

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département de production des hydrocarbures



MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

Thème

**Analyse de performance d'injection d'eau dans la zone 4
du champ de Hassi Messaoud**

Soutenu publiquement le : 22/05/2016

Devant le jury composé de :

Mr. LABTAHI	Maitre de Conférences B	UKM, Ouargla	Président
M^{me}. BELMILOUD .F	Maitre-assistant- A	UKM, Ouargla	Examineur
Mr. HAMZIOUILL	Maitre de Conférences A	UKM, Ouargla	Promoteur

Année universitaire : 2015/2016

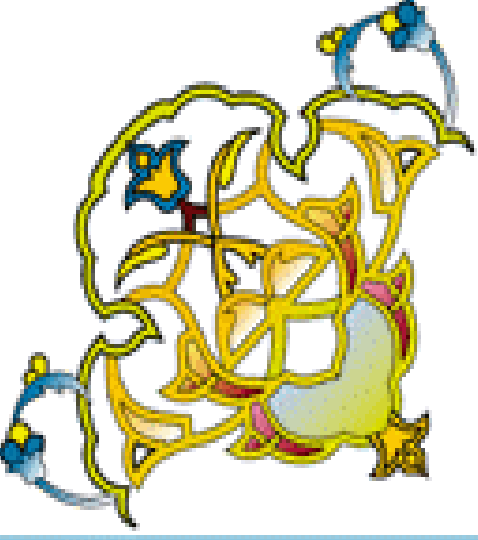
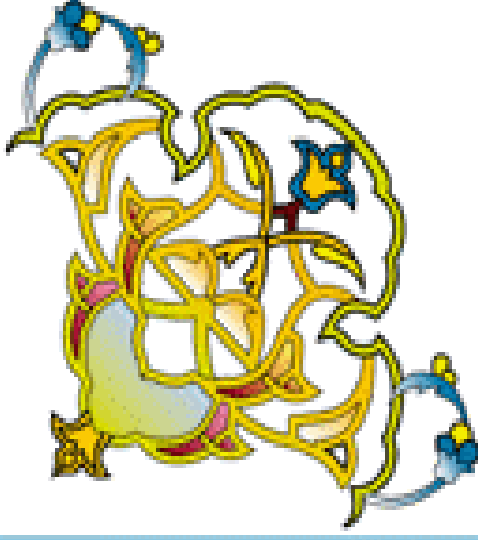


REMERCIEMENTS

À la fin de cette étude .Nous remercions dieu le tout puissant de nous avoir aidé, lui seul sait comment nous avoions pu résister pour avoir atteintre au but.

*Sans oublier nos chaleureux remerciements à tous les enseignant de département de Production surtout l'encadreur M^r : **HAMZIOUI .L**, pour ses conseils et ses encouragements,*

*Nous voudrions aussi remercier tous les membres de jury, Mr : **LABTAHI**, et Mme. **BELMILOUD**, avec notre profonde gratitude de l'intérêt ont porté à ce travail et d'voireaccepté de le juger*



Dédicace

À ma très chère mère et très cher père, pour leurs patiences et leurs confiances.

MA très cher FEMME

MES ENFANTS RIAD & IYAD

Mes chers frères et sœurs

MA famille : ATLILI

Tous mes amis surtout J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'université d'Ouargla

Je dédie également toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ATLILI MED ELHADI



Table des matières

Liste des abréviations	
Liste des tableaux.....	
Liste des figures.....	
Liste des annexes.....	
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Présentation du champ de Hassi Messaoud.....	2
1.1. Introduction:	2
1.2Historique du champ:	2
1.3Situation du champ de Hassi-Messaoud:	2
1.3.1Situation géographique:.....	2
1.3.2 Cadre géologique :.....	3
1.4 Structure du champ :.....	4
1.5 Description du réservoir :	5
1.6 Zonation et numérotation des puits:	6
1.7 Stratigraphie du champ :	7
1.8 Présentation de la zone 12 du champ de HMD :.....	12
1.8.1 Localisation :	12
1.8.2. Caractéristiques pétro physiques :	12
1.8.2.1 Porosité:.....	12
1.8.2.2 Perméabilité:	13
1.8.2.3 Hauteur utile:.....	14
1.8.2.4 Saturation en eau:.....	14
1.8.3Caractéristique des fluides de gisement :	15
1.9Conclusion :	16
Chapitre 2 Historique et évaluation des réserves.....	17
2.1 Introduction :	17
2.2Méthodes d'estimation des réserves en place:	17
2.2.1. Méthode volumétrique :.....	17
2.2.2 Méthode dynamique (bilan matière):.....	17
2.2.2.1. Hypothèses de la méthode du bilan matière:.....	18
2.2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière :	18
2.2.2.3 Indices de drainage :.....	20
2.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière :.....	21
2.2.2.5. Application :	23
2.2.2.5.1. Historique de la production et pression :	23
2.2.2.5.2. Données PVT :	24
2.2.2.5.3. Calage de l'historique (History matching):	26
2.2.2.5.4. Mécanismes de drainage :	27
2.3. Conclusion :	27
Chapitre 3 : Etude de cas.....	28

3.1. Introduction sur la récupération assistée	28
3.2. Différentes méthodes de la récupération assistée	28
3.3. L'injection d'eau :	28
3.3.1. Configurations d'injection.....	29
3.3.2. Techniques de suivi de la performance d'injection :	32
3.4. Equation du débit fractionnaire	32
3.4.1. Rapport des mobilités :	32
3.4.2. Théorie de Buckley -Leverett :	33
3.5. Calcul d'efficacité globale d'injection d'eau :	37
3.5.1. Efficacité de déplacement :	37
3.5.2. Efficacité superficielle :	38
3.5.3. Efficacité verticale :	39
3.5.3.1. Méthode de Dykstra-Parson :	39
3.6. Etude de cas :	40
3.6.1. Historique de production et d'injection de la zone 4 :	40
3.6.2. Analyse de l'évolution de la pression de gisement :	41
3.6.3. Etat actuelle de la zone 04 :	41
3.6.4. Performance de l'injection d'eau dans la Zone 4 :	42
3.6.4.1. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) total :	42
3.6.4.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	43
3.6.4.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération :	43
3.6.5. Calcul de l'efficacité globale de la zone 4 :	43
3.6.5.1. Calcul de l'efficacité du déplacement :	43
3.6.5.2. Efficacité superficielle :	45
3.6.5.3. Efficacité verticale :	46
3.6.5.4. Efficacité globale :	46
3.7. Conclusion :	43
Chapitre 4 : Analyse et discussion des résultats	47
4.1. Introduction :	47
4.2. Courbe de récupération :	47
4.3. Graphe de l'historique de production :	48
4.4. Analyse des courbes de déclin:	48
4.5. Courbes de diagnostic :	49
4.6. Etude de cas:	50
4.6.1. Puits OMN67:	50
4.6.2. Puits OMN781:	53
4.6.3. Puits OMJ723:	55
4.6.4. Puits OMJ832:	58
4.7. Conclusion:	60
Conclusions & Recommandations	61
Bibliographie	

Liste des abréviations

Np : Production d'huile cumulée, STm³.
N : **Volume d'huile initiale en place, STm³.**
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, Rm³/STm³.
Boi: Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, Rm³/ STm³.
Bg: Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm³/STm³.
G : **Volume de gaz libre, STm³.**
Gp : Production de gaz cumulée en, STm³.
Ginj: Injection de gaz cumulée en, STm³.
Rp: GOR de production, m³/ m³.
Rs : **GOR de dissolution, m³/ m³.**
Rsi: GOR de dissolution dans les conditions initiales, m³/ m³.
We : **Entrées d'eau cumulées, STm³.**
Wp : **Production d'eau cumulée en, STm³.**
Winj: Injection d'eau cumulée en, STm³.
Bw: Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm³/ STm³.
Cw: Compressibilité isotherme de l'eau, cm²/kgf.
Cf: Compressibilité isotherme de la formation, cm²/kgf.
WOR: *Water-oil Ratio*, m³/m³.
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.
Qo : Débit de production d'huile, STm³/h.
Qw : Débit de production d'eau, STm³/h.
Qwinj : 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.

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

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Indices de drainage	21
Tableau 2.2 : Les données de PVT de la zone 4	25
Tableau 3.1 : Coefficients de l'équation de l'efficacité superficielle.....	39
Tableau 3.2 : calcule le débit fractionnel	44
Tableau 4.1 : Les caractéristiques pétrophysique des drains	51
Tableau 4.2 : Les caractéristiques pétrophysique des drains.....	54
Tableau 4.3 : Les caractéristiques pétrophysique des drains.....	56
Tableau 4.3 : Les caractéristiques pétrophysique des drains.	58

Liste des figures

Figure 1.1. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud :	3
Figure 2.2. Situation géologique de champ Hassi Messaoud :	4
Figure 3.3. Carte structurale de champ de HassiMessaoud :	5
Figure 4.4. Coup géologique nord sud de la structure de HassiMessaoud :	6
Figure 1.5. Zonation du champ de Hassi Messaoud :	7
Figure 1.6. Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud :	11
Figure 1.7. Localisation de zone 12 sur le champ de Hassi Messaoud :	12
Figure 1.8. Porosité moyenne par drain dans la zone 4 :	13
Figure 1.9. Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4 :	13
Figure 1.10. Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 4 :	14
Figure 1.11. Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4 :	14
Figure 2.1 : Schéma de principe du bilan matière :	19
Figure 2.2 : Soutirage F vs Eo :	22
Figure 2.3 : Soutirage F vs (Eo+mEg) :	22
Figure 2.4 : Soutirage F vs (Eo+mEg) et N,m sont inconnues :	22
Figure 2.5: F/Eo vs We/Eo :	23
Figure 2.7 : Evolution de RS en fonction de la pression :	25
Figure 2.8 : Evolution de Bo en fonction de la pression :	26
Figure 2.9 : Calage de l'historique de 1959 à 1970 :	26
Figure 2.10: Mécanisme de drainage :	27
Figure 3 1 : Schéma d'injection périphérique :	29
Figure 3.2. Schéma d'injection centrale :	30
Figure 5.3. Schéma d'injection basal et à la crête :	30
Figure 3.6 : schémas réguliers d'injection :	31
Figure 3.5 Déplacement linéaire du système eau-huile :	33
Figure 3.6 : Courbes des perméabilités relatives et du débit fractionnaire en fonction de la saturation :	35
Figure 3.7. Rapport des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau :	36
Figure 3.8 : Détermination de Swf et Swmbr ,Sw :	36
Figure 3.9. Production annuel de la zone 17 :	40
Figure 3.10. Evolution de la pression de gisement en fonction du temps :	41
Figure 3.12. Taux de récupération en fonction de HCPVi :	43
Figure 3.13 : Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau :	43
Figure 3.14. Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau :	45
Figure 4.1. Courbe de récupération (recovery plot) :	47
Figure 4.2. Production History Plot :	48
Figure 4.3. Courbe de déclin :	48
Figure 4.4. Multilayer Channeling :	49
Figure 4.5. Bottomwater coning :	49
Figure 4.6. Bottomwater channeling with late time channeling :	49
Figure 4.7. Thief layer water recycling :	49
Figure 4.9. Les puits qui sont affectés par la percée d'eau :	50
Figure 4.10. Coupe géologique OMN67, OMN671 et OMN772 :	51
Figure 4.11. Graphe de l'historique de production OMN67 :	52
Figure 4.12. Courbe de diagnostic OMN67 :	52

Figure 4.13. Coupe géologique OMN781, OMN671 et OMN772	53
Figure 4.14. Graphe de l'historique de production OMN781	54
Figure 4.15. Courbe de diagnostic OMN78	55
Figure 4.16. Coupe géologique OMJ723, OMJ822 et OMJ73TER	56
Figure 4.17. Graphe de l'historique de production OMJ723	57
Figure 4.18. Courbe de diagnostic OMJ723	57
Figure 4.19. Coupe géologique OMJ832, OMJ822 et OMJ73TER	58
Figure 4.20. Graphe de l'historique de production OMJ832	59
Figure 4.21. Courbe de diagnostic OMJ832	59

Liste des annexes

[Annexe A](#) :

Annexe B :

Annexe C :

Introduction générale

La production des hydrocarbures en déplétion naturelle est effectuée par différents mécanismes, que sont la compressibilité de la roche et des fluides, l'expansion du gaz cap, du gaz dissous et le drainage par l'aquifère.

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. Cette dernière a ses avantages mais présente des inconvénients qui peuvent causer la fermeture du puits. De ce fait, le monitoring (diagnostique et surveillance) d'un tel procédé devient plus qu'indispensable.

C'est dans ce contexte, que nous allons étudier les performances de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud par injection d'eau. Ce projet qui a débuté en 1978 a donné des résultats satisfaisants jusqu'aux années 1993 où le pourcentage d'eau devient important, provoquant une diminution de la production d'huile.

Le présent travail est structuré en quatre 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. L'estimation des réserves par les méthodes volumétrique et bilan matière ainsi que l'historique du champ (zone) on fait l'objet du second chapitre. Le troisième chapitre a été consacré à l'étude des performances de l'injection d'eau. L'analyse et l'interprétation des résultats ont été discutées dans le quatrième chapitre.

La problématique

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.

1.1. Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres petrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc.....).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

1.2. Historique du champ de Hassi-Messaoud

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SNREPAL implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile. En mai 1957, la société CFPA réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi-Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud. La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1000 puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

1.3. Situation du champ de Hassi-Messaoud

1.3.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

En coordonnées géographiques, il est limité :

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.



Y= 110.000 - 150.000 Nord.

Figure 7.1. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

1.3.2. Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale. Qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro-gazéifier.

IL est délimité par :

- A l'Ouest par la dépression d'oued Mya.
- Au Sud par le Horst d'Amguid.
- Au Nord par la structure Djamaa Touggourt.
- A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar.

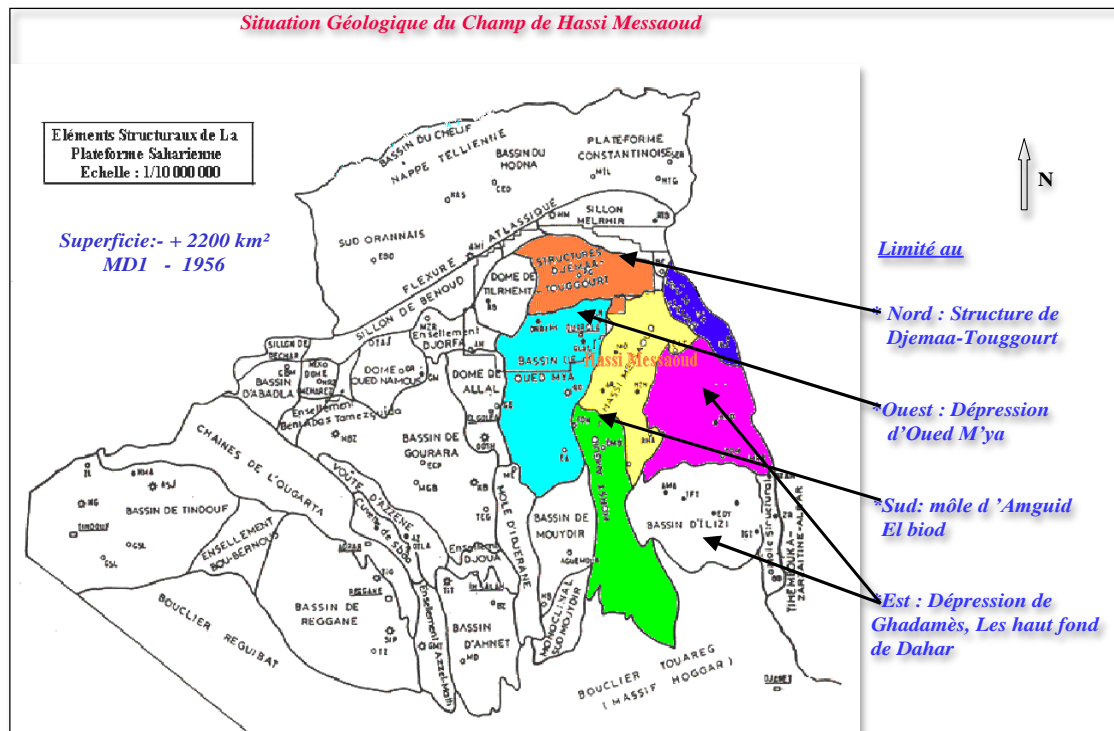


Figure 8.2.Situation géologique de champ hassiMessaoud

1.4.Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. Les réservoirs ont subi une fracturation hydraulique naturelle.

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que les autres failles, perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir

Du point de vue caractéristique de réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur le plan vertical et horizontal.
- Discontinu du point de vu de l'écoulement des fluides.
- Anisotrope : par la présence de silt et l'existence de matrice de petit grains.

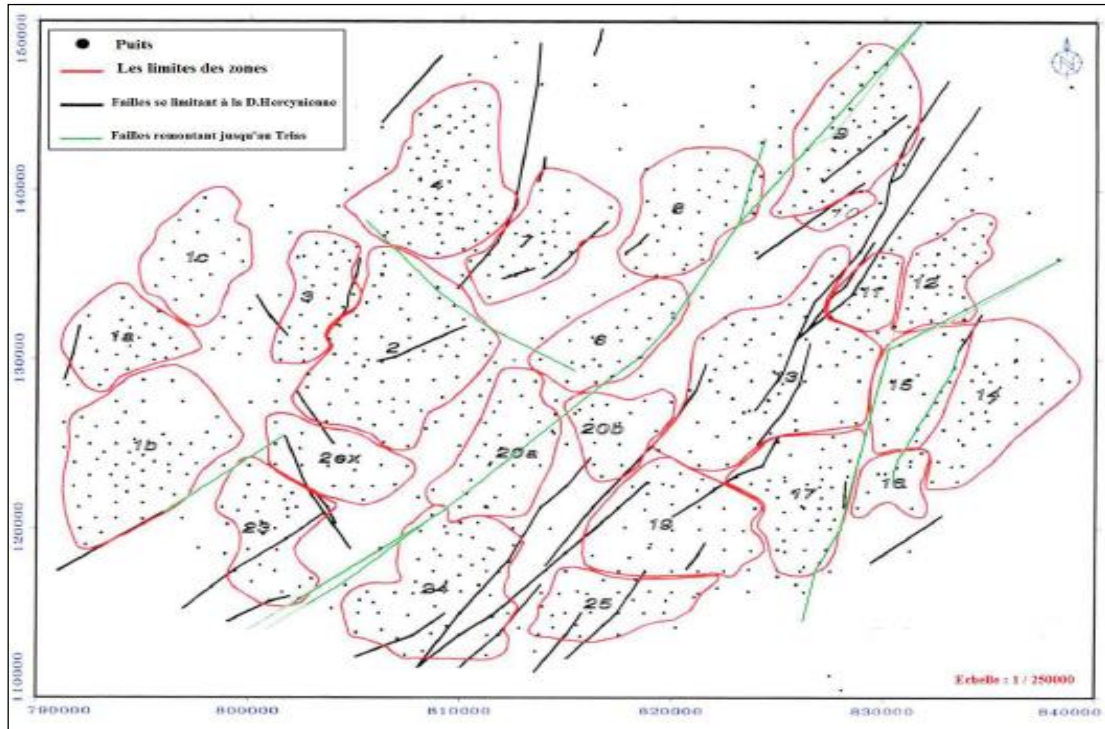


Figure 9.3. Carte structurale de champ de HassiMessaoud

1.5. Description du réservoir :

Le champ de Hassi Messaoud fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations d'hydrocarbures du Sahara ; les réservoirs sont principalement constitués par différents niveaux gréseux du Cambro-ordovicien et du Trias. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. L'huile est légère avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale évaluée dans le puits est de 482 kg/cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg/cm².

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui se subdivise de bas en haut en :

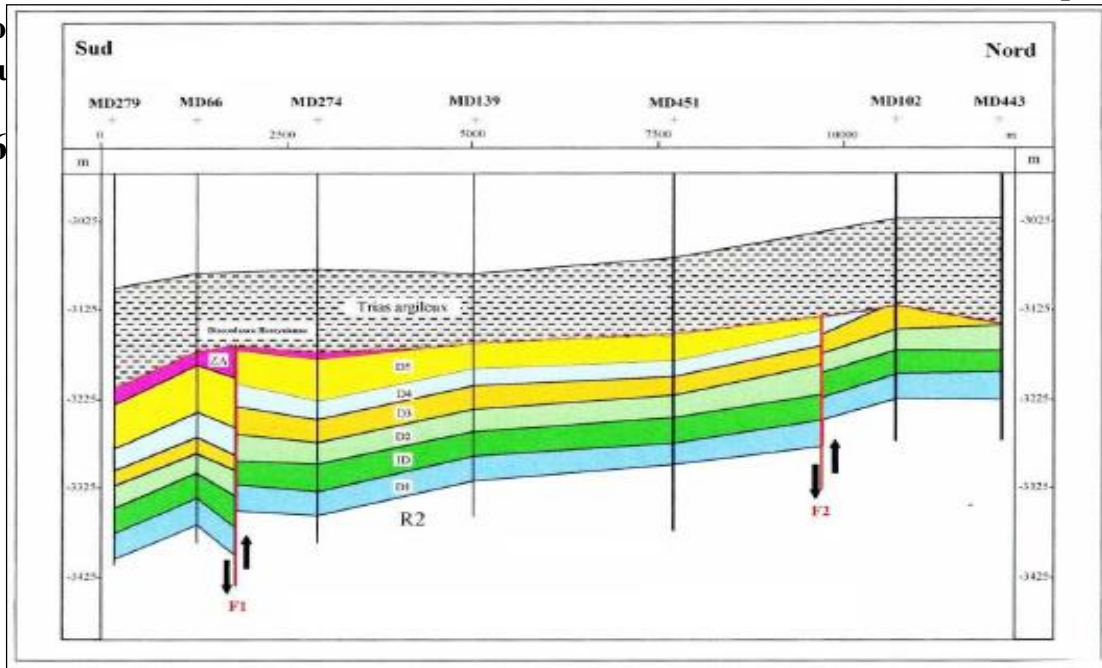
- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL- GASSI (partie inférieure de l'argilo- gréseuse d'Oued Maya). Du fait de la discordance Hercynienne, il a été érodé sur une bonne partie et c'est le Trias salifère qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère.

