

N° Ordre/Faculté/UMBB/2024.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :
MOULAI Ahmed Amine
MAATOUG Akram

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

**Maintenance des puits producteurs en utilisant
différentes technologies de water shut-off dans le champ
d'Ourhoud**

Soutenue le : 23 / Juin /2024

Devant le jury :

ZERAIBI Noureddine

Professeur

UMBB

Examineur

GARECHE Mourad

Professeur

UMBB

Président

SAIFI Redha

MAA

UMBB

Encadreur

Année universitaire : 2023 / 2024

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 à sacrifier pour mon bien être, en souhaitant de tout mon cœur le bon dieu de me la garder et mon très cher Père qui m'a toujours soutenu dans les moments difficiles et pour ce sacrifice et ces encouragements qui m'ont soutenu tout au long de ma vie scolaire et universitaire, je demande à dieu de le garder pour moi.

À ma famille, mon frère et ma sœur

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

À mes camarades de la FHC, surtout mes chers amis de la promo H19,

À tous les enseignants du département gisements pétroliers et miniers

À tous ceux, qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de cette mémoire de fin d'études.

MOULAI Ahmed Amine

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 :

À ma très chère Mère à sacrifier pour mon bien être, en souhaitant de tout mon cœur le bon dieu de me la garder et mon très cher Père qui m'a toujours soutenu dans les moments difficiles et pour ce sacrifice et ces encouragements qui m'ont soutenu tout au long de ma vie scolaire et universitaire, je demande à dieu de le garder pour moi.

À ma famille, Ma fiancée, mon frère et mes sœurs

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

À mes camarades de la FHC, surtout mes chers amis de la promo H19,

À tous les enseignants du département gisements pétroliers et miniers

À tous ceux, qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de cette mémoire de fin d'études.

MAATOUG Akram

Remerciement

Louage à dieu le tout puissant, clément et miséricordieux de nous avoir aidé à accomplir ce modeste travail.

Nous tenons à remercier nos chers parents pour leur soutien et leur encouragement tous le long de nos études.

*Toute notre infinie gratitude à toutes personnes ayant contribué de près ou de loin au bon déroulement de notre stage qui a été fait 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. SAIFI Redha** pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.*

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

Nous tenons aussi à remercier l'ensemble des enseignants de La FHC qui ont contribué à notre formation spécialement les enseignants du département gisement miniers et pétroliers qui sans leurs formations, ce projet n'aurait jamais vu le jour.

Enfin, tous nos remerciements vont à notre deuxième famille et nos amis de la FHC surtout nos collègues de la promo H19 qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager tous le long de notre cursus universitaire et nous leur souhaitons beaucoup de réussite

Encore une fois un grand Merci à tous !

Résumé :

L'étude a examiné et analysé l'effet de la production d'eau dans la Central Processing Facility (CPF) située dans le champ d'Ourhoud. Le processus d'évaluation repose sur : le choix des trois puits candidats (puit 1, puit 2, puit 3), la collecte et les interprétation de tous les logs nécessaires, des données géologiques et de toutes les caractéristiques pétrophysiques essentielles pour détecter les sources (zone) d'entrées d'eau indésirables et réaliser notre opération de l'isolation (water shut off). L'objectif de notre travail est d'analyser les principaux paramètres en sélectionnant les puits candidats (avec WC élevée) pour le système de Water shut off et d'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=87.1%, Qh=183 Sm³/d, **Puit2** : WC=42%, Qh=576Sm³/d, **Puit 3** : WC=44.4%, Qh=258 Sm³/d)

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

ملخص :

الواقعة في حقل أورهود. وتستند عملية التقييم (CPF) قامت الدراسة بفحص وتحليل تأثير إنتاج المياه في منشأة المعالجة المركزية على: اختيار ثلاثة آبار مرشحة (البئر 1، البئر 2، البئر 3)، وجمع وتفسير جميع السجلات اللازمة والبيانات الجيولوجية وجميع الخصائص البتروفيزيائية الأساسية للكشف عن مصادر (منطقة) دخول المياه غير المرغوب فيها وتنفيذ عملية إيقاف دخول المياه. الهدف من عملنا هو تحليل الخصائص الرئيسية في اختيار الآبار المرشحة (نسبة مياه عالية) لنظام إغلاق المياه وتقييم النتائج التي تم الحصول عليها قبل وبعد تنفيذ العمليات

وقد أسفرت هذه الاستراتيجية، التي تم تطبيقها في حقل أورهود، عن نتائج إيجابية في جميع الآبار الثلاثة من خلال تقليل قطع المياه وزيادة معدل تدفق النفط

، WC=44.4% :سم³/يوم، البئر 3 Qh= 576 ، WC=42% :سم³/يوم، البئر 2 Qh=183 ، WC=87.1% :البئر 1 ، Qh=258 (سم³/يوم)

الكلمات المفتاحية: إغلاق المياه؛ قطع المياه؛ تقنية العزل، تدفق النفط، مركز المعالجة

Abstract :

The study examined and analyzed the effect of water production in the Central Processing Facility (CPF) located in the Ourhoud field. The evaluation process is based on: the selection of three candidate wells (well 1, well 2, well 3), the collection and interpretation of all necessary logs, geological data and all essential petrophysical characteristics to detect sources (zone) of undesirable water entry and perform our water shut off operation. The aim of our work is to analyze the main parameters in selecting candidate wells (with high WC) for the water shut off system and to evaluate the results obtained before and after execution of the operations.

This strategy, applied in the Ourhoud field, produced positive results in all three wells, reducing water cut and increasing oil flow:

Well1 : WC=87.1%, Qh=183 Sm³/d, **Well2** : WC=42%, Qh=576Sm³/d, **Well 3** : WC=44.4%, Qh=258 Sm³/d)

Key words: Water shut off; Water cut; Isolation technique, oil flow, CPF

Table des matières

Dédicace.....	i
Remerciement	iii
Abstract (résumé).....	iv
Table des matières.....	v
Liste des figures.....	xii
Liste des tableaux	xvi
Nomenclature	xviii
Introduction générale et objectifs de l'étude	1

Partie A : Théorie et littérature

Chapitre I : Généralités sur les méthodes de récupération de pétrole

I.1. Introduction :.....	5
I.2. Profils de production :.....	6
I.3. Les techniques de récupération :	6
I.3.1. Récupération naturelle (primaire) :	6
I.3.1.1. Rock and Liquid Expansion:.....	7
I.3.1.2. Gaz dissout :	7
I.3.1.3. Gas-cap drive :	8
I.3.1.4. Water drive :.....	9
I.3.1.5. Gravity drainage drive :	10
I.3.1.6. Combination drive :	11
I.3.2. Récupération assistée :	12
I.4. Activation des puits :	12
I.4.1. Introduction :.....	12
I.4.2. Définition d'un puits :	12
I.4.3. Notion d'éruptivité :.....	13
I.4.4. Définition Activation des puits	14
I.4.5. Les méthodes d'activation :	14
I.4.5.1. Le pompage :.....	14
I.4.5.2. Le gas-lift-gaz :	14
I.4.6. Généralité sur le gaslift:	15
I.4.6.1. Principe du gaslift:	15
I.4.6.2. Les types de gaz lift :	16
I.4.6.2.1. Gaz lift continu :	17
I.4.6.2.2. Gaz lift intermittent :	17
I.4.6.3. Application du gaslift:.....	18
I.4.6.3.1. Les puits à huile	18
I.4.6.3.2. Démarrage des puits.....	18
I.4.6.3.3. Nettoyage de puits injecteur « Injector clean up ».....	18

I.4.6.3.4. Les puits à eau :	18
I.4.6.4. Les principaux paramètres du GL :	18
I.4.6.4.1. Pression en tête de puits :	18
I.4.6.4.2. Pression du gaz injecté :	19
I.4.6.4.3. Profondeur de l'injection du gaz :	19
I.4.6.4.4. IP important et effet de skin (high PI and Skin effect) :	19
I.5. Performances des puits et des réservoirs :	19
I.5.1. Introduction :	19
I.5.2. Inflow performance :	20
I.5.2.1. Indice de la productivité (IP):	20
I.5.2.2. La perméabilité absolue :	21
I.5.2.3. Inflow Performance Relationship – IPR :	21
I.5.2.3.1. La méthode d'indice de productivité (IP) :	21
I.5.2.3.2. La méthode de VOGEL :	22
I.5.2.3.3. Skin ou effet pariétal :	23
I.5.3. Vertical Lift Performance :	23
I.5.3.1. Les régimes d'écoulements :	24
I.5.3.2. Les pertes de charges :	24
I.5.4. Le point de fonctionnement du puits :	25
Chapitre II : Les problèmes de production d'eau	
II.1 Introduction :	27
II.2 Les types de production d'eau :	27
II.3 Sources de production d'eau indésirable :	28
II.3.1 Fuites de tubage, de colonne de production ou de packer :	28
II.3.2 Flux d'eau derrière le tubage:	30
II.3.3 Le déplacement de contact eau-huile :	31
II.3.4 Watered-out layer without crossflow:	31
II.3.5 Fractures ou failles entre l'injecteur et le producteur :	32
II.3.6 Coning d'eau :	33
II.3.7 Canalisation à travers les zones de haute perméabilité :	34
II.3.8 Watered-out layer with crossflow:	35
II.4 Identification du problème :	36
Chapitre III : Les techniques de water shut-off	
III.1 Introduction :	40
III.2 Définition du Water Shut-Off:	40
III.3 Les méthodes de water shutoff:	40
III.3.1 Les méthodes mécaniques :	40

III.3.1.1 Plugs et packers :	41
III.3.1.1.1 Packers gonflables :	43
III.3.1.1.2 Packer non gonflable :	43
III.3.1.1.3 Cement plug:	45
III.3.1.1.3.1 Les applications:	46
III.3.1.1.3.2 Les avantages :	46
III.3.1.1.3.3 Les caractéristiques :	46
III.3.1.1.4 Inflatable packer :	47
III.3.1.1.4.1 Les applications:	48
III.3.1.1.4.2 Les avantages :	48
III.3.1.1.5 Straddle packer :	49
III.3.1.1.5.1 Les applications:	49
III.3.1.1.5.2 Les avantages :	50
III.3.1.1.6 Bridge Plug:	50
III.3.1.1.6.1 Les applications:	51
III.3.1.1.6.2 Les principales caractéristiques et avantages :	51
III.3.1.1.7 Swell packer :	51
III.3.1.1.7.1 Les Avantages :	52
III.3.1.1.7.2 Les Applications :	52
III.3.1.1.8 External Casing Packer (ECP):	53
III.3.1.1.8.1 Les Avantages :	53
III.3.1.1.8.2 Les Applications :	53
III.3.1.1.9 Expandable tubular :	54
III.3.1.1.9.1 Les Avantages :	54
III.3.1.1.9.2 Les applications :	54
III.3.1.2 Tubing Patches :	55
III.3.2 Les solutions chimiques :	55
III.3.2.1 Le gel :	56
III.3.2.2 Injection de polymères :	57
III.4 Conclusion	59
Chapitre IV: Généralités sur la diaggraphie de production PLT et leur interprétation	
IV.1 Introduction :	61
IV.2 Diaggraphie de production :	61
IV.2.1 Définition :	61
IV.2.2 Production Logging Tools (PLT):	61
IV.2.3 Usages de PLT :	62

IV.2.4 Les enregistrements du PLT :	64
IV.2.5 Les types des opérations du PLT	64
IV.2.6 Les équipements de PLT :.....	64
IV.2.6.1 L'unité du laboratoire :.....	64
IV.2.6.2 Description des outils du PLT :.....	65
IV.2.6.2.1 Spinner (Flow meter):	66
IV.2.6.2.1.1 Inline Spinner:.....	66
IV.2.6.2.1.2 Full-bore Spinner:	66
IV.2.6.2.1.3 Petal Basket Spinner:	66
IV.2.6.2.2 Caliper:.....	67
IV.2.6.2.3 Pression :	67
IV.2.6.2.4 Température :	67
IV.2.6.2.5 Gradiomanometer :.....	68
IV.2.6.2.6 Les outils d'identification des fluides :	68
IV.2.6.2.6.1 Capacitance – Holdup :	68
IV.2.6.2.6.2 Floview Water Holdup :.....	68
IV.2.6.2.6.3 Combinaison GHOST –FloView :.....	70
IV.2.6.2.6.4 Résultats du DEFT et GHOST :.....	70
IV.2.6.2.7 CCL (Casing Collar Locator) :.....	70
IV.2.6.2.8 Gamma Ray :.....	70
IV.2.7 Interprétation des PLT :	71
IV.2.7.1 Interprétation monophasique :.....	71
IV.2.7.1.1 Calibration du Spinner :	71
IV.2.7.1.2 Réponse idéale d'un spinner (dans une zone sans flux) :.....	71
IV.2.7.1.3 Zone de calibrage :	72
IV.2.7.1.4 Définition du Seuil (Threshold) :	72
IV.2.7.1.5 Calcul des vitesses :	72
IV.2.7.1.5.1 Vitesse moyenne et vitesse apparente :.....	72
IV.2.7.1.5.1.1 Vitesse apparente :	72
IV.2.7.1.5.1.2 Vitesse moyenne :	73
IV.2.7.1.6 Equation générale du débit dans un écoulement monophasique :.....	73
IV.2.8 Interprétation multiphasique:	73
IV.2.8.1 Holdup :.....	74
IV.2.8.2 Calcule le débit :	74
IV.2.8.3 Calcule de la vitesse de glissement (V_s) :.....	75

Partie B:Etude Technique

PARTIE I :Présentation de champ Ourhoud

I. Étude géologique :	78
I.1 Présentation du champ Ourhoud :	78
I.1.1 Situation Géographique :	78
I.1.2 Historique de la découverte et les partenaires :	78
I.1.3 Situation Géologique :	79
I.1.3.1 Subdivise géologique du réservoir :	80
I.1.3.2 Formation TAGI :	80
I.1.3.2.1 Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :	80
I.1.3.2.2 Le TAGI moyen (Middle TAGI) :	80
I.1.3.2.3 Le TAGI supérieur (Upper TAGI) :	81
I.1.4 Aspect stratigraphique :	82
I.2 Données pétro-physiques :	83
I.3 Historique de production :	84
I.4 Procédures d'exploitation du champ :	85
I.4.1 Système de production d'huile :	85
I.4.2 Traitement de pétrole brut :	85
I.4.3 Expédition du brut :	85
I.4.4 Système gaz lift :	85
I.4.5 Système d'injection de gaz :	85
I.4.6 Système d'injection d'eau :	85
I.4.7 Water Alternating Gas (WAG):	85
I.4.8 Système satellites :	86
I.5 L a RécupérationàOurhoud.....	86
I.5.1 La Récupération secondaire :	86
I.6 Problème d'exploitation :	87
I.6.1 Dépôt de sulfate de calcium :	87
I.6.2 Corrosion bactérienne :	88
I.6.3 Dépôts d'asphaltènes :	88
I.6.4 Dépôts de chlorure de sodium :	88
I.6.5 Dépôts organiques :	89
I.6.6 Venues de sable :	89
PARTIE II : Application des techniques de Water Shut-off dans le champ Ourhoud	
II.1 Introduction :	91
II.2 Le choix des candidats :	91

II.3 Etude de Cas du puits 01 :92

II.3.1 Historique de puit92

II.3.2 Interprétation qualitative :.....92

II.3.2.1 Log de Spinner (Puits fermé) :.....92

II.3.2.2 Log de pression:.....93

II.3.2.3 Log de Température:.....94

II.3.2.4 Log de densité:.....95

II.3.2.5 Log de Spinner:.....96

II.3.3 Interprétation quantitative :97

II.3.3.1 Détermination de la contribution de chaque zone dans la production.....97

II.3.4 Opérations réalisées sur le puits 01 :101

II.3.5 Résultats et interprétations de puits 1 :103

II.4 Etude de Cas du puits 02 :104

II.4.1 Historique de puits :104

II.4.2 Interprétation qualitative de PLT :105

II.4.2.1 Log de Spinner (Puits fermé) :105

II.4.2.2 Log de pression :106

II.4.2.3 Log de Température :107

II.4.2.4 Log de densité :108

II.4.2.5 Log de Spinner :109

II.4.3 Interprétation quantitative :110

II.4.3.1 Détermination de la contribution de chaque zone dans la production:.....110

II.4.4 Opérations réalisées sur le puits 02 :114

II.4.5 Résultats et interprétations de puit 02 :115

II.5 Etude de Cas du puits 03 :116

II.5.1 Historique de puits :116

II.5.2 Interprétation qualitative de PLT :116

II.5.2.1 Log de Spinner (Puits fermé) :116

II.5.2.2 Log de pression:.....117

II.5.2.3 Log de Température:.....118

II.5.2.4 Log de densité:.....119

II.5.2.5 Log de Spinner:.....120

II.5.3 Interprétation quantitative :121

II.5.3.1 Détermination de la contribution de chaque zone dans la production :121

II.5.4 Opérations réalisées sur le puits 03 :125

II.5.5 Résultats et interprétations de puit 03 :126

II.6 Modélisation du puits :	128
II.6.1 Introduction :	128
II.6.2 Procédure de travail :	128
II.6.2.1 Options summary:.....	130
II.6.2.2 PVT DATA :	130
II.6.2.3 IPR DATA (inflow performance Relationship):	131
II.6.2.4 Equipment DATA :	132
II.6.2.5 Matching VLP/IPR:	134
II.6.2.5.1 Estimate U value:.....	134
II.6.2.5.2 Choix de la corrélation du calcul des pertes de charge dans le tubing (match VLP) :	135
II.6.2.5.3 Les Courbes VLP/IPR :	136
II.6.2.5.4 Ajust IPR :	138
II.7 Etude de sensibilité dans les 3 puits candidat :.....	141
II.7.1 Introduction :	141
II.7.2 Sensitivity de Gas lift gas:	143
II.7.3 Sensitivity de FTTHP:.....	145
II.7.3.1 Oil Rate :	145
II.7.3.2 Water Rate :	147
II.7.4 Sensitivity de WC:.....	149
II.7.5 Analyse et interprétation :	150
II.7.5.1 D'après les figures de GLG sensibilité avant et après l'intervention :	150
II.7.5.1.1 Analyse des graphes :	150
II.7.5.1.2 Interprétations basées sur l'analyse de ce graphique :	150
II.7.5.1.3 Conclusion :	151
II.7.5.2 D'après les figures de FTTHP sensibilité avant et après l'intervention :	151
II.7.5.2.1 Oil Rate :	151
II.7.5.2.1.1 Analyse des graphes :	151
II.7.5.2.1.2 Interprétations basées sur l'analyse de ce graphique :	151
II.7.5.2.1.3 Conclusion :	151
II.7.5.2.2 Water Rate :	152
II.7.5.2.2.1 Analyse et l'interprétation des graphes :	152
II.7.5.3 D'après les figures de WC sensibilité après l'intervention :	152
Conclusion et recommandation	155
Bibliographie	xix
Annexes.....	xxi

Listes des figures

Figure A.I. 1 : Catégories de récupération du pétrole.....	5
Figure A.I. 2 : profil de production.....	6
Figure A.I. 3 :récupération du pétrole par gaz dissout.....	7
Figure A.I. 4 : Réservoir de Gaz dissout.....	8
Figure A.I. 5 : Réservoir de gas cap drive	8
Figure A.I. 6 : les sources d'eau qui permet de déplacer l'huile.....	9
Figure A.I. 7 : Les positions relatives des fluides de réservoir.....	10
Figure A.I. 8 : les équipements d'un puit.....	13
Figure A.I. 9 : Les différents moyens d'activation.....	14
Figure A.I. 10 : Principe du gas lift.....	15
Figure A.I. 11 : l'évolution des pertes de charge en fonction du débit	16
Figure A.I. 12 : Gaz lift continu.....	17
Figure A.I. 13 :Gaz lift intermittent	17
Figure A.I. 14 :l'effet d'injection de gaz sur la pression de tête.....	18
Figure A.I. 15 :L'Analyse Nodale(Les différents nœuds)	19
Figure A.I. 16 : Évaluation de pressure	20
Figure A.I. 17 : La courbe de l'IPR.....	22
Figure A.I. 18 : La courbe IPR de Vogel.....	23
Figure A.I. 19 : Les différents régimes	24
Figure A.I. 20 : Point de fonctionnement d'un puits	25
Figure A.I. 21 : Pas d'intersection entre l'Inflow et l'Outflow	25
Figure A.I. 22 : Deux points d'intersection entre l'Inflow et l'Outflow	25
Figure A.II. 1 :Fuite à travers le tubage.....	29
Figure A.II. 2 : Flux d'eau derrière le tubage.....	30
Figure A.II. 3 : déplacement de WOC.....	31
Figure A.II. 4 : Watered-out layer without crossflow.....	32
Figure A.II. 5 : Fractures ou failles entre l'injecteur et le producteur	33
Figure A.II. 6 : coning d'eau	33
Figure A.II. 7 : Canalisation à travers les zones de haute perméabilité	34
Figure A.II. 8 : Watered-out layer with crossflow.....	35
Figure A.II. 9 : Schéma d'Identification du problème	38
Figure A.III. 1 : Utilisation d'un plug pour arrêter la production d'eau par le fond.	42
Figure A.III. 2 : Deux packers au-dessus et au-dessous d'un blank pipe pour arrêter la production d'eau des intervalles intermédiaires sans affecter les autres zones de production de pétrole.	42
Figure A.III. 3 : Deux packers au-dessus et au-dessous d'un tube vide pour éviter d'injecter de l'eau dans des zones ouvertes ou des couches à haute perméabilité.	43
Figure A.III. 4 : Cement plug	45
Figure A.III. 5 : représente un Inflatable packer dans un puit	47
Figure A.III. 6 : Inflatable packer en cas d'inflation	48
Figure A.III. 7 : Straddle packer.....	49
Figure A.III. 8 : Bridge Plug	50
Figure A.III. 9 : Swell packer.....	52
Figure A.III. 10 : External Casing Packer (ECP)	53
Figure A.III. 11 : représente le role d'un External Casing Packer (ECP).....	53
Figure A.III. 12 : Expandable tubular.....	54
Figure A.III. 13 : tubing Patch récupérable	55

Figure A.III. 14: L'injection de gel	57
Figure A.III. 15: Injection de polymères	58
Figure A.III. 16: Injection de polymères 2	58
Figure A.IV.1: Opération d'un PLT sur un puits	61
Figure A.IV.2: Les raisons d'utilisation du PLT.....	62
Figure A.IV.3: production de chaquecouche	62
Figure A.IV.4: les couches qui ne produisent pas.....	62
Figure A.IV.5: les couches qui produit l'eau	63
Figure A.IV.6: les couches qui produit le gaz.....	63
Figure A.IV.7: cross flow	63
Figure A.IV.8: écoulement derrière le casing	63
Figure A.IV.9: Acidification et Fracturation de réservoir.....	64
Figure A.IV.10: L'unité du laboratoire d'un PLT.....	65
Figure A.IV.11: Les principaux outils de mesure utilisés dans le PLT	65
Figure A.IV.12: Les différentes hélices d'un spinners.....	66
FigureA.IV.13: InlineSpinner	66
Figure A.IV.14: Full-bore Spinner.....	66
Figure A.IV.15: Petal Basket Spinner.....	66
Figure A.IV.16: Caliper	67
Figure A.IV.17: l'outil de Température	67
Figure A.IV.18: Gradiomanometer	68
Figure A.IV.19: Holdup.....	68
Figure A.IV.20: Floview Water Holdup	68
Figure A.IV.21: GHOST Gas Holdup	69
Figure A.IV.22: Combinaison GHOST – FloView.....	70
Figure A.IV.23: Résultats du DEFT et GHOST	70
Figure A.IV.24: La réponse réelle du spinner dans une zone sans écoulement.	72
Figure A.IV.25: Holdup.....	74
Figure A.IV.26: Ecoulement de fluide dans une conduite verticale.....	75
Figure A.IV.27: Abaque de vitesse de glissement en fonction de gaz Hold up.	75
Figure A.IV.28: Abaque de vitesse de glissement en fonction d'eau Hold up.....	75
Figure B.I. 1 : Situation géographique du champ Ourhoud	78
Figure B.I. 2 : les partenaires SH-ORD	79
Figure B.I. 3 : structure du champ	81
Figure B.I. 4 : Model de la division en unités lithologiques du réservoir	82
Figure B.I. 5 : Développement De Réservoir.....	87
Figure B.II. 1: Log de Spinner en Puits fermé.....	92
Figure B.II. 2: l'enregistrement de Log de pression.	93
Figure B.II. 3: l'enregistrement de log de température.....	94
Figure B.II. 4: l'enregistrement log de densité.	95
Figure B.II. 5: Enregistrement log de Spinner.....	96
Figure B.II. 6: les vitesses de spinner en fonction, des vitesses de câbles.	97
Figure B.II. 7: Abaque de vitesse de glissement en fonction de Hold up d'eau.	99
Figure B.II. 8: La contribution d'huile et d'eau par chaque zone.....	100
Figure B.II. 9 : Data PLT de puits 01 TAGI (U/M/L).....	100
Figure B.II. 10 : Schéma d'un puits vertical avec isolation par straddle packer de la zone M1	102

Figure B.II. 11 : Profil de production puit 01	103
Figure B.II. 12 : Data des premiers SRO-PLT de puits 02 TAGI	104
Figure B.II. 13 : Data SRO-PLT de puits 02	104
Figure B.II. 14 : Log de Spinner en Puits fermé.....	105
Figure B.II. 15 : l'enregistrement de Log de pression.	106
Figure B.II. 16 : l'enregistrement de log de température.....	107
Figure B.II. 17 : l'enregistrement log de densité.	108
Figure B.II. 18 : Enregistrement log de Spinner.....	109
Figure B.II. 19 : les vitesses de spinner en fonction, des vitesses de câbles.	110
Figure B.II. 20 : Abaque de vitesse de glissement en fonction de Hold up d'eau.	112
Figure B.II. 21 : La contribution d'huile et d'eau par chaque zone.....	113
Figure B.II. 22 : Data PLT de puits 01	113
Figure B.II. 23 : Schéma d'un puits vertical avec isolation par inflatable bridge plug.....	114
Figure B.II. 24 : Profil de production puit 02	115
Figure B.II. 25 : Log de Spinner en Puits fermé.....	116
Figure B.II. 26 : l'enregistrement de Log de pression.	117
Figure B.II. 27 : l'enregistrement de log de température.....	118
Figure B.II. 28 : l'enregistrement log de densité.	119
Figure B.II. 29 : Enregistrement log de Spinner.....	120
Figure B.II. 30 : les vitesses de spinner en fonction, des vitesses de câbles.	121
Figure B.II. 31 : Abaque de vitesse de glissement en fonction de Hold up d'eau.	123
Figure B.II. 32 : La contribution d'huile et d'eau par chaque zone.....	124
Figure B.II. 33 : Data PLT de puits 03 TAGI (U/M).....	124
Figure B.II. 34 : Schéma d'un puits vertical avec isolation par cast iron bridge plug	125
Figure B.II. 35 : Profil de production puit 03	126
Figure B.II. 36 : Menu principal de PROSPER.....	128
Figure B.II. 37 : Organigramme fonctionnelle du Prosper	129
Figure B.II. 38 : Menu system Summary dans PROSPER.....	130
Figure B.II. 39 : Menu des données PVT du fluide dans PROSPER	131
Figure B.II. 40 : Menu d'Equipment data dans PROSPER.....	132
Figure B.II. 41 : Équipement de fond de puits.....	132
Figure B.II. 42 : Les déviations de puits.....	132
Figure B.II. 43 : Gradient géothermique.....	133
Figure B.II. 44 : Capacités calorifiques moyennes.....	133
Figure B.II. 1 : Les données d'entrées de gaz lift.....	133
Figure B.II. 46 : VLP/IPR Matching	134
Figure B.II. 47 : Estimate U Value	135
Figure B.II. 48 : Les courbes de performance verticale pour différentes corrélations.	135
Figure B.II. 49 : La courbe VLP/IPR Avant le matching.....	138
Figure B.II. 50 : La courbe VLP/IPR Après le matching	140
Figure B.II. 51 : La variation de Oil Rate en fonction de GLG de puit 01.....	144
Figure B.II. 52 : La variation de Oil Rate en fonction de GLG de puit 02.....	144
Figure B.II. 53 : La variation de Oil Rate en fonction de GLG de puit 03.....	144
Figure B.II. 54 : La variation de Oil Rate en fonction de FTHP de puit 01	146
Figure B.II. 55 : La variation de Oil Rate en fonction de FTHP de puit 02	146
Figure B.II. 56 : La variation de Oil Rate en fonction de FTHP de puit 03	146
Figure B.II. 57 : La variation de Water Rate en fonction de FTHP de puit 01.....	148
Figure B.II. 58 : La variation de Water Rate en fonction de FTHP de puit 02.....	148
Figure B.II. 59 : La variation de Water Rate en fonction de FTHP de puit 03.....	148

Figure B.II.60 : La variation d'Oil Rate en fonction de WC de puit 01.....	149
Figure B.II.61 : La variation de Oil Rate en fonction de WC de puit 02.....	149
Figure B.II.62 : La variation de Oil Rate en fonction de WC de puit 03	150
Figure B.II. 63 : L'impact de l'opération de Water shutoff sur la production du puit 01.....	154
Figure B.II.64 : L'impact de l'opération de Water shut off sur la production du puit 02.....	154
Figure B.II.65 : L'impact de l'opération de Water shut off sur la production du puit 03.....	154
Figure An. 1 : Schéma d'un système Multi-Trip Straddle	xxii

Liste des tableaux

Tableau A.I. 1: Les intervalles approximatifs de récupération d'huile	11
Tableau A.III. 1: Caractéristiques et mécanismes de fermeture des packers couramment utilisés..	44
Tableau B.I. 1: Données caractéristiques du Réservoir	83
Tableau B.I. 2: Caractéristiques petro-physiques du réservoir (huile)	83
Tableau B.I. 3: Caractéristiques petro-physiques du réservoir (eau).....	84
Tableau B.I. 4: Caractéristiques petro-physiques du réservoir (gaz).....	84
Tableau B.II. 1: Les séquences de l'opération de PLT	92
Tableau B.II. 2: Vitesse de Spinner (RPS).	97
Tableau B.II. 3: les vitesses apparentes de chaque zone.	98
Tableau B.II. 4: les vitesses moyennes de chaque zone.	98
Tableau B.II. 5: Les débits total de chaque zone.....	98
Tableau B.II. 6: Les holdups de chaque zone.....	99
Tableau B.II. 7: les débits partiels et la contribution de chaque couche	99
Tableau B.II. 8 : les résultats de test de séparateur (après l'isolation par bridg plug).....	101
Tableau B.II. 9 : les résultats de test de séparateur (après le fraisage).....	101
Tableau B.II. 10 : les résultats de test de séparateur (après isolation par straddle packer)	103
Tableau B.II. 11 : les résultats de test de séparateur (avant l'isolation par BP)	105
Tableau B.II. 12: Vitesse de Spinner (RPS).	110
Tableau B.II. 13: les vitesses apparentes de chaque zone.	111
Tableau B.II. 14: les vitesses moyennes de chaque zone.	111
Tableau B.II. 15: Les débits total de chaque zone.....	111
Tableau B.II. 16: Les holdups de chaque zone.....	112
Tableau B.II. 17: les débits partiels et la contribution de chaque couche	112
Tableau B.II. 18 : les résultats de test de séparateur (après isolation par BP).....	115
Tableau B.II. 19 : les résultats de test de séparateur (avant l'isolation par BP)	116
Tableau B.II. 20: Vitesse de Spinner (RPS).	121
Tableau B.II. 21: les vitesses apparentes de chaque zone.	122
Tableau B.II. 22: les vitesses moyennes de chaque zone.	122
Tableau B.II. 23: Les débits total de chaque zone.....	122
Tableau B.II. 24: Les holdups de chaque zone.....	123
Tableau B.II. 25: les débits partiels et la contribution de chaque couche	123
Tableau B.II. 26 : les résultats de test de séparateur (après isolation par BP).....	126
Tableau B.II. 27 : les données PVT.....	130
Tableau B.II. 28 : IPR data	131
Tableau B.II. 29 : Données de Well test du puits	134
Tableau B.II. 30 : variation de oil rate en fonction de GLG dans le 1ere puit	143
Tableau B.II. 31 : variation de oil rate en fonction de GLG dans le 2eme puit	143
Tableau B.II. 32 : variation d'oil rate en fonction de GLG dans le 3eme puit.....	144
Tableau B.II. 33 : variation d'oil rate en fonction de FTTHP dans le 1ere puit	145
Tableau B.II. 34 : variation d'oil rate en fonction de FTTHP dans le 2eme puit	145
Tableau B.II. 35 : variation d'oil rate en fonction de FTTHP dans le 3ere puit	145
Tableau B.II. 36 : variation de Water rate en fonction de FTTHP dans le 2eme puit	147
Tableau B.II. 37 : variation de Water rate en fonction de FTTHP dans le 1ere puit	147
Tableau B.II. 38 : variation de Water rate en fonction de FTTHP dans le 3eme puit	147

Tableau B.II. 39 : variation d'oil rate en fonction de WC dans le 2eme puit.....	149
Tableau B.II. 40 : variation d'oil rate en fonction de WC dans le 1ere puit	149
Tableau B.II. 41 : variation d'oil rate en fonction de WC dans le 3eme puit.....	149
Tableau B.II. 42 : Résultats de trois puits obtenus avant et après l'isolation	153
Tableau An. 1 :Variation de pression en fonction de profondeur.....	xxi
Tableau An. 2 : la variation de température en fonction de profondeur.....	xxi
Tableau An. 3 : la variation de densité en fonction de profondeur	xxi
Tableau An. 4 :la variation de vitesse de spinner a plusieurs pass en fonction de profondeur lorsque le puit ouvert	xxii
Tableau An. 5 :Spécifications des composants du système Multi-Trip Straddle (3 sections)	xxiii
Tableau An. 6 :Les capacités de l'outil lui permettent de fonctionner à des pressions supérieures à 5000 psi et à des températures allant de 40 à 163 °C (validation ISO 14310 V0).....	xxiii

Symboles – Abréviations

TAGI : Triassic Argileux Gréseux Inférieur

SH-ORD: Sonatrach Organisation Ourhoud

md : Mille darcy

m : Mètre

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

IPR: Inflow performance relationship

VLP: Virticl lift performance

TVR : Tension de vapeur Reid

TRC : Activité Transport par Canalisation

GOR: Gas oil Alternative

LP: Low pressure

HP: High pressure

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

OD: Outer Diameter

WC: Water cut

P.V.T : Pression, Volume, Température.

CCL : Localisateur de joint de tubage.

PGR : Production Gamma Ray.

CFS : (Continuos Flow-mètre sensor)
débitmètre continu capteur.

M : Viscosité.

P : pression du réservoir.

ρ_f : Densité de fluide.

T(°C) : Température de formation.

Vapp : vitesse apparente.

Vm : vitesse moyenne.

D : Le diamètre en pouces.

v : La vitesse en ft / sec.

ID : (Internal Diameter) diamètre intérieur.

μ : La viscosité en CP.

S : seuil.

CF : facteur de correction.

Bo : Le facteur volumétrique de formation d'huile.

Bg : Le facteur volumétrique de formation de gaz.

Q : Débit.

Qt : Débit total.

Qh : Débit d'huile.

Ql : le débit de gaz.

Vs : vitesse de glissement.

Yh : holdup d'huile.

Yl : holdup gaz

FBS : (Full bore sensor) capteur à passage intégrale.

RPS : Rotation par seconde.

GOR : (Gas Oil Ratio) le rapport gaz-huile.

GHOST : Holdup de gaz outil à capteur optique.

HC : Hydrocarbures.

GR : Gamma Ray

K : Perméabilité absolue.

Introduction Générale

Aujourd'hui, les compagnies pétrolières produisent généralement trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole issu de leurs réservoirs vieillissants.

Cette production excessive d'eau est un problème courant qui affecte les opérateurs pétroliers partout dans le monde. Bien que ce problème soit plus fréquent dans les puits anciens, il peut également se produire dans les puits nouveaux. Cette situation est à l'origine de nombreux problèmes économiques pour les sociétés de production pétrolière, notamment en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation et de la réduction de la durée de vie des puits de production.

La présence d'eau dans les puits de production peut avoir des conséquences significatives sur les performances et la durée de vie de ces installations. L'excès d'eau augmentant le poids de la colonne de fluide, il est nécessaire d'injecter plus de fluide pour compenser cette augmentation, ce qui entraîne une augmentation des coûts d'exploitation. De plus, la production d'eau peut entraîner une diminution du drawdown, ce qui peut affecter la quantité de fluide disponible pour la production. Par exemple, dans le cas d'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. En outre, la présence d'eau peut favoriser la corrosion et la dégradation des installations du champ, allant des puits de forage jusqu'aux installations de surface.

La phase de déclin des gisements pétroliers est caractérisée par une augmentation continue de la production d'eau, tandis que la production de pétrole diminue de manière continue. Ce phénomène naturel est observé dans la plupart des gisements de pétrole. Cela représente une charge significative pour les compagnies pétrolières, qui doivent gérer la production excessive d'eau en surface, incluant les étapes de levage, séparation, déshuilage, filtration, pompage et injection pour éliminer l'eau, si nécessaire. Cette situation peut entraîner une réduction de la rentabilité des puits et des gisements, ce qui peut affecter les coûts d'exploitation.

Le coût de la séparation, du traitement et de l'élimination de l'eau produite dans les opérations pétrolières est considérablement élevée et représente une charge importante pour les compagnies pétrolières. Chaque année, plus de 40 milliards de dollars sont dépensés pour lutter contre les eaux indésirables dans l'industrie pétrolière.

La suppression de la production d'eau dans les puits de production est essentielle pour réduire les coûts des opérateurs et améliorer la rentabilité de leurs activités. Les opérations de water shut-off sont donc essentielles.

Le water shut-off (WSO) est défini comme tout processus qui empêche l'eau de parvenir et d'entrer dans les puits de production. De plus, la production d'eau peut entraîner d'autres problèmes tels que la corrosion, la formation de cake, etc.

WSO dans les puits de pétrole implique des techniques pour contrôler et réduire la production d'eau, ce qui est un défi courant dans l'industrie pétrolière. Les opérateurs font face à des problèmes de production d'eau excessive en même temps que l'extraction de pétrole. Diverses méthodes sont mises en œuvre pour aborder cela, comme des solutions chimiques et mécaniques. Les solutions chimiques comme des gels et des polymères peuvent aider à réduire la production d'eau sans affecter la production de pétrole. Les solutions mécaniques impliquent des techniques comme des bouchons, des packers et des patchs de tubage pour fermer les zones productrices d'eau. Dans l'ensemble, les méthodes de WSO visent à optimiser la production de pétrole en minimisant la production d'eau

indésirable, en améliorant l'efficacité de balayage du réservoir et en réduisant les coûts opérationnels associés à la manipulation et à l'élimination de l'eau.

➤ Objectifs d'étude:

L'objectif principal de notre travail peut être résumé comme suit:

- ✓ Trouver la source d'entrée d'eau indésirable qui affecte sur la production d'huile.
- ✓ Choisissez la solution idéale en fonction du problème rencontré afin de diminuer la production d'eau au niveau de CPF en utilisant la technologie d'isolation.
- ✓ Appliquer la technologie d'isolation (mécanique ou chimique) pour réduire water cut (diminué la production de mauvaise d'eau).

➤ Méthodologie de travail

Pour atteindre ces objectifs, nous avons suivis le plan suivant :

- A. **La première partie**, de la théorie et de la littérature, dont l'objectif est de mettre l'accent sur les concepts sur notre étude (les problèmes d'entrée d'eau et leurs solutions) et les disciplines impliquées, elle se compose des chapitres suivants :
 - ✓ **Le premier chapitre** qui présente une généralité sur les méthodes de récupération de pétrole et les performances des puits et des réservoirs
 - ✓ **Le deuxième chapitre** traite le sujet des problèmes de production d'eau indésirable (les types, les différentes sources) et l'identification de ce problème.
 - ✓ **Le troisième chapitre** mentionnant les différentes techniques (mécanique et chimique) de water shut-off
- B. **La deuxième partie**, d'ingénierie qui peut être divisée en trois grandes parties :
 - ✓ On choisit trois puits candidats pour water shut off à partir des critères de choix subissant le problème de la production d'eau. Après, on fait une étude sur l'historique, les solutions proposées et appliquées à partir des analyses et des interprétations des résultats de PLT et les tests de séparateur de ces puits qui montrent le mauvais d'entrée d'eau.
 - ✓ On fait une modélisation des puits par PROSPER.
 - ✓ On fait une étude de sensibilité des différents paramètres qui permet d'évaluer l'efficacité des solutions appliquées et prédire l'évolution future de la production de pétrole
 - ✓ **Enfin**, on termine notre travail par une conclusion et des recommandations.

Partie A:
Théorie et littérature

Chapitre I : Généralités sur les méthodes de récupération de pétrole

I.1. Introduction :

Après les différentes phases de l'exploration, de nouvelles évaluations au cours du temps déterminent la rentabilité du gisement, le nombre et le type de forages nécessaires. La récupération commence ensuite soit par déplétion naturelle, soit en mettant en jeu des techniques de récupération assistée.

Les termes de récupération primaire, secondaire et tertiaire (améliorée) du pétrole sont traditionnellement utilisés pour décrire les hydrocarbures récupérés en fonction de la méthode de production ou du moment où ils sont obtenus.

La récupération primaire du pétrole décrit la production d'hydrocarbures selon les mécanismes naturels présents dans le réservoir, sans l'aide supplémentaire de fluides injectés tels que le gaz ou l'eau. Dans la plupart des cas, le mécanisme d'entraînement naturel est un processus relativement inefficace et entraîne une faible récupération globale du pétrole. Le manque d'énergie naturelle suffisante dans la plupart des réservoirs a conduit à la pratique consistant à compléter l'énergie naturelle du réservoir en introduisant une certaine forme d'énergie artificielle, la méthode la plus élémentaire étant l'injection de gaz ou/et d'eau.

La récupération secondaire du pétrole fait référence à la récupération supplémentaire résultant des méthodes conventionnelles d'injection d'eau et d'injection de gaz non miscibles. Habituellement, le processus de récupération secondaire sélectionné suit la récupération primaire, mais il peut également être mené simultanément avec la récupération primaire. Injection d'eau est peut-être la méthode de récupération secondaire la plus courante. Cependant, avant d'entreprendre un projet de récupération secondaire, il doit être clairement prouvé que les processus naturels de récupération sont insuffisants ; sinon, il existe un risque que l'investissement substantiel requis pour un projet de récupération secondaire soit gaspillé.

La récupération tertiaire (améliorée) du pétrole est la récupération supplémentaire qui vient s'ajouter de ce qui peut être récupéré par les méthodes de récupération primaire et secondaire. Les diverses méthodes de récupération assistée des hydrocarbures (**EOR**) sont essentiellement conçues pour récupérer les hydrocarbures, communément appelés hydrocarbures résiduels, qui restent dans le réservoir après que les méthodes de récupération primaire et secondaire ont été exploitées jusqu'à leurs limites économiques respectives [1].

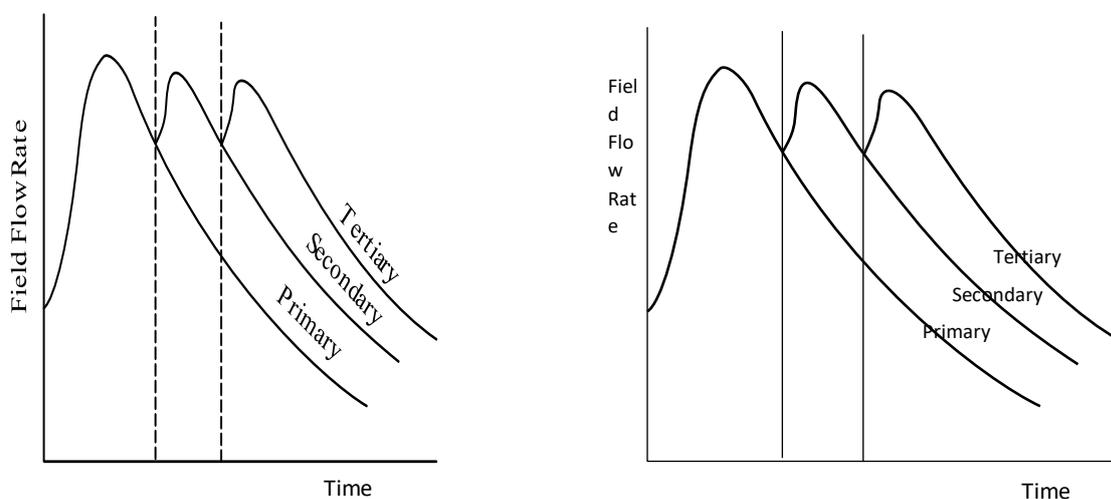


Figure A.I. 1 : Catégories de récupération du pétrole.

I.2. Profils de production :

Le profil de production d'un champ pétrolier ou gazier retrace l'évolution de sa production au fil du temps, généralement sur une base annuelle. Cette courbe renseigne sur l'historique de l'exploitation et permet d'établir des prévisions pour l'avenir.

L'analyse du profil de production peut s'appliquer à différentes échelles : puits, champ, zone géographique. La méthodologie reste la même, quelle que soit l'échelle choisie.

Les profils de production peuvent être descriptifs ou prédictifs. Les premiers décrivent les données passées, déjà connues. Les seconds, plus prospectifs, sont élaborés pour un puits ou un champ après la réalisation des tests de mise en production. La **Figure A.I.2** Ci-dessous montre un exemple d'un profil de production d'un champ [2].

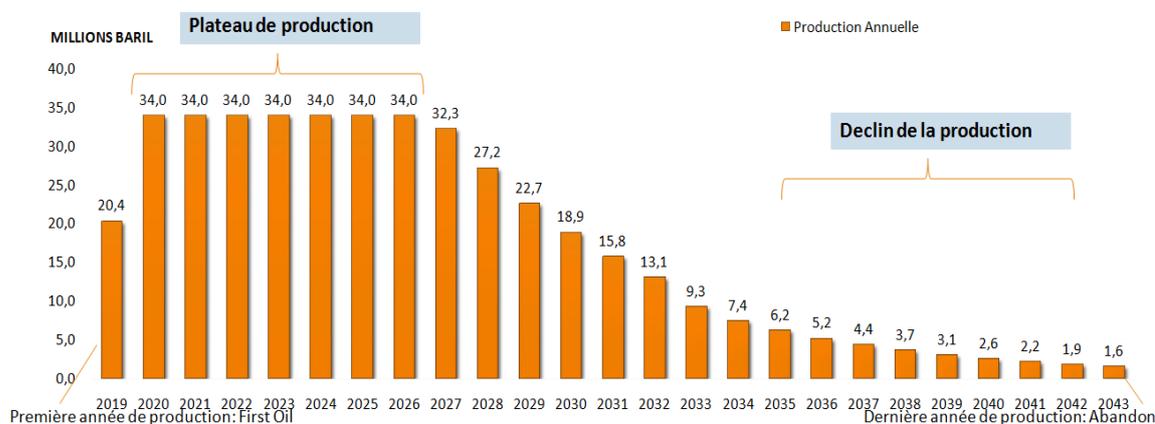


Figure A.I. 2 : profil de production

I.3. Les techniques de récupération :

Les caractéristiques générales de performance des réservoirs de production d'hydrocarbures dépendent largement des types d'énergie disponibles pour acheminer les fluides d'hydrocarbures vers le puits de forage. Les formes d'énergie prédominantes donnent lieu à des mécanismes de production distincts. Ces mécanismes de production sont utilisés pour classer les réservoirs de pétrole.[1]

On distingue :

- La récupération naturelle.
- La récupération assistée.

I.3.1. Récupération naturel (primaire) :

La récupération naturelle, aussi appelée récupération primaire, Est la phase initiale d'extraction du pétrole d'un réservoir. Elle repose sur l'énergie naturelle présente dans le réservoir pour forcer le pétrole à s'écouler vers les puits de production.

Six mécanismes d'entraînement fournissent essentiellement l'énergie naturelle nécessaire à la récupération du pétrole :

- (1) Rock and liquid expansion
- (2) Gaz dissout
- (3) Gas-cap drive
- (4) Water drive
- (5) Gravity drainage drive
- (6) Combination drive

I.3.1.1. Rock and Liquid Expansion:

Quand un gisement de pétrole existe au commencement à une pression plus élevée que sa pression de bulle, le réservoir s'appelle réservoir de pétrole sous-saturé. Aux pressions au-dessus de la pression de point de bulle, le pétrole brut, connate water, et la roche sont les seuls matériaux existants. Pendant que la pression de réservoir diminue, les volumes des pores et des fluides se dilatent en raison de leurs différentes compressibilités.

La compressibilité de la roche de réservoir est le résultat de deux facteurs :

- Expansion des différents grains de roche.
- Compaction de formation.

Ces deux facteurs sont les résultats d'une diminution de pression du liquide dans les pores, et tous les deux tendent à réduire le volume de pore par la réduction de la porosité.

Lorsque l'expansion des fluides et la réduction du volume des pores se produisent avec la diminution de la pression du réservoir, le pétrole brut et l'eau sont refoulés hors de l'espace poreux vers le puits de forage.[1]

I.3.1.2. Gaz dissout :

Dans ce type de réservoir, la principale source d'énergie résulte de la libération de gaz par le pétrole brut et de l'expansion successive du gaz en solution lorsque la pression du réservoir diminue. Lorsque la pression chute en dessous de la pression du point de bulle, des bulles de gaz sont libérées dans les pores microscopiques. Ces bulles se dilatent et refoulent le pétrole brut des pores, comme représenté conceptuellement sur le schéma suivant **Figure A.I.3** :

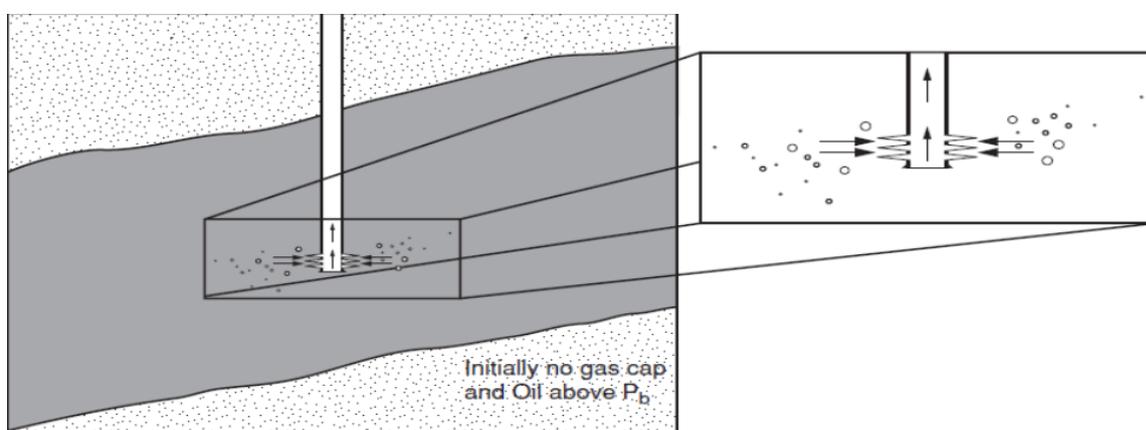


Figure A.I. 3 : récupération du pétrole par gaz dissout

Ce type de drainage peut être identifié par les caractéristiques suivantes :

- **Comportement de pression** : Un déclin rapide et sans interruption de la pression du réservoir. Ce comportement de pression de réservoir est attribué au fait qu'aucun fluide ou chapeau de gaz étranger n'est disponible pour fournir un remplacement des retraits de gaz et de pétrole.
- **Production de l'eau** : L'absence des moyens d'entraînement de l'eau veut dire une très faible (ou nulle) production de l'eau avec de l'huile pendant la vie entière du réservoir.
- **GOR** : Un réservoir de ce type est caractérisé par une augmentation rapide du rapport gaz-pétrole de tous les puits, quelle que soit leur position structurelle. Une fois que la pression

du réservoir a été ramenée en dessous de la pression du point de bulle, le gaz se libère de la solution dans l'ensemble du réservoir. Lorsque la saturation en gaz dépasse la saturation critique, le gaz libre commence à s'écouler vers le puits et le rapport gaz-pétrole augmente.

- **Taux de récupération** : La production de pétrole par ce mécanisme est habituellement moins efficace. C'est un résultat direct de la formation de la saturation en gaz dans tout le réservoir. Le rétablissement final d'huile des réservoirs avec un gaz dissout peut varier de 5% à environ 30%. Ce faible taux de récupération de ce type de réservoir suggère que les grandes quantités d'huile demeurent dans le réservoir et, en conséquence, ces réservoirs sont considérés les meilleurs candidats pour des applications secondaires de rétablissement
- Figure A.I.4.** [1]

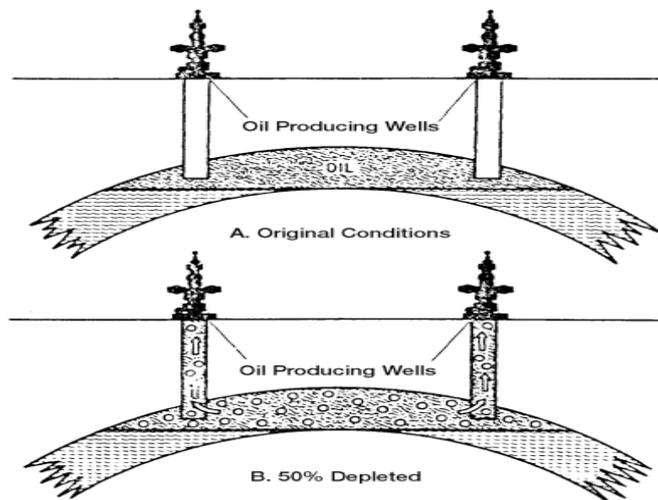


Figure A.I. 4 : Réservoir de Gaz dissout

I.3.1.3. Gas-cap drive :

Les réservoirs de type gas cap drive peuvent être identifiés par la présence d'un bouchon de gaz avec peu ou pas d'entraînement de l'eau, comme le montre la **Figure A.I.5** :

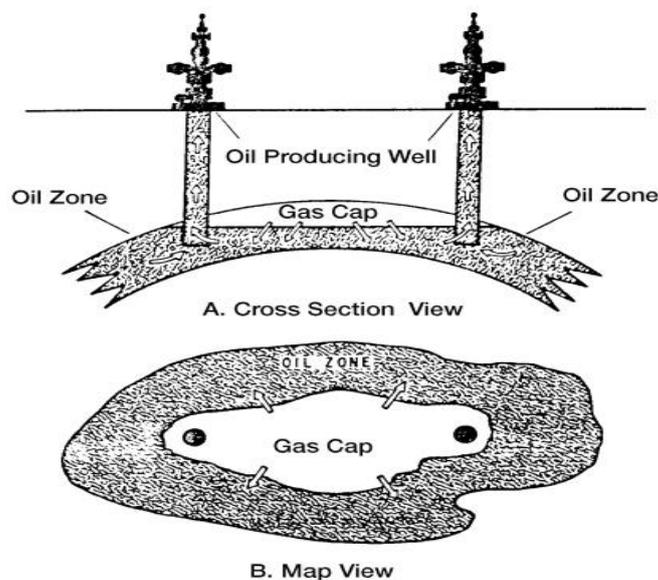


Figure A.I. 5 : Réservoir de gas cap drive

En raison de la capacité du bouchon de gaz d'augmenter, ces réservoirs sont caractérisés par un déclin lent dans la pression de réservoir.

L'énergie normale disponible pour produire le pétrole brut vient des deux sources suivantes :

- Expansion du gaz de bouchon de gaz.
- Expansion du gaz de solution comme il est libéré.

Les caractéristiques de ce type sont récapitulées ci-dessous :

- **Pression du réservoir** : la pression du réservoir diminue lentement et continuellement. Le degré de maintien de la pression dépend du volume de gaz dans le bouchon de gaz par rapport au volume de pétrole.
- **Production de l'eau** : Production absente ou négligeable de l'eau.
- **GOR** : Augmentation continue et sans interruption du GOR, car le bouchon de gaz en expansion atteint les intervalles producteurs des puits.
- **Taux de récupération** : la récupération d'huile par expansion de bouchon de gaz est réellement une commande frontale avec une efficacité considérablement plus grande par rapport à celle du gaz dissout. Cette grande efficacité de récupération est également attribuée au fait qu'aucune saturation en gaz n'est formée dans tout le réservoir en même temps. La récupération d'huile s'étend de 20% à 40% avec ce mécanisme.[1]

I.3.1.4. Water drive :

Dans un réservoir où l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assurée par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOR) remonte **Figure A.I.6**.

Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne soit :

- D'un aquifère dont le volume est très large par rapport à l'huile (dix fois plus large ou plus), dans ce cas la chute de pression, est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.
- D'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface.

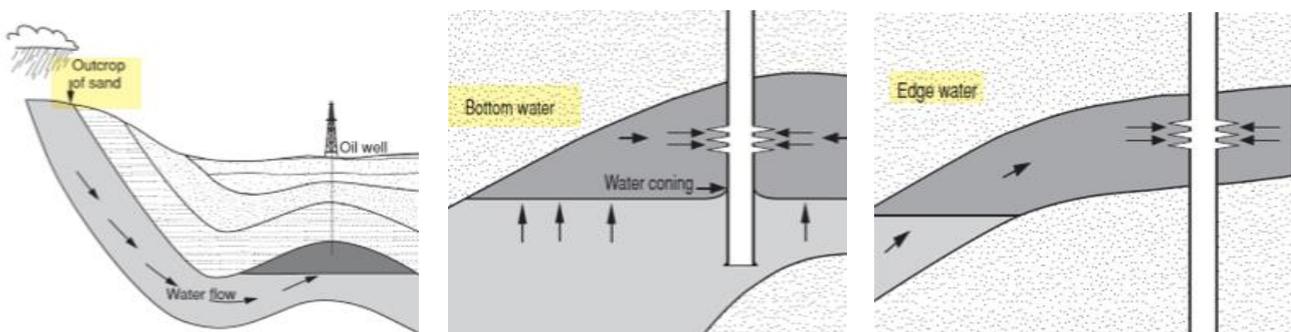


Figure A.I. 6 : les sources d'eau qui permettent de déplacer l'huile

Les caractéristiques de ce mécanisme sont :

- **La pression de réservoir** : le déclin dans la pression de réservoir est habituellement très progressif. Il n'est pas rare que beaucoup de milliers de barils de pétrole soient produits pour chaque psi qui baisse. La raison du petit déclin dans la pression de réservoir est que les retraits de pétrole et de gaz du réservoir sont presque remplacés par l'eau entrant dans la zone d'huile.

- **La production d'eau :** L'eau se produit dans les puits structurellement bas. Si le réservoir a un ou plusieurs zones de perméabilité très élevée, alors l'eau peut se déplacer par cette zone plus perméable. Dans ce cas, il peut être économiquement faisable d'effectuer des opérations réparatrices pour couper cette zone perméable produisant l'eau.
- **GOR :** faibles valeurs de GOR.
- **La récupération finale :** ce mécanisme de drainage a le taux de récupération le plus élevé : entre 35 % et 75 %. Généralement ce taux dépend de quelques paramètres à savoir : l'hétérogénéité, le degré d'activité de l'aquifère.[1]

I.3.1.5. Gravity drainage drive :

Le mécanisme du drainage par pesanteur se produit dans des réservoirs de pétrole en raison des différences dans les densités des fluides de réservoir. Les effets des forces de la gravité peuvent être simplement illustrés en plaçant une quantité de pétrole brut et une quantité de l'eau dans une fiole et en agitant le contenu. Après agitation, la fiole est placée au repos, et le fluide le plus dense (l'eau) arrangera au fond de la fiole, alors que le fluide moins dense (huile) se reposera sur le fluide plus dense. Les fluides sont séparés en raison des forces de la gravité. Les fluides dans les réservoirs de pétrole ont été soumis aux forces de la pesanteur, comme démontré par les positions relatives des fluides, c-à-d (gaz/huile/eau). Les positions relatives des fluides de réservoir sont montrées dans la **Figure A.I.7**

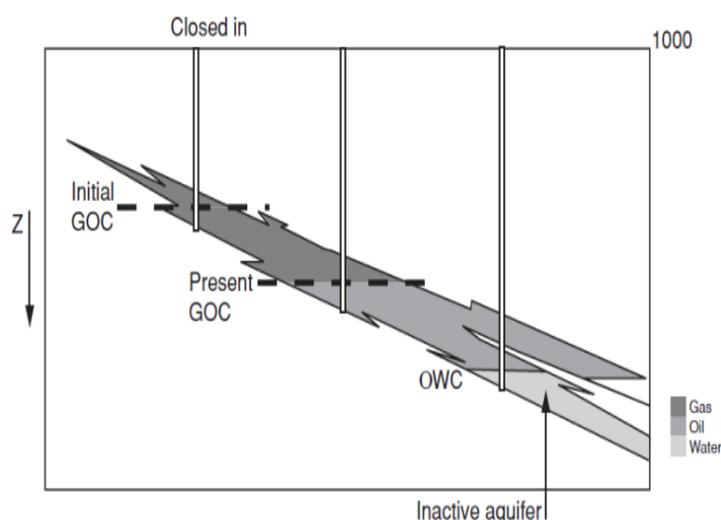


Figure A.I. 7 : Les positions relatives des fluides de réservoir

Les caractéristiques de ce mécanisme sont :

- **La pression de réservoir :** le déclin de pression dépend principalement de la quantité de gaz conservé : la pression de réservoir est maintenue où le gaz est conservé et le réservoir fonctionnerait sous les mécanismes combinés de drainage d'entraînement chapeau de gaz et de pesanteur. Par conséquent, pour que le réservoir fonctionne seulement en raison du drainage de pesanteur, le réservoir montrerait un déclin rapide de pression.
- **GOR :** Faible rapport gaz-pétrole dans les puits dont la profondeur est faible sur le plan structurel. Ceci est dû à la migration du gaz évolué vers le haut de la structure en raison de la séparation gravitationnelle des fluides. En revanche, les puits dont la structure est élevée connaîtront une augmentation du rapport gaz-pétrole en raison de la migration vers le haut de la structure du gaz libéré par le pétrole brut.
- **Production d'eau :** faible (ou nulle) production d'eau.
- **Le taux de récupération final :** il variera considérablement : pour les cas où le drainage de pesanteur est bon, le rétablissement sera haut ; dans d'autres réservoirs où la commande d'épuisement joue également un rôle important dans le processus de rétablissement d'huile, le rétablissement final sera moins.[1]

I.3.1.6. Combination drive :

Le mécanisme d'entraînement le plus rentable et efficace est celui dans lequel l'eau et le gaz libre sont disponibles dans un certain degré pour déplacer l'huile vers les puits producteurs. Deux combinaisons des forces d'entraînement sont habituellement en association dans ce type de drainage :

- La commande d'épuisement et un aquifère faible.
- La commande d'épuisement avec un petit bouchon de gaz et un aquifère faible.

En outre, la ségrégation de pesanteur peut également jouer un rôle important dans ces deux commandes. Généralement des réservoirs d'entraînement de combinaison peuvent être identifiés par l'occurrence d'une combinaison de certains des facteurs suivants :

- **La pression de réservoir** : ces types de réservoirs éprouvent habituellement un déclin relativement rapide de pression. L'empiétement de l'eau et/ou l'expansion de chapeau de gaz sont insuffisants pour maintenir la pression de réservoir.
- **La production d'eau** : Les puits producteurs qui sont structurellement près du contact initial huile-eau exhiberont une production lentement croissante d'eau et cela est dû au support de l'aquifère.
- **GOR** : si un petit bouchon de gaz est présent, les puits structurellement hauts montreront des rapports continuellement croissants de GOR, si le bouchon de gaz augmente. Il est possible que le bouchon de gaz rétrécisse en raison de la production du gaz libre excessif, dans ce cas les puits structurellement hauts montreront un rapport décroissant de GOR. Cette condition devrait être évitée autant que possible (des grands volumes de pétrole peuvent être perdus en raison d'un bouchon craintif de gaz).
- **La récupération finale** : la récupération finale des réservoirs d'entraînement de combinaison est habituellement plus grande que celle des réservoirs de type à déplétion mais moins à celles des types water drive ou gaz cap.

La récupération de l'huile par l'un des mécanismes d'entraînement ci-dessus est appelée récupération primaire. Le terme fait référence à la production d'hydrocarbures à partir d'un réservoir sans l'utilisation d'aucun procédé (tel que l'injection d'eau) pour compléter l'énergie naturelle du réservoir.[1]

Les intervalles approximatifs de récupération d'huile sont présentés dans le tableau ci-dessous pour différents mécanismes d'entraînement :

Tableau A.I. 1: Les intervalles approximatifs de récupération d'huile

Driving Mechanism	Oil Recovery Range, %
Rock and liquid expansion	3–7
Gas dissout	5–30
Gas cap	20–40
Water drive	35–75
Gravity drainage	<80
Combination drive	30–60

I.3.2. Récupération assistée :

Les méthodes d'amélioration de la récupération de l'huile (**IOR : Improved Oil Recovery**) et d'augmentation du recouvrement du pétrole (**EOR : Enhanced Oil Recovery**) sont des méthodes utilisées pour exploiter les ressources qui ne sont pas capables d'être produites avec les méthodes de production conventionnelles.

IOR est définie comme toute méthode de recouvrement utilisée pour améliorer la récupération de pétrole au-dessus de l'utilisation de puits de production verticaux non stimulés, qui coulent naturellement.

Cette définition de l'**IOR** englobe une grande variété de technologies de production, y compris des puits verticaux supplémentaires (forage de remplissage) ou des conceptions complexes de puits (puits déviés ou inclinés ; puits horizontaux ou latéraux, puits multilatéraux), stimulation du puits (fracturation hydraulique et acidification), élévation artificielle (pompes à faisceaux, ESP et ascenseurs à gaz)

- **Les méthodes de récupération secondaires** (injection d'eau et/ou de gaz)
- **Les méthodes tertiaires** (la récupération thermique, le déplacement de miscibles et l'injection chimique).[3][4][5]

I.4. Activation des puits :

I.4.1. Introduction :

Tout puits de production est foré et complété pour déplacer les hydrocarbures de leur emplacement d'origine dans le réservoir vers les bacs de stockage ou la chaîne de vente. Le mouvement ou le transport de ces fluides nécessite de l'énergie pour surmonter les pertes par frottement dans le système et pour remonter les produits à la surface. Les fluides doivent circuler dans le réservoir et les installations de production et finalement s'écouler dans un séparateur pour la séparation des phases.

