

N° Série:/2017

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 académique

Présenté Par :

ZEKIZKI Kawtar

OUHIBA Zakaria, IBRRIR Mohamed El Amine.

-THEME-

Monitoring et surveillance de l'injection d'eau dans la zone 4

Soutenue le : 31 / 05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	MAMANOU Abd Elatif	MAA Univ. K.M Ouargla
Examineurs:	AGOUNE Rachide	MAA Univ. K.M Ouargla
Encadré par:	M. BELMILOUD Fatima. Z	MAA Univ. K.M Ouargla

Remerciements

*Au terme de ce travail,
il nous est agréable de remercier vivement tout
ceux qui grâce à leur aide et soutien, nous ont
permis de réaliser ce travail. Nous adressons
nos vifs remerciements et notre reconnaissance
à Madame BELMILOUD Fatima Z et,
d'avoir accepté de diriger ce mémoire, pour
son appui, ses conseils, ses orientations et son
aide précieuse tout au long de ce travail.*

*A nos amis pour leur soutien et aide
Je remercie le chef de département réservoir
Mr. BELKHIAR.*

*Je remercie l'ensemble de l'équipe du
département réservoir surtout
TIR Fares, AIT HAMOUDA Sonia ,Fartas
Boutheyna REZAGUI Mehdi & SOUFARI
Boucif.*



Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mes chers pères et grand père hadj Saci, pour tous les conseils qui m'ont donnés, les soutiens qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A ma chère tante REBEH m'a soutenue et contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

A mon très cher frère Noufel et ma très chère sœur Roumaissa.

A toute la famille OUHIBA et LABBACI.

Mes dédicaces s'adressent également à tous mes amis qui m'ont fait confiance.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes cousines surtout ZHAIRA FOUAD KHALED et CHERINE et OUALID.

Ouhiba zakaria





Dédicace

Je remercie, en premier lieu, Allah le tout puissant pour avoir ma donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail

Mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments, pour leur patience illimitée, leur encouragement contenu, leur aide, en témoignage de mon profond amour et respect pour leurs grands sacrifices.

Mes chers frères : Randa, Ilyes, Hind et Selsabil, pour leur grand amour et leur soutien qu'ils trouvent ici l'expression de ma haute gratitude.

Mes chers amis qui sans leur encouragement ce travail n'aura jamais vu leur ce travail n'aura jamais vu leur jour.

Et à toute la famille et à tous ceux que j'aime.

Ibrir Mohamed el amine



Dédicace

A vous mes chers parents

Sans eux, je ne serai pas ce que je suis et que toute ma réussite dans la vie et dans mes études dépendra de ce qu'ils m'ont donnés surtout ma mère.

Acceptez ce travail comme un témoignage de ma profonde gratitude. Que Dieu vous accorde la santé et la vie.

*A ma chère amie Narimane pour son ouverture d'esprit et tous
mais amie nesrine, warda , hana , Zahira et noujoud.*

*A mes chères frangines F. Zohra et sara et son mari saber
mon cher frère Mouhamed Taher*

*A mes adorables grands-parents, et mes tantes et mon oncle et
mes cousins selma, imane , maria
et mes pour leur soutien moral et leurs conseils. Que Dieu vous
bénisse.*

A toute la famille: ZEKIZKI et HARRANE.

Je dédie ce modeste travail

Zezkizki kawter



Sommaire

Chapitre I : présentation de la zone 4 de le champ hmd

Introduction générale.....	1
I.1. Introduction.....	4
I.2. Localisation.....	4
I.3. Caractéristiques pétrophysiques	5
I.3.1. Porosité.....	5
I.3.2. Perméabilité.....	5
I.3.3. Hauteur utile.....	6
I.3.4. Saturation en eau	6
I.4. Caractéristiques des fluides de gisement	7
I.4.1. Caractéristiques de l'huile.....	7
I.4.2. Caractéristiques du gaz associé	7
I.4.3. Caractéristiques de l'eau	7
I.5. La carte de positionnement des puits dans la zone 4	8
I.7. La pression de gisement dans la zone 4.....	9
I.8. Conclusion	9

Chapitre II : Mécanismes de drainages et équation de bilant matière

II.1. Introduction	11
II.2. Les Mécanismes de drainages	11
II.2.1. Mécanismes de récupération primaire	11
II.2.1.1. Expansion de la roche et d'eau interstitielle	12
II.2.1.2. Expansion du gaz dissous.....	12
II.2.1.3. Expansion du chapeau de gaz.....	12
II.2.1.4. Expansion de l'aquifère	12
II.2.1.5. Drainage par gravité	13
II.2.1.6. Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage	13
II.2.2. La récupération secondaire	13
II.2.2.1. Injection d'eau (water flooding).....	13
II.2.2.2. Injection de gaz.....	14
II.3. Méthodes d'estimation des réserves en place.....	15
II.3.1. La méthode volumétrique	15
II.3.2. La méthode dynamique (Bilan Matière).....	15
II.3.2.1. Hypothèses de l'équation de bilan matière.....	16
II.3.2.2. Principe.....	16
II.3.2.3. Indices de drainage.....	19
II.3.2.4. Calcul de la pression moyenne	20
II.4. L'injection d'eau.....	20
II.4.1. Techniques de suivi de la performance d'injection	20
II.4.1.1. Taux de remplacement de vide (Voidage Replacement Ratio "VRR")	20
II.4.1.2. Impact de l'injection sur la récupération	21
II.4.2. Equation du débit fractionnaire.....	21
II.4.2.1. Rapport des mobilités	21
II.4.2.2. Théorie de Buckley -Leverett	22
II.4. Efficacité globale de balayage.....	24

II.4.1. Efficacité de déplacement	24
II.4.2. Efficacité superficielle	25
II.4.3. Efficacité verticale	26
II.4.3.1. Méthode de Dykstra-Parson.....	26

Chapitre III : Estimation des réserves en place

III.1. Introduction.....	28
III.2. Calcul des réserves de la zone 4.....	28
III.2.1.Méthode bilan matière.....	28
III.3. Données PVT	30
III.4. Calage de l'historique (History matching)	32
III. 5. Les mécanismes de drainage.....	32
III.6. Conclusion	33

Chapitre IV : Performance de la production et d'injection

IV.1. Introduction.....	35
IV.2. Historique de la production et pression	35
IV.3. Analyse de l'évolution de la pression de gisement	37
IV.4. Performance de l'injection d'eau dans la Zone 4.....	38
IV.4.1. Le facteur de récupération RF%	38
IV.4 .2. Impact de l'injection sur le taux de récupération	39
IV.4.3. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total	39
IV.4.4. Effet de l'injection sur la production	41
IV.5.2. Efficacité superficielle.....	46
IV.5.3. Efficacité verticale.....	47
IV.5.4. Efficacité globale	47

Chapitre V : Diagnostic des problèmes d'injection et de production d'eau

V.1. Introduction	49
V.2. Le choix des puits candidats	49
V.3. L'origine des eaux de la production.....	50
V.4. Courbes de diagnostic.....	50
V.5. L'analyse et diagnostic des puits	52
V.5.1. Puit OMN67	52
V.5.1.2. Graphe de l'historique de production.....	53
V.5.1.3. Courbe de water cut de puit OMN 67.....	54
V.5.1.4. La salinité d'eau de production d'OMN67.....	54
V.5.1.5. Courbe de diagnostic puits OMN 67	55
V.5.2. Puit OMJ703	55
V.5.2.1. Graphe de l'historique de production.....	56
V.5.2.2 Water Cut de puit OMJ703	57
V.5.2.3 La salinité de puits OMJ703	58
V.2.3.4. Courbe de diagnostic de puits OMJ703.....	58
V.3.4 OMJ 701	59
V.3.4.1Water cut	60
V.3.4.2 LA Salinité	60
V.3.4.3 Diagnostic de puits OMJ701	61

V.4.5 OMJ 713	61
V.5.4.1 Water Cut	62
V.4.5.2 Diagnostic de puits OMJ713.....	63
V.5.5.OMJ723	63
V.5.5.1 Water cut	64
V.5.5.2 La salinité	66
V.5.5.3 Courbe de Diagnostic	66
V.5.6. OMJ 73	66
V.5.6.1. La production de l'huile et de l'eau	67
V.5.6.2. Water cut de puit OMJ73	68
V.5.6.3 : La salinité de puit OMJ73	68
V.5.6.4 Courbe de diagnostic de puit OMJ73	69
V.6. Conclusion	70
Conclusion Général	72
Recommandations	74
Annexe	76

Liste des tableaux

Tableau I. 2 Porosité moyenne par drain dans la zone 4.....	5
Tableau I. 3 Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4.....	5
Tableau I. 4: Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 4.....	6
Tableau I. 5 Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4.....	6
Tableau II. 2: Coefficients de l'équation de l'efficacité superficielle.....	26
Tableau IV 1 : calcule le débit fractionnel.....	45
Tableau V.1 : paramètres pétrophysique des puits OMJ73 et OMJ73TER.....	52
Tableau V.2 : Les caractéristiques pétrophysique des drains.....	56
Tableau V.3: Les caractéristiques pétrophysique des drains.....	59
Tableau V.4: Les caractéristiques pétrophysique des drains.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau V.6 :paramètres pétrophysique des puits OMJ73 et OMJ73TER.....	Error! Bookmark not defined.

Liste des figures

Figure I. 1: Localisation de zone 4 sur le champ de Hassi Messaoud.....	4
Figure I. 2: La carte de puits foré dans la zone 4 dans champ Hassi Mesaoud	8
Figure I. 3: Cumul d'injection par puit	9
Figure II. 1 : injection d'eau	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 2: injection de gaz.....	Error! Bookmark not defined.
Figure II. 3: schéma du principe de bilan matière pour un réservoir à huile.....	17
Figure III. 1: Evolution de RS en fonction de la pression.....	31
Figure III. 2: Evolution de Bo en fonction de la pression	31
Figure III. 4: Evolution de Bg en fonction de la pression	32
Figure III. 5: Calage de l'historique	32
Figure III. 6: Mécanisme de drainage	33
Figure IV. 1: production annuel de la zone 4.....	Error! Bookmark not defined.
Figure IV. 2 : Carte à bulles de la production cumulée d'huile des puits de la zone 4.....	Error! Bookmark not defined.
Figure IV. 3 : Evolution de la pression de gisement en fonction du temps	37
Figure IV. 5 : Taux de récupération en fonction de HCPVi.....	39
Figure IV. 6 : Effet de l'injection sur l'évolution de la pression	40
Figure IV. 7 : Effet de l'injection sur l'évolution de la pression (suite)	40
Figure IV. 8 : courbe de Vrr avec débit d'huile.....	41
Figure IV. 9: courbe de Vrr avec Log Qoc.....	43
Figure IV. 10 : Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau	44
Figure IV. 11 : Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau.....	45
Figure V.1: Bubble map présenter le Water Cut des puits producteurs	50
Figure V.2: Multilayer Channeling	51
Figure V.3: Bottomwater coning	51
Figure V.4: Bottomwater channeling with late recycling Times channeling	51
Figure V.5: Thief layer water.....	51
Figure V.6: Débit de production de l'huile et de l'eau (m ³ /jr).....	67
Figure V.7: Water Cut du puit OMJ73	68
Figure V.8 : Courbe de diagnostic de puit OMJ73.....	69
Figure V.9 : débit production de l'huile et de l'eau.....	53
Figure V.10: water Cut d'OMN67	54
Figure V.11: la salinité de l'eau de production du puit OMN67	54
Figure V.12: Courbe de diagnostic OMN67.....	55
Figure V.13 : Water cut de puits OMJ701.....	58
Figure V.14 : Salinité de puits OMJ701.....	60
Figure V.15 : Diagnostic de puits OMJ701.....	60
Figure V.16 : water cut de puits OMJ713.....	61
Figure V. 17 : diagnostic de puits OMJ713.....	63
Figure V. 18 : water cut de puits OMJ723.....	63
Figure V.19 : Salinité d'eau de puits OMJ723.....	64
Figure V. 20 : Courbe de diagnostique de puits OMJ723.....	65
Figure V.21: Graphe de l'historique de production OMJ 703	67
Figure V.22 : Graphe de water cut de puits OMJ703	67
Figure V.23 : Graphe de salinité d'OMJ703	68
Figure V.24 : Courbe de diagnosticOMJ703.....	69

Liste des abréviations

Np : Production d'huile cumulée, STm^3 .

N : Volume d'huile initiale en place, STm^3 .

VR : volume de roche imprégnée .

hu : Hauteur utile du réservoir, mètre.

ht : Hauteur totale du réservoir, mètre.

Φ : Porosité, fraction.

k : perméabilité de la formation, md.

Swi : Saturation interstitielle de l'eau, fraction.

m : Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.

Bo : Facteur volumétrique du fond d'huile, $R m^3/ST m^3$.

Boi : Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, Rm^3/ STm^3 .

Bg : Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm^3/STm^3 .

G : Volume de gaz libre, $ST m^3$.

Gp : Production de gaz cumulée en, STm^3 .

Ginj : Injection de gaz cumulée en, STm^3 .

Rp : GOR de production, sm^3/sm^3 .

Rs : GOR de dissolution, sm^3/sm^3 .

Rsi : GOR de dissolution dans les conditions initiales, m^3/m^3 .

We : Entrées d'eau cumulées, $ST m^3$.

Wp : Production d'eau cumulée en, STm^3 .

Winj : Injection d'eau cumulée en, $ST m^3$.

Bw : Facteur volumétrique du fond d'eau, $R m^3/ ST m^3$.

Cw : Compressibilité isotherme de l'eau, $cm^2./kgf$.

Cf : Compressibilité isotherme de la formation, $cm^2./kgf$.

WOR: Water-oil Ratio, m^3/ m^3 .

WOR' : Dérivée du WOR par rapport au temps.

Fw : Débit fractionnaire d'eau (water cut) .

M : Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé, fraction.

μo : Viscosité de l'huile, cp.

μw : Viscosité de l'eau, cp.

kro : Perméabilité relative à l'huile, fraction.

krw : Perméabilité relative à l'eau, fraction.

Et : Efficacité globale du balayage, fraction.

Ed : Efficacité de déplacement, fraction.

Ea : Efficacité surfacique du balayage, fraction.

Ev : Efficacité verticale du balayage, fraction.

Sw : Saturation en eau, fraction.

So : Saturation en huile, fraction .

Sw_{aBT} : Saturation en eau après la percée (derrière le front), fraction.

Sor : Saturation résiduelle en huile, fraction.

VRR : Taux de remplacement du vide (Voidage Replacement Ratio), fraction.

Q_o : Débit de production d'huile, ST m³/h.

Q_w : Débit de production d'eau, ST m³/h.

Q_{w inj} : Débit d'injection d'eau, m³/h.

RF : Taux de récupération (*Recovery Factor*), fraction.

HCPVi : Hydrocarbon Pore Volume Injection, fraction.

re : Rayon du drainage, mètre.

rw : Rayon du puits, mètre.

S : Skin factor.

P_{inj} : Pression d'injection au fond du puits, kgf/ cm².

P_{wh} : Pression d'injection en surface, kgf/ cm².

ρ_w : Masse volumique de l'eau, kg/ m³.

g : Accélération de la pesanteur, m/s².

H : Hauteur de la colonne hydrostatique, mètre.

F : Soutirage des fluides dans les conditions.

Résumé

La réussite d'un projet d'injection d'eau dans un champ d'huile nécessite une bonne gestion à tous les niveaux, une bonne balance injection-production doit être maintenue au niveau du champ et de la cellule, un fonctionnement adéquat des puits producteurs et injecteurs doit être assuré et toute défaillance de puits doit être prévenue.

Tout au long de la vie d'un projet d'injection d'eau, d'énormes quantités de données sont collectées et stockées par les opérateurs. Ces données peuvent être d'une grande utilité dans l'évaluation continue de l'efficacité d'un tel projet et dans l'identification et le diagnostic des problèmes qui peuvent survenir à tout moment.

Dans ce travail, nous nous sommes attelés à la mission d'évaluer l'efficacité de l'injection d'eau mise en place dans la zone 4 du champ de Hassi Messaoud en utilisant un ensemble de techniques de surveillance et de monitoring appliquées à deux échelles : la zone toute entière et le puits.

A l'échelle de la zone, nous avons réévalué les réserves initiales en place à l'aide de la méthode de bilan matière pour pouvoir par la suite déterminer le niveau du taux de récupération atteint par la déplétion naturelle puis par l'injection d'eau. Nous avons également suivi l'évolution de la balance injection-soutirage à l'échelle de la zone afin de déterminer l'effet que peut avoir son maintien sur le niveau de production.

Finalement, et à l'échelle la plus petite, celle du puits, de nombreuses techniques de diagnostic ont été appliquées pour déterminer l'origine des problèmes rencontrés au niveau des puits producteurs et injecteurs. Les techniques appliquées pour les puits producteurs telles que *Diagnostic Plots* et *Production History* de déterminer la nature de l'eau produite et le mécanisme de sa production.

Mots Clés :

Injection d'eau, surveillance et monitoring, courbes de diagnostic, équation de bilan matière.

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

Le but ultime de l'exploitation d'un gisement d'huile est de récupérer le maximum des réserves en place de la manière la plus efficace et la plus économique qui soit. Quand les mécanismes naturels de drainage ne permettent pas de parvenir à cet objectif, le recours à des mécanismes de récupération secondaire devient nécessaire. L'injection d'eau demeure la méthode de récupération assistée la plus utilisée et cela grâce à son efficacité et à son coût relativement bas par rapport à d'autres méthodes.

La réussite d'un projet de récupération secondaire par injection d'eau requiert un suivi rigoureux, une surveillance minutieuse et un ajustement régulier de ses paramètres car les connaissances dont on dispose au moment de l'implantation d'un tel projet sont souvent limitées.

Le projet d'injection d'eau mis en œuvre dans la zone 4 du champ nord de Hassi Messaoud a permis, notamment dans ces premières années, d'améliorer la récupération de l'huile dans cette zone. Cependant, ce succès relatif n'a pas duré et la production d'huile est retombée à ses niveaux antérieurs à l'injection. Cela nous amène à nous interroger sur les causes de cette chute de performance et sur les solutions à apporter pour améliorer cette performance et augmenter la récupération ultime de l'huile.

Le présent travail est structuré en cinq chapitres, suivi d'une conclusion. Dans un premier chapitre un aperçu sur la géologie et les caractéristiques des fluides de la zone a été présenté. Les méthodes d'estimation des réserves méthodes volumétrique et bilan matière ainsi que les mécanismes de drainage ont fait l'objet du second chapitre. Le troisième chapitre a été consacré à estimation des réserves en place. L'analyse et l'interprétation des résultats ont été discutées dans le quatrième chapitre. Diagnostic des problèmes d'injection et de production d'eau au niveau des puits ont été discutées dans le cinquième chapitre.

Introduction générale

Les objectifs du travail

- Evaluer l'efficacité de l'injection d'eau mise en œuvre dans la zone 4.

- Appliquer les techniques de surveillance et de monitoring dans le but de diagnostiquer les problèmes qui peuvent être à l'origine de l'efficacité limitée de l'injection et ceci à différentes échelles (la zone, et les puits producteurs et injecteurs).

- Orienter les actions à entreprendre pour remédier à ces problèmes en fixant les priorités et en se focalisant sur celles qui peuvent rapporter le plus en termes de récupération.

- interroger sur les causes de la chute de performance et trouver les solutions à apporter pour améliorer cette performance et augmenter la récupération ultime de l'huile.

***Chapitre I : Présentation de la zone 4
de champ HMD***

Chapitre I : Présentation de la zone 4 de champ HMD

I.1. Introduction

Le procédé de récupération secondaire par l'injection d'eau dans la zone 4 initié au début des années 80 après la chute important de pression, a contribué considérablement à l'augmentation des réserves récupérable de la zone à Hassi Messaoud.(10)

I.2. Localisation

La zone 4 est située au nord du gisement de Hassi Messaoud. Elle est voisine des zones 7, 3 et la zone 2. Il existe cinq failles qui divisent la zone 4, trois dans le sud de la zone et deux failles dans l'est et l'ouest. (10)

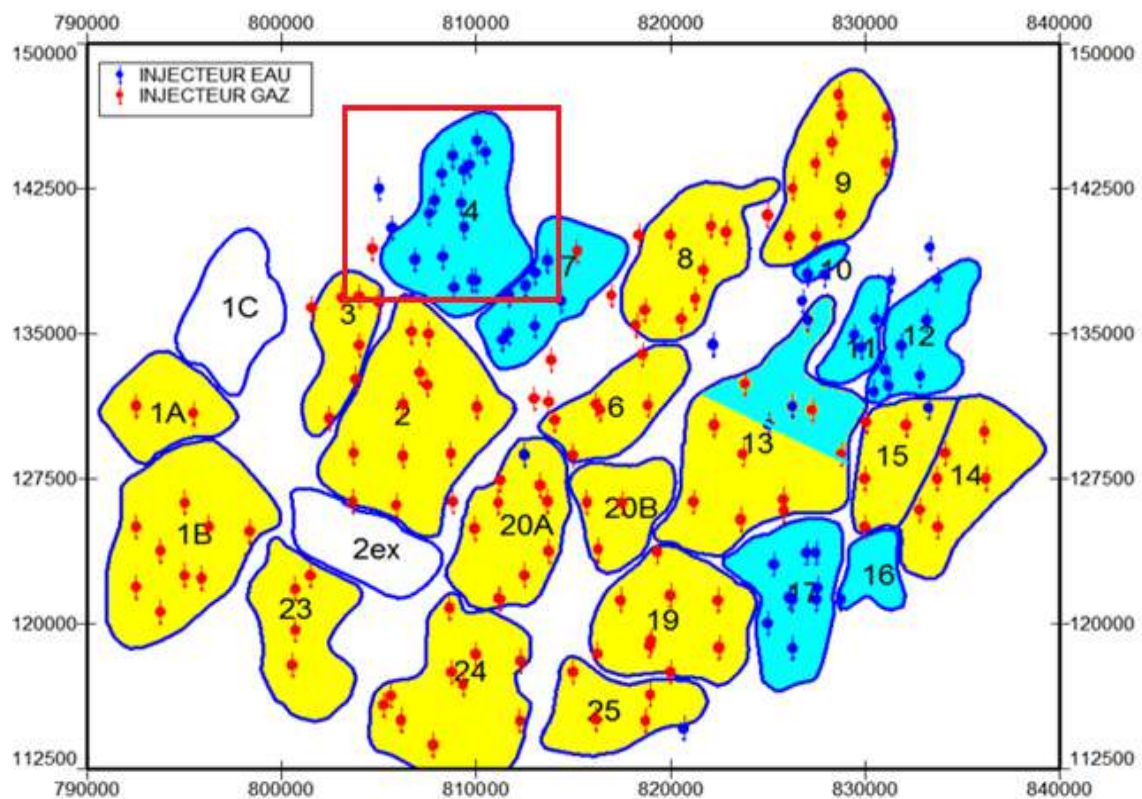


Figure I. 2 Localisation de zone 4 sur le champ de Hassi Messaoud (10)

I.3. Caractéristiques pétrophysiques

I.3.1. Porosité

Les données de la porosité sont issues des mesures pétrophysiques réalisées sur les carottes. A partir des porosités moyennes calculées pour chaque drain au niveau des puits (voire le détail des données géologiques des puits de la zone 4 annexe A), nous avons calculé les valeurs de la porosité moyenne sur l'ensemble de la zone. Nous avons opté pour la moyenne arithmétique. Les résultats sont représentés sous forme d'histogramme.

Drain	D4	D3	D2	ID	D1	Z_PSG	R2
Porosité	3.22	4.46	6.85	7.27	8.32	7.11	8.59

Tableau . I. 1: Porosité moyenne par drain dans la zone 4

La porosité moyenne de la zone est de **7.06**

I.3.2. Perméabilité

Drain	D4	D3	D2	ID	D1	Z_PSG	R2
Perméabilité	0.33	1.27	4.86	3.52	5.05	2.39	1.25

Tableau I. 2 : Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4

A partir la Tableau (I.2), nous constatons que les deux drains le D2 et D1 ont les meilleurs valeurs de perméabilité, ont des valeurs de 4.86 et 5.05 md respectivement.

La perméabilité moyenne de la zone est de **3.17 md**.

Chapitre I : Présentation de la zone 4 de champ HMD

I.3.3. Hauteur utile

Drain	D4	D3	D2	ID	D1	Z_PSG	R2
Epaisseur	5.95	12.98	17.66	22.25	20.27	4.60	19.26

Tableau I.3: Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 4

La hauteur utile moyenne totale est de **102.99 m**.

I.3.4. Saturation en eau

Drain	D4	D3	D2	ID	D1	Z_PSG	R2
Saturation D'eau	17.88	19.80	12.44	13.92	14.89	11.65	29.38

Tableau I. 4 : Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4

I.4. Caractéristiques des fluides de gisement

I.4.1. Caractéristiques de l'huile

- ✓ La pression de bulle dans la zone 4 est de 154.6 kg/cm².
- ✓ Densité en condition de stockage : 0.8017 g/cm³ (45° API).
- Conditions actuelles
 - ✓ Pression de Gisement 200 kg/cm².
 - ✓ Facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.749 \text{ m}^3/\text{sm}^3$.
 - ✓ Rapport gaz/huile de dissolution : $R_s = 185.20 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$.
 - ✓ Viscosité de l'huile : $\mu_o = 0.219 \text{ Cp. (10)}$

I.4.2. Caractéristiques du gaz associé

- Conditions actuelles
 - ✓ Pression de Gisement 196.94 kg/cm² .
 - ✓ Coefficient de compressibilité : $Z = 0.845$.
 - ✓ Densité de gaz : 171.125 Kg/m³.
 - ✓ Viscosité du gaz : $\mu_g = 0.0212 \text{ Cp}$.
 - ✓ Facteur volumétrique de fond : $B_g = 0.006 \text{ m}^3/\text{sm}^3$.

