**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

N° de série : ……

N° d'ordre : ……

**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**

**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES DE LA MATIERE**

**DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

**Mémoire**
**présenté pour obtenir le diplôme de**
**MAGISTER**

**Spécialité: Génie pétrolier**
**Option: Exploitation pétrolière**

**Par**
**BELAZZOUG Fateh**

**Thème**

# Etude des problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile.

**Soutenu publiquement le: 19/12/2012**

**Devant le jury composé de :**

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Pr. SETTOU Noureddine** | **Professeur** | **UKM, Ouargla** | **Président** |
| **Dr. ZEDDOURI Aziz** | **Maître de conférences** | **UKM, Ouargla** | **Promoteur** |
| **Dr. HADJ-SAID Samia** | **Maître de conférences** | **UKM, Ouargla** | **Examinateur** |
| **Dr. BEBBA AHMED Abdelhafid** | **Maître de conférences** | **UKM, Ouargla** | **Examinateur** |

***Année universitaire : 2012/2013***

# *Dédicace*

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A mes parents qui m'ont encouragée et soutenue.*

*A mon frère : youcef et le petit abde alnoure a lequel je souhaite le bonheur dans sa vie.*

*A mes précieuses sœurs.*

*A mes collègues de poste de graduation.*

*A tous ceux qui mon aidés de prés ou de loin.*

## *Remerciement*

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

*Je tiens évidemment à débuter ces remerciements en témoignant de ma profonde reconnaissance envers toute personne qui ma poussé à reprendre le chemin des études et d'être de nouveau à l'université.*

*Je tiens à exprimer ma reconnaissance à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail. Particulièrement, Monsieur Dr Zeddouri Aziz pour m'avoir encadré, dirigé, et de m'avoir fait confiance dans les orientations scientifiques de ce mémoire.*

*J'exprime mes sincères remerciements au professeur Noureddine SETTOU, pour avoir bien voulu prendre ce travail en considération et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance.*

*Mes remerciements s'adressent aussi à Messieurs: Dr BEBBA AHMED Abdelhafid et Dr HADJ-SAID Samia pour avoir acceptés de participer à ce jury.*

*Enfin je remercie toutes les personnes qui m'ont aidée de prés ou de loin à la réalisation de ce présent travail.*

# Table des matières

Sommaire ..... I
Liste des figures ..... IV
Liste des tableaux ..... VI
Introduction générale ..... VII

Chapitre 1: Synthèse bibliographique

1-1- Introduction ..... 1
1-2- Sources de la production d'eau ..... 1
1-3- Les effets des venues d'eau ..... 5
1-4- Solutions du problème de la production d'eau ..... 6
1-4-1- Techniques pour la réduction de la pression de fond ..... 6
1-4-2- Techniques pour empêcher l'eau d'entrer au puits ..... 7
1-4-2-1- Solutions mécaniques ..... 7
1-4-2-2- Solutions chimiques ..... 7
1-4-3- Techniques pour empêcher l'eau d'atteindre la surface ..... 10
1-4-3-1- Complétion double (DWS) ..... 10
1-4-3-2- Séparateurs eau/huile de fond (Downhole oil/water separator) ..... 11

Chapitre 2: Généralités sur les venues d'eau

2-1- Introduction ..... 13
2-2- Les gisements d'huile alimentés par des aquifères actifs ..... 13
2-2-1- Description et caractérisation ..... 13
2-2-1-1- Définition et types des aquifères actifs ..... 13
2-2-1-2- La pression de réservoir ..... 14
2-2-1-3- La production d'eau ..... 15
2-2-1-4- Le rapport Gaz-huile (GOR) ..... 15
2-2-1-5- La récupération d'huile ultime ..... 15
2-2-2- Distribution d'eau du gisement ..... 17
2-2-3- Propriétés d'eau du gisement ..... 19
2-3- Origines des venues d´eau ..... 21
2-3-1- Mécanismes de la production d´eau ..... 21
2-3-2- Facteurs déplacent l´eau vers le puits ..... 21
2-3-2-1- Source des venues d´eau ..... 21
2-3-2-2- Gradient de pression ..... 21
2-3-2-3- Perméabilité effective d'eau favorable ..... 22
2-3-3- Paramètres augmentant les venues d´eau ..... 22
2-3-3-1- Effet de la perméabilité verticale sur le phénomène de coning d'eau ..... 22
2-3-3-2- Effet du volume de l´aquifère ..... 23
2-3-3-3- Effet de la Pression différentielle ..... 24
2-4- Causes des venues d´eau ..... 25
2-4-1- La complétion ..... 25
2-4-1-1- Channelig ..... 25
2-4-1-2- Complétion dans la zone à eau ..... 25
2-4-1-3- Fracturation hydraulique ..... 26

2-4-1-4- Mauvais état du tubage ..... 26
2-4-2- Le réservoir ..... 26
2-4-2-1- Remontée du contact eau-huile ..... 26
2-4-2-2- Le développement d'une langue d´eau ..... 27
2-4-2-3- Réservoir fissuré et faille non étanche ..... 27
2-4-2-4- Coning d´eau ..... 27
2-5- Conséquence des venues d´eau ..... 28
2-5-1- Les dépôts ..... 28
2-5-2- La corrosion ..... 28
2-5-3- Les émulsions ..... 29
2-5-4- Les hydrates ..... 29
2-5-5- Alourdissement de la colonne hydrostatique ..... 29
2-5-6- Le blocage à eau (water block) ..... 29
2-5-7- La diminution de la perméabilité relative ..... 29
2-5-8- La production de sable ..... 29
Chapitre 3: Etude des venues d'eau dans le système de production
3-1- Introduction ..... 30
3-2- Etude des venues d'eau dans le réservoir ..... 30
3-2-1- Coning d'eau ..... 30
3-2-1-1- Le débit critique ..... 31
3-2-1-2- Le temps de percée ..... 34
3-2-2- Les entrées d'eau ..... 35
3-2-2-1- Classification des aquifères ..... 35
3-2-2-2- Calcul des entrées d'eau ..... 38
3-2-3- L'injection d'eau ..... 39
3-2-3-1- Influence des caractéristiques des roches et des fluides ..... 39
3-2-3-2- Description de l'injection d'eau ..... 41
3-3- Etude des venues d'eau dans la complétion ..... 43
3-3-1- Impact des venues d'eau sur le système nodale ..... 43
3-3-1-1- Aperçu sur le système nodal ..... 43
3-3-1-2- Impact du pourcentage d'eau sur le système nodal ..... 46
3-3-2- Problèmes des dépôts dans le puits ..... 47
3-3-2-1- Mécanisme de la formation des dépôts ..... 47
3-3-2-2- Les dépôts liés aux venues d'eau ..... 47
3-3-2-3- Problème d'incompatibilité des eaux ..... 48
3-3-2-4- Détection et suivi des dépôts ..... 49
3-3-3- La corrosion des équipements de complétion ..... 50
3-3-3-1- Impacts de la corrosion ..... 50
3-3-3-2- Effet du débit d'eau sur le taux de corrosion ..... 50
Chapitre 4: Diagnostic et solution des problèmes des venues d'eau
4-1- Introduction ..... 51
4-2- Diagnostic des problèmes des venues d'eau ..... 51
4-3- Solutions des problèmes des venues d'eau ..... 56
4-3-1- Solutions mécaniques ..... 56
4-3-2- Solutions chimiques ..... 57
4-3-3- Solutions de complétion ..... 59
4-3-3-1- Complétion double (Downhole Water Sink, DWS) ..... 59
4-3-3-2- Séparateurs eau/huile de fond (Downhole oil/water separator, DOWS) ..... 60

## Chapitre 5: Problème des venues d'eau aux champs Zotti et El Agreb

5-1- Méthodologie ..... 63
5-2- Présentation des champs de l'étude ..... 64
5-2-1- Champ Zotti ..... 64
5-2-1-1- Localisation ..... 64
5-2-1-2- Situation géologique ..... 65
5-2-1-3- Description du réservoir ..... 66
5-2-1-4- La stratigraphie du réservoir ..... 66
5-2-1-5- Les caractéristiques pétrophysiques ..... 67
5-2-2- Champ El AGREB ..... 68
5-2-2-1- Localisation ..... 68
5-2-2-2- Description du réservoir ..... 68
5-2-2-3- La stratigraphie du réservoir ..... 69
5-2-2-4- Les caractéristiques pétrophysiques ..... 70
5-3- Analyse de la production d'eau et d'huile aux champs Zotti et El Agreb ..... 71
5-3-1- Analyse de la production d'eau et d'huile au niveau du champ Zotti ..... 71
5-3-1-1- Introduction ..... 71
5-3-1-2- Analyse de l'historique d'exploitation du champ ..... 71
5-3-2- Analyse de la production d'eau et d'huile au niveau du champ El Agreb ..... 74
5-3-2-1- Introduction ..... 74
5-3-2-2- Analyse de l'historique d'exploitation du champ ..... 75
5-3-3- Conclusions des analyses ..... 79
5-4- Analyse de la production d'eau et d'huile au niveau des puits du champ Zotti ..... 80
5-4-1- Introduction ..... 80
5-4-2- Etat des puits ..... 80
5-4-3- Facteurs influents sur l'évolution de la production d'eau et d'huile ..... 81
5-4-3-1- Impact de la remontée du contacte eau-huile ..... 81
5-4-3-2- Impact de la présence d'un canal d'écoulement ..... 84
5-4-3-3- Impact de l'hétérogénéité verticale ..... 86
5-4-3-4- Impact de la fracturation hydraulique ..... 88
5-4-3-5- Impact du phénomène de coning d'eau ..... 89
5-4-3-6- Impact de la présence d'une faille non étanche ..... 91
5-4-4-Conclusions des analyses ..... 93
5-5- Etude de la performance des puits liés aux venues d'eau ..... 94
5-5-1- Introduction ..... 94
5-5-2- Aperçu sur Prosper ..... 94
5-5-3- Modélisation du puits AR67 ..... 96
5-5-3-1- Définition des propriétés PVT ..... 96
5-5-3-2- Inflow Performance Relationship (IPR) ..... 97
5-5-3-3- Choix de la corrélation du calcul des pertes de charge dans le tubing ..... 98
5-5-3-4- Les courbes IPR-VLP ..... 99
5-5-4- Poste traitement des résultats ..... 100
5-5-4-1- Etude de sensibilité au pourcentage d'eau ..... 100
5-5-4-2- Evaluation de la performance de gas-lift ..... 103
5-5-5- Conclusions des analyses ..... 105
Conclusion générale ..... IX
Bibliographie ..... X
Résumé ..... XII

# List des figures

Figure 1-1 Le phénomène de coning d'eau ..... 2
Figure 1-2 Les géométries des aquifères ..... 4
Figure 1-3 Complétion double ..... 10
Figure 1-4 Séparateur de fond ..... 11
Figure 2-1 Les géométries des aquifères ..... 13
Figure 2-2 Evolution de la pression d'un réservoir lié à un aquifère actif ..... 14
Figure 2-3 Historique de production d'un réservoir alimenté par un aquifère actif ..... 16
Figure 2-4 Profil de la saturation d'eau ..... 17
Figure 2-5 Les processus de drainage et d'imbibition ..... 18
Figure 2-6 Effet de la perméabilité verticale sur le débit d´eau ..... 22
Figure 2-7 Effet du volume de l´aquifère sur le débit d´eau ..... 23
Figure 2-8 Effet de la pression différentielle sur le rapport eau-huile ..... 24
Figure 2-9 Phénomène de coning d'eau dans les gisements d'huile ..... 27
Figure 3-1 Chute de pression dans un puits vertical et un autre horizontal ..... 30
Figure 3-2 Un modèle idéal représente les entrées d'eau ..... 35
Figure 3-3 Effet de la viscosité d'huile sur le débit fractionnaire ..... 40
Figure 3-4 Evolution des perméabilités relatives de système eau-huile ..... 41
Figure 3-5 Évolution de $F_w$ et $dF_w/dS_w$ en fonction de $S_w$ ..... 42
Figure 3-6 Pertes de charge dans le système de production ..... 43
Figure 3-7 La courbe IPR ..... 44
Figure 3-8 Effet de pourcentage d'eau sur la pression à travers le tubing ..... 46
Figure 3-9 Mécanisme de formation du Sulfate de baryum ($BaSo_4$) ..... 48
Figure 3-10 Incompatibilité entre l'eau de réservoir et l'eau de mer ..... 49
Figure 3-11 Restriction d'écoulement par formation des dépôts ..... 49
Figure 4-1 Méthodologie de diagnostic des problèmes de la production d'eau ..... 52
Figure 4-2 Les modèles des comportements de WOR ..... 53
Figure 4-3 Schéma d'un Bouchon ..... 56
Figure 4-4 Procédures d'injection de gel par le coild tubing ..... 58
Figure 4-5 Complétion double avec injection d'eau ..... 59
Figure 4-6 Complétion double avec production d'eau ..... 60
Figure 4-7 Des hydrocyclones dans un puits vertical et un autre horizontal ..... 61
Figure 4-8 Séparation par effet de gravité ..... 62
Figure 5-2-1 Localisation du champ zotti ..... 64
Figure 5-2-2 Situation géologique des champs de Gassi-El Agreb (GEA) ..... 65
Figure 5-2-3 Migration des hydrocarbures de HMD vers les champs GEA ..... 66
Figure 5-2-4 Stratigraphie du réservoir zotti ..... 67
Figure 5-2-5 Présentation des données de porosité et de perméabilité du champ Zotti ..... 67
Figure 5-2-6 Localisation du champ El Agreb ..... 68
Figure 5-2-7 Stratigraphie du réservoir El Agreb ..... 69
Figure 5-2-8 Présentation des données de porosité et de perméabilité d'El Agreb ..... 70

Figure 5-2-9 Courbes des perméabilités relatives d'eau et d'huile ..... 70
Figure 5-3-1 Le champ zotti ..... 71
Figure 5-3-2 Historique de la production et de la pression de réservoir zotti ..... 72
Figure 5-3-3 Le champ El Agreb ..... 74
Figure 5-3-4 Les puits du champ El Agreb ..... 75
Figure 5-3-5 Historique de la production et d'injection d'eau au champ El Agreb ..... 76
Figure 5-3-6 Historique de la production et d'injection d'eau à West Agreb ..... 76
Figure 5-3-7 Historique de la pression de gisement El Agreb ..... 77
Figure 5-4-1 Les puits du champ Zotti ..... 80
Figure 5-4-2 Evolution de débit d'huile et du rapport eau-huile de puits AR58 ..... 81
Figure 5-4-3 Evolution du déplacement d'eau au niveau de puits AR58 ..... 82
Figure 5-4-4 Evolution du déplacement d'eau au nord de gisement Zotti ..... 82
Figure 5-4-5 Evolution du pourcentage d'eau des puits AR65, AR66 ..... 83
Figure 5-4-6 Evolution de débit d'huile et du rapport eau-huile de puits AR54 ..... 84
Figure 5-4-7 Evolution du déplacement d'eau au niveau des puits AR52, AR54 ..... 85
Figure 5-4-8 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR61 ..... 86
Figure 5-4-9 Représentation des perméabilités des carottes de puits AR61 ..... 87
Figure 5-4-10 Déplacement d'eau au niveau de puits AR61 ..... 87
Figure 5-4-11 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR56 ..... 88
Figure 5-4-12 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR62 ..... 89
Figure 5-4-13 Evolution de la distribution des fluides au puits AR62 ..... 90
Figure 5-4-14 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR51 ..... 91
Figure 5-4-15 Localisation de puits AR51 prés d'une faille ..... 91
Figure 5-4-16 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR59 ..... 92
Figure 5-4-17 Localisation de puits AR59 prés d'une faille ..... 93
Figure 5-5-1 Organigramme de fonctionnement du logiciel PROSPER ..... 95
Figure 5-5-2 Evolution de la viscosité d'huile en fonction de la pression ..... 96
Figure 5-5-3 Evolution de la solubilité de gaz en fonction de la pression ..... 96
Figure 5-5-4 Evolution du facteur volumétrique de fond en fonction de la pression ..... 97
Figure 5-5-5 Courbe IPR de puits AR67 ..... 97
Figure 5-5-6 Les courbes de la performance verticale par différentes corrélations ..... 98
Figure 5-5-7 Les courbes IPR-VLP de puits AR67 ..... 99
Figure 5-5-8 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au pourcentage d'eau du puitsAR67 ..... 100
Figure 5-5-9 Débit de liquide en fonction de pourcentage d'eau du puits AR 67 ..... 102
Figure 5-5-10 Pression de fond en fonction du pourcentage d'eau du puits AR 67 ..... 102
Figure 5-5-11 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au débit de gaz injecté ..... 103
Figure 5-5-12 Débit d'huile en fonction du débit de gaz injecté ..... 104
Figure 5-5-13 VLP avant et après l'injection du gas lift ..... 105

# List des tableaux

Tableau 2-1 Caractéristiques d'un réservoir alimenté par un aquifère actif ..... 16
Tableau 3-1 Corrélations de débit critique ..... 32
Tableau 3-2 Relation entre $q_c$ et α" ..... 33
Tableau 3-3 Corrélations de temps de percée ..... 34
Tableau 5-2-1 Tableau récapitulatif des drains de réservoir El Agreb ..... 69
Tableau 5-5-1 Les données PVT ..... 96
Tableau 5-5-2 Les données de test de puits AR67 ..... 98
Tableau 5-5-3 Résultats des tests de sensibilité au pourcentage d'eau du puits AR 67 ..... 101
Tableau 5-5-4 Les données du gaz injecté ..... 103

# Introduction:

Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale est appelée à croître de 0,7 à 1,4 %/an entre 2008 et 2035 selon différents scénarios et restera dominée par les énergies fossiles et notamment les hydrocarbures, même si leur part est prévue à la baisse.

Suite à cette augmentation continuelle de la demande mondiale en hydrocarbures et la diminution du nombre de nouvelles découvertes par année, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'huile d'une manière plus efficace et plus économique.

Les venues d'eau représentent un concurrent associé à la production de pétrole, actuellement et à l'échelle mondiale, la production journalière d'eau est d'environ 210 millions barils (Bill Bailey et all, 2000) accompagnant 75 million barils de pétrole (Bill Bailey et all, 2000) soit une moyenne de trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole.

Au cours de la vie de la plus part des puits, le pourcentage d'eau dans le fluide produit ne cesse d'augmenter, cette production d'eau représente un problème d'ordre technique, économique et environnemental lors de l'exploitation des gisements pétroliers. Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité ou même la fermeture des puits et d'un accroissement des coûts opérationnels liés à la nécessité de transporter, séparer et stocker des grandes quantités d'eau, chaque année plus de 40 milliards de dollar (Seright et all, 2001) sont dépensés mondialement pour le traitement de l'eau produite. Elle peut aussi créer des impacts irréversibles sur l'environnement, si elle n'est pas bien prise en charge lors de stockage et de décharge. Des problèmes induits tels que la corrosion des équipements tubulaires ou les dépôts sont souvent rencontrés. Il en résulte une fermeture prématurée de ces puits du fait d'une production devenue non économique.

Ainsi, le problème des venues d'eau est devenu l'une des préoccupations majeures des opérateurs pétroliers et un composant clé des coûts d'exploitation. Afin d'améliorer la production et la durée de vie des puits, on fait appel à plusieurs techniques pour comprendre les sources et les mécanismes des venues d'eau, ainsi que pour planifier et ensuite surveiller les puits d'exploitation, ce que on va essayer de mettre en évidence dans ce mémoire.

Cet objectif passe en fait par la résolution des questions suivantes :

- Quels sont les facteurs influents sur le développement du taux de production d'eau?
- Quel est l'impact des venues d'eau sur le potentiel de production des puits?
- Comment on peut améliorer la production et la durée de vie des puits liés aux venues d'eau?

Pour atteindre l'objectif principal du travail, l'étude menée a été divisée en cinq chapitres:

- Le premier chapitre est une synthèse bibliographique thématique sur les venues d'eau, cette synthèse donne un aperçu sur les études liées aux sources et effets des venues d'eau, ainsi que une exposition des résultats principaux de la recherche des solutions au problème des venues d'eau.
- Dans le deuxième chapitre, on a éclairci les notions de base liées aux venues d'eau.
- Le troisième chapitre est consacré à la présentation théorique des concepts concernant les venues d'eau dans le système de production, du réservoir à la complétion.
- A la fin de cette partie théorique, on a expliqué la technique de diagnostic reconnue de Seright et all, puis on a présenté les différentes techniques de traitement mécanique, chimique et de complétion, qui permettent de réduire le débit des venues d'eau.
- Le cinquième chapitre présente une analyse et discussion du problème des venues d'eau. On a éclairci au début la méthodologie de travail, dans la première partie on a présenté les deux champs d'étude Zotti et El Agreb, la deuxième partie consiste à faire une analyse de l'évolution de la production d'eau et d'huile dans deux réservoirs avec des méthodes de récupérations différentes, la troisième partie est consacrée à l'étude de l'effet de certains facteurs, soit d'une nature géologique ou liés aux interventions techniques sur l'évolution de la production d'eau et d'huile au niveau des puits, puis nous avons procédé dans la quatrième partie à l'étude de la performance des puits producteurs liés aux venues d'eau, dont l'objet est de quantifier l'impact des venues d'eau par alourdissement de la colonne de production sur la production des puits et d'évaluer la performance de l'injection de gaz lift pour faire face à cet impact. L'exploitation des résultats de ces analyses nous mène à finaliser ce travail par une conclusion générale.

**Chapitre 1 :**

# Synthèse bibliographique

## 1-1- Introduction :

Suite à l'augmentation continuelle de la demande mondiale en hydrocarbures, et la diminution du nombre des nouvelles découvertes par année, on est dans la nécessité d'augmenter la production de pétrole d'une manière plus efficace et plus économique.

La production d'eau est l'un des problèmes produisant un souci critique dans l'industrie pétrolière et gazière. Plusieurs réservoirs sont liés à un aquifère actif ou à un mode de récupération secondaire par injection d'eau, ces réservoirs exhibent une récupération d'huile élevée due à l'énergie supplémentaire fournie naturellement par l'aquifère ou artificiellement par l'injection d'eau, mais les venues d'eau associées peuvent créer des problèmes majeurs liés à la production des hydrocarbures au niveau des puits.

Les compagnies pétrolières dans le monde entier produisent une moyenne de trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole (Khatib et Verbeek, 2003) à partir de leurs réservoirs épuisés. Chaque année plus de 40 milliards de dollar sont dépensés dans le traitement des problèmes des venues d'eau indésirables (Khatib et Verbeek, 2003), cela pousse les communautés scientifiques et industrielles essayant d'expliquer, comprendre et résoudre les problèmes de la production d'eau.

Dans plusieurs cas, la nouvelle technologie du contrôle d'eau peut mener à une diminution significative des coûts et à l'amélioration de la production de pétrole.

## 1-2- Sources de la production d'eau:

Ils existent deux sources de la production d'eau; l'eau d'aquifère qui peut être produit sous l'effet de plusieurs mécanismes tels que le phénomène de coning d'eau, les entrées d'eau et l'eau de l'injection. Pour avoir un succès lors de traitement d'un problème de production d'eau, la source de la production d'eau doit être d'abord correctement identifiée.

Le coning d'eau est lié à la déformation de l'interface eau-huile qu'était initialement horizontale, figure 1-1. Il est l'un des problèmes rencontrés dans les réservoirs liés à des aquifères plus ou moins actifs lorsque un puits produise à un débit supérieur au débit critique (le débit maximum d'huile sans produire l'eau) où il cause une percée d'eau prématurée au puits.

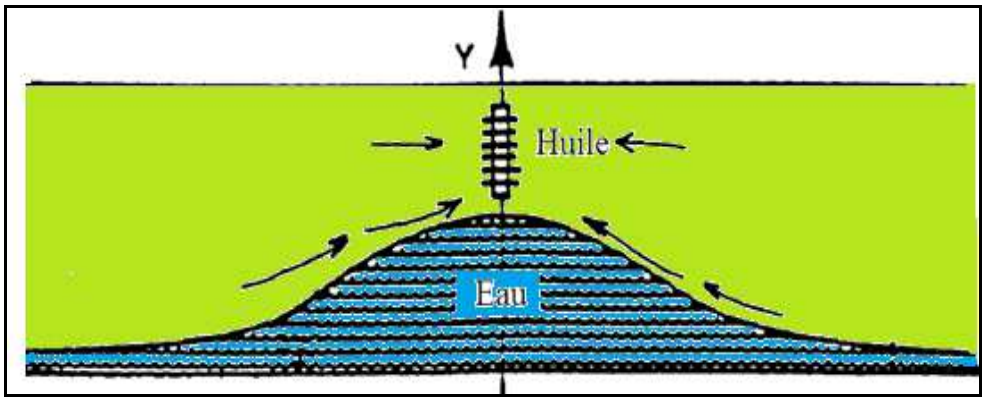



**Figure 1-1 Le phénomène de coning d'eau**

Plusieurs auteurs ont adressé le problème de coning d'eau en termes du débit critique, du temps de percée d'eau et du rapport eau-huile (WOR) après la percée d'eau. Plusieurs méthodes ont été développées pour prévoir ces comportements cependant le débit critique est le sujet le plus discuté. Les corrélations de débit critique peuvent être divisées en deux catégories :

La première catégorie détermine le débit critique analytiquement, cette méthode est basée sur les conditions d'équilibre des forces visqueuses et des forces de pesanteur. Ceci est fait en développant une fonction objective qui est alors résolue pour le débit critique sous la condition d'égalisation des forces visqueuses et de pesanteur. Toutefois, les méthodes de calcul de la fonction objective sont diverses. La deuxième catégorie est basée sur des corrélations empiriques développées à partir des expériences de laboratoire ou des simulations sur ordinateur.

Depuis le premier article par Muskat et Wyckoff en 1935 dans lequel ils ont développé une théorie mathématique pour le phénomène de coning dans les puits verticaux, certaines corrélations ont été développées pour prévoir le débit critique dans les puits verticaux y compris les corrélations suivantes : Meyer et Garder (1954), Chaney et all. (1956), Chierici et Ciucci (1964), Schols (1972), Pirson (1977), Chaperson (1986), Hoyland, Papatzacos et Skjaeveland (1989). Pour des raisons économiques, le débit critique ne peut pas être imposé aux puits producteurs. En conséquence, il aura une production d'eau après une certaine période qui s'appelle le temps de percée. Parmi les corrélations les plus répandues, on peut citer : la méthode de Cosobocinski et Cornelius (1965) basée sur des données de laboratoire et une modélisation de leurs résultats, la méthode de Bournazel et Jeanson (1971) basée sur des données expérimentales.

Kuo et Desbrisay (1983) ont appliqué l'équation de bilan matière pour prévoir la performance de la production d'eau en fonction du temps après la percée d'eau.

La solution évidente pour le problème de coning d'eau est de produire le puits à un débit inférieur que le débit critique. Cependant cette solution est peu économique en raison de la faible valeur du débit critique.

Les puits horizontaux représentent des bonnes solutions, du fait qu'ils réduisent la chute de pression dans le réservoir sans diminuer le débit de production par une répartition du soutirage sur la longueur du drain horizontal. En conséquence les débits critiques des puits horizontaux sont plus grands que ceux des puits verticaux. Parmi les corrélations les plus répandues destinées à calculer le débit critique dans les puits horizontaux: Efros (1963), Karcher (1986), Chaperson (1986), Joshi (1988).

Les couches aquifères entourent presque tous les réservoirs d'hydrocarbure. D'après les lois fondamentales des écoulements des fluides dans les milieux poreux, les systèmes réservoir-aquifère dans lesquels la taille de l'aquifère est assez grande et la perméabilité de la roche est assez élevée réagissent par des entrées d'eau à travers le contact eau-huile durant l'épuisement du réservoir.

Plusieurs modèles ont été établis afin d'estimer les entrées d'eau, ils sont basés sur des hypothèses qui décrivent les caractéristiques de la couche aquifère. En raison des incertitudes des caractéristiques de la couche aquifère, tous les modèles exigent des données historiques de la performance du réservoir afin d'évaluer des constantes représentant les propriétés de la couche aquifère.

Les modèles mathématiques des entrées d'eau généralement employés dans l'industrie pétrolière incluent: aquifère en pot, le modèle stationnaire de Schilthuis(1936), le modèle stationnaire modifié de Hurst(1943), les modèles transitoires de Van Everdingen et Hurst(1949) pour les aquifères actifs latéraux, de fond et linéaires, Figure I-2, le modèle transitoire de Carter et Tracy(1960), la méthode de Fetkovich(1971) pour les aquifères finis dans les cas des géométries linéaires et radiales, Lee and Wattenbarger (1996) ont précisé que la méthode de Fetkovich peut être utilisée pour les aquifères infinis sous certaines conditions.

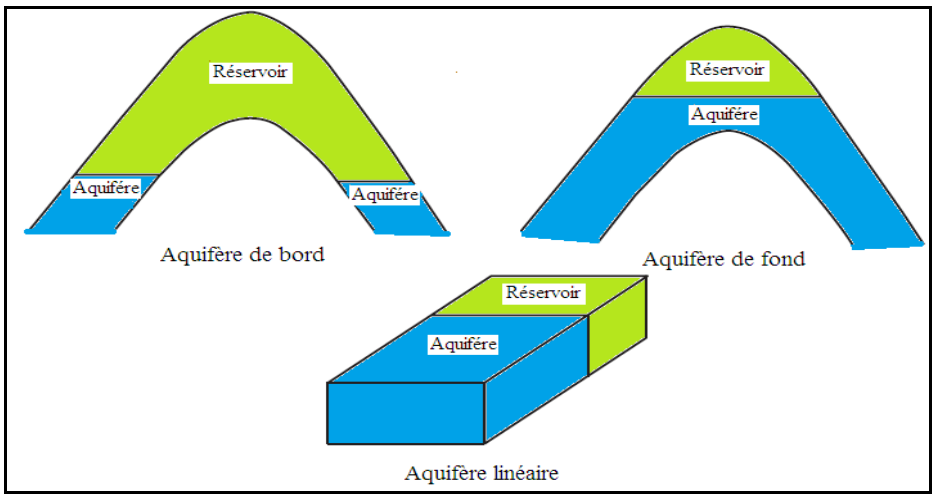



**Figure 1-2 Les géométries des aquifères**

Dans un réservoir d'huile alimenté par un aquifère actif, il y a un déplacement progressif de l'eau d'aquifère qui est immiscible avec l'huile. La production des fluides résulte un gradient de pression à travers le contact eau-huile et cause des entrées d'eau vers le réservoir.

Une situation semblable est produite dans un déplacement immiscible lors de la récupération secondaire par injection d'eau dans un réservoir d'huile.

L'approche de Backley et Leverett pour le déplacement de deux fluides immiscibles dans un milieu poreux a été présentée la première fois en 1942. Le développement théorique suppose qu'un déplacement immiscible peut être modelé mathématiquement en utilisant les concepts de la perméabilité relative et du déplacement piston qui fuit dû aux effets: du contraste de viscosité entre les deux fluides, de la perméabilité relative et de la pression capillaire.

La théorie de Backley et Leverett permet de déterminer l'efficacité de déplacement moyenne entre les pores dans un système linéaire. L'extension de ce travail par Welge (1952) a donné plus de détail sur les efficacités de déplacement qui peuvent être obtenues après la percée d'eau.

La limitation principale de la théorie de Backley et Leverett est qu'elle s'applique seulement aux systèmes linéaires. Cependant, la théorie permet de déterminer l'efficacité de déplacement microscopique. D'autres techniques ont été développées afin d'étendre les résultats de la théorie aux systèmes non-linéaires.

### 1-3- Les effets des venues d'eau:

Les venues d'eau ont plusieurs effets sur le système de production, parmi ces effets on peut citer:

- L'augmentation du débit d'eau à un débit de production totale maximale affecte sensiblement le débit d'huile. Cependant, le changement de la production d'huile est une fonction des pertes de charge et de viscosité aux différents rapports eau-huile, (Bourgoyne, 1986).

- Le débit de production d'eau ne doit pas dépasser le débit maximum de la disposition. Ce dernier est défini par le volume d'eau de décharge autorisé, le débit limité des séparateurs (Georgie et all, 1992), la quantité d'eau qui peut être transportée efficacement par les installations et le débit de la réinjection d'eau.

- Lorsque les venues d'eau sont un résultat des mécanismes de réservoir, la production d'eau peut induire une diminution significative des volumes d'huile accessibles et mobiles dans le réservoir (Kortekaas, 1985). Des débits plus élevés de la production d'eau d'une zone implique une augmentation de la saturation et de la perméabilité relative à l'eau. En conséquence, il sera plus difficile de produire l'huile.

- L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment entre les grains qui tiennent la formation en place, permettant ainsi la production de sable (Coulter et all, 1987; Muecke, 1979). En conséquence, Les puits où la production d'eau est élevée peuvent avoir la plus faible chute de pression à travers le réservoir à laquelle la production de sable existe.

- De la même façon que le débit d'eau affecte la corrosion, l'eau produite tend à former des dépôts suivant plusieurs manières, plus la production d'eau augmente, plus les dépôts se forment plus vite. Lors de la programmation d'un plan d'injection d'eau, on doit prendre en considération la composition chimique d'eau d'injection (Patton, 1974). Si le mélange d'eau d'injection et de la formation entraine la formation des dépôts, cette dernière peut être augmentée considérablement lors de la percée d'eau d'injection dans les puits producteurs (Thomas, 1987).

## 1-4- Solutions du problème de la production d'eau:

Dans la couche productrice, l'eau et les hydrocarbures ne sont pas complètement mélangés, ils existent en tant que des fluides adjacents séparés, les opérateurs pétroliers essaient leurs mieux pour permettre aux puits de produire à partir la couche d'hydrocarbure.

La réduction au minimum de la quantité d'eau produite dans les puits est un défi. Différentes techniques ont été employées pour contrôler le problème des venues d'eau dans les puits d'huile, Chaque type de problème a des options de solution qui s'étendent des solutions mécaniques et chimiques simples et relativement peu coûteuses, aux solutions plus complexes et plus chères. Les problèmes de contrôle d'eau multiples sont communs et souvent une combinaison des solutions est exigée.

Chaque technique peut être bien adoptée pour certains problèmes, mais elle est inefficace pour d'autres. Pour avoir un traitement efficace, la nature du problème doit être d'abord correctement identifiée. Seright et all (2001) identifient 13 situations qui mènent à l'excès de la production d'eau, celles-ci sont divisées en quatre catégories selon l'ordre croissant de la difficulté de traitement, Seright et all (2001) assignent pour chaque catégorie des remèdes adéquats et viables.

Aujourd'hui, en plus des solutions traditionnelles, il y a des nouvelles solutions innovatrices et rentables pour les problèmes de contrôle d'eau. Ces techniques peuvent être classées comme suit :

### 1-4-1- Techniques pour la réduction de la pression de fond :

Ces techniques classiques ne réduisent pas le volume d'eau qui vient à la surface mais elles réduisent au minimum la pression de fond afin de réduire l'impact des venues d'eau sur la pression hydrostatique, par conséquence elles permettent l'augmentation de la production totale de liquide. Ces techniques s'appellent les modes d'activation de la production (Le pompage, le gaz lift). L'inconvénient de ces techniques qu'elles ne contrôlent pas le volume d'eau produite, ainsi que son effet nuisible sur les installations et l'environnement.

### 1-4-2- Techniques pour empêcher l'eau d'entrer au puits :

Différentes méthodes peuvent être employées pour attaquer les problèmes de la production excessive d'eau. D'une façon générale, ces méthodes peuvent être classées en catégorie mécanique ou chimique.

#### 1-4-2-1- Solutions mécaniques :

Les opérateurs pétroliers utilisent des techniques mécaniques diverses pour obstruer l'eau d'entrer au puits. Seright et all (2001) ont donné plusieurs exemples de ces techniques:

- Bouchon mécanique de fond (Straddle packers, Bridge plugs).
- Bouchon de sable de fond.
- Ciment Portland (obtenu par traitement de calcaire et d'argile, très résistant).
- Pièce d'une colonne (Tubing patch).

Ces techniques ont été employées durant plusieurs années, mais elles ne sont pas réussies dans toutes les applications. Seright et all (2001) recommandent que les approches mécaniques puissent être employées pour obstruer les fuites au niveau de la liaison couche-trou ou pour bloquer l'écoulement derrière la colonne sans présence d'une restriction d'écoulement et dans les puits non fracturés avec des barrières de perméabilité horizontales.

Ces approches peuvent être inefficaces pour d'autres types de problèmes du contrôle des venues d'eau.

#### 1-4-2-2- Solutions chimiques :

Une autre approche d'arrêter la production d'eau en permettant la production continue des hydrocarbures comporte l'utilisation des fluides chimiques en les injectant dans la formation.

Quelques compagnies ont tenté d'injecter des résines ou des gels de haute viscosité, organiques ou inorganiques, dans les intervalles producteurs d'eau, ces barrières imperméables qui nécessitent une isolation de la zone d'huile au cours de leur mise en place, ont pour but d'empêcher tout écoulement d'eau.

Ces traitements présentent cependant des risques importants notamment lorsque les niveaux producteurs d'huile ou d'eau ne peuvent pas être facilement distingués ou lorsque la complétion du puits ne permet pas une isolation des zones au cours du traitement.

Pour surmonter ces difficultés, des études ont été conduites à partir 1984 dans les laboratoires de l'Institut Français du Pétrole (IFP) afin de développer des systèmes susceptibles de réduire sélectivement la production d'eau sans affecter de manière significative l'écoulement des hydrocarbures. Ces systèmes sont constitués de polymères de haut poids moléculaire, solubles dans l'eau, utilisés soit seuls, soit sous forme des gels faible viscosité obtenus en présence de certains agents réticulés(X-linking). Plusieurs procédés ont été développés, chacun d'eux étant adapté à des conditions de réservoir spécifiques, en particulier température de fond et salinité.

Plusieurs types de gel peuvent être préparés, selon le type spécifique du problème d'écoulement d'eau. Thomas et all (2000), Mack (2003), Seright et all (2001) et Green et all (2001) ont proposé les facteurs principaux à considérer pour le choix d'un traitement de gel. Quelques considérations principales incluent:

- Les composants des ingrédients:
  - Type des polymères de gel (polymère polyacrylamide, les produits microbiens et les lignosulfonates ont été aussi essayés).
  - Type d'agent réticulé (ions métalliques ou organiques).
  - Le fluide de base du gel (l'eau douce ou produite).
- Les propriétés du gel (ceux-ci peuvent être changés suivant des étapes lors de traitement):
  - La concentration des polymères.
  - Le poids moléculaire des polymères.
  - Degré de réticulation (la structure en réseau).
  - La viscosité (suivant la taille des fissures à pénétrer par le gel sous un gradient pression donné, le gel peut être injecté sous forme d'un gelant ou prémélangé).
  - Densité (si le gel est trop lourd, il peut descendre trop loin dans la couche d'eau et perdre son efficacité).
  - Temps d'installation (détermine la distance des fissures où le gel pénètre).
- La procédure de traitement:
  - La préparation de puits avant le traitement.
  - Le volume de gel à utiliser.
  - La pression d'injection.
  - Le débit d'injection.

Au Etats-Unis, la plupart des traitements de gel à polymère sont réalisés dans les puits producteurs à partir des formations fracturées dolomitiques ou carbonatées alimentées par des aquifères actifs.

Reynolds et all (2002) et Mack (2003) proposent les critères suivants pour le choix des puits candidats au traitement de gel:

- Puits déjà fermé ou vers la fin de sa vie économique.
- Une quantité significative d'huile mobile reste en place.
- Le rapport eau-huile (WOR) est élevé.
- La production totale des fluides est élevée.
- La production d'huile est déclinée et celle d'eau est en plateau.
- Les puits associés à un aquifère actif.
- Le contraste des perméabilités relatives entre l'huile et l'eau dans la roche saturée est élevé.

Seright et all (2001) rapportent 274 traitements de gel réalisés dans des formations carbonatées et naturellement fracturées. Le médian du rapport eau-huile (WOR) était 82 avant le traitement, 7 peu de temps après le traitement et 20 une jusqu'à deux années après le traitement. La production d'huile a augmentée après le traitement et reste au-dessus du niveau de prétraitement pendant une à deux années.

Thomas et all (2000) rapportent que l'investissement de 231000 dollar pour les traitements de gel résulte une augmentation de bénéfice par 1,7 jusqu'à 2,3millions de dollar durant une période de deux ans.

### 1-4-3- Techniques pour empêcher l'eau d'atteindre la surface:

Plusieurs technologies ont été développées afin de contrôler l'eau dans le fond de puits. Bien que ces technologies ne réduisent pas le volume d'eau entrant au puits, elles minimisent le volume d'eau qui vient à la surface. Ainsi, elles sont incluses sous la minimisation de la production d'eau.

#### 1-4-3-1- Complétion double (DWS):

La production d'huile peut être diminuée dans un puits suite à la formation d'un cône d'eau autour des perforations, limitant ainsi la production d'huile.

Cette situation peut être renversée et contrôlée par une complétion double tubing séparés et des pompes. La première complétion est faite à une profondeur correspondante à une forte production d'huile et la complétion secondaire est faite à une profondeur plus grande avec une forte production d'eau. Les deux complétions sont séparées par un packer. L'huile recueillie au-dessus du packer est produit en surface et l'eau recueillie au-dessous du packer est injectée dans une formation inférieure (Wojtanowicz et all, 1999; Shirmanet Wojtanowicz, 2002). Cette technologie est appelée l'enfoncement de l'eau de fond (downhole water sink, DWS), figure 1-3. Dans une autre technologie, l'eau est séparément produite à la surface.

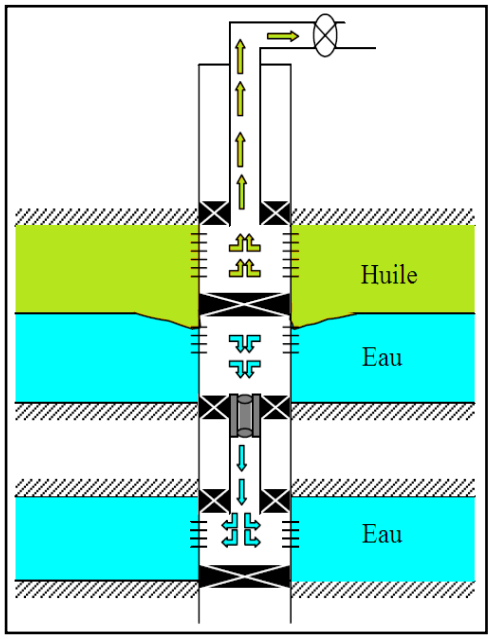



**Figure 1-3 Complétion double**

La technologie de la complétion double (DWS) a été étudiée théoriquement (Wojtanowicz et all, 1991; Wojtanowicz et Bassiouni, 1994; Swisher et Wojtanowicz, 1995) et expérimentalement (Shirman et Wojtanowicz, 1997). Shirman et Wojtanowicz (1997) ont suivi une recherche sur le modèle de la complétion DWS en utilisant un modèle transparent de Hele–Shaw, Leurs résultats indiquent que la complétion soit techniquement faisable et que la production d'huile à partir les puits complétés en DWS puisse avoir un mérite économique élevé.

