

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**MABEDI Marouane, MERIOUMA Ammar, OUEZZANI Abdelmalek**

-THEME-

---

### **INJECTION DE TRACEURS CHIMIQUES POUR MODELISATION D'INTERFERENCE**

---

Soutenue le : 07 / 06 / 2022 devant la commission d'examen

**Jury :**

<b>Président :</b>	<b>BOUCHIREB Ouahab</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Examineur :</b>	<b>DJEBBAS Faycal</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Encadreur :</b>	<b>OZZAZI Mohamed</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Co-Encadreur :</b>	<b>ANNOU Ahmed</b>	<b>Univ. Ouargla</b>

# *Remerciements*

*Nous remercions Dieu, Tout Puissant, de nous avoir donné la force et le courage de venir à bout de ce travail.*

*Nous tenons à remercier du fond du cœur nos parents pour leur soutien indéfectible.*

*Nos sincères remerciements vont à Mr Annou Ahmed et Mr Quezzazi Mohamed pour leurs temps et leurs conseils*

*Nous remercions tout le personnel de **L'RHOURD ELBAGUEL**, en particulier ceux de **EP**.*

*Nous remercions vivement tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué pour que ce modeste travail arrive à son terme*



# *Dédicace*

*Nous dédions ce modeste travail à :*

*À nos très chères mères, qui nous donnons toujours l'espoir de vivre et  
qui n'a jamais cessé de prier pour nous.*

*À nos très chers pères, pour leurs encouragements, leurs soutiens, surtout  
pour leur amour et leurs sacrifices afin que rien n'entrave le déroulement  
de mes études.*

*Nos dédicaces s'adressent également à nos chers frères et sœurs  
chaqu'un de son nom.*

*À tous les membres de notre famille.*

*Aussi, nous dédions ce travail à tous nos chers amis.*

*Sans oublier tous mes collègues de la spécialité.*



## Résumé :

L'exploitation du champ de Rhourde El Baguel (REB) à passer par différents modes de récupération : déplétion naturelle, récupération secondaire par injection d'eau au début pour le balayage, puis l'injection du gaz pour le maintien de pression, puis on a développé une expérience d'injection massif du gaz pour atteindre la miscibilité, mais malheureusement on n'est pas arrivé à l'atteindre car la pression pour qu'il y ait miscibilité est supérieure à celle de fracturation du réservoir, et cela s'est répercuté négativement sur la production

Un essai de puits (test d'interférence) par injection de gaz a été réalisé pour avoir plus d'informations sur les patterns d'injection et les performances de l'injection mais pour bien analyser et interpréter les résultats de cette injection et évaluer leurs performances, un programme de traceurs chimique associés a été avéré nécessaire cette nécessité relève de deux problèmes : La proximité du gaz cap et le réseau de fractures complexe

Le programme de traceur chimique 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 analyser

**Les mots clés :** récupération secondaire, injection de gaz, essai de puits, test d'interférence, traceur chimique

## ملخص:

مر استغلال حقل غرد البائل بأنماط استخراج مختلفة للبترول ؛ بدأ بالاستخراج الطبيعي ثم الاستخراج الثانوي عن طريق حقن الماء في البداية لدفع البترول، وبعده حقن الغاز للحفاظ على ضغط المكمن، ليتم المرور إلى حقن الغاز بكميات كبيرة لتحقيق الامتزاج، لكن الخيار لم ينجح؛ بل كان له انعكاسات سلبية على الاستغلال بسبب التصدعات الكثيفة التي يتميز بها هذا المكمن، مما تسبب في تغييرات على إعدادات الآبار و المنظومة الإنتاجية بشكل عام. الوضعية التي وصل إليها الإنتاج استدعت إجراء اختبارات عديدة في الحقل و من بينها اختبار الاتصال عن طريق حقن الغاز للحصول على مزيد من المعلومات حول أنماط الحقن وأداء الحقن، إضافة إلى إجراء برنامج تتبع الغاز بمنتبعات كيميائية، حيث مكّن هذا البرنامج إلى الوصول إلى نتائج جيدة حول أنواع و أنماط التصدعات و كذا أحجامها.

سناول من خلال هذه الدراسة استغلال نتائج حقن المنتبعات الكيميائية، في تصميم نموذج للتداخل و الإتصال الباطني بين الآبار، من أجل استغلال هذه النمذجة في ضبط مؤشرات الاسترجاع بشكل فعال مع تلافي الانعكاسات السلبية لتأثر المنظومات الإنتاجية الآبار بعضها ببعض من حيث الفتح و الغلق أو من حركية الموائع النفطية المحتبسة بباطن الخزان. مما قد يمكن من تقليص اللجوء إلى إجراء إختبارات الآبار (إختبارات الإتصال)، و ما ينتج عنها من تكاليف، و كذا تأثيرات سلبية للوقف المتكرر لعملية الإنتاج، و من ثم تحليل النتائج للوصول إلى التأثيرات الأساسية من أجل تحديد طرق و كفاءات تحسين إنتاج الحقل من جديد.

**الكلمات المفتاحية:** استخراج ثانوي، حقن الغاز، اختبار البئر، اختبار الاتصال، المنتبع الكيميائي

# Table des matières

## Remerciment

## Dedicas

## Resume

Liste des figures.....	8
<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>12</b>
<b>I. Chapitre 1.....</b>	<b>14</b>
Introduction.....	15
I.1 Situation géographique du champ.....	15
I.1.1 Coordonnées géographiques.....	16
I.1.2 Cadre Géologique.....	16
I.2 La Structure du champ.....	17
I.3 Historique du champ.....	20
I.4 Exploitation du champ.....	21
<b>I.4.2) Problèmes de l'exploitation.....</b>	<b>21</b>
I.5 Les technique de récupération utilisées dans ce champ.....	22
I.5.1 Injection d'eau.....	22
I.5.2 Injection du gaz lift.....	23
I.5.3 Injection de gaz miscible.....	23
I.6 Type de liaison sur le champ REB.....	23
I.6.1.1 Unité de compression – injection.....	24
I.6.1.2 Réseau FUEL Gaz.....	24
I.6.2 Les technologies avancées à REB.....	24
Introduction.....	27
<b>II.CHAPITRE II.....</b>	<b>28</b>
II.1 Principe des essais de puits :.....	28
II.2 Les Différentes types des essais de puits.....	29
II.2.1 Test Drawdown.....	29
II.2.2 Test Build-Up.....	29
II.2.3 Test Fall-Off.....	30
II.2.4 Test d'Injectivité.....	30
II.2.5 Test Par Palier.....	31
II.2.6 Test D'interférence.....	31

↳ Signal faible .....	32
↳ Le signal est mesuré après un délai .....	32
II.3 Equation de diffusivité .....	32
II.3.1 La loi de Darcy .....	32
II.3.2 L'équation d'état .....	33
II.3.3 La loi de conservation de la masse .....	33
II.3.4 L'équation de diffusivité .....	33
II.3.5 Résolution de l'équation de diffusivité .....	34
II.3.6 Méthode d'interprétation .....	35
II.4 Equipements de fond .....	35
II.4.1 Fonctions de base à assurer .....	35
II.4.2 Composants de base de fond .....	36
➤ Le tubulaire .....	36
II.5 Equipements de surface .....	38
II.5.1 Fonctions de base à assurer .....	38
II.5.2 Les équipements de base en surface .....	38
Conclusion .....	39
III. CHAPITRE III .....	40
III.1 C'est quoi un traceur chimique .....	40
III.2 Catégorie de Traceurs chimiques .....	41
III.2.1 Hydrocarbures halogénés (halocarbures) .....	41
III.2.2 Les Hydrocarbures Perfluorés .....	42
III.3 Les traceurs dans le domaine pétrolier .....	44
III.3.1 Test Single-Well .....	45
III.3.2 Test inter-puits (interférence) .....	46
III.4 Classification Des Traceurs .....	47
III.4.1 Selon La Nature .....	47
III.4.1.1 Traceur naturel ou artificiel .....	47
III.4.2 Selon le Comportement .....	48
III.4.2.1 Traceur passif ou idéal .....	48
III.4.2.2 Traceur partitionnant .....	48
III.4.2.3 Traceurs interactifs .....	49
III.5 Le choix d'un traceur .....	49

III.6	Les étapes d'injection d'un traceur.....	51
III.6.1	Design d'injection .....	51
III.6.2	L'exécution d'essai.....	52
III.6.3	L'échantillonnage .....	52
III.6.4	L'analyse Chimique.....	53
III.6.4.1	Chromatographie.....	53
III.6.4.2	Système d'analyse GC/ECD .....	54
III.6.5	Interprétation .....	55
	CONCLUSION .....	56
	Introduction .....	57
IV.	CHAPITRE IV .....	58
IV.1	L'injection de traceur chimique.....	58
IV.1.1	Historique de l'injection.....	59
IV.2	Type de traceur utilise.....	60
IV.2.1	Chronologie d'injection.....	60
IV.2.2	Les méthodes d'analyse.....	63
IV.3	Résultat de L'injection de traceur chimique .....	64
IV.4	Interprétation des résultats .....	66
IV.4.1	Présentation des résultats.....	66
IV.4.2	L'interprétation de résultats.....	77
	INTRODUCTION .....	80
V.	CHAPITRE V .....	81
V.1	C'est quoi le SPSS.....	81
V.1.1	Description de l'SPSS .....	81
V.1.2	L'interface du logiciel SPSS .....	82
V.2	Données de modélisation pour le SPSS .....	84
V.3	Résultats de modélisation pour le SPSS .....	88
	<b>BIBLIOGRAPHIE</b> .....	92

## Liste des figures

Figure I.1: Situation géologique du champ .....	16
Figure I.2: Carte Structurale de Champ Rhourde el baguel (9).....	18
Figure I.3: Fiche stratigraphique du champ REB (12) .....	19
Figure I.4: Skid de Gaz lift .....	23
Figure I.5 : L'injection du gaz miscible. ....	23
Figure I.6 : Manifold .....	24
Figure I.7: Effet De Corrosion.....	22
Figure I.8 : Section de séparation .....	22
Figure I.9 : Section stabilisation basse pression .....	23
Figure I.10: Section stabilisation haute pression .....	24
Figure I.11 : Section Air instrument et Azote .....	25
Figure I.12 : Unité de génération électrique .....	25
Figure I.13: SHEMA DE CPF & TCF RHOURE EL BAGUE .....	26
Figure II.1:: Principe des essais de puits .....	28
Figure II.2: Test Drawdown (3).....	29
Figure II.3: Test Build-Up (3) .....	30
Figure II.4: Test Fall-off (3) .....	30
Figure II.5 : Test Injectivité (3) .....	31
Figure II.6 : TEST PAR PALIER (3) .....	31
Figure II.7: Composants de base de fond (5).....	38
Figure III.1 : Schéma de principe des traceurs interactifs. (6) .....	46
Figure III.2 : Schéma de principe du water flooding. (6) .....	47
Figure III.3: Exemples des Hydrocarbures halogénés.....	42
Figure III.4: Les HC-Perfluorés qui sont les traceurs les plus probables. (8) .....	44
Figure III.5 : Test design (10).....	52
Figure III.6: Injection de traceur.(11).....	52
Figure III.7: Cappillary Absorbent Tracer Sampler. (9).....	53
Figure III.8: Gas Chromatographie avec Electron Capture Detector .....	55
Figure IV.1: L'évolution de la production d'huile avec l'injection d'eau .....	54
Figure V.1: La Pression En Tête De Puits RB37 (13).....	66
Figure V.2 : L'Interaction entre les puits RB15-RB37 (13).....	67
Figure V.3 : Résultats de Tube CAT (13) .....	67
Figure V.4: Résultat de Gaz Chromatographie RB37 (13) .....	68
Figure V.5: l'effet injection sur la production d'huile (13).....	69
Figure V.6: l'interaction entre les puits RB15-RB57 (13) .....	70
Figure V.7: Résultat de Gaz Chromatographie RB57 (13) .....	70
Figure V.8: l'interaction entre les puits RB15-RB45 (13) .....	71
Figure V.9: Résultat de Gaz Chromatographie RB45 (13) .....	72
Figure V.10: l'interaction entre les puits RB15-RB26 (13) .....	73
Figure V.11: Résultat de Gaz Chromatographie RB26 (13) .....	73
Figure V.12: Résultats de Tube CAT (13) .....	74
Figure V.13: L'interaction entre les puits RB15-RB46 (13).....	74



Figure V.14: Résultat de Gaz Chromatographie RB46 (13) .....	75
Figure V.15 : l'interaction entre les puits RB15-RB52 (13) .....	75
Figure V.16: Résultat de Gaz Chromatographie RB52 (13) .....	76
Figure V.17 : Résultat de Gaz Chromatographie RB52 (gaz lift) (13).....	76
Figure V.18: Profil D'injection De Rb15 .....	80

## **Liste des tableaux**

Tableau III-1 : Les Hydrocarbures Perfluorés. ....	43
Tableau III-2: Les paramètres physiques des HC perfluorés étudiés. ....	44
Tableau IV.1:: Historique Des Puits Injecteur.....	60
Tableau V.1 : Résultats du programme de traceur RB15 .....	76
Tableau V.2 : les résultats des analyses des échantillons RB19 et RB40. ....	<b>Erreur !</b>

**Signet non défini.**

## Lise des symboles

<b>Symboles</b>	<b>Signification</b>	<b>Unité</b>
B <sub>o</sub>	Facteur volumétrique du fond	STB
C	Compressibilité	(Kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
C <sub>o</sub>	Compressibilité d'huile	(Kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
C <sub>w</sub>	Compressibilité d'eau	(Kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
C <sub>g</sub>	Compressibilité du gaz	(Kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
C <sub>f</sub>	Compressibilité de la formation	(Kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
C <sub>t</sub>	Compressibilité totale	(Kg/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>
C	Capacité du puit	
C <sub>D</sub>	Capacité du puit adimensionnel	
H	La hauteur de la formation	m
k	La perméabilité	md
K <sub>Skin</sub>	Perméabilité après endommagement	mD
K	Diffusivité hydraulique	md/cP. (Kg/cm <sup>2</sup> )
P	Pression	Kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>D</sub>	Pression adimensionnelle	
P <sub>i</sub>	Pression initial	kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>wf</sub>	Pression de fond dynamique	kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>g</sub>	Pression du gisement	kg/cm <sup>2</sup>
Q	Débit volumétrique	Bbl/j
r <sub>w</sub>	Rayon du puits	m
r <sub>D</sub>	Rayon adimensionnel	
r <sub>e</sub>	Rayon de drainage	m
r <sub>skin</sub>	Rayon de la zone du Skin	
S	Le skin	
S <sub>o</sub>	Saturation d'huile	
S <sub>w</sub>	Saturation eau	
S <sub>g</sub>	Saturation de gaz	
t	Temps	
t <sub>D</sub>	Temps adimensionnel	Jour
φ	La porosité	
μ	Viscosité dynamique	cp
ρ	Masse volumique	kg/cm <sup>3</sup>
GOR	Rapport gaz huile	
ECD	Détecteur à capture d'électrons	
TCD	Détecteur de conductivité thermique	
FID	Détecteur à ionisation de flamme	
GC	Gas Chromatographie	
PF	Perfluorocarbone	



## INTRODUCTION GENERALE

---

### INTRODUCTION GENERALE

Au cours de la durée de vie du champ le taux de récupération des hydrocarbures par drainage naturel va diminuer. Il est en urgence question d'augmenter la production en exploitant mieux le réservoir tout en gardant l'efficacité de production des puits. Ce constat a conduit au développement de nouvelles techniques, dites récupération secondaire qui consiste à injecter de l'eau, ou du gaz ou tout autre type d'énergie externe pour retardé le déclin de la pression du gisement et essayer de maintenir son rythme de production.

L'exploitation du champ de REB a passé par différents phases de développement: déplétion naturelle, récupération secondaire par injection d'eau au début pour le balayage, en suite on a passé à l'injection du gaz pour le maintien de pression, puis on a développé une expérience d'injection massif du gaz pour atteindre la miscibilité, mais malheureusement on a pas arrivé à l'atteindre car la pression pour qu'il y ait miscibilité est supérieure à celle de fracturation du réservoir, par conséquence cette technique a contribué à la fracturation du réservoir. Et on est revenu à injecter de gaz avec une pression de 220 bars.

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 faire un essai d'interférence par injection 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.

Ces paramètres vont nous 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.

## INTRODUCTION GENERALE

---

- Le réseau de fractures rend la communication très complexe entre les différents puits, ce qui cause une interférence de l'injection.

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).

Afin de mieux développer le sujet de cette étude, on opté la division de ce mémoire en deux partie ; une théorique et l'autre partie pratique, avec trois chapitres pour chaque partie ; dont le premier chapitre décrit le champ du REB, le deuxième chapitre explique les essais de puits, tandis que le troisième chapitre est consacré aux traceurs chimiques. Le 1<sup>er</sup> chapitre dans la partie pratique se rapporte à l'historique d'injection de REB, et le deuxième sur l'injection de traceur chimiques et le dernier chapitre consacré à la modélisation de l'interférence.

Parce qu'on ne peut pas faire une modélisation en temps réel comme la technique de simulation le fait que le projet d'injection de traceurs chimique est achevé depuis 2001 ; alors on à opté la modélisation analytique par le logiciel SPS pour voir les paramètres réservoir et production affections l'interférence, et mesuré l'impacte de chaque paramètre et le taux de son influence sur l'interférence d'une façon directe ou indirecte, d'une manière groupé ou sépare. On à utilisé pour cette modélisation les paramètres de l'injection de traceurs chimique pour une cellule (la cellule ERB 68) ainsi que les donnés mesures et well test de la direction EP REB pour les années 2000 et 2001.

## **Chapitre 1**

## Introduction

Le gisement pétrolier de Rhourde El Baguel (REB), c'est un des plus grands et importants gisements du Sahara algérien, ayants une importance stratégique sur le plan économique et relationnel ; c'est un projet de coopération entre la compagnie Algérienne Sconatrach et la compagnie étrangère British Petroleum (BP) en Algérie, portant sur l'exploitation des réserves de pétrole brut par des techniques de récupérations assistées.

Deux significations proposées pour cette appellation. Pour certains Rhourde El Baguel signifie, grande dune, qui explique que la grande dune est à l'entrée du champ et quelle sert de repère. Pour d'autre, Rhourde signifie à tout seul, grande dune, El Baguel serait le nom d'un arbuste présent dans la région.

Ce gisement est situé à 1000 kilomètres au sud-est d'Alger et à environ 90 kilomètres au sud-est de Hassi Messaoud le plus grand gisement de pays. L'objectif du projet de REB est de doubler le niveau des réserves de pétrole recouvrables pour ce gisement au cours de 25 prochaines années et de Rehausser la capacité journalière de traitement à 28 millions m<sup>3</sup> de gaz et de 125000 bbl(barils) de pétrole brut.

### I.1 Situation géographique du champ

Le champ de RHOULDE EL BAGUEL est situé dans la partie Nord-est du Sahara algérien à environ 90 Km au Sud-est de HASSI MESSAOUD, sur la route d'ELBOURMA. Il s'étend du Sud-ouest au Nord-est sur une longueur de 11.2 Km et une largeur de 7km

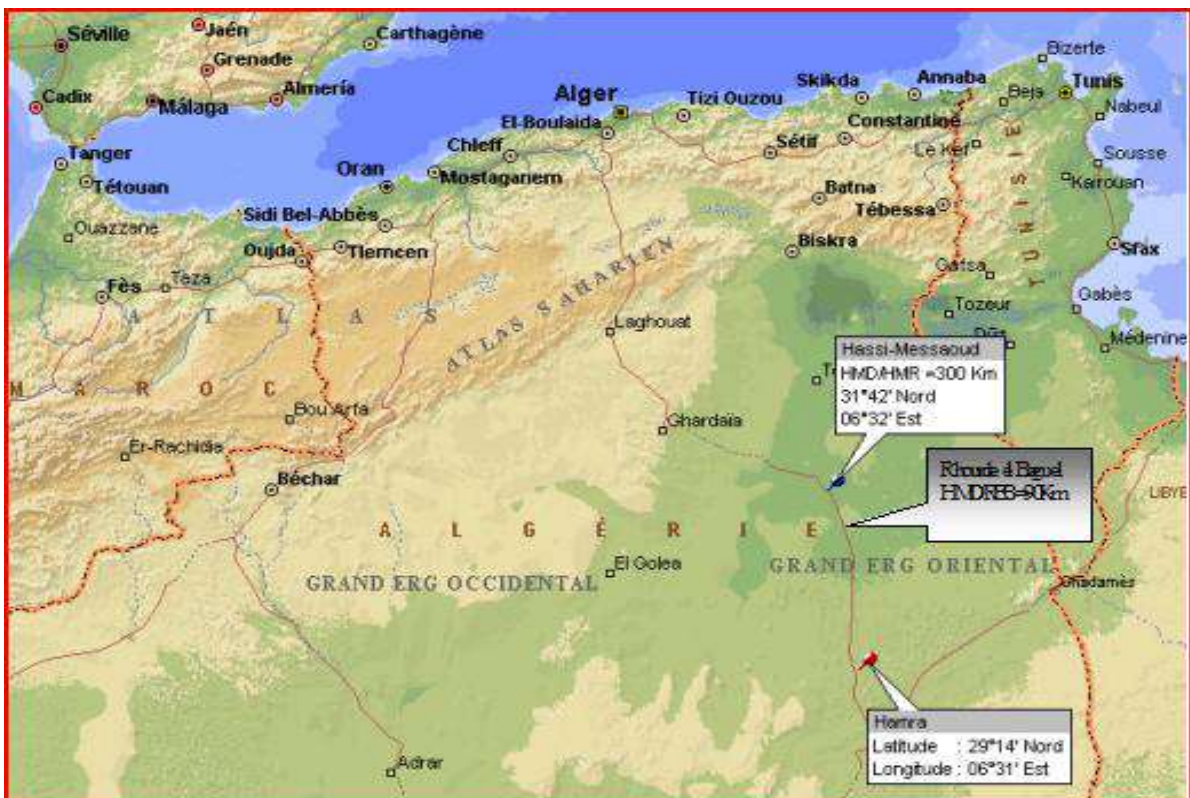


Figure - I.1: Situation géographique du champ de REB

## Chapitre I : Présentation De Région REB

Le gisement REB c'est présenté sous une forme d'un anticlinal asymétrique orienter du Nord-est et Sud-ouest, limité par deux failles majeures, la formation productrice est constituée des grés du cambrien, de porosité moyenne et faible perméabilité dont l'épaisseur est de 750m en moyenne.

Ce gisement de pétrole est situé de 2400 à 3200 mètres au-dessous de la surface, d'une envergure approximative de 10,000 acres. Les réserves ont été estimés à 461 millions de mètres cubes.

### I.1.1 Coordonnées géographiques

X = 6° 54' 00" à 7° 01' 00" (longitude Est)

Y = 31° 20' 00" à 31° 28' 00" (latitude Nord)

Altitude moyenne : 150 m.

### I.1.2 Cadre Géologique

Le Sahara algérien a été divisée en trois provinces pétrolières différentes :

- Province occidentale ;
- Province d'Ilizi et Berkine ;
- Province triasique ;

Chaque province est composée de plusieurs bassins séparés par des séries d'axes majeurs, horst anticlinaux, môles structuraux et ensellements.

Le champ de RHOURE-EL-BAGUEL se trouve sur le système de structures qui Borde à l'ouest la province d'Ilizi et de Berkine

## Affleurement du cambrien

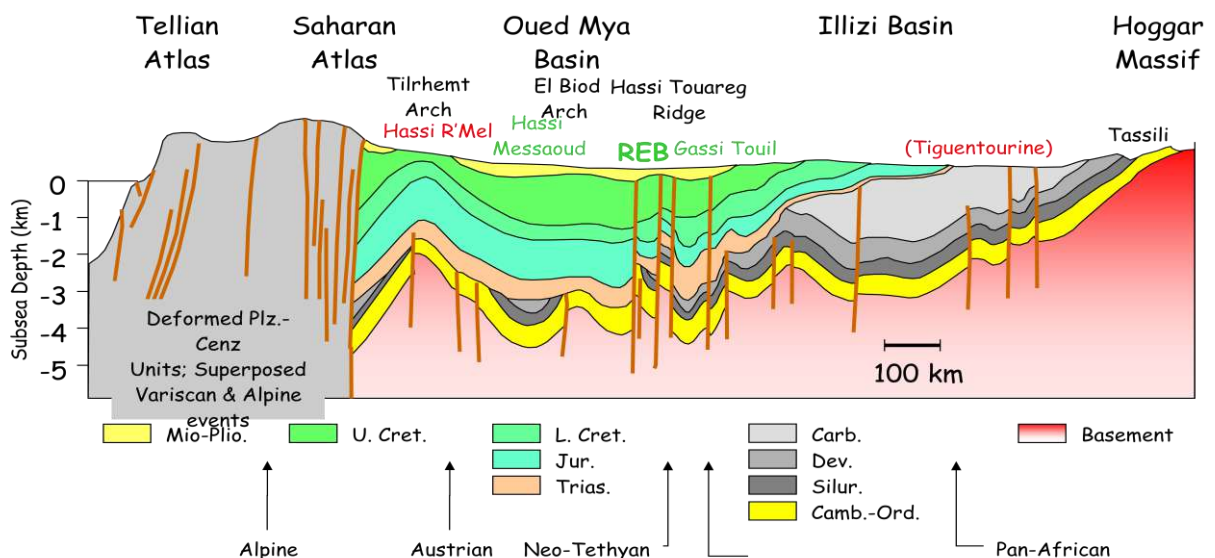


Figure I.2: Situation géologique du champ



### I.2 La Structure du champ

Structurellement le champ de Rhourde El Baguel est un anticlinal asymétrique faillé (d'environ 10 Km sur 5 Km), orienté NNE-SSW, avec une fermeture d'environ 770m.

La structure est limitée sur ses flancs Ouest et Sud-Est par de grands accidents qui font partie du système régional de la dorsale d'Amguid-El biod-Hassi Messaoud le rejet de ces grandes failles majeures est d'environ 1000m, attribuant à la structure un caractère de horst-anticlinal. De la côte intérieure de la structure, plusieurs failles de rejets plus petits affectent les formations cambriennes (réservoir), la figure (I-3) est une isobathe au toit du cambrien (Ri).

Le gisement de Rhourde El Baguel fait partie d'un groupe important de structures pétrolières du Bassin triasique Saharien.

L'histoire de ce bassin peut être regroupée en deux grandes périodes.

La période anti-discordance hercynienne et la période post- discordance hercynienne.

La période paléozoïque est marquée par plusieurs phase de déformation dont les plus actives seraient la phase calédonienne et la phase hercynienne (Beuf et al 1971, Massa et al, 1972).

Les phases les plus précoces pourront être à l'origine d'une fracturation du réservoir de Rhourde El Baguel, la phase hercynienne correspondant essentiellement a un serrage NO-SE, est responsable d'une importante structuration suivie d'une érosion portant localement le Cambro-ordovicien à l'affleurement. La période meso-cénozoïque comprend-elle aussi plusieurs grands cycles (A. Boudjema 1987)

- Une période distension marquée surtout par une distinction NO-SE.- Une période de compression très localisée dans le temps (Barremien Aptien).-Une période compression du tertiaire, surtout marquée dans le bassin par des serrages NO-SE à l'éocène et au Miocène.

