

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



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



**Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du Diplôme**

MASTER

Présenté par

- **GUEMOU Mohsin Abdelellah**
- **FERDJI Abdessamia**

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

**DIAGNOSTIC DE L'IMPACT DE LA REDUCTION D'INJECTION DU
GAZ SUR LA PRODUCTION DU CHAMP REB**

Devant le jury composé :

Mr. Benyounes K
Mr. Saifi.R
Mr. Zeraibi.N

Professeur
Maitre de conférences A
Professeur

UMB.Boumerdes
UMB.Boumerdes
UMB.Boumerdes

Président
Encadrant
Examineur

Année universitaire : 2022/2023

DEDICACES

À mes parents,

Pour leur amour, leur soutien inconditionnel et leurs sacrifices. Vous avez toujours cru en moi et m'avez encouragé à poursuivre mes rêves. Je vous dédie ce mémoire en reconnaissance de tout ce que vous avez fait pour moi.

À mes encadrants,

Pour leur précieuse guidance, leur expertise et leur patience. Vous m'avez inspiré à repousser mes limites et à atteindre l'excellence académique. Je vous suis reconnaissant pour vos conseils éclairés et votre confiance en mes capacités.

À mes amis,

Pour leur présence réconfortante, leurs encouragements constants et les moments de détente partagés. Vous m'avez aidé à garder le cap durant ces années d'études exigeantes. Votre amitié est un véritable soutien qui a contribué à mon épanouissement personnel et académique.

À mes professeurs,

Pour leur enseignement de qualité, leur passion pour leur domaine et leur engagement envers mes progrès.

*À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à mon parcours
académique,*

*Je vous exprime ma profonde gratitude. Votre soutien, vos
encouragements et vos conseils ont été des éléments essentiels dans la
réalisation de ce mémoire.*

Enfin, à moi-même,

*Pour ma détermination, ma persévérance et ma volonté de réussir. Ce
mémoire est le fruit de mon travail acharné et de mon engagement
envers l'excellence académique. Je suis fier de cette réalisation qui
marque la fin d'une étape importante de ma vie.*

*Que cette dédicace soit le témoignage de ma reconnaissance envers tous
ceux qui ont contribué à mon parcours et à ma réussite.*

Résumé

Le pétrole est crucial pour l'économie mondiale et les ingénieurs jouent un rôle important dans cette industrie, de la prospection à l'extraction, en passant par le raffinage, le transport et le stockage.

Leur objectif est d'améliorer l'efficacité de l'extraction et développer des nouvelles techniques pour augmenter la productivité..

Cependant, en hiver 2017, la réduction de l'injection de gaz pour des raisons économiques a entraîné une augmentation inattendue de la productivité, ce qui est surprenant. Cela nous a conduits à mener des études approfondies sur les caractéristiques géologiques et géophysiques des champs de Rhoud el Baguel, en prenant en compte l'historique d'injection dans ce champ, ainsi que l'impact de la réduction de l'injection sur la production à l'aide du programme OFM pour l'analyse

Ce travail ont révélé des effets négatifs sur la pression des réservoirs, mais une augmentation significative de la productivité, ce qui est positif pour l'industrie pétrolière.

Mots clé : Economie Mondiale, Prospection, Efficacité, Géophysiques, Augmentation De La Productivité, l'industrie pétrolière , OFM

ملخص

النفط ضروري للاقتصاد العالمي والمهندسون يلعبون دورًا حاسمًا في جميع جوانب هذه الصناعة، بدءًا من عمليات الاستكشاف والاستخراج والتكرير والنقل والتخزين. هدفهم هو تحسين كفاءة الاستخراج وتطوير تقنيات جديدة لزيادة الإنتاجية.

ومع ذلك، في شتاء عام 2017، أدت تقليل حقن الغاز لأسباب اقتصادية إلى زيادة غير متوقعة في الإنتاجية، مما يعد أمرًا مفاجئًا. هذا دفعنا لإجراء دراسات معمقة حول الخصائص الجيولوجية والجيوفيزيائية لحقول رود الباجل، مع مراعاة التاريخ السابق لحقن الغاز في هذا الحقل، بالإضافة إلى تأثير تقليل حقن الغاز على الإنتاج. كشف هذا العمل عن تأثيرات سلبية على ضغط الخزانات، ولكنها أظهرت زيادة كبيرة في الإنتاجية، وهو أمر إيجابي لصناعة النفط.

كلمات مفتاحية: الاقتصاد العالمي، الاستكشاف، الكفاءة، الجيوفيزياء، زيادة الإنتاجية، صناعة النفط، او اف ام

Abstraction

Oil is crucial to the global economy, and engineers play a key role in all aspects of this industry, from prospecting to extraction, refining, transportation, and storage. Their goal is to improve extraction efficiency and develop new techniques to increase productivity. However, in winter 2017, the reduction of gas injection for economic reasons resulted in an unexpected increase in productivity, which is surprising. This led us to conduct in-depth studies on the geological and geophysical characteristics of the Rhoud El Baghl fields, taking into account the injection history in this field, as well as the impact of reduced injection on production. These studies revealed negative effects on reservoir pressure but a .significant increase in productivity, which is positive for the oil industry

Keywords: Global economy, prospecting, efficiency, geophysics, increase in productivity, oil industry , OFM

Sommaire

I.	Description du champs de Rhourde El Baguel (REB).....	Erreur ! Signet non défini.
I.1	Situation géographique du champ Rhourde El Baguel.....	Erreur ! Signet non défini.
I.2	Historique du champ.....	Erreur ! Signet non défini.
I.3	Description du champ.....	Erreur ! Signet non défini.
I.4	Les installations	Erreur ! Signet non défini.
I.4.1	Centre de Production Huile CPF.....	Erreur ! Signet non défini.
I.4.2	Unité compression de gaz TCF.....	Erreur ! Signet non défini.
I.4.3	Produits traités.....	Erreur ! Signet non défini.
I.5	Géologie de Rhourde El Baguel.....	Erreur ! Signet non défini.
I.5.1	Étude de réservoir.....	Erreur ! Signet non défini.
I.5.2	Stratigraphie.....	Erreur ! Signet non défini.
I.5.3	Description lithologique du réservoir.....	Erreur ! Signet non défini.
I.5.4	Caractéristiques pétro physiques.....	Erreur ! Signet non défini.
I.5.5	Fracturation naturelle dans le gisement de REB	Erreur ! Signet non défini.

I.6	Exploitation du champ.....	Erreur ! Signet non défini.
I.6.1	Déplétion naturelle.....	Erreur ! Signet non défini.
I.6.2	L'injection d'eau.....	Erreur ! Signet non défini.
I.6.3	Gaz lift.....	Erreur ! Signet non défini.
I.6.4	L'injection du gaz miscible.....	Erreur ! Signet non défini.
I.7	Les problèmes d'exploitation dans le champ de REB.....	Erreur ! Signet non défini.
I.7.1	Les dépôts de sel.....	Erreur ! Signet non défini.
I.7.2	Corrosion.....	Erreur ! Signet non défini.
I.8	historique de production.....	Erreur ! Signet non défini.

Chapitre II : Notions Et Définitions Générales

- I.1 Les réservoirs naturellement fracturés (NFR) :.....Erreur ! Signet non défini.**
- 1.1.1 Définition : Erreur ! Signet non défini.
 - 1.1.2.Importance des réservoirs naturellement fracturés dans l'industrie pétrolière et gazière :22
 - 1.1.3.Exploration et production dans les réservoirs naturellement fracturés :..... **Erreur ! Signet non défini.**
- I.2 Production monitoring (La surveillance de production) :.....Erreur ! Signet non défini.**
- 1. Définition : Erreur ! Signet non défini.
 - 2. L'importance et L'avantages de surveillance de production :Erreur ! Signet non défini.
- I.3 Gaz recycling : Erreur ! Signet non défini.**
- 1. Le processus de recyclage du gaz :.....Erreur ! Signet non défini.
 - 2. Avantages du recyclage du gaz dans l'injection de réservoirs :.....Erreur ! Signet non défini.
 - 3. Défis et perspectives :.....Erreur ! Signet non défini.
- I.4 puits observateur :.....Erreur ! Signet non défini.**
- 1. Historique du puits observateur : Erreur ! Signet non défini.
 - 2. Les progrès technologiques et les développements récents :Erreur ! Signet non défini.
 - 3. Rôle et Objectifs:.....Erreur ! Signet non défini.
 - 4. Applications du Puits Observateur:Erreur ! Signet non défini.
 - 5. Choix de puits observateur :Erreur ! Signet non défini.
 - 6. Avantages et défis du puits observateur:29
- I.5 Filed management (La gestion des champs pétroliers) :.....Erreur ! Signet non défini.**

Chapitre III: Historique d'injection au champ de REB

III.1. l'injection d'eau a REB	32
1- l'injection d'eau a REB.....	32
2- analyse des résultats d'injection d'eau à REB.....	34
3- conclusion.....	36
III.2.L'injection de gaz miscible	36
1-Introduction.....	36
2-L'injection de gaz miscible.....	37
3- L'échec de la miscibilité a REB.....	48
III.3.Analyse des traceurs chimiques	40
III.4.Injection de Gaz à REB	47
1-Introduction.....	47
2-Source De Gaz Injecte.....	47
3-Data D'injection De Gaz A REB.....	48

Chapitre IV : L'impact de la réduction du gaz injecté

IV.1 Aperçu sur le programme utilisé(OFM)	51
IV.2.Bilan d'injection	53
IV.3.Bilan production huile	55
IV.4.monitoring de production d'eau	69
IV.5.Bilan production de gaz	76
IV.6.Impact sur la pression de reservoir	84
Conclusion	88
Conclusion et Recommandation	90

Liste des figures

Figure (I-01) : situation géographique du champ de REB.....	04
Figure (I-02) : carte situation des principaux bassins sahariens.....	04
Figure (I-03) : carte structurale au toit du cambrien.....	07
Figure (I-04) : la colonne stratigraphie du champ de REB.....	13
Figure (II-01) : modèle de réservoir naturellement fracturer.....	21
Figure (II-02) : gestion des champs pétroliers.....	30
Figure (III-01) : les entrées d'eau de l'aquifère et de l'eau injectée.....	35
Figure (III-02) : la structure fortement fissurée.....	39
Figure (III-03) utilisation des traceurs pour l'analyse.....	41
Figure (IV-01) work space de software OFM.....	52
Figure (IV-02) model de base map	52
Figure (IV-03) Schéma de changement de plan d'injection.....	53
Figure (IV-04) Schéma de bilan production huile avant-durant l'injection....	55
Figure (IV-05) : Schéma de bilan production huile avant-Après l'injection...62	
Figure (IV-06) Schéma monitoring d'eau avant-durant l'injection.....	69
Figure (IV-07) Schéma monitoring d'eau avant-après l'injection.....	73
Figure (IV-08) Schéma de GOR avant-durant l'injection.....	76
Figure (IV-09) Schéma de GOR avant-après l'injection.....	77
Figure (IV-10) Schéma de production gaz avant-après l'injection.....	78

Liste des tableaux

Tableau(I-01) : la situation actuel des puits à REB.....	06
Tableau (I-02) : Différentes zones du réservoir.....	14
Tableau(I-03) : propriétés pétro physiques du réservoir de REB.....	15
Tableau(III-01) : Temps d'arrivée du traceurs chimiques	46
Tableau(III-02) : historique des puits injecteurs	48
Tableau(IV-01) : taux de réduction d'injection des puits.....	53

Liste des graphes

Graphe(I-01) : historique de production 1962- 2017.....	19
Graphe(I-02) : historique de production journalier 2017-2018.....	20
Graphe(III-01) : l'évolution de production en fonction de l'injection d'eau..33	
Graphe(III-02) : détection du traceur injecté dans P15 à P45.....	42

Graphe(III-03) : détection du traceur injecté dans P68 à P12.....	43
Graphe(III-04) : détection du traceur injecté dans P69 à P26.....	44
Graphe(III-05) : aucune détection du traceur injecté dans P69 à P36.....	45
Graphe(III-06) : l'évolution de quantité réinjecté et la quantité produite	49
Graphe (IV-01) : Progression journalière de la production.....	55
Graphe (IV -02) : Progression journalière de la production P58.....	56
Graphe (IV-03) : Progression journalière de la production P66.....	57
Graphe (IV -04) : Progression journalière de la production P78.....	57
Graphe (IV -05) : Progression journalière de la production P41.....	58
Graphe (IV -06) : Progression journalière de la production P43.....	59
Graphe (IV -07) : Progression journalière de la production P12.....	59
Graphe (IV -08) : Progression journalière de la production P36.....	60
Graphe (IV -09) : Progression journalière de la production P46bis.....	60
Graphe (IV -10) : Progression journalière de la production P57.....	61
Graphe (IV -11) : Progression journalière de la production P37.....	62
Graphe (IV -12) : Progression journalière de la production P66.....	63
Graphe (IV -13) : Progression journalière de la production P35.....	64
Graphe (IV -14) : Progression journalière de la production P19.....	64
Graphe (IV -15) : Progression journalière de la production P78.....	65
Graphe (IV -16) : Progression journalière de la production P47.....	66
Graphe (IV -17) : Progression journalière de la production P57.....	66
Graphe (IV -18) : Progression journalière de la production P35.....	70
Graphe (IV -19) : Progression journalière de la production P44.....	70
Graphe (IV -20) : Progression journalière de la production P36.....	71
Graphe (IV -21) : Progression journalière de la production P82.....	72
Graphe (IV -22) : Progression journalière de la production P37.....	72
Graphe (IV -23) : Progression journalière de la production P44.....	74
Graphe (IV -24) : Progression journalière de la production P40.....	74
Graphe (IV -25) : Progression journalière de la production P19.....	75
Graphe (IV -26) : Progression journalière de la production P64bis.....	75
Graphe (IV-27) : Progression journalière de la production P44.....	79
Graphe (IV-28) : Progression journalière de la production P58.....	80
Graphe (IV-29) : Progression journalière de la production P19.....	80
Graphe (IV-30) : Progression journalière de la production P43.....	81
Graphe (IV-31) : Progression journalière de la production P60.....	81
Graphe (IV-32) : Progression journalière de la production P54.....	82
Graphe (IV-33) : Progression journalière de la production P12.....	83

Graphe (IV-34) : Progression journalière de la production P53.....	83
Graphe (IV-35) : Progression de la pression réservoir.....	84
Graphe (IV-36): L'évolution de la pression de réservoir.....	85
Graphe (IV-37): L'évolution de la pression de réservoir P05.....	86
Graphe (IV-38): Voidage Replacement Ratio (VRR) vs DATE.....	87

Introduction

Introduction

Dès sa découverte en Algérie, le pétrole a rapidement acquis une importance considérable dans l'économie nationale en raison de ses revenus d'exportation substantiels.

L'Algérie a entrepris d'investir dans plusieurs champs pétroliers, parmi lesquels le champ de Rhourde El-Baguel se démarque en tant que l'un des plus vastes et des plus importants gisements du Sahara algérien, et il a été parmi les premiers à être exploités. Le champ de Rhourde El-Baguel fait partie des projets de la compagnie BP (British Petroleum) en Algérie et vise à exploiter les réserves de pétrole brut grâce à des techniques de récupération assistée.

L'appellation "Rhourde El-Baguel" peut revêtir deux significations distinctes. Pour certains, elle désigne une grande dune qui marque l'entrée du champ et sert de point de repère. Pour d'autres, "Rhourde" signifie simplement "grande dune" et "El-Baguel" serait le nom d'un arbuste présent dans la région. Le gisement est situé à environ 750 kilomètres au sud-est d'Alger et à environ 90 kilomètres au sud-est de Hassi Messaoud, qui est le plus grand gisement du pays.

Il est généralement constaté que le taux de récupération des hydrocarbures par drainage naturel est faible. Il devient donc urgent d'augmenter la production en exploitant plus efficacement le réservoir tout en préservant l'efficacité de production des puits. Cette réalité a conduit au développement de nouvelles techniques, connues sous le nom de récupération secondaire, qui consiste à injecter de l'eau, du gaz ou toute autre forme d'énergie propulsive.

Lorsque les techniques de récupération secondaire atteignent leurs limites et ne permettent plus une extraction satisfaisante du pétrole, on fait appel à la récupération tertiaire. Toutefois, le recours à cette technique est justifié uniquement lorsque l'extraction du pétrole demeure économiquement rentable. Ainsi, l'exploitation du champ de Rhourde El-Baguel a connu différentes phases de développement, passant de la déplétion naturelle à la récupération secondaire par injection d'eau pour le balayage du réservoir, puis à l'injection de gaz pour maintenir la pression optimale.

Des expériences d'injection massive de gaz ont également été menées afin d'atteindre la miscibilité, mais malheureusement, les résultats ont été infructueux en raison de la pression requise pour obtenir la miscibilité, qui était supérieure à la pression de fracturation du réservoir. Cette tentative a finalement entraîné la fracturation du réservoir. Par conséquent, la stratégie d'injection de gaz avec une pression de 220 bars a été rétablie.

En 2017, un nouveau projet visant à réduire la quantité de gaz injecté a été mis en place afin de permettre sa vente. Toutefois, cette réduction a soulevé des questions quant à son impact sur les paramètres du réservoir tels que la production, la pression, le GOR (Gas-Oil Ratio), le WOC (Water-Oil Contact) et la richesse du pétrole.

Dans le cadre de cette étude, nous nous efforcerons donc d'analyser en détail l'impact de cette réduction sur ces différents paramètres pour mieux comprendre les implications de cette décision sur l'exploitation du champ de Rhourde El-Baguel.

CHAPITRE

I

**Description du champ de
Rhourde El Baguel (REB)**

I. Description du champ de Rhourde El Baguel (REB)

I.1 Situation géographique du champ Rhourde El Baguel

Le Sahara algérien, vaste et aride, abrite une importante réserve de pétrole répartie en trois provinces distinctes :

La première est la province occidentale, suivie de la province d'Illizi et Ghadamès, et enfin la province triasique.

Chacune de ces provinces comprend plusieurs bassins séparés par des systèmes d'axes majeurs.

Le champ de Rhourde El Baguel se trouve dans la zone de transition entre la province d'Illizi et Ghadamès vers l'ouest. Son nom, "Rhourde El Baguel", signifie littéralement "Grande Dune" en référence à une imposante formation de sable qui marque l'entrée du champ. Situé à environ 90 kilomètres au sud-est de Hassi Messaoud, sur la bordure occidentale du bassin de Ghadamès et à plus de 1000 kilomètres au nord-est d'Alger, il est situé dans la partie nord-est du Sahara algérien.

Le relief du champ de Rhourde El Baguel se présente sous la forme d'un anticlinal asymétrique orienté du nord-est vers le sud-ouest, limité par deux failles majeures. La couche productive est constituée de grès du Cambrien, caractérisés par une porosité moyenne et une faible perméabilité. Son épaisseur moyenne atteint environ 750 mètres, formant ainsi un réservoir potentiel pour les hydrocarbures.

Ce gisement pétrolier est situé à une profondeur considérable, entre 2400 et 3200 mètres sous la surface, couvrant une superficie approximative de 10 000 acres. Administrativement, Rhourde El Baguel se trouve dans la commune d'El-Borma, qui se situe à une distance de 245 kilomètres du champ et à seulement 10 kilomètres de la frontière tunisienne. Cette commune est rattachée à la Daïra Hassi Messaoud, relevant de la Wilaya d'OUARGLA.

Le champ de REB s'étend sur une superficie de 164,05 kilomètres carrés, s'étirant du sud-ouest au nord-ouest. Ses coordonnées géographiques précises sont les suivantes :

- X : de 6° 54' 00" à 7° 01' 00" (longitude est).

- Y : de 31° 20' 00" à 31° 28' 00" (latitude nord).

En ce qui concerne l'altitude, la moyenne du champ par rapport au niveau de la mer s'élève à 170,68 mètres.

Le climat dans la région de Rhourde El Baguel est extrême, caractérisé par des conditions arides et chaudes. [1]

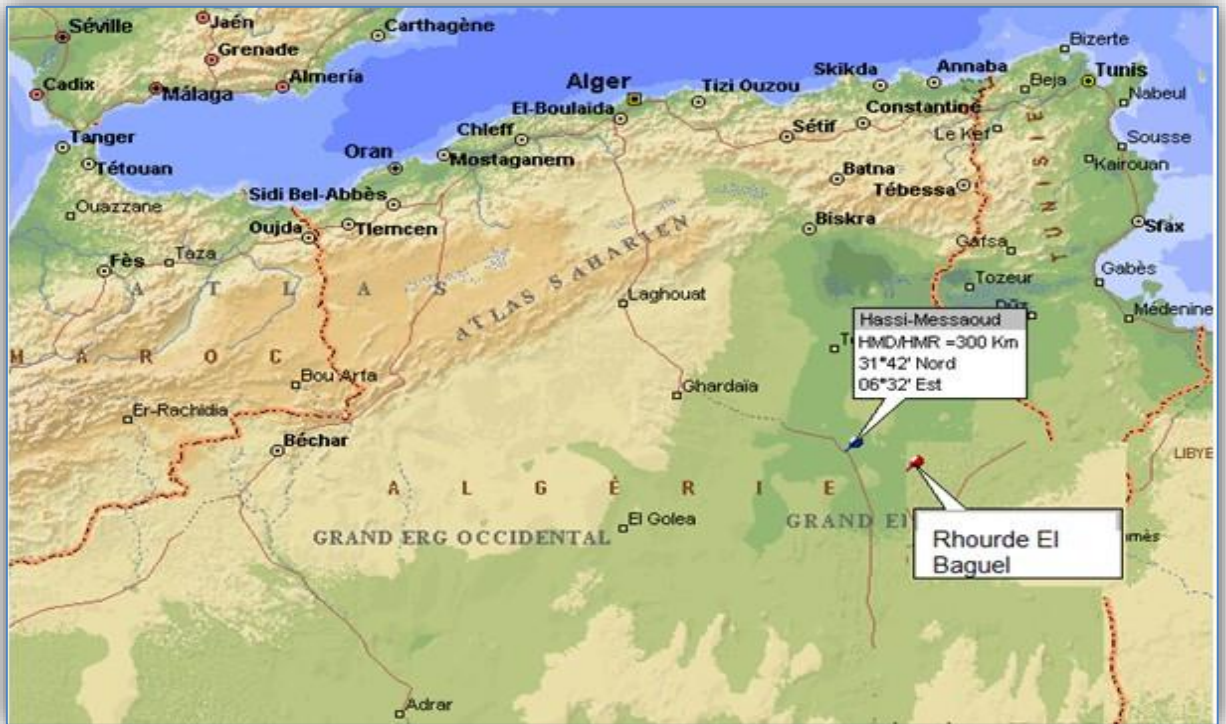


Figure I-01: Situation géographique du champ de REB

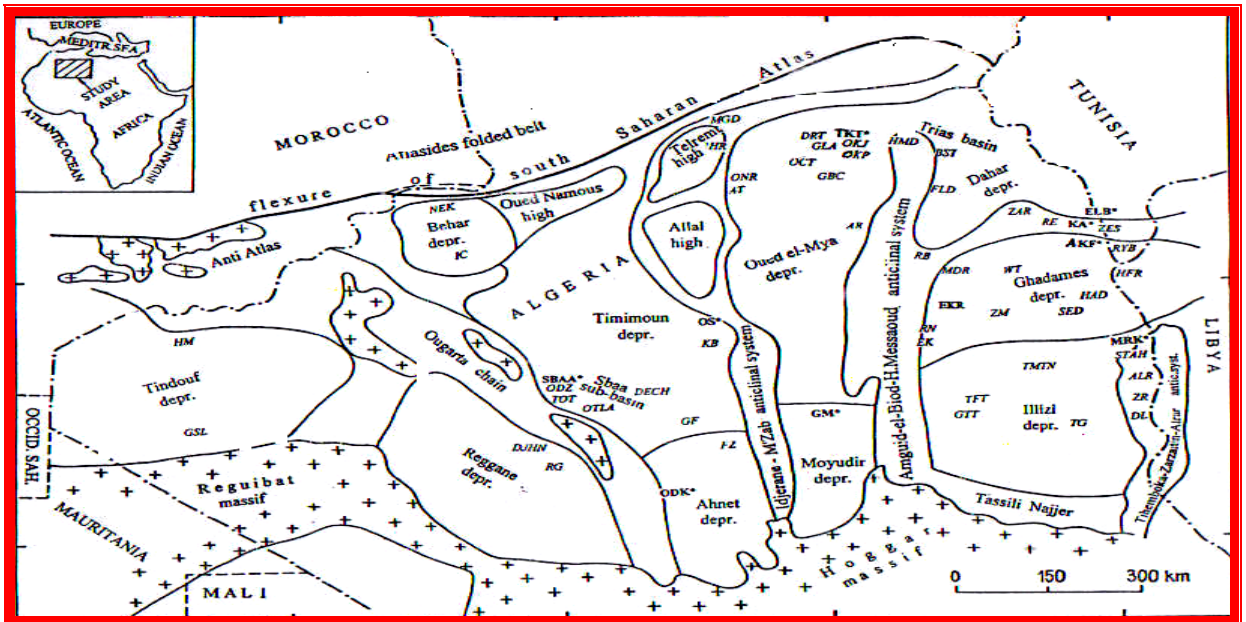


Figure I-02: carte de situation des principaux bassins sahariens

I.2 Historique du champ

Le champ de Rhourde El Baguel a été découvert en 1959 par la compagnie américaine SINCLAIR OIL. Les réserves initiales estimées s'élevaient à 460 millions de mètres cubes, soit 2,9 milliards de barils. En octobre 1961, les premiers puits du champ ont été forés par SINCLAIR, comprenant un puits de production nommé RB-01 et un puits d'eau nommé RB-101. La production du champ a débuté en février 1962, principalement par déplétion naturelle.

Au fil des années, de nouveaux puits ont été forés pour augmenter la production. En août 1970, SINCLAIR a quitté le champ et a exprimé sa volonté de vendre sa part de 28 % à ARCO. Cependant, en raison de la nationalisation des hydrocarbures par le président Boumediene en 1971, le gouvernement algérien a refusé cette vente, et c'est SONATRACH qui a acquis la part de 28 %.

Après le départ de SINCLAIR, l'exploitation du champ a été exclusivement assurée par SONATRACH jusqu'en juillet 1996, lorsque la gestion de l'exploitation est passée à SONARCO. Il s'agit d'un groupement formé conjointement par l'Entreprise Nationale SONATRACH et BP Exploration Limited, qui a ensuite remplacé ARCO dans le projet de développement de Rhourde El Baguel en 2000.

Voici quelques dates et faits importants liés à l'histoire du champ de Rhourde El Baguel :

- 1959 : Découverte du gisement de REB par SINCLAIR OIL.
- 1969: Fusion de SINCLAIR OIL avec ATLANTIC RICHFIELD.
- 15 février 1996 : Conclusion du contrat d'association entre SONATRACH et ARCO EL-DJAZAIR.
- 22 septembre 1996 : Signature du contrat constitutif du groupement SONARCO.
- 2000 : BP remplace ARCO dans le projet de développement de REB.
- 31 décembre 2011 : Retrait de BP avant l'échéance du contrat. [2]

I.3 Description du champ

Le champ de Rhourde El Baguel est soumis à un contrat de partage connu sous le nom de PSC (Production Sharing Contract), qui a été établi avec les objectifs suivants :

Tout d'abord, l'objectif principal est d'augmenter le taux de récupération des hydrocarbures en mettant en œuvre une méthode de déplacement miscible à une pression de 4000 psi. Cette approche vise à maximiser l'extraction des ressources pétrolières présentes dans le champ.

Le contrat de partage de production a été signé le 15 février 1996, marquant ainsi le début d'une nouvelle phase pour le champ de Rhourde El Baguel. À partir du 1er juillet 1996, le contrat est entré en vigueur, permettant aux parties contractantes de mettre en œuvre les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs fixés.

Au moment de la signature du contrat, le taux de récupération des hydrocarbures était de 15,6 %, ce qui soulignait le potentiel d'amélioration significative de l'efficacité de l'extraction. Selon les projections, le taux de récupération visé à la fin du contrat de partage était de 36 %, reflétant l'optimisme quant aux possibilités d'exploitation et de récupération des réserves existantes.

Cependant, à l'heure actuelle, le taux de récupération réel atteint environ 22 %. Bien que cela représente une amélioration par rapport aux niveaux initiaux, il reste encore un écart à combler pour atteindre pleinement les objectifs fixés dans le cadre du contrat de partage de production.

Pour cette raison, il est essentiel de continuer à mettre en œuvre des stratégies et des technologies innovantes pour améliorer l'efficacité de l'extraction et augmenter le taux de récupération des hydrocarbures. Cela garantira une exploitation plus optimale des ressources pétrolières du champ de Rhourde El Baguel tout en respectant les dispositions du contrat de partage de production.

Réalisations de l'association:

- ✓ 49 puits ont été forés dans le champ, dont 12 sont des puits injecteurs.
- ✓ Une unité d'injection de gaz avancée (VEGI) a été mise en place, comprenant 3 compresseurs alternatifs d'une capacité de 3 millions de mètres cubes standard par jour (MMSm³/d).
- ✓ Un nouveau système de déshydratation de gaz a été installé, capable de traiter jusqu'à 29 MMSm³/d.
- ✓ Une canalisation de 30 pouces a été construite pour l'importation de gaz à partir de Zina, sur une distance de 65 kilomètres.
- ✓ Deux nouveaux systèmes de torchères ont été mis en place, l'un pour la VEGI et l'autre pour l'injection massive.
- ✓ Une nouvelle unité de stabilisation haute pression (HP) pour le brut a été installée, avec une capacité de 70 000 barils par jour (bbl/d).
- ✓ Onze séparateurs ont été installés pour les services basse pression (LP), moyenne pression (MP) et haute pression (HP).
- ✓ Un pipe de 20 pouces (OD03) a été mise en place pour l'expédition du pétrole brut du champ de REB vers MDR.
- ✓ Les unités existantes ont été réaménagées pour atteindre leur capacité nominale de 50 000 bbl/d.
- ✓ Trois nouveaux manifolds de production, pour les services LP, MP et HP, ont été installés, accompagnés de séparateurs de test. [1]

Tableau I-01: la situation actuel des puits à REB

-Le champ comporte au total 99 puits répartis comme suit :

Puits producteur (65)	Puits Active	44
	Puits fermé ou suspendus	21
Puits injecteur (16)	Puits Active	11
	Puits fermé ou suspendus	5
Puits d'eau (3)	Puits Active	0
	Puits fermé ou suspendus	3
Abandonnés	Puits Abandonnés	15

La production journalière du champ varie de 15 000 à 19000 bbl/d.

Top Cambrian Structure
Rhourde El Baguel

Carte structurale au toit du Cambrien

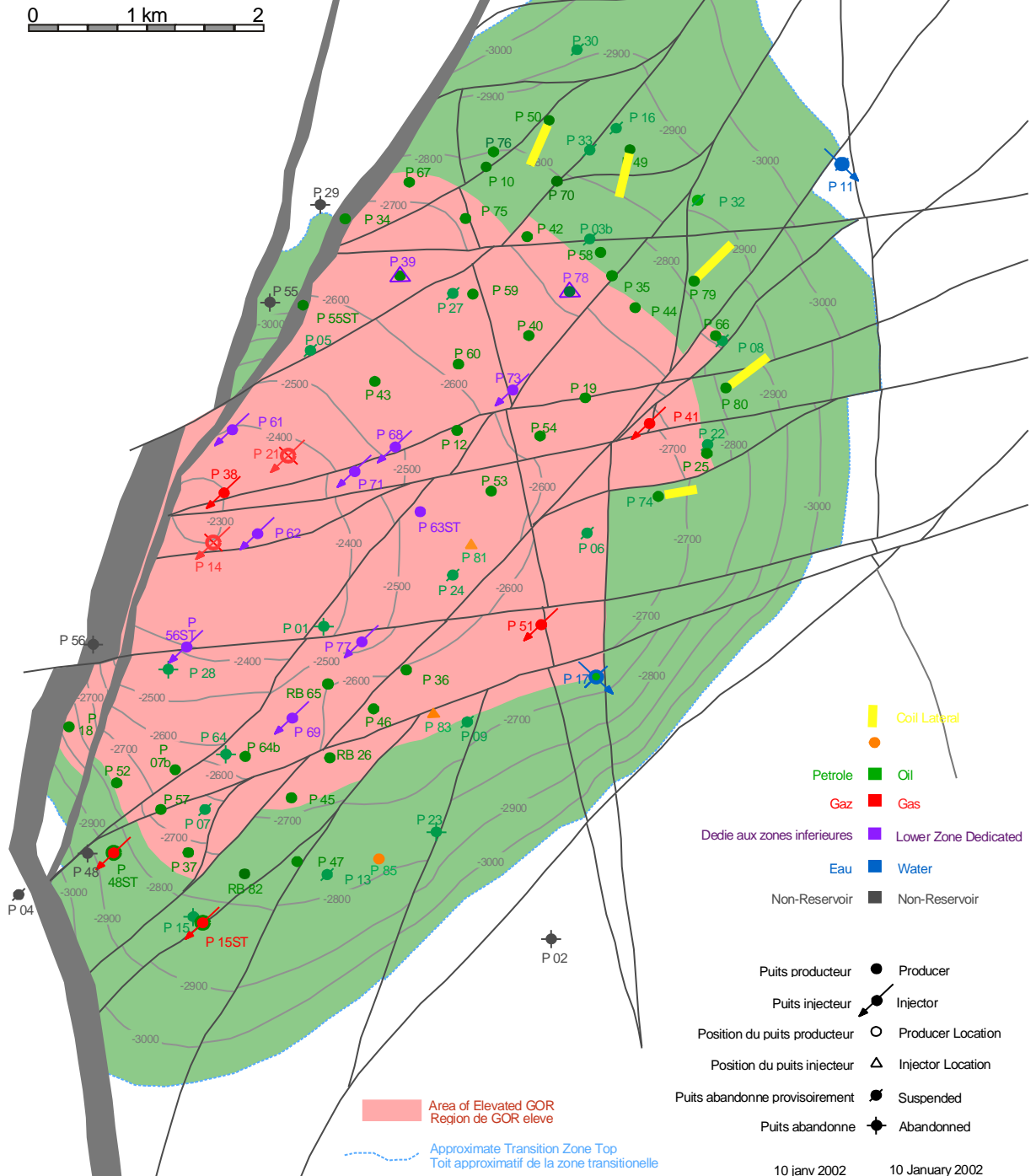


Figure I-03 : Carte structurale au toit du cambrien

I.4 Les installations :

Les installations se répartissent en deux unités distinctes.

- Centre de Production Huile appelé CPF (Central Processing Facility).
- Unité de compression Gaz TCF (Turbo Compression Facility).

I.4.1 Centre de Production Huile CPF

Le centre de production huile comprend les installations suivantes :

- Unité de séparation.
- Unité optimisation
- Unité déshydratation de gaz au TEG.
- Stabilisation Brut HP
- Unité de traitement d'eau EDR
- Unité de stabilisation HP
- Centrale électrique.
- Unité air et azote.
- Stockage et Expédition.

I.4.1.1 Unité séparation

L'unité de séparation est constituée de trois étages de séparation :

- étage haute pression (HP) à 31 bars ;
- étage moyenne pression (MP) à 14 bars ;
- étage basse pression (BP) à 3 bars.

La capacité totale de traitement de l'unité est de 120 000 barils par jour (19 000 mètres cubes par jour).

I.4.1.2 Unité optimisation

L'Unité d'optimisation a deux objectifs principaux :

- 1) La stabilisation du brut pour contrôler sa TVR (tension de vapeur Reid). Elle comprend une section de stabilisation basse pression avec une capacité de traitement de 50 000 barils par jour (7 950 mètres cubes par jour).
- 2) La récupération et le traitement des flux gazeux basse et moyenne pression en vue de leur réinjection.
- 3) Cette unité est équipée de deux turbo compresseurs, un pour la basse pression (BP) avec une capacité de 2 000 Sm³, et un autre pour la moyenne pression (MP) avec une capacité de 2 900 000 Sm³.

I.4.1.3 Unité de déshydratation

Unité de déshydratation de Gaz au TEG (Tri Ethylène Glycol), cette unité déshydrate le gaz provenant de l'unité optimisation.

I.4.1.4 Stabilisation Brut HP

Cette unité d'une capacité de 70 000 bbl/d (11 146 Sm³ /j), stabilise le pétrole brut provenant des séparateurs MP. Le brut stabilisé est envoyé vers les bacs de stockage en passant par un ballon de flash surélevé.

NOTA BIENE : Vue la faible production d'huile cette unité est actuellement hors service

I.4.1.5 Unité de traitement d'eau

Cette unité appelée EDR Electrolyse reverse basée sur le principe d'électrolyse à membranes cationique et anionique avec inversion de polarité abaissant la salinité de l'eau de 3500mg/l à 518 mg/l, avec une capacité de production de 60 m³ /h.

I.4.1.6 Centrale Electrique

Elle est composée de 03 Turbogénérateurs PGT 10 A/B/C de puissance 10 MW.iso.Elle alimente toutes les installations en énergie électrique y compris les bases de vie et industrielle.

I.4.1.7 Unité d'air et azote

Cette section produit de l'air service et de l'air instrument, elle est composée de :

- Trois moto compresseurs d'air délivrant un débit de 3 755 m³ /h chacun à une pression de 7 bars, deux en service et le troisième en standby.
- Deux compresseurs d'air diesel Atlas Copco pour usage d'urgence.
- Une unité de production d'azote.