Gunning et all (1999) ont étudié le coning d'eau dans la complétion DWS, ils ont proposé un modèle simple pour la complétion DWS semblable à celui de Wojtanowicz et Bassiouni (1994). Leurs résultats indiquent que dans une configuration symétrique correspond au

rapport des distances entre l'interface eau-huile initiale avec la complétion inférieure d'eau et supérieure d'huile, la production d'huile sans eau est possible jusqu'à un débit 5 fois plus grand que ce disponible avec les complétions simples. Moins d'amélioration est obtenue dans les situations asymétriques où le rapport des distances est différent de l'unité.

Swisher (2000) rapporte une comparaison de la performance d'un puits à complétion double avec celles des trois puits à complétions conventionnelles dans le champ nord de Louisiane. Les résultats indiquent bien que le coût de la complétion double soit environ deux fois plus grand que ce de la complétion conventionnelle, elle a pris les mêmes ou moins de nombre des mois pour l'amortissement des coûts que les autres puits.

### 1-4-3-2- Séparateurs eau/huile de fond (Downhole oil/water separators):

Les séparateurs eau/huile de fond (DOWS) séparent l'eau de l'huile au fond de puits. La technologie DOWS réduit la quantité d'eau produite qui doit être traitée dans la surface en la séparant d'huile au fond et en l'injectant simultanément dans un intervalle non productif. Le système DOWS inclut plusieurs composants, mais les deux parties principales sont le séparateur eau/huile et les pompes afin de produire l'huile et d'injecter l'eau, figure 1-4.

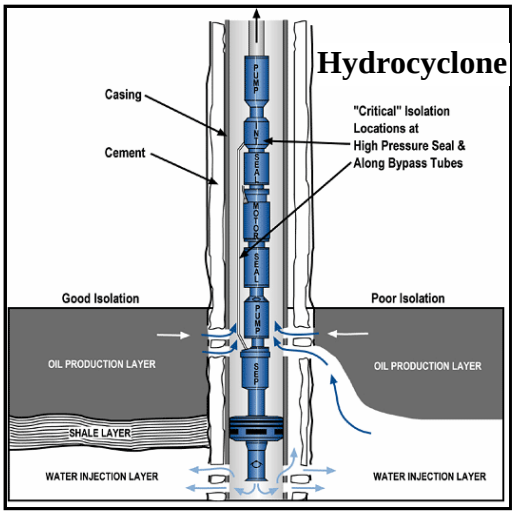



**Figure 1-4 Séparateur de fond**

Deux types principaux de DOWS ont été développés, le premier utilise des hydrocyclones pour séparer mécaniquement l'eau de l'huile, alors que le deuxième est basé sur la séparation par effet de gravité. Les hydrocyclones ont été conçus avec des pompes électriques immergées (ESP), des pompes à moineau (pompes à cavité progressive, PCP), les pompes à gaz lift ou les pompes à tige, alors que la plupart des séparateurs par gravité sont verticaux.

Ces dernières années, trois compagnies dans la mer du nord ont développé en collaboration une nouvelle classe de DOWS qui permettre à la séparation par gravité de se produire dans la section horizontale d'un puits à long déplacement. Les conditions du fond permettent une séparation rapide entre l'huile et l'eau, l'huile est produite en surface, alors que l'eau est injectée par une pompe hydraulique immergée (Almdahl et all, 2000).

Un nombre modeste des systèmes DOWS a été installé dans le monde. Veil et all (1999) ont donné des informations sur la géologie et la performance de 37 cas de ces installations. Leurs

résultats indiquent une diminution de débit d'eau en surface dans 29 puits. Les débits de production d'huile sont augmentés dans 19 cas, diminués dans 12, restés les même dans 2 et non spécifiés dans 4. Trois puits équipés avec des hydrocyclones ont montré des augmentations de la production d'huile variées entre 457% et 1162%, alors qu'un puits a perdu la totalité de sa production d'huile.

Ces résultats montrent que la réussite de la technologie DOWS est liée aux conditions de puits et au type du problème à traité.

**Chapitre 2 :**

# Généralités sur les venues d’eau

## 2-1- Introduction:

Dans ce chapitre, on va éclaircir les notions de base liées aux venues d'eau, on a commencé par une description et caractérisation des gisements liés à des aquifères actifs aux quels les problèmes des venues d'eau sont souvent rencontrés, puis on a donné quelques propriétés des eaux de gisement qui permettent l'identification et l'évaluation de la production d'eau. En fin, on a résumé les origines et les causes des venues d'eau ainsi que leurs conséquences et effets sur la production des hydrocarbures.

## 2-2- Les gisements d'huile alimentés par des aquifères actifs:

### 2-2-1- Description et caractérisation:

#### 2-2-1-1- Définition et types des aquifères actifs:

Plusieurs réservoirs sont limités sur une partie ou sur la totalité de leurs périphéries avec des systèmes roche-eau appelés aquifères. Les aquifères peuvent être aussi grands par rapport aux réservoirs contigus à apparaître infinis pour toutes les applications pratiques. De même, ils peuvent être petits que leur effet sur la performance de réservoir soit négligeable.

L'aquifère peut être entièrement limité par une roche imperméable de telle sorte que il forme avec le réservoir un ensemble volumique fermé. D'autre part, il peut être lié à un endroit où il sera alimenté par l'eau de surface.

Il est courant de parler de l'aquifère de fond ou latéral lors de la discussion sur les entrées d'eau dans les réservoirs. L'aquifère de fond est situé directement sous l'huile et l'aquifère latéral est situé aux abords de la zone à huile, figure 2-1. Indépendamment de la source d'eau, l'activité de l'aquifère est le résultat du mouvement d'eau dans l'espace poreux initialement occupé par l'huile, remplaçant et déplaçant l'huile vers les puits producteurs.

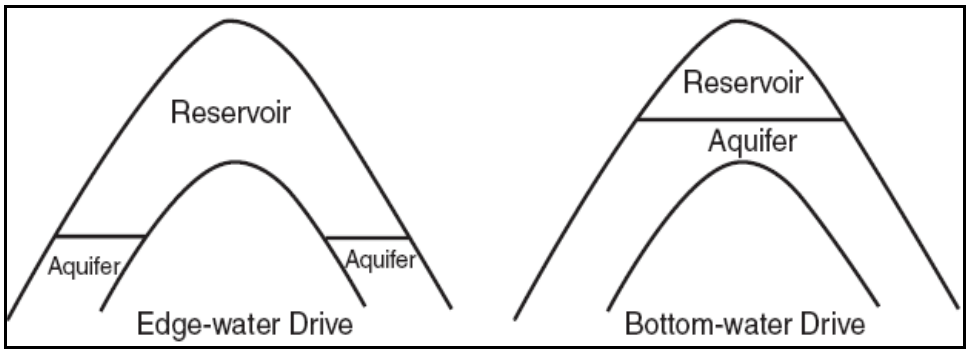



**Figure 2-1 les géométries des aquifères.**

Cole (1963) a présenté les caractéristiques suivantes pour un gisement d'huile alimenté par un aquifère actif :

### 2-2-1-2- La pression de réservoir:

La chute de la pression de réservoir est généralement très faible. La figure 2-2 montre l'historique de l'évolution de la pression en fonction de la production cumulée d'un réservoir alimenté par un aquifère actif. Dans ces réservoirs, plusieurs milliers de barils de pétrole peuvent être produits pour chaque chute de pression de 1 Psi, due au remplacement du volume d'huile et de gaz provenant de réservoir par le volume des entrées d'eau. Bien que l'historique de la pression est normalement tracé en fonction de la production d'huile cumulée. Du fait que la source principale des revenus provient de la production d'huile, si les retraits d'eau et de gaz peuvent être minimisés, alors la récupération d'huile de réservoir peut être maximisée avec une chute minimale de la pression de réservoir. En conséquence, il est extrêmement important de réduire la production d'eau et de gaz au minimum. Cela peut être réalisé en fermant les puits produisant des grandes quantités de ces fluides, en transférant leur production d'huile admissible à d'autres puits producteurs avec des rapports eau-huile ou gaz-huile plus faibles.

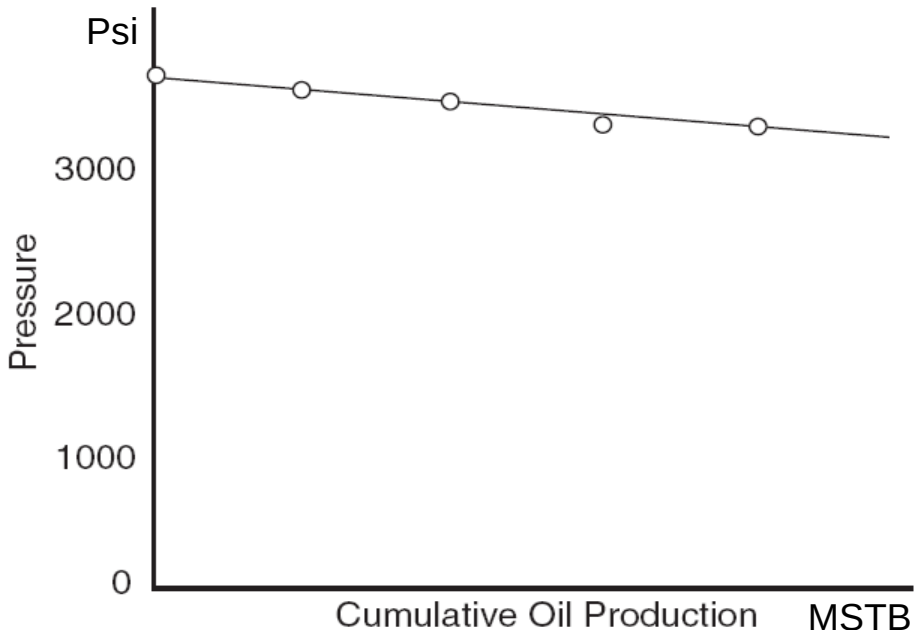



**Figure 2-2 Evolution de la pression d'un réservoir lié à un aquifère actif**

### 2-2-1-3- La production d'eau:

Un excès de la production d'eau se produit initialement dans les puits structurellement plus profonds. Ceci caractérise les réservoirs alimentés par un aquifère actif qui fourni des entrées d'eau d'une manière uniforme, rien ne peut ou doit être fait pour limiter ces entrées d'eau, du fait que l'eau va probablement fournir le mécanisme de déplacement d'huile le plus efficace possible. Si le réservoir présente une ou plusieurs couches de très bonne perméabilité, l'eau peut se déplacer à travers ces zones les plus perméables. Dans ce cas, il peut être économiquement faisable d'effectuer des opérations d'isolation pour séparer ces zones à eau. Dans la plupart des cas, l'huile récupérable à partir d'une structure profonde peut être récupérée à l'aide des puits structurellement plus hauts, d'où les dépenses impliquées dans l'isolation afin de réduire le pourcentage d'eau des puits structurellement profonds peuvent être inutiles.

### 2-2-1-4- Le rapport Gaz-huile (GOR):

Le changement de rapport gaz-huile est faible durant la vie d'un réservoir alimenté par un aquifère actif, cela est particulièrement vrai si le réservoir ne possède pas initialement un chapeau de gaz. La pression est maintenue sous l'effet des entrées d'eau. En conséquence, peu de gaz sera libéré de l'huile.

### 2-2-1-5- La récupération d'huile ultime:

La récupération ultime des réservoirs alimentés par un aquifère actif est généralement beaucoup plus grande que les récupérations des autres mécanismes de production. La récupération dépend de l'efficacité de l'action de balayage d'eau. Généralement, la récupération diminue avec l'augmentation de l'hétérogénéité de réservoir à cause du déplacement irrégulier d'eau. L'avancement d'eau est plus rapide dans les zones de haute perméabilité, résultant une augmentation prématurée du pourcentage d'eau. En conséquence, les puits en percée d'eau atteignent leurs limites économiques.

La récupération d'huile ultime est également affectée par le degré d'activité de l'aquifère. Dans un aquifère très actif où le degré de maintien de pression est bon, le rôle de gaz dissous dans le mécanisme de récupération est fortement réduit.

La récupération ultime d'huile des réservoirs alimentés par un aquifère actif est grande, elle est située entre 35% et 75% d'huile originale en place. Le comportement d'un réservoir alimenté par un aquifère actif est résumé dans le tableau 2-1 et représenté graphiquement dans la figure 2-3 :

| Caractéristiques | Tendance |
|---|---|
| Pression de réservoir | Maintenue élevée. |
| Rapport gaz-huile (GOR) | Maintenu faible. |
| Production d'eau | Commence vite et augmente jusqu'à un niveau appréciable. |
| Débit de production | Le puits débite jusqu'atteindre à une production d'eau excessive. |
| Récupération d'huile ultime | 35% jusqu'à 75%. |

**Tableau 2-1 Caractéristiques d'un réservoir alimenté par un aquifère actif**

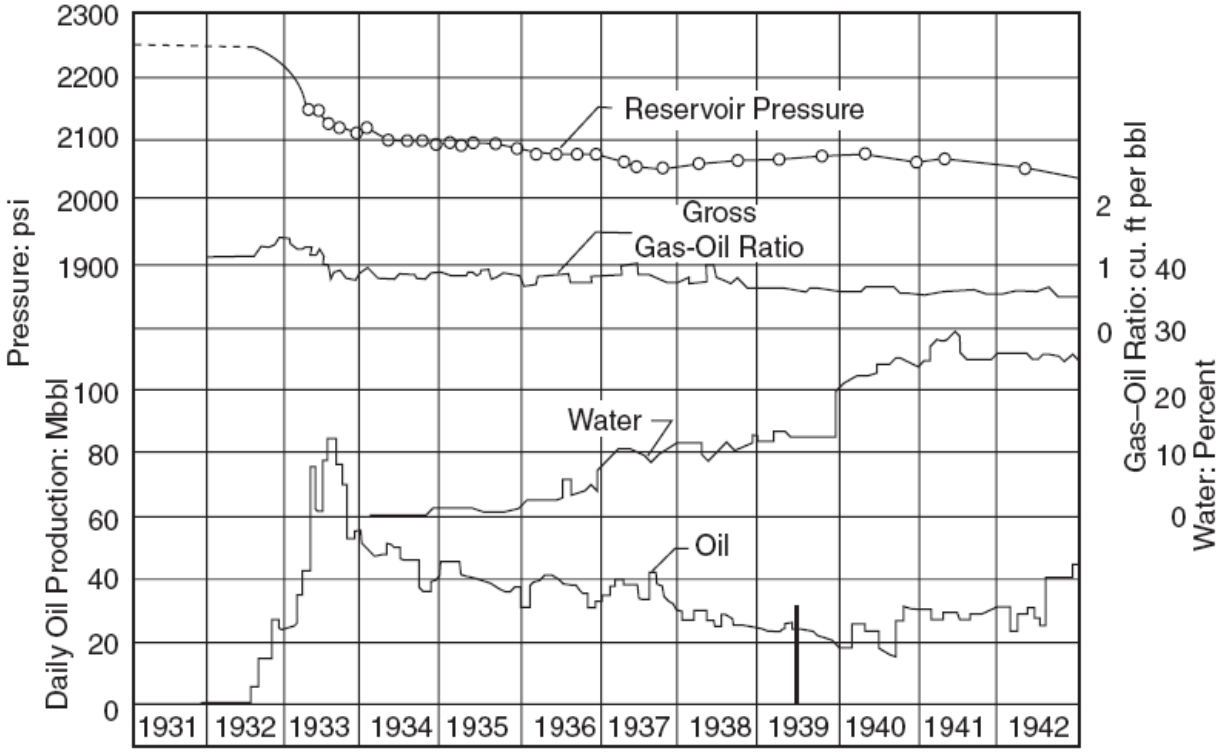



**Figure 2-3 Historique de production d'un réservoir alimenté par un aquifère actif** *(D'après Clark, N.J., Elements of PetroleumReservoirs, SPE, 1969.)*

### 2-2-2- Distribution d'eau du gisement:

La figure 2-4 illustre une distribution idéale des saturations d'huile et d'eau dans un réservoir. La figure indique que la saturation d'eau varie graduellement de 100% dans la zone à eau jusqu'à la saturation d'eau irréductible une certaine distance au-dessus de cette zone. Cet intervalle est appelé la zone de transition, qui doit être exister dans n'importe quel réservoir lié à un aquifère. La zone de transition est alors définie comme l'épaisseur verticale dans laquelle la saturation d'eau s'étend de 100% jusqu'à la saturation d'eau irréductible $S_{wc}$. Le concept important à obtenir de la figure 2-4 est qu'il n'y a aucun changement brusque de la saturation d'eau.

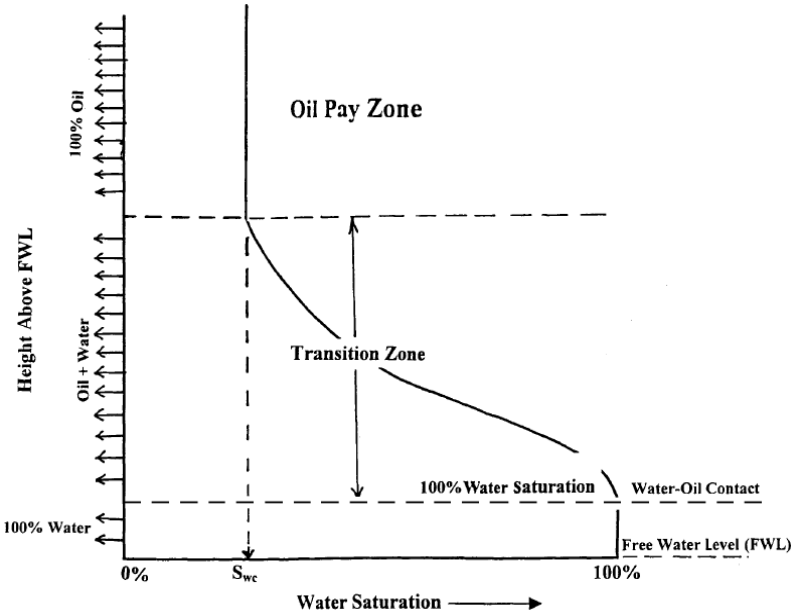



**Figure 2-4 le profile de la saturation d'eau.**

La création de la zone de transition huile-eau est l'un des effets principaux des forces capillaires dans les réservoirs d'huile, la figure 2-5 montre que la pression capillaire d'une roche décroit avec l'augmentation de la saturation d'eau dans un système eau-huile pour les processus de drainage et d'imbibition, Les données pression capillaire-saturation peuvent être converties en données hauteur-saturation à partir l'équation suivante :

$$h = \frac{144 P_c}{\Delta\rho} \qquad (2\text{-}1)$$

Avec: Δρ: La différence des masses volumiques, lb/ft$^3$.

h: L'élévation au-dessus de niveau d'eau libre, ft.

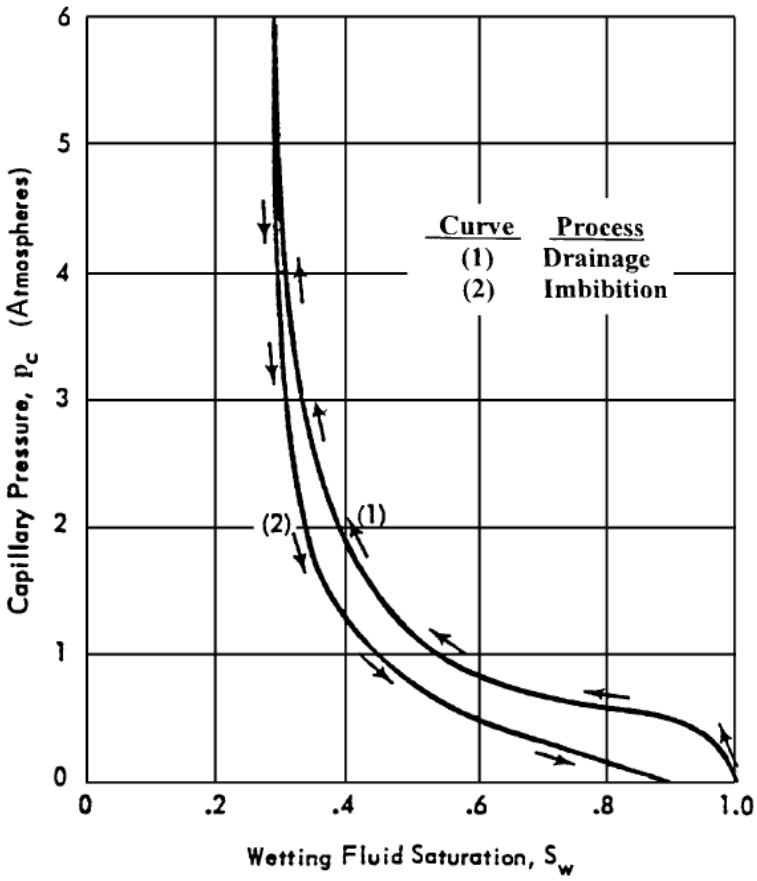



**Figure 2-5 Les processus de drainage et d'imbibition.**

Il convient de noter qu'il y a une différence entre le niveau d'eau libre (FWL) et le contacte eau-huile (WOC). Par définition, le WOC est la profondeur la plus haute de gisement où on peut avoir une saturation d'eau égale à 100%, alors que le niveau d'eau libre est défini par une pression capillaire nulle, ce concept peut être exprimé mathématiquement par la relation suivante:

$$FWL = WOC + \frac{144\, P_d}{\Delta\rho} \qquad (2\text{-}2)$$

Avec: Δρ: La différence des masses volumiques, lb/ft$^3$.

$P_d$ : La pression de déplacement, psi.

FWL: Le niveau d'eau libre, ft.

WOC: Le contact eau-huile, ft.

### 2-2-3- Propriétés d'eau du gisement:

Les propriétés physico-chimiques des eaux de gisement doivent être préalablement étudiées au laboratoire pour aider l'ingénieur réservoir à définir le gisement dans son état initial et à connaitre l'origine de l'eau produite s'elle est de gisement ou de l'injection, dans le but d'estimer l'arrivée d'eau d'injection dans les puits producteurs, ces propriétés sont aussi utiles pour l'ingénieur production afin de prévoir et résoudre les problèmes d'exploitation tel que le problème d'incompatibilité entre l'eau de gisement et celle d'injection ou pour déceler les causes des venues d'eau.

La résistivité d'eau de gisement permet de mesurer la saturation irréductible et de localiser le niveau à partir du quel l'eau sature complètement la roche (WOC).

Du point de vue géologique, la composition chimique d'eau de gisement peut renseigner sur les conditions de formation des gisements, ces propriétés permettent de comparer, lier et corréler entre plusieurs gisements ou entre différentes zones de même gisement.

Dans les puits et collectes, la production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent à l'origine d'association de nature physique ce telle que les émulsions lors que l'eau est mêlée à l'huile ou les hydrates lors qu'elle est en contact avec le gaz.

L'eau produite peut aussi perdre une partie de ses sels dissous et former des dépôts soit à cause d'une simple variation de pression et de température à l'entrée du puits, soit à la suite d'un déséquilibre ou d'une réaction chimique (entartrage 'Scale'). L'une ou l'autre de ses causes peut, dans certains cas, entraîner l'obturation complète des colonnes de production. L'eau produite peut encore être à l'origine de la corrosion des conduites.

La connaissance des propriétés physico chimiques des eaux souterraines est aussi utile pour déceler les causes d'une mauvaise complétion de puits lorsque, par exemple, on constate une subite venue d'eau dans la production et qu'on cherche à en définir l'origine.

L'étude de tout projet de récupération secondaire par injection d'eau nécessite un ensemble des précautions pour ce qui concerne le choix de l'eau d'injection et son traitement avant de la pomper dans le gisement. En effet, les propriétés physiques et chimiques de l'eau injectée doivent être préalablement étudiées au laboratoire pour assurer une injectivité stable et durable en évitant la formation des précipités (réaction chimique entre l'eau injectée et celle

de gisement) ou un gonflement d'argile dans les réservoirs argilo-gréseux (si l'eau injectée est douce).

Ces propriétés peuvent être résumées comme suit :

- Teneurs en Sodium, chlorures, calcium, magnésium, Potassium, Baryum, Strontium, Silice, Bicarbonates, sulfates, sulfures, fer, PH et TDS (Total Dissolved Solid).
- la résistivité et la viscosité.
- Les propriétés volumétriques:
    - facteur volumétrique de fond ($B_w$ ou FVF)
    - compressibilité isotherme : $C_w = - 1/V. (\Delta V/\Delta P)_{T° = cte}$
    - expansion thermique : $\beta = 1/V. (\Delta V/\Delta T)_{P = cte}$
- La masse volumique : $\rho_{w\,(P,\,T)} = \rho_w$ (P=1atm, T= 15°C) / $B_w$

L'absence de données sur les eaux risque de masquer certains risques de bouchage ou colmatage et va entraîner des surcoûts inacceptables. Ces échantillons doivent être obtenus le plus tôt possible dans la phase d'exploration ou celle d'appréciation.

Les échantillons d'eau obtenues par MDT (Modular formation Dynamics Tester) permettent en général d'obtenir une évaluation correcte des risques. Ils sont toutefois la plupart du temps pollués par la boue, même s'il s'agit d'une boue à l'huile.

L'échantillonnage doit être fait après production d'une quantité significative d'eau de l'aquifère. La connaissance de la composition de la boue permet de mieux évaluer la pollution de l'échantillon MDT.

Un échantillon DST de l'aquifère est idéal pour obtenir une prévision de risques de dépôts. On réservera toutefois ce type d'échantillons à des cas exceptionnels, en particulier quand la teneur en baryum identifié par le MDT est très élevée (supérieure à 400 ppm).

En résumé, la connaissance des propriétés physiques et chimiques de l'eau de gisement permet de localiser la zone où elle est continue, de définir la fraction des pores qu'elle remplit et de prévoir son mouvement dans le réservoir. Ces propriétés aident aussi à prévenir la formation des composés nuisibles dans les puits et les collectes au cours de la production et dans le réservoir lors d'une injection d'eau.

## 2-3- Origines des venues d´eau:

### 2-3-1- Mécanismes de la production d´eau:

Plusieurs technologies ont été développées afin de contrôler les venues d'eau indésirables, mais leurs mécanismes doivent être identifiés afin de concevoir une intervention efficace.

On distingue deux types d´écoulement d´eau vers le fond de puits :

- Dans Le premier type l'eau s´écoule vers le fond de puits à travers des chemins différents de ceux des hydrocarbures, cette eau rentre en compétition directe avec la production des hydrocarbures. Réduire la production d´eau dans ce cas mène souvent à une augmentation de débit de production des hydrocarbures et à un accroissement de la récupération ultime. Ce type de production d'eau doit être le premier candidat pour les traitements des venues d'eau.
- Le deuxième type est celui de l´eau coproduite avec les hydrocarbures, généralement une certaine période après le début de l'injection d'eau. Dans ce cas, la saturation d´eau entraine une réduction de la perméabilité relative d'huile. Réduire la production d'eau dans ce cas mène à une diminution de la production des hydrocarbures.

### 2-3-2- Facteurs déplacent l´eau vers le puits:

#### 2-3-2-1- Source des venues d´eau:

- L´eau interstitielle originaire de la couche réservoir où la saturation d'eau est plus grande que la saturation d'eau irréductible ou à partir des couches d'eau plus hautes ou plus basses.
- Un aquifère actif de fond ou latéral.
- L'eau d'injection dans le cadre de la récupération secondaire.

#### 2-3-2-2- Gradient de pression:

La production des hydrocarbures est réalisée en créant un gradient de pression à travers la formation. Dans un puits entièrement perforé et pénétré dans la formation, le gradient de pression est horizontal aux abords de puits. Cependant, l'écoulement vers un puits partiellement pénétré ou perforé crée aussi, un gradient de pression vertical. De même, le gradient de pression s'accroit avec l'augmentation du débit. En conséquence, les grands débits font accélérer la remontée de la aquifère et entrainent une production d'eau excessive.

### 2-3-2-3- Perméabilité effective d'eau favorable:

Pour que l´eau s´écoule à travers une zone, sa saturation doit dépasser la saturation irréductible. Au-delà de cette dernière, la perméabilité relative d´eau s'accroît avec l'augmentation de la saturation d´eau et celle des hydrocarbures décroit. L´huile et l´eau s´écoulent principalement à travers le chemin le moins résistant qui est la zone la plus perméable de réservoir. D'ou, l'hétérogénéité de la perméabilité rend l´écoulement des fluides vers le puits complexe et n'est pas nécessairement á travers le chemin le plus court.

### 2-3-3- Paramètres augmentant les venues d´eau:

Certains paramètres favorisent l´accroissement de la production d´eau. On peut citer :

- La perméabilité verticale.
- La dimension de l´aquifère.
- La pression différentielle.

### 2-3-3-1- Effet de la perméabilité verticale sur le phénomène de coning d'eau:

Une forte $K_v$ accélère l'écoulement vertical d'eau et génère une production d´eau prématurée au niveau des réservoirs alimentés par un aquifère actif.

L´analyse de l´effet d´augmentation de la perméabilité verticale sur le débit d'eau pour une seule $K_h$ a donné les courbes suivantes:

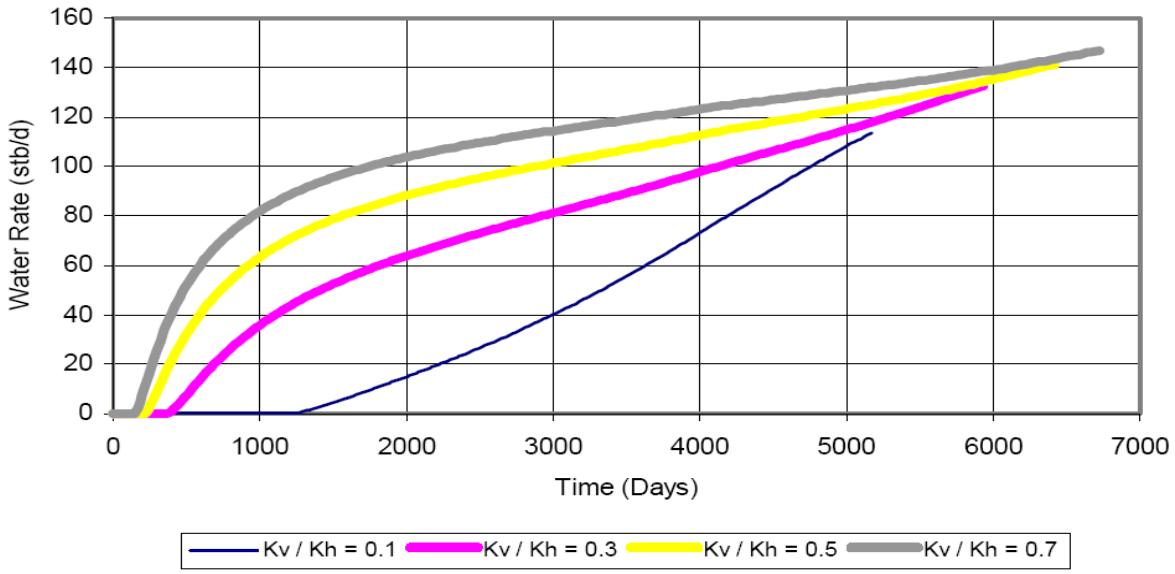



**Figure 2-6 Effet de la perméabilité verticale sur le débit d´eau.**

Dans la figure 2-6, on remarque que le temps de percée et le débit d'eau augmentent avec l´accroissement de la perméabilité verticale.

### 2-3-3-2- Effet du volume de l´aquifère:

Les équations utilisées pour le calcul des entrées d'eau suppose que les quantités d´eau envahissant le réservoir soient reliées au volume d´aquifère.

La figure 2-7 représente les variations de débit d´eau en fonction de temps pour différentes valeurs de volume de l´aquifère. On remarque que le débit d'eau augmente avec l´accroissement du volume d´aquifère.

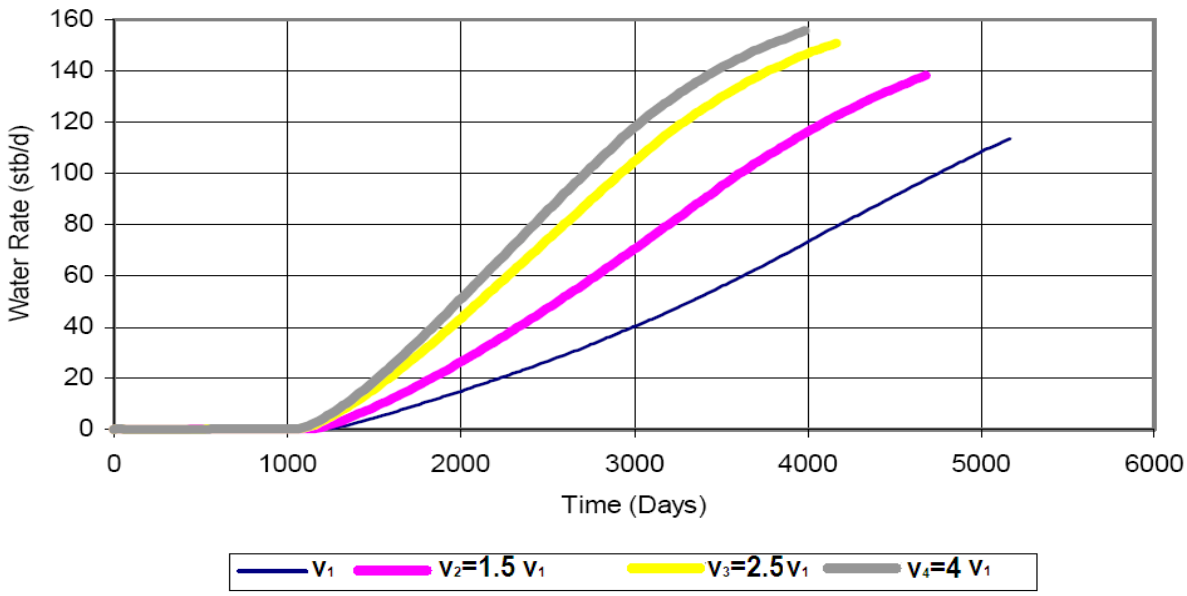



**Figure 2-7 Effet du volume d´aquifère sur le débit d´eau.**

### 2-3-3-3- Effet de la Pression différentielle:

L'écoulement des fluides de la formation vers le fond de puits est dû à une différence de pression. Pour un débit donné la différence de pression augmente avec la diminution de la densité des perforations dans l'intervalle perforé par effet d'étranglement en augmentant la vitesse d´écoulement aux abords de puits. De même, elle augmente avec l'accroissement de skin d'endommagement.

La figure 2-8 représente les variations de rapport eau-huile en fonction du facteur de récupération pour différentes valeurs de pression différentielle.

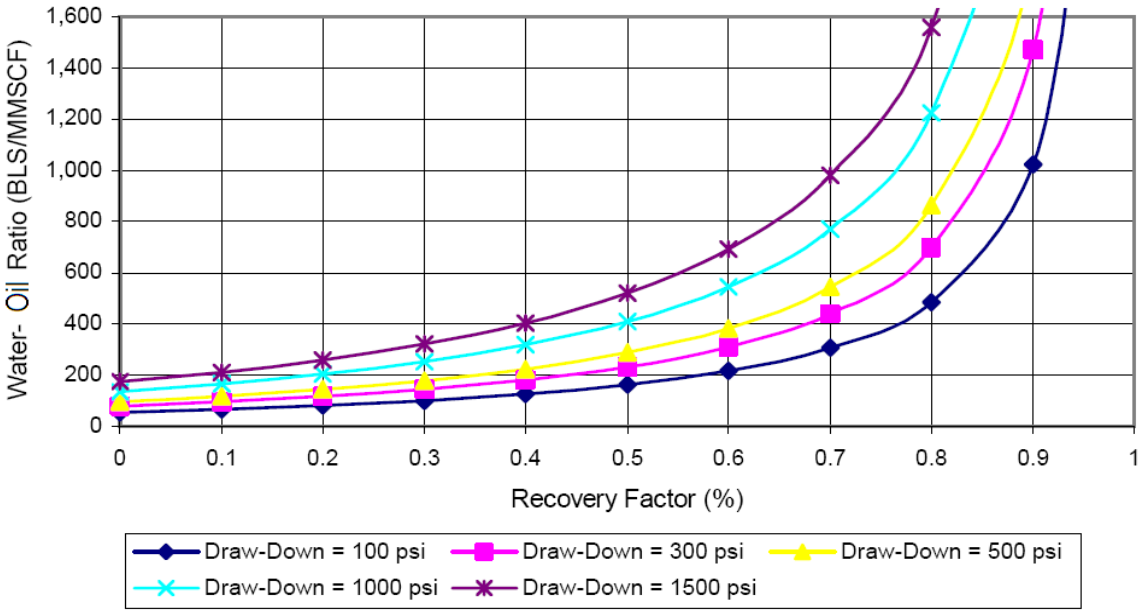



**Figure 2-8 Effet de la pression différentielle sur le rapport eau-huile.**

On remarque que le rapport eau-huile (WOR) s'accroit avec l´augmentation de la pression différentielle.

## 2-4- Causes des venues d´eau:

Ces causes peuvent être divisées en plusieurs catégories englobant principalement la complétion et le réservoir.

### 2-4-1- La complétion:

Les principales causes liées à la complétion sont :

#### 2-4-1-1- Channelig:

L´écoulement derrière le tubage est le résultat d'une mauvaise adhérence ciment-tubage ou ciment-formation. Il est recommandé d´analyser la qualité de la cimentation à l'aide des logs; CBL, VDL, CET,...

#### 2-4-1-2- Complétion dans la zone à eau:

Compléter et perforer un puits dans un intervalle où la saturation d'eau dépasse la saturation irréductible permet la production immédiate d'eau.

Dans un réservoir d'huile lié à un aquifère et en absence d'un chapeau de gaz, la complétion des puits verticaux se fait dans la partie supérieure de la couche productrice afin de retarder l'arriver des venues d'eau.

Dans le cas de la présence à la fois d'un chapeau de gaz et d'un aquifère, la position des perforations doit être calculée en tenant compte :

- Des différences des densités: eau-huile et huile-gaz.
- Des viscosités: $\mu o$, $\mu w$, $\mu g$.
- Des hauteurs des zones à huile, à eau et à gaz.

Vitalie Pietraru a présenté une méthode pour calculer la position optimale des perforations en négligeant les effets de capillarité, de perméabilité relative et de viscosité.

Par définition, la position optimale des perforations est celle qui corresponde à la simultanéité des percés de gaz et d'eau, avec :

$$h_{gopt} = (h_o - h_p)\,\Delta\rho_{ow} / (\Delta\rho_{ow} - \Delta\rho_{og}) \quad (2\text{-}3)$$

$$h_{wopt} = (h_o - h_p)\,\Delta\rho_{og} / (\Delta\rho_{ow} - \Delta\rho_{og}) \quad (2\text{-}4)$$

$h_o$ : L'épaisseur de la zone à huile, ft.

$h_p$ : L'intervalle perforé, ft.

$h_{wopt}$: La distance entre le contact eau-huile et le sommet des perfores, ft.

$h_{gopt}$ : La distance entre le contact gaz-huile et le fond des perfores, ft.

$\Delta\rho_{ow}$: La différence entre la masse volumique d'eau et celle d'huile, lb/ft$^3$.

$\Delta\rho_{og}$ : La différence entre la masse volumique d'huile et celle de gaz, lb/ft$^3$.

### 2-4-1-3- Fracturation hydraulique:

La stimulation par fracturation hydraulique accélère l'arriver d'eau, soit par augmentation de la production de façon que la fracture produit une succion d'eau ou par pénétration du compartiment d'eau. Dans d'autres cas, la fracturation provoque une fissuration de la barrière imperméable (argile, anhydrite) qui sépare le niveau d'hydrocarbure de celle d´eau.

### 2-4-1-4- Mauvais état du tubage:

Un mouvais choix des caractéristiques d'acier peut engendrer une fuite dans le tubage au cours de la duré de vie d'un puits. Ainsi, la production d´eau est accrue.

## 2-4-2- Le réservoir:

La remontée du contact eau-huile entraine un accroissement de la production d'eau avec le temps. D'autre part, les études des écoulements dans les milieux poreux montrent que les fronts d'eau vont se déformer.

### 2-4-2-1- Remontée du contact eau-huile:

C'est une étape inévitable de la vie des gisements liés à un aquifère actif où la communication entre le réservoir et les puits producteurs se fait initialement dans une zone où la saturation d'eau est inférieure que la saturation irréductible.

En association avec le soutirage des fluides produits, il va y avoir un déplacement vertical du contacte eau-huile. Ce dernier peut être calculé en utilisant les techniques du bilan matière.

### 2-4-2-2- Le développement d'une langue d´eau:

Le phénomène de langue d´eau est causé par l'hétérogénéité de réservoir et par la présence des chemins préférentiels de haute perméabilité, il est d'autant plus important que le rapport de mobilité est plus grand. Les langues d´eau sont surtout rencontrées dans les cas d'une injection d'eau et d´un aquifère actif latéral.

### 2-4-2-3- Réservoir fissuré et faille non étanche:

Ils sont d'une nature tectonique. Les failles et les fissures représentent des chemins préférentiels à l'eau entre l'aquifère et le puits. Dans ces cas, la production d'eau met le puits en péril.

Ces cas sont surtout rencontrés dans les puits déviés et horizontaux.

### 2-4-2-4- Coning d´eau:

Le phénomène de coning d'eau signifie la déformation locale de l'interface eau-huile pour prendre une forme grossièrement conique. C'est l'un des problèmes rencontrés lors de l'exploitation des réservoirs liés à un aquifère, du fait qu'il entraine une augmentation de la production d'eau, pour cela il faut le minimiser.

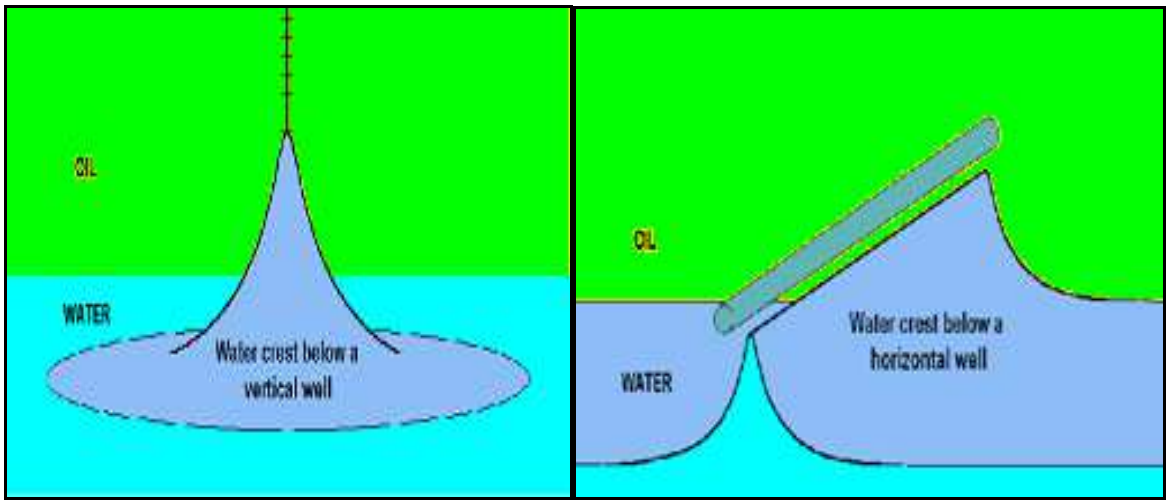



**Figure 2-9 Phénomène de coning d'eau dans les gisements d'huile.**

## 2-5- Conséquences des venues d´eau:

### 2-5-1- Les dépôts:

Le sel dissous dans l'eau produite va se cristalliser et se déposer pour former des dépôts lors de la remonter de l'effluent dans le tubing et ce suite à la chute de pression et de température qui entraînent une diminution de la solubilité de sel dans l'eau. D'autre part, l'incompatibilité entre l'eau injectée et celle de gisement entraîne également la formation des précipités durs et compacts. Les différents dépôts peuvent réduire la section d'écoulement jusqu'à boucher complètement la colonne de production, ainsi que les installations de puits et de collecte. Par la suite, les dépôts peuvent causer une chute importante de la production des puits.