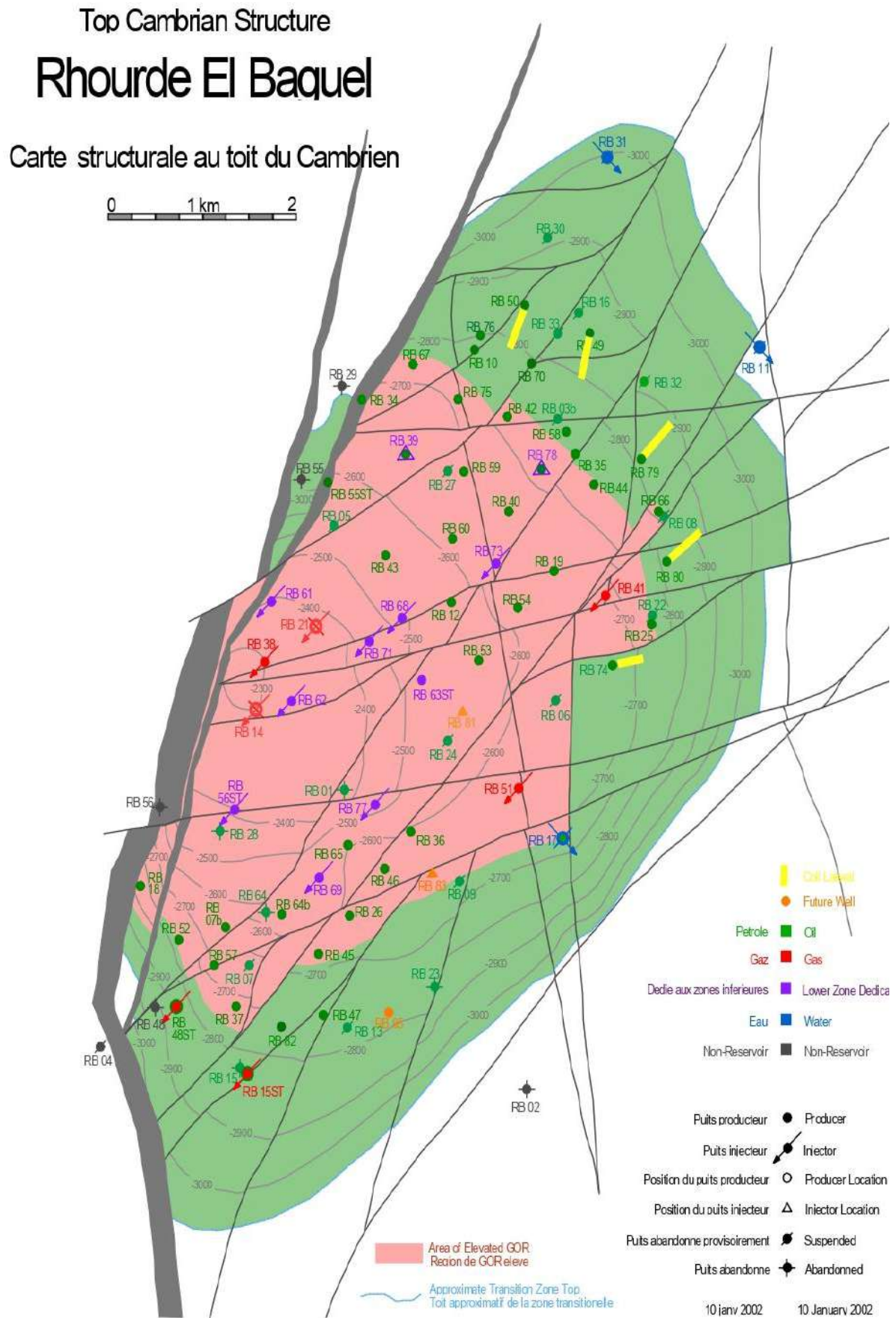


Figure I.3: Carte Structurale de Champ Rhourde el baguel (9)

# Chapitre I : Présentation De Région REB

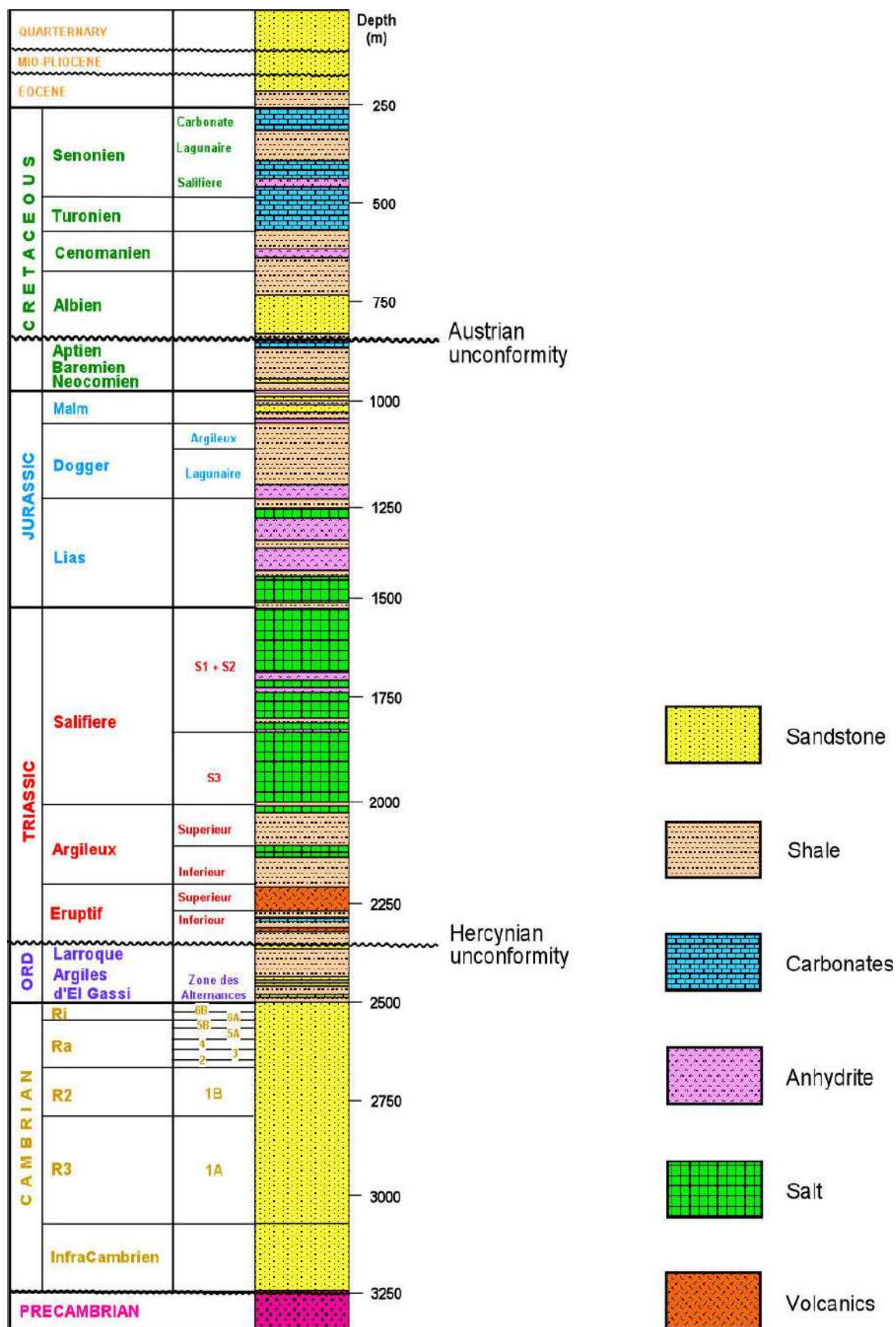


Figure I.4: Fiche stratigraphique du champ REB (12)

### I.3 Historique du champ

Le champ pétrolier (REB) a été découvert en 1959 par la compagnie américaine SINCLAIR OIL. Le mot Rhourde El Baguel signifie « Grande Dune », il est situé à 90 km au Sud-Est de Hassi Messaoud sur la bordure ouest du bassin de Ghadamès, sur une distance d'environ 1000 km d'Alger, dans la partie Nord-Est du Sahara Algérien.

La réserve initiale en place était de 460 millions de m<sup>3</sup> c'est à dire 2,9 milliards de barils d'huile. En octobre 1961, la compagnie SINCLAIR a foré les premiers puits du champ (un puits de production le RB-01 et un puits d'eau RB-101). Et à partir de février 1962, le champ a été mis en production par déplétion naturelle d'où plusieurs puits ont été forés.

En aout 1970 la compagnie SINCLAIR a quitté REB, cette dernière a déclaré sa volonté de vendre sa part de 28 % à ARCO mais le gouvernement algérien a refusé du fait de la nationalisation des hydrocarbures par le président Boumedienne en 1971 ; alors SONATRACH a acheté les 28% de SINCLAIR. SONATRACH commande l'exploitation exclusive du champ jusqu'à juillet 1996 où l'exploitation est passée vers le groupement SONARCO (l'Entreprise Nationale SONATRACH et ARCO Américaine), puis avec BP Exploration Limited en 2000.

#### \* Dates importantes:

- ✓ 1962: Découverte de gisement REB par la compagne SINCLAIR OIL.
- ✓ 1969: Fusion de SINCLAIR OIL avec ATLANTIC RICHFIELD.
- ✓ 1996: ARCO et SONATRACH signent un contact de partage de production.
- ✓ 1999: Achèvement de la première phase du projet de récupération assisté.
- ✓ 2000: BP remplace ARCO dans le projet de développement de REB.
- ✓ 2011 : Retrait de la compagnie BP avant l'échéance du contrat après conflit.
- ✓ 2012, Création de nouvelle Régionale dénommée « Rhourd El Baguel » au sein de la Division de Production de la SONATRACH.

#### \* Réalisations de l'association:

- ✓ Centre de Production Huile CPF (Central Processing Facility).
- ✓ Unité compression de gaz TCF.
- ✓ 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.
- ✓ 3 Manifold de collecte et test, LP, MP, HP, avec séparateur et ligne de test (retour au CPF).

## Chapitre I : Présentation De Région REB

### I.4 Exploitation du champ

#### I.4.1) Moyens de production

Le champ de REB comporte au total 99 puits, réalisés sur plusieurs années d'exploitation (1962-2001), la répartition selon le rôle, ainsi que les états des puits sont données dans le tableau (III-02) ci-après:

**Tableau I-1 : Répartition des puits de REB**

65 Puits producteurs d'huile		
	Nombre	Etat
	40	Puits ouverts
	08	Puits fermés
	02	Puits injecteurs du gaz lift
	11	Puits temporairement abandonnés
	04	Puits définitivement abandonnés
17 Puits injecteurs		
	Nombre	Etat
GAZ	09	Puits ouverts
	04	Puits fermés
	01	Puits temporairement abandonnés
EAU	02	Puits fermés
	01	Puits temporairement abandonnés
17 Puits producteurs d'eau		
	Nombre	Etat
	08	Puits miopliocène ouverts
	01	Puits Albien ouvert
	01	Puits Albien fermé
	07	Puits temporairement abandonnés

#### I.4.2) Problèmes de l'exploitation

Comme tous les champs pétroliers, il existe plusieurs problèmes d'exploitation à REB qui font influés de façon directe ou indirect sur la production de l'huile ; Parmi les problèmes majeurs on site :

##### I-4.2.1) Les dépôts de sel

La formation des dépôts de sels est un problème très rencontré à REB, soit au niveau des installations de surface, ou des installations du fond à cause de la grande salinité de l'eau produite qui atteint 350 mg/l. La formation de ces dépôts se fait à la suite de la variation de pression et température lors de la production. Ils peuvent se former sur les parois des canalisations (tubing, flow line) où même aux abords des perforations, ce qui cause de sérieux problèmes pour les producteurs. Le seul moyen pour élimination ces dépôts sont :

- ✓ Le grattage avec opérations WL.

## Chapitre I : Présentation De Région REB

---

- ✓ L'injection d'eau ; soit par pompage des bouchons, soit par injection d'eau continue.

### I.4.2.2) La 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 leurs états naturels de minerais.

Quelque soit la définition adoptée pour la corrosion, les résultats sont les mêmes ; soit à la réparation ou changement de la structure endommagée. Les moyens permettant la lutte contre la corrosion dans le champ de REB sont :

- ✓ L'injection en continue 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 un gaz pour activer leur descente (en production).

**NB :** A REB la plus part des ces problèmes sont actuellement métrisables suite aux installations réalisées dans le champ (Manifolds, Stations d'injection d'eau et d'inhibiteurs); le reste est de prévoir des procédés et des opérations d'intervention spécialisées, ce qui fait appel parfois à des compagnies de services contre des prix élevés, et suite à des demandes qui nécessitent du temps pour la réponse, et cela influe directement sur la production et le prix de revient du point de vue économique.



Figure I.5: Effet De Corrosion

## I.5 Les technique de récupération utilisées dans ce champ

### I.5.1 Injection d'eau

Le gisement a été exploité en dépression naturelle jusqu'à ce que la pression du fond de réservoir chute, c'est alors qu'un projet d'injection d'eau a été initié à la fin des années soixante-dix, notamment sur les puits RB17 et RB37. Cette injection a été arrêtée en 1991 à la

## Chapitre I : Présentation De Région REB

suite des ouvertures (percées) obtenues sur les puits producteurs avoisinant les puits injecteurs d'eau.

### I.5.2 Injection du gaz lift

L'injection de l'eau ne donnant pas des résultats satisfaisants, les exploitants ont eu recours à l'injection de gaz lift depuis 1990. Ce procédé consiste à l'injection de gaz sec comprimé à travers le tubage jusqu'au fond du réservoir, ensuite le brut est récupéré par le casing selon le mode d'injection, le gaz ainsi injecté servira à alléger la colonne de l'huile puis il sera récupéré à la surface.



Figure I.6: Skid de Gaz lift

### I.5.3 Injection de gaz miscible

L'injection du gaz miscible est une technique qui permet d'augmenter le rendement du gisement en injectant du gaz à une pression raisonnablement forte, cette technique permet aussi d'avoir un taux de récupération élevé en huile.

Le mélange brut-gaz qui en résulte, passe par des procédés de traitement afin qu'il soit injecté dans le gisement.

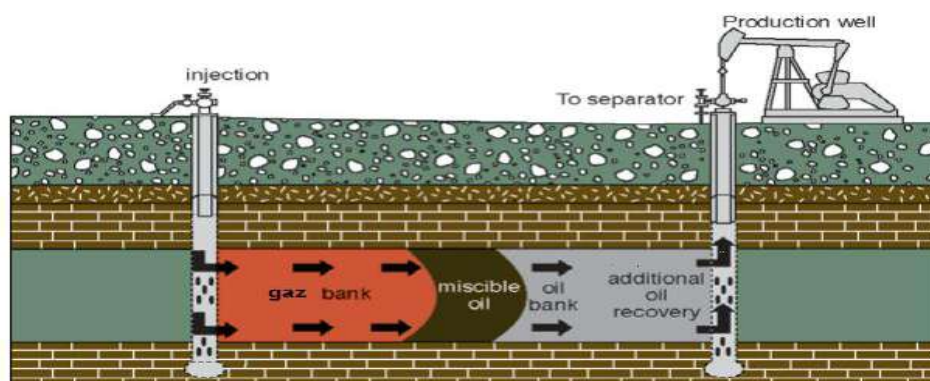


Figure I.7 : L'injection du gaz miscible.

## I.6 Type de liaison sur le champ REB

L'effluent de chaque puits est acheminé vers le manifold, grâce à une conduite de production (flow line), généralement de diamètre de 8 pouces.

## Chapitre I : Présentation De Région REB

---

Après le regroupement de ces lignes dans un manifold, la production des différents puits va se diriger vers le centre de traitement CPF à travers des conduites à différents systèmes : HP, MP, LP. Donc le type de réseau est celui par collecteur. On observe trois points de regroupement de collecte, il s'agit de trois manifolds situés dans différentes zones.



**Figure I.8 : Manifold**

### **I.6.1.1 Unité de compression – injection**

Elle est constituée de quatre trains de compression identiques (A, B, C, D) chaque train est composé d'un compresseur centrifuge tri- étages K2002/03/04 entraîné par une turbine à gaz à deux arbres et douze chambres de combustion.

Les trains reçoivent le gaz parfaitement sec provenant de la déshydratation au glycol et de la station ZINA à une pression de 30 bars, s'acheminent vers la phase de compression en redondance à travers les trois étages de compression de chaque train. Après chaque compression, le gaz subit un refroidissement par les aéroréfrigérant.

Le gaz obtenu sera acheminé vers les puits injecteurs à une pression 300 bars environ actuellement, elle a 228 bars.

### **I.6.1.2 Réseau FUEL Gaz**

Le fuel est le gaz utilisé comme gaz de démarrage des turbines et combustible nécessaire pour alimenter les fours, et les turbines à gaz...etc.

## **I.6.2 Les technologies avancées à REB**

Dans cette zone, les appareils et les machines sont contrôlés par des systèmes technologiques très avancés :

- Systèmes de contrôle à microprocesseurs de l'anti-pompage des compresseurs centrifuges de marque CCC (Controller Compressor Corporation).
- Système de mesure de débits ultrasons.
- Système d'étanchéité des compresseurs centrifuges à garniture sèche Turbines frame 5 de type D et C.



## Chapitre I : Présentation De Région REB

---

- DCS (Distributed control system) baser sur le système opératoire Windows NT ; C'est un système de visualisation et de commande de l'ensemble des ballons, vannes, pompes...etc.
- PLC (programmable logique contrôle) Automate programmable remplaçant les systèmes pneumatiques et les armoires à relais (EDR, Four F5001, Unité de

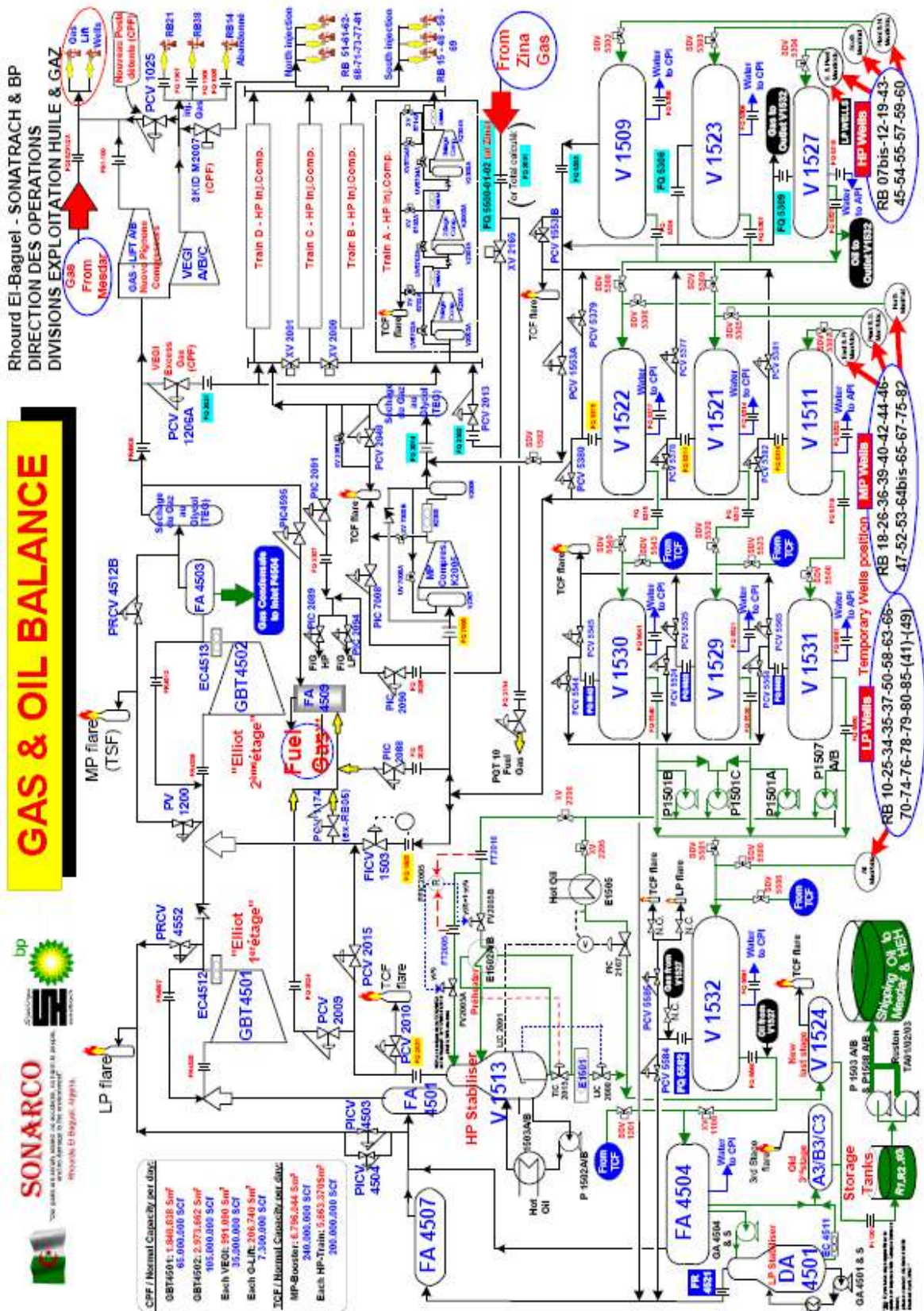


Figure I.9: SHEMA DE CPF & TCF RHOURDE EL BAGUE

### **Introduction**

L'analyse des essais de puits de pétrole est une branche de l'ingénierie des réservoirs. Les informations obtenues à partir d'essais transitoires d'écoulement et de pression sur les conditions du réservoir in situ sont importantes pour déterminer la capacité de production d'un réservoir.

L'analyse des transitoires de pression fournit également des estimations de la pression moyenne du réservoir. L'ingénieur de réservoirs doit disposer de suffisamment de renseignements sur l'état et les caractéristiques du réservoir/puits pour analyser adéquatement le rendement du réservoir et prévoir la production future selon divers modes de fonctionnement.

L'ingénieur de production doit connaître les conditions de production et des puits d'injection pour obtenir la meilleure performance possible du réservoir. Les pressions sont les données les plus précieuses et les plus utiles dans l'ingénierie des réservoirs. Directement ou indirectement, ils entrent dans toutes les phases des calculs techniques du réservoir. Par conséquent, la détermination précise des paramètres du réservoir est très importante. En général, l'analyse des essais de puits de pétrole est effectuée pour atteindre les objectifs suivants :

- Évaluer l'état du puits et la caractérisation du réservoir ;
- Obtenir les paramètres du réservoir pour la description du réservoir
- Déterminer si toute la longueur du puits de pétrole foré est également une zone de production ;
- Estimer le facteur skin ou les dommages liés au forage et à l'achèvement puits de pétrole. En fonction de l'ampleur des dommages, une décision concernant la stimulation du puits peut être prise.

### II.1 Principe des essais de puits :

Le but poursuivi lors d'un essai de puits est, d'une manière générale, d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir.

Pour cela, on impose une variation instantanée de débit en tête du puits et on mesure, en fonction du temps, l'évolution correspondante de la pression au fond du puits.

L'interprétation d'un essai de puits porte toujours sur une période où, juste après avoir varié, le débit est maintenu constant et où la pression est mesurée

- Si ce débit constant n'est pas nul, il s'agit d'un essai en débit qui provoque une baisse de pression en fond de puits (drawdown).
- Si ce débit constant est nul, il s'agit d'un essai puits fermé qui provoque une remontée de la pression en fond de puits (build-up)

S'il y a eu plusieurs variations de débit, cela influe sur le comportement de la pression de fond et il faut alors connaître l'historique des débits pour pouvoir interpréter. Aussi, les essais puits fermé sont préférables aux essais en débit pour lesquels la pression de fond risque d'être perturbée par des fluctuations intempestives du débit.

Cependant, les puits à gaz posent un problème spécifique qui justifie, quand cela est possible (temps suffisant,...) le recours à plusieurs débits.

Pour déterminer les caractéristiques du réservoir et la productivité du puits, la qualité des mesures de débit est aussi importante que celle des mesures de pression. Un soin particulier doit donc être apporté aux mesures des débits en surface.

En outre, au cours de l'essai de puits des échantillons des fluides produits sont prélevés et la température est enregistrée.(1)

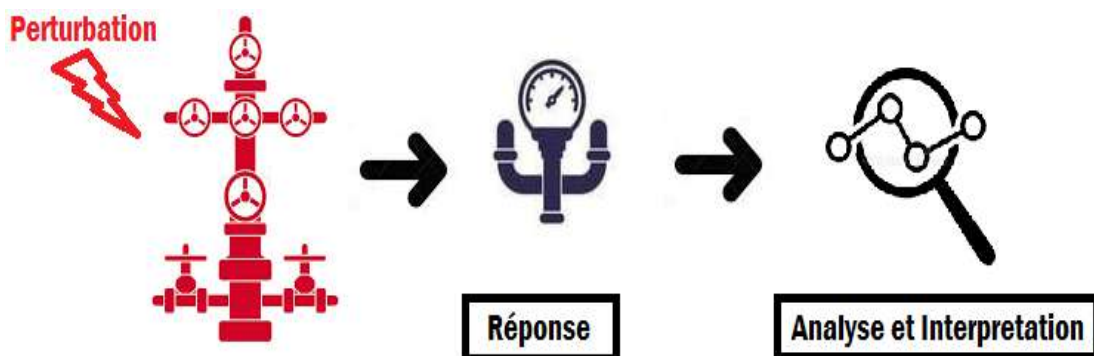


Figure II.1: Principe des essais de puits

### II.2 Les Différentes types des essais de puits

Ils existent plusieurs types d'essais de puits qui diffèrent selon la nature du puits et le but recherché

#### II.2.1 Test Drawdown

Un essai d'abaissement de pression est simplement une série de mesures de pression dans le trou de fond effectuées pendant une période d'écoulement à débit constant.

Habituellement, le puits est fermé avant l'essai d'écoulement pendant une période suffisante pour permettre à la pression de se stabiliser tout au long de la formation pour atteindre la pression statique.(2)

Le test Drawdown est pratiquement applicable aux :

- Nouveaux puits.
- Pour les puits où le test Build-Up provoque une énorme perte de production.

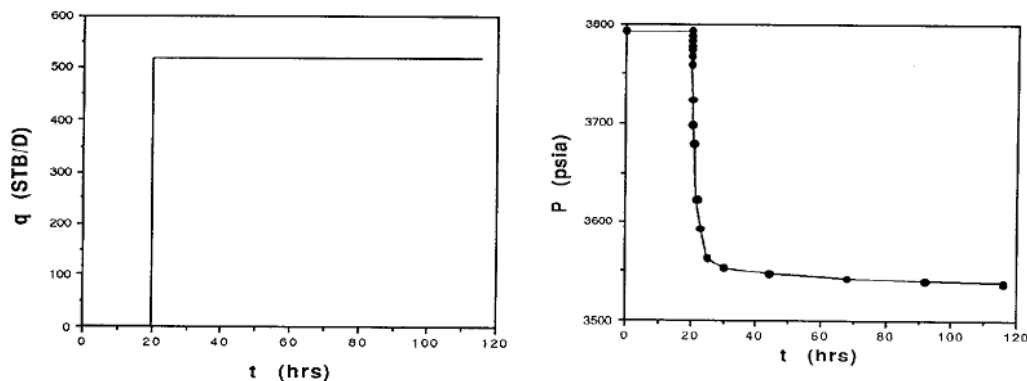


Figure II.2: Test Draw-down (3)

#### II.2.2 Test Build-Up

L'essai Build-up est la technique la plus familière, qui a été largement utilisée dans l'industrie pétrolière. En produisant un puits à débit constant pendant un certain temps, en fermant le puits (habituellement à la surface), en laissant la pression s'accumuler dans le trou de forage et en enregistrant la pression dans le trou de forage en fonction du temps. A partir de ces données, il est possible d'estimer la perméabilité de la formation et la pression de la zone de drainage, et de caractériser fréquemment les dommages ou la stimulation et l'hétérogénéité ou les limites du réservoir.

La connaissance des conditions mécaniques de surface et souterraines dans l'interprétation des données de test d'accumulation. Par conséquent, il est recommandé de déterminer les dimensions des essais, la profondeur du puits, etc.,

Avant l'interprétation des données commence. Habituellement, des observations de pression de courte durée sont nécessaires pour la délimitation complète des effets de stockage du puits de forage. Des données peuvent être nécessaires à des intervalles aussi courts que 15 secondes pour les premières minutes de certains tests

## Chapitre II : GENERALITE SUR LES ESSAIS DE PUITES

d'accumulation. Au fur et à mesure que le test progresse, l'intervalle de collecte des données peut être écoulé. (2)

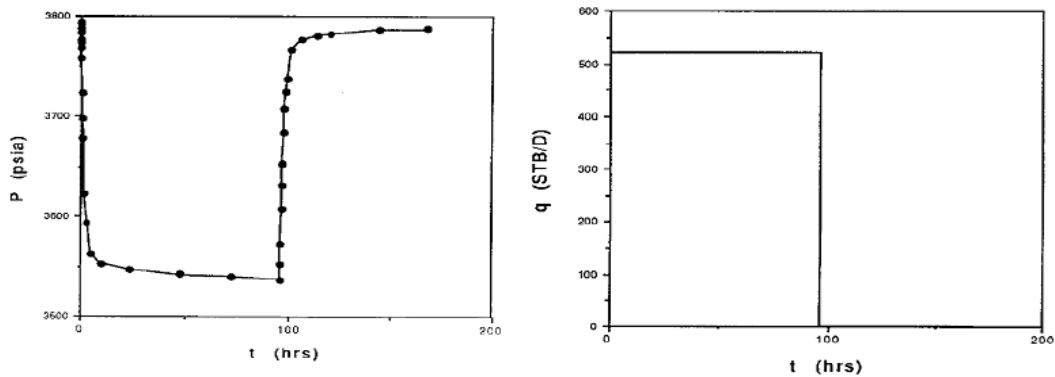


Figure II.3: Test Build-Up (3)

### II.2.3 Test Fall-Off

Ce test, qui est effectué sur un puits d'injection, est analogue à un test Build-up. Un puits d'injection est fermé et la réponse de pression au fond du trou est mesurée en fonction du temps. La réponse de pression peut être analysée pour estimer la perméabilité à la formation, le facteur skin et la pression moyenne actuelle du réservoir. La figure II.4 montre l'historique de débit et de pression typiques d'un essai de fall-off.(3)

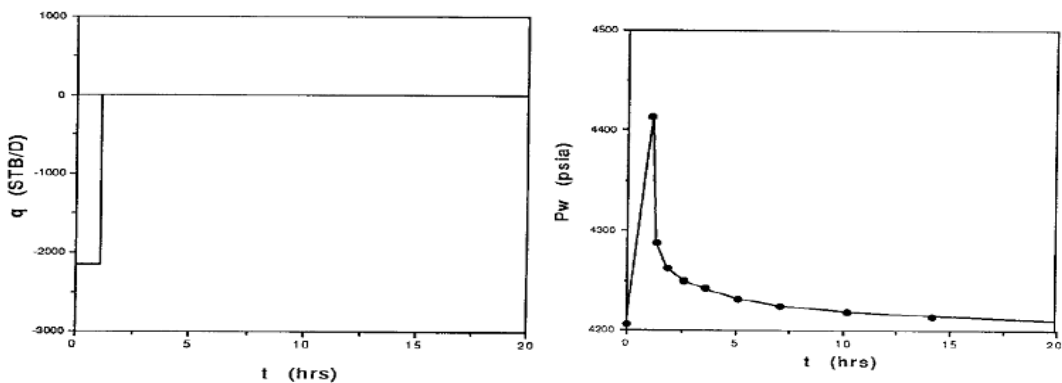


Figure II.4: Test Fall-off (3)

### II.2.4 Test d'Injectivité

Ce test, qui est effectué sur un puits d'injection, est analogue à un essai de Drawdown. Le puits est fermé de sorte que la pression au fond se stabilise à une pression statique du réservoir. Le fluide est ensuite injecté dans le puits à un débit constant et le taux d'injection et la pression au fond sont mesurés en fonction du temps. La réponse de pression mesurée peut être analysée pour estimer la perméabilité à la formation et le facteur skin. La figure 5 montre l'historique de débit et de pression typiques pour un test d'injectivité (3)

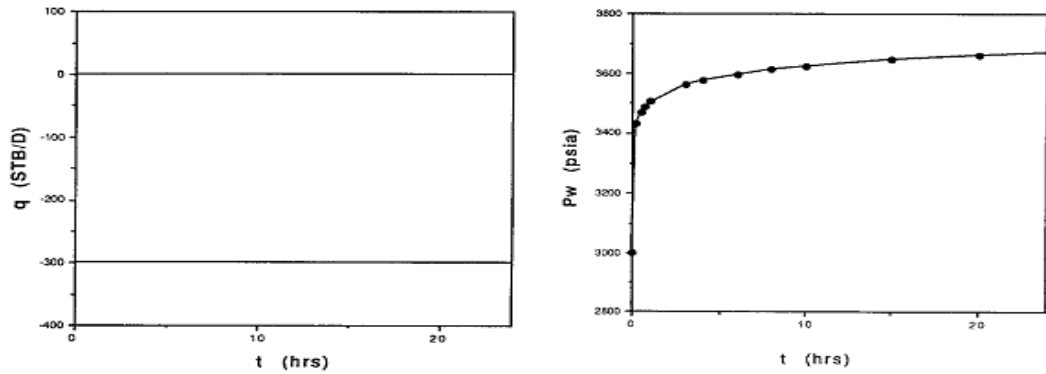


Figure II.5 : Test Injectivité (3)

### II.2.5 Test Par Palier

Il s'agit d'un test effectué sur un puits d'injection pour déterminer le gradient de fracture de formation. Dans cet essai, la vitesse d'injection dans un puits est augmentée de manière progressive sur des intervalles de temps égaux tandis que la pression de fond d'injection est mesurée. Les données de pression et de débit d'injection peuvent être analysées pour déterminer le gradient de fracture de formation. La figure II.6 montre les historiques de débit et de pression typiques pour un test de taux de pas.(3)

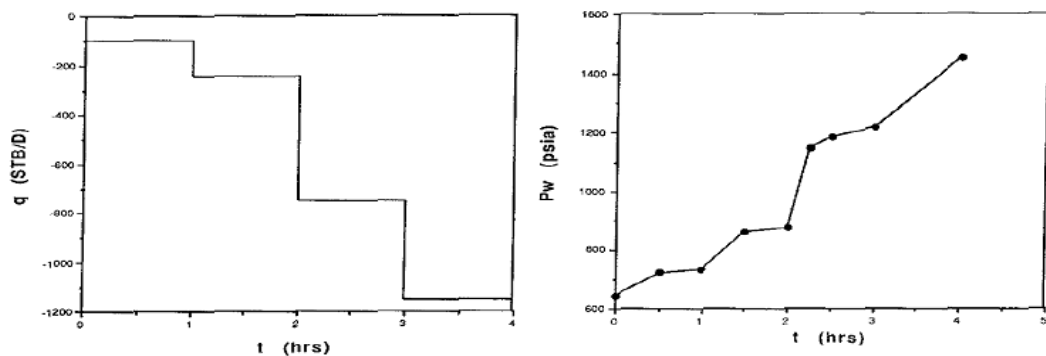


Figure II.6 : TEST PAR PALIER (3)

### II.2.6 Test D'interférence

Dans les essais précédents, un seul puits a été utilisé, la pression a été mesurée dans le puits où le débit a été modifié.

