La technique du Slim Hole 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 sont :

- Les caractéristiques pétro-physiques ; porosité (%), perméabilité K (md), saturation d'eau S_w (%) et volume des argiles V_{sh} (%) de la zone d'intérêt ;
- Le comportement des puits voisins, tenant compte de leurs débits de production ;
- Des caractéristiques d'ordre géologiques: problèmes des failles et les drains à cibler ;

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

- Le taux de réussite de la reprise des puits en en **Slim Hole** est de **76%**.
- L'apport total en termes de cumul de production durant les années (2002-2019) est de **9.98Mm³** des puits repris en SH. Le gain de production moyen par puits est de **4.8717m³/h** ce qui est très avantageux.
- Le temps nécessaire pour récupérer les capitaux investies (**POT**) pour les puits repris en SH est environ **3-4 mois** ce qui est largement **rentable**.
- Sur l'ensemble des opérations, le **Coiled Tubing Drilling** présentait moins de risque de coincement par rapport au Workover.
- Les mauvais résultats obtenus sur certains puits sont généralement par défaut du choix du puits candidat, ils sont liés à certains facteurs comme : problèmes de forage (azimut), des problèmes liés directement à la nature de la formation (zone argileuse).
- Le maintien de pression fourni par les puits injecteurs du gaz et eau joue un rôle très important dans les zones ciblées par la reprise des puits en **Slim Hole**.

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 artificiel 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.

Références Bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Références Bibliographiques et Webographiques

[1] : Document SONATRACH Hassi Messaoud division production.

[2] : **M. Chikired**, [2010], «Cour de la technologie des forages pétroliers».

[3] : **MEHDI Metaiche**, [Octobre2013], cours de forage technique et procédés, Université de Bouira.

[4] : **Jean-Paul NGUYEN, 1993**. «Techniques d'exploitation pétrolière- le forage » Institut Français Du Pétrole.

[5] : Ingénierie du forage dirigé ENSPM.

[6] : <http://www.maghrebemergent.com>, article publié le 28/03/2018, à 14h30.

[7] : «Exploitation des gisements des hydrocarbures», Institute Français du Pétrole, Edition Technip.

[8] : DATA BANK ; SONATRACH.

[10] : **Mourad PREURE, 1992**, « L'économie mondiale des hydrocarbures et la stratégie d'un groupe pétrolier issu d'un pays producteur », École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, Université de BOURGOGNE.

[11] : Rapport d'implantation du puits **OMJZ 441**, division de production, SONATRACH, 2014.

[12] : Rapport de fin de sondage du puits **OMJZ 441**, division de production, SONATRACH, 2016.

[13] : Logiciel OFM, Well and Reservoir Analysis Software; Schlumberger.

[14] : **G.Forero, K.Mcfadyen, R.Turner, B.Warning, E.Steenken, Décembre 1993**, « Gas Lift Design Guide, Management of Atificial Lift Systems », Report EP 93-2702 Confidential. Shell International Maatschapij Exploration and Production.

[15] : **ENSPM, 1994**, « Formation industrie. Gisement forage, initiation au forage Pétrolier ».

[16] : **Abdessalem BELAID, 2005**. « Modélisation tridimensionnelle du comportement Mécanique de la garniture de forage dans les puits à trajectoires complexes : application à la prédiction des frottements garniture-puits », Ecole des mines de Paris.