Il existe aussi d'autres paramètres favorisant les dépôts de sel, tels que :

1) Parois rigoureux permettent aux cristaux de s'accrocher.

2) l'écoulement turbulent augmente le contacte des cristaux avec les parois.

3) la vitesse d'écoulement permet aux cristaux ayant atteint une taille favorable de se déposer.

Afin d'inhiber le problème des dépôts de sel soluble dans l`eau et du fait qu'on ne peut pas jouer sur la pression et la température, on procède à certaines interventions telles que; l'injection continue de l'eau douce pour le lavage de tubing et des installations de surface, les bouchons d`eau douce pour le lavage du fond de puits, ainsi que le lavage des pipes de collecte.

L'analyse et le traitement de l`eau injectée sont nécessaires afin d'éviter la formation des précipités solides tels que; $BaSO_4$, $CaSO_4$,... par suite d'une incompatibilité avec l'eau de gisement.

### 2-5-2- La corrosion:

L'eau produite est généralement très salée, elle peut être l'origine d'aggravation du phénomène de corrosion des équipements tubulaires.

### 2-5-3- Les émulsions:

Dans le puits et le collecte, la production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent l'origine des associations d'une nature physique telles que les émulsions entre l'eau et l'huile. Une émulsion visqueuse est susceptible de réduire d'une façon significative la productivité des puits, sa destruction par injection d'un surfactant adéquat nécessite un contact intime entre ce dernier et les gouttes d'émulsion afin de réduire la tension interfaciale.

### 2-5-4- Les hydrates:

Les hydrates sont des associations d'une nature physique qui se forment entre le gaz et l'eau sous certaines conditions de pression et de température.

### 2-5-5- L'alourdissement de la colonne hydrostatique:

La production d'eau entraine un alourdissement de la colonne d'effluent dans la colonne de production, suite à l'augmentation de la masse volumique moyenne du mélange eau-huile. Cela résulte une augmentation de la pression de fond et une chute de débit total, ainsi que des difficultés lors de démarrage de l'injection de gaz dans le cadre de l'activation artificiel de puits par gas lift.

### 2-5-6- Le blocage à eau (water blocking):

L'intervention impropre de dessalage par bouchon d'eau dans les formations déplétées produit des pertes importantes d'eau et entraine une augmentation de la saturation d'eau aux abords de puits. En conséquence, la production d'huile chute parfois fortement, bien que d'une façon temporaire.

### 2-5-7-La diminution de la perméabilité relative d'huile:

La productivité des puits d'huile est fortement liée à la perméabilité relative d'huile au voisinage de puits, cette dernière est altérée par la présence simultanée d'eau.

### 2-5-8- La production de sable:

L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment qui tiennent les grains et la formation en place, permettant ainsi la production de sable.

**Chapitre 3 :**

# Etude des venues d’eau dans le système de production

## 3-1-Introduction:

Afin de comprendre les phénomènes liés aux venues d'eau, le système de production peut être subdivisé selon le chemin d'écoulement d'effluent en deux parties principales à savoir le réservoir et la complétion, ces deux éléments sont liés au fond de puits.

D'après l'analyse nodale, Le réservoir est décrit par l'équation de l'inflow dans le milieu poreux, il est lié à certains phénomènes des venues d'eau à savoir; le coning d'eau, les entrées d'eau et l'écoulement de l'eau d'injection.

La complétion est constituée avec l'ensemble des équipements de puits (liaison couche trou, tubing, tête de puits), elle est décrite par l'équation de l'outflow, cet élément est caractérisé par un ensemble des phénomènes, plus ou moins liés aux venues d'eau à savoir l'alourdissement de la colonne de production, les dépôts, la corrosion,…

## 3-2-Etude des venues d'eau dans le réservoir:

### 3-2-1- Coning d'eau:

Le phénomène de coning d'eau est l'un des problèmes rencontrés lors de l'exploitation des gisements liés à un aquifère, pour cela il faut le minimiser et le retarder.

Ce phénomène est dû principalement à la chute de pression qui est importante aux abords des puits verticaux, ce qui rend ce phénomène plus sévère dans ce type des puits, figure 3-1. Dans les réservoirs liés à un aquifère de fond en absence d'un chapeau de gaz, les puits verticaux sont normalement perforés dans la section supérieure de la zone productrice afin de réduire au minimum le coning d'eau.

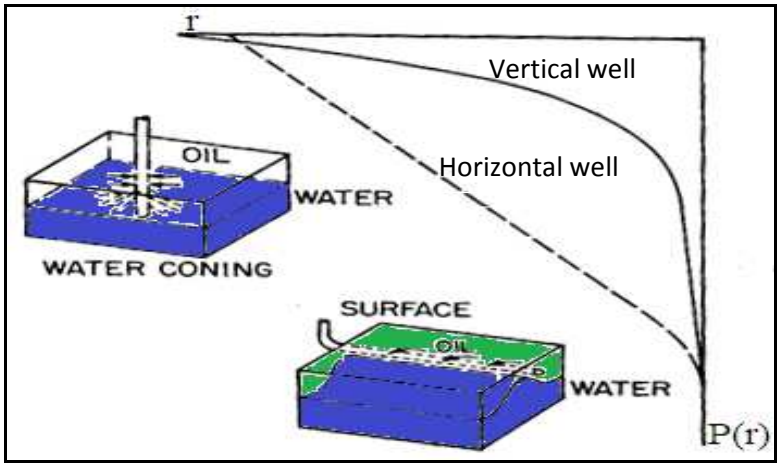



**Figure 3-1 Chutes de pression dans un puits vertical et horizontal**

La tendance d'avoir un coning est proportionnelle à la viscosité d'huile et inversement proportionnelle à la différence de densité entre les deux phases. En conséquence, Le phénomène de coning peut avoir lieu lorsque l'effet de la faible viscosité d'eau par rapport à l'huile à certain débit est plus grand que l'effet de ségrégation par différence de densité.

Pour avoir un certain débit de production, la chute de pression imposée dans un réservoir de faible perméabilité est plus grande que dans un réservoir de haute perméabilité. Ainsi, les réservoirs de haute perméabilité présentent moins de tendance de coning que les réservoirs de faible perméabilité. Généralement, les réservoirs de perméabilité d'un darcy ou plus montrent des problèmes minimums de coning d'eau.

Dans les réservoirs naturellement fracturés, particulièrement ceux avec des fractures verticales, le coning d'eau devient plus grave malgré la perméabilité de réservoir élevée. Ceci est due à l'écoulement d'eau de l'aquifère à travers les fractures de haute perméabilité, c'est particulièrement vrai dans les réservoirs fracturés avec des blocs de matrice grands et de faible perméabilité où l'imbibition d'eau dans la matrice est très lente.

Pour minimiser le coning d'eau, on doit réduire la chute de pression, mais cela conduit à une réduction de débit de production, ce qui est économiquement peu rentable et opérationnellement indésirable. Les puits horizontaux représentent des bonnes solutions, du fait qu'ils réduisent la chute de pression sans diminuer le débit de production (petit débit unitaire et une grande longueur).

On peut étudier le phénomène de coning aux puits verticaux et horizontaux dans les réservoirs liés à un aquifère par les paramètres suivants :

- Le débit critique ($Q_{oc}$) : est le débit maximum avec lequel on peut produire sans avoir une percée d'eau.
- Le temps de percée ($t_{Bt}$) : c'est le temps à partir duquel on aura une percée d'eau.

### 3-2-1-1-Le débit critique:

Plusieurs corrélations ont été développées afin de déterminer le débit critique. Ces corrélations montrent que le débit critique dépend de la perméabilité effective d'huile, de la viscosité d'huile, de la différence de densité entre l'eau et l'huile et de la fraction de pénétration de puits ainsi que de la perméabilité verticale. Si le puits produit avec un débit de production inférieur que le débit critique $Q_{oc,}$ le cône est stable (Régime infra-critique).

Alors que, si le débit de production est supérieur que la valeur du débit critique, le cône devient instable (Régime supercritique) et le puits commence à produire l'eau.

Parmi les corrélations de calcul du débit critique, on peut citer:

| | corrélations | $\Delta\rho$ | $\mu$ | $h_p$ ,$D_b$ | $K_v$ |
|---|---|---|---|---|---|
| **Puits Verticaux** | Craft et Hawkins | oui | oui | oui | non |
| | Meyer, Gardner et Pirson (1954) | oui | oui | oui | non |
| | Schols (1972) | oui | oui | oui | non |
| | Hoyland, Papatzacos et Skjaeveland (1989) | oui | oui | oui | oui |
| | Chaperon (1986) | oui | oui | oui | oui |
| | Chaney et all (1956) | oui | oui | oui | non |
| **Puits Horizontaux** | Efros (1963) | oui | oui | oui | non |
| | Giger, Karcher, Karcher et all (1986) | oui | oui | oui | non |
| | Joshi (1988) | oui | oui | oui | non |
| | Chaperon (1986) | oui | oui | oui | oui |

**Tableau 3-1 Corrélations de débit critique**

Avec :

$D_b$: La distance entre le WOC et le drain horizontal.

$h_p$ : La hauteur perforée.

A partir du tableau des corrélations ci-dessus, on remarque que les deux méthodes de Chaperon pour les puits verticaux et horizontaux sont les seules corrélations dans lesquelles on a tenu en compte l'anisotropie et la hauteur perforée ($h_p$). Pour cela on a choisi de citer ses corrélations.

***Corrélations de Chaperon (1986):***

### a) Cas d'un puits vertical:

$$q_{oc} = \frac{4.888\,10^{-4}}{B_o}\left(\frac{K_h h_o^2}{\mu_o}\right)[\Delta\rho]q_c^* \qquad (3\text{-}1)$$

La relation pour le calcul de $q_c^*$ est montrée dans le tableau ci-dessous:

| $\alpha''$ | $q_c^*$ |
|---|---|
| 4 | 1,2133 |
| 13 | 0,8962 |
| 40 | 0,7676 |

**Tableau 3-2 Relation entre $q_c^*$ et $\alpha''$**

Une corrélation de tabulation est donnée dans l'équation suivante :

$$q_c^* = 0{,}7311 + (1{,}9434/\alpha'') \quad (3\text{-}2)$$

Et:

$$\alpha'' = (r_e/h)\sqrt{K_v/K_h} \quad (3\text{-}3)$$

Avec :

$q_{oc}$ : Débit critique, STB/Day.

$k_h$ : Perméabilité horizontale, md.

$\Delta\rho$ : ($\rho_w - \rho_o$) différence des masses volumiques, lb/ft$^3$.

$h_o$ : Hauteur de la colonne d'huile, ft.

$h_p$ : Hauteur de l'intervalle perforée, ft.

### b) Cas d'un puits horizontal:

$$Q_{oc} = 0{,}0783.10^{-4}\left(\frac{L\,F}{y_e}\right)[\Delta\rho]\frac{k_h h_o^2}{(\mu_o B_o)} \quad (3\text{-}4)$$

Pour :

$$1 \leq \alpha'' < 70 \quad et \quad 2y_e < 4L$$

Et :

$$F = 3{,}9624955 + 0{,}0616438\,\alpha'' - 0{,}000504\,(\alpha'')^2 \quad (3\text{-}5)$$

$$\alpha'' = \left(\frac{y_e}{h}\right)\sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (3\text{-}6)$$

Avec :

$y_e$: Demi-longueur de la zone de drainage perpendiculaire au drain, ft.

$L$ : Longueur de drain, ft.

$F$ : Fonction adimensionnelle.

Les réserves vont diminuer après un certain temps de production, donc la hauteur d'huile va diminuer aussi, conduisant ainsi à un déclin de débit critique.

Le déclin de la hauteur de la zone à huile est donné par la relation suivante :

$$h = ho - \frac{Qo.\Delta t(5.615\ Bo)}{\Phi(1 - Swc - Sor).A.43560} \quad (3\text{-}7)$$

Avec :

$h_o$ : hauteur initial de la colonne d'huile, ft.

$Q_o$: Débit de production, STB/Day.

A : la surface, acre.

Δt : temps de production, Day.

### 3-2-1-2-Le temps de percée:

Les calculs de débit critique résultent souvent des faibles débits. En effet, ces débits non économiques ne peuvent pas être imposés à la production des puits. En conséquence, il aura une percée d'eau après une période de temps qui s'appelle le temps de percée $t_{BT}$.

Le tableau ci-dessous montre les corrélations les plus répandues de calcul du temps de percée :

| | corrélation | $\Delta\rho$ | $\mu$ | $h_p$ ,$D_b$ | $K_v$ |
|---|---|---|---|---|---|
| puits verticaux | Sobocinski et Cornelius (1965) | oui | oui | oui | oui |
| | Bournazel et Jeanson (1971) | oui | oui | oui | oui |
| puits horizontaux | Ozkan et Raghavan (1988) | non | oui | oui | oui |
| | Papatzacos et Autres (1989) | oui | oui | non | oui |

**Tableau 3-3 Corrélations de temps de percée**

### 3-2-2-Les entrées d'eau:

Plusieurs réservoirs d'huile produits sous l'effet d'un aquifère actif. Souvent, ceci s'appelle aquifère naturel pour le distinguer de l'aquifère artificiel qui comporte l'injection d'eau dans le réservoir. La production des hydrocarbures et la chute de pression correspondante incitent une réponse d'aquifère pour compenser le déclin de pression, cette réponse produit sous forme d'entrées d'eau, appelées aussi les afflux d'eau, figure 3-2.

Les entrées d'eau sont attribuées aux:

- Expansion d'eau dans la couche aquifère.
- Compressibilité de la roche aquifère.
- L'écoulement par gravité où la couche aquifère est localisée structurellement plus haute que le réservoir.

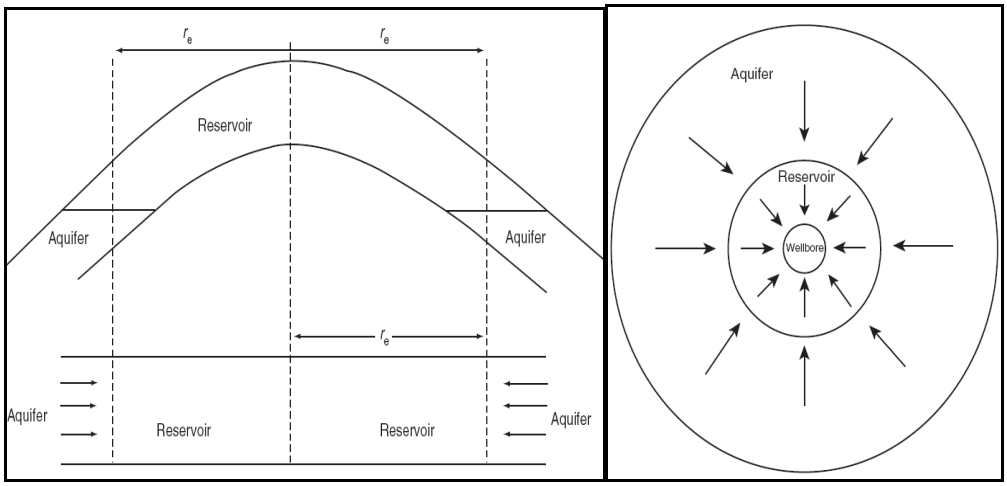



**Figure 3-2 Modèle idéal représentant les entrées d'eau**

#### 3-2-2-1-Classification des aquifères:

Les systèmes Réservoir- aquifère sont généralement classifiés sur la base de:

- Le degré de maintien de pression.
- Les régimes d'écoulement.
- Les conditions aux limites.
- Les géométries d'écoulement.

### 3-2-2-1-1-Le degré de maintien de pression:

Selon le degré du maintien de la pression de réservoir, l'activité d'un aquifère est classée qualitativement comme suit:

- Aquifère actif.
- Aquifère partiellement actif.
- Aquifère limité.

Le terme « aquifère actif » se rapporte au mécanisme d'envahissement d'eau dans lequel le débit des entrées d'eau égale au débit total de la production de réservoir. Les réservoirs alimentés par un aquifère actif sont caractérisés par un déclin progressif et lent de la pression de réservoir. En conséquence, le débit de production et la pression de réservoir restent raisonnablement constants avec le temps.

Dans ce cas, le débit de vidage de réservoir doit être égal au débit des entées d'eau:

$$\begin{bmatrix}\text{Le débit des entrées}\\ \text{d'eau}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\text{Le débit}\\ \text{d'huile}\end{bmatrix} + \begin{bmatrix}\text{Le débit de}\\ \text{gaz libre}\end{bmatrix} + \begin{bmatrix}\text{Le débit}\\ \text{d'eau}\end{bmatrix}$$

Mathématiquement, on peut écrire :

$$e_w = Q_o B_o + Q_g B_g + Q_w B_w \qquad (3\text{-}8)$$

Avec: $e_w$: Débit des entrées d'eau, bbl/Day.

$Q_i$: Débit de la phase i, STB/Day (eau, huile) ou scf/Day (gaz).

$B_i$: Facteur volumétrique de fond de la phase i, bbl/STB ou bbl/scf

L'équation ci-dessus peut être exprimée en termes de production cumulée, comme suit:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = B_o \frac{dN_p}{dt} + (GOR - R_s)\frac{dN_p}{dt} B_g + \frac{dW_p}{dt} B_w \qquad (3\text{-}9)$$

Avec: $W_e$ : Les entrées d'eau cumulées, bbl.

$W_p$ : La production d'eau cumulée, STB.

$N_p$ : La production d'huile cumulée, STB.

$GOR$: Le rapport gaz-huile, scf/STB.

$R_s$: La solubilité de gaz, scf/STB.

### 3-2-2-1-2-Les conditions aux limites:

Selon les conditions aux limites, on distingue deux types d'aquifère; infini et fini (limité). Géologiquement toutes les formations sont finies, mais peuvent agir en tant qu'infinies si les changements de pression au contact eau-huile n'ont pas un effet sur la frontière externe d'aquifère. Certains aquifères sont localisés plus hauts que la zone productrice, ses apports ont une action infinie en raison du remplissage en surface.

Généralement, la limite externe contrôle le comportement de système aquifère-réservoir, On distingue deux catégories de ces systèmes:

- Les systèmes infinis: les changements de pression à la frontière eau-huile n'ont pas un effet sur la limite externe et la pression à cette limite est considérée constante au niveau de la pression initiale de réservoir pour toutes les applications pratiques.
- Les systèmes finis: la limite externe d'aquifère est affectée par la chute de pression dans la zone à huile et la pression à cette limite diminue avec le temps.

### 3-2-2-1-3-Les régimes d'écoulement:

Il existe trois régimes d'écoulement influant sur le débit des entrées d'eau vers le réservoir :

- Le régime permanent: la pression à chaque point de système reste constante.

Mathématiquement, on peut écrire: $\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = 0$ (3-10)

- Le régime semi-permanent : Le déclin de pression à chaque point est linéaire.

Mathématiquement, on peut écrire: $\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = constant$ (3-11)

- Le régime transitoire: Le déclin de pression varie dans l'espace et dans le temps.

Mathématiquement, on peut écrire: $\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right) = f_{(i,t)}$ (3-12)

### 3-2-2-1-4-Les géométries d'écoulement:

Les aquifères peuvent être classés sur la base de la géométrie d'écoulement comme suit:

- Aquifère actif latéral.
- Aquifère actif de fond.
- Aquifère actif linéaire.

Dans un aquifère actif latéral, l'écoulement d'eau est essentiellement radial avec un écoulement négligeable dans le sens vertical.

L'aquifère actif de fond se trouve dans les réservoirs de grande extension avec une légère inclinaison, l'écoulement d'eau est essentiellement radial avec un écoulement significatif dans le sens vertical.

Dans un aquifère actif linéaire, les entrées d'eau viennent du coté latéral de réservoir, dans ce cas, l'écoulement d'eau est linéaire.

### 3-2-2-2-Calcul des entrées d'eau:

Le calcul des entrées d'eau se fait avec l'un des modèles suivants :

- Modèle de pot.
- Modèle permanent de Schilthuis (1936).
- Modèle permanent modifié de Hurst (1943).
- Modèle transitoire de Van Everdingen et Hurst (1949):
    - Dans le cas des aquifères latéraux.
    - Dans le cas des aquifères de fond.
- Modèle transitoire de Carter-Tracy (1960).
- La méthode de Fetkovitch (1971):
    - Dans le cas des aquifères radiaux.
    - Dans le cas des aquifères linéaires.

### 3-2-3- L'injection d'eau:

La récupération primaire d'huile décrit la production des hydrocarbures sous les mécanismes de drainage naturels et l'activation artificielle des puits, elle se produit par l'énergie initiale de réservoir à sa découverte. Une fois l'énergie initiale est épuisée et le débit de production d'huile est décliné, la récupération des hydrocarbures peut être augmenté par l'utilisation d'une énergie secondaire dans le réservoir, Les procédés conventionnels de récupération secondaire (Injection d'eau ou de gaz) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de la récupération par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable.

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'améliorer le coefficient de balayage et de maintenir la pression de gisement, si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut réduire la salinité d'eau produite si elle pose des problèmes particuliers.

#### 3-2-3-1- Influence des caractéristiques des roches et des fluides:

##### 3-2-3-1-1-Influence de degré d'hétérogénéité:

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

Des tests d'interférence sont réalisés avant tout projet de récupération assistée, dont le but est de vérifier la communication entre les puits. On distingue deux types d'hétérogénéités :

**a) Multistrates:**

Il se forme dans chaque couche d'une hauteur $h_i$ un front avec une vitesse proportionnelle à $k_i$, le débit d'injection de la couche i est exprimé par l'équation suivante :

$$q_i = q_t \frac{h_i k_i}{\sum h_i k_i} \qquad (3\text{-}13)$$

Il y aura alors des venues de l'eau injectée dans les puits producteurs à travers les couches les plus perméables, alors que les couches les moins perméables ont été très peu balayées.

### c) Hétérogénéité répartie :

Dans un réservoir où des dépôts compacts intercalés dans un milieu plus perméable, le front d'invasion ne progresse pas régulièrement dans le réservoir, car l'ensemble hétérogène présente au fluide injecté des chemins multiples plus ou moins rapides.

## 3-2-3-1-2-Influence des caractéristiques pétrophysiques:

### a) Porosité:

Plus la porosité n'est pas grande, plus la saturation résiduelle en huile $S_{or}$ à la fin de la phase primaire est grande, d'où il est intéressant d'essayer de la récupéré.

### b) Perméabilité:

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

### c) La pression capillaire:

Les phénomènes capillaires ont parfois un rôle utile, c'est le cas lorsqu' ils permettent une régularisation de l'avancement du front séparant deux fluides immiscibles dans un milieu poreux hétérogène. Dans d'autres cas, ils peuvent avoir un rôle néfaste, lorsqu'ils causent le piégeage de l'huile dans les pores.

## 3-2-3-1-3-Influence des caractéristiques des fluides :

L'augmentation de la viscosité résulte un accroissement de débit fractionnaire d'eau $F_w$, figure 3-3. Cela peut être vérifié par l'équation de débit fractionnaire suivante :

$$Fw = \frac{1+\left(\frac{ko.A}{\mu o.Qt}\right)\left[\frac{\partial Pc}{\partial x} - g.\Delta\rho.sin\,(\alpha)\right]}{1+\frac{kro\,\mu w}{krw\,\mu_o}} \qquad (3\text{-}14)$$

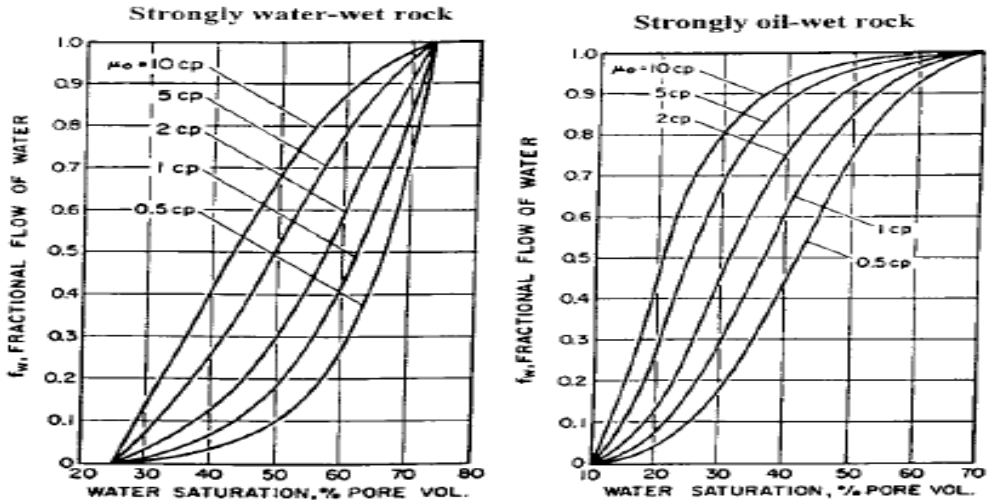



**Figure 3-3 Effet de la viscosité d'huile sur le débit fractionnaire**

### 3-2-3-2-Description de l'injection d'eau:

#### 3-2-3-2-1-La perméabilité relative:

La perméabilité relative est le rapport de la perméabilité effective d'une phase à sa perméabilité absolue, elle dépend de la saturation des phases. Figure 3-4

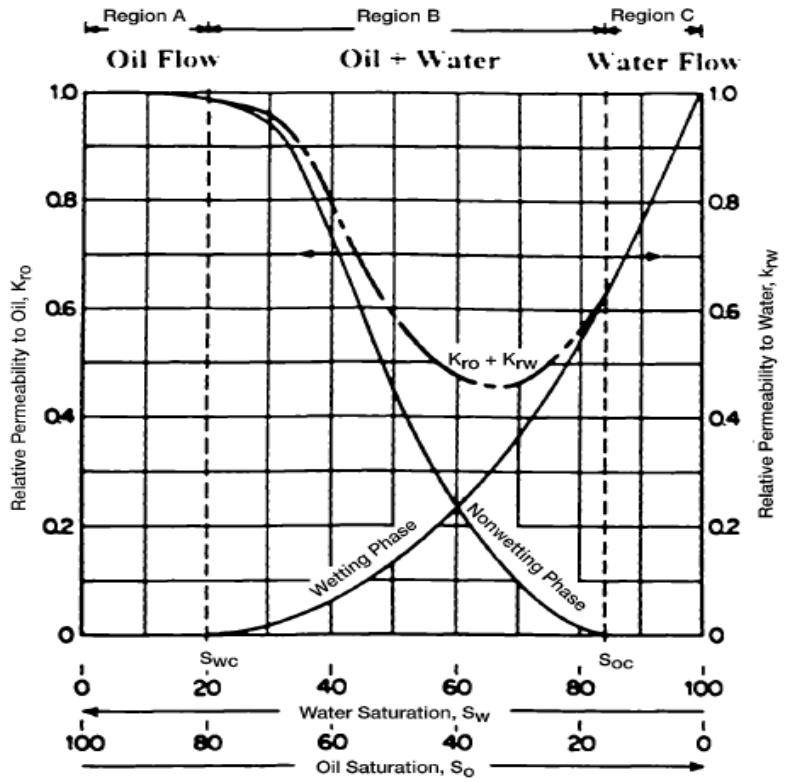



**Figure 3-4 Evolution des perméabilités relatives de système eau-huile**

#### 3-2-3-2-2-La mobilité:

La mobilité d'un fluide $\lambda$ est le rapport de sa perméabilité effective à sa viscosité :

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} = \frac{k\ k_{ro}}{\mu_o} \qquad \lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} = \frac{k\ k_{rw}}{\mu_w} \quad (3\text{-}15)$$

M est le rapport de mobilité de fluide déplaçant à celle de fluide déplacé.

$$M = \frac{\lambda\ déplacant}{\lambda déplacé} = \frac{\lambda\ w}{\lambda o} = \frac{(k_{rw}/\mu_w)_{S_{wf}}}{(k_{ro}/\mu_o)_{S_{wi}}} \quad (3\text{-}16)$$

Selon la valeur de M, le déplacement peut être caractérisé par :

M<1: La récupération est élevée et l'eau déplace plus lentement que l'huile.

M=1: La récupération et la zone de transition sont modérées.

M>1: La récupération est faible et la percée se produit rapidement.

### 3-2-3-2-3-Équations de déplacement frontal:

#### a) Les hypothèses :

- L'écoulement est linéaire et horizontal.
- L'huile et l'eau sont des fluides incompressibles et immiscibles.
- Les effets de la pression capillaire et de la pesanteur sont négligeables.

#### b) Equation de Buckley-Leverett:

Buckley et Leverett (1942) ont présenté l'équation de base pour un déplacement biphasique dans un système linéaire et immiscible. L'équation est dérivée de la loi de bilan matière pour le fluide déplaçant lorsqu'il traverse un élément dx de milieu poreux:

volume entrant -volume sortant = changement du volume de fluide

D'où : $$q_t.F_w.dt - q_t.(F_w - dF_w).dt = A.\varphi.(dx).(dS_w)/5.615$$

Donc : $$\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w} = (v)_{S_w} = \frac{5.615\,q_t}{\varphi.A}.\frac{dF_w}{dS_w} \qquad (3\text{-}17)$$

Cette équation montre que la vitesse d'un plan de saturation $S_w$ est proportionnelle à la pente de la courbe de débit fractionnaire $F_{w(S_w)}$, figure 3-5.

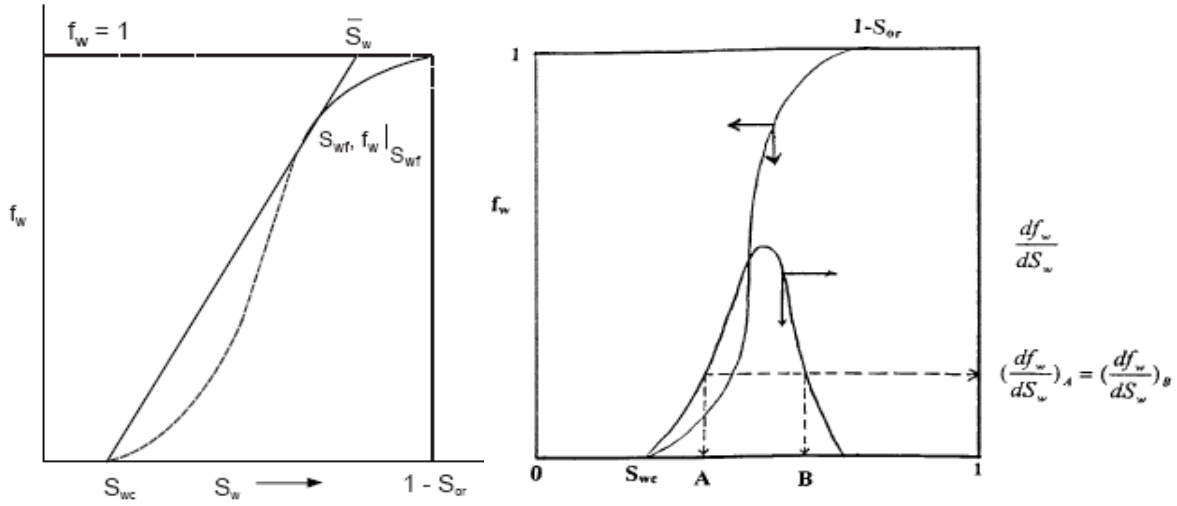



**Figure 3-5 Évolution de $F_w$ et $\frac{dFw}{dSw}$ en fonction de $S_w$**

La distance parcourue X par un plan de saturation $S_w$ pour un cumule d'injection $W_i$ est donnée par l'intégration de l'équation (3-17):

$$(X)_{S_w} = \frac{5.615W_i}{\varphi.A}\left(\frac{dF_w}{dS_w}\right) \qquad (3\text{-}18)$$

Avec: $F_w$ : Débit fractionnaire d'eau, fraction.

φ : La porosité, fraction.

A : Section de passage, $ft^2$.

## 3-3-Etude des venues d'eau dans la complétion :

### 3-3-1- Impact des venues d'eau sur le système nodale:

#### 3-3-1-1-Aperçu sur le système nodal:

Le système de production est constitué d'un ensemble des composants dans lesquels les pertes de charge se produisent.

La figure ci-dessous représente un système de production simplifié.

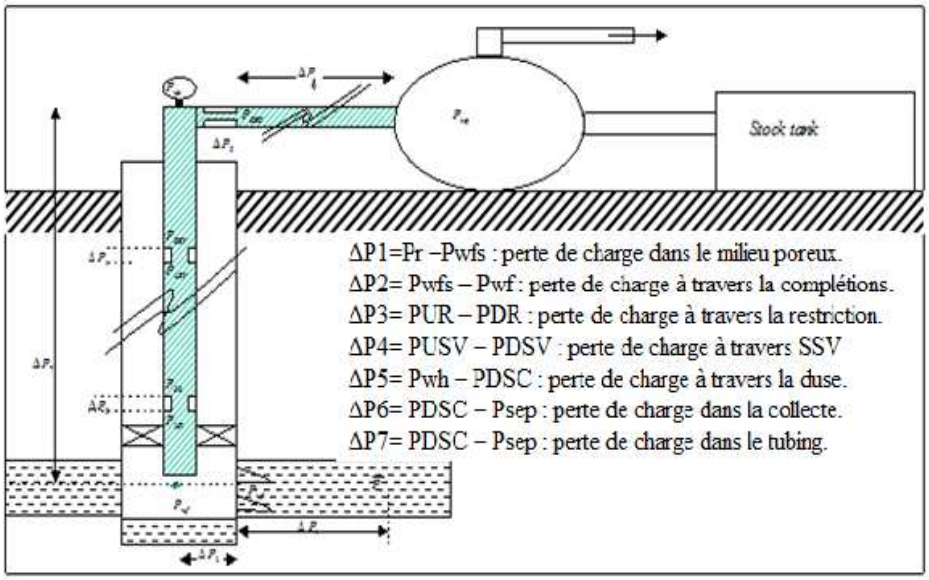



**Figure 3-6 Pertes de charge dans le système de production**

Le but de l'analyse nodale est l'optimisation des composants du système de production (diamètre de tubing, la duse, diamètre de la ligne de production, densité des perforations, équipement d'activation, Gravel pack,…) ainsi que l'analyse des effets des différents paramètres sur la performance de système (GOR, pourcentage d'eau, changement des équipements, $P_{sep}$, Skin,...).

Les paramètres de fonctionnement d'un puits (le débit et la pression de fond) sont représentés par les coordonnées du point d'intersection des deux courbes à savoir la courbe de la performance de réservoir (IPR) et la courbe de la performance de tubing (VLP).

Les performances interne et externe de réservoir sont gouvernées par leurs propres lois physiques, mais doivent avoir la même valeur dans un point situé au fond de puits.

### 3-3-1-1-1-Inflow Performance Relationship-IPR:

L'écoulement vers le puits dépend de la chute de pression entre le réservoir et le fond de puits ($\bar{P}_R - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tels que les propriétés de la roche et celles des fluides, le régime d'écoulement, les saturations des fluides, le rayon de drainage, le degré d'endommagement de la formation.

L'équation de base sur laquelle toutes les autres méthodes sont basées est la loi de darcy (1856). Elle est exprimée comme suit:

$$v = \frac{k}{\mu}\frac{dp}{dx} \tag{3-19}$$

Après intégration, on trouve:

$$q_o = \frac{0.00708\, k_o h(\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right)} \tag{3-20}$$

Gilbert (1954) a tracé la courbe de la pression de fond dynamique $P_{wf}$ en fonction de débit de production q, c'est l'IPR (Inflow Performance Relationship), figure 3-7.

Avec : $$P_{wf} = P_R - \Delta P_{Résrvoir} \tag{3-21}$$

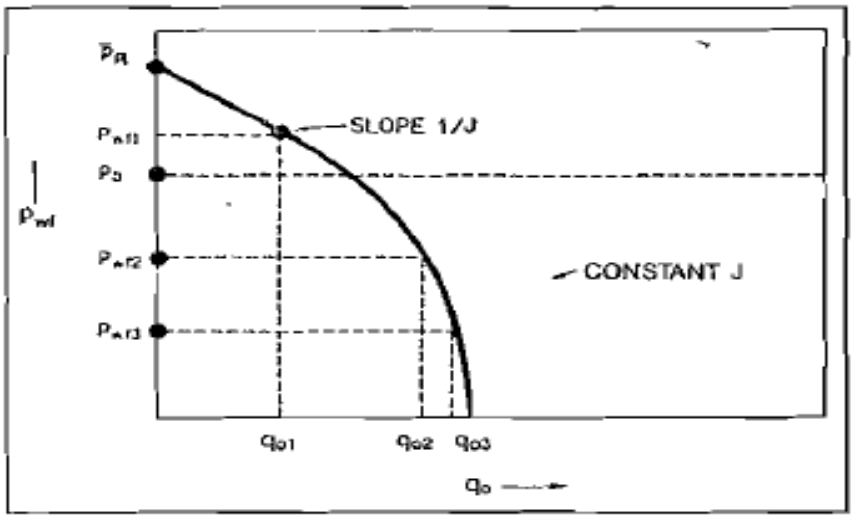



**Figure 3-7 La courbe IPR**

Au-dessus de point de bulle où il n'y a qu'une seule phase, la courbe IPR est une ligne droite et l'indice de productivité est égal à la pente inverse de la courbe IPR.

Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile ce qui provoque une diminution de l'indice de productivité.

Si toutes les variables de l'équation résultante de l'intégration de la loi de Darcy peuvent être calculées, cette équation pourra être employée pour construire l'IPR.

Cependant, ces informations sont souvent indisponibles pour appliquer cette équation, donc des méthodes empiriques peuvent être employées pour construire l'IPR, la plupart de ces méthodes exigent au moins un essai de stabilisation sur puits et certaines exigent plusieurs essais dans lesquels $P_{wf}$ et q sont mesurés. Parmi ces méthodes, on peut citer:

- La méthode de l'indice de productivité, IP.
- La méthode de Vogel.
- La méthode de Fetkovich.
- La méthode de Jones, Blount et Glaze (1976).

### 3-3-1-1-2-Vertical Lift Performance -VLP:

La courbe de la performance verticale (VLP) présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations des pertes de charge pour différents débits de production.

Le VLP est exprimé mathématiquement comme suit:

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{duse} + \Delta P_{tubing//frottement} + \frac{Hd}{10,2} + \Delta P_{restrictions} \quad (3\text{-}22)$$

Plusieurs corrélations empiriques ont été développées afin de calculer la chute de pression entre le fond de puits et la surface. Elles tiennent en compte les paramètres suivants qui influent sur les pertes de charge: le débit, le diamètre de tubing, la viscosité de fluide, la densité de fluide, le rapport gaz-liquide (GLR), le pourcentage d'eau (water cut) et l'effet de glissement. Une autre variable est la déviation des puits inclinés.

Parmi les corrélations de calcul de VLP, On peut citer:

- Corrélation de Poettman et Carpenter : l'écoulement est considéré monophasique.
- Corrélation de Francher et Brown : Cette corrélation donne la plus petite valeur possible de VLP, car elle néglige les glissements gaz/liquide.
- Corrélation de Beggs et Brill : Beggs et Brill ont développé une corrélation de perte de charge, qui est applicable pour les conduites horizontales de faibles diamètres 1" et 1"1/2. Pour les écoulements inclinés et verticaux, Beggs et Brill ont introduit un facteur qui prend en considération l'inclinaison qui change de -90° à +90°.

Cette corrélation surestime les chutes de pression dans les puits verticaux et déviés.

- Corrélation de Hagedorn et Brown: Elle est probablement la corrélation VLP la plus largement appliquée, Elle fonctionne bien avec les régimes bubble et slug.
- Corrélation de Petroleum Experts : Elle Combine les meilleures caractéristiques des corrélations, elle utilise la corrélation Hagedorn et Brown dans le régime slug flow.

### 3-3-1-2- Impact du pourcentage d'eau sur le système nodal:

L'eau est plus lourde que l'huile, en conséquence l'augmentation de pourcentage d'eau (water cut, $F_w$) produit une augmentation de la masse volumique moyenne de liquide, d'où l'augmentation du gradient de pression dans le puits avec une diminution du rapport gaz-liquide (GLR) car le gaz libre dans le tubing est provenu de l'huile.

La figure 3-8 montre l'effet d'augmentation de Fw sur le profil de pression.

$$\rho_l = \rho_o(1 - F_w) + \rho_w F_w \quad (3\text{-}23)$$

$$\text{GLR} = q_g/(q_o + q_w) \quad (3\text{-}24)$$

Avec : $\rho_l$ : La masse volumique moyenne de liquide.

$\rho_i$ : La masse volumique de la phase i.

$F_w$ : Le pourcentage d'eau (water cut),%= $\frac{q_w}{q_w + q_o}$.