Les tests d'interférence impliquent plusieurs puits. Le puits où le débit est modifié est appelé puits actif et celui où la pression est mesurée est appelé puits d'observation. Des tests d'interférence sont utilisés pour déterminer s'il y a une communication entre les deux puits et pour caractériser la communication s'il y en a une. Ce sont aussi les seuls tests qui permettent de déterminer l'anisotropie de perméabilité horizontale d'un réservoir. La Mesure de la pression dans un puits d'observation a deux conséquences pratiques :

- Le signal mesuré est faible.
- Le signal est observé après un délai.

### ↳ Signal faible

La variation du débit provoque de fortes variations de pression dans le puits actif. Dans le puits d'observation, les variations de pression sont souvent très faibles. Elles varient habituellement entre 0,1 et 10 psi. Le fait que le signal soit si faible à plusieurs conséquences pratiques :

- Le manomètre du puits d'observation doit être sensible.
- Le puits d'observation doit être fermé pendant tout le test d'interférence : le débit d'un puits producteur fluctue toujours un peu. Ces fluctuations produisent des variations de pression de même niveau, voire supérieures, aux variations dues aux interférences et perturbent donc l'essai.
- Les marées peuvent perturber les interférences. L'attraction du soleil et de la lune sur la roche et les fluides du réservoir provoque des variations de pression cycliques d'environ 0,1 psi. Les marées rendent difficile l'observation d'interférences inférieures à ce niveau.

### ↳ Le signal est mesuré après un délai

Un test de puits dure entre plusieurs heures et plusieurs dizaines d'heures, mais un test d'interférence peut durer plusieurs semaines. Cette durée est nécessaire pour que la perturbation générée par le puits actif puisse atteindre le puits d'observation. Cette longue durée a deux conséquences opérationnelles majeures : - Le capteur doit avoir peu de dérive sur une longue période. Les manomètres utilisés dans un essai d'interférence doivent pouvoir mesurer de faibles variations de pression sur plusieurs jours à plusieurs semaines. Il est donc crucial d'utiliser des manomètres sensibles qui ne dérivent pas avec le temps. À l'heure actuelle, seuls les manomètres à quartz répondent à ces exigences. Les goujons de déformation ont une sensibilité suffisante, mais trop de dérive (plusieurs psis par semaine)

D'autres puits peuvent perturber le test d'interférence, alors que l'opérateur souhaite habituellement que l'interférence ne soit due qu'à la variation du débit dans le puits actif. En pratique, d'autres puits sont situés à une distance comparable. Ils peuvent aussi nuire au puits d'observation. Il est de la plus haute importance de maintenir le débit constant tout au long de l'essai dans ces autres puits afin que le signal mesuré au puits d'observation soit facile à interpréter.(4)

## II.3 Equation de diffusivité

### II.3.1 La loi de Darcy

La loi de Darcy est utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux. Il peut exprimer en fonction de la vitesse de filtration du fluide.

$$\vec{V} = \frac{K}{\mu} \overrightarrow{\text{grad } P} \quad \text{Équation II.1}$$

En écoulement permanent radial circulaire, la loi de Darcy s'écrit :



$$q = \frac{2\pi K h}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad \text{Équation II.2}$$

k : perméabilité

h : hauteur de la formation

$\mu$  : viscosité dynamique

q : débit

### II.3.2 L'équation d'état

La densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente de fluides mobiles :

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad \text{Équation II.3}$$

$\rho$  : masse volumique

### II.3.3 La loi de conservation de la masse

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées et sorties pendant l'intervalle de temps :

$$\text{div } \rho \vec{V} + \rho \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad \text{Équation II.4}$$

### II.3.4 L'équation de diffusivité

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression en fonction du temps dans le réservoir.

Considérons l'équation de conservation de la masse. Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy et l'équation d'état (utilisant l'équation pour un fluide peu compressible), nous obtenons l'expression suivante :

$$\Delta P + C_e (\text{grad } P)^2 - \frac{\rho \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad \text{Équation II.5}$$

Et pour résoudre cette équation, on prend en considération deux hypothèses :

- ✓ La compressibilité des fluides faible est considérée comme constante (c'est le cas du liquide : huile).
- ✓ Le gradient de pression est faible (les vitesses d'écoulement sont faibles dans le réservoir). Donc le terme  $[C_e (\text{grad } P)^2]$  est infiniment petit devant les termes de l'équation précédente, donc on peut la simplifier comme suit :

$$\Delta P - \frac{\rho \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad \text{Équation II.6}$$

## Chapitre II : GENERALITE SUR LES ESSAIS DE PUITES

Où :  $K = \frac{k}{\phi \mu C_t}$  est la diffusivité hydraulique du milieu (c'est le rapport de la mobilité  $\frac{k}{\mu}$  et la capacité de compressibilité totale du réservoir ( $\phi C_t$ ). Avec :

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g \quad \text{Équation II.7}$$

$$C_e = C_t / S_o \quad (C_e : \text{compressibilité équivalente})$$

$C_t$  : compressibilité totale

$C_o$  : compressibilité d'huile

$C_w$  : compressibilité d'eau

$C_g$  : compressibilité du gaz

$S_o$  : saturation d'huile

$S_w$  : saturation eau

$S_g$  : saturation de gaz

Si l'écoulement est radiale circulaire, l'équation de diffusivité s'écrit :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad \text{Équation II.8}$$

### II.3.5 Résolution de l'équation de diffusivité

La résolution de l'équation de diffusivité pour les différentes géométries d'écoulement avec les conditions aux limites est plus facile en introduisant les variables adimensionnelles, et dépend des conditions initiales et celles aux limites, ces conditions sont exprimées comme suit :

- ✓ La pression à l'instant initial est égale à la pression de gisement.
- ✓ Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.
- ✓ Réservoir infini c'est-à-dire à la limite de la zone de drainage du puits, la pression est égale à la pression de gisement

L'équation de diffusivité vérifie :

$$P_i - P_{(r,t)} = - \frac{q_o b_o \mu_o}{4\pi k h} \text{Ei}(-x) \quad \text{Équation II.9}$$

Ei(-x): est la fonction exponentielle intégrale définie par :

$$\text{Ei}(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} \quad \text{Et} \quad x = \frac{\phi \mu r^2 C_t}{4kt}$$

On remplace "x" dans l'équation II-9 on obtient :

## Chapitre II : GENERALITE SUR LES ESSAIS DE PUITES

$$P_i - P_{(r,t)} = - \frac{q_o b_o \mu_o}{4\pi kh} \text{Ei} \left( \frac{-\phi \mu r^2 c_t}{4kt} \right) \quad \text{Équation II.10}$$

Et comme on enregistre souvent la pression dans les essais de puits au fond du puits la solution deviendra en remplaçant « r et P » par «  $r_w$  et  $P_{wf}$  », et en tenant compte du facteur de Skin :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{hk} \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad \text{Équation II.11}$$

En utilisant les grandeurs sans dimension suivantes :

- Pression :

$$P_D = \frac{kh}{141.2 q B \mu} \Delta P \quad (\text{En unités pratiques US}) \quad \text{Équation II.12}$$

- Longueur :

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{En unités pratiques US}) \quad \text{Équation II.13}$$

- Temps :

$$t_D = \frac{0.000264 k \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (\text{En unités pratiques US}) \quad \text{Équation II.14}$$

En fin l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad \text{Équation II.15}$$

### II.3.6 Méthode d'interprétation

Les méthodes d'interprétation des essais de puits peuvent être classées en deux grandes familles :

- ❖ Les méthodes conventionnelles.
- ❖ Les méthodes modernes : utilisant les courbes types.

## II.4 Equipements de fond

### II.4.1 Fonctions de base à assurer

La réalisation d'un test, et tout particulièrement d'un test en trou ouvert, impose de pouvoir

- S'affranchir de la pression exercée par la colonne de boue sur la zone à tester et diminuer la pression en face de cette zone jusqu'à une valeur inférieure à celle des fluides contenus dans la couche.

## Chapitre II : GENERALITE SUR LES ESSAIS DE PUIITS

---

- Canaliser ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution de la boue ou d'éruption.
- Maintenir, sur les formations non testées, la pression exercée en forage par la colonne de boue pour éviter leur éboulement ou la venue des fluides qu'elles contiennent.
- D'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue.
- D'enregistrer en fond de puits la température, la pression et leurs variations tout au long du test.
- Procéder, en fin de test, à la remontée de la garniture de test après avoir remis l'ensemble du puits sous fluide de contrôle (5)

### II.4.2 Composants de base de fond

Les éléments de base d'une garniture de test, permettant en particulier d'assurer les fonctions vues au paragraphe précédent, sont les suivants :

- **Le tubulaire** proprement dit, constitué selon le cas de **tiges de forage** ou **detubing**. Cette tubulaire sert :
  - De conduit pour l'effluent qui sera produit,
  - De support pour les autres éléments.

Les tiges de forage sont plus particulièrement utilisées dans le cas de tests en cours de forage (**DST** : Drill Stem Test) de courte durée d'une zone à faible ou moyenne pression.

Dans les autres cas, et tout particulièrement s'il y a risque de présence d'acide sulfurique **H<sub>2</sub>S** on préfère utiliser des tubings qui présentent une meilleure étanchéité au niveau des raccords.

- **Un packer** : Ce manchon en caoutchouc situé au-dessus de la zone à tester s'applique sur les parois du trou par compression, réalise l'étanchéité et sépare le puits en deux zones sans communication entre elles.
- **Un tester** : C'est principalement une vanne (ou plusieurs) qui peut être ouverte ou fermée à volonté. Descendue fermée, elle est surmontée à l'intérieur des tiges d'un coussin de liquide de densité et de hauteur adaptées (tampon d'eau ou de gaz) de manière à ce que la pression hydrostatique correspondante soit inférieure à celle des fluides présents dans la zone à tester.

L'ouverture du tester, après que le packer ait été ancré, permet de décompresser les fluides sous packer et ceux contenus dans la zone testée à la pression créée par le fluide tampon présent au-dessus du tester, cette décompression permet le débit des fluides.

La fermeture du tester, le packer étant toujours ancré permet d'arrêter le débit (sans utiliser la pression hydrostatique de la boue) et de provoquer la remontée

## Chapitre II : GENERALITE SUR LES ESSAIS DE PUITES

---

de pression. Sa position proche du fond du puits minimise la perturbation liée à la recompression du volume dans le puits (effet de capacité) lors de la remontée de pression.

Ces opérations d'ouverture et de fermeture du tester, packer ancré, peuvent être répétées autant de fois que nécessaire.

- **Des porte-enregistreurs :** Ils reçoivent les enregistreurs de pression et de température. Suivant leur place et leur agencement dans la garniture, les enregistreurs de pressions permettent d'enregistrer soit la pression régnant à l'intérieur de la garniture soit la pression régnant à l'extérieur de la garniture, et donc en particulier l'évolution de la pression de fond lors de la phase de débit (Drawdown) et lors de la phase de fermeture (Build-up).
- **Une vanne d'égalisation :** La réalisation du test entraîne un régime de pression sous le packer différent de la pression hydrostatique de la boue qui s'exerce au-dessus du packer.

Afin de pouvoir décompresser et désancrer le packer à la fin du test, il est indispensable d'égaliser les pressions de part et d'autre du packer.

Pour cela on utilise une vanne d'égalisation située entre le packer et le tester. En fin de test, elle permet d'ouvrir une communication entre l'annulaire et l'intérieur de la garniture de test (partie en dessous du tester) et donc

- D'égaliser les pressions de part et d'autre du packer,
- De repousser, sous réserve que l'injectivité soit suffisante, les effluents produits (situés dans la garniture en dessous de ce point) dans la formation testée en pompant de la boue de forage en tête d'espace annulaire, les mâchoires annulaires des BOP étant fermées.

Lors de la descente du train de test, cette vanne est en position ouverte et sert de by-pass pour le passage du fluide du dessous au-dessus du packer au fur et à mesure que la garniture est descendue. Elle sera fermée avant l'ouverture initiale du tester.

- **Un dispositif de circulation inverse :** A la fin du test, si le puits a été productif, le train de test se trouve partiellement ou complètement rempli par l'effluent. Il est alors dangereux de réaliser la manœuvre de remontée avec ce fluide inflammable à l'intérieur de la garniture de test.

Un dispositif de circulation inverse, situé au-dessus du tester, permet d'ouvrir un orifice sur l'espace annulaire et de récupérer l'effluent situé dans la garniture par circulation inverse. Pour raison de sécurité cette vanne est généralement doublée. (5)

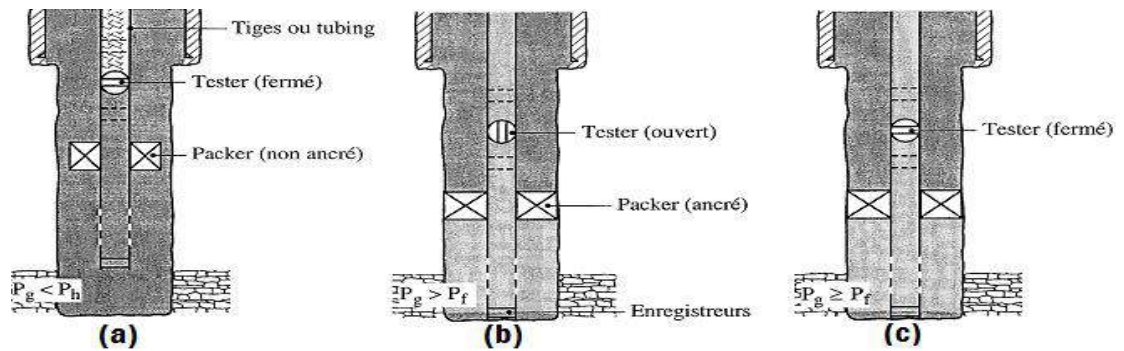


Figure II.7: Composants de base de fond (5)

### II.5 Equipements de surface

#### II.5.1 Fonctions de base à assurer

L'équipement de surface doit permettre en particulier :

- De supporter les pressions en tête et d'assurer la sécurité en surface
- De maintenir un (ou des) débit(s) compatible(s) avec la capacité des installations et le programme de test
- De récupérer des échantillons
- Le cas échéant, de mesurer le débit de l'air contenu dans la garniture au début du test et poussé par le débit de l'effluent venant du fond du trou
- De séparer l'effluent s'il arrive en surface pour compter séparément l'huile, le gaz et l'eau
- De connaître les conditions de débit, de séparation, de comptage et d'échantillonnage
- De stocker ou brûler l'effluent.

#### II.5.2 Les équipements de base en surface

Sont les suivants :

- **Une tête de contrôle** : appelée aussi tête d'éruption, elle est équipée entre autres d'une vanne de sécurité.

Elle permet en particulier d'orienter l'effluent vers les installations de surface et de fermer le puits en tête en cas de nécessité.

- **Un manifold de duses** : Il permet de régler le débit du puits et d'abaisser la pression de l'effluent de manière à être en-dessous de la pression de service des équipements en aval.
- **Un réchauffeur ou un échangeur à vapeur** : Dans le cas d'une huile, et tout particulièrement d'une huile visqueuse, il favorise l'écoulement de l'huile et la séparation huile-eau en diminuant la viscosité de l'huile.

Dans le cas d'un gaz, il permet de réchauffer le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates. Dans ce cas, la détente du gaz n'est pas faite en une seule fois au

## **Chapitre II : GENERALITE SUR LES ESSAIS DE PUITTS**

---

niveau du manifold de duse, mais en plusieurs fois. En particulier, on dispose d'une duse à mi serpentin dans le réchauffeur ou l'échangeur.

- **Un séparateur** Il permet de séparer les différents fluides (gaz, huile et eau éventuellement) et par là-même il permet le comptage et l'échantillonnage de chacun de ces fluides séparément.
- **Un bac de stockage** A certains moments du test, on y envoie l'huile sortant du séparateur. Cela permet d'étalonner le ou les compteurs huile, de prendre en compte certains phénomènes tels que le dégazage de l'huile en aval du séparateur ou la décantation supplémentaire d'eau qui est encore dispersée (en émulsion) dans l'huile à la sortie huile du séparateur.
- **Un bassin et une torche à gaz ou des brûleurs** : Ils permettent d'évacuer les fluides produits.
- **Un système d'arrêt d'urgence (ESD : Emergency Shut Down)** Il permet de fermer le puits et de mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin (5)

### **Conclusion**

Un test de puits est une opération délicate qu'il faut soigneusement préparer.

- D'obtenir des informations maximales.
- Travailler avec une sécurité maximale.

Le programme doit clairement définir les objectifs de l'essai et les prioriser. Ont recueilli les informations essentielles, même s'il s'est avéré impossible d'exécuter le programme de test jusqu'à son terme.

Toutes les informations relatives à la progression effective de l'essai doivent être enregistrées

Il est donc fondamental de bien définir les objectifs principaux, la tâche et la responsabilité de chaque personne.

### III.1 C'est quoi un traceur chimique

L'IUPAC (Union Internationale de Chimie Pure et Appliquée) définit un traceur comme étant "une substance étrangère mélangée ou attachée à une substance donnée pour permettre de déterminer la distribution ou la position de cette dernière". A partir de cette définition et des caractéristiques des différents traceurs, on peut les classer comme étant

- Physiques s'ils sont attachés à l'objet à tracer.
- Chimiques lorsque ceux-ci ont des propriétés similaires à la substance marquée et qu'ils sont mélangés avec cette substance.
- Isotopiques si les traceurs sont constitués d'isotopes stables et peu courants de l'élément à tracer.
- Radioactifs si les traceurs, physiques ou chimiques, possèdent la radioactivité comme propriété distinctive qui permet leur détection. Dans cette thèse, nous développerons principalement les traceurs chimiques.

La première interrogation lorsque l'on parle d'un traceur concerne généralement son utilité. Un traceur sert à déterminer la distribution et/ou la position d'un objet, d'un fluide ou d'une substance dans l'espace et dans le temps quand cela n'est pas possible directement. Il doit donc posséder un certain nombre de caractéristiques pour pouvoir remplir cette fonction, celles-ci seront décrites suivants :

- **Être détecté :** Un traceur doit avant tout pouvoir être détecté et ce de manière la plus simple qui soit, sans ambiguïté et avec le maximum de précision possible. Les possibilités de détection pour un traceur sont directement liées à ses propriétés physico-chimiques et en conséquence aux outils de détection requis. Chaque outil de détection possède ses propres limites. Les limites d'une technique de détection peuvent être liées à sa résolution, temporelle comme spatiale, à sa sensibilité, à sa portabilité ou encore à son prix.

- **Être quantifié :** La quantification d'un traceur n'est pas toujours nécessaire et ceci dépend du cahier des charges. En effet, certains traceurs renseignent uniquement sur la position de la substance ou de l'objet à tracer et nécessitent donc uniquement de pouvoir être détectés afin d'établir un constat simple et rapide sur leur présence.

De nombreux traceurs nécessitent cependant de pouvoir être quantifiés. Cette quantification peut alors permettre d'affiner l'étude de la distribution. Dans le cas du traçage d'une molécule dans des organismes biologiques, cela permet notamment de connaître les zones d'accumulation préférentielles du traceur. L'objectif est de pouvoir déterminer, non seulement la position dans le temps ou dans l'espace, mais également la quantité ou concentration de la substance ou de l'objet à tracer. La quantification d'un traceur est indéniablement une caractéristique supplémentaire intéressante pour l'utilisation d'un traceur. Il faut alors distinguer deux limites :



## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

---

- La limite de détection.
- La limite de quantification.

La limite de détection correspond à la concentration à partir de laquelle il est possible de détecter le traceur sans ambiguïté et donc de conclure sur sa présence (ce point est lié à la sensibilité de l'ensemble détecteur-traceur). La limite de quantification, quant à elle, correspond à la concentration à partir de laquelle, il est non seulement possible de détecter le traceur, mais également de le quantifier, c'est-à-dire de déterminer une relation mathématique entre sa concentration et le signal obtenu.

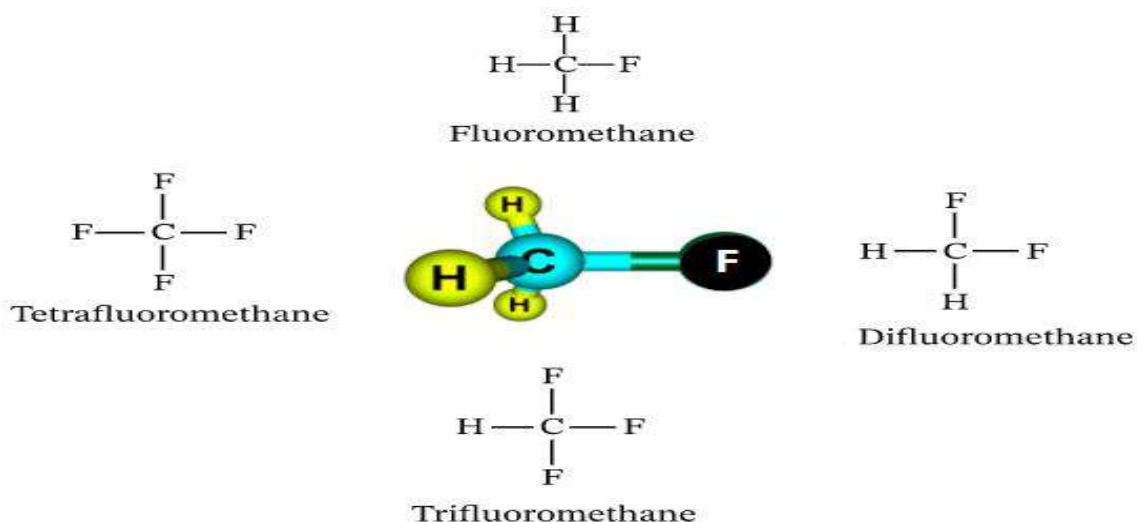
➤ **Coder** : La codification d'une information est un outil supplémentaire lié aux propriétés intrinsèques du traceur. Cette information peut être chiffrée à la manière d'un code-barres sur un produit de consommation. Cette propriété d'un traceur est particulièrement intéressante dans le cadre des applications d'anti-contrefaçon ou dans le cas de multiples traçages sur une même zone. Pour protéger un matériau ou un objet contre la contrefaçon, une information peut alors être codée au sein de l'objet. De cette façon, si le mode de détection est découvert, l'information reste secrète. Ce code connu uniquement du fabricant peut faire référence à un objet unique ou à une date, un lieu ou un fabricant particulier.

Des encres luminescentes contenant des codes ont pu être réalisées en faisant varier la taille et la concentration de quantum dots à l'intérieur de celles-ci. La technique permet alors de créer un million de codes uniques par la combinaison de six tailles de particules différentes et de dix concentrations utilisables. Cette encre anti-contrefaçon peut être incluse dans la fabrication de billets de banque, de passeports ou de papiers d'identité. (6)

### III.2 Catégorie de Traceurs chimiques

#### III.2.1 Hydrocarbures halogénés (halocarbures)

Sont les molécules d'hydrocarbures où plus d'un atome d'hydrogène est remplacé par des atomes halogènes et, en outre, que des atomes de différents éléments halogènes sont présents.



**Figure III.1: Exemples des Hydrocarbures halogénés**

Par exemple les fréons (Freon-11 ( $\text{CCl}_3\text{F}$ ), freon-12 ( $\text{CCl}_2\text{F}_2$ ) et freon-113 ( $\text{C}_2\text{Cl}_3\text{F}_3$ ) ont été étudiés en détail dans des essais de déplacement de tube mince par Craig afin d'examiner leur applicabilité pour le traçage des injections de  $\text{CO}_2$ . Les résultats ont été positifs (cependant, leur comportement par rapport au mouvement du méthane n'a pas été signalé) (7)

### III.2.2 Les Hydrocarbures Perfluorés

Avec les halocarbures, un autre groupe de composés, les hydrocarbures perfluorés, ont été appliqués avec succès dans des études environnementales. **Les PFC** ont été principalement utilisés comme réfrigérants pour les équipements électroniques ; en raison de leur inertie chimique et de leur résistance diélectrique élevée, ils sont extrêmement utiles pour le refroidissement par convection ou par ébullition. L'inertie chimique des PFC facilite leur séparation des autres composés interférents pendant l'analyse chromatographique. Par combustion catalytique, d'autres composés tels que les fréons ou les hydrocarbures seront détruits alors que les PFC sont plus stables et resteront inchangés si la température n'est pas trop élevée. La stabilité des PFC empêche leur perte dans le réservoir par dégradation par réactions chimiques. La stabilité des composés les rend également biologiquement inactifs ; leur utilisation est donc parfaitement sûre (Dietz 1983).

Dans le traitement d'échantillons fortement dilués, il faut tenir compte de la perte de PFC par adsorption sur les surfaces. Les PFC peuvent être adsorbés sur la surface de l'acier au carbone et ils sont solubles dans les élastomères fluorés (ex., Viton), le caoutchouc de silicium et les polymères fluorés (ex., le téflon). Polyoléfines, polyuréthane et nylon urs, cependant, tout à fait compatible, comme l'acier inoxydable et l'aluminium spécialement l'aluminium traité.

Comme presque tous les hydrocarbures, les PFC s'adsorbent facilement sur du charbon de bois. Contrairement à la plupart des hydrocarbures, les PFC sont

### Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

thermiquement stables à des températures très élevées en l'absence de catalyseurs réducteurs, ce qui permet une récupération thermique pour analyse ultérieure.

Outre leur inertie, les PFC sont des traceurs potentiels en raison de leur grande affinité pour la réaction avec les électrons. Cela fait d'eux certains des composés les plus sensibles pour la détection sur le ECD. (Dietz, 1987).