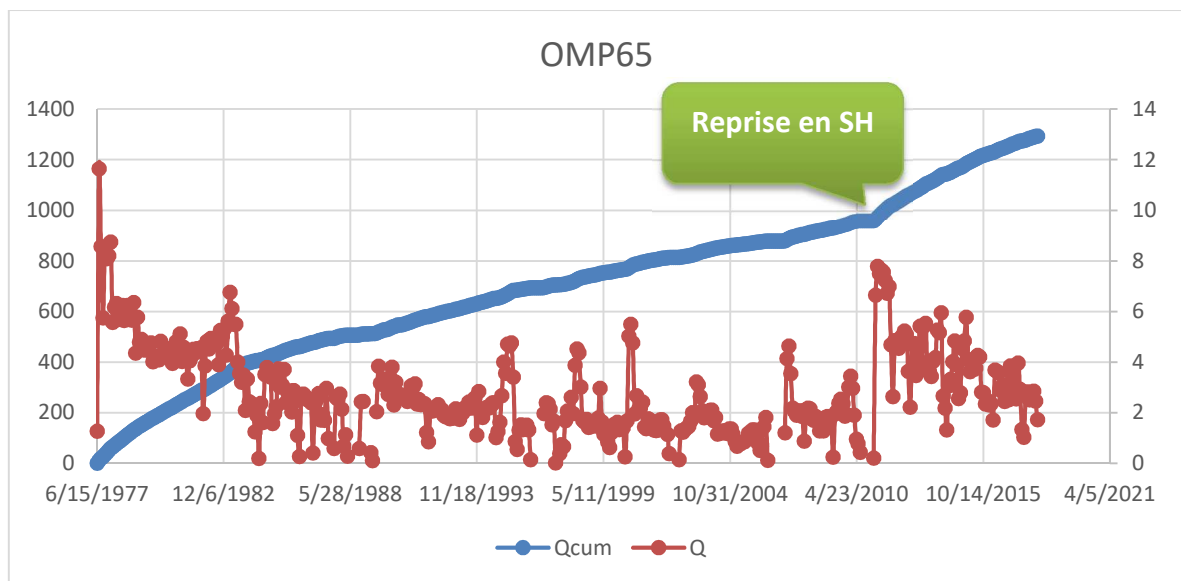
Annexes

Puits	Debut	Fin	Types Réalisation	Type du programme	Tie Back	LPP2 7/8	OH	cote 7"	CCE	VS
OMN44	17-06-02	14-07-02	CTD	LEGER			OK	3220		495
MD162	11-06-02	06-09-02	WO	LEGER		OK		3354		399.4
OMK102	14-04-02	03-06-02	CTD	LEGER	OK		OK	3232	1*660	537
OML34	05-03-04	19-06-04	WO	LEGER	OK		OK	3329		390.5
ONM14	23-12-03	27-01-04	WO	LEGER	OK		OK	3386.2		412.91
MD451	20-09-05	12-12-05	CTD	LEGER	OK		OK	3323		443.13
MD51	11-11-04	12-01-05	WO	LEGER	OK	OK		3373	1*660	288
OML51	24-03-05	14-06-05	WO	LEGER		OK		3311		600.03
OMP75	23-11-04	09-03-05	WO	LEGER		OK		3364.5	1*315	424.21
OMO74	15-10-06	24-11-06	CTD	LEGER		OK		3262		350.82
ONM372	05-05-06	13-06-06	CTD	LEGER	OK		OK	3380	1*660	352
MD338	31-08-06	10-10-06	CTD	LEGER	OK		OK	4101		175
MD388	31-03-06	11-08-06	WO	LEGER		OK		3391		/
MD23	16-03-06	21-05-06	WO	LEGER		OK		3184		650
MD330	20-02-06	29-04-06	CTD	LEGER	OK		OK	3383	2 7/8	310
OMM80	16-02-06	18-05-06	WO	LEGER	OK		OK	3294		394.02
ONM23	28-06-06	26-08-06	CTD	LEGER		OK		3282		404.89
MD321	14-01-07	08-02-07	CTD	LEGER	OK	OK		3321		258
OMK64	14-06-07	22-07-07	CTD	LEGER		2 7/8		3254	1*660	370.9
OMK112	28-11-06	10-01-07	CTD	LEGER	OK	OK		3289	1*660	310
MD267	04-10-07	15-11-07	WO	LEGER	OK		OK	3408.93		488.42
OMK12	10-10-07	18-11-07	CTD	LEGER			OK	3276		410
OMJ433	18-08-07	29-09-07	WO	LEGER	OK		OK	3382	1*660	247.08
OMJ24	17-10-07	15-12-07	WO	LEGER		2 7/8		3306	1*660	550.26
MD364	01-08-07	04-10-07	CTD	LEGER	OK	OK		3269	1*660	346
MD262	29-07-07	04-10-07	WO	LEGER		OK		3310		628
OMO462	24-02-07	19-05-07	WO	LEGER	OK	OK		3302	1*660	469.3

