

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et
pétroliers



Mémoire de Master

Présenté par

- BOUTICHE ABDELHADI
- BOUHADICHE MOULOUD

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des hydrocarbures

Thème :

Détection et remèdes aux venues d'eau Dans le champs d'Ourhoud

Devant le jury :

GARECHE Mourad	Professeur	UMBB	Président
ZIRAIBI Nouredine	Professeur	UMBB	Encadreur
SAIFI Redah	MAA	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2023/2024



Remerciements

Nous souhaitons commencer ces remerciements en exprimant notre profonde gratitude envers Dieu. C'est grâce à sa guidance et à Sa bénédiction que nous avons pu surmonter les défis et mener à bien ce travail. Sans Son aide divine, nous n'aurons jamais pu accomplir ce parcours académique exigeant.

Nous tenons également à remercier chaleureusement notre encadreur, Zeraibi Nouredine , dont la générosité, la disponibilité et le dévouement ont été inestimables tout au long de cette recherche sur la problématique de mémoire.. Il a su rendre notre travail professionnel et enrichissant. Sa bienveillance et son soutien nous ont permis de prouver notre valeur et de montrer jusqu'où nous pouvions aller. Vous êtes, sans aucun doute, le meilleur professeur de l'Institut National des Hydrocarbures, une véritable source de motivation, d'inspiration et d'espoir. Votre encadrement a été une expérience précieuse qui nous a permis de grandir non seulement en tant qu'étudiants, mais aussi en tant qu'individus prêts à affronter les défis futurs. Ceux qui n'ont pas eu la chance de vous connaître ne peuvent jamais imaginer la richesse de votre cœur et la qualité de votre engagement.

Nous souhaitons également remercier l'ensemble des professeurs de l'Institut National des Hydrocarbures, depuis notre première année jusqu'à cette dernière. Chacun de vous a contribué à notre formation et à notre développement personnel, et vos enseignements ont été fondamentaux dans l'aboutissement de cette thèse.

Nous n'oublions pas nos reconnaissances aux membres du jury de notre soutenance de mémoire, pour avoir accepté d'évaluer ce travail. Leur expertise, leurs commentaires et leurs critiques constructives ont grandement contribué à l'amélioration et à la qualité de cette thèse. Nous sommes profondément honorés de votre participation et de l'attention que vous accorderez à ce travail.

Enfin, nous remercions également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Ourhoud pour leur soutien et leur aide précieuse tout au long de ce projet. Leur collaboration a été essentielle pour la réalisation de ce travail.

Nous ne saurions oublier nos familles , pour leur soutien indéfectible et pour avoir toujours cru en nous. Leurs encouragements ont été notre refuge et motivation durant tout le parcours académique.



Dédicace

À mon père Hamid et ma mère, mes sœurs docteurs et mes frères.

À vous, les piliers de ma vie, ceux qui ont sacrifié tant de choses pour me voir réussir, je dédie ce mémoire avec un cœur rempli de joie et d'amour.

Il y a eu des moments où j'ai trébuché, des périodes où le doute et la difficulté ont obscurci mon chemin. Dans ces moments sombres, c'est vous, ma famille, qui m'avez tendu la main. Vous avez vu en moi un potentiel que je ne pouvais plus percevoir, et vous m'avez offert une nouvelle chance de me relever.

Vos encouragements constants et votre confiance en moi ont ravivé mon esprit. Grâce à vous, j'ai trouvé la force de revenir plus fort, de redoubler d'efforts et de me transformer en l'étudiant brillant que j'avais l'habitude d'être. Vous m'avez tendu la main quand j'étais au plus bas, me rappelant qui j'étais vraiment..

Aujourd'hui, alors que je me tiens au seuil de ma soutenance, je veux que vous sachiez que chaque réussite, chaque ligne de cette thèse, est le résultat de votre amour, de votre soutien indéfectible. Vous êtes les héros de mon histoire.

Dans cette dédicace, je veux vous dire merci. Merci pour votre amour infini, votre patience infinie, votre compassion infinie. Je serai toujours reconnaissant pour tout ce que vous avez fait pour moi.

L'art de la réussite consiste à savoir s'entourer des meilleurs.

ABDELHADI

Dédicace

À mes chers parents, mon frère Sabir et mes sœurs,

Je tiens à vous exprimer toute ma gratitude et mon amour. Vous avez toujours été là pour moi, m'offrant soutien, amour et encouragement à chaque étape de ma vie.

À mon frère Sabir, merci pour ta complicité et ton soutien indéfectible.

Tu es une source de force et d'inspiration.

À mes sœurs, je vous aime énormément et je suis reconnaissant pour chaque moment partagé ensemble. Vous êtes toutes formidables.

Et à ma petite sœur Rahma, tu occupes une place spéciale dans mon cœur. Ta joie de vivre et ton sourire illuminent nos vies chaque jour.

Tu es un véritable trésor pour nous tous.

Mouloud

Résumé :

Cette mémoire examine les problèmes associés aux venues d'eau dans le champ pétrolier d'Ourhoud, en mettant un accent particulier sur leur impact sur la performance des puits producteurs. L'étude, conduite lors d'un stage pratique, explore les techniques de détection et de blocage de ces venues d'eau.

Une attention particulière a été portée aux puits injecteurs pour évaluer l'impact de l'injection d'eau utilisée comme méthode de récupération secondaire. L'analyse a été renforcée par l'application de la méthode du Hall Plot, un outil analytique essentiel pour étudier comment le processus d'injection influence la migration d'eau vers les puits producteurs. Cette méthode a permis de détecter des indices de communication hydraulique entre les puits injecteurs et producteurs induite par des fractures et d'autres anomalies dans le réservoir.

Les diagnostics des puits producteurs ont été réalisés pour assurer que les puits étudiés sont des candidats à l'opération de "water shut-off". Les outils utilisés incluaient des analyses des courbes de déclin, des historiques de production et des diagrammes WOR (Water-Oil Ratio)... Des analyses PLT approfondies, traitées avec le logiciel Emeraude, ont facilité le calcul précis des débits d'huile et d'eau, identifiant spécifiquement les zones et les perforations où l'eau pénétrait.

Une fois les points d'entrée d'eau détectés, des techniques de "water shut-off" ont été appliquées, notamment l'installation de Bridge Plugs, Straddle Packers et Patchflex pour isoler efficacement les zones problématiques. Ces interventions ont démontré une amélioration notable dans la gestion de l'eau, optimisant ainsi la production des puits concernés.

Mots clés : Champ d'Ourhoud, venues d'eau, récupération secondaire, Hall Plot, diagnostics des puits, PLT, Emeraude, water shut-off, Bridge Plug, Straddle Packer, Patchflex.

Abstract

This dissertation studies the problems associated with water influx in the Ourhoud oil field, with particular focus on its impact on the performance of producing wells. The study, conducted during a practical training course, explores techniques for detecting and blocking these water inflows.

Particular attention was paid to injector wells to understand the impact of water injection as a secondary recovery method. The analysis was reinforced by the application of the Hall Plot method, an essential analytical tool for studying how the injection process influences the migration of water towards producing wells. This method was used to detect evidence of hydraulic communication between the injector and producer wells, induced by fractures and other anomalies in the reservoir.

Diagnostics of the producing wells were carried out to ensure that the wells studied were candidates for the water shut-off operation. The tools used included analysis of decline curves, production histories and WOR (Water-Oil Ratio) diagrams, etc. In-depth PLT analyses, processed using Emeraude software, facilitated the accurate calculation of oil and water flow rates, specifically identifying the areas and perforations where water was entering.

Once the water entry points had been detected, water shut-off techniques were applied, including the installation of Bridge Plugs, Straddle Packers and Patchflex to effectively isolate the problem areas. These interventions have led to a significant improvement in water management, optimising production at the wells concerned.

Key words: Ourhoud field, water ingress, secondary recovery, Hall Plot, well diagnostics, PLT, Emeraude, water shut-off, Bridge Plug, Straddle Packer, Patchflex

المخلص

تبحث هذه الأطروحة في المشاكل المرتبطة بدخول المياه في حقل أورهود النفطي، مع التركيز بشكل خاص على تأثيرها على أداء الآبار المنتجة. تستكشف الدراسة، التي أجريت خلال دورة تدريبية عملية، تقنيات اكتشاف ومنع تدفقات المياه هذه.

وقد تم إيلاء اهتمام خاص لآبار الحقن لتقييم تأثير حقن المياه كوسيلة استخلاص ثانوية. وتم تعزيز التحليل من خلال تطبيق طريقة HALL PLOT، وهي أداة تحليلية أساسية لدراسة كيفية تأثير عملية الحقن على هجرة المياه نحو الآبار المنتجة. وقد استخدمت هذه الطريقة للكشف عن أدلة على وجود اتصال هيدروليكي بين آبار الحاقن والآبار المنتجة، الناجم عن الكسور وغيرها من الحالات الشاذة في المكمن.

تم إجراء تشخيصات للآبار المنتجة للتأكد من أن الآبار التي تمت دراستها مرشحة لعملية إغلاق المياه. وشملت الأدوات المستخدمة تحليل منحنيات الانحدار وتاريخ الإنتاج ومخططات نسبة الماء إلى الزيت (WOR) وغيرها. وقد سهلت تحليلات PLT، التي تمت معالجتها باستخدام برنامج Emeraude، الحساب الدقيق لمعدلات تدفق النفط والمياه، وتحديد المناطق والثقوب التي تدخل منها المياه.

وبمجرد الكشف عن نقاط دخول المياه، تم تطبيق تقنيات إغلاق المياه، بما في ذلك تركيب Straddle ،bridge plug Packers و Patchflex لعزل مناطق المشكلة بشكل فعال. وقد أدت هذه التدخلات إلى تحسن كبير في إدارة المياه، وتحسين الإنتاج في الآبار المعنية.

الكلمات المفتاحية: حقل أورهود، دخول المياه، الاسترداد الثانوي، hall plot، تشخيص الآبار ، PLT، Emeraude ، إغلاق المياه، سدادة الجسر ، Straddle Packers ، Patchflex

SOMMAIRE

Introduction générale

Chapitre I

I. Introduction	1
1.1 Localisation du champ d'OURHOUD	1
1.1.1 Situation géographique:	1
1.1.2 Historique de découverte	2
1.1.3 Situation géologique	4
1.1.4 Subdivision géologique du réservoir	4
1.2 Caractéristiques du réservoir	6
1.3 Procédures d'exploitation du champ	8
1.3.1 Système de production d'huile.....	8
1.3.2 Traitement de pétrole brut	8
1.3.3 Expédition du brut	9
1.3.4 Système gaz lift.....	9
1.3.5 Système d'injection de gaz.....	9
1.3.6 Water Alternating Gas (WAG).....	9
1.3.7 Récupération secondaire à Ourhoud	9
1.4 Problèmes d'exploitation	10
1.4.1 Corrosion bactérienne	10
1.4.2 Dépôts d'asphaltènes	10
1.4.3 Venues d'eau	11
1.4.3.1 Conséquences des venues d'eau	11
1.5 Conclusion.....	11
Chapitre II.....	13
Impact de l'injection	13
d'eau dans le champ d'Ourhoud	13

Introduction :	13
2.1. Choix d'eau d'injection à Ourhoud	13
2.2. Historique de production de champ ourhoud	14
2.3. utilisation de la technique de hall	17
2.4. Impact des variables du puits et du réservoir sur la pente du hall ...	17
2.5. Cas d'augmentations de pente.....	18
2.5.1. Producteur à proximité Fermé.....	18
2.5.2. Réduction de la taille des tubing	18
2.6. Tracé de Hall de la dérivée	18
2.6.1. Analyses des graphes :	19
2.6.1.1. Hall Plot.....	19
2.6.1.2. Diagramme de Hall Dérivé.....	20
2.7. Etudes des cas :	20
2.7.1. Cas 1 - Stimulation et diminution : W-1.....	20
2.7.2. Observation de hall.....	21
2.7.3. Cas 2 - Fracturation : Puits d'injection W-2	21
2.8.4. Cas 3 - Fracturation: analyse des performances du puits d'injection W-3	25
2.8.5. Cas 4 - Fracturation: analyse des performances du puits d'injection W-4	26
2.8.6. Cas 5	28
Conclusion :	30
Chapitre III :	31
Introduction :	32

3.1. Types des venues d'eau :.....	32
3.2. Rôles de l'Eau Acceptable.....	32
3.3. L'eau pas acceptable :.....	33
3.2. Sources des venues d'eau.....	33
3.2.1.1. Fuites de casing	33
3.1.1.1. Chenaux derrière le casing.....	34
3.1.2.1. Chenaux à travers la haute perméabilité :	34
3.1.2.2. Communication entre injecteur et producteur	35
3.1.2.3. Fingering (Digitation)	35
3.2. Diagnostic des puits :	36
3.2.1. Les objectifs de l'utilisation des diagnostics des puits sont :	36
3.2.2. . Diagnostic des puits pour les problèmes d'eau.....	37
3.2.2.1. Le diagramme de récupération	37
3.2.2.2. Le diagramme de l'historique de production	40
3.2.2.3. Analyse des courbes de déclin :	43
3.2.2.4. Le diagnostic des diagrammes.....	46
3.3. Analyse des loggings de production	48
3.7.2. Définition de PLT	49
3.3.1. Les mesures et les différents composants de train d'outils de PLT	49
Description du logiciel Emeraude :	52
1.1. Chargement et manipulation des données dans le logiciel :	57
- Puits 4 :	62
- Puits3 :	66
Introduction.....	68

4.1. Méthodes de water shut-off	68
4.2. Choix de méthodes	68
4.2.1. Type de complétion	68
4.3. point d'entrée	69
4.3.1. Au niveau du fond du puits:	69
Le Long de la Paroi Latérale :.....	70
4.3.2. Méthodes chimiques:	71
4.3.2.1. Injection de Gel	72
Figure 4.6 : Les différentes catégories des problèmes.....	73
2.4.3.Méthode mécanique :	73
4.3.2.2. Patchflex	73
Préparation de la Section Endommagée :	74
L'opérationwatershut-off.....	77
4.4.3.2. Stradelle packer	79
4.4.3.3. Bridge Plug.....	83
4.4.3.4 conclusion.....	87
4.5. conclusion generale	

Liste des figures

Figure 1.1 : Situation géographique du champs d'Ourhoud.....	2
Figure 1.2: Localisation du champs d'Ourhoud.....	2
Figure 1.3 : Sonatrach avec six companies étrangères.....	3
Figure 1.4 : Les partenaires de sonatrach au champs d'Ourhoud.....	4
Figure 1.5 : Les couches principales du TAGI au champs d'Ourhoud.....	5
Figure 1.7 : Gisement d'Ourhoud vue en 3D.....	8
Figure 2.1 : Les formations de l'albien et de barrénnien.....	13
Figure 2.2 : Les eaux utilisées à l'injection d'eau au champs Ourhoud.....	14
Figure 2.3 :La production cumulée d'huile et d'eau et l'injection cumulée d'eau et de gaz.....	15
Figure 2.4 :La production d'huile et l'injection d'eau dans le chams d'Ourhoud en fonction des années.....	15
Figure 2.A : La production d'huile et l'injection d'eau de 2003 à 2007.....	16
Figure 2.B :La production d'huile et l'injection d'eau de 2008 à 2012.....	16
Figure 2.C : La production d'huile et l'injection d'eau Entre 2013 et 2015.....	16
Figure 2.D : La production d'huile et l'injection d'eau Entre 2016 et 2021.....	16
Figure 2.5 : Tracé de Hall idéalisé.....	18
Figure 2.6 : Graphe de Hall et Graphe de Hall dérivé.....	19
Figure 2.7 : Diagramme de Hall W1.....	21
Figure 2.8 : Hall plot de W-2.....	22
Figure 2.9 : Courbe de déclin de puits 2.....	22
Figure 2.10 : Production performance.....	23
Figure 2.11 : Graphe de performance.....	24
Figure 2.12 : La salinité pour L'injection voisine.....	24
Figure 2.13 : Hall plot P-3.....	25
Figure 2.14 : Historique de production P-3.....	25
Figure 2.15 : L'impact de la fracture de la performance P-3.....	26
Figure 2.16 : Hall plot P-4.....	26
Figure 2.17 : Historique de production P-4.....	27
Figure 2.18 : Hall plot P-5.....	28
Figure 2.19 : Historique de production P-5.....	29

Figure 3.1 : Balyage des hydrocarbures par injection d'eau.....	32
Figure 3.2 : Fuite dans tubage.....	34
Figure 3.3 : Chenaux derrière le casing.....	34
Figure 3.5 : Chenaux à travers la haute perméabilité.....	35
Figure 3.6 : Communication entre injecteur et producteur.....	35
Figure 3.7 : Fingering.....	36
Figure 3.8 : Diagramme de récupération.....	37
Figure 3.9 : Courbe de récupération de 204.....	38
Figure 3.10 : Courbe de récupération de 80.....	39
Figure 3.11 : Courbe de récupération de 853.....	39
Figure 3.12 : Courbe de récupération du puits 761.....	40
Figure 3.13 : Diagramme de l'historique de production.....	40
Figure 3.14 : Courbe de l'historique de production 204.....	41
Figure 3.15 : Courbe de l'historique de production du puits 80.....	42
Figure 3.16 : Courbe de l'historique de production de 853.....	43
Figure 3.17 : Courbe de l'historique de production de 761.....	43
Figure 3.18 : Courbes de déclin.....	43
Figure 3.19 : Courbe de déclin du puits 204.....	44
Figure 3.20 : Courbe de déclin de 80.....	44
Figure 3.21 : Courbe du déclin de 853.....	45
Figure 3.22 : Courbe du déclin de 761.....	45
Figure 3.23 : Multilayer chaneling.....	46
Figure 3.24 : Percée par une couche de bonne perméabilité.....	46
Figure 3.25 : Coning.....	46
Figure 3.26 : Courbe de diagnostic du puits 204.....	47
Figure 3.27 : Courbe de diagnostic du puits 80.....	47
Figure 3.28 : Courbe de diagnostic du puits 853.....	48
Figure 3.29 : Courbe de diagnostic du puits 761.....	48
Figure 3.30 : Ensemble des outils utilisés pour effectuer les enregistrements.....	49
Figure 3.31 : Le spinner.....	50
Figure 3.32 : diagramme reponse de spinner.....	50
Figure 3.33 : diagramme log de temperature.....	52
Figure 3.34 : L'interface du logiciel Emeraude.....	53
Figure 3.35 : Opération de PLT sur un chantier avec unite wireline.....	54

Figure 3.36 : Unité wireline.....	55
Figure 3.37 : Schéma des outils de PLT.....	56
Figure 3.38 : PLT réel.....	56
Figure 3.39 : Tableau de la contribution pour chaque zone.....	56
Figure 3.40 : Les données d'un PLT.....	57
Figure 3.41 : Organisation des différents logs dans le logiciel.....	57
Figure 3.42 : Exemple d'un profile de production.....	58
Figure 3.43 : PLT du puits 1.....	60
Figure 3.44 : PLT du puits de 3480 à 3491m.....	61
Figure 3.45 : PLT du puits de 3469 à 3472m.....	61
Figure 3.46 : PLT du puits de 3430 à 3438m.....	62
Figure 3.47 : PLT du puits de 3422 à 3426m.....	62
Figure 3.48 : PLT du puits 4.....	63
Figure 3.49 : PLT du puits de 3437 à 3359m.....	64
Figure 3.50 : PLT du puits de 3317 à 3320m.....	64
Figure 3.51 : PLT du puits de 3406 à 3308m.....	64
Figure 4.1 : Utilisation d'un bouchon de ciment pour arrêter la production d'eau du fond.....	69
Figure 4.2 : L'injection de gélifiant.....	70
Figure 4.3 : Fuites dans le tubage packer.....	71
Figure 4.4 : Double injection avec coiled tubing.....	71
Figure 4.5 : Application du gel rigide en utilisant le coiled tubing.....	72
Figure 4.6 : Les différentes catégories des problèmes.....	73
Figure 4.7 : Salteexpandable patch.....	73
Figure 4.8 : Etapes d'application du patchflex.....	74
Figure 4.9 : Historique des profiles de production à partir de 2008 jusqu'à 2014.....	75
Figure 4.10 : PLT de puits 01 à partir du 19/10/2007 jusqu'à 27/11/2013.....	76
Figure 4.11 : MPLT du puits 58 (injecteur).....	76
Figure 4.12 : MPLT du puits 01.....	77
Figure 4.13 : L'impact de l'opération de water shut off sur la production du puits 01.....	78
Figure 4.14 : Stradelle packer.....	79
Figure 4.15 : Les composants de stradelle packer.....	79
Figure 4.16 : Data PLT de puits 02 TAGI 'U' 'M' 'L'.....	80
Figure 4.17 : Profil de production puits 02.....	81
Figure 4.18 : Straddle packer in the hole.....	82

Figure 4.19 : Bridge plug.....	83
Figure 4.20 : Data PLT de puits 03 TAGI 'U' 'M' 'L'	84
Figure 4.21 : Profil de production puits 03.....	84

Liste des abréviations

BHA: bottom hole assembly
B.O.P: blow out preventer
CCL: Casing Collar Locator
CT: Coiled Tubing
G.L: gaz lift
GLOV: gaz lift orifice valve
GOR: gaz oil ration
GR: gamma ray
ID: inside diameter
IPR: Inflow Performance Relationship
MES: métier en suspension
MPLT: Memory production logging tool
mRT: la profondeur à partir de la table de rotation.
OD: outside diameter
P ancre : la pression d'ancrage.
PI: Productivity index
PMIT: log de corrosion
POOH: pull out of hole
PROSPER: Production and Systems Performance
PVT: pression volume temperature
SES -Patch: Saltel Expandable Steel patch.
VLP: vertical lift performance (Outflow Performance)
W.C: water cut
WOR: Water oil Ratio
WSO: water shut-off

Liste des tableaux

Tableau 3.1 : Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 1	59
Tableau 3.2: Participation des différents niveaux pour les fluides dans la production de PUIT 1.....	60
Tableau 3.3: Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 4	63
Tableau 3.4: Participation des différents niveaux pour les fluides dans la production de PUIITS 4	63
Tableau 3.5 : Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 2.....	65
Tableau 3.6: Participation des divers niveaux dans la production des fluides de PUIITS 2....	65
Tableau 3.7: Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 3.....	66
Tableau 3.8: Participation des divers niveaux dans la production des fluides de PUIITS3.....	66
Tableau 4.1 : Méthodes de water shut-off	68
Tableau 4.2 : Resultat d'analyse chimique du puits 01.....	77
Tableau 4.3 : Résultats des tests opération 1	78
Tableau 4.4 : Résultats de trois puits obtenus avant et après l'isolation	86

Introduction générale

Les venues d'eau représentent un concurrent associé à la production de pétrole, actuellement et à l'échelle mondiale, la production d'eau est d'environ 210 millions barils accompagnant 75 million barils de pétrole, une moyenne de trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole. Au cours de la vie de la plus part des puits, le pourcentage d'eau dans le fluide produit ne cesse d'augmenter, cette production d'eau représente un problème d'ordre technique, économique et environnemental lors de l'exploitation des gisements pétroliers. Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité, des problèmes induits tels que la corrosion des tubing ou les dépôts sont souvent rencontrés. Il en résulte une fermeture prématurée de ces puits du fait d'une production devenue non économique, et d'une augmentation des coûts opérationnels liés à la nécessité de traiter, séparer, transporter et stocker des grandes quantités d'eau.

Dans le champ d'Ourhoud, ce problème est encore plus marqué, la majorité de puits ont un WC élevé ce qui augmente les coûts opérationnels en nécessitant des traitements supplémentaires pour séparer l'eau du pétrole. De plus, la capacité de traitement d'eau de l'usine à Ourhoud est mise à rude épreuve, entraînant des inefficacités et des arrêts fréquents pour la maintenance.

L'objectif principal de ce mémoire est d'étudier l'injection d'eau et son impact sur la production et détecter les points d'entrées des venues d'eau dans les puits producteurs du champ d'ourhoud. Il s'agit de comprendre les mécanismes par lesquels l'eau pénètre dans ces puits et de démontrer que les puits injecteurs sont la source principale de cette eau indésirable, contrairement à l'aquifère naturel du champ qui ne pose pas de problème significatif. En identifiant ces mécanismes, nous visons à formuler des stratégies de gestion efficaces pour minimiser l'impact des venues d'eau.

Pour atteindre ces objectifs, diverses méthodologies techniques ont été mises en œuvre :

1. Étude de l'injection d'eau : Application de la méthode Hall Plot pour évaluer l'efficacité et l'impact des opérations d'injection sur les puits producteurs.
2. Analyse des données de production : Utilisation des courbes WOR, des historiques de production et des diagrammes de récupération pour identifier les puits présentant des anomalies de production d'eau.
3. Emploi des techniques de (PLT) et utilisation du logiciel Emeraude pour analyser les profils de débit et identifier les points d'entrée de l'eau.
4. Remèdes des venues d'eau : méthodes mécaniques et chimiques pour le water shut-off, adaptées aux caractéristiques des puits étudiés.

Le mémoire est structuré en quatre chapitres principaux :

Chapitre 1 : Introduction au champ de Dourhud, incluant sa localisation, son historique, sa géologie et ses procédures d'exploitation.

Chapitre 2 : Discussion sur l'injection d'eau, incluant l'utilisation de la technique du Hall Plot pour analyser les données de production.

Chapitre 3 : Diagnostic des puits et utilisation du logiciel Emeraude pour analyser les loggings de production.

Chapitre 4 : Solutions mécaniques et chimiques pour les venues d'eau, avec des études de cas pour illustrer leur application pratique.

Les analyses réalisées ont permis de confirmer que les venues d'eau dans les puits producteurs d'Ourhoud sont principalement dues à la communication avec les puits injecteurs. Cette découverte est importante pour trouver les bonnes techniques de remédiation et améliorer les opérations de récupération par injection dans le champ pétrolier. Les solutions proposées, comprenant des techniques de WSO mécaniques et chimiques, offrent des approches pour bloquer les venues d'eau et optimiser la performance des puits.

Chapitre I

Généralités

Sur le champ d'OURHOUD

I. Introduction

Après la découverte d'un gisement pétrolier et la mise en exploitation, certains problèmes non connus apparaîtront au fur et à mesure de la mise en production des puits qui vont certainement influencer d'une façon négative sur le rendement du gisement, donc il faut connaître les causes de ces problèmes et définir les remèdes adéquates.

Parmi ces contraintes, on peut citer :

- Les venues d'eau, percées de gaz.
- Les dépôts de sel, asphaltes, sulfates de calcium/baryum, dans le fond des puits, des tubings .
- Dépôts de sédiments et venues de sable qui s'entassent au fond et créent la baisse des niveaux des horizons producteurs, ainsi que la détérioration des équipements des puits.

La rentabilité de l'investissement que constitue un puits est liée à la longévité du puits et à l'importance de la production qu'on retirera de ce puits. Cette longévité et cette importance de la production sont certes en fonction des caractéristiques initiales du gisement, mais elle dépendant aussi du maintien du puits en bon ordre, en bon état et de la bonne adaptation de la complétion aux conditions variable qui règnent dans le gisement au niveau du puits en question.

Par interventions sur les puits. Il faut entendre l'ensemble des dispositions applicables aux puits eux-mêmes et ayant pour objet d'une part la connaissance de l'évolution de l'état des puits ou du gisement et d'autre part le maintien ou l'adaptation des puits pour rester dans des conditions d'utilisation aussi parfaites possible.

En outre, par puits eux-mêmes, il faut entendre la liaison couche trou et ses abords immédiats et tout ce qui se trouve dans le puits y compris la tête de puits.

Par ailleurs, il ne faut pas oublier que les interventions nécessaires tout au long de la vie du champ, afin de conserver les puits opérationnels et rentables au maximum, sont largement influencées par le choix plus ou moins judicieux du dispositif de complétion adopté.

1.1 Localisation du champ d'OURHOUD

1.1.1 Situation géographique:

Le champ de pétrole Ourhoud (autrefois appelé Qoubba), est situé au sud du champ d'Anadarko à Hassi Berkine, à 320km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et à 1300km au Sud-est d'Alger, voir (Figure 1.1).

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

Le champ d'Ourhoud est délimité par les coordonnées UTM suivantes :

X = 405 248 à 426 628 Longitude Est.

Y = 3 376 147 à 3 403 776 Latitude Nord.

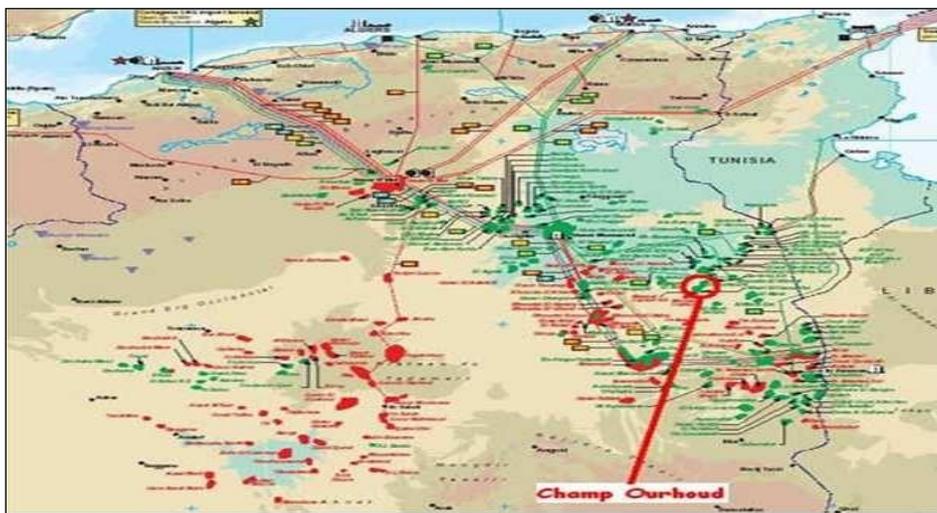


Figure 1.1: Situation géographique du champ d'OURHOUD.

1.1.2 Historique de découverte

Les premières explorations en matière d'hydrocarbures en Algérie remontent à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chélif. Cependant c'est en 1948 que la découverte à caractère commerciale, et la première fois à Oued Guétrini, à 150Km au Sud d'Alger, voir (Figure 1.2).