La sélection des PFC potentiels en tant que traceurs de gaz dans l'injection du réservoir doit être limitée aux composés cycliques (déteabilité plus élevée) avec un point d'ébullition assurant que les composés seront principalement en phase gazeuse dans le réservoir. Cela ne signifie pas que les composés doivent être un gaz dans des conditions standard. La forte dilution du traceur garantit que la pression partielle du composé ne dépassera pas la pression de vapeur. Outre les deux PFC étudiés, PMCP et PMCH, plusieurs autres possèdent des propriétés qui en font des traceurs potentiels. Parmi ceux-ci figurent le PDCB (perfluorodiméthylcyclobutane), le PDCH (perfluorodiméthylcyclohexane) et le PTCH (perfluorotriméthylcyclohexane). Le tableau II-2 donne quelques propriétés des composés(8)

**Tableau III-1 : Les Hydrocarbures Perfluorés.(9)**

NOM	Abréviation	Formule chimique	Limite de détection FI
Perfluorodiméthylcyclobutane	PDCB	C <sub>6</sub> F <sub>12</sub>	0,2
Perfluorodiméthylcyclopentane	PMCP	C <sub>6</sub> F <sub>12</sub>	0,2
Perfluorodiméthylcyclohexane	PMCH	C <sub>7</sub> F <sub>14</sub>	0,9
Perfluoro trans 1,3 diméthylcyclohexane	Mt-PDCH	C <sub>8</sub> F <sub>16</sub>	
Perfluoro cis 1,4- diméthylcyclohexane	Pc-PDCH	C <sub>8</sub> F <sub>16</sub>	
Perfluoroéthylcyclohexane	PECH	C <sub>8</sub> F <sub>16</sub>	
Perfluoro trans 1,2-diméthylcyclohexane	ot-PDCH	C <sub>8</sub> F <sub>16</sub>	1
Perfluoro cis 1,3-diméthylcyclohexane	mc-PDCH	C <sub>8</sub> F <sub>16</sub>	4
Perfluoro trans 1,4-diméthylcyclohexane	pt-PDCH	C <sub>8</sub> F <sub>16</sub>	1,5
Perfluoro triméthylcyclohexane	1-PTCH	C <sub>9</sub> F <sub>18</sub>	3,5
Perfluoro triméthylcyclohexane	2-PTCH	C <sub>9</sub> F <sub>18</sub>	3,5

## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

Tableau III-2: Les paramètres physiques des HC perfluorés étudiés.(9)

TRACEUR	Point de congélation (°c)	Point de fusion (°c)	Densité à 20°c (g/cm <sup>3</sup> )	T critique (°c)	P critique (atm)
PDCP	-40	44.5	1.67	170.1	21
PMCP	-45	48	1.72	170.9	22.5
PMCH (ot+oc)	-39	76	1.8	210.2	21.1
PDCH (mt+mc)	-22	402.6	1.87	235.2	18.7
PDCH (pt+pc)	-70	120.1	1.86	235.5	18.7
PDCH	-70	100.9	1.85	235.5	18.7
PECH	-60	101	1.77	234.1	18.7
PI	-8	117.8	1.89	-	-
PTCH	-56	125.2	1.9	257.5	17.2

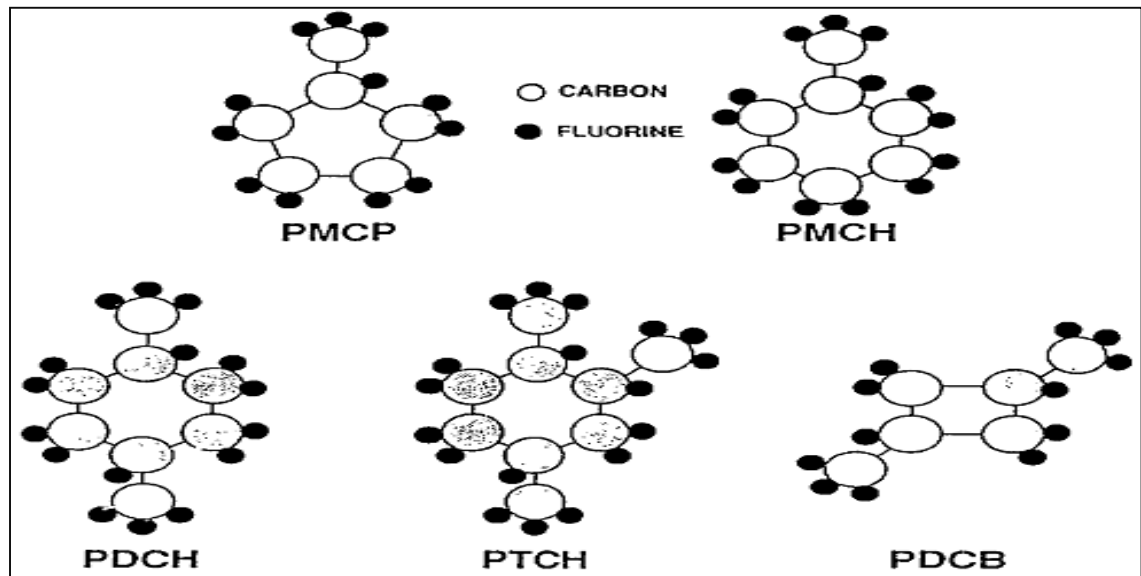


Figure III.2: Les HC-Perfluorés qui sont les traceurs les plus probables. (8)

### III.3 Les traceurs dans le domaine pétrolier

Les premiers tests comportant des traceurs dans le domaine de l'exploration géologique furent réalisés dans le cadre d'étude d'hydrologie au début du 20<sup>e</sup> siècle.

De nos jours, ces tests sont de plus en plus utilisés pour les applications sur champs pétroliers en complément ou lorsque aucune autre technique ne peut être appliquée. Les

## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

---

tests avec traceurs permettent alors souvent une bien meilleure compréhension des réservoirs étudiés et notamment des connections entre les différents puits, les différentes couches géologiques, l'hétérogénéité, etc.

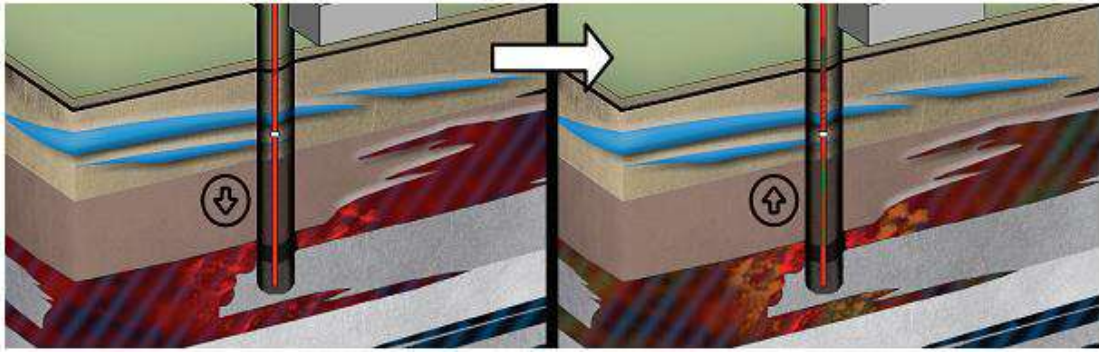
L'industrie pétrolière a commencé à réaliser les premiers tests inter-puits ou Interwell Tracer Test dès les années 60 en utilisant des molécules dont l'efficacité avait déjà été démontrée pour les études hydrologiques. D'autres techniques existent pour caractériser les puits comme les tests sismiques 4D. Cependant, l'utilisation de traceurs constitue un outil expérimental à la fois utile et efficace pour l'obtention d'informations au sein de puits où les autres techniques restent souvent inefficaces.

Depuis le développement des traceurs chimiques dans les années 90, les traceurs pour les eaux d'injection ont pris une importance croissante au sein de l'industrie pétrolière ces tests sont de plus en plus utilisés en exploitation. Ils servent pour la mise en place de méthodes d'EOR (Récupération de Pétrole Améliorée) afin d'effectuer des suivis de flux au sein de puits, de détecter d'éventuelles créations de faille et de sélectionner les puits les plus appropriés pour l'injection d'eau. Un des paramètres clé lors de l'injection de traceurs au sein d'une formation géologique est la sélection du traceur lui-même. Le succès du test dépend en effet principalement de ce paramètre.

### III.3.1 Test Single-Well

Les traceurs interactifs également appelés Smart **Tracer** ou traceurs single-well sont également utilisés dans l'industrie pétrolière. Ces traceurs fonctionnent de manière différente des traceurs d'eaux d'injection. Ceux-ci sont injectés directement via le puits de production une fois celui-ci arrêté. Une fois récupérés, ils permettent la récupération d'une ou plusieurs informations sur les caractéristiques physico-chimiques du puits. Nous avons proposé un nouveau concept de traceurs "single-well", dont l'objectif serait au final un suivi "fin" du comportement d'un puits, au cours de sa durée d'exploitation.

Les tests single-well sont généralement constitués de l'injection de deux traceurs simultanément, l'un partitionnant, l'autre non. Lors de l'inversion du flux et du retour à la production, la récupération des deux traceurs est analysée. Le retard accumulé par le traceur partitionnant sur le traceur non partitionnant permet alors de déterminer le taux résiduel d'huile. Nous proposons l'injection d'un ou plusieurs traceurs interactifs capables de transmettre des informations récoltées au sein du puits. Le principe serait alors d'injecter ces traceurs via le puits d'injection puis de les récupérer après un temps donné afin d'évaluer les modifications de leur signal.(6)



**Figure III.3: Schéma de principe des traceurs interactifs.(6)**

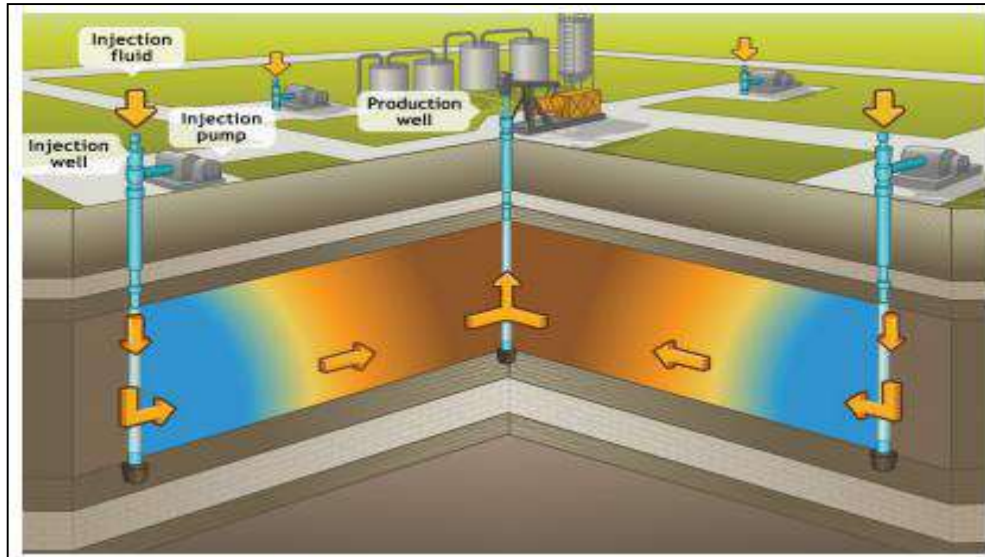
### III.3.2 Test inter-puits (interférence)

Le traçage dans le domaine géologique représente un enjeu crucial lorsqu'il s'agit d'améliorer les techniques d'extraction du pétrole. L'extraction du pétrole est aujourd'hui très limitée et seuls 20 à 40 % du pétrole présent dans les formations peut être extrait en utilisant des techniques primaires et secondaires d'extraction. L'EOR (pour Enhanced Oil Recovery) désigne l'ensemble des techniques utilisées pour améliorer l'extraction du pétrole présent dans les couches souterraines. En utilisant ces techniques d'EOR, il est possible d'augmenter très largement la productivité du puits ce qui permet de récupérer de 30 à 60 % voire plus du pétrole d'origine en prime par rapport aux techniques traditionnelles.

Outre l'enjeu économique évident, les réserves intrinsèquement limitées de ce type de ressources donnent à ces techniques une importance grandissante.

La technique du water drive ou de l'injection d'eau est une des techniques d'EOR les plus couramment utilisées. Son principe consiste à injecter de l'eau dans le réservoir via des puits appelés "puits d'injection", afin d'augmenter la pression, de remplir le vide créé par l'extraction ou encore de déplacer l'huile dans le réservoir pour que celle-ci se dirige vers le puits de production où le pétrole est extrait. Toute source d'eau peut être utilisée lors de ce processus, mais ces sources sont principalement :

- Les eaux de production du puits
- L'eau de mer environnante,
- L'eau des rivières et aquifères proches.



**Figure III.4 : Schéma de principe du water flooding.(6)**

Pour connaître le comportement et le chemin emprunté par les différentes eaux d'injection, l'industrie pétrolière fait d'ores et déjà usage d'un certain nombre de traceurs. Ces traceurs qui peuvent être utilisés de façon ponctuelle comme régulière entre les différents puits d'injection et le puits de production, permettent généralement de déterminer le volume et la répartition du fluide dans la formation souterraine. Les temps de trajets des traceurs et notamment leurs variations renseignent les géologues sur d'éventuels défauts d'écoulement, signes de failles, rivières souterraines ou obstacles qui diminueraient l'efficacité du water flooding mis en place. Ainsi, une brusque diminution du temps de trajet peut indiquer la création d'une faille ou d'une rivière souterraine, et ces événements sont des freins au bon fonctionnement des techniques d'EOR. En outre, une interaction entre les traceurs et le pétrole peut permettre de déterminer la proportion des liquides qui constituent le gisement pétrolier. Ce paramètre compte parmi les plus importants puisqu'il permet d'ajuster l'injection d'eau dans le puits et d'évaluer la quantité de pétrole restante.

Les traceurs utilisés dans les formations nécessitent d'être analysés en continu ou de manière régulière pour pouvoir tracer les courbes de concentration en traceurs en fonction du temps ou du volume produit. Une analyse mathématique permet alors une modélisation précise du réservoir (volume, propriétés physico-chimiques des roches, répartition eau/huile, salinité, présence de gaz, ...) qui servira à exploiter le puits de façon optimale.(6)

### **III.4 Classification Des Traceurs**

#### **III.4.1 Selon La Nature**

##### **III.4.1.1 Traceur naturel ou artificiel**

La sélection d'un traceur dépend des besoins de la campagne de traçage, des conditions spécifiques du réservoir et de la nature des données à recueillir. Deux grandes familles de traceurs existent, les traceurs naturels et les traceurs artificiels,

## **Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES**

---

qui peuvent être passifs ou partitionnant. Ainsi, trois différents types de tests de traçage sont différenciés : les tests inter-puits (passage d'un traceur entre un puits d'injection et un puits de production) non-partitionnant et partitionnant et les tests sur puits unique (Single-well tracer Test : injection et récupération d'un traceur via un unique puits de production).

Les traceurs dits naturels sont définis comme des éléments naturellement présents au sein de la formation géologique étudiée, contrairement aux traceurs artificiels qui sont introduits volontairement via un puits. Un traceur naturel peut être utilisé pour obtenir des informations sur la distribution de la production dans le temps, sur la source de l'eau produite ou sur la contribution de l'eau injectée dans la production. Les traceurs artificiels, quant à eux, renseignent sur les connections inter-puits, la direction des flux, les chemins empruntés par les eaux mais également la vitesse des flux, la perméabilité ou la saturation d'huile résiduelle (SOR).

### **III.4.2 Selon le Comportement**

#### **III.4.2.1 Traceur passif ou idéal**

Les traceurs passifs (aussi appelés traceurs idéaux) sont utilisés dans la caractérisation des réservoirs souterrains. Par l'injection d'un traceur par un puits et sa récupération par un autre, il est possible de récupérer des informations sur le sous-sol à l'aide de modèles mathématiques. C'est alors la quantité de traceurs récupérés, la forme du pic de récupération (loi de diffusion de Fick) ou le temps de récupération qui permet d'évaluer les différents paramètres de la formation. Ces traceurs servent en effet à suivre le chemin pris par l'eau au sein d'une formation, ce chemin permet alors d'en déduire la porosité ou la taille d'un réservoir.

#### **III.4.2.2 Traceur partitionnant**

Les différences entre un traceur partitionnant et un traceur passif résultent de leurs propriétés physico-chimiques au sein d'un puits de pétrole. Ainsi, un traceur passif possède les mêmes propriétés physico-chimiques que le fluide au sein duquel il est injecté (ici le gaz). Il se déplace également à la même vitesse que la phase gazeuse sans aucune interaction chimique ou adsorption avec les différents constituants du puits et notamment la phase organique et la roche.

Un traceur partitionnant est, quant à lui, soluble à la fois dans la phase gazeuse et dans la phase organique (pétrole).

Le phénomène de partitionnement introduit un "délai chromatographique" dans la réponse du traceur partitionnant par rapport à un traceur passif.

La combinaison des traceurs idéaux et des traceurs partitionnant est essentielle pour l'exploitation d'un puits, elle permet d'ajuster les conditions d'exploitation afin de permettre une récupération maximale (adaptation des conditions d'injection). Elle est également essentielle pour l'évaluation des réserves de pétrole souterraines. Ce point est particulièrement important pour l'industrie pétrolière puisqu'une mauvaise estimation peut être dommageable pour l'entreprise exploitante (Ce phénomène a été



## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

---

bien mis en évidence en janvier 2004, lors de la découverte d'une erreur d'estimation de 20% des réserves globales de l'entreprise Shell qui avait entraîné une chute de son action d'environ 10% et une perte d'environ 3,5 milliards d'euros). L'aide à l'évaluation et à l'exploitation des champs pétroliers est donc un outil fondamental dans une industrie dont le marché annuel est estimé à plus de 2 000 milliards de dollars.

### III.4.2.3 Traceurs interactifs

Ces traceurs possèdent également leur propre cahier des charges dont les points suivants sont communs avec les traceurs d'eaux d'injection :

- ✓ Un coût réduit
- ✓ Leur détectabilité dans les eaux de production
- ✓ La compatibilité avec les fluides présents
- ✓ La résistance à la température, la pression, les attaques bactériennes, etc.

En plus de ces caractéristiques déjà évoquées pour les traceurs d'eaux d'injection, les traceurs single-well doivent posséder une interaction particulière avec une des composantes du milieu. C'est cette interaction qui permet de récupérer des informations sur les conditions physico-chimiques du puits. (6)

### III.5 Le choix d'un traceur

Une des principales causes d'échec d'un test inter-puits est l'utilisation d'un traceur inadapté qui, par son adsorption à la surface de la roche, sa dégradation ou sa vitesse de déplacement trop lente faussent les données recueillies lors du test. Le choix d'un traceur apparaît alors comme particulièrement important pour la réussite des tests.

De nombreux paramètres (température, pression, pH, type de roche, salinité de l'eau, activité biologique, etc.) peuvent influencer le comportement du traceur. Ainsi, il est nécessaire de définir en premier lieu les différents critères de sélection nécessaires au choix d'un traceur performant. La littérature décrit ces différents critères qui ont été compilés et sont décrits ci-après.

- ✓ Inerte vis-à-vis du puits, le traceur ne doit pas être adsorbé par la roche pétrolifère. Notamment dans le cas d'utilisation de silicates, les interactions covalentes entre les traceurs et la roche présente au sein du puits doivent être totalement inhibées afin d'éliminer l'adsorption irréversible des traceurs sur la roche qui pourraient provoquer des bouchons et in fine une fracture ou un ralentissement de la production. Outre la nécessité de consommer plus de produit pour obtenir un résultat similaire, ces interactions entraînent des erreurs dans les calculs.
- ✓ Résistant à la température, la pression ou aux contaminations bactériennes. Les températures au sein d'un puits peuvent atteindre plus de 100°C (soit 1°C/10 m en profondeur), les pressions sont de l'ordre de plusieurs centaines de bars, la présence de bactéries telles que *Desulfovibrio* peuvent être responsables de la réduction de sulfates.

### Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

---

- ✓ Un traceur passif ne doit pas subir de rétention et se déplacer à la même vitesse que l'eau d'injection. Il ne doit donc pas s'adsorber à la surface de la roche ou être partitionnant.
- ✓ Un traceur partitionnant doit posséder un coefficient de partition entre le pétrole et l'eau.
- ✓ Un traceur ne doit pas influencer les propriétés physiques du puits.
- ✓ Un traceur ne doit pas être déjà présent au sein du réservoir afin d'éviter la présence d'un bruit de fond trop important.
- ✓ Une détectabilité à la fois qualitative et quantitative aisée et ceci quel que soit le milieu dans le lequel le traceur sera présent, les eaux de production pétrolifères étant des milieux particulièrement complexes. La présence d'un mélange de phases aqueuses et organiques dans des proportions allant souvent jusqu'à 30 % de phase organique et 70 % de phase aqueuse augmente automatiquement le signal de bruit de fond présent lors de l'analyse. Il est alors nécessaire de contourner ce signal de fond ce qui peut notamment être réalisé par l'augmentation du rapport signal/bruit (S/N).
- ✓ Un traceur doit présenter un taux de toxicité raisonnable pour les populations et l'environnement.
- ✓ Un traceur ne doit pas s'accumuler dans les organismes biologiques présents au sein du puits ou de l'ensemble des fluides utilisés (eau de mer).
- ✓ Un traceur doit être commercialement disponible en grande quantité et à un coût raisonnable : en effet, leur utilisation sur de nombreux puits et les distances parcourues impliquent de très fortes dilutions et des quantités importantes sont injectées. Le prix reste donc un facteur essentiel dans la conception de tels traceurs.

La quantité nécessaire de traceurs à injecter peut-être calculée grâce à l'équation suivante :

$$W_s = \frac{n_a}{n_s} \times \frac{M_s}{M_a} \times (MDL) \times V_d \quad \text{Équation III-1}$$

$W_s$  : est la quantité à injecter (en g).

$M_s$  : est la masse molaire du traceur.

$M_a$  : la masse molaire du composé actif du traceur.

MDL : la limite de détection minimale (en g/l)

$n_a$  : le nombre de moles de produit actif

$n_s$  : le nombre de moles du traceur

$V_d$  : le volume de dilution anticipé (en L) exprimé par :

$$V_d = \pi r^2 h S_w \phi$$

$r$  : la distance entre le puits d'injection et le puits de production (en m).

$\emptyset$  : la porosité de la formation.

h : son épaisseur (en m).

$S_w$  : sa saturation en eau.

Un traceur ne doit pas modifier la qualité du pétrole extrait

### III.6 Les étapes d'injection d'un traceur

#### III.6.1 Design d'injection

La première étape de cette méthodologie est le plan d'essai du traceur, qui comprend des paramètres essentiels tels que la sélection et la quantité du traceur, la planification de l'acquisition, l'injection du traceur dans le réservoir, la stratégie analytique, le calendrier d'échantillonnage et, les limites de détection, entre autres.

Le premier élément de la phase de conception consiste à déterminer quel objet est requis pour le test du traceur, puis à sélectionner l'injection et les puits de production en fonction des besoins et des objectifs du test. La surveillance des producteurs pourrait être une décision économique puisque, selon les expériences antérieures, l'analyse des échantillons représente environ 60 % du coût total du projet. Pour cette raison, les puits dans lesquels un certain type de connectivité a été identifié par d'autres sources d'information devraient être sélectionnés à l'avance

La quantité d'injection de traceur peut être calculée par l'une des méthodes présentées dans le tableau. Cependant, la méthode de dilution totale est la plus utilisée dans l'industrie pétrolière en raison de sa simplicité. Il ne comprend pas la dispersion mécanique, qui est une propriété avec une grande incertitude. La masse (ou le volume) estimée du traceur doit s'assurer que la concentration est suffisante pour être détectée par l'équipement d'analyse une fois qu'elle sort chez les producteurs. La simulation numérique avec un modèle de réservoir disponible et bien apparié peut être utilisée pour vérifier la quantité de traceur calculée par des méthodes analytiques et estimer le temps de percée du traceur et les concentrations.

La fréquence d'échantillonnage devrait être établie dans le cadre de la stratégie de surveillance en fonction des conditions identifiées dans le profil d'injection. Les principales considérations à prendre en compte sont les suivantes : surveiller les puits appropriés, ne pas perdre la percée du traceur, obtenir des profils adéquats du traceur produit, effectuer des calculs corrects des volumes de traceur produit, et optimiser le coût de la surveillance. Dans la littérature, plusieurs schémas d'échantillonnage proposés par différents auteurs peuvent être trouvés, qui dans certains cas sont fonction du temps de percée du traceur.(10)

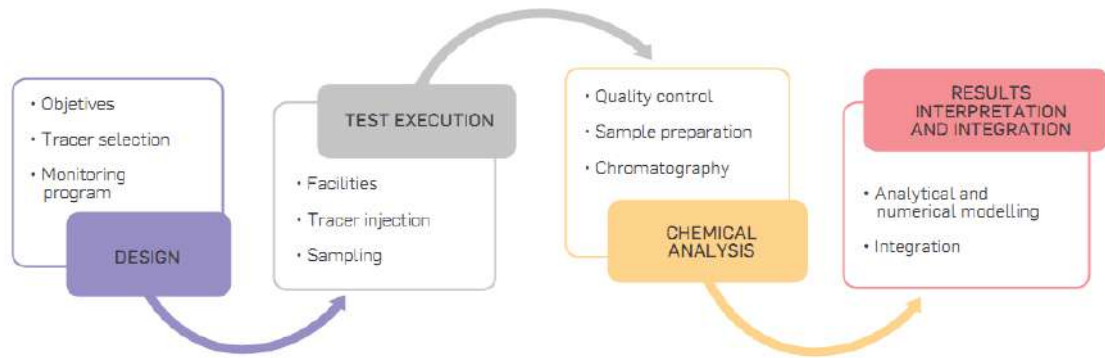


Figure III.5 : Test design (10)

### III.6.2 L'exécution d'essai

L'injection de traceur peut être effectuée comme une impulsion ou comme une injection continue, la première étant la plus utilisée pour des raisons techniques et économiques. Dans les deux cas, les conditions de fonctionnement doivent être contrôlées, en particulier la pompe et la pression à la tête du puits.

En outre, différents traceurs peuvent être injectés dans le même puits grâce à une finition sélective, assurant l'isolation de la couche d'intérêt.

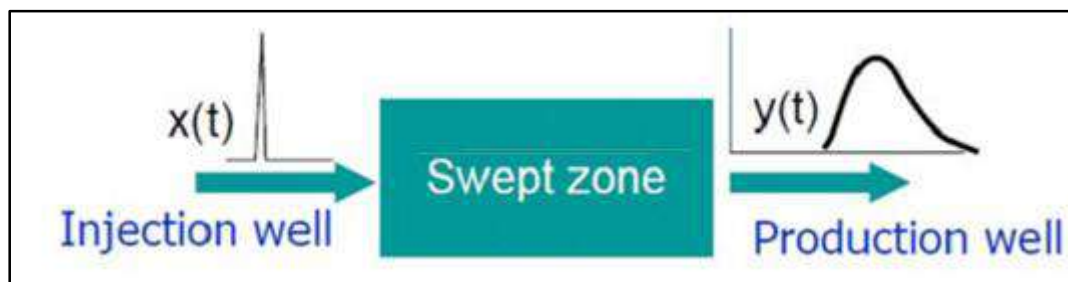


Figure III.6: Injection de traceur.(11)

### III.6.3 L'échantillonnage

L'échantillonnage est l'une des étapes les plus critiques des projets de recherche de traceurs, car l'information obtenue à partir des échantillons prélevés. Même si c'est l'étape la moins chère du projet, c'est celle qui nécessite une organisation logistique et un contrôle opérationnel.

La réussite d'un essai de traçage dépend de l'exécution adéquate du calendrier d'échantillonnage établi à l'étape de la conception. Les échantillons peuvent être prélevés directement à la tête du puits ou au séparateur (10)

Généralement les puits sont échantillonnés chaque semaine, le premier échantillonnage sera pris après la première réponse du GOR, et un deuxième juste après deux jours, l'échantillonnage immédiatement après la première réponse du GOR est indispensable pour évaluer le mouvement du gaz à travers la surface pilote, mais cette fréquence d'échantillonnage varie d'un puits à l'autre et peut devenir 2 fois par semaine suivant la distance entre puits injecteurs et producteurs.

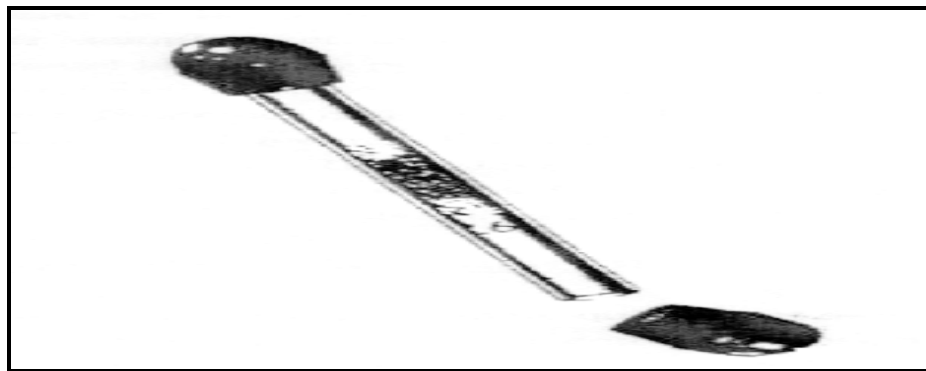
## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

---

Il faut généralement choisir le point d'échantillonnage le plus proche de la tête du puits pour éviter l'interférence avec l'effluent d'un autre puits voisin, et on connecte la sortie de la ligne d'injection avec la bag d'échantillonnage pour la remplir puis on la relie avec une seringue plastique de 50 cm<sup>3</sup> de volume, après le contenu de la seringue va être transmis a un CATS (Cappillary Absorbent Tracer Sampler) et après son remplissage, on va l'envoyer à laboratoire pour les analyses.