I.4.1.8 Unité de déshuilage

eaux de rejet Cette unité appelé API/CPI est constituée de deux systèmes identiques pour retirer l'huile de l'eau produite par les puits albien et cambrien avant d'être envoyée vers le bourbier.

Elle renferme les éléments suivants :

- Ballons de dégazage.
- Séparateur eau-pétrole CPI (corrugated plate interceptor).
- Puisards d'écumage.
- Bassin d'évaporation.

I.4.1.9 Stockage et Expédition

Le stockage comprend 03 bacs à toit flottant d'une capacité de 20 000m³

L'expédition comprend les équipements suivants :

- 2 Pompes Booster : P1508 A& B.
- 2 Pompes Principales : P1503 A& B, débit moyen 800-950 m³ /h pression 12bars.

Ces pompes permettent d'expédier le brut vers la station de MESDAR

I.4.2 Unité compression de gaz TCF

Cette unité comprend les installations suivantes :

- 01 compresseur Moyenne Pression (MP) de 7,5 MMSm³/d.

- 04 trains de déshydratation de gaz au (TEG) de capacité de 5,8 MMSm³/d chacun.
- 04 turbocompresseurs à 3 étages de 6,3 MMSm³/d de capacité chacun.
- Un pipeline d'importation du gaz d'injection de 30" de diamètre et 65 Km de long.
- Un système de comptage de gaz importé, situé à ZINA.

I.4.3 Produits traités

- Production de brut de 19 000 bbl/d (3000 m³/d).
- Total gaz traité : 17 000 000 Sm³/d.
- Total gaz injecté : 17 600 000 Sm³/d.
- Fuel Gaz : 700 000 Sm³/d.
- Total gaz importé de Zina : 1300 000 Sm³/d.

I.5 Géologie de Rhourde El Baguel

I.5.1 Étude de réservoir

Le champ pétrolier REB présente une structure géologique complexe. Il se compose d'un anticlinal asymétrique faillé, orienté NNE-SSW, et ayant une fermeture d'environ 770 mètres. Les flancs ouest et sud-est de cette structure sont délimités par de grandes failles qui font partie du système régional de la dorsale d'Amguid-El bio-Hassi Messaoud. Ces failles majeures ont un rejet d'environ 1000 mètres, ce qui confère au champ de REB un caractère de horst-anticlinal. À l'intérieur de cette structure, on observe également plusieurs failles de rejet plus petites qui affectent les formations cambriennes, notamment le réservoir de pétrole.

Le champ de REB est entouré à l'est et à l'ouest par d'importantes failles étanches. Au nord et au sud, les limites du gisement sont déterminées par le contact entre la zone d'huile et la zone d'eau. Ce contact se situe à une profondeur de 3070 mètres par rapport au niveau de la mer.

Le réservoir producteur du champ de REB est constitué de grès d'âge Cambrien. Il se trouve en moyenne à une profondeur de 2850 mètres sous le niveau de la mer. Ce réservoir est subdivisé en trois grandes zones principales : R1, R2, R3. La zone R1 est ensuite divisée en quatre sous-zones, de haut en bas : Ri-1, Ri-2, Ra, Raa.[3][4]

Le réservoir du champ du Rhourde El-Baguel est caractérisé par :

- Profondeur moyenne de 2850m par-apport au niveau de la mer,
- Pression de gisement initiale $P_c = 403$ bars,
- Pression de bulle $P_b = 167$ bars à une profondeur de -2895 m,
- Pression actuelle $P_a = 2000$ psi,
- La perméabilité moyenne $K_a = 7.28$ md,
- Température de fond $T_f = 100^\circ\text{C}$,
- Densité d'huile = 44 API,
- Viscosité $\mu = 0.2$ CP,

- GOR initial = 800 stcf/bbl,
- Saturation d'eau initiale $S_{wi} = 17 \%$,
- Contact huile-eau (WOC) initial à -3070m.

I.5.2 Stratigraphie

La province triasique présente une couverture sédimentaire principalement composée de formations mésozoïques d'une épaisseur atteignant 3000 mètres, ainsi que de formations paléozoïques qui, localement, érodent jusqu'au cambrien grâce à la discordance hercynienne. Ces formations paléozoïques peuvent atteindre une épaisseur de 2500 mètres. Quant au cénozoïque, il est représenté uniquement par des dépôts du Miocène inférieur au Paléocène, d'une épaisseur maximale de 300 mètres.

I.5.2.1 Socle

Roches métamorphiques très minéralisées dures, vert-sombre.

I.5.2.2 Précambrien

Est généralement, représenté par des granites est recouvert par les formations paléozoïques transgressives et discordantes du cambrien et de l'ordovicien.

Il est composé des grès grossiers hétérogènes à gros fragments anguleux de quartz, nombreuses inclusions minérales molles, blanches.

I.5.2.3 Paléozoïque

- **Cambrien** : il est surtout composé de grès fins à grossiers, parfois micro conglomératiques.
- **Ordovicien** : Constitué d'alternances de formations gréseuses et argileuses.
- **Mésozoïque**

I.5.2.4 Trias

Transgressif et discordant sur les termes du paléozoïque, le trias est représenté par des sédiments continentaux (grès, argiles) entrecoupés de coulées d'andésite de sédiments lagunaires (sel, anhydrite). On retrouve les couches suivantes de bas en haut.

- **Roches éruptives**: andésite gris-sombre avec mouchetures claires de calcite, alternances d'argile rouge métamorphique et de dolomie.
- **Argileux inférieur**: Argiles brun-rouge, indurées, grès fins et d'anhydrite.
- **Argileux supérieur** : Argiles plastiques admettant quelques intercalations de sel et d'anhydrite.
- **Salifère "S₃"**: Sel massif avec rares intercalations d'anhydrite.
- **Salifère "S₂"** : Sel massif avec intercalations plus fréquentes d'anhydrite.
- **Salifère "S₁"** : Alternances de sel, d'anhydrite et d'argile.

I.5.2.5 Lias

Il débute par un banc dolomitique caractéristique appelé Horizon "B", qui contient de l'eau chlorurée calcique sous pression, il est constitué d'alternances d'anhydrite, de sel, de dolomie et d'argile salifère.

I.5.2.6 Dogger

a. Lagunaire: Constitué essentiellement d'anhydrite avec rares intercalations d'argile de dolomie.

b. Argileux: Argiles compactes, lustrées, finement silteuses avec intercalations de dolomie.

I.5.2.7 Malm

Alternances d'argiles compactes, bariolées silto-gréseuse, de dolomie argileuse gris-verdâtre ou beige, d'anhydrite blanche pulvérulente et de grès argileux chloriteux.

I.5.2.8 Néocomien

Argiles plastiques et sableuses, localement gypseuses ou anhydritique, avec quelques intercalations de silt et de grès fins blancs légèrement chloriteux.

I.5.2.9 Barremien

Erode dans la majorité des puits sauf dans quelques puits de la périphérie il est constitué de sables argileux fins à très fins ferrugineux.

I.5.2.10 Albien

Grès argileux fins à moyens passant localement à des siltstone et argiles sableuses.

I.5.2.11 Cenomanien

Alternance d'anhydrite, d'argile carbonatée plastique et de dolomie gréseuse beige.

I.5.2.12 Senonien

a. Salifère: il est constitué de sel massif blanc, intercalé ou associé avec des argiles plastiques salifères et anhydrite cryptocristalline.

b. Lagunaire: Anhydrite compacte Avec quelques intercalations de dolomie gréseuse, de calcaire dolomitique et argile gris plastique.

I.5.2.13 Mio-pliocène

Sable ocre, moyen à grossier, calcaire finement gréseux, argile ocre-jaune, sables aquifères hétérogènes fins à très fins.

Une coupe stratigraphique est représentée par la figure suivante

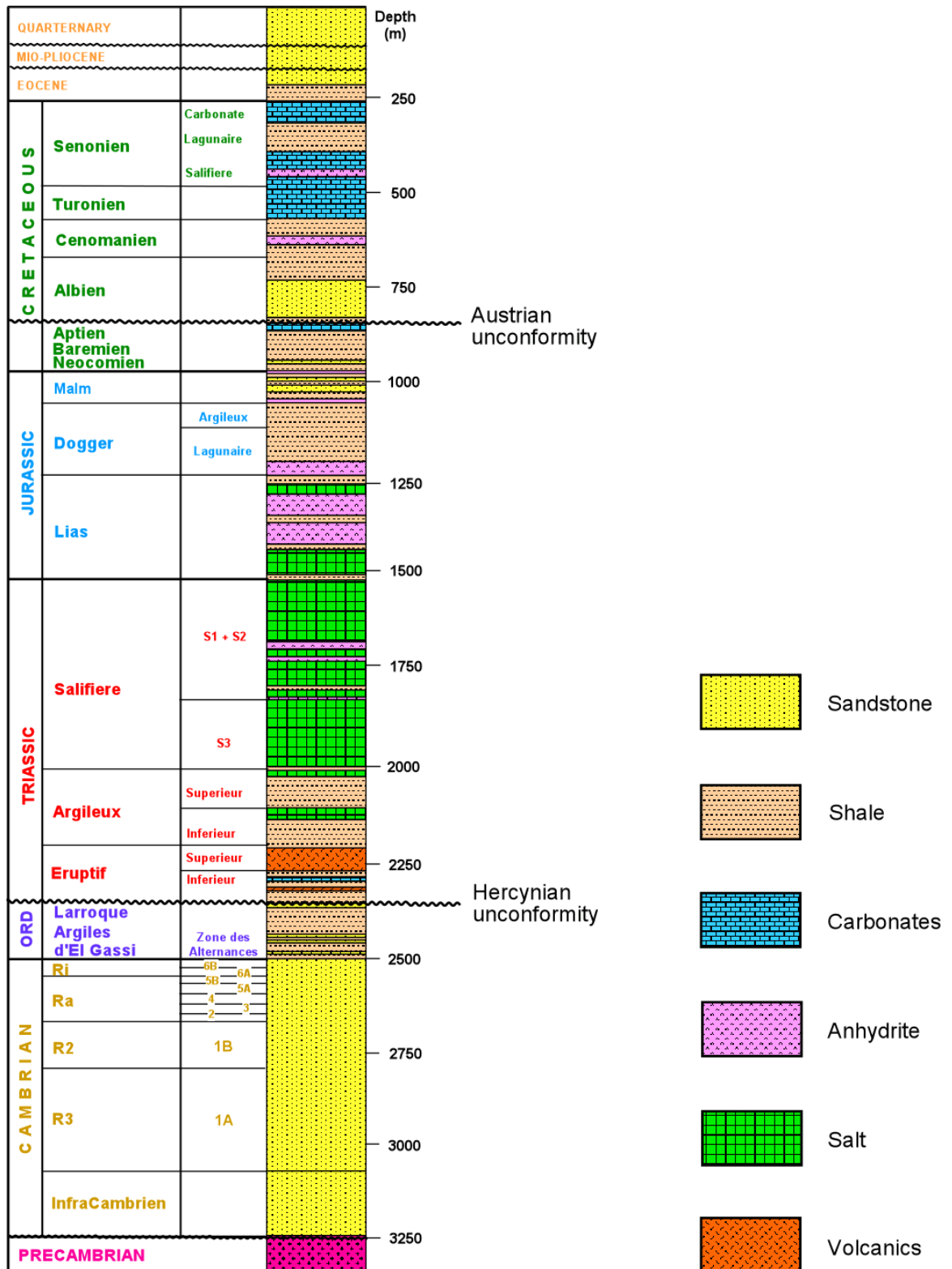


Figure I-04 : La colonne stratigraphie du champ de REB

I.5.3 Description lithologique du réservoir

I.5.3.1 R3 (épaisseur 320 m)

Le grès quartzeux présente une granulométrie grossière avec une faible sélection des grains. Le diamètre le plus fréquent des grains est compris entre 300 et 400 microns.

I.5.3.2 R2 (épaisseur 90 m)

Se caractérise également par la présence de grès quartzeux grossiers peu triés. Les grains ont un diamètre moyen de 350 à 400 microns, avec un maximum pouvant atteindre 1500 à 2000 microns. Les grains les plus volumineux ont une forme légèrement arrondie.

I.5.3.3 Ra & Raa (épaisseur 50 & 70 m)

Sont constituées de grains de quartz de grande taille, peu triés, qui diffèrent de ceux des zones R2 et R3 par une réduction du diamètre maximum des grains. Ces grains présentent une moindre teneur en argile, le ciment ne contient pas de carbonate, mais il ya l'apparition de la kaolinite.

I.5.3.4 Ri-1 & Ri-2 (épaisseur 24 & 26 m)

Se composent de grès quartzeux isométriques, de taille inférieure à ceux des zones situées en-dessous. Le diamètre moyen des grains est de 200 à 300 microns.

Tableau I-02 : Différentes zones du réservoir

Ri	-Zone 6B -Zone6A
Ra	-Zone 5B -Zone5A -Zone4 -Zone3 -Zone2
R2	-Zone1-B
R3	-Zone 1-A

I.5.4 Caractéristiques pétro physiques

Les résultats des analyses de porosité, perméabilité et saturation effectuées sur des échantillons de carottes prélevées des puits 1,5,6,7,8,9,10,11,12,15,16,17,19 sont les suivants :

- Pour les échantillons non fissurés des carottes provenant de toutes les zones productives, il n'a pas été observé de corrélation entre les caractéristiques pétrophysiques et les propriétés d'écoulement des roches réservoirs.
- Les échantillons de carottes provenant de la zone Ra présentent les meilleures propriétés d'écoulement, avec une corrélation étroite entre la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.
- En comparant les valeurs moyennes des propriétés des roches réservoirs, il est constaté que ce sont les zones Ri-2 et Ra qui affichent les meilleures propriétés d'écoulement et une vaste gamme de valeurs pour la perméabilité.

- Les roches des zones Ri-1 et Raa sont intermédiaires entre ces deux groupes.[3][2][5]

Tableau I-03: Propriétés petro physiques du réservoir

Zonation		Epaisseur (m)	Porosité (%)	Perméabilité (md)	
Conventionnelle		Révisée			
Ri	Ri-1	6B	20	04-06	<0.1
	Ri-2	6A	30	05-9	01-30
Ra		5B	20	05-9	0.5-10
	Ra	5A	40	05-10	0.1-2
		4	15	06-12	0.1-1
	Raa	3	20	06-13	0.1-1
		2	20	05-13	0.1-2
R2		1B	90	9-15	<0.1-0.5
R3		1A	270	06-15	<0.1-0.3

I.5.5 Fracturation naturelle dans le gisement de REB

La production exceptionnelle du gisement Cambrien de REB est attribuée à une fracturation naturelle intense qui a significativement amélioré les caractéristiques moyennes de la matrice.

I.5.5.1 Nature tectonique de la fracturation

La fracturation est d'origine tectonique et est probablement synchrone ou postérieure à la mise en place de l'huile du fait de l'absence de cimentation.

I.5.5.2 Différents réseaux de fractures

- Les fractures horizontales sont pratiquement inexistantes.
- Les fractures verticales (pendage de 70 à 90 degrés) sont les plus fréquentes (80 % des fractures).
- Les fractures obliques de pentes de 5 à 60 degrés sont également fréquentes mais principalement dans les zones où l'intensité des fractures est suffisamment importante.
- L'ouverture des fractures est environ 1/10 mm.

Notons toutefois que les angles que font entre eux les différents réseaux de fractures sont très variables, on trouve toutes les valeurs comprises entre 10 à 90 degrés.

Les zones sans aucune fracture visible sont rares (20%) et n'excèdent pas 2 ou 3 m verticalement. Il semble raisonnable de prendre une valeur de 10 à 20 cm comme valeur maxima de l'espacement des fractures verticales ou obliques. Les fractures horizontales

étant absentes. Les blocs de matrice auront leur plus faible dimension (10 à 20 cm) dans le plan horizontal et leur allongement maxima suivant la verticale.[3]

I.5.5.3 Colmatage des fractures

Il apparait assez souvent un colmatage partiel des fractures par des carbonates ou des sulfates. Toutefois ce colmatage n'étant que partiel, on n'estime pas qu'il puisse véritablement nuire à l'effet des fractures si ce n'est de le diminuer légèrement.

I.6 Exploitation du champ

I.6.1 Déplétion naturelle

À partir de 1962, le gisement de REB a été exploité en déplétion naturelle, avec une pression initiale de 403 bars. En février 1968, il a atteint un débit maximal de 94 000 barils par jour avec 37 puits en production. Au fil du temps, la pression initiale a diminué progressivement pour atteindre 117 bars en 1976.

I.6.2 L'injection d'eau

Suite à la chute de pression du réservoir et à la diminution significative du débit, un projet d'injection d'eau a été lancé en mars 1976. Les puits P-17, P-31 et P-11 ont été spécifiquement sélectionnés pour induire une surpression ou une compression à l'intérieur du gisement, dans le but de maintenir la pression actuelle du réservoir. Cependant, cette injection a été interrompue en juillet 1991 en raison de l'apparition de percées d'eau sur les puits producteurs voisins des puits d'injection d'eau.

I.6.3 Gaz lift

Après l'arrêt de l'injection d'eau en 1991, un autre procédé a été mis en place dans le but de maintenir la pression du réservoir. Il s'agit de l'injection de gaz lift. Ce procédé implique l'injection de gaz sec et comprimé à travers l'espace annulaire entre le tubage et le casing, jusqu'au fond du tubage. Cela provoque l'allègement par émulsion de la colonne d'huile, permettant ainsi au mélange huile-gaz de remonter à la surface.

I.6.4 L'injection du gaz miscible

Cette technique a été mise en place en 1999 dans le but de maintenir la pression du réservoir et d'améliorer l'efficacité de la récupération du pétrole. Elle consiste à recomprimer le gisement afin d'atteindre la pression minimale de miscibilité en utilisant du gaz à haute pression. Le gaz miscible est choisi comme fluide d'injection pur pour obtenir un taux de récupération plus élevé.

Le mélange de pétrole et de gaz résultant de la production passe par un processus de séparation au niveau du centre de traitement CPF. Le gaz est ensuite réinjecté dans le réservoir pour faciliter le renouvellement du cycle. Le déplacement du gaz miscible permet un coefficient de balayage favorable en raison de la faible saturation résiduelle en huile.

Enfin ces procédés ou ces techniques de récupération assistées ; l'injection d'eau et l'injection de gaz, ont pour but d'élever le taux de récupération le plus possible. Mais malheureusement ces techniques sont d'une influence négative sur la formation de gisement, ainsi que le gisement est fracturé naturellement, ces procédés d'injection à haute

pression participent et aident la formation et l'augmentation des fractures et des fissures, qui créent un grand problème au producteur.[6]

I.7 Les problèmes d'exploitation dans le champ de REB

Comme dans tous les champs pétroliers, il existe plusieurs problèmes d'exploitation à REB qui font réduire la production ; pour les éliminer, il faut prévoir des procédés et des opérations spéciales dans certains cas. Ces opérations coûtent très cher, ce qui diminue le prix de revient du point de vue économique.

I.7.1 Les dépôts de sel

La formation de dépôts de sels est un problème fréquemment rencontré à REB, en particulier au niveau des installations de surface, en raison de la salinité élevée de l'eau produite, atteignant 350 mg/l.

Ces dépôts se forment en raison des variations de pression et de température qui surviennent lors de la production. Ils peuvent s'accumuler sur les parois des canalisations telles que le tubage et les lignes de circulation, ce qui pose un véritable défi pour les producteurs.

On peut éliminer ces dépôts avec :

- Le grattage de WL.
- Les bouchons d'eau.
- L'injection d'eau continue.

I.7.2 Corrosion

Généralement la corrosion est définie comme étant :

- L'attaque d'un métal sous l'action chimique ou électrochimique par son environnement.
- Destruction de matériaux au contact de milieux agressifs.
- Retour des métaux et alliages à leur état naturel de minerais.

Quel que soit la définition adoptée le résultat est le même, il conduit soit à la réparation, soit au changement de la structure endommagée.

Dans le champ de REB la lutte contre la corrosion se fait par :

- L'injection en continu d'inhibiteurs de corrosion.
- Batch traitement : c'est l'injection d'un bouchon d'inhibiteur de corrosion à l'aide d'une unité de pompage dans le tubing pour créer un film sur les parois afin d'éviter le contact fluide corrosif-métal et est chassé par du gaz pour activer leur descente.

I.8 historique de production

Le gisement de Rhourde El-Baguel -REB- est un gisement d'huile sous saturé, sa pression initiale était de 403 bars (5840 psia), la pression de bulle est de l'ordre de $P_b = 169$ bars. Ce champ produisait en déplétion naturelle depuis 1962 jusqu'à 1976 avec régime de soutirage intense, ce gisement était estimé le deuxième plus grand gisement pétrolier après Hassi Messaoud.

Mais le taux de production initial, qui à son apogée en 1968 avait atteint les 94000 barils/jour, était retombé à 25000 barils/jour en 1996, suite à la baisse de la pression considérable de 5840 psia à 1700 psia (en fin de 1995), où l'injection d'eau ou de gaz était indispensable.

En 1976, le système de maintien de pression par injection d'eau a été mis en œuvre, et les puits sont devenus peu éruptifs consécutifs à l'alourdissement de la colonne de l'huile, impliquant l'arrêt de certains puits, le choix d'injection de Gas-Lift à ce moment là est indispensable pour permettre l'activation des puits et devenus en suite éruptifs.

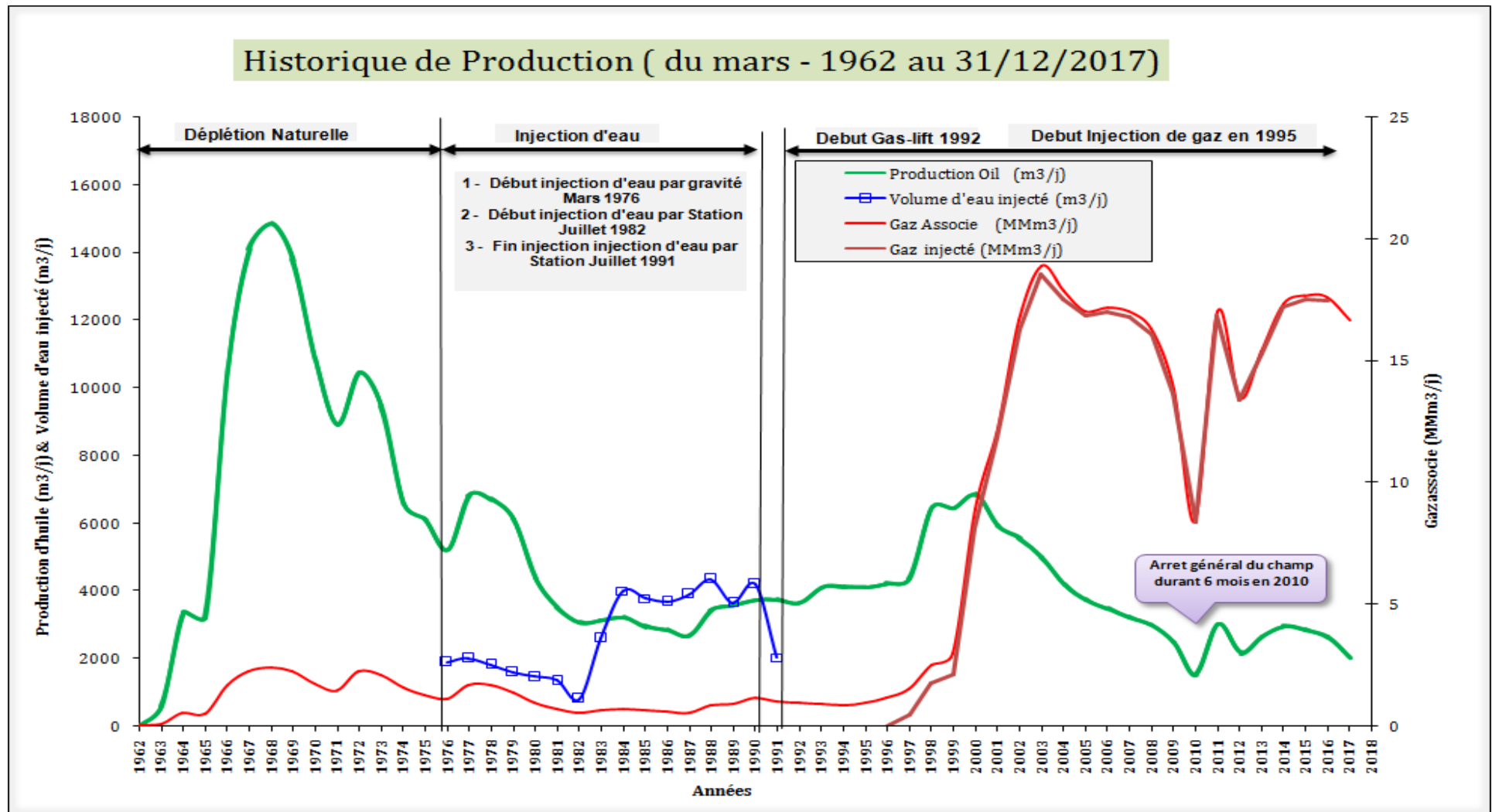
Avec le démarrage de l'unité d'optimisation de traitement qui a mis en service en 1985 de capacité de traitement d'huile de 8000 m³/j et de traitement de gaz de 3MMm³/j, et le démarrage de l'unité de Gas-Lift qui a mis en service en 1992 de capacité d'injection de 3000000 m³/j et a une pression de refoulement de 125 bars, la production a augmenté et avait atteint 4000m³/jour en moyenne en 1993, après sa chute en 1986 qui avait atteint 2850 m³/jour.

En mai 1996 le début de l'injection du gaz d'un champ voisin MASDER (1MMm³/j), la production moyenne au mois de juin 1996 est 4250 m³/j (26730bbl/j) et la production cumulée au 30 juin 1996 est de 71869275m³ (452MMbbl) avec un taux de récupération de 15.59 %.

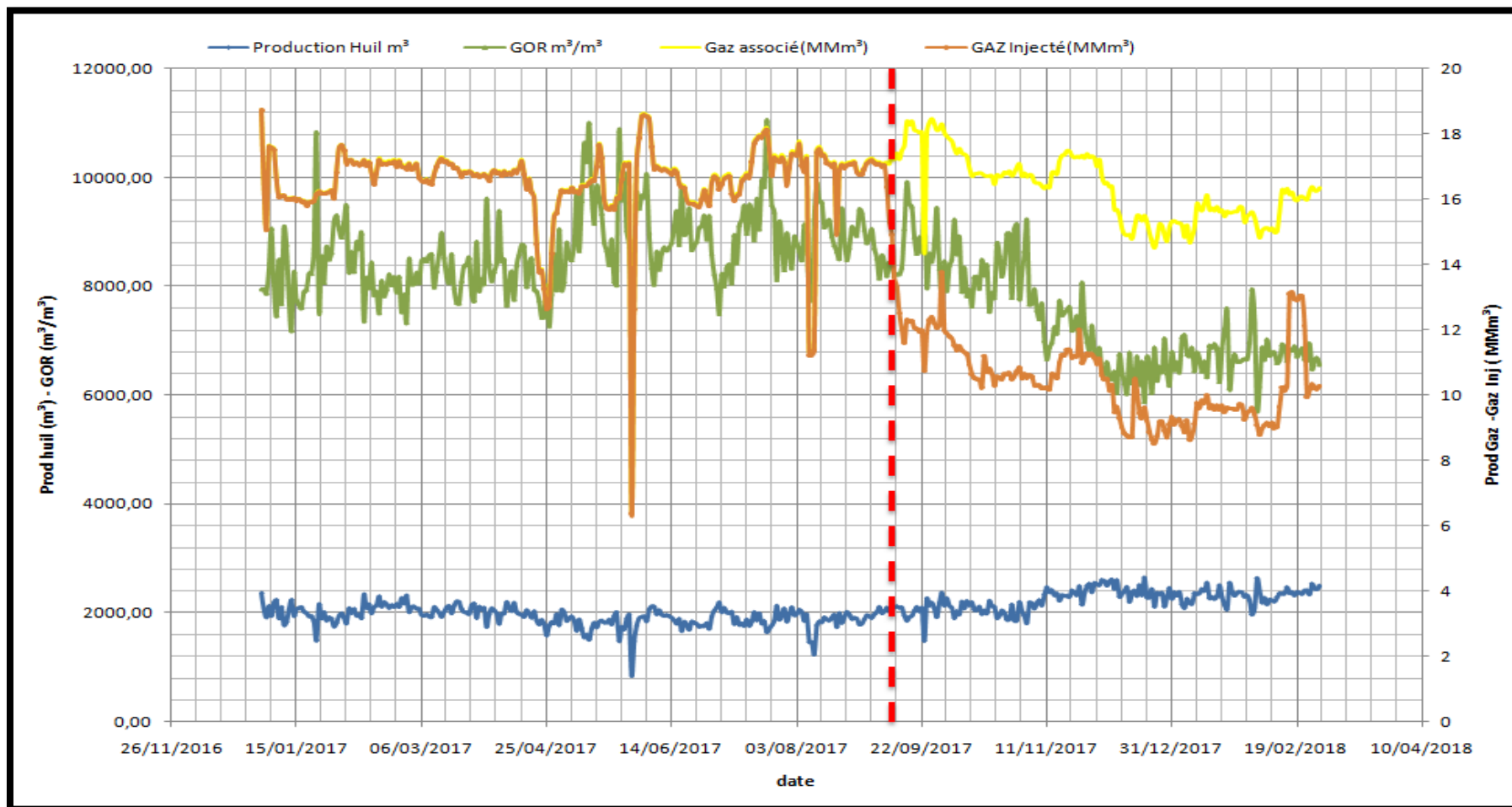
En juillet 1997, le système de maintien de pression par ré-injection du gaz produit (VEGI : Very Early Gas Injection) a été mis en œuvre avec une capacité de 3MMm³/jour et une pression de refoulement de 275 bars.

En 1999 au début de l'injection de gaz massive dans le réservoir et augmenter sa pression afin d'atteindre la pression de miscibilité P_m

En 2000, la production a été sérieusement affectée par l'expansion du gaz cap la reprise du projet par BP, un changement de stratégie a été mis en œuvre et consiste à injecter le gaz aux zones inférieure au lieu des zones supérieure.[7]



Graphe I-01 : Historique de production 1962- 2017



Grphe I-02 : historique de production journalier 2017-2018

CHAPITRE

II

Notions Et Définitions Générales

Introduction

L'exploitation de réservoirs naturellement fracturés présente des défis majeurs en raison de l'hétérogénéité complexe de ces formations, de la difficulté de caractérisation, du contrôle de la fracturation, des schémas d'écoulement non conventionnels et de la gestion de la production. Pour surmonter ces défis. Ce chapitre explorera les différents aspects liés à l'exploitation des réservoirs fracturés. La surveillance de la production, le recyclage du gaz et l'utilisation de puits observateurs sont des éléments clés pour garantir une exploitation efficace, durable et respectueuse de l'environnement.

II.1. Les réservoirs naturellement fracturés (NFR)

II.1.1. Définition

Les NFR (Naturally Fractured Reservoirs) désignent des formations géologiques qui ont été soumises à des processus de fracturation naturelle au fil du temps, entraînant ainsi la formation de fractures dans la roche. Ces fractures, observables à différentes échelles, microscopique ou macroscopique, présentent des variations en termes de dimensions, d'orientations et d'espacements. En raison de leur structure fracturée, les NFR sont souvent considérés comme des réservoirs potentiels d'hydrocarbures, car les fractures favorisent le stockage et le déplacement de fluides tels que le pétrole et le gaz naturel à travers les roches poreuses.

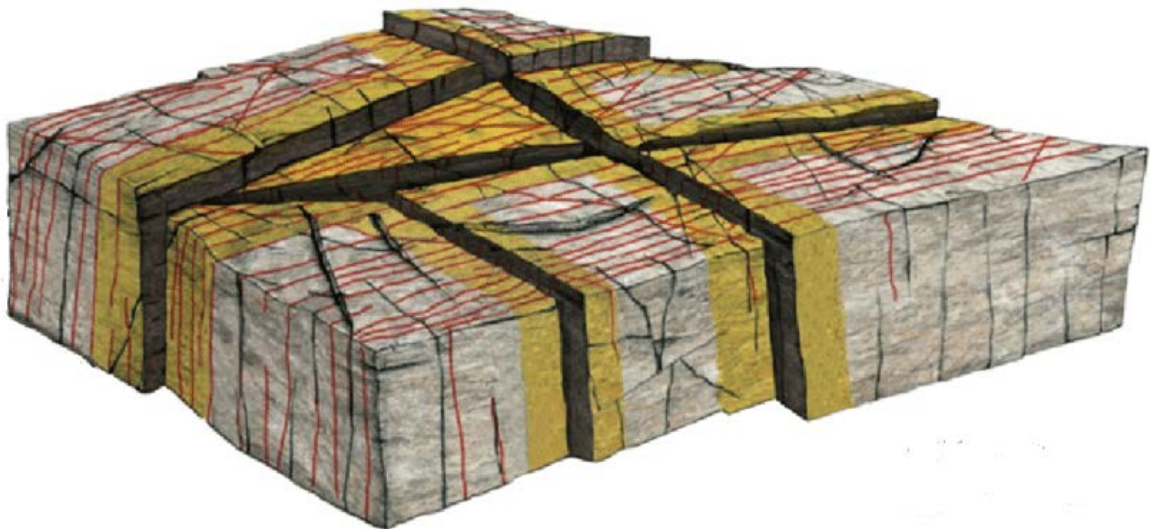


Figure II -01 : modèle de réservoir naturellement fracturer

L'exploitation des NFR présente généralement plus de défis que celle des réservoirs conventionnels en raison de leur complexité géologique et de la variabilité de leur comportement en termes de production de pétrole ou de gaz. Les NFR peuvent avoir une

structure fracturée très hétérogène, avec des fractures orientées dans différentes directions et des espacements variables. Il est donc difficile de prévoir comment les fluides se déplaceront à travers le réservoir et de concevoir des stratégies de production efficaces. Les stratégies d'exploration et de production pour les NFR diffèrent souvent de celles utilisées pour les réservoirs conventionnels, Elles peuvent impliquer des techniques telles que l'injection de fluides pour augmenter la pression dans le réservoir, Les techniques de stimulation des fractures, telles que la fracturation hydraulique, peuvent être utilisées pour augmenter la perméabilité des fractures et améliorer la production de pétrole ou de gaz. Les forages horizontaux peuvent également être utilisés pour atteindre des zones plus productives du réservoir.[2][3]

II.1.2. Importance des réservoirs naturellement fracturés dans l'industrie pétrolière et gazière

Les réservoirs naturellement fracturés jouent un rôle crucial dans l'industrie pétrolière et gazière pour plusieurs raisons. Leur importance réside dans leur potentiel élevé en termes de production d'hydrocarbures, ainsi que dans leur impact sur l'exploration et la gestion des ressources énergétiques. Voici quelques points clés soulignant l'importance des réservoirs naturellement fracturés dans l'industrie :

- Production élevée d'hydrocarbures : Les réservoirs naturellement fracturés ont la capacité d'accumuler et de produire des volumes significatifs d'hydrocarbures. Les fractures offrent des voies de migration et de stockage des fluides hydrocarbonés, ce qui facilite leur extraction et leur production. Les réservoirs fracturés peuvent présenter des taux de production plus élevés par rapport aux réservoirs conventionnels, ce qui en fait des cibles attrayantes pour l'industrie.
- Potentiel d'exploration et de découverte : Les réservoirs naturellement fracturés représentent des opportunités d'exploration et de découverte de nouvelles réserves d'hydrocarbures. Leur présence peut être détectée par des techniques d'imagerie géologique avancées, ce qui permet aux compagnies pétrolières et gazières de cibler spécifiquement ces réservoirs pour maximiser les chances de succès dans leurs activités d'exploration.
- Optimisation de la récupération des hydrocarbures : Les réservoirs naturellement fracturés offrent des possibilités d'amélioration de la récupération des hydrocarbures. Les fractures permettent une meilleure circulation des fluides, augmentant ainsi l'efficacité de l'extraction. De plus, les techniques de stimulation, telles que la fracturation hydraulique, peuvent être utilisées pour créer de nouvelles fractures artificielles ou pour améliorer la connectivité des fractures existantes, facilitant ainsi l'extraction des hydrocarbures.
- Gestion des ressources : La connaissance et la gestion efficaces des réservoirs naturellement fracturés sont essentielles pour optimiser l'utilisation des ressources en

hydrocarbures. Comprendre les caractéristiques des fractures, leur distribution et leur connectivité permet aux compagnies pétrolières et gazières de prendre des décisions éclairées sur les méthodes d'exploitation et de maximiser la rentabilité des opérations.