MD284	08-08-08	06-09-08	CTD	LEGER		OK		3304		350.89
MD83	10-09-08	06-11-08	CTD	LOURD	OK		OK	3347		438.1
OMJ313	03-06-08	04-08-08	CTD	LOURD			OK	3304	1*900	412.33
OMJ223	08-11-07	22-03-08	WO	LEGER			OK	3381.5	1*660	547
OMO86	02-06-08	16-08-08	WO	LEGER		OK		3247		600.04
MD377	17-05-09	04-06-09	CTD	LEGER			OK	3315		139
ONM26	24-01-09	14-02-09	CTD	LEGER			OK	3303	1*660	252.69
OMK13	02-11-09	13-12-09	CTD	LEGER	OK		OK	3330	1*660	350
MD428	19-02-09	08-04-09	CTD	LEGER	OK		OK	3405	1*660	270
OMP62	22-02-09	16-04-09	WO	LEGER		OK		3351	1*660	510.79
MD201B	22-02-09	16-04-09	WO	LEGER			OK	3427		400
MD293	19-11-08	17-01-09	CTD	LEGER	OK	OK		3312	1*660	402
OMM54	10-07-09	03-08-09	CTD	LEGER			OK	3355		146.4
MD300	07-06-09	05-07-09	CTD	LEGER			OK	3213		112
MD369	15-04-09	15-05-09	CTD	LEGER		OK		3372		283
ONM34	20-08-09	12-11-09	WO	LEGER			OK	3278	1*660	350
OMO461	30-05-09	26-10-09	WO	LEGER		OK		3299		126.42
OMN322	05-08-09	30-10-09	CTD	LEGER			OK	3315	1*660	303
OMN202	19-05-09	24-10-09	WO	LEGER		OK		3303	1*660	350.2
MD285	22-01-10	20-02-10	CTD	LEGER	OK		OK	3292		309
MD11	16-12-09	18-01-10	CTD	LEGER	OK		OK	3329	1*660	350
MD10	23-02-10	01-04-10	CTD	LEGER	OK	OK		3329.8		300.68
MD106	31-12-09	28-02-10	WO	LEGER		OK		3339	1*660	499
MD353	07-03-10	08-05-10	WO	LEGER	OK		OK	3365		350.62
MD232	15-06-10	22-08-10	WO	LEGER		OK		3315		340.83
OMM72	30-04-10	22-06-10	CTD	LEGER			OK	3285		354
ONM32	27-09-10	19-12-10	WO	LEGER		OK		3311	1*660	352
OMM643	18-01-10	04-04-10	WO	LEGER		OK		3371		358