Après un certain temps de production naturelle par les puits de production, les performances du système sont exposées à de plusieurs risques et résulte que le puits ne peut plus achever sa mission ou qu'il l'achève difficilement, ici l'ingénieur de production doit intervenir pour rétablir les performances du système soit par changement de l'une de ses parties, maintenir la pression du réservoir ou procéder à une production assistée par activation.[6][7]

I.4.2. Définition d'un puits :

Un puits sert à mettre en liaison le fond à la surface. Il permet, principalement, de ramener l'effluent (mélange d'hydrocarbures et d'eau) du gisement aux installations de surface dans lesquelles il sera traité ultérieurement pour répondre aux spécifications commerciales

Cependant, le puits peut avoir d'autres fonctions telles que l'injection. En effet, lors de l'extraction des hydrocarbures, la pression de gisement va diminuer ; il faudra donc réinjecter un autre effluent (eau, gaz) pour pouvoir conserver la pression de gisement (P_r) ou, du moins, ralentir sa chute, afin de pouvoir récupérer un maximum d'hydrocarbures. Pour ce faire nous utiliserons des puits injecteurs.

Il existe aussi les puits « témoins ». Ces puits sont implantés en périphérie de certains réservoirs (ex : stockage de gaz souterrain) et servent à contrôler le niveau de pression du réservoir ainsi que

son niveau aquifère. Leur technologie est sensiblement la même qu'un puits producteur ou injecteur.

Un puits se décompose en deux sous-ensembles élémentaires qui sont : les équipements de fond (tubing, casing, ...) et les équipements de surface (wellhead, Christmas tree) **Figure A.I.8.**

Le fonctionnement d'un puits diffère selon son type (producteur ou injecteur) et selon son mode d'activation s'il est non éruptif.

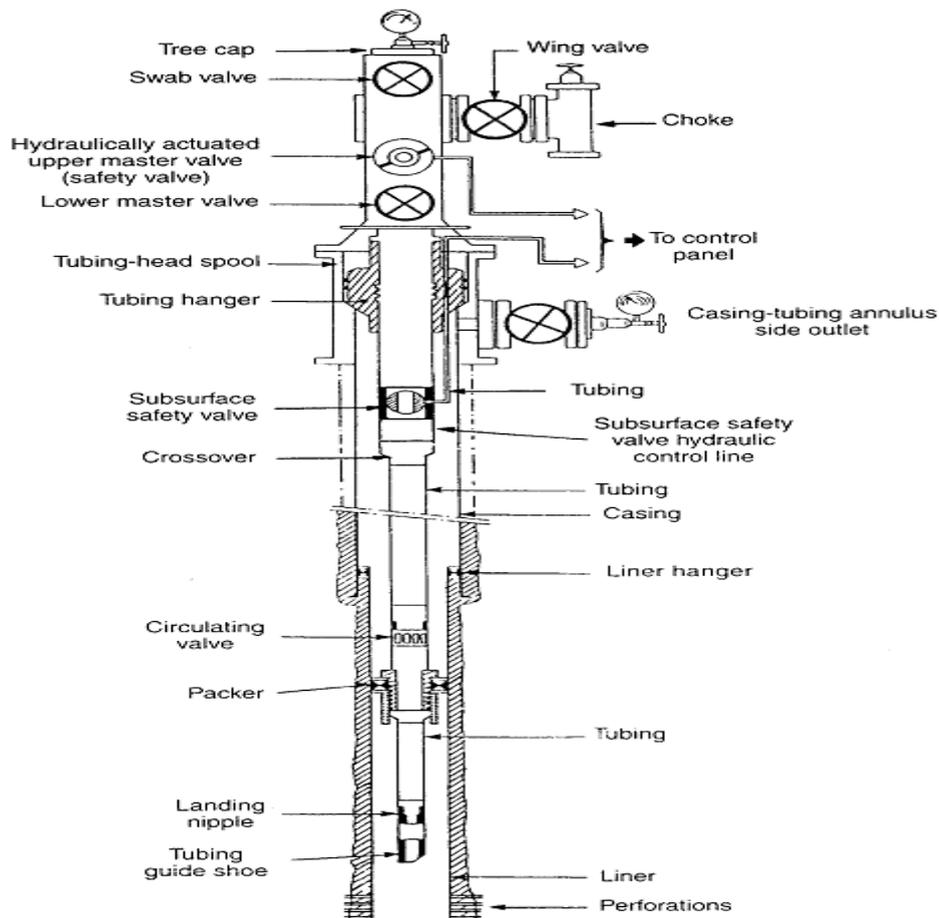


Figure A.I. 8 : les équipements d'un puit

I.4.3. Notion d'éruptivité :

Un puits n'est pas éruptif si :

- La pression en surface est égale à la pression du réservoir
- La pression du réservoir et la pression au fond de trou sont égales.

Un puits est éruptif s'il existe une différence de pression entre le réservoir et le trou de forage. Quand la différence de pression augmente, le débit augmente.

Un puits éruptif produit naturellement, tandis que les puits non éruptifs ou non suffisamment éruptif nécessitent le recours à une technique d'activation.

I.4.4. Définition Activation des puits :

On définit l'activation d'un puits comme étant la remise à l'état d'éruptivité en ajoutant de l'énergie pour permettre la remontée de l'effluent.

L'énergie naturelle doit être bien gérée pour avoir une récupération finale maximale ainsi que le débit rationnel doit être bien choisi lors de l'injection pour bien améliorer la productivité.[6][7]

I.4.5. Les méthodes d'activation :

I.4.5.1. Le pompage :

Dans le tubing, et au moins à une profondeur telle que le fluide puisse y arriver de lui-même, on place une pompe qui fournit au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement. On distingue plusieurs techniques de pompage :[6][7]

- ✓ Le pompage mécanique (pompage à tiges) « Sucker Rod Pump SRP »
- ✓ Le pompage électrique (pompe électrique de fond) « Electrical Submersible Pump ESP »
- ✓ Le pompage hydraulique (pompe à jet) « Hydraulic Jet Pumping HJP » ou (pompe à piston) « Hydraulic Piston Pumping HPP »
- ✓ Le pompage à cavité progressive « Progressive Cavity Pumping PCP »

I.4.5.2. Le gas-lift-gaz :

Est un moyen pour continuer à produire alors que le puits n'est plus naturellement éruptif ou pour augmenter le débit naturel du puits en injectant du gaz sous pression, généralement dans le tubing et par l'annulaire de manière à alléger (gas-lift continu) ou déplacer (gas-lift intermittent) l'effluent du point d'injection jusqu'à la surface.[8][9]

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

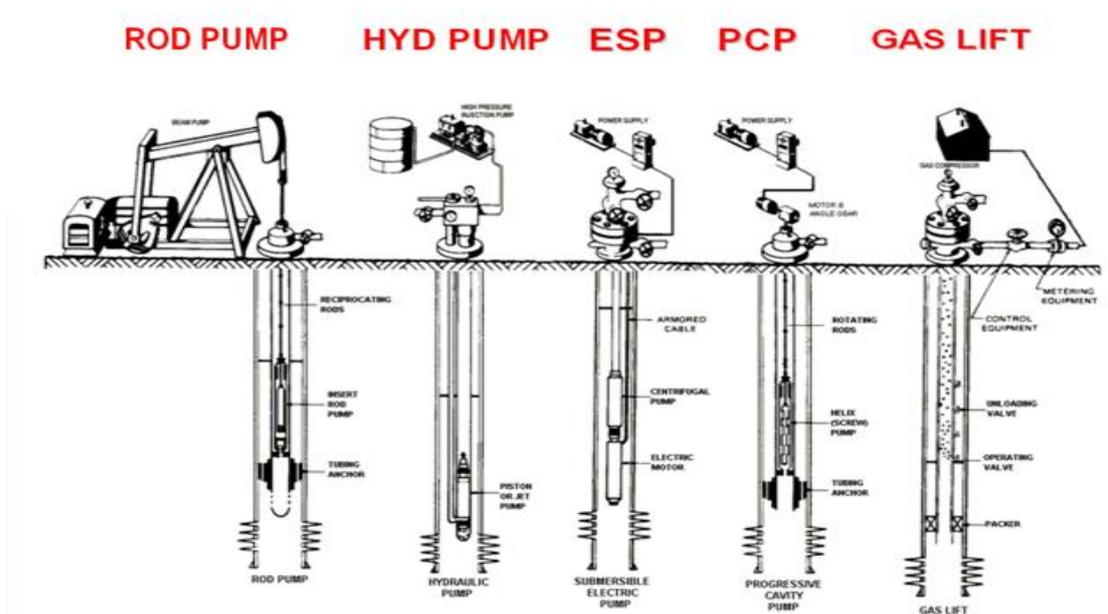


Figure A.I. 9 : Les différents moyens d'activation

I.4.6. Généralité sur le gas lift :

I.4.6.1. Principe du gas lift :

Le gas lift est l'une des méthodes d'activation les plus utilisées dans le monde à cause de sa flexibilité envers différentes conditions de puits et de réservoir, qui consiste à l'injection d'un gaz à haute pression pour alléger la colonne du fluide et améliorer la production des hydrocarbures.

Cela est obtenu en réduisant l'effet du terme hydrostatique dans l'équation de perte de charge, ce que réduit la pression de fond dynamique et augmente le drawdown.[7][8]

$$\Delta P_{G-F} = P_G - \left(\frac{H \times d}{10} + \Delta P_{tubing} + P_{Sep} + \Delta P_{duse} + \Delta P_{collecte} \right)$$

Le principe est basé essentiellement sur l'injection du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing.

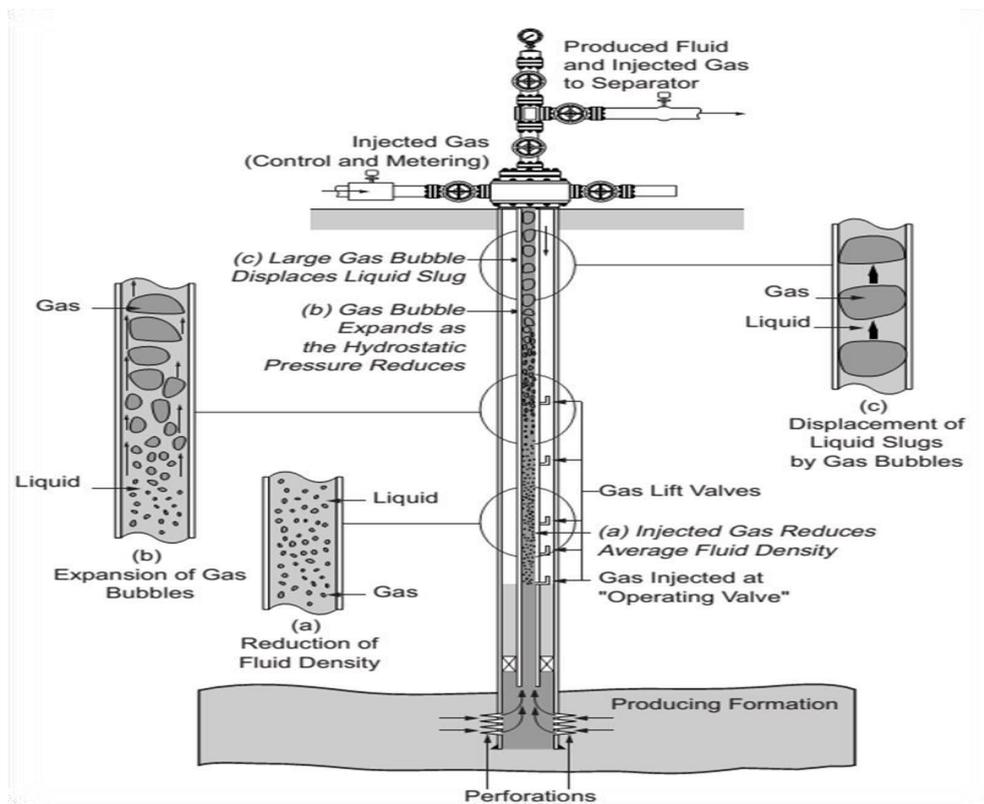


Figure A.I. 10 : Principe du gas lift

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (GLRt = total Gas Liquid Ratio).

Le GLRt optimal est le ratio entre le volume optimum de gaz (injecté + produit) et le liquide produit.

La figure ci-dessous (Figure A.I.11) présente l'évolution des pertes de charge en fonction du débit du gaz.

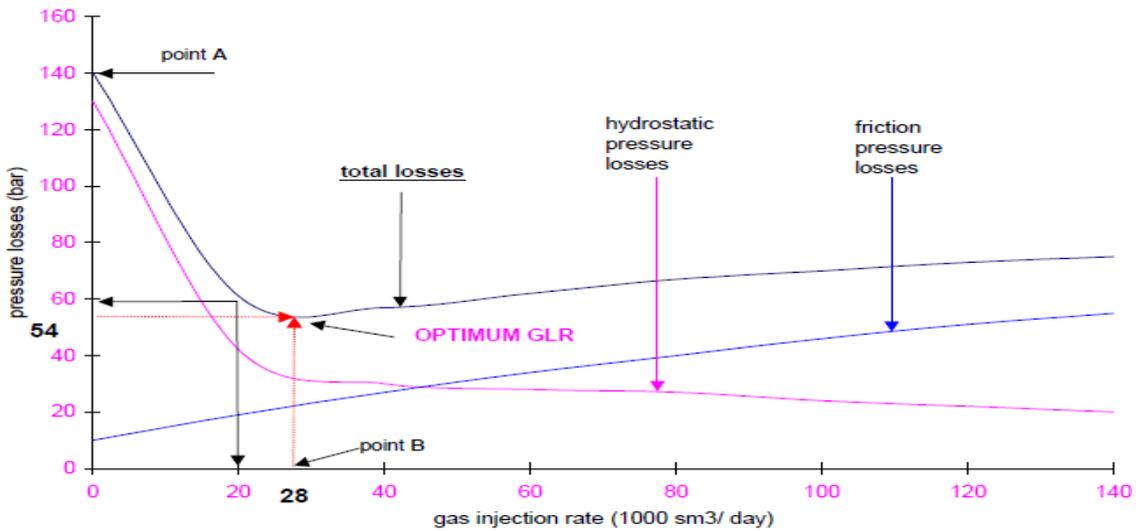


Figure A.I. 11 : l'évolution des pertes de charge en fonction du débit

La Figure montre les pertes de charge dans un tubing produisant à un débit constant de 200 m³/jour. Avant d'injecter du gaz, les pertes totales étaient de 140 bars (point A : Q_{gaz} = 0, Pertes = 140 bars). Le puits produisait naturellement et les pertes étaient principalement hydrostatiques (130 bars) avec seulement 10 bars de pertes par friction. En injectant 20 000 m³/jour de gaz, les pertes sont ramenées à seulement 60 bars grâce à l'importante diminution du poids de colonne (pertes hydrostatiques = 43 bars) et malgré l'augmentation des pertes par friction (17 bars).

Avec un débit de 28 000 m³ / jour (point B) de gaz injecté, la valeur minimale de la courbe est atteinte. Ceci signifie que les pertes vont commencer à croître si l'on continue à augmenter le débit d'injection du gaz. 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 des 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 à leur GLR optimum mais à leur GLR économique.[10]

I.4.6.2. Les types de gaz lift :

Il existe deux types de gaz lift :

- Gaz lift continu.
- Gaz lift intermittent.

I.4.6.2.1. Gaz lift continu :

Le gaz lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de colonne de production, ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits redevenu éruptif.

Les caractéristiques de cette méthode :

- ✓ Très flexible et le service wireline est peu coûteux. Tolérant à la production de sable et de solides, tolérant un GLR élevé, aucun problème de puits déviés.
- ✓ Une méthode très simple considérée comme une extension du flux naturel
- ✓ Nécessite une source de gaz à haute pression et le tubage et les conduites doivent résister à la pression d'injection.[10]

I.4.6.2.2. Gaz lift intermittent :

Cela implique l'introduction intermittente et à débit élevé d'un volume spécifique de gaz sous pression dans la partie inférieure de la colonne de production pour pousser le fluide vers le haut. La pression diminue sur la couche, provoquant le déversement du liquide accumulé au-dessus du point d'injection de la même manière.[10]

Les caractéristiques de cette méthode :

- ✓ Les mêmes caractéristiques générales que gaz lift continue
- ✓ Utilisation habituelle pour les faibles débits
- ✓ L'injection intermittente de gaz et la production de liquide peuvent perturber le système de séparation et interférer avec d'autres puits.

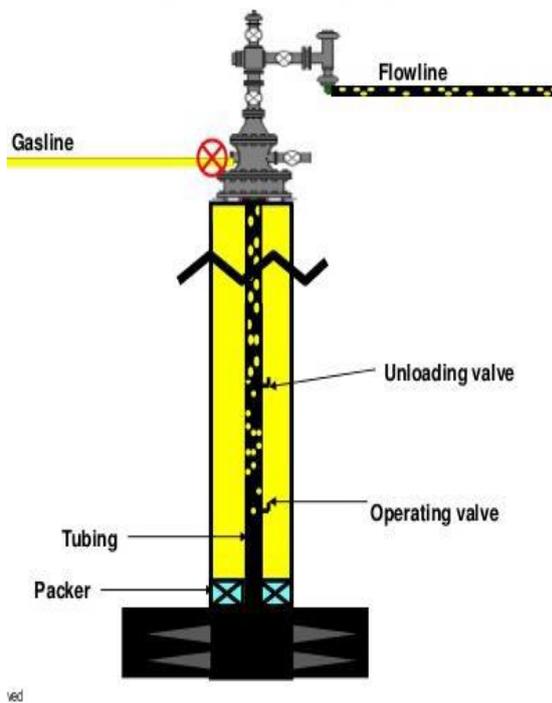


Figure A.I. 12 : Gaz lift continu

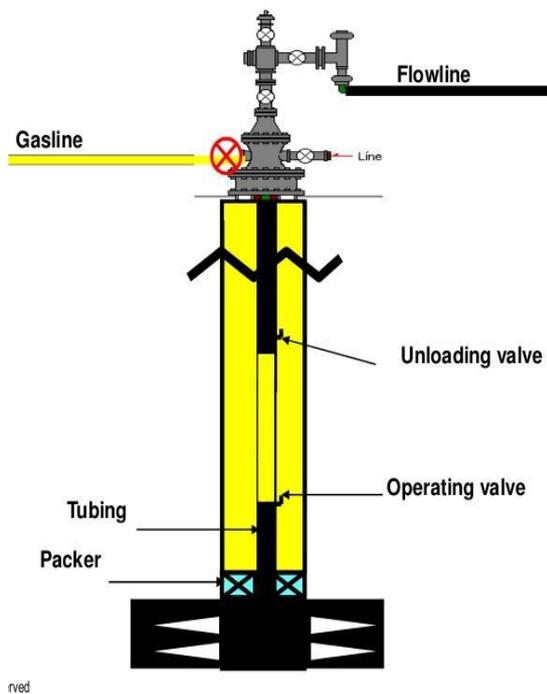


Figure A.I. 13 :Gaz lift intermittent

I.4.6.3. Application du gaslift:

I.4.6.3.1. Les puits à huile

L'utilisation principale du gas-lift dans les puits de pétrole est d'accroître la production dans les champs épuisés. De nos jours, il est de plus en plus fréquemment utilisé dans les puits en production et même dans les nouveaux puits.[10]

I.4.6.3.2. Démarrage des puits

Le gas-lift est parfois utilisé pour démarrer un puits inactif jusqu'à ce qu'il redevienne actif. Certains puits à gaz ont un mandrin de gas-lift pour être relancés après un ennoisement du tubing par de l'eau. [10]

I.4.6.3.3. Nettoyage de puits injecteur « Injector clean up »

Le gas-lift est parfois utilisé pour démarrer un puits inactif jusqu'à ce qu'il redevienne actif. Certains puits à gaz ont un mandrin de gas-lift pour être relancés après un ennoisement du tubing par de l'eau. [10]

I.4.6.3.4. Les puits à eau :

Ces puits génèrent des nappes aquifères pour différents usages comme la réinjection dans un réservoir d'huile ou l'usage domestique. Le gas-lift est parfois employé pour extraire de l'eau de mer. Il n'existe pas de distinction entre le design du gas-lift pour les puits de pétrole et ceux d'eau. Les puits peu profonds recourent fréquemment à l'utilisation de l'air au lieu du gaz (correspondant à l'air lift). [10]

I.4.6.4. Les principaux paramètres du GL :

I.4.6.4.1. Pression en tête de puits :

Moins de gaz est nécessaire pour produire la même quantité de fluide lorsque la pression en tête est basse. De plus, un faible volume de gaz contribue à des installations de surface moins encombrées, réduisant ainsi la pression des collectes. Ainsi, une pression en tête basse améliore l'efficacité du puits et des puits voisins **Figure A.I.14**. [10]

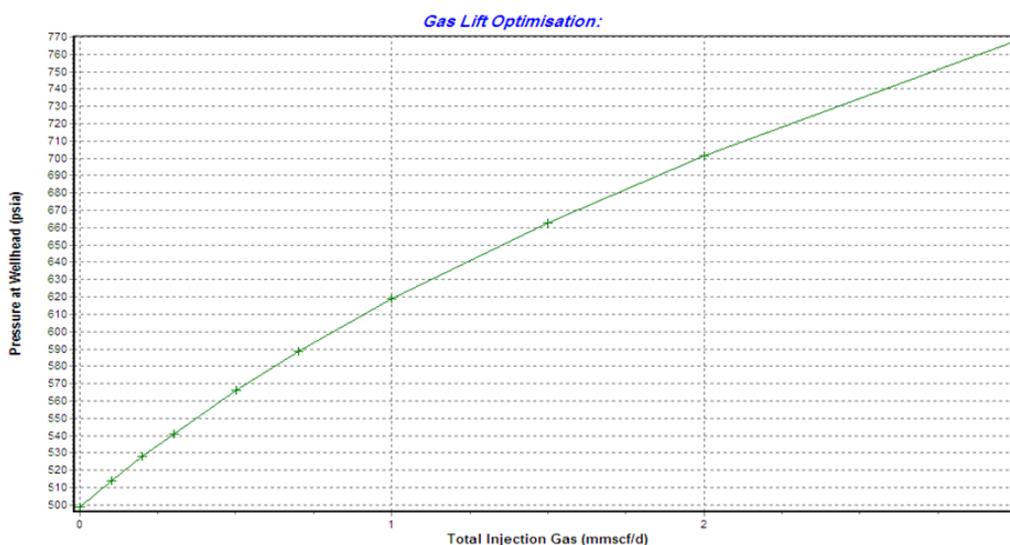


Figure A.I.14 : l'effet d'injection de gaz sur la pression de tête

Humberger
8 15:00:42

I.4.6.4.2. Pression du gaz injecté :

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes 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 l'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 gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits. [10]

I.4.6.4.3. Profondeur de l'injection du gaz :

Un point d'injection en profondeur améliore significativement la production, surtout pour les puits à hauts IP. Trois paramètres principaux pour améliorer l'efficacité du gaz injecté sont la pression, le débit et la profondeur d'injection, cette dernière déterminée par le gradient de pression en débit du puits. Plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace. [10]

I.4.6.4.4. IP important et effet de skin (high PI and Skin effect) :

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down. Et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression.

On appelle « effet de skin » l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de skin a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus comme l'acidification, la re-perforation, etc... Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz. [10]

I.5. Performances des puits et des réservoirs :

I.5.1. Introduction :

L'Analyse Nodale est définie comme un système d'approche pour optimiser les différents paramètres des puits du gaz et d'huile, elle est utilisée pour évaluer systématiquement la performance des systèmes de production. L'application de cette méthode aux systèmes de production de puits a été proposée pour la première fois par Gilbert en 1954 et discutée par Nind en 1964 et Brown en 1978.

La procédure consiste en la sélection d'un point de division appelé nœud dans le système et de diviser ce système en ce point. Les positions des nœuds les plus utilisés sont montrés dans la figure.

Tous les composants en amont du nœud constituent la section d'entrée (inflow), tandis que la section de sortie est constituée de tous les composants en aval du nœud (outflow).

Les performances "internes et externes" au réservoir (Inflow and outflow performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond de puits. Ceci est l'application de la "loi des nœuds" qui veut que tout ce qui entre dans le nœud est égal à ce qui en sort (inflow = outflow). Ces deux courbes (inflow-outflow) se coupent en un point qui sera le point de fonctionnement du puits, couplage particulier d'un réservoir et d'une complétion. [10]

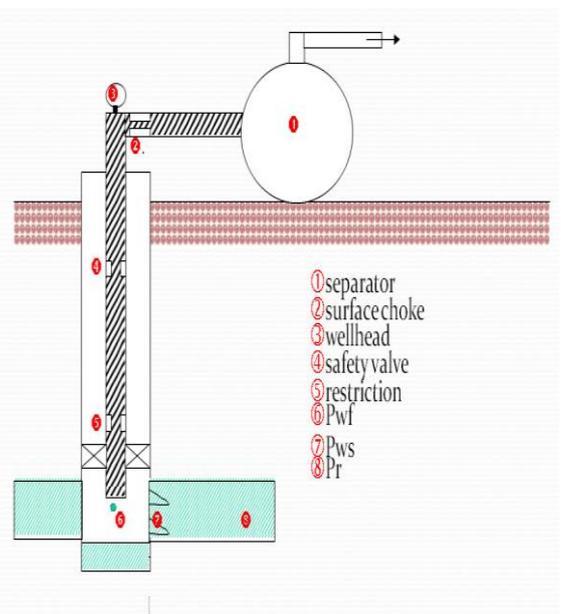


Figure A.I.15 : L'Analyse Nodale (Les différents nœuds)

I.5.2. Inflow performance :

I.5.2.1. Indice de la productivité (IP):

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 moyenne et la pression de fond du puits est appelée chute de pression « pressure drawdown ».

$$Pressure\ drawdown = P_r - P_{wf} \dots\dots\dots(1.1)$$

P_r : Pression du réservoir «Réservoir pressure ».

P_{wf} : Pression de fond « Well fond pressure ».

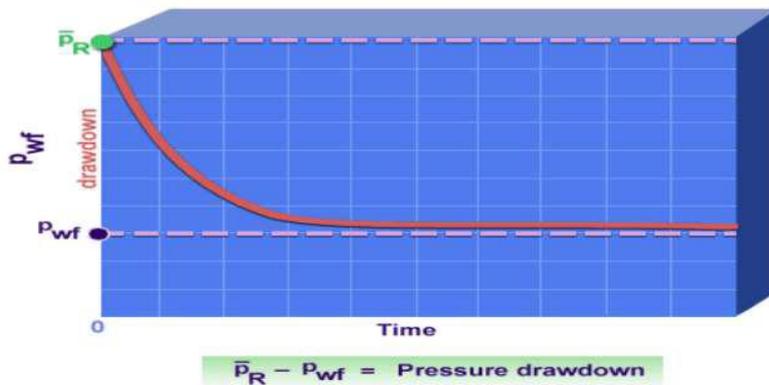


Figure A.I. 16 : Évaluation de pressure

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

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots(1.2)$$

Où :

- Q : est le débit liquide.
- P_r : est la pression statique du réservoir.
- P_{wf} : est la pression de fond en débit.
- $P_r - P_{wf}$: est le « draw-down » sur la formation.

L'indice de productivité représente la réponse dynamique du réservoir et des propriétés du fluide dans la zone de drainage d'un puits. Il définit comme Etant le nombre de barils de liquide qui peut être produit pour une valeur donnée de « draw-down » sur le réservoir. Les unités usuelles sont des « barils par jour par psi » ou des « m3 par heure par bar' ». [10]

Les facteurs affectant l'indice de productivité sont :

- Comportement de phases dans les réservoirs.
- Comportement de la viscosité de l'huile.
- Comportement de facteur de volume de formation d'huile.
- Diamètre de tubing de production.
- L'effet de skin dans les perforations.

I.5.2.2. 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. [10]

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 :

$$v = \frac{kdp}{\mu dx} \dots\dots\dots(1.3)$$

En termes de débit :

$$q = v.A = \frac{kAdp}{\mu dx} \dots\dots\dots(1.4)$$

- K : perméabilité du milieu poreux.
- Q : débit volumique d'écoulement.
- μ : viscosité du fluide.
- dp/dx: gradient de pression dans la direction d'écoulement.

I.5.2.3. Inflow Performance Relationship – IPR :

L'IPR (Inflow Performance Relation ship) d'un puits est la relation entre la pression au niveau du nœud choisi et le débit de production. Cette courbe représente la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits, Elle est calculée à l'aide des méthodes empiriques comme :

- Méthode de DARCY
- Méthode d'indice de productivité
- Méthode de Vogel
- Méthode de FETKOVICH

I.5.2.3.1. La méthode d'indice de productivité (IP) :

Lorsque la pression du fluide au fond du puits dépasse le point de bulle, l'indice de productivité reste constant. Lorsque la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité

diminuera au fur et à mesure que le gaz se libère de l'huile. Gilbert (1954), considéré comme le père de l'ingénierie de production moderne, a été le premier à percevoir l'importance de cette baisse de la diminution 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. Les courbes des IPR au-dessus du point de bulle restent droites

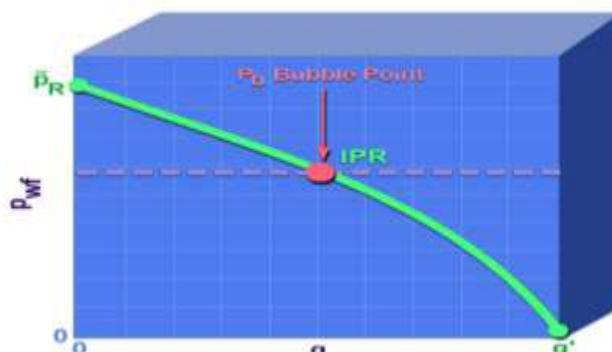


Figure A.I. 17 : La courbe de l'IPR

puisqu'il n'y a qu'une seule phase de fluide, avec une constante perméabilité équivalente à la perméabilité absolue, l'indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe IPR. Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité. [10]

1.5.2.3.2. La méthode de VOGEL :

Vogel a décrit les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle mathématique de réservoir pour calculer l'IPR pour des puits d'huile produisant d'un réservoir saturé c'est-à-dire :

$$\bar{P}_r \leq P_b$$

L'étude a été faite sur une série de plusieurs réservoirs contenant même ceux avec des huiles à caractéristiques largement différentes : les propriétés de l'huile, caractéristiques de la perméabilité relative, espacement des puits et facteurs de skin.

Bien que la méthode de Vogel ait été proposée pour les réservoirs saturés à mécanisme de drainage par expansion de gaz dissout, il a été approuvé qu'elle puisse s'appliquer pour des réservoirs dont la saturation en gaz augmente avec la chute de pression.

La méthode de Vogel originale ne tient pas compte des effets de skin, mais une modification de Standing sur la méthode le rendu applicable pour les puits altérés.

La méthode de Vogel a été développée en utilisant un modèle de réservoir proposé par Weller pour générer l'IPR pour une large gamme de conditions. Il a ensuite ploté l'IPR comme étant la pression réduite ou adimensionnelle en fonction du débit adimensionnel, tel que :

- $pression \text{ adimensionnelle} = \frac{P_{wf}}{P_r} \dots\dots\dots(1.5)$

- $Débit \text{ adimensionnel} = \frac{q_o}{q_{max}} \dots\dots\dots(1.6)$

Il a été constaté que la forme générale de l'IPR adimensionnel était similaire pour toutes les conditions étudiées. [10]

Après avoir tracé l'IPR adimensionnel pour tous les cas considérés, Vogel a établi la relation suivante entre le débit adimensionnel et la pression adimensionnelle :

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots\dots\dots(1.7)$$

- Q: Le débit d'huile (STB/Day).
- P_{wf} : La pression au fond du puits (psig).
- P_r : Pression du réservoir moyenne ou la pression de bulle.
- q_{max} : Débit maximal qui correspond à $P_{wf} = 0$, il peut être déterminé en utilisant les données d'un test

Vogel a souligné que dans la plupart des cas, l'erreur dans la prédiction de l'IPR doit être inférieure à 10%, mais peut atteindre les 20% durant les derniers stades de déplétion. Par contre, les erreurs commises en considérant un IP constant ont été de l'ordre de 70% à 80% à de faibles valeurs de P_{wf} .

Il a été démontré aussi que la méthode de Vogel peut être appliquée pour des puits produisant de l'eau avec l'huile et le gaz. Pour cela, le rapport ($q_o/q_o(max)$) peut être remplacé par ($q_L/q_L(max)$) où $q_L = q_o + q_w$. Cela s'est révélé être valable pour les puits produisant à des WC aussi élevés que 97%.

L'application de la méthode de Vogel est aussi simple que la méthode linéaire de l'IPR, puisqu'elle nécessite un seul essai de puits.

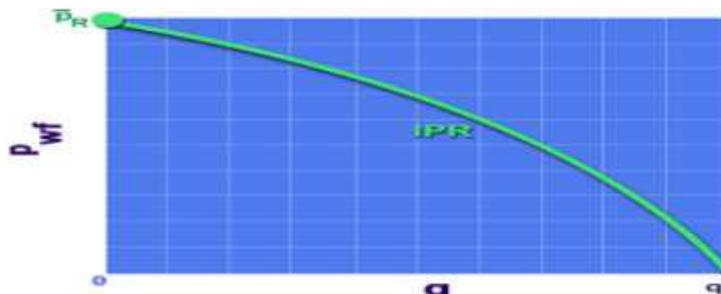


Figure A.I. 18 : La courbe IPR de Vogel

I.5.2.3.3. Skin ou effet pariétal :

Le skin ou effet pariétal (facteur d'endommagement), doit être considéré comme une perte de charge additionnelle au voisinage immédiat du puits dans la formation.

En bref, une augmentation de la valeur de skin va diminuer les possibilités de production :

L'Inflow est restreint. Il en résulte une baisse de la pression de fond en débit à cause de la dégradation de la liaison couche trou.

Mais, il peut être négatif après une opération de fracturation ou une acidification (amélioration de l'Inflow).

❖ Types de skin :

Les différents types de skin sont :

- Dû aux opérations de forage : boue utilisée, invasion normale de la roche réservoir par les fluides de forage qui la colmatent, éventuellement fluides de complétion inadaptée.
- Dû à la complétion sélectionnée (casing cimenté avec perforations ou trou ouvert).
- Dû à une consolidation additionnelle de la liaison couche trou.
- Dû à un colmatage de la liaison couche trou au cours de la vie du puits (arrivées naturelles d'argiles, sables, dépôts..., ou mauvaise conduite du puits).

I.5.3. 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. [11]

I.5.3.1. Les régimes d'écoulements :

Un certain nombre de différents régimes d'écoulement se produisent lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales. On distingue :

- **Écoulement de liquide « Liquid flow » :** Dans cette situation, la pression au niveau du fond du tube est considérée comme supérieure au point de formation de la bulle, ce qui entraîne un écoulement monophasique.
- **Écoulement à bulles « Bubble flow » :** Le mouvement montant du liquide est accompagné par réduction de pression, et que la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.
- **Écoulement par bouchon « Slugflow » :** Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, plus le gaz est libéré de solution et les plus grosses bulles croissent régulièrement par les dépassements et coalisent avec les plus petits, comme ils se déplacent vers le haut, portent entre eux les gouttes d'huiles contenant des petites bulles de gaz. C'est le régime le plus efficace.
- **Écoulement annulaire « Annular flow » :** Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus bas, le gaz forme un canal continu dans le centre de la chaîne, et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.
- **Écoulement à brouillard « Mist flow » :** Enfin, si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante à partir du bas vers le haut, l'annulaire de liquide se disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide. [11]

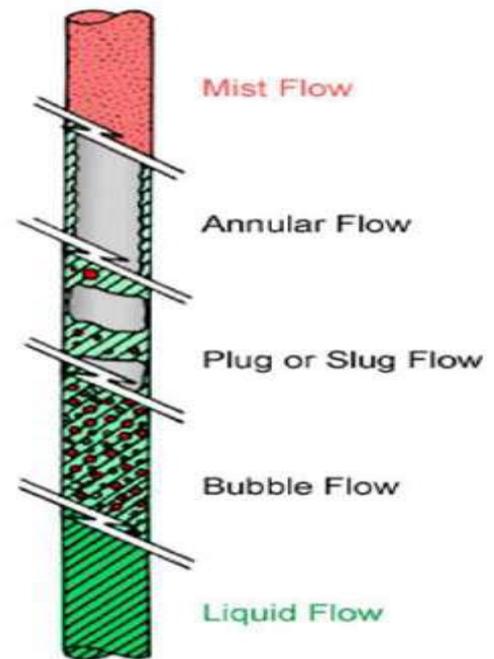


Figure A.I. 19 : Les différents régimes

I.5.3.2. Les pertes de charges :

Pour analyser nos systèmes de production, il est essentiel de calculer la perte de pression du fond du puits à la surface pendant l'écoulement naturel, ce qui est une tâche complexe pour toutes les conditions.

Nous devons nous appuyer sur des relations empiriques ou semi-empiriques qui considèrent les sept variables cruciales influençant les pertes de charge d'un puits de forage.

Ces variables sont : la taille de tubing, le débit, la viscosité du fluide, la densité du fluide, rapport gaz-liquide (GLR), rapport eau-huile (WOR), et enfin, l'effet de glissement. Une autre variable est la déviation des puits verticaux. [11]

I.5.4. Le point de fonctionnement du puits :

En se basant sur les courbes IPR/VLP, le point de fonctionnement du puits "Well Operating Point" peut être déterminé en traçant les réponses du réservoir et du tubing sur le même graphique. L'intersection de ces deux courbes représente le point de fonctionnement du puits, reflétant le couplage spécifique entre le réservoir et la complétion, avec un débit et une pression de fond dynamique (Q, P_{wf}). Ce point varie en fonction des modifications des paramètres liés au réservoir ou au tubing, étant sensible à certains de ces paramètres. [11]

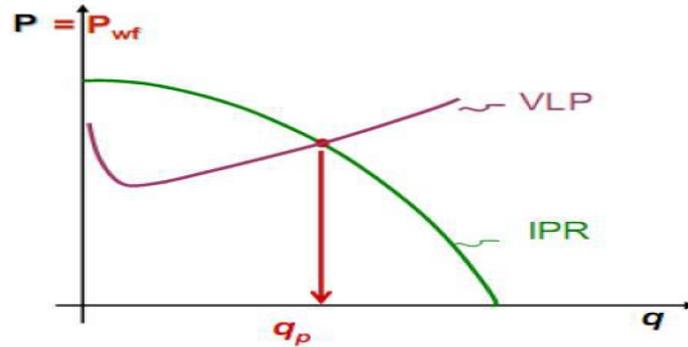


Figure A.I. 20 : Point de fonctionnement d'un puits

Remarque :

On peut avoir deux autres possibilités d'intersection des courbes INFLOW et OUTFLOW :

- Pas d'intersection : c'est-à-dire que la pression de réservoir est insuffisante pour forcer la migration du pétrole vers la surface.

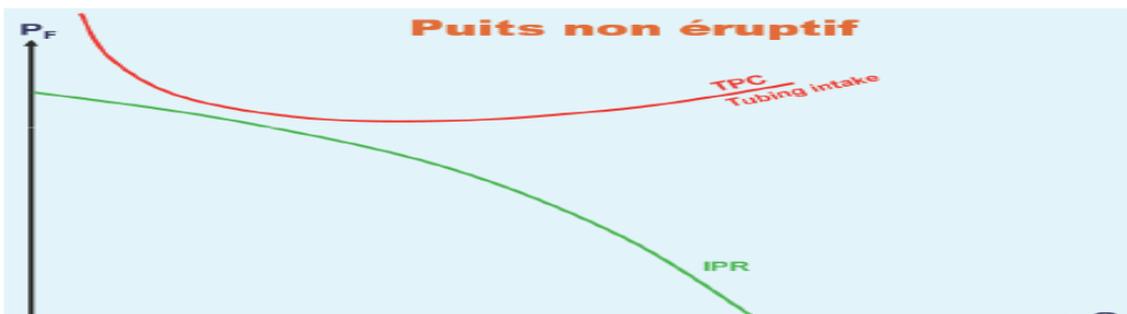


Figure A.I. 21 : Pas d'intersection entre l'Inflow et l'Outflow

- Plusieurs points d'intersection : En pratique, on trouve deux points d'intersection l'une est stable et l'autre est instable.

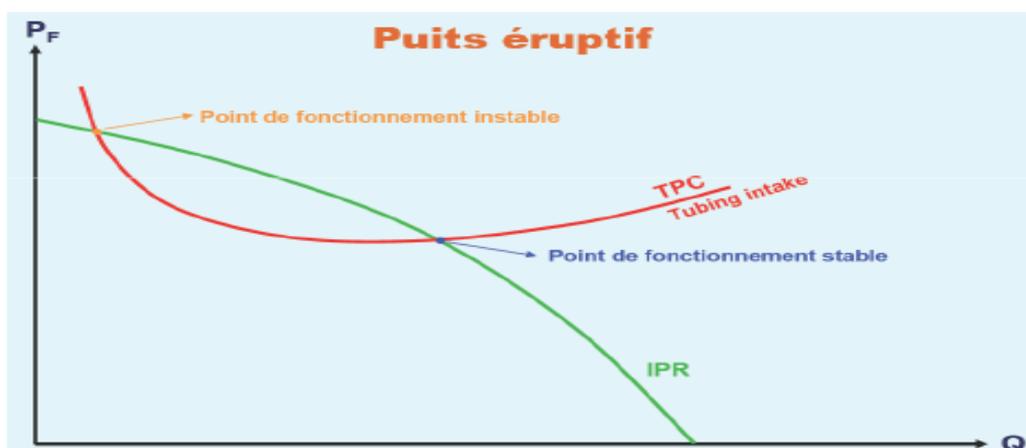


Figure A.I. 22 : Deux points d'intersection entre l'Inflow et l'Outflow

Chapitre II : **Les problèmes de production d'eau**

II.1 Introduction :

Au fur et à mesure que les gisements de pétrole arrivent à maturité, des quantités croissantes d'eau sont produites. L'un des principaux problèmes liés à cette production indésirable d'eau reste le fait que le coût et la capacité de la séparation, du traitement et de l'élimination de l'eau produite constitue une charge considérable pour les ressources de l'industrie pétrolière. L'élimination de ce type de production permet de réduire les dépenses des opérateurs et est bénéfique pour leurs activités. C'est pourquoi les opérations de Water Shut-Off sont importantes. En outre, le traitement de ces immenses quantités d'eau ne représente pas seulement une opération coûteuse, mais peut également constituer un obstacle pour les installations de traitement de surface. Les dépenses liées à la production d'eau ne sont pas seulement liées au traitement de l'eau, car une production excessive d'eau peut également favoriser la migration des particules fines, l'effondrement des surfaces sablonneuses, la détérioration des conduites (corrosion) et même endommager les puits en raison de la pression hydrostatique qu'elle exerce.[12]

Deux causes principales d'eau non rentable peuvent être identifiées : les causes liées au puits de forage et celles liées au réservoir. Les sources liées au puits de forage comprennent généralement les fuites de tubage ainsi qu'un défaut de complétion. Les causes liées au réservoir sont généralement le coning et l'écoulement de l'eau à travers des fractures de grande perméabilité. Les opérations de water shut-off ont pour objectif principal de se débarrasser de la production d'eau indésirable. Il existe deux méthodes connues de water shut-off : la fermeture mécanique et la fermeture chimique. Les techniques de fermeture mécanique de l'eau s'adaptent facilement aux problèmes associés aux puits de forage. En revanche, les méthodes d'arrêt chimique de l'eau restent plus appropriées pour les problèmes liés aux réservoirs. Néanmoins, le choix d'un système de water shut-off repose sur une évaluation méthodique et financière prudente.[13]

Enfin, La production excessive d'eau est un problème majeur pour les gisements de pétrole ou de gaz, affectant la durée de vie économique des réservoirs et augmentant les coûts opérationnels. Cela entraîne des problèmes de corrosion, de tartre et de sable, nécessitant une élimination respectueuse de l'environnement. Trouver des méthodes rentables pour réduire la production d'eau est une priorité pour les ingénieurs pétroliers.[14]

II.2 Les types de production d'eau :

✓ Est-ce que la production d'eau est toujours une mauvaise chose ? Non, certainement pas !

La présence d'eau est un élément essentiel pour la production de pétrole. Elle joue plusieurs rôles importants :

- **Gestion du réservoir** : L'eau aide à maintenir la pression dans le réservoir de pétrole, ce qui est important pour faciliter l'extraction de l'huile.
- **Mobilisation du pétrole** : L'eau peut débloquer et déplacer le pétrole en le poussant vers les puits de production. C'est particulièrement vrai dans les roches uniformes (homogènes).
- **Rentabilité** : Ce type d'eau, appelé eau utile ou eau bonne, est généralement associée à la production d'huile à un stade avancé des opérations d'injection d'eau (waterflooding) ou provenant d'aquifères actifs. Sa présence, en faible quantité par rapport au pétrole (faible ratio eau/pétrole ou WOR), permet de maintenir la rentabilité d'un puits de production.

Cependant, une production d'eau excessive peut devenir un problème et doit être gérée pour éviter une baisse de la rentabilité.[14]

Essayer de réduire ce type de production d'eau entraîne directement une diminution de la production de pétrole. En clair, si on essaie de retirer toute l'eau, on risque également de perdre du pétrole.

En revanche, la production d'eau indésirable est celle qu'il faut éliminer et réduire afin d'augmenter la productivité et la rentabilité des puits. Les opérations de "water shut-off" visent donc à éliminer cette production d'eau indésirable, également appelée "mauvaise eau".

La production d'eau indésirable ne se limite pas à réduire la production de pétrole et l'efficacité de balayage dans les roches matricielles. Cela signifie tout simplement perdre de l'argent. Le pire problème lié à la production d'eau indésirable provient des zones non balayées et des poches de pétrole laissées derrière à cause de mauvaises techniques de "conformité".

Ce problème est courant dans les opérations d'injection d'eau (waterflooding), où l'eau est injectée pour déplacer le pétrole et maintenir la pression du réservoir. Cependant, l'eau peut avoir un comportement inattendu :

- Mauvais chemin de l'eau : Au lieu de balayer efficacement la roche matricielle (roche principale contenant le pétrole), l'eau peut emprunter le chemin le plus facile, comme une fracture ouverte ou une couche de haute perméabilité.
- L'eau choisit le chemin le plus facile qui offre le moins de résistance à son écoulement.

En conséquence le pétrole présent dans la roche matricielle reste piégé car l'eau ne l'atteint pas. On parle alors de mauvais balayage.

Si le puits de production est connecté à une fracture ouverte ou à une couche de haute perméabilité, de l'eau indésirable sera produite. Il est crucial de distinguer les deux types de production d'eau pour maintenir la productivité du puits.[14]

II.3 Sources de production d'eau indésirable :

II.3.1 Fuites de tubage, de colonne de production ou de packer :

Les fuites de tubage dans les puits de pétrole sont principalement dues à des facteurs tels que la mauvaise qualité de la cimentation, l'injection d'eau à haute pression et le glissement du plan de faille dû à l'adoucissement de l'eau et aux différences de pression interstitielle. Ces problèmes entraînent la pénétration d'eau dans le puits de forage, ce qui affecte la production en provoquant une production d'eau non désirée, ce qui affecte les opérations pétrolières. L'eau injectée peut pénétrer dans les schistes pétroliers, créant une zone d'invasion d'eau qui réduit la stabilité de la formation. En outre, une énergie injectée excessive peut entraîner l'injection d'eau à des pressions supérieures à la pression de rupture de la formation, ce qui entraîne la destruction de la roche souterraine et l'endommagement du tubage. La mise en œuvre de mesures préventives, telles que des méthodes de contrôle systématique et l'arrêt en temps voulu des sources d'entrée d'eau, peut contribuer à réduire les dommages au tubage et à contrôler la propagation des fuites, ce qui améliore en fin de compte la productivité des puits.

La production d'eau par les fuites des colonnes de production peut être une source d'eau indésirable en raison de ses effets négatifs sur les opérations de production pétrolière. La production excessive d'eau pose des problèmes techniques, environnementaux et économiques, en limitant la productivité des puits et en provoquant des problèmes tels que la corrosion, la migration des particules fines et la charge hydrostatique.

Le mélange de l'eau avec le pétrole peut perturber la composition souhaitée et affecter les propriétés et les caractéristiques du produit final.

Ce problème est particulièrement préoccupant car il peut entraîner des difficultés opérationnelles et une baisse de la rentabilité. La présence d'eau dans le flux de production peut provoquer la corrosion ou l'érosion des équipements, ce qui entraîne une augmentation des coûts de maintenance et des pannes potentielles. En outre, l'eau peut également entraîner la formation d'émulsions, ce qui complique le processus de séparation et réduit l'efficacité de la production de pétrole.

Les problèmes liés à un packer, un composant essentiel du puits qui scelle l'espace annulaire entre le tube et le tubage, peuvent permettre à l'eau de s'écouler dans le flux de production, ce qui entraîne une augmentation du water cuts.

L'une des principales causes de défaillance des packers est la dégradation de leurs caoutchoucs au fil du temps. L'exposition à des températures élevées, à des fluides corrosifs et à des contraintes mécaniques peut contribuer à la détérioration de caoutchouc, compromettant ainsi l'intégrité de ce packer et permettant à l'eau de s'infiltrer.

Les structures des packers jouent un rôle crucial dans la prévention des fuites dans les puits, mais des problèmes d'auto compactage peuvent survenir et avoir un impact sur leur efficacité.

En outre, la présence d'eau dans les puits de pétrole peut accélérer le processus de vieillissement des éléments de packer, entraînant des modifications des propriétés telles que la dureté, la résistance à la traction et l'allongement à la rupture. La défaillance de l'enveloppe de la barrière primaire dans les puits équipés des packers de production peuvent entraîner des dépassements durables de la pression dans l'annulaire, s'écartant ainsi de la politique de double barrière et créant des conditions dangereuses.

Des fuites à travers le tubage, la colonne de production ou les packers peuvent permettre à l'eau provenant de zones non productrices de pétrole de pénétrer dans la chaîne de production. La détection des problèmes et l'application de solutions dépendent fortement de la configuration du puits (puits simples et complexe).

Les solutions comprennent généralement l'injection de fluides colmatants, des obturations mécaniques à l'aide de bouchons, de ciment et de packers. Des rustines (patches) peuvent également être utilisées. Ce type de problème est un candidat idéal pour l'application de technologies à faible coût d'isolation d'eau à l'intérieur du tubage.[15][16]

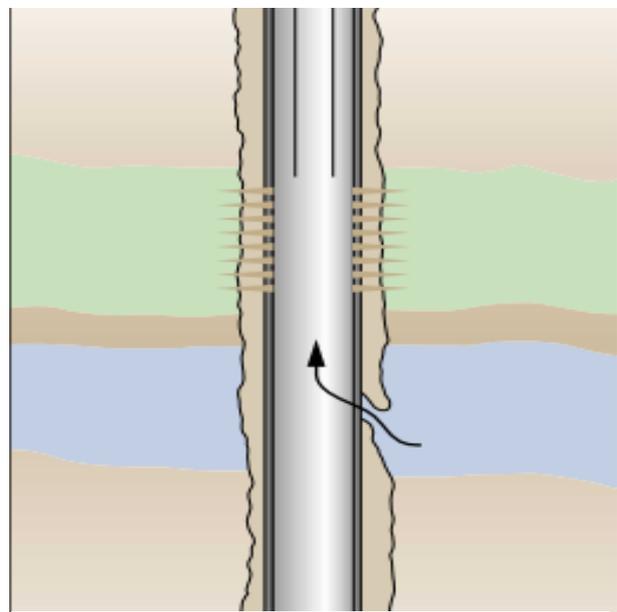


Figure A.II. 1: Fuite à travers le tubage

II.3.2 Flux d'eau derrière le tubage :

L'un des problèmes les plus courants dans les puits producteurs d'huile est le flux d'eau derrière le tubage. Cela se produit lorsque l'eau s'infiltré par des fissures ou des perforations dans le tubage, contournant le réservoir et s'écoulant directement dans la production. Ce phénomène peut être dû à une mauvaise cimentation, à la dégradation du ciment au cours du temps ou à des dommages causés au tubage lors de l'installation ou de l'exploitation du puits.

Ce phénomène peut se produire lorsque des formations aquifères sont présentes dans le sous-sol et ne sont pas correctement isolées de la zone de production. Si la couche de ciment derrière le tubage est inadéquate ou s'il y a des canaux ou des micro-annuli dans le ciment, l'eau peut migrer derrière le tubage et dans le puits de forage, ce qui entraîne une augmentation de la production d'eau.

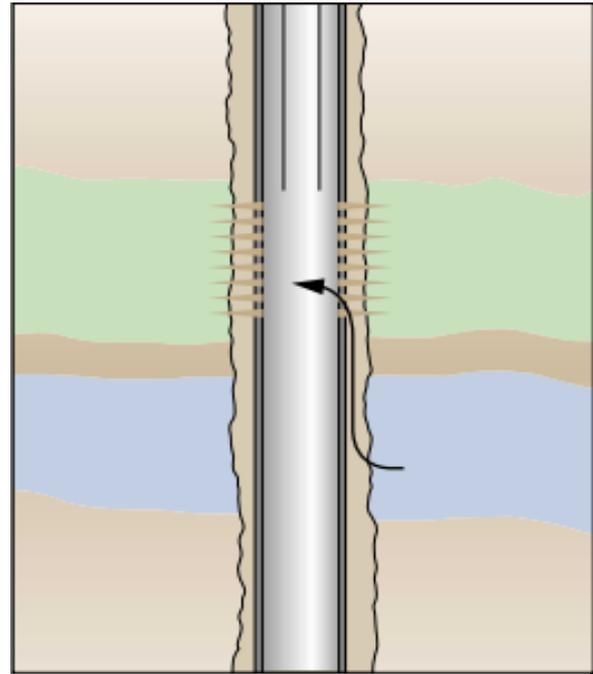


Figure A.II. 2: Flux d'eau derrière le tubage

Ces canaux permettent à l'eau de s'écouler derrière le tubage dans l'espace annulaire et de pénétrer dans le puits de forage. Une cimentation primaire défectueuse peut mettre en communication des zones aquifères avec la zone productrice. Ces canaux permettent à l'eau de circuler derrière le tubage dans l'espace annulaire. Une autre cause possible est la création d'un vide derrière le tubage suite à la production de sable.

Les canaux derrière le tubage peuvent résulter d'une mauvaise liaison entre le ciment et le tubage ou entre le ciment et la formation. Les canaux derrière le tubage peuvent se développer tout au long de la durée de vie d'un puits, mais ils sont plus susceptibles de se produire immédiatement après l'achèvement ou la stimulation du puits.

Ce flux d'eau derrière le tubage peut entraîner une production d'eau excessive, réduisant l'efficacité du puits et les rendements de la production d'huile. En outre, il peut accélérer la corrosion du tubage et des équipements de surface, ce qui nécessite des interventions coûteuses pour réparer ou remplacer les composants endommagés.

La principale solution consiste à utiliser des fluides de colmatage, qui peuvent être des ciments de squeeze à haute résistance, des fluides à base de résine placés dans l'espace annulaire, ou des fluides à base de gel de faible résistance placés dans la formation pour arrêter l'écoulement dans l'espace annulaire. Le placement est crucial et se fait généralement à l'aide de tubing flexible. [15][16]

II.3.3 Le déplacement de contact eau-huile :

Le déplacement du contact eau-huile se produit lorsque l'interface entre l'eau et le pétrole dans le réservoir se déplace verticalement, généralement vers le haut. Ce phénomène peut se produire pour diverses raisons, telles qu'une production d'eau excessive, une injection d'eau mal gérée ou un drainage naturel par gravité. Ce déplacement du contact entre l'eau et le pétrole peut entraîner une augmentation rapide de la production d'eau et une diminution de la production de pétrole, ce qui réduit considérablement l'efficacité de la récupération du pétrole. En outre, le mouvement du contact peut créer des zones résiduelles de pétrole qui ne peuvent plus être récupérées, ce qui réduit le facteur de récupération final du réservoir.

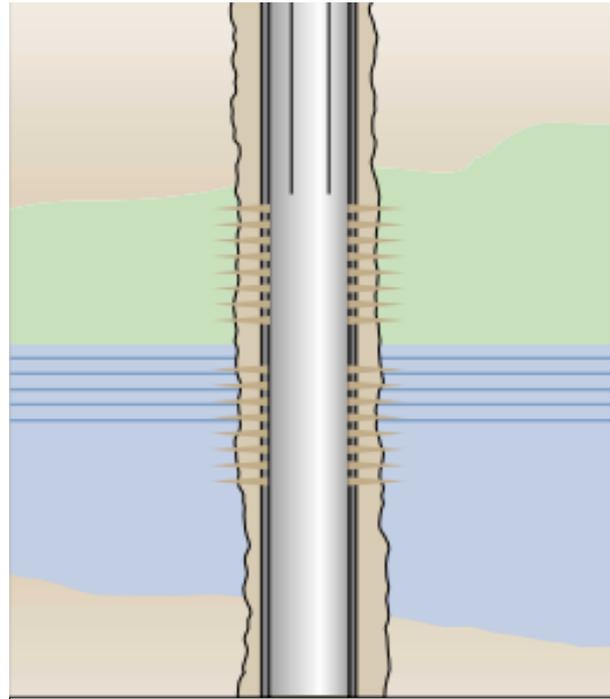


Figure A.II. 3: déplacement de WOC

Un contact uniforme entre l'huile et l'eau qui remonte dans une zone perforée d'un puits pendant la production normale entraîne une production d'eau indésirable. Ce phénomène se produit lorsque la perméabilité verticale est très faible. Étant donné que la zone d'écoulement est importante et que la vitesse à laquelle le contact remonte est faible. Dans les puits présentant une perméabilité verticale plus élevée, le coning est plus probable. En fait, ce type de problème pourrait être considéré comme un sous-ensemble du coning, mais la tendance au coning est très faible, de manière à ce que le water shut-off à proximité du puits soit efficace.

Dans un puits vertical, ce problème peut être résolu facilement par des solutions mécaniques les plus connues pour le water shut-off et les opérations d'isolation à l'intérieur du puits consiste à installer des bouchons de ciment ou bridge plug installé par wireline. Ils sont efficaces pour éliminer la production des zones d'eau indésirables. Un retraitement est nécessaire si l'OWC se déplace de manière significative au-delà de la partie supérieure du bouchon. Dans les puits verticaux, ce problème est le premier de notre système de classification à s'étendre au-delà de l'environnement local du puits. [15][16]

II.3.4 Watered-out layer without crossflow:

Dans certains cas, une production d'eau non désirée peut se produire en raison de la présence de couches saturées d'eau dans le réservoir, même en l'absence d'un crossflow entre les zones contenant de l'eau et celles contenant des hydrocarbures. Ces couches asséchées peuvent être le résultat d'un envahissement naturel par l'eau ou d'opérations précédentes d'injection d'eau, et elles peuvent contribuer à augmenter la production d'eau sans nécessairement communiquer directement avec la zone de production.

Un problème courant dans la production multicouche se produit lorsqu'une zone de haute perméabilité avec une barrière d'écoulement au-dessus et au-dessous est vidée par l'eau. Dans ce cas, la source d'eau peut résulter d'un aquifère actif ou d'un puits d'injection d'eau. La couche vidée par l'eau présente généralement la perméabilité la plus élevée.

➤ Opérations d'injection d'eau

Les précédentes opérations d'injection d'eau visant à améliorer la récupération du pétrole peuvent laisser derrière elles des couches saturées d'eau dans le réservoir, qui peuvent continuer à produire de l'eau même après l'arrêt des opérations d'injection d'eau.

➤ Envahissement naturel de l'eau :

Au fil du temps, l'infiltration naturelle d'eau provenant d'aquifères ou d'autres formations aquifères peut entraîner le développement de couches saturées d'eau à l'intérieur du réservoir, contribuant ainsi à une production d'eau non désirée dans les puits de pétrole où la situation dans laquelle une couche ou une zone aquifère est " vidée par l'eau " sans qu'il y ait aucune communication de crossflow entre les zones de pétrole et d'eau. Cela peut se produire lorsque le contact entre le pétrole et l'eau se déplace vers le haut du réservoir, soit en raison de la déplétion de la zone pétrolière, soit en raison de l'afflux d'eau provenant d'un aquifère sous-jacent. Lorsque la zone d'eau s'étend, elle peut commencer à produire de l'eau directement dans le puits, ce qui entraîne une augmentation rapide de water cut et une diminution de la production de pétrole.

Dans ce scénario, le facteur clé est l'absence de crossflow entre les zones de pétrole et d'eau. S'il y avait communication, l'eau pourrait s'écouler latéralement et se mélanger au pétrole, au lieu d'être produite directement dans le puits. Cependant, en l'absence de crossflow, l'eau et le pétrole restent séparés et le puits devient essentiellement un "puits d'eau" une fois que le contact entre le pétrole et l'eau atteint les perforations ou la section ouverte du puits. Ce type de production d'eau peut être particulièrement difficile à gérer, car il existe peu d'options pour contrôler l'afflux d'eau sans réduire la production de pétrole.

En l'absence de crossflow dans le réservoir, ce problème est facilement résolu par l'application de fluides de shut off ou d'une shut off mécanique au niveau de l'injecteur ou du producteur. Le choix entre la mise en place d'un fluide de shut off généralement à l'aide d'un coiled tubing ou d'un système de shut off mécanique dépend de la connaissance de l'intervalle qui est vidé par l'eau. [15][16]

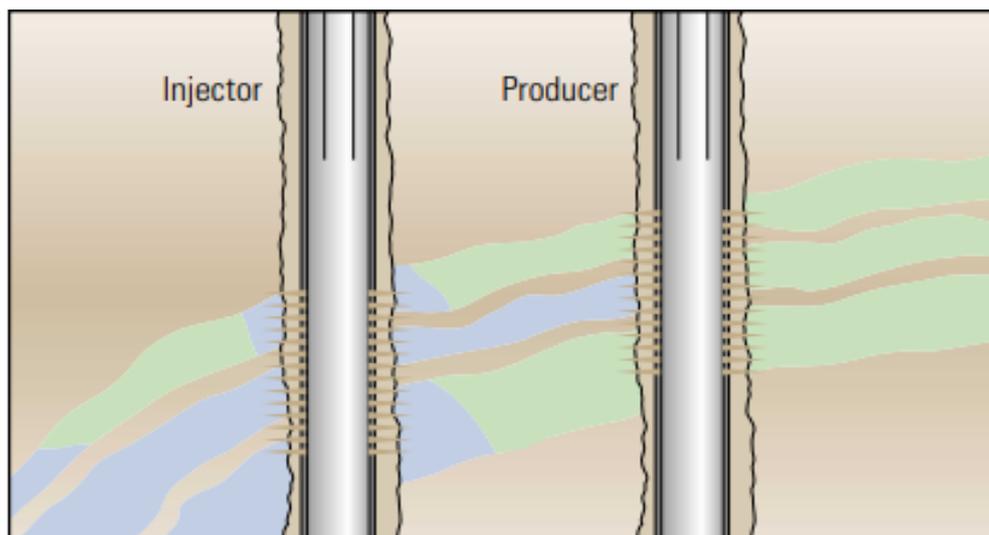


Figure A.II. 4: Watered-out layer without crossflow

II.3.5 Fractures ou failles entre l'injecteur et le producteur :

Dans les formations naturellement fracturées soumises à l'injection d'eau, l'eau d'injection peut rapidement pénétrer dans les puits de production. Ce phénomène est particulièrement fréquent

lorsque le système de fractures est étendu ou fissuré et peut être confirmé par l'utilisation de traceurs inter-puits et d'essais de transitoires de pression.

Les fractures ouvertes et les couches à haute perméabilité réduisent généralement l'efficacité des opérations waterflooding et conduisent à une mauvaise conformité. Le fluide a tendance à prendre 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.

Les réservoirs d'hydrates de gaz peuvent également être une source importante de production excessive d'eau lorsqu'ils sont dissociés.

L'injection d'un gel fluide au niveau de l'injecteur peut réduire la production d'eau. Lorsque des gels fluides réticulés sont utilisés, il est possible de leur faire subir des chocs car ils ont une pénétration limitée dans la matrice et s'écoulent donc sélectivement dans les fractures. Le water shut off est généralement la meilleure solution à ce problème. [15][16]

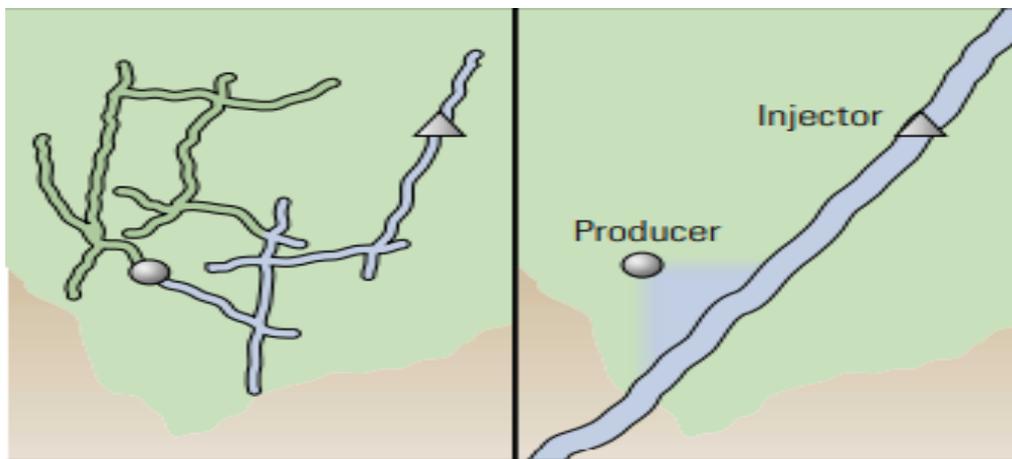


Figure A.II. 5: Fractures ou failles entre l'injecteur et le producteur

II.3.6 Coning d'eau :

Dans les réservoirs à entraînement par eau de fond, le coning d'eau est un problème lié à la production dans les puits partiellement perforés, c'est-à-dire les puits complétés dans les parties supérieures du réservoir. Pendant la production de pétrole, la chute de pression dans le puits entraîne une remontée de l'eau de l'aquifère vers l'intervalle de complétion le plus bas du puits. Cette remontée du contenu de l'aquifère - l'eau - est due à la distribution du potentiel à proximité du puits de forage. Il convient de noter qu'à partir du moment où le puits est produit, un cône d'eau se forme en raison de la différence de potentiel entre la phase huile et la phase eau. Par conséquent, le contact entre l'huile et l'eau en dessous de l'intervalle de complétion s'élève vers la perforation. Cependant, lorsque le taux de production augmente, la hauteur du cône au-dessus du contact entre l'huile et l'eau (OWC) augmente également.

