

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

BOUTERCHA Hanane, LAHBIL Nassira

-THEME-

Les problèmes de récupération secondaire de pétrole en Algérie Etude de cas du champ HMD

Soutenue le : 22 / 05 / 2016 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	M. DADA Saada	Univ. Ourgla
Examineur:	M. KOUADRI Ghada	Univ. Ourgla
Encadreur :	M.ARBAOUI Ali	Univ. Ourgla

Année Universitaire 2015 - 2016

Remerciements

Notre remerciements vont tout premièrement à Dieu tout puissant pour la santé, la volonté et la patience qu'il nous a donné durant toutes les années d'études.

Nous tiens évidemment à débiter ces remerciements en témoignant de nos profonde reconnaissance vers notre Encadreur **Mr. ARBAOUI Ali** pour avoir accepté de suivre cette étude, Ses idées, son soutien et son aide avec patience et gentillesse. C'est grâce à lui que notre thèse a été réalisée

Nous tiens à exprimer nos sincères remerciements aux ingénieurs de **SH-Dft-HMD** : MEROUMA ABDARRAOUF, YOUSEF SMAIL, AMARA OMAR, SEKFALA MOKHTAR, HAMMOUDI BOUCHETTI. **SH-Dft-HBK** : A DELKRIM DJEBBAR, AYA MOHAMED TAYEB, TAOUAT MORAD, BOUANANI MORAD.

NOUS adressons également nos remerciements à tous les membres de Jury et à tous les enseignants du département Hydrocarbure, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation

Enfin Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire

Hanane & Nassim

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

*A mon père : L'Épaulé solide, l'œil attentif, compréhensif, mon espoir, et le
personne le plus digne de mon estime, mon amour et de mon respect.*

A ma mère : qu'elle m'a donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir.

Je n'oublie pas mon admirable grand-mère.

Mes dédicaces s'adressent également Amon très cher oncle BOUDJAMAA.

A mes très chers frères et sœurs.

A tout ma famille pour l'amour et le respect qu'ils m'ont accordé.

A mon fiancé HAMID et sa famille.

A la mémoire de mon amie d'enfance ACHOURA.

A les premiers qu'ils m'a éclairait la route de la reconnaissance DIHMAN

BELAIDE et SLIMANI ABDELKADER

*A ma deuxième famille « HAOUIT MOHAMMED et tout le membre de la
famille BOUBLALE »*

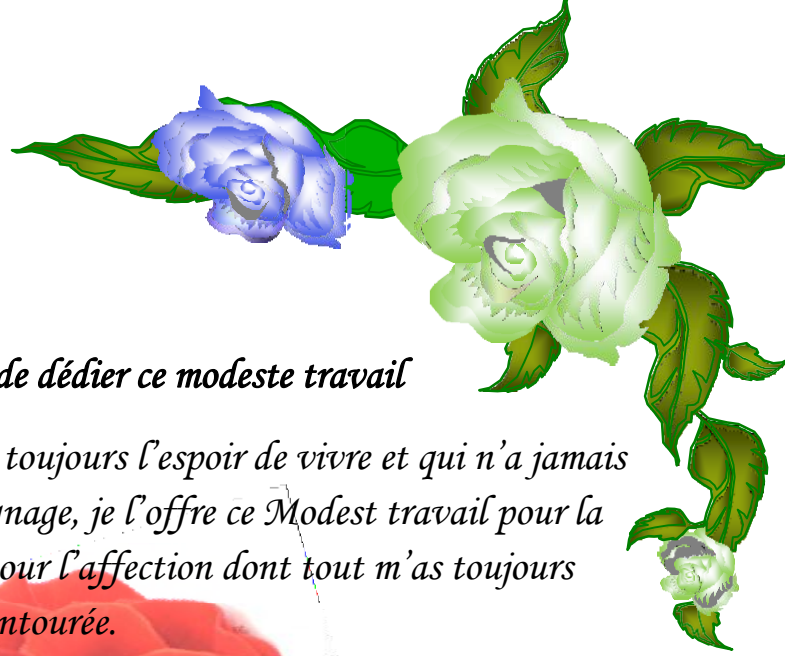
*Avec toute ma fidélité et tout mon amour Aux qu'elles non seulement mes très
chers proches amies, KHADIDJA, RABIAA, KHADEM, YAMINA.*

*A mon binôme HANANE pour la sœur agréable qu'elle était et qu'elle restera
pour moi.*

A toute ma promotion de l'université.

Nassira

Dédicace



J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail

À ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi. En témoignage, je l'offre ce Modest travail pour la remercier pour ses sacrifices et pour l'affection dont tout m'as toujours entourée.

À mon très cher père, pour ses encouragements et son soutien. Aucune dédicace ne saurait exprimer mes sentiments, que dieu te préserve et te procure santé et longue vie

Mes dédicaces s'adressent également à :

A mes très chères sœurs HOURIA, ZOHRA, HALIMA, TOURKIA, KHOULOUD, FATIMA.

A mon très cher frère MOHAMMED

A mon très cher binôme NASSIRA

A toute mes amis, KHADIDJA 16, KHADIDJA 01, RABIAA, AMINE, ABD elDjallile

A tous mes amis de l'université et proche, à tous ceux que j'aime et je respect.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour

À toute personne qui m'a aidé à franchir un horizon dans ma vie

Cet ensemble de personnes qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment



Hanane

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	IV
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Abréviation	VII
Introduction générale	01

Chapitre I : Présentation du champ HMD

I.1 Situation du champ de Hassi Messaoud	02
I.1.1 Situation géographique	02
I.1.2 Situation géologique	02
I.1.3 Structure du champ	02
I.2 Historique de champ HMD	02
I.3 Caractéristiques du réservoir	04
I.4 Caractéristique des fluides de gisement	04
I.5 Développement de gisement	04
I.5.1 Production	04
I.5.2 Maintien de pression	05
I.6 Problèmes d'exploitation	05

Chapitre II : Généralité sur la récupération secondaire

II.1 Introduction	06
II.2 La récupération secondaire	06
II.3 Différentes méthodes de la récupération secondaire	06
II.3.1 L'injection d'eau	06
II.3.1.1-Mise en œuvre	07
II.3.1.2-Type d'eau injectée	07
II.3.2.L'injection de gaz	07
II.3.2.1-La mise en œuvre	08
II.3.2.2- Modes d'injection	09
II.4 Facteurs influant sur l'injection	10
II.4.1 Géologie du réservoir	10
II.4.2 Caractéristiques petrophysiques	11
II.4.3 Caractéristiques des fluides	11
II.5 Configurations d'injection	11

II.6 Les différents types d'injection	11
II.6.1 Injection groupée	11
II.6.2 Injection disperse	12
II.7 L'aspect technique et économique de l'injection	13
II.8 Les problèmes liés a la récupération secondaire	14
II.8.1 Les percées	14
II.8.1.1 Source des percées	14
II.8.1.2 Causes des percés	14
II.8.2 Les dépôts de sulfate de baryum (BaSO ₄)	16
II.8.2.1 Définition	16
II.8.2.2 Les conditions de formation	16
II.8.2.3 Les endroits de précipitation de BaSO ₄ dans les Installations de fond et de surface	17
II.9 Conclusion	17

Chapitre III : Les Problèmes liés à l'injection de gaz

III.1 Introduction	18
III.2 Caractéristique de gaz d'injection	18
III.3 Historique de la zone étudiée	18
III.3.1 Problématique et recommandation sur la zone	19
III.4 Le choix de puits candidat	19
III.4.1 Méthodologie de sélection de puits candidat	19
III.5 Historique du puits étudié MD506 Étudiée	20
III.5.1 Les paramètre de production de puits MD506	20
1. Jaugeage MD506	20
3. PLT Data MD506	22
2. Well test MD506	22
4. Conclusion	23
III.5.2 Discussion et recommandations	23
III.6 L'outil proposé pour gaz shut off de puits MD506	24
III.6.1 Le but principal de cette opération est	24
III.6.2 Définition de casing patch	24
III.6.3 Les conditions d'ancrage le Casing Patch	25
III.6.4 Caractéristiques et avantages	25
III.6.5 Principe d'installation d'un patch afin de colmater des Perforations	26
III.7 Résultats et discussion	29
III.7.1 Résultats	29
III.7.2 Discussion	29
III.8 Il est recommande de	29

Chapitre IV : Les Problèmes liés à l'injection d'eau

IV.1 Percée d'eau	30
IV.1.1 Introduction	30
IV.1.2 historique de la zone 04	30
IV.1.2.1 Problématique et recommandation sur la zone	30
IV.1.3 Le choix de puits candidat	31
IV.1.4 Historique du puits étudié OMJ723	31
IV.1.4.1 Les paramètres de production de puits OMJ723	32
1. Jaugeage OMJ723	32
2. Well test OMJ723	32
3. l'analyse de la salinité d'eau et d'huile	33
4. Interprétations de résultats	33
5. Historique de production et d'injection	34
6. Recommandation	34
IV.1.5 L'outil proposé pour traiter le problème de la percée d'eau pour le puits OMJ723	34
IV.1.5.1. Choix de la méthode	34
IV.1.5.2 Mechanical plug back tools (MPBT)	35
IV.1.5.3 But de traitement	35
IV.1.5.4 Evaluation de la performance de l'opération	36
IV.2 Problèmes des dépôts de Sulfates de Baryum	37
IV.2.1 Introduction	37
IV.2.2 Historique du puits MD252	37
IV.2.2.1. problèmes du puits	37
IV.2.2.2. L'identification du problème du puits	38
IV.2.2.3 Caractéristiques de production MD252	38
1. Test jaugeage	38
2. Well Test	38
IV.2.2.4 L'analyse des dépôts	39
IV.2.3 Interprétations des données	39
IV.2.4 Les conséquences de problème	39
IV.2.5 Recommandation	40
IV.2.6 But de traitement	40
IV.2.7 Scale Blaster	40
1. Définition	40
2. Les avantages	41
IV.3 Conclusion	42

Chapitre V : Etude économique

V.1 Introduction	43
V.2 Approche économique	43
V.3 Etude économique des puits	43
1) Gas shut off par CASING PATCH (puits MD506)	44
2) Water Shut Off par MPBT (puits OMJ723)	44
3) SCALE BLASTER pour les dépôts de BaSO ₄ (MD252)	45
V.4 Conclusion	45
Conclusion générale	46
Références bibliographiques	48
Annexe	---

Liste des figures

N°	Titre	Page
Fig.I-1	Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud	02
Fig.I-2	Les zones et les numérotations des champs de Hassi Messaoud	03
Fig.II-1	Injection d'eau	07
Fig.II-2	Injection de gaz	08
Fig.II-3	Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le gaz	09
Fig.II-4	schémas réguliers d'injection	12
Fig.II-5	effets des fissures et des barrières	14
Fig.II-6	effet de la perméabilité	15
Fig.II-7	effet de la fracturation hydraulique.	15
Fig.II-8	Sulfate de baryum (BaSO ₄).	16
Fig.II-9	la précipitation de BaSO ₄ dans les installations de fond et de surface.	17
Fig.III-1	situation des puits de la zone 19.	18
Fig.III-2	la carte indique le GOR de chaque puits producteur dans la zone	19
Fig.III-3	la cumule de gaz injecté par les puits injecteur autour de puits étudiée.	20
Fig.III-4	le Casing patch.	24
Fig.III-5	Photo réelle de la partie caoutchouc du Casing Patch.	25
Fig.III-6	l'assemblage de train de CASING PATCH	27
Fig.III-7	Les étapes d'ancrage du CASING PATCH au fond.	27
Fig.III-8	Evolution du paramètre de production	28
Fig.IV-1	situation des puits de la zone 04	30
Fig.IV-2	carte de positionnement de puits OMJ723	31
Fig.IV-3	la Salinité d'eau et d'huile	33
Fig.IV-4	historique de production et d'injection	34
Fig.IV-5	Photo réel d'une MPBT	35
Fig.IV-6	mise en place d'une MPBT	36
Fig.IV-7	Analyse des dépôts	39
Fig.IV-8	Sterling Beads	40
Fig.IV-9	Jett Blaster	41

Liste des tableaux

N°	Titre	Page
Tableau I.1	Etat récapitulatif des puits à HMD AU 31 /12/2015	03
Tableau II.1	Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz	13
Tableau III.1	Jaugeage de puits MD506	21
Tableau III.2	Mesures du puits MD506	22
Tableau III.3	le tableau présente les intervalles et le débit de production de chaque fluide dans le puits MD506	22
Tableau III.4	le tableau présente les pourcentages et les débits de production des fluides dans chaque drain du puits étudié MD506	23
Tableau III.5	le résultat final de cette opération (casing patch)	29
Tableau IV.1	Jaugeage de puits OMJ723	32
Tableau IV.2	Mesures du puits OMJ273	32
Tableau IV.3	caractéristiques physique de MPBT	35
Tableau IV.4	résumé des résultats de MPBT	36
Tableau IV.5	Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien	37
Tableau IV.6	Résultats des tests de Jaugeage	38
Tableau IV.7	Résultats des tests de puits	38
Tableau IV.8	résumé des résultats de MPBT	41
Tableau V.1	<i>Les différents résultats trouvés</i>	45

Abréviation

HMD :	Hassi- Messaoud.
Bo :	Facteur volumétrique du fond d'huile (Rm3/ STm3).
Bg :	Facteur volumétrique du fond de gaz (Rm3/ STm3).
GOR :	Rapport de volume de (gaz sur l'huile) m3/m3.
Rs :	GOR de dissolution (m3/ m3).
Bw :	Facteur volumétrique du fond d'eau (Rm3/ STm3).
q :	Masse spécifique g/cm3.
Z :	Coefficient de compressibilité.
μg:	Viscosité du gaz (Centpoise).
Cg :	Compressibilité de gaz cm2/kg.
M :	Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé.
PLT :	Production logging Tools.
PBU :	Build-UP Test Downhole measurement Using Gauges.
DST	Drill Stem Test.
Pg :	Pression du gisement Kg/cm2.
Pfd :	pression de fond dynamique kg/cm2.
Pt :	pression de tête.
IP:	Indice de Productivité, m3cm2 / kg h.
S:	Skin factor d'endommagement.
Qo res :	Débit d'huile récupérer en (m3/h).
Qg res:	Débit de gaz récupérer en (m3/h).
Qw res:	Débit d'eau récupérer en (l/h).
WOR	Water-oil Ratio, m3/m3.
MPBT :	Mechanical Plug Bach Tool.
TOC :	Top of ciment.
OH :	Open Hole.
Wc :	Water Cut (Water Liquide ratio).
Press. Pipe :	La pression de pipe (kg/cm ²).
Press. Separ	La pression de Séparateur (kg/cm ²).
WO :	Work Over.
SNB :	Snubbing.
WL :	Wire Line.
BaSO4	Sulfate de baryum.
Deg :	Degré.
Temp :	Température (en °K ou °C).
POT :	Pay Out Time délai de récupération(en J).
Diam-Duse :	Diamètre de la Duse (mm).

Introduction

Introduction

Il est apparu que la présence d'un chapeau de gaz ou d'un aquifère actif sont des facteurs favorables à une bon récupération.ils donnent naissance à un balayage du gisement.

L'insuffisant de cet effet de balayage naturel dans la plupart des gisements d'huile a incité à le remplacer par un balayage artificiel, l'idée la plus simple étant d'injecter du gaz ou de l'eau. Ces procédés appelés par suite « procédés de récupération secondaire ».

Ces méthodes consistent à rétablir dans le gisement une pression suffisante pour extraire le pétrole. Elles permettent une augmentation de taux de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. Elles peuvent d'atteindre un taux de récupération de 10 à 55% des hydrocarbures selon leur type.

D'autre part l'injection d'eau ou de gaz excessive pour le maintien de pression nous crée des problèmes massifs dans les puits producteurs d'huile voisins tel que les problèmes des percés (où l'eau ou le gaz devient un fluide indésirable) et les dépôts minéraux (sulfate de baryum $BaSO_4$). Et c'est le cas de champ de Hassi Messaoud.

Donc dans notre travail on va présenter ce problème et essayer de trouver une solution fiable et efficace pour prolonger la durée de vie des puits touchés par ces problèmes. Pour atteindre l'objectif principal du travail, l'étude menée a été divisée en cinq chapitres :

- Le premier chapitre est consacré à la présentation de champ de Hassi Messaoud.
- Dans le deuxième chapitre on a éclairci les notions de base de la récupération secondaire et leurs problèmes dans les puits producteurs d'huile.
- Le troisième chapitre est consacré à l'étude des problèmes liés à l'injection de gaz au champ de HMD et on énonce les solutions utilisées afin de les traiter.
- Dans Le quatrième chapitre on a étudié les problèmes liés à l'injection d'eau et on a expliqué les techniques de traitement de ces problèmes.
- Le cinquième chapitre présente une étude économique de techniques utilisées pour les remèdes des problèmes.
- On termine notre travail par une conclusion générale et des recommandations.

