

N° Série : .../2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

LAIB Faisal, ZOUGARI Djelloul, KAOUACHI Ahmed Louay

-THEME-

**Improve oil recovery by using different water shut-off technologies in
Ourhoud field**

Soutenu le : 11 / Juin /2023

2023 devant la commission d'examen

Présidente	Mm.KORAICHI Asma	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur	Mr.KHEBBAZ Mohammed El-Ghali	MCB	Univ. Ouargla
Examineur	Mr.BRAHMIA Nabil	MCB	Univ. Ouargla
Co-encadreur 1	M ^{elle} .BOUFADES Djamila	Dr	Univ. Ouargla
Co-encadreur 2	Mr. ADJOU Zakaria	Doctorant	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

*Ce travail de recherche a été réalisé dans le siège D'ORGANISATION OURHOUD département de sub-surface sous la direction de Mr. **BENHAMIDA BRAHIM**.*

*Avant tout, nous remercions "**ALLAH**" le tout puissant de nous avoir donné la santé, la force, le courage, la patience et nous a permis d'exploiter les moyens disponibles à fin d'accomplir ce modeste travail. Merci de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.*

Ce projet de thèse n'aurait pu aboutir sans les nombreuses personnes qui nous ont aidé chacune à leur façon et que nous tenons à remercier.

*Nous adressons nos plus sincères remerciements à notre encadreur Mr. **Khebbaz Mohammed El-ghali** pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.*

*Nous remercions également Mr. **Adjou Zakaria** et M^{elle} **BOUFADES DJAMILA** pour son aide.*

*Nos remerciements s'adressent également au personnel de SH-ORD et en particulier Mr **BENHAMIDA BRAHIM**.*

Nous tenons à remercier tous les enseignants du département de production des hydrocarbures.

Une pensée particulière pour l'ensemble des enseignants ayant contribué à notre formation durant notre cycle d'étude et à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail, qu'ils trouvent ici notre sincère et profonde gratitude.

Enfin, nous nous remercions gracieusement tous nos collègues de la promotion 2022/2023, et nous leur souhaitons beaucoup de réussite.

Encore une fois un grand Merci à tous !

Dédicace

Je dédie cet humble travail à :

*L'âme de mon cher père pour ses
sacrifices afin d'exaucer mes souhaits.*

*À ma chère maman pour toutes ses prières qu'elle m'a
apporté le soutien qui m'a été témoigné.*

À ma famille, mes frères et sœurs

À tous mes amis avec eux, j'ai passé mes meilleurs moments.

*À tous mes collègues de la classe de production professionnelle
master 2 "2018-2023"*

À tous, priez pour mon succès et mon bonheur.

LAIB FAISAL

Dédicace

Je dédie cet humble travail à :

À mon cher père pour ses sacrifices afin d'exaucer mes souhaits.

*À ma chère maman pour toutes ses prières qu'elle m'a apporté le soutien qui m'a
été témoigné.*

À ma famille, mes frères et sœurs

À tous mes amis avec eux j'ai passé mes meilleurs moments.

*À tous mes collègues de la classe de production professionnelle master2 "2018-
2023"*

À tous, priez pour mon succès et mon bonheur.

Zougari Djelloul

Dédicace

En premier lieu, au *Dieu* tout puissant de m'avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Je dédie ce modeste travail à :

A ma très chère Mère *Dr. Faiza* à sacrifier sa pour mon bien être, en souhaitant de tout mon cœur le bon dieu de me le garder et mon très cher Père *Noureddine* qui m'a toujours soutient dans le moment difficiles et pour ce sacrifice et ces encouragements que dieu le garder pour moi qui m'ont soutenu tout au long de ma vie scolaire et universitaire.

Et à l'âme de ma Grande- Mère *Saad* (رحمها الله)

A mes sœurs : *Loubna et Lina*

A mon frère et chère ami : *Taha*

A mon trinôme : *Djelloul et Faisal*.

A tous Les Enseignants et toutes Les Enseignantes d'Hydrocarbures

A tous ceux qui mon aider de près de loin pour la réalisation de ce modeste travail.

Kaouachi Ahmed Louay

Résumé

ملخص

أجريت الدراسة على تقييم ودراسة تأثير إنتاج المياه على مستوى منشأة المعالجة المركزية (CPF) على مستوى حقل أورهود. يعتمد هذا التقييم على: اختيار الآبار الثلاثة المرشحة (البئر الأول، البئر الثاني والبئر الثالث) من خلال جمع ومعالجة جميع السجلات والبيانات الجيولوجية اللازمة بالإضافة إلى جميع الخصائص البئر وفيزيائية الأساسية من أجل تنفيذ عملية إغلاق المياه. يهدف عملنا إلى دراسة المعلمات الرئيسية عن طريق اختيار الآبار المرشحة (نسبة مياه عالية) لإغلاق المياه الغير مرغوب فيها وتقييم النتائج التي تم الحصول عليها قبل وبعد تنفيذ العمليات.

حققت هذه الاستراتيجية المطبقة في حقل أورهود نتائج إيجابية في الآبار الثلاثة من خلال تقليل إنتاج المياه المفرط وزيادة تدفق الزيت (البئر 1: $WC = 42\%$ ، $Qh = 567 \text{ Sm}^3 / d$ ؛ البئر 2: $WC = 52\%$ ، $Qh = 741 \text{ Sm}^3 / d$ ؛ البئر 3: $WC = 1\%$ ، $Qh = 113 \text{ Sm}^3 / d$ ،

الكلمات الرئيسية: إغلاق المياه، انقطاع الماء، تقنية العزل، تدفق الزيت.

Abstract

The study conducted on the assessment and study of the impact of the water production at the level of Central Processing Facility (CPF) at the level of Ourhoud field. This evaluation is based on selecting the three candidate wells (well 1, well 2, and well 3), Gathering and processing all the necessary logs and geological data as well as all the essential petrophysical characteristics in order to carry out our water shut off operation. Our work aims to study the main parameters by choosing the candidate wells (high water cut) for the water shut off and to evaluate the results obtained before and after the execution of the operation.

This strategy applied in the Ourhoud field had positive results in the three wells by reducing the water cut and increasing the oil flow (well 1: $WC=42\%$, $Qh=567 \text{ Sm}^3/d$; well 2: $WC=52\%$, $Qh=741 \text{ Sm}^3/d$; well 3: $WC=1\%$, $Qh=113 \text{ Sm}^3/d$)

Keywords: Water shut off; Water cut; Isolation technique, oil flow.

Résumé

L'étude a mené sur l'évaluation et l'étude de l'impact de production d'eau au niveau de Central Processing Facility (CPF) au niveau de champ d'Ourhoud. Cette évaluation est basée sur : sélectionner les trois puits candidats (puit 1, puit 2, puit 3), Rassembler et traiter tous les logs nécessaires et les données géologiques ainsi que toutes les caractéristiques pétro physiques essentiels afin d'effectuer notre opération de water shut off. Notre travail a pour objectif, d'étudier les paramètres principaux par le choix des puits candidats (water cut élevée) pour le water shut off et évaluer les résultats obtenus avant et après l'exécution des opérations.

Cette stratégie appliquée dans le champ d'Ourhoud a eu des résultats positifs dans les trois puits en réduisant le water cut et en augmentant le débit d'huile (puit 1 : WC=42%, Qh=567 Sm³/d ; puit 2 : WC=52%, Qh=741Sm³/d ; puit 3 : WC=1%, Qh=113 Sm³/d)

Mots clés : Water shut off ; Water cut ; Technique d'isolation, débit d'huile.

Table des matières

Remerciement	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux.....	V
Liste des abréviations et symboles.....	VI
Introduction générale	1
Les principaux objectifs	2
Chapitre I : GENERALITE SUR LE CHAMP OURHOUD	
Introduction.....	3
I.1 Situation Géographique	3
I.2 Historique de découverte	4
Talisman).....	5
I.3 Situation géologique	5
I.4 Subdivision géologique du réservoir	5
I.5 Formation TAGI	6
I.5.1 Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :	7
I.5.2 Le TAGI moyen (Middle TAGI)	7
I.5.3 Le TAGI supérieur (Upper TAGI).....	7
I.6 Aspect stratigraphique	8
I.7 Caractéristique du réservoir	9
I.8 Caractéristique pétro physique des fluides de gisement	9
I.9 Historique de production	10
I.10 Procédures d'exploitation du champ.....	11
I.10.1 Système de production d'huile.....	11
I.10.2 Traitement de pétrole brut	11
I.10.3 Expédition du brut	11
I.10.4 Système gaz lift	12
I.10.5 Système d'injection de gaz.....	12
I.10.6 Système d'injection d'eau.....	12
I.10.7 Water Alternating Gas (WAG).....	12
I.10.8 Système satellites	12

I.11 Récupération secondaire	13
<i>I.11.1 Type de récupération secondaire.....</i>	<i>13</i>
<i>I.11.2 Récupération secondaire à Ourhoud.....</i>	<i>13</i>
I.12 Problème d'exploitation.....	14
<i>I.12.1 Dépôt de sulfate de calcium.....</i>	<i>15</i>
<i>I.12.2 Corrosion bactérienne.....</i>	<i>15</i>
<i>I.12.3 Dépôts d'asphaltènes.....</i>	<i>16</i>
<i>I.12.4 Dépôts de chlorure de sodium.....</i>	<i>16</i>
<i>I.12.5 Dépôts organiques.....</i>	<i>16</i>
<i>I.12.6 Venues de sable.....</i>	<i>17</i>

Chapitre II : La Production et méthode de la récupération

Introduction.....	18
<u>II.1</u> Profils de production	18
<u>II.2</u> Définition technique de récupération.....	18
<i>II.2.1 Récupération naturelle :</i>	<i>18</i>
<i>II.2.2 Récupération assistée :</i>	<i>19</i>
II.2.3 Activation des puits :	19
II.2.3.1 Théorie sur l'activation des puits :	19
➤ Les puits non éruptifs :	20
II.2.3.2 Le pompage :	20
➤ Le pompage aux tiges :	21
➤ Le pompage centrifuge émergé :	21
II.2.3.3 Le gas lift :	21
<i>II.3 Généralité sur le gas lift.....</i>	<i>21</i>
II.3.1 Principe du gas lift :	21
➤ Les puits à huile :	23
➤ Les puits à eau :	23
➤ Démarrage des puits :	23
➤ Nettoyage de puits injecteur :	23
II.3.2 Les principaux paramètres du gas-lift :	23
➤ Pression du gas injecté :	24
➤ Profondeur d'injection du gas :	24
➤ IP important et effet de skin :	24
<i>II.4 Inflow performance.....</i>	<i>24</i>
II.4.1 la perméabilité absolue :	24

II.4.2	l'indice de la productivité :.....	25
II.4.3	Inflow performance Relationship - IPR:	27
II.6	<i>Le point de fonctionnement du puits</i>	29
Chapitre III : Problèmes de percement d'eau dans les puits pétroliers		
<i>Introduction</i>		30
III.1	<i>Types de production d'eau</i>	30
III.2	<i>Sources de production d'eau non désirée</i>	31
III.2.1	Fractures ouvertes et couches à haute perméabilité / Caractéristiques ouvertes....	32
III.2.2	Le cône de l'eau	33
III.3	<i>Identification du problème</i>	35
III.4	<i>Méthodes de water shut-off</i>	35
III.4.1	Méthodes mécaniques.....	35
III.4.1.1	Packers expansibles	36
III.4.1.2	Injecteur non extensible.....	36
	Avantage :	38
	Caractéristiques :	39
III.4.1.4	Cement plugs	39
	Avantage :	40
	Caractéristiques :	40
III.4.1.5	Packers Sweel	40
	Features :	41
	Avantage :	41
III.4.1.6	Stradelle packer	41
	Caractéristiques, avantages et bénéfices :	42
III.4.1.7	Cement retainer.....	42
III.4.1.8	Bridge Plug	43
	Applications :	44
	Caractéristiques :	44
III.4.2.	Solutions chimiques.....	44
III.4.2.1	Gel	45
III.4.2.2	Injection de polymères.....	46
<i>Conclusion</i>		47
Chapitre IV : Application de technique de WSO dans le champ Ourhoud		
<i>Introduction</i>		48
IV.1	<i>Critères des choix du puits candidat</i>	49

<i>IV.2 Etude de Cas du puits 01</i>	49
IV.1.2 Opérations réalisées sur le puits 01	50
<i>Etude de Cas du puits 02</i>	51
IV.3.1 Opérations réalisées sur le puits 02.....	51
<i>IV.4 Etude de Cas du puits 01</i>	52
IV.4.1 Opérations réalisées sur le puits 03:	53
<i>IV.5 Proposition</i>	54
<i>IV.6 Résultats et interprétations</i>	54
Puits 2 :	57
Puits 3.....	59
<i>Conclusion</i>	64
<i>Recommandations</i>	65
<i>Bibliographies</i>	66
<i>Annexe</i>	69

Liste des figures

FIG-I.1 : Situation géographique du champ Ourhoud	4
FIG-I.2 : Partenaires SH-ORD	5
FIG-I.3 : Configuration de champ Ourhoud	6
FIG-I.4 : Structure du champ	9
FIG-I.5 : Développement De Réservoir	14
FIG-II.1 : profil de production	12
FIG-II.2 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit du gas	22
FIG.II.3 : variation des pressions en tous rayons en fonction du temps	26
FIG.II.4 : Évaluation de pressure drawdown	26
FIG.II.5 : La courbe IPR	28
FIG.II.6 : La variation de l'IPR sur la vie d'un puits	28
FIG.II.7 : Inflow + Outflow performances	29
FIG III.1 : Exemple d'un puits d'injection d'eau relié à un puits de production de pétrole par une couche	32
FIG III.2 : Un producteur de pétrole relié à unaquifère par un élément ouvert	33
FIG III.4 : Fuite de tubage reliant lepuits de forage à la formation d'eau	33
FIG III.5 : Mauvais ciment derrière le tubageavec un canal reliant la source d'eau au puits de forage.	34
FIG III.6 : External Casing Packer	38
FIG III.7 : Cement plugs	39
FIG III.8 : Packers Sweel	40
FIG III.9 : Stradelle packer	42
FIG III.10 : Cement retainer	43
FIG III.11 : Bridge Plug	43
Fig.III.12 : Le processus d'injection de polymère.	46


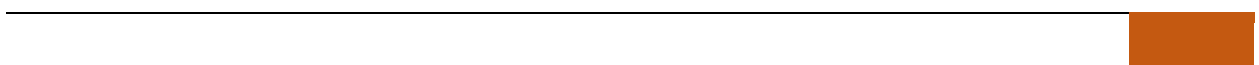


FIG IV.1 : Data PLT de puits 01 TAGI ‘U’‘M’ L.	49
FIG IV.2 : Profil de production puit 01	50
FIG IV.3 : Data PLT de puits 02 TAGI ‘U’‘M’ L.	51
FIG IV.4 : Profil de production puit 02	52
FIG IV.5 : Data PLT de puits 03 TAGI ‘U’‘M’ L.	53
FIG IV.6 : Profil de production puit 03	54
FIG IV.7 : débit d'huile en fonction FTHP	55
FIG IV.8 : la sensibilité de FTHP (A-avant / B- après)	55
FIG IV.9 : débit d'huile en fonction GLG injection	56
FIG IV.10 la sensibilité de GLG (A-avant / B- après)	56
FIG IV.11 : débit d'eau en fonction FTHP	56
FIG IV.12 : débit d'huile en fonction FTHP	57
FIG IV.13 : la sensibilité de FTHP (A-avant / B- après)	57
FIG IV.14 : débit d'huile en fonction GLG injection	58
FIG IV.15 : la sensibilité de GLG (A-avant / B- après)	58
FIG IV.16 débit d'eau en fonction FTHP	58
FIG IV.17 : débit d'huile en fonction FTHP	59
FIG IV.18 la sensibilité de FTHP (A-avant / B- après)	59
FIG IV.19 : débit d'huile en fonction GLG injection	60
FIG IV.20 la sensibilité de GLG (A-avant / B- après)	60
FIG IV.21 : débit d'eau en fonction FTHP	60
FIG IV.22. Water cut before and after intervention	63



Liste des tableaux

Tableau III.1 : Caractéristiques et mécanismes d'étanchéité des packers	37
Table IV. 1 : Résultats de trois puits obtenus avant et après l'isolation	62



Liste des abréviations et symboles

TAGI : Triassic Argileux Gréseux Inférieur

SH-ORD: Sonatrach Organisation Ourhoud

NM: Nano mètre

md : Mille darcy

m : Mètre

MDT : Modular formation dynamics tester

API: American petroleum institute

Psi: Pounds per square inch

Cp: Centipoise

Kg: Kilograms

Ph : Power of hydrogen

Bbl: Barrel

j: Jour

CPF: Central Processing Facility

WAG: Water Alternative Gas

MPFM: Multi phase flow mètre

IPR: Inflow performance relationship

VLP: Vertical lift performance

TVR : Tension de vapeur Reid

TRC : Activité Transport par Canalisation

GOR: Gas oil Alternative

LP: Low pressure



HP: High pressure

BSR: Bactérie Sulfato-Reductrice

NaCl : Chlorure de sodium

h : Hauteur

d : Densité

GLR : Gas/liquid ratio

IP: Index de productivity

WOR: Water/oil ratio

PLT: Production logging tool

WSO: Water shut-off

ECP: External Casing Packer

NPT: Non-Productive Time

HNBR: Hydrogenated nitrile rubber

OD: Outer Diameter

PAM : Polyacrylamide

HPAM: Polyacrylamide hydrolysé

WC: Water cut





Introduction

Générale

Introduction

Introduction générale

Aujourd'hui, les compagnies pétrolières produisent en moyenne trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole provenant de leurs réservoirs en voie d'épuisement.

La production excessive d'eau est l'un des principaux problèmes bien connus auxquels est confronté tout opérateur pétrolier dans le monde. Bien que ce problème soit typique des puits anciens, il peut également se produire dans les puits nouvellement exploités [1]. Il est à l'origine de nombreux problèmes économiques pour les sociétés de production pétrolière.

Tout d'abord, l'excès d'eau affecte les performances des puits de production et réduit leur durée de vie. La présence d'eau dans le puits de forage augmente le poids de la colonne de fluide, ce qui entraîne une augmentation des besoins de levage [2]. Cela augmente les coûts d'exploitation et entraîne une diminution du rabattement. Par exemple, si le puits est un puits à gaz, la quantité de gaz injectée pour soulever le fluide du puits jusqu'à la surface est plus élevée avec la production d'un excès d'eau qu'en l'absence de production d'eau. La production d'eau favorise également la présence d'écailles, la corrosion et la dégradation des installations du champ, depuis le puits de forage jusqu'aux installations de surface [3].

Il va sans dire que dans la phase de maturité des gisements pétroliers, la production d'eau augmente continuellement alors que la production de pétrole diminue continuellement. Il s'agit d'un phénomène naturel qui se produit dans tous les gisements de pétrole, en particulier dans les gisements bruns. Cela devient certainement une charge pour les dépenses d'exploitation des compagnies pétrolières qui doivent gérer la production excessive d'eau en surface, c'est-à-dire le levage, la séparation, le déshuilage, le filtrage, le pompage et l'injection pour l'élimination de l'eau, le cas échéant, ce qui entraîne une réduction de la rentabilité des puits et des gisements[1].

Un autre problème majeur est que le coût de la séparation, du traitement et de l'élimination de l'eau produite pèse lourdement sur les budgets des compagnies pétrolières. Chaque année, plus de 40 milliards de dollars sont dépensés pour lutter contre les eaux indésirables [1].

Se débarrasser de ce type de production aide à réduire les dépenses des opérateurs et augmente la rentabilité de leurs opérations. Donc Les opérations de water shutoff sont indispensables.

Introduction

Le WSO est défini comme toute opération qui empêche l'eau d'atteindre et d'entrer dans les puits de production.

En outre, la production d'eau peut entraîner d'autres problèmes tels que la corrosion, le dépôt de tartre, etc.

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- ✓ Choisir la solution optimale selon le problème rencontré pour Réduire la production d'eau au niveau de la CPF à travers l'utilisation de la technologie d'isolation.
- ✓ Appliquer la technologie d'isolation (mécanique and chimique) pour réduire water cut (WC)

Notre travail est reparti sur quatre chapitres. au premier chapitre, Situation géographique, Historique de découverte, Caractéristique du réservoir, Historique de production et La procédures d'exploitations des champs Ourhoud.

Deuxième chapitre. La Production et méthode de la récupération dans les champs pétroliers Au 3eme chapitre. Le Problèmes de percement d'eau dans les puits pétroliers, et définir les deux méthodes d'isolation (mécanique et chimique). Le 4eme chapitre est dédié Les critères de choix des puits candidats subissant le problème de la production d'eau ,L'historique des puits, Les solutions proposées et applique et Interprétation des résultats et évaluation de l'efficacité des solutions appliquées

Enfin, nous terminons avec une conclusion et des recommandations.



CHAPITRE I

Généralité sur le champ Ourhoud

Introduction

Le pétrole est une roche liquide carbonée, une huile minérale composée d'hydrocarbures dont sa ressource naturelle est non renouvelable.

Depuis de nombreuses années, le pétrole est l'un des matériaux dans notre société en pleine expansion industrielle. Celui-ci, restant une matière première très importante et jouant un rôle primordial, demande une attention très particulière : du fait de son omniprésence dans tous les domaines de la société, son présent et son devenir restent au cœur de l'attention.

Pour le monde actuel, le pétrole et le gaz occupent une place essentielle parmi les sources d'énergie exploitées.

L'Algérie est un pays membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole et du Forum des pays exportateurs de gaz, elle est le 18^e producteur de pétrole, le 9^e producteur de gaz naturel et le 8^e exportateur de gaz naturel au monde.

La Sonatrach est le groupement pétrolier algérien chargé de la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures. Elle a été classée 1^{re} société en Afrique et 12^e plus grand groupe pétrolier au monde.

I.1 Situation Géographique

Le champ de pétrole **Ourhoud** (autrefois appelé **Qoubba**), est situé au sud du champ d'**Anadarko** à Hassi Berkine, à 420km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et 1300km au Sud-est d'Alger.

Le champ Ourhoud fut découvert en juillet de l'an 1994, est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec une surface d'exploitation de 263,4Km².

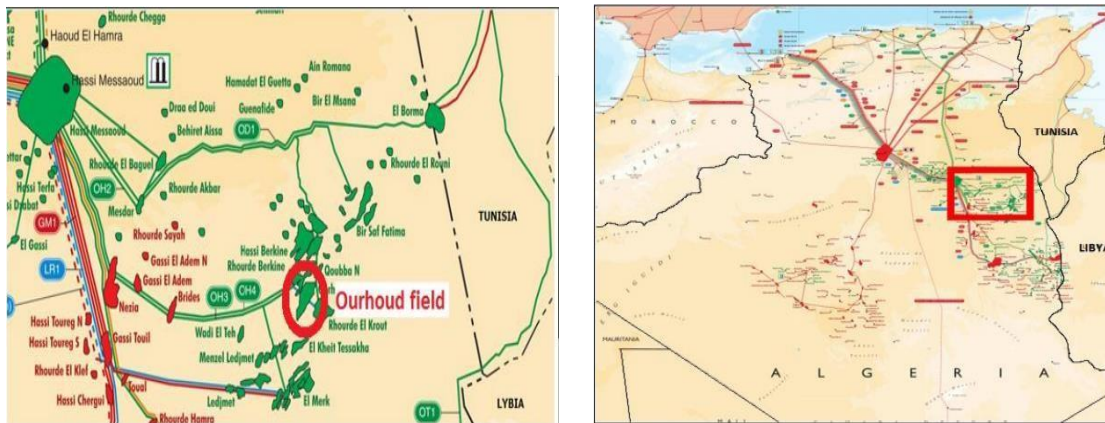


FIG-I.1 : Situation géographique du champ Ourhoud

I.2 Historique de découverte

Les premières explorations en matière d'hydrocarbures en Algérie remontent à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chélif. Cependant c'est en 1948 que la découverte à caractère commerciale, et la première fois à Oued Guétrini, à 150Km au Sud d'Alger.

Les explorations au champ Ourhoud ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre Sonatrach et Cepsa qui permet l'exploration de bloc 406 dans le bassin de Berkine.

En Juillet 1994 le gisement d'Ourhoud fut découvert, il s'étend sur deux autres blocs : le 405 et le 404.

Le puits nommé **BKE 1** était le premier foré dans les grès de **TAGI** (Triassic Argileux Gréseux Inférieur) et après sa mise en production il a donné un débit de 15275 bbl/J.

Le champ devrait être unifié en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec **Sonatrach**. Cette exploitation d'un champ qui regroupe plusieurs blocs et connu sous le nom d'unitaire de champ et son objectif est de permettre un développement optimum de gisement dans son ensemble.