Le CATS est un tube en verre de diamètre de ¼ pouce, une longueur de 2 pouces qui contient 60 milligrammes de l'amborsorb une sorte du carbone active, l'amborsorb adsorbe physiquement les PFTs des 50 ml de l'échantillon quand il s'écoule à travers le CATS. Le CATS à l'avantage de pouvoir séparer les PFTs des autres impuretés et donc nous donner des résultats presque exacts, contrairement aux autres appareils qui causent des interférences et ne peuvent pas séparer les PFTs.(9)

Il est impératif de mentionner que les échantillons prélevés doivent être correctement étiquetés avec des détails tels que le nom du puits, la date et l'heure de l'échantillonnage, et stockés dans un environnement approprié dans des conditions de pression et de température qui ne se détériorent pas ou ne contaminent pas l'échantillon.(10)



**Figure III.7: Cappillary Absorbent Tracer Sampler.(9)**

### III.6.4 L'analyse Chimique

La quatrième étape de la méthodologie correspond à l'analyse expérimentale des échantillons prélevés. Des méthodes analytiques avancées permettent de détecter de très faibles concentrations de traceurs en fonction de la résolution de l'équipement jusqu'à des parties par billion parmi ces méthodes :

#### III.6.4.1 Chromatographie

La chromatographie est une technique de laboratoire pour la séparation d'un mélange en ses composants. Le mélange est dissous dans un solvant fluide (gaz ou liquide) appelé phase mobile, qui le porte à travers un système (une colonne, un tube capillaire, une plaque, ou une feuille) sur lequel un matériau appelé la phase stationnaire est fixé. Étant donné que les différents constituants du mélange ont tendance à avoir des affinités différentes pour la phase stationnaire et sont conservés pendant différentes durées en fonction de leurs interactions avec ses sites

## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

---

de surface, les constituants se déplacent à des vitesses apparentes différentes dans le fluide mobile, ce qui les sépare. La séparation est basée sur le partitionnement différentiel entre les phases mobile et stationnaire. Des différences subtiles dans le coefficient de partage d'un composé entraînent une rétention différentielle sur la phase stationnaire et affectent donc la séparation. (16)

La chromatographie peut être préparatoire ou analytique. Le but de la chromatographie préparatoire est de séparer les composants d'un mélange pour une utilisation ultérieure, et est donc une forme de purification. Ce processus est associé à des coûts plus élevés en raison de son mode de production. La chromatographie analytique se fait normalement avec de plus petites quantités de matière et sert à établir la présence ou à mesurer les proportions relatives d'analytes dans un mélange.

### III.6.4.2 Système d'analyse GC/ECD

L'air est aspiré par une ligne d'échantillonnage à l'aide d'une pompe. Cet air rince la vanne d'échantillonnage de gaz pendant environ 5 minutes. Le rinçage est alors arrêté et l'échantillon descend à la pression ambiante. L'échantillon est inséré dans un flux de gaz porteur inerte (généralement de l'azote ou un mélange d'argon/méthane) qui pousse l'air à travers le processus de séparation.

La séparation de l'air prélevé est effectuée par chromatographie en phase gazeuse. De minuscules billes poreuses, parfois recouvertes d'un liquide, interagissent avec le mélange de molécules qui y entravent le mouvement en raison de leur taille ou de leur solubilité. Dans notre cas, cette colonne de séparation est divisée en deux parties. Lorsque les produits chimiques d'intérêt passent à la deuxième colonne, le débit de la première colonne est inversé pour nettoyer les composés plus lourds avant l'injection suivante. Ceci est appelé "backflushing".

La détection des PHTs se fait par un détecteur à capture d'électrons. Une feuille radioactive de nickel-63 se trouve à l'intérieur du détecteur Pin-in-Cup. Bêta decay (un électron) ionise le gaz porteur formant un nuage d'électrons. Périodiquement, une impulsion positive importante est appliquée à l'électrode centrale. Ceci amène les électrons libres à se déplacer vers l'électrode où ils sont mesurés comme un courant minuscule. Lorsqu'une molécule contenant des PFTs, qui a la propriété d'une affinité accrue pour les électrons, entre dans le détecteur, elle attire et retient facilement un électron libre. Le courant de fond est ainsi réduit. En temps voulu, les molécules de capture d'électrons sont évacuées du détecteur et le courant retourne à son niveau précédent. La mesure du creux dans la courbe actuelle est une mesure de la quantité de produit chimique présente. En injectant périodiquement des mélanges de gaz contenant des quantités connues du produit chimique d'intérêt, on procède à l'étalonnage du détecteur.

L'enregistrement du courant inversé produit une courbe appelée "chromatogramme". C'est le graphe de la réponse du détecteur montrant tous les traceurs présents dans l'échantillon de gaz analysé séparés physiquement chacun sous forme de pic en fonction du temps. Chaque pic est caractérisé par trois paramètres :

## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

- ✓ **Area of peak** : qui représente la surface au-dessous du pic, qui est fonction de la quantité du traceur dans l'échantillon à gaz,
- ✓ **Height of peak** : qui représente la hauteur du pic,
- ✓ **Résidence time of peak** : C'est le temps de rétention qui représente le temps nécessaire pour qu'un traceur apparaisse dans le détecteur c'est-à-dire entre l'instant où on a mis l'échantillon de gaz au « Gas Chromatographe » et l'instant où le pic du traceur correspondant apparaît, ce temps est une caractéristique pour chaque traceur.

Comme le test d'un échantillon peut coûter entre 200 et 250 USD, il n'est pas possible d'analyser tous les échantillons prélevés. La sélection des évaluations d'échantillons doit être planifiée à l'étape de la conception, où la percée du traceur doit être saisie pour l'analyse.(10)

En plus de l'analyse, lorsqu'un traceur est identifié, les échantillons précédents seront analysés pour déterminer le moment exact de l'irruption. L'irruption est confirmée lorsque le traceur est détecté dans trois échantillons consécutifs. D'autre part, lorsqu'aucun traceur n'est identifié dans l'échantillon sélectionné, un échantillon subséquent sera analysé et la procédure décrite sera répétée.(10)

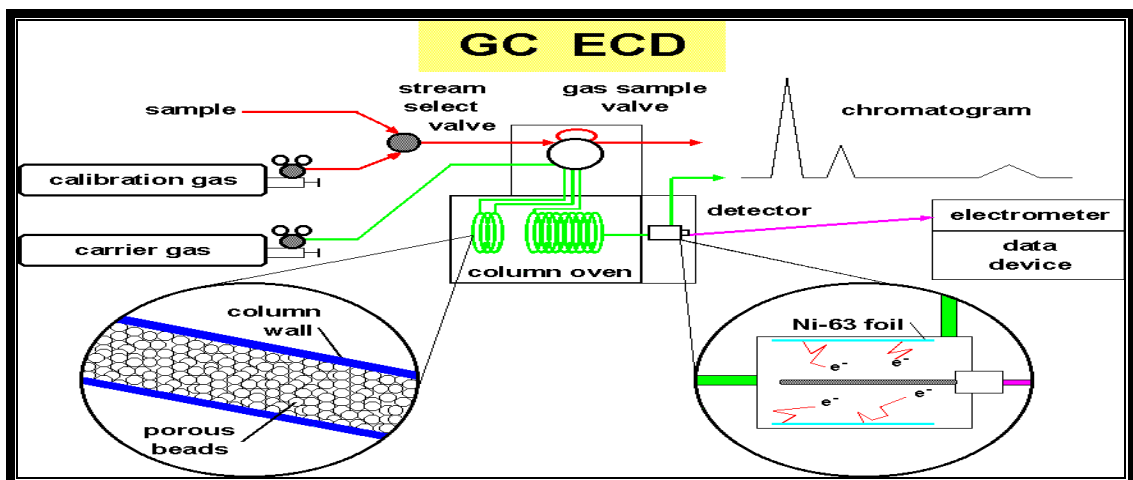


Figure III.8: Gas Chromatographie avec Electron Capture Detector

### III.6.5 Interprétation

La dernière étape de la méthodologie intégrée et, par conséquent, l'objectif final d'une étude sur les traceurs entre puits est d'interpréter la réponse des traceurs, d'intégrer les résultats et d'estimer les paramètres du système de fluides rocheux. L'intégration des résultats des essais avec les données disponibles permet de mieux comprendre l'écoulement du fluide dans le milieu poreux, et pas seulement la vérification de la communication entre l'injecteur et les puits de production.

L'interprétation des tests de traçage peut être effectuée à partir de trois niveaux de complexité, qui englobent l'interprétation qualitative, analytique et numérique. Cette classification implique une tâche simple et aussi une analyse plus complexe du test pour résoudre le problème inverse

## Chapitre III : LES TRACEUR CHIMIQUES

---

L'interprétation qualitative est faite en observant les courbes de réponse (concentration du traceur récupérée en fonction de temps) à la recherche de propriétés qualitatives du schéma, telles que l'existence de canaux à haute perméabilité, de barrières et de fractures entre les puits, la communication entre les différentes couches, la stratification dans le réservoir et les directions d'écoulement préférentielles.

L'analyse quantitative est plus compliquée que l'interprétation qualitative et nécessite une série d'hypothèses sur les conditions du réservoir et le comportement du flux des traceurs. Les modèles mathématiques et la simulation numérique sont utilisés dans ce type d'analyse, chacun d'eux avec ses hypothèses particulières et ses limites dues aux différences avec la réalité.

La modélisation mathématique utilise différentes solutions pour l'équation de diffusivité, où les paramètres du système de fluide rocheux peuvent être obtenus en résolvant le problème inverse, en minimisant la différence entre les réponses observées lors de l'essai sur le terrain (courbe de production du traceur) et les prédictions du modèle analytique choisi. Le modèle doit représenter de façon appropriée tous les processus qui influent sur le débit du traceur dans l'ensemble du réservoir.(10)

### CONCLUSION

- ✓ Les tests inter-puits représentent un outil essentiel pour la caractérisation des réservoirs, et comprendre le comportement des fluides et leurs propriétés.
- ✓ Les tests inter-puits peuvent grandement améliorer la compréhension de l'architecture du réservoir, qui est nécessaire pour maximiser la production
- ✓ L'impact économique le plus significatif sur un projet de traceur correspond à l'analyse chimique des échantillons. Les entreprises de CNP et de services devraient promouvoir des stratégies pour réduire les coûts et soutenir la mise en œuvre des technologies de traçage



## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

---

### Introduction

Le projet d'injection de gaz et le programme des traceurs associés ont été conduit en 1998, 1999, 2000 sur les puits RB15, RB68 et RB69 respectivement. Leur application a pour but ; la connaissance de La communication entre différents puits producteurs et injecteurs et leur rôle dans l'optimisation de la stratégie d'injection, Des patterns d'injection.

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 de :

- \* 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 :

A)- Chromatographe relié à un électron capteur détecteur, ces analyses sont compliquées car le gaz produit à REB contient du CO<sub>2</sub> qui a la caractéristique d'avoir un temps de résidence presque égale à celui des traceurs utilisés surtout à RB15, ce qui influe directement sur l'analyse et rend difficile la détermination du pic du traceur considéré.

Après analyse des échantillons des résultats sont obtenus concernant trois paramètres :

- 1) Area of peak: surface du pic.
- 2) Hight of peak: hauteur du pic.
- 3) Time arrival: temps de résidence du pic.

Ces trois paramètres sont plotés en fonction du temps d'échantillonnage,

Les deux paramètres area of peak et hight of peak, servent à identifier le breakthrough accompagné par leur augmentation, tant dis que le temps de résidence sert a identifier le traceur considéré.

B)-La deuxième technique est basée sur l'analyse chromatographique des échantillons de gaz ; l'identification du breakthrough, est obtenue par l'augmentation de la concentration au-dessus de la baseline. Dans le cas d'interférence, des échantillons de gaz connus sous le nom de CAT (Cappillary Absorbent Tracers ) des échantillons sont envoyés à Brookhaven National Laboratory pour les analyses, BNL avec des technique très modernes peut différencier entre le pic du traceur et celui du CO<sub>2</sub>.

### IV.1 L'injection de traceur chimique

Ce programme des traceurs est basé sur, l'injection des traceurs chimiques mélangés avec le gaz d'injection, et le prélèvement périodique d'échantillons de gaz dans chaque puits moniteur pour les analyser. Deux techniques sont utilisées pour la détection des traceurs dans les échantillons de gaz (détailler dans l'annexe N 04) :

Le volume du gaz produit au puits observateurs suite à la percée du gaz injecté peut être déduit du volume du traceur produit, en effet en calculant le volume du traceur injecté en phase gazeuse et son volume produit au puits observateurs dans les échantillons du gaz et connaissant le cumul du gaz de formation produit à partir du moment de breakthrough du traceur on peut déterminer le pourcentage du traceur injecté, qui a atteint les puits observateurs, ce pourcentage est le même pour le gaz puisque le traceur est injecté dans le gaz en se dissolvant et en s'écoulant en même temps avec lui.

Le programme pilote est lancé en 1998, 1999, 2000 pour trois cellule REB15, 68, 69 Le traceur utilisé dans le puits REB68 est sous le nom commerciale FLUTEC TG m-PDCH, c'est un élément de la famille des perfluocarbons tracer dont la formule chimique est C<sub>8</sub>H<sub>16</sub>, ses propriétés physiques et chimiques sont :

Apparence	liquide clair
Odeur	pas d'odeur
Température de fusion	102°C
Température	-70°C
Tension de vapeur	48MBAR
Masse volumique	1.228Kg/L@ 25°C
Solubilité dans l'eau	insoluble

Le m-PDCH est extrêmement stable, ne présentant aucun danger ni pour la santé humaine ni pour l'environnement.

Le volume de traceur liquide = 1 US gallons ce qui signifie en phase gazeuse

$$V_{m-PDCH} = 24.5 * \rho_{m-PDCH} * V_{m-PDCH} / MW_{m-PDCH}$$

Tel que

$\rho_{m-PDCH}$  : masse volumique=1.85Kg/L

$V_{m-PDCH}$  : volume de traceur=1Us gal=3.7854L

$M_{m-PDCH}$  : masse moléculaire= 400gr/mol

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

---

Ce qui nous donne un volume du traceur injecté (gaz)= 428L

### IV.1.1 Historique de l'injection

Tableau IV-01: Historique Des Puits Injecteurs

PUITS	START INJECTION	VOLUME INJECTE (m3)	ZONE	STATUT
RB14	26/08/1997	6.3 E8	UP	SI
RB15	26/11/1998	5.54 E7	UP	Open
RB21	02/09/1995	11.4 E8	UP+LO	SI
RB38	04/01/1998	5.65 E9	UP+LO	Open
RB41	20/11/1999	6.16 E7	LO	Open
RB48	10/05/2000	1.8 E9	UP	Open
RB49	15/02/2002	9.8 E6	LO	Open
RB51	01/09/1999	3.9 E6	LO	Open
RB56	16/07/1999	11.4 E8	LO	SI
RB61	05/09/1999	7.3 E9	LO	Open
RB62	18/09/1999	5.4 E9	LO	Open
RB68	13/05/2000	4.2 E9	LO	Open
RB69	30/03/2000	2 E9	LO	Open
RB70	26/05/2000	2.7 E8	LO	Producer
RB71	18/01/2001	2.4 E9	LO	SI
RB73	21/02/2001	2.86 E8	LO	Open
RB77	12/05/2001	6.2 E8	LO	Open

### IV.2 Type de traceur utilise

Le programme de traceurs RB15 a utilisé un traceur perfluorocarbone, plus précisément le cyclobutane 1,1,2,2,3,4-hexafluoro-3,4-bis(trifluorométhyl). L'utilité de ce traceur est fondée sur sa limite de détection extrêmement faible en gaz chromatographie lorsqu'un ECD (détecteur à capture d'électrons) est utilisé à la place du TCD traditionnel (détecteur de conductivité thermique) ou FID (détecteur à ionisation de flamme). Un ECD est sensible aux atomes d'halogène et de soufre présents dans les molécules. Dans les composés perfluorocarboniques, tout l'hydrogène est remplacé par du fluor maximisant la détectabilité de ces composés. Le ECD est utilisé couramment pour détecter les composés halogénés à un niveau de part par milliard. (13)

Les Laboratoires nationaux Brookhaven ont prolongé la procédure d'analyse des composés perfluorocarboniques en oxydant catalytiquement l'échantillon de gaz pour convertir les composés non-perfluorocarbone en eau et en dioxyde de carbone. En utilisant cette technique, les limites de détection ont été réduites à femolites/litre ou  $10^{-15}$  litres/litre. Aucune tentative n'a été faite dans le cadre du programme RB15 pour reproduire la sensibilité extrêmement faible atteinte par les laboratoires nationaux de Brookhaven. On a plutôt augmenté le volume injecté du traceur, augmenté la taille de l'échantillon analysé et optimisé les paramètres de fonctionnement du gaz chromatographe

#### IV.2.1 Chronologie d'injection

Dans la période **12/1998 – 05/1999** Les procédures suivantes ont été préparées :Injection de traceur, échantillonnage de gaz produit, échantillonnage de tube CAT, configuration du CG ECD HP sur champ et l'analyse d'échantillon de gaz avec CG ECD HP.

De plus, des calendriers d'échantillonnage ont été préparés pour tous les puits d'observation décalés. Toutes les procédures et calendriers ont été envoyés au service technique du REB pour examen.(13)

- **06/1999 Injection de traceur** : Le traceur a été injecté dans la RB15 de la manière suivante :
  - Un cylindre a haut pression avec needle valves à chaque extrémité était fixé à une vanne du côté supérieur de la ligne d'injection RB15.
  - Ouvrir needle valve inférieure pour augmenter la pression dans le cylindre afin de s'assurer que needle valve supérieure et la vanne de purge maintiennent la pression. Puis Fermer la vanne inférieure et purger la bouteille, et en ouvrant la vanne supérieure, ce qui garantit que la vanne inférieure maintiendra la pression.
  - Vérifier que needle valve inférieure et la vanne de purge latérale sont fermées.
  - Environ un litre de traceur à la fois a été versé dans cette cylindre.

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

---

- La vanne supérieure a été fermée et la vanne inférieure a été ouverte, ce qui a permis au traceur de s'écouler par gravité dans la conduite d'écoulement.
- Il a fallu de 2 à 4 heures pour que le litre de traceur s'écoule dans la canalisation.
- 21/06/99 – Injection de 2 litres de traceur, premier traceur injecté à 14 h.
- 22/06/99 – Injection de 4 litres de traceur, espacés uniformément au cours de la journée.
- 23/06/99 – Injection de 4 litres de traceur, espacés uniformément au cours de la journée.
- 24/06/99 – Injection de 2 litres de traceur final, injection de traceur final à 16 h.
- **5/99 – 6/99 : Configuration du GC ECD sur champ** : La décision a été prise d'utiliser un GC hors service qui avait été importé en Algérie par le service de forage en 1997 et qui était actuellement entreposé au REB. Le GC possédait le détecteur d'ECD requis, mais il n'avait pas été utilisé depuis plusieurs années. Avec l'aide du personnel sur place, le GC a été remis en service. Une nouvelle colonne a été installée et l'ancienne tubulure a été remplacée. Après avoir déterminé que le CG était opérationnel, on a utilisé les normes de gaz importées de Plano pour déterminer la capacité du GC à détecter le traceur PF.

Analyse des normes et observation Essais de la ligne de base du puits. Avant l'injection du traceur et la percée prévue, les quatre puits producteurs ont été échantillonnés et le gaz a été analysé avec le GC pour déterminer une ligne de base pré-percée. De plus, les normes relatives aux traceurs ont été analysées afin de déterminer l'opérabilité et la sensibilité du traceur PF. Deux types de normes ont été testés : le gaz stocké dans des sacs à gaz et le liquide.

- **19/6-22/06 l'échantillonnage des puits** : les puits RB37, RB45, RB52 et RB57 ont été échantillonnés et analysés quotidiennement pour établir une ligne de base. Quatre pics distincts ont été observés : 3,15-3,18, 3,21-3,26, 3,36-3,39 et 3,61-3,67. On a supposé que ces pics étaient le résultat de composants dans le flux de gaz produit. Il y avait un pic supplémentaire à 3,49-3,52 qui apparaissait sur environ 50% des chromatogrammes.

Un essai a été effectué pour déterminer si les sacs de gaz pouvaient contaminer le gaz produit. L'azote pur a été ajouté à un sac de gaz, puis injecté dans le CG. Un pic a été observé à 3,50-3,58 avec plus de 7 000 000 de zone. L'air a ensuite été aspiré dans un sac et injecté dans le CG. Cette fois, il y a eu deux pics, l'un à 3,16 (air) et l'autre à 3,53 (contamination des sacs). Ce pic de contamination est le pic mentionné ci-dessus qui n'apparaît que dans 50 % des chromatogrammes. Il est fort probable qu'il ait contribué au dénombrement des superficies au cours de chaque analyse, mais en raison de la proximité du grand sommet dans la plage de 3,65, il n'était pas toujours distinct et était parfois intégré au sommet final.(13)

Les normes de gaz ont également été analysées au cours de cette période, mais les résultats n'étaient pas uniformes. Le seul pic qui est apparu dans toutes les normes était entre 3,17-3,25, la contamination de l'air. On a déterminé que le pic du traceur se situait entre 3,53 et 3,59.

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

---

Un essai final a été effectué lorsque le gaz RB37 a été combiné à une norme de traceur de gaz. Lorsque le gaz RB37 a été testé avant la combinaison avec le traceur, quatre pics ont été observés : 3,17 (air), 2,23, 3,38, 3,52 (contamination des sacs) et 3,67. Lorsque l'échantillon a été combiné avec un traceur standard, seulement deux pics ont été observés, 3,16 et 3,51, mais les comptes de superficie à 3,51 étaient 10X de ceux des pics combinés observés pour le gaz RB37 seulement. Ce qui s'est passé, c'est que les pics dans la plage de 3,5-3,7 ont combiné la perte de leur caractère individuel, et la capacité de la GC de distinguer entre les composants.

Deux problèmes ont été relevés à la suite de ces essais. Premièrement, les sacs de gaz semblaient contaminer les échantillons de gaz. Par conséquent, des bouteilles métalliques ont été obtenues pour l'échantillonnage. Deuxièmement, la proximité du pic du traceur (3,53-3,59) et du plus grand pic de gaz produit (3,61-3,67) rend difficile la distinction entre les deux, surtout à forte concentration, ce qui rend l'analyse sur le terrain difficile.

- **25/06/99** –Début de l'échantillonnage avec des bouteilles. Les quatre puits d'observation ont montré un pic de gaz produit primaire entre 3,51 et 3,59. C'est presque le temps de résidence exact du pic du traceur. Les résultats des analyses du tube CAT effectuées ultérieurement indiquent clairement qu'il ne s'agissait pas de pics de traceur
- **26/06/99** –A soumis les normes liquides au CG du REB et a comparé les dénombrements par zone à ceux obtenus en appliquant les mêmes normes au CG Plano. Le CG du REB était de 9 à 12 fois plus sensible, ce qui donnait des zones de courbe beaucoup plus grandes et entraînait un chevauchement des courbes.
- **27/06/99** – Remplacement d'une colonne simple dans GC par des colonnes doubles. On espérait que la longueur de colonne plus longue permettrait de séparer les pics de gaz et de traceur produits.(13)
- **28/06/99** – Des analyses supplémentaires ont indiqué que les pics n'étaient pas séparés par la longueur de colonne supplémentaire. Toute séparation accrue était compensée par une dispersion accrue. Déterminé que la percée du traceur devrait être déterminée par une augmentation du nombre de zones du pic primaire. De plus, des tubes CAT seraient prélevés pour chaque échantillon, et des échantillons sélectifs seraient envoyés aux laboratoires nationaux de Brookhaven pour analyse.
- **29/06/99** – La norme sur les traceurs liquides a donné un temps de résidence de 10,02. Les calendriers d'échantillonnage ont été préparés et envoyés au service technique/géologique du REB pour demander que le pic dans cette plage de temps de rétention soit signalé. La percée du traceur a été identifiée en recherchant une augmentation du nombre de zones de ce pic. Les puits suivants ont été échantillonnés périodiquement : RB37, RB45, RB52 et RB57
- **27/07/99** – Bouteille d'échantillonnage a été remplie par l'azote et analysée par CG, n'indiquant aucune rétention de traceur dans la bouteille.
- **02/09/99** – Ajout de RB26 et RB46 au calendrier d'échantillonnage.

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

---

- **22/10/99** – Analyse finale du CG des échantillons de gaz produits. On a continué de prélever des tubes CAT.
- **08/01/00** – Derniers échantillons de tubes CAT prélevés. Aucun autre échantillon de gaz n'a été obtenu.(13)

### IV.2.2 Les méthodes d'analyse

Deux méthodes ont été utilisées pour déterminer la connectivité entre RB15 et les six puits d'observation primaires : RB26, RB37, RB45, RB46, RB52 et RB57.

↳ **La première méthode** : était la mesure directe des débits de production de gaz. Le débit de Production de chaque puits a été tracé avec le débit d'injection de gaz RB15 et analysé afin de déterminer et établir le moment de la percée de gaz avant et après injection. Il était essentiel d'établir les tendances de la production de gaz puisque la majorité des puits d'observation ont été effectués par expansion de bouchon de gaz, conduisant à des inclinaisons stables dans la production de gaz avant la percée de la RB15. La percée de gaz de la RB15 a été identifiée comme une augmentation de l'inclinaison du débit de gaz. Le gaz supplémentaire produit a ensuite été déterminé en calculant la différence entre l'inclinaison influencée par la RB15 et la courbe d'inclinaison de référence projetée (plate dans le cas de la RB37).

↳ **La deuxième méthode** : Utilisée pour déterminer et quantifier la connectivité entre laRB15 et les puits d'observation était le programme de traceurs. Chaque puits d'observation a été périodiquement échantillonné et testé pour le traceur entre 21/06/1999 (début de l'injection du traceur) et 08/01/2000. Deux techniques ont été utilisées pour détecter le traceur dans les échantillons de gaz produits. D'abord, une analyse sur le terrain a été effectuée à l'aide d'un gaz-chromatographe avec un ECD (détecteur de capture d'électrons). Cette analyse était compliquée parce que le CO<sub>2</sub> dans le gaz produit avait un temps de séjour presque égal à celui du traceur. En conséquence, la production de traceurs a été identifiée par une augmentation de la zone du pic traceur/CO<sub>2</sub>. En raison de la variabilité du volume de CO<sub>2</sub> et de la marge d'erreur dans le processus d'échantillonnage, cette technique n'était pas idéale. Mais, une analyse minutieuse des résultats du GC fournit des preuves de percées et de volumes de production de traceurs. (13)

En plus de l'analyse sur le terrain, des échantillons sélectifs ont été envoyés au laboratoire national de Brookhaven pour analyse par traceur. Les résultats de ces analyses seront appelés résultats de tubes CAT (capillary adsorbent tracer samplers), puisqu'il s'agit des tubes dans lesquels les échantillons ont été prélevés. La technique utilisée par Brookhaven pour la détection des traceurs différait de l'analyse du CG sur place. Par conséquent, Brookhaven a été en mesure de faire la distinction entre le traceur et le CO<sub>2</sub>.

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

### IV.3 Résultat de L'injection de traceur chimique

**Tableau-IV-02 : La Percée du traceur injecté dans la Cellule RB 15**

		<i>RB26</i>	<i>RB37</i>	<i>RB45</i>	<i>RB46</i>	<i>RB52</i>	<i>RB57</i>
1 <sup>er</sup> Bouchon	BT time(jours)	-	40	115	Pas de BT	Pas de BT	85
	Vitesse du gaz(m/j)	-	16.28	11.72	-	-	13.3
	Gaz produit (mmscf)	-	94.4	138.56	-	-	93.26
	Pourcentage (%)	-	1.3	3.7	-	-	2.5
2 <sup>eme</sup> Bouchon	BT time(jours)	90	4	34	Pas de BT	Pas de BT	30
	Vitesse du gaz(m/j)	21	162.85	39.6	-	-	37.3
	Gaz produit (mmscf)	56.27	-	548.65	-	-	411.49
	Pourcentage (%)	1.6	71.1	15.6	-	-	11.7
Gaz Total produit (scf)		-	-	687.21	-	-	505.11
Pourcentage (%)		-	-	9.46	-	-	6.95

**Tableau-IV-03 : La Percée du traceur injecté dans la Cellule RB 69**

<i>PUITS</i>	<b>BT Time(jours)</b>	<b>Vitesse (m/j)</b>	<b>Volume produit (L)</b>	<b>Pourcentage %</b>
<i>RB26</i>	7	68.57	3.0267	0.59
<i>RB36</i>	Pas de BT	-	-	-
<i>RB45</i>	21	36	1.8389	0.36
<i>RB46</i>	Pas de BT	-	-	-
<i>RB64</i>	Pas de BT	-	-	-
<i>RB65</i>	21	21.71	0.2426	0.05



## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

L'application de l'injection pilote à REB est effectuée sur trois puits nommés : cellule REB15, cellule REB68, et cellule REB69 comme indiquées sur la carte de la figure III-04, d'où les résultats obtenus sont rapportés sur trois tableaux, dont le tableau de la cellule REB68 qu'on a choisit est ci-après ;

**Tableau IV-04 : La percée du traceur dans les Puits observateurs de la cellule RB68**

<b>Puits</b>	<b>BT Time (jours)</b>	<b>Vitesse (m/j)</b>	<b>Volume produit (L)</b>	<b>Pourcentage %</b>
<i>RB12</i>	14	39.18	3.5252	0.82
<i>RB19</i>	48	48	0.025	<0.01
<i>RB40</i>	70	21.71	0.2523	0.05
<i>RB43</i>	35	17.63	0.213	0.04
<i>RB53</i>	77	11.87	0.0453	<0.01
<i>RB54</i>	Pas de BT	-	-	-
<i>RB59</i>	70	21.78	0.0423	<0.01
<i>RB60</i>	28	33.06	1.1235	0.27
<i>RB63</i>	85	7.39	0.0012	<0.01
<i>TOTAL</i>	-	-	5.2278	1.18

Les résultats du tableau montrent l'existence des connectivités différentes entre le puits injecteur RB68 et les puits producteurs de cette cellule, à l'exception du puits REB 54 (pas de percée de traceur), mais cela peut s'interpréter par plusieurs manières entre autres :

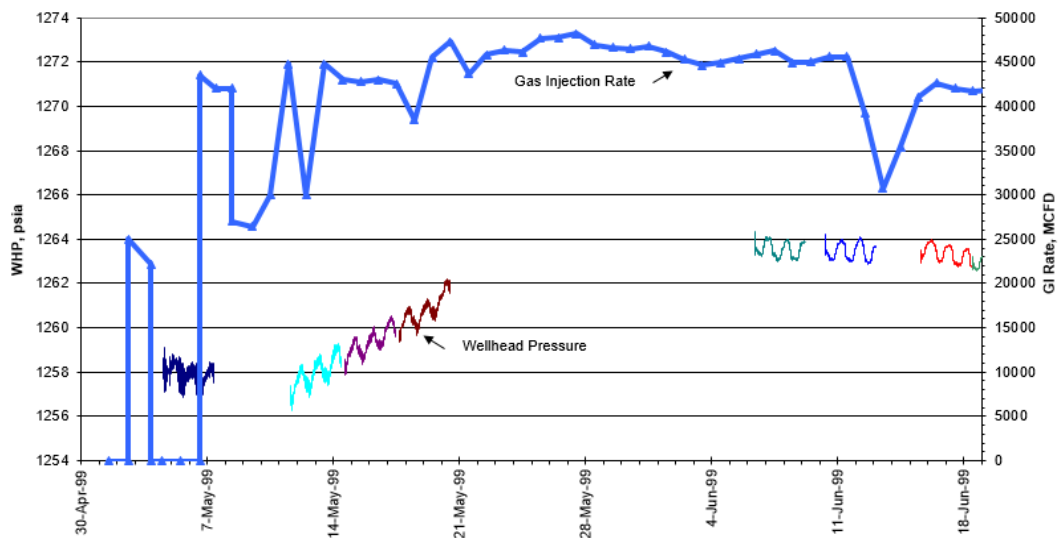
- ° Pas de liaison fracture entre REB68 et REB54.
- ° Faible fracturation entre REB68 et REB54.
- ° Existence des fractures étanche (huile ou ciment) entre les deux puits.
- ° Temps de percée plus long, ect.