I.4.3. Caractéristiques de l'eau

L'eau de gisement est très riche en sel (400g/l), dans les conditions initiales de gisement (485 kg/cm² et 118°C), cette eau à une viscosité de 0.45 cp. En condition de stockage, sa densité est de 1.2 g/cm³. (10)

Chapitre I : Présentation de la zone 4 de champ HMD

I.5. La carte de positionnement des puits dans la zone 4

Dans la zone 4 il y a 106 puits foré

- ✓ Le nombre de puits producteurs d'huile est: 11
- ✓ Le nombre de puits injecteurs d'eau est: 16
- ✓ Le nombre de puits en Gaz Lift est: 51
- ✓ Le nombre de puits abandonnés: 9
- ✓ Le nombre de puits producteurs d'eau: 12
- ✓ Le nombre de puits secs: 2
- ✓ Le nombre de puits Inexploitables: 5

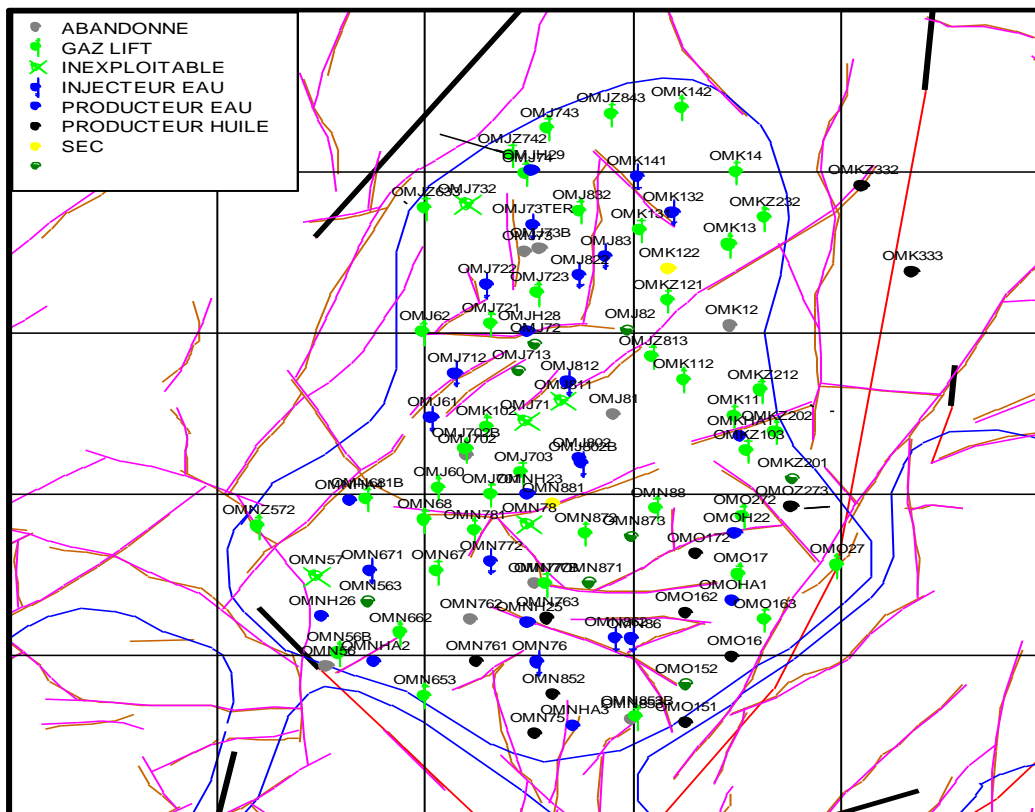


Figure I.2: La carte de puits foré dans la zone 4 dans champ Hassi Mesaoud

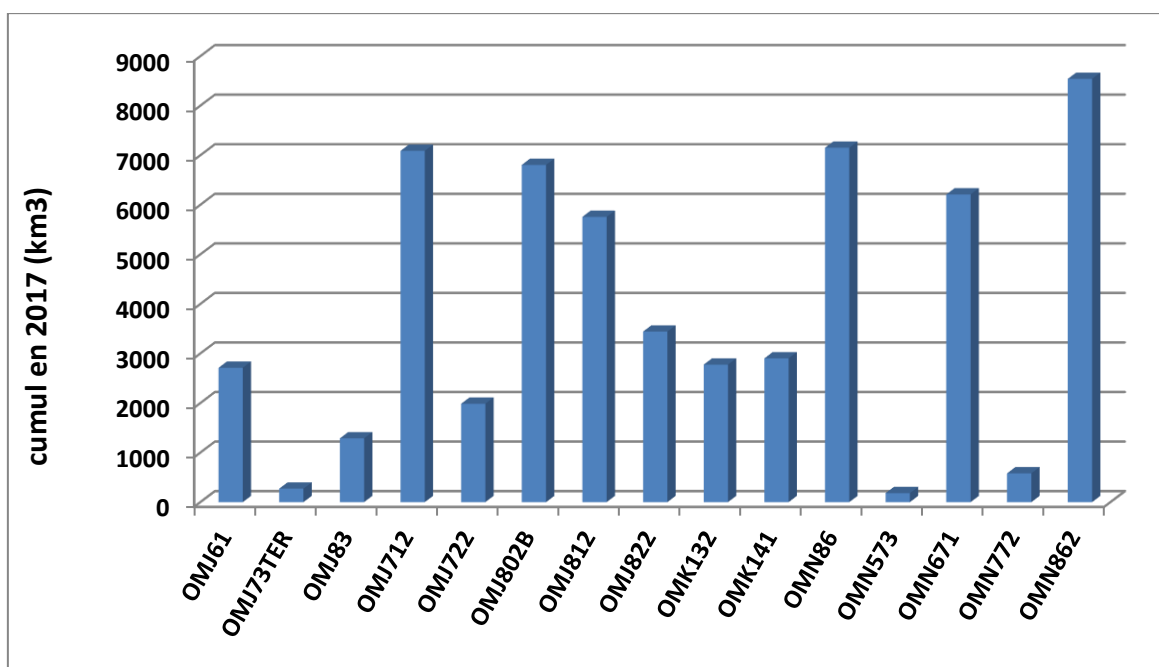


Figure I. 3: Cumul d'injection par puit

I.7. La pression de gisement dans la zone 4

Dans la zone 4, la pression initiale dès la mise en production de la zone était de l'ordre de 482 kg/cm^2 , cette pression a chuté rapidement en fonction du soutirage des fluides du réservoir. Cette chute de pression contenue jusqu'à application du maintien de pression par injection d'eau en 1978. Dès lors, le maintien de pression de gisement est constaté et la pression des puits est stabilisée autour de 200 kg/cm^2 . (10)

I.8. Conclusion

Il est très intéressant et recommandé de connaître les régimes de drainage régnant sur la zone 4, ces régimes peuvent changer d'un compartiment à un autre vue la complexité que présente la zone (réseaux de failles et de barrières).

Les résultats obtenus ont montré que les deux drains de réservoir D1 et R2 présentent la meilleure porosité, qui dépasse les 8%. La perméabilité généralement faible varie entre 0.33 md et 5.05 md.

*Chapitre II : Mécanismes de
drainages et équation de bilan
matière*

II.1. Introduction

Tout réservoir est composé d'une combinaison unique de formes géométriques, propriétés géologiques des roches, caractéristiques des fluides et mécanismes primaires de drainage.

Quoique deux réservoirs ne puissent pas être identiques sur tous les aspects, ils peuvent être regroupés suivant le régime de drainage par lequel ils produisent.

On peut constater que chaque régime de drainage possède ses typiques performances (taux de récupération, déclin de pression, GOR et production d'eau).

Toute récupération d'huile par mécanisme de drainage naturel se réfère à une production sans utilisation d'aucun processus pour compléter l'énergie naturelle du réservoir.

L'objectif principal de ce chapitre est de définir:

- Les mécanismes primaires de récupération.
- Les différentes méthodes d'estimation des réserves en place.

II.2. Les Mécanismes de drainages

Au cours de sa vie de production, un gisement reconnaît trois stades de production, à savoir :

II.2.1. Mécanismes de récupération primaire

Les performances des réservoirs d'huile sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible pour pousser l'huile aux abords du puits. On distingue :

- ✓ Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- ✓ Expansion monophasique d'huile et de gaz dissout.
- ✓ Expansion du chapeau de gaz (*gas-cap drive*).
- ✓ Expansion de l'aquifère (*water-drive*).
- ✓ Drainage par gravitation. (2)

II.2.1.1. Expansion de la roche et d'eau interstitielle

Lorsque l'huile existe initialement à une pression $P_i > P_b$, le réservoir est sous saturé.

L'huile, l'eau interstitielle et la roche sont les seules matières existantes. Une fois la pression diminue, les fluides et la roche s'étendent par effet de leurs compressibilités.

L'expansion des grains de la roche et l'effet de compaction permettent de réduire l'espace poreux d'où la réduction de la porosité, par conséquent, les fluides sont passés hors des pores vers les abords des puits. Ce mécanisme est caractérisé par un GOR constant et possède le plus faible taux de récupération.

II.2.1.2. Expansion du gaz dissous

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle due au soutirage, sous l'effet de cette chute pression le gaz dissous dans l'huile se dégage.

Par la suite si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec le déplacement de l'huile, d'où l'augmentation du GOR de production.

II.2.1.3. Expansion du chapeau de gaz

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle.

Généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50md. Avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive.

II.2.1.4. Expansion de l'aquifère

Dans un réservoir ou l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assuré par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOC) remonte.

Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne soit :

- D'un aquifère dont le volume est très large par rapport à l'huile (dix fois plus large ou plus), dans ce cas la chute de pression est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.
- D'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface.

II.2.1.5. Drainage par gravité

Il est dû à la différence des densités des fluides existants dans le gisement sous l'effet des forces gravitationnelles. Ces dernières maintiennent les fluides en équilibre de phase, ce qui permet de définir les contacts WOC, GOC. La ségrégation gravitationnelle des fluides en place contribue considérablement à la récupération de l'huile du réservoir.

II.2.1.6. Combinaison de plusieurs mécanismes de drainage

C'est presque souvent qu'on a une combinaison de deux mécanismes de drainage ou plus. Les circonstances de cette combinaison peuvent être reconnues par:

- ✓ Le degré de déclin de pression.
- ✓ L'évolution du GOR.
- ✓ L'évolution du water cut.

II.2.2. La récupération secondaire

La récupération assistée comprend l'injection en premier lieu de l'eau ou du gaz à l'intérieur du réservoir afin de stabiliser la pression de celui-ci au dessus de pression de bulle et augmenter la quantité des hydrocarbures récupérées.

II.2.2.1. Injection d'eau (water flooding)

Bien que ce procédé soit ancien ,il reste le plus utilisés.son efficacité réside dans la substitution d'huile ou de gaz soutiré par l'injection d'eau dans la formation aquifère, il consiste à forer des puits injecteurs ou convertir des puits producteurs en injecteurs et y introduire de l'eau sous pression .d'une part cette eau contribue à maintenir la pression du gisement en substituant l'huile déjà produite dans les pores de la roche réservoir et d'autre part ,elle balaye la formation productrice ,ce qui déplace l'huile vers les puits producteurs.

(8)

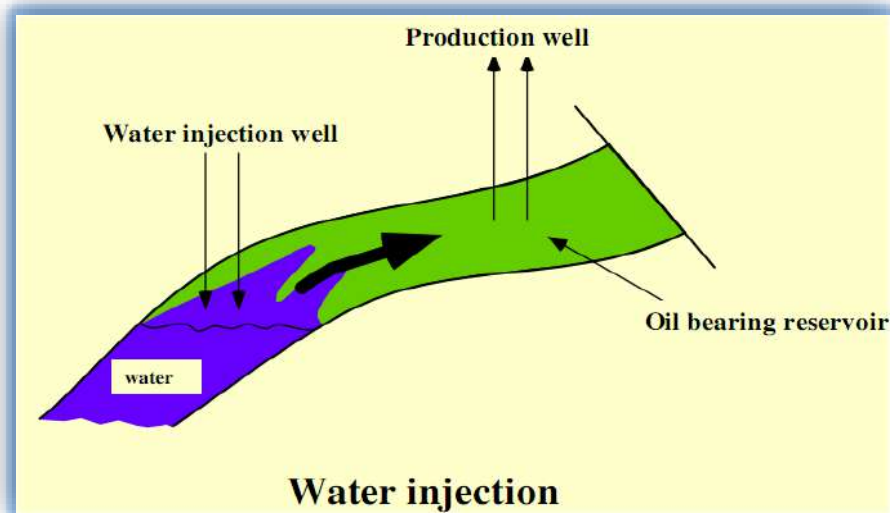


Figure II. 1 :Injection d'eau

II.2.2.2. Injection de gaz

L'injection du gaz non miscible repose sur le même principe, le fluide injecté dans le réservoir étant dans ce cas le gaz naturel, de l'azote ou des gaz de combustion sous pression.

Cette technique présente l'intérêt d'utiliser le gaz naturel associé produit avec le pétrole lorsqu'il n'y a pas de marché sur place, dans les zones désertiques lointaines ou en offshore et que l'on n'a pas le droit de le brûler, l'injection de gaz nécessite de forer moins de puits d'injection par rapport à l'injection d'eau mais elle requiert des équipements de compression lourds.

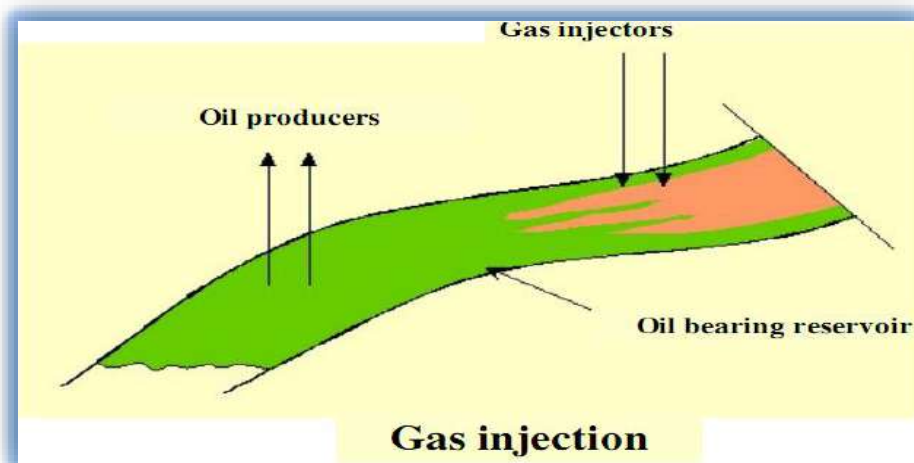


Figure II. 2 :Injection de gaz

II.3. Méthodes d'estimation des réserves en place

Il existe deux méthodes différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs et chaque méthode à ces propres bases et intérêts :

II.3.1. La méthode volumétrique

L'évolution des accumulations est rendue délicate par la complicité des milieux poreux, elle ne tient en compte que la géologie elle permet de donner les réserves en place statique (n'est pas touché par la différence de pression), elle utilise dans la plupart des cas dans la phase de développement de gisement, cette évaluation se fait à partir des données provenant de deux sources différentes : la sismique et les forages

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

$$N = V_R \cdot \frac{H_u}{H_t} \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_{oi}} \quad (II.1)$$

La méthode volumétrique prend en considération toutes les réserves que contiennent les pores (connectés et non connectés), ce qui ne reflète pas le vrai potentiel du gisement qui n'est autre que les réserves récupérables. (6)

II.3.2. La méthode dynamique (Bilan Matière)

Elle s'intéresse seulement aux déplacements des fluides donc où il y a une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques, cette dernière méthode n'est plus applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

La forme générale de l'équation de bilan matière a été présentée par Schilthuis en 1941. Dans cette équation, les retraits cumulatifs des fluides du réservoir sont assimilés à l'effet combiné de l'expansion des fluides, la compaction du volume des pores, et les influx d'eau.

Chapitre II : Mécanismes de drainages et équation de bilan matière

Le bilan matière est un outil fondamental de réservoir engineering qui peut être utilisé pour fournir une meilleure compréhension du réservoir par :

- Estimation des réserves en place.
- Analyse et prédiction des performances futures du réservoir.
- Définir les régimes de drainage participant à la production et leurs taux de contribution.

II.3.2.1. Hypothèses de l'équation de bilan matière

Les suppositions mises en évidence sont :

- Le réservoir étant un système fermé permettant ainsi de considérer une pression moyenne sur toute l'étendue du gisement.
- La température de gisement est constante ou varie légèrement d'une manière à être négligeable.
- Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation.
- Les propriétés pétrophysiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle *black-oi*. (1)

II.3.2.2. Principe

L'équation est structurée pour garder simplement l'inventaire de tous les matériaux entrant, partant, et s'accumulant dans le réservoir. Le concept de l'équation d'équilibre de matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Sous sa forme plus simple, l'équation peut être écrite sur la base volumétrique comme:

$$\text{Volume initial} = \text{volume restant} + \text{volume récupéré}$$

Chapitre II : Mécanismes de drainages et équation de bilan matière

Le volume total des pores (P.V) exprimé en termes de volume initial N d'huile et volume du chapeau de gaz peut être dérivé présentant le paramètre m définie comme suit :

$$m = \frac{\text{Volume initial du gaz cap}}{\text{Volume d'huile initialement en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad (\text{II.2})$$

Le volume total du système d'hydrocarbure est donné par :

$$NB_{oi} + mNB_{oi} = (PV) \cdot (1 - S_{wi})$$

Ou par :

$$PV = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad (\text{II.3})$$

Traitant le réservoir comme récipient idéalisé comme illustré sur le schéma (II.3), des expressions volumétriques d'équilibre peuvent être dérivées pour expliquer tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive normale du réservoir.

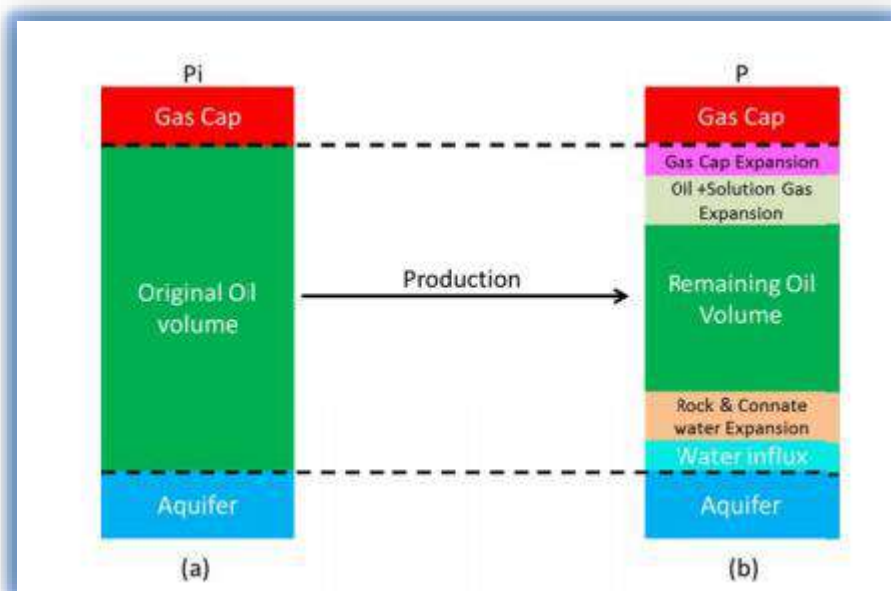


Figure II. 3: schéma du principe de bilan matière pour un réservoir à huile

a) Volume poreux occupé par l'huile initialement en place à P_i :

$$\text{Volume d'huile initialement en place} = NB_{oi} \quad (\text{II.4})$$

b) Volume poreux occupé initialement par le gaz dans le chapeau de gaz :

$$\text{Volume du chapeau de gaz} = GB_{gi} = mNB_{oi} \quad (\text{II.5})$$

c) Volume poreux occupé par l'huile restant à une pression de réservoir P :

$$\text{Volume d'huile restant} = (N - N_p)B_o \quad (\text{II.6})$$

d) Volume poreux occupé par le gaz dans le chapeau de gaz à P :

$$\text{Volume du chapeau de gaz à } P = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad (\text{II.7})$$

e) Volume poreux occupé par le gaz libéré dans le réservoir :

Ce volume peut être déterminé en appliquant l'équation de conservation de masse suivante :

$$\left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{libéré} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{initialement en solution} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{produit} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{volume de gaz} \\ \text{reste en solution} \end{array} \right]$$

$$\left[\begin{array}{c} \text{Volume de gaz} \\ \text{libéré} \end{array} \right] = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)R_s] B_g \quad (\text{II.8})$$

f) Volume poreux occupée par les entrées d'eau nettes :

$$\text{Volume des entrées d'eau nettes} = W_e - W_p B_w \quad (\text{II.9})$$

g) Changement en volume due à l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle :

Le coefficient de compressibilité C , qui décrit le changement du volume (expansion) des fluide ou des matériaux avec le changement de la pression, est donné par :

$$C = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad \text{d'ou} \quad \Delta V = V \cdot C \cdot \Delta P$$

Chapitre II : Mécanismes de drainages et équation de bilan matière

$$\text{Expantion de l'eau interstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} C_f \Delta P \quad (\text{II.10})$$

$$\text{Changement total en volume poreux} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \quad (\text{II.11})$$

h) Volume poreux occupé par le gaz et l'eau injectés :

$$\text{Volume de l'injection} = G_{inj} B_{gi} + W_{inj} B_w \quad (\text{II.12})$$

Le MBE peut être écrit sous une forme généralisée comme suit :

$$(a) + (b) = (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h) \quad (\text{II.13})$$

Remplaçant (a), (b), ..., (h) par les équations correspondants dans l'équation (II.15), réarrangeant cette dernière on obtient l'équation suivante :

$$N \left[B_{oi} - B_o + B_g(R_s - R_{si}) + mB_{oi} \left(1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) \right) - (1+m) \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \right) B_o \Delta P \right] + N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] = W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g \quad (\text{II.14})$$

C'est l'équation générale du bilan matière. Cette équation est applicable pour un gisement produisant avec tous les régimes de drainage naturels ainsi que l'injection d'eau et de gaz.(1)

II.3.2.3. Indices de drainage

Peu de gisements de pétrole produisent par un seul mécanisme de drainage. Il y a habituellement au moins deux, et parfois plus, différentes formes d'énergie de réservoir causant l'expulsion des fluides des puits.

L'indice de drainage représente le type de combinaison de drainage dans un champ quelconque, il marque l'efficacité du mécanisme de déplacement des fluides et ses proportionnalités vis-à-vis des autres régimes présents.

Basant sur l'équation de bilan matière, le calcul de ces indices permet de se prononcer sur le régime de drainage prédominant dans le gisement en train d'exploitation, et puis sur la suite qu'on donne au processus de production. (8)

II.3.2.4. Calcul de la pression moyenne

Parmi les conditions nécessaires à l'application de l'équation de bilan matière est de définir une tendance de pression moyenne pour l'ensemble du réservoir. La moyenne des pressions de réservoir déterminées au niveau des puits peut être utilisée. Ces pressions sont pondérées par rapport aux volumes drainés par chaque puits.

$$P_{moy} = \frac{\sum P_{mi} \cdot Q_i}{\sum Q_i}$$

II.4. L'injection d'eau

II.4.1. Techniques de suivi de la performance d'injection

II.4.1.1. Taux de remplacement de vide (Voidage Replacement Ratio "VRR")

Le VRR est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection. Le VRR est estimé pour un pattern ou pour un champ soumis à l'injection d'eau en utilisant l'équation suivante :

$$VRR = \frac{Q_{w inj} \cdot B_w}{Q_o \cdot B_o + W_p \cdot B_w + Q_o \cdot (R_p - R_s) \cdot B_g} \quad (II.15)$$

Cette balance affecte considérablement la distribution de la pression dans le réservoir, cette dernière affecte à son tour la production du champ.

Ainsi le VRR est représenté dans le même graphe avec le trend de pression. Quand le VRR est supérieur à 1 et la pression de réservoir n'augmente pas, on suspecte la perte d'injection en dehors de la zone. De même, quand le VRR est inférieur à 1 et la pression de réservoir ne décroît pas, on suspecte l'afflux des fluides (afflux vertical ou horizontal) dans la zone étudiée.

La représentation de la quantité produite (échelle logarithmique) avec le VRR en fonction du temps permet de bien comprendre la relation entre ces deux variables :

- Lorsqu'une relation directe est observée entre le VRR et le débit de production d'huile, la quantité d'huile produite diminue quand le VRR est inférieur de 100%,

et il s'améliore quand VRR est considérablement supérieur à 100%, on peut en conclure qu'un aquifère ne supporte la production dans ce champ.

- Un débit de production qui n'est pas en relation directe avec le VRR peut confirmer l'existence d'un aquifère actif. (4)

II.4.1.2. Impact de l'injection sur la récupération

Dans le but d'évaluer l'effet de l'injection sur la récupération, la courbe RF en fonction du HCPVi (*Recovery Factor Vs Hydrocarbon Pore Volume injected*) est utile pour bien comprendre les mécanismes de drainage et la maturité du secteur étudié.

Le RF et le HCPVi sont définis comme suit :

$$RF = \frac{N_P}{N} \quad (II.16)$$

$$HCPVi = \frac{W_{inj} \cdot B_w}{N \cdot B_{oi}} \quad (II.17)$$

II.4.2. Equation du débit fractionnaire

II.4.2.1. Rapport des mobilités

La perméabilité relative est la proportion de la perméabilité efficace d'une phase à sa perméabilité absolue. La perméabilité relative à une saturation spécifique dépend de la trajectoire qui a été suivie pour atteindre cette saturation.

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 :

$$M = \frac{K_{rw} @ S_{wf} \cdot \mu_o}{K_{ro} @ S_{wi} \cdot \mu_w} \quad (II.18)$$

Cette propriété est un indicateur de performance du déplacement :

- Quand $M < 1$, l'eau se déplace plus lentement que l'huile, et qui mène à une haute saturation de l'eau à la percée et une bonne efficacité de déplacement.
- Quand $M > 1$, l'eau au contraire se déplace plus vite que l'huile et une percée se manifeste rapidement avec une mauvaise efficacité de déplacement.
- Quand $M = 1$, l'eau et l'huile se déplacent avec le même rythme. (2)

II.4.2.2. Théorie de Buckley -Leverett

Buckley-Leverett ont développé leur théorie par l'application de la loi de Darcy sur deux fluides considérés non miscibles (eau-huile) qui s'écoulent à travers un milieu poreux linéaire incliné avec un angle α , ce milieu est supposé homogène.

La loi de Darcy pour chaque fluide peut s'écrire comme suit :

$$q_w = \frac{-K_w \cdot A}{\mu_w} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x} + g \rho_w \sin \alpha \right] \quad (\text{II.19})$$

$$q_o = \frac{-K_o \cdot A}{\mu_o} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x} + g \rho_o \sin \alpha \right] \quad (\text{II.20})$$

Les débits fractionnaires des deux fluides sont définis comme suit (2) :

$$F_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (\text{II.21})$$

$$F_o = \frac{q_o}{q_w + q_o} \quad (\text{II.22})$$

Chapitre II : Mécanismes de drainages et équation de bilan matière

Ces fractions peuvent être exprimées par la façon suivante :

$$q_w = F_w \cdot q_T \quad (\text{II.23}) \quad (\text{II.24})$$

$$q_o = q_T \cdot (1 - F_w)$$

Dans à la fameuse équation du Buckley-Leverett:

$$F_w = \frac{1 + \left(\frac{AK_o}{\mu_o q_T}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad (\text{II.25})$$

D'après la définition du débit fractionnaire F_w , on voit bien qu'il varie entre 0% et 100%, en effet, lorsque la saturation d'eau égale S_{wi} (saturation irréductible), le débit d'eau est nul et par conséquent f_w devient nul, et dans le cas contraire où la saturation d'huile égale à S_{or} (saturation résiduelle), le débit d'huile est nul, donc $f_w=100\%$.

Si les forces capillaires sont uniformes et le milieu est horizontal, l'équation (II.25) se simplifie et devienne comme suit :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad (\text{II.26})$$

Les perméabilités relatives k_{rw} et k_{ro} sont fonctions de S_w . Le rapport de ces perméabilités relatives k_{ro}/k_{rw} tracé en fonction de la S_w dans une échelle semilog est généralement approximé par une droite dans sa partie centrale. L'équation de cette droite peut s'écrire comme suit :

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{b S_w} \quad (\text{II.27})$$

En Remplaçant l'équation (II.26) dans (II.27) on trouve :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{b S_w}\right)} \quad (\text{II.28})$$

II.4. Efficacité globale de balayage

II.4.1. Efficacité de déplacement

C'est le rapport entre le volume d'huile produit qui est déplacé par le fluide injecté et le volume initial avant injection.

$$E_d = \frac{\text{Volume d'huile initial} - \text{volume d'huile resté}}{\text{volume d'huile initial}} = \frac{V_p \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right) - V_p \left(\frac{S_o}{B_o} \right)}{V_p \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right)}$$

Si on suppose que le facteur d'expansion est constant durant la période d'injection, l'équation de E_d se simplifie et devient comme suit :

$$E_d = \frac{S_o - S_{oi}}{S_{oi}}$$

Sachant que : $S_{oi} = 1 - S_{wi}$

$S_o = S_{wm}$

L'équation finale de E_d devient comme suit :

$$E_d = \frac{S_{wm} - S_{oi}}{S_{oi}}$$

Ou : S_{wm} est la saturation à un moment donné..

Après simplification on aura : $M_w = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w}$ (II.29)

II.4.2. Efficacité superficielle

Elle est définie comme étant le rapport entre la surface balayée par le fluide injecté et la surface totale, elle dépend essentiellement de :

- Rapport des mobilités.
- Configuration des puits.
- Volume du fluide injecté.

Fassihi (1986) a proposé un modèle analytique qui présente les données du graphe précédent.