II.1.3. Exploration et production dans les réservoirs naturellement fracturés

L'exploration et la production dans les réservoirs naturellement fracturés présentent des défis uniques mais offrent également d'importantes opportunités pour l'industrie pétrolière et gazière. Comprendre et maîtriser ces défis est essentiel pour exploiter efficacement ces réservoirs et maximiser la récupération des hydrocarbures. Voici quelques aspects clés de l'exploration et de la production dans les réservoirs naturellement fracturés :

- **Caractérisation du réservoir** : Avant d'entreprendre des activités d'exploration et de production, il est essentiel de caractériser le réservoir naturellement fracturé de manière précise. Cela implique d'identifier les caractéristiques des fractures, leur distribution spatiale, leur connectivité, leur porosité et leur perméabilité. Des techniques avancées d'imagerie géologique, telles que la sismique et la tomographie, ainsi que des données géochimiques et des échantillons de terrain, sont utilisées pour obtenir une compréhension approfondie du réservoir.
- **Forage et complétion des puits** : Le forage des puits dans les réservoirs naturellement fracturés peut être complexe en raison de la présence de fractures. Des mesures de précaution doivent être prises pour éviter les problèmes de perte de circulation ou d'instabilité de la paroi du puits. La conception de la complétion des puits doit également tenir compte de la géométrie des fractures et de leur orientation afin de maximiser la récupération des hydrocarbures.
- **Stimulation des fractures** : Étant donné que les réservoirs naturellement fracturés ont déjà des fractures présentes, la stimulation des fractures vise principalement à améliorer leur connectivité et à augmenter le débit des fluides hydrocarbonés. La fracturation hydraulique est couramment utilisée pour créer de nouvelles fractures ou pour agrandir les fractures existantes afin de faciliter le flux des hydrocarbures vers le puits de production. La conception de la fracturation hydraulique doit prendre en compte les caractéristiques du réservoir, y compris la distribution des fractures, leur orientation et leur taille.
- **Surveillance de la production** : La surveillance de la production est essentielle pour évaluer l'efficacité des opérations et optimiser la récupération des hydrocarbures. Des techniques de surveillance telles que la surveillance de la pression, la surveillance des débits de production, l'analyse de la composition des fluides et la surveillance sismique sont utilisées pour évaluer les performances du réservoir et prendre des décisions éclairées concernant les opérations de production.
- **Gestion des risques** : Les réservoirs naturellement fracturés présentent des risques spécifiques tels que les fuites de fluides vers les zones environnantes, la migration

préférentielle des fluides le long des fractures et l'instabilité de la paroi du puits. Une gestion proactive des risques est nécessaire pour prévenir ces problèmes. Cela peut inclure l'utilisation de fluides de fracturation compatibles avec le réservoir, la surveillance régulière des puits et des mesures de sécurité appropriées pour prévenir les incidents.[3]

II.2. Production monitoring (La surveillance de production)

II.2.1. Définition

Signifie la surveillance et l'analyse continue de la performance des puits de pétrole ou de gaz pour s'assurer qu'ils produisent de manière efficace et efficiente.

La surveillance de production implique l'utilisation de divers outils et techniques pour recueillir des données sur le puits, tels que des jauges de pression, des débitmètres et des capteurs de température. Ces données sont ensuite analysées pour déterminer la performance du puits et identifier tout problème qui pourrait affecter la production.[8]

II.2.2. L'importance et L'avantages de surveillance de production

II.2.2.1. Optimisation de la production

Le suivi de production offre aux entreprises pétrolières une vision en temps réel de leurs opérations. Il permet de collecter et d'analyser des données clés telles que la pression, la température, le débit et la qualité du pétrole extrait. Grâce à ces informations, les entreprises peuvent identifier les goulots d'étranglement, les dysfonctionnements et les problèmes de performance. En utilisant ces données, les opérateurs peuvent prendre des décisions éclairées pour optimiser la production, améliorer l'efficacité et réduire les coûts d'exploitation.

II.2.2.2. Détection précoce des problèmes opérationnels

Dans l'industrie pétrolière, des problèmes opérationnels peuvent survenir à tout moment et entraîner des perturbations coûteuses dans la production. Le suivi de production permet une détection précoce de ces problèmes, en surveillant en continu les indicateurs clés de performance. Si des variations anormales sont détectées, des alertes peuvent être déclenchées, permettant ainsi aux équipes d'intervention d'agir rapidement pour résoudre les problèmes avant qu'ils ne deviennent critiques. Cela contribue à minimiser les temps d'arrêt non planifiés et à maintenir la production à un niveau optimal.

II.2.2.3. Gestion de la sécurité et de l'environnement

La sécurité et la protection de l'environnement sont des préoccupations majeures dans l'industrie pétrolière. Le suivi de production permet de surveiller en temps réel les paramètres de sécurité critiques tels que la pression, la température et la présence de gaz dangereux. En détectant les anomalies potentielles, les entreprises peuvent prendre des mesures préventives

pour éviter les incidents graves, réduisant ainsi les risques pour les travailleurs et l'environnement.

II.2.2.4. Prise de décision basée sur les données

Dans un secteur aussi complexe que l'industrie pétrolière, la prise de décision basée sur des données précises et actualisées est essentielle. Le suivi de production fournit des informations en temps réel sur les opérations, permettant aux décideurs d'avoir une vision claire de la situation. Ces données peuvent être utilisées pour optimiser les opérations, planifier la maintenance préventive, ajuster les stratégies de forage et de production, et même évaluer l'efficacité des technologies et des équipements utilisés.

II.3. Gaz recycling

Dans le but d'améliorer l'efficacité de l'utilisation des ressources et de réduire l'impact environnementale, l'industrie pétrolière est constamment à la recherche de solutions. Le recyclage du gaz est désormais une pratique généralisée, qui implique le traitement des gaz générés lors des opérations pétrolières afin de les réinjecter dans les réservoirs.

II.3.1. Le processus de recyclage du gaz

Le recyclage du gaz dans l'industrie pétrolière implique plusieurs étapes clés. Tout d'abord, pendant l'opération de production de pétrole, divers gaz sont libérés en même temps que le pétrole.

Dans ces installations, les gaz sont soumis à un processus de purification et de séparation pour éliminer les impuretés et séparer les différents composants du gaz. Les gaz récupérés peuvent comprendre du méthane, de l'éthane, du propane et d'autres hydrocarbures.

Une fois purifié, le gaz recyclé est comprimé pour augmenter sa pression et sa densité. Il est ensuite réinjecté dans les réservoirs pétroliers. L'injection de gaz dans les réservoirs permet d'augmenter la pression, de déplacer le pétrole vers les puits de production et d'améliorer le taux de récupération du pétrole.

II.3.2. Avantages du recyclage du gaz dans l'injection de réservoirs

Le recyclage du gaz dans l'injection de réservoirs présente plusieurs avantages significatifs. Tout d'abord, cela permet d'optimiser l'utilisation des ressources en réutilisant les gaz produits plutôt que de les perdre ou de les gaspiller. En recyclant ces gaz, l'industrie pétrolière réduit également sa dépendance à l'égard des sources externes de gaz naturel.

De plus, le recyclage du gaz contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Plutôt que de libérer ces gaz dans l'atmosphère, où ils pourraient contribuer au changement climatique, ils sont capturés, traités et réinjectés dans les réservoirs, offrant ainsi une solution plus durable et respectueuse de l'environnement.

II.3.3. Défis et perspectives

Bien que le recyclage du gaz dans l'injection de réservoirs présente de nombreux avantages, des défis techniques et opérationnels doivent être relevés. Il est essentiel de s'assurer que les gaz recyclés sont compatibles avec les propriétés du réservoir et que leur injection n'endommage pas la formation pétrolière.

De plus, la surveillance continue des opérations d'injection de gaz est cruciale pour garantir l'efficacité et la sécurité du processus. Des avancées technologiques, telles que l'utilisation de capteurs et de systèmes de surveillance avancés, peuvent jouer un rôle clé dans la gestion efficace de l'injection de gaz et la détection précoce de tout problème potentiel.[14]

II.4. puits observateur

La construction et l'exploitation des puits de pétrole jouent un rôle essentiel dans l'extraction efficace des hydrocarbures. Parmi les divers types de puits utilisés, le puits observateur revêt une importance particulière.

Le puits observateur est un concept essentiel dans l'industrie pétrolière. Il fait référence à un puits spécialement foré dans le but de collecter des données en temps réel sur les conditions géologiques, les propriétés du réservoir et le comportement de l'extraction pétrolière. L'observation et la collecte de données en temps réel sont d'une importance cruciale pour plusieurs raisons. Tout d'abord, elles permettent aux opérateurs de mieux comprendre le comportement du réservoir et d'optimiser les opérations d'extraction. En surveillant en continu les paramètres tels que la pression, la température, la composition des fluides et les débits de production, les opérateurs peuvent prendre des décisions éclairées pour maximiser la récupération du pétrole et minimiser les coûts d'exploitation.

De plus, les données en temps réel provenant des puits observateurs sont essentielles pour la modélisation et la simulation du réservoir. Elles permettent de calibrer les modèles numériques utilisés pour prédire le comportement futur du réservoir et d'optimiser la conception des schémas de production. Cela aide les opérateurs à prendre des décisions stratégiques concernant les techniques d'extraction, telles que l'injection d'eau ou de gaz, afin d'optimiser la récupération du pétrole.

En outre, les données en temps réel des puits observateurs sont également cruciales pour la surveillance de l'intégrité du puits lui-même. Elles permettent de détecter les fuites, les anomalies de pression ou de température, et d'identifier rapidement les problèmes potentiels liés à l'infrastructure pétrolière. Cela contribue à renforcer la sécurité des opérations et à prévenir les accidents ou les incidents environnementaux.[14]

II.4.1. Historique du puits observateur

Les premières utilisations de puits observateurs remontent aux années 1930 et 1940, lorsque des puits ont été spécialement forés pour surveiller les pressions et les températures dans les

réservoirs pétroliers. Ces puits étaient équipés de capteurs de pression et de thermomètres afin de collecter des données en temps réel. Cela a permis aux opérateurs d'obtenir des informations plus précises sur les caractéristiques du réservoir et de mieux optimiser les opérations.

II.4.2. Les progrès technologiques et les développements récents

Au fil des décennies, les progrès technologiques ont joué un rôle majeur dans le développement des puits observateurs. Les capteurs et les instruments de mesure sont devenus plus avancés, permettant la collecte de données plus variées et plus précises. Les développements dans les domaines de la télémétrie et de la transmission de données ont également contribué à améliorer la collecte des informations en temps réel.

Dans les dernières décennies, les progrès dans les domaines de l'informatique et de l'analyse de données ont révolutionné l'utilisation des puits observateurs. Les données en temps réel provenant de ces puits sont désormais traitées par des systèmes d'analyse avancés, tels que l'apprentissage automatique et l'intelligence artificielle, pour fournir des informations prédictives et des recommandations précises aux opérateurs, les développements récents ont également permis l'introduction de capteurs intelligents dans les puits observateurs. Ces capteurs sont capables de mesurer une gamme plus large de paramètres, tels que la composition des fluides, le débit de production et les propriétés chimiques du réservoir. Ils permettent une surveillance encore plus précise et complète du réservoir, ce qui aide les opérateurs à prendre des décisions éclairées en temps réel.

II.4.3. Rôle et Objectifs

Le principal objectif d'un puits observateur est de recueillir des informations détaillées sur les caractéristiques du réservoir, telles que la pression, la température, la composition des fluides, la perméabilité et la porosité. Ces données sont essentielles pour comprendre la géologie du réservoir, évaluer la productivité potentielle, optimiser les opérations de forage et de production, et prendre des décisions stratégiques concernant le développement du champ pétrolier.

II.4.4. Applications du Puits Observateur

- **Évaluation du réservoir:** Le puits observateur fournit des données précieuses pour évaluer la taille et les caractéristiques du réservoir pétrolier, permettant ainsi aux ingénieurs de mieux comprendre sa géométrie et son comportement.
- **Suivi de la production:** les puits observateurs aident à surveiller la performance du champ pétrolier. Ces données permettent d'optimiser les opérations de production, d'identifier les problèmes potentiels et de prendre des mesures correctives appropriées.

- **Gestion de la récupération assistée:** Dans les projets de récupération assistée, tels que l'injection de gaz ou d'eau pour stimuler la production de pétrole, les puits observateurs sont utilisés pour surveiller l'efficacité des techniques appliquées et ajuster les paramètres d'injection en conséquence.
- **Recherche et développement:** Les puits observateurs sont également utilisés dans le cadre de projets de recherche et développement pour tester de nouvelles technologies, évaluer de nouvelles zones potentielles et améliorer les modèles de simulation du réservoir.

II.4.5. Choix de puits observateur

Le choix des puits observateurs dépend de plusieurs facteurs, tels que :

- **Objectifs de surveillance :** Les puits observateurs sont sélectionnés en fonction des objectifs spécifiques de surveillance, tels que la production d'hydrocarbures, la pression du réservoir, la qualité du fluide, etc. Il est essentiel de définir clairement ces objectifs pour choisir les puits appropriés.
- **Emplacement stratégique :** Les puits observateurs doivent être positionnés de manière stratégique afin de collecter des données représentatives du réservoir. Cela implique de prendre en compte la géologie du réservoir, la structure du champ pétrolier, les contraintes d'accès et les caractéristiques de production.
- **Distribution spatiale :** Il est souvent nécessaire de choisir des puits observateurs répartis dans différentes zones du champ pétrolier afin d'obtenir une représentation adéquate du réservoir. Cela peut nécessiter de prendre en compte des facteurs tels que la distance entre les puits, la géométrie du réservoir et les schémas de drainage.
- **Ressources disponibles :** Le choix des puits observateurs peut également être influencé par les ressources disponibles, telles que les capacités de forage, les coûts associés à la construction et à la maintenance des puits, ainsi que les équipements de surveillance nécessaires.
- **Données existantes :** L'utilisation de données historiques provenant de puits déjà existants peut être bénéfique pour optimiser la sélection des puits observateurs. Ces données peuvent inclure des informations sur la production passée, les pressions du réservoir et d'autres paramètres pertinents.

Les ingénieurs du champ REB ont procédé à la sélection du puits P05 en tant que puits observateur, en tenant compte des critères spécifiques définis.

II.4.6. Avantages et défis du puits observateur

Le puits observateur présente plusieurs avantages, notamment :

- Amélioration de la sécurité : Le puits observateur permet une surveillance en temps réel des paramètres clés, ce qui permet de détecter rapidement les variations anormales et les problèmes potentiels. Cela contribue à prévenir les incidents, à réduire les risques pour la sécurité des travailleurs et à minimiser les accidents liés à la production pétrolière.
- Augmentation de l'efficacité : En surveillant en temps réel la pression, la température et les débits, le puits observateur permet d'optimiser les opérations de production. Les données collectées aident à prendre des décisions éclairées concernant les schémas de production, les taux d'injection et les techniques d'extraction, ce qui permet d'améliorer l'efficacité globale de l'exploitation pétrolière.
- Réduction des coûts : En détectant rapidement les problèmes et en optimisant les opérations, le puits observateur contribue à réduire les coûts de production. Il permet d'éviter les arrêts imprévus, d'optimiser l'utilisation des équipements et de minimiser les pertes de production, ce qui se traduit par des économies financières significatives pour les opérateurs pétroliers.

Cependant, l'utilisation du puits observateur dans le domaine pétrolier présente également certains défis, notamment :

- Installation et maintenance : L'installation des capteurs et des systèmes de communication dans le puits peut être complexe et nécessite une expertise technique. De plus, la maintenance régulière des capteurs et des équipements du puits observateur est essentielle pour assurer leur bon fonctionnement. Cela peut nécessiter des ressources supplémentaires et une planification minutieuse.
- Gestion des données : Les puits observateurs génèrent une grande quantité de données en temps réel. La gestion, le stockage et l'analyse de ces données peuvent représenter un défi en termes d'infrastructure informatique, de capacité de stockage et d'expertise en analyse de données. Il est essentiel d'avoir des systèmes et des processus appropriés pour gérer efficacement ces données et en extraire des informations utiles [9]

II.5. Filed management (La gestion des champs pétroliers)

L'industrie pétrolière joue un rôle essentiel dans l'économie mondiale en fournissant une source d'énergie vitale pour les transports, l'industrie et les besoins domestiques. La gestion efficace des champs pétroliers est cruciale pour maximiser la production d'hydrocarbures, assurer la sécurité des travailleurs, minimiser les impacts environnementaux et garantir la rentabilité à long terme.

La gestion des champs pétroliers, ou Oil Field Management en anglais englobe un large éventail d'activités allant de l'exploration et de la planification initiales à la production, à la maintenance et à l'abandon ultérieur des champs pétroliers.



Figure II -02 : gestion des champs pétroliers

L'exploration est la première phase de la gestion des champs pétroliers, où des techniques géologiques et géophysiques sont utilisées pour identifier les zones potentiellement riches en hydrocarbures. Une fois qu'un gisement est découvert, la planification et la conception du développement du champ sont entreprises, impliquant des études approfondies pour évaluer la taille du réservoir, les caractéristiques géologiques et les conditions de production prévues.

Une fois que la production commence, la gestion des champs pétroliers vise à optimiser les performances des puits et des installations de surface. Cela implique la surveillance constante des paramètres de production, tels que les débits de pétrole et de gaz, la pression et la température, afin de détecter les problèmes potentiels et de prendre des mesures correctives pour maximiser la récupération des hydrocarbures.

La maintenance régulière des équipements et des installations est un autre aspect crucial de la gestion des champs pétroliers. Les opérations pétrolières sont confrontées à des défis tels que la corrosion, l'usure des équipements, les pannes et les fuites. Une gestion efficace de la maintenance vise à minimiser les temps d'arrêt non planifiés, à assurer la sécurité des travailleurs et à prolonger la durée de vie des actifs.

La gestion des champs pétroliers comprend également des aspects liés à la sécurité et à l'environnement. Les opérations pétrolières peuvent être dangereuses, et des protocoles de sécurité stricts doivent être mis en place pour prévenir les accidents et protéger les travailleurs. De plus, des mesures doivent être prises pour minimiser les impacts environnementaux, tels que la gestion des déchets, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la protection de la biodiversité.

Enfin, la gestion des champs pétroliers implique une planification à long terme et une prise de décision basée sur des facteurs économiques, politiques et technologiques. Les opérations pétrolières sont soumises à des fluctuations des prix du pétrole, des réglementations gouvernementales changeantes et des avancées technologiques. Une gestion stratégique est nécessaire pour maximiser la rentabilité à long terme et s'adapter aux évolutions du marché.[10]

Conclusion :

En conclusion, la réalisation d'une exploitation efficace et respectueuse de l'environnement des réservoirs fracturés requiert une surveillance rigoureuse de la production et l'adoption de mesures telles que l'utilisation de puits observateurs. L'intégration de ces éléments dans les stratégies d'exploitation permet d'optimiser les performances tout en réduisant au minimum les répercussions environnementales.

Afin de préserver la responsabilité et la durabilité de cette exploitation, il est impératif de poursuivre les efforts visant à améliorer les méthodes de surveillance, le recyclage du gaz et l'utilisation des puits observateurs. Ces initiatives sont essentielles pour assurer une exploitation responsable et durable des réservoirs fracturés.

CHAPITRE

III

Historique de L'injection au champ de REB

III.1. L'INJECTION D'EAU A REB

III.1.1. L'INJECTION D'EAU

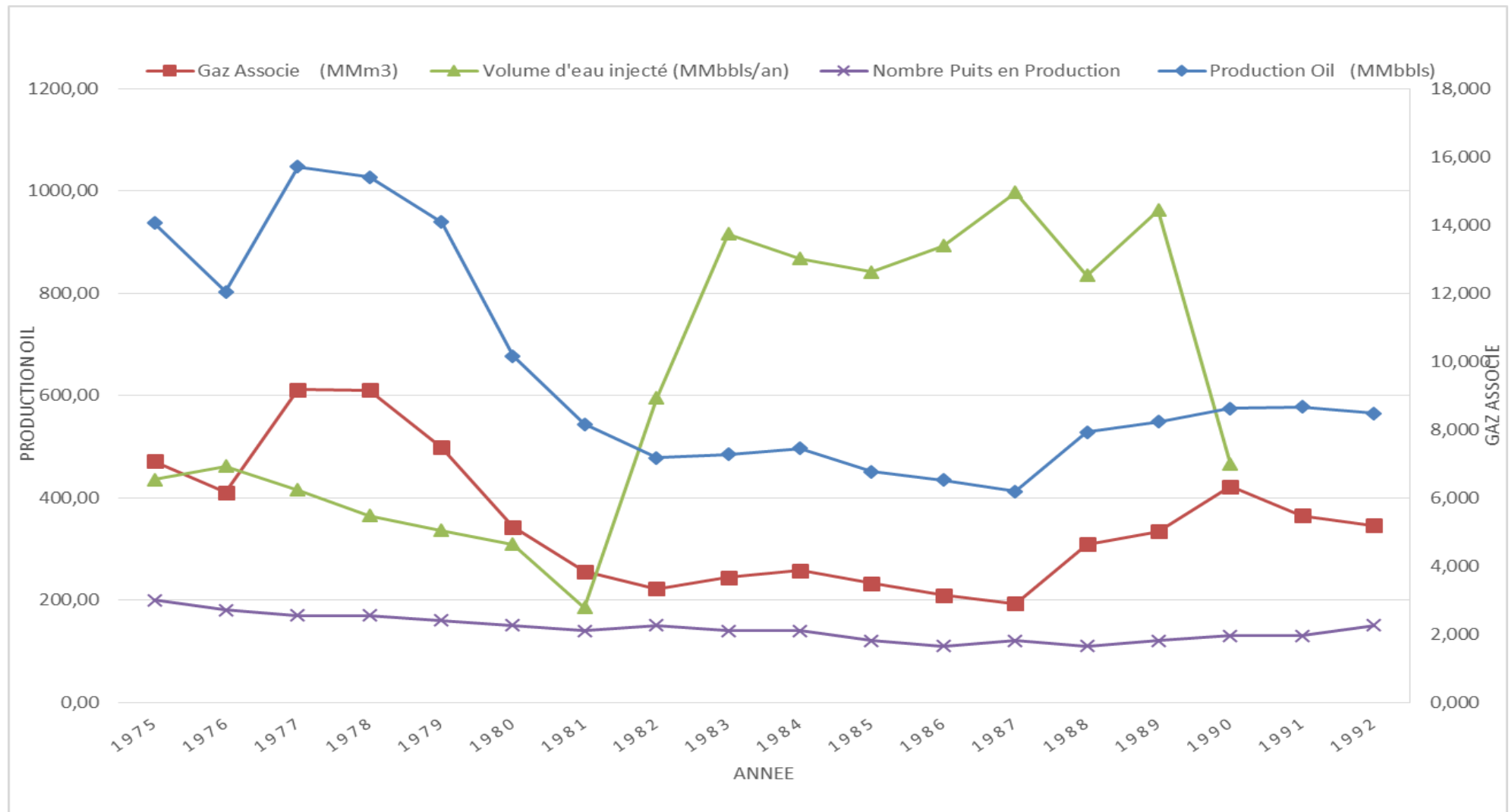
L'historique de la récupération secondaire dans le champ de REB a débuté en mars 1976 avec l'injection d'eau pour compenser la chute rapide de la production de brut, En effet, il est évident que la récupération primaire était faible après la chute rapide de la pression de gisement, descendue sous la pression de bulle a causé une diminution de la production d'huile.

Le choix d'injection d'eau est justifié par les avantages de déplacement d'huile légère ($\mu_o = 0.2$ cp), un rapport de mobilités pas très grand et sa disponibilité en grandes quantités dans l'albien et le moi-pliocène, c'est ainsi que l'injection d'eau a été entamée pour augmenter le taux de récupération et freiner la chute de la pression du gisement.

Dans les premiers temps, un seul puits producteur d'eau P29 a été relié directement au puits P17, l'injection s'effectuait par simple gravité, car la pression du réservoir est faible. A cette période, l'injection d'eau était considérée comme une injection pilote afin d'observer l'évolution de la récupération en fonction des quantités d'eau injectées.

Le puits P17 avait une bonne injectivité, la quantité d'eau injectée pour l'année 1977 a atteint 4.6 MM bbl, mais par la suite cette quantité diminuant à cause de la remonté de pression aux abords du puits injecteur.

Une deuxième période a été entamée avec la mise en service d'une pompe en 1983 et l'ouverture de 2 autres puits en injection (P11 et P31), ce qui a permis d'atteindre un volume annuel injecté de 10MMbbl en 1988. L'injection d'eau a REB a été abandonnée en août 1991 suite aux nombreux problèmes causée tels que, l'alourdissement de la colonne d'huile, les dépôts de sel, les dépôts organiques à cause de l'incompatibilité avec l'eau du cambrien.



III.1.2. ANALYSE DES RESULTATS D'INJECTION D'EAU A REB

L'injection d'eau à REB a permis d'augmenter la production du champ pendant les premières années de son entrée en vigueur, cette augmentation a atteint 35% durant les années 1976 et 1977. Mais par la suite et à cause de la percée d'eau injectée cette augmentation est arrêtée.

Malgré le breakthrough l'injection d'eau a été maintenue, afin de maintenir les quantités d'huile produites et la pression de gisement à des valeurs acceptables, en fin la zone était envahie par l'eau causant l'étouffement de plusieurs puits P06, P08, P13 et P24 (fig. II-01). En effet, la quantité d'eau produite est importante, elle conduisant à l'alourdissement de la colonne d'huile et diminue l'éruptivité des puits, nécessite alors l'utilisation du gas-lift.

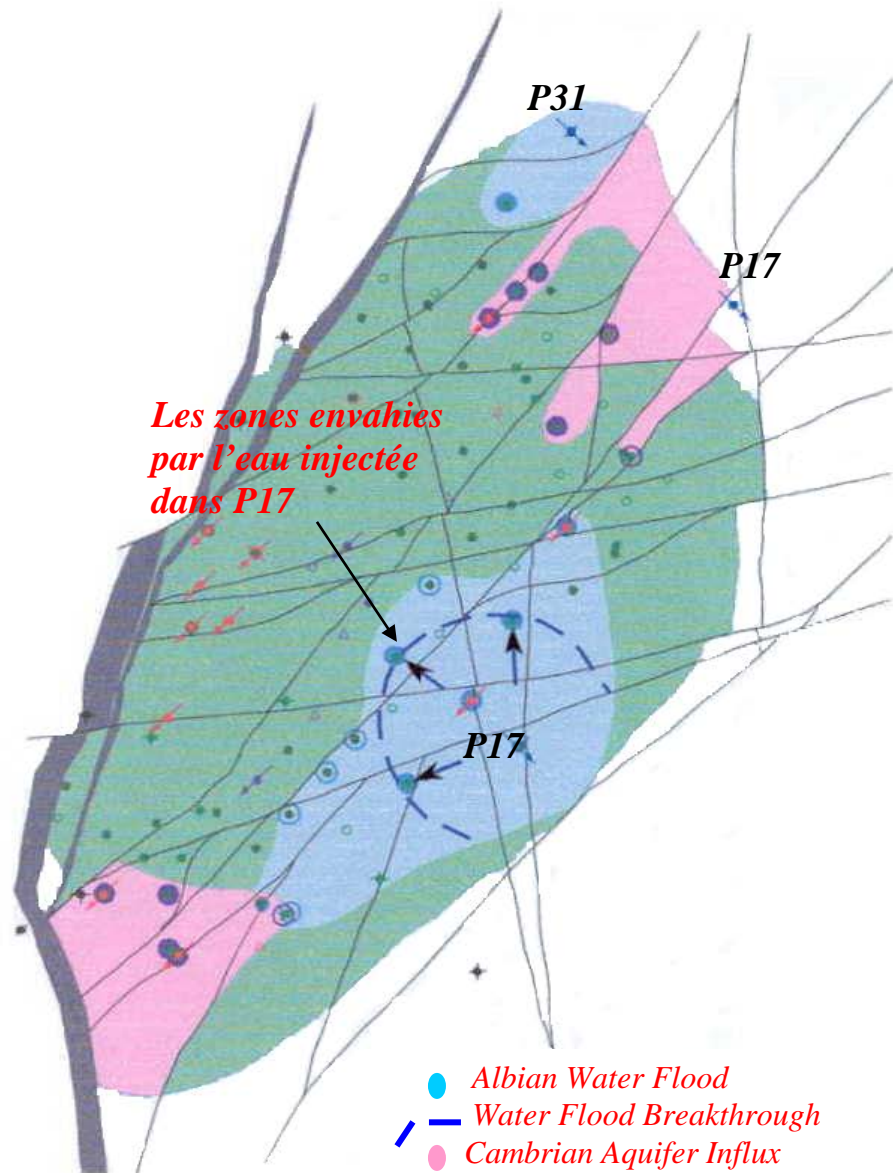


Figure III-01 : Les Entrées d'Eau de l'Aquifère
et de l'Eau Injectée

D'après la figure (III-01) on constate que le puits P17 c'est le puits le plus influé sur le réservoir.

L'envahissement peut être remarqué actuellement par les mesures de pourcentage d'eau produit (Water Cut) dans les puits qui ont touché par l'injection d'eau.

En plus l'eau du gisement contient une grande quantité de sulfates qui mise en contact avec l'eau de l'albien engendre à la formation de sédiments colmatant, l'effet du colmatage de la formation est apparaît par la diminution de l'indice de productivité I_p des puits.

III.1.3. CONCLUSION

La récupération assistée dans le champ de REB est devenue une nécessité à la suite de la chute rapide de la production du champ.

L'injection d'eau a été retenue vu à l'intensité de fissuration importante du réservoir, sa disponibilité et ses avantages d'imbibition par rapport au gaz.

Cette stratégie n'a permis d'accroître la production que durant les premières années de son application par le freinage de la chute considérablement de pression du réservoir.

L'augmentation du pourcentage d'eau aux alentours des puits producteurs entraînant la percée d'eau, deviennent peu ou pas éruptifs.

En plus, l'incompatibilité des eaux de l'albien et du cambrien a conduit à la formation de dépôts qui affectaient les caractéristiques déjà médiocres du réservoir.

L'injection d'eau a été interrompue dans le champ de Rhourde El-Baguel en 1991.

A partir de cette date, on s'est orienté vers l'injection de gaz miscible ou bien immiscible qui fera l'objet du chapitre suivant.

III.2. L'injection de gaz miscible

III.2.1. INTRODUCTION

Après l'arrêt de l'injection d'eau dans le champ de REB, le gaz-lift a été choisi vu la grande profondeur des puits producteurs, et le faible pression du réservoir permettant d'alléger la colonne d'huile des puits sérieusement affectés par la percée d'eau, c'est ainsi que ce mode de production entra en vigueur le 21/11/1991, le gaz-lift, a permis d'améliorer la production par puits, mais pas suffisant pour assurer une récupération supplémentaire des réserves en place, ou, au moins maintenir la production journalière à cette époque.

Il fallait penser à une autre stratégie permettant d'injecter une énergie extérieure dans le réservoir, la SONATRACH a lancé un appel d'offres auprès des sociétés pétrolières internationales visant l'apport des moyens financiers pour augmenter le taux de récupération dans le champ de REB. [6]

Le 18 novembre 1992, ARCO se déclare être en mesure d'atteindre les objectifs de l'appel d'offres par la mise en œuvre d'un procédé d'injection de Gaz Miscible.

Mai 1996 a été marquée par le début de l'injection du gaz de la station de Zina par le passage de l'unité de compression du champ voisin Mesdar avant le démarrage de l'unité de REB.

En juillet 1997, le système de maintien de pression par ré-injection du gaz produit (VEGI : Very early gas injection) a été mis en œuvre avec une capacité de: 3 StMMm3/j et pression de refoulement de 275 bars.

En 1999, le début de l'injection de gaz massive dans le réservoir et augmenter sa pression, afin d'atteindre la pression de miscibilité PM.

En 2000, la production était sérieusement affectée par l'expansion du gaz cap, après la reprise en main du projet par BP (British Petroleum), un changement de stratégie a été mis en œuvre consiste à injecter le gaz aux zones inférieures au lieu des zones supérieures.

III.2.2. L'INJECTION DE GAZ MISCIBLE

Afin d'améliorer la récupération en huile de réservoir de REB, un projet de récupération améliorer(EOR) par l'injection de gaz miscible a été l'objectif au début du projet.

Le déplacement miscible permet d'avoir un coefficient de balayage favorable du fait que la tension interfaciale entre les deux fluides est nulle.[12]

L'efficacité globale E d'une injection peut être définir comme étant le produit des trois efficacités suivantes :

$$E = E_s * E_v * E_d \quad (\text{eq 3.1})$$

E_s : efficacité superficielle,

E_v : efficacité verticale,

E_d : efficacité de déplacement à l'échelle des pores.

Le produit $E_b = E_s * E_v$ est appelé efficacité de balayage, ou encore efficacités volumétriques, et caractérise le milieu à l'échelle macroscopique, et le coefficient de déplacement est donné par la formule suivante :

$$E_d = (1 - S_{wi} - S_{or}) / (1 - S_{wi}) \quad (\text{eq 3.2})$$

Et d'après la méthode de déplacement miscible et leur objectif principale d'éliminer la saturation en huile résiduelle ($S_{or} = 0$). L'expression de l'efficacité de déplacement devenu :

$$E_d = (1 - S_{wi} - S_{or}) / (1 - S_{wi}) \quad (\text{eq 3.3})[11]$$

Ce qui donne une efficacité de déplacement plus supérieure, cette augmentation à l'efficacité de déplacement est observée par l'amélioration considérable de la récupération, laquelle peut atteindre des niveaux de 30 à 40 % pour du gaz injecté miscible avec l'huile en place, la technique retenue a REB consiste à rehausser la pression naturelle du réservoir en injectant à forte pression du gaz miscible, ce qui va permettre d'exploiter 500 millions barils de brut supplémentaire durant les 25 années du projet à un taux de production de 125000 barils/jour, ce procédé permet d'obtenir un taux de récupération plus élevé que par les techniques conventionnelles d'injection de gaz.

Le projet consiste à injecter du gaz sous pression égale à la pression minimale de la miscibilité, dont la pression actuelle est inférieure à la pression de bulle ($P_b = 1900$ psi), afin

d'atteindre la pression minimale de la miscibilité (MMP) et ceci grâce à l'apport de l'injection de gaz riche à haute pression.

Les études ont montré que la pression minimale de miscibilité était de 4000 psi (270 bars) et serait atteinte après la huitième année de l'injection massive de gaz.

Un programme de forage visant à forer 15 puits injecteurs et 28 puits producteurs a été élaboré ; en plus de l'ouverture des puits fermés et la reconversion d'autres en puits injecteurs.

Pour permettre de traiter la production supplémentaire attendue; une unité d'optimisation (CPF: Center Production Facility) a été ouverte, elle avait aussi pour rôle de récupérer les condensats (LPG : Gaz pétrolier liquéfier) et d'envoyer le gaz produit traité à la station d'injection de gaz (TCF : Turbo-Compresseur Facility), cette dernière avait pour rôle de comprimer le gaz produit localement, en plus du gaz importé de la station de Zina, et la cheminer vers les puits injecteurs à travers un réseau de distribution avec une capacité de $3\text{MMm}^3/\text{jour}$. Prédiction de ces études est 125000 bpd au cours de la 9^{ème} année qui suit le début de l'injection ; ensuite à diminuer jusqu'à 31000 bpd pendant la 25^{ème} année, la production cumulée atteindrait alors 500 millions de barils.

En réalité ; la production a atteint 52000 bpd environ dans les premiers temps du début de l'injection, ce ne fut pas le cas malheureusement par la suite, pour chuter à cause de la remontée rapide du GOR ($1600 \text{ m}^3/\text{m}^3$) après la percée du gaz dans les puits producteurs.

III.2.3. L'ECHEC DE LA MISCIBILITE A REB

L'échec de la miscibilité était prévisible vu la façon dont le projet a été entamé en matière des choix des puits injecteurs qui se trouvaient presque tous au top de la structure fortement fissurée (voir figure(III-02)), Lors de l'injection du gaz dans le cap, le procédé de récupération par le déplacement miscible s'est avéré inopérant à REB, du fait de la percée rapide du gaz dans une grande partie des puits producteurs (voir les graphes de détection des traceurs chimiques).

En effet, le réseau de fissure et faille naturelle sont développées à travers tout le réservoir, empêche tout balayage d'huile par le gaz dans la matrice, à cause de la percée rapide du gaz injecté dans les puits producteurs.

La mobilité du gaz est supérieur a celle de l'huile, le gaz injecté va s'écouler à travers les chemins moins résistants (le réseau des fissures) et perce dans les puits producteurs.

Pour confirmer que le gaz perce rapidement dans les puits producteurs à une méthode d'injection pilote de gaz associé au programme des traceurs chimiques montrent que le gaz injecté s'écoule dans les chemins préférentiels dans les fissures et perce rapidement dans les puits producteurs par un réseau des fissures communicantes.