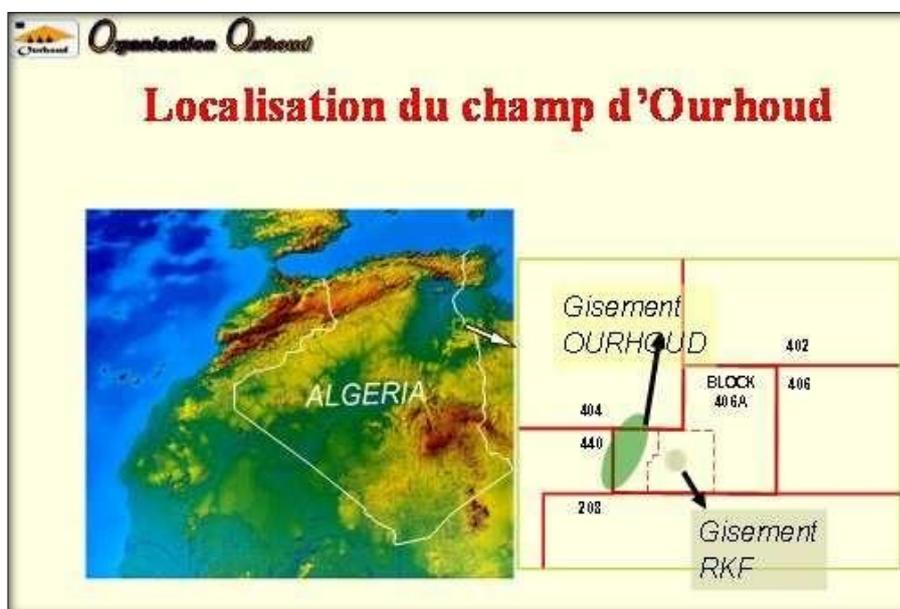


Figure 1.2: localisation du champ d'ourhoud

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

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

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

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

Sonatrach est associée avec six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevauche trois blocs ; voir (Figure 1.3 et 1.4).

- 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 1.3 : Sonatrach avec six compagnies étrangères.

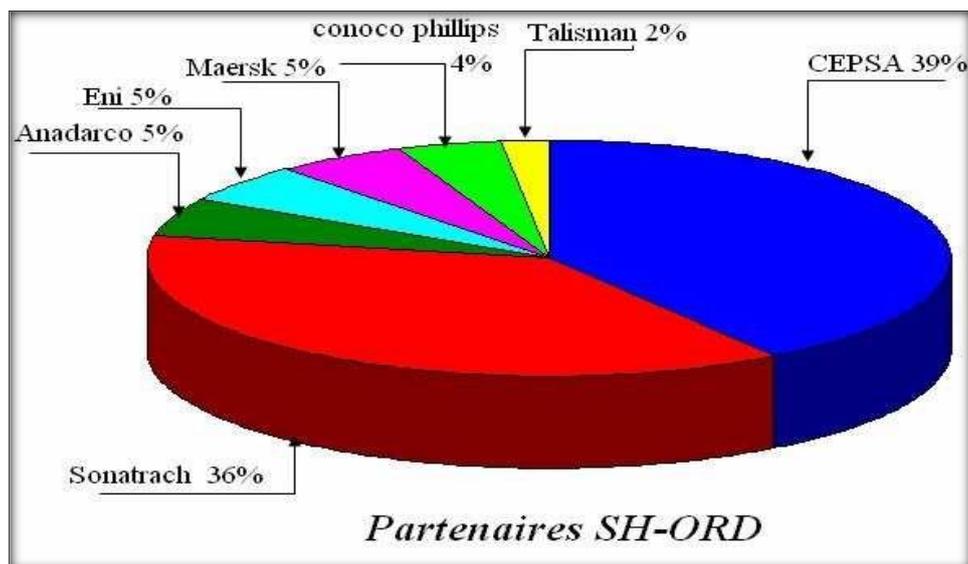


Figure 1.4: les partenaires de sonatrach au champ d'ourhoud

1.1.3 Situation géologique

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin 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.

1.1.4 Subdivision 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 Fulvio-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 diagrapie densité >10% et un cut-off en rayons gamma de 90°API, varie de 17 à 59m parmi les puits existants.

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.

1.1.4.3 Le TAGI moyen (Middle TAGI)

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

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

1.1.4.4 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.

1.2 Caractéristiques du réservoir

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 la genèse des couches. La superficie de réservoir est de 140Km^2 , avec une profondeur moyenne de 3180m. Données Caractéristiques du Reservoir:

- Temperature de reservoir: 102°C.
- Pression de reservoir: 348 bars.
- Porosité moyenne : 16 %.
- Perméabilité Moyenne: 200 md.

- Degré API : 42,5.
- GOR : $64 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Gradient de pression : 1,02 psi/m.

- **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 : $64 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Densité d'huile de stockage : $0,813 \text{ g}/\text{cm}^3$.
- Viscosité d'huile : 0.68 Cp.
- compressibilité : $7,14 \times 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}$.

- **Eau**

- Compressibilité : $4,3 \times 10^{-8} \text{ Psi}^{-1}$.
- Viscosité : 2,75 Cp à 25°C.
- Salinité moyenne : 352,925 g/l.
- Densité : 1,224 Kg/l à 20°C.
- Résistivité : $5,94 \text{ Ohm}/\text{Cm}^2/\text{m}$ à 20°C.
- PH : 4,5.

- **Gaz**

- Compressibilité : $1,16 \times 10^{-4} \text{ Psi}^{-1}$.

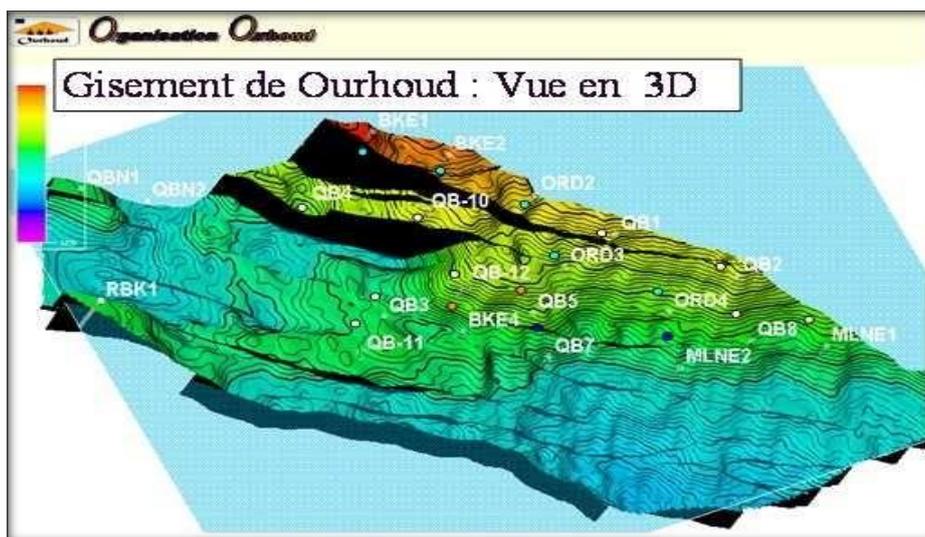


Figure 1.7 : Gisement d'Ourhoud Vue en 3D

1.3 Procédures d'exploitation du champ

1.3.1 Système de production d'huile

Le système comprend une collecte de 7 satellites ayant chacun :

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

1.3.2 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 électro statique.
- 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.

1.3.3 Expédition du brut

A partir des bacs de stockage, le brut est repris par un système de pompage

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

1.3.4 Système gaz lift

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

1.3.5 Système d'injection de gaz

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

1.3.6 Water Alternating Gas (WAG)

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

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

Le processus de WAG consiste à l'injection alternative d'eau et de gaz soit six mois pour chacun. QB-16 était choisi comme le premier candidat et actuellement ce system est en cour d'exécution pour d'autres puits.

1.3.7 Récupération secondaire à Ourhoud

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

Les résultats des tests d'interférence indiquent que l'aquifère est faiblement connecté à la zone à huile dans la direction Est-Ouest car l'existence des failles 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.

1.4 Problèmes d'exploitation

Après la mise en production du champ d'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).

de réalisation des objectifs d'injection par suite d'une chute de production d'eau.

1.4.1 Corrosion bactérienne

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

- Présence de la BSR (Bactérie Sulfate-Réductrice).
- Présence du sulfate à des concentrations élevées.
- PH neutre de 7 à 8.
- Teneur en NaCl entre 10 et 11 g/l.
- Parfois pénétration d'oxygène lors des travaux de maintenance.
- Température accélérée la cinétique réactionnelle du processus de corrosion.

1.4.2 Dépôts d'asphaltènes

Les asphaltènes sont des composés constitués de carbone, hydrogène, oxygène, azote. Depuis la mise en production du champ d'Ourhoud, les dépôts d'asphaltènes ont posés un problème délicat de production. Bien que le mécanisme de précipitation des asphaltènes ne soit pas bien précisé. Les dépôts prélevés à Ourhoud contenaient 30% d'asphaltènes.

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

1.4.3 Venues d'eau

La production d'eau est l'un des problèmes produisant un souci critique dans le champ d'ourhoud. Plusieurs puits sont liés à un à un mode de récupération secondaire par injection d'eau, ces puits caractérisés par une récupération d'huile élevée due à l'énergie artificiellement par l'injection d'eau, mais les venues d'eau élevée associées à la production peuvent créer des problèmes majeurs liés à la production des hydrocarbures au niveau des puits.

1.4.3.1 Conséquences des venues d'eau

❖ Les dépôts

Le sel dissous dans l'eau produite va se cristalliser et se déposer pour former des dépôts lors de la remonter de l'effluent dans le tubing et ce suite à la chute de pression et de température qui entraînent une diminution de la solubilité de sel dans l'eau. Les différents dépôts peuvent réduire la section d'écoulement jusqu'à boucher complètement la colonne de production, ainsi que les installations de puits et de collecte. Par la suite, les dépôts peuvent causer une chute importante de la production des puits. [1]

❖ La corrosion

L'eau produite est généralement très salée, elle peut être l'origine d'aggravation du phénomène de corrosion des équipements tubulaires.

❖ Les émulsions

Dans le puits et le collecte, la production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent l'origine des associations d'une nature physique telles que les émulsions entre l'eau et l'huile. Une émulsion visqueuse est susceptible de réduire d'une façon significative la productivité des puits, sa destruction par injection d'un surfactant adéquat nécessite un contact intime entre ce dernier et les gouttes d'émulsion afin de réduire la tension inter-faciale. [1]

1.5 Conclusion

Lorsque l'injection d'eau est mise en œuvre, il est essentiel de surveiller la capacité d'injection des puits d'injection dans l'ensemble du champ. En effet, tout changement d'injectivité dans les puits d'injection peut avoir un effet sur la pression du réservoir et l'efficacité du balayage, et donc sur le taux de production de pétrole. Une perte d'injectivité peut également entraîner la nécessité d'augmenter la capacité de pompage, d'accroître les opérations de reconditionnement, voire de forer des puits d'injection supplémentaires. La viabilité économique d'une exploitation peut donc dépendre fortement de l'injectivité.

Une surveillance efficace de l'injectivité peut donner une indication précoce de toute perte d'injectivité qui se produit et une indication de la source du problème. Dans de nombreux cas,

cela peut permettre d'apporter de simples modifications à la stratégie d'injection avant que des dommages graves ne se produisent.

L'une des difficultés de l'analyse des performances des puits d'injection est la variation de la pression et du taux d'injection dans le temps. La méthode du diagramme de Hall peut être utilisée pour éliminer les complications dues à ces variations.

Chapitre II

Impact de l'injection

d'eau dans le champ d'Ourhoud

Introduction :

Lorsque les champs pétroliers atteignent une phase avancée de production, l'épuisement progressif de l'énergie naturelle entraîne une diminution de la production. Pour remédier à cette baisse et maintenir une production optimale, il devient impératif d'utiliser des méthodes de récupération assistée.

Dans le cas d'Ourhoud, l'injection d'eau est utilisée en tant qu'une méthode de récupération Afin d'optimiser la production d'hydrocarbures en favorisant une augmentation significative de la pression dans le réservoir. Cette technique permet non seulement de maintenir la pression du réservoir, mais aussi d'entraîner le pétrole résiduel vers les puits producteurs, En améliorant ainsi les taux de récupération globaux.

2.1. Choix d'eau d'injection à Ourhoud :

Les études effectuées par les ingénieurs de l'organisation Ourhoud sur le choix de l'eau à injecté sont très importantes pour garantir le succès et l'efficacité de l'injection d'eau.

Ils ont conclu que :

- 1- Les formations de l'albien et de barrémien s'avèrent être les meilleur sources d'eau d'injection.

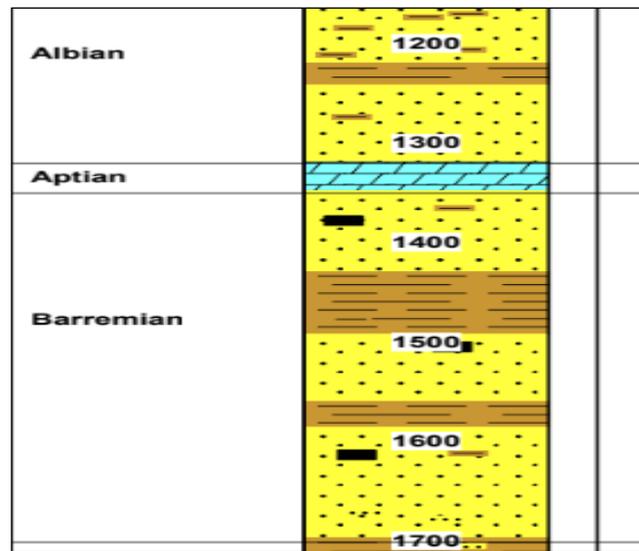


Figure 2.1 : Les formations de l'albien et de barrémien

- 2 - L'évaluation géologique et géophysique indique que les aquifères de l'albien et du barrémien sont régionalement étendus, et que le soutirage anticipé pourra facilement être obtenu considérant une quantité d'eau importante en place.
- 3 - Les résultats des essais en laboratoire, confirmés par les modèles de précipitation théoriques, indiquent que les eaux de l'albien et du Barrémien et du TAGI sont mutuellement compatibles, en surfaces et dans les conditions du réservoir.

4 - Des données des aquifères, seront nécessaires pour optimiser la stratégie de complétion, la géométrie de puits, l'espacement entre les puits et le nombre de puits d'eau nécessaires.

5 - Une complétion multiple des formations de l'Albien et de Barrémien permettra de maximiser la productivité et de minimiser tout impact sur un même aquifère et le nombre de puits d'eau nécessaires.

Donc, les formations de l'Albien et Barrémien s'avèrent être les meilleures sources d'eau d'injection pour le programme de récupération assistée sur le gisement d'Ourhoud, avec l'eau de séparation (l'eau de TAGI).

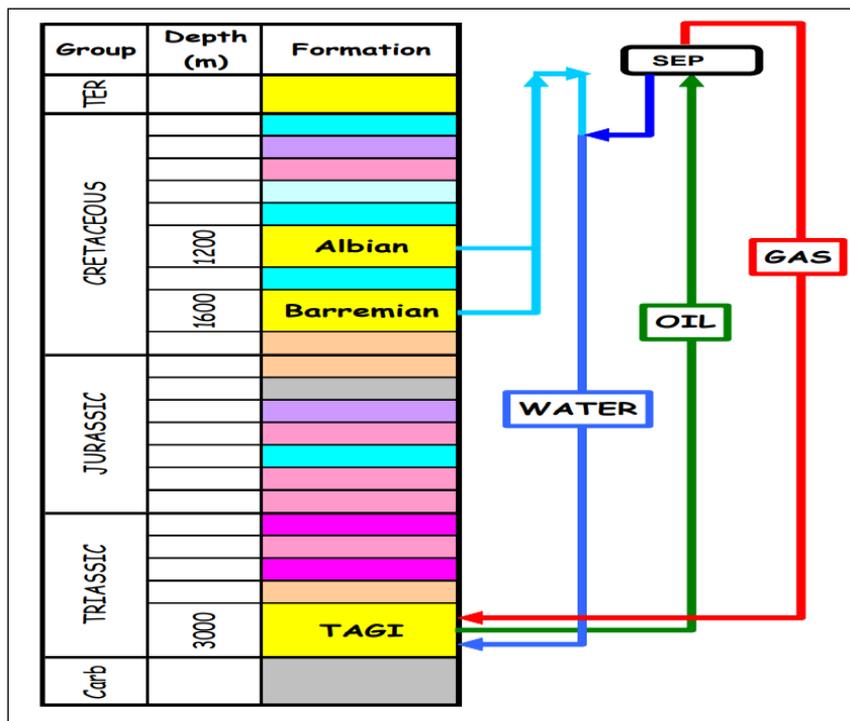


Figure 2.2 : les eaux utilisées à l'injection d'eau au champ Ourhoud

2.2. Historique de production DE CHAMP OURHOUD:

Au début le rythme de production a été lent afin de pouvoir tester les équipements et les installations de surface, ainsi de CPF (La Central Processing Facility).

En janvier 2003 la production a atteint 230 000 barils par jour. Il est possible de maintenir ce plateau pendant une période de 10 ans et de le combiner à la production de champs satellites tels que Hassi Berkin, ce qui permettra de faire passer la production à 1,5 million de barils /jours.

Il a été procédé à des injections d'eau et de gaz pour maintenir la pression du réservoir, qui ont commencé respectivement le 25 janvier 2003 et le 20 février 2003. Les résultats des tests d'interférence révèlent une faible connexion de l'aquifère à la zone d'huile dans la direction Est-ouest, car il y a des failles orientées Nord-Est/Sud-Ouest et l'injection périphérique dans l'aquifère ne peut pas être utilisée comme support.

La progression du front d'eau entraîne la présence d'eau dans les puits producteurs, en particulier dans le niveau « Lower », à partir de mars 2004, avec une augmentation progressive jusqu'à atteindre un seuil allant jusqu'à 80% des quelques puits mentionnés, tels que les puits 36, BKE2,...

La production cumulée d'huile et d'eau et l'injection cumulée d'eau et de gaz à Ourhoud sont illustrées a la figure 1

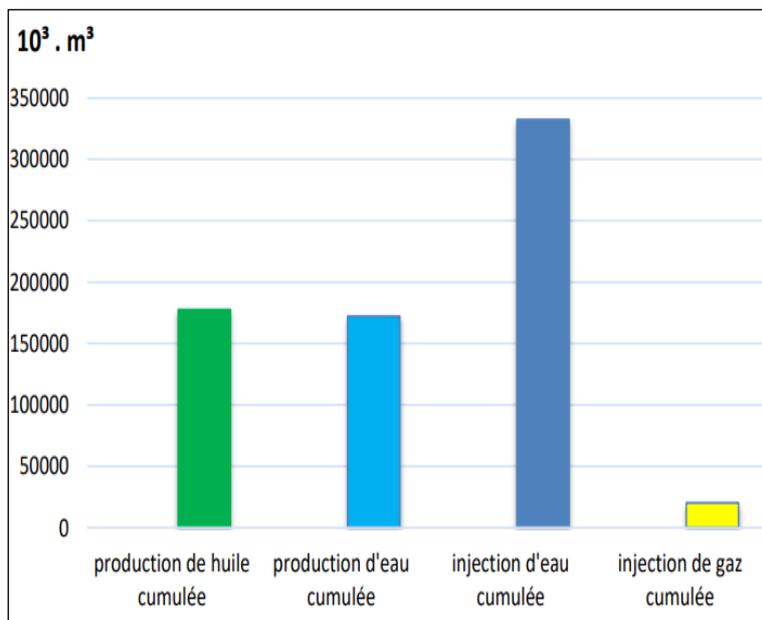


Figure 2.3 : La production cumulée d'huile et d'eau et l'injection cumulée d'eau et de gaz à Ourhoud

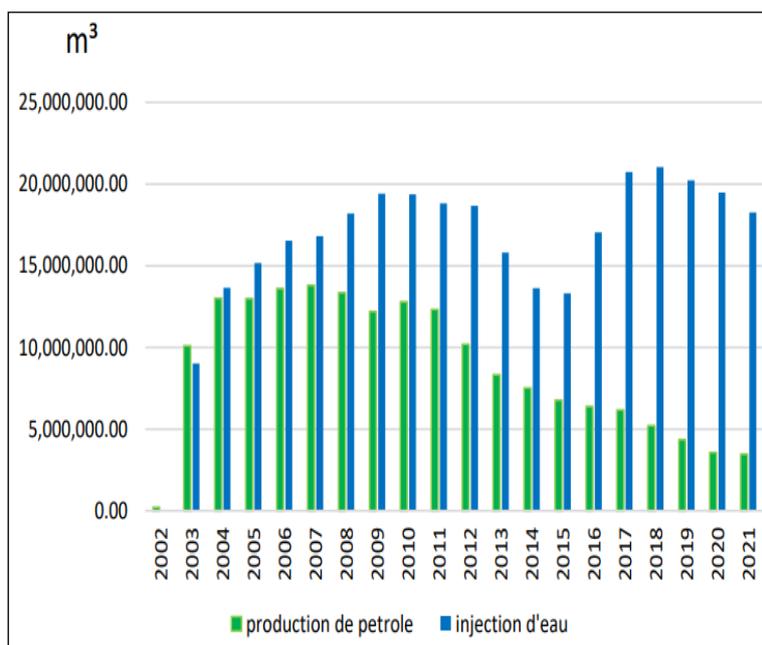
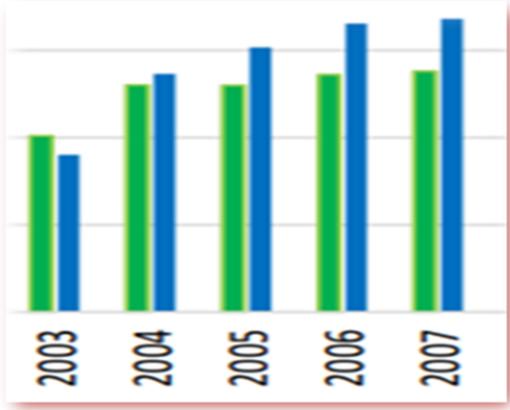
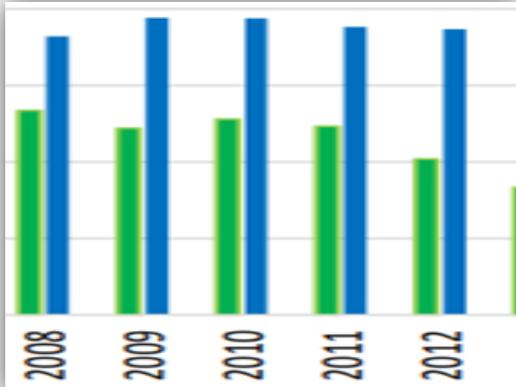
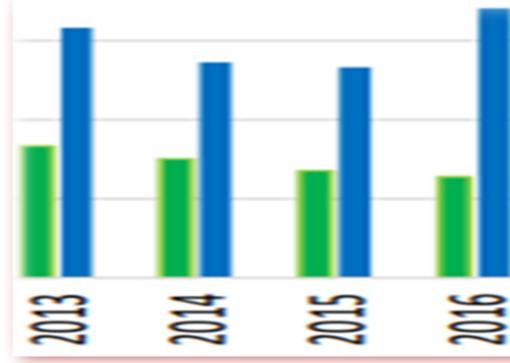
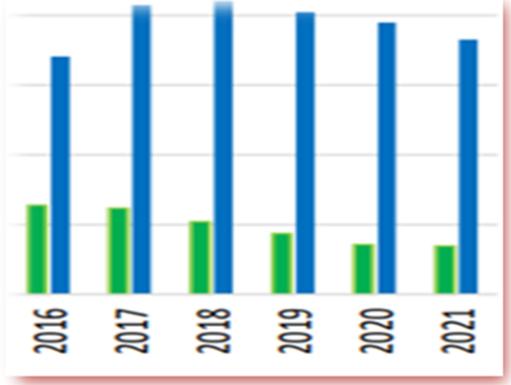


Figure 2.4 : La production d'huile et l'injection d'eau dans le champ d'Ourhoud en fonction des années

L'évolution de la production d'huile et du volume d'eau injecté chaque année est illustrée dans la figure 2

Au début (08/11/2002), la production pétrolière a commencé avec un nombre de puits.

	
<ul style="list-style-type: none"> • De 2003 à 2007 : <p>On observe une corrélation proportionnelle entre l'injection d'eau et la production d'huile, soit la production atteint (13 797 968 m³) et l'injection (16 802 524 m³), ce qui démontre l'impact de l'injection d'eau sur la récupération de matières premières.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • De 2008 à 2012 : <p>Une augmentation de l'injection et une diminution continue de la production en raison de l'apparition de percé d'eau dans les puits producteurs causé par l'avancement des fronts d'eau.</p>
	
<ul style="list-style-type: none"> • Entre 2013 et 2015 : <p>On remarque une baisse de la production qui se traduit par une baisse de l'eau injectée, en raison des quelques difficultés liées à l'injection d'eau.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Entre 2016 et 2021 : <p>On constate une baisse de production malgré une augmentation importante du volume d'eau injectée, ce qui démontre que ce type de récupération n'est plus aussi efficace qu'au départ.</p>

La performance des puits injecteurs est donc un facteur clé dans la stratégie de gestion du réservoir du champ OURHOUD, cette étude vise à analyser la performance des injecteurs eau dans le champ et à évaluer l'évolution de leur injectivité dans le temps.

Bien que le suivi des performances des développements de balayage d'eau puisse être confronté à des défis significatifs, au fil du temps, les variations de pression à la tête de puits et les débits ont été reconnues comme les paramètres les plus complexes dans l'évaluation de la performance des puits d'injection.

Pour surmonter ces complications, (notamment le problème des venues d'eau), Hall, dans son article en 1963, a proposé une technique d'analyse de la performance des puits d'injection qui suppose une série de conditions en régime permanent.

Le graphique de Hall est un tracé entre le volume cumulé d'eau injectée et la pression de réduction cumulative, mesurée en jours. Cette méthode est très efficace et simple, car seules les données de pression de tête de puits et de débit d'injection sont nécessaires. Ce graphique permet d'identifier les problèmes éventuels dans l'injecteur. Une pente croissante indique une détérioration de l'injectivité, tandis qu'une pente décroissante suggère une fracturation ou une stimulation du réservoir.

2.3. UTILISATION DE LA TECHNIQUE DU HALL

1. Outil de surveillance des performances des puits et des réservoirs :

a. Détection des injecteurs à faible rendement.

b. Identification des problèmes liés au système d'injection, notamment la compatibilité de l'eau d'injection avec le réservoir et l'efficacité du système.

2. Évaluation de l'efficacité du traitement de stimulation.

3. Comparaison des différentes méthodes de stimulation :

Évaluation comparative des traitements acide, fracturation hydraulique et utilisation de solvants pour déterminer leur efficacité respective.

4. Indication du régime d'injection d'eau :

Identification des fractures induites, suivi de leur propagation et évaluation de leur fermeture pour optimiser le processus d'injection d'eau.

2.4. Impact des variables du puits et du réservoir sur la pente du hall

Le principal avantage du diagramme de Hall ne réside pas dans la ligne droite, mais des changements dans la pente de la ligne. Ces changements de pente sont causés par des changements dans les données relatives aux puits ou aux réservoirs. La représentation

idéalisée du tracé de Hall ci-dessous nous montre les interprétations possibles qui pourraient être conclus lors des changements dans la pente du diagramme de Hall.

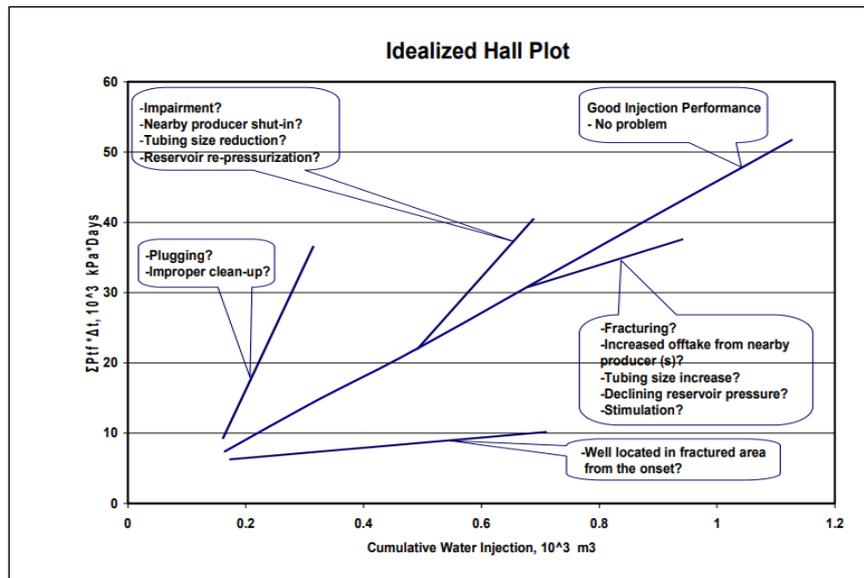


Fig 2.5 : Tracé de Hall idéalisé

2.5. Cas d'augmentations de pente

2.5.1. Producteur à proximité Fermé

Lorsqu'un puits de production fermé ou à un débit faible, est en communication directe avec un puits injecteur, le puits ne pompe plus de fluide ou pompe moins, la pression dans la formation autour de ce puits commence à augmenter. Cette augmentation de pression se propage dans la zone influencée par le puits de production et le puits injecteur. Cela entraîne une réduction de ΔP (la différence de pression), il n'attire plus d'eau de l'injecteur comme avant. En conséquence, l'eau injectée dans le réservoir n'est plus aussi facilement déplacée vers le puits de production. L'augmentation de la pression dans la formation réduit la capacité du système à accepter de nouvelles injections. Par conséquent, le taux d'injection d'eau à la surface diminue.

2.5.2. Réduction de la taille des tubing

Il y a une augmentation des pertes de pression par friction dans le tubing à la suite de la réduction de la taille du tubing dans le puits injecteur. Par conséquent, pour une même pression d'injection en surface, le débit d'injection diminue et la pente du diagramme de Hall s'incline vers l'axe des pressions. Il est parfois difficile de voir les changements subtils de la pente du diagramme de Hall, c'est pourquoi nous pouvons ajouter sa dérivée. En utilisant la dérivée, il est plus clair et plus facile de voir les changements subtils de la pente.

2.6. Tracé de Hall de la dérivée

Le diagramme de Hall dérivé (volume cumulé d'eau injectée (en m^3), en fonction de la

dérivée de $\Sigma P \Delta t$ par rapport au volume ($d(\Sigma P \Delta t)/dV$), en bar-jours/m³) est une reformulation du diagramme de Hall développée par **Izgec et Kabir(2009)** qui utilise une expression dérivée analytique plus discriminante pour fournir des indices diagnostiques car elle est plus réactive aux changements d'injectivité que le diagramme de Hall.

Il a été constaté que le diagramme de Hall dérivé donnait des indications intéressantes sur les changements d'injectivité, mis en évidence par les écarts par rapport au diagramme de Hall, lorsque les deux méthodes sont utilisées conjointement. Dans la pratique, il s'est avéré difficile d'établir l'indice d'injectivité à partir du diagramme de Hall dérivé et il a été utilisé principalement comme outil de diagnostic dans cette étude pour identifier les changements d'injectivité tandis que d'autres méthodes déterministe sont été utilisées pour calculer l'injectivité.