Ce modèle est donnée par :

$$E_s = \frac{1}{1 + [a_1 \ln(M + a_2) + a_3]F_w + a_4 \ln(M + a_5) + a_6} \quad (\text{II.30})$$

Les coefficients a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , a_5 et a_6 sont dépendent de la configuration des puits, ils sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau II. 1: Coefficients de l'équation de l'efficacité superficielle(10)

Coefficient	Five spot	Direct line	Staggered line
a ₁	-0.2062	-0.3014	-0.2077
a ₂	-0.0712	-0.1568	-0.1059
a ₃	-0.511	-0.9402	-0.3526
a ₄	0.3048	0.3714	0.2608
a ₅	0.123	-0.0865	0.2444
a ₆	0.4394	0.8805	0.3158

II.4.3. Efficacité verticale

II.4.3.1. Méthode de Dykstra-Parson

Cette méthode considère que le réservoir est découpé verticalement en tranches homogènes rangées dans l'ordre décroissant de perméabilité, le modèle du réservoir supposé par Dykstra-Parson est le même que celui du Stiles, la formule de calcul utilisée est :

$$E_V = \frac{1}{\sum_{i=1}^n H_i} \left[\sum_{i=m+1}^n H_i \left(\frac{M - \sqrt{M^2 + (1 - M^2) \frac{K_i}{K_m}}}{M - 1} \right) \right] \quad (\text{II.31})$$

***CHAPITRE III : Estimation des
réserves en place***

III.1. Introduction

La connaissance du volume d'hydrocarbure dans un gisement est fondamentale, et a une importance majeure, car toute exploitation d'un champ est liée directement à la quantité d'huile ou de gaz contenue dans le réservoir.

Lorsqu'un gisement est découvert est qu'un bon nombre de puits a été foré, l'estimation des réserves en place a pour base l'interprétation fine des diagraphies, des mesures petro physique, analyse PVT, la réinterprétation géophysique et éventuellement géologique.

Les quantités en place sont classées selon plusieurs critères qui varient dans le temps et qui sont en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir des puits déjà foré, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs et chaque méthode a ces propres bases et intérêts.

L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

III.2. Calcul des réserves de la zone 4

III.2.1.Méthode bilan matière

Pour notre cas de champ Hassi Messaoud (la zone 04) le gisement est sous saturé, sans gaz cap et sans entrées d'eaux de l'aquifère fini.

L'équation de bilan matière devient :

$$N = \frac{F - We - WinjBw}{E_o + B_{oi}E_{fw}}$$

Tel que :

$$F = Np \cdot Bo$$

$$E_o = Bo - B_{oi}$$

$$E_{fw} = \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad (10)$$

Détermination les paramètres de l'équation

La cumule de production dans la zone 4 : $N_p = 96143500 \text{ sm}^3$.

Le cumule de l'injection dans la zone 4: $W_{inj} = 10283200 \text{ sm}^3$.

Le pression de gisement initial : $P_{gi} = 485 \text{ kg/cm}^2$.

Le pression de gisement actuel : $P_g = 157.36 \text{ kg/cm}^2$

Le facteur volumétrique de fond initial : $Bo_i = 1.63 \text{ m}^3/\text{sm}^3$

Le facteur volumétrique de fond actuel : $Bo = 1,749 \text{ m}^3/\text{sm}^3$

Le saturation d'eau initial : $Sw_i = 0,177$

La compressibilité de formation : $7,87274 \times 10^{-5} (1/\text{kg/cm}^2)$

La compressibilité d'eau : $3 \times 10^{-5} (1/\text{kg/cm}^2)$

$We = 0$ il ya pas d'aquifère actif

Donc le volume d'huile initial est : $N = 400 \text{ Million sm}^3$

Explication

La différence entre les valeurs de ces deux méthodes est expliquée par ; la méthode statique ou bien volumétrique, nous considérons que notre réservoir est isolé (pas de communication avec le milieu extérieur), par contre la méthode dynamique (bilan matière) c'est de l'estimation des réserves en utilisant l'historique de la production de la zone en fonction de temps et on considère que la zone est liée avec les autres zones.

Dans ce cas, on remarque que la valeur d'OOIP par la méthode volumétrique est supérieure à la valeur d'OOIP par la méthode dynamique, alors une quantité d'huile de la zone 4 immigrante vers les autres zones voisines.

III.3. Données PVT

Les paramètres B_o , B_g , R_s , μ_o , μ_g sont introduits dans le logiciel MBAL sous forme d'un tableau donnant les valeurs de ces paramètres à des différents paliers de pression et à une température constante égale à la celle du réservoir (118° C).

- °API= 45.
- Salinité de l'eau= 350000 ppm.
- R_s à la pression de Bulle= 185.20 sm^3/sm^3 .
- Pression de bulle : 154. 6 kg/cm^2 .

le logiciel MBAL cherche, dans une gamme de corrélations, celles qui reproduisent le plus fidèlement l'évolution des paramètres PVT en fonction de la pression.

Ces corrélations sont : la corrélation de Glaso pour R_s et B_o et P_b et la corrélation de Beggs et al pour la viscosité de l'huile. (10)

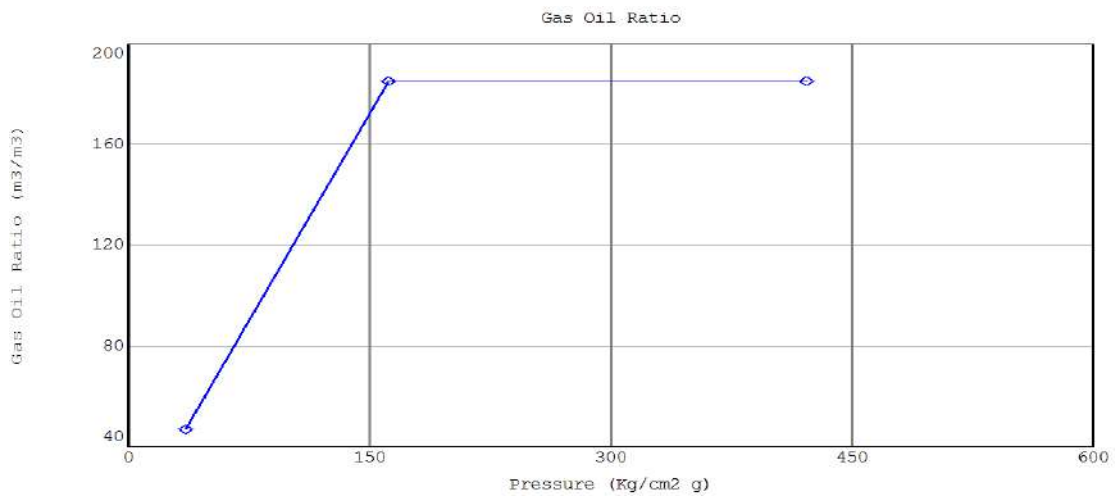


Figure III. 1: Evolution de RS en fonction de la pression

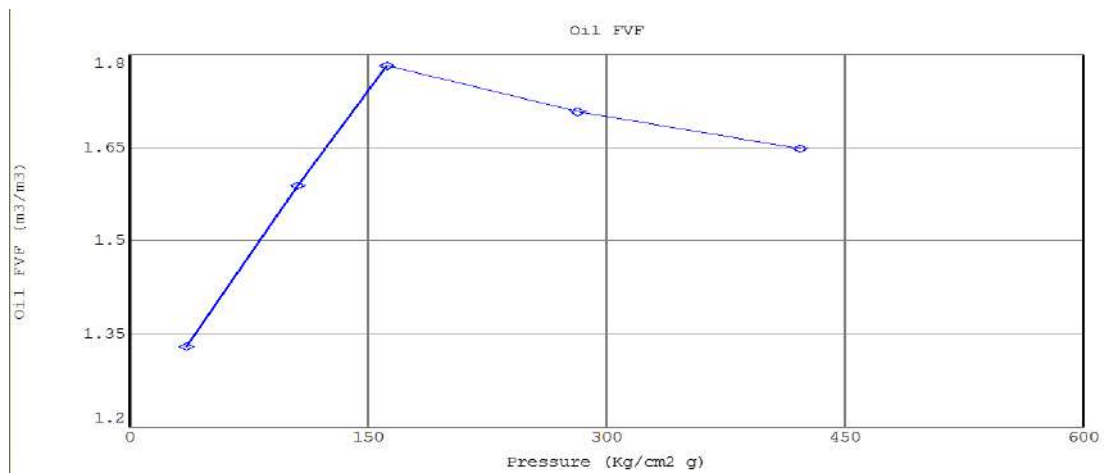


Figure III. 2: Evolution de Bo en fonction de la pression

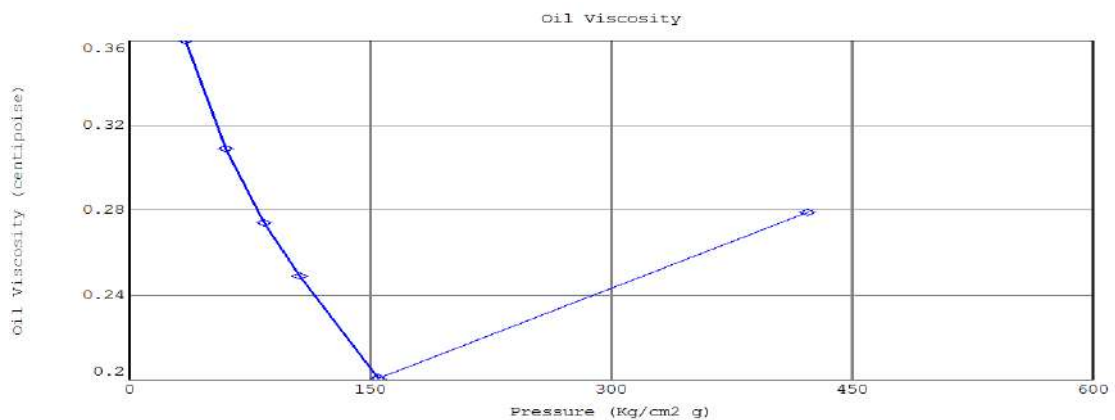


Figure III. 3: Evolution de μo en fonction de la pression

Chapitre III : Estimation des réserves en place

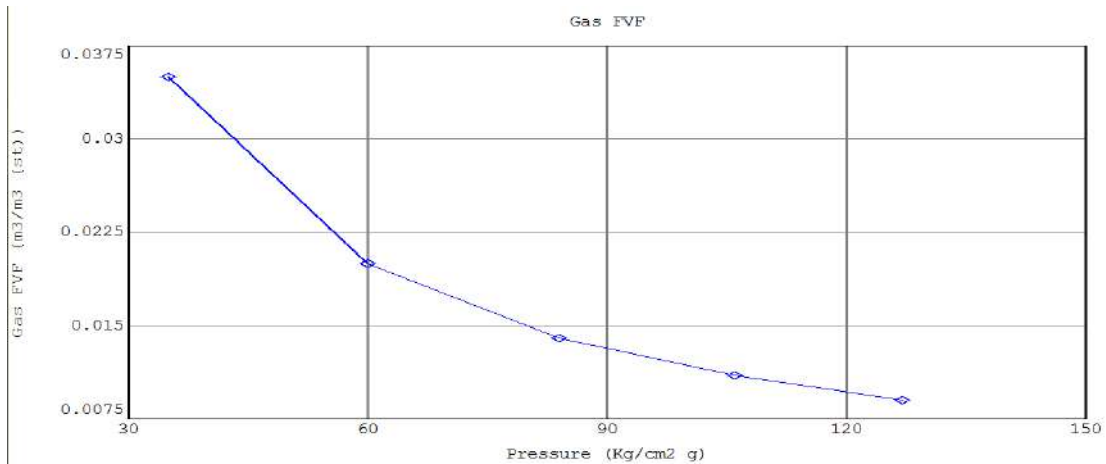


Figure III. 4: Evolution de Bg en fonction de la pression

III.4. Calage de l'historique (History matching)

Nous utilisons l'option de la méthode analytique, qui est une technique de régression, disponible dans Mbal pour estimer OOIP.

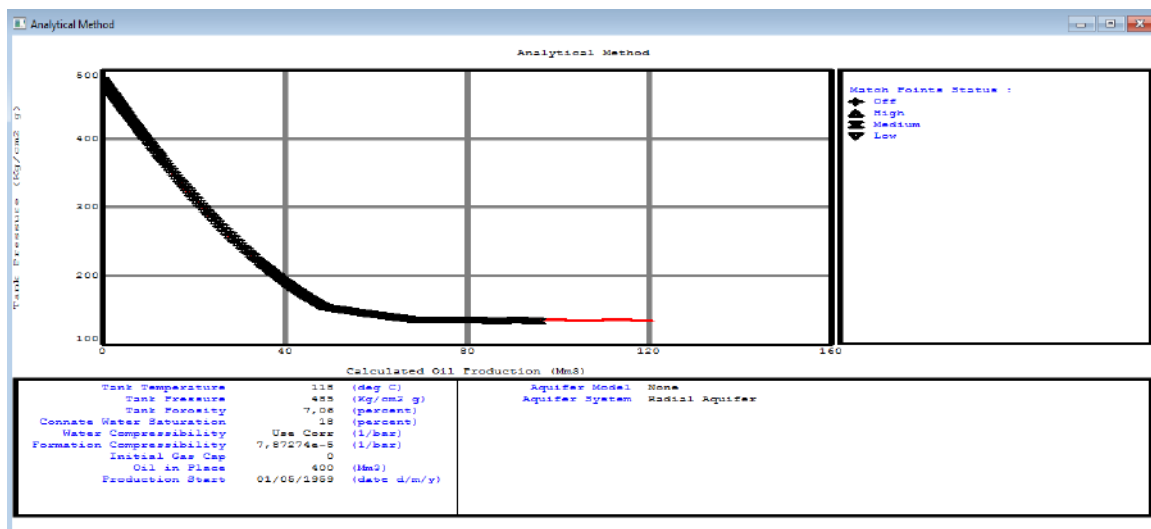


Figure III. 5: Calage de l'historique

Cette méthode donne une valeur d'(OOIP) de 400 millions sm³, avec un très bon *matching*.

III. 5. Les mécanismes de drainage

Pour déterminer quels sont les mécanismes de drainage qui participent à la production et pour estimer quantitativement l'apport de chacun d'entre eux, nous avons tracé un graphique qui représente l'évolution des indices des différents mécanismes en fonction du temps.

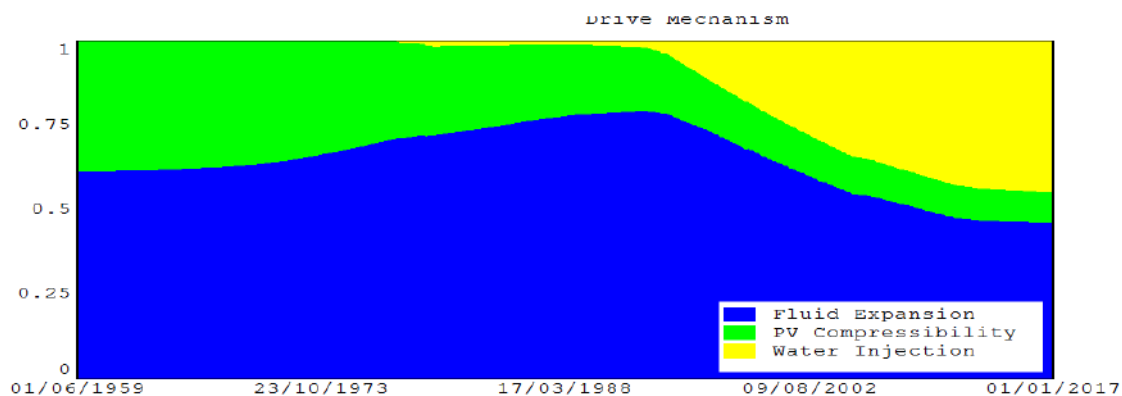


Figure III. 6: Mécanisme de drainage

- La figure ci-dessus présente la participation des différents mécanismes qui contribuent à la récupération, on déduit alors que:
- Entre 1959 et 1988: la récupération se fait par la déplétion naturelle à savoir: l'expansion de l'huile, de son gaz dissous et la compressibilité de la roche.
- Entre 1988 et 2017: la récupération se fait par une combinaison entre l'injection d'eau (récupération secondaire) ainsi que l'expansion de l'huile et de son gaz dissous.

III.6. Conclusion

Dans ce chapitre les réserves calculées par la méthode volumétrique sont 460 MM sm³ par contre les réserves trouvés par la méthode de bilan matière sont 400MM sm³ mais généralement les réserves calculés par la méthode de bilan matière donne des résultats plus juste car c'est une balance entre ce qui sort et ce qui reste, et lorsque on utilise la méthode volumétrique on néglige plusieurs condition et on prend les valeurs moyennes qui peuvent nous tromper.

Le mécanisme prédominant avant l'injection d'eau était celui de l'expansion d'huile, car il n'est existé pas gaz cap.

***Chapitre IV : Performance de la
Production et d'injection***

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

IV.1. Introduction

Pendant la déplétion naturelle, l'exploitation d'un gisement peut se faire par différents mécanismes, que ce soit la compressibilité de la roche et des fluides, l'expansion du gaz cap, du gaz dissous et le drainage par l'aquifère ou par gravité. Le soutirage d'huile et de son gaz associé est accompagné par une diminution de l'énergie de gisement, d'où la nécessité d'intervenir afin de faire face à la chute de pression. C'est pourquoi on fait recours à une énergie supplémentaire à savoir le maintien de pression de gisement par injection d'eau. C'est dans ce contexte, que nous allons étudier la performance d'injection et la production d'eau dans la zone 4 du champ de Hassi Messaoud.

IV.2. Historique de la production et pression

Le premier puits mise en production dans la zone 4 est le puits OMK13 en Mai 1959 avec un débit d'huile de 12.10 m³/h. Durant la période entre 1959 jusqu'à 1970 la zone 4 a été mise en production par déplétion naturelle. Cette déplétion avait développé une chute importante de pression de gisement. Depuis 1978, un projet d'injection d'eau périphérique a été mis en œuvre afin de maintenir la pression de gisement et d'assurer un bon balayage d'huile.

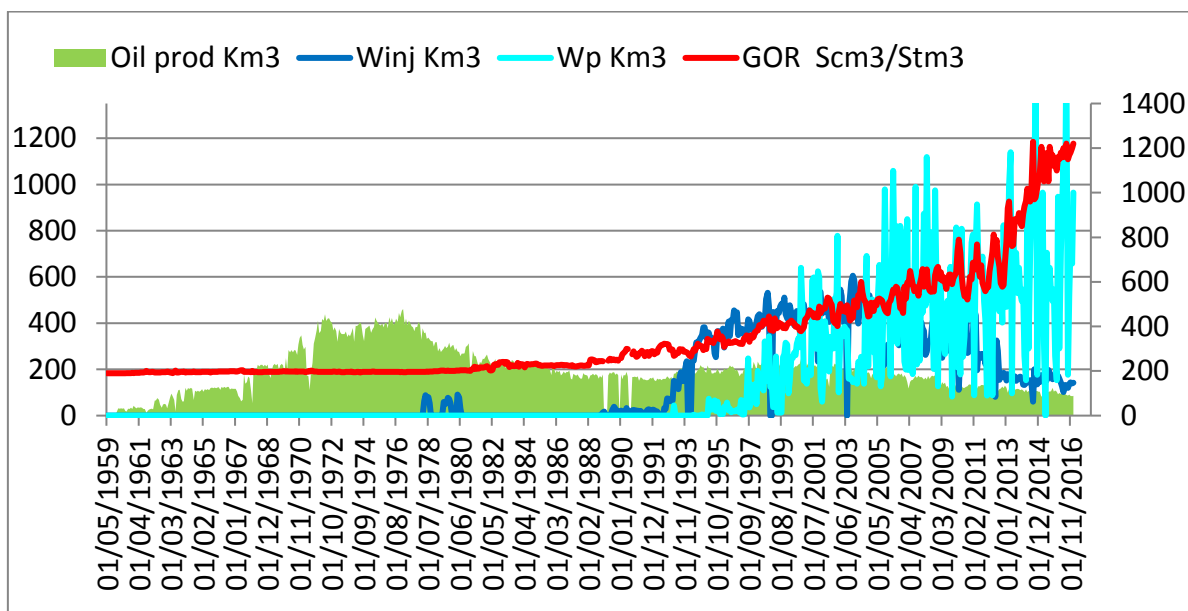


Figure IV. 1 : production annuel de la zone 4

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

IV.3. Analyse de l'évolution de la pression de gisement

L'application de la méthode du bilan de matière sur une zone ou sur une cellule fermée exige des valeurs moyennes de pression, pour cela une formule de calcul a été utilisée par le biais de la moyenne pondérée à la production, et s'exprime comme suit :

$$P_{moy} = \frac{\sum P_i \cdot Q_i}{\sum Q_i}$$

Avec : P_i : Pression du puits i .

Q_i : débit d'huile du puits i .

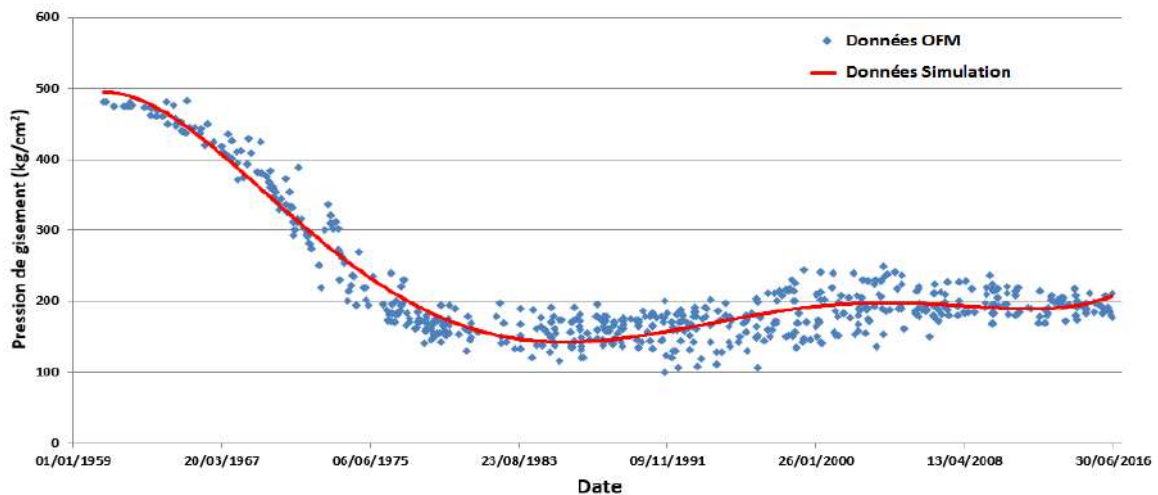


Figure IV. 3 : Evolution de la pression de gisement en fonction du temps

La pression de gisement de la zone 04 présentée (voir le détail annexe B) sur la figure IV.3 reflète un nuage de points qui représentent les pressions de gisement des puits. La pression initiale du gisement est de 485.07 kg/cm², la pression moyenne actuelle de la zone est de 200 kg/cm². Cette valeur est plus grande que la pression de bulle moyenne qui est de 154.6 Kg.

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

IV.4. Performance de l'injection d'eau dans la Zone 4

IV.4.1. Le facteur de récupération RF%

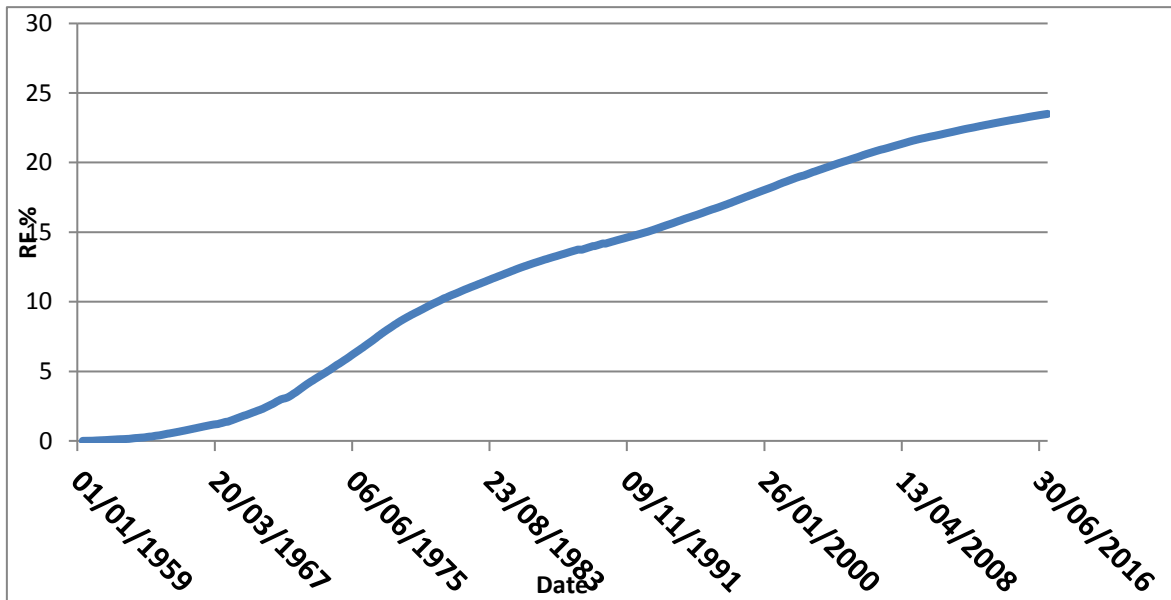


Figure IV. 4 : Taux de récupération en fonction de temps

- D'après l'évolution du facteur de récupération en fonction du temps, on constate que la récupération a atteint une valeur de 23.5% en 2017.
- Les réserves en places étant : OOIP= 400 M Sm³.
- Le cumul de production de la zone 4 a atteint les 96.1435 M m³.

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

IV.4.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération

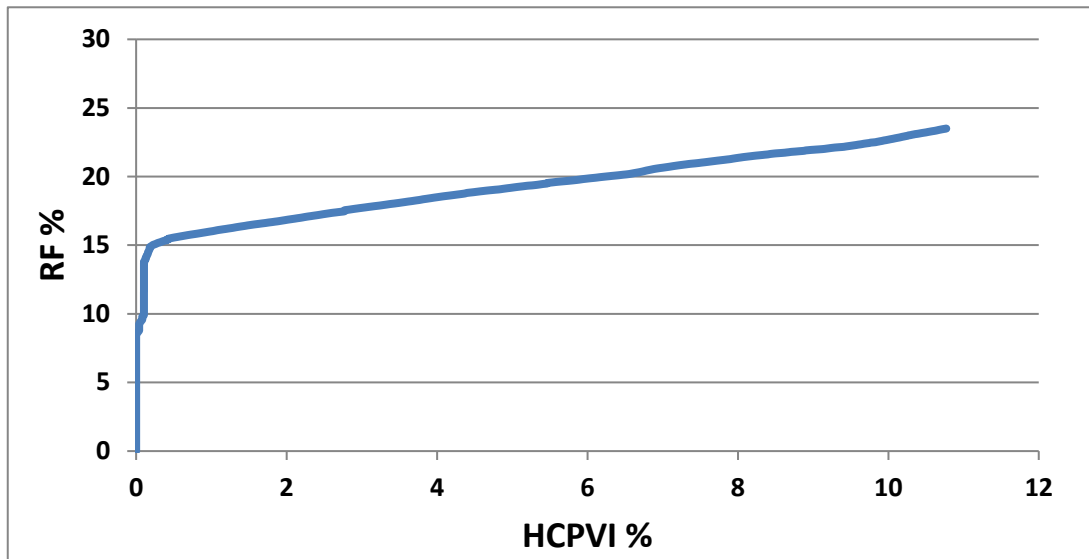


Figure IV. 5 : Taux de récupération en fonction de HCPVi

- Il est important d'évaluer l'effet de l'injection sur l'augmentation de la récupération.
- Pour cela, le graphe de l'évolution du RF en fonction de la quantité d'eau injectée dans les pores HCPVi, permet de distinguer entre ces deux modes de récupérations.
- Lorsque le HCPVi présente des valeurs nulles (HCPVi=0%), le facteur de récupération atteint les 14% via la déplétion naturelle.
- Plus le HCPVi augmente et plus le facteur de récupération évolue jusqu'à atteindre les 23.5% pour un HCPVi de 11%.
- L'injection d'eau a permis donc d'augmenter le RF de 9.5%.

