

N° Ordre /Faculté/UMBB/2022

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'études
En vue de l'obtention du diplôme :
MASTER

Présenté par :

M^r ABDI Mohammed

M^r BERKANE Salem

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier : Production des Hydrocarbures

Thème

Analyse de performance d'injection d'eau dans le champ OTRA
De la région d'ADRAR

Devant le jury composé de :

M^r ZERAIBI Nouredine	MA(A)	UMBB Président
M^r SAIFI Redha	MC(A)	UMBB Encadreur
M^r BENYOUNES Khaled	MA(A)	UMBB Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

N° Ordre /Faculté/UMBB/2022

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'études
En vue de l'obtention du diplôme :
MASTER

Présenté par :

M^r ABDI Mohammed

M^r BERKANE Salem

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier : Production des Hydrocarbures

Thème

Analyse de performance d'injection d'eau dans le champ OTRA
De la région d'ADRAR

Encadreur :

Mr SAIFI Redha

Année Universitaire : 2021/2022

REMERCIEMENTS

Louange à Dieu tout puissant pour le courage et la volonté qu'il nous a donné et pour nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce modeste travail.

Nous Adressons nos remerciements à Mr SAÏFI Redha notre encadreur qui nous a orienté, durant l'élaboration de ce modeste travail, ainsi qu'à tous nos enseignants à l'université de Boumerdes, en Particulier Mr. GARECHE et Mr ZERABI et Mr. BENMOUNES, sans oublier Mr. HEDJADI.

Nos remerciements vont aussi à tous le personnel de la région TOUTE huile à ADRAR pour le support documentaire en particulier Melle DAMANI Amel, ainsi qu'aux personnels de Département pole Sud-Ouest Direction Gisements Ouest Division Petroleum Engineering and Développement au sein de SONATRACH en particulier Mr. KABECHA Samir.

Enfin, merci à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration du présent travail et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute notre gratitude.

ABDI Mohammed

BERKANE Salem

DÉDICACE

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

A ceux qui m'ont encouragé et soutenu moralement et matériellement pendant les moments plus difficiles durant ma vie.

*A toi mon **très cher père**, l'absent que dieu te réserve une place dans son vaste paradis, combien j'avais souhaité que tu assisterais au succès de ta progéniture que je suis*

*A toi ma **très chère mère** qui m'a donné la possibilité d'arriver là où je suis.*

*A toi ma **très chère femme** pour votre patience.*

*A vos mes enfants **Yousrah** et **Abdelmodjibe***

A vos mes frères et mes sœurs.

*A ma familles **ABDI** et **GHENTIOUI**.*

*A mon cher binôme **Salem**.*

*A Melle **LAMRAOUI Mounira**.*

*A tous mes collègues de l'UMBB en particulier la promotion **MAPH17**.*

A tous mes collègues de travail.

A tout qu'il me connue soit de proche ou de loin.

Abdi Mohammed

Dédicace

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

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

A ma très chère femme

*A mes enfants **ICHRAK, YASSER, YACINE & MOHAMMED RIYADH***

A mon frère et mes sœurs

*A ma famille : **BERKANE & BESSA***

*A mon cher binôme **Mohammed.***

*A tous mes collègues de l'UMBB en particulier la promotion **MAPH17.***

*J'adresse aussi mes sincères remerciements à tous mes amis surtout **Mr ZOUBIR Abdelkader, Mr AUGÉIX Mohammed, Melle HAMYEME Mokhtaria et Melle LAMRAOUI Mounira***

Je dédie également toute personne qu'il me connue soit de proche ou de loin.

BERKANE SALEM

Table des matières

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction1

Chapitre I : Présentation du champ d'OTRA

I.1. Introduction.....2

I.2 Historique de champ TOUAT.....2

I.3 Situation du champ OTRA3

I.3.1 Situation géographique.....3

I.3.2 Cadre géologique4

I.3.2.1 Aspect structural.....4

I.3.2.2 Aspect stratigraphique.....5

A. Les formations mésozoïques5

B. Les formations paléozoïques.....5

I.4 Caractéristiques des réservoirs et des fluides7

I.4.1 Epaisseurs et propriétés pétrophysiques.....7

a. Les épaisseurs.....7

b. Les propriétés pétro physiques.....8

I.4.2 Caractéristique des fluides de gisement.....8

Chapitre II : Historique et évaluation des réserves

II .1 introduction.....10

II.2. Méthodes d'estimation des réserves en place10

II.2.1. Méthode volumétrique10

II.2.2 Méthode dynamique11

II.2.2.1. Hypothèses de la méthode du bilan matière.....11

II.2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière.....11

II.2.2.3 Indices de drainage.....14

II.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière.....15

II.2.2.5. Application.....17

II.2.2.5.1. Historique de la production et pression.....17

II.2.2.5.2. Données PVT.....19

II.3. Conclusion.....20

Chapitre III : L'injection d'eau

III.1. Introduction sur la récupération assistée22

III.2. Différentes méthodes de la récupération assistée22

III.2.1. La récupération secondaire.....22

III.2.2. La récupération tertiaire.....22

III.3. L'injection d'eau.....22

III.3.1. Configurations de l'injection.....23

III.3.1.1. Schéma irrégulier de l'injection.....23

III.3.1.2. Injection périphérique.....23

III.3.1.3. Injection centrale.....	24
III.3.1.4. Schémas de l'injection basale et sommitale.....	24
III.3.1.5. Schémas régulier d'injection.....	25
III.3.2. Techniques de suivi de la performance d'injection.....	26
III.3.2.1. Taux de remplacement de vide.....	26
III.3.2.2. Impact de l'injection sur la récupération.....	26
III.4. Equation du débit fractionnaire	26
III.4.1. Rapport des mobilités.....	26
III.4.2. Théorie de Buckley –Leverett.....	27
III.5. Calcul d'efficacité globale d'injection d'eau	31
III.5.1. Efficacité de déplacement.....	31
III.5.2. Efficacité superficielle.....	32
III.5.3. Efficacité verticale.....	34
III.5.3.1. Méthode de Dykstra-Parson.....	34
III.6. Etude de cas.....	34
III.6.1. Historique de production et d'injection dans le champ OTRA.....	34
III.6.2. Analyse de l'évolution de la pression de gisement.....	35
III.6.3. Etat actuelle champ OTRA.....	35
III.6.4. Performance de l'injection d'eau dans le champ OTRA.....	36
III.6.4.1. Analyse du VRR.....	36
III.6.4.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération.....	36
III.6.5. Calcul de l'efficacité globale de champ OTRA.....	36
III.6.5.1. Calcul de l'efficacité du déplacement.....	36
III.6.5.2. Efficacité superficielle.....	39
III.6.5.3. Efficacité verticale	39
III.6.5.4. Efficacité globale.....	39
III.7. Conclusion.....	39
Chapitre IV : Contrôle de la production d'eau	
IV.1. Introduction.....	41
IV.2. Courbe de récupération.....	41
IV.3. Graphe de l'historique de production.....	42
IV.4. courbes de déclin.....	42
IV.5. Courbes de diagnostic.....	43
IV.6. Etude de cas.....	44
IV.7. conclusion.....	44
Conclusions & Recommandations.....	45
Annexe A	
Annexe B	
B.1. Données des puits producteurs d'huile.....	48
B.2. Données des puits injecteurs.....	48
B.3. Profils de production d'huile et d'injection d'eau.....	49
B.4. Modélisation des puits par le software Pipesim.....	50
B.4.1. OTRA-14.....	50
a. Modélisation du puits OTRA-14.....	50

b. Test d'injectivité du puits OTRA-14.....	51
c. Résultats de simulation.....	51
B.4.2. OTRA-12	52
a. Modélisation du puits OTRA-12.....	52
b. Test d'injectivité.....	53
c. Résultats de simulation.....	53
B.4.3. OTRA-2.....	55
a. Modélisation du puits OTRA-2.....	55
b. Test d'injectivité.....	56
c. Résultats de simulation.....	56
B.5. Conclusion.....	57
Bibliographie	58

Liste des abréviations

N_p : Production d'huile cumulée, STm^3 .
 N : Volume d'huile initiale en place, STm^3 .
 VR : volume de roche imprégnée
 hu : Hauteur utile du réservoir, mètre.
 ht : Hauteur totale du réservoir, mètre.
 Φ : Porosité, fraction.
 k : perméabilité de la formation, md.
 Swi : Saturation interstitielle de l'eau, fraction.
 m : Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale, fraction.
 Bo : Facteur volumétrique du fond d'huile, Rm^3/STm^3 .
 Boi : Facteur volumétrique du fond d'huile dans les conditions initiales, Rm^3/STm^3 .
 Bg : Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm^3/STm^3 .
 G : Volume de gaz libre, STm^3 .
 G_p : Production de gaz cumulée en, STm^3 .
 G_{inj} : Injection de gaz cumulée en, STm^3 .
 R_p : GOR de production, m^3/m^3 .
 R_s : GOR de dissolution, m^3/m^3 .
 R_{si} : GOR de dissolution dans les conditions initiales, m^3/m^3 .
 We : Entrées d'eau cumulées, STm^3 .
 W_p : Production d'eau cumulée en, STm^3 .
 W_{inj} : Injection d'eau cumulée en, STm^3 .
 B_w : Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm^3/STm^3 .
 C_w : Compressibilité isotherme de l'eau, cm^2/kgf .
 C_f : Compressibilité isotherme de la formation, cm^2/kgf .
 WOR : Water-oil Ratio, m^3/m^3 .
 WOR' : Dérivée du WOR par rapport au temps.
 F_w : débit fractionnaire d'eau (water cut)
 M : Ratio de mobilité entre fluide déplaçant et fluide déplacé, fraction
 μ_o : Viscosité de l'huile, cp.
 μ_w : Viscosité de l'eau, cp.
 k_{ro} : Perméabilité relative à l'huile, fraction.
 k_{rw} : Perméabilité relative à l'eau, fraction.
 Et : Efficacité globale du balayage, fraction.
 Ed : Efficacité de déplacement, fraction.
 Ea : Efficacité surfacique du balayage, fraction.
 Ev : Efficacité verticale du balayage, fraction.
 Sw : Saturation en eau, fraction.
 So : Saturation en huile, fraction
 Sw_{aBT} : Saturation en eau après la percée (derrière le front), fraction.
 Sor : Saturation résiduelle en huile, fraction.
 VRR : Taux de remplacement du vide (Voidage Replacement Ratio), fraction.
 Q_o : Débit de production d'huile, STm^3/h .
 Q_w : Débit de production d'eau, STm^3/h .

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

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

HCPVi : Hydrocarbon Pore Volume Injection, fraction.

r_e : rayon du drainage, mètre.

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

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

g : accélération de la pesanteur, m/s².

H : Hauteur de la colonne hydrostatique, mètre.

F: soutirage des fluides dans les conditions

OTRA : Oued Tourhar.

Liste des tableaux

Tableau I.1- Coordonnées géographiques du Périmètre d'exploitation du gisement d'OTRA.....	3
Tableau I.2 : épaisseurs rencontrées dans les deux puits.....	8
Tableau II.1 : Indices de drainage.....	15
Tableau II.2 : Historique de la production du champ OTRA du 2006 au 2020.....	18
Tableau III.1 : Coefficients de l'équation de l'efficacité superficielle.....	33
Tableau III.2 : calcule le débit fractionnel.....	38
Tableau B.1 : Données des puits producteurs d'huile.....	48
Tableau B.2 : Données des puits injecteurs.....	48
Tableau B.3 : données d'injectivité par puits.....	49
Tableau B.3 : Q inj max prévisionnel et possible à injecter (m3/h) par puits.....	57

Liste des figures

Figure I.1: Localisation géographique du champ d'OTRA.....	3
Figure I.2: Situation géologique du champ d'OTRA.....	4
Figure I.3: Stratigraphie du champ d'OTRA.....	7
Figure II.1 : Schéma de principe du bilan matière.....	12
Figure II.2 : Soutirage F vs E_o	16
Figure II.3 : Soutirage F vs (E_o+mE_g)	16
Figure II.4 : F/E_o vs E_g/E_o	17
Figure II.5: F vs $E_o + mE_g$	17
Figure II.6 : Comparaison entre l'huile cumulée et la pression en fonction du temps.....	18
Figure II.7: Viscosité d'huile et FVF Huile en fonction de la pression.....	19
Figure II.8: FVF gaz et viscosité du gaz en fonction de la pression.....	20
Figure III.1 : Schéma de l'injection périphérique.....	23
Figure III.1 : Schéma de l'injection périphérique.....	24
Figure III.3. Schéma d'injection basal et à la crête.....	24
Figure III.4 : schémas réguliers de l'injection.....	25
Figure III.5 Déplacement linéaire du système eau-huile.....	27
Figure III.6 : Courbes des perméabilités relatives et du débit fractionnaire en fonction de la saturation.....	29
Figure III.7. Rapport des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau.....	30
Figure III.8 : Détermination de S_{wf} , S_{wmb} et S_{wm}	30
Figure III.9. Production mensuel de champ.....	34
Figure III.10. Evolution de la pression de gisement en fonction du temps.....	35
Figure III.11. Courbe de VRR & débit d'huile & pression de réservoir dans OTRA.....	36
Figure III.12 : Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de S_w	37
Figure III.13 : Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau.....	38
Figure IV.1 : Courbe de récupération.....	41
Figure IV.2 : Graphe de l'historique de production.....	42
Figure IV.3 : Courbe de déclin.....	42
Figure IV.4 : Multilayer Channeling.....	43
Figure IV.5 : Bottom water coning.....	44
Figure IV.6 : résultats (Q_o , Q_w) des tests jaugeage annuel des puits.....	45
Figure B.1 : profil de production Vs l'injection.....	49
Figure B.2 : Profils prévisionnels d'injection d'eau par puits.....	49
Figure B.3 : Fiche de complétion du puits OTRA-14.....	50
Figure B.4 : Test d'injectivité du puits OTRA-14.....	51
Figure B.5 : La simulation de différent diamètre de tubing OTRA-14.....	51
Figure B.6 : Pression de fond dynamique au niveau de perforation en fonction du débit injecté OTRA-14.....	52
Figure B.7 : Fiche de complétion du puits OTRA-12.....	53
Figure B.8 : Test d'injectivité du puits OTRA-12.....	53
Figure B.9 : La simulation de différent diamètre de tubing OTRA-12.....	54

Figure B.10 : Pression de fond dynamique au niveau de perforation en fonction du débit injecté OTRA-12.....	54
Figure B.11 : Fiche de complétion du puits OTRA-2.....	55
Figure B.12 : Test d'injectivité du puits OTRA-2.....	56
Figure B.13 : La simulation de différent diamètre de tubing OTRA-2.....	56
Figure B.14 : Pression de fond dynamique au niveau de perforation en fonction du débit injecté OTRA-2.....	57

Introduction :

La production primaire des hydrocarbures est souvent désignée sous le nom de l'épuisement primaire s'effectue par différents mécanismes de drainages, qui sont l'expansion de la roche et de liquide, l'expansion du gaz dissout, l'expansion de chapeau de gaz, l'expansion de l'aquifère, le drainage par gravité et le mécanisme combiné.

L'extraction d'huile et de son gaz associé est accompagné par une diminution d'énergie, d'où la nécessité d'intervenir afin de faire face à la chute de pression. C'est pourquoi on fait recours à une énergie supplémentaire, cette dernière est fournie en faisant appel à une source extérieure d'énergie, telle que l'injection de l'eau ou l'injection de gaz. L'injection d'eau a ses avantages mais présente des inconvénients qui peuvent causer la fermeture du puits. De ce fait, le monitoring (diagnostique et surveillance) d'un tel procédé devient plus qu'indispensable. C'est dans ce contexte, que nous allons étudier les performances d'injection d'eau de champ OTRA ADRA.

Chapitre I:

Présentation du champ OTRA

I.1 Introduction :

Le bassin de Sbaa est un sillon étroit d'orientation NO-SE localisé dans la partie ouest de la plateforme Saharienne. Le bassin est limité vers l'ouest et sud-ouest par les monts de l'Ougarta, vers l'est et le nord-est par la voute d'Azzène et le bassin de Timimoun, et finalement vers le sud-est par le bassin d'Ahnet. Avec 70km de largeur et 200km de longueur, Le bassin de Sbaa est la seule province pétrolifère du sud-ouest de l'Algérie. Dix (10) structures présentant un intérêt pétrolier ont été découvertes dans ce bassin.

La cuvette de Sbaa est une entité structurale singulière par rapport aux bassins voisins de la plate-forme saharienne. Son histoire est strictement associée à la chaîne de l'Ougarta, qui représente le trait structural majeur de la province occidentale Saharienne.

Sa particularité réside dans le fait que cette cuvette soit le seul secteur connu à hydrocarbures liquides dans la province à gaz qui caractérise l'Ouest Saharien.

Les pièges structuraux créés lors des mouvements hercyniens dans la région, sont généralement des anticlinaux de forte amplitude mais de dimensions modérées.

I.2 Historique de champ TOUAT :

L'exploration a débuté dans la cuvette de Sbaa en 1954 et repris entre 1970 et 1974 par une prospection sismique régionale suivie d'une prospection détaillée.

Cette activité a amené à la découverte en 1980 par le puits Sbaa-1 d'une accumulation majeure d'huile dans le Tournaisien, une accumulation de gaz par le puits Sbaa-3 dans l'Ordovicien, et une accumulation d'huile depuis le Strunien et Namurien et de gaz depuis le Cambro-Ordovicien.

En 1983, découverte de l'accumulation d'hydrocarbure à Oued Zine, de l'huile dans le Strunien et du Gaz dans le réservoir Ordovicien (ODZ-1bis), à noter que les principaux réservoirs à gaz de la zone font partie d'un autre projet indépendant dont le développement a été confié à la compagnie GDF (Gaz de France).

En 1985 la découverte de la structure de Touat (TOT).

En 1986 découverte de l'accumulation de Decheira.

En 1992 Découverte de la structure de Foukroun par le sondage du puits FOK-1 avec une profondeur totale de 1540 m.

Le gisement Oued Tourhar a été reconnu par deux forages réalisés par SONATRACH, OTRA-1 (1991) et OTRA-2 (1992), ayant tous les deux mis en évidence une accumulation d'huile dans la partie sommitale de l'Ordovicien unité IV.

I.3 Situation du champ OTRA :

I.3.1 Situation géographique :

Le champ d'OTRA, est situé dans le Sahara algérien, dans la wilaya d'Adrar, à 1 500 km au Sud-Ouest d'Alger, à l'extrême Sud-Est de la Cuvette de Sbaa, dans le bloc 352a. Les dimensions du champ atteignent 36.44 Km².

Les coordonnées des points définissant ce périmètre sont consignées dans le Tableau suivant :

Points	COORDONNEES (UTM)		GEOGRAPHIQUES	
	X	Y	Longitude	Latitude
1	263577	3079157	0°36'00" E	27°49'00" N
2	270147	3079030	0°40'00" E	27°49'00" N
3	270041	3073489	0°40'00" E	27°46'00" N
4	263469	3073616	0°36'00" E	27°46'00" N

Tableau I.1- Coordonnées géographiques du Périmètre d'exploitation du gisement d'OTRA

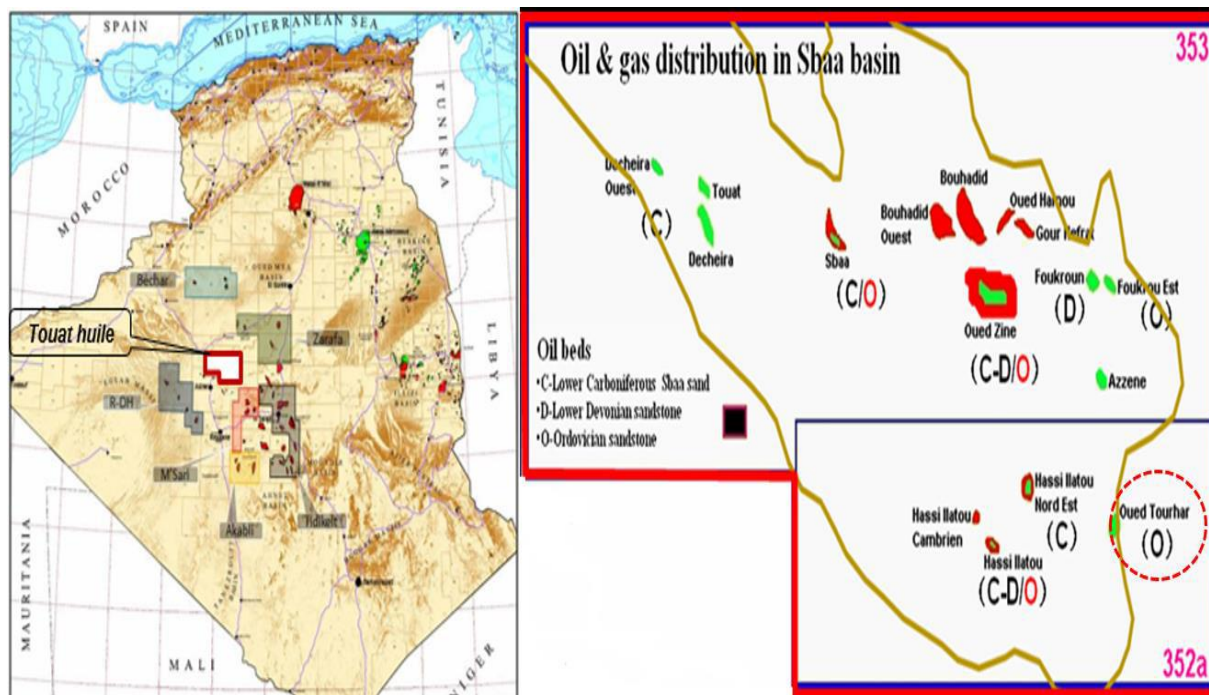


Figure I.1: Localisation géographique du champ d'OTRA.

