

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures et des 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

Présenté Par :

**Sahraoui Med Lamine & Belkanichi Abdeldjalil
& Lagra Aladin**

-THEME-

Choix de L'Application de la Methode (WAG) Dans la Zone 19 Hassi Messouad

Soutenu le : 25/05/ 2016 devant la commission d'examen

Jury:

Présidente:	M ^{me} . BELMILOUD FATIMA ZOHRA	MAA Univ. Ourgla
Rapporteur:	Mr. HAMZIOUI LOUANES	MCA Univ. Ourgla
Examineurs:	Mr. DOUAK MOHAMED	MAA Univ. Ourgla

DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

*A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et
matériellement pendant les moments les plus difficiles et durant
toute ma vie.*

Ma très chère mère

SAHRAOUI HAKIMA

Qui a fait tous pour moi

Toute seul 'merci Maman'

Mon très cher père

SAHRAOUI HOUCINE

(Rabi yarahmou)

A mes tantes maternelle et leurs familles

Et tout la famille BELGVEDJ

Et surtout tata M^{ed}: SOUAD CHOUITER,

tonton Mr: Mostefa et M^{ed}: tata Malika, zakia, abderazzek,

A mon seul frère et l'unique Khaled

*A tout le monde qui me connaît
Sans oublier à rendre un grand hommage à mes
Grands-parents aziza et Merzaka et Salah
Éternels
Dans nos mémoires*

LAMINE

Dédicaces



A mes très chers parents qui ont fait mon bonheur et qui ont partagés mes malheurs.



A mes très chères frères : Oussama, Housseem, mes tendres sœurs et à toute ma grande famille



A tous mes amis surtout Lamine, Alaa-Edinne et Salah.



A Tous qui m'aiment.

Belkanichi Abdeldjalil



Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père et ma mère. Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,

Je ne pourrai jamais égaler votre mérite.

A mes grands-pères et grands-mères.

A mes très chères sœurs.

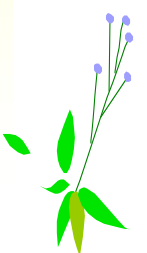
Ces conseils, Pour sa disponibilité et son sérieux,

A toute ma famille, cet ensemble de personnes qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment.

A mes très chers amis LAMINE, ABDOU et LAID.

A toute ma promotion de 3ème Hydrocarbure.

ALADIN



Remerciements

Au terme de ce travail, on exprime notre gratitude au bon DIEU de nous avoir donné la force et la patience, ces fabuleuses valeurs sans lesquelles on n'aurait pu puiser de nouvelles forces pour mener à bien notre tâche.

On remercie les membres du jury qui nous font l'honneur de juger ce modeste travail.

Nous n'oublierons pas d'adresser notre reconnaissance a nos enseignants du département des hydrocarbures qui n'ont pas ménagé leurs efforts ainsi qu'à notre respectable enseignant notre encadreur Mr. HAMZIOUI LOUANES et Mr. LEBTAHI a qui nous adressons nos respects les plus sincères.

On tient à exprimer nos remerciements à Mr A.KOUIDRI chef d'Engineering de Production SH-DP-HBK.

On tient à exprimer nos remerciements aussi à Mr NOUREDINNE et Mr AMINE ingénieurs de Schlumberger

Et a tous ceux qu'on aura oublié nous leur adressons également un grand merci et que dieu vous benisse tous.



SOMMAIRE

REMERCIEMENT	
DEDICACE	
LISTE DES FIGURES	
LISTE DES TABLEAUX	
INTRODUCTION	01
<i>CHAPITRE I : LES MECANISMES DE RECUPERATION DU PETROLE</i>	
I.1 LA RECUPERATION NATURELLE	02
I.1.1 les régimes de drainages	02
I.2 LA RECUPERATION SECONDAIRE	04
I.3 L'INJECTION D'EAU	05
I.3.1 Les différents types d'injection	05
I.3.2 Facteurs affectant l'injection d'eau	06
I.3.3 Propriétés des roches réservoirs	07
I.3.4 Mécanisme de balayage	09
I.4 L'INJECTION DE GAZ	10
I.4.1 Les divers modes d'injection	10
I.4.2 Mécanique du balayage	11
I.4.3 Comparaison des injections d'eau et de gaz	11
<i>CHAPITRE II : LE PROCESSUS DE PROJET WAG</i>	
II.1 INTRODUCTION	13
II.2 CLASSIFICATION DES PROCESSUS DE WAG	13
II.2.1 Le processus WAG miscible	14
II.2.2 Le processus WAG non miscible	14
II.2.3 Le WAG Hybride	15
II.2.4 SWAG	15
II.3 MECANISME DU DRAINAGE PAR LE PROCESSUS WAG	15
II.4 EFFICACITE DU BALAYAGE	16
II.4.1 Efficacité horizontale du balayage	16
II.4.2 Efficacité verticale de balayage	17
II.5 DESIGN DU PROJET WAG	17
II.6 MODELES D'INJECTION	18
II.7 LES AVANTAGES DE WAG	18

II.8	FACTEURS AFFECTANT LE WAG	18
II.8.1	Mouillabilité et piégeage du gaz	19
II.8.2	Hétérogénéité du réservoir	19
II.9	PROBLEMES LIES A L'INJECTION WAG	19
II.9.1	Percée anticipée dans les puits producteurs	19
II.9.2	Corrosion	20
II.9.3	Réduction de l'injectivité	20
II.9.4	Dépôt de calcaire	20
II.9.5	Formations D'hydrates et D'Asphaltenes	21
II.9.6	Différence de température des phases injectées	21
II.10	SOLUTIONS ANALYTIQUES APPORTÉES PAR LE WAG	21
II.10.1	Effet de gravité	21
II.10.2	Efficacité de déplacement et le rapport du WAG	21
II.10.3	Déplacement des fronts lors de l'injection WAG	22
	<i>CHAPITER III : WAG vs INJECTION CONTINUE DE GAZ</i>	
III.1	ETUDE DE PERFORMANCE DU WAG VISE A VIS DE L'INJECTION DE GAZ	23
III.1.1	Pour le cas d'injection de gaz continue	23
III.1.2	Pour le cas du WAG	23
III.2	RESULTAS DE LA SIMULATION DES AVANTAGES DU WAG VS L'INJECTION DE GAZ	24
III.3	INTERPRETATION	26
	<i>CHAPITRE IV : LE PROJET DE PILOTE WAG DANS LA ZONE 19</i>	
IV.1	POUR QUOI LA ZONE 19 ?	27
IV.2	OBJECTIFS DE L'ETUDE DU PILOTE WAG DANS LA ZONE 19	27
IV.3	LE DESIGN DU PILOTE WAG	28
IV.3.1	Paramètres de conception	28
IV.3.2	Critères de sélection du puits candidat pour l'injecteur WAG	28
IV.3.3	Recommandations pour le puits injecteur du pilote WAG	29
IV.3.4	Recommandation pour le puits d'observation du pilote WAG	33
IV.3.5	Définition de la cellule WAG	34

CHAPITRE V : EVALUATION DE L'ESSAI PILOTE WAG

V.1	ETAT D'AVANCEMENT	35
V.1	Cycles d'injection d'eau et de gaz	35
V.2	EVALUATION DE L'ESSAI PILOTE WAG	36
V.2.1	Evolution de l'injection dans le puits MD 112	36
V.2.2	Evolution de la pression de gisement de la cellule	36
V.2.3	Evolution de la production et le GOR de la cellule	37
V.2.4	Profile de production et le GOR par puits	37
V.2.5	Analyse de percée d'eau	41
V.2.6	Evolution de WAG ratio	42
V.2.7	Etude du temps de vidage VRR (vidage remplacement ratio)	43
V.2.8	Efficacité et taux de participation de chaque puits	44
V.2.9	Le recyclage	45
	CONCLUSION ET RECOMMANDATION	46
	BIBLIOGRAPHIE	

Liste des tableaux

	<i>Chapitre I</i>	<i>page</i>
<i>Tableau I-1</i>	<i>comparaison des injections d'eau et de gaz</i>	<i>10</i>
	<i>Chapitre IV</i>	
<i>Tableau IV-1</i>	<i>Cycles d'injection d'eau et de gaz</i>	<i>30</i>
<i>Tableau IV-3</i>	<i>débit injecté avant et après les opérations de stimulation</i>	<i>32</i>
<i>Tableau IV-4</i>	<i>WAG ratio Vs WAG ratio simulation</i>	<i>39</i>

Liste des figures

Figure	Chapitre I	page
Fig I-01	<i>schéma illustrant le drainage par gas-cap</i>	03
Fig I-02	<i>drainage par expansion du gaz dissout</i>	04
Fig I-03	<i>relation entre l'huile et la pression avec les régimes</i>	05
Fig I-04	<i>L'évaluation des perméabilités relatives de système eau-huile</i>	10
Fig I-05	<i>modification de la mouillabilité d'une couche mince</i>	11
Fig I-06	<i>La récupération d'huile en balayage à l'eau dans les gisements hétérogènes.</i>	13
Chapitre II		
Fig II-01	<i>Schématisation du Processus du WAG</i>	11
Fig II-02	<i>le principe de balayage par l'eau et de gaz</i>	14
Chapitre III		
Fig-III-01	<i>La production de l'huile pour les différentes seniors d'injections</i>	
Fig-III-02	<i>L'estimation du GOR pour les différents seniors d'injections</i>	
Fig-III-03	<i>La production de l'eau pour les différentes seniors d'injections WAG</i>	
Fig-III-04	<i>Comparaison du cumule d'injection de gaz pour les différents seniors d'injections</i>	
Fig-III-05	<i>Le gain en pourcentage volume de gaz injecté</i>	
Fig-III-06	<i>Estimation de la pression du réservoir pour les différentes seniors d'injections WAG</i>	
Chapitre IV		
Fig IV -01	<i>Répartition de l'huile en place dans le D1</i>	22
Fig IV -02	<i>Répartition de l'huile en place dans le (ID)</i>	22
Fig IV -03	<i>Répartition de l'huile en place dans le D2</i>	23
Fig IV -04	<i>Production de l'huile lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143</i>	24
Fig IV -05	<i>Production de gaz lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143</i>	24

Fig IV -06	<i>Production de l'eau lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143</i>	24
Fig IV -07	<i>La réduction du gaz produit lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143</i>	25
Fig IV -14	<i>Localisation du puits d'observation pour le pilote WAG</i>	28
Fig IV -15	<i>la cellule WAG de la zone 19</i>	29

Chapitre V

Fig V-01	<i>Evolution de l'injection WAG (MD112)</i>	31
Fig V-02	<i>débit d'eau injecté avant et après la stimulation</i>	32
Fig V-03	<i>débit de gaz injecté avant et après la stimulation</i>	32
Fig V-04	<i>Evolution de la pression de gisement de la cellule</i>	33
Fig V-05	<i>Evolution de la production dans la cellule WAG</i>	33
Fig V-06	<i>profil de production et GOR MD584</i>	34
Fig V-07	<i>profil de production et GOR MD275</i>	35
Fig V-08	<i>profil de production et GOR MD379</i>	35
Fig V-09	<i>profil de production et GOR MD26</i>	36
Fig V-10	<i>profil de production et GOR MD262</i>	36
Fig V-11	<i>profil de production et GOR MD90</i>	37
Fig V-12	<i>profil de production et GOR MD95</i>	37
Fig V-13	<i>analyses de la percée d'eau</i>	38
Fig V-14	<i>Evolution du WAG ratio calculé et simulé en fonction des cycles</i>	39
Fig V-15	<i>VRR des phases eau et gaz par cycle</i>	40
Fig V-16	<i>VRR mensuel avec l'injection WAG</i>	40
Fig V-17	<i>l'efficacité avant et après WAG</i>	41
Fig V-18	<i>taux de participation de chaque puits</i>	41
Fig V-19	<i>Le recyclage du gaz</i>	42

ملخص :

الكلمات المفتاحية: الضغط، النفط، الغاز، حقن الغاز والماء بالتناوب

تعتمد حياتنا اليومية اعتمادا كبير علي النفط و الغاز، لكن هذه الطاقة محدودة فلذلك يجب استغلالها جيدا واستخراج اكبر كمية ممكنة ولكن هناك معوقات منها نزول الضغط وللحفاظ عليه نقوم بعدة عمليات من بينها عملية حقن الغاز و الماء التي من أهدافها :

- الحفاظ على الضغط
- استخلاص الغاز المكثف
- كنس و مسح و استخراج كميات الزيت الثقيل المخزنة في الأوعية الصخرية

في هذا الإطار جاءت هذه الدراسة لمعرفة مدى فاعلية عملية حقن الغاز و الماء بالتناوب في الحقول البترولية بحاسي مسعود المنتجة للغاز و الزيت .

Abstract :

Key words: pressure, oil, gas, water alternative gas

Our daily life depends heavily on oil and gas. But the reserves of those sources of energy are limited, therefore, should energy tapped well and extract the largest possible amount but there are obstacles, including the descent of pressure to solve this problem, we use several operations including gas and water injection process that's the following objectives:

- Maintaining the pressure
- Gas condensate extraction
- Sweep and extract the quantities of heavy oil residue into the rocks.

In this context, this study comes to see the effectiveness of this process in hassi messaoud field producing oil and gas.

Résumé:

Les mots clé : pression, huile, gaz, l'injection d'eau et de gaz alternée

Notre vie quotidienne est devenue fortement dépendant du pétrole et du gaz, cependant les réserves de ces deux sources d'énergie sont limitées. De ce fait on doit exploiter la quantité la plus grand possible, mais il y a des obstacles, parmi lesquels la chute de pression qu'on peut la maintenir au moyen de plusieurs tells que l'injection d'eau et de gaz alternée dont les objectifs suivants:

- Maintien de la pression stable
- Extraction de gaz à condensat
- Le balayage et extraction les quantités de huile lourd rester dans les pores de la roche

Cette étude s'inscrit dans ce contexte, nous avons étudié l'efficacité de ce processus dans le champ hassi messaoud qui produit de l'huile et de gaz

Abréviation

BHP	La pression de fond (Bottom Hole Pressure) psi (kg/cm ²)
B_o	Facteur volumétrique d'huile
B_g	Facteur volumétrique de gaz
WAG	Water Alternating Gas
WAG Ratio	WAG ratio
GOR	Rapport de gaz/huile (m ³ / m ³)
R	GOR de production (m ³ / m ³)
G	Gravity constant
R_s	GOR de dissolution (m ³ / m ³)
R_c	GOR de gaz libre (m ³ / m ³)
OOIP	Original Oil In Place (bbl)
IOIP	Initial Oil In Place (bbl)
M	Rapport de mobilité
P_o	Pressure in the oil-phase, psi (kg/cm ²)
P_c	Capillary Pressure, psi (kg/cm ²)
P_w	Pressure of the water phase, psi (kg/cm ²)
P_t	Pression en Tête psi (kg/cm ²)
Q_o	Débit d'huile (m ³ /j)
Q_w	Débit d'eau (m ³ /j)
Q_g	Débit de gaz (m ³ /j)
K_{rw}	Water relative permeability
K_{ro}	Oil relative permeability
K_{rg}	Gas relative permeability
R_p	Cumulative produced wellhead gas-oil ratio, std m ³ /stock-tank m ³
R_{ps}	Cumulative produced sales gas-oil ratio, std m ³ /stock-tank m ³
S_{wi}	Saturation irréductible en eau
S_{orw}	Saturation en huile résiduelle à l'injection d'eau
Sorm	la saturation résiduelle à l'injection de fluides miscibles
MMP	pression minimale de miscibilité psi (kg/cm ²)

Introduction générale

Durant le cycle de l'exploitation d'un gisement pétrolier, la productivité des puits producteur diminue après une certaine période de production.

La récupération par drainage naturel dépasse assez rarement 30%, et souvent inférieure à cette valeur en ce qui concerne les gisements d'huile.

La présente invention concerne une méthode de récupération assistée de fluides pétroliers dans un gisement souterrain permettant d'accroître l'efficacité du balayage et plus particulièrement d'améliorer une technique de récupération pour un meilleur déplacement des fluides pétroliers vers les puits de production.

C'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les procédés utilisés (injection d'eau ou de gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps après la décompression du gisement d'où leur nom de procédés de récupération secondaire.

Il serait possible d'injecter une combinaison de gaz et d'eau, soit en alternance (WAG) ou simultanément (SWAG) dans le but de maintenir pression de gisement stable et augmenter la vitesse de récupération de pétrole.

L'objectif de ce mémoire c'est l'étude du WAG dans la Zone 19 du champ de Hassi Messaoud et aussi comment faire augmenter le taux de récupération

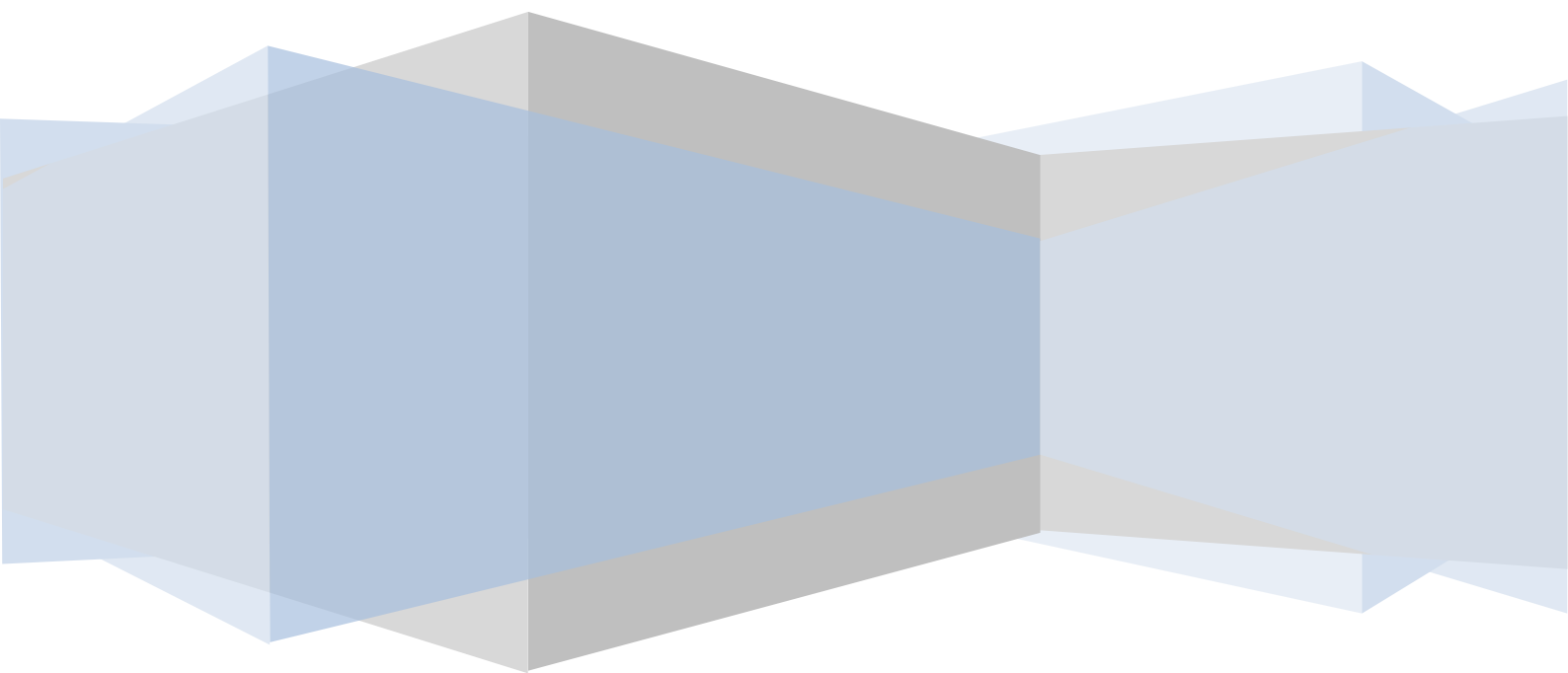
On va parler dans le premier chapitre sur les mécanismes de récupération, puis dans le deuxième chapitre on définit le processus WAG, concernant le troisième chapitre on fait une étude comparative entre le WAG et l'injection de gaz continue

Chapitre quatrième on va faire le projet du processus WAG dans la zone 19 puis on termine dans le dernier chapitre par l'évaluation de ce processus

Chapitre :

I

Les mécanismes de récupération du Pétrole



I.1. LA RECUPERATION NATURELLE ^[2]

Un gisement de pétrole est constitué d'une accumulation géologique d'hydrocarbures sous forme liquide ou sous forme gazeuse .le liquide contient une certaine quantité de gaz dissous qui va être libérée dès lors que la pression est abaissée, soit en raison de la production, soit du fait de la remontée du fluide en surface.

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

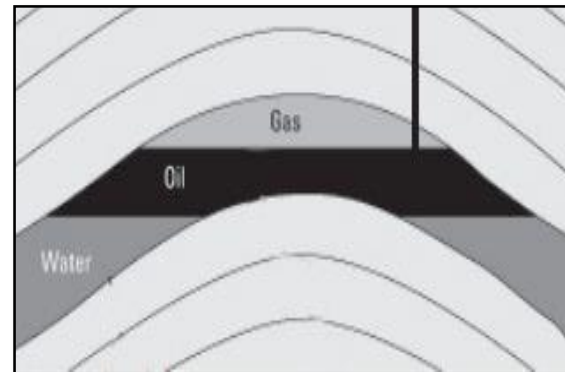
La plupart des gisements renferment plusieurs sources d'énergie dont l'importance relative varie en fonction du temps. Les principales sources d'énergie dans un gisement sont :

I.1.1. les régimes de drainages

- **Régime de drainage par Water Drive**

Les régimes à water drive sont ceux dans lesquels la pression du réservoir est transmise à partir de l'eau qui supporte le gisement (eau de fond ou périphérique).

Dans ce mécanisme, l'énergie vient principalement d'au-delà des limites du gisement et transmise le long du gradient de pression vers le gisement. Au fur et à mesure du retrait des fluides, l'eau remplacera l'huile et le gaz soutiré. La pression est maintenue avec le déplacement du contact huile eau vers le haut.



On distingue deux types de water drive :

- Bottom water drive : par toute la surface du contact huile – eau (WOC)
- Edge water drive : par les bords du gisement

Le taux de récupération est très important, en générale <50%

- **Régime de drainage par Gas-cap**

S'il existe un gaz cap (chapeau de gaz) dans un gisement, tout prélèvement d'huile du réservoir entrainera une expansion notable du gaz cap qui est infiniment plus compressible que l'huile. Ce phénomène limitera la chute de pression dans le gisement. Ce gaz est constitué généralement par

un mélange de gaz d'hydrocarbures représentant la partie de gaz qui n'a pas été dissoute dans l'huile saturée.

Dans ce type de gisement le chapeau de gaz est constitué par un gaz humide riche en homologues supérieur au méthane (éthane, propane et butane).

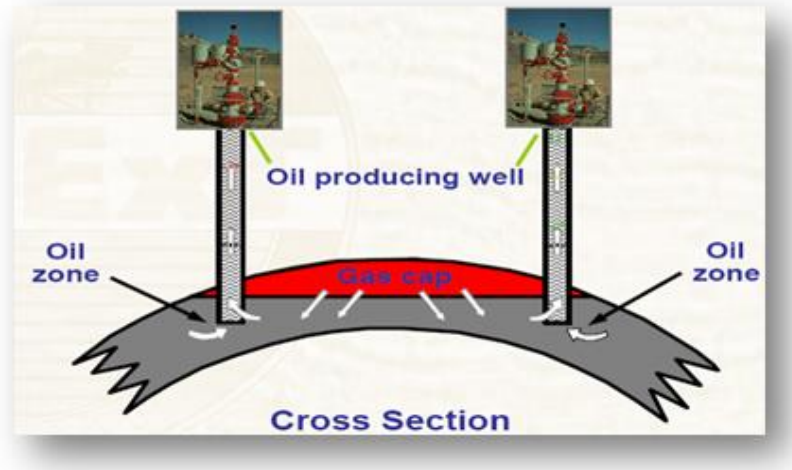


Fig I-01: schéma illustrant le drainage par gas-cap

- **Régime de drainage par expansion de l'huile**

L'huile est peu compressible, à de grandes profondeurs cette compressibilité n'est pas négligeable. Si la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle, au fur à mesure que l'on soutire de l'huile, celle qui reste dans le réservoir tend à se décompresser de façon à occuper la place laissée vacante. Ce phénomène est appelé expansion monophasique du fait que la phase gazeuse n'apparaît dans le réservoir qu'au moment où l'on atteint la pression de bulle. Le facteur de récupération dû à l'expansion de l'huile est généralement faible à cause de la compressibilité peu élevée de l'huile et de la chute rapide de la pression de gisement.

- **Régime de drainage par expansion du gaz dissout**

Lorsqu'on atteint le point de bulle, le gaz dissout dans l'huile commence à se dégager et il s'ensuit une augmentation de volume qui favorise l'expulsion des fluides, de façons analogue à ce qui se passe ou se produit lorsqu'on ouvre une bouteille de coca cola, c'est-à-dire les bulles de gaz de densité légère ont tendance à se déplacer plus rapidement tout en entraînant entre elles de l'huile.