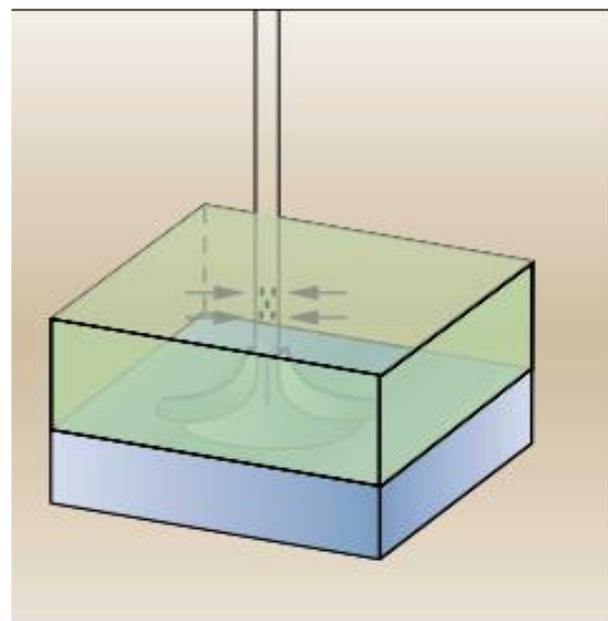


Figure A.II. 6: coning d'eau

Le coning d'eau dans les puits de pétrole désigne le phénomène par lequel l'eau remonte vers le puits en raison des différences de pression, laissant une section de pétrole en forme de cône. Ce phénomène se produit lorsque le taux de production d'un puits est trop élevé, ce qui entraîne le déplacement de l'eau des différentes couches du réservoir vers le puits de forage. La formation de cônes d'eau est un problème important dans la production pétrolière, car elle peut entraîner une diminution du débit de pétrole, une réduction de l'efficacité du mécanisme de déplétion et, en fin de compte, une perte de la récupération totale du gisement.

La formation de cônes d'eau est un phénomène sensible au débit, généralement associé à des taux de production élevés. Il s'agit d'un phénomène proche du puits de forage qui ne se développe que lorsque les forces de pression qui attirent les fluides vers le puits de forage dépassent les forces de flottabilité naturelles qui tendent à maintenir les fluides dans leur position naturelle. Le problème du coning d'eau est souvent rencontré lorsqu'une couche d'eau se trouve sous une couche de pétrole.

La modification du profil de contact entre l'huile et l'eau sous l'effet des pressions de drawdown au cours de la production est connue sous le nom de water coning (coning d'eau). Il se produit dans les puits verticaux ou légèrement déviés et est influencé par les caractéristiques des fluides impliqués et le rapport entre la perméabilité horizontale et verticale. [15][16]

II.3.7 Canalisation à travers les zones de haute perméabilité :

L'une des sources courantes de production d'eau non désirée dans les puits de pétrole est la canalisation à travers des zones de haute perméabilité. Ce phénomène se produit lorsque des zones du réservoir présentent une perméabilité nettement supérieure à celle de la roche environnante. Ces canaux de haute perméabilité peuvent jouer le rôle de conduits, permettant à l'eau de s'écouler de façon préférentielle depuis les aquifères adjacents ou les formations aquifères directement dans le puits de forage.

La canalisation de l'eau est causée par les hétérogénéités du réservoir qui entraînent la présence de zones de haute perméabilité. Les fractures ou les caractéristiques semblables à des fractures sont la cause la plus fréquente de la canalisation. La production d'eau peut émaner des aquifères sous-jacents à travers des fractures naturelles. Les fractures naturelles ou causées par l'eau peuvent être à l'origine d'une canalisation entre les puits. Dans les réservoirs non fracturés, la stratification et les variations de perméabilité associées entre les différentes couches peuvent souvent entraîner une canalisation entre un injecteur et un producteur ou à partir d'un aquifère au bord de l'eau vers les producteurs.

Les canaux de haute perméabilité peuvent être créés par des caractéristiques géologiques naturelles telles que des fractures, des failles ou des couches de sable non consolidées. Ils peuvent également être causés par des techniques de complétion ou de stimulation de puits inappropriées,

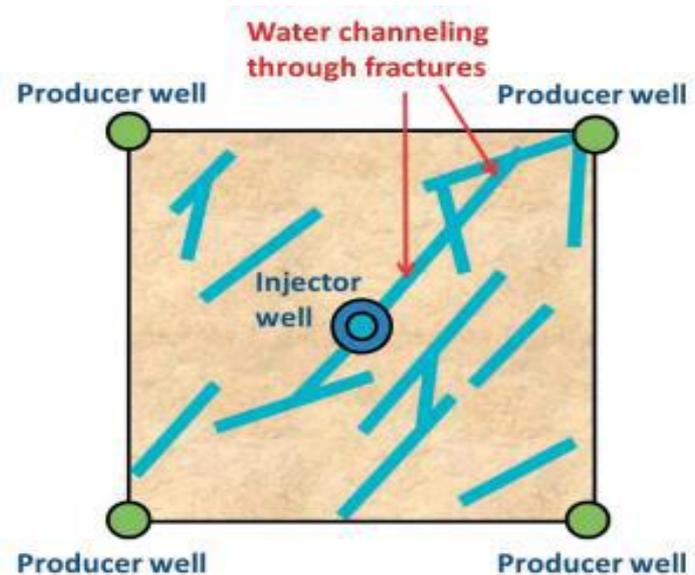


Figure A.II. 7: Canalisation à travers les zones de haute perméabilité

telles que la fracturation hydraulique, qui crée des chemins involontaires pour l'afflux d'eau. Au fil du temps, lorsque la pression du réservoir diminue, la pression différentielle entre la zone d'eau et la zone de pétrole peut entraîner l'écoulement de l'eau dans ces canaux à haute perméabilité, ce qui entraîne une augmentation de water cut et une réduction de la production de pétrole. [15][16]

II.3.8 Watered-out layer with crossflow:

L'un des scénarios les plus difficiles concernant l'afflux d'eau dans les puits de pétrole est celui où une couche asséchée présente un crossflow entre la zone aquifère et la zone productrice d'hydrocarbures. Le crossflow permet à l'eau d'être remontée de la couche aquifère dans l'intervalle de production d'hydrocarbures, ce qui entraîne une production d'eau non désirée et une diminution rapide de la récupération du pétrole.

Une couche asséchée avec crossflow dans les puits de pétrole est un scénario dans lequel une couche à haute perméabilité dans un réservoir multicouche manque de barrières imperméables, ce qui permet à l'eau de s'écouler d'une couche à l'autre. Cette situation peut entraîner une diminution de la production de pétrole et une augmentation de la production d'eau. Le crossflow peut être dû à différents facteurs, tels que la présence de fractures ou de failles entre les puits d'injection et de production, de fractures ou de failles provenant d'une couche d'eau, ou des zones de haute perméabilité sans barrières pour l'écoulement de l'eau entre les zones adjacentes.

Le problème d'une couche saturée d'eau avec crossflow peut se manifester de différentes manières, telles que la remontée d'eau d'une formation sous-jacente de manière inégale en raison de variations dans l'épaisseur de la formation, de la perméabilité verticale et de la position du puits. Ce problème peut être plus grave si des fractures verticales, des failles non étanches ou des canaux traversent des zones de haute perméabilité, permettant à l'eau de s'écouler plus facilement à travers le réservoir.

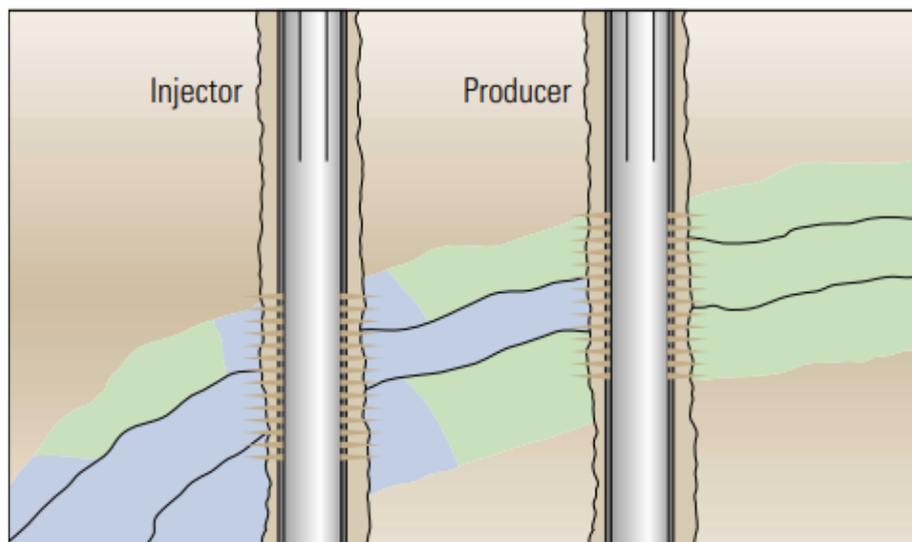


Figure A.II. 8: Watered-out layer with crossflow

Le crossflow de l'eau peut se produire dans des couches très perméables qui ne sont pas isolées par des barrières imperméables. La production d'eau à travers une couche hautement perméable avec crossflow est similaire au problème d'une couche saturée d'eau sans crossflow, mais diffère en ce sens qu'il n'y a pas de barrière pour arrêter le crossflow dans le réservoir. [15][16]

II.4 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. Des outils de diagraphie sont ensuite utilisés pour localiser les points d'entrée de l'eau (PLT). Ces outils de la production sont généralement utilisés pour identifier les zones de production d'eau, ce qui constitue une étape importante dans la planification d'une opération optimisée de water shut off.

De nombreuses technologies sont disponibles pour contrôler la production d'eau indésirable. Chacune de ces technologies a été développée pour certains types de problèmes de production d'eau. La sélection appropriée de la technologie de contrôle de l'eau dépend de l'identification correcte du problème de production d'eau. Souvent, les problèmes de production d'eau ne sont pas correctement diagnostiqués. En fait, les diagnostics incorrects, mauvais ou inexistants ont été cités comme l'une des principales raisons de l'inefficacité des traitements de contrôle de l'eau. Les diagnostics insuffisants s'expliquent notamment par l'hypothèse incorrecte selon laquelle tous les problèmes de production d'eau peuvent être traités par un seul type de traitement, par l'incertitude quant à la méthodologie de diagnostic des problèmes de production d'eau et par le manque de temps ou d'argent pour effectuer le diagnostic sur des puits de faible rendement. Toutefois, dans la plupart des cas, le diagnostic des problèmes de production d'eau peut être réalisé à partir des informations déjà disponibles dans le cadre de la surveillance de routine du réservoir et de l'état des puits. La méthodologie d'identification des sources de problèmes d'eau et la sélection des candidats pour des types de traitement spécifiques sont résumées à la Figure A.II. 9 .

La première étape consiste à déterminer s'il existe un problème de production d'eau. En général, une augmentation inattendue de WC est un indicateur de problème de production d'eau. Les courbes du rapport WOR en fonction du temps peuvent fournir une indication précieuse sur l'apparition d'un problème de production d'eau. Cependant, les courbes de diagnostic WOR peuvent facilement être mal interprétées et ne doivent donc pas être utilisées seules pour diagnostiquer la cause spécifique d'un problème de production d'eau. Si une percée d'eau se produit au début de la vie du puits, le problème de complétion doit être examiné en premier lieu pour en déterminer la cause possible. Si l'entrée d'eau se produit plus tard dans la vie du puits, des problèmes mécaniques ou de réservoir doivent être considérés. Comme indiqué précédemment, tous les réservoirs de pétrole et de gaz connaissent généralement une augmentation de la production d'eau lorsqu'ils sont presque vidés. Il est donc important d'évaluer si la quantité d'hydrocarbures restant à proximité du puits est suffisante pour justifier économiquement un traitement. En général, les puits qui en sont aux derniers niveaux de production ou aux derniers niveaux d'une injection d'eau ne sont pas des candidats appropriés pour les traitements de contrôle de l'eau.

La deuxième étape consiste à déterminer si le problème de production d'eau est dû à des fuites dans le tubage ou à des canaux derrière le tubage, car ces problèmes sont relativement faciles et courants à résoudre. La méthode la plus couramment utilisée pour diagnostiquer les problèmes de fuite de tubage est le test d'intégrité mécanique. Ce test est effectué en mettant sous pression le Tubing ou l'annulaire et en observant si la pression se maintient ou non. Pour isoler les fuites de tubage, les tests de pression sont généralement effectués à l'aide d'un bridge plug et d'un packer récupérables. Les diagraphies de liaison cimentaire produites par divers types d'outils de diagraphie acoustique constituent la méthode la plus courante pour évaluer l'état du ciment et diagnostiquer les problèmes liés aux canaux derrière le tubage. L'état du tubage et du ciment peut également être évalué et contrôlé par différents types d'outils de diagraphie. Ces méthodes de diagraphie

comprennent les diagraphies multi-fingered caliper (MFC), les diagraphies électriques, les outils de température, les diagraphies de production (PLT) ...etc.

Ensuite, la possibilité d'un crossflow entre les couches du réservoir doit être considérée une fois que les caractéristiques de type fracture ont été exclues comme cause des problèmes de production d'eau. Si les fluides peuvent circuler entre les couches d'eau et d'hydrocarbures adjacentes, il existe des technologies efficaces pour contrôler la production d'eau. En revanche, les traitements seront généralement inefficaces lorsque les fluides peuvent s'écouler entre les couches adjacentes. Plusieurs méthodes sont utilisées pour évaluer l'existence d'un crossflow entre les couches, notamment des tests de pression entre les zones, diverses diagraphies pour déterminer la saturation en fluides, la perméabilité, la porosité et la lithologie, des profils d'injection/production, des simulations et des méthodes sismiques. La méthode la plus courante consiste à tester les différences de pression entre les zones. En général, un packer est placé entre deux zones et l'une d'entre elles est mise sous pression. Si une pression significative peut être maintenue à travers le packer, il existe des barrières efficaces à le crossflow entre les zones. Si une différence de pression ne peut être maintenue, un crossflow entre les zones peut se produire.

Enfin, 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 très importantes, 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 réaliser avec succès l'opération de water shut off, d'augmenter la production de pétrole et d'économiser les coûts de traitement de l'eau.[17][18][19]

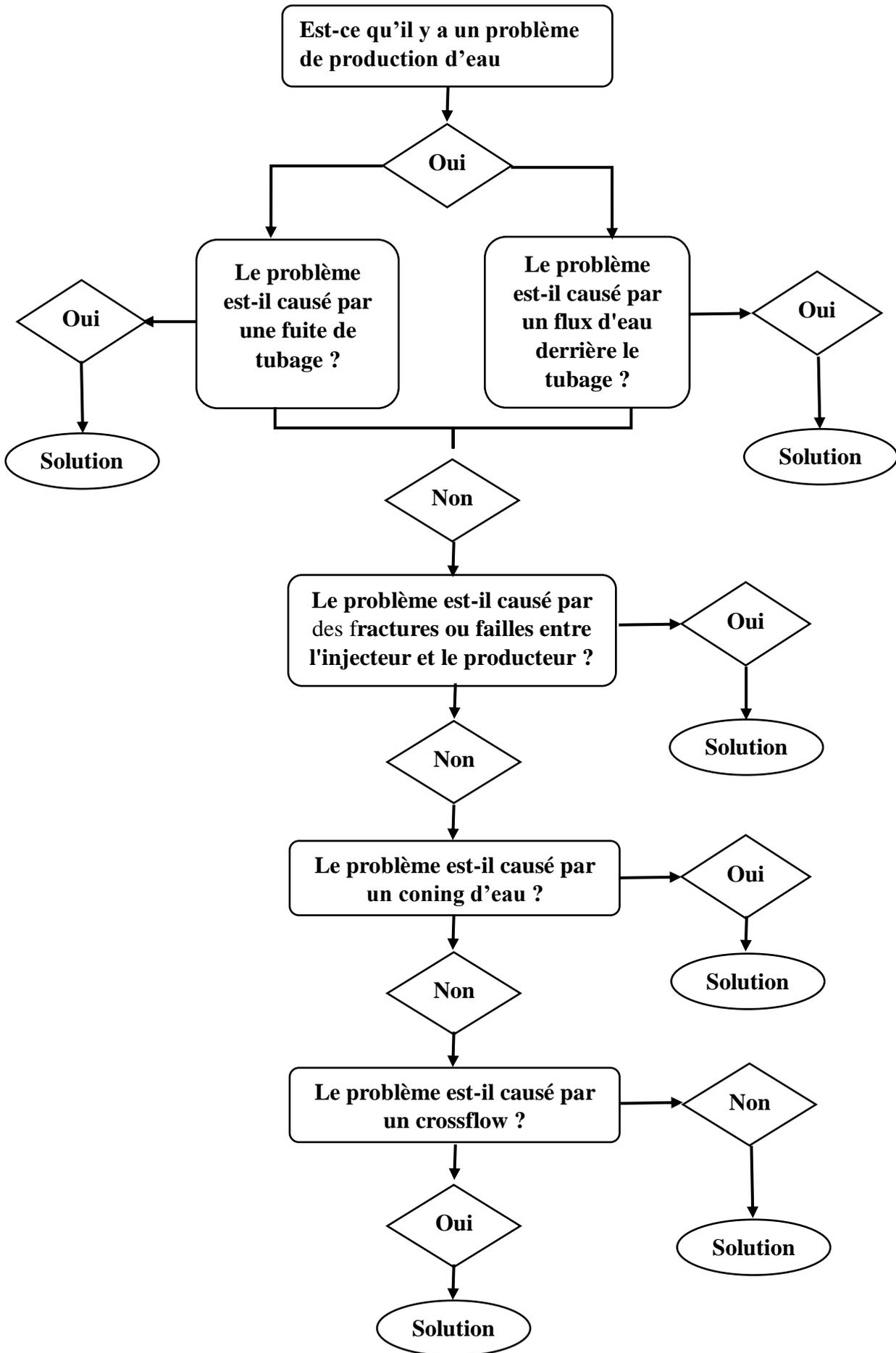


Figure A.II. 9: Schéma d'Identification du problème

Chapitre III : Les techniques de water shut-off

III.1 Introduction :

La production excessive d'eau est l'un des problèmes les plus graves pour les gisements de pétrole ou de gaz, en particulier pour les réservoirs matures. La production d'eau a un impact sur la durée de vie économique des réservoirs et sur la récupération finale. Elle entraîne des dépenses d'exploitation, telles que les coûts de pompage, les coûts de séparation eau/huile et les coûts d'équipement. La production excessive d'eau entraîne également des problèmes de corrosion des puits, d'entartrage et de production de sable. En raison de la complexité chimique de l'eau produite, son élimination doit être très respectueuse de l'environnement. Cela augmente également les coûts d'élimination. Par conséquent, trouver un moyen approprié et économique de shut off ou de diminuer l'excès d'eau est devenu l'une des tâches les plus importantes pour les ingénieurs pétroliers afin d'optimiser la récupération des hydrocarbures, de réduire les coûts et de minimiser l'impact environnemental.[20]

III.2 Définition du Water Shut-Off:

Le water shut off dans les puits de pétrole est un processus qui consiste à arrêter ou à limiter l'écoulement de l'eau dans un puits de pétrole. Cela permet d'améliorer l'efficacité du puits de pétrole et d'empêcher l'eau de pénétrer dans le puits et de l'endommager. Cela peut se faire manuellement ou automatiquement, le water shut off sont souvent utilisées dans des situations d'urgence, par exemple lorsqu'il a des fuites dans le tubage, coning d'eau, crossflow, ...etc, afin d'éviter d'autres dommages. Pour chaque type de problème, les solutions possibles vont des solutions mécaniques et chimiques simples et relativement peu coûteuses aux solutions plus complexes et plus chères consistant à retravailler la complétion du puit. Les problèmes multiples de contrôle de l'eau sont fréquents et une combinaison de solutions peut être requise. Aujourd'hui, en plus des solutions traditionnelles décrites ci-dessus, il existe différentes méthodes pour water shut off dans les puits de pétrole, telles que les méthodes mécaniques, chimiques.[21]

III.3 Les méthodes de water shut-off:

III.3.1 Les méthodes mécaniques :

Dans le puits de forage, il existe des technologies qui permettent d'arrêter avec succès la production d'eau indésirable. L'impact est visible en quelques heures, contrairement aux solutions chimiques. Le contrôle mécanique de la production d'eau est connu pour ses résultats rapides et ses coûts peu élevés. Il s'agit généralement d'un travail sans appareil de forage, ce qui signifie un coût moindre. Les opérations de shut off mécanique de l'eau sont préférées par les opérateurs car elles sont relativement moins coûteuses que les solutions chimiques. Une fois de plus, un diagnostic précis est essentiel avant d'essayer d'appliquer ces solutions, car cela peut entraîner la perte de la production de pétrole du puits. Comme nous l'avons déjà mentionné, il est possible d'y parvenir en effectuant des diagraphies pour identifier les zones de production d'eau. Dans le cas des opérations de shut off mécanique, certains facteurs influent sur leur efficacité. L'un d'entre eux est la profondeur de réglage d'un plug ou d'un packer, qui peut être fautive en raison de relevés incorrects du compteur de coiled-tubing. Les conditions du réservoir jouent également un rôle important dans les opérations, puisqu'un cross flow entre les couches peut se produire et conduire l'intervention à l'échec. L'état du puits est un autre facteur essentiel qui doit être pris en compte. La présence de calcaire dans les tubes peut entraîner l'échec des opérations, car il peut créer un obstacle lors de la descente du plug ou du packer dans le puits.[20]

III.3.1.1 Plugs et packers :

L'une des solutions mécaniques les plus connues pour les opérations de shut off et d'isolation de l'eau à l'intérieur du puits de forage est l'installation de packers et de plugs. Ils parviennent à éliminer la production des zones d'eau indésirables. Ils sont couramment utilisés par les opérateurs pétroliers pour améliorer les performances des puits et arrêter la production excessive d'eau. Ces systèmes sont connus pour être économique et fiable dans la réalisation de l'isolation puisqu'il peut être installé sans tirer le tube de production et sans l'appareil de forage. Ils peuvent être installés à l'aide d'un coiled tubing qui peut les faire passer dans le puits de forage. En outre, les résultats peuvent être obtenus relativement rapidement, en quelques heures ou quelques jours, contrairement aux solutions d'injection de produits chimiques. Le concept des packers et des plugs est simple : il s'agit d'un élément de petit diamètre, principalement en caoutchouc, qui peut se gonfler dans le puits de forage pour atteindre des diamètres plus importants, créant ainsi un joint et isolant le puits des éléments ou des zones indésirables.

Il existe différents types de packers et de plugs avec des propriétés et des techniques de mise en place différentes. Certains éléments se gonflent en se mélangeant à certains types de fluides (pétrole, eau ou hybride) ; ce sont les " packers gonflables ". Ils dépendent également de propriétés prédéfinies telles que la température, la pression et la salinité du fluide de formation. Cela peut être un inconvénient dans certains cas et conduire à l'échec de la mise en place de l'élément. Si ces propriétés ne sont pas prises en compte avec précision, cela peut entraîner un gonflement plus rapide des éléments ou même un gonflement plus lent que prévu. Dans le scénario le plus défavorable, l'élément peut ne pas se gonfler du tout. D'autres packers et plugs se gonflent en appliquant une pression sur l'élément afin de le gonfler et de le rendre étanche. Ces types de plugs se gonflent généralement en pompant des fléchettes, des billes d'acier ou du liquide pour appliquer une pression sur l'élément en caoutchouc et lui permettre de se gonfler et d'augmenter son diamètre. Dans certains cas, les Packers et les plugs peuvent être utilisés pour isoler la production d'eau non désirée à l'intérieur du puits de forage.

Les packers sont également utilisés dans les premières phases de la vie du puits, en particulier dans les phases de complétion après le forage. Il s'agit d'une technique courante pour les exploitants qui ont une connaissance relativement bonne des caractéristiques et des couches de leur réservoir. La diagraphie pendant le forage peut également être un atout en identifiant les caractéristiques ouvertes qui pourraient être à l'origine d'une mauvaise production d'eau à l'avenir. Après avoir foré le puits et collecté les données, un liner pré-perforé peut-être installée avec des packers pour ne produire que les bonnes couches et isoler les formations à risque. Une fois de plus, une préconception précise et prudente du travail est essentielle pour définir les éléments qui permettront d'éviter les échecs.

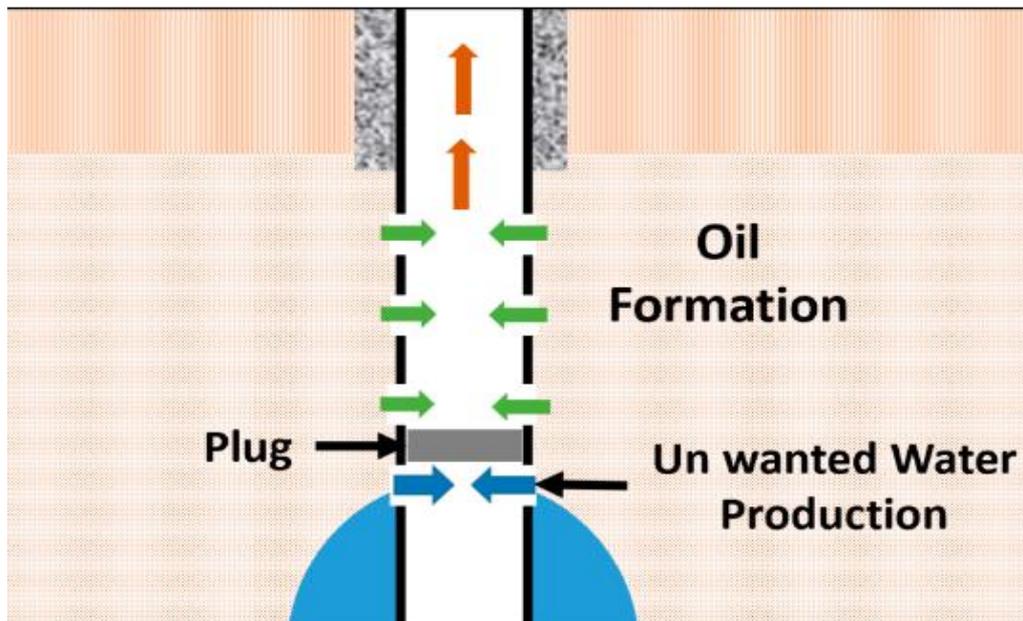


Figure A.III. 1: Utilisation d'un plug pour arrêter la production d'eau par le fond.

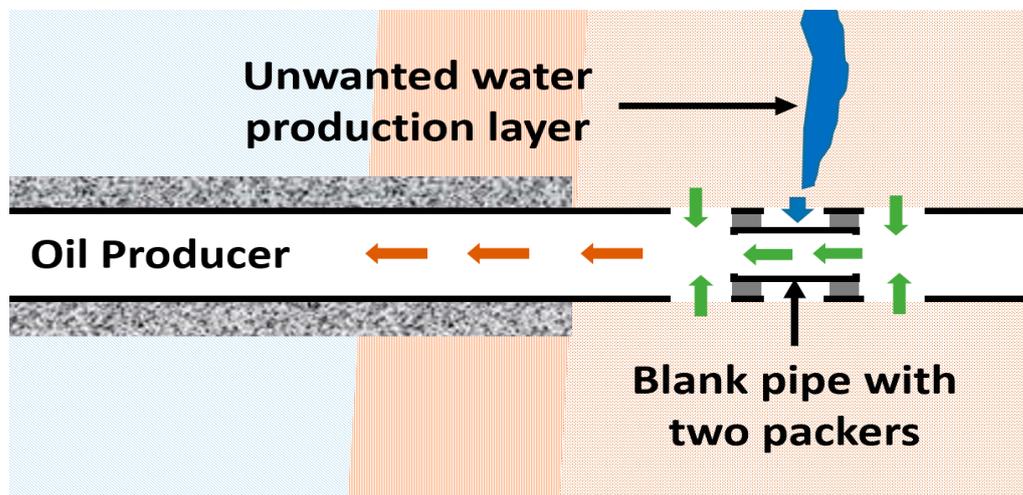


Figure A.III. 2: Deux packers au-dessus et au-dessous d'un blank pipe pour arrêter la production d'eau des intervalles intermédiaires sans affecter les autres zones de production de pétrole.

De même, pour les puits d'injection d'eau, ces plugs peuvent être utilisés pour garantir de meilleurs résultats en matière de conformité et pour éliminer la production de mauvaise eau à partir des puits de production à travers les zones de fuite, les couches à haute perméabilité ou les caractéristiques ouvertes connectées. Par exemple, si l'une des caractéristiques précédentes a été identifiée dans le profil d'injection d'un puits d'injection d'eau, des plugs peuvent être utilisés pour isoler l'eau injectée et l'empêcher d'y pénétrer. S'il existe une caractéristique ouverte au fond d'un puits d'injection d'eau, un plug peut être installé pour isoler la partie inférieure, afin d'éviter de gaspiller l'eau injectée et de la diriger plutôt vers les roches de la matrice pétrolière. De même, si la caractéristique se trouve au milieu ou en haut du profil d'injection, un tube vide avec des packers supérieurs et inférieurs peut être installé pour isoler les zones voleuses de l'eau injectée sans compromettre la conformité et l'efficacité du balayage du champ.

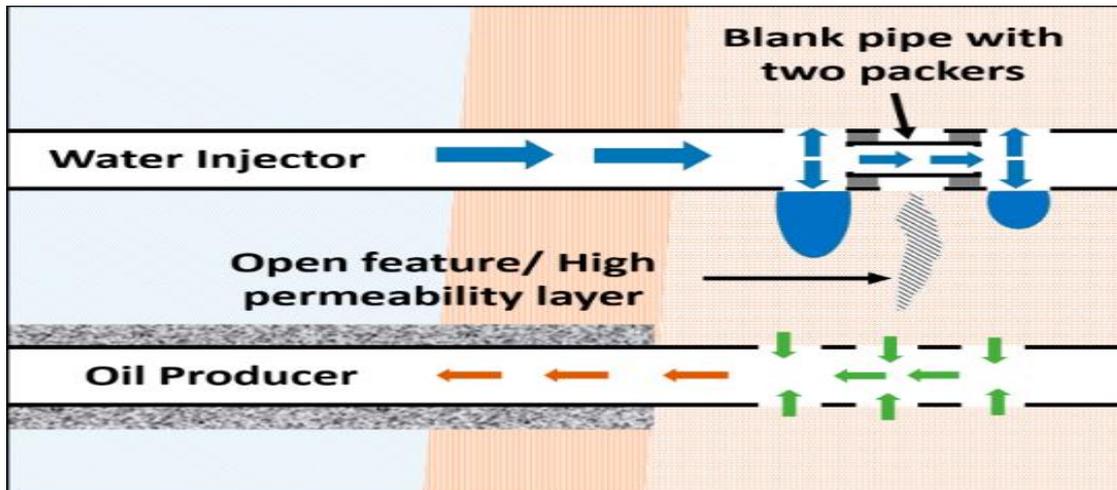


Figure A.III. 3: Deux packers au-dessus et au-dessous d'un tube vide pour éviter d'injecter de l'eau dans des zones ouvertes ou des couches à haute perméabilité.

Les packers et les plugs peuvent être classés en systèmes gonflables et non gonflables, comme les montres dans le **tableau A.III.1**. Les packers gonflables sont constitués d'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 gonflables sont récupérables. Cependant, ils sont parfois associés à des bouchons de ciment pour assurer une étanchéité permanente dans les trous ouverts.[22][23]

III.3.1.1.1 Packers gonflables :

Les packers gonflables comprennent : packer gonflable, bridge plug, swell packer, straddle packer, inflatable cement retainer, et expandable tubular. Les processus de gonflage sont déclenchés par différents mécanismes. Le gonflage des packers gonflables est réalisé par l'expansion de lames de caoutchouc. L'expansion des bridges plugs et des tubulaires expansibles est obtenue par expansion mécanique. La pression entre la base du cône et le sabot de la gaine dilate le tubulaire. Le gonflement du swell packer est causé par le contact avec les fluides dans les puits. Certains packers gonflables, tels que les straddle packers composés de deux éléments gonflables et d'un nipple, peuvent être utilisés à la fois comme outils d'isolation de la zone et comme outils d'injection. Les deux éléments gonflables assurent l'isolation de la zone, tandis que le fluide de traitement peut être injecté à partir des nipples situés entre les deux. L'inflatable cement retainer a une fonction similaire. Ils assurent l'isolation de la zone à l'aide d'éléments gonflables en vue d'un traitement chimique ultérieur et de l'injection de produits chimiques dans la zone cible.[24]

III.3.1.1.2 Packer non gonflable :

Le packer en ciment est un packer non gonflable couramment utilisé dans les puits verticaux. Appliqué dans les puits horizontaux, il peut être confronté à une étanchéité incomplète dans l'espace annulaire en raison de l'effet de gravité. Il convient pour l'isolation des zones supérieures afin d'arrêter les fluides indésirables. Un nouvel packer à base de ciment mousse a été utilisé sur le terrain. Le ciment mousse a été créé lorsqu'un gaz, généralement de l'azote, est injecté à haute pression dans une boue de base qui contient 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. Grâce à sa structure, le ciment mousse peut empêcher le développement de canaux de gaz ou d'eau. Il existe d'autres types de ciment, tels que le ciment gonflant, le ciment hautement thixotropique et le ciment à densité neutre renforcé par des vibrations.[25]

Tableau A.III. 1: Caractéristiques et mécanismes de fermeture des packers couramment utilisés.

Nom d'outils	Apparence	Expansibilité	Récupérable	Mécanismes d'étanchéité
Cement plug		Non	Non	Le ciment bouche complètement l'espace annulaire en formant un bloc rigide
Inflatable packer		Oui	Oui	Le gonflage des inflatables packers est réalisé par l'expansion de la poche en caoutchouc. Les éléments occupent complètement l'espace annulaire pour assurer l'isolation
Bridge plug		Oui	Oui	L'expansion des bridges plugs se fait par expansion mécanique. Les éléments gonflables occupent complètement l'espace annulaire pour assurer l'isolation.
Straddle packer		Oui	Oui	Le gonflage du straddle packer est similaire à celui du inflatable packer. Les éléments gonflables occupent complètement l'espace annulaire pour assurer l'isolation.
Swell packer		Oui	Oui	Le gonflement des swell packers est provoqué par le contact avec les fluides dans le puits. Les éléments gonflables occupent entièrement l'espace annulaire pour assurer l'isolation.

Cement retainer		Oui	Oui	Le gonflage est réalisé par l'expansion de la poche en caoutchouc. Le ciment est injecté après l'expansion.
Expandable tubular		Oui	Non	La pression entre la base du cône et le sabot de la gaine dilate le tubulaire pour assurer l'étanchéité.
External casing Packer (ECP)		Oui	Non	Le gonflage est réalisé par l'expansion de la poche en caoutchouc. Les éléments gonflables occupent entièrement l'anneau pour assurer l'isolation.

III.3.1.1.3 Cement plug :

Un bouchon de ciment dans les puits de pétrole est un outil crucial utilisé pour isoler des sections spécifiques du puits de forage, empêchant le mouvement des fluides entre les différentes zones ou dans le puits. Il est généralement constitué d'une suspension d'eau, de ciment Portland et d'additifs, qui est pompée dans le puits de forage et mise en place pour former une barrière solide.



Figure A.III. 4: Cement plug

Le processus de mise en place d'un bouchon de ciment implique différentes méthodes, la plus courante étant la méthode du bouchon équilibré. Dans cette méthode, un volume calculé de ciment est placé dans le puits, avec des fluides d'espacement, pour garantir l'équilibre de la pression hydrostatique à l'intérieur et à l'extérieur de la colonne de travail.

Le bouchon de ciment, utilisé pour arrêter l'eau dans les puits de pétrole, peut constituer une barrière très puissante et étanche qui est produite après l'injection du ciment dans le puits de pétrole. Il est utilisé pour couper, isoler et traiter une certaine partie du puits où l'eau s'infiltrerait, afin de mieux gérer la production de pétrole brut à partir de ces puits.

L'injection de ciment à haute pression à l'aide d'un tube dans la section du puits où l'eau s'infiltrerait est le processus de fabrication d'un bouchon de ciment. Par la suite, le ciment durcit et forme une barrière imperméable qui empêche l'eau de traverser le puits.[26]

III.3.1.1.3.1 Les applications:

- **Water shut off** : Cement plugs (bouchons de ciment) sont utilisés pour isoler les zones de percolation d'eau dans les puits de pétrole. En créant une barrière solide et imperméable qui empêche l'eau de s'écouler dans le puits, ils réduisent la production d'eau indésirable et donc la quantité de pétrole produite.
- **Contrôle de la pression** : Pour contrôler la pression dans les puits de pétrole, des bouchons en ciment sont utilisés. Ils peuvent servir à isoler les zones à haute pression ou à diriger le flux de fluide dans le puits.
- **Isolation des zones de production** : Une façon d'isoler les différentes zones de production dans un puits de pétrole consiste à utiliser des bouchons en ciment. Cette méthode permet de garantir l'utilisation maximale des couches individuelles du réservoir grâce au contrôle du débit de fluide dans le puits.
- **Prévention de la contamination** : Les bouchons à base de ciment sont utilisés pour empêcher la transmission de la contamination d'une zone du réservoir à une autre. Ils créent une barrière solide qui empêche les fluides indésirables de pénétrer et de réduire la qualité du pétrole ou du gaz produit.
- **Abandon de puits** : Lorsque la productivité d'un puits de pétrole diminue ou qu'il devient nécessaire de cesser les opérations, l'utilisation de bouchons de ciment est impérative pour la fermeture définitive du puits. Ces bouchons remplissent la fonction cruciale d'établir une barrière imperméable qui protège contre toute fuite potentielle de fluide, assurant ainsi la préservation de l'environnement.

III.3.1.1.3.2 Les avantages :

- **Isolation efficace** : Les bouchons de ciment jouent le rôle de barrières solides et imperméables, isolant efficacement des sections spécifiques du puits. Ces bouchons ont la capacité de résister à une pression énorme et d'arrêter efficacement toute fuite de fluide.
- **Contrôle du flux** : L'utilisation de bouchons de ciment permet d'optimiser la production et d'éviter les mélanges indésirables de fluides. Ces bouchons contrôlent efficacement la circulation des fluides dans le puits en isolant des zones désignées et en régulant le débit.
- **Durabilité** : La durabilité des bouchons de ciment contribue à leur durée de vie, car ils ont une longue durée de vie et résistent à la corrosion. Cela les rend idéaux pour une variété d'applications dans les puits de pétrole, y compris le WC.
- **La flexibilité** : Les bouchons de ciment ont des applications polyvalentes dans diverses configurations de puits de pétrole, notamment les puits verticaux, horizontaux et déviés. Ils peuvent fonctionner efficacement à différentes profondeurs et résister à une large gamme de conditions de température et de pression.

III.3.1.1.3.3 Les caractéristiques :

- **Résistance mécanique** : L'une des caractéristiques critiques des bouchons de ciment est leur résistance mécanique, car ils doivent résister à la pression exercée par la formation et les fluides environnants. La résistance à la compression du ciment doit être adéquate pour soutenir le puits de forage et empêcher tout effondrement ou déformation.
- **Placement** : Un placement correct du bouchon de ciment dans le puits de forage est essentiel pour une fermeture efficace de l'eau. Cela implique de pomper le coulis de ciment

dans le puits de forage et de lui permettre de se déposer à l'emplacement souhaité. Le bouchon de ciment doit former une étanchéité adéquate avec le tubage du puits et la formation environnante pour empêcher toute pénétration d'eau.

- **Liaison** : Le bouchon de ciment doit former une liaison solide avec le tubage du puits et la formation pour garantir une étanchéité fiable et durable. Une mauvaise liaison peut entraîner des fuites et une efficacité réduite du processus de coupure d'eau.
- **Résistance à la dégradation chimique et thermique** : les bouchons de ciment doivent être résistants à la dégradation chimique et thermique, car ils peuvent être exposés à des fluides corrosifs et à des températures élevées dans le puits de forage. Cette durabilité garantit que le bouchon de ciment conserve son intégrité et continue de fournir une coupure d'eau efficace tout au long de sa durée de vie.

III.3.1.1.4 Inflatable packer :

Le packer gonflable est un bouchon expansible utilisé pour isoler des sections d'un puits d'un forage. Il est conçu pour fermer et ancrer le packer en place dans le trou ou le tube dans lequel il est inséré. Les packers gonflables sont des membranes cylindriques et élastiques qui se gonflent radialement lorsqu'elles sont soumises à une pression interne, créant ainsi un joint d'étanchéité. Ils sont généralement constitués d'éléments en caoutchouc renforcé, qui offrent une large gamme de caractéristiques de fonctionnement pouvant être adaptées à la plupart des applications. Le fluide de gonflage est introduit entre le tube central et l'intérieur de la membrane.

Est un dispositif utilisé dans les puits de pétrole pour isoler des sections du puits ou du forage. Il s'agit d'un bouchon gonflable qui peut être gonflé pour isoler une section spécifique, permettant ainsi diverses opérations telles que le pompage, l'injection, l'hydro fracturation, l'injection de coulis, le contrôle du débit, les tests et l'échantillonnage. Les packers gonflables sont disponibles en différents types, tels que les packers à extrémité coulissante et les packers à extrémité fixe, chacun ayant ses propres caractéristiques et applications.

Les packers à extrémité coulissante sont recommandés pour les forages ouverts ou les applications à haute pression, car ils permettent à une extrémité du packer de se déplacer sur la base du tube pendant le gonflage. Par contre, les packers à extrémité fixe ont les deux extrémités de l'élément en caoutchouc attachées au mandrin du tube. [27]



Figure A.III. 5: représente un Inflatable packer dans un puit

III.3.1.1.4.1 Les applications :

Les packers gonflables sont utilisés dans diverses applications, telles que :

- Les tests de perméabilité
- Les tests de fracturation,
- L'injection de produits chimiques,
- L'échantillonnage des fluides de formation,
- L'injection de tubage/piliers,
- Le colmatage des trous de forage,
- Et les outils de pêche en fond de trou.

Ils sont également utilisés dans les secteurs des puits d'eau, des minéraux, de la géotechnique et du forage de fondations.

III.3.1.1.4.2 Les avantages :

Les packers gonflables présentent plusieurs avantages par rapport à d'autres conceptions de packers:

- **Polyvalence** : Les packers gonflables peuvent être utilisés dans une large gamme d'applications, notamment le pompage, l'injection, l'hydro fracturation, le gâchage, le contrôle du débit, les tests et les échantillonnages.
- **Personnalisation** : propose une large sélection de combinaisons de métaux et d'élastomères pour les packers personnalisés, permettant des solutions adaptées aux applications uniques.
- **Ratios d'expansion élevés** : L'élément entièrement renforcé des packers à extrémité coulissante offre des ratios d'expansion élevés, les rendant adaptés aux applications de trou ouvert ou à haute pression où la pression différentielle entre l'intérieur et l'extérieur du packer est importante.
- **Adaptabilité** : Les packers à extrémité coulissante sont recommandés pour les applications de trou ouvert ou à haute pression où la pression différentielle entre l'intérieur et l'extérieur du packer est importante.
- **Fiabilité** : L'élément entièrement renforcé des packers à extrémité fixe empêche les problèmes d'extrusion, assurant des performances fiables dans diverses applications.
- **Coût-efficace** : Les packers gonflables sont maintenant plus abordables et largement utilisés dans plusieurs disciplines, telles que le développement des eaux souterraines, les études de contamination, le débouchage, la géothermie, l'exploitation minière, le méthane de charbon de bois et les études géotechniques.



Figure A.III. 6: Inflatable packer en cas d'inflation

III.3.1.1.5 Straddle packer :

Le straddle packer est un outil spécialisé utilisé pour les opérations de complétion et de stimulation de puits. Il est conçu pour isoler des zones spécifiques à l'intérieur d'un puits de forage, ce qui permet de tester, de stimuler ou de fermer ces zones de manière indépendante. L'outil se compose de deux packers, généralement un packer supérieur et un packer inférieur, espacés de manière à créer une zone annulaire étanche entre eux.

Le système straddle packer est particulièrement utile dans les essais de fracturation hydraulique où l'outil permet d'isoler deux zones à l'aide d'un seul système de packer, ce qui permet d'étudier chaque zone indépendamment.

L'outil straddle packer est conçu pour être utilisé dans un trou tubé et sert à isoler les zones des intervalles de production ou d'injection situés au-dessus ou au-dessous des packers. Cette isolation est obtenue grâce à l'utilisation d'éléments de fermeture qui se placent dans le puits et établissent une zone annulaire entre les packers. L'outil comprend également des passages de dérivation qui permettent la communication des fluides entre les zones situées au-dessus et au-dessous de l'outil, ce qui facilite son introduction et sa récupération dans le puits.

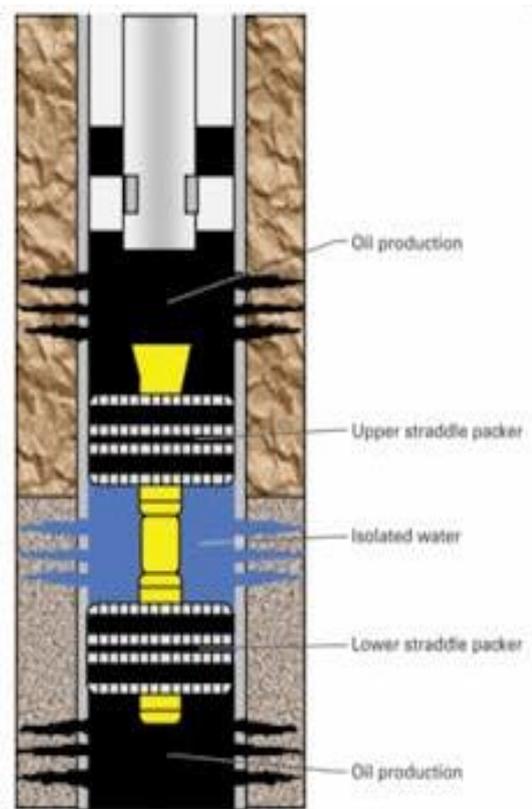


Figure A.III. 7: Straddle packer

Le système « straddle packer » se compose de deux packers séparés par un espaceur de longueur variable, généralement d'un packer supérieur et d'un packer inférieur, espacés de manière à ce que le packer inférieur soit placé entre les deux zones d'intérêt. Le packer supérieur est placé au-dessus de la zone d'essai, l'isolant des fluides de l'anneau au-dessus de lui. Cette isolation permet de créer une barrière de pression entre les deux zones, ce qui permet de stimuler indépendamment chaque zone en utilisant le flux de fluide à travers le diamètre intérieur de l'outil.[28]

III.3.1.1.5.1 Les applications :

Les straddle packers sont couramment utilisés dans diverses applications, notamment

- Les essais de fracturation hydraulique pour mesurer la contrainte in situ dans les roches.
- Opérations de complétion de puits pour isoler des zones spécifiques et contrôler l'écoulement des fluides.
- Opérations de stimulation pour améliorer la récupération du pétrole en créant des fractures dans la formation.
- Solutions permanentes ou temporaires pour restaurer l'intégrité du puits dans les cas où la barrière primaire a échoué.

III.3.1.1.5.2 Les avantages :

- **Complétion et stimulation ciblées** : Les packers straddle permettent d'isoler des zones spécifiques dans un puits, ce qui permet des complétions et des stimulations ciblées. Cela aide à optimiser la production et à réduire les coûts.
- **Intégrité du puits améliorée** : En isolant des zones, les packers straddle aident à prévenir la communication entre des zones à pressions différentes, réduisant ainsi le risque d'issues d'intégrité du puits et de dommages potentiels.
- **Production améliorée** : En isolant des zones non productives et en focalisant la stimulation sur des zones productives, les packers straddle peuvent augmenter la production globale du puits et améliorer la viabilité économique du puits (réduire la nécessité d'équipements et de services supplémentaires, tels que la logistique et la perforation)
- **Opérations sans plateforme** : De nombreux systèmes de packers straddle sont conçus pour des opérations sans plateforme, ce qui peut réduire significativement les coûts et les impacts environnementaux associés aux opérations de forage et de complétion.
- **Sécurité améliorée** : En réduisant la nécessité de fermetures de puits et en minimisant le risque d'issues d'intégrité du puits, les packers straddle peuvent améliorer la sécurité globale du puits et réduire le risque d'accidents.
- **Accès amélioré** : Les packers straddle peuvent être utilisés dans des puits avec accès restreint, tels que des puits à petits diamètres ou des géométries complexes, ce qui les rend un outil précieux pour accéder à des zones difficiles à atteindre.
- **Collecte de données améliorée** : Les packers straddle peuvent être utilisés pour collecter des données précieuses sur les performances du puits et les caractéristiques du réservoir, ce qui peut informer les efforts de planification et d'optimisation future.

III.3.1.1.6 Bridge Plug :

Un bridge plug est un outil de fond de puits utilisé dans les opérations pétrolières et gazières pour isoler des zones à l'intérieur d'un puits de forage. Il est conçu pour empêcher la migration des fluides et faciliter l'exploitation efficace du puits. Les bridges plugs peuvent être fabriqués en différents matériaux, notamment en fonte, en matériaux composites ou en alliages spécialisés, en fonction des conditions qui règnent dans le puits de forage et de l'objectif visé. Il en existe deux types principaux : les plugs permanents et les plugs temporaires.

Les plugs permanents sont conçus pour une utilisation à long terme dans les cas où les puits sont abandonnés. Ces plugs sont généralement fabriqués à partir de matériaux capables de résister à des conditions difficiles en fond de puits, telles que des températures élevées, des pressions et des environnements corrosifs. Ils sont déployés pour sceller les zones de manière permanente, garantissant ainsi la fermeture du puits en toute sécurité.



Figure A.III. 8: Bridge Plug

Les Plugs temporaires, quant à eux, sont conçus pour des applications de plus courte durée, offrant une certaine flexibilité dans les opérations de forage. Ils sont conçus avec des caractéristiques qui facilitent l'installation et le retrait, ce qui les rend adaptés aux situations où une isolation temporaire des zones est nécessaire.[22]

III.3.1.1.6.1 Les applications:

- **Isolation zonale** : Les bridges plugs sont utilisés pour isoler des zones spécifiques dans un puits, contrôler le flux de fluides et de gaz entre ces zones. Cela permet de gérer chaque zone de manière indépendante pour optimiser la production ou le traitement.
- **Abandon de puits** : Les bride-plugs sont déployés pour sceller définitivement des puits, assurant la sécurité et l'intégrité du puits.
- **Abandon temporaire** : Les bride-plugs peuvent être utilisés pour sceller temporairement un puits, permettant aux opérateurs de réaliser des travaux de maintenance ou de préparer le puits pour la production.
- **Fracturation hydraulique** : Les bride-plugs solubles sont utilisés dans les opérations de fracturation hydraulique pour isoler des zones spécifiques dans le puits.
- **Acidification** : Les bride-plugs solubles sont utilisés dans les opérations d'acidification pour isoler des zones spécifiques dans le puits.
- **Intervention dans les puits** : Les bride-plugs sont utilisés pour isoler des zones spécifiques dans un puits, permettant d'intervenir dans le puits sans perturber les zones adjacentes.

III.3.1.1.6.2 Les principales caractéristiques et avantages :

Les bridges plugs offrent plusieurs caractéristiques et avantages importants, notamment :

- **Isolation zonale** : Les Bridges plugs permet aux opérateurs d'isoler des zones spécifiques à l'intérieur d'un puits de forage, en contrôlant l'écoulement des fluides et des gaz et en garantissant l'intégrité du puits.
- **Abandon temporaire** : Les bridges plugs peuvent être utilisés pour fermer temporairement un puits, ce qui permet aux opérateurs d'effectuer des travaux d'entretien ou de préparer le puits pour la production.
- **Fermeture permanente** : les bridges plugs peuvent être utilisés pour fermer définitivement un puits, garantissant ainsi qu'il reste fermé et sécurisé.
- **Réduction du risque d'endommagement du puits** : Les bridges plugs dissolvables, en particulier, réduisent le risque d'endommagement du puits en ne nécessitant pas d'outils hydrauliques à haute pression.
- **Respect de l'environnement** : Les bridges plugs dissolvables se dissolvent complètement au fil du temps, sans laisser de résidus, ce qui en fait une option respectueuse de l'environnement.

III.3.1.1.7 Swell packer :

Un Swell packer est un type d'outil de complétion de fond de puits conçu pour fournir une isolation zonale et une étanchéité annulaire dans les puits. C'est un dispositif simple et auto-opérant qui utilise des polymères avancés appelés élastomères gonflants, qui changent de forme ou de volume en réponse à des fluides spécifiques comme le pétrole ou l'eau.

Ce packer est généralement descendu dans le trou de forage et, lorsqu'il est exposé au fluide désigné, le matériau élastomère commence à gonfler, se dilatant pour remplir l'espace disponible. Cette action de gonflement crée un joint entre le packer et la formation environnante, isolant efficacement des zones spécifiques dans le puits et empêchant le mélange ou la migration des fluides.

Les Swell packers sont particulièrement utiles dans les situations où les méthodes de cimentation traditionnelles ne sont pas réalisables ou efficaces, comme dans les puits horizontaux, où le ciment peut réduire la productivité en recouvrant la face de sable. Ils offrent plusieurs avantages, notamment la facilité d'installation, une complexité réduite et la capacité de s'adapter à l'évolution des conditions du puits au fil du temps.[29]

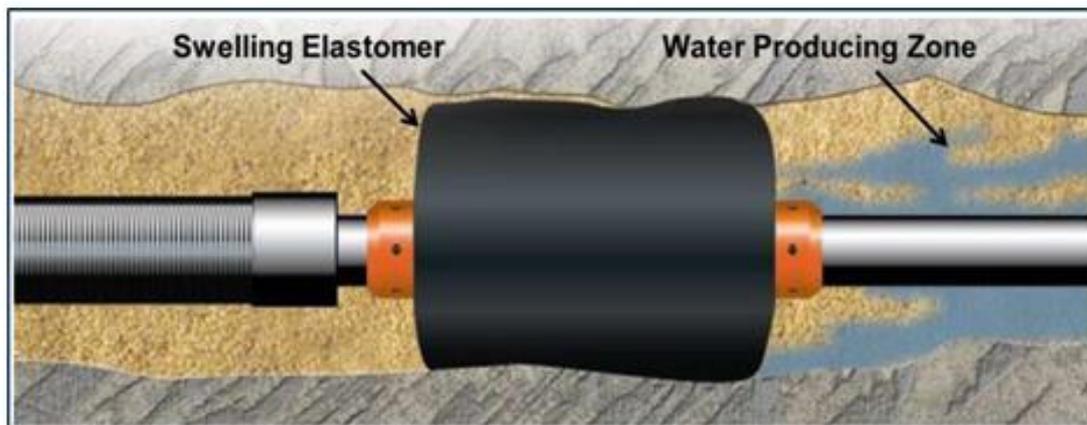


Figure A.III. 9: Swell packer

III.3.1.1.7.1 Les Avantages :

- Facilité d'installation et d'utilisation.
- Adaptabilité aux conditions changeantes des puits.
- Réduction de la complexité par rapport aux méthodes traditionnelles.
- Isolation zonale efficace pour prévenir les migrations de fluides.
- Utilisation d'élastomères gonflants pour une étanchéité fiable.

III.3.1.1.7.2 Les Applications :

- Complétion de puits de pétrole pour l'isolation zonale.
- Étanchéité annulaire dans les puits pour empêcher les fuites.
- Utilisation dans les puits horizontaux où le ciment peut réduire la productivité.
- Idéal pour les situations où les méthodes de cimentation traditionnelles ne sont pas efficaces.
- Offre une solution efficace pour la production et la complétion des puits de pétrole.

III.3.1.1.8 External Casing Packer (ECP) :

Dans les puits de pétrole, un packer externe (ECP) est un dispositif mécanique utilisé pour créer un joint permanent dans l'espace annulaire entre le puits de forage et le tubage. Il est généralement installé au fond du tubage de surface et est conçu pour empêcher les fluides indésirables de pénétrer dans le puits de forage à partir des formations environnantes. L'ECP comprend une poche gonflable, un ensemble de lattes métalliques déformables et une couverture en caoutchouc externe. Une fois le tubage installé à sa profondeur maximale, le ciment est pompé à travers le tubage et l'ECP est activé par la pression de la colonne de ciment. Cela cause la poche gonflable à s'étendre scellant l'anneau avec le tubage et empêchant tout écoulement potentiel de fluides des formations environnantes d'entrer dans le puits. L'ECP fournit une couche supplémentaire de protection pour l'eau souterraine et aide à garantir l'intégrité du puits de forage pendant les opérations de forage et de production.[30]



Figure A.III. 10: External Casing Packer (ECP)

III.3.1.1.8.1 Les Avantages :

- Crée un joint permanent dans l'annulus entre le puits et le casier pour empêcher les fluides indésirables d'entrer dans le puits
- Protège l'eau souterraine en fournissant une couche supplémentaire d'intégrité du puits
- Assure l'intégrité du puits pendant les opérations de forage et de production
- Activé par la pression de la colonne de ciment une fois le casier mis en place

III.3.1.1.8.2 Les Applications :

- Installé au fond du casier de surface
- Composé d'une poche gonflable, de lattes métalliques flexibles et d'une couverture en caoutchouc externe
- Empêche tout flux potentiel de fluides des formations environnantes d'entrer dans le puits
- Scelle l'annulus avec le casier une fois la poche gonflable expansée [31]

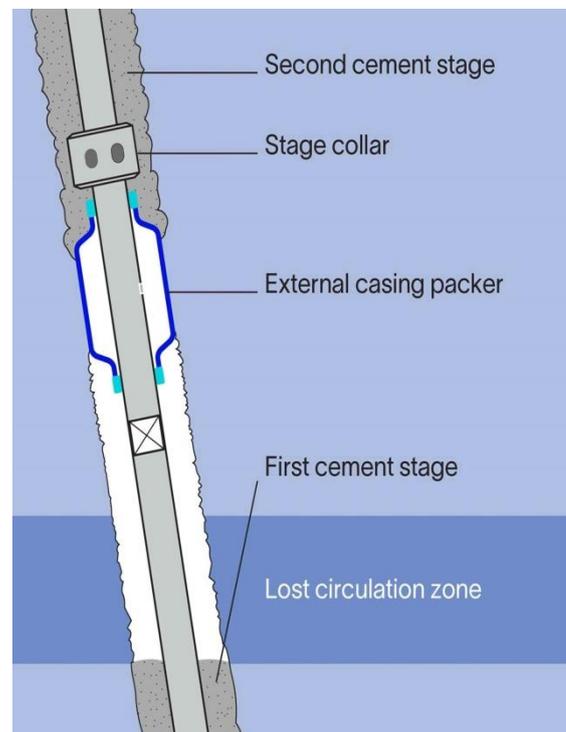


Figure A.III. 11: représente le rôle d'un External Casing Packer (ECP)

III.3.1.1.9 Expandable tubular :

Un tubage extensible dans les puits de pétrole fait référence à un type de tube en acier qui peut être agrandi en profondeur pour augmenter son diamètre intérieur. Cette technologie est utilisée pour améliorer la production de pétrole et de gaz à partir de puits contraints par la taille du trou de forage. Le tubage extensible est généralement descendu en profondeur sur un train de tiges de forage, puis agrandi à l'aide d'un cône d'expansion ou d'un mandrin poussé ou tiré hydrauliquement ou mécaniquement. Ce processus déforme de manière permanente l'acier, augmentant le diamètre intérieur du tubage. Le tubage agrandi peut ensuite être utilisé comme une colonne de tubage pour accéder à des réservoirs qui étaient auparavant inaccessibles en raison du diamètre limité du trou de forage. Cette technologie est particulièrement utile dans les situations où le coût de forage d'un nouveau puits serait trop élevé ou lorsque le puits est déjà foré mais a une production limitée en raison de la taille du trou de forage.[32]

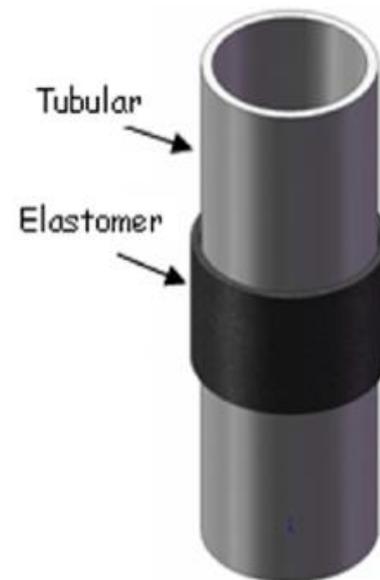


Figure A.III. 12: Expandable tubular

III.3.1.1.9.1 Les Avantages :

- Les tubes expansibles permettent d'atteindre des réserves de pétrole et de gaz inaccessibles auparavant.
- En augmentant le diamètre interne du tubage, ils améliorent la production des puits.
- Les tubes expansibles ont une durée de vie plus longue que les tubes en acier traditionnels.
- Ils peuvent être utilisés pour la maintenance des puits existants ou la construction de nouveaux puits.

III.3.1.1.9.2 Les applications :

- Utilisés comme colonne de tubage pour accéder à des réservoirs précédemment inaccessibles à cause du diamètre limité du puits
- Particulièrement utile quand le coût de forage d'un nouveau puits serait trop élevé ou en cas de puits déjà forés mais avec une production limitée par le diamètre
- Permettent de ne plus perdre en taille de tubage à chaque étape de la construction du puits
- Changent la face du forage pétrolier en bousculant les règles traditionnelles de construction des puits

III.3.1.2 Tubing Patches :

Cette méthode est principalement utilisée pour résoudre les problèmes d'intégrité des puits, en particulier les fuites de tubage. Les problèmes de fuites de tubage sont fréquents dans les anciens puits et dans les puits complétés dans des formations contenant des gaz corrosifs tels que le H₂S. S'il a été découvert que la source de l'eau indésirable provenait d'une fuite dans le tubage, l'application de patches de ciment ou de résines est considérée comme une solution appropriée. Cette méthode ne peut être appliquée qu'après avoir identifié l'emplacement exact de la fuite à l'aide des méthodes décrites précédemment. Les travaux de squeezing peuvent être effectués à l'aide d'appareils de forage ou, parfois, avec les technologies actuelles, sans appareil de forage. En général, des équipements gonflables sont utilisés pour diriger les patches vers le point de fuite. Pour les petites fuites, de fines particules de ciment sont squeezées pour résoudre le problème d'intégrité du puits et créer un joint.[33]

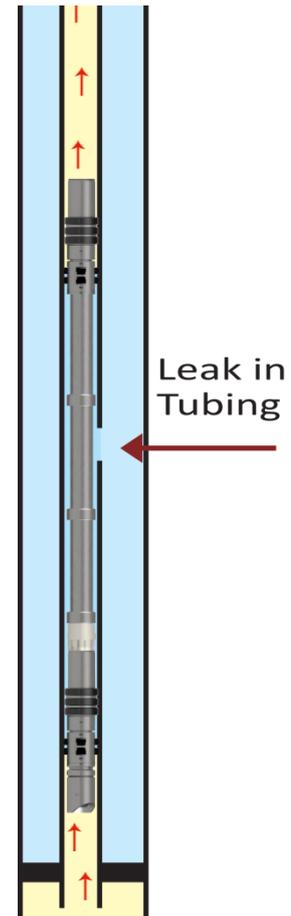


Figure A.III. 13: tubing Patch récupérable

III.3.2 Les solutions chimiques :

Loin du puits de forage, dans le réservoir ou près du puits de forage, les opérations du water shutoff peuvent être réalisées par plusieurs traitements chimiques. 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. De plus, ils aident 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 pour forcer l'eau à suivre le chemin le plus difficile afin de balayer le pétrole de la roche matrice, ce qui permet d'obtenir des rendements économiques globaux plus élevés que la production de pétrole à partir de fractures. 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. Le principal avantage des opérations chimiques de water shut-off par rapport aux opérations mécaniques est qu'elles résolvent le problème de la production d'eau indésirable au lieu de la cacher sous ou derrière un plug, un packer ou un tubing patch. Les produits chimiques injectés peuvent pénétrer dans les zones d'eau du réservoir et en réduire la 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 larges 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. Le succès des opérations d'injection chimique dépend du niveau de connaissance du réservoir et de ses caractéristiques, des propriétés chimiques et de l'emplacement précis des produits chimiques injectés. Par exemple, l'efficacité des agents de water shut-off 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 opération efficace. Dans cette section, les solutions chimiques courantes sont examinées en détail, ainsi que des exemples d'exécution des opérations.[34]

III.3.2.1 Le gel :

L'injection de gel est l'une des solutions chimiques les plus connues pour les opérations du water shut off. Elle est utilisée pour réduire le rapport eau-huile, 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. Les traitements au gel peuvent complètement fermer les couches ; par conséquent, ils sont donc considérés comme une opération agressive et risquée de contrôle de la conformité. D'autre part, l'injection de gel polymère est considérée comme relativement moins coûteuse que d'autres opérations de récupération améliorée du pétrole.

