

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :**

MASTER

Présenté par

RAHMANI Faissal

MAALIM Islam

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des hydrocarbures

Thème

Etude de l'injection d'eau dans le bloc 6 de la région TFT

Devant le jury :

BENYOUNES Khaled. MC (A)

MALEK Hacene. Ingénieur

SAIFI Rheda. MA (B)

HAMMOUDI Tarik. MC (A)

UMBB

UMBB

UMBB

UMBB

Président

Examineur

Examineur

Encadreur

Remerciements

Nous remercions tout d'abord ALLAH qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous nos remerciements à notre promoteur Mr HAMMOUDI Tarek qui nous a guidé à réaliser ce travail, pour son suivi et son orientation. Un grand merci à Mr: GARECHE Mourad pour son inquiétude et son aide.

Nous tenons à remercier notre co-encadreur Mr: TELLAB NOREDDINE ingénieur de reservoir engeneering à la dicsion régionale TFF ainsi que touts ses camarades pour avoir accepté de suivre cette étude.

Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du département Gisements, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

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

Rahmani Faissal et Maalim Islam

Dédicace

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

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A l'âme de ma grand-mère paternelle.

A monsieur Hammoudi pour son aide et encouragement .

A tous mes amis que j'aime et je respecte.

A mon binôme Faissal.

Maalim Islam.

BOTANICAL BEAUTY



Dédicace

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

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A ma grand-mère paternelle et l'âme de ma grand-mère maternelle.

A tous les membres de la famille RAHMANI et BOUDERGA.

A ma très chère sœur Karima, pour son soutien surtout moral pendant mon cursus universitaire, pour ses conseils, son amour et son encouragement qui me pousse toujours vers l'avant.

A mes chères sœurs Karima, Zohra, Samia et Khaoula et mes chers frères Mohamed, Kamel, Halim, Abderahmane.

A mes neveux et nièces, spécialement à Zinou qui m'a trop aidé et encouragé malgré son jeune âge.

A monsieur Hammoudi pour son aide et encouragement.

A mes meilleurs amis : Youcef, Koudjile, Sidou, Ahmed, Ishak, Toufik, Abdallah, Mounji, Mustapha, Abdelmoaime, salah, Nadjib, Wadoud, aziz ainsi que tous mes amis de classe.

A mon binôme Islam.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Rahmani Faissal

Liste des figures

Fig I.1 : Situation géographique de la région TFT.....	7
Fig II.1 : Les différentes catégories d'accumulation.	8
Fig II.2 : Structure d'un reservoir.....	13
Fig II.3: Le drainage par Water Drive.....	14
Fig II.4: Le drainage par Gas Cap.	15
Fig II.5 : La variation de la pression en fonction du taux de récupération.....	17
Fig II.6 : L'effet du pendage sur le débit fractionnaire.	21
Fig II.7 : L'effet de la viscosité d'huile sur le débit fractionnaire.	23
Fig II.8 :l'évaluation des perméabilités relatives de système eau-huile.....	24
Fig III.1: Architecture de la chaîne de production, traitement et injection d'eau de TFT.	36
Fig III.2 : Phases de performance de l'injection d'eau dans le réservoir.....	38
Fig III-6: Production History Plot.	43
Fig III-7: Courbe de déclin.....	44
Fig III-8: Multilayer Channeling.....	45
Fig III-9: Bottomwater coning.....	45
Fig III-10: Bottom water channeling with late	45
Fig III-11: Thief layer water recycling. time channeling.....	45
Fig III-12: Un exemple de Hall Plot pour différentes conditions.	47
Fig III-13: Cône vertical (bottom coning)	49
Fig III-14: Cône latéral (edge coning).....	49
Fig III-15 : Cône stable.	49
Fig III-16 : Equipement de fond pour l'injection d'eau sous packer.	53
Fig IV.1 :L'évolution des perméabilités relatives à l'huile et à l'eau en fonction de la saturation en eau S_w	57

Fig IV.2 :L'évolution du rapport K_{ro}/K_{rw} en fonction de la saturation en eau S_w	58
Fig IV.3 : Tracés de la variation du débit fractionnaire f_w en fonction de l'évolution de la saturation en eau S_w	60
Fig IV.4 : racé de la tangente à la courbe et détermination graphique des valeurs de f_{wf} , Sw_{bt} , Sw_f , Sw_{abt}	61
Fig IV.5: Graphe de $WOR=F(S_w)$	65
Fig V.1 : Organigramme du Rubis.	69
Fig V.2 : Contour du bloc étudié avec l'implantation des puits.....	71
Fig V.3 : $P_b=f(T)$	72
Fig V.4 : $R_s=f(P)$	72
Fig V.5 : $C_o=f(P)$	73
Fig V.6 : $\rho_o=f(P)$	73
Fig V.7 : $\mu_o=f(P)$	73
Fig V.8 : $B_o=f(P)$	73
Fig V-9 : Tableau des mesures de perméabilité relative.....	74
Fig V.10 : Courbe de l'évolution des perméabilités relatives de l'huile et l'eau faite par RUBIS.....	74
Fig V-11 : Tableau des pressions capillaires pour le drain Ordo V3.....	75
Fig V.12: Courbe du changement de la pression capillaire en fonction de la saturation en eau.....	75
Fig V.13 : Les grilles dans la géométrie 3D du bloc 6.....	77
Fig V.14 : distribution des perméabilités dans la géométrie 3D.....	78
Fig VI.1 : la cellule d'injection Bloc 6 TFT_Ordo.....	79
Fig VI.2 : historique de l'injection du bloc 6 TFT_Ordo.....	79
Fig VI.3 : L'évolution de la pression de gisement mesurée en fonction du temps.....	81
Fig VI.4 : L'évolution de la pression de gisement mesurée en fonction du temps.....	82
Fig VI.5 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT450).....	83
Fig VI.6 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT450).....	84

Fig VI.7: Water cut du puits TFT450.....	84
Fig VI.8 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT237).....	85
Fig VI.9 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT237).	86
Fig VI.10: Water cut du puits TFT237.....	86
Fig VI.11 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT228).....	87
Fig VI.12 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT228).	88
Fig VI.13 : Production d'eau du puits TFT228.	88
Fig VI.14 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT67).....	89
Fig VI.15 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT67).	90
Fig VI.16 : Production d'eau du puits TFT67.	90
Fig VI.17 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT224).....	91
Fig VI.18 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT224).	92
Fig VI.19 : Production d'eau du puits TFT224.	82

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Tableau récapitulatif des cas d'utilisation du bilan matière.	12
Tableau II.2 : Les formules mathématiques de l'indice de drainage.	17
Tableau II.3 : Les différents schémas d'injection dispersés et réguliers.....	20
Tableau II.4 : Comparaison des injections d'eau et de gaz.....	31
Tableau III-1 : Caractéristiques des eaux à injecter.	34
Tableau IV.1 : Données des puits du bloc 6 TFT_Ordo.	56
Tableau IV.2 : Variation de K_{ro} et K_{rw} en fonction de l'évolution de S_w au cours du balayage.....	57
Tableau IV.3 : L'évolution des rapports K_{ro}/ K_{rw} en fonction de S_w ,.....	58
Tableau IV.4 : Aide calcul des paramètres a et b.....	59
Tableau IV.5 : Résultats du calcul des débits fractionnaires f_w ,	59
Tableau IV.6 : Calcul de la récupération,.....	61
Tableau IV.7 : Résultats graphiques.	62
Tableau IV.8 : Résultats du calcul de WOR.	64
Tableau IV.9 : Détermination des paramètres du calcul.	65
Tableau VI.1 : les valeurs de la pression de gisement en fonction du temps (puits TFT237)..	81
Tableau VI.2 : les valeurs de la pression de gisement en fonction du temps (puits TFT228).	81

INTRODUCTION:

Il est difficile actuellement de nommer un domaine de l'économie nationale où les hydrocarbures, sous forme de produits dérivés, ne trouveraient pas leur emploi sur une large échelle. Ces hydrocarbures sont donc devenus indispensables dans la vie quotidienne, pour le développement industriel, économique et social. C'est pour cela qu'à l'heure actuelle, l'augmentation du coefficient de récupération joue un grand rôle dans l'industrie pétrolière.

L'exploitation naturelle du gisement, dite primaire, met en jeu l'énergie emmagasinée dans les réservoirs à leur découverte, essentiellement la capacité d'expansion des fluides et des roches soutenues de façon marginale par les effets de la pesanteur. Elle conduit à des taux de récupération faibles à très faibles, nous allons entamer ce sujet dans le deuxième chapitre du mémoire.

Depuis plusieurs années on tente systématiquement d'améliorer la récupération de l'huile en place par un apport d'énergie au réservoir. Essentiellement l'apport d'énergie est assuré par l'injection d'eau ou l'injection de gaz, fluides déplaçant l'huile depuis les sondes d'injection vers les sondes de production. Historiquement, ces méthodes ont été appliquées aux gisements épuisés à l'issue de leur exploitation naturelle, d'où leur appellation de méthodes de récupération secondaire.

Le taux de récupération que l'on peut espérer de ce procédé atteint en moyenne 35% de l'huile en place mais varie très largement de moins de 10% à 70% dans les cas exceptionnels. C'est dans le but d'augmenter la récupération finale qu'on va étudier la possibilité d'une récupération secondaire sur le gisement de TFT par injection d'eau.

Ce travail est établi à partir des données recueillies au cours du stage pratique, qui seront utilisées pour la construction d'un modèle de notre bloc qui fait partie du champ TFT, mais cependant lorsque les données s'avèrent insuffisantes ou incomplètes, on est contraint de prendre des hypothèses complémentaires.

I- Généralité sur la région d'étude TFT :

I-1 Situation géographique de la région TFT :

Le gisement De Tin Fouyé Tabankort est situé le cadran NW du bassin d'Ilizi, localisé sur la retombée Nord de l'anticlinorium de Tin Fouyé, il produit de l'huile dans les grès ordoviciens de l'unité IV-3, encore appelée « Dalle terminale ». Le gisement s'étend approximativement sur 25 km d'Est en ouest et 7 km du Nord au Sud.

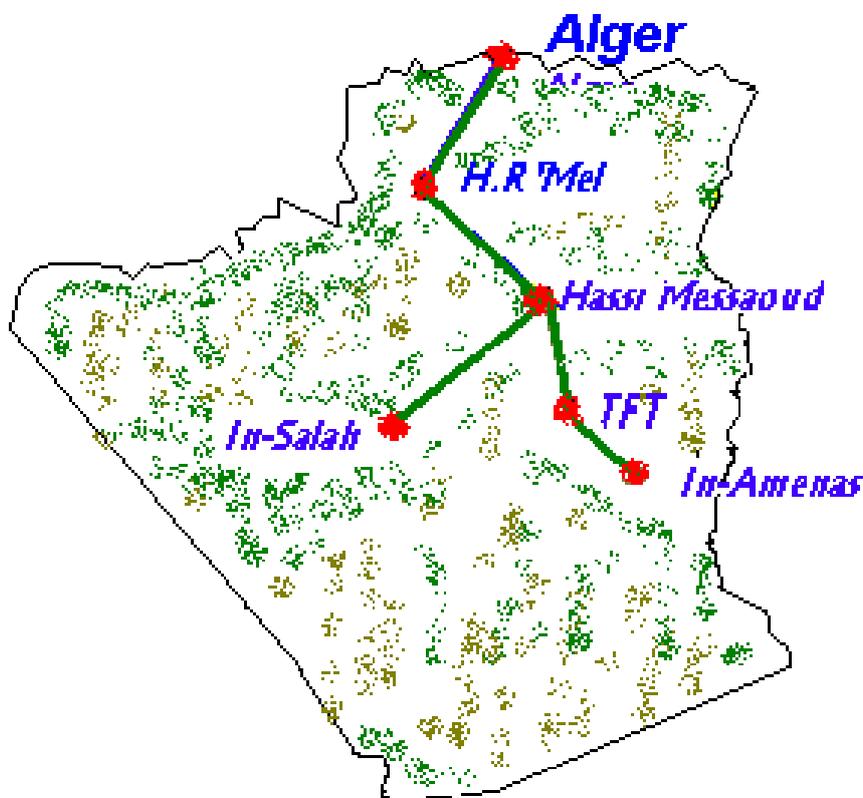


Fig I.1 : Situation géographique de la région TFT.

La région est limitée par :

Y1=3110000

Y2=3900000

X1=3100000

X2=400000

Sur 88 puits forés entre 1966 et Octobre 1975, on note que :

- 77 puits ont rencontré de l'huile.
- 1 puits TFT 104 situé dans la partie occidentale du gisement n'a mis en évidence que du gaz dans l'unité IV-3.

- 2 puits sont totalement (TFT 17) ou en grande partie envahis par l'eau (TFTN 1) ils n'ont pas été mis en production.
- Les 7 puits suivants : TFT 112, TFE 1, TFE 4, TFI 18, TFY 30, TFW 1 et TFW 2 n'ont rencontré que du gaz. Situés au Sud du gisement d'huile, ils ont permis de caractériser la grande étendue du gaz-cap.
- TFE 5 situe la limite d'extension du réservoir vers le SE.

I-2 Structuration au toit du réservoir (planche 1- isobathe 1) :

Le gisement de Tin Fouyé Tabankort se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimités par des failles transversales par rapport à la direction E-W du monoclin, la structuration la plus importante se situe dans la partie occidentale du gisement : elle est traduite par le gauchissement du ou des compartiments.

Le toit du réservoir forme un monoclin de direction Est-Ouest et à pendage Nord. Ce n'est qu'aux extrémités occidentales et orientales que les isobathes s'infléchissent respectivement vers l'Ouest et le NE.

La régularité du monoclin est également affectée par une série de failles de directions NW à NNW et NE à NNE, par des culminations secondaires en relation avec des failles et des replats avec diminution de la pente structurale.

- ❖ Les directions de failles s'ordonnent suivant un système NW à NNW et NE à NNE, leur extension est relativement peu importante dans la partie centrale du gisement à l'exception du relai de failles de direction NNE, passant entre TFT 18 et TFT 30. C'est également dans cette partie du gisement que leurs rejets sont les plus faibles. Au contraire dans la partie occidentale la continuité des failles est largement plus importante :
 - La faille passant TFT 17 et 7 et de direction NE-SW se poursuit au-delà de Tamendjelt.
 - Enfin le relai de failles, de direction NW à NNW rencontre au Sud de TFTE 1, une faille de direction NE-SW

Si le rejet des 2 failles les plus occidentales reste encore quelque peu incertain par suite de l'imprécision de la sismique, le trend de failles passant à l'Ouest de TFTE 1- E2 et E3 a un rejet important de l'ordre de 25 m dans son parcours méridional. Vers le Nord, vers TFTE 3 son n'est plus que de quelques mètres.

Dans la partie orientale le relai de faille de direction NNW et passant à l'Ouest de TFTN 1 voit son rejet diminuer du Sud au Nord. La faille de direction NNE, limitant le gisement à TFT 52 est une faille qui s'inverse dans la partie septentrionale. Entre TFT 45 et TFT 43, la faille de direction NW-SE donne lieu à un rejet important vers le NE. Celui-ci s'atténue toutefois rapidement vers le NW et le SE.

Chapitre I : Généralités sur la région d'étude TFT.

Les directions prédominantes et l'inversion du rejet des failles délimitent ainsi des panneaux longitudinaux à losangiques de dimensions variables tantôt positifs tantôt négatifs. Le panneau sur lequel sont implantés TFTE 2 – TFT 57 et 31 en est un excellent exemple comme le montre le profil structural.

- ❖ Le long des principaux trends structuraux, particulièrement dans la partie occidentale, on note quelques culminations secondaires. Deux d'entre elles ont été forées : ce sont TFT 104 et TFTE 1. Ces culminations de faibles dimensions, mais fortement structurées, se situent à la jonction de failles de directions opposées. Deux autres structures de ce type ont été individualisées le long de la faille passant à l'Est de TFT 18 :
 - La structure positive à l'Est de TFTE 1 culminant à – 1540 m.
 - La structure synclinale située à 3.5 km au Nord de TFT 18.
- ❖ Les replats structuraux se localisent essentiellement dans la partie orientale du gisement ; ils donnent lieu à une diminution de gradient des isobathes vers le Nord, donc à une extension plus importante des zones productives.

I-3 Le réservoir de Tin Fouye Tabankort (planche 1 coupe) :

Le réservoir gréseux de Tin Fouyé Tabankort se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétrophysiques. Il est surmonté par les argiles siluriennes qui donnent lieu à un contact franc. Le mur du réservoir est constitué par les séries argilo-gréseuses imperméables de l'unité IV-2. L'étude géologique a permis de subdiviser le réservoir poreux perméable en deux ensembles superposés et communicants verticalement : l'ensemble supérieur et l'ensemble inférieur.

I-3-1 L'ensemble supérieur :

Il est constitué de grès hétérométriques avec une extension continue sur l'ensemble du gisement. Ses caractéristiques géologiques et pétrophysiques sont assez constantes :

- ❖ Son épaisseur passe de 10 m en moyenne dans la partie Ouest à 20 m à l'Est.
- ❖ Ses variations de faciès sont également faibles : les grès hétérométriques s'étendent en une nappe homogène surtout le gisement. Ce n'est que dans la partie Nord orientale qu'on assiste à une dégradation des faciès.
- ❖ Ses caractéristiques pétrophysiques sont bonnes :
 - La porosité moyenne est de 9% (tous puits carottés confondus).
 - La perméabilité arithmétique moyenne est de 52 md.
 - La perméabilité géométrique moyenne est de 23.9 md.

I-3-2 L'ensemble inférieur :

Cette unité est très hétérogène de par ses caractéristiques géologiques et pétrophysiques :

- ❖ Son épaisseur est extrêmement variable puisqu'elle passe de 0 à plus de 59 m. Mais cette variation d'épaisseur n'est pas progressive : localement le gradient d'épaississement atteint 2.5%
- ❖ Ses variations de faciès sont extrêmement rapides : en quelques kilomètres les grès grossiers propres passent à des grès fins argileux.
- ❖ Ses caractéristiques pétrophysiques indiquent un réservoir de moindre qualité que l'ensemble supérieur avec :
 - La porosité moyenne de 8%.
 - La perméabilité arithmétique moyenne de 16 md.
 - La perméabilité géométrique moyenne de 5 md.

Les principaux caractères sédimentologiques et structuraux de réservoir de Tin Fouyé Tabankort visualisés sur la coupe P1.1 qui traverse d'Ouest en Est le gisement illustrent des variations régionales. Elles nous permettent de définir, d'Ouest en Est, 3 domaines :

I-3-2-1 Le domaine occidental :

Il est illustré sur la coupe par les puits TFT 15 – 6 et 16 et se caractérise par :

- ❖ Une faible épaisseur de réservoir presque exclusivement constitué par l'ensemble supérieur et une grande homogénéité de faciès de cette unité.
- ❖ Une structuration relativement importante qui, au niveau des failles, se traduit par des rejets notables.

Les limites de ce domaine sont :

A l'Ouest : la faille de direction NE-SW et passant entre TFT 17 et TFT 7.

A l'Est : le relais de failles, de direction NW à NNW passant entre TFT 16 et TFTE 2 d'une part, TFT 60 et TFT 58 d'autre part.

I-3-2-2 Le domaine central :

Sur la coupe, il englobe les puits situés entre TFTE 2 et TFT 49. Les caractéristiques géologiques de ce domaine dépendent essentiellement des variations de l'ensemble inférieur, l'ensemble supérieur ne montrant que des faibles variations de faciès et d'épaisseur.

De part et d'autre d'une zone intermédiaire s'étendant de TFT 28 à TFT 25 où prédominent les faciès plus argileux de l'ensemble inférieur, s'étendent des secteurs où le réservoir inférieur à de meilleures caractéristiques.

- ❖ A l'Ouest le secteur de TFT 13 – TFT 24.
- ❖ A l'Est la zone de TFT 49.

Dans ces secteurs on observe un passage progressif des grès propres aux grès argileux, du Nord vers le Sud ; cette variation de faciès s'accompagne d'une dégradation des qualités du réservoir dans la même direction.

Ce domaine se caractérise également, du point de vue structural par une série de compartiments délimités par des failles généralement à faible rejet.

Il est séparé des domaines voisins par :

- ❖ A l'Ouest, le relais de failles de direction NW à NNW déjà mentionné précédemment.
- ❖ A l'Est une ligne approximativement Nord-Sud passant entre TFT 78 – 49 et 65 à l'Ouest et TFT 50 et 6 à l'Est.

I-3-2-3 Le domaine oriental :

Ce domaine est représenté sur la coupe par les puits situés à l'Est de TFT 48. Il se caractérise sur le plan géologique par d'importantes hétérogénéités dans la répartition des 2 ensembles et dans leur faciès. On observa en particulier une détérioration des grès hétérométriques propres, au profit des grès argileux pour l'ensemble supérieur dans le NE du gisement.

Les grès de l'ensemble inférieur montrent de très rapides variations de faciès vers des séries gréso-argileuses ou argilo-gréseuses. Il en résulte donc de rapides variations d'épaisseur des grès poreux perméables.

La faible structuration au toit du réservoir se traduit toutefois au niveau des failles, par des rejets localement importants.

Les limites de ce domaine ont été définies

Chapitre I : Généralités sur la région d'étude TFT.

- ❖ A l'Ouest par la ligne passant entre TFT 78 et TFT 50 déjà explicitée.
- ❖ A l'Est par la retombée structurale au niveau de TFT 52.
- ❖ Au Sud nous incluons les puits TFE à l'exception de TFE 5.

Dans les chapitres suivants nous passerons en revue les caractéristiques géologiques et pétrophysiques du réservoir de Tin Fouyé Tabankort à l'échelle de puits ou à l'échelle du gisement.

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

Introduction:

Les réserves récupérables de pétrole dans le monde dites « conventionnelles » sont estimées à environ 1000 milliards de barils. Ce chiffre est à comparer aux quelques 4500 à 5000 milliard de barils restant dans les gisements qui ont été découverts. Il signifie que les trois quart des ressources encore disponible ne seront probablement pas ramenées à la surface. Elles resteront enfouies dans le sous-sol, si l'on n'arrive pas à modifier les conditions actuelles de la production.

Le taux de récupération varie d'un gisement à l'autre. Il dépend notamment de la configuration du réservoir (hétérogénéités, propriétés des roches) et des caractéristiques de l'huile en place, qui est plus ou moins fluide. En tenant compte du pétrole déjà produit dans les gisements connus (910 milliard de barils), il s'établit en moyenne à 35%.

Augmenter le taux de récupération serait un moyen d'accroître la production de manière plus rapide, plus sûr et sans doute moins onéreuse que de lancer de nouvelles campagnes d'exploration (une augmentation de 1% du taux de récupération sur l'ensemble des gisements en exploitation procurerait l'équivalent de deux années de la consommation mondiale).

Le taux de récupération constitue lui-même un gisement supplémentaire, extrêmement prometteur. C'est la raison pour laquelle les centres de recherches scientifique consacrent, depuis longtemps, une large part de ces recherches à cette question. Améliorer le taux de récupération passe par la mise en œuvre de techniques diverses, allant d'une implantation optimale des puits à la bonne gestion de la production sur toute la durée de vie de gisement, en passant par divers procédés tels que l'injection d'eau, de gaz, des polymères, WAG et l'injection SWAG afin de maximiser l'extraction du brut.

Les techniques de récupération des hydrocarbures sont classées en trois catégories : **primaire, secondaire et tertiaire.**

Les réserves récupérables économiquement dépendent des facteurs suivants :

- Quantité d'hydrocarbures en place et leur répartition,
- Mécanismes de drainage,
- Cadence de production,
- Facteurs économiques.

II-1 Quantités d'hydrocarbures en place et leur répartition :

Elles sont déterminées à partir des données géologiques et géophysiques en liaison avec les diagraphies ainsi que des valeurs obtenues de porosité et saturation et de l'étude des fluides.

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

Les quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés ainsi que des études géophysiques et/ou géologiques complémentaires.

On distingue trois catégories (Fig II.1) :

- quantités en place prouvées, considérées comme certaines (zones traversées par des puits notamment),
- quantités en place probables : les données structurales, les interprétations des diagraphies et des pressions permettent de considérer des zones comme imprégnées, mais sans certitude complète,
- quantités en place possibles : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou l'extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.

Reprenons la Fig II.1. Les trois catégories sont définies à partir d'un, et ensuite de deux puits. En générale, au début de la vie d'un gisement, on a :

- quantités prouvées < quantités réelles ;
- quantités prouvées + probables + possibles > quantités réelles.

Les forages supplémentaires vont affiner l'image du réservoir, préciser le (ou les) interface(s) et les valeurs des quantités en place prouvées vont se rapprocher au fur et à mesure des quantités réelles.

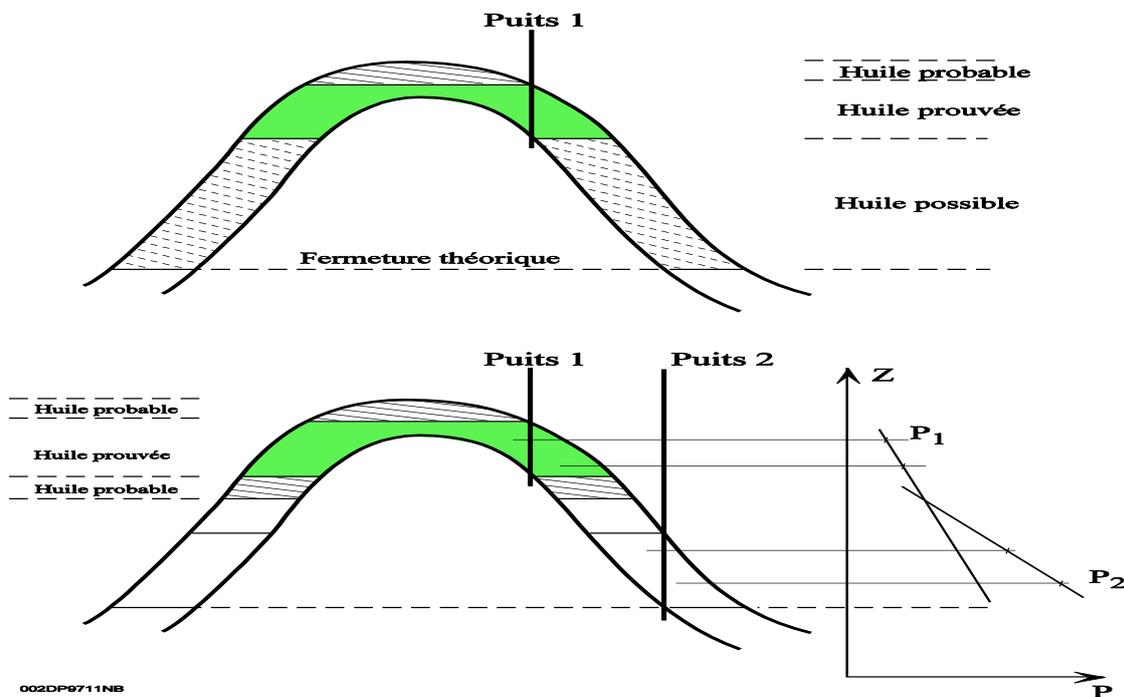


Fig II.1 : Les différentes catégories d'accumulation.

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

II-1-1 Méthode volumétrique pour l'estimation des réserves :

Le calcul des quantités en place peut être fait en utilisant l'une des formules suivantes, selon le type de gisement :

$$\left. \begin{array}{l} \text{➤ gisement d'huile:} \quad N = VR \cdot \bar{\varnothing} \cdot \frac{(1 - \bar{S}_{wi})}{B_{oi}} \\ \text{➤ gisement de gaz:} \quad G = VR \cdot \bar{\varnothing} \cdot \frac{(1 - \bar{S}_{wi})}{B_{gi}} \end{array} \right\} \quad (\text{II-1})$$

Avec :

N, G = quantités en place exprimées en conditions standard.

VR = volume de roche imprégné (déterminé par un calcul de cubature réalisé à partir des cartes isobathes établies à l'aide des renseignements fournis par la géologie, la géophysique, le forage, ...).

$\bar{\varnothing}$ = porosité (tirée de l'étude des diagraphies et des carottes).

S_{wi} = saturation initiale en eau (tirée de l'étude des diagraphies).

B_{oi}, B_{gi} = facteurs volumétriques de l'huile et du gaz aux conditions initiales du gisement (tirés de l'étude PVT des fluides).

II-1-2 L'équation du bilan matière :

L'équation du bilan matière a pour but :

- Le calcul des réserves en place ;
- Le calcul des entrées d'eau ;
- L'évaluation du facteur de récupération ;
- La prédiction de la performance et récupération finale.

Dans l'équation bilan matière, on suppose que le volume poreux soit égal au volume des fluides contenus dans le réservoir, et que les propriétés de la roche et des fluides correspondent aux données expérimentales.

Cette méthode est basée sur le principe de chute de pression avec l'égalité du volume du réservoir avant et après la production.

Volume initiale des hydrocarbures = volume restant d'hydrocarbures + volume des entrées d'eau + réduction du volume des pores.....(*)

❖ Le premier terme de l'équation :

Volume initial d'hydrocarbures = volume initial d'huile + volume initial du chapeau de gaz.

$$\text{volume initial d'huile} = NB_{oi} \quad (\text{II-2})$$

$$\text{volume initial du chapeau de gaz} = mNB_{oi} \quad (\text{II-3})$$

Avec :

N : volume d'huile initialement en place , en STB.

B_{oi} : facteur volumétrique de l'huile.

m : rapport du volume du gas cap initial au volume d'huile initial tel que :

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad (\text{II-4})$$

G : volume du gaz du chapeau initialement en place.

Donc :

$$\text{volume initial d'HC} = NB_{oi}(1 + m) \quad (\text{II-5})$$

❖ Le deuxième terme de l'équation :

Volume restant des HC = expansion du gas cap initial + volume restant d'huile + volume du gaz libre (net free gas).

$$\text{expansion du gas cap initial} = mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} \quad (\text{II-6})$$

$$\text{volume restant d'huile} = (N - N_p)B_o \quad (\text{II-7})$$

Avec :

N_p : Production cumulée de l'huile.

volume du gaz libre (net free gas) = gaz libre + gaz libre produit

$$\text{gaz libre} = N(R_{si} - R_s)B_g \quad (\text{II-8})$$

$$\text{gaz libre produit} = N_p(R_p - R_s)B_g \quad (\text{II-9})$$

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

Avec :

R_s : GOR de solution en scf/STB.

R_p : GOR de production cumulée en scf/STB.

B_g : facteur volumétrique de formation du gaz.

$$\text{volume du gaz libre (net free gas)} = [N(R_{si} - R_s) + N_p(R_p - R_s)]B_g \quad (\text{II-10})$$

D'où :

$$\text{Volume restant des HC} = (N - N_p)B_o + \left[N(R_{si} - R_s) + N_p(R_p - R_s) + mN \frac{B_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad (\text{II-11})$$

❖ Troisième terme de l'équation :

$$\text{volume des entrées d'eau} = (W_e - W_p)B_w \quad (\text{II-12})$$

Avec :

W_e : Entrée d'eau cumulée en bbl.

W_p : Production d'eau cumulée en bbl.

B_w : Facteur volumétrique d'eau.

❖ Le quatrième terme de l'équation :

$$\text{Réduction du volume des pores} = (1 + m)NB_{oi} \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P \quad (\text{II-13})$$

Remplaçant (II-5), (II-11) et (II-13) dans l'équation (*) les équations dans l'équation :

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

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

En connaissant l'historique de production, l'évolution de pression statique pour chaque année, et les données d'étude PVT, il reste de déterminer W_e et donc N .

Type du réservoir	Bilan Matière	Les inconnus
Huile avec gas cap (aquifère actif)	$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p)}{m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (B_t - B_{oi})}$	N, W_e, m
Huile sous-saturée $m=0$ (aquifère actif au dessus du point de bulle)	$N = \frac{\left[N_p (1 + C_o \Delta P) - \frac{W_e - W_p}{B_{oi}} \right] (1 - S_{wi})}{\Delta P [C_o + C_f - S_{wi} (C_o - C_w)]}$	N, W_e
Huile avec gas cap (aquifère non actif $W_e=0$)	$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_s)] + W_p}{m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (B_t - B_{oi})}$	N, m
Huile sous-saturée $m=0$ (aquifère actif au dessous du point de bulle)	$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] - (W_e - W_p)}{(B_t - B_{oi})}$	N, W_e
Huile sous-saturée $m=0$ (aquifère non actif $W_e=0$ au dessus du point de bulle)	$N = \frac{\left[N_p (1 + C_o \Delta P) + \frac{W_p}{B_{oi}} \right] (1 - S_{wi})}{\Delta P [C_o + C_f - S_{wi} (C_o - C_w)]}$	N
Huile sous-saturée $m=0$ (aquifère non actif $W_e=0$ au dessous du point de bulle)	$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] + W_p}{(B_t - B_{oi})}$	N
Gaz avec aquifère actif	$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p)}{B_g - B_{gi}}$	G, W_e

Tableau II.1 : tableau récapitulatif des cas d'utilisation du bilan matière.