Sonatrach est associée avec six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevauche trois blocs :

- Sur le bloc 404, **Sonatrach** est associée à **Anadarko** (qui a comme associés **Agip** et **Maersk**).
- Sur le bloc 406, la compagnie nationale est associée à l'espagnole **Cepsa**.

- Tandis que sur le bloc 405, elle est associée à **Burlington Ressource** (qui a comme associé **Talisman**).

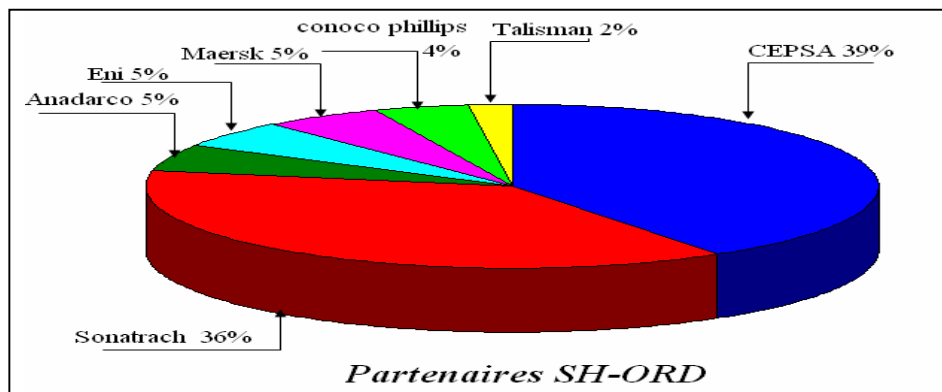


FIG-I.2 : Partenaires SH-ORD

I.3 Situation géologique

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intra-cratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne.

Le gisement d'Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grés du **TAGI**, piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petro physiques de grande qualité.

L'intervalle de production du réservoir TAGI est situé immédiatement au-dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de 3100 mètres dans la région de Qoubba ; le point le plus élevé de la structure se situe à **-2772 m/NM**, et le contact huile/eau est interprété à **-3056 m/NM**. La hauteur utile moyenne est d'environ 31,5m. Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de 15% et 200 md.

L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, et à une densité de 0,8115 au stockage. La pression initiale du réservoir est de 348,11bar à la profondeur de référence de **-2978 m/NM** et la température de gisement est de 102°C.

I.4 Subdivision géologique du réservoir

L'horizon producteur est constitué par les grés du TAGI, d'âge triasique. Ces grés continentaux ont été déposés par un système fluvio-deltaïque dans une large vallée, situé le long du système de faille Pan –Africain. L'épaisseur totale du TAGI varie de 88 à 108m. La

hauteur utile définie par une porosité, tirée de la diagraphie densité $>10\%$ et un cut-off en rayons gamma de 90°API , varie de 17 à 59m parmi les puits existants.

Les trois unités stratigraphiques principales ont été corrélées avec les sept puits disponibles et décomposées en onze couches dont les caractéristiques réservoirs ont été établis à l'aide des diagraphies et des mesures surcarottes. Pour chaque couche, les cartes isopaques des hauteurs totales, des hauteurs utiles ainsi que des porosités et des perméabilités ont été établies et introduites dans le simulateur afin de déterminer l'accumulation d'huile en place et d'optimiser le plan de développement du gisement.

Le contact huile eau a été interprété à -3056 m/NM à partir de l'analyse diagraphiques et de l'interprétation des données de pression (MDT) des sept puits.

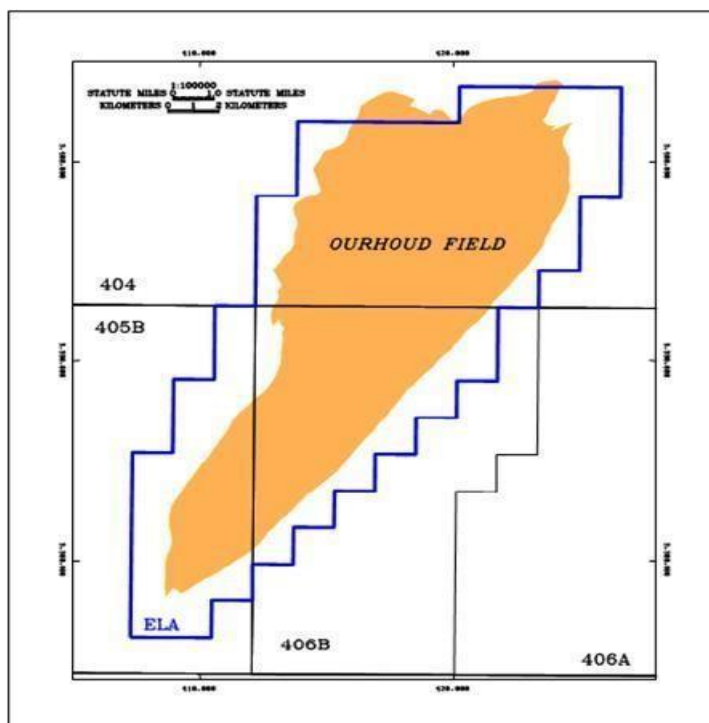


FIG-I.3 : Configuration de champ Ourhoud

I.5 Formation TAGI

Cette formation a résulté d'une déposition des matériaux silicate composés essentiellement des dépôts fluviaux, l'épaisseur total du TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres. Le TAGI d'Ourhoud est divisé en trois unités principales (couches),

I .5.1 Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :

Le TAGI inférieur à environ 32-58mètres d'épaisseur et est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant : tubes provisoire en tresses, dépôts lenticulaires à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et sur pilotis, plaines d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche.

L'orientation des dépôts de l'intervalle complet du TAGI inférieur donne un trend SO-NE et s'épaissit vers leSE. Ce niveau est formé par les sédiments qui se sont formés sur la discordance Hercynienne. Au-dessus du contact huile/eau, les grés de la base et du sommet du TAGI inférieur sont caractérisés par des propriétés réservoir de bonne qualité. Cependant leur étendue latérale dépend des faciès rencontrés c.-à-d. de l'environnement de dépôt.

I .5.2 Le TAGI moyen (Middle TAGI)

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grés. Les grés montrent deux trends de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes. En général, l'unité réservoir a une direction N-S le long du champ. La qualité du réservoir est excellente et le coefficient H_u/H_t (hauteur nette/hauteur totale) est partout très élevé.

Les environnements de dépôts interprétés incluent des cours d'eau à méandres de forte et faible sinuosité, des cours d'eau en tresses, des plaines d'inondation fluviales et des nappes de sable éoliennes. Ces dépôts sont la preuve d'un épisode correspondant à un transport de sable important et d'un dépôt par de grands cours d'eau. Des strates éoliennes moins importantes existent aussi.

I .5.3 Le TAGI supérieur (Upper TAGI)

Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur totale qui est essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c.-à-d. où le TAGI intermédiaire est fin, le TAGI supérieur est épais. Il s'épaissit en allant vers S-O et vers N-E de 27 à 42mètres.

Deux axes de dépôts sont définis à l'Ouest et à l'Est du champ. Il en résulte que les niveaux du TAGI supérieur ont des directions de dépôts multiples au sein de l'unité, avec des changements de faciès latéraux très variables. Cette unité représente le dernier stade de dépôt du TAGI avant d'être recouvert par le trias Carbonaté.

Cette période de dépôt commence avec une énergie fluviale élevée qui diminue à la fin du TAGI. Des failles contemporaines pourraient influencer l'épaisseur de l'intervalle.

I.6 Aspect stratigraphique

La colonne stratigraphique dans le champ Ourhoud est presque complète.

Le paléozoïque est complètement préservé au-dessous de l'incorformité Hercynienne. Par rapport aux champs voisins situés sur l'axe d'El Biod Hassi Messaoud, à la partie occidentale de bassin Berkine dont tous les dépôts, post Hercynienne se reposent directement sur le Cambrien - Ordovicien et quelque fois directement sur le sushu Cambrien, tel que l'exemple de champ de Hassi Messaoud où presque toute la section Paléozoïque a été érodée sur l'événement Hercynienne.

Cette section est essentiellement de roche Silice clastique, à la base constitue le réservoir Cambrien principal à Hassi Messaoud et où voisinage tel que : El-Gassi, El-Agreb, Zotti, Rhourde El-Baguel, en addition à cette section Paléozoïque vient se reposer la section Mésozoïque qui constitue en même temps le réservoir principal du champ Ourhoud et le bassin Berkine à la base.

Les roches clastiques épaisses caractérisent la séquence Jurassique Middle - Upper, tel que l'anhydrite, les sels et les Carbonates de Lias et le Trias constituent une barrière pour une accumulation des hydrocarbures dans le TAGI de champ.

L'origine continentale a caractérisé le bas sédiment Crétacés interrompu par le dépôt aptien Carbonaté, la partie supérieure de crétacé a été déposée de Schiste aux carbonates de bas en haut.

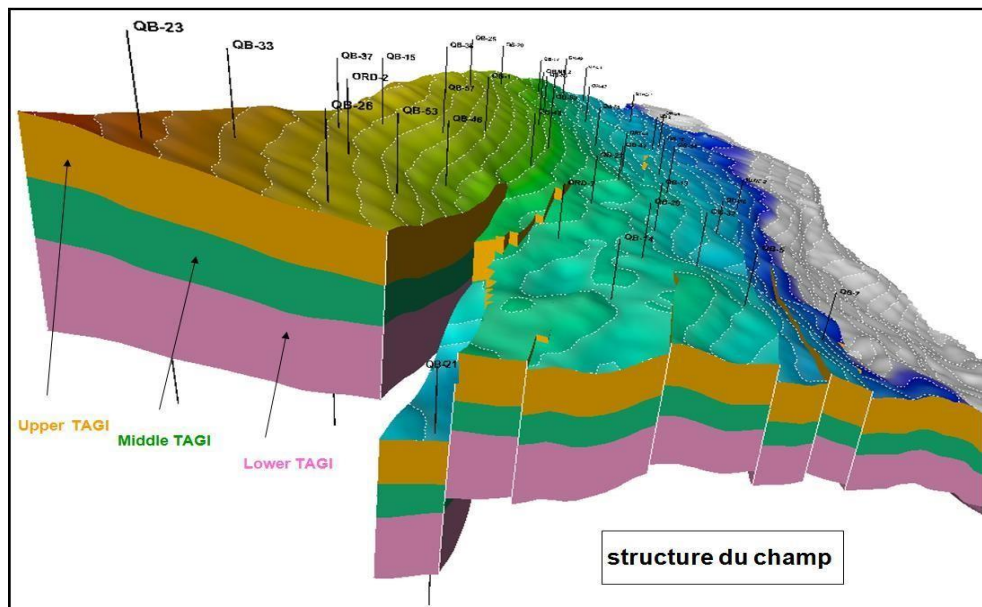


FIG-I.4 : Structure du champ

I.7 Caractéristique du réservoir

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyennede 80 à 100 mètres.

Le maximum d'épaisseur s'enregistre dans la terrasse qui dépasse les 100m, alors que le maximum est à l'Ouest de la partie du champ, 89m dans la partie Sud-ouest du champ, cette diminution est due à l'érosion lors la genèse des couches.

La superficie de réservoir est de 140Km², avec une profondeur moyenne de 3180m. Données caractéristiques du Réservoir :

- Température de réservoir : 102°C.
- Pression de réservoir : 348 bars.
- Porosité moyenne : 16 %.
- Perméabilité moyenne : 200 md.
- Degré API : 42,5.
- GOR : 64 m³/m³.
- Gradient de pression : 1,02 psi/m.

I.8 Caractéristique pétro physique des fluides de gisement

◆ Huile :

- Pression initiale de gisement : 5000 Psi.
- Pression de bulle : 1247 Psi.
- Température de gisement : 102 °C.
- Facteur volumétrique de fond (FVF) : 1,233.
- GOR dissolution initial : 64 m³/m³.
- Densité d'huile de stockage : 0,813 g/cm³.
- Viscosité d'huile : 0.68 Cp.
- Compressibilité : 7,14x10⁻⁶ Psi⁻¹.

◆ Eau :

- Compressibilité : 4,3x10⁻⁸ Psi⁻¹.
- Viscosité : 2,75 Cp à 25°C.
- Salinité moyenne : 352,925 g/l.
- Densité : 1,224 Kg/l à 20°C.
- Résistivité : 5,94 Ohm/Cm²/m à 20°C.
- PH : 4,5.

◆ Gaz :

- Compressibilité : 1,16 x 10⁻⁴ Psi⁻¹.

I.9 Historique de production

La production au champ Ourhoud a commencé le 08/11/2002 avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de toutes les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility) et avec un nombre de puits limité.

La production d'huile a atteint 230000 bbl/j en Janvier 2003. Ce plateau pourrait se maintenir pendant 10 ans. Additionné à la production de Berkine et des autres gisements satellite, il contribuera à porter la production nationale à 1,5 million de bbl/jour.

Comme l'aquifère du réservoir est inactif, le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau et de gaz qui a commencé en 25/01/2003 et 20/02/2003 respectivement. L'avancement du front d'eau provoque l'apparition d'eau dans les puits producteurs notamment dans le niveau

«Lower» et ce à compter de Mars 2004 avec une accentuation au fil de temps pour atteindre

un seuil allant jusqu'à 80% des quelques puits à savoir QB36, BKE2,...

La production d'huile dépend directement de la quantité d'eau et de gaz injecté ainsi que le nombre de puits producteurs.

La production actuelle (jusqu' à juin 2009) représente **16%** du volume, assurée par **113** puits dont :

- 56 producteurs d'huile.
- 10 producteurs d'eau : Albien / Barremian.
- 08 producteurs d'eau : Miopliocène.
- 29 injecteurs d'eau.
- 04 injecteurs gaz.
- 04 observateurs.
- 02 WAG.

I.10 Procédures d'exploitation du champ

I.10.1 Système de production d'huile

Le système comprend une collecte de 7 satellites ayant chacun :

- Un manifold de collecte pour un certain nombre de puits.
- Un débitmètre Multiphasique (MPFM).
- Une connexion de manifold vers la ligne principale de raccordement liant le satellite au CPF.

I.10.2 Traitement de pétrole brut

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites. Arrivé au CPF, le pétrole brut passe par 3 trains composés chacun de :

- Une séparation huile / gaz / eau.
- Un dessalage électrostatique.
- Une stabilisation de brut par distillation atmosphérique.

Le pétrole brut ainsi traité et ramené aux spécifications commerciales (densité, TVR, salinité) est envoyé vers les bacs de stockage.

I.10.3 Expédition du brut

A partir des bacs de stockage, le brut est repris par une pomperiez d'expédition et est

acheminé par un pipe de 24" vers le pipe 30" OH3 (de SH / TRC) situé à 21 Km du CPF et au point kilométrique 0 (PK 0). De là, le pétrole brut produit est acheminé jusqu'à Haoud EL Hamra.

I .10.4 Système gaz lift

Le gaz lift est prévu pour chaque tête de puits BP et comprend un système de distribution individuelle et collective qui suit le système de collecte huile via les satellites correspondants.

I .10.5 Système d'injection de gaz

Les trois puits d'injection gaz, sont situés à l'extrême Nord du champ. Une seule ligne principale alimente le manifold au satellite 7 où le gaz est séparé en 3 lignes de distribution alimentant les puits.

I .10.6 Système d'injection d'eau

L'eau de production traitée et l'eau Albion / Barremian sont mélangées en amont des pompes d'injection d'eau. Les pompes délivrent l'eau vers deux collecteurs, un sert les satellites du Nord et l'autre ceux du Sud. Chacun d'eux alimente les lignes d'injection d'eau des puits via un manifold d'injection d'eau sur chaque satellite.

I .10.7 Water Alternating Gas (WAG)

L'huile d'Ourhoud est de haute qualité (~43° API) mais elle a un GOR faible, donc une très bonne candidate pour l'injection de gaz miscible qui permet la réduction de la viscosité et de la densité d'huile et le gonflement de celle-ci.

Pour cela le (WAG) à Ourhoud est mis en application comme processus de récupération secondaire ayant pour but l'accélération et l'augmentation de taux de récupération et surtout assurant un meilleur contact entre le gaz miscible et le volume de réservoir.

Le processus de WAG consiste à l'injection alternative d'eau et de gaz soit six mois pour chacun. QB16 était choisi comme le premier candidat et actuellement ce système est en cours d'exécution pour d'autres puits.

I .10.8 Système satellites

Chaque station satellite possède un système de décomposition concernant la surpression pour l'élimination de vapeur et de liquide en service dans le circuit venant du manifold de production et du manifold de teste.

Au satellite 6, le système de sécurité est monté sur le manifold de production LP, puisque le manifold de teste est conçu pour une estimation plus élevée (600#) afin de faire face à la future condition de fonctionnement du système de production HP.

Le lanceur de puge (Racleur) du trunk line est également protégé par une soupape de sécurité résistante au feu extérieur. Les lignes de refoulement venant de chaque vanne de détente sont envoyées vers une fosse de captation.

Un by passe (ligne de déviation) autour de la soupape de sécurité installée sur le manifold de teste sera employé pour dépressuriser le flow line. Le liquide décomprimé est conduit à une fosse de captation.

Chaque fosse de captation du satellite est dimensionnée pour 259m³. Le contenu de la fosse peut être transféré manuellement vers un camion, si nécessaire.

Un collecteur de drain allant vers la fosse de captation est prévu à chaque satellite pour récupérer le liquide résiduel venant du lanceur de puge du trunkline, et le package d'injection chimique.

I.11 Récupération secondaire

I.11.1 Type de récupération secondaire

Il est apparu que la présence d'un chapeau de gaz et d'un aquifère actif est des facteurs favorables pour une bonne récupération, ils favorisent un bon balayage du gisement.

L'insuffisance de cet effet de balayage naturel dans la plupart des gisements d'huile fait appel des procédés artificiels, l'idée la plus simple étant l'injection du gaz naturel ou de l'eau.

Au premier temps d'exploitation des gisements on commençait par laisser produire les gisements même jusqu'à un certain seuil de déplétion, c'était la phase de production dite « primaire » dans un deuxième stade on mettait en œuvre, pour accroître la récupération, le procédé de balayage artificiel appelés par suite « Récupération secondaire ».

La production naturelle du gisement utilise l'énergie propre de celui-ci due à l'existence d'une pression plus élevée dans les pores de la roche qu'au fond du puits.

Tous les autres procédés de récupération impliquent l'introduction dans les gisements d'une quantité d'énergie supplémentaire propre du gisement afin de permettre la production d'une partie des réserves en place.

I .11.2 Récupération secondaire à Ourhoud

Le scénario de maintien de pression consiste à produire l'eau de l'Albien/Barrémien et puis l'injecter dans les puits injecteurs d'eau qui se trouve dispersés et au périphérique. Il existe aussi la réinjection de gaz dans le sommet du réservoir.

Les résultats des tests d'interférence indiquent que l'aquifère est faiblement connecté à la zone à huile dans la direction Est-Ouest car l'existence des failles orientées de Nord-est / Sud-ouest est que l'injection périphérique dans l'aquifère ne peut pas servir de support à la production du centre de champ.

En conséquence l'injection d'eau dans l'aquifère au périphérique n'est pas adéquate pour un maintien de pression complet de réservoir ainsi une injection dispersée sur la structure est requise.

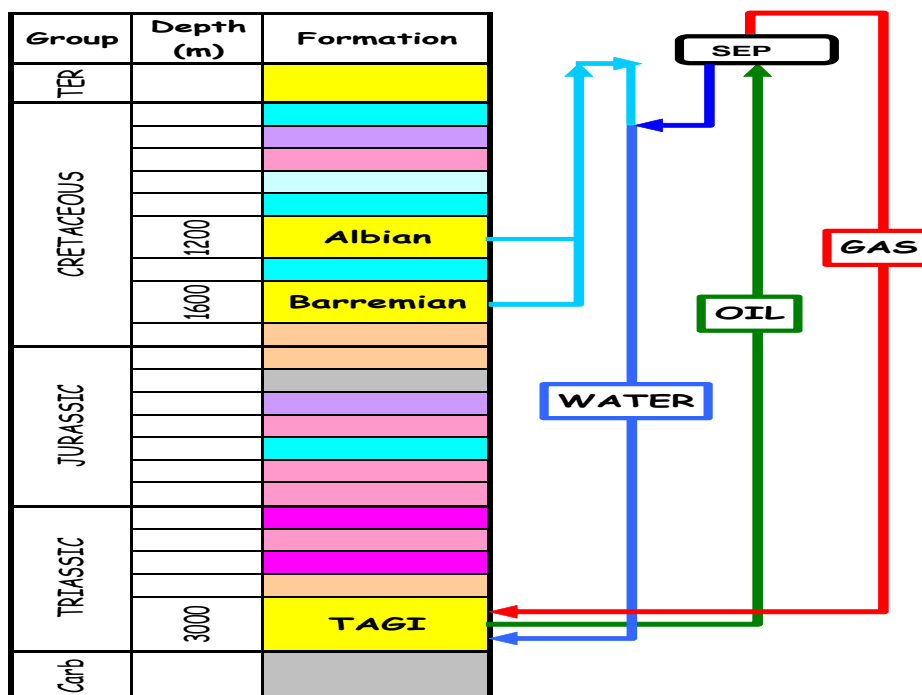


FIG-I.5 : Développement De Réservoir

I .12 Problème d'exploitation

Après la mise en production du champ Ourhoud en fin de l'année 2002, plusieurs problèmes de dépôts ont surgit d'une manière brutale et rapide. L'expérience a montré que

ce genre de problèmes n'apparaît, qu'après un certain nombre d'années d'exploitation d'un champ pétrolier.

Les causes de ces dépôts sont différentes, elles peuvent avoir une origine liée aux caractéristiques intrinsèques des effluents, tel qu'il est le cas des sulfates de calcium (CaSO_4) dans l'eau d'Albien et les asphaltènes dans le brut, comme elles peuvent être dues au système d'exploitation lui-même, en l'occurrence les dépôts de sel (NaCl), le sable, les oxydes de fer, l'argile et enfin les dépôts organiques résultants des traitements chimiques, (tous produits de traitement confondus).

I .12.1 Dépôt de sulfate de calcium

Les dépôts de sulfate de calcium ont été constatés pour la première fois sur le filtre (Strainer) du puits producteur d'eau QBH 102 le 01/06/2003. Le dépôt a été identifié comme étant du gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

La formation des sulfates de calcium, dû à la saturation, est un processus rarement connu dans les circuits de production et d'injection d'eau. Comme la saturation des sulfates de calcium change avec la température.

Ce produit commence à cristalliser en tête de puits producteur d'eau, lorsque la température de l'eau chute en surface, surtout dans les endroits de turbulence où la nucléation est initiée, comme par exemple sur les strainers, les thermocouples, les clapets anti-retours, les pipes, même dans les filtres fins de système Albien/Barrémien au CPF. Ce genre de dépôts peut provoquer facilement des rétrécissements, si ce n'est des obturations des conduites, pouvant être à l'origine d'une carence de réalisation des objectifs d'injection par suite d'une chute de production d'eau.

I .12.2 Corrosion bactérienne

Ce problème se manifeste sur tous les puits producteurs d'eau, il commence à la sortie de la tête de puits surtout les producteurs d'eau et il s'arrête au niveau de l'aspiration car les conditions de prolifération des bactéries sont réunies :

- Présence de la BSR (Bactérie Sulfato-Reductrice).
- Présence du sulfate à des concentrations élevées.
- PH neutre de 7 à 8.
- Teneur en NaCl entre 10 et 11 g/l.

- Parfois pénétration d'oxygène lors des travaux de maintenance.
- Température accélérée la cinétique réactionnelle du processus de corrosion.

I.12.3 Dépôts d'asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés constitués de carbone, hydrogène, oxygène, azote.

Depuis la mise en production du champ Ourhoud, les dépôts d'asphaltènes ont posés un problème délicat de production. Bien que le mécanisme de précipitation des asphaltènes n'est pas bien précisé. Les dépôts prélevés à Ourhoud contenaient 30% d'asphaltènes.

Ils sont composés des particules colloïdales dispersées dans le brut et l'effet de toute action de nature chimique ou mécanique ou électrique entraîne la floculation et la précipitation des asphaltènes du brut, ainsi la température, la pression, la composition chimique de brut peuvent avoir un tel effet.

Parmi les facteurs qui influent sur la déposition des asphaltènes on peut citer :

- Les asphaltènes vont se déposer aux endroits où la pression est au-dessous du point du bulle, typiquement dans le tubing et même dans le gisement.
- Tous les fluides acides avec un bas PH, par exemple les acides utilisés pour les traitements des matrices peuvent engendrer le problème.

I.12.4 Dépôts de chlorure de sodium

Dans le bassin d'Ourhoud, les eaux produites avec le pétrole sont saturées en chlorure de sodium «NaCl », car elles en contiennent environ de 350 g/l, qu'un simple changement de la pression et de la température durant la production engendre la précipitation du chlorure de sodium. C'est toute fois le dépôt du sel le moins gênant pour le producteur, car la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau douce est très grande qu'une simple injection d'eau douce dissout ces dépôts ou les empêche de se former.