Chapitre  ***I***

Présentation du champ HMD

I.1 Situation du champ de Hassi Messaoud

II.1.1 Situation géographique [13] :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-Est d'Alger et 350 Km de la frontière Alger-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 25000 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

$X = 790.000 - 840.000$ Est.

$Y = 110.000 - 150.000$ Nord.

Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique il est limité:

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès. Au Sud, par le haut fond d'Amguid El Biod [13].

Structure du champ :

- La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de
- 45 km de diamètre, de direction : Nord-Est/ Sud-Ouest.

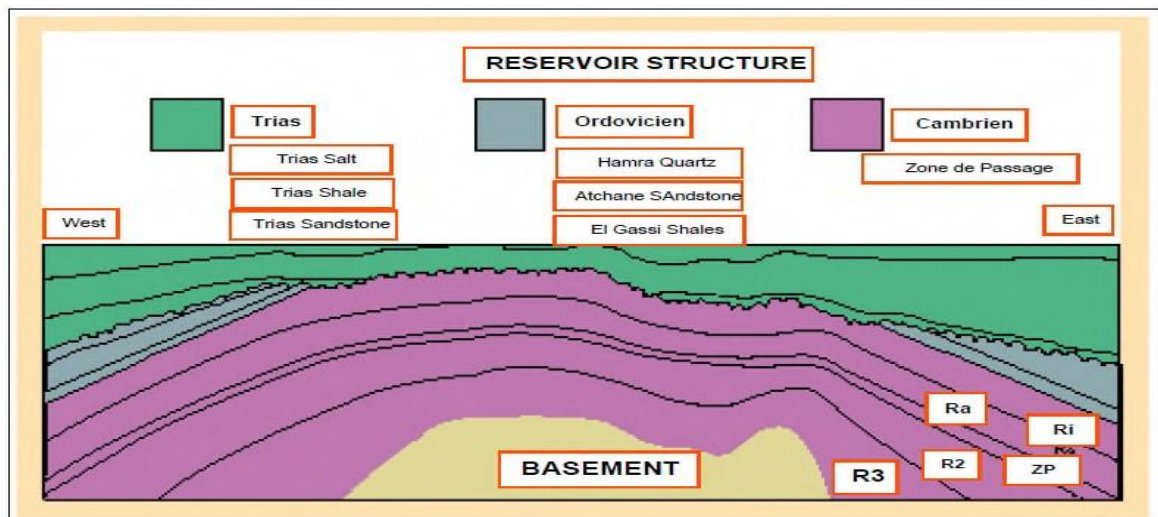


Fig. I.1: Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud [11].

Historique de champ HMD

Le gisement de Hassi Messaoud est découvert en 1956, n'a été exploité pratiquement que trois ans plus tard. Les caractères principaux du gisement sont :

- Sa très grande hétérogénéité,
- Sa profondeur importante,
- La légèreté de son huile nettement sous-saturée,
- La productivité très variable des puits. Mais en moyenne élevée,
- La présence d'huile en quantités considérables.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines. Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones.

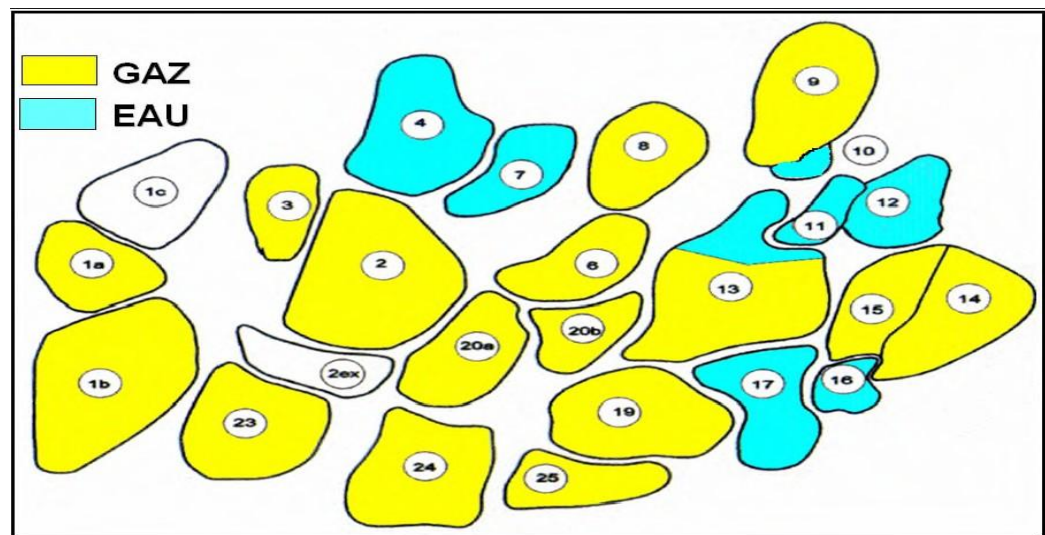


Fig. I.2: Les zones et les numérotations des champs de Hassi Messaoud [11].

Tableau I.1: Etat récapitulatif des puits à HMD AU 31 /12/2015 [11].

L'état du puits	Nombre
Puits producteurs huile	1032
Puits producteurs eau	130
Puits injecteurs gaz	121
Puits injecteurs eau	57
Puits abandonnés & Attente abandon	132
Puits secs	46
Puits inexploitable	90
Total puits forés	1608

Caractéristiques du réservoir

On peut résumer les caractéristiques du champ HMD dans les points suivants [13]:

- Huile légère.
- L'huile est de densité moyenne 0.8 (43.5-45 Api).
- La pression de gisement ; variable de 120 a 400(kg /cm²).
- La température est et de l'ordre de 120° C.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219(v /v), sauf pour les puits en percée de gaz ou le GOR peut dépasser 1000(v /v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0,1 md à 1000 md.
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum.
- Point de bulle =140 A 200 kg /cm².
- Cote de référence = -3200m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum.
- Contact huile /eau = -3380m.

Caractéristique des fluides de gisement

A cette pression 183kg/cm², l'huile a les caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.67 R_m^3 / \text{stm}^3$.
- Densité en condition de stockage : 0.8 g/cm³ (45° API).
- Rapport gaz/huile de dissolution : $R_s = 219 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.
- Densité relative à l'air : 0.9.
- L'eau de gisement est très riche en sel (315 g/l), dans les conditions initiales de gisement (480.2 kg/cm² et 120°C), cette eau a une viscosité de 1cp. En condition de stockage, sa densité est de 1.2 g/cm³.

Développement de gisement

Production :

Le gisement de Hassi Messaoud compte plus 1000 puits, qui sont forés au cambrien dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs de gaz et 30 puits injecteurs d'eau. Les réserves en place du gisement sont estimés à $7075.73 \cdot 10^6 \text{ stdm}^3$. Dans les trois dernières années l'huile récupérée est estimée à $946.9710^6 \text{ stdm}^3$ avec un taux de récupération de 13.38%.

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentriques pour l'injection de l'eau douce (dessalage de dépôts de sel) et l'injection de gas-lift pour augmenter la récupération.

Les index de productivités sont très variables ainsi que les débits qui varient entre 10 à 750m³/j.

Maintien de pression :

Actuellement on compte plus de 16 zones sont soumises à l'injection de gaz dont 03 zones en déplétion naturelle et 06 sont en injection d'eau.

Actuellement 248 milliards stdm³ de gaz et 125 millions std m³ d'eau ont été injectées. Pendant ces trois dernières années le débit moyen de l'injection de gaz était 44.665million std m³/j et 35.281 million std m³/j [13].

Problèmes d'exploitation

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont en général aggravés par les conditions sévères de température et de pression régnant dans le gisement.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau du gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum BaSO₄). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer, malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Celle-ci réduit d'une façon considérable l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gas lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions élevées en tête et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans la collecte [13].

Chapitre

II

Généralité sur la récupération
secondaire

Introduction

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se présente dans sa phase primaire par une déplétion naturelle due à l'énergie propre du réservoir cette récupération primaire devient insuffisante à cause de l'épuisement de l'énergie du réservoir qui se traduit par la chute de sa pression, alors on intervient avec une énergie supplémentaire dont le but est de rapprocher le gisement vers son état initial, en augmentant sa pression.

La récupération secondaire

Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (l'injection d'eau, de gaz) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable.

L'objectif d'injection d'eau ou de gaz principal est de :

- Maintenir la pression de gisement pour soutenir la production.
- Assurer le balayage de l'huile pour augmenter le taux de récupération.

On note que l'injection d'eau se fait le plus bas possible ou dans un aquifère, alors que l'injection de gaz se fait en point haut ou dans un gaz cap [6].

Différentes méthodes de la récupération secondaire

II.3.1 L'injection d'eau :

L'injection d'eau (Fig. II.1), qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile produit aux Etats -Unis en 1970 l'a été par injection d'eau). Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. La plus courante consiste à envoyer de l'eau dans un réservoir afin de chasser le pétrole vers les puits de production et employé aussi pour maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie, c'est le cas de champs Hassi Messaoud.

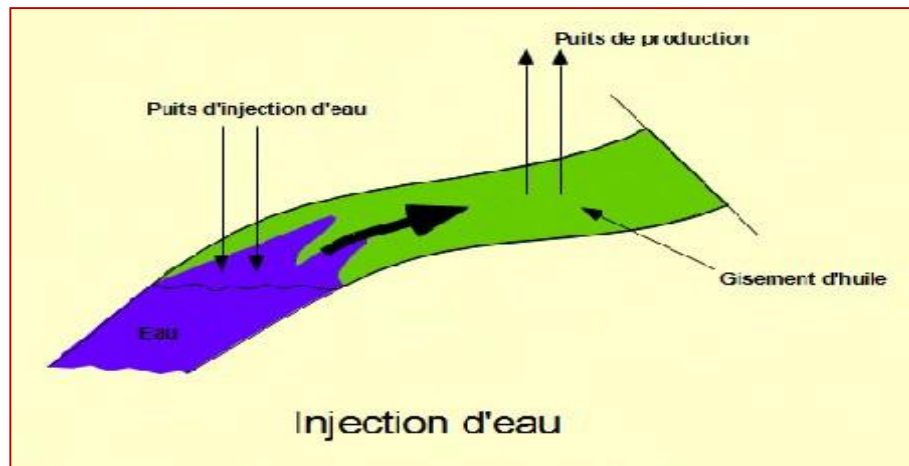


Fig.II.1:Injection d'eau.

II.3.1.1-Mise en œuvre :

Pour réaliser une injection d'eau il faut :

- Avoir un approvisionnement en eau suffisant en qualité et en quantité et régularité.
- Avoir des équipements convenables des puits injecteurs et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité. Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs.
- Avoir des installations de pompage suffisantes.
- Contrôler les dispositifs d'injection et le balayage.
- Avoir des installations de traitement d'eau pour prévenir l'incompatibilité de l'eau injectée avec celle du gisement et la roche, assurer une filtration et élimination des bactéries.

II.3.1.2-Type d'eau injectée :

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole peut être tirée de diverses sources. Dans ce cas la source d'eau injectée est la couche aquifère l'ALBIEN. Pour le champ de Hassi-Messaoud, la couche aquifère l'ALBIEN qui se trouve à une profondeur de 1050m à 1350m. A des caractéristiques de : salinité de 1g/l, $B_w=1.1$, $d=1$ à 25 °C

II.3.2.L'injection de gaz :

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et pour les formations à forte perméabilité. L'analyse de déplacement du gaz miscible repose sur les concepts fondamentaux des écoulements diphasiques (gaz, huile) en termes de perméabilité relative, saturation d'huile, de gaz et de GOR.

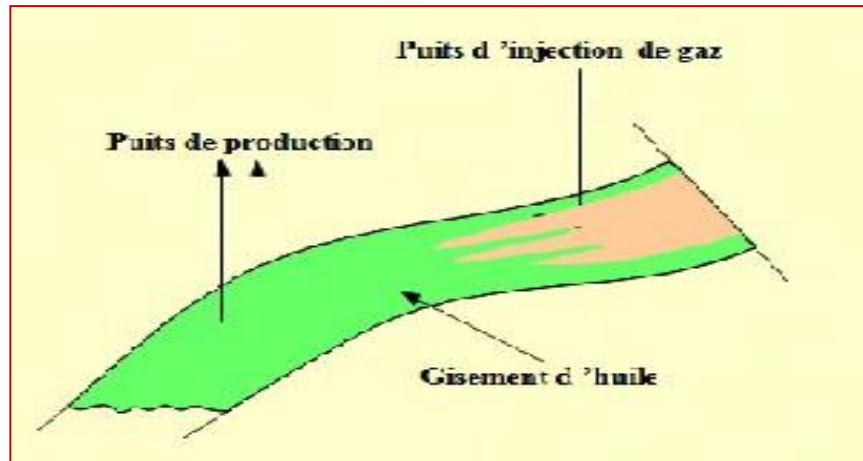


Fig.II.2:Injection de gaz.

En se référant aux figures ci-dessus et aux notions théoriques abordées précédemment, on peut établir une analyse comparative préliminaire globale entre l'injection de gaz et celle de l'eau, bien que leur utilisation soit justifiable selon le cas, les contraintes et les Circonstances. Donc, le choix du mode de drainage à appliquer pour un champ donné tient compte des Considérations techniques et économiques, qui définissent un ensemble de données nécessaire à une étude de faisabilité à savoir :

- La description du gisement.
- La connaissance des mécanismes de drainage naturel.
- La disponibilité de l'eau ou de gaz.
- Des études d'efficacité de déplacement déterminée au laboratoire.
- La réponse du gisement vis-à-vis de l'injection (simulation).

II.3.2.1-La mise en œuvre:

- Nettoyage de puits, contrôle de l'état du tubage ; ne pas choisir un puits produisant de l'eau.
- Essai d'injectivité des puits.
- Fermeture des zones de cheminement préférentiel.
- Traitement du gaz pour en tirer H_2S , CO_2 et O_2 , H_2O : corrosion et risque de précipités (hydrates) pouvant colmater les canalisations
- Compression : pour des raisons de souplesse, on préfère installer plusieurs compresseurs de petite taille plutôt qu'un gros. Le plus souvent, ce sont des compresseurs alternatifs entraînés par des moteurs à gaz.
- Contrôle : utilisation de marqueurs radioactifs.

II.3.2.2- Modes d'injection :

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

➤ 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.

➤ 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 œuvre 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 qu'un ralentissement de la chute de pression du réservoir. Il faut faire appel comme seconde source à un gisement de gaz voisin ou au gaz d'un gazoduc passant à proximité. (Cas de Hassi Massoud). Il est d'ailleurs facile de chiffrer la quantité de gaz nécessaire à un maintien complet de la pression.

Notons que si l'on injecté du gaz sec dans un gisement d'huile, l'huile que l'on produit est constituée d'une part par l'huile déplacée hors du milieu poreux, d'autre part par les constituants de l'huile vaporisés par le gaz injecté. Si l'huile est très légère la fraction massique d'huile vaporisées peut être très élevée et par suite la récupération d'huile du gisement très bonne.

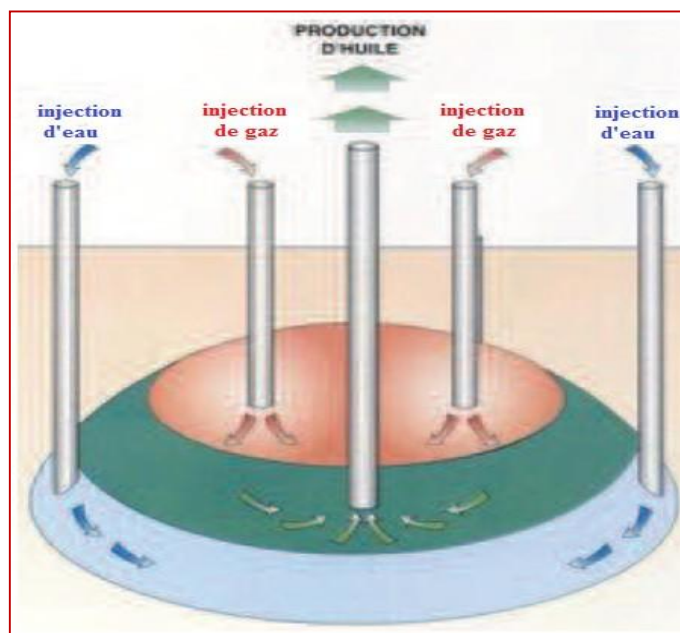


Fig.II.3: Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le dôme de gaz [7]

Facteurs influant sur l'injection :

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, parmi ses facteurs on peut citer :

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.

a. La profondeur :

Sur le plan technique : Si la profondeur est faible, on est limité en ce qui concerne les pressions à mettre en œuvre, qui doit être inférieure à la pression de fracturation et le débit d'injection par puits est donc, aussi limité.