### IV.4 Interprétation des résultats

#### IV.4.1 Présentation des résultats

##### RB37 :

En plus des méthodes mentionnées ci-dessus, un effort de travail supplémentaire a été effectué pour déterminer la connectivité entre le puits d'injection RB15 et le producteur le plus proche, RB37. La figure V.1 contient les données de pression de la tête de puits RB37 et les données d'injection RB15 commençant le 02/05/1999, avant le lancement du programme de traceurs. À ce moment, 3745 mmscf de gaz avaient déjà été injectés dans le RB15, ce qui a permis d'établir des voies d'écoulement bien établies entre l'injecteur et le producteur. À partir de La figure V.1, on peut voir qu'environ 4 jours après le début de l'injection dans le RB15, une réponse de pression a été observée dans le RB37. Cela indique un réseau de fractures bien connecté.

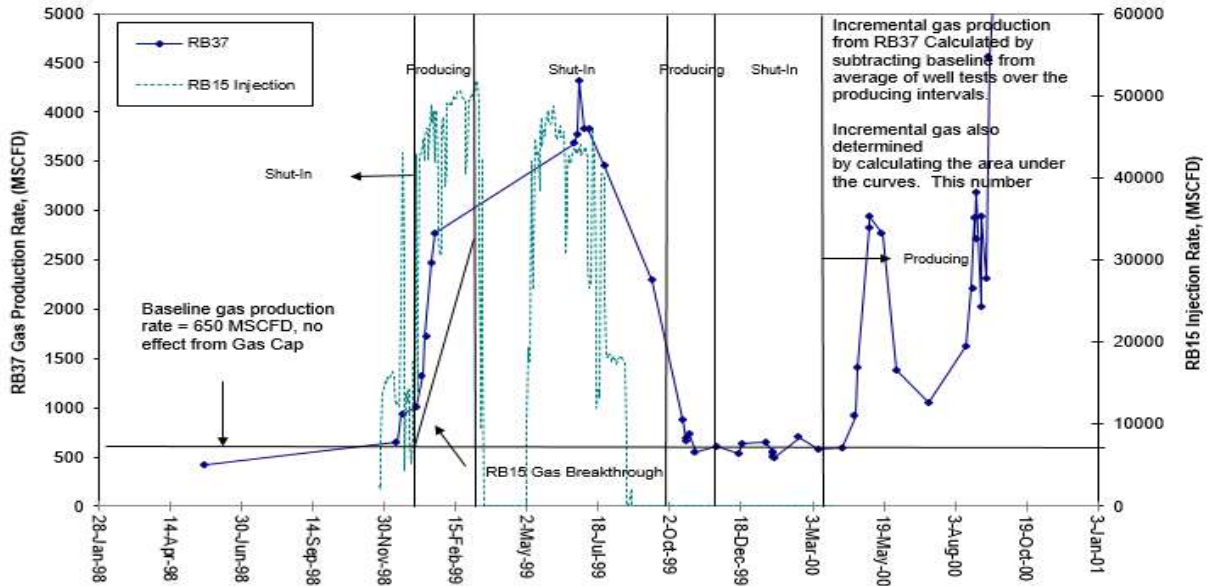


**Figure IV.1: La Pression En Tête De Puits RB37 (12)**

On trouvera d'autres preuves du réseau de fractures bien relié à la figure V.2. Cette figure illustre la production de gaz RB37 et l'injection de gaz RB15 en fonction du temps. Après l'injection du premier bouchon de gaz de 3745 mmscf dans la RB15, il a fallu environ 40 jours pour que le gaz s'infiltré dans la RB37(13).

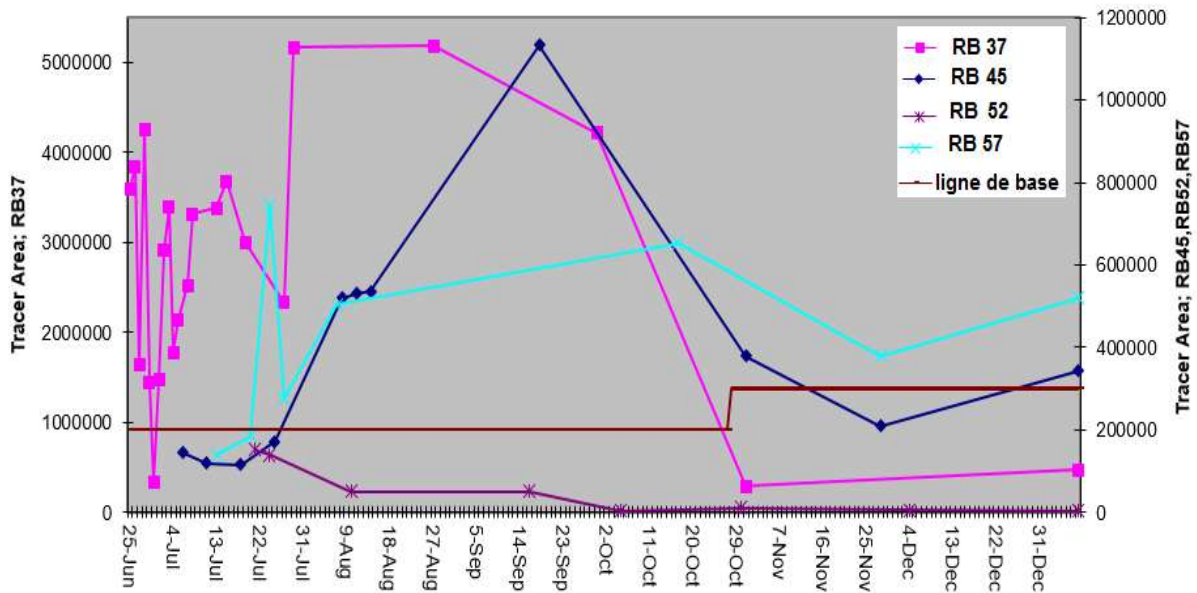
Le moment exact de la percée du deuxième bouchon ne peut être déterminé à partir de la figure V.2 puisque la RB37 était fermée pendant la période en question.

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

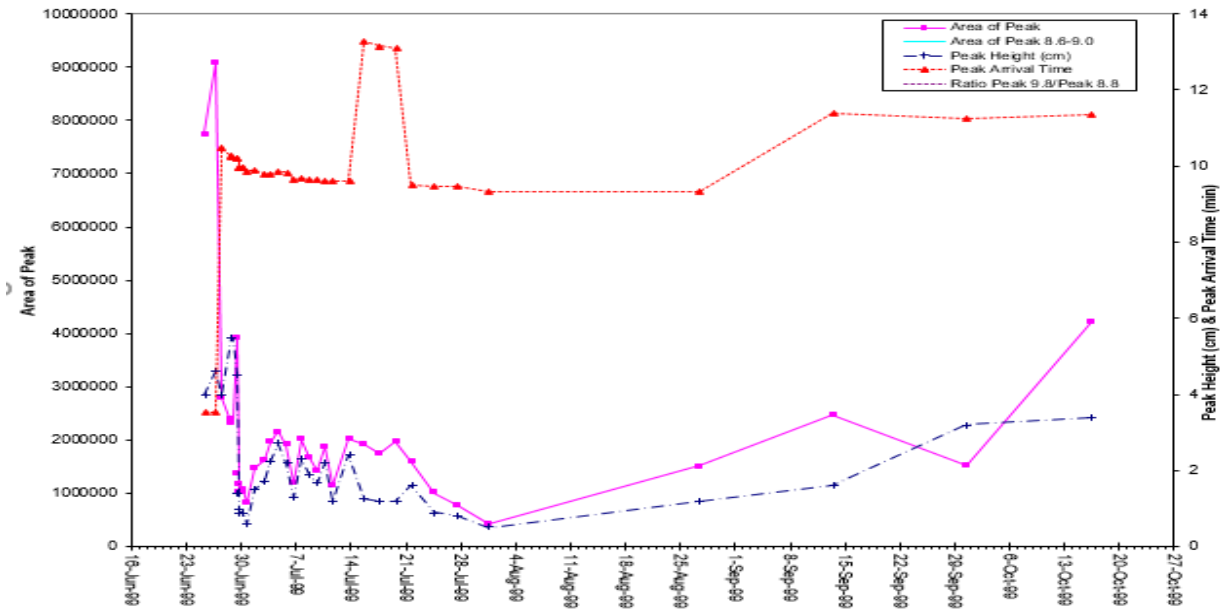


**Figure IV.2 : L'Interaction entre les puits RB15-RB37(13)**

Les analyses du tube CAT donnent un aperçu du temps qu'il a fallu au deuxième bouchon pour se déplacer entre la RB15 et la RB37 (voir la Figure V.3) Ces résultats indiquent une percée dans RB37 par 25/06/1999, seulement quatre jours après le traceur a été injecté dans RB15. La rupture accélérée est le résultat de trajectoires d'écoulement bien établies dans le réseau de fractures. Les résultats de l'analyse du GC sur place la figure V.4 appuient les résultats du tube CAT, indiquant des comptes élevés entre 25/06 et 30/06.



**Figure IV.3 : Résultats de Tube CAT(13)**



**Figure IV.4: Résultat de Gaz Chromatographie RB37(13)**

Des calculs ont également été effectués pour déterminer quelle partie du gaz injecté dans le RB15 a été produite à partir du RB37. Premièrement, en utilisant un débit de production de base de 650 MSCFD, et des débits d'essai de puits à partir du moment de la première percée de gaz jusqu'au retour au débit de base, on a calculé que le RB37 a produit 155,15 mmscf de gaz supplémentaire à la suite de l'injection de RB15. Cela représente environ 2,1 % de l'injection de gaz dans ce puits. Il a également été déterminé que 1,3 % de la bouchon gazeuse initiale et 3,1 % de la deuxième bouchon gazeuse étaient produits à la RB37, ce qui indique une diminution de l'efficacité de Gas flood.

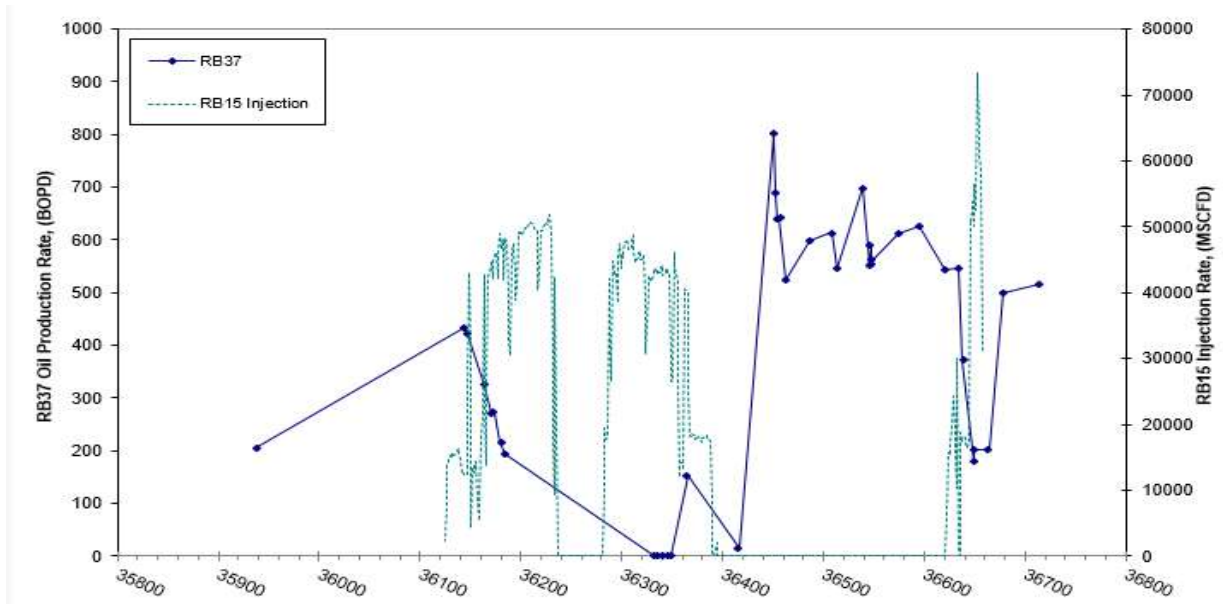
Il est important de noter qu'après le retour du GOR dans le RB37 aux niveaux de solution, les résultats du tube CAT ont continué à montrer un niveau assez élevé de traceur, autour de 300 000 – 400 000. Ce chiffre est nettement inférieur aux niveaux observés pendant les périodes de GOR élevé, ce qui indique un traceur résiduel dans les régions où la production de gaz RB15 est élevée. Ce traceur peut être soit entraîné dans l'huile, soit absorbé par la roche-réservoir. Dans les deux cas, ce niveau de référence élevé doit être pris en compte non seulement dans RB37, mais aussi dans RB45 et RB57.

Le volume de gaz supplémentaire produit a également été déterminé en calculant la surface sous les courbes d'inclinaison résultant de la percée de la RB15, (voir la Figure V.2). Cette valeur était presque identique à la valeur indiquée ci-dessus.

L'injection de gaz RB15 a entraîné une augmentation de production d'huile dans le RB37, au-delà de ce qui serait normalement attendu des effets de EOR et de maintien de la pression. Avant la percée du gaz RB15, le RB37 produisait entre 200 et 400 bbl/j. Le taux de pétrole a diminué rapidement après la percée du gaz RB15 jusqu'à ce que le puits cesse

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

de produire (voir la Figure V.5). Après le puits gazé, il était fermé. Lorsqu'elle a été remise en production en octobre 1999, la percée de gaz de la RB15 était passée et le GOR était revenu aux niveaux antérieurs à la percée. De plus, le puits est entré en ligne à 800 bbl/j avec un taux stabilisé d'environ 550 bbl/j, 350 bbl/j par rapport au taux antérieur à la percée.(13)



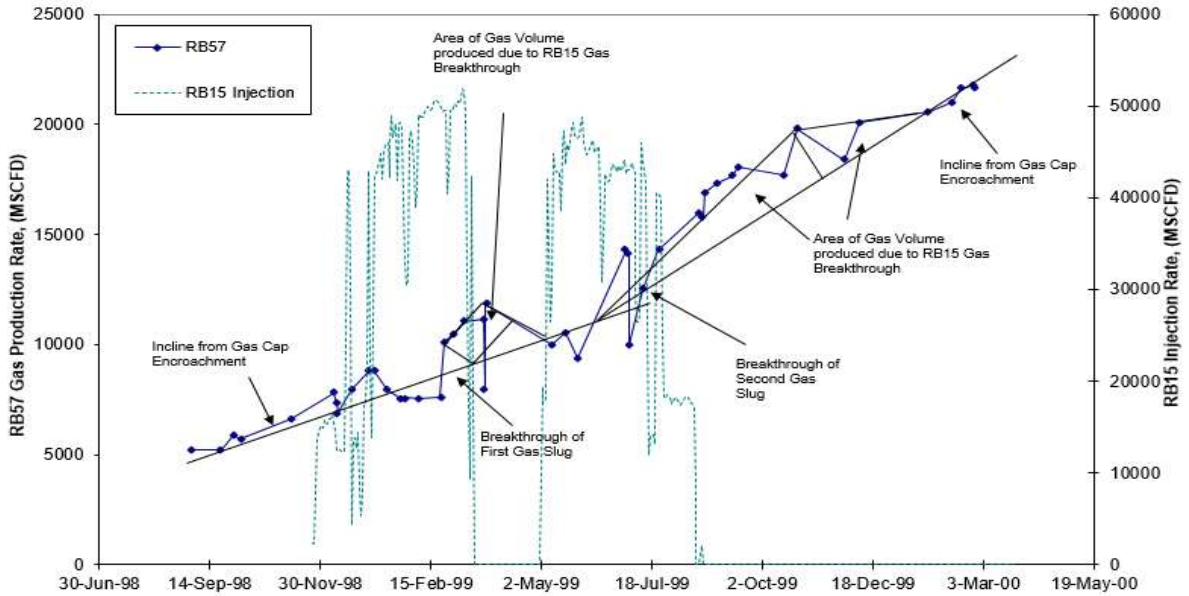
**Figure IV.5: l'effet injection sur la production d'huile(13)**

Un petit bouchon de gaz de 1,1 BSCF a été injectée dans le RB15 entre le 06/04/2000 et le 11/05/2000. Une percée a été observée en RB37 le 18/4/2000 avec une augmentation de 55% du débit de gaz produit. Le taux de pétrole n'a pas été affecté de manière significative jusqu'au 23/04/2000, où une baisse de 34% de la production de pétrole a été observée. Après que la percée de gaz a traversé la production est revenue aux niveaux de pré-percée.

### **RB57 :**

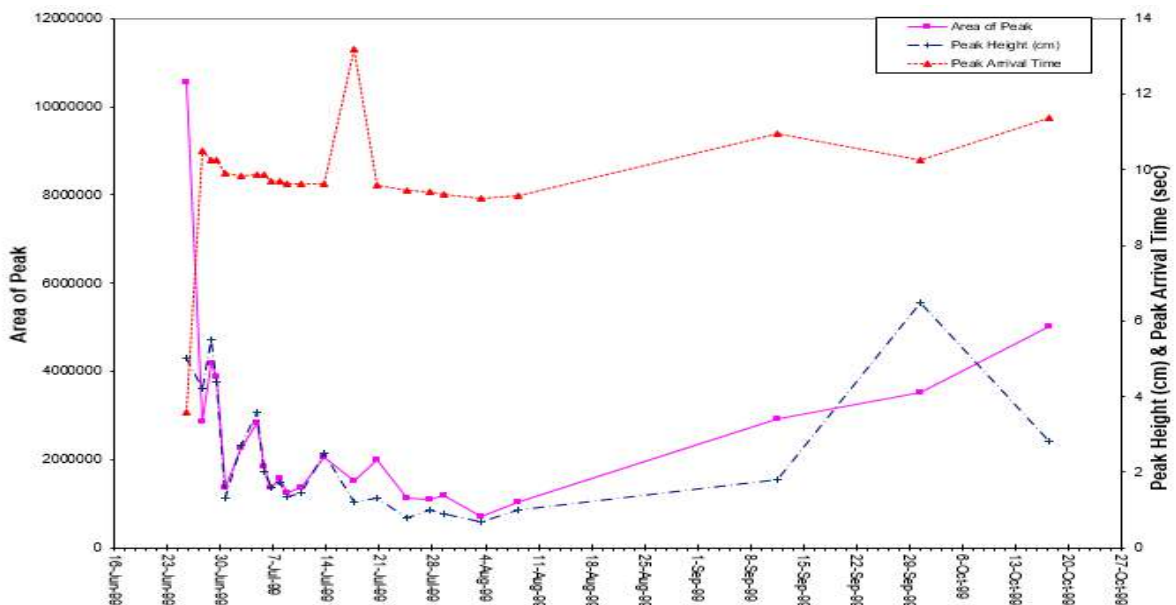
La courbe de production de gaz RB57 indique une percée de gaz 90 jours après la première injection dans RB15 (voir la figure V.6). Il indique également que la deuxième percée en 40 jours, ce qui a entraîné une augmentation du GOR jusqu'au début de janvier 2000.

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques



**Figure IV.6: l'interaction entre les puits RB15-RB57(13)**

Les résultats du tube CAT indiquent une percée encore plus rapide pour le deuxième bouchon avec traceur observé dans RB57 entre 20/07-25/07, 29-33 jours après que le traceur a été injecté dans RB15. Les résultats du CAT ont également indiqué des comptes des zones élevés jusqu'à 01/08/2000, appuyant l'affirmation selon laquelle le gaz RB15 était produite près de six mois après la percée (voir la Figure V.3). L'analyse du CG a indiqué que la première percée en 13/07, ce qui donne un délai de percée de 22 jours pour la deuxième bouchon (voir la figure V.7).



**Figure IV.7: Résultat de Gaz Chromatographie RB57(13)**

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

Des calculs ont été effectués pour déterminer la quantité de gaz RB15 produite à partir de RB57 (voir la Figure V.6). Avant la percée du gaz RB15, le débit de gaz dans RB57 était sur une pente constante en raison de l'empiètement du gaz cap. La percée de gaz RB15 a été identifiée par une augmentation de la pente de la courbe de production de gaz, et le gaz supplémentaire a été déterminé en calculant la zone entre l'empiètement du bouchon de gaz de base et les courbes d'inclinaison de la percée RB15. Le même exercice a été effectué pour déterminer la quantité de gaz produite après le deuxième cycle. Il a été constaté que 7% du gaz injecté dans RB15 était produit à partir de RB57. Comme c'était le cas avec RB37, l'efficacité de gaz flood a diminué de manière significative entre chaque cycle avec 2,5% du premier bouchon et 11,7% du deuxième bouchon apparaissant à RB45.(13)

### RB45 :

L'analyse des résultats des essais de puits et des traceurs a révélé une communication entre le RB15 et le RB45. D'après le graphe d'interaction RB45/RB15, on peut observer que la percée de gaz s'est produite au RB45 105 jours après le début de l'injection (voir la figure V.8). La deuxième percée est apparue encore plus rapidement en seulement 40 jours et a duré jusqu'à la fin octobre. Comme c'était le cas pour RB37 et RB57, l'établissement de trajectoires d'écoulement a accéléré la percée pour les bouchons de gaz subséquents.

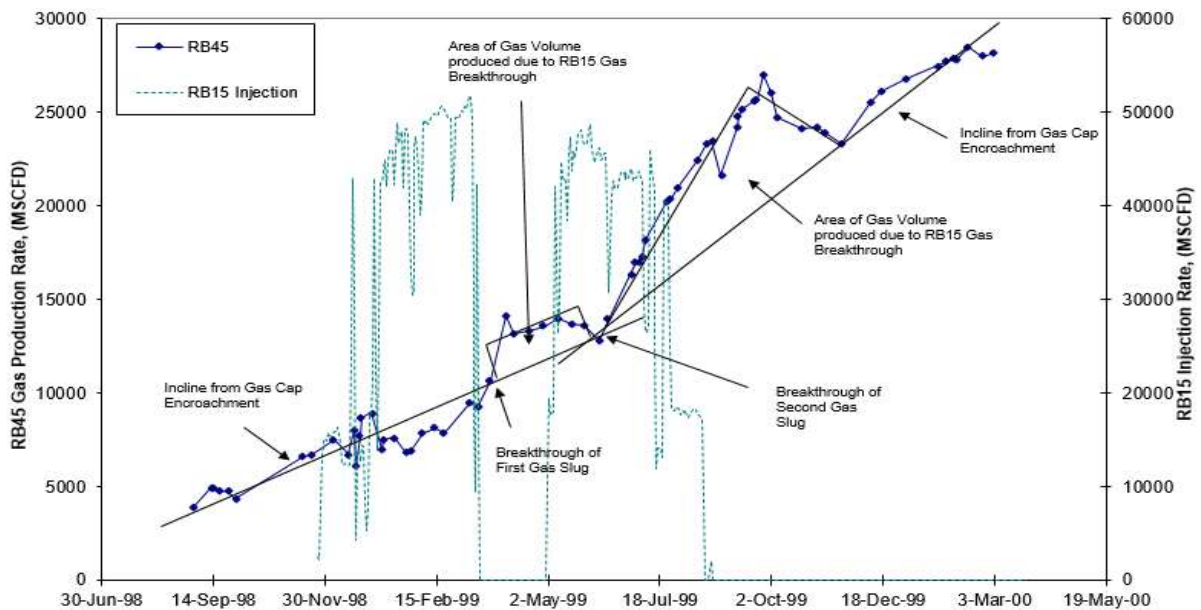


Figure IV.8 : l'interaction entre les puits RB15-RB45(13)

Les résultats du tube CAT confirment le temps de percée accéléré pour la deuxième bouchon (voir la figure V.3), la percée du traceur se produisant entre 25/07-08/08, 34-48 jours après l'injection du traceur et se poursuivant jusqu'à la fin octobre. L'analyse du CG

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

indique que la percée initiale pourrait avoir eu lieu dès le 21/07, ce qui donne un délai de 30 jours seulement (voir la figure V.9).

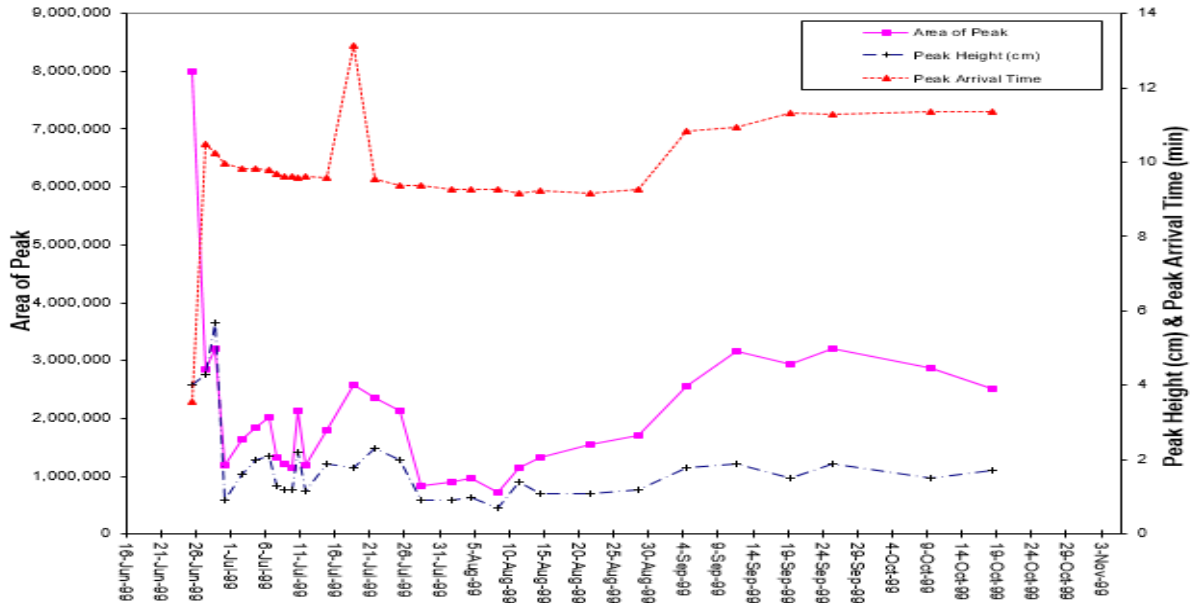


Figure IV.9: Résultat de Gaz Chromatographie RB45(13)

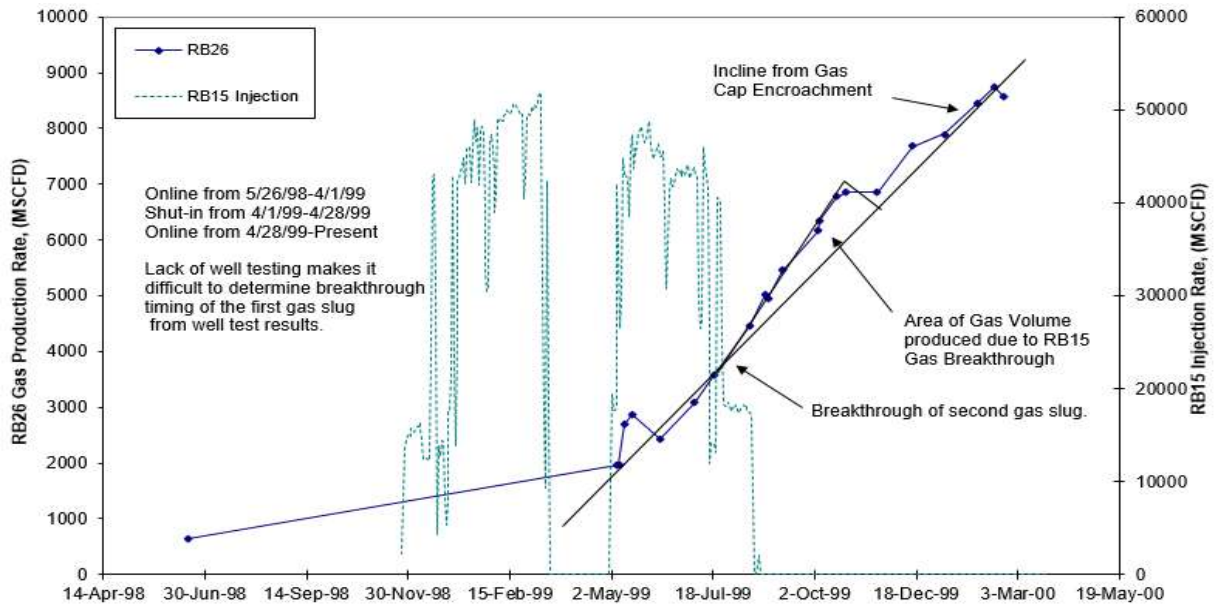
À l'aide des méthodes d'analyse déjà discutées pour le RB37 et le RB57, des calculs ont été effectués pour déterminer la quantité de gaz d'injection RB15 produite au RB45. Le RB45 a également été influencé par l'expansion du gaz cap avant la percée du RB15. Par conséquent, le volume de gaz a été calculé en examinant la différence entre l'empiètement du gaz cap de référence et les courbes d'inclinaison de percée de la RB15. Il a été déterminé que 9,5 % du gaz RB15 était produit à partir de RB45, 3,7 % du premier bouchon et 15,6 % de la seconde.