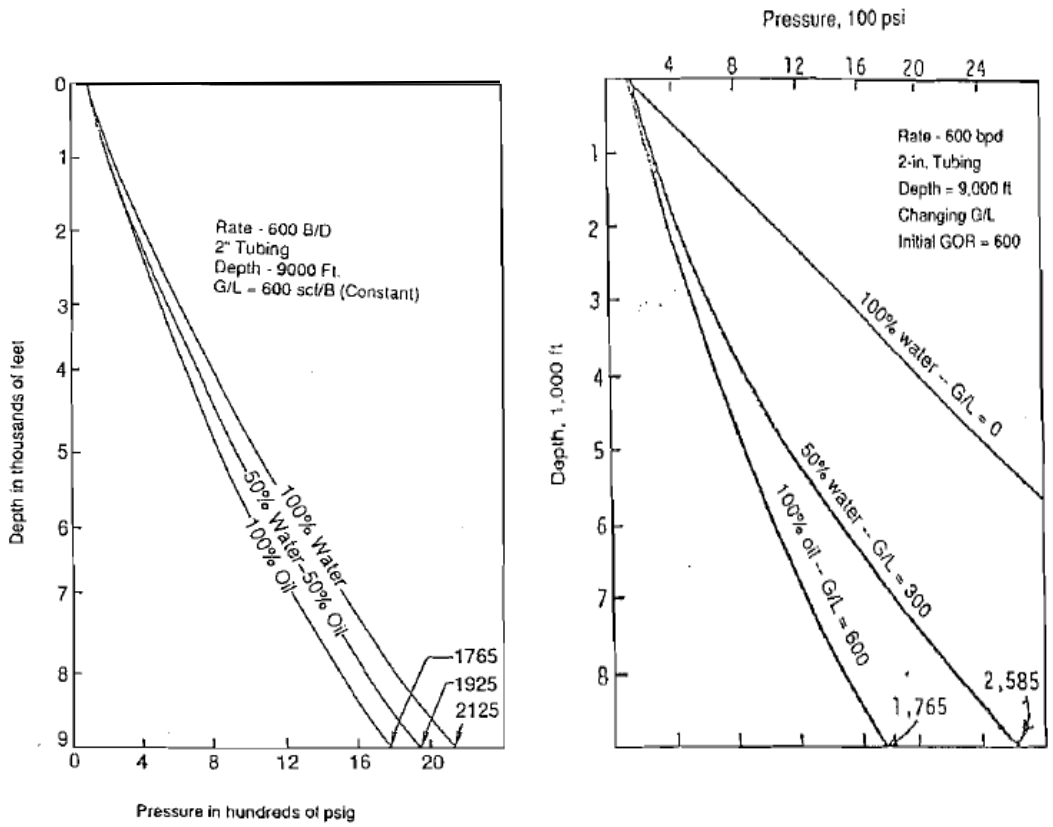



**Figure 3-8 Effet de pourcentage d'eau sur le profil de pression dans le tubing**

### 3-3-2- Problèmes des dépôts dans le puits:

#### 3-3-2-1- Mécanisme de formation des dépôts:

Dans l'industrie pétrolière, les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent un véritable problème, contre lequel les producteurs du pétrole luttent avec plus ou moins de succès.

Les fluides se trouvent dans un état d'équilibre thermodynamique dans le gisement, cet état d'équilibre est rompu dès qu'on met un puits en production, l'effluent est soumis à une forte chute de pression et de température dans son chemin de gisement jusqu'au centre de traitement, de même le déséquilibre peut être lié à un changement de composition de l'effluent tel que le mélange de l'eau de gisement avec celle d'injection, cette situation provoque une cristallisation des constituants minéraux ou organiques, causant peu à peu le bouchage des équipements de production: conduites, vannes, liaison couche-trou,…

#### 3-3-2-2- Les dépôts liés aux venues d'eau:

Généralement, l'eau produite est très chargée en sels et quelquefois jusqu'à la saturation, du fait qu'elle soit provenue de la couche aquifère qui peut retenir des quantités importantes de sel.

Le sel prédominant est le chlorure de sodium (NaCl), mais il est toujours accompagné en quantités variables en sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme des sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorures, iodures et bromures.

L'eau de formation peut contenir jusqu'à 350 g/l de chlorure de sodium, et être ainsi aussi proche à la saturation qu'une très faible chute de température ou de pression provoque une précipitation importante de NaCl.

Les dépôts de chlorure de sodium sont les moins gênants pour les producteurs, car la solubilité de NaCl est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts.

### 3-3-2-3-Problème d'incompatibilité des eaux:

On peut avoir une précipitation d'un ou de plusieurs sels inorganiques, lorsque on mélange deux eaux incompatibles. C'est le cas d'une eau de réservoir qui contient le baryum mélangée avec une eau d'injection qui contient le sulfate, ce peut être aussi le cas d'une eau de réservoir qui contient le calcium mélangée avec un fluide de complétion fait de l'eau d'injection qui contient le sulfate ou l'acide (HF ou HCl).

Les dépôts sulfatés montrent souvent un fort impact sur la productivité des puits. La plupart du temps, ces dépôts sont dus à une incompatibilité entre l'eau de réservoir qui peut contenir une quantité importante de calcium, de strontium et de baryum et un autre fluide qui peut être l'eau d'injection ou le fluide de complétion.

Dans ce cas, on peut avoir la formation des dépôts suivants :

- **Sulfate de calcium ($CaSO_4$)**: La solubilité du sulfate de calcium est élevée, donc les dépôts de sulfate de calcium ne se rencontrent qu'exceptionnellement.
- **Sulfate de strontium ($SrSO_4$)**: La solubilité du sulfate de strontium est intermédiaire entre celle du sulfate de calcium et celle du sulfate de baryum.
- **Sulfate de baryum ($BaSO_4$):** La solubilité du sulfate de baryum est négligeable, de l'ordre de quelques PPM. En conséquence, tout contact d'une eau de réservoir qui contient le baryum avec une eau qui contient le sulfate entraîne la formation de barytine (sulfate de baryum), figure 3-9.

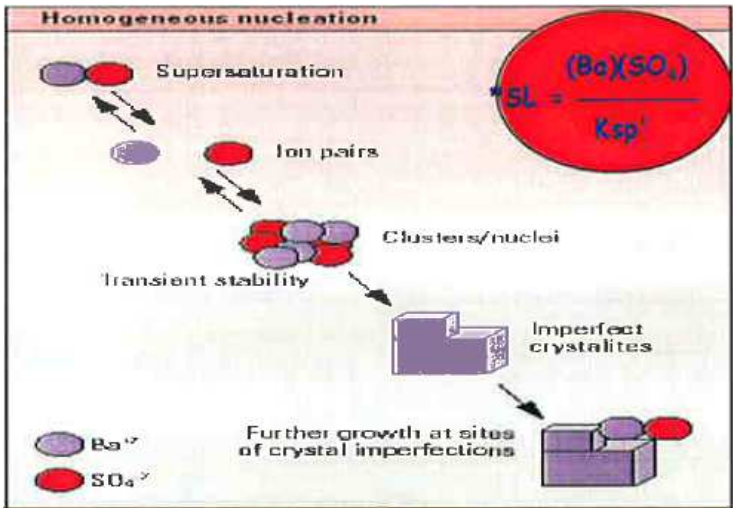



**Figure 3-9 Mécanisme de formation du Sulfate de baryum ($BaSO_4$)**

A une pression et une température donnée, la figure 3-10 montre la quantité de dépôt de sulfate de baryum pour différentes fractions d'eau de mer (riche en $SO_4^{--}$) et de l'eau de réservoir (riche en $Ba^{++}$).

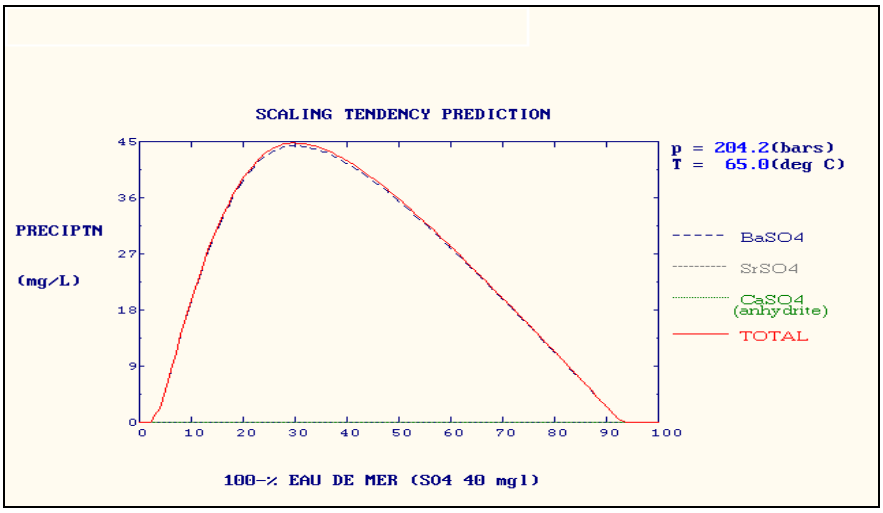



**Figure 3-10 Incompatibilité entre et l'eau de réservoir l'eau de mer**

### 3-3-2-4- Détection et suivi des dépôts:

Les meilleures conditions de production d'un puits doivent être assurées. Pour cela une surveillance permanente des différents paramètres de production s'impose, c'est en cas de changement des paramètres que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (Dans le cas où la chute de débit et de pression de tête par une restriction d'écoulement dans le système de production est importante), figure 3-11.

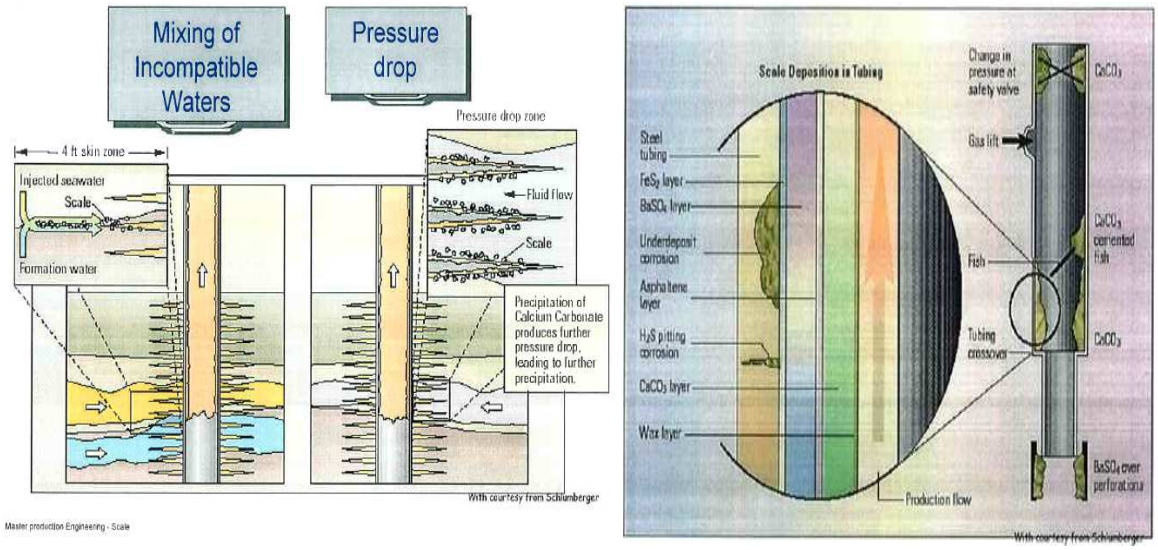



**Figure 3-11 Restriction d'écoulement par formation des dépôts**

### 3-3-3- La corrosion des équipements de complétion:

#### 3-3-3-1-Impact de la corrosion:

La corrosion entraîne chaque année des pertes matérielles considérables pour l'industrie pétrolière. Plus grave encore, la corrosion peut causer des dommages irréversibles à l'environnement et même des pertes en vie humaine.

En effet, la corrosion est susceptible d'affecter les équipements et les structures en service en provoquant des graves altérations telles que: la diminution d'épaisseur, la génération des piqures,…etc.

#### 3-3-3-2-Effet du débit d'eau sur le taux de corrosion:

Le débit d'eau peut affecter d'une manière significative le taux de corrosion des équipements de fond et de surface. En plus, le taux de corrosion peut être relié à l'effet d'érosion. Le débit auquel la corrosion se produit dépend de la concentration des matériaux corrosifs ($O_2$, $H_2S$, $CO_2$, sels,…etc.), Plus Les volumes d'eau contenant ces matériaux corrosifs entrent en contact avec les surfaces métalliques des équipements de fond et de surface, plus il aura de corrosion. Quelques produits de corrosion peuvent agir en tant que revêtement protecteur contre la corrosion, tels que les oxydes de fer de faible solubilité. Cependant, si le débit d'écoulement devient assez élevé, il peut éroder le revêtement de la surface des conduites, où il expose la surface métallique aux matériaux corrosifs.

**Chapitre 4 :**

# Diagnostic et solution des problèmes des venues d’eau

## 4-1- Introduction:

La production excessive d'eau dans les gisements d'huile est l'un des problèmes majeurs. Elle affecte la production d'huile et nécessite des coûts de traitement et de décharge élevés. De même, elle peut produire des impacts irréversibles considérables sur l'environnement.

Les opérateurs des champs pétroliers ont employé plusieurs techniques de traitement mécaniques, chimiques et de complétion afin de réduire les débits de production d'eau. Toutefois, pour avoir un taux de succès élevé de traitement des problèmes des venues d'eau, la nature du problème doit être correctement identifiée à l'aide des différents outils de diagnostic.

## 4-2- Diagnostic des problèmes des venues d'eau :

Le contrôle convenable et la recommandation appropriée pour remédier le problème de la production d'eau excessive, indépendamment s'il est appliqué au début ou à la fin de la vie d'un puits, commence par l'identification de la source de problème. Cela exige une description et une recherche complète et précise de plusieurs aspects et paramètres de puits et de réservoir. Un diagnostic précis et rapide du problème de la production d'eau augmente d'une manière significative le taux de succès des interventions curatives, ainsi la disponibilité d'un outil de diagnostic est extrêmement importante.

Dans le passé, le contrôle d'eau dans les puits est considéré simplement une opération de pose d'un bouchon (mécanique ou de ciment) ou un traitement à de gel. La raison principale des échecs de l'industrie d'avoir un contrôle efficace des venues d'eau est dû à un manque de compréhension des différents problèmes, ce qui mène par la suite à l'application des solutions inadéquates.

Le diagnostic des puits est utilisé pour les objectifs suivants:

- Le choix des puits candidats pour le contrôle des venues d'eau.
- Définition du problème de production d'eau afin de sélectionner une méthode de contrôle convenable.
- Localiser la zone d'entrée d'eau afin de placer correctement le traitement.

La méthodologie pour l'identification de la source de problème de la production d'eau et la sélection des puits candidats pour des types de traitement spécifiques ont été discutées dans quelques articles techniques, basant sur des études étendues de réservoir et des technologies de complétion, ainsi que des analyses de plusieurs applications aux champs pétroliers, Seright et all (New Mexico Petroleum Recovery Research Center) ont classé en quatre catégories les différents problèmes de la production d'eau, ils ont proposé une méthodologie afin d'effectuer un diagnostic efficace des problèmes de la production d'eau. Cette méthodologie est résumée dans la figure 4-1 et elle sera discutée dans ce chapitre.

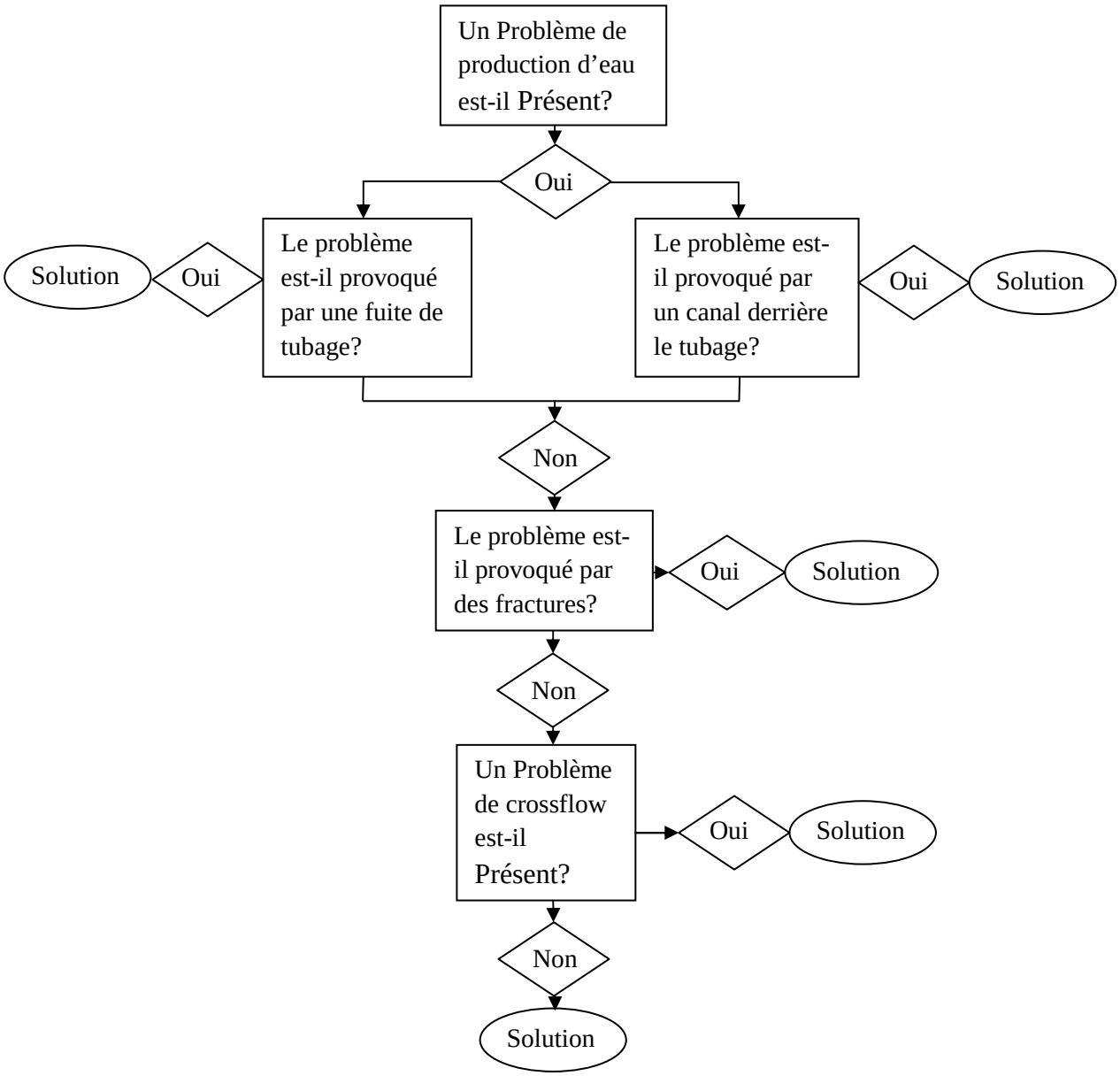



**Figure 4-1 Méthodologie de diagnostic des problèmes de la production d'eau.**

La première étape est de déterminer si on a un problème de production d'eau. D'une façon générale, une augmentation soudaine et inattendue de pourcentage d'eau (water cut) est l'un des indicateurs de problème de la production d'eau. Les graphes de rapport eau-huile (WOR) en fonction de temps peuvent fournir une indication sur la nature du problème. Chan a proposé l'utilisation des graphes du rapport eau-huile (WOR) et de sa dérivée (WOR') en fonction de temps afin de différencier entre les modèles de développement de la production d'eau.

Parmi les différents mécanismes de percée d'eau, on distingue 3 types principaux, figure 4-2:

- Un écoulement libre à travers les failles, les fractures, ou un écoulement en canal derrière le tubage, figure 4-2-a.
- Un écoulement latéral d'eau ou un mouvement du contact eau-huile, figure 4-2-b.
- Un problème de coning, figure 4-2-c.

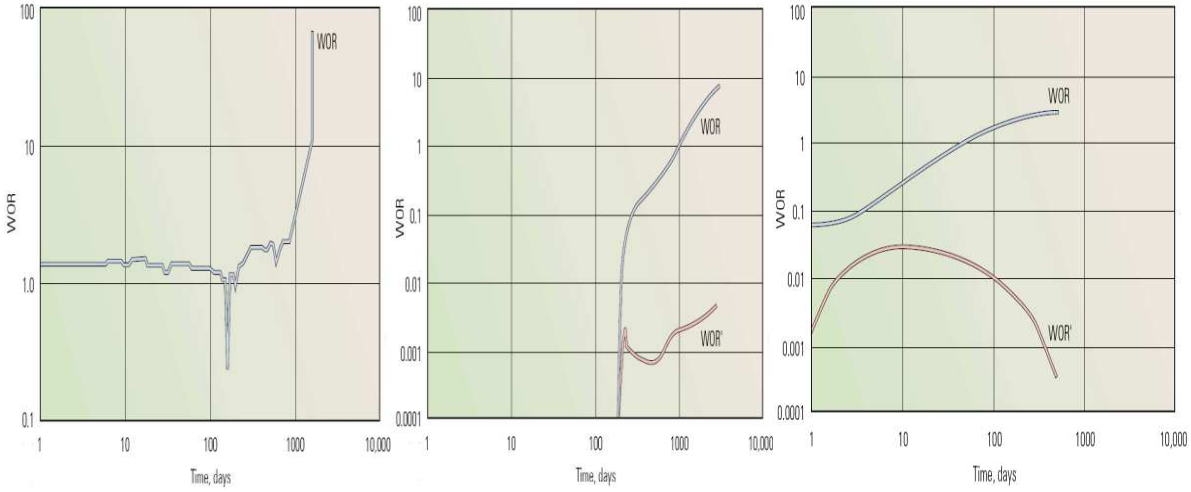



**Figure 4-2 Les modèles des comportements de WOR.**

La figure 4-2 montre les modèles de diagnostic caractérisant les mécanismes de percée d'eau. Dans la figure 4-4-a, l'écoulement libre montre une augmentation rapide de WOR, ce profil indique un écoulement à travers les failles, les fractures, ou un écoulement en canal derrière le tubage, cela peut se produire à tout moment durant la vie d'un puits. Dans la figure 4-4-b, l'écoulement latéral d'eau montre une augmentation rapide de WOR lors de la percée d'eau suivie d'une ligne droite. Pour un réservoir constitue en couches multiples avec des perméabilités différentes, la ligne peut avoir une forme d'escalier. Dans la figure 4-4-c,

l'augmentation progressive de WOR indique une remontée d'un cône d'eau durant la vie de puits. Le WOR se stabilise normalement entre 1 et 10. La pente de la courbe de WOR diminue avec le temps, cela est montré dans sa dérivée (WOR'). Cependant, les courbes de diagnostic de rapport eau-huile peuvent être facilement mal interprétées et elles ne doivent pas être utilisées seules pour le diagnostic des causes spécifiques d'un problème de production d'eau. Si la percée d'eau est rencontrée vite dans la vie de puits, les problèmes de complétion doivent être examinés en premier lieu afin de déceler la raison la plus probable. D'autre part, si la percée d'eau est rencontrée plus tard dans la vie de puits, des problèmes mécaniques ou de réservoir devraient être considérés.

La plupart des réservoirs d'huile subits une augmentation inévitable de la production d'eau à la fin de leur épuisement. En conséquence, il est important d'évaluer si une quantité suffisante des hydrocarbures à drainer par le puits est restante dans le réservoir, afin de justifier la rentabilité économique de traitement. Généralement, les puits aux étapes finales de la production naturelle ou à la fin de la durée de vie d'un plan d'injection d'eau ne sont pas des bons candidats pour les traitements de contrôle des venues d'eau.

La deuxième étape est de déterminer si la production excessive d'eau est provoquée par un canal derrière le tubage ou des fuites de tubage, puisque ces problèmes sont relativement faciles et simples à résoudre. La méthode la plus employée pour le diagnostic des fuites de tubage est l'essai d'intégrité mécanique, ce dernier est effectué en pressurisant l'espace annulaire tubing-tubage, tout en observant si la pression se tient ou pas. Afin de localiser et d'isoler les fuites de tubage, des essais en pression sont effectués en utilisant un bouchon (bridge plug) récupérable avec un packer. Les diagraphies de cimentation (CBL, VDL, CET,…) qui sont effectué par différents types d'outils de diagraphie acoustique sont les méthodes les plus communes dans l'évaluation de l'état de cimentation afin de détecter les problèmes liés aux canaux derrières le tubage. L'état de tubage et de ciment peut être également évalué et surveillé à l'aide d'autres outils de diagraphies, ces méthodes incluent ; caliper, potentiel électrique, les outils d'inspection électromagnétiques, surveillance des traceurs radioactifs, surveillance de la température, les téléviseurs de fond, les diagraphies soniques et celles de production.

L'étape suivante est de déterminer si l'écoulement des fluides autour de puits est radial ou linéaire. L'écoulement en canal à travers la fracture est principalement linéaire, alors que l'écoulement dans un réservoir non fracturé est radial. Certaines méthodes permettent de déterminer la géométrie d'écoulement autour d'un puits. Seright et all ont proposé une méthode de diagnostic simple basée sur des calculs d'injectivité ou de productivité, comme suit:

Si: $\frac{q}{\Delta p} >> \frac{\sum kh}{141{,}2\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$ Alors l'écoulement est linéaire.

Si: $\frac{q}{\Delta p} \leq \frac{\sum kh}{141{,}2\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$ Alors l'écoulement est radial.

Les calculs peuvent fréquemment fournir une indication sur la géométrie d'écoulement aux abords de puits quoiqu'ils ne puissent pas toujours distinguer entre un écoulement radial ou linéaire. En plus, les analyses des carottes, des diagraphies, pulse test, de la pression transitoire et des études des traceurs entre puits peuvent être employées afin de déterminer si l'écoulement autour d'un puits est linéaire. Les études des traceurs chimiques sont relativement peu coûteuses, elles fournissent une meilleure résolution des hétérogénéités de réservoir que l'analyse de la pression transitoire et peuvent indiquer la présence d'un écoulement en canal.

Une fois le problème d'écoulement d'eau aux fractures est éliminé, la possibilité de croisement d'écoulement (crossflow) entre les drains de réservoir doit être considérée. Des technologies de contrôle des venues d'eau sont disponibles dans le cas de croisement d'écoulement entre les drains adjacents d'eau et d'hydrocarbure. Cependant, ces traitements sont généralement inefficaces. Plusieurs méthodes sont employées afin d'évaluer l'existence d'un croisement d'écoulement (crossflow) entre les drains, incluant: les essais de pression entre les zones, les diverses diagraphies pour déterminer les saturations des fluides, les perméabilités, les porosités, la lithologie, le profil de production, la simulation numérique et des méthodes séismiques. La méthode la plus commune est de tester la différence de pression entre les zones. Généralement, un packer est placé entre deux zones où une d'entre elles est pressurisée, si une pression significative est maintenue à travers le packer, alors on peut suggérer l'existence des barrières d'écoulement entre les zones et vice versa.

## 4-3- Solutions des problèmes des venues d'eau :

Chaque type de problème a des options de solution qui s'étendent des solutions mécaniques et chimiques relativement simples et peu coûteuses, aux solutions de complétion les plus complexes et les plus chères. Les problèmes multiples des venues d'eau sont communs et souvent une combinaison des solutions est exigée.

### 4-3-1- Les solutions mécaniques:

Dans plusieurs problèmes des venues d'eau tels que les fuites de tubage, l'écoulement derrière le tubage, la remontée de contacte eau-huile ainsi que l'envahissement de l'eau des couches sans croisement d'écoulement (crossflow), les bouchons: mécaniques (bridge plugs), gonflables (straddle packers), de ciment (Portland cement) ou de sable (sand plugs) permettent d'isoler les intervalles inondés par l'aquifère, figure 4-3.

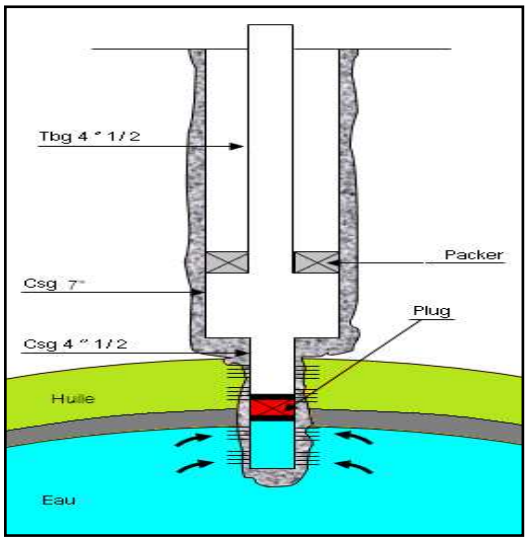



**Figure 4-3 Schéma d'un Bouchon**

Lorsque le puits doit être maintenu ouvert pour les niveaux les plus profonds que le point d'entrée d'eau, une pièce de tubage (casing patch) descendue au fond de puits peut être la meilleure solution, elle peut obstruer l'écoulement d'eau à travers le tubage afin d'isoler les zones à eau. En effet, elle doit résister à la pression de ces zones. L'inconvénient de la pièce de tubage (casing patch) est la réduction du diamètre interne de section de passage.

Seright et all (2001) recommandent que ces méthodes mécaniques conventionnelles doivent être employées en premier lieu afin de traiter les problèmes les plus faciles, à savoir les fuites ou l'écoulement derrière le tubage sans présence d'une restriction d'écoulement, c.-à-d, en cas où la fuite se produit à travers une grande ouverture de tubage, généralement plus que 1/8'' avec un grand canal d'écoulement derrière le tubage, généralement plus que 1/16'' où le ciment peut être placé efficacement et aux puits situes dans des formations non fracturées en présence des barrières de perméabilité horizontales séparant la zone d'eau de celle d'huile.

### 4-3-2- Les solutions chimiques:

Certains traitements chimiques sont très efficaces pour le contrôle de l'excès de la production d'eau, la plupart de ces traitements utilisent des gels à polymères ou leur forme prégeler (gelant).

Le gel à polymères est un mélange entre les polymères (Polyacrylamide) et certains agents réticulés (X-linking) tel que chrome acetate, alors que le gelant est un fluide de gel avant la formation significative des liaisons chimiques. Dans les gels préformés ou partiellement formés les liaisons chimiques empêchent la pénétration ou l'endommagement du milieu poreux.

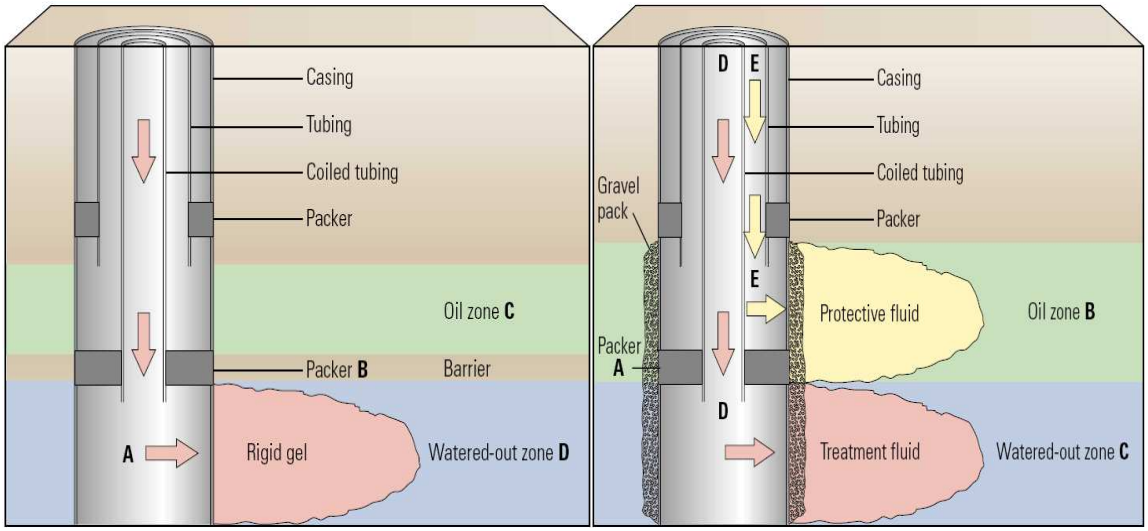
Les solutions de gel pénètrent sélectivement dans les fissures et les voies de drainage d'eau où elles déplacent l'eau, lorsque le gel se met dans les fissures, il bloque la majorité du mouvement d'eau à travers ces chemins préférentiels.

Selon Seright et all, Les gels sont utilisés pour traiter les problèmes de difficulté intermédiaire caractérisés par un écoulement linéaire (réservoir fracturé en canal, fracture hydraulique, faille non étanche, canal d'écoulement derrière le tubage, chemin préférentiel).

Seright et all (2003) ont donné les conclusions suivantes sur l'utilisation des gels:

- Le traitement avec un gelant est la meilleure option pour les fuites de tubage et l'écoulement derrière le tubage avec une restriction d'écoulement qui empêche le placement efficace de ciment.
- Les gelants et les gels préformés ont été appliqués avec succès pour traiter les fractures naturelles ou hydrauliques reliant entre un puits et un aquifère.
- Les traitements avec les gels préformés ou partiellement formés sont normalement les meilleures options pour les failles et les fractures croisant des puits inclinés ou horizontaux et pour une fracture unique ou un système naturellement fracturé causant un écoulement en canal entre les puits.
- Les traitements de gel ne doivent pas être utiliser pour traiter les problèmes les plus difficiles, tels qu'un coning d'eau tridimensionnel et un écoulement en canal avec croisement d'écoulement (crossflow).

Les traitements chimiques exigent une localisation précise du placement de gel. En cas de présence des couches imperméables, l'utilisation de coild tubing avec un packer gonflable peut aider à placer le fluide de traitement dans la zone cible et sans risque sur les zones à huile, figure 4-4-a. Dans le cas où le placement du fluide de traitement est critique, l'injection double permet de pomper le fluide protecteur à travers l'espace annulaire (coild tubing-tubing) et le fluide de traitement par le coild tubing, Figure 4-4-b.




**-a-** **- b-**

**Figure 4-4 Procédures d'injection de gel par le coild tubing.**

Certains polymères et surfactants sont développés pour le traitement de matrice aux abords de puits, ils s'appellent les modificateurs de la perméabilité relative (relative permeability modifiers, RPM). Ces agents ont la capacité de réduire l'écoulement dans les zones à eau, mais de maintenir le comportement des fluides dans les zones à huile afin d'assurer une meilleure production, ce traitement est effectué simplement par la méthode de pompage direct (Bullheading).

### 4-3-3- Solutions de complétion:

Les solutions de complétion alternatives tels que les puits horizontaux, la complétion double (DWS), séparateurs eau/huile de fond (DOWS) peuvent résoudre les problèmes difficiles des venues d'eau tels que; la remontée du contact eau-huile (WOC), le coning d'eau et l'écoulement d'eau en canal.

#### 4-3-3-1- La complétion double (Downhole Water Sink, DWS):

C'est l'une des solutions développées dans le cadre de la lutte contre la production excessive d'eau, la complétion double dans la zone à eau et à huile consiste à produire les deux fluides séparément afin de réduire la pression d'eau aux abords de puits. En conséquence, elle peut minimiser le phénomène de coning d'eau dans les puits verticaux et maintenir les deux fluides séparés lors de la production. En plus, Les complétions doubles réduisent les coûts de séparation et de traitement de l'eau produite en séparant son écoulement au fond de puits.

Dans une complétion double, l'huile est produite avec la complétion supérieure, alors que l'eau est produite avec de la complétion inférieure, cette dernière crée une inversion de la forme du cône d'eau.

Selon le chemin d'eau. On distingue deux types de complétion double :

##### 4-3-3-1-1- Technique d'injection d'eau:

La figure 4-5 montre une complétion double avec séparation des deux zones eau et huile à l'aide d'un packer. Une pompe est placée au-dessous de la complétion inférieure afin de drainer la zone à eau et d'injecter l'eau dans une autre couche inférieure.

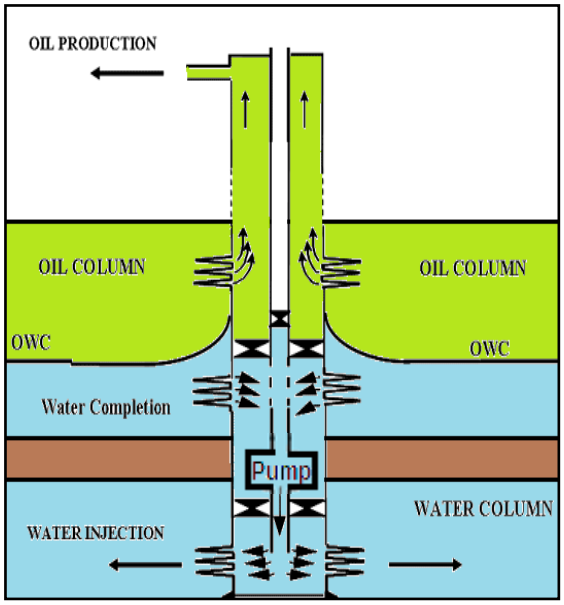



**Figure 4-5 Complétion double avec injection d'eau.**

L'isolation de la pression de fond d'huile de celle d'eau par un packer permet d'augmenter le débit de la pompe d'eau dans le cas de la remontée de contact eau-huile sans trop influer sur la pression de fond d'huile. Plus tard dans la vie de puits, une certaine quantité d'eau sera produite en surface à partir de la complétion supérieure.

### 4-3-3-1-2- Technique de production d'eau:

De même que la technique d'injection d'eau, Les intervalles perforés de la zone à huile et à eau sont isolés par un packer. Mais dans ce cas, l'eau est produite en surface par le tubing séparément de l'huile qui est produite par l'espace annulaire. Le drainage de l'eau à travers les perforations inférieures permet de réduire le phénomène de coning d'eau, figure 4-6.

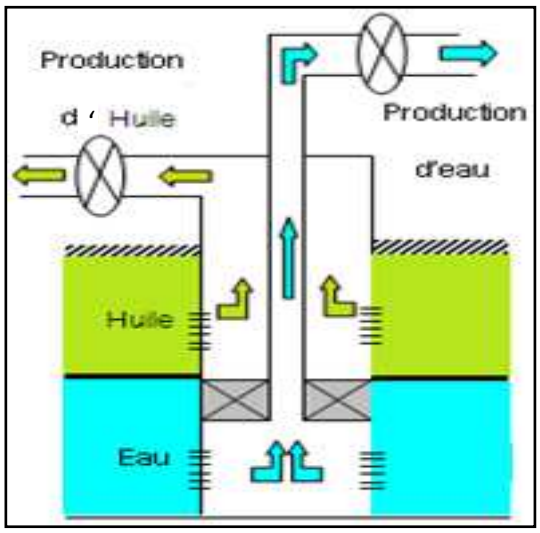



**Figure 4-6 Complétion double avec production d'eau.**

### 4-3-3-2- Séparateurs eau/huile de fond (Downhole oil/water separator, DOWS):

Les opérateurs pétroliers peuvent minimiser la production d'eau par des technologies qui n'empêchent pas l'eau d'entrer au puits, mais qui réduisent le volume d'eau transporté à la surface en séparant l'eau de l'huile au fond de puits.

Le séparateur eau/huile de fond (DOWS) est installé au fond de puits afin de séparer l'eau de l'huile. Le fluide riche d'huile est produit en surface, alors que ce riche en eau est pompé dans une couche de décharge sans être produite en surface, ceci peut réduire les coûts liés à la production d'eau. La technologie DOWS a deux composants principaux; un séparateur eau/huile et une ou plusieurs pompes.

Généralement, deux méthodes de séparation ont été développées; Les hydrocyclones et les séparateurs par effet de gravité.

### 4-3-3-2-1- Hydrocyclones:

Les hydrocyclones utilisent la force centrifuge afin de séparer les fluides, ceci n'implique aucune pièce mobile. Un mélange d'huile et d'eau entre dans l'hydrocyclone à une grande vitesse à travers la parois d'une chambre conique, l'action tourbillonnante fait déplacer l'eau (la phase la plus lourde) vers l'extérieur de la chambre, alors que l'huile (la phase la plus légère) reste à l'intérieur, ensuite l'eau est rejetée par une ouverture à l'extrémité inférieure de la paroi, tandis que l'huile est sortie à travers une deuxième ouverture située au milieu de la tête de l'hydrocyclone. L'eau séparée qui contient une faible quantité d'huile est injectée dans une couche inférieure, alors que l'huile qui contient une faible quantité d'eau est pompée pour être produite en surface. Les systèmes hydrocyclones sont conçus avec des pompes émergées électriques (ESPs), pompes à cavités progressives ou des pompes à tige.

La figure 4-7 montre des systèmes hydrocyclones installés dans un puits vertical et un autre horizontal.

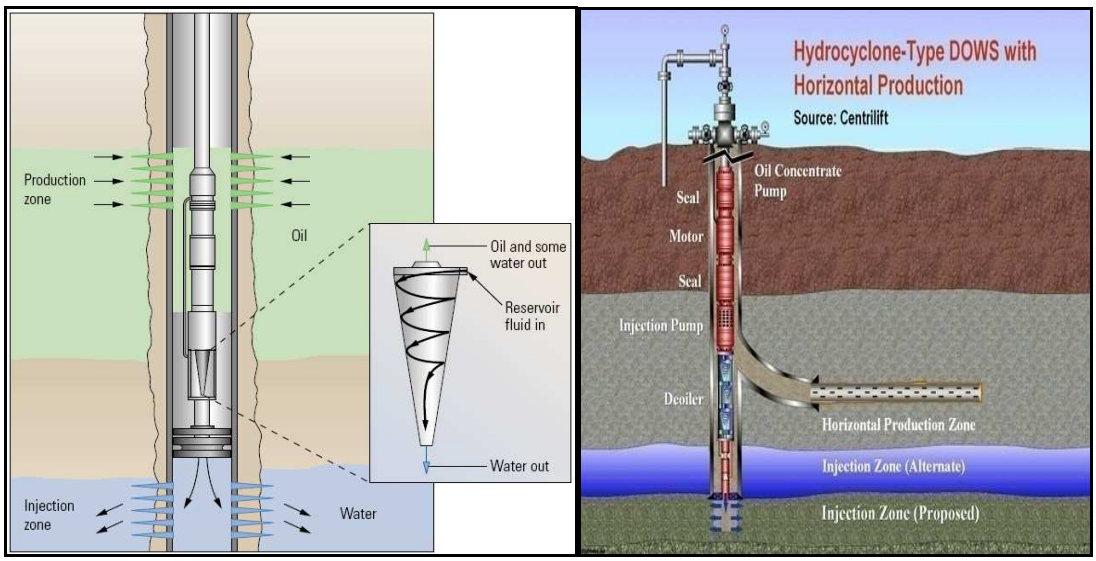



**Figure 4-7 Des hydrocyclones dans un puits vertical et un autre horizontal.**

### 4-3-3-2-2- Séparateurs par effet de gravité:

Des systèmes de séparation par effet de gravité sont conçus afin de permettre aux gouttelettes d'huile qui entrent au fond de puits à travers les perforations de se lever pour créer un débit d'huile discontinue. Les séparateurs de fond par effet de gravité sont orientés verticalement, ils ont deux prises, une dans la zone à huile et l'autre dans la zone à eau. Ce type de séparateur utilise des pompes à tige, lors de déplacement de la tige vers le haut et vers le bas, l'huile est produite en surface alors que l'eau est injectée dans une couche inférieure non productive.

La figure 4-8 montre un système de séparation par effet de gravité lors d'un cycle de production et d'un autre d'injection.