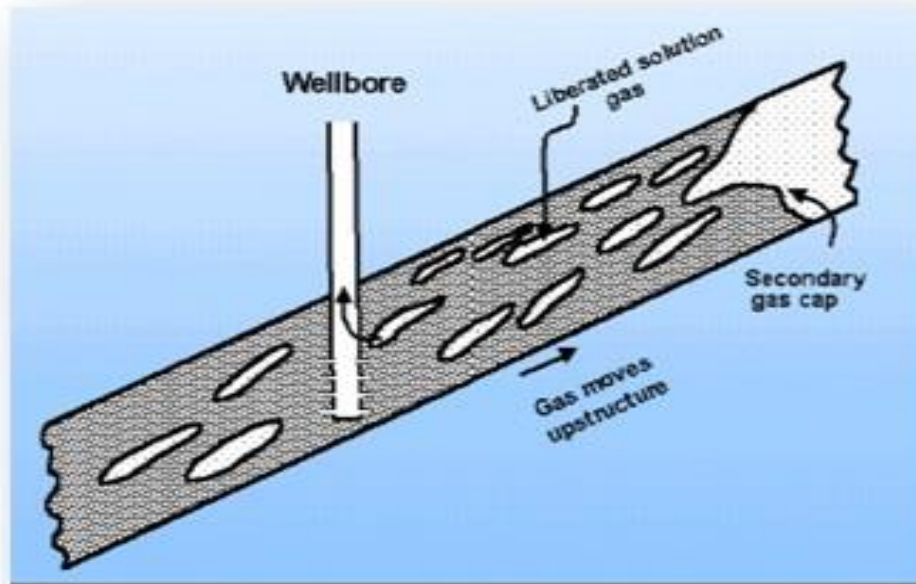


Fig I-02: schéma illustrant le drainage par expansion du gaz dissout

Cette récupération dépend de la quantité de gaz dissout, donc du GOR, dans la pratique il est recommandé de commencer le maintien de pression de gisement avant d'atteindre la pression de bulle afin de maintenir la production d'un fluide monophasique (huile avec gaz dissout) récupérer le maximum d'huile en place.

- **Régime de drainage par effet de gravité**

La gravité est un agent très peu actif. Cette force peut être notable dans le cas de piège à fort relief ou grande fermeture structurale théorique.

Elle devient la source dominante d'énergie dans le dernier stade d'exploitation après le régime de production par gaz dissout. Dans ce stade la production est d'autant plus grande que la viscosité est faible et que le réservoir est plus perméable.

I.2. LA RECUPERATION SECONDAIRE ^[8]

A mesure que le pétrole et le gaz sont produits, la pression baisse à l'intérieur du réservoir. Afin de stabiliser cette pression au-dessus « point de bulle » et d'augmenter la quantité d'huile récupérée, on va injecter des fluides dans le gisement, en premier lieu de l'eau ou du gaz.

On distingue:

- ✓ L'injection d'eau
- ✓ L'injection de gaz
- ✓ L'injection WAG
- ✓ L'injection SWAG

I.3. L'INJECTION D'EAU

I.3.1. Les différents types d'injection

A. Injection groupée

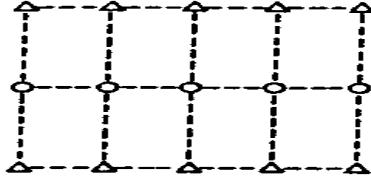
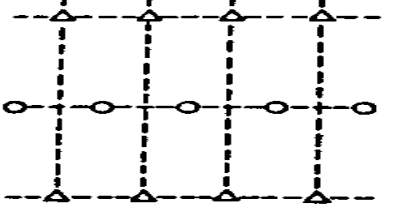
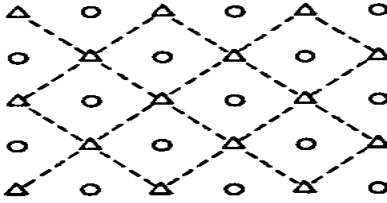
Dans un réservoir assez pentu, on cherche à disposer les puits d'injection de façon telle que la pesanteur rende le déplacement assez régulier que possible.

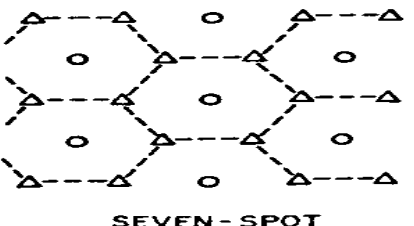
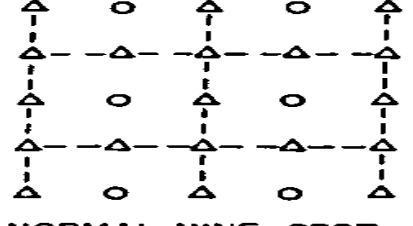
Dans le cas d'une injection d'eau, les puits producteurs situés en aval-pendage seront souvent reconvertis en injecteur lorsque l'eau aura envahi la zone correspondante.

B. Injection dispersée

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend de plus si la perméabilité est médiocre, d'autre part, pour obtenir un balayage uniforme,

Le tableau ci dessous indique les différents schémas d'injection dispersés réguliers

<p>1. L'implantation en lignes sans décalage:</p>	
<p>2. L'implantation en lignes avec décalage :</p>	
<p>3. Maille à cinq puits:</p>	 <p style="text-align: center;">FIVE- SPOT</p>

<p>4 .Maille à sept puits:</p>	 <p style="text-align: center;">SEVEN - SPOT</p>
<p>5 .Maille à neuf puits:</p> <p>O: puits injecteur Δ : puits producteur</p>	 <p style="text-align: center;">NORMAL NINE - SPOT</p>

I.3.2. Facteurs affectant l'injection d'eau

Les divers types de récupération secondaire font apparaître que tous ces procédés de drainage de l'huile se présentent sous l'aspect d'un balayage de réservoir entre puits injecteur et producteur. Il s'agit toujours d'un écoulement de fluide et de ce fait, il existe un certain nombre de caractéristiques de la roche magasin dont l'influence sur la récupération est importante, de même que la nature des fluides en place et fluide injectés.

L'efficacité d'un procédé de récupération assisté dépend :

a) Géologie du réservoir

Comme le drainage résulte d'écoulement entre les puits, l'une des conditions de réussite d'est qu'aucune barrière imperméable ne s'oppose à cette circulation.

L'homogénéité ou l'hétérogénéité du réservoir, la stratigraphie et la fissuration jouent un rôle trop important sur le front d'eau et ses chemins préférés.

b) La profondeur

Sur le plan technique : Si la profondeur est faible, on est limité en ce qui concerne la pression à mettre en œuvre, elle doit être inférieure à la pression de fracturation.

Sur le plan économique : le cout de mis en oeuvre d'un procédé est étroitement lié à la profondeur, soit le cout de forage, ou le coût de pompage.

c) Caractéristiques pétro physiques**1) Porosité**

Plus la porosité est grande, plus la saturation résiduelle en huile S_{or} en fin de phase primaire est grande qu'il est intéressant d'essayer de récupérer.

2) Perméabilité

La perméabilité est un facteur favorable pour la récupération. Toutefois il existe une limite supérieure au-delà de laquelle la récupération secondaire devienne non rentable.

3) La pression capillaire ^{[2] [3] [5]}

La pression capillaire est définie comme étant la différence de pression à l'interface entre deux fluides non miscibles, pour un système dans lequel un liquide mouille et l'autre est non mouillante.

Les phénomènes capillaires ont parfois un rôle utile. C'est le cas lorsqu'ils permettent une régularisation de l'avancée du front séparant deux fluides immiscibles en milieu poreux hétérogène (l'imbibition). Mais parfois elles ont un rôle néfaste. Elles sont responsables du piégeage de l'huile dans les pores.

4) Caractéristique des fluides

Les principaux paramètres qui influent sur le déplacement sont :

La viscosité, la perméabilité, ainsi que **le rapport de mobilité**, par exemple si les viscosités sont très élevées la vitesse du déplacement sera très faible et la récupération sera moindre.

I.3.3. Propriétés des roches réservoirs

Une bonne connaissance de la roche et les interactions entre ses fluides est d'importance majeure à la compréhension de performance du balayage avec l'eau (waterflooding).

Deux ou plusieurs phases sont considérées comme non miscible à une température et une pression spécifiques, s'il se forme une interface visible après que les phases ont été mélangées avec suffisamment du temps pour obtenir l'équilibre.

L'eau et l'huile sont immiscibles sous presque toutes conditions du réservoir et de surface parce que les solubilités mutuelles de l'huile dans l'eau et de l'eau dans l'huile sont petites.

a) Tension superficielle

La tension superficielle est un phénomène d'augmentation de l'énergie à la surface d'un fluide et qui en augmente localement la cohésion. Cet effet permet par exemple aux insectes de marcher sur l'eau, à un objet léger de se maintenir à la surface d'un liquide, à la rosée de ne pas s'étaler sur les pétales de fleurs, et explique la capillarité.

b) Tension interfaciale ^[4]

La tension interfaciale correspond au travail minimum "réversible" qu'il faut fournir pour amener des molécules (qui sont liées les unes aux autres par des forces de cohésion) du cœur du matériau ou d'une autre phase à sa surface afin d'augmenter la surface d'un incrément (ou accroissement), ou de la déformer. Cette énergie est rapportée à l'unité d'aire de surface, elle s'exprime en joules par mètre carré (J/m²)

c) La perméabilité relative ^[3]

La perméabilité relative d'un fluide est définie comme le rapport perméabilité effective divisé perméabilité absolue.

Perméabilité relative est une mesure directe de la capacité du système poreux de conduire un fluide à la présence d'un ou plusieurs fluides.

La perméabilité relative d'un fluide est fortement dépend de la mouillabilité, comme il contrôle la première distribution de fluide et le déplacement supplémentaire d'un fluide par un autre la phase de mouillage occupe les pores plus petits tandis que la phase non mouillante conserve les pores plus grands.

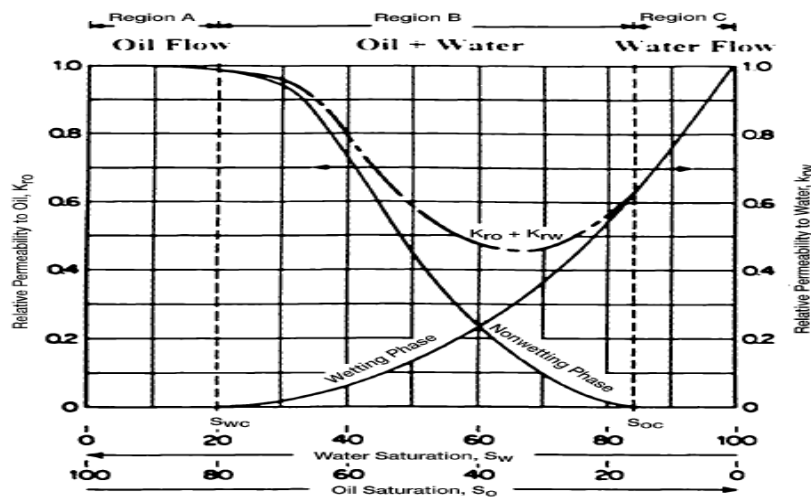


Fig I-04: L'évaluation des perméabilités relatives de système eau-huile

d) Mouillabilité

La mouillabilité est l'aptitude d'un fluide de couvrir la surface de la roche en présence d'autres fluides non miscible, comme indiqué précédemment, les paramètres de conception de processus WAG sont directement ou indirectement influencés par la mouillabilité. La conception devient plus complexe lorsque la mouillabilité peut aussi changer avec le temps en raison de subir processus au sein du réservoir.

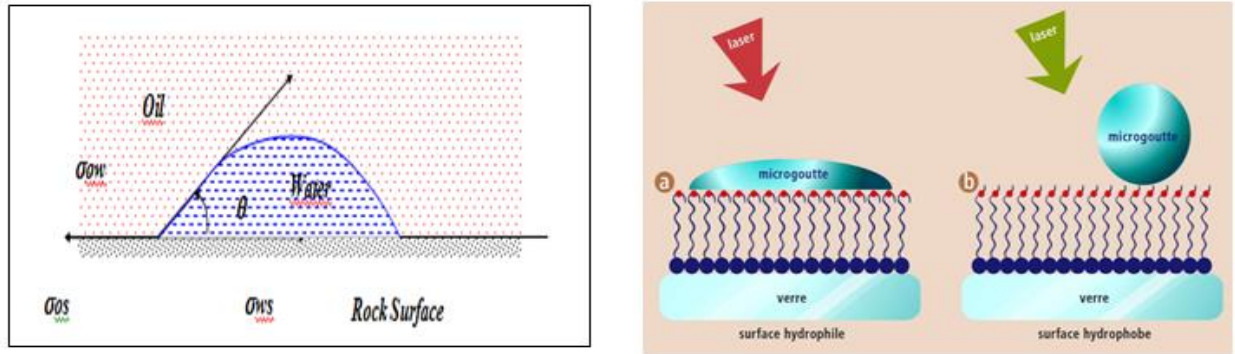


Fig I-05: modification de la mouillabilité d'une couche mince.

e) la mobilité [2]

Quand un balayage est supposé comme un déplacement piston, l'eau coule à une saturation de l'huile résiduelle derrière le front, pendant que l'huile coule à une saturation de l'eau interstitielle en avant du front alors; La relation de la mobilité est donnée par l'équation (I-1)

$$M = \frac{(K_{rw} / \mu_w) S_{wf}}{(K_{ro} / \mu_o) S_{iw}} \quad (I-1)$$

Comme la plupart des déplacements ne sont pas piston, La mobilité apparente de la phase de l'eau est calculée en évaluant la perméabilité relative à l'eau à la saturation d'eau moyenne dans

Un déplacement linéaire la percée (breakthrough), et la proportion de la mobilité (M) est défini par l'équation (I-2)

$$M = \frac{(K_{rw} / \mu_w) \overline{S_{wf}}}{(K_{ro} / \mu_o) \overline{S_{iw}}} \quad (I-2)$$

Cette propriété est un indicateur de performance du déplacement quand $M < 1$, l'eau déplace plus lentement que l'huile, et qui mène à une haute saturation de l'eau a la percée et une bonne efficacité de déplacement. Quand $M > 1$, l'eau au contraire déplace plus vite l'huile et une percée se manifeste rapidement avec une mauvaise efficacité de déplacement. Pour $M=1$, l'eau et l'huile se déplacent avec le même rythme.

I.3.4. Mécanisme de balayage

a)- Gisement Homogènes :

Les considérations qui suivent supposent un réservoir constitué par une seule couche homogène dans laquelle le mouvement des fluides est horizontale, c'est là un cas passablement théorique, mais dont l'étude est cependant utile. Eventuellement, si la phase d'exploitation primaire a dur trop longtemps, l'huile n'est plus Productible, le rapport gaz-huile étant devenu trop élevée dans les puits de production. Le démarrage de l'injection se traduit par une augmentation de la

pression en chaque point Du gisement. Elle est importante du au voisinage des puits l'arrive du front d'huile au puits De production marque la fin de la période de d'injection, et d'croit en direction des puits de Production. Par conséquent, l'injection d'eau n'aura pas pour conséquence immédiate une augmentation de la production d'huile.

b)-Gisement hétérogènes :

On peut classer les gisements hétérogènes en trois types principaux :

-Réservoirs fracturés, réservoirs stratifiés, réservoirs à hétérogénéités réparties.

-Pour l'ensemble de ces gisements l'imbibition joue un rôle important. Ce phénomène qui résulte de l'existence de gradients de pression capillaire dus à l'envahissement partiel du magasin par l'eau injectée est en général aidée par pesanteur. Il tend à faire pénétrer l'eau dans les zones peu perméables et à en chasser l'huile. La vitesse d'imbibition étant pratiquement indépendante du débit imposé à l'eau, l'imbibition est d'autant plus importante qu'elle a eu plus de temps pour se faire sentir, donc que le déplacement est plus lent.

-Les courbes de récupération d'huile en balayage à l'eau des gisements hétérogène Ont donc l'allure.

I.4. L'INJECTION DE GAZ

I.4.1. Les divers modes d'injection

a) L'injection dans le gas-cap

Lorsqu'un gas-cap existe dans le gisement vierge ou s'est créé par ségrégation en cours de production primaire, une alimentation artificielle permet de maintenir sa pression et de forcer le gaz dans l'huile, d'où entraînement de celle-ci vers les puits de production. Le phénomène est l'aquifère.

b) L'injection de gaz directement dans l'huile

Ce cas est celui de gisements plats sans gas cap où le gaz injecté s'écoule radialement à partir des puits d'injection, chassant l'huile vers les puits de production. Le principal facteur qui permet de décider la mise en oeuvre de l'injection de gaz est l'existence, à proximité du gisement à drainer, d'une source de gaz bon marché, disponible et suffisante. Le recyclage du gaz produit avec l'huile constitue une première source, mais qui ne permet le ralentissement de la chute de pression du réservoir. Il faut faire une seconde source à un gisement de gaz voisin. (Cas de Hassi Massoud) Il est d'ailleurs facile de chiffrer la quantité de gaz nécessaire à un maintien complet de la pression.

I.4.2. Mécanique du balayage

Le drainage au gaz, comme le drainage à l'eau, donne naissance à un front de déplacement, mais celui-ci est moins marqué (variation de saturation en huile plus faible). Le gaz ne mouille pas la roche et va s'infiltrer au milieu de l'huile, tendant à créer une phase gazeuse continue à travers le réservoir. Un front net a cependant de bonnes chances d'apparaître lors d'une extension de gas-cap, la pesanteur facilitant le maintien de la ségrégation des phases. Des essais de balayage au gaz à pression voisine de la pression atmosphérique ont été effectués sur carottes.

Les résultats obtenus sont les suivants :

- La production cumulée d'huile est fonction linéaire du logarithme du volume cumulé de gaz injecté.
- Pour un même volume de gaz injecté, la production d'huile est d'autant plus forte que le gradient de pression, donc la vitesse de circulation du gaz, est plus grande.
- Pour un même volume de gaz injecté, la production d'huile diminue lorsque la viscosité de l'huile en place augmente.

I.4.3. Comparaison des injections d'eau et de gaz

L'eau peut être utilisée comme fluide de déplacement mais son efficacité est limitée. Une grande partie de l'huile reste en place du fait notamment que sa viscosité est souvent bien plus forte que celle de l'eau. L'huile en outre reste souvent piégée par les rétrécissements des pores en raison de la tension interfaciale importante entre elle et l'eau. Comme le gisement est souvent hétérogène, l'eau balaie facilement les zones les plus perméables, en contournant les autres, d'où une perte importante de récupération.

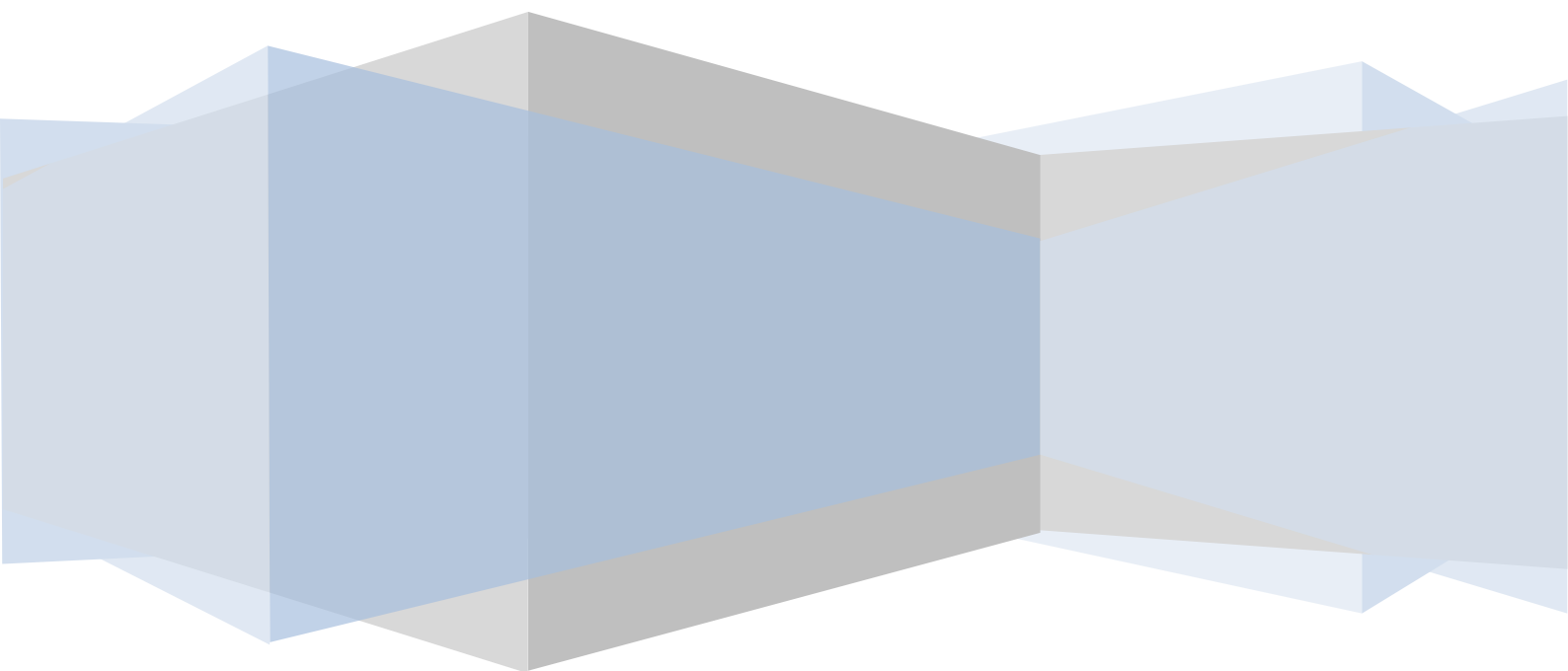
Il est connu aussi d'injecter du gaz sous pression qui pénètre dans les pores des roches et déplace une quantité importante du pétrole en place. Même si de l'eau a d'abord été injectée dans le gisement, comme cela arrive souvent, le gaz a la propriété bien connue de déplacer une quantité supplémentaire non négligeable de pétrole. L'inconvénient notable de cette technique de récupération au gaz, c'est qu'il est beaucoup moins visqueux que le pétrole qu'il doit déplacer et aussi que l'eau éventuellement en place. A cause de sa grande mobilité.

Chapitre :

II

Le Processus Du Projet

WAG



II.1. Introduction

L'expansion des fluides en place ne permet la récupération que d'une faible partie de l'huile présente. Cela a conduit à rechercher des méthodes assurant un balayage optimal du gisement. Ces méthodes ont été appelées de récupération secondaire, car elles n'étaient initialement utilisées qu'après la récupération primaire (par drainage naturel)

Les méthodes les plus anciennes consistent en l'injection d'un fluide naturel (eau ou gaz). Mais, après arrêt de l'exploitation dicté par des considérations économiques, il peut y avoir encore en place des quantités importantes d'hydrocarbures.

Le WAG est l'une des techniques les plus importantes utilisées dans les réservoirs à faible pendage. Ce processus implique d'injecter des cycles en alternance de gaz et d'eau. Le principe de base est basé sur le fait expérimental que la mobilité totale d'un système de deux phases est moins que la mobilité d'une seule phase de mobilité par le choix convenable de rapport des volumes injectés.

II.2. Classification des Processus de WAG ^{[3] [7]}

L'idée sur laquelle repose le procédé est la suivante :

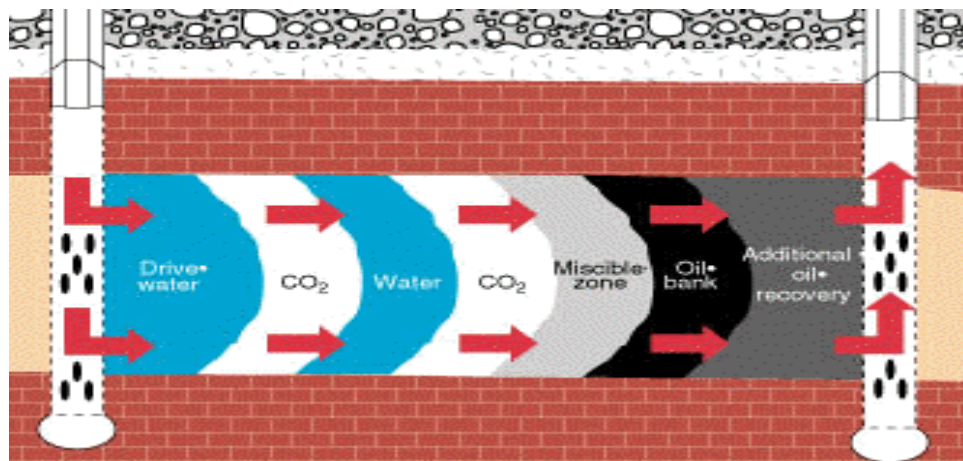


Fig II-01: Schématisation du Processus du WAG.

L'injection alternée de bouchons d'eau et de gaz qui va former un mélange homogène de ces deux fluides au sein de la roche-réservoir. Par le jeu de la perméabilité relative (gaz miscible, perméabilité relative de l'eau à l'huile), ce mélange circule comme un fluide unique de mobilité réduite, on améliore ainsi le rapport de mobilité vis-à-vis de l'huile, et par suite, l'efficacité du drainage.

Il y a plusieurs classifications disponibles, selon les types de fluides impliqués et la technique d'injection, mais, en général, on peut diviser à deux processus de déplacement miscible et non miscibles.

II.2.1. Le processus WAG miscible

Il est difficile de distinguer entre le WAG miscible et immiscible, dans plusieurs cas la miscibilité à contacts multiples (gaz-huile) est obtenue, mais il y a beaucoup d'incertitudes concernant les processus réel du WAG.

Le procédé du WAG miscible est dans la plupart du temps réalisé onshore, dans un premier temps on utilisait des solvants très chers ; comme le **propane**, qui semble être un processus moins économiquement favorable actuellement.

La plupart des projets miscibles examinés sont repressurisés afin de ramener la pression de réservoir au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP). Comme nous n'avons pas pu aboutir à une pression suffisante c'est à dire nous n'avons pas réussi à atteindre la miscibilité, certains champs oscillent entre le gaz miscible et immiscible durant la production d'huile.