Figure

10.4.Coup

géo
stru
1.6



oud

NUMEROTATION DES PUIITS :

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes, correspondant à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12*

: Majuscule, permis d'Ouargla.

M: superficie de la zone à huile: 1600 km².

: Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km²

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3,...MDZ509*, MDZ557*

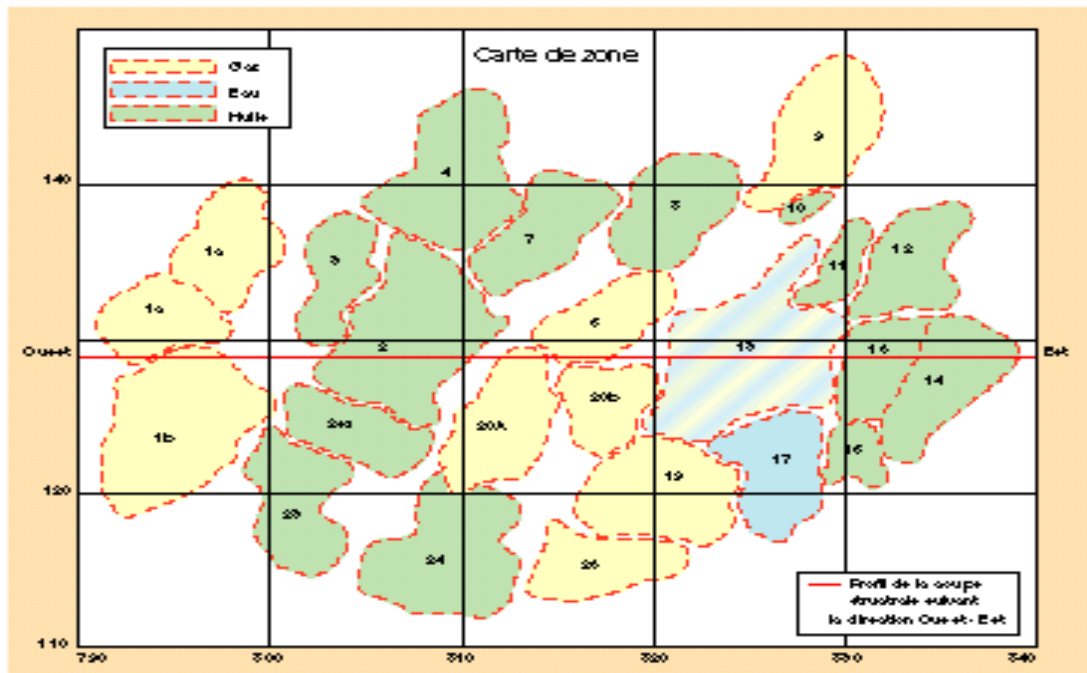


Figure 1.5. Zonation du champ de Hassi Messaoud

1.7. Stratigraphie du champ

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

La couverture du gisement est assurée par le complexe Argilo-gréseux et Salifère du Trias discordant sur la surface d'érosion du Cambro-Ordovicien.

De la base au sommet on distingue :

1- Le Paléozoïque

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absente dans la partie centrale de la structure, vers la périphérie du champ la série stratigraphique la plus complète est composée de :

Le Socle : Rencontré aux environs de profondeur de 4000 mètres, il est observé au niveau des puits Md2 à 3658m, et Om81 à 4533 m, il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

L'infra-cambrien : Reconnu par le forage Om47 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grès argileux de couleur rouge d'épaisseur de 45m.

Le Cambrien : comprend le réservoir de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra + Ri), R2 et R3.

a. Lithozone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres, il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

b. Lithozone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres, il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

c. Lithozone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

d. Lithozone Ri « Cambrien-Ordovicien »: Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, il se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

e. Zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques glauconieuses.

f. Argile d'El Gassi : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres, cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

g. Les grès d'El Atchane : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres, cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieu admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

h. Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles

2 Le Mésozoïque : Il est subdivisé comme suit :

Le Trias : Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en quatre unités :

a. Trias éruptif : Son épaisseur atteint 92 m, il est représenté par des épanchements locaux, de coulée éruptive intercalée dans la matière détritique.

b. Trias Gréseux : Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres, il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives.

c. Trias Argileux : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres, il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

d. Trias Salifère : Son épaisseur moyenne est de **440** mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques

Le trias salifère est subdivisé en trois termes :

- **T.S.3 :** Ce sont des sels massifs d'une épaisseur moyenne de 200 m.
- **T.S.2 :** Correspond à des sels avec des niveaux d'anhydrite et d'argiles gypsifère.
- **T.S.1 :** d'une épaisseur de 46 m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.

Le Jurassique : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

a. Le Lias : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres, le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

- **Le Lias dolomitique 3(LD3) :** Ce sont des marnes à passées dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.
- **Lias salifère 2(LS2) :** Ce sont des sels massifs, avec quelques fois des intercalations argilo-salifère de couleur brun rouge.
- **Lias dolomitique 2(LD2) :** Ce sont des dolomies massives à grains fin, de couleur grisâtre.
- **Lias salifère 1(LS1) :** D'une épaisseur moyenne de 90 m, il est constitué de bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche.
- **Lias dolomitique1(LD1) :** Composé de dolomies et d'anhydrite sur une épaisseur moyenne de 66m.

b. Le Dogger : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres, il est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :

- **Le dogger lagunaire** : D'une épaisseur moyenne de 210 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.
- **Le dogger argileux** : Sur une épaisseur moyenne de 110 m, il est constitué d'argiles silteuse avec parfois des niveaux gréseux à grains fin, et à ciment argileux carbonaté.

c. Le Malm : Son épaisseur moyenne est de 226 mètres, il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

Le Crétacé : Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres, il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

a. Le Néocomien : Son épaisseur est de 182 mètres, il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

b. Le Barrémien : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres, il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

c. L'Aptien : Son épaisseur est de 25 mètres, il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique.

d. L'Albien : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres, Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il est considéré comme étant la nappe aquifère principale en eau douce.

e. Le Cénomaniens : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres, alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

f. Le Turonien : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

g. Le Sénonien : Son épaisseur moyenne est de 450 mètres, il est constitué de deux types de formations :

Sénonienlagunaire : (350m) présente des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

Sénoniencarbonaté : (100m) ce sont des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

Le Cénozoïque : Son épaisseur moyenne est de 360 mètres, il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

**CHAMP DE HASSI MESSAOUD
COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE
DIFFERENTES PHASES DE FORAGE**

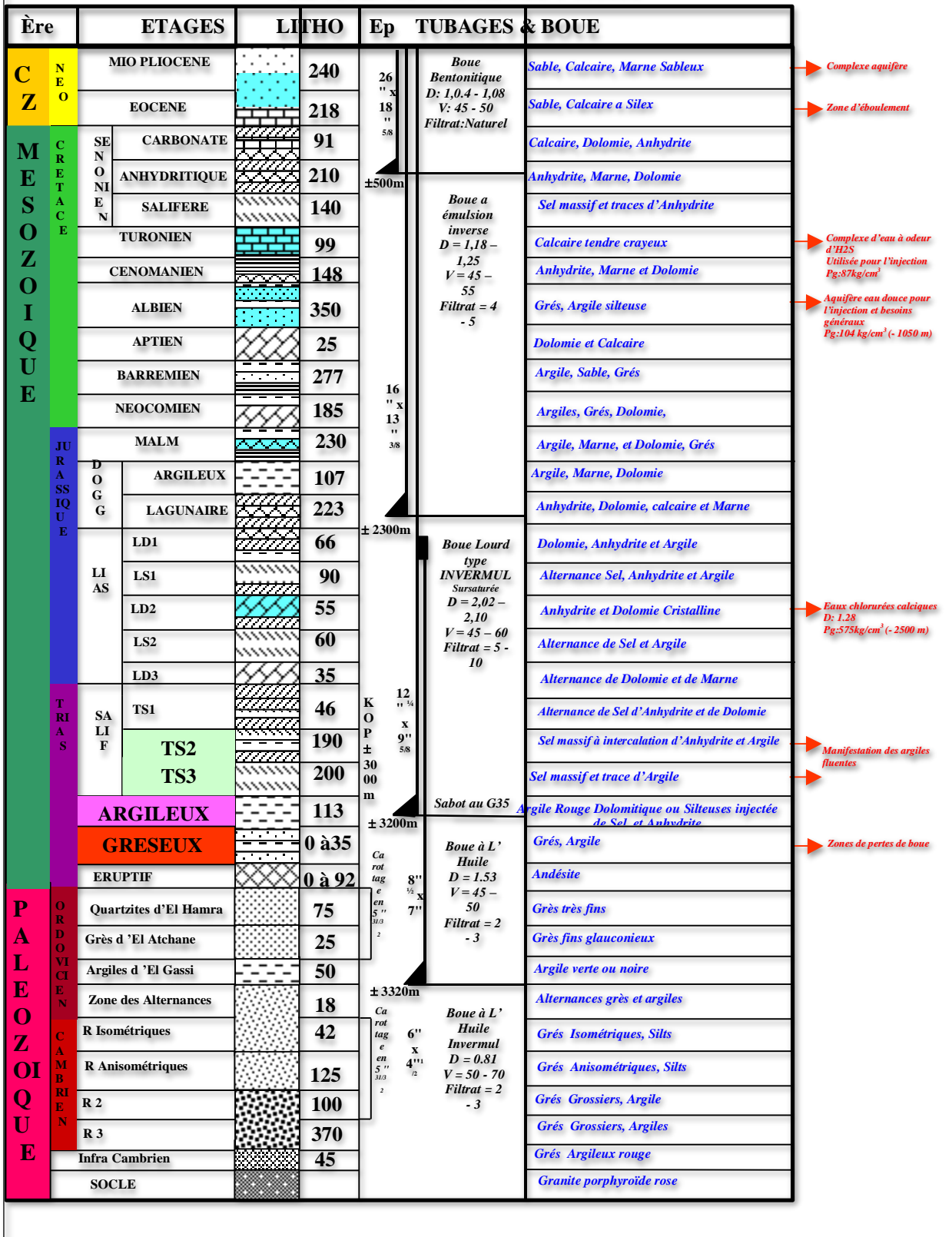


Figure 1.6. Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud

1.8. Présentation de la zone 4 du champ de HMD

1.8.1. Localisation :

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

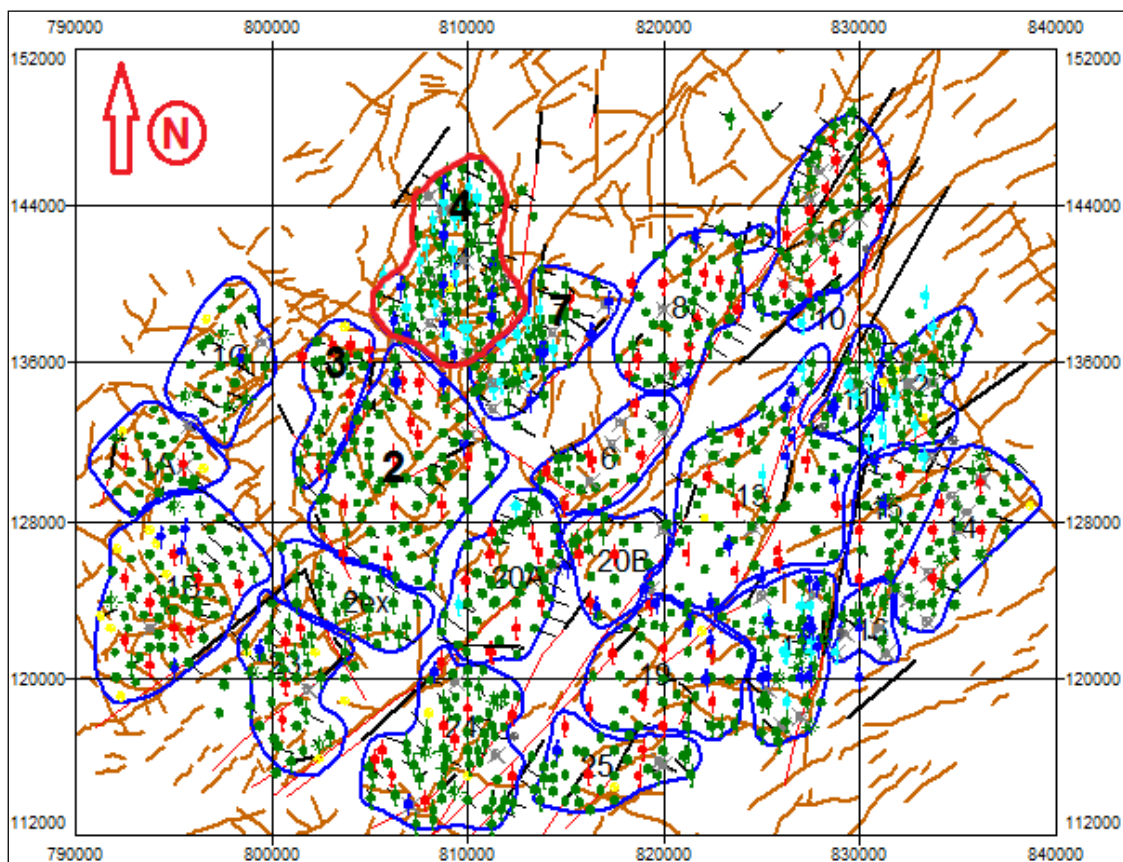


Figure 1.7. Localisation de zone 4 sur le champ de Hassi Messaoud.

1.8.2. Caractéristiques pétro physiques

1.8.2.1. Porosité

Les données de la porosité sont issues des mesures pétro physiques 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.

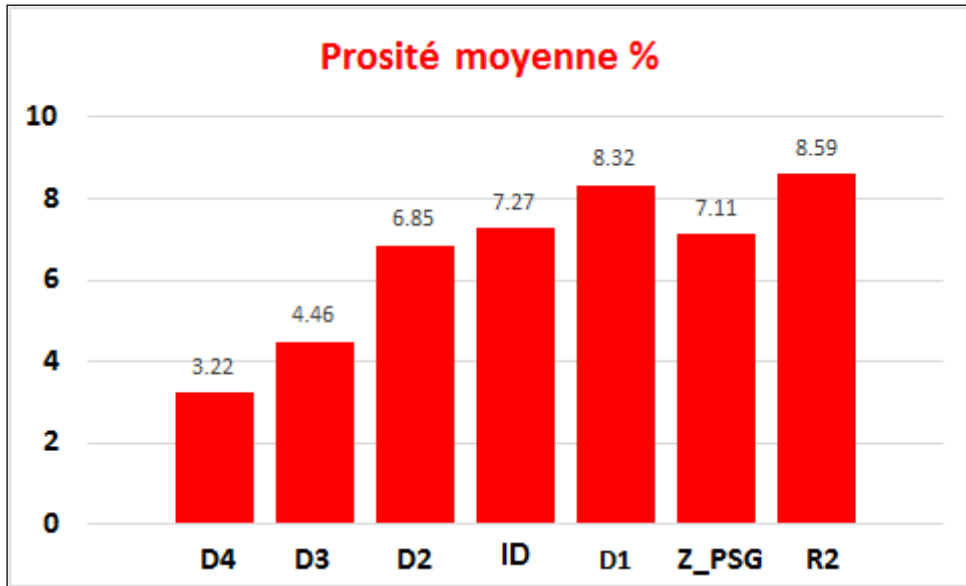
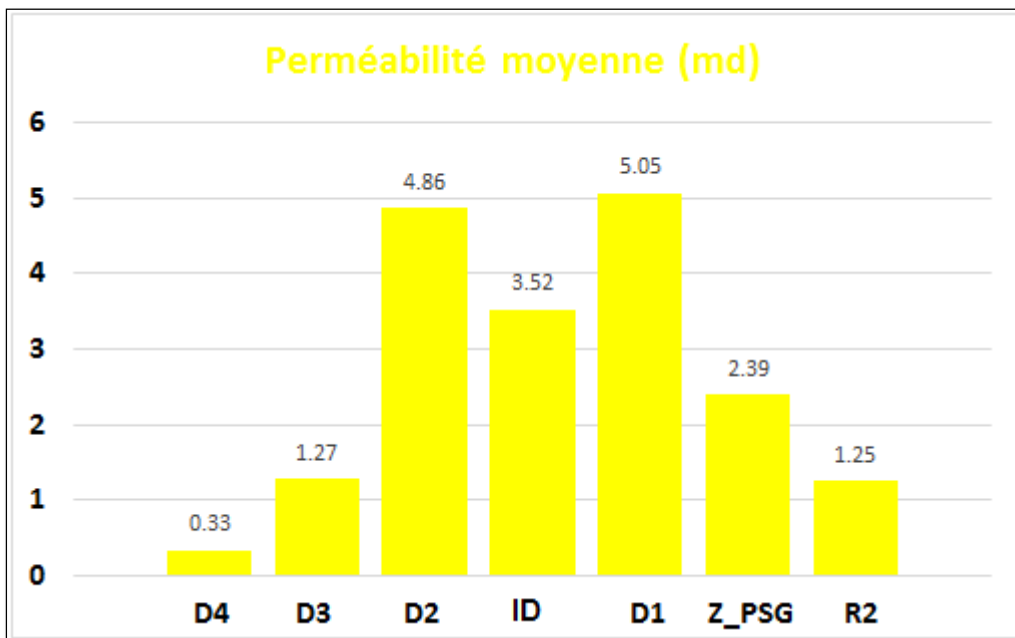


Figure 1.8. Porosité moyenne par drain dans la zone 4

La porosité moyenne de la zone est de 7.06%

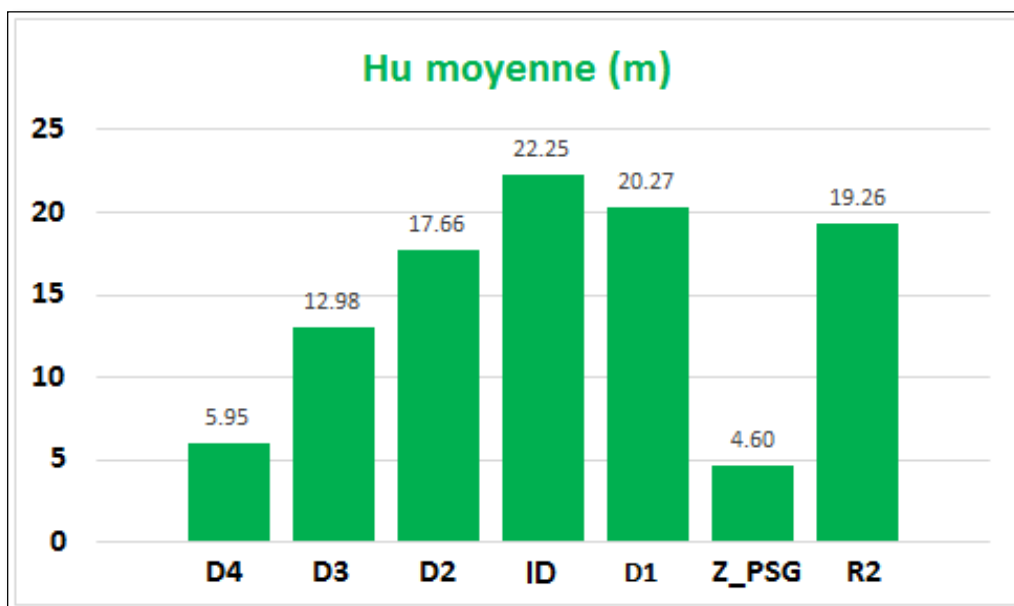


1.8.2.2. Perméabilité

Figure 1.9. Perméabilité moyenne par drain dans la zone 4

A partir la figure (1.9), nous constatons que les deux drains le D2 et D1 ont les meilleurs valeurs de la perméabilité, ont des valeurs de 4.86 et 5.05 md respectivement.

La perméabilité moyenne de la zone est de 3.17 md



1.8.2.3. Hauteur utile

Figure 1.10. Epaisseur utile moyenne par drain dans la zone 4

La hauteur utile moyenne totale est de 102.99 m.