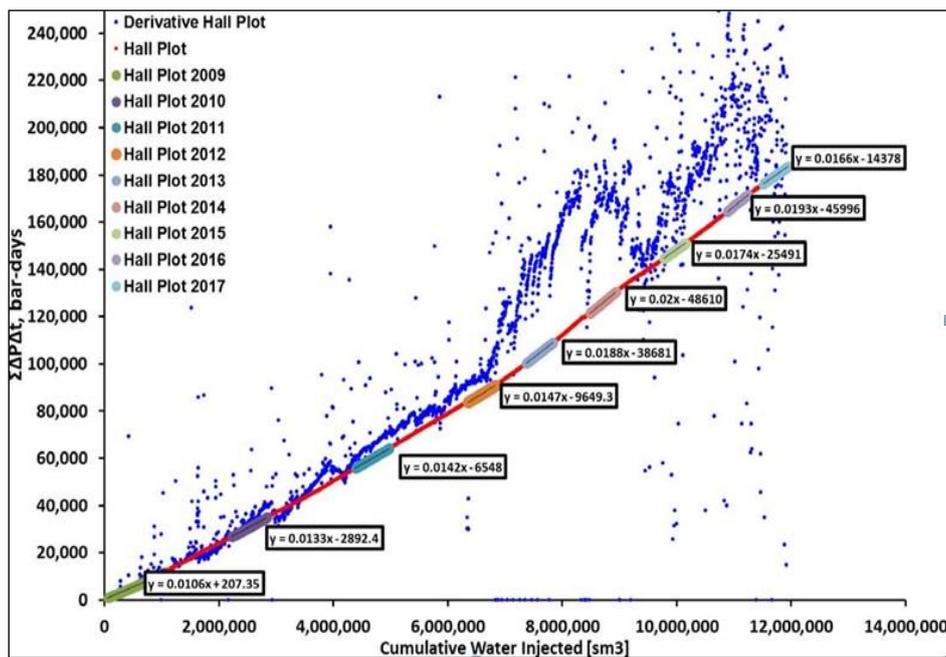


Fig 2.6 : Graphe de Hall et Graphe de Hall dérivé

2.6.1. Analyses des graphes :

2.6.1.1. Hall Plot

Les différentes pentes sur le graphique correspondent aux années (2009 à 2017), indiquant les variations dans l'injectivité au fil du temps.

Les pentes varient d'une année à l'autre, ce qui indique des changements dans l'injectivité. Par exemple, de 2009 à 2010, la pente est relativement douce (0.0106x), indiquant une injectivité stable.

À partir de 2012, elles deviennent plus raides (0.0147x en 2012 à 0.02x en 2014), suggérant une augmentation de l'injectivité, probablement en raison de la fracturation ou de la stimulation.

Une phase d'injectivité stable dans certaines périodes (ex. 2013 à 2014).

2.6.1.2. Diagramme de Hall Dérivé

On remarque que le diagramme dérivé met en évidence les variations instantanées de l'injectivité de manière plus claire et plus rapide que le Hall plot traditionnel.

Par exemple, une augmentation soudaine de la dérivée indiquerait une augmentation rapide de la pression injectée pour un petit volume d'eau injectée, ce qui peut suggérer un colmatage ou une autre forme de dommage à la formation.

Une détection des problèmes tels que des fractures ouvertes ou des fermetures de fractures beaucoup plus rapidement.

- **Période 2011-2013 :**

Des variations plus fines, permettant de détecter des fluctuations qui ne sont pas immédiatement visibles sur le Hall plot.

- **Période 2014-2015 :**

La dérivée montrerait des pics plus distincts, soulignant les moments exacts où les changements d'injectivité se produisent, fournissant des points de données critiques pour des interventions précises.

On combinant les deux types de graphiques, vous obtenez une compréhension plus complète de la dynamique du réservoir. Le Hall plot donne une vue d'ensemble des tendances à long terme et des variations annuelles, tandis que le diagramme de Hall dérivé fournit des informations instantanées et détaillées.

Les graphes de WOR (Water-Oil Ratio) et WOR' (dérivé de WOR par rapport au temps) ne sont pas directement dérivés des Hall plots ou des Hall plots dérivés, mais ils sont des outils complémentaires utilisés pour analyser la performance des puits de production et pour comprendre les dynamiques de réservoir. Cependant, il est possible de les utiliser ensemble pour une analyse plus complète. (Les graphes de wor et wor' sont représenté dans le chapitre suivant)

2.7. Etudes des cas :

2.7.1. Cas 1 - Stimulation et diminution : W-1

Le puits W-1 a subi une opération de stimulation pour améliorer son efficacité d'injection .Après cette opération, les performances du puits ont été surveillées à l'aide d'un

Hall plot, qui montre la relation entre la pression cumulée injectée et le volume cumulé injecté.

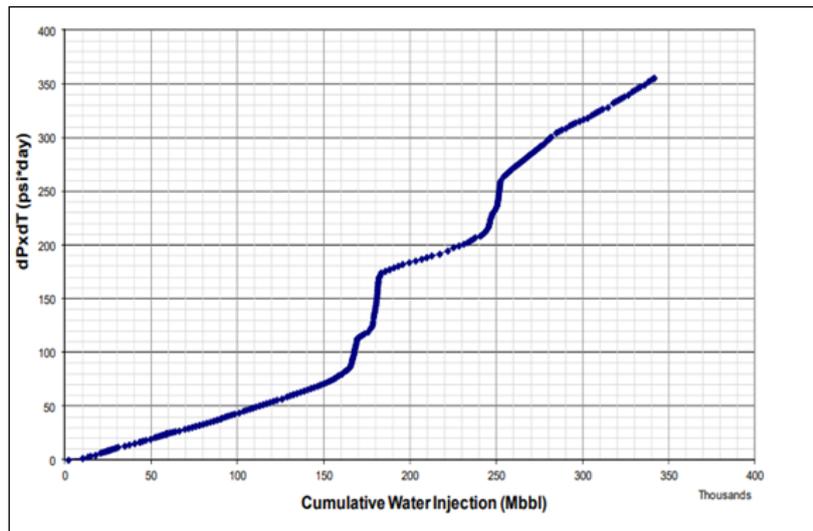


Fig 2.7 : DIAGRAMME DE HALL W1

2.7.2. Observation de hall

Après la stimulation initiale, le Hall plot du puits W-1 montre une augmentation significative de la pente, ce qui signifie que pour chaque augmentation du volume injecté, la pression cumulée injectée a augmenté de manière disproportionnée par rapport à avant la stimulation.

Cette augmentation de la pente indique une détérioration des performances du puits, car plus de pression est nécessaire pour injecter le même volume de fluide dans la formation.

Pour remédier, les opérateurs du puits ont décidé d'augmenter le taux d'injection. Cette augmentation a aidé à "nettoyer" ou "ouvrir" les canaux de flux obstrués dans la formation, améliorant ainsi temporairement la capacité d'injection du puits.

En résumé, le cas du puits W-1 illustre comment une opération de stimulation initiale peut entraîner une détérioration des performances du puits. Cette analyse souligne l'importance de surveiller régulièrement les puits et de prendre des mesures actives pour maintenir leur efficacité.

2.7.3. Cas 2 - Fracturation : Puits d'injection W-2

Le puits W-2 est un puits d'injection où a été pratiquée la fracturation hydraulique. Dans ce cas spécifique, l'eau a été injectée au-delà de la pression nécessaire pour ouvrir la roche, ce qui a provoqué la propagation de fractures dans le réservoir.

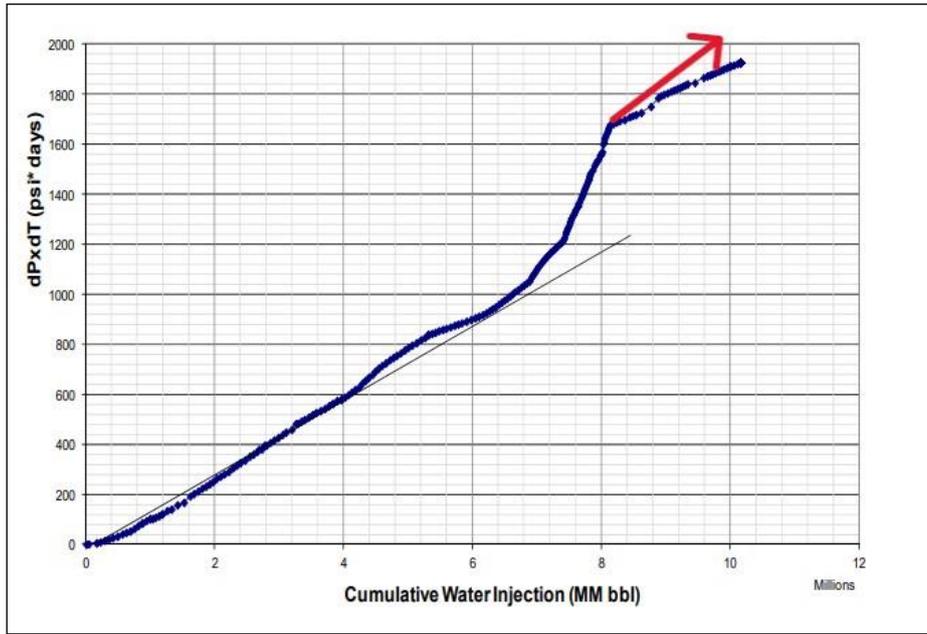


Fig 2.8 : Hall Plot de W-2

Le graphique Hall montre un aplatissement de la pente qui correspond à la période où les fractures se sont propagées. Cet aplatissement indique que la résistance à l'injection diminue à mesure que plus de fractures se forment, permettant une injection plus facile de l'eau dans le réservoir.

- Impact sur P-2

Le puits P-2 est un puits de production situé à proximité de W-2.

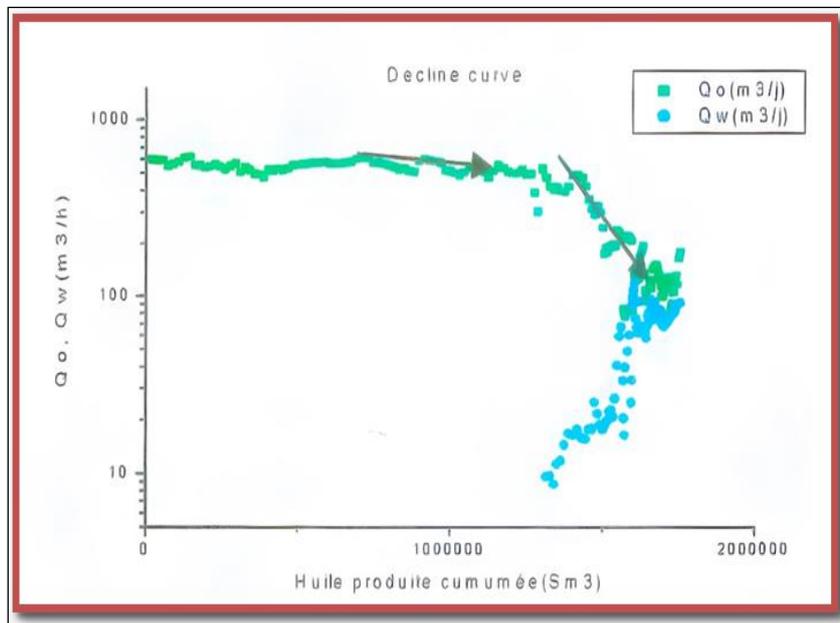


Fig 2.9 : Courbe de déclin de puits 2

1. Augmentation de la Production d'Eau :

Après le début de l'injection par W-2, nous avons observé une augmentation significative de la production d'eau dans le puits P-2, comme en témoigne la courbe de déclin. Cette augmentation de la production d'eau est cohérente avec l'hypothèse selon laquelle l'injection d'eau par W-2 a influencé la composition des fluides produits par P-2.

2. Diminution de la Production de Pétrole :

On observe une diminution de la production d'huile dans le puits P-2.

La figure 7 montre comment la performance P-2 a été influencée par l'injection de fracture dans W-2. il y a eu une augmentation soudaine de la production en 2011 qui coïncide avec la pente décroissante sur le graphe de hall.

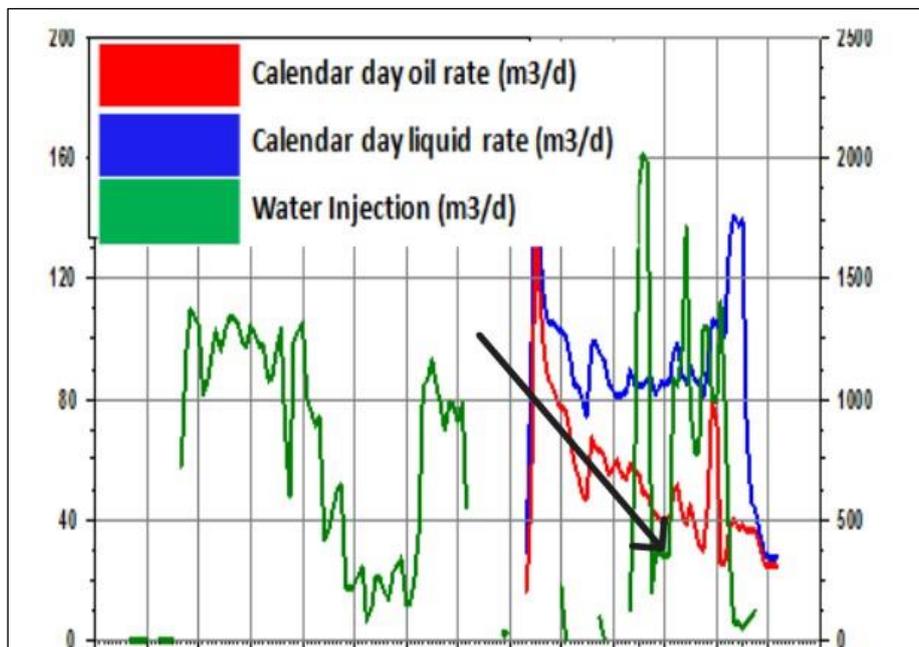


Fig 2.10 : Production performance p2

La figure 2.10 représente le tableau de diagnostic du taux de pétrole, du taux brut de liquide et de la réduction d'huile produite par rapport à la production cumulative de P-2. Il est clair que la propagation de la fracture en P-2 a eu des effets négatifs sur la production pétrolière, comme on le voit dans la chute soudaine de la production huile et l'augmentation simultanée de celle de brute.

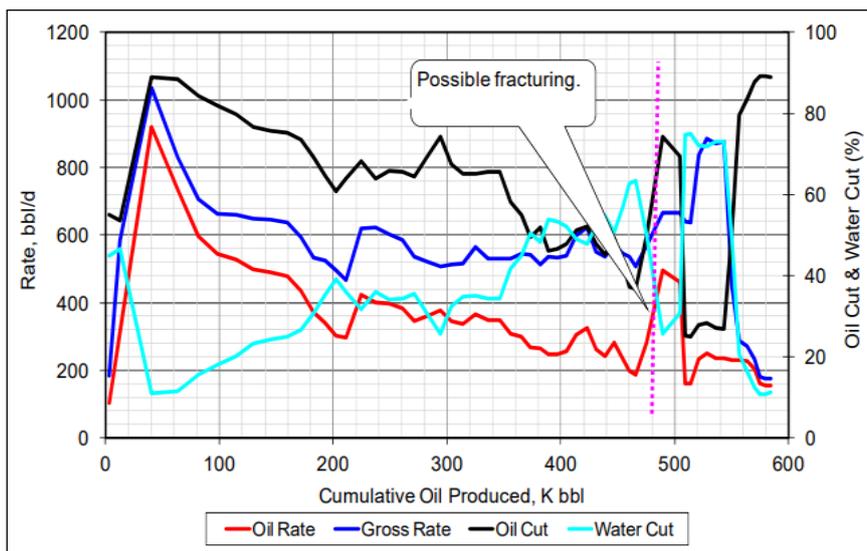


Fig 2.11 : Graphe de performance

Une analyse détaillée de la salinité de l'eau produite par le puits de production P-2 a été effectuée pour identifier son origine. Nous avons cherché à démontrer que l'eau produite par P-2 est principalement issue de l'injection effectuée par l'injecteur W-2. Afin d'accomplir cela, une représentation graphique de la salinité de l'eau produite par p-2 a été employé .

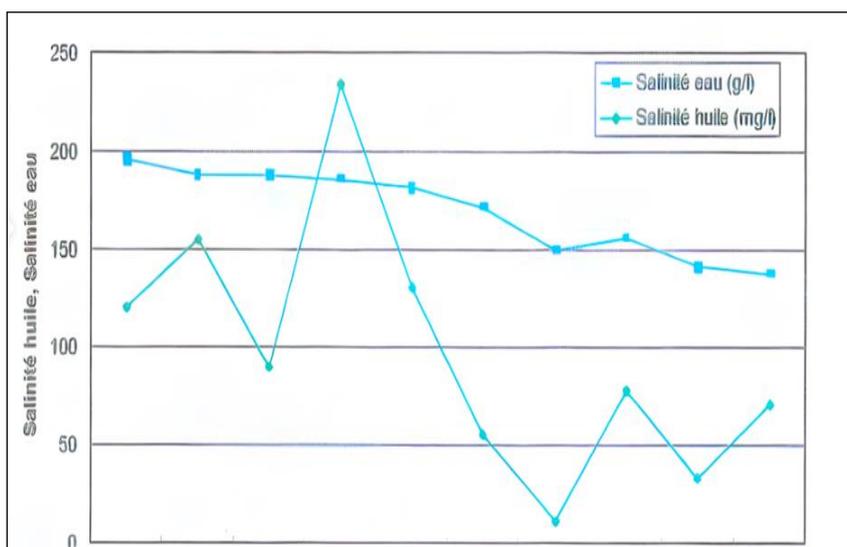


Fig 2.12 : La salinité pour l'injecteur voisin

Nous avons suivi l'évolution de la salinité dans le temps, en mettant en évidence les changements observés après le début de l'injection par W-2. Nos résultats ont montré une diminution progressive de la salinité dans l'eau produite par P-2 après le début de l'injection par W-2.

Heureusement, la reconnaissance précoce de l'arrivée de la propagation de fractures dans P-2 a conduit à la fermeture de W-2. La production semble se stabiliser .

2.8.4. Cas 3 - Fracturation: analyse des performances du puits d'injection W-3

La figure 6 est un autre cas d'injection de fracture.

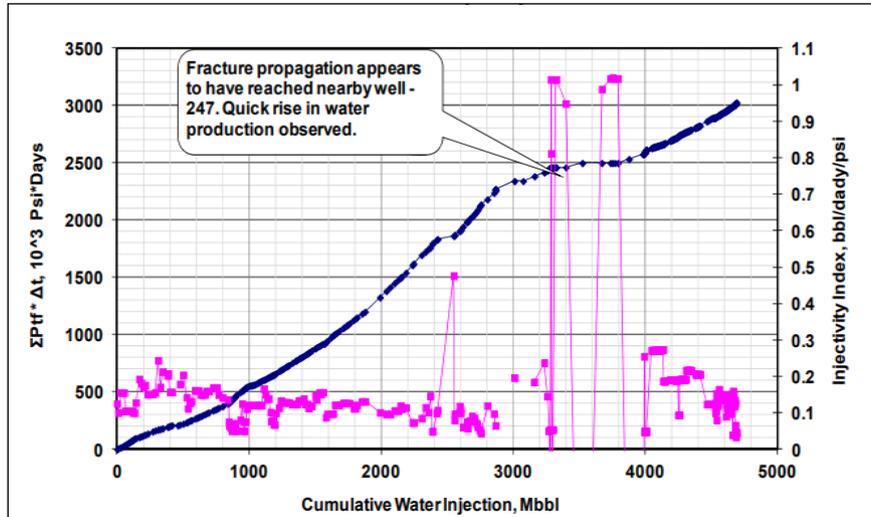


Fig 2.13 : Hall plot P-3

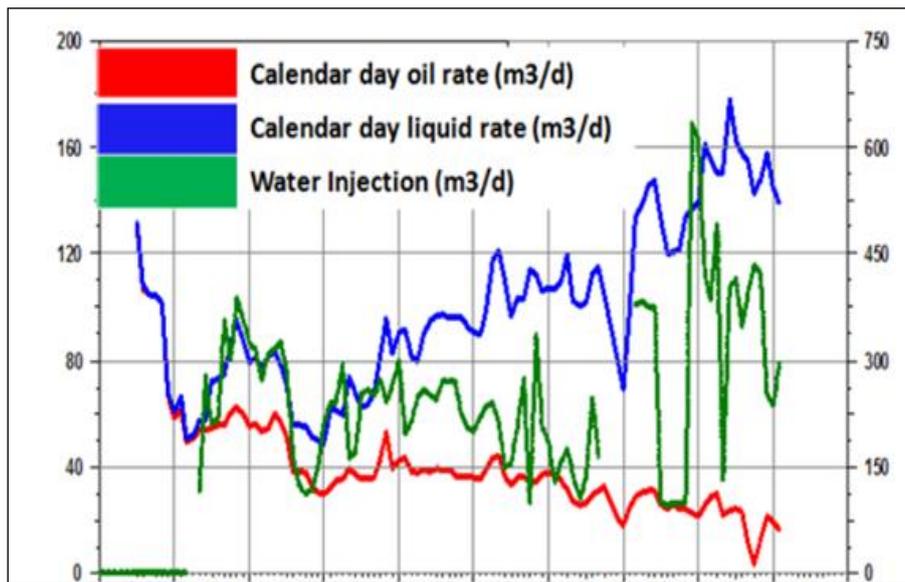


Fig 2.14 : Historique de production P-3

Lorsque l'injection s'est arrêtée pendant environ trois mois en 2002, une réduction de 1195 bbl/d de taux de liquide a été observée au cours de la même période. Toutefois, lorsque l'injection a repris à la fin de 2002, la production d'eau a augmenté de 1761 bbl/j avec peu ou pas d'effet sur la production de pétrole. Le rendement de la production et de l'injection là après, clairement suggère une communication directe entre W-3 et P3.

cette figure est un autre outil de diagnostic qui montre l'impact de cette propagation de fracture sur la performance P-3.

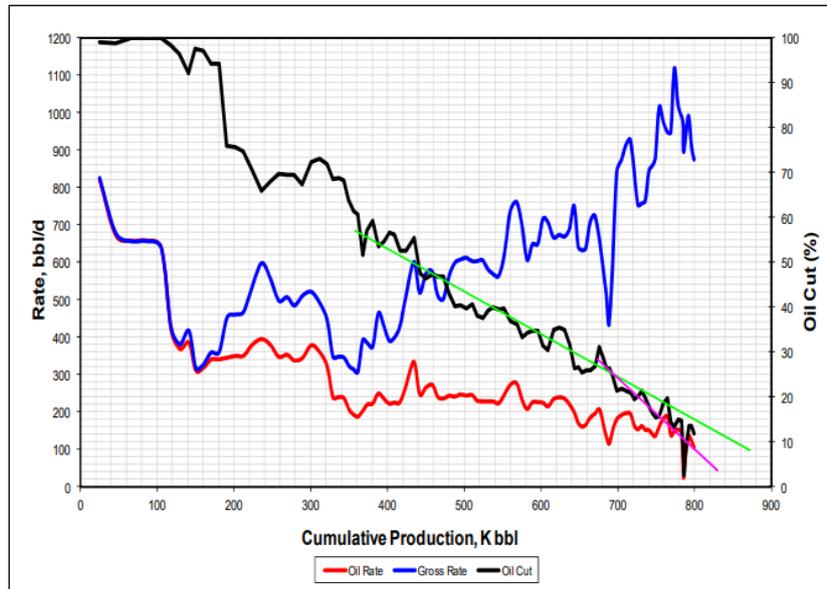


Fig 2.15 : L'impact de la fracture de la performance P-3

Il y a deux pentes indiquées sur la parcelle de coupe d'huile de bois. La ligne verte représente ce que la pente aurait été si la longueur de la fracture n'était pas atteinte à P-3 tandis que la ligne violette indique la performance après que la durée de la fraction ait été étendue à P3.

2.8.5. Cas 4 - Fracturation: analyse des performances du puits d'injection W-4
 La figure est un exemple d'un puits qui apparaît fracturé depuis le début de l'injection.

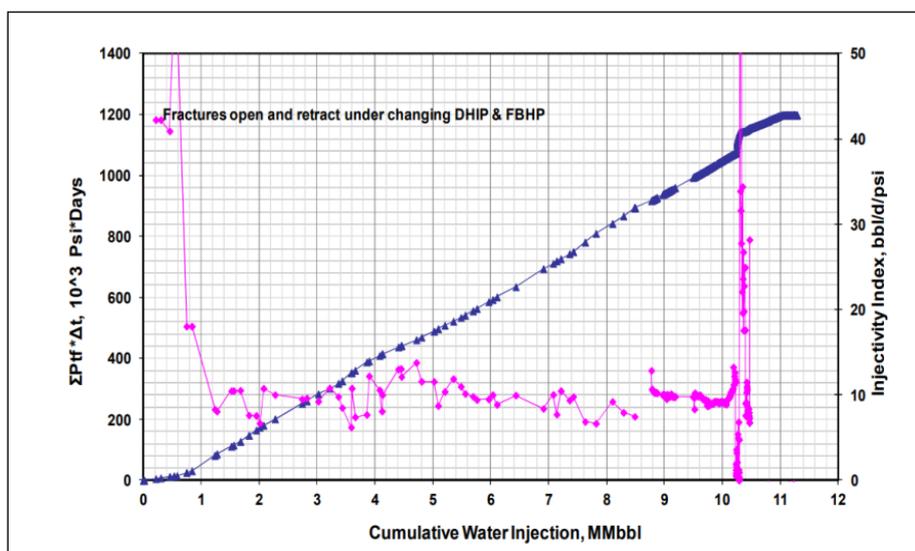


Fig 2.16: Hall plot P-4

Le Hall plot montre un changement soudain de pente dès le début de l'injection, cela peut indiquer que la pression d'injection a atteint la pression de fracturation du réservoir dès le départ.

Ce changement de pente représente le passage de l'injection dans une matrice poreuse à l'injection dans des fractures.

- Maintien de l'Injectivité :

Le fait que l'injectivité ne diminue pas avec le temps, (Si la pente reste constante au fil du temps, cela suggère que l'injectivité reste stable) Le Hall plot de W-4 présente une pente constante ou peu changeante sur une période prolongée.

Malgré l'injection d'eau produite, qui contient souvent des solides susceptibles de colmater les pores du réservoir, l'absence de diminution de la pente indique que la capacité d'injection du puits ne diminue pas.

La pente constante suggère que les fractures créées permettent à l'eau de contourner les pores colmatés, maintenant ainsi l'injectivité.

- Ouverture et Rétraction des Fractures :

Les variations de la pente sur le Hall plot de W-4 montrent des cycles d'ouverture et de rétraction des fractures :

Une diminution de la pente indique l'ouverture des fractures, augmentant l'injectivité, tandis qu'une augmentation indique la rétraction des fractures, réduisant l'injectivité.

- Impact sur le Puits de Production P-4 :

La figure est un outil de diagnostic, montre l'impact de la propagation des fractures sur les performances de P-4.

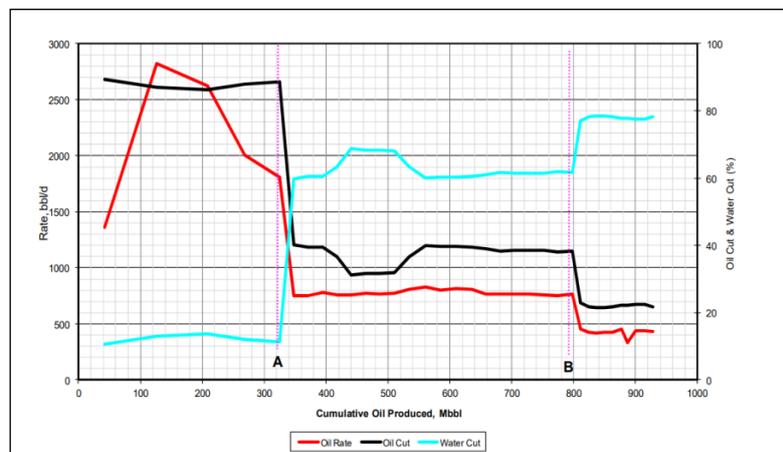


Fig 2.17 : Historique de production P-4

Les données de production de P-4 indiquent une augmentation de la production d'eau, ce qui correspond à l'arrivée de l'eau injectée via les fractures créées par W-4.

Cette propagation des fractures jusqu'à P-4 a probablement causé une augmentation de l'eau produite, affectant ainsi la performance globale de P-4.

2.8.6. Cas 5

La Figure présente un Hall plot pour le puits d'injection W-5. Les données d'injectivité sont également superposées pour fournir une vue complète de la performance du puits.

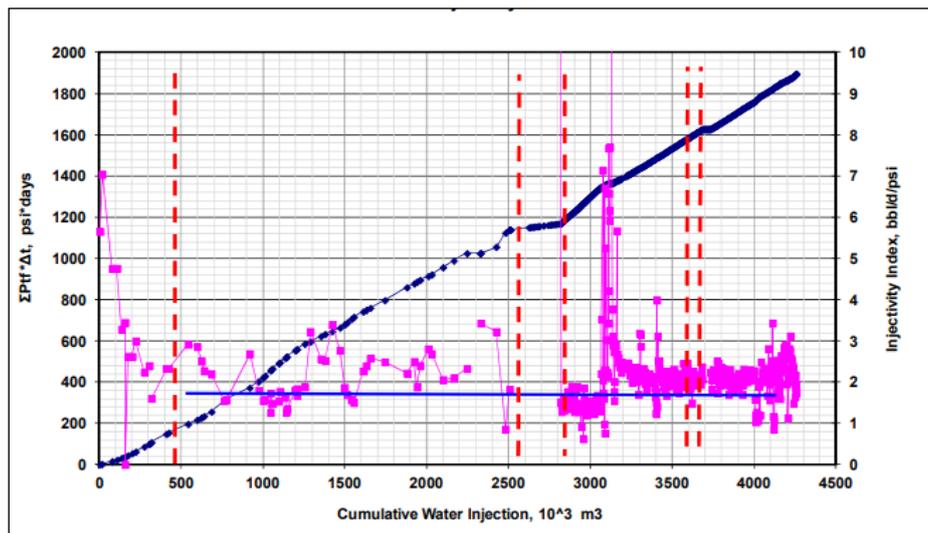


Fig 2.18 : Hall plot P-5

- Pente Constante du Hall Plot

Le Hall plot de W-5 montre une pente relativement constante, indiquant une injectivité stable sur une période prolongée.

Cela signifie que la relation entre la pression d'injection cumulée et le volume d'eau injecté cumulé reste proportionnelle.

- Augmentation Occasionnelle de l'Injectivité

De temps en temps, des augmentations de l'injectivité sont observées. Ces augmentations peuvent être interprétées comme des signes de développement de fractures dans le réservoir.

Lorsque des fractures se forment ou s'étendent, elles augmentent la perméabilité du réservoir, permettant ainsi à l'eau d'être injectée plus facilement, ce qui se traduit par une pente plus douce sur le Hall plot.