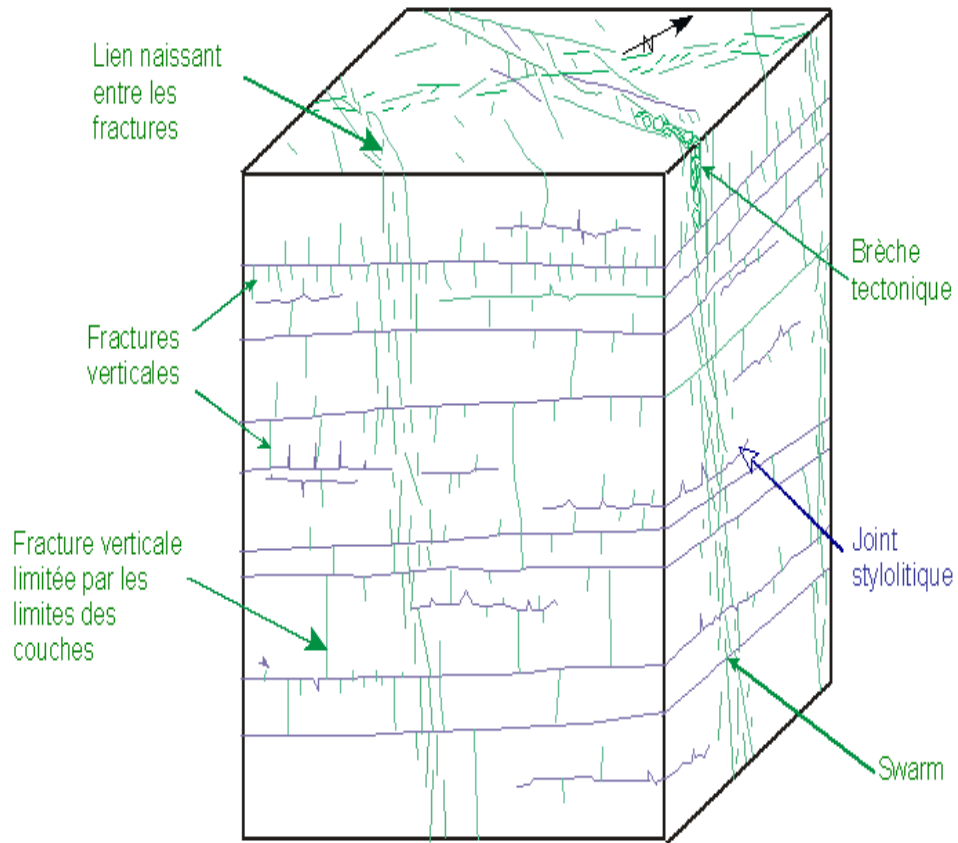


Figure III-02: la structure fortement fissurée

III.3. Analyse des traceurs chimiques

Le projet d'injection de gaz et le programme des traceurs associés ont été conduit en 1998, 1999, 2000 sur les puits P15, P68 et P69 respectivement. Leur application a pour but de la connaissance :

1- De la communication entre différents puits producteurs et injecteurs et leur rôle dans l'optimisation de la stratégie d'injection,

1- Des patterns d'injection.

L'application de l'injection du gaz au niveau du champ de Rhourde El-Baguel s'est heurtée à des problèmes liés au réseau de fractures très intense empêchant le balayage de l'huile de la matrice et aussi la pressurisation du réservoir pour réaliser le déplacement miscible.

L'échec de la miscibilité a révélé un manque dans la connaissance des patterns d'injection et de la communication entre différents puits producteurs et injecteurs, la décision a été prise pour initier une injection pilote de gaz pour avoir plus d'informations sur les patterns d'injection et les performances de l'injection à travers la mesure :

- Temps de Breakthrough,
- GOR de Breakthrough,
- Communication entre puits injecteurs et producteurs et nature des failles,
- Programme de cycling.

Ces paramètres vont permettre d'optimiser la stratégie d'injection et mieux prévoir leurs performances, mais pour bien analyser et interpréter les résultats de cette injection et évaluer leurs performances, un programme des traceurs associés a été avéré nécessaire cette nécessité relève de deux problèmes

- La proximité du gaz cap des puits observateurs rend difficile l'identification de la source de l'augmentation du gaz produit suite à l'expansion du gaz cap,
- Le réseau de fractures rend la communication très complexe entre les différents puits, ce qui cause une interférence de l'injection.

L'ignorance de la source du gaz produit rend difficile l'interprétation des résultats de la performance et influe sur les conclusions tirées, le programme des traceurs consiste à suivre l'injection du gaz par l'injection des traceurs chimiques et prendre des échantillons de gaz au niveau de chaque puits observateur d'une façon périodique et les envoyer pour les analyser à BNL (Brookhaven National Laboratory).

Les traceurs sont des produits chimique ces produits seront introduits dans le gaz injecté et avec lequel ils se mélangent d'une façon intime ce que permet de déterminer le trajet du gaz injecté vers les puits producteur.

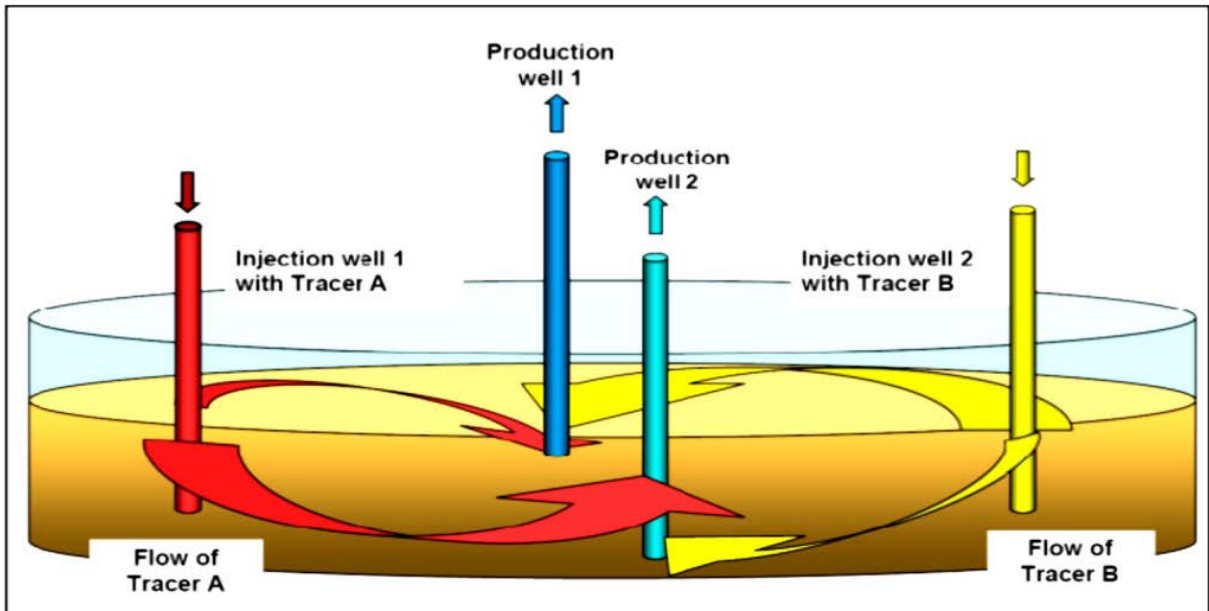
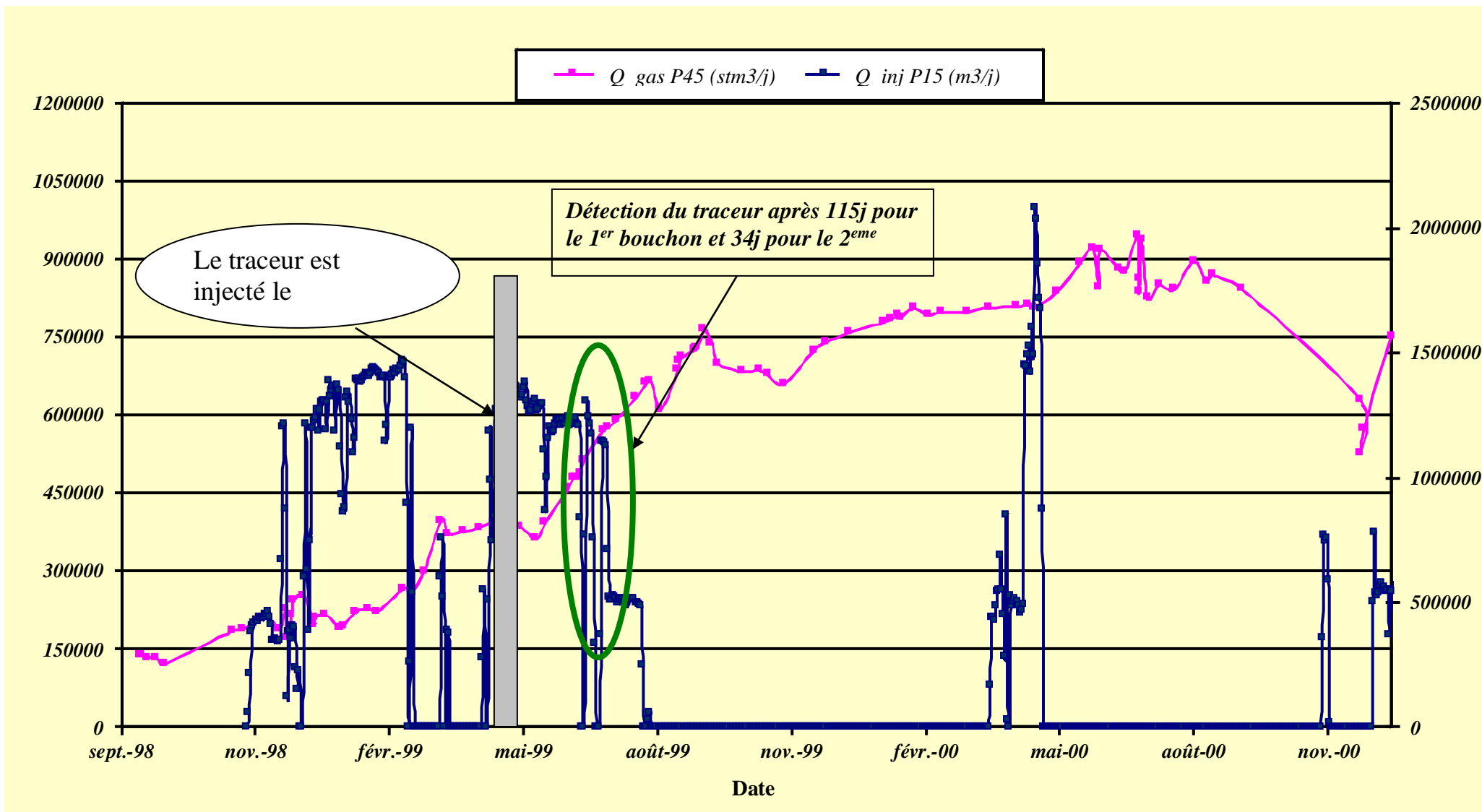
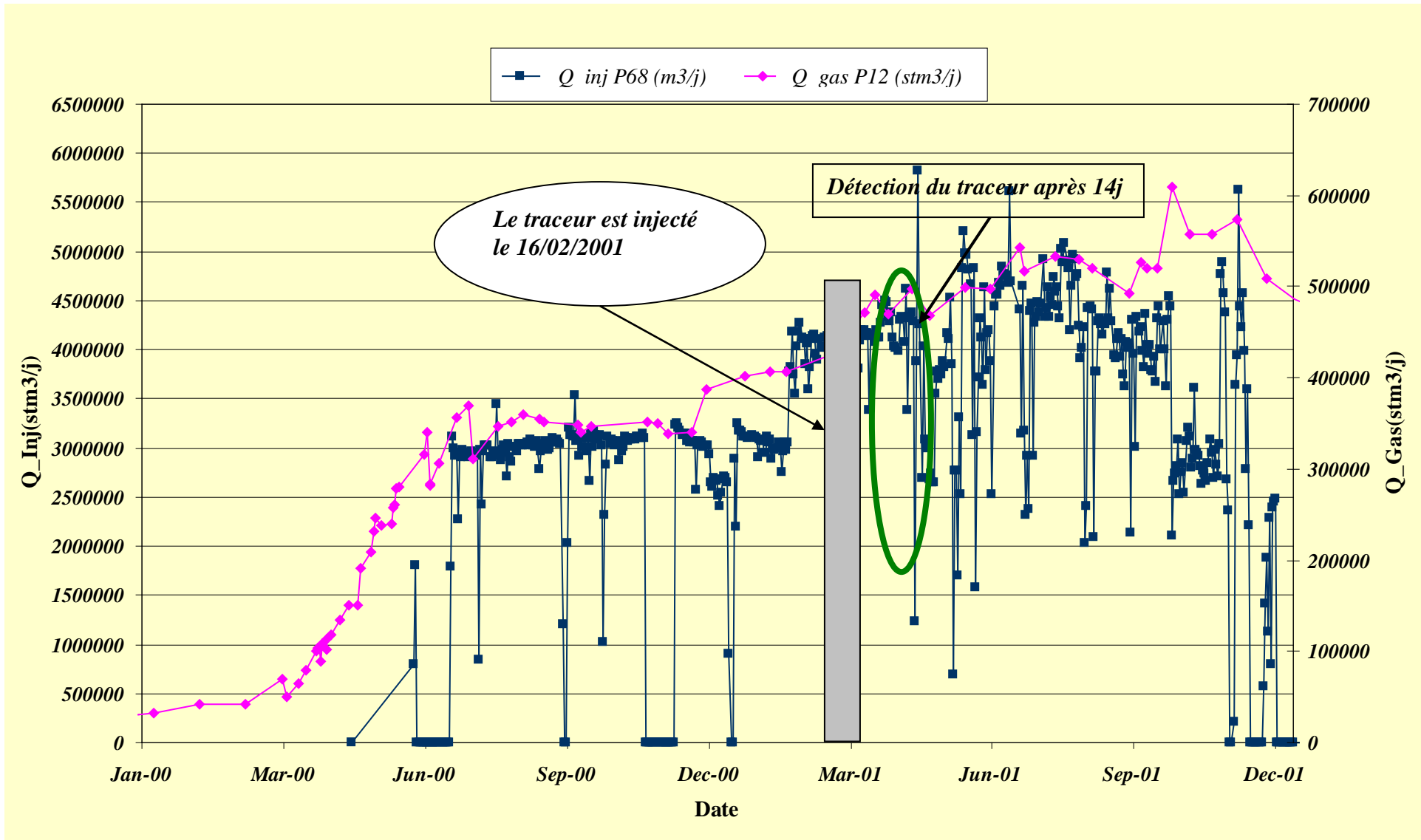


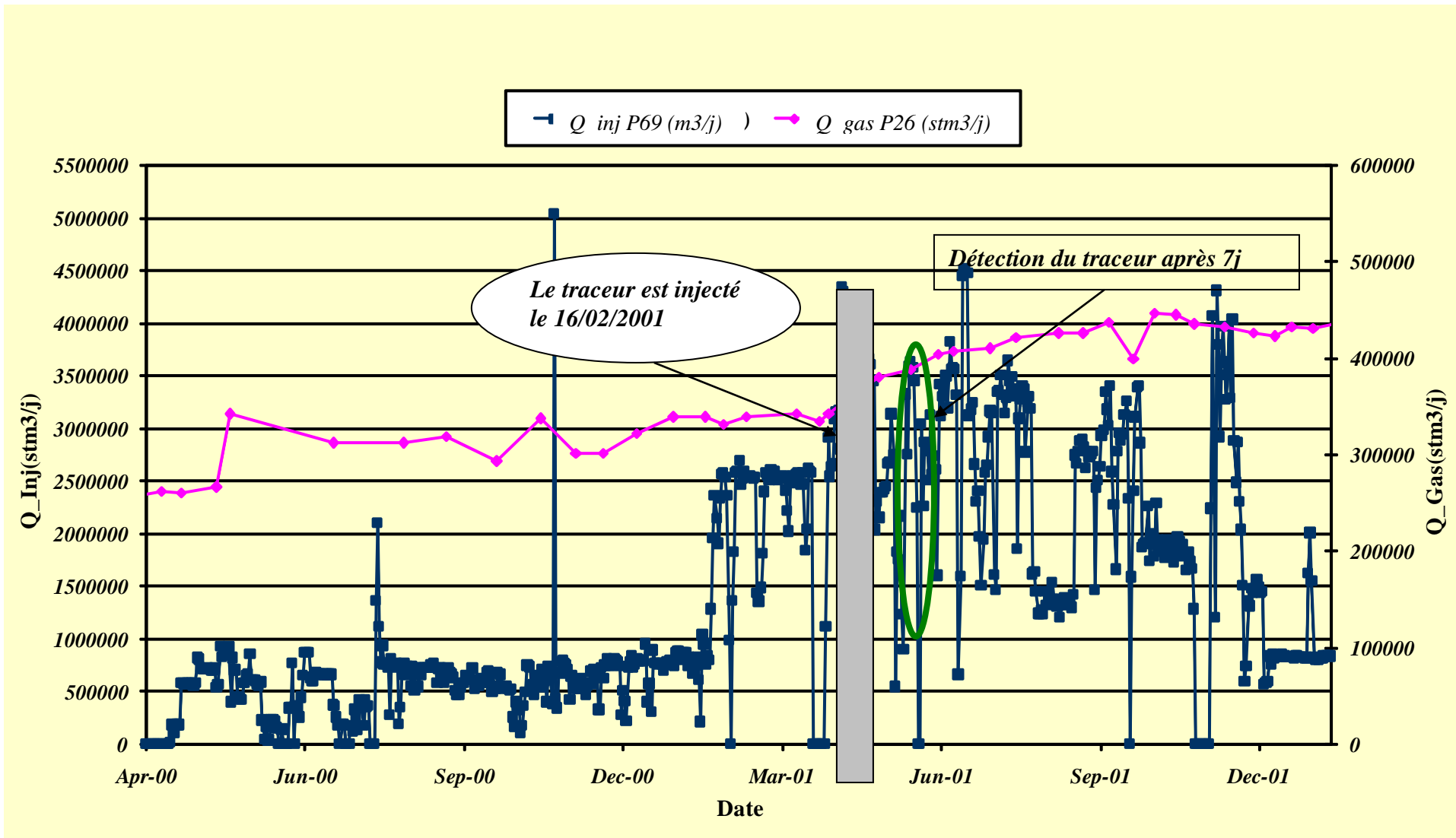
Figure III-03 : utilisation des traceurs pour l'analyse



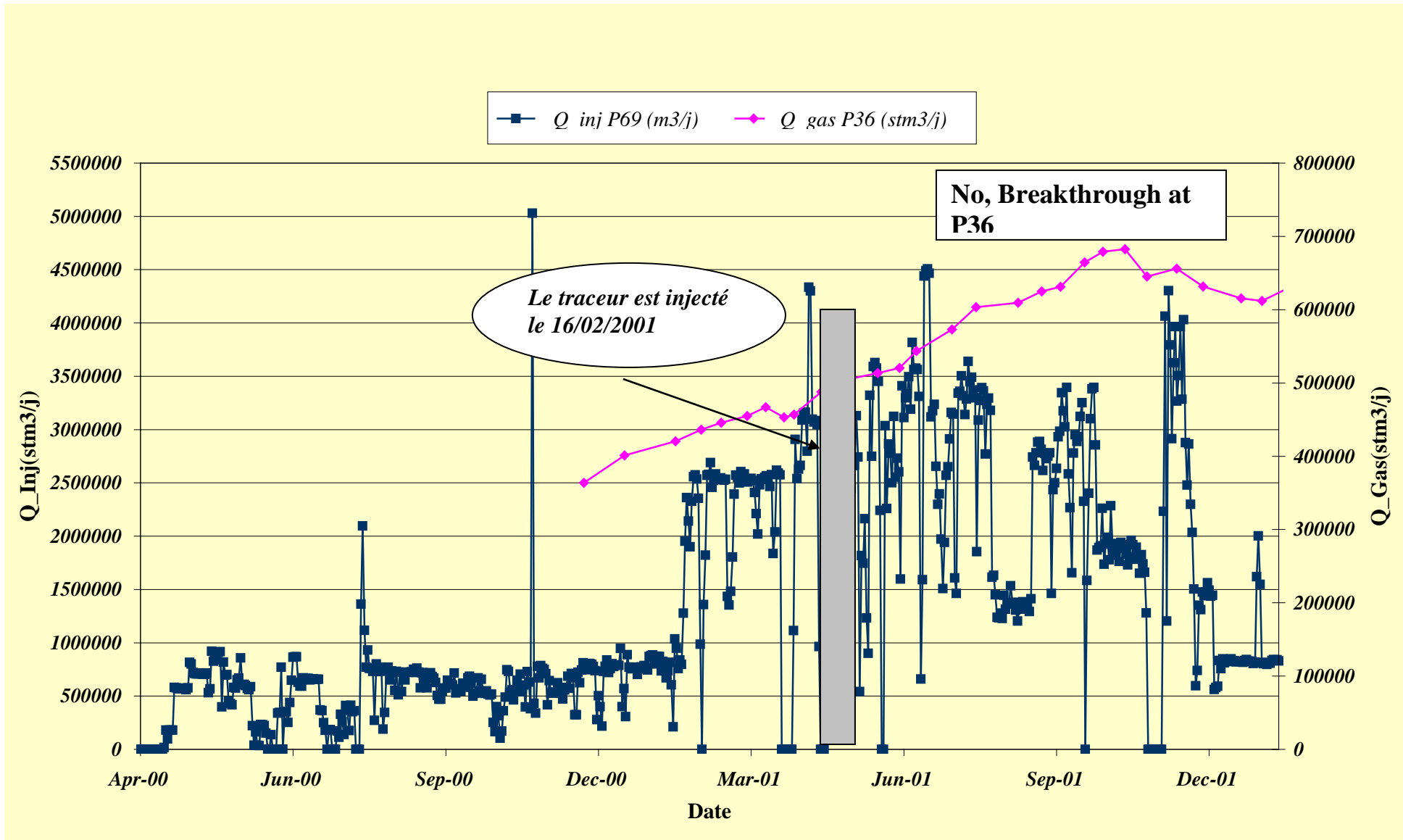
Graphe III-02 : détection d traceur injecté dans P15 à P45



Graphe III-03: La Détection du Traceur Injecté dans P68 à P12



GrapheIII-04: La Détection du Traceur Injecté dans P69 à P26



Graphe III-05: Aucune Détection du Traceur Injecté dans P69 à P36

Tableau (III-01): Temps d'arrivée du traceurs chimiques

P15 modèle	Temps d'arrivée du traceur
P37	40 Jours
P57	60 Jours
P45	115 Jours
P26	100 Jours
P68 modèle	Temps d'arrivée du traceur
P12	2 semaines
P19	10 semaines
P40	10 semaines
P43	6 semaines
P53	12 semaines
P59	11 semaines
P60	5 semaines
P63	12 semaines
P69 modèle	Temps d'arrivée du traceur
P26	7 jours
P45	3.5 semaines
P65	3.5 semaines
P36	NO breakthrough
P64B	NO breakthrough

III.4. Injection de Gaz à REB

III.4.1. INTRODUCTION

Malgré l'échec de la miscibilité à REB, la stratégie d'injection du gaz a changé dans ce paragraphe nous allons présenter les résultats de la mise en œuvre de la stratégie de récupération assistée par l'injection du gaz (déplacement non miscible), et ses effets sur la production globale et sur les puits producteurs, ainsi que les problèmes causés par cette injection et les solutions adoptées pour y remédier et le degré d'efficacité de ces derniers.

L'injection de gaz dans un gisement d'huile se fait soit dans le gas-cap s'il existe un, soit directement dans l'huile.

Lorsqu'un gas-cap existe dans le gisement de REB, une amélioration artificielle permet de maintenir sa pression et forcer le gaz dans l'huile, d'où entraînement de celle-ci vers les puits de production. Le phénomène est analogue à la montée d'un plan d'eau résultant d'une injection d'eau dans l'aquifère.

La production d'une unité de volume d'huile de stockage correspond dans le gisement au retrait du volume fluide : $B_o + R_c * B_g$

Cependant que la production de gaz en surface est : $R_s + R_c$

Si à tout instant on réinjecte I pourcent du gaz produit, le volume dans les conditions de fond du gaz réinjecté est :

$$I * (R_s + R_c) * B_g. \quad (\text{eq 3.4})$$

Il y a maintien total de la pression s'il y a égalité des volumes soutirés et introduits, c'est à dire pour :

$$I = (B_o + R_c * B_g) / (R_s + R_c) * B_g \quad (\text{eq 3.5})$$

Dans le cas particulier où il n'y a pas de gaz libre produit, obtient:

$$I = B_o / (R_s * B_g) \quad (\text{eq 3.6})$$

Pour les caractéristiques usuelles des huiles, IL est conduit à des valeurs supérieures à 1. Le calcul montre ainsi la nécessité de faire appel à des sources de gaz extérieures.[13]

III.4.2. SOURCE DE GAZ INJECTE

Généralement le gaz injecté est celui de production sauf dans le cas où il vient d'un niveau différent ou provient d'un autre champ, mais dans tous les cas le gaz produit n'est pas suffisant pour maintenir la pression du gisement pas plus pour pressuriser, donc il est indispensable de recourir à une source extérieure de gaz.

Pour le gisement de REB une partie du gaz injecté provient du gisement et une autre de la station de ZINA, mais avec l'augmentation de la quantité produite du champ cette quantité est diminuée avec le temps.

Le graphe suivant (III-06) : montrent l'évolution de la quantité provienne de Zina et la quantité produite du champ.

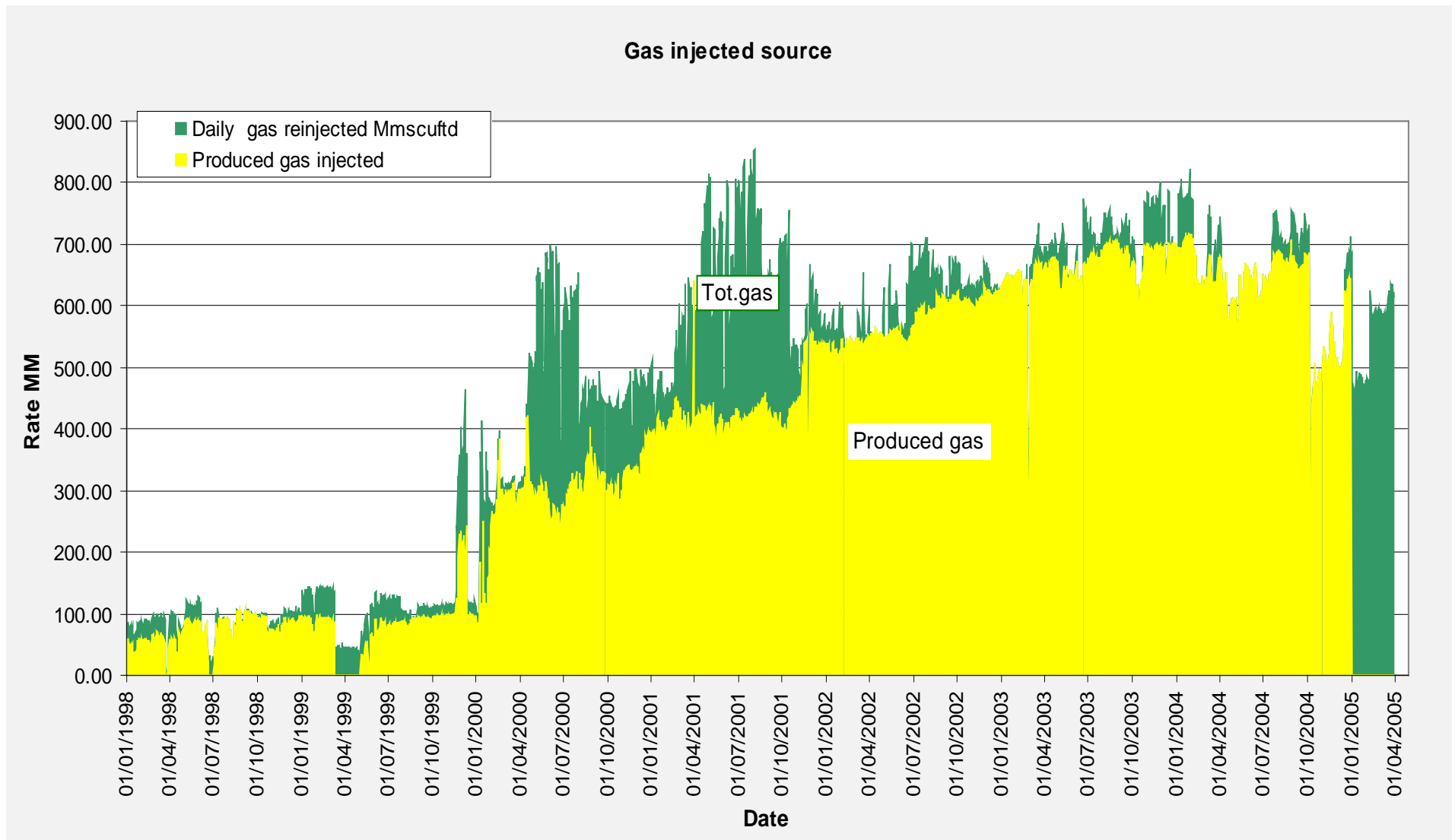
III.4.3. DATA D'INJECTION DE GAZ A REB

L'injection du gaz a été entamée le 02/09/1995 au niveau du puits P21, depuis, 17 puits ont été mis en service pour l'injection du gaz soit en Lower zone ou en Upper zone leur caractéristique sont montrées au tableau (III-02)

Tableau (III-02): Historique Des Puits Injecteurs

<i>PUITS</i>	START INJECTION	ZONE	STATUT
<i>P14</i>	26/08/1997	UP	SI
<i>P15</i>	26/11/1998	UP	Open
<i>P21</i>	02/09/1995	UP+LO	SI
<i>P38</i>	04/01/1998	UP+LO	Open
<i>P41</i>	20/11/1999	LO	SI
<i>P48</i>	10/05/2000	UP	Open
<i>P49</i>	15/02/2002	LO	SI
<i>P51</i>	01/09/1999	LO	SI
<i>P56</i>	16/07/1999	LO	SI
<i>P61</i>	05/09/1999	LO	Open
<i>P62</i>	18/09/1999	LO	Open
<i>P68</i>	13/05/2000	LO	Open
<i>P69</i>	30/03/2000	LO	Open
<i>P70</i>	26/05/2000	LO	Producer
<i>P71</i>	18/01/2001	LO	SI
<i>P73</i>	21/02/2001	LO	Open
<i>P77</i>	12/05/2001	LO	SI
<i>P79</i>	27/05/2002	LO	SI

<i>P80</i>	23/07/2003	LO	SI
------------	------------	----	----



GrpheIII-06 : L'évolution de la quantité réinjecté et la quantité produite

III.5. STRATEGIE D'INJECTION

III.5.1. INJECTION DANS LA ZONE SUPERIEURE

En premier temps la stratégie d'injection consistait à injecter massivement du gaz au top de la structure composée par les deux couches Ri et Ra, en convertissant d'anciens puits producteurs en puits injecteurs ou en forant des puits intercalaires, en effet, l'existence d'un gaz cap et très favorable puisque l'injection dans le gaz cap fait déplacer l'interface comme un piston en mouvement lent mais régulier et qui n'atteint les puits producteurs que tardivement, cette descente du gaz cap participe au balayage d'huile et augmente la récupération.

Cette stratégie avait réussi au début surtout avec l'ouverture des puits fermés auparavant à cause de leur fort GOR et la production a connu une augmentation pour atteindre les 52000 bbl/j, jusqu'en 1999 où on a observé une chute de la production, en effet, le réseau de fractures très intense surtout au niveau de la zone supérieure empêche tout balayage de l'huile de la matrice et fait que le gaz injecté prend le chemin des fractures et perce rapidement dans les puits producteurs voisins.

III.5.2. INJECTION DANS LA ZONE INFÉRIEURE

En début 2000 et suite à la percée rapide du gaz injecté dans la zone supérieure la décision a été prise pour opérer un changement dans la stratégie d'injection en optant pour l'injection à la zone inférieure incluant les couches R2 et R3 qui emmagasinent la totalité des réserves et ça pour balayer l'huile présente dans la matrice vers les puits producteurs.

Cette nouvelle stratégie appliquée actuellement a nécessité l'approfondissement des puits communiquant seulement avec la zone supérieure et l'isolement de la partie supérieure, en descendant un liner 4^{1/4} cimenté au droit de la zone supérieure.

Le problème principal est qu'une grande influence sur les performances de l'injection du gaz dans cette zone est l'absorption très faible présentée par la zone inférieure à cause de la faible perméabilité des couches R2 et R3 qui est de l'ordre de 0.2 md ainsi que la communication entre la zone inférieure et supérieure qui contribue au cheminement du gaz injecté vers les réseaux de fractures très intense de la zone supérieure.

CHAPITRE

IV

L'impact de la réduction du gaz injecte

INTRODUCTION :

Ce chapitre vise à examiner l'impact de la réduction d'injections sur le réservoir (REB) en se concentrant sur la production d'huile, d'eau et de gaz, ainsi que sur la pression du réservoir. Dans les premières sections, nous analyserons le bilan d'injection, en étudiant comment la réduction des injections affecte la distribution et le mouvement des fluides dans le réservoir, ainsi que les schémas de flux et le bilan global de l'injection. Par la suite, nous étudierons spécifiquement l'impact de cette réduction sur la production d'huile, en mettant en évidence les modifications qui en résultent. De plus, nous examinerons le monitoring de l'eau pour comprendre comment la réduction des injections peut influencer la distribution et la quantité d'eau produite. Ensuite, nous nous pencherons sur le bilan du gaz, en évaluant les effets de la réduction des injections sur sa production dans le réservoir. Enfin, nous analyserons l'impact de la réduction des injections sur la pression du réservoir de REB, en étudiant comment cette réduction peut influencer la pression globale

IV.1. Aperçu sur le programme utilisé (OFM) :

OFM (Oil Field Manager) est en effet une puissante suite de modules développée par **Schlumberger** Information Solutions. Elle est conçue pour aider à la surveillance et à la gestion des champs pétroliers et gaziers.

L'objectif principal d'OFM est de fournir des outils et des capacités pour visualiser, améliorer et analyser les données de production et de réservoir dans l'environnement Microsoft Windows.

Avec OFM, les utilisateurs peuvent effectuer une large gamme d'analyses, des plus basiques aux plus complexes, pour des complétions individuelles, des groupes de puits, des champs entiers ou plusieurs champs.

Un des principaux avantages d'OFM est sa polyvalence. Il peut être utilisé à la fois par des utilisateurs occasionnels qui ont besoin d'une interface simplifiée et par des professionnels expérimentés qui nécessitent des fonctionnalités avancées. Que vous travailliez sur le site du puits, au bureau ou même depuis chez vous, OFM offre les outils nécessaires pour gérer et optimiser efficacement les opérations des champs pétroliers et gaziers.

En résumé, OFM est une suite logicielle complète qui facilite la surveillance, l'analyse et la gestion des champs pétroliers et gaziers, en en faisant une ressource précieuse pour les professionnels de l'industrie.