1.8.2.4. Saturation en eau

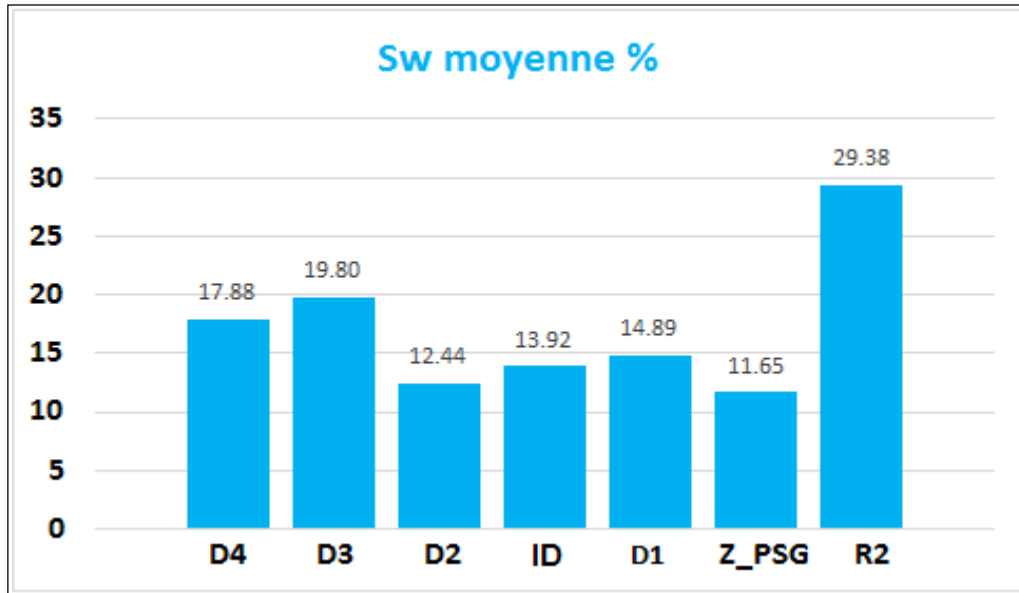


Figure 1.11. Saturation moyenne en eau par drain dans la zone 4

La saturation moyenne en eau est de 17.7799 %.

1.8.3. Caractéristique des fluides de gisement

1.8.3.1. Caractéristiques de l'huile

- ✓ La pression de bulle dans la zone 4 est de 153.9668 kg/cm².
- ✓ Densité en condition de stockage : 0.8017 g/cm³ (45° API).
- Condition initial
 - ✓ Pression de Gisement 485.07 kg/cm² :
 - ✓ Facteur volumétrique de fond : Bo = 1.63 m³/sm³.
 - ✓ Rapport gaz/huile de dissolution : Rs = 185.20 sm³/sm³.
 - ✓ Viscosité de l'huile : μo = 0.3 Cp.
- Condition actuel
 - ✓ Pression de Gisement 196.94 kg/cm² :
 - ✓ Facteur volumétrique de fond : Bo = 1.760 m³/sm³.
 - ✓ Rapport gaz/huile de dissolution : Rs = 185.20 sm³/sm³.
 - ✓ Viscosité de l'huile : μo = 0.215 Cp.

1.8.3.2. Caractéristiques du gaz associé

- Condition initial
 - ✓ Pression de Gisement 485.07 kg/cm² :
 - ✓ Coefficient de compressibilité : $Z = 1.15496$.
 - ✓ Densité de gaz : 307.362 Kg/m³.
 - ✓ Viscosité du gaz : $\mu_g = 0.0373$ Cp.
 - ✓ Facteur volumétrique de fond : $B_g = 0.00334 \text{ m}^3/\text{sm}^3$.
- Condition actuel
 - ✓ Pression de Gisement 196.94 kg/cm² :
 - ✓ Coefficient de compressibilité : $Z = 0.845$.
 - ✓ Densité de gaz : 171.125 Kg/m³.
 - ✓ Viscosité du gaz : $\mu_g = 0.0212$ Cp.
 - ✓ Facteur volumétrique de fond : $B_g = 0.006 \text{ m}^3/\text{sm}^3$.

1.8.3.3. Caractéristiques de l'eau

L'eau de gisement est très riche en sel (400g/l), dans les conditions initiales de gisement (482 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.

1.9. Conclusion

Vue la complexité géologique de la zone 4, verticalement et horizontalement, les écoulements des fluides dans les pores de cette dernière sont très complexe, ainsi de même pour les zones avoisinantes, et donc pour bien approcher le volume poreux et la dynamique des fluides contenus dans cette dernière, il est très intéressant et recommandé de connaître les régimes de drainage régnant sur la zone, ces régimes peuvent changer d'un compartiment à l'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 R2ils ont la meilleure porosité, qui dépasse 8%. La perméabilité généralement faible, qui varie entre 0.33 md et 5.05 md.

2.1. 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 fore, l'estimation des réserves en place a pour base l'interprétation fine des diagraphies, des mesures pétro 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.

2.2. Méthodes d'estimation des réserves en place :

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

2.2.1. Méthode volumétrique

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétro physiques. Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique.

La formule de calcul des réserves est exprimée comme suit :

$$N = V_R \cdot \frac{H_u}{H_t} \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_{oi}} \quad (2.1)$$

Où :

N : réserves en place exprimées en million m³.

H_u : hauteur utile moyenne de la zone en mètre.

H_t : hauteur total moyenne de la zone en mètre.

V_R : volume de roche imprégnée m³.

Ø_{moy} : porosité moyenne pondérée à la hauteur (fraction).

S_w : saturation moyenne d'eau initiale (fraction).

B_{oi} : facteur volumétrique initial d'huile.

Application

Aves les valeurs moyennes de toute la zone qui est calculé dans le chapitre 1 en peu calculé la réserve en place :

$$\Phi_{moy} = 7.06\% \quad , \quad S_{w_{moy}} = 17.78\% \quad , \quad \frac{H_{u_{moy}}}{H_{t_{moy}}} = 0.8$$

$$V_R = 16146.3 \text{ Mm}^3, B_{oi} = 1.63$$

Donc : $N = 460 \text{ MM m}^3$

2.2.2 Méthode dynamique (bilan matière)

Pour calculer le volume des hydrocarbures initiale en place dans n'importe qu'elle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminé avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors la méthode de bilan matière est une seconde alternative pour l'estimation des réserves en place.

2.2.2.1. Hypothèses de la méthode du bilan matière

Les suppositions misent 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 pétro physiques doivent être exprimées avec une certaine précision en utilisant le modèle black-oil.

2.2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière

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 :

Volume initial = volume restant + volume récupéré

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 :

$$m = \frac{\text{Volume initial du gaz cap}}{\text{Volume d'huile initialement en place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad (2.2)$$

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

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

$$\text{Ou par :} \quad PV = \frac{NB_{oi} + mNB_{oi}}{1 - S_{wi}} \quad (2.3)$$

Traitant le réservoir comme récipient idéalisé comme illustré sur le schéma (2.2), des expressions volumétriques d'équilibre peuvent être dérivées pour expliquer tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive normale du réservoir.

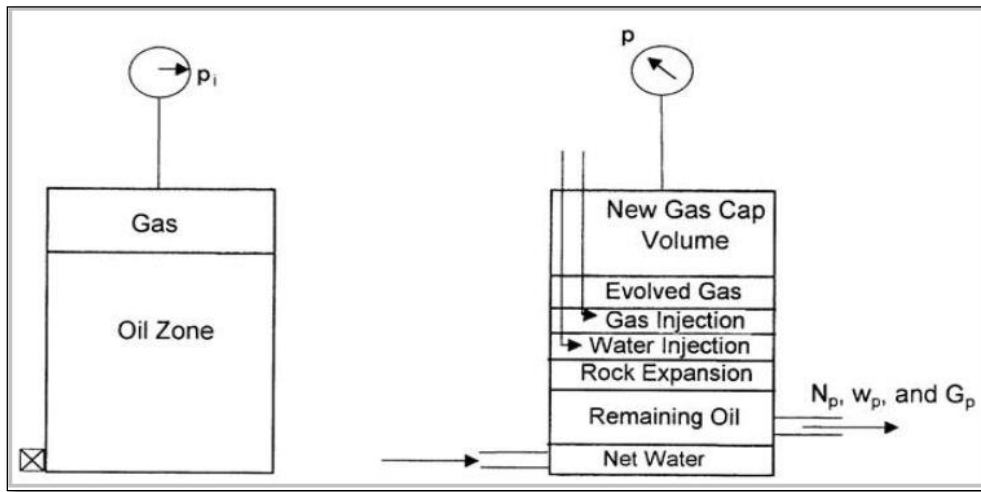


Figure 2.1 : Schéma de principe du bilan matière.

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

$$\text{Volume d'huile initialement en place} = NB_{oi}(2.4)$$

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

$$\text{Volume du chapeau de gaz} = GB_{gi} = mNB_{oi}(2.5)$$

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

$$\text{Volume d'huile restant} = (N - N_p)B_o(2.6)$$

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

Avec le soutirage la pression de réservoir chute à une nouvelle pression P , le gaz dans le chapeau de gaz augmente et occupe un volume plus grand. On suppose qu'aucun gaz n'est produit à partir du chapeau de gaz pendant le déclin de pression, le nouveau volume du chapeau de gaz peut être déterminé comme :

$$\text{Volume du chapeau de gaz à } P = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g(2.7)$$

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 :

$$\begin{aligned} \left[\text{Volume de gaz} \right]_{\text{libéré}} &= \left[\text{Volume de gaz} \right]_{\text{initialement en solution}} - \left[\text{Volume de gaz} \right]_{\text{produit}} - \left[\text{volume de gaz} \right]_{\text{reste en solution}} \\ \left[\text{Volume de gaz} \right]_{\text{libéré}} &= [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)R_s]B_g(2.8) \end{aligned}$$

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

$$\text{Volume des entrées d'eau nettes} = W_e - W_p B_w(2.9)$$

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 :

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

La réduction du volume poreux dû à l'expansion de l'eau interstitielle dans la zone d'huile et le chapeau de gaz est donnée par :

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = [(PV)S_{wi}]C_w \Delta P \quad (2.10)$$

Substituant la formule du volume poreux (PV) l'équation devient :

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P \quad (2.11)$$

De même, la réduction du volume de pore dû à l'expansion de la roche réservoir est donnée par :

$$\text{Expansion de l'eau interstitielle} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} C_f \Delta P \quad (2.12)$$

Combinant les deux équations (2.11) et (2.12) on obtient :

$$\text{Changement total en volume poreux} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \quad (2.13)$$

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

$$\text{Volume de l'injection} = G_{inj}B_{gi} + W_{inj}B_w \quad (2.14)$$

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

$$(a) + (b) = (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h) \quad (2.15)$$

Remplaçant (a), (b), ..., (h) par les équations correspondants dans l'équation (2.15), réarrangeant cette dernière on obtient l'équation suivante :

$$N \left[B_{oi} - B_o + B_g(R_s - R_{si}) + mB_{oi} \left(1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) \right) - (1+m) \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \right) B_o \Delta P \right] + N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] = W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g \quad (2.16)$$

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.

2.2.2.3 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.

Par exemple, considérer un réservoir d'hydrocarbure en contact avec une couche aquifère extrêmement active tels que le mécanisme d'entraînement principal est commandé par l'eau.

Dès que la pression diminuera, l'expansion de fluide et de roche se produit dans le réservoir.

Ceci représente un autre mécanisme qui aide à conduire des fluides aux puits.

Si le réservoir a un gaz cap original, une diminution de pression avec la production fait augmenter le chapeau de gaz, conduisant l'huile en bas.

Donc, 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.

Tableau 2.1 : Indices de drainage

Indice de drainage	Equation
Solution-gas-drive index (SDI)	$SDI = \frac{N[(R_{si} - R_s)B_g - (B_{oi} - B_o)]}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Gas-cap-drive-index (GDI)	$GDI = \frac{G(B_g - B_{gi}) - G_{pc} B_g + G_{inj} B_g}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Water-drive index (WDI)	$WDI = \frac{W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w}{N_p B_o + N_p (R_p - R_s) B_g}$
Total (SDI, GDI et WDI)	$SDI + GDI + WDI = 1$

2.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière :

Cette technique consiste essentiellement à réarranger l'équation d'équilibre d'une manière à l'avoir sous une forme linéaire.

L'aspect le plus important de cette méthode de solution est qu'il attache une signification à l'ordre des points tracés, la direction dans laquelle ils tracent, et à la forme de la parcelle de terrain en résultant. Ainsi, une signification dynamique a été présentée dans l'image pour arriver à la réponse finale.

$$\text{Soit on a : } F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + (W_p - W_{inj}) B_w - G_{inj} B_g \quad \text{bbl/STB} \quad (2.17)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) \quad \text{bbl/STB} \quad (2.18)$$

$$E_{f,w} = B_{oi} (1 + m) \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad \text{bbl/STB} \quad (2.19)$$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \text{bbl/STB} \quad (2.20)$$

$$W_e = C_s \sum \Delta P Q(\Delta t_D) \quad \text{bbl/STB} \quad (2.21)$$

L'équation de bilan matière peut s'écrire :

$$F = N[E_o + mE_g + E_{f,w}] + C_s \sum \Delta P Q(\Delta t_D) \quad (2.22)$$

Pour les réservoirs saturés, on peut négliger l'expansion de la roche et d'eau ($E_{f,w} = 0$), L'équation (2.22) devient :

$$F = N[E_o + mE_g] + C_s \sum \Delta P Q(\Delta t_D) \quad (2.23)$$

La forme ci-dessus de l'équation est une forme réduite de l'équation de bilan matière, où les trois mécanismes de la production : de l'expansion d'huile, de l'expansion de gaz, et de water drive sont inclus.

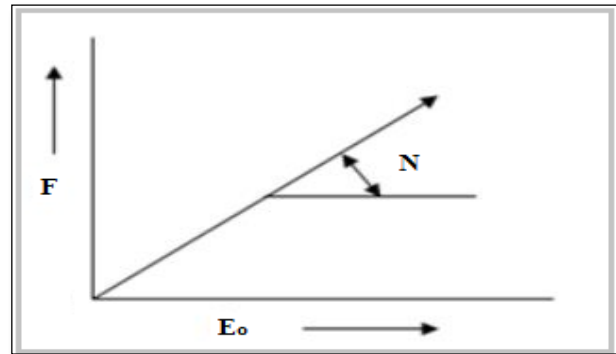
L'absence d'un ou deux des mécanismes ci-dessus exige la suppression des limites appropriées de l'équation.

1^{er} cas:

- Ni aquifère actif.
- Ni chapeau de gaz.

L'équation sera : $F = NE_o$

La courbe F vs E_o est une ligne droite passant par l'origine et N sa pente.



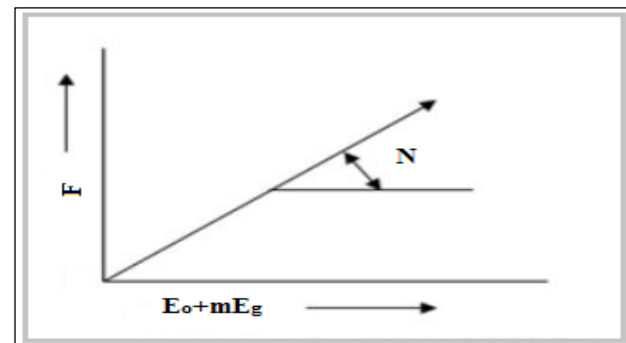
2^{ieme} cas : **Figure 2.2 : Soutirage F vs Eo**

Avec chapeau de gaz

L'équation (2.23) devient:

$$F = N(E_o + mE_g)$$

La courbe de F vs $(E_o + mE_g)$ est une droite passant par l'origine et N représente sa pente.



3^{ieme} cas: **Figure 2.3 : Soutirage F vs (Eo+mEg)**

- Pas d'aquifère
- N et m inconnus

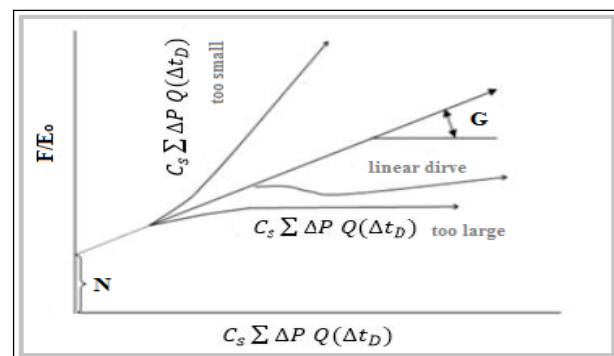
L'équation de bilan matière est écrite sous deux formes afin d'avoir comme conséquence deux formes de résolution :

1^{er} forme:

$$\frac{F}{E_o} = N + G \frac{E_g}{E_o}$$

Avec:

$$G = \frac{mNE_g}{E_o}$$



On plote $\frac{F}{E_o}$ en fonction de $\frac{E_g}{E_o}$ **Figure 2.4 : Soutirage F vs (Eo+mEg) et N,m sont inconnues**

G : Le chapeau de gaz représente la pente de la droite.

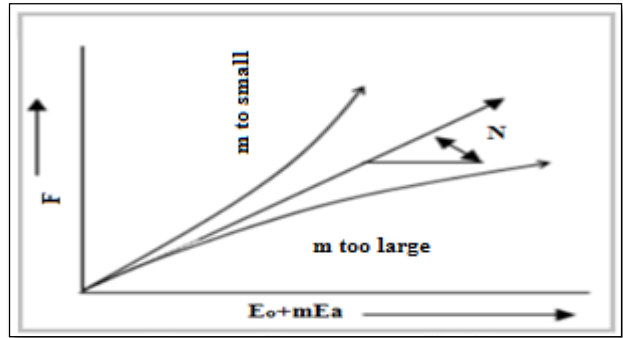
2^{ème} forme:

$$F = N(E_o + mE_g)$$

On donne des valeurs pour m puis on plotte :

F vs $(E_o + mE_g)$

Si m assumée est correcte, la courbesera une ligne droite passant par l'origine avec N comme pente. **Figure 2.5: F/E_o vs W_e/E_o**



Si m assumée est trop petite la ligne passera par l'origine mais courbera vers le haut.

Si m assumé est trop grand, la ligne passera par l'origine mais courbera en bas.

2.2.2.5. Application

2.2.2.5.1. Historique de la production et pression

L'application de la méthode du bilan de matière sur une zone ou sur une cellule fermée exige comme données les historiques de production et de pression en plus des propriétés PVT des fluides en place. Aucune connaissance de la géologie ou de la géométrie du réservoir n'est nécessaire. La figure (2.6) montre la comparaison entre les influx et la pression en fonction du temps.

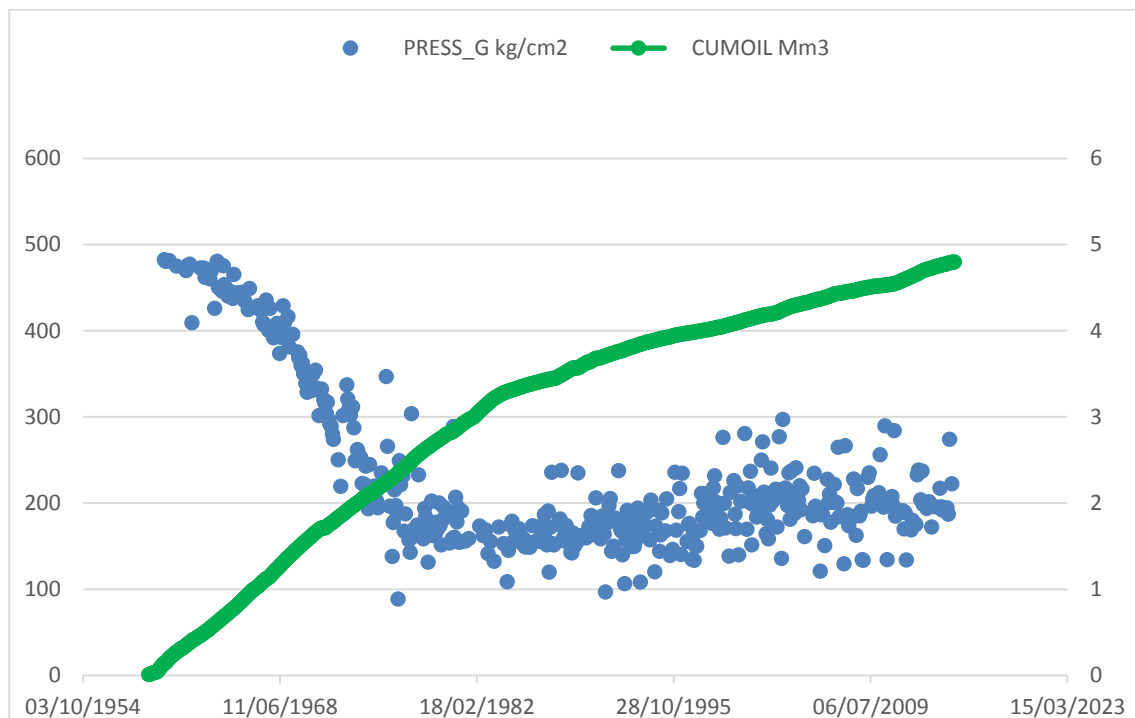


Figure 2.6 : Comparaison entre le cumule des influx et la pression en fonction du temps

➤ **Historique de la production**

Au leur janvier 2015, la production cumulée de la zone 4 était estimée à 94.84 million m³ d'huile. Dans l'historique de production de la zone 4, on peut distinguer 6 périodes :

- La période initiale ou la zone 4 est développée jusqu'à un potentiel de l'ordre de 1 million de m³/an, palier qui sera maintenu de 1964 à 1967.
- Un premier développement complémentaire double le potentiel de la zone qui produit environ 2 Mm³/an entre 1968/1971.
- La période de 1972 à 1978 ou la zone est produite au rythme de 3 Mm³/an en moyenne grâce à des nouveaux forages qui compensent de déclin de potentiel des anciens puits.
- La période de 1979 à 1989 la production est chutée jusqu'à 1.17 Mm³/an à la fin de 1989.
- La période de 1990 à 2000, il y a une augmentation de la production, grâce à l'influence de l'injection d'eau 2 Mm³/an à la fin l'année 2000.
- Enfin la période actuelle 2001 à 2015 une décline de production jusqu'à 0.9 Mm³/an.

➤ **Historique de la pression**

On peut distinguer 4 périodes :

- 1959 à 1970 période de l'épuisement naturel la pression chute jusqu'à 335 Kg/cm².g.
- La période de 1971 à 1983 chute rapide de pression jusqu'à 162.5 Kg/cm².g.
- La période de 1984 à 2008 il y a une augmentation de pression, grâce à l'influence de l'injection d'eau, jusqu'à 204 Kg/cm².g.
- Enfin la période actuelle 2009 à 2015 une maintenance de pression à 200 Kg/cm².g.