MD72	04-07-10	05-10-10	WO	LOURD	OK		OK	3320		311.65

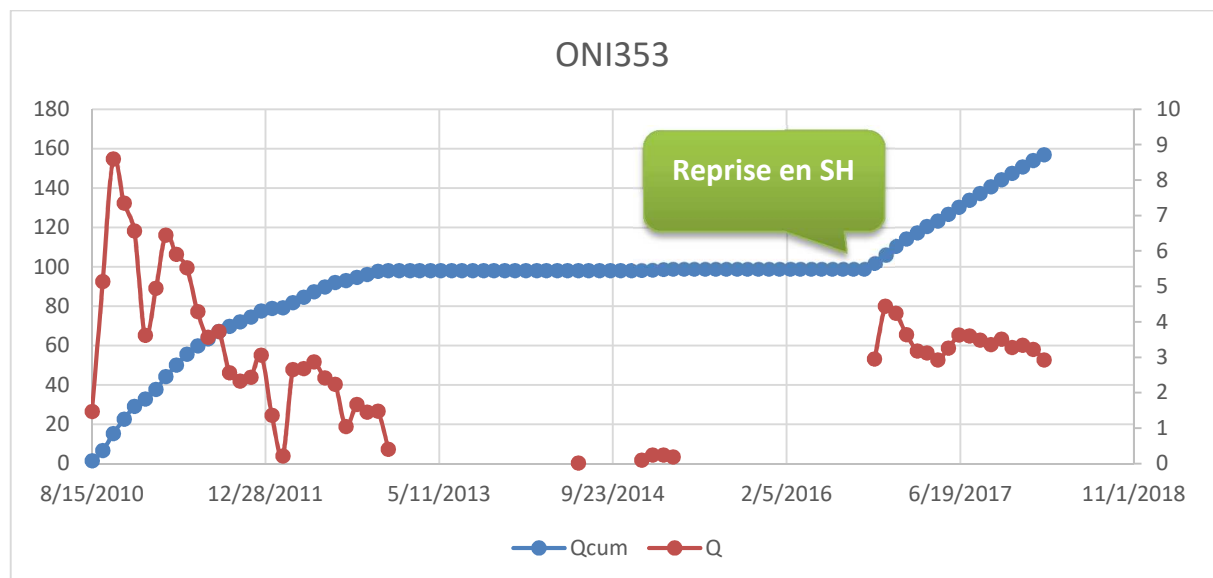
MD69	29-12-09	16-04-10	WO	LEGER		OK		3426	1*660	350.2	
OML35	04-09-09	30-01-10	WO	LEGER	OK	OK		3333		198.19	
OMP65	09-07-10	26-11-10	WO	LEGER	OK	OK		3313	1*660	342.31	
ONM332	16-04-11	17-07-11	WO	LEGER	OK		OK	3279	1*660	273.61	
OMM702	27-03-11	09-05-11	WO	LEGER			OK	3270		330.39	
MD248	06-02-11	24-05-11	WO	LEGER			OK	3404.4		209	
MD298	28-01-11	19-03-11	WO	LEGER	OK		OK	3179		338	
ONM422	02-05-11	14-08-11	WO	LEGER	OK		OK	3400	2"7/8	350.66	
OMM542	11-11-10	16-02-11	WO	LEGER			OK	3447		326	
MD325	09-10-10	08-02-11	WO	LEGER			OK	3358		28	
MD304	30-01-11	26-06-11	WO	LEGER			OK	3315	1*660	296.95	
MD223	09-02-12	17-08-12	WO	LEGER		OK		3315		350	
MD148 B	11-04-14	05-07-14	WO	LEGER	OK		OK	3372	1*660	230	
MD104	03-06-14	26-08-14	WO	LEGER			OK	3308		350	
MD226	15-02-15	20-04-15	WO	LEGER		OK		3318	2 7/8	302	
MD249	25-05-15	13-08-15	WO	LEGER	OK	OK		3383	1*660	350	
MD329	03-10-16	30-11-16	WO	LEGER	OK		OK	3325		29.25	
MD654	25-11-15	12-05-16	WO	LOURD			OK	3394	1*315	300	
OMM75	28-08-15	03-01-16	WO								
ONI353	28-03-16	25-09-16	WO	LOURD			OK	OK	3386	1*660	300
OMJ552	15-10-16	16-01-17	WO	Lourd							
MD482	18-06-17	26-09-17	WO	LEGER			OK	3330		401.96	
OMJZ441	08-09-17	27-01-18	WO	LOURD		Ok		3419	1"660	391	
OMM422	30-05-18	12-09-18	WO	LEGER			OK	3372		450	
ONI642	02-09-18	13-11-18	WO	LOURD			OK	3417	1*900	276	
OMP67	14-02-18	26-08-18	WO	LEGER			OK	3313	1*660	342	
OMP241	27-03-18	18-10-18	WO	LOURD			OK	3353		33.23	