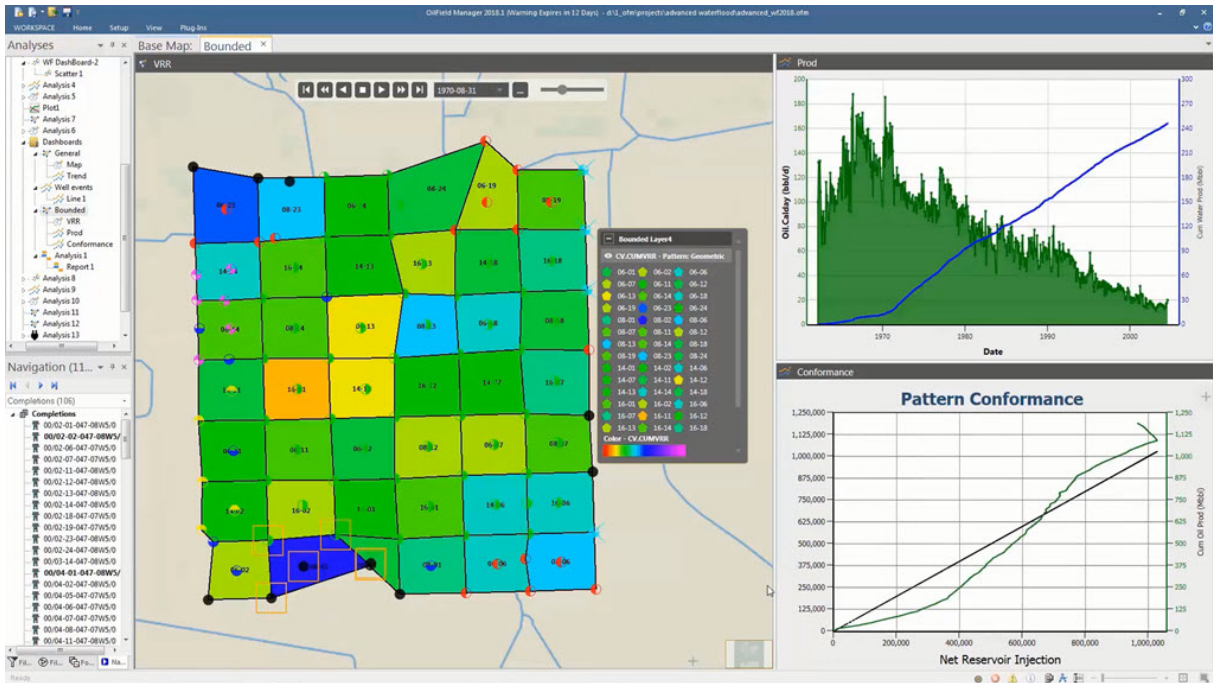


Figure IV-1: workspace de software OFM

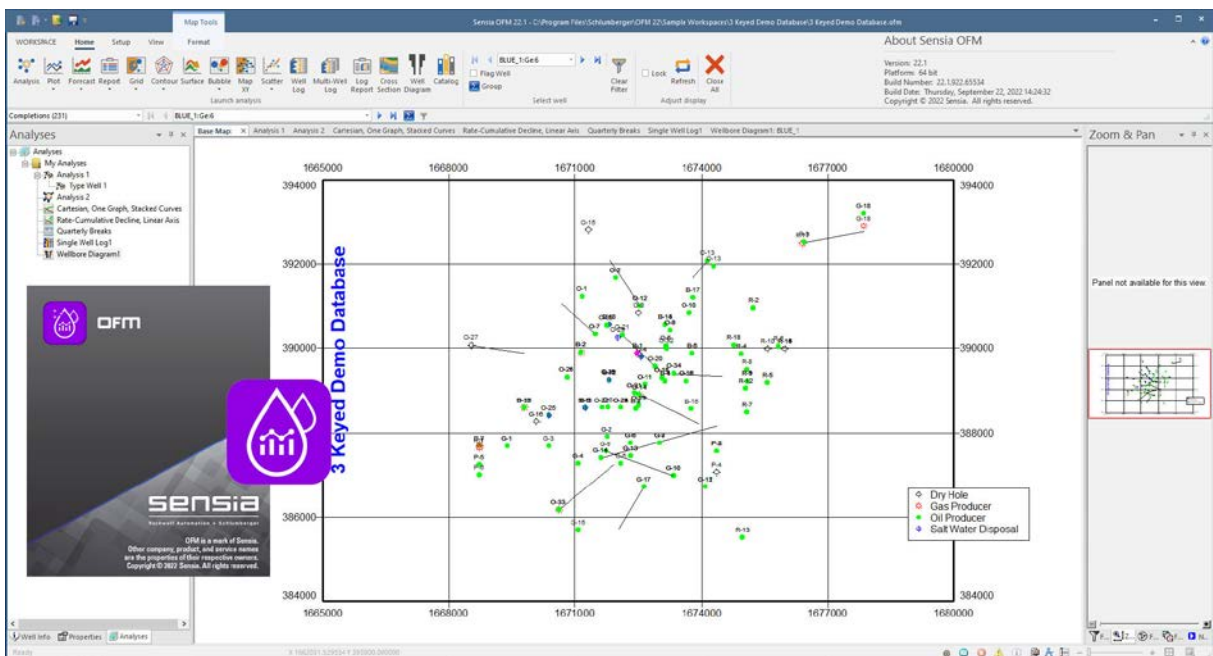


Figure IV-2: model de base map

IV.2. BILAN DINJECTION :

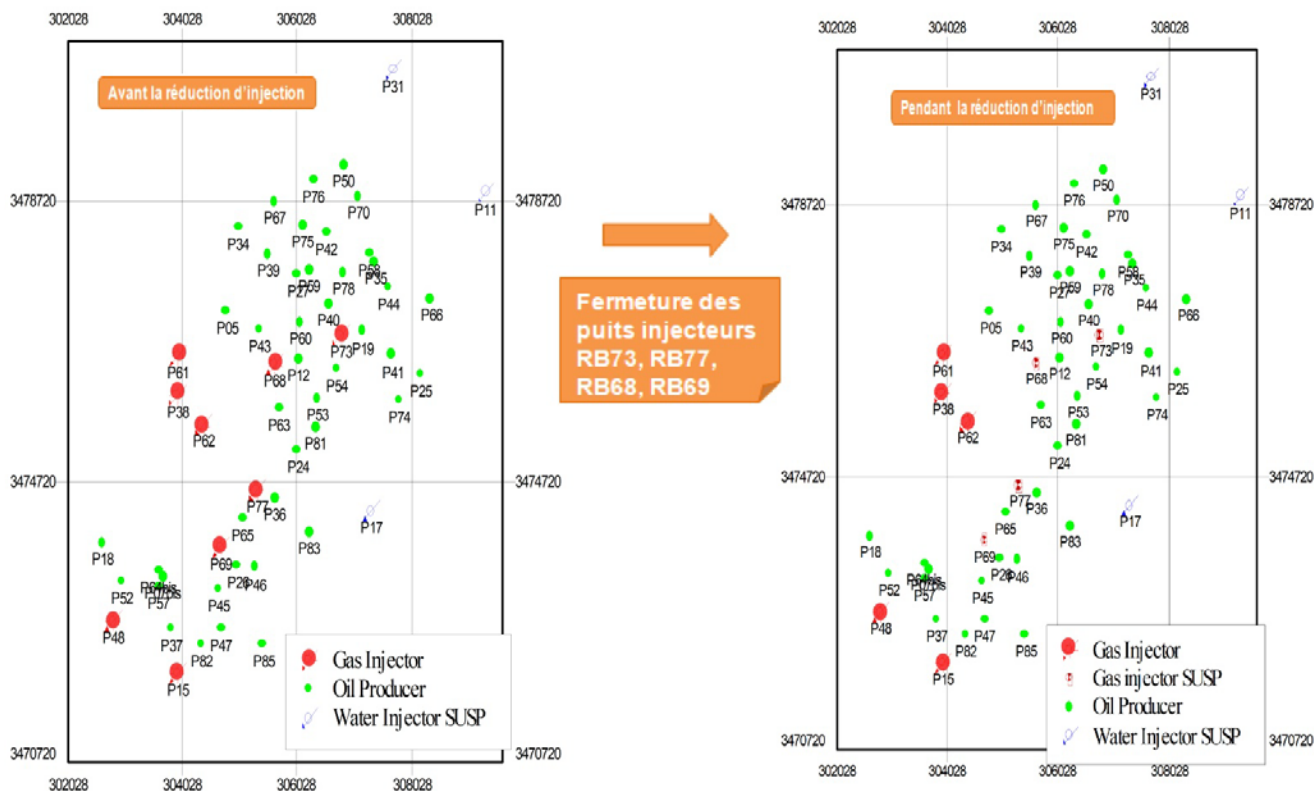


Figure IV-3 : Schéma de changement de plan d'injection

À partir de l'analyse des résultats des débits injectés, il est possible de procéder à une classification des puits en fonction de leur potentiel en deux catégories (des bons injecteurs et des faibles injecteurs).

Tableau IV-1: taux de réduction d'injection des puits

PUITS	RATE BEFORE (m ³ /d)	RATE AFTER (m ³ /d)	TAUX DE REDUCTION	Observations
P68	2,426,917	1,185,494	51.15%	usage le 30/10/17
P69	2,745,571	1,412,264	48.56%	/
P73	589,960	307,039	47.96%	/
P48	941,633	663,680	29.52%	/
P 61	3891344.81	2,774,212	28.71%	/
P62	2,336,759	1,686,868	27.81%	/
P38	2894822.7	2,429,340	16.08%	/
P15	850,280	717,960	15.56%	/

De plus, en se basant sur le taux de réduction, il est possible d'établir une classification zonale, qui se décline comme suit :

- Zone avec un taux de réduction plus de 50% (P68).
- Zone avec un taux de réduction de 28 à 50% (zone sommitale).
- Zone avec un taux de réduction de 15 à 28% (zone sud).

Commentaires :

Le puits P68 est situé dans la zone sommitale, est classé comme un puits bon injecteur. Sa zonation et son potentiel sont similaires à ceux des puits de la même zone. Cependant, Le puits a été dusé le 30/10/17, ce qui l'a ramené à la catégorie de 28%.

Le comportement de la zone sommitale est globalement similaire, à l'exception du puits P38 qui a été moins affecté. Ce qui nous permet de conclure qu'il présente une très bonne injectivité par rapport aux puits voisins, car malgré la réduction du débit, il continue d'être injecté.

L'analyse des résultats des tests de jaugeage en termes de bilan d'huile nous a permis de distinguer :

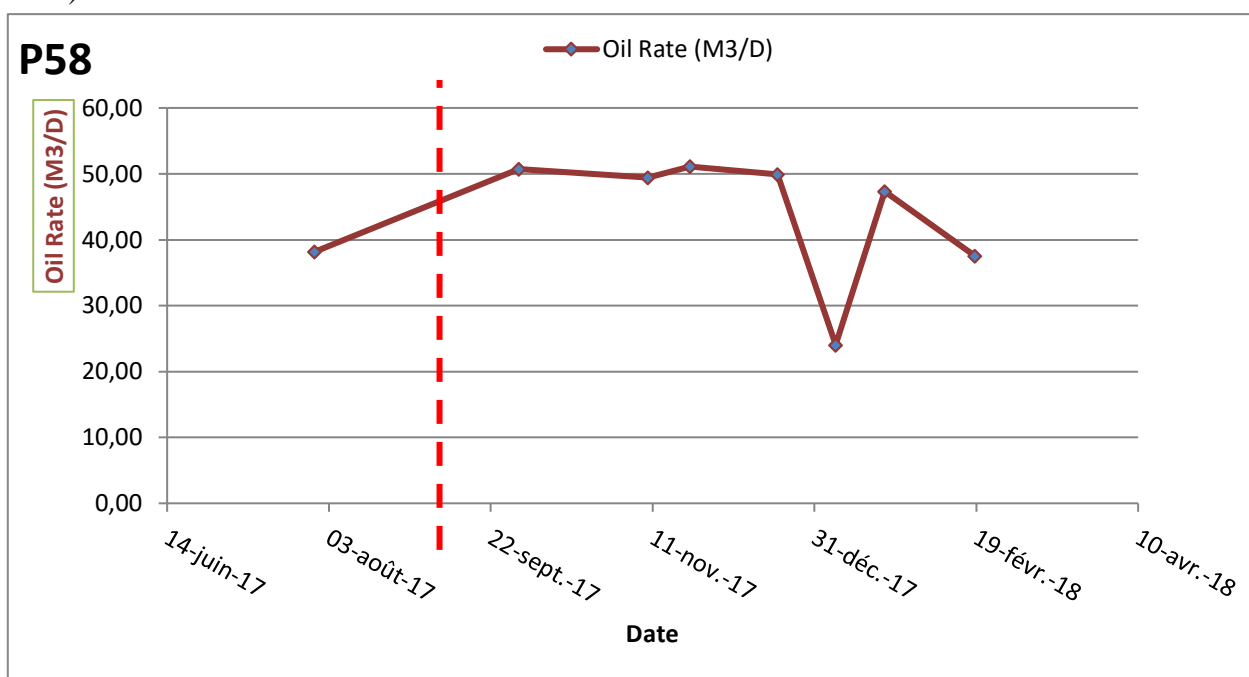
- Catégorie de puits ayant un impact de + 50 à +20 m³/j: P78, P41, P81, P36, P57, P40.
- Catégorie de puits ayant un impact de +20 à +5 m³/j ; P26, P19, P58, P39, P42, P66, P67, P70, P59, P76, P35, P45, P46, P54.
- Catégorie de puits ayant un impact +5 m³/j a -5 m³/j : P82, P44, P50, P52, P64bis, P75, P25, P18, P65, P53, P07, P60 Ce sont des fluctuations plutôt qu'un impact, et ces variations sont difficiles à évaluer (que ce soit en raison du gaz de vente ou juste du comportement des puits).
- Catégorie de puits ayant un impact plus de - 5 m³/j : P12, P43, P74, P85, P47, P37.

Le diagnostic selon la position géographique permet d'établir une classification zonale :

1. **La zone nord:** la majorité de puits il y a une amélioration de production de 5 à 20 m³/j.

En prend un exemple de

a) P58 :

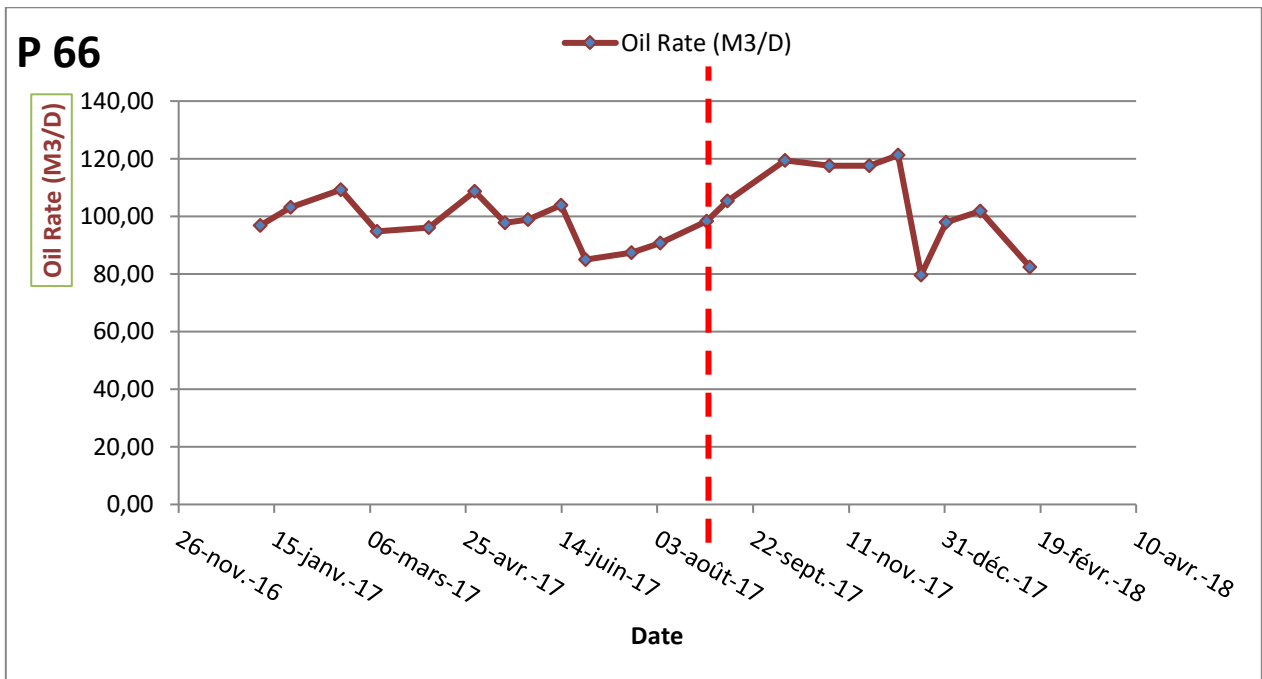


Graphe IV -02 : Progression journalière de la production P58

P58 trouve à proximité du puits injecteur P73, lequel est fermé pendant la période d'expédition de gaz de vente. Par ailleurs, les puits voisins dans la même zone nord présentent un comportement similaire.

L'augmentation de production d'huile est remarquable environ 12m³/j de la quantité moyenne durant la réduction d'injection.

b) P66 :



Graphe IV-03 : Progression journalière de la production P66

Comme le puits voisin précédent, P66 se trouve à proximité du puits injecteur P73, L'évolution de quantité produire entre les 2 périodes est $+9\text{m}^3/\text{j}$ de la quantité moyenne.

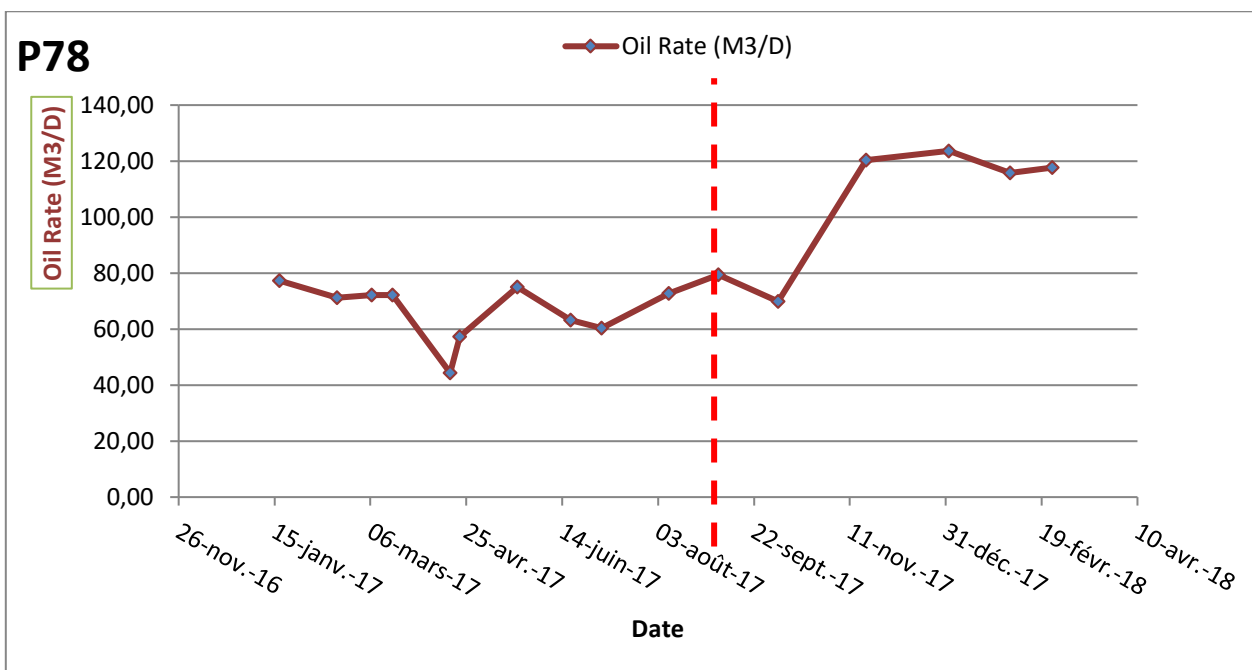
2. **La zone centre** : on peut devise par 2 parties :

2.1 **Partie sommitale** : (l'injection sommital est concentré où il y a 4 puis injecteur) séparé en 2 parties

2.1.1 **Partie sommitale vers le nord** : on a eu une augmentation d'huile produit.

Exemple de

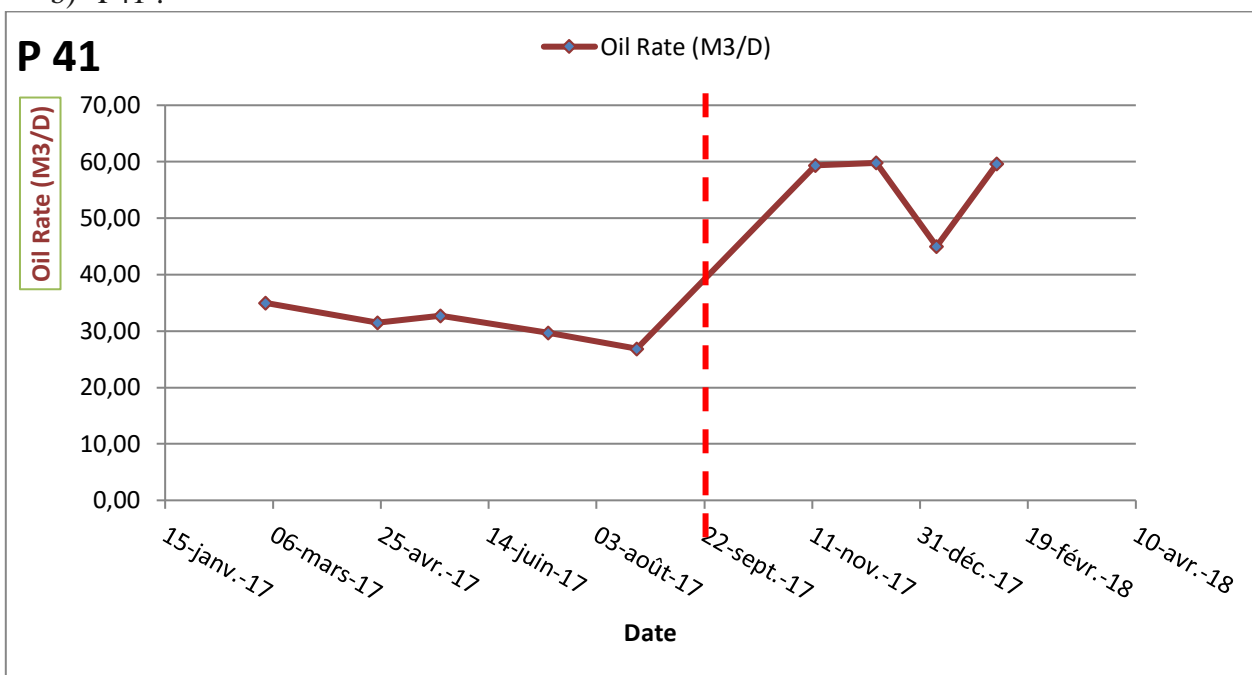
a) P78 :



Graphe IV -04 : Progression journalière de la production P78

Une croissance de production notable a été observée environ **50 m³/j** de la quantité moyenne.

b) P41 :



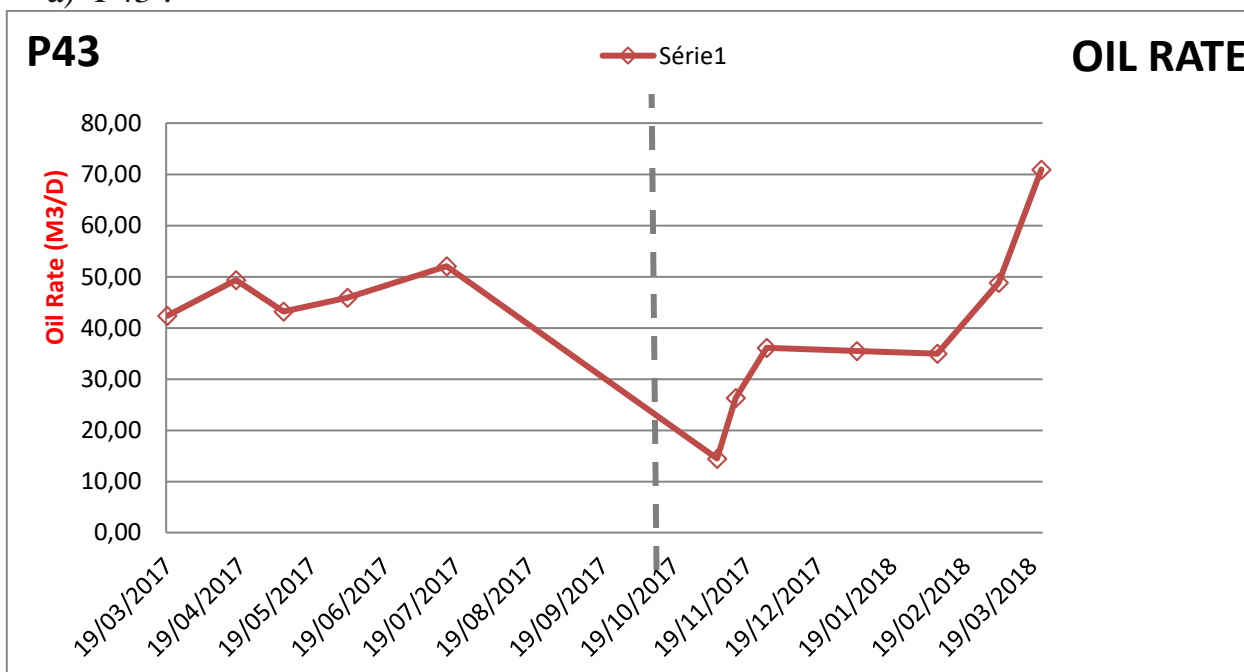
Graphe IV -05 : Progression journalière de la production P41

Une remarquable augmentation de production, représentant approximativement **29m³/j** de la quantité moyenne.

2.1.2 Partie sommitale dans le centre : l'impact est négatif

Exemple des puits

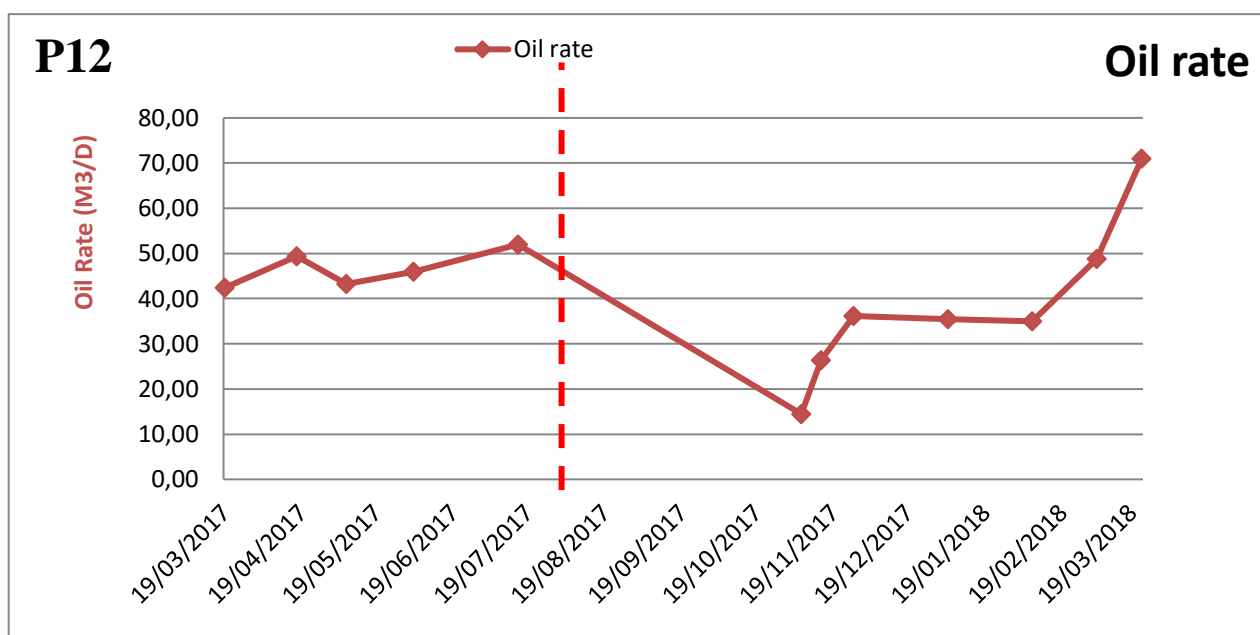
a) P43 :



Graphique IV -06 : Progression journalière de la production P43

La variation de la quantité produite entre les deux périodes correspond à une baisse de $10\text{m}^3/\text{j}$ par rapport à la quantité moyenne.

b) P12 :



Graphique IV -07 : Progression journalière de la production P12

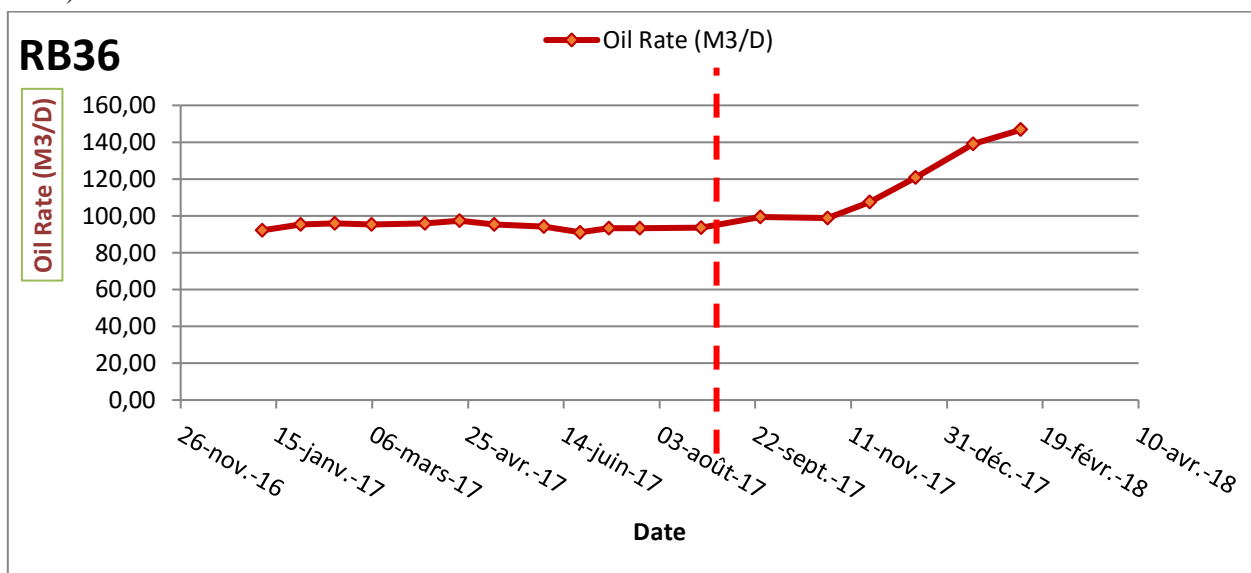
Une baisse de $10\text{m}^3/\text{j}$ de la quantité moyenne a été observée dans l'évolution de la quantité produite entre les deux périodes, de manière similaire aux puits précédents qui se trouvent très proches du puits injecteur.

Ces résultats et les observations précédentes de traceurs chimiques et le bilan de gaz qui on doit faire en suite, indiquent Que le gaz injecté est drainer des particules d'huile piégé et le pousser vers les puits de production.

2.2 **Partie vers le Sud** : l'impact est légèrement positif considéré comme une fluctuation sauf les puits proche de flanc d'eau.

En prend :

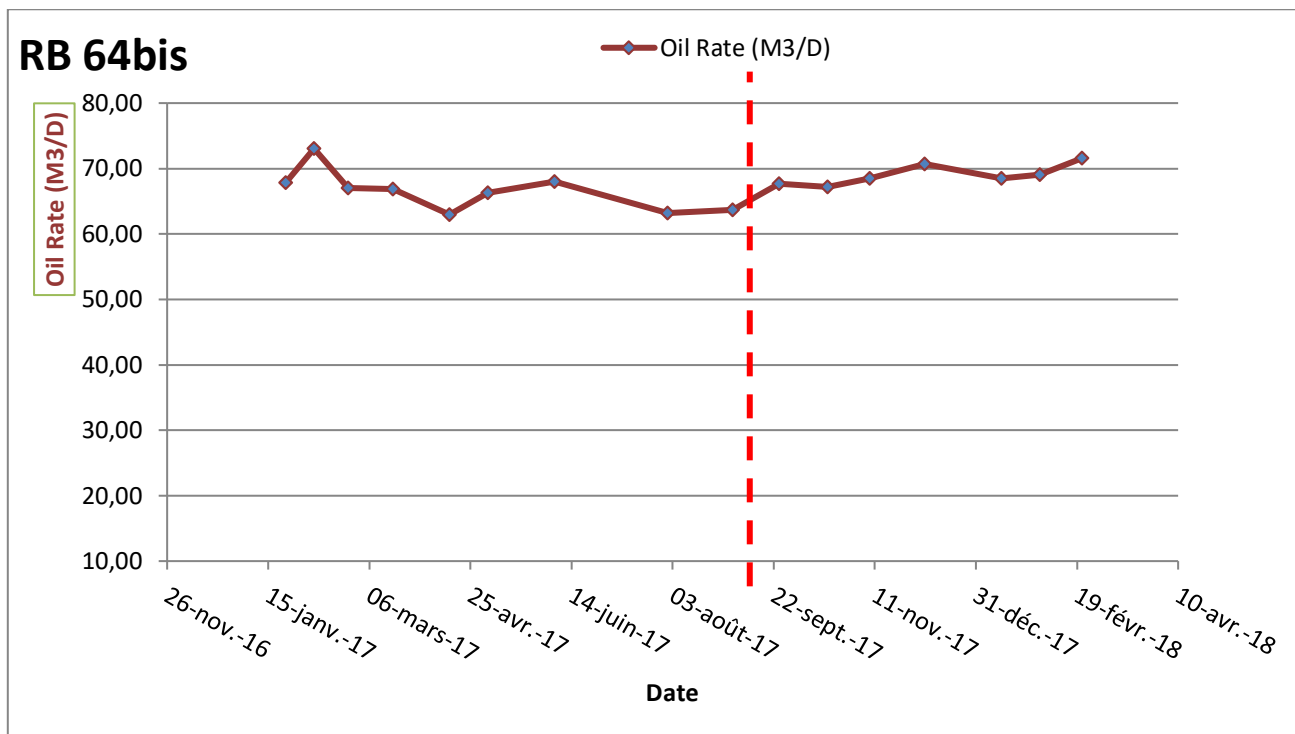
a) P36 :



Graphe IV -08 : Progression journalière de la production P36

P36 située à proximité de Flanc d'eau, une augmentation de $26\text{m}^3/\text{jour}$ a été observée dans la période de la réduction de gaz injecté.

b) P64bis :



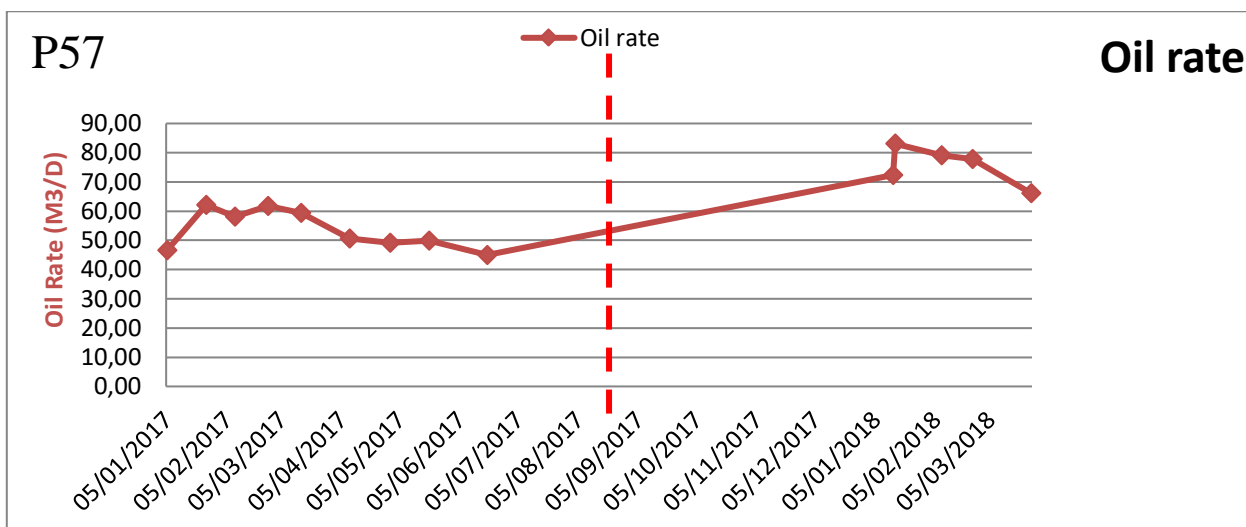
Graphe IV -09 : Progression journalière de la production P46bis

P64bis est situé dans la partie sud de la zone sommitale, éloigné du flanc d'eau. Pendant la période de réduction de l'injection de gaz, il est observé que la production de ce puits demeure stable. Cependant, les données constatées ne permettent pas de déterminer de manière concluante si elles sont directement liées à la réduction de gaz ou simplement attribuables au comportement du puits. Par conséquent, il est difficile de juger de l'impact spécifique de la réduction de gaz sur les résultats observés.

3. **La zone sud** : l'impact assez souvent la distance entre les puits et les puits injecteur

3.1 **la partie proche de l'injection** : a été impacté positivement

Exemple de P57

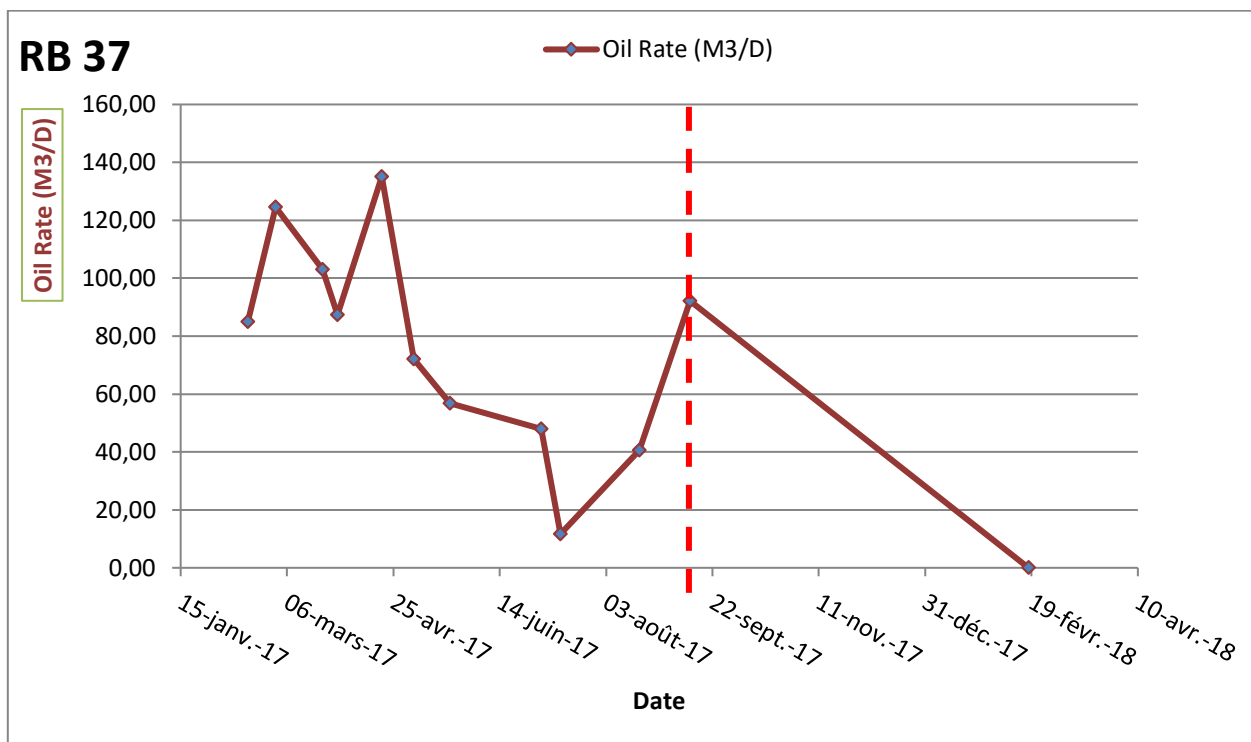


Graphe IV -10 : Progression journalière de la production P57

P57 est localisé dans une zone fortement fracturée, à proximité du puits injecteur P69. Pendant la période de gaz de vente, une amélioration significative de la quantité moyenne produite a été observée, environ 25m3/jour.