L'absence de diminution significative de la pente du Hall plot indique que le puits ne subit pas de colmatage ou de réduction de perméabilité avec le temps, ce qui est souvent le cas lorsqu'on injecte de l'eau produite.

Les augmentations ponctuelles de l'injectivité sont des indications de fracturation. Cela signifie que la pression d'injection est suffisante pour créer ou élargir des fractures dans le réservoir, améliorant ainsi temporairement l'injectivité.

- Performance du Puits de Production P-5

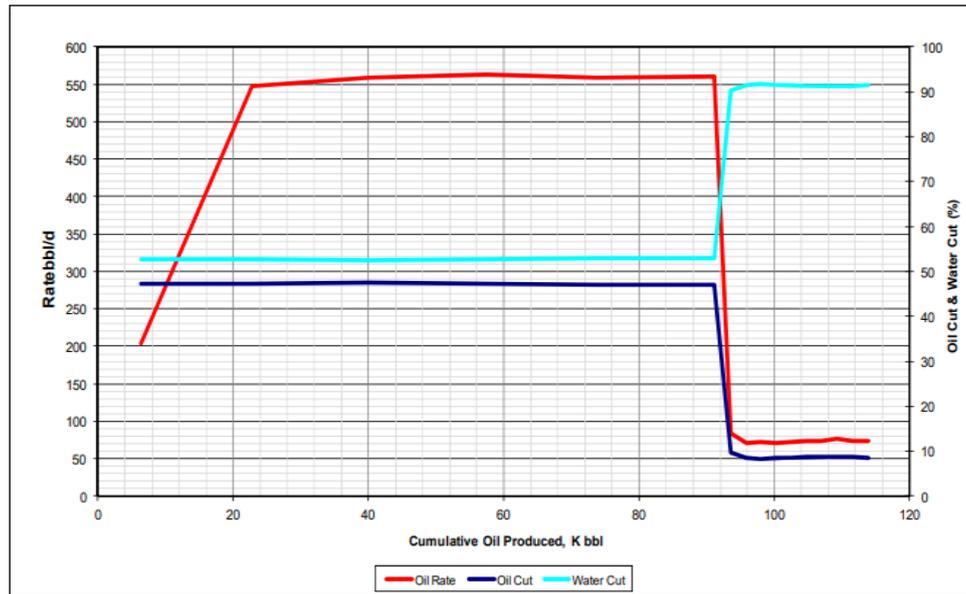


Fig 2.19 : Historique de production P-5

- Impact de l'Injection sur P-5

La performance de P-5 montre des variations qui correspondent aux périodes d'augmentation de l'injectivité observées pour W-5.

Cela suggère une communication directe entre les puits d'injection W-5 et de production P-5, où l'eau injectée via W-5 influence directement la production de P-5.

- Analyse des Données de Production de P-5

• Augmentation de la Production d'Eau :

Lors de l'augmentation de l'injectivité de W-5, il y a une augmentation correspondante dans la production d'eau de P-5. Cela indique que les fractures créées ou élargies par l'injection de W-5 permettent à l'eau de se déplacer plus facilement vers P-5.

Certaines précautions dans l'application de la technique Hall

1. Des mesures régulières de débit et de pression, ainsi que des essais et des inspections périodiques, sont nécessaires pour assurer la fiabilité des données.
2. Il est essentiel de surveiller les tendances générales persistantes plutôt que de se concentrer sur des points de variation uniques.
3. Analyse des changements des conditions dans les puits producteurs et injecteurs afin de mieux comprendre les variations observé
4. L'interprétation des données du graphique en fonction du temps et des performances des puits voisins est importante pour déterminer si les changements de pente sont dus à l'ouverture ou à la fermeture de fractures.
5. Il est important de noter que la technique Hall n'est pas facilement applicable pour détecter en temps réel les dommages.

Conclusion :

Le diagramme de Hall est la méthode la plus simple et la moins chère par rapport à d'autres méthodes. Elle est utile pour évaluer qualitativement la performance de l'injecteur car elle ne nécessite qu'un enregistrement de la pression à la tête du puits et du débit d'injection .Le diagramme de hall dérivé est très utile pour distinguer les changements subtils qui ne peuvent pas être vus en utilisant uniquement le diagramme de Hall.

Pour maximiser l'efficacité de l'injection et résoudre efficacement les défis rencontrés, il est impératif de mener un diagnostic approfondi de l'état actuel des opérations , dans le prochain chapitre une analyse diagnostique détaillée, examinant les différents aspects de notre système et identifiant les zones nécessitant une amélioration. En combinant les informations issues de notre analyse sur l'injection avec les résultats de ce diagnostic, nous serons en mesure de formuler des solutions stratégiques et ciblées pour optimiser les performances de notre site à Ourhoud.

Chapitre III :
Analyse diagnostique
et performance des puits

Introduction :

L'opération WSO commence généralement par la collecte de toutes les données disponibles sur le réservoir tel que la production d'huile et la production d'eau. Afin de localiser les venues d'eau, on se procure de différentes techniques parmi lesquelles on utilise des diagraphies pour localiser les points d'entrée de l'eau (PLT). Enfin, en fonction des résultats, une méthode de fermeture appropriée est utilisée. La partie la plus importante de toute opération de fermeture de l'eau est le diagnostic précis du problème, repose sur :

- La connaissance des points d'entrée de l'eau.
- L'hétérogénéité du réservoir.
- Les mécanismes de production.
- Les schémas de forage.

En fait, toutes les informations disponibles sur le puits sont considérées comme précieuses : les rapports d'opérations de forage-les diagraphies - l'historique de la production.

3.1. Types des venues d'eau :

La production d'eau est-elle toujours une mauvaise chose ? La bonne réponse est sans aucun doute : non ! L'eau est l'un des éléments les plus importants de la production pétrolière, jouant des rôles importants dans la performance de la production pétrolière.

3.2. Rôles de l'Eau Acceptable

Maintien de la Pression du Réservoir : L'injection d'eau dans le réservoir aide à maintenir la pression, ce qui est essentiel pour le déplacement des hydrocarbures vers les puits producteurs. Cela permet d'assurer une production continue et stable de pétrole.

- Balayage des Hydrocarbures : pousser les hydrocarbures vers les puits producteurs.

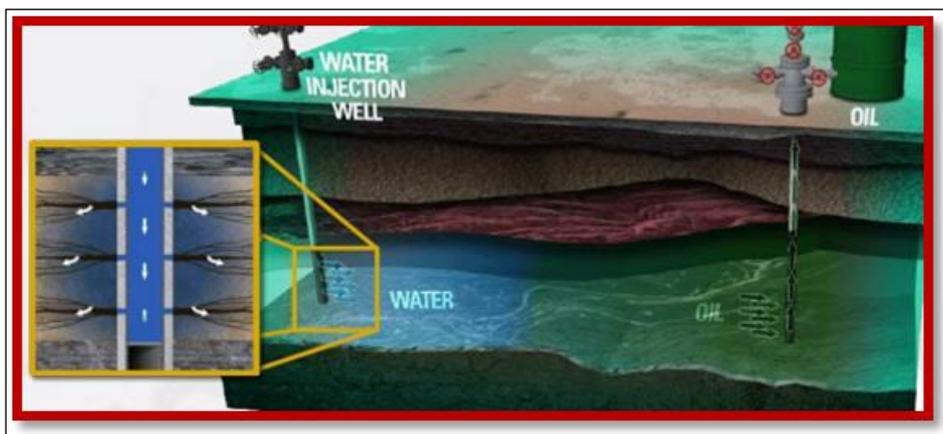


Fig 3.1 : balayage des hydrocarbures par injection d'eau

- Réduction de la Viscosité : Dans certains cas, l'eau peut aider à réduire la viscosité des hydrocarbures, facilitant ainsi leur extraction.
- Cette eau est connue sous le nom de production d'eau nécessaire.

Le suivi du WOR et du WOR' est essentiel pour prendre des décisions éclairées sur l'acceptabilité de l'eau produite :

1.WOR (Water-Oil Ratio) : Ce ratio permet de déterminer la quantité d'eau produite par rapport à la quantité de pétrole.

- Un WOR faible indique que l'eau produite est acceptable car elle n'affecte pas la production de pétrole .
- Un WOR élevé indique une production moins rentable et une proportion d'eau trop importante.

2.WOR' (Water-Oil Ratio Derivative) : Cette dérivée montre la vitesse à laquelle le WOR change.

- Un WOR' faible signifie que l'augmentation de l'eau est stable et potentiellement gérable.
- Un WOR' élevé indique une augmentation rapide de l'eau produite, ce qui est un signe d'une venue d'eau indésirable.

La limite économique : la limite est atteinte lorsque la quantité d'eau produite devient si élevée que la capacité de traitement de l'usine est dépassée, entraînant des coûts de traitement et de gestion de l'eau qui excèdent les revenus générés par la production de pétrole.

3.3. L'eau pas acceptable :

3.1. Peut être définie comme eau qui est produite dans le puits et ne produit aucune quantité d'huile ou une quantité insuffisante d'huile, produit au-dessus de la limite économique de WOR. Dans différents puits, la source de la plupart des problèmes d'eau non acceptable peut être .

3.2. Sources des venues d'eau

3.2.1.Fuites de casing

Les fuites peuvent se produire dans le tubing ou le casing, souvent à cause de mauvaises pratiques de complétion, de joints mal serrés ou de matériaux incompatibles avec les conditions du fond du puits (comme les températures, la corrosion, la pression, etc.). Ce type de fuite entraîne généralement une augmentation soudaine et rapide du WC .

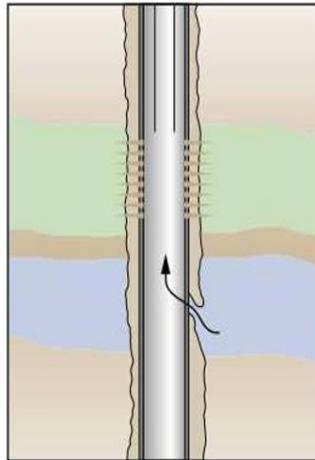


Fig 3.2 : Fuite dans tubage

3.2.2.Chenaux derrière le casing

Une mauvaise cimentation du tubage ou de la formation conduit souvent à la formation de canaux dans l'espace annulaire. Ces canaux peuvent apparaître à tout moment pendant la durée de vie du puits et sont généralement remarqués immédiatement par une augmentation rapide et inattendue de la production d'eau après un traitement de stimulation ou lors de la complétion

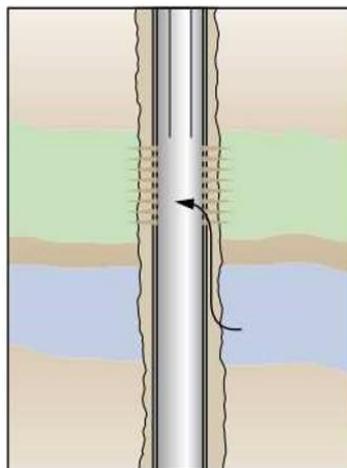


Fig 3.3 : Chenaux derrière le casing

3.2.3.Chenaux à travers la haute perméabilité :

Dans un réservoir, l'eau déplace l'huile uniformément. Cependant, dans des réservoirs avec des couches de perméabilité variable, l'eau traverse plus rapidement les couches les plus perméables. Cela entraîne une production d'eau élevée avant que l'huile des autres couches

soit déplacée. Lors de l'injection d'eau, cette variabilité peut entraîner une augmentation rapide du WC après la percée, sans déplacement significatif de l'huile.

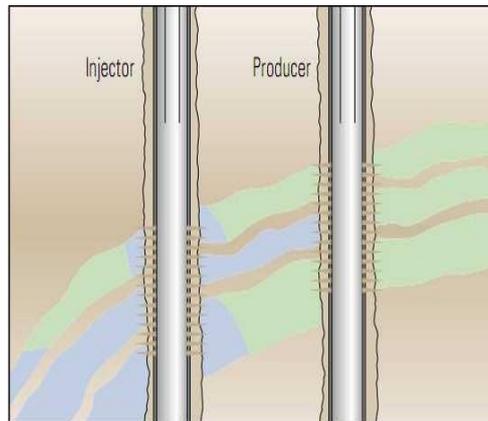


Fig 3.5 : Chenaux à travers la haute perméabilité

3.2.4.Communication entre injecteur et producteur

Les fractures naturelles peuvent créer une connexion directe entre les puits injecteurs et producteurs, permettant à l'eau de circuler rapidement à travers ces canaux à haute perméabilité, en contournant l'huile dans la matrice rocheuse. Dans ce cas, la production d'eau augmente brusquement, souvent en quelques heures ou jours après le début de l'injection.

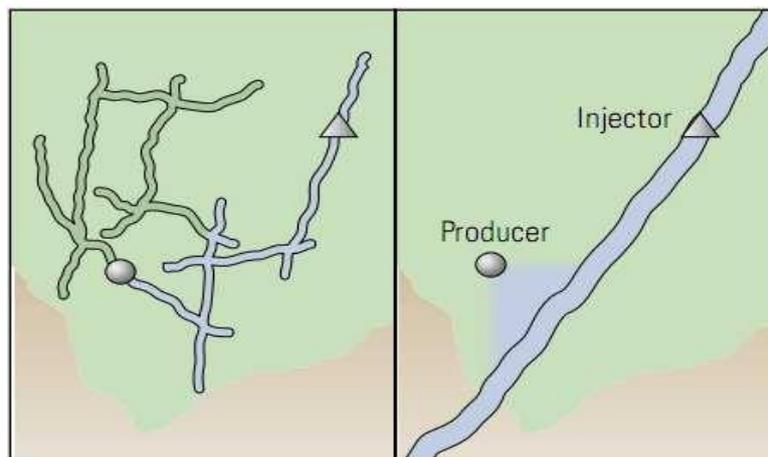


Fig 3.6 : Communication entre injecteur et producteur

3.2.5.Fingering (Digitation)

Les digitations qui se forment au départ à petite échelle sont rendues possibles par l'hétérogénéité de la roche (variation de la perméabilité) et se développent à l'échelle métrique ou décamétrique dans le cas où le rapport de mobilité $M > 1$. Par contre, dans le cas où $M < 1$, ces digitations naissantes se résorbent. Une fois la percée se produit, très peu d'huile

supplémentaire sera Produite parce que le fluide déplaçant continue de couler directement de la source au puits producteur.

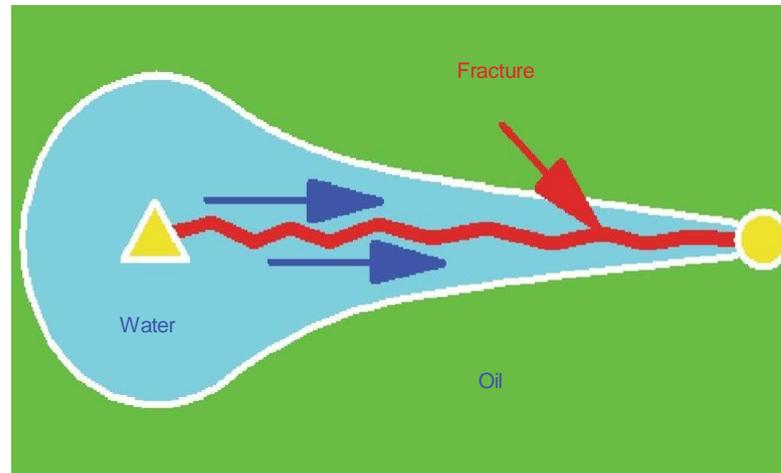


Fig 3.7 : Fingering

3.3.Diagnostique des puits :

Une analyse diagnostique permet de mieux identifier les causes profondes des venues d'eau, permettant ainsi d'appliquer des interventions plus ciblées et efficaces pour optimiser la performance des puits et la gestion des réservoirs.

Cela est démontré par le nombre de documents techniques discutant les traitements et les résultats avec peu ou sans se référencié au problème de la géologie, les gisements ou les problèmes des contrôles des venues d'eaux.

3.3.1.Les objectifs de l'utilisation des diagnostics des puits sont :

- Choisir les puits candidats appropriés pour le contrôle des venues d'eau
- Déterminer le problème d'eau de sorte qu'une méthode de contrôle des eaux approprié peut être sélectionnée
- Localiser le point d'entrée de l'eau dans le puits afin que le traitement puisse être correctement placé.

Quand un historique de production fiable est disponible, il contient souvent une source d'informations qui peuvent aider à diagnostiquer les problèmes d'eau. Plusieurs techniques d'analyse à l'aide de différentes informations, telles que les rapports eau / huile, les données de production et les mesures diagraphiques, ont été développées pour distinguer entre les différentes sources d'eau indésirable

Plusieurs techniques d'analyse utilisant des informations telles que le WOR, les données de production et les diagraphies ont été développées dans le but de distinguer entre les différentes sources d'une production indésirable le d'eau.

3.3.3. Diagnostique des puits pour les problèmes d'eau

Le manque de compréhension des différents problèmes de production d'eau et l'application de solutions inadaptées sont les principales raisons de l'échec des opérations de contrôle d'eau.

Les données de production renferment de précieuses informations qui peuvent être de grande utilité dans le diagnostic des problèmes liés à la production d'eau. Identifier la nature du problème et déterminer son origine est une étape primordiale dans le processus de contrôle de production d'eau. Le diagnostic des puits est utilisé dans de nombreux objectifs dont on peut citer :

- Sélectionner les puits candidats à une opération de contrôle d'eau.
- Définir avec précision la nature du problème de façon à ce qu'un remède approprié puisse être recommandé.
- Localiser le point d'entrée de l'eau dans un puits pour que le traitement puisse être judicieusement placé.

Plusieurs techniques d'analyse utilisant des informations telles que le WOR, les données de production et les diagraphies ont été développées dans le but de distinguer entre les différentes sources d'une production indésirable le d'eau.

3.3.4. Le diagramme de récupération

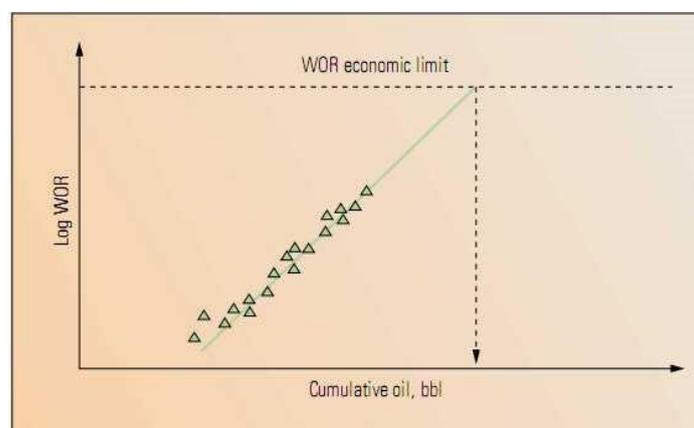


Fig 3.8 : diagramme de récupération

Ce graphe est un outil d'analyse précieux en ingénierie de réservoir pour évaluer la performance des puits et la gestion de l'eau produite. Ce type de graphique utilise une échelle logarithmique pour le WOR et une échelle linéaire pour la production cumulée d'huile.

- Un WOR croissant sur le graphique indique une augmentation relative de la quantité d'eau produite par rapport à l'huile.
- En début de production, le WOR est généralement bas, car la quantité d'huile produite domine.
- Avec le temps et la production cumulée, le WOR tend à augmenter, reflétant l'invasion d'eau dans le puits ou la baisse de pression dans le réservoir.

Un changement dans la pente du WOR peut indiquer que l'eau de formation atteignant le puits (water breakthrough), ou des changements dans les conditions de réservoir telles que la communication entre les puits ou la détérioration de la perméabilité.

Puits 1 :

Une récupération ultime en situation de percée tout en respectant la limite économique de WOR correspondant approximativement à 1 260 000 cm³.

Si ce puits est sélectionné comme candidat au contrôle d'eau, la limite WOR ne sera pas être atteinte aussi tôt et on pourrait récupérer des réserves supplémentaires

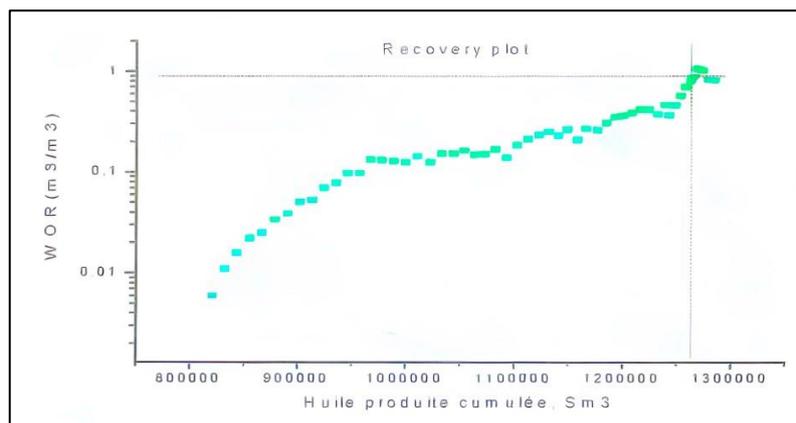


Fig 3.9 : Courbe de récupération de 204

Puits 2 :

L'analyse dégage une estimation d'une récupération ultime en situation de percée tout en respectant la limite économique de WOR d'une valeur approximative de 1 650 000 Sm³.

Si notre choix est porté sur ce puits comme candidat au contrôle d'eau, la limite WOR ne sera pas atteinte aussi tôt et des réserves supplémentaires peuvent être récupérées

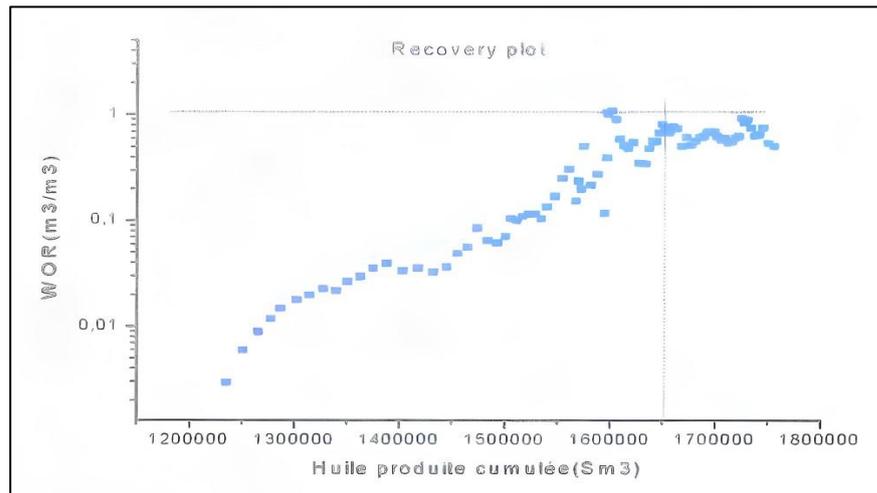


Fig 3.10 : Courbe de récupération de 80

Puits 3 :

On constate une augmentation du WOR non atteignant la valeur du WOR à la limite économique. Si cette valeur extrapolée (3 350 000 Sm³) atteinte correspond au cumul de production d'huile prévue, alors nous pourrions dire que l'eau produite est une bonne eau « good water ».

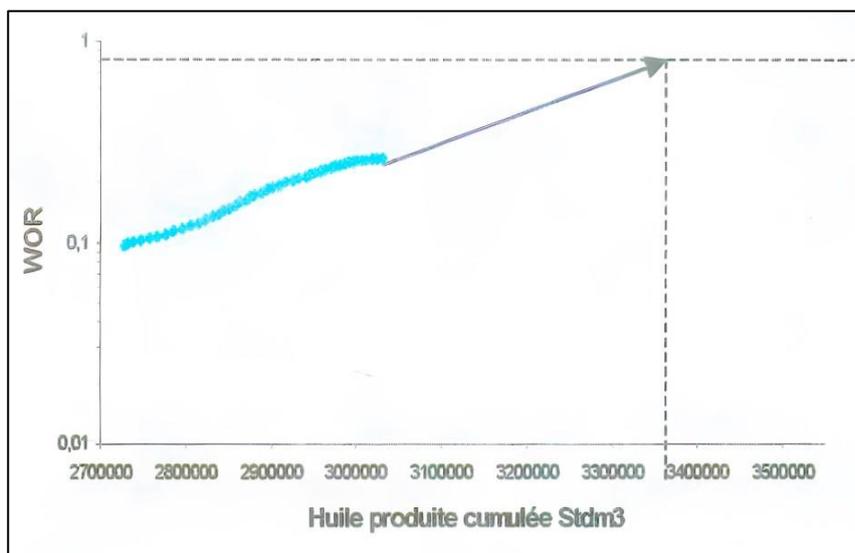


Fig 3.11 : Courbe de récupération de 853

Puits 4 :

On peut estimer les réserves récupérables à la limite économique de WOR qui est de 180 000 Sm³. Si un traitement est appliqué, une récupération supplémentaire sera constatée..

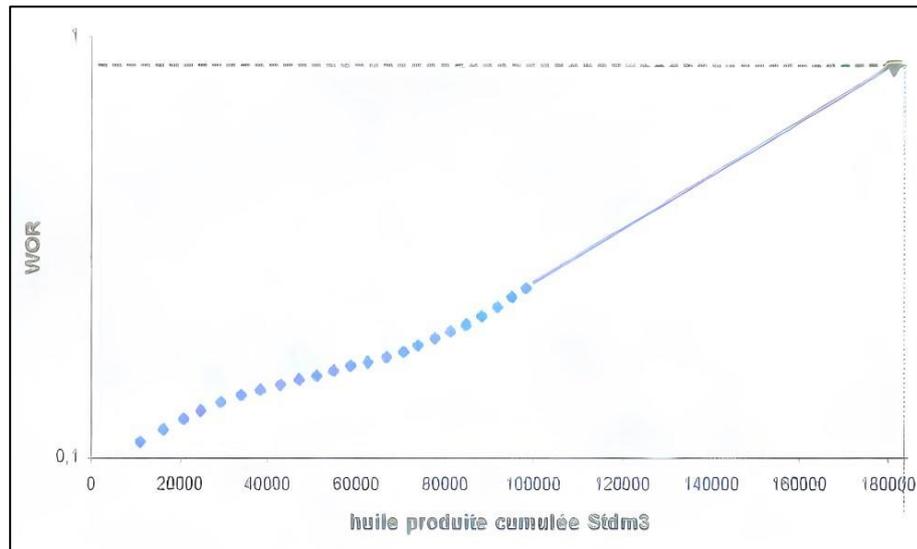


Fig 3.12 : Courbe de récupération du puit 761

3.3.5. Le diagramme de l'historique de production

Les débits d'huile et d'eau sont tracés en fonction du temps dans une échelle log-log. Les bons candidats à une opération de contrôle d'eau présentent généralement une augmentation du débit d'eau et une diminution du débit d'huile commençant au même temps.

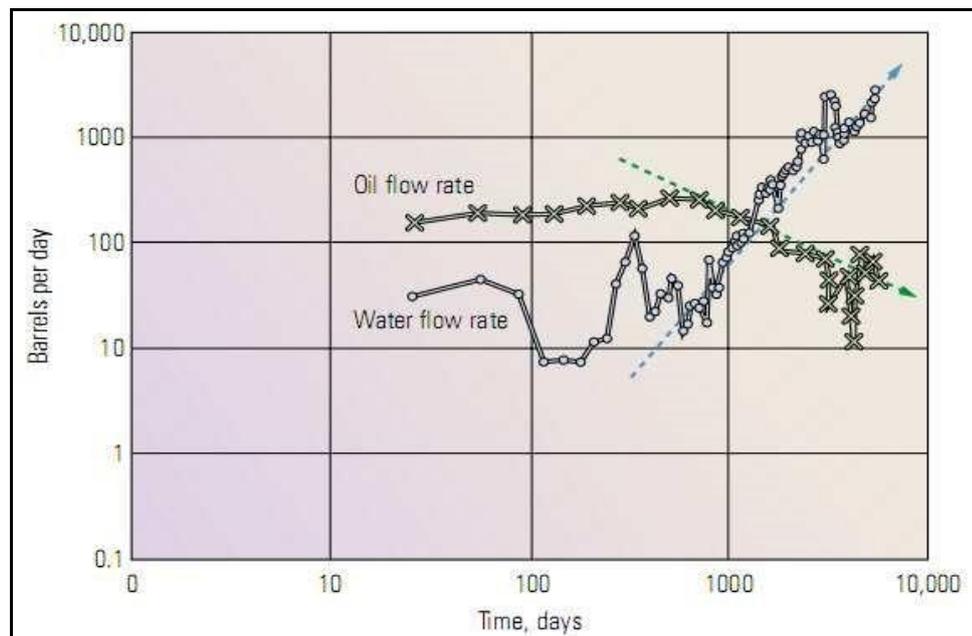


Fig 3.13 : diagramme de l'historique de production

Puits 1

Une percée d'eau qui a commencé après approximativement 4000 jours de début de date de référence, et une chute de débit d'huile à partir de cette même date. Des investigations soulignent que la production d'eau est d'origine de 18 dont l'injection a commencé.

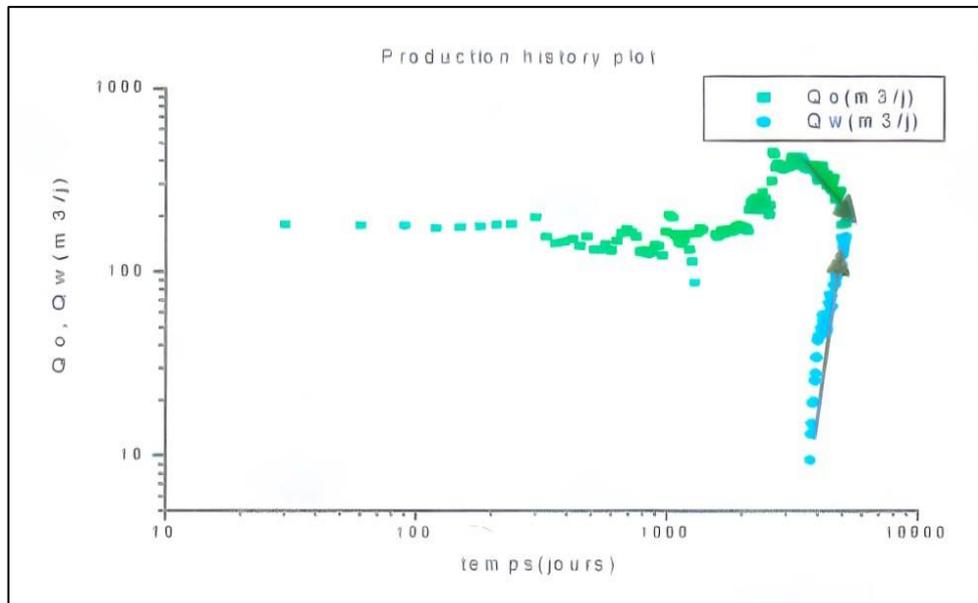


Fig 3.14 : Courbe de l'historique de production 204

Puits 2

Une percée d'eau qui a commencé après approximativement 2500 jours de la date de référence, et une chute de débit.