2.2.2.5.2. Données PVT

Les paramètres Bo, Bg, Rs, 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.
- ❖ Rs à la pression de Bulle= 185.20 sm³/sm³.
- ❖ Pression de bulle : 153.9668 kg/cm².

Tableau2.2 : Les données de PVT de la zone 4

Pression Kg/Cm2	Bo v/v	Rs v/v	Viscosité Cp
562.4	1.607	185.2	0.321
492.1	1.626	185.2	0.3
421.8	1.649	185.2	0.279
351.5	1.676	185.2	0.259
281.9	1.708	185.2	0.239
210.9	1.749	185.2	0.219
193.3	1.76	185.2	
175.8	1.773	185.2	0.209
168.7	1.776	185.2	
161.7	1.782	185.2	
154.6	1.787	185.2	0.201
126.5	1.672	151.02	0.228
105.5	1.589	124.74	0.249
84.4	1.513	100.19	0.274
59.8	1.424	73.6	0.309
35.2	1.33	46.8	0.36

A partir le tableau 2.1, 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 Lasater pour Rs et Bo et la corrélation de Petrosky et al pour la viscosité de l'huile.

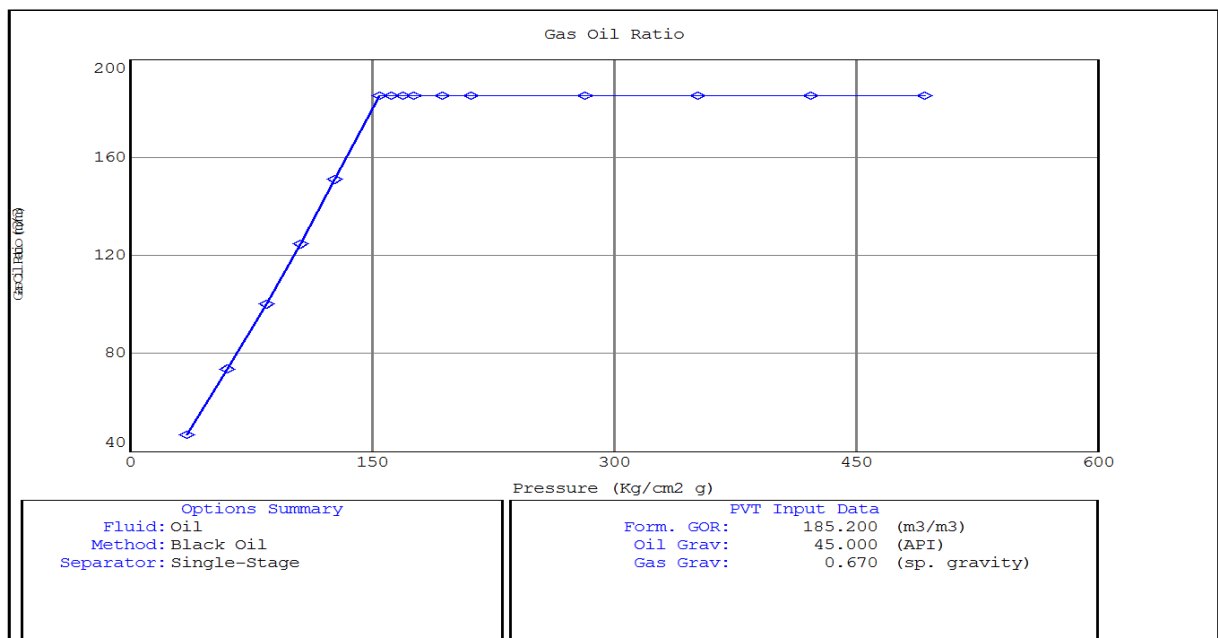


Figure 2.7 : Evolution de RS en fonction de la pression

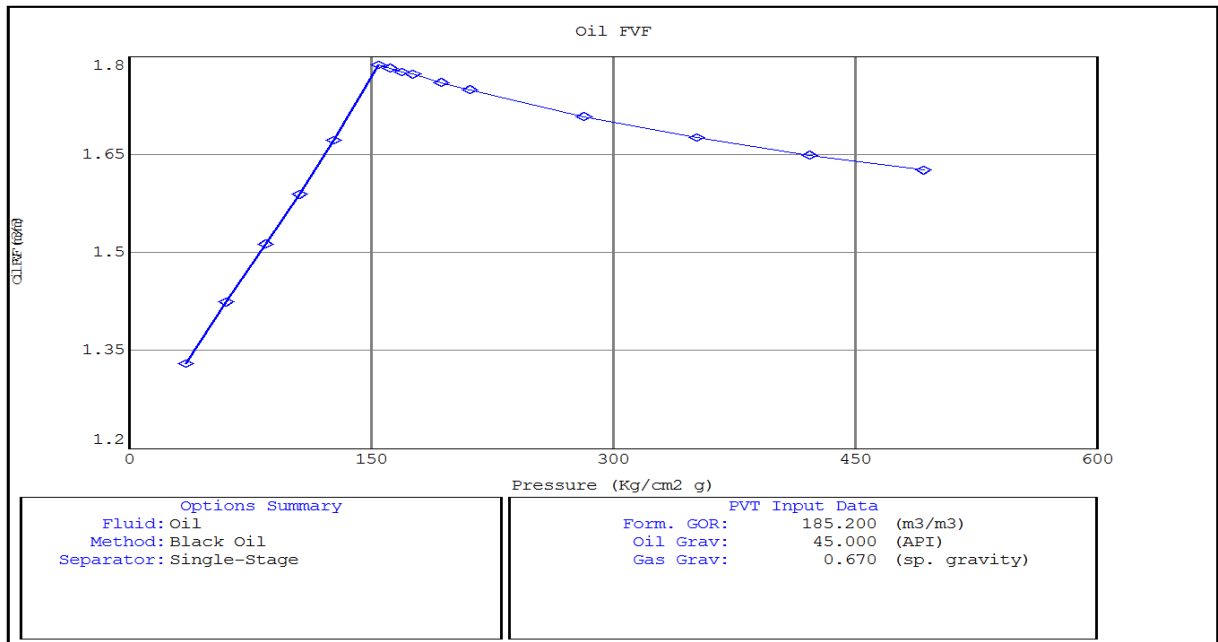


Figure 2.8 : Evolution de Bo en fonction de la pression

2.2.2.5.3. Calage de l'historique (History matching)

Nous introduisons la période entre 1959 et 1970. C'est la période où l'épuisement du réservoir est naturel et aucun influx ne vient par les zones voisines (figure 2.6). Nous utilisons l'option de la méthode analytique, qui est une technique de régression, disponible dans Mbal pour estimer OOIP.

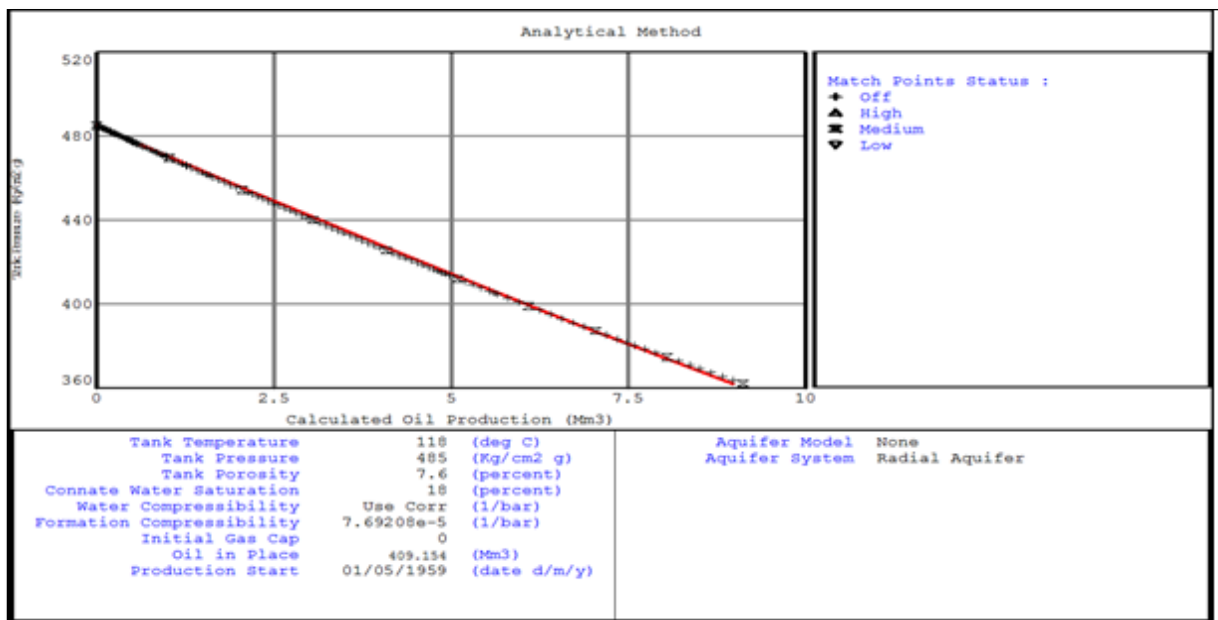


Figure 2.9 : Calage de l'historique de 1959 à 1970

Cette méthode donne une valeur d'(OOIP) de 409.154 millions stm³, avec un très bon *matching*. Cette valeur est plus proche aux estimations données par Franlab septembre 1979 (449.49 millions stm³) et par Sonatrach (410 millions stm³).

2.2.2.5.4. Mécanismes de drainage

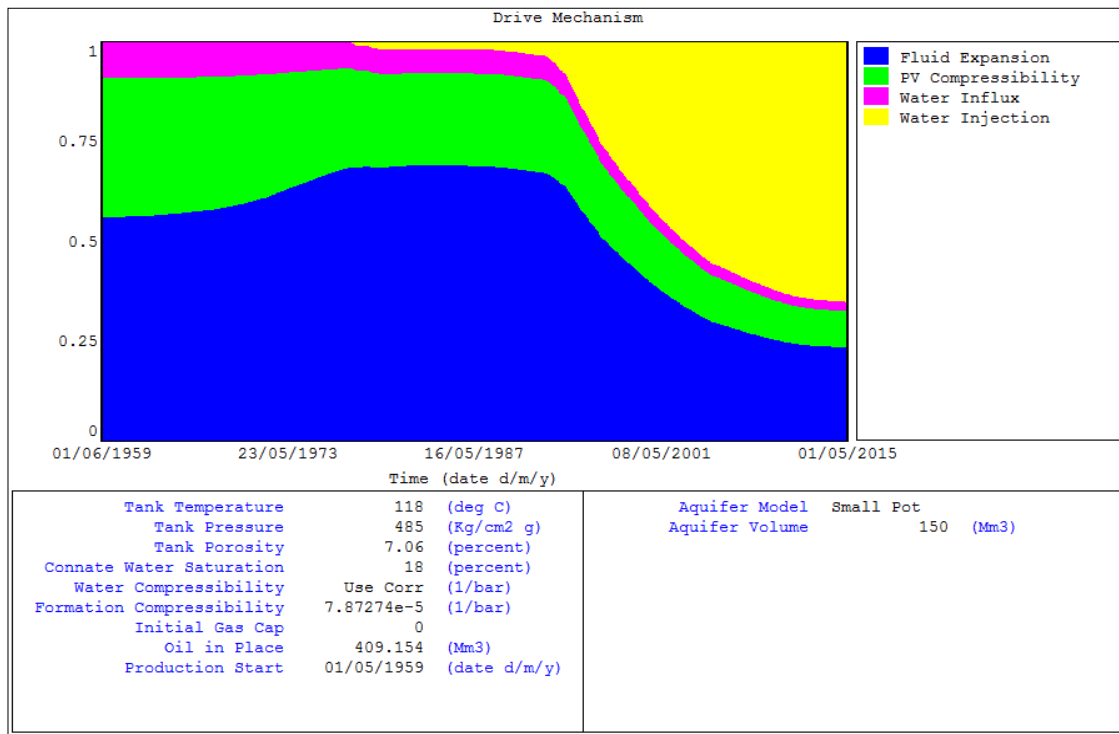


Figure 2.10: Mécanisme de drainage

La figure 2.10 représente l'évolution des indices des différents mécanismes de drainage en fonction du temps depuis 01/05/1959 jusqu'à 01/05/2015. Pendant la période de déplétion naturelle (entre 1959 et 1970), le mécanisme prédominant était celui de l'expansion de l'huile. L'indice de drainage de ce mécanisme était supérieur à 55% durant toute cette période. Les autres mécanismes présent était celui de l'expansion de la formation et de l'eau interstitielle, sa contribution à la production est de 36% d'environ comme l'indique bien son indice et l'expansion de aquifère. L'injection d'eau débute en 1978 et à partir de cette année, elle devient progressivement le mécanisme qui assure la part la plus importante de production (plus de 65% pour les dernières années)

2.3. Conclusion

Dans ce chapitre les réserves calculées par la méthode volumétrique sont 460 MM stm3 par contre les réserves trouvés par la méthode de bilan matière sont 409.154 MM stm3. Cette valeur est plus proche aux estimations données par Franlab (449.49 MM stm3) et par Sonatrach (410 MM stm3). Il est claire que les réserves calculer avec la méthode volumétrique est plus grand à celles calculer avec la méthode de bilan matière, 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.

3.1. Introduction sur la récupération assistée

La récupération par drainage naturel ne donne pas généralement un taux de production satisfaisant, c'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans le gisement de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou injection de gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement, d'où leur nom de procédés de récupération secondaire.

Actuellement, ces injections sont mises en œuvre parfois dès le début de la vie de gisement. Encore faut-il être sûr, avant d'entreprendre l'un de ces procédés, de l'insuffisance de mécanismes nature, ce qui n'est pas facile de connaître au début de la production du champ. Aussi faudra-t-il un minimum de production (1 à 2 ans de production par exemple).

Depuis quelques décennies ont été étudiées et mises en œuvre sur champs d'autres techniques plus élaborées, dont l'utilisation se justifie par la recherche accrue d'un taux de récupération plus élevée : C'est la récupération améliorée ou tertiaire.

3.2. Différentes méthodes de la récupération assistée

3.2.1. La récupération secondaire

- L'injection d'eau.
- L'injection de gaz : Avec un déplacement miscible et non miscible.
- L'injection alterné eau-gaz (WAG).

3.2.2. La récupération tertiaire

- Méthodes chimique (polymères, microémulsion).
- Méthodes thermiques : pour l'huile lourdes (vapeur, combustion in situ).
- Méthode miscible (CO₂-CH₄).

3.3. L'injection d'eau

L'injection d'eau, qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile produite aux Etats-Unis en 1970 l'a été par injection d'eau). Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.

Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employé pour :

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou de gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

L'injection d'eau peut être soit répartie soit localisée dans un aquifère sous-jacent ou de bordure.

3.3.1. Configurations d'injection

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

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

Au début du siècle précédent, un projet d'injection d'eau commençait par l'injection d'eau dans un seul puits. A mesure que la zone inondée s'étendait et que les puits adjacents étaient inondés, ceux-ci étaient convertis en injecteurs pour prolonger l'aire balayée par l'eau. C'était appelé le " *circleflooding* " Cette configuration a été progressivement remplacée par d'autres dont on peut citer :

3.3.1.1. Schéma irrégulier d'injection:

On peut avoir ce schéma dans le cas où les conditions de surface ou/et la présence de puits horizontaux résulte en une non uniformité de la position des puits producteurs ou injecteurs. Aussi par la conversion de certains puits producteurs pour des raisons économique dans les petits réservoirs qui sont développés pour la production primaire, la présence des failles, la localisation d'une variation de la porosité ou de perméabilité peuvent également mener aux schémas irréguliers.

3.3.1.2. Injection périphérique :

Les injecteurs sont situés à la frontière externe du réservoir et l'huile est déplacée vers l'intérieur (voir fig. 3.1.) L'injection périphérique garantit généralement une récupération maximum d'huile avec un minimum de production d'eau. Pour cela, plusieurs conditions doivent être réunies. Par exemple, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le déplacement de l'eau injectée à un débit donné sur de grandes distances. De plus, la ligne d'injection doit rester aussi proche que possible du front, les puits producteurs ayant un water-cut élevé sont convertis.

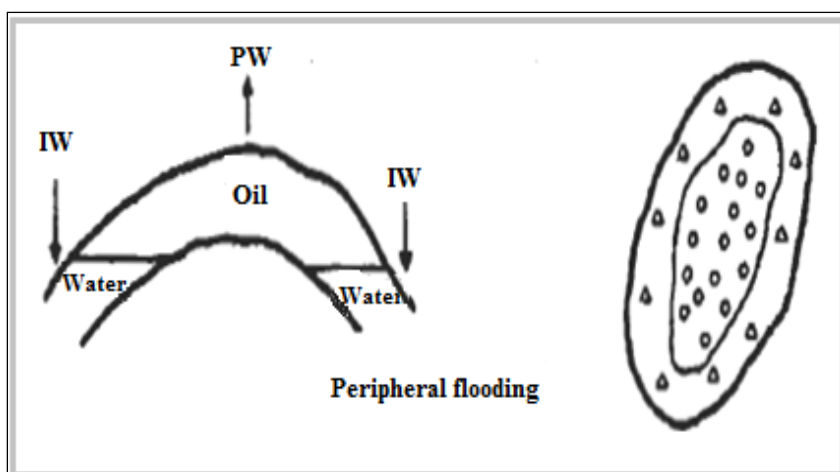


Figure 3 1 : Schéma d'injection périphérique

3.3.1.3. Injection centrale:

L'injection centrale est le cas opposé de L'injection périphérique. Dans ce schéma, les injecteurs sont au centre du champ, et l'injection progresse vers l'extérieur. L'exemple le plus simple est celui d'un gisement anticlinal à chapeau de gaz, les puits d'injection sont le plus souvent regroupés au top de l'anticlinal, comme représenté sur la figure (3.2)

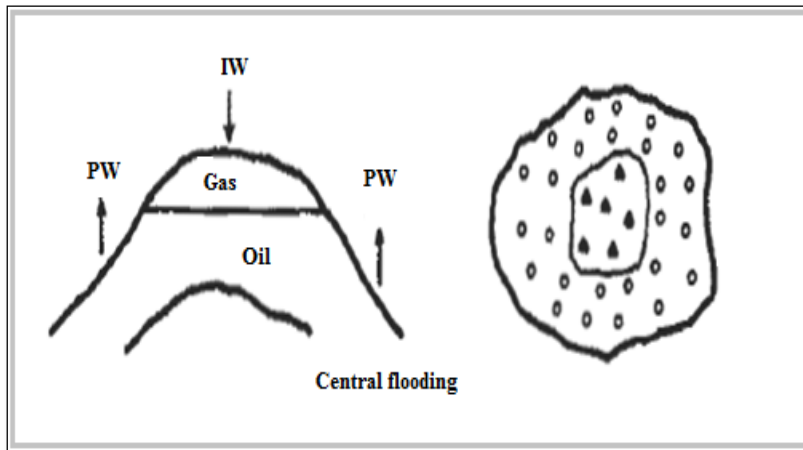


Figure 3.2. Schéma d'injection centrale

3.3.1.4. Schémas d'injection basale et sommitale :

Dans un gisement monoclinale, avec chapeau de gaz ou aquifère, soumis à l'injection d'eau ou de gaz, on a une ou plusieurs lignes d'injecteurs situés en haut de la structure dans le cas d'injection de gaz, ou en bas dans le cas de l'eau. Plusieurs projets d'injection d'eau emploient le modèle basal d'injection avec des gains additionnels grâce à la ségrégation gravitationnelle. La figure (3.3) illustre ce type de schéma.