3.2 **La zone lointain de l'injection :** où il y a juste les puits injecteurs p15 et p48 (des faibles injecteurs) a été impacté négativement où on est arrivé à perdre 3 puits producteurs.

EXEMPLE P37



Graphe IV -11 : Progression journalière de la production P37

Le puits P37 est situé à proximité des puits P15 et P48, qui sont caractérisés par une faible injectivité. En raison d'un avancement de plan d'eau, le puits P37 ainsi que deux puits voisins (P82, P47) ont été fermés.

IV.3.1.2 analyse de schéma avant-Après :

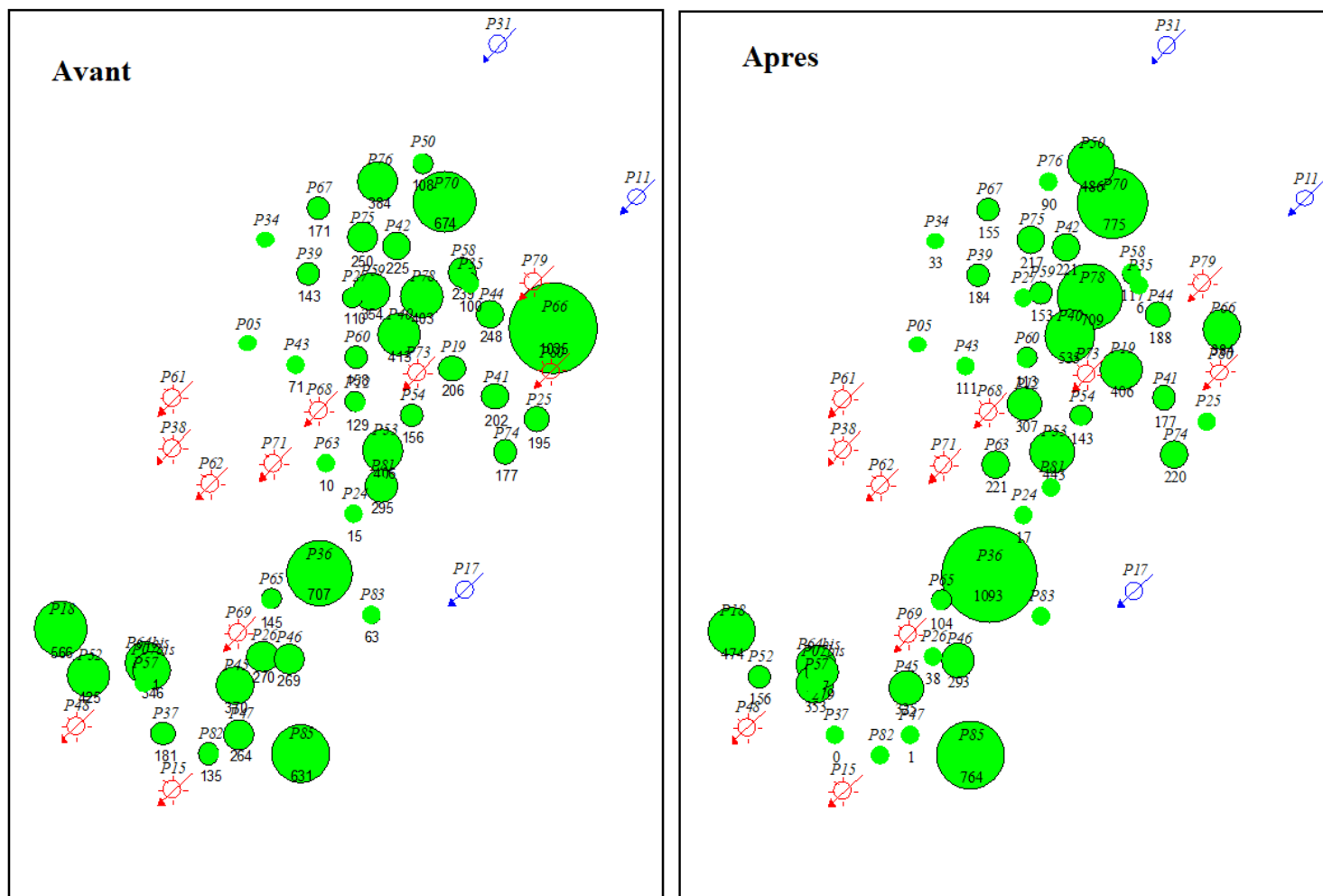


Figure IV -05 : Schéma de bilan production huile avant-Après l'injection

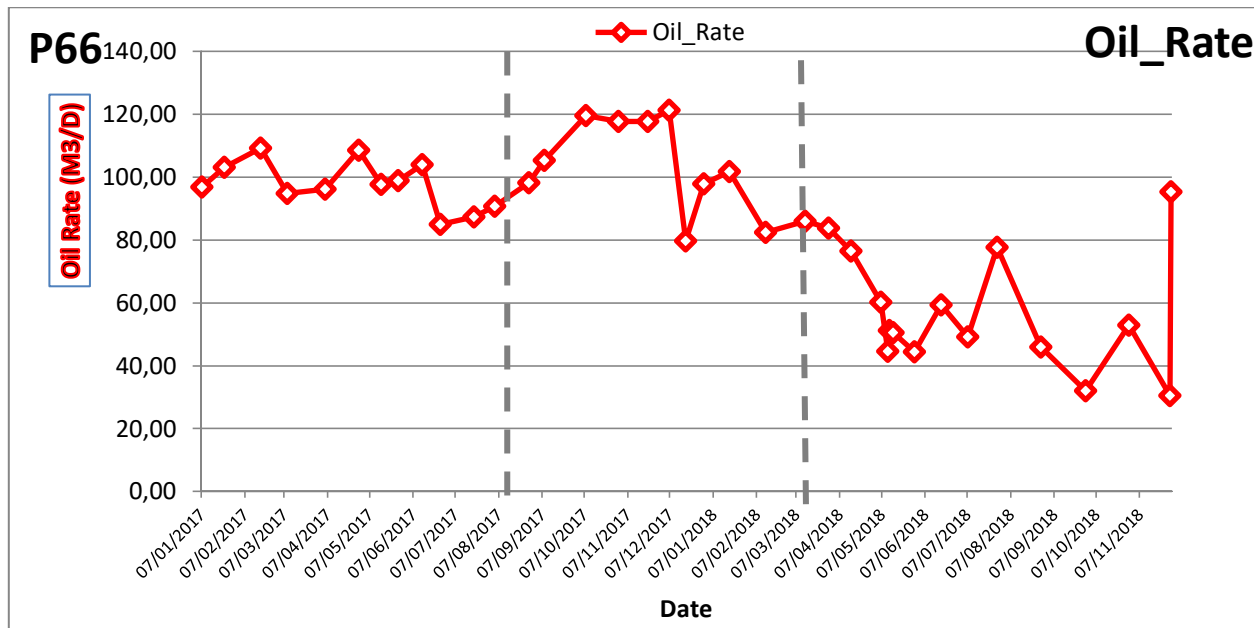
Après la période de réduction de la quantité de gaz injectée, les puits présentent les impacts suivants :

- Certains puits continuent à connaître une amélioration de la quantité d'huile produite.
- Certains puits ne montrent aucun impact significatif.
- Certains puits présentent un impact négatif.

L'impact varie selon la zone :

1. La zone nord : la majorité des puits impactent négativement

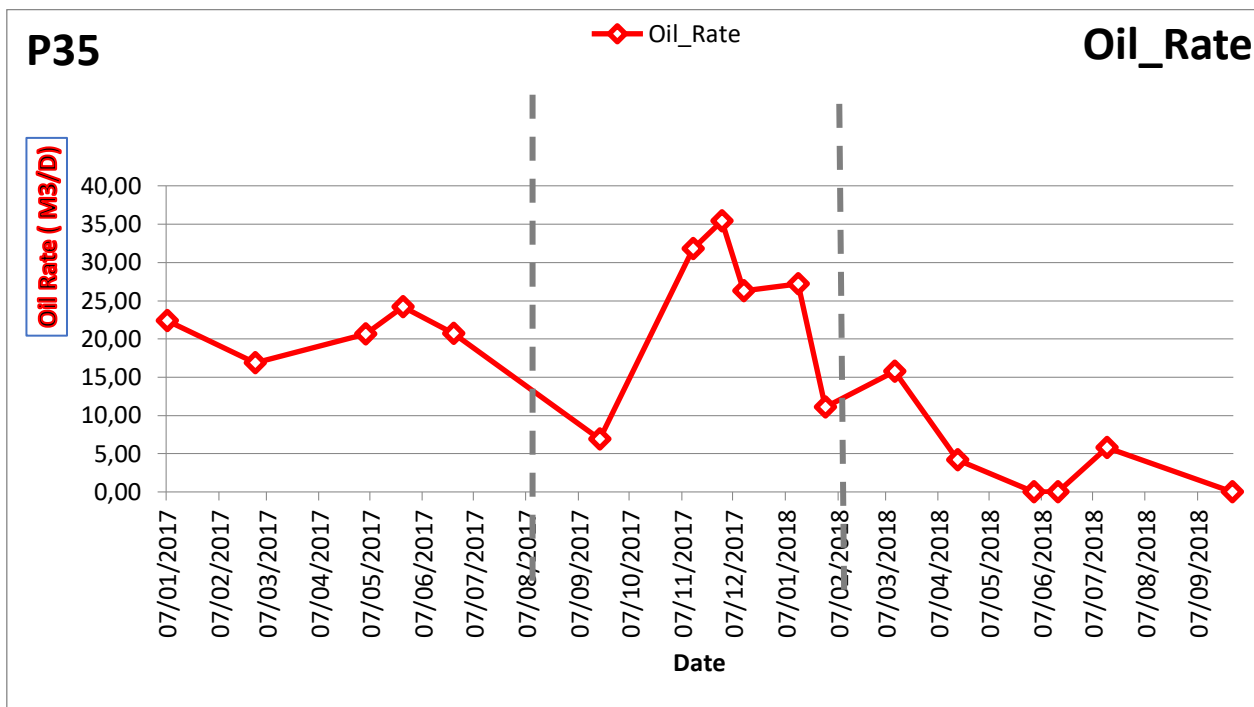
On prend l'exemple de P66 :



Grphe IV -12 : Progression journalière de la production P66

Ce puits est initialement montré un impact positif pendant la période d'expédition de gaz, mais par la suite, il est présenté un impact négatif.

P35 :

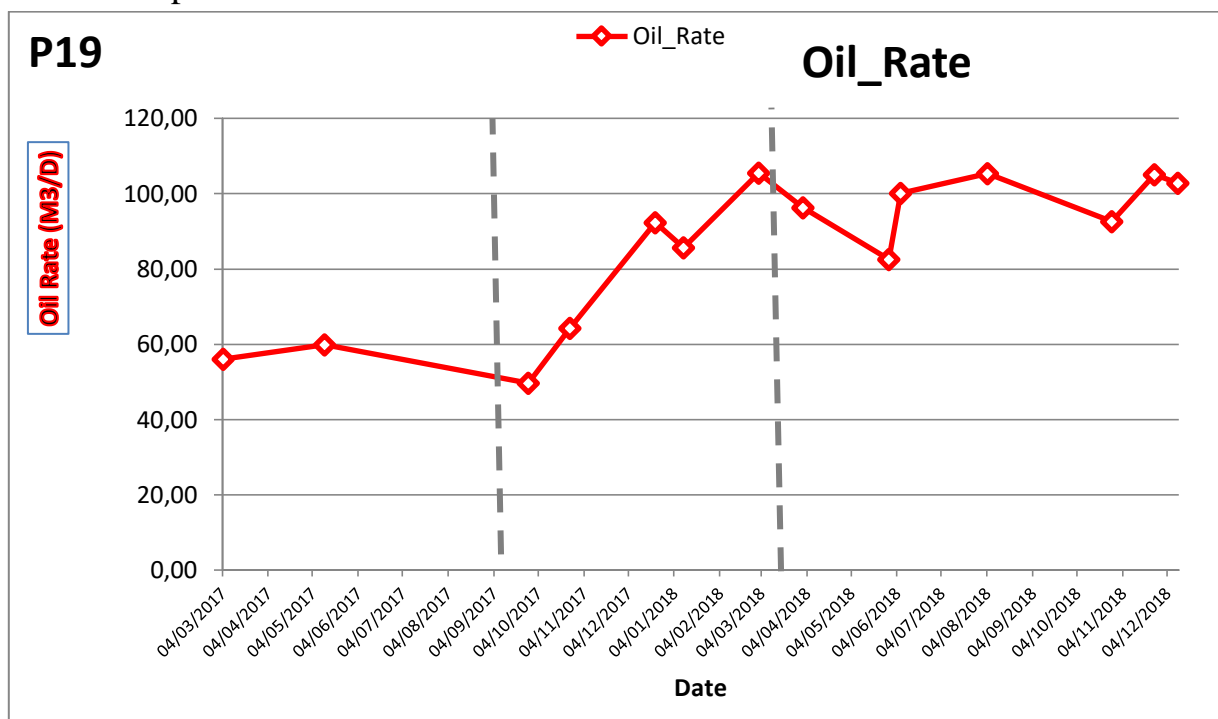


Grphe IV -13 : Progression journalière de la production P35

Le comportement observé de ce puits est similaire à celui du puits précédent, où l'on constate une diminution de la production après l'injection de gaz.

2. Zone centre : Après le retour de l'injection, c'est la zone qui présente une amélioration significative, où la majorité des puits montrent une progression de la quantité produite.

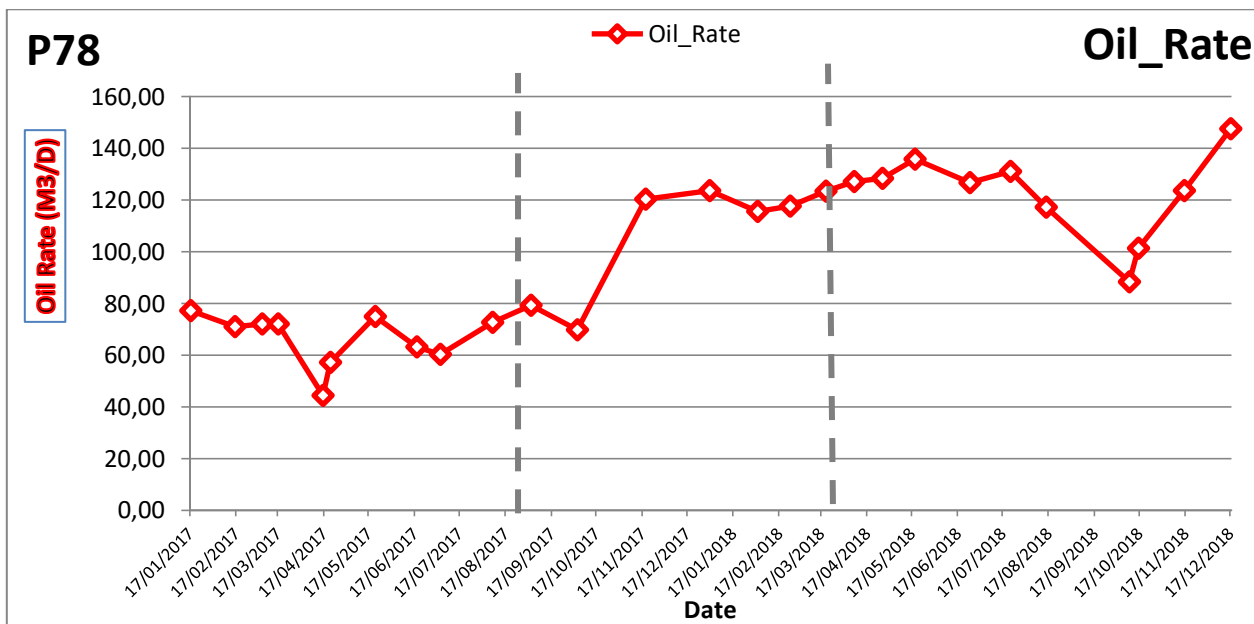
Exemple de P12 :



Graphe (IV -14) : Progression journalière de la production P19

P19 Situé dans la partie sommitale de zone centre, ce puits présente une augmentation moyenne d'environ 42m³/j de la quantité produite entre les deux périodes.

P78 :

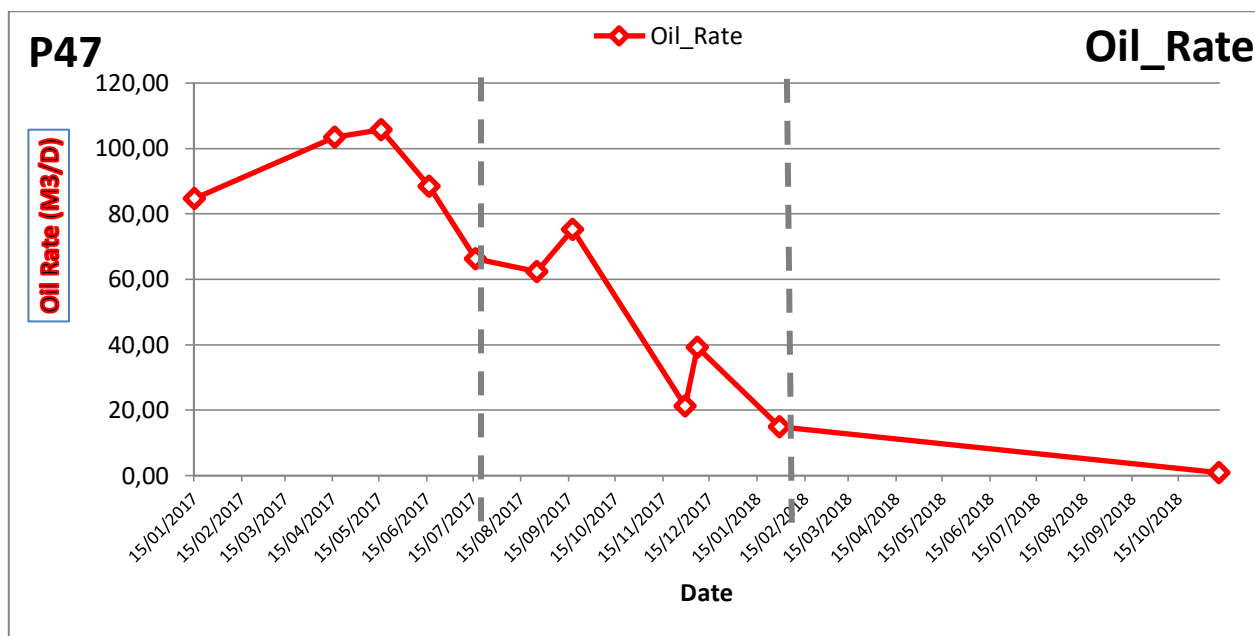


Grappe (IV -15) : Progression journalière de la production P78

Le comportement de ce puits est similaire à celui du puits précédent, ainsi qu'à la majorité des puits situés dans la même zone, avec une augmentation moyenne de 50 m³/j de la quantité produite.

3. **Zone sud** : Une fois de plus, il convient de souligner que la grande majorité des puits présentent un impact négatif, Il convient de noter que même les puits classés dans la catégorie des puits proches de l'injection sont revenus à leurs niveaux de production initiale.

Exemple de P47:

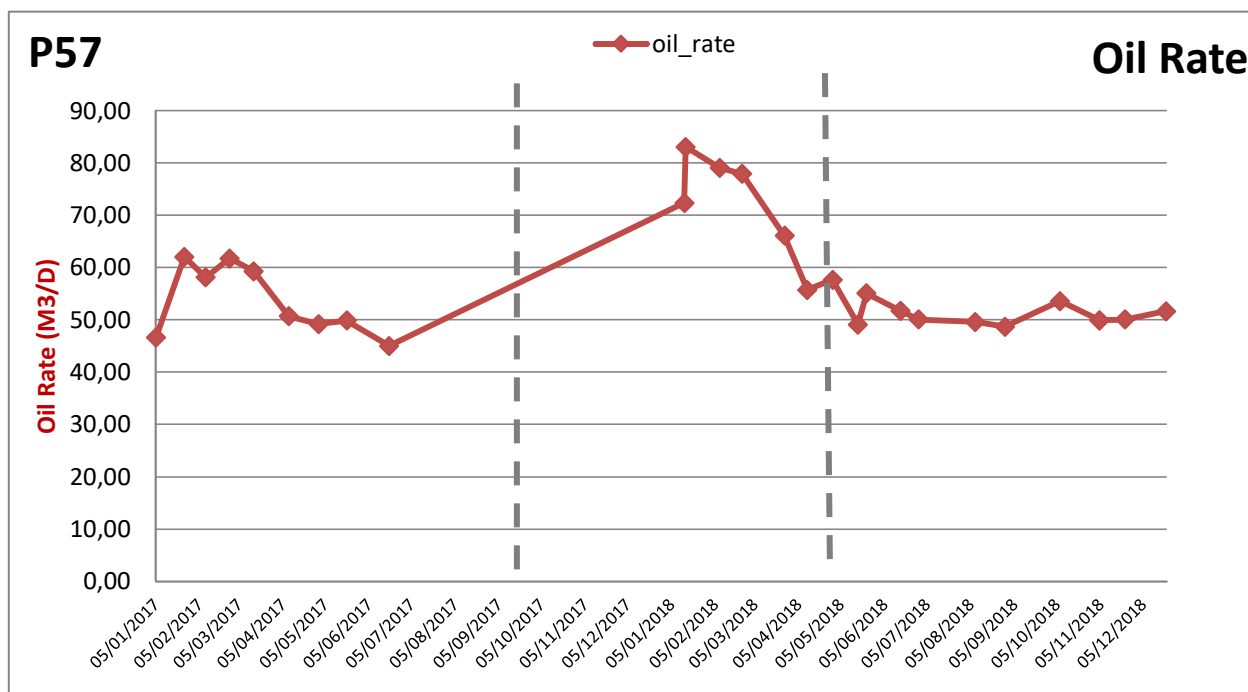


Graph (IV -16) : Progression journalière de la production P47

Ce puits est situé dans une zone éloignée de l'injection, plus précisément à proximité des puits P15 et P81, qui sont des injecteurs à faible débit.

Comme observé, ce puits est fermé en raison de l'avancement du plan d'eau.

P57 :



Graph (IV -17) : Progression journalière de la production P57

P57 Situé dans la zone proche de l'injection, ce puits connu une augmentation de production pendant la période de réduction de gaz injecté. Cependant, par la suite, il est revenu à son état initial après cette période.

IV.4. Monitoring de Production d'eau:

IV.4.1 Analyse de schéma de monitoring de production d'eau :

IV.4.1.1 analyse de schéma avant-durant :

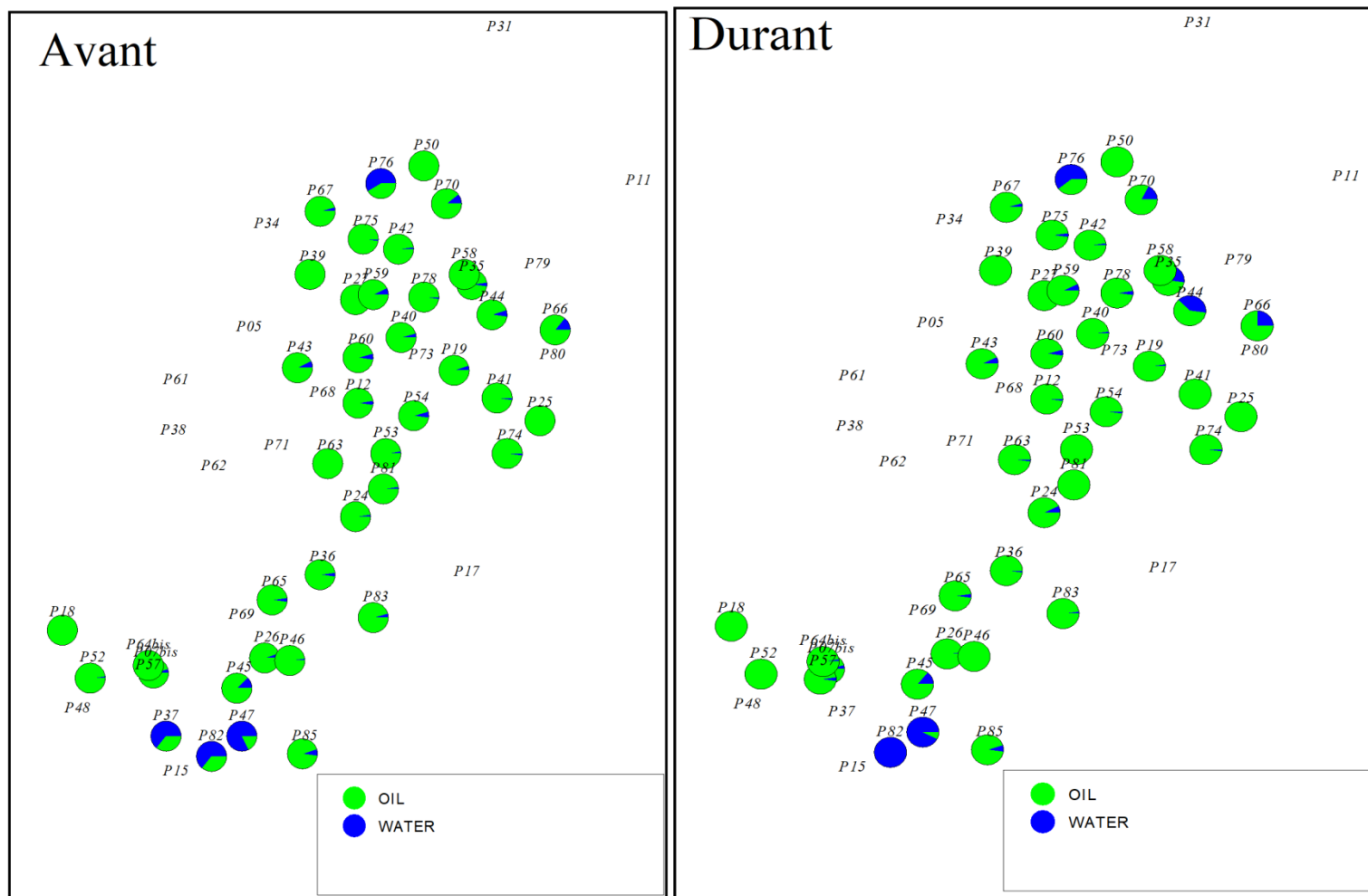


Figure IV -06 : Schéma de monitoring de production d'eau avant-durant l'injection

On doit classer les puits selon la différence de quantité d'eau produite :

Puits ayant un impact plus de $+6\text{m}^3/\text{j}$: P37, P82, P47, P45.

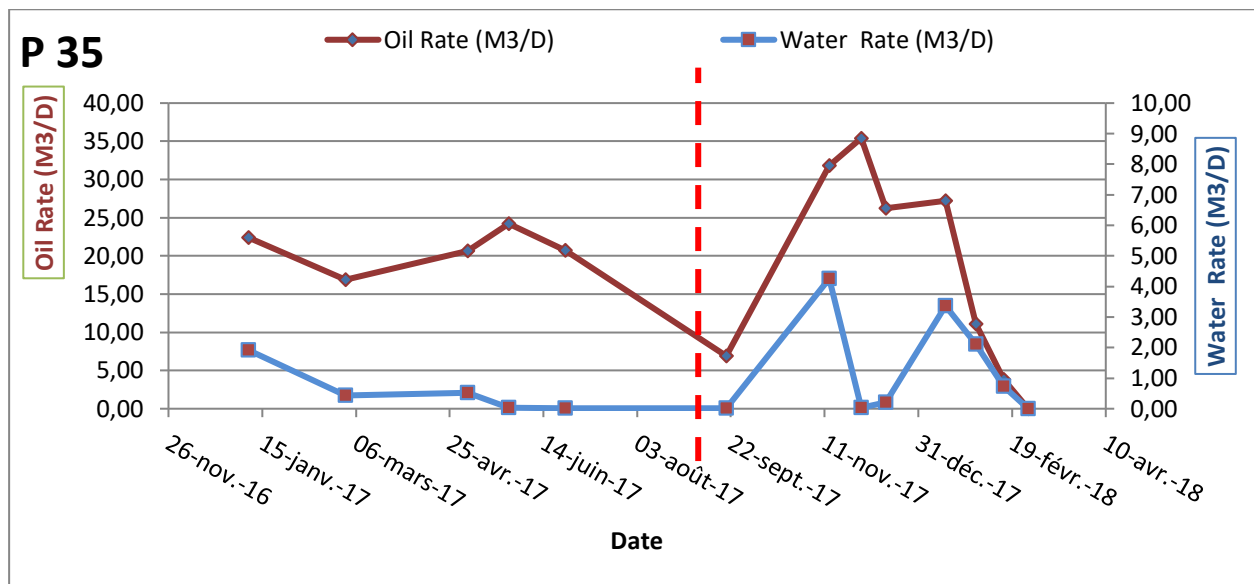
Puits ayant un impact de $+2$ a $6\text{m}^3/\text{j}$: P40, P83, P36, P35, P76, P44.

Comme la partie précédente l'impact est déduire selon la zone

1. Zone nord : cette zone a été impacté négativement où la production de l'eau est augmenter dans la majorité des puits

Citons :

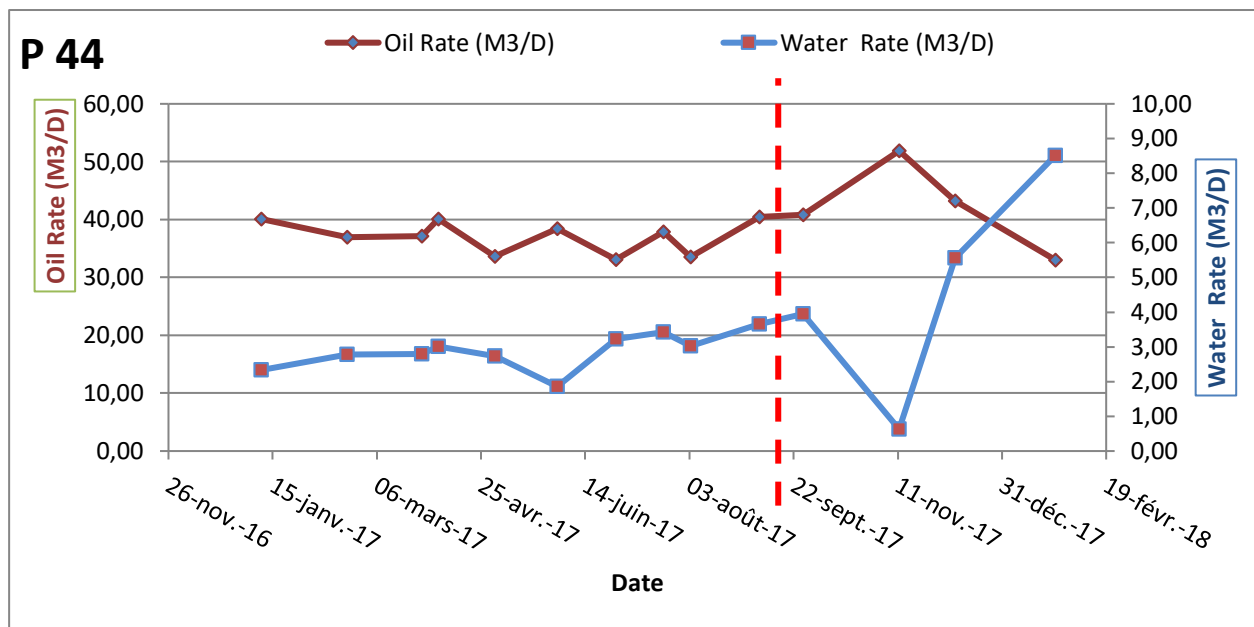
P35 :



Graph IV -18 : Progression journalière de la production P35

Ce puits situé dans la zone nord loin des puits injecteurs et proche zone de flanc d'eau, une augmentation remarquable environ 3.6 m³/j de quantité moyenne entre les 2 périodes.

P44 :

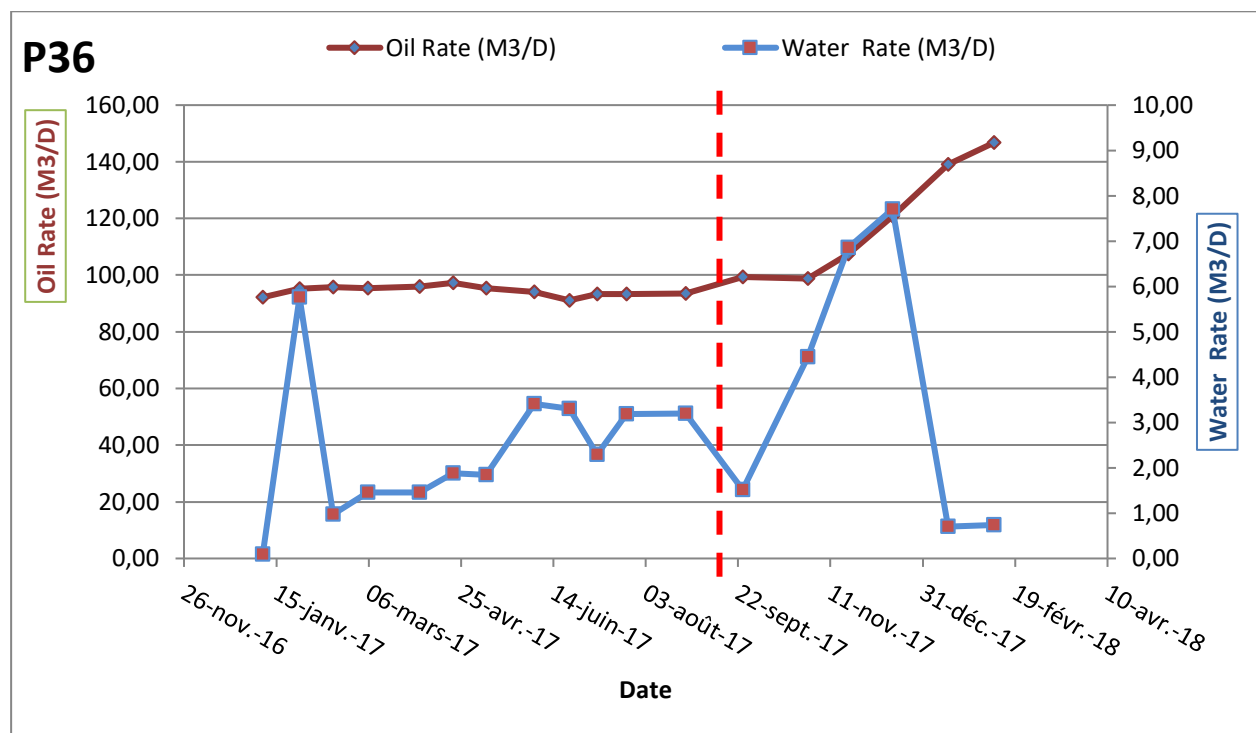


Graph IV -19 : Progression journalière de la production P44

La puits p44 se trouve en proximité du puits p35 et a été affectée par la présence d'eau, avec une augmentation de 5,8 m³/j dans la moyenne de la quantité observée entre les deux périodes.