Sélection des puits pilotes repris en Slim Hole



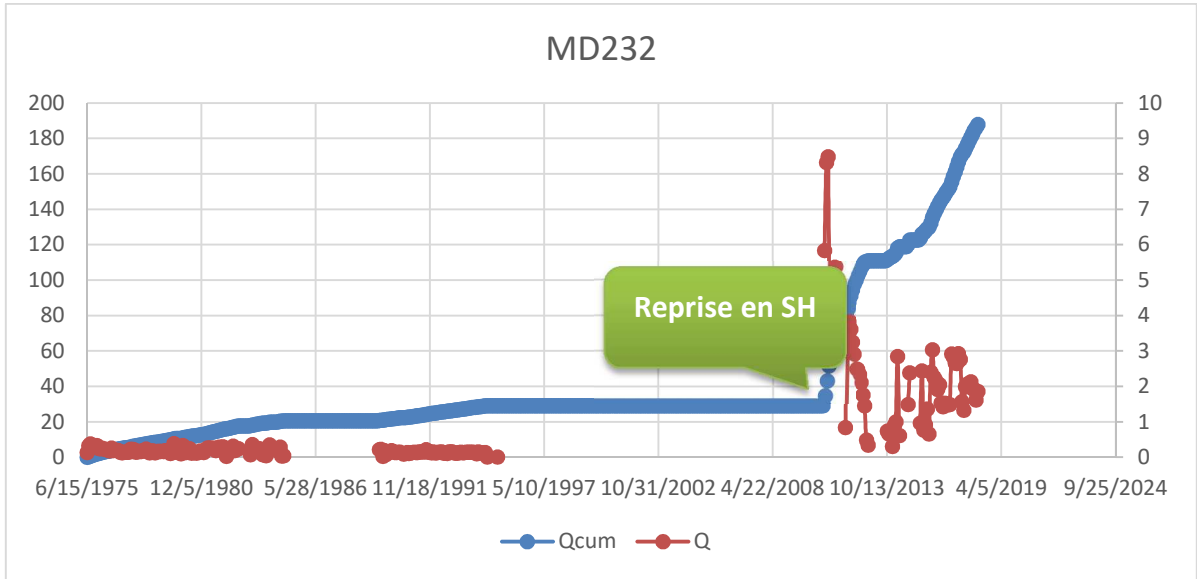
Source: Data banque sonatrach

Fig. 1. Cumul et débit d'huile pour OMP65



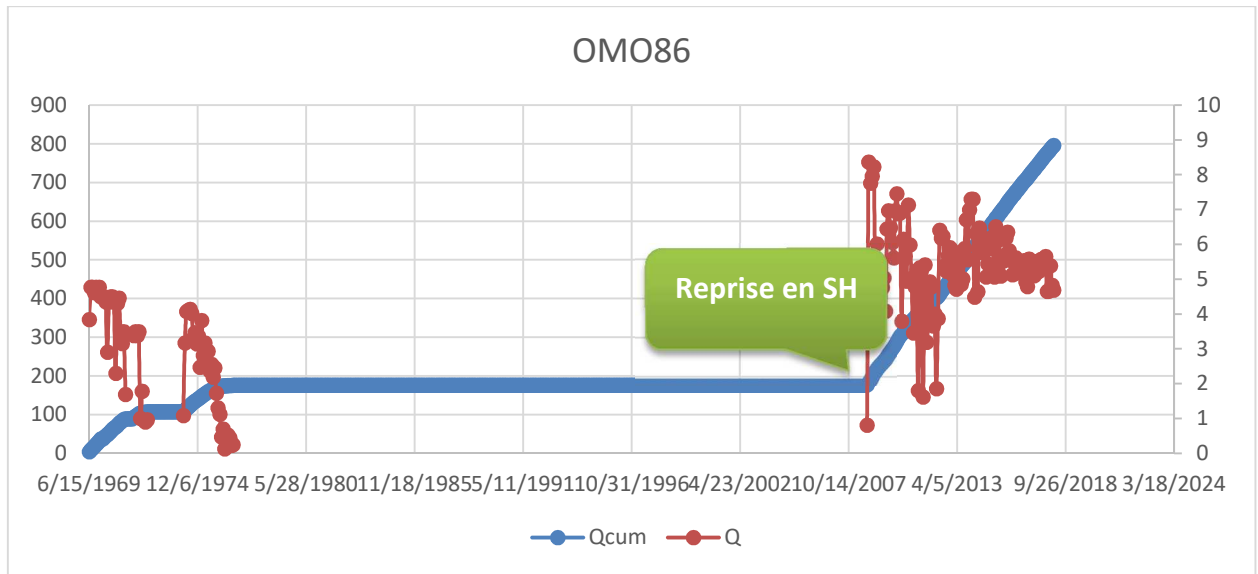
Source: Data banque sonatrach

Fig. 2. Cumul et débit d'huile pour ONI353



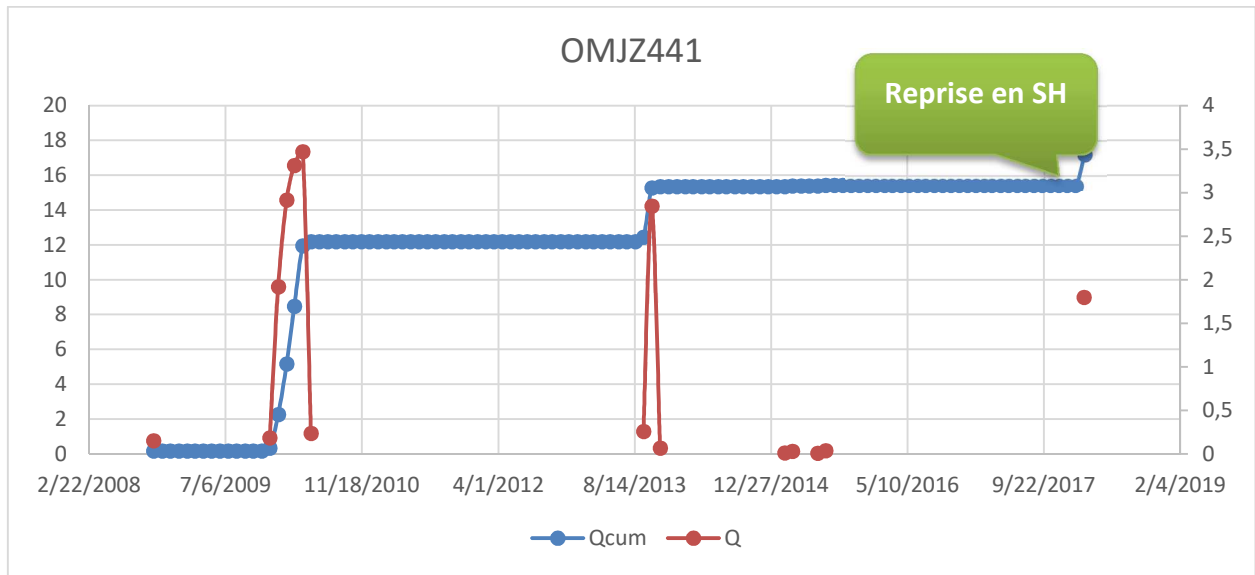
Source: Data banque sonatrach

Fig. 3. Cumul et débit d'huile pour MD232