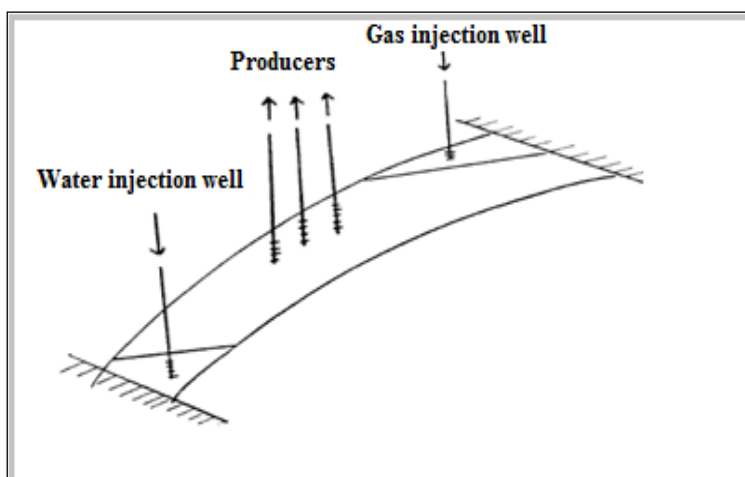


Figure 11.3. Schéma d'injection basal et à la crête

3.3.1.5. Schémas régulier d'injection

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

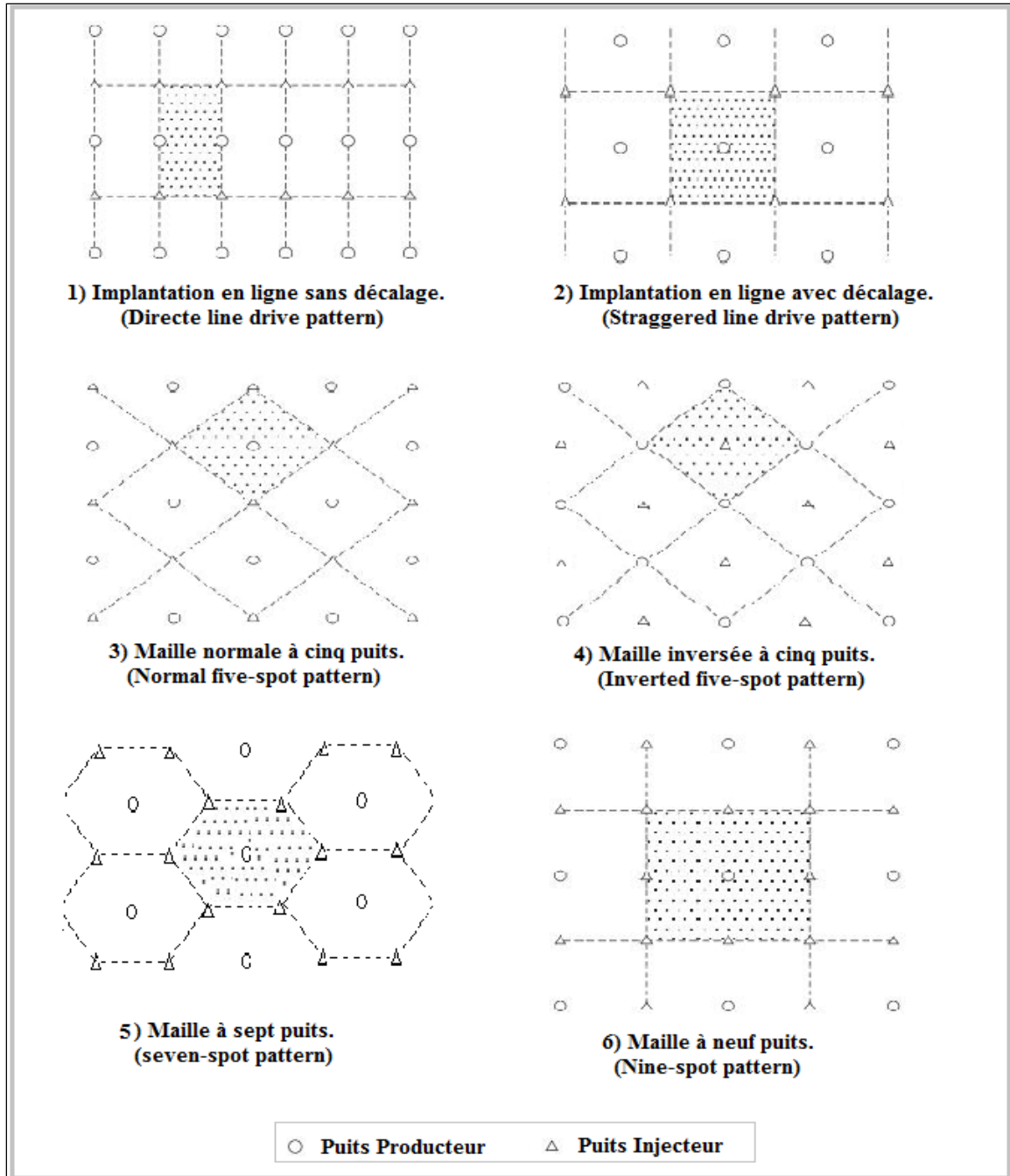


Figure 3.12 : schémas réguliers d'injection

3.3.2. Techniques de suivi de la performance d'injection

3.3.2.1. 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 :

$$VRR = \frac{Q_w \cdot inj \cdot B_w}{Q_o \cdot B_o + W_p \cdot B_w + Q_o \cdot (R_p - R_s) \cdot B_g} \quad (3.1)$$

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.

3.3.2.2. 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 :

$$RF = \frac{N_P}{N} \quad (3.2)$$

$$HCPVi = \frac{W_{inj} \cdot B_w}{N \cdot B_{oi}} \quad (3.3)$$

3.4. Equation du débit fractionnaire

3.4.1. 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 :

$$M = \frac{K_{rw} @ S_{wf} \cdot \mu_o}{K_{ro} @ S_{wi} \cdot \mu_w} \quad (3.4)$$

$K_{rw} @ S_{wf}$: est la perméabilité relative de l'eau correspondant à la saturation du front.

$K_{ro} @ S_{wi}$: est la perméabilité relative de l'huile correspondant à la saturation initial en eau.

Comme la plupart des déplacements ne sont pas piston, la mobilité apparente de la phase de l'eau est calculée en évaluant la perméabilité relative à l'eau à la saturation d'eau moyenne dans un déplacement linéaire à la percée (breakthrough), et la proportion de la mobilité (M) est défini par :

$$M = \frac{K_{rw} @ S_{wmbtr} \cdot \mu_o}{K_{ro} @ S_{wi} \cdot \mu_w} \quad (3.5)$$

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 a 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.

3.4.2. 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 (voir fig 3.5).

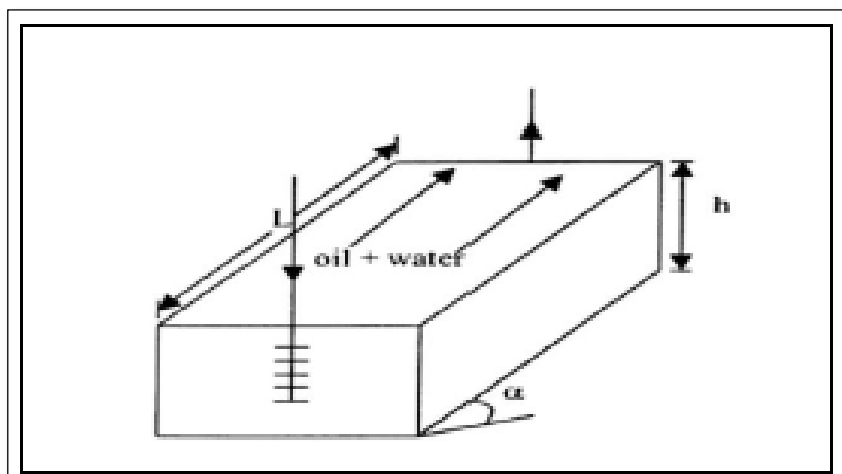


Figure 3.5 Déplacement linéaire du système eau-huile

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

$$q_w = \frac{-K_w \cdot A}{\mu_w} \left[\frac{\partial P_w}{\partial x} + g \rho_w \sin \alpha \right] \quad (3.6)$$

$$q_o = \frac{-K_o \cdot A}{\mu_o} \left[\frac{\partial P_o}{\partial x} + g \rho_o \sin \alpha \right] \quad (3.7)$$

k_o, k_w : perméabilités effectives (huile, eau).

μ_o, μ_w : viscosités.

p_o, p_w : pressions.

ρ_o, ρ_w : Densités.

A : section frontale du milieu.

α : angle d'inclinaison.

En réarrangeant les équations (3.6) et (3.7) on obtient :

$$\frac{q_o \mu_o}{AK_o} = -\frac{\partial P_o}{\partial x} - g \rho_o \sin(\alpha)$$

$$\frac{q_w \mu_w}{AK_w} = -\frac{\partial P_w}{\partial x} - g \rho_w \sin(\alpha)$$

La soustraction des équations précédentes donne :

$$\frac{q_w \mu_w}{AK_w} - \frac{q_o \mu_o}{AK_o} = \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) - g(\rho_w - \rho_o) \sin(\alpha) \quad (3.8)$$

D'après la définition de la pression capillaire :

$$P_c = P_o - P_w$$

La différentiation par rapport à la direction x nous donne :

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (3.9)$$

En combinant les équations (3.8) et (3.9) on trouve :

$$\frac{q_w \mu_w}{AK_w} - \frac{q_o \mu_o}{AK_o} = \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} \right) - g \Delta \rho \sin(\alpha) \quad (3.10)$$

Les débits fractionnaires des deux fluides sont définis comme suit :

$$F_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (3.11)$$

$$(3.12) \quad F_o = \frac{q_o}{q_w + q_o}$$

Ces fractions peuvent être exprimées par la façon suivante :

$$q_w = F_w \cdot q_T$$

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

Si on remplace q_o et q_w dans l'équation (3.11) on arrive à la fameuse équation du Buckley-Leverett :

$$F_w = \frac{1 + \left(\frac{AK_o}{\mu_o q_T}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad (3.13)$$

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 $f_w=100\%$.

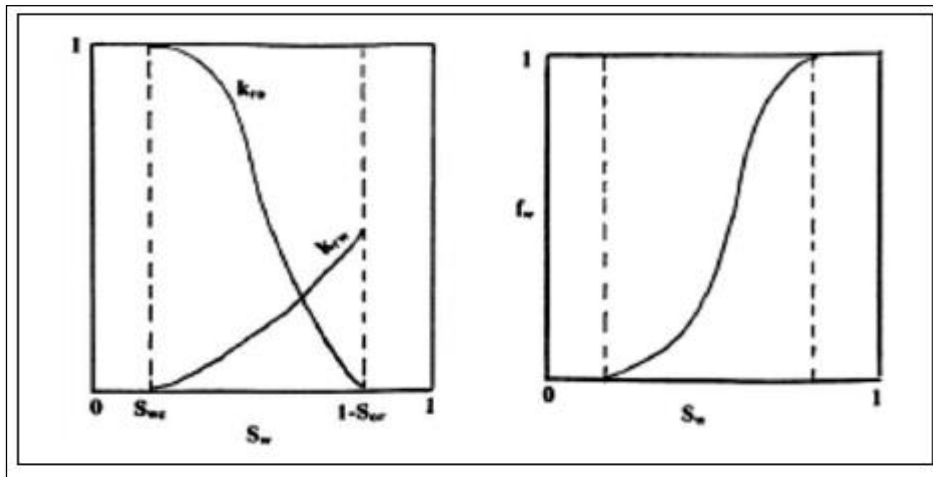


Figure 3.6 : Courbes des perméabilités relatives et du débit fractionnaire en fonction de la saturation

Si les forces capillaires sont uniformes et le milieu est horizontal, l'équation (3.13) se simplifie et devient comme suit :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad (3.14)$$

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 :

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{b S_w} \quad (3.15)$$

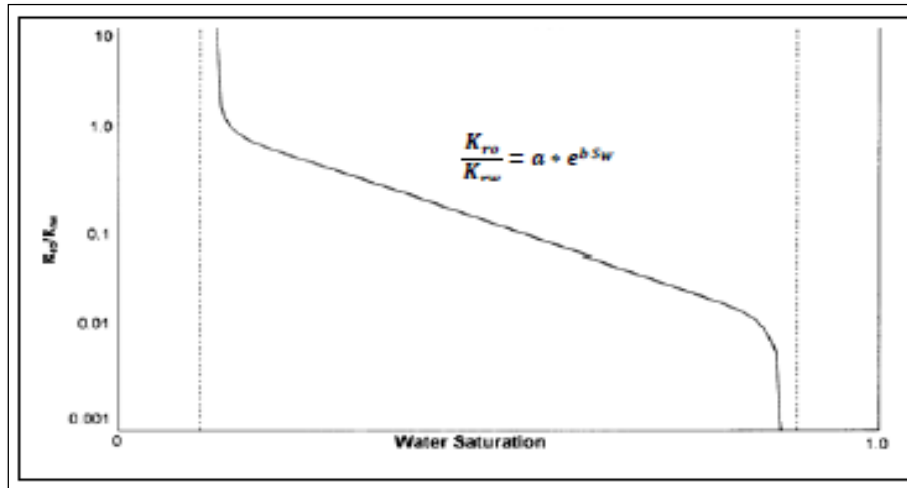


Figure 3.7. Rapport des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau

En Remplaçant l'équation (3.14) dans (3.15) on trouve :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{b S_w}\right)} \quad (3.16)$$

Les paramètres clés qu'on peut tirer de la courbe de Welge (figure 3.8) sont les suivants :

- **Saturation du front d'eau S_{wf}** : Elle se détermine en traçant la tangente de la courbe qui passe par S_{wi} (saturation d'eau irréductible).
- **Saturation moyenne d'eau à la percée S_{wmbr}** : Elle correspond au point d'intersection de la tangente avec la droite dont l'équation $f_w = 1$
- **Saturation moyenne d'eau après à la percée S_{wm}** : Elle se détermine en traçant la tangente de la courbe au point de $S_w > S_{wf}$ et qui coupe la droite ($f_w = 1$) dans la valeur voulue.

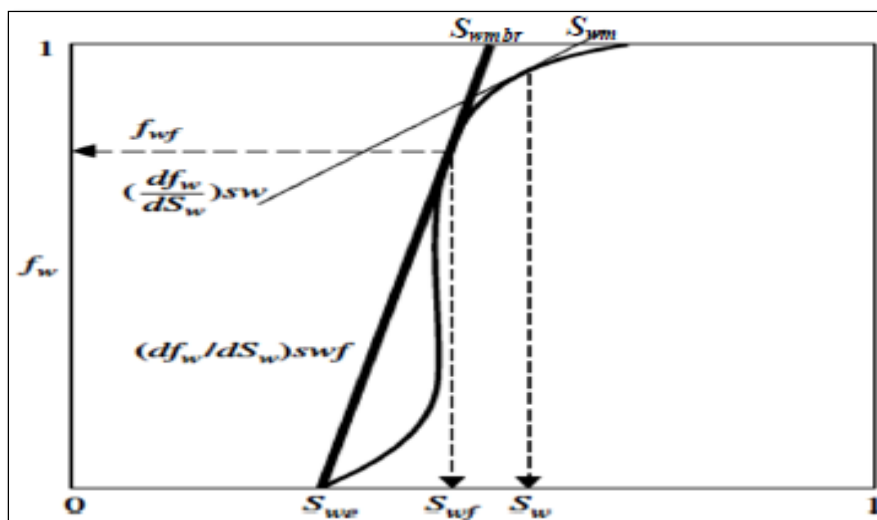


Figure 3.8 : Détermination de S_{wf} et S_{wmbr} , S_{wm}

3.5. Calcul d'efficacité globale d'injection d'eau

3.5.1. 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 :

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

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

❖ **Rappel :** -la mobilité d'un fluide quelconque est définie comme étant le rapport entre la perméabilité effective de ce fluide et sa viscosité.

-Le rapport de mobilité M est défini comme

de la mobilité du fluide injecté et la mobilité du

$$\lambda = \frac{K_{eff}}{\mu} \quad \text{étant le rapport}$$

fluide déplacé.

$$\lambda = \frac{\lambda_{inj}}{\lambda_{dép}}$$

Après simplification on aura :(3.17)
$$M_w = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w}$$

Il est évident que Le rapport de mobilité ainsi défini dépend d'un paramètre important qui est la saturation, mais quelle valeur de saturation doit être prise en compte ?

Pour cela, Muskat (1946) a met en place les concepts suivants :

- Sachant que l'huile se déplace devant le front d'eau dans la zone non envahie, la perméabilité relative de l'huile doit être déterminée à la saturation initiale du fluide injecté.
- Le fluide injecté derrière le front est caractérisé par la saturation moyenne à la percée.
- Donc on prend $(k_{rw}@S_{wmbr})$, cette valeur de saturation reste constante jusqu'à la Percée.
- Après la percée, la saturation du fluide injecté augmente jusqu'à atteindre S_{wm} dans ce cas on prend $(k_{rw}@S_{wm})$.

On peut écrire comme résumé :

❖ A la percée d'eau : (3.18)
$$M = \frac{K_{rw}@S_{wmbr}\mu_o}{K_{ro}@S_{wi}\mu_w}$$

❖ Après la percée d'eau : (3.19)
$$M = \frac{K_{rw}@S_{wm}\mu_o}{K_{ro}@S_{wi}\mu_w}$$

3.5.2. 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.

D'après les définitions citées ci-dessous on voit bien que le rapport de mobilité avant la percée est constant, après la percée ce rapport augmente à cause de l'augmentation de la saturation du fluide injecté.

Durant la période d'injection, il s'est avéré que l'efficacité superficielle change avec le temps, pour cela le calcul de E_s se fait selon trois phases.

➤ **Phas1** : avant la percée.

L'efficacité superficielle avant la percée est proportionnelle au volume du fluide injecté.

Elle est donnée par la formule suivante :

$$E_s = \frac{W_{inj}}{V_p(S_{wmbr}S_{wi})} \quad (3.20)$$

➤ **Phase2**: à la percée

Willhite (1986) a proposé une corrélation pour E_s qui dépend du rapport de mobilité M .

$$E_{sbr} = 0,5460236 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M \quad (3.21)$$

➤ **Phase 3** : après la percée

Dyes (1954) a présenté l'augmentation de l'efficacité superficielle après la percée avec l'augmentation du volume injecté par la corrélation suivante :

$$E_s = E_{sbr} + 0,633 \log\left(\frac{Q_{inj}}{Q_{ibr}}\right) \quad (3.22)$$

Où :

E_s : efficacité superficielle après la percée.

Q_{inj} : cumul du fluide injecté.

Q_{ibr} : cumul du fluide injecté à la percée.

E_{sbr} : efficacité superficielle à la percée.

Fassihi (1986) a proposé un modèle analytique qui présente les données du graphe précédent. Ce modèle est donnée par :

$$E_S = \frac{1}{1 + [a_1 \ln(M + a_2) + a_3]F_w + a_4 \ln(M + a_5) + a_6} \quad (3.23)$$

Les coefficients a1, a2, a3, a4, a5 et a6 sont dépendent de la configuration des puits, ils sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 3.1 : Coefficients de l'équation de l'efficacité superficielle

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

3.5.3. Efficacité verticale

3.5.3.1. 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 :

$$E_V = \frac{1}{\sum_{i=1}^n H_i} \left[\sum_{i=m+1}^n H_i \left(\frac{M - \sqrt{M^2 + (1 - M^2) \frac{K_i}{K_m}}}{M - 1} \right) \right] \quad (3.24)$$

Avec : H_i : épaisseur de la strate i.

n : nombre total des strates.

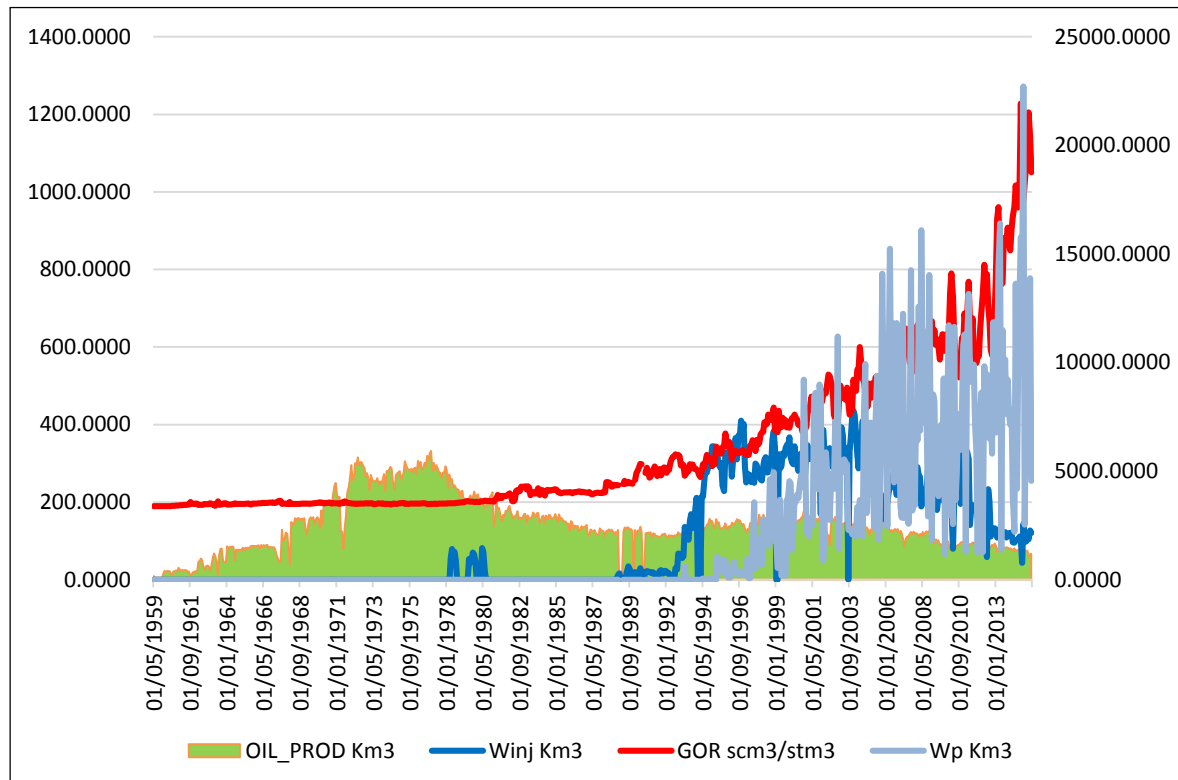
K_i : perméabilité de la strate i.

K_m : perméabilité de la couche atteinte par la percée.

3.6. Etude de cas

3.6.1. Historique de production et d'injection de la zone 4

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 3.9. Production annuel de la zone 17

La figure (3.9) montre la variation de débit de production d'huile, débit d'injection d'eau et le débit de production d'eau dans temps. On remarque qu'au début la production d'huile entre 1964 et 1967 à une moyenne de 82.9751Km³/mois et le GOR reste constante à une valeur de 195 stm³/stm³. Entre 1964 et 1976 la production d'huile à augmenter jusqu'à 326.424Km³/mois à cause de forage des nouveaux puits, et le GOR reste constante jusqu'à 1977. Après 1976 nous constatons que le débit d'huile à diminué jusqu'à 107.844 en février 1993 et le GOR à augmenter jusqu'à 400 stm³/stm³, cette augmentation peut expliquer par la percée des puits situés au sud par le gaz provenant des zones 2 et 3. Après février 1993 nous constatons une augmentation importante dans la production (182.943Km³/mois)), c'est à cause de l'injection d'eau qui a été mise en œuvre en novembre 1988. Après l'année 2001 la production commence à diminué à cause de la percée d'eau.