2. zone centre : l'impact est présent dans la partie sud de cette zone proche de flanc d'eau

Exemple de P36 :

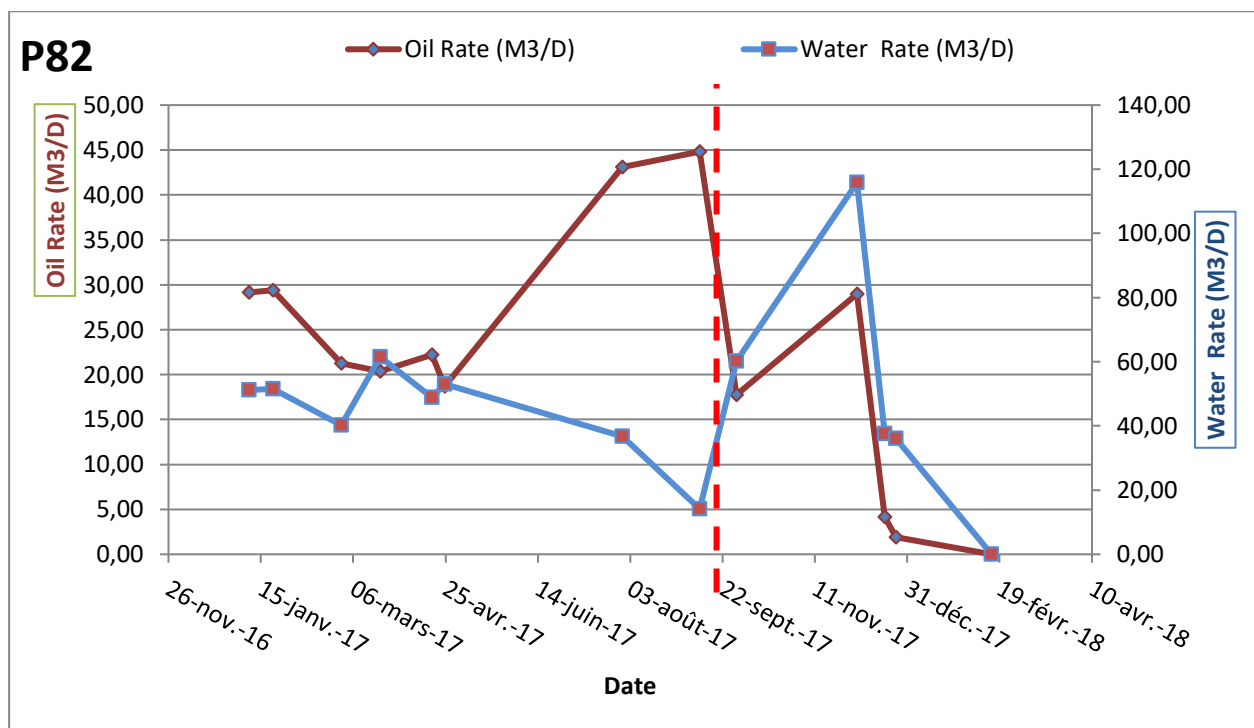


Graphe IV -20 : Progression journalière de la production P36

Une augmentation de 3.5 m³/j de quantité moyenne a été observée dans la période de la réduction de gaz injecté

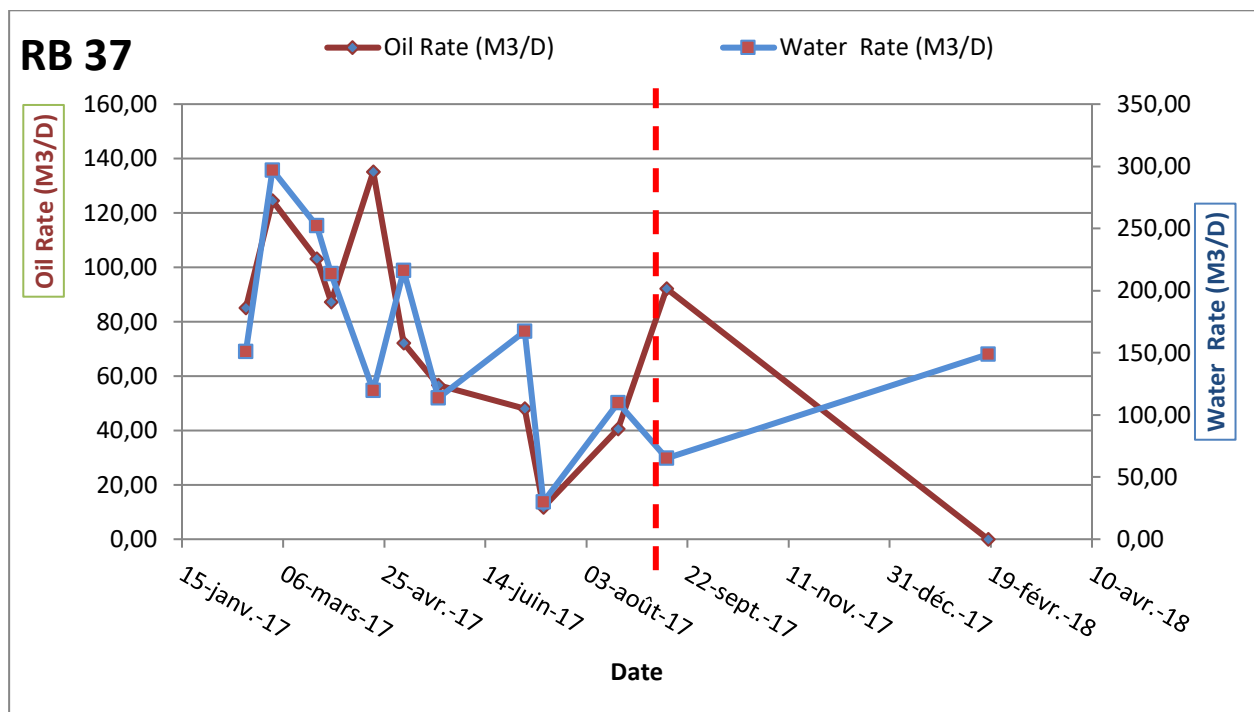
3. Zone sud : c'est la zone la plus impactée par cette réduction de gaz injecté, trois puits ont été fermés à cause de l'augmentation de plan d'eau

Exemple de P82 :



Graphe IV -21 : Progression journalière de la production P82

P37 :



Graphe IV -22 : Progression journalière de la production P37

IV.4.1.2 analyse de schéma avant-Apres :

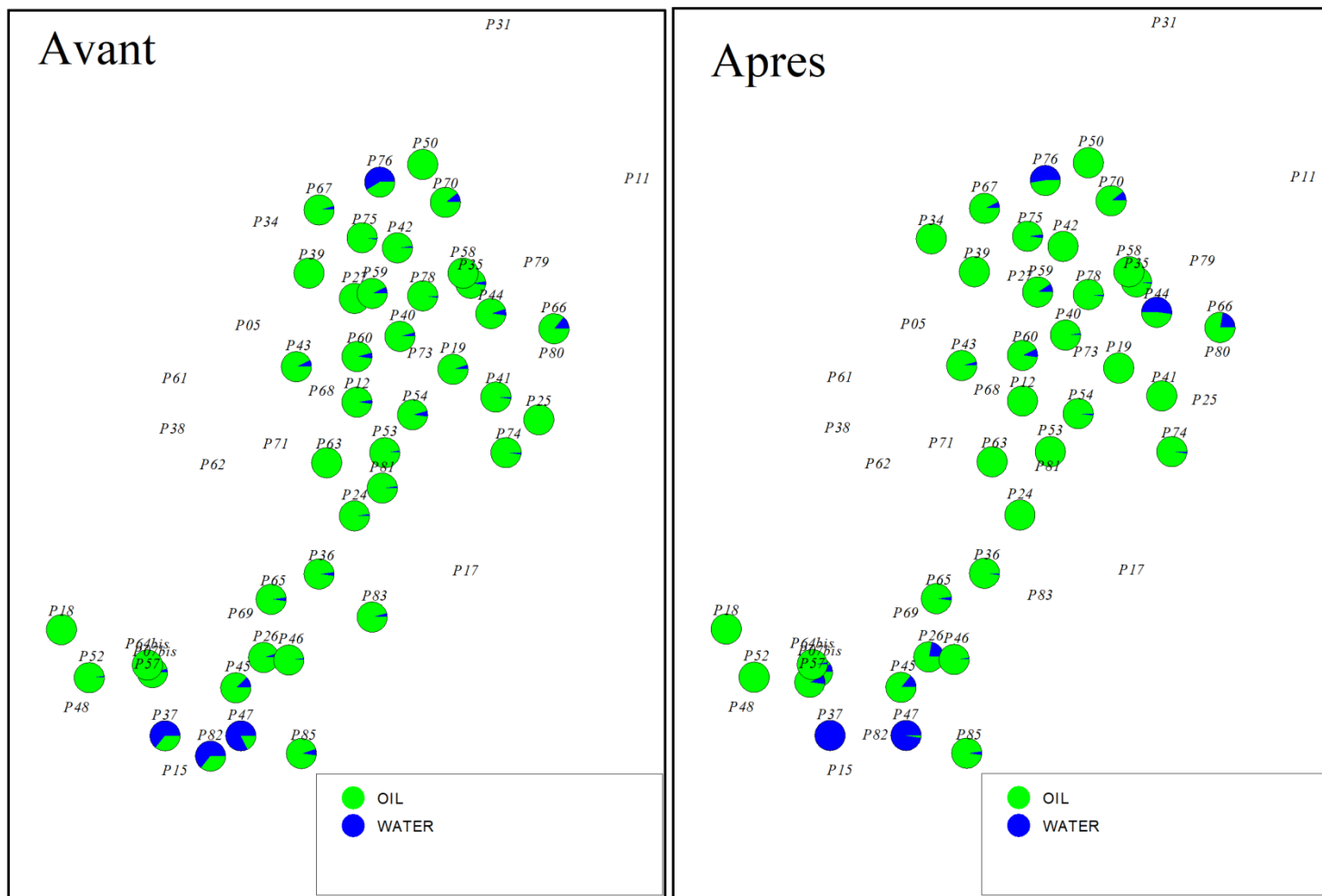
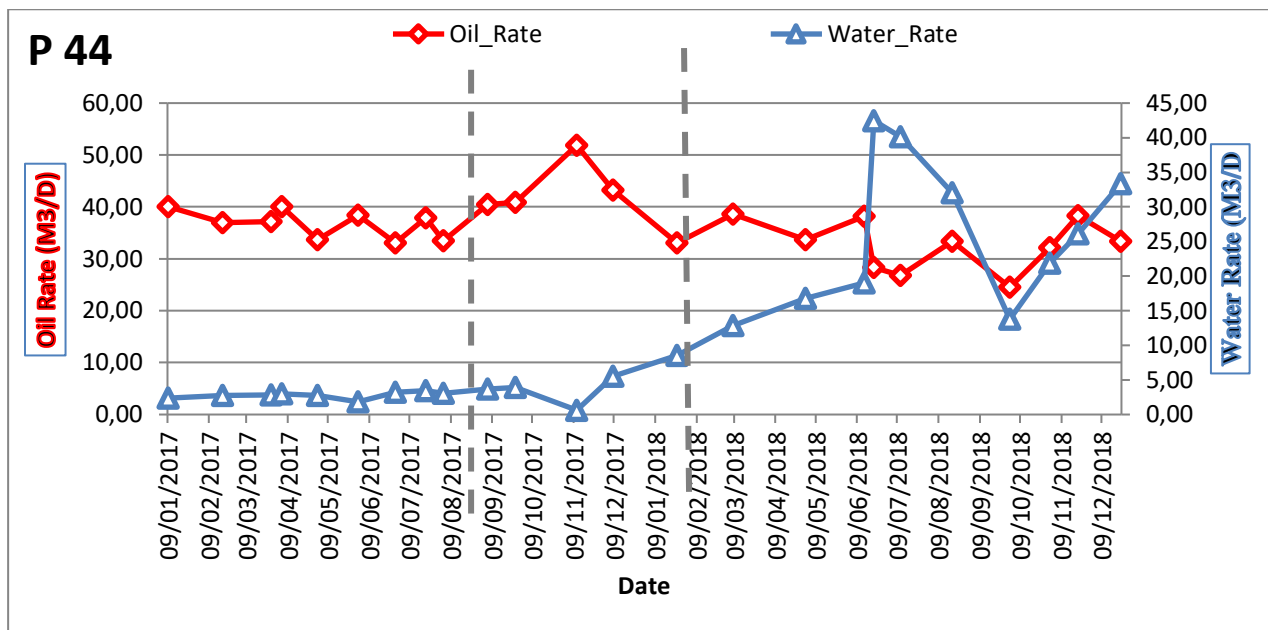


Figure IV -07 : Schéma de monitoring de production d'eau avant-durant l'injection

Après la période d'expédition de gaz, certains puits reviennent à leur état initial, tandis que d'autres puits restent en situation d'impaction.

Ces puits ont été classés selon la zone :

1. Puits de zone nord : la manifestation d'eau continue a augmenté
On prend l'exemple de P44 :

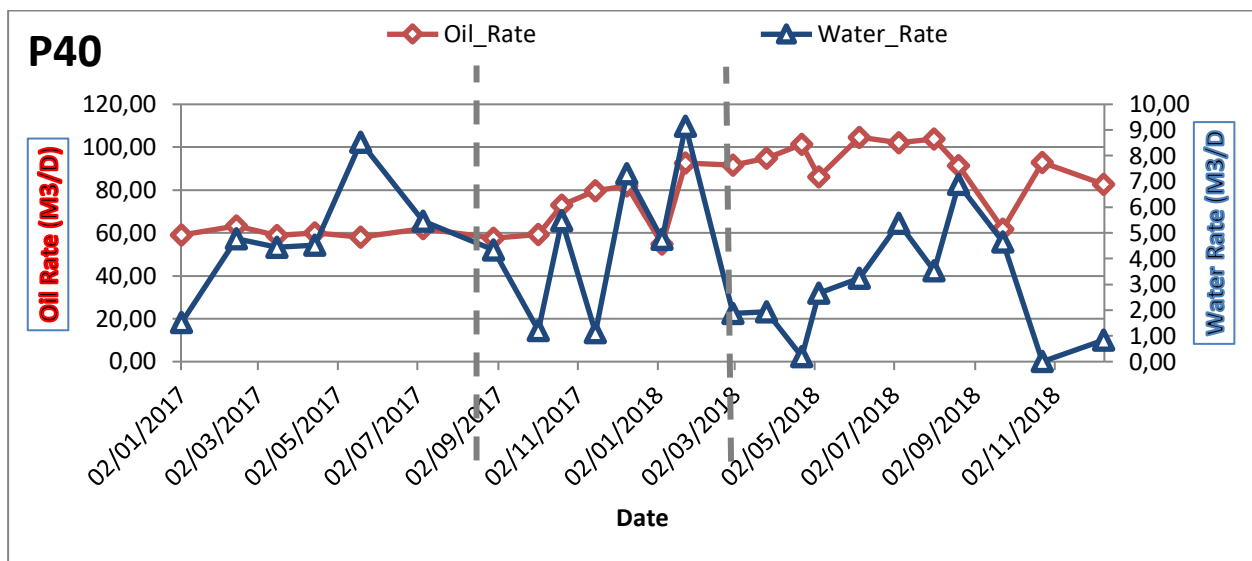


Graph IV -23 : Progression journalière de la production P44

Une production massive de l'eau due a l'augmentation de plan d'eau dans la zone nord.

- les puits de zone centre : ou l'injection est concentré, la production de l'eau diminué

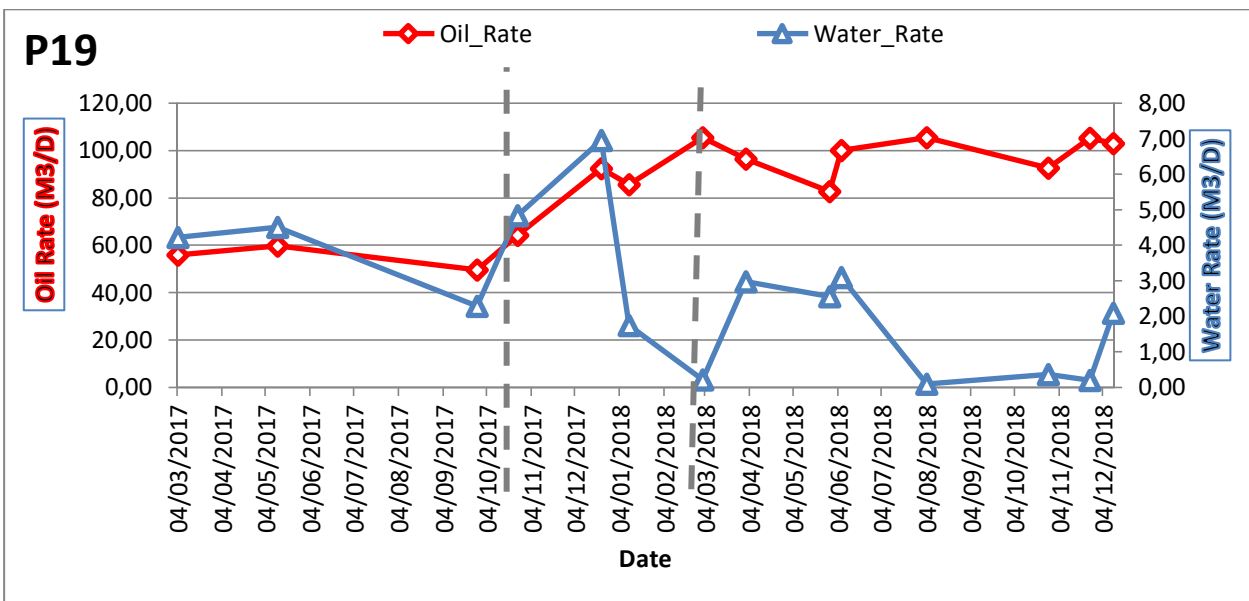
Exemple de P40 :



Graph IV -24 : Progression journalière de la production P40

Après le retour à la quantité l'injection initiale, la production d'eau dans la majorité de puits de la zone sommitale a été contrôlée.

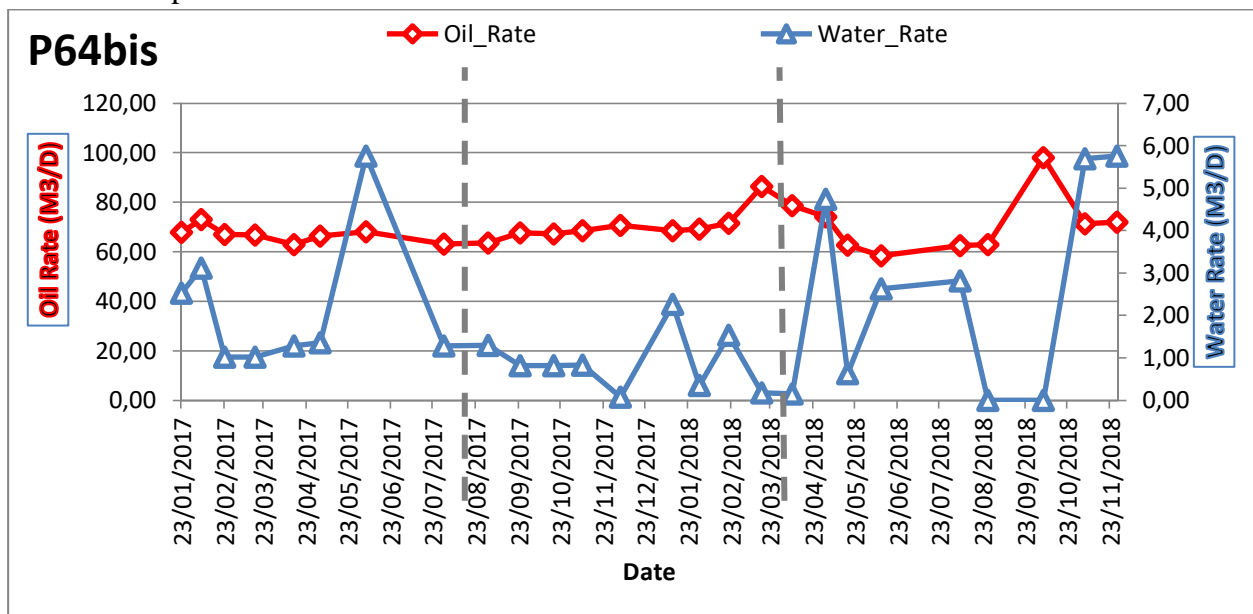
P19 :



Graph IV -25 : Progression journalière de la production P19

3. Les puits de zone sud : Après la mise hors service de trois puits, les puits voisins proche de la zone d'injection ont montré une augmentation significative de la présence d'eau.

Exemple de P64bis :



Graph IV -26 : Progression journalière de la production P64bis

Une augmentation notable de la quantité d'eau produite a été observée après la réinjection.

IV.5. Bilan de production de gaz

IV.5.1 Analyse de schéma de GOR

Le recyclage a permis de négliger l'importance des notions GOR en tant que caractéristiques d'huile, il devient simplement un paramètre de suivi du gaz injecté et de son mouvement.

IV.5.1.1 Analyse de schéma GOR avant-durant

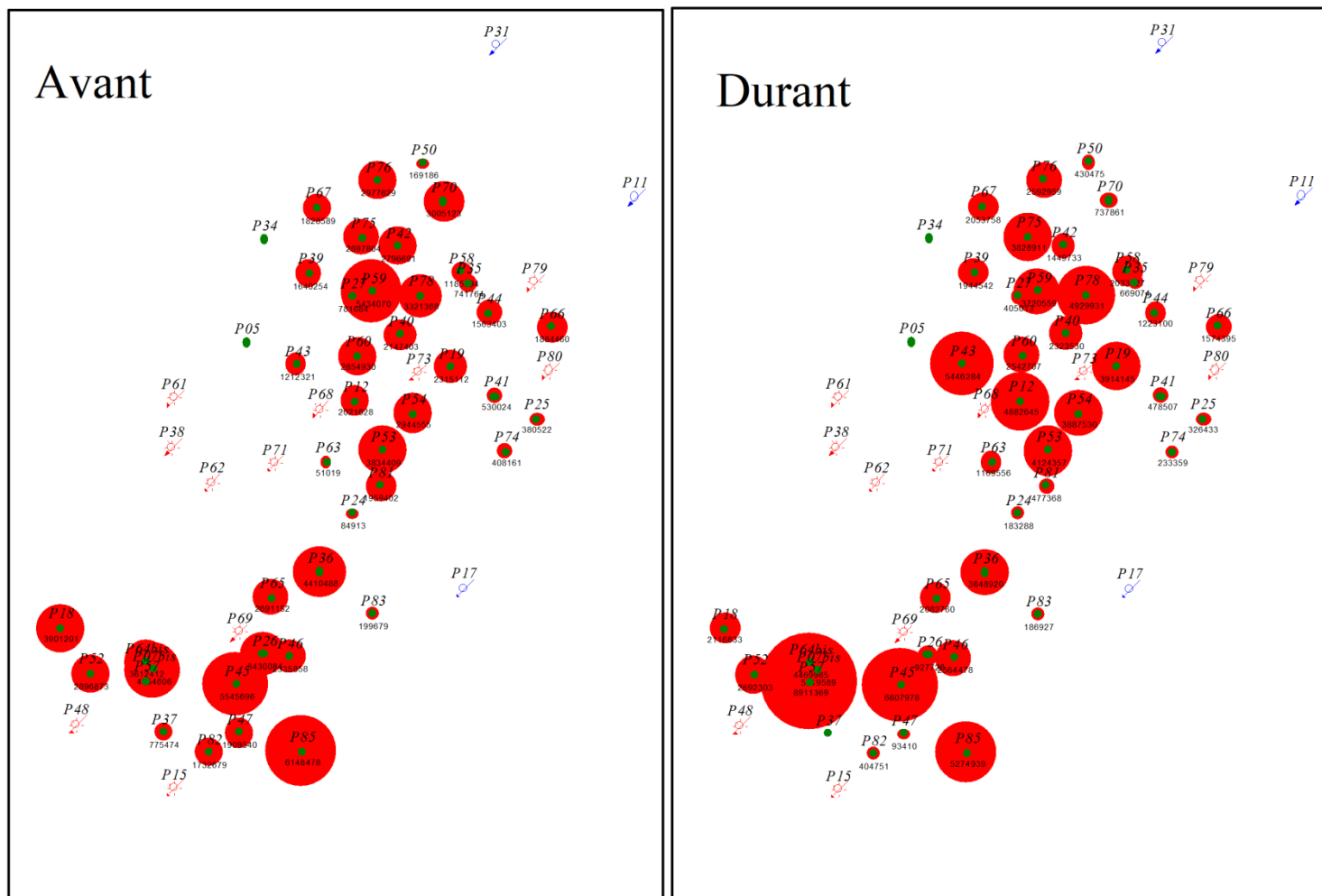


Figure IV-08 : Schéma de GOR avant-durant l'injection.

Lorsque le (GOR) augmente, cela indique que la zone est touchée par l'injection en fortement influence. En revanche, si le GOR n'augmente pas de manière significative, cela suggère que l'effet de l'injection dans cette zone est relativement faible.

La classification des puits impactés est souvent la zone :

- La zone nord : dans les puits situés dans le flanc d'eau le GOR reste relativement constant, sans grandes variations, par contre, les autres puits ayant une diminution cela implique que cette zone est impactée négativement puisque la densité d'injection est diminuée.
- La zone centre : L'augmentation de GOR indique clairement que cette zone est impactée par l'injection, en particulier dans la partie sommitale où l'injection est concentrée.
- La zone sud : La subdivision en deux parties, comme indiqué dans le bilan d'huile, révèle que la partie proche de l'injection présente une augmentation significative de GOR. Cela suggère que cette partie est fortement impactée par l'injection, dans l'autre partie où se trouvent les faibles injecteurs P15 et P48, la variation de GOR est relativement faible.

IV.5.1.2 Analyse de schéma Avant-durant

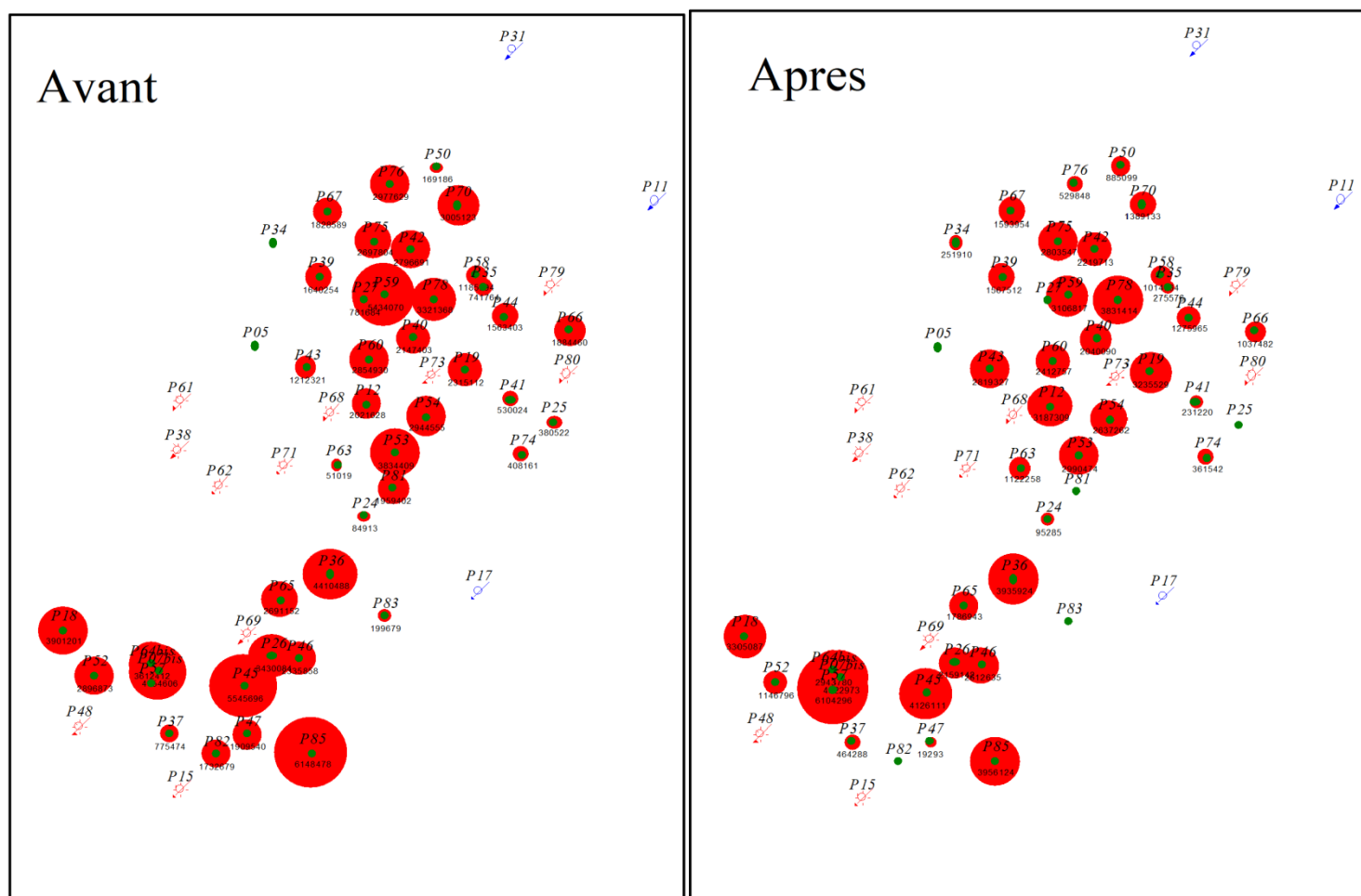


Figure IV-09 : Schéma de GOR avant-Après l'injection.

Après la réinjection de gaz, l'impact majeur est observé dans la zone centrale, où la majorité des puits présentent une diminution du GOR. Cela suggère que le gaz adopte un schéma

différent dans cette zone. Il est important de noter que le GOR connaît une augmentation significative dans les puits P43 et P60. En se basant sur les études de traceurs chimiques que nous avons effectuées, il est estimé que le gaz se dirige principalement vers cette orientation.

Nous avons également observé que l'injection a impacté la partie sud proche de la zone d'injection, cela étant notamment confirmé par l'augmentation du GOR.

IV.5.2 Analyse de schéma de production de gaz :

Il est également nécessaire de prendre en compte le gaz associé lors de l'analyse.

Si la réduction de l'injection est accompagnée d'une production du même débit de gaz associé, cela suggère que le réservoir a compensé le manque de gaz injecté. En revanche, Si le débit de gaz associé subit une diminution ou une augmentation, cela indique que l'impact de l'injection est prépondérant. En d'autres termes, la production est directement liée à l'injection de gaz.

IV.5.2.1 analyse de schéma de production de gaz avant-durant :

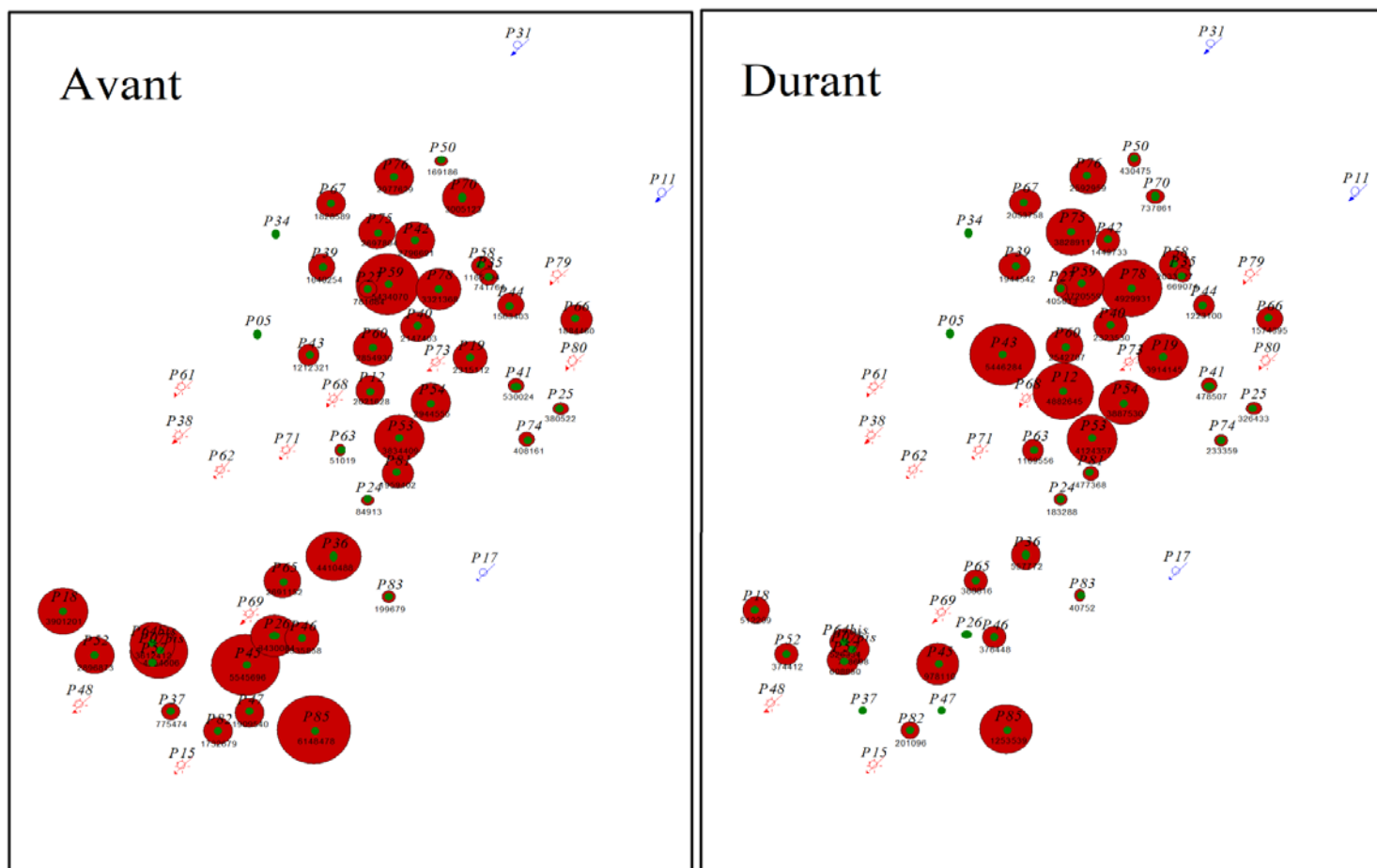
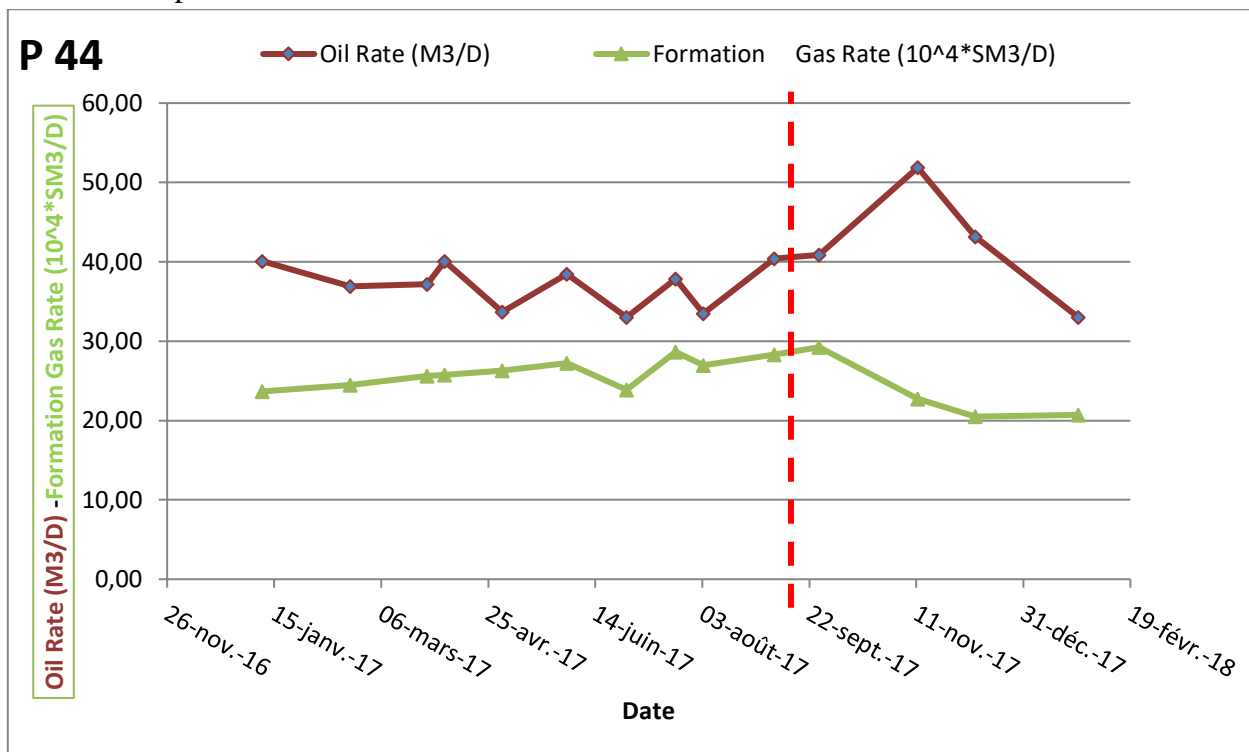


Figure IV-10 : Schéma de production gaz avant-durant l'injection.

La classification des puits impactés est souvent la zone :

1. Zone nord : La production de gaz associé est réduite dans cette zone, plus précisément dans les puits de flanc d'eau.

Exemple de P44 :



Graphique IV-27 : Progression journalière de la production P44

P44 localisé à proximité du flanc d'eau présente une légère diminution de la production de gaz, accompagnée d'une augmentation de la production d'huile.

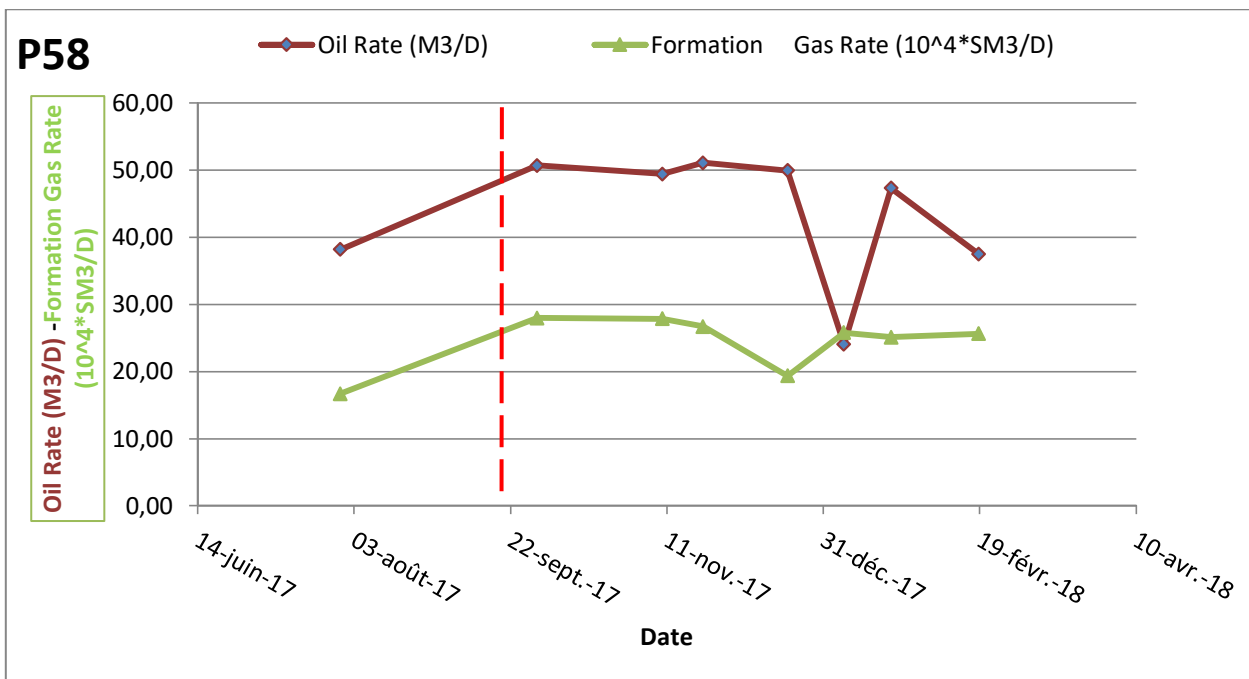
2. Zone centre : L'impact de la réduction de l'injection de gaz est fortement observé dans cette zone.