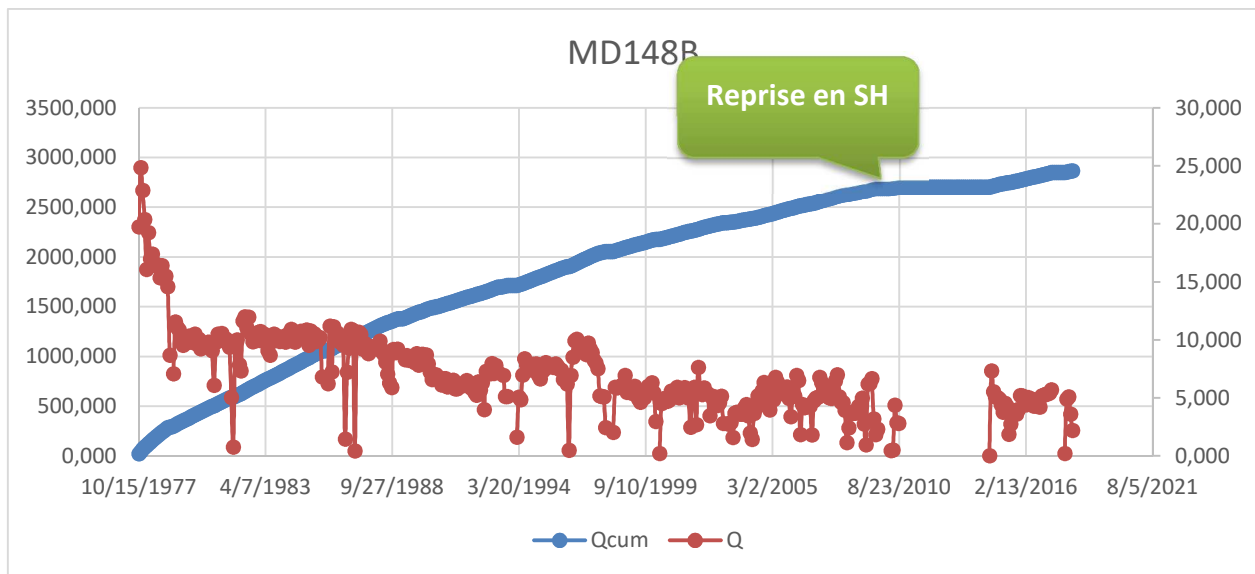
Source: Data banque sonatrach

Fig. 4. Cumul et débit d'huile pour OMO86



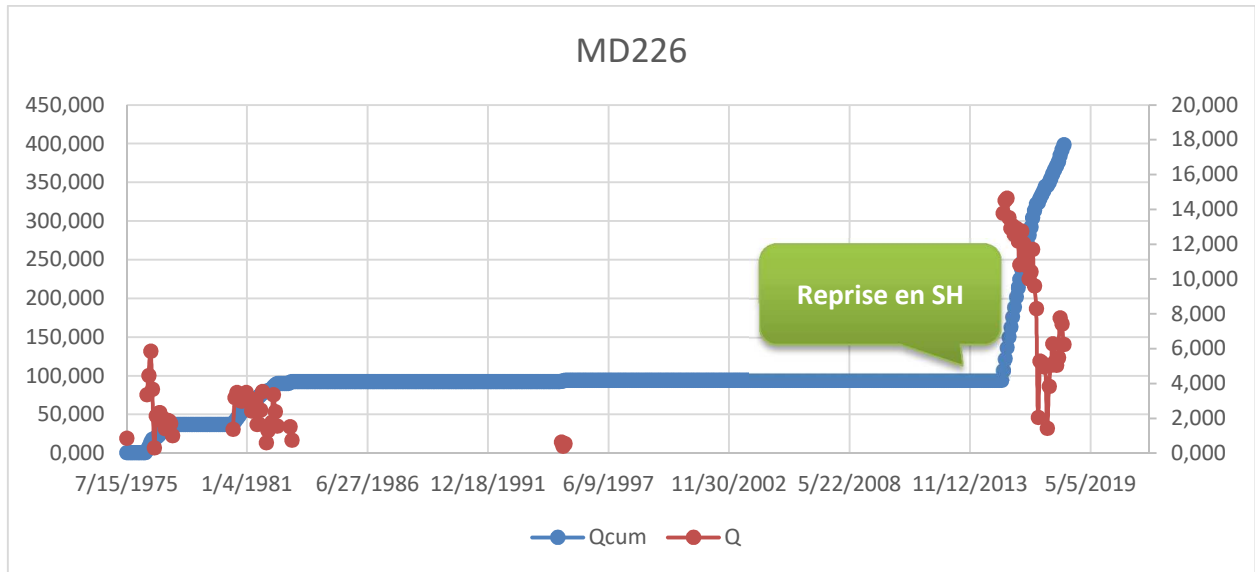
Source: Data banque sonatrach

Fig. 5. Cumul et débit d'huile pour OMJZ441



Source: Data banque sonatrach

Fig. 6. Cumul et débit d'huile pour MD148B



Source: Data banque sonatrach

Fig. 7. Cumul et débit d'huile pour MD226