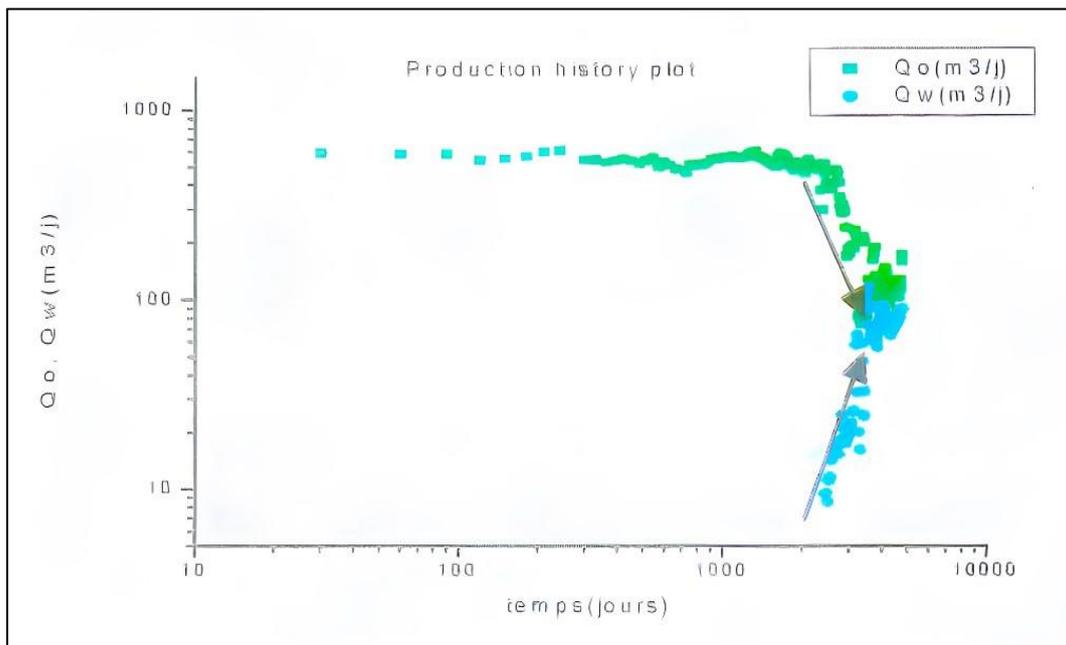


Fig 3.15 : Courbe de l'historique de production du puit 80

Puits 3

La percée est apparue au mois de janvier 2005 et dès lors, on observe une chute de production d'huile se fait remarquer. Cette eau provient de la cellule d'injection 86 et 862.

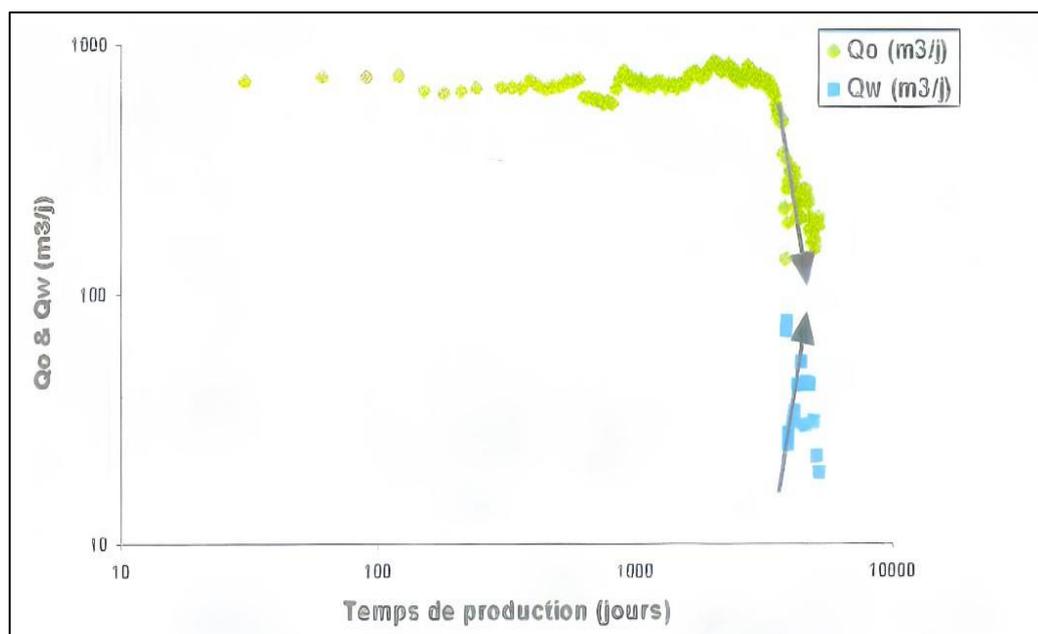


Fig 3.16 : Courbe de l'historique de production de 853

Puit 4

Tout comme le puits 853, 761 fait partie de la cellule d'injection 86 et 862 dans lesquels l'injection.

La production d'eau a commencé avec une baisse de la production d'huile.

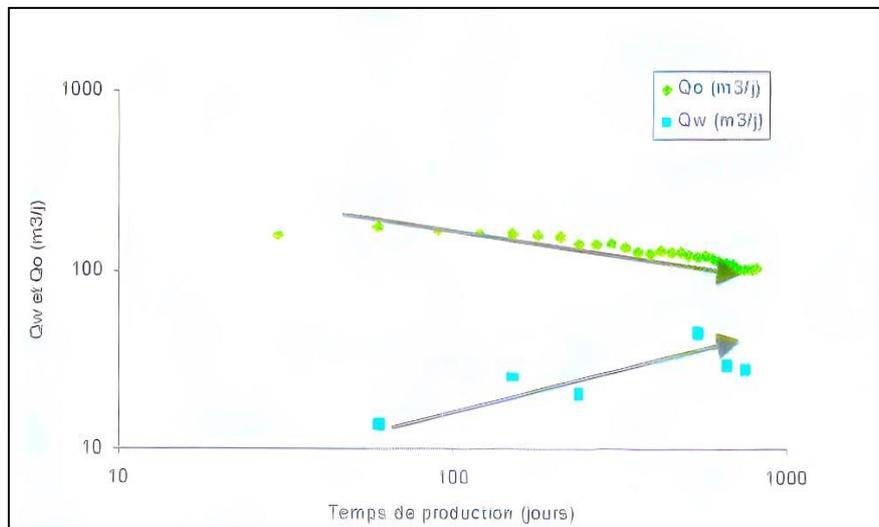


Fig 3.17 : Courbe de l'historique de production de 761

3.3.6. Analyse des courbes de déclin :

C'est un graphe du débit d'huile en fonction de la production cumulée d'huile dans une échelle semi log. Dans le cas d'une déplétion normale, ce graphe aura la forme d'une droite. Un déclin accéléré peut avoir pour cause un problème autre que la production d'eau, une importante chute de pression dans l'aire de drainage ou bien un sérieux endommagement de la zone proche du puits.

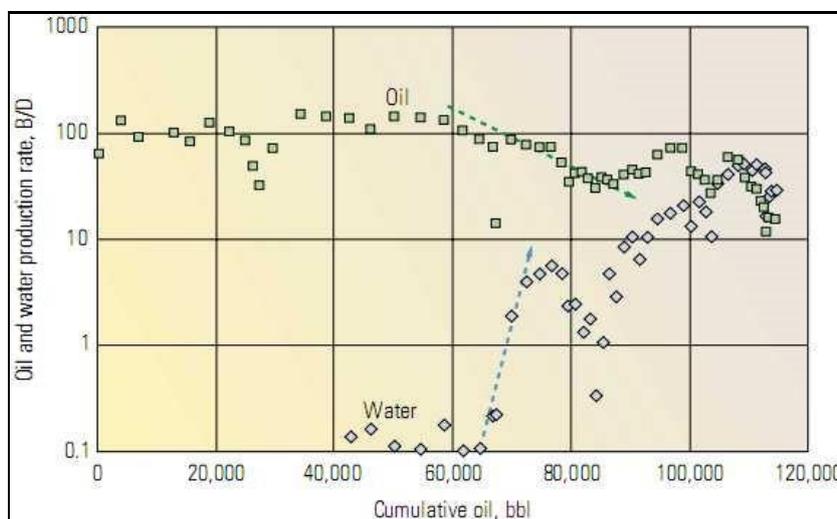


Fig 3.18 : courbes de déclin

Puits 1

Le présent graphique met en exergue un déclin du débit d'huile juste après la percée qui est relativement significative par rapport au comportement initial. A noter également que la percée va avoir un impact considérable si le puits continue à produire dans un modèle pareil. Deux régions déclinantes différentes, c.-à-d. avant et après la percée sont mises en évidence dans ce graphique.

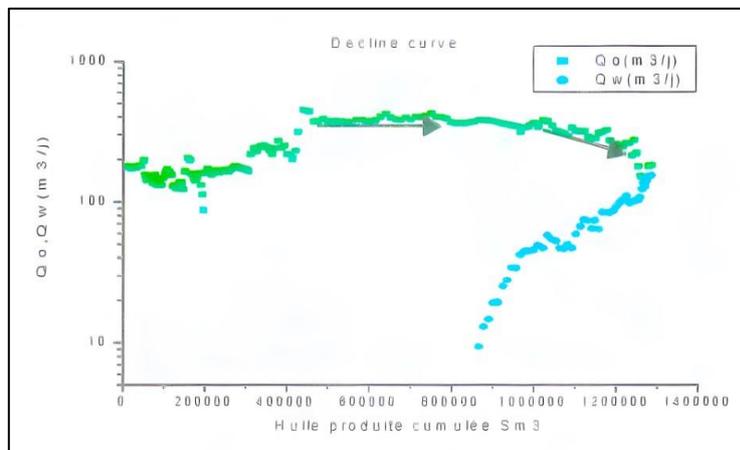


Fig 3.19 : Courbe de décline du puit 204

Puits 2

En comparant le comportement, on remarque que le déclin est très important après le breakthrough, ce qui montre que la cause est la présence de l'eau.

Il peut être noté que la percée va avoir un impact désagréable si le puits continuera de produire dans le même rythme. Deux régions déclinantes différentes, c.-à-d, avant et après la percée sont mises en évidence dans le graphique ci-dessous.

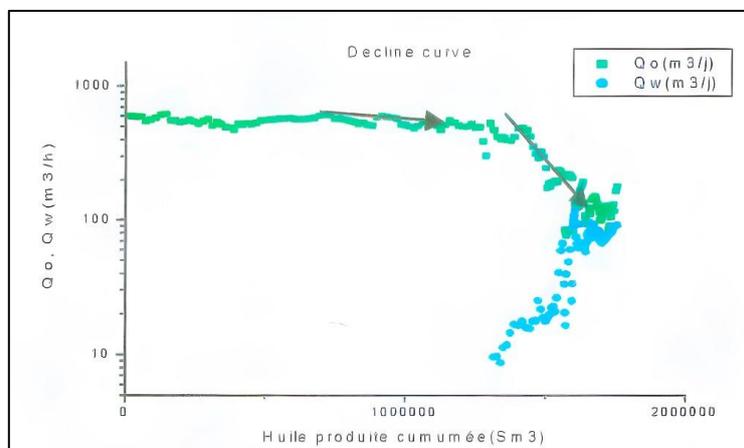


Fig 3.20 : Courbe de déclin de 80

Puits 3

Le graphe précédent montre que le puits suivait, avant l'apparition de la percée, un déclin uniforme. Ce déclin s'est accentué apres l'apparition de la percée.

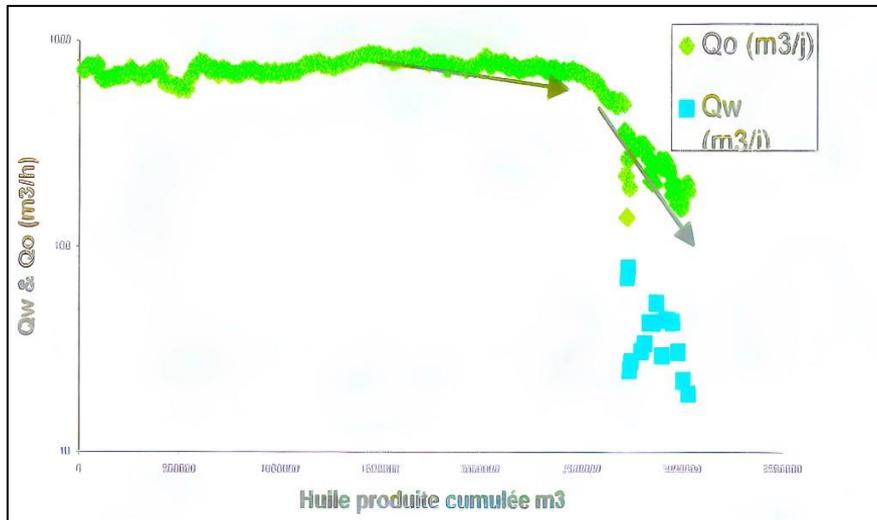


Fig 3.21 : Courbe du déclin de 853

Puits 4

Comme la percée est apparue quelques mois Juste apres la mise en exploitation du puits 761, on remarque une stabilisation modérée du débit d'huile aux premiers mois de production suivie par une légère chute de ce dernier.

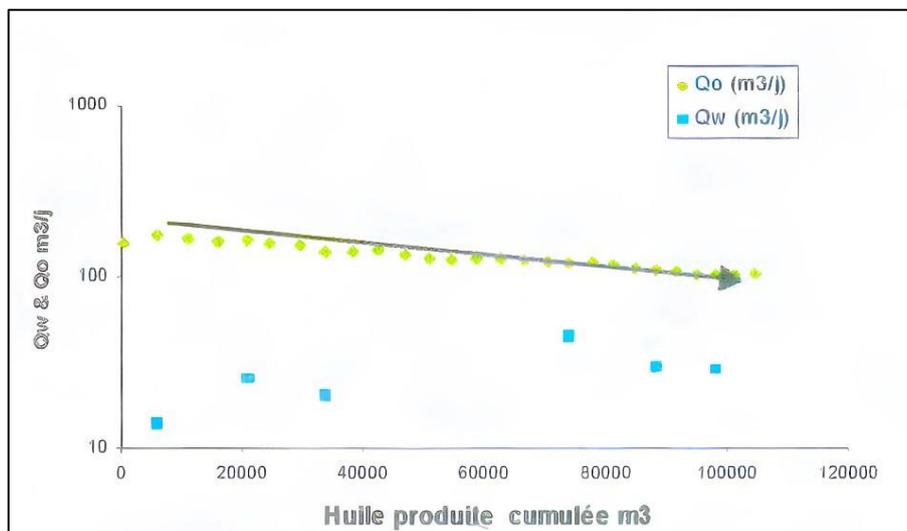
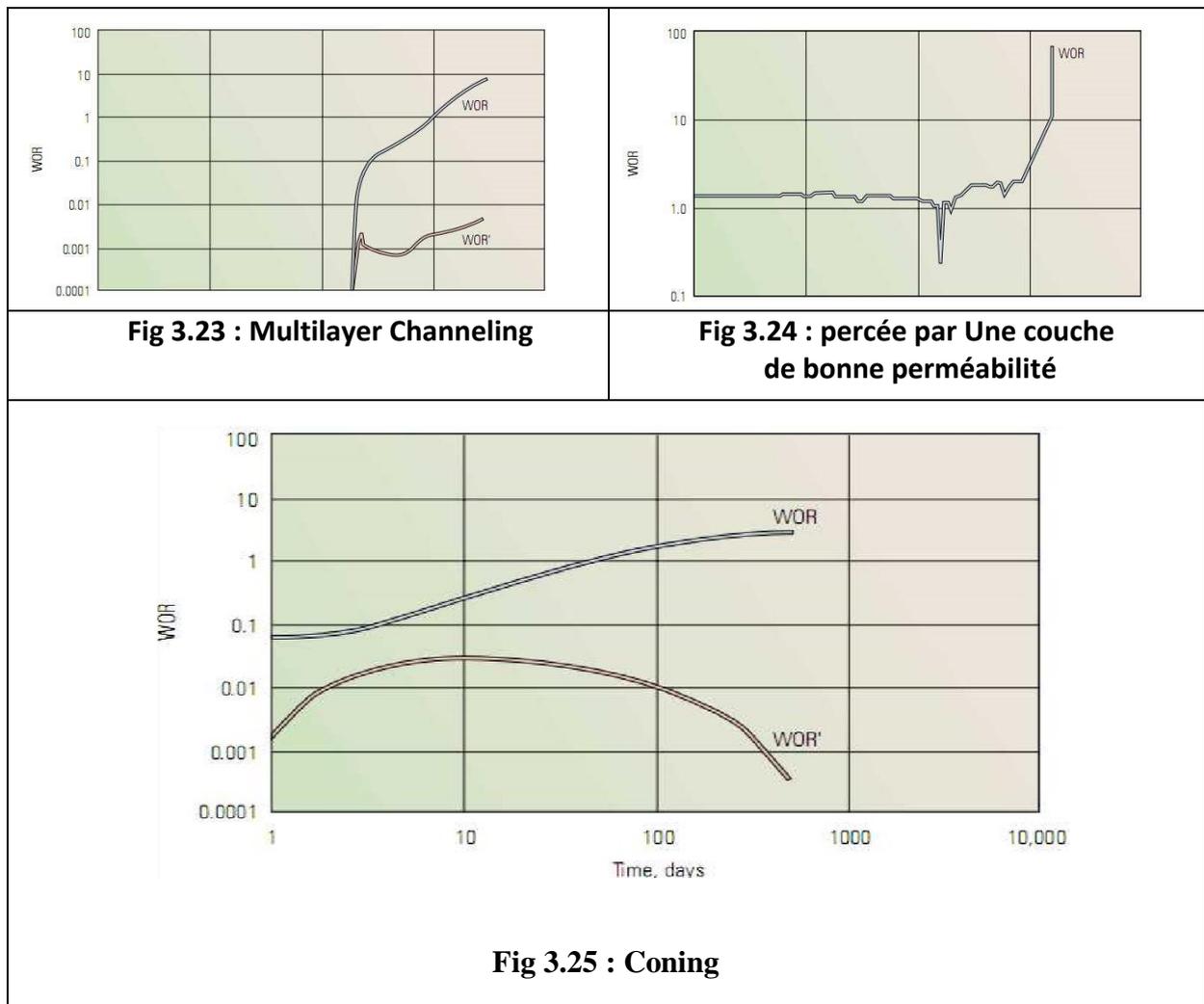


Fig 3.22 : Courbe du déclin de 761

3.1.1.1. Le diagnostic des diagrammes

- Une courbe de WOR en fonction du temps dans une échelle log. log peut être utilisée pour Déterminer la nature du problème de production d'eau en comparant le comportement du Puits avec des profils (voir figures) déjà établis de différents mécanismes pouvant causer une percée de l'eau : coning, channeling, percée par Une couche de bonne perméabilité, remontée du contact huile-eau.,. etc. La plupart de ces profils ont été établis à partir des résultats de simulations numériques et de données de champs. La dérivée de WOR par rapport temps peut également utilisée. L'interprétation de ces courbes, combinée avec d'autres données, peut limiter le problème de non-unicité des solutions et aider ainsi à diagnostiquer le problème. Les figures ci-dessous montrent quelques exemples de courbes de diagnostic correspondant à différents problèmes de production d'eau .



Puits 1

Ce graphe illustre la nature de mécanisme de la venue d'eau qui a lieu pendant la vie du puits. La dérivée du WOR montre une montée puis une stabilisation signifiant que la majorité d'eau vient des couches à perméabilité élevée. Un profil pareil nous renvoie à un système réservoir multicouches.

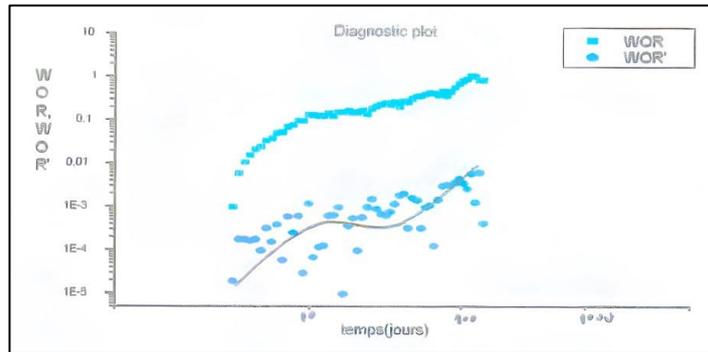


Fig 3.26 : Courbe de diagnostic du puits 204

Puits 2

La dérivée du WOR montre une montée suivie d'une chute ; ceci s'explique par le fait que les couches inférieures ont été d'abord envahies puis soumises à une invasion des couches supérieures au moyen d'un cône. Un tel profil se justifie vraisemblablement par un mécanisme de 'water coming '

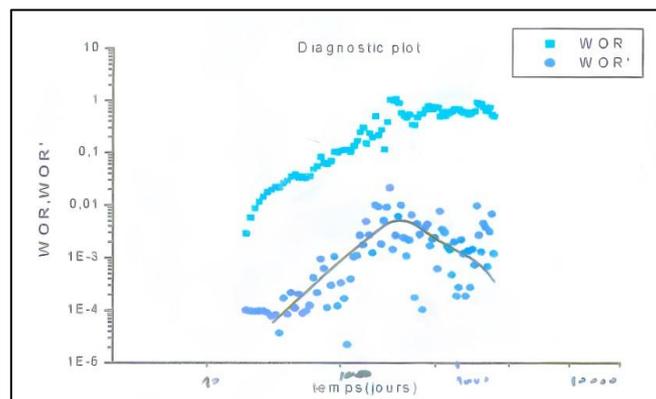


Fig 3.27 : Courbe de diagnostic du puits 80

Puits 3

le WOR suit une remontée à l'apparition de la percée pour ensuite se stabiliser, correspondant ainsi à ce qu'on appelle le mécanisme de multi layer channeling.

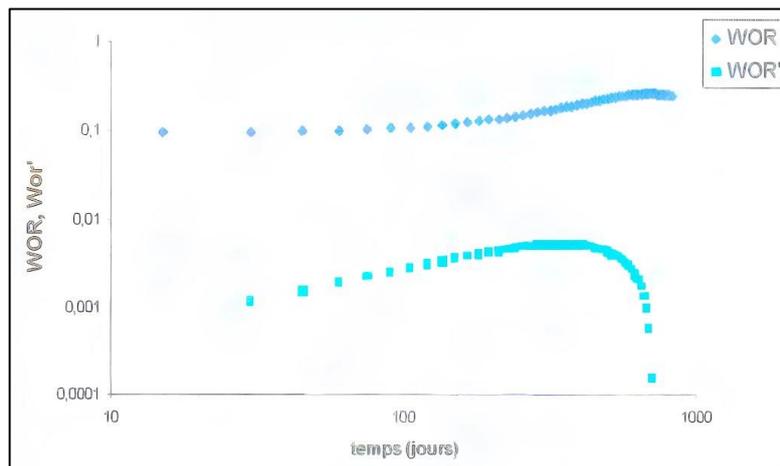


Fig 3.28 : Courbe du diagnostic du puit 853

Puits 1

Une augmentation graduelle du WOR est notée sur le graphe log-log du WOR et WOR' fonction du temps. L'allure de cette remontée traduit la manifestation du « water coning ».

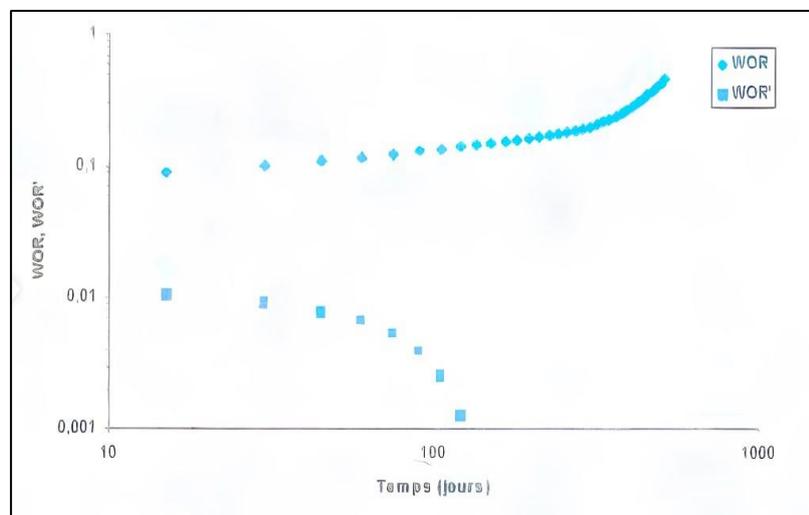


Fig 3.29 : Courbe de diagnostic du puits 761

3.2. Analyse des loggings de production

- Afin de déceler et de déterminer la production et les caractéristiques de chaque fluide, niveau par niveau, des PLT sont effectués pour répondre aux questions suivantes :

Quels sont les zones qui participent plus à la production ?

Quels sont les ZONES qui donnent plus d'eau que d'huile ?

Quels sont les débits de chaque zone ?

3.7.1. Utilisation d'Emeraude et des PLT pour le Diagnostic des Venues d'Eau

Pour continuer à diagnostiquer ces puits, l'utilisation d'outils de logging de production (PLT) combinés à des logiciels avancés comme Emeraude s'avère indispensable.

Au cours de cette étude, nous allons utiliser des PLT et le logiciel Emeraude pour l'identification des zones d'entrée d'eau et le calcul des débits pour chaque zone de perforation.

3.7.2. Définition de PLT

Le PLT est un ensemble des outils utilisés pour effectuer les enregistrements de la diaggraphie de production. C'est un enregistrement continu le long du puits des paramètres physiques du fond (la vitesse de fluide, la température, la pression, la densité...), qui ont pour but, de déterminer (le débit, le point d'entrée du gaz ou d'eau...etc.). Typiquement, le train des outils du PLT est composé d'un ou plusieurs débitmètres, un manomètre, une jauge de température, et un outil de densité.

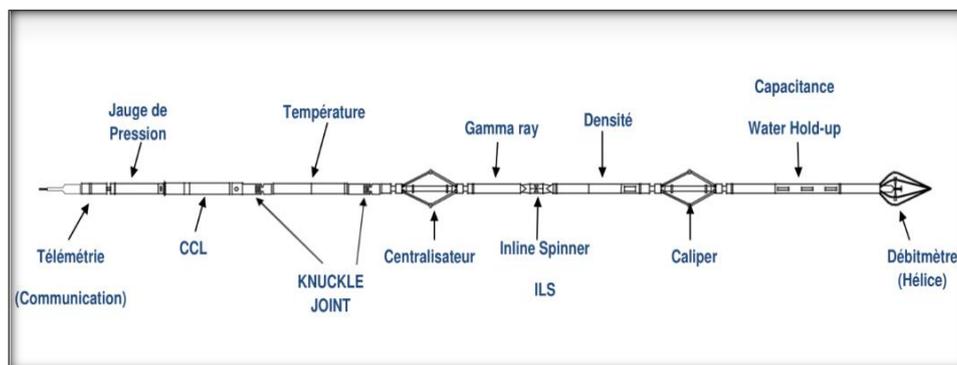


Fig 3.30 : ensemble des outils utilisés pour effectuer les enregistrements

3.2.1. Les mesures et les différents composants de train d'outils de PLT :

Le train d'outils PLT est constitué de plusieurs capteurs par lesquels, on peut effectuer des enregistrements en descendant et en remontant le long des puits avec différentes vitesses .

- Il permet d'obtenir les renseignements suivants :
 - a). Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide de la rotation de l'hélice.
 - b). Les enregistrements de la densité du fluide .
 - c). Les mesures de la température dans le puits .
 - d). Les mesures de la pression dans le puits .

- **Le débitmètre :**

La vitesse du fluide est mesurée à l'aide d'un spinner, ce dernier comporte une hélice très sensible (lames rotatives) qui tourne lorsque le fluide se déplace à travers le spinner. La rotation de l'hélice génère un courant électrique ou pulsation mesuré par des équipements en surface (La transmission est assurée par un câble électrique) est le transforme en rotation par seconde (RPS)

Le spinner se caractérise par une vitesse critique appelée Seuil, au-dessous de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner.

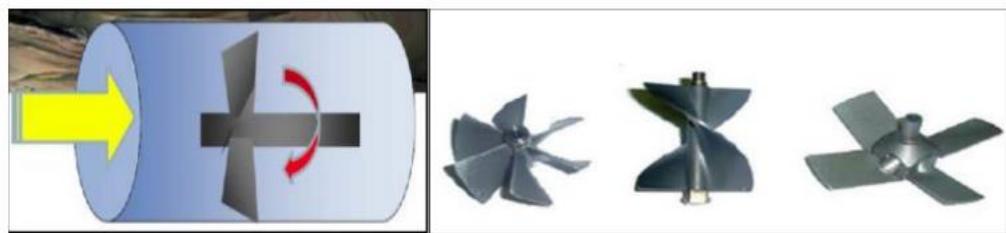


Fig 3.31 : Le spinner

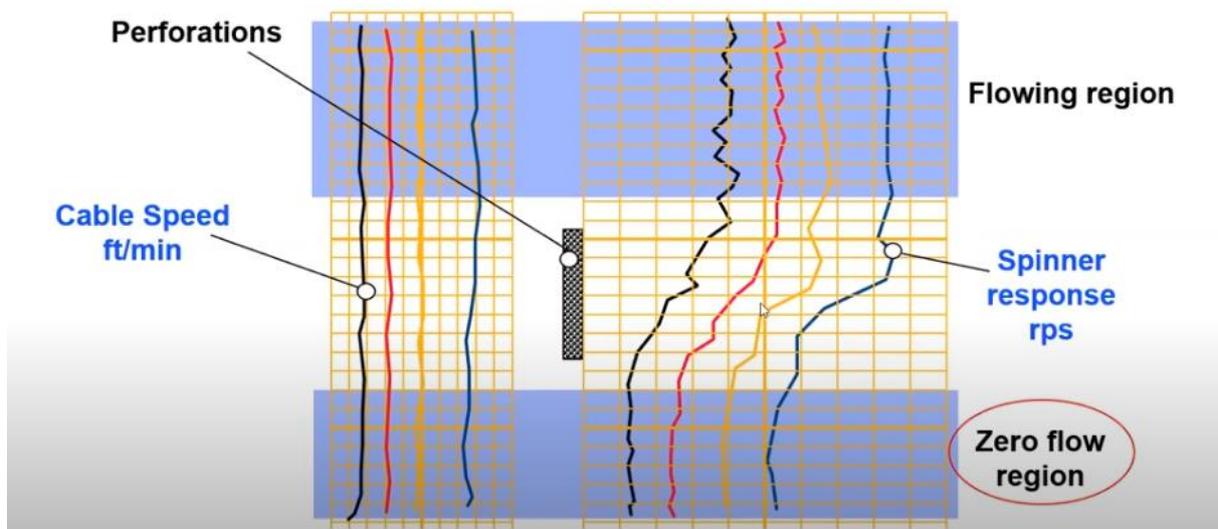


Fig 3.32 :Diagramme de Réponse du Spinner en Fonction de la Vitesse du Câble et des Régions de Flux dans un Puits

Interprétation du Diagramme:

1. **Perforations:**

- Les perforations sont indiquées sur le diagramme. Elles permettent aux fluides du réservoir de pénétrer dans le puits.