IV.4.3. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total

Le VRR est le paramètre clé qui définit l'équilibre injection-soutirage et permet ainsi de se prononcer sur l'efficacité d'une telle injection.

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection



Figure IV. 6 : Effet de l'injection sur l'évolution de la pression

- **Entre 1959 et 1988:** Un déclin rapide de pression, sans maintien. Ceci confirme l'absence d'un mécanisme autre que celui de l'expansion de l'huile et la compressibilité de la roche (pas d'effet d'aquifère).
- **Entre 1988 et 2017:** On observe que depuis la mise en injection des puits dans la zone 4, une augmentation de la pression est observée ainsi qu'un maintien de 200 Kg/cm², durant les 15 dernières années.

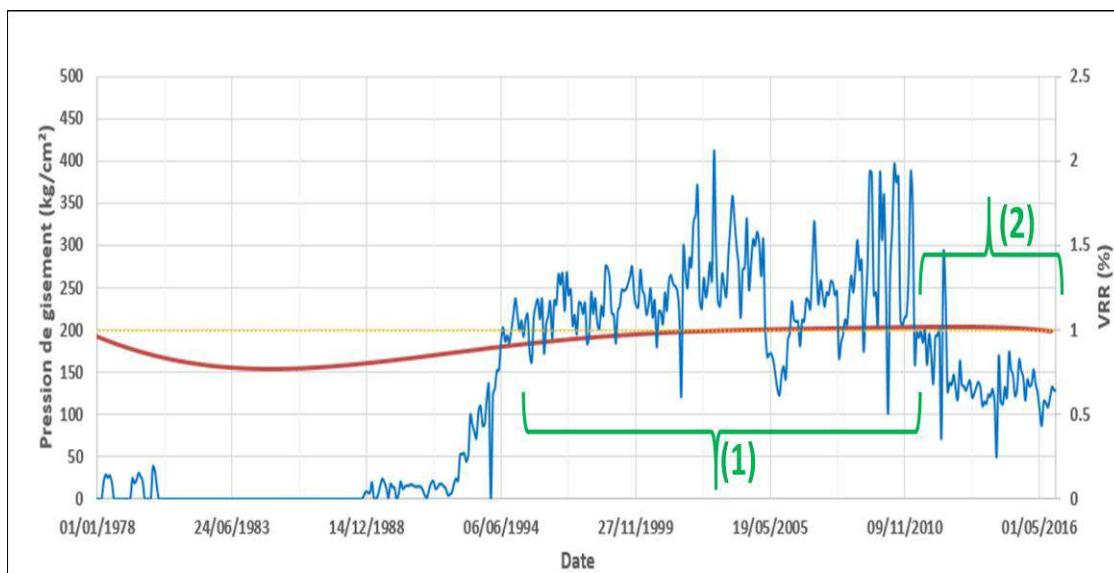


Figure IV. 7 : Effet de l'injection sur l'évolution de la pression (suite)

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

- (1) **Entre 1994 et 2010:** On observe des valeurs du **VRR>1**, qui témoignent que la quantité d'eau injectée est plus importante que la quantité produite. Avec des **VRR>1** on devrait remarquer une réponse rapide de la pression, sauf que l'allure de celle-ci voit une faible augmentation puis un maintien. Ceci peut mettre en doute l'efficacité de l'injection (l'eau injectée peut être déviée vers d'autres zones voisines).
- (2) **Entre 2010 et 2017:** Dans ce cas, des **VRR<1** sont observés, qui témoignent qu'une quantité d'eau injectée est insuffisante pour maintenir l'équilibre de pression à l'intérieur du réservoir. L'allure de la pression n'est pas affectée par ce problème et témoigne qu'un maintien extérieur contribue à l'équilibre de ce réservoir (probablement dû à la présence de puits injecteurs dans la périphérie des zones voisines).

IV.4.4. Effet de l'injection sur la production

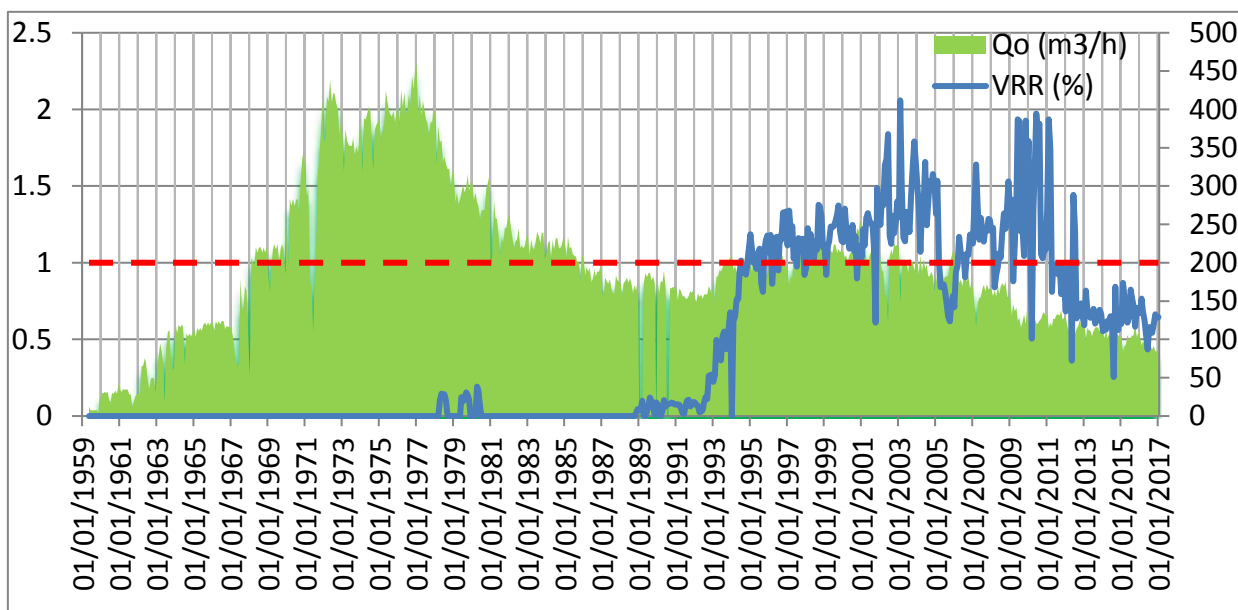


Figure IV. 8 : courbe de Vrr avec débit d'huile

- D'après la figure ci-dessus, on observe qu'il y a une relation directe entre le VRR et la production de l'huile, cette dernière diminue lorsque le **VRR<1**, augmente lorsque le **VRR>1** et présente un palier constant lorsque le **VRR=1**.

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

- A partir de l'initiation de l'injection dans cette zone en avril 1978 et sur une période de 20 ans, le VRR variait fortement et la balance entre l'injection et le soutirage n'était pas assurée à cause d'une grande fluctuation dans l'injection et une faible réponse des puits producteurs, en raison du nombre important de ces derniers par rapport aux injecteurs, mais aussi à cause de l'étendu de la zone d'une part et à l'arrêt de l'injection entre juillet 1980 jusqu'à octobre 1988 d'autre part.
- **De juin 1995 à août 2005**, le VRR varie légèrement autour de l'unité (**VRR=1**), un équilibre d'injection-soutirage est donc établi. L'effet de l'injection se fait sentir d'abord par une amélioration de la production d'huile.
- **De 2005 à 2011**, On observe des valeurs de **VRR>1** avec une diminution de la production, ceci explique que malgré des quantités d'eau injectées importantes, la production d'huile ne répond pas à cet effet. Ceci est peut être dû au fait que l'injection d'eau se retrouve bypassée vers des chemins préférentiels puits produits en surface, soit déviée vers d'autres zones.
- Depuis janvier 2011, le VRR tombe au-dessous de l'unité (**VRR<1**) à cause de la diminution du débit d'injection. Les puits injecteurs sont actuellement en état de sous-injection, ce qui a engendré un impact négatif sur la récupération de l'huile.

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

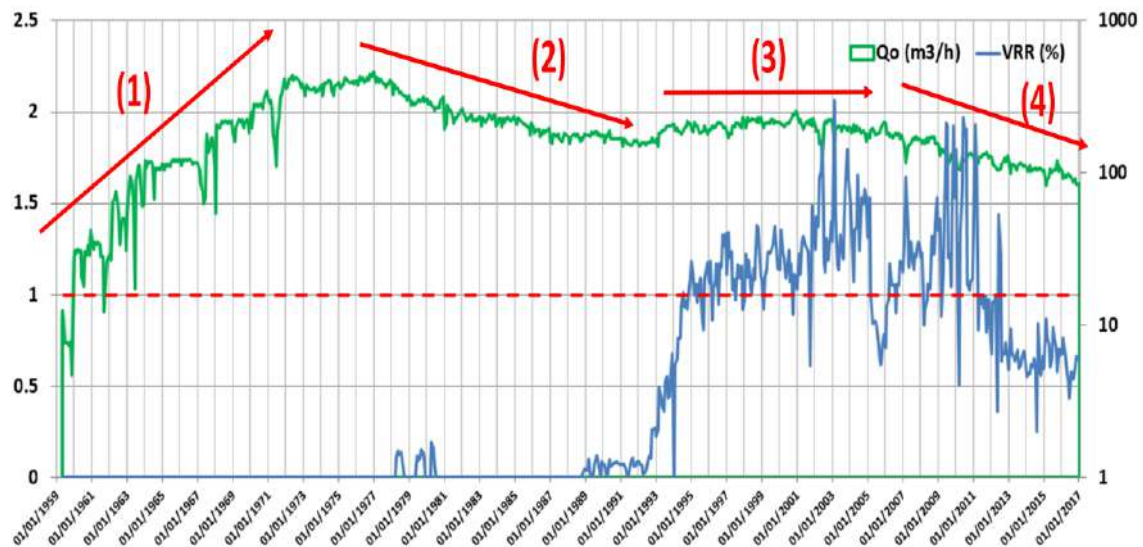


Figure IV. 9: courbe de Vrr avec Log Qoc

- Afin d'analyser de plus près l'effet de l'injection d'eau sur la production de l'huile, il est important d'observer à la fois l'évolution de la production d'huile **sur une échelle log** et la variation du VRR par rapport à l'unité.
- **(1): Entre 1959 et 1977:** Cette période correspond à celle de développement du champ, plusieurs puits ont été forés ce qui a permis une augmentation **rapide** de la production.
- **(2): Entre 1977 et 1989:** On observe un déclin rapide de production, ceci est dû principalement à la chute de pression (jusqu'à la limite de la pression de bulle). Pendant cette période la zone a perdu son énergie (et aucune conversion de producteur en injecteur ou forage d'injecteurs n'ont été proposés).
- **(3): Entre 1989 et 2005:** Durant cette période il y a eu la mise en injection avec la conversion de puits producteurs en injecteurs, permettant des valeurs de $VRR > 1$ et par conséquent une augmentation de la production.
- **(4): Entre 2005 et 2017:** Durant cette période l'injection d'eau est tout d'abord importante avec un $VRR > 1$ sans augmentation de production, puis un $VRR < 1$ avec un déclin de la production. On en déduit que l'injection d'eau n'a pas été efficace durant cette période.

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

IV.5. Calcul de l'efficacité globale de la zone 4

IV.5.1. Calcul de l'efficacité du déplacement

Pour le calcul de l'efficacité de déplacement on va utiliser la méthode de Buckley & Leverett.

La figure IV.10 donne la variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction du degré de saturation d'eau S_w .

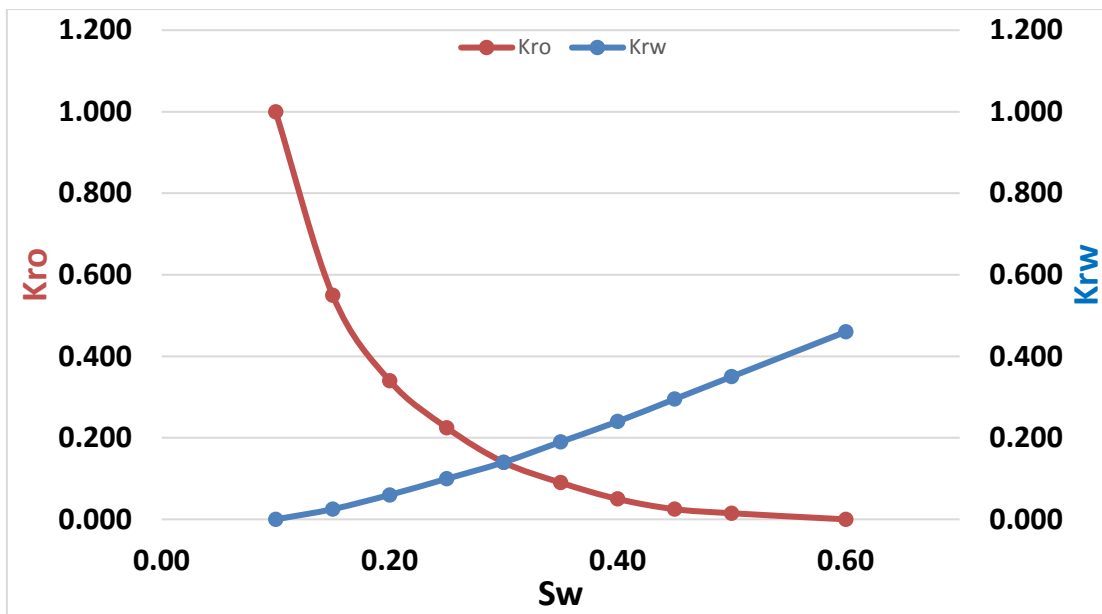


Figure IV. 10 : Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau

Le pendage est très faible ($\sin \alpha = 0$) et en négligeant les forces capillaires, cette équation devient :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) * \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}$$

À la condition de fond :

$$\mu_w : \text{Viscosité d'eau (cp)} \quad \mu_w = 0.45 \text{ c.p}$$

$$\mu_o : \text{viscosité d'huile (cp)} \quad \mu_o = 0.23 \text{ c.p}$$

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

Tableau IV 1 : calcule le débit fractionnel

Sw	Krw	Kro	Kro/Krw	μ_w/μ_o	(Kro/Krw) *	(Kro/Krw) *	Fw
					(μ_w/μ_o)	(μ_w/μ_o)+1	
0.10	0.000	1.000	0.00	1.96	0.00	1.00	0.000
0.15	0.025	0.550	22.00	1.96	43.04	44.04	0.023
0.20	0.060	0.340	5.67	1.96	11.09	12.09	0.083
0.25	0.0995	0.225	2.26	1.96	4.42	5.42	0.184
0.30	0.140	0.140	1.00	1.96	1.96	2.96	0.338
0.35	0.190	0.090	0.47	1.96	0.93	1.93	0.519
0.40	0.240	0.050	0.21	1.96	0.41	1.41	0.710
0.45	0.295	0.025	0.08	1.96	0.17	1.17	0.858
0.50	0.350	0.015	0.04	1.96	0.08	1.08	0.960
0.60	0.460	0.000	0.00	1.96	0.00	1.00	1.000

A partir de la courbe (IV.11), on peut tirer les paramètres suivants :

Swf (saturation du front d'eau) = 45%

Swmb (saturation moyenne à la percée) = 50%

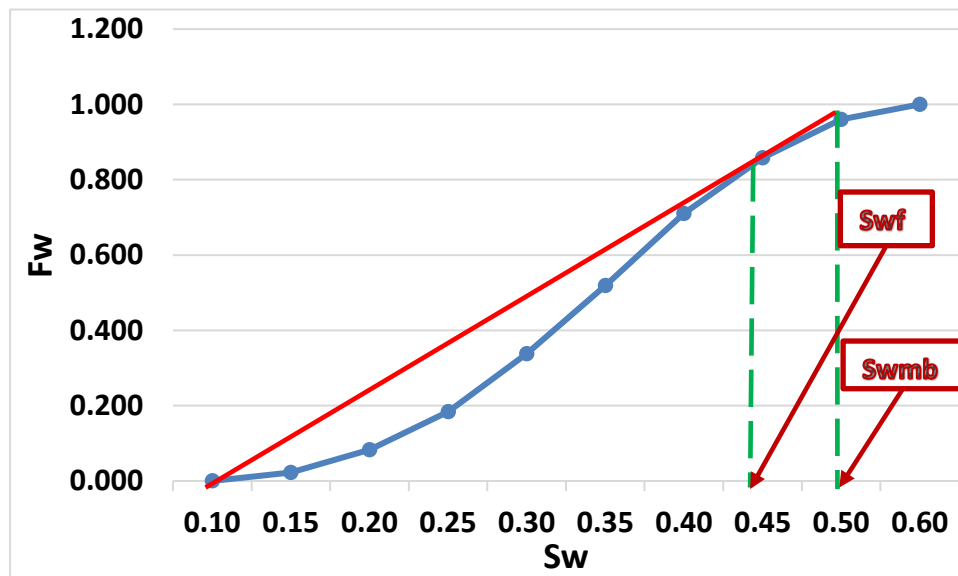


Figure IV. 11 : Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

Efficacité de déplacement à la percé est :

$$E_d = \frac{0.45 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 38.89\%$$

Efficacité de déplacement après la percé est :

$$E_d = \frac{0.50 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 45.55\%$$

Efficacité de déplacement maximale est :

$$\longrightarrow E_{d_{max}} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}}$$

$$S_{w_{max}} = 1 - S_{or} = 0.6$$

$$S_{or} = 0.4$$

$$E_{d_{max}} = \frac{1 - 0.1 - 0.4}{1 - 0.1} = 55.56\%$$

IV.5.2. Efficacité superficielle

Pour calculer l'efficacité, on utilise la courbe de Caudle et Witte [indique l'annexe].

Avec

Fw = 1 au break through

Kro= 1 md

Krw= 0.46 md

Le rapport de mobilité est :

$$\mathbf{M= 0.23}$$

Chapitre IV : Performance de la Production et d'injection

Après utilisation la courbe (indique l'Annexe) on trouve :

$$\mathbf{Es=1\%}$$

IV.5.3. Efficacité verticale

Donc on aura :

$$\mathbf{Ev = 52\%}$$

IV.5.4. Efficacité globale

L'efficacité globale est le produit de trois efficacités :

$$Eg= Ed*Es*Ev$$

$$\mathbf{Eg=22.22\%}$$

***Chapitre V : Diagnostic des
Problèmes d'injection et de
Production d'eau au niveau des puits***

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

V.1. Introduction

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

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

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

V.2. Le choix des puits candidats

On choisit les puits candidats selon les puits qui ont une production d'eau très importante, pour cela on utilise le WOR et le Water Cut pour déterminer ces derniers.

$$WOR = \frac{Q_{water}}{Q_{oil}}$$

$$WCut = \frac{Q_{water}}{Q_{water} + Q_{oil}}$$

Tel que : Q_{water} c'est le débit de l'eau produise en m^3/jr

Q_{oil} c'est le débit de l'huile produise en m^3/jr

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

Une bubble map de WCut des puits producteurs permet de simplifier et d'observer les puits qui ont un WCut élevé, alors on choisissait les puits suivants :

OMJ73 , OMJ703, OMN67

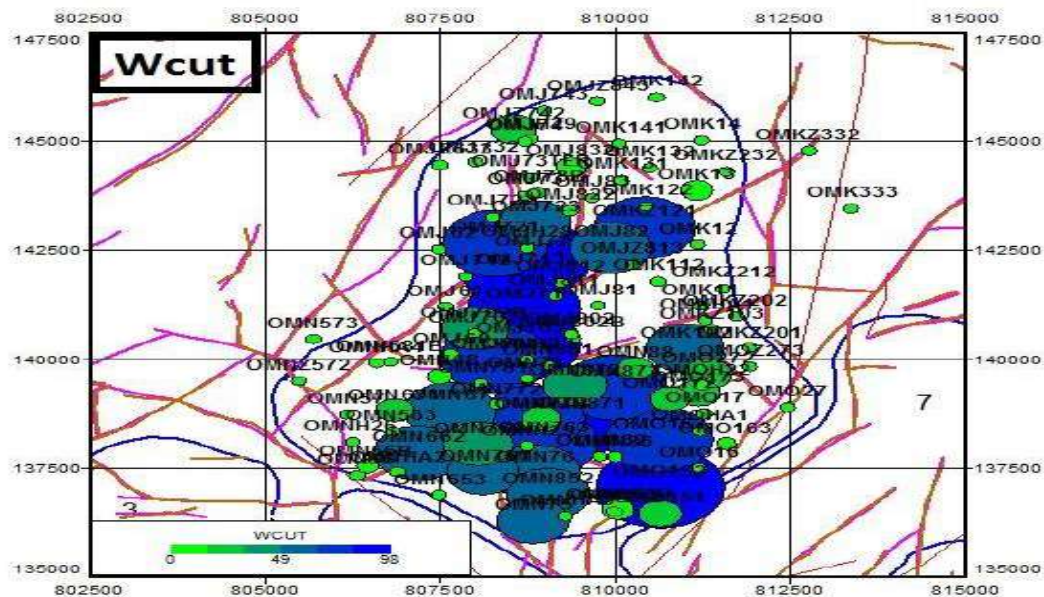


Figure V.1: Bubble map présenter le Water Cut des puits producteurs

V.3. L'origine des eaux de la production

L'origine des eaux qui se produisent par les puits de la zone 4 confirmées à l'aide de la salinité des eaux, alors on distingue deux intervalles de salinité dans notre cas (Hassi Messaoud) voir l'annexe D:

$S < 130$ g/L : l'eau de l'injection

$S > 130$ g/L : l'eau de réservoir

V.4. Courbes de diagnostic

Une courbe de WOR en fonction du temps dans une échelle log-log peut être utilisée pour déterminer la nature du problème de production d'eau en comparant le comportement du puits avec des profils (voir figures V.2.3.4.5) déjà établis de différents mécanismes pouvant causer une percée de l'eau : *coning*, *channelling*, percée par une couche de bonne

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

perméabilité, remontée du contact huile-eau...etc. La plupart de ces profils ont été établis à partir des résultats de simulations numériques et de données de champs. La dérivée de WOR par rapport au temps peut également utilisée. L'interprétation de ces courbes, combinée avec d'autres données, peut limiter le problème de non-unicité des solutions et aider ainsi à diagnostiquer le problème. Les figures ci-dessous montrent quelques exemples de courbes de diagnostic.

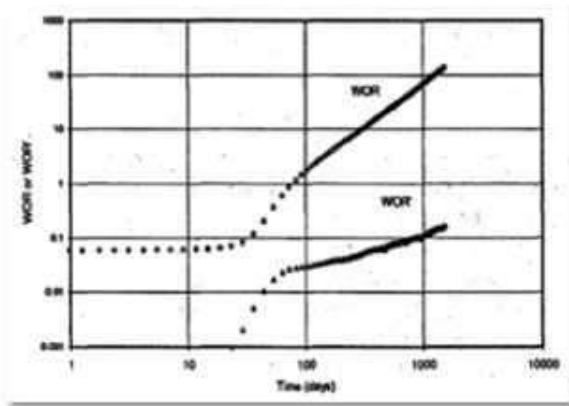


Figure V.2: Multilayer Channeling (7)

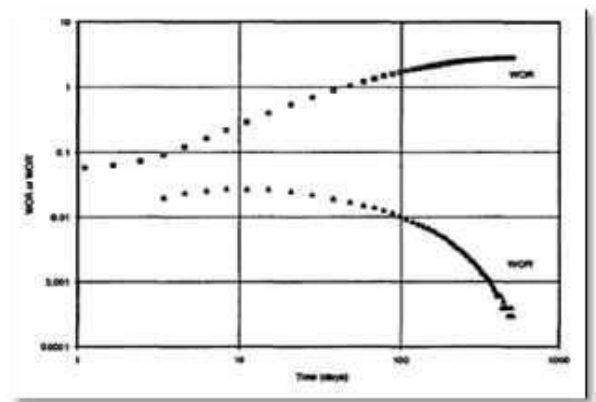


Figure V.3: Bottomwater coning (7)

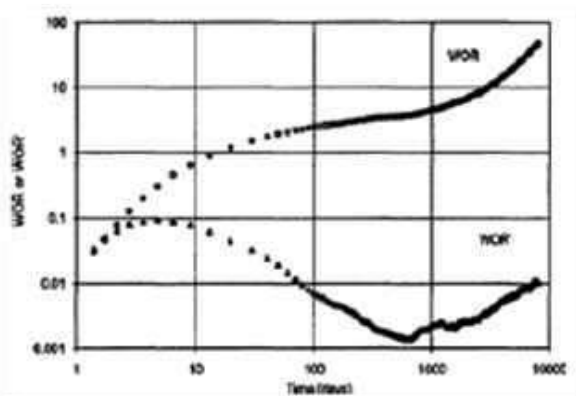


Figure V.4: Bottomwater channeling with late recycling Time channeling (7)

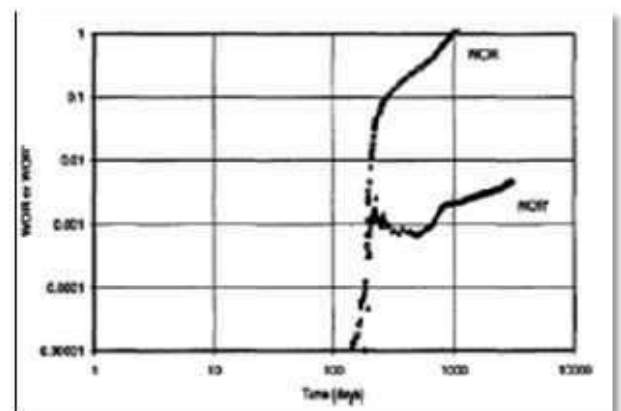


Figure V.5: Thief layer water (7)

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

V.5. L'analyse et diagnostic des puits

V.5.1. Puit OMN67

Le puit OMN67 est situé dans la partie Sud-Est de la zone 4, il a été mis en production en 01/02/1969 avec un débit de production de 367 stm³/jours. En aout 1992 il a subit à une percée d'eau de 1.43 m³/jours. La distance entre OMN67 et OMN671 est de 800m, entre OMN67 et OMN772 est de 664m.

Les caractéristiques des drains traversés par les puits OMN67 et OMN772, OMN671 sont résumés dans le tableau V.2.

Tableau V.1 : Les caractéristiques pétrophysique des drains (10)

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMN67	D3	15,94	5,86	7
	D2	14.35	9,98	23
	ID	13,31	8,49	28
	D1	16.78	11.84	27
	Z_PSG			
	R2			
OMN772	D3			
	D2	1,46	6,59	23
	ID	1,55	5,95	24
	D1	5.69	14.59	27
	Z_PSG	1,02	10,51	7
	R2	0,51	9,1	4
OMN671	D4	0,3	3,78	5
	D3	0,24	3,98	22
	D2	0,08	5,29	22
	ID	0,87	6,2	28
	D1	6.23	13.23	25
	Z_PSG	1,4	9,87	6
	R2	0,42	8,17	44

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

A partir le tableau nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres Pétrophysiques.