I.3.2 Cadre géologique :

I.3.2.1 Aspect structural :

La structure de OUED TOURHAR est située dans la partie Sud –Est de la Cuvette de Sbaa, laquelle se trouve au Sud –Ouest du bassin de L'Ahnet ; limitée au Nord – Est par la voûte d'Azzène et au Sud-Ouest par les Chaînes de l'Ougarta.

La Cuvette de Sbaa est un élément structural paléozoïque relativement jeune qui n'a terminé son évolution que vers la fin du Carbonifère.

La série sédimentaire est affectée, dans la région de Oued Tourhar par plusieurs discordances qui sont l'hercynienne, l'intra- carbonifère et la Frasnienne.

La structure de Oued Tourhar est un anticlinal asymétrique d'axe principal Nord-Sud, légèrement penché vers le Nord-Est ; avec un flanc sud tronqué par une faille inverse, dont le rejet varie de 20 à 100 mètres.

Les failles existantes sont à prédominance Nord-Ouest / Sud –Est ; ainsi que Nord-Est/ Sud-Ouest.

La fermeture structurale est de l'ordre de 100 mètres avec une superficie de 8.01 km².

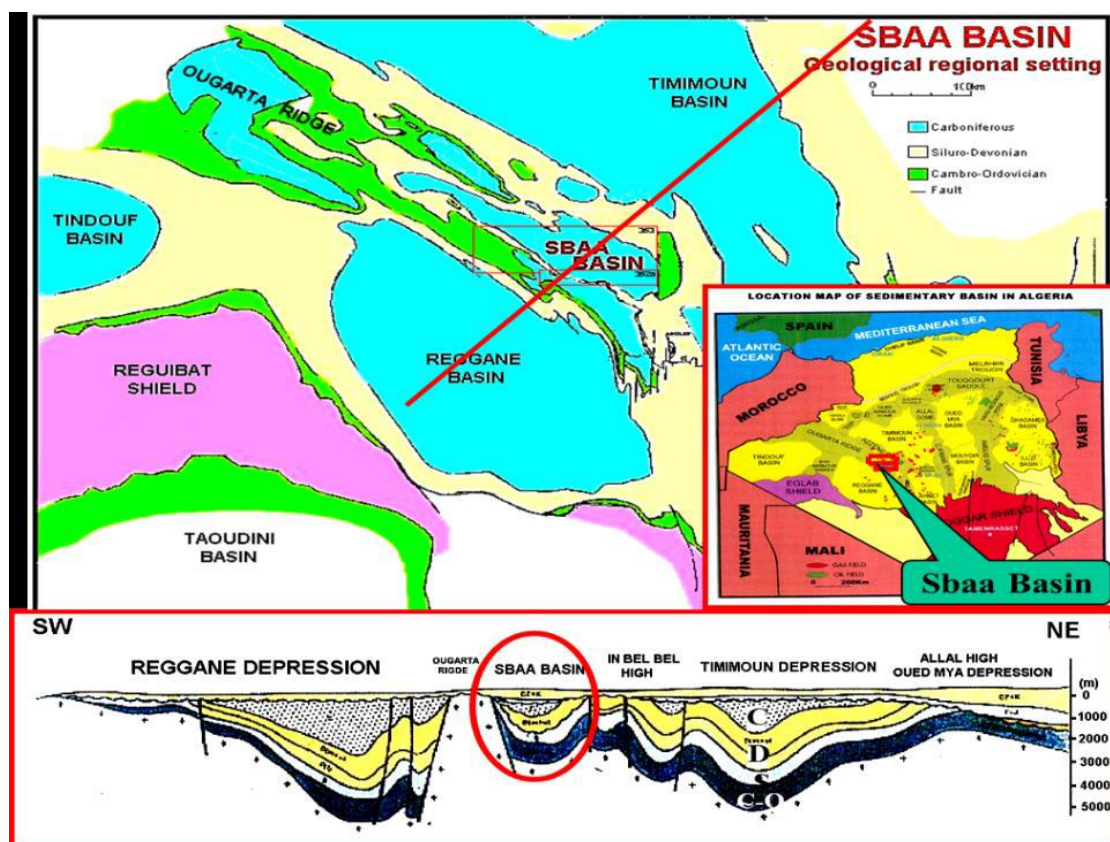


Figure I.2: Situation géologique du champ d'OTRA.

I.3.2 Aspect stratigraphique :

La série stratigraphique type de la cuvette de Sbaa (Figure I.3) se présente comme suit :

A. Les formations mésozoïques :

Elles se présentent sous forme d'une série incomplète et mal datée ; on a généralement à la base une formation argileuse de 60 à 80 mètres attribuée au Jurassique reposant en discordance sur les séries paléozoïques et sur laquelle reposent en discordance des dépôts continentaux d'âge crétacé inférieur.

Parfois le jurassique est absent, le Continental intercalaire repose alors directement sur les terrains paléozoïques.

- Le Continental Intercalaire :

Correspond à des dépôts continentaux recouvrant l'ensemble de la cuvette de Sbaa ; il est représenté par des dépôts de sable translucide à jaunâtre, moyen à grossier, parfois très grossier, passant à des grés jaunâtres et rougeâtres, argileux mal consolidés avec des intercalations d'argile brun rouge et verte, silteuse ainsi que des passées de dolomie beige à blanchâtre.

B. Les formations paléozoïques :

- Carbonifère supérieur : (Namurien)

C'est le dernier terme de la série paléozoïque rencontré dans la cuvette de Sbaa . Il repose en discordance sur les formations sous-jacentes et se présente sous des épaisseurs variables. Il peut être absent dans certains endroits à cause de l'érosion ou à des lacunes de sédimentation. Il présente à la base un faciès marin composé d'argile grise et un faciès continental constitué d'argile brun rouge silto -sableuse avec des traces de gypse.

- Carbonifère inférieur : (Viséen – Tournaisien – Grés de Sbaa)

Début par des grés de base gris à gris clair, légèrement glauconieux fin à ciment argilo-carbonaté, séparés par un niveau argileux noire de 10 à 15 mètres. L'ensemble fait environs 50 mètres (grés de Sbaa) et constitue le réservoir principal dans la région.

Les grés de base sont surmontés par des argiles feuilletées avec des fines passées de grés : ces deux ensembles sont datés Viséen - Tournaisien.

- Dévonien supérieur :

Epaisse série monotone argileuse avec des bancs de calcaires et de niveaux gréseux dans la partie terminale. Cette série est datée Famenien – Frasnien.

L'épaisseur du Famenien est généralement plus développée que celle du Frasnien dont la limite supérieure purement lithologique correspondant à un banc de calcaire.

Le Famenien – Frasnien se termine par une série régressive, composée d'argile silteuse micacée et de grés fins à moyens datés Strunien.

La limite Famenien –Strunien est purement lithologique marquée par l'apparition des premiers niveaux gréseux ; lorsque ces niveaux gréseux sont bien développés le strunien devient un bon prospect.

- Dévonien moyen :

Il est marqué par une phase transgressive, soulignée par une sédimentation essentiellement carbonatée.

Le dévonien moyen peut reposer en discordance sur les argiles siluriennes, il peut être aussi absent, réduit voir même complètement érodé.

Une datation faite sur le puits OTRA-1 donne l'âge Givetien à ces calcaires.

- Dévonien inférieur :

Il n'est représenté que par sa partie basale ou zone de passage datée Gédinien, sous forme d'alternances grés argiles avec une extension limitée.

A défaut d'argument, on explique l'absence du Dévonien inférieur soit par un dépôt suivi d'érosion ou par une lacune de sédimentation.

- Gothlandien :

Le Gothlandien se présente sous son faciès typique, constitué essentiellement d'argile avec des passés de calcaires.

Il représente la roche mère principale dans la région et à l'échelle de la plateforme saharienne.

- L'Ordovicien :

L'Ordovicien qui est le principal réservoir dans le gisement de Oued Tourhar dans sa partie sommitale (unité IV), est d'origine marine, son faciès plutôt complexe, essentiellement gréseux, avec localement des argiles à micro conglomérats. Les grès sont plutôt fins et argileux- silteux à la base et dans la partie moyenne de l'unité, tandis que vers le sommet de la série, la présence des grès plutôt typiques et grossiers. Plus en détail les variations latérales sont rapides, et empêchent toute tentative de corrélations régionales, surtout dans la partie basale de l'unité qui correspondent à des dépôts de remplissage de paléovallées.

- Cambrien :

Le Cambrien correspond à des grès quartzitiques, gris-clair à blancs, fin à moyens, à ciment siliceux à silico-argileux, compacts, durs parfois grossiers à microconglomératiques, mal classés avec de fine passé d'argile gris – sombre à noir indurées silteuses micacées. Cette série serait l'équivalent des grès de « Hassi-Messaoud ».

Le cambrien présente de bons niveaux réservoirs avec des caractéristiques primaires ou secondaires (par fissuration des niveaux quartzitiques compacts) intéressantes.

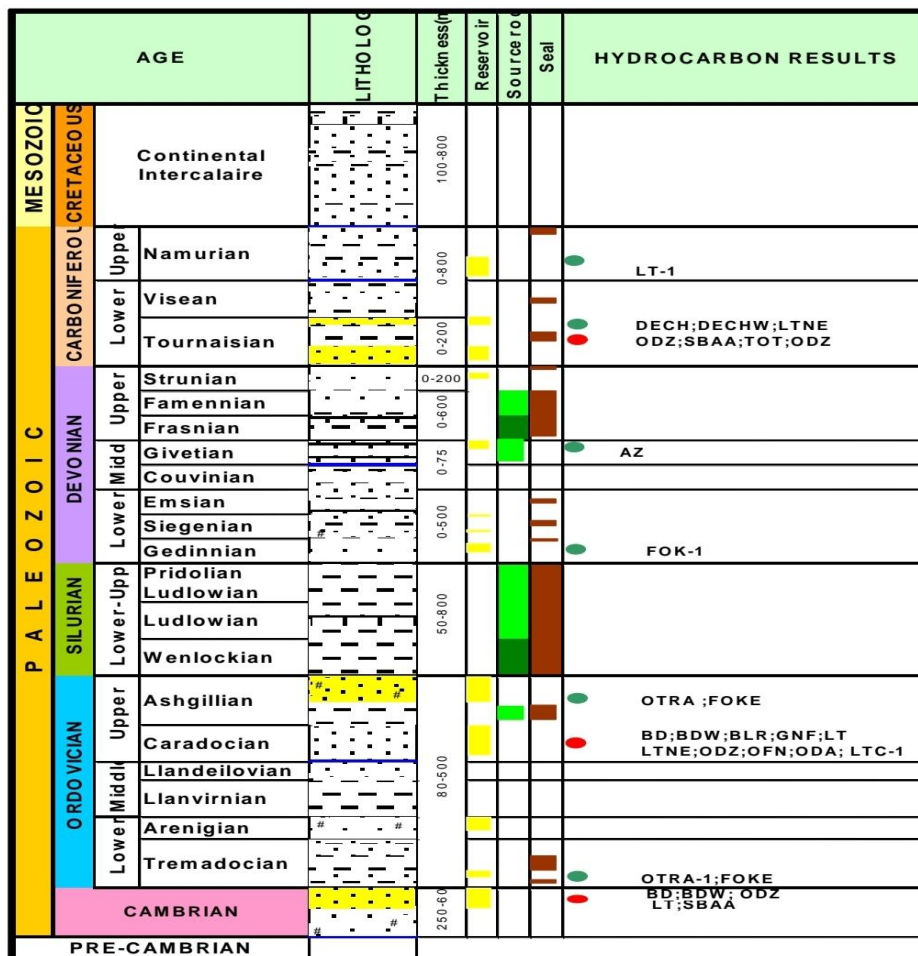


Figure I.3: Stratigraphie du champ d'OTRA.

I.4 Caractéristiques des réservoirs et des fluides :

I.4.1 Epaisseurs et propriétés pétrophysiques :

a. Les épaisseurs :

L'épaisseur totale de l'unité IV de l'Ordovicien peut atteindre 140 mètres.

Les épaisseurs rencontrées dans les deux puits forés sont consignés dans le tableau ci-dessous.

Réservoir	OTRA-1		OTRA-2		Moyenne	
	Ht (m)	Hu (m)	Ht (m)	Hu (m)	Ht (m)	Hu (m)
Ordo.IV-1	18.63	18.63	26.00	8.84	22.31	16.84
Ordo.IV-2	6.38	6.38	7.13	5.98	6.75	6.47
Ordo.IV-3	28.56	28.56	5.19	2.50	16.87	15.21

Tableau I.2 : épaisseurs rencontrées dans les deux puits

b. Les propriétés pétro physiques :

Les valeurs de perméabilité, porosité, saturation en eau initiale et le rapport hauteur utile/hauteur totale des unités réservoirs considérées dans la construction du model de simulation sont résumées dans le tableau suivant.

Réservoir	Perméabilité (mD)			Porosité (fraction)			Swi (Fraction)	Hu /Ht
	Min.	Moy.	Max.	Min.	Moy.	Max.		
Ordo.IV-1	14.9	45.5	344.7	0.06	0.110	0.202	0.17	0.67
Ordo.IV-2	14.6	41.6	104.3	0.06	0.106	0.148	0.28	0.92
Ordo.IV-3	14.9	44.3	132.2	0.06	0.109	0.150	0.24	1.00

Les remarques suivantes peuvent être faites :

- La corrélation perméabilité – porosité est mauvaise ; ceci est dû à la présence des microfissures;
- En se basant sur le rapport Hu /Ht, le réservoir est moyennement hétérogène

I.4.2 Caractéristique des fluides de gisement :

Caractéristiques de l'huile :

- La pression de bulle est de 48 kg/cm².

- Densité en condition de stockage : 39.22° API.
- ❖ Condition initial
 - Pression de Gisement 99 kg/cm².
 - Température 62 °C.
 - Facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.11 \text{ m}^3/\text{sm}^3$.
 - Rapport gaz/huile de dissolution : $R_s = 42.83 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$.
 - Viscosité de l'huile : $\mu_o = 1.02 \text{ Cp}$.
 - Compressibilité : $C_o = 0.889 \cdot 10^{-4} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$

Caractéristiques du gaz associé :

- ❖ Condition initial
 - Densité de gaz : 1.18.
 - Viscosité du gaz : $\mu_g = 0.0184 \text{ Cp}$.
 - Facteur volumétrique de fond : $B_g = 1.014 \text{ m}^3/\text{sm}^3$. Condition actuel

Caractéristiques de l'eau de gisement :

- Salinité : 151 g/l
- Facteur volumétrique de fond : $B_w = 1.01 \text{ m}^3 / \text{m}^3$
- Viscosité : $\mu_w = 0.64 \text{ Cp}$
- Masse volumique : 1.028 g/cm^3
- Compressibilité (Cw) : $3.45 \cdot 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$
- La compressibilité de la roche est de : $C_r = 2.86 \cdot 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$

Chapitre II:

Historique et évaluation des réserves

II.1 introduction :

L'exploitation d'un champ est liée directement à la quantité d'huile ou de gaz contenue dans le réservoir, ce qui rend la connaissance du volume d'hydrocarbure dans un gisement nécessaire.

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

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

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

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

II.2. Méthodes d'estimation des réserves en place :

II.2.1. Méthode volumétrique :

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

La formule de calcul des réserves est exprimée comme suit :

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

Où :

N : réserves en place exprimées en million m³.

Hu : hauteur utile moyenne de la zone en mètre.

Ht : hauteur total moyenne de la zone en mètre.

V_R : volume de roche imprégnée m³.

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

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

Boi : facteur volumétrique initial d'huile.

Application :

Pour l'évaluation de ce volume d'huile en place les valeurs limites considérées (cut off) suivant sont utilisées :

- Porosité 6%
- Perméabilité 0,1 md
- Saturation en eau 50%

Et :

$$H_{umoy} / H_{tmoy} = 0.86, V_R = 485.30 \text{ Mm}^3, \text{Boi} = 1.11 \text{ m}^3/\text{sm}^3$$

Donc : $N = 11.28 \text{ MMm}^3$

II.2.2 Méthode dynamique (bilan matière) :

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

II.2.2.1. Hypothèses de la méthode du bilan matière :

Les suppositions misent en évidence sont :

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

II.2.2.2. Principe de la méthode du Bilan Matière :

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

Volume initial = volume restant + volume récupéré

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

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

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

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

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

Traitant le réservoir comme récipient idéalisé comme illustré sur la figure : II.1, des expressions volumétriques d'équilibre peuvent être dérivées pour expliquer tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive normale du réservoir.

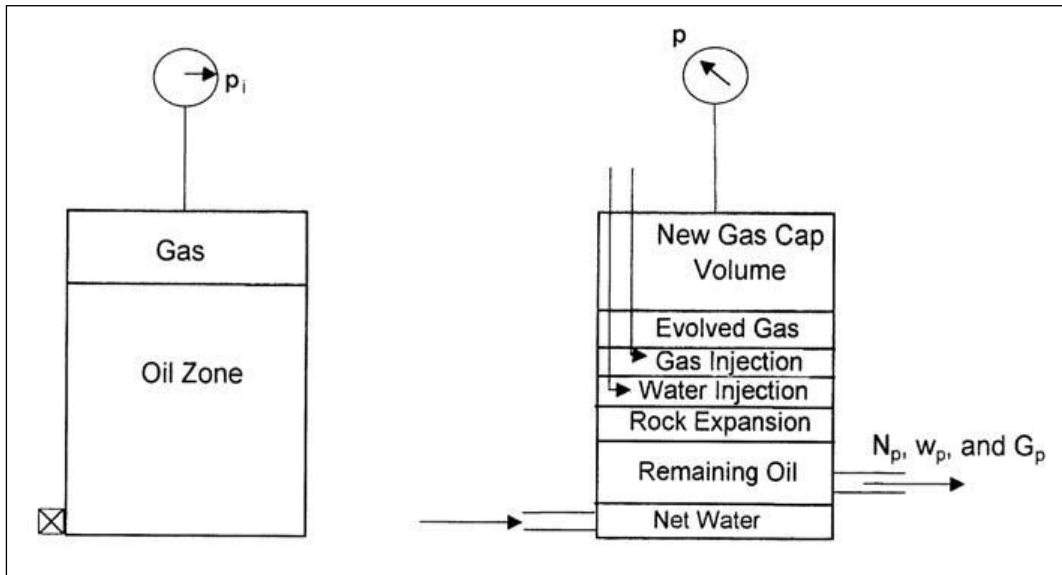


Figure II.1 : Schéma de principe du bilan matière

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$[\text{Volume de gaz libéré}] = [\text{Volume de gaz initialement en solution}] - [\text{Volume de gaz produit}] - [\text{volume de gaz reste en solution}]$$

$$[\text{Volume de gaz libéré}] = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p) R_s] B_g \quad (2.8)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C'est l'équation générale du bilan matière (MBE). Une forme plus pratique du MBE peut être déterminée en introduisant le concept du facteur volumétrique de fond total B_t dans l'équation. Cette propriété PVT de l'huile est définie comme suit :

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g \quad (2.17)$$

En introduisant B_t dans l'équation 2.16 et en supposant, par souci de simplicité, aucune injection d'eau ou de gaz ne donne :

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - (W_e - W_p B_w)}{(B_t - B_{ti}) + mB_{ti} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{ti}(1+m) \left[\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right] \Delta P} \quad (2.18)$$

Dans un réservoir où tous les mécanismes de drainage sont simultanément présents, il est d'un intérêt pratique de déterminer le rapport de chacun de ces mécanismes et sa contribution à la production. La réorganisation de l'équation 2.18 donne :

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{A} + \frac{NmB_{ti}(B_g - B_{gi})/B_{gi}}{A} + \frac{W_e - W_p B_w}{A} + \frac{NB_{oi}(1+m) \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1-S_{wi}} \right] (P_i - P)}{A} = 1 \quad (2.19)$$

Tel que le paramètre A est défini par :

$$A = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] \quad (2.20)$$

II.2.2.3 Indices de drainage :

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

Par exemple, considérer un réservoir d'hydrocarbure en contact avec une couche aquifère extrêmement active tels que le mécanisme d'entraînement principal est commandé par l'eau. Dès que la pression diminuera, l'expansion de fluide et de roche se produit dans le réservoir. Ceci représente un autre mécanisme qui aide à conduire des fluides aux puits.