Le modèle d'injection de 5-spot est le plus répandu onshore avec un espacement assez petit entre les puits. Puisque plusieurs applications sur champ (spécialement au Texas) sont des procédés miscibles, un bon contrôle de pression donc de performance du WAG sera observé sur beaucoup de puits. Ce modèle régulier est rarement appliqué en offshore car le forage nous revient très cher.

II.2.2. Le processus WAG non miscible

Ce type de procédé est réalisé dans le but d'améliorer la stabilité du front ou d'assurer un contact entre les zones qui ne sont pas balayées. Il s'applique dans les réservoirs ayant une densité stable. L'injection du gaz ne peut être réalisée en raison des ressources limitées en gaz ainsi qu'aux propriétés du réservoir telles que, faible pendage, importante hétérogénéité. En plus du balayage l'efficacité microscopique peut être aussi bien améliorée. La saturation en huile résiduelle est généralement inférieure pour le WAG que pour une injection d'eau et parfois même inférieure à une injection de gaz, dû à l'effet de perméabilité relative aux trois phases et du cycle.

Parfois, le premier bouchon de gaz se dissout à un certain degré dans l'huile, ceci peut causer un échange de masse (gonflement et stripping) et un changement favorable du rapport

viscosité/densité des fluides à l'avant du front. Le déplacement peut alors devenir proche du miscible.

II.2.3. Le WAG Hybride

Quand un grand bouchon de gaz injecté est suivi par un nombre de petits bouchons d'eau et de gaz, le processus s'appelle l'injection de WAG hybride.

II.2.4. SWAG

Le processus d'injection simultanée de l'eau et du gaz (SWAG). Il a été essayé la première fois en 1962 (champ de Seelington). Joffre et Viking ont comparé deux projets, un WAG standard et le (SWAG), Ils ont conclu que le (SWAG) avait une meilleure récupération. Le pilote a été fait avec des doubles colonnes d'injection (une pour le gaz et une pour l'eau).

L'objectif était d'optimiser l'injection puisque les puits ont été commutés manuellement. La récupération était légèrement plus élevée (0.5 %) et le GOR dans les puits producteurs était plus stable comparé à un WAG normal.

II.3. Mécanisme du drainage par le processus WAG

Lorsque les hydrocarbures ont commencé à migrer dans le réservoir l'eau est forcée de se déplacer hors du réservoir. En raison de la pression capillaire et de l'effet de mouillabilité des hydrocarbures l'huile ne peut pas déplacer toute l'eau. La partie de l'eau qui reste est appelé la saturation irréductible en eau (S_{wi}). Cette eau souvent entoure les grains de sable et occupe les très petits espaces capillaires. En raison de l'existence de la saturation en eau irréductible, l'huile rencontre un grand degré de résistance à l'écoulement.

Lors de l'injection de l'eau dans un réservoir, l'eau ne peut pas chasser la totalité de l'huile hors des pores. La fraction de l'huile qui reste est appelé saturation en huile résiduelle à l'injection d'eau (S_{orw}).

L'injection de gaz au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP) conduit à la création d'un bouchon miscible qui est très efficace dans le déplacement de l'huile restante. La fraction de l'huile qui reste et qui est souvent composée de molécules d'hydrocarbure très lourde et est appelée la saturation résiduelle à l'injection de fluides miscibles (S_{orm}).

Comme l'injection de gaz continue le gaz commence à déplacer le bouchon miscible, ce processus de déplacement est très efficace. On note que le gaz s'écoule autour de l'eau fixé sur les parois des pores et autour l'huile résiduelle.

Une deuxième injection d'eau après l'injection de gaz permet à l'eau de déplacer plus de gaz et par la suite plus de pétrole, le déplacement n'est pas efficace à 100 % et seulement de petites quantités de gaz et de pétrole reste dans les pores.

En raison de différence de densité de l'eau injectée et a tendance à migrer à la base tandis que le gaz a tendance à migrer vers le haut du réservoir. L'eau et le gaz en alternance améliore l'efficacité du balayage vertical du réservoir.

II.4. Efficacité du balayage

Quelques relations peuvent nous aider dans la compréhension des avantages de l'injection WAG, la récupération de l'huile peut être définie comme suit :

$$REC = E_v \cdot E_h \cdot E_m \quad (II-1)$$

Ou :

REC : la récupération.

E_v : l'efficacité de déplacement verticale.

E_h : l'efficacité de déplacement horizontale.

E_m : l'efficacité microscopique de balayage.

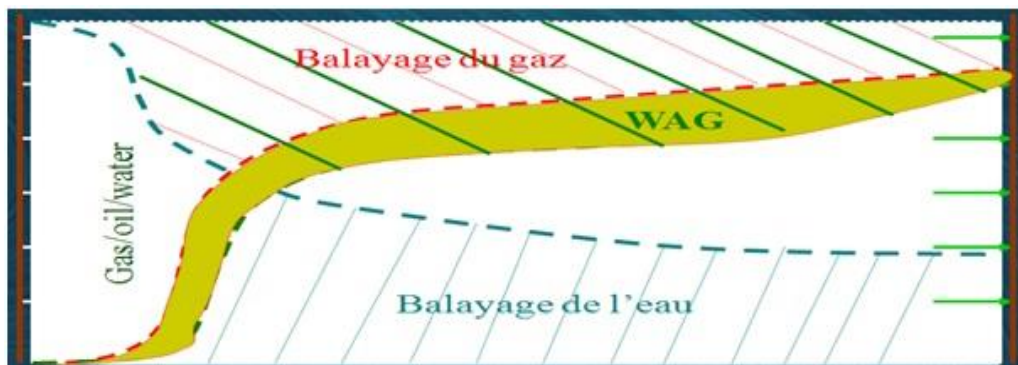


Fig II-02: le principe de balayage par l'eau et de gaz

II.4.1. Efficacité horizontale du balayage

L'efficacité horizontale de déplacement E_h est fortement influencée par la stabilité du front qui est défini par la mobilité des fluides. Le rapport de mobilité M est exprimé par l'équation (II-2)

$$M = \frac{K_{rg} / \mu_g}{K_{ro} / \mu_o} \quad (II-2)$$

Ou:

K_{rg} : perméabilité relative au gaz

μ_g : La viscosité du gaz

K_{ro} : perméabilité relative à l'huile

μ_o : La viscosité de l'huile

II.4.2. Efficacité verticale de balayage

L'efficacité verticale de balayage E_v est influencée par la relation entre les forces de gravités et les forces gravitationnelles le rapport entre la viscosité et la gravité est exprimée par l'équation

$$(II-3) \quad R_{v/g} = \left(\frac{v\mu_o}{\kappa g \Delta\rho} \right) \left(\frac{L}{H} \right) \quad (II-3)$$

Ou:

v : La vitesse de darcy.

μ_o : La viscosité de l'huile.

L : est la distance entre deux puits.

K : la perméabilité d'huile.

g : la force de gravité.

H : la hauteur de la zone balayée.

$\Delta\rho$: La différence de densité entre les fluides.

Les principales propriétés du réservoir affectant l'efficacité verticale de déplacement sont l'angle de pendage, la variation de la perméabilité et de la porosité.

Normalement la porosité et la perméabilité augmentent en allant vers le bas, ceci est avantageux pour l'injection WAG, puisque cette combinaison augmentera la stabilité du front.

En générale le balayage par le WAG sera optimisé si le rapport de mobilité est favorable ($M < 1$), la diminution du rapport de mobilité peut être réalisée par l'augmentation de la viscosité du gaz et la réduction de la perméabilité relatives des fluides. La mobilité du gaz peut être réduite en injectant l'eau et le gaz alternativement.

II.5. Design du projet WAG ^[6]

L'injection WAG est normalement appliquée comme une méthode de récupération assistée d'huile signifiant que le champ de pétrole était en production pendant une certaine période de temps, et a subi une déplétion primaire ainsi qu'une normale injection d'eau. L'objectif principal est de réaliser un mode de récupération supplémentaire comparé à d'autres opérations d'injection possibles.

Les champs examinés ont rapporté dans la plupart des cas une bonne récupération, et dans presque tous les cas, l'injection WAG s'est révélé un succès. Comme mentionné ci-dessus, les premières questions à trancher est si un drainage miscible ou non miscible devrait être appliqué. Cette décision est non seulement basée sur la disponibilité, mais aussi elle tient compte des considérations économiques.

Plusieurs champs parmi ceux étudiés ont été pressurisés pour réaliser la miscibilité avant le lancement de l'injection WAG.

Les gaz d'injection utilisés dans les projets WAG aujourd'hui peuvent être classés approximativement en trois groupes CO₂, hydrocarbures et non hydrocarbures.

Le CO₂ est un gaz cher et généralement utilisé dans le cas de l'injection miscible. Il y'a lieu de noter que des problèmes de corrosion sont souvent mentionnés et ne semblent pas être totalement évités en utilisant le CO₂.

Le gaz d'hydrocarbure est fourni directement à partir de la production. Pour cette raison toute l'injection WAG en offshore aujourd'hui utilise des gaz hydrocarbures, bien que la possibilité d'injecter le CO₂ en mer soit actuellement en cours d'étude pour des raisons environnementales.

II.6. Modèles d'injection

Le modèle d'injection de 5-spot est le plus répandu onshore avec un espacement assez petit entre les puits. Puisque plusieurs applications sur champ (spécialement au Texas) sont des procédés miscibles,

II.7. Les avantages de WAG ^[1]

- Réduction des volumes de gaz à injecter
- Diminuer les volumes du gaz produit (GOR)
- Amélioration de l'efficacité de balayage
- Augmentation de la récupération de l'huile

II.8. Facteurs affectant le WAG

Les facteurs essentiels qui affectent l'injection alternée sont :

- Les propriétés des fluides (viscosité, densité, composition du gaz injecté...)
- Conditions de miscibilité (la pression minimale de miscibilité MMP)
- Caractéristique du réservoir (porosité, perméabilité, mouillabilité ...)

- Paramètres du WAG (slug size, WAG ratio, timing et ordre d'injection ...)

L'analyse de l'injection WAG est basée sur l'explication des propriétés et les conditions spécifiques du réservoir.

II.8.1. Mouillabilité et piégeage du gaz ^[3]

Pendant l'injection WAG, les variations de la saturation sont cycliques. La phase non mouillable sera piégée par la phase mouillable.

L'augmentation du volume de la phase piégée réduit la perméabilité relative des fluides injectés. Une prévision réaliste du comportement du réservoir exige un traitement correct de l'effet des trois phases dans le réservoir et l'historique des variations de la saturation pour le processus de drainage et d'imbibition.

Dans le cas des réservoirs à mouillabilité mixte, les grands pores ont tendance à être mouillables à l'huile et les petits pores sont mouillables à l'eau. Ceci va engendrer l'altération de la mouillabilité de la roche.

Au court de l'injection WAG le gaz piégé joue un rôle important dans le balayage de l'huile résiduelle après l'injection d'eau. La réduction de saturation d'huile, et la saturation en gaz piégé, dépendent de la saturation en gaz initiale avant l'injection d'eau et les caractéristiques de mouillabilité de la roche.

II.8.2. Hétérogénéité du réservoir

La stratification, l'anisotropie et la communication entre les différentes zones dans le réservoir ainsi que le rapport entre les forces visqueuses et gravitationnelles ont une grande influence sur l'efficacité verticale du processus WAG.

Les conditions optimales du balayage de l'huile sont réalisées si le gaz et l'eau s'écoulent dans le réservoir à la même vitesse, cet effet peut se produire pour une courte durée dans la zone du mélange gaz/eau mais il a une étendue limitée dans le réservoir en raison de la différence dans les forces visqueuses et gravitationnelles, ainsi que l'hétérogénéité.

Par conséquent, la variation du sens d'écoulement, l'optimisation du rapport WAG, le cycle d'injection et les débits sont des techniques qui peuvent améliorer l'efficacité de l'injection WAG.

II.9. Problèmes liés à l'injection WAG ^[6]

II.9.1 Percée anticipée dans les puits producteurs

Le premier problème est la percée prématurée dans les puits producteurs. La mauvaise compréhension ou la description inadéquate du réservoir peut mener aux événements inattendus tels que la percée anticipée du gaz qui est due aux channelings ou bypassing, elle est observée

dans plusieurs cas. Il est difficile de résoudre ces problèmes et les puits dans certains cas sont fermés bien avant ce qu'il a été programmé.

II.9.2 Corrosion

Le deuxième problème principal est la corrosion, ceci est dû au fait que l'injection WAG est appliquée normalement comme méthode de récupération secondaire ou tertiaire.

La corrosion a été rencontrée dans divers champs, elle se manifeste principalement dans les puits injecteurs où les pompes immergées sont affectées.

Elle est particulièrement critique lorsqu'on utilise le CO₂ comme fluide d'injection, par conséquent il est nécessaire d'en tenir compte dans les procédés de conception des équipements d'injection.

Pour faire face à ce problème on applique généralement les remèdes suivants :

- Utilisation des aciers de très bonne qualité (différents types d'aciers inoxydables ou d'aciers de ferrite).
- Protection des pipes et traitement des équipements .

II.9.3 Réduction de l'injectivité

Un autre problème que nous pouvons rencontrer dans l'injection WAG est la réduction de l'injectivité, elle signifie une faible injection de gaz et d'eau dans le réservoir.

La réduction de l'injectivité peut être causée par :

- ✓ le changement de perméabilités relatives dû à l'écoulement triphasique
- ✓ le réchauffement des abords du puits qui réduit l'effet des fractures thermiques
- ✓ la précipitation d'hydrates et d'Asphaltènes formés pendant l'injection de gaz.

II.9.4 Dépôt de calcaire

L'apparition des dépôts de calcaire lors des essais sur le WAG est plus probable lorsque le CO₂ est le gaz injecté. Ces précipités peuvent affaiblir les canalisations à cause des contraintes et peuvent mener à des ruptures.

Dans le cas de l'injection du CO₂, les tubages sont protégés par plusieurs revêtements contre la corrosion, ces couches peuvent être endommagées par ces dépôts ce qui provoquera l'attaque du métal, ainsi des piqûres de corrosion peuvent avoir lieu.

II.9.5 Formations D'hydrates et D'Asphaltènes

➤ A) Asphaltènes

Plusieurs champs (East Vacum, Tensleep, Mitsue), ont été affectés par le problème des Asphaltènes. Dans la majorité des cas il a pu être résolu par un traitement au solvant avec des intervalles appropriés, par conséquent la production n'a pas été rigoureusement influencée.

➤ B) Hydrates

Le pilote WAG de Ekofisk a été retardé à cause du bouchage du puits injecteur qui est due à la formation des hydrates lors de la baisse de température.

II.9.6 Différence de température des phases injectées

Il est normal que la température de la phase gazeuse et eau soit différente durant l'injection. Vu que le WAG utilise les deux phases, ceci va engendrer des ruptures du tubing à cause des contraintes.

II.10. Solutions analytiques apportées par le WAG

II.10.1 Effet de gravité ^[6]

La récupération de l'huile par l'injection WAG est souvent limitée par la ségrégation par gravité qui cause la migration du gaz vers le haut de la formation et l'eau vers le bas. Dans le cas d'une injection miscible, Cet effet résulte uniquement dans une couche mince en haut de la formation, quant au reste il est balayé par l'eau.

Cependant, l'efficacité verticale dans une injection WAG peut être considérablement améliorée au moyen des débits d'injection optimisés en fonction des espacements entre les puits. Par conséquent la récupération d'huile est fonction d'un paramètre adimensionnel qui est le rapport viscosité/gravité.

II.10.2 Efficacité de déplacement et le rapport du WAG

Les études aux laboratoires ont montré que dans le cas d'un écoulement par ségrégation, l'efficacité de balayage peut être améliorée par le WAG. Pour réaliser ceci le gaz doit arriver au front gaz/eau à un taux correspondant au volume de gaz piégé en avant du front par le banc d'eau qui se trouve en arrière du front, c'est ce qui permet de réduire la saturation en huile résiduelle de l'injection d'eau dans une grande partie du réservoir. Donc, l'optimisation du rapport WAG peut améliorer l'efficacité de déplacement.

II.10.3 Déplacement des fronts lors de l'injection WAG

La répartition des bancs d'eau/gaz et le recyclage sont nécessaires pour régler le schéma d'injection pour des conditions particulières du réservoir.

La diminution du volume du banc de gaz injecté en cycles alternés avec l'eau dans la couche à haute perméabilité, augmente le volume de gaz piégé dans cette dernière. Ceci limite la quantité de gaz séparé qui peut pénétrer dans la couche supérieure.

L'augmentation du rapport WAG et du cycle WAG donne une meilleure récupération à partir de la couche de haute perméabilité au détriment de la récupération à partir de la couche supérieure à faible perméabilité. En raison de la séparation du gaz dans la couche à haute perméabilité, il agit dans la zone balayée comme une source supplémentaire de gaz pour la couche supérieure.

Les volumes de gaz et d'eau injectés et le nombre de cycle du WAG doivent être déterminé initialement pour la couche inférieure.

Dans le cas d'un écoulement par ségrégation l'augmentation du débit de gaz mène à une percée rapide et prématurée. D'autre part, l'eau injectée après peut piéger tout le gaz en avant du front ainsi que l'huile non balayé par le gaz.

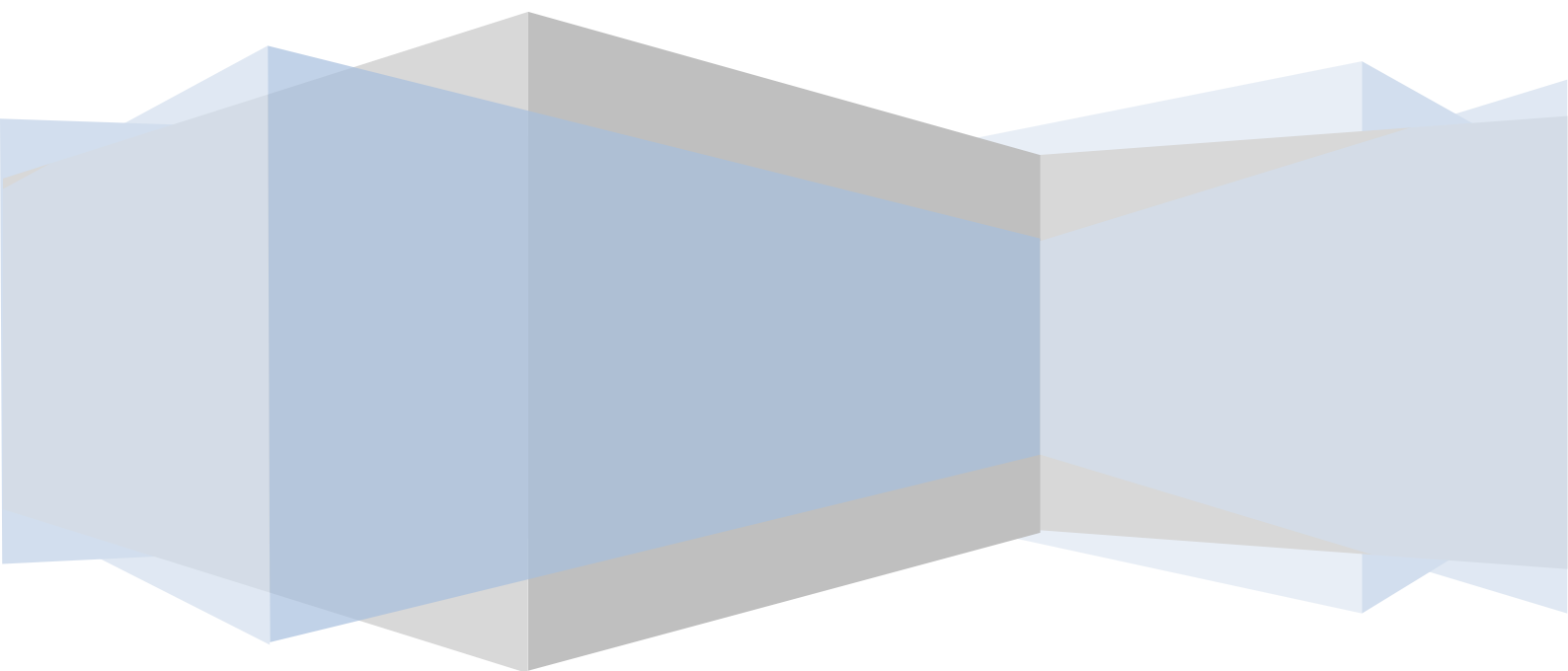
La formation du front est gouvernée par les forces de viscosités et gravitationnelles. La forme du front qui dépend généralement de la gravité, est déterminée par le rapport des vitesses horizontale et verticale dans la section transversale.

Chapitre :

III

WAG vs INJECTION
CONTINUE DE GAZ

Dans La Zone 19)



III.1. Etude de performance du WAG vise à vis de l'injection de gaz

Ainsi le modèle de simulation est construit et calibré, et pour la mise en œuvre des objectives de cette étude une simulation sur l'évolution des avantages du WAG comparativement à l'injection de gaz continu a été mise en point comme suite :

III.1.1. Pour le cas d'injection de gaz continu

Ce cas est une continuation de régime actuel d'injection. Cinq injecteurs de gaz sont situés à l'intérieur de la zone 19. Ce sont : MD-58, -112, -132, -143, et -176. Le débit d'injection de ces injecteurs est censé être similaire aux débits d'injection en moyenne au cours des derniers historiques des débits.

III.1.2. Pour le cas du WAG

Pour le cas d'injection WAG, les cinq injecteurs de gaz à l'intérieur ont été divisés en deux groupes : le groupe 1 contient le puits MD-112 et -143 et dans le groupe 2 se compose des puits MD-58, -132, et -176.

Les puits dans chaque groupe ont été bien assumés d'injecter de l'eau ou du gaz. Le WAG a été réalisé par l'échange entre les injections d'eau et de gaz pour les puits dans chaque groupe simultanément. Le débit d'injection de gaz a été le même que dans le cas de l'injection de gaz. Pour le débit d'injection d'eau, le modèle suppose deux niveaux d'injectivité : 3000 m³ / j et 5000 m³ / j. Ces débits d'injection d'eau ont été estimés en fonction de l'historique des débits d'injection d'eau dans les zones mise sous l'injection d'eau (zone 17) dans le champ HMD.

Il semble que ces débits d'injection d'eau supposée ont des taux beaucoup plus bas que le taux d'injection de gaz sous les conditions du réservoir.

Pour les taux d'injection d'eau de 3000 m³ / j et 5000 m³ / j, les puits du groupe 1 injectent environ 35 et 60 pourcent, respectivement, par rapport au Volume correspondant à l'injection de gaz du réservoir, les puits d'injection du groupe 2 injectent environ 50 et 82 pourcent.

Quatre cas du WAG ont été simulés et comparés par la suite avec l'injection de gaz. Ces cas sont les suivants :

- ✓ WAG 3000-Oilwet : cas du WAG avec un débit d'injection d'eau de 3000 m³ / j et la courbe de perméabilité relative huile-eau pour la mouillabilité à l'huile.
- ✓ WAG3000-WaterWet : cas du WAG avec un débit injection d'eau de 3,000 m³/j et la courbe de perméabilité relative huile-eau pour la mouillabilité à l'eau.
- ✓ WAG5000-OilWet : cas du WAG avec un débit d'injection d'eau de 5000 m³ / j et la courbe de perméabilité relative huile-eau pour la mouillabilité à l'huile.

- ✓ WAG5000-WaterWet : cas du WAG avec un débit injection d'eau de 5,000 m³/j et la courbe de perméabilité relative huile-eau pour la mouillabilité à l'eau

III.2 Résultats de la simulation des Avantages du WAG Vs. L'Injection de gaz

Les Figures (Fig-III-01 à Fig-III-05) illustrent les résultats de la simulation du WAG comparativement à l'injection de gaz.