V.5.1.2. Graphe de l'historique de production

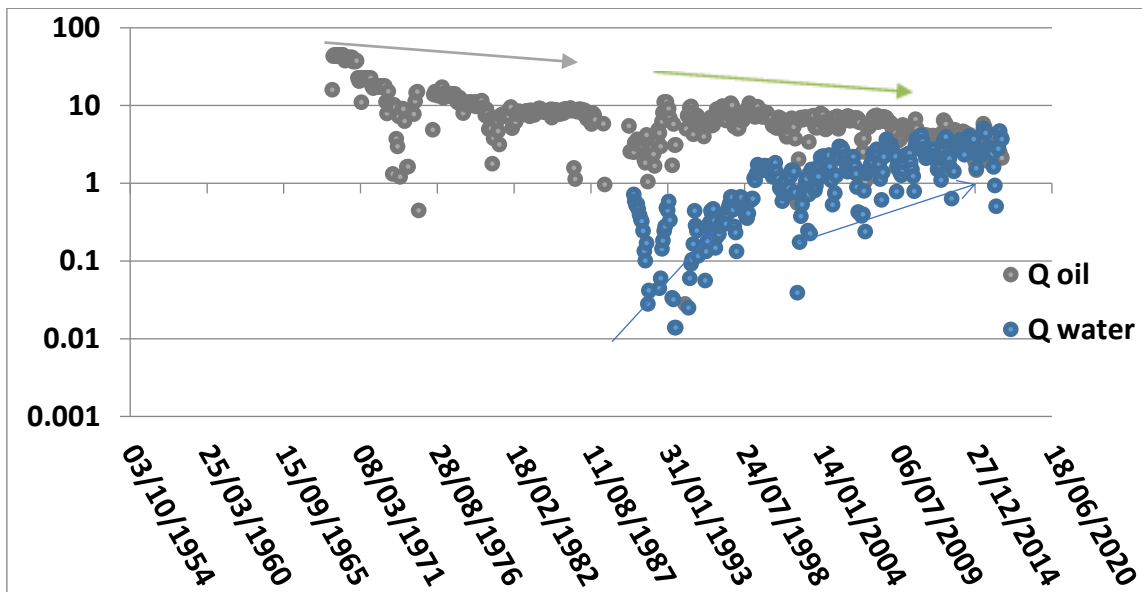


Figure V.6 : débit production de l'huile et de l'eau

La figure V.6 présente l'historique de la production d'huile et d'eau du puit OMN67 en fonction du temps. L'augmentation du débit d'eau s'est accompagnée du déclin du débit d'huile. La production d'eau à cette période nuisait à celle de l'huile.

V.5.1.3. Courbe de water cut de puit OMN 67

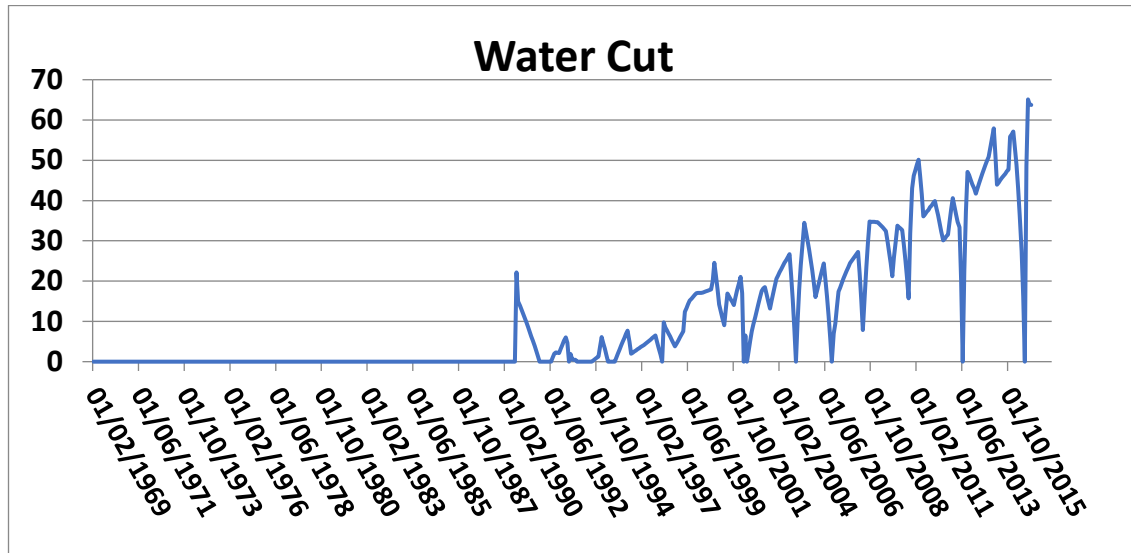


Figure V.7: water Cut d'OMN67

La figure présente l'évolution de water cut du puits OMN67 en fonction de temps. Nous remarquons qu'une valeur nulle de WCut durant 1969-1990 à cause d'absence de la production d'eau, mais soudainement une augmentation successive du WCut à cause de la production d'eau atteinte 66%.

V.5.1.4. La salinité d'eau de production d'OMN67

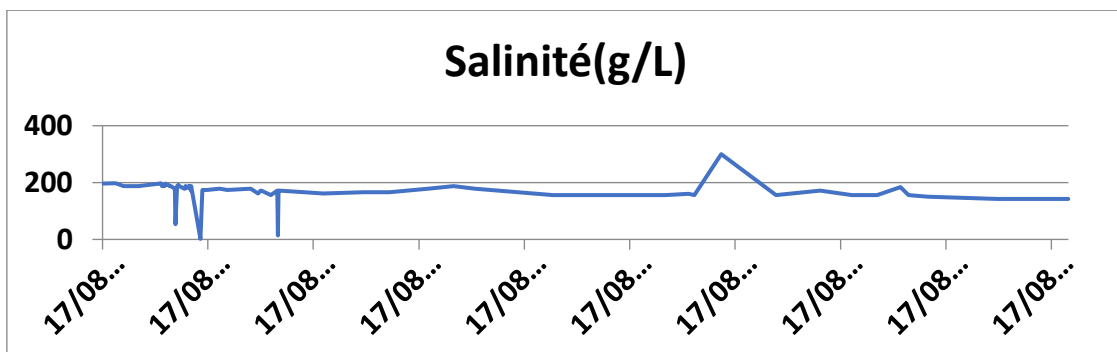


Figure V.8: la salinité de l'eau de production du puit OMN67

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

La figure V.8 présente la salinité d'eau de production de OMN67, qui permet de déterminer l'origine des eaux, la valeur de la salinité varie entre 300 et 150 g/l dans tout l'historique de production de ce puit, on distingue que l'origine de la percée d'eau c'est de l'aquifère, mais la diminution de cette salinité (140 g/l) revient à l'injection de l'eau douce.

V.5.1.5. Courbe de diagnostic puits OMN 67

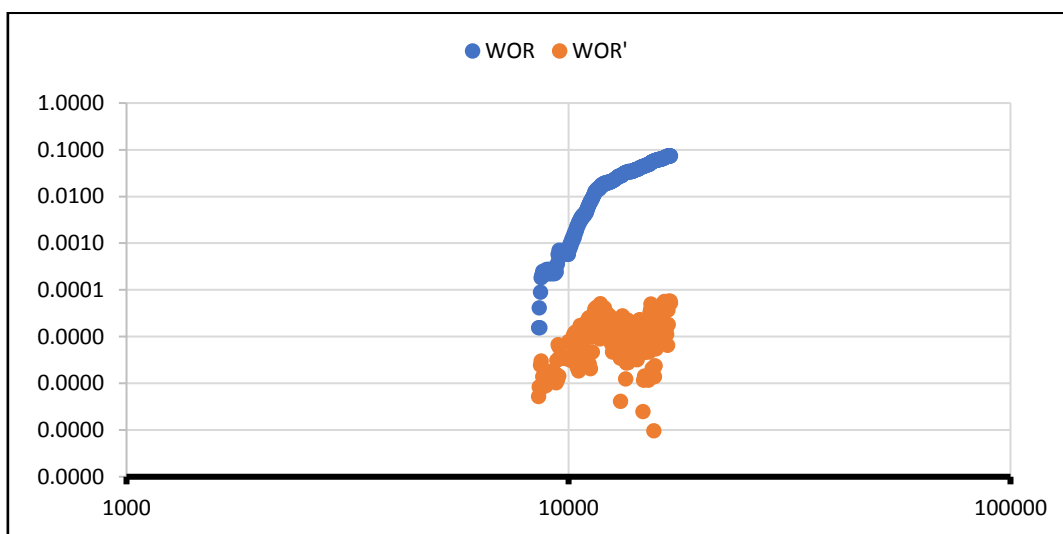


Figure V.9: Courbe de diagnostic OMN67

Les graphes de WOR et de WOR' en fonction du temps sont utilisés afin de déterminer le mécanisme de la production d'eau dans le puits OMN67. La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches inférieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

V.5.2. Puit OMJ703

Ce puits est situé dans la partie Est de la zone 4, il a été mis en production en 01/08/1995 avec un débit de production de 369.3 m³/jours. En 01/11/1999 il a subi à une percée d'eau de 3.4 m³/jours. La distance entre OMJ703 et OMJ802B est de 600m.

Tableau V.2: Les caractéristiques pétrophysique des drains . (10)

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ703	D2	2.93	/	26
	ID	1.5	/	32
	D1	3.15	/	27
	Z_PSG	1.2	/	4
	R2	0.52	/	9
OMJ802B	D2	43.46	11,5	22
	ID	11.84	12.48	25
	D1	12.97	12.52	26
	Z_PSG	15.58	12.06	6
	R2	2.12	8.64	12

A partir le tableau V.2 nous constatons que le drain D2 qui a les meilleures paramètres pétrophysique.

V.5.2.1. Graphe de l'historique de production

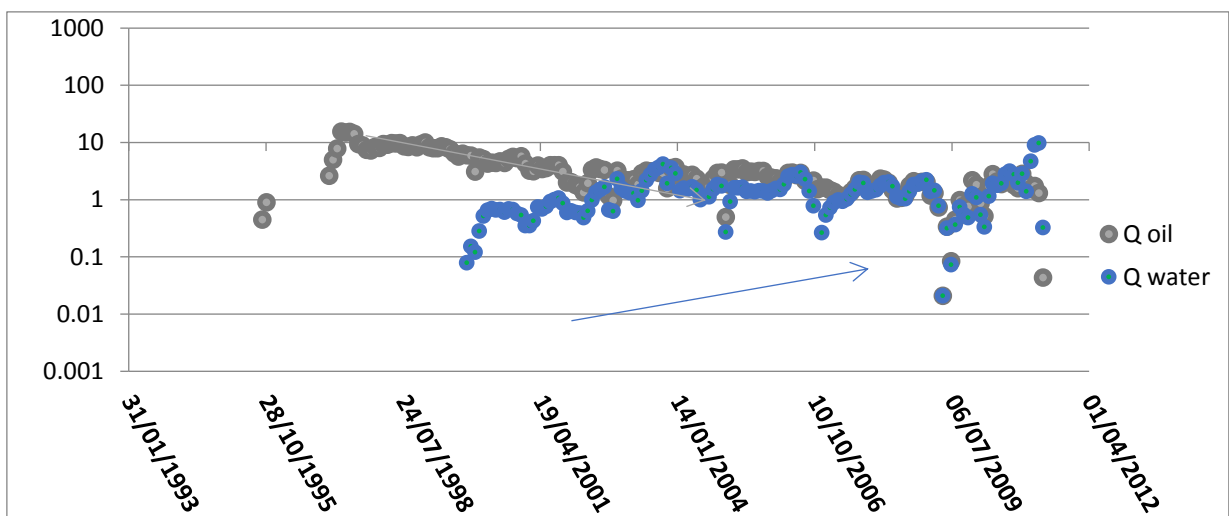


Figure V.10: Graphe de l'historique de production OMJ 703

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

La figure V.10 représente l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMJ 703 en fonction du temps. En 1994-1996 nous remarquons qu'au début l'huile augmente après une chute de ce dernier jusqu'à 1998, mais soudainement une augmentation du débit d'eau et une continuité de diminution du débit d'huile, en 2006 une stabilité dans ces deux paramètres.

V.5.2.2. Water Cut de puit OMJ703

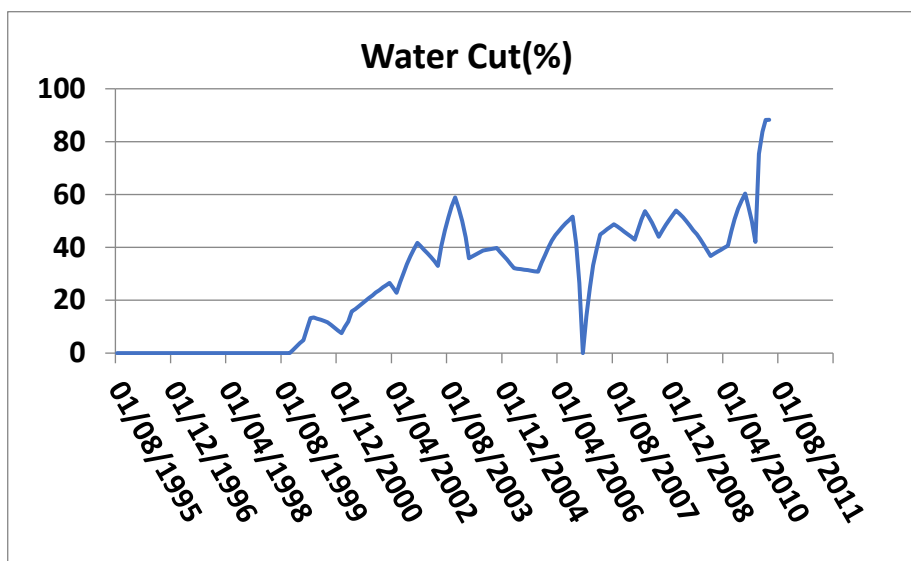


Figure V.11 : Graphe de water cut de puits OMJ703

La figure présente l'évolution de water cut du puits OMN703 en fonction de temps nous remarquons qu'une valeur nulle de WCut durant 1995-1999 à cause d'absence de la production d'eau, mais soudainement une augmentation successive du WCut à cause de la production d'eau j'jusqu'a 2010 qui il va prendre une valeur maximale de 90%.

V.5.2.3 La salinité de puits OMJ703

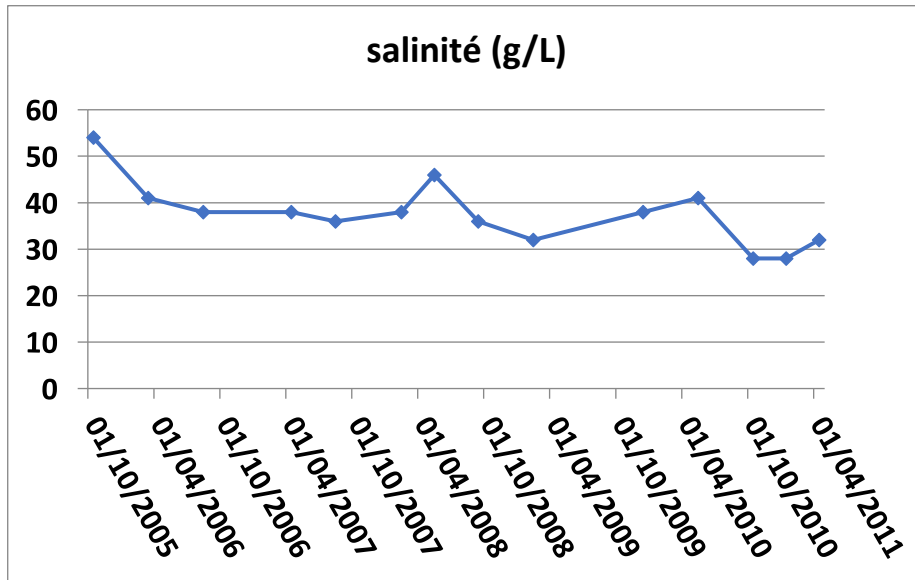


Figure V.12 : Graphe de salinité d'OMJ703

Pendant tout l'historique de mise en production de' OMJ703, la salinité est inférieure à 130g/L, on peut dire que l'origine de l'eau présente par l'injection .

V.2.3.4. Courbe de diagnostic de puits OMJ703

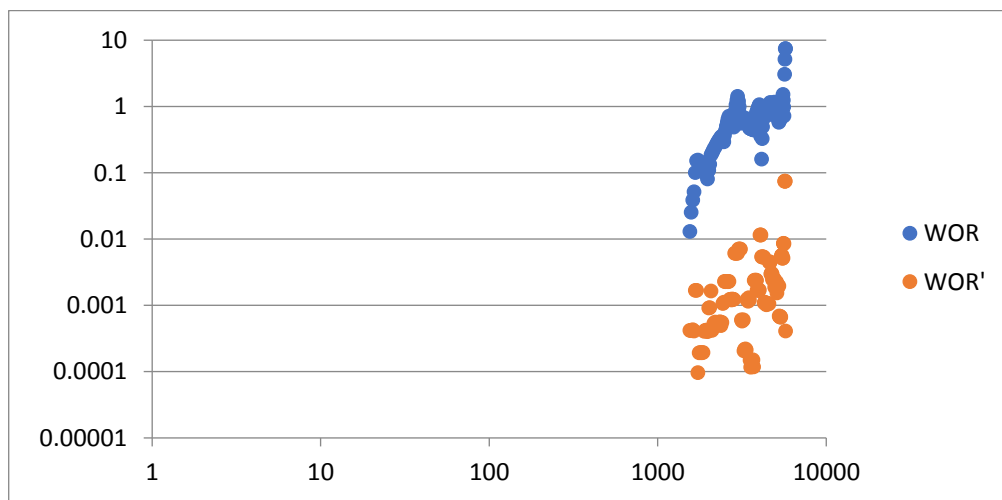


Figure V.13 : Courbe de diagnostic OMJ703

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

Après la connaissance de mécanisme de production, La forme en bosse de la dérivée de WOR : Multilayer Channeling, et les paramètres indique que les couches inférieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

V.3.4. OMJ 701

Ce puits est situé dans le centre de la zone 4, il a été mis en production en 01/05/1999 avec un débit de production de 146,66 stm³/jours. En 01/11/2002 il a subit à une percée d'eau de 15.33 stm³/jours. La distance entre OMJ701 et OMN772 est de 1100m.

Tableau V.3: Les caractéristiques pétrophysique des drains (10)

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ701	D2	2.93	/	26
	ID	1.5	/	32
	D1	3.15	/	27
	Z_PSG	1.2	/	4
	R2	0.52	/	9
OMN772	D2	1,46	6,59	23
	ID	1,55	5,95	24
	D1	2,92	8,11	27
	Z_PSG	1,02	10,51	7
	R2	34	11,1	4

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

V.3.4.1 .Water cut

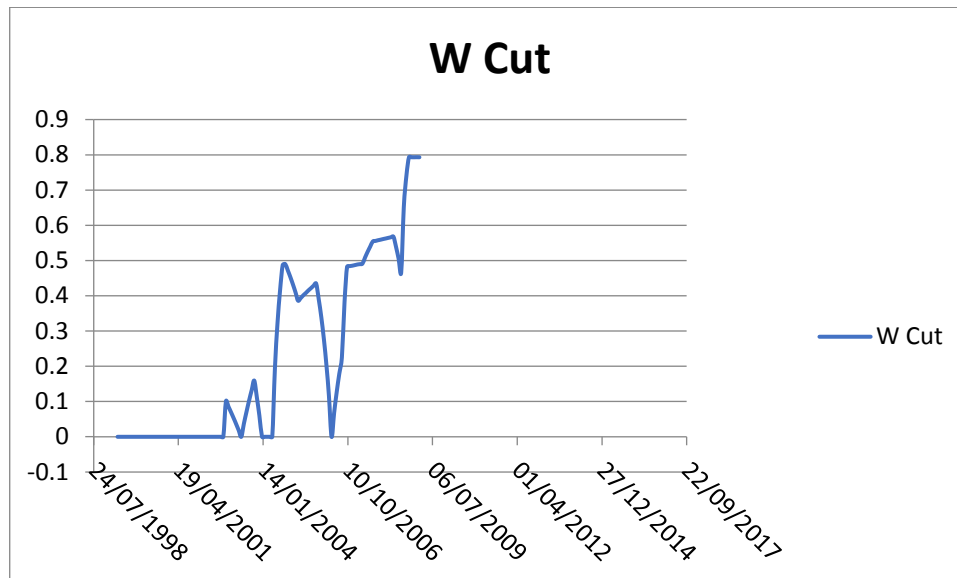


Figure V.14 : Water cut de puits OMJ701

Après 01/05/2001, une valeur nulle de water cut à cause de la l'absence de percée d'eau , après cette date ,une augmentation successive de water cut à cause de l'apparition d'eau dans la production de l'huile .

V.3.4.2 LA Salinité :

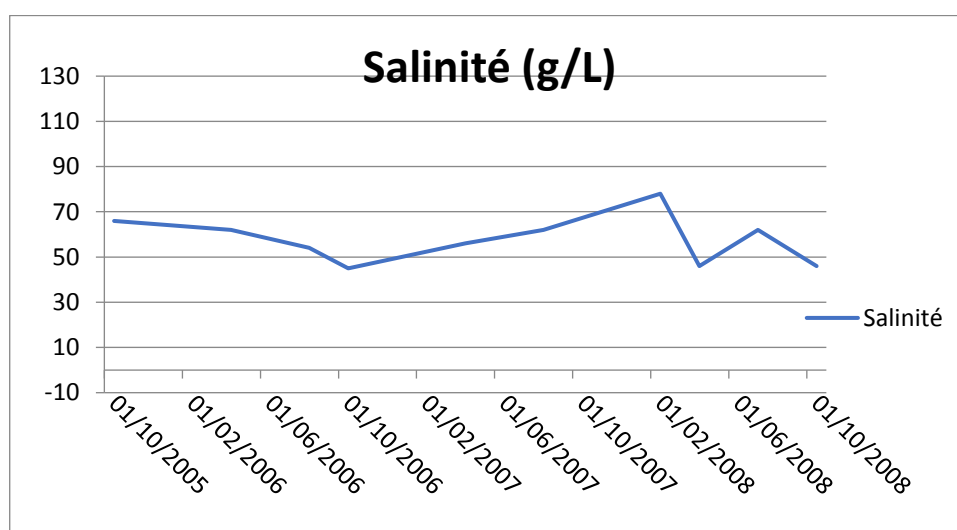


Figure V.15 : Salinité de puits OMJ701

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

La salinité de puits OMJ701 prend une valeur inférieure à 130g/L dans tout l'historique de la production, implique que l'origine des eaux est de l'injection d'eau des puits injecteurs qui sont en voisinage avec OMJ701

V.3.4.3 Diagnostic de puits OMJ701

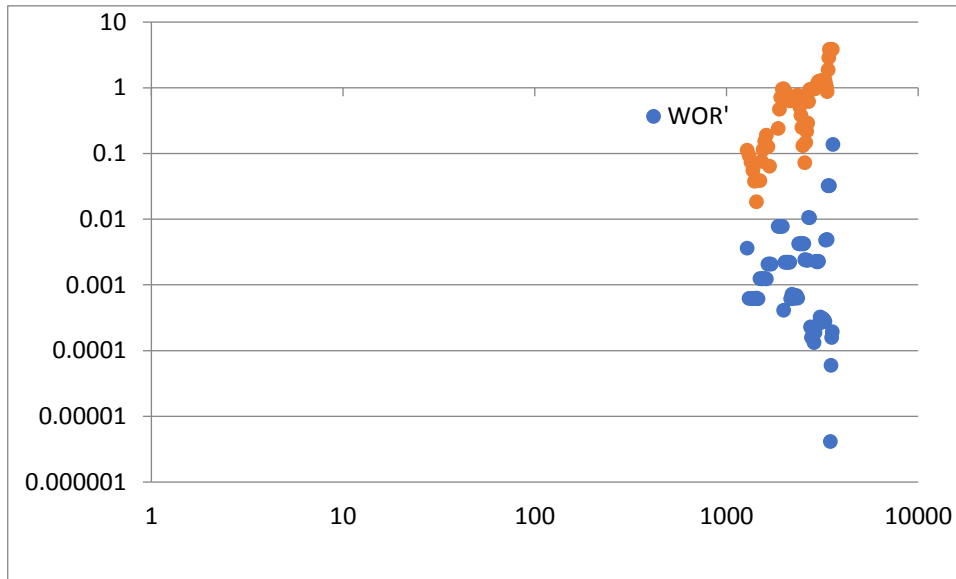


Figure V.16 : Diagnostic de puits OMJ701

Cette graphe prend une variation la même de Multilayer Channeling, alors on pouvons dire qu'il ya plus que drain à une percée d'eau, probablement le drain D1 et après, les restes drains

V.4.5 OMJ 713

Ce puits est situé dans le centre de la zone 4, il a été mis en production en 01/09/1971 avec un débit de production de 893 $\text{stm}^3/\text{jours}$. En 01/05/1996 il a subit à une percée d'eau de 19 $\text{stm}^3/\text{jours}$. La distance entre OMJ713 et OMJ812 est de 630m.

Tableau V.4: Les caractéristiques pétrophysique des drains

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ713	D2	50,75	9,84	23
	ID	7,49	8,71	27
	D1	16,99	9,14	27
	Z_PSG	4,66	9,64	6
	R2	/	/	/
OMJ812	D2	7,85	9,33	22
	ID	7,58	8,89	30
	D1	6,67	9,26	27
	Z_PSG	1	0	6
	R2	/	/	/

V.5.4.1 Water Cut :

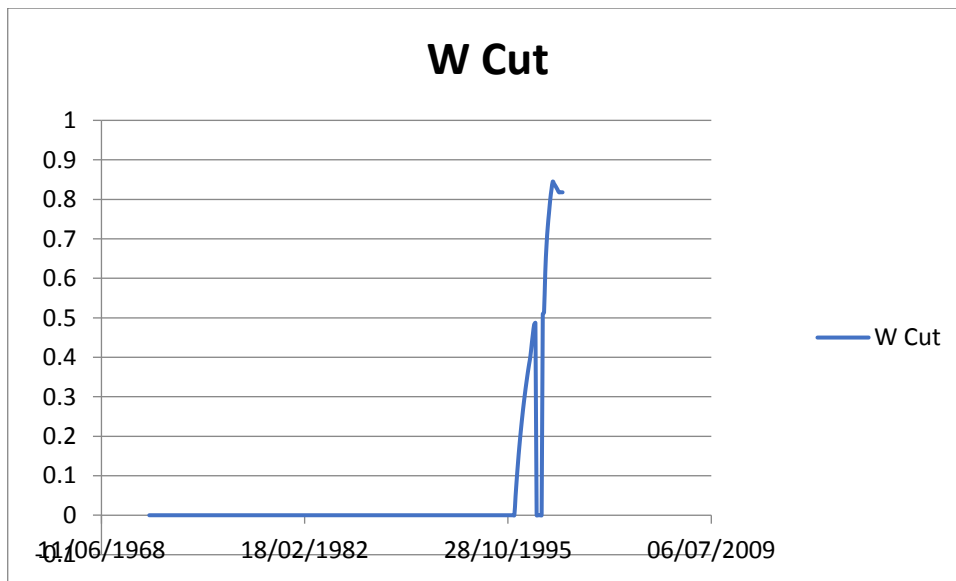


Figure V.17 : water cut de puits OMJ713

Une valeur nulle de water cut dans la duré 68-95 car l'absence d'un percée ,après 1995 , un augmentation de water cut à cause de la percée

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

La salinité de puits OMJ713 $S=78\text{g/L}$ d'après les données de OFM sonatrach , alors on pouvons dire que l'origine des eaux est de l'injection d'eau par les puits voisines

V.4.5.2 Diagnostic de puits OMJ713

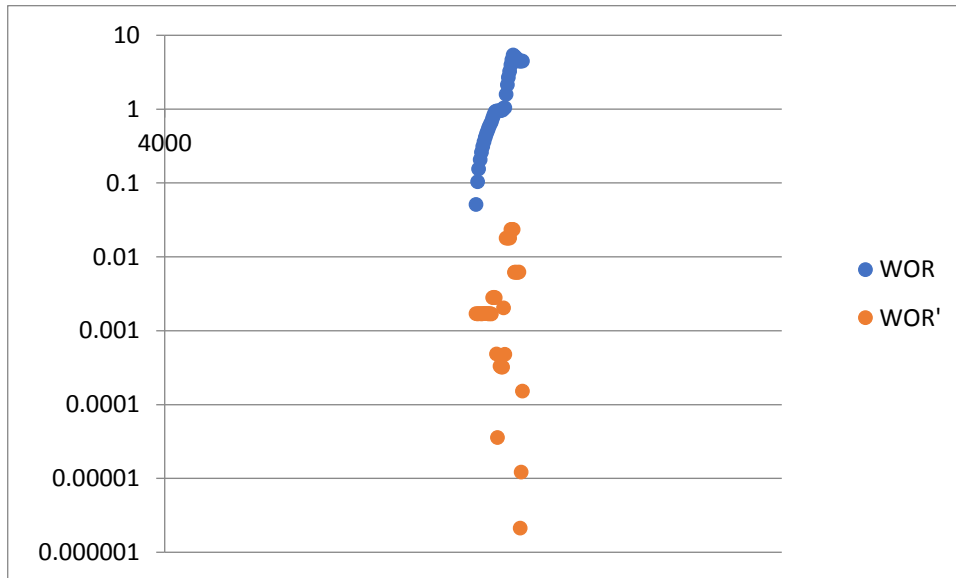


Figure 18 : diagnostic de puits OMJ713

L'évolution de WOR et WOR' indique que le graphe représente un percée venue à trévière plusieurs coches ,le D1 probablement c'est le premier couche qui a été envahie

V.5.5.OMJ723 :

Ce puits est situé dans le centre de la zone 4, il a été mis en production en 01/05/1999 avec un débit de production de 167 $\text{stm}^3/\text{jours}$. En 01/08/1999 il a subit à une percée d'eau de 1,68 $\text{stm}^3/\text{jours}$. La distance entre OMJ723 et le puits injecteur OMJ822 est de 540m.