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

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

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

Indice de drainage	Equation
déplétion-drive index (DDI)	$DDI = N (B_t - B_{ti})/A$
ségrégation (gas-cap)-drive index (SDI)	$SDI = [N m B_{ti} (B_g - B_{gi})/B_{gi}]/A$
water-drive index (WDI)	$WDI = (W_e - W_p B_w)/A$
expansion (rock and liquid)-drive index (EDI)	$EDI = [NB_{oi}(1+m)][(C_w S_{wi} + C_f)/(1 - S_{wi})](P_i - P)/A$
Total (DDI, SDI, WDI et EDI)	$DDI + SDI + WDI + EDI = 1$

Tableau II.1 : Indices de drainage

II.2.2.4 Solution de l'équation bilan matière :

Il y a essentiellement trois inconnues dans l'équation (2.16) :

- Volume d'huile initiale en place N
- Entrées d'eau cumulées W_e
- Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale m

En développant une méthodologie pour déterminer les trois inconnues, Havlena et Odeh (1963) ont exprimé l'équation 2.16 dans la formule suivant :

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N(1 + m) B_{oi} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 + S_{wi}} \right] \Delta P + W_e + W_{inj} B_w + G_{inj} B_{ginj} \quad (2.21)$$

Havlena et Odeh ont en outre exprimé l'équation 2.21 d'une forme plus condensée comme suite:

$$F = N [E_o + m E_g + E_{f,w}] (W_e + W_{inj} B_w + G_{inj} B_{ginj})$$

En supposant, par souci de simplicité, qu'aucun maintien de la pression par injection de gaz ou d'eau n'est envisagé, la relation ci-dessus peut être encore simplifiée et écrit comme suit :

$$F = N [E_o + m E_g + E_{f,w}] + W_e \quad (2.22)$$

Où les termes F , E_o , E_g et $E_{f,w}$ sont définis par les formules suivant :

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w \quad (2.23)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \quad (2.24)$$

$$E_g = B_{oi} [(B_g/B_{gi}) - 1] \quad (2.25)$$

$$E_{f,w} = (1 + m) B_{oi} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad (2.26)$$

$$W_e = C_s \Sigma \Delta P (\Delta t D) \quad (2.27)$$

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

$$F = N [E_o + m E_g +] + W_e \quad (2.28)$$

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

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

1^{ier} cas:

- Ni aquifère actif.
- Ni chapeau de gaz.

L'équation (2.28) sera : $F = N E_o$

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

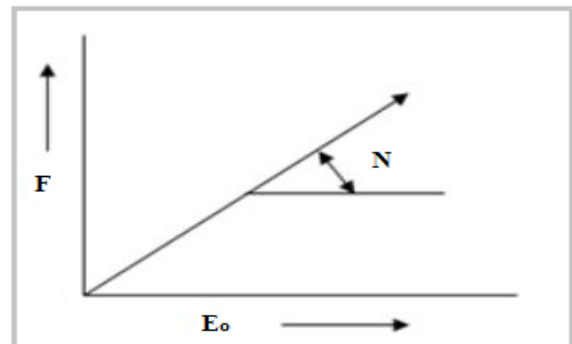


Figure II.2 : Soutirage F vs E_o

2^{ieme} cas :

Avec chapeau de gaz

L'équation (2.28) devient: $F = (E_o + m E_g)$

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

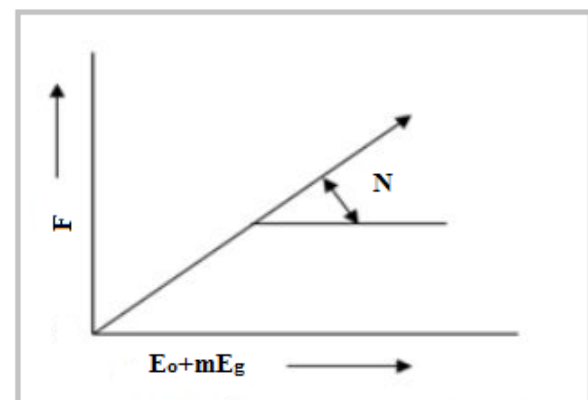


Figure II.3 : Soutirage F vs $(E_o + m E_g)$

3^{ème} cas:

- Pas d'aquifère
- N et m inconnus

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

1^{ère} forme:

$$\frac{F}{E_o} = N + G \frac{E_g}{E_o} \text{ Avec : } G = \frac{mNE_g}{E_o}$$

On plote $\frac{F}{E_o}$ en fonction de $\frac{E_g}{E_o}$

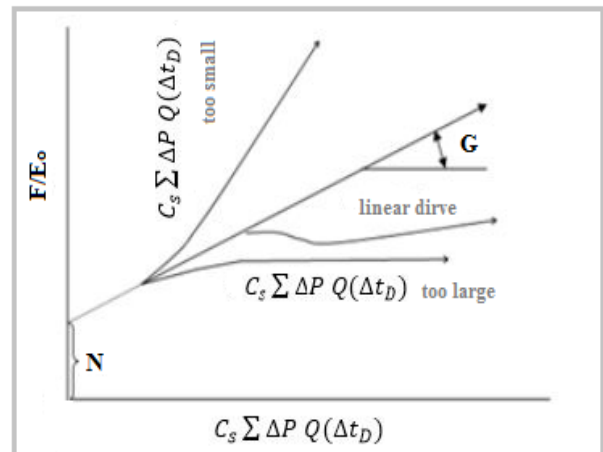


Figure II.4 : F/E_o vs E_g/E_o

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

2^{ème} forme:

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

On donne des valeurs pour m puis on plote :

$$F \text{ vs } (E_o + mE_g)$$

Si m assumée est correcte, la courbe sera une ligne droite passant par l'origine avec N comme pente.

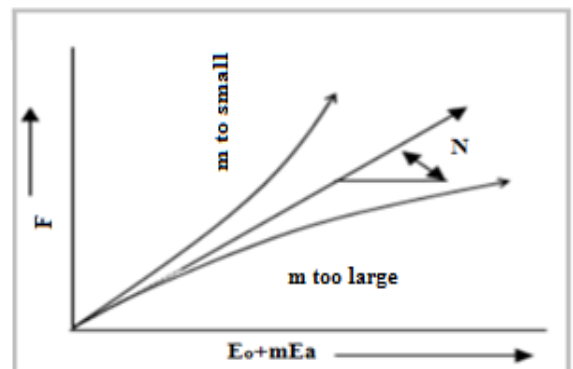


Figure II.5: F vs E_o + mE_g

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

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

II.2.2.5. Application :

II.2.2.5.1. Historique de la production et pression :

L'application de la méthode du bilan de matière sur une zone ou sur une cellule fermée exige comme données les historiques de production et de pression en plus des propriétés PVT des fluides en place. Aucune connaissance de la géologie ou de la géométrie du réservoir n'est nécessaire. La figure (II.6) montre la comparaison entre l'huile cumulée et la pression en fonction du temps.

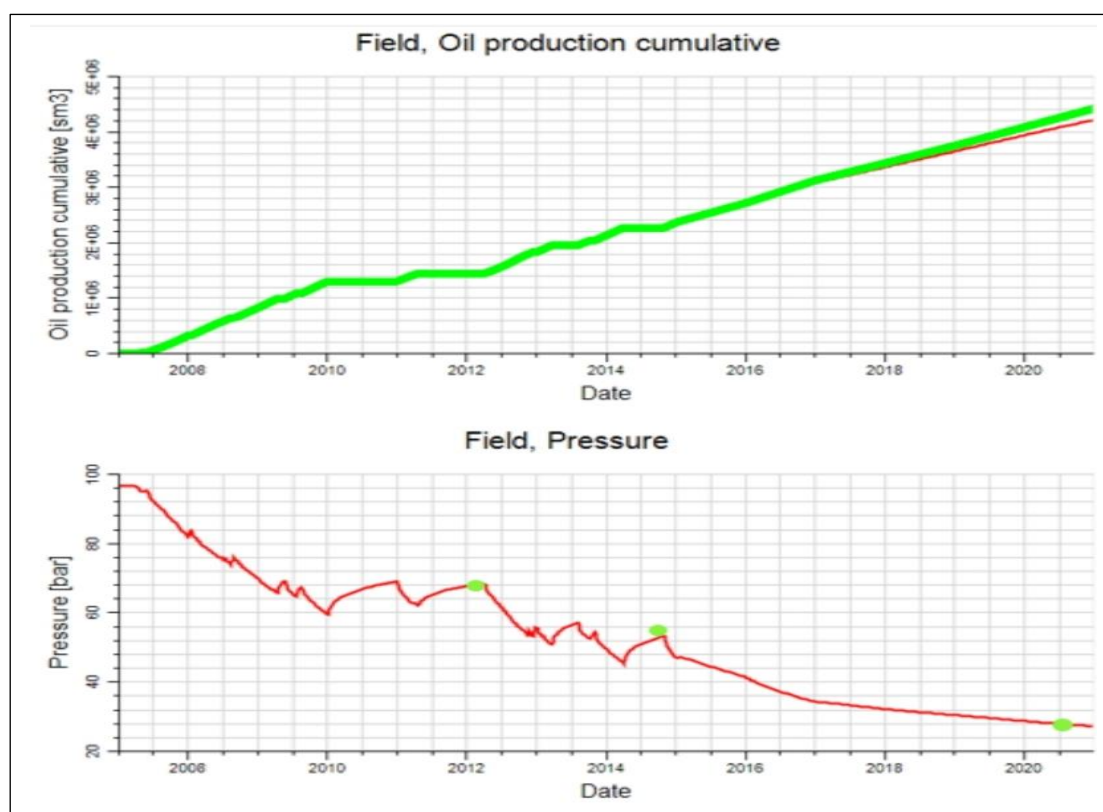


Figure II.6 : Comparaison entre l’huile cumulée et la pression en fonction du temps

- Historique de la production du 2006 au 2020

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CHAMP OTRA	JANVIER	0,000	0,000	36530,199	43048,716	37558,739	32679,783	0,000	38646,298	37788,366	10874,464	2596,941	29725,232	7031,724	27935,453	21397,306
	FÉVRIER	0,000	0,000	46023,363	38509,120	34134,558	27484,075	0,000	34853,000	34119,542	31408,774	33934,177	394,511	25909,377	4483,810	17440,352
	MARS	0,000	0,000	38312,042	42105,912	37328,823	21207,019	0,000	25408,729	36742,499	38482,359	35378,946	6784,331	27949,341	20900,214	24173,616
	AVRIL	0,000	14055,570	38837,565	13065,817	31857,850	871,741	21821,202	0,000	4364,728	9773,984	18402,764	0,000	29871,931	24269,834	22764,094
	MAI	0,000	4115,000	40552,058	16607,044	36063,489	0,000	21161,243	752,446	0,000	14537,646	18435,531	19955,149	28285,906	24877,337	22606,656
	JUIN	0,000	30870,997	34486,507	41801,085	33857,541	0,000	37271,093	0,000	0,000	31239,789	29929,085	28314,813	26070,694	25736,813	23094,828
	JUILLET	0,000	30039,472	39496,131	40945,650	33157,351	0,000	38488,063	0,000	0,000	32548,680	36959,052	25258,676	17330,267	26892,486	26490,779
	AOÛT	0,000	31362,645	19998,305	40235,532	32739,703	0,000	42494,157	30088,802	0,000	28952,734	30570,052	30510,339	21826,263	18212,808	25794,259
	SEPTEMBRE	0,000	33730,825	33662,389	37748,256	17126,211	0,000	41820,114	34745,117	0,000	6853,331	30515,903	21582,075	22450,016	25341,855	25730,771
	OCTOBRE	0,000	39224,987	38581,505	39415,953	34634,607	0,000	42523,074	28858,829	9553,105	15134,644	29546,748	25826,050	19085,445	26299,405	22907,087
	NOVEMBRE	0,000	38690,670	38601,258	37083,951	34063,596	0,000	39703,718	35042,085	33429,355	27311,833	29924,888	29210,483	23485,271	24569,072	24373,563
	DÉCEMBRE	0,000	41556,484	39317,575	37685,523	34996,003	0,000	36211,689	39188,334	32511,907	27311,833	24176,743	31275,996	26930,978	10659,512	24818,818
	TOTAL (T)	0,000	263646,650	444398,897	428252,559	397518,471	82242,618	321494,353	267583,640	188509,502	274430,071	320370,831	248837,655	276227,213	260178,599	281592,129
TOTAL (MMm³)	0,00	0,318	0,536	0,516	0,479	0,099	0,387	0,322	0,227	0,331	0,386	0,300	0,333	0,313	0,339	

Tableau II.2 : Historique de la production du champ OTRA du 2006 au 2020

Dans l'historique de production du champ OTRA, la production a été commencée par un rythme d'environ 0.488 Mm³/an au moyen pendant la période 2007 à 2010 puis elle a diminué à environ 0.379 Mm³/an au moyen du 2011 au 2020.

- **Historique de la pression :**

- 2007 à 2010 chute de pression jusqu'à 60 bar.
- 2011 à 2012 une légère augmentation de la pression jusqu'à 68 bar grâce à l'arrêt de 2011.
- 2013 à 2020 chute de pression jusqu'à 28 bar.

II.2.2.5.2. Données PVT :

Les données PVT disponibles sont celles du puits OTRA-1, plusieurs tests ont été effectués dans le laboratoire tel que CCE, DL, Flash...etc, mais pas de test de viscosité.

La corrélation Black Oil a été utilisée dans Petrel pour construire des tables PVT pour la simulation en tenant compte de l'incertitude sur la valeur GOR résultant des différentes mesures DST dans le puits OTRA-1.

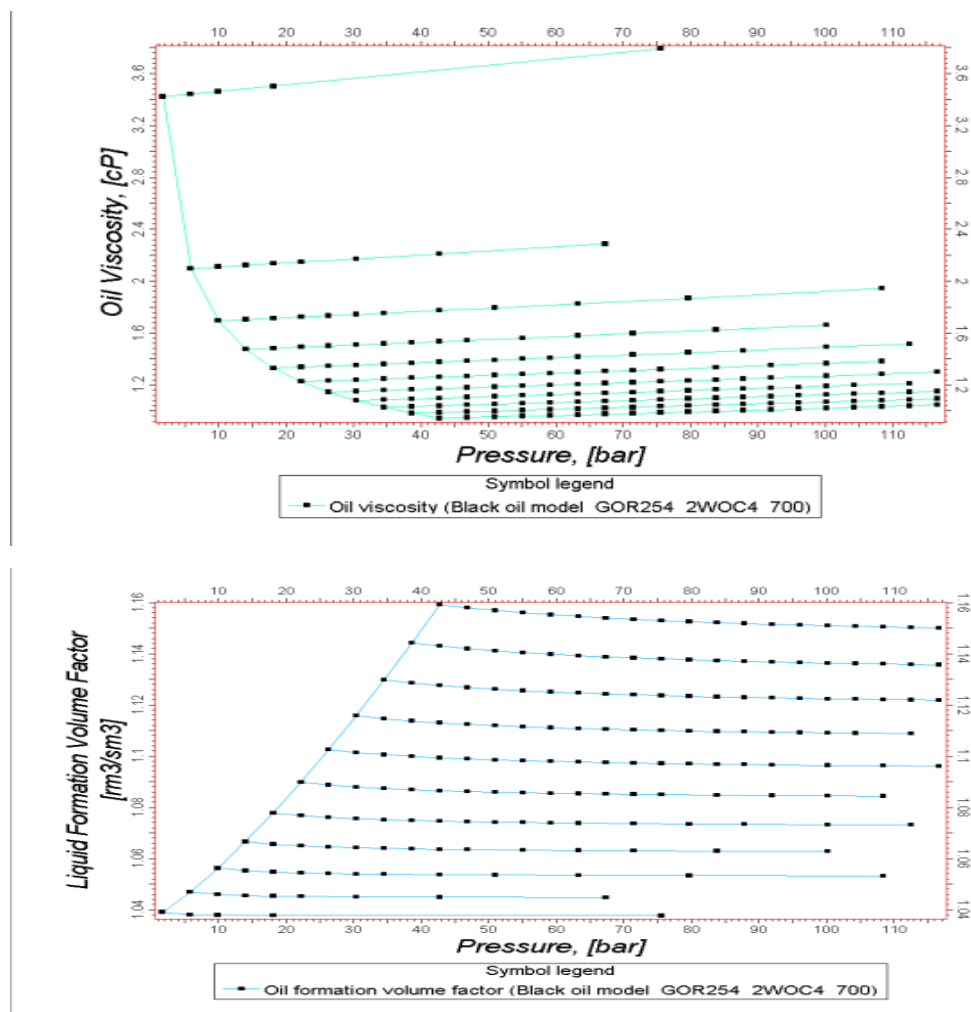


Figure II.7: Viscosité d'huile et FVF Huile en fonction de la pression

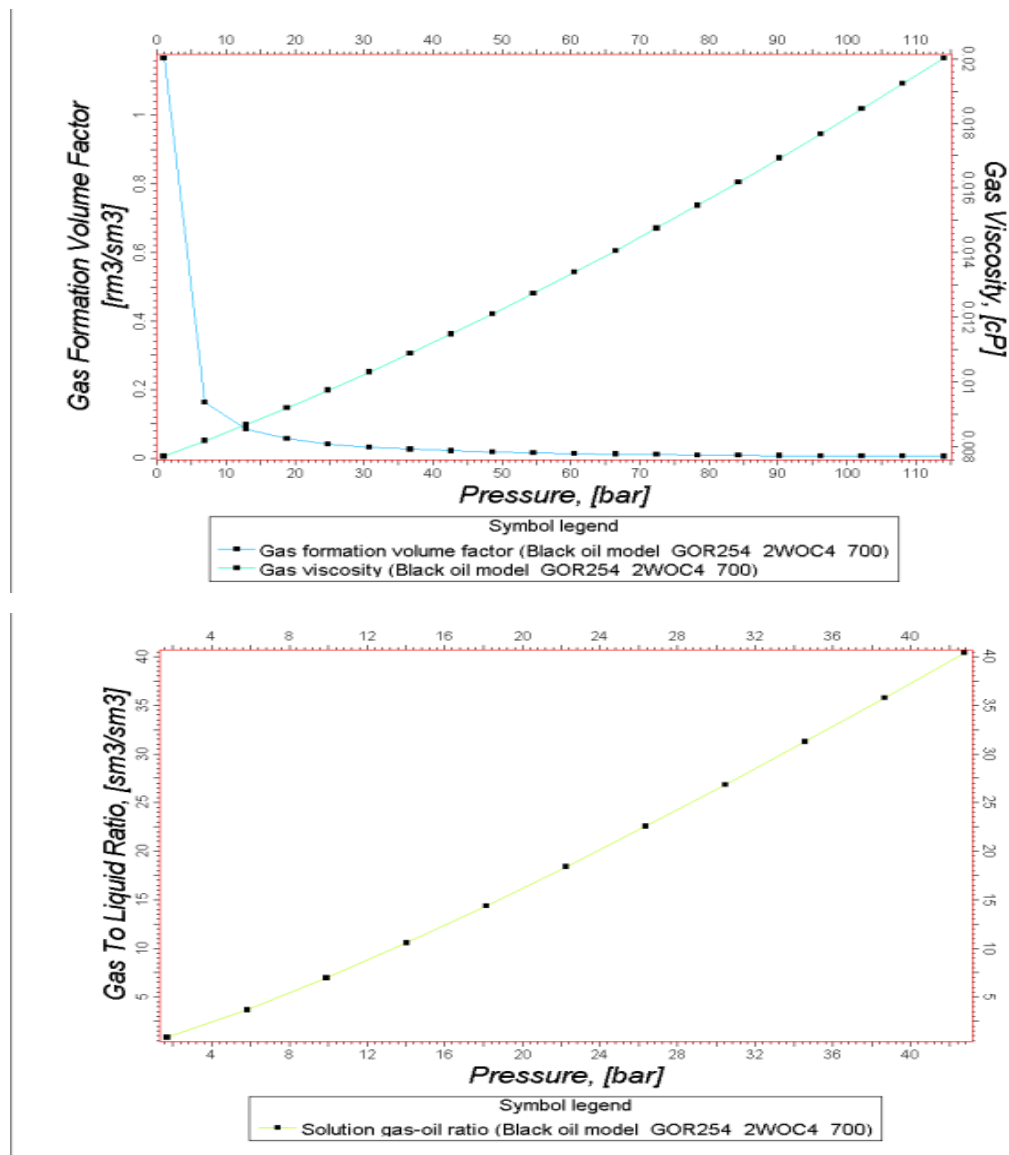


Figure II.8: FVF gaz et viscosité du gaz en fonction de la pression

L'estimation du volume en place par la méthode de bilan matière a été réalisée sur le logiciel Petrel, en utilisant les paramètres suivants :

- Modèle de Saturation.
- Modèle de Porosité.
- Contacts des Fluides.
- NTG=1.

Cette méthode donne une valeur d'(OOIP) de 11.016 millions stm³

II.3. Conclusion :

Dans ce chapitre les réserves calculées par la méthode volumétrique sont 11.28 MM stm³ par contre les réserves trouvés par la méthode de bilan matière sont 11.016

MM stm3. Il est clair que les réserves calculées avec la méthode volumétrique est plus grande que celles calculées avec la méthode de bilan matière, mais généralement les réserves calculées par la méthode de bilan matière donne des résultats plus justes car c'est une balance entre ce qui sort et ce qui reste, et lorsque on utilise la méthode volumétrique on néglige plusieurs conditions et on prend les valeurs moyennes qui peuvent nous tromper.