### RB26 :

Ce puits semble également être en communication avec la RB15, mais dans une bien moindre mesure que les puits précédemment discutés. Le RB26 n'a pas été testé entre le 06/1998 et le 05/1999, rendant impossible la détection de la première percée de RB15. Les essais de puits montrent des signes de pénétration de gaz provenant de la deuxième percée de gaz, représentée par une pente élevée au-dessus de celle qui se produit déjà à cause de l'empiètement du gaz cap (voir la figure V.10). Les résultats des tests indiquent une percée dans environ 92 jours.(13)

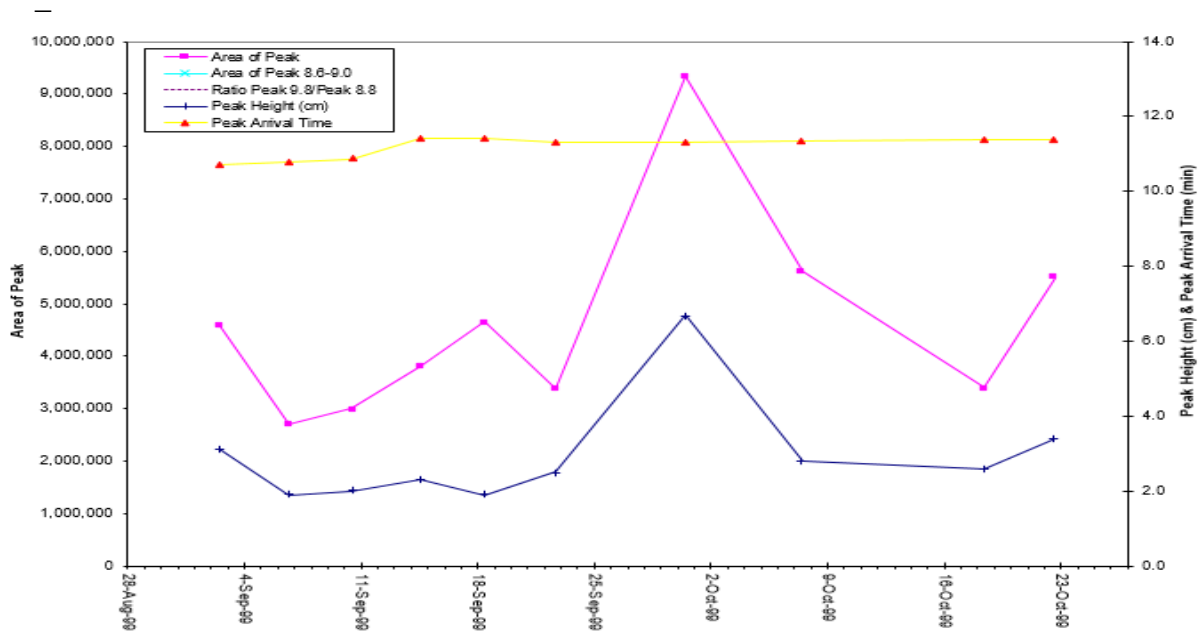


## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques



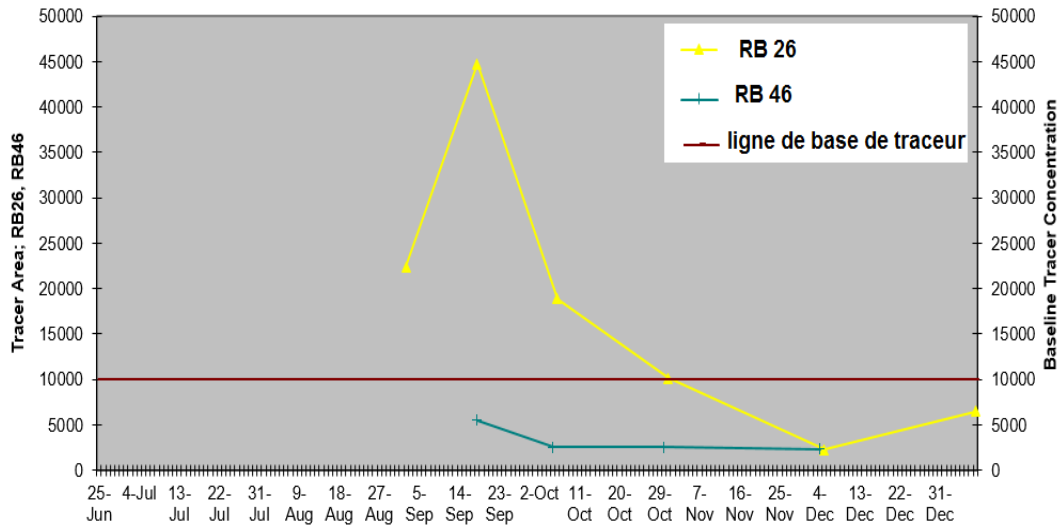
**Figure IV.20:l'interaction entre les puits RB15-RB26(13)**

Les résultats du traceur confirment le timing de la percée dans la RB26. L'analyse du GC a révélé une forte augmentation 100 jours après l'injection du traceur dans la RB15 (voir la figure V.11). Les résultats des tubes CAT montrent une percée possible dès 89 jours après l'injection du traceur, mais une percée plus claire et plus prononcée après 107 jours (voir la figure V.12).



**Figure IV.31:Résultat de Gaz Chromatographie RB26(13)**

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

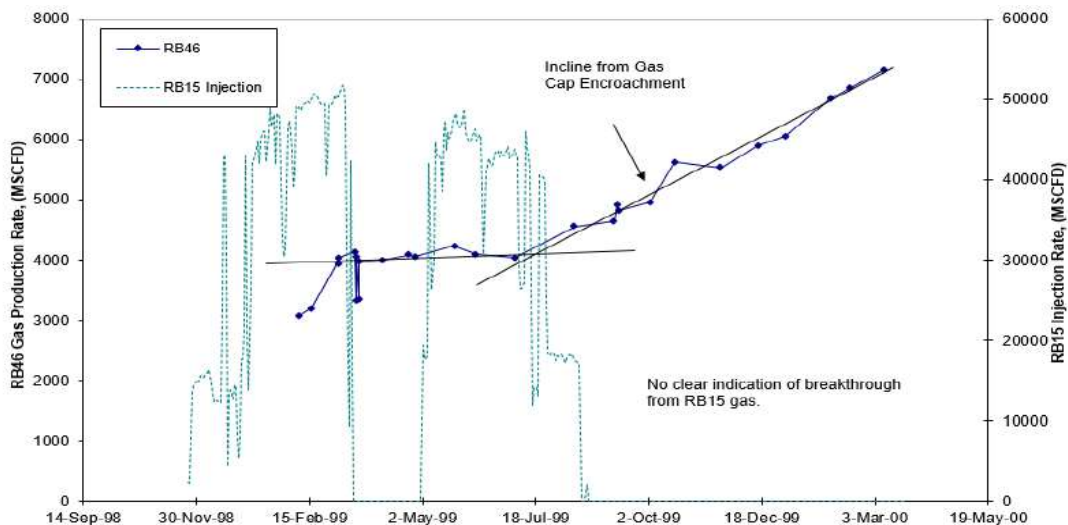


**Figure IV.42: Résultats de Tube CAT(13)**

Comme prévu, une quantité minimale de gaz RB15 a été produite à RB26. En calculant la différence entre les zones de la pente d’empiètement du gaz cap et les courbes de la pente de pénétration du gaz RB15, on a déterminé que 0,8 % du gaz injecté dans RB15 était produit à partir de RB26, soit 1,7 % du deuxième bouchon.(13)

### **RB46 :**

Le graphe de production de gaz (la figure I.13), les résultats du tube CAT (la figure V.12) et les résultats du GC (la figure I.14) indiquent tous qu’il n’y a pas eu de percée de gaz RB15 dans le RB46. Les essais de puits indiquent une pente constante à partir d’août 1999, probablement en raison de l’empiètement du bouchon de gaz. Les résultats du tube CAT ne montrent aucune indication de traceur au-dessus des niveaux de référence.



**Figure IV.53:L’interaction entre les puits RB15-RB46(13)**

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

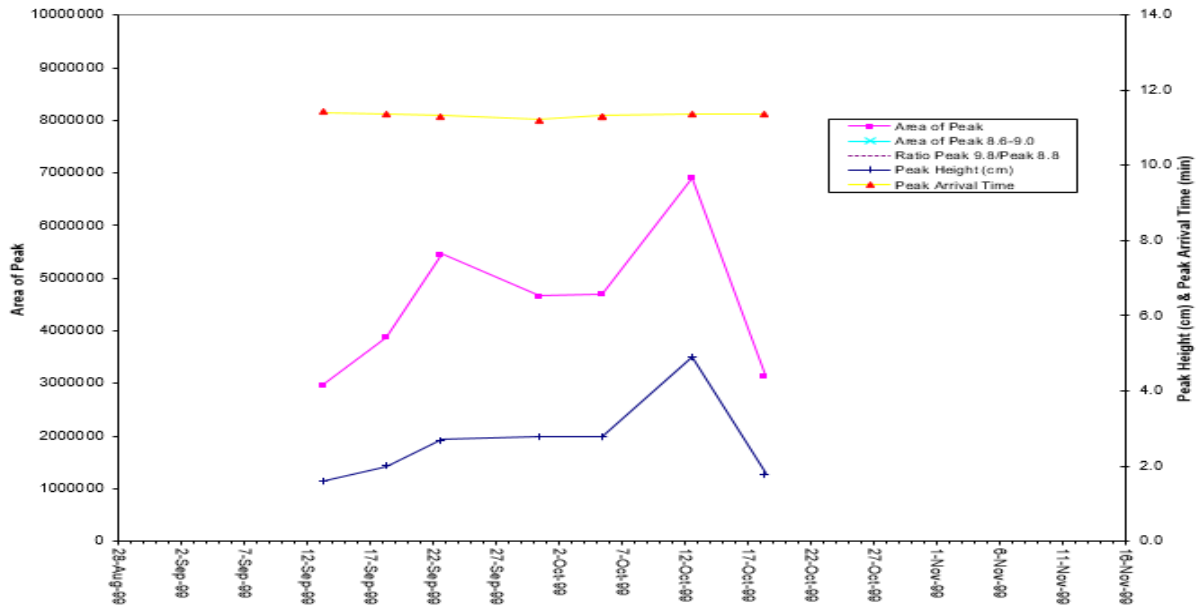


Figure IV.64: Résultat de Gaz Chromatographie RB46(13)

### RB52 :

Le graphe de production de gaz, les résultats des tubes CAT et les résultats GC indiquent tous qu'il n'y a pas eu de percée de gaz RB15 dans le RB52. La courbe de production de gaz (voir figure V.15) montre une augmentation constante, mais aucun changement de pente après l'injection de gaz. Les résultats du GC montrent plusieurs pics (voir la figure V.16) et les analyses du tube CAT ont révélé des niveaux élevés (voir la figure V.3) mais ils sont dus à la contamination par traceur du gaz lift (voir la figure V.17).

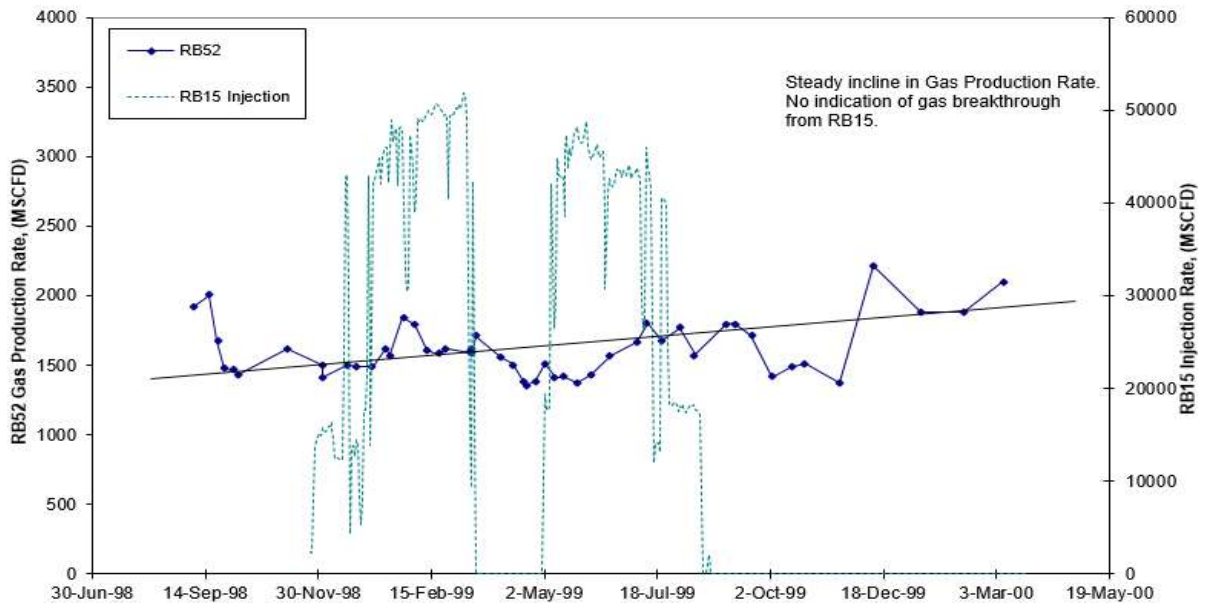


Figure IV.75 : l'interaction entre les puits RB15-RB52(13)

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

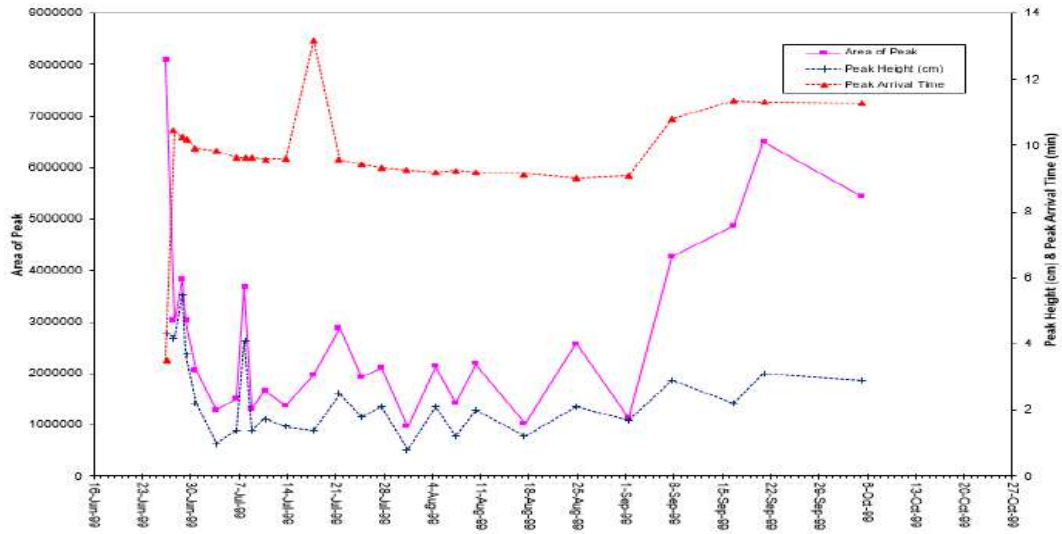


Figure IV.86: Résultat de Gaz Chromatographie RB52(13)

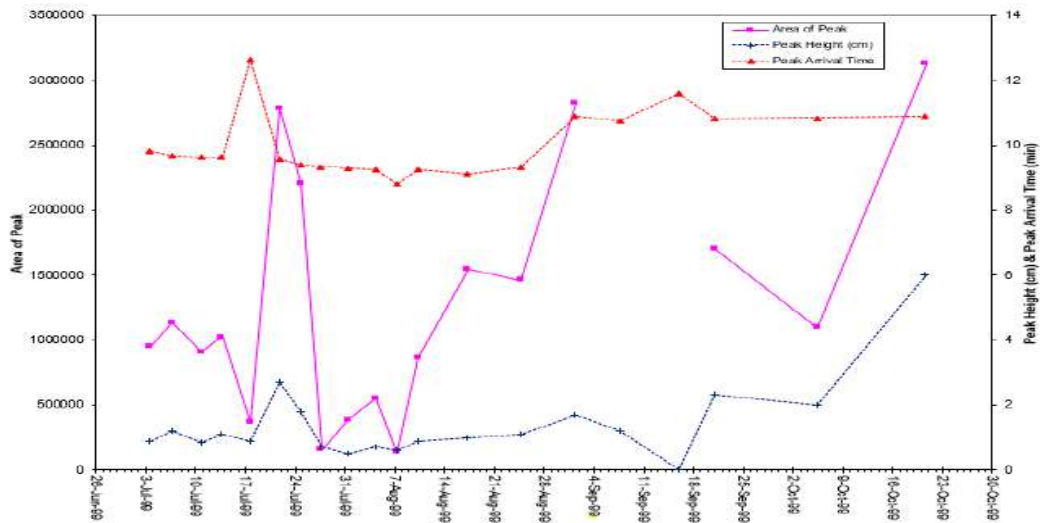


Figure IV.97 : Résultat de Gaz Chromatographie RB52 (gaz lift)(13)

Tableau IV.5 : Résultats du programme de traceur RB15 (12)

Puits	Première bouchon		Produit	Deuxième bouchon	
	Temps percée (jour)	Gaz (%)		Temps de percée (jour)	Gaz Produit (%)
RB37	40	1.3	4	3.1	
RB26	-	-	100	1.7	
RB45	105	3.7	40	15.6	
RB46	-	-	-	-	
RB52	-	-	-	-	
RB57	90	2.5	30	11.7	
<b>Total</b>		<b>7.5</b>		<b>32.1</b>	

### IV.4.2 L'interprétation de résultats

#### RB37 :

On a observé pour la première fois une percée de gaz 40 jours après le début de l'injection de gaz dans la RB15. La deuxième bouchon gaz de la RB15 est passé plus vite et est apparue en seulement 4 jours. Cela indique l'établissement d'une voie d'écoulement bien reliée entre les deux puits, ce qui indique un réseau de fractures.

Il a été déterminé que 2,1 % du gaz total injecté dans le RB15 était produit à partir du RB37, 1,3 % de la première et 3,1 % du deuxième bouchon. Cette augmentation indique une diminution de l'efficacité du gaz flood.(13)

À la suite de l'injection de gaz RB15, le RB37 a connu une augmentation initiale de 600 bbl/jour et une augmentation soutenue de 350 bbl/jour. À la suite d'un réaménagement en juillet 2000 et d'un traitement subséquent par arrêt d'eau, le débit différentiel total résultant de l'injection de RB15 était d'environ 4500 bbl/jour.

#### RB57 :

Une percée de gaz a été observée 90 jours après le début de l'injection de gaz dans la RB15. Et la deuxième percée en 30 jours. On peut conclure que la faille séparant RB15 et RB57 n'est pas étanche. De plus, la diminution des temps de percée indique des voies d'écoulement bien reliées entre les puits, probablement en raison de fractures naturelles.

Sur le gaz total injecté dans la RB15, 7 % provenaient de la RB57, 2,5 % du premier bouchon et 11,7 % du deuxième bouchon. Comme dans le cas de la RB37, l'efficacité de gaz flood a diminué de façon significative entre la première et le deuxième bouchon de gaz.

#### RB45 :

Une percée de gaz a été observée 105 jours après le début de l'injection de gaz dans le RB15 et 40 jours après le début du deuxième bouchon.

Sur le gaz total injecté dans la RB15, 9,5 % ont été produits à partir de la RB45, 3,7 % du premier bouchon et 15,6 % du deuxième bouchon, ce qui indique encore une fois une diminution de l'efficacité de gaz flood. La grande faille nord-est sud-ouest directement à l'est de RB15 et RB45 peut avoir agi comme un conduit à haute perméabilité entre les puits, ce qui explique le grand volume de gaz produit par ce puits.

#### RB26 :

Aucune donnée n'était disponible pour le cycle initial d'injection de gaz en raison d'un manque de données d'essai de puits, mais le deuxième bouchon de gaz RB15 s'est échappé en environ 100 jours. Le RB26 se trouve directement à l'ouest de la faille

## Chapitre IV : Injection de Traceurs Chimiques

---

mentionnée ci-dessus dans la discussion sur le RB45 et, comme ce fut le cas avec le RB45, est une source potentielle de gaz provenant du RB15.

Du gaz total injecté dans la RB15, 0,8 % a été produit à la RB26, soit 1,7 % du deuxième bouchon. Le petit volume indique la distance entre les deux puits.(13)

### **RB46 :**

Une analyse des résultats de l'essai de puits, du CG et du tube CAT n'a révélé aucune communication entre le puits d'injection RB15 et le puits de production RB46. Cela est probablement dû à la distance de 1200m et aux multiples points de production (RB26, RB45) entre ces deux puits.

### **RB52 :**

Après l'analyse minutieuse des résultats du test de puits, du CG et du tube CAT n'a révélé aucune communication entre le puits d'injection RB15 et le puits de production RB52. Cela indique qu'il-y-a une faille étanche entre ces deux puits.

### CONCLUSION :

La détermination d'une méthode de récupération, repose sur plusieurs facteurs et paramètres ce qui nécessitent une étude générale et approfondie, afin de déterminer l'impacte et l'influence de chaque acteurs sur cette récupération assisté l'injection d'eau ou/et l'injection du gaz ; dans le but de la récupération d'une huile légère et moyenne.

Le projet d'injection de gaz et le programme des traceurs associés ont été conduit en 1998, 1999, 2000 sur les puits RB15, RB68 et RB69 respectivement. Leur application a pour but de la connaissance La communication entre différents puits producteurs et injecteurs et leur rôle dans l'optimisation de la stratégie d'injection,

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, une modélisation ou simulation est avéré nécessaire pour mieux interprété les résultats de l'injection des traceurs chimique.

### INTRODUCTION

Les programmes d'injection ont reflétés un inter connectivité entre les puits visible dans les tableaux des résultats de cellules d'injections. Le temps de résidence du traceur PMCP est presque égal à celui du gaz produit et, par conséquent, il n'est pas approprié à utiliser au REB. Le traceur PMCH pourrait être utilisé, mais en raison de son petit temps de 0,5 à 0,6 minute n'est pas recommandé. Il est recommandé d'utiliser le traceur m-PDMCH ou PTMCH dans les programmes de traceurs ultérieurs ; mais ce programme à servet bien pour configuré la fracturation du gisement REB, ce qui ne donne espérance d'établir une configuration de l'interférence sur la base de ce programme.

Comme en à pas put trouver un logiciel pratique pour ce type de configuration on à opté un programme d'analyse numérique appelé SPSS, pour définir la relation entre les paramètres qui régissent la loi de darcy en écoulement dans les milieux poreux comme on à avancé dans le chapitre II (well test).



### V.1 C'est quoi le SPSS

SPSS (Statistical Package for the Social Sciences) est un logiciel utilisé pour l'analyse statistique. C'est aussi le nom de la société qui le revend (SPSS Inc). En 2009, la compagnie décide de changer le nom de ses produits en PASW, pour Predictive Analytics Software et est rachetée par IBM pour 1,24 milliard de dollars.

#### V.1.1 Description de l'SPSS

La première version de SPSS a été mise en vente en 1968 et fait partie des programmes utilisés pour l'analyse statistique en sciences sociales. Il est utilisé par des chercheurs en économie, en science de la santé, par des compagnies d'études, par le gouvernement, des chercheurs de l'éducation nationale, etc. En plus de l'analyse statistique, la gestion des données (sélection de cas, reformatage de fichier, création de données dérivées) et la documentation des données (un dictionnaire de métadonnées est sauvegardé avec les données) sont deux autres caractéristiques du logiciel.

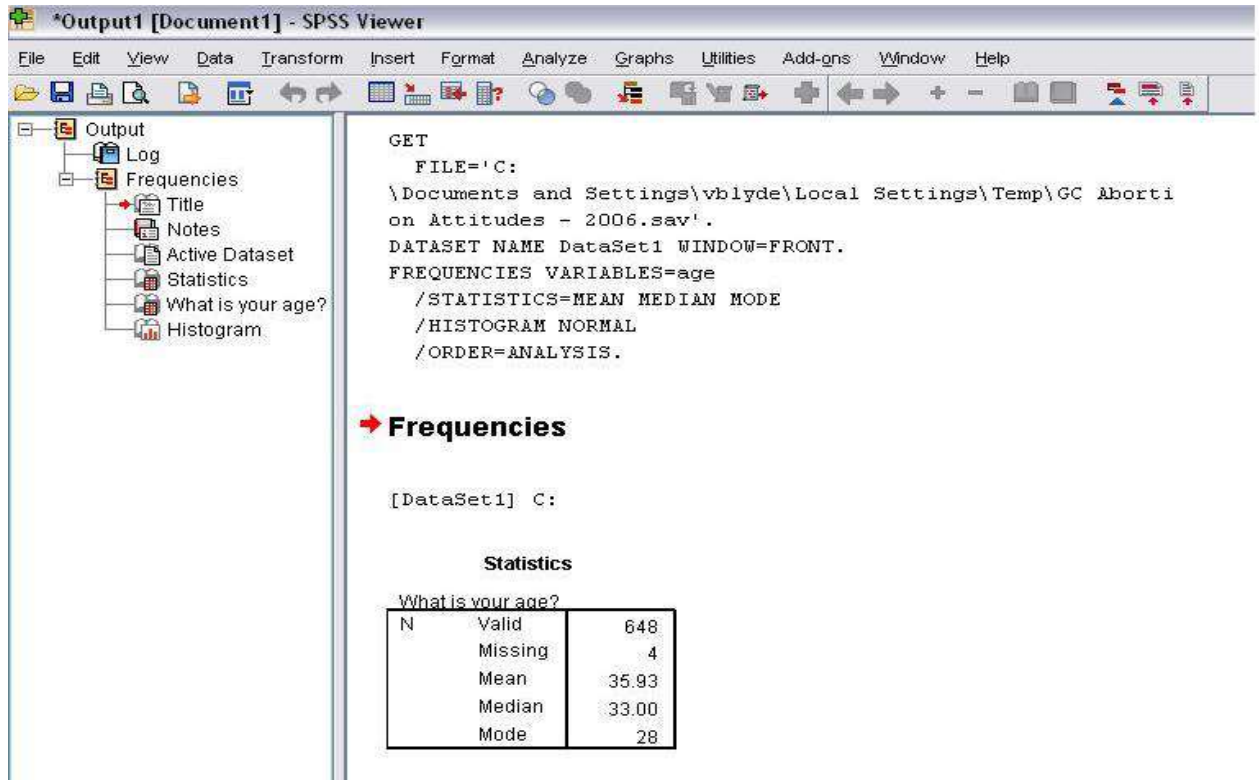
Les fonctionnalités de SPSS sont accessibles via les menus déroulants ou peuvent être programmées avec un langage en ligne de commande appelé 4GL (licence propriétaire). La programmation par lignes de commande permet la reproductibilité et de la manipulation et de l'analyse de données complexes. L'interface des menus déroulants génère également une syntaxe de commandes, bien que, par défaut, elle soit invisible à l'utilisateur. Les programmes peuvent être lancés de manière interactive ou de façon non surveillée en utilisant le Production Job Facility fourni. Un langage de macro peut être utilisé pour écrire des routines et une extension pour le langage python permet d'accéder aux informations dans les données ou dans le dictionnaire des données et de construire des programmes en syntaxe de ligne de commande de façon dynamique. Cette extension de programmation Python, introduite dans la version 14, a remplacé les scripts SAX Basic moins fonctionnels pour la plupart des besoins, bien que SaxBasic reste disponible. Depuis la version 14, SPSS peut être piloté extérieurement en utilisant un programme en Python ou en VB.NET en utilisant les "plug-ins" fournis.

SPSS impose des contraintes concernant la structure interne des fichiers, les types des données, le traitement des données et les fichiers de correspondance. Les séries de données de SPSS ont une structure en tableau à deux dimensions où les rangées représentent typiquement les cas (tels des individus ou des foyers) et où les colonnes représentent les mesures (telles que âge, sexe, ou revenu du foyer). Il n'y a que deux types définis de données : nombres ou chaînes de caractères. Tous les traitements de données se déroulent de façon séquentielle les cas à la suite les uns des autres dans l'ordre du fichier. Les fichiers peuvent être comparés un à un, un envers les autres, mais pas plusieurs d'un coup envers les autres.

## Chapitre-V : Modélisation de l'interférence

Différentes versions de SPSS existent pour Windows, Mac OS X et Unix. La version pour Windows est mise à jour plus fréquemment et possède plus de caractéristiques que les versions pour les autres systèmes d'exploitation.