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

Tableau V.5: Les caractéristiques pétrophysique des drains

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ723	D2	23,69	8,83	25
	ID	7,19	8,56	30
	D1	16,92	9,08	27
	Z_PSG	/	/	/
OMJ822	D2	9,9	8,44	21
	ID	3,43	9,11	29
	D1	4,2	9,48	28
	Z_PSG	1	0	6
	R2	/	/	/

Le drain D1 contient les meilleurs caractéristiques pétrophysique .

V.5.5.1 Water cut :

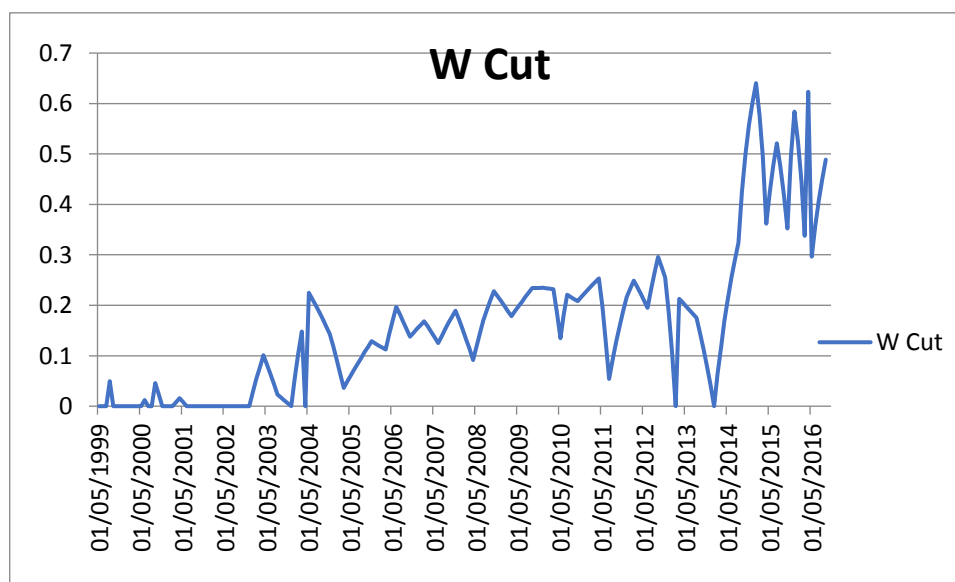


Figure 19 : water cut de puits OMJ723

La figure22 représente l'évolution de water cut de puits OMJ723 , Une valeur nulle de water cut à cause de absence de la production d'eau avant 2004, après cette date nous

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

remarquons une augmentation de water cut , c'est ta dire augmentation de l'eau produite jusqu'à une valeur importante est égale à 0.65

V.5.5.2 La salinité :

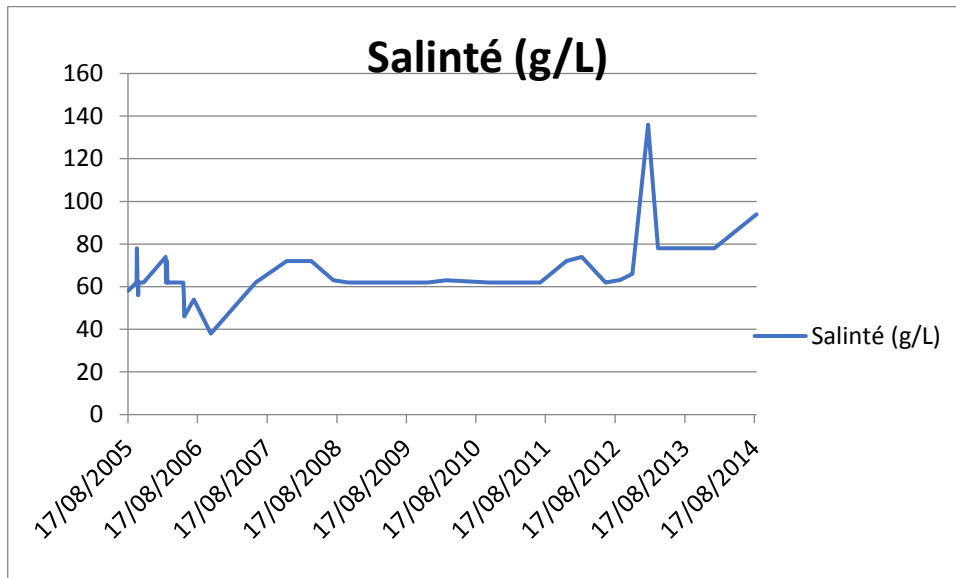


Figure 20 : Salinité d'eau de puits OMJ723

Avant l'année 2012 la salinité est stablement égale a la valeur 70 g/L , après cette date une augmentation de la salinité qui prend la valeur 135g/L , cette augmentation expliqué par un invasion de l'eau de gisement

V.5.5.3 Courbe de Diagnostic

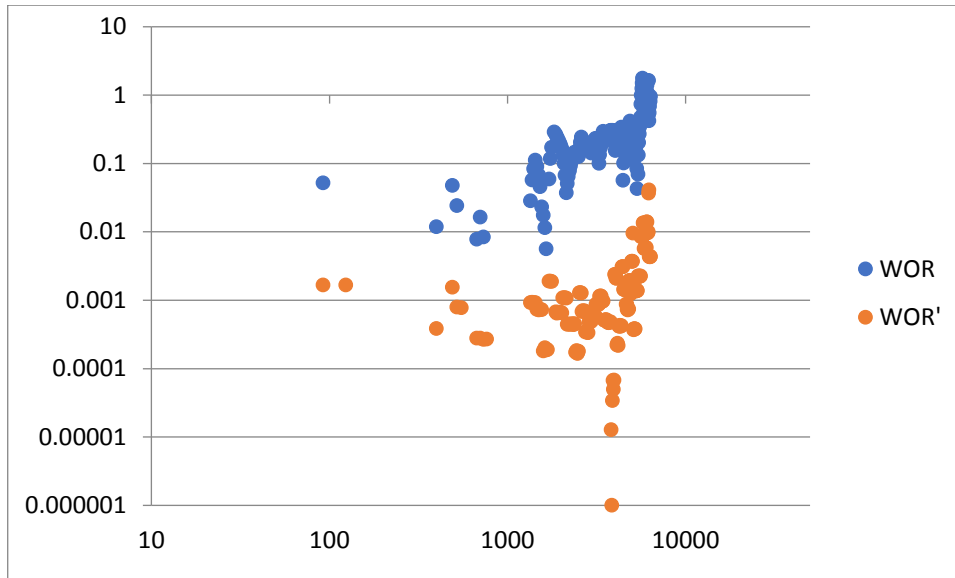


Figure 21 : Courbe de diagnostic de puits OMJ723

L'évolution de WOR et WOR' en fonction de temps prend une forme de Multilayer Channeling , probablement D1 est le premier qui été invahie

V.5.6. OMJ 73

Le puits OMJ 73 est situé dans la partie Nord de la zone 4, il a été mis en production en 01/04/1973

avec un débit de production de 345 stm³/jours. 1998 il a subit à une percée d'eau de

3.6 m³/jours. La distance entre OMJ 73 et OMJ73TER est de 610 m.

Tableau V.6 :paramètres pétrophysique des puits OMJ73 et OMJ73TER

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ73	D2	124.75	9,61	21
	D1	27,99	11,27	28
	ID	11,86	9,01	27
	Z_PSG	2,31	8,51	7
	R2	2,82	9,75	43
OMJ73TER	D2	1.89	8.23	22
	ID	0,87	6,2	28
	D1	2,08	11,29	25
	Z_PSG	1,4	9,87	6
	R2	0,42	10,17	44

A partir le tableau nous constatons que le drain D2 qui a les meilleures paramètres Pétrophysiques.

V.5.6.1. La production de l'huile et de l'eau

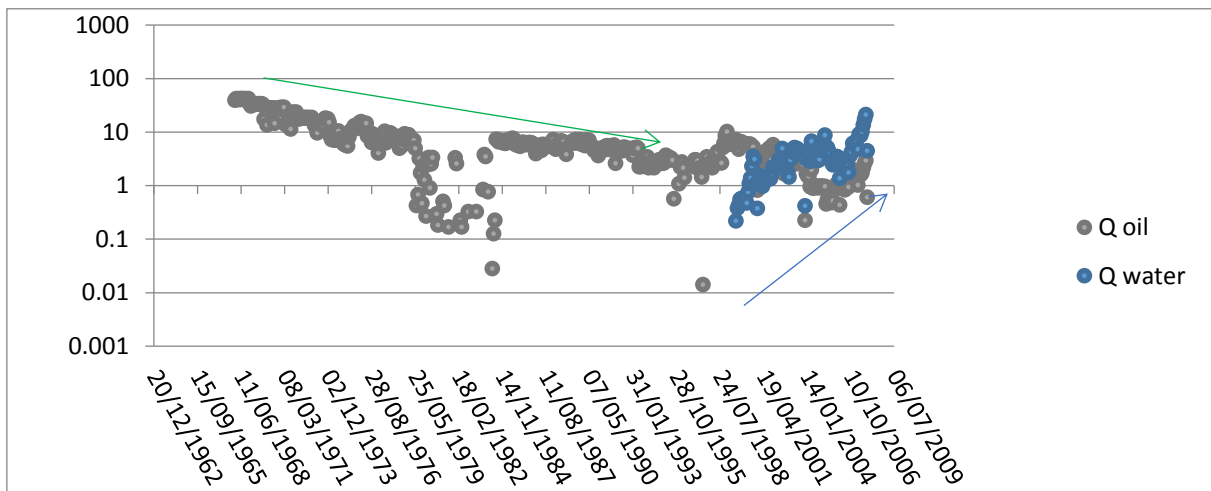


Figure V.22: Débit de production de l'huile et de l'eau (m³/jr)

La figure(V.22) présente l'historique de production d'huile et d'eau du puits OMJ73 en fonction de temps. Nous remarquons qu'au début de la production l'allure général à une légère diminution de pente pendant les premiers 30 années, mais soudainement une

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

augmentation du débit d'eau à partir le 1998, et une continuité de de diminution en production de l'huile.

V.5.6.2. Water cut de puit OMJ73

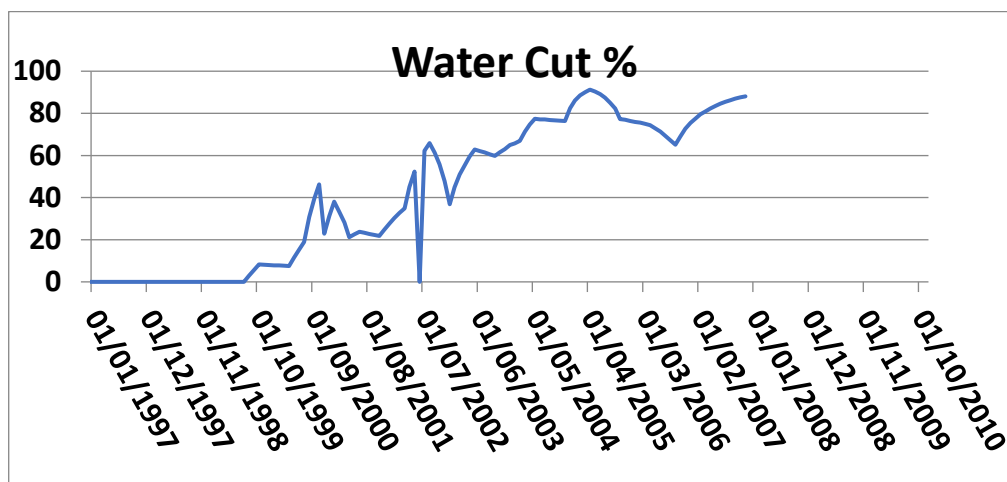


Figure V.23: Water Cut du puit OMJ73

Une valeur nulle de water cut pendant 1997 à 1999 à cause de l'absence du production d'eau, en suit une augmentation de water cut dans la période (1999-2008) jusqu'une valeur importante de 90% fin d'année 2008.

V.5.6.3 : La salinité de puit OMJ73

La salinité d'eau produite par le puits OMJ73 $S=62\text{g/L}$, nous prenons cette valeur dans le data Bank (sonatrach), voire l'annexe E, cela en peut dire que le mécanisme de production c'est de l'eau d'injection.

V.5.6.4 Courbe de diagnostic de puit OMJ73

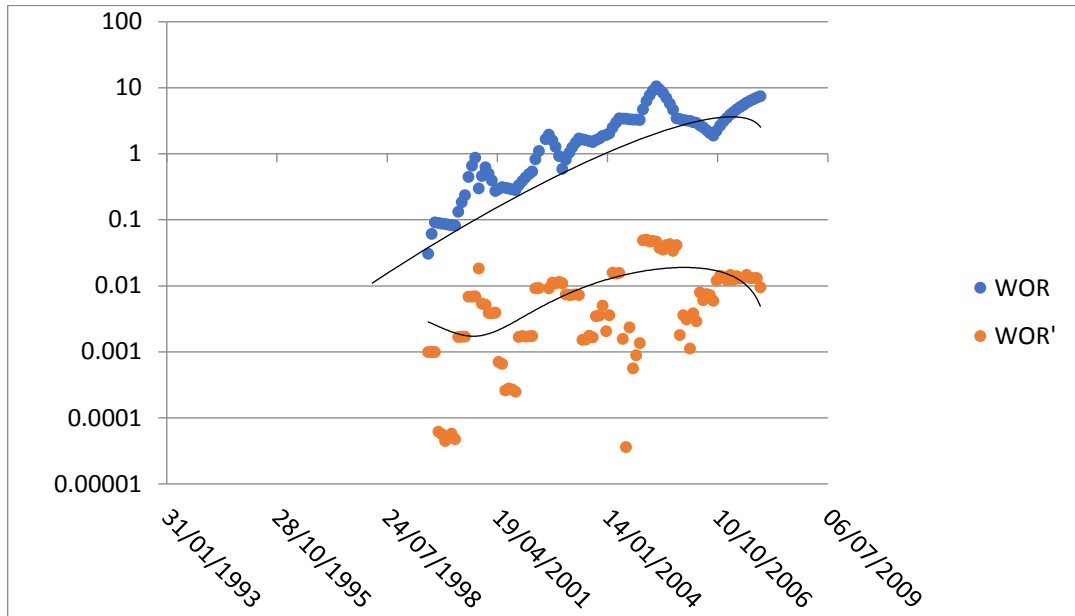


Figure V.24 : Courbe de diagnostic de puit OMJ73

Les graphes de WOR et de WOR' en fonction du temps sont utilisés afin de déterminer le Mécanisme de la production d'eau dans le puits OMJ 73. La forme en bosse de la dérivée de WOR (Multilayer Channeling), et les paramètres pétrophysique des puits indique que les couches inférieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

V.5.7. Le reste des puits en percée

Le reste des puits en percée, l'application de ces techniques de diagnostic ne donne pas de résultats satisfaisants pour diverses raisons :

- Des données de production insuffisantes, notamment les jaugeages où l'on a enregistré une production d'eau.
- Une grande incertitude dans la mesure des débits d'eau dans les puits salés.
- Une production d'eau par intermittence.

chapitre V : Diagnostic des Problèmes D'injection et de Production d'eau au niveau des puits

V.6. Conclusion

La percée d'eau a causé une chute considérable de la production de la zone.

D'après cette étude des paramètres pétrophysique et les courbes de diagnostic, nous confirmons que la percée d'eau dans le puits OMN67 venir de la couche D2 et les puits OMJ703, OMJ73, OMJ723,OMJ701 venir de la couche D1.

Conclusion Général

Conclusion Général

Conclusion Général

Le soutirage d'huile et de son gaz associé est accompagné par une diminution d'énergie, d'où la nécessité d'intervenir afin de faire face à la chute de pression. C'est pourquoi on fait recours à une énergie supplémentaire à savoir le maintien de pression par injection d'eau.

Le présent travail nous a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

- L'application de la méthode de bilan matière nous a permis de réévaluer les réserves initiales en place de la zone 4 sont 400 millions stm³ et selon la méthode volumétrique est 460 millions stm³.
- Le taux de récupération atteint actuellement 23,5% en 2017 Grâce à l'injection d'eau. Le taux de récupération dans la zone 4 était de 9% par mécanisme naturel, après l'injection d'un volume d'eau correspondant à un HCPVi de 11%.
- En l'absence d'un gas cap ou d'un aquifère actif, les mécanismes de drainage naturels qui ont assuré la production dans cette zone sont l'expansion de l'huile et de son gaz dissous et, dans une moindre mesure, l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Grâce à la méthode de restitution de pression par Mat-Bal, nous avons pu de définir les propriétés de gisement de la zone 4.
- Le faible ratio entre puits injecteurs et producteurs rend la fermeture de tout puits injecteurs particulièrement dommageable à la balance injection-soutirage.
- L'utilisation des techniques diagnostics des problèmes de production d'eau nous a aidés à déterminer la nature et l'origine de ces problèmes.
- La technique de *Chann plot* nous a permis de localiser les couches qui contiennent les percées d'eau au cours de production.

Recommandations

Recommandations

Recommandations

A la lumière de cette étude et dans le but de parvenir à une meilleure efficacité de l'injection d'eau appliquée à la zone 4 du champ de Hassi Messaoud, nous recommandons de :

- Respecter le débit d'injection, pour éviter le percé de l'eau, et pour ne pas perdre un grand volume d'eau, sans rentabilité.
- Opter pour des solutions telles que LCP (liner cimenté perforé) et techniques « shut off » afin de réduire les problèmes de la percée ou faire appel à des complétions dites intelligentes (smart well completion) si elles sont rentables.
- Utiliser des traceurs chimiques peut aider à trouver les puits producteurs qui sont en communication avec le puits injecteurs.
- Placer des Plugs (bouchons de ciment ou mécanique) qui isolent les intervalles inondés par l'aquifère
- Faire un short radius pour les puits qui ont un water conning pour éviter les zones qui ont beaucoup des quantités d'eau.
- Augmenter la fréquence des jaugeages pour les puits en percée pour un meilleur suivi de l'évolution de la production d'eau.

- Suite à la non possibilité de faire des PLT sur les producteurs (CCE), les réaliser sur les injecteurs eau pour une meilleure évaluation de l'efficacité verticale.
- Étudier les puits en percée d'eau fermés pour éventuels blocage des venues d'eau.
- Opter pour la complétion en SPM des puits GL implantés dans les zones d'injection eau pour l'enregistrement de PLT.
- Introduire la technique " casing patch Thru tubing " pour le blocage des venues.
- Prise en charge des puits à faible injectivité cités dans la présentation pour acidification ou fracturation pour améliorer leurs injectivités.

Annexes

Annexes

Annexe "A"

Les données géologiques des puits de la zone 4 :

PUITS	D4		
	perméabilité(K)	porosité	Hu
OMJ71	0,44	1,85	2
OMN57	0,3	3,78	5
PUITS	D3		
	perméabilité(K)	porosité	Hu
OMJ62	0,64	3,66	22
OMJ702	8,36		13
OMJ71	3,1	7,48	24
OMJ712	0,52	2,45	13
OMJ713	5,87	6,46	21
OMJ721	1	0	13
OMJ73	2,52	5,43	11
OMJ732	1	0	15
OMJ74	2,34	3,91	22
OMJ802B	4,11	5,29	21
OMJ812	2,21	4,25	21
OMJ82	0,02	3,72	15
OMJ822	0,63	2,34	17
OMJ83	1		3
OMJ832	1,05	0,26	15
OMN57	0,24	3,98	22
OMN67	15,94	5,86	7
OMN853B	8,81	7,14	22
OMN872	0,02	1,93	5
OMN88	0,18	2,08	23
OMO152	3,57	8,08	19
PUITS	D2		
	perméabilité(K)	porosité	Hu
OMJ62	1,01	5,45	25
OMJ702	2,93		26
OMJ71	25,4	9,39	22
OMJ712	6,01	8,59	25
OMJ713	50,75	9,84	23
OMJ721	23,69	8,83	25
OMJ73	124,75	9,61	24
OMJ732	4,77	5,6	25
OMJ74	8,2	7,96	26
OMJ802B	43,46	11,5	22
OMJ812	7,85	9,33	22
OMJ82	0,18	5,35	26

Annexes

OMJ822	9,9	8,44	21
OMJ83	1		21
OMJ832	10,7	8,11	24
OMN56B	17,04	8,02	16
OMN57	0,08	5,29	22
OMN653	20,3	7,91	14
OMN662	4,18	6,56	12
OMN67	65,61	9,98	23
OMN763	21,24	8,23	24
OMN77	0,73	1,33	24
OMN772	1,46	6,59	23
OMN77B	41,56	9,24	22
OMN781	1,49	4,74	25
OMN853B	20,79	8,58	24
OMN86	62,7	10,74	24
OMN872	0,02	1,95	21
OMN88	0,65	4,65	23
OMO16	1,01	3	23
OMO17	0,68	4,7	24
OMO172	9,41	8,16	21
PUITS	ID		
	perméabilité(K)	porosité	Hu
OMJ62	1,13	6,45	29
OMJ702	1,5		32
OMJ71	7,37	8,71	28
OMJ712	9,42	9,99	30
OMJ713	7,49	8,71	27
OMJ721	7,19	8,56	30
OMJ73	11,86	9,01	27
OMJ732	1,09	4,15	30
OMJ74	4,48	8,57	29
OMJ802B	11,84	12,48	25
OMJ812	7,58	8,89	30
OMJ82	1,08	6,65	31
OMJ822	3,43	9,11	29
OMJ83	1		30
OMJ832	5,88	7,53	28
OMN56B	7,87	7,32	30
OMN57	0,87	6,2	28
OMN653	5,59	8,39	30
OMN662	1,73	6,63	26
OMN67	13,31	8,49	28
OMN763	17,97	8,17	30
OMN77	0,44	0,51	27
OMN772	1,55	5,95	24

Annexes

OMN77B	63,55	8,59	26
OMN781	3,89	8,18	26
OMN853B	8,53	7,84	24
OMN86	8,93	8,66	29
OMN872	0,55	6,22	30
OMN88	0,27	4,37	28
OMO152	15,7	8,08	30
OMO16	0,38	3,75	26
OMO17	1,68	7,41	30
OMO172	8,35	9,08	30
OMO27	2,54	6,49	21
PUITS	D1		
	perméabilité(K)	porosité	Hu
OMJ62	1,69	5,94	27
OMJ702	3,15		26
OMJ71	7,49	9,62	29
OMJ712	6,67	10,1	28
OMJ713	16,99	9,14	27
OMJ721	6,79	9,08	27
OMJ73	27,99	11,27	28
OMJ732	0,71	5,34	28
OMJ74	3,51	8,16	27
OMJ802B	12,97	12,52	26
OMJ812	6,67	9,26	27
OMJ82	2,46	7,28	24
OMJ822	4,2	9,48	28
OMJ83	1,97		27
OMJ832	11	12,63	28
OMN56	1,6	5,73	21
OMN56B	5,53	8,35	25
OMN57	1,89	8,23	25
OMN653	7,79	9,72	26
OMN662	2,19	6,46	27
OMN67	3,91	8,28	27
OMN75	4,66	8,66	15
OMN763	14,34	8,49	25
OMN77	11,58	12,58	27
OMN772	2,92	8,11	27
OMN77B	68,42	9,6	25
OMN781	5,61	9,52	28
OMN852	2,52	9,59	25
OMN853B	15,02	8,1	25
OMN86	14,48	10,02	26
OMN872	6,82	8,22	29
OMN88	0,19	3,58	27

Annexes

OMO152	10,18	6,73	27
OMO16	0,71	6,64	29
OMO17	10,6	7,98	26
OMO172	8,29	8,27	26
OMO27	6,53	5,91	26
PUITS	Z_PSG		
	perméabilité(K)	porosité	Hu
OMJ62	1,39	7,33	6
OMJ702	1,2		4
OMJ71	1,47	2,51	6
OMJ712	4,66	9,64	6
OMJ73	2,31	8,51	7
OMJ732	0,62	1,92	6
OMJ802B	15,58	12,06	6
OMJ812	1	0	6
OMJ82	1,09	0,97	6
OMJ822	1	0	6
OMJ83	1		7
OMJ832	3,84	12,18	6
OMN56	2,82	7,53	6
OMN56B	7,08	9,25	5
OMN57	1,4	9,87	6
OMN653	3,31	12,08	6
OMN75	0,98	0,75	6
OMN763	5,04	9,52	5
OMN77	4,22	0,66	5
OMN772	1,02	10,51	7
OMN77B	15,71	7,3	6
OMN781	15,71	7,3	6
OMN852	1,46	9,79	5
OMN853B	3,17	9,16	5
OMN86	4,65	9,7	6
OMN872	1,57	7,31	5
OMN88	0,12	2,44	6
OMO152	2,4	8,01	5
OMO16	4,8	8,46	6
OMO17	2,18	8,75	7
OMO172	11,73	8,77	6
OMO27	5,47	5,32	2
PUITS	R2		
	perméabilité(k)	porosité	Hu
OMJ62	0,69	6,32	11
OMJ702	0,52		9
OMJ73	2,82	9,75	43

Annexes

OMJ802B	2,12	8,64	12
OMJ83	1,66		32
OMJ832	2,62	11,36	6
OMN56	1,55	8,48	26
OMN56B	11,32	8,37	2
OMN57	0,42	10,17	44
OMN653	2,42	13,24	20
OMN75	1,37	2,78	44
OMN763	0,54	9,91	32
OMN77	0,76	0,82	44
OMN772	0,51	11,1	4
OMN852	1,94	10,23	23
OMN86	0,86	10,9	20
OMO152	0,53	10,07	25
OMO16	1,47	7,72	16
OMO17	1,03	10,2	39
OMO172	1,23	8,99	39
OMO27	3,64	12,47	54