Chapitre III:

L'injection d'eau

III.1. Introduction sur la récupération assistée :

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

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

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

III.2. Différentes méthodes de la récupération assistée :

III.2.1. La récupération secondaire :

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

III.2.2. La récupération tertiaire :

- ✓ Méthodes chimique (polymères, microémulsion).
- ✓ Méthodes thermiques : pour l'huile lourdes (vapeur, combustion in situ).
- ✓ Méthode miscible ($\text{CO}_2\text{-CH}_4$).

III.3. L'injection d'eau :

L'injection d'eau, qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80% de l'huile 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.
- ✓ 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.

III.3.1. Configurations de l'injection :

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

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

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

III.3.1.1. Schéma irrégulier de l'injection:

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

III.3.1.2. Injection périphérique :

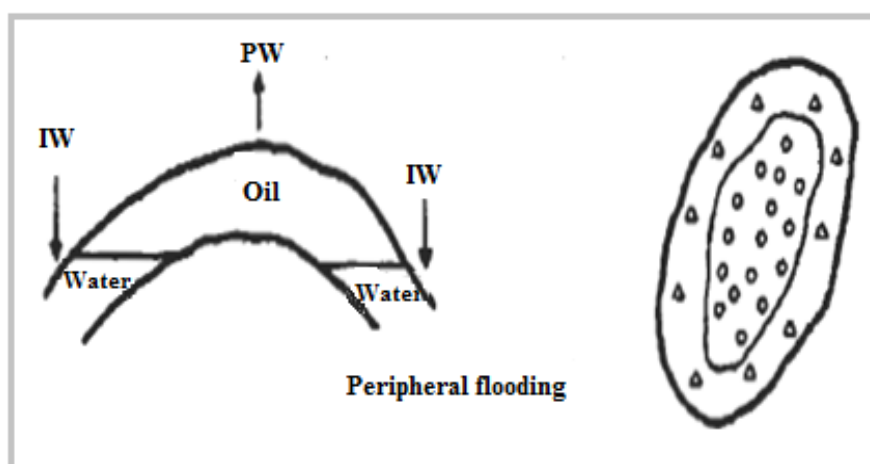


Figure III.1 : Schéma de l'injection périphérique

Les puits injecteurs sont situés à la frontière externe du réservoir et l'huile est déplacée vers l'intérieur (voir fig. III.1.) L'injection périphérique garantit généralement une récupération maximum d'huile avec un minimum de production d'eau. Pour cela, plusieurs conditions doivent être réunies. Par exemple, la perméabilité de la formation doit être assez grande pour permettre le déplacement de l'eau injectée à un débit donné sur de grandes distances. De plus, la ligne d'injection doit rester aussi proche que possible du front, les puits producteurs ayant un water-cut élevé sont convertis.

III.3.1.3. Injection centrale:

L'injection centrale est le cas opposé de L'injection périphérique. Dans ce schéma, les puits injecteurs sont au centre du champ, et l'injection progresse vers l'extérieur. L'exemple le plus simple est celui d'un gisement anticlinal à chapeau de gaz, les puits injecteurs sont le plus souvent regroupés au top de l'anticlinal, comme représenté sur la figure (III.2)

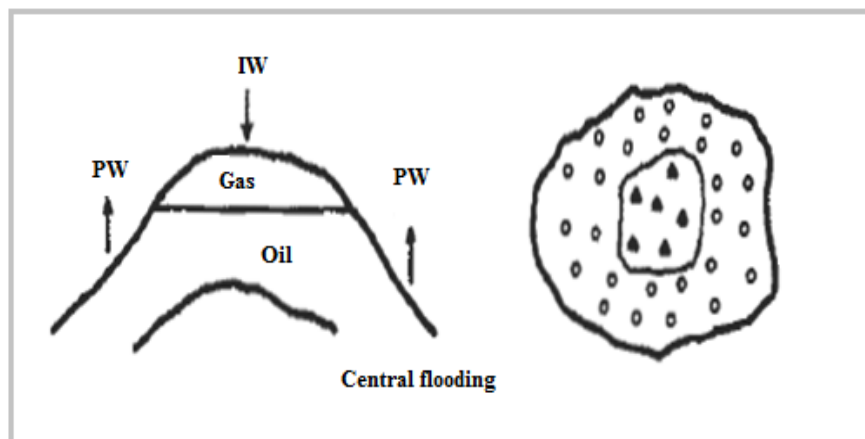


Figure III.2. Schéma de l'injection centrale

III.3.1.4. Schémas de l'injection basale et sommitale :

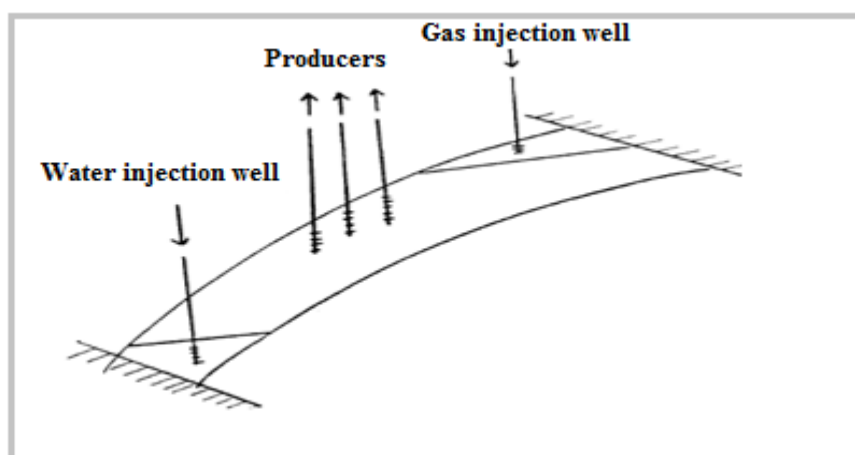


Figure III.3. Schéma d'injection basale et à la crête

Dans un gisement monoclin, avec chapeau de gaz ou aquifère, soumis à l'injection d'eau ou de gaz, on a une ou plusieurs lignes d'injecteurs situés en haut de la structure dans le cas d'injection de gaz, ou en bas dans le cas de l'eau. Plusieurs projets d'injection d'eau emploient le modèle basal d'injection avec des gains additionnels grâce à la ségrégation gravitationnelle. La figure (III.3) illustre ce type de schéma.

III.3.1.5. Schémas régulier d'injection :

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

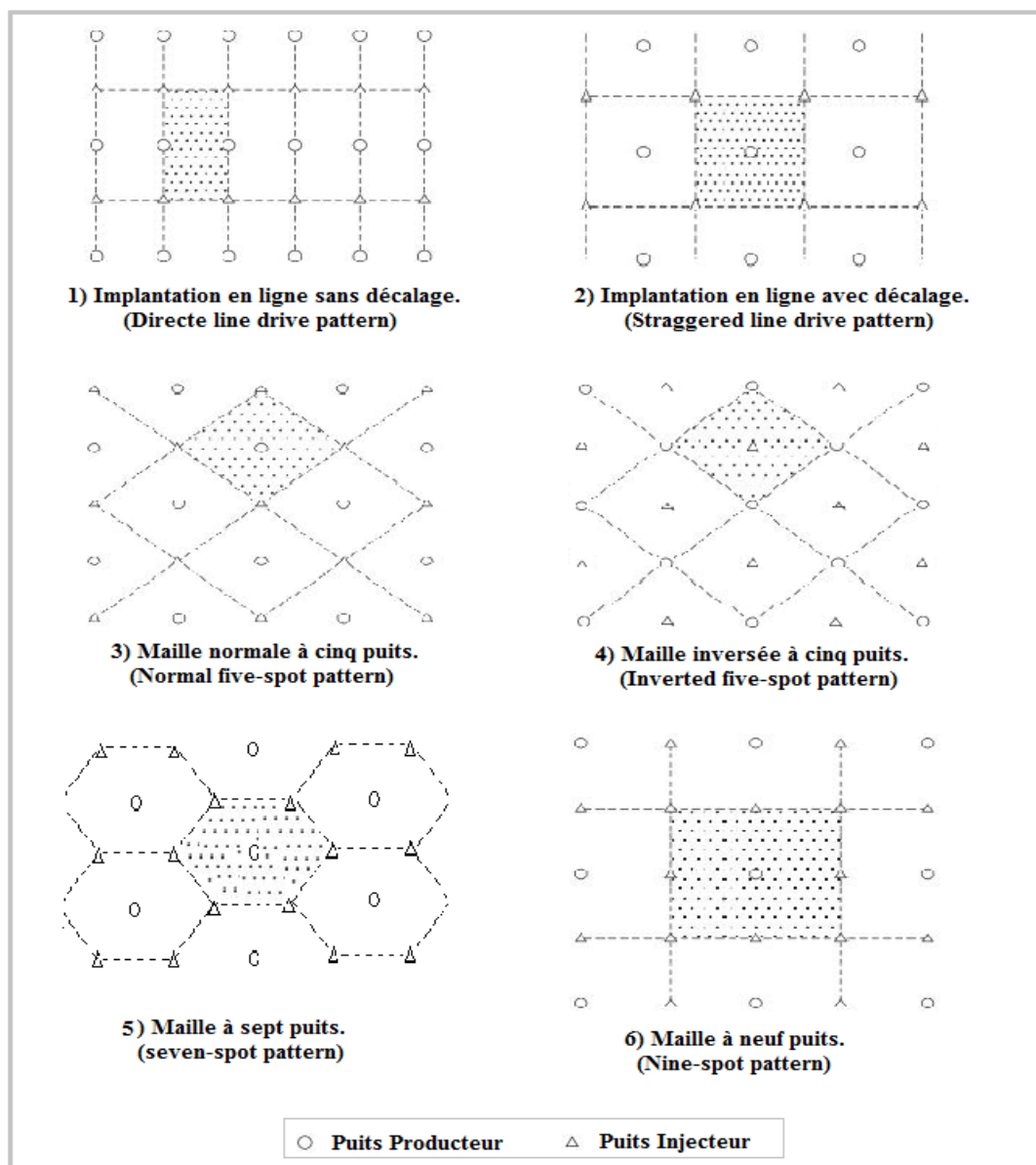


Figure III.4 : schémas réguliers de l'injection

III.3.2. Techniques de suivi de la performance d'injection :

III.3.2.1. Taux de remplacement de vide (*Voidage Replacement Ratio "VRR"*) :

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

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

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

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

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

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

III.3.2.2. Impact de l'injection sur la récupération :

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

Le RF et le HCPVi sont définis comme suit :

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

$$HCPV_i = \frac{W_{inj} B_w}{NB_{oi}} \quad (3.3)$$

III.4. Equation du débit fractionnaire :

III.4.1. Rapport des mobilités :

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

Quand un balayage est supposé comme un déplacement piston, l'eau coule à une saturation de l'huile résiduelle derrière le front, pendant que l'huile coule à une saturation de l'eau interstitielle en avant du front alors ; La relation de la mobilité est donnée par

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

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

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

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

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

Cette propriété est un indicateur de performance du déplacement :

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

III.4.2. Théorie de Buckley –Leverett :

Buckley-Leverett ont développé leur théorie par l'application de la loi de Darcy sur deux fluides considérés non miscibles (eau-huile) qui s'écoulent à travers un milieu poreux linéaire incliné avec un angle α , ce milieu est supposé homogène (voir figure III.5).

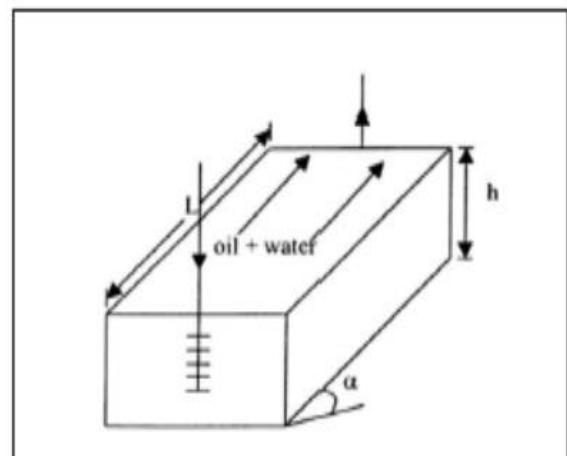


Figure III.5 Déplacement linéaire du système eau-huile

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

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

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

Ou :

K_o, K_w : perméabilités effectives (huile, eau).

μ_o, μ_w : viscosités.

P_o, P_w : pressions.

ρ_o : Densités.

A : section frontale du milieu.

α : angle d'inclinaison.

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

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

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

La soustraction des équations précédentes donne :

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

D'après la définition de la pression capillaire :

$$P_c = P_o - P_w$$

La différentiation par rapport à la direction x nous donne :

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

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

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

Les débits fractionnaires des deux fluides sont définis comme suit :

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

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

Ces fractions peuvent être exprimées par la façon suivante :

$$q_w = F_w \cdot q_T$$

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

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

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

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

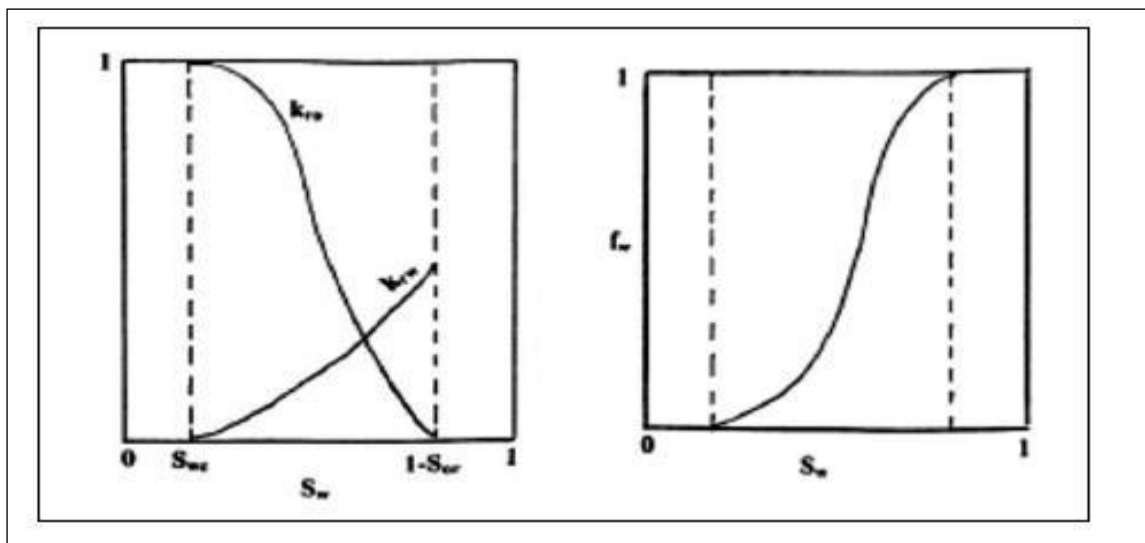


Figure III.6 : Courbes des perméabilités relatives et du débit fractionnaire en fonction de la saturation

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

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

Les perméabilités relatives K_{rw} et K_{ro} sont fonctions de S_w . Le rapport de ces perméabilités relatives K_{ro}/K_{rw} tracé en fonction de la S_w dans une échelle semilog

est généralement approximé par une droite dans sa partie centrale. L'équation de cette droite peut s'écrire comme suit :

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{bS_w} \quad (3.15)$$

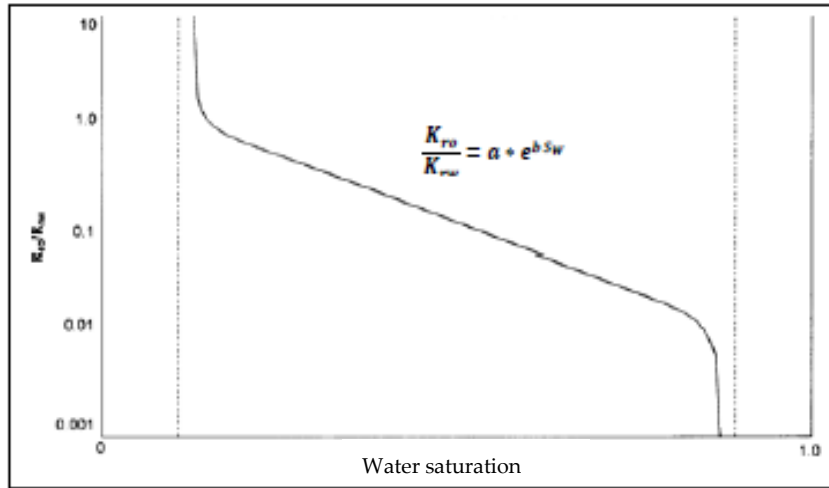


Figure III.7. Rapport des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau

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

$$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} ae^{bS_w}\right)} \quad (3.16)$$

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

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

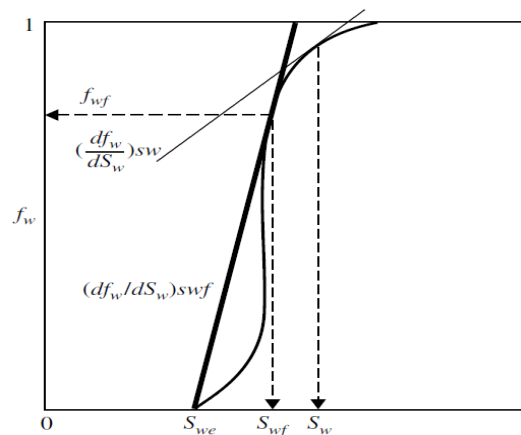


Figure III.8 : Détermination de S_{wf} , S_{wbr} et S_{wm}

III.5. Calcul d'efficacité globale d'injection d'eau :

III.5.1. Efficacité de déplacement :

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

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

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

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

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

$S_o = S_{wm}$

L'équation finale d'Ed devient comme suit :

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

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

Rappel :

- la mobilité d'un fluide quelconque est définie comme étant le rapport entre la perméabilité effective de ce fluide et sa viscosité.
- Le rapport de mobilité M est défini comme étant le rapport de la mobilité du fluide injecté et la mobilité du fluide déplacé.

$$\lambda = \frac{K_{eff}}{\mu} \quad \lambda = \frac{\lambda_{inj}}{\lambda_{dép}} \quad M_w = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad (3.17)$$

Après simplification on aura :

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

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

- Sachant que l'huile se déplace devant le front d'eau dans la zone non envahie, la perméabilité relative de l'huile doit être déterminée à la saturation initiale du fluide injecté.

- Le fluide injecté derrière le front est caractérisé par la saturation moyenne à la percée.
- Donc on prend ($K_{rw}@S_{wmbr}$), cette valeur de saturation reste constante jusqu'à la Percée.
- Après la percée, la saturation du fluide injecté augmente jusqu'à atteindre S_{wm} dans ce cas on prend ($K_{rw}@S_{wm}$).

On peut écrire comme résumé :

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

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

III.5.2. Efficacité superficielle :

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

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

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

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

Phas1 : avant la percée.

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

Elle est donnée par la formule suivante :

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

Phase2: à la percée

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

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

Phase 3 : après la percée

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

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

Où :

E_s : efficacité superficielle après la percée.

Q_{inj} : cumul du fluide injecté.

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

E_{sbr} : efficacité superficielle à la percée.

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

Ce modèle est donnée par :

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

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

Tableau III.1 : Coefficients de l'équation de l'efficacité superficielle

Coefficient	Five spot	Direct line	Staggered line
a_1	-0.2062	-0.3014	-0.2077
a_2	-0.0712	-0.1568	-0.1059
a_3	-0.511	-0.9402	-0.3526
a_4	0.3048	0.3714	0.2608
a_5	0.123	-0.0865	0.2444
a_6	0.4394	0.8805	0.3158

III.5.3. Efficacité verticale :

III.5.3.1. Méthode de Dykstra-Parson :

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

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

Avec :

H_i : épaisseur de la strate i .

n : nombre total des strates.

K_i : perméabilité de la strate i .

K_m : perméabilité de la couche atteinte par la percée.

III.6. Etude de cas :

III.6.1. Historique de production et d'injection dans le champ OTRA :

La production d'huile dans le champ OTRA a commencé en avril 2007 avec un débit de 16712.925 m³/Mois. Durant la période entre 2007 jusqu'à 2020 le champ OTRA a été mis en production par pompage, ce qui avait développé une chute importante de pression de gisement. Depuis 2021, un projet d'injection d'eau périphérique a été mis en œuvre afin de maintenir la pression de gisement et d'assurer un bon balayage.