Sur le plan économique: le coût de mise en œuvre d'un procédé est étroitement lié à la profondeur, soit le coût de forage, ou la puissance des compresseurs dans le cas d'injection de gaz.

b. Le pendage :

En couche inclinée, dans la zone d'écoulement diphasique et dans le cas où la gravité freine le balayage. Dans la pratique, la pesanteur ne joue un rôle vraiment efficace que dans les gisements constitués de sable très perméables ou dont le pendage est exceptionnellement grand.

c. Degré d'hétérogénéité:

Pour qu'il y ait une bonne récupération, il ne faut pas qu'il y ait d'obstacles à l'écoulement qui peuvent être de nature tectonique (failles imperméables) ou stratigraphique (variations latérales de faciès, lentilles, biseaux, etc.). Des cheminements préférentiels (réseaux de failles, fissures, strates plus perméables, etc.) permettant au fluide déplaçant de s'écouler sans drainer une bonne partie de l'huile en place.

Des tests d'interférence sont réalisés avant tout projet de récupération assistée dont le but est de vérifier la communication entre les puits.

Caractéristiques petrophysiques :

a) **Porosité** : Plus la porosité est grande, plus la saturation en huile est possible ce qui est un avantage pour la récupération primaire et secondaire.

b) **Perméabilité** : Pour la récupération secondaire comme pour la récupération primaire une forte perméabilité est un facteur favorable. Toutefois, il existe une limite supérieure de perméabilité au-delà de laquelle la récupération secondaire devient non rentable.

La distribution de la perméabilité dans le gisement dépend de l'homogénéité du réservoir.

Caractéristiques des fluides :

a) **Viscosité des fluides** : La caractéristique essentielle des fluides dont on doit tenir compte dans l'établissement d'un projet de récupération assistée est la viscosité.

Si les fluides sont très visqueux, les vitesses de déplacement sont faibles, les gradients de pression étant limités.

b) **Saturation des fluides** : Plus la saturation d'huile est importante plus la quantité d'huile à récupérer est importante, une saturation plus élevée d'huile augmente la mobilité d'huile qui donne une efficacité plus élevée de récupération.

Configurations d'injection

La première étape dans la conception d'un projet d'injection d'eau est le choix de la configuration appropriée dont l'objectif est d'avoir un contact maximal avec l'huile et cela soit par la conversion de puits producteurs en puits injecteurs ou par le forage de nouveaux puits. Pour le choix d'une configuration adéquate, les facteurs suivants doivent être pris en considération:

- L'hétérogénéité du réservoir et de la perméabilité directionnelle
- La direction des fissures de la formation
- La durée désirée et prévue de l'injection
- L'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits

Les différents types d'injection

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son type (contenu fluide) et de l'importance du volume de la roche imprégnée qu'il faut balayer.

On distingue deux schémas de localisation d'injection, qui peuvent éventuellement être utilisés conjointement sur certains réservoirs.

Injection groupée :

Ce type d'injection se rencontre dans les cas suivants :

- Gisement à dôme de gaz soumis à une injection de gaz, si le gisement a la forme d'un anticlinal plus ou moins régulier, les puits d'injection sont le plus souvent groupés aux Environs du top de l'anticlinal. C'est une injection concentrée
- Gisement anticlinal à aquifère sous-jacent soumis à une injection d'eau. On a alors une couronne extérieure de puits d'injection.
- Gisement monoclinale avec dôme de gaz ou aquifère, et soumis à injection d'eau ou de gaz .dans ce cas, on a une plusieurs lignes des puits d'injection situées vers le bas de la structure dans le cas d'injection d'eau, vers le haut dans le cas d'injection de gaz [6].

Injection dispersée :

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés .dans ce cas on obtient une distribution aussi régulière que celle développée pour la phase d'exploitation naturelle du gisement. Les dispositions les plus courantes sont indiquées sur la figure suivante :

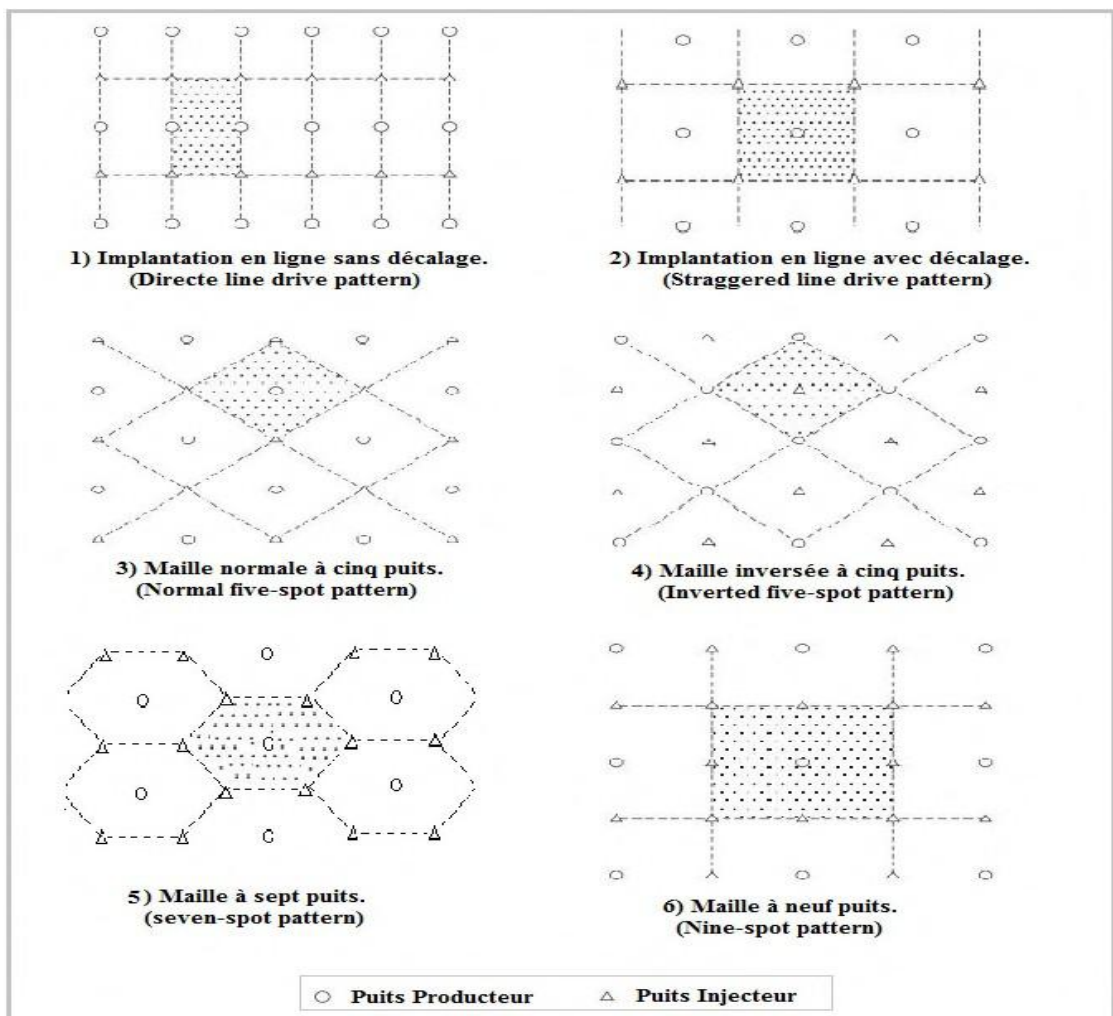


Fig.II.4 : schémas réguliers d'injection.

La comparaison entre les différents paramètres est représentées dans le tableau suivant :

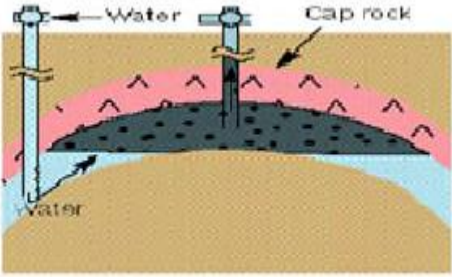
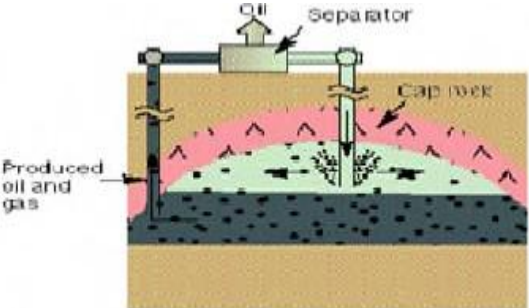
 <p style="text-align: center;">injection d'eau</p>	 <p style="text-align: center;">injection de gaz</p>
<ul style="list-style-type: none"> ☒ Un bon rapport de mobilité ☒ Une bon efficacité même dans les réservoirs hétérogènes grâce à aux phénomènes capillaires ☒ Disponibilité à moindre cout ☒ Inondation du gisement, d'ou l'impossibilité de mise en place d'une récupération tertiaire ultérieurement ☒ Pour un gisement soumis à un aquifère ☒ Problèmes de compatibilité de l'eau injectée et l'eau du gisement 	<ul style="list-style-type: none"> • Plus efficace dans les formations à forte perméabilité. • Préférable pour les gisements d'huile légère • Utilisable si la surface de contact est grande et aussi lorsqu'il s'agit d'un fort pendage • La possibilité d'atteindre la pression minimale de miscibilité, d'où l'augmentation du taux de récupération • Pour un gisement surmonté d'un gaz cap.

Tableau II.1: Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.

L'aspect technique et économique de l'injection

➤ **L'aspect technique :** Avec une injection d'eau et de gaz ,le rapport de mobilité M est souvent favorable pour une huile légère, et pas trop défavorable pour une huile plus lourde. L'injection d'eau est favorable pour les gisements hétérogènes ce qui est souvent le cas sauf pour certains réservoirs carbonatés, mais l'injection de gaz est favorable pour les gisements non hétérogènes. L'absorption joue un rôle non négligeable si les débits ne sont pas trop grands. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles qui bouchent les puits.

➤ **L'aspect économique** : Le coût du procédé d'injection d'eau est minime par rapport à celui du procédé d'injection du gaz. C'est pour cette raison, souvent le nombre des puits d'injection d'eau est plus important que celui des puits injecteurs de gaz mais il y a des conditions qui régissent la sélection de procédé d'injection comme l'aspect technique.

Les problèmes liés à la récupération secondaire

Les percées :

Au cours de la vie de la plus part des puits des réservoirs exhibent une récupération d'huile élevée due par l'injection d'eau ou de gaz, le pourcentage d'eau et de gaz (percée) dans le fluide produit ne cesse d'augmenter, cette percée représente un problème d'ordre technique et, Economique lors de l'exploitation des gisements pétroliers. Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution la rapide de productivité ou même la fermeture des puits et d'un accroissement des coûts opérationnels liés à la nécessité de transporter, séparer et stocker des grandes quantités d'eau et de gaz. Les problèmes des percées d'eau et de gaz sont devenus l'un des préoccupations majeures des opérateurs pétroliers et un composant clé des coûts d'exploitation. Afin d'améliorer la production et la durée de vie des puits, on fait appel à plusieurs techniques pour comprendre les sources, les causes et les mécanismes des percées [3].

Source des percées:

- L'énergie naturelles de réservoir (gaz cap ou aquifère).
- L'injection dans le cadre de la récupération secondaire

Causes des percés:

• Effet de la perméabilité:

Une forte perméabilité accélère l'écoulement de fluide d'injection et génère une production prématurée au niveau des puits producteurs.

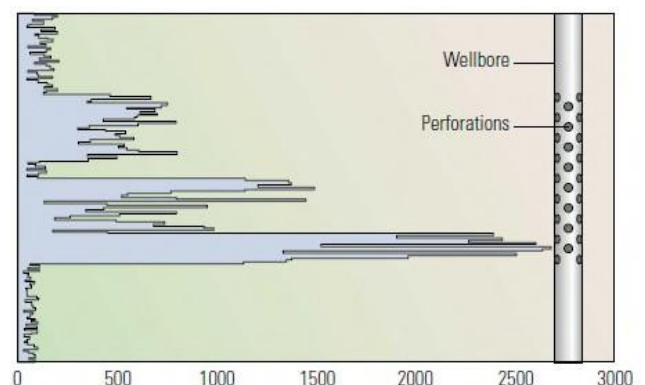


Fig.II.5 : effet de la perméabilité [2].

• **Réservoir fissure et faille non étanche:**

Ils sont d'une nature tectonique. Les failles et les fissures représentent des chemins préférentiels au (gaz ou eau) entre les puits injecteurs et les puits producteurs. Dans ces cas, la production de ce dernier met le puits en péril.

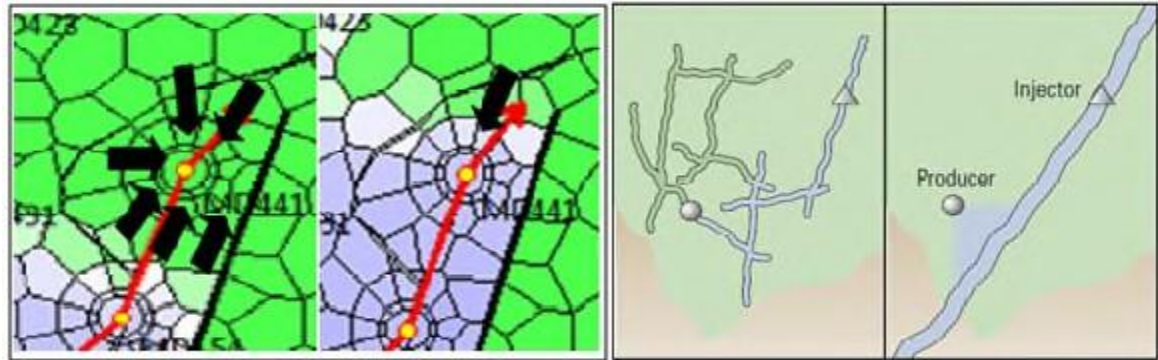


Fig.II.6 : effets des fissures et des barrières [2].

• **Fracturation hydraulique:**

La stimulation par fracturation hydraulique accélère l'arrivée d'eau et de gaz, soit par augmentation de la production de façon que la fracture produit une succion d'eau ou par pénétration du compartiment d'eau.

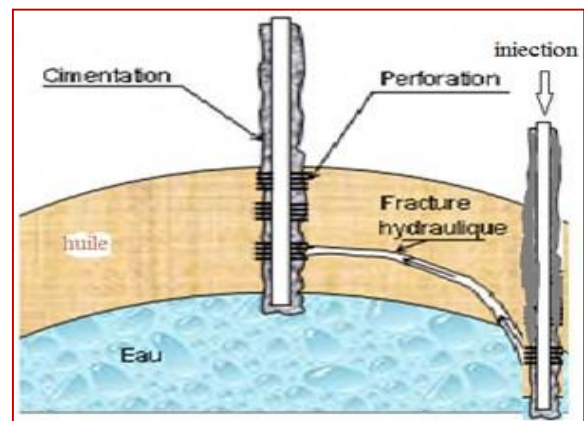


Fig.II.7 : effet de la fracturation hydraulique

• **Débit de production (la Duse):**

La production des hydrocarbures est réalisée en créant un gradient de pression à travers la formation. Cependant, l'écoulement vers un puits partiellement pénétré ou perforé crée, un gradient de pression vertical. De même, le gradient de pression s'accroît avec l'augmentation du débit. En conséquence, les grands débits font accélérer le soutirage et entraînent une production des fluides injectés excessive.

• **Le débit d'injection :**

Pour avoir un maintien de pression il faut que les conditions du débit d'huile de soutirage égale au débit d'injection soient réalisées.

L'extraction continue d'huile conduit à la réduction de son volume à l'intérieur du réservoir ce volume est immédiatement remplacé par celui de l'injection. Donc Si le volume de fluide injecter devient plus grand que celui de l'huile produit, ce qui devient inquiétant, et ce la a cause des puits en percée et la mauvaise prédiction du front [3].

Les dépôts de sulfate de baryum (BaSO₄) :

L'injection d'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole, Malheureusement, il existe une incompatibilité entre l'eau de d'injection et l'eau de gisement, ce qui pose énormément des problèmes tels que la formation des dépôts minéraux.

Définition:

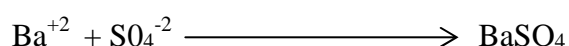
Le sulfate de baryum ou baryte, est un minérale très lourd. C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car il forme des bouchons imperméables, colmatant, inattaquables à l'acide et aux bases Car ses limites de solubilité sont très basses (2 à 3 mg/l dans l'eau distillé) [4].