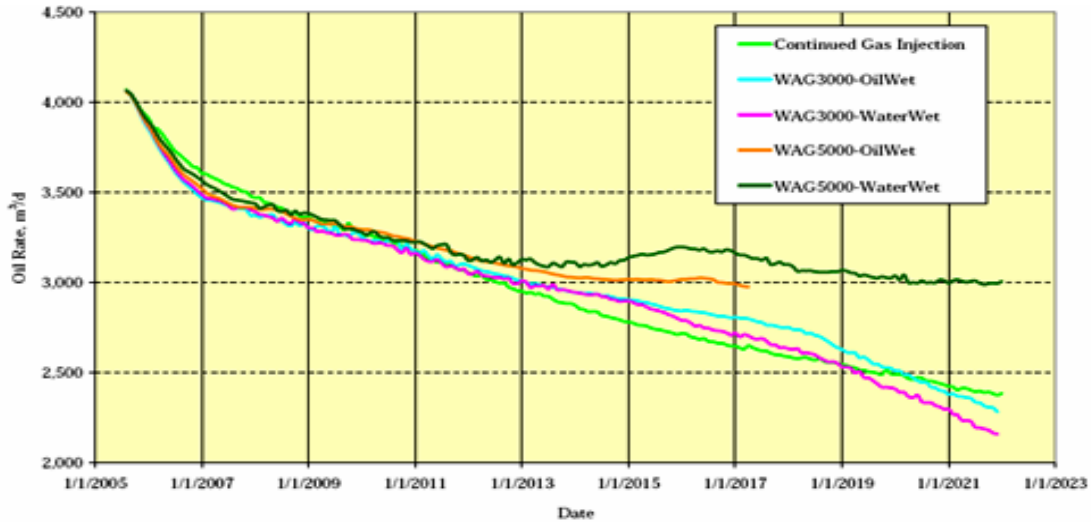


Fig-III-01 : La production de l'huile pour les différents seniors d'injections

NOTE (Fig-III-01) :

- Si un volume suffisant d'eau à haut débit pourrait être injecté dans la zone 19, la production de l'huile est estimée d'augmenter

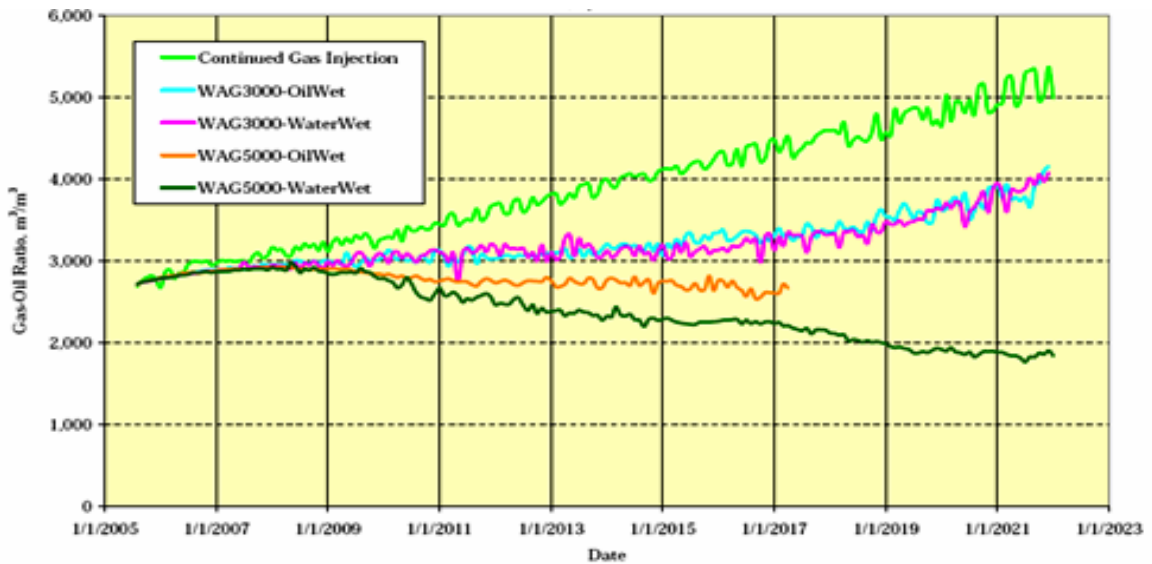


Fig-III-02 : L'estimation du GOR pour les différents seniors d'injections

NOTE (Fig-III-02) :

- Indique que le GOR du processus WAG devient inférieure à cet du gasflood environ 1 an dans l'injection WAG.

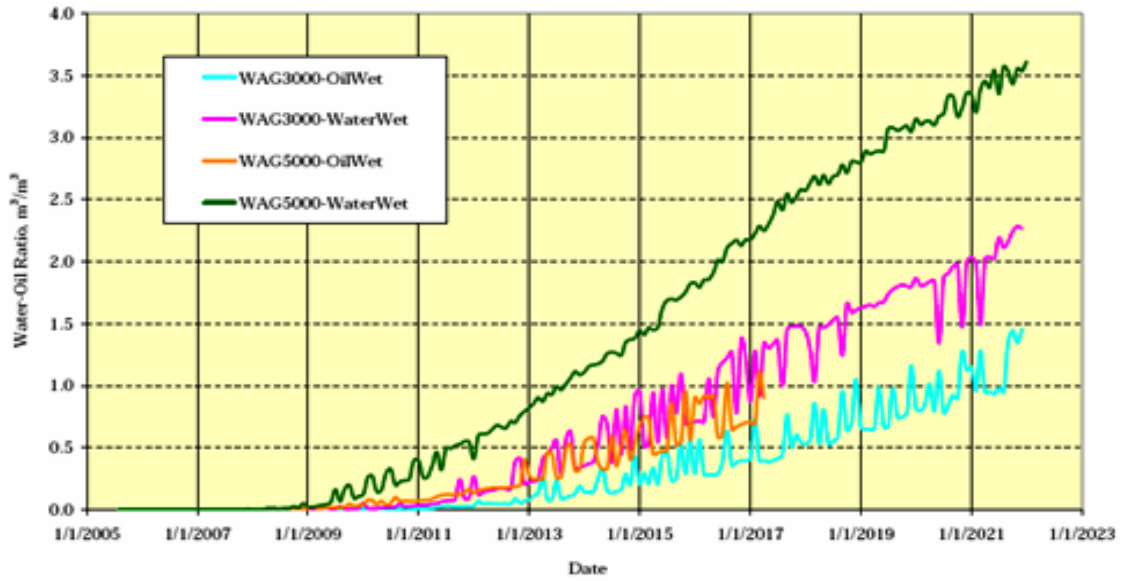


Fig-III-03 : La production de l'eau pour les différents seniors d'injections WAG

NOTE (Fig-III-03) :

- Les Puits de production commence à produire de l'eau environ 20 mois dans l'injection WAG

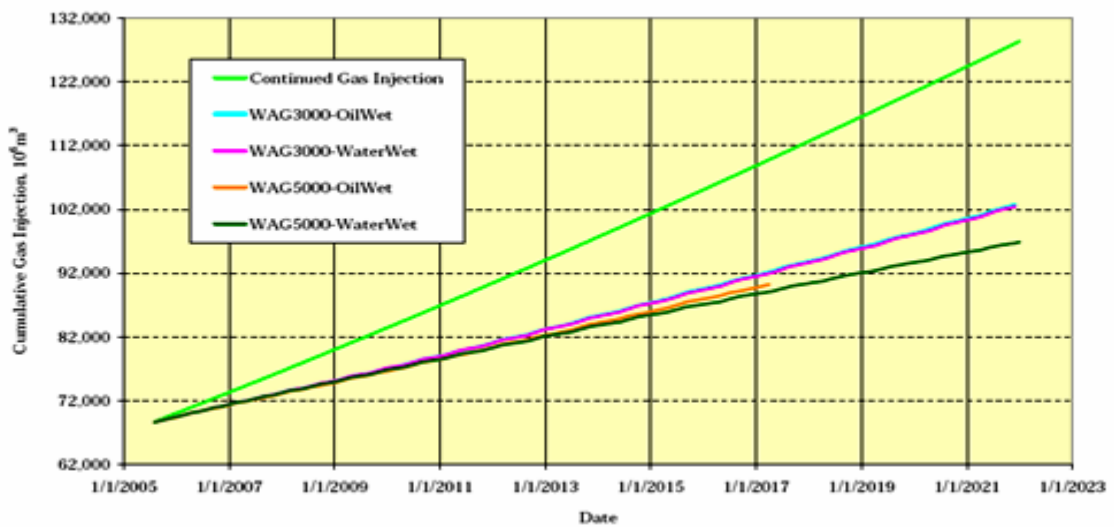


Fig-III-04 : Comparaison du cumule d'injection de gaz pour les différents seniors d'injections

NOTE (Fig-III-04) :

- Il semble que le processus WAG peut réduire significativement le volume d'injection de gaz

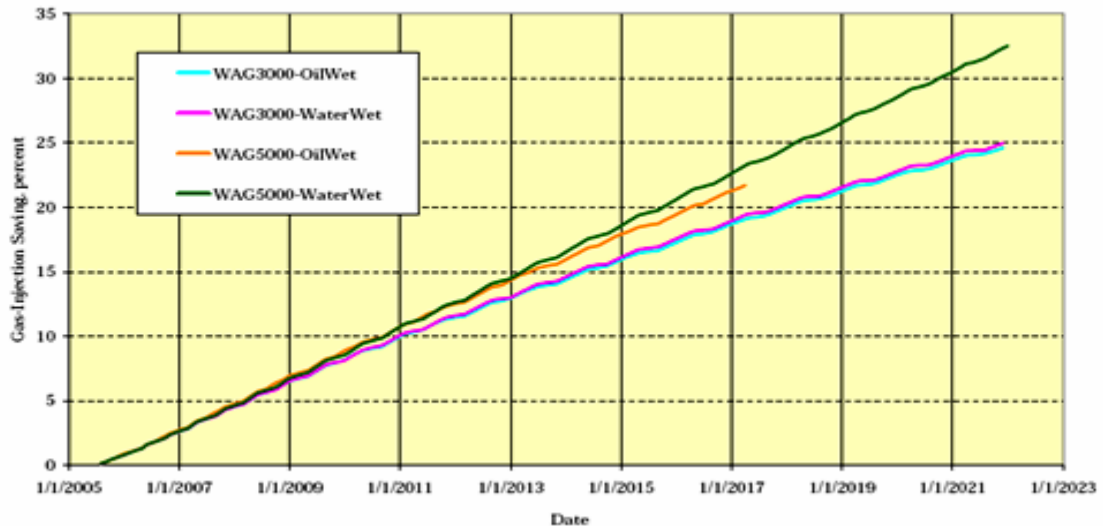


Fig-III-05 : Le gain en pourcentage volume de gaz injecté

NOTE (Fig-III-05) :

- Pour les cas testés, le processus du WAG est estimée à être en mesure de remplacer environ 25 pourcent de l'injection de gaz sans réduire le volume de la production de l'huile

III.3. Interprétation :

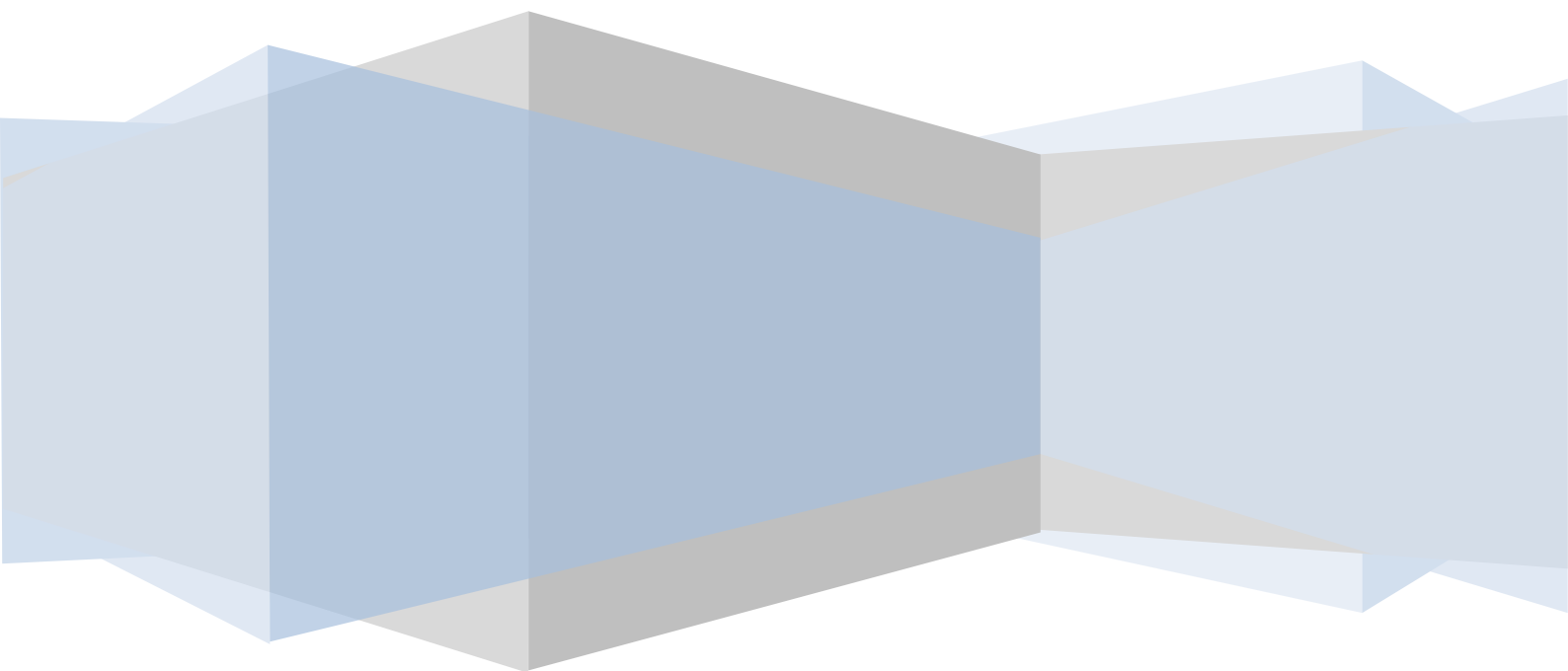
Les résultats de simulation indiquent que le Processus du WAG dans zone 19 du champ de HMD peut réduire de manière significative le volume d'injection de gaz exigé sans le compromis de la production de l'huile.

L'injectivité d'eau s'est avéré d'être l'une des clés pour la réussite du processus WAG dans la zone 19. Pour le cas d'une basse injectivité assumé d'eau, la pression de la Zone 19 après 15 ans d'injection WAG a été estimée à environ 170 kg/cm² (*Fig-III-06 annexe*). Pour augmenter le volume d'injection d'eau, des puits tels que le MD-90 par exemple qu'on un grand GOR devraient peut-être être convertis en injecteur WAG ou forer de nouveaux puits d'injection WAG, afin de généraliser le processus du WAG avec un rendement élevée.

Chapitre :

IV

Le Projet Du Pilote WAG
Dans La Zone 19



IV.1. Pour quoi la zone 19 ? ^[1]

Le procédé de récupération secondaire au niveau de la zone 19 par injection de gaz à haute pression se poursuit favorablement à un débit moyen de 3 millions de m³/jour et consomme donc a peu près la totalité du gaz produit avec huile sur la zone.

Sur le plan économique, le processus qui consiste a faire venir du gaz d'un autre gisement et le réinjecter dans la zone 19, est couteux et diminue sensiblement l'intérêt économique de l'opération.

L'injection d'eau avait déjà été étudiée comme alternative à l'injection de gaz mais, pour des prix de revient analogues à ceux de l'opération d'injection de gaz, il semble impossible d'espérer une récupération tertiaire avec un réservoir noyé et l'alourdissement inévitable de la colonne de production.

Les réserves en place dans la zone 19 étant considérables, la récupération attendue par la simple déplétion primaire a été relativement faible, pour cela il est impératif d'étudier un nouveau procédé, qui consiste en l'injection alternée de gaz et d'eau. On théorise la récupération à attendre de ce procédé est meilleur car :

- l'efficacité volumétrique due à la miscibilité du gaz injecté s'ajouterait à l'efficacité superficielle d'un mélange eau-gaz de mobilité très faible.
- les effets de la pesanteur seraient complémentaires (balayage du gaz en haut et l'eau en bas par effet de gravité)
- la présence de gaz dans les puits de production pourrait compenser l'alourdissement de la colonne par l'eau.

IV.2. Objectifs de l'étude du pilote wag dans zone 19

En nous basant sur les données de la simulation, l'efficacité du processus nous a mené à déduire les points suivants :

1. Réduction du volume du gaz d'injection espéré de 30%
2. Augmentation de l'efficacité de balayage de gaz en portant, l'augmentation de la récupération du pétrole de 3% environ.
3. l'observation de la Variation de la production de fluide en raison de l'injection du WAG.

La Production du fluide qui est la réponse à l'injection WAG sera surveillée par les producteurs d'huile autour du WAG injecteur.

4. l'observation du profil de Saturation du fluide au fil du temps dans un puits d'observation.

Le changement dans le profil de saturation du fluide au fil du temps à cause du processus WAG est identifié par les résultats de RST à un puits d'observation à environ 400 mètres du WAG injecteur.

5. Estimation de la saturation de l'huile résiduelle au gaz et à l'eau, à l'aide du puits d'observation.

La saturation de l'huile résiduelle au gaz pourrait être déduite des données de RST dans le haut des drains, et à l'eau des données dans la partie inférieure des drains.

6. La Collection de données pour calibrer la cellule du modèle géologique

L'intérêt de l'utilisation des données du pilot WAG, est de calibrer le modèle de simulation qui doit être utilisée pour :

1-Estimer les avantages du WAG par rapport à l'actuel plan de développement du réservoir (l'injection de gaz).

2-Optimiser le processus WAG.

IV.3. Le Design Du Pilote WAG

IV.3.1. Paramètres de conception

Les paramètres de conception du pilote WAG dans la Zone 19 doivent inclure une représentation acceptable depuis 40 dernières années pour injection de gaz (jusqu'au WAG), le calendrier du premier cycle WAG, la durée du débit d'injection d'eau et de gaz (WAG ratio), et le nombre de cycles de WAG.

IV.3.2. Critères de sélection du puits candidat pour l'injecteur WAG

Il est recommandé que l'injecteur du pilote WAG réponde aux critères suivants :

- Situé à l'intérieur de la Zone 19 (cela exclut les injecteurs à ou près de la frontière de la zone 19).
- Des propriétés pétro-physiques acceptable et nécessaires pour parvenir à désirer l'injectivité. (En mesure d'injecter d'importants volumes de gaz à des débits élevés).
- Situé à l'écart des failles connues.
- Entouré suffisamment d'un nombre de puits producteurs pour la capture de la réponse à l'injection WAG. (Ce qui est important pour suivre le processus WAG).

- L'existence d'un certain volume restant de pétrole autour de l'injecteur.
- pression de gisement moyenne de la cellule favorable pour le WAG relativement aux autres cellules (autour de P miscibilité 250-270 kg/cm²)
- disponibilité des data (PLT, Welltest)

IV.3.3. Recommandations pour le puits injecteur du pilote WAG

Les cinq injecteurs de gaz à l'intérieur de la zone 19 sont MD58, 112, 132, 143, et 176. L'injecteurs MD58 et MD112 sont très proches l'un de l'autre, et par conséquent, seul l'un des deux doit être examiné. Le MD58 a été bien vite exclu de l'examen, parce que son débit d'injection a été le plus faible parmi tous les injecteurs de la Zone 19.

L'injecteur MD176 a également été rapidement écarté suite aux trois failles qui existent potentiellement à l'est et au sud de ce puits. Pour l'injecteur MD132, la plupart des puits producteurs proches de ce puits, (le MD-11, 45, 118, 193, 278, 471, 526), semblent avoir relativement une faible productivité et un bas BHP (cela a été confirmé par l'historique des données de production). Ces producteurs aussi sont situés aux frontières de la zone 19, qui introduisent une incertitude inutile sur l'interprétation des données du pilote WAG.

Une autre considération pour la recommandation de l'emplacement du puits injecteur WAG, est d'évaluer la distribution du reste de l'huile en place dans la zone 19. Cette mesure vise à confirmer que, d'importants volumes de pétrole restent dans la région. Les résultats de simulation indiquent que, après de nombreuses années de suite de l'injection du gaz, un volume important de l'huile a été récupéré dans le haut des drains du réservoir. Le reste de l'huile réside principalement dans la partie inférieure des drains du réservoir : drains D2, ID, et D1.

Figures (01.02.03) montrent la répartition estimée du volume de l'huile en place du modèle, à l'intérieur de chaque drain, au début et à la fin de l'historique.

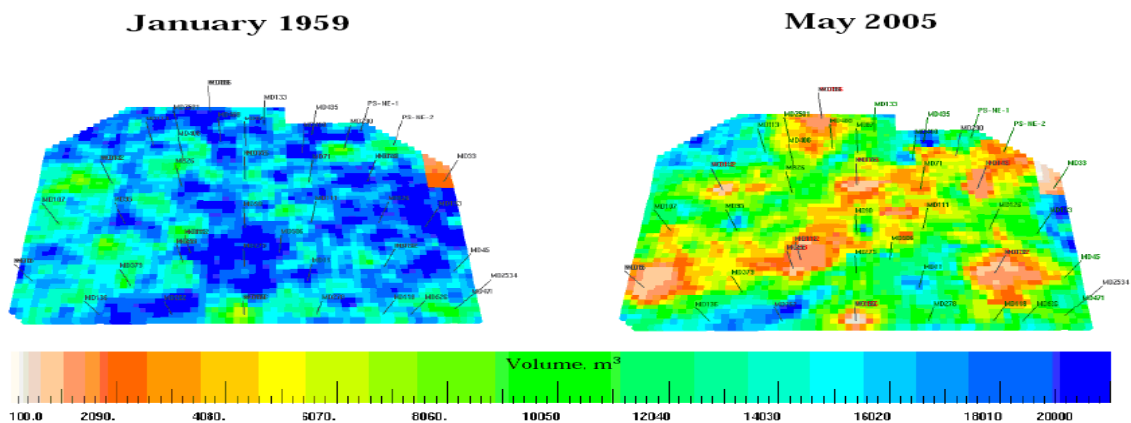


Fig IV-01 : Répartition de l'huile en place dans le D1 (archive sonnatrach)

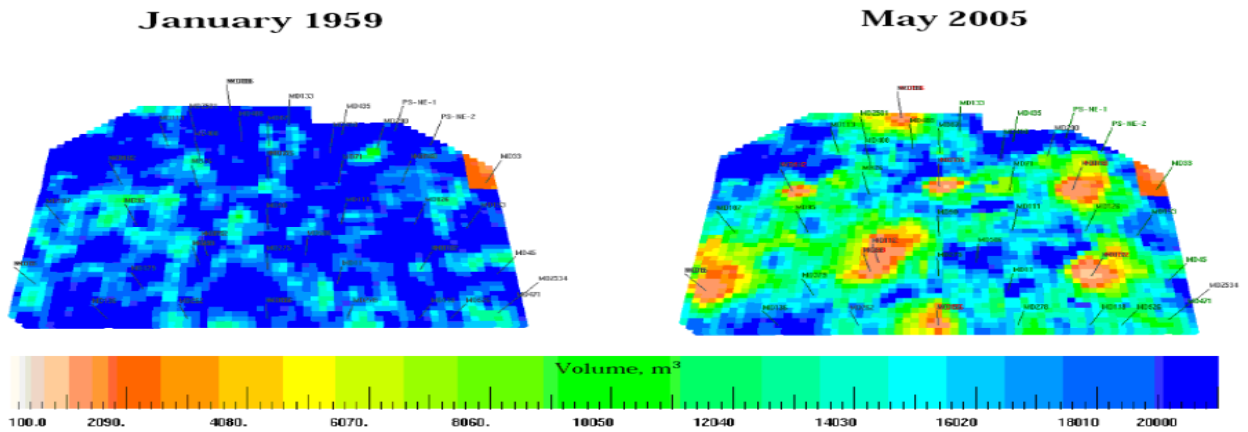


Fig IV-02 : Répartition de l'huile en place dans le (ID) (archive sonnatrach)

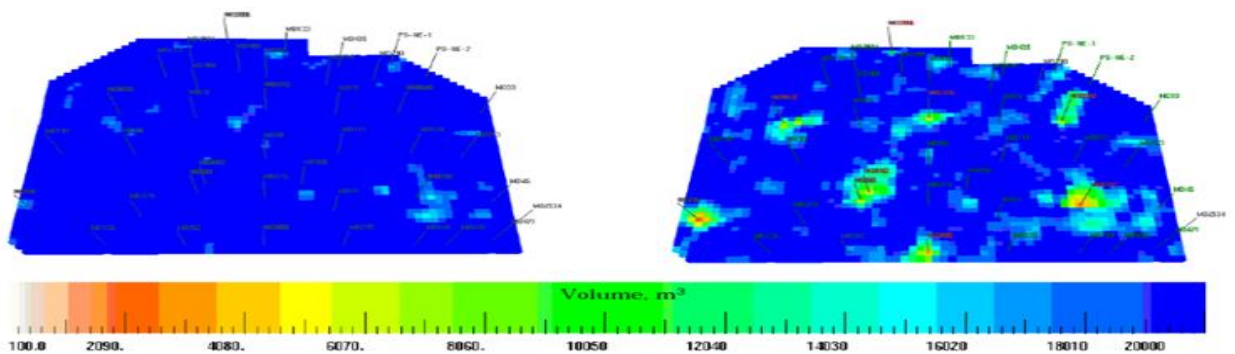


Fig IV-03: Répartition de l'huile en place dans le D2 (archive sonnatrach)

Suite à toutes les considérations, il apparaît que seuls deux injecteurs dans la Zone 19, MD112 et MD143, pourraient convertir comme injecteur WAG pour le pilote. Les données de production du modèle calibré ont ensuite été utilisées pour mettre au point la sélection du WAG injecteur dans la zone 19.

Une simulation était lancée pour faire la sélection du puits injecteur entre le puits MD112 et le puits MD143.

Au cours de la simulation, le modèle a été utilisé avec les hypothèses suivantes :

1. Les injecteurs de gaz à l'intérieur de la zone 19 (MD-58, 112, 132, 143, et 176), sont maintenus à leurs identiques débits d'injection de gaz par rapport aux dernières données historiques disponibles.
2. Les puits producteurs dans la zone 19 produisaient de l'huile avec un débit identique à l'historique de production et avec une limite sur la production de gaz déduite à partir des dernières valeurs historique.
3. Les injecteurs de gaz en frontière, ont un débit maximale d'injection, à raison de $2\ 106\ \text{m}^3 / \text{j}$.

4. Pour l'injecteur WAG, le débit d'injection d'eau a été estimé en utilisant l'historique de débit d'injection de gaz de ces puits (MD143, MD112) donc le gaz et l'eau ont été injectés au même débit estimé sous les conditions du réservoir.

Les figures suivantes montrent les résultats estimés de production de trois scénarios pour la zone 19 l'injection du gaz continu, injection WAG au puits MD-112, et l'injection WAG au MD-143.