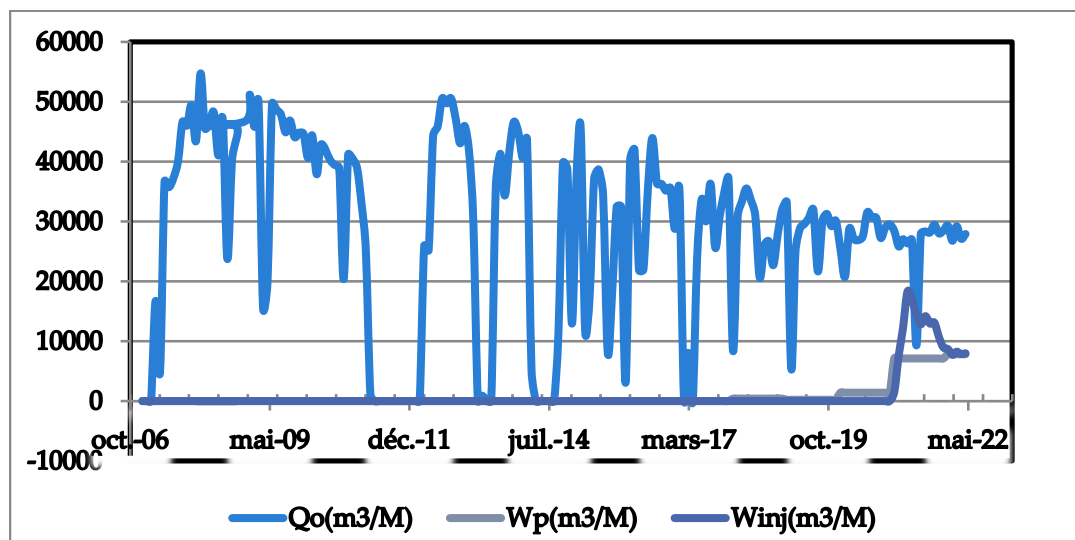


Figure III.9. Production mensuel de champ

III.6.2. Analyse de l'évolution de la pression de gisement :

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

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

Avec : P_i : Pression du puits i.

Q_i : débit d'huile du puits i.

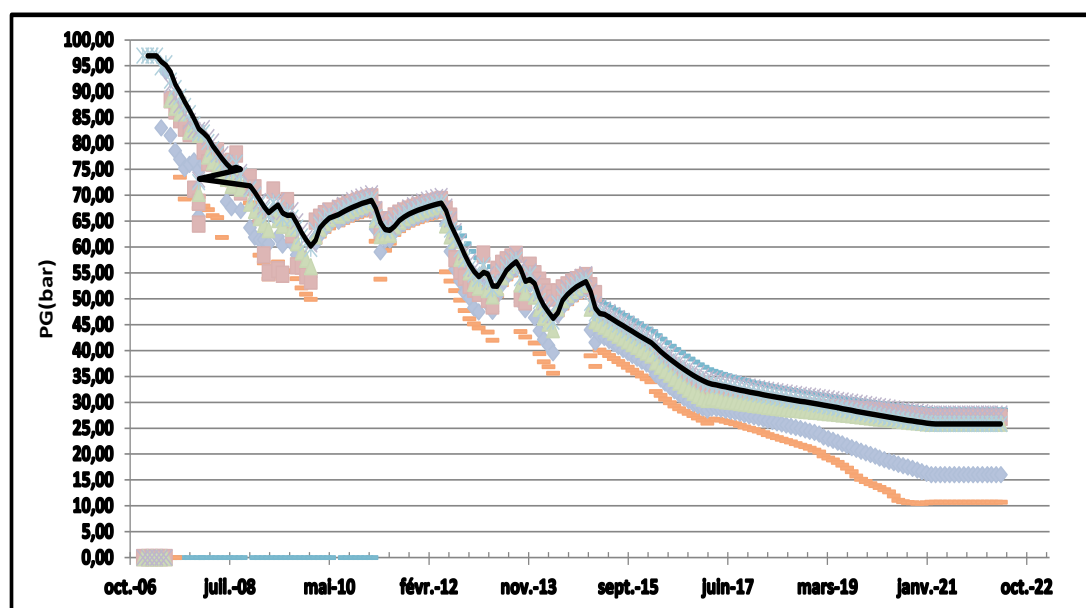


Figure III.10. Evolution de la pression de gisement en fonction du temps

La pression de gisement présentée sur la figure III.10 reflète un nuage de points qui représentent les pressions de gisement des puits. La pression initiale du gisement est de 98 Kg/cm^2 , la pression moyenne actuelle de la zone est de 25.8 Kg/cm^2 . Cette valeur est en cours inférieur à la pression de bulle moyenne qui est de 41 Kg/cm^2 .

III.6.3. Etat actuelle champ OTRA :

Le champ OTRA contient 14 puits dont leur état est résumé comme suit :

➤ **11 puits producteurs d'huile par SRP :**

OTRA-1, OTRA-3z, OTRA-4z, OTRA-5z, OTRA-6z, OTRA-7z, OTRA-8z, OTRA-9
OTRA-10, OTRA-11 et OTRA-13.

➤ **Trois puits injecteurs d'eau :**

OTRA-2, OTRA12 et OTRA-14.

III.6.4. Performance de l'injection d'eau dans le champ OTRA :

III.6.4.1. Analyse du VRR (Voidage Replacement Ratio) :

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

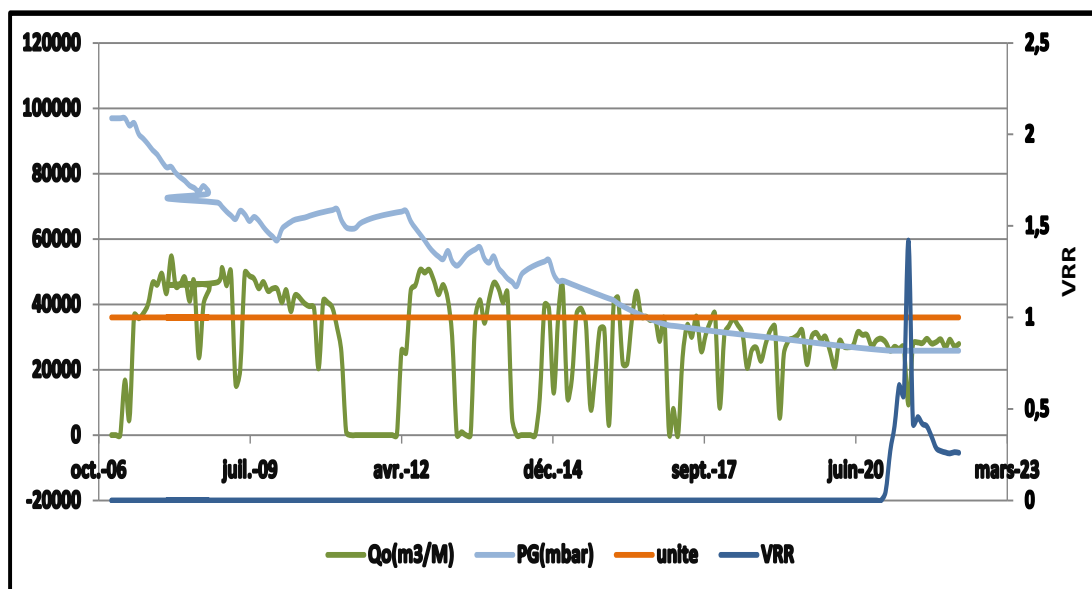


Figure III.11. Courbe de VRR & débit d'huile & pression de réservoir dans OTRA

L'injection d'eau dans le champ OTRA a été débutée récemment en 25 janvier 2021. Malgré cette durée est court est le débit d'eau injecté n'est pas encours stabilisé pour que les résultats de l'injection doivent être apparaitre, mais à travers la courbe de VRR, il est évident qu'il y a un effet positive traduite dans la stabilité de la pression du gisement et ainsi le ralentissement dans de la pente du chute de débit d'huile.

III.6.4.2. Impact de l'injection sur le taux de récupération :

Le taux de récupération dans le champ OTRA était de 40,76% avant l'initiation de l'injection.

D'après les prévisions, grâce à l'injection d'eau la récupération devrait atteint une valeur de 77, 33%.

III.6.5. Calcul de l'efficacité globale de champ OTRA :

III.6.5.1. Calcul de l'efficacité du déplacement :

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

La figure III.12 donne la variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction du degré d'saturation d'eau S_w .

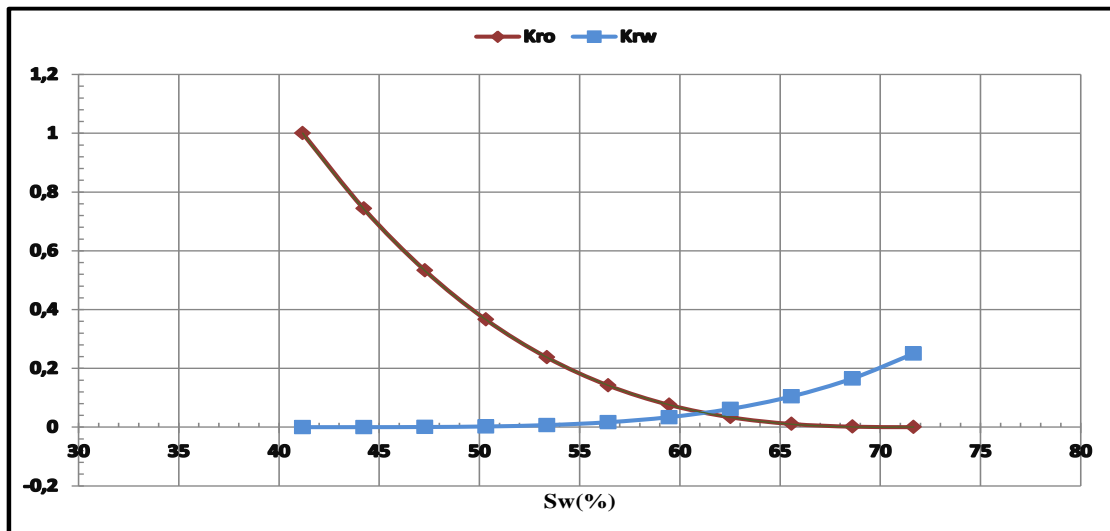


Figure III.12 : Variation des perméabilités relatives d'huile et d'eau en fonction de Sw

L'équation générale du débit fractionnel :

$$FW = \frac{1}{1 + \left(\frac{Kro}{Krw}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} + \frac{\frac{K_o A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\delta P_c}{\delta x} + (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha \right]}{1 + \left(\frac{Kro}{Krw}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}$$

Au niveau de champ OTRA on a le pendage est très faible ($\sin \alpha = 0$) et en négligeant les forces capillaires, cette équation devient :

$$FW = \frac{1}{1 + \left(\frac{Kro}{Krw}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)}$$

Tel que :

Fw : Débit fractionnel de l'eau

Krw : Perméabilité relative de l'eau

Kro : perméabilité relative d'huile

À la condition de fond :

μ_w : Viscosité d'eau $\mu_w = 0.64 \text{ cp}$

μ_o : viscosité d'huile $\mu_o = 1.02 \text{ cp}$

Tableau III.2 : calcule le débit fractionnel

Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	μ_w	μ_o	μ_w/μ_o	$(Kro/Krw)(\mu_w/\mu_o)$	$1+(Kro/Krw)(\mu_w/\mu_o)$	Fw
41,18	1	0	#DIV/0!	0,64	1,02	0,627451	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
44,23	0,7431	0,00003	24770	0,64	1,02	0,627451	15541,96078	15542,96078	6,43E-05
47,28	0,5332	0,0005	1066,4	0,64	1,02	0,627451	669,1137255	670,1137255	0,001492
50,32	0,366	0,0023	159,1304	0,64	1,02	0,627451	99,84654731	100,8465473	0,009916
53,37	0,237	0,007	33,85714	0,64	1,02	0,627451	21,24369748	22,24369748	0,044957
56,42	0,1418	0,0167	8,491018	0,64	1,02	0,627451	5,327697546	6,327697546	0,158035
59,47	0,0756	0,034	2,223529	0,64	1,02	0,627451	1,395155709	2,395155709	0,417509
62,52	0,0336	0,0621	0,541063	0,64	1,02	0,627451	0,339490386	1,339490386	0,746553
65,57	0,0107	0,1046	0,102294	0,64	1,02	0,627451	0,064184756	1,064184756	0,939686
68,61	0,0015	0,1656	0,009058	0,64	1,02	0,627451	0,005683433	1,005683433	0,994349
71,66	0	0,25	0	0,64	1,02	0,627451	0	1	1

A partir de la courbe III.13, on peut tirer les paramètres suivants :

Swf (saturation du front d'eau) = 65.66%

Swmbr (saturation moyenne à la percée) = 67%

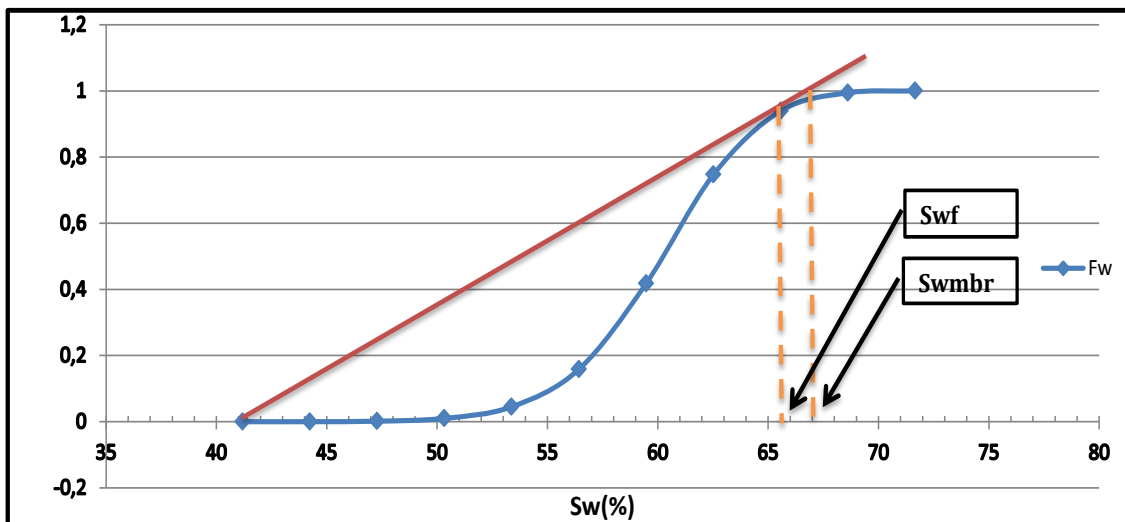


Figure III.13 : Débit fractionnaire en fonction de la saturation d'eau

Efficacité de déplacement à la percée est :

$$E_d = \frac{0.65 - 0.411}{1 - 0.411} * 100 = 40.5\%$$

Efficacité de déplacement après la percée est :

$$E_d = \frac{0.67 - 0.411}{1 - 0.411} * 100 = 43.9\%$$

Efficacité de déplacement maximale est :

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

$$S_{wmax} = 1 - S_{or} = 0.7166 \longrightarrow S_{or} = 0.2834$$

$$E_{dmax} = \frac{1 - 0.411 - 0.2834}{1 - 0.411} * 100 = 51.9\%$$

III.6.5.2. Efficacité superficielle :

Pour calculer l'efficacité, on utilise la courbe Craig « 1955 » (annexe A) qui donne l'efficacité superficielle en fonction de la mobilité au moment du break-through :

Avec :

$F_w = 1$ au break through

$K_{ro} = 1$ md

$K_{rw} = 0.25$ md

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

$$M = \frac{(0.25/0.64)(0.716)}{(1/1.02)(0.411)} = 0.69$$

$E_s = 0.76$

III.6.5.3. Efficacité verticale :

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

Donc on aura :

$E_v = 0.98$

III.6.5.4. Efficacité globale :

L'efficacité globale est le produit des trois efficacités précédentes :

$E_g = E_d * E_s * E_v$

$E_g = 30\%$

III.7. Conclusion :

Cette étude a montré que l'efficacité globale de l'injection est de 30%. Ceci se traduit par l'hétérogénéité du réservoir.

L'analyse des performances d'injection d'eau via l'utilisation de la courbe de VRR montre qu'il n'y a pas un équilibre injection-soutirage, ceci peut être expliqué par l'instabilité ou l'insuffisance (annexe B) de débit d'eau injecté ou bien par la percée d'eau.

Chapitre IV:

Contrôle de la production d'eau

IV.1. Introduction :

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

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

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

IV.2. Courbe de récupération :

Un graphe en échelle semilog de WOR en fonction de la production cumulée d'huile (Figure IV.1). En général, la tendance de production peut être extrapolée jusqu'à la limite économique de WOR pour déterminer la quantité d'huile qui sera produite si rien n'est fait pour contrôler la production d'eau. Si cette quantité est égale aux réserves d'un puits, l'eau que ce puits produit est une eau tolérable et aucune opération de contrôle d'eau n'est nécessaire. Si, par contre, la production extrapolée d'huile est inférieure aux réserves, l'eau produite est nuisible et un traitement doit être appliqué pour la maîtriser.

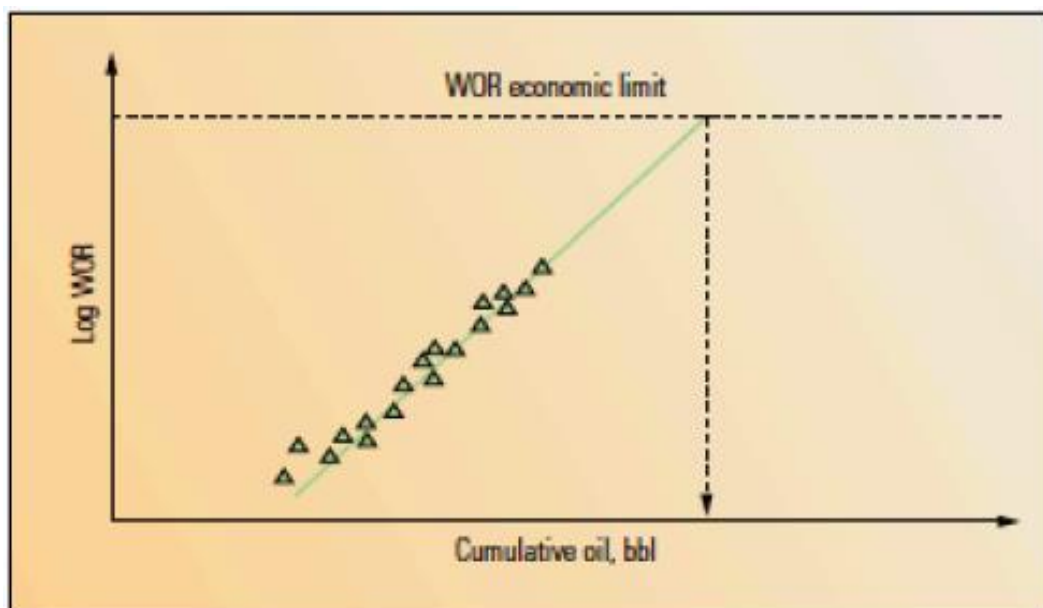


Figure IV.1 : Courbe de récupération

IV.3. Graphe de l'historique de production :

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

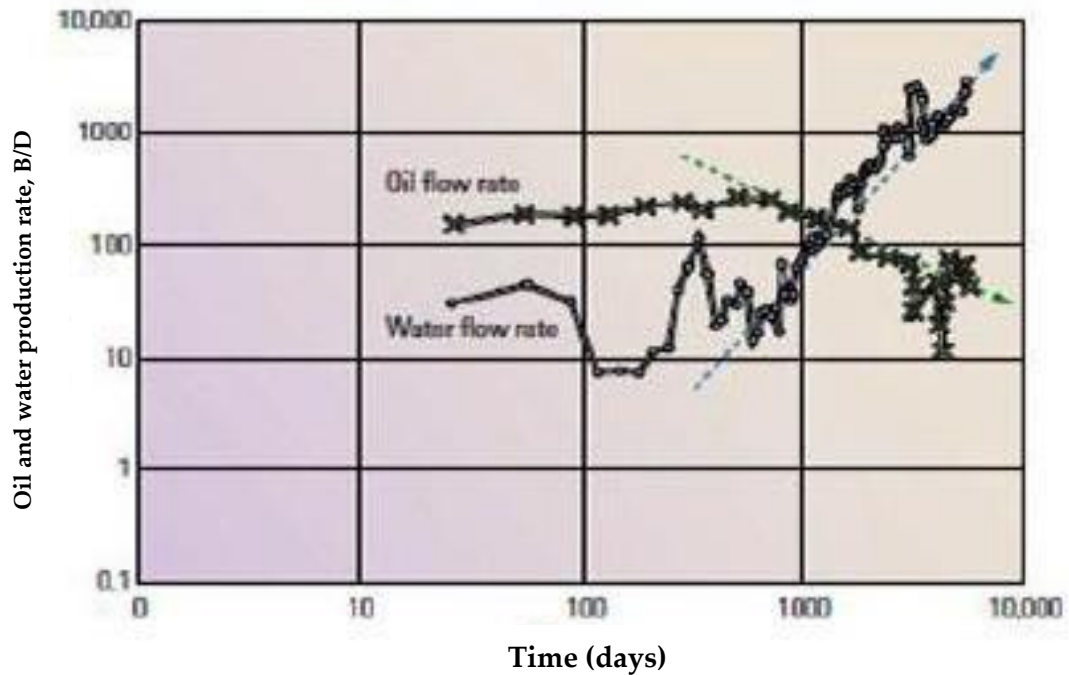


Figure IV.2 : Graphe de l'historique de production.