3.6.2. 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 .

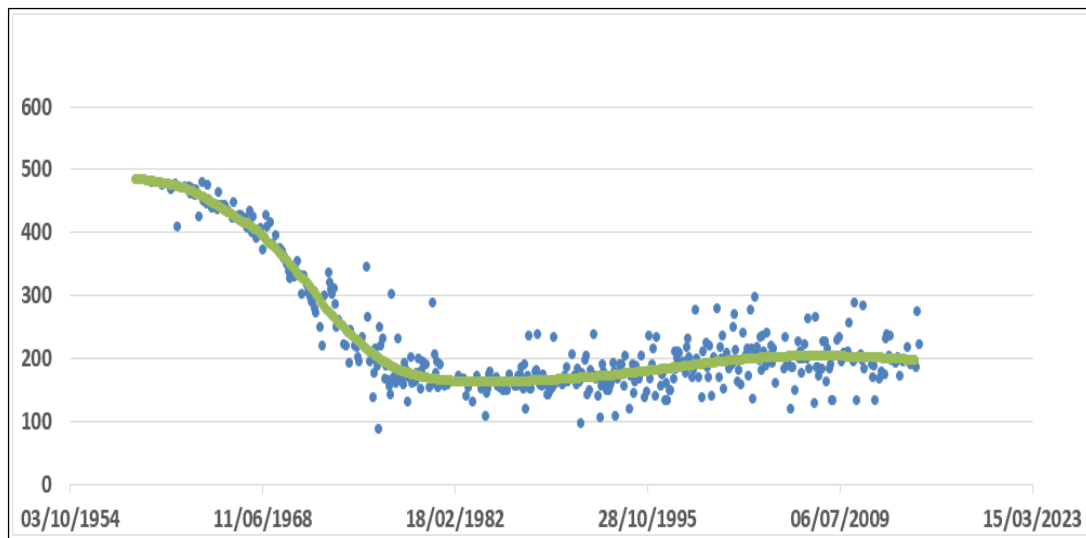


Figure 3.10. Evolution de la pression de gisement en fonction du temps

La pression de gisement de la zone 04 présentée (voir le détail annexe B) sur la figure 3.10 reflète un nuage de points qui représentent les pressions de gisement des puits. La pression initiale du gisement est de 485 Kg/cm², la pression moyenne actuelle de la zone est de 197 Kg/cm². Cette valeur est plus grande que la pression de bulle moyenne qui est de 154 Kg/cm².

3.6.3. Etat actuelle de la zone 04

La zone 4 contient 105 puits dont l'état des puits est résumé comme suit :

- ❖ **12 puits producteurs huile** :OMK333, OMKZ332, OMN563, OMN75, OMN761, OMN763, OMN852, OMN873, OMO151, OMO16, OMO162, OMO172.
- ❖ **Cinquante puits producteurs huile par gaz-lift** :OMJ60, OMJ62, OMJ701, OMJ702B, OMJ703, OMJ713, OMJ72, OMJ721, OMJ723, OMJ74, OMJ743, OMJ82, OMJ832, OMJZ633, OMJZ742, OMJZ813, OMJZ843, OMK102, OMK11, OMK112, OMK12, OMK122, OMK13, OMK131, OMK14, OMK142,OMKZ103, OMKZ121, OMKZ202, OMKZ212, OMKZ232, OMN56B, OMN653, OMN662, OMN67, OMN68, OMN681B, OMN77B, OMN781, OMN853B, OMN871, OMN872, OMN88, OMNZ572, OMO152, OMO163, OMO17, OMO27, OMO272, OMOZ273.

- ❖ Douze puits producteurs d'eau : OMJ802, OMJH28, OMJH29, OMKHA1, OMNH23, OMNH25, OMNH26, OMNHA2, OMNHA3, OMNHA4, OMOH22, OMOHA1.
- ❖ Seize puits injecteurs d'eau : OMJ61, OMJ712, OMJ722, OMJ73TER, OMJ802B, OMJ812, OMJ822, OMJ83, OMK132, OMK141, OMN573, OMN671, OMN76, OMN772, OMN86, OMN862
- ❖ Un puits sec : OMN881.
- ❖ Neuf puits abandon : OMJ702, OMJ73, OMJ732, OMJ73B, OMJ81, OMN56, OMN762, OMN77, OMN853.
- ❖ Quatre puits inexploitable : OMJ71, OMJ811, OMN57, OMN78.

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

3.6.4.1. 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.

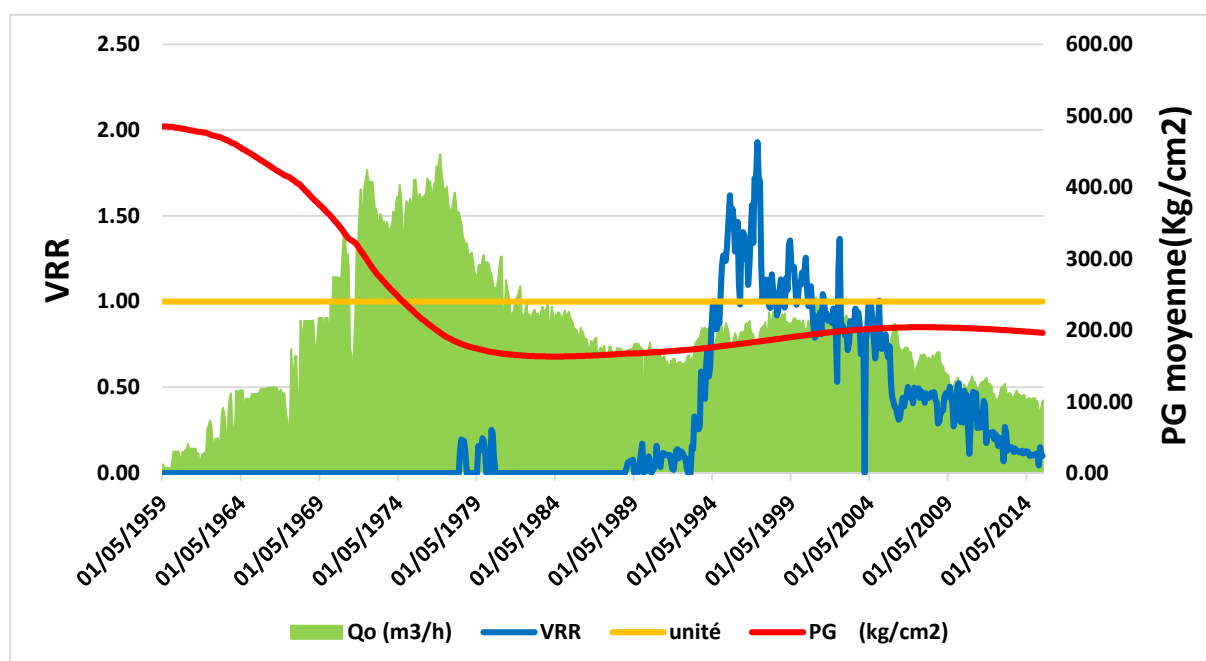


Figure 3.11. Courbe de VRR & débit d'huile & pression de réservoir de la zone 4

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 à l'injection en raison de leur nombre important par rapport aux injecteurs et aussi à l'étendue du zone et a cause de l'arrêter de l'injection entre juillet 1980 jusqu'à octobre 1988. De juin 1997 à l'août 2005, le VRR varie légèrement autour de l'unité, 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 et aussi par l'augmentation de la pression de réservoir au voisinage de certains puits dans cette zone.

Depuis août 2005, le VRR tombe au-dessous de l'unité à cause de la diminution du débit d'injection. Les puits injecteur est actuellement en état de sous-injection qui ce qui a eu un impact négatif sur le maintien de pression et sur la récupération de l'huile.

3.6.

4.2.

Impact de l'injection sur le taux de récupération

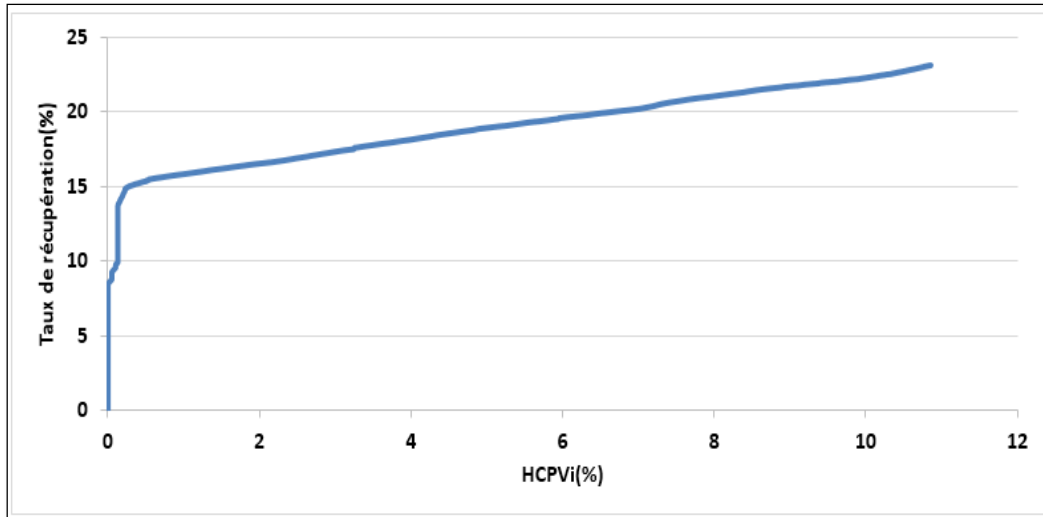


Figure 3.12. Taux de récupération en fonction de HCPVi

Le taux de récupération dans la zone était de 9% avant l'initiation de l'injection. Cette huile était récupérée grâce à la seule déplétion naturelle vu l'absence d'un aquifère actif ou d'un gas cap.

Grace à l'injection, la récupération atteint une valeur de 23% après l'injection d'un volume d'eau correspondant à un HCPVi de 0.14. Cette faible valeur indique que cette zone n'est pas encore saturée en eau et qu'un potentiel important d'huile reste à récupérer.

3.6.5. Calcul de l'efficacité globale de la zone 4

3.6.5.1. Calcul de l'efficacité du déplacement

Pour le calcul de l'efficacité de déplacement on va utiliser la méthode de Buckley & Leverett. La figure (3.13) donne la variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction du degré d'saturation d'eau S_w .

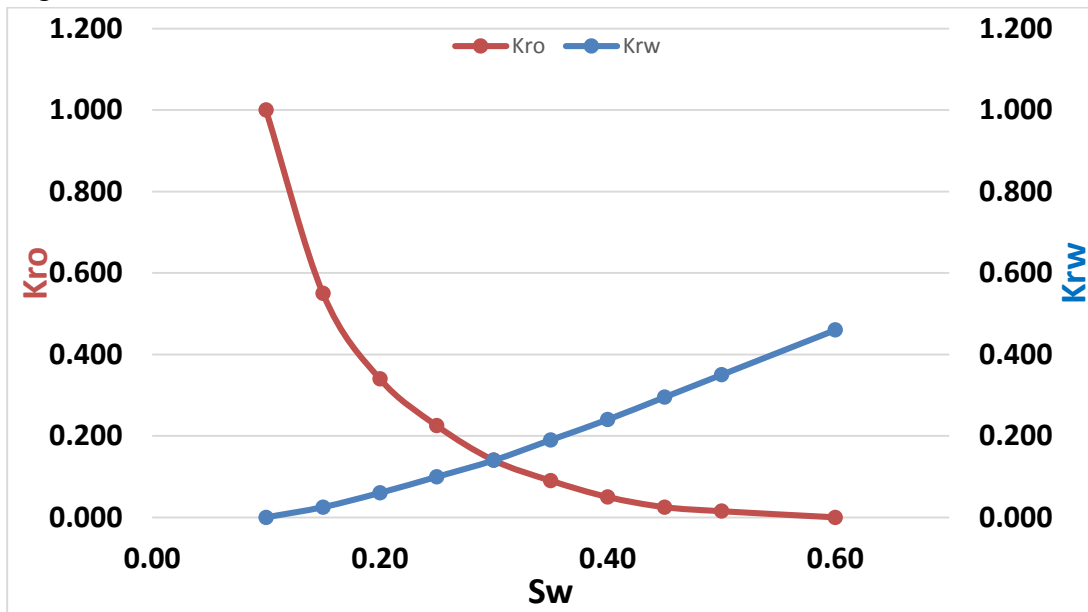


Figure 3.13 : Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de la saturation d'eau

L'équation générale du débit fractionnel :

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) * \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} + \frac{\frac{K_o A}{\mu_o q t} \left[\frac{\delta P_c}{\delta x} + (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha \right]}{1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}$$

Au niveau de la zone 4 on a :

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

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

Tel que : F_w : Débit fractionnel de l'eau

K_{rw} : Perméabilité relative de l'eau

K_{ro} : perméabilité relative d'huile

À la condition de fond :

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

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

Tableau (3.2) : calcule le débit fractionnel

Sw	Krw	Kro	Kro/Krw	μ_w/μ_o	$\frac{(K_{ro}/K_{rw})}{(\mu_w/\mu_o)}$	$\frac{(K_{ro}/K_{rw})}{(\mu_w/\mu_o)+1}$	Fw
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 (3.14), on peut tirer les paramètres suivants :

Swf (saturation du front d'eau) = 44%

Swmbr (saturation moyenne à la percée) = 51%

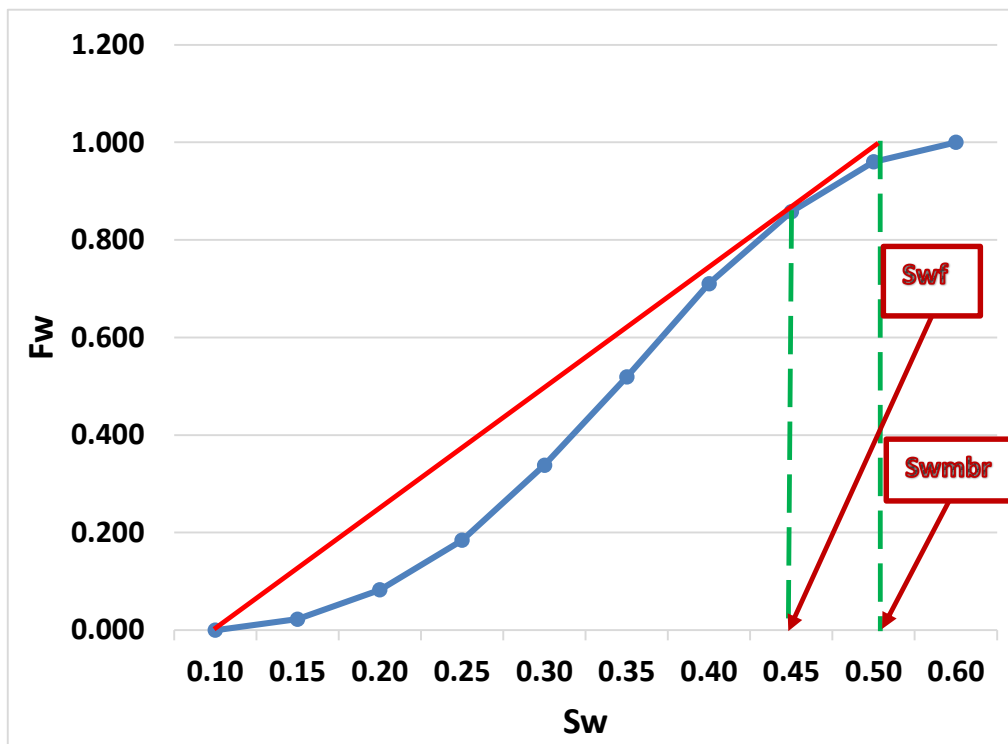


Figure 3.14. Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau

Efficacité de déplacement à la percée est :

$$E_d = \frac{0.44 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 37.78\%$$

Efficacité de déplacement après la percée est :

$$E_d = \frac{0.51 - 0.1}{1 - 0.1} * 100 = 45.56\%$$

Efficacité de déplacement maximale est :

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



$$S_{w_{max}} = 1 - S_{or} = 0.6S_{or} = 0.4$$

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

3.6.5.2. Efficacité superficielle

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

Avec

Fw = 1 au break through

Kro= 1 md

Krw= 0.46 md

Le rapport de mobilité est : $M = \frac{K_{rw}(S_{w_{max}})\mu_o}{K_{ro}(S_{wi})\mu_w}$

M= 0.23

Après utilisation la courbe (Annexe C) on trouve :

Es=1

3.6.5.3. Efficacité verticale

L'efficacité verticale théoriquement est considérée comme le réserve calculé par méthode de Person.

Donc on aura :

Ev = 52%

3.6.5.4. Efficacité globale

L'efficacité globale est le produit de trois efficacités :

$E_g = E_d * E_s * E_v$

Eg=19%

3.7. Conclusion

Cette étude a montré que l'efficacité globale de l'injection est de 19%. Ceci se traduit par l'hétérogénéité du réservoir.

L'analyse des performances d'injection en utilisant la courbe de VRR montre qu'il y a pas un équilibre injection-soutirage, on peut expliquer cette différence par la percée d'eau.

La courbe de la variation du taux de récupération en fonction de HCPVi (hydrocarbon pore volume injected) a montré que la récupération totale de la zone est de 23% par rapport aux réserves en place.

4.1. Introduction

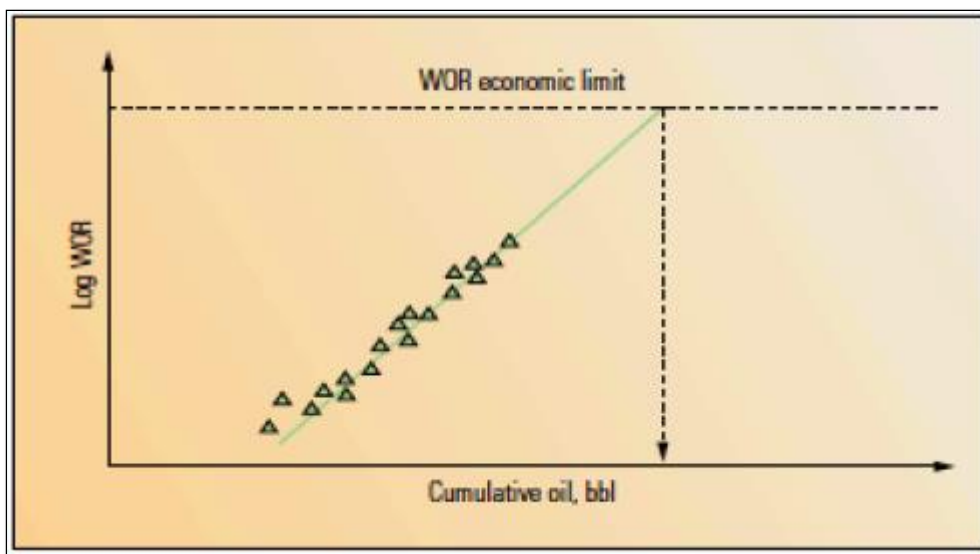
Le manque de compréhension des différents problèmes de production d'eau et l'application de solutions inadaptées sont les principales raisons de l'échec des opérations de contrôle d'eau.

Les données de production renferment de précieuses 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, 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.

4.2.



Courbe de récupération

Figure 4.1. Courbe de récupération (recovery plot)

Un graphe en échelle semilog de WOR en fonction de la production cumulée d'huile (Figure 4.1). En général, la tendance de production peut être extrapolée jusqu'à la limite économique de WOR pour déterminer la quantité d'huile qui sera produite si rien n'est fait pour contrôler la production d'eau. Si cette quantité est égale aux réserves d'un puits, l'eau que ce puits produit est une eau tolérable et aucune opération de contrôle d'eau

n'est nécessaire. Si, par contre, la production extrapolée d'huile est inférieure aux réserves, l'eau produite est nuisible et un traitement doit être appliqué pour la maîtriser.

4.3. Graphe de l'historique de production

Les débits d'huile et d'eau sont tracés en fonction du temps dans une échelle log-log. Les bons candidats à une opération de contrôle d'eau présentent généralement une augmentation du débit d'eau et une diminution du débit d'huile commençant au même temps.

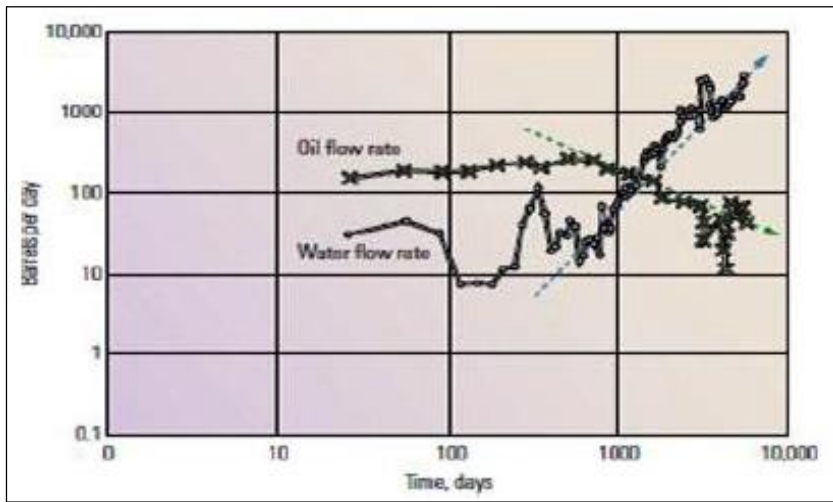


Figure 4.2. Production History Plot

4.4. Analyse des courbes de déclin

C'est un graphe du débit d'huile en fonction de la production cumulée d'huile dans une échelle semilog. Dans le cas d'une déplétion normale, ce graphe aura la forme d'une droite. Un déclin accéléré peut avoir pour cause un problème autre que la production d'eau, une importante chute de pression dans l'aire de drainage ou bien un sérieux endommagement de la zone proche du puits.