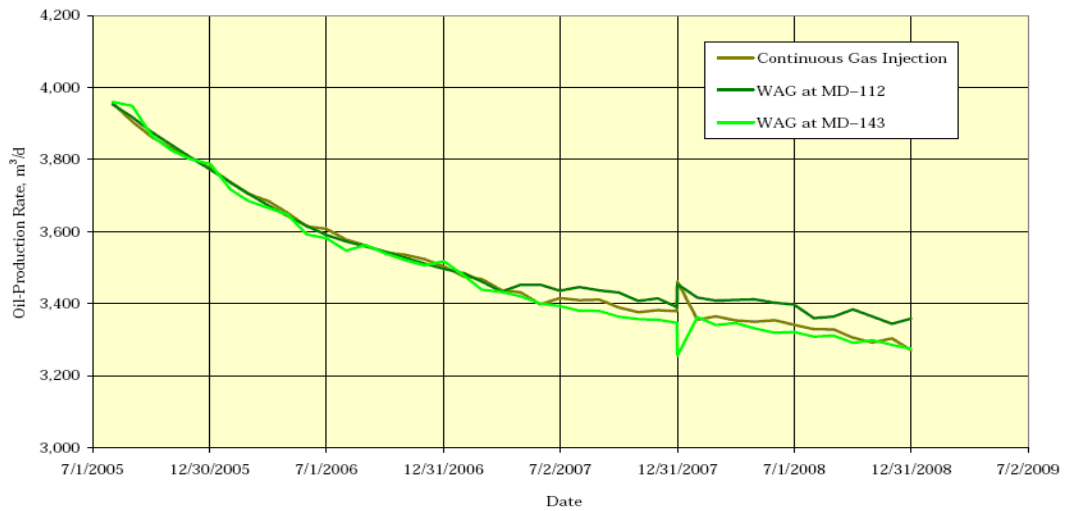


Fig IV-04 : Production de l'huile lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143

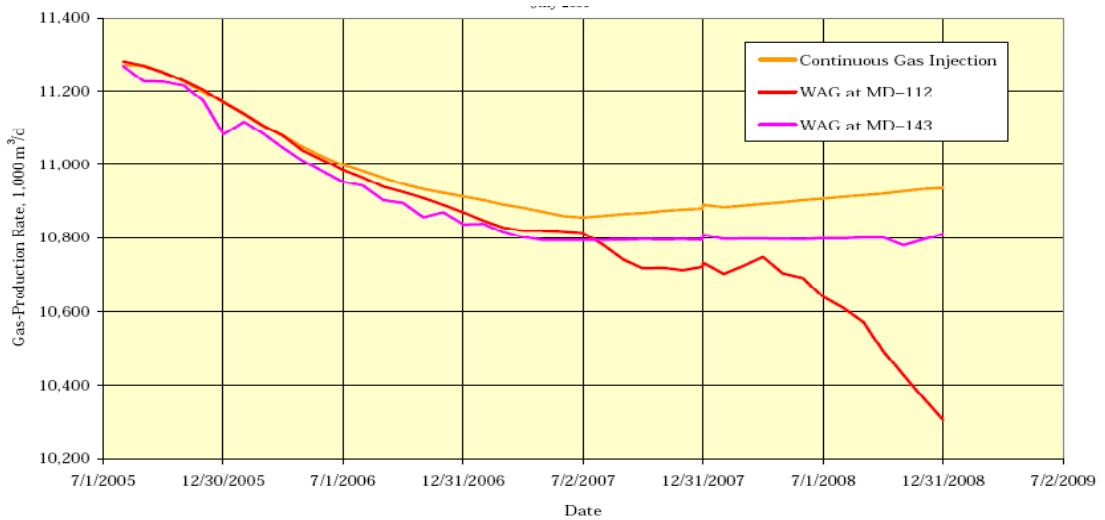


Fig IV-05 : Production de gaz lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143

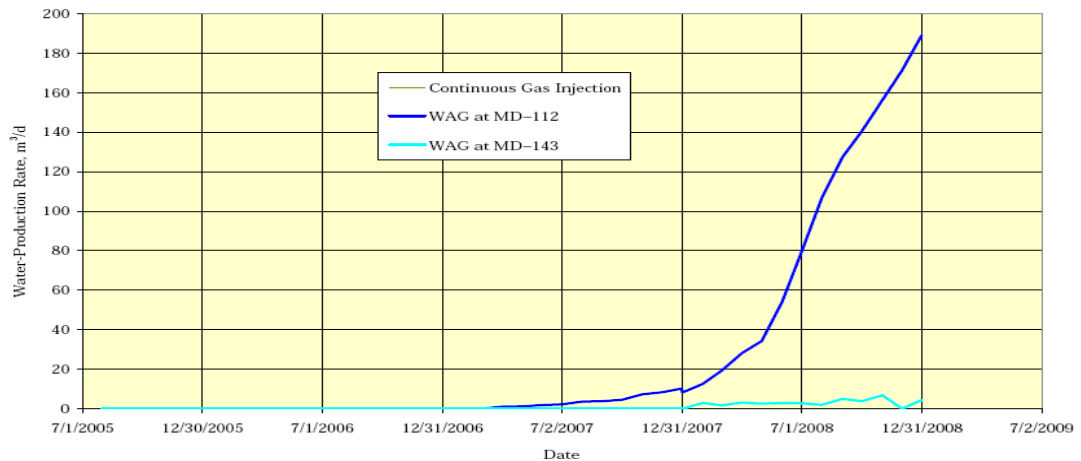


Fig IV-06 : Production de l'eau lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143

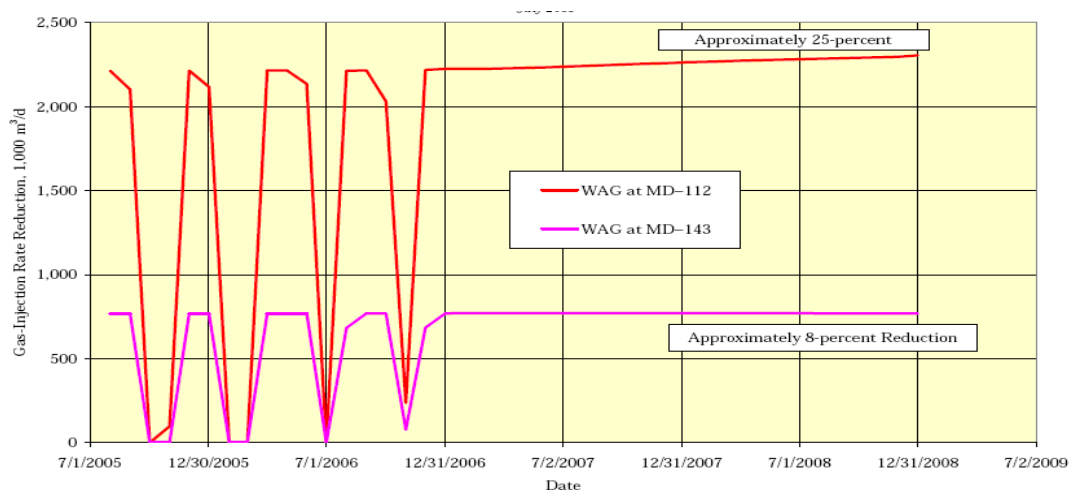


Fig IV-07 : La réduction du gaz produit lors de l'injection WAG dans le MD112 Vs l'injection WAG dans le puits MD143

Interprétation :

- (Fig IV-04) Montre que les deux processus (WAG et l'injection continu de gaz) ont produit des volumes similaires de pétrole (Figure 04),
- (Fig IV-07) Montre que le processus WAG exige beaucoup moins de volume de gaz d'injection
- (Fig IV-06) Montre que avec le processus WAG ont produit beaucoup moins de gaz donc le GOR inferieur

Par conséquent, pour le même volume de pétrole produit, le processus WAG est beaucoup plus efficace en termes d'utilisation de gaz.

Cependant, le processus WAG produit de l'eau. le rythme de production de l'eau pourrait augmenter à mesure que le processus se poursuit, en fonction des paramètres WAG.

Interprétation :

Les données historiques de production montrent que d'importants volumes de gaz injecté à bord du MD143 sont écoulés dans la zone 17. Cela a été attesté par le haut GOR du MD116 (zone17) et ça depuis le début des années 1980. Ainsi, l'utilisation du puits MD143 comme un puits d'injecteur du pilot WAG, aurait probablement introduit une certaine incertitude à la suite de l'interprétation des données sur le pilote et sur le modèle de représentation du processus WAG.

Les propriétés Pétro-physiques de la roche, au bord du puits MD112 et MD143, indiquent que l'injectivité du MD112 devrait être supérieur à celle du MD143. Cela a été vérifié par les données historiques de l'injection de gaz dans ces deux puits le MD112 peut généralement injecter environ 30 pourcent en plus de gaz que le MD143. Cette observation confirme en outre la recommandation du MD112 comme l'injecteur WAG pendant le programme.

IV.3.4. Recommandation pour le puits d'observation du pilote WAG

L'intérêt du puits d'observation est

- ✓ Recevoir à partir du réservoir une réponse plus rapide également assurer le succès du programme pilote WAG, L'emplacement du puits MD584 situé à environ 400 mètres au nord-ouest du puits MD112 est bien adapté pour le puits d'observation du pilote WAG

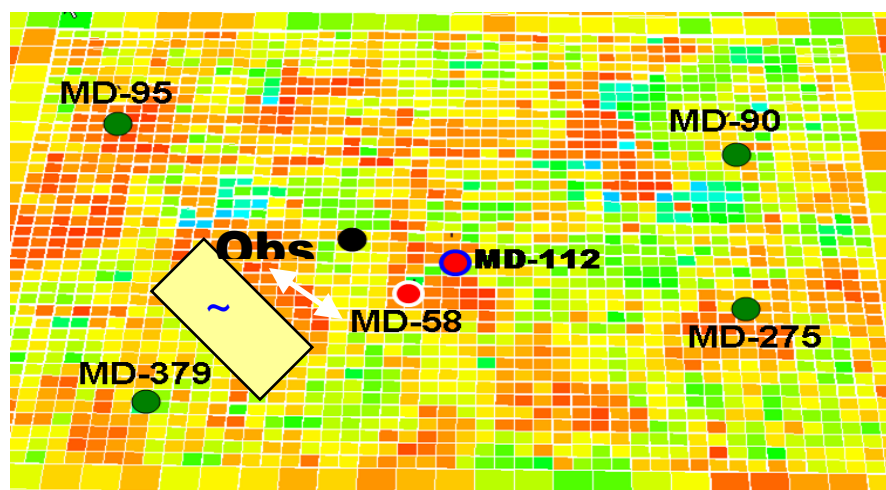


Fig IV-14 : Localisation du puits d'observation pour le pilote WAG

IV.3.5. Définition de la cellule WAG

Sur la base de ces critères, la zone 19 et le puits MD112 ont été retenus. La cellule WAG est définie par :

- 1 puits injecteur Eau/Gaz (MD112)
- 1 puits d'observation (MD58)
- Les puits producteurs d'huile entourant l'injecteur :

Il s'agit des puits MD26, MD95, MD90, MD584, MD275, MD379 et MD262

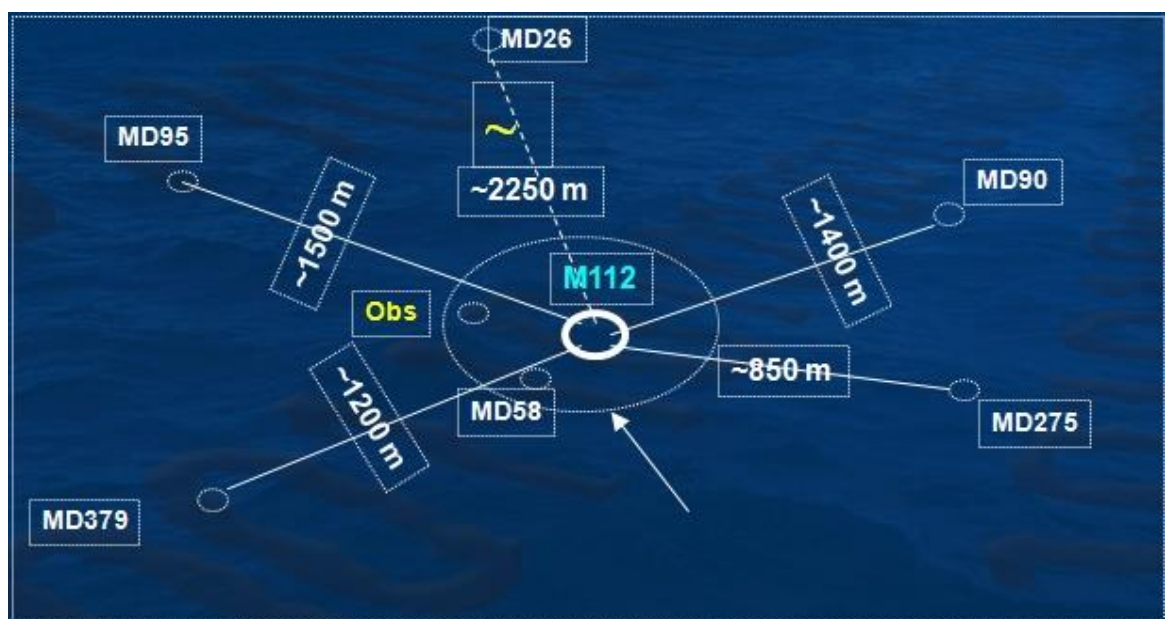


Fig IV-15 : la cellule WAG de la zone 19

La cellule WAG de la zone 19 se caractérise géologiquement par :

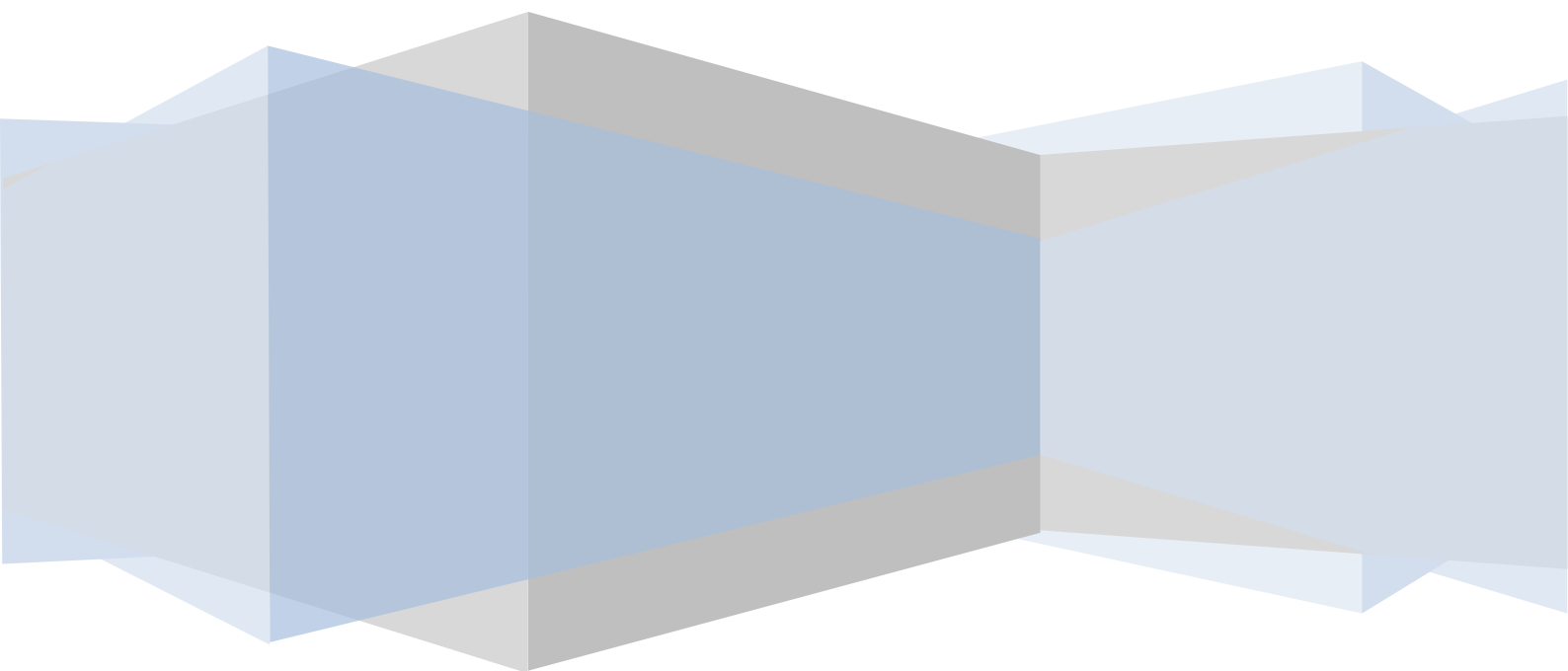
- A l'intérieur des 3 puits de la cellule on trouve des brèches tectoniques ou des traces de failles (MD26, MD142 et MD584),
- Les zones perméables sont orientées dans la direction des failles,
- Le MD 112 par sa position structurale (au milieu de la cellule) constitue un bon candidat WAG,
- Les meilleurs drains de point de vue perméabilité sont le D1 et le D2 avec L'ID
- Les meilleurs drains de point de vue perméabilité sont le D1 et le D2 avec L'ID
- La position des failles et les tops des drains sont à revoir dans tout le secteur.

Le secteur Nord et Nord Est semblé favorable à l'injection du gaz (MD584 MD 90, MD 95) tandis que le sud et favorable à l'injection d'eau (MD 275, MD 379 et probablement MD 262)

Chapitre :



Evaluation De L'essai Pilote WAG



V.1. ETAT D'AVANCEMENT :

La méthode d'injection par le processus WAG consiste à injecter des quantités d'eau et de gaz alternativement sous forme des cycles d'injection depuis 09/05/2007 et ainsi des suit jusqu'à l'heure actuel.

V.1.1. Cycles d'injection d'eau et de gaz

Cycle	Début	Fin	Volume injecté (m3)	
			EAU	GAZ
1er	09/5/2007	16/07/2007	171 093	
	02/08/2007	09/02/2008		116 920
2ème	11/02/2008	01/06/2008	186 994	
	01/06/2008	02/08/2008		45 287
3ème	02/08/2008	05/11/2008	129 286	
	05/11/2008	04/12/2008		28 139
4ème	11/12/2008	09/03/2009	160 956	
	16/03/2009	16/04/2009		31 634
5ème	18/04/2009	19/07/2009	151 999	
	19/07/2009	19/08/2009		30 569
6ème	19/08/2009	19/11/2009	190 207	
	19/11/2009	19/12/2009		31 639
7ème	19/12/2009	20/05/2010	216 466	
	30/05/2009	29/07/2010		48 922
8 ème	14/08/2010	20/08/2011	398 892	
	20/08/2011	04/12/2011		100 835
9 ème	05/12/2011	10/03/2015	1 838 207	
	15/03/2015	En cours		En cours

Tableau V-01 : Cycles d'injection d'eau et de gaz

Target pour le gaz $Q_{\text{gaz-inj}} = 2.2 \text{ MM st}^3/\text{j}$, Target pour l'eau $Q_{\text{eau-inj}} = 3000 \text{ st}^3/\text{j}$

V.2. Evaluation de l'essai pilote WAG

V.2.1. Evolution de l'injection dans le puits MD 112

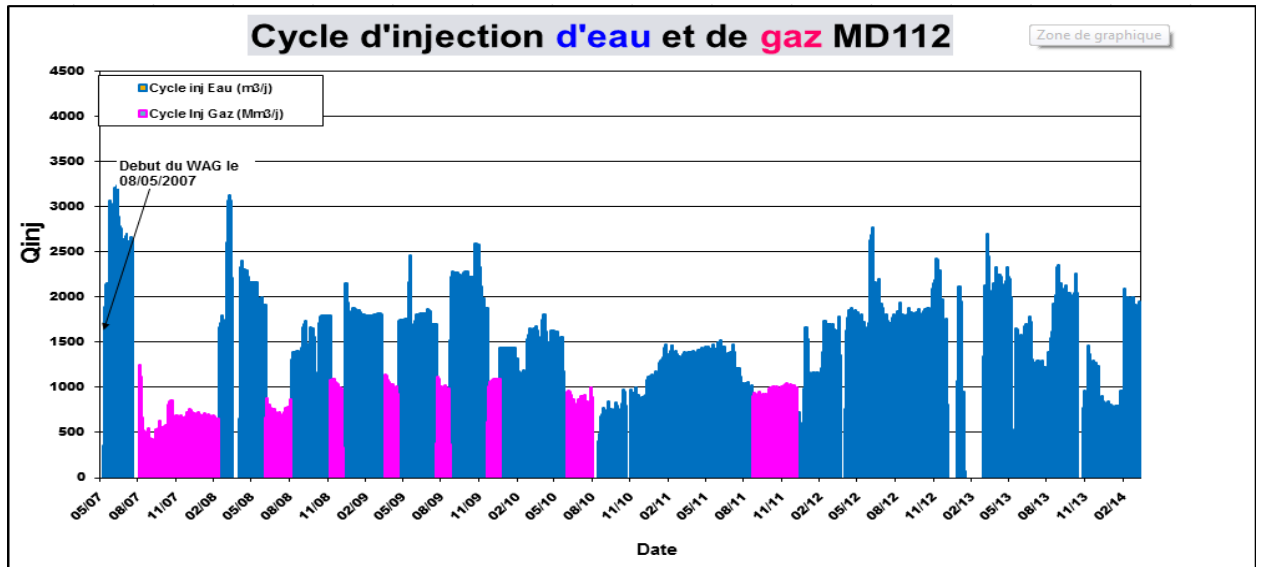


Fig V-01: Evolution de l'injection WAG (MD112).

Interprétation :

On remarque que les débits d'eau injectés n'atteignent pas la cible en générale parce que la pression d'injection dépend de la pression de fracturation de la formation (la pression d'injection en tête durant la phase eau ne doit pas dépasser 210 kg/cm²).

On observe également que les débits de gaz injectés sont considérablement inférieurs à ceux qui ont été injecté avant le WAG (2.2 million m³/j) ceci est dû essentiellement a la re-complétion a nouveaux du puits (MD112) en LCP au lieu de crépine.

Cette diminution est due aussi probablement à l'effet de l'eau injecté qui provoque l'écoulement du gaz vers des zones moins perméables.

V.2.2. Evolution de la pression de gisement de la cellule

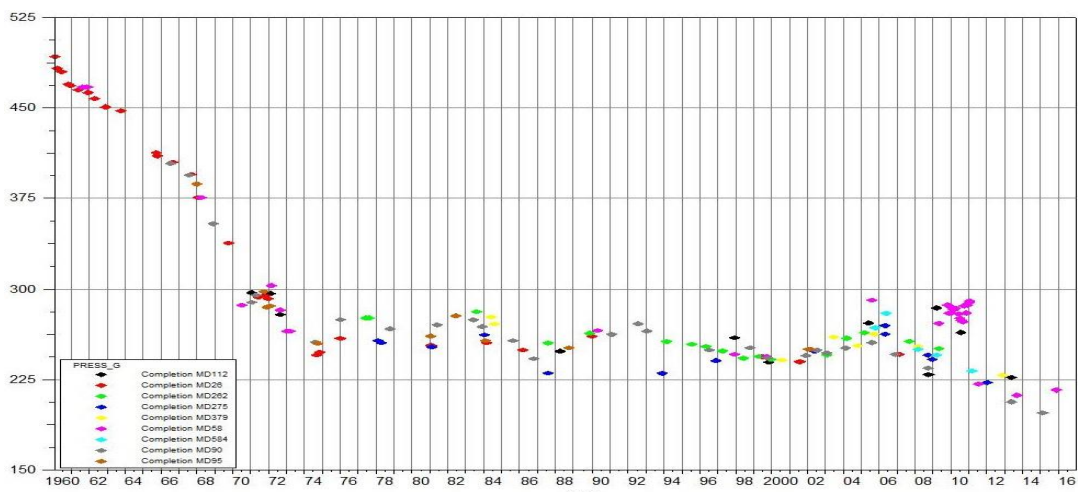


Fig V-04: Evolution de la pression de gisement dans la cellule.

On observe que la pression de gisement a chuté depuis les années soixante. Mais après la mise en œuvre de l'injection de gaz (1973) on remarque un maintien de pression dans la cellule. Après l'initiation du WAG on observe une diminution de la Pression de gisement dans la cellule. On remarque aussi la pression de gisement dans la cellule ($>230 \text{ kg/cm}^2$) est restée supérieure à la pression de saturation (200 kg/cm^2).

V.2.3. Evolution de la production et le GOR de la cellule

La figure (Fig V-05) montre l'évolution de la production dans la cellule avant et après le WAG

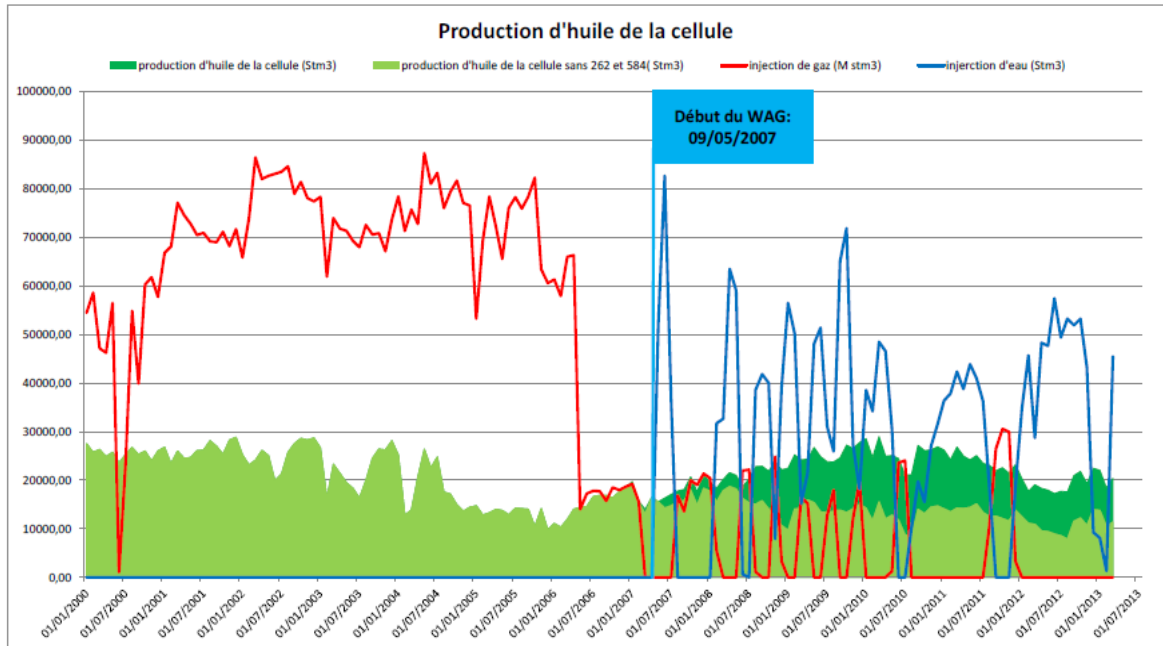


Fig V-05: Evolution de la production dans la cellule WAG.