PUITS	D4		
	sw	Porosité	Hu
OMJ71	7,5	1,85	2
OMO151	19,26	3,5	8
PUITS	D3		
	sw	Porosité	Hu
OMJ62	8,9	3,66	22
OMJ71	17,48	7,48	23
OMJ712	18,83	2,45	13
OMJ74	21,9	3,91	22
OMJ81	22,9	4,25	21
OMJ83	46,93	0,26	15
OMN57	32,18	3,98	22
OMN67	8,68	5,86	7
OMN88	16	2,08	23
OMO172	21,78	8,08	19
PUITS	D2		
	sw	Porosité	Hu
OMJ62	13,2	5,45	25
OMJ71	20,58	9,39	25
OMJ712	8,68	8,59	25

Annexes

OMJ721	10,22	8,83	25
OMJ732	17	5,6	25
OMJ74	6,88	7,96	26
OMJ81	16,3	9,33	22
OMN56B	7,8	8,02	16
OMN57	18,3	5,29	22
OMN662	2,6	6,56	12
OMN67	6,35	9,98	23
OMN76	3,87	8,23	24
OMN77	12,68	1,33	24
OMN772	17	6,59	23
OMN77B	21,76	9,24	22
OMN872	7	1.95	21
OMN88	9	4.65	23
OMO17	13,6	4.7	24
OMO172	16,23	8,16	21
PUITS	ID		
	sw	Porosité	Hu
OMJ62	17,6	6,45	29
OMJ71	13,43	8.71	28
OMJ712	9,11	9,99	30
OMJ721	11,06	8,56	30
OMJ73	21,61	9,01	27
OMJ732	16	4,15	30
OMJ74	12,17	8,57	29
OMN56B	7,23	7,32	30
OMN57	16,7	6,2	28
OMN653	14,23	8,39	30
OMN662	9,71	6,63	26
OMN67	10,24	8,49	28
OMN763	6,5	8,17	30
OMN77	17,02	0,51	27
OMN772	15	5,95	24
OMN77B	21,76	8,59	26
OMN852	12,67	7,84	24
OMN872	8	6.22	30
OMN88	11	4.37	28
OMO152	28,96	8.08	30
OMO16	11	3.75	26
OMO172	16,29	9.08	30
PUITS	D1		
	sw	Porosité	Hu
OMJ62	19,5	5,94	27
OMJ71	16,26	9.62	29

Annexes

OMJ721	16,92	9,08	27
OMJ73	8	11,27	28
OMJ732	22	5,34	28
OMJ74	11,6	8,16	27
OMN57	18,93	8,23	25
OMN662	14,45	6,46	27
OMN67	13,47	8,28	27
OMN763	6,25	8,49	25
OMN77	20,04	12,58	25
PUITS	Z_PSG		
	sw	Porosité	Hu
OMJ62	16,2	7,33	6
OMJ71	9,4	2.51	6
OMJ83	9	12,18	6
OMN653	12,05	12,08	6
PUITS	R2		
	sw	Porosité	Hu
OMJ62	34,1	6,32	11
OMJ73	41,01	9,75	43
OMJ83	41,03	11,36	6
OMN57	40,54	10,17	44
OMN653	22,03	13,24	20
OMN763	27	9,91	32
OMN77	39,37	0,82	44
OMN772	34	11,1	4
OMN852	33,92	10,23	23
OMO152	33	10.07	25
OMO16	10	7.72	16
OMO17	25	10.2	39
OMO172	36,6	8.99	39
OMO27	15,72	12.47	54

Annexe "B"

La pression de gisement des puits de la zone 04 :

Date	XY WELL_NAME	PRESS_G kg/cm2	ESSAI
27/04/2001	OMJ60	151,6	DST
13/07/1971	OMJ61	320,1	DST
10/10/1971	OMJ61	317	EP_BU
09/09/1974	OMJ61	220	PFS
02/09/1979	OMJ61	151,6	PFS
02/11/1980	OMJ61	154,5	PFS
01/02/1983	OMJ61	155,4	PFS
22/06/1984	OMJ61	153,1	PFS
07/09/1985	OMJ61	155,7	PFS
30/12/1986	OMJ61	152,4	PFS
18/04/1988	OMJ61	151,9	PFS
24/04/1992	OMJ61	150,4	BUILD_UP
10/04/1995	OMJ61	156,6	BUILD_UP
17/07/1998	OMJ61	162,6	BUILD_UP
15/04/2002	OMJ61	164,6	PFS
11/02/2010	OMJ61	234	FALL_OFF
16/02/1973	OMJ62	337,2	DST
19/03/1973	OMJ62	321	EP_BU
04/10/1979	OMJ62	193,9	PFS
13/09/1983	OMJ62	188,6	PFS
22/05/1984	OMJ62	187,5	PFS
12/01/1987	OMJ62	181,4	PFS
15/05/1988	OMJ62	178,7	PFS
28/05/1989	OMJ62	176,1	PFS
18/08/1992	OMJ62	172,4	PFS
16/10/1993	OMJ62	174,5	PFS
02/10/1994	OMJ62	173,5	PFS
03/05/1995	OMJ62	172,6	PFS
02/03/1996	OMJ62	180,4	PFS
25/12/1996	OMJ62	176,4	PFS
12/11/1997	OMJ62	171,6	PFS
27/06/1999	OMJ62	171,3	PFS
23/03/2001	OMJ62	178,6	BUILD_UP
28/10/2003	OMJ62	249,2	DST
13/12/2003	OMJ62	186,5	DST
15/05/1999	OMJ701	147,4	DST
28/02/2002	OMJ701	153,7	BUILD_UP
02/11/2009	OMJ701	167,4	PFS
04/09/2012	OMJ701	168,8	PFS
22/10/2013	OMJ701	172,3	PFS

Annexes

05/07/2014	OMJ701	174,4	PFS
06/03/1975	OMJ702	202,6	DST
16/04/1975	OMJ702	194,4	EP_BU
20/09/1988	OMJ702	142,9	PFS
11/04/1989	OMJ702	142,8	BUILD_UP
11/10/1995	OMJ702B	142,2	DST
09/03/1997	OMJ702B	143,9	DST
03/07/2014	OMJ702B	201	BUILD_UP
23/08/1995	OMJ703	139,2	DST
27/05/1996	OMJ703	140,3	PFS
16/11/1998	OMJ703	139,6	BUILD_UP
16/06/2013	OMJ703	183,6	PFS
23/11/2014	OMJ703	188,6	PFS
17/01/1962	OMJ71	476,3	DST
24/03/1962	OMJ71	474	EP_BU
04/09/1964	OMJ71	447	BUILD_UP
21/03/1965	OMJ71	437,5	BUILD_UP
08/01/1966	OMJ71	436,5	BUILD_UP
09/10/1966	OMJ71	425	BUILD_UP
25/03/1967	OMJ71	419	BUILD_UP
30/11/1969	OMJ71	383,6	BUILD_UP
05/03/1971	OMJ71	310,9	BUILD_UP
09/08/1974	OMJ71	193,4	PFS
16/12/1982	OMJ71	141,6	PFS
26/11/1984	OMJ71	138,3	BUILD_UP
23/01/1987	OMJ71	131,7	BUILD_UP
03/09/1993	OMJ71	119,1	BUILD_UP
08/11/1994	OMJ71	128,4	BUILD_UP
28/09/2005	OMJ71	177,8	PFS
17/08/2006	OMJ71	176,5	PFS
05/11/2007	OMJ71	179,5	PFS
29/06/2008	OMJ71	185	PFS
17/11/2009	OMJ71	196	PFS
30/09/1974	OMJ712	269,4	FALL_OFF
13/04/1976	OMJ712	187,8	DST
07/06/1976	OMJ712	181,2	EP_BU
05/07/1985	OMJ712	141,8	PFS
13/09/1986	OMJ712	144,6	PFS
22/07/1987	OMJ712	145,4	PFS
03/12/1988	OMJ712	146,3	PFS
24/05/1997	OMJ712	210,7	FALL_OFF
02/11/2003	OMJ712	235,1	FALL_OFF
17/07/2006	OMJ712	211	FALL_OFF
17/08/2006	OMJ712	211	FALL_OFF
10/02/2010	OMJ712	205,2	FALL_OFF
21/09/1971	OMJ713	304,3	DST
16/11/1971	OMJ713	293,6	EP_BU

Annexes

18/01/1987	OMJ713	121	BUILD_UP
23/06/1997	OMJ713	150,1	BUILD_UP
28/02/2000	OMJ713	174,1	PFS
22/01/2001	OMJ713	156,9	PFS
24/07/2003	OMJ713	209,4	PFS
18/09/2005	OMJ713	197,4	PFS
12/01/1968	OMJ72	410	DST
15/04/1968	OMJ72	412,3	EP_BU
20/08/1968	OMJ72	392,5	BUILD_UP
18/09/1969	OMJ72	375,6	BUILD_UP
22/05/1971	OMJ72	316,1	PFS
04/03/1974	OMJ72	200,4	BUILD_UP
27/02/1979	OMJ72	160	PFD
29/09/1980	OMJ72	130,1	PFS
30/05/1983	OMJ72	132,5	PFS
13/06/1992	OMJ72	106,4	BUILD_UP
26/07/1994	OMJ72	111,4	BUILD_UP
18/11/1998	OMJ72	156,9	BUILD_UP
29/06/2002	OMJ72	188,5	PFS
09/12/2007	OMJ72	200,2	PFS
16/11/2009	OMJ72	214,8	PFS
11/08/2013	OMJ72	198,1	PFS
16/04/1980	OMJ721	153,8	DST
18/11/1985	OMJ721	115,3	PFS
20/03/1987	OMJ721	120	PFD
13/09/1991	OMJ721	99,7	BUILD_UP
31/10/1996	OMJ721	105,9	BUILD_UP
26/05/2003	OMJ721	135,8	BUILD_UP
26/12/2011	OMJ721	189,1	PFS
14/06/2013	OMJ721	202,1	PFS
22/11/2014	OMJ721	190,4	PFS
22/07/1975	OMJ722	235	DST
21/01/1978	OMJ722	184,9	PFS
10/07/1978	OMJ722	180	PFS
25/01/1979	OMJ722	176	PFS
24/07/1979	OMJ722	171	PFS
06/08/1984	OMJ722	161,5	PFS
28/05/1988	OMJ722	160,1	PFS
30/05/1989	OMJ722	160,7	PFS
04/10/1992	OMJ722	157,8	PFS
18/07/1998	OMJ722	151,8	PFS
21/02/2000	OMJ722	150	PFS
05/02/2001	OMJ722	151,6	PFS
27/10/2002	OMJ722	155,3	PFS
27/10/2003	OMJ722	152,5	PFS
11/12/2004	OMJ722	161,1	PFS
19/03/2008	OMJ722	184,1	FALL_OFF

Annexes

07/05/1999	OMJ723	143	DST
19/09/1999	OMJ723	144,9	BUILD_UP
14/05/2000	OMJ723	140	PFD
15/05/2000	OMJ723	140	PFD
20/02/2006	OMJ723	185,6	BUILD_UP
15/04/2011	OMJ723	185	BUILD_UP
02/04/1973	OMJ73	310,4	DST
20/05/1973	OMJ73	301,9	EP_BU
19/01/1987	OMJ73	142,5	BUILD_UP
18/11/1975	OMJ732	347	DST
22/12/1975	OMJ732	328,9	DST
10/07/1976	OMJ732	324	PFS
28/10/1976	OMJ732	328	EP_BU
14/08/1977	OMJ732	303,7	PFS
06/02/1978	OMJ732	293,3	PFS
11/07/1978	OMJ732	287,6	PFS
28/01/1979	OMJ732	280,8	PFS
06/07/1979	OMJ732	276	PFS
04/11/1980	OMJ732	261,6	PFS
19/09/1983	OMJ732	246,3	PFS
09/06/1990	OMJ732	225,8	PFS
19/05/1991	OMJ732	222,6	PFS
04/03/1992	OMJ732	220	PFS
20/10/1993	OMJ732	217,6	PFS
19/03/1994	OMJ732	217,8	PFS
04/05/1995	OMJ732	217,8	PFS
03/03/1996	OMJ732	213,3	PFS
13/01/1998	OMJ732	213,9	PFS
27/05/1999	OMJ732	206,5	PFS
22/02/2000	OMJ732	206,9	PFS
17/02/2001	OMJ732	206,3	PFS
30/12/1992	OMJ73B	149,6	DST
13/03/1993	OMJ73B	147,8	EP_BU
10/05/1997	OMJ73B	141,5	BUILD_UP
26/01/2008	OMJ73TER	173,6	DST
05/11/2012	OMJ73TER	341,7	FALL_OFF
02/11/1976	OMJ74	322	DST
27/01/1977	OMJ74	321,6	EP_BU
09/02/1978	OMJ74	290,2	BUILD_UP
04/08/1984	OMJ74	237,2	PFS
14/11/1986	OMJ74	231,3	PFS
19/12/1987	OMJ74	226,4	PFS
05/05/1988	OMJ74	224,7	PFS
19/08/1992	OMJ74	214,7	PFS
29/09/1993	OMJ74	215,1	PFS
06/10/1994	OMJ74	209,9	PFS
06/05/1995	OMJ74	208,3	PFS

Annexes

04/03/1996	OMJ74	210,4	PFS
05/03/1997	OMJ74	207,8	PFS
14/01/1998	OMJ74	204,1	PFS
27/05/1999	OMJ74	206,5	PFS
28/05/1999	OMJ74	196,1	PFS
23/02/2000	OMJ74	195,2	PFS
18/02/2001	OMJ74	196,4	PFS
31/03/2002	OMJ74	198,4	PFS
09/02/2006	OMJ74	179,6	DST
10/12/2007	OMJ74	172,9	PFS
22/07/2008	OMJ74	175	PFS
03/09/2009	OMJ74	173,8	PFS
31/08/2010	OMJ743	181,9	DST
28/05/1986	OMJ802	140,4	BUILD_UP
20/12/1986	OMJ802	140,4	PFS
14/01/2012	OMJ802	134,7	BUILD_UP
05/08/1976	OMJ802B	170,9	DST
19/02/1977	OMJ802B	168	EP_BU
22/09/1998	OMJ802B	233,7	FALL_OFF
10/07/2006	OMJ802B	274	FALL_OFF
26/10/1969	OMJ81	368,3	DST
28/12/1969	OMJ81	359,4	EP_BU
11/03/1971	OMJ81	292,7	BUILD_UP
10/10/1978	OMJ81	161,9	PFS
02/01/1979	OMJ81	149,8	PFS
08/12/1980	OMJ81	145,6	PFS
23/08/1982	OMJ81	141,2	PFS
05/08/1984	OMJ81	137,7	PFS
20/08/1985	OMJ81	137,3	PFS
25/10/1988	OMJ81	139,6	BUILD_UP
28/09/1991	OMJ81	122,8	BUILD_UP
31/05/1993	OMJ81	161,8	BUILD_UP
22/10/1978	OMJ811	145,2	PFS
21/04/1979	OMJ811	142,3	PFS
15/07/1986	OMJ811	133,9	PFS
20/04/1992	OMJ811	129,7	BUILD_UP
11/07/1993	OMJ811	108,5	BUILD_UP
20/10/1996	OMJ811	164,7	PFS
21/09/1997	OMJ811	168,3	PFS
18/02/1999	OMJ811	182,4	PFS
30/08/2008	OMJ811	217	PFS
02/09/2009	OMJ811	236,4	PFS
31/01/2011	OMJ811	207,4	PFS
26/03/2013	OMJ811	198,6	PFS
24/05/1976	OMJ812	172	DST
25/07/1976	OMJ812	172,2	EP_BU
04/10/1977	OMJ812	165	PFD

Annexes

25/01/1987	OMJ812	136,1	BUILD_UP
09/02/2001	OMJ812	185,9	FALL_OFF
16/02/2006	OMJ812	194,3	FALL_OFF
09/02/2010	OMJ812	216,8	FALL_OFF
12/05/2014	OMJ812	217,3	FALL_OFF
11/01/1970	OMJ82	362,5	DST
24/02/1970	OMJ82	354,2	EP_BU
02/05/1971	OMJ82	311,5	BUILD_UP
22/05/1977	OMJ82	165,2	PFS
07/12/1977	OMJ82	161	PFS
03/06/1978	OMJ82	158,4	PFS
21/02/1979	OMJ82	155,3	PFS
21/12/1980	OMJ82	148,4	PFS
30/04/1984	OMJ82	120,3	PFS
12/05/1985	OMJ82	128,3	PFS
11/07/1986	OMJ82	139,1	PFS
22/04/1988	OMJ82	137,6	PFS
19/05/1989	OMJ82	135,8	PFS
27/03/1990	OMJ82	134	PFS
05/01/1991	OMJ82	133,5	PFS
03/03/1992	OMJ82	129,8	PFS
09/02/1993	OMJ82	130,7	PFS
27/07/1994	OMJ82	128,8	PFS
11/04/1995	OMJ82	135,6	PFS
19/10/2009	OMJ82	223,8	PFS
01/02/2011	OMJ82	214,7	PFS
09/01/2013	OMJ82	205,9	PFS
23/08/2013	OMJ82	205,4	PFS
25/08/1976	OMJ822	195,2	DST
05/02/1977	OMJ822	194,6	EP_BU
10/04/1979	OMJ822	155,2	PFS
22/08/1982	OMJ822	149,4	PFS
15/09/1983	OMJ822	147,5	PFS
12/07/1986	OMJ822	136,3	PFS
09/05/1988	OMJ822	141,8	PFS
12/07/1998	OMJ822	214,3	FALL_OFF
21/02/2002	OMJ822	240	FALL_OFF
30/11/2006	OMJ822	213,4	FALL_OFF
06/11/1973	OMJ83	262,1	DST
31/12/1973	OMJ83	259,9	EP_BU
02/11/1976	OMJ83	200,3	PFS
16/06/1977	OMJ83	183,8	PFS
12/02/1978	OMJ83	175,5	PFS
06/11/1978	OMJ83	165,1	PFS
15/06/1979	OMJ83	163,7	PFS
28/05/1981	OMJ83	156	PFS
16/09/1983	OMJ83	151,3	PFS

Annexes

26/05/1985	OMJ83	149,2	PFS
17/07/1986	OMJ83	140,6	PFS
20/12/1987	OMJ83	147,6	PFS
31/10/1988	OMJ83	144,8	PFS
13/02/1990	OMJ83	145,3	PFS
10/11/1990	OMJ83	144,4	PFS
06/07/1991	OMJ83	144	PFS
14/07/1992	OMJ83	143,4	PFS
30/04/1993	OMJ83	142,4	PFS
18/03/1994	OMJ83	142,5	PFS
05/04/1995	OMJ83	142,2	PFS
23/11/2014	OMJ83	194,1	PFS
06/08/1976	OMJ832	240	DST
18/02/1977	OMJ832	221,2	EP_BU
10/09/1985	OMJ832	154,5	BUILD_UP
17/01/1987	OMJ832	149,3	BUILD_UP
07/05/2006	OMJ832	150,8	BUILD_UP
24/02/1977	OMJH28	86	BUILD_UP
02/09/1976	OMJH29	88,8	DST
29/05/2004	OMJZ633	240,9	DST
18/08/2002	OMJZ742	230,7	DST
20/06/2013	OMJZ742	195,2	PFS
03/07/2002	OMJZ813	197,4	DST
19/08/2003	OMJZ813	206,9	PFS
09/07/2004	OMJZ813	217,1	EP_BU
19/06/2014	OMJZ813	198,5	PFS
06/10/2000	OMJZ843	280,7	DST
17/11/2008	OMJZ843	190,5	BUILD_UP
23/11/2011	OMJZ843	170	BUILD_UP
09/08/1973	OMK102	272,6	DST
19/09/1973	OMK102	268	EP_BU
10/06/1979	OMK102	167,2	PFS
08/01/1987	OMK102	165	PFS
31/03/1988	OMK102	164,4	PFS
23/11/1988	OMK102	165,1	PFS
23/04/1989	OMK102	162,6	PFS
24/03/1990	OMK102	164	PFS
16/01/1991	OMK102	163,9	PFS
01/03/1992	OMK102	159,8	PFS
25/02/1993	OMK102	166,8	PFS
23/04/2000	OMK102	212,2	PFS
04/06/2001	OMK102	208,7	PFS
03/10/2002	OMK102	196	BUILD_UP
20/06/1974	OMK11	237,1	DST
24/06/1974	OMK11	235,1	DST
05/02/1976	OMK11	195	PFS
28/11/1976	OMK11	182,2	PFS

Annexes

29/07/1977	OMK11	174,9	PFS
22/01/1978	OMK11	170,1	PFS
13/07/1978	OMK11	169	PFS
12/06/1979	OMK11	166,4	PFS
24/12/1980	OMK11	169,7	PFS
29/10/1982	OMK11	169,1	PFS
21/09/1983	OMK11	166,9	PFS
22/05/1988	OMK11	171,8	PFS
29/05/1989	OMK11	167	PFS
25/03/1990	OMK11	165,3	PFS
11/01/1991	OMK11	166,3	PFS
02/03/1992	OMK11	162,1	PFS
03/01/1993	OMK11	163,2	PFS
06/04/1994	OMK11	165,2	PFS
22/04/2000	OMK11	202,2	PFS
02/05/2001	OMK11	198,4	PFS
01/11/2002	OMK11	190,9	PFS
23/07/2006	OMK11	180	DST
03/11/2009	OMK11	183,1	PFS
01/02/2011	OMK11	179,9	PFS
09/06/2012	OMK11	177,6	PFS
07/01/1977	OMK112	186,6	DST
14/01/1977	OMK112	185,9	DST
04/11/2009	OMK112	217,2	PFS
10/06/2012	OMK112	214	PFS
20/12/1970	OMK12	354,2	DST
22/09/1983	OMK12	132,8	PFS
24/05/1985	OMK12	190,5	PFS
08/09/1986	OMK12	191,4	PFS
21/12/1987	OMK12	195,9	PFS
23/06/1990	OMK12	186	PFS
18/09/1991	OMK12	200,2	PFS
04/08/1992	OMK12	187,6	PFS
12/09/1992	OMK12	180,3	PFS
01/05/1993	OMK12	191,3	PFS
11/02/2013	OMK12	208,7	PFS
17/06/2014	OMK12	207,4	PFS
24/11/1978	OMK122	170,4	DST
07/06/2009	OMK122	196,5	DST
16/02/2010	OMK122	192,2	BUILD_UP
04/10/2011	OMK122	191,2	PFS
27/05/1962	OMK13	409,4	BUILD_UP
28/12/1963	OMK13	391,7	BUILD_UP
03/06/1964	OMK13	446	BUILD_UP
22/05/1965	OMK13	443	BUILD_UP
27/04/1966	OMK13	429	BUILD_UP
18/10/1966	OMK13	429	BUILD_UP

Annexes

22/12/1966	OMK13	429	BUILD_UP
08/03/1967	OMK13	427	BUILD_UP
30/04/1968	OMK13	404,8	BUILD_UP
25/01/1969	OMK13	416,5	BUILD_UP
15/05/1969	OMK13	382,8	BUILD_UP
24/05/1971	OMK13	314	BUILD_UP
03/05/1979	OMK13	177,2	BUILD_UP
25/01/1987	OMK13	166,3	BUILD_UP
13/12/1988	OMK13	153,7	PFS
26/10/1990	OMK13	158,6	BUILD_UP
16/08/1994	OMK13	160	PFD
24/12/1994	OMK13	163	PFS
04/04/1995	OMK13	165,4	PFS
16/10/1999	OMK13	162,4	BUILD_UP
17/12/2003	OMK13	175,8	PFS
10/04/2004	OMK13	188,4	PFS
31/10/2005	OMK13	168,6	BUILD_UP
15/10/2006	OMK13	183,1	PFS
11/12/2007	OMK13	192,4	PFS
21/07/2008	OMK13	193,1	PFS
18/05/1998	OMK131	148,4	DST
26/09/2006	OMK131	210,4	DST
30/12/2007	OMK131	210	PFS
04/08/2009	OMK131	196,4	PFS
23/08/2010	OMK131	191,3	PFS
12/06/2012	OMK131	184	PFS
04/01/2015	OMK131	274,2	PFS
15/08/1976	OMK132	226,8	DST
27/06/1977	OMK132	200	EP_BU
29/04/1978	OMK132	174	PFD
10/01/1984	OMK132	152,8	PFS
16/03/1985	OMK132	156,1	PFS
15/11/1985	OMK132	157,2	PFS
30/05/1986	OMK132	155,6	PFS
30/07/1987	OMK132	157,1	PFS
17/03/1988	OMK132	154,8	PFS
23/10/1989	OMK132	143,7	PFS
01/10/1998	OMK132	185	FALL_OFF
11/02/2002	OMK132	244,1	FALL_OFF
03/06/1976	OMK14	232,2	DST
10/06/1976	OMK14	232,6	DST
26/08/1976	OMK14	207	EP_BU
28/06/1980	OMK14	158,5	PFS
11/04/1984	OMK14	97,4	PFS
17/05/1984	OMK14	100,2	PFS
27/11/1984	OMK14	111,7	PFS
07/03/1985	OMK14	120,4	PFS

Annexes

8/07/1985	OMK14	128,4	PFS
13/02/1991	OMK14	96,9	BUILD_UP
28/05/1997	OMK14	90	BUILD_UP
15/12/2002	OMK14	111,6	BUILD_UP
26/03/2015	OMK14	129	BUILD_UP
19/11/1979	OMK141	195,9	DST
13/06/1987	OMK141	152,9	PFS
12/12/2000	OMK141	120,3	BUILD_UP
28/06/2002	OMK141	128,6	PFS
23/03/2010	OMK141	357,5	FALL_OFF
23/03/2011	OMK141	348,9	FALL_OFF
31/07/1980	OMK142	288,8	DST
30/09/1980	OMK142	283,6	EP_BU
24/08/1981	OMK142	159	PFS
18/05/1984	OMK142	148,2	PFS
26/05/1985	OMK142	144,9	PFS
14/11/1986	OMK142	142	PFD
09/03/1994	OMK142	112,3	BUILD_UP
26/01/2006	OMK142	120,9	BUILD_UP
12/12/2007	OMK142	115,8	PFS
23/07/2008	OMK142	120	PFS
26/06/2009	OMK142	213	DST
15/06/2012	OMK142	145,2	PFS
10/06/2009	OMK333	336,4	DST
27/09/2007	OMKHA1	129,6	BUILD_UP
11/01/2012	OMKHA1	133,2	BUILD_UP
27/05/2007	OMKZ103	180,6	BUILD_UP
06/12/2014	OMKZ103	190,1	BUILD_UP
15/02/2004	OMKZ121	188,4	DST
08/03/2006	OMKZ121	187,2	PFS
14/02/2007	OMKZ121	197,8	PFS
22/10/2012	OMKZ121	180,4	PFS
16/06/2014	OMKZ121	179,7	PFS
27/03/2003	OMKZ202	277	DST
22/01/2007	OMKZ202	288,2	BUILD_UP
20/04/2007	OMKZ202	302,4	BUILD_UP
26/07/2010	OMKZ202	289,8	BUILD_UP
23/06/2003	OMKZ212	330,4	DST
15/02/2007	OMKZ212	204,7	BUILD_UP
05/03/2010	OMKZ212	168,1	PFS
27/10/2012	OMKZ212	191,4	PFS
18/06/2014	OMKZ212	201,7	PFS
15/12/2002	OMKZ232	348,6	DST
22/02/2004	OMKZ232	310,8	BUILD_UP
09/02/2013	OMKZ232	265,7	PFS
22/11/2009	OMKZ332	338,2	DST
03/10/2012	OMKZ332	326,4	PFS