II-2 Mécanismes de récupération:

On trouve la récupération primaire et secondaire:

II-2-1 La récupération primaire:

Un gisement de pétrole est constitué d'une accumulation géologique d'hydrocarbures sous forme liquide ou sous forme gazeuse (on parle alors de gisement de gaz naturel). Même à l'état liquide, dans les conditions du gisement, le liquide contient une certaine quantité de gaz dissous qui va être libéré dès que la pression est abaissée, soit en raison de la production, soit du fait de la remontée du fluide en surface. Dans certains cas, la zone imprégnée de pétrole est bordée, dans sa partie supérieure, par une zone contenant du gaz (**Gaz- cap**) et, dans sa partie inférieure, par une zone aquifère contenant de l'eau comme le montre la Fig II.2, l'ensemble se trouve à une pression de l'ordre de 200 jusqu'à 400 bars le plus souvent. Mais cette pression peut monter jusqu'à 1000 bars et même au-delà, c'est-à-dire plus de 1000 fois la pression atmosphérique.

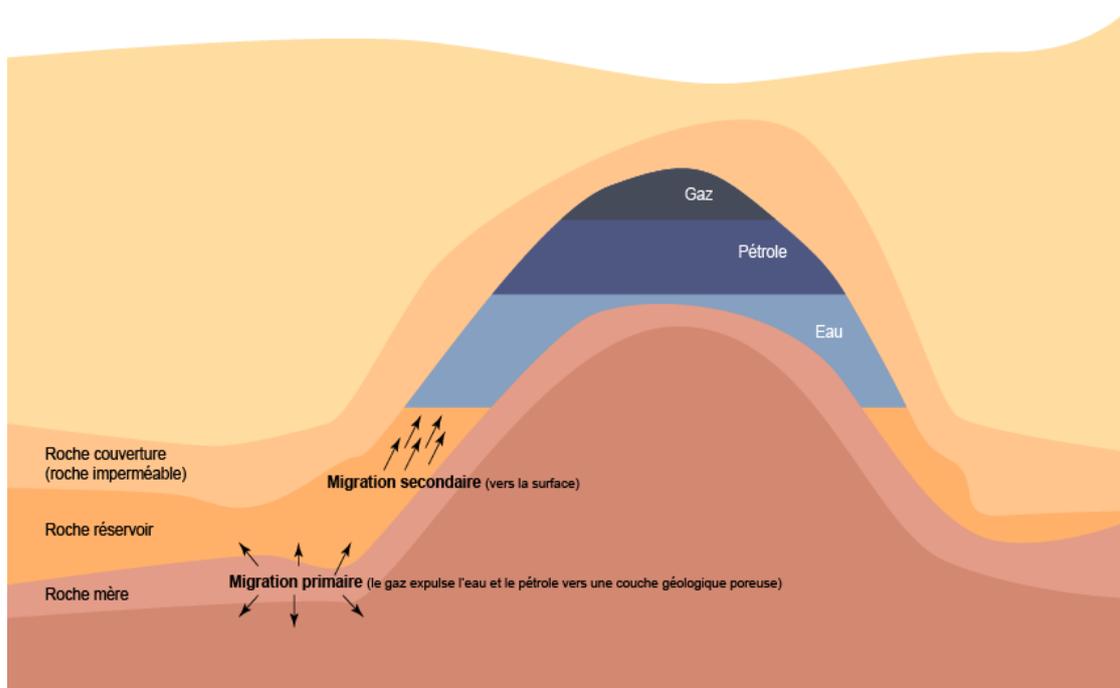


Fig II.2 : structure d'un reservoir.

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

- Le water drive.

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

- La compressibilité.
- Le gaz dissout dans l'huile.
- Le gaz libre du gaz cap.
- La gravité.

L'énergie du réservoir la plus efficace est la combinaison d'un water drive actif et un d'un gaz cap (cas très fréquent).

II-2-1-1 les régimes de drainages:

II-2-1-1-1 Régime de drainage par Water Drive:

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

Dans ce mécanisme, l'énergie vient principalement d'au-delà des limites du gisement et transmise le long du gradient de pression vers le gisement. Au fur et à mesure du retrait des fluides, l'eau remplacera l'huile et le gaz soutiré. La pression est maintenue avec le déplacement du contact huile eau vers le haut (Fig II.3).

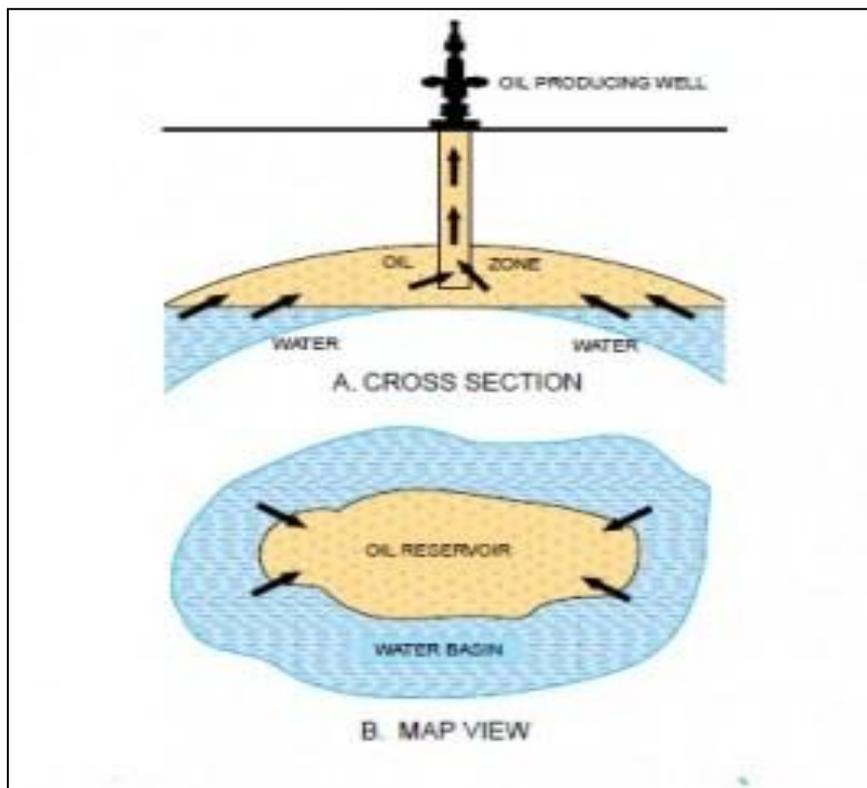


Fig II.3: le drainage par Water Drive.

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

On distingue deux types de water drive:

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

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

II-2-1-1-2 Régime de drainage par Gas-cap:

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

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

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

On peut avoir un gaz cap, de composition différente, surmontant un gisement d'huile sous saturé. L'efficacité du drainage par gaz cap est plus grande que celle de l'expansion du gaz dissout, elle peut fournir de 30 jusqu'à 50% de l'huile en place dans le réservoir ; mais dans la plupart des gisements elle varie entre 20 et 30%.

La principale limitation de ce mécanisme est que la faible viscosité du gaz, lui permet de s'écouler à travers les sections les plus perméables du réservoir.

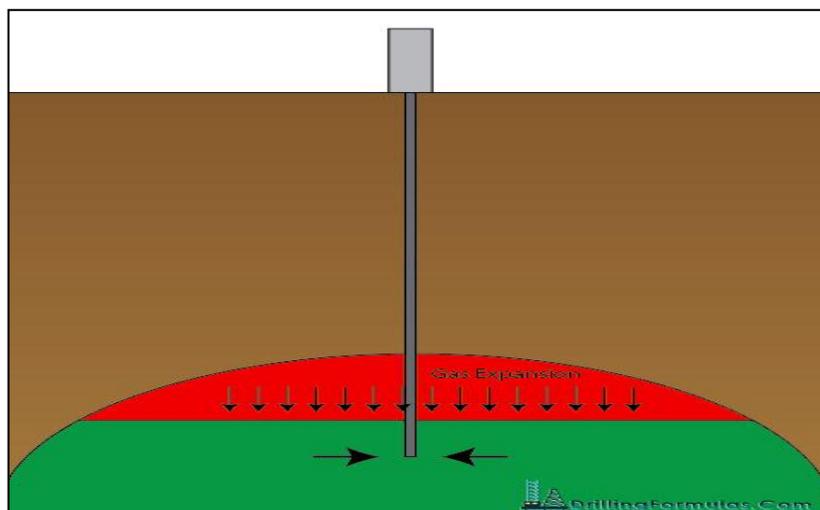


Fig II.4: le drainage par Gas Cap.

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

II-2-1-1-3 Régime de drainage par expansion de l'huile :

L'huile est peu compressible. A de grandes profondeurs cette compressibilité n'est pas négligeable. Si la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle, au fur et à mesure que l'on soutire de l'huile, celle qui reste dans le réservoir tend à se décompresser de façon à occuper la place laissée vacante. Ce phénomène est appelé expansion monophasique du fait que la phase gazeuse n'apparaît dans le réservoir qu'au moment où l'on atteint la pression de bulle. Le facteur de récupération dû à l'expansion de l'huile est généralement faible à cause de la compressibilité peu élevée de l'huile et de la chute rapide de la pression de gisement. Avec ce régime on peut atteindre des taux de récupération exceptionnels de 7 à 8 % et des taux usuels de 3 à 4%.

II-2-1-1-4 Régime de drainage par expansion du gaz dissous:

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

Cette récupération dépend de la quantité de gaz dissout, donc du GOR et peut atteindre 10 à 15% des réserves en place. Dans la pratique il est recommandé de commencer le maintien de pression de gisement avant d'atteindre la pression de bulle afin de maintenir la production d'un fluide monophasique (huile avec gaz dissout) récupérer le maximum d'huile en place.

II-2-1-1-5 Régime de drainage par effet de gravité:

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

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

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

*L'indice de drainage:

L'indice de drainage représente le type de drainage dominant dans un reservoir quelconque, il indique aussi l'efficacité de ce mécanisme par rapport aux autres types. :

Indice de drainage	Formule mathématique
solution-gas-drive index	$SDI = \frac{N[(R_{si} - R_s)B_g - (B_{oi} - B_o)]}{N_p B_o + N_p (R_{poz} - R_s) B_g}$
gas-cap-drive-index	$GDI = \frac{G(B_g - B_{gi}) - G_{pc} B_g + Q_{ginj} B_g}{N_p B_o + N_p (R_{poz} - R_s) B_g}$
water-drive index	$WDI = \frac{W_e - W_p B_w + W_{inj}}{N_p B_o + N_p (R_{poz} - R_s) B_g}$
Somme	$SDI + GDI + WDI = 1$

Tableau II.2 : les formules mathématiques de l'indice de drainage.

La Fig II.5 indique la variation de la pression de gisement en fonction de l'augmentation du taux de récupération pour les trois modes de récupération.

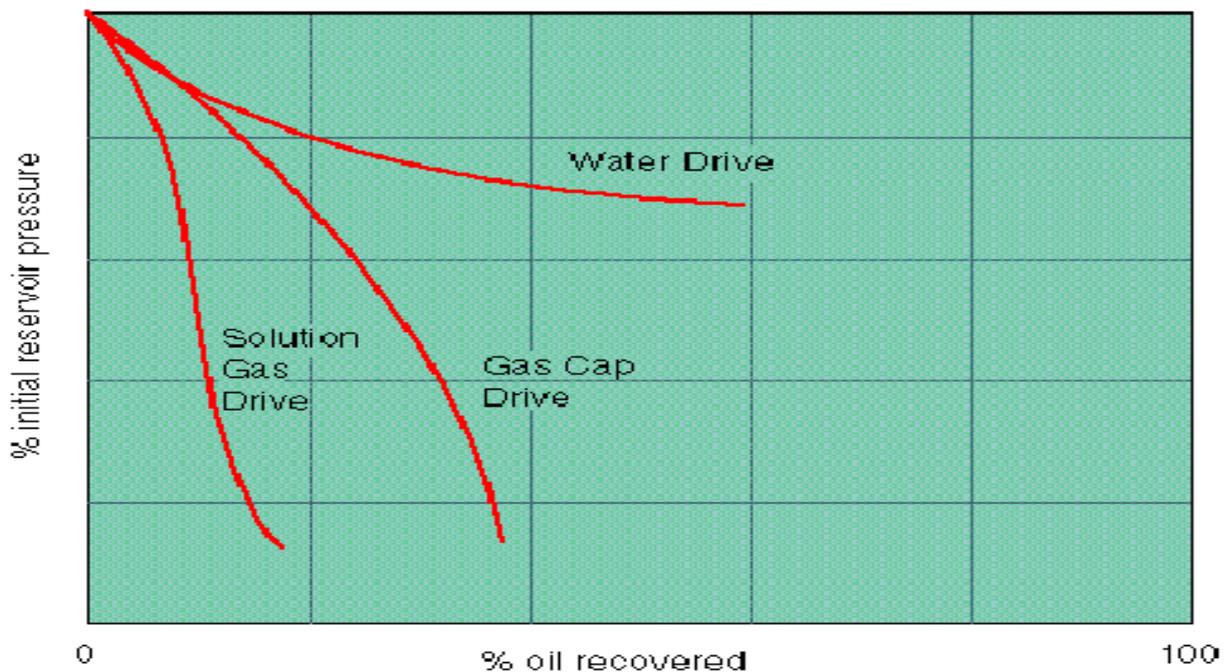


Fig II.5 : la variation de pression en fonction de l'augmentation du taux de recuperation.

II-2-2 La récupération secondaire:

A mesure que le pétrole et le gaz sont produits, la pression baisse à l'intérieur du réservoir. Afin de stabiliser cette pression au-dessus du « point de bulle » et d'augmenter la quantité d'huile récupérée, on va injecter des fluides dans le gisement, en premier lieu de l'eau ou du gaz. L'eau sera injectée à la base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera l'huile vers les puits de production. Cette eau doit être aussi traitée, car il faut éviter que cette eau apporte des ions entrant en réaction avec ceux contenus dans l'eau du gisement. Ils pourraient donner des sels insolubles qui boucheraient les pores de la roche.

On distingue:

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

II-2-2-1 L'injection d'eau:

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

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère(ou de gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Il ne s'agit pas de récupération secondaire à proprement parler mais de maintien de pression.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

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

II-2-2-1-1 Les différents types d'injection d'eau:

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son type (contenu fluide) et de l'importance du volume de la roche imprégnée qu'il faut balayer. On distingue deux schémas de localisation d'injection, qui peuvent éventuellement être utilisés conjointement sur certains réservoirs.

- L'injection groupée où les puits sont groupés localement.
- L'injection dispersée où les puits d'injection et de production sont intercalés.

A. Injection groupée:

Dans un réservoir assez pentu, on cherche à disposer les puits d'injection de façon telle que la pesanteur rend le déplacement aussi régulier que possible. Dans les cas notamment où un gisement présente un gas-cap et un aquifère, il est intéressant d'injecter soit du gaz dans le gas-cap, soit de l'eau dans l'aquifère au voisinage de l'interface huile-eau, injection d'eau périphérique.

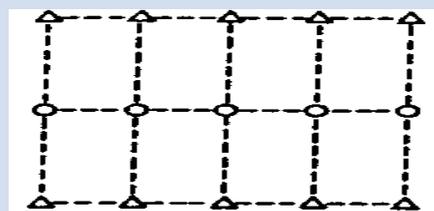
Dans le cas d'une injection d'eau, les puits producteurs situés en aval-pendage seront souvent reconvertis en injecteur lorsque l'eau aura envahi la zone correspondante.

B. Injection dispersée:

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, de plus, si la perméabilité est médiocre, d'autre part, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et injecteurs sont alors répartis suivants un schéma assez régulier: il s'agit d'injection dispersée ou répartie dans la zone à huile.

Différentes configurations sont employées : les puits sont implantés en ligne directe, ou décalés avec en particulier des schémas à 5 puits (Five spot), 7 puits (Seven spot) ou 9 puits (Nine spot).

1. L'implantation en lignes sans décalage



Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

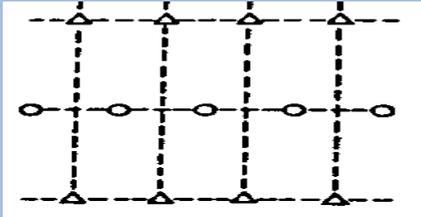
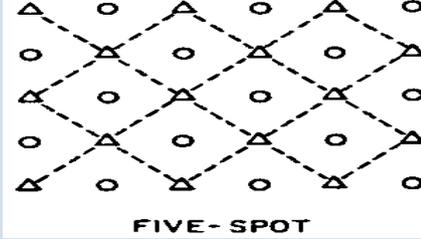
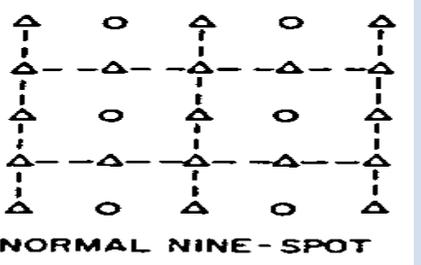
<p>2. L'implantation en lignes avec décalage</p>	
<p>3. Maille à cinq puits</p>	 <p>FIVE- SPOT</p>
<p>4 .Maille à sept puits</p>	 <p>SEVEN - SPOT</p>
<p>5 .Maille à neuf puits</p> <p>○: puits injecteur △ : puits producteur</p>	 <p>NORMAL NINE - SPOT</p>

Tableau II.3 : les différents schémas d'injection dispersés et réguliers.

II-2-2-1-2 Facteurs affectant l'injection d'eau:

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

II-2-2-1-2-1 Influence des caractéristiques du reservoir:

Les caractéristiques déterminantes d'un gisement sont :

A. La profondeur:

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

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

B. Le pendage:

En couche inclinée, dans la zone d'écoulement diphasique le débit fractionnaire F_d est exprimé par l'équation :

$$F_d = \frac{1 + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_t \mu_o}\right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial X} - g \Delta \rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} \quad (\text{II-15})$$

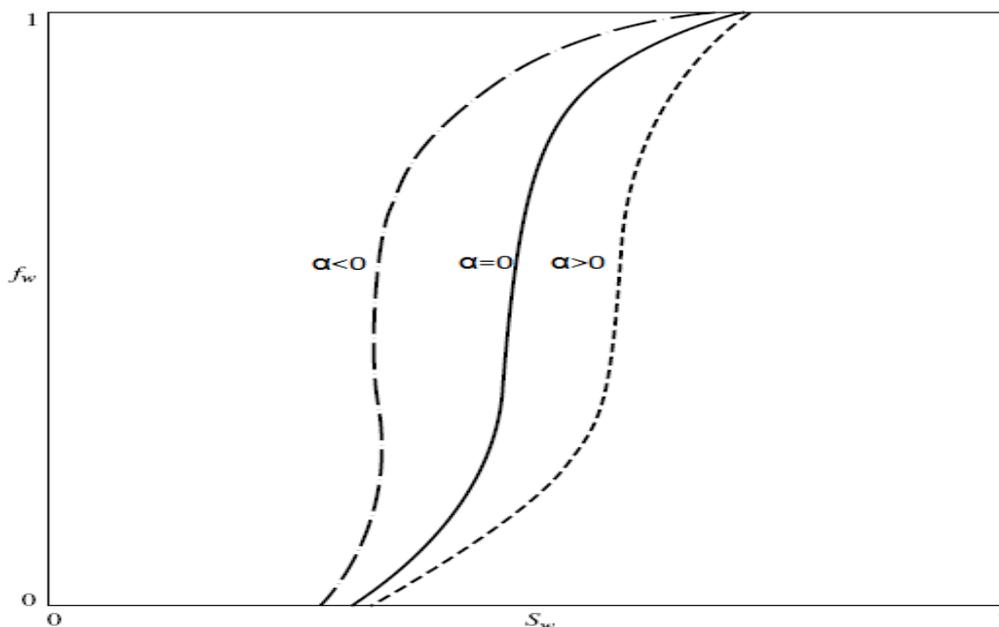


Fig II.6 : L'effet du pendage sur le débit fractionnaire.

C. Degré d'hétérogénéité:

Pour qu'il y ait une bonne récupération, il ne faut pas qu'il y ait d'obstacles à l'écoulement qui peuvent être de nature tectonique (failles imperméables) ou stratigraphique (variations latérales de faciès, lentilles, biseaux, etc.). Des cheminements préférentiels (réseaux de failles, fissures, strates plus perméable, etc.) permettant au fluide déplaçant de s'écouler sans drainer une bonne part de l'huile en place. Des tests d'interférence sont réalisés avant tout projet de récupération assistée dont le but de vérifier la communication entre les puits. On distingue 2 types d'hétérogénéités :

❖ multi strate:

Il se forme dans chaque couche un front avec une vitesse proportionnelle à k_i . Le débit d'injection de la couche i est exprimé par l'équation :

$$q_{ii} = q_{it} \frac{h_i k_i}{\sum h_i k_i} \quad (\text{II-16})$$

Il y a alors irruption du fluide injecté dans le puits producteurs, par les couches les plus perméables, alors que les couches les moins perméables ont été très peu balayées.

❖ Hétérogénéité répartie :

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

D. Caractéristiques pétro physiques:

❖ Porosité:

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

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

❖ 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.

❖ La pression capillaire:

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

II-2-2-1-2-2 Influence des caractéristiques des fluides:

A partir La Fig II.7 qui montre l'effet de la viscosité de l'huile sur la courbe de débit fractionnel pour une roche mouillée, on peut conclure qu'une grande valeur de viscosité résulte une augmentation de débit fractionnel, cela peut être vérifié par l'équation (2-1)

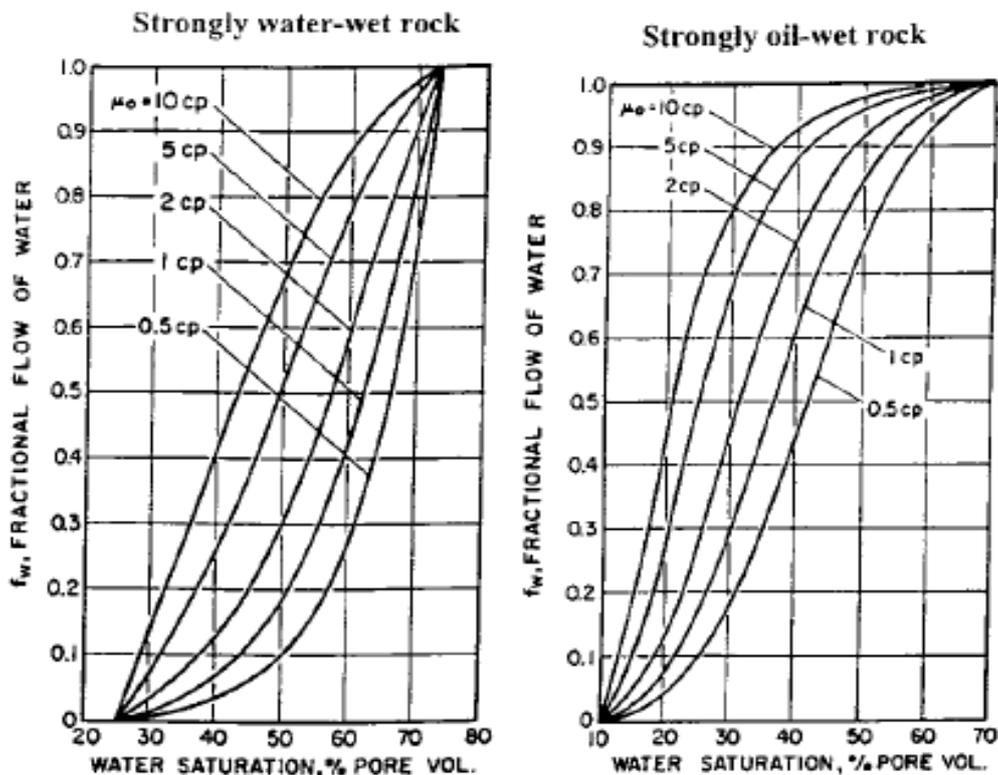


Fig II.7 : L'effet de la viscosité d'huile sur le débit fractionnaire.

II-2-2-1-3 Description de l'injection d'eau:

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

La perméabilité relative est le rapport de la perméabilité efficace d'une phase à sa perméabilité absolue, elle dépend de la saturation de chaque phase.

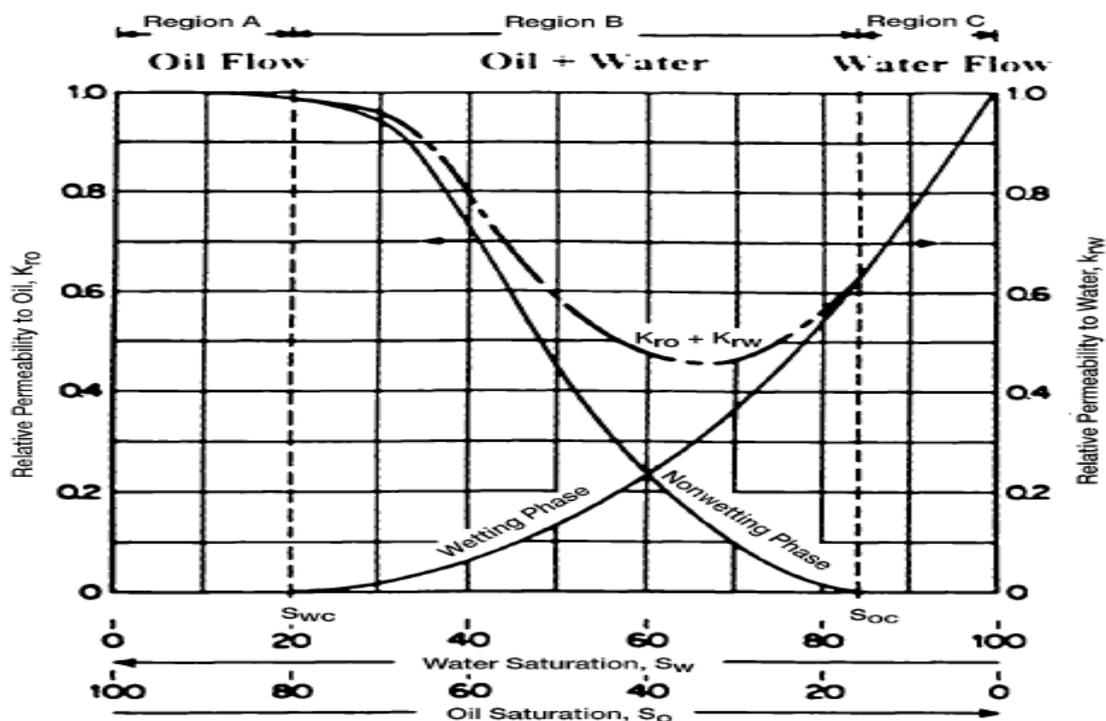


Fig II.8 : l'évaluation des perméabilités relatives de système eau-huile.

II-2-2-1-3-2 La mobilité:

La mobilité d'un fluide λ est le rapport de la perméabilité effective d'un fluide à sa viscosité :

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} = \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \quad \lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} = \frac{k k_{rw}}{\mu_w} \quad (\text{II-17})$$

Le rapport de mobilité M est le rapport de la mobilité de fluide de déplacement par rapport au fluide déplacé

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

$$M = \frac{\lambda \text{ déplaçant}}{\lambda \text{ déplacé}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{(k_{rw}/\mu_w)_{S_{wf}}}{(k_{ro}/\mu_o)_{S_{wi}}} \quad (\text{II-18})$$

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

M<1 : on a un déplacement piston, l'eau déplace plus lentement que l'huile et la récupération est élevée, la zone de transition est faible.

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

M>1 : la récupération est faible, une percée se produit rapidement.

A. Équation du débit fractionnaire:

La théorie de déplacement frontal introduite par Buckley-Levrett en 1941 a permis une description mathématique fondée sur la variation de la perméabilité relative. Cette théorie est développée par l'application de la loi de conservation de masse à l'écoulement de deux fluides suivant une direction (OX).

Dans notre cas les deux fluides sont l'eau (fluide déplaçant) et l'huile (fluide déplacé). Les équations du mouvement s'écrivent comme suit:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial(\rho_o U_{ox})}{\partial x} &= \frac{\partial(\rho_o \phi \cdot S_o)}{\partial t} \\ -\frac{\partial(\rho_w U_{wx})}{\partial x} &= \frac{\partial(\rho_w \phi \cdot S_w)}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (\text{II-19})$$

On multiplie deux équations par surface d'écoulement A :

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial(\rho_o q_o)}{\partial x} &= A \cdot \frac{\partial(\rho_o \phi \cdot S_o)}{\partial t} \\ -\frac{\partial(\rho_w q_w)}{\partial x} &= A \cdot \frac{\partial(\rho_w \phi \cdot S_w)}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (\text{II-20})$$

L'application de cette méthode est valable pour:

- L'huile et l'eau sont incompressibles;
- Les densités de l'huile et de l'eau sont constantes;
- Le rapport de mobilité est inférieur à l'unité;
- Le débit fractionnaire de l'eau est en fonction seulement de la saturation en eau;
- Pas de transfert de masse entre les deux fluides;
- Le réservoir est constitué d'une seule couche homogène;

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

- Le mouvement est linéaire, la loi de Darcy est applicable (débit d'injection = débit de production).

D'après ces conditions l'ensemble (II-20) devient:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial q_o}{\partial x} &= A \cdot \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} \\ -\frac{\partial q_w}{\partial x} &= A \cdot \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (\text{II-21})$$

On fait la somme des deux équations de l'ensemble (II-21), on obtient :

$$-\frac{\partial(q_o+q_w)}{\partial x} = A \cdot \phi \frac{\partial(S_o+S_w)}{\partial t} \quad (\text{II-22})$$

On a $S_o + S_w = 1$ et $q_o + q_w = q_t$

Le débit volumétrique total est constant quelque soit x et t dans le système linéaire.

f est défini comme la fraction des débits volumétriques des deux phases :

$$\left. \begin{aligned} f_o &= \frac{q_o}{q_t} = \frac{q_o}{q_o+q_w} \\ f_w &= \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w+q_o} \end{aligned} \right\} \quad (\text{II-23})$$

Le bilan de débit volumétrique donne :

$$f_o + f_w = 1 \quad (\text{II-24})$$

Alors l'équation (II-22) devient:

$$-\frac{\partial f_w}{\partial x} = \frac{A\phi}{q_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (\text{II-25})$$

Cette équation est appelée l'équation de Buckley-Levrett.

On trouve donc :

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{S_w} = V_{sw} = \frac{q_w}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \quad (\text{II-26})$$

Avec : $V_{sw} = Lt$

Alors, l'équation (II-26) devient :

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

$$Lt = \frac{q_w}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \quad (\text{II-27})$$

Ce qui équivaut à:

$$t = \frac{q_w}{A\phi L} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \quad (\text{II-28})$$

Où :

q_t : débit d'injection d'eau en m^3/D ;

A : l'aire traversée par le front en m^2 ;

V_{sw} : vitesse d'une tranche de saturation S_w en m/D ;

L : la distance entre le puits injecteur et celui producteur en m ;

t : temps d'arrivée à la valeur de saturation S_w en Days.