Les opérations d'injection de gel sont divisées en trois étapes principales : la modélisation, la conception et l'exécution. La première étape consiste à modéliser l'opération d'injection de gel à l'aide d'un logiciel de simulation, ce qui constitue une étape importante pour la conception du programme de l'opération d'injection de gel. À ce niveau, toutes les informations disponibles sur le réservoir et le puits sont considérées comme précieuses, telles que les paramètres du réservoir, les points d'entrée de l'eau, les rapports d'opérations de forage, les diagraphies et l'historique de la production. La deuxième étape consiste à définir les propriétés du gel polymère. L'injection du gel dans le réservoir dépend de quatre propriétés. La première est la viscosité du gel au moment de l'injection, qui permet de diriger le gel vers les chemins les plus longs et les moins résistants. La deuxième est la nature de la phase du gel qui est généralement choisie pour être la phase aqueuse puisque l'eau est la phase que l'on souhaite fermer. Le troisième facteur est la densité du gel. Il est très important qu'il soit conçu avec précaution et basé sur la densité de l'eau de formation afin d'éviter de perdre l'efficacité du traitement par gel. Quatrièmement, le temps de préparation ou d'injection. Un temps d'injection plus long permet plus de succès en permettant au gel de fermer les zones les plus larges et les chemins les moins résistants. Al-Dhafeeri et al. Présentent une étude de cas sur l'utilisation de traitements au gel comme solution chimique pour sceller les zones d'eau excessive.[35]

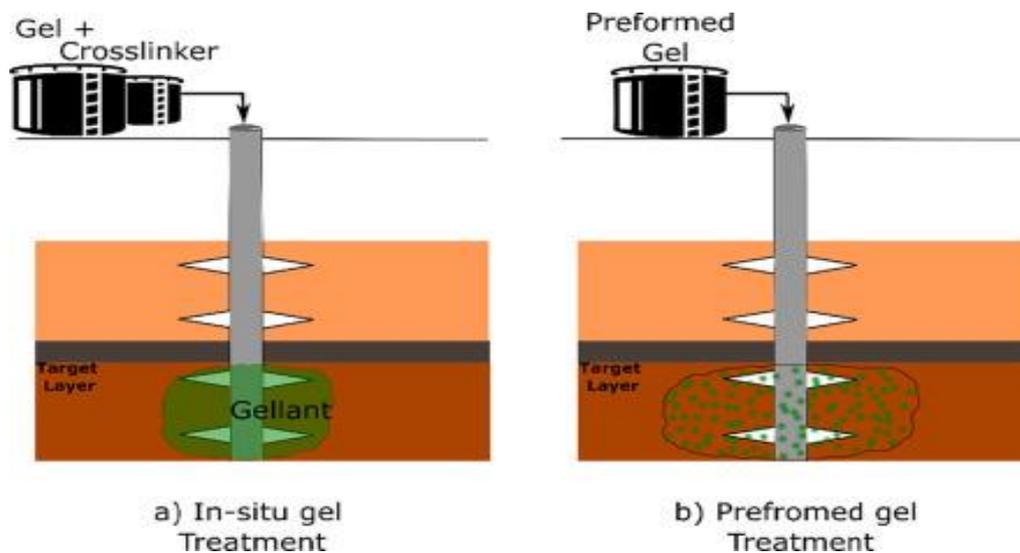


Figure A.III. 14: L'injection de gel

III.3.2.2 Injection de polymères :

Une autre technique courante pour les opérations de water shut-off est l'utilisation de la méthode d'injection de polymères 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. Cette technique est généralement appliquée dans les réservoirs éloignés des puits de production à travers des 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.

L'utilisation de l'injection de polymères est très courante parmi les opérateurs pétroliers et peut être préparée en dissolvant les polymères dans l'eau injectée et en l'injectant par des puits d'injection. Les polymères utilisés dans cette technique sont généralement de deux types : les biopolymères et les polymères artificiels. Les avantages des biopolymères par rapport aux polymères artificiels sont qu'ils ne sont pas affectés par la salinité de l'eau et qu'ils sont insensibles aux dégradations mécaniques. Cependant, ils sont plus chers que les polymères artificiels. Le xanthane et le scléroglycane sont deux types célèbres de biopolymères. Les polymères artificiels sont plus courants parce qu'ils sont moins chers, plus disponibles et qu'ils fonctionnent bien dans une eau à faible salinité. Le polyacrylamide (PAM) et le polyacrylamide hydrolysé (HPAM) sont deux types de polymères artificiels. Les polymères peuvent également jouer un rôle dans la réduction de la perméabilité si le poids moléculaire est augmenté. Enfin, en fonction des caractéristiques du réservoir et de l'économie des opérations, le bon polymère est choisi en cas d'injection chimique. L'article d'El-Karsani comprend un examen général des systèmes de polymères utilisés pour les opérations de water shut-off, ainsi que de leurs composés chimiques et de leurs propriétés.[36]

Il existe d'autres techniques chimiques pour les opérations de water shut-off, telles que les résines, les particules solides et les mousses, qui permettent également d'obtenir une meilleure conformité et d'améliorer l'efficacité du balayage.

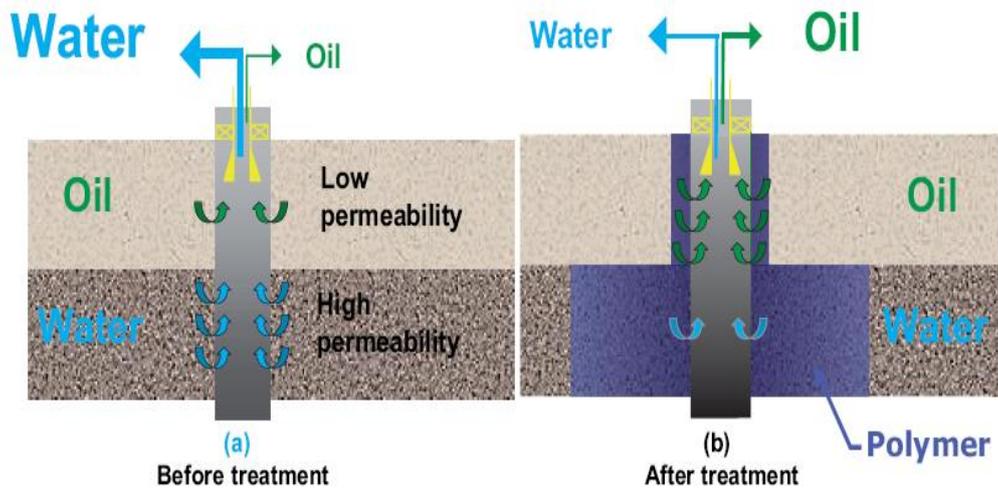


Figure A.III. 15: Injection de polymères

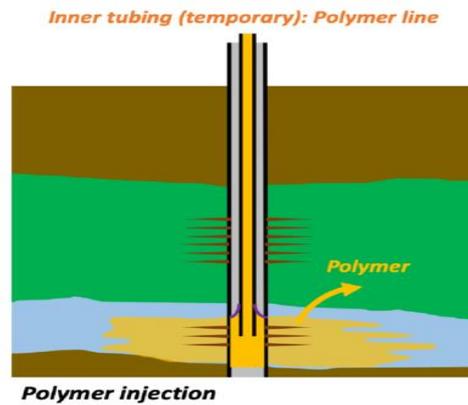


Figure A.III. 16: Injection de polymères 2

Par ailleurs, les packers gonflables sont également utilisés pour l'injection de produits chimiques dans le cadre d'opérations de water shutoff. Comme indiqué précédemment, des produits chimiques peuvent être utilisés dans la zone proche du puits de forage pour contrôler et arrêter la production d'eau indésirable. Cependant, cette opération est considérée comme risquée en raison du coût élevé et du risque d'injection de produits chimiques dans les zones de production de pétrole. C'est pourquoi les packers sont utilisés pour diriger le flux des produits chimiques injectés dans les couches souhaitées et empêcher le fluide de pénétrer dans la formation de production. Les packers créent un joint en gonflant et en isolant les intervalles supérieurs et inférieurs pour s'assurer que les produits chimiques ne passent pas dans les zones pétrolières. [37]

III.4 Conclusion

La production excessive d'eau est à l'origine de nombreux problèmes économiques pour les sociétés de production pétrolière, tels que les effets sur les performances des puits de production, la réduction de leur durée de vie, l'augmentation des coûts d'exploitation, la corrosion et la dégradation des installations sur le terrain. 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, 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 diagraphie de la production et d'étudier toutes les informations disponibles sur le puits afin de mener à bien une opération de water shut off. 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. Ce chapitre présente un résumé des opérations d'arrêt de l'eau en commençant par la manière de l'identifier et enfin les solutions chimiques et mécaniques courantes disponibles pour résoudre le problème de la production d'eau indésirable.

Chapitre IV :
Généralités sur la diagraphie
de production PLT et leur
interprétation

IV.1 Introduction :

Les diaggraphies de production donnent les informations nécessaires à l'analyse, intervalle par intervalle, du comportement du puits. Il est ainsi permis de déterminer les intervalles de production, ainsi que la nature et le débit des fluides qu'ils produisent.

Les diaggraphies de production sont souvent utilisées pour détecter les défauts qui affectent le fonctionnement du puits : Fuites de tubage, de colonne de production ou de packer, Flux d'eau derrière le tubage, Le déplacement de contact eau, Coning d'eau...

L'utilisation périodique des diaggraphies de production permet également de s'assurer de l'état des réserves et de suivre le progrès de la déplétion.[38]

IV.2 Diaggraphie de production :

IV.2.1 Définition :

La diaggraphie de production consiste à mesurer les paramètres des fluides zone par zone afin d'obtenir des informations sur le type et le mouvement des fluides à l'intérieur et à proximité du puits de forage.

La diaggraphie de production est principalement destinée à mesurer les performances des puits de production. Elle fournit des informations diagnostiques, indique où les fluides tels que l'eau, le pétrole et le gaz pénètrent dans le puits et donne une indication sur l'efficacité des perforations.

L'enregistrement traditionnel de la production implique quatre mesures : le débit, la densité, la température et la pression. Cependant, seuls les relevés de débit et de densité sont utilisés dans l'analyse quantitative traditionnelle de l'enregistrement de la production. Les données de température et de pression sont normalement utilisées de manière qualitative pour calculer les propriétés d'écoulement in situ et localiser les zones d'entrée du fluide dans un puits. [38]

IV.2.2 Production Logging Tools (PLT):

PLT(Production Logging Tools) C'est une opération de logging dans le puits avec différents outils de mesures. L'opération se fait en puits fermé et puits ouvert.

Les outils de diaggraphie de la production fournissent des mesures à haute résolution des identifications des fluides et des débits dans l'environnement du puits de forage, qui sont utilisées pour évaluer les performances. Une série d'outils de diaggraphie de production typique se compose de plusieurs capteurs couvrant une gamme de mesures physiques afin d'identifier les types de fluides, les volumes et les débits de leur profil de production ou d'injection.

La combinaison des capteurs et leur configuration peuvent être adaptées aux puits de production ou d'injection et à la résolution des régimes

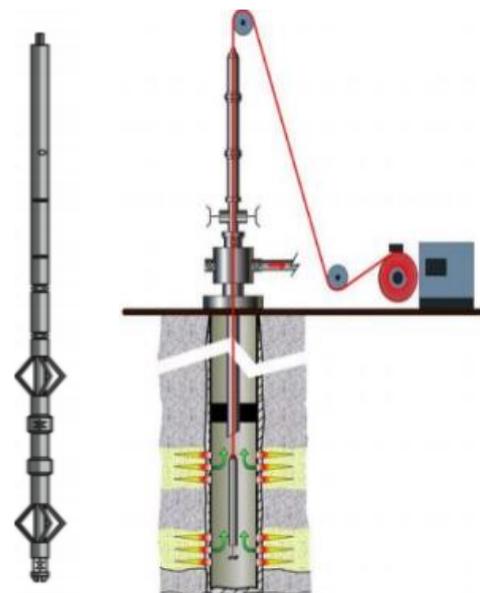


Figure A.IV.1: Opération d'un PLT sur un puits

d'écoulement monophasique, diphasique ou triphasique. Les outils sont disponibles en plusieurs tailles afin d'assurer une couverture et une résolution optimales sur toute une gamme de diamètres tubulaires. [38]

IV.2.3 Usages de PLT :

Les outils de diagraphie de la production sont disponibles pour un certain nombre d'utilisations, en fonction du type de réservoir, des conditions du puits et du problème perçu.

Les outils de diagraphie de la production fournissent des informations qui sont obtenues pendant la production, donc dans un tubing sous pression, ce qui nécessite l'utilisation d'un équipement de contrôle résistant à la haute pression. Les outils doivent avoir un diamètre qui leur permet d'être descendus dans le tube de production. [38]

Les schémas suivants montrent les causes d'utilisation de la PLT :

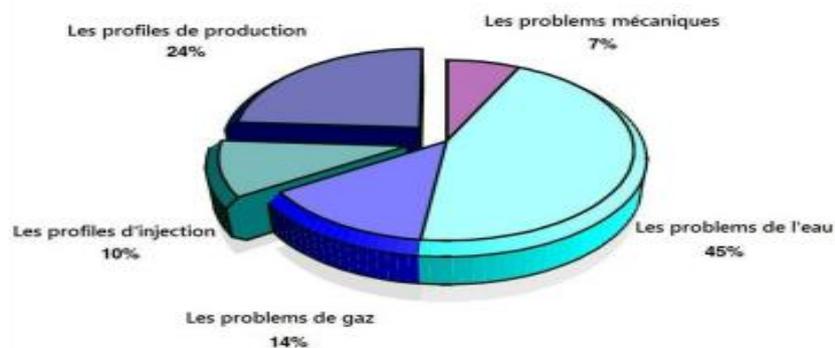


Figure A.IV.2: Les raisons d'utilisation de la PLT

Parmi les principaux usages :

- C'est une opération qui permet de tester les différentes couches de production (débit).

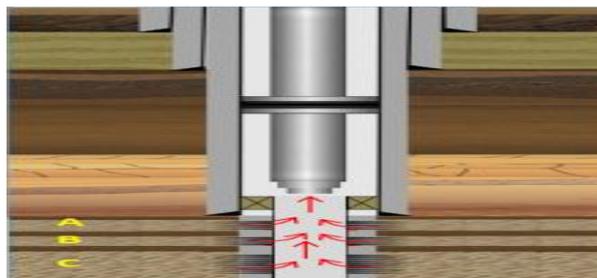


Figure A.IV.3: production de chaque couche

- détecter les couches qui ne produisent pas.

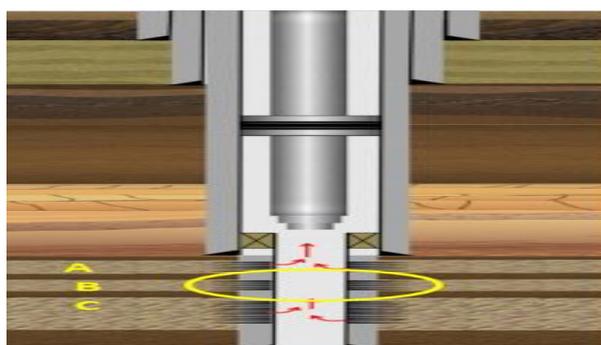


Figure A.IV.4: les couches qui ne produisent pas

- détecter les venues d'eau.

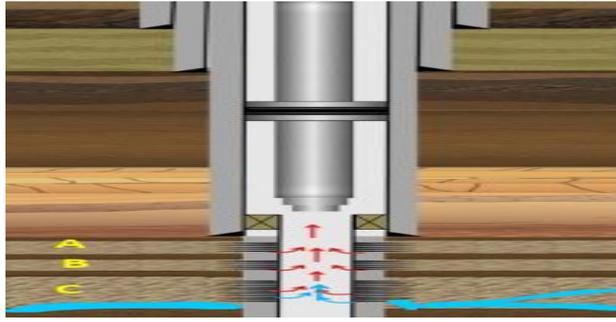


Figure A.IV.5: les couches qui produit l'eau

- détecter les percée

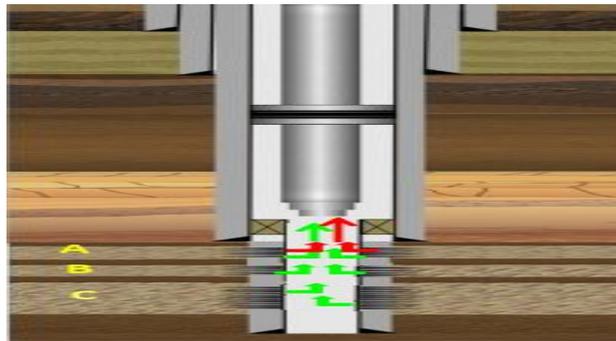


Figure A.IV.6: les couches qui produit le gaz

- détecter les cross

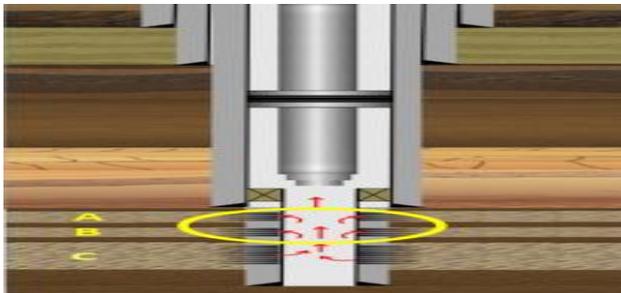


Figure A.IV.7:cross flow

- détecter un écoulement derrière le casing.
 - ✓ L'outil qui permet de détecter cet écoulement est la mesure de la température.

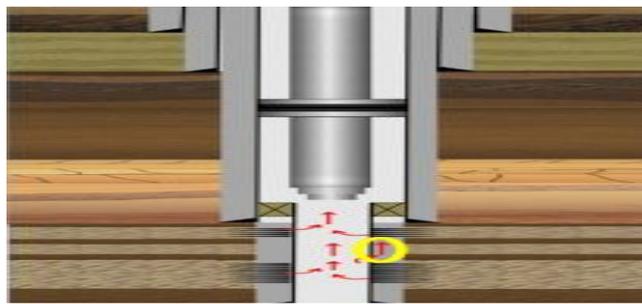


Figure A.IV.8: écoulement derrière le casing

Permet aussi de vérifier les performances d'une stimulation :

- Acidification.
- Fracturation.
 - ✓ Un PLT est réalisé avant et après l'opération de stimulation.

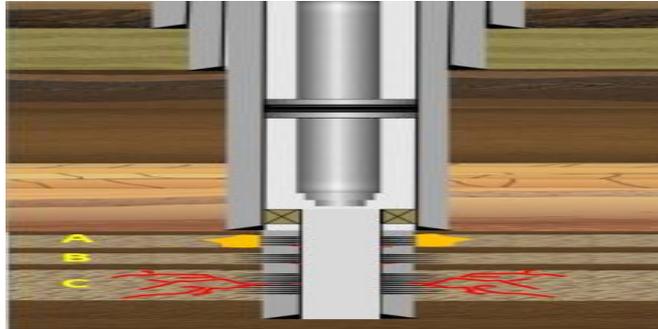


Figure A.IV.9: Acidification et Fracturation de réservoir

IV.2.4 Les enregistrements du PLT :

L'étude de l'opération de PLT est effectuée dans un puits, pour obtenir les renseignements suivants :

- Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide de la rotation de l'hélice.
- Les enregistrements de la densité du fluide à l'aide de la pression différentielle.
- Les mesures de température dans le puits à l'aide de la variation des résistances.
- Les mesures de pression dans le puits à l'aide des jauges cristallines.
- Les enregistrements de pourcentage du gaz (gaz holdup).
- Les enregistrements de pourcentage d'eau (water holdup)

IV.2.5 Les types des opérations du PLT

➤ Puits fermé :

- Déterminer les niveaux de fluide.
- Détecter le Cross-flow.
- Log de référence (ex : température).
- Calibration de débitmètre.

➤ Puits ouvert :

- Déterminer les intervalles d'intérêt.
- Pression, débit et densité.
- Profile de production ou d'injection.
- Zone de production ou d'absorption.

IV.2.6 Les équipements de PLT :

IV.2.6.1 L'unité du laboratoire :

L'unité Wireline : est utilisée dans les puits verticaux pour l'enregistrement des signaux en temps réel (connexion téléométrique). Le camion-laboratoire reçoit les enregistrements des outils PLT via un câble sous forme de signaux électriques pulsés en continu et sont convertis en données numériques par un ordinateur, ce qui permet de les obtenir sous forme de données logarithmiques (c'est-à-dire des données directement en fonction de la profondeur). [38]

L'unité slikline (DSL) :est utilisée dans les puits verticaux pour enregistrer les signaux indirectement (MPLT) (pas instantanément) : Les données sont stockées dans une mémoire d'enregistrement interne et récupérées à la fin de l'opération. [38]



Figure A.IV.10: L'unité du laboratoire d'un PLT

IV.2.6.2 Description des outils du PLT :

Les principaux outils de mesure utilisés dans le PLT sont :

- Gamma ray
- Température
- Pression
- CCL
- Caliper
- Gradio
- Spinner (flow meter)
- **Vitesse (câble)**
- Probes (GHOST - DEFT)

Dans cette liste, les éléments importants utilisés pour le calcul du débit

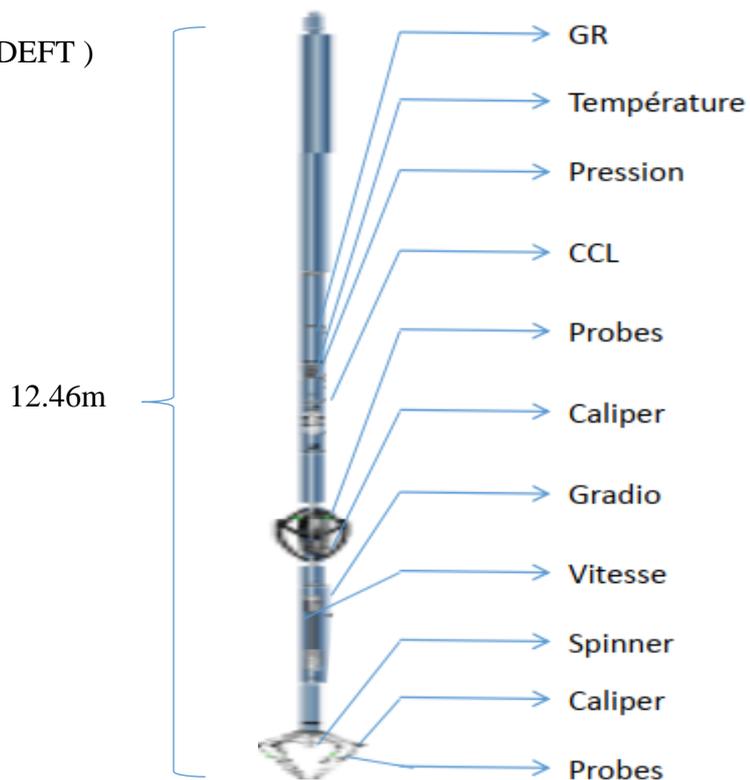


Figure A.IV.11: Les principaux outils de mesure utilisés dans le PLT

Remarque :

Lors du choix des outils pour une opération de PLT, en tenir compte de la hauteur du réservoir.

IV.2.6.2.1 Spinner (Flow meter):

Les débitmètres mesurent le débit, Ils sont donc utilisés pour détecter les phénomènes d'écoulement, par exemple :

- D'où vient l'écoulement ?
- Toutes les perforations s'écoulent-elles ?
- Y a-t-il un cross flow ?



Figure A.IV.12: Les différentes hélices d'un spinners

IV.2.6.2.1.1 Inline Spinner:

- Inline spinner possède un petit diamètre, il est utilisé sur des puits qui possèdent des complétions de faible diamètre.
- Utilisé aussi pour des forts débits et des vitesses élevées. [38]



Figure A.IV.13: Inline Spinner

IV.2.6.2.1.2 Full-bore Spinner:

- Full-borespinner possède de larges hélices, ce qui permet de brasser une grande surface.
- Fonctionne pour une large range de débits et de tailles de complétions.
- Applicables aux puits horizontaux et à forte déviation.



Figure A.IV.14: Full-bore Spinner

IV.2.6.2.1.3 Petal Basket Spinner:

- Petal basket concentre le flux vers un spinner relativement petit.
- Ils sont très efficaces à faible débit.
- Cependant, ils ne sont pas assez robustes pour résister à différentes passes, et sont vraiment conçus pour des mesures des stations. [38]



Figure A.IV.15: Petal Basket Spinner

IV.2.6.2.2 Caliper:

- Les calipers sont des dispositifs mécaniques utilisés pour calculer la section transversale du puits. Cette section est utilisée pour convertir les vitesses en débits.
- Ils permettent de déterminer les collapsés.



Figure A.IV.16: Caliper

IV.2.6.2.3 Pression :

- Pour comparaison avec les débits de surface
 - ✓ puits stable ?
 - ✓ Fuites ?
- Contacts gaz - pétrole – eau
 - ✓ Utilisation du gradient de pression
- Propriétés des fluides en fond de trou
 - ✓ La courbe indique les changements dans la composition (densité) du fluide du trou de forage.
 - ✓ La principale raison de mesurer la pression est de pouvoir prédire avec précision les propriétés PVT des fluides.
- Performance des puits
 - ✓ La pression au point de bulle comparée à la pression d'écoulement indique si un écoulement gaz-liquide est attendu.
 - ✓ L'IPR peut être calculé à partir de la pression de fermeture et de la pression d'écoulement. [38]

IV.2.6.2.4 Température :

- La température est l'une des mesures "auxiliaires" les plus utiles dans le processus d'enregistrement de la production.
- Combiné à la pression, il permet de calculer les paramètres PVT...
- En outre, elle permet de détecter de très petites entrées de fluide :



Figure A.IV.17: l'outil de Température

- ✓ La dérivée de la température VS la profondeur (dT/dZ) peut être utilisée pour déterminer les entrées de fluides dans des environnements complexes.
- ✓ Les entrées de gaz, par exemple, sont caractérisées par une forte réduction de la température.
- En outre, elle permet de détecter de très petites entrées de fluide :
 - ✓ La dérivée de la température VS la profondeur (dT/dZ) peut être utilisée pour déterminer les entrées de fluides dans des environnements complexes.
 - ✓ Les entrées de gaz, par exemple, sont caractérisées par une forte réduction de la température.

IV.2.6.2.5 Gradiomanometer :

- Utilisé dans la mesure de densité des fluides.



Figure A.IV.18: Gradiomanometer

IV.2.6.2.6 Les outils d’identification des fluides :

IV.2.6.2.6.1 Capacitance – Holdup :

- Le volume d'une phase à toute profondeur donnée est la fraction volumique occupée par cette phase.
- La figure ci-dessous montre des phases lourdes (bleu) et légères (rouge) et indique les Hold up correspondants.

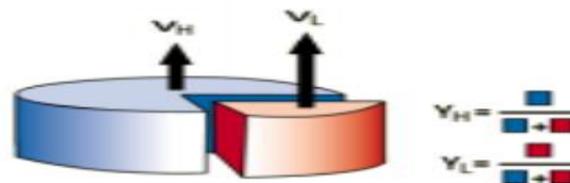


Figure A.IV.19: Holdup

IV.2.6.2.6.2 Floview Water Holdup :

Le FloView comprend 4 ou 6 water probes holdup qui utilisent la conductivité électrique de l'eau pour distinguer la présence d'eau et d'hydrocarbures.

Les constants diélectriques de l'eau et des hydrocarbures diffèrent. Pendant que le puits coule, la constant diélectrique moyenne est convertie en fréquence vers l'outil. Grâce à notre compréhension des fréquences, nous pouvons calculer la fraction volumique de la phase d'eau de la manière suivante :

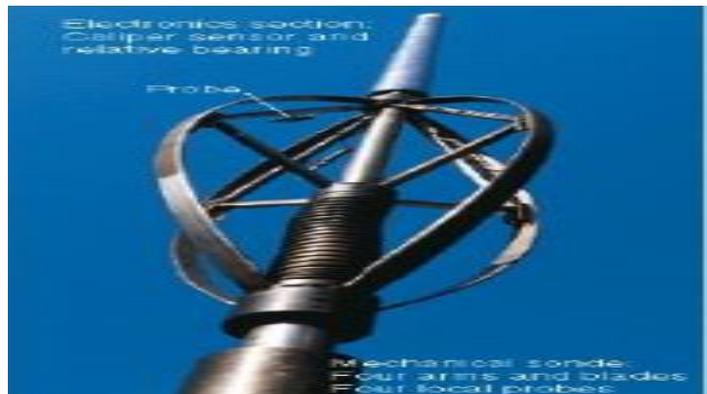
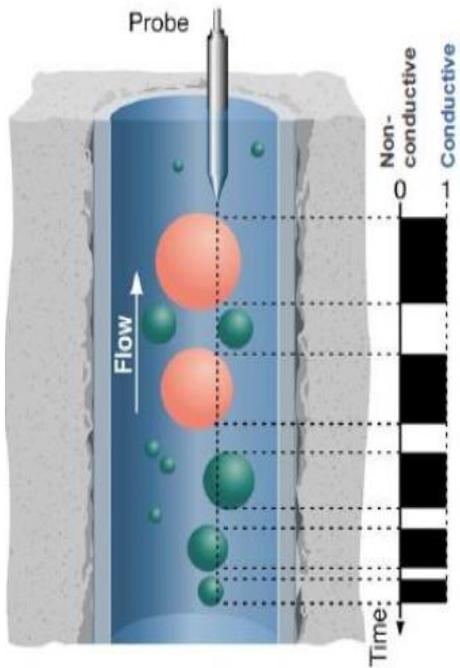


Figure A.IV.20: Floview Water Holdup

Le pourcentage de chaque fluide (eau, gaz, huile) par rapport à la surface totale de fluide est déterminé après une coupe transversale. La mesure est deux fois : Lorsque la lecture est 0, cela signifie qu'une goutte d'eau pénètre dans le probe (Eau conducteur). En cas de lecture de 1, cela signifie qu'une gouttelette d'hydrocarbure pénètre dans le échantillon (hydrocarbure non conducteur). [38]



➤ Water holdup

$$Y_w = \frac{\text{White}}{\text{White} + \text{Black}} \dots\dots\dots(\text{IV.1})$$

➤ Hydrocarbon holdup :

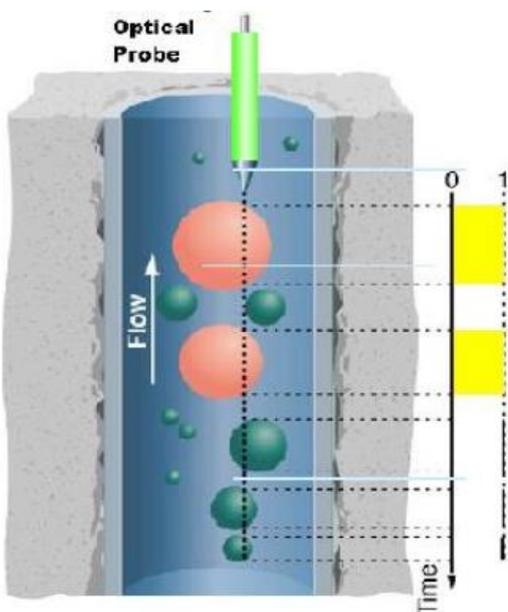
$$Y_h = 1 - Y_w \dots\dots\dots(\text{IV.2})$$

GHOST Gas Holdup:

Le GHOST comprend 4 gaz holdup probes. Lesprobes utilisent les indices de réfraction de gaz, d'huile et d'eau pour distinguer la présence de gaz et de liquide.



Figure A.IV.21:GHOST Gas Holdup



➤ Gas holdup :

$$Y_g = \frac{\text{Yellow}}{\text{White} + \text{Yellow}} \dots\dots\dots(\text{IV.3})$$

IV.2.6.2.6.3 Combinaison GHOST –FloView :

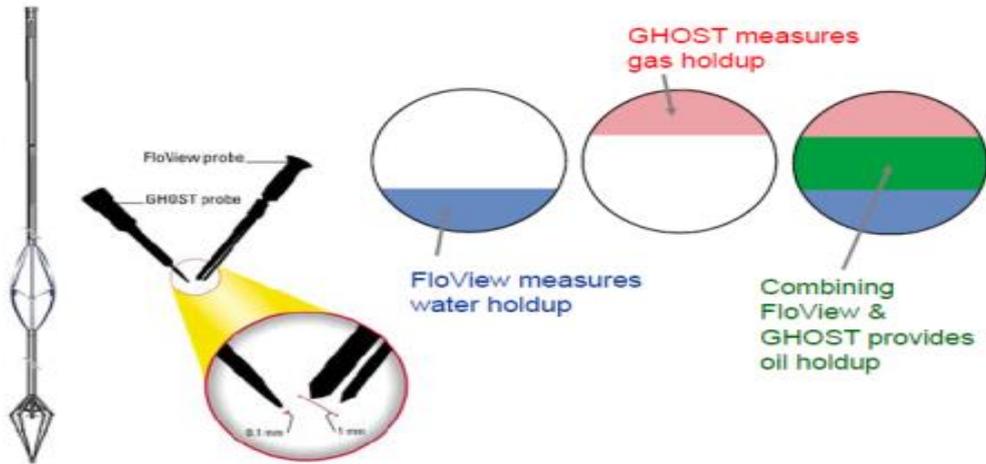


Figure A.IV.22: Combinaison GHOST – FloView

➤ combinaison du GHOST et FloView nous fournit oil holdup.

IV.2.6.2.6.4 Résultats du DEFT et GHOST :

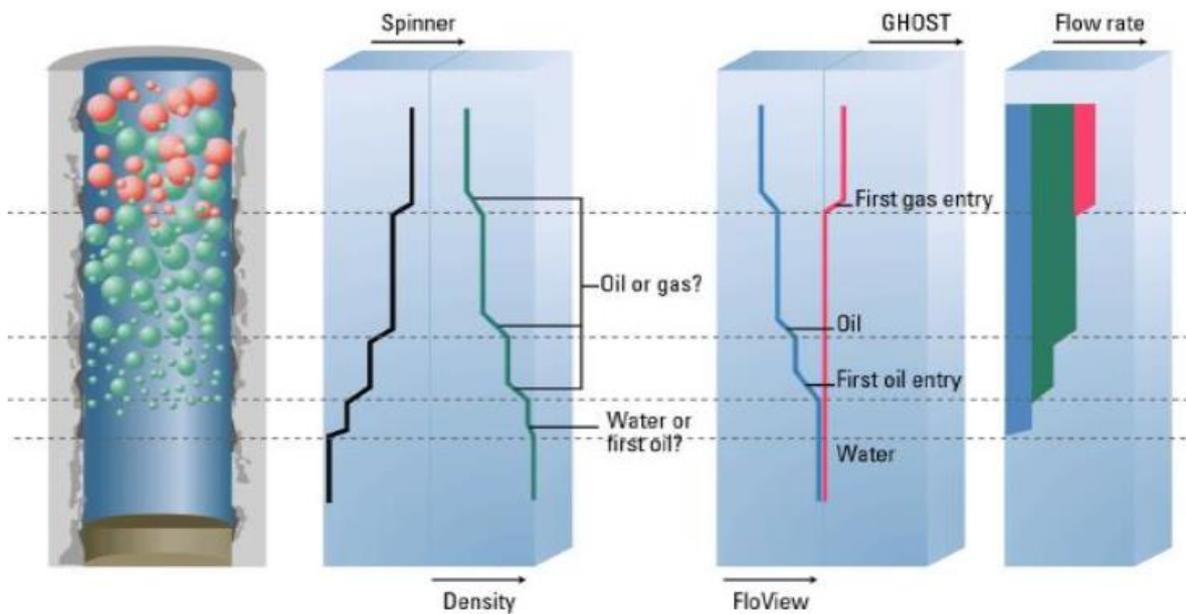


Figure A.IV.23: Résultats du DEFT et GHOST

IV.2.6.2.7 CCL (Casing Collar Locator) :

L'outil du CCL répond aux changements dans le volume du métal comme les joints de raccordement du casing ou tubing ainsi qu'aux perforations, cette réponse dépend du flux magnétique que le métal reflète, ce dernier est transformé en équivalent courant électrique.

IV.2.6.2.8 Gamma Ray :

L'outil Gamma Ray record naturellement des rayons gamma dans les formations adjacentes au puits. Cette mesure nucléaire indique le contenu radioactif des formations. En effet, dans n'importe quel environnement, les outils Gamma Ray sont les dispositifs standards utilisés pour la corrélation des diagraphe dans les puits producteurs. [38]

IV.2.7 Interprétation des PLT :

La situation la plus simple dans l'interprétation du PLT est celle du cas monophasé. Dans le cadre d'une production monophasée, les questions à se poser sont :

- Quelle est la quantité du fluide qui s'écoule ?
- De quelles perforations ?
- Y a-t-il un écoulement derrière le tubage?
- Y a-t-il un cross flow ?

IV.2.7.1 Interprétation monophasique :

On peut faire une simple interprétation pour un écoulement monophasique. En connaissant le débit total au fond, il est possible de calculer le débit de chaque couche de manière proportionnelle. En pratique, on ne connaît pas le débit de fond. Afin de le calculer, on utilise la formule suivante :

$$Q = V_{moy} \times A \dots\dots\dots(IV.4)$$

- Q : le débit en mètre cube par jours.
- Vm : est la vitesse moyenne du fluide; ce n'est pas la vitesse vue par le spinner.
- A : la section du tubage en pouce.

En unités cohérentes

- Q (bbl/d) ; Vm (ft/min) ; D (inches)
- Q (m3/j) ; Vm (m/min) ; D (m)

$$V_{moy} = CF \times V_{app} \dots\dots\dots(IV.5)$$

- CF : Le coefficient de correction (Velocity Profile Correction Factor) qui dépend du Nombre de Reynolds.

Le débit est obtenu en multipliant la vitesse du fluide obtenue par la section du tubage. Il est essentiel de connaître le diamètre intérieur du tubage ainsi que la viscosité du fluide. Les ajustements effectués en utilisant des abaques expérimentaux fournissent la vitesse moyenne du fluide. [38]

IV.2.7.1.1 Calibration du Spinner :

Le spinner mesure le RPS ou RPM, mais l'analyse nécessite la vitesse du fluide. Afin d'effectuer cette transformation, il est nécessaire de connaître les paramètres de calibration du spinner. Une fois que des passages adéquats sont disponibles, il est possible de calibrer le spinner in situ.

IV.2.7.1.2 Réponse idéale d'un spinner (dans une zone sans flux) :

La réponse d'un spinner idéal dans un fluide statique serait comme indiqué ci-dessous, avec 2lignes de réponse distinctes pour les passes Up (CS négatif) et Down (CS positif).

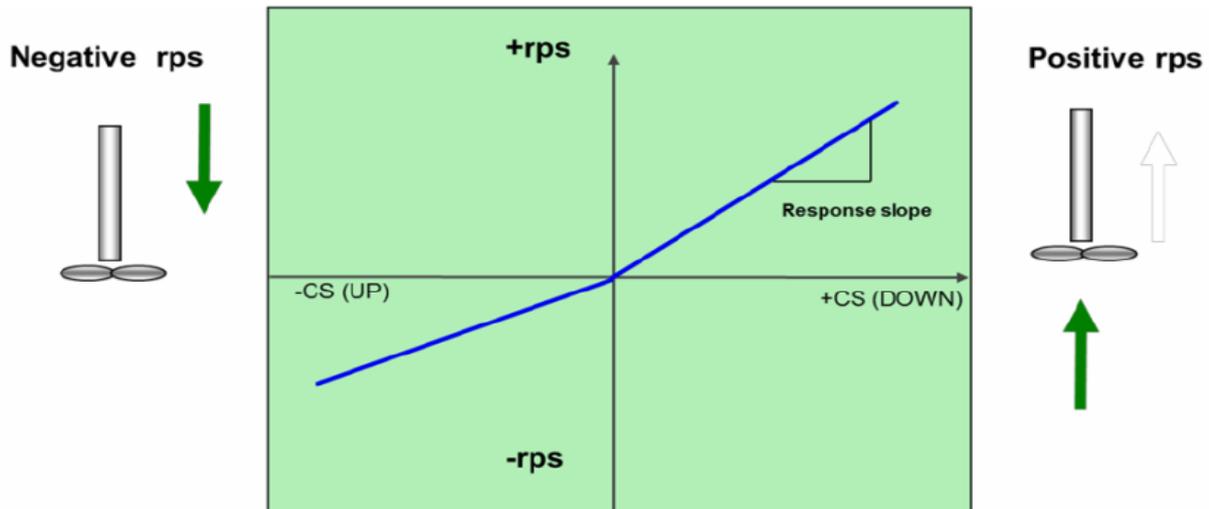


Figure A.IV.24: La réponse réelle du spinner dans une zone sans écoulement.

La réponse de l'outil est shiftée par la vitesse de seuil (Treshold), la vitesse minimale requise pour que le spinner tourne. [38]

IV.2.7.1.3 Zone de calibrage :

La calibration d'un spinner nécessite le choix d'une zone stable (il est recommandé de choisir un puits fermé). Si le puits n'est pas fermé lors du suivi du log du puits ouvert, il est nécessaire de sélectionner une zone stable (sans entrée de fluide) qui présente des courbes de spinner positives et négatives.

IV.2.7.1.4 Définition du Seuil (Threshold) :

La calibration est toujours considérée comme une ligne droite pour l'interprétation des logs de production, mais elle peut fluctuer en fonction du type de fluide rencontré. De plus, la réponse de l'outil diffère de la vitesse de seuil, qui correspond à la vitesse minimale nécessaire pour faire tourner le spinner. [38]

Pour le calcul du seuil (Threshold) dans un puits fermé :

1. Déterminer les pentes de chaque droite à partir de la réponse de l'outil Spinner.
2. Calculer Vintercept.
3. Calculer Seuil (Threshold).

$$Seuil = \frac{(V\text{ intercept}+) + (V\text{ intercept}-)}{2} \dots\dots\dots(IV.6)$$

IV.2.7.1.5 Calcul des vitesses :

IV.2.7.1.5.1 Vitesse moyenne et vitesse apparente :

Après avoir effectué la calibration et déterminé le seuil (Threshold), il est essentiel d'obtenir une courbe de vitesse apparente continue qui représente la vitesse à chaque profondeur.

IV.2.7.1.5.1.1 Vitesse apparente :

La vitesse apparente est la vitesse donnée par le spinner et elle est différente de celle du fluide. Elle est appelée vitesse apparente, notée $V_{apparent}$ ou V_{app} .

$$V_{app} = \frac{RPS}{Pente} + Seuil \dots\dots\dots(IV.7)$$

IV.2.7.1.5.1.2 Vitesse moyenne :

La vitesse moyenne utilisée pour les calculs est donnée par la relation suivante :

$$V_{moy} = CF \times V_{app} \dots\dots\dots(IV.8)$$

Avec :

- CF:velocity profile correction factor, c'est un facteur de correction qui dépend du nombre du Reynolds.
- Le nombre de Reynolds est exprimé par l'équation ci-dessous :

$$NRe = 7,742 \times 10^3 \rho D v \mu \dots\dots\dots(IV.9)$$

- ρ : La densité de fluide en (g/cm3).
- v : La vitesse en (ft /sec).
- μ : La viscosité en (CP).

IV.2.7.1.6 Equation générale du débit dans un écoulement monophasique :

Le débit d'un écoulement monophasique peut être obtenu par la relation suivante :

$$Q_t = 1,4 \times V_{moy} \times (ID)^2 \dots\dots\dots(IV.10)$$

Où :

- **Q** : le débit (bbl/day)
- **ID**: diametre intérieure (m).

IV.2.8 Interprétation multiphasique:

L'écoulement multiphasique signifie que deux phases simultanées sont identifiées comme étant continues ou discontinues, et qu'elles peuvent être de même espèce ou non : [38]

Ex : eau et huile (même phase mais espèce différent mais présence d'interface).

- 2 phases flow :
 - ✓ Oil + water (huile et eau).
 - ✓ Oil + gas (huile et gaz).
 - ✓ Water + gas (eau et gaz).
- 3 phases flow :
 - ✓ Oil + gaz + water (huile, gaz et huile).

Les questions à se poser sont :

- Qu'elle est la nature du fluide qui coule et de quelles perforations?
- Y a-t-il un écoulement derrière le tubage et si oui quel liquide?

IV.2.8.1 Holdup :

Est la fraction de volume occupé par chaque phase dans le tubing

H:Heavy phase (eau phase).

L : Light phase (huile phase).

Vitesse moyenne : C'est la vitesse moyenne réelle de la phase (m/min).

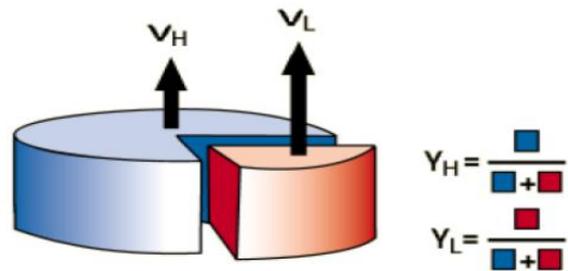


Figure A.IV.25: Holdup

Holdups : $Y_h + Y_l = 1$

2 phase flow : Heavy phase et Light phase

IV.2.8.2 Calcule le débit :

$$Q_h = Y_h \times (Q_t - (1 - Y_h) \times V_s \times 1,4 \times ID^2) \dots\dots\dots(IV.11)$$

Avec :

- Qh : le débit d'eau (bbl/d).
- Qt : le débit global (bbl/d).
- ID: diametre intérieure(inch)
- Vs : vitesse de glissement (ft/min).
- Yh : Holdup da la phase d'eau.

Pour calculer le holdup d'eau **Yh** on utilise la relation suivante :

$$Y_h = \frac{\rho_{lu} - \rho_{light}}{\rho_{heavy} - \rho_{light}} \dots\dots\dots(IV.12)$$

Avec :

- ρ_{lu} : La densité lue par mesure sur le log de densité. (g/cc)
- ρ_l : (oil density) la densité d'huile on l'a prend à partir du rapport PVT. (g/cc)
- ρ_h : (Water density) la densité de water (rapport PVT). (g/cc)

$$Y_h + Y_l = 1$$

Pour calculer le holdup huile **Yl** : $Y_l = 1 - Y_h \dots\dots\dots(IV.13)$

IV.2.8.3 Calcule de la vitesse de glissement (V_s) :

La vitesse de glissement (Slippage velocity) varie en fonction du régime d'écoulement utilisé.

- Il existe une grande diversité de régimes dans le domaine du liquide-gaz.
- Dans le liquide, on observe généralement des flux de bulles (bubble flow). [38]

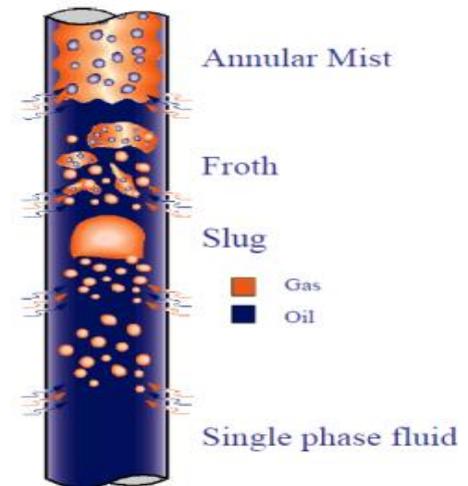


Figure A.IV.26: Ecoulement de fluide dans une conduite verticale

Dans le cas de la production du gaz (GHOST) : on a utilisé l'abaque de Hold up gas et $V_{slippage}$ pour calculé la vitesse de glissement :

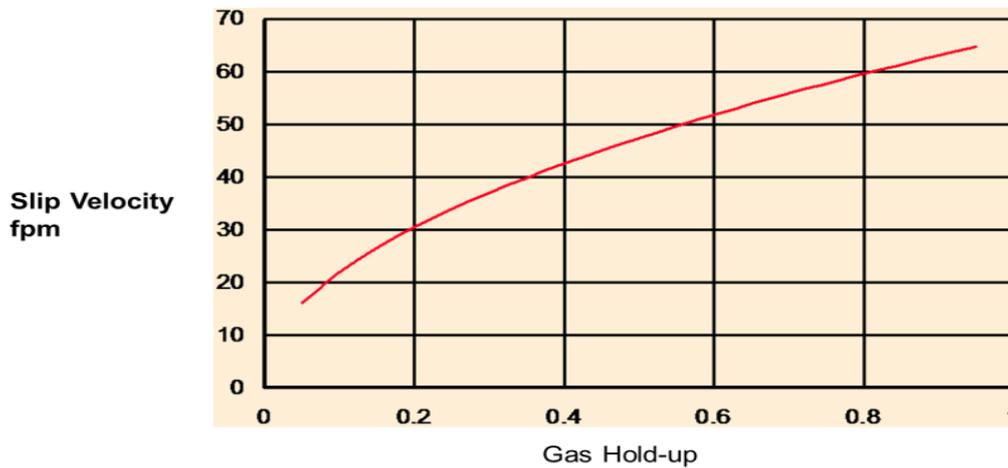


Figure A.IV.27: Abaque de vitesse de glissement en fonction de gaz Hold up.

Dans le cas de la production d'eau (DEFT) : pour déterminer la vitesse de glissement on a utilisé l'abaque Choquette bubble flow pour le calcul, comme suit :

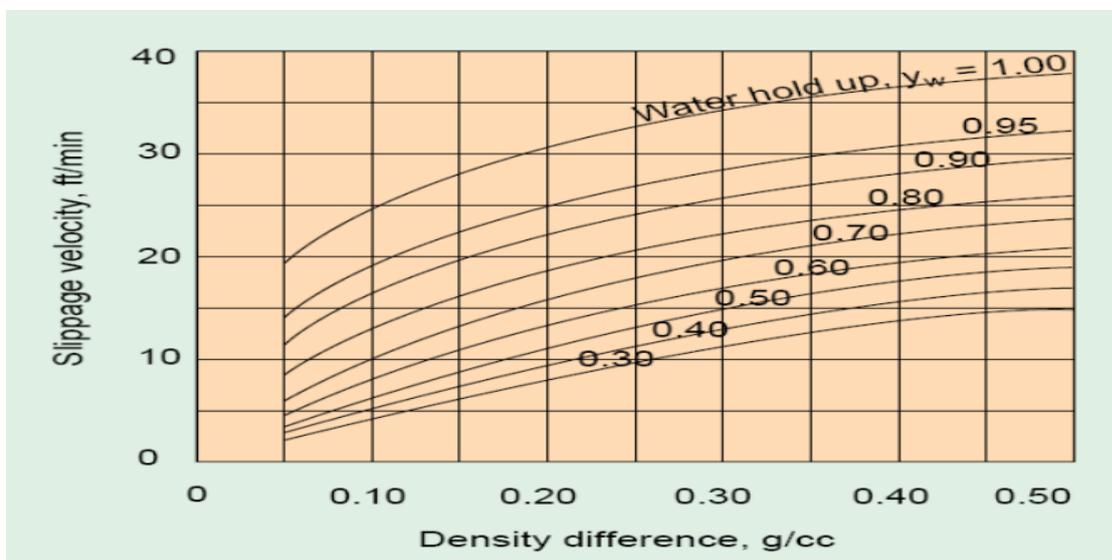


Figure A.IV.28: Abaque de vitesse de glissement en fonction d'eau Hold up.

*Partie B:
Etude
Technique*

PARTIE I :
Présentation de
champ Ourhoud

I. Étude géologique :

I.1 Présentation du champ Ourhoud :

I.1.1 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.

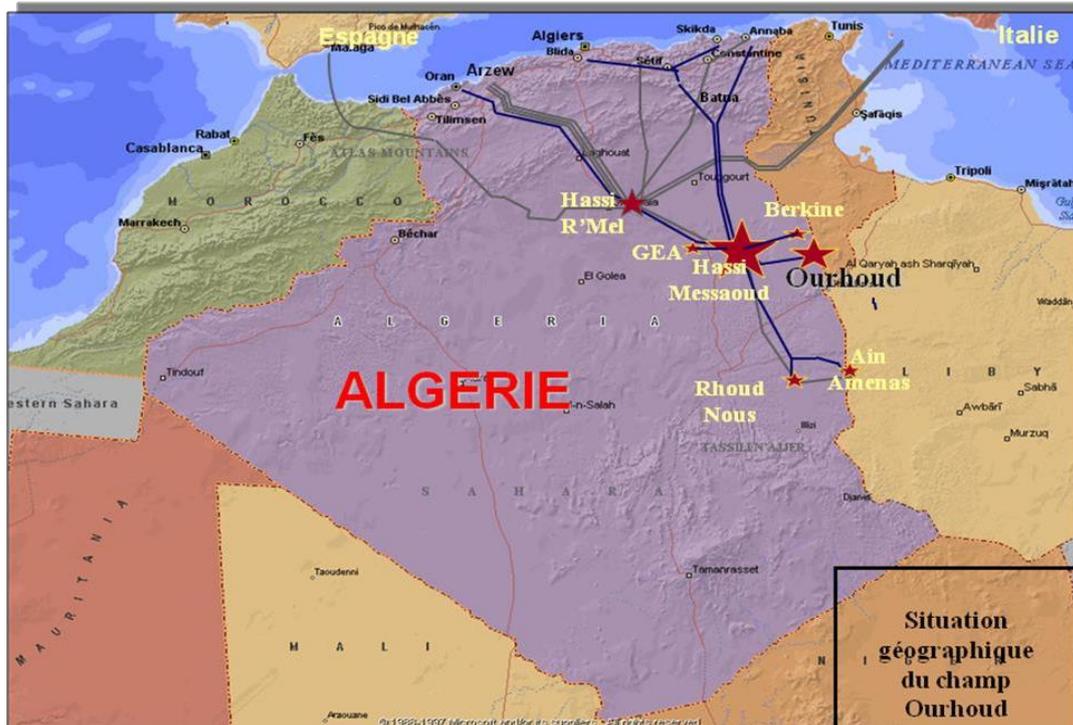


Figure B.I. 1 : Situation géographique du champ Ourhoud

I.1.2 Historique de la découverte et les partenaires :

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 grés de TAGI (Triasique Argileux Gréseux Inférieur) et après sa mise en production il a donné un débit de 15275bb/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 chevaucher 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).

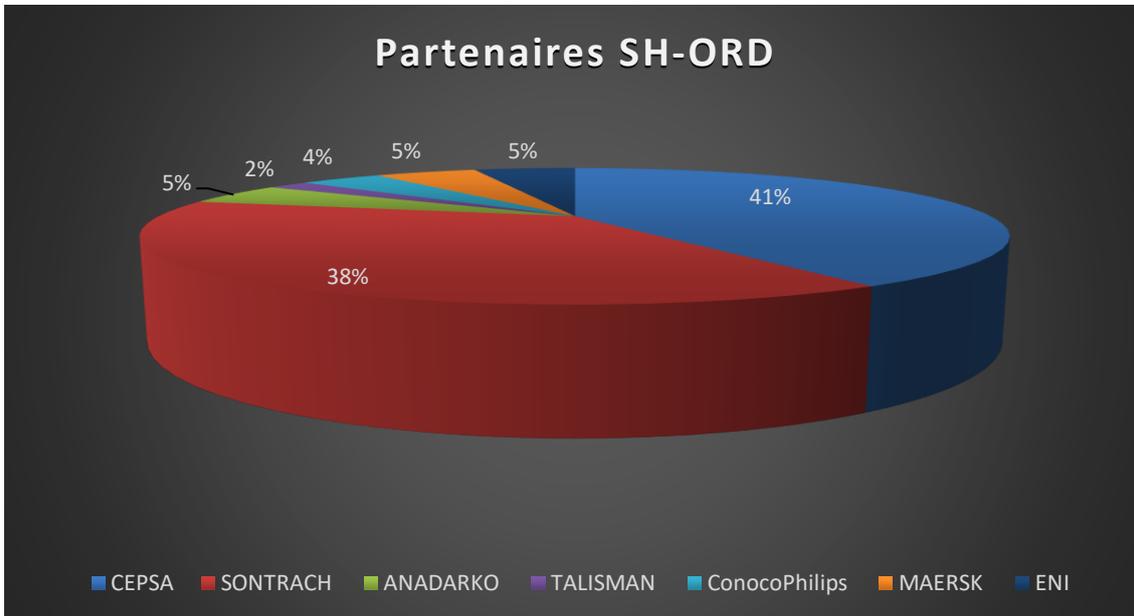


Figure B.I. 2 : les partenaires SH-ORD

I.1.3 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 grès 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 3100mètres 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.1.3.1 Subdivise géologique du réservoir :

L'horizon producteur est constitué par les grès du TAGI, d'âge triasique. Ces grès continentaux ont été déposés par un système fluviaux-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 7 puits disponibles et décomposées en 11 couches dont les caractéristiques réservoirs ont été établis à l'aide des diagraphies et des mesures sur carottes. Pour chaque couche, les cartes iso-pâques 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 7 puits.

I.1.3.2 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.1.3.2.1 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 le SE. Ce niveau est formé par les sédiments qui se sont formés sur la discordance Hercynienne. Au-dessus du contact huile/eau, les grès 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.1.3.2.2 Le TAGI moyen (Middle TAGI) :

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grès. Les grès 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 Hu/Ht (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.1.3.2.3 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.

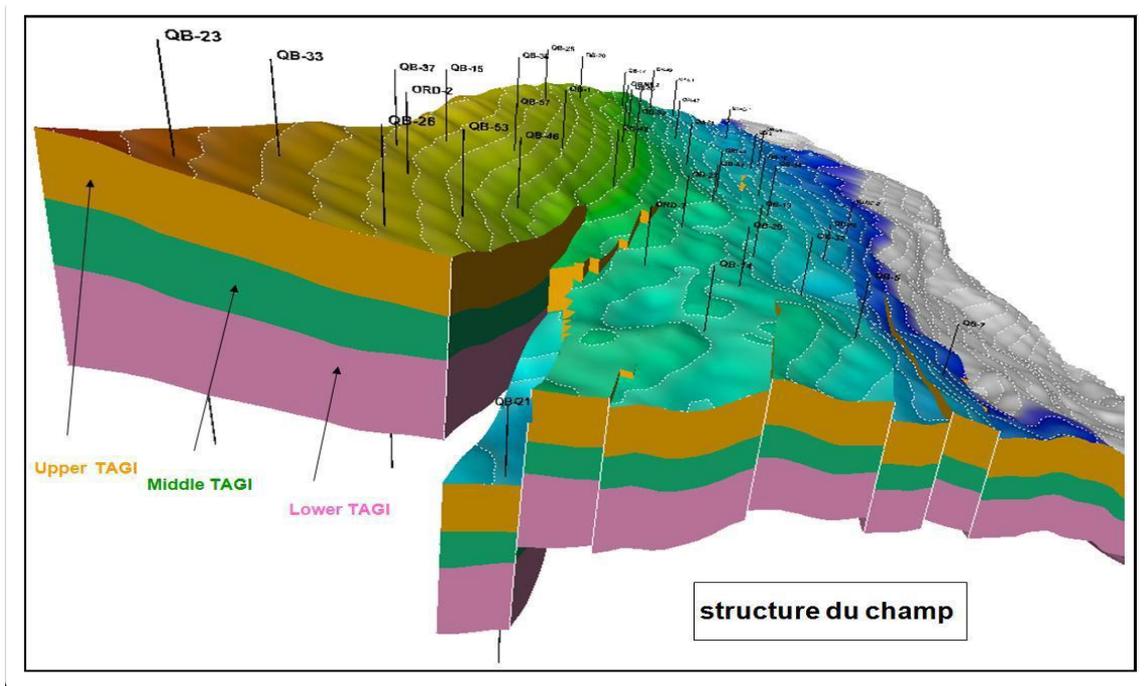


Figure B.I. 3 : structure du champ

Formation	Subunit	AUG03 Fine Scaled Model				VIP Layers		
		Zone	Average Net-to-Gross	Model Sub Divisions	No. of Layers	Upscaled Layer No.	No. of Layers	
TAGI	Upper TAGI	1	U4	0.02	10	55	1	7
		2	U3	0.41	15		2	
		3	U2	0	5		3	
		4	U1	0.71	23		4	
	5				5			
	6				6			
	7				7			
	Middle TAGI	5	M2	0	3	38	8	6
		6	M1	0.78	35		9	
							10	
							11	
							12	
					13			
	Lower TAGI	7	L3	0.08	20	80	14	6
		8	L2	0.13	20		15	
		9	L1	0.65	40		16	
					17			
					18			
					19			

Figure B.I. 4 : Model de la division en unités lithologiques du réservoir

I.1.4 Aspect stratigraphique :

La colonne stratigraphique dans le champ Ourhoud est presque complète.

Le paléozoïque est complètement préservé au-dessous de l'uncorformité Hercynienne. Par rapport aux champs voisins situés sur l'axe d'El BiodHassi 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 sushi Cambrian, 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.

I.2 Données pétro-physiques :

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyenne de 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 de la genèse des couches.

La superficie de réservoir est de 140Km², avec une profondeur moyenne de 3180m.

Orientation dominante des failles : NE-SO.

Données caractéristiques du Réservoir :**Tableau B.I. 1:** Données caractéristiques du Réservoir

Température de réservoir	102°C
Pression de réservoir	348 bars
Porosité moyenne	15 %
Perméabilité moyenne	400 mD
Degré API	42,5
GOR	64 m ³ /m ³
Gradient de pression	1,02 psi/m

Caractéristiques petro-physiques du réservoir :**A. Huile****Tableau B.I. 2:** Caractéristiques petro-physiques du réservoir (huile)

Pression initial 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 m ³ /m ³
Densité d'huile de stockage	0,813 g/cm ³
Viscosité d'huile	0,68 Cp
Compressibilité	7,14x10 ⁻⁶ Psi ⁻¹

B. Eau**Tableau B.I. 3:** Caractéristiques petro-physiques du réservoir (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/Cm ² /m à 20°C
PH	4,5

A. Gaz**Tableau B.I. 4:** Caractéristiques petro-physiques du réservoir (gaz)

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

I.3 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 :
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.4 Procédures d'exploitation du champ :

I.4.1 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 débit mètre Multiphasique(MPFM).
- Une connexion de manifold vers la ligne principale de raccordement liant lesatelliteau CPF.

I.4.2 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.4.3 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 (deSH/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.4.4 Système gaz lift :

Chaque tête de puits BP est équipée d'un système de gaz lift qui inclut un système de distribution individuel et collectif qui suit le système de collecte d'huile via les satellites appropriés.

I.4.5 Système d'injection de gaz :

Les trois puits d'injection de gaz se trouvent à l'extrémité Nord de la zone. Le manifold est alimenté par une seule ligne principale vers le satellite 7, où le gaz est divisé en 3 lignes de distribution pour alimenter les puits.

I.4.6 Système d'injection d'eau :

Les pompes d'injection d'eau sont préalablement mélangées avec l'eau de production traitée et l'eau Albien/Barremian. Deux collecteurs sont alimentés par les pompes, l'un pour les satellites du Nord et l'autre pour ceux du Sud. Chaque satellite alimente les lignes d'injection d'eau des puits grâce à un manifold d'injection d'eau.

I.4.7 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 degaz misciblequi permet laréductiondelaviscosité 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 system est en cour d'exécution pour d'autres puits.

I.4.8 Système satellites :

Chaque station satellite est équipée d'un dispositif de décomposition qui utilise la surpression pour éliminer la vapeur et le liquide en service dans le circuit provenant du manifold de production et du manifold de test.

Au satellite 6, le système de sécurité est monté sur le manifold de production LP, puis que le manifold de teste est conçue pour une estimation plus élevé afin de faire face à la future condition de fonctionnement du système de production HP.

Une soupape de sécurité résistant au feu extérieur protège également le lanceur de pige (Racleur) du trunk line. Les lignes de refoulement venant de chaque vanne de détente sont envoyées vers une fosse de captation.

Un bypasse (ligne de déviation) au tour 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 récupérerleliquiderésiduelvenantdulanceurdepigedutrunk line,etlepackaged'injection chimique.

I.5 La RécupérationàOurhoud

On s'est rendu compte que la présence d'un chapeau de gaz et d'un aquifère actif sont des éléments positifs pour une récupération efficace, car ils permettent un bon nettoyage du gisement. La plupart des gisements d'huile ne disposent pas de cet effet de balayage naturel, ce qui nécessite l'utilisation de procédés artificiels, l'idée la plus facile étant d'injecter du gaz naturel ou de l'eau.

Initialement, lors de l'exploitation des gisements, on laissait les gisements produire jusqu'à ce qu'ils atteignent un certain seuil de déplétion, ce qui était considéré comme la phase de production dite "primaire". Ensuite, nous utilisons un procédé de balayage artificiel appelé par la suite "récupération secondaire" afin d'augmenter la récupération.

La pression dans les pores de la roche est plus élevée qu'au fond du puits, ce qui permet à la production naturelle du gisement d'utiliser son énergie propre. Chaque autre méthode de récupération consiste à introduire dans les gisements une quantité d'énergie supplémentaire provenant du gisement pour permettre la production d'une partie des réserves existantes.

I.5.1 La Récupération secondaire :

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 orientés 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.