I.12.5 Dépôts organiques

C'est des dépôts pâteux, de couleur noire, complètement soluble dans le kérosène, a été récupéré dans des Strainer, en amont des pompes d'expédition, il s'agit donc des produits organiques contenus naturellement dans le brut.

Ces produits organiques résultent aussi des différents produits chimiques injectés dans le système, ainsi que les huiles contenues dans les eaux de décantation récupérées au

slugcatcher et aux trains.

I .12.6 Venues de sable

Les dépôts récupérés dans le cyclone au slugcatcher et les séparateurs première étage sont constitués principalement du sable. Le sable est venu du réservoir mélangé avec produits organiques tel que les asphaltènes et l'argile.



CHAPITRE II

Production et méthode de la récupération

Introduction

Dans le passé, les méthodes de récupération assistée étaient rarement prises en compte dès le début du développement d'un champ. Il y avait une frontière bien définie entre la phase de déplétion naturelle et la phase avec récupération assistée. De nos jours, il est devenu rare d'avoir à développer des champs géants à haut indice de productivité et ce sont plutôt des champs complexes aux réserves marginales qui sont mis en production.

II.1 Profils de production

Le profil de production d'un champ est la courbe des productions (le plus souvent annuelles) établie en fonction du temps. On peut réaliser des profils de production d'un puits, d'un champ ou d'une zone géographique complète selon le même processus que celui appliqué à un système pétrolier, un bassin ou un pays.

Un tel profil peut être descriptif (pour les chiffres des années antérieures, déjà connus), ou bien prédictif. Les profils prédictifs sont généralement élaborés au niveau d'un puits ou d'un champ, une fois les tests de mise en production réalisés. La figure Ci-dessous montre le profil de production d'un champ géant.

Les réserves du champ représentent l'aire sous la courbe définie par le profil de production.

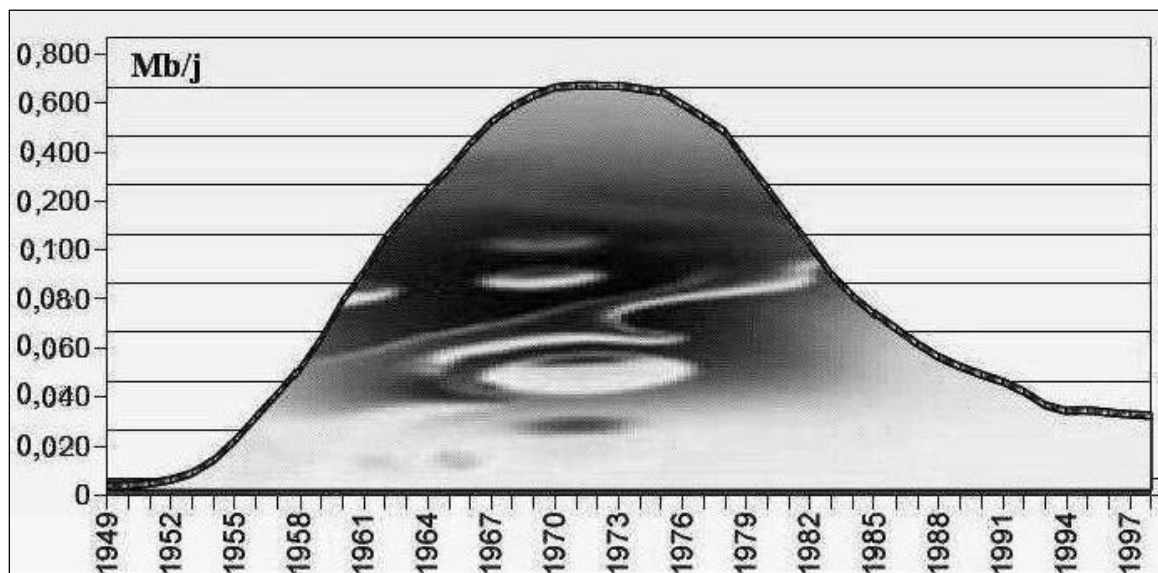


FIG-II.1 : profil de production

II.2 Différent technique de récupération

II.2.1 Récupération naturelle

Un gisement de pétrole est constitué d'une accumulation géologique d'hydrocarbures

sous forme liquide ou sous forme gazeuse. Le liquide contient une certaine quantité de gas dissous qui va être libérée dès lors que la pression est abaissée, soit en raison de la production, soit du fait de la remontée du fluide en surface.

Dans certains cas, la zone imprégnée de pétrole est bordée dans sa partie supérieure par une zone (gas-cap) contenant du gas, et dans sa partie inférieure par une zone aquifère contenant de l'eau. L'ensemble se trouve à une pression de l'ordre de 200 ou 400 bars le plus.

Dès qu'un forage met en communication de ce gisement avec la surface de la terre, la pression va expulser le pétrole et le gas vers la surface.

II.2.2 Récupération assistée

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération.

Les procédés utilisés (injection d'eau ou injection de gas) étaient mis en œuvre dans un second temps après la décompression du gisement, d'où leur nom est de récupération secondaire.

Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie de gisement.

Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champs d'autres techniques plus élaborées, dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux derécupération plus élevée : C'est la récupération améliorée ou tertiaire.

II.2.3 Activation des puits

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptifs, elle concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aussi aux puits producteurs d'eau d'usages divers, tels ceux pour alimenter les utilités ou un maintien de pression. Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.

II.2.3.1 Théorie sur l'activation des puits

➤ Les puits éruptifs

On dit qu'un puits est éruptif, lorsqu'il débite en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement, soit supérieure à la contrepression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits.

$$P_G \geq H.d.0,098$$

P_G : Pression de gisement en bar.

H : Profondeur du puits en m.

d : Densité de fluide.

➤ Les puits non éruptifs

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu'il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits. **$P_G \leq H.d.0,098$**

Le non-éruption est rencontré dans certains nouveaux gisements où la pression de fond est faible, et dans le

cas des gisements exploités depuis longtemps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible, alors que les réserves récupérables sont importantes.

Pour activer et mettre en production ces puits, on peut agir sur l'un des paramètres de non-égalité : (sur la hauteur

H de la colonne de fluide ou sur la densité de fluide **d**).

- La réduction de la hauteur **H** consiste à mettre le puits en pompage.
- La réduction de la densité **d** consiste à injecter un fluide moins dense, qui est le gas, ce procédé est nommé gas-Lift.

II.2.3.2 Le pompage

Dans la colonne de production (tubing), une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide dans le puits, cette pompe apporte une énergie qui permet au fluide de poursuivre son chemin vers la surface.

Plusieurs techniques de pompage sont mises en œuvre pour pouvoir répondre aux nombreux problèmes posés tels que : la nature du fluide, la productivité du puits, la complétion, et l'environnement terrestre ou offshore,

ainsi que les critères économiques.

Les deux modes de pompage les plus répandus dans le monde sont :

➤ **Le pompage aux tiges :**

Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire des tiges et d'un système de va-et-vient.

➤ **Le pompage centrifuge émergé :**

Le pompage centrifuge est assuré par une pompe centrifuge électrique émergée à l'intérieur de la colonne de production.

II.2.3.3 Le gas lift

Le principe du gas-lift consiste à injecter du gas aussi profondément que possible, pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient.

□ **Actuellement dans le champ Ourhoud, presque la production de tous les puits est assistée par gas-lift.**

II.3 Généralité sur le gas lift

II.3.1 Principe du gas lift

L'objectif de gas-lift est de réduire la pression en fond de puits, et augmenter la production du réservoir.

Le gas lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge totales, en injectant du gas dans le tubing à un endroit 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).

La figure ci-dessous montre les pertes de charge dans un tubing produisant à un débit constant. Avant d'injecter le gas, les pertes totales sont beaucoup plus statiques que par friction.

Après l'injection du gaz, les pertes totales sont diminuées grâce à l'importance diminution du poids de la colonne.

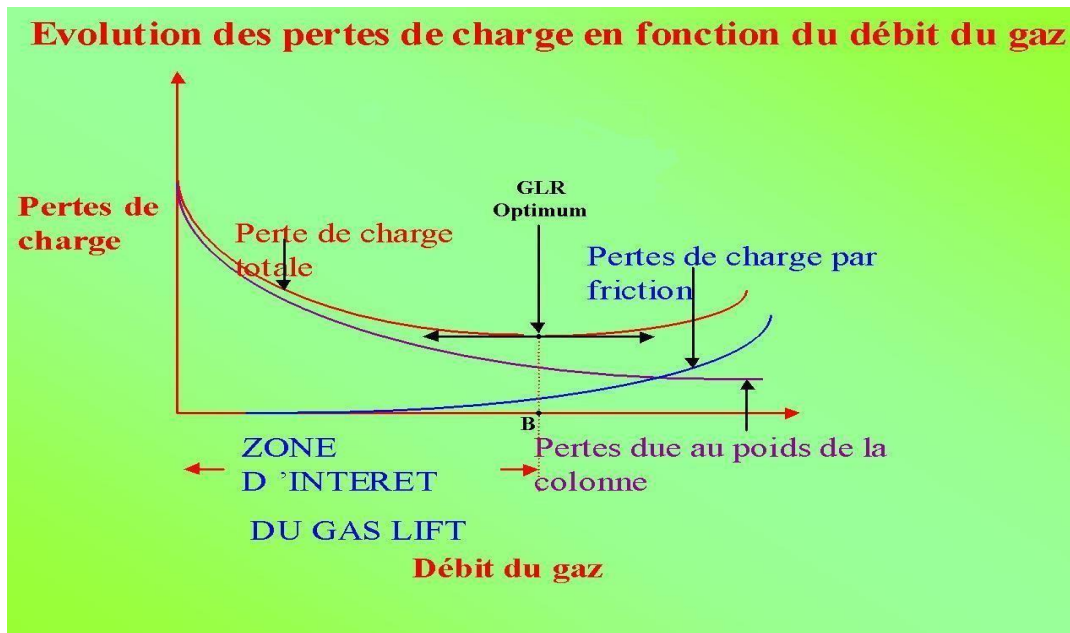


FIG-II.2 : Évolution des pertes de charge en fonction du débit du gaz

Le point B sur le graphe présente la valeur minimale de la perte de charge totale, ceci signifie que les pertes vont commencer à croître si le débit d'injection du gaz augmente. Ce point est appelé **GLR Optimum** où le puits produit au débit maximum de la complétion installée.

La moindre augmentation du débit de gaz aura deux effets négatifs : moins de production d'huile et gaspillage de gaz.

Le système a atteint un point où le tubing ne peut plus évacuer ce que le réservoir peut produire. Pour aller au-delà de ce débit maximum, nous devons mettre en place un tubing plus gros.

Il est aussi important de se souvenir que l'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface.

Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber les puits producteurs voisins.

De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas réglés à leur « GLR optimum » mais à leur « GLR économique »

Application du gas lift :

Le gas-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

➤ **Les puits à huile :**

L'application principale du gas-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

➤ **Les puits à eau :**

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

➤ **Démarrage des puits :**

Dans certains cas, le gas-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.

➤ **Nettoyage de puits injecteur :**

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gas-lift.

II.3.2 Les principaux paramètres du gas-lift

➤ **Pression en tête de puits :**

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

Il en découle que les puits en gas-lift ne doivent jamais être 'dusés' en tête de puits.

Une règle du pouce dit que les besoins en gas sont divisés par 2 quand la pression en tête de puits est divisée par 2.

➤ **Pression du gas injecté :**

La pression du gas injecté affecte le nombre de vanes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en single point. Ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the well). De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gas ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.

Ce sera le cas si le gas provient d'un champ à gas sur le déclin ou s'il sort de compresseur de moins en moins performants.

➤ **Profondeur d'injection du gas :**

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

De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gas est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating valve). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gas de descendre le plus près possible du réservoir.

➤ **IP important et effet de skin :**

La production d'un puits dépend directement du « draw-down » appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gas-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener.

On appelle « effet de skin » l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de skin a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la reperforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gas.

II.4 Inflow performance

II.4.1 La perméabilité absolue

Les débits des fluides dans la roche dépendent des variables suivantes :

Les gradients de pression, la saturation des fluides, la viscosité des fluides, les propriétés des roches, et la plus importante, c'est la perméabilité.

La perméabilité absolue est la capacité d'une roche à laisser passer un seul fluide à travers son milieu poreux. Elle est mesurée en millidarcies. Plus la valeur est grande, plus l'écoulement de fluide est facile.

La perméabilité peut varier sensiblement dans les roches à quelques mètres écartés ou même avoir des valeurs différentes pour différentes directions à travers la même section de la roche, Cette propriété est anisotropie en raison des hétérogénéités du réservoir.

Comme on le voit dans l'équation de Darcy :

$$\frac{q}{A} = \frac{-K}{\mu} \frac{dp}{dl} \dots\dots\dots(1)$$

$\frac{q}{A}$ La vitesse d'écoulement de liquide à travers la section transversale dans une direction donnée.

K : La perméabilité dans cette direction.

$\frac{dp}{dl}$: Le gradient de pression.

μ : La viscosité du liquide.

II.4.2 L'indice de la productivité :

Équations de l'écoulement nous disent que lorsque le puits est ouvert à la production, une onde de pression se déplace à travers le réservoir provoquant la pression dans la région touchée afin de diminuer continuellement avec le temps.

En vertu de ces passagères ou infini les conditions d'agir, les pressions en tout rayon donné diminuent rapidement au début, puis se stabilise avec le temps.

La pression au fond du puits P_{wf} suit le même schéma pour une production constante.

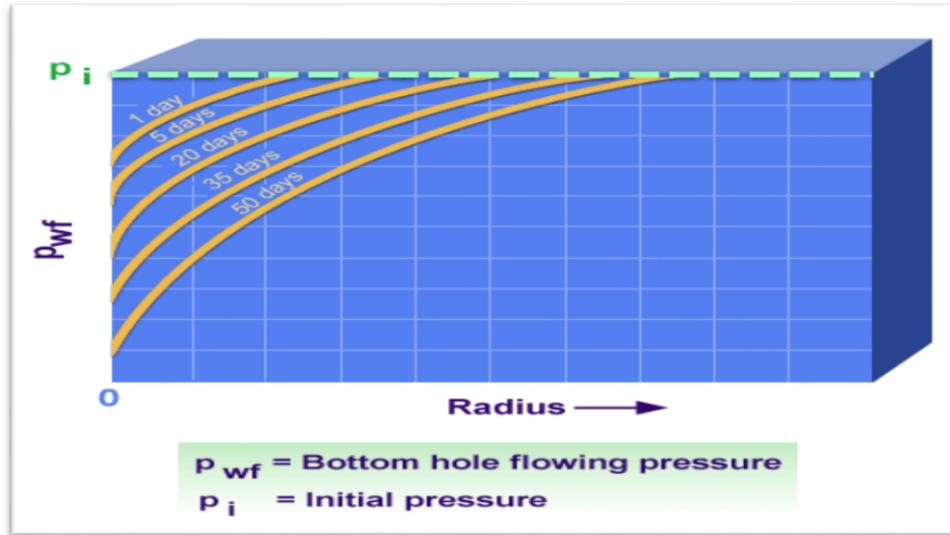


FIG-II.3 : variation des pressions en tous rayons en fonction du temps

Peu de temps après le début de l'écoulement, la pression au fond du puits s'approche d'une valeur stable, et quand on utilise cette valeur stable dans nos calculs, nous pouvons l'utiliser comme une approximation des équations de l'écoulement à l'équilibre dans notre analyse.

La différence entre la pression du réservoir moyen et le fond du puits est appelée le **pressure drawdown**.

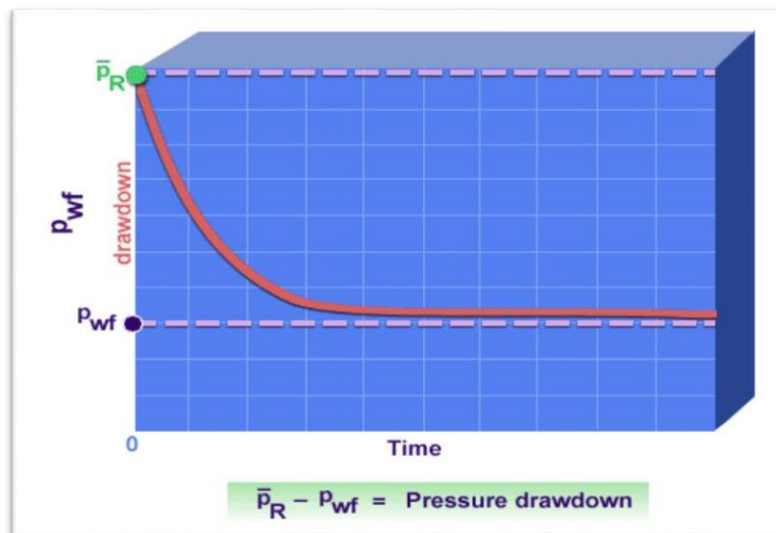


FIG-II.4: Évaluation de pressure drawdown

Pressure drawdown = $P_r - P_{wf}$ (2)

Le **drawdown** entraîne un débit Q et définit l'indice de productivité J .

Indice de productivité :
$$j = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots(3)$$

L'indice de productivité représente la réponse dynamique du réservoir et de ses propriétés du fluide dans la zone de drainage d'un puits. Il définit la relation qui existe entre le débit Q et la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} pour une pression donnée de réservoir P_r .

II.4.3 Inflow performance Relationship - IPR

La construction de la courbe IPR (**inflow performance relationship**) est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits.

II.4.3.1 La méthode de l'IP (l'indice de productivité)

la pression de fluide au fond du puits est au-dessus du point de bulle, l'indice de la productivité sera constant.

Comme la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité diminuera où fur et à mesure que le gas sort de la solution.

Gilbert (1954), le père de l'ingénierie de production moderne, il a été le premier à comprendre la pleine signification de cette baisse de l'indice de productivité.

Il a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} en fonction du débit Q , c'est l'IPR.

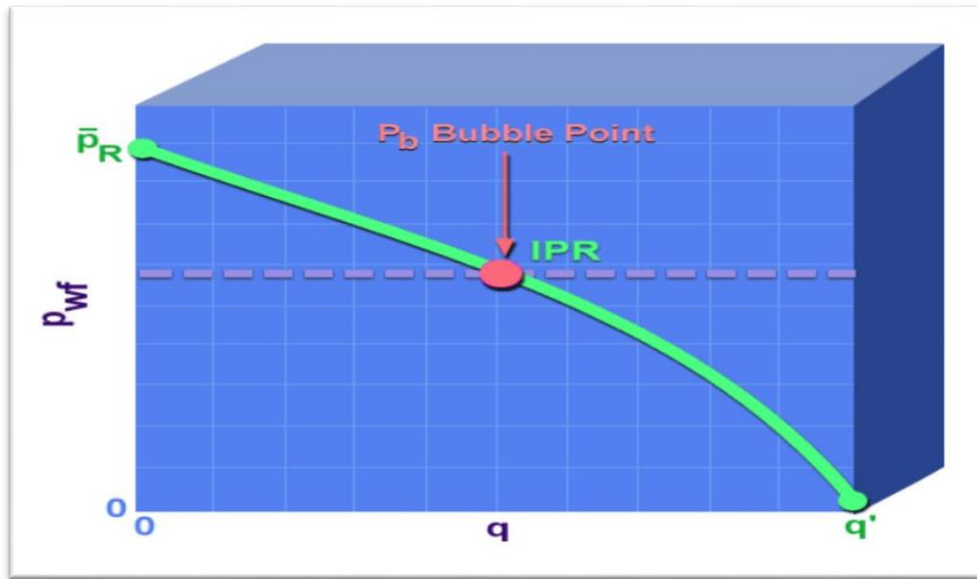


FIG-II.5: La courbe IPR

Parce que la pression du réservoir sera généralement dépleté par la production, l'IPR sur la vie d'un puits est démontré par une famille de courbes diminuée vers l'origine. Chaque courbe représente la relation entre la pression et le débit à une pression de réservoir donnée

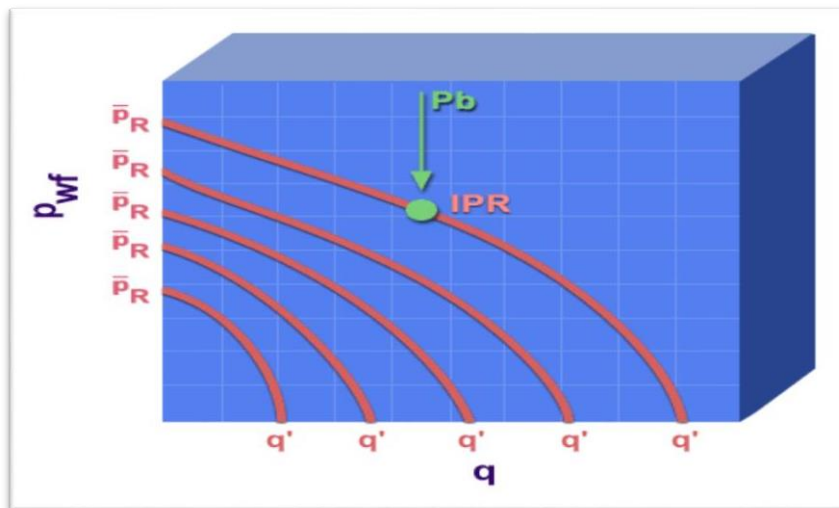


FIG-II.6 : La variation de l'IPR sur la vie d'un puits

extrémités des courbes IPR sont la pression du réservoir moyenne P_r à un débit compris entre zéro, et le débit maximal Q qui coule au fond du puits à une pression de zéro, dans

la pratique, il n'est pas possible d'atteindre cette valeur, car la pression d'écoulement en fond du puits doit toujours avoir une certaine valeur finie.

du point de bulle, les courbes des IPR sont des lignes droites, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle, le gas sort de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité).

II.5 Vertical Lift Performance

La courbe de tubing (VLP) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides.

II.6 Le point de fonctionnement du puits

Il suffit de tracer sur le même graphique, la réponse du réservoir et la réponse du tubing. Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits (couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion) caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (Q , P_{wf}).

Il change selon un changement dû à l'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à certains paramètres.

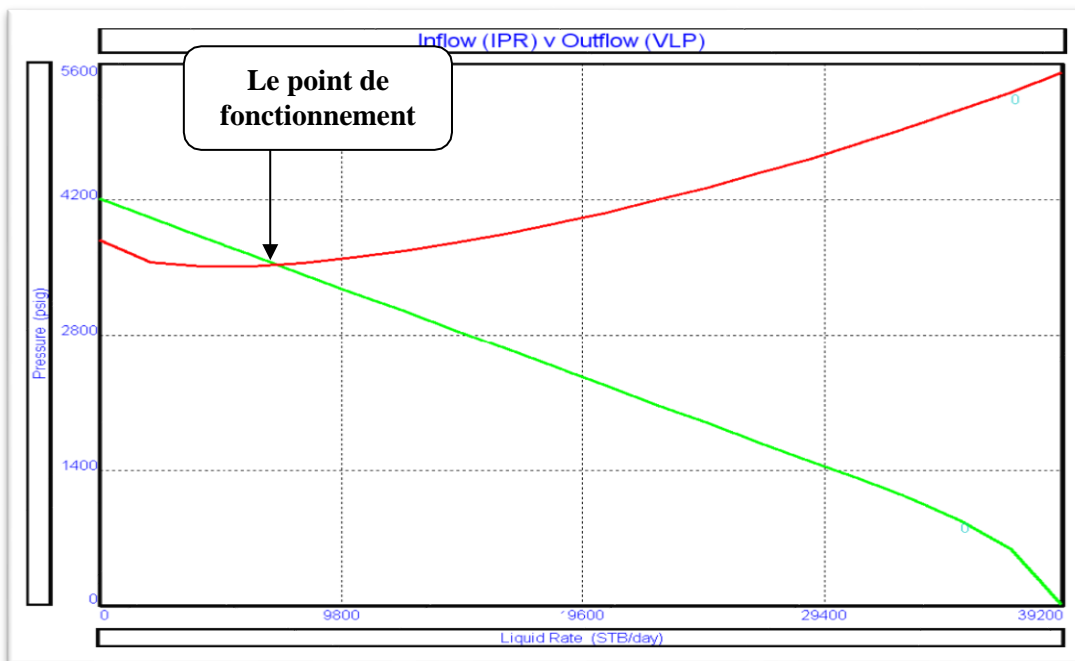


FIG-II.7 : Inflow + Outflow performances



CHAPITRE III

Problèmes de percement d'eau dans les puits pétroliers

Introduction

La production excessive d'eau est l'un des principaux problèmes bien connus auxquels est confronté tout opérateur pétrolier dans le monde pétrolier dans le monde. Bien que ce problème soit typique des puits anciens, il peut également se produire dans les nouveaux puits développés nouveaux puits [4]. Il est à l'origine de nombreux problèmes économiques pour les sociétés de production pétrolière. Tout d'abord, l'excès d'eau affecte les performances des puits de production et réduit leur durée de vie.