Donc pour la percée d'eau : $t_{Bt} = \frac{q_w}{A\phi L} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_{wbt}} \right)_{t_{Bt}}$

Et comme : $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_{wbt}} \right)_{t_{Bt}} = \frac{1}{S_{wbt} - S_{wi}}$ alors

$$t_{Bt} = \frac{q_w}{A\phi L(S_{wbt} - S_{wi})}$$

Pour deux fluides immiscibles, huile et eau, le débit fractionnel d'eau, F_w (ou tout fluide de déplacement immiscible) est défini comme le rapport de débit de l'eau sur le débit total :

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{(q_w + q_o)} \quad (\text{II-29})$$

On considère un écoulement stationnaire dans un milieu poreux linéaire, par hypothèse le réservoir est homogène. L'équation de Darcy peut être appliquée pour chacun des fluides:

$$(\text{II-30}) \dots \left\{ \begin{array}{l} q_w = -\frac{K.A}{\mu_w} \left[\frac{\partial P_w}{\partial X} + g \cdot \rho_w \cdot \sin(\alpha) \right] \\ \\ q_o = -\frac{K.A}{\mu_o} \left[\frac{\partial P_o}{\partial X} + g \cdot \rho_o \cdot \sin(\alpha) \right] \end{array} \right.$$

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

$\sin(\alpha)$: positive pour un écoulement vers le haut et négative vers le bas.

La soustraction des deux équations, nous donne :

$$\frac{q_w \cdot \mu_w}{A \cdot k_w} - \frac{q_o \cdot \mu_o}{A \cdot k_o} = \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) - g(\rho_w - \rho_o) \sin(\alpha) \quad (\text{II-31})$$

Et comme :

$$P_c = P_o - P_w$$

D'où

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_o}{\partial x} - \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (\text{II-32})$$

Après la combinaison des équations (II-31) et (II-32) et le remplacement dans (II-29) on obtient :

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{k_o \cdot A}{\mu_o \cdot Q_L} \right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g \cdot \Delta \rho \cdot \sin(\alpha) \right]}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} \quad (\text{II-33})$$

Pour l'écoulement biphasique le débit total q_t est égal au débit d'injection d'eau q_{iw} l'effet de la pression capillaire est habituellement négligée parce que le gradient de la pression capillaire est généralement faible, et l'écoulement est horizontal, l'équation (II-33) sera :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}} \quad (\text{II-34})$$

II-2-2-2 L'injection du gaz :

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

Le gaz injecté est presque toujours constitué d'hydrocarbures. L'injection d'air a parfois été essayée, mais elle présente de nombreux inconvénients (corrosion des puits, oxydation de l'huile, risque d'explosion).

II-2-2-2-1 L'injection dans le gas-cap :

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

II-2-2-2-2 L'injection de gaz directement dans l'huile:

Ce cas est celui de gisements plats sans gas cap où le gaz injecté s'écoule radialement à partir des puits d'injection, chassant l'huile vers les puits de production.

Le principal facteur qui permet de décider la mise en œuvre de l'injection de gaz est l'existence, à proximité du gisement à drainer, d'une source de gaz bon marché, disponible et suffisante. Le recyclage du gaz produit avec l'huile constitue une première source, mais qui ne permet qu'un ralentissement de la chute de pression du réservoir. Il faut faire appel comme seconde source à un gisement de gaz voisin ou au gaz d'un gazoduc passant à proximité. (Cas de Hassi Massoud) .

Il est d'ailleurs facile de chiffrer la quantité de gaz nécessaire à un maintien complet de la pression.

Soit un gisement d'huile produisant à une certaine époque avec un rapport gaz/huile GOR égale à R tel que $R = R_s + R_c$

La production d'une unité de volume d'huile de stockage correspond dans le gisement au retrait du volume fluide : $B_o + R_c B_g$ cependant que la production de gaz en surface est $R_s + R_c$

Si à tout on réinjecte I pour cent du gaz produit, le volume conditions de fond du gaz réinjecté est $I (R_s + R_c) B_g$

Il y a maintien totale de la pression s'il a égalité des volumes soutirés et introduits, c'est-à-dire pour :

$$I = \frac{B_o + R_c B_g}{(R_s + R_c) B_g} \quad (\text{II-35})$$

Dans le cas particulier où il n'y a pas de gaz libre produit, on obtient :

$$I = \frac{B_o}{R_s B_g} \quad (\text{II-36})$$

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

Deux autres remarques doivent être faites :

- Tout projet d'injection de gaz doit être précédé d'expériences en laboratoire (balayage d'une carotte, modèle physique).

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

- L'injection de gaz pour les besoins de la récupération secondaire constitue également un stockage souterrain de gaz et peut être de ce fait économiquement intéressante.

II-2-2-2-3 Mécanique du balayage:

Le drainage au gaz, comme le drainage à l'eau, donne naissance à un front de déplacement, mais celui-ci est moins marqué (variation de saturation en huile plus faible). Le gaz ne mouille pas la roche et va s'infiltrer au milieu de l'huile, tendant à créer une phase gazeuse continue à travers le réservoir.

Un front net a cependant de bonnes chances d'apparaître lors d'une extension de gas-cap, la pesanteur facilitant le maintien de la ségrégation des phases.

Des essais de balayage au gaz à pression voisine de la pression atmosphérique ont été effectués sur carottes par Yuster et Day. Les résultats obtenus sont les suivants:

- La production cumulée d'huile est fonction linéaire du logarithme du volume cumulé de gaz injecté.
- Pour un même volume de gaz injecté, la production d'huile est d'autant plus forte que le gradient de pression, donc la vitesse de circulation du gaz, est plus grande.
- Pour un même volume de gaz injecté, la production d'huile diminue lorsque la viscosité de l'huile en place augmente.
- La mise en œuvre (gaz)
- Nettoyage de puits, contrôle de l'état du tubage ; ne pas choisir un puits produisant de l'eau.
- Essai d'injectivité des puits.
- Fermeture des zones de cheminement préférentiel.
- Traitement du gaz pour en tirer H_2S , CO_2 et O_2 , H_2O : corrosion et risque de précipités (hydrates) pouvant colmater les canalisations.
- Compression : pour des raisons de souplesse, on préfère installer plusieurs compresseurs de petite taille plutôt qu'un gros. Le plus souvent, ce sont des compresseurs alternatifs entraînés par des moteurs à gaz.
- Contrôle : utilisation de marqueurs radioactifs.

II-2-3 Injection WAG (water alternating gas):

WAG est l'une des techniques les plus importantes utilisées dans les réservoirs à faible pendage. Ce processus implique d'injecter des cycles de gaz et d'eau en alternance.

Chapitre II: Théorie de récupération et calcul des réserves.

Une situation idéale peut être créée où le mélange eau- gaz se déplaçant avec une mobilité intermédiaire entre la mobilité du gaz (élevée) et celle de l'eau (basse), ce qui fonctionne mieux que l'injection d'eau. En pratique, la ségrégation de gravité et l'hétérogénéité de réservoir ont tendance à limiter le développement de tels déplacements uniformes. La technique de WAG peut entraîner une bonne récupération de pétrole dans les réservoirs à faible pendage. Un des avantages de la technique WAG est qu'elle permet de maximiser le volume contacté pour un volume donné de gaz disponible, Cela pourrait être important dans les situations où nous avons une insuffisance du gaz à injecter.

❖ Comparaison entre injection d'eau et de gaz:

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

Tableau II.4 : comparaison des injections d'eau et de gaz.

De la comparaison faite dans le tableau ci-dessus, on peut conclure que l'injection d'eau, d'un point de vue économique et encore technique est plus bénéfique que l'injection du gaz.

III- Généralités sur l'injection d'eau :

III-1 L'importance de l'injection d'eau :

Dans un gisement pétrolier, les fluides qui occupent les vides de roche ou "pores" : l'eau, l'huile ou le gaz, sont en équilibre **statique** sous l'action des forces de pression, de gravité et de capillarité.

La mise en production, par l'intermédiaire de puits producteurs, induit un **mouvement** des fluides en place, qui se traduit par un transfert des pores vers la surface. Il apparaît alors des forces d'inertie (faibles) et de frottements visqueux. Ce mouvement des fluides nécessite des **phénomènes physiques moteurs**.

Les **moteurs naturels**, ou faisant potentiellement partie du gisement sont :

Les expansions monophasiques de la roche magasin et des fluides : gaz, huile sous-saturée, eau, accompagnant :

- Une baisse de pression ;
- L'expansion des gaz dissous dans l'huile, si la pression devient inférieure au point de bulle ;
- L'expansion d'un aquifère sous-jacent à l'accumulation,
- L'expansion d'un "gas cap" ;
- L'imbibition (l'eau chasse l'huile).

Sauf dans le cas des gaz ou de la présence d'un aquifère actif (alimenté par l'extérieur), les taux de récupération naturelle obtenus sont faibles (20 à 25 %). De plus, la pression baissant, la production ralentit inexorablement.

Si l'on peut aider les fluides à s'élever dans les tubings (activation par pompage ou gaslift), laisser se dépléter un gisement présente des inconvénients majeurs en termes de récupération.

L'injection d'eau ou de gaz dans le gisement permet de "maintenir la pression". Il s'agit de **récupération assistée** parfois appelée récupération secondaire.

L'injection d'eau (prélevée dans une autre source que le gisement lui-même), ou la réinjection de l'eau associée au brut après séparation, constitue le procédé de récupération assistée le plus utilisé (80 % à 85 % de l'huile supplémentaire produite).

L'injection d'eau sera le plus souvent décidée dans les cas suivants : gisement d'huile à faible énergie : huile sous-saturée, aquifère peu actif ou de volume négligeable, gisement d'huile peu perméable ou de grandes dimensions (écarts de pression trop importants), gisement d'huile de configuration géométrique telle que les entrées naturelles d'eau, laissent des zones importantes non balayées.

En bref le but de l'injection d'eau est de :

Optimiser la production et augmenter la récupération par :

- Le maintien de pression ;
- Le balayage de l'huile en place.

III-2 Caractéristiques de l'eau injectée :

III-2-1 Qualité d'eau requise par la formation :

La possibilité d'injecter à long terme de l'eau dans une formation pétrolière dépend de nombreux facteurs et se traduit par l'injectivité.

Injectivité = $f[P, Q, IP(k, h, K_{rw}, \mu, B) \dots]$

P : pression (différence fond de puits-couche).

Q : débit.

IP : index d'injectivité.

h : épaisseur de la couche.

K_{rw} : perméabilité relative à l'eau.

k : perméabilité moyenne dans l'aire de drainage.

μ : viscosité à P et T.

B : facteur formation de l'eau.

La qualité de l'eau a une influence sur l'index d'injectivité. Pour qu'il reste constant, toutes choses égales par ailleurs, il convient que l'eau injectée ne soit pas colmatant pour la liaison couche trou et la formation, et qu'elle n'induisse ni réactivité d'argiles, ni phénomène de "souring".

En d'autre terme, l'eau doit être compatible.

III-2-2 La source de l'eau à injecter :

On distingue généralement 3 types d'eau suivant leurs provenances :

- Les eaux de surface: mer, lacs, rivières, marigots...
- Les eaux de nappes profondes.
- Les eaux de production : gisement, dessalage, condensation...

	O ₂	CO ₂	CH ₄	MES Solides	Matières organiques dispersées	Organismes vivants	Bactéries SRB	Sels
Rivières et lacs	***			** V	** V	*	**	*
Marigots Lagunes	***		TR	*** V	*** V	***	***	**

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

Mer profonde	**			*	**	**	***	***
Phréatique	*		** V		*		**	
Profonde		** V	** V	* V				** V
Eau de gisement		** +H ₂ S	**	** V	HC		* V	*** V
Eau de dessalage		** +H ₂ S	**	** V	HC		* V	*** V
Eau de condensation		** +H ₂ S	***		HC			

Tab III-1 : caractéristiques des eaux à injecter.

Le choix de la source d'eau doit être effectué avec le plus grand soin. Une source d'eau plus difficile d'accès ne doit pas être exclue sur ce seul critère.

Si une eau brute a déjà presque toutes les qualités requises, il n'y a plus de traitement hormis le soutirage et le pompage.

En offshore, l'eau de mer, difficile à traiter, peut être parfois remplacée par de l'eau de nappe qui ne nécessite pas ou peu de traitement.

Dans le cas de la zone de TFT et les autres zones pétrolières Algériennes, l'eau produite est celle qui va être injectée.

III-3 Fonctionnement de l'injection d'eau :

III-3-1 Mise en œuvre et contraintes :

Le choix de l'injection d'eau implique :

- Une bonne connaissance du réservoir et de l'aquifère, donc un minimum d'historique de production. Si l'injection d'eau est simultanée à la mise en production, il convient de tenir compte de la marge d'incertitude (débit-pression) dans la conception des installations.
- Une définition aussi précise que possible de la qualité de l'eau requise par la formation, en terme de compatibilité ionique, teneur en MES, granulométrie des particules solides et pouvoir colmatant. Donc, nécessité d'études et d'essais sur des échantillons d'eau de gisement et des échantillons de terrain (carotte).
- La disposition d'un approvisionnement en eau suffisant, en quantité, qualité et régularité.

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

- La réalisation de puits injecteurs, judicieusement placés et équipés des moyens de liaisons couche-trou adaptés à la formation, aux qualités d'eaux et aux conditions hydrauliques.
- La réalisation des installations de surface nécessaires au traitement de l'eau, à sa distribution et à son injection, et la prise en compte de ces installations dans l'exploitation du champ.

III-3-2 Les études conceptuelles :

La mise en œuvre du procédé "injection d'eau" sur un site pétrolier nécessite un ensemble d'études interdépendantes et pluridisciplinaires, et la synthèse des travaux de plusieurs équipes de spécialistes. Le fluide "process" étant l'eau, le projet aura pour objectif de prélever une certaine quantité d'eau dans une source convenable, de la traiter pour atteindre certains critères de qualité, et enfin, de l'injecter dans la formation.

Une organisation spécifique est nécessaire, parfois difficile à définir, les sociétés pétrolières étant classiquement structurées pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures liquides ou gazeux.

En bref, on peut répartir les tâches de la manière suivante :

Les équipes gisement ont la responsabilité de la définition des objectifs à atteindre en terme de quantité et qualité d'eau, de lieu d'injection, et de calendrier, les exploitants ont en charge la définition des moyens à mettre en œuvre pour la réalisation de ces objectifs.

Schématiquement, ceci revient à établir un "cahier des charges" en répondant aux questions : quoi ? Combien ? Où ? Quand ?, et à concevoir une installation industrielle répondant au cahier des charges, c'est-à-dire à la question comment ?

III-3-3 Traitement de l'eau à injecter :

L'architecture de la chaîne de traitements d'eau d'injection dépend de la source d'eau et des performances attendues. Les différentes fonctions et procédés utilisés sont interdépendants, ce qui impose, entre autres, une succession logique des traitements.

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

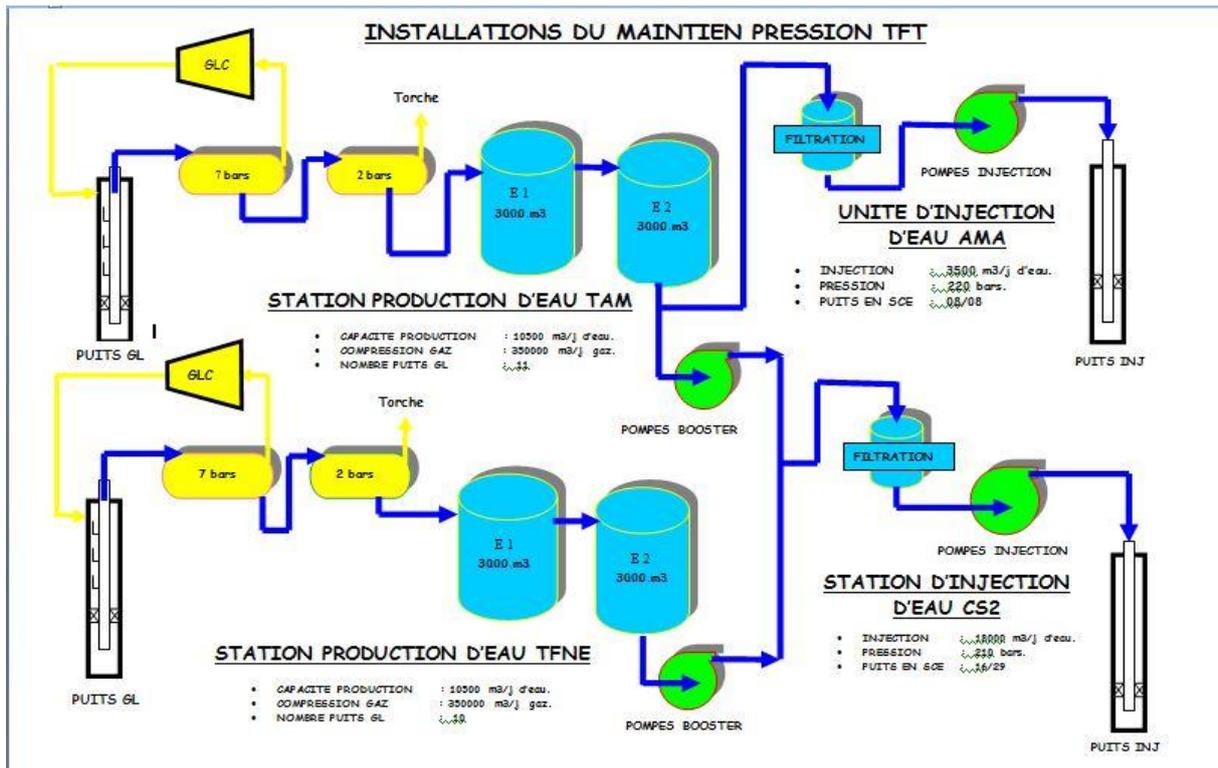


Fig III.1: Architecture de la chaîne de production, traitement et injection d'eau de TFT.

❖ La chaîne du traitement :

A partir d'une source d'eau, il faut injecter dans la formation pétrolière, par l'intermédiaire de puits injecteurs et selon un échancier prévu, des quantités d'eau compatible avec la formation réceptrice et aux meilleurs coûts d'investissement et d'exploitation.

Les équipements composant la chaîne de traitements d'eau doivent assurer les fonctions de :

- Captage de l'eau
- Transfert de l'eau du point de prélèvement aux puits injecteurs, en assurant les pertes de charge dues aux équipements de traitement.
- Filtration pour assurer la compatibilité mécanique avec la formation (noncolmatage durant la durée d'exploitation).
- Lutte contre la corrosion.
- Lutte antibactérienne.
- Pompage haute pression pour l'injection.
- Distribution de l'eau traitée.
- Injection par les puits munis des équipements de fond et de surface adaptée.

Ne font l'objet de traitements proprement dits que les fonctions de filtration, lutte contre la corrosion et lutte antibactérienne.

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

Rappelons que les traitements n'ont pour objet que de rendre l'eau compatible avec la formation réceptrice. Selon la qualité de l'eau brute, c'est à dire le choix de la source d'eau, ces traitements seront ou non indispensables, et auront une importance variable.

En ce qui concerne la lutte anticorrosion, elle n'a pour objet que de protéger les installations qui actuellement ne sont pas toutes résistantes à la corrosion. L'oxygène dissous dans l'eau est un facteur de corrosion très important et classiquement un traitement de désoxygénation est installé pour les eaux aérées

III-3-4 Etapes d'un projet d'injection d'eau :

La méthode CGM (Craig, Geffen, and Morse, 1965), qui divise le comportement d'un réservoir sous injection d'eau en quatre étapes :

III-3-4-1 Du début de projet à l'interférence :

Une saturation en gaz existe habituellement au début de l'injection (Fig III-2 A). Le débit d'huile correspondant est représenté par le point A dans la Fig III-3. Après que l'injection est lancée et une certaine quantité d'eau est injectée, un secteur à saturation élevée en eau, appelé zone d'eau, est formé autour de chaque puits injecteur. Avec l'injection continue de l'eau, la zone d'eau se développe radialement et déplace la phase d'huile qui forme une région à saturation élevée en huile : la zone d'huile. Ce flux radial continue jusqu'à ce que les zones d'huile formées autour des puits injecteurs voisins se rencontrent, c'est l'interférence. Pendant cette première étape, l'état du réservoir autour des puits producteurs est semblable à celle du début de l'injection ; aucun changement n'est observé sur le débit comme indiqué sur la Fig III-3 par le point B.

III-3-4-2 De l'interférence au remplissage :

Cette étape décrit la période allant de l'interférence jusqu'au remplissage de l'espace occupé par le gaz. Le remplissage est le début de la réponse de production d'huile comme illustré sur la Fig III-2(C) et par le point C sur la Fig III-3. Par conséquent, la performance d'injection peut seulement être évaluée à l'heure du remplissage.

III-3-4-3 Du remplissage à la percée d'eau :

La fin de la phase de remplissage est caractérisée par l'arrivée du front d'huile au puits producteurs, pas de gaz libre dans le pattern d'injection. Par l'injection continue de l'eau, le front d'eau atteint par la suite le puits producteur, marquant le temps à la percée, Fig III-2 (D).

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

III-3-4-4 De la percée d'eau à la fin de projet :

Après la percée, le WOR augmente rapidement avec un déclin net du débit d'huile (Fig III-3 point D). Le secteur balayé continue à s'étendre avec l'injection de plus d'eau, cette augmentation contribuera à une production d'huile additionnelle associée avec une production d'eau.

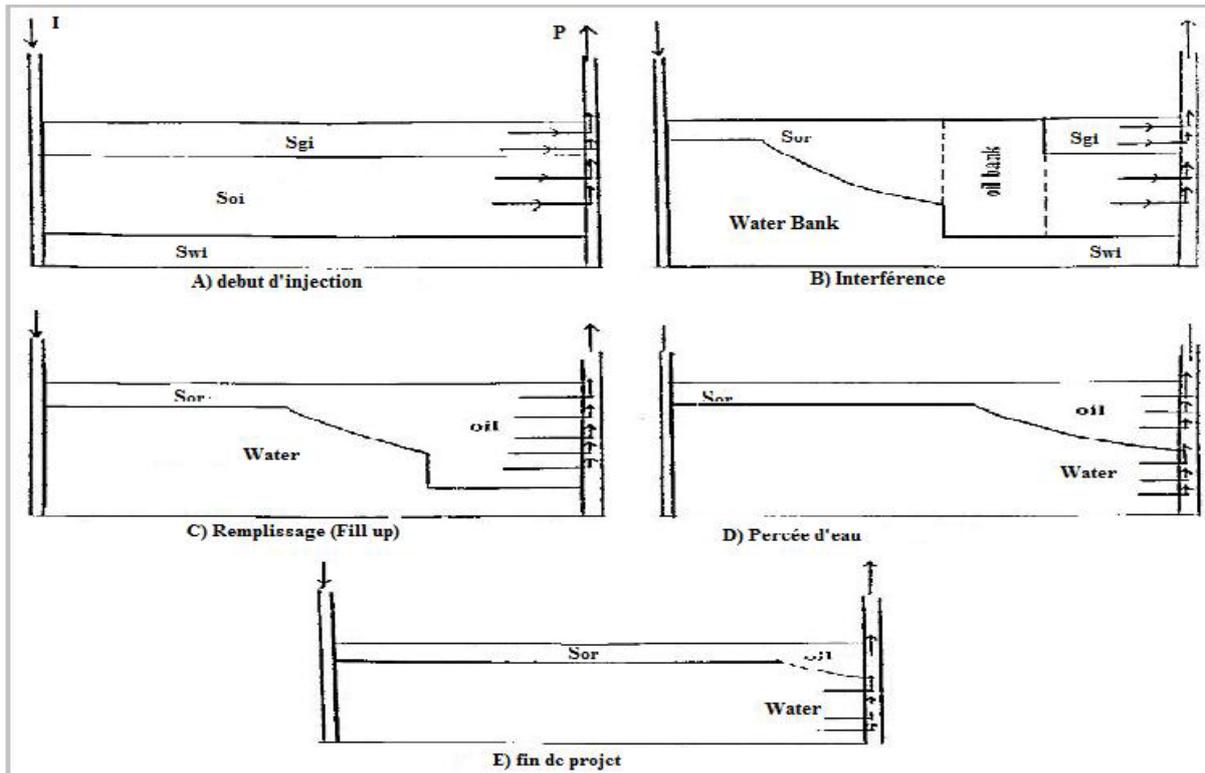


Fig III.2 : Phases de performance de l'injection d'eau dans le réservoir.

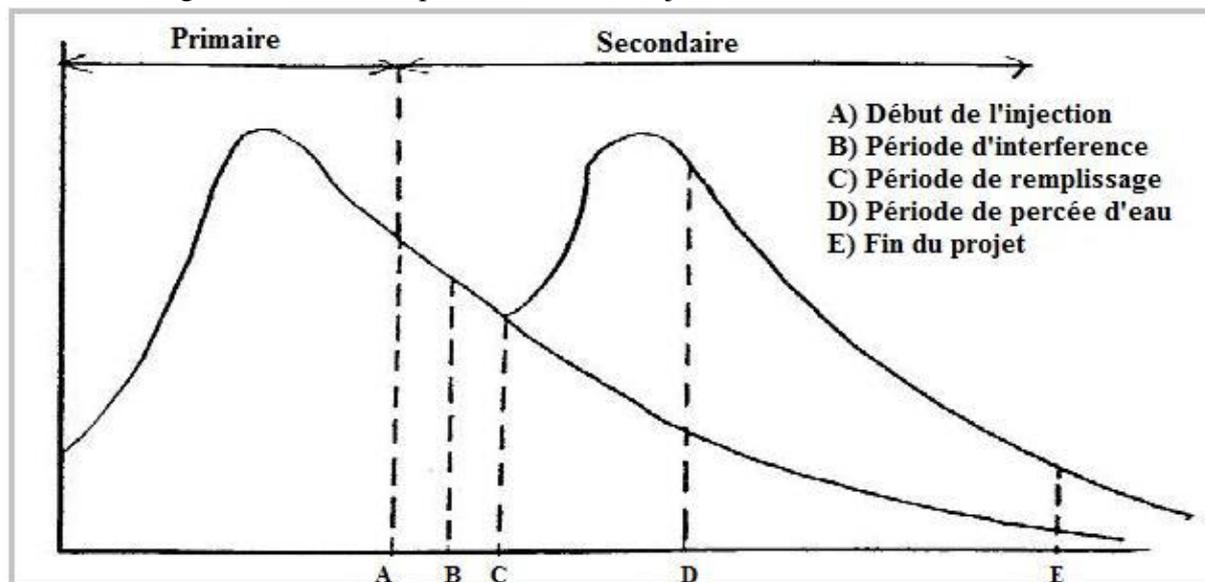


Fig III.3 : Historique prévu de la production.

III-3-5 Méthodologie de surveillance et d'analyse de la performance de l'injection :

La surveillance d'un projet d'injection d'eau est une tâche très importante pour comprendre et évaluer la performance du réservoir et pour identifier les opportunités d'amélioration de la récupération totale de l'huile.

Plusieurs courbes et des techniques de diagnostic sont conçues pour compléter la prédiction et évaluer la performance d'un projet d'injection d'eau à des niveaux allant du champ au puits en passant par le bloc et la cellule. Certaines de ces techniques sont brièvement citées :

III-3-5-1 Techniques de suivi de la performance d'injection :

III-3-5-1-1 Cartes à Bulle (Bubble Maps) :

Ces cartes permettent la différenciation visuelle entre les secteurs des réservoirs qui ont et n'ont pas été balayés par l'eau injectée. La carte à bulle peut être employée pour identifier les secteurs qui ne sont pas atteints par l'injection et des secteurs avec des opportunités de nouveaux forages.

III-3-5-1-2 Taux de remplacement de vide (Voidage Replacement Ratio VRR) :

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

$$VRR = \frac{Q_{winj}B_w}{Q_o B_o + W_p B_w + Q_o (R_p - R_s) B_g} \quad (III.1)$$

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

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

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

- Lorsqu'une relation directe est observée entre le VRR et le débit de production d'huile, la quantité d'huile produite diminue quand le VRR est inférieur de 100%, et il s'améliore quand VRR est considérablement supérieur à 100%, on peut en conclure qu'un aquifère ne supporte la production dans ce champ.
- Un débit de production qui n'est pas en relation directe avec le VRR peut confirmer l'existence d'un aquifère actif.

III-3-5-1-3 Impact de l'injection sur la récupération :

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

Le RF et le HCPVi sont définis comme suit :

$$RF = \frac{N_p}{N} \quad (III.2)$$

$$HCPVi = \frac{W_{inj}B_w}{NB_{oi}} \quad (III.3)$$

III-3-5-2 Techniques de diagnostic des problèmes de production d'eau :

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

Les données de production renferment de précieuses informations qui peuvent être de grande utilité dans le diagnostic des problèmes liés à la production d'eau. Identifier la nature du problème et déterminer son origine est une étape primordiale dans le processus de contrôle de production d'eau.

Le diagnostic des puits est utilisé dans de nombreux objectifs dont on peut citer :

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

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

III-3-5-2-1 Courbe de récupération :

Un graphe en échelle semi log de WOR en fonction de la production cumulée d'huile. En général, la tendance de production peut être extrapolée jusqu'à la limite économique de WOR pour déterminer la quantité d'huile qui sera produite si rien n'est fait pour contrôler la production d'eau.

Si cette quantité est égale aux réserves d'un puits, l'eau que ce puits produit est une eau tolérable et aucune opération de contrôle d'eau n'est nécessaire. Si, par contre, la production extrapolée d'huile est inférieure aux réserves, l'eau produite est nuisible et un traitement doit être appliqué pour la maîtriser.

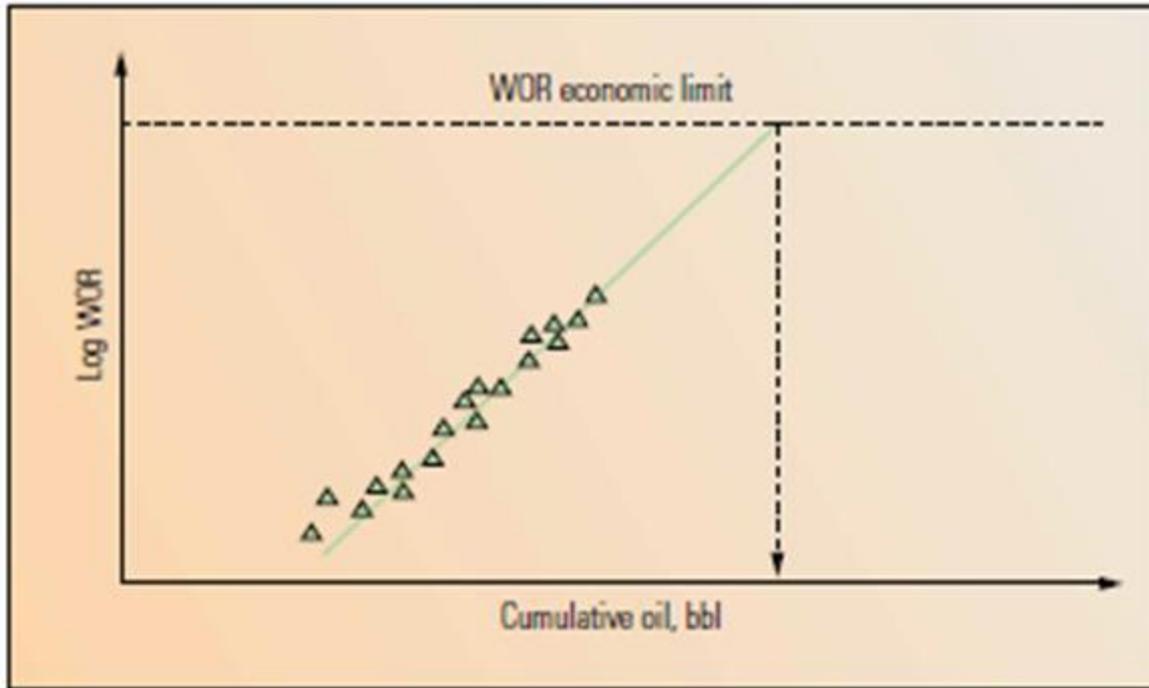


Fig III.4: Courbe de récupération (recovery plot).