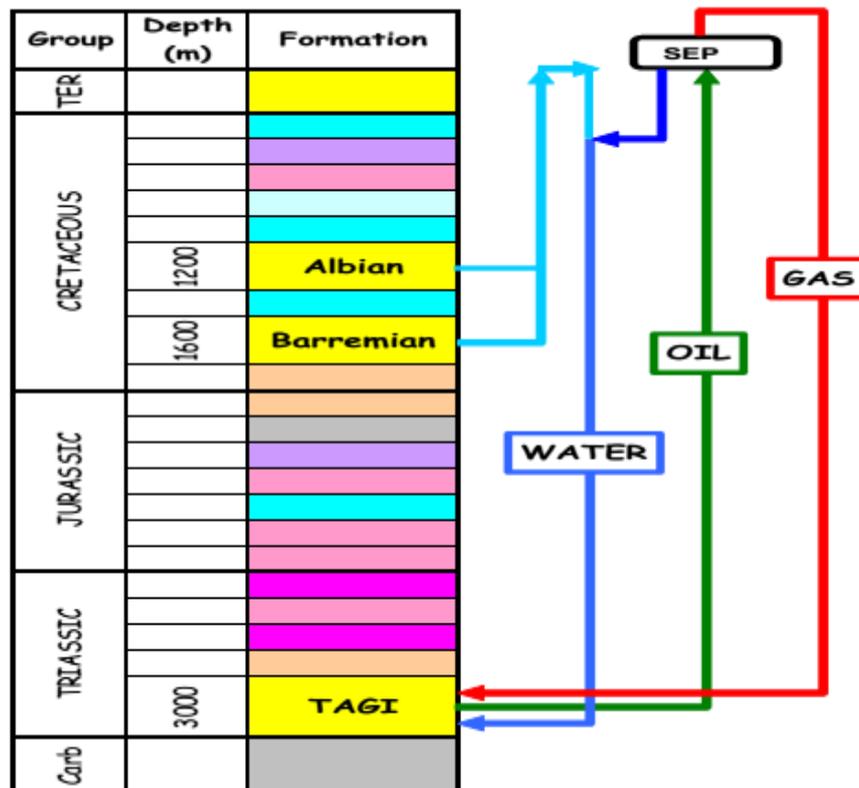


Figure B.I. 5 : Développement De Réservoir

I.6 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.6.1 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 ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

On ne connaît guère la formation des sulfates de calcium, qui résulte de la saturation, dans les circuits de production et d'injection d'eau. Étant donné que la saturation des sulfates de calcium varie en fonction de la température.

Lorsque la température de l'eau diminue en surface, ce produit commence à cristalliser en tête de puits producteur d'eau, en particulier dans les zones de turbulence où la nucléation est déclenchée,

tels que les strainers, les thermocouples, les clapets anti-retours, les pipes, ainsi que dans les filtres fins du système Albien/Barrémien au CPF.

Ce type de dépôts peut facilement entraîner des rétrécissements, voire des obturations des conduites, ce qui peut entraîner une défaillance dans la réalisation des objectifs d'injection en raison d'une baisse de production d'eau.

I.6.2 Corrosion bactérienne :

Tous les puits producteurs d'eau rencontrent ce problème, qui débute à la sortie de la tête de puits, en particulier les puits producteurs d'eau, et se termine à l'aspiration car les conditions de prolifération des bactéries sont parfaites :

- L'existence de la BSR (Bactérie Sulfato-Reductrice) est observée.
- Présence de sulfate à des concentrations élevées.
- PH neutre de 7 à 8.
- Teneur en NaCl entre 10 et 11 g/l.
- Il arrive parfois que l'oxygène pénètre lors des travaux de maintenance.
- Une augmentation de la température accélère la réaction cinétique du processus de corrosion.

I.6.3 Dépôts d'asphaltènes :

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

Depuis que le champ Ourhoud a été mis en production, les dépôts d'asphaltènes ont été un obstacle à la production. Malgré l'absence de détails sur le mécanisme de précipitation des asphaltènes. Les asphaltènes étaient présents dans 30% des dépôts prélevés à Ourhoud.

Les particules colloïdales présentes dans le brut contribuent à la floculation et à la précipitation des asphaltènes, ce qui peut être causé par des actions chimiques, mécaniques ou électriques. De plus, la température, la pression et la composition chimique du brut peuvent avoir un impact similaire.

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 de 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.6.4 Dépôts de chlorure de sodium :

Dans le réservoir d'Ourhoud, les eaux associées à l'extraction de pétrole ont une forte concentration en chlorure de sodium "NaCl", avec environ 350 g/l, et tout changement de pression et température pendant la production provoque la formation de précipitations de chlorure de sodium. Cependant, le dépôt de sel est le moins préoccupant pour le producteur car le chlorure de sodium se dissout facilement dans l'eau douce, ce qui permet de prévenir la formation de dépôts avec une simple injection d'eau douce.

I.6.5 Dépôts organiques :

Il s'agit de dépôt pâteux, noirs, entièrement solubles dans le kérosène, qui ont été collectés dans des strainer avant d'être expédiés par les pompes d'expédition. Il s'agit donc de produits organiques présents naturellement dans le matériau brut.

Les différents produits chimiques injectés dans le système sont également responsables de ces produits organiques, ainsi que des huiles présentes dans les eaux de décantation collectées au slugcatcher et aux trains.

I.6.6 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.

PARTIE II :
Application des
techniques de Water
Shut-off dans le champ
Ourhoud

II.1 Introduction :

L'un des principaux problèmes historiques rencontrés dans la gestion du réservoir et de la production du champ d'Ourhoud a été, et continue d'être, les limitations du traitement de l'eau au CPF. En fait, le dernier investissement majeur dans le champ d'Ourhoud a été le projet "Increased Water Handling (IWH)" avec l'objectif 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.

En général, l'excès d'eau produit par chaque puits crée de multiples problèmes en raison de l'atteinte de la capacité maximale de traitement de l'eau au CPF, de la consommation excessive d'injection de gas lift pour soulever une quantité limitée de pétrole, de la nécessité de taux d'injection élevés pour remplacer le prélèvement de liquide afin de maintenir le soutien de la pression du réservoir, etc.

Depuis le début de la vie du champ, la principale stratégie utilisée au niveau du puits pour réduire la production d'eau a été l'installation du bridge plug au-dessus des couches qui présentaient une production d'eau indésirable. Les autres méthodes de réduction de la production d'eau ont été limitées avec des casing patches utilisés dans seulement six puits (5 puits OP et 1 puits WI) et un seul straddle installé dans un puits WI.

Pourquoi une isolation sélective ?

L'utilisation de bridge plugs pour réaliser des opérations de water shut-off n'est plus efficace dans un certain nombre de puits, principalement parce que la mise en place d'un plug au sommet du TAGI moyen (dans le cas présent au sommet U1) signifie l'isolation simultanée des TAGI moyen et inférieur, alors que dans certains cas, le TAGI inférieur peut encore produire du pétrole.

Afin d'optimiser l'intervention de fermeture de l'eau pour la zone médiane, la possibilité d'effectuer des isolations sélectives à l'aide d'un système straddle packer a été évaluée. De cette manière, la zone médiane saturée d'eau pourrait être isolée tout en laissant ouvertes les couches supérieure et inférieure.

II.2 Le choix des candidats :

- **Rapport eau/huile (WOR) élevé :** Les puits avec un fort taux de production d'eau par rapport à l'huile sont généralement priorisés pour l'isolation des arrivées d'eau afin d'améliorer la rentabilité.
- **Origine de l'eau identifiée :** Il est préférable d'avoir identifié la source de l'arrivée d'eau (aquifère, zone de haute saturation, etc.) avant d'envisager un traitement.
- **Potentiel de productivité restante :** Les puits avec encore un potentiel de production d'huile significatif après l'isolation des venues d'eau sont des candidats plus intéressants.
- **Coûts et risques opérationnels :** Le coût estimé du traitement et les risques associés (ex : perte de productivité) doivent être comparés aux bénéfices attendus
- Les données pétrophisiques et géologiques du réservoir exploité sont disponibles.
- Simplicité de complétion des puits choisis

II.3 Etude de Cas du puits 01 :

II.3.1 Historique de puit

Le puits 01 est un puits producteur d'huile de 5^{1/2}" situé au nord de champ. Le puits produit actuellement à partir des zones 'U1/M1/L1'.

Le puits 01 a été rouvert à la fin de décembre 2021, après être resté fermer a peut pris un mois en raison de l'augmentation de WC qui influé à la capacité de traitement de l'eau à CPF parce qu'il est limité.

Au début, le puit ne produisait que d'huile après certains temps on faire des tests de séparateurs et l'historique de ces tests montre que le WC augmente de façon considérable, c'est pourquoi il a été fortement recommandé d'effectuer un PLT le 26 juin 2023 afin d'évaluer le profil de production actuel du puits.

II.3.2 Interprétation qualitative :

L'acquisition des outils de PLT est réalisée à l'aide d'un Wireline. Nous avons effectué 8 enregistrements, dont 4 en ascendant (up) et 4 en descendant(down), afin de calibrer le spinner et d'obtenir des bonnes données pour l'interprétation. Le tableau ci-dessous montre les différentes séquences et passes :

Tableau B.II. 1: Les séquences de l'opération de

Puits ouvert	Up & Down Passes [m/s]: +/-10, +/-20, +/-30 and +/-40.
Puits fermé	Up & Down Passes [m/s]: +/-10, +/-20, +/-30 and +/-40.

II.3.2.1 Log de Spinner (Puits fermé) :

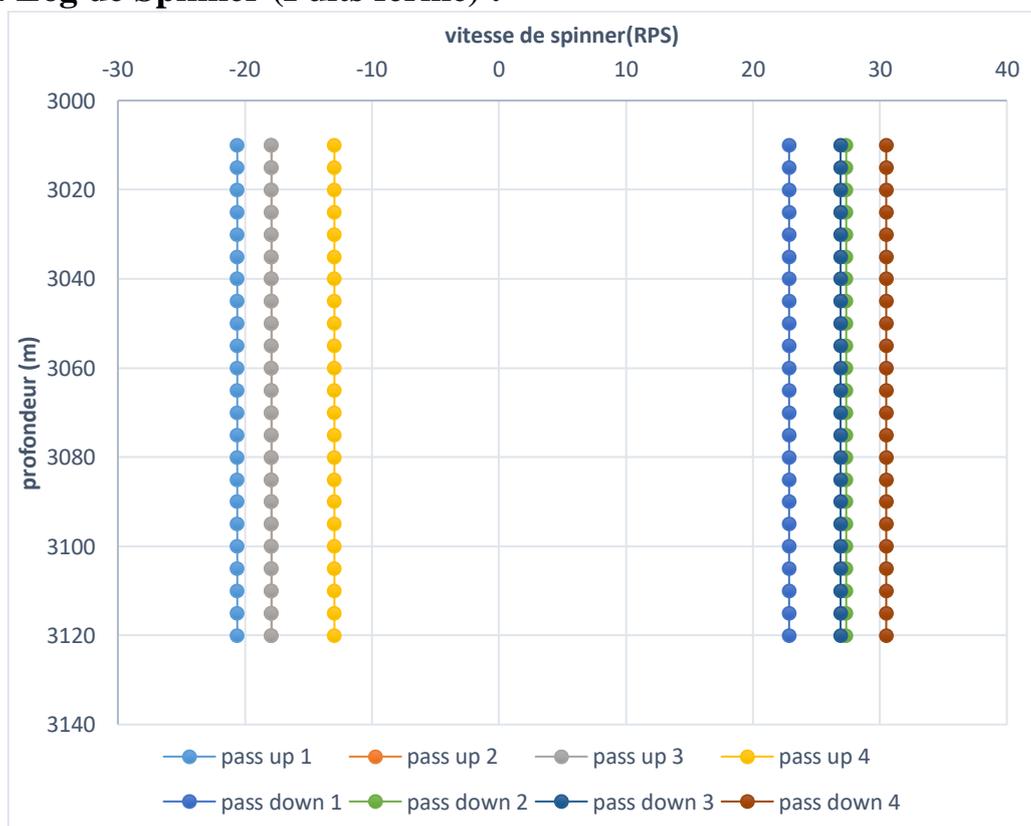


Figure B.II. 1: Log de Spinner en Puits fermé

La figure B.II.1 illustre la variation de vitesse de spinner en fonction de profondeur lorsque le puits est fermé (shut in). Il est possible de constater que les enregistrements de Spinner sont plus ou moins constants dans toutes les parties du réservoir (en face des perforations). Le fait qu'il n'y ait pas de cross flow (écoulement croisé) entre les différentes zones de ce réservoir explique cette réponse.

II.3.2.2 Log de pression:

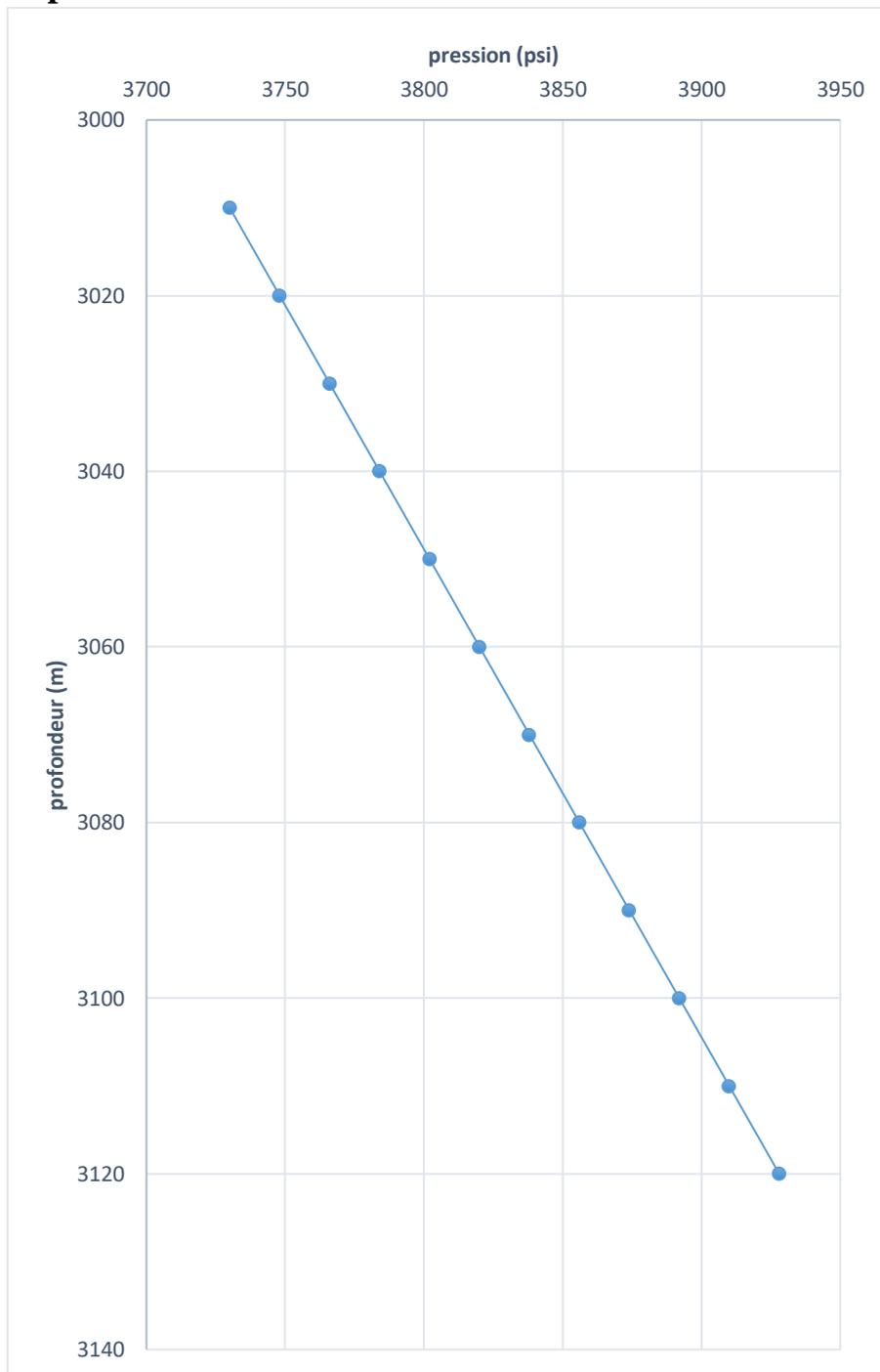


Figure B.II. 2: l'enregistrement de Log de pression.

La figure B.II.2 représente la variation de pression en fonction de la profondeur dans le cas où le puits est ouvert. On observe une augmentation de pression de façon instable et continue dans le réservoir, ce qui nous donne une information sur un écoulement sort à travers les perfos.

II.3.2.3 Log de Température:

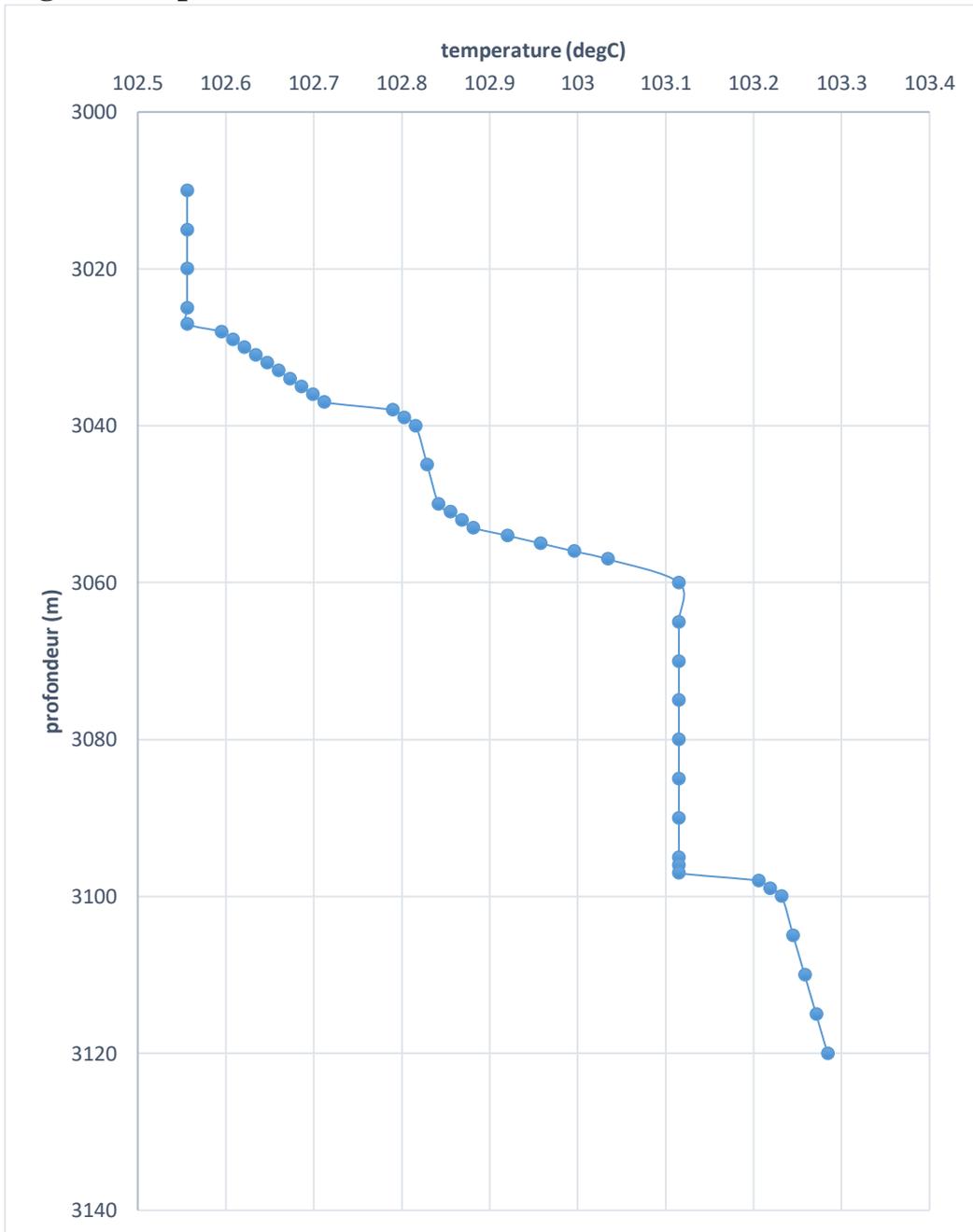


Figure B.II. 3: l’enregistrement de log de température.

La figure B.II.3 montrant la variation de la température en fonction de la profondeur. Des déflexions sont observées en face des perforations, ce qui s'explique par la participation de ces zones perforées dans l'écoulement.

On remarque une augmentation de la température dans les 3 zone (3019-3036), (3040.5-3056) et (3096-3110.5) ce qui montre l'entrées d'eau, mais l'augmentation est plus grande dans la deuxième zone, donc cette zone est la plus productrice d'eau.

II.3.2.4 Log de densité:

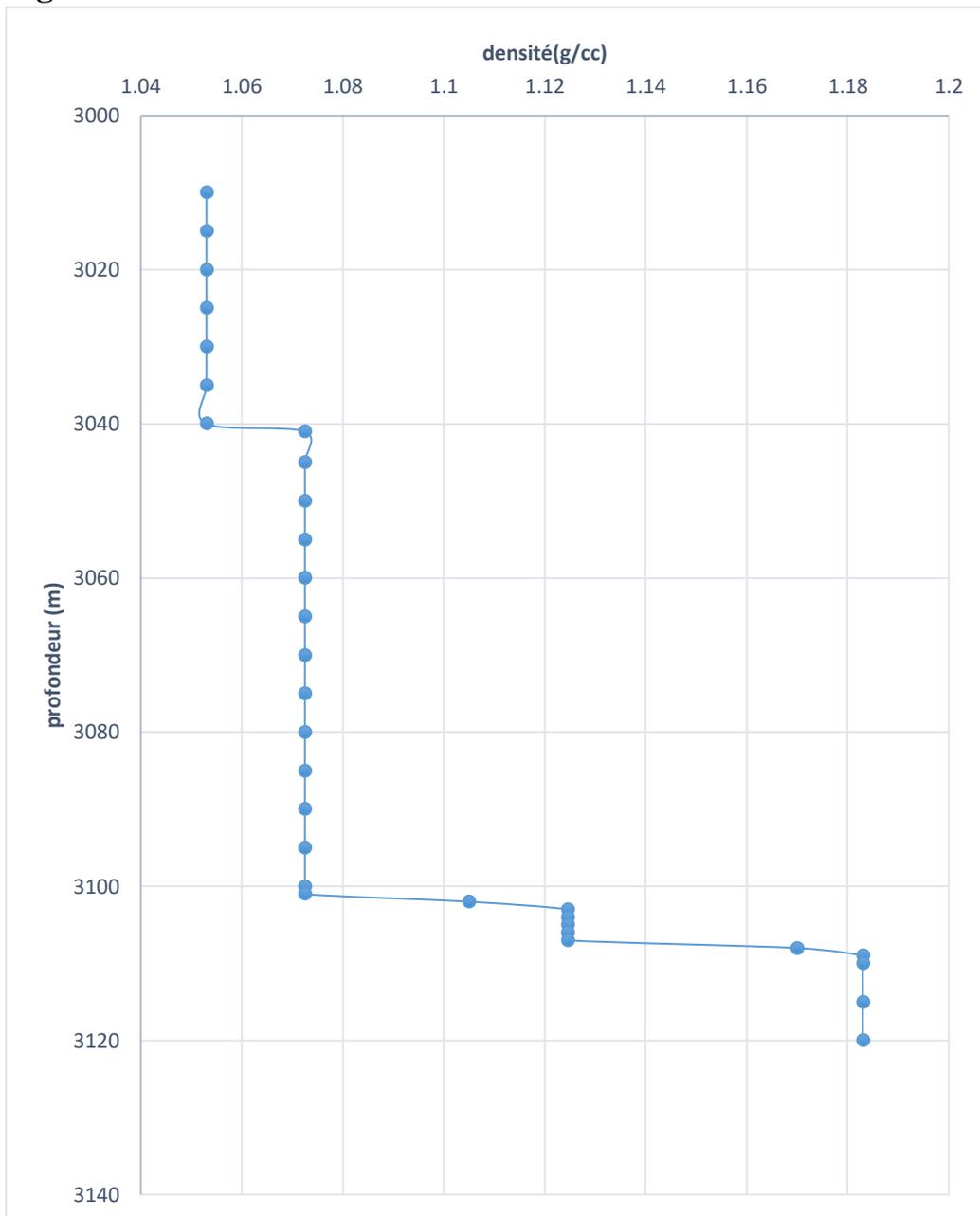


Figure B.II. 4: l'enregistrement log de densité.

La figure B.II.4 montre la variation de la densité en fonction de la profondeur. On remarque une variation avec une valeur d'environ :

Dans la zone 1 : De 1.053 g/cc

Dans la zone 2 : de 1.053 à 1.0725 g/cc

Dans la zone 3 : de 1.0725 à 1.183 g/cc.

La densité de ce fluide nous donne des informations sur la nature de fluide entrée dans les 3 zones

Zone 1 et 3 : mélange de quantité d'huile avec l'eau.

Zone 2 : mélange de petite quantité d'huile avec une grand quantité d'eau.

Note : la densité d'eau est 1.224 g/cc et la densité d'huile est 0,813 g/cc

II.3.2.5 Log de Spinner (puit ouvert) :

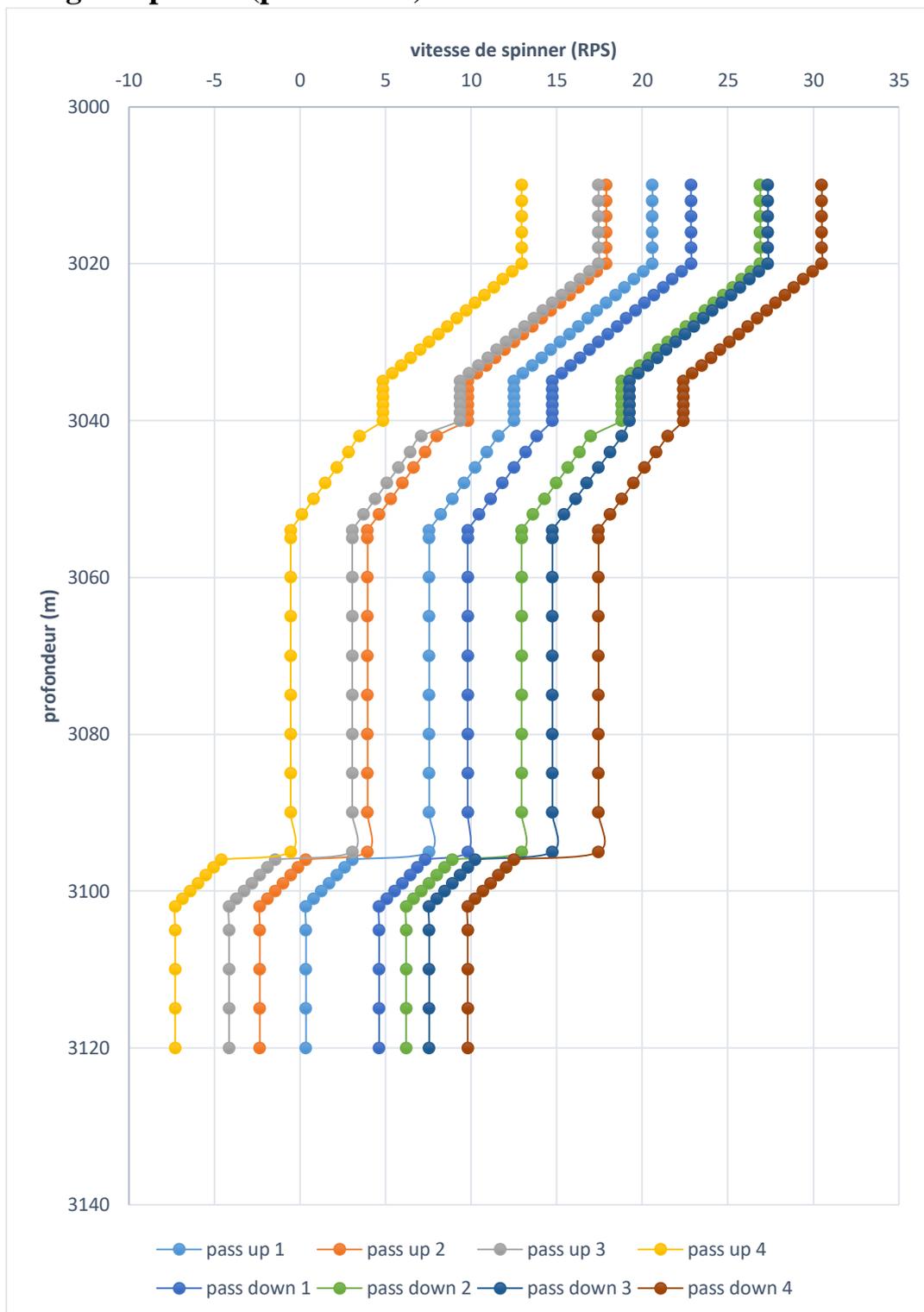


Figure B. II. 5: Enregistrement log de Spinner (puit ouvert)

La figure B.II.5 illustre la variation de vitesse de spinner en fonction de la profondeur. La rotation du Spinner est observée à tous les niveaux de perforation, ce qui suggère que toutes les couches contribuent à la production, et on remarque la diminution de la vitesse de spinner dans chaque zone perforée, cela pourrait être une possibilité d'un 2ème indicateur de l'entrée d'eau.

II.3.3 Interprétation quantitative :

II.3.3.1 Détermination de la contribution de chaque zone dans la production :

Afin d'évaluer les débits, il est nécessaire de passer par l'étape de calibration du spinner, c'est-à-dire de convertir les vitesses du spinner en vitesse moyenne du fluide. Le processus est le suivant :

1. Le choix des zones stables. Il est basé sur plusieurs paramètres :
 - La zone au-dessus des perforations.
 - La zone où les variations sont négligeables.

Le tableau suivant résume les vitesses de Spinner des zones stables :

Tableau B.II. 2: Vitesse de Spinner (RPS).

Vitesse de câble (m/s)	3019-3036	3040,5-3056	3096-3110,5	zero flow
-0,66666667	12,95	4,85	-0,55	-7,3
-0,5	17,45	9,35	3,05	-4,15
-0,33333333	17,9	9,8	3,95	-2,35
-0,16666667	20,6	12,5	7,55	0,35
0,16666667	22,85	14,75	9,8	4,625
0,33333333	26,9	18,8	12,95	6,2
0,5	27,35	19,25	14,75	7,55
0,66666667	30,5	22,4	17,45	9,8

2. On trace le Graphe des vitesses de spinner en fonction des vitesses de câble.

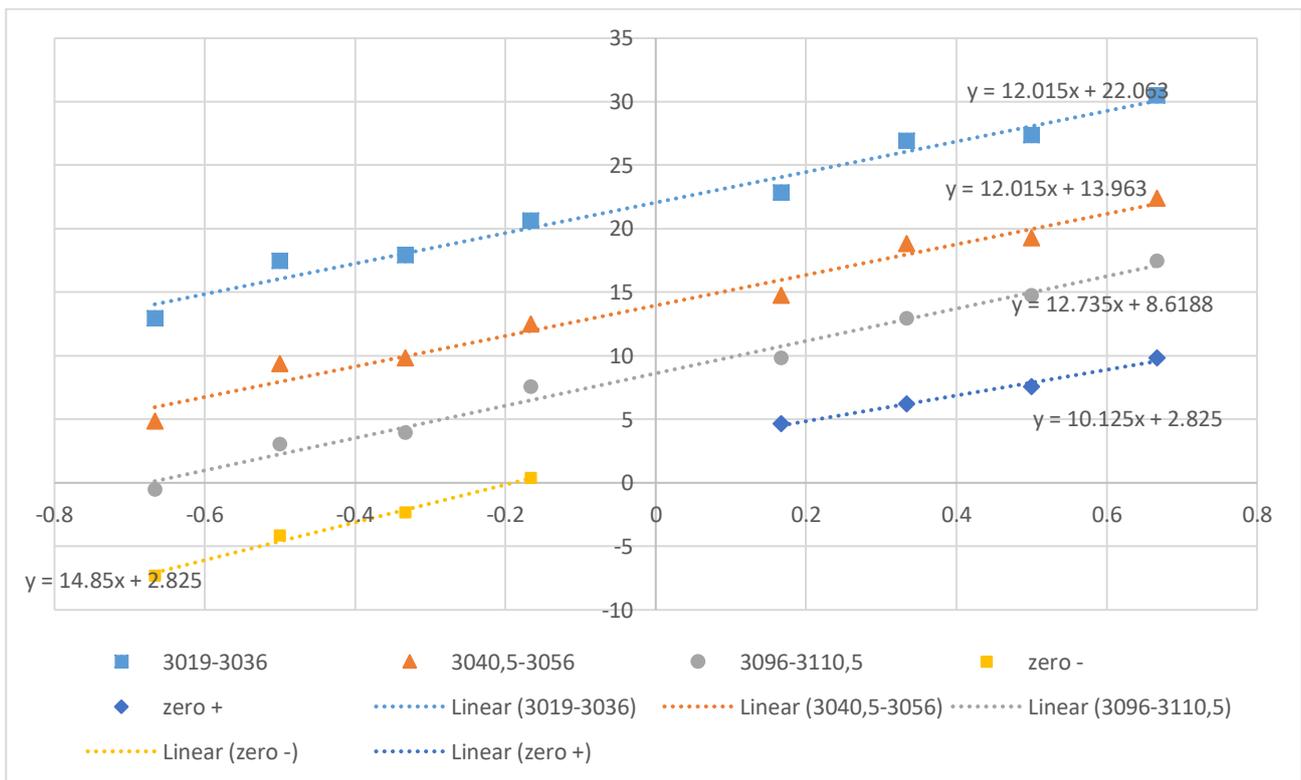


Figure B.II. 6: les vitesses de spinner en fonction, des vitesses de câbles.

3. à partir de ce graphe on a calculé la valeur de Seuil :

$$Seuil = \frac{\left(\frac{b_1}{a_1} + \frac{b_2}{a_2}\right)}{2} \dots\dots\dots(B.II.1)$$

Seuil = 0,469248036

Tel que :

b1 : l'intercepte de la droite des vitesses négatives de la zone Zéro flow.

a1 : la pente de la droite des vitesses négatives de la zone Zéro flow.

b2 : l'intercepte de la droite des vitesses positives de la zone Zéro flow.

a2 : la pente de la droite des vitesses positives de la zone Zéro flow.

Seuil = (threshold velocity) est la vitesse minimale requise pour faire tourner le Spinner.

4. Ensuite on a calculé les vitesses apparentes à partir de l'équation suivante :

$$V_{app} = \frac{B_i}{A_i} + Seuil \dots\dots\dots(B.II.2)$$

Tel que :

Bi : l'intercepte de la droite des vitesses de chaque zone

Ai : La pente de la droite des vitesses de chaque zone

Tableau B.II. 3: les vitesses apparentes de chaque zone.

la zone	zone 1	zone 2	zone 3
La vitesse apparente(m/s)	2,30553601	1,63137871	1,14602856
La vitesse apparente(m/min)	138,332161	97,8827224	68,7617137

5. Pour calculer les vitesses moyennes de chaque zone on doit estimer la valeur de facteur de correction (CF):

$$V_{moy} = V_{app} * CF \dots\dots\dots(B.II.3)$$

En général on prend la valeur CF =0.86 pour le gisement de Hassi Messoud.

Tableau B.II. 4: les vitesses moyennes de chaque zone.

la zone	zone 1	zone 2	zone 3
Vmoy(m/min)	118,965658	84,1791412	59,1350738
Vmoy (ft/min)	390,30729	276,178294	194,012716

6. On a calculer les débits total de chaque zone à l'aide de la relation :

$$Q = 1.4 \times V_{moy} \times ID^2 \dots\dots\dots(B.II.4)$$

ID 5.5 in (internal diameter (in)), Vmoy(ft/min), Q(bbl/d).

Tableau B.II. 5: Les débits total de chaque zone.

Intervalle	Débit total (bbl/d)	Débit total (m3/d)
zone 1	4833,36298	768,408046
zone 2	3479,71224	553,204652
zone 3	8216,4385	1306,24939

7. Allocation des zones productrices d'eau :

Pour localiser les zones productrices d'eau on a calculé les débits d'eau et d'huile de chaque zone. En se basant sur la capacitance en eau, l'outil de Hold-up (FloView) donne les résultats suivants :

Tableau B.II. 6: Les holdups de chaque zone

	ρ_{lu}	holdup water	Holdup oil
zone 1	1,053	0,7839	0,2161
zone 2	1,0725	0,9313	0,0687
zone 3	1,1245	0,8579	0,1421

8. L'étape final est calculée les débits de chaque phase (huile-eau) et la contribution dans chaque zone, à partir la relation suivante :

$$Q_h = Y_h \times [Q_t - (1 - h_h) \times V_s \times 1.4 \times ID^2] \dots\dots\dots(B.II.5)$$

Qh: le débit d'eau en bbl/d

Yh: hold-up phase d'eau.

Ql = Qt- Qh

Vs : vitesse de glissement calculer à partir de l'abaque **Figure B.II.7**

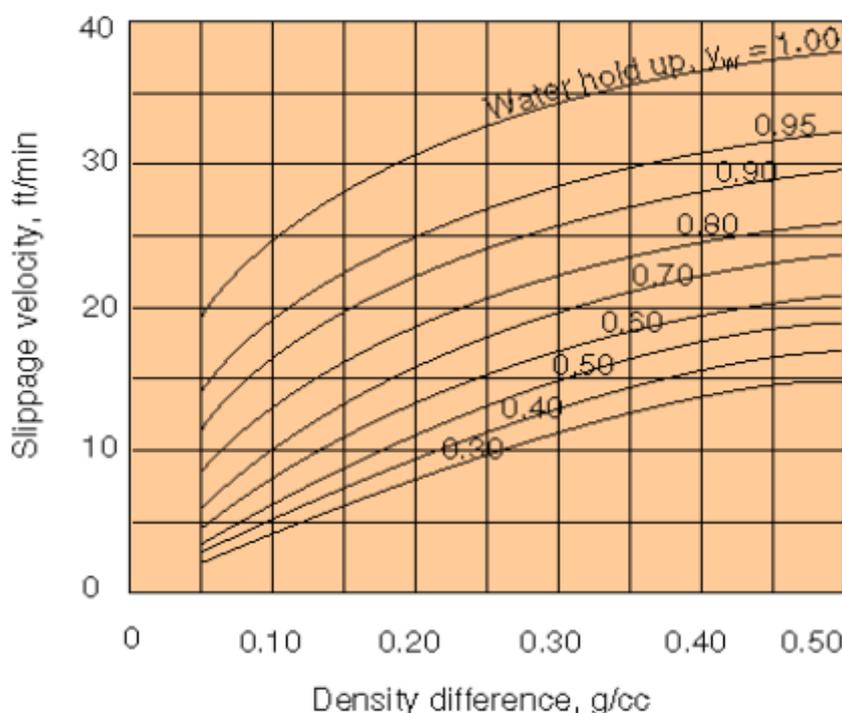


Figure B.II. 7: Abaque de vitesse de glissement en fonction de Hold up d'eau.

A la fin, on a calculé les débits partiels pour chaque zone et la contribution de chacune en termes d'huile et d'eau (Qh +Qw et % w et % h de chaque zone).

Tableau B.II. 7: les débits partiels et la contribution de chaque couche

Intervalle	Vs(ft/min)	débit d'eau (m3/d)	débit d'huile(m3/d)	contribution d'eau (%)	contribution d'huile(%)
Zone 1	19	580,684767	187,72328	75,569845	24,430155
Zone 2	21	506,153389	47,0512629	91,494782	8,505218
Zone 3	24	1100,93264	205,316754	84,281964	15,718036

La contribution de chaque couche est illustrée dans la figure suivante :

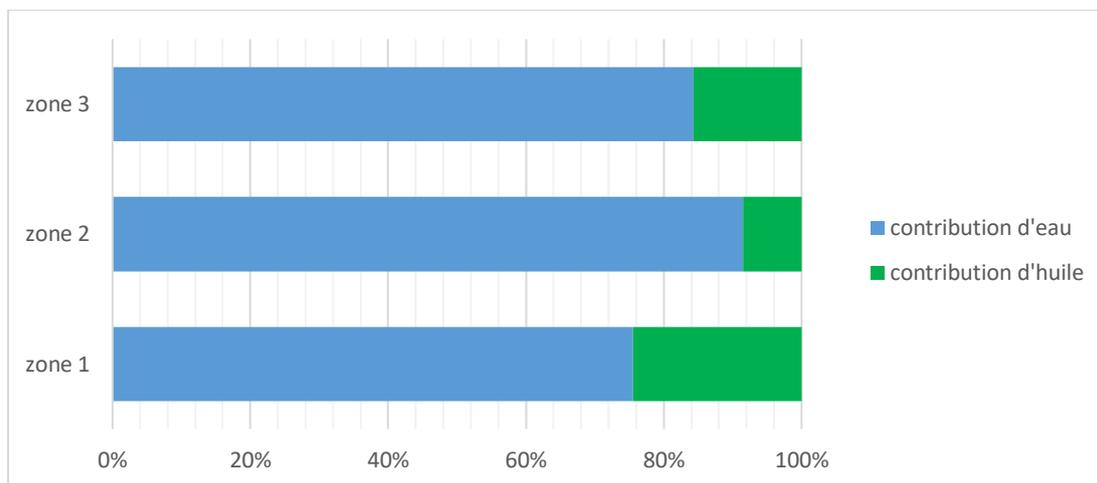


Figure B.II. 8: La contribution d’huile et d’eau par chaque zone.

L’interprétation du PLT a montré que :

- Les zones "M1" produit une grande quantité d’eau avec une quantité d’huile
- Les zones U1/L2/L1 produit aussi une petite quantité d’eau par rapport la zone M1 avec une quantité d’huile.

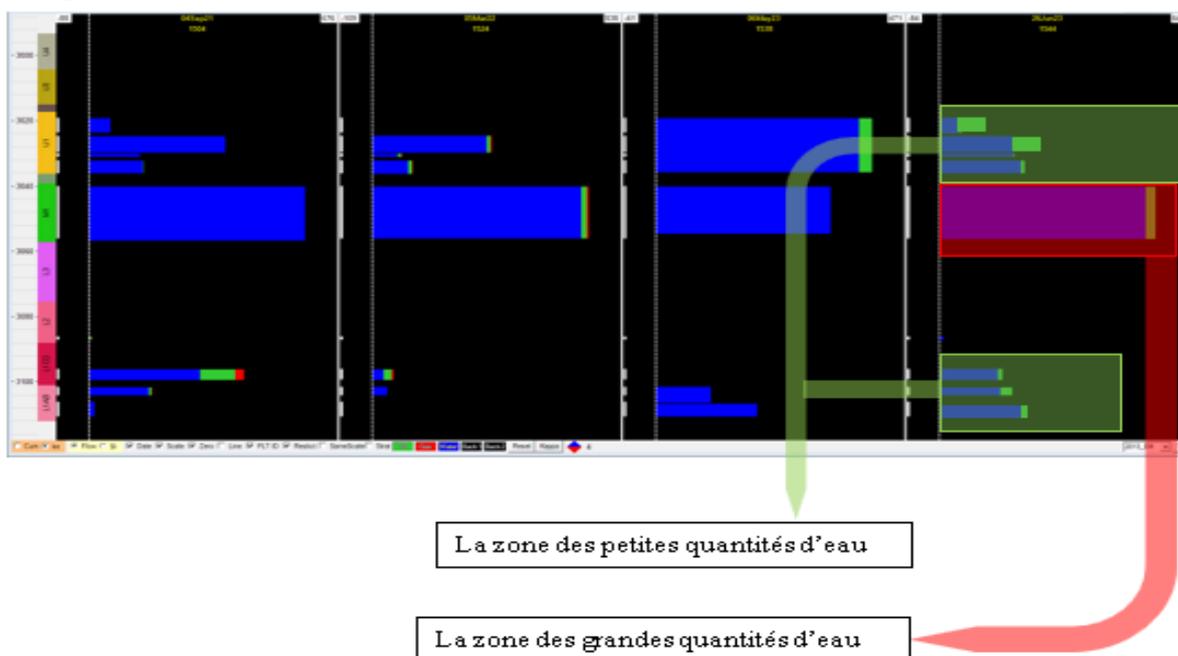


Figure B.II. 9 : Data PLT de puits 01 TAGI (U/M/L)

Ces interprétations confirmées par le test de séparateur ont été effectués le 1er juillet 2023 qui montre que le puit a produit environ 35 Sm³/j d’huile avec GOR=392 et WC=97%. Après on conclut que l’isolation de TAGI 'M1' est nécessaire. Mais, à cause de manque d’outil approprié pour isoler cette zone (straddle packer) on décide d’isoler TAGI ‘L’ pour déminuer la production d’eau.

Le 14 juillet 2023, le 'L2/L1' a été isolé en installant un bridge plug à 3083.0 mRT (top BP) et en déversant 5 mètres de ciment au-dessus de BP, ce qui donne un top ciment de 3078.0 mRT. Après l’isolation, un test ultérieur du séparateur a été effectué le 28 juillet 2023 et les résultats présentés dans le tableau suivant :

Tableau B.II. 8 : les résultats de test de séparateur (après l’isolation par bridg plug)

Average oil rate (Sm ³ /d)	Average gas rate (MSm ³ /d)	Average water rate (Sm ³ /d)	Average liquid rate (Sm ³ /d)	Gas lift rate (MSm ³ /d)	GOR	WCT (%)
18.00	109.02	1449.00	1467.00	96.00	392.00	98.80

A partir de ces résultats on remarque une perte de 17 m³/j de production de pétrole par rapport à l'état précédent (sans bridge plug) et la quantité d'eau produite n'a pas diminué. C'est-à-dire l'isolation n'a pas donné les résultats qui nous attendions. Après, on prend la décision de l'extraction par fraisage le BP/ciment isolant le TAGI 'L2/L1' qui a été réalisé le 11 septembre 2023.

Après le fraisage, un test du séparateur effectué le 3 octobre a montré une augmentation substantielle du débit d'huile (de 18 à 58 Sm³/j) à partir de tableau suivant :

Tableau B.II. 9 : les résultats de test de séparateur (après le fraisage)

Average oil rate (Sm ³ /d)	Average gas rate (MSm ³ /d)	Average water rate (Sm ³ /d)	Average liquid rate (Sm ³ /d)	Gas lift rate (MSm ³ /d)	GOR	WCT (%)
58.00	94.26	1042.00	1100.00	48.00	392	94.70

Sur la base de ces résultats, il a été décidé une deuxième solution recommandait de considérer l'isolation sélective de l'eau "M1" à l'aide d'un système multi-run straddle packer.

On peut prédire qu'il y a une augmentation de production d'huile environ 180 Sm³/j avec une réduction de WCT jusqu'à 85%.

II.3.4 Opérations réalisées sur le puits 01 :

❖ Isolation du fond 'L2/L1' :

- OP de 5-1/2" situé au nord du champ. Il est perforé dans les zones 'U1/M1/L1'
- Le puits 01 a été rouvert à la fin de décembre 2021, après être resté fermé a peut pris un mois
- L'interprétation du PLT effectué le 26 juin 2023 a montré que :
 - ✓ Les zones "M1" produit une grande quantité d'eau avec une quantité d'huile
 - ✓ Les zones U1/L2/L1 produit aussi une petite quantité d'eau par rapport la zone M1 avec une quantité d'huile.
- Test de séparateur a été effectué le 1er juillet 2023.
- Une isolation temporaire de la zone 'L' a été réalisée à l'aide d'un bridge plug recouvert de ciment, permettant uniquement la production de TAGI 'U1/M1'

❖ Straddle off les perforations 'M1' saturées d'eau à l'aide d'un système straddle packer Weatherford Wide Pack de 5-1/2", récupérable et à plusieurs passages :

- Test du séparateur a effectué le 28 juillet 2023(après l'isolation par bridge plug).
- L'extraction par fraisage le BP/ciment isolant le TAGI 'L2/L1' qui a été réalisé le 11 septembre 2023.
- Après le fraisage, un test du séparateur effectué le 3 octobre.

- Un caliper MFC de 40 bras a été réalisé le 26 octobre 2023 afin d'évaluer le liner et le tubing de 5-1/2". Notez que le liner présente une certaine ovalité à 3046,73 - 3051,63 mRT).
- Sur la base des récents tests de séparateurs et du dernier PLT effectué le 26/06/2023, il a été décidé d'isoler 16 mètres (3040 - 3056mRT) des perforations 'M1', qui ont été saturées d'eau, à l'aide d'un système straddle packer Weatherford Wide Pack de 5^{1/2}", récupérable et à plusieurs passages.
- Une isolation de la perforation 'M1' a été réalisée à l'aide d'un système straddle packer effectué le 17/12/2023, permettant uniquement la production de TAGI 'U1/L1'.

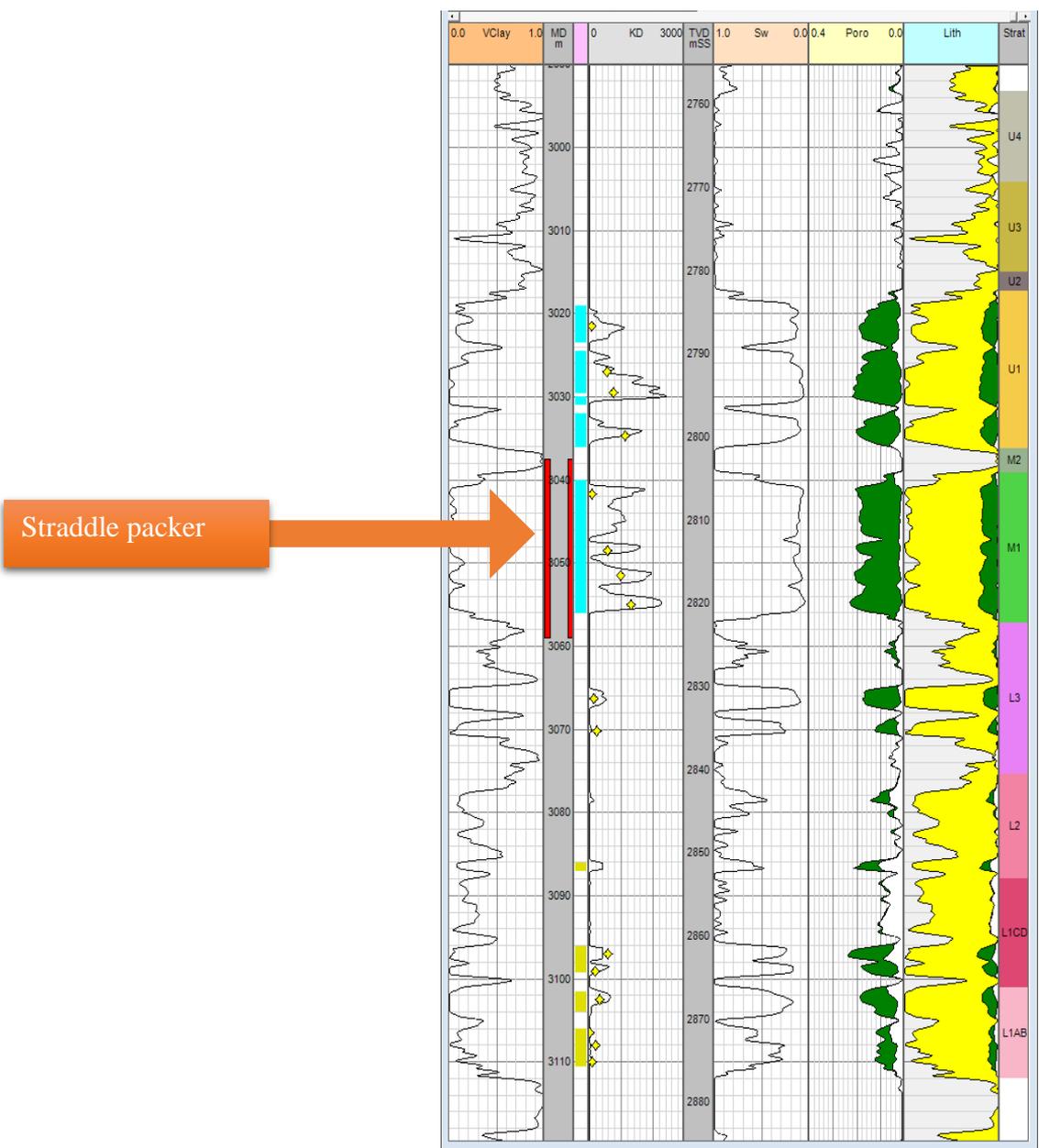


Figure B.II. 10 : Schéma d'un puits vertical avec isolation par straddle packer de la zone M1

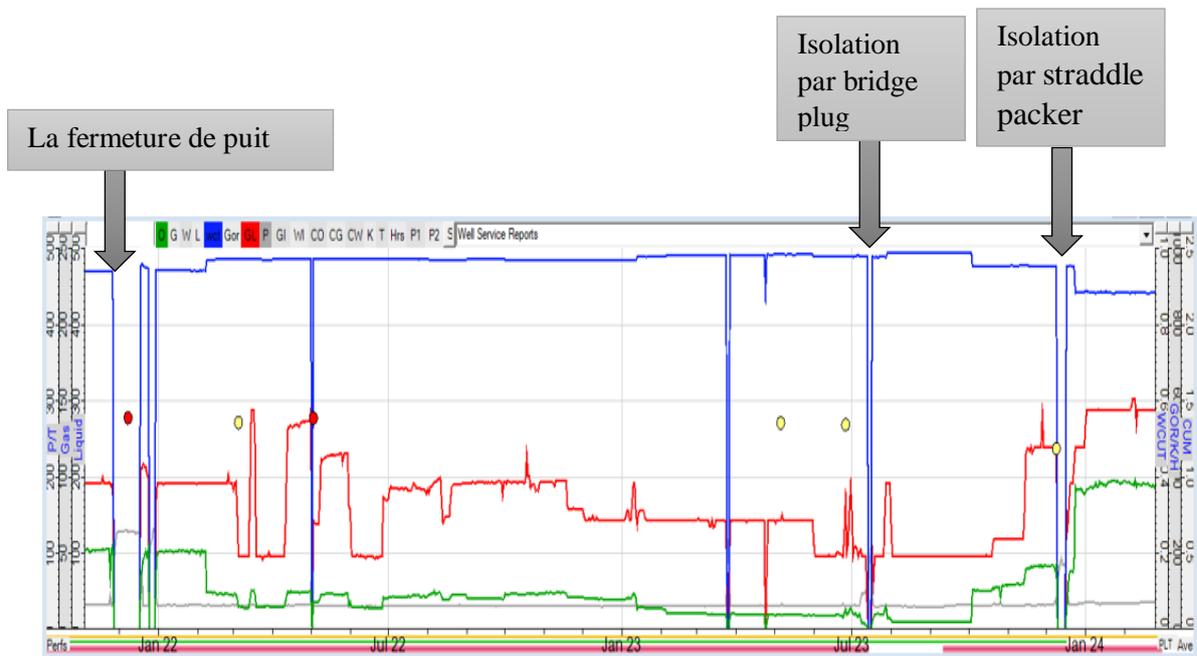


Figure B.II. 11 : Profil de production puit 01

II.3.5 Résultats et interprétations de puits 1 :

❖ Résultats :

Après l'intervention de water shut off qui appliqué dans cette puit candidat, on faire un test du séparateur pour l'évaluation de WCT a été effectué le 22/12/2023 et les résultat sont montre dans le tableau suivant :

Tableau B.II. 10 : les résultats de test de séparateur (après isolation par straddle packer)

Average oil rate (Sm ³ /d)	Average gas rate (MSm ³ /d)	Average water rate (Sm ³ /d)	Average liquid rate (Sm ³ /d)	Gas lift rate (MSm ³ /d)	GOR	WCT (%)
183.00	179.63	1237.00	1420.00	96.00	455.00	87.10

❖ Interprétation :

La méthode Water shut off utilisée est l'isolation par straddle packer. Cette technique consiste à placer un packer gonflable dans le puits pour isoler une section spécifique (M1) de la formation. Cela permet d'isoler la zone problématique qui produit beaucoup d'eau, sans affecter les autres zones productrices du puits.

L'application de l'isolation par straddle packer dans la zone M1 a eu un impact positif sur l'état de puits, on observe donc une diminution de WCT qui permet d'améliorer les performances de levage vertical du puits avec une augmentation de quantité d'huile produits (68%).

II.4 Etude de Cas du puits 02 :

II.4.1 Historique de puits :

Le puits 02 est un OP de 5,1/2" situé au nord du champ principal. Le puits est perforé dans les zones 'U1/M1/L2'.

Au début, les premiers SRO-PLT (la figure B.II.) effectués dans ce puits montrent qu'il ne produisait que de l'huile.

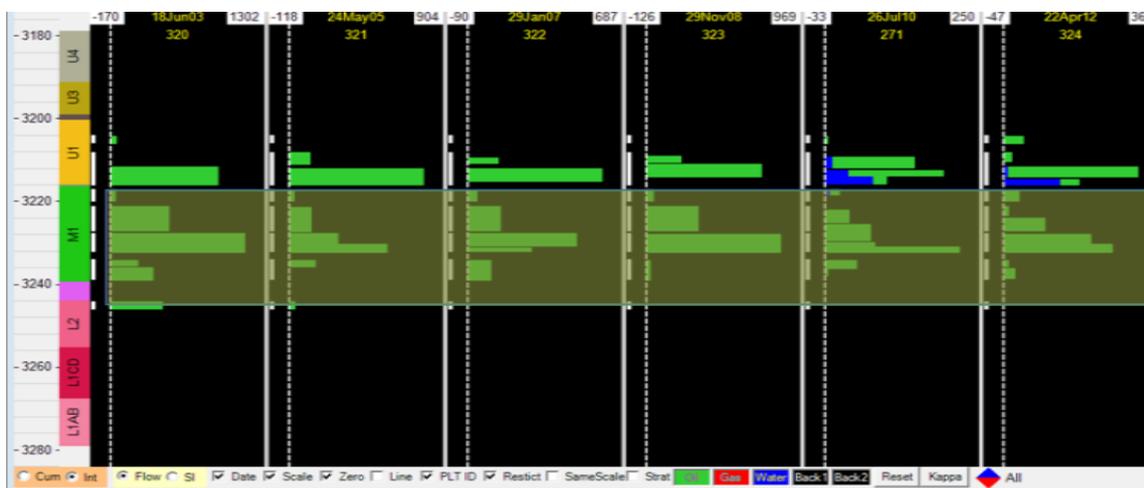


Figure B.II. 12 : Data des premiers SRO-PLT de puits 02 TAGI

Après certains temps, des tests de séparateur ont été effectués, montrant qu'il y avait une augmentation de WC. D'après les résultats de ces tests, il a été obligé de faire des SRO-PLT afin d'évaluer le profil de production du puits.

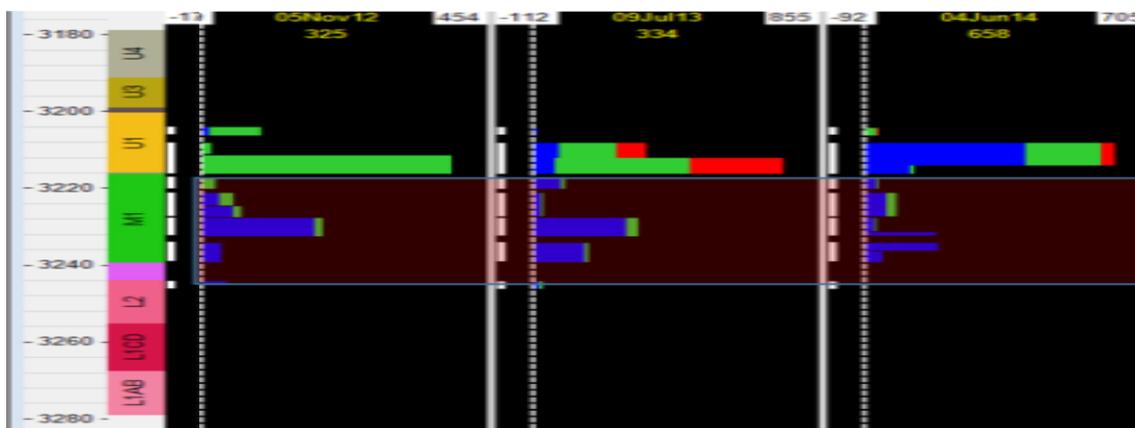


Figure B.II. 13 : Data SRO-PLT de puits 02

A partir des données SRO-PLT qui confirment l'augmentation de WC, il y a une influence directe sur la capacité de traitement de l'eau à CPF, car elle est limitée. Il a été décidé de fermer le puits le 7 juillet 2014.

Le 28 juin 2016, le puits-02 a été rouvert et après un certain temps, un test de séparateur a été effectué le 02/05/2017, qui donne les résultats suivants :

Tableau B.II. 11 : les résultats de test de séparateur (avant l’isolation par BP)

Average oil rate (Sm ³ /d)	Average gas rate (MSm ³ /d)	Average water rate (Sm ³ /d)	Average liquid rate (Sm ³ /d)	Gas lift rate (MSm ³ /d)	GOR	WCT (%)
165.00	179.00	1002.00	1167.00	144.00	212.00	86.00

A partir de ce test on remarque que le WC continue d’augmenter, c’est pourquoi il a été fortement recommandé d’effectuer un SRO-PLT le 21/09/2017 afin d’évaluer le profil de production actuel du puits.

II.4.2 Interprétation qualitative de PLT :

II.4.2.1 Log de Spinner (Puits fermé) :

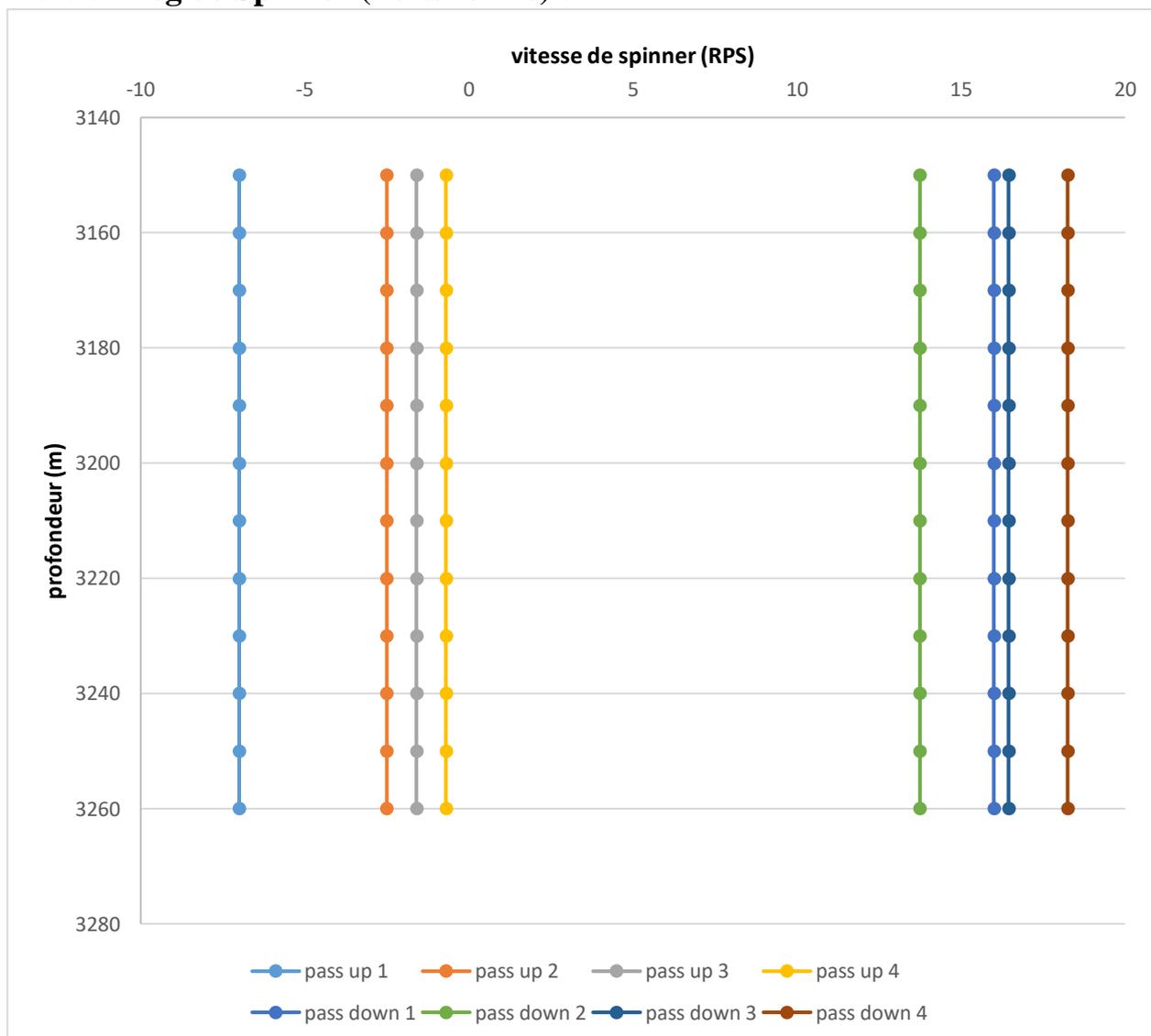


Figure B.II. 14: Log de Spinner en Puits fermé

La figure B.II.14 illustre la variation de vitesse de spinner en fonction de profondeur lorsque le puits est fermé (shut in). Il est possible de constater que les enregistrements de Spinner sont plus ou moins constants dans toutes les parties du réservoir (en face des perforations). Le fait qu’il n’y ait pas de cross flow (écoulement croisé) entre les différentes zones de ce réservoir explique cette réponse.