La présence d'eau dans le puits de forage augmente le poids de la colonne de fluide, ce qui entraîne une augmentation des besoins de levage [5]. Cela augmente les coûts d'exploitation et entraîne une diminution du rabattement. Par exemple, si le puits est un puits à gaz, la quantité de gaz injectée pour soulever le fluide du puits jusqu'à la surface est plus élevée en cas de production excessive d'eau qu'en l'absence de production d'eau.

La production d'eau favorise également la présence d'écailles, la corrosion et la dégradation des installations de terrain. La production d'eau favorise également la présence d'écailles, de corrosion et de dégradation dans les installations du champ, depuis le puits de forage jusqu'aux installations de surface [5]. Un autre problème majeur est que le coût de séparation, de traitement et d'élimination de l'eau produite pèse lourdement sur les budgets des compagnies pétrolières.

Se débarrasser de ce type de production permet de réduire les dépenses des compagnies pétrolières. se débarrasser de ce type de production permet de réduire les dépenses des exploitants et d'augmenter la rentabilité de leurs opérations de leurs opérations [7]. Les opérations de fermeture de l'eau sont donc essentielles.

Enfin, avec une bonne connaissance des caractéristiques de la formation et des défis uniques du champ, la production inutile d'eau peut être évitée dès la phase de conception du puits peut être évitée dès la phase de conception du puits [8].

III.1 Types de production d'eau

La production d'eau est-elle toujours une mauvaise chose ? La bonne réponse est sans aucun doute : non ! L'eau est l'un des éléments les plus importants de la production pétrolière, car elle aide à gérer le réservoir, à mobiliser le pétrole et à le déplacer dans les roches homogènes. Cette eau est connue sous le nom de production d'eau nécessaire ou bonne.

C'est l'eau qui est généralement associée à la production de pétrole dans les dernières phases des opérations d'injection d'eau ou à partir d'aquifères actifs.

C'est également l'eau produite à un faible ratio eau/pétrole (WOR) qui maintient la rentabilité d'un puits de production [4]. Les tentatives de réduction de ce type de production d'eau entraînent directement une réduction de la production de pétrole.

Au contraire, la production d'eau indésirable est le type d'eau qui doit être éliminé et réduit afin d'augmenter la productivité et la rentabilité des puits de production. Les opérations de fermeture de l'eau se concentrent sur l'élimination de la production d'eau indésirable, également appelée "mauvaise eau".

Ce type de production crée des problèmes autres que ceux mentionnés précédemment, tels qu'une réduction de la production de pétrole et une mauvaise efficacité de balayage dans les roches matricielles [9]. En d'autres termes, cela signifie perdre de l'argent ! Le pire problème parmi les problèmes de production d'eau indésirable est celui des zones non balayées et des poches de pétrole qui sont laissées derrière par de mauvais travaux de conformation.

Ce cas est généralement connu dans les opérations d'injection d'eau, où l'eau est simplement injectée par le puits d'injection pour déplacer le pétrole vers le puits de production et pour maintenir la pression du réservoir ; cependant, l'eau se dirige vers une fracture ouverte ou une couche de haute perméabilité. Tout dépend de la résistance des chemins dans les réservoirs.

Le chemin le moins résistant est celui qui attire le plus l'eau injectée et le pétrole dans la roche matrice reste en arrière sans atteindre le balayage nécessaire pour obtenir un balayage efficace du pétrole ou une bonne conformité [10]. Si le puits de production se trouve connecté à une fracture ouverte ou à une couche de haute perméabilité, une production d'eau indésirable se produira. Il est essentiel de pouvoir différencier ces deux types de production d'eau afin de maintenir la productivité du puits [3].

L'un des moyens d'identifier le type de production d'eau excessive dans un puits donné consiste à étudier le comportement des puits décalés en matière de water cut. Il s'agit d'une mauvaise production d'eau si les puits décalés produisent avec une réduction d'eau beaucoup plus faible [7].

III.2 Sources de production d'eau non désirée

Après avoir discuté des problèmes liés à la production d'eau non désirée, il est important de d'identifier les raisons qui conduisent à ce type de production afin d'être en mesure d'effectuer une opération de fermeture de l'eau réussie.

III.2.1 Fractures ouvertes et couches à haute perméabilité / Caractéristiques ouvertes

Dans les opérations d'injection d'eau, l'objectif est de mobiliser le pétrole dans la roche matrice vers les puits de production et de maintenir le niveau d'eau dans les puits de production vers les puits de production et de maintenir la pression du réservoir. Les fractures ouvertes et les couches à haute perméabilité réduisent généralement l'efficacité des opérations d'inondation et conduisent à une mauvaise conformité. Comme indiqué précédemment, le fluide a tendance à emprunter les chemins de moindre résistance et l'eau injectée se dirige donc vers les fractures ouvertes et les formations à haute perméabilité au lieu de la roche mère pour déplacer le pétrole.

Dans certains cas, le puits d'injection d'eau est relié au puits de production par une fracture ouverte ou des caractéristiques connues également sous le nom de "zones de fuite"[8] (figure III.1). Les caractéristiques ouvertes peuvent également entraîner une quantité excessive d'eau si elles sont reliées à l'aquifère (figure III.2). En outre, les fractures et les caractéristiques ouvertes peuvent contribuer à une production d'eau indésirable lorsqu'elles sont connectées à des formations/zones d'eau [9]. Les réservoirs d'hydrates de gaz peuvent également être une source principale de production excessive d'eau lorsqu'ils sont dissociés d'eau excessive lorsqu'ils sont dissociés [13].

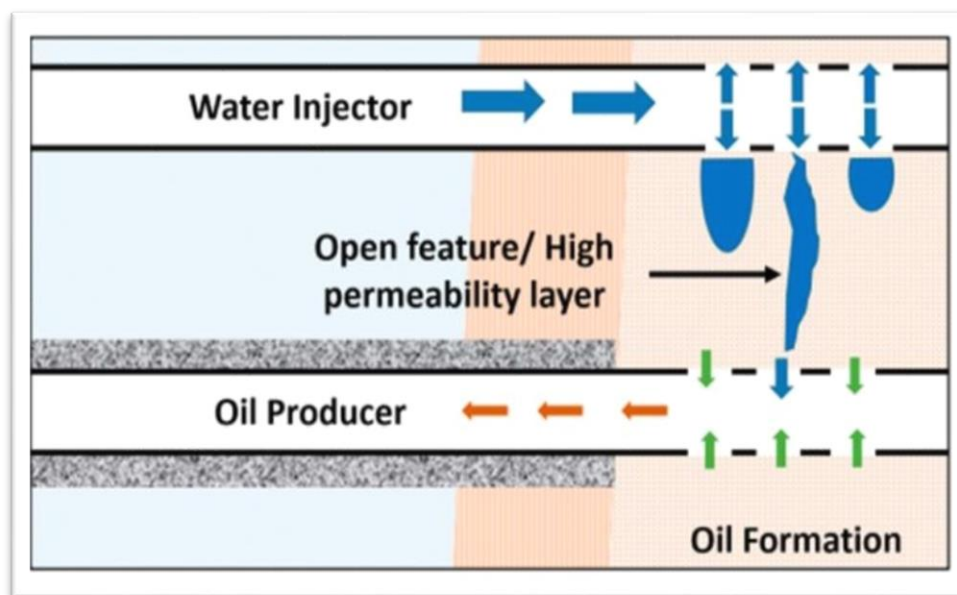


FIG III.1 : Exemple d'un puits d'injection d'eau relié à un puits de production de pétrole par une couche [2]

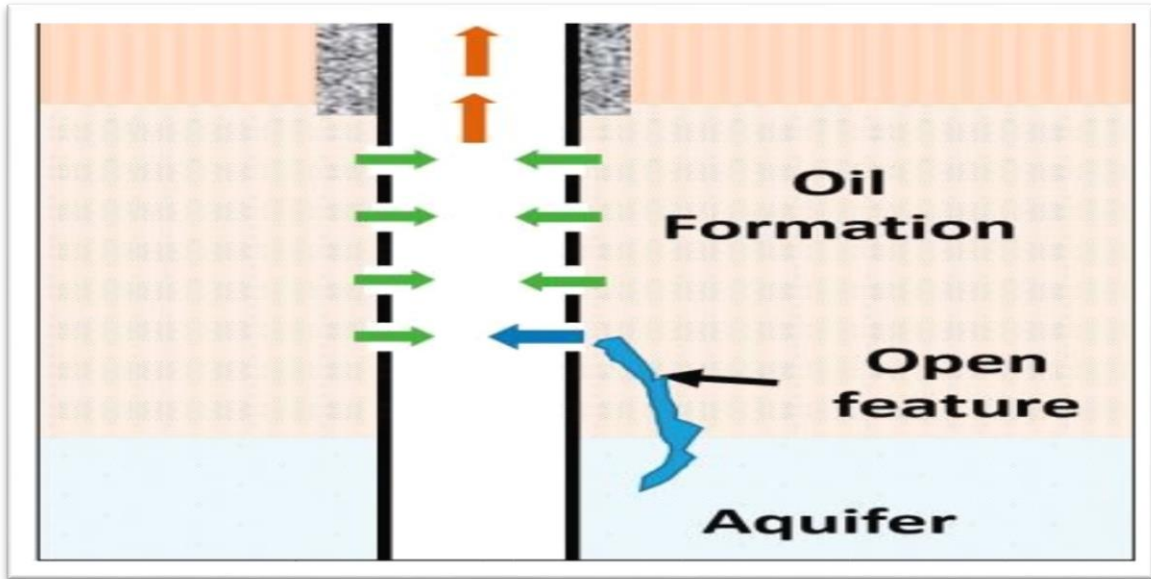


FIG III.2 : Un producteur de pétrole relié à un aquifère par un élément ouvert [2]

III.2.2 Le cône de l'eau

Une autre source courante de production d'eau non désirée est le cône d'eau. Cette situation se produit généralement lorsque la zone de production est proche de l'aquifère ou des formations aquifères avec une connexion perméable décente entre la zone de production de pétrole et la formation aquifère. Le coning survient lorsque la pression diminue, ce qui encourage l'eau à migrer vers le puits de forage depuis le fond (figure III.3).

Bien qu'il puisse être contrôlé en diminuant les taux de production, ce n'est pas une approche favorable puisque la production de pétrole sera également réduite. Le problème peut également être résolu en bouchant le fond du puits, mais cette solution est considérée comme une solution à court terme [9].

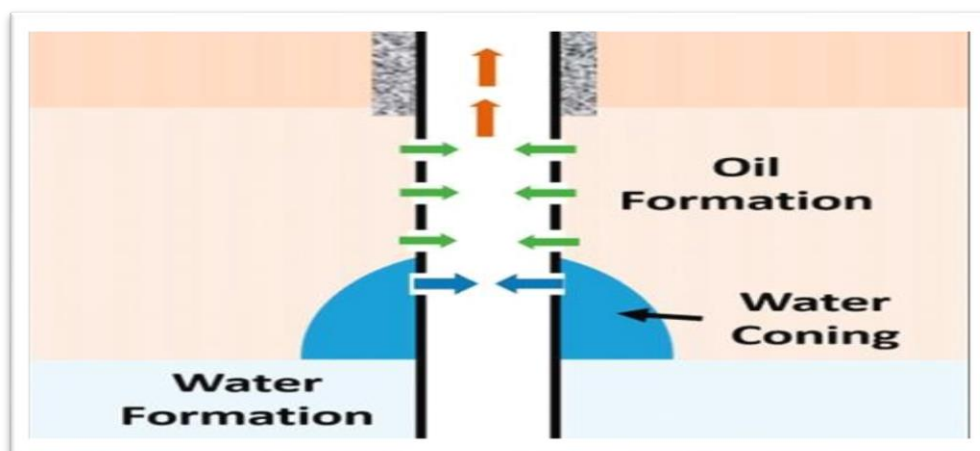


FIG III.3 : Coning de l'eau [2]

III.2.3 Mauvais état du puits de forage voisin

L'une des sources les plus courantes de production d'eau indésirable est le mauvais état du puits de forage voisin. Ce type de production peut généralement résulter de fuites au niveau du tubage ou d'un mauvais travail de cimentation derrière le tubage, ce qui crée généralement des canaux reliant les formations/sources de production d'eau non désirée au puits de forage. Le tubage et la cimentation derrière le tubage sont censés créer une étanchéité avec ces couches indésirables (figures III.4 et III.5).

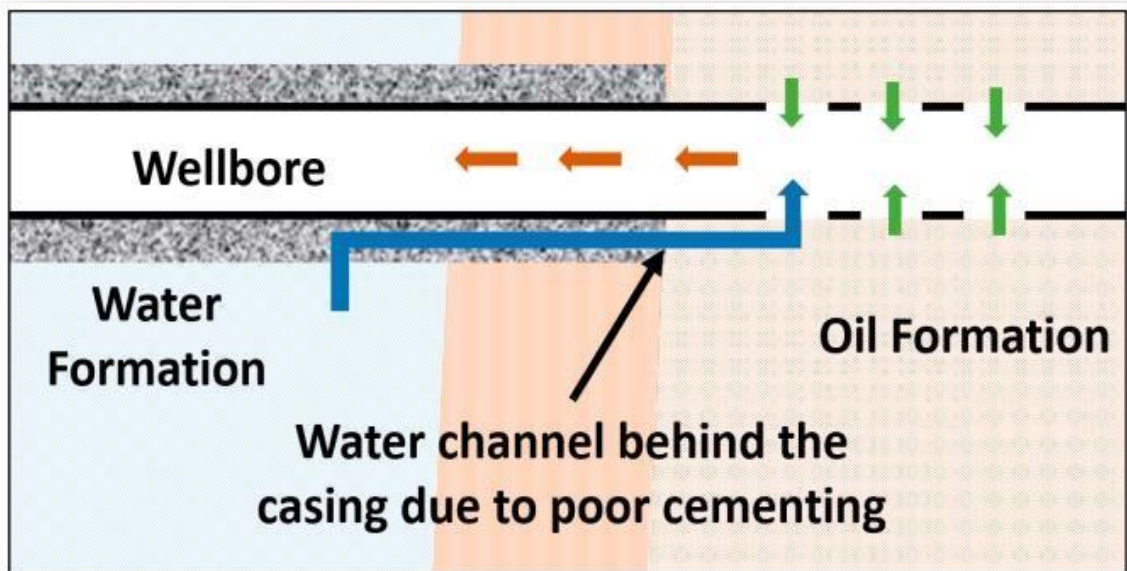


FIG III.4 : Fuite de tubage reliant le puits de forage à la formation d'eau [2]

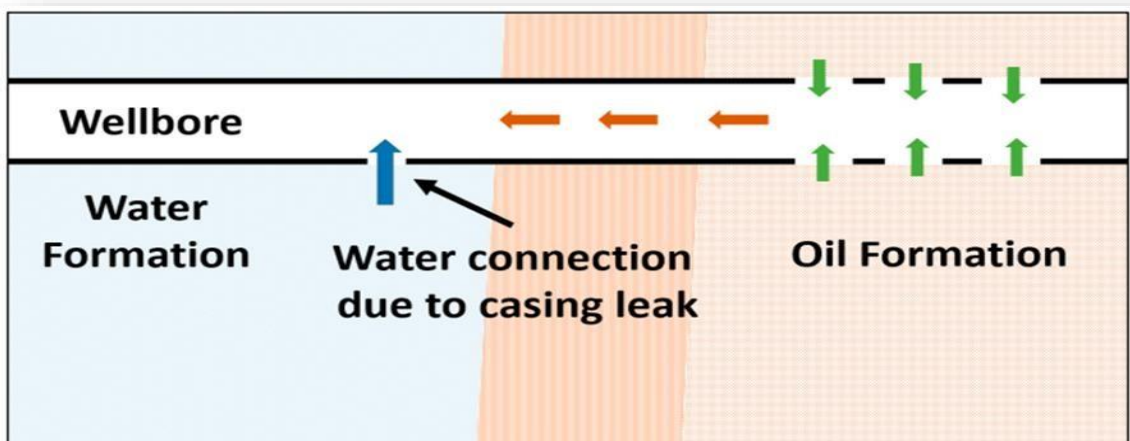


FIG III.5 : Mauvais ciment derrière le tubage avec un canal reliant la source d'eau au puits de forage [2].

III.3 Identification du problème

La réduction de la production excessive d'eau commence généralement par la collecte de toutes les données disponibles sur le réservoir et la production de production disponibles. Des outils de diagraphie sont ensuite utilisés pour localiser les points d'entrée de l'eau (PLT). Enfin, en fonction des résultats, une méthode de fermeture appropriée est utilisée.

La partie la plus importante de toute opération de fermeture de l'eau est le diagnostic précis du problème [13]. Il est essentiel de connaître le point d'entrée de l'eau, l'hétérogénéité des roches du réservoir, les mécanismes de production dominants et les schémas du puits de forage. En fait, toutes les informations disponibles sur le puits sont considérées comme précieuses, comme les rapports d'opérations de forage, les diagraphies et l'historique de la production. La raison en est que chaque puits a son propre flux de travail en fonction de ses propriétés, de son histoire et de l'hétérogénéité du réservoir. Une étude précise permet de réussir l'opération de water shutoff, d'augmenter la production de pétrole et de réduire les coûts de traitement de l'eau [16].

Les quantités d'eau produites avec le pétrole et le gaz sont importantes en raison de la phase d'épuisement des réservoirs. Les coûts de traitement et d'élimination de cette eau sont très élevés et ont généralement un impact négatif sur l'économie de la production des réservoirs de pétrole. Il est donc nécessaire de planifier à long terme la création d'une installation de protection ou de séparation de l'eau produite avec le pétrole [23].

III.4 Methods de water shut-off

Water shut-off est une stratégie visant à améliorer le potentiel de production de pétrole en isolant les zones productrices d'eau dans le même réservoir [7].

En général, il existe deux types principaux de méthodes de fermeture de l'eau dans les puits horizontaux : la méthode mécanique et la méthode chimique. Ces deux méthodes peuvent être utilisées individuellement ou en combinaison [2].

III.4.1 Méthodes mécaniques

Les méthodes mécaniques peuvent être réalisées en utilisant des packer pour sceller la zone d'excès d'eau. Les packers peuvent être classés en Packers expansibles et packers non expansibles, comme indiqué dans le tableau 1. Les packers expansibles comportent des éléments gonflables conçus pour se dilater dans le puits de forage et assurer l'isolation. Après le gonflage, le volume des éléments gonflables augmente jusqu'à occuper complètement l'espace pour assurer l'isolation. La plupart des Packers expansibles sont

récupérables

; cependant, ils sont parfois associés à des bouchons de ciment pour assurer un scellement permanent dans les trous ouverts pour assurer une étanchéité permanente dans les trous ouverts [22].

III.4.1.1 Packers expansibles

Les packers expansibles comprennent : l'packer gonflable, bridge plug, swell packer, straddle packer, inflatable cement retainer, et expandable tubular. Les processus sont déclenchés par différents mécanismes. Le gonflage des packers gonflables est réalisé par l'expansion de lames de caoutchouc. bridge plugs and expandable tubular est obtenue par expansion mécanique. La pression entre la base du cône et le sabot de la gaine dilate le tube [29].

Le swell packer est causé par le contact avec les fluides dans les puits. Certains Packers expansibles, tels que les straddle packer avec deux éléments gonflables et un mamelon, peuvent être utilisés à la fois comme outils d'isolation zonale et comme outils d'injection. Les deux éléments gonflables assurent l'isolation zonale, tandis que le fluide de traitement peut être injecté à partir des mamelons situés entre les deux. Les dispositifs gonflables de retenue du ciment ont une fonction similaire. Ils assurent l'isolation zonale au moyen d'éléments gonflables en vue d'un traitement chimique ultérieur et de l'injection de produits chimiques dans la zone cible [29].









Un packer expansible spécial est l'packer de tubage externe (ECP). Il est fréquemment utilisé avec des liners ou des écrans de sable et placé à intervalles réguliers le long du trou ouvert. Il comporte une section gonflable qui est une vessie en caoutchouc au-dessus d'une section de tubage. Une fois cette section gonflée, l'annulaire est scellé par les packers [30].

III.4.1.2 Injecteur non extensible

L'packer en ciment est un packer non expansible couramment utilisé dans les puits verticaux. Appliqué dans les puits horizontaux, il peut être confronté à une étanchéité inachevée dans l'espace annulaire en raison de l'effet de gravité. Il convient pour isoler les zones supérieures afin d'arrêter les fluides indésirables [27]. Un nouvel packer en ciment mousse a été utilisé sur le terrain. Le ciment mousse est créé lorsqu'un gaz, généralement de l'azote, est injecté à haute pression dans une boue de base qui incorpore un agent moussant et un stabilisateur de mousse. Il permet un déplacement plus important de la boue dans un petit espace annulaire que le ciment conventionnel. En raison de sa structure, le ciment mousse peut empêcher le développement de canaux de gaz ou d'eau [21]. Il existe d'autres types de ciment, tels que le ciment expansif, le ciment hautement

thixotropique et le ciment à densité neutre forcé par la résine de fibres.

Tableau III.1 : Caractéristiques et mécanismes d'étanchéité des packers [29].

Nom	Apparence	Expansibilité	Récupération	Mécanismes d'étanchéité
Cement plug		Non	Non	Comment obture entièrement l'anneau en formant un bloc rigide
Inflatable packer		Oui	Oui	Packer gonflable Le gonflage des packers gonflables est réalisé par l'expansion de la vessie en caoutchouc. Les éléments gonflables occupent entièrement l'espace annulaire pour assurer l'isolation
Bridge plug		Oui	Oui	L'expansion des bouchons de pont est archivée par une expansion mécanique. Les éléments inflammables occupent entièrement l'espace annulaire pour assurer l'isolation
Straddle packer		Oui	Oui	Le gonflage du straddle packer est similaire à celui du packer gonflable. Les éléments gonflables occupent entièrement l'espace annulaire pour assurer l'isolation
Swell packer		Oui	Oui	Le gonflement des obturateurs Swell est causé par le contact avec des fluides dans le puits. Les éléments gonflables occupent entièrement l'espace annulaire pour assurer l'isolation
Cement retainer		Oui	Oui	Le gonflage est archivé par l'expansion de la vessie en caoutchouc. Le ciment est injecté après l'expansion
Expandable tubular		Oui	Non	la pression entre la base du cône et le patin du revêtement dilatera le tube pour assurer l'étanchéité
External casing packer (ECP)		Oui	Non	L'inflation est archivée par l'expansion de la vessie en caoutchouc. Les éléments gonflables occupent entièrement l'espace annulaire pour assurer l'isolation

III.4.1.3 External Casing Packer

Les External Casing Packer (ECP) sont des dispositifs robustes et extensibles en acier inoxydable conçus pour se fixer à de faibles pressions afin d'obtenir une isolation zonale. Ils peuvent être utilisés pour toute opération de cimentation ou pour empêcher la migration des fluides dans l'espace annulaire. Conçus à partir de la technologie d'acier expansible Saltel Xpandable*, ces Packers améliorent les performances d'étanchéité par rapport aux Packers conventionnels, en particulier dans les forages irréguliers [30].



FIG III.6: External Casing Packer [30]

Applications

- Renforcement du ciment
- Amélioration du ciment primaire
- Cimentation en une étape, en plusieurs étapes ou hors fond
- Isolation annulaire

Avantage

- Fournit une barrière d'acier efficace entre le tubage et le trou de forage
- Empêche la migration des fluides dans l'espace annulaire, élimine les flux croisés pendant la cimentation et élimine la migration des gaz pendant la prise du ciment
- Scelle les trous de toutes formes et conditions, y compris les trous ovales, hors gabarit et irréguliers.
- Maintient la capacité du tubage en évitant les connexions supplémentaires ou la réduction de l'ID du tubage

- Gain de temps grâce à une installation rapide, une expansion à la demande et une étanchéité immédiate.
- Minimise le NPT grâce à une construction robuste qui résiste aux mouvements de va-et-vient et de rotation pour passer dans les angles et les endroits étroits.

Caractéristiques

- Processus de réglage simplifié
- Compatibilité avec les boîtiers standards
- Valeurs nominales d'éclatement et d'effondrement équivalentes aux valeurs nominales de l'enveloppe
- Injecteur qualifié API Spec 19OH V2
- Elastomère HNBR pour assurer l'étanchéité même dans les zones délavées
- Auto centralisation pendant l'expansion

III.4.1.4 Cement plugs

Les cement plugs sont un élément essentiel, mais sous-estimé et négligé dans la plupart des opérations, de presque tous les puits de pétrole et de gaz modernes de presque tous les puits de pétrole et de gaz modernes. Les opérations d'obturation à la cimentation ainsi que de compression sont attribuées à la technologie dite de "cimentation secondaire" ou de "cimentation corrective", alors que tous les autres travaux de cimentation sont effectués dans le cadre de la technologie de cimentation corrective cimentationcorrective", alors que toutes les autres opérations commerciales de cimentation, par ex la cimentation d'un tubage en place, sont associées à la technique de "cimentation primaire".