Interprétation

On constate une augmentation de la production de la cellule après le WAG, mais cette augmentation n'est pas due à l'effet du WAG, elle est due essentiellement à la mise en service des puits MD584 et MD262 comme indiqué dans la figure 05.

Remarque

- Le Puits MD584 c'est un puits observateur foré à 400m de MD112.
- Puits reconverti en short radius dans le D1 et rouvert en septembre 2007.

V.2.4. Profile de production et le GOR par puits

Les figures suivantes représentent les évolutions de la production et du GOR des puits de la cellule.

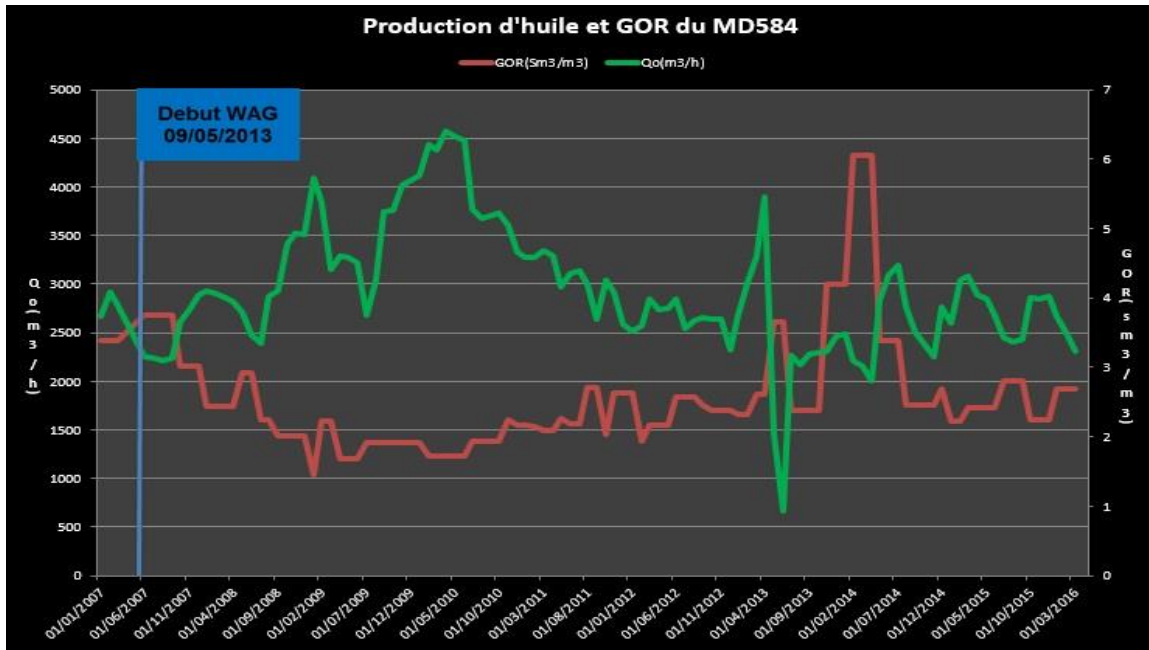


Fig V-06 : profil de production et GOR MD584

En général, On observe une stabilisation du débit et GOR. Mais depuis le début du WAG, on Remarque une légère diminution du GOR, une légère augmentation du Qo ainsi q' une Chute de la PT durant les cycles eau, inversement durant les cycles gaz.

Nous pensons que l'impact faible du MD112 sur MD584 est dû au choix initial des niveaux perforés dans les deux puits.

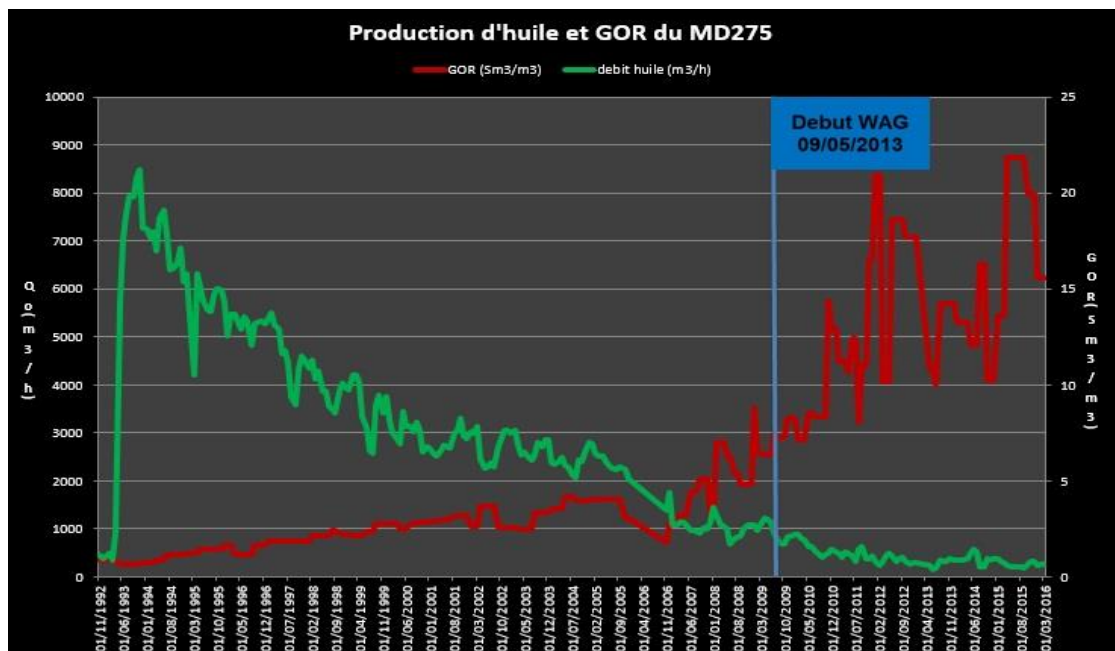


Fig V-07: profil de production et GOR MD275

On observe une diminution de Qo et un peu d'augmentation du GOR durant le cycle WAG et La PT assez constante.

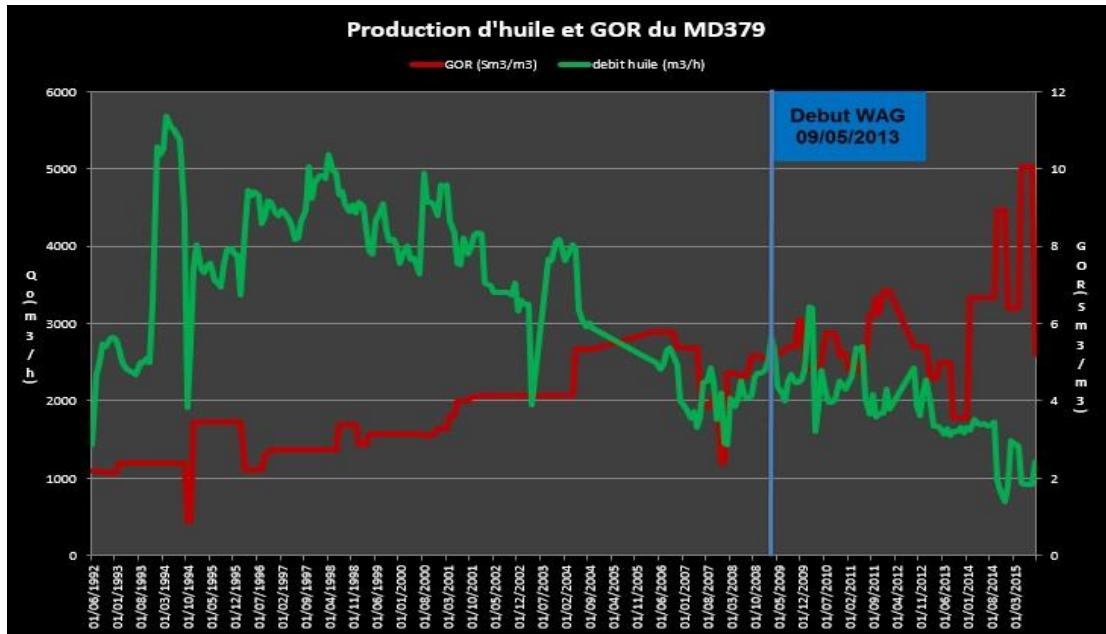


Fig V-08: profil de production et GOR MD379

On remarque une stabilisation de Qo et GOR, mais une légère diminution de Qo avec une légère augmentation de GOR et de la PT durant le 8ème cycle de gaz.

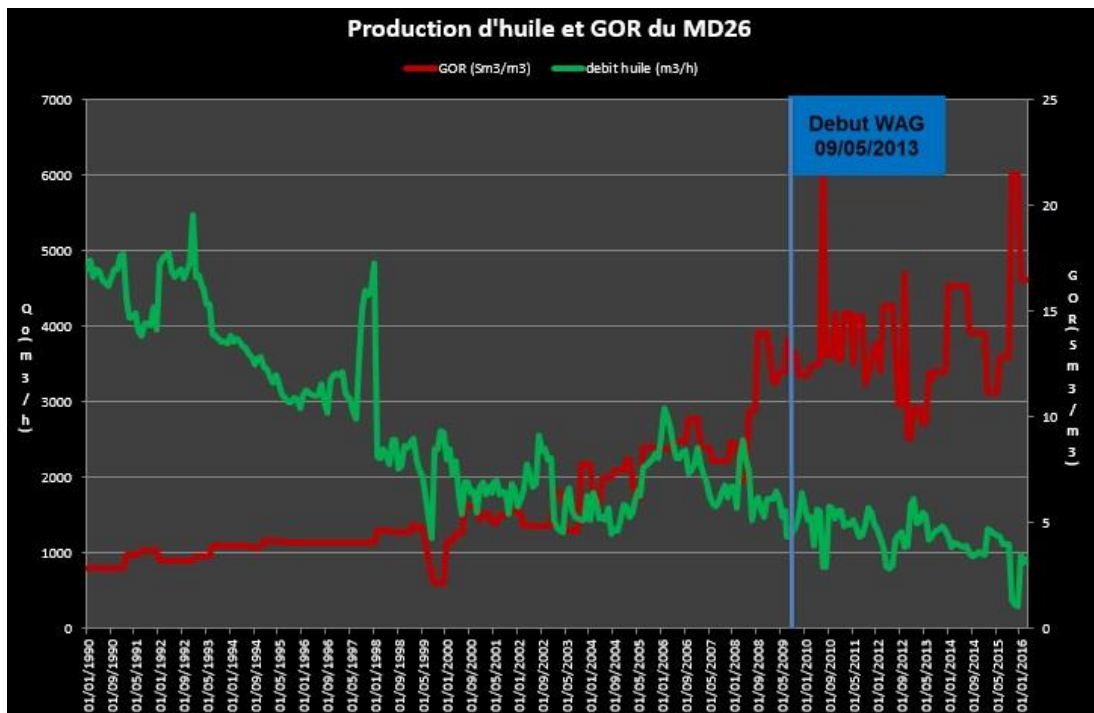


Fig V-09: profil de production et GOR MD26

On remarque une diminution progressive de débit d'huile par contre la PT et le GOR assez constante en générale, presque pas d'impact du WAG pour l'instant.

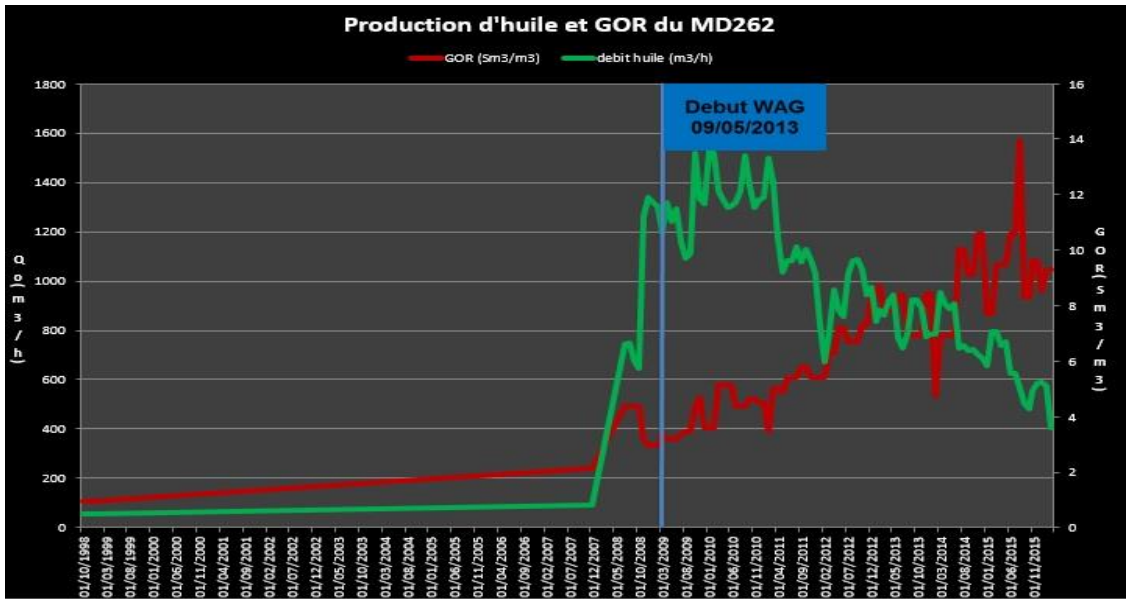


Fig V-10: profil de production et GOR MD262

On observe que ce puits a un très bon Qo par rapport aux autres puits et un faible GOR en générale, la pression reste constante. Nous pensons que l’injecteur gaz voisin MD156 aura plus d’impact que MD112.

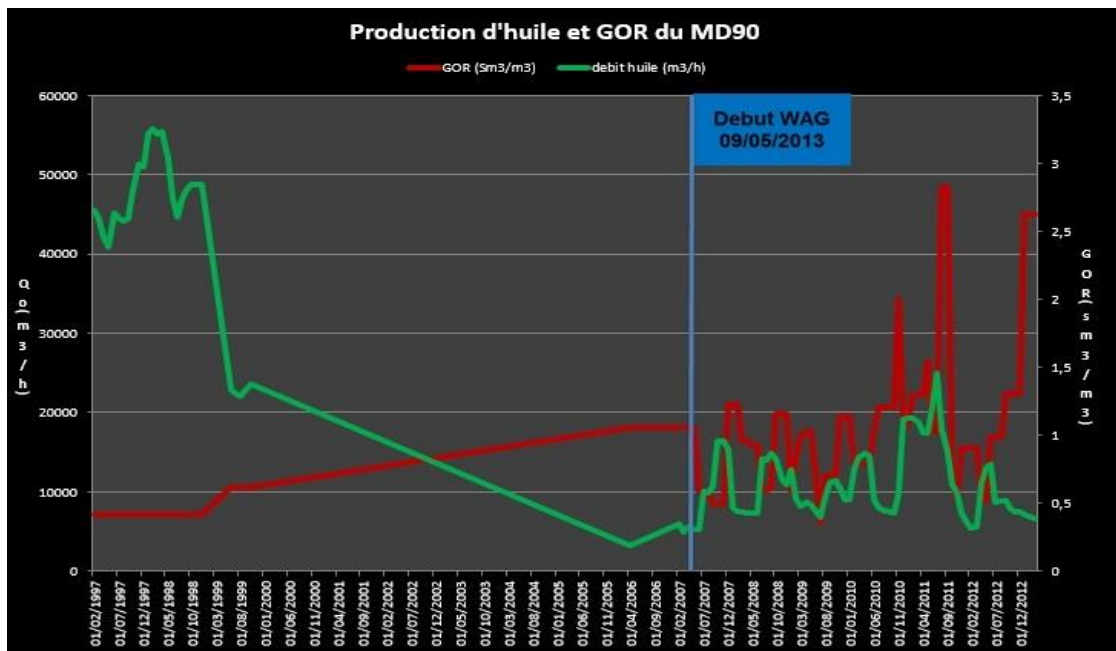


Fig V-11: profil de production et GOR MD90.

Le puits reste toujours avec un faible Qo et très fort GOR (un pic de 50mille). Durant le long 8ème cycle eau, une légère augmentation du débit d’huile, une chute drastique de la PT et une augmentation du GOR, puis phénomène inverse durant le 8ème cycle gaz. Action a surveillé de très près. A perforer le drain D1 au puits Md112 pour espérer un balayage de l’huile vers Md90 (SR dans le D1).

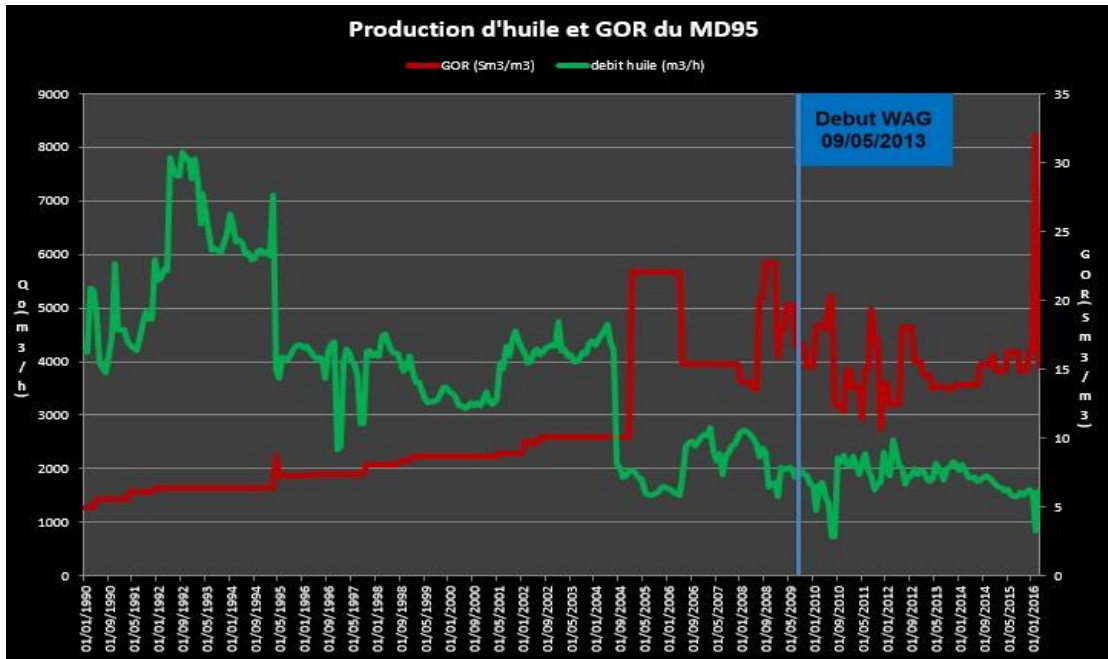


Fig V-12: profil de production et GOR MD95.

On constate une stabilisation de Qo et GOR sauf quelques variations dans l'intervalle (2ème -7ème cycle), La PT et assez constante.

V.2.5. Analyse de percée d'eau

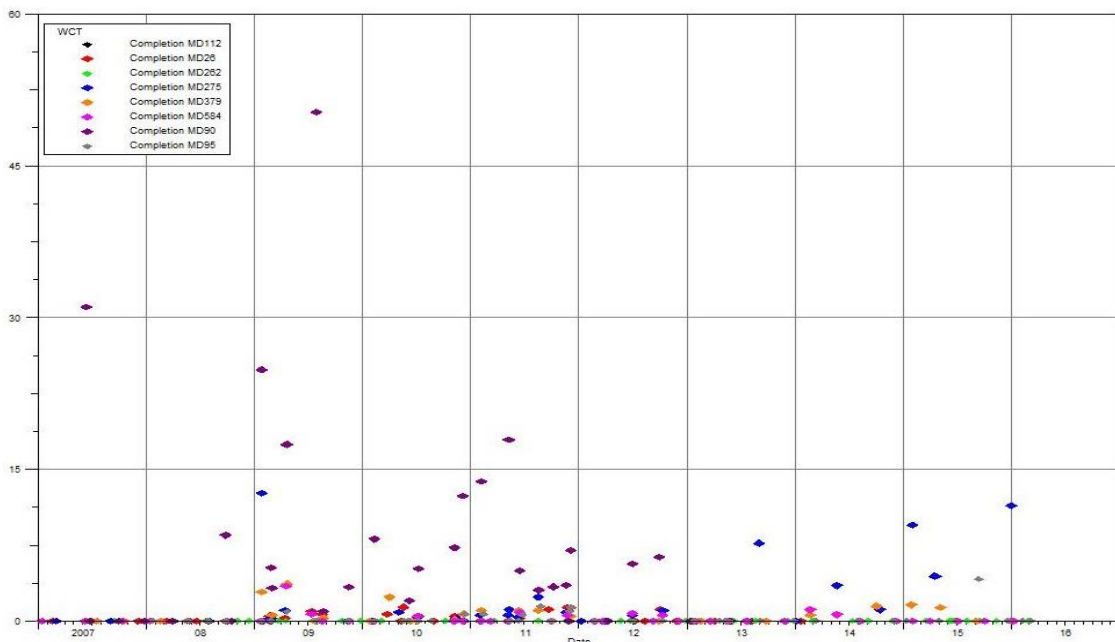


Fig IV-13: analyses de la percée d'eau.

La percée d'eau n'est pas encore décelée ce qui est en désaccord avec les résultats de simulation qui ont prévu la percée d'eau à partir de 2008, même l'eau produite par certains puits a une faible salinité (1-2g/l), en effet, elle est probablement due au condensation et non plus à la percée d'eau d'injection via MD112, tandis que la percée de gaz est resté très élevée même après l'initiation du WAG.

V.2.6. Evolution de WAG ratio

On peut le définir par le rapport du volume d'eau injecté sous les conditions de réservoir à celui du gaz sous les mêmes conditions.

On peut calculer le WAG ratio à partir de la formule suivante :

$$WAGratio = \frac{V_w(cs) \times B_w}{V_g(cs) \times B_g} = \frac{V_w(cf)}{V_g(cf)} \quad IV-1$$

$V_w(cs)$: volume d'eau injecté aux conditions de surface.

$V_g(cs)$: volume de gaz injecté aux conditions de surface.

$V_w(cf)$: volume d'eau injecté aux conditions de réservoir.

$V_g(cf)$: volume de gaz injecté aux conditions de réservoir. $B_w = 1,01$ et $B_g = 0,00562$

Tableau IV-04: WAG ratio Vs WAG ratio simulation

Cycles	1	2	3	4	5	6	7	8
WAG ratio	0.292	0.826	0.918	1.018	0.995	1.202	0.885	0.791
WAG ratio (sim)	0.26	0.26	0.78	0.78	0.78	0.78	0.65	0.65

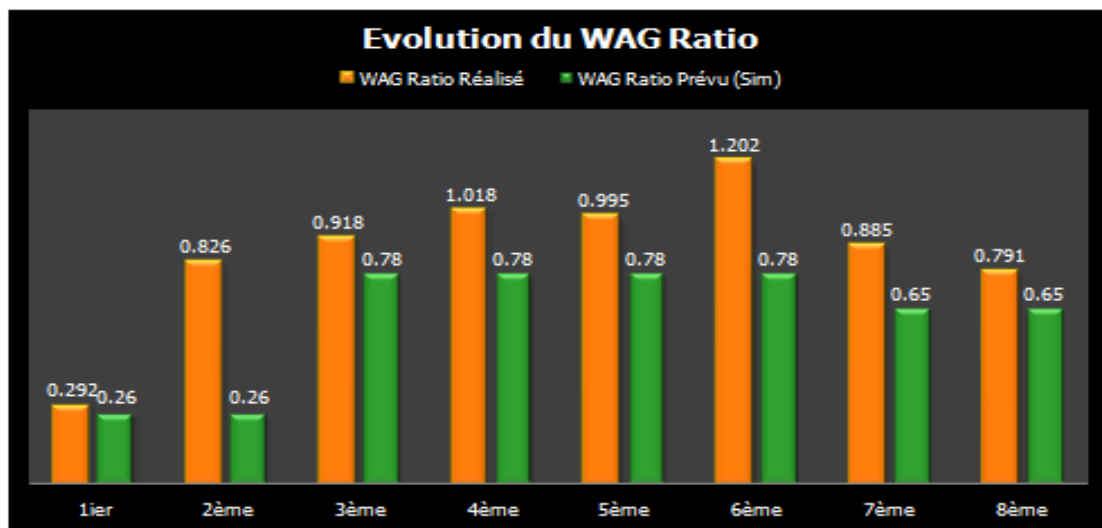


Fig IV-14: Evolution du WAG ratio calculé et simulé en fonction des cycles

Interprétation

A partir du tableau 05 on remarque que le WAG ratio réalisé (calculé) est totalement différent de celui prévu parce qu'on n'atteint pas le volume prévu à injecter (problème d'injectivité).