II.4.2.2 Log de pression:

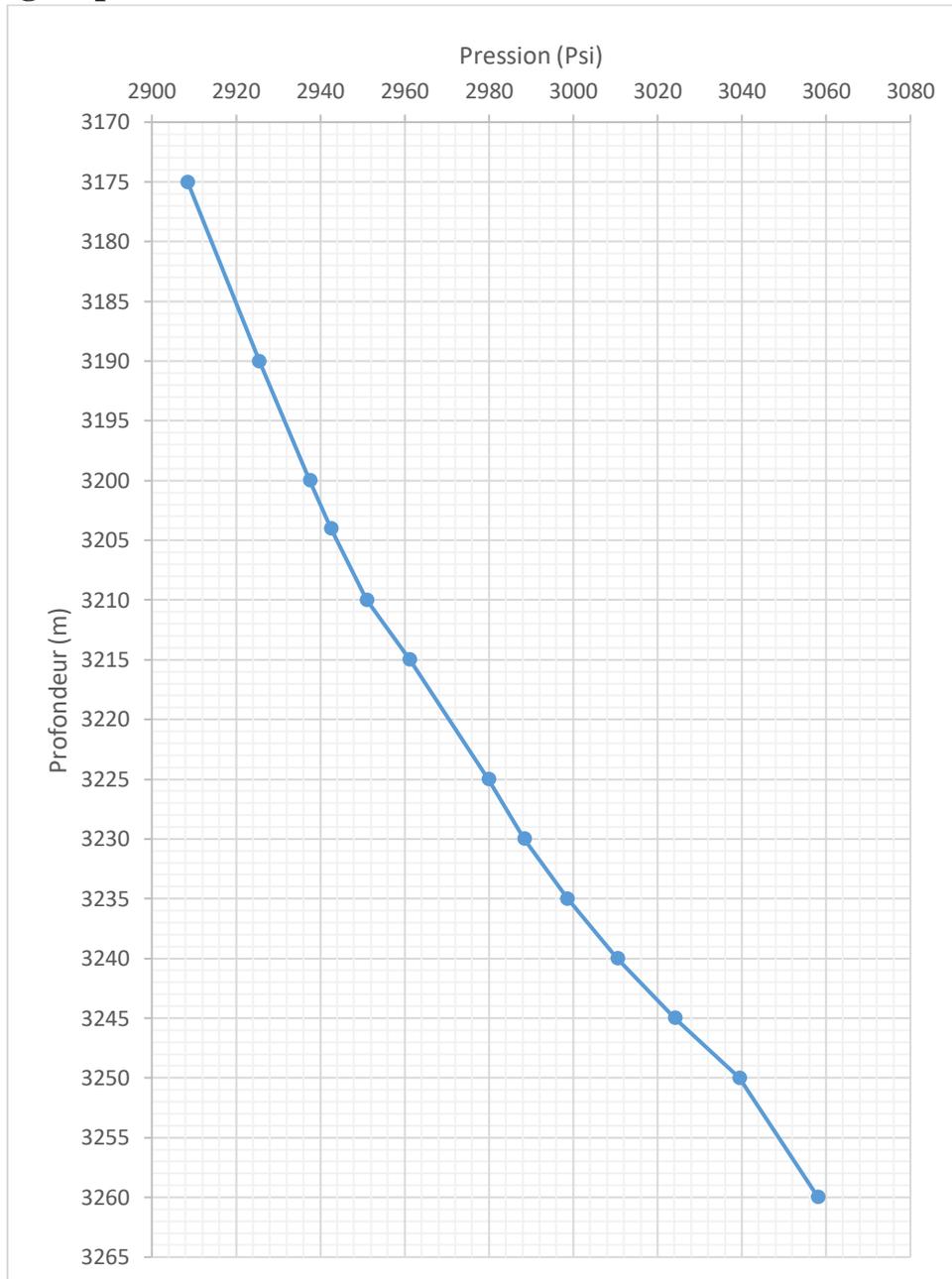


Figure B.II. 15: l'enregistrement de Log de pression.

La figure B.II.15 représente la variation de pression en fonction de la profondeur dans le cas où le puits est ouvert. On observe une augmentation de pression de façon instable et continue dans le réservoir, ce qui nous donne une information sur un écoulement sort à travers les perfos.

II.4.2.3 Log de Température :

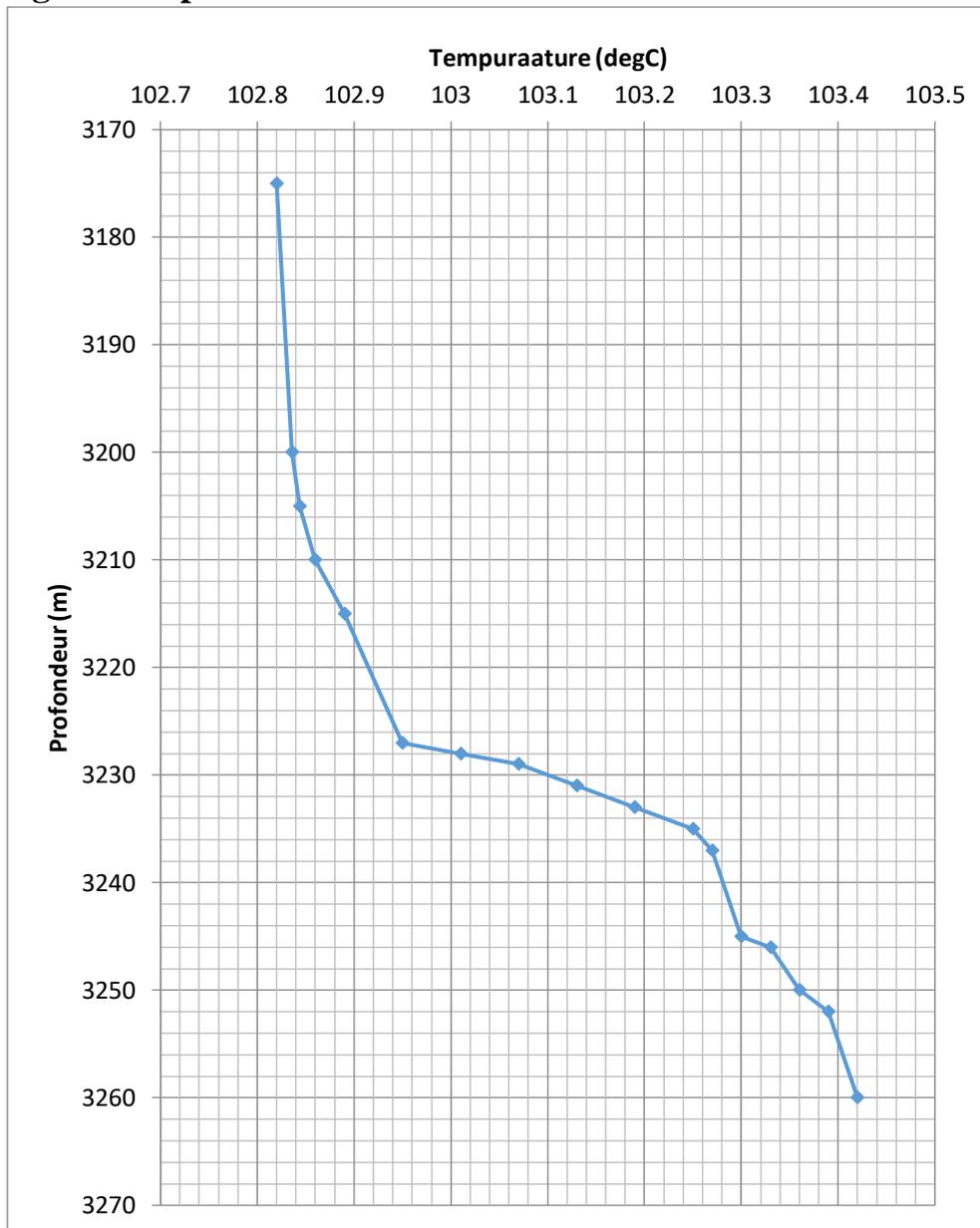


Figure B.II. 16: l'enregistrement de log de température.

La figure B.II.16 montrant la variation de la température en fonction de la profondeur. Des déflexions sont observées en face des perforations, ce qui s'explique par la participation de ces zones perforées dans l'écoulement.

On remarque une augmentation de la température dans les 3 zone (3204-3216), (3217-3239) et (3244-3246) ce qui montre l'entrées d'eau, mais l'augmentation est plus grande dans la deuxième et troisième zone, donc ces zones est la plus productrice d'eau.

II.4.2.4 Log de densité :

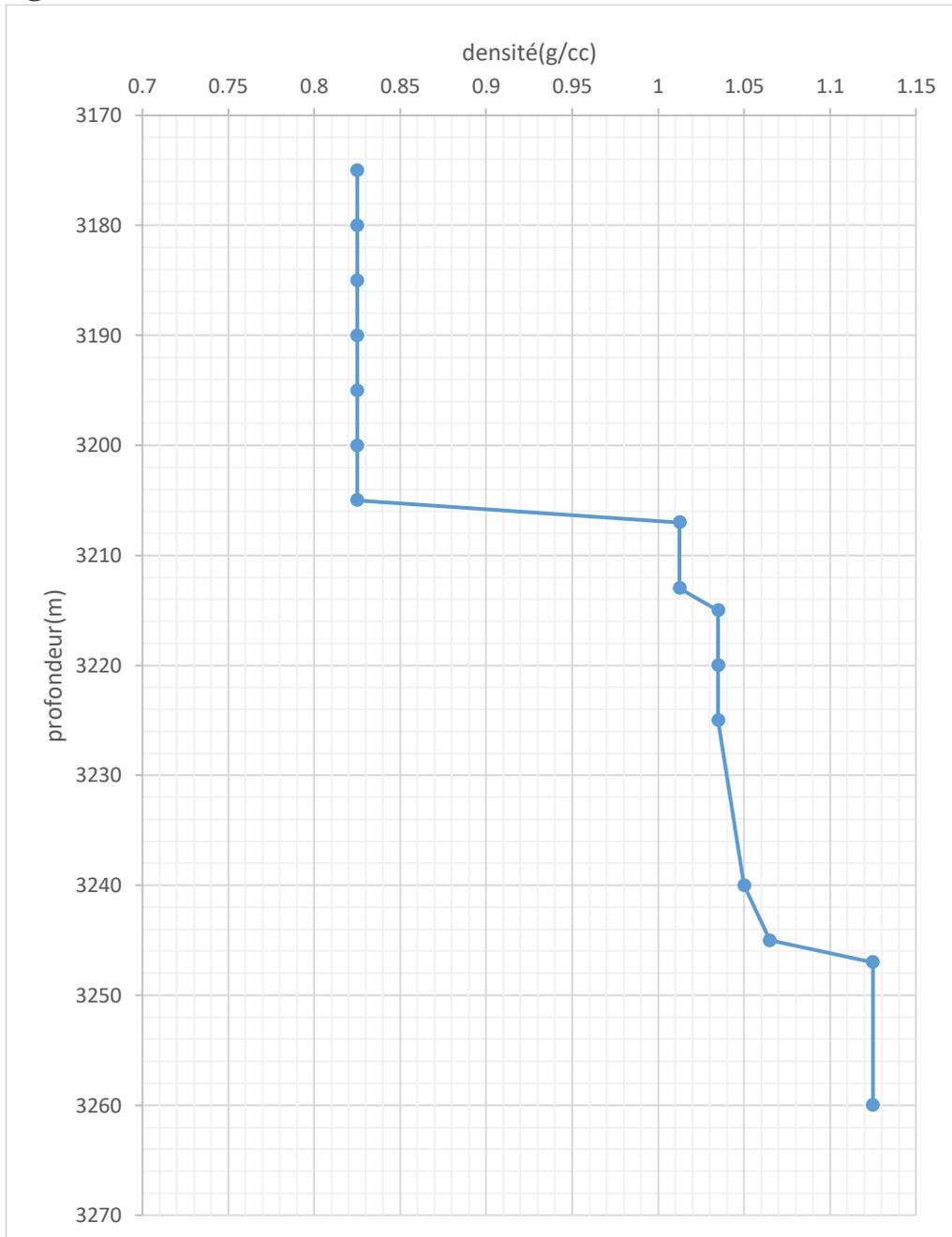


Figure B.II. 17: l’enregistrement log de densité.

La figure B.II.17 montre la variation de la densité en fonction de la profondeur. On remarque une variation avec une valeur d'environ :

Dans la zone 1 : de 0,825 à 1,0125 g/cc

Dans la zone 2 : De 1,0125 à 1,035 g/cc

Dans la zone 3 : de 1,035 à 1,065 g/cc.

La densité de ce fluide nous donne des informations sur la nature de fluide entrée dans les 3 zones

Zone 1 : mélange de quantité d'huile avec l'eau

Zone 2 et 3 : mélange de petite quantité d'huile avec une grande quantité d'eau.

II.4.2.5 Log de Spinner:

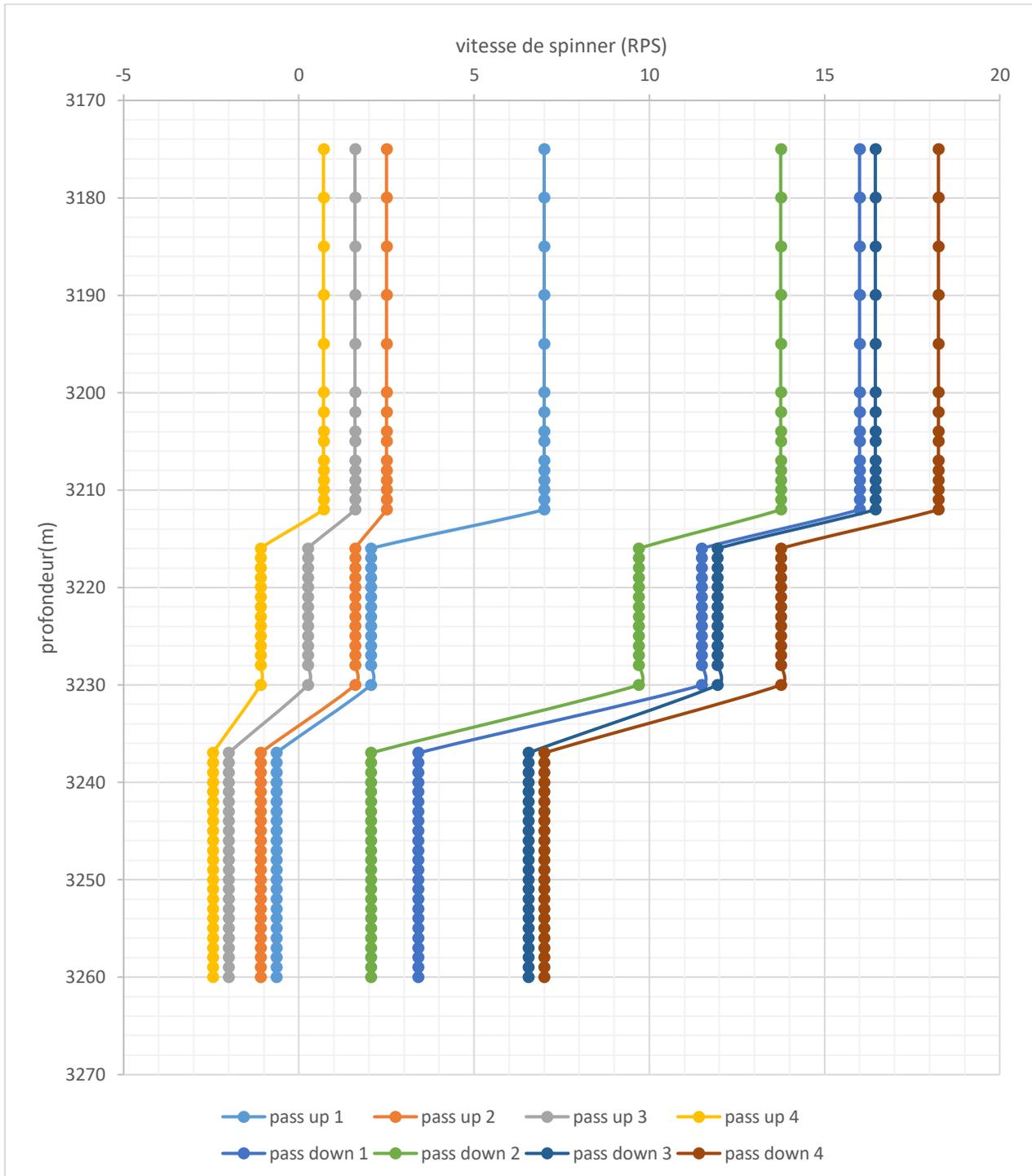


Figure B.II. 18: Enregistrement log de Spinner

La figure B.II.18 illustre la variation de vitesse de spinner en fonction de la profondeur. La rotation du Spinner est observée à tous les niveaux de perforation, ce qui suggère que toutes les couches contribuent à la production, et on remarque la diminution de la vitesse de spinner dans chaque zone perforée, cela pourrait être une possibilité d'un 2ème indicateur de l'entrée d'eau.

II.4.3 Interprétation quantitative :

II.4.3.1 Détermination de la contribution de chaque zone dans la production :

Afin d'évaluer les débits, il est nécessaire de passer par l'étape de calibration du spinner, c'est-à-dire de convertir les vitesses du spinner en vitesse moyenne du fluide. Le processus est le suivant :

1. Le choix des zones stables. Il est basé sur plusieurs paramètres :
 - La zone au-dessus des perforations.
 - La zone où les variations sont négligeables.

Le tableau suivant résume les vitesses de Spinner des zones stables :

Tableau B.II. 12: Vitesse de Spinner (RPS).

Vitesse de câble (m/s)	3204-3216	3217-3239	3244-3246	Zero flow
-0,666666667	0,7	-1,1	-2,9	-2,45
-0,5	1,6	0,25	-2,45	-2
-0,333333333	7	1,6	-2	-1,1
-0,166666667	9,25	2,05	-1,55	-0,65
0,166666667	16	11,5	2,95	3,4
0,333333333	13,75	9,7	2,05	2,05
0,5	16,45	11,95	6,55	6,55
0,666666667	18,25	13,75	7,45	7

2. On trace le Graphe des vitesses de spinner en fonction des vitesses de câble.

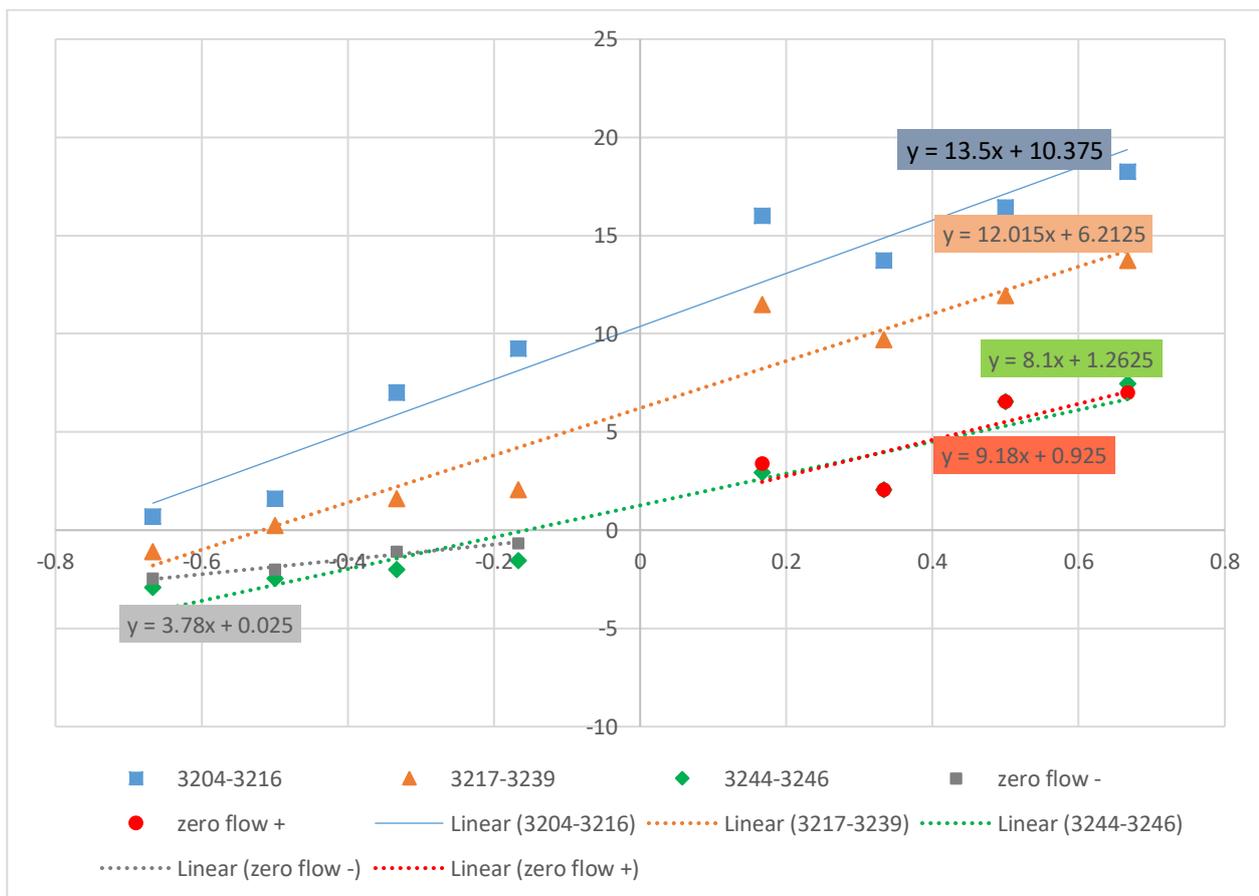


Figure B.II. 19: les vitesses de spinner en fonction, des vitesses de câbles.

3. à partir de ce graphe on a calculé la valeur de Seuil :

$$Seuil = \frac{b_1 + b_2}{a_1 + a_2} \dots\dots\dots(B.II.6)$$

Seuil = 0,053688142

Tel que :

b1 : l'intercepte de la droite des vitesses négatives de la zone Zéro flow.

a1 : la pente de la droite des vitesses négatives de la zone Zéro flow.

b2 : l'intercepte de la droite des vitesses positives de la zone Zéro flow.

a2 : la pente de la droite des vitesses positives de la zone Zéro flow.

Seuil = (threshold velocity) est la vitesse minimale requise pour faire tourner le Spinner.

4. Ensuite on a calculé les vitesses apparentes à partir de l'équation suivante :

$$V_{app} = \frac{B_i}{A_i} + Seuil \dots\dots\dots(B.II.7)$$

Tel que :

Bi : l'intercepte de la droite des vitesses de chaque zone

Ai : La pente de la droite des vitesses de chaque zone

Tableau B.II. 13: les vitesses apparentes de chaque zone.

la zone	zone 1	zone 2	zone 3
La vitesse apparente(m/s)	0,821836	0,570965	0,209491
La vitesse apparente(m/min)	49,31018	34,25792	12,56944

5. Pour calculer les vitesses moyennes de chaque zone on doit estimer la valeur de facteur de correction (CF):

$$V_{moy} = V_{app} \times CF \dots\dots\dots(B.II.8)$$

En général on prend la valeur CF =0.86 pour le gisement de Hassi Messoud.

Tableau B.II. 14: les vitesses moyennes de chaque zone.

la zone	zone 1	zone 2	zone 3
Vmoy(m/min)	42,40675	29,46182	10,80972
Vmoy (ft/min)	139,1298	96,6595	35,46495

6. On a calculé le débit total de chaque zone à l'aide de la relation :

$$Q = 1.4 \times V_{moy} \times ID^2 \dots\dots\dots(B.II.9)$$

ID 5.5 in (internal diameter (in)), Vmoy(ft/min), Q(bbl/d).

Tableau B.II. 15: Les débits total de chaque zone.

Intervalle	Débit total (bbl/d)	Débit total (m3/d)
zone 1	1798,616	285,9439
zone 2	2591,589	412,0109
zone 3	1501,941	238,7785

7. Allocation des zones productrices d'eau :

Pour localiser les zones productrices d'eau on a calculé les débits d'eau et d'huile de chaque zone. En se basant sur la capacitance en eau, l'outil de Hold-up (FloView) donne les résultats suivants :

Tableau B.II. 16: Les holdups de chaque zone

zone	ρ_{lu}	holdup water	Holdup oil
zone 1	0,825	0,13	0,87
zone 2	1,0125	0,872	0,128
zone 3	1,035	0,823	0,177

8. L'étape final est calculée les débits de chaque phase (huile-eau) et la contribution dans chaque zone, à partir la relation suivante :

$$Q_h = Y_h \times [Q_t - (1 - Y_h) \times V_s \times 1.4 \times ID^2] \dots\dots\dots(B.II.3)$$

Qh: le débit d'eau en bbl/d

Yh: hold-up phase d'eau.

Ql = Qt- Qh

Vs : vitesse de glissement calculer à partir de l'abaque **Figure B.II.20** :

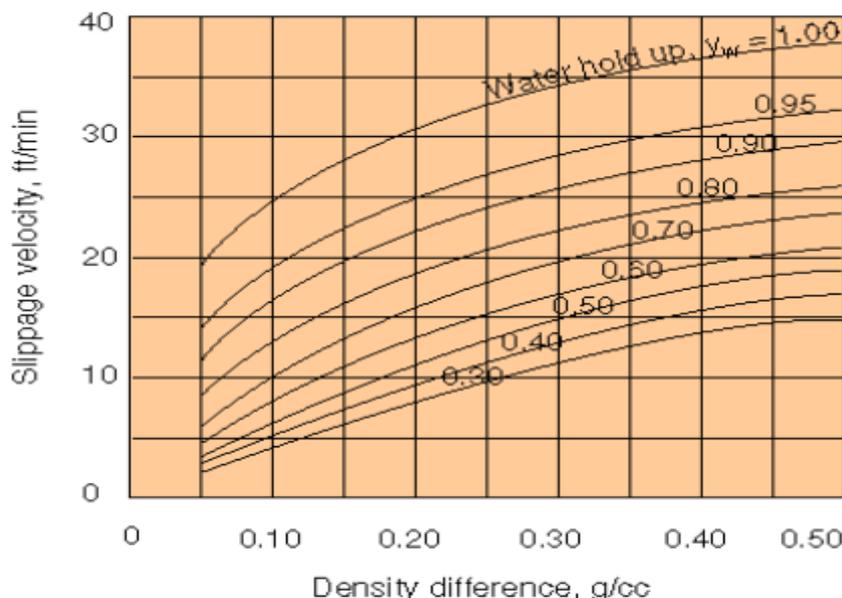


Figure B.II. 20: Abaque de vitesse de glissement en fonction de Hold

A la fin, on a calculé les débits partiels pour chaque zone et la contribution de chacune en termes d'huile et d'eau (Qh +Qw et % w et % h de chaque zone).

Tableau B.II. 17: les débits partiels et la contribution de chaque couche

Intervalle	Vs(ft/min)	débit d'eau (m3/d)	débit d'huile(m3/d)	contribution d'eau (%)	contribution d'huile(%)
zone 3	18,5	36,41123	249,5327	74,70119	25,29881
zone 2	17,5	346,1224	65,88844	84,00808	15,99192
zone 1	1	178,3704	60,40812	12,7337	87,2663

La contribution de chaque couche est illustrée dans la figure suivante :

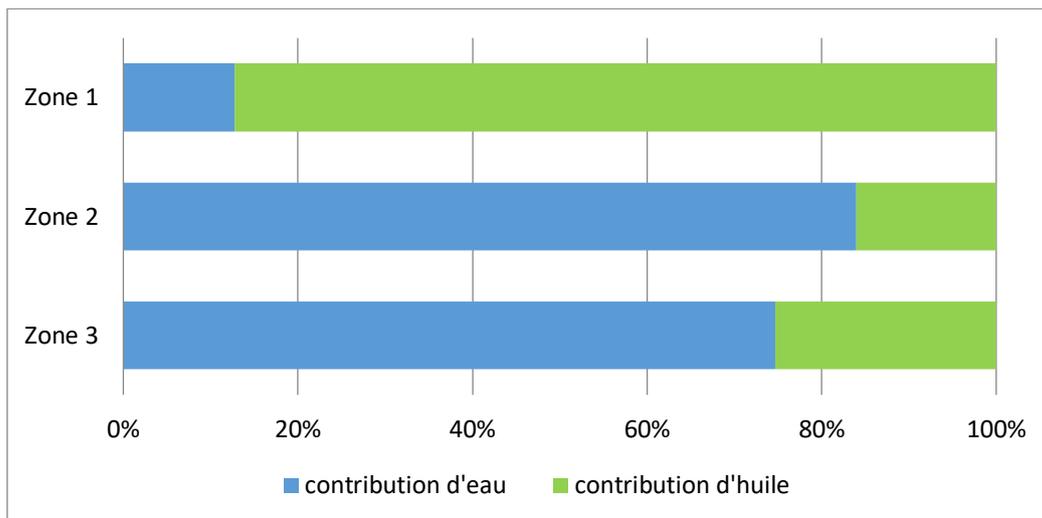
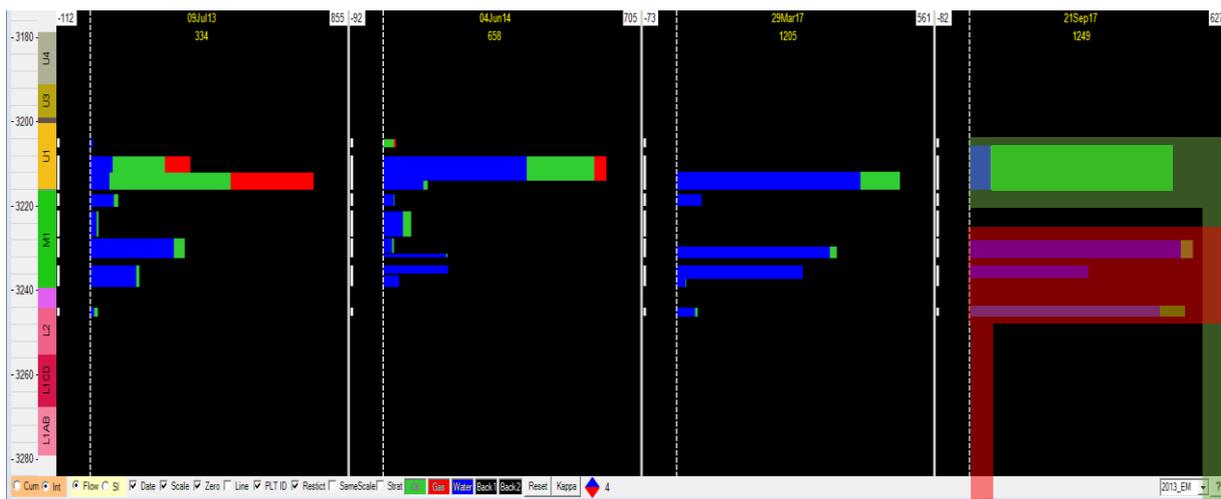


Figure B.II. 21: La contribution d’huile et d’eau par chaque zone.

L'interprétation SRO-PLT a montré que :

La majeure partie du pétrole provient de l’intervalle supérieur (U1), tandis que de petites quantités proviennent de 'M1' et 'L2'.



La zone de la petite quantité d’huile

La zone de la grande quantité d’huile

Figure B.II. 22 :Data PLT de puits 01

Sur la base des résultats de ce SRO-PLT, il a été décidé d'isoler les intervalles inférieurs ('M1' et 'L2') à l'aide d'un bridge plug.

Cette isolation par BP à la profondeur du schiste 'M1' peut réduire la production d'eau jusqu'à 400 Sm³/d au niveau du CPF et devrait également améliorer l'efficacité du gaz lift et l'hydraulique du tubing au niveau du puits 02.

II.4.4 Opérations réalisées sur le puits 02 :

- ❖ Isoler temporairement les perforations "M" et "L" asséchées à l'aide d'un bridge plug gonflable recouvert de ciment et n'autoriser que la production "U1" :
 - Le puits 02 est un OP de 5,1/2" situé au nord du champ principal. Le puits est perforé dans les zones 'U1/M1/L2'.
 - Les interprétations de la première opération SRO-PLT a montré qu'il ne produisait que d'huile.
 - Des tests de séparateur effectué et confirmer à partir des opérations SRO-PLT qui montre l'augmentation WC.
 - La décision de fermeture de puit le 07 juillet 2014
 - L'ouverture de puit le 28 juin 2016
 - Un test de séparateur est effectué le 02/05/2017
 - Le 21/09/2017, l'interprétation SRO-PLT a montré que :
 - ✓ La majeure partie du pétrole provient de l'intervalle supérieur (U1), tandis que de petites quantités proviennent de 'M1' et 'L2'.
 - Le 25 avril 2018, Sur la base des récents tests de séparateurs et du dernier PLT, il a été décidé d'isoler les zones 'M1' et 'L2', qui ont été saturées d'eau, à l'aide d'un système CoilFLATE inflatable bridge plug (3222mRT) recouvert de ciment
 - Le recouvrir d'un bouchon de ciment acidifiable jusqu'à 3215,5mRT afin d'isoler complètement les zones TAGI 'M1' et 'L2' et n'autoriser que la production de "U1".



Figure B.II. 23 : Schéma d'un puits vertical avec isolation par inflatable bridge plug

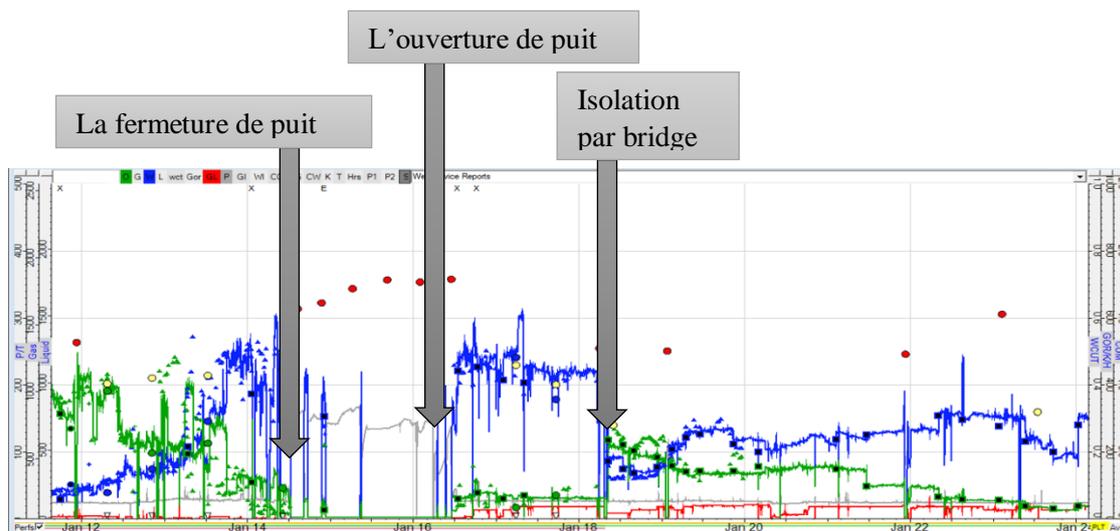


Figure B.II. 24 : Profil de production puit 02

II.4.5 Résultats et interprétations de puit 02 :

❖ Résultats :

Après l'intervention de water shut off qui appliqué dans cette puit candidat, on faire un test du séparateur pour l'évaluation de WCT a été effectué le 09/05/2018 et les résultat sont montre dans le tableau suivant :

Tableau B.II. 18 : les résultats de test de séparateur (après isolation par BP)

Average oil rate (Sm ³ /d)	Average gas rate (MSm ³ /d)	Average water rate (Sm ³ /d)	Average liquid rate (Sm ³ /d)	Gas lift rate (MSm ³ /d)	GOR	WCT (%)
576.00	235.95	417.00	993.00	96.06	243.00	42.00

Le puits a été isolé le 25 avril 2018, le test de séparateur effectué après cette opération d'isolation montre que la production de pétrole a augmenté de 71%, et la production d'eau a diminué de 58%, tandis que le GOR est passé de 212 à 243.

❖ Interprétation :

La méthode Water shut off utilisée est l'isolation par inflatable bridge plug recouvert de ciment. Cette technique consiste à placer un bridge plug gonflable dans le puits, généralement dans la zone productrice d'eau indésirable. Une fois le bridge plug gonflé pour isoler cette zone, du ciment est pompé par-dessus pour créer une barrière étanche permanente.

L'application de l'isolation par BP dans les zones TAGI 'M1' et 'L2' permet de :

- La réduction significative du débit d'eau produit: Cette diminution indique que la méthode a permis d'isoler efficacement une partie des venues d'eau indésirables.
- Augmentation du débit d'huile produit : Le débit d'huile a été multiplié par près de 3,5 fois grâce à la réduction des arrivées d'eau.
- Diminution du taux de gaz lift nécessaire : Avec moins d'eau à soulever, le taux de gaz lift a diminué d'environ 33%.
- La diminution de WCT qui permet d'améliorer les performances de levage vertical du puits avec une augmentation de quantité d'huile produits (71%).

Bien que certaines venues d'eau persistent après ce traitement, ces résultats démontrent l'efficacité de la méthode d'isolation par bridge plug gonflable et cimentation pour remédier aux problèmes de production d'eau excessive. Cela permet une récupération élevée d'hydrocarbures tout en optimisant les besoins opérationnels et les coûts associés.

II.5 Etude de Cas du puits 03 :

II.5.1 Historique de puits :

Le puits 03 est un puits de production d'huile de 5-1/2", situé à 600 m à l'est du puits 10 dans le champ principal et à 500 m au sud du puits 33 dans la zone nord-ouest. Le puits est actuellement perforé dans le TAGI 'U/M'.

Le puits 03 a été fermé plusieurs fois à cause de l'augmentation de WC qui influé à la capacité de traitement de l'eau à CPF.

Le 23/04/2023, on faire un test de séparateur qui donne les résultats suivants :

Tableau B.II. 19 : les résultats de test de séparateur (avant l'isolation par BP)

Average oil rate (Sm ³ /d)	Average gas rate (MSm ³ /d)	Average water rate (Sm ³ /d)	Average liquid rate (Sm ³ /d)	Gas lift rate (MSm ³ /d)	GOR	WCT (%)
134.00	161.53	719.00	853.00	120.00	310	84.30

Ces tests montrent qu'il y a une augmentation excessive de WC, c'est pourquoi il a été fortement recommandé d'effectuer un PLT le 21 juin 2023 afin d'évaluer le profil de production actuel du puits.

II.5.2 Interprétation qualitative de PLT :

II.5.2.1 Log de Spinner (Puits fermé) :

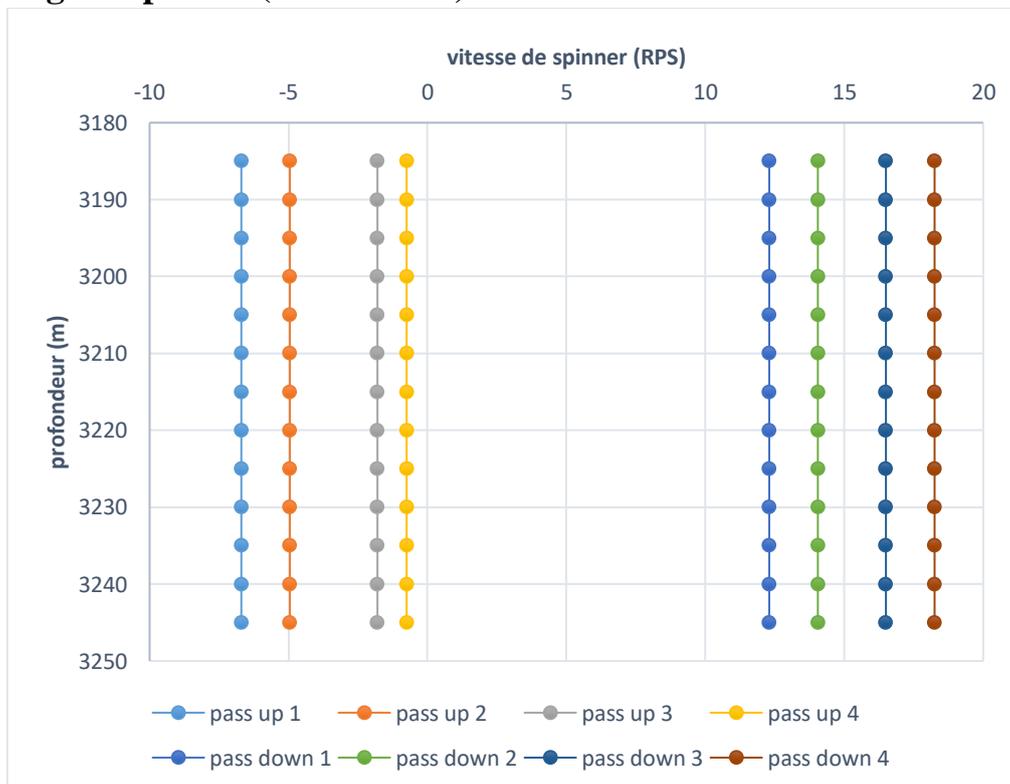


Figure B.II. 25: Log de Spinner en Puits fermé

La figure B.II.25 illustre la variation de vitesse de spinner en fonction de profondeur lorsque le puits est fermé (shut in). Il est possible de constater que les enregistrements de Spinner sont plus ou moins constants dans toutes les parties du réservoir (en face des perforations). Le fait qu'il n'y ait pas de cross flow (écoulement croisé) entre les différentes zones de ce réservoir explique cette réponse.

II.5.2.2 Log de pression:

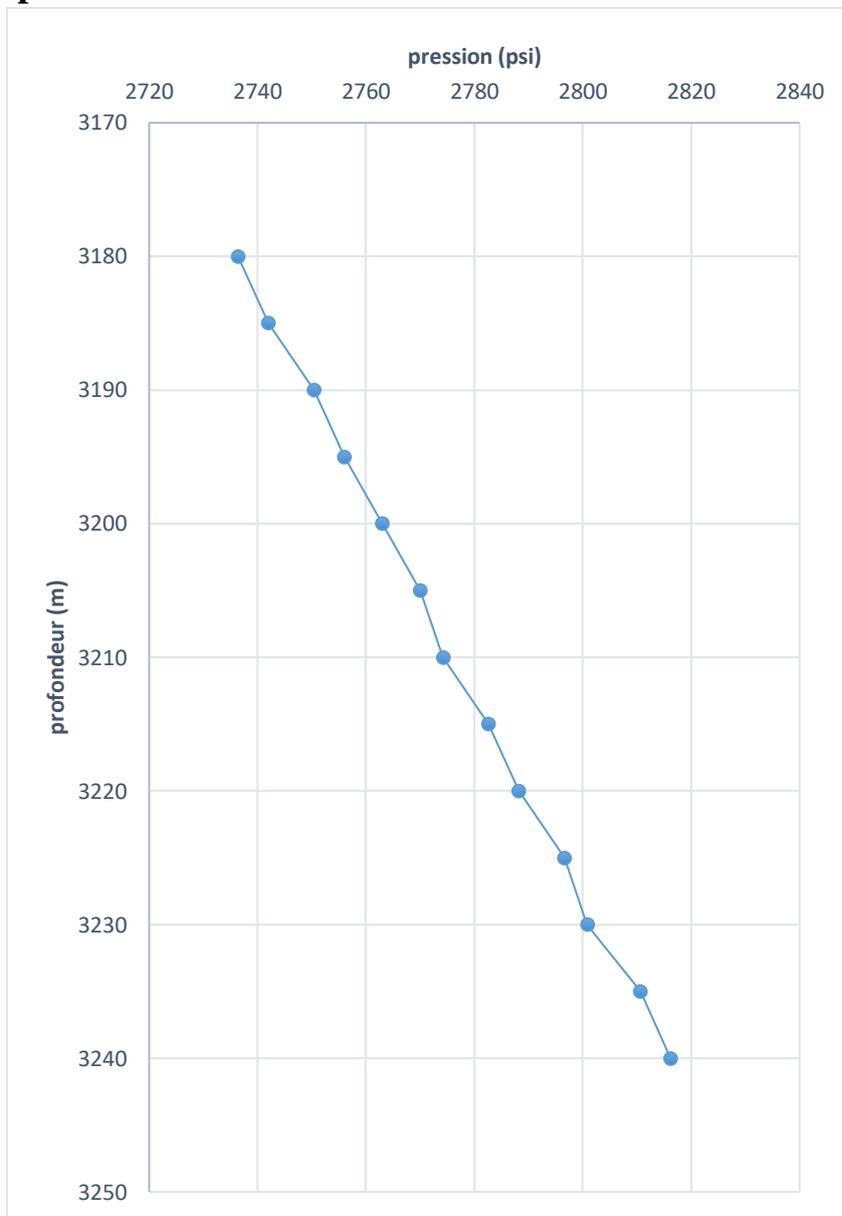


Figure B.II. 26: l'enregistrement de Log de pression.

La figure B.II.26 représente la variation de pression en fonction de la profondeur dans le cas où le puits est ouvert. On observe une augmentation de pression de façon instable et continue dans le réservoir, ce qui nous donne une information sur un écoulement sort à travers les perfos.

II.5.2.3 Log de Température:

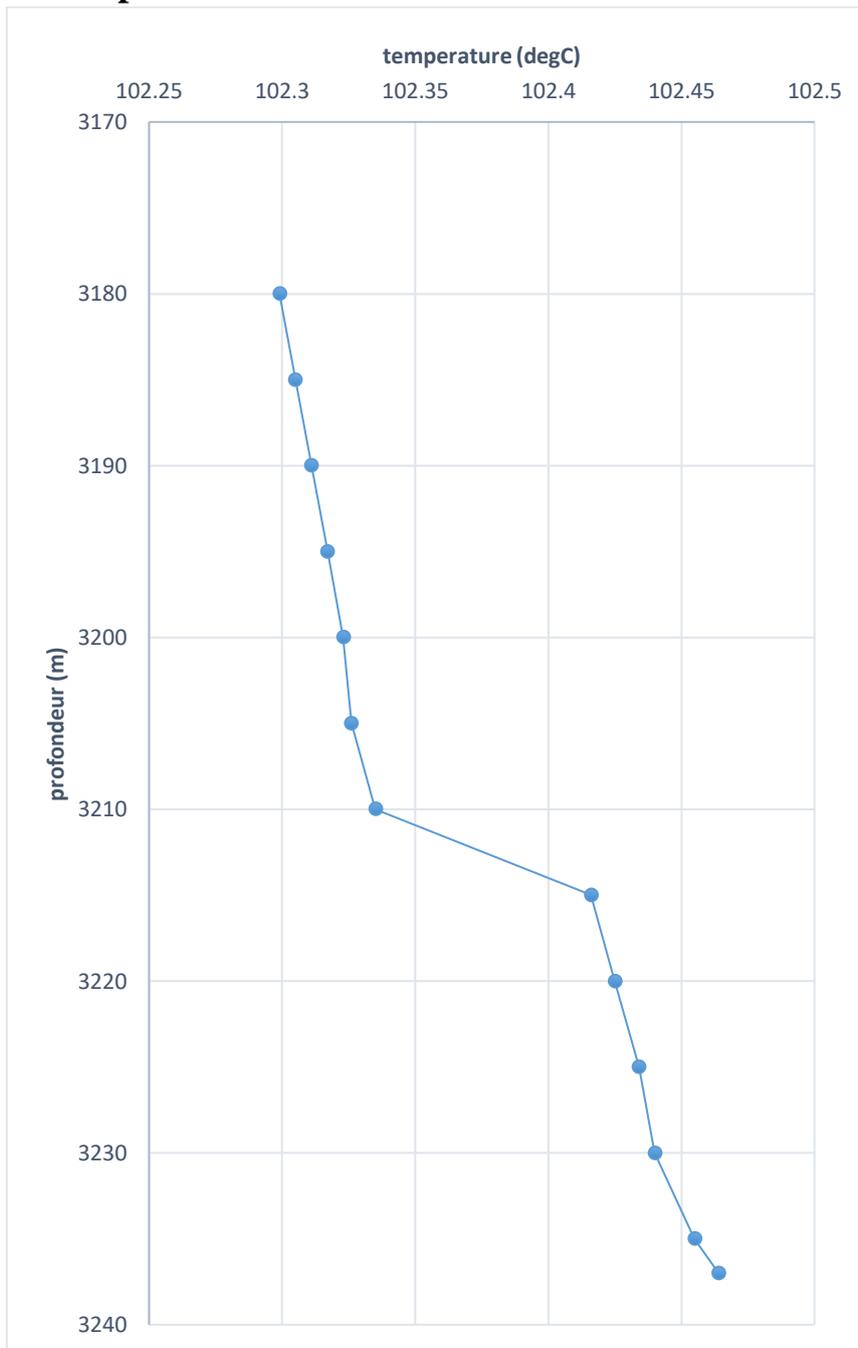


Figure B.II. 27: l’enregistrement de log de température.

La figure B.II.27 montrant la variation de la température en fonction de la profondeur. Des déflexions sont observées en face des perforations, ce qui s'explique par la participation de ces zones perforées dans l’écoulement.

On remarque une augmentation de la température dans les 2 zone (3198-3215,2) et (3220,2-3338) ce qui montre l’entrées d’eau, mais l’augmentation est plus grande dans la deuxième zone, donc cette zone est la plus productrice d'eau.

II.5.2.4 Log de densité:

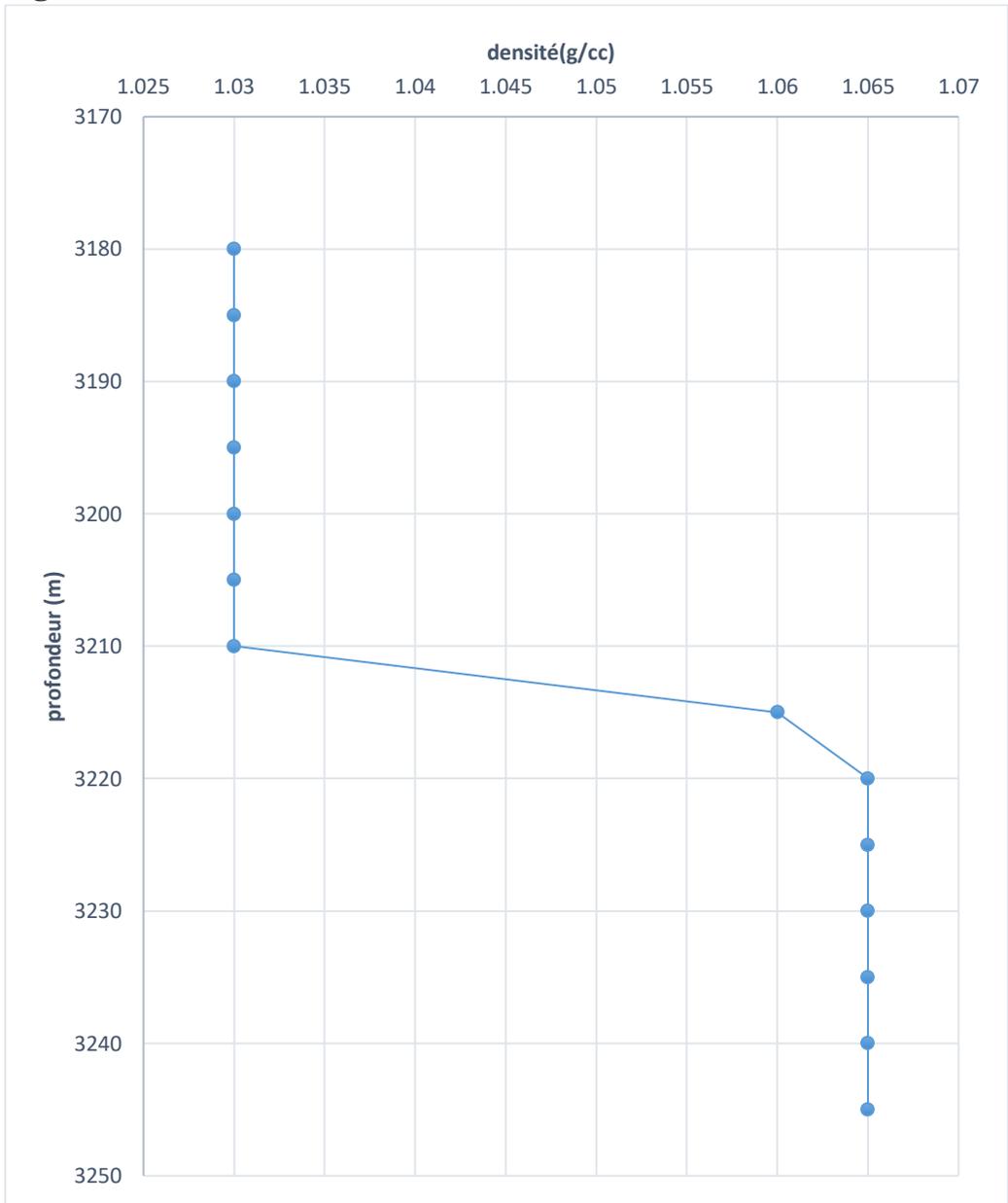


Figure B.II. 28: l'enregistrement log de densité.

La figure B.II.28 montre la variation de la densité en fonction de la profondeur. On remarque une variation avec une valeur d'environ :

Dans la zone 1 : De 1.03 à 1.06 g/cc

Dans la zone 2 : de 1.06 à 1.065 g/cc

La densité de ce fluide nous donne des informations sur la nature de fluide entrée dans les 2 zones

Zone 1 : mélange de quantité d'huile avec l'eau

Zone 2 : mélange de petite quantité d'huile avec une grand quantité d'eau.

II.5.2.5 Log de Spinner:

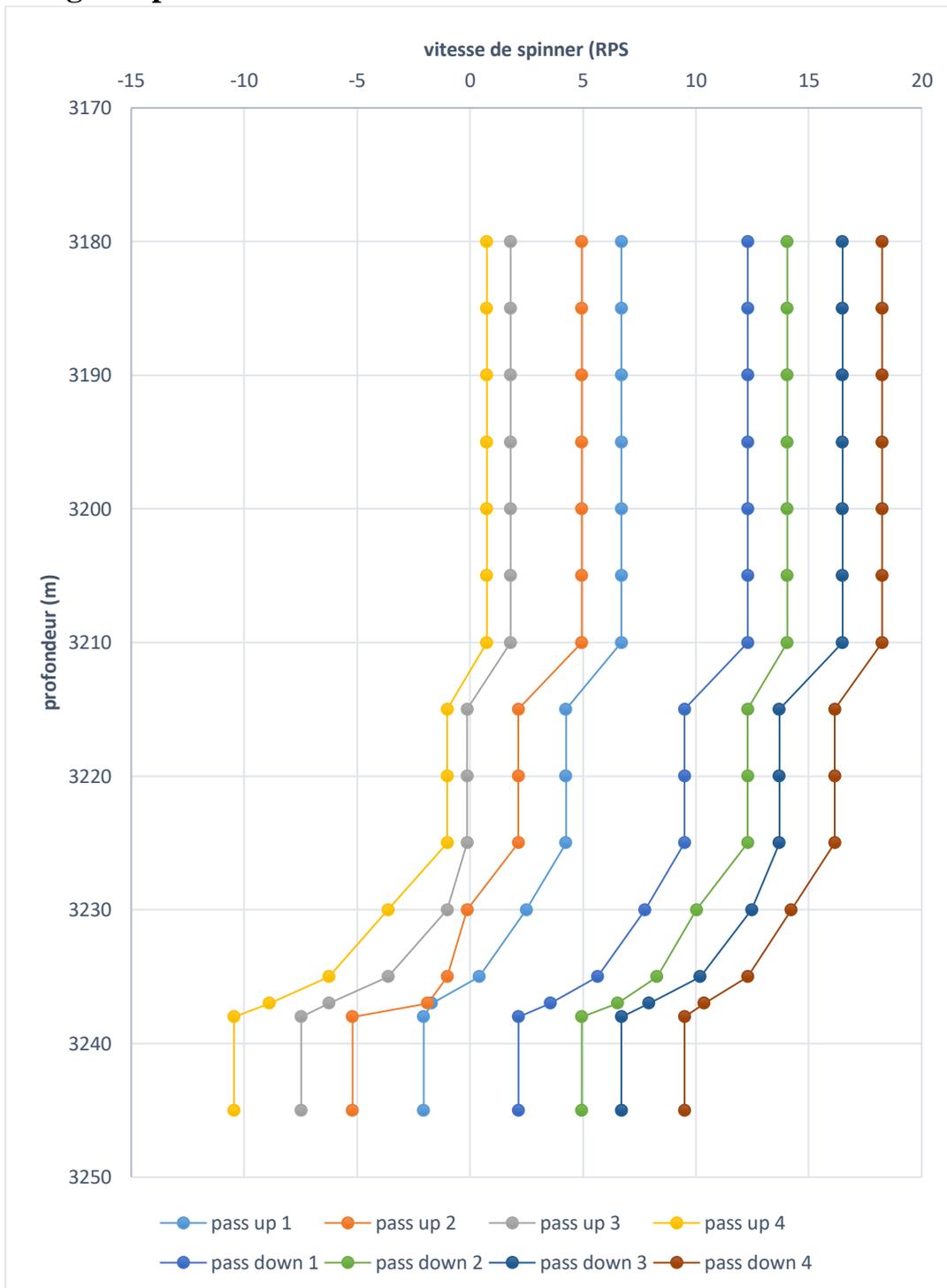


Figure B.II. 29: Enregistrement log de Spinner

La figure B.II.29 illustre la variation de vitesse de spinner en fonction de la profondeur. La rotation du Spinner est observée à tous les niveaux de perforation, ce qui suggère que toutes les couches contribuent à la production, et on remarque la diminution de la vitesse de spinner dans chaque zone perforée, cela pourrait être une possibilité d'un 2ème indicateur de l'entrée d'eau.

II.5.3 Interprétation quantitative :

II.5.3.1 Détermination de la contribution de chaque zone dans la production :

Afin d'évaluer les débits, il est nécessaire de passer par l'étape de calibration du spinner, c'est-à-dire de convertir les vitesses du spinner en vitesse moyenne du fluide. Le processus est le suivant :

1. Le choix des zones stables. Il est basé sur plusieurs paramètres :
 - La zone au-dessus des perforations.
 - La zone où les variations sont négligeables.

Le tableau suivant résume les vitesses de Spinner des zones stables :

Tableau B.II. 20: Vitesse de Spinner (RPS).

Vitesse de câble (m/s)	3198-3215,2	3220,2-3338	zero flow
-0,666666667	0,75	-1	-10,45
-0,5	1,8	-0,125	-7,475
-0,333333333	4,95	2,15	-5,2
-0,166666667	6,7	4,25	-2,05
0,166666667	12,03	9,5	2,15
0,333333333	14,05	12,3	4,95
0,5	16,5	13,7	6,7
0,666666667	18,25	16,15	9,5

2. On trace le Graphe des vitesses de spinner en fonction des vitesses de câble.

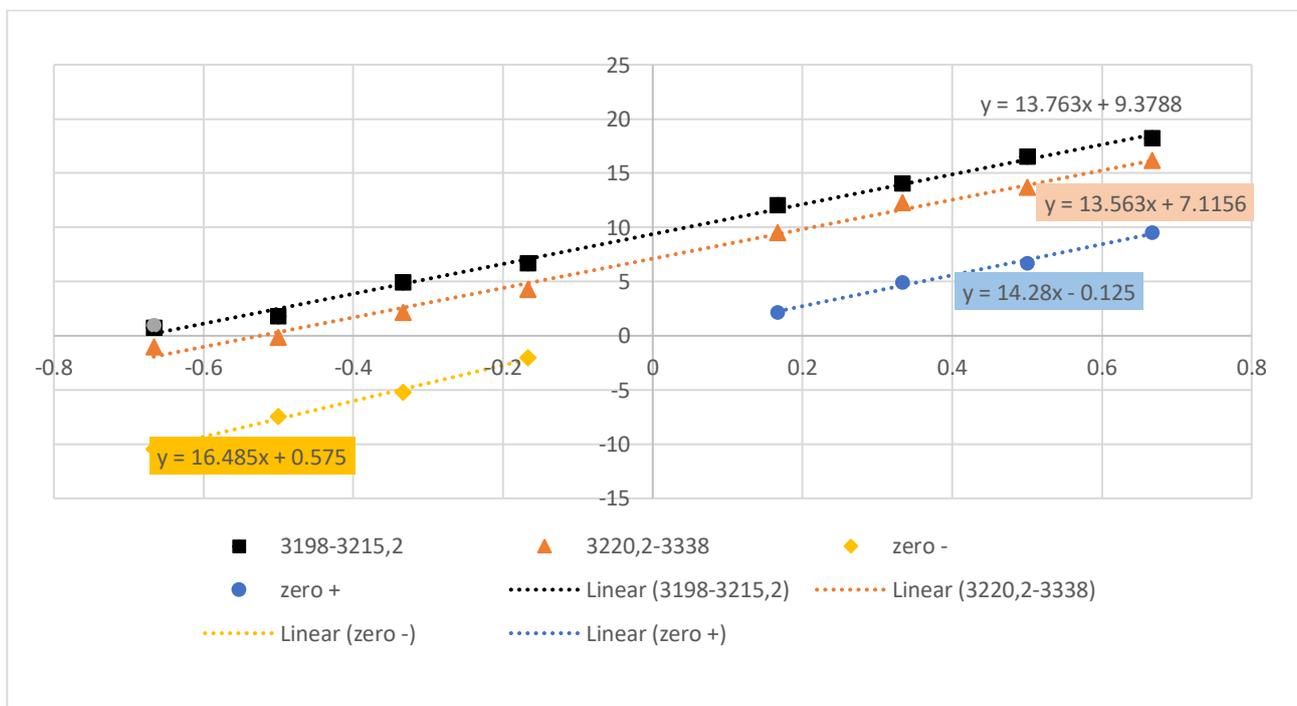


Figure B.II. 30: les vitesses de spinner en fonction, des vitesses de câbles.

3. A partir de ce graphe on a calculé la valeur de Seuil :

$$Seuil = \frac{b_1 + b_2}{a_1 + a_2} \dots\dots\dots(B.II.11)$$

Seuil =0,013063346

Tel que :

b1 : l'intercepte de la droite des vitesses négatives de la zone Zéro flow.

a1 : la pente de la droite des vitesses négatives de la zone Zéro flow.

b2 : l'intercepte de la droite des vitesses positives de la zone Zéro flow.

a2 : la pente de la droite des vitesses positives de la zone Zéro flow.

Seuil = (threshold velocity) est la vitesse minimale requise pour faire tourner le Spinner.

4. Ensuite on a calculé les vitesses apparentes à partir de l'équation suivante :

$$V_{app} = \frac{B_i}{A_i} + Seuil \dots\dots\dots(B.II.12)$$

Tel que :

Bi : l'intercepte de la droite des vitesses de chaque zone

Ai : La pente de la droite des vitesses de chaque zone

Tableau B.II. 21: les vitesses apparentes de chaque zone.

La zone	Zone 1	Zone 2
La vitesse apparente(m/s)	0,694514	0,537697
La vitesse apparente (m/min)	41,67082	32,26179

5. Pour calculer les vitesses moyennes de chaque zone on doit estimer la valeur de facteur de correction (CF):

$$V_{moy} = V_{app} \times CF \dots\dots\dots(B.II.13)$$

En général on prend la valeur CF =0.86 pour le gisement de Hassi Messaoud.

Tableau B.II. 22: les vitesses moyennes de chaque zone.

La zone	Zone 1	Zone 2
Vitesse moyenne(m/min)	35,8369	27,74514
Vitesse moyenne (ft/min)	117,5751	91,02737

6. On a calculé le débit total de chaque zone à l'aide de la relation :

$$Q = 1.4 \times V_{moy} \times ID^2 \dots\dots\dots(B.II.14)$$

ID 5.5 in (internal diameter (in)), Vmoy(ft/min), Q(bbl/d).

Tableau B.II. 23: Les débits total de chaque zone.

Intervalle	Débit total (bbl/d)	Débit totale (m3/d)
La zone 1	1124,298	178,7409
La zone 2	3855,009	612,8693

7. Allocation des zones productrices d'eau :

Pour localiser les zones productrices d'eau on a calculé les débits d'eau et d'huile de chaque zone. En se basant sur la capacitance en eau, l'outil de Hold-up (FloView) donne les résultats suivant :

Tableau B.II. 24: Les holdups de chaque zone

	Plu	holdup water	Holdup oil
Zone 1	1,03	0,6279	0,3721
Zone 2	1,065	0,9131	0,0869

8. L'étape final est calculée les débits de chaque phase (huile-eau) et la contribution dans chaque zone, à partir la relation suivante :

$$Q_h = Y_h \times [Q_i - (1 - Y_h) \times V_s \times 1.4 \times ID^2] \dots\dots\dots(B.II.14)$$

Qh: le débit d'eau en bb/d

Yh: hold-up phase d'eau.

Ql = Qt- Qh

Vs : vitesse de glissement calculer à partir de l'abaque **Figure B.II.31**

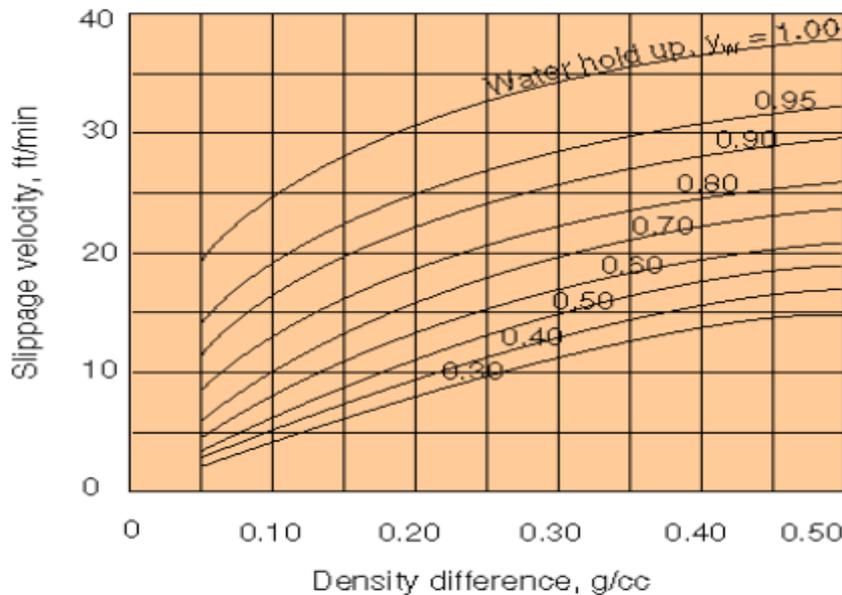


Figure B.II. 31: Abaque de vitesse de glissement en fonction de Hold up d'eau.

A la fin, on a calculé les débits partiels pour chaque zone et la contribution de chacune en termes d'huile et d'eau (Qh +Qw et % w et % h de chaque zone).