FIG III.7 : Cement plugs

Applications

Applications de lancement de bouchons de surface à terre et en mer

Avantage

- Engagement facile entre le bouchon et le collet, ainsi qu'entre les bouchons
- La conception unique de la dent angulaire du Forum offre un verrouillage supérieur aux conceptions de dents standard.
- Empêche les bouchons de se désengager sous l'effet de la pression exercée sur les bouchons par le bas, ou de se désengager au cours du processus de forage.

- Percements plus rapides avec les forets PDC et les forets conventionnels

Caractéristiques :

- Bouchon de cimentation par le bas avec des inserts résistants incorporés en haut et en bas
- Bouchon supérieur avec un insert robuste incorporé en bas
- Conception de la dent angulaire pour usage intensif
- Les bouchons de qualité supérieure à cinq racleurs permettent un essuyage efficace du tubage.

III.4.1.5 Packers Sweel

Conçue pour fournir une isolation annulaire efficace et économique dans les sections de puits à ciel ouvert, tout en restant suffisamment polyvalente pour les applications d'isolation de puits tubés. Il est principalement utilisé dans les puits de forage qui nécessitent une isolation multizone pour les opérations de stimulation, de fracturation ou de production générale [32].

Le packer fait partie intégrante du tubage de production et est mis en place par pression hydraulique en plaçant un bouchon sous l'outil.

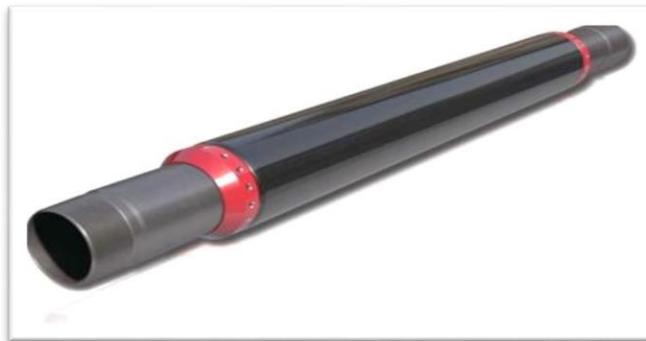


FIG III.8: Packers Sweel [32]

Applications

- Unconventional and mature assets
- Open or cased-hole applications in vertical or horizontal wells
- Multistage fracturing or acidizing
- Production management
- Wellbore segmentation
- Remedial stimulation

Features

- Instant hydraulic setting
- Compact, concise design
- Small running OD
- Multi-piece element package with unique backup
- Adjustable setting shear value
- Internal locking system

Avantage

- Conception efficace et économique adaptée aux traitements de fracturation multizone
- Taille compacte pour un déploiement sans problème dans les puits horizontaux ou directionnels
- Gestion efficace de la production sélective dans les puits horizontaux
- Contrôle fiable de l'afflux ou de l'injection dans des sections sélectionnées du puits de forage.

III.4.1.6 Stradelle packer

L'packer WidePak est un outil de forage de grande taille qui peut être utilisé dans une variété d'applications d'intervention et qui fonctionne sur des tubes enroulés, des slicklines et des câbles, ainsi que sur des tubes conventionnels dans des chaînes de complétion existantes. En traversant le tube, cet packer passe les restrictions d'identification (telles que les alésages d'étanchéité des mamelons, les manchons coulissants, les soupapes de sécurité et autres dispositifs montés sur le tube), puis il est mis en place en comblant les grands espaces d'extrusion et en assurant l'étanchéité contre les hautes pressions et les hautes températures. L'packer est doté du système Hydra-Boost en instance de brevet, qui active et verrouille une force de poussée supplémentaire, offrant une capacité d'étanchéité supérieure en cas d'inversion de pression et de changement de température, conditions qui provoquent souvent des fuites sur les Packers conventionnels [34].



FIG III.9 : Stradelle packer [34]

Applications

- Utilisé pour chevaucher les perforations, les raccords de tubes, les tubes corrodés et d'autres outils dans la colonne de tubes afin d'assurer l'étanchéité de la colonne de tubes outils dans le train de tubes pour assurer une fermeture de zone ou pour contrôler le débit ou les fuites.
- Bien adapté aux puits monobrins qui nécessitent des accrochages d'écrans et des extensions de tubes.
- Utilisé avec une vanne de sécurité (montée sous l'packer WidePak) pour remplacer une vanne d'origine défectueuse dans le puits une vanne d'origine défectueuse dans le train de tubes.

Caractéristiques, avantages et bénéfices

- Le grand diamètre du WidePak offre une zone d'écoulement optimisée, ce qui augmente le volume de production.
- Cet injecteur unique se convertit en un système de chevauchement à un seul passage, ce qui facilite les opérations d'intervention.
- Les capacités de l'outil permettent des opérations à haute pression supérieures à 5 000 psi (34,5 MPa) et à des températures allant de 4°C (40°F) à 163°C (325°F) flexibilité opérationnelle.
- L'injecteur WidePak est validé par la norme ISO 14310 V0 jusqu'à 34,5 MPa (5 000 psi) et de 40°F (4°C) à 275°F (135°C), ce qui accroît la fiabilité de l'outil.
- Les multiples méthodes de transport de l'outil améliorent la polyvalence opérationnelle, l'utilisation du WidePak dans les opérations offshore éloignées ou coûteuses.
- Le déclenchement de l'packer par traction directe et faible force permet une récupération facile, ce qui rend cet outil idéal pour une utilisation dans les puits déviés idéal pour les applications déviées et horizontales.

III.4.1.7 Cement retainer

Evolution Oil Tools Cement Retainer est un dispositif de retenue fiable pour les tubes ou

pour les forages à l'aide d'un câble de forage. La glissière traitée thermiquement en une seule pièce assure une fixation sûre [31].



FIG III.10 : Cement retainer [31]

Caractéristiques / avantages

- Simply vanne de contrôle de surface
- Allows test de pression avant le serrage
- Valve se ferme automatiquement lorsque le dard est retiré, bloquant ainsi la pression d'écrasement.
- Valve protège les zones sensibles dans les puits à faible teneur en fluide
- Simple conversion en bouchon à pont
- Mechanical ou jeu de câbles
- Easily foré

III.4.1.8 Bridge Plug

Les bouchons de pont sont utilisés pour isoler des sections du puits de forage. Owen propose une large gamme de bouchons pour couvrir de nombreux scénarios typiques de complétion et d'abandon [33].

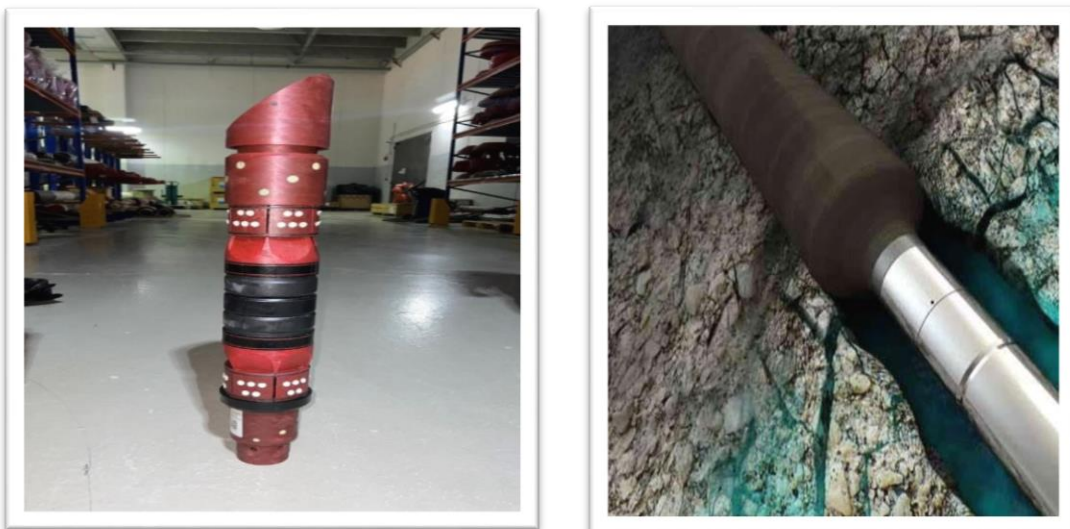


FIG III.11 : Bridge Plug [33]

Avantages

- Élimination des coûts et du temps associés à l'appareil de forage
- Réduction des temps d'arrêt grâce à une réussite dès la première tentative
- Optimisation économique de la production dans les puits à environnement difficile
- Marge de sécurité significative par rapport aux systèmes conventionnels à des pressions d'injections similaires

Applications

- Abandon de zones basses
- Fermeture de l'eau
- Tests d'intégrité des têtes de puits, de la pression et des tubes
- Opérations de compression du ciment et d'acidification
- Traitements chimiques et de contrôle de l'eau

Caractéristiques

- Applicabilité à des températures allant jusqu'à 375 degF [190 degC].
- Intervention sur les puits sans destruction
- Étanchéité fiable à haute pression à des taux de gonflage élevés
- Résistance chimique aux produits chimiques agressifs
- Contrôle précis de la profondeur et surveillance de la pression en temps réel grâce au système ACTIVE*.
- Aucune chute de bille n'est nécessaire pour le gonflage et le dégagement
- Conception du travail assistée par ordinateur avec le logiciel Inflate Advisor

III.4.2. Solutions chimiques

Loin du puits de forage, dans le réservoir ou près du puits de forage, les opérations de fermeture de l'eau peuvent être effectuées par plusieurs traitements chimiques par plusieurs traitements chimiques [24]. Ces solutions chimiques permettent d'améliorer la conformité du réservoir et de bloquer les zones de production d'eau non désirées.

L'idée est de pouvoir fermer les chemins de moindre résistance devant l'eau en réduisant leur perméabilité afin d'empêcher l'eau d'arriver au puits de forage par ces chemins. Ils contribuent également à forcer l'eau à se mobiliser et à déplacer le pétrole dans le réservoir. En d'autres termes, l'objectif est de bloquer les caractéristiques ouvertes et les canaux à haute perméabilité afin de forcer l'eau à emprunter le chemin le plus difficile pour balayer le pétrole de la roche matrice, ce qui permet d'obtenir un rendement économique global plus élevé que la production de pétrole à partir de fractures [2].

En fait, l'endommagement induit de la formation peut être utilisé comme une solution efficace pour contrôler la production d'eau indésirable.

Les résultats des solutions chimiques peuvent être obtenus en quelques mois ou quelques années, en fonction de la nature du réservoir et des propriétés des produits chimiques injectés [25]. Le principal avantage des opérations de fermeture chimique de l'eau par rapport aux opérations mécaniques est qu'elles résolvent le problème de la production d'eau indésirable au lieu de le dissimuler sous ou derrière un bouchon, un packer ou un patch de tubage.

Les produits chimiques injectés peuvent atteindre les points d'eau dans le réservoir et réduire leur perméabilité, ce qui permet de les fermer complètement. Ils ont également la liberté de se déplacer entre les couches et les caractéristiques, ce qui permet d'atteindre des zones très étendues et de les fermer complètement. L'injection chimique permet également d'augmenter la viscosité du fluide injecté, ce qui améliore l'efficacité du balayage et réduit la production d'eau indésirable [27].

Le succès des opérations d'injection chimique dépend du niveau de connaissance du réservoir et de ses caractéristiques, des propriétés chimiques et de la précision du placement des produits chimiques injectés.

Par exemple, l'efficacité des agents de fermeture de l'eau dépend fortement des propriétés du réservoir et doit être compatible avec la température et la salinité de l'eau du réservoir afin d'obtenir une fermeture efficace de l'eau. Dans cette section, les solutions chimiques courantes sont examinées en détail, ainsi que des exemples d'exécution des opérations [29].

III.4.2.1 Gel

L'injection de gel est l'une des solutions chimiques les plus connues pour les opérations de fermeture de l'eau. Elle est utilisée pour réduire le rapport eau-huile et augmenter la conformité du modèle [26].

Cela se produit grâce à la capacité du gel à réduire la perméabilité et à bloquer les caractéristiques ouvertes, les fractures et les zones d'eau à haute perméabilité. Il peut être appliqué dans le puits de forage, près du puits de forage et loin du puits de production grâce à des puits d'injection. Il est très efficace pour réduire la perméabilité des zones non désirées et a prouvé sa capacité à améliorer l'efficacité du balayage et à fermer les zones d'eau libre. Le gel injecté est principalement composé d'eau, de petits volumes de polymères et d'agents chimiques réticulant [28].

Les traitements au gel peuvent complètement sceller les couches ; ils sont donc

considérés comme des opérations de contrôle de conformité agressives et risquées. D'autre part, l'injection de gel polymère est considérée comme relativement moins coûteuse que d'autres opérations de récupération améliorée du pétrole.

III.4.2.2 Injection de polymères

Une autre technique courante pour les opérations de fermeture de l'eau est l'utilisation de la méthode d'injection de polymères pour augmenter la viscosité du pétrole pour augmenter la viscosité de l'eau. Cette technique est appliquée pour augmenter la viscosité du fluide d'entraînement (eau) qui aide à mobiliser et à déplacer le pétrole dans la matrice rocheuse du réservoir la roche [24]. Cette technique est généralement appliquée dans les réservoirs éloignés des puits de production par le biais de puits d'injection d'eau afin d'obtenir une meilleure efficacité de balayage dans le réservoir. Cela permet d'éviter une production excessive d'eau d'éviter une production d'eau excessive [2]. L'utilisation de l'injection de polymères est très courante parmi les opérateurs pétroliers.

Il peut être préparé en dissolvant les polymères dans l'eau injectée et en l'injectant par le biais de puits d'injection par le biais de puits d'injection. Les polymères utilisés dans cette technique sont généralement de deux types : les biopolymères et les polymères synthétiques polymères synthétiques. Les avantages des biopolymères par rapport aux polymères synthétiques sont qu'ils ne sont pas affectés par la salinité de l'eau et qu'ils sont plus résistants que les polymères synthétiques salinité de l'eau et qu'ils sont insensibles aux dégradations mécaniques.

Cependant, ils sont plus chers que les polymères synthétiques. Le xanthane et le scléroglycane sont deux types célèbres de biopolymères.

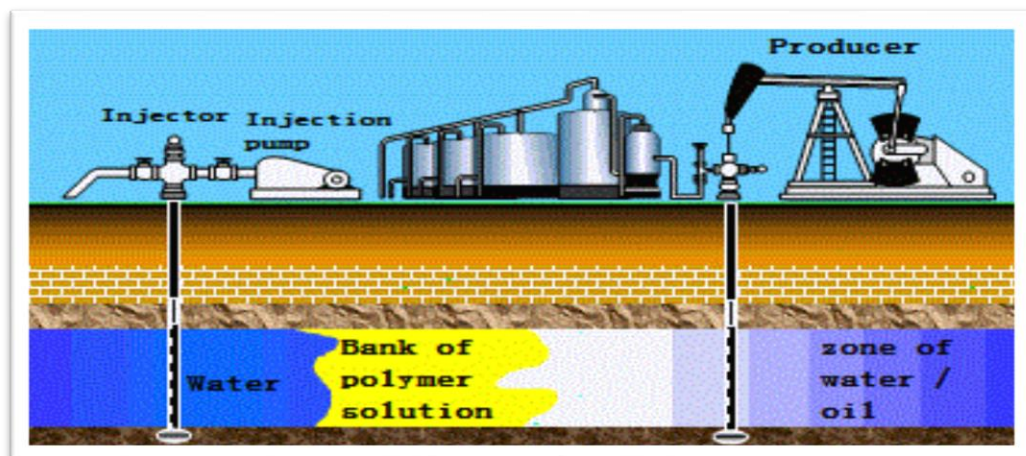


Fig.III.12 : Le processus d'injection de polymère.

Source : PDVSA-CIED, 1998.

Les polymères synthétiques sont plus courants parce qu'ils sont moins chers, plus disponibles et qu'ils donnent de bons résultats dans les eaux à faible salinité l'eau à faible salinité [10]. Le polyacrylamide (PAM) et le polyacrylamide hydrolysé (HPAM) sont deux types de polymères synthétiques de polymères synthétiques.

Les polymères peuvent également jouer un rôle dans la réduction de la perméabilité si le poids moléculaire est augmenté moléculaire est augmenté [23]. Enfin, en fonction des caractéristiques du réservoir et de l'économie des opérations, le polymère adéquat est choisi des opérations, le polymère adéquat est choisi en cas d'injection chimique.

Conclusion

La production excessive d'eau est à l'origine de nombreux problèmes économiques pour les sociétés de production pétrolière, tels que l'impact sur les performances des puits de production, la réduction de leur durée de vie, l'augmentation des coûts d'exploitation, l'augmentation de la présence d'écailles, de la corrosion et de la dégradation des installations sur le terrain [7]. Il est très important de distinguer l'eau nécessaire de la production d'eau indésirable, car toute tentative de réduction de la bonne eau entraîne directement une réduction de la production de pétrole. La production d'eau indésirable peut être identifiée en comparant le puits problématique avec les valeurs de water cut du producteur.

La production d'eau indésirable peut provenir de fractures ouvertes connectées ou d'une zone de haute perméabilité, d'un cône d'eau, de fuites de tubage et d'un mauvais ciment derrière le tubage. Il est essentiel d'identifier le point d'entrée de l'eau à l'aide d'outils de diaggraphie de la production et d'étudier toutes les informations disponibles sur le puits afin de mener à bien une opération de fermeture de l'eau. Selon le cas, des solutions chimiques ou mécaniques peuvent être appliquées pour arrêter la production d'eau indésirable. Les solutions chimiques sont considérées comme des solutions perméables et sont plus risquées. Les solutions mécaniques sont plus faciles à mettre en œuvre et permettent d'obtenir des résultats plus rapidement.



CHAPITRE IV

**Application de technique de
Water shut-off dans le
champ Ourhoud**

Introduction

L'un des principaux problèmes rencontrés dans la gestion des réserves et de la production du champ OO sont les contraintes liées au traitement de l'eau au CPF. En effet, le dernier investissement dans le champ OO était le projet "Increased Water Handling (IWH)", dont l'objectif était d'augmenter le traitement de l'eau et du gaz au CPF de 20 000 m³/j et 6,7 MMSm³/j à 45 000 m³/j et 11,2 MMSm³/j, respectivement.

L'excès d'eau produit par chaque puits pose de multiples problèmes : l'incapacité d'atteindre le taux maximal de traitement d'eau au niveau du CPF, consommation excessive de gas lift pour assurer une quantité limitée de pétrole, ce qui nécessite un taux d'injection élevé pour compenser le volume de liquide extrait et maintenir la pression du réservoir.

Depuis le début de la vie du champ, la principale stratégie adoptée au niveau des puits pour réduire la production d'eau était l'installation de bridge plugs (environ 120 installés) au-dessus des couches qui montraient une importante percée d'eau. Les autres méthodes de réduction de la production d'eau ont été limitées, des patches de tubage ayant été utilisés dans quatre puits seulement (3 puits OP et 1 puits WI) et un système de straddle packers à chevauchement ayant été installé dans un puits OP et un puits WI.

IV.1 Critères des choix du puits candidat

- La fiabilité et la disponibilité de donnés.
- Les puits montrent une production excessive d'eau.
- Disponibilité du data pétrophysique, géologique de réservoir exploité.
- Simplicité de complétion des puits choisis.

IV.2 Etude de Cas du puits 01

Le puits-01 est un puits producteur de pétrole de 5 ^{1/2}" situé au nord du champ et perforé dans les sables 'U1/M1/L2'. Le puits-01 a été rouvert en juin 2016 après être resté fermé la plupart du temps depuis juillet 2014 en raison de la capacité de traitement de l'eau à CPF. Le puits produisait environ 165 Sm³/j de pétrole avec GOR = 210 Sm³/Sm³ et WC = 86% d'après les derniers tests du séparateur.

En septembre 2017, un SRO-PLT a été réalisé afin d'évaluer le profil de production (production des différentes zones) du puits. L'interprétation du PLT a montré que la majeure partie du pétrole provenait des deux intervalles perforés supérieurs (U1), tandis que de petites quantités de pétrole provenaient de " M1 " et de " L2 ".

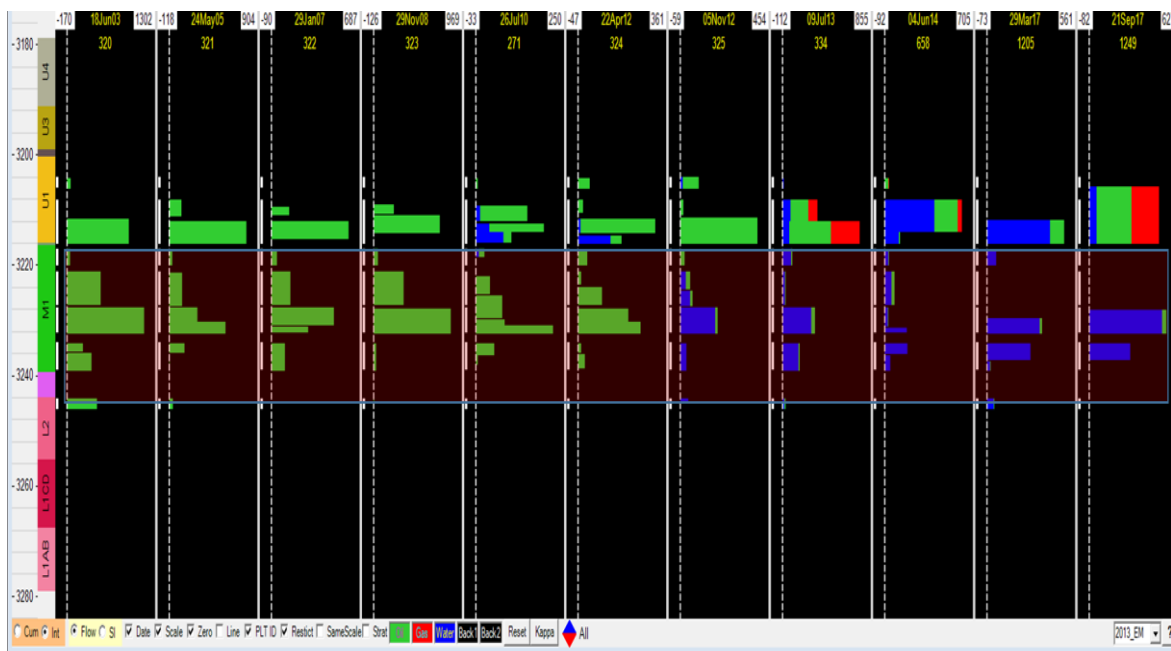


Fig. IV.1 : Data PLT de puits 01 TAGI 'U'M' L.

Sur la base de ces résultats, il a été décidé d'isoler temporairement les intervalles inférieurs ('M1' et 'L2') à l'aide d'un **inflatable bridge plug** recouvert de ciment et de n'autoriser que la production de 'U1'. La réduction d'eau estimée après cette isolation était

d'environ $-800\text{Sm}^3/\text{j}$.

IV.1.2 Opérations réalisées sur le puits 01

Puits-01 - Isolation du fond "M1" et "L2".

- OP de 5-1/2" x 7" situé au nord du champ. Il est perforé dans les sables 'U1/M1/L2'.
- Il a été rouvert en juin 2016 après avoir été fermé la plupart du temps pour les WC en hauteur depuis juillet 2014.
- L'interprétation qualitative d'un PLT effectué en septembre 2017 a montré que de petites quantités d'hydrocarbures associées à de l'eau provenaient des fonds "M1" et "L2".
- En avril 2018, une isolation temporaire des perforations TAGI 'M1' et 'L2' a été réalisée à l'aide d'un **CoilFLATE inflatable bridge plug** recouvert de ciment, permettant uniquement la production de TAGI 'U1'.
- Un bouchon de ciment soluble dans l'acide a été mis en place dans un intervalle présentant de mauvaises caractéristiques pétrophysiques.