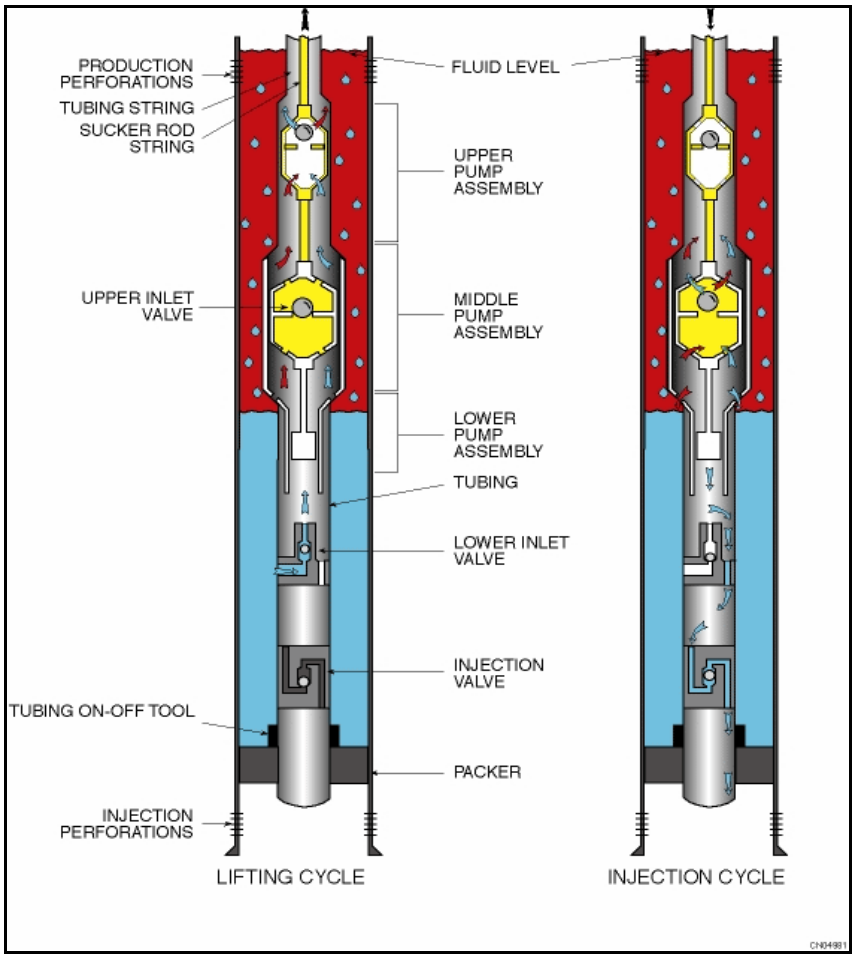



**Figure 4-8 Séparation par effet de gravité.**

**Chapitre 5 :**

# Problème des venues d’eau aux champs

# Zotti et El Agreb

## 5-1- Méthodologie :

Dans ce chapitre, on va analyser les données réelles qu'on a pris des champs pétroliers Zotti et El Agreb, afin d'étudier les conditions de l'évolution des venues d'eau, ainsi que leurs impacts sur le potentiel de production, ce chapitre se présente comme suit:

**Partie 1:** Elle est consacrée à la présentation géographique et géologique des champs de l'étude; Zotti et El Agreb.

**Partie 2:** Elle consiste à faire une analyse de l'évolution de la production d'eau et d'huile de deux réservoirs, le premier est alimenté par un aquifère actif (Le champ Zotti), alors que le deuxième est supporté par l'injection d'eau dans le cadre de la récupération secondaire (Le champ El Agreb).

**Partie 3:** Elle est consacrée à l'étude d'effet de certains facteurs, soit d'une nature géologique ou liés aux interventions techniques sur l'évolution de la production d'eau et d'huile au niveau des puits. Dans ce point on a pris les données de production des puits d'un seul réservoir, pour mettre ces puits aux mêmes conditions géostatiques, c'est pour ça on a choisi comme exemple le champ Zotti.

**Partie 4:** Elle est consacrée à l'étude de la performance des puits producteurs liés aux venues d'eau. Dans ce contexte, on va utiliser la technique de l'analyse nodale afin de quantifier l'impact de l'alourdissement de la colonne verticale par les venues d'eau sur la production des puits et d'évaluer la performance de l'injection de gaz lift pour faire face à cet effet.

## 5-2- Présentation des champs de l'étude:

### 5-2-1- Champ Zotti :

#### 5-2-1-1- Localisation :

Le champ Zotti est situé approximativement à 110km au Sud-ouest de Hassi Messaoud et à une altitude de 190 m au dessus de la mer, il est positionné au milieu de la structure de Gassi-El Agreb, à 17km au Sud-ouest de champs d'El Gassi.

Sa localisation en coordonnées Lambert:

X= 746.000 à 754.000 Est.

Y= 3418.000 à 3424.000 Nord.

Le champ Zotti s'étend sur une superficie de 77 km$^2$.

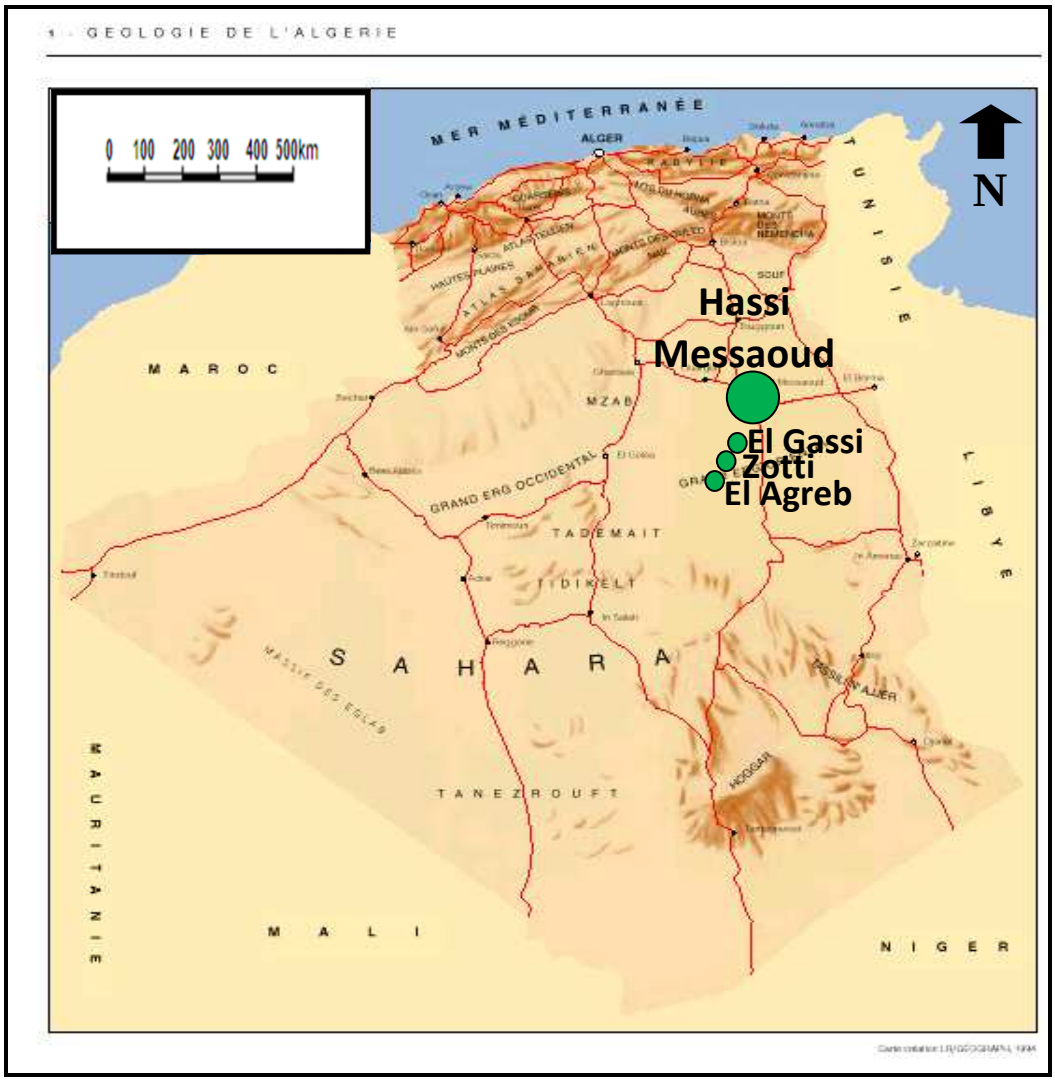



**Figure 5-2-1 Localisation du champ zotti.**

### 5-2-1-2- Situation géologique:

De point de vue géologique, nos régions d'étude (champs de Zotti et d'El Agreb) se localisent au Sud du bourrelet de Gassi-El Agreb (GEA) qui appartient à la structure de Hassi Messaoud, cette dernière occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale.

La structure de Hassi Messaoud est délimitée par:

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

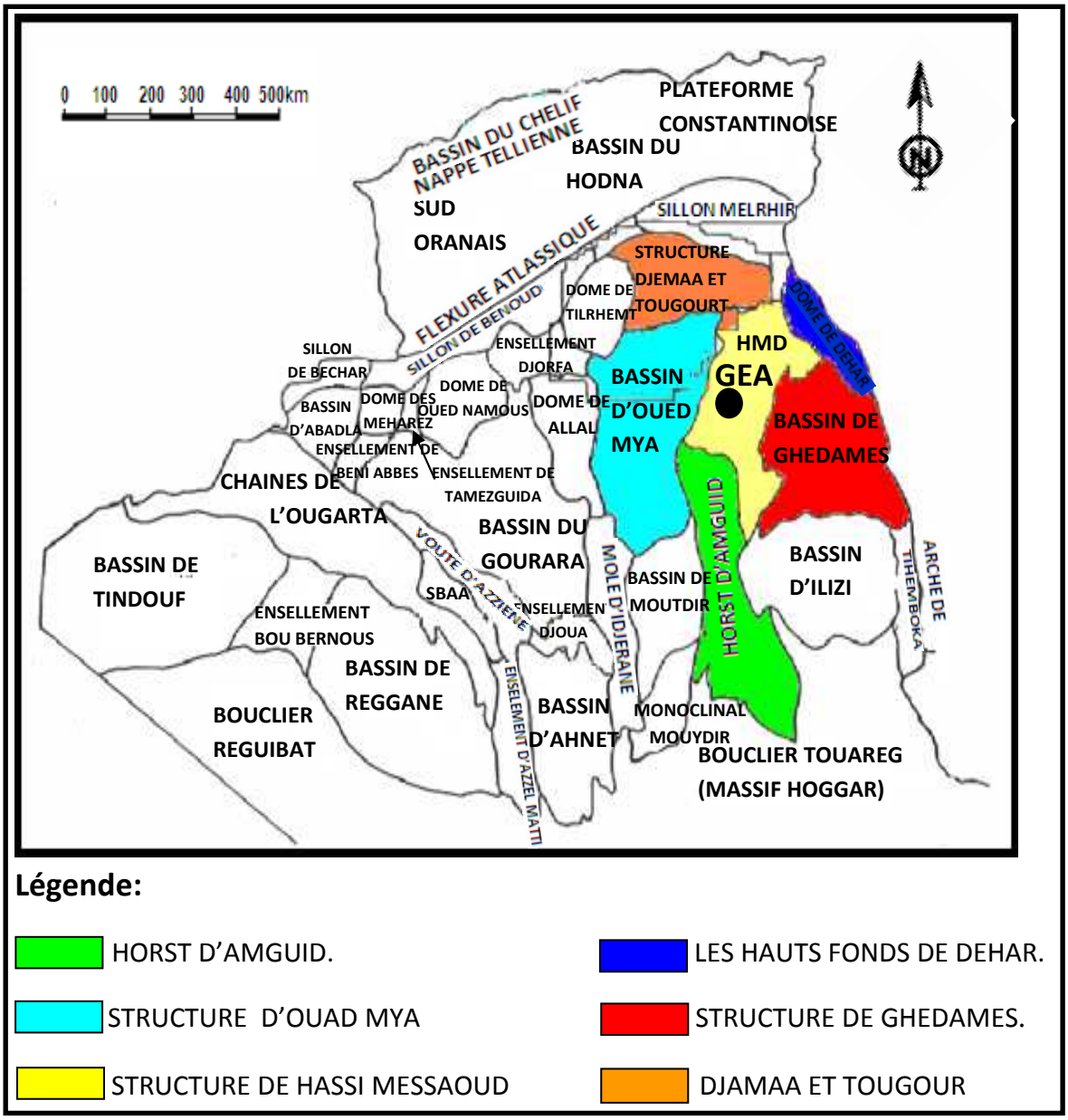



**Figure 5-2-2 Situation géologique des champs de Gassi-El Agreb (GEA).**

### 5-2-1-3- Description du réservoir:

Le réservoir de zotti a une structure isométrique affectée par trois failles d'orientation NW-SE qui le divisent en deux blocs indépendants. A l'Est, on note la présence d'une quatrième faille subméridionale avec un rejet de 250 m, la hauteur utile est de 148 m pour le compartiment Nord et de 260 m pour le compartiment Sud, à noter que le Ri au niveau de cette zone est érodé.

Le contact eau-huile est à la cote absolue -3038m dans le bloc Sud et pris conventionnellement à la cote -3060m pour le bloc Nord.

La figure suivante montre le chemin de migration des hydrocarbures de Hassi Messaoud vers les trois réservoirs: El Gassi, Zotti et El Agreb.

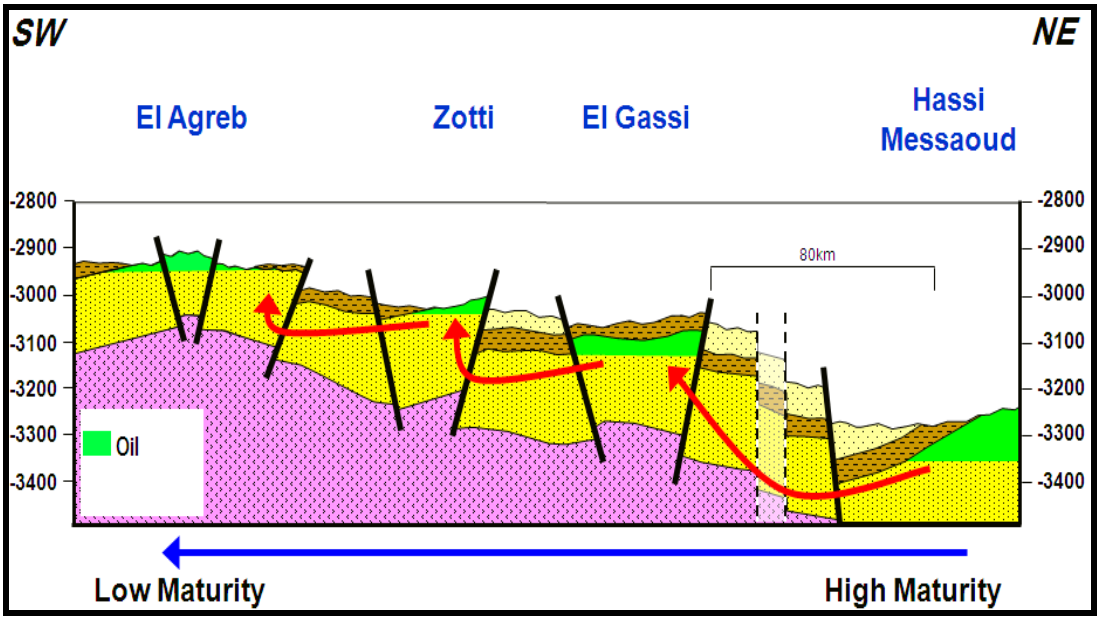



**Figure 5-2-3 Migration des hydrocarbures de HMD vers les champs GEA.**

### 5-2-1-4- La stratigraphie du réservoir:

Le réservoir zotti a une profondeur de 3150m jusqu'à 3290m dans la partie nord, ses drains sont gréseux d'âge Cambro-Ordovicien. Il se subdivise de haut vers le bas en:

Ri: Zone isométrique, essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond aux unités suivantes: Ri3, Ri2, Ri1, Base_Ri respectivement de haut vers le bas.

Ra: Zone anisométrique, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Elle est subdivisée en unités suivantes: RaU4, RaU3, RaU2, RaU1, RaL respectivement de haut vers le bas.

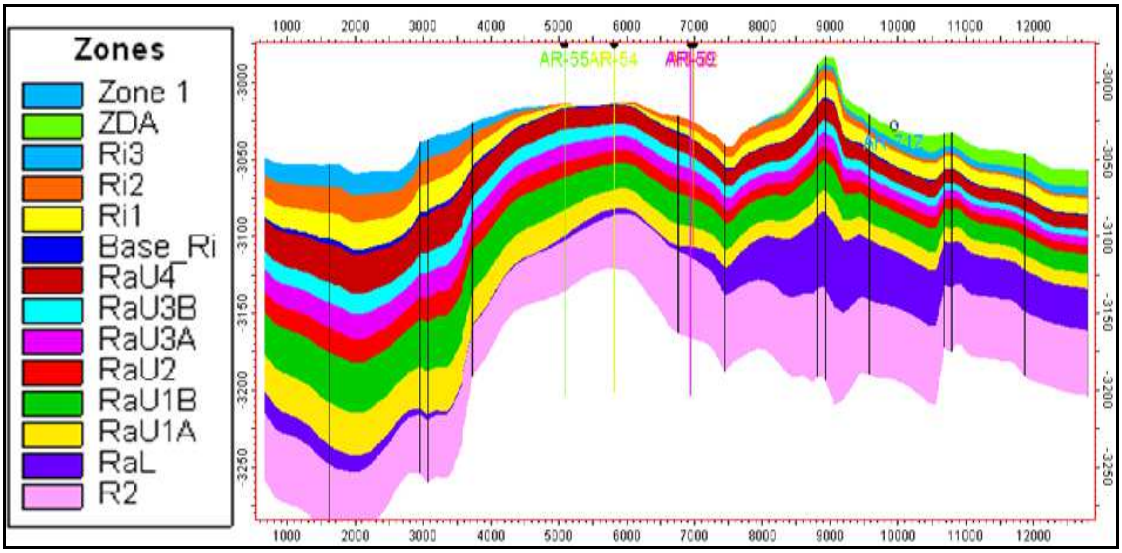



**Figure 5-2-4 stratigraphie du réservoir zotti.**

Sur la figure 5-2-4, on peut remarquer l'absence de la zone des alternances (ZDA) et de l'intervalle RI au sommet du réservoir, cela est dû à l'érosion Hercynienne.

### 5-2-1-5- Les caractéristiques pétrophysiques:

Le réservoir Zotti a les meilleures qualités parmi les trois réservoirs de Gassi-El Agreb, ces caractéristiques moyennes sont: la porosité: 9%, la perméabilité: 26md.

Les données de porosité et de perméabilité obtenues par l'analyse des carottes récupérées du réservoir zotti sont illustrées dans le graphe semilogarithmique ci-dessous, où on remarque une bonne corrélation entre la porosité et la perméabilité.

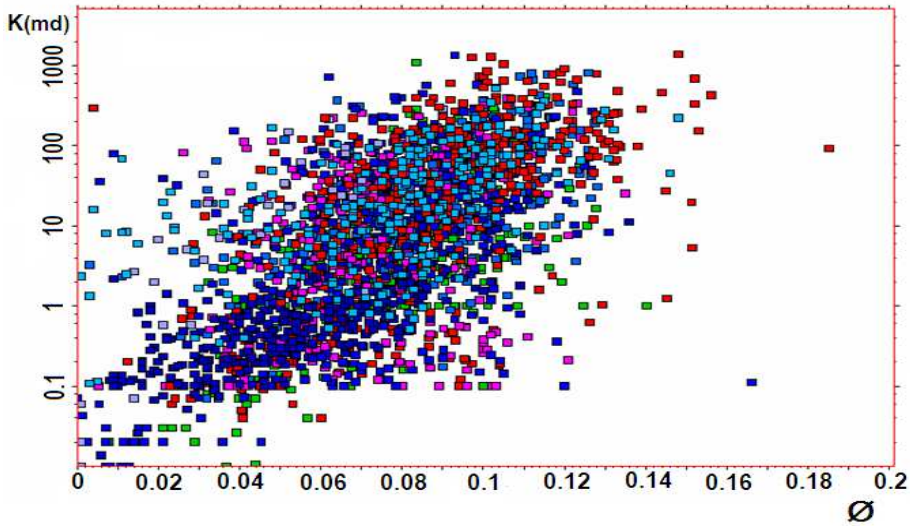



**Figure 5-2-5 Présentation des données de porosité et de perméabilité du champ Zotti (D'après le rapport « Geological overview of Gassi El Agreb »)**

### 5-2-2- Champ El AGREB:

#### 5-2-2-1- Localisation:

Les champs de Gassi-El Agreb (GEA) sont situés à 700 km au Sud-est d'Alger, à 110km au Sud-ouest de Hassi Messaoud et à 350 km de la frontière tunisienne.

Le champ d'El Agreb se trouve dans la partie Sud-ouest de la structure de Gassi-El Agreb à environ de 47km d'El-Gassi, figure 5-2-6.

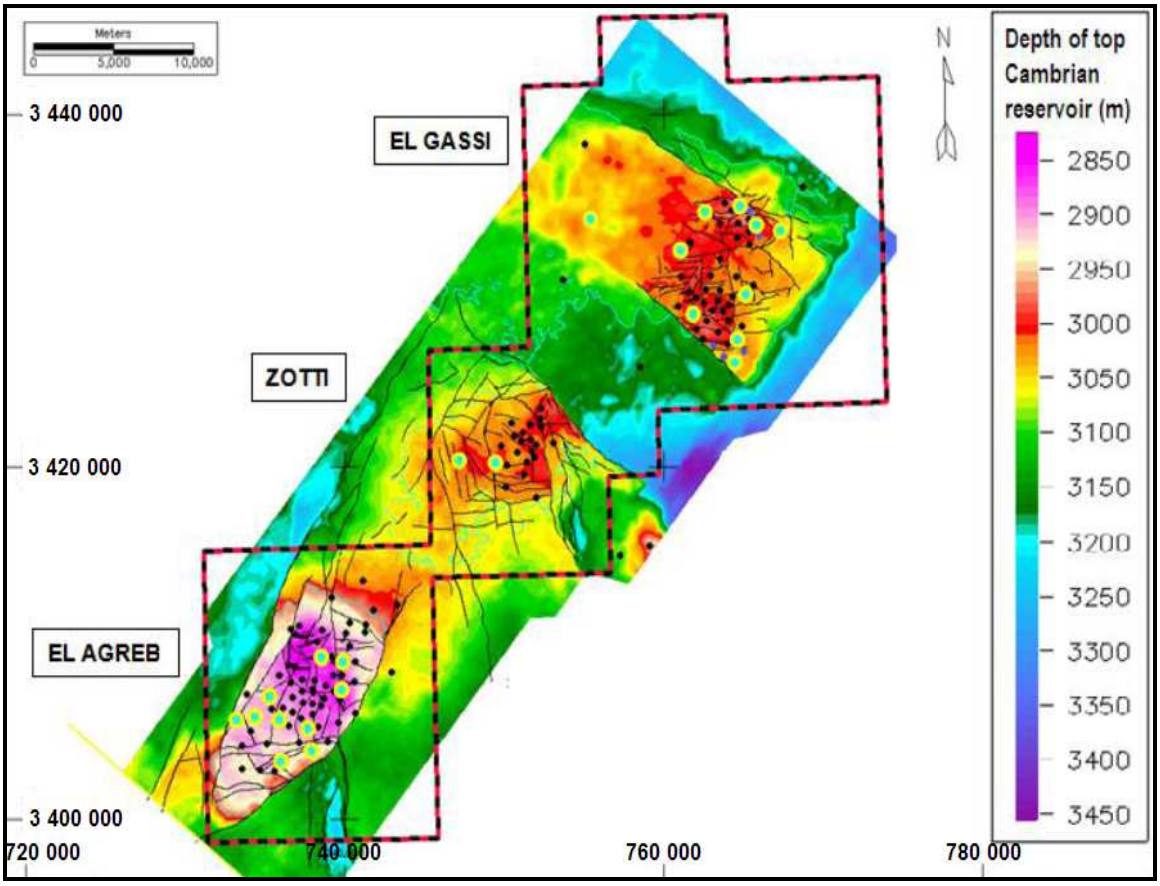



**Figure 5-2-6 Localisation du champ El Agreb.**

#### 5-2-2-2- Description du réservoir:

Structuralement, le gisement d'El Agreb est situé dans la partie sud de la zone haute Hassi Messaoud-El Agreb. Il est lié aux plis en dôme bien suivis sous la discordance hercynienne.

La structure d'El Agreb est remplie d'huile jusqu'à sa fermeture à environ 125 m (hauteur utile moyenne), l'interface eau-huile se trouve à la cote absolue -2975 m d'environ.

### 5-2-2-3- La stratigraphie du réservoir:

Le gisement d'El Agreb est de type granulaire, il est représenté par un anticlinal érodé au sommet, figure 5-2-7.

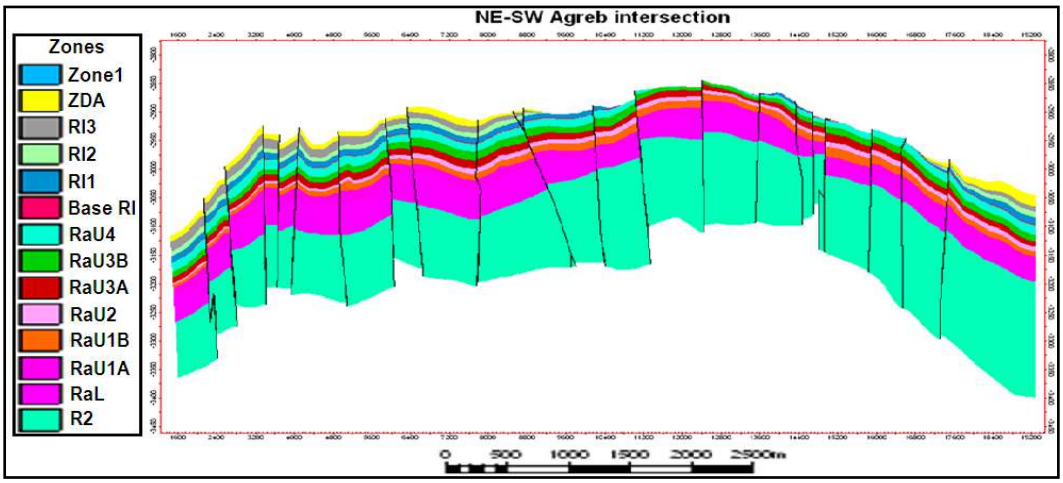



**Figure 5-2-7 stratigraphie du réservoir El Agreb.**

Le réservoir d'El Agreb comprend trois lithozones gréseux d'âge cambrien: R1 (Ra+Ri), R2 et R3 respectivement de haut vers le bas.

Ri : Ce réservoir est érodé dans la partie centrale du champ.

Ra : Ce réservoir est situé sous la discordance hercynienne et il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias. Cette lithozone représente la couche productrice qui renferme la majorité des réserves récupérables.

R2: Série gréseuse à ciment argileux d'une épaisseur moyenne de 75m, elle possède des caractéristiques pétrophysiques médiocres, sa perméabilité est inférieure à 1 md.

R3: Série très argileuse, elle est traversée seulement au puits AR08 avec une épaisseur de 68m. Cette lithozone est complètement noyée par l'eau.

| AGE | Hassi Messaoud | | Ali (1975) | Balducchi and Pommier (1970) | Legrand (1985) | | Revised | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ordovician | ZdA | | | El Gassi Sst. * | | | ZdA | |
| Cambrian | Ri | | RA | | Formation des gres d'el Hassi Messaoud | El Gassi Sst./Miribel Sst. Fm. | Ri | |
| | Ra | Drain 4<br>Drain 3<br>Drain 2<br>InterDrain<br>Drain 1 | RB/RC | Ra | | R1/Ra | RaU | RaU4<br>RaU3<br>RaU2<br>RaU1 |
| | | | | | | | RaL | |
| | R2 | | RD | R2 | | R2 | R2 | |
| | R3 | | RE | R3 | | R3 | R3 | |
| Precambrian | BASEMENT | | | | | | | |

**Tableau 5-2-1 Tableau récapitulatif des drains du réservoir El Agreb.**

### 5-2-2-4- Les caractéristiques pétrophysiques:

Les propriétés de la roche réservoir variées d'une façon très rapide et ses caractéristiques principales moyennes sont: la porosité: 9%, la perméabilité: 7,45md.

Les données de porosité et de perméabilité obtenues par l'analyse conventionnelle des carottes sont représentées dans le graphe semilogarithmique ci-dessous. On peut observer sur le graphe une dispersion plus forte que celle des données de zotti, cela est dû à l'hétérogénéité importante du réservoir El Agreb.

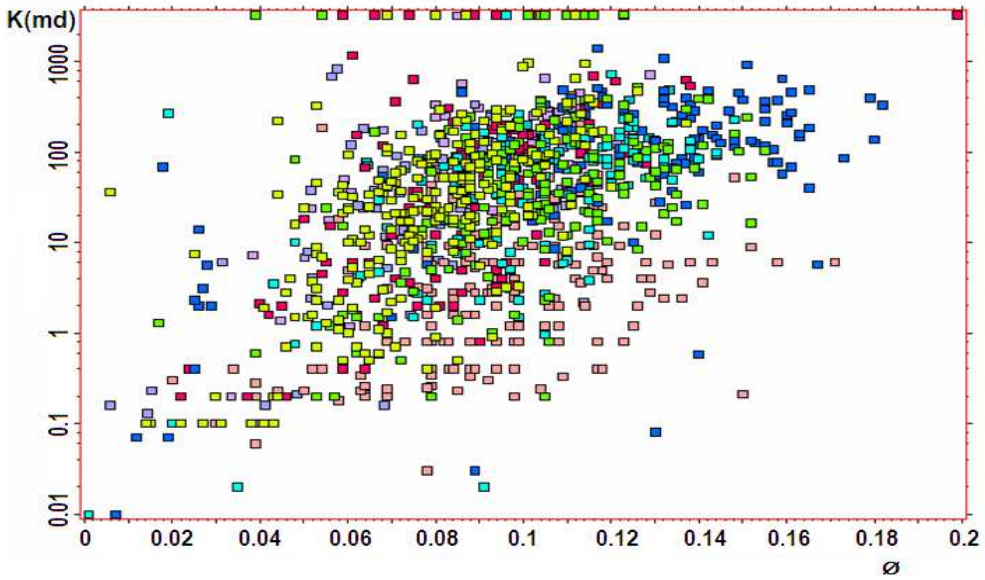



**Figure 5-2-8 Présentation des données de porosité et de perméabilité d'El Agreb. (D'après le rapport « Geological overview of Gassi El Agreb »))**

Le graphe suivant représente les courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation d'eau avec Swc=0.15 et Sor=0.

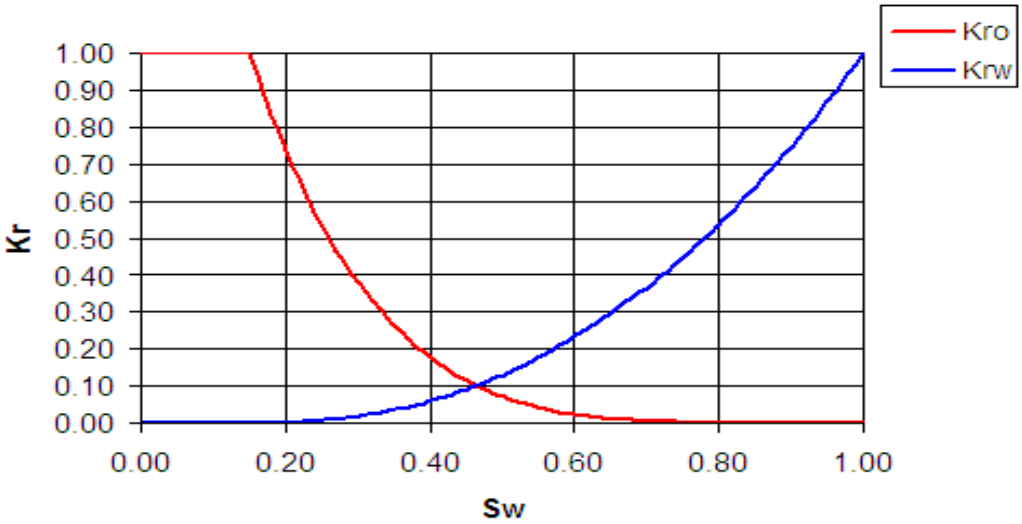



**Figure 5-2-9 Courbes des perméabilités relatives d'eau et d'huile.**

## 5-3- Analyse de la production d'eau et d'huile aux champs Zotti et El Agreb:

### 5-3-1- Analyse de la production d'eau et d'huile au niveau du champ Zotti:

#### 5-3-1-1- Introduction :

Le gisement Zotti est le plus mûr des trois gisements GEA (El Gassi, Zotti, El Agreb), La figure ci-dessous montre les positions des puits du champ Zotti.

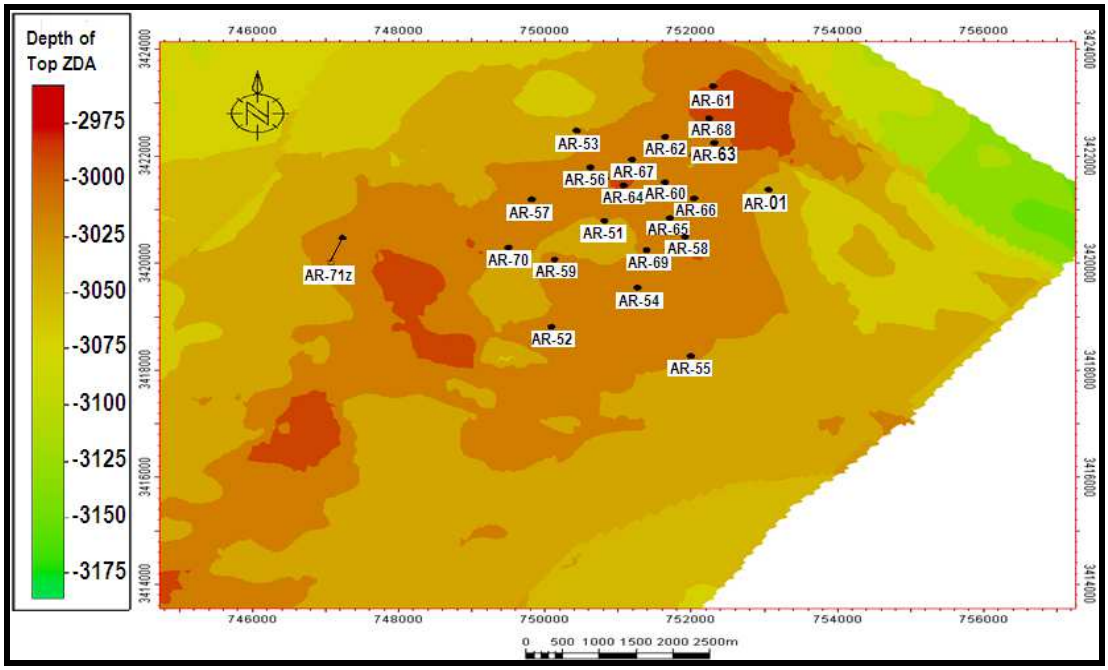



**Figure 5-3-1 le champ zotti.**

La récupération actuelle est estimée à près de 158, 3 MMSTB des réserves initiales en place d'environ 664 MMSTB, soit 23,8%. La disponibilité des puits est la plus basse des trois gisements en raison du vieillissement des installations.

#### 5-3-1-2- Analyse de l'historique d'exploitation du champ:

Ce réservoir a un aquifère actif, étant probablement en grande partie une poussée de l'eau latérale. En conséquence, le réservoir manifeste une stabilisation de sa pression à environ de 4500 psi, telle qu'elle est montrée dans l'historique de la pression de réservoir, figure 5-3-2.

Seulement 6 des 22 puits forés dans le gisement produisent actuellement, les autres sont abandonnés. Les puits producteurs dont la production d'eau est importante montre plusieurs problèmes, essentiellement les dépôts de sel et l'alourdissement de la colonne de production, en conséquence ces puits nécessitent des opérations de dessalage à l'eau, ainsi que l'activation de la production par gaz lift afin d'augmenter le débit de production.

Il est important de noter qu'au niveau du champ, des mesures d'eau produite peuvent provenir d'une percée d'eau de gisement mais peuvent être également liées à l'eau injectée lorsque le puits est en lavage. Dans ce cas, le lavage peut induire des erreurs dans les mesures d'eau produite.

Le champ Zotti a été découvert par le puits AR01 en Novembre 1959 et mis en production en Décembre 1963 par le forage d'un deuxième puits AR51, la pression initiale de réservoir est évaluée à 6574 psi à la côte absolue 3060m.

La figure ci-dessous montre l'historique de production du champ Zotti.

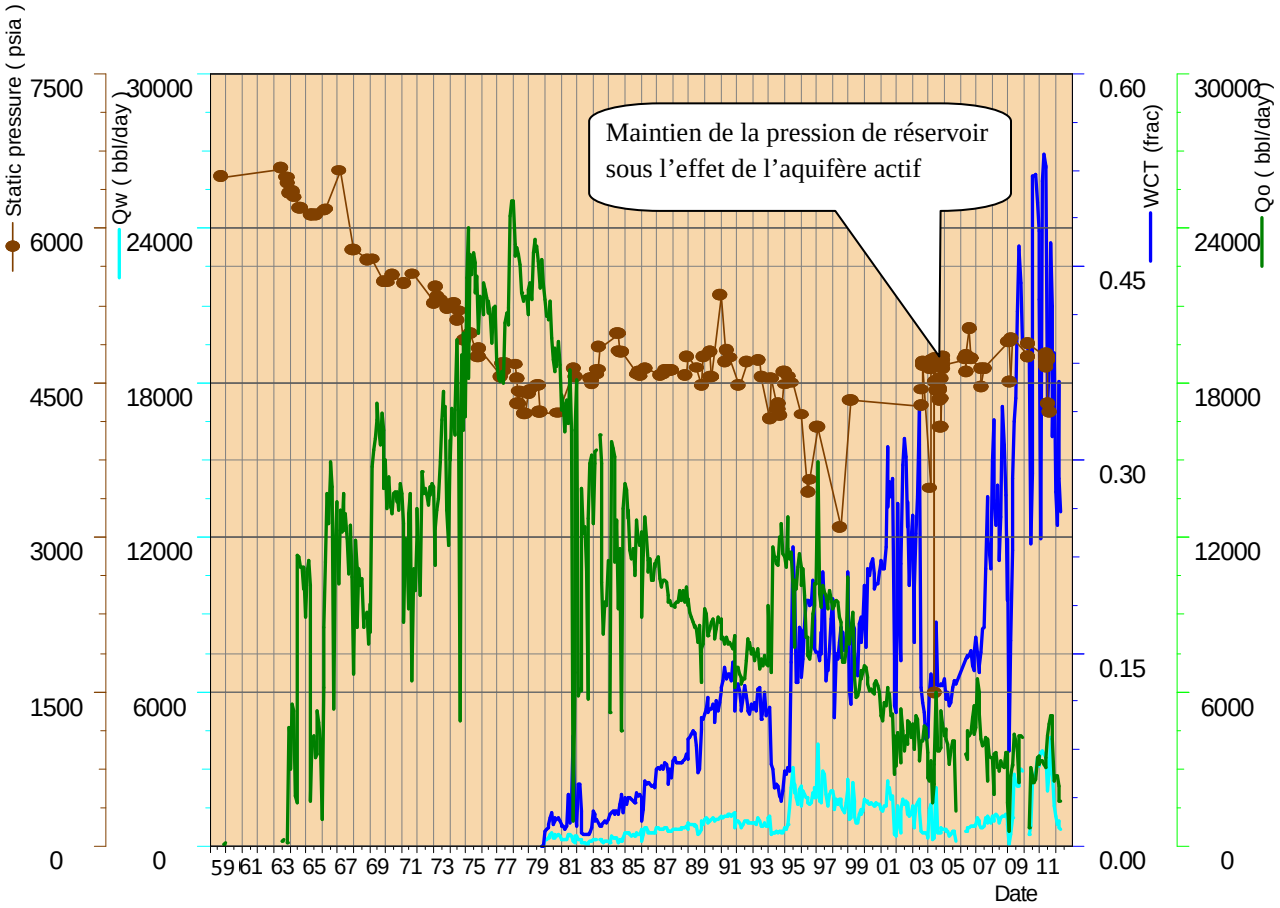



**Figure 5-3-2 Historique de la production et de la pression de réservoir zotti.**

D'après le graphe de la figure 5-3-2, on peut distinguer quatre périodes de développement de ce champ:

- **<u>1ére période de 1963 à 1980 :</u>**

13 puits ont été forés durant cette période :AR51-52-53-54-56-57-58-59-60-61-62-63. Cette période a été marquée par l'augmentation du potentiel de production du champ de

2500 STB/Day en 1963 à 24 000 STB/Day à la fin de 1979. Le déclin de la production avait commencé dés la suspension du programme de forage.

- **2éme période de 1981 à 1993 :**

Aucun puits n'avait été foré durant cette période, seulement quelques fracturations hydrauliques ont été réalisées entre 1981 et 1986 pour maintenir la production qui était en moyenne 11000 STB/Day à la fin de 1985 et qui continuait à décliner jusqu'à 7500 STB/Day à la fin de 1993. Cette période a été marquée par une augmentation du pourcentage d'eau de 3% en 1985 jusqu'à 11% en 1993, figure 5-3-2.

- **3éme période de 1994 à 2002 :**

Durant cette période ,6 puits ont été forés entre 1994 et 1996: AR64-65-66-67-68-69, le puits AR69 était fermé dés la fin des travaux de forage pour un débit nul, l'apport de forage avait fait augmenter le potentiel du champ jusqu'à 12 000 STB/Day et avait chuté par la suite jusqu'à 10 000 STB/Day à la fin de l'année 1996. Les puits AR54 et AR57 ont été fermé en 1996 pour production excessive d'eau.

La compagne de fracturation hydraulique en 1996 et 1997 sur les puits AR64-65-66 avait fait augmenter le potentiel du champ jusqu'à 14 000 STB/Day au début de l'année 1997 et continuait à décliner par la suite avec une augmentation du pourcentage d'eau du champ jusqu'à 23% en 2002, figure 5-3-2.

- **4éme période de 2003 à 2012 :**

Au début de l'année 2003, seulement 8 puits AR60-61-62-64-65-66-67-68 des 19 puits forés sur cette structure continuaient alors de produire avec gaz-lift avec un potentiel d'environ 4500 STB/Day la reprise du forage sur ce champ s'était effectué en juillet 2003 par le forage du puits de délinéation AR70 et sa mise en production en Octobre 2003, avec un débit initial de 500 STB/Day, il a été fermé en février 2004 après 5moins seulement de production pour production excessive d'eau et débit d'huile nul.

L'implantation du puits horizontal AR71 en Aout 2006 et sa mise en production en octobre 2006 avait montré la présence d'une accumulation d'huile et la continuité du gisement de Zotti sur la partie Sud-ouest.

## 5-3-2- Analyse de la production d'eau et d'huile au niveau du champ El Agreb:

### 5-3-2-1- Introduction :

La continuité des travaux de sismique sur la zone de Gassi-El Agreb suggère une troisième structure au Sud-ouest de Zotti s'appelle El Agreb.

Le gisement d'El Agreb est subdivisé par une faille étanche en deux parties principales, figure 5-3-3; Agreb Ouest qui est supporté par l'injection d'eau et Agreb Est qui est alimenté par un aquifère.