Fig.II.8: Sulfate de baryum (BaSO₄)[4]

Les conditions de formation :

De façon générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Eaux de gisements (cambrien) contienne des sels de Baryum en solution, si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates, le baryum précipite. Sa formation à lieu suivant la réaction suivante:



La solubilité de sulfate de baryum dans de l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire dix fois inférieure à celle du carbonate de calcium, cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium [4].

Les endroits de précipitation de $BaSO_4$ dans les installations de fond et de surface

:

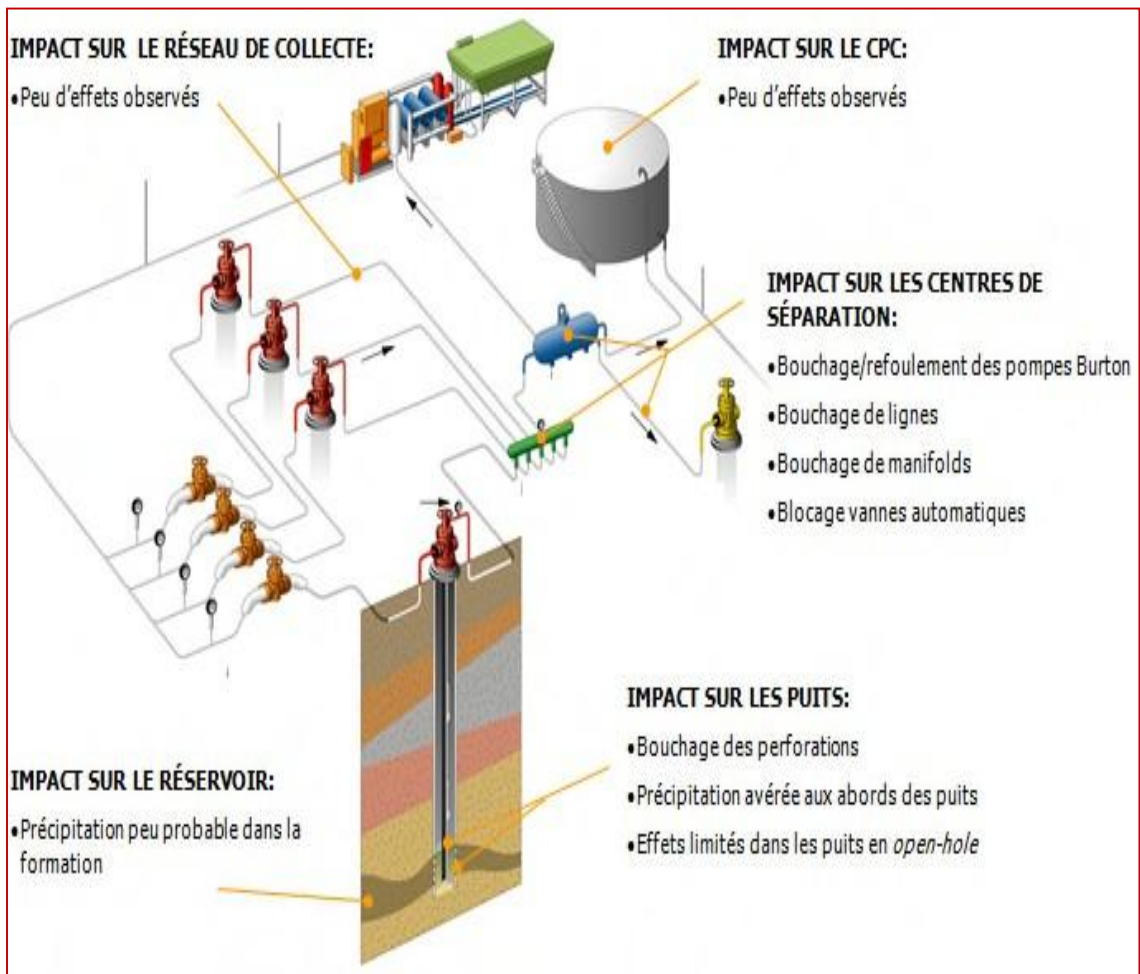


Fig.II.9: la précipitation de $BaSO_4$ dans les installations de fond et de surface [4]

II.9 Conclusion

Après une certaine durée d'exploitation du champ, cette force extérieure utilisée pour l'augmentation de la production nous crée des problèmes qui affectent la production elle-même comme les percées de gaz, les percées d'eau et le dépôt de SULFATE DE BARYUM.

La tendance actuelle est d'essayer d'évaluer et déterminer des solutions pour ces problèmes.

Chapitre ***III***

Les problèmes liés à l'injection
de gaz

Introduction

La percée de gaz est traduite par le débit important de gaz produit. Son effet apparait dans l'augmentation de la production de gaz et la diminution du débit d'huile à cause du freinage créé par l'écoulement du gaz avec une vitesse très élevée par rapport à l'huile, et avoir une forte valeur du GOR qui dépasse 600 m³/m³.

Dans ce travail on va présenter ce problème et essayer de trouver une solution fiable et efficace pour prolonger la durée de vie des puits de la zone étudiée (la zone 19 située au sud-est de champ de Hassi Messaoud). La zone la plus débitée dans le champ.

Caractéristique de gaz d'injection

- Masse spécifique q : 0.23 g/cm³
- Coefficient de compressibilité : $Z = 0.98$
- Viscosité du gaz : $\mu_g = 0.034$ cp.
- Facteur volumétrique de gaz: $B_g = 0.0037$ cf/scf.
- Compressibilité de gaz = 0.0017 cm²/kg.

Historique de la zone étudiée

La production de la zone 19 a commencé en 1960 par le puits MD11 qui a atteint un taux maximal de production mensuel environ (350 000 m³huile / mois) en 1969. Elle contient 26 puits producteurs d'huile et 9 puits injecteurs de gaz (en rouge) qui ont pour but de maintenir la pression stable dans la zone, l'injection a commencé en 1972.

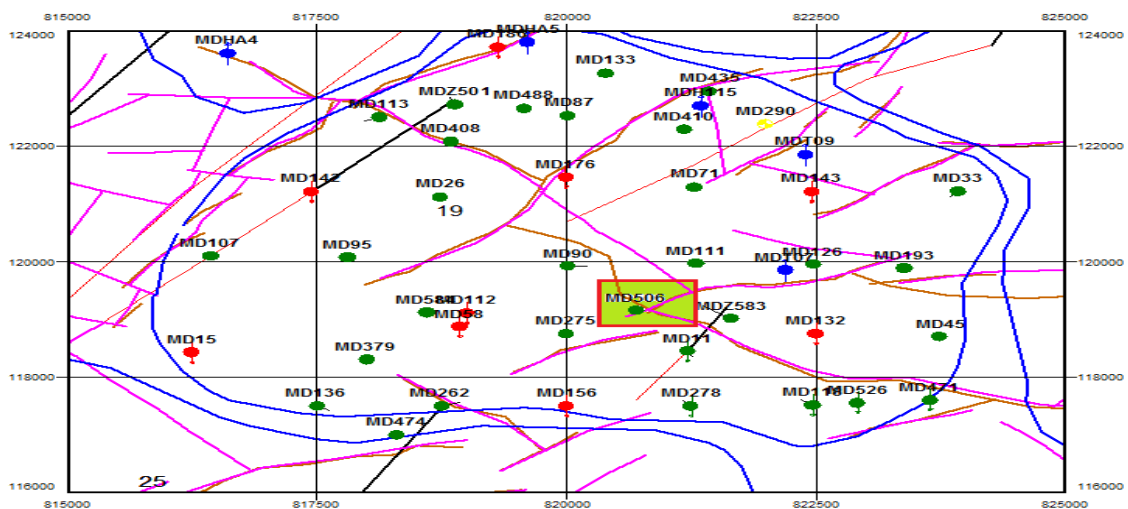


Fig.III-1 : situation des puits de la zone 19.

III.3.1 Problématique et recommandation sur la zone 19

La majorité des puits de la zone 19 ont un problème de percée de gaz à cause de la réinjection continue du gaz par les puits injecteurs, Donc on doit intervenir sur l'injection dans la zone ou sur le puits lui-même à fin d'éliminer ou minimiser le problème de la percée. Et dès que on ne peut pas agir sur l'injection pour cela on va recommander dans notre travail une solution pour intervenir sur les puits, cette dernière consiste à placer un outil qui s'appelle le **CASING PATCH**. On va faire l'application de cette solution dans un puits candidat MD506.

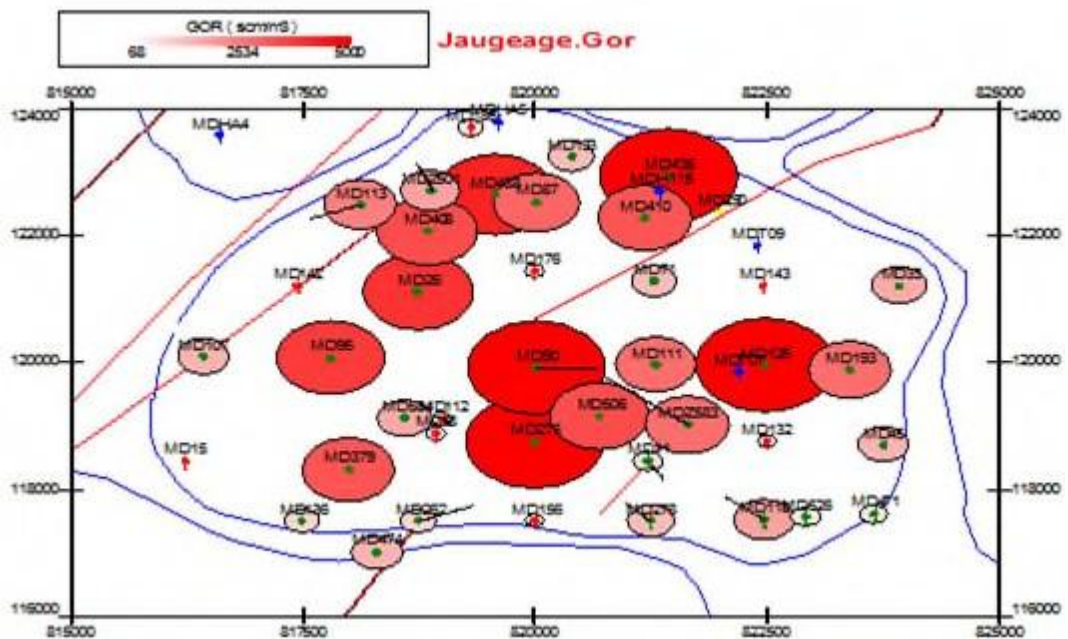


Fig.III-2 : la carte suivant indique le GOR de chaque puits producteur dans la zone

III.4 Le choix de puits candidat

III.4.1 Méthodologie de sélection de puits candidat :

Le choix de puits candidat pour cette opération basé sur certains critères nécessaires pour compléter l'opération sans problèmes et valider les prévisions de production [8].

Les critères doivent exister dans le puits candidat sont:

- Le GOR élevé = percée de gaz existant.
- La liaison couche trou doit être en Liner Cimenté et perforé.
- Faire un PLT pour déterminer les intervalles à isoler qui produisent que du gaz.

- Avoir un espace suffisant entre les intervalles de perforations qu'ils sont en percée et les autres pour permettre le bon ancrage.
- Il faut que le puits n'ait pas des schémas préférences (fissures naturelles, fracturation hydraulique).
- Model de simulation bien étudiée et convaincant.

III.5 Historique du puits étudié MD506

Le puits MD506 puits verticale a été foré en 1999 et complété par LCP (Liner cimenté perforé). Il est situé dans la zone 19-centrale. Ci-dessous la carte d'emplacement du puits, il est entouré par des puits injecteurs de gaz, pour le soutien de la pression du réservoir dans la région [8].

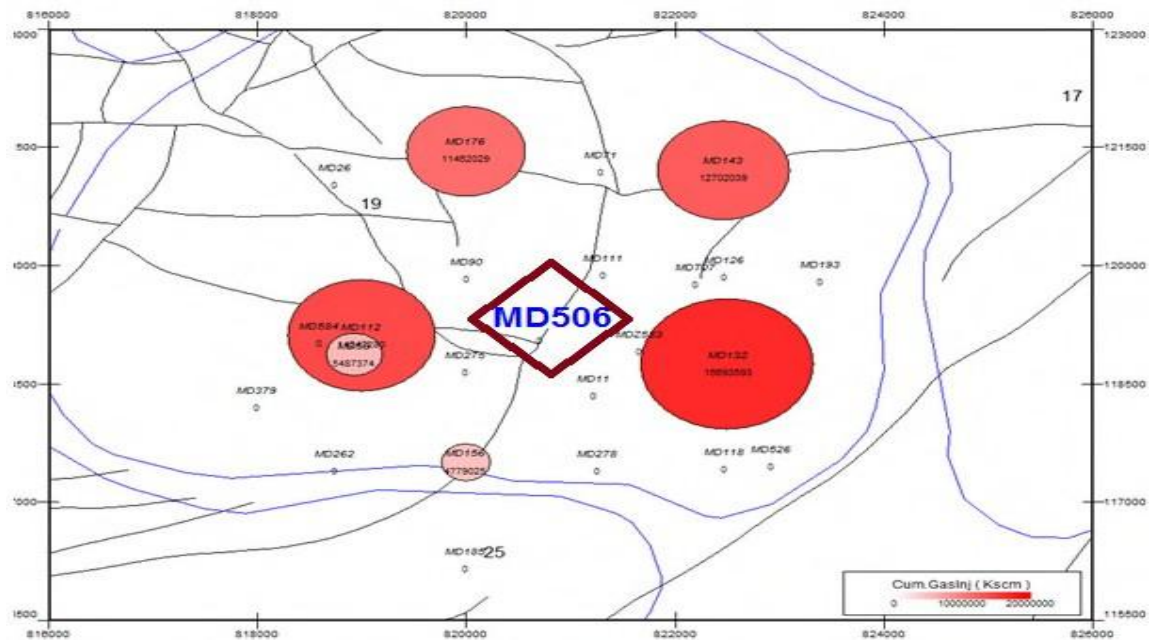


Fig.III-3 : la carte indique la cumule de gaz injecté des puits injecté dans les puits étudiée.

III.5.1 Les paramètres de production de puits MD506

1. Jaugeage MD506

Tableau III.1:Jaugeage de puits MD506 [11]

Date Mesure	Diam Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR m ³ /m ³	Pression (kg/cm ²)			Tem p Huile °C	Débit Eau (l/h)
		Huile	Gaz		Pres Tête	Press. Pipe	Press. Sépar		
26/12/1999	20	12.32	3041.58	228	33.2	14.2	4.5	44	0
28/09/2004	20	6.42	5893.58	918	44.7	37.3	--	15.5 5	0
05/11/2005	20	5.9	5876.29	997	42	37	5.1	33	0
01/06/2006	20	6.1	4776.77	964	38.8	33.3	5.91	24	0
27/12/2007	20	5.57	8118.97	1458	44.5	35.5	7.14	21	
27/09/2008	20	5.17	8876.48	1716	46.5	37.8	--	28	0
06/10/2009	20	4.32	8149.76	1885	58	39.7	9.28	32	0
23/05/2010	20	3.96	7911.34	1999	54.2	36	9.99	26	0
11/11/2011	20	2.37	7581.98	3201	39	34	10.2	28	0
04/12/2012	20	2.42	8454.84	3497	44	36.8	--	31	18
18/03/2013	26	2.36	8514.76	3613	46	38	9.99	34	0
28/12/2014	26	2.87	9681.41	3368	42.9	37	--	11	13
10/02/2015	26	2.17	8969.22	4133	43.8	37.6	37.42	18	0
24/03/2015	18	3.4	1393.13	1132	36.2	35.6	36	13	0
04/04/2015	16	2.96	1991.14	2491	38.7	37	5	16	0
10/09/2015	16	2.3	1823.54	1500	37.4	35.45	13.10	12	0
12/03/2016	18	1.23	1805.21	1805	36.5	37.33	9.3	18	0

Remarque :

D'après les résultats de Jaugeage et selon les valeurs du tableau III.1 on a remarqué une augmentation de GOR à partir le 27/12/2007 : de 964 à 1458 m³/m³ (presque 2 fois). Donc la percée de gaz a commencée dans cette période.