2. Vitesse du Câble (ft/min):

- Représentée sur le côté gauche, la vitesse du câble indique à quelle vitesse l'outil de logging (outil de mesure) est descendu ou remonté dans le puits.

3. Réponse du Spinner (rps):

- Représentée sur le côté droit, la réponse du spinner mesure le débit des fluides dans le puits. Plus le spinner tourne rapidement (révolution par seconde, rps), plus le débit est élevé.

4. Région de Flux:

- Cette région montre où le fluide est en mouvement actif dans le puits. Elle est identifiable sur le diagramme par une réponse significative du spinner.

5. Région de Zéro Flux:

- Indiquée comme une zone où il n'y a pas de mouvement de fluide, identifiable par l'absence de réponse du spinner.

- **Le thermomètre :**

La température dans un puits de forage peut révéler des informations importantes sur les caractéristiques du réservoir et les interactions fluides-roche. Les logs de température sont utilisés pour:

- Identifier les zones de production et d'injection.
- Détecter les anomalies thermiques indiquant des problèmes potentiels tels que des fuites de fluides.
- Surveiller le comportement des réservoirs pendant les opérations de production et d'injection.

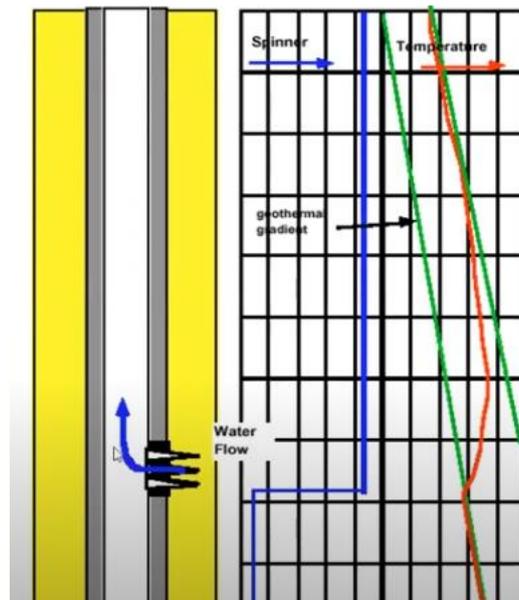


Fig 3.33 :Diagramme de Réponse du Spinner et de la Température en Fonction du Flux d'Eau dans un Puits.

L'analyse combinée des logs de température et de la réponse du spinner permet de détecter des phénomènes complexes tels que le flux derrière le canal. Dans ce cas, le changement de température avant l'augmentation de la réponse du spinner a révélé la présence d'un flux de fluide derrière le tubage.

Planification de la descente :

Après l'opération de well test, le PLT est descendu dans le puits pour collecter des données.

La configuration de l'équipement doit être ajustée en fonction de la pression, de la température, et des caractéristiques du fluide dans le puits. La descente est réalisée à une vitesse contrôlée pour permettre une acquisition homogène et continue des données

- Pendant la descente et la remontée des outils, les capteurs enregistrent des données à intervalles réguliers. Cette acquisition en continu permet de couvrir l'ensemble du puits et d'identifier les zones de contribution ou de perte de fluides.

Description du logiciel Emeraude :

L'Emeraude est un logiciel informatique développé par la société " KAPPA Engineering " , il fournit des logs qui permettent de faire l'évaluation du puits, alors que le diagnostique par le logiciel se fait par le chargement des différents data de puits (Profondeur, GR, PVT.), y compris les informations concernant la complétion.

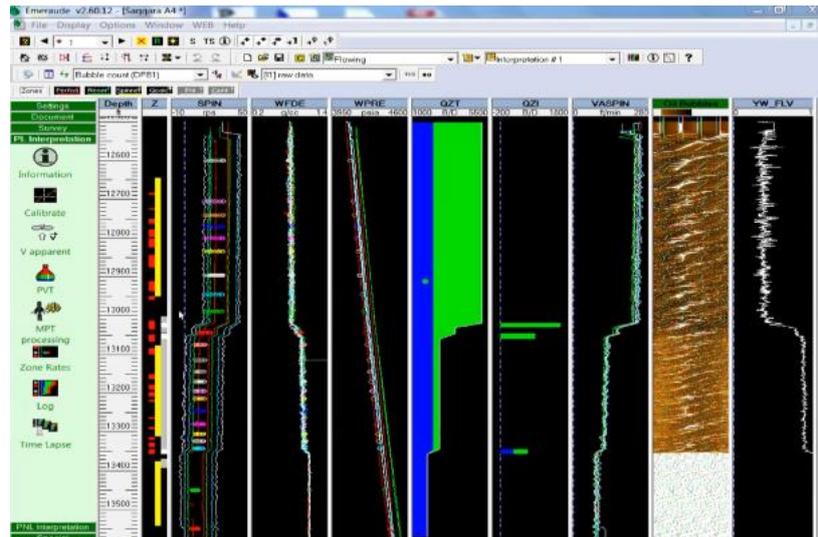


Fig 3.34 : logs de logiciel Emeraude.

L'intégration de logiciels comme Emeraude dans le processus d'analyse des puits offre des avantages significatifs :

- Emeraude offre des capacités robustes pour le traitement automatique et l'analyse des données de production loggingtools (PLT), permettant de calculer avec précision les débits de chaque phase fluide dans le puits .
- automatise les calculs des débits d'huile, de gaz et d'eau. Cette fonctionnalité réduit les calculs manuels .
- une rapidité d'exécution qui permet d'agir rapidement sur les données collectées.
- Minimisation des erreurs humaines dans les calculs, assurant une plus grande précision des résultats.
- Réduction du temps nécessaire pour le traitement des données, permettant aux ingénieurs de se concentrer sur l'analyse des résultats plutôt que sur la manipulation des chiffres.
- Capacité de traitement de grands volumes de données.

Méthodologies des interprétations :

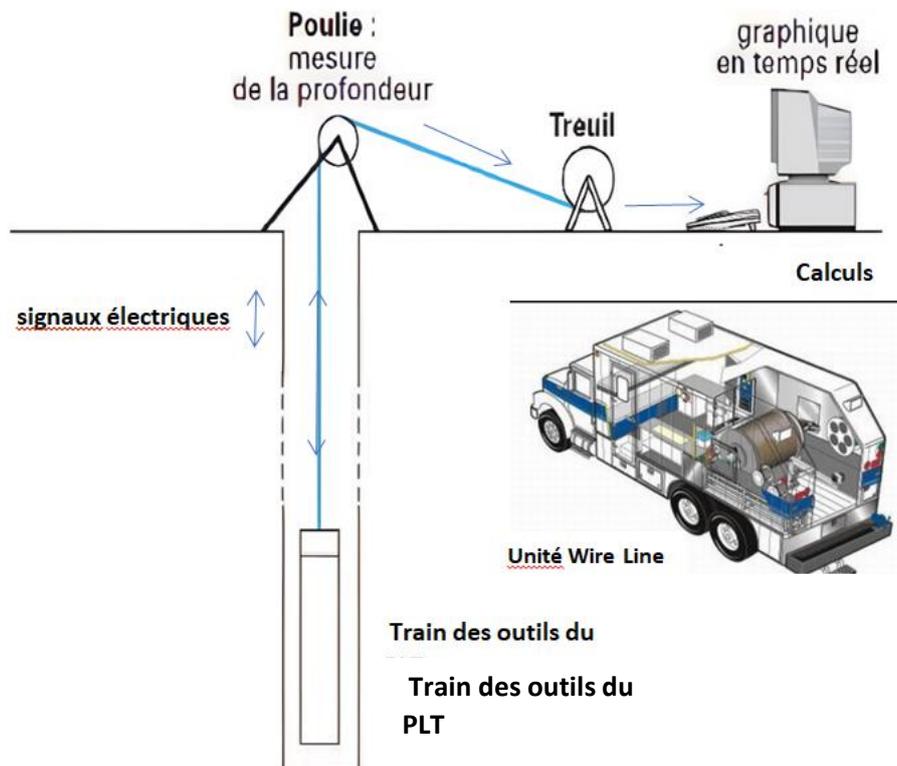


Fig 3.35 : Opération de PLT sur un chantier avec unité wireline

Collecte des données PLT :

Les capteurs du PLT collectent en continu les données lors de son déplacement le long du dpuits pendant l'opération de well testing tell que la pression, la température, la vitesse d'écoulement des fluides.

Transmission des données à Emeraude :

L'unité d'enregistrement : Les enregistrements du PLT peuvent se faire en mode directe avec un camion laboratoire Wire-line en lecture directe pendant l'enregistrement de l'outil PLT à l'aide d'un câble sous forme des signaux électriques en pulsations continues digitalisées par un ordinateur, qui donne ses enregistrements à travers des logs sortie instantanément, selon profondeur.



Fig 3.36 : Unité Wire Line

Analyses des données :

Les interprétations sont réalisées sur ordinateur à l'aide du logiciel Emeraude ,il utilise des algorithmes avancés pour interpréter les données, identifier les zones de production optimales, détecter les problèmes éventuels et calculer les débits des fluides dans le puits, il peut également être utilisé pour surveiller en continu la performance du puits et ajuster les paramètres de production.

Visualisation et rapports : Les résultats de l'analyse sont documentés dans des rapports détaillés incluant des graphiques, des tableaux,. Ces derniers aident les opérateurs à prendre des décisions éclairées rapidement.

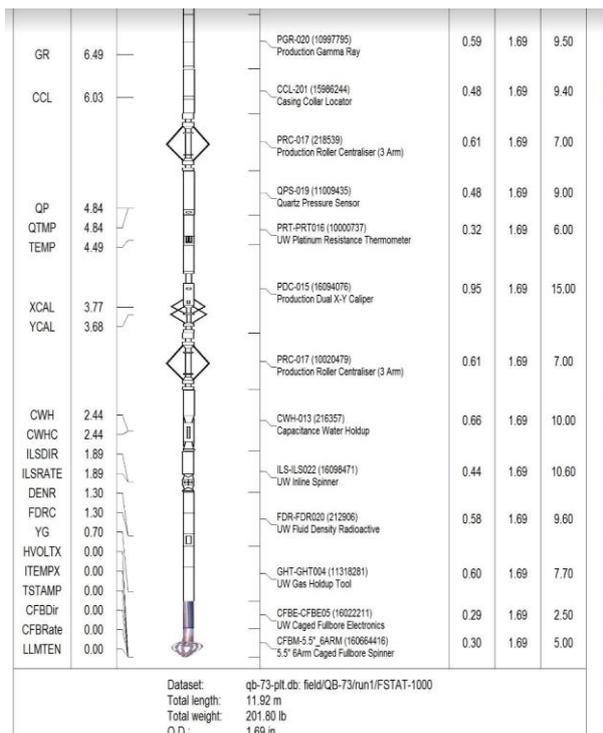


Fig 3.37 : Schéma des outils de PLT

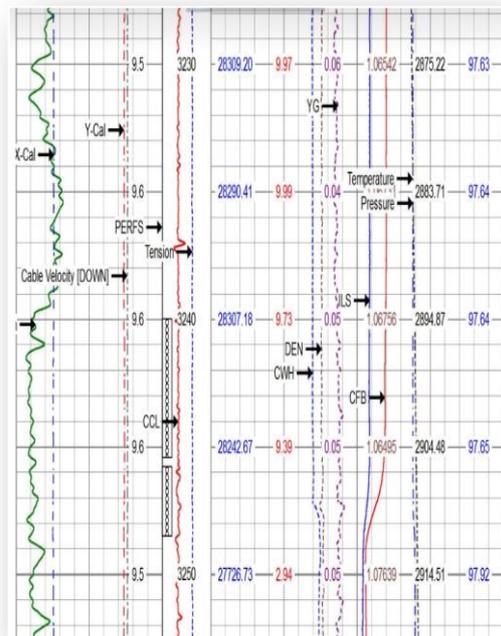


Fig 3.38 : PLT réel

Init Rate Calculation Parameters Surface Match Contributions Flow map LG Flow map LL

"Lock" flags only apply for Global Improve Show s.c. values (read only mode)

	dQw,B/D	Lock	dQo,B/D	Lock	dQg,B/D	Lock	Contributi	Confidence
Inflow 1 [14900ft - 14940ft]	1021.69	<input type="checkbox"/>	1587.42	<input type="checkbox"/>	3617.38	<input type="checkbox"/>	➔	N/A
Inflow 2 [15008ft - 15018.7]	0	<input type="checkbox"/>	0	<input type="checkbox"/>	10881.1	<input type="checkbox"/>	➔	N/A
Inflow 3 [15020.9ft - 15044]	138.988	<input type="checkbox"/>	2255.73	<input type="checkbox"/>	18907.6	<input type="checkbox"/>	➔	N/A
Inflow 4 [15047.4ft - 15064]	3727.58	<input type="checkbox"/>	115.346	<input type="checkbox"/>	5029.23	<input type="checkbox"/>	➔	N/A
Inflow 5 [15065.6ft - 15080]	4452.45	<input type="checkbox"/>	0	<input type="checkbox"/>	690.813	<input type="checkbox"/>	➔	N/A
Inflow 6 [15096ft - 15125ft]	105.711	<input type="checkbox"/>	598.298	<input type="checkbox"/>	567.213	<input type="checkbox"/>	➔	N/A
Bottom [15129ft- ...]	0	<input checked="" type="checkbox"/>	0	<input checked="" type="checkbox"/>	0	<input checked="" type="checkbox"/>	●	N/A

Fig 3.39 : Tableau de la contribution pour chaque zone

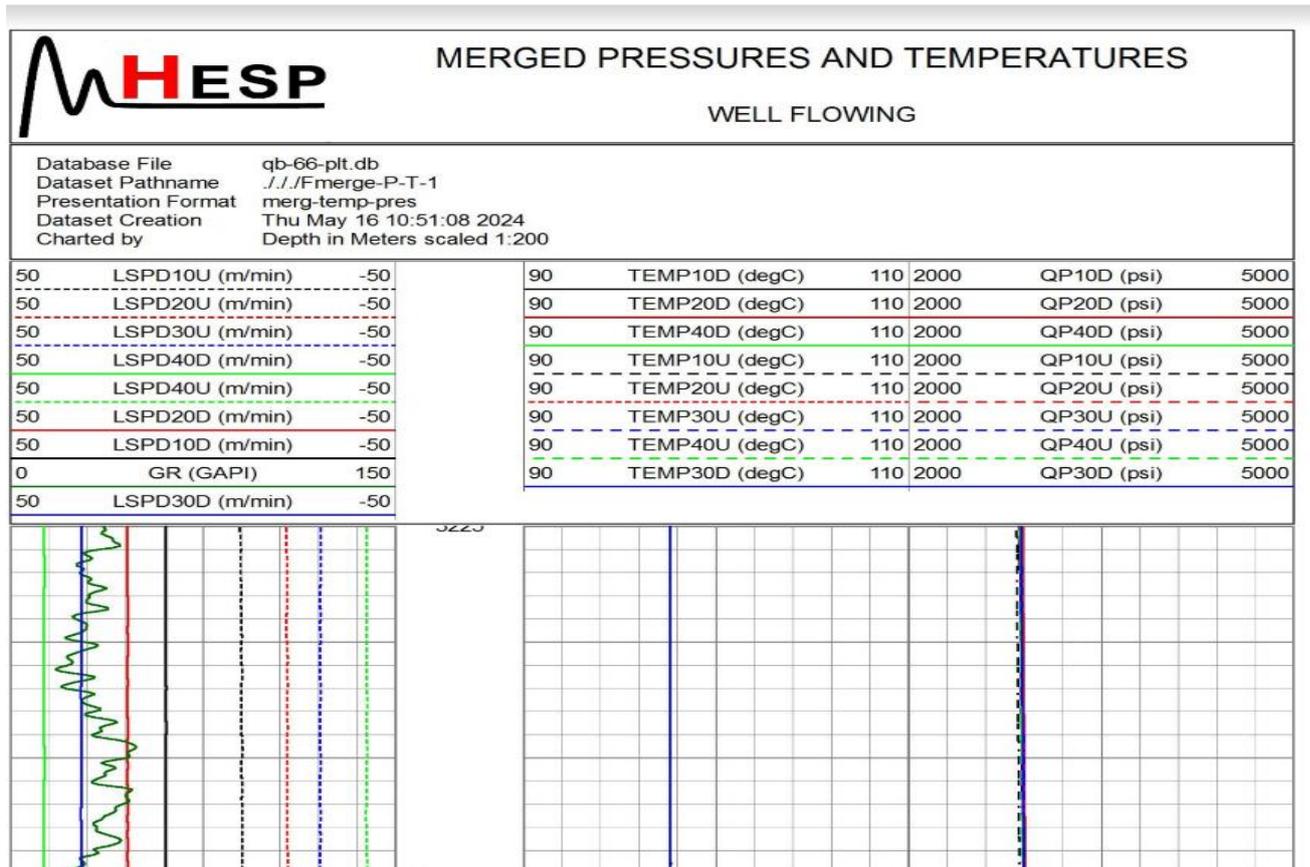


Fig 3.40 : Les données d'un PLT

1.1. Chargement et manipulation des données dans le logiciel :

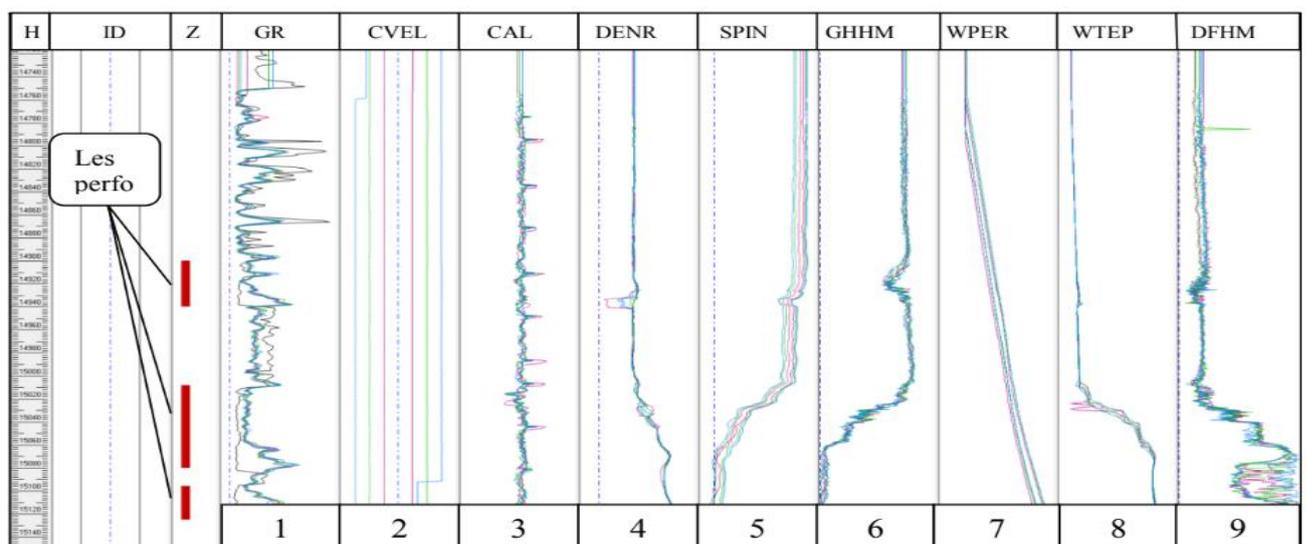


Fig 3.41 : Organisation des différents logs dans le logiciel.

1-Log gamma ray.

4-Log densité.

7-Log pression de puits.

2-Log vitesse de câble.

5-Log vitesse de spinner.

8-Log la température de puits

3-Log caliper.

6-Log similaire de log vitesse de spinner.

9-Log water hold up.

- Après la vérification des données requises, la fenêtre principale d'interprétation va s'apparaitre

Création d'un profile de production :

La réalisation d'un profile de production est l'un des objectif de PLT et représente la phase finale dans l'interprétation. Le logiciel va déterminer les débits de chaque phase ainsi que la contribution totale. Pour avoir des résultats précis emerau de contient des différentes corrélations (Beggas& Brill, S.Robertson...) qui peuvent aider le logiciel à réaliser un profile efficace.

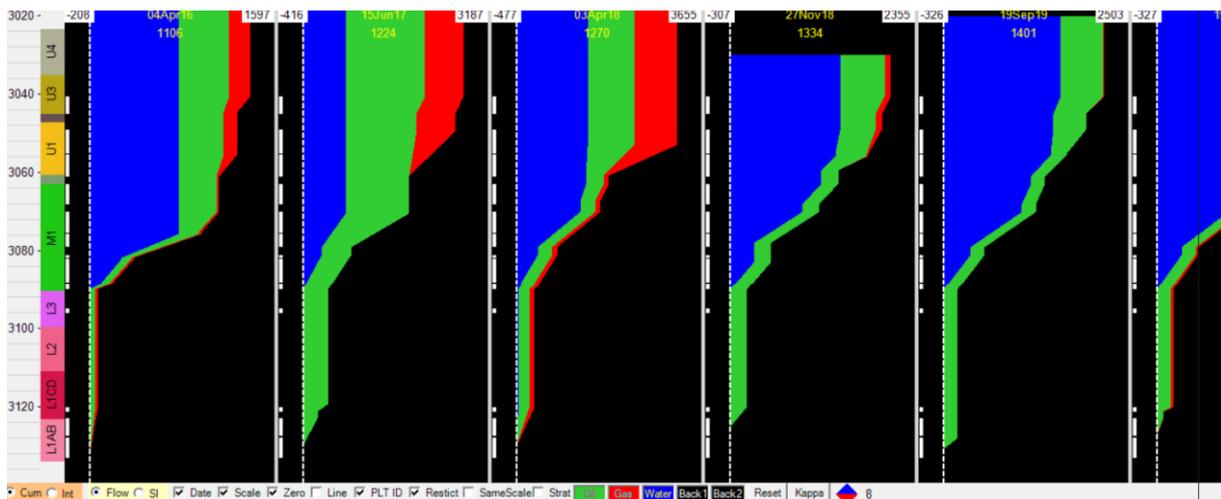


Fig 3.42 : Exemple d'un profile de production.

Cette approche théorique des caractéristiques et des fonctionnalités principales du logiciel Émeraude pour l'analyse des données de logging de production (PLT), sera illustrée par les études de cas des derniers puits qu'on a déjà fait leur diagnostic, issues de nos expériences pratiques lors de stages sur le terrain. Ces cas réels démontreront l'efficacité des techniques et des outils utilisés pour diagnostiquer les problèmes de venues d'eau et optimiser la production

des puits. Nous fournirons des tableaux illustrant les débits mesurés et les profils de logging, accompagnés de commentaires techniques sur les zones de production spécifiques détectées.

Cas d'études, Analyses des résultats de logiciel Emeraude :**Analyse des résultats :**

Données fournies par les enregistrements PLT et réalisées par logiciel Emeraude (Profils de Production de chaque puits , les zones productrices avec ses débits...)

Cette recherche vise à évaluer le profil de production des puits (1,2,3 et 4) dans le champ pétrolier d'ourhoud pour détecter les points d'entrée d'eau, en appliquant les PLT et en interprétant les données à l'aide du logiciel Emeraude.

L'interprétation du PLT par EMERAUDE a montré les intervalles des perforations qui participent à la production comme suit :

NB : Ces données sont prise du Data banque de l'entreprise Sonatrach

PUITS 1 : La production totale pour chaque niveau est comme suit :

Tableau3.1 : Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 1

Zones m)	Qt (m ³ /h)	Production (%)
3422.1-3425.9	6.31	23.00
3430.4-3440.5	5.59	20.38
3444.6-3449.9	10.04	36.59
346906-3449.6	-1.68	-6,11
3479.7-3484.7	3.82	13.92

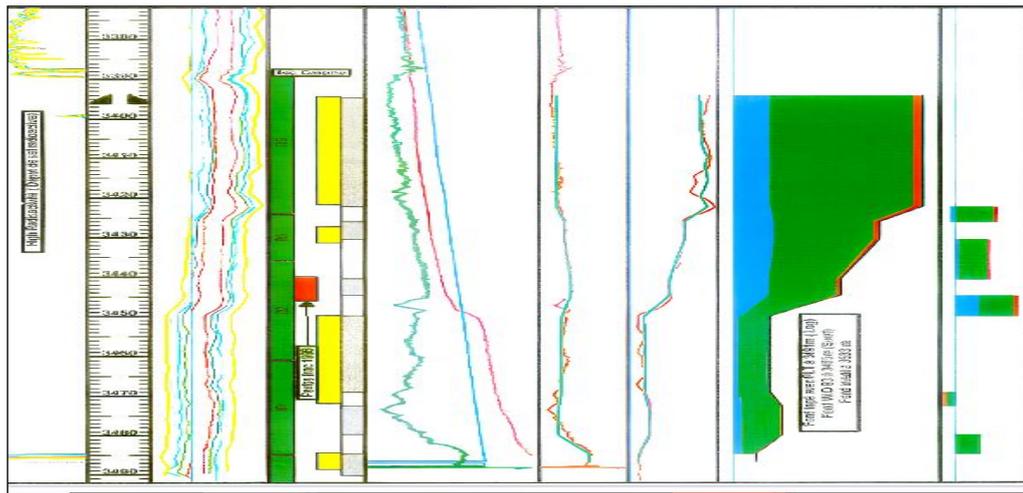


Fig 3.43 : PLT du puits 1

La participation de chaque niveau pour chaque fluide dans les conditions surface et dans les conditions fond est représentée comme suit :

Tableau 3.2: Participation des différents niveaux pour les fluides dans la production de PUIT

Zones (m)	Eau (m ³ /h)		Huile (m ³ /h)		Gaz (m ³ /h)	
	Surf.	Fond.	Surf.	Fond.	Surf.	Fond.
3422.1-3425.9	-0.58	-0.61	3.88	6.38	725.42	0.56
3430.4-3440.5	0.77	0.81	2.70	4.46	504.79	0.33
3444.4-3449.9	3.90	4.09	3.37	5.58	636.15	0.38
3469.6-3449.6	-0.28	-0.30	-0.79	-1.31	-148.22	-5.79E-2
3479.7-3484.7	4.20E-3	4.41E-3	2.29	3.89	427.96	-5.99E-2
Total	3.81		11.45		2146.12	

Commentaire

Le résultat de l'interprétation du PLT a mis en évidence les intervalles de production suivants :

De 3480 au fond (3491m) :

Environ 20% d'huile, 13% du gaz et 20% d'eau provenant de la partie basse de l'ID.

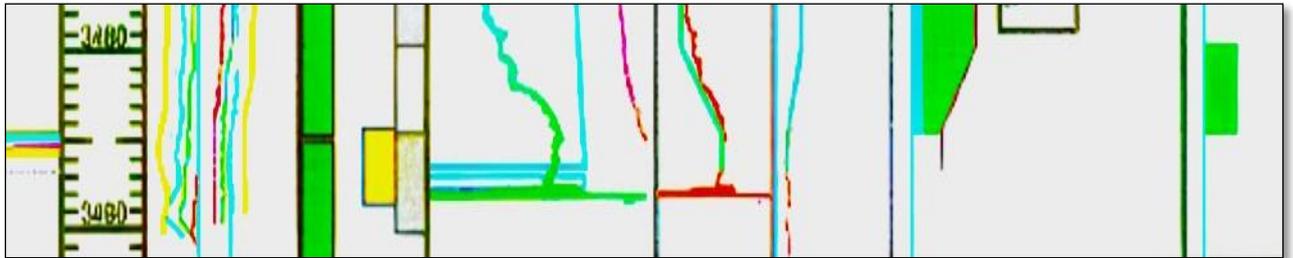


Fig 3.44 : PLT du puits de 3480 à 3491m

De 3469 à 3472.5 m :

A noter que pour cet intervalle, le profil de production présente une absorption d'huile, d'eau et du gaz produite par la zone du bas ; ce qui laisse à penser à un cross flow ; ou une présence probable de caves derrière la crépine.

De 3444.5 à 3450 m : La contribution de cette zone à la production est relativement importante. Environ 27% d'huile avec 70% d'eau et 27% de gaz proviennent de cet intervalle, ce qui correspond au milieu du D2.

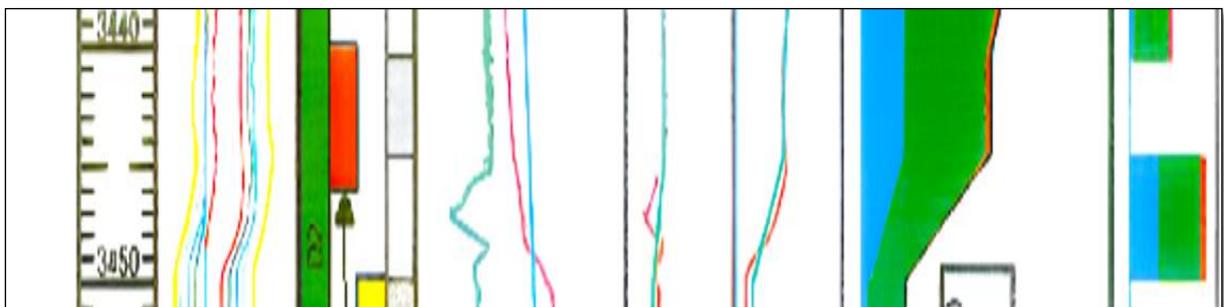


Fig 3.45 : PLT du puits de 3469 à 3472m

De 3430.5 à 3438 m :

Environ 22% de la production d'huile avec 10% d'eau et 27% du gaz proviennent de cet intervalle ; ce dernier est relatif à la partie inférieure du D3.

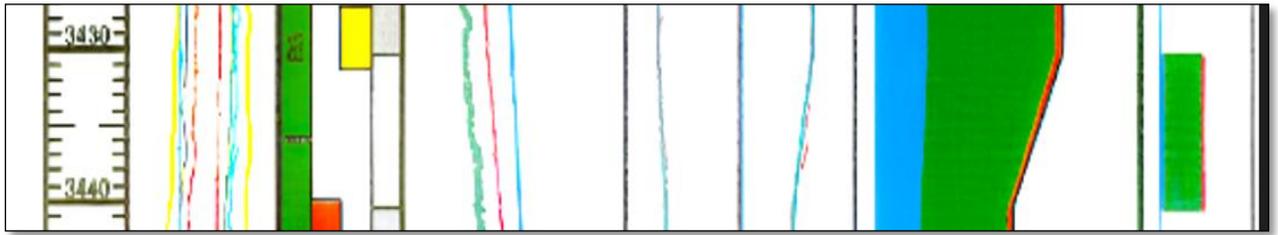


Fig 3.46 : PLT du puits de 3430 à 3438 m

De 3422 à 3426 m :

Environ 31% de la production d'huile avec 33% du gaz sont issus de cet intervalle qui représente la partie supérieure du D3 et la partie inférieure du D5.