Lorsque l'injection de gaz est diminuée, le gaz suit des différents chemins qui influencent divers puits selon les scénarios suivants :

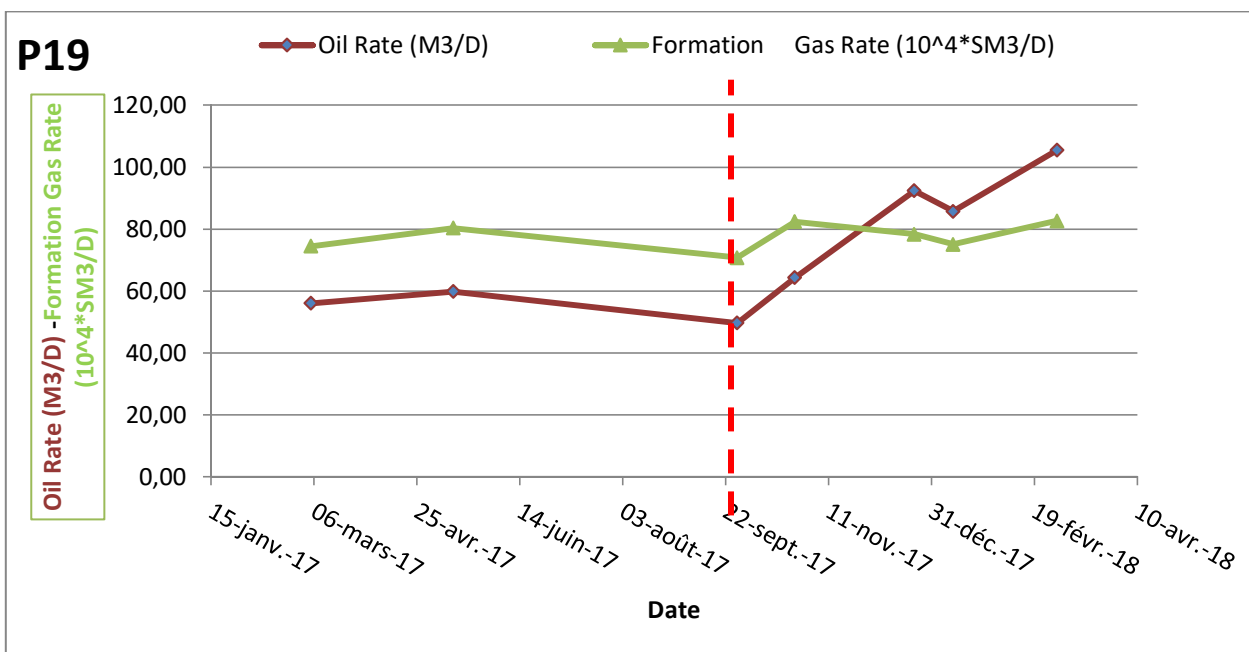
- 2.1 Certains puits connaissent une augmentation de la production de gaz (le chemin orienté vers eux), ce qui affecte à deux aspects :

- 2.1.1 Les puits connaissant une augmentation de la production d'huile : Cela indique que le gaz injecté draine l'huile vers la colonne de production, favorisant ainsi sa récupération.

Exemple de P58 :



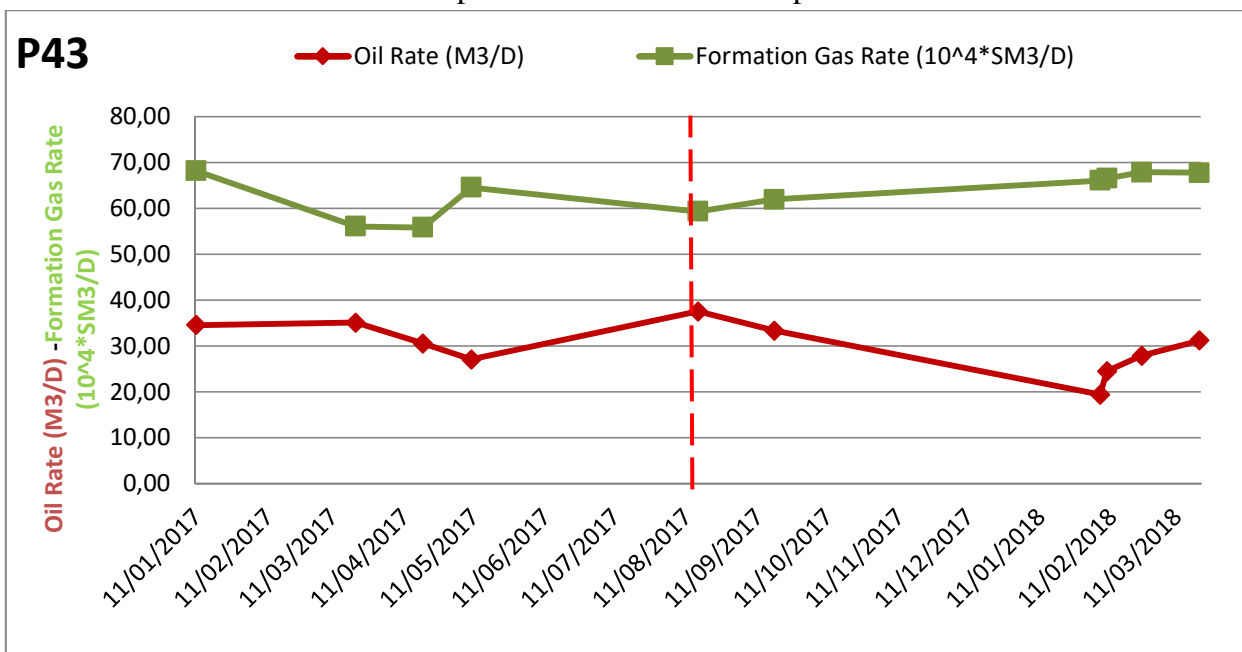
Graphe IV-28 : Progression journalière de la production P58



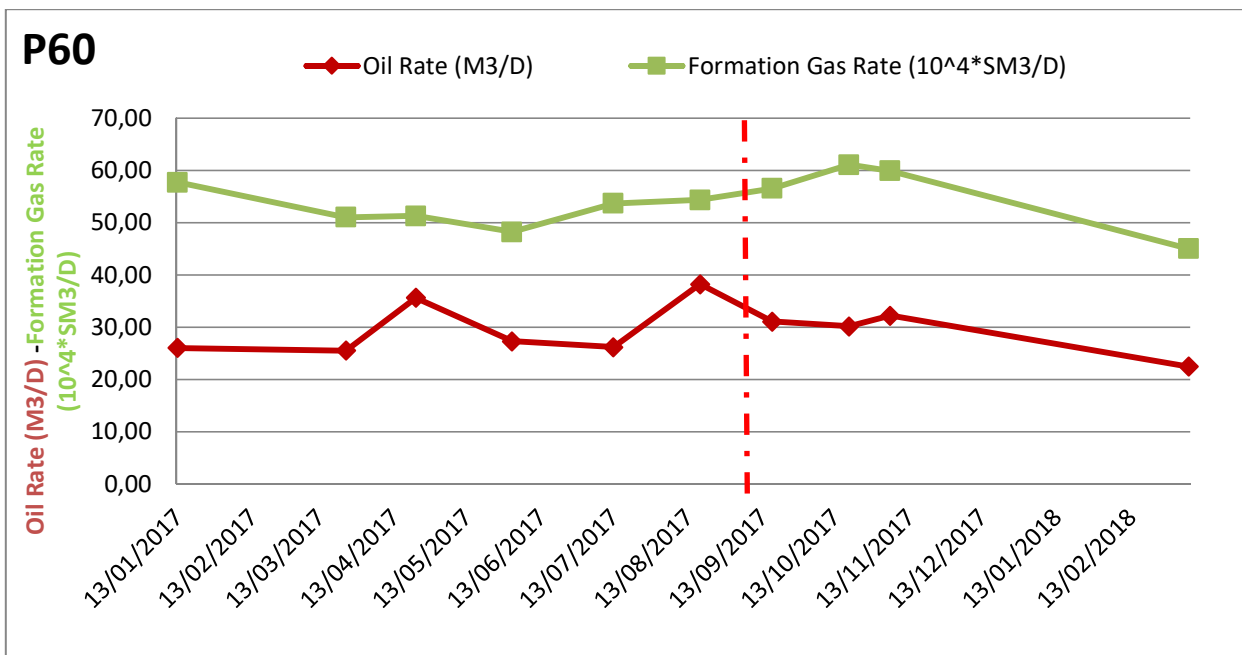
Graphe IV-29 : Progression journalière de la production P19

On peut constater une association entre l'augmentation du gaz et celle de l'huile, ainsi qu'une relation inverse entre les deux. Ces observations confirment l'hypothèse selon laquelle le gaz joue un rôle de drainage dans la production d'huile.

2.1.2 En revanche, d'autres puits connaissent une diminution de la production d'huile. Cela indique que le gaz injecté freine le mouvement de l'huile, limitant ainsi sa capacité à être extraite exemple de P43 et P60 :



Graph IV-30 : Progression journalière de la production P43



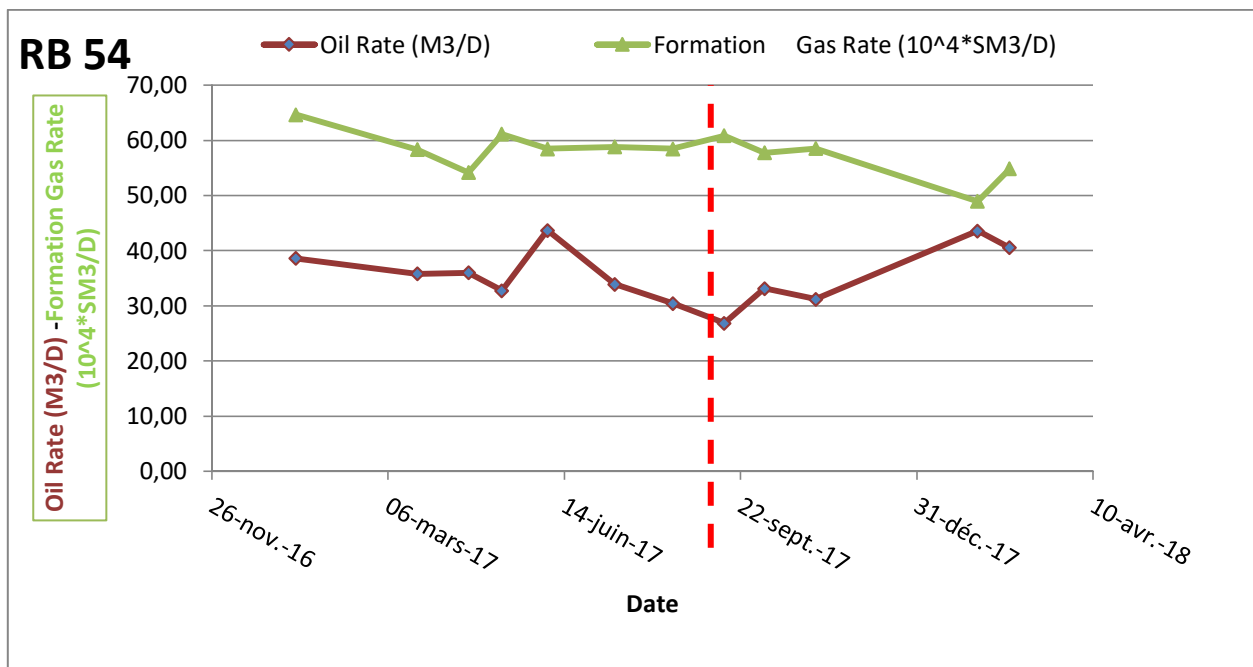
Graph IV-31 : Progression journalière de la production P60

Les puits P43 et P60 sont des puits voisins présentant une faible production d'huile. On observe que lorsque la quantité de gaz augmente, la production d'huile diminue.

Cette observation confirme l'hypothèse selon laquelle le gaz exerce un effet de freinage sur le déplacement de l'huile.

2.2 Certains puits connaissent une diminution de la production de gaz, ce qui affecte également deux aspects :

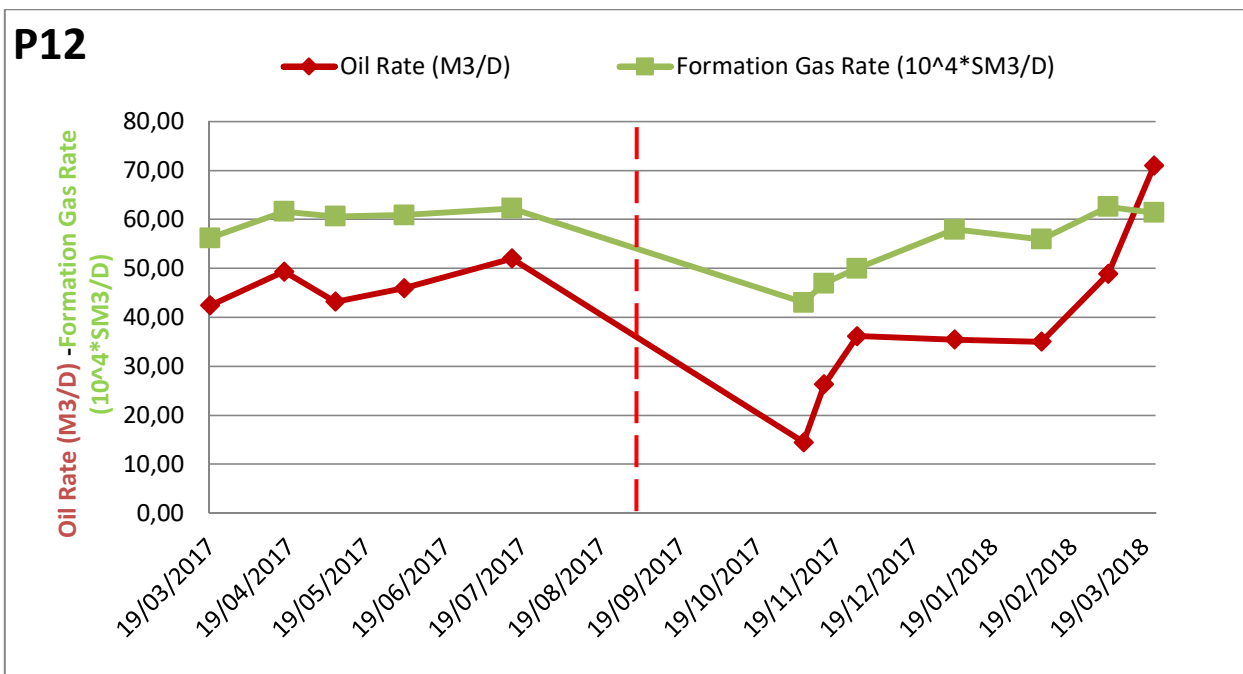
2.2.1 Des puits présentant une amélioration de la production d'huile suggèrent que le gaz injecté précédemment freinait la remontée de l'huile vers la colonne de production. Exemple de P58 :



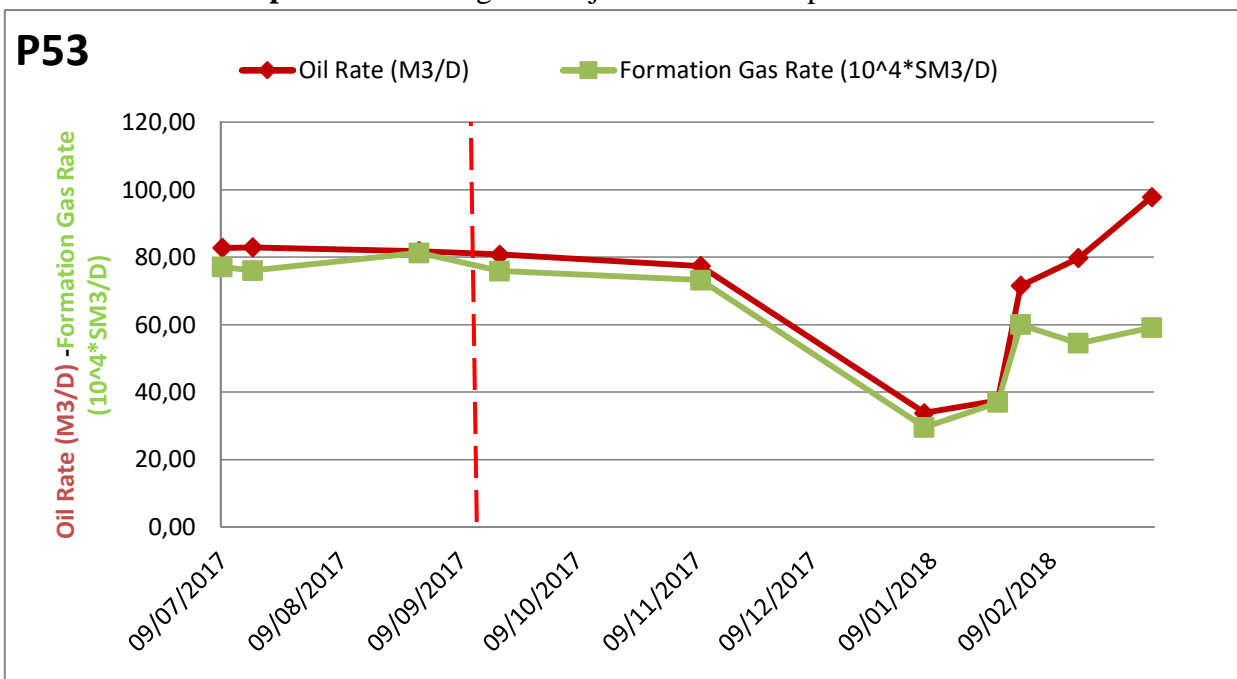
Graphe IV-32 : Progression journalière de la production P54

Pendant la période de réduction de l'injection de gaz, une diminution de la quantité de gaz produite dans ce puits est constatée, accompagnée d'une augmentation de la production d'huile. Ces observations confirment une fois de plus l'impact négatif exercé par l'injection de gaz dans ce puits.

2.2.2 Les puits présentant une diminution de la production d'huile indiquent que le gaz injecté précédemment drainait l'huile vers la colonne de production. Exemple de P12 et P53 :



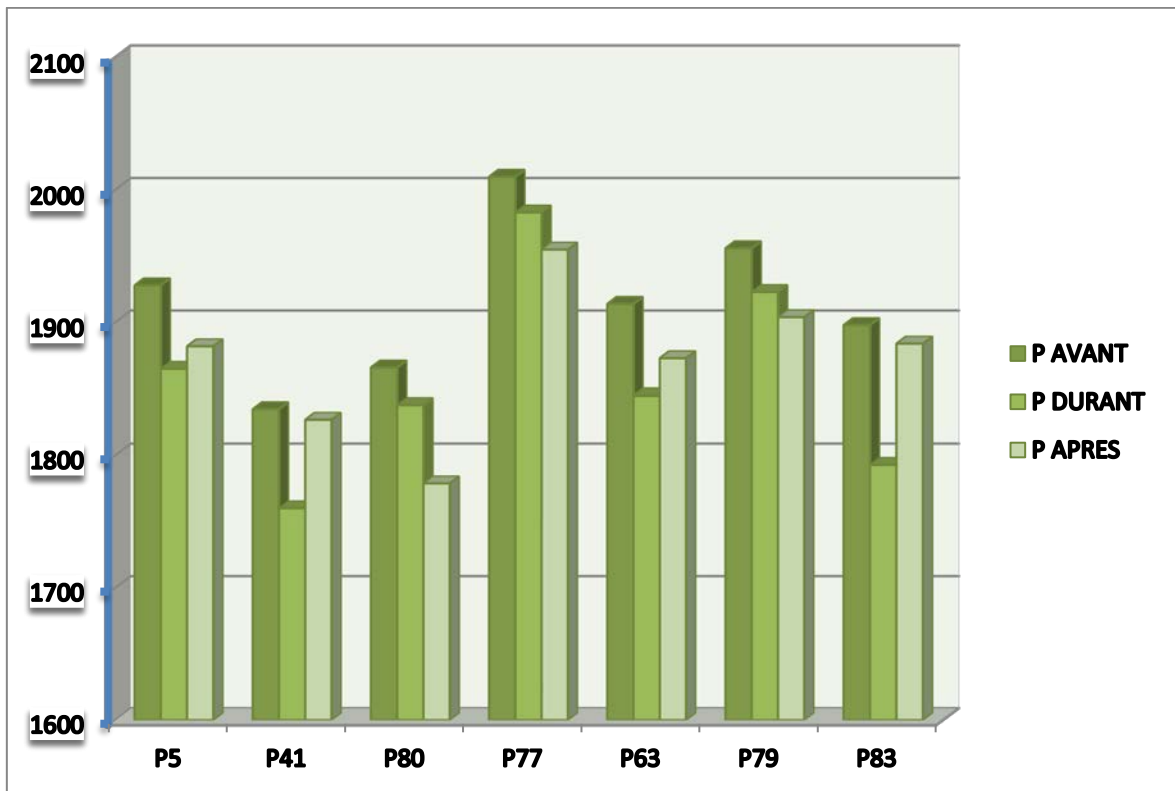
Graphe IV-33 : Progression journalière de la production P12



Graphe IV-34 : Progression journalière de la production P53

Comme observé dans le cas du puits P12 dans le bilan huile, la réduction de l'injection de gaz est associée à une diminution de la production d'huile. Cette constatation confirme l'hypothèse selon laquelle le gaz agit comme un agent de drainage pour l'extraction de l'huile.

VI. Impact sur la pression de réservoir :



Graphique IV-35 : Progression de la pression réservoir

Après une analyse approfondie des représentations graphiques, il est évident que la pression du réservoir diminue dans l'ensemble des puits, conformément à la réduction intentionnelle du débit de gaz, comme précédemment mentionné. Cependant, lors de la transition vers la dernière phase après cette réduction, une augmentation significative de la pression est remarquée par rapport à la phase précédente pendant le processus de diminution. Plus précisément, cette augmentation anormale de pression est observée dans les puits P41, P05 (puits observateur), P63 et P83 de la région centrale.

Cette augmentation inhabituelle soulève des interrogations légitimes quant à l'intégrité des puits mentionnés. Il devient donc impératif d'examiner attentivement cette problématique spécifique et de formuler des questions précises afin de mieux comprendre cette situation anormale.

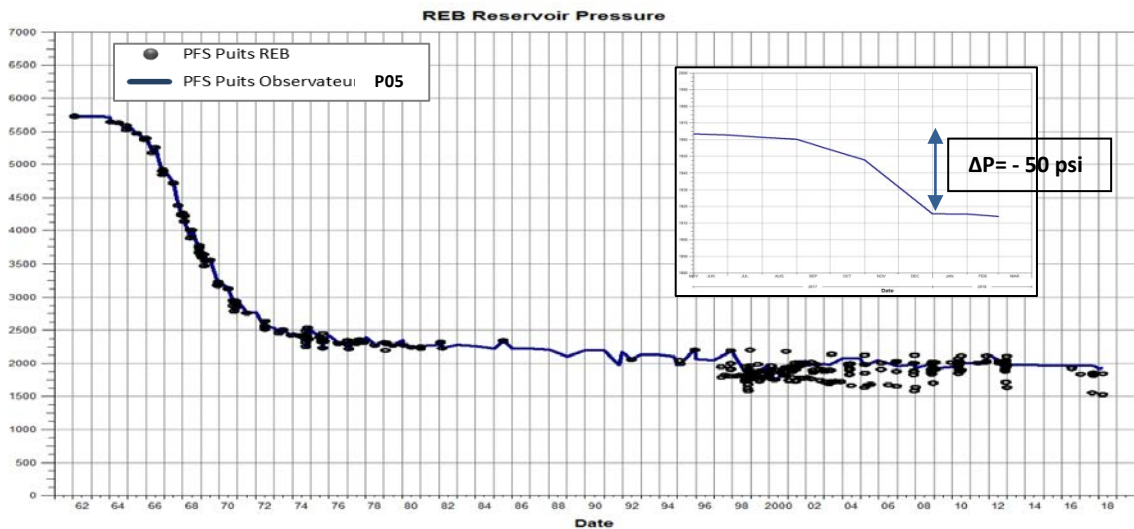
Il convient ainsi de mener une étude approfondie pour déterminer les facteurs contribuant à cette augmentation de pression inattendue et évaluer les conséquences potentielles sur l'ensemble du système. Ce processus d'investigation permettra d'apporter des réponses claires et d'éventuelles solutions pour résoudre cette problématique et préserver l'intégrité des puits concernés.

Ce phénomène peut être expliqué par l'effet de gonflement du réservoir dans la zone centrale, qui entraîne une augmentation de la pression. Il est possible que la compaction des roches réservoirs dans cette région ait créé des conditions favorables à une augmentation de la pression du fluide. Cela peut être dû à la migration du gaz vers des

zones de plus haute perméabilité ou à une réduction de la porosité des roches, ce qui conduit à une accumulation de gaz et à une augmentation de la pression dans les puits concernés.

Afin de surveiller l'état de l'évolution de la pression du réservoir, ils utilisent les enregistrements du puits observateur P05

Remarque sur P05 :



Graph IV-36: L'évolution de la pression de réservoir

Le puits observateur P5 est considéré comme un choix optimal en raison de matching de son courbe de PFS avec les PFS des autres puits.

Surveillance de l'évolution de la pression du réservoir :

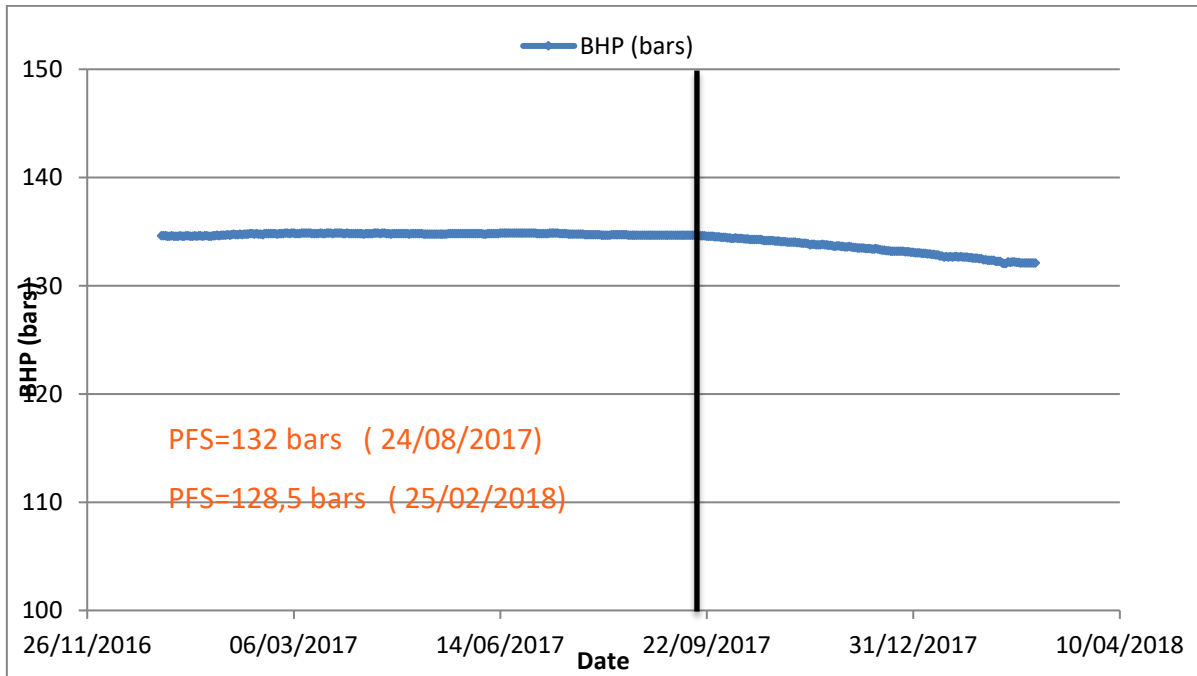
$$P_{bh} = P_{sur} + (\text{grad } P \times D)$$

(éq IV.1)

Grad P= 0,068

D: Depth (feet) =9 359

L'ensemble d'analyse des résultats menées à montré qu'avant le projet de la réduction du gaz injecté, la pression du réservoir est presque stable à 132,9 bars, par contre l'ors de ce dernier il ya une chute de pression du réservoir jusqu'à 128.5 bars pendant 5 mois à une vitesse d'une barre par mois "1barre/mois" ce qui signifie un signe négatif sur la pression.



Graph IV-37: L'évolution de la pression de réservoir P05

II -ANALYSE DU VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR) :

Voidage Replacement Ratio (VRR) est défini comme étant le volume total du fluide injecté divisé par le volume total des fluides produits, tous les deux dans les conditions du réservoir.

Un VRR idéal est approximativement égal à 1.

Les valeurs élevées du VRR indiquent une situation dans laquelle le cumule du débit injecté est plus grand par rapport au cumule du débit produit c'est-à-dire qu'on a une perte d'une partie du débit injecté. Cette perte est causée par les "loss zones" qui prennent le gaz injecté.

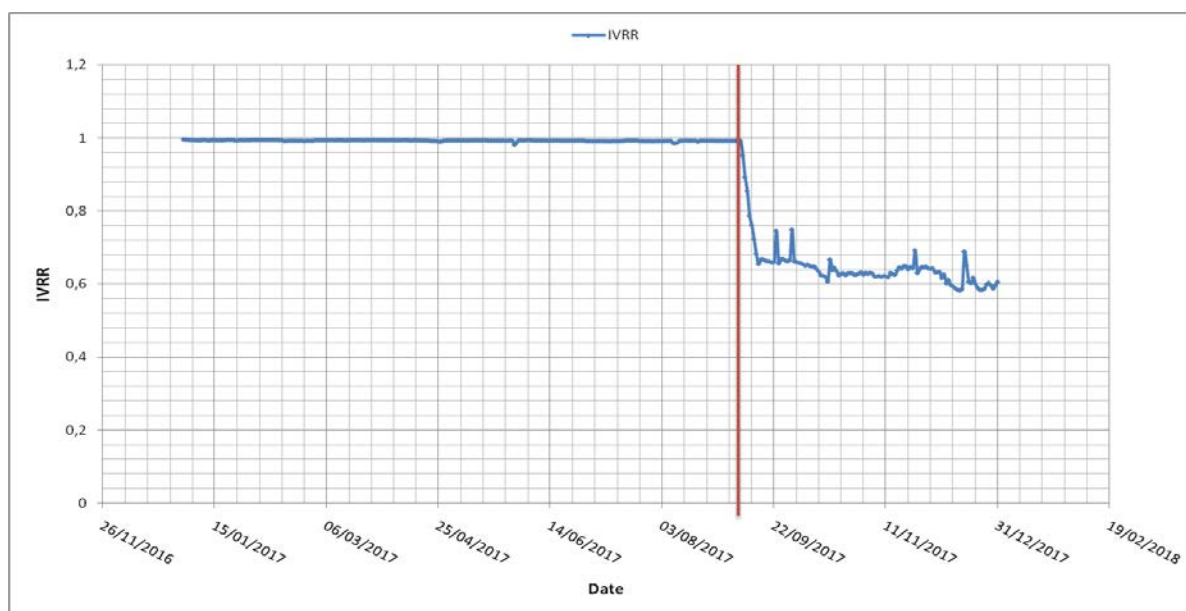
La perméabilité élevée des couches provoquant l'écoulement préférentiel, ou par les réservoirs fracturés qui provoquent l'écoulement direct du gaz entre les puits injecteurs et producteurs.

Les faibles valeurs du VRR indiquent une situation dans laquelle le volume produit est plus grand par rapport au volume injecté. Cela se traduit par une diminution de pression et une augmentation de la saturation du gaz libre dans le réservoir qui est indésirable.

On peut définir le VRR instantané noté (IVRR) à un temps donné et le VRR cumulé (VRR cum)

Qui tient en compte les volumes d'huile produits avant le début de l'injection jusqu'à ce jour :

$$IVRR = \frac{Q_{ginj.Bg} + Q_{winj.Bw}}{Q_{opr.d.Bo} + Q_{gprd-lib} - Q_{opr.d.Rs.Bg} + Q_{wprd.Bw}} \quad (\text{éq IV.2})$$



Grphe IV-38: Voidage Replacement Ratio (VRR) vs DATE

Conclusion:

D'après la suivie et la réalisation des données de production de chaque puits au niveau du champ d'étudier, on peut conclure les résultats suivante :

❖ En premier lieu, et selon le comportement de ces puits, nous pouvons diviser le champ en trois zones.

a) **zone center:** P19, P26, P36, P40, P41, P46, P53, P54, P63, P78, P81.

b) **zone nord:** P35, P44, P66, P58.

c) **zone sud:** P37, P47, P52, P82, P85.

❖ La zone du centre est une zone à une forte densité d'injection, avec une forte débite, qui peut balayer l'huile vers les autres zones lointaines, et le gaz injecté prend un schéma préférentielle vers les puits producteurs, qui freiner le drainage d'huile vers ces puits, qui produisent une faible productivité dans les puits du centre, mais après la réduction du gaz, on remarque une augmentation de la production d'huile dans ses puits Et dans un autre scénario, l'injection de gaz joue un rôle de drainage des pièges à huile dans la même zone exemple de P12.

❖ Au niveau du zone nord, qui est loin des points d'injection, il y'a un chute de production d'huile due à la réduction d'énergie fournir du gaz auquel à été balayer par la zone centrale.

❖ L'injection de gaz exerce une influence prédominante sur la production et la pression du réservoir.

❖ L'effet de chute de la production d'huile à augmenter la production d'eau que signifie une augmentation sur le plan d'eau (WOC).

Au niveau du zone sud, on peut dire que les résultats sont presque les mêmes que la zone du nord, ils étaient loin et alimentées par les puits d'injections du centre, quand la zone sud été alimenter que par deux puits injecteurs (P15, P48) avec une faible débite.

❖ On a observés aussi une inondation des puits par l'aquifère comme (P37=150M³ et P47=230M³).

❖ une chute de production du gaz associé dans les majorités des puits (GOR).

- ❖ Les puits P07b et P18, P64b, P65 ne sont pas touchés par l'effet de la réduction du gaz injecté, leurs productions reste toujours constante.

Conclusion
et
Recommandation

1- CONCLUSION

- La réduction du gaz injecté est une expérience très important pour connaitre le comportement du réservoir.
- il n'est pas recommandé de maintenir le recyclage pendant toute la durée de vie du gisement.
- La majorité des puits producteurs sont touchés positivement par l'effet de la réduction du gaz injecté, sur tout les puits proche au zone d'injection (zone centre) et les quantités d'huile supplémentaires produites proviennent principalement des fissures.
- L'avancement du plant d'eau et la chut de la production dans les zones loin du points d'injection (zone nord et sud).
- la pression du réservoir de Rhourde El-Baguel a été touché négativement par l'effet de la réduction du gaz injecté (1bars/moi).
- une chute de production du gaz associé dans la majorités des puits (GOR).
- l'intensité de la fracturation naturelle dans tout le champ, nous empêchant a identifier et améliorer la description de réservoir tels que :
 - ✚ La communication entre les puits injecteurs et producteurs.
 - ✚ Les patterns d'injection.
 - ✚ La performance de l'injectivité.

2- RECOMMANDATION

- Optimiser l'injection du gaz a fin de :
 1. Maintenir la pression de réservoir constante.
 2. Diminuer l'injection de gaz dans les puits qui ont une communication avec les zones supérieures tels que (P61, P62, P68, P69, P77).
 3. Maximiser l'injection de gaz dans la zone inférieures (P38, P61, P62).et aussi les puits (P15, P48) pour freiner l'avancement du plan d'eau et récupérer plus d'huile.
- Ne dépasser pas une certaine pression (Break Over Point) pour n'ouvrir pas les fractures et migrer le gaz vers le sommet (Upper Zone).
- Faire une étude économique pour pouvoir de généraliser l'injection des traceurs a travers tous les puits injecteurs afin de connaître les puits qui ne se trouvent pas en contact avec les producteurs.
- Faire des forages Horizontale et intervention au niveaux de réservoir sur les puits programmé au (**workover**).
- Faire les opérations de GSO pour les puits à très grand GOR.
- faire des tests périodiques (PFS, analyse chromatographique,.....) pour préserver un bon état du réservoir.
- Il est nécessaire de mener une étude approfondie du schéma d'injection, en passant d'un schema d'injection sommetale à un schéma parallèle ou bien dispersé, afin d'améliorer la production et de prévenir l'avancement de plan d'eau
- La vision doit être changé que le gaz de vente n'est plus considéré comme une source de revenus économiques, mais plutôt comme un moyen de récupération les hydrocarbures en tant que compte la maintien de pression