IV.4. courbes de déclin :

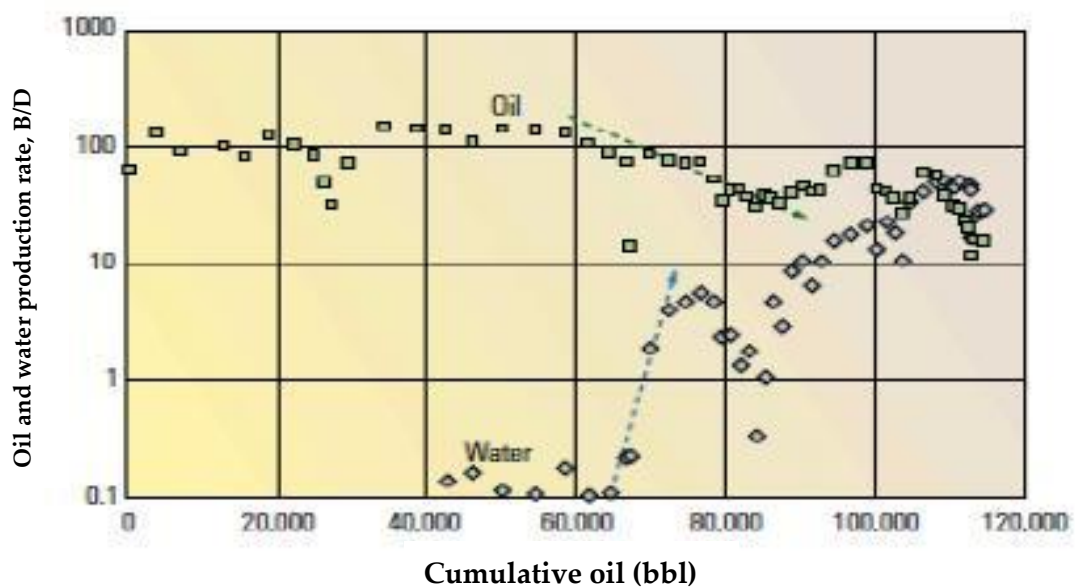


Figure IV.3 : Courbe de déclin

C'est un graphe du débit d'huile en fonction de la production cumulée d'huile dans une échelle semilog (figure IV.3). Dans le cas d'une déplétion normale, ce graphe aura la forme d'une droite. Un déclin accéléré peut avoir pour cause un problème autre que la production d'eau, une importante chute de pression dans l'aire de drainage ou bien un sérieux endommagement de la zone proche du puits.

IV.5. Courbes de diagnostic :

Une courbe de WOR en fonction du temps dans une échelle log-log peut être utilisée pour déterminer la nature du problème de production d'eau en comparant le comportement du puits avec des profils (voir figures) déjà établis de différents mécanismes pouvant causer une percée de l'eau : coning, channelling, percée par une couche de bonne perméabilité, remontée du contact huile-eau...etc. La plupart de ces profils ont été établis à partir des résultats de simulations numériques et de données de champs. La dérivée de WOR par rapport au temps peut également être utilisée. L'interprétation de ces courbes, combinée avec d'autres données, peut limiter le problème de non-unicité des solutions et aider ainsi à diagnostiquer le problème. Les figures ci-dessous montrent quelques exemples de courbes de diagnostic correspondant à différents problèmes de production d'eau.

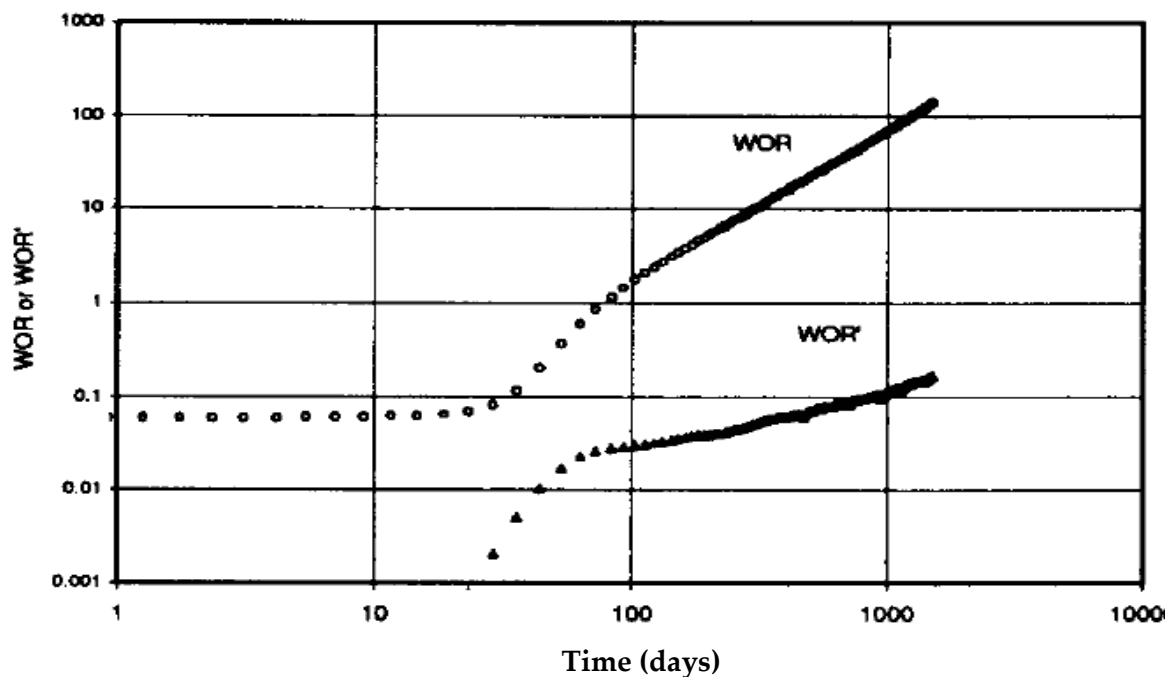


Figure IV.4 : Multilayer Channeling

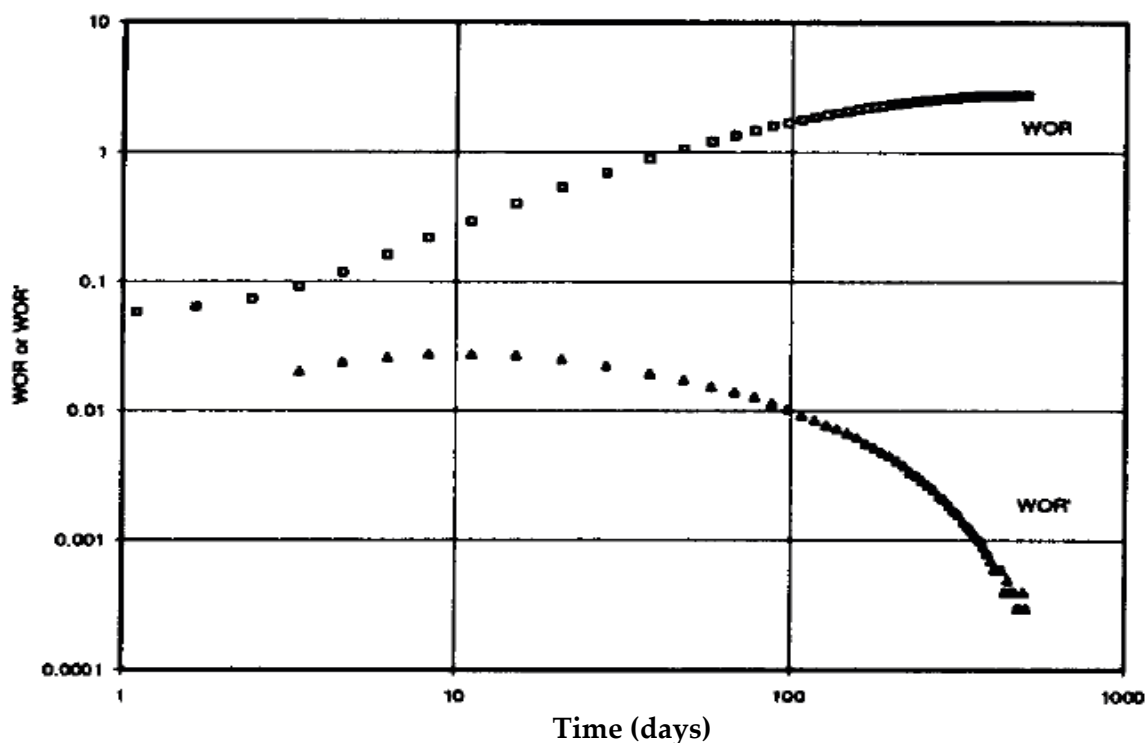


Figure IV.5 : Bottom water coning

IV.6. Etude de cas :

La production récente d'eau dans le champ OTRA, l'indisponibilité des données nécessaires concernant la production journalière en huile et en eau pour chaque puits (à l'exception de quelques informations retirées à partir des tests de jaugeage) nous ont empêchés d'interpréter et de distinguer les différentes sources de venue indésirable d'eau.

Pour avoir une idée sur les puits qui ont subi une percée d'eau, les données des tests de jaugeage disponibles ont été transformées en un graphique (figure IV.6), ce dernier à mettre en évidence les puits dont on est en train de chercher et qui sont OTRA-7z et OTRA-10.

IV.7. conclusion :

Une fois la production indésirable d'eau apparaît dans un champ, l'enregistrement des données de production, les diagraphies doivent être réalisées immédiatement pour lutter contre les venues d'eau afin d'empêcher la chute brusque de la production de champ.

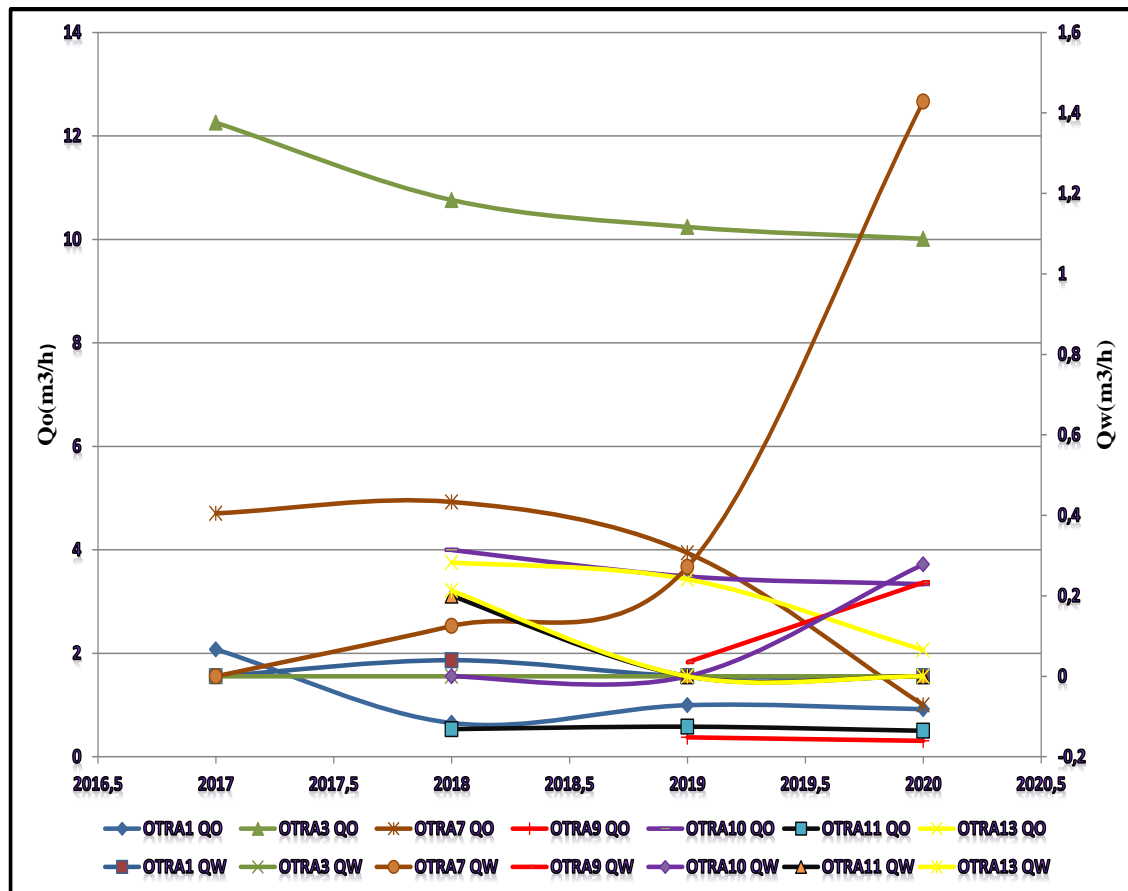


Figure IV.6 : résultats (Qo, Qw) des tests jaugeage annuel des puits

Conclusions & Recommandations :

Cette étude réalisée sur le champ OTRA, accumulant des réserves d'huile d'environ 11.28 MM stm³ selon la méthode volumétrique et 11.016 MM stm³ par la méthode de bilan matière, nous a permis de conclure que:

- Dès le début, l'énergie naturelle n'était pas suffisante pour acheminer les hydrocarbures en surface dans le champ d'OTRA, ce qui a rendu la production dans ce dernier faite par pompage.
- L'injection d'eau qui a débuté récemment en 2021 d'où les résultats ne sont pas encore très clairs.
- La performance de l'injection dépend étroitement du VRR. Maintenir ce ratio à un niveau proche de un est nécessaire pour assurer une production stable.
- L'efficacité globale calculée qui est de 30% montre que l'injection peut apporter des bons résultats, on respectant les débits d'injection et de production optimale.
- L'utilisation des techniques de diagnostic des problèmes de productions d'eau nécessite un nombre de données suffisant.

A la lumière de ce qui précède, on recommande de:

- ✓ Respecter le débit d'injection et de production proposé, pour éviter le percé de l'eau, et pour ne pas perdre un grand volume d'eau, sans rentabilité.
- ✓ Faire une étude sur le positionnement des perforations et la hauteur à perforer pour retarder l'arrivée de l'eau.
- ✓ Effectuer des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement du réservoir.
- ✓ Utiliser des traceurs chimiques peut aider à trouver les puits producteurs qui sont en communication avec les puits injecteurs.
- ✓ Convertir les puits en percé (qui se trouve à côté de l'aquifère) en puits injecteurs, pour stabiliser la géométrie du front) surtout les puits qui ont des bons caractéristiques. si non Placer des moyens qui isolent les intervalles inondés par l'aquifère.
- ✓ Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.

Annexe

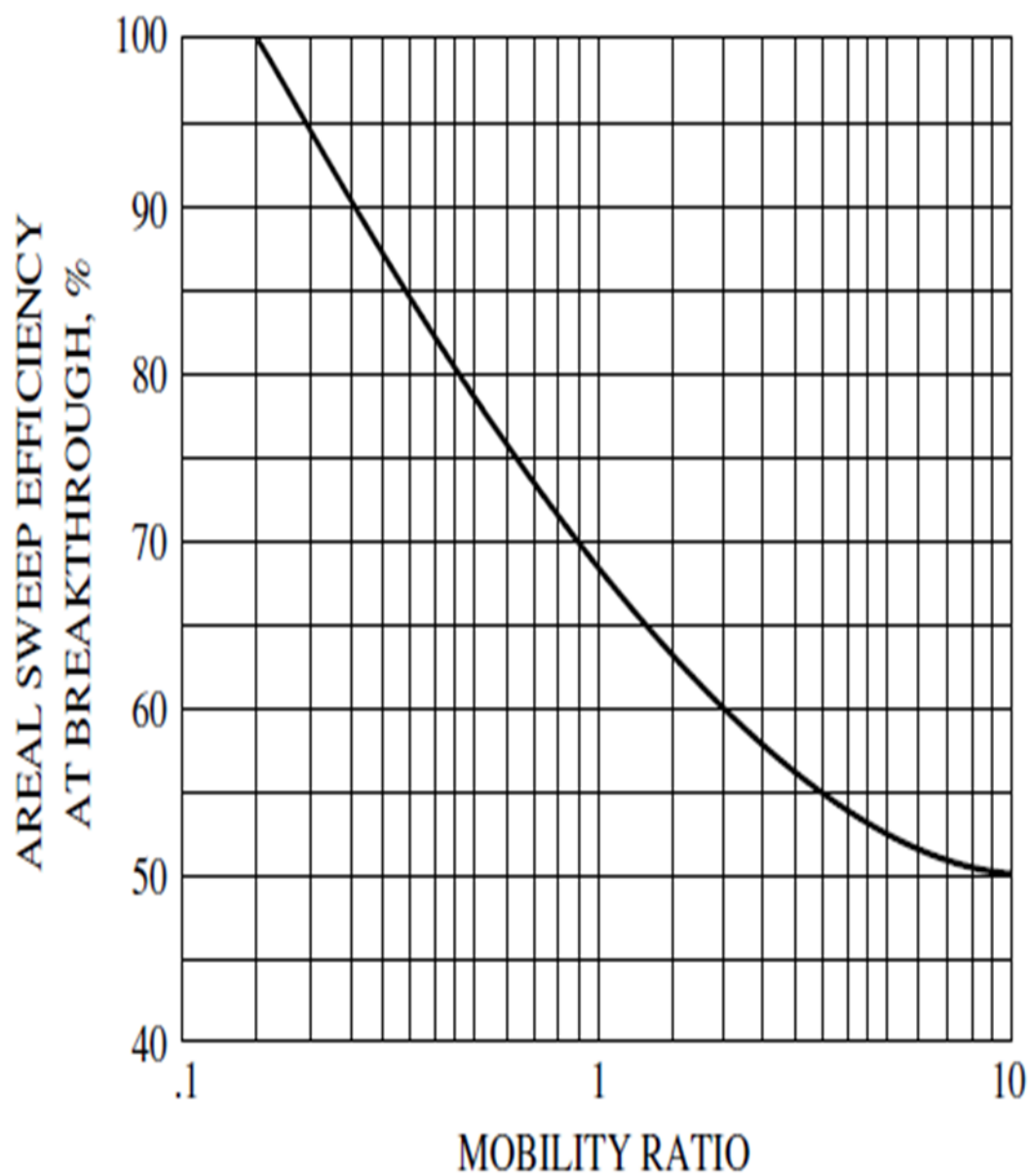


Figure A.1 : courbe de Craig « 1955 »

Etude d'estimations des profils de pression d'injection dans les puits OTRA-2, OTRA-12 et OTRA-14 champ OTRA

B.1. Données des puits producteurs d'huile :

CHAMPS	PUITS	Coordonnées UTM		Année de Forage	TYPE DE PUIITS	Objectif	TD	Zt(m)	Zs(m)
		X(m)	Y(m)						
Oued Tourhar	OTRA-1	266 481	3 075 067	1991	PPH	Ordovicien	1448	347.45	339.797
	OTRA-3z	266 467	3 075 671	2005	PPH		1254	348	342,00
	OTRA-4z	266 948	3 075 798	2006	PPH		1060	349.695	343,695
	OTRA-5z	267 086	3 075 515	2006	PPH		1393	349.346	343,346
	OTRA-6z	266 959	3 075 194	2006	PPH		1303	347.107	341.107
	OTRA-7z	266 167	3 075 495	2006	PPH		1408	348.86	342.86
	OTRA-8z	266 214	3 074 921	2006	PPH		1319	346.482	340.482
	OTRA-9	267 131	3 074 612	2006	PPH		1127	346.893	340.893
	OTRA-10	267 733	3 075 185	2006	PPH		1104	346.52	340.52
	OTRA-11	267 592	3 075 973	2006	PPH		1137	351.545	345.545
	OTRA-13	265 798	3 075 805	2006	PPH		1140	351.886	345,886

Tableau B.1 : Données des puits producteurs d'huile

B.2. Données des puits injecteurs :

Trois puits ont été choisis pour faire le maintien de pression par l'injection d'eau dans le réservoir Ordovicien avec les profils montrés dans le graphique suivant :

Champ	PUITS	Coordonnées UTM		Année de Forage	TYPE DE PUIITS	Objectif	TD	Zt(m)	Zs(m)
		X(m)	Y(m)						
Oued Tourhar	OTRA-2	267010.16	3076470.32	1992	PIE	Ordovicien	1275.5	349.81	344.81
	OTRA-12	266263.955	3076427.54	2006	PIE		1110	357.511	351.51
	OTRA-14	265987.12	3074812.45	2006	PIE		1126	347.688	341.688

Tableau B.2 : Données des puits injecteurs

B.3. Profils de production d'huile et d'injection d'eau :

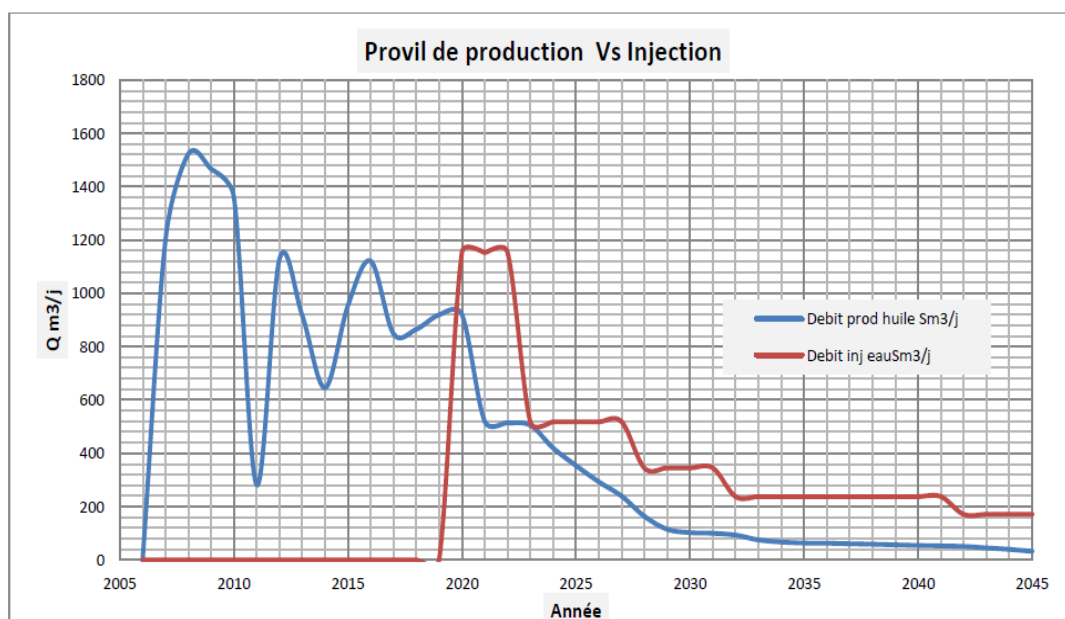


Figure B.1 : profil de production Vs l'injection

Pour le maintien du réservoir Ordovicien un profil d'injection pour chaque puits a été généré afin de les inclure dans les calculs des pertes de charges dans le système d'injection jusqu'au réservoir et estimer les pressions d'injection durant 30 ans d'injection.