Annexes

06/03/2015	OMKZ332	316	PFS
28/11/1972	OMN56	301,4	DST
25/01/2000	OMN563	164,8	DST
23/09/2004	OMN563	192,2	BUILD_UP
05/07/2005	OMN563	186,8	DST
14/07/2005	OMN563	183,3	DST
04/01/2007	OMN563	182,1	PFS
19/04/2008	OMN563	183,8	PFS
08/11/2009	OMN563	183,8	PFS
24/11/2012	OMN563	182,3	PFS
20/03/1977	OMN56B	230,2	DST
24/03/1977	OMN56B	229,5	DST
13/05/1993	OMN56B	183,9	BUILD_UP
17/05/1993	OMN56B	183,9	BUILD_UP
04/04/1996	OMN56B	173,2	BUILD_UP
02/11/2006	OMN56B	188	BUILD_UP
04/09/1960	OMN57	481,4	DST
27/10/1960	OMN57	481,4	EP_BU
14/04/1961	OMN57	475	PFD
02/01/1962	OMN57	475	DST
01/03/1962	OMN57	481	PFS
27/03/1962	OMN57	477	BUILD_UP
12/05/1963	OMN57	471	PFS
04/09/1963	OMN57	469	PFS
28/08/1964	OMN57	457	BUILD_UP
16/12/1964	OMN57	453	BUILD_UP
04/10/1965	OMN57	444,6	PFS
25/01/1966	OMN57	443,5	BUILD_UP
11/10/1967	OMN57	426	BUILD_UP
24/10/1968	OMN57	409,4	BUILD_UP
02/10/1970	OMN57	372,7	BUILD_UP
23/09/1972	OMN57	219,4	PFS
14/11/1997	OMN57	169,4	DST
15/01/1999	OMN57	169,4	DST
24/01/1999	OMN57	169,7	DST
22/06/2014	OMN573	190,2	DST
14/03/1977	OMN653	196,7	DST
16/11/1984	OMN653	177,1	BUILD_UP
11/12/1987	OMN653	178	BUILD_UP
10/05/1988	OMN653	176	BUILD_UP
24/08/1990	OMN653	178,2	BUILD_UP
26/03/1991	OMN653	176,7	PFS
18/06/1993	OMN653	178,5	BUILD_UP
15/05/2002	OMN653	180,4	PFS
09/12/2002	OMN653	175,9	BUILD_UP
16/02/1980	OMN662	189,8	DST
17/01/1996	OMN662	168,6	PFS

Annexes

21/11/2001	OMN662	176,8	DST
27/05/2002	OMN662	189,5	PFS
15/05/2007	OMN662	187,3	BUILD_UP
11/12/2014	OMN662	183,6	PFS
27/02/1969	OMN67	381,5	DST
28/02/1969	OMN67	381,5	PFS
25/05/1969	OMN67	380,2	EP_BU
30/11/1969	OMN67	359,5	BUILD_UP
20/03/1971	OMN67	301,4	BUILD_UP
17/07/1972	OMN67	250,3	PFS
29/08/1980	OMN67	160,4	PFS
03/07/1986	OMN67	156,3	PFS
22/12/1987	OMN67	159,3	BUILD_UP
06/08/1988	OMN67	158	BUILD_UP
27/09/1990	OMN67	156,9	BUILD_UP
03/05/1992	OMN67	159,1	BUILD_UP
06/02/1993	OMN67	151,6	BUILD_UP
06/10/1996	OMN67	148,4	BUILD_UP
24/11/1998	OMN67	150	PFD
26/05/2002	OMN67	167,8	PFS
05/01/1971	OMN671	333,6	DST
07/02/1971	OMN671	332	EP_BU
20/11/1985	OMN671	174,2	PFS
05/07/1986	OMN671	171	PFS
28/02/1988	OMN671	172,9	PFS
11/04/1989	OMN671	173,5	PFS
18/03/1990	OMN671	174,1	PFS
01/01/1991	OMN671	182,9	PFS
19/10/1991	OMN671	182,7	PFS
14/05/1992	OMN671	180,9	PFS
15/04/1993	OMN671	179,1	PFS
30/10/1995	OMN671	150,6	BUILD_UP
20/03/2007	OMN671	210,4	FALL_OFF
12/08/2010	OMN671	195,5	FALL_OFF
24/09/1970	OMN68	336,6	DST
29/10/1970	OMN68	325,9	EP_BU
15/12/1986	OMN68	164,6	PFS
03/02/1989	OMN68	154,8	BUILD_UP
27/11/1994	OMN68	160	PFD
08/11/1996	OMN68	151,3	BUILD_UP
19/10/2006	OMN68	172,6	BUILD_UP
25/06/1979	OMN681B	172,6	DST
11/07/1988	OMN681B	161,6	PFS
01/08/1988	OMN681B	161	BUILD_UP
22/03/2000	OMN681B	170,6	BUILD_UP
18/05/2002	OMN681B	158,7	PFS
09/06/1960	OMN75	482,5	DST

Annexes

29/07/1960	OMN75	480,8	EP_BU
04/12/1961	OMN75	470	BUILD_UP
16/11/1964	OMN75	440	BUILD_UP
26/04/1965	OMN75	448	BUILD_UP
26/01/1966	OMN75	423,5	BUILD_UP
14/07/1968	OMN75	392,7	BUILD_UP
14/09/1970	OMN75	324,2	BUILD_UP
21/06/1974	OMN75	256,1	BUILD_UP
01/11/1984	OMN75	242,7	BUILD_UP
04/05/1987	OMN75	235,8	PFS
15/01/1988	OMN75	237,9	PFS
22/03/1989	OMN75	235	PFS
17/02/1990	OMN75	238,5	PFS
09/11/1990	OMN75	232,5	PFS
07/06/1991	OMN75	232,6	PFS
16/01/1992	OMN75	237,6	PFS
02/05/1993	OMN75	250,1	PFS
07/04/1994	OMN75	249,9	PFS
18/04/1996	OMN75	260,9	BUILD_UP
21/10/1998	OMN75	257,2	PFS
21/11/1998	OMN75	257,2	PFS
08/10/1999	OMN75	262,2	PFS
04/12/2001	OMN75	249,9	PFS
02/08/2002	OMN75	250,3	DST
18/12/1973	OMN76	253,2	EP_BU
20/11/1987	OMN76	178,9	BUILD_UP
16/06/1988	OMN76	178,9	BUILD_UP
20/11/1992	OMN76	170	BUILD_UP
03/10/1998	OMN76	200	PFD
08/12/2000	OMN76	218,8	BUILD_UP
01/08/2001	OMN761	183,7	DST
26/03/2007	OMN761	199	BUILD_UP
20/01/1975	OMN762	219,9	DST
27/02/1975	OMN762	219,1	EP_BU
10/10/1979	OMN762	165,1	PFS
08/08/1982	OMN762	196,7	PFS
21/05/1985	OMN762	170,5	PFS
27/12/1986	OMN762	172,3	PFS
05/05/1988	OMN762	171,1	PFS
27/05/1989	OMN762	172,6	PFS
20/03/1990	OMN762	170,6	PFS
17/06/1991	OMN762	177,9	PFS
28/07/2004	OMN762	189,8	DST
05/08/2004	OMN762	189,2	DST
09/08/1994	OMN763	186,5	DST
16/01/1995	OMN763	179,7	EP_BU
14/10/1996	OMN763	202,7	PFS

Annexes

09/11/1996	OMN763	199,1	PFS
19/11/1998	OMN763	225,5	PFS
17/06/2009	OMN763	210,5	PFS
22/08/2010	OMN763	210,8	PFS
30/07/2014	OMN763	194,2	PFS
13/12/1962	OMN77	473	DST
09/03/1963	OMN77	472,7	EP_BU
16/04/1963	OMN77	462	BUILD_UP
08/08/1963	OMN77	460	BUILD_UP
07/12/1963	OMN77	460	BUILD_UP
12/03/1964	OMN77	450	BUILD_UP
28/08/1964	OMN77	450	BUILD_UP
23/12/1964	OMN77	440	BUILD_UP
23/05/1965	OMN77	445	BUILD_UP
09/08/1965	OMN77	444	BUILD_UP
05/04/1966	OMN77	420	BUILD_UP
15/04/1967	OMN77	410	BUILD_UP
20/05/1967	OMN77	407	PFS
13/06/1967	OMN77	407	PFS
27/09/1967	OMN77	400,5	BUILD_UP
23/01/1968	OMN77	371,8	PFS
22/09/1973	OMN77	230	PFS
22/11/1998	OMN77	200	PFD
14/04/2003	OMN77	192,8	PFS
10/10/2004	OMN77	189,8	PFS
25/09/2005	OMN77	190,7	PFS
15/08/2006	OMN77	192,4	PFS
24/11/2007	OMN77	192,7	PFS
26/05/2009	OMN77	190,8	PFS
29/06/2010	OMN77	195,4	PFS
22/10/1976	OMN772	170	DST
13/12/1977	OMN772	163,4	PFS
17/07/1978	OMN772	160,5	PFS
30/06/1979	OMN772	158,7	PFS
09/11/1980	OMN772	158,3	PFS
01/05/1967	OMN77B	406,8	DST
29/06/1967	OMN77B	406,3	EP_BU
23/01/1968	OMN77B	394	BUILD_UP
09/06/1968	OMN77B	373,8	BUILD_UP
05/07/1970	OMN77B	344,7	BUILD_UP
24/02/1978	OMN77B	172	PFS
05/07/1978	OMN77B	174,5	PFS
02/05/1988	OMN77B	170,4	PFS
27/06/1996	OMN77B	183	BUILD_UP
01/10/2003	OMN77B	189,6	BUILD_UP
06/03/2007	OMN77B	191,1	DST
30/10/2009	OMN77B	193,4	PFS

Annexes

03/09/2012	OMN77B	188	PFS
02/09/2013	OMN77B	192,4	PFS
02/02/1970	OMN78	346,2	DST
10/04/1970	OMN78	338,7	EP_BU
09/05/1970	OMN78	328,5	BUILD_UP
07/02/1972	OMN78	280,4	BUILD_UP
30/03/1974	OMN78	215,2	PFS
07/05/1976	OMN78	173,7	PFS
11/08/1979	OMN78	152,3	PFD
09/03/1996	OMN78	156,1	DST
22/01/1972	OMN781	282,1	DST
09/03/1972	OMN781	274	EP_BU
09/07/1979	OMN781	153,7	PFS
17/05/1997	OMN781	159,7	BUILD_UP
19/05/1998	OMN781	150,7	BUILD_UP
07/10/1998	OMN781	150	PFD
23/03/2011	OMN781	219,1	PFS
23/11/1980	OMN852	203,6	DST
11/02/1981	OMN852	190,9	EP_BU
14/03/1985	OMN852	194,5	BUILD_UP
20/07/1986	OMN852	193,6	PFS
11/02/1987	OMN852	190,8	PFS
25/09/1990	OMN852	190,5	PFS
09/05/1999	OMN852	255,7	PFS
24/01/2000	OMN852	255	PFS
06/02/2001	OMN852	263,2	PFS
31/10/2002	OMN852	257	PFS
17/06/2003	OMN852	263,8	PFS
21/08/2004	OMN852	251,3	PFS
28/08/2005	OMN852	255,4	PFS
31/10/2007	OMN852	266,6	PFS
28/06/2008	OMN852	267,8	PFS
21/05/2009	OMN852	268,6	PFS
23/05/1978	OMN853	141	BUILD_UP
29/04/1979	OMN853B	194,3	DST
21/07/1985	OMN853B	177,9	BUILD_UP
13/01/1994	OMN853B	189,8	BUILD_UP
28/10/2004	OMN853B	235,6	BUILD_UP
15/12/1975	OMN86	203,2	DST
22/02/1976	OMN86	197,8	EP_BU
03/04/1978	OMN86	170	FALL_OFF
25/08/1978	OMN86	180,1	FALL_OFF
20/11/1978	OMN86	179,7	PFS
03/06/1979	OMN86	176,5	FALL_OFF
12/08/1979	OMN86	186,2	FALL_OFF
03/10/1979	OMN86	172,6	FALL_OFF
03/03/2001	OMN86	295,3	FALL_OFF

Annexes

14/10/1977	OMN862	173,4	DST
27/01/1978	OMN862	168,5	BUILD_UP
23/05/1978	OMN862	184,1	BUILD_UP
01/07/1978	OMN862	191,2	BUILD_UP
29/08/1978	OMN862	187,8	PFS
22/11/1978	OMN862	177,9	PFS
05/05/1979	OMN862	178,2	PFS
03/06/1979	OMN862	183,9	BUILD_UP
11/08/1979	OMN862	183,2	BUILD_UP
03/10/1979	OMN862	191	BUILD_UP
15/11/1979	OMN862	194,5	BUILD_UP
26/09/1982	OMN862	168,4	PFS
10/07/1986	OMN862	174,4	PFS
18/12/1989	OMN862	172,8	PFS
08/08/1990	OMN862	168,9	PFS
17/05/1991	OMN862	171,4	PFS
23/04/2000	OMN862	300,7	FALL_OFF
29/11/2002	OMN862	258,6	FALL_OFF
21/07/2006	OMN862	245,4	FALL_OFF
16/03/2010	OMN862	243	FALL_OFF
17/11/2014	OMN862	205,2	PFS
09/08/1971	OMN871	315,8	DST
08/12/1971	OMN871	291,4	EP_BU
05/11/1984	OMN871	163,7	BUILD_UP
07/04/1989	OMN871	161,6	BUILD_UP
23/04/1995	OMN871	178,1	BUILD_UP
08/09/1998	OMN871	229,8	PFS
15/04/2003	OMN871	223,9	PFS
30/09/2005	OMN871	220,5	PFS
16/08/2006	OMN871	223,9	PFS
24/04/2007	OMN871	226,8	PFS
15/05/2008	OMN871	228	PFS
07/11/2009	OMN871	215,6	PFS
06/08/2013	OMN871	201,4	PFS
29/11/1971	OMN872	300,5	DST
18/01/1972	OMN872	296,3	EP_BU
27/11/1978	OMN872	155,1	PFS
12/04/1985	OMN872	153,8	PFS
31/12/1986	OMN872	159,4	PFS
23/06/1988	OMN872	158,6	BUILD_UP
01/04/1995	OMN872	163,6	BUILD_UP
03/01/2003	OMN872	172,3	BUILD_UP
19/01/2000	OMN873	209,6	DST
20/07/2000	OMN873	202	BUILD_UP
11/01/2007	OMN873	195,1	BUILD_UP
06/11/2009	OMN873	195,2	PFS
23/11/2012	OMN873	191,3	PFS

Annexes

23/07/1988	OMN88	159	DST
15/01/1998	OMN88	214,9	DST
15/05/1998	OMN88	215,4	EP_BU
07/11/2002	OMN88	188,7	BUILD_UP
31/10/2008	OMN88	185,1	BUILD_UP
18/03/1977	OMNH23	88,1	DST
07/06/1977	OMNH26	87,3	DST
27/12/2008	OMNHA2	134,1	BUILD_UP
01/09/2010	OMNHA2	134,3	BUILD_UP
06/02/1997	OMNHA3	134,9	BUILD_UP
18/04/1997	OMNHA3	133,7	BUILD_UP
24/12/2008	OMNHA3	134,2	BUILD_UP
04/09/2010	OMNHA3	134,4	BUILD_UP
15/04/1997	OMNHA4	133,9	BUILD_UP
30/12/2008	OMNHA4	134,4	BUILD_UP
07/09/2010	OMNHA4	134,6	BUILD_UP
01/11/2002	OMNZ572	187,8	DST
10/12/2005	OMNZ572	188	BUILD_UP
05/11/2009	OMNZ572	168,4	PFS
14/09/2012	OMNZ572	169	PFS
20/12/2014	OMNZ572	187,3	PFS
08/10/1997	OMO151	211,3	DST
23/02/1998	OMO151	208	BUILD_UP
17/11/2001	OMO151	205,2	BUILD_UP
01/01/2013	OMO151	201,4	BUILD_UP
27/11/1993	OMO152	190,7	DST
07/04/1994	OMO152	201,7	EP_BU
21/11/1997	OMO152	210	PFD
07/01/2001	OMO152	200	PFD
12/12/2002	OMO152	228,7	PFS
21/04/2003	OMO152	229,5	PFS
08/10/2004	OMO152	224,3	PFS
03/10/2005	OMO152	217,9	PFS
13/12/2007	OMO152	226,6	PFS
10/09/2013	OMO152	205	PFS
31/07/1976	OMO16	199,3	DST
05/03/1977	OMO16	193	EP_BU
23/07/1984	OMO16	174,5	PFS
17/05/1985	OMO16	175,3	PFS
31/05/1986	OMO16	174,2	PFS
18/04/1987	OMO16	172	PFS
22/04/1989	OMO16	170,4	PFS
20/03/1990	OMO16	171,1	PFS
09/01/1991	OMO16	171,5	PFS
25/02/1992	OMO16	172,6	PFS
04/01/1993	OMO16	173,2	PFS
08/04/1994	OMO16	197,4	PFS

Annexes

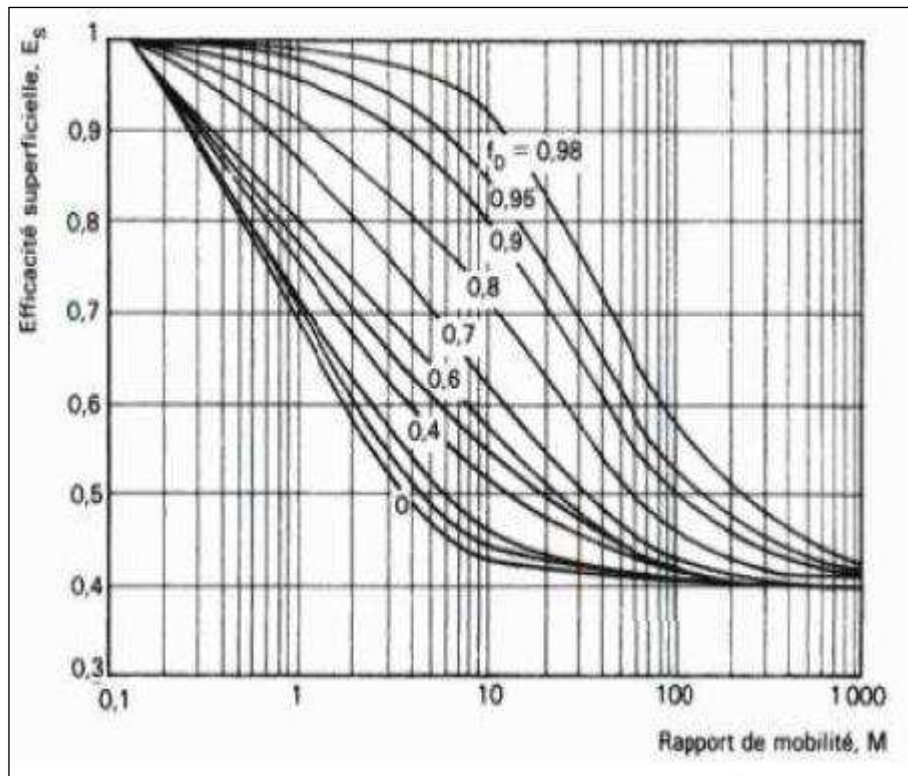
08/04/1995	OMO16	234	PFS
22/12/1995	OMO16	235,7	PFS
19/06/1996	OMO16	286,3	PFS
07/02/1974	OMO162	252,5	DST
10/03/1974	OMO162	252,4	EP_BU
20/05/1982	OMO162	169,2	PFS
09/01/1987	OMO162	168,6	BUILD_UP
14/05/1995	OMO162	221,6	BUILD_UP
22/05/1998	OMO162	270,5	PFS
12/04/1999	OMO162	276,4	PFS
10/01/2000	OMO162	275	PFS
06/01/2001	OMO162	295,7	PFS
06/01/2002	OMO162	271,1	PFS
09/08/1998	OMO163	217,7	DST
28/10/1998	OMO163	215	EP_BU
16/02/2000	OMO163	210	PFD
09/05/2002	OMO163	208	BUILD_UP
17/05/2012	OMO163	168,8	BUILD_UP
18/02/1964	OMO17	480,7	BUILD_UP
11/07/1964	OMO17	475,5	BUILD_UP
11/04/1965	OMO17	483	BUILD_UP
31/05/1966	OMO17	449	BUILD_UP
08/07/1967	OMO17	435,8	BUILD_UP
15/09/1968	OMO17	429	BUILD_UP
14/05/1969	OMO17	424,3	BUILD_UP
25/05/1971	OMO17	388	BUILD_UP
10/11/1976	OMO17	181	PFS
21/07/1977	OMO17	171,2	PFS
10/02/1979	OMO17	171,7	PFS
22/10/1980	OMO17	178,1	PFS
10/01/1986	OMO17	173,9	PFS
29/10/1986	OMO17	175,2	PFS
22/04/2000	OMO17	142,3	BUILD_UP
04/08/2005	OMO17	213,8	DST
25/05/1976	OMO172	186,7	DST
29/08/1976	OMO172	183,4	EP_BU
05/02/1985	OMO172	170	PFD
02/08/1985	OMO172	161,3	BUILD_UP
20/01/1995	OMO172	197,6	BUILD_UP
23/08/2003	OMO172	228,6	PFS
13/06/2009	OMO172	219,8	PFS
21/08/2010	OMO172	221,3	PFS
31/07/2014	OMO172	197,9	PFS
07/07/1973	OMO27	311,4	DST
17/08/1973	OMO27	302,2	EP_BU
04/05/1974	OMO27	221,5	BUILD_UP
24/05/1982	OMO27	177,6	PFS

Annexes

26/08/1986	OMO27	173,1	PFS
27/04/1988	OMO27	178,3	PFS
25/10/1989	OMO27	175,8	PFS
10/02/1990	OMO27	173,3	PFS
13/11/1990	OMO27	177,7	PFS
05/09/1991	OMO27	177,4	PFS
06/07/1992	OMO27	170,9	PFS
16/03/1993	OMO27	164,6	BUILD_UP
05/12/1997	OMO27	200	BUILD_UP
13/05/1999	OMO272	243,5	DST
23/04/2000	OMO272	241,6	DST
09/01/2014	OMO272	195,5	BUILD_UP
23/04/1976	OMOH22	88,1	DST
31/07/1976	OMOH22	92,8	BUILD_UP
02/08/1976	OMOH22	90	BUILD_UP
07/07/1977	OMOH22	82,5	BUILD_UP
09/10/1978	OMOH22	86,9	PFS
27/10/1993	OMOHA1	137,3	BUILD_UP
09/03/1997	OMOHA1	133,7	BUILD_UP
28/09/1999	OMOHA1	132	BUILD_UP
02/02/2004	OMOHA1	134,5	BUILD_UP
02/01/2009	OMOHA1	133,6	BUILD_UP
09/01/2004	OMOZ273	237,4	DST

Annexe "C"

La courbe de Caudle et Witte :



Annexes

Annexe "D"

les salinités des eaux

produit des puits dans la zone 4

PUITS	LABO_SALINITY DATE Date	LABO_SALINITY SAL_WATER g/l	LABO_SALINITY SAL_OIL mg/l
OMN67	30/06/2011	300	580
OMN67	05/03/2006	198	
OMN67	28/09/2005	198	
OMN67	03/03/2006	196	
OMN67	04/10/2005	196	
OMN67	17/08/2005	196	
OMN67	23/03/2006	196	
OMN67	07/03/2006	196	
OMN67	13/03/2006	192	
OMN67	06/05/2006	192	
OMN67	09/03/2006	192	
OMN67	02/04/2006	192	
OMN67	31/03/2006	192	
OMN67	27/03/2006	192	
OMN67	19/03/2006	188	
OMN67	20/06/2006	188	
OMN67	14/06/2006	188	
OMN67	29/10/2005	188	
OMN67	05/04/2006	188	
OMN67	18/12/2005	188	501
OMN67	18/03/2006	188	
OMN67	02/05/2006	188	
OMN67	15/03/2006	188	
OMN67	08/05/2006	188	
OMN67	31/05/2006	188	
OMN67	02/06/2006	188	
OMN67	15/12/2008	188	
OMN67	12/06/2006	188	
OMN67	13/06/2006	184	
OMN67	10/06/2006	184	
OMN67	12/03/2013	184	146
OMN67	08/06/2006	184	
OMN67	17/06/2006	184	
OMN67	03/06/2006	184	
OMN67	04/06/2006	184	
OMN67	06/06/2006	182	
OMN67	20/05/2006	182	
OMN67	16/06/2006	178	
OMN67	26/05/2006	178	74

Annexes

OMN67	12/01/2007	178	
OMN67	18/09/2008	178	358
OMN67	26/09/2006	178	
OMN67	26/02/2009	178	534
OMN67	24/04/2006	178	
OMN67	29/05/2006	178	
OMN67	23/10/2006	174	2783
OMN67	28/07/2006	174	
OMN67	13/08/2006	174	
OMN67	14/04/2007	172	
OMN67	17/02/2007	172	
OMN67	18/04/2007	172	
OMN67	15/02/2007	172	
OMN67	22/04/2007	172	
OMN67	18/06/2006	172	
OMN67	06/06/2012	172	196
OMN67	12/04/2007	170	
OMN67	10/04/2007	170	
OMN67	07/02/2008	166	147
OMN67	07/05/2008	166	132
OMN67	20/09/2007	162	302
OMN67	06/02/2007	162	160
OMN67	09/03/2011	160	274
OMN67	23/03/2007	156	
OMN67	23/11/2009	156	766
OMN67	22/02/2010	156	1149
OMN67	30/05/2010	156	135
OMN67	24/11/2010	156	292
OMN67	19/12/2010	156	112
OMN67	29/03/2011	156	185
OMN67	06/01/2012	156	313
OMN67	24/09/2012	156	78
OMN67	21/12/2012	156	444
OMN67	09/04/2013	156	167
OMN67	14/06/2013	150	127
OMN67	10/02/2014	142	92
OMN67	14/10/2014	142	204
OMJ73	23/03/2009	62	255
OMN67	26/04/2006	54	
OMJ703	26/10/2005	54	54
OMJ703	14/05/2008	46	184
OMJ703	15/05/2010	41	238
OMJ703	22/03/2006	41	101
OMJ703	07/12/2009	38	65
OMJ703	19/04/2007	38	83
OMJ703	16/08/2006	38	82

Annexes

OMJ703	06/02/2008	38	417
OMJ703	18/08/2007	36	74
OMJ703	14/09/2008	36	262
OMJ703	04/02/2009	32	268
OMJ703	24/04/2011	32	160
OMJ703	08/01/2011	28	200
OMJ703	13/10/2010	28	105
OMN67	16/04/2007	14	
OMN67	22/07/2006	2	
OMN67	13/12/2008		1977
OMN67	05/07/2009		200
OMN67	23/09/2010		671
OMN67	01/01/2012		795
OMJ703	16/05/2010		283

Bibliographie

Bibliographie

1. Tarek Ahmed: "*Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition*", Gulf Professional Publishing, 2010.
2. Forrest F. Craig Jr: "*The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, deuxième édition*", SPE Monograph Series, 1971.
3. Nnaemeka Ezekwe: "*Petroleum Reservoir Engineering Practice*", Prentice Hall, 2010.
4. M. Rerrado, S. Yudono et G. Thakur: "*Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice*", SPE 102200, 2007.
5. K.S. Chang: "*Water Control Diagnostic Plots*", SPE30775, 1995.
6. V.V. Bondar, et T.A. Blasingame: "*Analysis and Interpretation of Water-Oil Ratio*", SPE77569, 2002.
7. D. B Silin, R. Holtzman, T. W. Patzek et J. L. Brink: "*Monitoring Waterflood Operations: Hall's Method Revisited*", SPE 93879, 2005.
8. S. P. Singh et O. G. Kiel: "*Waterflood design: Pattern, Rate and Timing*", SPE10024, 1982.
9. B. Bailey, M. Crabtree et Jeb Tyrie: "*Water Control*", Oilfield Review, Schlumberger, 2000.
10. Franlab SONATRACH tomes (1.2.3)