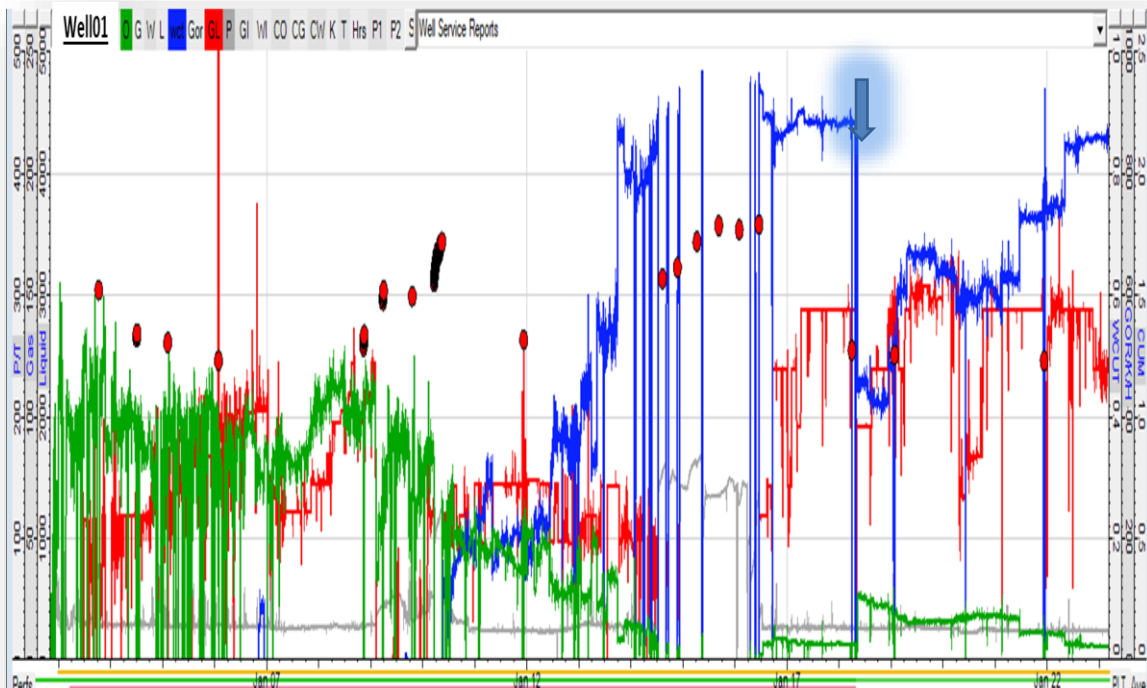


Fig. IV.2 Profil de production puit 01

Etude de Cas du puits 02

Le puits-02 est un puits OP de 5^{1/2}" foré en juin 2003 et situé au sud du champ. Le puits a été perforé à l'origine dans le 'U1/M1' en septembre 2003, puis 02 mètres de perfs ont été ajoutés dans le 'L3/L1CD' en octobre 2008, puis 9 mètres de perfs ont été ajoutés dans le 'L1AB' en janvier 2014, et enfin 4 mètres de perfs utilisant PURE ont été ajoutés dans le 'U3' en mars 2015.

Le dernier PLT effectué le 19 septembre 2019 a confirmé que 100 % de l'eau provenait du " M1 " à raison de ~1200 m3/jour. Il a également montré que 33 % de la production de pétrole provenait de 'L1', 44 % de 'U1' et 22 % de 'U3'.

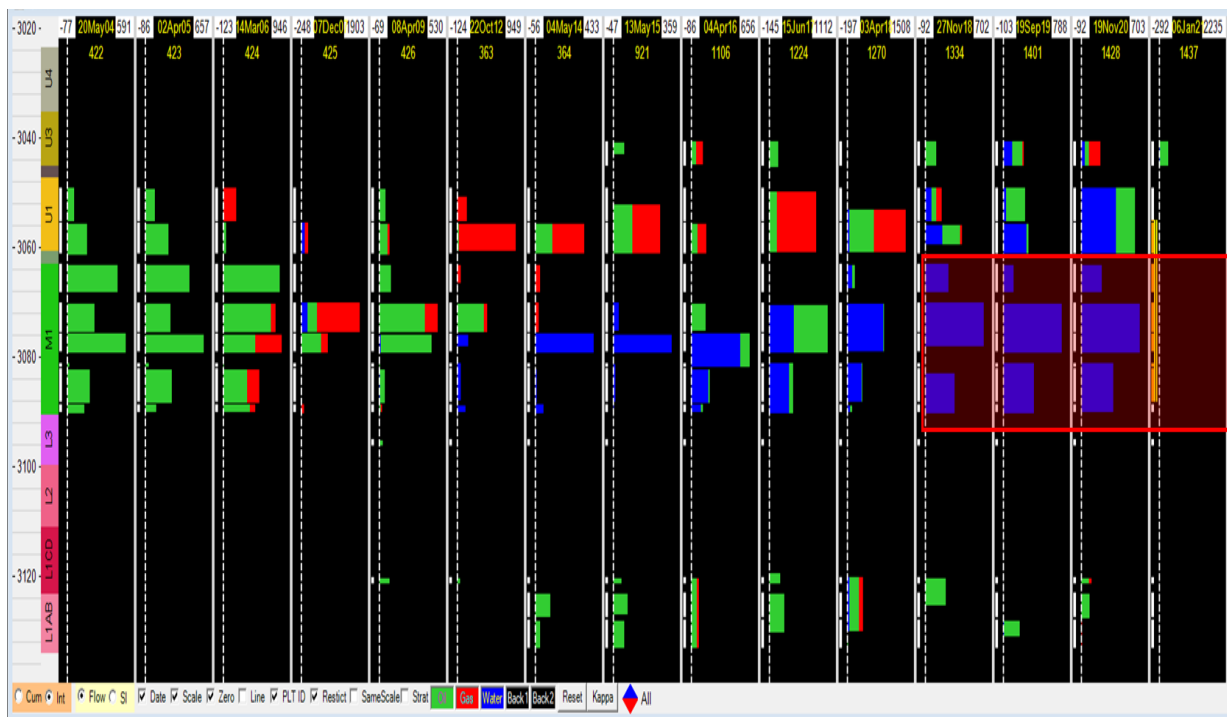


Fig. IV.3 : Data PLT de puits 02 TAGI 'U' 'M' L.

Le dernier test de séparateur a eu lieu en avril 2020 ; il a donné un taux d'huile de 330 Sm³/j, un taux d'eau de 1160 Sm³/j (77,8% WCT) avec un GOR de formation de 170 Sm³/Sm³ à un FTHP de 37 Barg @GLG= 125 kSm³/j.

Il est nécessaire d'isoler les 30 mètres (3062 - 3092mRT) des perforations 'M1' qui ont été arrosées, à l'aide d'un **retrievable multi-run straddle packer system**.

IV.3.1 Opérations réalisées sur le puits 02

Puits02 (OP) : Mise en œuvre du multi-run straddle packer system pour isoler les perfs 'M1' asséchées Mars 2022

Il a été rouvert en mars 2015 après avoir été fermé à de WC élevée la plupart du temps

depuis juillet 2014.

The straddle packer system a été mis en place le 19 mars 2022.

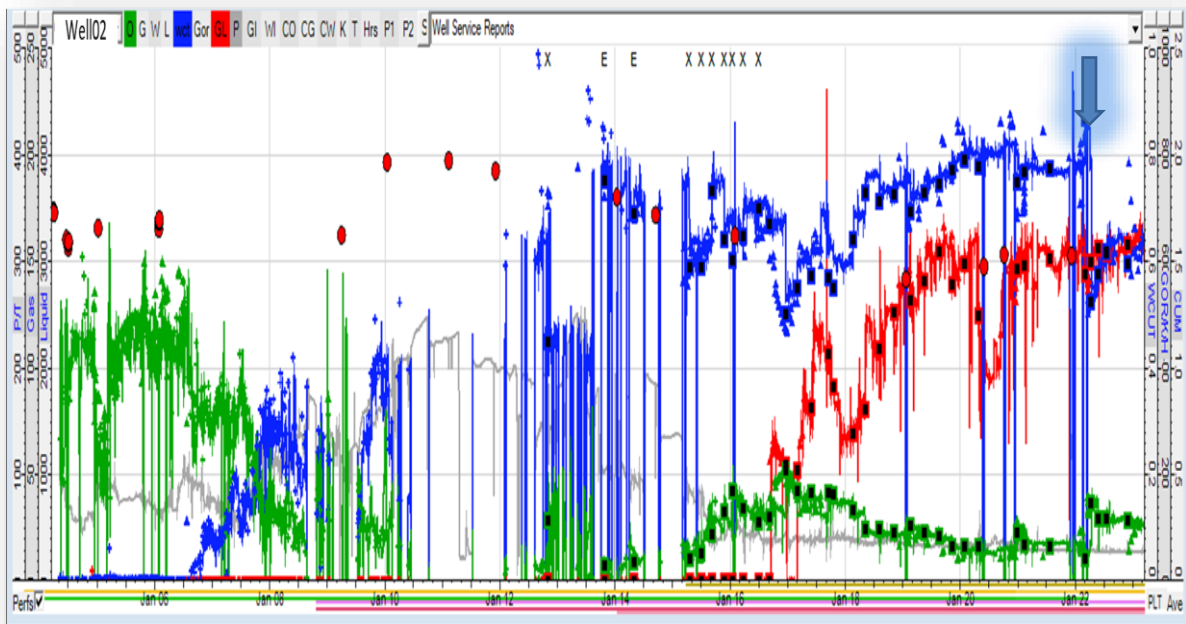


Fig. IV.4 Profil de production du puit 02

IV.4 Etude de Cas du puits 03

Le puits-03 est un puit producteur de pétrole monobore de 5,1/2" situé dans la partie sud du champ et perforé dans les couches 'U1/M1'.

Le dernier test de séparateur effectué le 11 juin 2021 a donné un débit liquide de 340 Sm³/d à un WCT de 88%.

L'interprétation du dernier PLT réalisé sur le site 3rd d'octobre 2021 a donc montré que le M1 était complètement détrempé. (Fig. IV.5)

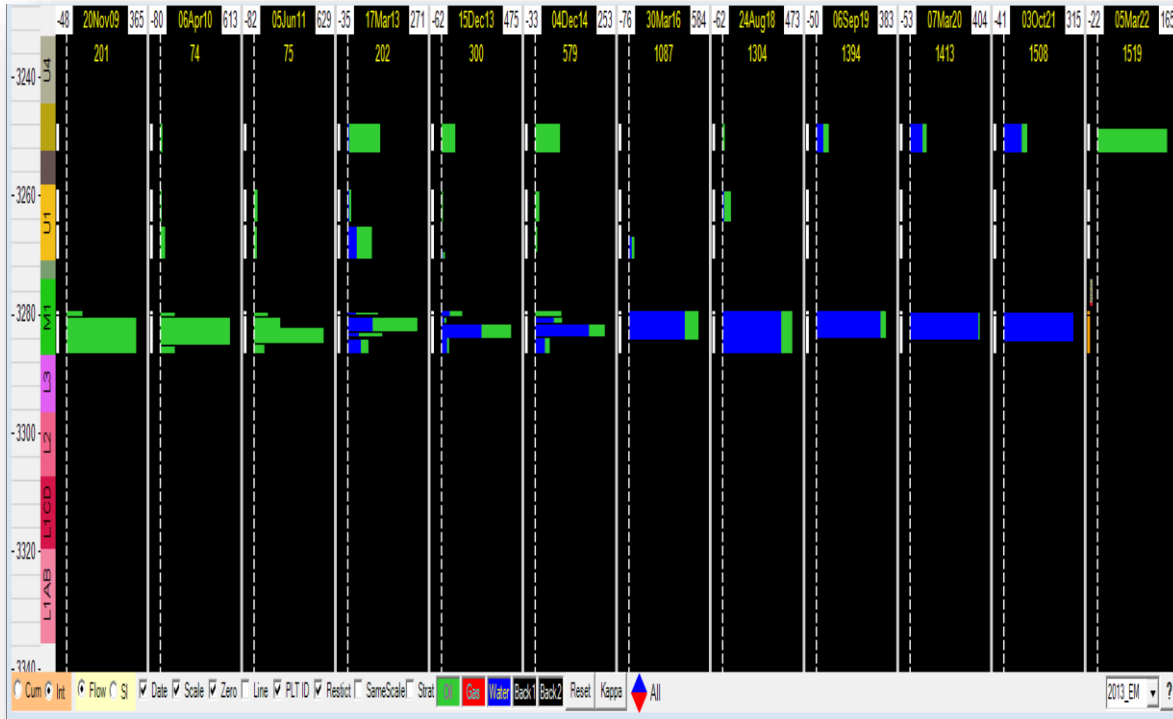


Fig. IV.5 Data PLT de puits 03 TAGI 'U' 'M' L.

Le PLT du 3 octobre 2021 montrait que le M1 était presque entièrement détrempé (Fig. IV.5).

Sur la base de ces résultats PLT, il a été décidé d'isoler temporairement les intervalles inférieurs ('M1' et 'L2') avec un **Cast Iron Bridge Plug**

IV.4.1 Opérations réalisées sur le puits 03

Installer un **Cast Iron Bridge Plug** (BP) en fonte recouvert de ciment afin d'isoler l'eau 'M1' à 3274.0 mRT (top of BP @ 3278.0 mRT).

Le PLT du 3 octobre 2021 a montré que le M1 était presque entièrement détrempé.

Un Cast iron bridge plug de 5, ¹/₂" a été placé au-dessus des perforations M pour la water shut-off le 20 janvier 2022.

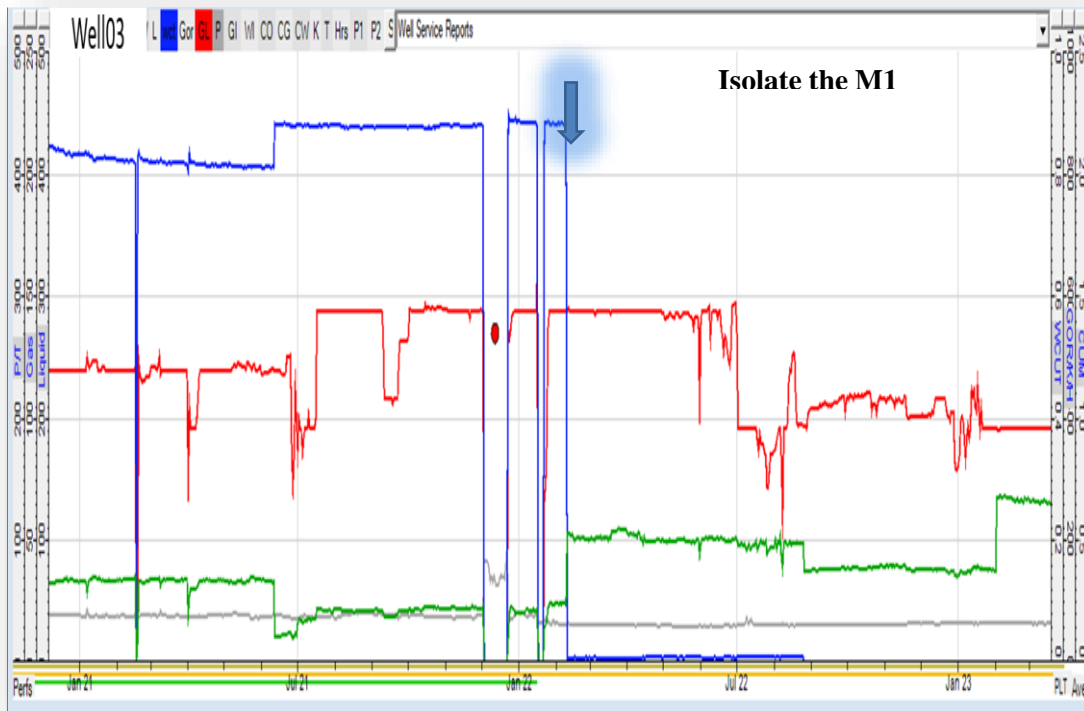


Fig. IV.6 Profil de production puit 03

IV.5 Proposition

L'isolation permettra de réduire la production d'eau au niveau du puits et par conséquent une bonne gestion de la quantité excessive de l'eau au niveau de CPF et devrait également améliorer l'efficacité du gas lift et l'hydraulique du tubing au niveau du puits. Un gain de 100 Sm³/j de pétrole après cette intervention a été prédit.

IV.6 Résultats et interprétations

Après l'intervention de WSO qui appliqué dans les 3 puits candidat.

- Le test du séparateur pour l'évaluation de la coupure d'eau a été effectué :

Puits 1 : WC a été réduit de moitié par rapport aux valeurs précédentes, améliorant les performances de levage vertical du puits.

La production de pétrole a augmenté de 250% (fig. IV .8)

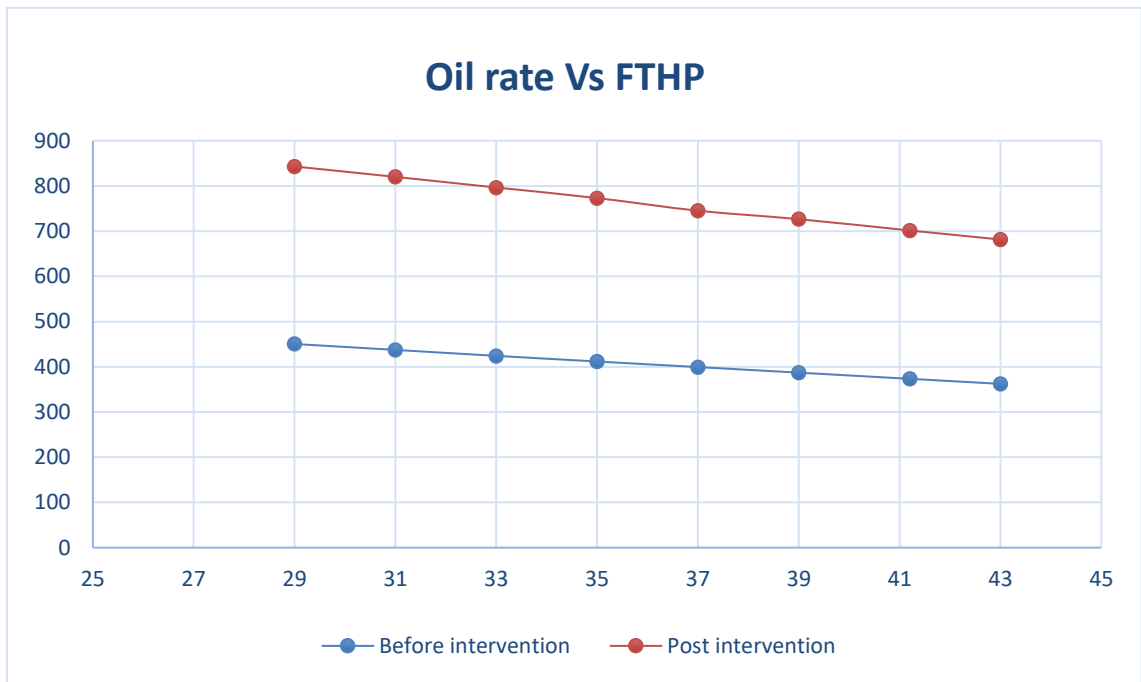


Fig. IV.7 débit d'huile en fonction FTHP

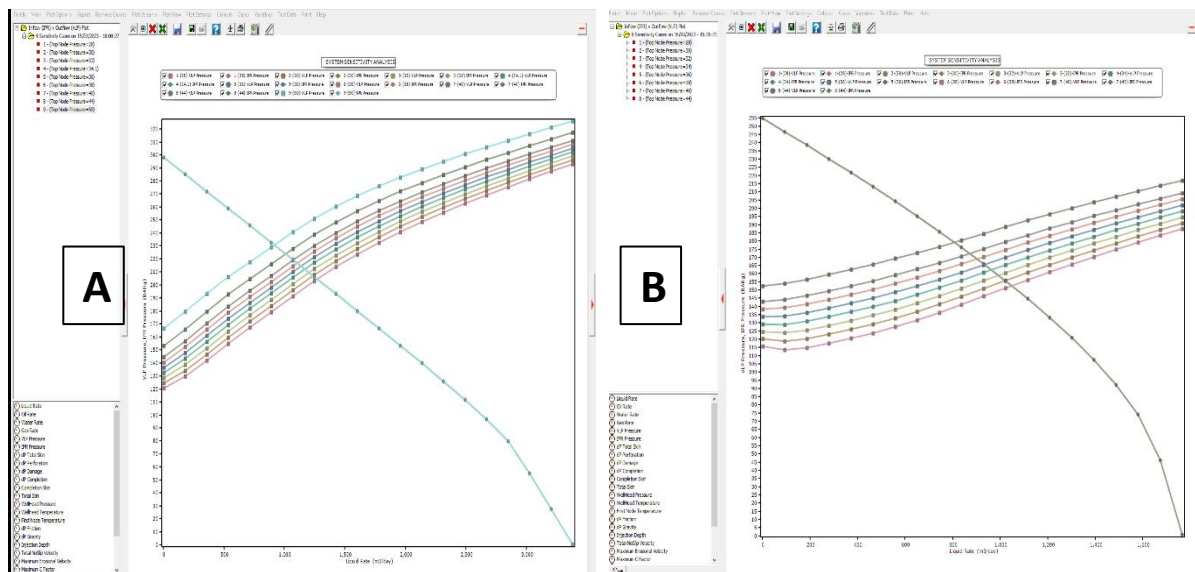


Fig. IV.8 la sensibilité de FTHP (A-avant / B- après)

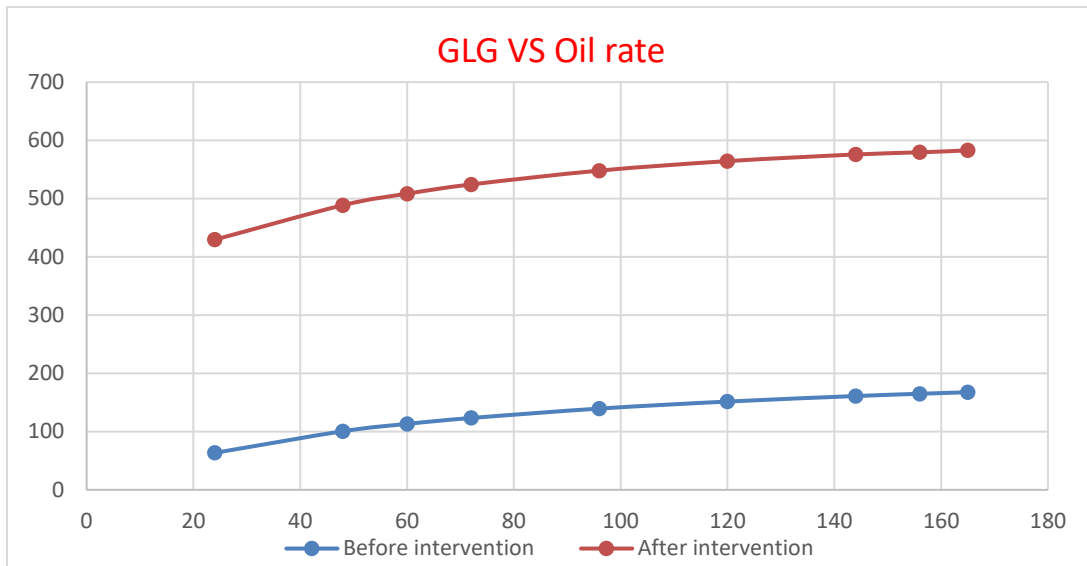


Fig.IV.9 débit d'huile en fonction GLG injection

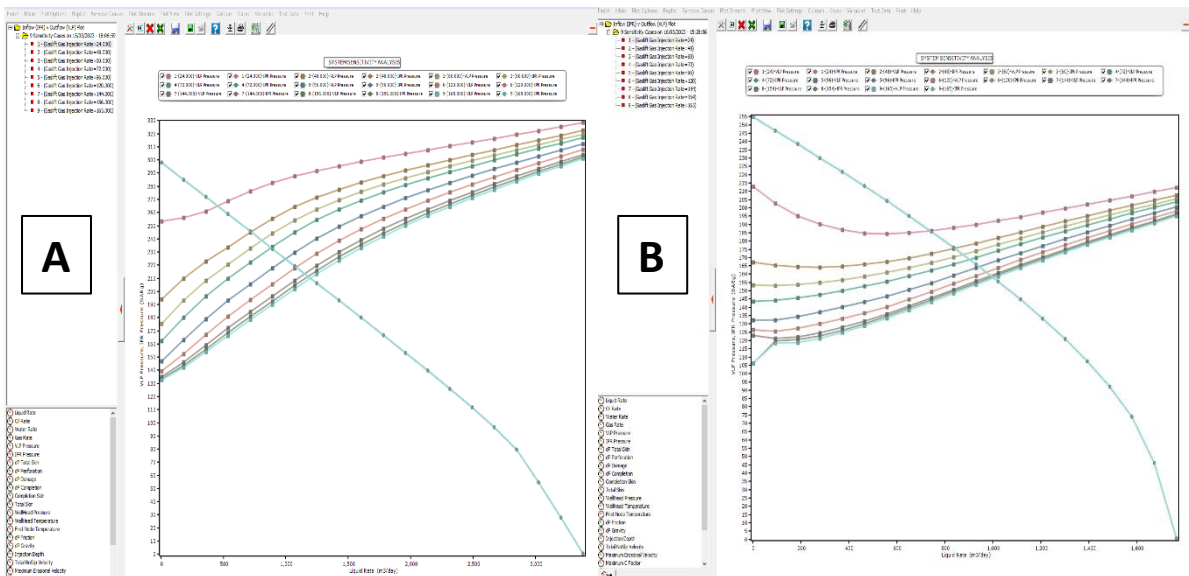


Figure IV.10 la sensibilité de GLG (A-avant / B- après)