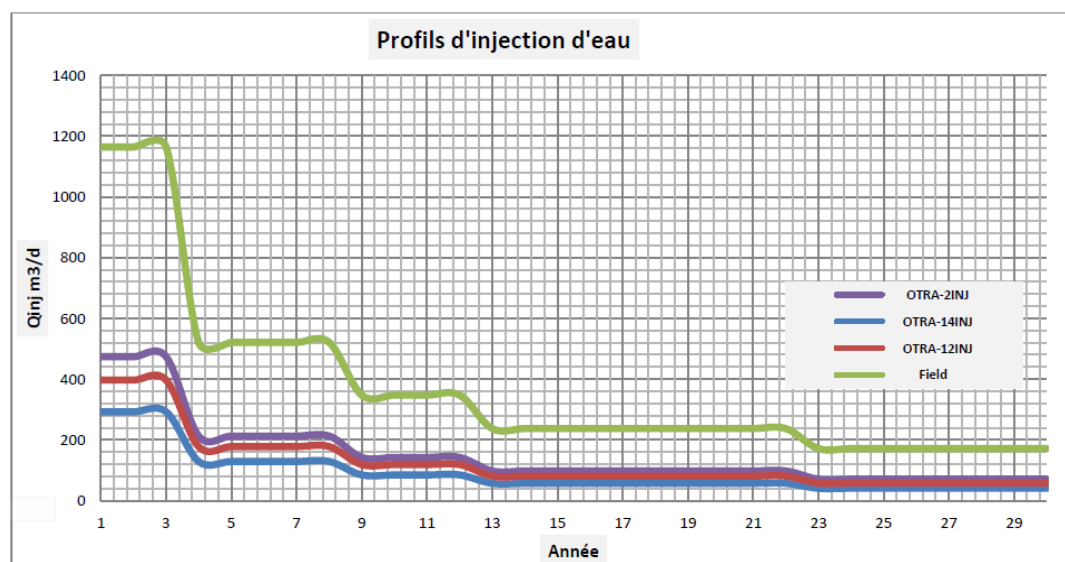


Figure B.2 : Profils prévisionnels d'injection d'eau par puits

Puits	durée pmpage	Vol injecté (m3)	débit bpm	Capacité 24h (m3)	Cote d'inj
OTRA-14	2h25	27	0,5-1,5	268	1003
OTRA-12	2h35	18	0,4-1,2	167	1060
OTRA-02	2h50	13	0,2-0,4	110	800

Tableau B.3 : données d'injectivité par puits

B.4. Modélisation des puits par le software Pipesim :

B.4.1. OTRA-14 :

a. Modélisation du puits OTRA-14 :

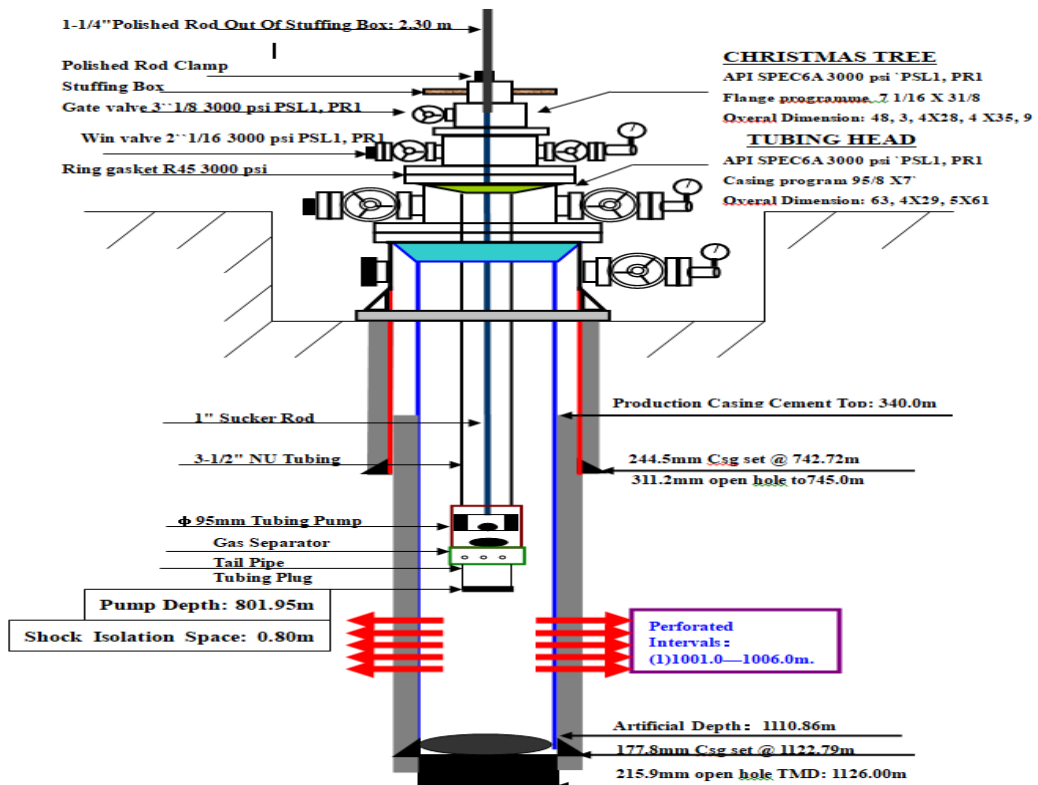
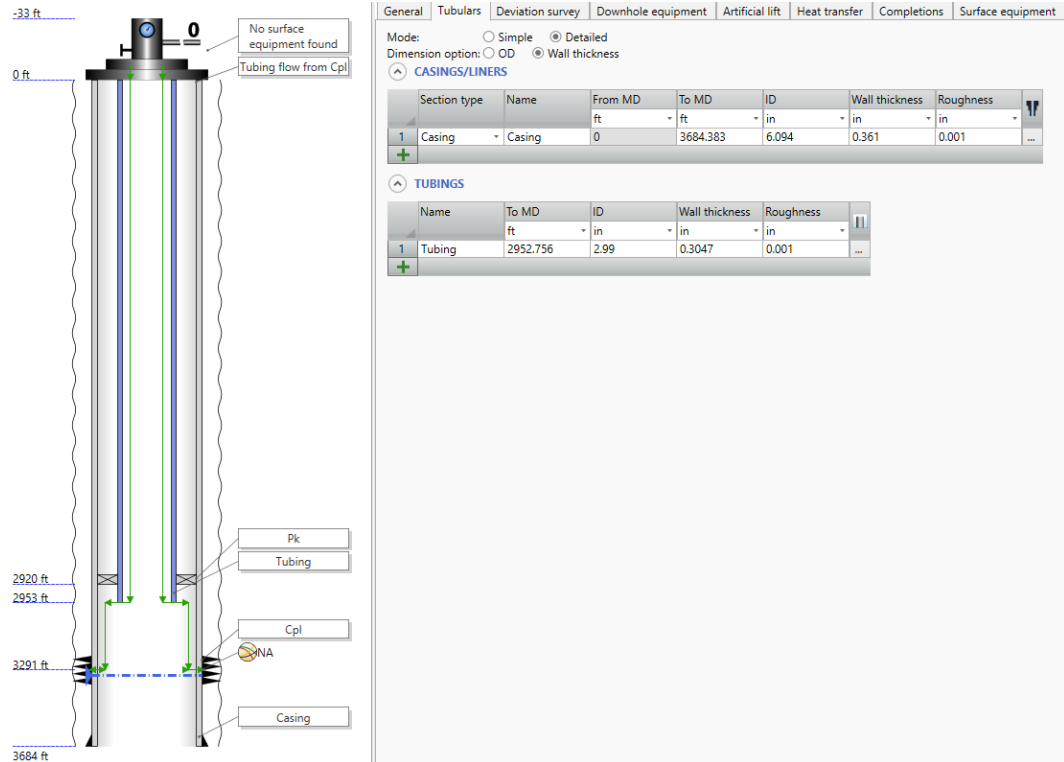


Figure B.3 : Fiche de complétion du puits OTRA-14

b. Test d'injectivité du puits OTRA-14:

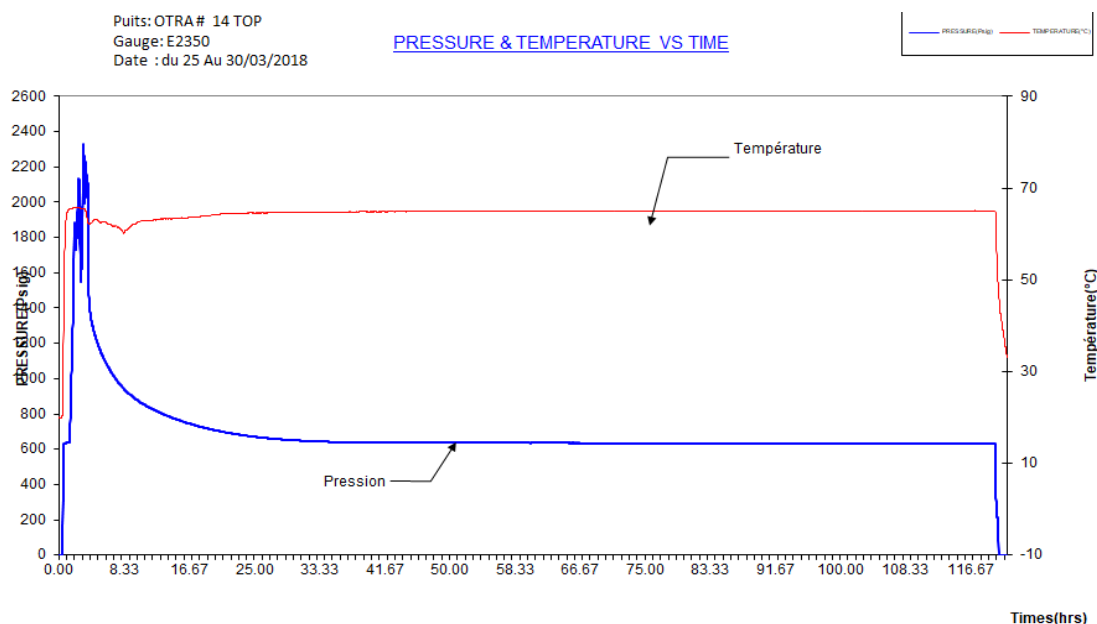


Figure B.4 : Test d'injectivité du puits OTRA-14

c. Résultats de simulation :

La simulation de différent diamètre de tubing (1.9'', 2''³/₈, 2''⁷/₈, 3''¹/₂ et 4''¹/₂) ainsi que le débit d'eau d'injection selon les profils prévisionnels en fonction de la pression d'injection en surface.

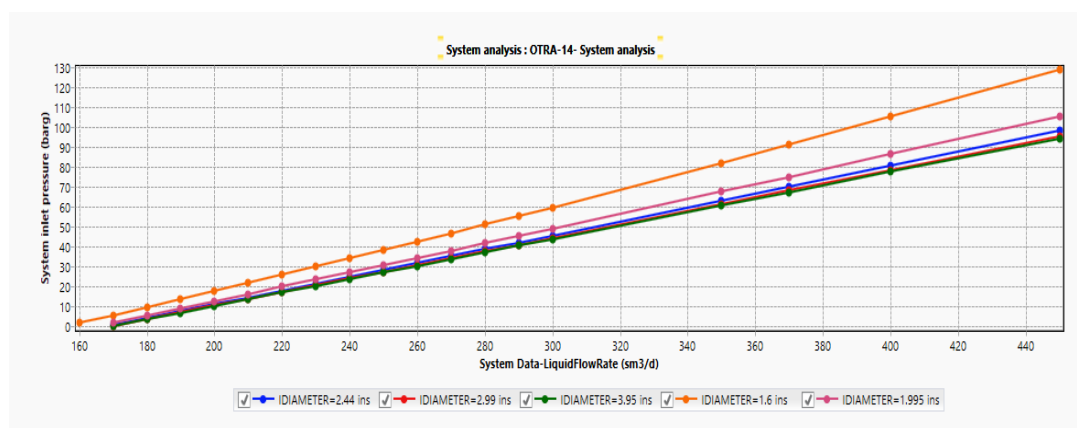


Figure B.5 : La simulation de différent diamètre de tubing OTRA-14

D'après ces résultats on peut conclure qu'on peut injecter un débit jusqu'à 169m³/j à la pression atmosphérique (1bara) seulement avec le poids de la colonne hydrostatique de l'eau.

Pour injecter le débit max qui est de l'ordre de 293 m³/j, il faut une pression d'injection en surface de l'ordre de 42 barg pour le diamètre de 2''⁷/₈, 3''¹/₂ et 4''¹/₂ et une pression de l'ordre de 46 barg pour le diamètre 2''³/₈ et une pression de 57 barg pour le diamètre 1.9''.

Suite à ça on remarque que le diamètre de tubing n’affecte pas vraiment la perte de charge dans la colonne de production car la perte de charge frictionnelle est négligeable (vitesse d’écoulement faible) à part dans les faibles diamètres comme le cas du tubing 1.9”.

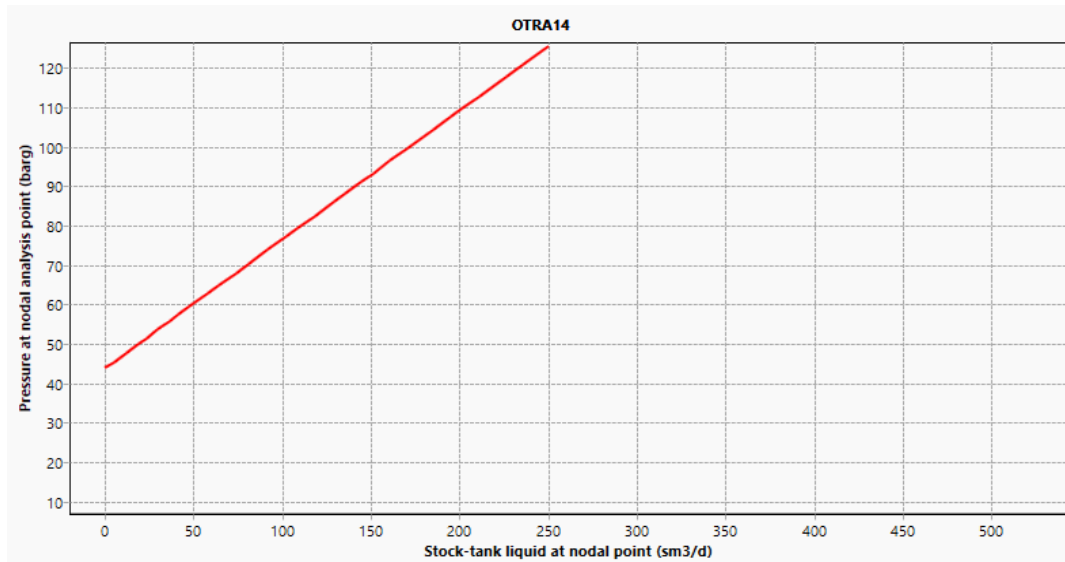
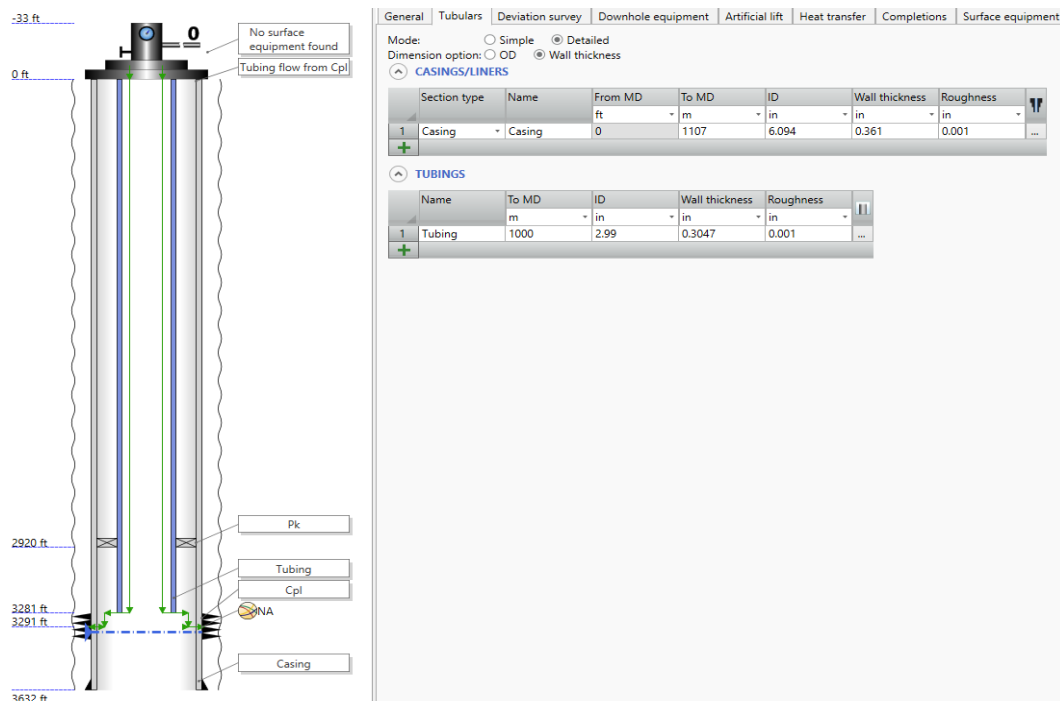


Figure B.6 : Pression de fond dynamique au niveau de perforation en fonction du débit injecté OTRA-14

B.4.2. OTRA-12 :

a. Modélisation du puits OTRA-12 :



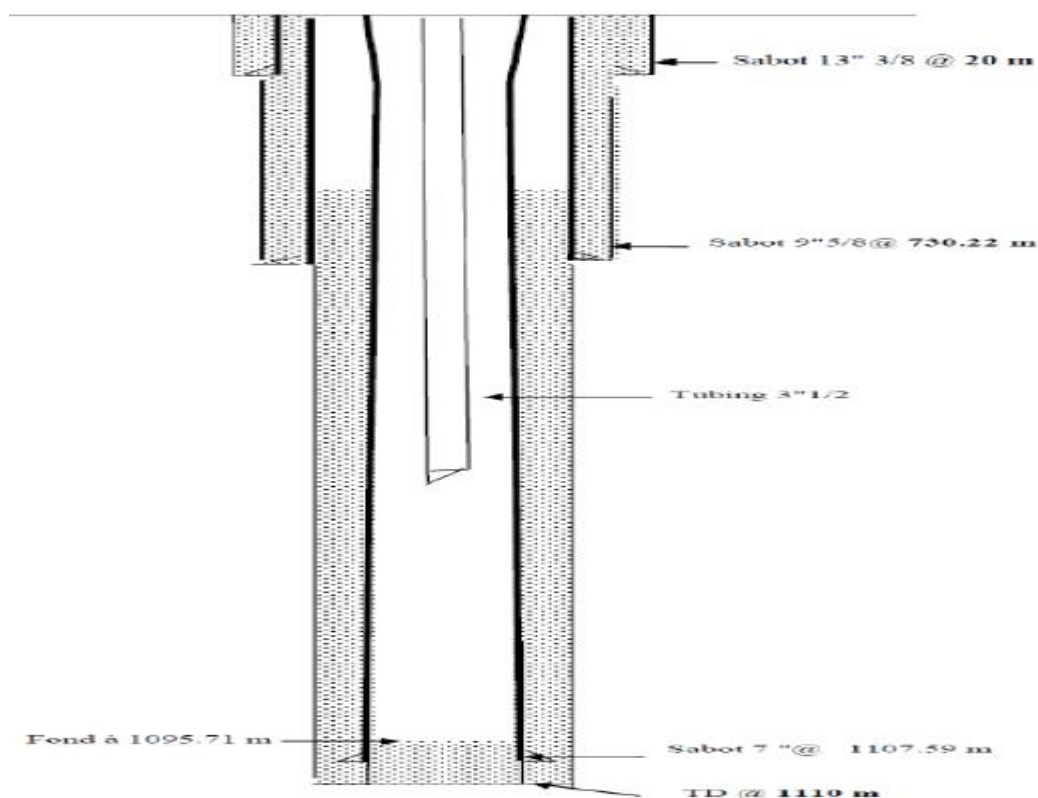


Figure B.7 : Fiche de complétion du puits OTRA-12

b. Test d'injectivité :

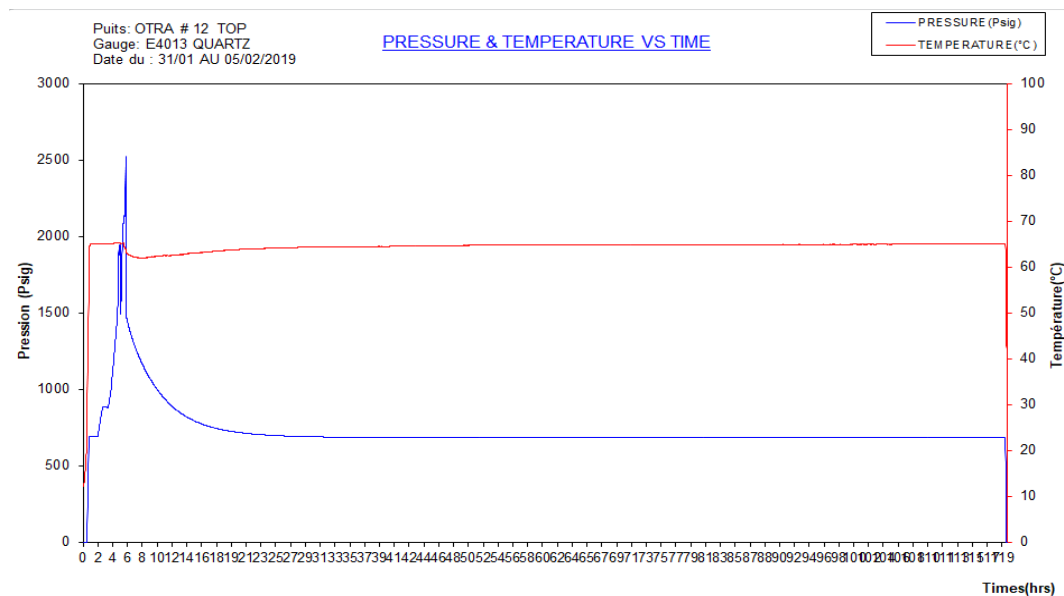


Figure B.8 : Test d'injectivité du puits OTRA-12

c. Résultats de simulation :

La simulation de différent diamètre de tubing (1.9", 2" 3/8, 2" 7/8, 3" 1/2 et 4" 1/2) ainsi que le débit d'eau d'injection selon les profils prévisionnels en fonction de la pression d'injection en surface.