2. Well test MD506**Tableau III-2 : Mesures du puits MD506 [11].**

Typ e de Test	Date	Pg Kg/cm ²	Pf Kg/cm ²	Pt Kg/c m ²	Débit (m ³ /h) Huile		IP	Skin	Remarque
DS T	05/1999	233.27	189.91	43.3	Huile	7.79	.215	2.67	DST
BUI LD UP	05/2000	225.57	107.71	33.7	Huile	10.94	.093	0.64	PFD@-3210 m.
BUI LD UP	04/2007	251.96	80.5	20	Huile	2.37	.031	14.2	En percée de gaz,
BUI LD UP	02/2012	220.61	136.19	39	Huile	2.69	.029	4.13	En percée de gaz,

On remarque que la pression de fond dynamique de puits est diminuée de 189.98 kg /cm² a 72.7 Kg /cm² à cause de la percée de gaz qui créé une perturbation dans la colonne Hydrostatique.

3. PLT Data MD506

But de l'opération: Le but de ce PLT est d'établir un profil de production sur le puits MD506 et de localiser les zones en percées de gaz.

PLT effectuée en 11/09/ 2014 a montré le résultat comme ci-dessous:

Tableau III-3 : le tableau présente les intervalles et le débit de production de chaque

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	■ W ■ O ■ G
3368.0-3375.0	0.00	6.65E-2	36.64	
3382.0-3389.0	0.00	4.28E-2	44.10	
3392.0-3393.4	0.00	1.95E-2	15.93	
3399.6-3402.7	0.00	0.40	15.42	
3406.0-3410.0	0.00	1.15	22.05	
3412.2-3413.6	0.00	0.87	4.51	

fluide dans le puits MD506 [11].

Le tableau ci-dessous illustre les zones actives et leurs taux de Production:

Tableau III-4 : le tableau présente les pourcentages et les débits de production des

Drains	Zones	Debit Huile		Debit Gaz	
	m	m3/h	%	m3/h	%
D2	3368,0 - 3375,0	0,06	2,71	2216,49	26,36
ID	3382,0 - 3389,0	0,04	1,81	2663,15	31,67
ID	3392,0 - 3393,4	0,02	0,90	957,42	11,39
ID	3399,6 - 3402,7	0,35	15,84	935,51	11,12
D1	3406,0 - 3410,0	0,99	44,80	1348,85	16,04
D1	3412,2 - 3413,6	0,75	33,94	287,75	3,42
Total		2,21	100,00	8409,17	100,00

fluides dans chaque drain du puits étudié MD506 [11].

4. Conclusion

L'interprétation quantitative de ce PLT montre que la percée du gaz distribuée le long des séries de perforation:

- L'intervalle 3368m-3375m produit environ 26% du gaz.
- L'intervalle 3382m-3389m produit environ 31% du gaz.
- L'intervalle 3392m-3402m produit environ 22% du gaz.

D'après le PLT d c puits on peut dire que il est en percée d gaz dans 3 intervalles.

III.5.2 Discussion et recommandations

Comme on a dit ci-dessus d'après l'historique de la production, la percée de gaz dans ce puits commencé depuis 2007 avec un GOR = 1458 m³ / m³ et un débit d'huile de 5.57m³/h, en 2006 (avant la percée) la production était d'environ 6.1m³ / h avec un GOR =964 m³ / m³.Durant la percée on note que la production reste en abaissement jusqu'à une valeur actuelle de 2.17m³ / h avec GOR = 4133 m³ / m³ en 02/2015.

Le plan consiste à fermer les intervalles de production de gaz avec le patch spécial. Il nécessite alors une intervention urgente. En faisant une opération spéciale pour colmater les perforations de gaz, et garder toujours la situation de ce producteur d'huile. Il est recommandé de fermer l'intervalle (3384 m à 3391 m) et l'intervalle (3368 m à 3377m).

L'outil proposé pour gaz Shut Off de puits MD506

Durant toutes ces années passées les puits dans le champ ont souffert par la percée. Sonatrach a essayé plusieurs méthodes pour résoudre ce problème comme le patch Flex et l'injection des polymères mais sans résultat.

Grace au développement de la technologie dans le domaine pétrolier. Sonatrach a trouvé une nouvelle solution proposé par la Société SALTEL INDUSTRIES qui s'appelle **Casing Patch**.

Notre travail vise d'une part à prévoir les possibilités d'isoler les intervalles de perforations qui produisent que du gaz par l'emplacement du **Casing Patch** dans un puits candidat (puits pilote MD506) et comparer les résultats obtenus avec celles avant l'opération. L'opération de gaz Shut off est réalisée depuis **04/03/2015** vers **20/03/2015**.

Le but principal de cette opération est :

- Réduire la valeur de GOR.
- Réduire le débit de gaz.
- Augmenter le débit d'huile.

Définition de casing patch

Les Casings Patches sont de longueurs éléments adaptée à la demande du client (Les longueurs peuvent aller de 6m et le plus long pour l'instant est 36m) tubulaires expansé à l'aide d'un Packer Gonflable. Ils sont des solutions permanente pour assurer une longue durée de vie pour un puits par réparer des casings ou des tubings endommagés, colmater des perforations obsolètes ou non-désirées [1].



Fig.III-4: le Casing patch

Les conditions d'ancrage le Casing Patch:

Le PATCH doit être résisté une pression différentielle bien calculé de @P= 1400 PSI (98 kg/cm²). On a la pression de gisement environ (200 bars).

Et selon cette la relation : $P_g - P_{fd} = 98 \text{ kg/cm}^2$.

Alors la pression de fond dynamique de ce puits doit être 102 bars. Pour éviter la déformation de PATCH (évité la collapse de PATCH au fond).



Fig.III-5 : Photo réelle de la partie en caoutchouc du Casing Patch

Caractéristiques et avantages :

Installation

Un large espace entre le patch et les bords du casing lors de la descente. Un contrôleur de diamètre vérifie en temps réel le diamètre interne du patch installé au cours de l'opération. Toute anomalie peut ainsi être immédiatement détectée et corrigée.

Caractéristiques

- Taux d'expansion pouvant atteindre 27 %.
- La pression de service externe peut être optimisée via la sélection de l'épaisseur du patch
- Peut être descendu dans un casing ou un Open Hole ayant une géométrie ou une ovalisation irrégulière pouvant atteindre 20 %
- Un deuxième patch peut être descendu à travers un autre installé précédemment.

Principe d'installation d'un patch afin de colmater des perforations

Exemple d'utilisation d'un patch afin de colmater des perforations non-productives [8]

- Descente et positionnement de l'assemblage
- Augmentation de la pression via les tubings afin d'expansé et d'ancrer le patch
- Dégonflement du Packer ; le patch est à présent désolidarisé du packer.
- L'ensemble est descendu juste en dessous de la première section expansée
- Le Packer est regonflé pour s'étendre la deuxième section
- La pression en surface est réduite pour dégonfler le Packer
- L'assemblage est descendu dans la section suivante et le contrôleur de diamètre vérifie le drift.
- La pression en surface est réappliquée pour éteindre la section suivante
- La pression est réduite et le Packer se dégonfle. Ces étapes peuvent être répétées aussi souvent que nécessaire jusqu'à ce que le patch soit entièrement expansé
- Le contrôleur de diamètre doit traverser tout le patch après que celui-ci soit complètement expansé afin de confirmer le drift.



Fig.III-6: l'assemblage de train de CASING PATCH

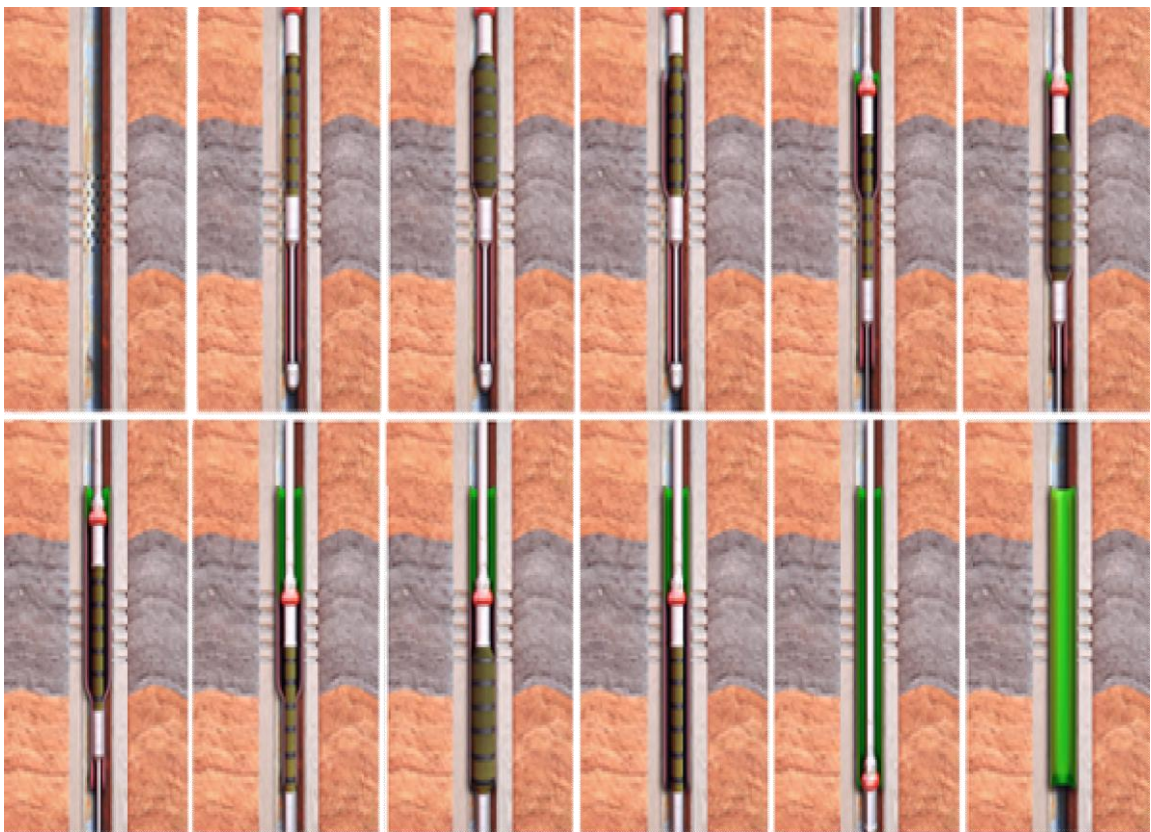


Fig.II-7: Les étapes d'ancrage du CASING PATCH au fond [8].

Remarque: l'isolation des perforations est faite de bas en haut.

Data technique du Saltel Steel Patch (voir l'annexe)



Fig.III-8 : Evolution du paramètre de production [11]

Commentaries:

1) Les premiers graphes (plots) nous montrent l'évolution de la production durant la durée de vie des puits situant à la zone 19. On note une décroissance remarquable au débit d'huile et au jaugeage d'huile simultanément avec l'accroissement de la valeur du GOR et du cumule de production d'huile. Le point où on a posé le casing patch nous montre une grande chute de la valeur de GOR.

2) Ceci peut être remarqué aussi pour les deuxièmes graphes (plots), où on note un très grand diamètre de la Duse aux années 2000 qui reste le même (constant) toute la durée de production. Il a été minimisé en 2015 exactement quand-t-on a posé le casing patch. Pour le Water Cut, ça valeur était toujours très faible et constante mais on note une faible augmentation juste avant mettre le casing patch. Après ça la valeur revient comme avant.

Résultats et discussion

Résultats : (voir tableau III.1et les graphs Fig.III-8 ces dessus)

Le résultat de cette opération est résumé comme suite :

- Isolation des intervalles de perforations percées par le gaz.
- Réduction du rapport GOR de **4133** à **1132 m³/m³**, et du volume produit de gaz de **8969.22** à **1393.13m³/h**.

Alors en va voir le résultat final de cette opération :

Tableau III-5: le résultat final de cette opération (casing patch).

	Avant l'opération	Après l'opération
Valeur de GOR	4133 m ³ /m ³	1132 m ³ /m ³
Débit de gaz Qg	8969.22 m ³ /h	1393.13 m ³ /h
Débit d'huile Qo	2.17 m ³ /h	3.4/h

Discussion :

Selon les résultats avant et après l'opération on peut dire que :

- Le débit de gaz du puits est diminué huit (**8**) fois par rapport à l'ancien débit, de **8969.22 m³/h** à **1393.13 m³/h**.
- La valeur du GOR est diminué trois (**3**) fois de la valeur calculée avant le site des deux patches d'où il a été de **4133 m³/m³**.

Il est recommande de :

- Mettre en pratique cette solution sur les puits producteur du champ de Hassi Messaoud.
- Utiliser le même patch dans les puits en percée d'eau. Sachant que le Casing Patch à déjà démontré son efficacité dans l'isolation des percées d'eau en Algérie (opérations effectuées pour Organisation Ourhoud).
- On peut proposer d'appliquer la Méthode de patch dans le puits injecteur lui-même, pour estimer les résultats de Casing Patch.

Chapitre  **IV**

Les problèmes liés à l'injection
d'eau

Percée d'eau

Introduction :

Les compagnies pétrolières dans le monde entier produisent une moyenne de trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole. La percée d'eau est traduite par le débit important d'eau d'injection produit. Elle peut même causer la fermeture du puits [2].

Dans ce travail on va présenter ce problème et essayer de trouver une solution fiable et efficace pour prolonger la durée de vie des puits de la zone étudiée (la zone 04 située au sud-est de champ de Hassi Messaoud).

historique de la zone 04 :

L'exploitation de la zone 04 a commencé en 1959 par le forage du puits OMN 75. Elle contient 50 puits Producteurs huile en gaz lift, 12 puits Producteurs huile éruptifs et 16 puits Injecteurs eau.

La pression de gisement initiale était 458 kg/cm^2 , elle est actuellement de l'ordre de 190 kg/cm^2

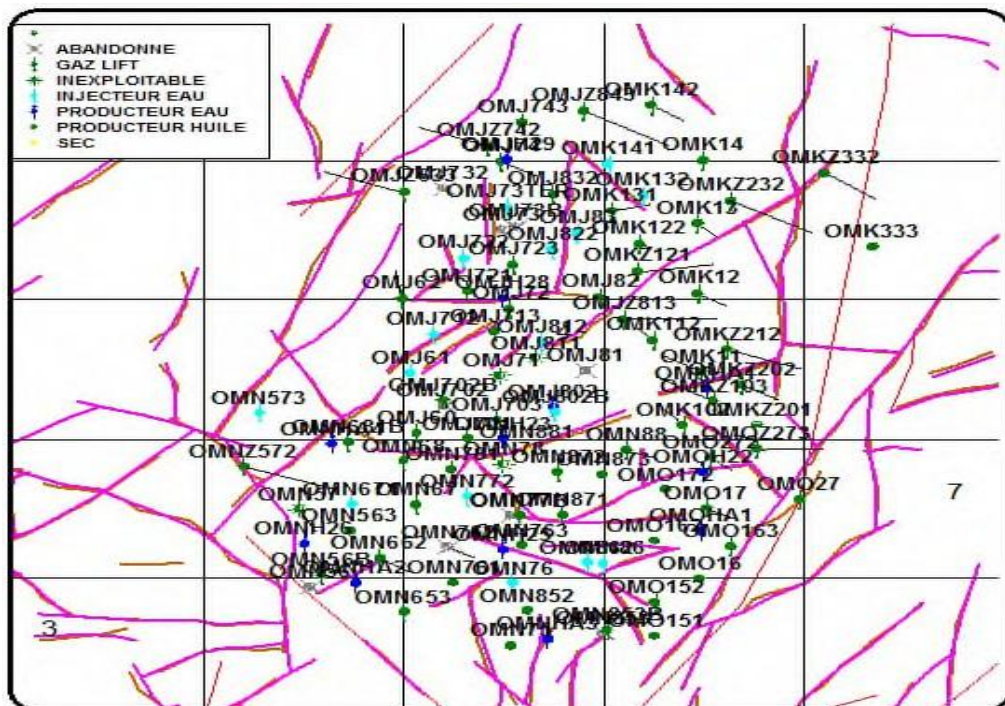


Fig.IV.1 : situation des puits de la zone 04 [11].

IV.1.2.1 Problématique et recommandation sur la zone

La chute de production constatée à partir de l'année 2000 dans la zone 4 et d'après l'état actuel de l'évolution du WOR des puits de la zone. On observe que cette dernière a un problème de percée d'eau pour la majorité des puits. Donc on doit intervenir sur l'injection dans la zone ou sur le puits lui-même. Pour éliminer ou bien minimiser le problème de la percée.

Et comme on ne peut pas agir sur l'injection dans la zone du fait qu'elle influe sur le comportement des puits producteurs qui sont pas en percée, Pour cela dans ce chapitre on va recommander une solution pour intervenir sur les puits, ce dernier consiste à placer un outil qui s'appelle MPBT.

Le choix de puits candidat

Les critères nécessite à exister dans le puits candidat :

- Le puits en percée d'eau.
- La complétion doit être en cased hole.
- Faire un PLT pour déterminer les intervalles à isoler qui produisent que de l'eau.
- Model de simulation bien étudiée et convaincant.