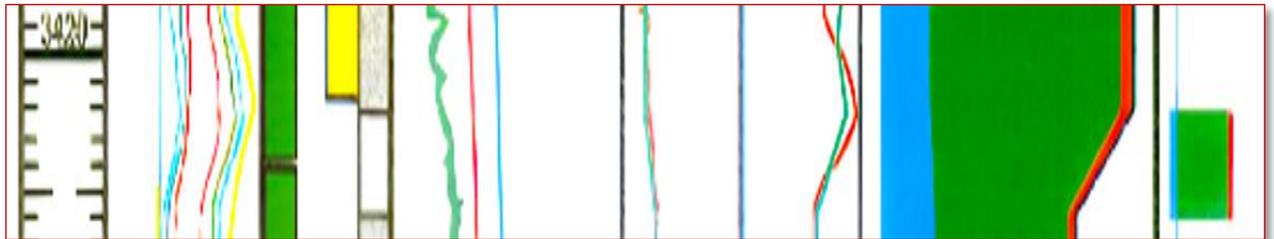


Fig 3.47 : PLT de puits de 3422 à 3426m

Conclusion

La venue d'eau se situe entre 3444.5 et 3450 m car environ 70% de l'eau produite provient de cette zone, mais cette eau se trouve associée malheureusement à une production d'huile d'environ 27%.

- Puits 4 :

Le tableau suivant résume la participation de chaque couche productrice

Tableau 3.3: Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 4

Zones (m)	Qt (m ³ /h)	Production %
3306.6-3308.4	1.28 5	0.42
3316.8-3319.7	20	42.47
3338.3-3341.4	5.54	45.31
3346.8-3358.7	0.22	1.80

Résultat correspondant à chaque niveau sont donnés par le tableau suivant.

Tableau 3.4: Participation des différents niveaux pour les fluides dans la production de Puits 4

Zones (m)	Eau (m ³ /h)		Huile (m ³ /h)		Gaz (m ³ /h)	
	Surf.	Fond.	Surf.	Fond.	Surf.	Fond.
3306.6-3308.4	0.00	-1.83	0.63	0.92	45.01	0.37
3316.8-3319.7	-1.74	1.83	4.45	6.46	70.56	0.58
3338.3-3341.4	1.76	7.36	2.61	3.79	0.00	0.00
3346.8-3358.7	0.07	10 ⁻²	0.10	0.15	0.00	0.00
Total				11.22	115.57	0.95
	0.00	0.00	7.79			



Fig 3.48 : PLT du puits 4

Commentaires

L'interprétation du PLT nous a conduits à discerner les zones de productions suivantes

De 3347m à 3359m :

La participation de cette zone est très faible, de l'ordre de 1 . 33%. Il s'agit probablement d'une production d'huile à travers une eau stagnante.

De 3338 à 3348m :

La totalité de la production d'eau probablement est issue de cette zone avec environ 34 % d'huile



Fig 3.49 : PLT de puits de 3437 à 3359

De 3317 à 3320m :

La majorité d'huile produite de l'ordre de 57% avec 61 % de gaz provient de cette zone.

A noter qu'une quantité d'eau produite de la zone précédente fait l'objet d'une ségrégation à ce niveau et n'atteignant pas la surface.

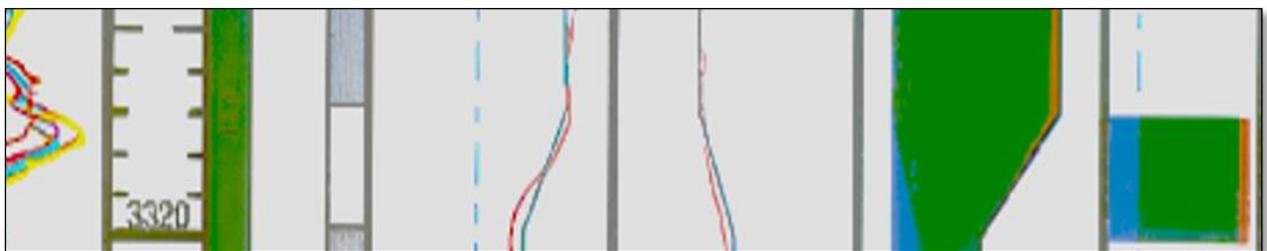


Fig 3.50 : PLT de puits de 3317 à 3320m

De 3306.5 à 3308.5 :

Une faible quantité d'huile, environ 8.13%, avec une importante quantité de gaz de 39% proviennent de cette zone.

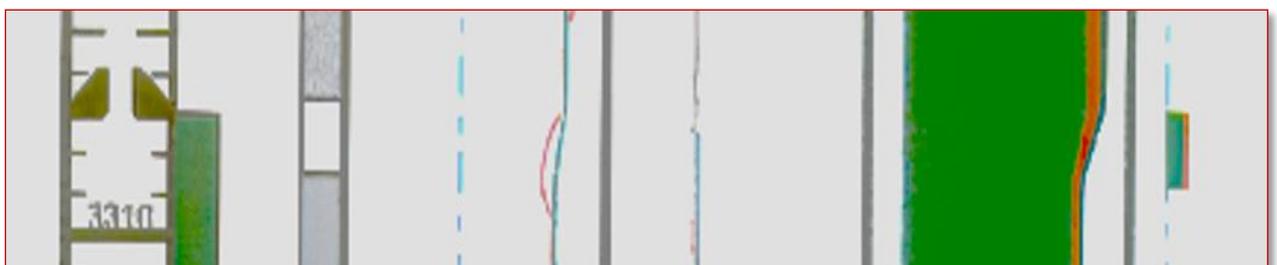


Fig 3.51 : PLT de puits de 3406 à 3308m

D'après ces études

on constat que les venues d'eau se manifestent entre 3338 à 3348m

- **Puits2:**

Interpretation

La production totale pour chaque niveau est comme suit :

Tableau 3.5 : Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 2

Niveau	Qt (m ³ /h)	Production %
3383.91 - 3399.91	8.59	87.5
3442.00 - 3448.00	1.23	12.5

La participation de chaque niveau pour chaque fluide dans les conditions surface et dans les conditions fond est représentée comme suit:

Tableau 3.6: Participation des divers niveaux dans la production des fluides de PUIITS 2

Niveau (m)	Huile (m ³ /h)		Eau (m ³ /h)		Gaz (m ³ /h)	
	Surf,	Fond	Surf.	Fond	Surf.	Fond
3383.91 - 3399.91	8.235	13.505	0.36	0.378	2729,355	1.819
3442.00 - 3448.00	0.00	0.00	1.23	1.292	0.00	0.00

Commentaires

Le résultat de l'interprétation du PLT a permis de dégager les intervalles de production suivants :

De 3442 au fond (3450m) : Environ 0% d'huile, 0% du gaz et 78% d'eau provenant de la partie milieu de D1.

De 3383.91 à 3391.91m : La contribution de cette zone à la production est relativement importante, environ 100% d'huile avec 22% d'eau et 100% de gaz ont cet intervalle comme origine. Cette partie correspond à la partie basse de D3 à la partie haute de D2.

Conclusion

La venue d'eau se situe entre 3442 et 3450m, c'est le fond de puits, car environ 78% de l'eau produite provient de cette zone avec une production d'huile nulle.

- **Puits3 :**

Interprétation

Le tableau suivant résume la participation relative à chaque couche productrice:

Tableau 3.7: Participation des différents niveaux dans la production de PUIITS 3

Zones (m)	Qt (m ³ /h)	Production %
3292.00-3304.00	11.84	32.3
3319.00-3327.00	20.6	56.2
3353.00-3366.00	4.21	11.5

Et pour chaque fluide, on à :

Tableau 3.8: Participation des divers niveaux dans la production des fluides de PUIITS 3

Zone (m)	Eau (m ³ /h)		Huile (m ³ /h)		Gaz (m ³ /h)	
	Surt	Fond	Surt	Fond	Surf,	Fond
3292.0-3304.0	0.00	0.00	5.08	7.41	482.08	4.43
3319.0-3327.0	1.79	1.78	8.60	12.06	823.34	6.76
3353.0-3366.0	1.38	1.46	1	2.75	0.00	0.00
		3.33	15.75	22.9	1305.4	
Total	3.16					11.20

Commentaires

L'analyse du log de PLT permet de noter certaines remarques Le drain D l a un débit nul et n'anticipe pas a la production.

De 3292m et 3304m : le PLT montre que cette zone produit 32.4 % d'huile et un débit d'eau nul.

De 3319m à 3327m : l'interprétation PLT a montré les productions d'eau et d'huile avec les pourcentages respectifs, 55.3 % d'huile et 55,5% d'eau.

De 3353m - 3368m : cette zone produit 12.4% d'huile et 43,8% d'eau.

Conclusion

La venue d'eau se situe entre 3319 et 3327 m, car environ 55.3% de l'eau produite provient de cette zone.

Conclusion :

En résumé, dans ce chapitre, on a examiné les types de venues d'eau, les sources de production d'eau non désirée, et on a procédé un diagnostic approfondi des puits pour identifier les problèmes liés à l'eau. À travers l'analyse des données de production, nous avons identifié les zones de contribution maximale tout en distinguant les zones produisant principalement de l'eau de celles produisant principalement de l'huile, et évalué les débits respectifs de ces fluides. Ces conclusions serviront de base pour formuler des solutions visant à atténuer les effets néfastes des venues d'eau dans les puits, ce qui sera exploré en détail dans le prochain chapitre.

Chapitre IV

Remèdes aux venues

D'eau à Ourhoud

Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons diagnostiqué les venues d'eau dans le champ d'ourhoud , identifiant les causes, les zones affectées et l'impact sur la production. Ce diagnostic a mis en évidence la nécessité de solutions efficaces pour maîtriser ces venues.

Afin de garantir une exploitation pétrolière rentable et durable, la gestion active des venues d'eau est essentielle. Ce chapitre se concentre sur les méthodes de contrôle de ces venues appliquées aux puits horizontaux, des solutions qui peuvent être considérées comme des outils et des techniques pour atteindre ces objectifs, ainsi leur application en fonction du type de complétion du puits. Nous présenterons également des études de cas pour illustrer l'efficacité de ces méthodes dans des situations réelles.

4.1.Méthodes de water shut-off

Ces méthodes sont classées en deux catégories principales : méthodes mécaniques et chimiques. Ces approches peuvent être utilisées individuellement ou en combinaison, selon les spécificités du puits et du réservoir.

La première catégorie de méthodes comprend des techniques visant à empêcher physiquement l'eau de pénétrer dans le puits ou à réguler l'eau à proximité du puits. Elles sont généralement plus coûteuses, mais offrent une isolation zonale temporaire, en revanche la deuxième catégorie de méthodes implique l'utilisation des substances chimiques pour colmater les matrices ou les fractures.

Méthodes chimiques	Méthodes mécaniques
<ul style="list-style-type: none"> ● Ciment, sable, carbonate de calcium ● Gels, résines ● Mousses, émulsions, particules, précipités, microorganismes ● Inondations de polymère / de contrôle de la mobilité 	<ul style="list-style-type: none"> ● Packers, bridge plugs, patches ● Abandon de puits, forage intercalaire ● Contrôle de flux de pattem ● Puits horizontaux

Table 4.1 : Méthodes de water shut-off

4.2.Choix de méthodes

Le choix des méthodes dépend de :

4.2.1. Type de complétion

Le type de complétion du puits joue un rôle important dans la sélection de la méthode appropriée pour le blocage de l'eau. Dans les puits horizontaux ouverts ou tubés, les méthodes mécaniques et

chimiques peuvent être utilisées. Cependant, dans les puits complétés par des chemises perforées ou des crépines, seules les méthodes chimiques sont efficaces pour contrôler la production d'eau excédentaire.

- Chemises perforées : Les chemises perforées sont des tubes métalliques qui permettent à l'huile ou à l'eau de s'écouler dans le puits depuis la formation rocheuse environnante. Elles sont utilisées dans les puits où il y a une pression significative de fluide dans la formation rocheuse.
- Crépines : Utilisées pour le même but, mais avec une conception légèrement différente des chemises perforées. elles sont entourées d'une couche de sable finement tamisé qui agit comme un filtre

4.3. point d'entrée

Lorsqu'on parle du "point d'entrée de l'eau", on se réfère à l'endroit où l'eau entre dans le puits. Cette entrée d'eau peut se produire à différents endroits en fonction des venues d'eau. La différence est basée sur la direction à partir de laquelle l'eau entre dans le puits par rapport à son axe central.

4.3.1. Au niveau du fond du puits:

Le fond du puits se réfère à la partie la plus basse du trou de forage, les méthodes mécaniques et chimiques peuvent être utilisées individuellement pour contrôler ou arrêter l'entrée d'eau, comme :

- L'installation de bouchons de ciments :

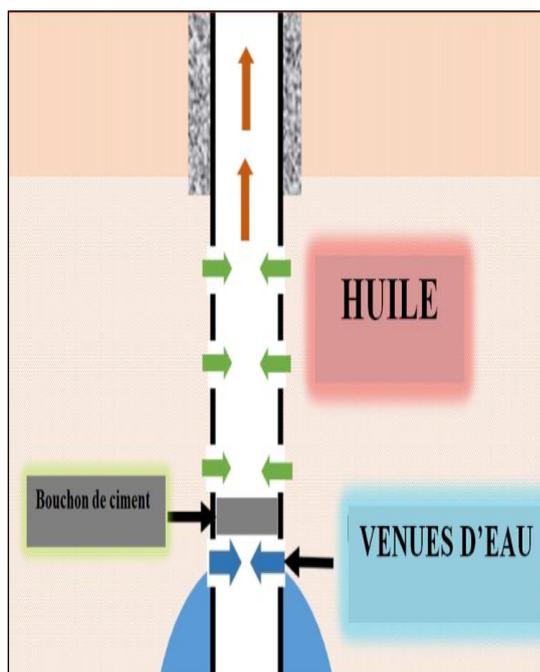


Figure 4.1 : Utilisation d'un bouchon de ciment pour arrêter la production d'eau du fond

De même, les méthodes chimiques peuvent être utilisées :

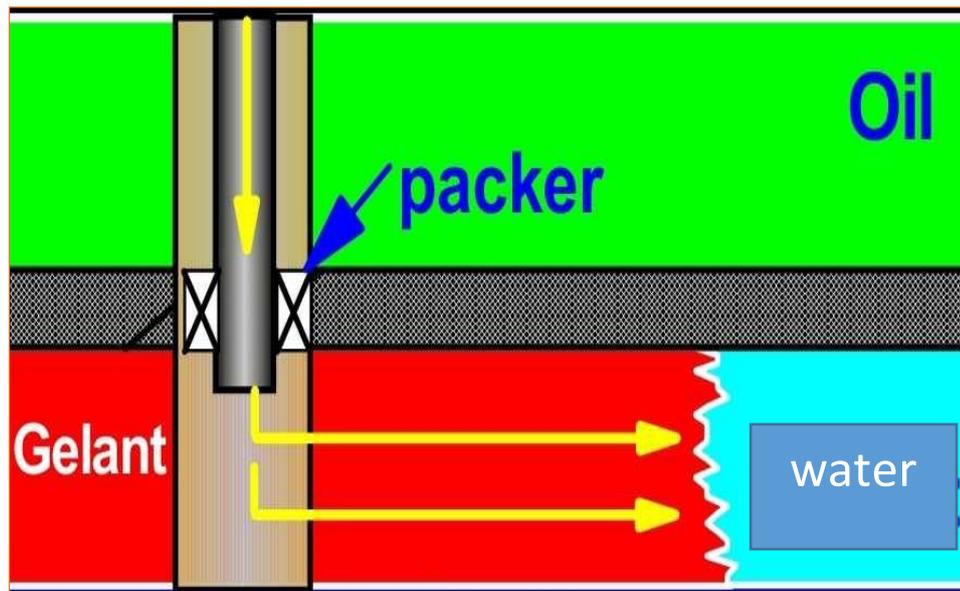


Figure 4.2 : L'injection de gélifiant.

- **L'injection de gélifiants :** Le principe est de créer une barrière qui bloque ou ralentit l'entrée d'eau dans le puits tout en permettant la production de pétrole. Les gélifiants sont des substances chimiques qui, lorsqu'elles sont injectées dans le puits, réagissent avec l'eau pour former un gel. Ce gel peut barrer et bloquer les voies par lesquelles l'eau entre dans le puits.

Le Long de la Paroi Latérale :

Si on parle des côtés du puits, les méthodes mécaniques ou chimiques seules peuvent ne pas être suffisantes pour contrôler efficacement l'entrée d'eau. Dans ce cas, une combinaison de ces deux techniques est efficace. Les obturateurs sont des dispositifs utilisés pour bloquer sélectivement l'écoulement des fluides dans le puits. En combinant des obturateurs mécaniques avec des traitements chimiques, on peut mieux contrôler et minimiser l'entrée d'eau indésirable.

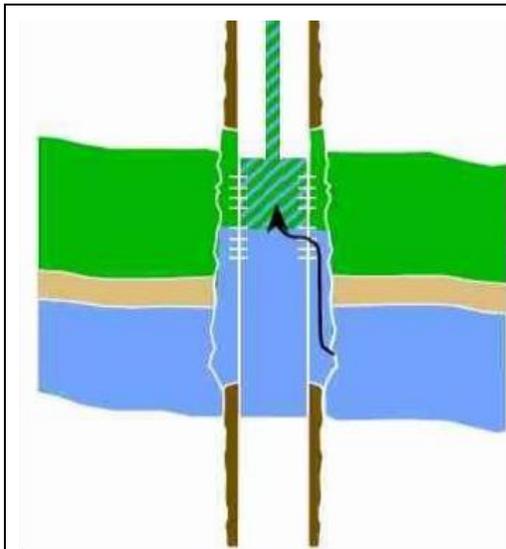


Figure 4.3 : Fuites dans le tubage , packer

- 1) Isolation de la zone : Un packer mécanique ou un autre dispositif est d'abord utilisé pour isoler la section du tubing où se trouve la fracture. Cela permet de concentrer l'intervention sur la zone spécifique qui a besoin de réparation et d'éviter la dispersion des agents chimiques dans d'autres parties du puits.
- 2) Injection des agents chimiques dans la zone isolée pour colmater la fuite : Cette approche combinée est très efficace pour assurer une fermeture durable des fractures dans les tubings de puits, car elle exploite les avantages des deux méthodes, optimisant ainsi les chances de succès de l'intervention.

En résumé, la méthode utilisée pour contrôler l'entrée d'eau dans le puits dépend de l'emplacement de cette entrée. Si l'eau entre au niveau du fond du puits, les méthodes mécaniques ou chimiques peuvent être utilisées individuellement. Cependant, des fois si l'eau entre près du talon ou le long de la paroi latérale, une combinaison de méthodes peut être nécessaire .

4.3.2. Méthodes chimiques:

Les traitements chimiques nécessitent le placement précis de fluide. Le « coiled tubing » avec les packers gonflables « inflatable packers » peuvent aider à injecter la plupart des fluides chimiques dans la zone cible sans risque pour les zones d'huile. Une Double injection avec coiled tubing est une procédure de pompage d'un fluide de protection sur le « coiled tubing » à l'espace annulaire du cuvelage et délivrer les substances chimiques de traitement à travers le « coiled tubing »

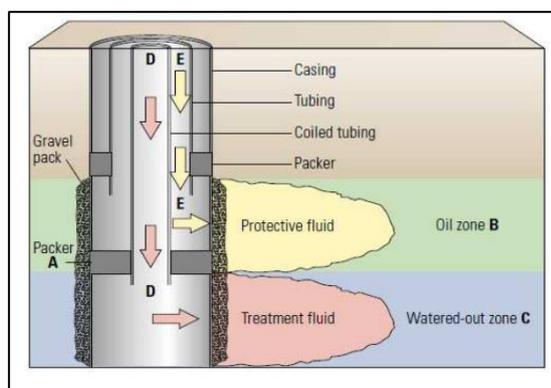


Figure 4.4 : Double injection avec coiled tubing.

Cette catégorie d'opérations offre une approche plus directe. Des produits chimiques offrent un avantage significatif par rapport aux opérations mécaniques dans le sens où elles résolvent le problème de la production d'eau plutôt que de simplement le masquer ou le déplacer. En chimie, les réactions peuvent être conçues pour cibler spécifiquement les composants indésirables, comme l'eau, et les convertir en des substances inoffensives ou utiles, lorsque je mentionne la conversion en "substances inoffensives ou utiles", je souligne la capacité des réactions chimiques à transformer les composants indésirables en des produits qui ne posent pas de problème ou qui peuvent être valorisés d'une manière ou d'une autre. Cela illustre la puissance et la polyvalence des approches chimiques en permettant une solution plus complète et efficace au problème, sans nécessiter l'installation d'équipements mécaniques supplémentaires comme des bouchons, des packers ou des patches de tubage.

De plus, ce type d'opérations nous donne le pouvoir de fermer les chemins de moindre résistance devant l'eau en réduisant leur perméabilité afin d'empêcher l'eau d'arriver au puits de forage par ces chemins. Ils contribuent également à forcer l'eau à se mobiliser et à déplacer le pétrole dans le réservoir. 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.

Les produits chimiques ont également la liberté de se déplacer entre les couches et les caractéristiques, ce qui permet d'atteindre des zones très étendues et de les fermer complètement. L'injection chimique permet également d'augmenter la viscosité du fluide injecté, ce qui améliore l'efficacité du balayage et réduit la production d'eau indésirable.

4.3.2.1. Injection de Gel

L'injection de gel est l'une des solutions chimiques les plus connues pour les opérations de fermeture de l'eau. Ce gel a la capacité 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, 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.

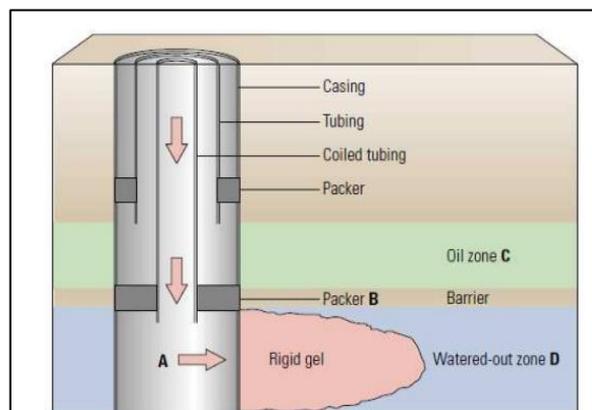


Figure 4.5 : Application du gel rigide en utilisant le coiled tubing.

Les divers types de problèmes liés à l'eau ont été classés par ordre de priorité et classés du moins difficile au plus difficile à traiter, comme le montre le tableau . Chaque problème nécessite une approche différente pour trouver la solution optimale. Par conséquent, pour obtenir un taux de réussite élevé dans le traitement des problèmes de production d'eau, il faut d'abord déterminer la nature du problème. Quatre catégories de problèmes sont classées au tableau par ordre de difficulté croissante du traitement.

<p>Catégorie A : Les traitements conventionnels sont normalement un choix efficace</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fuites du tubage sans restrictions de débit. • Flux derrière le tubage sans restrictions de flux • Puits non fracturés (injecteurs ou producteurs) avec des barrières efficaces au flux croisé
<p>Catégorie B : Les traitements avec des gélifiants sont normalement un choix efficace</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fuites du tubage avec restrictions de débit • Flux derrière tubing avec restrictions de débit • (2D coning) par fracture hydraulique d'un aquifère • Système de fracture naturelle menant à un aquifère
<p>Catégorie C : Les traitements avec des gels préformés sont un choix efficace</p> <ul style="list-style-type: none"> • Failles ou fractures traversant un puits dévié ou horizontal • Fracture unique provoquant une canalisation entre les puits • Système de fracture naturelle permettant la canalisation entre les puits
<p>Catégorie D : Problèmes difficiles pour lesquels les traitements par gel ne doivent pas être utilisés</p> <ul style="list-style-type: none"> • 3D coning • Cusping • Canalisation à travers les strates (pas de fractures) avec flux croisé

Figure 4.6 : Les différentes catégories des problèmes.

2.4.3.Méthode mécanique :

4.3.2.2.Patchflex

Il ressemble à une tranche de Casing sauf qu'il peut passer à travers le Tubing au moyen d'un câble électrique. C'est un équipement qui permet d'installer une étanchéité qui résiste aux grandes pressions avec de bonnes propriétés mécaniques et chimiques sur toute sa longueur.

Le Patchflex est constitué d'un élément de pose gonflable « Inflatable Setting Element ; ISE », d'une manche en fibre de carbone et d'une résine de pose thermique avec une enveloppe extérieure en caoutchouc.



Figure 4.7 : salteexpandable patch

Une pompe dans l'outil de fond gonfle l'ISE qui en tournant dilate les manches. Un courant électrique est appliqué en surface à une série de résistances dans l'ISE pour chauffer la résine jusqu'à la température de polymérisation où elle obtient les propriétés mécaniques exigées. L'ISE est dégonflé et récupéré après l'opération.

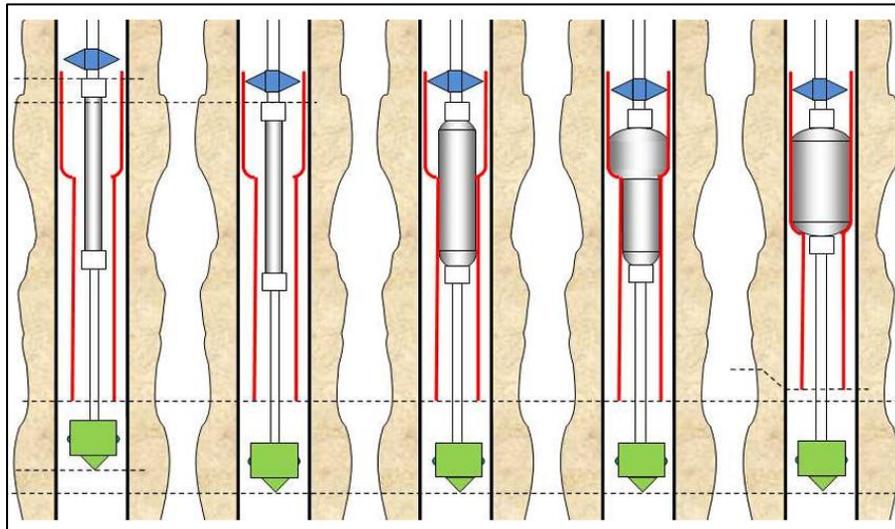


Figure 4.8 : Etapes d'application du patchflex

Préparation de la Section Endommagée :

La zone endommagée du tubage est identifiée et nettoyée.

- **Insertion du Patch Flexible**

Un patch flexible enroulé est inséré dans le puits et positionné en face de la zone endommagée. Ce patch est généralement fabriqué en matériau élastomère renforcé ou en métal flexible qui peut être déployé une fois en place.

- **Expansion du Patch**

Une fois positionné correctement, le patch flexible est déployé. Cela se fait souvent en gonflant un dispositif interne qui pousse le patch contre les parois du tubage endommagé.

- **Fixation et Scellement**

Le patch est maintenu en place par pression, assurant une adhérence solide contre le tubage

Inconvénient

- Durabilité Limitée :

La durée de vie du patch flexible peut être inférieure à celle des solutions permanentes.

- Compatibilité avec les Conditions de Puits :Peut ne pas être compatible avec certains types de fluides ou conditions de température et de pression extrêmes.
- Installation Complexe :L'installation peut nécessiter des équipements spécialisés et une expertise technique.
- Risques de Fuites :

Si le patch n'est pas installé correctement, il peut y avoir des risques de fuites autour des bords.

Avantages

- Installation Rapide :

L'installation d'un patch flexible est généralement plus rapide que le remplacement complet du tubage.

- Le patch flexible peut être installé sans nécessiter de retirer ou de remplacer de grandes sections du tubage.

- Flexibilité :Les patches flexibles peuvent être utilisés dans une variété de conditions de puits et peuvent s'adapter à des formes irrégulières et des sections endommagées.

- Moins coûteux que certaines autres méthodes de réparation permanente.

- Exemple d'application à Ourhoud :

- Cas du puits 01

Une étude comparative approfondie été faite sur les puits producteurs d'huile en vue de choisir le meilleur candidat pour l'opération de contrôle des venues d'eau (water shutoff) au champ d'OURHOUD. Le puits 01 qui se trouve dans le flanc ouest de champ est le candidat idéal à l'opération de water shut off presque 70% de water cut issu d'un puits injecteur d'eau voisin.

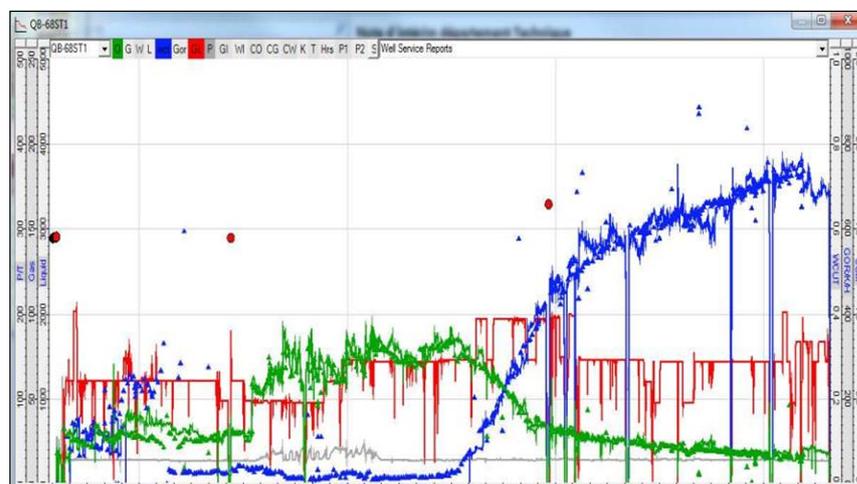


Figure 4.9 : Historique des profiles de production à partir de 2008 jusqu'à janvier 2014.