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	

État de la cimentation du tubage :

CBL 9"5/8 du 27/05/2008

De 3312 m a 3050 m: mauvaise.

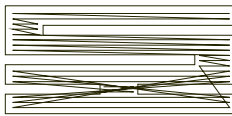
De 3050 m a 2980 m: moyenne à mauvaise.

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.



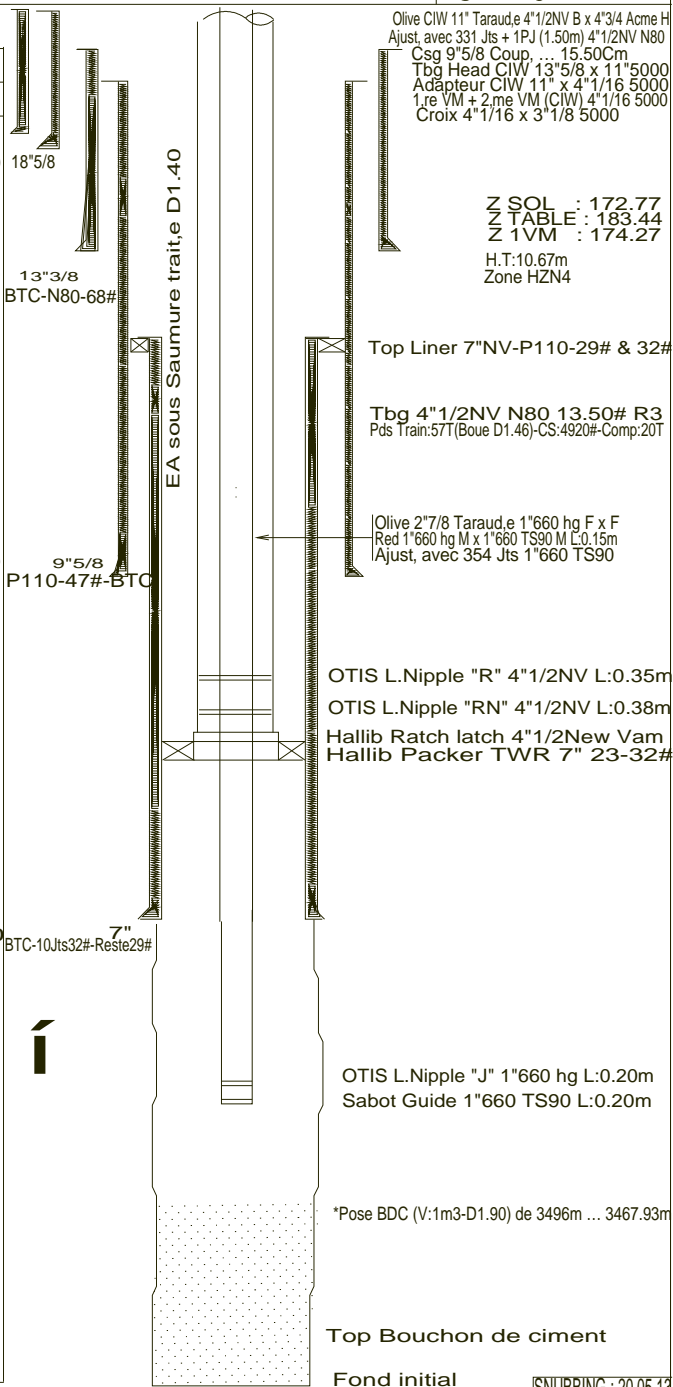
**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

**COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE
CONCENTRIQUE 1"660 TS90**

OMJZ441

X: 804 249.86
Y: 144 993.24

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			510.00
339.70	315.34		2397.00
			3282.00
244.50	216.79		3312.00
126.20	93.20	3352.93	3361.10
126.20	87.78	3363.43	3371.60
139.60	103.20	3373.93	3382.10
144.10	101.60	3374.83	3383.00
			3419.00
47.20	28.70	3435.02	
47.20	35.10	3445.00	
			3467.10
		3499.83	3509.00
		3580.83	3590.00



Olive CIW 11" Taraud,e 4"1/2NV B x 4"3/4 Acme H
Ajust, avec 331 Jts + 1PJ (1.50m) 4"1/2NV N80
Csg 9"5/8 Coup, ... 15.50Cm
Tbg Head CIW 13"5/8 x 11"5000
Adapteur CIW 11" x 4"1/16 5000
1.re VM + 2.me VM (CIW) 4"1/16 5000
Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000

Z SOL : 172.77
Z TABLE : 183.44
Z 1VM : 174.27
H.T:10.67m
Zone HZN4



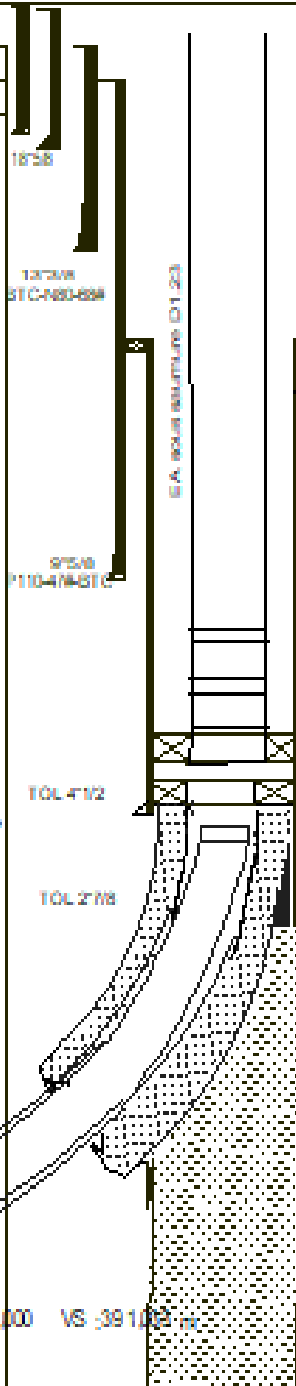
**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM

OMJZ441

X: 804 249.86
Y: 144 993.24

M M		COTES	
OD	ID	ELECVM	SONDTR
			510.00
			18758
			2397.00
			3006.00
			3282.00
			3281.63
			3292.00
339.70	315.34		3312.00
			3305.29
			3314.95
			3324.64
			3325.00
			3326.00
			3325.05
			3424
			3580.83
			3590.00



One DW11 Torsion 4"1/2WBx4"3/4P
Ajusté avec 368 Jts 4"1/2NV P11
Cap 9758 Coup. --- 15,500m
Jts Free-Compression 9758 x 172M
Assemblement 11" x 4" 0.18 50"
1x VM1 2x VM10W 4"1/2 5000
Cross 4"1/2 x 3"1/2 5000

Z SOL : 172.17
Z TABLE : 181.97
Z TVM : 174.24
RT920m
Zone H2M4

Sabot Guide 4"1/2NV L:10.26m
Top Line 7"WP-110-298 & 328
OTIS L Nipple W lg L:0.25m
Sabot Guide 7"80 1580 L:0.20m
Tig 4"1/2NV N80 L:3.50m

L Nipple BAKER BR L:40m
L Nipple BAKER BRN L:44m
A. Seat BAKER 4"1/2 L:35m
Packer Baker P 1 7" 32-38#

7" a 3419m SIC-10x308-Pack29#
Wpcké à 3382m Act130'
Top Bouchon de ciment à 3082m

Composition du liner 4"1/2NV
Sabot guide 4"1/2NV L:0.56m
2 Jts 4"1/2NV P110 L:18.12m
Landing Collar 4"1/2NV L:0.28m
8 Jts 4"1/2NV P110 L:72.37m
Ensemble Suspension Baker 4"1/2NV L:7.8m

Long Total du liner 4"1/2NV L:98.95m

Sabot liner 4"1/2NV à 3424

MD= 3798500 .IPC= 87.000 °AZM= 01.000 VS -39100

Fond initial

SONATRACH

Partie Pratique

Synthèse

Bibliographique