### V.1.2 L'interface du logiciel SPSS



The screenshot displays the SPSS Viewer interface. The left pane shows a tree view of the output, with 'Frequencies' selected under the 'Output' folder. The right pane shows the command window with the following text:

```
GET  
FILE='C:  
\Documents and Settings\vblyde\Local Settings\Temp\GC Aborti  
on Attitudes - 2006.sav'.  
DATASET NAME DataSet1 WINDOW=FRONT.  
FREQUENCIES VARIABLES=age  
/STATISTICS=MEAN MEDIAN MODE  
/HISTOGRAM NORMAL  
/ORDER=ANALYSIS.
```

Below the command window, the output is displayed under the heading 'Frequencies'. It shows the dataset name and a table of statistics for the variable 'What is your age?':

[DataSet1] C:

**Statistics**

What is your age?

N	Valid	648
	Missing	4
	Mean	35.93
	Median	33.00
	Mode	28

Figure V.1: interface d'entrée SPSS

## Chapitre-V : Modélisation de l'interférence

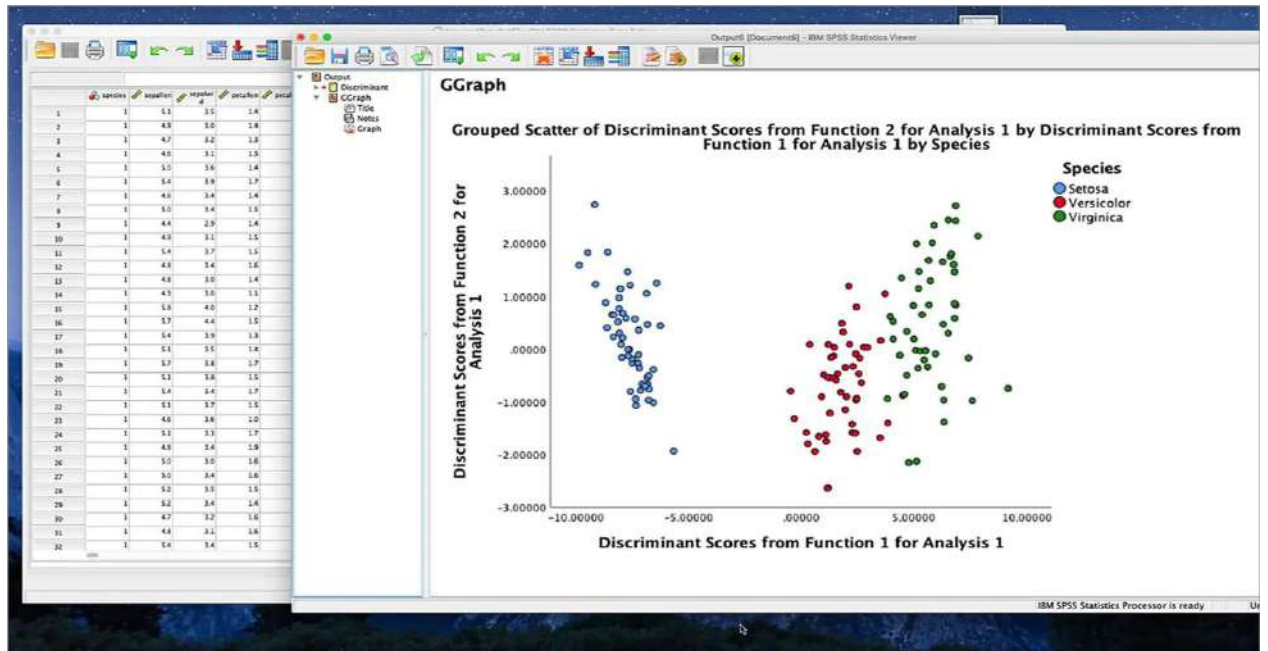


Figure V.2: interface de sortie SPSS

## V.2 Données de modélisation pour le SPSS

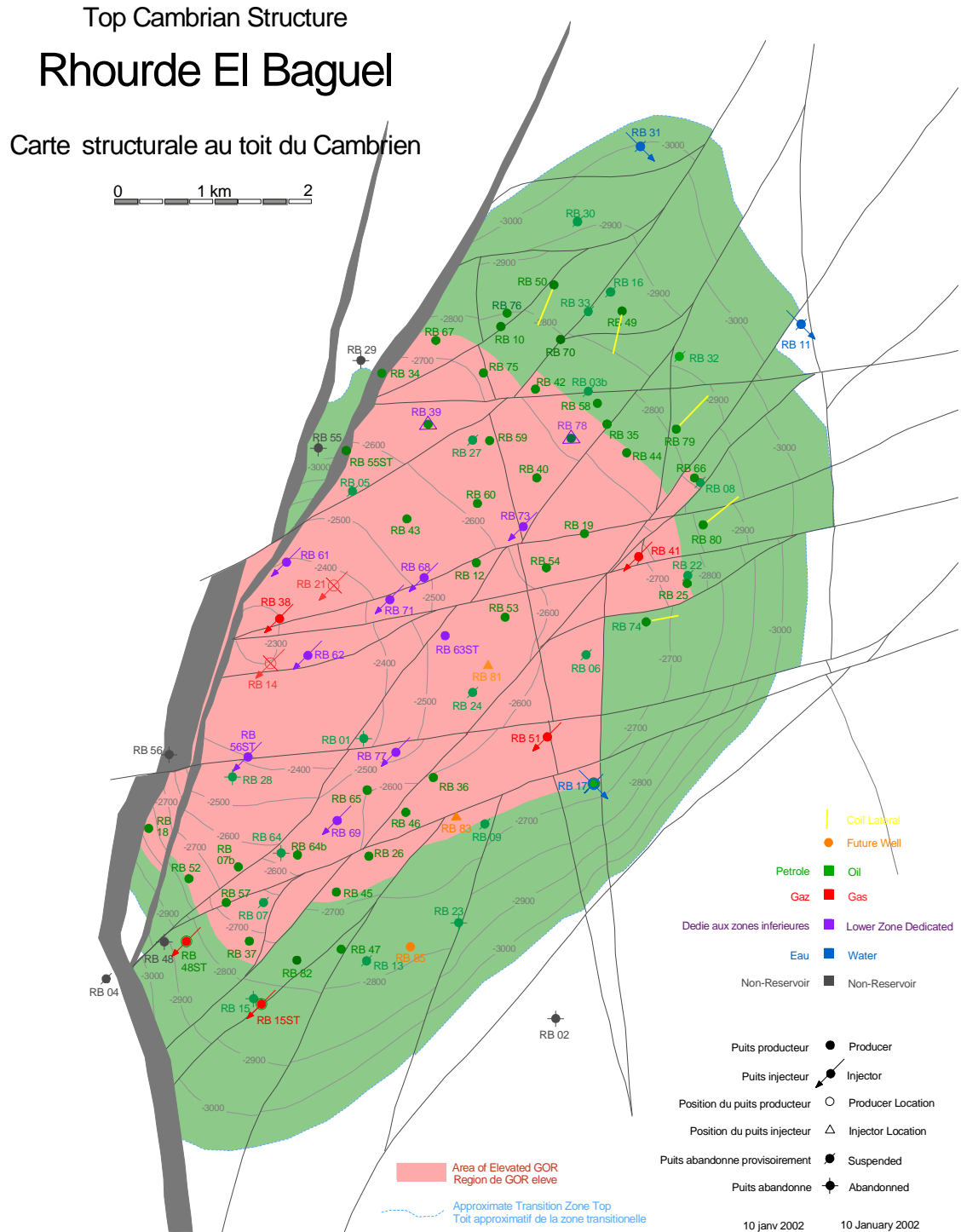


Figure V.1: La déposition des Trois Cellules d'injection dans le gisement REB

## Chapitre-V : Modélisation de l'interférence

### V-2-1) Intensités des fractures:

L'intensité des fractures, est le nombre de fractures par mètre. A Rhourd El Baguel, elle est variable sur toute l'extension du réservoir, soit verticalement (variation par zones) ou horizontalement. D'après les schémas joints on peut distinguer :

- Les zones à grande intensité de fractures : zones 6B, 6A qui peuvent atteindre  $0.6\text{m}^{-1}$ .
- Les zones à moyenne intensité de fractures : zones 5A, 4, 2 qui peuvent atteindre  $0.5\text{m}^{-1}$ .
- Les zones à faibles intensité sont 5B, 3, 1B et 1A.

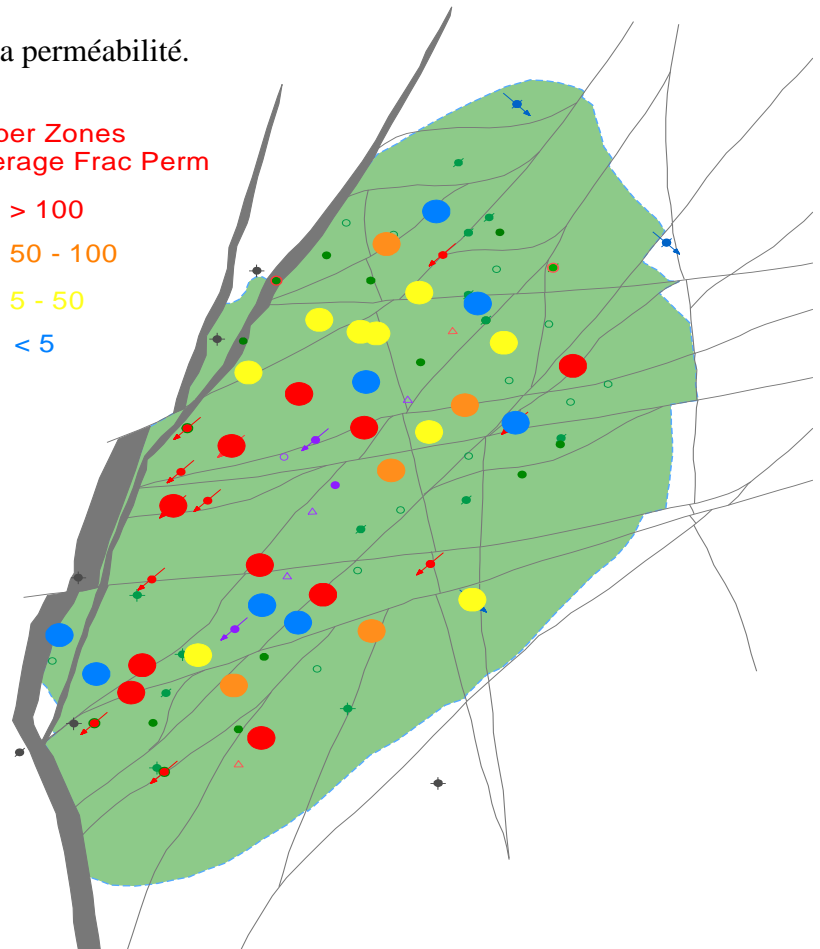
1° Cette variation est liée directement à l'argilosité (influence de la lithologie), et aux épaisseurs des bancs. Plus l'argilosité est élevée plus il ya moins des fractures, et l'inverse est valable. Plus l'épaisseur des couches est grande, plus l'intensité des fractures est moindre.

2° Cette variation est liée aussi à la perméabilité.

La figure ci-contre montre : **Upper Zones Average Frac Perm**

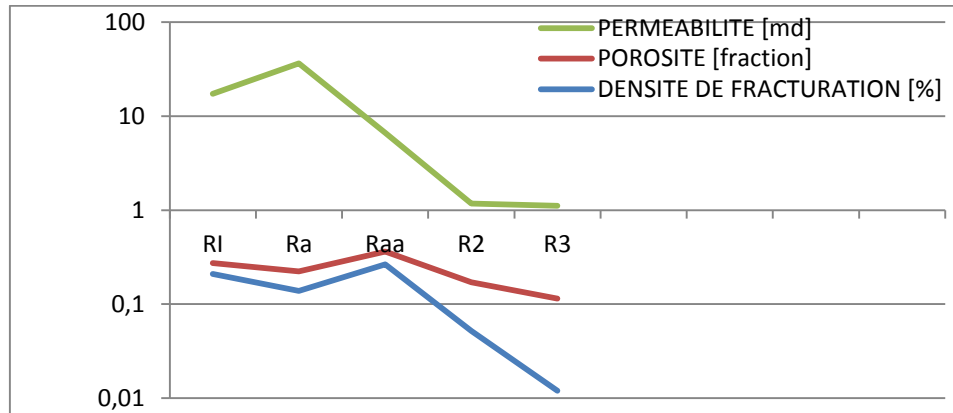
plusieurs zones ayant une grande intensité de fracture dans la zone supérieure, de même pour la faible et la plus faible intensité de fracturation, par contre aux moyennes intensités on les trouve dans des zones limitées ; donc on est face à une fracturation hétérogène.

Horizontalement, la présence des fractures dans la zone 6A la plus productrice du réservoir n'influe pas beaucoup sur la perméabilité.(voir Annexe N 03)



**Figure V.2 : Variations des Perméabilités horizontales des fractures, zone supérieure**

3) La variation de l'intensité de fracturation influe sur la perméabilité ; La relation entre la perméabilité et l'intensité des fractures, est représentée par le graphe de la figure (III-05).



**Figure V-03 : Perméabilité et porosité du réservoir REB**

D'après le graphe nous remarquons que les fractures influent d'une manière remarquable sur la perméabilité dans les zones réservoir. Il est bien clair que la perméabilité de fracture est divisée en deux groupes :

1<sup>er</sup> Zone : comprend les zones Ri et Ra. La perméabilité moyenne (190 md).

2<sup>eme</sup> Zone : comprend les zones 1B et 1A. perméabilité faible ( Kmoy 5md)

### **V-2-2) Analyse de la Cellule REB68 :**

L'analyse de cette cellule repose sur les paramètres suivants :

#### **Les Caractéristique dynamique des puits :**

Les graphes du figures II-11 à II-19 (Annexe 08), relative aux données des puits REB 12, 19, 40, 43, 53, 54, 59, 60, et REB 63: sont tracés avec : les quantités d'huile produite, le GOR relatif, ainsi que les valeurs de pression en tête de puits Pwh, le VRL pour observer rapidement ; la chute de production par fermeture ou obstruction de colonne de production, et observé la remonté des quantités importante d'eau. Les courbes des figures montrent :

- ° Un comportement presque similaire au débit de l'injection 2000-2001
- ° Changement de comportement en Avril 2001 suite au changement de technique d'injection.
- ° Comportement de cadence stable de puis (diminution de production de l'huile et augmentation de GOR.
- ° Quelque puits (REB 43, 54, et 59), enregistrent des manifestations différentes, ce qui fait penser qu'ils sont affectés par d'autres puits injecteurs.

### V-2-2) Paramètres de modélisation Cellule REB68 :

**Tableau des données Modélisation pour la Cellule REB 68**

Données de Programme				Données de la cellule			Données de calculs			Données de modélisation		
Puits	Date d'injection	Date de Brek trough	Date de mesure	Pérméabilité K[Mdarcy]	Débit Q[Cm3/S]	Distance $\Phi X$ [Cm]	$\Phi P$ P1-P2 [Std atm]	Heuteur h (cm)	Viscosité $\mu$ (m/h)	Surface A (Cm2)		
RB12		27/05/2000	28/05/2000	1,2	0,00291	75000	77,64389	0,00672	0,42627	0,04223		
RB19		30/06/2000	09/07/2000	0,4	0,00001	20000	60,96922	0,00001	202,28123	0,00009		
RB40		22/07/2000	02/08/2000	0,8	0,00004	40000	61,78577	0,00010	29,62190	0,00061		
RB43		17/06/2000	13/06/2000	0,6	0,00007	30000	48,63588	0,00021	13,80985	0,00130		
RB53		29/07/2000	15/07/2000	0,5	0,00001	25000	60,49289	0,00002	177,68085	0,00010		
RB54				0,2	-	10000	-	-	-	-		
RB59		22/07/2000	01/08/2000	0,4	0,00001	20000	57,49887	0,00002	164,42230	0,00011		
RB60		10/06/2000	14/06/2000	0,8	0,00046	40000	63,89519	0,00104	2,75167	0,00654		
RB63		06/08/2000	13/03/2001	0,2	0,00000	10000	80,70256	0,00000	9877,99285	0,00000		

## V.3 Résultats de modélisation pour le SPSS

Résultats du champ de sortie Surface  
 Comparaison de \$R-Surface avec Surface

Nombre minimal d'erreurs	0,0
Nombre maximal d'erreurs	0,0
Nombre moyen d'erreurs	0,0
Erreur absolue moyenne	0,0
Ecart type	0,0
Corrélation linéaire	1,0
Occurrences	8

Figure V.4: interface de paramétrés corrélation SPSS pour la surface

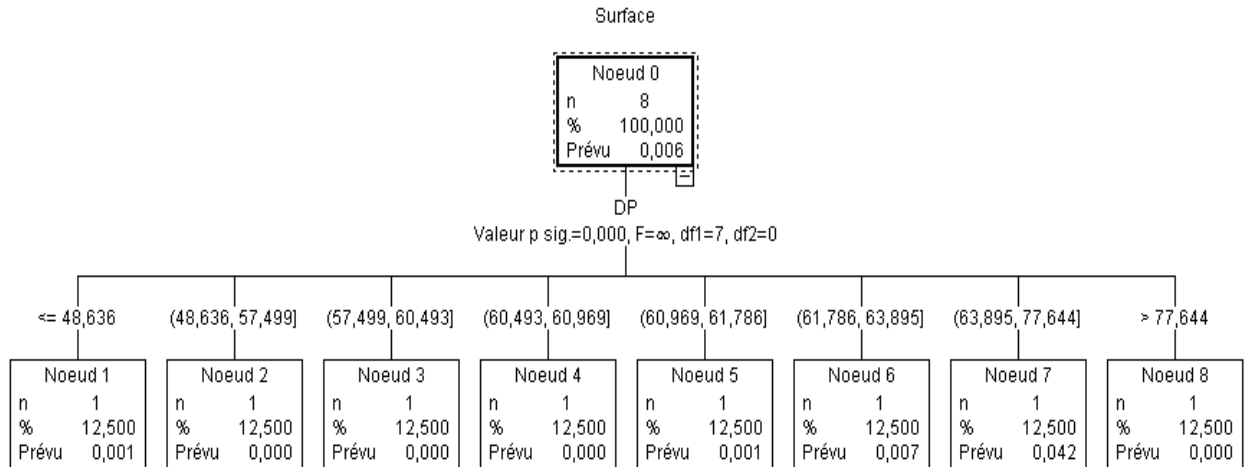


Figure V.5 Arbre de décision CHAID pour la surface

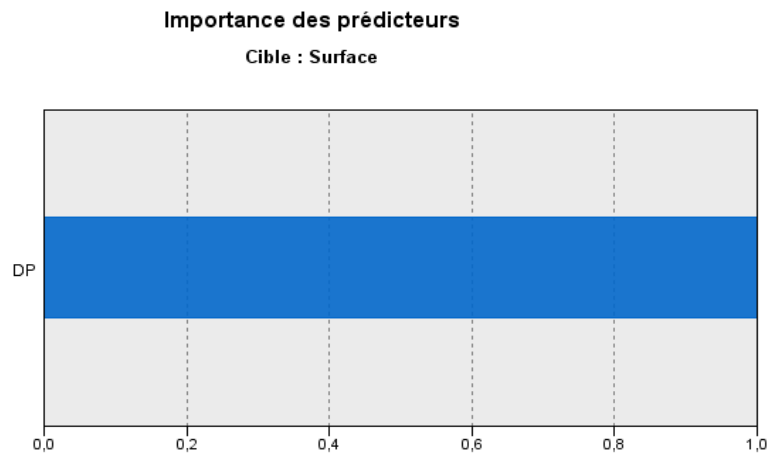


Figure V.6 Importance des prédicteurs surface



## Chapitre-V : Modélisation de l'interférence

■ Résultats du champ de sortie Viscosité

■ Comparaison de \$R\$-Viscosité avec Viscosité

Nombre minimal d'erreurs	0,0
Nombre maximal d'erreurs	0,0
Nombre moyen d'erreurs	0,0
Erreur absolue moyenne	0,0
Ecart type	0,0
Corrélation linéaire	1,0
Occurrences	8

Figure V.7: interface de paramétrés corrélation SPSS pour la Viscosité

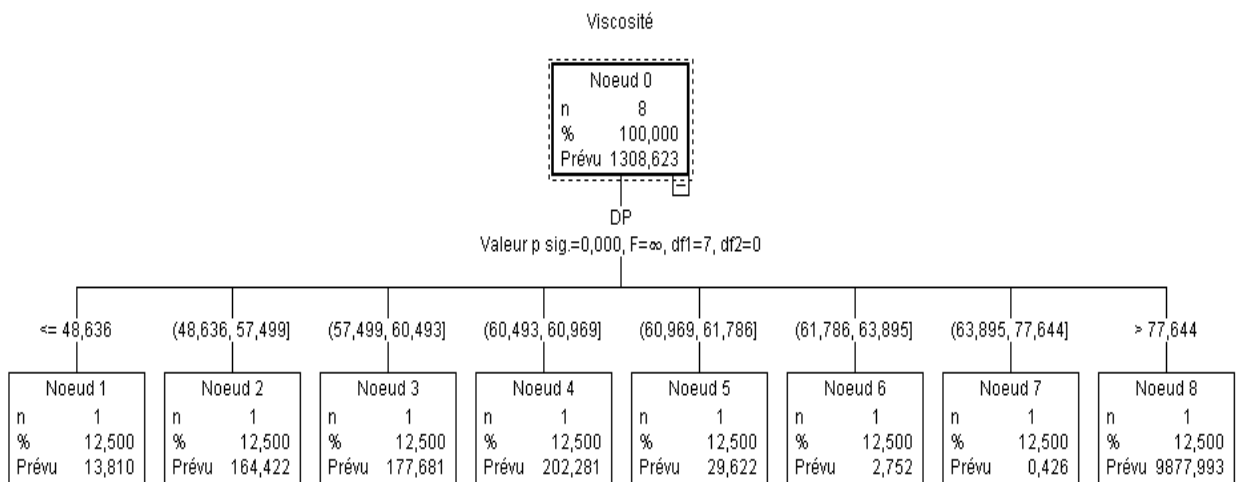


Figure V.8 Arbre de décision CHAID pour la Viscosité

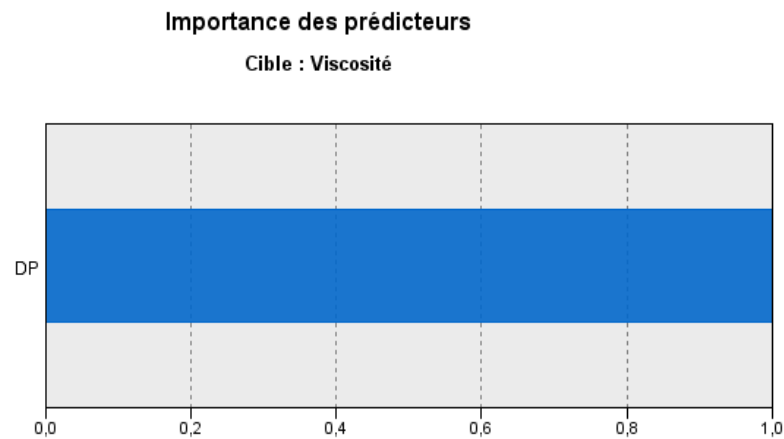


Figure V.9 Importance des prédicteurs surface

## CONCLUSION GENERALE

---

### CONCLUSION GENERALE

Plusieurs conclusions peuvent être tirées du programme pilote d'injection de gaz et de traceur de la RB15, qui peut être utilisé pour façonner la stratégie d'injection de gaz de profil du REB. Lors de l'examen des conclusions suivantes, il est important de noter que la RB15 et les puits d'observation se trouvent dans une région du champ présentant une forte densité de fractures naturelles

- La percée de gaz dans les puits producteurs de profil d'injection devrait avoir lieu dans au moins 40 à 100 jours
- L'efficacité d'un gaz flood diminuera considérablement avec l'augmentation du volume de gaz injecté
- Même si l'efficacité du gaz flood RB15 a diminué, de 7262 mmscf de gaz injectés dans le RB15, 5882 mmscf n'ont pas été produits à partir des principaux puits d'observation.
- Une période de non-injection de 57 jours n'était pas suffisante pour permettre la désaturation des voies d'écoulement entre la RB15 et les producteurs. L'intervalle de 197 jours entre la deuxième et la troisième de 1,1 BSCF était également insuffisant pour permettre la désaturation totale de la matrice de rupture. Un temps de percée de 12 jours a été mesuré pour la troisième bouchon, contre 40 jours pour la première et 4 jours pour la seconde.
- Comme ce fut le cas avec le RB37, l'injection de gaz peut conduire à une amélioration de la production, au-delà de ce qui est attendu des processus normaux de EOR et de maintien de la pression.(13)

Sur la base de ces conclusions, la stratégie d'injection à l'échelle du champ devrait inclure ce qui suit.

- L'injection de gaz dans les injecteurs de profils est une méthode efficace de récupération assistée du pétrole, mais l'augmentation de la maturité des profils entraînera des volumes inacceptables du gaz.
- Si une percée importante de gaz est observée chez les producteurs après l'injection de gaz, des temps d'arrêt de plus de 60 jours peuvent être nécessaires pour permettre la désaturation des voies d'écoulement à un niveau acceptable.

## CONCLUSION GENERALE

---

La partie pratique de cette étude a montré que la production de réservoir de REB a connu des phases d'exploitation très difficiles suite aux fractures qui caractérisent ce gisement. Les valeurs de récupération obtenues sont vraiment faibles en conséquence d'un tel potentiel, soit en qualité de réserves ou conditions initiales du gisement (PVT).

Cette étude montre que les techniques d'exploitation utilisées ont une part dans la mauvaise récupération vue l'analyse de l'historique et des données étudiées, d'où on a remarqué :

- 1) Injection périphérique de l'eau ; effectuée dans les zones fracturées du gisement a provoqué des percées rapide dans les puits environnent.
- 2) Le maintien de la même technique d'injection malgré les signes d'échec, alors la perte d'autres puits par la suite.
- 3) L'injection de gaz dans des puits connectés avec un réseau des fractures avec les puits producteurs, en résultant des efficacités globales d'injection dans la matrice très faibles.
- 4) L'hétérogénéité du réservoir a provoqué un GOR très élevé suite à l'injection potentielle du gaz dans la partie supérieure et une faible récupération dans la partie inférieure.
- 5) L'analyse de VRR et la courbe de R / HCPVI ont montré un faible un remplissage de la matrice et un très mauvais balayage en terme de récupération.
- 6) Le maintien de la pression exercée sur le réservoir actuellement présente beaucoup de dangers pour l'échappement des réserve en dehors de réservoir vers la périphérique à travers les fissures et fractures.

En se référant aux résultats obtenus par la modélisation de la cellule d'injection REB68, on peut conclure aussi que :

- a) La modélisation de l'injection des traceurs chimique peut conduit à une connaissance plus approfondis du gisement REB
- b) L'arbre de décision réalisé suite à une modélisation peut montrés l'importance et/ou l'influence de chaque paramètre introduit dans la modélisation.
- c) Le paramètre distance entre les puits c'est le paramètre le plus influençant sur l'interférence entre puits.
- d) On peut prédire la valeur de viscosité adapté pour une production sans interférences à partir la différence de pression DP entre puits injecteur et producteur.

# BIBLIOGRAPHIE

- (1). **CHIH ELHADI HACINI M. DHYAEDDINE.** *L'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale pour le choix des puits candidats à la Stimulation.* Ouargla : Université Kasdi Merbaeh, 2015/2016.
- (2). **Chaudhry, Amana T U.** *Oil Well Testing Handbook.* Houston, Texas : Advanced TWPSOM Petroleum Systems.
- (4). **G. BOURDAROT.** *WELL TESTING : interpretation METHODS EDITIONS TECHNIP.* FRANCE : INSTITUT FRANÇAIS.
- (5). **PERRIN, D.** *LES ESSAIS DE PUIITS OBJECTIFS, MATERIEL DE BASE ET DEROULMENT GENERAL.* s.l. : ENSPM FORMATION INDUSTRIE , 2000.
- (6). *Traceurs fluorescents à base de lanthanides en milieu complexe.* **Brichart, Thomas.** Lyon , France : HAL OPEN SCIENCE, 19 Sep 2014.
- (7). *SELECTION OF TRACERS FOR OIL AND GAS RESERVOIR EVALUATION.* **Bjørnstad, Tor.** s.l. : Institutt for energiteknikk, August 1991.
- (8). *AN EXPERIMENTAL STUDY OF TRACERS FOR LABELING OF INJECTION GAS IN OIL RESERVOIRS.* **DUGSTAD, ØYVIND.** s.l. : UNIVERSITY OF BERGEN NORWAY, 1992.
- (9). **DJEBBAS FAYCEL, CHABBI ABDELHALIM.** *ANALYSE DE L'INJECTION DE GAZ à GHOURDE EL-BAGUEL.* BOUMERDES : UNIVERSITE DE M'HAMED BOUGUERRA BOUMERDES, 2005.
- (10). *PRACTICAL METHODOLOGY FOR INTERWELL TRACER APPLICATIONS.* **Romel-Antonio, Pérez-Romero.** s.l. : ecopetrol, August 01, 2020.
- (11). *GEOTHERMAL RESERVOIR TRACER TEST SERVICES.* **group, kyudan.** santa rosa : regional parkway .
- (12). **Bassem, HAMMANI.** *Etude de l'impact de la réduction du gaz injecté sur la production de REB.* s.l. : DIRECTION REGIONALE DE RHOURDE EL BAGUEL DIVISION ENGINEERING & PRODUCTION, 2018.
- (13). **Toth, Duane.** *RB15 Tracer Program and Pilot Gas Injection Project.* s.l. : REB Petroleum Engineering Advisor, 2000