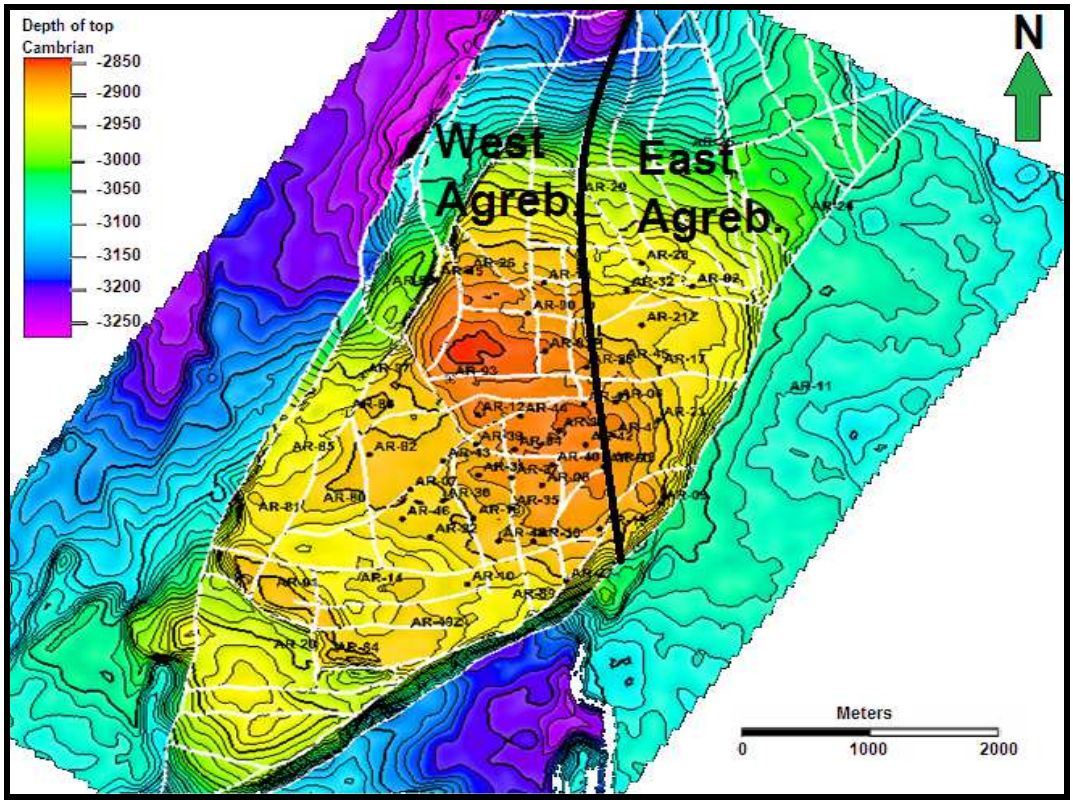



**Figure 5-3-3 le champ El Agreb.**

En avril 1960, le forage de puits AR02 découvre une présence importante d'huile dans cette structure avec des caractéristiques pétrophysiques acceptables, dés cette période des forages de développement ont été entrepris sur ce champ.

La pression actuelle de réservoir varie d'une zone à une autre de 1500psi jusqu'à 3400psi, alors que la pression de bulle variée aussi entre 1900psi et 2100psi. La salinité d'eau de réservoir est très élevée, elle est généralement supérieure à 300 000ppm.

La carte ci-dessous montre les positions des puits du champ El Agreb.

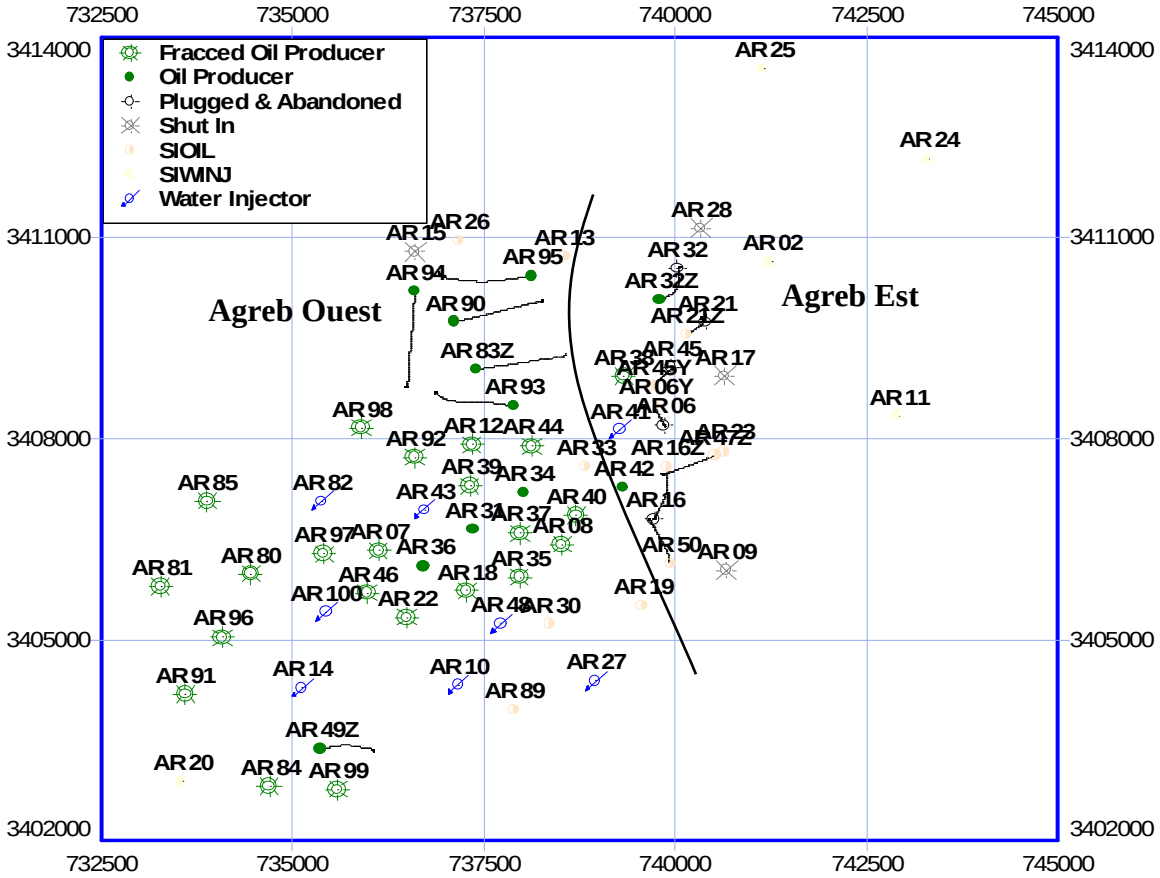



**Figure 5-3-4 les puits du champ El Agreb.**

### 5-3-2-2- Analyse de l'historique d'exploitation du champ:

Le champ a été découvert par le puits AR02 en Avril 1960 et mis en production en Juillet 1960 avec le même puits. Le premier puits à Agreb Ouest est AR-7, dont la production a été commencée en septembre 1960, la pression initiale de réservoir est évaluée à 6278 psi à une profondeur de 2975m.

Les réserves en place sont estimées à 1477MMSTB, dont 360,7 MMSTB ont étés récupérées, soit 24,4% des réserves initiales en place.

Les figures ci-dessous montrent l'historique de production et d'injection au champ El Agreb.

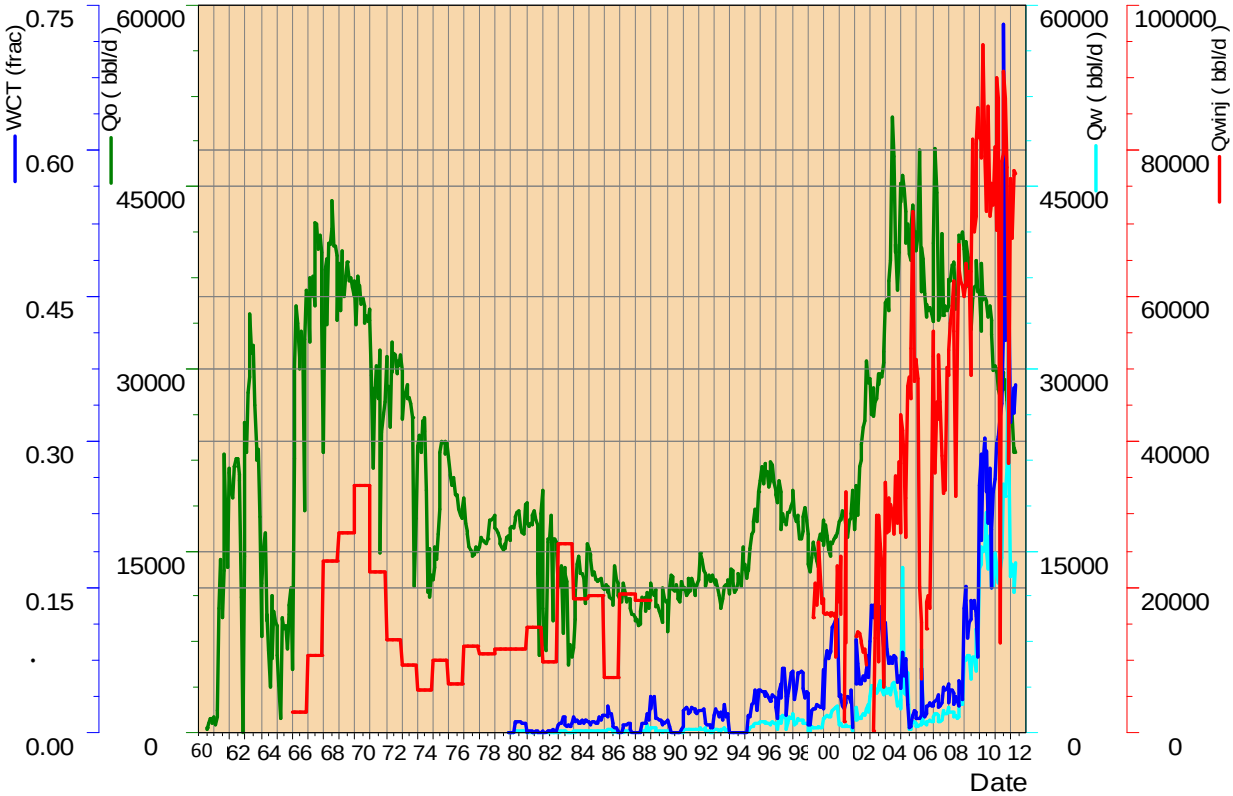



**Figure 5-3-5 Historique de la production et d'injection d'eau au champ El Agreb.**

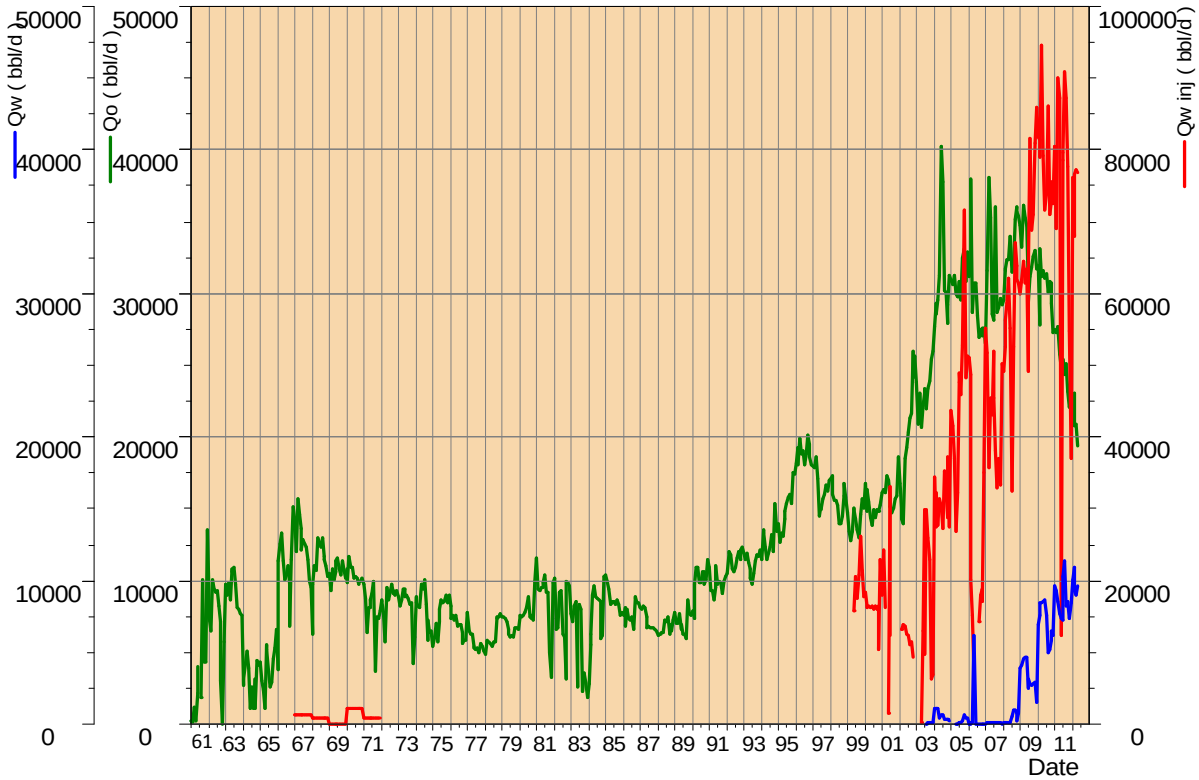



**Figure 5-3-6 Historique de la production et de l'injection d'eau à Agreb ouest.**

On peut distinguer quatre périodes de développement de ce champ:

**1ére période de 1960 à 1965:**

Cette période est caractérisée par son programme de forage intensif, 16 puits ont été forés: AR02-06-07-08-09-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19-20.

Une augmentation rapide de la production qui avait atteint 30 000 STB/Day à la fin de l'année 1963, puis elle a subit une chute due aux fermetures temporaires des puits à cause des dépôts d'asphalte à l'intérieur des tubings de production.

**2eme période de 1966 à 1983:**

Le forage de 06 puits AR21-22-23-24-25-26 sur champ entre 1966 et 1968 et la reprise des puits fermés sont associés par la réhabilitation de la production à plateau initial.

L'injection d'eau a été commencée sur ce champ en 1966 par le puits AR11 avec 20 000 STB/Day dans la partie Nord-est du champ, puis en 1967 par le puits AR20 avec 1310 STB/Day dans la partie Sud-ouest.

En 1968 un nouveau plan d'injection a été établi par la mise en injection de puits AR25 avec 11 000 STB/Day dans la partie Nord du gisement pour faire face à la chute de pression enregistrée dans le réservoir, figure 5-3-7.

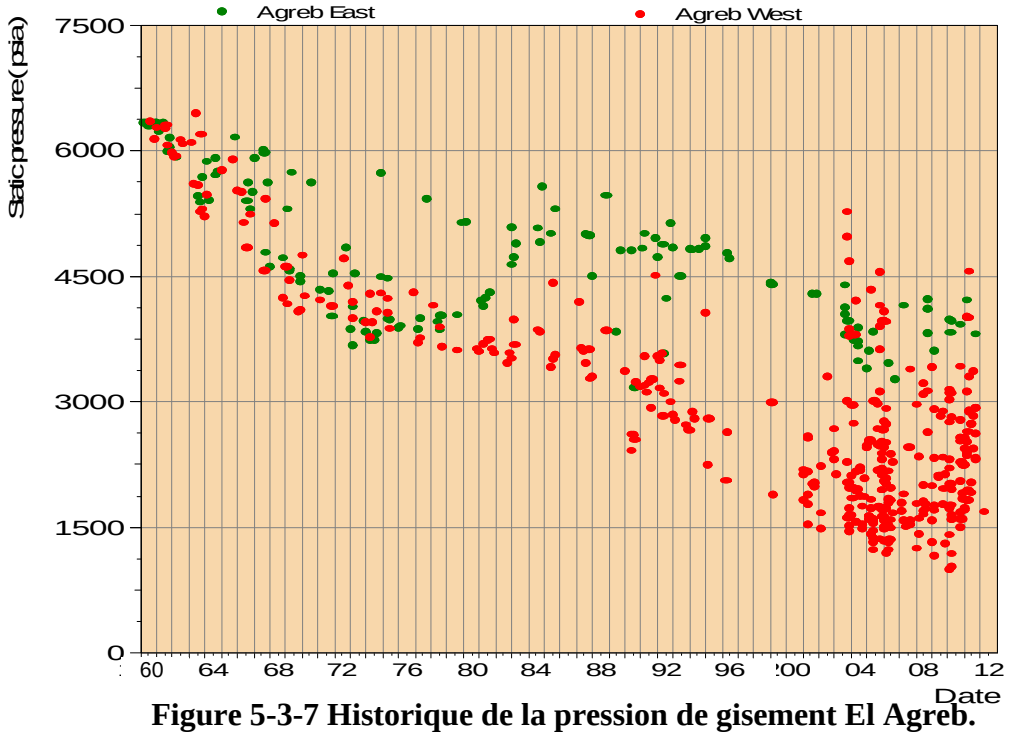



**Figure 5-3-7 Historique de la pression de gisement El Agreb.**

L'injection sur le puits AR20 a été arrêtée en 1972. L'injection sur le puits AR11 a été arrêtée en 1976 car aucun impact sur la pression n'a été enregistré, le puits AR02 a été converti en injection en 1976 avec 9000 STB/Day et l'injection d'eau continue sur AR25 jusqu'au 1979 où une barrière de perméabilité confirme l'inefficacité de l'injection sur ce puits.

Un nouveau puits AR09 est converti en injection d'eau en 1978 avec 10 000 STB/Day.

Le potentiel de production est continu de chuter, les deux puits AR27-AR28 forés en 1972 n'ont aucun apport important sur la production, cette chute de production est due à la fermeture des puits AR26 en 1972, AR23 en 1976 et AR10 en 1979 et le noyage du puits AR17 en 1980.

A la fin de cette période, la production du champ est de l'ordre de 5000 STB/Day.

**3$^{eme}$période de 1983 à 1999:**

L'injection sur la partie Nord-est de gisement a continue jusqu'à Novembre 1988, la date d'arrêt d'injection d'eau sur le champ d'El Agreb, car aucune réponse de pression n'a été enregistrée sur la partie Sud-ouest du champ qui a continue à produire sous l'effet de la déplétion naturelle, ce comportement est expliqué par l'existence d'une barrière de perméabilité subdivisant le gisement d'El Agreb en deux parties.

Un programme de forage a été entrepris entre 1990 et 1994 pour l'implantation de 11 puits AR34-AR35- AR36- AR37-AR38-AR39- AR40- AR41- AR42- AR43- AR44, le taux de production a été augmenté à 21 000 STB/Day en 1996 après le démarrage de projet gas lift, la réalisation des fracturations hydrauliques sur les puits AR22-37-38-39-44 ainsi que la reprise en production des puits AR06-12-16-21-27-32.

En juin 1999 un nouveau schéma d'injection d'eau a été entrepris par la mise en injection de la station AR02 et des puits injecteurs AR10-AR14-AR27.

**4$^{eme}$période de 2000 à 2012:**

Le forage sur ce champ est repris en juin 2001 par le puits AR45 qui a été mis en production en septembre 2001, la poursuite des travaux de forage sur ce champ jusqu'à la fin de 2006 a réalisé 25 puits: 46-47-48-49-50-80-81-82-83-84-85-89-90-91-92-93-94-95-96-97-98-99-100-ARJ03-ARJ05 dont les puits AR47-49-50-83-90-93-94-95 horizontaux et les puits ARJ03 et ARJ05 producteurs d'eau de jurassique.

L'apport de forage, des fracturations hydrauliques réalisées sur la majorité des puits et de la reprise en side track des puits AR06-21-32 ont porté la production à 40 000 STB/Day.

Les puits producteurs AR41, 43, 48, 82 sont convertis en injecteurs d'eau en 12/2003, 03/2007, 06/2007 et 10/2004 respectivement, AR100 est mis en injection en 03/2007.

### 5-3-3- Conclusions des analyses:

- Le développement de la teneur en eau à l'échelle du champ zotti est significatif, cette production excessive d'eau est responsable à la fois de la fermeture de la plupart des puits du fait d'une production devenue non économique ou pour des limitations au niveau des capacités de séparation et de traitement, ainsi que d'un déclin du potentiel des puits suite aux problèmes liés aux venues d'eau, à savoir les dépôts de sel et l'alourdissement de la colonne hydrostatique, ces problèmes nécessitent des interventions onéreuses telles que l'installation d'un système d'activation de production et d'un système de lavage des sels, soit continue ou discontinue.
- Les aquifères actifs; naturel (au champ de Zotti) et artificiel (au champ d'El Agreb) ont permis de maintenir les pressions des réservoirs, cependant ils ont engendré plusieurs problèmes et dépenses supplémentaires, résultant un déclin de la production ou même la fermeture de plusieurs puits après la percée d'eau.
- Le projet de gas lift s'avère une nécessité après l'augmentation des venues d'eau sur le champ d'El Agreb, afin d'assurer une activation efficace de la production.
- L'inefficacité de l'injection d'eau à la partie Nord-est (AR02, AR09, AR11, AR25) sur la partie Ouest peut être remarquée par l'absence d'une réponse de production d'eau durant cette période au côté Ouest, par contre une bonne relation entre l'injection et la production d'eau est observée lors de la deuxième phase d'injection dans la partie ouest. On peut conclure que l'évolution de la production d'eau peut être utilisée comme un indice sur la présence des barrières de perméabilité, cela permet de comprendre le système de communication entre les puits injecteurs et producteurs, d'où la possibilité d'optimiser le schéma d'injection.

## 5-4- Analyse de la production d'eau et d'huile au niveau des puits du champ Zotti :

### 5-4-1- Introduction :

Le gisement zotti a été mis en exploitation à partir de 1963 pour la production d'huile imprégnée dans le cambrien, la pression de gisement est supportée par un aquifère actif mais la quasi-totalité des puits sont fermés en raison d'une production d'eau excessive.

Dans les analyses suivantes, on va étudier l'impact de certains facteurs sur le développement des venues d'eau au niveau des puits, afin de donner une explication aux conditions et phénomènes associés à la production d'eau.

### 5-4-2- Etat des puits :

22 puits ont été forés au champ Zotti (figure 5-4-1) dont:

1-Puits en production (6puits): AR 62-65-66-67-68-71.

2-Puits fermés (16puits): AR 01-51-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-63-64-69-70.

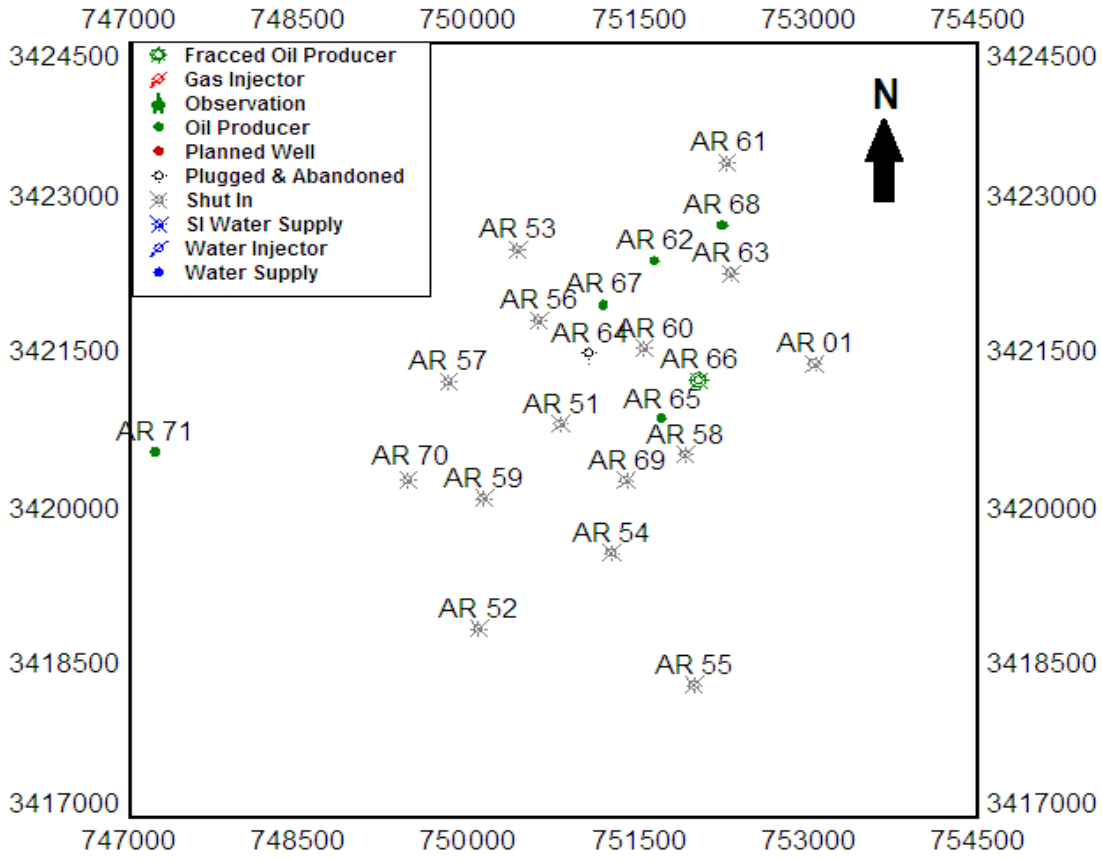



**Figure 5-4-1 Les puits du champ Zotti.**

### 5-4-3- Facteurs influents sur l'évolution de la production d'eau et d'huile:

#### 5-4-3-1- Impact de la remontée du contacte eau-huile:

**Le puits AR58:**

Dans les analyses suivantes, on va essayer de mettre en évidence l'impact de la remontée du contacte eau-huile sur le développement des venues d'eau au puits AR58.

| Forage | Date de mise en production | Date de percée | Etat |
|---|---|---|---|
| 07/1974 | 08/1974 | 04/1981 | Fermeture en 12/2001 |

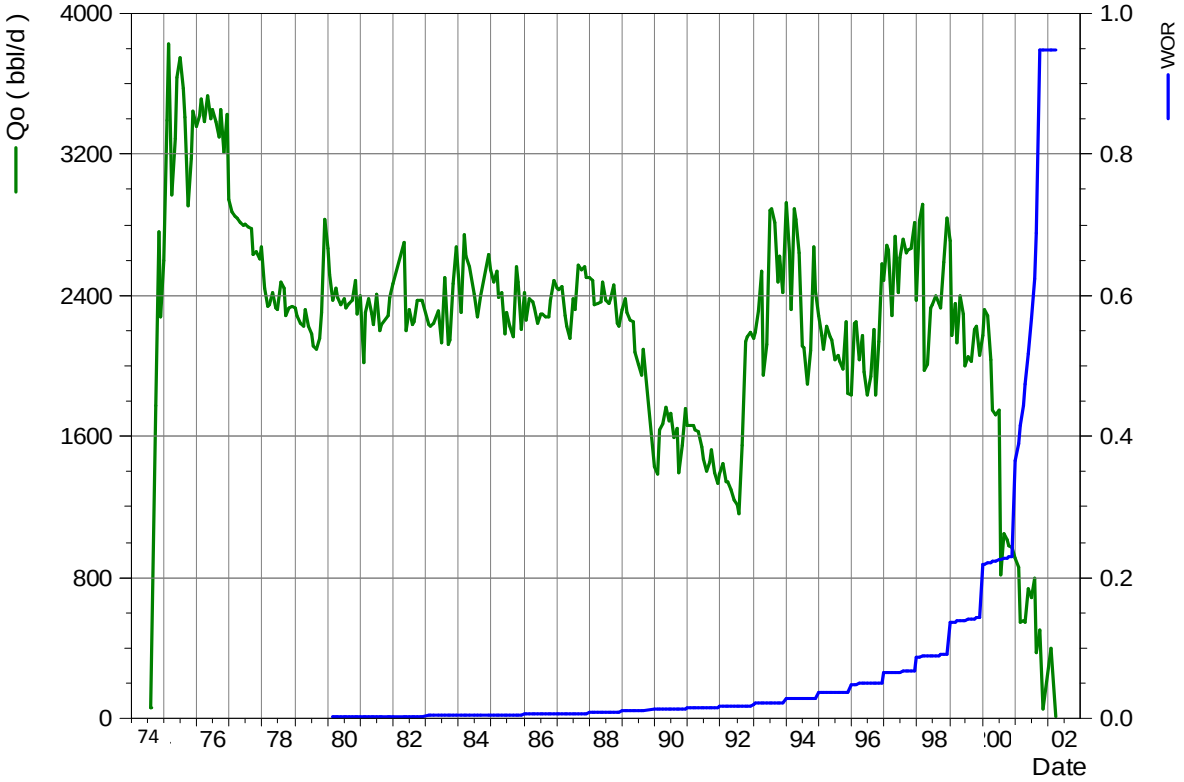


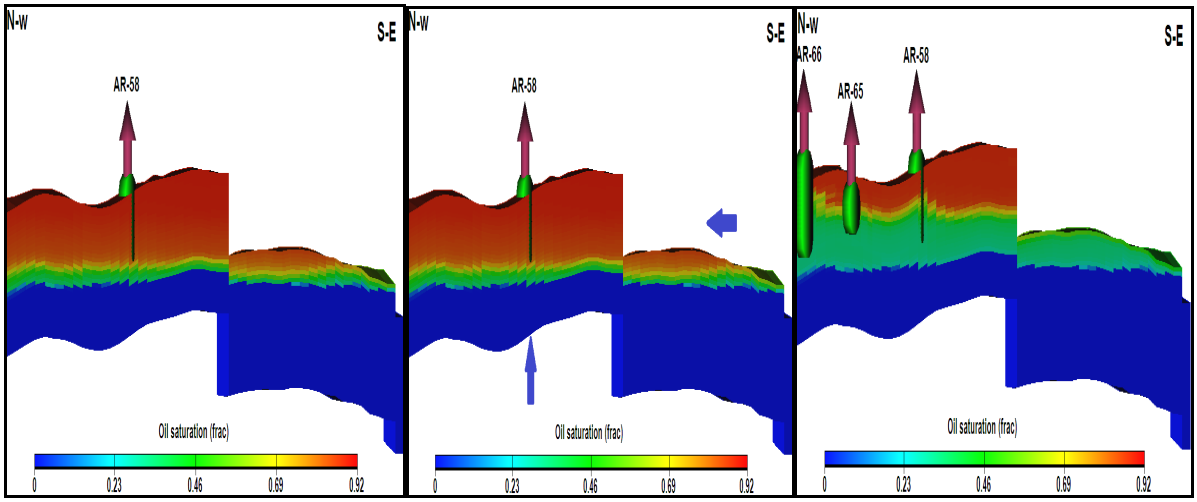

**Figure 5-4-2 Evolution du débit d'huile et du rapport eau-huile de puits AR58.**

On peut remarquer sur la figure 5-4-2 que l'évolution du rapport eau-huile en 2001 est brusque, cela est analogue au comportement du modèle d'un mouvement du contact eau-huile

Le puits AR58 produit par une complétion en trou ouvert dans l'intervalle 3212m-3249m, alors que le niveau initial du contact eau-huile est estimé à 3260m, cela explique l'absence des venues d'eau au début de la vie de puits.

L'augmentation brusque de rapport eau-huile en 2001 est expliquée par l'arrivé du front d'eau d'aquifère actif à partir du côté Sud et sa remontée surtout avec la mise en service de gas lift en Mars-2001(augmentation de taux de soutirage).

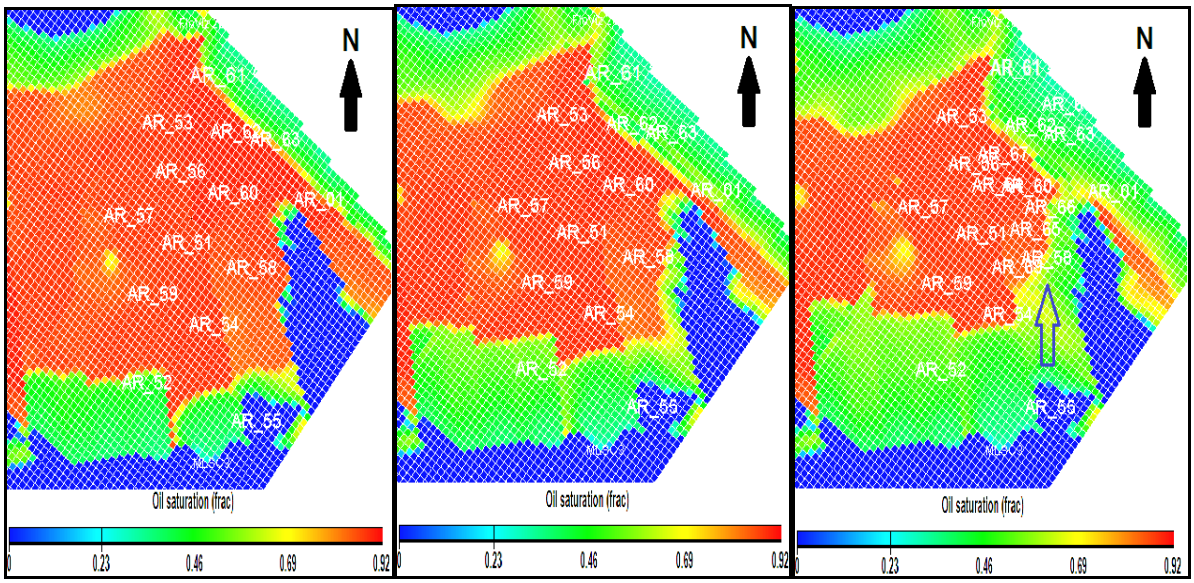
Les sections suivantes du modèle de simulation du gisement zotti établi par le département réservoir permettent de visualiser l'avancement vertical et latéral de l'aquifère.




**01/01/1974** **01/01/1981** **01/01/2001**

**Figure 5-4-3 Evolution du déplacement d'eau au niveau de puits AR58**

Les vues de dessus suivantes permettent de visualiser le déplacement superficiel de WOC.




**01/01/1980** **01/01/1990** **01/01/2000**

**Figure 5-4-4 Evolution du déplacement d'eau au nord de gisement Zotti.**

Dans la figure 5-4-4, on peut observer que le déplacement d'eau vers AR58 est venu du Sud, En conséquence les puits situes au nord de ce puits vont subir une augmentation rapide du pourcentage d'eau telle qu'elle est observée récemment dans les puits AR65 et AR66, figure 5-4-5.

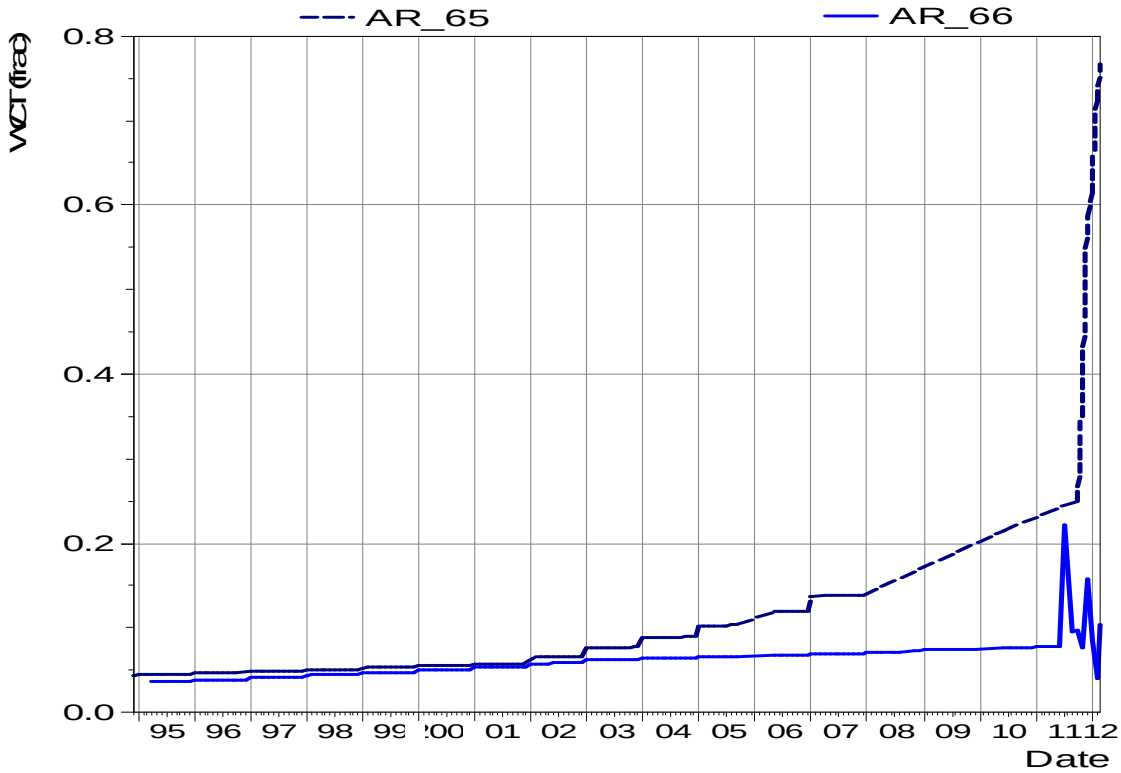



**Figure 5-4-5 Evolution du pourcentage d'eau des puits AR65, AR66.**

### 5-4-3-2- Impact de la présence d'un canal d'écoulement:

**Le puits AR54:**

Dans l'analyse suivante, on va essayer de mettre en évidence l'impact de la présence d'un canal d'écoulement sur le développement des venues d'eau au puits AR54.

| Forage | Date de mise en production | Date de percée | Etat |
|---|---|---|---|
| 02/1969 | 03/1969 | 01/1980 | Fermeture en 10/1997 |

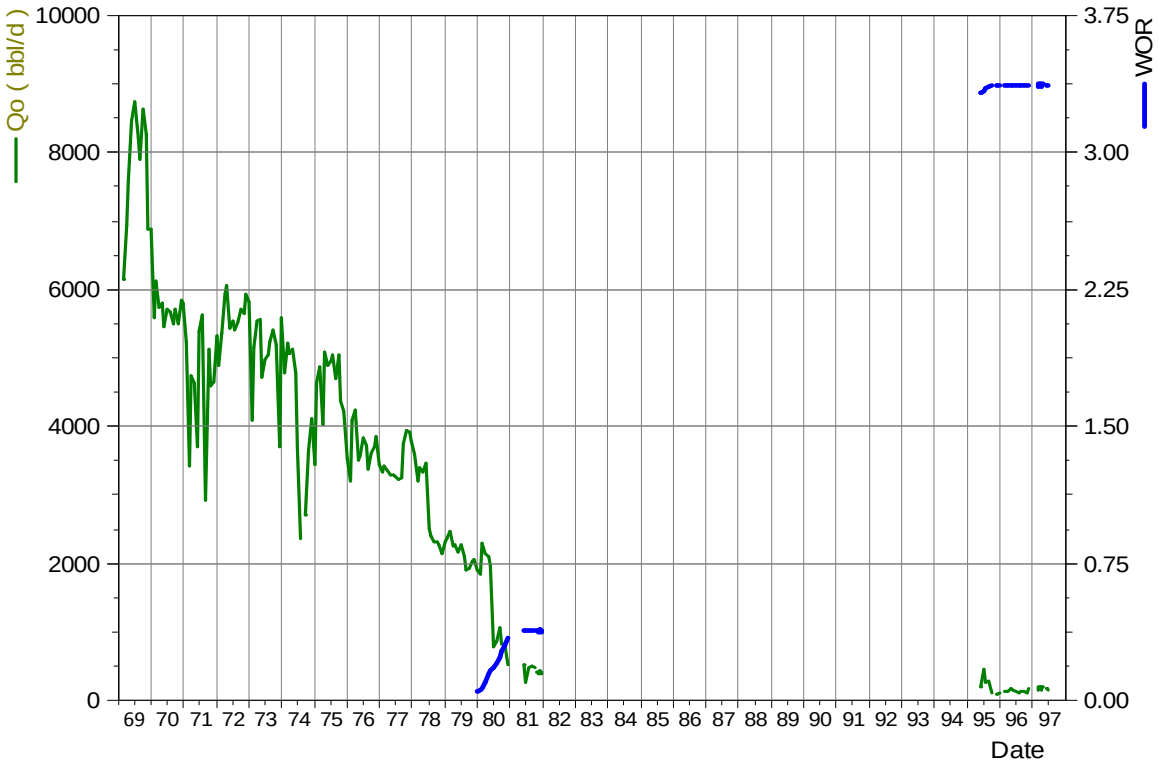



**Figure 5-4-6 Evolution de débit d'huile et du rapport eau-huile de puits AR54.**

Le trou de forage de puits AR54 traverse le cambrien dans l'intervalle 3205m-3280m, alors que le contact eau-huile est enregistré à 3253m. Afin d'éviter le niveau d'eau, le puits est repris en déviation où il est perforé sur l'intervalle 3213m-3221m.

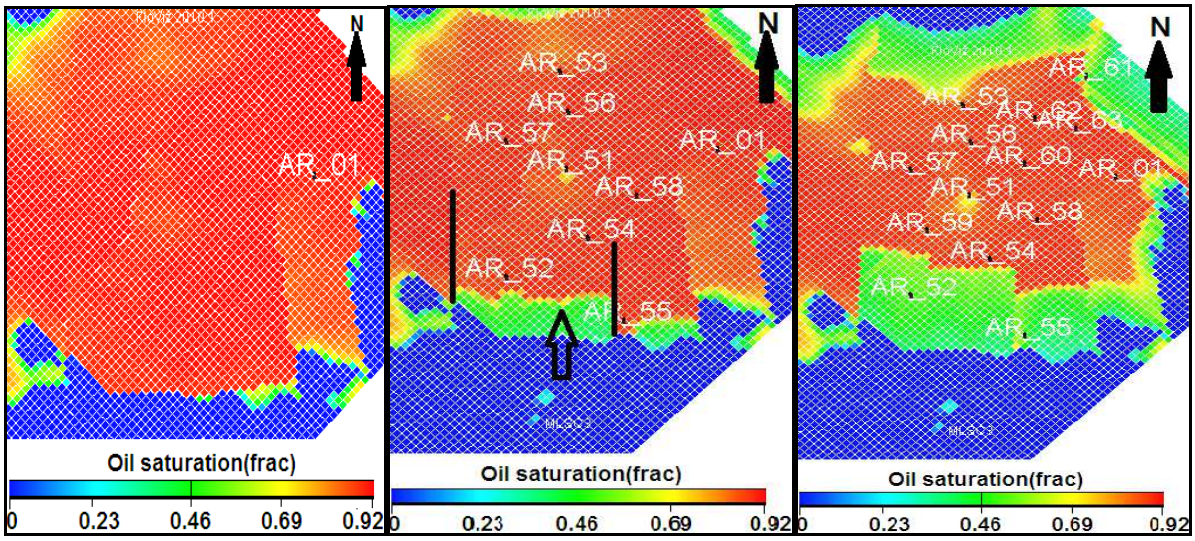
Initialement, le puits AR54 était un bon producteur, mais la percée d'eau en Janvier-1980 a produit une chute rapide de débit d'huile, puis une fermeture de puits en Décembre-1980 suite à l'alourdissement de la colonne de production et une insuffisance de la pression de fond.