Tableau B.II. 25: les débits partiels et la contribution de chaque couche

Intervalle	Vs(ft/min)	Débit d'eau(m3/d)	Débit d'huile(m3/d)	Contribution d'eau(%)	Contribution d'huile (%)
La zone 1	19	82,34322	96,39768	46,06848	53,93152
La zone 2	27	545,1866	67,68275	88,95641	11,04359

La contribution de chaque couche est illustrée dans la figure suivante :

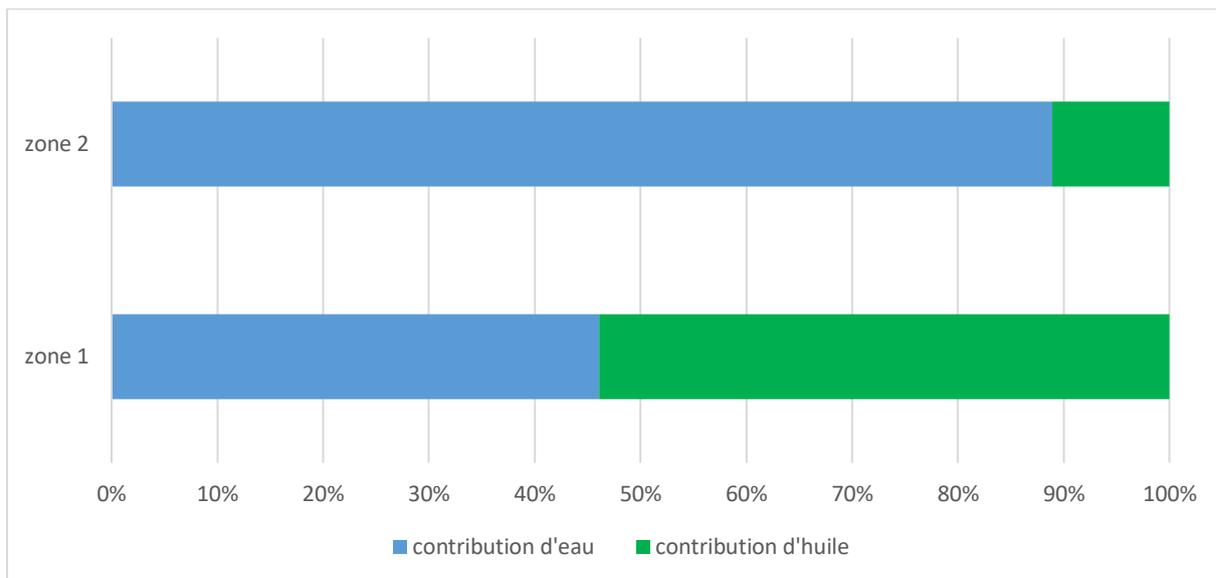


Figure B.II. 32: La contribution d’huile et d’eau par chaque zone.

Le PLT réalisé a révélé que :

- La totalité du "M" était saturée d'eau.
- L'huile était produite uniquement à partir de la zone "U".

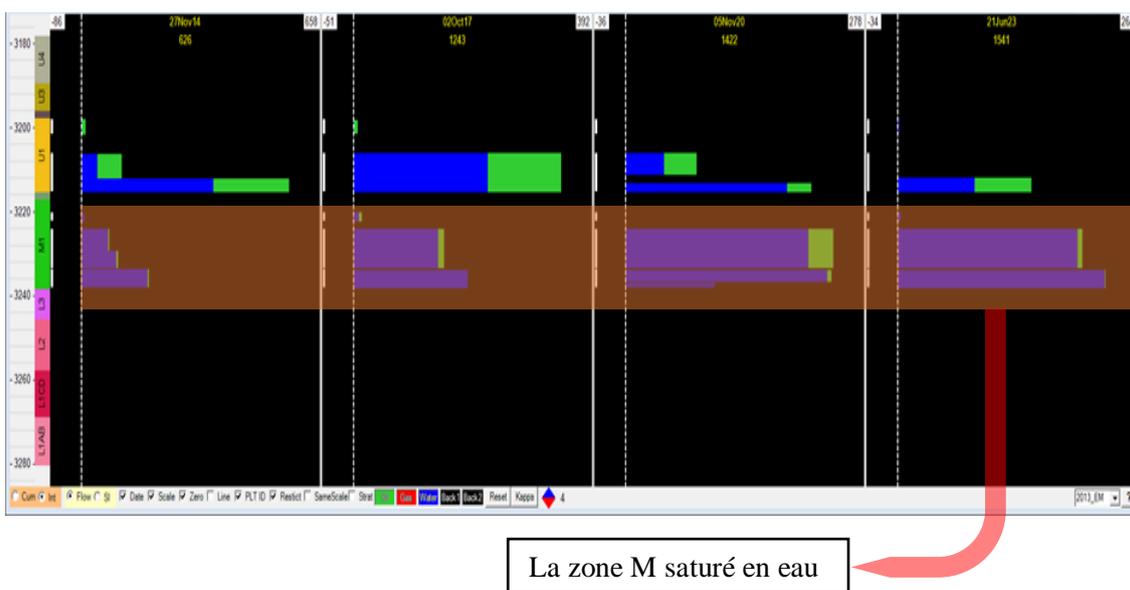


Figure B.II. 33 : Data PLT de puits 03 TAGI (U/M)

Sur la base des résultats de dernier PLT, il a été décidé d'isoler la zone 'M' à l'aide d'un cast iron bridge plug recouvert de ciment.

Cette isolation par BP à la profondeur de la zone 'M' peut réduire la production d'eau jusqu'à 200 Sm³/d au niveau du CPF. On peut prédire qu'il y a une augmentation de production d'huile environ 250 Sm³/j avec une réduction de WCT jusqu'à 45%.

II.5.4 Opérations réalisées sur le puits 03 :

❖ Isoler les perforations "M" saturé par l'eau à l'aide d'un cast iron bridge plug recouvert de ciment :

- Le puits 03 est un puits de production d'huile de 5-1/2", le puits est actuellement perforé dans le TAGI 'U/M'.
- Le puits 03 a été fermer plusieurs fois.
- Un test de séparateur réalisé Le 23/04/2023.
- Un PLT a été effectué le 21 juin 2023 montre que :
 - ✓ La totalité du "M" était saturée d'eau.
 - ✓ L'huile n'était produite qu'à partir du "U".
- Le 28/07/2023, on a isolé le M saturé d'eau en posant un cast iron bridge plug à 3219,0 mRT (BP supérieur) et en déversant 1,6 mètre de ciment au-dessus de BP, ce qui donne un ciment supérieur à 3217,4 mRT.

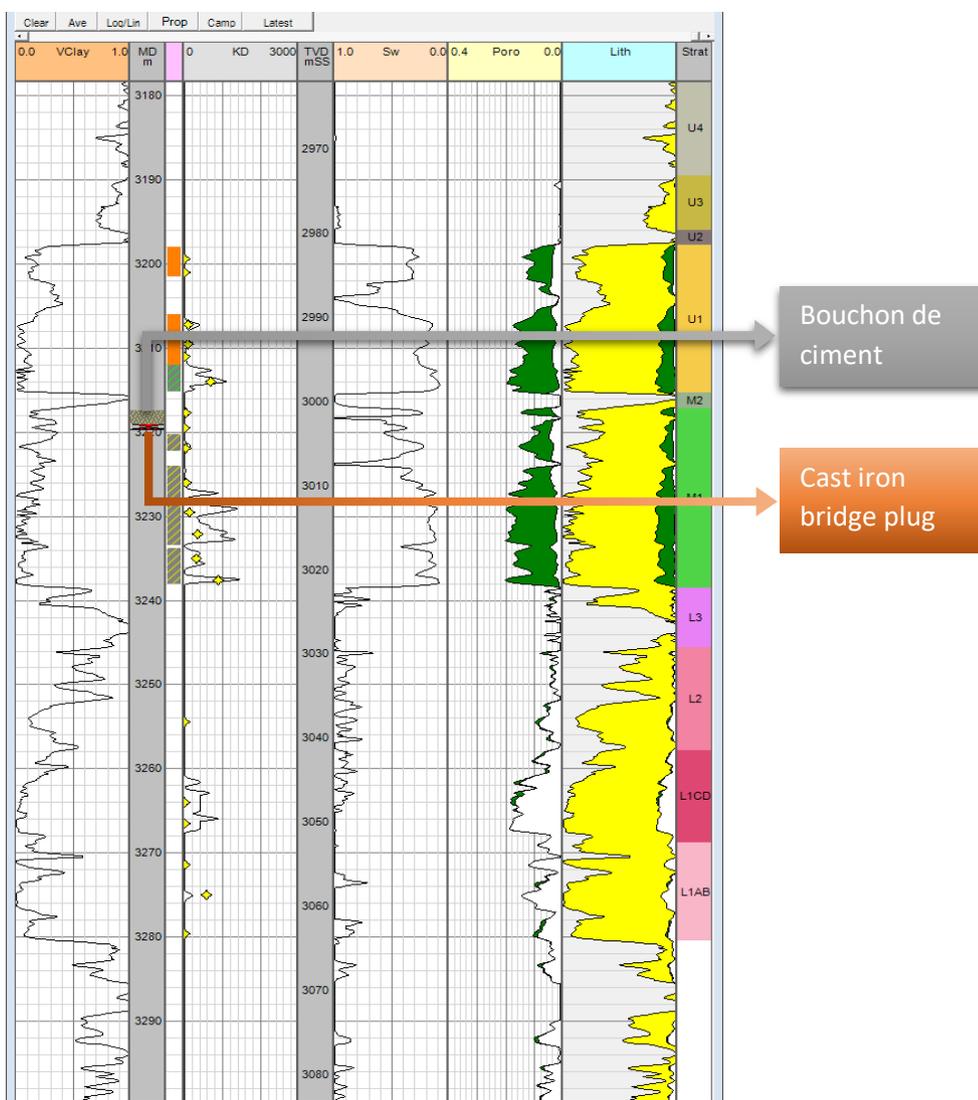


Figure B.II. 34 : Schéma d'un puits vertical avec isolation par cast iron bridge plug

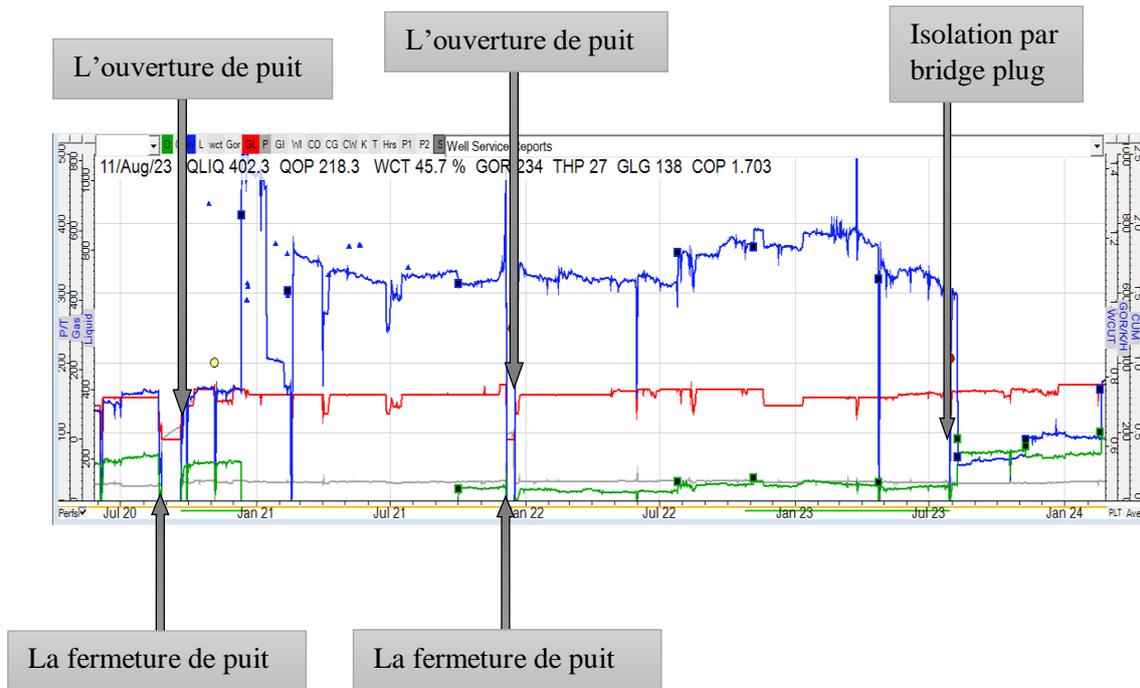


Figure B.II. 35 : Profil de production puit 03

II.5.5 Résultats et interprétations de puit 03 :

❖ Résultats :

Après l'intervention de water shut off qui appliqué dans cette puit candidat, on faire un test du séparateur pour l'évaluation de WCT a été effectué le 08/08/2023 et les résultat sont montre dans le tableau suivant :

Tableau B.II. 26 : les résultats de test de séparateur (après isolation par BP)

Average oil rate (Sm ³ /d)	Average gas rate (MSm ³ /d)	Average water rate (Sm ³ /d)	Average liquid rate (Sm ³ /d)	Gas lift rate (MSm ³ /d)	GOR	WCT (%)
258.00	192.10	206.00	464.00	139.20	205.00	44.40

Le puits a été isolé le 28 /07/ 2023, le test de séparateur effectué après cette opération d'isolation montre que la production de pétrole a augmenté de 48%, et la production d'eau a diminué de 71%, tandis que le GOR est passé de 310 à 205.

❖ Interprétation :

La méthode Water shut off utilisée est l'isolation par cast iron bridge plug recouvert de ciment. Cette technique consiste à placer un cast iron bridge plug dans le puits, généralement dans la zone productrice d'eau à isoler. Une fois le bridge plug correctement positionné, du ciment est pompé par-dessus pour former un bouchon cimenté permanent autour et au-dessus du bridge plug.

L'application de l'isolation par BP dans la zone TAGI 'M' permet de :

- L'augmentation significative du débit d'huile, près du double du débit initial, indique que l'isolation des zones productrices d'eau par le bridge plug a permis de mieux drainer et

- recupérer les hydrocarbures des zones productives restantes. La suppression de l'arrivée massive d'eau a amélioré l'écoulement et le drainage de l'huile vers le puits.
- La réduction drastique du débit d'eau de 71%, passant de 719 Sm³/j à 206 Sm³/j, démontre l'efficacité du bridge plug et de la cimentation pour isoler les venues d'eau indésirables. Cependant, un certain débit d'eau persiste, indiquant que d'autres zones productrices d'eau n'ont pas été complètement isolées.
 - La diminution de WCT qui permet d'améliorer les performances de levage vertical du puits avec une augmentation de quantité d'huile produits (48%). Bien que ce ratio soit amélioré par rapport à 84% avant l'isolation, il reste relativement élevé. Cela indique que malgré le succès partiel du bridge plug pour bloquer certaines venues d'eau, une production d'eau non négligeable persiste après le traitement. Plusieurs facteurs peuvent expliquer ce WCT encore élevé :
 - ✓ Tous les intervalles producteurs d'eau n'ont pas été complètement isolés par le bridge plug et la cimentation.
 - ✓ De nouvelles zones productrices d'eau se sont peut-être ouvertes suite au changement des conditions d'écoulement après l'isolation.
 - ✓ Une partie de l'eau produite peut provenir de la formation elle-même (eau de formation) et non de zones spécifiques à isoler.
 - L'augmentation du taux de gaz lift requis de 120 à 139,2 MSm³/j peut s'expliquer par l'accroissement du débit liquide total produit après l'isolation (464 Sm³/j contre 853 Sm³/j initialement). Plus le débit de liquides à extraire est important, plus le volume de gaz d'injection (gaz lift) nécessaire pour les soulever et les amener en surface est élevé. Malgré la réduction du débit d'eau, l'augmentation significative de la production d'huile a entraîné une hausse globale du débit liquide total à soulever, d'où un taux de gaz lift supérieur.

En résumé, cette méthode a permis de restaurer une production d'huile et de gaz plus importante en bloquant efficacement une partie des arrivées d'eau problématiques, tout en améliorant les ratios de production, malgré la persistance d'un certain niveau de production d'eau résiduelle.

II.6 Modélisation du puits :

II.6.1 Introduction :

Après la collecte des données par les tests de séparateurs et l'étude de PLT on passe à la 2eme étape qui consiste à générer des tables VLP/IPR (Vertical lift performance/Inflow Performance Relationship) des 3 puits étudiés et prédire les performances à long terme d'un puits avant et après une intervention water shut off par logiciel PROSPER.

Le PROSPER (Performance des Systèmes de Production) est un logiciel qui permet d'évaluer les performances des systèmes de production. PROSPER offre une assistance aux ingénieurs de production ou de réservoir afin de prédire avec précision et rapidité l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines. Les calculs de sensibilité proposés par PROSPER nous permettent d'améliorer les designs existants et d'évaluer l'impact des futurs changements sur les paramètres du système.

PROSPER garantit une précision maximale dans les calculs. Après avoir ajusté un modèle du système en fonction des données réelles du champ, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour représenter le puits dans divers scénarios et réaliser des prédictions avancées en se basant sur les données du modèle.

II.6.2 Procédure de travail :

Pour évaluer l'efficacité de la méthode d'isolation (water shut off), il est nécessaire de suivre le processus de travail dans le logiciel PROSPER en introduisant les données étape par étape de la manière suivante :

- Options summary
- PVT DATA
- Equipment DATA
- IPR DATA
- Matching VLP/IPR

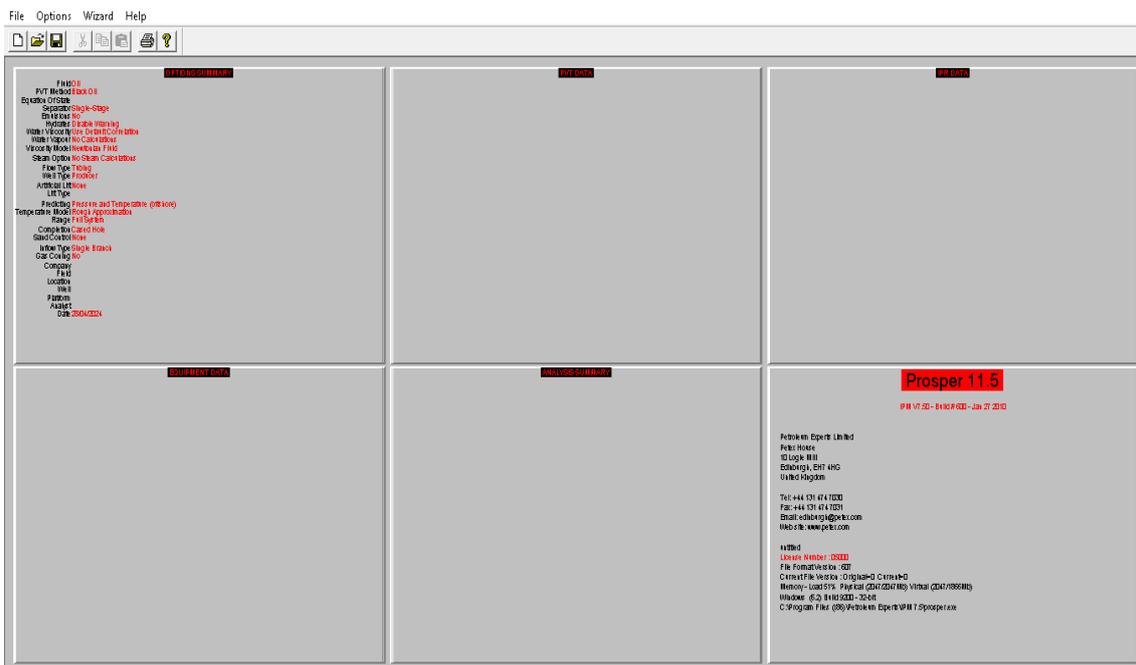


Figure B.II. 36 : Menu principal de PROSPER

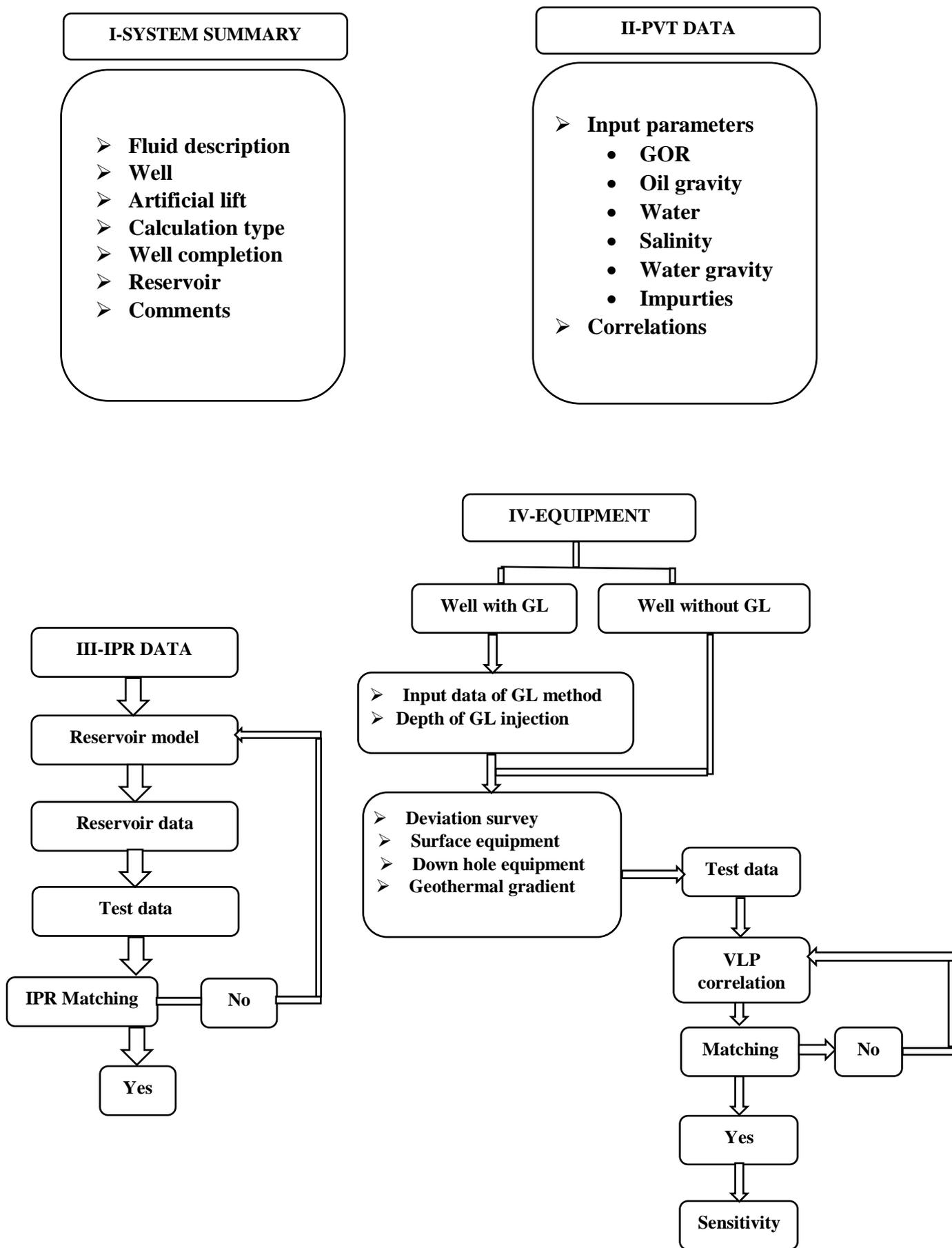


Figure B.II. 37 : Organigramme fonctionnelle du Prosper

II.6.2.1 Options summary:

Cette fenêtre fournit des informations sur les paramètres tels que : les flux d'entrée, les caractéristiques du puits, les propriétés des fluides, les schémas de production, les modèles de réservoir, etc.

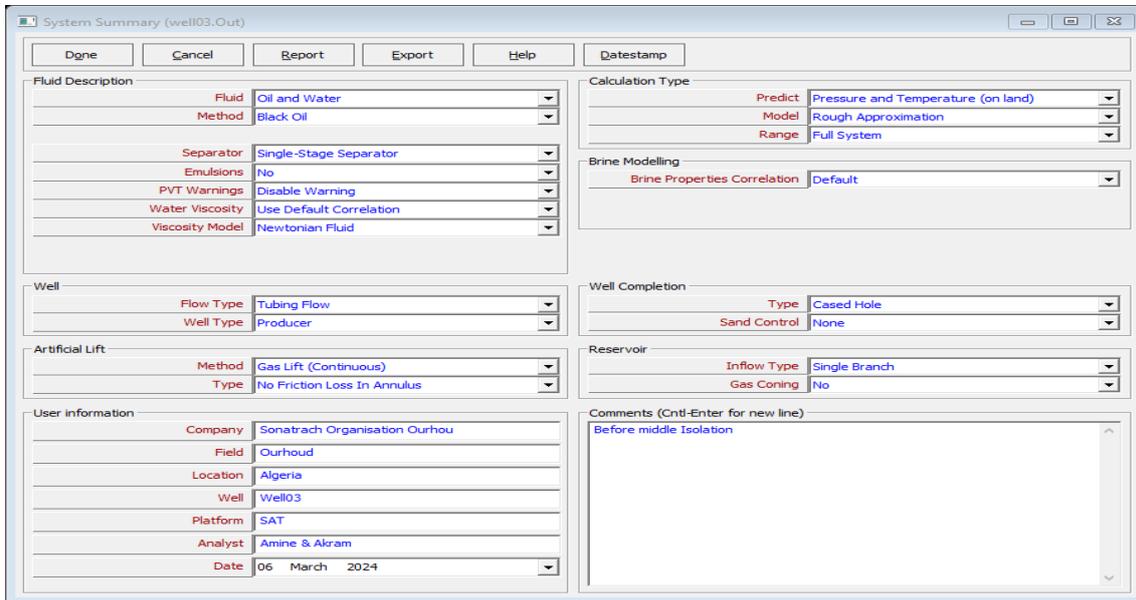


Figure B.II. 38 : Menu system Summary dans PROSPER

II.6.2.2 PVT DATA :

Dans le logiciel Prosper, la fenêtre "PVT DATA" est une interface qui permet à l'utilisateur de saisir et contrôler les données PVT (Pression, Volume, Température) des fluides employés dans la simulation de production. Cette fenêtre facilite la définition des caractéristiques des fluides comme la composition chimique, la viscosité, la densité, la compressibilité...etc.

Dans la fenêtre "PVT DATA", l'utilisateur peut saisir les données PVT pour différents fluides présents dans le réservoir, tels que l'huile, le gaz et l'eau.

On a introduit dans le modèle les données PVT représentées dans le tableau B.II.27 ci-dessous

Tableau B.II. 27 : les données PVT

	PUIT 1	PUIT 02	PUIT 03
GOR de Solution (Sm3/Sm3)	392	207	310
Densité d'huile (rel.density)	0.813	0.796	0.8207
Densité de gaz (sp.gravity)	0.869	0.99765	1.121
Salinité de l'eau(ppm)	150000	80000	107744
Pourcentage de H2S (%)	0	0	0
Pourcentage de CO2 (%)	0.28	1.3	0.28
pourcentage de N2 (%)	0.466	1.7	0.466

La corrélation de STANDING a été employée pour le calcul de Pb, Rs, Bo, tandis que celle de PETROSKY et AL a été utilisée pour le calcul de μ . Ces corrélations ont révélé les déviations les plus faibles que les données de laboratoire réelles.

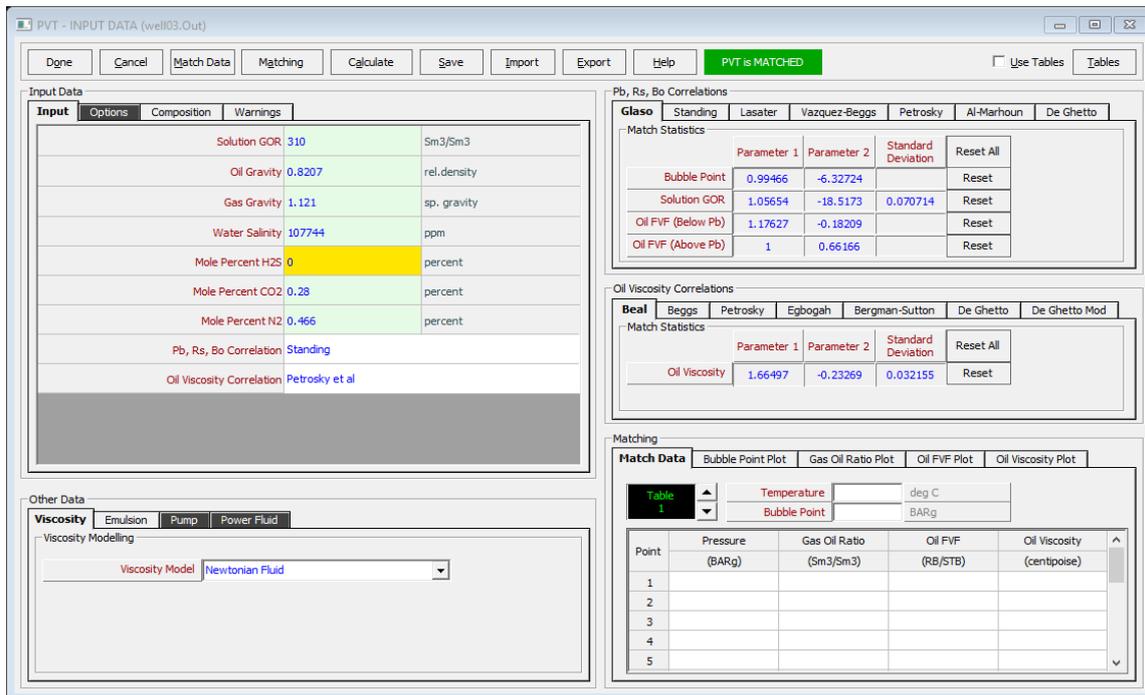


Figure B.II. 39 : Menu des données PVT du fluide dans PROSPER

II.6.2.3 IPR DATA (inflow performance Relationship):

Cette partie facilite la création de la courbe d'IPR en utilisant un modèle sélectionné, à savoir le modèle PI Entry pour notre situation (Tableau B.II.28). Pour les raisons suivantes, il a été sélectionné:

- La pression du réservoir est très élevée par rapport à la pression de la bulle.
- Ne nécessite pas beaucoup de données.

Les informations contenues dans cette partie sont les suivantes :

Tableau B.II. 28 : IPR data

	puit 1	puit 2	puit 3
Pression de réservoir (BARg)	288	325.447	265.487
Température de Réservoir (C°)	97	100	99
WAC (%)	94.7	86	84.3
GOR	392	207	310
PI	19.9154	6.26371	4.8544

II.6.2.4 Equipment DATA :

La fenêtre "Equipment DATA" est divisée en plusieurs sections (Figure B.II.40), chacune ayant un rôle spécifique dans la gestion des données relatives à l'équipement utilisé dans la simulation de production. Voici un aperçu des principales sections de la fenêtre "Equipment DATA" :

- **Deviation Survey :** En saisissant les données de déviation, Prosper calcule le déplacement cumulé et l'angle du puits (Figure B.II.42).
- **Surface Equipment :** Aucune donnée d'équipement de surface n'a été entrée à Prosper. Le modèle de réseau de surface sera élaboré dans le cadre du programme GAP.

- **Downhole Equipment** : Les équipements à spécifier dans cette section sont ceux où le fluide circule du fond du trou jusqu'à la tête de puits (le casing et tubing) (Figure B.II.41).
- **Geothermal Gradient** : Prosper calcule le coefficient de transfert thermique global en fonction des données de test du puits (température en fonction de la profondeur) (Figure B.II.43).
- **Average Heat Capacities** : Les valeurs par défaut dans Prosper pour les capacités calorifiques moyennes d'huile et de gaz et d'eau ont été utilisées (Figure B.II.44).

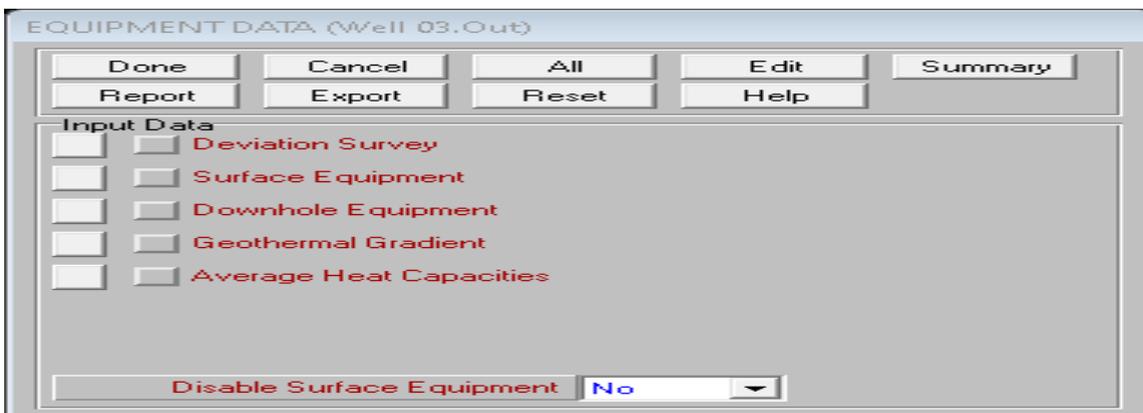


Figure B.II. 40 : Menu d'Equipment data dans PROSPER

	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	9.06							
2	Tubing	Tubing	37.36	4.778	0.0006					1
3		SSSV		4.562						1
4		Tubing	2440	4.778	0.0006					1
5	Landing nipple	Restriction		4.562						1
6		Tubing	2486	4.778	0.0006					1
7	Packer	Restriction		4.882						1
8		Tubing	2512	4.778	0.0006					1
9	Landing nipple	Restriction		4.562						1
10		Tubing	2547	4.778	0.0006					1
11		Casing	3198					4.778	0.0006	1
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Figure B.II. 41 : Équipement de fond de puits

	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	3200	3200	0	0
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				

Figure B.II. 42 : Les déviations de puits

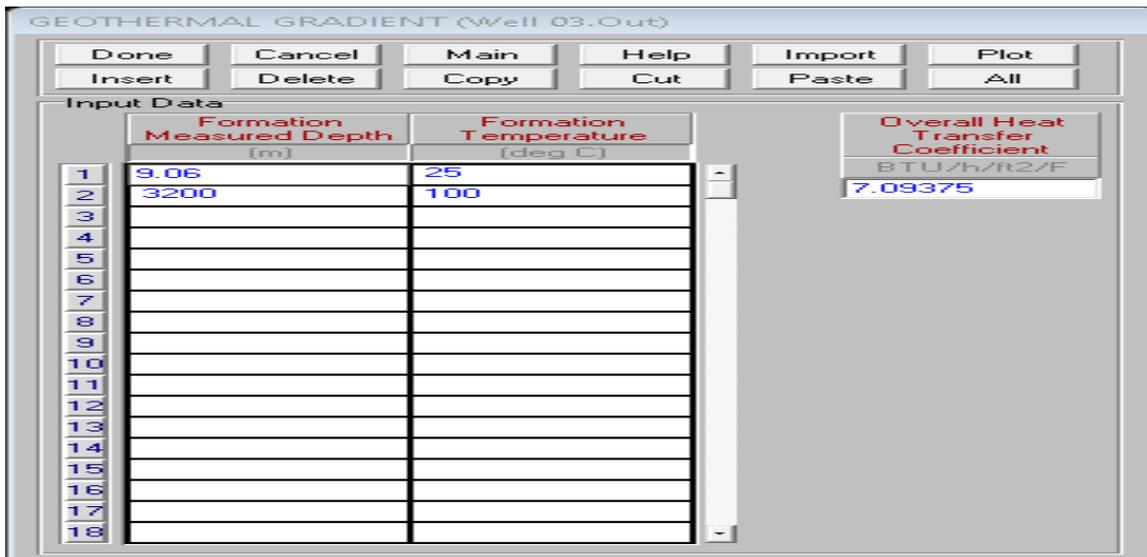


Figure B.II. 43 : Gradient géothermique

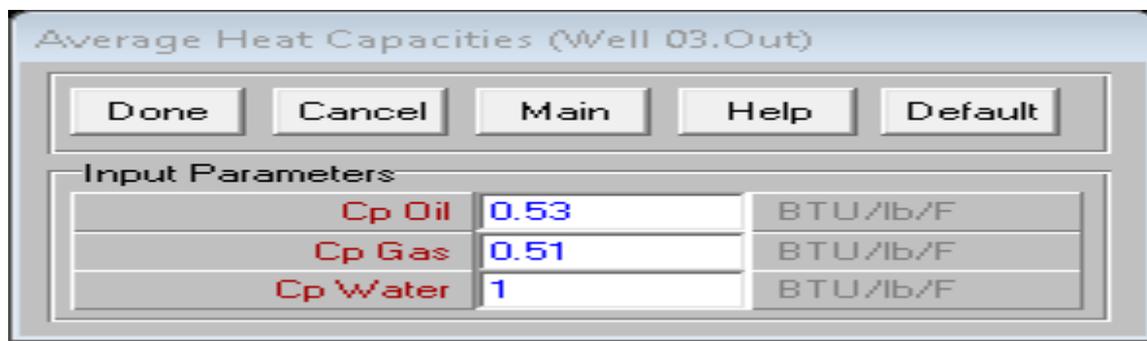


Figure B.II. 44 : Capacités calorifiques moyennes

Il est nécessaire d'inclure certains paramètres tels que la méthode et la profondeur d'injection, la densité et les pourcentages des impuretés dans le cas d'un puits équipé de gaz lift (Figure B.II.45).

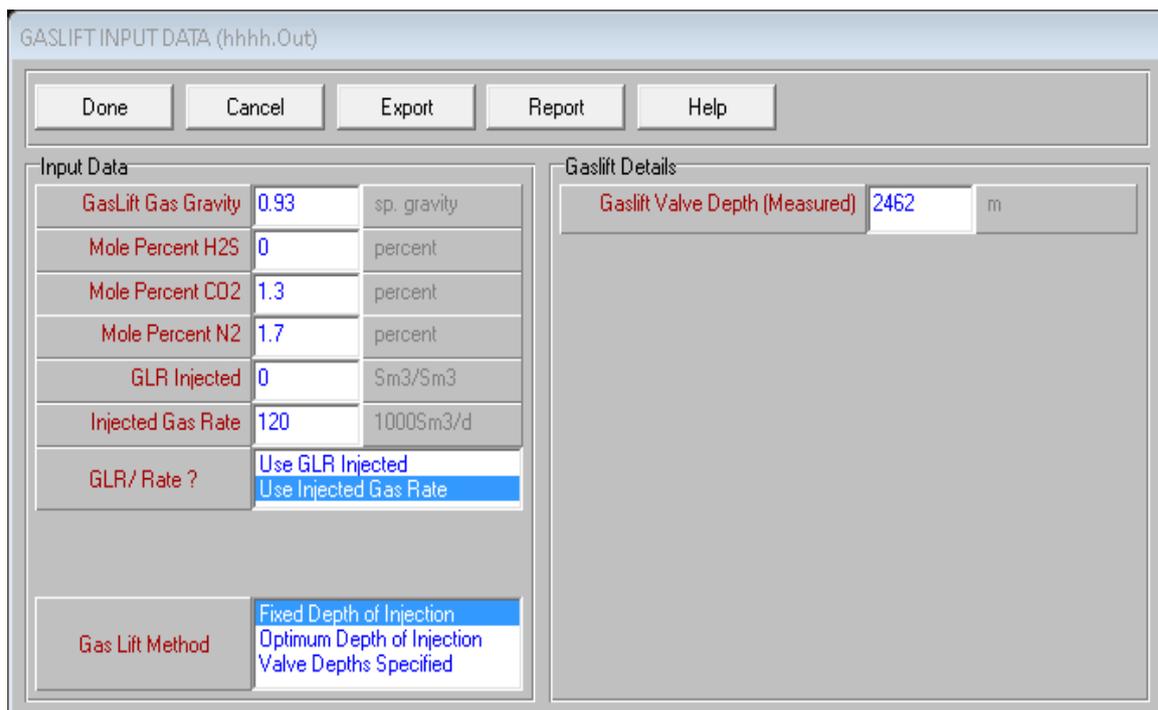


Figure B.II. 45: les données d'entrées de gaz lift

II.6.2.5 Matching VLP/IPR:

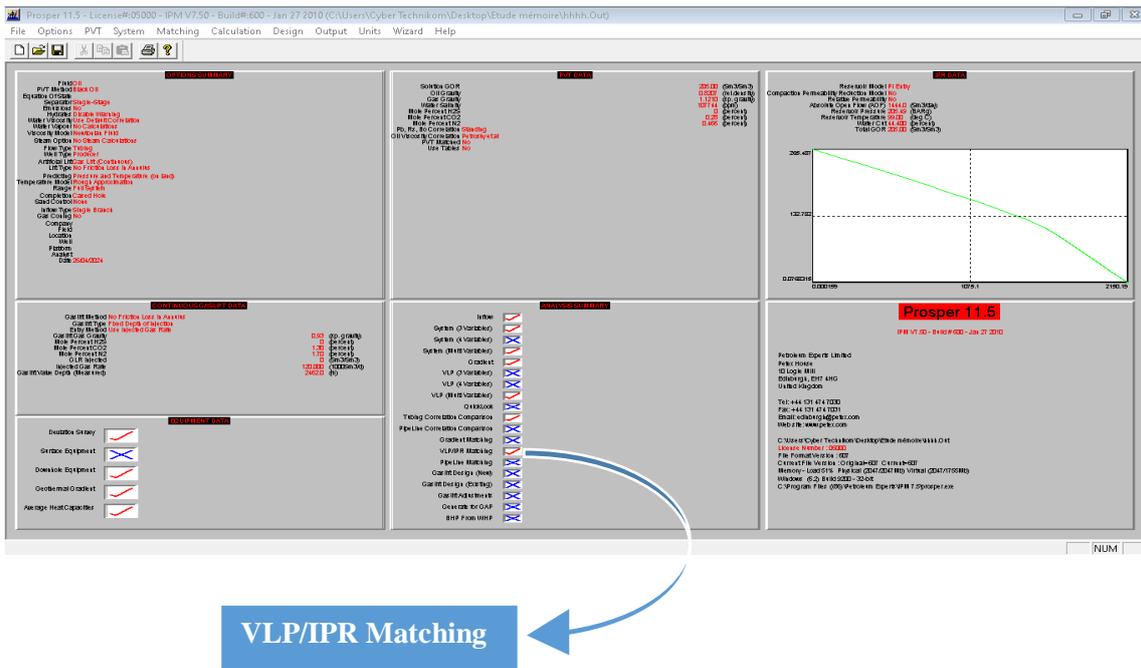


Figure B.II. 46 : VLP/IPR Matching

II.6.2.5.1 Estimate U value:

Les données de test MPLT représentées dans le tableau ont été introduites dans PROSPER :

Tableau B.II. 29 : Données de Well test du puits

	Puits 01	Puits 02	Puits 03
Pression de la tête en Barg	34	34	30.4
Température en tête	81.4	77.5	73
Water Cut en %	94.7	86	84.3
Débit de liquide en Sm³/day	1100	1167	853
Profondeur Jauge en m			3160
Pjauge en BARg			120.66
P rès en BARg	288	325.447	205.485
GOR en m³/m³	392	212	310
QGL en MSm³/day	48	144	120
Profondeur d'injection en m	2494	2494	2462

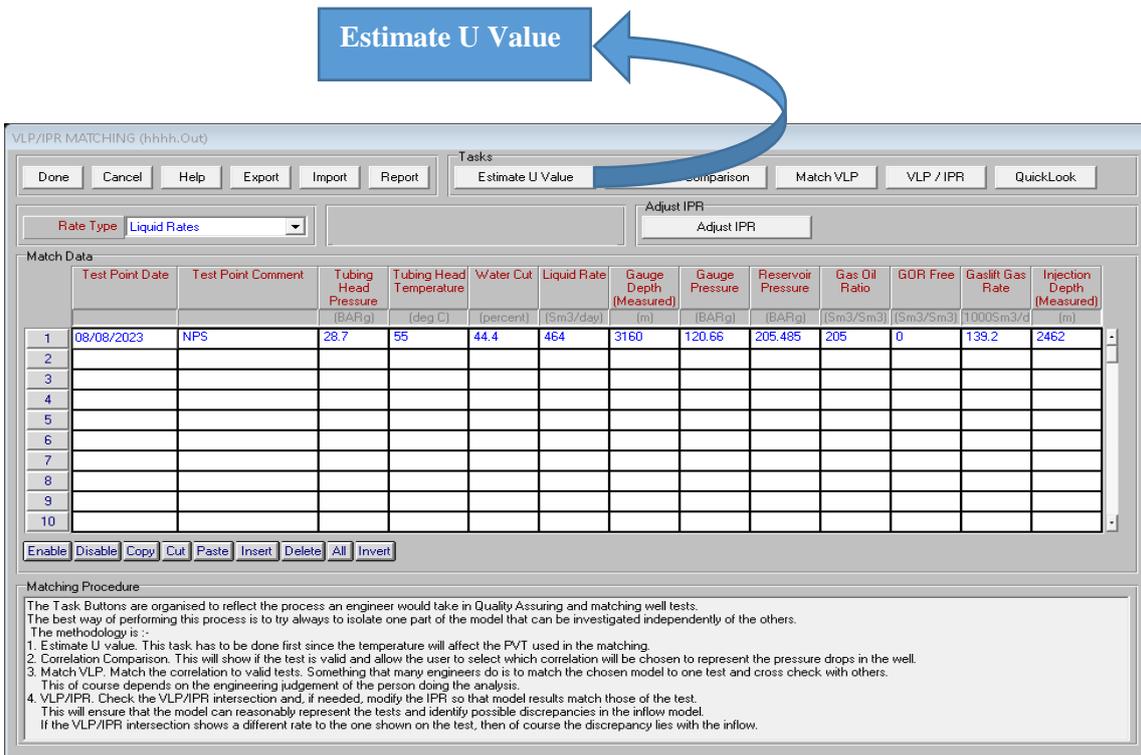
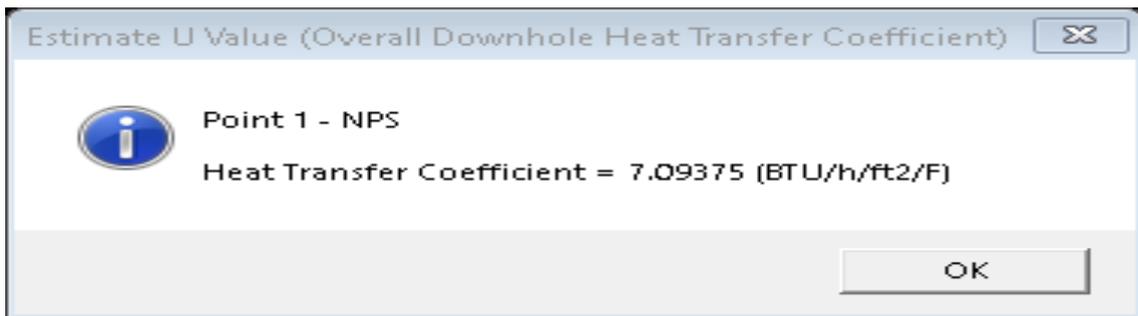


Figure B.II. 47 : Estimate U Value



II.6.2.5.2 Choix de la corrélation du calcul des pertes de charge dans le tubing (match VLP) :

En comparant les données de test, les données du tableau et les corrélations d'écoulement disponibles afin de sélectionner la meilleure corrélation qui se rapproche le mieux des données réelles, les résultats obtenus sont illustrés dans **la figure B.II.48** ci-dessous.

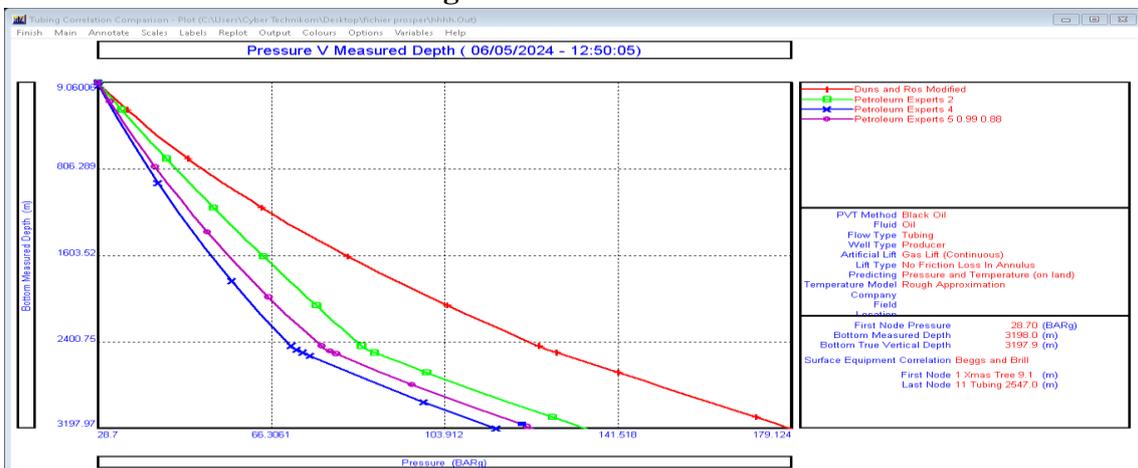


Figure B.II. 48 : Les courbes de performance verticale pour différentes corrélations.

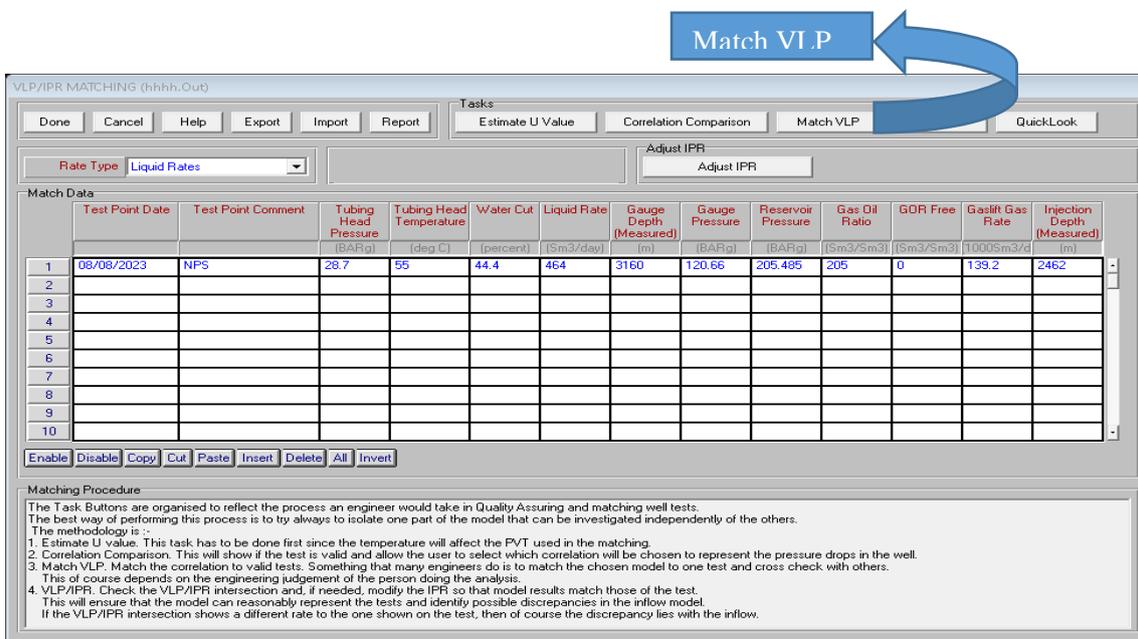
A partir des résultats obtenus, on peut dire que :

- La bonne corrélation qui se rapproche le plus au test est celle de Petroleum Expert 5.

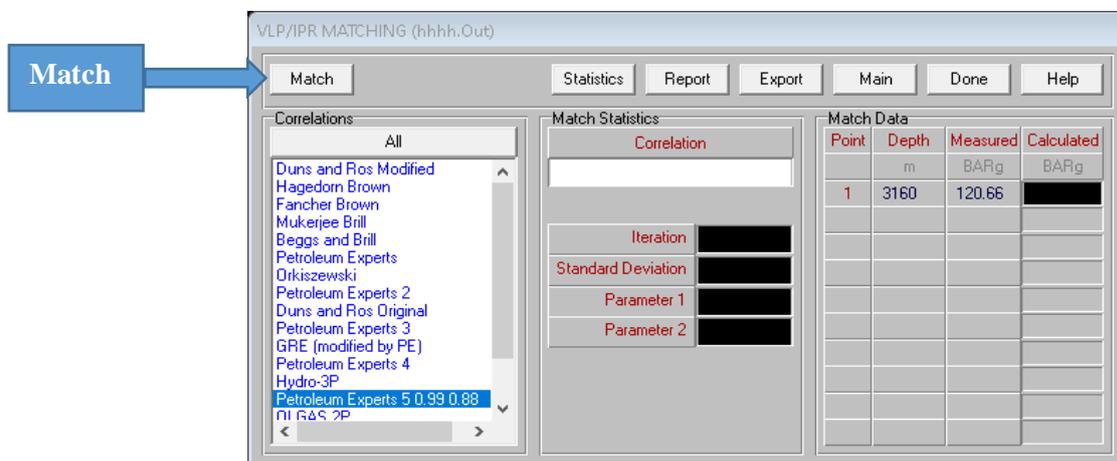
II.6.2.5.3 Les Courbes VLP/IPR :

Pour la Construction de la courbe VLP/IPR, Nous suivons les étapes suivantes :

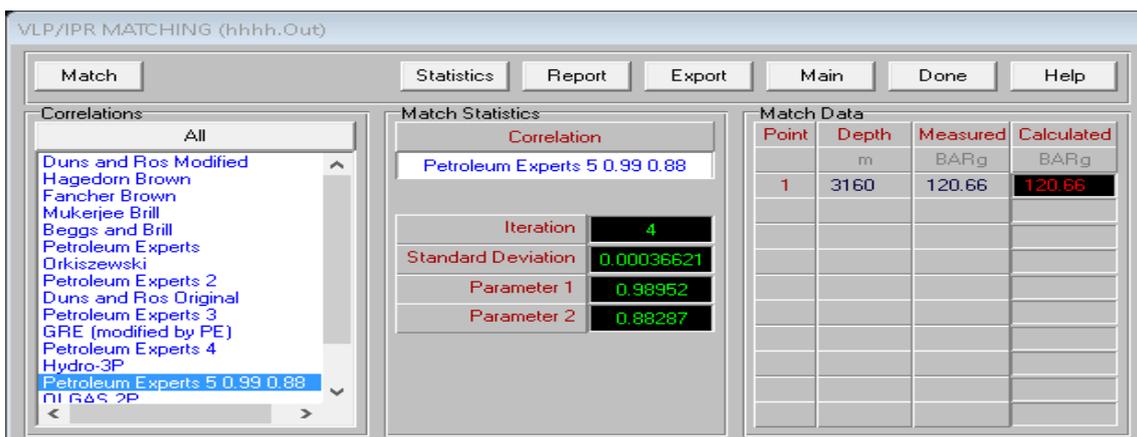
1. Cliquez sur le boutons Match VLP :



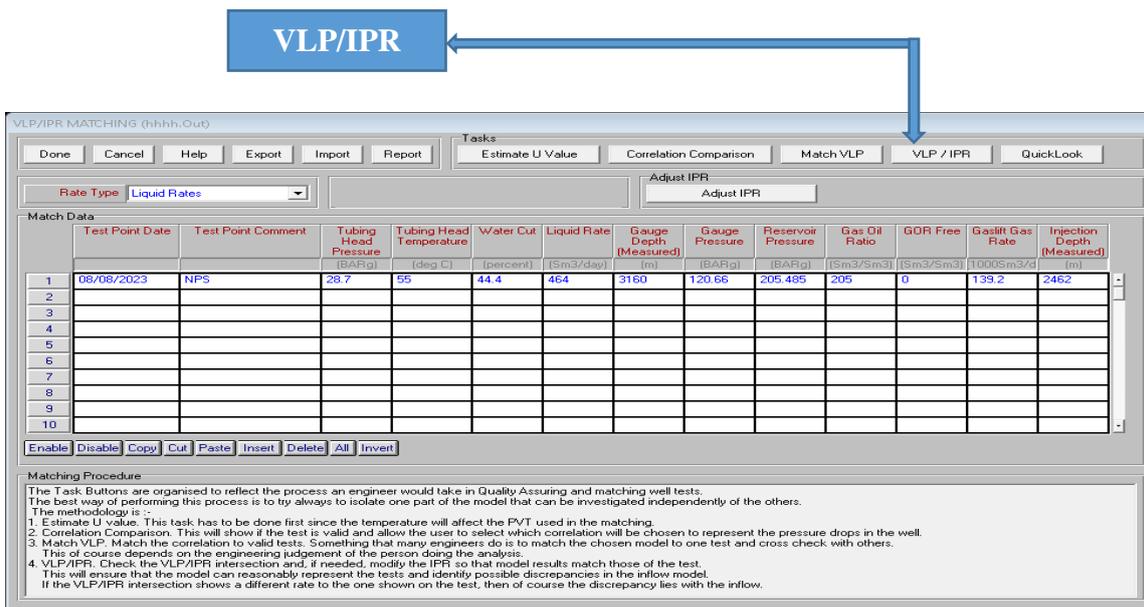
2. Cliquez sur le boutons Match :



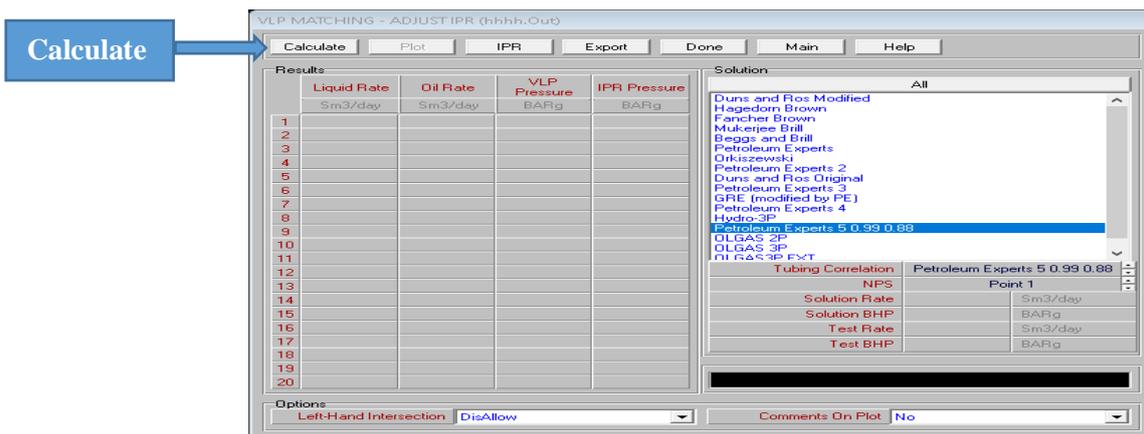
Les résultats sont les suivants :



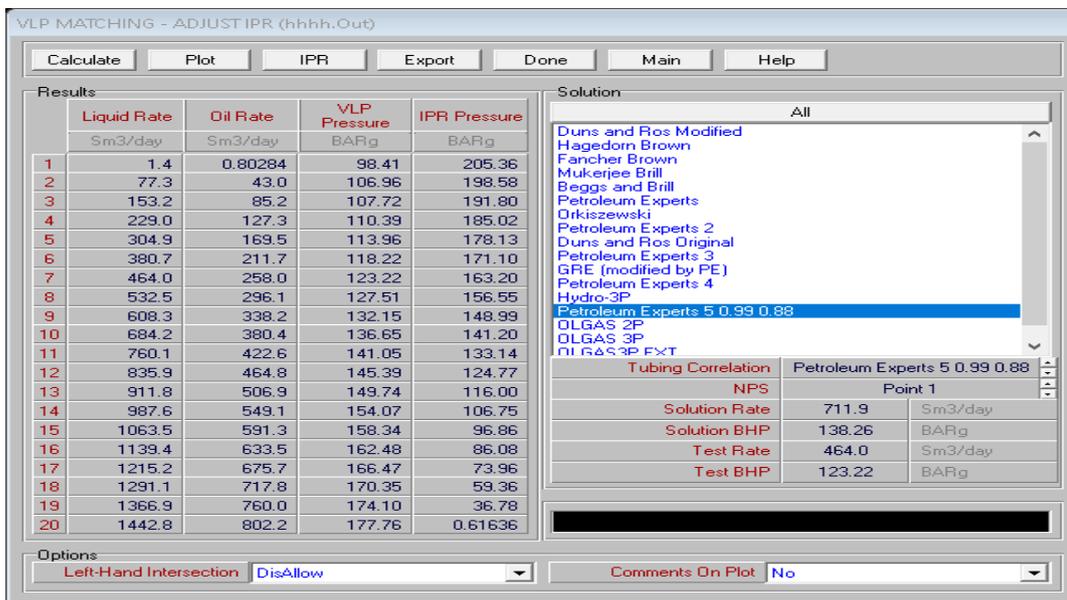
3. Cliquez sur Done.
4. Cliquez sur le boutons VLP/IPR :



5. Cliquez sur le boutons calculate :



Les résultat sont suivants :



6. Pour avoir La courbe VLP/IPR clique sur Plot :

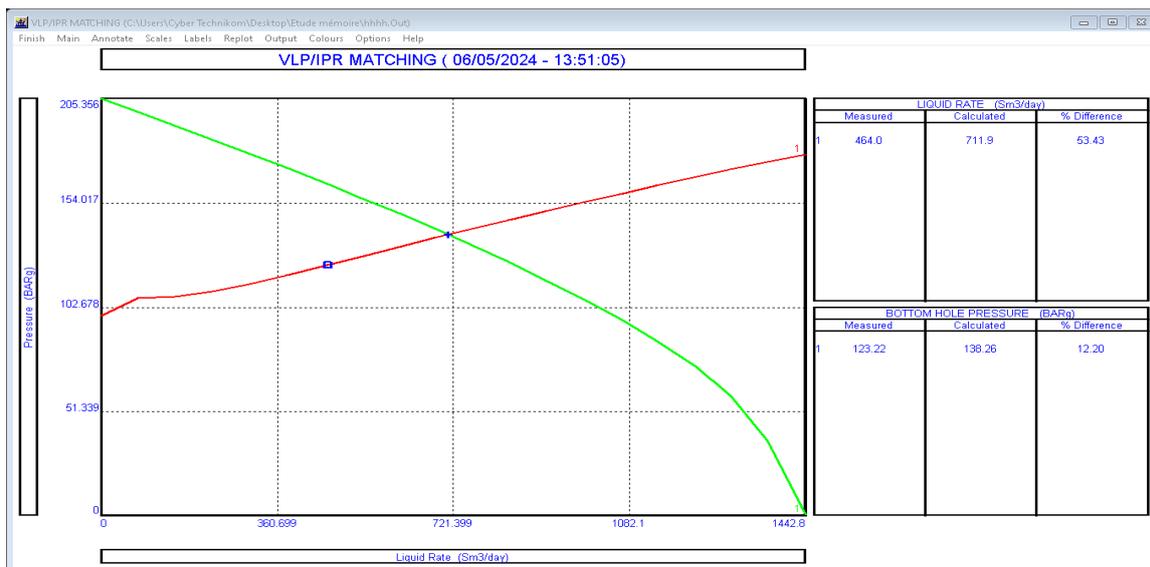
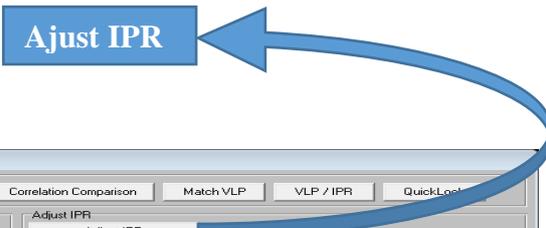


Figure B.II. 49 : La courbe VLP/IPR Avant le matching

II.6.2.5.4 Ajust IPR :

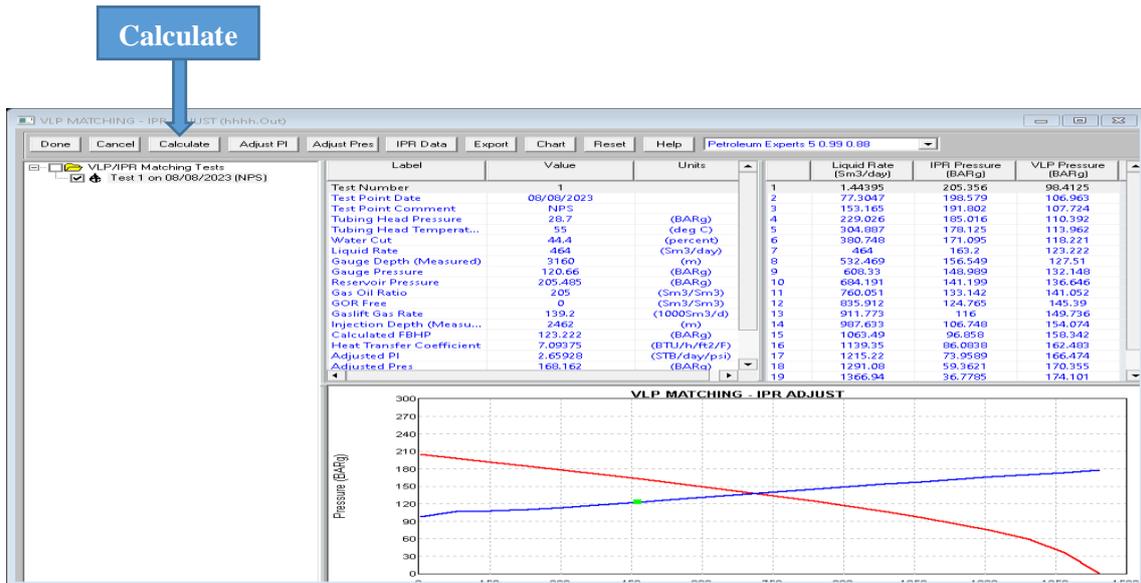
1. Sélectionner l'option Ajust IPR :



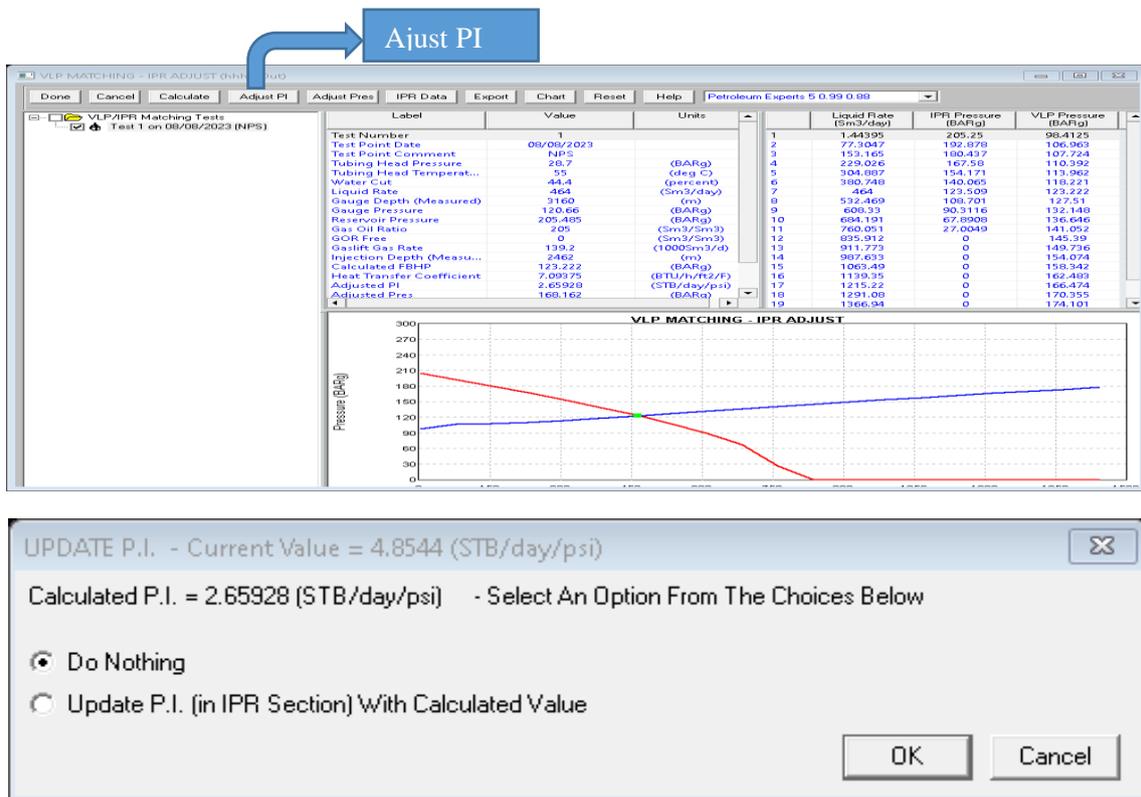
Test Point	Date	Comment	Tubing Head Pressure (BARg)	Tubing Head Temperature (deg C)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (Sm3/day)	Gauge Depth (Measured) (m)	Gauge Pressure (BARg)	Reservoir Pressure (BARg)	Gas Oil Ratio (Sm3/Sm3)	GOR Free (Sm3/Sm3)	Gaslift Gas Rate (1000Sm3/d)	Injection Depth (Measured) (m)
1	08/08/2023	NPS	28.7	55	44.4	464	3160	120.66	205.485	205	0	139.2	2462

2. Sélectionner le test :

3. Cliquez sur le bouton calculate :



4. Cliquez sur Ajust PI :



En remarque que La valeur de PI est diminuée jusqu'à : 2.65928 Stb/day/psia
Nouvelle courbe de VLP/IPR :

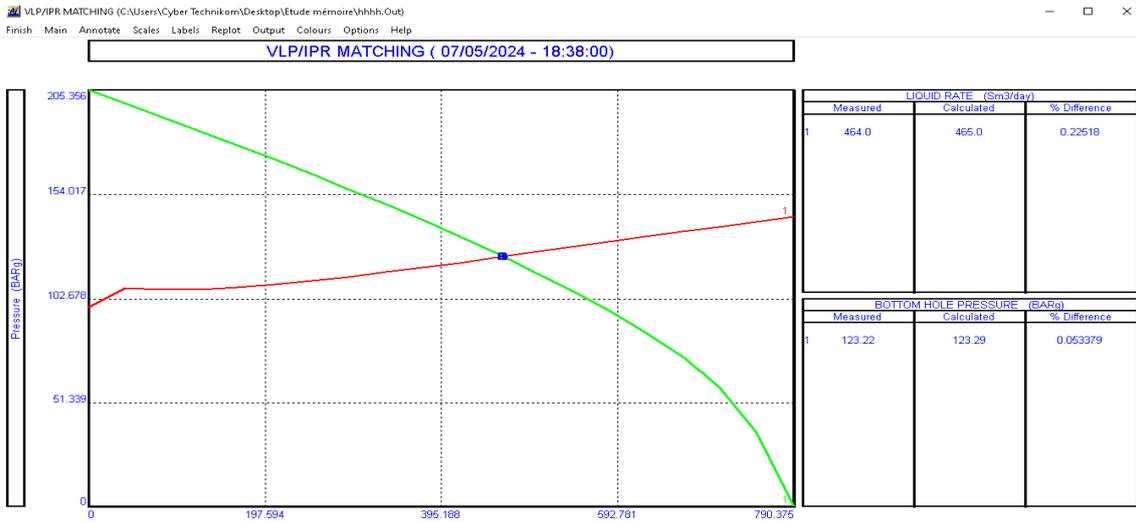


Figure B.II. 50 : La courbe VLP/IPR Après le matching

D'après les résultats obtenus par le calcul de l'erreur relative au point de fonctionnement, on peut dire que le model est valide.