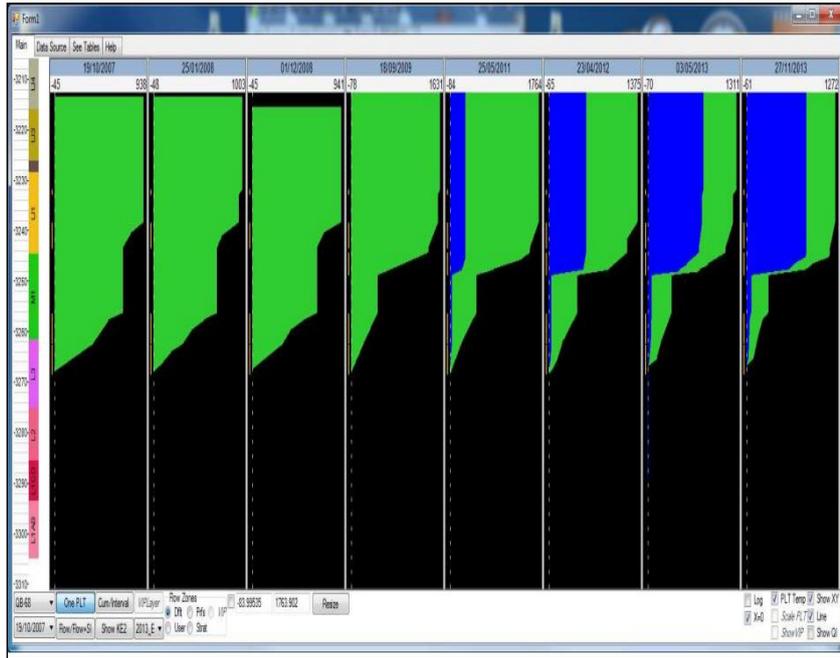


Figure 4.10 : PLT de puits 01 à partir du 19/10/2007 jusqu' à le 27/11/2013.

L'interprétation des données MPLT des puits 58(injecteur d'eau) et 01 ainsi que les tests de connectivité ont été de grande utilité pour lever le voile sur la réelle cause de l'augmentation considérable du water cut du puits candidat. Il c'était avéré après comparaison de leurs MPLT qu'il y avait un écoulement transversal (une connexion) depuis le puits injecteur d'eau 58 jusqu'au puits producteur 01 à travers la couche de réservoir U1 suite à la grande perméabilité de cette dernière.

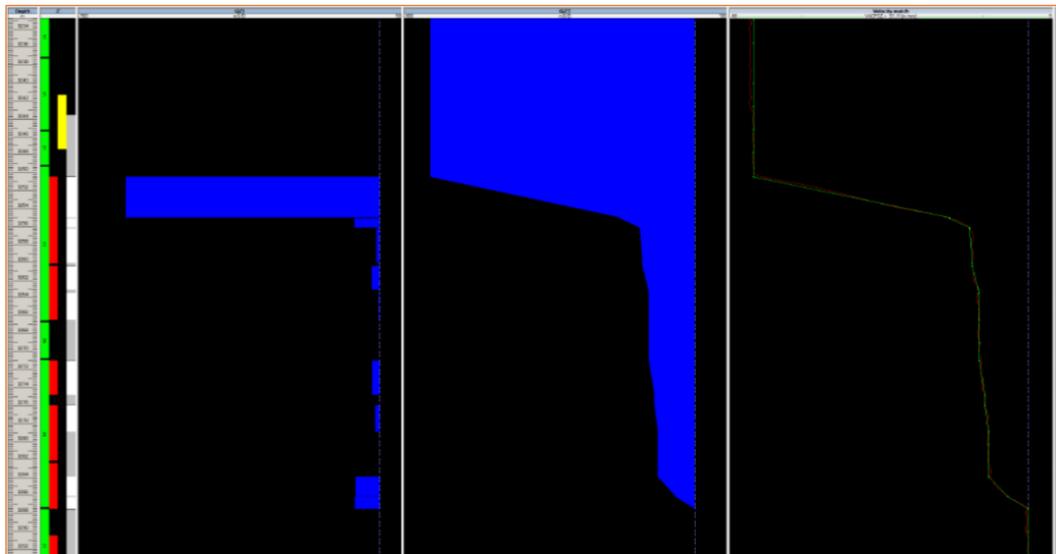


Figure 4.11 : MPLT du puits 58 (injecteur)

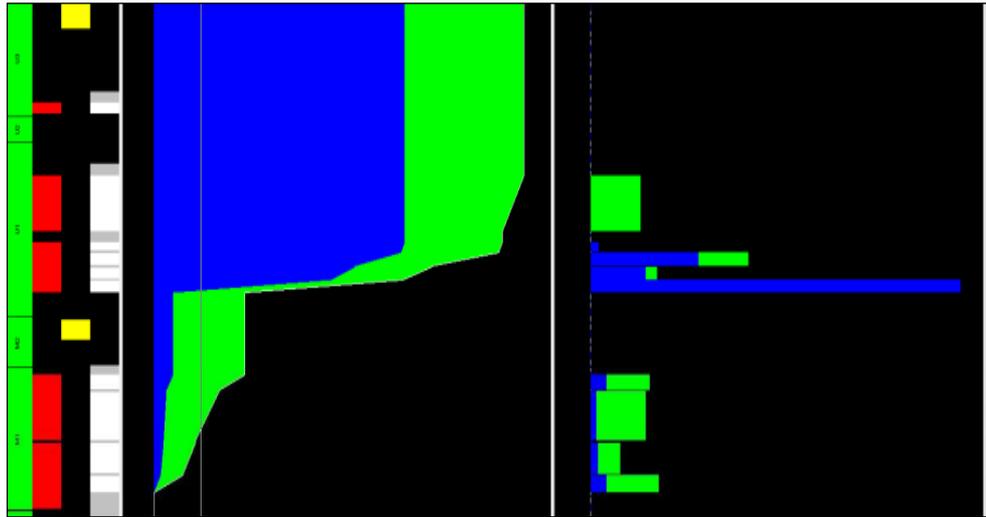


Figure 4.12 : MPLT du puits 01

D'après les analyses effectuées au niveau du laboratoire on peut constater que les taux de salinité d'eau des échantillons pris au niveau du puits 01 sont faibles (28.12g/l) et c'est une preuve directe confirmant que l'augmentation du water cut est due à l'eau d'injection des puits voisins en connexion avec le puits 01.

Tableau 4.2 : résultat d'analyse chimique du puits 01

puits	composants	Salinité(ppm)
01	Huile	21128.0
	Eau(70%)	2813.0

L'opération watershut-off

En collaboration avec l'entreprise Schlumberger, l'entreprise SALTEL a été chargée de fournir le SES patch et assurer la précision de sa mise en place.

Après l'analyse des différentes tentatives de water shut-off déjà effectuées en utilisant plusieurs types d'opération, l'organisation OURHOUD a préféré d'adopter une nouvelle solution comme solution d'interruption (**shut-off**) mécanique des eaux non désirables produites, en utilisant un patch expansible installé par un coiltubing active.

- Le débit de production total a diminué de 904.8 m³/day à 587 m³/day, cette diminution est due à la fermeture de la couche productrice U.

Tableau 4.3 : Résultats des tests opération 1

Caractéristique	VariableGL (1000Sm3/d)	VariableIP (STB/day/psi)	Variabl eWC%	LiquidRate (Sm3/day)	OilRate (Sm3/day)	WaterRate (Sm3/day)	GasRate (1000Sm3/d)	Injection Depth(m)
Avant Operation	60	3.75	70	904.8	271.4	633.3	18.974	2378
Après Operation	60	1.5	8	587	540.1	47	37.753	2378

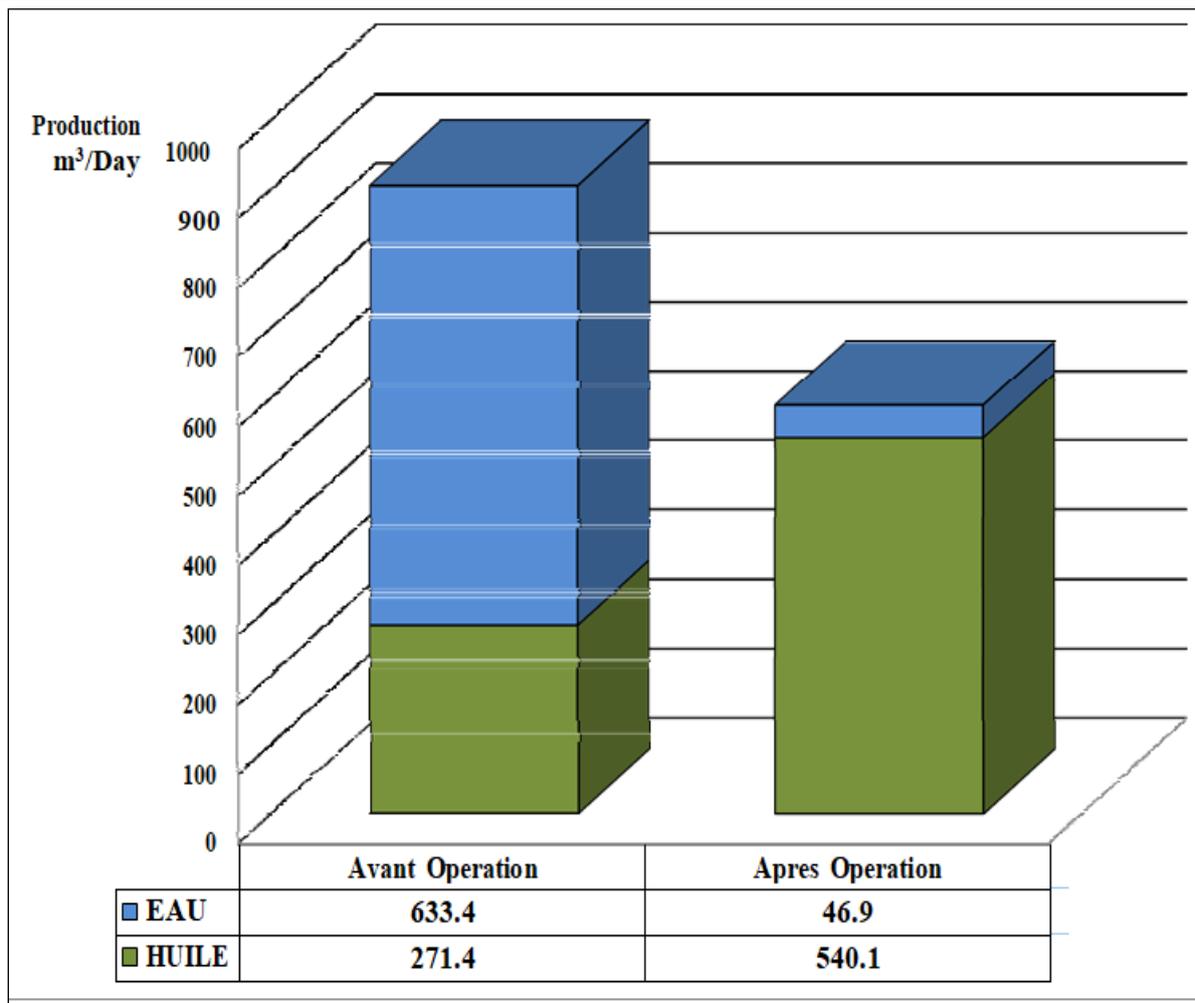


Figure 4.13 : L'impact de l'opération de Water shut off sur la production du puits 01

Cette intervention montre que le patch de model (Standard Sealing Patch) a réussi à résoudre les problèmes de production en isolant la zone productrice d'eau et à améliorer la performance du puit .

4.4.3.2. Stradelle packer

Un straddle packer est un dispositif mécanique utilisé dans l'industrie pétrolière pour isoler des sections spécifiques d'un puits. Il se compose de deux obturateurs gonflables reliés par une section de tubage. Lorsqu'il est placé dans le puits, chaque obturateur peut être gonflé pour créer un joint étanche contre la paroi du tubage, isolant ainsi la zone entre les obturateurs.



Figure 4.14 : Stradelle packer



Figure 4.15 : Les composants de stradel packer.

- **Fonctionnement**

Le straddle packer est inséré dans le puits à la profondeur souhaitée. Une fois en place, les obturateurs sont gonflés pour isoler la section ciblée du puits. Cela permet de bloquer ou de contrôler l'écoulement des fluides dans cette zone. Le dispositif peut être dégonflé et retiré si nécessaire, ou laissé en place pour une solution à long terme.

- **Avantages**

- Isolation Efficace : Permet une isolation précise des zones productrices d'eau, améliorant ainsi l'efficacité de la production de pétrole ou de gaz.
- Flexibilité d'Utilisation : Peut être utilisé dans des puits verticaux, horizontaux ou déviés.
- Intervention Minimale : Réduit la nécessité d'interventions répétées en offrant une solution durable et fiable.

Exemple application à Ourhoud:

- *Cas du puits 02*

Le puits-02 est un puits producteur de huile foré en juin 2003 et situé au sud du champ.

Le puits a été perforé à l'origine dans le 'U1/M1' en septembre 2003, puis 02 mètres de perfs ont été ajoutés dans le 'L3/L1CD' en octobre 2008, puis 9 mètres de perfs ont été ajoutés en janvier 2014, et enfin 4 mètres de perfs ont été ajoutés dans le 'U3' en mars 2015.

Le dernier PLT effectué le 19 septembre 2022 a confirmé que 100 % de l'eau provenait du " M1 " à raison de ~1200 m3/jour.

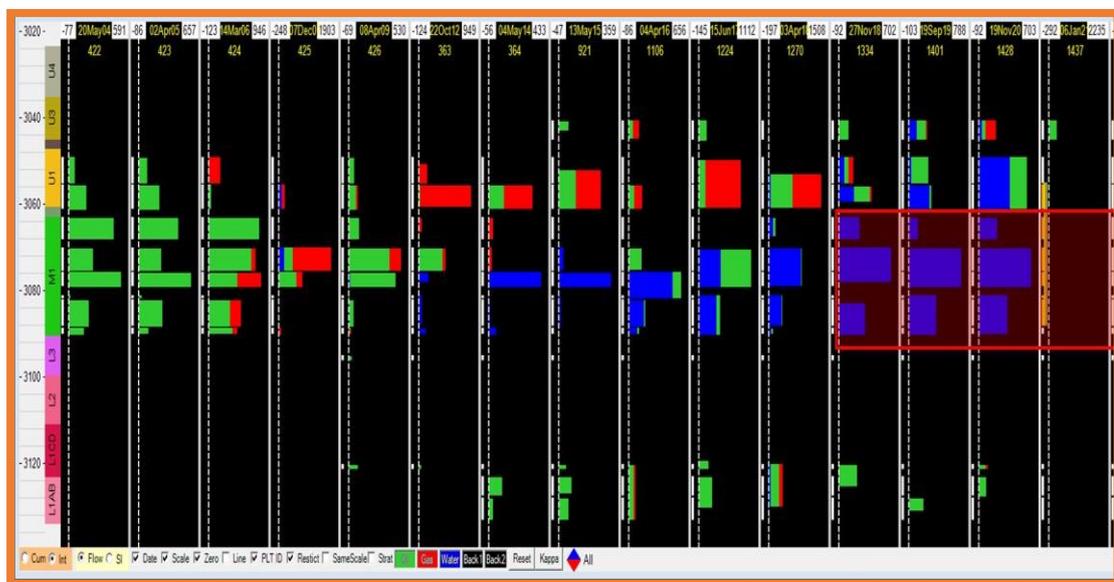


Figure 4.16 : Data PLT de puits 02 TAGI 'U'M'L

Le dernier test de séparateur a eu lieu en avril 2023 a donné un taux d'huile de 332 Sm³/j, un taux d'eau de 1166Sm³/j (77,8% WCT) avec un GOR de formation de 170 Sm³/Sm³.

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

OBJECTIF DOPERATION :

-OBJECTIF Pour installer le système de STRADDLE PACKER Weatherford Wide Pack à plusieurs passages afin d'isoler la couche «M1» arrosée. Le système STRADELL PACKER environ 30 m. Le packer inférieur doit être réglé au milieu de l'élément à 3092 m RT et le packer supérieur doit être réglé au milieu de l'élément à 3062 m RT.

Subsurface Direction a recommandé d'isoler les 30 mètres (3062 - 3092mRT) des perforations «M1» arrosées à l'aide d'un système de straddlepacker Wide Pack récupérable à plusieurs passages fourni par Weatherford.

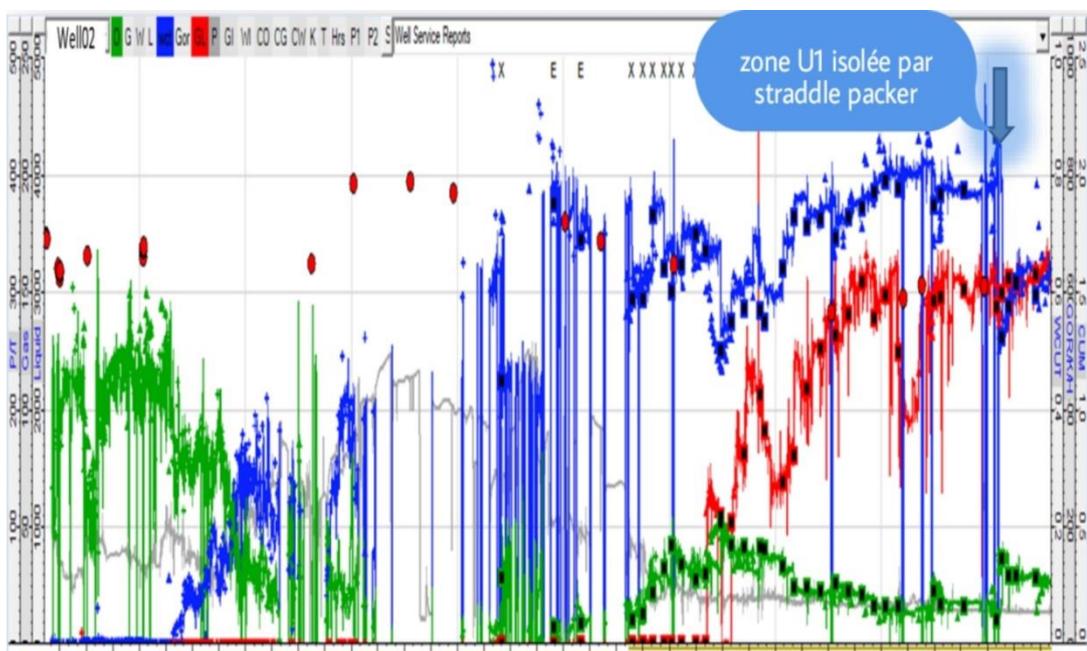


Figure 4.17 : Profil de production puits 02

La figure montre le profil de production d'un puits (Well02) avant et après l'installation d'un straddle packer en 2024.

Le système a été déployé en quatre sections à l'aide d'un outil de réglage E-Line non explosif et des outils de fonctionnement Slickline ,évalué à 5000 psi entre 40°F et 275°F.

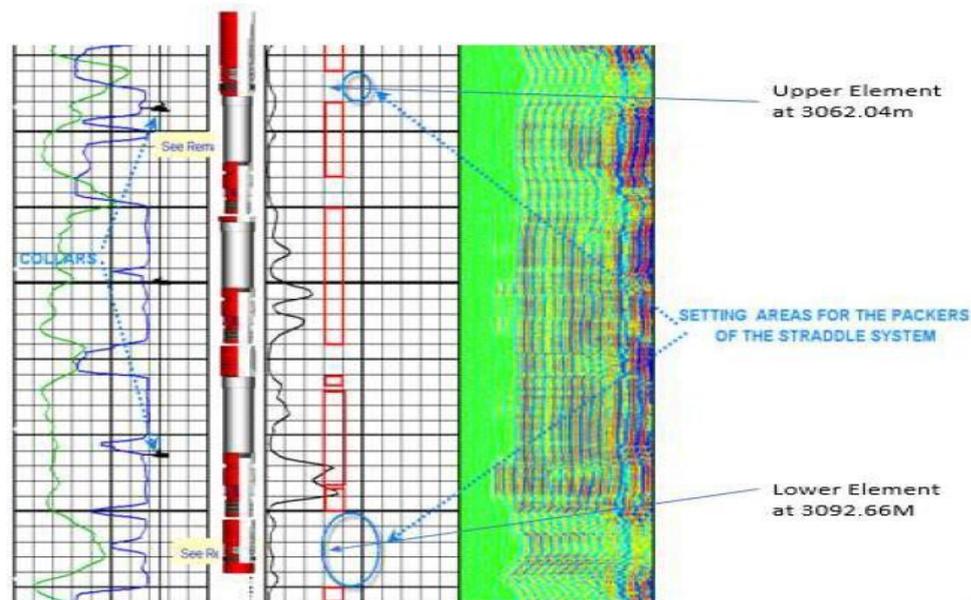


Figure 4.18 : straddlepacker in the hole

- **Avant l'Installation du Straddle Packer (Avant 2024)**

- Débit de Gaz (Vert) : Le débit de gaz montre de grandes variations avec des pics et des baisses fréquentes.
- Débit d'Eau (Bleu) : Le débit d'eau est très irrégulier avec des pics importants, indiquant des problèmes de coning d'eau .
- Débit de Liquide (Rouge) : Le débit de liquide est instable, reflétant des fluctuations importantes.

- **Après l'Installation du Straddle Packer (Depuis 2024)**

- Débit de Gaz (Vert) : Le débit de gaz devient plus stable, avec moins de variations importantes.
- Débit d'Eau (Bleu) : Le débit d'eau diminue considérablement, avec beaucoup moins de pics, ce qui signifie que le straddle packer a réussi à isoler les zones qui produisaient beaucoup d'eau.
- Débit de Liquide (Rouge) : Le débit de liquide devient plus constant et stable.

Efficacité du Straddle Packer :

L'installation du straddle packer a été une solution efficace. Elle a permis de :

Réduire la production d'eau indésirable.

Stabiliser les débits de production de gaz et de liquide.

Améliorer globalement la gestion du puits, rendant l'exploitation plus stable et rentable.

Et Voila, donc cette intervention montre que le straddle packer a réussi à résoudre les problèmes de production irrégulière et à améliorer la performance du puits.

4.4.3.3. Bridge Plug

Les bouchons de pont sont utilisés pour isoler des sections du puits de forage comme une solution de confinement fiable et polyvalente pour les puits de forage. Son déploiement permet de sécuriser les zones ciblées du puits, assurant ainsi un isolement efficace des zones non souhaitées et facilitant la réalisation de diverses opérations de maintenance et de stimulation. Grâce à sa conception robuste et à sa capacité à supporter des pressions élevées, le bridge plug offre une solution sûre et durable pour contrôler le flux des fluides dans le puits. Son utilisation stratégique permet de maximiser l'efficacité opérationnelle et de minimiser les risques associés aux interventions de maintenance, faisant du bridge plug un outil indispensable dans la gestion proactive des puits de forage.



Figure 1.19 : Bridge Plug

Cas du puits 03

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

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

L'interprétation du dernier PLT réalisé en octobre 2021 a donc montré que le M1 était complètement saturé en eau.

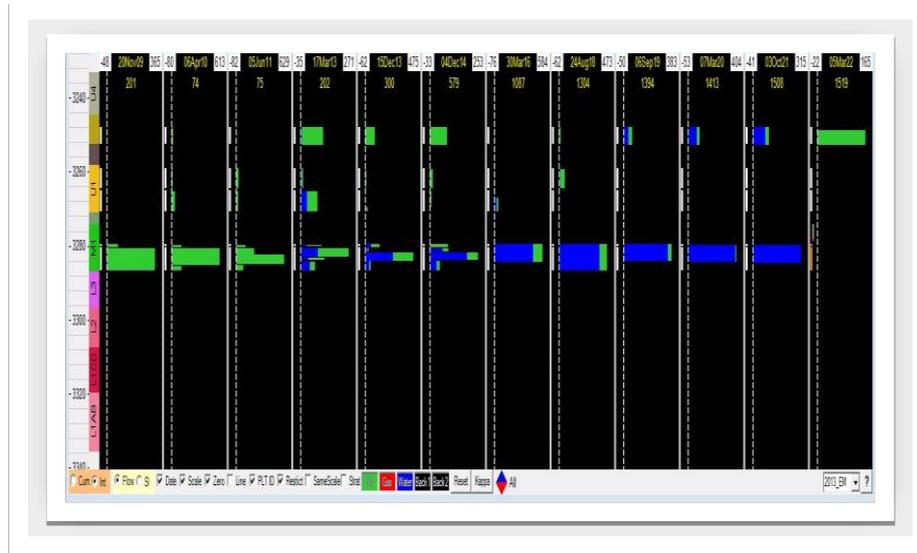


Figure 4.20 : Data PLT de puits 03 TAGI 'U' 'M' L.

Sur la base de ces résultats PLT, il a été décidé d'isoler temporairement les Intervalles inférieurs ('M1' et 'L2') .

Un bridge plug de a été placé au-dessus des perforations M1 pour le water shut-off le 20 janvier 2022.



Figure 4.21 : Profil de production puits 03

L'installation du bridge plug a eu un impact significatif et positif sur le taux de coupure d'eau et la production d'huile :

1. Réduction du Water Cut : La courbe bleue montre une diminution substantielle de la production d'eau, indiquant que l'intervention a été efficace pour isoler la zone productrice d'eau.

2. Augmentation de la Production d'Huile : La courbe verte montre une augmentation de la production d'huile après l'intervention, suggérant une meilleure performance du puits.

Ces résultats montrent que l'opération de water shut-off a réussi à améliorer la rentabilité et l'efficacité de la production en réduisant la quantité d'eau produite et en augmentant la production d'huile.

D'après les applications précédentes Une augmentation significative de la production d'huile dans les trois 3 puits grâce à de la stratégie appliqué (WSO).

On note sur le tableau que les opérations réalisées sur les trois puits ont été couronnées du succès, l'isolation des zones productrices d'eau était bien réalisée .

Tableau 4.4 : Résultats de trois puits obtenus avant et après l'isolation

Wells	Type Intervention	Avant intervention			Après intervention			Difference			Résultats
		Q oil (Sm ³ /d)	WC %	GO R (m3/ m3)	Q oil (Sm ³ /d)	WC %	GO R (m3/ m3)	Q oil (Sm ³ /d)	WC %	GO R (m3/ m3)	
02	Isolation of Bottom M1	332	77.8	170	741	52	145	409	-26	-25	Successful
03	Isolation of Bottom M1 and L2	41	88	72	113	1	72	72	-87	0	Successful

Dans le champ d'Ourhoud, ils utilisent généralement des méthodes mécaniques car elles sont plus efficaces que les méthodes chimiques car elles présentent des limitations représentées par : Le procédé est couteux et il provoque des problèmes irréversibles dans le réservoir, contrairement aux solutions mécaniques

Conclusion

Les venues d'eau représentent un défi majeur dans l'industrie pétrolière, mais grâce à des solutions innovantes et bien pensées, il est possible de les gérer efficacement. Ces solutions ne sont pas seulement des réponses techniques aux problèmes opérationnels , elles assurent une exploitation plus durable et plus respectueuse de l'environnement.

1. En réduisant les venues d'eau.
2. Minimisant les déchets.
3. Optimisant l'utilisation des ressources naturelles
4. Réduisant l'impact environnemental de nos opérations.

Conclusion générale

Les venues d'eau représentent un défi majeur dans l'industrie pétrolière, particulièrement lors des processus de waterflooding et dans le cas des venues d'eau précoces dans les puits producteurs. Toutefois, grâce à des solutions innovantes et bien conçues, il est possible de gérer ces phénomènes de manière efficace. Ces solutions ne sont pas uniquement des réponses techniques aux problèmes opérationnels ; elles témoignent également de l'engagement de l'entreprise envers une exploitation plus durable et respectueuse de l'environnement.

Lors du processus de waterflooding, une méthode couramment utilisée pour améliorer la récupération de pétrole, l'injection d'eau dans le réservoir peut provoquer des venues d'eau prématurées dans les puits producteurs. Cela réduit non seulement l'efficacité de la récupération, mais augmente également les coûts de traitement et de gestion de l'eau produite. Pour surmonter ces défis, des technologies avancées de surveillance et de contrôle sont mises en œuvre. Par exemple, des systèmes de contrôle intelligent permettent de moduler les taux d'injection et de production, minimisant ainsi les risques de venues d'eau non désirées et améliorant la récupération globale des hydrocarbures.

Les venues d'eau précoces dans les puits producteurs posent également un défi considérable. Ces venues peuvent résulter de fractures ou de failles dans le réservoir, permettant à l'eau de se frayer un chemin plus rapidement vers les puits producteurs. Pour gérer ces situations, des techniques telles que la colmatage sélectif, l'injection de gels ou l'utilisation de polymères sont employées pour bloquer les chemins de l'eau et rediriger les fluides vers les zones riches en pétrole.

Ces solutions, en réduisant les venues d'eau précoces, permettent également de minimiser les déchets et d'optimiser l'utilisation des ressources naturelles. En effet, en contrôlant mieux les flux d'eau, on réduit la quantité d'eau à traiter et à éliminer, ce qui diminue l'empreinte environnementale des opérations. De plus, l'efficacité accrue dans l'utilisation des ressources naturelles contribue à une exploitation plus durable et respectueuse de l'environnement.

En résumé, la gestion efficace des venues d'eau dans le cadre du waterflooding et des venues d'eau précoces dans les puits producteurs, grâce à des solutions innovantes, non seulement résout des problèmes techniques mais souligne également un engagement fort envers la durabilité et la protection de l'environnement.

Bibliographies

1. Analyzing Injectivity of Polymer Solutions With the Hall Plot
R.S. Buell, SPE, Chevron U.S.A.; H. Kazeml, SPE, Marathon Oil Co.; and F.H. Po.ttmann, SPE Colorado School of Mines
2. K. Aminian ;” Water production problems and solutions”-part I, petroleum & natural gas engineering
department, West Virginia university.
Armenta M. ; “Mechanisms and control of water inflow to wells in gas reservoirs with bottom-water drive”, the Craft & Hawkins department of petroleum engineering (2003)
ENSPM formation industrielle-IFP ; “Scale, water and gas shut off” (2007)
Ould-amar Y., Chikh S. et Naji H. ; “Attenuation of water coning using dual completion Technology” ,
departement de génie mécanique, USTHB, Algiers, Algeria, Elsevier (2004)
Seright R. S., Lane R. H. et Sydansk R. D. ; “A strategy for attacking excess water Production”, SPE
70067 (2001)
Veil J. A., Puder M. G., Elcock D. et Redweik R. J. ; “A white paper describing produced water from
production of crude oil, natural gas, and coal bed methane”, Argonne national laboratory for the
U.S.
department of energy, national energy technology laboratory (2004)
Gaby.M; “expandable steel patch job report”, Organization Ourhoud .
Taha.A ; “Coiled tubing intervention proposal”; Organization Ourhoud.
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.
Economides, M.J.; Hill, A.D.; Ehlig-Economides, C. Petroleum Production Systems, 18th ed.;
Prentice Hall PTR: Upper Saddle River, NJ, USA, 2008.
Guo, B.; Lyons, W.C.; Ghalambor, A.
Petroleum Production Engineering a ComputerAssisted Approach; Gulf Professional Publishing:
Houston, TX, USA, 200.
Fakher, S.; Elgahawy, Y.; Abdelaal, H.; Tonbary, A.; Imqam, A.
Reducing Excessive Water Production Associated with Gas Hydrate Reservoirs Using a Thermal
In-Situ HeatingInhibitor Method. Presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual
Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia, 23–26 April 2018