❖ Fondements théoriques :

Cette section constitue une base théorique qui explique pourquoi le graphe WOR vs N_p tracé en semi log pourrait être linéaire. L'analyse commence à partir des concepts de base d'écoulement diphasique décrits dans l'équation suivante:

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o} = \frac{K_{rw}\mu_o B_o}{K_{ro}\mu_w B_w} \quad (III.4)$$

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

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{bS_w} \quad (III.5)$$

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

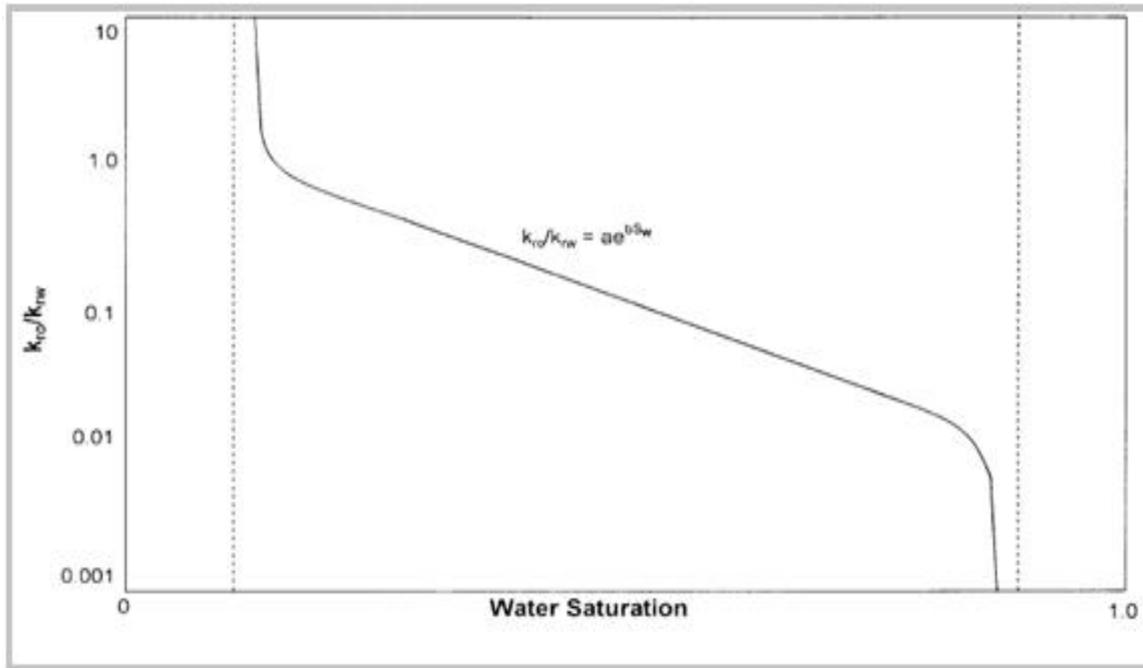


Fig III-5: Rapport des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau.

Remplaçons l'équation (III.5) dans (III.4) et prenons le logarithme des deux membres de l'équation :

$$\log(\text{WOR}) = -\log(a) - bS_w + \log\left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_w B_w}\right) \quad (\text{III.6})$$

D'autres part, et dans le cas d'un écoulement diphasique huile-eau, on a :

$$S_w = 1 - S_o \quad \text{Avec : } S_o = \frac{\text{volume de l'huile}}{\text{volume poreux}} = \frac{(N - N_p) B_o (1 - S_{wi})}{N B_{oi}}$$

Donc

$$S_w = 1 - (1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}} \quad (\text{III.7})$$

Remplaçons l'équation (III.7) dans (III.6) on obtient :

$$\log(\text{WOR}) = -\log(a) - b \left[(1 - S_{wi}) \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}} \right] + \log\left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_w B_w}\right) \quad (\text{III.8})$$

$$\text{Posant : } A = \log\left(\frac{\mu_o B_o}{a \mu_w B_w}\right) + b \left[(1 - S_{wi}) \frac{B_o}{B_{oi}} - 1 \right] \quad \text{et } B = -b \left[(1 - S_{wi}) \frac{B_o}{N B_{oi}} \right]$$

Une forme simplifiée de l'équation (III.8) s'écrit :

$$\log(\text{WOR}) = A + B N_p \quad (\text{III.9})$$

L'extrapolation de la droite d'approximation de la courbe de $(\log(\text{WOR}) \text{ vs } N_p)$ jusqu'à la limite économique du WOR permet de tirer les réserves ultimes récupérables de l'huile.

Cette technique semi-empirique est utilisée pour évaluer et prédire l'efficacité d'un projet d'injection d'eau. Elle n'est cependant applicable que pour la phase tardive (*late time*) d'un tel projet car c'est seulement dans cette phase qu'une tendance claire du WOR vs N_p peut être établie.

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

Il est d'usage d'appliquer cette méthode après que la fraction d'eau en surface (*water-cut*) aura dépassé 50%. Cette limite correspond à une saturation en eau à partir de laquelle la linéarité du $\log(k_{ro}/k_{rw}) = f(S_w)$ est établie.

III-3-5-2-2 Graphes de l'historique de production :

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

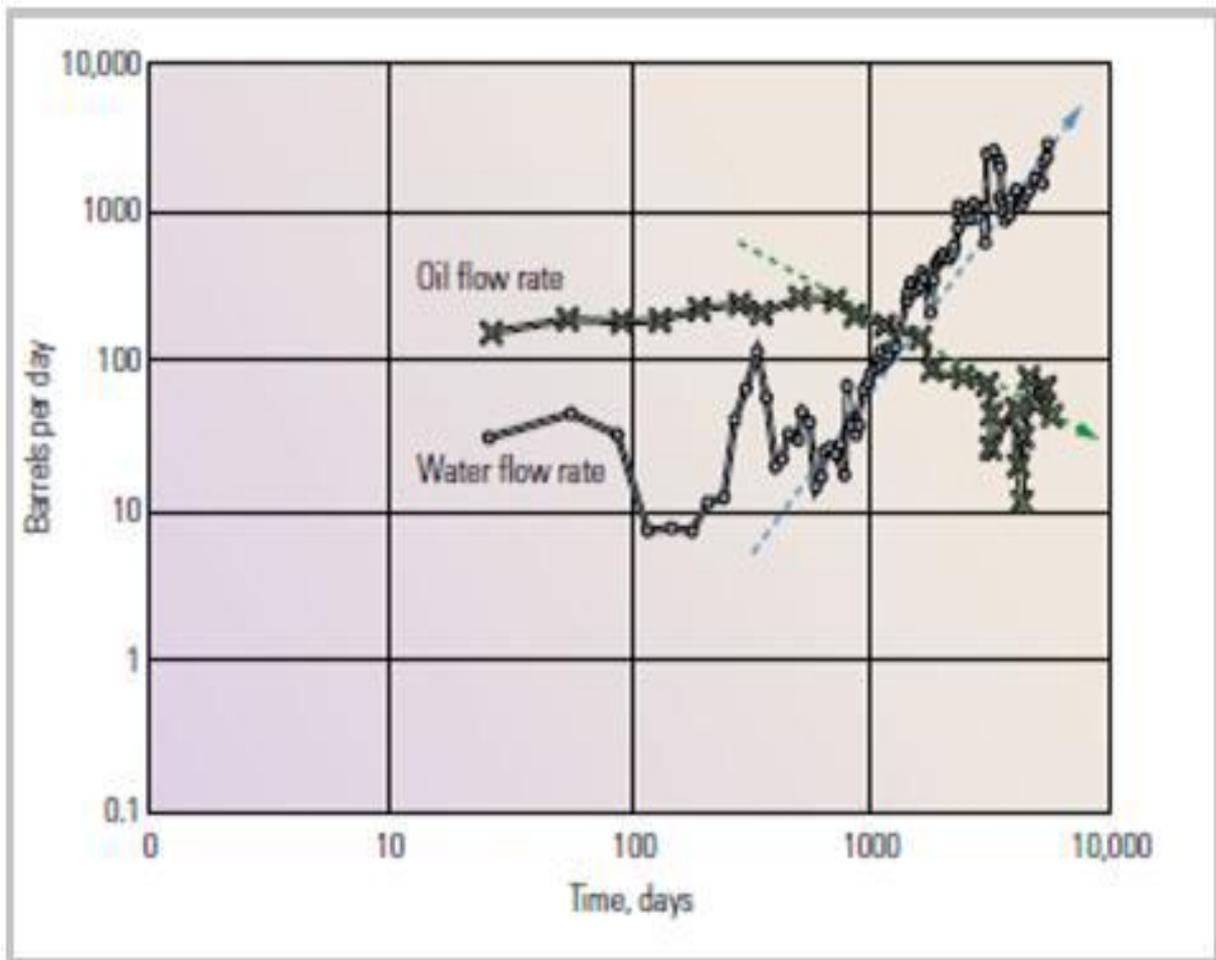


Fig III-6: Production History Plot.

III-3-5-2-3 Analyse des courbes de déclin :

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

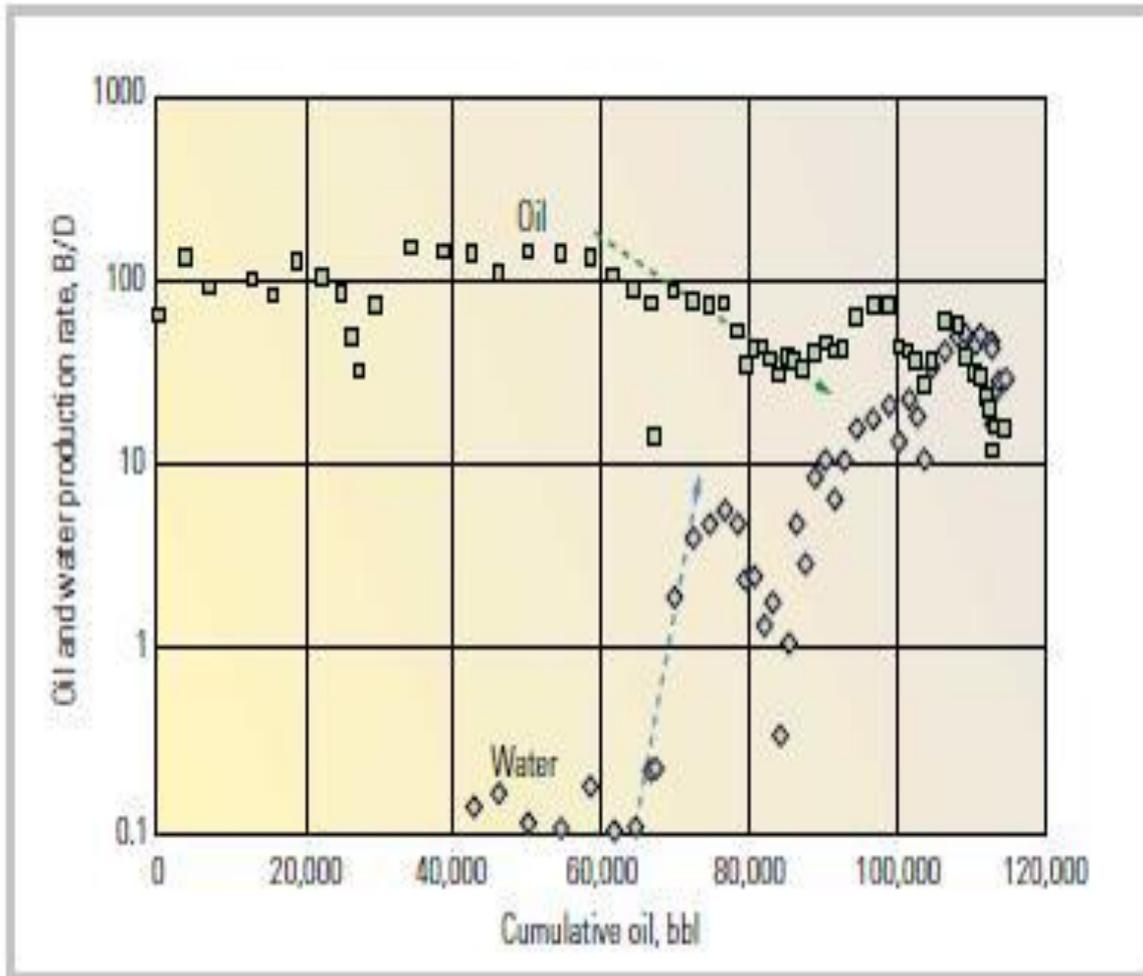


Fig III-7: Courbe de déclin.

III-3-5-2-4 Courbes de diagnostic :

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

coning, channelling, percée par une couche de bonne perméabilité, remontée du contact huile eau...etc. La plupart de ces profils ont été établis à partir des résultats de simulations numériques et de données de champs. La dérivée de WOR par rapport au temps peut également être utilisée.

L'interprétation de ces courbes, combinée avec d'autres données, peut limiter le problème de non unicité des solutions et aider ainsi à diagnostiquer le problème. Les figures ci-dessous montrent quelques exemples de courbes de diagnostic correspondant à différents problèmes de production d'eau.

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

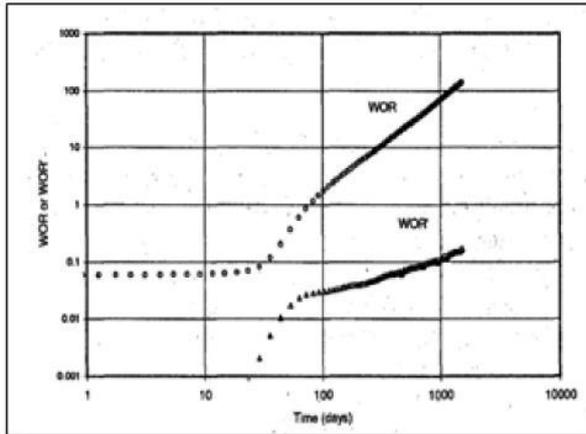


Fig III-8: Multilayer Channeling.

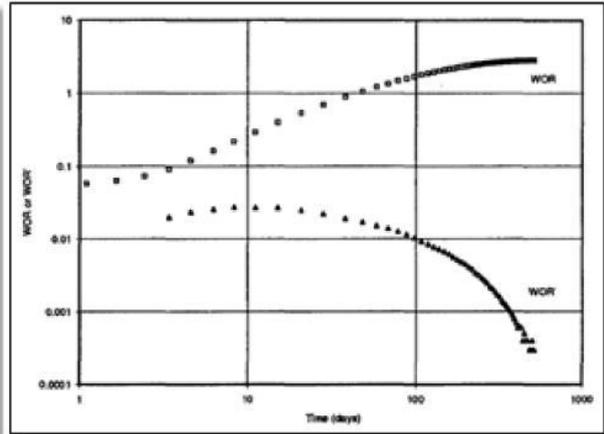


Fig III-9: Bottomwater coning.

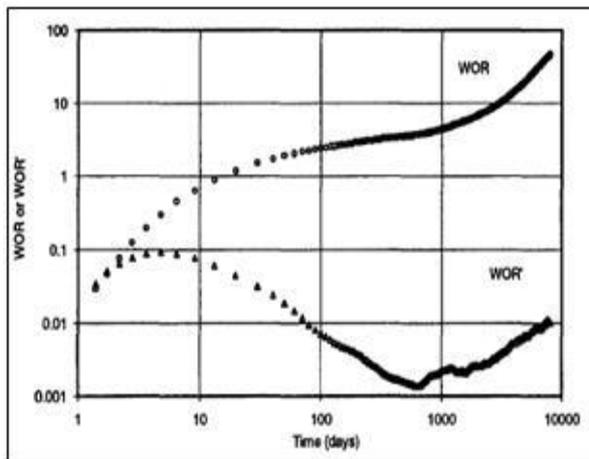


Fig III-10: Bottom water channeling with late time channeling.

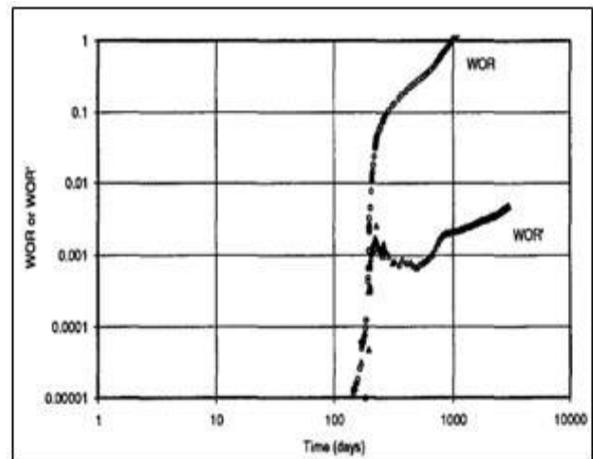


Fig III-11: Thief layer water recycling.

III-3-5-3 Suivi de l'évolution de l'injectivité des puits par la méthode de Hall :

L'efficacité d'un projet d'injection d'eau dans un champ pétrolier dépend de la performance de chaque puits. Le réservoir, enfoui dans le sous-sol, peut seulement être pénétré et contrôlé via des puits. Par conséquent, il est nécessaire d'avoir des méthodes efficaces pour une évaluation et de surveillance de la performance des puits et aussi pour l'évaluation régulière de l'état du réservoir aux alentours des puits.

La méthode de Hall est un outil simple utilisé pour évaluer la performance des puits injecteurs d'eau. Elle peut être utilisée comme alternative aux essais de puits traditionnels. Elle est fondée sur l'hypothèse d'un écoulement radial circulaire sous un régime permanent. En plus de l'historique de la pression et du débit d'injection, la méthode de Hall requiert la connaissance de la pression de réservoir moyenne P_r dans l'aire d'influence du puits injecteur.

III-3-5-3-1 Bases théoriques de la méthode de Hall :

La méthode de Hall est basée sur l'équation de Darcy pour un écoulement radial circulaire sous un régime permanent.

$$i_w = \frac{0,00708kh(P_{inj}-P_r)}{\mu_w \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S \right]} \quad (III.10)$$

En supposant que les paramètres k , μ_w , r_e et S sont constants, l'équation (III.10) peut être réduite à :

$$i_w = C(P_{inj}-P_r) \quad (III.11)$$

Avec :

$$C = \frac{0,00708kh}{\mu_w \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S \right]}$$

L'équation (III.11) peut aussi s'écrire comme suit :

$$\frac{i_w}{C} = (P_{inj}-P_r) \quad (III.12)$$

L'intégration des deux membres de l'équation par rapport au temps donne :

$$\int_0^t (P_{inj} - P_r) dt = \frac{1}{C} \int_0^t i_w dt \quad (III.13)$$

Le terme $\int_0^t i_w dt$ représente le cumul de l'injection d'eau W_{inj} .

Souvent, la pression d'injection au fond du puits n'est mesurée que lors des essais de puits. Par contre, les pressions d'injection en tête sont relevées quotidiennement. Les débits d'injection sont aussi calculés chaque jour. A partir des pressions de tête et des débits, la pression de fond peut être calculée :

$$P_{inj} = P_{wh} + \Delta P_h - \Delta P_f - \Delta P_{acc} \quad (III.14)$$

Avec :

P_{inj} : Pression d'injection du fond du puits,

P_{wh} : Pression d'injection en tête du puits,

ΔP_h : Pression de la colonne d'eau, données par l'équation fondamentale de l'hydrostatique :

$$\Delta P_h = \rho_w gh \quad (III.15)$$

ΔP_f : Pertes de charge par friction, données par l'équation de Darcy-Weisbach :

$$\Delta P_f = f \rho_w \frac{Lv^2}{2d} \quad (III.16)$$

ΔP_{acc} : Pertes de charge par accélération.

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

Dans le cas d'un écoulement monophasique vertical, la pression de la colonne du fluide représente plus de 95% des pertes de charge totales. Cela nous permet de négliger les deux autres termes sans que l'erreur commise ne soit trop importante. L'équation (III.14) se réduit donc à :

$$P_{inj} = P_{wh} + \Delta P_h \quad (III.17)$$

Remplaçons l'équation (III.17) dans (III.13) pour obtenir :

$$\int_0^t (P_{wh} + \Delta P_h - P_r) dt = \frac{W_{inj}}{C} \quad (III.18)$$

L'équation (III.18) montre que le tracé du membre gauche, appelé *intégrale de Hall*, en fonction de W_{inj} donnera une droite de pente $1/C$. Ce graphe est appelé *Hall Plot*. Si les paramètres k , h , r_e , μ_w et S sont constants, la valeur de C sera constante et la droite gardera sa pente. Si l'un de ces paramètres change, C changera et la pente du graphe de Hall changera aussi. Ces changements de pente peuvent fournir beaucoup d'informations concernant l'efficacité d'injection dans un puits.

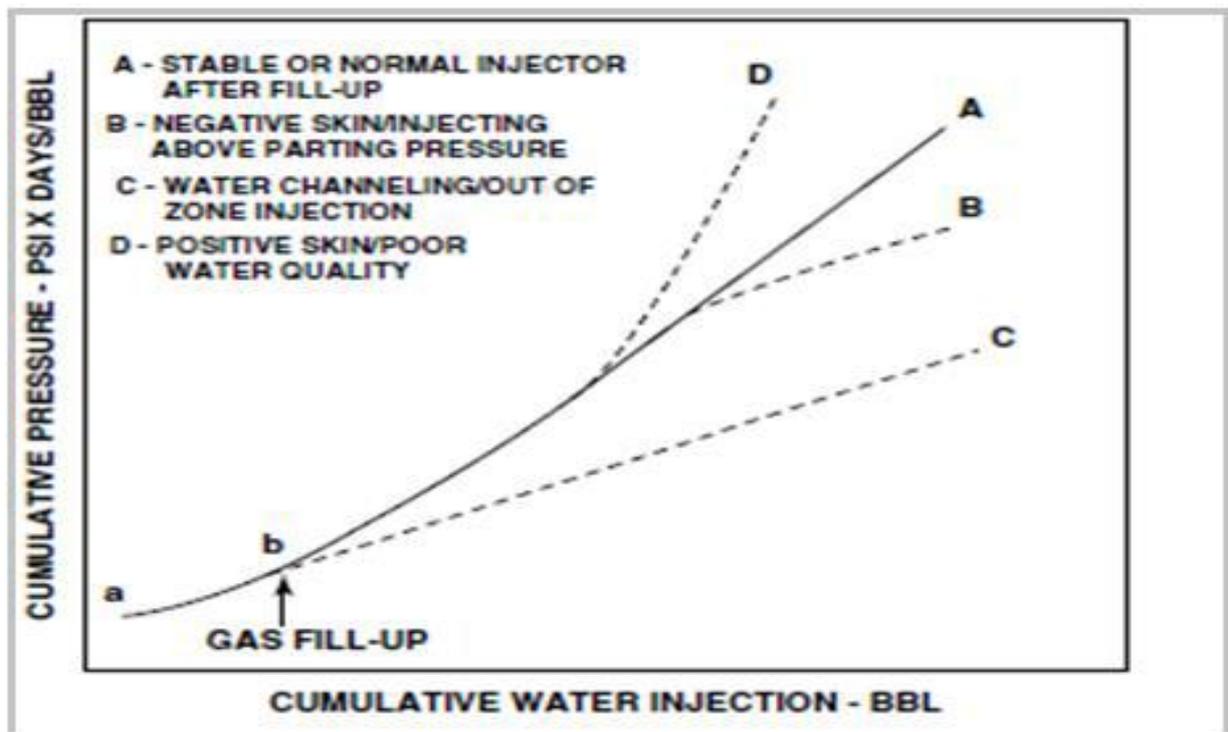


Fig III-12: Un exemple de Hall Plot pour différentes conditions.

Tôt dans la vie de puits injecteur, le rayon de la zone inondée par l'eau augmente avec le temps faisant fléchir la courbe vers le haut. Après le *fill-up*, l'injection devient stable comme le montre bien la constance de la pente de la droite A. Une pente croissante indique généralement un *skin* positif synonyme d'un endommagement (ligne D). De manière analogue, une pente décroissante peut indiquer un *skin* négatif ou bien une injection au-delà de la pression de fracturation (ligne B).

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

Une pente très faible (ligne C) peut signifier un possible *channelling* ou une injection hors-zone.

III-3-5-3-2 Limitations de la méthode de Hall :

La simplicité de la méthode de Hall peut être trompeuse. Rigoureusement parlant, une interprétation correcte de la courbe de Hall exige des informations sur la pression moyenne de réservoir. Si la méthode de Hall est appliquée sans connaissance préalable de la pression de réservoir, alors la conclusion qu'un changement de la pente de la courbe est une indication des changements de l'injectivité du puits peut être erronée. L'évaluation de la transmissibilité du réservoir à partir de la courbe de Hall est impossible, à moins que le rayon d'influence soit connu et ne change pas pendant la durée d'observation. Ni la pression de réservoir ni l'aire d'influence ne sont fournies par des mesures. Il n'y a aucune preuve que le rayon d'influence ne change pas après un traitement ou avec le changement du débit d'injection. Au contraire, il est raisonnable de supposer que des conditions variables d'injection affectent ce rayon.

III-4 Phénomène de coning d'eau :

III-4-1 Description du phénomène :

Le coning d'eau est une déformation locale d'interface huile/eau proche d'un puits en production. Le soutirage est lié à une différence de pression entre le puits et l'interface, et ce dernier a tendance à se déformer et à se rapprocher du puits.

Lorsque le puits est en production, il y a un écoulement possédant une symétrie de révolution si le milieu est homogène et isotrope, mais cet écoulement n'est pas exactement radial circulaire si le puits n'est pas perforé sur toute la hauteur de la couche, car les lignes de courants de la partie basse de la couche se redressent pour atteindre la base du puits. Ce mouvement ascendant de l'huile et de l'eau déforme la surface de contact eau/huile qui reste de révolution et prend une forme grossièrement conique.

On distingue plusieurs types de coning suivant les conditions d'alimentation et la répartition des fluides. Les figures schématisent les deux principaux d'entre eux (Fig III-13) et (Fig III-14).

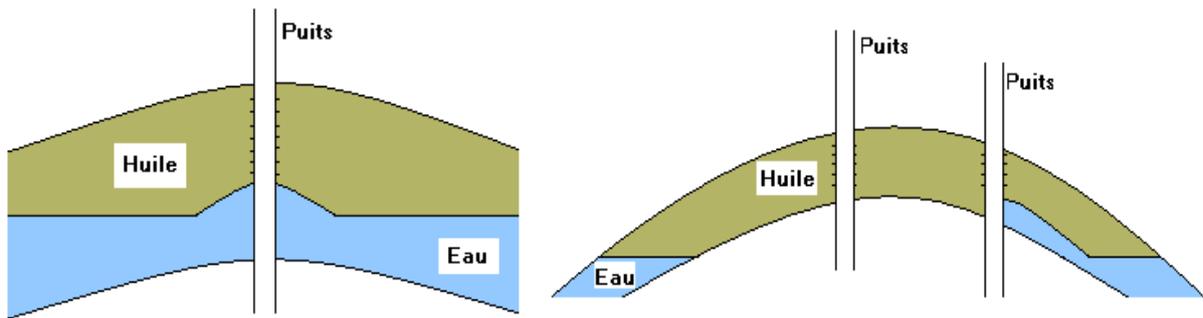


Fig III-13: Cône vertical (bottom coning) Fig III-14: Cône latéral (edge coning)

III-4-2 Valeur du débit critique d'injection d'eau :

La figure (Fig III-15) montre un sondage qui pénètre d'une profondeur h_p dans une couche d'épaisseur H occupée par de l'huile sur la hauteur h_o et par de l'eau sur une hauteur $(H-h_o)$. Le rapport h_p/h_o est la pénétration de sondage. Le cône est d'autant plus haut que l'effet de soutirage du puits se fait plus sentir, c'est-à-dire que la pénétration et le débit sont plus élevés, alors qu'à l'inverse, les forces de gravité ont un effet stabilisateur.

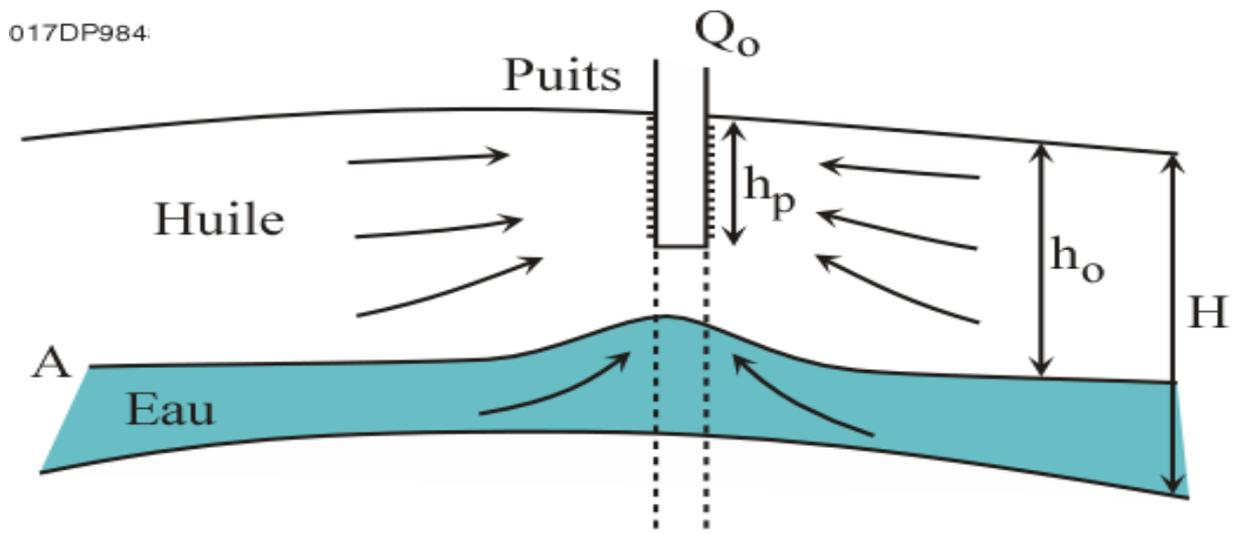


Fig III-15 : Cône stable.

Des études effectuées par BOURNAZEL et JEANSON (IFP) précisent des corrélations établies par SOBOCINSKY (Esso) en ce qui concerne le cône vertical, que nous traiterons seulement. En effet, le cône latéral et d'une étude très complexe et en pratique est traité par

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

simulation. Le débit critique est donné par l'expression suivante, en unités pratiques (m^3/j , g/cm^3 , md, m, cp) :

$$Q_c = \alpha \cdot 10^{-3} \frac{(\rho_w - \rho_o) K_h \cdot h_o (h_o - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (III.19)$$

($\alpha = 1,52$ pour SOBOCINSKY et $\alpha = 1,24$ pour BOURNAZEL : résultats de corrélations).

K_h : La perméabilité horizontale.

Cette formule se déduit simplement de l'expression des forces en présence (Fig III-15) :

Soit : h_c = la hauteur du cône

On a : $P_G = P_A - \rho_o g h_c$ $P_f = P_B - \rho_w g h_c$ avec : $P_A = P_B$

D'où : $P_G - P_f = P_c = (\rho_w - \rho_o) g h_c$

Selon la loi de Darcy :

$$P_G - P_F = \frac{\mu_o Q_o B_o}{2 \pi h_o K_o} \text{Ln} \frac{R}{a} \quad (III.20)$$

Lorsque $h_c \rightarrow (h_o - h_p)$, par définition $Q_o \rightarrow Q_c$ et :

$$Q_c = \frac{2 \pi g}{\text{Ln} \frac{R}{a}} (\rho_w - \rho_o) \frac{K_o h_o (h_o - h_p)}{\mu_o B_o} \quad (III.21)$$

Avec :

$$h_o - h_p = \text{garde à l'eau.}$$

Le coefficient α vient d'une corrélation moyenne englobant $\text{Ln} (R/a)$ et l'effet d'étranglement.

Il existe d'autres formules empiriques pour le calcul du débit critique:

Formule de SOBOCINSKY :

$$Q_c = \frac{0.000717 H_t H_c K (\gamma_w - \gamma_o)}{\mu_o \beta_o} \quad (III.22)$$

Avec :

H_t : La hauteur totale du réservoir (ft)

H_c : La distance entre WOC initial et les perforations du puits (ft)

μ_o : Viscosité en Cp

B_o : FVF de l'huile en Rb/Stb

γ_o : Densité de l'huile

CHAPITRE III : Généralités sur l'injection d'eau.

γ_w :Densité de l'eau

K : Perméabilité en md

Q_c : Débit critique en Rb/D

Formule de BOURAZEL et JEANSON :

$$Q_c = \frac{0.000877 H_t H_c K (\gamma_w - \gamma_o)}{\mu_o \beta_o} \quad (\text{III.23})$$

Formule de KUO et DESBRISAY :

$$Q_c = \text{FacteurA} \times \text{FacteurB} \times \text{FacteurC} \quad (\text{III.24})$$

Avec :

$$\text{FacteurA} = \frac{(\rho_w - \rho_o) K (h^2 - D^2)}{2049 \mu_o B_o}$$

$$\text{FacteurB} = 0.432 + \frac{3.1416}{\ln \frac{r_e}{r_w}}$$

$$\text{FacteurC} = (h / r_e)^{0.14}$$

Avec :
h : Hauteur du reservoir (ft) ;
D : Hauteur perforée (ft) ;
R_e : Rayon du reservoir (ft) ;
R_w : Rayon du puits (ft) ;
Q_c : Débit critique en stb/d ;
 ρ_o : Masse volumique d'huile (lb/ft³) ;
 ρ_w : Masse volumique de l'eau (lb/ft³) ;

Ces études permettent en outre de calculer le temps de percée et l'évolution du «Water Oil Ratio » (WOR) après percée ; cette étude montre également que le WOR atteint un WOR limite dans le cas d'une alimentation horizontale et en écoulement permanent.