Historique du puits étudié OMJ723

OMJ723 est un puits vertical, situé dans la zone 04 du champ de Hassi Messaoud, Foré en 01/05/99. Il a été produire au début en Open Hole, en 10/08/00 a été convertir en LCP, en 31/07/99 a été équiper par un CCE 1"66 pour gaz lift [10].

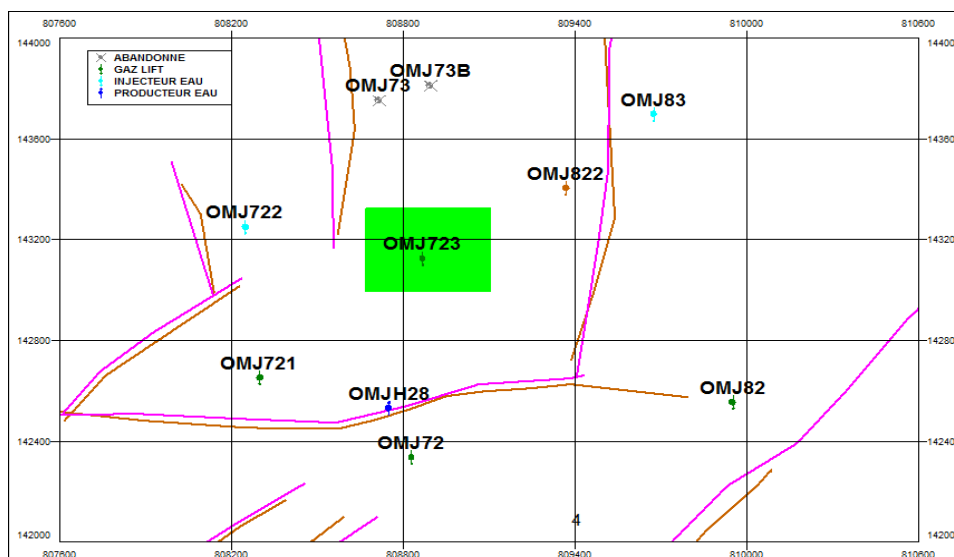


Fig.IV.2 : carte de positionnement de puits OMJ723 [11].

IV.1.4.1 Les paramètres de production de puits OMJ723 :

1. Jaugeage OMJ723 :

Tableau IV.1: Jaugeage de puits OMJ723 [11].

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Débit Eau (l/h)
		Huile	Gaz		Press. Tête	Press. Pipe	Press. Separ.	Récupéré
14/09/1999	16	8.89	3006.80	336	24.6	13.4	5.7	0
23/11/1999	16	7.51	1668.42	213	18.2	12.8	4.9	0
27/06/2001	25.4	9.09	4183.24	449	23	15	4.9	0
03/01/2002	28.18	7.9	4896.00	621	25.4	13.6	7	0
28/04/2003	21.18	5.34	2840.55	530	18.8	13.8	5.4	600
12/05/2004	29.1	4.35	2240.21	504	16.2	13.7	3.8	1260
06/11/2005	29.1	5.76	2353.27	409	19.5	17	4.59	850
03/06/2006	28.18	3.96	3812.49	962	22	15.1	7.14	970
27/11/2007	28.18	5.56	2577.81	463	20.5	17	5.2	1300
30/07/2008	28.18	10.61	8280.74	781	24	19	12.13	2180
01/09/2009	28.18	4.91	3047.48	621	22	19.5	6.02	1500
30/07/2010	28	7.05	3058.13	434	20.5	13.8	4.59	2000
16/04/2011	28	5.74	3798.72	662	23	18.2	4.28	1950
23/02/2012	28	5.74	4858.58	846	21	16	7.14	1900
29/03/2013	21	5.08	2959.71	583	28.2	22.1	22.94	1375
29/08/2014	21	3.99	3659.20	918	28.3	14.8	--	1908
05/01/2015	21	3.7	3594.09	972	28.9	15.8	15.91	2095
27/07/2015	21	3.14	2921.64	930	26.3	15	14.89	5590

2. Well test OMJ723 :

Tableau IV.2 : Mesures du puits OMJ273 [11].

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit Huile	IP	Skin	Remarque
BUILD UP	19/09/1999	144.85	118.38	29	10.48	0.396	.23	-
BUILD UP	20/02/2006	185.59	59.57	19.5	6.76	0.053	4.19	PFD=71.66 kg/cm ²
BUILD UP	15/04/2011	185	82.53	23	7.02	0.0675	21.5	Puits endommagé
PFD	05/11/2015	nul	109.85	0	5.73	--	-	PFD 3228.4 m.

3. l'analyse de la salinité d'eau et d'huile :

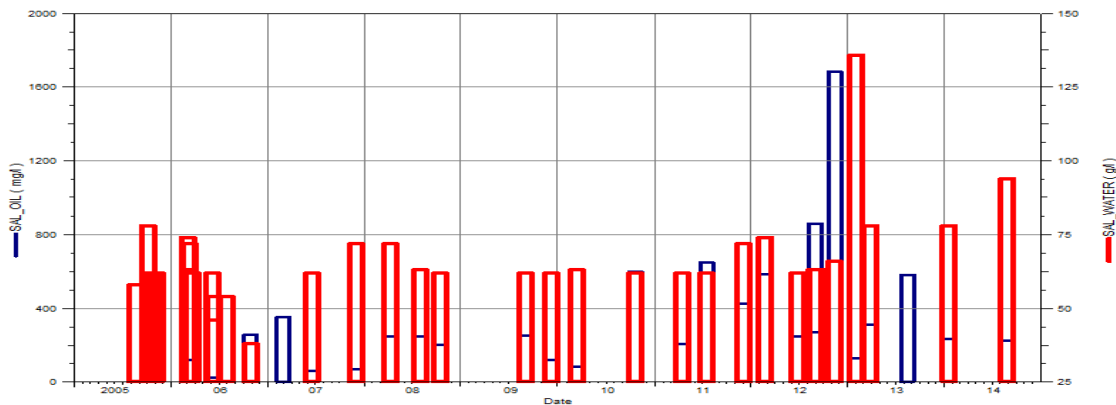


Fig IV.3 : la Salinité d'eau et d'huile [10].

4. Interprétations de résultats :

D'après les résultats de Jaugeage :

- Une diminution excessive de débit de **8.89 m³/h** jusqu'au **3.14 m³/h** correspond à une chute de **5.75 m³/h**.
- augmentation très rapide de débit d'eau récupéré de **0 l/h** jusqu'au **5590 l/h**.

D'après les valeurs de la salinité, salinité < a100 g/l on montre que la source de la percée est l'eau des puits d'injection dans la région.

Afin de faire une PLT pour la détermination des zone produisant à l'eau il est recommandé d'effectué une opération snubbing pour descendre le CCE.

L'interprétation quantitative de ce PLT montre que la percée d'eau distribuée le long des séries de perforation.

L'intervalle **3353- 3364 m** produit environ **12.81 %** d'eau.

L'intervalle **3368 – 3377 m** produit environ **3.95%** d'eau.

L'intervalle **3381 – 3392 m** produit environ **26.55 %** d'eau.

L'intervalle **3396 – 3402 m** produit environ **6.40%** d'eau.

L'intervalle **3406 – 3413 m** produit environ **43.41 %** d'eau.

Donc les producteurs major de l'eau sont les deux intervalles (3396 – 3402), (3406 – 3413).

5. Historique de production et d'injection :

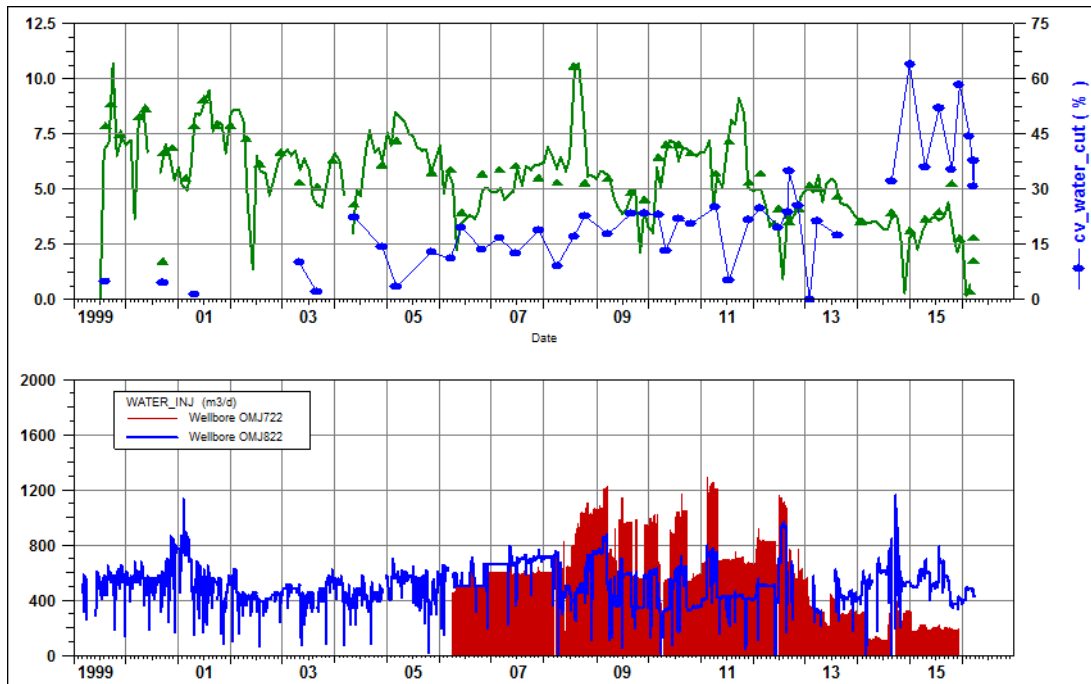


Fig IV.4 : Historique de production et d'injection [11].

Alors de l'historique d'injection et de la production, on a remarqué que la percée d'eau dans ce puits commencé depuis 2004, avant la mise en injection de puits OMJ722 .malgré que la fermeture de ce dernier en 2015 le puits OMJ723 toujours produits de l'eau donc la source de la percé est l'injecteurs OMJ822.

6. Recommandation :

Le plan consiste à fermer les deux intervalles producteurs d'eau avec un bouchon de ciment TOC à 3394 m et pose MPBT au dessus du ciment [10].

L'outil propose pour traiter le problème de la percée d'eau pour le puits OMJ723

Choix de la méthode :

La pose des MPBT est la technique la plus appropriée aux puits à évolution rapide des venues d'eau, car elle offre les avantages suivants :

- Rapidité d'exécution;
- précision dans la pose;
- Temps de réalisation très court ; d'ou réduction du temps d'indisponibilité des puits.

- Coût nettement inférieur à d'autres procédés (amortissement au moins d'une semaine).

Mechanical plug back tools (MPBT):

Mechanical Plug back Tool est un éléments tubulaire composé de deux slips, l'un en haut et l'autre en bas et un Packer au milieu. son ancrage est assuré par l'ensemble de ces éléments.

Il est mise en place par l'unité Wire line ou Coild tubing. Leur rôle principale est de bloquer les intervalles producteurs d'eau .il est suivi par un bouchon de ciment pour confirmer le blocage [1].



Fig.IV.5 : photo réel d'un MPBT [12].

Caractéristiques physiques :

Tableau IV.3 : caractéristiques physique de MPBT [12].

Pression	température	Temps de pose	Utilisation en OH	Duré de vie à80°F
1000 psi	171°C	17 min	yes	4 années

But de traitement :

- Réduire la valeur de WOR.
- Réduire le débit d'eau récupéré.
- Augmenter le débit d'huile

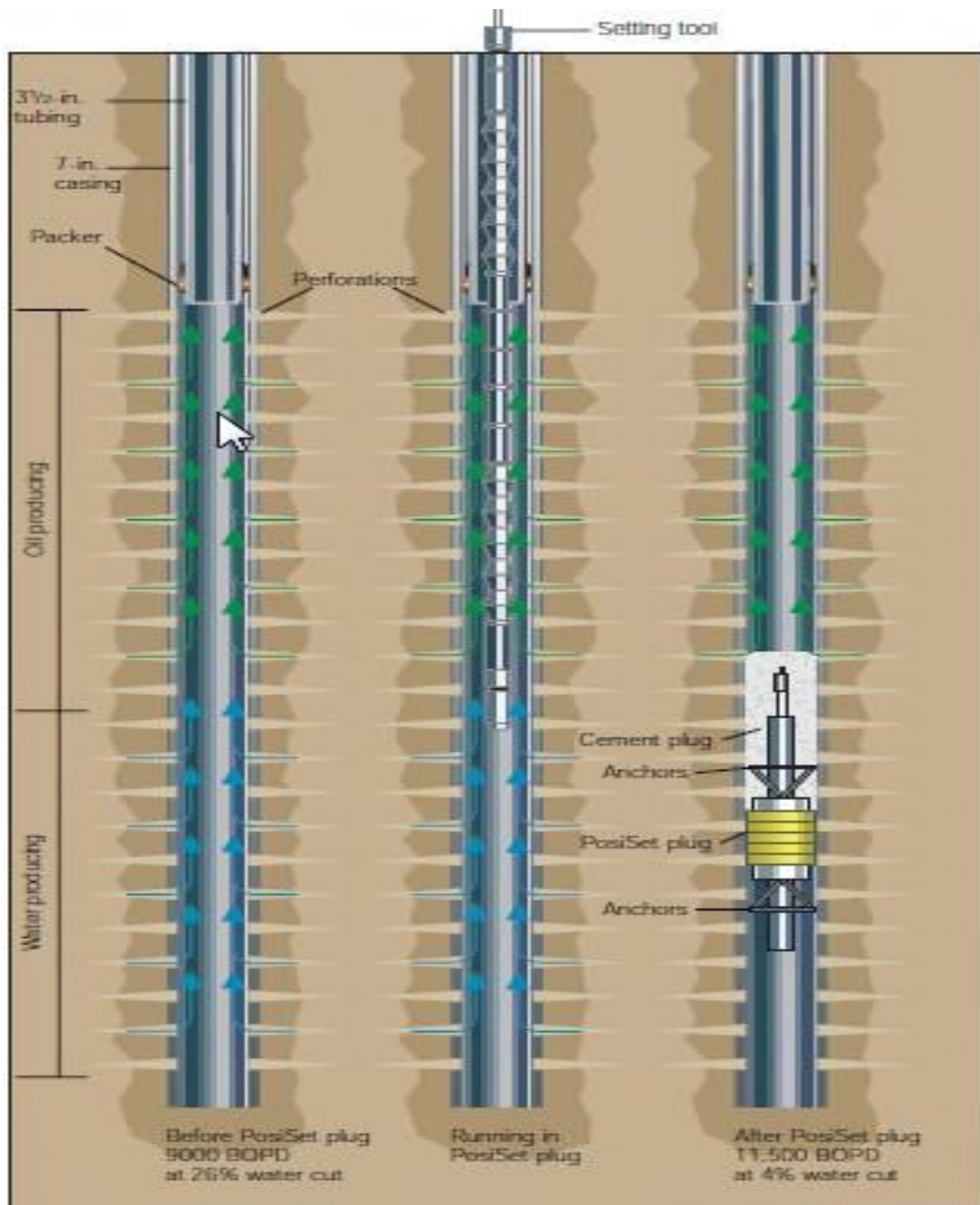


Figure IV.6 : mise en place d'une MPBT[1].

Evaluation de la performance de l'opération :

Le résultat de cette opération est résumé comme suite :

Tableau IV.4: résumé des résultats de MPBT.

	Avant l'opération	Après l'opération
Valeur de Wc	60%	20%
Débit d'eau Qw	3932 l/h	320 l/h
Débit d'huile Qo	0,4 m ³ /h	2,84/h

Discussion :

Après la réalisation de l'opération de Wetter Shut-off 06/02/2016 on remarque une chute de production d'eau de $W_c=60\%$ jusqu'au $W_c=15\%$ mais avec une chute de production d'huile de car on isole les deux bans producteurs d'eau et en plus le ban 3396 – 3402 qui ne produit que de 6.40% de l'eau.

Problèmes des dépôts de Sulfates de Baryum :**Introduction**

Les dépôts rencontrés dans un champ pétrolier sont essentiellement liés à l'existence d'ions (calcium, baryum, carbonates. etc.) dans l'eau de gisement dont la présence simultanée provoque dans certaines conditions la précipitation des sels insolubles due à l'incompatibilité des eaux (injection et de formation).

Tableau IV.5: Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien [4].