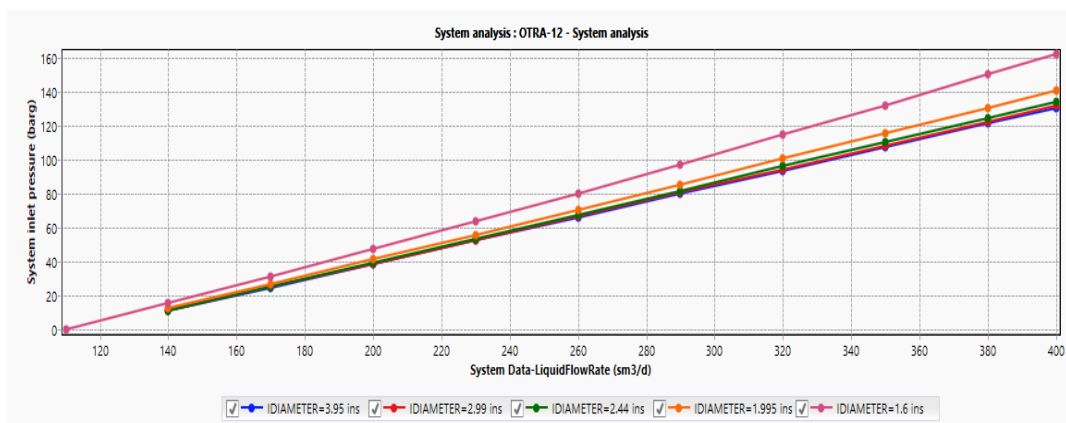


Figure B.9 : La simulation de différent diamètre de tubing OTRA-12

Selon les résultats de la simulation on peut conclure qu'on peut injecter un débit jusqu'à 109 m³/j par une pression atmosphérique (1bara) seulement avec le poids de la colonne hydrostatique de l'eau avec le diamètre 1.9'' et jusqu'à un débit de 115 pour les diamètres (2'' 3/8, 2'' 7/8, 3'' 1/2 et 4'' 1/2).

Pour injecter le débit max qui est de l'ordre de 397 m³/j, il faut une pression d'injection en surface de l'ordre de 129 barg pour le diamètre de 2'' 7/8 et une pression de l'ordre de 127 barg pour les diamètres 3'' 1/2 et 4'' 1/2 et une pression de l'ordre de 140 barg pour le diamètre 2'' 3/8 et de 160 barg pour le diamètre 1.9''.

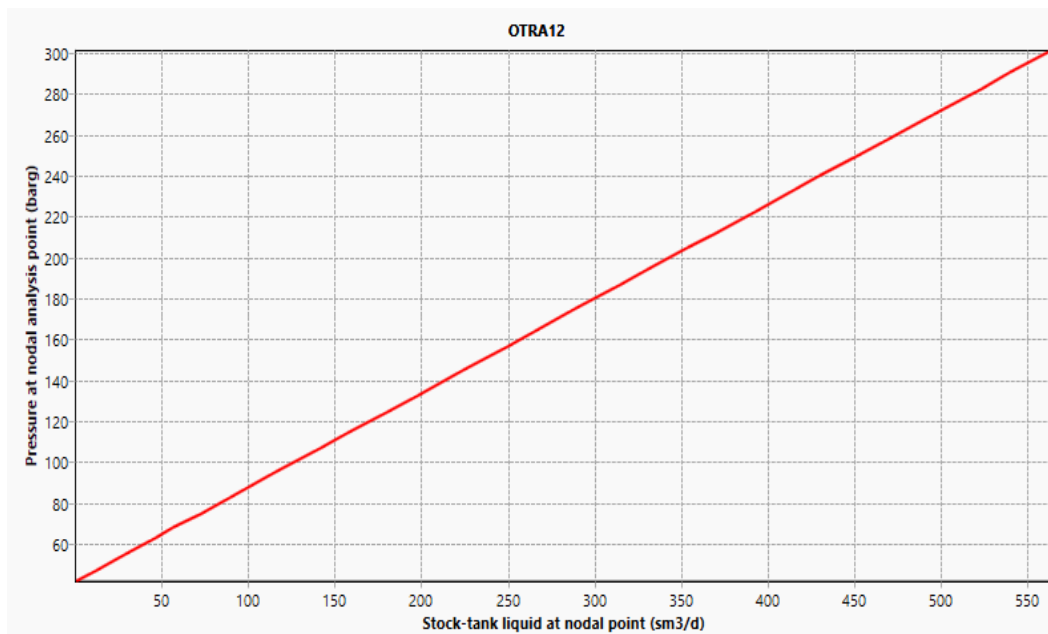
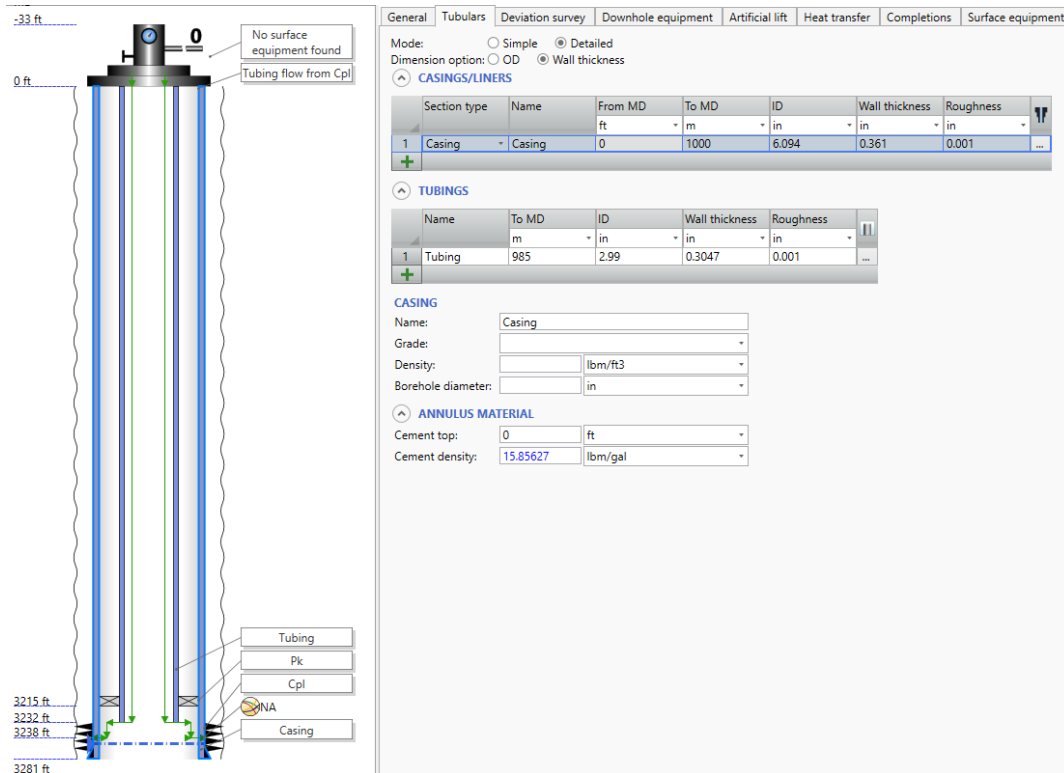


Figure B.10 : Pression de fond dynamique au niveau de perforation en fonction du débit injecté OTRA-12

B.4.3. OTRA-2 :

a. Modélisation du puits OTRA-2 :



Well completing profile

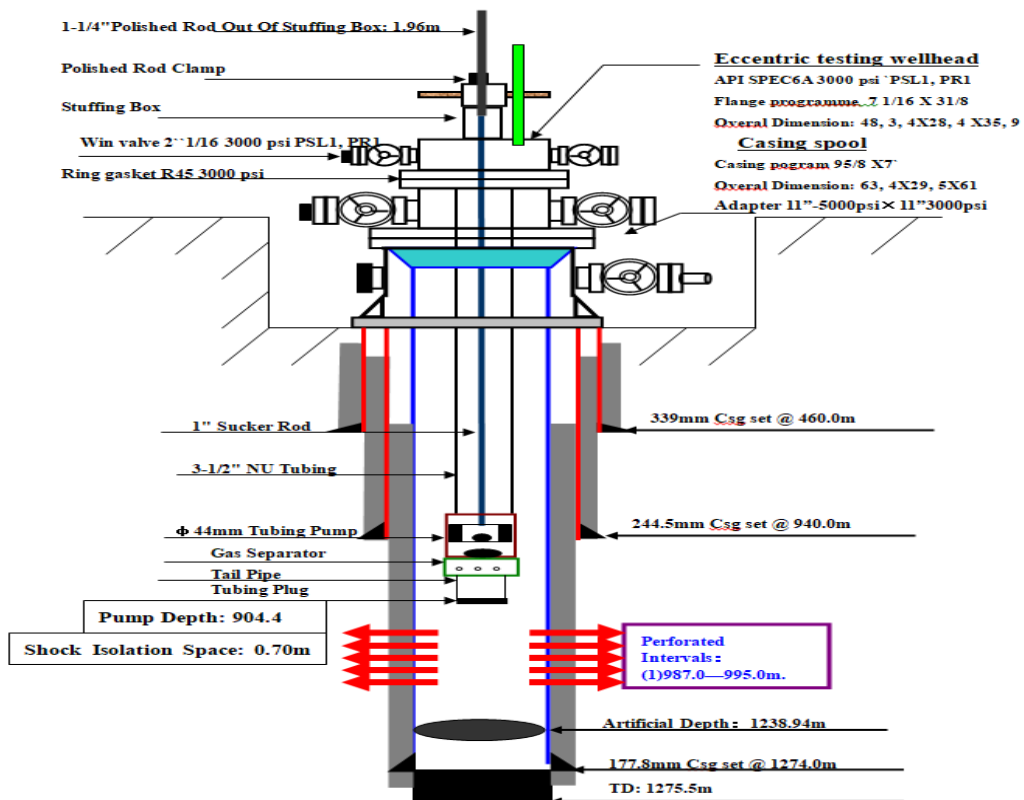


Figure B.11 : Fiche de complétion du puits OTRA-2

b. Test d'injectivité :

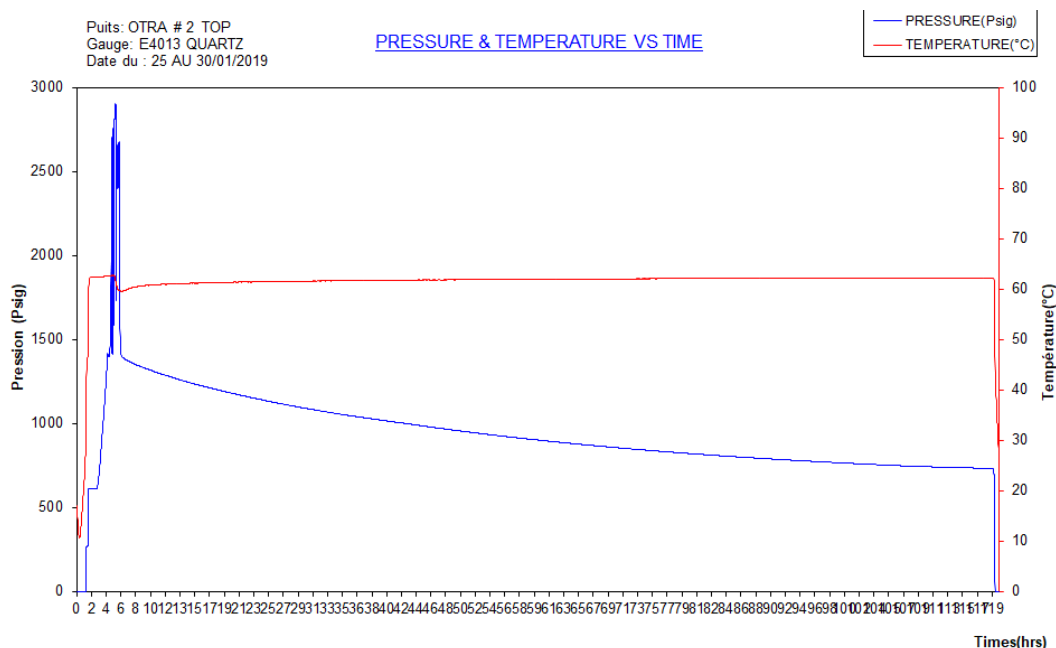


Figure B.12 : Test d'injectivité du puits OTRA-2

c. Résultats de simulation :

La simulation de différent diamètre de tubing (1.9'', 2''³/₈, 2''⁷/₈, 3''¹/₂ et 4''¹/₂) ainsi que le débit d'injection d'eau selon les profils prévisionnels en fonction de la pression d'injection en surface.

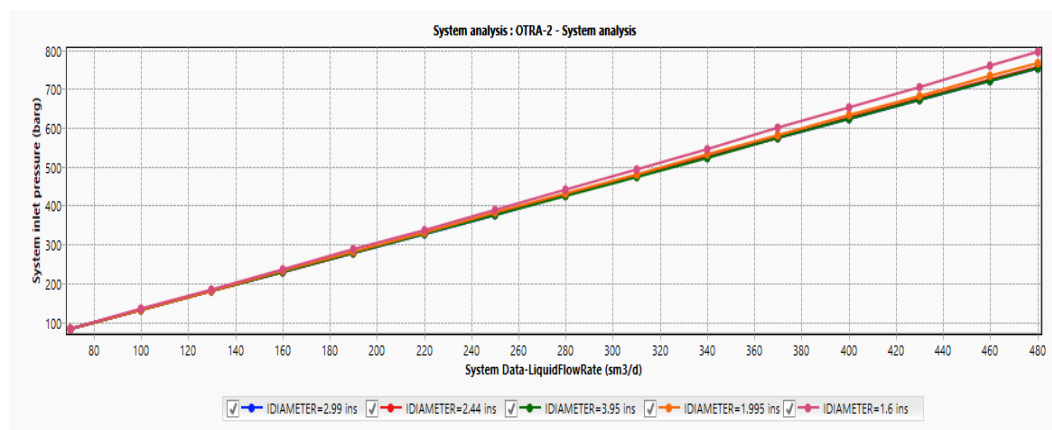


Figure B.13 : La simulation de différent diamètre de tubing OTRA-2

Selon les résultats de la simulation du puits OTRA-2 on remarque qu'on ne peut pas injecter à travers ce puits avec seulement pression atmosphérique (1bara) avec le poids de la colonne hydrostatique de l'eau.

Pour injecter un débit max de 474 m³/j il faut une pression d'injection en surface de l'ordre de 750 barg, cette dernière est très élevée pour le puits OTRA-2 car son indice d'injectivité est très faible par rapport aux puits OTRA-12 et OTRA-14.

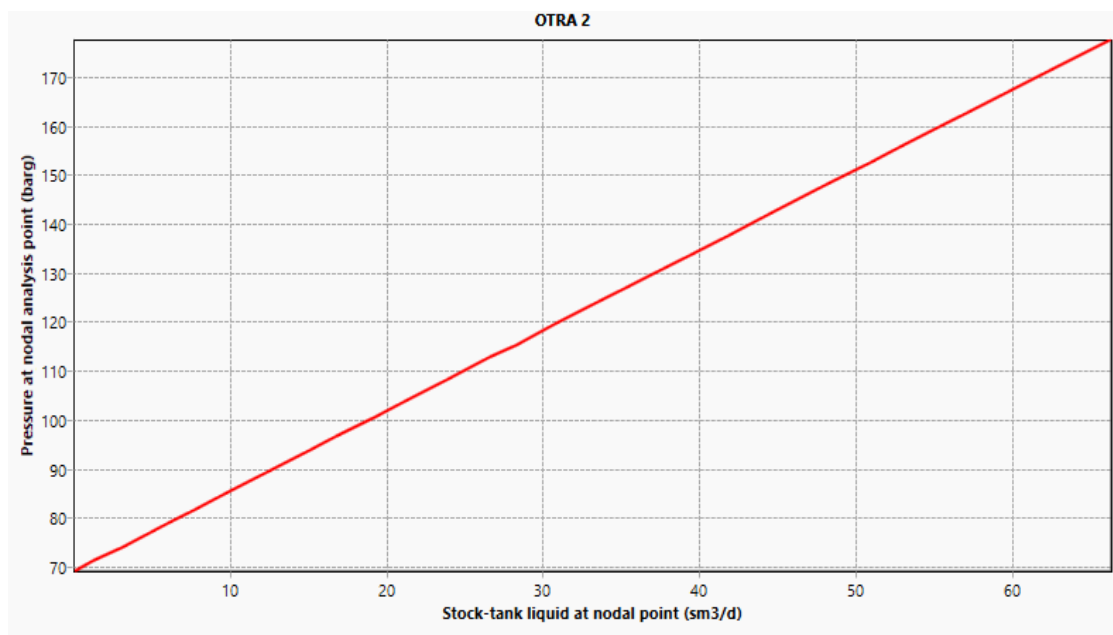


Figure B.14 : Pression de fond dynamique au niveau de perforation en fonction du débit injecté OTRA-2

B.5. Conclusion :

Les débits injectés par puits ne doivent pas dépasser le débit max de fracturation du réservoir qui correspond à une pression de 190 bar (gradient de 0.85 psi/ft), pour cela on doit injecter un débit moins pour le puits OTRA-2 et OTRA-12 selon le tableau suivant.

	OTRA-2	OTRA-14	OTRA-12	Field
Q inj Max prévisionnel (M3/J)	474	293 (45 bar)	397	1163
Q inj max possible à injecter (M3/J)	70 (80 bar)	400	300 (85 bar)	770

Tableau B.3 : Q inj max prévisionnel et possible à injecter (m3/h) par puits

Pour cela le débit maximum total à injecter devrait être inférieur et qui est de l'ordre de 770 m3/j et non 1163 m3/j vue la contrainte du réservoir (pression limite de l'injection est considérée à 190 bar).

Le tubing 2'' 7/8 est suffisamment satisfait pour compléter les trois puits car la perte de charge due à la friction est négligeable dans les trois puits.

Bibliographie :

- ✓ Tarek Ahmed: “Reservoir Engineering Handbook, troisième édition”, Gulf Professional Publishing, 2006.
- ✓ Echufu-Agbo Ogbene Alexis : “Diagnostic Plots for Analysis of Water Production and Reservoir Performance”, 2010.
- ✓ Nnaemeka Ezekwe : “Petroleum Reservoir Engineering Practice”, 2010.
- ✓ V.V. Bondar, et T.A. Blasingame: “Analysis and Interpretation of Water-Oil Ratio”, SPE77569, 2002.
- ✓ Wiliam Lyons : “Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering”, Volume 2, 1996.
- ✓ Forrest F. Craig Jr: “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”, deuxième édition, 1971.