III-5 Equipement d'injection de l'eau :

A. L'injection sous packer :

❖ Mandrin a poche laterale (side pocket mandrale) :

Normalement conçu pour l'activation des puits en gaz lift, cette pièce spéciale équipe cependant un certain nombre des puits éruptifs. La poche latérale est munie d'un mannequin (DUMMY) pour permettre une circulation.

Les mandrins sont utilisés pour injecter par l'annulaire le gaz, l'eau, des produits anti émulsion, inhibiteurs de corrosion, ceci est obtenu en équipant les mandrins de vanne d'injection, souvent par des pressurisations de l'annulaire à une certaine valeur de pression.

❖ Injecting valve :

Ces vannes sont semblables aux vannes de gas-lift à la seule différence qu'elles ne fonctionnent pas avec un système d'ouverture et de fermeture, son rôle est d'assurer une connexion directe entre l'espace annulaire et la colonne de production.

Connues plus généralement sous le nom de « Orifice valve ».

❖ Un tube d'extension :

À travers lequel l'eau peut s'acheminer depuis la vanne jusqu'au point d'injection désirée sous le packer. Ce tube garantit l'étanchéité entre l'espace annulaire et le tubing.

B. L'injection de l'eau à travers un macaroni :

Cette complétion est simple et ne nécessite pas une vanne d'injection, l'injection se fait à travers un tube d'un diamètre réduit dit 'Macaroni ou Velocity String' suspendu au niveau de la tête de puits. Au bout du macaroni se trouve un clapet anti-retour.

Ce type de complétion n'est pas trop utilisé à cause des inconvénients qu'il présente.

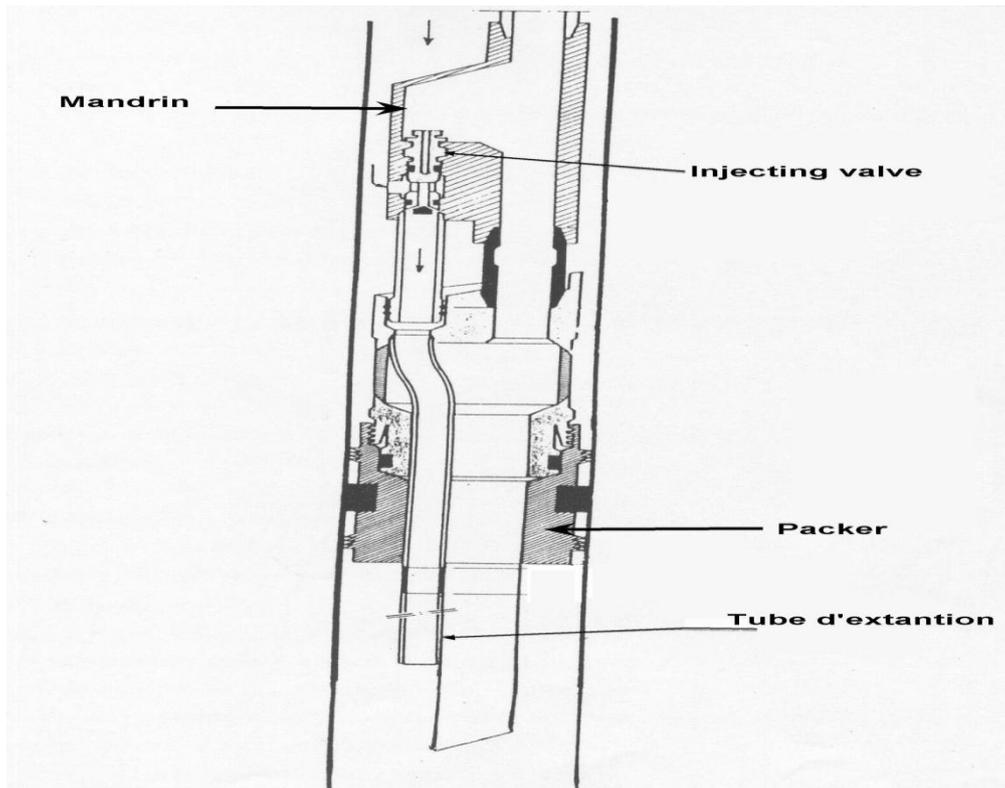


Fig III-16 : Equipement de fond pour l'injection d'eau sous packer.

III-5-2 Équipement de surface :

Les équipements de surface sont les mêmes dans les deux types de complétions citées auparavant, il est constitué de :

L'équipement de surface est constitué d'une pompe BS&B (pump+pneumatic+bs&b), d'un piège à gaz (scrubber), vanne à 3 voies, vanne automatique, vanne de décente, un réservoir d'eau douce.

❖ Un bac d'eau :

De capacité uniforme généralement de 50m³. Il est généralement placé en dehors du périmètre de sécurité et est périodiquement rempli par citernage ou reliée à un réseau d'eau.

❖ Une (ou plusieurs) pompe (s) de refoulement :

Les pompes utilisées sont de type BSB, 1''1/2 ou 2'' suivant le débit à injecter. Elles sont alimentées en continu en gaz par le scrubber. (Voir annexe)

❖ Le scrubber (piège à gaz) :

L'effluent produit par le puits s'achemine du fond à la tête par le tubing et de la tête vers CTH par la ligne de production.

Le scrubber est placé sur cette ligne, il sert à piéger une partie du gaz produit. Il se compose de :

- Deux chambres : Chambre à gaz (chambre supérieure) pour l'alimentation de la vanne automatique et les pompes d'injection d'eau (BSB) ; et chambre de mélange (inférieure).
- Vanne de purge.
- Détendeur.
- Bride pleine : Pour l'isolement des deux chambres.
- Vanne d'isolement : Pour éviter le contact de la chambre à gaz et de la chambre de mélange.

Le gaz est piégé en premier lieu dans la chambre de mélange, comme des quantités d'eau et d'huile sont entraînées, un passage vers la chambre supérieure à travers un filtre permet une meilleure séparation, ensuite il passe pour alimenter la vanne automatique par une sortie et les pompes d'injections d'eau par la deuxième sortie.

IV- Partie calculs :

IV-1 Estimation des réserves en place :

IV-1-1 Par la méthode volumétrique :

On a :

$$N = A_{\text{res}} H_{\text{util,moy}} \phi_m (1 - S_{\text{wi,moy}}) \frac{1}{B_{\text{oi}}}$$

N : Réserves d'huile initiales en stm³ ;

A_{res} : La surface du réservoir en m² ;

H_{util,moy} : Hauteur utile moyenne en m avec $H_{\text{util,moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{\text{ui}}}{n(\text{nombre de puits})}$

φ_m : Porosité moyenne du réservoir avec $\phi_m = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{\text{ui}}}{\sum_{i=1}^n h_{\text{ui}}}$

S_{wi,moy} : Saturation moyenne en eau interstitielle en fraction avec $S_{\text{wi,moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{\text{wi}} \phi_i h_{\text{ui}}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{\text{ui}}}$,

B_{oi} : Facteur volumétrique de fond initial de l'huile en res m³/stm³,

Puits i TFT	h _{ui} (m)	φ _i	S _{wi}
67	11,5	0,0830	0,128
205	11	0,0720	0,121
449	12	0,0567	0,130
224	24,2	0,0770	0,135
456	20	0,0760	0,120
450	7	0,0601	0,132
226	16,3	0,0609	0,130
237	18,8	0,0550	0,117
228	18,8	0,0713	0,172
218	15,1	0,0607	0,120
222	21	0,0757	0,180
458	12	0,0649	0,112
448	15	0,0647	0,213
454	8	0,0720	0,149
223	11,7	0,0840	0,132
292	11,5	0,0830	0,114
459	10	0,0720	0,125

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

431	14	0,0567	0,164
294	15	0,0770	0,130
293	9	0,0760	0,135
514	11	0,0601	0,100

Tableau IV.1 : données des puits du bloc 6 TFT_Ordo.

Détermination des paramètres du calcul :

$$H_{\text{util,moy}} = 13,9476 \text{ m}$$

$$\phi_m = 0,06946$$

$$S_{\text{wi,moy}} = 0,136$$

$$B_{\text{oi}} = 1,43 \text{ res m}^3/\text{stm}^3$$

$A_{\text{res}} = 5.15 * 10^7 \text{ m}^2$ (Obtenue du modèle du réservoir fait par RUBIS).

A.N :

$$N = 5.15 * 10^7 * 13.9476 * 0,06946(1 - 0,136) * \frac{1}{1,43}$$

$$N = 30145271 \text{ m}^3 = 30.145271 \text{ MMm}^3$$

Vu la non disponibilité des données qui emmènent à l'estimation des réserves en place par le bilan de matière, on n'avait pas la possibilité s'utiliser cette dernière pour faire la comparaison des résultats.

IV-2 Calcul du débit fractionnaire :

L'équation utilisée dans le calcul du débit fractionnaire est (2.18) (voir chapitre 2) :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}}$$

$S_w(\text{fraction})$	K_{rw}	K_{ro}
0,137	0	1
0,173	0,001	0,837
0,253	0,007	0,558
0,333	0,019	0,349

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

0,409	0,06	0,203
0,483	0,12	0,116
0,568	0,25	0,04
0,647	0,42	0,017
0,723	0,67	0,006
0,802	0,76	0

Tableau IV.2 : variation de K_{ro} et K_{rw} en fonction de l'évolution de S_w au cours du balayage.

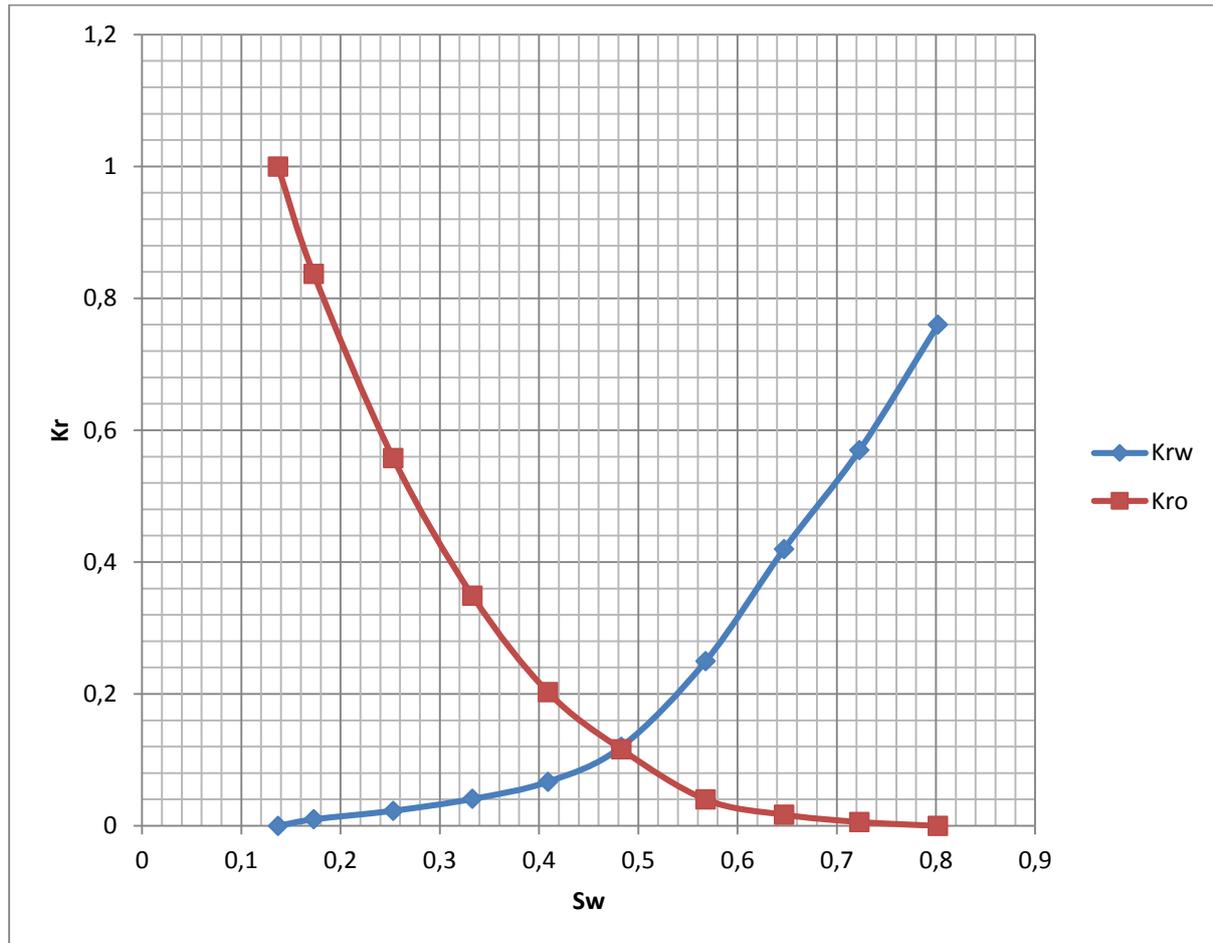


Fig IV.1 : L'évolution des perméabilités relatives à l'huile et à l'eau en fonction de la saturation en eau S_w .

❖ Observations et interprétation :

On remarque une décroissance de la perméabilité relative à l'huile avec l'augmentation de la saturation en eau jusqu'à une valeur qui est égale à la saturation résiduelle à l'huile S_{or} , cette chute est due au balayage de l'huile par l'eau, par contre on remarque une augmentation de la perméabilité relative à l'eau avec l'augmentation de la S_w allant d'une saturation initiale en eau,

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

D'après l'équation (3,5) (voir chapitre 3) on a :

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{bS_w}$$

D'où (2,18) devient :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} ae^{bS_w}}$$

Dérivant f_w par rapport à S_w on obtient :

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = -b(f_w^2 - f_w)$$

S_w (fraction)	K_{ro}/K_{rw}
0,137	Infini
0,173	83,7
0,253	24,2608696
0,333	8,51219512
0,409	3,02985075
0,483	0,96666667
0,568	0,16
0,647	0,04047619
0,723	0,01052632
0,802	0

Tableau IV.3 : L'évolution des rapports K_{ro}/K_{rw} en fonction de S_w ,

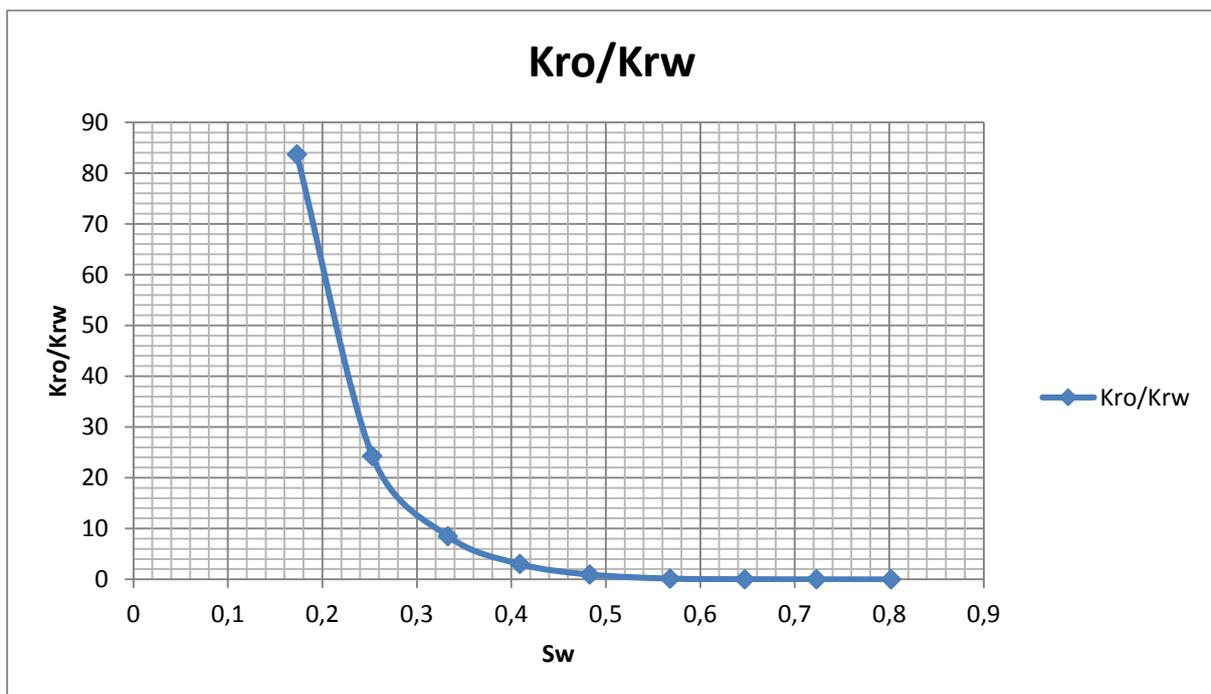


Fig IV.2 : L'évolution du rapport K_{ro}/K_{rw} en fonction de la saturation en eau S_w ,

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

En introduisant le logarithme népérien sur l'équation (3,5) :

$$\ln\left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) = bS_w + \ln a$$

Pour le calcul des paramètres b et a on remplit le tableau suivant :

S_w	K_{ro}/K_{rw}	$\ln\left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right)$	S_w^2	$\ln\left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) * S_w$
0,173	83,7	4,42723898	0,029929	0,76591234
0,253	24,2608696	3,18886475	0,064009	0,80678278
0,333	8,51219512	2,14149986	0,110889	0,71311945
0,409	3,02985075	1,10851336	0,167281	0,45338196
0,483	0,96666667	-0,03390155	0,233289	-0,01637445
0,568	0,16	-1,83258146	0,322624	-1,04090627
0,647	0,04047619	-3,20704137	0,418609	-2,07495576
0,723	0,01052632	-4,55387689	0,522729	-3,29245299

Tableau IV.4 : Aide calcul des paramètres a et b.

Par la méthode des moindres carrés on obtient : $b = -16,3599304$ et $a = 1797,78969$

Donc on aura : $f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{bS_w}} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} 1797,78969 e^{-16,3599304 S_w}}$

Sachant que $\mu_o = 0,355 \text{ cp}$ et $\mu_w = 0,38 \text{ cp}$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{bS_w}} = \frac{1}{1 + 1924,39459 e^{-16,3599304 S_w}}$$

On remplit le tableau suivant :

S_w	K_{ro}	K_{rw}	K_{ro}/K_{rw}	f_w	$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$
0,137	1	0	//////////	0	0
0,173	0,837	0,001	83,7	0,00873106	0,14159244
0,253	0,558	0,007	24,2608696	0,03157503	0,50025477
0,333	0,349	0,019	8,51219512	0,10769452	1,57213054
0,409	0,203	0,06	3,02985075	0,29501399	3,40255038
0,483	0,116	0,12	0,96666667	0,58406413	3,97437061
0,568	0,04	0,25	0,16	0,84942186	2,09250654
0,647	0,017	0,42	0,04047619	0,95358068	0,72416524
0,723	0,006	0,67	0,01052632	0,98615464	0,22337303
0,802	0	0,76	0	0,99615947	0,06258947

Tableau IV.5 : Résultats du calcul des débits fractionnaires f_w ,

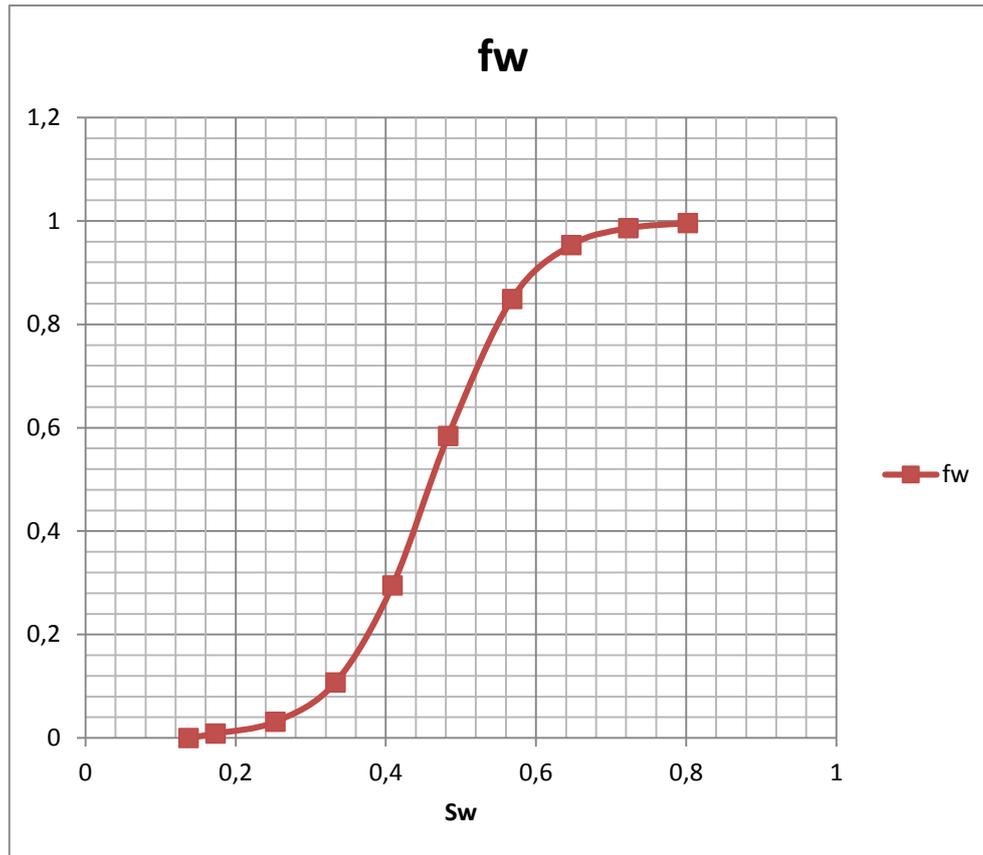


Fig IV.3 : Tracés de la variation du débit fractionnaire f_w en fonction de l'évolution de la saturation en eau S_w ,

Discussion de l'allure du graphe $f_w=F(S_w)$:

IV-3 Calcul de la récupération :

IV-3-1 par la méthode de welge :

IV-3-1-1 Etapes de l'application :

- Traçage du graphe $f_w=F(S_w)$ (**Fig IV.3**);
- Traçage de la tangente à la courbe $f_w=F(S_w)$ de la manière suivante (sur la même figure);
- Détermination des valeurs de $f_{wf}, \overline{S_w}, S_{wbt}, S_{wf}$.

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

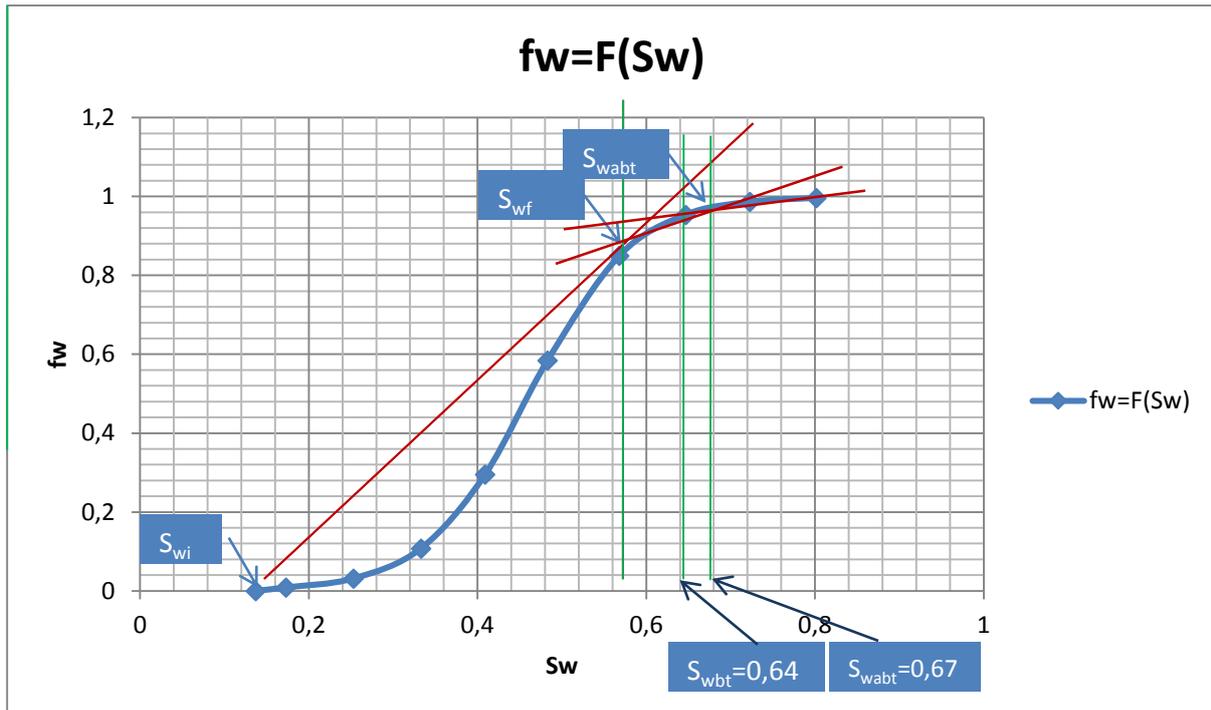


Fig IV.4 : Tracé de la tangente à la courbe et détermination graphique des valeurs de f_{wf}, S_{wabt} , S_{wf}, S_{wabt} .

➤ Calcul de la récupération en utilisant la formule suivante :

$$R = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Avec : $\bar{S}_w = S_w + (1 - f_w) \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w}}$

Et :

\bar{S}_w : Saturation moyenne en eau,

S_{wi} : Saturation interstitielle en eau,

S_{wf} : Saturation en eau au front,

S_w	\bar{S}_w	R
0,483	0,58765453	0,52219528
0,568	0,63996065	0,58280493
0,647	0,71110045	0,66523807
0,723	0,78498313	0,75084952
0,802	0,86336064	0,80166934

Tableau IV.6 : Calcul de la récupération,

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

D'après le graphe de la Fig IV.4 on a :

S_{wbt}	0,64
S_{wf}	0,558
S_{wabt}	0,67
f_{wf}	0,86

Tableau IV.7 : Résultats graphiques.

IV-3-1-2 Calcul du rapport de mobilité M :

On a :

$$M = \frac{K_{rw}(S_{or}) * \mu_o}{K_{ro}(S_{wi}) * \mu_w}$$

A.N :

$$M = \frac{0,76 * 0,355}{1 * 0,38} = 0,71$$

On a $M < 1$: on a un déplacement piston, l'eau déplace plus lentement que l'huile et la récupération est élevée, la zone de transition est faible.

IV-3-1-3 Calcul des efficacités :

A- L'efficacité superficielle E_s :

Comme $M < 1$, donc on utilise la formule de CLAUD :

$$E_s = 0,515 + 0,7807 \log(M + 1)$$

A.N:

$$E_s = 0,515 + 0,7807 \log(0,71 + 1)$$

$$E_s = 0,934$$

B- L'efficacité verticale E_v :

Tenant compte de l'homogénéité verticale de la couche productrice concernée de l'injection, on prend $E_v=1$ du fait de l'absence des zones non atteintes par le balayage.

Sachant que l'efficacité de déplacement dépend de la nature de ce dernier, elle traduit le piégeage de l'huile dans le réservoir par les forces capillaires au niveau des pores par le flux déplaçant.

Pour le calcul on utilise les relations suivantes :

$$E_d = \frac{S_{wbt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Et :

$$E_{d\text{final}} = \frac{1 - S_{or} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

$$E_g = E_v * E_d * E_s$$

A.N:

$$E_d = \frac{0,64 - 0,137}{1 - 0,137} = 0,5828$$

$$E_{d\text{final}} = \frac{1 - 0,2 - 0,137}{1 - 0,137} = 0,7682$$

$$E_g = 1 * 0,5828 * 0,934$$

$$E_g = 0,544$$

IV-3-1-4 Calcul des réserves récupérables par l'injection d'eau:

$$N_{\text{rec par injection}} = NE_g$$

A.N:

$$N_{\text{rec par injectiond'eau}} = 30.145271 * 0.544$$

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

$$N_{\text{rec par injection d'eau}} = 16.4 \text{ MMm}^3$$

IV-3-1-5 Calcul de la récupération à la percée d'eau par la méthode de Buckley-Levrett :

$$R_{\text{bt}} = \left(\frac{S_{\text{wbt}} - S_{\text{wi}}}{1 - S_{\text{wi}}} \right) * E_s * E_v$$

$E_s * E_v = 1$ Car le front se déplace de la même façon au niveau du Break Through.

Donc par simple calcul : $R_{\text{bt}} = 0,5828 = 58,28\%$

On remarque que la récupération de l'huile au niveau du front d'eau est assez importante.

IV-4 Calcul du WOR :

$$\text{On a: } \text{WOR} = \frac{f_w}{1-f_w}$$

Remplissons le tableau suivant par les résultats obtenus du calcul de WOR :

S_w	f_w	WOR
0,137	0	0
0,173	0,00873106	0,00880797
0,253	0,03157503	0,03260452
0,333	0,10769452	0,12069243
0,409	0,29501399	0,41846787
0,483	0,58406413	1,40421676
0,568	0,84942186	5,64107003
0,647	0,95358068	20,5427539
0,723	0,98615464	71,2263604
0,802	0,99615947	259,38086

Tableau IV.8 : Résultats du calcul de WOR.

En utilisant les valeurs du tableau ci-dessus, on trace la courbe qui montre la relation entre l'évolution de WOR et celle de la saturation en eau.

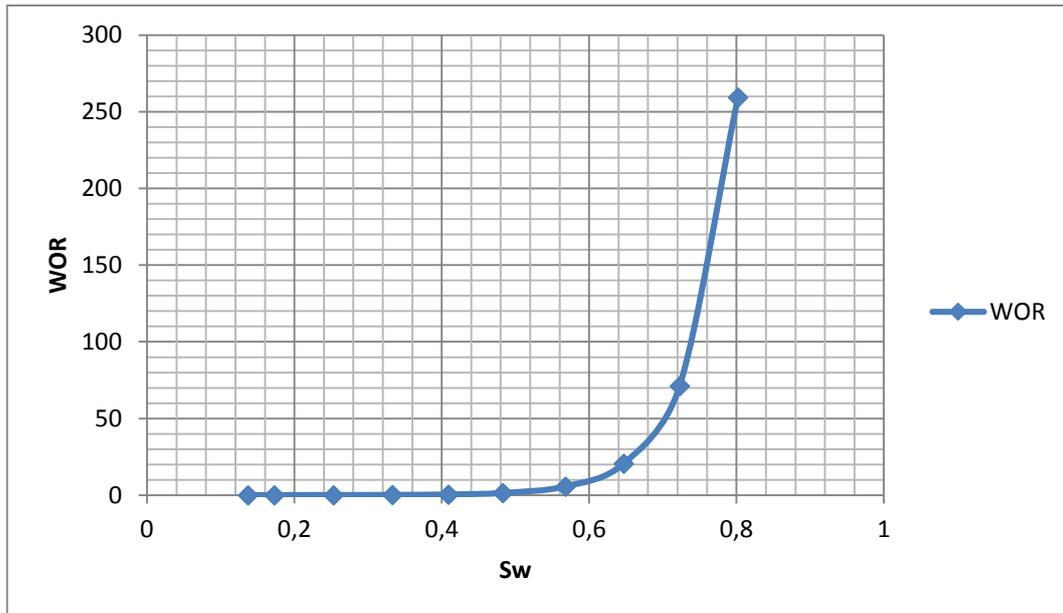


Fig IV.5: Graphe de $WOR=F(S_w)$.

Observation et interprétation:

On remarque une augmentation de la quantité d'eau qui accompagne la production de l'huile graduellement dans un premier temps, ensuite, d'une façon remarquable et considérable à partir d'une valeur de saturation en eau de 0,558 qui est la saturation au front, et cette augmentation se manifeste beaucoup plus à partir de la valeur de $S_{wbt} = 0,64$, c'est-à-dire à partir du temps de percée.