	ALBIEN (l'eau d'injection) mg/l	CAMBRIEN (l'eau de gisement) mg/l
SO₄²⁻	600	0
Ba²⁺	0	800
Densité à 25°C	1	1
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

Historique du puits MD252 :

MD252 est un puits vertical, Foré en 07/01/77. Actuellement le puits est repris en Side Track et complété avec un liner crépine [10].

problèmes du puits :

Le puits MD252 est connu par les problèmes des dépôts de sulfates de baryum, ces dépôts doivent se trouver dans :

- Le fond et les parois du puits
- L'espace annulaire derrière les crépines
- La fracture

L'identification du problème du puits :

Plusieurs étapes ont été faites afin d'identifier ce problème ses conséquences sur la production :

- Test de jaugeage
- Test de puits
- Les analyses en laboratoire.

Caractéristiques de production MD252 :**1. Test jaugeage :****Tableau IV.6 : Résultats des tests de Jaugeage [11].**

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)		
			Huile	Gaz		Press. Tête	Press. Pipe	Press. Separ.
12/12/1976	9.53	-	18.89	--	126	124.4	nul	11
07/02/1977	9.53	-	15.51	--	138	132	nul	10
07/05/1977	14	-	3.36	--	158	33.7	nul	10
18/06/1977	14	-	4.87	--	87	32.5	nul	9
15/04/1978	14	-	6.81	--	102	34	nul	10.5
03/02/1982	nul	-	nul	--	nul	nul	nul	--

2. Well Test:**Tableau IV.7: Résultats des tests de puits [11].**

Test	date	Pg (kg/cm)	Pfd (kg/cm ²)	Pt (kg/cm ²)	Qhuile (m ³ /h)	IP	Skin
DST	22/12/1976	441	--	124.5	18.89	0.29	6.6
PFS	08/07/1980	382.62	--	--	--	--	-
DST	23/01/1981	378.2	337.08	65.5	6.85	0.167	1.2
DST	26/02/1981	378.51	279.98	66.3	6.29	0.065	8.3
PFS	26/12/1982	361.4	--	--	--	--	-
PFS	24/10/1983	356	--	--	--	--	-
PFS	10/03/1991	369.58	--	--	--	--	-
PFS	29/01/1992	365.82	--	--	--	--	-
PFS	16/01/1993	366.53	--	--	--	--	-
PFS	17/04/2000	368.99	--	--	--	--	-
PFS	31/05/2010	386.43	--	--	--	--	-
PFS	31/10/2015	364	--	139.74	--	--	40.67

L'analyse des dépôts :

Les dépôts recueillis au cours de l'intervention sur puits et installations de production : WO, SNB, WL, centres industriels, satellites, sont analysés au laboratoire pour connaître leurs compositions et déterminer de leurs natures : organiques, minérales, grés de formation etc.... [4].

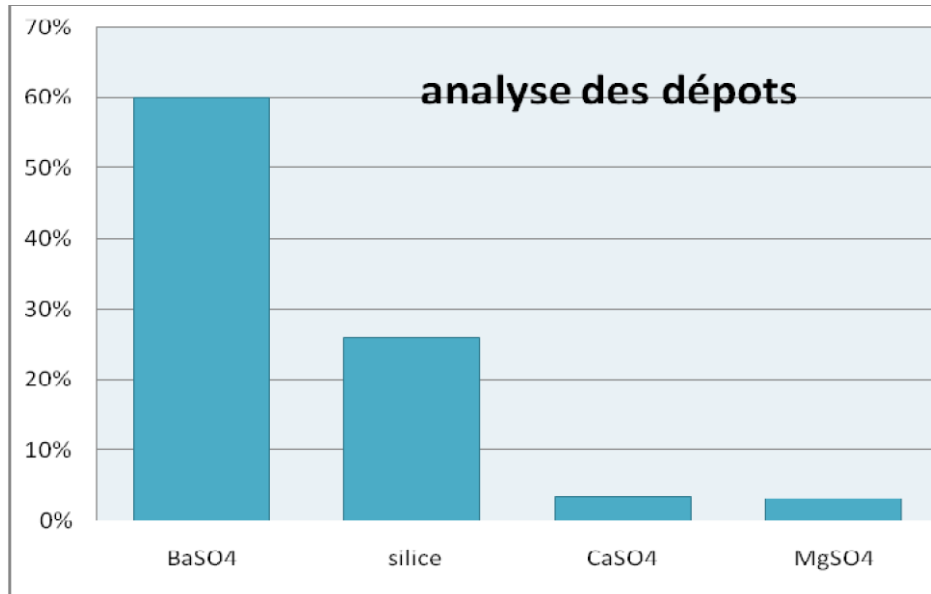


Fig.IV.7: Analyse des dépôts.

Interprétations des données

- D'après les analyses des dépôts :

Les dépôts de sulfates de baryum sont les causes major d'endommagement de puits MD252.

- D'après les résultats de Jaugeage :

A. Une diminution excessive de débit de **18.89 m³/h** jusqu'au **0 m³/h** correspond à ce qui montre l'intensité de ce problème malgré la réalisation des traitements chimiques durant cette période. Ces traitements ont provoqué une légère amélioration de production.

B. La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

Les conséquences de problème

- Baisse du débit de production moyen.
- Perte de production d'au moins 18 m³/h.
- Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits et des arrêts.

- Augmentation des dépenses d'exploitation. Coincement des outils Wire Line à l'intérieur du puits.
- Difficulté de réaliser des opérations de mesure de PFS, PFD ou Build Up.

Recommandation

➤ Il est recommandé, pour accéder aux dépôts dans le puits d'effectuer une opération Scale Blaster avec Coiled Tubing qui s'est avérée efficace en novembre 1999 pour le nettoyage intérieure des crépines et des ouvertures.

➤ L'espace annulaire entre les ouvertures des crépines demeure inaffecté par ce nettoyage et nécessite une perforation des crépines pour augmenter la pénétration d'huile dans le puits.

➤ La perforation des crépines mettra le puits en contact avec la formation étant donné que la fracture, elle aussi, est inévitablement colmatée de BaSO_4 [10].

But de traitement

Le but de ce traitement c'est le nettoyage de tubing et des crépines au Scale Blaster

Scale Blaster

1. Définition :

Scale Blaster est un traitement mécanique par l'unité coiled tubing employé principalement pour nettoyage des dépôts de sulfate de baryum au niveau des perforations et des obstructions à l'intérieur de tubing. Il consiste à utiliser un fluide visqueux avec un sable et à haute pression [14].

Scale Blaster = Jet Blaster + gel + sable artificiel (Sterling Beads).

Sterling Beads :

- N'est pas abrasive
- Plus efficace sur les dépôts très durs, les bouchons de ciment.
- Pour enlever les dépôts durs et inertes tels que BaSO_4
- Nettoyage positif et à un seul passage.
- technique sécurisé.



Fig.IV.8: Sterling Beads [14]

Jett Blaster:

L'outil utilisé pour l'opération de Scale Blaste compose d'un nozzle en tête qui assure leur passage, deux (2) nozzles latérale provoquent la rotation du l'outil et un drift pour le control de nettoyage [14].

- Investigation du 360deg du puits assuré par la rotation commandée de l'axe.
- L'axe est rempli de fluide visqueux briseur.
- Une grande puissance hydraulique fournie aux Jetting nozzles.
- Nettoyage positif en un seul passage.
- Contrôle de la taille des éléments coupants (incisifs).

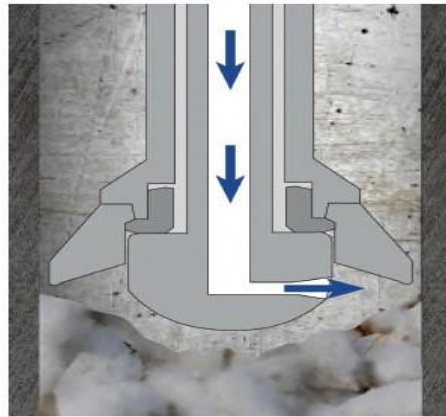


Fig.IV.9: Jett Blaster [14].

2. Les avantages [14]:

- 28 fois moins abrasif que le sable.
- Moins incliné donc l'impossibilité de se coincer.
- Moins cher.
- Nettoyage des dépôts qui sont impossibles à atteindre autrement.
- Eliminer l'endommagement de la complétion.
- Temps de réalisation court.

Le résultat de cette opération est résumé comme suite :

Tableau IV.8: résumé des résultats de MPBT.

	Avant l'opération	Après l'opération
Skin	40.67	6.33
Débit de gaz Qg	0 m3/h	244.56m3/h
Débit d'huile Qo	0 m3/h	1.99m3/h

Conclusion

La compréhension de la structure géologique et l'utilisation d'un modèle de simulation fiable sont nécessaires pour comprendre les problèmes des percés d'eau. Pour ces raisons on a proposer les recommandations suivantes :

- Respecter les débits d'injection recommandés pour une meilleure efficacité de balayage.
- Étudier les puits en percée d'eau fermés pour éventuels blocage des venues d'eau.

Le traitement qu'on va le choisir pour La lutte contre la formation des dépôts du sulfates de baryum doit se faire convenablement et doit avoir une exécution importante dans tous les services impliqués laboratoire, puits salés et service surveillance.

En effet les mesures suivantes doivent être prises en considération :

- L'eau d'injection doit être traitée et contrôlée par les anti dépôt.
- Prévoir des mini stations pour le traitement des puits éloignés des stations de traitement.

Chapitre 

Etude économique

Introduction

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tout un projet et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée afin qu'on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est à dire ; Avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs et les critères économique de la compagnie.

Approche économique

Pour que le projet soit économiquement intéressant, il faut que le temps d'amortissement de son investissement ne dépasse pas douze mois ; c'est à dire, l'investissement doit récupérer ses dépenses en moins d'un an, pour que l'investissement soit bien dirigé. Ce temps d'amortissement est appelé le Pay out time (Pot) ; le flux cumulé doit être égal à 0.

D'où :

Le flux cumulé = le revenu d'un investissement – le capital investi – toutes les charges de production.

Etude économique des puits

Pour calculer le Pot on utilise la formule suivante :

$$Pot = \frac{\text{Le cout global de l'opération} + \text{perte de production}}{Q_{\text{gain}} \cdot 24 \cdot \text{Prix net de m}^3 \text{ de brut}}$$

Avec :

- Q_{gain} : Le gain en débit (m³/h)

Le gain en débit = débit après l'intervention – débit avant l'intervention

- Perte de production : (US\$)

Perte de production = Q_0 (m³/h). 24. Durée de l'opération (j). Prix net de m³

- Prix net : (US\$/m³)

Prix net = Prix de vente moyen – Prix de revient

NB :

- Prix de vente moyen pour un baril de brut durant l'année 2015 est de 40 US\$.
- Prix de vente moyen pour le mètre cube de brut durant l'année 2015 est de 251.57 US\$.
- Coût de production d'un baril de brut est estimé à 4.134 US\$.

- Coût de production d'un mètre cube de brut est estimé à 26 US\$.
- Le prix net d'un mètre cube de brut est de 225,57 US\$.

D'après l'étude d'investigation et sensibilité des puits MD506, OMJ723 et MD252 présentés dans le chapitre III, VI on a les débits avant et après les opérations selon les derniers jaugeages des puits en m³/h.

Maintenant on cherche le Pot pour chaque technique

1) Gaz shut off par CASING PATCH (puits MD506) :

- Le coût moyen d'une opération Gaz shut off par CASING PATCH est de l'ordre de 301883 US\$;

- l'étude a donné : débit après = 3,4 m³/h ; débit avant = 2.17 m³/h

- La durée de l'opération est de 15 jours

- Calcul de gain :

$$Q_{\text{gain}} = 3.4 - 2.17 = 1.23 \text{ m}^3/\text{h}$$

- Calcul de perte de production :

$$\text{Perte de production} = 2.17 * 24 * 15 * (251.57 - 26) = 176215,3 \text{ US\$}$$

- Calcul de Pot :

$$\text{Pot} = \frac{301883 + 176215,3}{1,23 * 24 * 225,57} = 19 \text{ j}$$

2) Water Shut Off par MPBT (puits OMJ723) :

- Le coût moyen d'une opération de MPBT de 25666.97 US\$;

- l'étude a donné : débit après = 2,84 m³/h ; débit avant = 0,4 m³/h

- La durée de l'opération est de 8 jours

- Calcul de gain :

$$Q_{\text{gain}} = 2,84 - 0,4 = 2,44 \text{ m}^3/\text{h}$$

- Calcul de perte de production :

$$\text{Perte de production} = 0.4 * 24 * 8 * (251.57 - 26) = 17323,8 \text{ US\$}$$

- Calcul de Pot :

$$\text{Pot} = \frac{25666,97 + 17323,78}{2,44 * 24 * 225,57} = 4 \text{ j}$$

3) SCALE BLASTER pour les dépôts de BaSo4 (MD252) :

- Le coût moyen d'une opération de Scale Blaster de 40276US\$;
- L'étude a donné : débit après = 1,99 m³/h ; débit avant= 0 m³/h
- La durée de l'opération est de 01 jour

- Calcul de gain :

$$Q_{\text{gain}} = 1,99 - 0 = 1,99 \text{ m}^3/\text{h}$$

- Calcul de perte de production :

$$\text{Perte de production} = 0 * 24 * 1 * (251.57 - 26) = 0 \text{ US\$}$$

- Calcul de Pot :

$$Pot = \frac{40276}{1,99 * 24 * 225,57} = 4j$$

Tableau V.1 : les différents résultats trouvés.

Puits	Opération	Qo après (m3/h)	Qo avant (m3/h)	Coût Global (US\$)	Pay Out Time (Jours)
MD506	Casing Patch	3.4	2.17	301883	19
OMJ723	MPBT	2.84	0.4	25666.97	4
MD252	Scale Blaster	1.99	0	40276	4

Conclusion:

D'après l'évaluation économique des techniques qui traite les problèmes de récupération on peut conclure les points suivants:

- ❖ Les Trois opérations amortissent leurs investissements en moins d'une année ce qu'est économiquement très attrayant.
- ❖ Mettre en pratique la solution par casing patch ou par MPBT sur les puits producteur qui sont en percées dans le champ Hassi Messaoud.
- ❖ On peut proposer d'appliquer la Méthode de patch dans le puits injecteur lui-même, pour estimer les résultats de Casing Patch.
- ❖ Mettre en pratique la solution par Scale Blaster sur les puits qui souffre avec les dépôts de BaSO₄ dans le champ HMD puisque elle est rentable économiquement.

Conclusion

Conclusion

Pendant la vie 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 le gisement d'huile. La présente invention concerne une méthode de récupération secondaire qu'il permet d'accroître l'efficacité de balayage.

Dans ce contexte plusieurs gisements de pétrole sont exploités par l'injection d'eau ou par l'injection de gaz pour aller plus loin dans la production et pour des raisons économiques, Cette recherche porte sur l'étude des différentes méthodes de la récupération secondaire et leurs effets indésirables dans le champ de Hassi Messaoud et sur le traitement des problèmes de ces méthodes tels que les percés de gaz causés par l'injection du gaz dans le puits MD506, les percés d'eau causés par l'injection d'eau dans le puits OMJ723 et les problèmes de dépôts de sulfate de baryum dans le puits MD252. En outre on a présenté les nouvelles techniques réalisées pour résoudre ces problèmes. En fin une étude économique a été réalisée pour évaluer le coût de chaque opération.

Notre projet de mémoire que nous avons effectué sur les problèmes de récupération secondaire dans le champ de Hassi Messaoud en se basant sur l'étude des percés d'eau, percés de gaz et les dépôts de sulfate de baryum nous permet de mieux comprendre ces problèmes et d'arriver aux synthèses suivantes :

- La récupération secondaire c'est la technique la plus utilisée dans le champ de Hassi Messaoud.
- Les techniques de la récupération secondaire les plus courantes dans le champ de Hassi Messaoud sont l'injection d'eau et l'injection du gaz.
- Le type d'injection sera choisi d'après une étude économique et technique très précise.
- Les problèmes les plus répandus dans le champ de Hassi Messaoud sont les percés d'eau, percés de gaz et les dépôts de sulfate de baryum.
- Les techniques les plus utilisées actuellement pour traiter ses problèmes sont Casing Patch, Mechanical Plug Back Tools (MPBT) et Scale Blaster
- Malgré le gain de débit, ces méthodes peuvent provoquer des problèmes de production comme l'isolation de quelques zones productrices.

- Dans quelques puits la stabilisation de débit de production est temporaire, après certain temps on observe une chute de production causé par la mauvaise déroulement de traitement.
- Pour le couté économique Les Trois opérations amortissent leurs investissements en moins d'une année ce qu'est économiquement très attrayant.