V.2.7. Etude du vidage remplacement ratio VRR

Le VRR est le rapport entre le volume injecté (eau et gaz) en condition de fond et le volume produit (huile et gaz libre) également en condition de fond.

$$\text{Volume injecté} = (\text{Volume d'eau injecté}) * B_w + (\text{Volume de gaz injecté}) * B_g$$

$$\text{Volume produit} = (\text{volume d'huile produit}) * B_o + (\text{Volume du gaz libre produit}) * B_g$$

Avec :

$$B_g = 0,005226 \quad B_o = 1,882114 \quad B_w = 1,01$$

Ces paramètres ont été pris à partir des données PVT pour une pression de gisement moyenne $P_g = 225 \text{ Bar}$

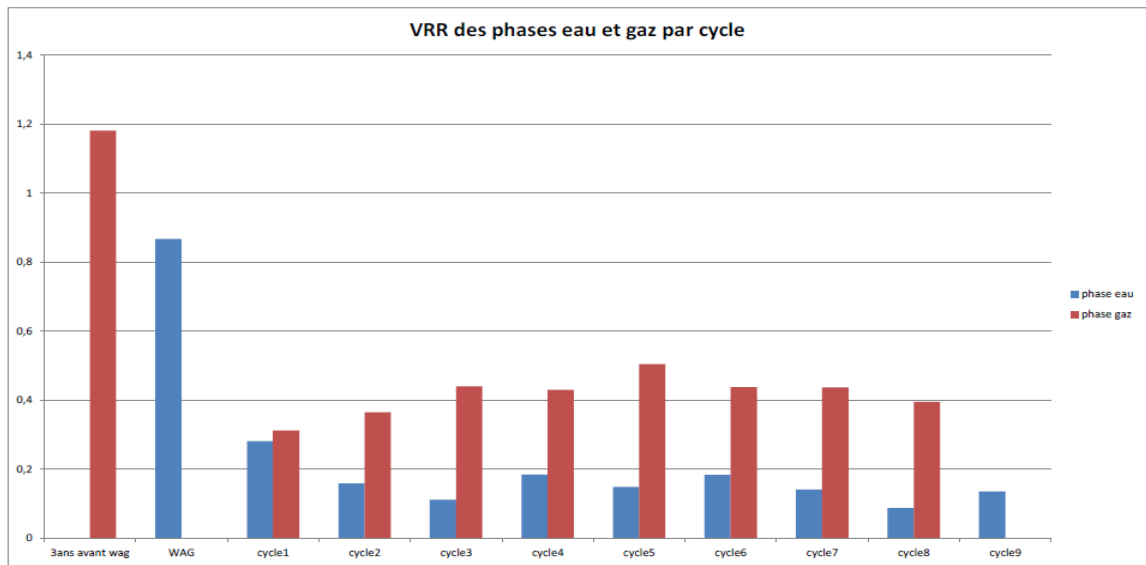


Fig V-15: VRR des phases eau et gaz par cycle

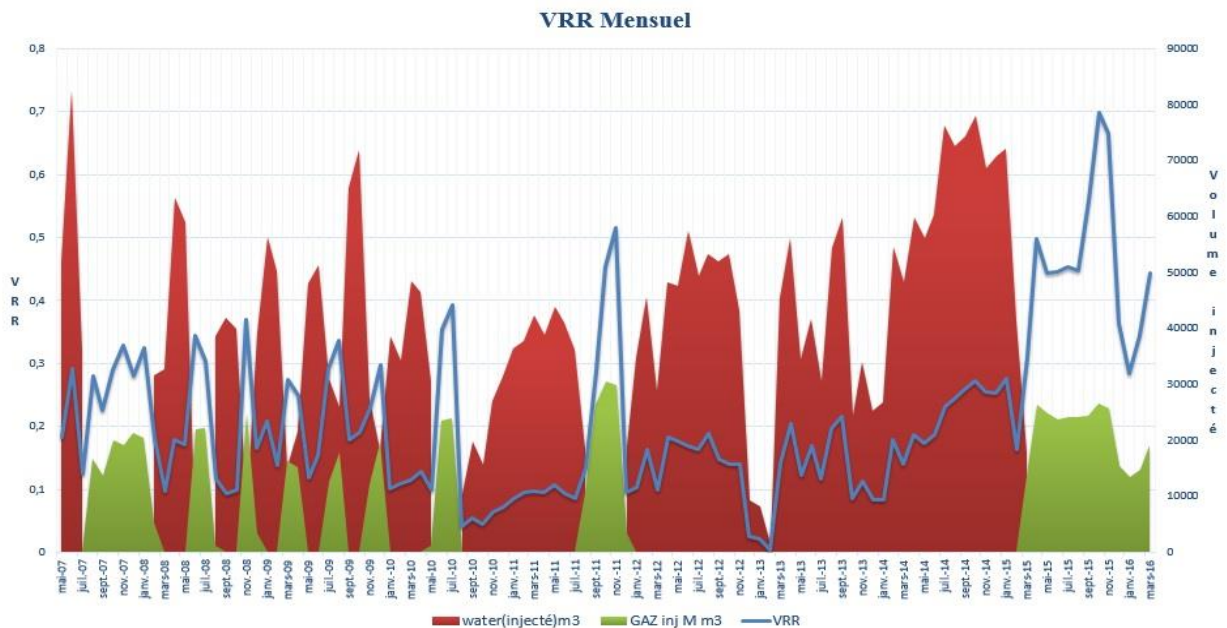


Fig V-16: VRR mensuel avec l'injection WAG

Interprétation :

Le VRR est supérieur à 1 avant le début du WAG, par contre dès la mise en oeuvre du WAG on remarque une grande chute du VRR que ce soit au cours de l'injection d'eau ou bien de gaz, à cause de la diminution de la capacité d'injection du puits, ce qui peut nous inciter à déduire qu'il n'y a pas de maintien de pression, mais l'étude du recyclage du gaz nous aidera à mieux comprendre ce qui se passe.

V.2.8. Efficacité et taux de participation de chaque puits

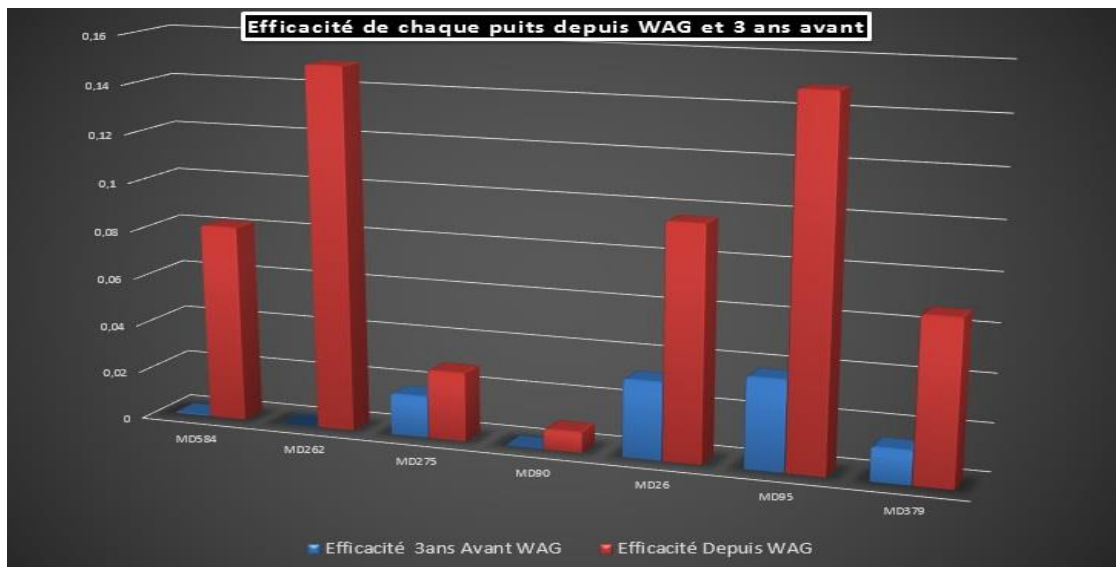


Fig V-17 : l'efficacité avant et après WAG

Interprétation :

Les puits MD262 et MD95 réagissent bien au WAG, alors que le puits MD275 et surtout le MD90 ont une efficacité assez faible.

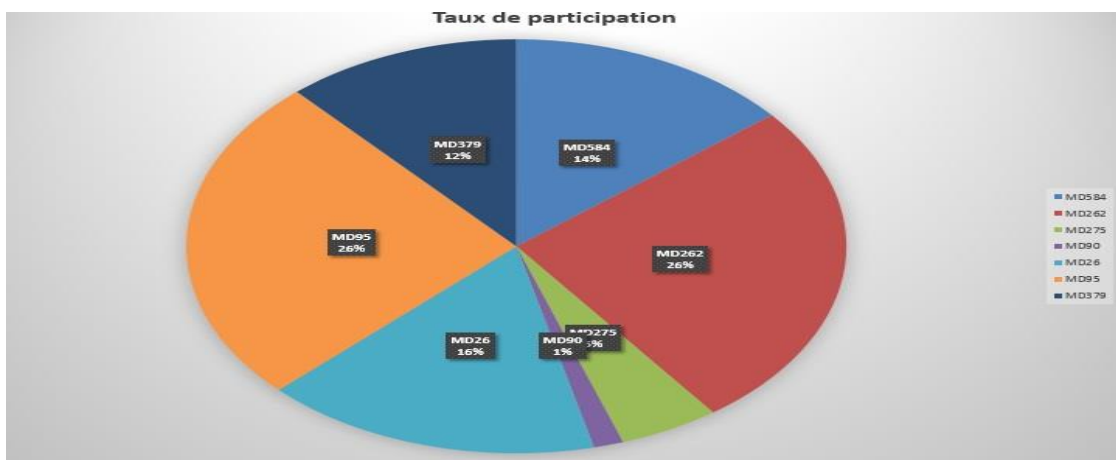


Fig V-18: taux de participation de chaque puits

Interprétation

On remarque que les puits MD262 et MD95 sont ceux qui participent le plus dont la production de la cellule avec un taux de 50% à eux deux, tandis que la participation du MD90 est carrément négligeable.

V.2.9. Le recyclage

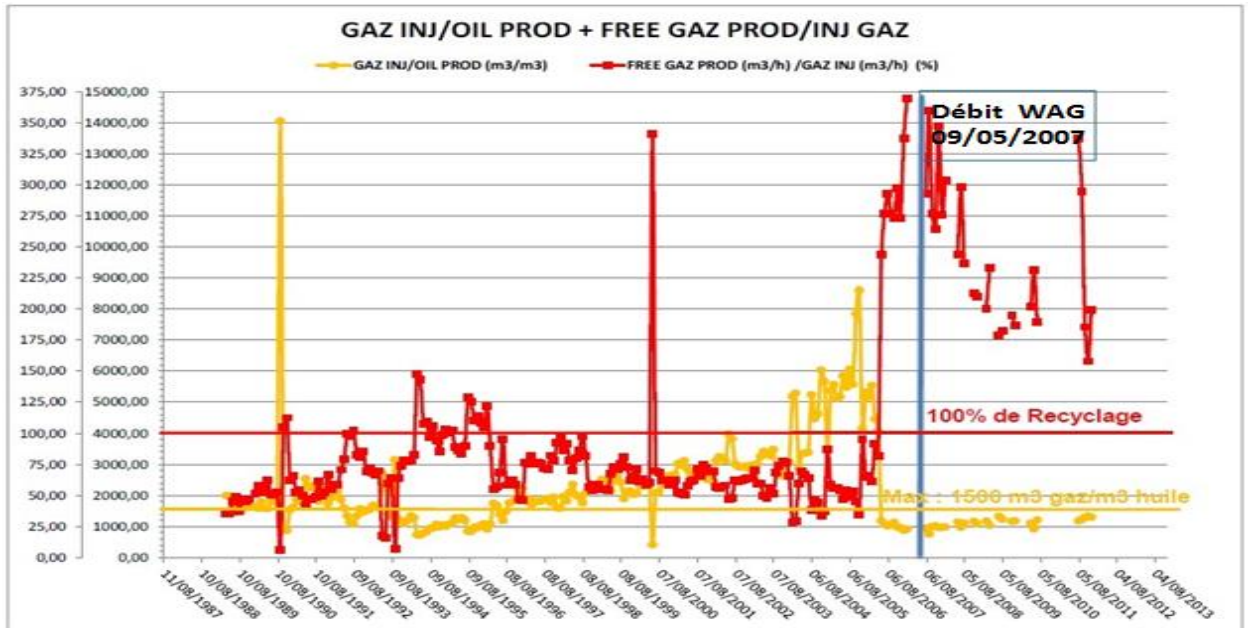


Fig IV-19 : Le recyclage du gaz

Interprétation

On remarque que le taux de recyclage du gaz a considérablement augmenté et a dépassé 100% depuis le début du WAG malgré la diminution de l'injection du gaz, ce qui est expliqué par la production du gaz venant de l'extérieur de la cellule via les autres injecteurs de la zone.

Le taux de gaz injecté pour produire 1m³ d'huile été inférieure à la norme, après la mise en service du WAG il a diminué considérablement suite à la réduction des quantités de gaz injecté via MD112 et à la fermeture du puits MD58.

Conclusion

A partir de l'interprétation de l'évolution des différents paramètres de la cellule (l'injection, la production, le GOR, la percée d'eau et la Pression de gisement ...) on a conclu les points suivants :

- L'interaction entre le puits injecteur MD112 et les puits producteurs de la cellule n'est pas évidente avec certitude.
- Le comportement d'injection de ce pilote est sensiblement différent de celui prévu par la simulation car on arrive à injecter moins de 45% des volumes de gaz et d'eau recommandés suite au problème d'injectivité.
- Jusqu'à maintenant, nous n'arrivons pas à distinguer si le balayage d'huile va être amélioré ou bien affaibli par cette technique du WAG parce que la production totale d'huile de la cellule est instable (excepter la production de MD262 repris en SR en 2008 qui s'est amélioré nettement)
- Un avantage de la technique WAG a été réalisé, c'est la diminution du taux de gaz injecté pour produire 01 m3 d'huile a diminué considérablement après la mise en service du WAG, suite à la réduction des quantités de gaz injectées via MD112 et à la fermeture du puits MD58.
- La percée d'eau n'est pas encore décidé ce qui est en désaccord avec les résultats de simulation qui ont prévu la percée d'eau à partir de 2008, tandis que la percée de gaz est resté très élevée même après l'initiation du WAG.
- Le pilote atteint son 9ième cycle d'injection qui est en cours depuis le 05/12/2011 (phase Eau) ceci continuera jusqu'à la percé d'eau afin de connaitre le comportement des puits producteurs de la cellule durant cette phase.
- Le taux de recyclage du gaz est supérieur à 150% ce qui est expliqué par la production du gaz venant de l'extérieur de la cellule via les autres injecteurs de la zone.

Recommandation

- Les paramètres de formation dans la zone HASSI MESSAOUD sont très compliqués ce qui affecte l'efficacité de projet WAG.
- L'influence des autres puits injecteurs d'eau ou gaz dans la zone sur la cellule WAG doit être évaluée.
- MD90 produit beaucoup de gaz libre, son GOR oscille entre 5000 et 50000 m³/m³ où on a enregistré lors du jaugeage du 17/08/2011 un GOR de 48411 m³/m³ soit une production totale du gaz de l'ordre de 744.000 Sm³/j, la fermeture de ce puits peut diminuer le taux de recyclage du gaz et en effet améliorer l'efficacité de balayage.
- L'utilisation des matières multicolores ou phosphoriques pour détecter l'indice d'atteindre l'eau et le gaz ou niveau des puits des cellules.

Bibliographies

- [1] Documents archive de Sonatrach dp Hassi Messaoud (DATA BANK)
- [2] R. Cossé (1988), *Le gisement, édition Technip, PARIS, P 30.46 .184*
- [3] M. K. Zahoor, M.N. Derahman, M.H. Yunan, *WAG process design – an updated review 5 N°2, p. 109-121 (2011).*
- [4] Andrieu et Müller 2005, Béranger et Mazille 2005.
- [5] *thèse de doctorat décembre 1990 Caractérisations de l'espace poreux de roches sédimentaires par l'étude d'équilibres capillaires*
- [6] LP.Dake (1977), *fundamentals of reservoir engineering, Elsevier Science B.V.NEW YORK.*
- [7] M. Kulkarni (2003), *Immiscible and miscible gas-oil displacements in porous media, Mémoire de Master, University of Pune, India P5.7.18*
- [8] M. Latil (1975), *Cours de production récupération assisté, édition Technip, PARIS*
- [9] *Cours de production tome 13, 14, 15 R.cossée*
- [10] *Performance of review of miscible CO₂ tertiary project; SPE reservoir Engineering.*