IV-5 Calcul des débits critiques de l'injection pour les puits producteurs :

Puits	Facteur A	Facteur B	Facteur C	Qc Kou & Despbrisay(stb/D)
TFT218	503,149326	0,74922158	0,48509018	182,8646062
TFT222	503,635461	0,74922158	0,48627273	183,487507
TFT223	182,300481	0,74922158	0,4530744	61,88246708
TFT224	495,857307	0,74922158	0,49083422	182,3483483
TFT226	241,570013	0,74922158	0,46571191	84,28895041
TFT237	954,535039	0,74922158	0,5072292	362,7491501
TFT448	192,671352	0,74922158	0,4530744	65,40289187
TFT450	780,894236	0,74922158	0,499245	292,0896866

Tableau IV.9 : Détermination des paramètres du calcul.

Chapitres IV : Calculs liés à la performance de l'injection d'eau.

Avec :

$$\text{FacteurA} = \frac{(\rho_w - \rho_o)K(h^2 - D^2)}{2049\mu_o\beta_o}$$

$$\text{FacteurB} = 0.432 + \frac{3.1416}{\ln \frac{r_e}{r_w}}$$

$$\text{FacteurC} = (h/re)^{0.14}$$

$r_w = 0.25$ ft ;

$r_e = 5000$ ft.

$\rho_w - \rho_o$	K (md)	h (ft)	D (ft)	μ_o	Bo
11,237	60	28,5	6	0,355	1,43
11,237	60	29	8	0,355	1,43
11,237	60	17,5	5	0,355	1,43
11,237	60	31	14	0,355	1,43
11,237	60	21,3	9	0,355	1,43
11,237	60	39,2	8	0,355	1,43
11,237	60	17,5	3	0,355	1,43
11,237	60	35	4,5	0,355	1,43
11,237	60	30	5,5	0,355	1,43
11,237	60	15	15	0,355	1,43

tableauIV.10 : Table des données de calcul des débits critiques de l'injection.

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

V- Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation :

V-1 Généralités sur la modélisation d'un champ pétrolier :

Pour établir et suivre un plan de développement d'un champ pétrolier, il est indispensable de construire un modèle de gisement en se basant sur les données cumulées depuis la phase exploration (Sismique, Forage, Production, PVT) pour projeter les investissements adéquats dans le future en fonction des réserves évaluées. Cela veut dire, il faut bien aligner les investissements en termes de réserves évaluées (OOIP), le nombre des puits à forer (la délinéation du champ) ainsi que la capacité de transport de l'effluent des puits vers les centres d'exploitation (dimensionnement). Une meilleure stratégie de développement consiste à générer les meilleurs scénarios d'exploitation durant les différentes phases de récupération, à savoir primaire, secondaire et tertiaire d'une façon optimale et économique en maintenant le plateau de production le plus longtemps possible avant l'abandon définitive du champ.

L'utilité de la modélisation numérique dans les champs d'hydrocarbures se fera conjointement avec la modélisation analytique pour se rapprocher de la réalité physique du réservoir exploité et éviter les retards d'action nécessaire pour pallier aux problèmes éventuels qui peuvent surgir au fur et à mesure de l'exploitation du champ en question sans perdre de vue que les deux approches se complètent pour identifier et contrôler les anomalies probables causées par l'une ou deux approches utilisées.

La simulation de réservoir est une méthode viable pour résoudre de tels problèmes et est devenue la méthode standard pour résoudre les problèmes d'écoulement de fluides multiphasiques. Elle combine la physique, les mathématiques, le réservoir engineering et la programmation informatique afin de développer un simulateur qui va permettre de prévoir les récupérations dans un réservoir sous des conditions opérationnelles variables.

Le but de la modélisation de réservoir est de produire le comportement et l'évolution des réservoirs pétroliers (prévoir le comportement) pour optimiser le schéma de développement et d'exploitation.

Il existe différents types de simulateur correspond aux différents modèles mathématiques :

- Modèle black-oil ;
- Modèle compositionnel ;
- Modèle thermique.

Dans la présente étude, on va se baser sur l'utilisation du modèle black-oil qui fait partie de la plateforme Ecrin dont le nom de module s'appelle "RUBIS".

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

V-2 Description du modèle black-oil :

La simulation du modèle black-oil donne une description simplifiée des fluides de gisement par trois pseudo-constituants (huile, eau et gaz) dont la composition ne varie pas au cours de la simulation. Ce modèle est utilisé afin de prévoir la récupération primaire du pétrole et la récupération secondaire par injection d'eau ou de gaz immiscible ou les changements de la composition sont négligeables et cela en utilisant la méthode numérique IMPES (Implicite Pressure Explicit Saturation).

Le modèle black-oil est interprété par les équations physiques simples qui décrivent les écoulements des fluides dans le milieu poreux, on a :

- La loi de conservation de masse ;
- La loi de Darcy ;
- Les lois de perméabilité relative et pression capillaire ;
- Les équations des écoulements.

Lors de la simulation, les équations d'écoulement sont composées d'équations différentielles partielles non linéaires. Dans la plupart des cas, la résolution analytique de ce système d'équations est impossible et le recours à sa linéarisation en un système d'équations algébriques, dit aussi système d'équations de différences finies, est indispensable.

V-3 Description du Software Rubis :

RUBIS représente l'un des principales applications d'Ecrin (génération de Kappa engineering). Il est utilisé comme un logiciel de simulation de réservoir. Il complète les autres modules d'Ecrin par la simulation 3D-3phases, en utilisant la programmation du matériel balance sous forme d'un modèle numérique.

Dans la version 4.30.02 d'Ecrin utilisée dans ce travail, Rubis est muni des plusieurs sections qui sont liés entre eux et qui permettent la construction et l'exécution de modèle. RUBIS est considéré un simulateur Quick Look à cause des caractéristiques suivantes :

- Les applications intégrées sont uniques ;
- Les fichiers d'entrées n'utilisent pas des mots clés ;
- La possibilité d'intégrer directement les résultats des Saphir et Topaze ;
- La construction des grids et l'upscaling sont faits automatiquement par Rubis ;

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

- Le calage du modèle est basé sur les données imposées ;
- Le modèle géologique est construit directement dans Rubis.

Les principales tâches suivies pendant la modélisation par Rubis sont résumés dans l'organigramme suivant :

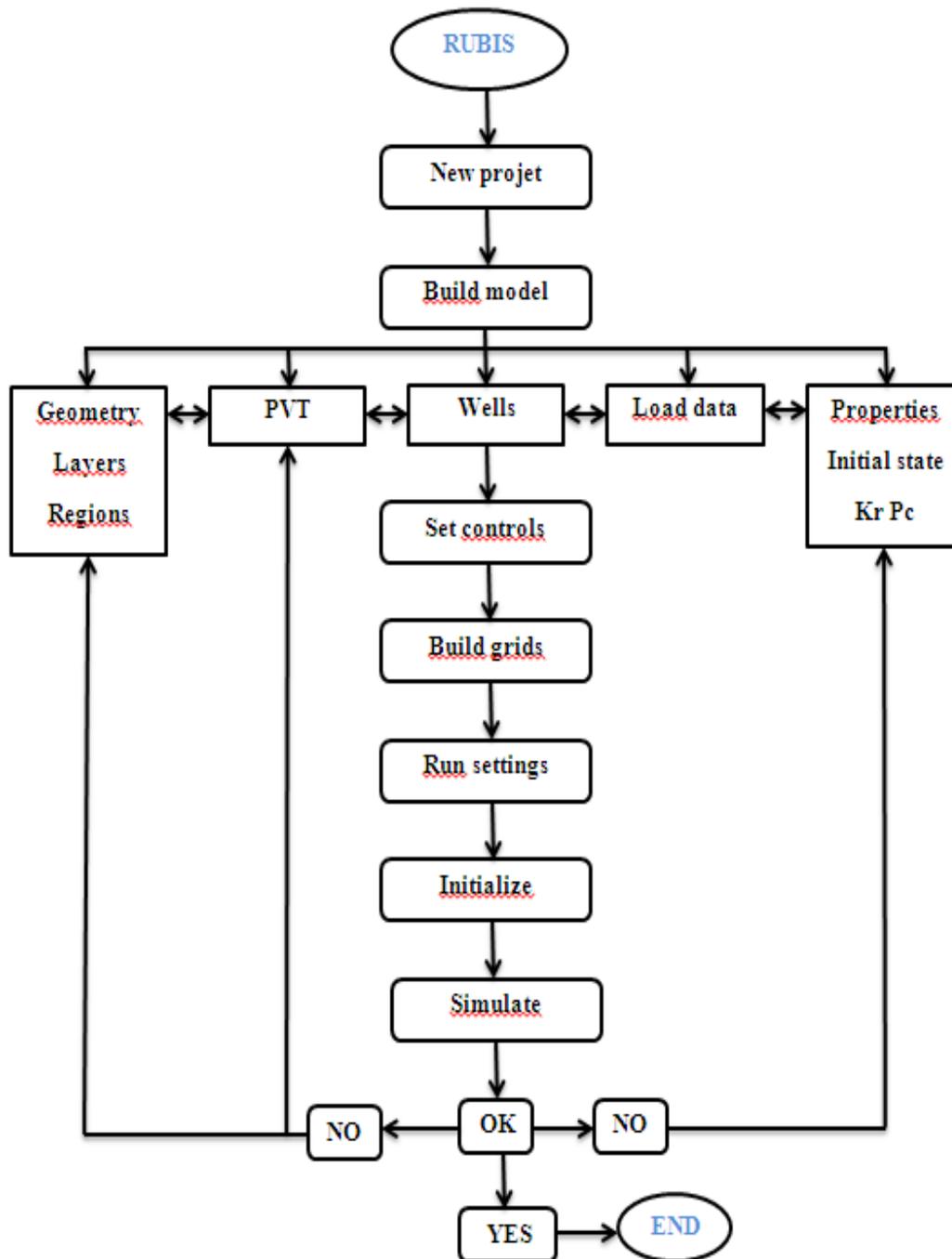


Fig V.1 : Organigramme du Rubis.

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

V-4 Montage du modèle :

Les simulateurs de réservoir ont le même principe qui est basé sur les équations de l'écoulement des fluides dans le milieu poreux, mais ils diffèrent dans la représentation des data dans les fichiers des données.

Avant de procéder à la construction de modèle réservoir pour le block choisis et l'exécution de programme pour avoir des résultats, on doit préparer les données nécessaires pour pouvoir les lire par le simulateur Rubis.

Les données introduites au Software Rubis sont subdivisés en quatre types :

- Description statique et petro physiques de réservoir ;
- Les données des fluides et de la roche réservoir ;
- Les données initiales ;
- Les données des puits.

Ces données sont collectées et entrées dans le software manuellement ou sous forme des fichiers textes.

V-4-1 La description statique et pétro physique de réservoir :

Les caractéristiques géologiques et pétro physiques sont obtenus par plusieurs sources, on peut citer :

- La géologie : permet de découper notre réservoir en couches (layers) à partir des caractéristiques pétrophysiques ;
- La sismique : sert à déterminer les toits, les murs et les épaisseurs des réservoirs ainsi que les failles ;
- Les logs et les carottes : pour déterminer les épaisseurs utiles et les caractéristiques pétrophysiques des couches ;

Dans cette partie, on va fournir des fichiers textes contiennent :

- Les toits, les murs et les épaisseurs de la couche V3 à partir des données géologiques pour le drain qui a été atteint par les puits ;
- Le rapport entre l'épaisseur utile et l'épaisseur totale pour chaque drain (NTG : Net To Gross) ;

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

➤ La perméabilité (moyenne géométrique) et la porosité (moyenne arithmétique) des couches déterminées par les carottes et par l'interprétation des diagraphies.

Les résultats sont présentés dans le tableau Tab.

Après la préparation des données, on construit le modèle géologique du réservoir. On commence par le contour du bloc étudié et les failles avec l'implantation des puits.

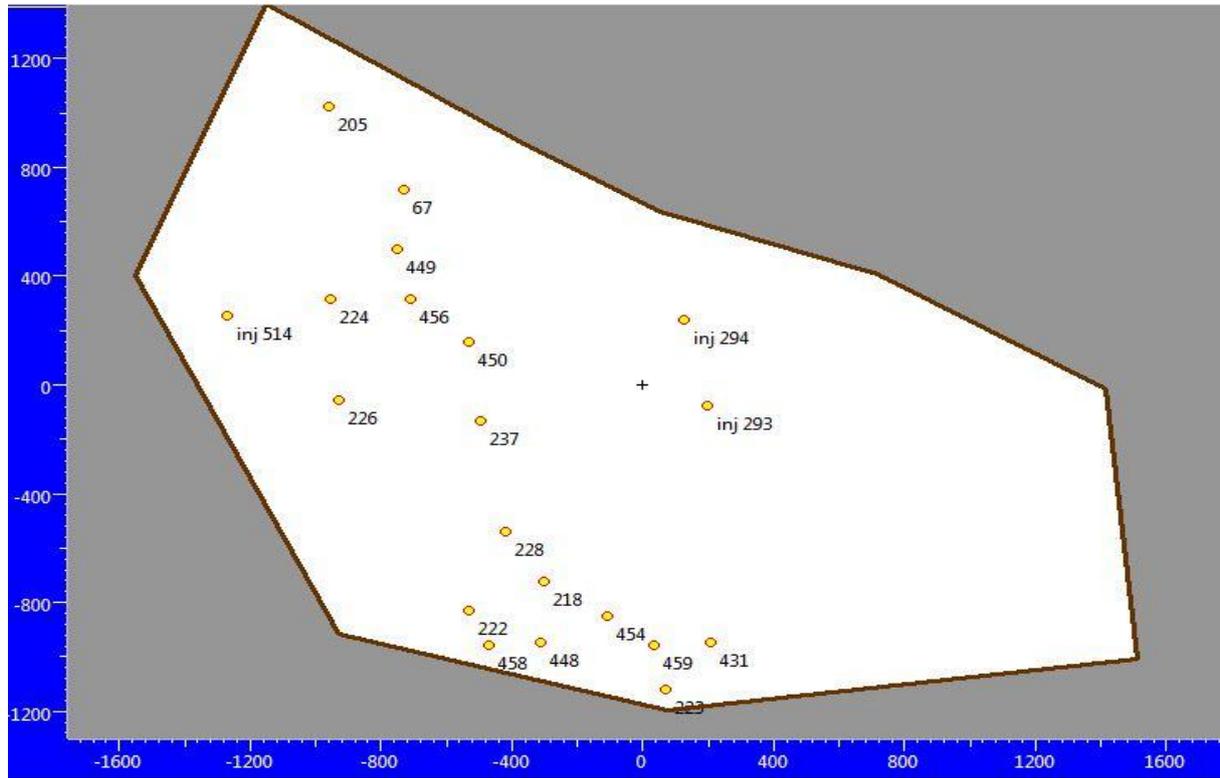


Fig V.2 : Contour du bloc étudié avec l'implantation des puits.

Les fichiers préparés sont introduits dans les deux sections de Rubis nommés Geometry et Properties. Chaque fichier définit les coordonnées des puits comme des points caractérisés par (X, Y) et le paramètre étudié pour la couche productrice Ordo V3.

Après cette étape, on obtient la forme générale du bloc étudié remplie par les paramètres pétrophysiques.

V-4-2 Les données des fluides et de la roche réservoir :

Dans cette partie, on va entrer les propriétés PVT des différentes phases existantes (huile, gaz, eau) dans le réservoir et l'évolution de ces propriétés en fonction de la pression et la température. Ainsi, les propriétés physiques de l'interaction des fluides avec la roche réservoir (perméabilité relative et pression capillaire).

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

V-4-2-1 Les données des propriétés PVT :

Les propriétés chimiques de fluide de réservoir sont déterminées d'après l'analyse des échantillons de fond au niveau de laboratoire. Les différents tests réalisés sont :

- Etude à composition constant à la température de réservoir pour but de déterminer la pression de bulle, le volume relatif et le coefficient de compressibilité ;
- Comportement différentiel pour déterminer le facteur volumique de fond, la GOR de dissolution, les compositions de gaz et les masses volumiques ;
- Test de la viscosité à la température de réservoir pour déterminer la viscosité de l'huile.

Les données PVT obtenues nécessaires pour l'utilisation par Rubis sont :

- Température de réservoir : 88 °c ;
- Pression de réservoir : 202 kg/cm² ;
- Pression de bulle : 202 kg/cm² ;
- GOR initial de dissolution : 150 m³/m³ ;
- Salinité d'eau : 250000 ppm ;
- Densité d'huile : 41,061 °API ;

Après la définition de ces paramètres, on fait introduire les résultats expérimentaux (obtenus au laboratoire) pour les comparer avec ceux obtenus par Rubis.

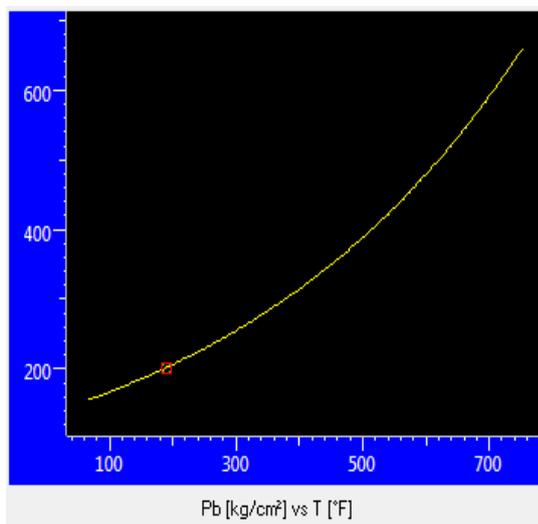


Fig V.3 : $P_b=f(T)$.

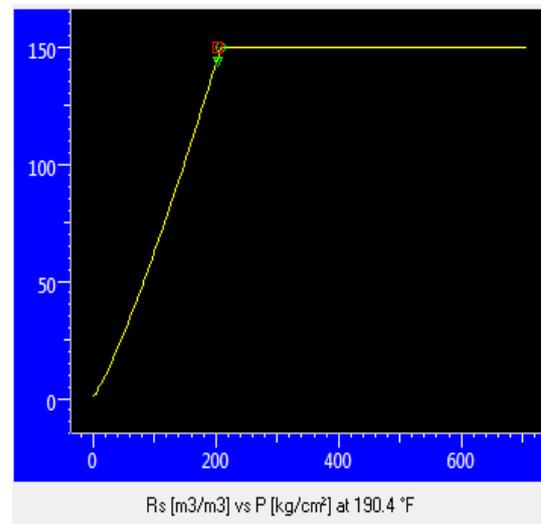


Fig V.4 : $R_s=f(P)$.

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

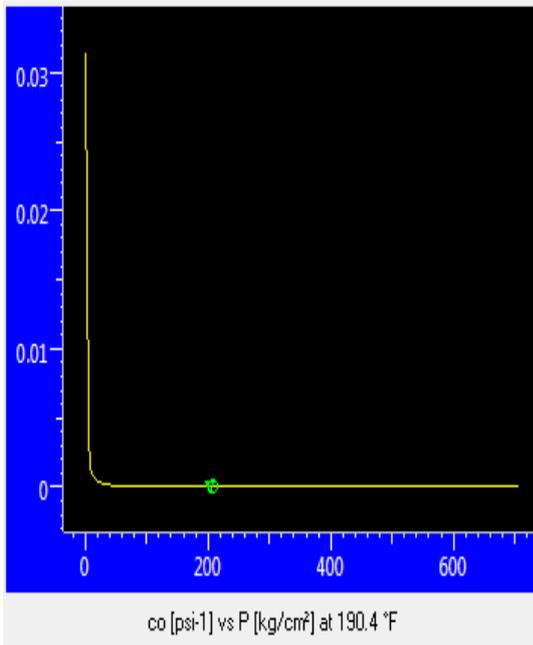


Fig V.5 : $C_o=f(P)$.

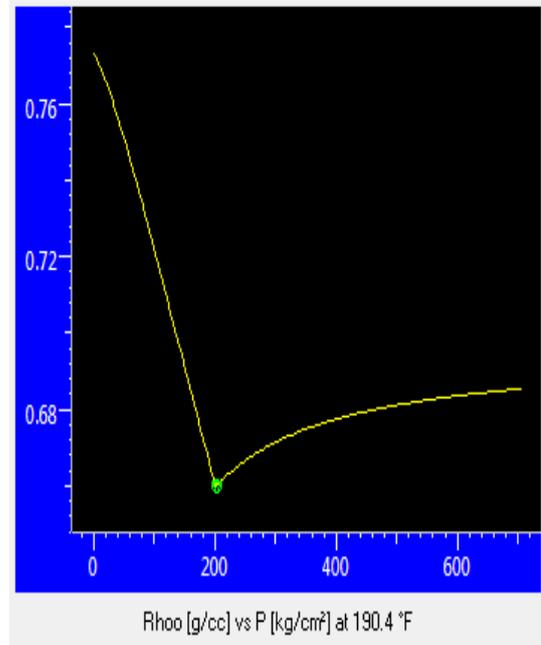


Fig V.6 : $\rho_o=f(P)$.

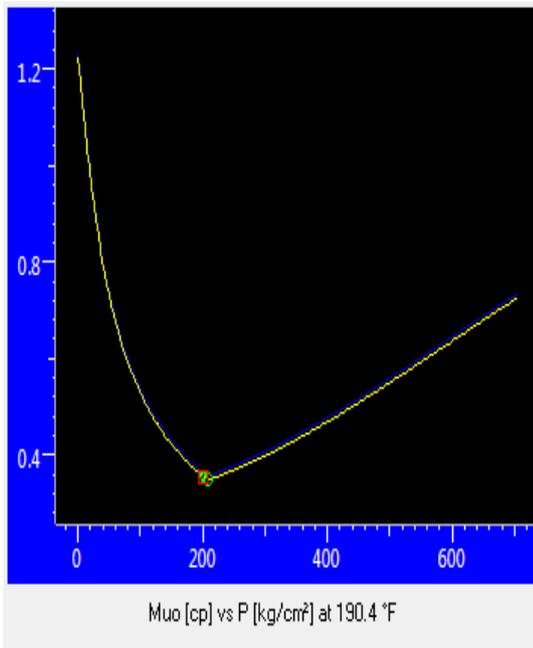


Fig V.7 : $\mu_o=f(P)$.

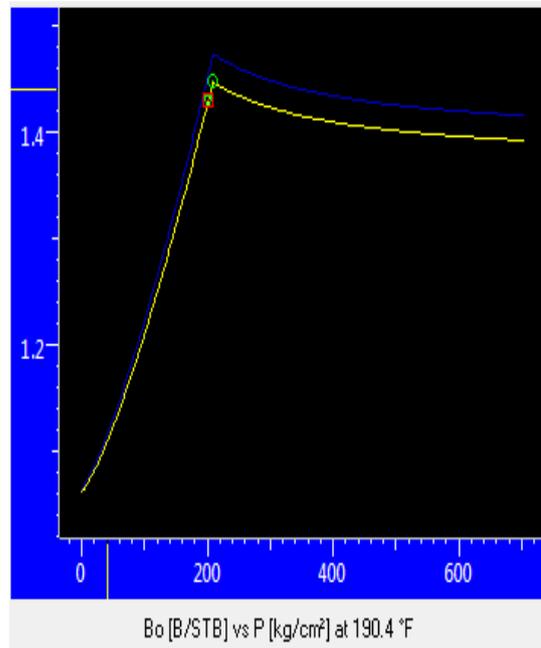


Fig V.8 : $B_o=f(P)$.

V-4-2-2 Les données d'interaction entre le fluide et la roche réservoir :

La simulation des écoulements polyphasiques nécessite la définition des pressions capillaires (P_c) et des perméabilités relatives (K_r). Ces données sont représentées d'une part

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

par des courbes, et d'autre part par des jeux de points limites (par exemple la saturation irréductible en eau S_{wi} , ou la perméabilité relative à l'huile maximale) qui permettent de transformer les courbes en leur appliquant ces jeux de points limites.

Les résultats de perméabilité relative de l'huile et de l'eau en fonction de saturation en eau sont montrés dans le tableau suivant :

	Sw	Krwo	Krow
1	0.137	0	1.00000
2	0.172242	7.55E-4	0.837
3	0.250558	0.005285	0.558
4	0.328874	0.014345	0.349
5	0.403274	0.0453	0.203
6	0.475716	0.0906	0.116
7	0.558926	0.18875	0.04
8	0.636263	0.3171	0.017
9	0.710663	0.50585	0.006
10	0.788	0.755	0

Fig V.9 : Tableau des mesures de perméabilité relative.

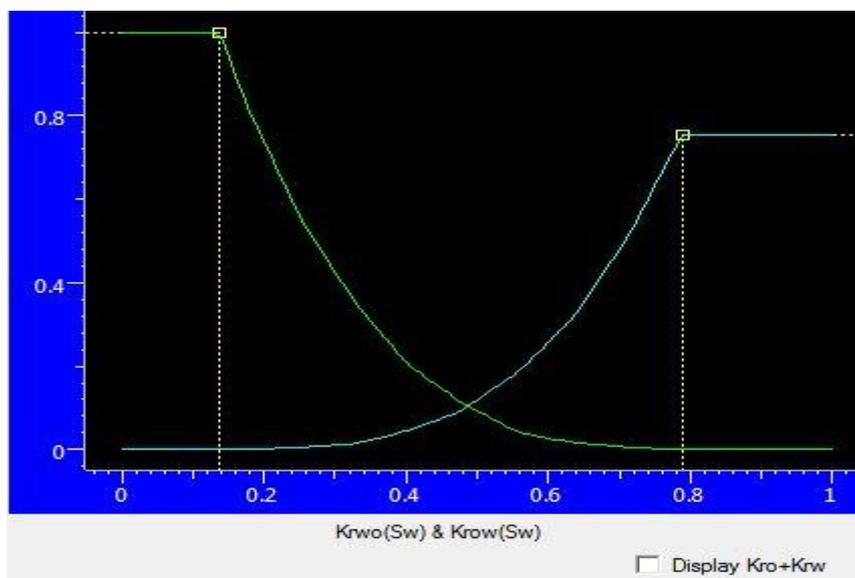


Fig V.10 : Courbe de l'évolution des perméabilités relatives de l'huile et de l'eau faite par RUBIS.

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

	Sw	Pressure
		kg/cm ²
1	0.137	0.948
2	0.148931	0.445
3	0.164591	0.19
4	0.176522	0.139
5	0.195911	0.104
6	0.224993	0.069
7	0.540426	0.029
8	0.742512	0.006
9	0.788	9.04485E-18

Fig V.11 : Tableau des pressions capillaires pour le drain Ordo V3.

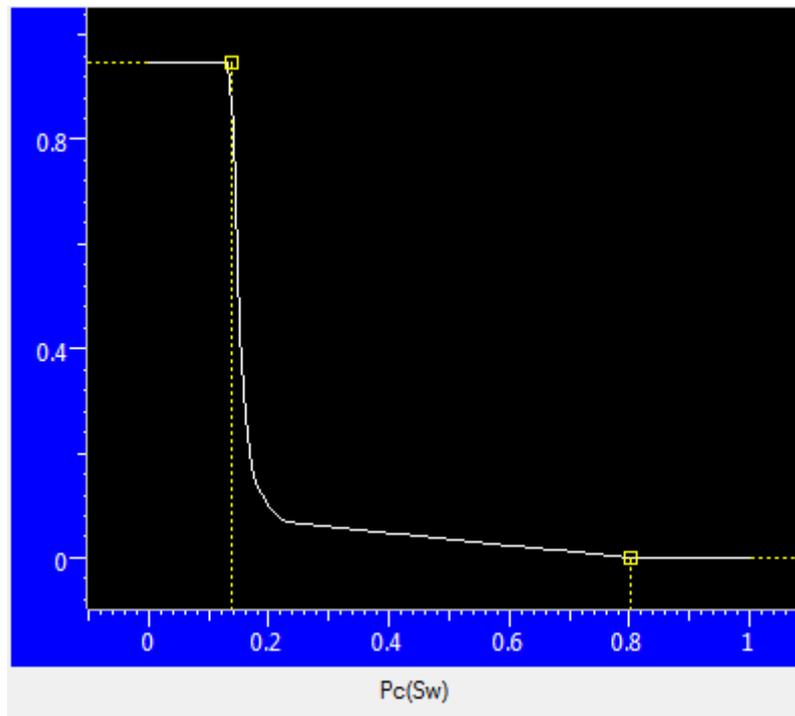


Fig V.12: Courbe du changement de la pression capillaire en fonction de la saturation en eau.

V-4-3 Les données initiales (définition du contact huile-eau) :

L'état initial est basé sur la détermination des contacts huile-eau et huile-gaz.

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

V-4-4 Les données des puits :

Dans cette partie, toutes les informations concernant les puits du bloc 6 dans les cinq étapes suivantes ont été organisées comme suit :

❖ **Geometry :**

Contient les paramètres géométriques de puits qui sont

- Le nom, le type, la date de début de production et la position de puits ;
- Le diamètre, la profondeur et la longueur de puits ;
- L'Azimuth pour les puits horizontaux ;
- La profondeur de mesure des gages (Gauge Depth).

❖ **Perforations :**

Contient les intervalles des perforations et la distribution des skins.

❖ **Wellbore :**

Contient les diamètres intérieurs des puits, le gradient de température et la rugosité des tubings pour les calculs des pertes de charge.

❖ **Data :**

Pour définir les données mesurées sur les puits comme la production, la pression et la température sous forme des gauges.

❖ **Controls :**

Représente la partie dynamique de l'étude. Elle contient l'historique des puits (production ou injection des différents fluides), l'état de puits et les contraintes influentes sur la production ou l'injection.

V-4-5 Construction des grilles :

Dans le domaine de simulation de réservoir, la discrétisation dans l'espace de différentes formes de l'équation de l'écoulement des fluides a besoin d'utiliser les grilles. Ces derniers sont influencés par plusieurs facteurs, on cite :

- La résolution des données géologiques et pétrophysiques ;
- La taille du modèle géologique ;

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

- Les limites du modèle des écoulements ;
- L'Upscaling des paramètres géologiques pour convertir le modèle statique en modèle dynamique.

Il existe plusieurs types de grilles dans les trois dimensions (1D, 2D, et 3D) ; on trouve cartesian grids, radial grids, Voronoi (Perpendicular Bisection (PEBI)) grids et Local Grid Refinement (LGR), ces deux derniers sont les plus utilisés dans la simulation du réservoir. Les PEBI grids sont basées sur la généralisation du système des grid-blocs perpendiculaires (rectangulaire, hexagonal), ils sont utilisés dans les géométries complexes, les failles, les barrières de perméabilité et les puits horizontaux. LRG est utilisé pour augmenter la densité de précision des grilles dans les changements rapides de saturation. Dans notre étude, la géométrie 3D est construite par hexagonal grids. Elle contient 1 couche avec 20 puits.

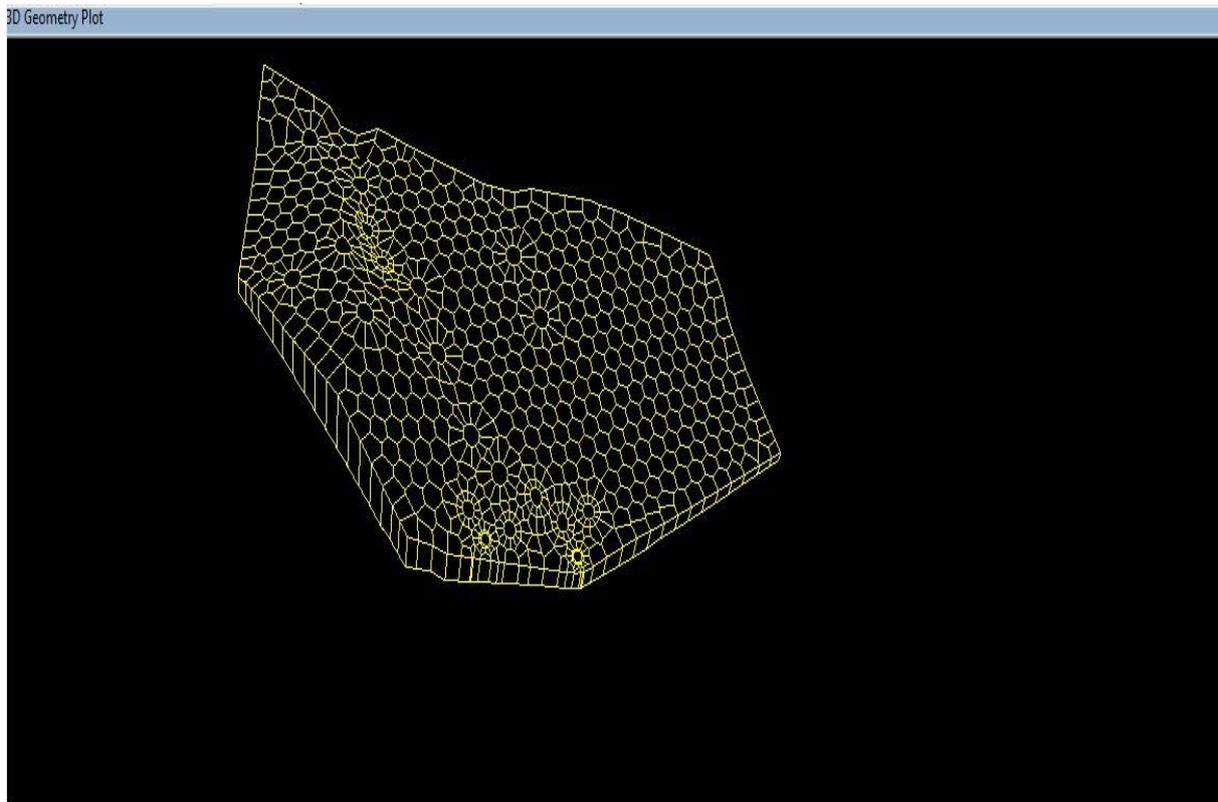


Fig V.13 : Les grilles dans la géométrie 3D du bloc 6.