Recommandations :

- La synthèse de ce travail nous permet de mieux voir et de proposer les recommandations suivantes :
- Il est très important de chercher l'origine des ces percées pour éviter leur reconduction.
- Le choix optimal du puits candidat
- Mettre en pratique la solution par casing patch ou par MPBT sur les puits producteur qui sont en percées dans le champ Hassi Messaoud.
- Utiliser le même patch dans les puits en percée d'eau. Sachant que le Casing Patch à déjà démontré son efficacité dans l'isolation des percées d'eau en Algérie (opérations effectuées pour Organisation Ourhoud).
- On peut proposer d'appliquer la Méthode de patch dans le puits injecteur lui-même, pour estimer les résultats de Casing Patch.
- Respecter les débits d'injection recommandés pour une meilleure efficacité de balayage.
- Étudier les puits en percée d'eau fermés pour éventuels blocage des venues d'eau.
- L'eau d'injection doit être traitée et contrôlée par les artis dépôt.
- Prévoir des mini stations pour le traitement des puits éloignés des stations de traitement.
- Mettre en pratique la solution par Scale Blaster sur les puits qui souffre avec les dépôts de BaSO₄ dans le champ HMD puisque elle est rentable économiquement.
- l'introduction des nouvelles techniques tel que la récupération secondaire pour éviter les problèmes de la récupération secondaire, Parce qu'il été succès dans d'autres pays.



Bibliographie



- [1] Akhnoukh R, Leighton J, Bigno Y, Bouroumeau-Fuseau P, Quin E, Catala G, Silipigno L, Hemingway J, Horkowitz J, Hervé X, Whittaker C, Kusaka K, “keeping producing Wells healthy”, Oilfield review.1999.
- [2] Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, Elphick J, Kuchuk F, Romano C, Roodhart L ; “Water control”, Oilfield review (2000).
- [3] BELAZZOUG Fateh, “Etude des problèmes des venues d’eau dans les champs d’huile”, Mémoire de MAGISTER, université Ouargla, 2012.
- [4] Cherifa H, « l’impact des dépôts sur la production », étude laboratoire Sonatrach DP Hassi Messaoud.2015.
- [5] Crabtree M, Eslinger D, Fletcher P, Miller M, Johnson A, King G, ”Fighting Scale-removal and prevention”, Oilfield review.1999.
- [6] M .LATIL, “cours de production TOM6, récupération assisté”, édition technip.1975.
- [7] Nadine Bret-Rouzaut et Jean-Pierre Favennec, “ Recherche et production du pétrole et du gaz, réserves, couts, contrats”, éditions technip.2011.
- [8] Nyoman Sutarsana, “gas shut off program et activ casing patch MD506”, rapport Sontrach DP .2014.
- [9] Nyoman Sutarsana, ”stimulation program et scale blaster MD252”, rapport Sontrach DP HMD.2016.
- [10] Nyoman Sutarsana, ”water shut off program”, rapport Sonatrach DP HMD.2015.
- [11] Sontrach DP data banc
- [12] Rytlewski G, Hansen M, “MPBT and PosiSet”, the perforating and testing review, volume 5, number 1.
- [13] Noureddine T, Abderrahim D, “ Etude de l’efficacité de l’injection d’eau dans la zone 12 du champ de Hassi Messaoud”, Projet professionnel de fin de formation Pour l’obtention du diplôme d’ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering, IAP.2013.
- [14] Schlumberge, ”Blaster Services” presentation.
- [15] WALID C, étude comparative entre la fracturation hydraulique et short radius, mémoire d’ingénieure d’état, université boumerdes.2006.

Annexe

TECHNICAL DATA

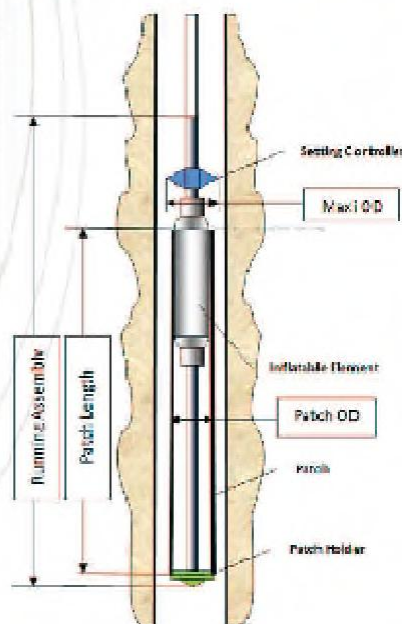
Sonatrach DP MD-506 - Gas Shut Off / Oil Producer

Perfs from 3366 to 3377,1

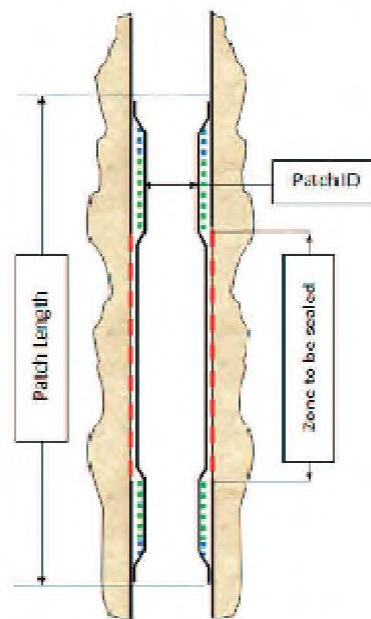
Customer	Well Number	MD-506
Sonatrach DP	Well Type	Oil Producer
	Application	Gas Shut Off
	Proposal Number	2014AF-MGA-05 - A

PRODUCT LINE
**SALTEL EXPANDABLE
STEEL PATCH**

Patch Running Assembly



Set Patch Characteristics



	Metric	Imperial
Patch Maximum OD	89.00 mm	3.504 in
Max Assembly Running OD	89.00 mm	3.504 in
Patch weight in air	98 kg	224 lb
Total assembly weight in air	215 kg	484 lb
Patch length	15.00 m	49.21 ft
Total Tool length	17.81 m	58.44 ft
BHA Mechanical weak point	8 tons	18 Klb
Mechanical bleed off	5 tons	10 Klb
Setting Pressure	331 bar	4802 psi
Max setting pressure	431 bar	6252 psi

	Metric	Imperial
Patch Thickness	4.03 mm	0.159 in
Nominal ID (Casing ID - patch WT)	90.87 mm	3.570 in
Drift ID (Casing drift - patch WT)	87.33 mm	3.438 in
Programmed Calibrated Drift	TBD	TBD
Set Length	14.54 m	47.70 ft
Top of the Patch setting depth	3364.10 m	11037.06 ft
Bottom of the Patch setting depth	3378.64 m	11084.76 ft
Internal DPR 1in hole	1000 bar	14500 psi
External diff pressure rating	111 bar	1614 psi
Internal DPR (unsupported)	224 bar	3252 psi

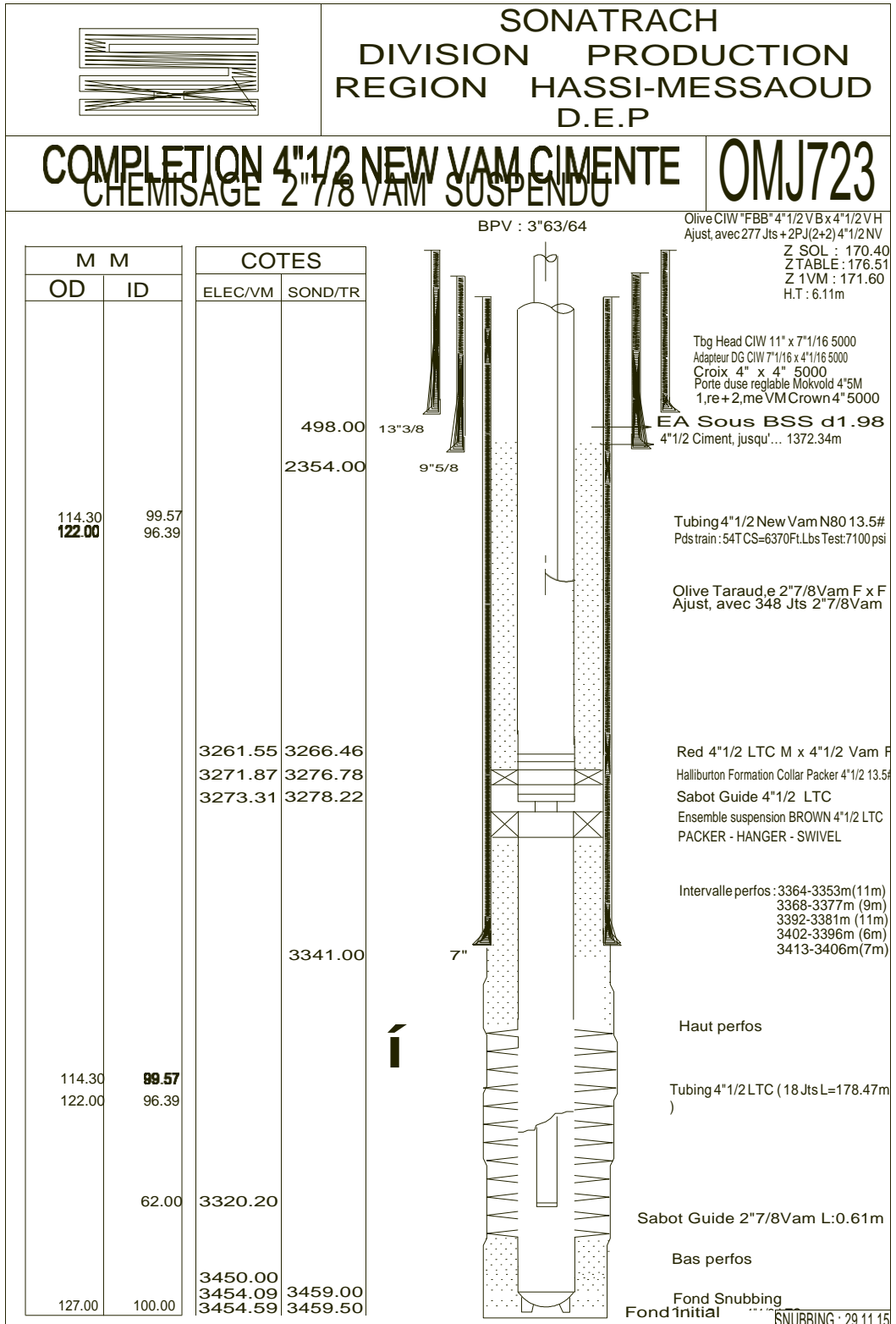
DPR = differential pressure rating

EXPANDABLE STEEL TECHNOLOGY

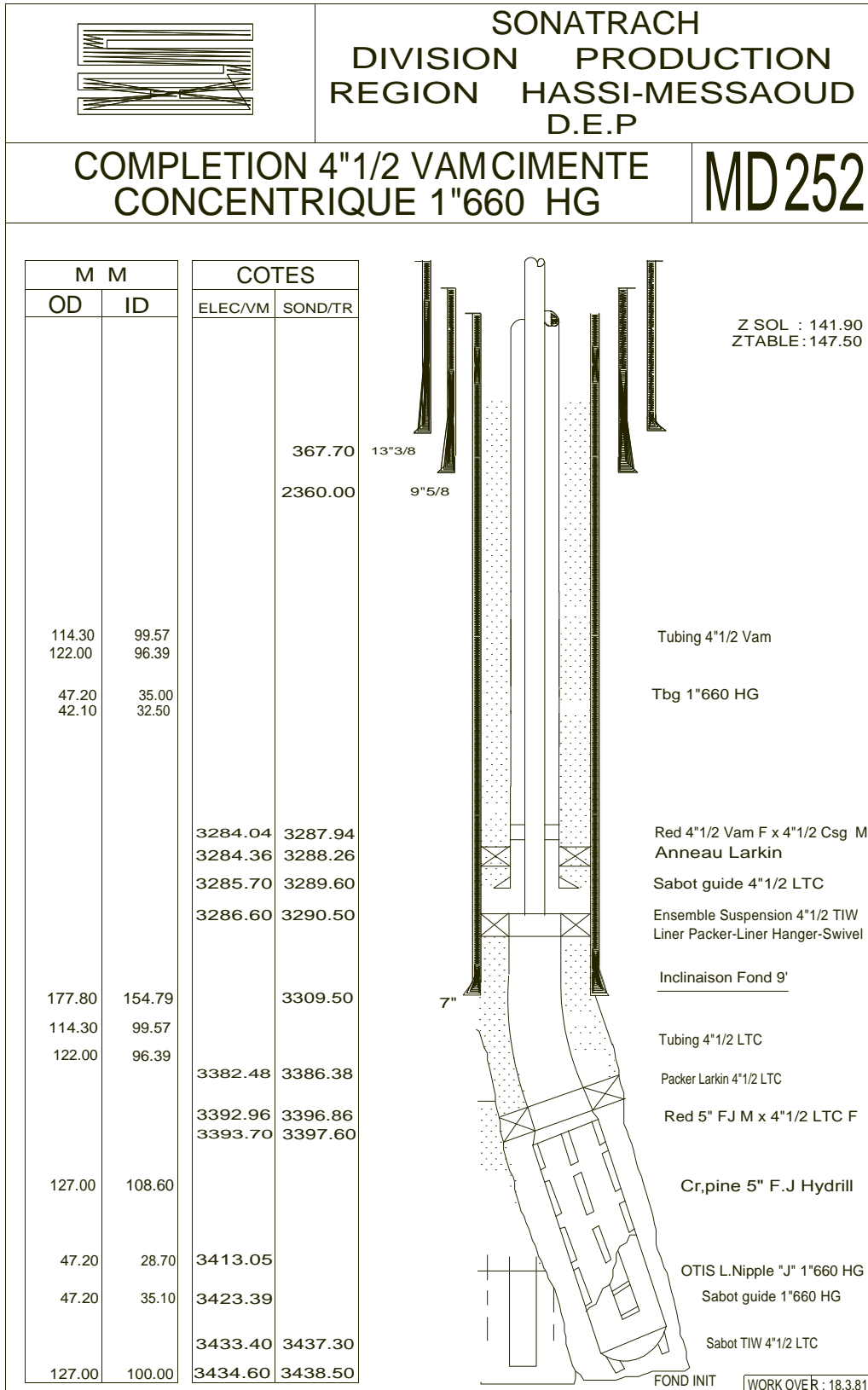
saltel industries

www.saltel-industries.com

Fiche technique de puits OMJ723 :



Fiche technique de puits MD252 :



Résumé

Les méthodes de la récupération secondaire (l'injection d'eau et de gaz) jouent un rôle de plus en plus grand dans la production du pétrole. Elles permettent de Maintenir la pression de gisement pour soutenir la production et Assurer le balayage de l'huile pour augmenter le taux de récupération. Mais avec le temps elles nous créent des problèmes gros.

Notre travail consiste d'une part, à étudier les différents procédés de la récupération secondaire et leurs effet indésirables (théoriquement), d'autre part on a étudié les problèmes des percés de gaz au champ de Hassi Messaoud (puits MD506) et voire une solution pour remède ces problèmes. on a aussi étudié les problèmes causés par l'injection d'eau, la percé d'eau sur le puits OMJ723, et les problèmes de dépôts de sulfate de baryum sur le puits MD252 ET on a présenté les méthodes réaliser pour résoudre ces problèmes.

Mots clés : récupération secondaire, percé d'eau, percé de gaz, sulfate de baryum(BaSO4).

Abstract:

The methods of secondary recovery (water injection and gas injection) play a role in the oil production. They maintain the reservoir pressure to support production and ensure the oil displacement from reservoir to producing well to increase the recovery rate. But over time they create us big problems.

Our job is firstly, to study the secondary recovery processes, and adverse effect then we studied the problems of the gas breakthroughs on Hassi Messaoud (well MD506), even a solution to remedy this problems. We also studied the water injection problems, water breakthroughs in the well OMJ723 and the problems of (BaSO4) scales on the well MD252 and were presented methods to solve these problems.

Keywords: secondary recovery, gas breakthroughs, water breakthroughs, barium sulfate (BaSO4).

ملخص:

إن طرق استخراج البترول الثانوية (حقن الماء والغاز) تلعب دورا كبيرا في الإنتاج اذ تساعد على الحفاظ على ضغط الخزان وتعمل أيضا على دفع البترول من اجل الزيادة في معدل الاستخراج. لكن مع مرور الوقت تتسبب في مشاكل كبيرة.

في عملنا هذا قمنا بدراسة مختلف هذه الطرق والآثار المترتبة عليها من جهة. ومن جهة أخرى تناولنا مشكل اختراق الغاز في حقل حاسي مسعود وكذلك الإجراءات المتخذة لحل المشكل. قمنا أيضا بدراسة المشاكل المترتبة عن حقن الماء وهي اختراق الماء ومشاكل ترسب كبريتات البار يوم وعرضنا مختلف التقنيات المستعملة في علاج هذه المشاكل.

الكلمات المفتاحية:

طرق الاستخراج الثانوية, اختراق الغاز, اختراق الماء, ترسبات كبريتات البار يوم