II.7 Etude de sensibilité dans les 3 puits candidat :

II.7.1 Introduction :

L'interprétation des différents tests de sensibilité permet de prévoir le futur comportement de système avant et après fermeture de :

- **1ere cas :** la couche productive M1 en utilisant le straddle packer
- **2eme cas :** les couches productives (M1/L2) en utilisant le bridge plug gonflable recouvert de ciment
- **3eme cas :** la couche productive M en utilisant le cast iron bridge plug recouvert de ciment

Dans cette étude, on va baser sur le développement d'entrée d'eau indésirable et leurs influences sur la production total en changeant le pourcentage d'eau produite et l'indice de productivité de cette couche :

- **1ere cas :** de WC=94.7% et PI=19.91 à WC=87.10% et PI=16.36 après fermeture.
- **2eme cas :** de WC=86% et PI=6.26471 à WC=42% et PI=4.47779 après fermeture.
- **3eme cas :** de WC=84.3% et PI=4.8544 à WC=44.4% et PI=2.79175 après fermeture

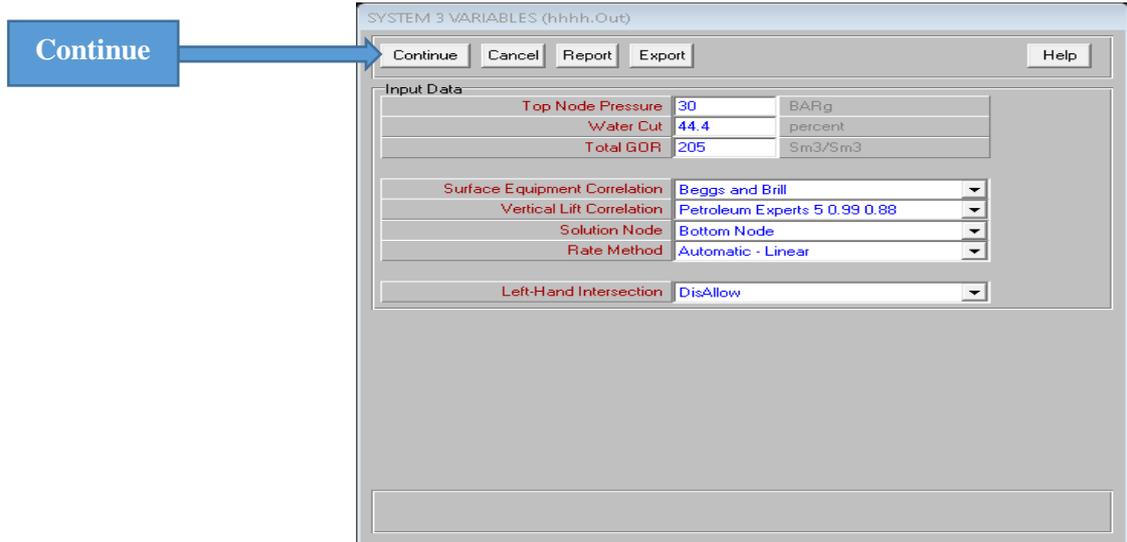
Ce changement est due à la contribution de la couche fermé dans le PI estimé à 7%, 44%, 40% respectivement. Tout en supposant que le gaz lift reste constant. Les résultats de ces tests sont présentés par des figures, nous pouvons les obtenir en appliquant les étapes suivantes :

1. En clique sur l'option system (3 variables) :

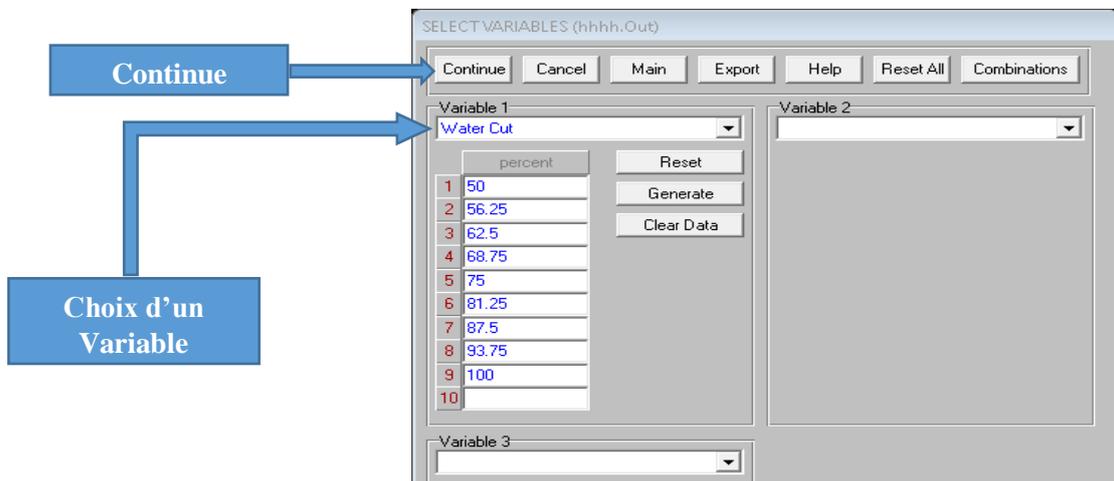
The screenshot shows the Prosper 11.5 software interface with several panels:

- PROPSUMMARY:** Lists simulation parameters like PVT Model, Gas Gravity, and Permeability.
- DATA:** Shows numerical values for parameters such as 22.00, 0.00, 1.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00.
- PERFORM:** Contains a graph showing a curve that starts at a high value and decreases as it moves to the right.
- DOWNWELL SUMMARY:** Lists well-specific parameters like Gas Lift Method, Completion, and Permeability.
- MANAGE SUMMARY:** A central panel with a list of simulation options and checkboxes. A blue arrow points to the 'System (3 variables)' option.
- EQUIPMENT DATA:** Lists equipment types like Drilling String, Service Equipment, and Completion Equipment with checkboxes.
- PROSPER 11.5:** A red box containing the software version and date.

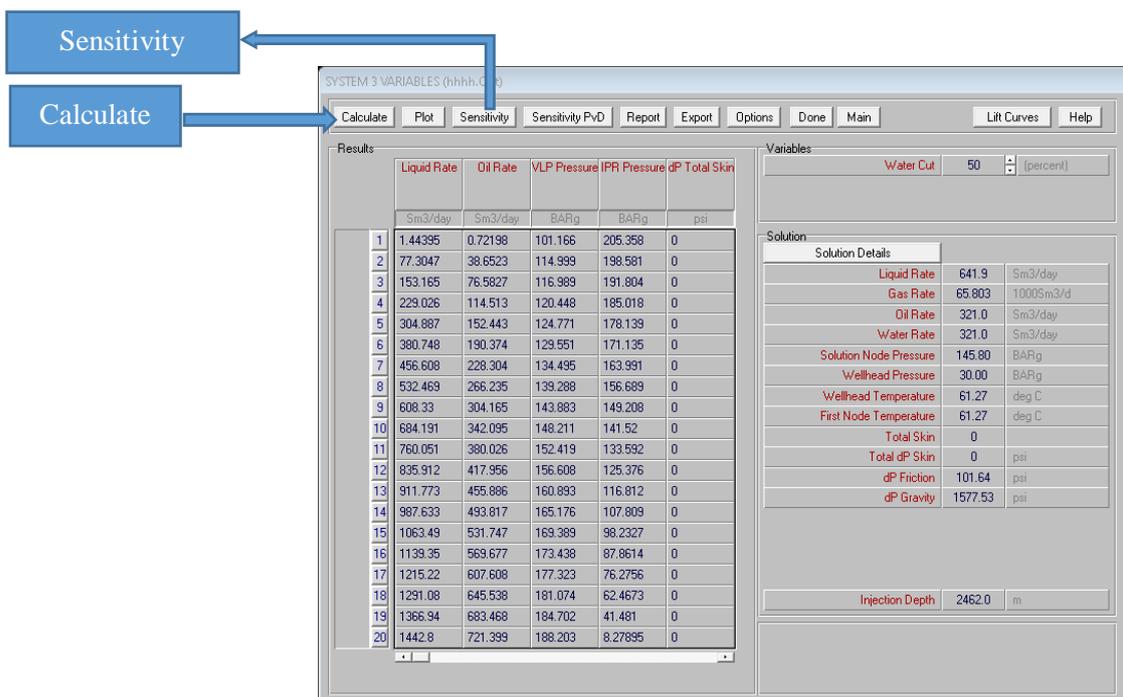
2. Cliquez sur Continue :



3. On choisit un variable (Water Cut , GLG,FTHP) et clique sur continue :

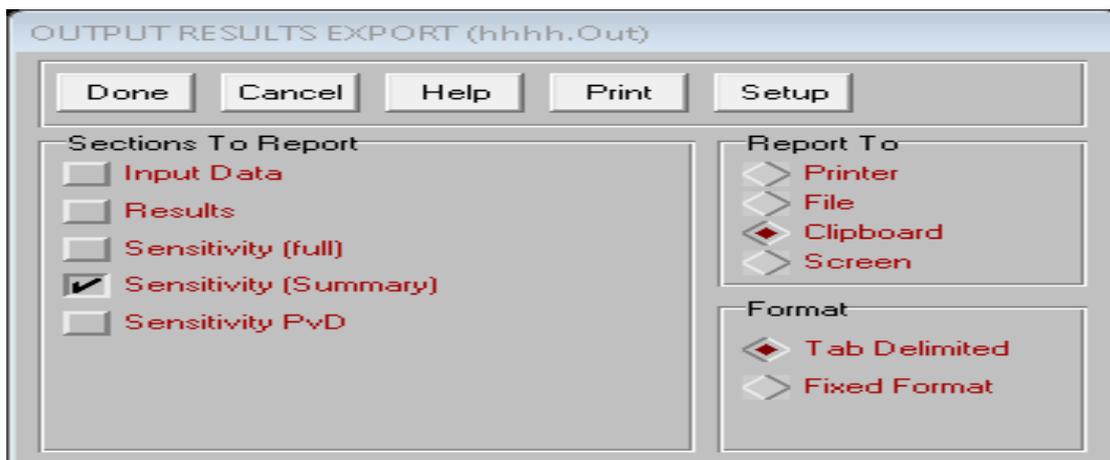
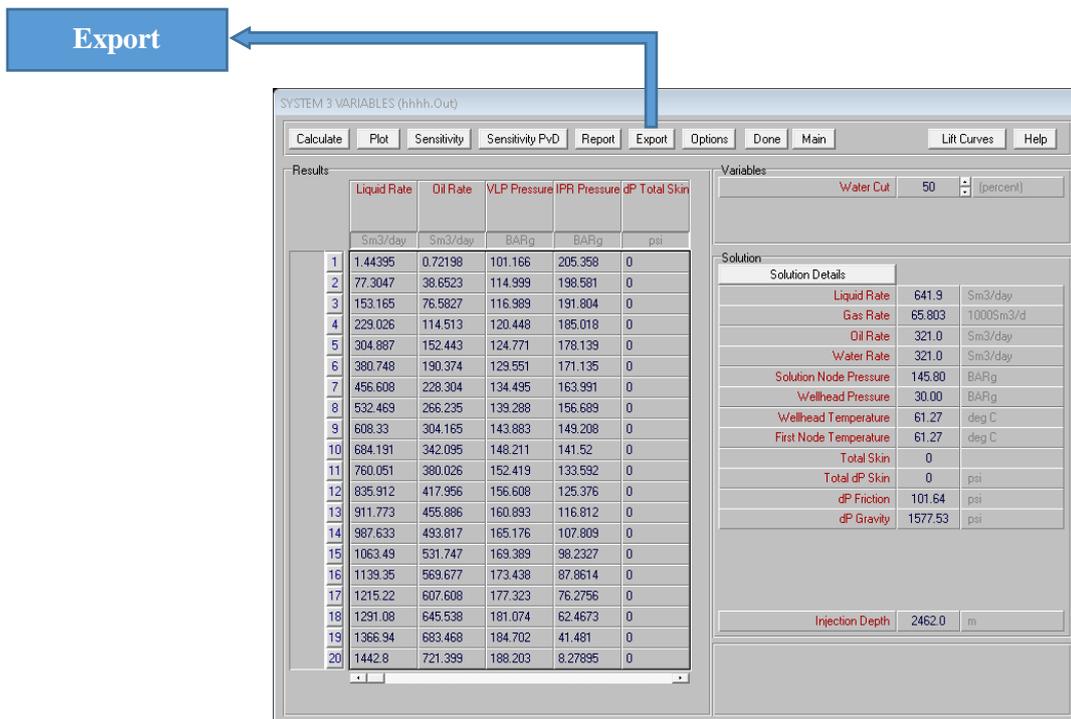


4. Cliquez sur Calculate puis Sensitivity pour obtenir les graphes :



II.7.2 Sensitivity de Gas lift gas:

En peut prendre les graphes par une autre méthode on utilise l'Excel a partir Prosper on clique sur Export puis Sélectionner Clipboard, Tab Delimited et Sensivity (Summry):



3. Clique Sur Print Pour Copier les Résultats montre dans les tableaux suivants :

Tableau B.II. 30 : variation de oil rate en fonction de GLG dans le 1ere puit

GLG (1000Sm3/day)	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
48	81	155,6
60	87,4	166,5
72	92,8	175,6
96	101,4	190,9
120	108,4	202,3
144	113,7	211
168	118	214,8

Tableau B.II. 31 : variation de oil rate en fonction de GLG dans le 2eme puit

GLG (1000Sm3/day)	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
24	101	356,1
36	120,4	400,1
48	135,6	431,5
60	147,5	456,2
72	158	475,3
84	166,8	503,5
96	174,3	522,3

Tableau B.II. 32 : variation d'oil rate en fonction de GLG dans le 3eme puit

GLG (1000Sm3/day)	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
24	41,3	256
48	87,4	324,3
72	109,8	361,6
96	124,4	385,5
120	134,8	400,8
135	139,7	407,6
144	142,2	410,9

Puit 01

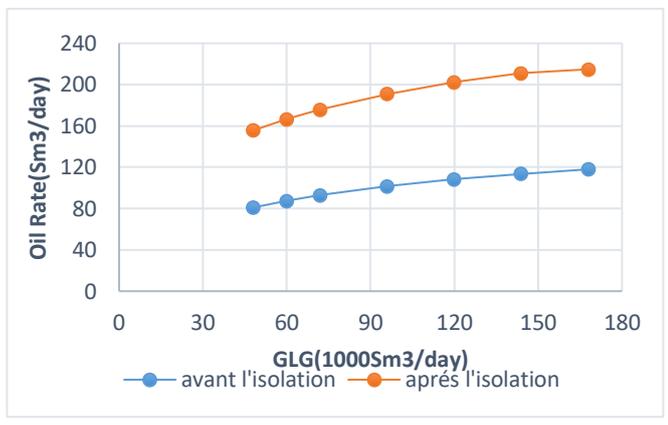


Figure B.II. 51 : La variation de Oil Rate en fonction de GLG de puit 01

Puit 02

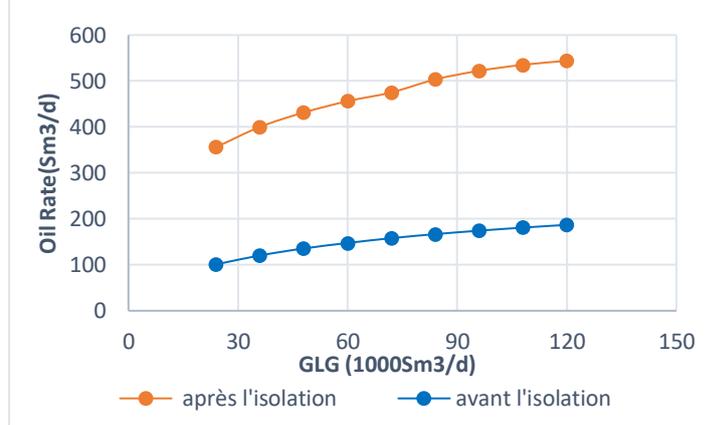


Figure B.II. 52 : La variation de Oil Rate en fonction de GLG de puit 02

Puit 03

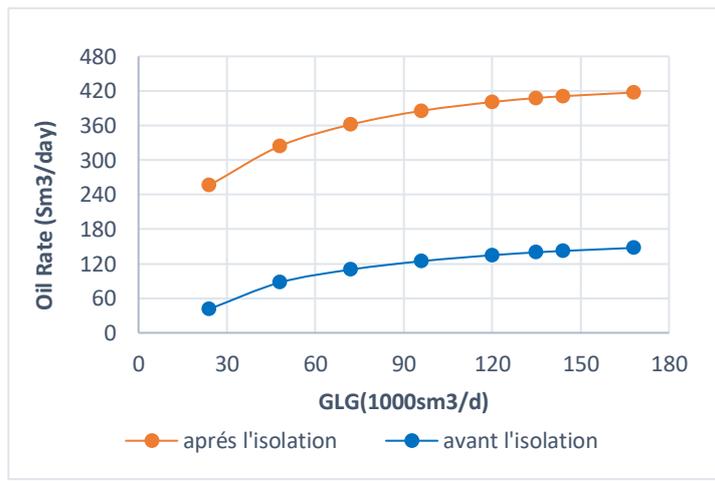


Figure B.II. 53 : La variation de Oil Rate en fonction de GLG de puit 03

II.7.3 Sensitivity de FTHP :

II.7.3.1 Oil Rate :

On faire même étape dans l'Excel à partir Prosper :

Tableau B.II. 33 : variation d'oil rate en fonction de FTHP dans le 1ere puit

FTHP BARg	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
29	92,2	179,5
30	89,9	175,3
32	85,4	167,3
33	83,2	163,4
34	81	159,5
35	78,8	155,6
36	76,6	151,8
38	72,1	144
40	68,1	136,3
41	66,2	132,4
42	64,2	128,7
43	62,3	125,1

Tableau B.II. 34 : variation d'oil rate en fonction de FTHP dans le 2eme puit

FTHP BARg	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
26	183	579,6
27	180	571,6
28	177	563,7
29	174,3	555,4
30	171,5	546,9
31	168,8	538,4
32	166,1	529,8
33	163,4	521,1
34	160,7	512,4
35	158	503,4
38	150	475,9
40	145	457,4

Tableau B.II. 35 : variation d'oil rate en fonction de FTHP dans le 3ere puit

FTHP BARg	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
28	139,7	419,8
29	137,2	414,8
30	134,8	409,5
31	132,3	404,2
32	129,8	398,8
33	127,4	393,5
34	124,9	388
35	122,4	382,6
36	119,9	377
37	117,4	371,4
38	114,9	365,7
28	139,7	419,8

Puit 01

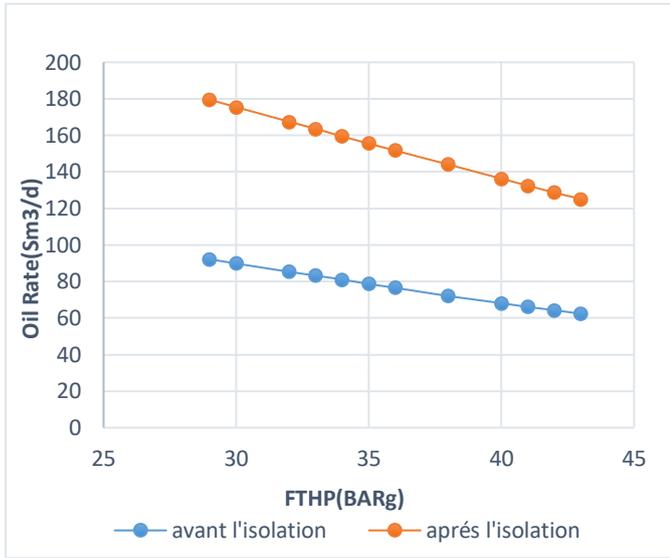


Figure B.II. 54 : La variation de Oil Rate en fonction de FTHP de puit 01

Puit 02

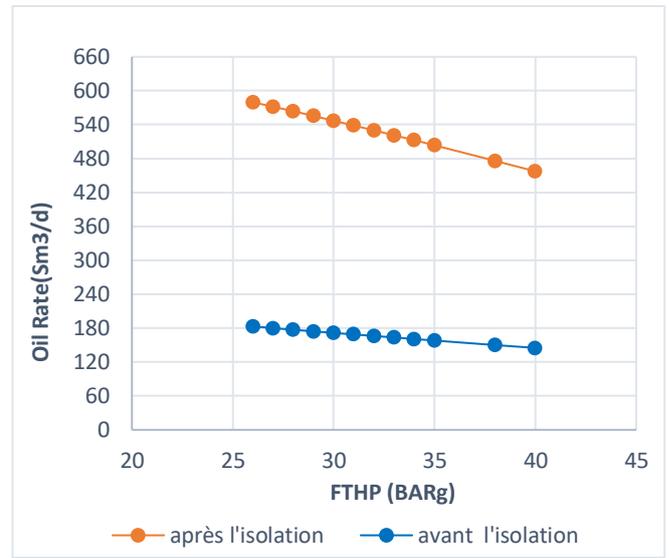


Figure B.II. 55 : La variation de Oil Rate en fonction de FTHP de puit 02

Puit 03

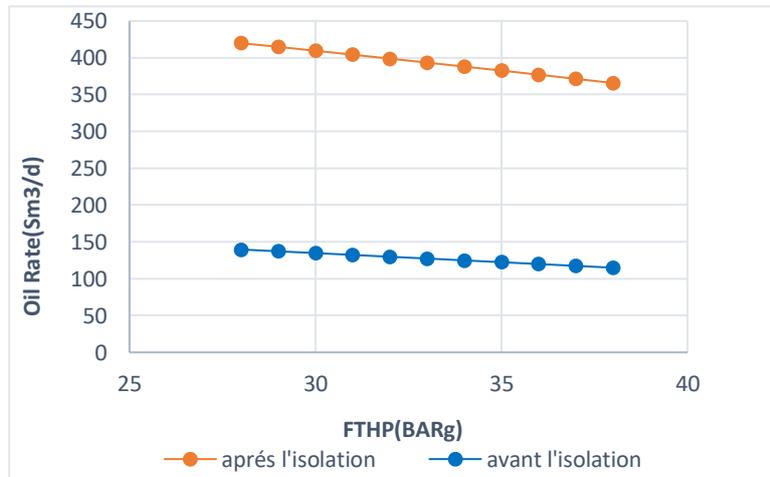


Figure B.II. 56 : La variation de Oil Rate en fonction de FTHP de puit 03

II.7.3.2 Water Rate :

Tableau B.II. 37 : variation de Water rate en fonction de FTHP dans le 1ere puit

FTHP BARg	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
29	1647,5	1211,8
30	1605,8	1183,4
32	1526,1	1129,6
33	1486,6	1103,3
34	1447,2	1077,1
35	1407,7	1050,7
36	1367,9	1024,7
38	1288,2	972,2
40	1217,2	920,2
41	1182,7	894,2
42	1147,8	868,8
43	1112,9	844,5

Tableau B.II. 36 : variation de Water rate en fonction de FTHP dans le 2eme puit

FTHP BARg	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
26	1124	386,4
27	1105,9	381,1
28	1087,5	375,8
29	1070,6	370,3
30	1053,7	364,6
31	1037,1	358,9
32	1020,4	353,2
33	1003,8	347,4
34	987,3	341,6
35	970,7	335,6
38	921,5	317,3
40	890,8	304,9

Tableau B.II. 38 : variation de Water rate en fonction de FTHP dans le 3eme puit

FTHP BARg	Oil rate (avant l'isolation)	Oil rate (après l'isolation)
28	750,1	335,2
29	736,9	331,2
30	723,6	327
31	710,4	322,8
32	697,2	318,5
33	683,9	314,2
34	670,8	309,9
35	657,4	305,5
36	643,9	301,1
37	630,5	296,6
38	617,2	292
28	750,1	335,2

Puit 01

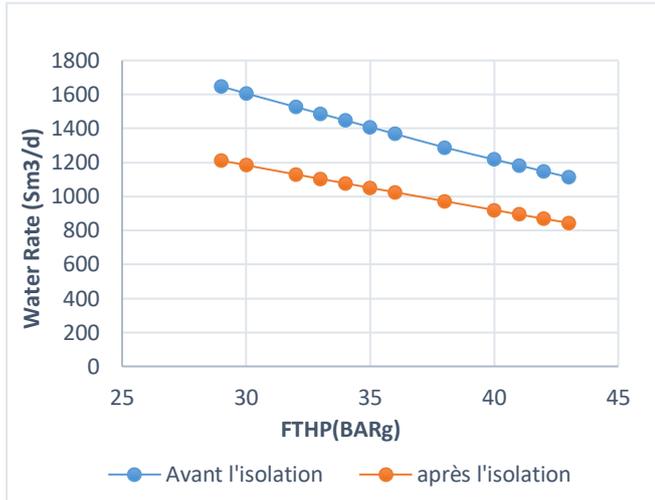


Figure B.II. 57 : La variation de Water Rate en fonction de FTHP de puit 01

Puit 02

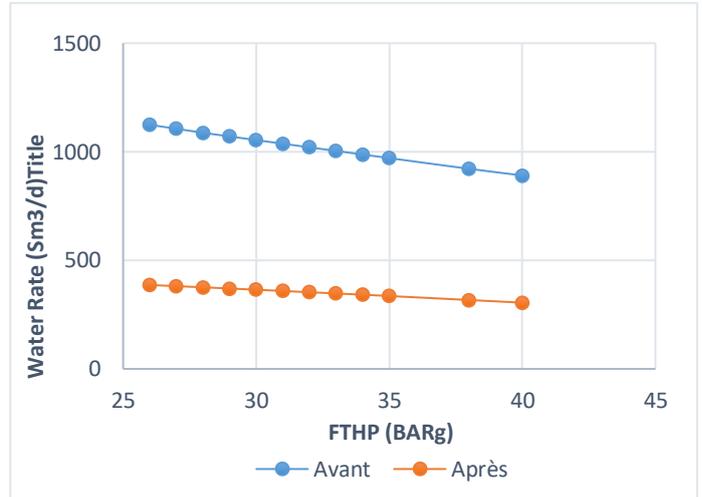


Figure B.II. 58 : La variation de Water Rate en fonction de FTHP de puit 02

Puit 03

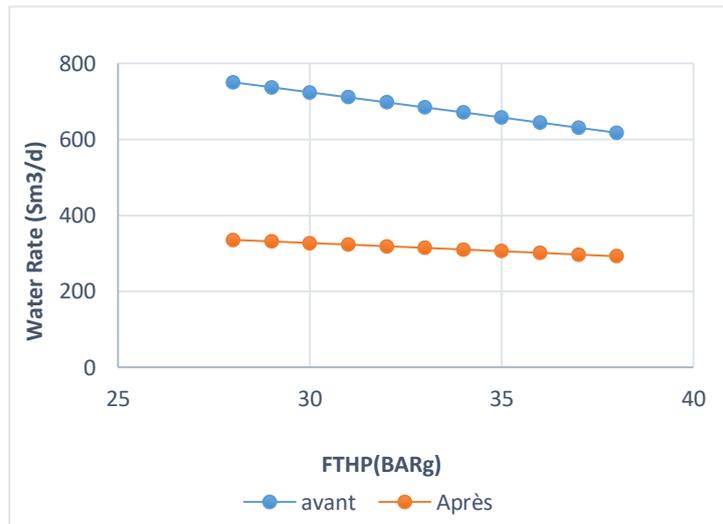


Figure B.II. 59 : La variation de Water Rate en fonction de FTHP de puit 03

II.7.4 Sensitivity de WC:

On faire même étape dans l'Excel à partir Prosper :

Tableau B.II. 39 : variation d'oil rate en fonction de WC dans le 1ere puit

WC %	Oil rate (après l'isolation)
87	192,8
89	154,5
91	119
93	87,1
95	58,1
97	32,4
99	10

Tableau B.II. 41 : variation d'oil rate en fonction de WC dans le 3eme puit

WC %	Oil rate (après l'isolation)
40	447,6
50	361,6
60	278,4
70	199
80	125,2
90	58,4
100	0,053672

Tableau B.II. 40 : variation d'oil rate en fonction de WC dans le 2eme puit

FTHP BARg	Oil rate (après l'isolation)
40	503,4
45	448,3
50	394,6
55	342,1
60	291,6
65	243,5
70	198,3
75	156,3
80	117,8
85	82,9
90	51,6
95	23,9

Puit 01

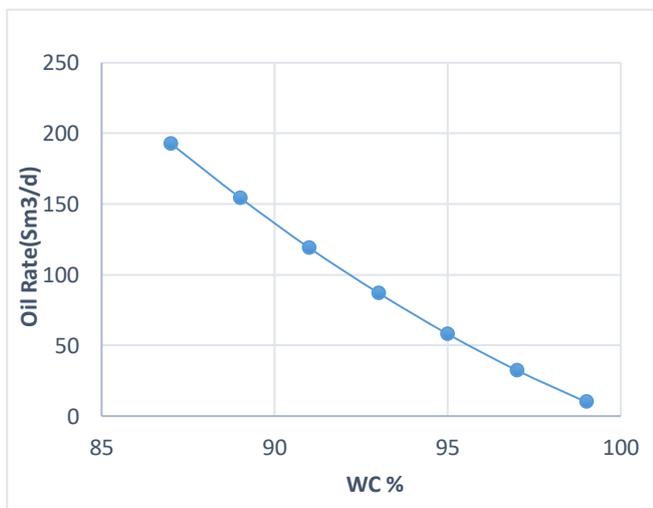


Figure B.II.60 : La variation d'Oil Rate en fonction de WC de puit 01

Puit 02

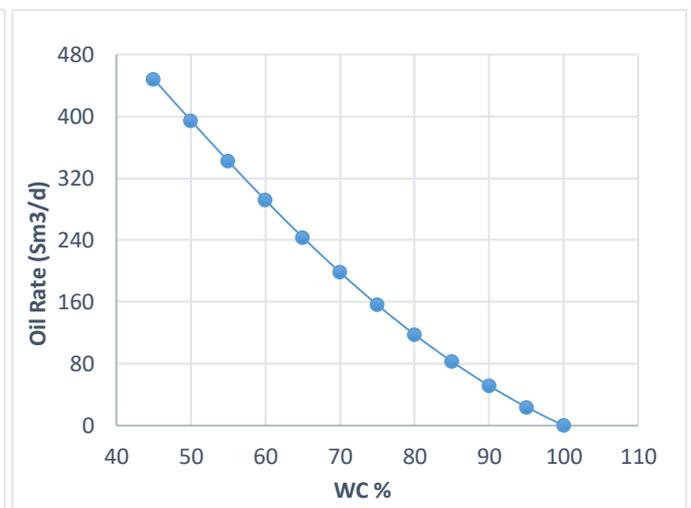


Figure B.II. 61: La variation de Oil Rate en fonction de WC de puit 02

Puit 03

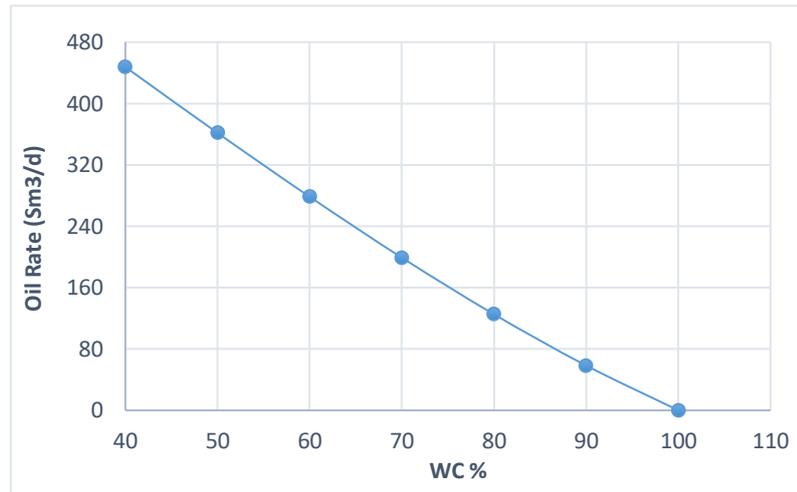


Figure B.II. 62 : La variation de Oil Rate en fonction de WC de puit 03

II.7.5 Analyse et interprétation :

II.7.5.1 D'après les figures de GLG sensibilité avant et après l'intervention :

II.7.5.1.1 Analyse des graphes :

Ces graphiques illustrent une étude graphique de la variation du débit d'huile (oil Rate) en fonction du gaz lift (GLG) avant et après l'isolation par méthode d'arrêt d'eau (Water Shut off).

- L'augmentation du GLG entraîne une augmentation modérée du débit d'huile avant l'isolation, passant d'environ 80 (Sm3/d) à 120(Sm3/d).
- L'augmentation du GLG après l'isolation entraîne une augmentation significative du débit d'huile, passant d'environ 120(Sm3/d) à plus de 200(Sm3/d).
- L'écart significatif suggère que l'utilisation de l'isolation par arrêt d'eau a considérablement amélioré l'efficacité du gaz lift dans le puits

II.7.5.1.2 Interprétations basées sur l'analyse de ce graphique :

- Avant l'isolation, une partie du gaz lift a pu être utilisée pour soulever l'eau indésirable, ce qui a diminué sa capacité à soulever le pétrole. Une fois isolé, le gaz lift a pu être mieux réparti dans les zones productrices de pétrole, ce qui a entraîné une augmentation du taux de production.
- Grâce à l'isolation, l'eau indésirable a été réduite dans le puits, ce qui a réduit la densité du fluide à soulever et amélioré l'efficacité du gaz lift pour remonter le pétrole.
- Selon les données, le puits présentait un potentiel de production de pétrole plus élevé, mais était limité par l'influence de l'eau indésirable. Grâce à l'isolation, cette contrainte a été levée et le puits a pu être mieux exploité.

Cette analyse démontre l'importance cruciale des opérations d'isolation et de contrôle des venues d'eau dans les puits pour optimiser la récupération de pétrole et maximiser l'efficacité des techniques de levage artificiel telles que le gaz de lift.

II.7.5.1.3 Conclusion :

Le gaz lift a pour fonction principale de réduire la pression hydrostatique et de favoriser la remontée des fluides vers la surface dans le puits, ce qui permet d'alléger le mélange fluide (pétrole, gaz et eau). Grâce à l'isolation par arrêt d'eau, l'utilisation du gaz lift a été optimisée en le concentrant dans les couches productrices de pétrole et en réduisant les pertes d'énergie causées par la production d'eau indésirable, ce qui a entraîné une augmentation significative du taux de production de pétrole.

II.7.5.2 D'après les figures de FTTHP sensibilité avant et après l'intervention :

II.7.5.2.1 Oil Rate :

II.7.5.2.1.1 Analyse des graphes :

Ces courbes représentent la variation du débit d'huile ("Oil Rate") en fonction de la pression en tête ("Flow Tubing Head Pressure" ou FTTHP) avant et après l'isolation par fermeture de l'arrivée d'eau ("water shut off").

- Avant l'isolation, le débit d'huile diminue progressivement avec l'augmentation de la FTTHP. Il peut s'agir d'une augmentation de quantité d'eau dans le puits, ce qui entraîne une diminution de la production d'huile.
- Les débits d'huile sont plus élevés pour une même FTTHP après l'isolation, ce qui indique l'efficacité de l'opération de fermeture des arrivées d'eau qui permettait de récupérer plus d'huile.

II.7.5.2.1.2 Interprétations basées sur l'analyse de ce graphique :

- Avant l'isolation, on constate une forte baisse du débit d'huile lorsque la FTTHP augmente. Cela indique qu'une hausse de la pression avec un fort afflux d'eau influencer sur l'écoulement de l'huile.
- Après l'isolation visant à bloquer l'arrivée d'eau indésirable, les débits d'huile sont nettement supérieurs pour une même FTTHP donnée, par rapport à avant l'isolation. Cela démontre l'efficacité de cette opération pour récupérer un meilleur rendement en huile.
- La pente des courbes après isolation est toutefois similaire à celle d'avant isolation, suggérant que même après avoir bloqué l'eau, une augmentation de la FTTHP continue de réduire les taux d'huile.

En résumé, une FTTHP élevée a un effet globalement restrictif et limitant sur la capacité de produire et faire remonter l'huile en surface. Contrôler et minimiser cette pression semble être un facteur clé, en plus de gérer les arrivées d'eau indésirables, pour maximiser les taux de production d'huile du puits.

II.7.5.2.1.3 Conclusion :

Une forte pression (FTTHP) entraîne une forte contre-pression qui empêche le déplacement naturel des fluides (huile, gaz, eau) du fond du puits vers la surface. Le débit des fluides remontant dans le tubing est limité par cette restriction.

L'énergie disponible, connue sous le nom de pression de déplacement, diminue lorsque la FTTHP est élevée, ce qui pousse les fluides à remonter du réservoir souterrain vers la tête du puits. Le déplacement de cette énergie est causé par la pression du réservoir et/ou par l'injection de fluides/gaz.

L'isolation a permis d'augmenter significativement la production d'huile en éliminant l'arrivée d'eau. Cependant, la FTHP reste un facteur limitant qu'il faut chercher à minimiser pour favoriser l'écoulement de l'huile. L'analyse comparative avant/après isolation démontre l'impact majeur de l'arrivée d'eau sur la production d'huile et souligne l'importance du contrôle de la pression de tête pour optimiser les rendements.

II.7.5.2.2 Water Rate :

II.7.5.2.2.1 Analyse et l'interprétation des graphes :

Ces courbes représentent la variation du débit d'eau ("water Rate") en fonction de la pression en tête ("Flow Tubing Head Pressure" ou FTHP) avant et après l'isolation par fermeture de l'arrivée d'eau ("water shut off").

L'isolation par water shut off, permet de bloquer l'arrivée d'eau dans le puits, réduisant ainsi considérablement le water rate, indépendamment du FTHP. Néanmoins, comme le montre le graphique, le FTHP continue d'influencer légèrement le water rate résiduel après isolation.

Ainsi, lorsque le FTHP augmente, la différence de pression entre le réservoir et le puits diminue, ce qui réduit la tendance de l'eau à remonter par cône et à être produite. Cet effet explique la diminution du water rate observée sur le graphique lorsque le FTHP augmente.

Cependant, il est important de noter que l'augmentation excessive du FTHP peut également avoir un impact négatif sur la production d'hydrocarbures en limitant leur écoulement vers le puits.

II.7.5.3 D'après les figures de WC sensibilité après l'intervention :

On fait l'estimation de la diminution de la quantité de pétrole due à l'augmentation du WC.

Les graphes peuvent être utilisés pour prédire l'évolution future de la production de pétrole en fonction de l'augmentation prévue du WC%. Cela peut aider à planifier les stratégies de gestion du réservoir et les investissements nécessaires pour maintenir une production rentable.

Ce graphique met en évidence l'impact négatif de WC sur la production de pétrole et souligne l'importance des opérations d'isolation par water shut-off pour maintenir des niveaux de production économiques.

Tableau B.II. 42 : Résultats de trois puits obtenus avant et après l'isolation

	Type d'intervention	Avant l'isolation				Après l'isolation				Différence				Résultat
		PI	Q d'huile (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	WC (%)	PI	Q d'huile (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	WC (%)	PI	Q	GOR	WC	
01	l'isolation de la couche M1 par straddle packer	19.91	58	392	94.7	16.36	183	455	87.1	-3.55	125	-63	7.6	Successful
02	Isolation de la couche M1/L2 par bridge plug	6.26	165	212	86	4.47	576	243	42	-1.79	411	-31	44	Successful
03	Isolation de la couche M par iron cast bridge plug	4.85	134	310	84.3	2.79	258	205	44.4	2.06	124	105	39.9	Successful

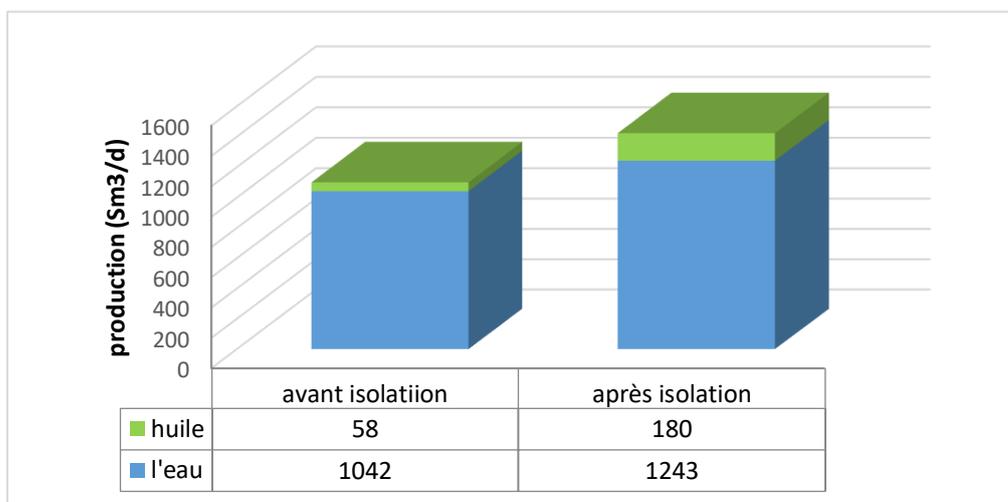


Figure B.II. 63 : L'impact de l'opération de Water shut off sur la production du puit 01

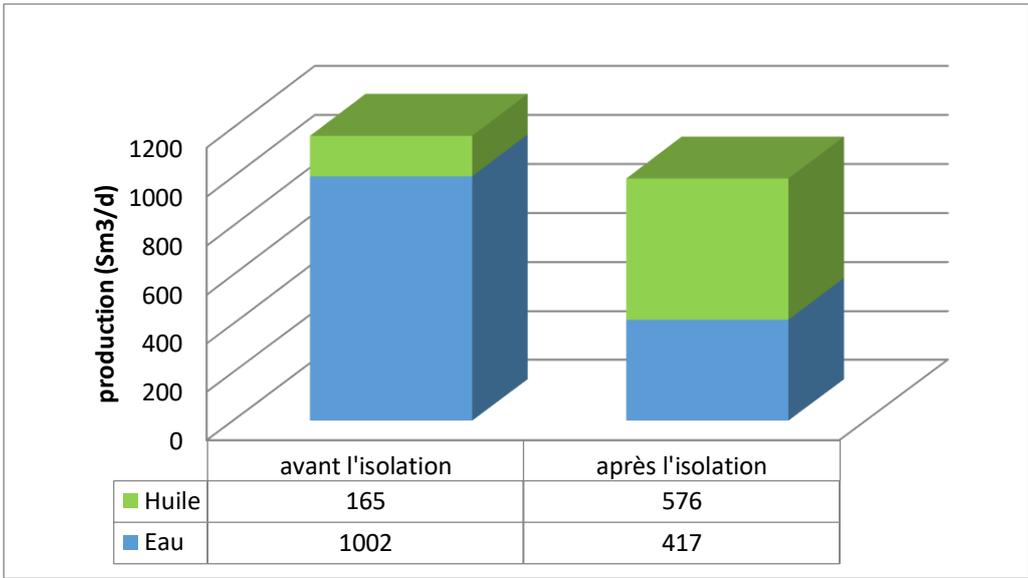


Figure B.II.64 : L'impact de l'opération de Water shut off sur la production du puit 02

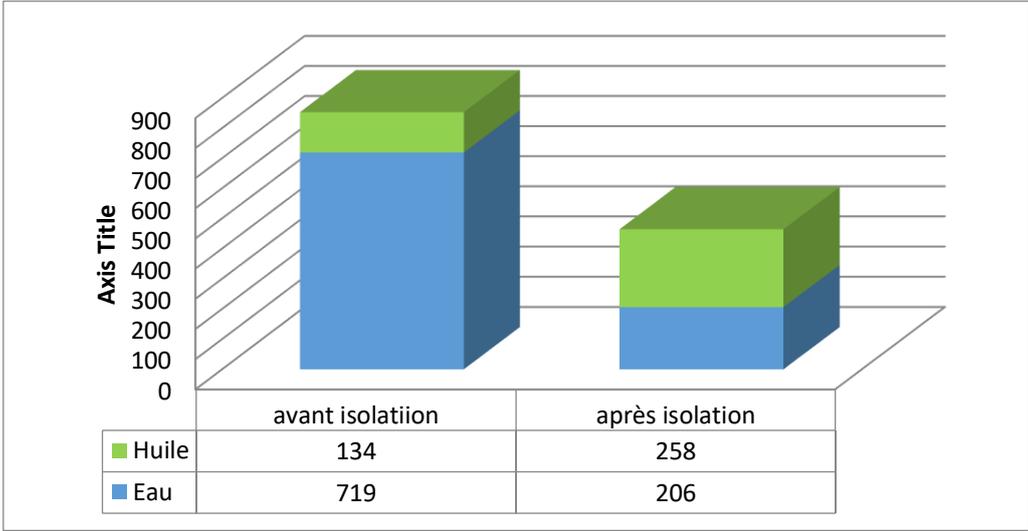


Figure B.II.65: L'impact de l'opération de Water shut off sur la production du puit 03

A partir des graphes et du tableau (B.II.42) On conclut que les travaux effectués sur les trois puits ont été réussis grâce à l'isolation efficace des zones productrices d'eau, ce qui a permis d'obtenir une augmentation significative du débit de production de pétrole.

Conclusion générale et recommandation :

Selon les recherches menées, on conclure que :

- Le PLT joue un rôle crucial dans le suivi des puits et nous donne la possibilité de prendre des décisions afin de résoudre les problèmes rencontrés lors de l'exploitation.
- L'utilisation des logs de PLT dans l'opération de water shut off est nécessaire car elle permet de détecter les zones d'entrées d'eau
- L'application de la stratégie WSO dans les trois puits a entraîné une augmentation de la récupération de la production de pétrole dans le champ Ourhoud.
- La diminution de water cut après l'isolation a eu un impact positif permet d'alléger la colonne de production, ce qui entraîne une réduction des besoins de levage qui conduit à réduire les coûts d'exploitation et entraîne une augmentation du drawdown.
- En général, on utilise des méthodes mécaniques dans le champ d'Ourhoud car elles sont plus performantes que les méthodes chimiques et moins risquées pour le réservoir.
- On considère que les solutions chimiques sont des solutions permanentes et sont plus risquées. Les solutions mécaniques sont plus simples à mettre en place et plus rapides à réaliser. Bien que les emballeurs chimiques soient plus simples à pomper, les dommages à la formation représentent un risque potentiel pour tous les projets de contrôle chimique de l'eau. Il est possible que les dégâts provoqués par les substances chimiques ne soient pas réparables.
- Le champ d'Ourhoud a obtenu des résultats positifs grâce à la mise en place de la stratégie de water shutoff (WSO) dans les trois (3) puits mentionnés.
- Au total, la production d'eau a été diminuée de 40%, ce qui permet de couvrir ces volumes en réouvrant les puits et en les mettant en service.

Recommandations

- Selon notre recherche, nous suggérons d'utiliser des traitements mécaniques en raison de l'efficacité obtenue dans le champ Ourhoud.
- Une analyse économique précise de la rentabilité de chaque puits est requise afin d'évaluer et de suivre la production, afin de s'assurer que le puits produit toujours au-dessous de sa limite économique WOR.
- Il est nécessaire de mener une analyse économique approfondie des solutions chimiques et mécaniques dans le champ d'Ourhoud afin de concevoir une technologie fiable qui permettra de diminuer la production d'eau.

Bibliographie

- [1]. Ahmed, T. (2010). Reservoir engineering handbook (4th ed.). Burlington, MA: Elsevier.
- [2]. Abdurrahman, L.S. (2015). Récupération améliorée du pétrole : Principes et applications. Elsevier.
- [3]. Bourdarot, G. (2012). Techniques de récupération assistée du pétrole. Éditions Technip.
- [4]. Sheng, J.J. (2011). Récupération améliorée du pétrole : Théorie et pratique. Gulf Professional Publishing.
- [5]. Reservoir Engineering Handbook" de Tarek Ahmed et Paul McKinney (Gulf Professional Publishing, 2005)
- [6]. T. FRICK - Petroleum Production Handbook, vol. 1 .
- [7]. T. NIND - Principles of oil well production
- [8]. Sutton, R.P., Bergman, D.F., Alkindi, A. (2010). "Gas Lift Operations - Increasing Production While Extending Reservoir Life". Rapport technique. Society of Petroleum Engineers.
- [9]. Rashid, B., Bhuiyan, M.I.H., Mustaree, S. (2012). "Performance Study of Gas Lift System". Journal of Mechanical Engineering, 42(2).
- [10]. Recupération assistée par 'gas-lift' groupe socotec industrie, serpro
- [11]. H.Dale Beggs : Production Optimization Using Nodal Analysis; Tulsa, Oklahoma; 2003
- [12]. Khatib, Z. (2007). Excessive water production: An undesirable operational issue. Oil and Gas Science and Technology-*Revue de l'IFP*, 62(5), 733-740.
- [13]. Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., & McCool, C. S. (2009). Formation damage due to inorganic scaling in the presence of a water-based vis-breaking polymer. *SPE Production & Operations*, 24(03), 434-438.
- [14]. Wojtanowicz, A. K. (2008). Environmental control of excessive water production in oil and gas wells. In *SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
- [15]. Elphick J and Seright R: "A Classification of Water Problem Types," presented at the Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification, Water and Gas Shutoff, Houston, Texas, USA, August 6-8, 1997.
- [16]. Hill D, Neme E, Ehlig-Economides C and Mollinedo M: "Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields," *Oilfield Review* 8, no. 3 (Autumn 1996): 4-17.
https://www.researchgate.net/publication/271074683_The_Challenge_of_Water_Control
- [17]. Khatib, Z. (2007). Réduction de la production d'eau excessive des puits de pétrole. *Journal of Petroleum Technology*, 59(04), 38-44.
- [18]. Seright, R. S., Lane, R. H., & Sydansk, R. D. (2003). Une stratégie pour la lutte contre la production d'eau dans les puits de pétrole. *SPE Production & Facilities*, 18(04), 269-286.
- [19]. Bai, B., Fang, Q., Muruaga, E., Sun, L., & Dong, F. (2015). Diagnostic et traitement des problèmes de production d'eau. *Revue pétrolière du SPE*, 30(06), 116-128
- [20]. Seright, R. S., Lane, R. H., & Sydansk, R. D. (2003). A strategy for attacking excess water production. Society of Petroleum Engineers.
- [21]. Bennion, D. B. (2002). Excessive water production problems and mitigation techniques. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(06), 48-59.
- [22]. LIU Jiasheng. Improvement and test of water plugging technology for horizontal wells in heavy oil reservoirs with edge and bottom water. *Contemporary Chemical Industry*, 2013.
- [23]. LIANG Xiaofang, ZHANG Honggang. Research and application of horizontal well plugging water technology. *Petrolchemical Industry Application*, 2014, 33(1): 46-49.

- [24]. SHARMA H, DUARTE J, MUFEED E, et al. Lessons learnt from water shutoff of horizontal wells using inflatable packers and chemicals in Ghawar Field of Saudi Arabia. IPTC 16637, 2013.
- [25]. 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]
- [26]. YANG Jinxian. Water shutoff technology in bottom water reservoirs. China Petroleum and Chemical Standar and Quality, 2012, 33(15): 143.
- [27]. Wilson,P.;Hoffman,C.E. Zonal Isolation in Stimulation Treatments and Gas/Water Shut off Using Thermally Compensated Inflatable Packers and Plugs. Presented at IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 September 2000.
- [28]. Manuels et documents techniques publiés par des fabricants d'équipements de puits comme Halliburton
- [29]. 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.
- [30]. "External Casing Packers - Design, Applications and Limitations" par Rudy Rogers, World Oil Magazine
- [31]. "Using External Casing Packers for Zonal Isolation" par M.K. Clapper, Journal of Petroleum Technology
- [32]. LI Tao. Solid expandable tubular patching technique for high temperature and high-pressure casing damaged wells. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 374–378.
- [33]. Nelson, E.B. & Guillot, D. (2006). Well Cementing (2nd ed.). Schlumberger.
- [34]. LIU Huaizhu, LI Liangchuan, LIANG Chao. Application of horizontal well selective chemical water shutoff technology on Gaoshangpu Oilfield swallow reservoir. Oilfield Chemistry, 2010,
- [35]. Seright, R. S., Lane, R. H., &Produkti, R. D. (2003). Gel Water Control Treatment. SPE Production & Operations, 18(03), 196-205.
- [36]. UDDIN S, DOLAN J D, CHONA R A, et al. Lessons learned from the first openhole horizontal well water shutoff job using two new polymer systems: A case history from WafraRatawi Field, Kuwait. SPE 81447-MS, 2003.
- [37]. 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**. [CrossRef]
- [38]. L'OUTIL PLT (PRODUCTION LOGGING TOOL), PRINCIPE ET INTERPRETATION, Mohamed Boussa, IAP
- [39]. Schlumberger (2022). Production Logging. Extrait de <https://www.slb.com/well-production/production-logging>
- [40]. Weatherford (2020). Production Logging Services. Extrait de <https://www.weatherford.com/en/products-services/drilling-formation-evaluation/production-logging-services/>
- [41]. Halliburton (2019). Production Logging Tools and Services. Dans Halliburton Wireline and Perforating Services Catalog.
- [42]. Asquith, G. & Krygowski, D. (2004). Basic Well Log Analysis (2e éd.). AAPG Methods in Exploration Series, No. 16.
- [43]. Schlumberger (2006). Production Logging Principles and Applications. Schlumberger Oilfield Review, 18(1).
- [44]. Weatherford (2017). Production Logging Services Technical Manual.

Annexe

Annexe A : les données PLT pour le puit 3

profondeur(m)	pression (psi)
3180	2736,4
3185	2742
3190	2750,4
3195	2756
3200	2763
3205	2770
3210	2774,2
3215	2782,6
3220	2788,2
3225	2796,6
3230	2800,8
3235	2810,6
3240	2816,2

Tableau An. 1:Variation de pression en fonction de profondeur

profondeur (m)	temperature (degC)
3180	102,299
3185	102,305
3190	102,311
3195	102,317
3200	102,323
3205	102,326
3210	102,335
3215	102,416
3220	102,425
3225	102,434
3230	102,44
3235	102,455
3237	102,464

Tableau An. 2: la variation de température en fonction de profondeur

profondeur(m)	densité(g/cc)
3180	1,03
3185	1,03
3190	1,03
3195	1,03
3200	1,03
3205	1,03
3210	1,03
3215	1,06
3220	1,065
3225	1,065
3230	1,065
3235	1,065
3240	1,065

Tableau An. 3: la variation de densité en fonction de profondeur

profondeur(m)	pass up 1	pass up 2	pass up 3	pass up 4	pass down 1	pass down 2	pass down 3	pass down 4
3180	6,7	4,95	1,8	0,75	12,3	14,05	16,5	18,25
3185	6,7	4,95	1,8	0,75	12,3	14,05	16,5	18,25
3190	6,7	4,95	1,8	0,75	12,3	14,05	16,5	18,25
3195	6,7	4,95	1,8	0,75	12,3	14,05	16,5	18,25
3200	6,7	4,95	1,8	0,75	12,3	14,05	16,5	18,25
3205	6,7	4,95	1,8	0,75	12,3	14,05	16,5	18,25
3210	6,7	4,95	1,8	0,75	12,3	14,05	16,5	18,25
3215	4,25	2,15	-0,125	-1	9,5	12,3	13,7	16,15
3220	4,25	2,15	-0,125	-1	9,5	12,3	13,7	16,15
3225	4,25	2,15	-0,125	-1	9,5	12,3	13,7	16,15
3230	2,5	-0,125	-1	-3,625	7,75	10,025	12,475	14,225
3235	0,4	-1	-3,625	-6,25	5,65	8,275	10,2	12,3
3237	-1,7	-1,875	-6,25	-8,875	3,55	6,525	7,925	10,375
3238	-2,05	-5,2	-7,475	-10,45	2,15	4,95	6,7	9,5
3245	-2,05	-5,2	-7,475	-10,45	2,15	4,95	6,7	9,5

Tableau An. 4: la variation de vitesse de spinner a plusieurs pass en fonction de profondeur lorsque le puit ouvert

Annexe B : straddle packer

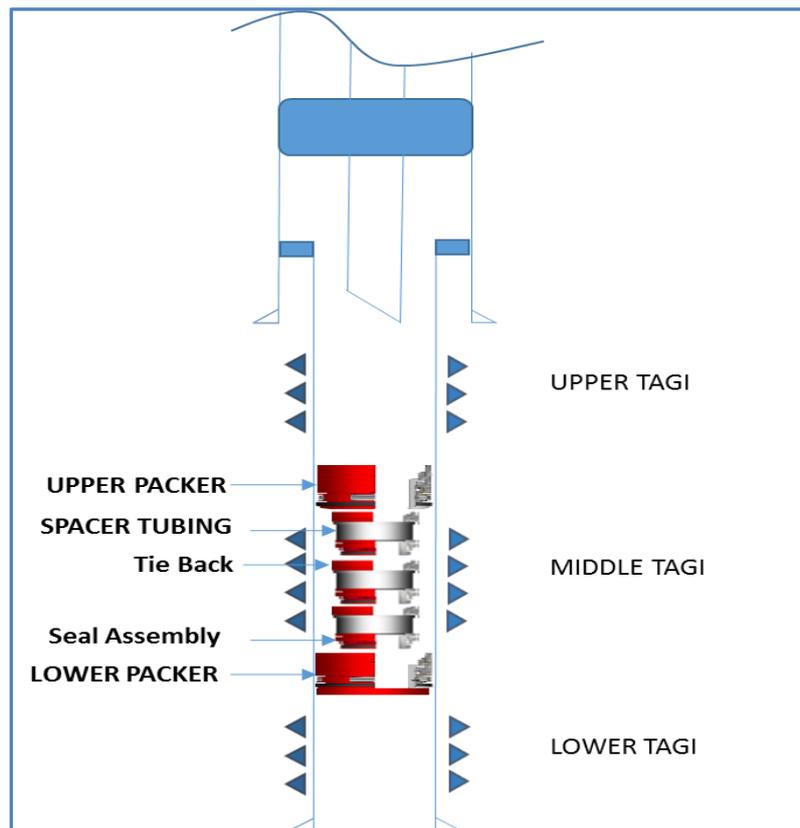


Figure An. 1: Schéma d'un système Multi-Trip Straddle

Item #	OD	ID	Description	Length
1	4.500	2.375	Upper WidePak Packer	6.3"
2	3.900	2.992	3-1/2" Spacer Tubing	Threads TBC
3	4.500	2.250	SO Tie Back	Stinger & Receptacle
4	3.900	2.992	3-1/2" Spacer Tubing	Threads TBC
5	4.500	2.250	SO Tie Back	Stinger & Receptacle
6	3.900	2.992	3-1/2" Spacer Tubing	Threads TBC
7	4.500	2.250	RS WidePak Seal Assembly	2.00"
8	4.500	2.375	Lower WidePak Packer	WLEG

Tableau An. 5:Spécifications des composants du système Multi-Trip Straddle (3 sections)

<i>Specifications</i>								
Tubing Size (in.)	Tubing Weight (lb/ft) ID Range (in./mm)	Packer Size (in.)	Maximum Gauge Ring OD (in./mm)	Maximum Packing Element OD (in./mm)	Body ID (in./mm)	Upper Seal Bore (in./mm)	Temperature Pressure Rating (°F/°C) (psi/kPa)	Release Force (lbf/N)
2-7/8	6.500 2.373 to 2.494 60.274 to 63.348	224 x 147	2.240 56.896	2.215 56.261	1.468 37.287	1.750 44.450	40° to 275° 4.5° to 135.0° 5,000 34,475	3,700 16,458
	12.750 2.720 to 2.780 69.088 to 70.612		2.670 67.818	2.654 67.410			1.810 45.970	
3-1/2	9.200 to 10.200 2.962 to 3.022 75.235 to 76.759	274 x 181	2.740 69.596	2.722 69.140	2.375 60.325	2.875 73.025	40° to 325° 4.5° to 162.8° 5,000 34,475	9,600 42,703
	12.600 to 15.100 3.741 to 4.000 95.021 to 101.600	367 x 238	3.670 93.218	3.654 92.812				
	10.500 to 12.600 3.885 to 4.110 98.679 to 104.394	374 x 238	3.740 94.996					
5-1/2	17.000 to 23.000 4.578 to 4.976 116.281 to 126.390	450 x 300	4.500 114.300	4.455 113.157	3.000 76.200	3.625 92.075	40° to 325° 4.5° to 162.8° 5,000 34,475	9,600 42,703
	15.500 to 17.000 4.819 to 5.030 122.403 to 127.762	470 x 300	4.700 119.380	4.655 118.237				
	29.000 to 35.000 5.801 to 5.892 147.345 to 149.657	572 x 400	5.725 145.415	5.710 145.034				
7	23.000 to 29.000 6.088 to 6.466 154.635 to 164.236	593 x 400	5.930 150.622		4.000 101.600	4.812 88.190	40° to 350° 4.5° to 176.7° 5,000 34,475	9,600 42,703

Tableau An. 6:Les capacités de l'outil lui permettent de fonctionner à des pressions supérieures à 5000 psi et à des températures allant de 40 à 163 °C (validation ISO 14310 V0).