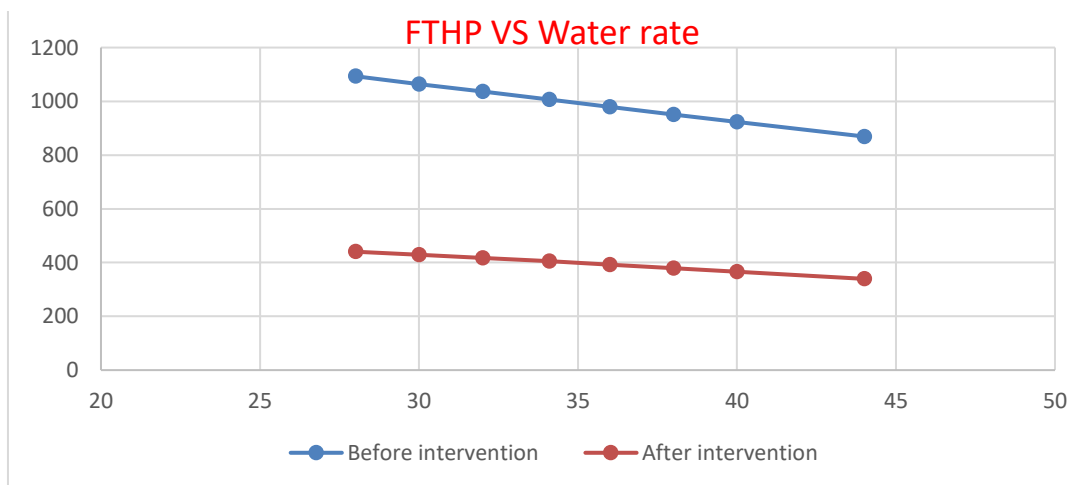


Fig.IV.11 débit d'eau en fonction FTHP

Puits 2 :

Il a montré une augmentation de la production d'huile de 23% et WC réduit à 52%.(fig.IV.12)

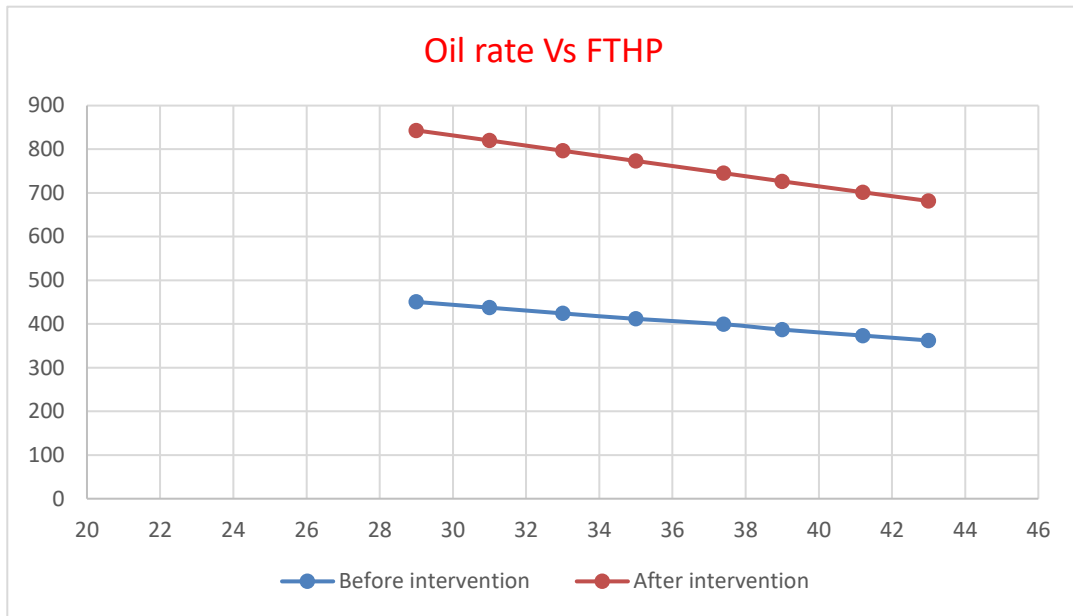


Fig. IV.12 : débit d'huile en fonction FTHP

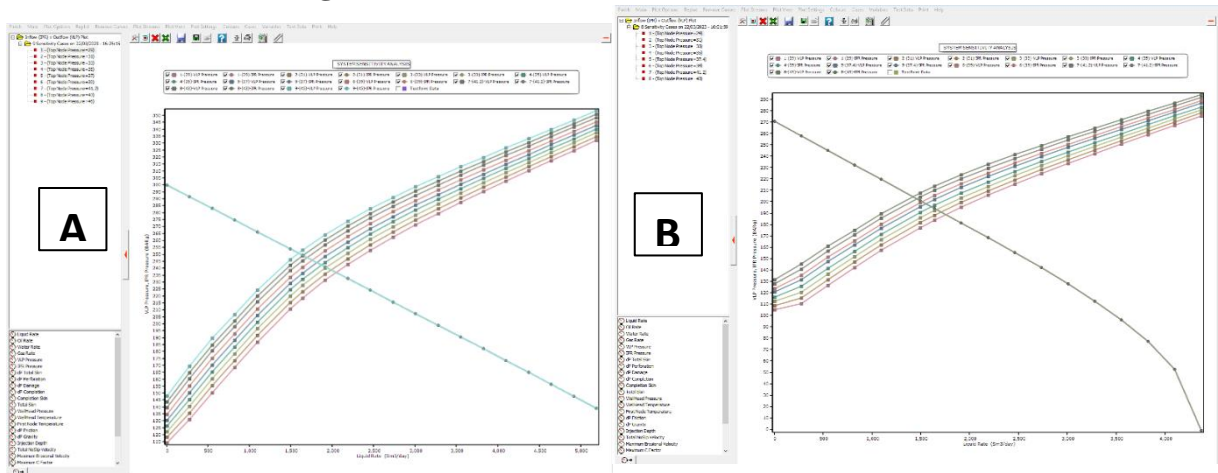


Fig. IV.13 la sensibilité de FTHP (A-avant / B- après)

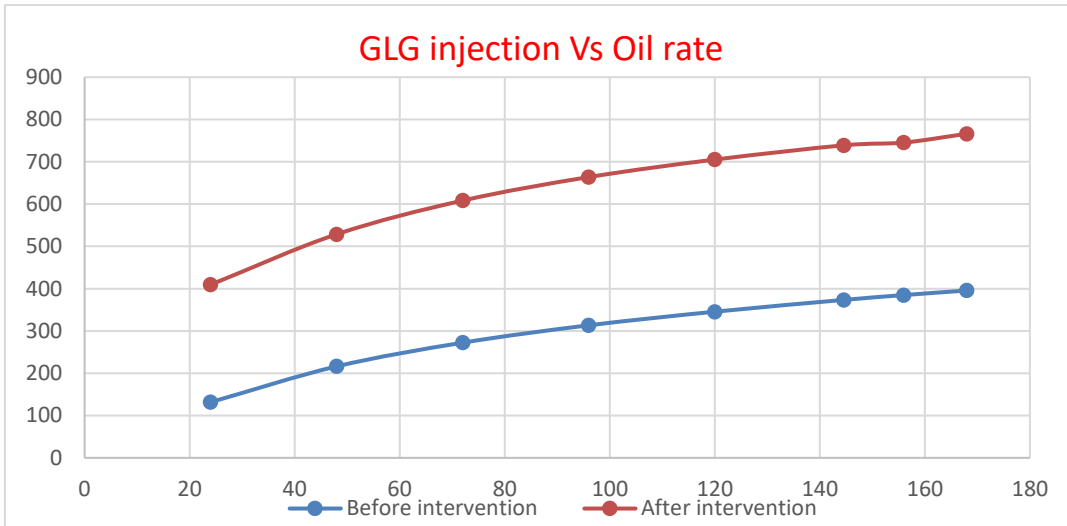


Fig.IV.14 débit d'huile en fonction GLG injection

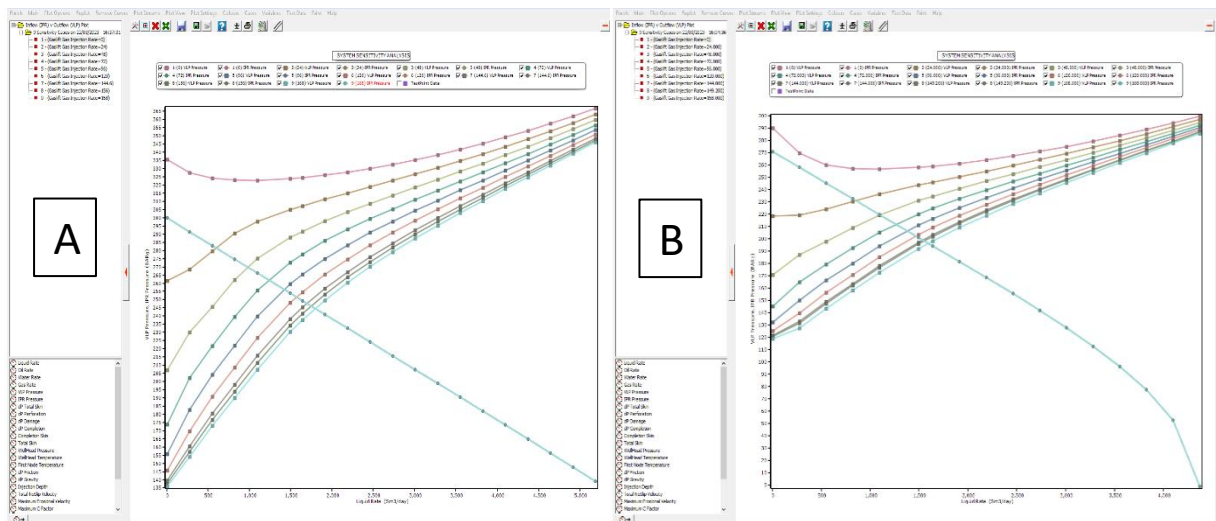


Fig. IV.15 la sensibilité de GLG (A-avant / B- après)

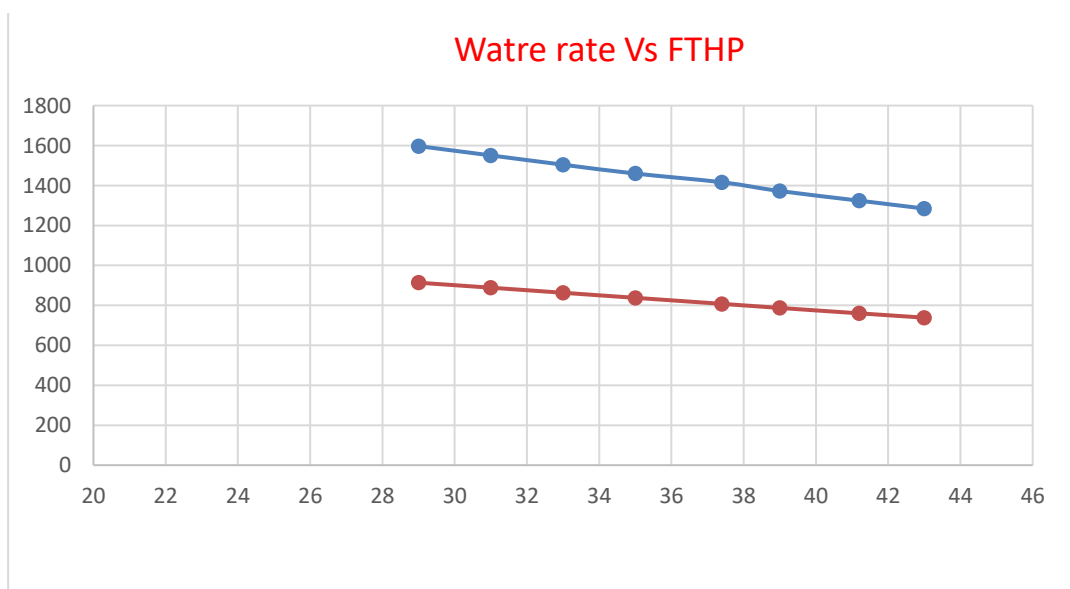


Fig.IV.16 débit d'eau en fonction FTHP

Puits 3 : Le test du séparateur pour l'évaluation de l'arrêt de l'eau a été effectué en février 2022. Presque toute l'eau a été coupée, depuis lors, le puits ne produit que de l'huile sèche (WC = 0) (Fig. IV.21)

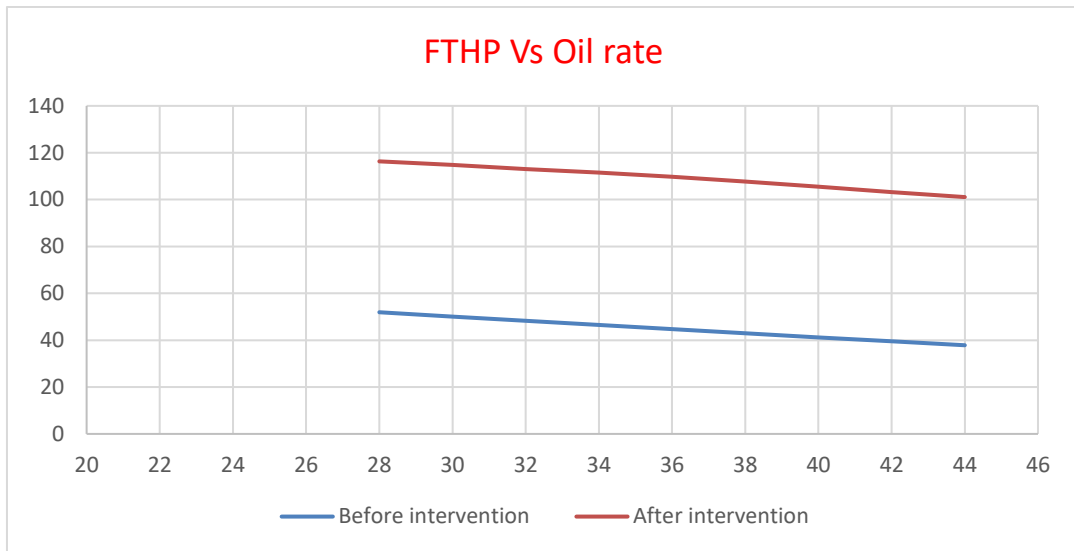


Fig.IV.17 : débit d'huile en fonction FTHP

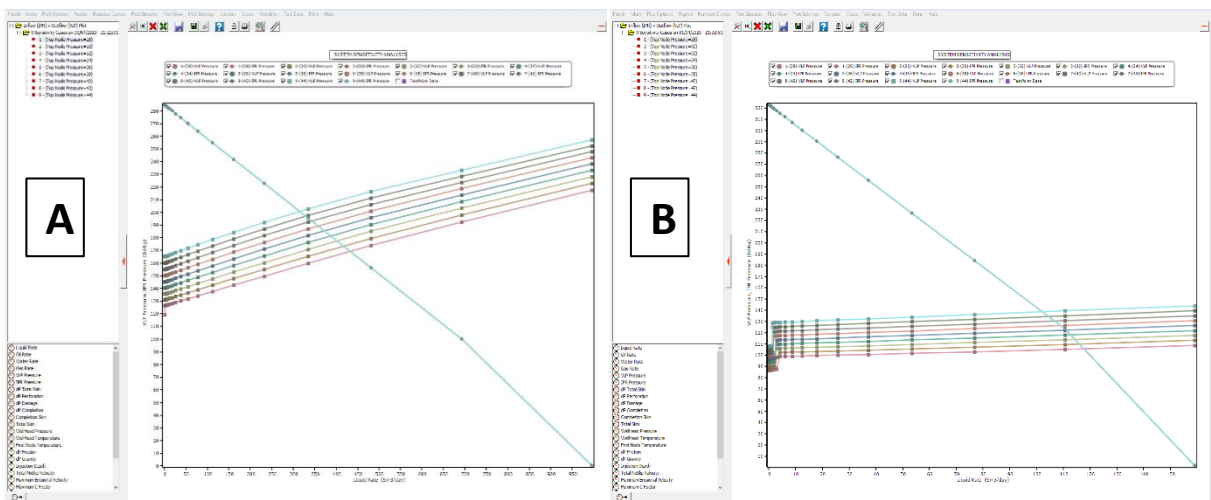


Fig. IV.18 la sensibilité de FTHP (A-avant / B- après)

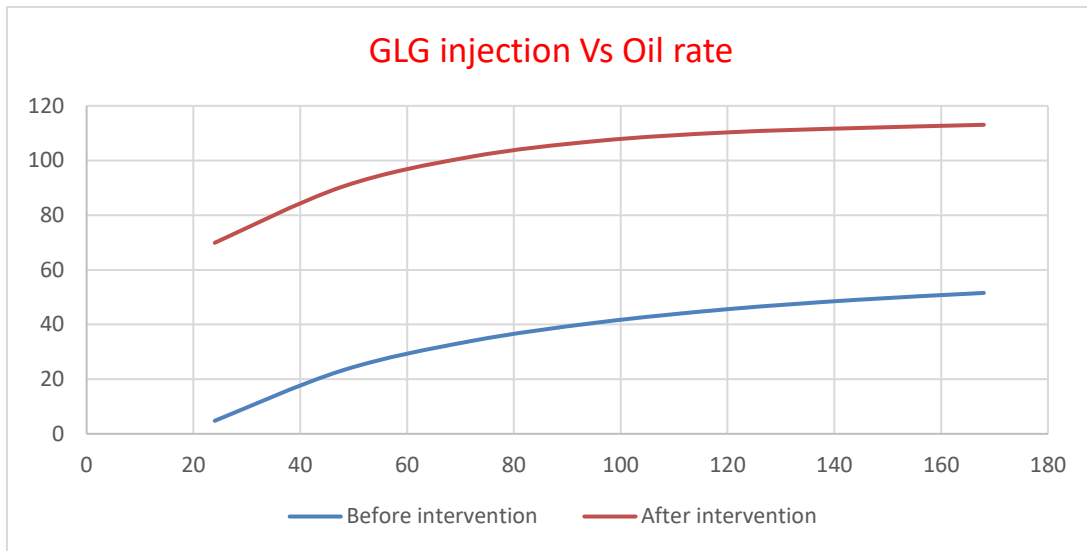


Fig.IV.19 : débit d'huile en fonction GLG injection

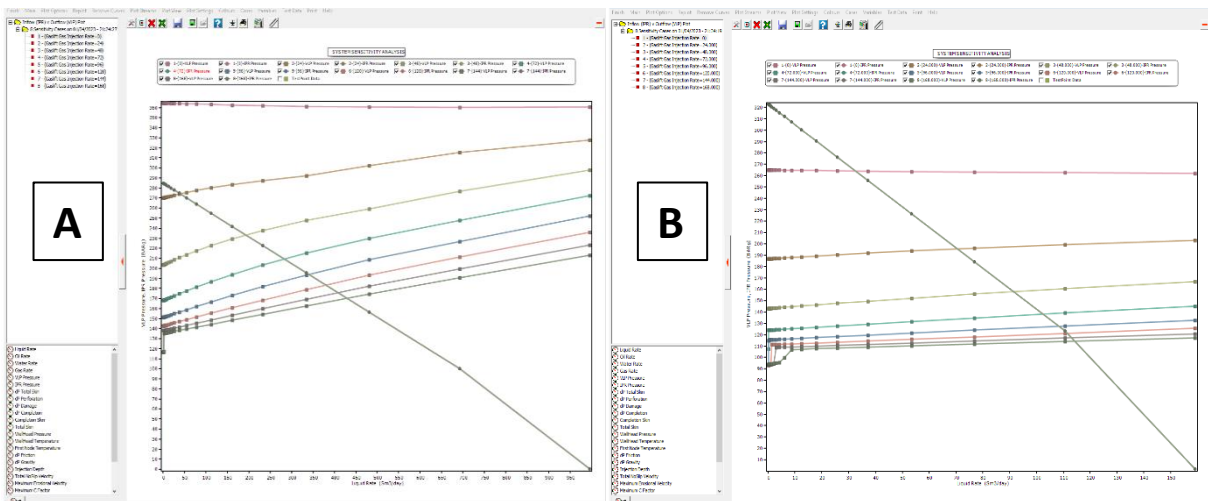


Fig. IV.20 la sensibilité de GLG (A-avant / B- après)

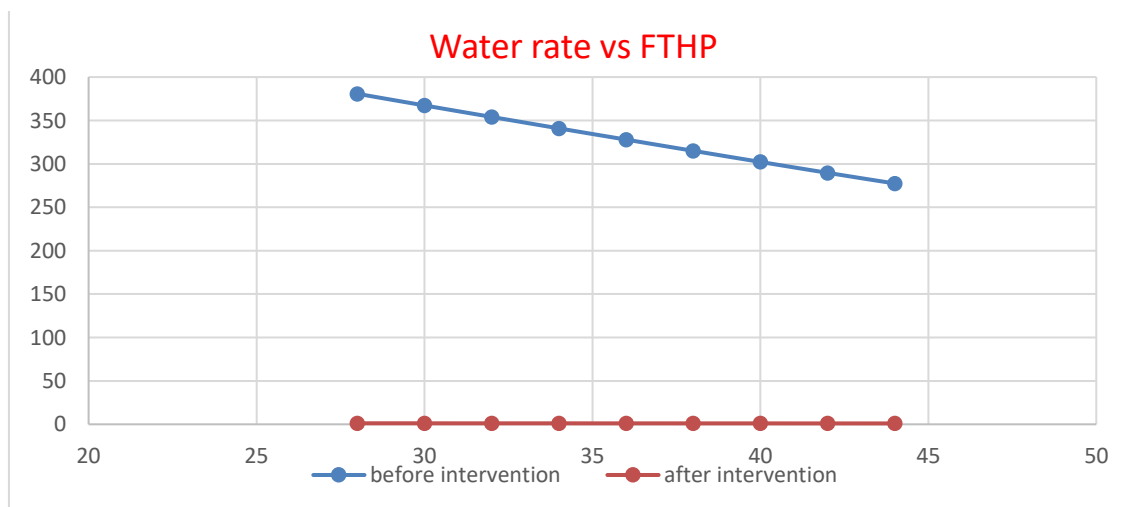


Fig. IV.21 : débit d'eau en fonction FTHP

D'après les résultats précédents

Une augmentation significative de la production d'huile dans les trois 3 puits grâce à de la stratégie appliqué (WSO). (Fig.IV.7, Fig.IV.12, Fig.IV.17)

- Réduction de water cut (WC) résultant améliorant les performances d'ascension vertical du puits.

D'après la figure de GLG sensibilité après intervention (Fig. IV.10, Fig. IV.15, Fig.IV.20) :

- malgré l'injection de GLG ne pas une amélioration dans le débit d'huile puisque l'ascension vertical dans le 3 puits elle est majoré par le water cut.
- IPR des 3 puits restant constant du fait que l'intervention été effectué au niveau du tubing (paramètre de réservoir ne change pas).
- L'injection de GLG c'est une solution temporaire une pas définitive dans notre cas puisque a été limité par le pourcentage d'injection (pression admissible, l'installation de surface et l'Equipment de compression).
- D'après figure FTHP :
On observe qu'une augmentation du débit d'huile produit après l'intervention ($118 \text{ m}^3/\text{d}$) grâce à la réduction du WC en améliorant la performance hydrostatique en niveau du tubing a une hausse drawdown.

(Tableau IV. 1). : Résultats de trois puits obtenus avant et après l'isolation

Wells	Type Intervention	Pre intervention			Post intervention			Différence			Résultats
		Q oil (Sm ³ /d)	WC (%)	GO R (m ³ /m ³)	Q oil (Sm ³ /d)	WC (%)	GO R (m ³ /m ³)	Q oil (Sm ³ /d)	WC (%)	GO R (m ³ /m ³)	
01	Isolation of Bottom M1 and L2	165	86	212	567	42	243	411	-44	31	Successful
02	Isolation of Bottom M1	332	78	170	741	52	145	409	-26	-25	Successful
03	Isolation of Bottom M1 and L2	41	88	72	113	1	72	72	-87	0	Successful

On note sur le tableau (IV.1) que les opérations réalisées sur les trois puits ont été couronnées du succès, grâce à l'isolation des zones productrices d'eau.

Augmentation importante le débit d'huile.