V-4-6 Initialisation du modèle :

L'initialisation du modèle du bloc 6 est basée sur les données d'entrées qui représentent les conditions initiales. Ces conditions sont les distributions des pressions et des saturations pour chaque grille dans le modèle. Elles sont utilisées par le simulateur pour générer des répartitions de pression et de saturation dans les conditions initiales.

Chapitre V : Construction du modèle du bloc 6 pour la simulation.

Ces données d'entrées sont constituées par la pression à une profondeur de référence donnée, WOC, la pression capillaire, la saturation critique et les densités des fluides.

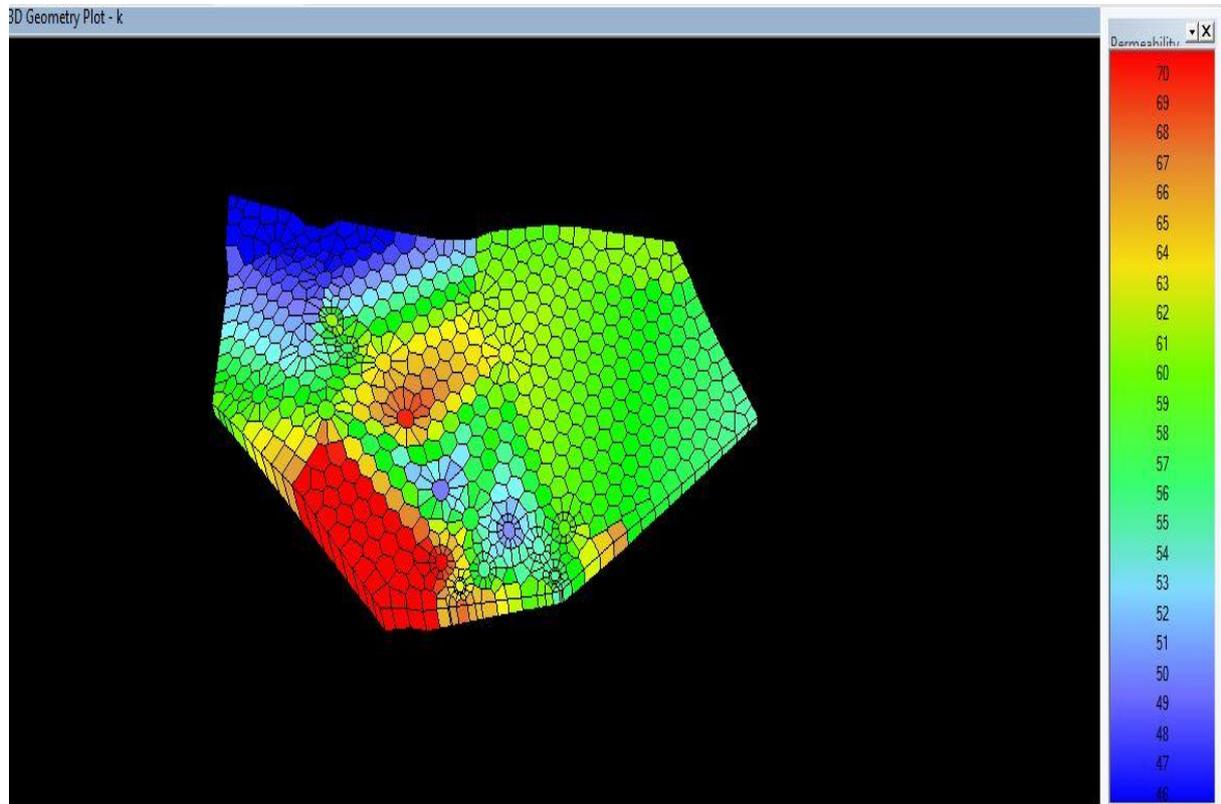


Fig V.14 : distribution des perméabilités dans la géométrie 3D.

Conclusion :

Le modèle initial obtenu après la construction est le modèle qui est utilisé dans les processus de la simulation du réservoir. A ce stade, toutes les données d'entrées doivent être comparées avec les données du modèle pour assurer que l'initialisation est une représentation précise du modèle avant de procéder au calage du modèle (HistoryMatching) et à la prédiction.

Pour un premier Run , on a trouvé une valeur des réserves en place d'huile OOIP de 2,528 MM³ qui est proche de la valeur calculée par la méthode volumétrique.

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6 :

VI-1 Présentation de la cellule d'injection d'eau :

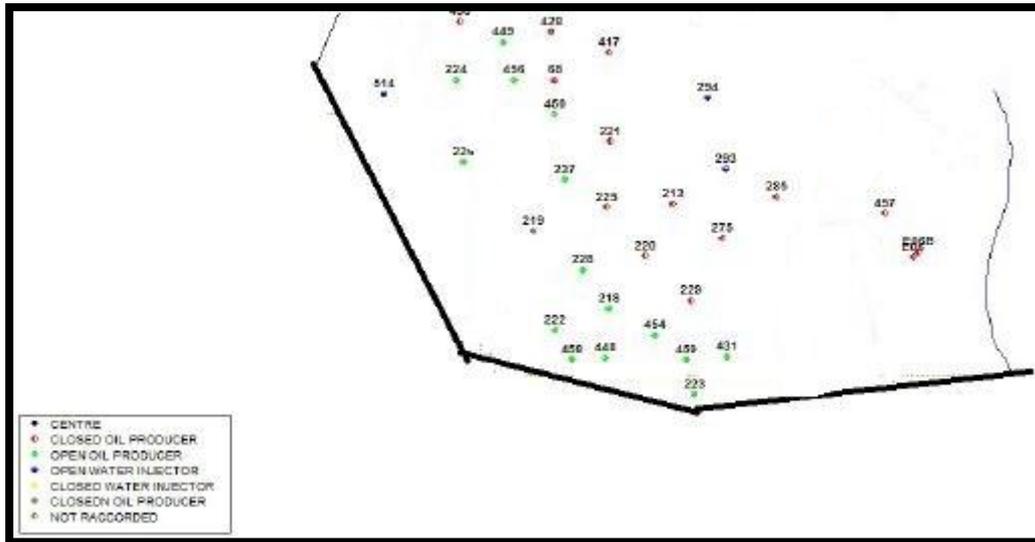


Fig VI.1 : la cellule d'injection Bloc 6 TFT_Ordo.

Cette cellule d'injection comporte 3 puits injecteurs (TFT514, TFT293 et TFT294) et 15 puits producteurs.

La couche productrice concernée par l'injection est le réservoir ORDO_IV3.

VI-2 L'injection d'eau dans le BLOC 6:

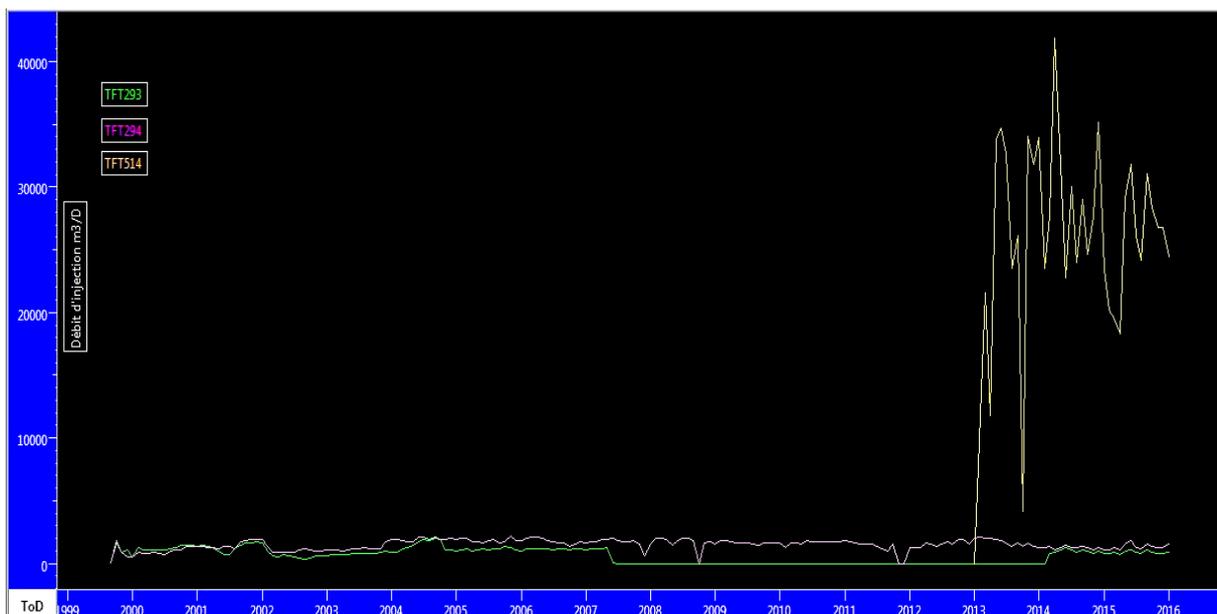


Fig VI.2 : historique de l'injection du bloc 6 TFT_Ordo.

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

D'après la figure (FigVI-2), on remarque que le débit d'injection a augmenté d'une façon concrète avec la mise en service du puits injecteur TFT514

Pour faire un bon diagnostic de la cellule d'injection il faut faire les analyses suivantes:

VI-2-1 Analyse de l'historique de production :

L'analyse d'historique de production nous permet de conclure les puits producteurs qui reçoivent l'effet d'injection et le système de communication entre les puits producteurs et les puits injecteurs.

VI-2-2 Analyse de la production d'huile et de la pression en tête de puits:

L'évolution de la production d'huile peut nous informer sur l'efficacité du procédé de maintien de pression et de balayage car la réception de l'effet d'injection mène à une augmentation du débit d'huile.

La pression en tête de puits peut être également une bonne indication de l'effet de maintien de pression, car l'augmentation de la pression de fond entraîne l'augmentation de la pression en tête de puits, si les autres paramètres de production restent constants, sinon, plusieurs paramètres qui rend difficile l'utilisation de la variation de pression en tête ou du débit d'huile comme élément de surveillance de maintien de pression tels que le gaz-lift et le changement de diamètre de la duse. Une telle analyse est facile pour certains puits qui ont un GOR presque constant et un diamètre de duse constant.

Pour faire ces analyses, nous devons être prudents car l'augmentation de la production ou de la pression en tête peut être due à une opération de stimulation, ou de nettoyage, ou une conversion de puits à un short radius, ou juste une augmentation de diamètre de la duse.

On prend l'exemple des deux puits producteurs TFT237 et TFT228 pour voir l'effet de l'injection d'eau sur l'évolution de la pression de gisement :

Date de mesure	Pressions de gisement mesurées	Pressions de gisement corrigées
27/01/1993	138,58	139,3345
08/06/2000	136,46	136,6009
07/10/2002	143,3262	144,0305

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

02/08/2003	142,6703	143,285
28/09/2005	145,2772	145,101
25/04/2007	134,83	135,4319

Tableau VI.1 : les valeurs de la pression de gisement en fonction du temps (puits TFT237).

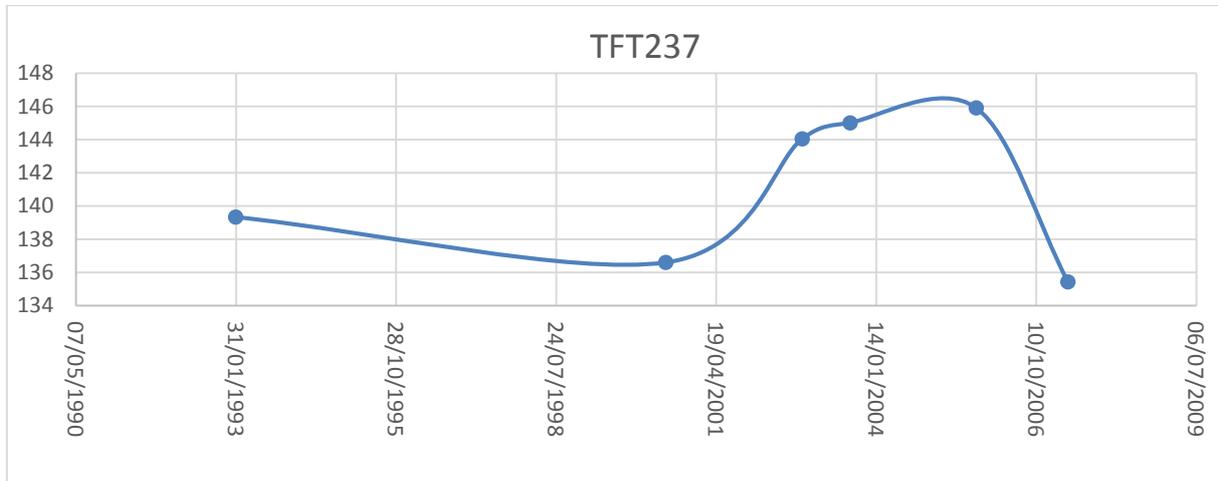


Fig VI.3 : L'évolution de la pression de gisement mesurée en fonction du temps.

• Interprétation du graphe :

On remarque une diminution de la pression de gisement mesurée au puits TFT237 allant de sa mise en production 01/06/1991, d'une façon graduelle jusqu'à sa fermeture provisoire à cause de la diminution appréciable de sa production (environ 3 m³ d'huile par jour). Ensuite, sous l'effet de l'injection d'eau qui a commencé le 01/09/1999, la pression a commencé à augmenter jusqu'à sa remise en production le 01/03/2005 à un débit d'huile de 2 m³ /D.

Enfin, la pression a diminué, mais cette fois d'une façon fortement accélérée, ce phénomène est dû à l'assez grande quantité produite du brut.

Date de mesure	Pressions de gisement mesurées	Pressions de gisement corrigées
25/02/1993	141,6	141,6635
18/07/2000	137,6	137,6712
20/07/2001	142,9843	143,0382
30/07/2003	142,8628	142,9377
10/03/2006	143,66	143,7112
26/02/2014	91,8	141.568

Tableau VI.2 : les valeurs de la pression de gisement en fonction du temps (puits TFT228).

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

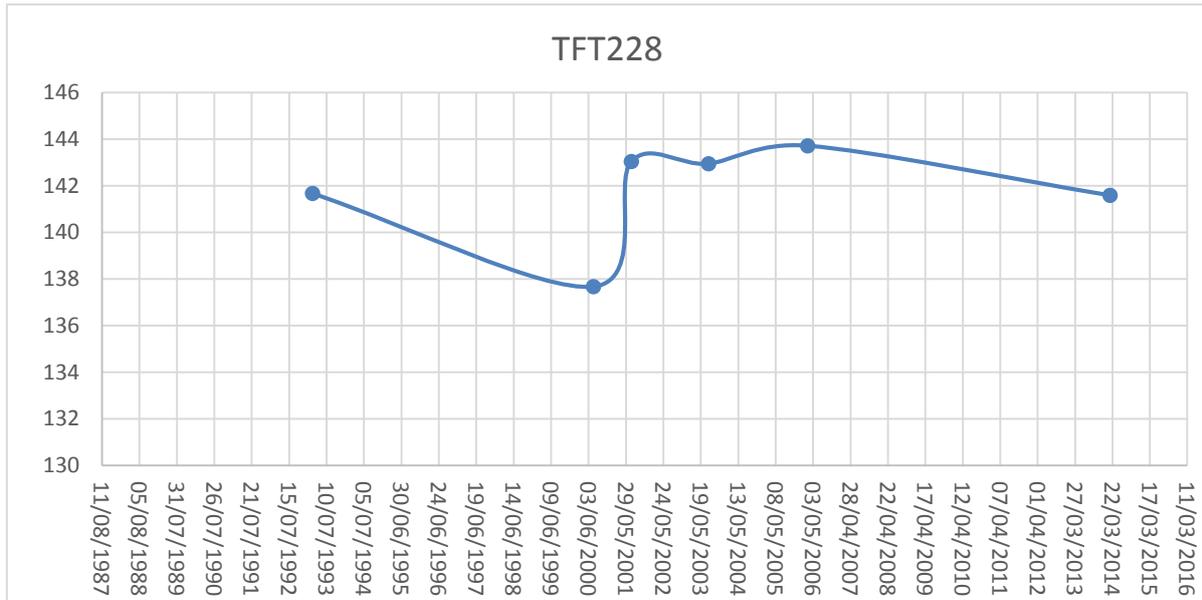


Fig VI.4 : L'évolution de la pression de gisement mesurée en fonction du temps.

❖ Interprétation du graphe :

Le puits TFT228 s'est mis en service le 01/01/1986, sa première mesure de pression de gisement était le 31/01/1993, cette pression a légèrement diminué pendant environ 7 ans, c-à-d jusqu'à la date du début de l'injection d'eau à partir de laquelle, la pression s'était relativement maintenue.

VI.3 Calcul du temps de percée et comparaison avec le résultat de la simulation :

Le temps de percée est donné par la formule empirique suivante :

$$t = \frac{\phi_m Q_{ibt} L.D.H}{q_i} \quad (VI.1)$$

Avec :

Q_{ibt} : Le cumul d'eau injecté par unité de volume des pores ;

$$Q_{ibt} = \overline{S_{wbt}} - S_{wi}$$

L : La distance entre deux puits injecteurs en m ;

D : La distance entre le puits injecteur et celui producteur en m ;

H : La hauteur moyenne en m ;

ϕ_m : La porosité moyenne en fraction ;

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

q_i : Débit d'injection en m^3/D .

Dans notre travail, nous avons comparé le temps de percée calculée par la formule ci-dessus avec celui résultant de la simulation faite par RUBIS.

Comparaison entre le temps de percée théorique et celui calculé par RUBIS :

- **Premier pattern :**

Cette mini cellule comprend 2 puits injecteurs TFT293 et TFT294, et un puits producteur TFT450

On a:

$D= 1602.8m$

$L=1078 m$

$H=19 m$

$\phi_m=0,087$

$q_i= 464,457 m^3/D$

$Q_{ibt} = 0,64-0,137 = 0,503$

$$t = \frac{1602.8 * 1078 * 19 * 0,087 * 0,503}{464,457} = 3093.096 \text{ jours}$$

$$t = 8.47 \text{ ans}$$

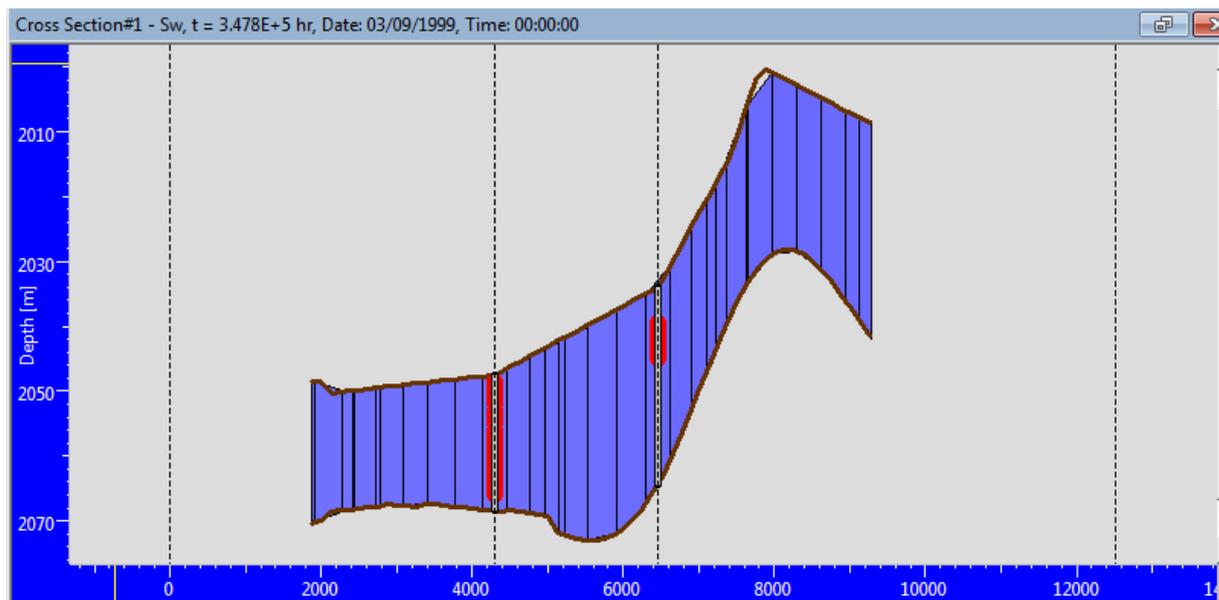


Fig VI.5 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT450).

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

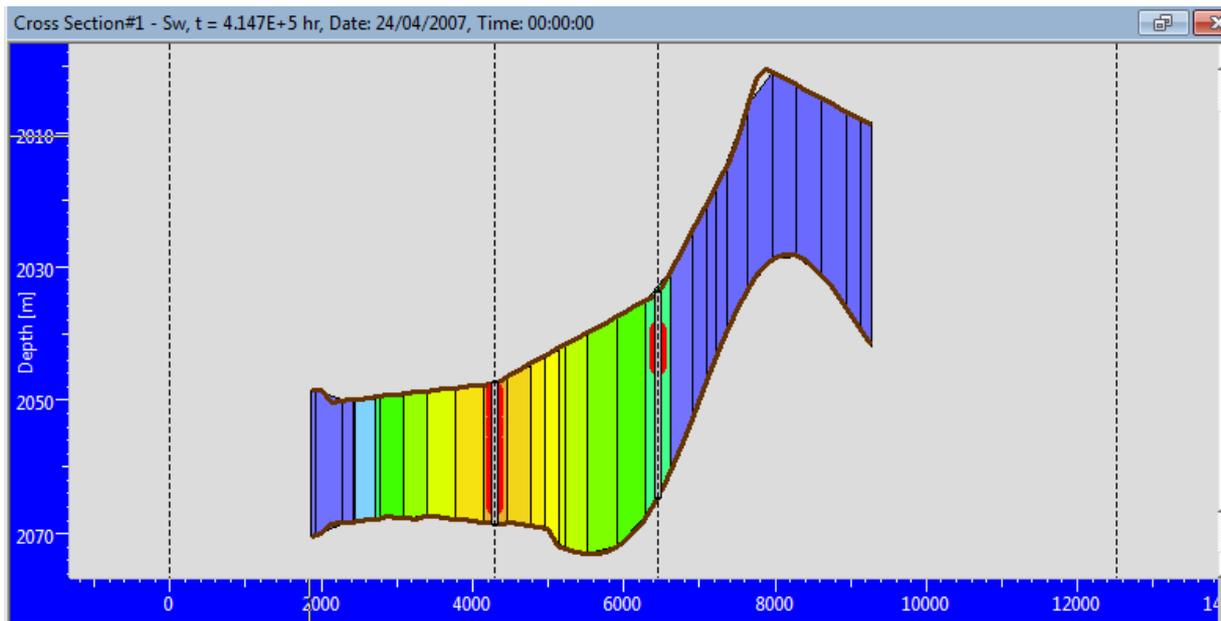


Fig VI.6 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT450).

Puits producteur	Mise en service	Date de percée calculée	Date de percée estimée par RUBIS	Etat actuel
TFT450	01/07/2008	13/03/2008	24/04/2007	Ouvert

Le puits est totalement inondé par l'eau injectée c'est pour cela qu'on remarque que, depuis sa mise en service, commence la production de l'eau.

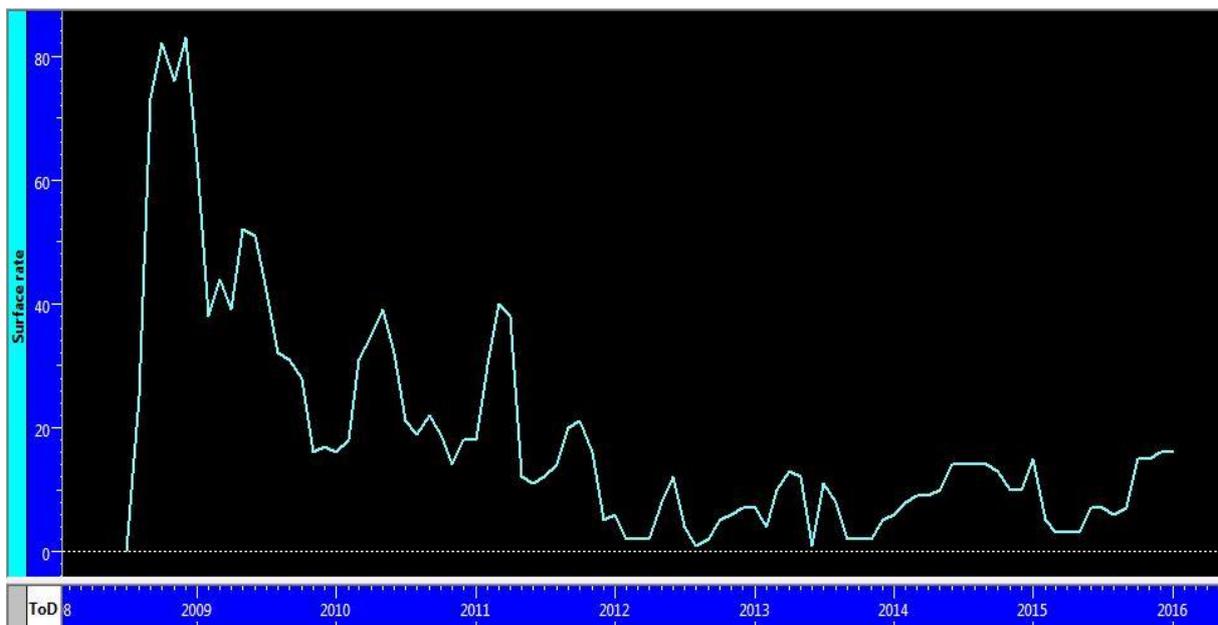


Fig VI.7: Water cut du puits TFT450.

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

Le puits commence sa production avec un débit produit d'eau de 80 m³/D (environ 503 bbl/D) qui représente une quantité relativement importante.

- **Deuxième pattern:**

Cette mini cellule comprend 2 puits injecteurs TFT293 et TFT294, et un puits producteur TFT237.

On a:

$$D= 1406.32 \text{ m}$$

$$L=1078 \text{ m}$$

$$H=19.8 \text{ m}$$

$$\phi_m=0,087$$

$$q_i= 464,457 \text{ m}^3/\text{D}$$

$$Q_{ibt} = 0,64-0,137 = 0,503$$

$$t = \frac{1406.32 * 1078 * 19,8 * 0,087 * 0,503}{464,457} = 2828.2 \text{ jours}$$

$$t = 7.45 \text{ ans}$$

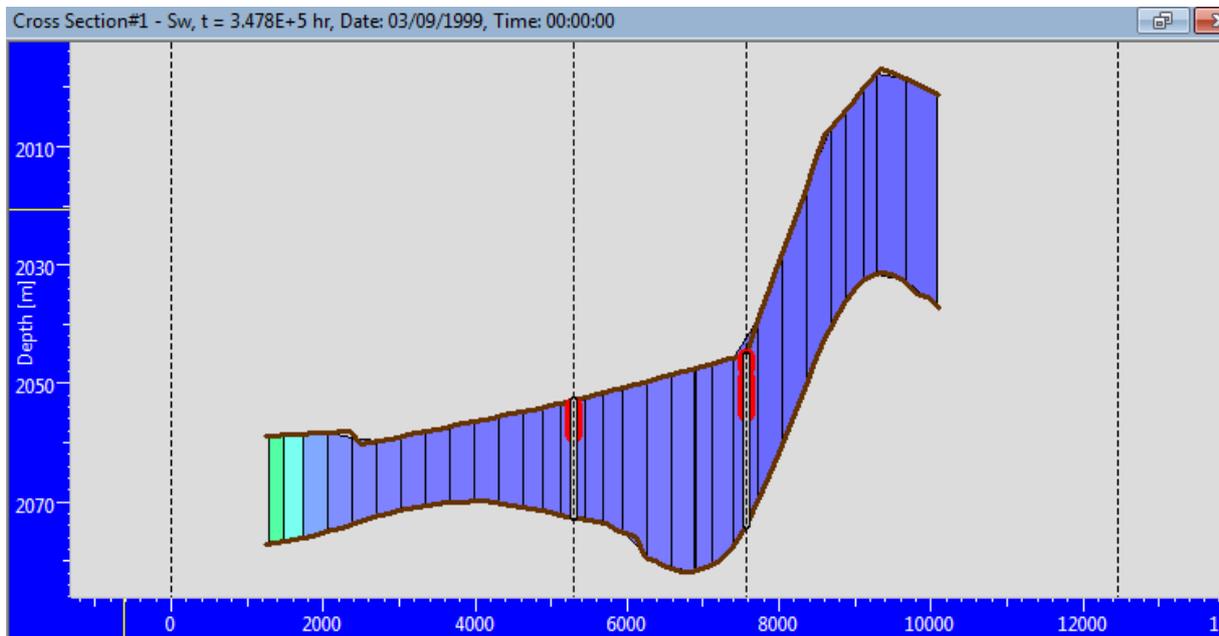


Fig VI.8 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT237).

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

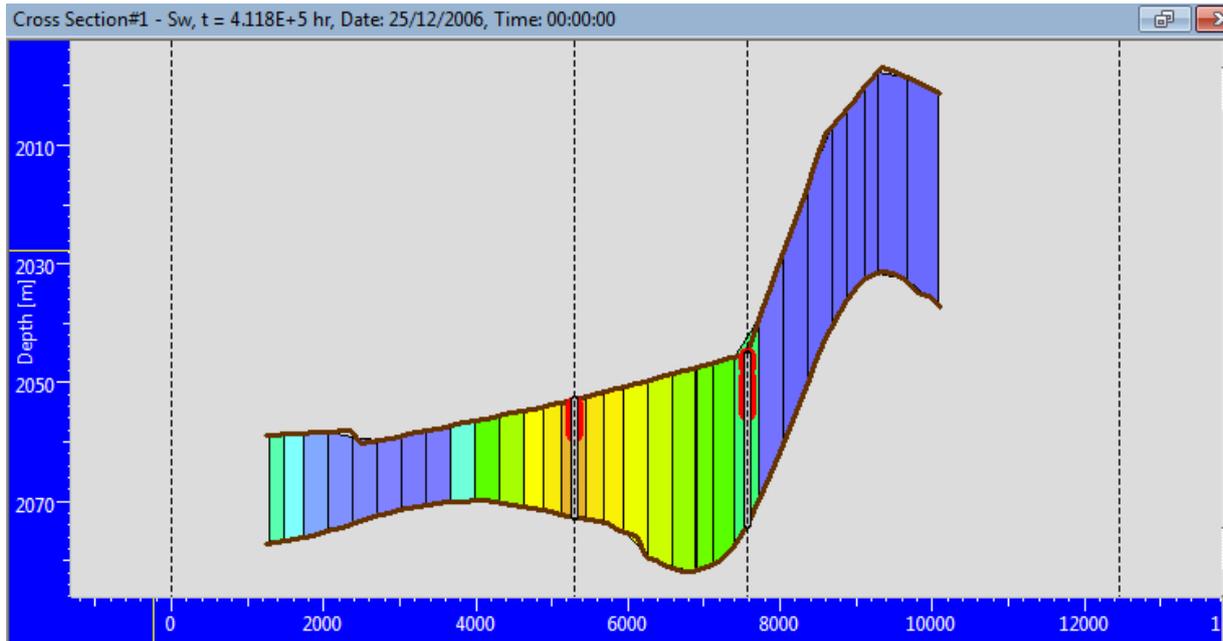


Fig VI.9 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT237).