Le puits est rééquipé d'une complétion gaz-lift en 1992 et il est remis en production en Octobre-1995 avec un débit faible et un rapport eau-huile élevé, la chute continue de la production résulte une fermeture prématurée de puits en Juillet-1997.

Les études sismiques détectent que les puits AR54, AR52 sont situés entre 2 barrières de perméabilité, l'existence de ce canal explique les remarques suivantes :

- La chute rapide des débits de production d'huile des deux puits (le débit d'AR52 chute d'environ 4000 STB/Day en 1964 à 50 STB/Day en 1970)
- Le développement rapide de pourcentage d'eau. (Le puits AR52 est mis en production en Janvier-1964 où il arrive à un pourcentage d'eau de 100% en Octobre-1971 après le balayage d'huile par l'eau)

Les vues de dessus suivantes du modèle de simulation de gisement zotti permettent de visualiser la langue d'eau de l'aquifère entre les deux barrières.




**01/01/1960** **01/01/1975** **01/01/1990**

**Figure 5-4-7 Evolution du déplacement d'eau au niveau des puits AR52, AR54.**

### 5-4-3-3- Impact de l'hétérogénéité verticale:

**Le puits AR61:**

| Forage | Date de mise en production | La date de percée | Etat |
|---|---|---|---|
| 03/1978 | 06/1978 | 01/1980 | Fermeture en 07/2004 |

Le puits AR61 est foré afin d'apprécier la partie Nord-est de la structure zotti et de connaitre les caractéristiques petrophysiques, ainsi que le contacte eau-huile dans cette zone.

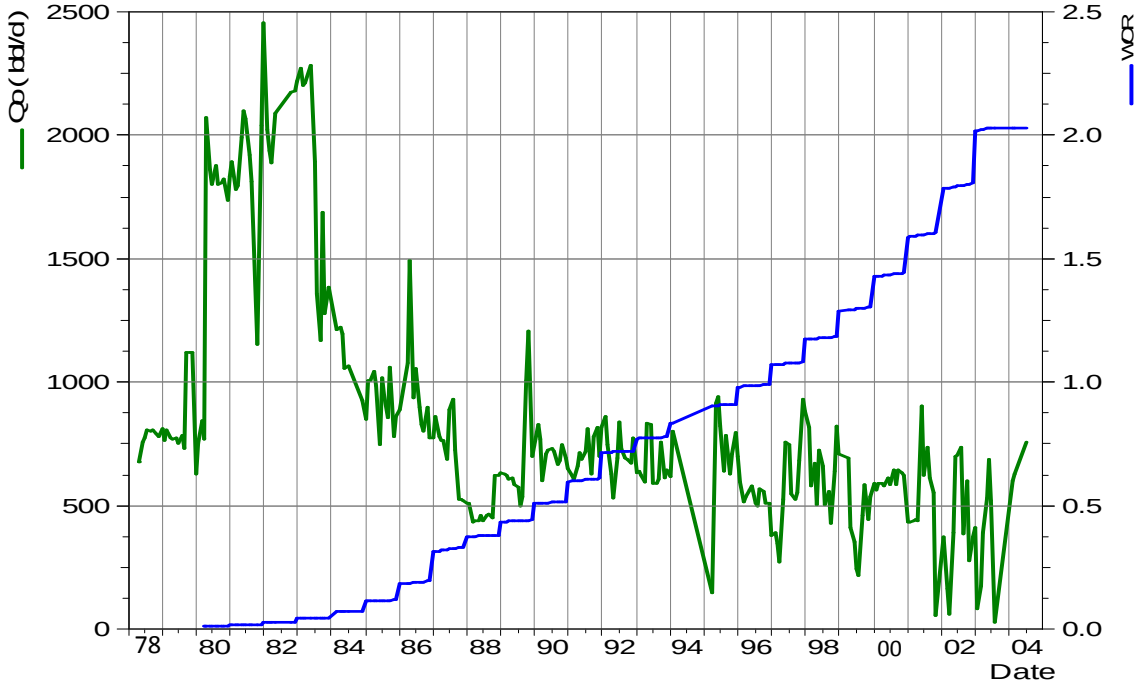



**Figure 5-4-8 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR61.**

On remarque sur le graphe ci-dessus que le rapport eau-huile a subit une augmentation continuelle et graduelle entre 1980 et 2004 où il arrive à deux avant la fermeture du puits en 2004.

L'activation de la production du puits par gaz lift a était commencée en 1989 pour faire face à l'alourdissement de la colonne de production, cependant ce puits a montré des difficultés de démarrage dues à une limitation de la pression de surface du gaz lift à 110 kg/cm². Pour résoudre ce problème, le puits est rééquipé en 1994 avec des vannes gaz lift à poche latérale.

La production d'eau est responsable de plusieurs interventions sur AR61 telles que le lavage continue à l'eau, le lavage par bouchon avec une fréquence de 5 fois/mois pour dissoudre les dépôts de sel, ainsi que le grattage de tubing avec une fréquence de 8 fois/mois pour éliminer les dépôts mécaniquement.

Le réservoir est situé dans l'intervalle 3196-3256m et le contact eau-huile est localisé en 1979 à 3256m et en décembre-2004 à 3212m.

Dans la figure 5-4-8, le développement de WOR se fait par palier, cela montre l'effet de variation de perméabilité des strates indiquée à l'aide des mesures sur carottes dans la figure 5-4-9, cela illustre que les couches de perméabilité élevée se noyées en premier.

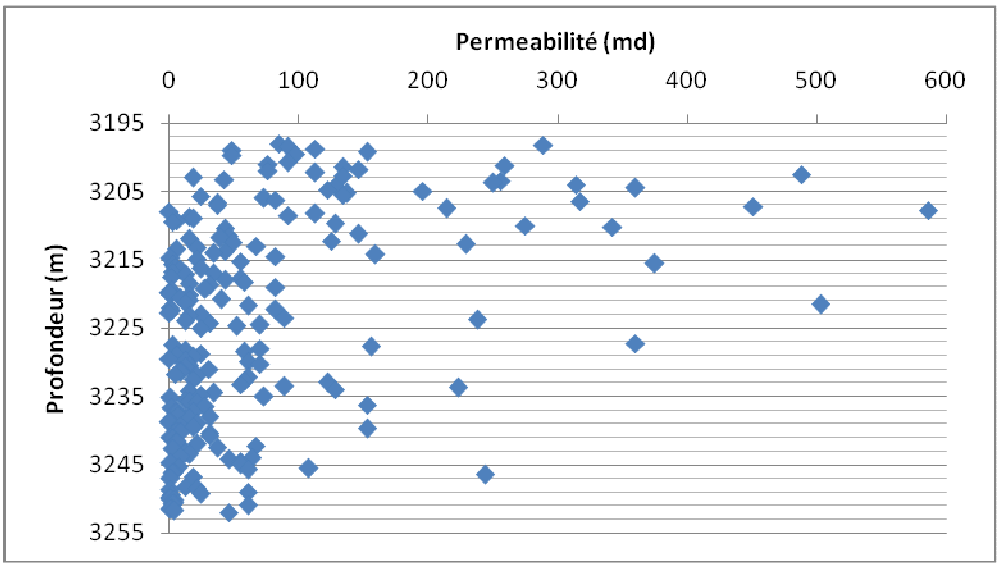
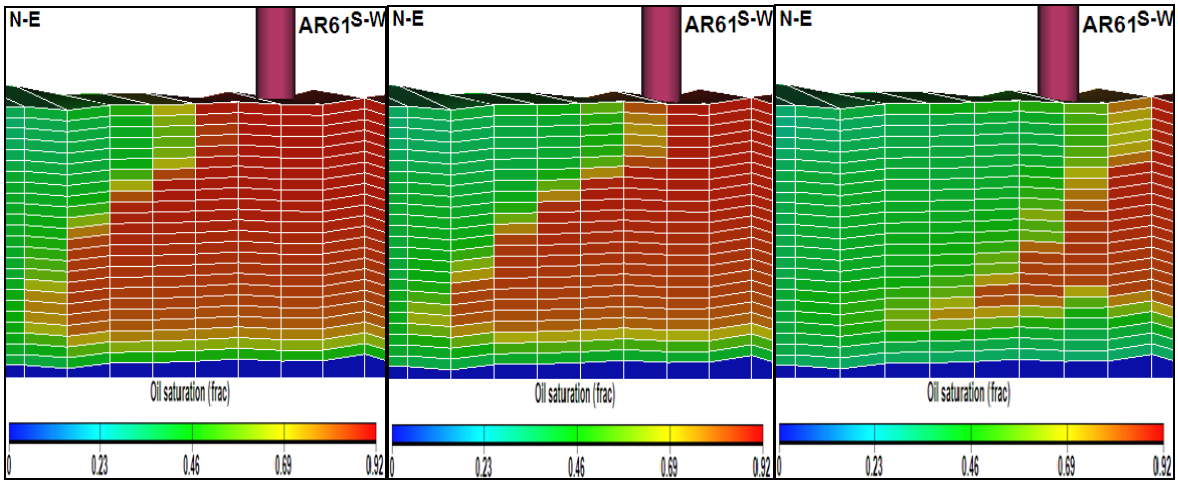



**Figure 5-4-9 Représentation des perméabilités des carottes de puits AR61.**

Les sections suivantes du modèle de simulation établi par le département réservoir permettent de visualiser le déplacement latéral de l'aquifère et l'impact de l'hétérogénéité verticale de réservoir sur la vitesse de déplacement d'eau à travers les drains.




**01/01/1978** **01/01/1980** **01/01/1990**

**Figure 5-4-10 Déplacement d'eau au niveau de puits AR61.**

### 5-4-3-4- Impact de la fracturation hydraulique:

**Le puits AR56:**

Dans les analyses suivantes, on va essayer de mettre en évidence l'impact de la fracturation hydraulique sur le développement des venues d'eau au puits AR56.

| Forage | Date de mise en production | Date de percée | Etat |
|---|---|---|---|
| 05/1973 | 06/1973 | 01/1984 | Fermeture en 05/1999 |

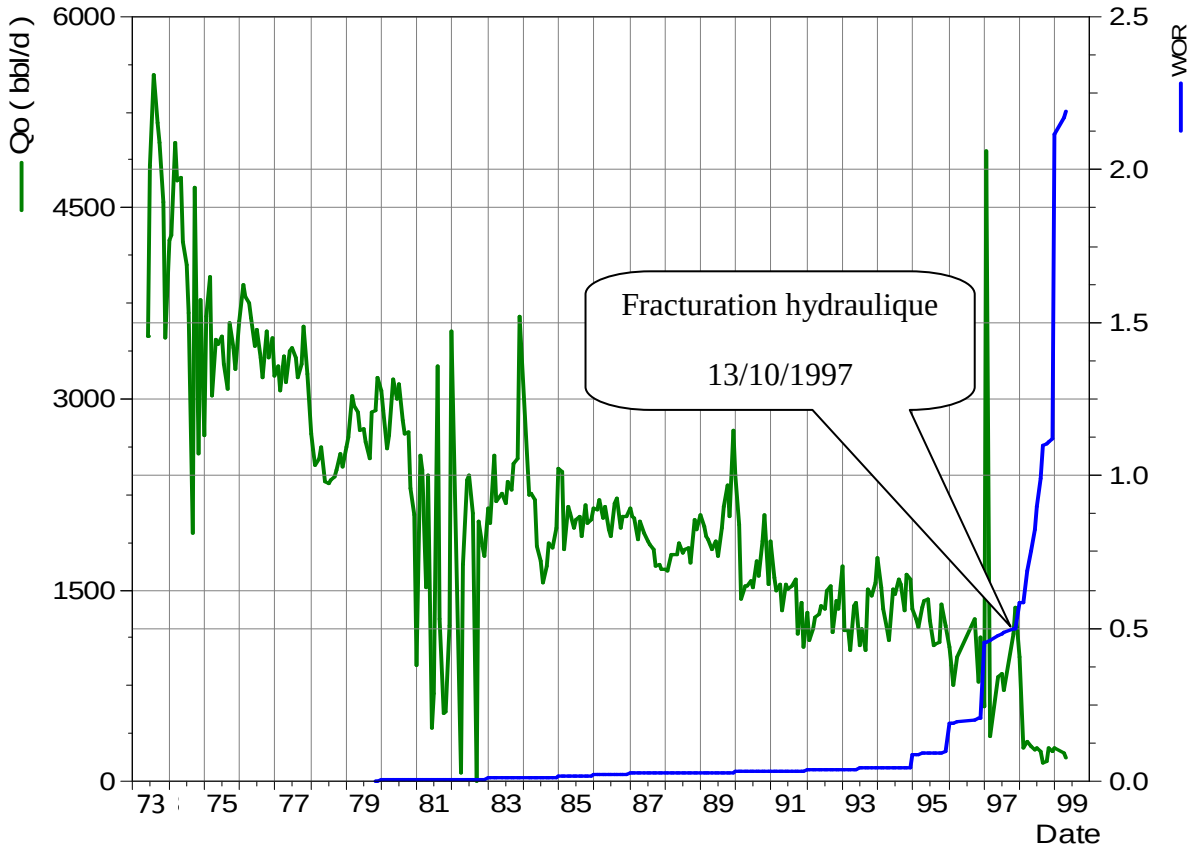



**Figure 5-4-11 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR56.**

Le puits incliné AR56 est fracturé en 13/10/1997, on remarque sur le graphe ci-dessus qu'après cette fracturation hydraulique, le puits a subit une augmentation sévère de WOR, ce qui résulte une fermeture prématurée de puits en Mai-1999 pour débit d'huile nul.

On peut expliquer cette augmentation brusque des venues d'eau par l'effet de la fracture qui accélère l'arriver d'eau par effet de succion de l'eau ou par pénétration de la zone inondée.

On peut conclure que la fracturation de puits AR56 a causé une percée plus rapide, d'où les puits situés à proximité d'un aquifère demande beaucoup d'attention lors de programmation d'une fracturation hydraulique ou d'une reprise en déviation.

### 5-4-3-5- Impact du phénomène de coning d'eau:

**Puits AR62 :**

Dans les analyses suivantes, on va essayer de mettre en évidence l'impact du phénomène de coning d'eau sur le développement des venues d'eau au puits AR62.

| Forage | Date de mise en production | Date de percée | Etat |
|---|---|---|---|
| 06/1979 | 04/1979 | 10/1985 | En production |

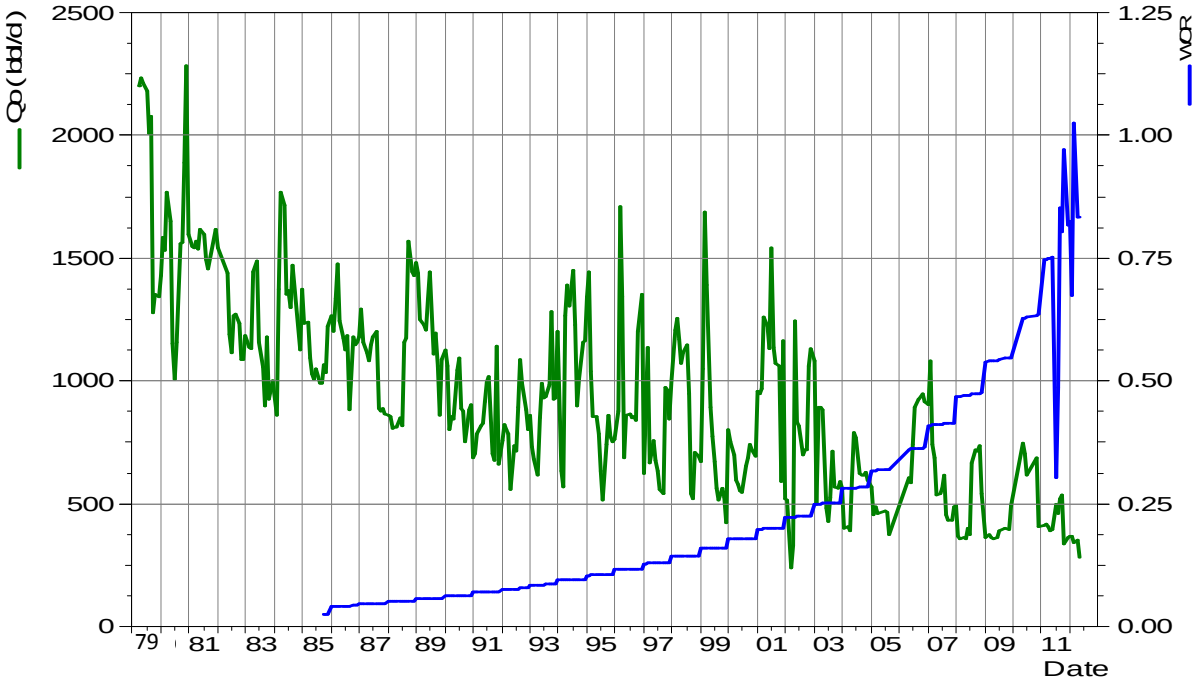



**Figure 5-4-12 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR62.**

On peut remarquer que l'évolution du rapport eau-huile est graduelle, cela est analogue au comportement du model de coning d'eau. En plus, le puits AR62 est perforé sur l'intervalle 3203m-3220m, alors que le contact eau-huile est évalué à 3248m en 1979. Par conséquence, on peut lier la production d'eau au phénomène de coning.

Afin de confirmer l'observation ci-dessus, on va calculer la valeur de débit critique à l'aide de la corrélation de Chapron et celle de Meyer, Gardner et Pirson.

Les données de puits et de réservoir sont citées ci-dessous:

$h$ =47m= 154,2ft $h_p$=17m=56,77ft.

$B_o$ = 1,545bbl/STB $\mu_o$ = 0,25 cp

$r_w$ = 0,375ft $r_e$ = 1100 ft

$\rho_o$ = 0,77 g/cm$^3$=48,09 lb/ft$^3$ $\rho_w$ = 1,1 g/cm$^3$= 68,70 lb/ft$^3$

k = 9,76md Supposant que: $K_v$=$K_h$=$K_o$=9,76 md.

Calcul de débit critique:

a-Par la corrélation de Chapron:

$$\alpha'' = (r_e/h)\sqrt{K_v/K_h} = \frac{1100}{154} = 7,14$$

$$q_c^* = 0,7311 + (1,9434/\alpha'') = 0,7311 + (1,9434/7,14) = 1,003$$

$$Q_{oc} = 0,0783\ 10^{-4}\left(\frac{K_h(h-h_p)^2}{\mu_o B_o}\right)[\Delta\rho]q_c^* = 0,0783\ 10^{-4}\left(\frac{9,76\ 98,43^2}{1,545\ 0,25}\right)[20,6]1,003$$
$$= 39,61\ STB/day$$

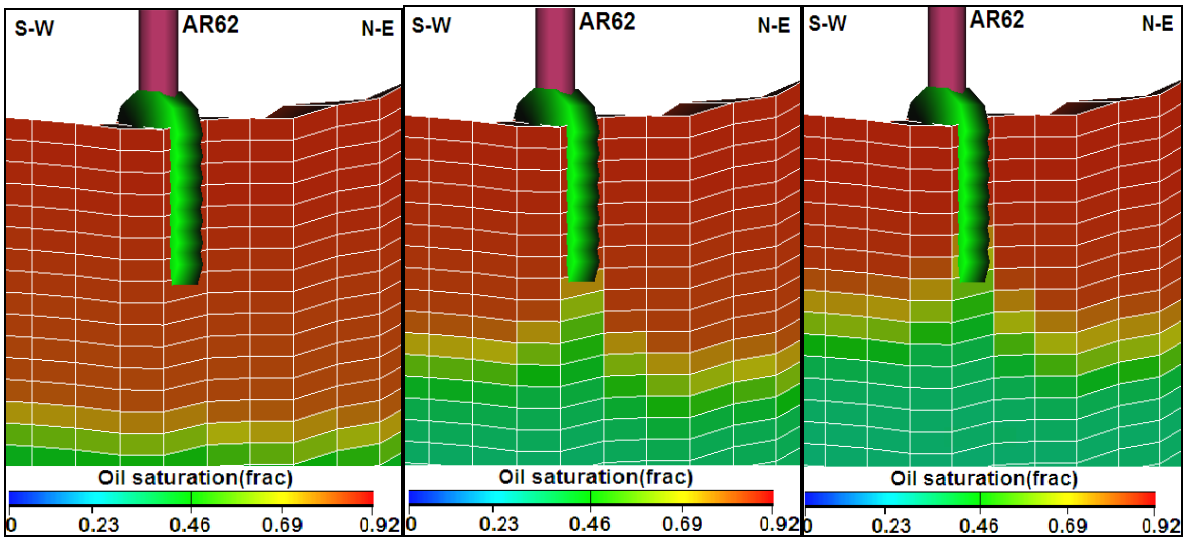
b-Par la corrélation de Meyer, Gardner et Pirson:

$$Q_{oc} = 0,246\ 10^{-4}\left[\frac{\Delta\rho}{Ln(r_e/r_W)}\right]\left(\frac{K_o}{\mu_o\beta_o}\right)(h^2 - h_p{}^2)$$

$$Q_{oc} = 0,246\ 10^{-4}\left[\frac{20,6}{Ln(1100/0.375)}\right]\left(\frac{9,76}{1,545\ 0,25}\right)(154^2 - 56^2) = 33,15\ STB/day$$

Le débit réel d'environ 1000 $STB/day$ en 1985 est beaucoup plus grand que le débit critique calculé, cela explique la percée prématurée de puits AR62.

On peut visualiser le phénomène de coning d'eau à l'aide des sections ci-dessous du modèle de simulation établi par le département réservoir.




**01/1980** **01/1995** **01/2005**

**Figure 5-4-13 Evolution de la distribution des fluides au voisinage de puits AR62**

### 5-4-3-6- Impact de la présence d'une faille non étanche:

**Le puits AR51:**

Dans les analyses suivantes, on va essayer de mettre en évidence l'impact de la présence d'une faille non étanche sur le développement des venues d'eau au puits AR51.

| Forage | Date de mise en production | La date de percée | Etat |
|---|---|---|---|
| 06/1963 | 07/1963 | 01/1980 | Fermeture en 10/1999 |

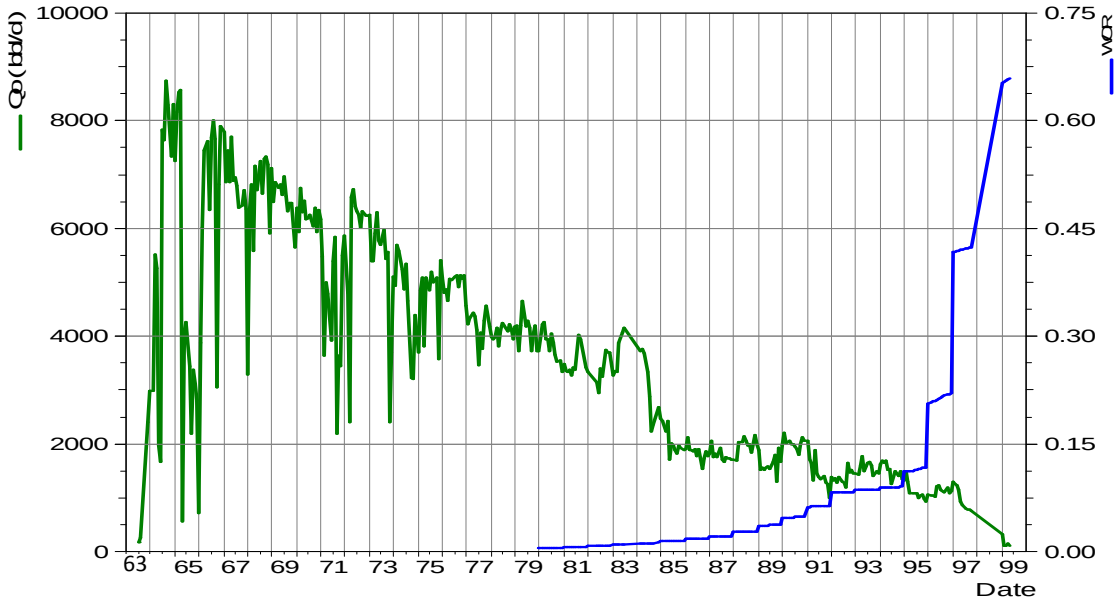



**Figure 5-4-14 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR51.**

Le puits AR51est situé au sommet de la structure Zotti, il était un bon producteur d'huile depuis l'origine (Prés de 8000 STB/Day) à cause de sa localisation au voisinage d'une faille (Figure 5-4-15) qui joue le rôle d'un chemin de drainage d'huile vers le puits.

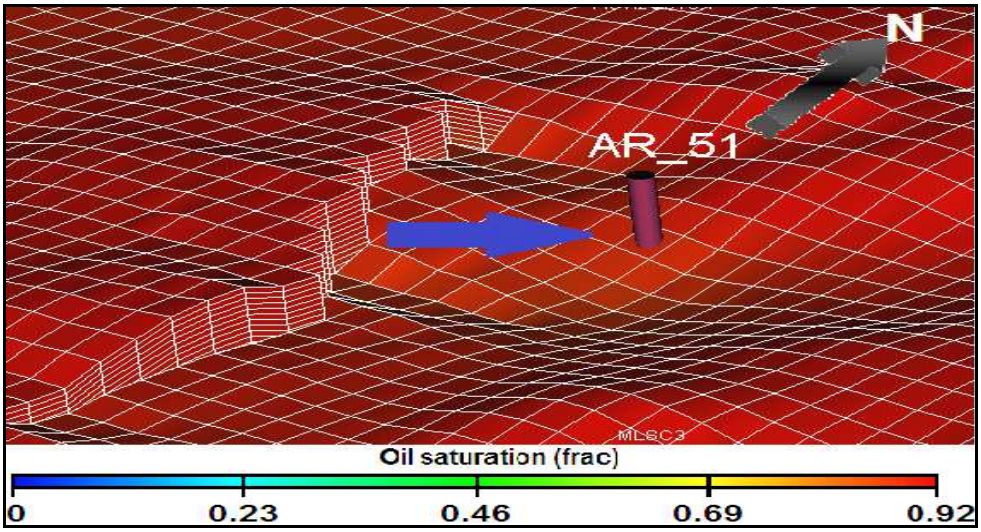



**Figure 5-4-15 Localisation de puits AR51 prés d'une faille.**

L'allure de l'évolution du rapport eau-huile est analogue au modèle d'écoulement libre à travers les failles en observant que le WOR a subit une augmentation rapide à partir de 1994.

La tentative de reprise de puits en Mars-1998 par déviation et mise en place d'un liner cimenté et perforé sur l'intervalle 3220m-3226m n'a pas abouté à aucun résultat, malgré que le WOC soit estimé à 3234m en 2001, cela soutient la supposition que la faille relie le puits à l'aquifère.

**Puits AR59 :**

Dans les analyses suivantes, on va essayer de mettre en évidence l'impact de la présence d'une faille non étanche sur le développement des venues d'eau au puits AR59.

| Forage | Date de mise en production | La date de percée | Etat |
|---|---|---|---|
| 06/1977 | 07/1977 | 01/1980 | Fermeture en 03/1982 |

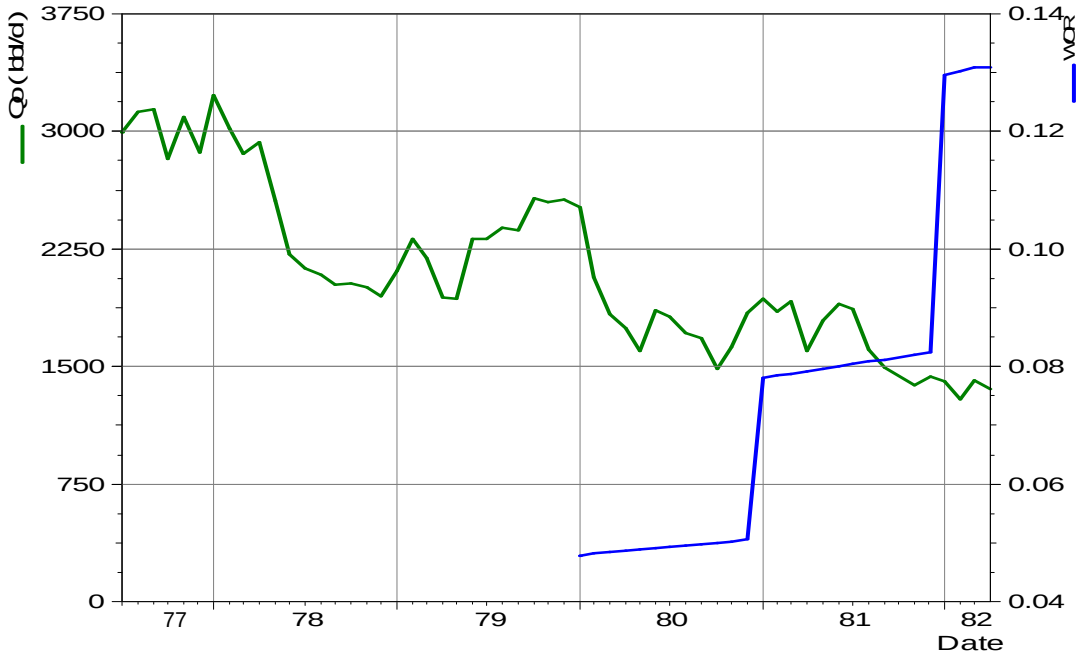



**Figure 5-4-16 Evolution de débit d'huile et de rapport eau-huile de puits AR59.**

Au début, le puits a montré un bon potentiel de production (Plus de 3000 STB/Day), mais ce niveau de production a été décliné jusqu'à la fermeture de puits en Mars-1982, ce comportement est similaire à un écoulement à travers les failles.

De même, le puits AR59 est perforé dans la partie supérieure de réservoir sur l'intervalle 3214 m-3219 m, alors que le contact eau-huile est situé à 3248m en 1979 et à 3229m en 2001, donc on peut éliminer la relation entre la remontée de contact eau-huile (WOC) et l'augmentation de la production d'eau.

Les études géophysiques et réservoirs concluent l'existence d'une faille non étanche et étroite au voisinage de puits AR59, on peut visualiser cette faille à l'aide de la vue ci-dessous du modèle de simulation établi par le département réservoir.

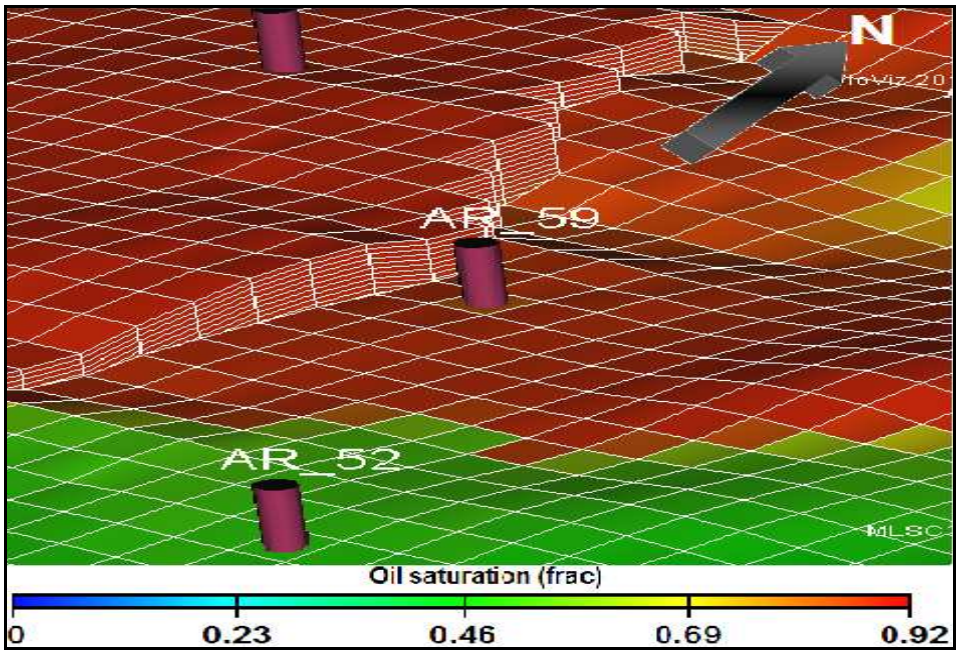



**Figure 5-4-17 Localisation de puits AR59 prés d'une faille.**

### 5-4-4- Conclusions des analyses:

- Le développement de rapport eau-huile est lent et graduel dans le cas d'un coning d'eau, alors qu'il est rapide dans les cas de la remontée du contact eau-huile, de la langue d'eau et d'écoulement à travers les failles et les fractures.
- Les puits situés à proximité d'un aquifère demande beaucoup d'attention lors de programmation d'une fracturation hydraulique ou d'une reprise en forage horizontal.
- La variation verticale de la perméabilité des drains peut être détectée à l'aide du graphe de rapport eau-huile de diagnostique.
- Le phénomène de coning d'eau est un problème pratiquement inévitable au champ zotti, du fait d'un débit critique faible et économiquement peu rentable.
- La compréhension de la structure géologique et l'utilisation d'un modèle de simulation fiable sont nécessaires pour comprendre les problèmes des venues d'eau.
- Actuellement, les puits en production de gisement zotti sont situes dans la partie supérieure de la structure, cela est due à la remontée inévitable du niveau d'aquifère qui a noyé la plupart des puits.

## 5-5- Etude de la performance des puits liés aux venues d'eau:

### 5-5-1- Introduction :

Cette étude consiste à quantifier l'impact de la production d'eau sur la performance des puits en termes de débit de production et de pression de fond, ainsi que d'évaluer la performance du gaz lift pour avoir un meilleure débit de production d'huile. Pour cela, on va utiliser la technique de l'analyse nodale qui permet de prédire le fonctionnement du système de production d'un puits et d'optimiser ses paramètres. Dans ce contexte, on va prendre comme exemple le puits AR67 du champ Zotti.

Afin d'atteindre ce but, on va utiliser le logiciel Prosper qui permet de construire le modèle du puits et d'étudier l'influence de changement des paramètres du système nodale tels que le pourcentage d'eau et le débit de gas lift.

### 5-5-2- Aperçu sur Prosper:

Le PROSPER (**Pro**duction and **S**ystems **Per**formance) est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. PROSPER peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction de calage (maching), PROSPER assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PROSPER peut être utilisé avec confiance pour modéler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées basées sur les données du modèle.

La modélisation par PROSPER passe par les étapes principales suivantes :
- **Options summary** : Définir les options principales du Model.

**-PVT Data :** Introduire les données des fluides et choisir les corrélations du calcule.

**-IPR Data :** Définir le modèle IPR.

**-Equipement :** Introduire les données des équipements à savoir : la déviation du sondage, les équipements de surface et de fond de puits, le gradient géothermique, les capacités calorifiques moyennes.

La dernière étape de la création d'un projet est le choix des corrélations VLP et IPR, ainsi que le calage du modèle avec les données réelles du test de puits.

Dans le cas d'un puits équipé de gas lift, on doit introduire certains paramètres tels que la méthode et la profondeur d'injection, la densité et les pourcentages des impuretés.

Les étapes ci-dessus sont montrées dans l'organigramme suivant:

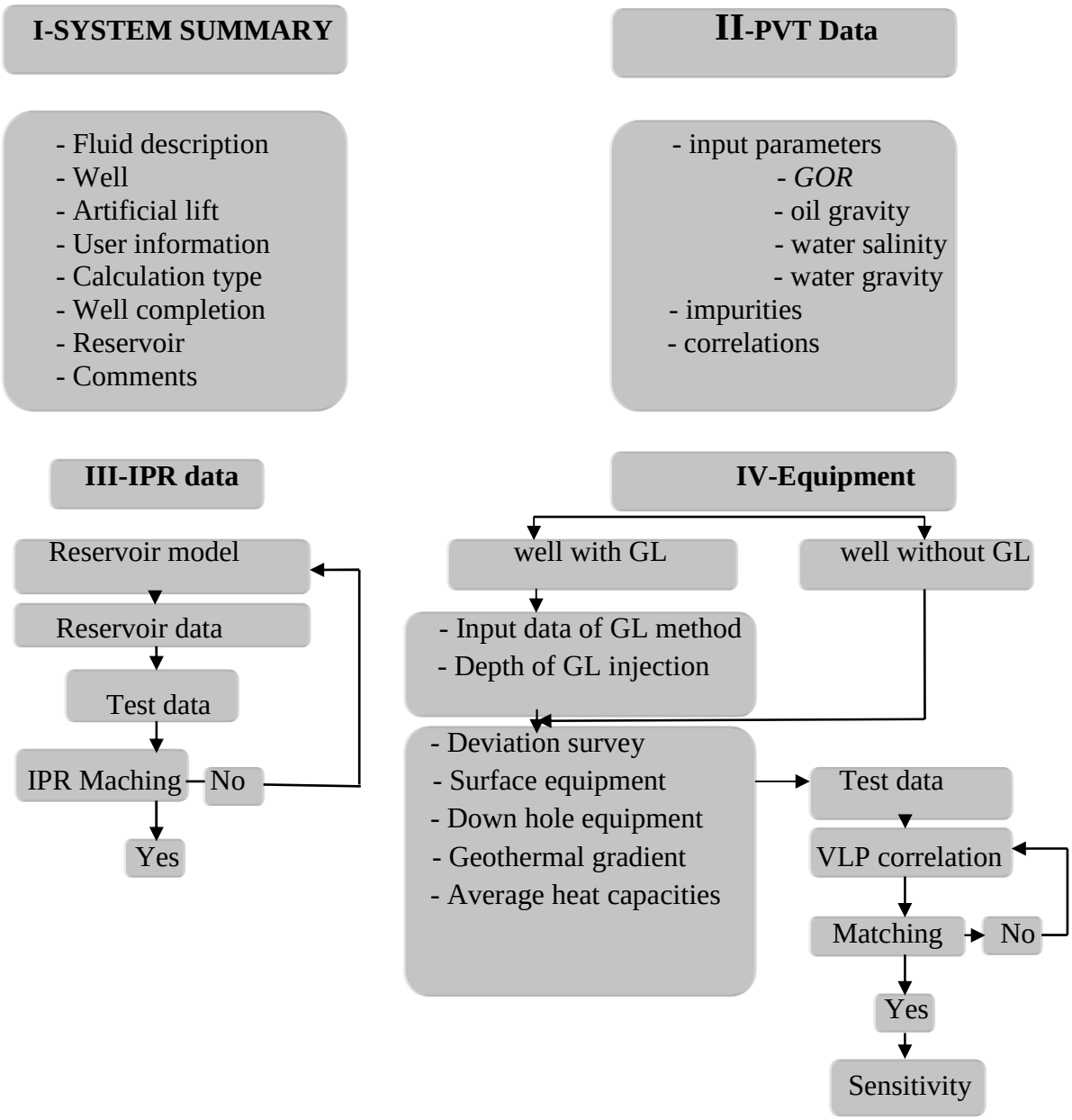



**Figure 5-5-1 Organigramme de fonctionnement du logiciel PROSPER**

### 5-5-3- Modélisation du puits AR67:

#### 5-5-3-1- Définition des propriétés PVT:

On a introduit dans le modèle les données PVT représentées dans le tableau ci-dessous:

| GOR de solution | Densité d'huile | Salinité d'eau | Pourcentage de $H_2S$ | Pourcentage de $CO_2$ | Pourcentage de $N_2$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 919 m3/m3 | 52 API | 300 000 ppm | 0% | 1,301% | 2,082% |

**Tableau 5-5-1 Les données PVT.**

On a utilisé la corrélation de GLASO pour le calcul de Pb, Rs, Bo et celle de Beggs et autres pour le calcul de $\mu_o$, ces corrélations ont donné les moindres déviations par rapport aux données de laboratoire réelles.