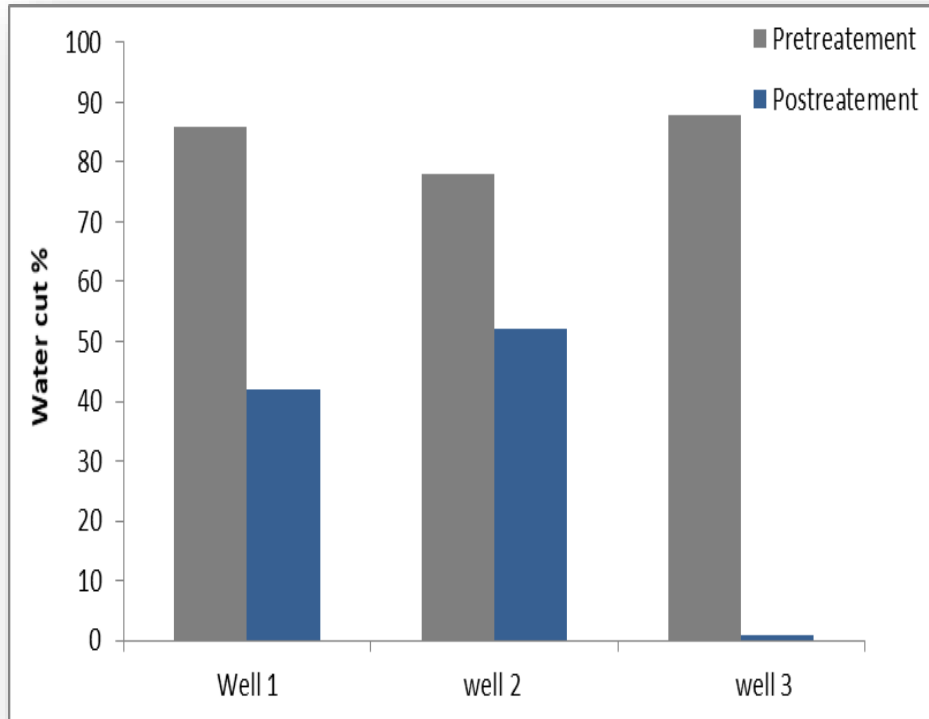


Fig. IV.22. Water cut avant et après l'intervention

Le niveau de water cut est passé de 80 % dans trois puits, à 42% dans le puits 1 et à 52% dans le puits 2 et dans le puits 3, toute l'eau est coupée WC=1 % (Figure IV.22).

Dans le champ d'Ourhoud, utilisons généralement des méthodes mécaniques car elles sont plus efficaces que les méthodes chimiques

Les méthodes chimiques présentent des limitations représentés par :

Le procédé est couteux.

Il provoque des problèmes irréversibles dans le réservoir, contrairement aux solutions mécaniques.

Conclusion

Conclusion

D'après le travail effectué on conclure que :

- La mise en œuvre de la stratégie WSO dans les trois puits a permis d'augmenter la récupération de la production de pétrole du réservoir dans le champ Ourhoud.
- La réduction du fluide dans l'opération a eu un effet positif sur la réduction du poids de la colonne de fluide, ce qui entraîne une diminution des besoins de levage qui réduit les coûts d'exploitation et entraîne une augmentation du drawdown.
- Dans le champ d'Ourhoud, utilisez généralement des méthodes mécaniques car elles sont plus efficaces que les méthodes chimiques et moins dangereuses pour le réservoir.
- Les solutions chimiques sont considérées comme des solutions permanentes et sont plus risquées. Les solutions mécaniques sont plus faciles à exécuter et plus rapides à réaliser, Même si les emballeurs chimiques sont plus faciles à pomper, les dommages à la formation constituent un risque potentiel pour tous les projets de contrôle chimique de l'eau. Les dommages causés par les matériaux chimiques peuvent ne pas être réversibles.
- La stratégie de water shutoff (WSO) appliquée dans le champ d'Ourhoud a eu des résultats positifs dans les trois (3) puits mentionné.
- Dans le bilan total, il a été réduit la production d'eau de 60%, donnant la possibilité de couvrir ces volumes avec réouverture des puits et mise en service.

Recommandations

Recommandations

- D'après notre étude nous recommandons l'application des traitements mécanique en raison du succès obtenu dans le champ Ourhoud.
- Une étude économique précise de rentabilité de chaque puits, pour évaluer et suivi la production, en garantie que le puits toujours produits au-dessous de sa limite économique WOR.
- Notre modeste travail pourrait être complété et poursuivi sous différents aspects.
- Une étude économique minutieuse entre les solutions chimiques et mécaniques dans le champ d'Ourhoud afin de développer une technologie fiable capable de réduire la production d'eau.

Bibliographies

Bibliographies

Document proposé par Sonatrach Organisation Ourhoud.

Benkaakaa Mohammed ; Modélisation et optimisation du système de production du champ Ourhoud, Université De Boumerdès, 2010.

[1] Bailón, Luis Roberto; Orellana, Ney Holger; Villegas, Santiago; Martinez, Edsson; Román, Servio; Espín, Jorge; Gaibor, Andrés; Tamayo, Telmo (). [Society of Petroleum Engineers SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference - Virtual (2020-07-20)] SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference - The Water Shut Off Technique Extends the Productive Life Cycle of the Cretaceous U Sandstone: The Iro Field Case in Ecuador. , (), -. doi:10.2118/199070-MS.

[2] Taha, Abdullah; Amani, Mahmood (2019). Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells; Chemical and Mechanical Solutions. *ChemEngineering*, 3(2), 51–. doi:10.3390/chemengineering3020051

[3] Chan, K.S (1995): “Water Control Diagnostic Plots” SPE 30775 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 22-25 October.

[4] Joseph, A.; Ajioka, J.A. A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. Presented at the Annual SPE International Conference and Exhibition, Tinapa-Calaber, Nigeria, 31 July–7 August 2010.

[5]. Ahmad, N.; Al-Shabibi, H.; Malik, S. Comprehensive Diagnostic and Water Shut-off in Open and Cased Hole Carbonate Horizontal Wells. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and conference, Abu Dhabi, UAE, 11–12 November 2012.

[6]. Thomas, F.B.; Bennion, D.B.; Anderson, G.E.; Meldrum, B.T.; Heaven, W.J. Water Shut-off Treatments-Reduce Water and Accelerate Oil Production. *J. Can. Pet. Technol.* **2000**, 39, 25–29. [CrossRef]

[7]. Permana, D.; Ferdian, G.; Aji, M.; Siswati, E. Extracting Lessons Learned of 35 Water Shut-off Jobs in Mature Fields to Improve Success Ration of Water Shut-off Job. Presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, 20–22 October 2015.

[8]. McIntyre, F.J.; Grenon, J.P.; See, D.L. Horizontal Well Gas/Water Shutoff-Field Results. *J. Can. Pet. Technol.* **1999**, 38, 23–27. [CrossRef]

[9]. Sydansk, D.; Romero-Zeron, L. *Reservoir Conformance Improvement*, 1st ed.; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2011.

Bibliographies

- [10]. Seright, R.S.; Lane, R.H.; Sydansk, R.D. A Strategy for Attacking Excess Water Production. SPE-84966-PA. *SPE Prod. Facil.* **2003**, *18*, 158–169. [CrossRef]
- [11]. Economides, M.J.; Hill, A.D.; Ehlig-Economides, C. *Petroleum Production Systems*, 18th ed.; Prentice Hall PTR: Upper Saddle River, NJ, USA, 2008.
- [12]. Guo, B.; Lyons, W.C.; Ghalambor, A. *Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach*; Gulf Professional Publishing: Houston, TX, USA, 2007.
- [13]. Fakher, S.; Elgahawy, Y.; Abdelaal, H.; Tonbary, A.; Imqam, A. Reducing Excessive Water Production Associated with Gas Hydrate Reservoirs Using a Thermal In-Situ Heating-Inhibitor Method. Presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, 23–26 April 2018.
- [14]. Burov, A.; Kharrat, W.; Hussein, N.A. Innovative Coiled Tubing Water Shutoff Techniques in Horizontal Wells. Presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, LA, USA, 15–17 February 2012.
- [15]. Yortsos, Y.C.; Choi, Y.; Yang, Z.; Shah, P.C. Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Waterfloods. *SPE J.* **1999**, *4*, 413–424. [CrossRef]
- [16]. Fayzullin, M.; Toppel, P.; Gonzalez, J.; Egger, S. Understanding Excessive Water Production in Highly Faulted Mature Gas Condensate Field: From Well Operations to Revival of Integrated History Matching. Presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, Thailand, 25–27 August 2014.
- [17]. Olarte, J.D.; Haldar, S.; Said, R.; Ahmed, M.; Burov, A.; Stuker, J.; Kharrat, W.; Wortman, H. New Approach of Water Shut off Techniques in Open Holes and World First Applications of Using Fiber Optic Services With Tension-Compression Sub. Presented at SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 15–18 May 2011.
- [18]. Al-Zain, A.; Duarte, J.; Haldar, S. Successful Utilization of Fiber Optic Telemetry Enabled Coiled Tubing for Water Shut-off on a Horizontal Oil Well in Ghawar Field. Presented at the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium, Al-Khobar, Saudi Arabia, 9–11 May 2009.
- [19]. Al Hasani, M.A.; Al Khayari, S.R.; Al Maamari, R. Diagnosis of Excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots. IPTC-11958-MS. Presented at the International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December 2008.
- [20]. Zeinijahromi, A.; Bedrikovetski, P. Controlling Excessive Water Production Using Induced Formation Damage. Presented at the SPE European Formation Damage Conference

Bibliographies

- and Exhibition, Budapest, Hungary, 3–5 June 2015.
- [21]. Surguchev, L.M. Water Shut-Off: Simulation and Laboratory Evaluation. Presented at the European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, 20–22 October 1998.
- [22]. Sun, Y.; Fang, Y.; Chen, A. Gelation Behavior Study of a Resorcinol Hexamethyleneteramine Crosslinked Polymer Gel for Water Shut-Off Treatment in Low Temperature and High Salinity Reservoirs. *Energies* **2017**, *10*, 913. [CrossRef]
- [23]. Al-Dhafeeri, A.M.; Nasr-El-Din, H.A.; Al-Harith, A.M. Evaluation of Rigless Water Shutoff Treatments to Be Used in Arab-C Carbonate Reservoir in Saudi Arabia. Presented at the CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference, Calgary, AB, Canada, 16–19 June 2008.
- [24]. El-karsani, K.S.M.; Al-Muntasheri, G.A.; Hussein, I.A. Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade. *SPE J.* **2014**, *19*, 135–149. [CrossRef]
- [25]. Denney, D. Factors Affecting Mechanical Water Shutoff. *J. Pet. Technol.* **2001**, *53*, 58–59. [CrossRef]
- [26]. Offenbacher, M.; Gadiyar, B.; Messler, D. Swellable Packer Fluids Designed for Zonal Isolation in Openhole Completions. Presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3–5 June 2015.
- [27]. Wilson, P.; Hoffman, C.E. Zonal Isolation in Stimulation Treatments and Gas/Water Shutoff Using Thermally Compensated Inflatable Packers and Plugs. Presented at IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 September 2000.
- [28]. Plante, M.E.; Mackenzie, G.R.J. Selective Chemical Water Shutoffs Utilizing Through-Tubing Inflatable Packer Technology. Presented at SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable, Houston, TX, USA, 5–6 April 2000.
- [29]. SUN, Xindi; BAI, Baojun (2017). Comprehensive review of water shutoff methods for horizontal wells. *Petroleum Exploration and Development*, 44(6), 1022–1029. doi: 10.1016/S1876 3804(17)30115-5
- [30]. Schlumberger doc External Casing Packer.2020
- [31]. Evolution oil Tools Inc doc CEMENT RETAINER.Sep 2012
- [32]. HALLIBURTON doc Openhole Isolation Systems. Completion Tools
- [33]. Schlumberger doc CoilFLATE Through-Tubing Packer.2009
- [34]. Weatherford doc Thru-Tubing Packers WidePak™ Packer .2008-2011

Annexe 1

Ourhoud		COMPLETION SCHEMATIC DIAGRAM		Revision data:				25 May 06		
Stang	Item	Qty	Description	CD (m)	LD (m)	Dm (in)	Length (m)	Depth (m KB-DE)	Depth Loc	
	1		Elevation KE to Top of Trains Head				7.30	0.00		
	52	1	Sub E. Fueling Header 117 FWC TO-HL-BN 8-1/2" New VAM B&B	7.000	6.100	6.000	0.40	7.30		
	53	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.800	6.100	4.625	0.10	7.30		
	50	2	Tubing 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	5.800	6.100	4.625	19.13	8.70		
	49	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	8.70		
	48	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.25	8.70		
	47	1	Sub E. Fueling 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	2.70	8.70		
	46	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.25	8.70		
	45	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	5.800	6.100	4.625	1.20	33.80		
	44	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	33.20		
	43	200	Tubing 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	5.800	6.100	4.625	19.108	38.80		
	42	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	180.50		
	41	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.25	183.60		
	40	1	Sub D. SRM 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	180.10		
	39	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	189.10		
	38	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	190.70		
	37	51	Tubing 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	5.800	6.100	4.625	48.61	185.60		
	36	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	244.20	241.0	
	35	1	Sub D. SRM 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	240.60	240.0	
	34	1	Sub D. SRM 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	241.30	241.0	
	33	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	234.70	236.0	
	32	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	240.00	241.0	
	31	2	Tubing 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	5.800	6.100	4.625	19.10	247.00	249.0	
	30	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	241.80	243.0	
	29	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	247.70	249.0	
	28	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	247.70	249.0	
	27	1	Sub D. SRM 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	245.20	245.0	
	26	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	247.60	247.0	
	25	1	Tubing 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	5.800	6.100	4.625	1.10	240.20	240.0	
	24	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	240.50	240.0	
	23	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	240.80	240.0	
	22	1	Sub D. SRM 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	240.20	240.0	
	21	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	237.80	238.0	
	20	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	238.00	238.0	
	19	1	Tubing 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	5.800	6.100	4.625	3.90	239.00	239.0	
	18	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	239.20	239.0	
	17	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	239.50	239.0	
	16	1	Sub D. SRM 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	239.50	239.0	
	15	1	Sub D. SRM 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	239.50	239.0	
	14	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	237.80	237.0	
	13	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	237.80	237.0	
	12	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	235.80	236.0	
	11	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	237.20	237.0	
	10	1	Tubing 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	5.800	6.100	4.625	5.50	238.00	238.0	
	9	1	Sub E. Fueling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 HSC BXP	6.000	6.100	4.625	1.10	237.00	237.0	
	8	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	236.40	236.0	
	7	1	Sub E. Fueling 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	235.40	235.0	
	6	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	233.40	233.0	
	5	1	Sub E. Fueling 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	233.20	233.0	
	4	1	Sub E. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.26	230.00	230.0	
	3	1	Sub E. Fueling 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	2.40	230.20	230.0	
	2	1	Sub A. Fueling Coupling 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	6.000	6.100	4.625	0.24	230.80	230.0	
	1	1	Sub A. Fueling 8-1/2" Baker F&B ORG 8-1/2" 20 bit KO-PR-113098 New VAM B&B	7.044	6.100	4.775	0.31	232.20	231.0	
			Sea Bottom 3000 DBP					3000	3000	
			83188' on 11000 PPR - Depth is to OFFER					127	250.94	
			Bottom of Trains Straps					3.00	232.24	234.0
Item	1		Assembly No 070							
Item	7		Assembly No 176							
Item	15		Assembly No 060							
Item	22		Assembly No 189							
Item	28		Assembly No 080							
Item	34		Assembly No 260							
Item	40		Assembly No 080							
Item	47		Assembly No 170							
	A		19 m 2 7/8 GUN dropped at 3357 mkb							
	B		9.3 m 5/8" PMT lost in hole							

PERFORATED INTERVALS					
Zone	Top	Btm	Interval	Gun Description	Date
TAGI 'U'	3204.00	3206.00	2.00	3" 3/8 P J3406,6 SFF,60 deg	29-Dec-02
TAGI 'U'	3208.00	3209.00	1.00	3" 3/8 P J3406,6 SFF,60 deg	29-Dec-02
TAGI 'U'	3209.00	3212.00	3.00	3" 3/8 P J3406,6 SFF,60 deg	30-Dec-02
TAGI 'U'	3212.00	3216.00	4.00	3" 3/8 P J3406,6 SFF,60 deg	29-Dec-02
TAGI 'M'	3217.00	3219.95	2.95	2 7/8" HSC, 6S PF, 60DEG, POWERJETS	14-Apr-01
TAGI 'M'	3221.10	3227.20	6.10	2 7/8" HSC, 6S PF, 60DEG, POWERJETS	14-Apr-01
TAGI 'M'	3227.55	3232.20	4.65	2 7/8" HSC, 6S PF, 60DEG, POWERJETS	14-Apr-01
TAGI 'M'	3234.00	3239.00	5.00	2 7/8" HSC, 6S PF, 60DEG, POWERJETS	14-Apr-01
TAGI 'L'	3244.00	3246.00	2.00	3" 3/8 P J3406,6 SFF,60 deg	21-Mar-03

Prod Seg:	8610 47 1/2" SPT 10T NV Gas lifted from 82' to 13210' m	Sec:	28X 4-2000
Line:	1130' 3/4" 253 NY Line from 3441 to 3419 m	Bit:	1-1/2" 1000
FE'D:	3364	Drift:	DRIFT
TD:	3420 m	Comp:	1-1/2" 1000
	Stopline HUC 3376 m-E April 2002 15m Gun dropped so new assembly HUC 3357 m-E	Lab:	M/OA/GW

Annexe 2

Ourhoud		Well 2 COMPLETION SCHEMATIC			Revision date: <u>27-May-05</u>					
String	Item	Qty	Description	O.D. (in)	I.D. (in)	Drift (in)	Length (m)	Depth (m RT)	Depth (m RT)-L	
		1	Elevation RT to Top of Tubing Head				8.96	0.00		
52	52	1	Sub F: Tbg Hanger, 11" Cameron Type 'C-SRL-CL', 5-1/2" NV, BxB	11.000	5.125		0.31	8.96		
	51	1	Sub F: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr-95 NV PxP	5.500	4.778	4.653	1.57	9.27		
	50	2	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	18.59	10.84		
	49	1	Sub E: Pup Jt, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr-95 NV B x P	5.500	4.778	4.653	3.24	29.43		
	48	1	Sub E: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.57	32.67		
47	47	1	Sub E:TRSSV, 5-1/2" Baker TSME-6, NV, 4.562" 'BA' Profile, S13Cr95	8.375	4.562		2.25	34.24		
	46	1	Sub E: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.57	36.49		
	45	1	Sub E: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 NV pin x pin	5.500	4.778	4.653	1.14	38.06		
	44	0	Spacer Pup Joints as needed, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	0.00	39.21		
	43	195	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP (incl diff from drillers depth + 0.2 offset)	5.500	4.778	4.653	1861.63	39.21		
	42	1	Sub D: Pup Jt, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr-95 NV B x P	5.500	4.778	4.653	3.04	1900.84		
	41	1	Sub D: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.56	1903.88		
	40	1	Sub D: SPM, 5-1/2" x 1.50" Baker PSI-SMOR-2, S13Cr New VAM PxB	7.844	4.778		2.85	1905.44		
	39	1	Sub D: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.56	1908.29		
	38	1	Sub D: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 NV pin x pin	5.500	4.778	4.653	1.27	1909.85		
	37	50	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	475.71	1911.11		
	36	1	Sub D: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 BxB	5.500	4.778	4.653	1.44	2386.82		
	35	1	Sub D: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.57	2388.26		
	34	1	Sub D: SPM, 5-1/2" x 1.50" Baker PSI-SMOR-2, S13Cr New VAM PxB	7.844	4.778		2.86	2389.83	2393.10	
	33	1	Sub D: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.57	2392.69		
	32	1	Sub D: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 NV pin x pin	5.500	4.778	4.653	1.14	2394.26		
	31	2	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	19.15	2395.40		
	30	1	Sub B: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 NV BxP	5.500	4.778	4.653	1.44	2414.56		
	29	1	Sub B: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 New VAM BxB + PxP x-over	6.075	4.778	4.653	1.91	2416.00		
	28	1	Sub B: Landing Nipple, 5-1/2" Halliburton 4.562" 'FBN', NV BxP S13Cr95	6.098	4.562		0.48	2417.91	2419.00	
	27	1	Sub B: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.57	2418.39		
	26	1	Sub B: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 NV pin x pin	5.500	4.778	4.653	1.14	2419.96		
	25	1	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	9.59	2421.10		
	24	1	Sub D: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	1.44	2430.69		
	23	1	Sub D: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.56	2432.13		
40	22	1	Sub D: SPM, 5-1/2" x 1.50" Baker PSI-SMOR-2, S13Cr New VAM PxB	7.844	4.778		2.78	2433.69	2437.00	
	21	1	Sub D: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.56	2436.47		
	20	1	Sub D: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 NV pin x pin	5.500	4.778	4.653	1.14	2438.03		
	19	1	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	9.59	2439.17		
	18	1	Sub C: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	1.44	2448.75		
	17	1	Sub C: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.57	2450.19		
	16	1	Sub C: Anchor Latch Assembly, 5-1/2" KC2-22S Size 190-60, S13Cr95	7.015	4.860		0.35	2451.76	2456.20	
	15	1	Sub C: Packer, 9-5/8" Baker 'SAB-4' Size 194 - 60 x 47, S13Cr95	8.125	4.750		1.67	2452.11	2456.50	
	14	1	Sub C: Millout Extension, 7" 29 lb/ft S13Cr95 New VAM PxB	7.000	6.184	6.059	1.57	2453.78	2458.20	
	13	1	Sub C: Xover, 7" New VAM box x 5-1/2" New VAM pin, S13Cr95	7.681	6.184	6.059	0.38	2455.35	2459.70	
	12	1	Sub C: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.56	2455.73		
	11	1	Sub C: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 NV pin x pin	5.500	4.778	4.653	1.14	2457.29		
	10	1	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	9.59	2458.43		
3	9	1	Sub B: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	1.44	2468.02		
	8	1	Sub B: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB + PxP x-over	6.075	4.778	4.653	1.87	2469.46		
	7	1	Sub B: Landing Nipple, 5-1/2" Halliburton 4.562" 'FBN', NV BxP S13Cr95	6.098	4.562		0.49	2471.33	2472.40	
	6	1	Sub B: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 New VAM BxB	6.075	4.778	4.653	1.57	2471.82	2472.80	
	5	1	Sub B: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 NV pin x pin	5.500	4.778	4.653	1.14	2473.39	2474.30	
	4	1	Tubing, 5-1/2" 20 lb/ft KO-HP1-13Cr95 HSC BxP	5.500	4.778	4.653	9.59	2474.53		
28	3	1	Sub A: Pup Joint, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr-95 NV BxP	5.500	4.778	4.653	1.44	2484.12	2488.40	
	2	1	Sub A: Flow Coupling, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr-95 New VAM BxB + PxP x-over	6.075	4.778	4.653	1.85	2485.56		
	1	1	Sub A: Tie Back Stem, 5-1/2" 20 lb/ft S13Cr95 NV Box Up, 7.50" Seal OD	7.355	4.778		0.36	2487.41	2492.00	
			Bottom No GO to top seal				1.22	2487.77	2492.40	
			Top Seal to bottom seal (Seals straddle setting port in liner hanger)				0.81	2488.99	2493.90	
22			Mule shoe				0.23	2489.80		
								2490.03		
	ITEM									
	PERFORATED INTERVALS									
15			Zone	Top	Btm	Interval	Gun Description		Date	
			TAGI 'U3'	3040.5	3042.75	2.25	3-3/8", PJ3406, 5.5SPF, 60deg		28-Mars-15	
			TAGI 'U3'	3042.75	3045.00	2.25	3-3/8", PJ3406, 5.5SPF, 60deg		28-Mars-15	
			TAGI 'U'	3049.00	3055.10	6.10	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
			TAGI 'U'	3055.45	3061.00	5.55	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
7			TAGI 'M'	3063.00	3068.00	5.00	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
			TAGI 'M'	3070.00	3075.27	5.27	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
			TAGI 'M'	3075.62	3079.00	3.38	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
			TAGI 'M'	3081.00	3081.72	0.72	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
1			TAGI 'M'	3082.07	3088.17	6.10	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
			TAGI 'M'	3088.52	3090.00	1.48	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		26-Sep-03	
			TAGI 'L'	3120.20	3121.20	1.00	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		22-Oct-08	
			TAGI 'L'	3095.00	3096.00	1.00	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		22-Oct-08	
			TAGI 'L'	3123.00	3127.50	4.50	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		15-Jan-14	
			TAGI 'L'	3128.00	3133.00	5.00	3-3/8", PL3406, 6SPF, 60deg		15-Jan-14	
	Prod Csg: 9-5/8" 47 / 53.5 lb/ft NV casing landed from sfc to 2952 mRT						Spud:		06-Jun-03	
							Well TD:		26-Jun-03	
	Liner: 5-1/2" 20 lb/ft L80 H563 Liner from 2485 to 3279 mRT						Drilling RR:		02-Jul-03	
	Note: String landed in compression - 3 MT slack off.						Completed:		02-Jul-03	
PBTD: 3275 m TD: 3280 m	Slickline HUD 3225,96 mRT w/114mmGC (20/06/2004)						Last Workover:		n/a	