Puits producteur	Mise en service	Date de percée calculée	Date de percée estimée par RUBIS	Etat actuel
TFT237	01/06/1991	26/06/2007	25/12/2006	Ouvert

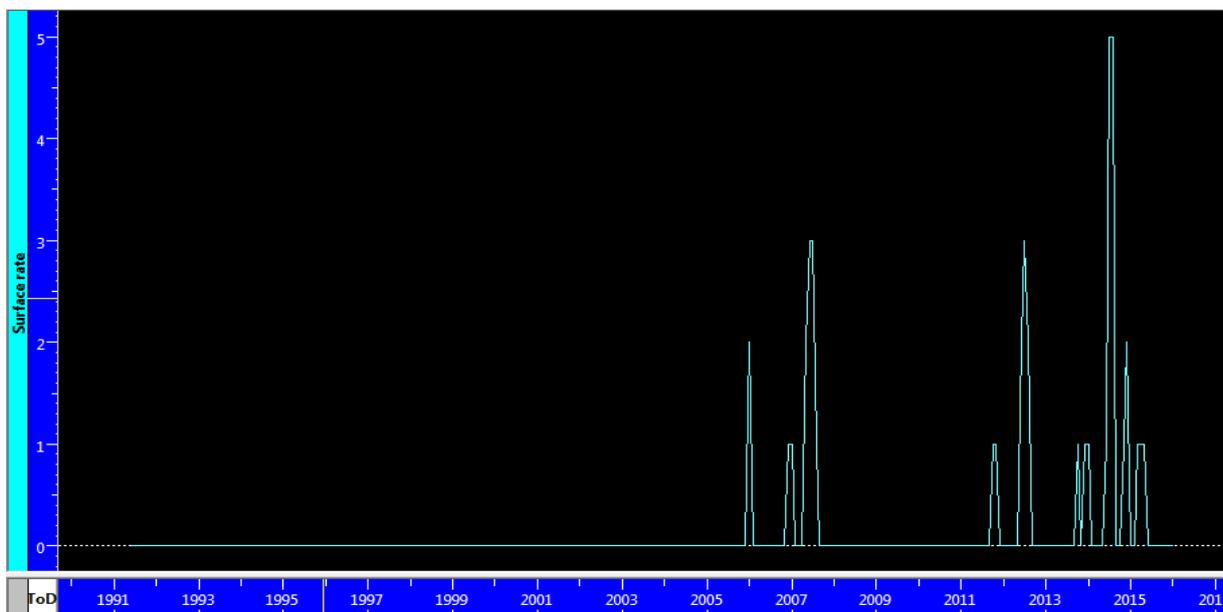


Fig VI.10: Water cut du puits TFT237.

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

- **Troisième pattern :**

Cette mini cellule comprend 2 puits injecteurs TFT293 et TFT294, et un puits producteur TFT228.

On a:

$D = 1307.58$ m

$L = 1078$ m

$H = 24,8$ m

$\phi_m = 0,087$

$q_i = 464,457$ m³/D

$Q_{ibt} = 0,64 - 0,137 = 0,503$

$$t = \frac{1307.58 * 1078 * 24,8 * 0,087 * 0,503}{464,457} = 3293.673 \text{ jours}$$

$$t = 9.023 \text{ ans}$$

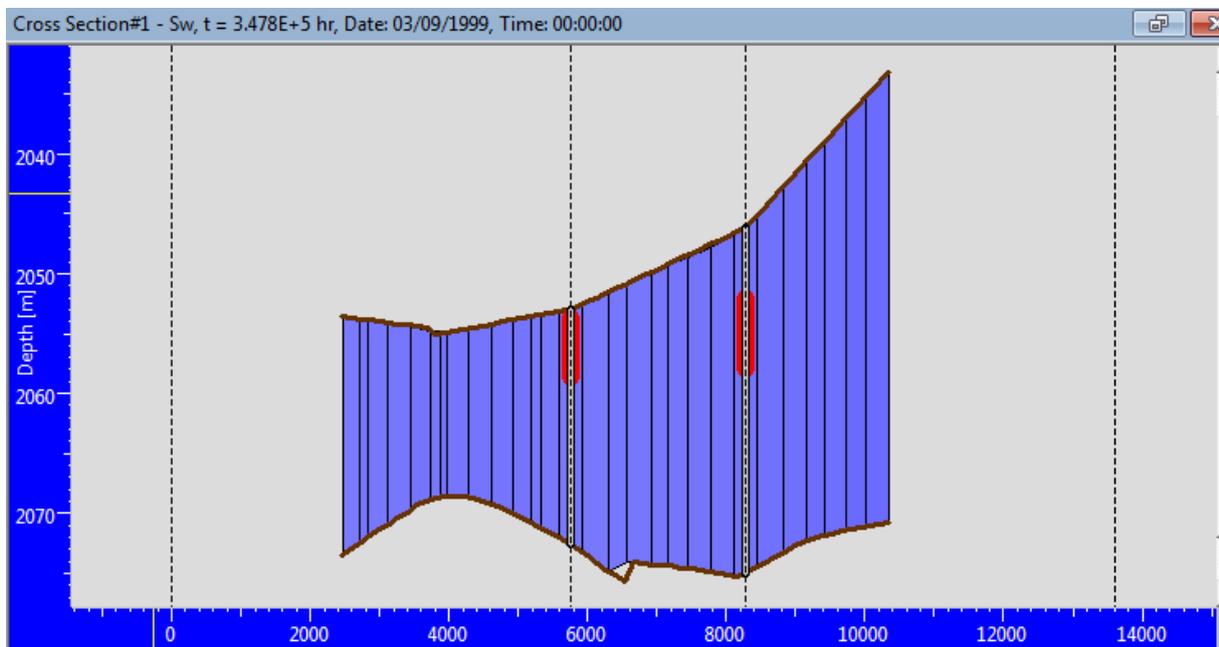


Fig VI.11 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT228).

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

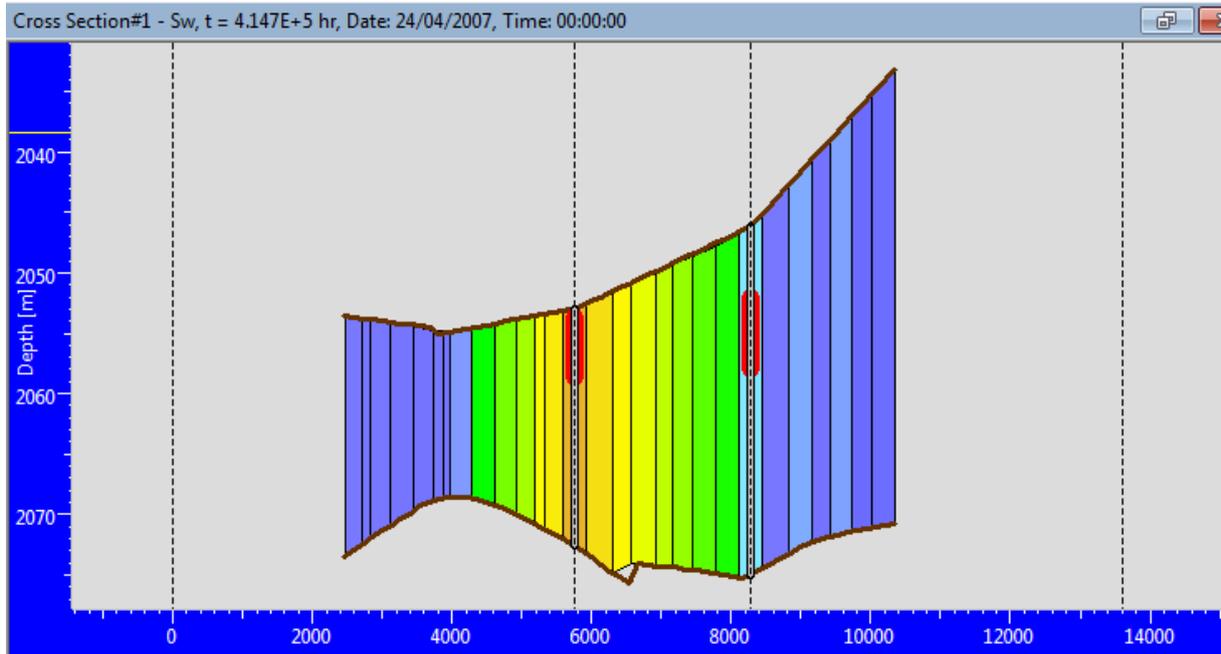


Fig VI.12 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT228).

Puits producteur	Mise en service	Date de percée calculée	Date de percée estimée par RUBIS	Etat actuel
TFT228	01/01/1986	08/09/2007	24/04/2007	Ouvert

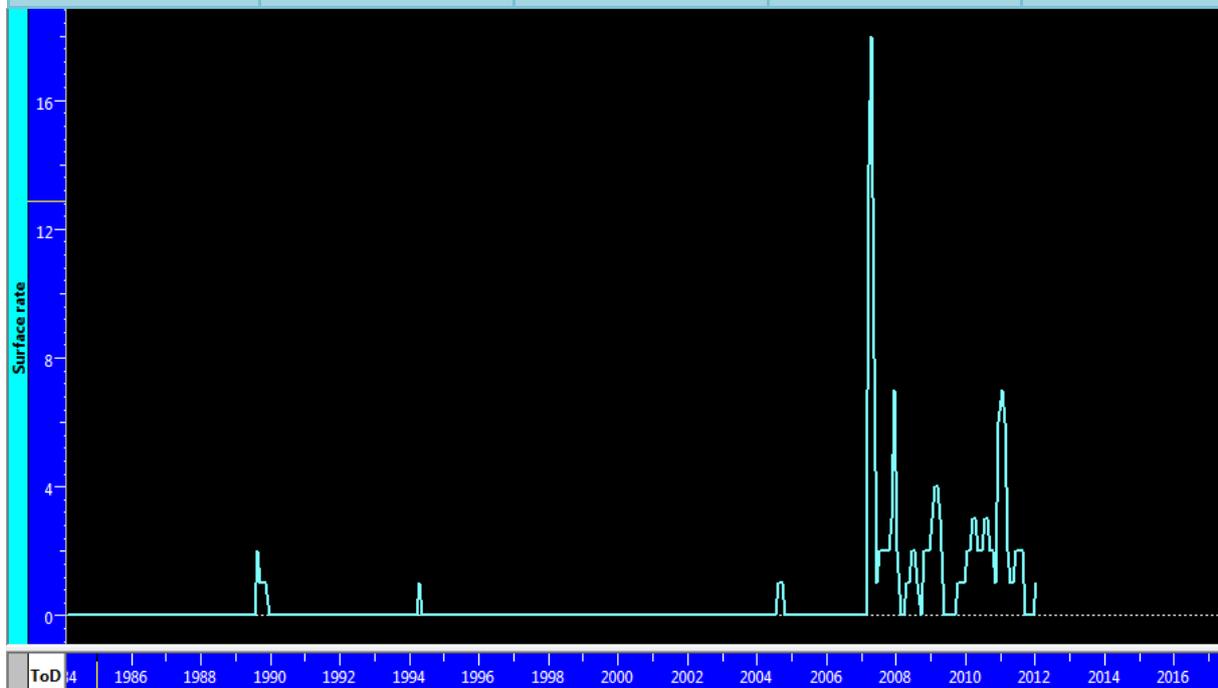


Fig VI.13 : Production d'eau du puits TFT228.

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

- Quatrième pattern :

Cette mini cellule comprend 2 puits injecteurs TFT293 et TFT294, et un puits producteur TFT67.

On a:

$D= 3175$ m

$L=1078$ m

$H=17,5$ m

$\phi_m=0,087$

$q_i= 464,457$ m³/D

$Q_{ibt} = 0,64-0,137 = 0,503$

$$t = \frac{3175 * 1078 * 17,5 * 0,087 * 0,503}{464,457} = 5643.42 \text{ jours}$$

$$t = 15.46 \text{ ans}$$

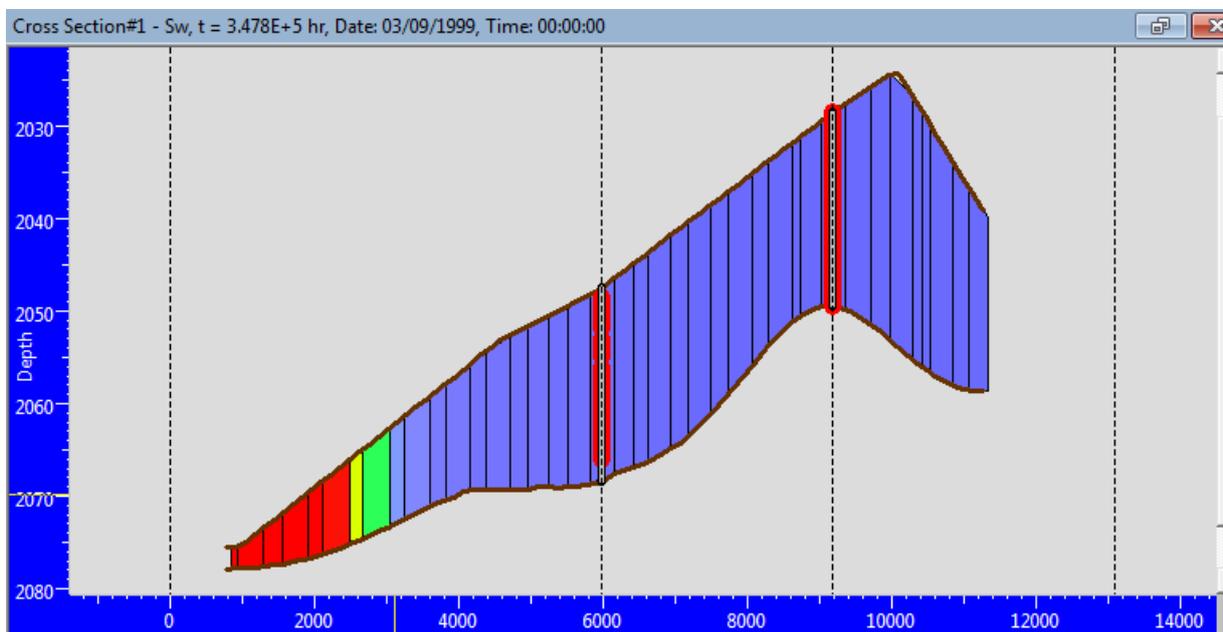


Fig VI.14 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT67).

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

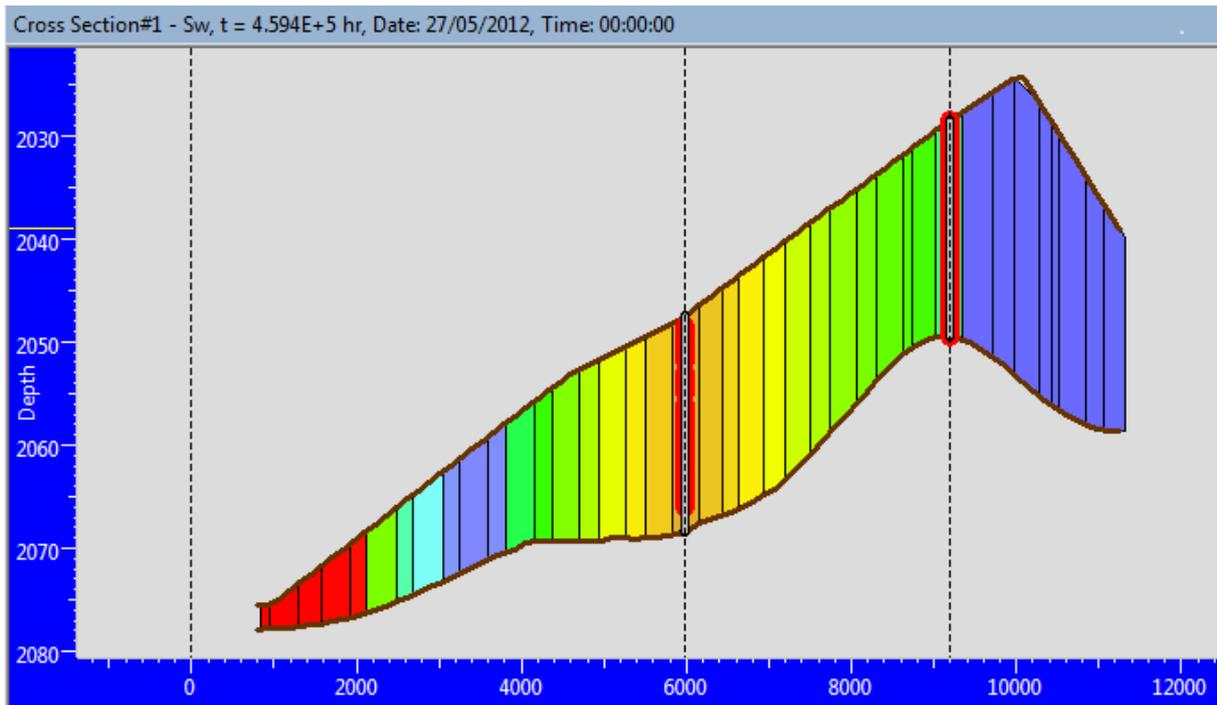


Fig VI.15 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT67).

Puits producteur	Mise en service	Date de percée calculée	Date de percée estimée par RUBIS	Etat actuel
TFT67	01/05/1975	12/02/2015	27/05/2012	Ouvert

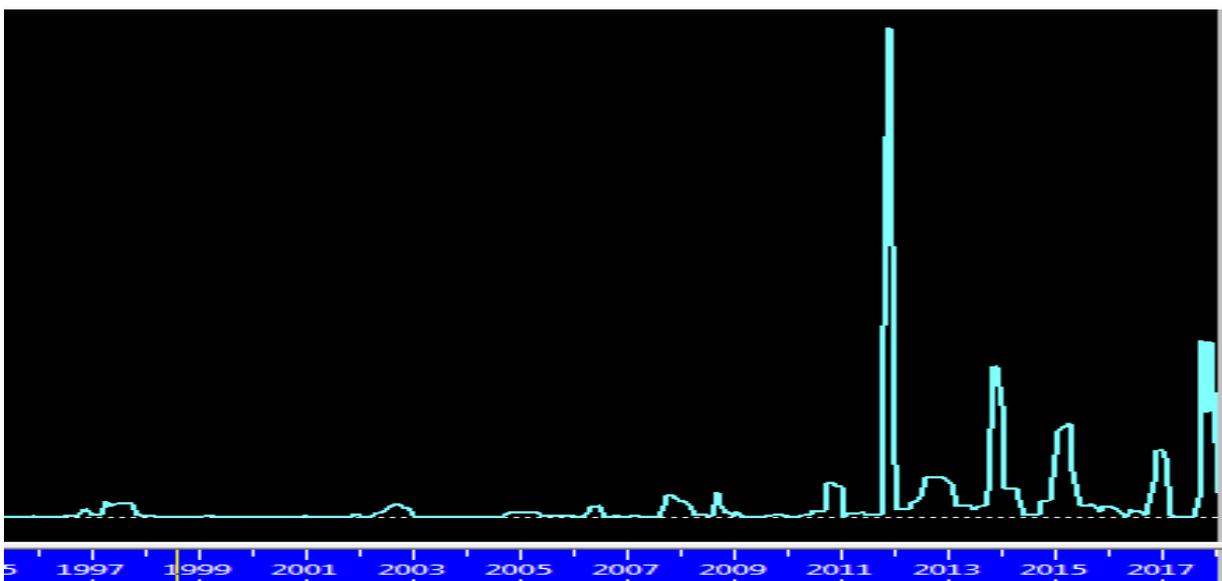


Fig VI.16 : Production d'eau du puits TFT67.

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

- Cinquième pattern :

Cette mini cellule comprend 2 puits injecteurs TFT293 et TFT294, et un puits producteur TFT224.

On a:

$D= 2610.2\text{m}$

$L=1078\text{ m}$

$H=21\text{ m}$

$\phi_m=0,087$

$q_i= 464,457\text{ m}^3/\text{D}$

$Q_{ibt} = 0,64-0,137 = 0,503$

$$t = \frac{2610.2 * 1078 * 21 * 0,087 * 0,503}{464,457} = 5567.415\text{ jours}$$

$$t = 15.25\text{ ans}$$

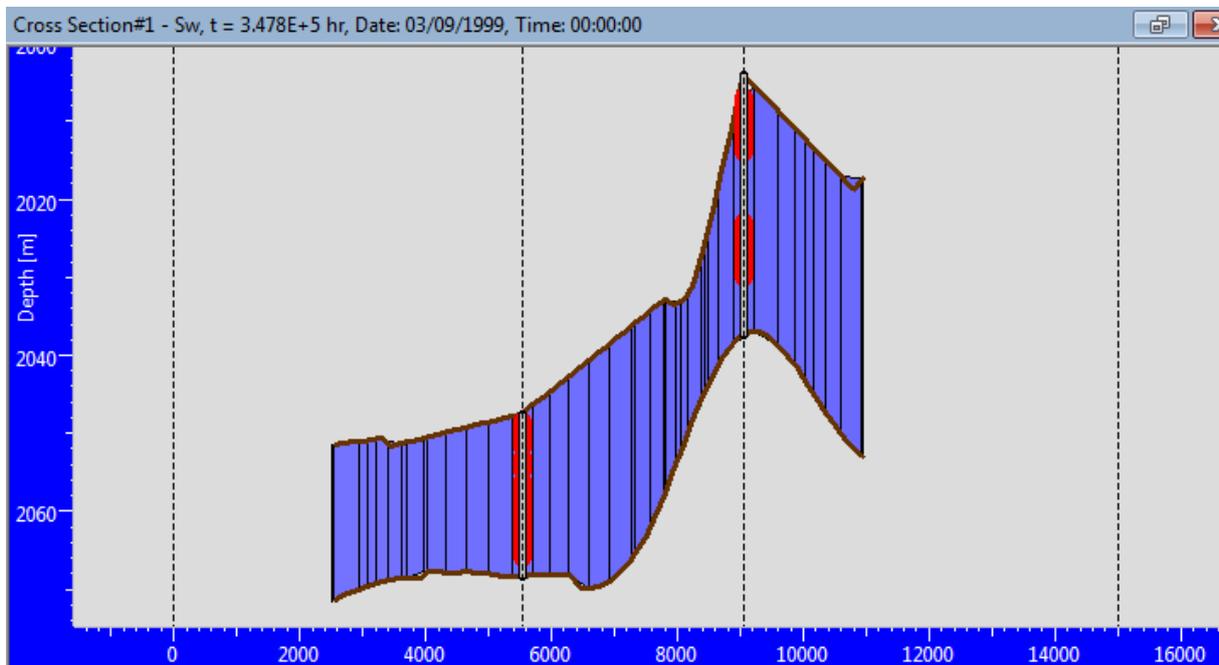


Fig VI.17 : Une coupe verticale au début de l'injection(puits TFT224).

Chapitre VI : Evaluation de l'injection d'eau dans le bloc 6.

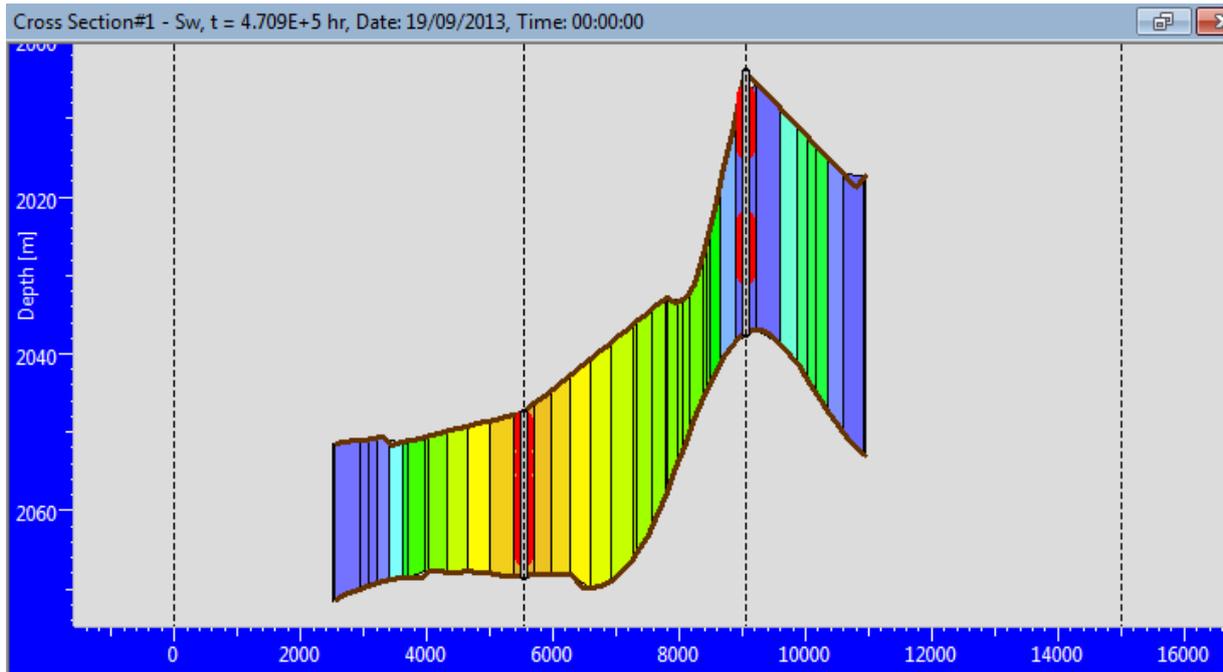


Fig VI.18 : Une coupe verticale au temps de percée(puits TFT224).

Puits producteur	Mise en service	Date de percée calculée	Date de percée estimée par RUBIS	Etat actuel
TFT224	01/03/1987	06/01/202015	19/09/2013	Ouvert

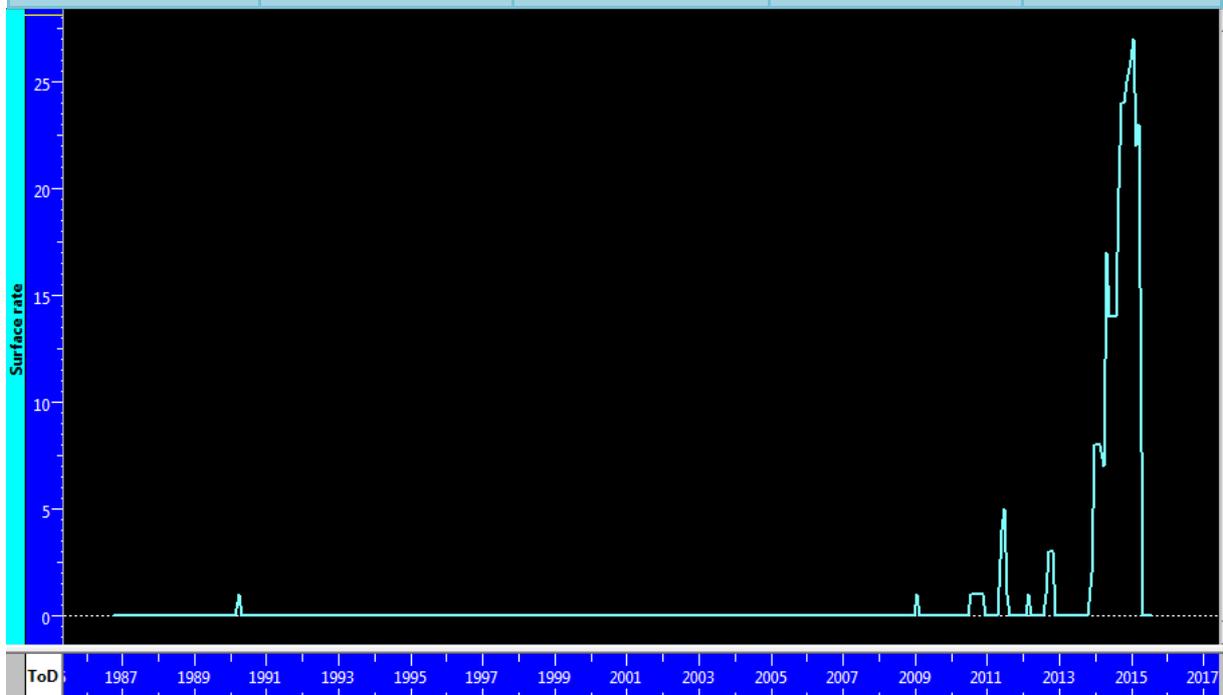


Fig VI.19 : Production d'eau du puits TFT224.

❖ Interprétation des graphes :

On remarque une production d'eau importante qui commence à partir du temps de percée pour chaque puits producteur dans les cellules précédemment étudiées.

❖ Conclusion :

Les résultats des analyses faites dans ce chapitre sont homogènes, avec quelques problèmes dans la convergence du modèle de notre bloc dus au manque de données de sa géométrie, sinon, la relation entre l'interprétation des courbes de l'évolution de pression de fond mesurée pour les puits dont les données étaient disponibles, parait fortement logique.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION:

1- CONCLUSION :

- Ce travail nous a permis d'étudier les capacités de production du bloc 6 partie sud du gisement ordovicien de TFT, ainsi que son aptitude de mieux donner en suivant une politique d'exploitation bien rigoureuse et bien élaborée.
- On constate que la production était en cours d'augmentation, accompagnée par une chute régulière de la pression, jusqu'à 1999 où la production commence à chuter et la valeur de la pression devient inquiétante, et c'est la date qui correspond au début d'injection pour essayer de ramener le gisement à son état initial.
- Les réserves en place évaluées par méthode volumétrique du bloc étudié sont de l'ordre de 30 MMm³, ce qui est important dans une superficie pareille à celle de ce bloc.
- Du calcul de performance de l'injection d'eau, on peut tenir que l'efficacité globale de balayage est de (0,544), d'où la récupération totale par injection d'eau est de l'ordre de 16 MMm³, et cette valeur représente une quantité assez importante.
- La percée d'eau est due à un débit d'injection élevé, mais aussi un débit de production parfois élevé, donc il faut étudier le phénomène de coning près du puits et proposer un débit critique d'injection.

2- **Recommandations :**

Pour améliorer la production et éviter le déclin rapide de la production dans le but d'atteindre l'objectif de développement de la zone étudiée, on propose les recommandations suivantes

- Faire des échantillonnages avec des études PVT pour chaque puits pour identifier la nature des dépôts et caractériser les fluides de gisement dans le but d'élaborer un modèle PVT.
- Réaliser des tests build-up de puits périodiquement spécialement conçus pour voir les effets des limites et la mesure des pressions moyennes de la formation dont le but de mieux comprendre le réservoir.
- Forer les puits jusqu'à l'aquifère, quel que soit l'intervalle où se trouve le contact eau-huile, pour réduire les incertitudes en ce qui concerne la profondeur du plan d'eau.
- Réaliser des mesures SCAL pour pouvoir améliorer le modèle des Kr-Pc.
- La fermeture du puits TFT205 qui est fortement producteur de gaz (grande valeur de GOR), donc il est économiquement faisable de le fermer dans le but de coopérer au maintien de pression.
- Pour la mise en place de l'injection d'eau comme opération secondaire, il faut prévoir des investissements concernant le traitement d'eau (compatibilité des eaux), installation des stations de pompage, réseaux d'eau, installation de surface...etc.

Bibliographie :

- [1] Advanced Reservoir Engineering
par: Tarek Ahmed et Paul D. McKinney
Edition: Elsevier, 2005
ISBN: 0-7506-7733-3
- [2] Reservoir Engineering Handbook deuxième Edition
par:Tarek Ahmed
Edition: Gulf Professional Publishing, 2001
ISBN: 0-88415-770-9
- [3] Cours de production
tome 6 : récupération assisté
par : M .Latil
Edition: technip
ISBN : 2-7108.0267.8
- [4] Petroleum Production Engineering
par : William C. Lyons, Boyun Gud, Ali Ghalambor
Edition: Elsevier Science & Technology Books, February 2007
ISBN : 0750682701