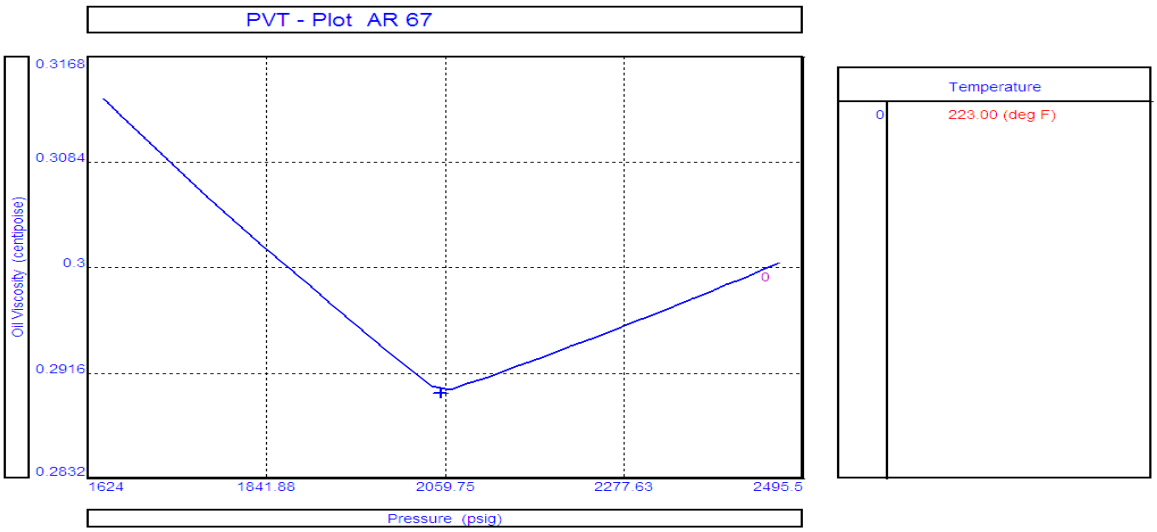



**Figure 5-5-2 Evolution de la viscosité d'huile en fonction de la pression**

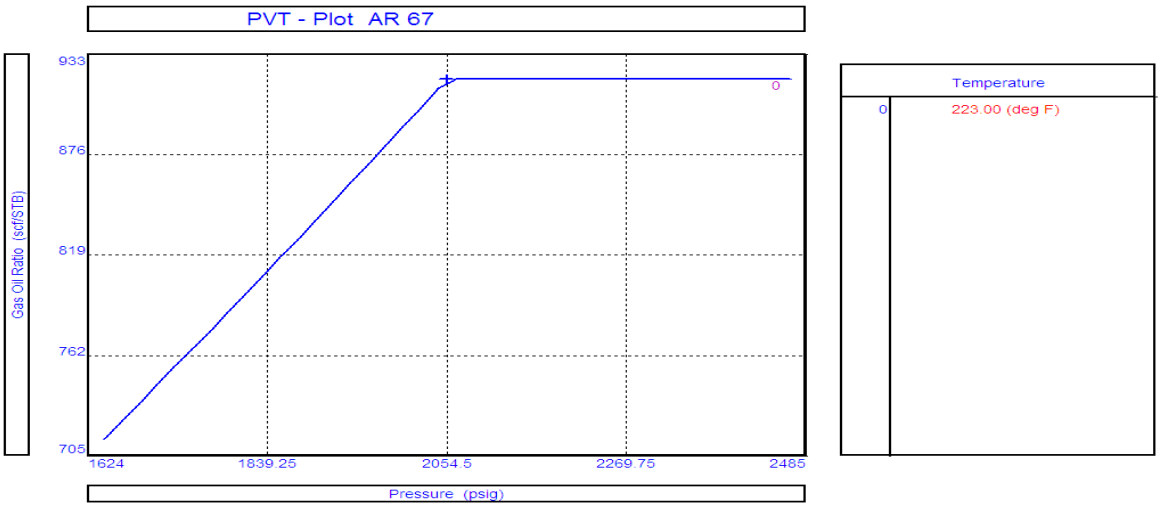



**Figure 5-5-3 Evolution de la solubilité de gaz en fonction de la pression.**

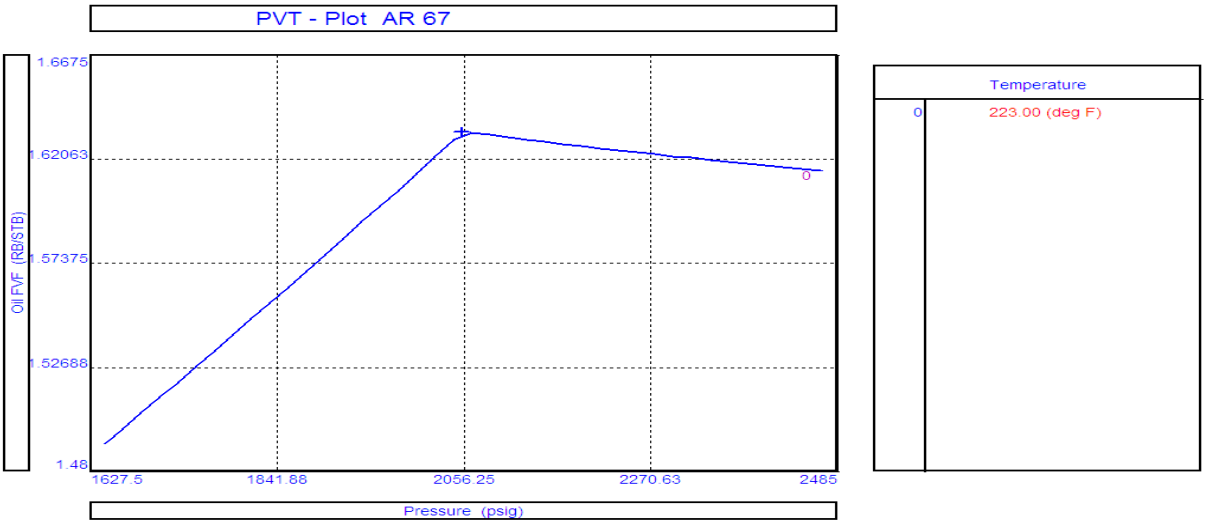



**Figure 5-5-4 Evolution du facteur volumétrique de fond en fonction de la pression**

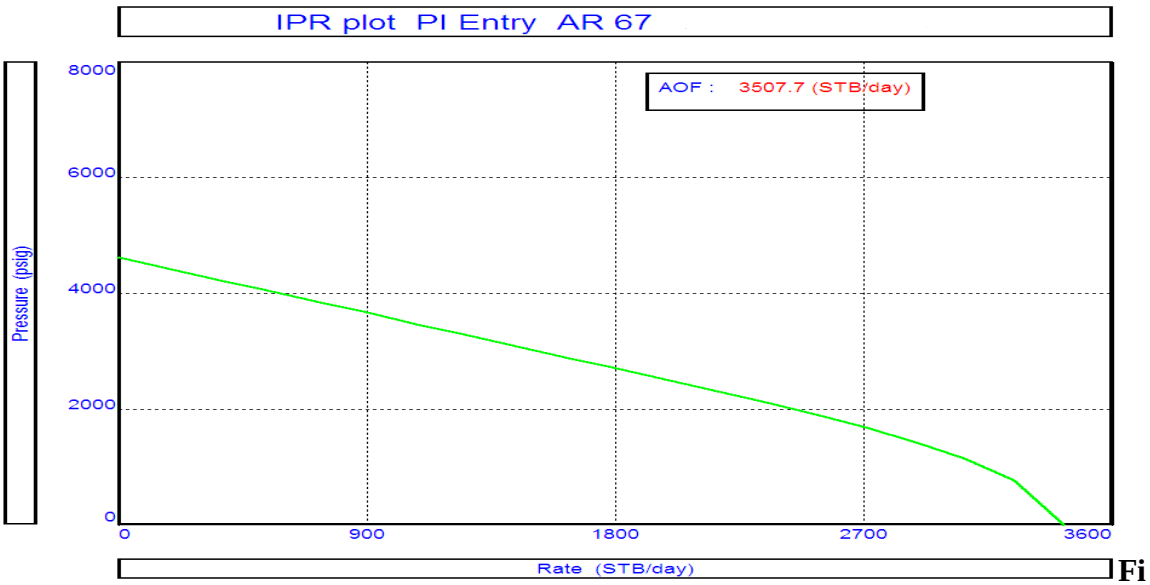
### 5-5-3-2- Inflow Performance Relationship (IPR) :

La méthode choisie est IP (**I**ndice de **p**roductivité), sa valeur est égale à 0,94STB/Day/psi.

L'utilisation de cette méthode pour le calcul de l'IPR est conditionnée par les paramètres suivants :

Le gisement de Zotti est un gisement d'huile sous-saturée ($P_g$>$P_b$ et $P_{wf}$>$P_b$).

Pg = 4620 psi. $P_{wf}$= 2537 psi. $P_b$= 2055 psi.




**Fi**

**Figure 5-5-5 Courbe IPR de puits AR67**

La courbe de IPR indique que l'indice de productivité est un constant au dessus de la pression de bulle, ceci correspond à l'écoulement de la phase liquide dans le gisement.

### 5-5-3-3- Choix de la corrélation du calcul des pertes de charge dans le tubing:

On a introduit dans PROSPER les données de test représentées dans le tableau ci-dessous:

| $P_{tête}$ psi | $T_{tête}$ $^0$F | Eau % | Qo stb/Day | Jauge à m | $P_{Jauge}$ psi | Pr psi | GOR scf/stb | $Q_{GL}$ $m^3$/Day | Profondeur d'injection m |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 230 | 86 | 14 | 1698 | 3140 | 2476 | 4620 | 919 | 0 | 3143 |

**Tableau 5-5-2 Les données de test du puits AR67.**

D'après la comparaison entre les données de test, tableau 5-5-2 et les corrélations d'écoulement disponibles pour faire le choix de la meilleure corrélation qui se rapproche le mieux aux données réelles, on a obtenu les résultats représentés dans la figure suivante:

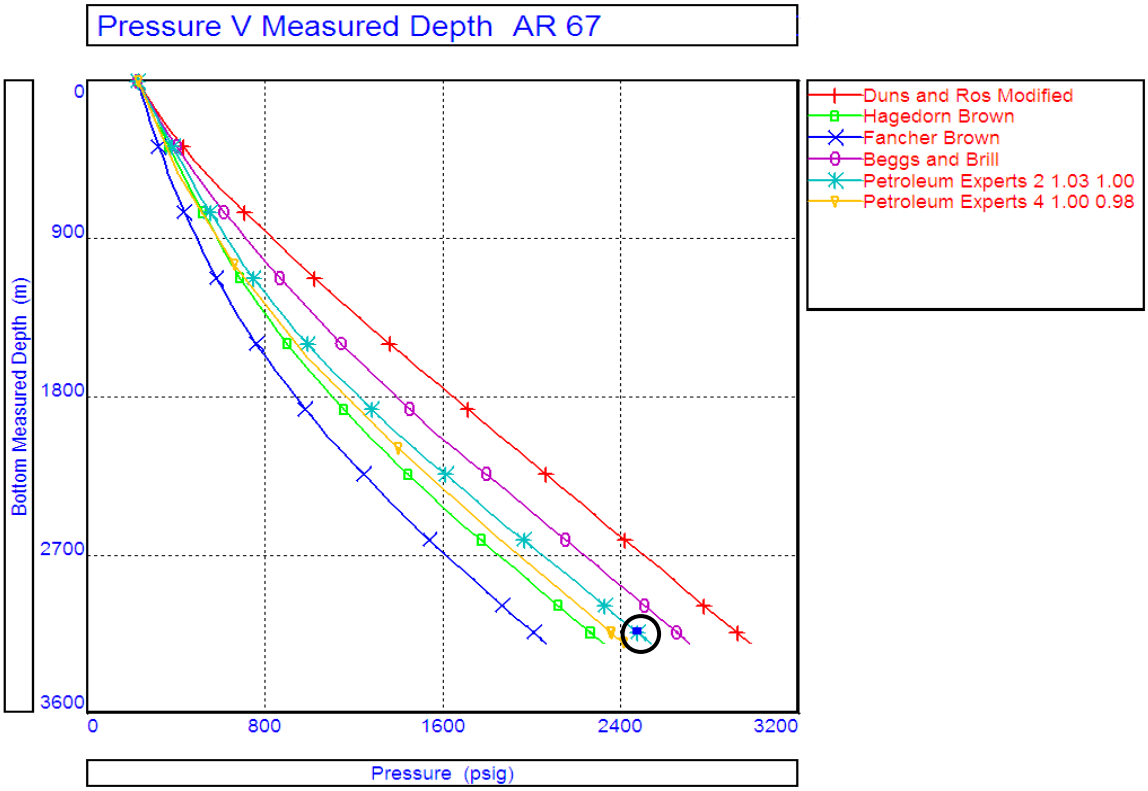



**Figure 5-5-6 Les courbes de performance verticale pour différentes corrélations.**

A partir les résultats obtenus, on peut dire que :

1- Le point de test est situé entre les courbes de Fancher Brown et Duns & Ros modifiée, car la corrélation de Fancher Brown prend le minimum des pertes de charge, alors que celle de Duns & Ros prend le maximum, cela montre la consistance du test.

2- La bonne corrélation qui se rapproche le plus au test est celle de Petroleum Expert 2.

### 5-5-3-4- Les courbes IPR-VLP:

Après le calage des courbes VLP et IPR, on doit prendre le point de fonctionnement calculé qui est le point d'intersection entre les courbes IPR et VLP pour le comparé avec le point de test.

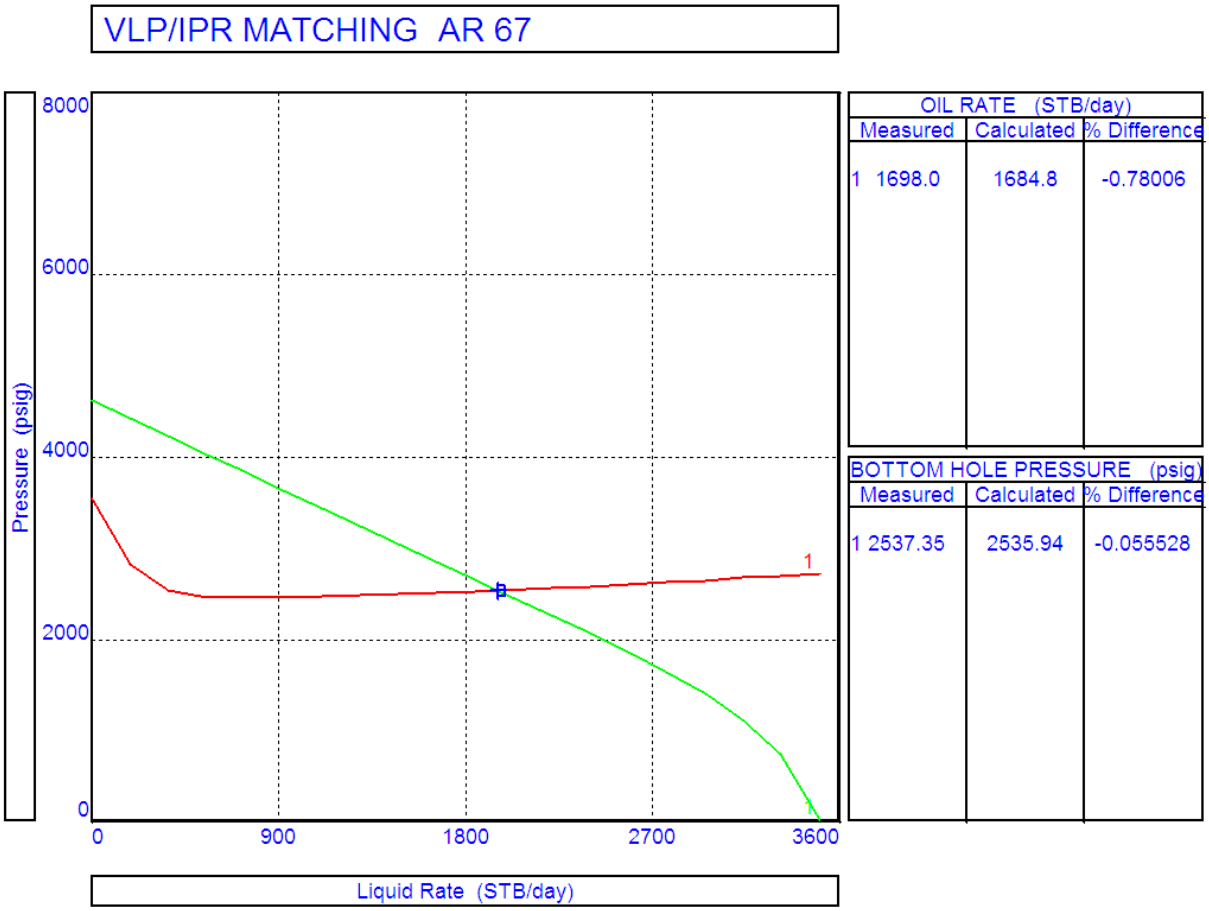



**Figure 5-5-7 Les courbes IPR-VLP de puits AR67**

**La solution calculée (solution point)**: $Q_o$ =1684,8 STB/Day et $P_{wf}$ = 2535,94 psi.

**Les données du test (jaugeage et PFD)**: $Q_o$ =1698 STB/Day et $P_{wf}$ = 2537,35 psi.

- Le débit d'huile: $\Delta Q_{or} = (Q_{ocal} - Q_{omes}) * 100/Q_{omes} = -0.78\%$
- La pression de fond: $\Delta P_{wfr} = (P_{wfcal} - P_{wfmes}) * 100/P_{wfmes} = -0.05\%$

D'après les résultats obtenus par le calcul de l'erreur relative au point de fonctionnement, on peut dire que le model est valide.

### 5-5-4- Poste traitement des résultats:

#### 5-5-4-1- Etude de sensibilité au pourcentage d'eau:

L'interprétation des différents testes de sensibilité permet de prévoir le future comportement de système. Dans cette étude, on va baser sur le développement des venues d'eau en variant le pourcentage d'eau de 0 jusqu'a 56%, tout en supposant que le gas lift reste hors service.

Les résultats de ces tests sont présentés dans la figure suivante.

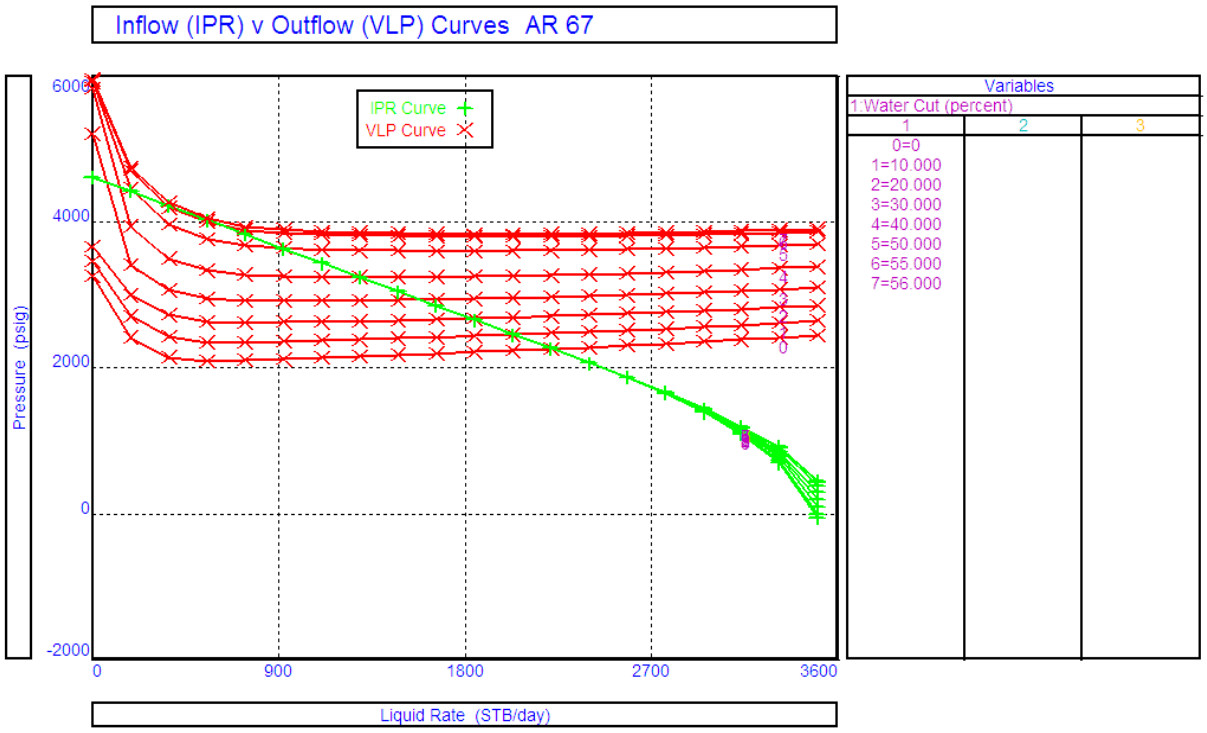



**Figure 5-5-8 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au pourcentage d'eau de puits AR 67.**

La figure 5-5-8 représente les courbes d'analyse nodale pour le puits AR 67 avec un tubing d'ID de 4 1/2", GOR de 919 scf/stb et changement de pourcentage d'eau de 0 jusqu'a 56%.

| pourcentage d'eau, % | Solution | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $P_{wf}$ (psi) | $Q_l$ (STB/Day) | $Q_o$ (STB/Day) | $Q_w$ (STB/Day) | $\Delta P_{friction}$ (psi) | $\Delta P_{gravité}$ (psi) |
| 0 | 2256,65 | 2221,5 | 2221,5 | 0 | 77,42 | 1941,77 |
| 10 | 2451,91 | 2038 | 1834,2 | 203,8 | 63,44 | 2150,11 |
| 20 | 2673,56 | 1829,7 | 1463,7 | 365,9 | 49,79 | 2384,12 |
| 30 | 2930,66 | 1588 | 1111,6 | 476,4 | 36,63 | 2652,45 |
| 40 | 3244,05 | 1293,4 | 776 | 517,4 | 23,85 | 2975,53 |
| 50 | 3642,47 | 918,9 | 459,4 | 459,4 | 12,15 | 3378,39 |
| 55 | 3962,76 | 617,8 | 278 | 339,8 | 5,89 | 3697,76 |
| 56 | Pas d'intersection entre les deux courbes IPR et VLP. | | | | | |

**Tableau 5-5-3 Résultats des tests de sensibilité au pourcentage d'eau du puits AR 67**

A partir le tableau 5-5-3, on peut tirer les remarques suivantes :

- On peut avoir un gain de 523 STB/Day si on arrive à arrêter les venues d'eau qui représente 14% du débit total (jaugeage utilisé pour le calage) à l'aide des solutions techniques de la production d'eau.
- Le débit d'huile décroit d'une valeur variée entre 317 STB/Day et 387 STB/Day en face d'une augmentation de 10 % de pourcentage d'eau (entre 41 STB/Day et 204 STB/Day).
- A partir d'environ 40% d'eau, le débit d'eau commence à décroitre avec l'augmentation du pourcentage d'eau, cela est dû à la diminution de débit total.
- La production du puits s'arrête sans mise en service de gas lift à un pourcentage d'eau de 55% sous l'effet de l'augmentation de ΔPgravité, donc on peut dire que les venues d'eau arrêtent rapidement l'écoulement naturel d'effluent, ce qui nécessite un passage vers un mode d'activation artificiel tel que le gaz lift.

La figure 5-5-9 montre l'impact de pourcentage d'eau sur le débit de liquide.

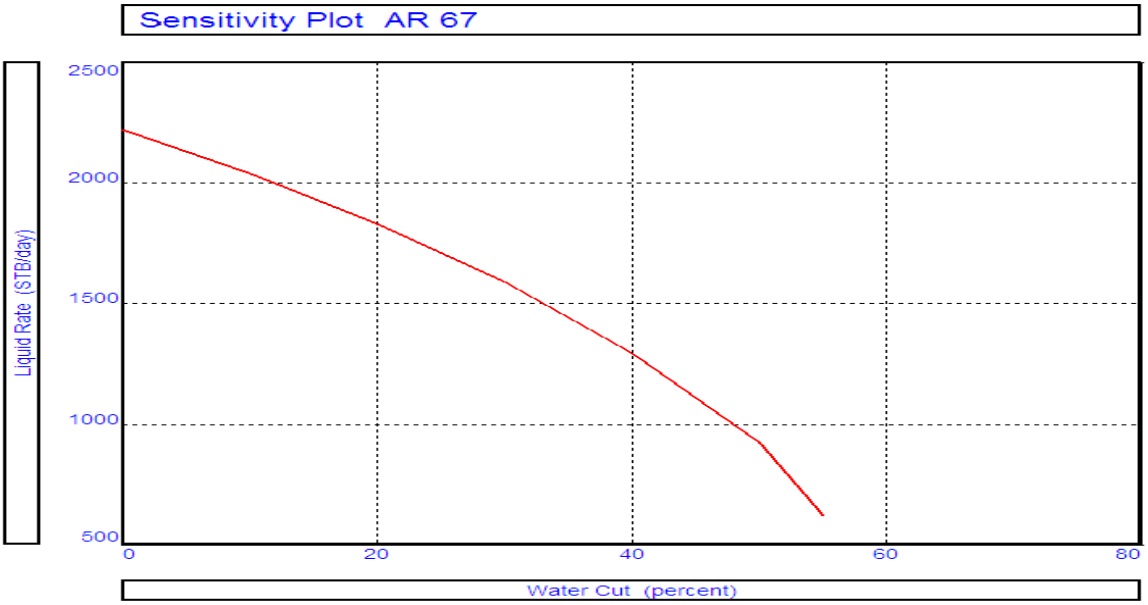



**Figure 5-5-9 Débit de liquide en fonction de pourcentage d'eau du puits AR 67**

La diminution du débit total avec l'accroissement du pourcentage d'eau est due à l'alourdissement de la colonne de production sous l'effet de la diminution du débit de gaz provenu de l'huile et de l'augmentation de la masse volumique moyenne d'effluent.

La figure 5-5-10 illustre l'impact de l'alourdissement de la colonne de production par augmentation de pourcentage d'eau sur la pression de fond.

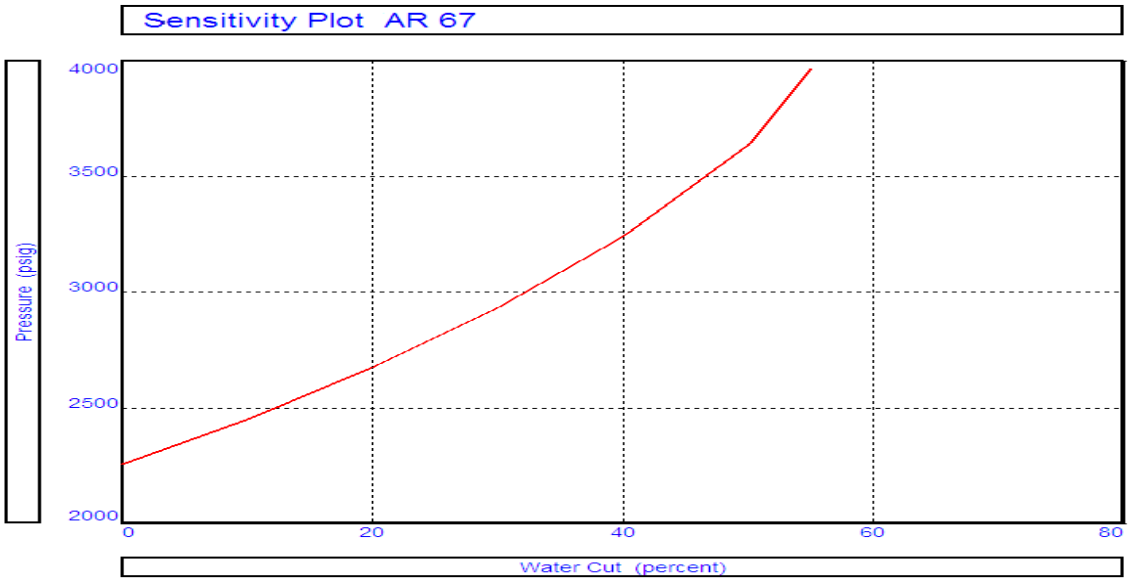



**Figure 5-5-10 Pression de fond en fonction de pourcentage d'eau du puits AR 67**

### 5-5-4-2- Evaluation de la performance de gas-lift :

#### 5-5-4-2-1- Etude de sensibilité au débit de gas lift:

La méthode choisie est « Fixed depth of injection », la profondeur est fixée à 3143 m.

Les caractéristiques du gaz injecté sont données dans le tableau ci-dessous :

| | |
|---|---|
| La densité de gaz | 0,95 |
| Le pourcentage molaire de $H_2S$ | 0% |
| Le pourcentage molaire de $CO_2$ | 1,7% |
| Le pourcentage molaire de $N_2$ | 6,8% |
| La profondeur d'injection de gaz | 3143m |

**Tableau 5-5-4 Les données du gaz injecté**

Afin d'étudier l'impact du gaz injecté sur le débit de production, on va varier plusieurs fois le débit de gaz, le nombre des tests est limité à 10, commençant par 0 jusqu'à la valeur 270 $10^3$ $SM^3$/Day. Les résultats du test de sensibilité sont présentés dans la figure ci-dessous.

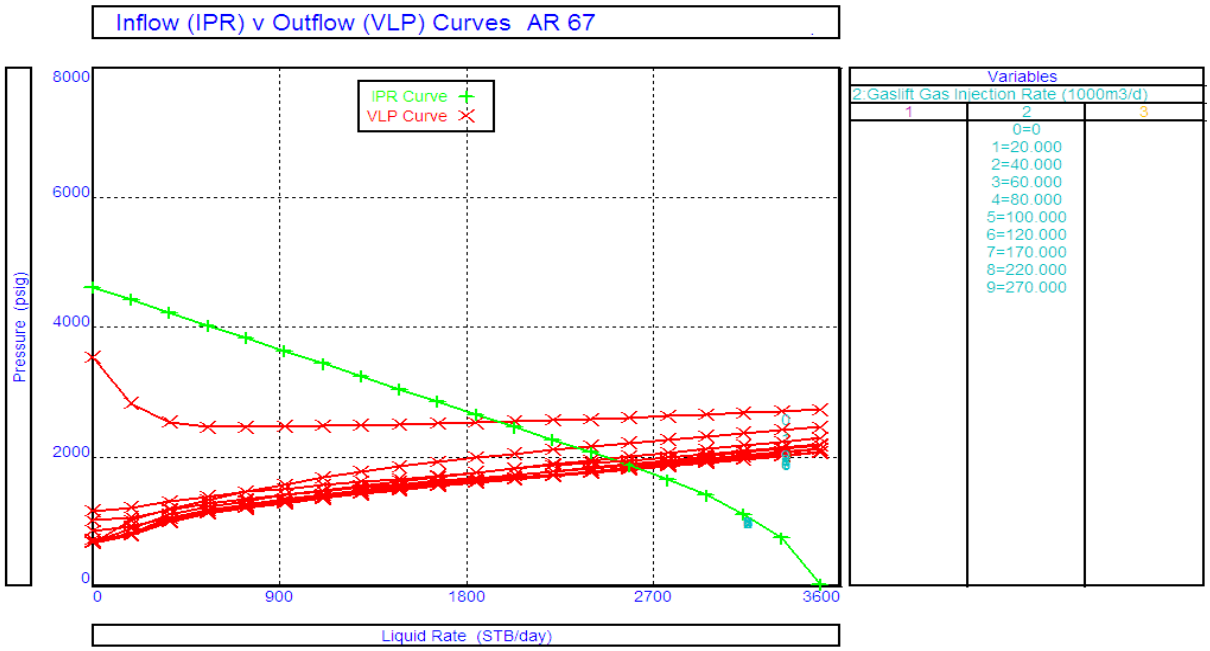



**Figure 5-5-11 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au débit de gaz injecté.**

La figure 5-5-12 montre la courbe de performance du gas lift.

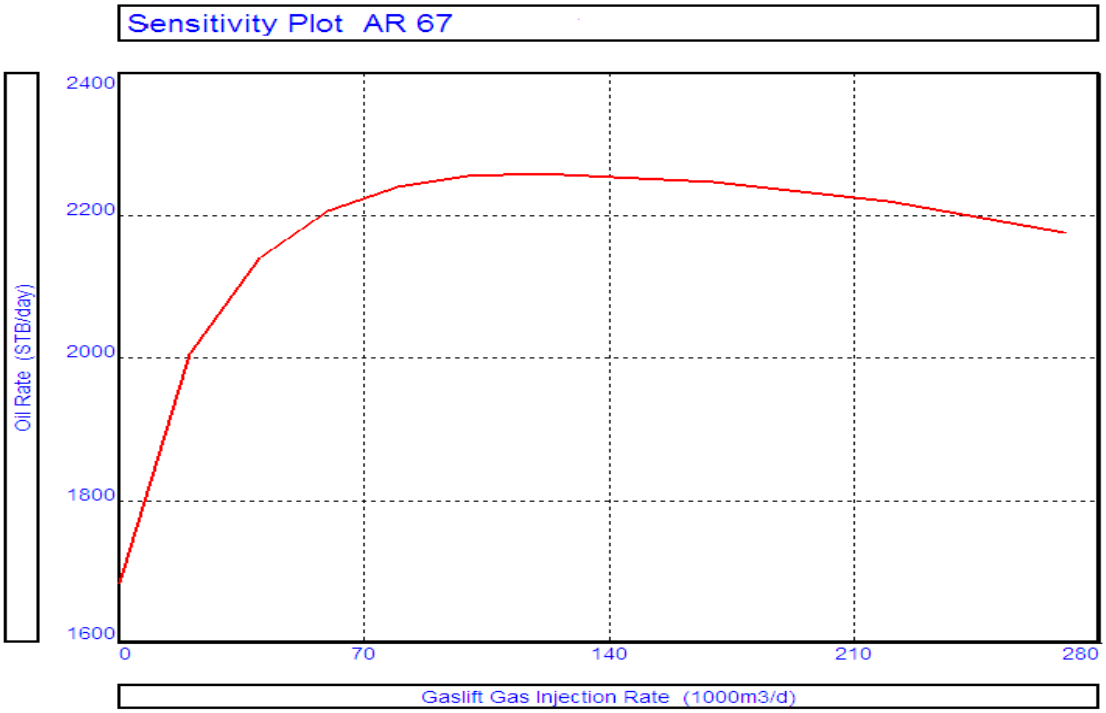



**Figure 5-5-12 Débit d'huile en fonction du débit de gaz injecté**

À partir de la figure 5-5-12, on peut tirer les remarques suivantes :

- La courbe ne commence pas de zéro du fait que le puits est éruptif.
- L'augmentation de débit d'injection de gaz provoque une augmentation de débit d'huile sous l'effet de la diminution des pertes de charge hydrostatiques, mais après une certaine valeur, le débit d'huile commence à diminuer sous l'effet de l'augmentation des pertes de charge par friction. Le débit d'huile maximum est égale 2259 STB/Day à un débit de gaz de 110 $10^3 SM^3$/Day.
- La visualisation de la courbe de performance de gas lift montre clairement que l'augmentation de débit de gaz n'implique pas forcément une augmentation de débit d'huile en proportions égales et à partir d'un certain point l'augmentation de débit du gas lift n'a pas un effet important sur le débit d'huile.

### 5-5-4-2-2- Comparaison entre les courbes VLP sans et avec gaz lift:

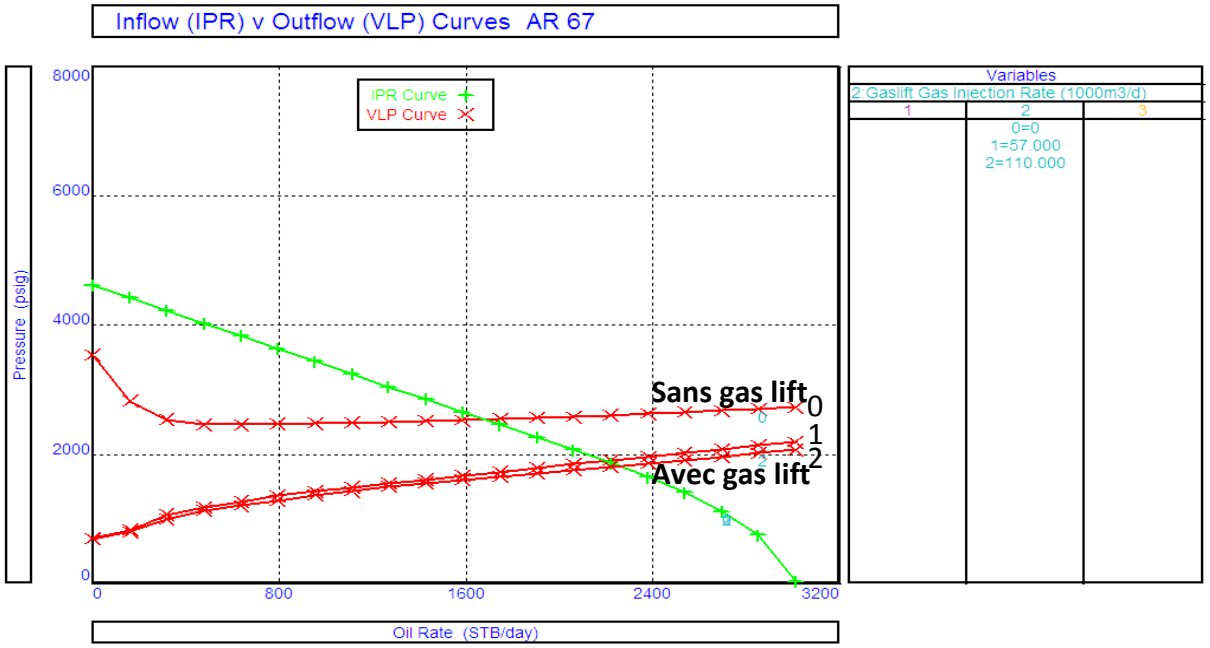



**Figure 5-5-13 VLP avant et après injection du gaz**

Dans la figure 5-5-13, les intersections de l'IPR avec les trois courbes VLP indiquent:

- La meilleure performance de puits correspond à un débit de gaz de 110 $10^3 SM^3$/Day, cela donne un débit d'huile de 2259 STB/Day, soit une augmentation de 561 STB/Day par rapport au débit d'huile sans gas lift de1698 STB/Day.
- Le débit d'injection de gaz de 57 $10^3 SM^3$/Day a donné un débit d'huile de 2200 STB/Day, cela montre que le débit de gaz de 110 $10^3 SM^3$/Day qui correspond à un débit d'huile de 2259 STB/Day n'est pas intéressant, vue la nécessité de presque deux fois le débit de gaz pour avoir un gain de 59 STB/Day.

### 5-5-5- Conclusions des analyses:

- L'augmentation des venues d'eau influe considérablement sur la production d'huile.
- Le puits AR67 a un grand besoin pour le gas lift.
- La corrélation Petroleum Expert 2 a donné les meilleurs résultats de calcul du VLP.
- On doit introduire la contrainte économique et la disponibilité de gaz pour le choix de débit de gas lift.
- Toute augmentation de débit de gaz injecté au dessus de 57 $10^3$ $SM^3$/Day n'aura pas un effet significatif sur la production.

# Conclusion générale :

Au terme de cette étude, on a conclu que les venues d'eau représentent l'un des problèmes majeurs liés à l'exploitation des gisements pétroliers, ses préoccupations sont largement prises en compte par des efforts multidisciplinaires intégrés à savoir l'étude géologique, réservoir et de production afin de comprendre les problèmes des venues d'eau dans les réservoirs géologiquement complexes, d'où la possibilité d'améliorer le potentiel de production.

Dans ce mémoire, on a abouti aux conclusions suivantes:

- L'excèdent de la production d'eau dans le champ zotti n'est pas dû à une mauvaise optimisation mais à une période inéluctable de la vie de gisement principalement à cause de la remontée rapide du plan de contact eau-huile.
- Les aquifères actifs ; naturel (au champ Zotti) et artificiel (au champ El Agreb) ont permis de maintenir les pressions des réservoirs, cependant ils ont engendré plusieurs problèmes et dépenses supplémentaires, résultant un déclin de la production et la fermeture de plusieurs puits après la percée d'eau, surtout au niveau du champ Zotti.
- L'évolution de la production d'eau peut être utilisée comme un indice sur la présence des barrières de perméabilité entre les puits injecteurs et producteurs.
- Le développement du rapport eau-huile est lent et graduel dans le cas d'un coning d'eau, alors qu'il est rapide dans les cas de la remontée de contact eau-huile, de langue d'eau et de l'écoulement à travers les failles et les fractures.
- La corrélation Petroleum Expert 2 a donné les meilleurs résultats de calcul du VLP.
- On peut avoir un gain de 523 STB/Day si on arrive à arrêter les venues d'eau qui représente 14% du débit total à l'aide des solutions techniques de la production d'eau.
- Le débit d'huile de puits AR67 décroit d'une valeur variée entre 317 STB/Day et 387 STB/Day en face d'une augmentation de 10 % de pourcentage d'eau.
- A partir d'environ 40% d'eau, le débit d'eau commence à décroitre avec l'augmentation du pourcentage d'eau, cela est dû à la diminution de débit total.
- L'intégration des données de production, géologie, pétrophysique et de simulation nous mène à déceler les conditions gouvernantes le développement des venues d'eau.
- L'augmentation des venues d'eau influe considérablement sur la production d'huile où elle s'arrête au puits AR67 sans mise en service de gas lift à un pourcentage d'eau de 55%, d'où le besoin de l'activation de la production par gas lift, où l'optimisation de débit de gaz injecté nécessite l'introduction du facteur économique.

# Bibliographie:


- Ahmed T. ; Reservoir engineering handbook, deuxieme edition, Gulf professional publishing, ISBN: 0-88415-770-9 (2001)
- Ahmed T. et McKinney P. D. ; Advanced reservoir engineering, Elsevier, ISBN: 0-7506-7733-3 (2005)
- Aminian K. ; Water production problems and solutions-part I, petroleum & natural gas engineering department, West Virginia university.
- Armenta M. ; Mechanisms and control of water inflow to wells in gas reservoirs with bottom-water drive, the Craft & Hawkins department of petroleum engineering (2003)
- Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L. ; Water control, Oilfield review (2000)
- Dale Beggs H. ; Production optimization using nodal analysis, oil & gas consultants international et Petroskills, ISBN: 0-930972-14-7 (2003)
- Economides M. J., Watters L. T. et Dunn-Norman S. ; Petroleum well construction, Halliburton Energy Services (1997)
- ENSPM formation industrie-IFP ; Scale, water and gas shut off (2007)
- Joshi S. D. ; Horizontal well technology, Pennwell publishing company, ISBN: 0-87814-350-5 (1991)
- Karp J. C., Lowe D. K. et Marusov N. ; Horizontal barriers for controlling water coning, Gulf research and development, SPE 153 (1962)
- Kolher. N, Lessi. J et Tabary. R ; Successful application cases of water control treatments in Russia, oil and gas science and technology, IFP (1995)
- Latil M. ; Cours de production, tome 6, récupération assisté, Technip, ISBN : 2-7108-0267-8 (1975)
- Ould-amar Y., Chikh S. et Naji H. ; Attenuation of water coning using dual completion technology, departement de génie mécanique, USTHB, Algiers, Algeria, Elsevier (2004)
- Pratap T. ; Introduction to hydrocarbon exploitation, problem well analysis, the robert gordon university (2005)
- Rodney R. R. et Robert D. K. ; Produced water and associated issues, oklahoma geological survey, report 6-2003 (2003)

- Seright R. S., Lane R. H. et Sydansk R. D. ; A strategy for attacking excess water production, SPE 70067 (2001)
- Total Fina Elf E&P; Dépôts minéraux, Angola (2003)
- Veil J. A., Puder M. G., Elcock D. et Redweik R. J. ; A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane, Argonne national laboratory for the U.S. department of energy, national energy technology laboratory (2004)

# Résumé:

Le problème des venues d'eau est l'un des préoccupations majeures de l'industriel pétrolier et un composant clé des coûts de production. Il est responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité et d'un accroissement des coûts opératoires. Il peut causer aussi des impacts irréversibles sur l'environnement. Il en résulte une fermeture prématurée des puits du fait d'un niveau de production devenu non économique.

Dans le présent mémoire, on a fait appel à plusieurs techniques pour connaitre les causes et les mécanismes des venues d'eau, ensuite pour évaluer son impact sur la production d'huile afin d'avoir un diagnostic correct et de planifier les interventions adéquates.


**Mots-Clés :** Champs pétroliers, venues d'eau, production des puits, rapport eau-huile.


# Abstract:

The problem of water inflow is one of major concerns of petroleum industrial and a key component of production costs. It is responsible at the same time for a fast decrease in the productivity and an increase of operational costs, it can also cause irreversible impacts to the environment. These results a premature closing of wells because of a noneconomic production level.

In the present study, we used several techniques to know causes and mechanisms of water inflow, then to evaluate its impact on oil production in order to have a correct diagnostic and to plan adequate interventions.


**Keywords:** Petroleum field, water inflow, production of wells, water-oil ratio.


# ملخص:

يعد مشكل تدفق الماء من احد الانشغالات الكبرى للصناعة البترولية ومفتاح مركب لتكاليف الإنتاج. فهو مسؤول في الوقت نفسه عن تناقص سريع للإنتاجية وتزايد لتكاليف العمليات, كما يمكن له أن يسبب تأثيرات لا ترد على البيئة. مما ينتج إغلاق باكر للآبار بسبب مستوى إنتاج غير اقتصادي.

في هذه الدراسة, قمنا باستعمال عدة تقنيات من اجل معرفة أسباب وطرق حدوث تدفق الماء, ثم لتقيم أثره على إنتاج زيت البترول بهدف الحصول علي التشخيص الصحيح والتخطيط للإجراءات المناسبة.


**الكلمات المفتاحية:** الحقول البترولية, تدفق الماء, إنتاج الآبار, نسبة ماء- زيت.