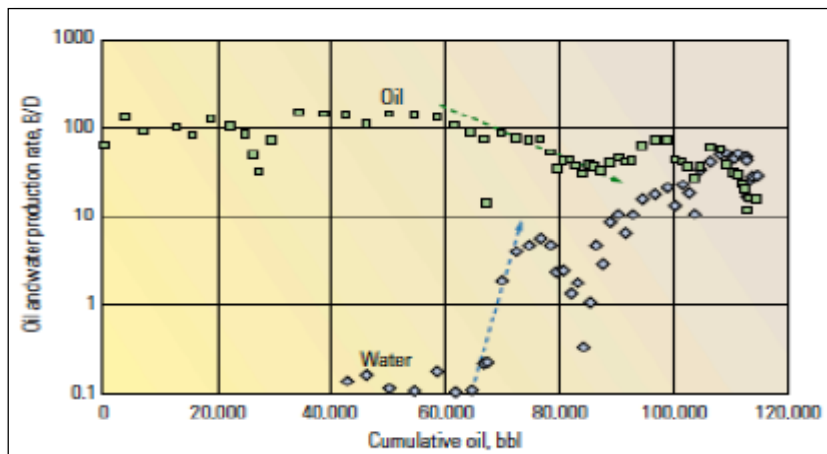


Figure 4.3. Courbe de déclin

4.5. 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) déjà établis de différents mécanismes pouvant causer une percée de l'eau : *coning*, *channelling*, percée par une couche de bonne 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 être 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 correspondant à différents problèmes de production d'eau.

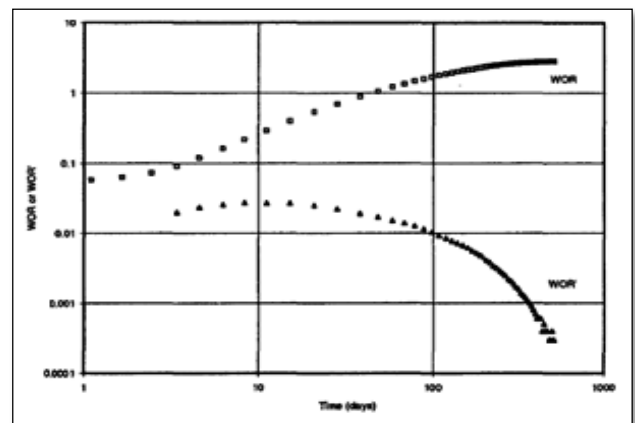
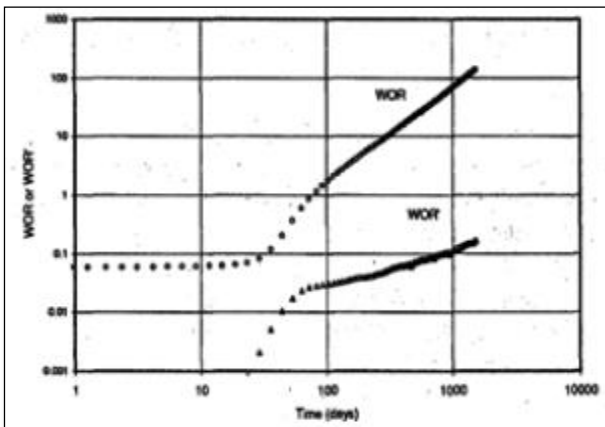


Figure 4.4. Multilayer Channeling Figure 4.5. Bottomwater coning

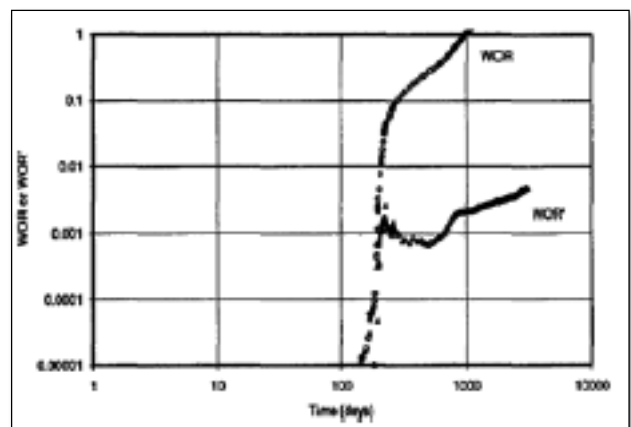
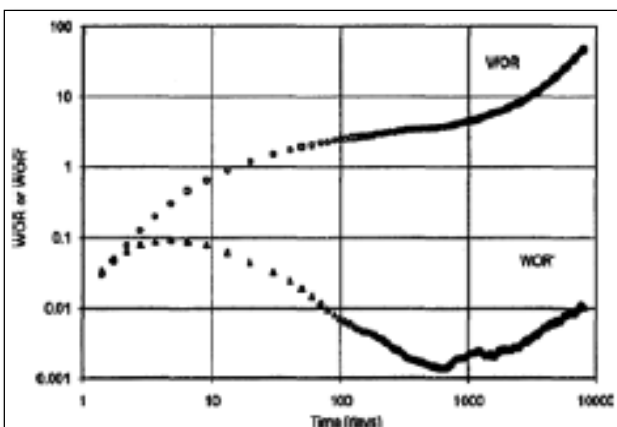


Figure 4.6. Bottomwater channeling with late time channeling

Figure 4.7. Thief layer water recycling

4.6. Etude de cas

La zone 4 contient 38 puits (OMJ60, OMJ701, OMJ702B, OMJ703, OMJ713, OMJ72, OMJ721, OMJ723, OMJ82, OMJ832, OMJZ633, OMJZ742, OMJZ813, OMN763, OMN77B, OMN781, OMN852, OMN853B, OMN871, OMN872, OMN873, OMN88, OMN563, OMN56B, OMN662, OMN67, OMN68, OMN75, OMN761, OMO151, OMO152, OMO162, OMO172, OMK102, OMK131, OMKZ103, OMKZ121, OMKZ202) qui sont affectés par la percée d'eau.

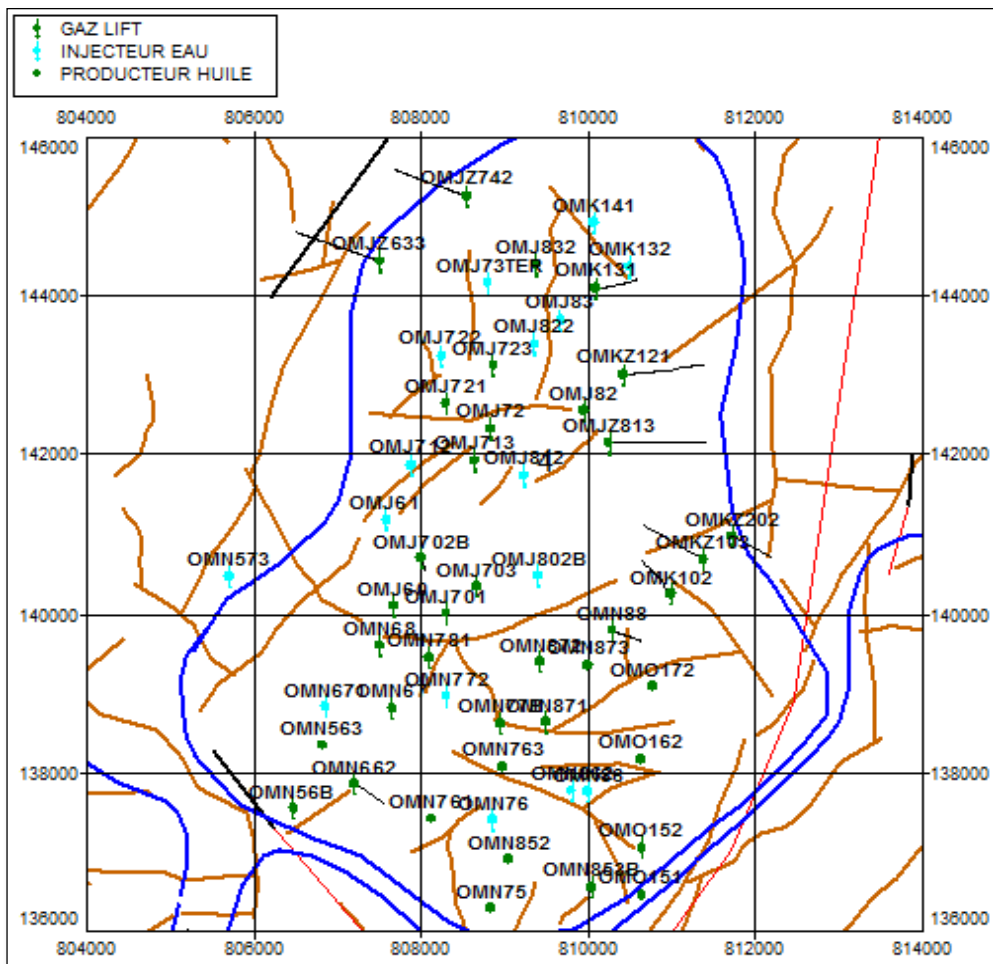


Figure 4.9. Les puits qui sont affectés par la percée d'eau

4.6.1. Puits OMN67

Ce puits est situé dans la partie Sud-Est de la zone 4, il a été mis en production en Mars 1969 avec un débit de production de 367 m³/jours. En Aout 1992 il a subi 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 (figure 4.10).

Débit de production	Date de la percée	Etat actuelle	Cumule huile produits
01/03/1969	01/08/1992	Ouvert mis en gas-lift	3,1327 millions m ³

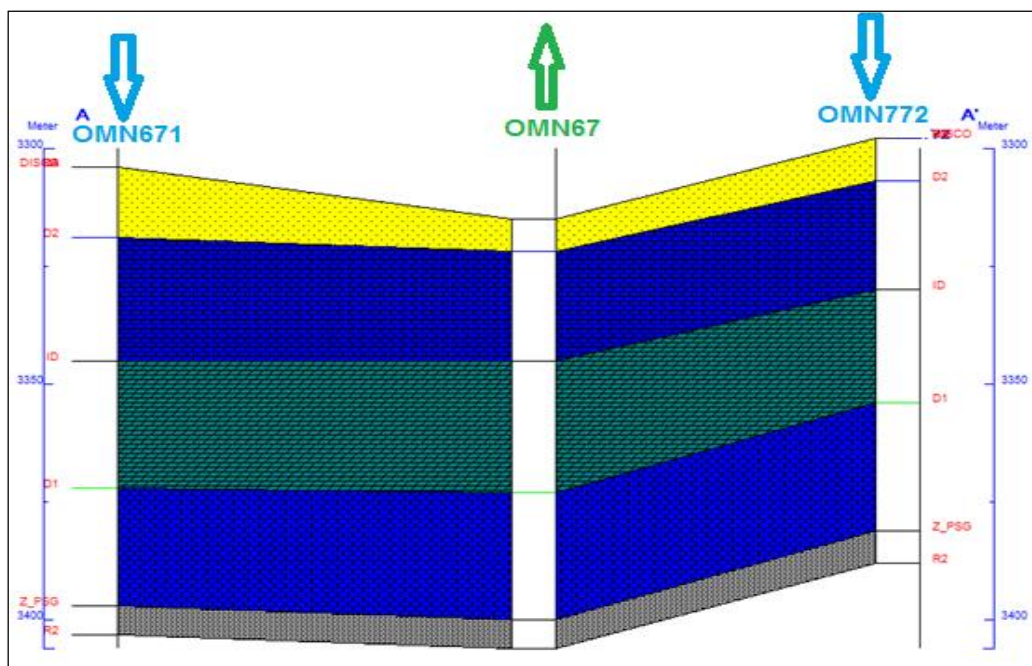


Figure 4.10. Coupe géologique OMN67, OMN671 et OMN772

Les caractéristiques des drains traversés par les puits OMN67 et OMN772, OMN671 sont résumés dans le tableau 4.1 :

Tableau 4.1 : Les caractéristiques pétrophysique des drains

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

A partir le tableau 4.1 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétrophysiques

4.6.1.1. Graphe de l'historique de production

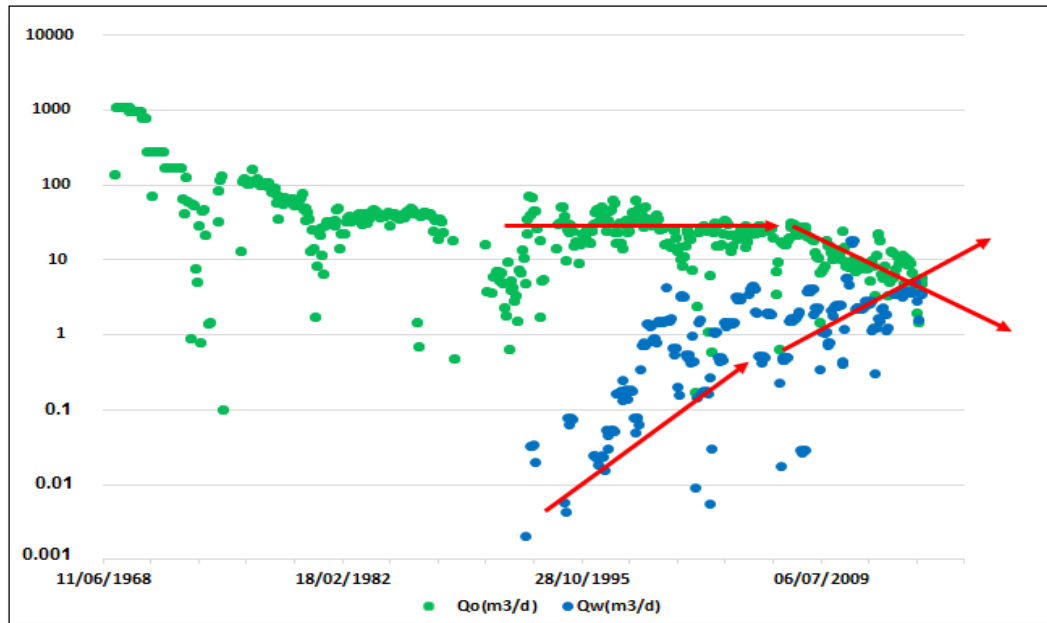


Figure 4.11. Graphe de l'historique de production OMN67

La figure 4.11 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMN67 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début de la production l'allure général de la production à une légère pente, mais soudainement une augmentation du débit d'eau et une diminution du débit d'huile commençant au même temps.

4.6.1.2. Courbe de diagnostic

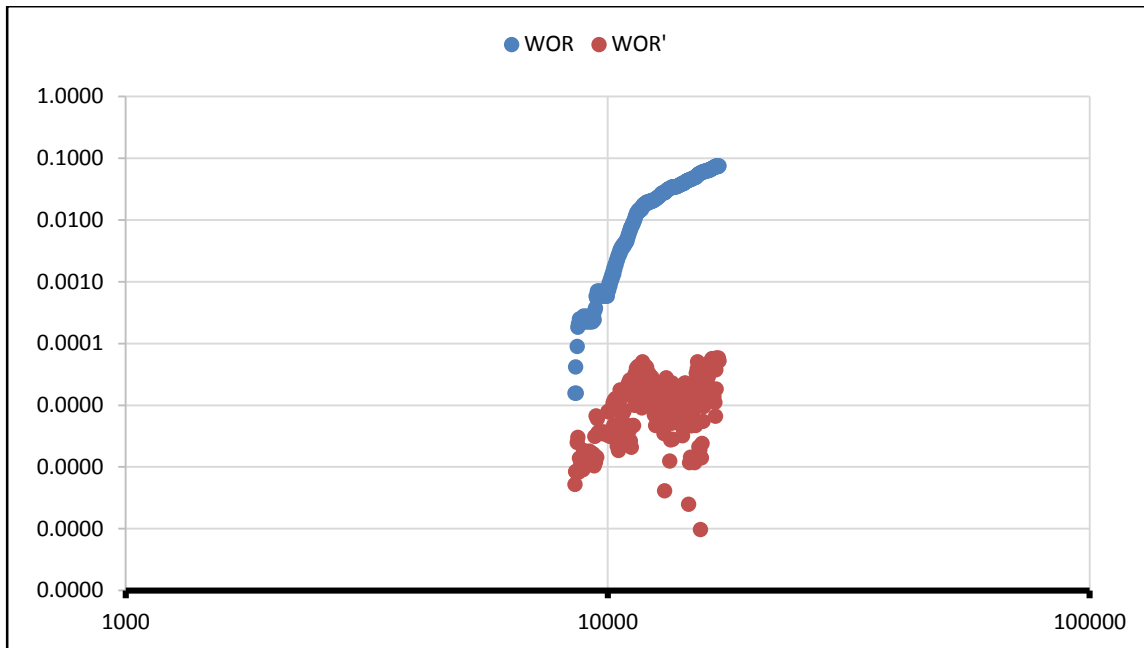


Figure 4.12. Courbe de diagnostic OMN67

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.

4.6.2. Puits OMN781

Ce puits est situé dans la partie Sud-Est de la zone 4, il a été mis en production en Mars 1972 avec un débit de production de 780 m³/jours. Décembre 1991 il a subi à une percée d'eau de 3.33 m³/jours. La distance entre OMN781 et OMN671 est de 1400m, entre OMN781 et OMN772 est de 530m (figure 4.13).

Débit de production	Date de la percée	Etat actuelle	Cumule huile produis
01/03/1972	01/12/1991	Ouvert mis en gas-lift	1,72 millions m ³

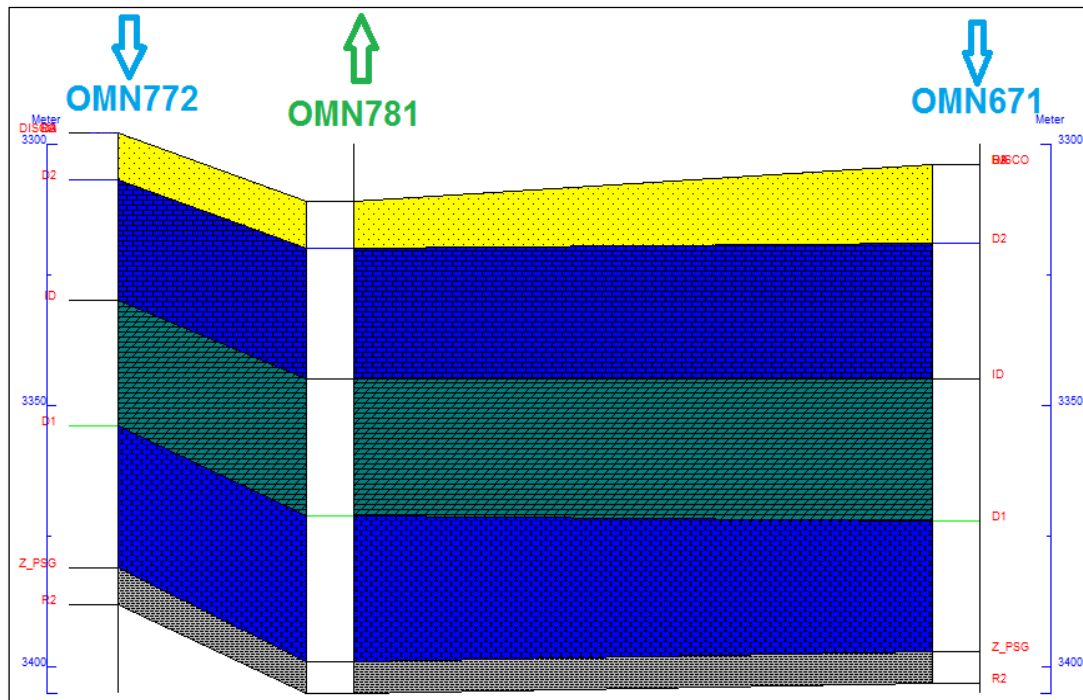


Figure 4.13. Coupe géologique OMN781, OMN671 et OMN772

Les caractéristiques des drains traversés par les puits OMN781 et OMN772, OMN671 sont résumés dans le tableau 4.1 :

Tableau 4.2 : Les caractéristiques pétrophysique des drains

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMN781	D3			
	D2	1,49	4,74	25
	ID	3,89	8,18	26
	D1	15,71	10,3	28
	Z_PSG	5,61	9,52	6
	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

A partir le tableau 4.2 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétrophysiques.