❖ L'ASPECT GEOLOGIQUE

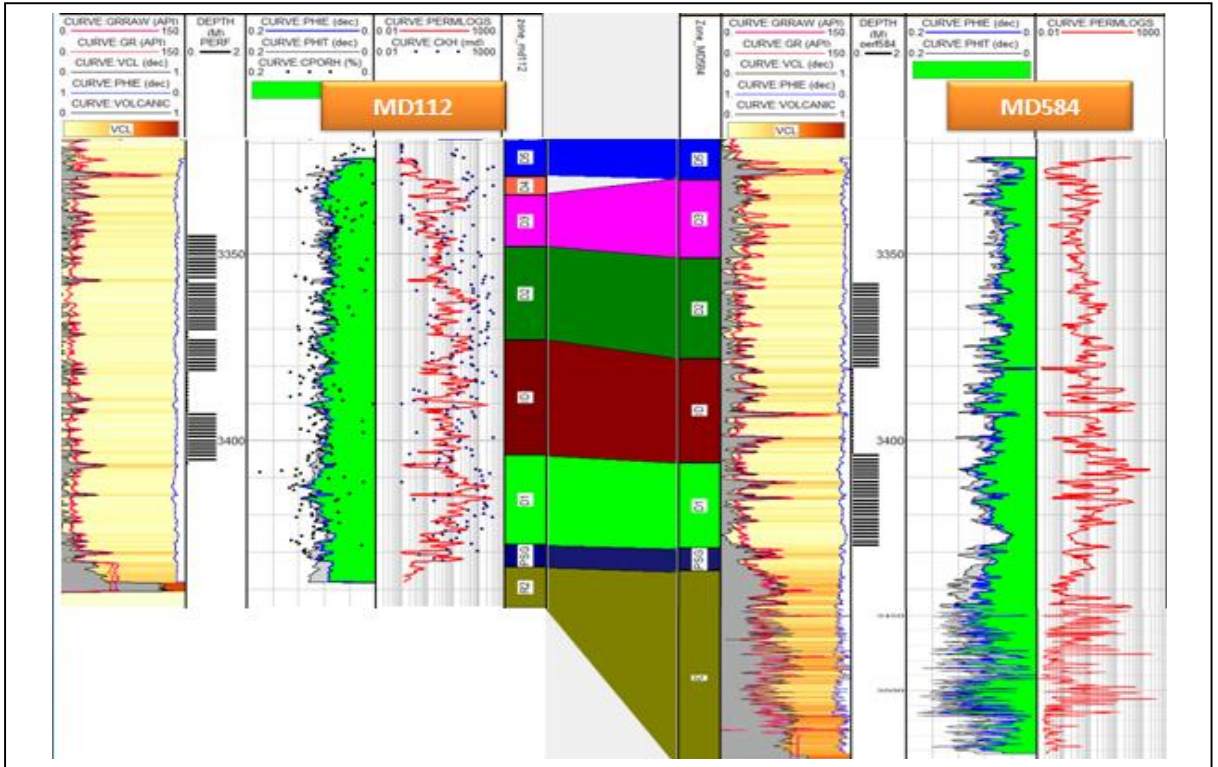


Fig 01: figure illustrant l'aspect géologique de puits MD112 et MD584

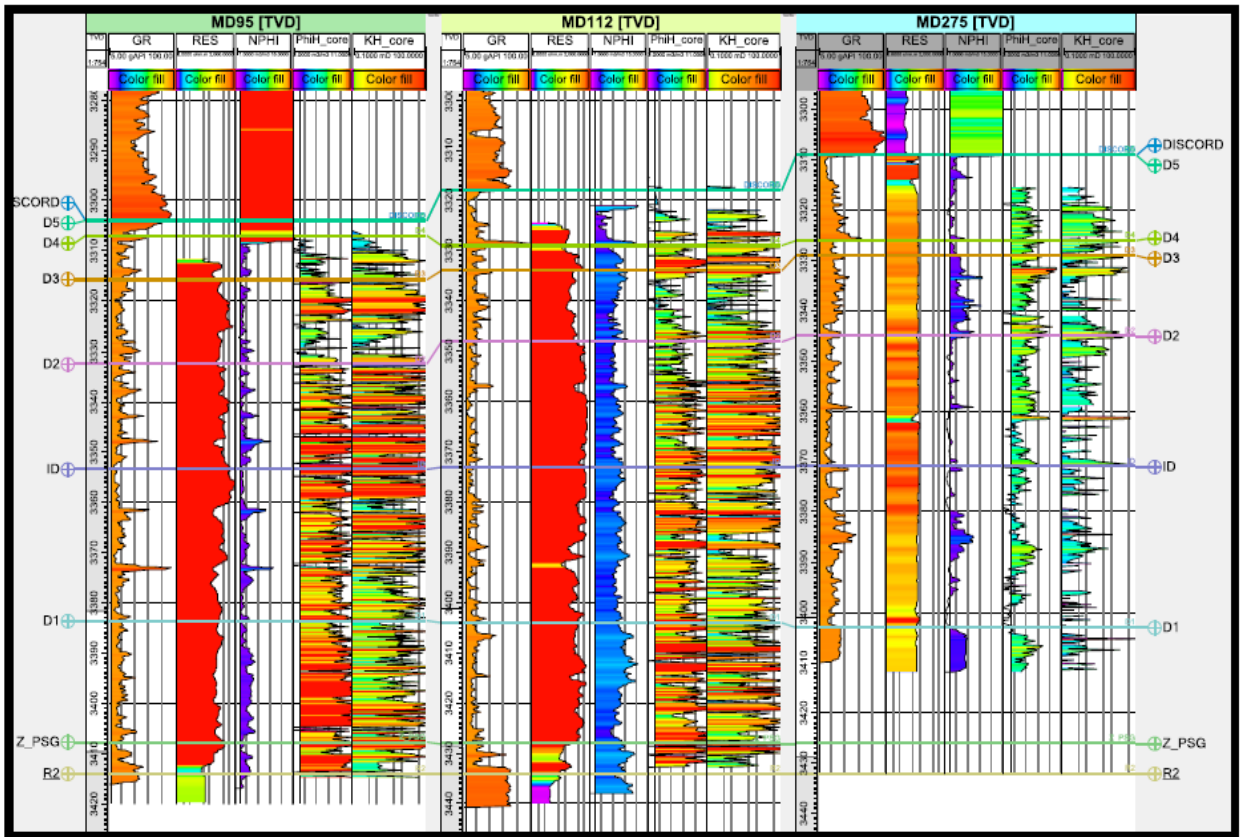


Fig 02: figure illustrant le TVD des puits MD112 et MD275 et MD95

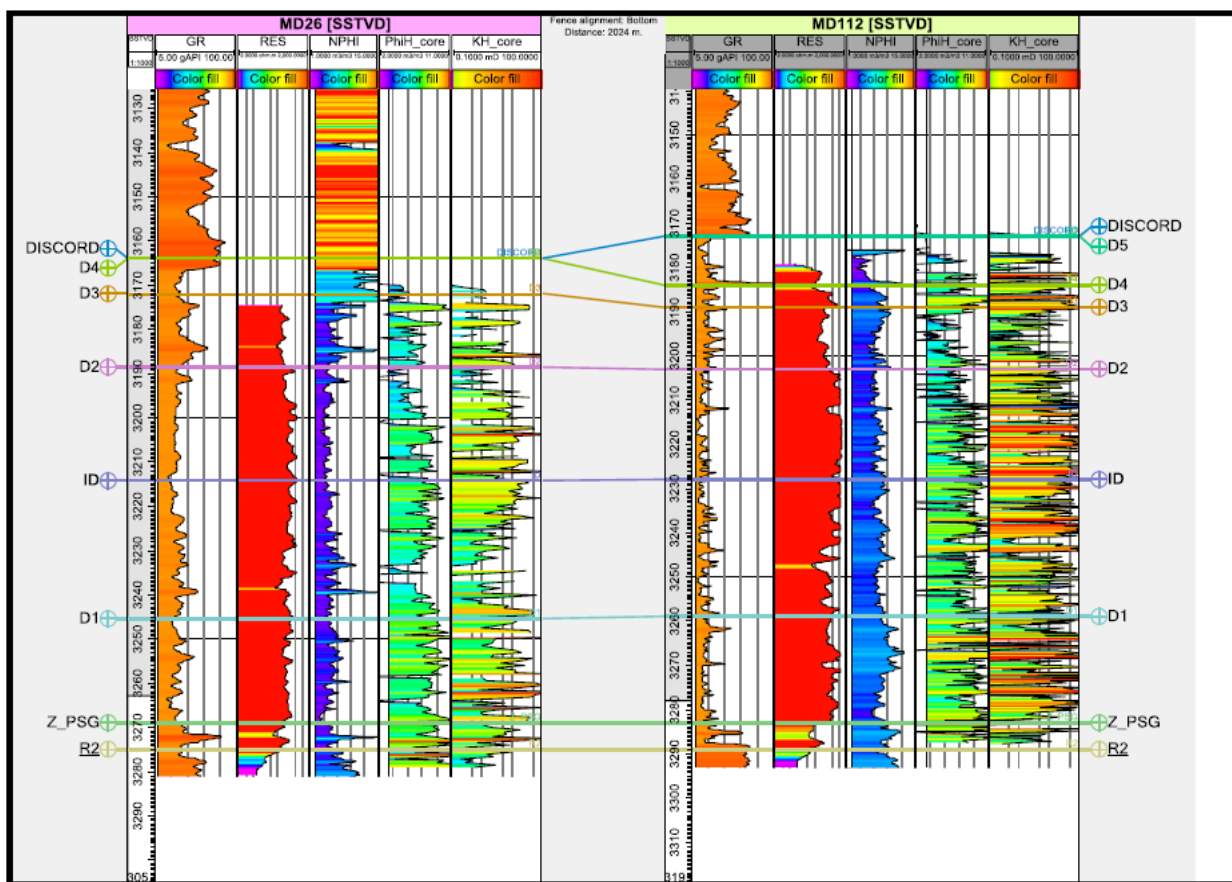


Fig 03: figure illustrant SSTVD des puits MD112 et MD26

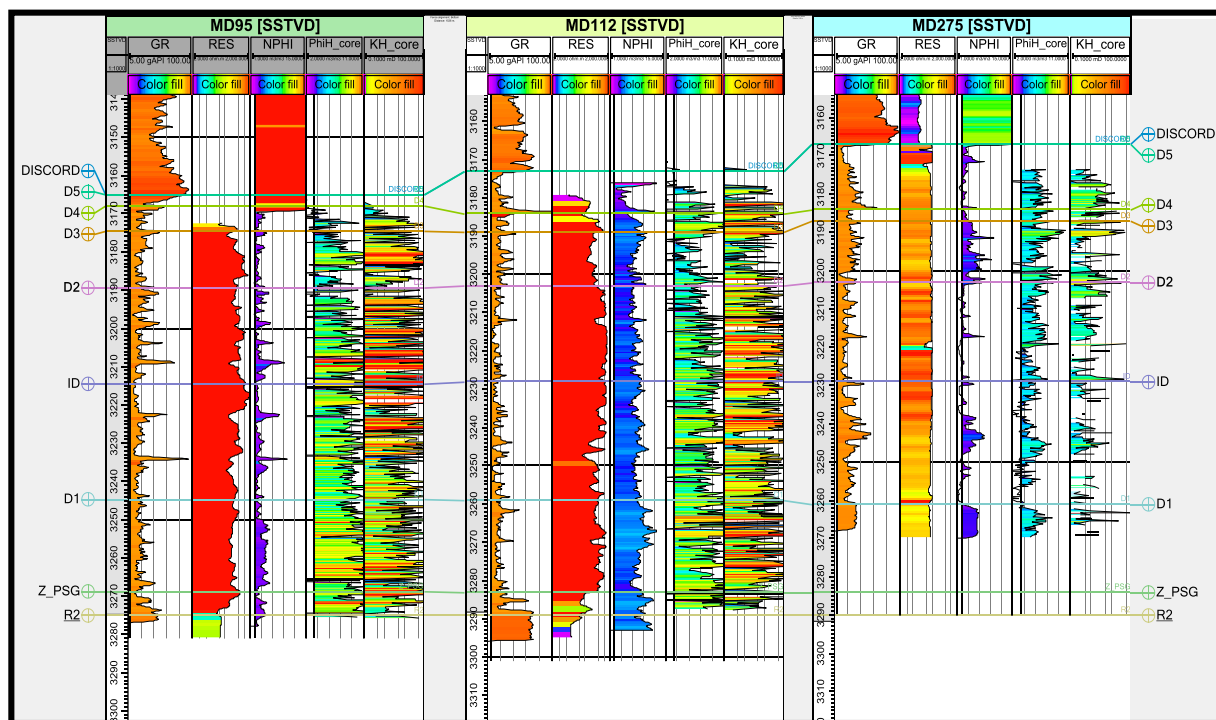


Fig 04: figure illustrant SSTVD des puits MD112 et MD275 et MD95

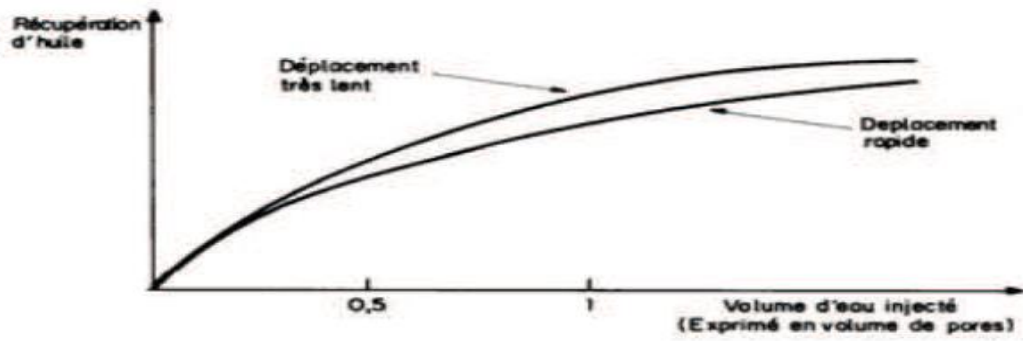


Fig I-06: La récupération d'huile en balayage à l'eau dans les gisements hétérogènes.

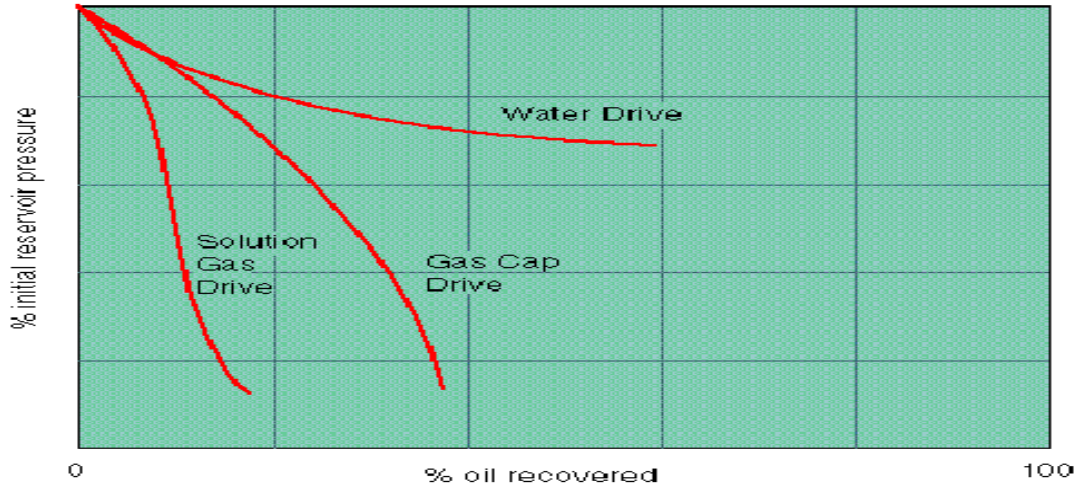


Fig I-03: relation entre l'huile et la pression avec les régimes

Injection	Eau		gaz
	Huile déplacée → légère	Assez lourde	
Rapport de mobilité	$M < 1$	$M > 1$	$M > 1$
Efficacité	Bonne	Moyenne	Médiocre
Déformation	Stable	± stable	± instable
Imbibition	Favorable	Favorable	
Nombre d'injecteur	Elevée	Moyen	Faible
Investissement	± Elevée	± moyen	± Faible

Tableau I-01 : comparaison des injections d'eau et de gaz

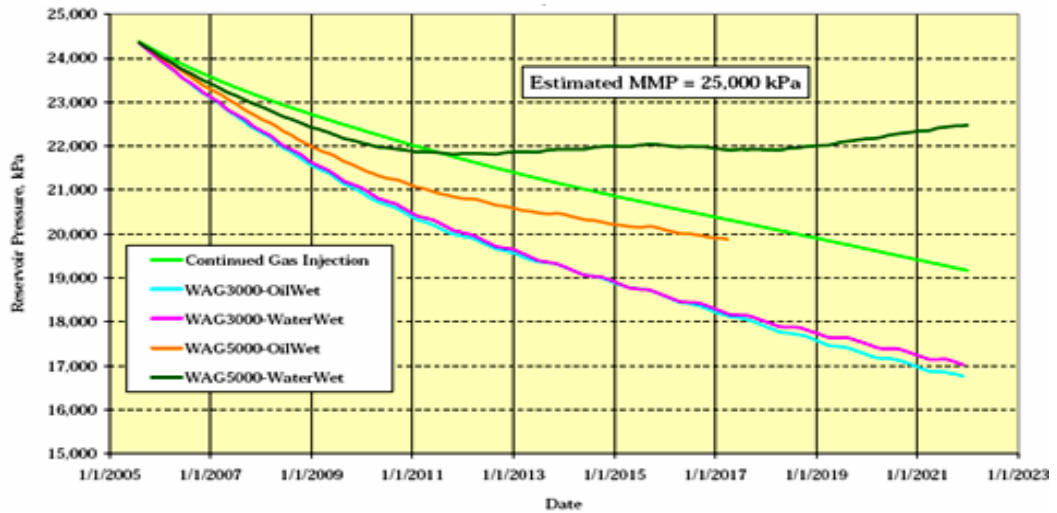


Fig-III-06 : Estimation de la pression du réservoir pour les différentes seniors d'injections WAG

❖ **PARAMETRES DU WAG**

Le scénario d'injection retenu après simulation est défini comme suit:

Target: $Q_{\text{gaz-inj}}=2.2 \text{ MM stm}^3/\text{j}$ $Q_{\text{eau-inj}}=3000 \text{ stm}^3/\text{j}$

Tableau 01: le débit d'injection et le wag ratio dans chaque cycle

Cycle	Durée d'injection (j)		Wag ratio (rm ³ /rm ³) Q-inj (stm ³ /j)		
	Water	gas	3000	4000	5000
1	60	60	0.24	0.33	0.41
2	60	60	0.24	0.33	0.41
3	90	30	0.72	0.99	1.23
4	90	30	0.72	0.99	1.23

❖ **MONITORING**

Tableau 02: les cycles d'injection d'eau et de gaz

Cycles	Phase	Nbre de jours Prévues	Nbre de jours réaliser	Remarque
1er Cycle	Eau	60	64.09	
	Gaz	60	187.8	
2ème Cycle	Eau	60	88.4	Arrêt de l'injection du 11/03/2010 au 30/03/2010, suite Fax PED
	Gaz	60	61.93	
3ème Cycle	Eau	90	83.27	Arrêt d'injection le 29/09/08 pour Fall - off, Reprise de cycle le 09/10/08
	Gaz	30	30	
4ème Cycle	Eau	90	88	Arrêt d'injection le 09/03/09 pour Fall - off, Reprise de cycle le 16/03/09
	Gaz	30	31	
5ème Cycle	Eau	90	91	
	Gaz	30	30	

❖ PROGRAMME DE MONITORING

	MD584	MD112	MD90, MD58	Producers (6 wells)
Baseline	XPT MDT + interf. test Cement plug Resistivity log PLT DH pressure gauge	Surface pressure Injection rate DH pressure gauge PLT		Vx, every 2 weeks PLT
Water Injection Phase (2 months)	Vx, every 2 weeks PLT Resistivity log when water BT	Surface pressure Injection rate DH pressure gauge PLT	Vx, every 2 weeks PLT when water BT	Vx, every 2 weeks PLT when water BT
Gas Injection Phase (2 months)	Vx, every 2 weeks PLT Resistivity log when water BT	PLT at SH for water invasion Surface pressure Injection rate DH pressure gauge PLT	Vx, every 2 weeks PLT when water BT	Vx, every 2 weeks PLT when water BT
Rest of WAG (12 months)	Vx, once a month Resistivity log and PLT when water BT	Surface pressure Injection rate DH pressure gauge	Vx, once a month PLT when water BT	Vx, once a month PLT when water BT
End of WAG	Resistivity log PLT	PLT		PLT

❖ Logging

Tableau 03: logging des puits producteur et le puits MD112

<u>PUITS</u>	<u>Type</u>	<u>Date</u>
<u>MD379</u>	<u>PSP-GHOST</u>	<u>21/02/2008 02/06/2008</u>
<u>MD275</u>	<u>PSP-GHOST</u>	<u>12/07/2007 25/06/2008</u>
<u>Md90</u>	<u>FSI</u>	<u>29/03/2008</u>
<u>MD26</u>	<u>PSP</u>	<u>15/07/07</u>
<u>MD584</u>	<u>PSP-GHOST</u>	<u>19/01/08 31/05/2008</u>
<u>MD112 inj</u>	<u>PSP</u>	<u>26/09/07 04/02/08 17/09/2008</u>

❖ MESURES

puits	Nbre de gaugeage	Nbre de W.test
MD26	32	1 build up
MD95	28	*****
MD90	35	1BU
MD275	35	3BU
MD584	33	3BU
MD397	27	3BU
MD584	*****	4FO

Date	nature	phase	Débit avant (Sm ³ /j)	Débit après (Sm ³ /j)
21/05/2007	Acide	Eau	1230	2894
26/07/2007	Tube clean	Transition	Fermé	Fermé
18/08/2007	Acide	Gaz	362 M	436 M
09/09/2007	Acide	Gaz	533 M	628 M
07/11/2007	Acide	Gaz	226 M	622 M
05/09/2008	Acide	Eau	1500	1779
14/08/2010	Acide	Eau	fermé	490

Tableau V-03 : débit injecté avant et après les opérations de stimulation

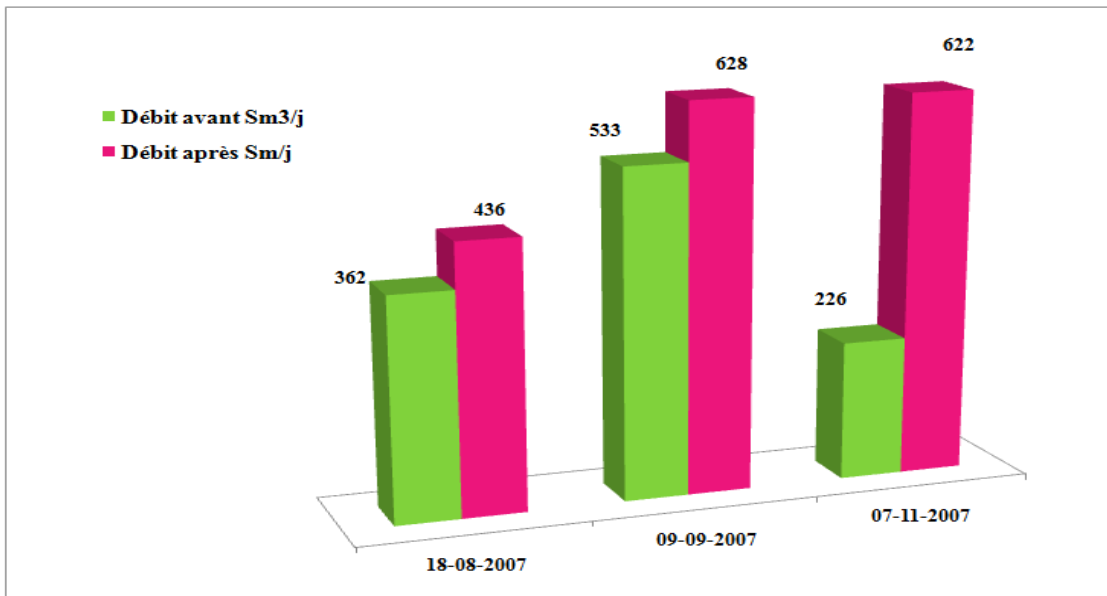


Fig V-02: débit d'eau injecté avant et après la stimulation.

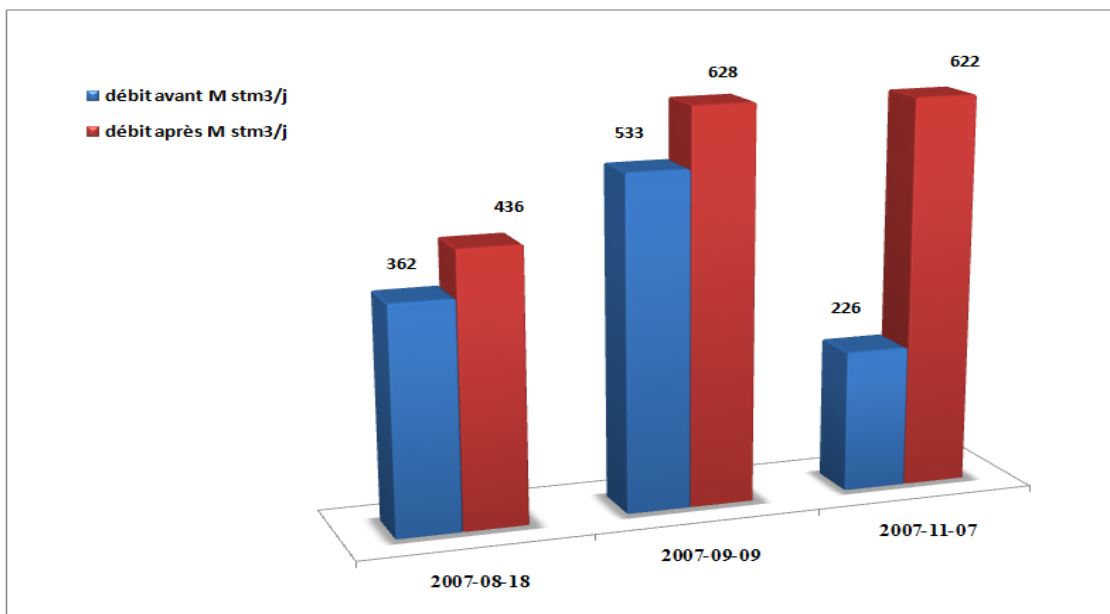


Fig V-03: débit de gaz injecté avant et après la stimulation.

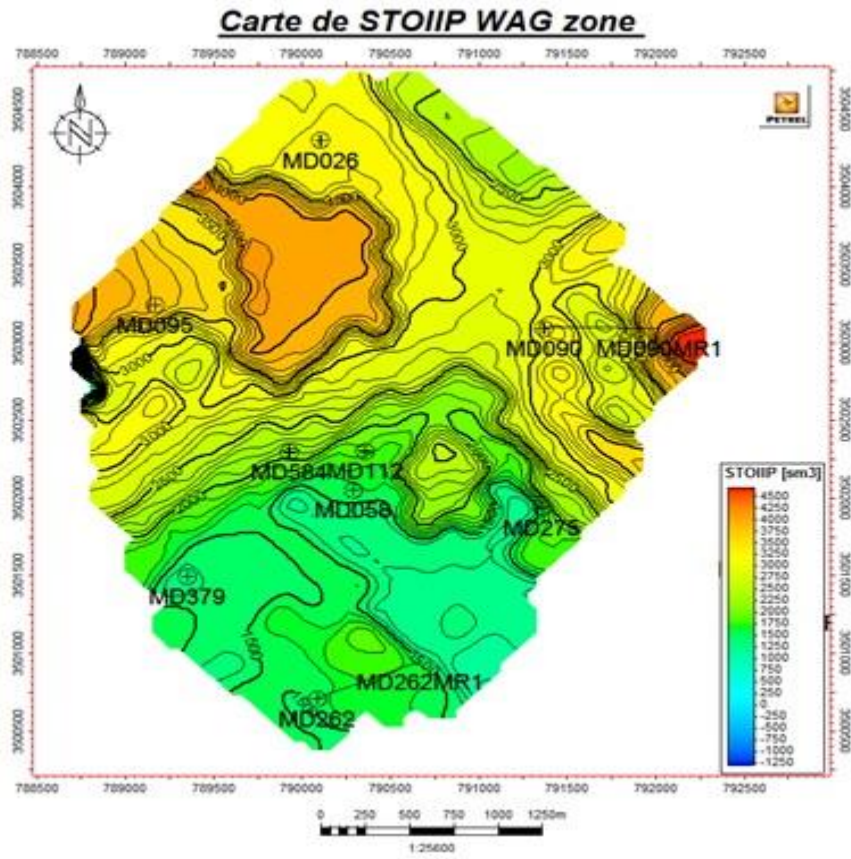


Fig V-04: Carte STOIP Zone 19

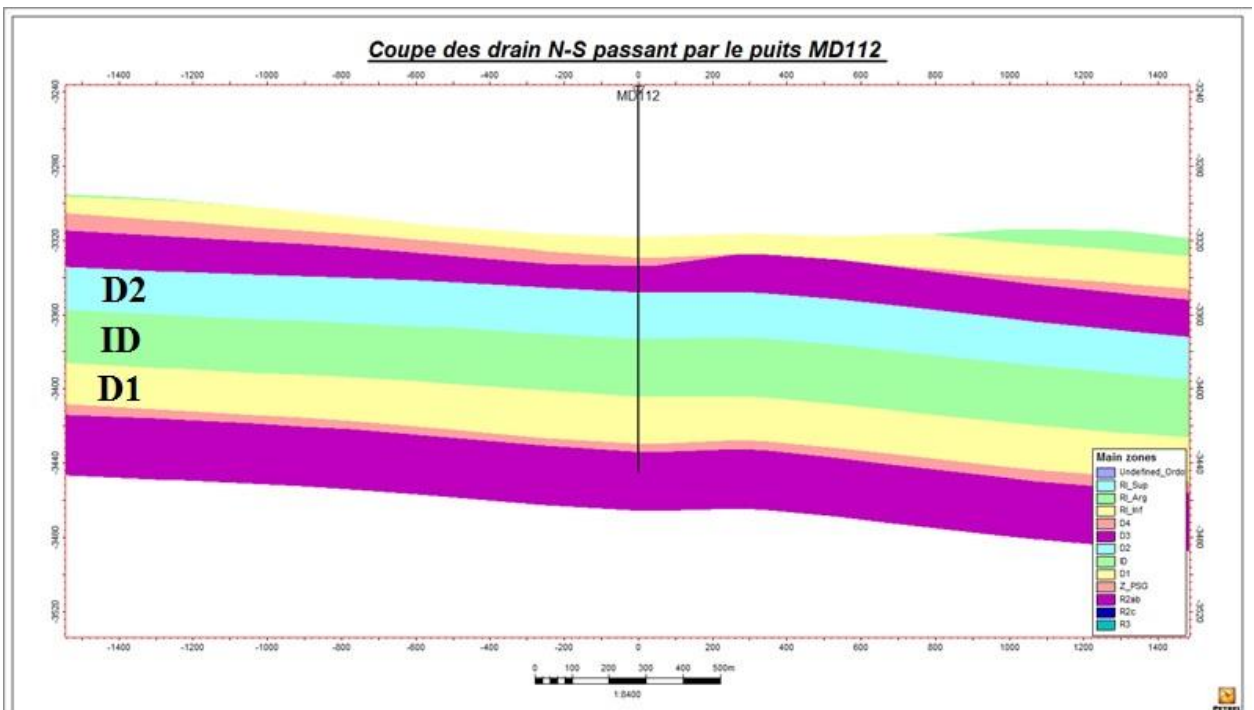


Fig V-04: Coupe des drain N-S (2D) passant par le puits MD 112

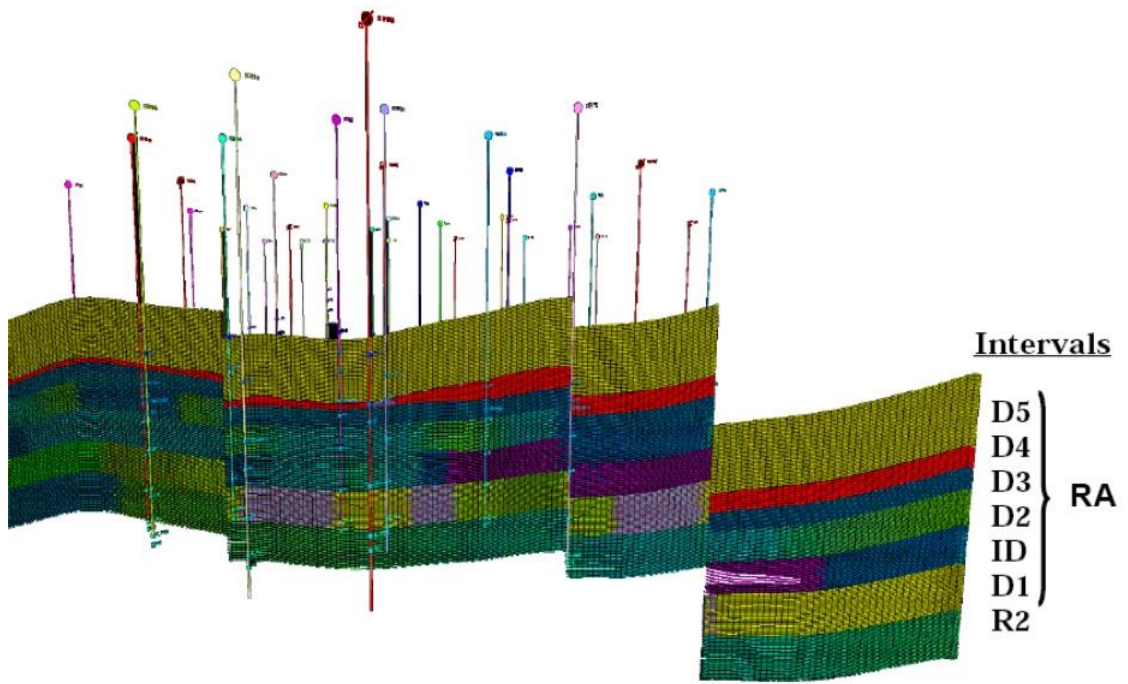


Fig V-05: *Coupe des drain N-S (3D) passant par le puits MD 112*