4.6.2.1. Graphe de l'historique de production

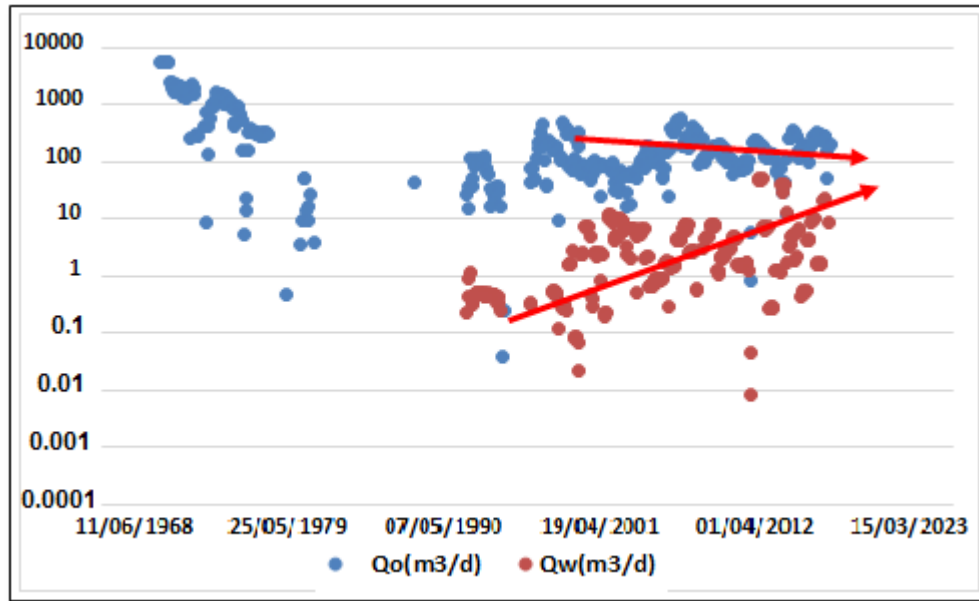
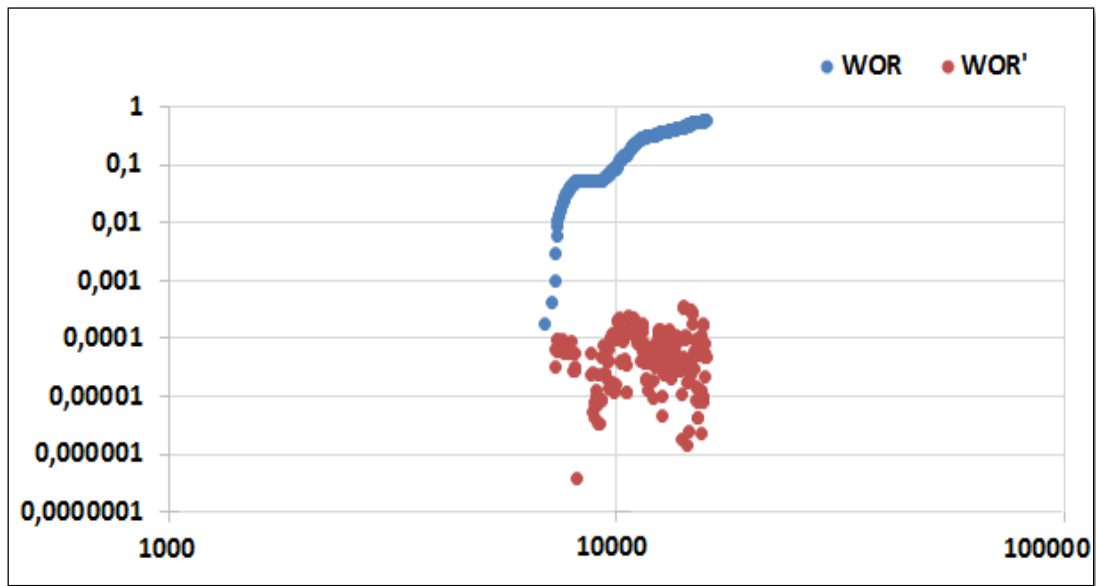


Figure 4.14. Graphe de l'historique de production OMN781

La figure 4.14 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMN781 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début de la production l'allure général de la production à une légère pente, mais soudainement une augmentation du débit d'eau.



4.6.2.2. Courbe de diagnostic

Figure 4.15. Courbe de diagnostic OMN781

La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches inférieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

4.6.3. Puits OMJ723

Ce puits est situé dans la partie Nord de la zone 4, il a été mis en production en Aout 1999 avec un débit de production de 166.67 m³/jours. Aout 1999 il a subi à une percée d'eau de 10 m³/jours. La distance entre OMJ723 et OMJ822 est de 570m, entre OMJ723 et OMJ73TER est de 1050m (figure 4.16).

Débit de production	Date de la percée	Etat actuelle	Cumule huile produis
01/08/1999	01/08/1999	Ouvert mis en gas-lift	0,7732 millions m ³

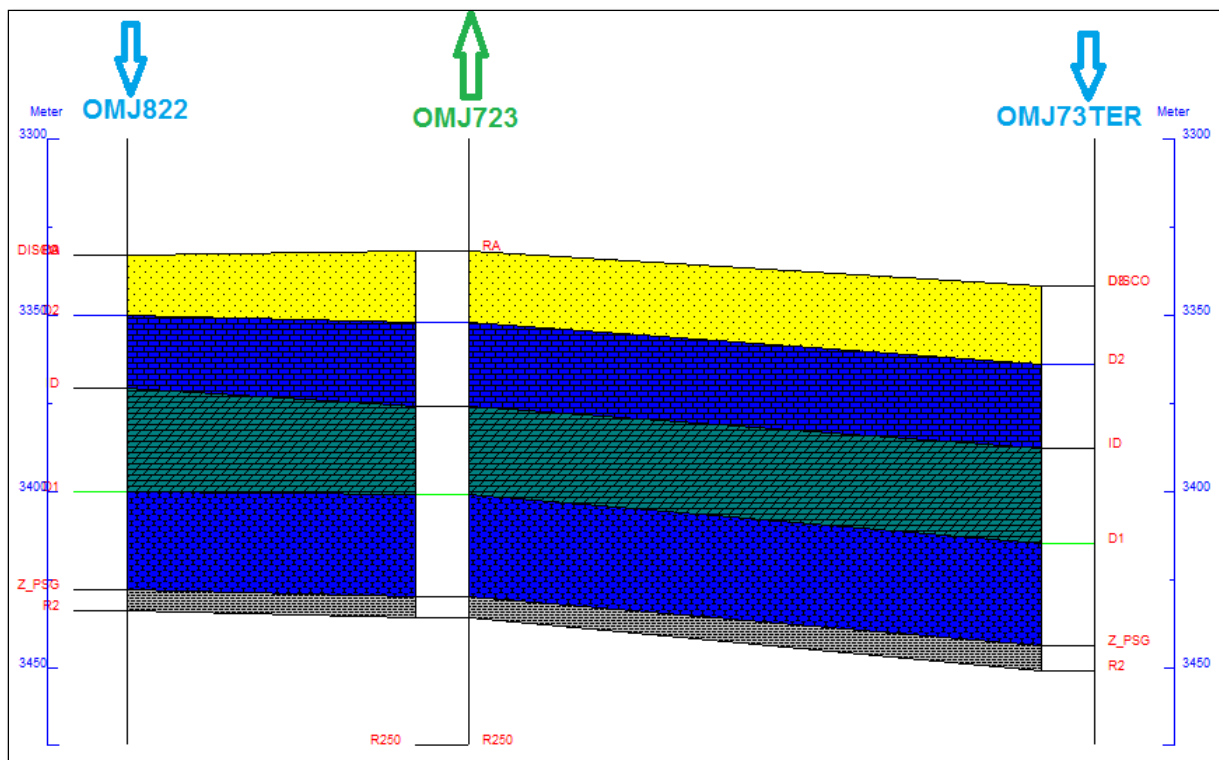


Figure 4.16. Coupe géologique OMJ723, OMJ822 et OMJ73TER

Tableau 4.3 : Les caractéristiques pétrophysique des drains

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ723	D2	5.53	8.35	16
	ID	7,87	7,32	30
	D1	17,04	9,83	25
	Z_PSG	7,08	9,25	5
	R2	11,32	8,37	2
OMJ822	D2	4.2	7.48	21
	ID	3,43	8,11	29
	D1	9,9	9,44	28
	Z_PSG	1	0	6
	R2	0,26	7,65	16
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 4.3 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétro physiques.

4.6.3.1. Graphe de l'historique de production

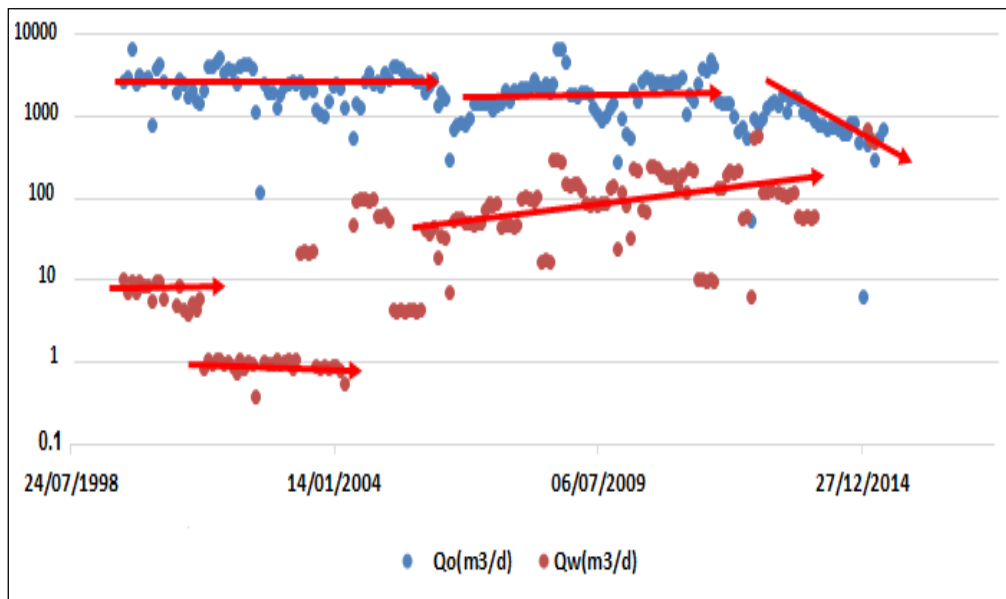
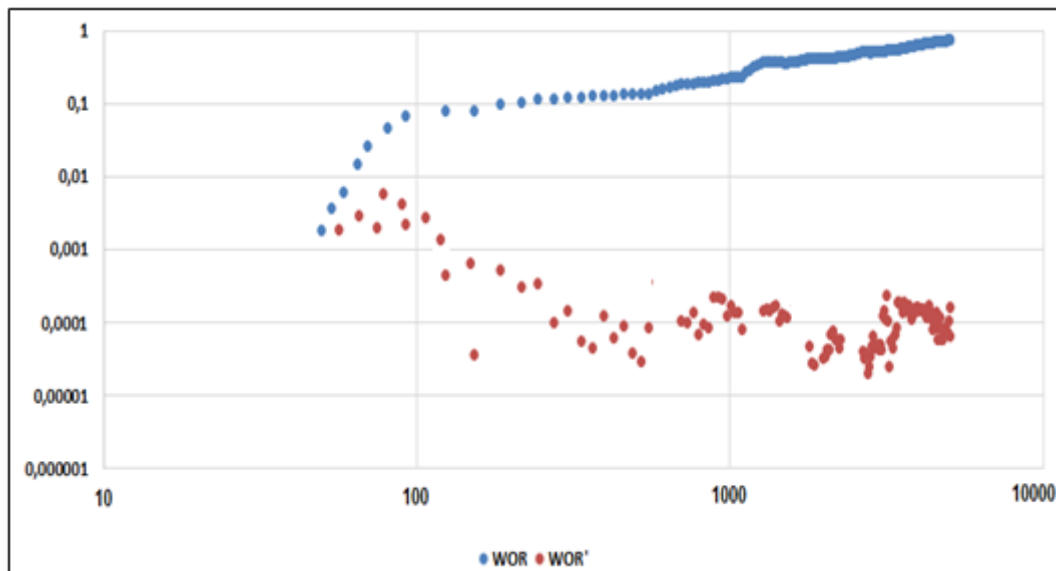


Figure 4.17. Graphe de l'historique de production OMJ723

La figure 4.14 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMJ723 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début d'huile, mais soudainement une augmentation du débit d'eau



4.6.3.2. Courbe de diagnostic

Figure 4.18. Courbe de diagnostic OMJ723

La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches inférieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

4.6.4. Puits OMJ832

Ce puits est situé dans la partie Nord de la zone 4, il a été mis en production en Octobre 1976 avec un débit de production de 370 m³/jours. Avril 2006 il a subi une percée d'eau de 3.33 m³/jours. La distance entre OMJ832 et OMJ73TER est de 620m, entre OMJ832 et OMJ822 est de 1000m (figure 4.19).

Débit de production	Date de la percée	Etat actuelle	Cumule huile produits
01/10/1976	01/04/2006	Ouvert mis en gas-lift	5.29 millions m ³

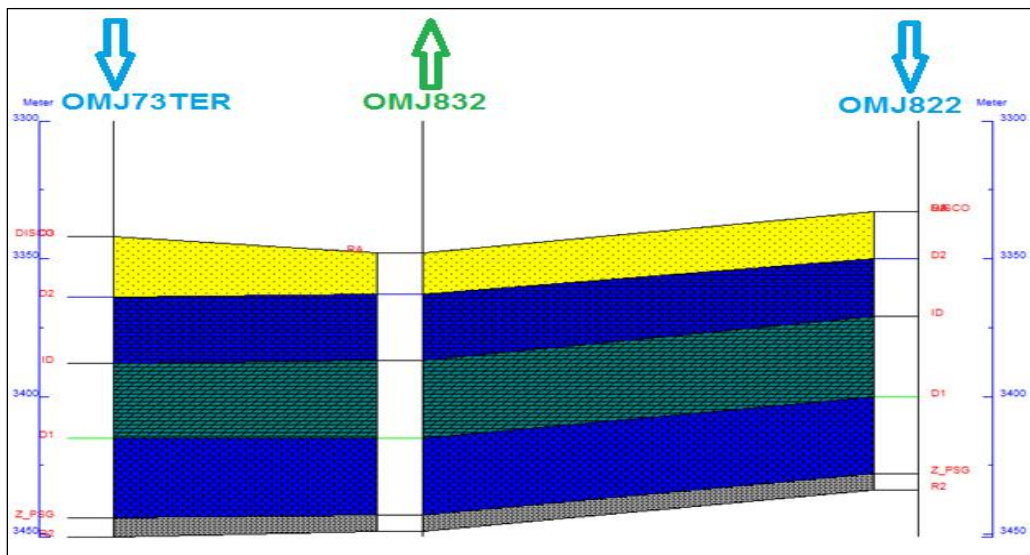


Figure 4.19. Coupe géologique O MJ 832, O MJ 822 et OMJ73TER

et OMJ73TER

Tableau 4.3 : Les caractéristiques pétrophysique des drains

Puits	drains	K(md)	Porosité(%)	Hu
OMJ832	D2	9.58	12.63	24
	ID	5,88	7,53	28
	D1	10,7	13,11	28
	Z_PSG	3,84	12,18	6
	R2	2,62	11,36	6
OMJ822	D2	4.2	7.48	21
	ID	3,43	8,11	29
	D1	9,9	9,44	28
	Z_PSG	1	0	6
	R2	0,26	7,65	16
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 4.4 nous constatons que le drain D1 qui a les meilleures paramètres pétrophysiques.

4.6.4.1. Graphe de l'historique de production

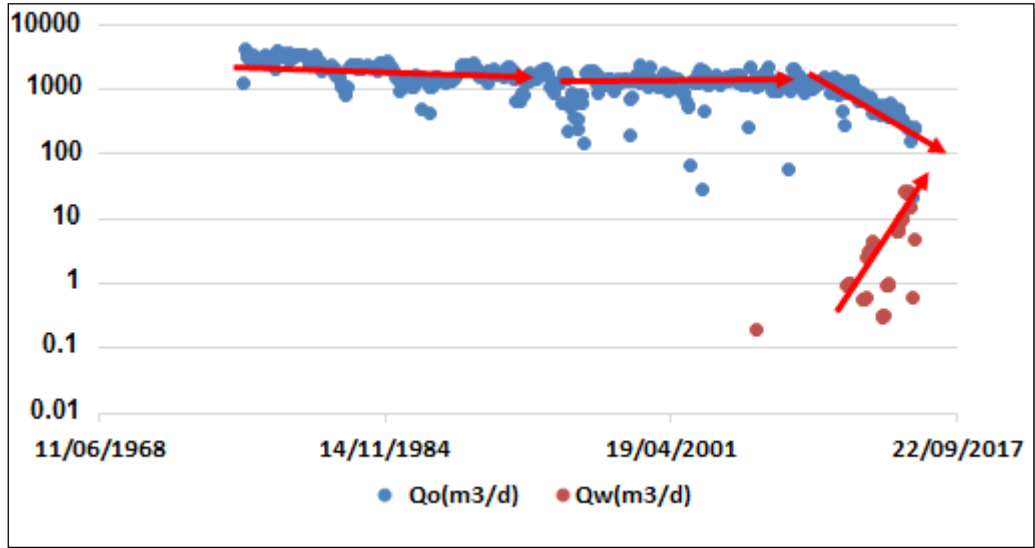
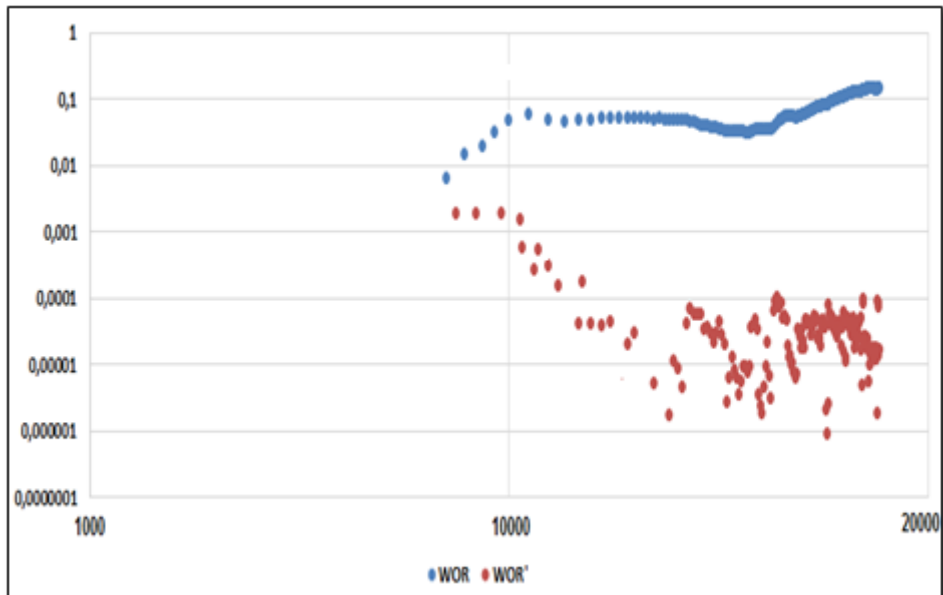


Figure 4.20. Graphe de l'historique de production OMJ832

La figure 4.1 représenté l'historique de la production d'huile et d'eau du puits OMJ832 en fonction du temps. Nous remarquons qu'au début d'huile est stable, mais soudainement une augmentation du débit d'eau et une diminution du débit d'huile commençant au même temps.

4.6.4.2.



Courbe de diagnostic

Figure 4.21. Courbe de diagnostic OMJ832

La forme en bosse de la dérivée de WOR indique que les couches supérieures sont probablement les premiers qui ont été envahi.

4.7. Conclusion

La percée d'eau a causé une chute considérable de la production de la zone.
D'après cette étude nous confirmons que la percée d'eau dans les puits OMN67 et OMN781, OMJ723, OMJ832 venir de la couche D1

Conclusions & Recommandations

L'étude réalisée sur la zone 4, du champ de Hassi Messaoud, accumulant des réserves d'huile d'environ 460 MM stm³ selon la méthode volumétrique et 409.154 MM stm³ par bilan matière, nous a permis de conclure que:

- ❖ Cette valeur est proche des estimations données par Franlab (449.49 MM stm³) et par Sonatrach (410 millions stm³).
- ❖ Les mécanismes de drainage naturels qui ont assuré la production dans cette zone sont l'expansion de l'huile et l'expansion de la roche, l'eau interstitielle.
- ❖ L'injection d'eau qui a débuté en 1978 a donné des résultats satisfaisants jusqu'aux années 1993 où le pourcentage d'eau est devenu important, provoquant une diminution de la production d'huile.
- ❖ La performance de l'injection dépend étroitement du VRR (voidage replacement ratio). Maintenir ce ratio à un niveau proche de un est nécessaire pour assurer une production stable.
- ❖ Le taux de récupération dans la zone 4 était de 9% par mécanisme naturel, Grace à l'injection, la récupération atteint une valeur de 23% après l'injection d'un volume d'eau correspondant à un HCPVide 0.14.
- ❖ L'utilisation des techniques de diagnostic des problèmes de productions d'eau nous a aidées à déterminer la nature et l'origine de ces problèmes.
- ❖ La percée dans la plupart des puits avait lieu à travers le D1

A la lumière de ce qui précède, on recommande 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.

Bibliographie

- Tarek Ahmed: “*Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition*”, Gulf Professional Publishing, 2010.
- Forrest F. Craig Jr: “*The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, deuxième édition*”, SPE Monograph Series, 1971.
- Nnaemeka Ezekwe: “*Petroleum Reservoir Engineering Practice*”, Prentice Hall, 2010.
- M. Rerrado, S. Yudono et G. Thakur: “*Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice*”, SPE 102200, 2007.
- K.S. Chang: “*Water Control Diagnostic Plots*”, SPE30775, 1995.
- V.V. Bondar, et T.A. Blasingame: “*Analysis and Interpretation of Water-Oil Ratio*”, SPE77569, 2002.
- D. B Silin, R. Holtzman, T. W. Patzek et J. L. Brink: “*Monitoring Waterflood Operations: Hall’s Method Revisited*”, SPE 93879, 2005.
- S. P. Singh et O. G. Kiel: “*Waterflood design: Pattern, Rate and Timing*”, SPE10024, 1982.
- B. Bailey, M. Crabtree et Jeb Tyrie: “*Water Control*”, Oilfield Review, Schlumberger, 2000.
- Rapport Franlab, 1976