

N° Série:/2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

AMRANI Oussama, ALI-SAHRAOUI Messaoud

-THÈME-

Elaboration d'un projet de développement du champ Ouan Taredert

Soutenue le : 25 / 06 / 2018 devant la commission d'examen

Devant le jury :

Président :	REMITA Abderaouf	U.K.M.O
Examineur :	SIDROUHOU Hadj Mohamed	U.K.M.O
Encadreur :	CHATTI Djamel Eddine	U.K.M.O

Année Universitaire : 2017/2018

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous tenons à remercier notre dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Puis nous adressons nos remerciements à notre promoteur, Mr CHATTI Djamel Eddine, pour son orientation et ses précieux conseils durant l'élaboration de ce travail.

*Nos sincères remerciements à tout le personnel de la division de production
In Aminas.*

*Nos remerciements s'adressent à tous les enseignants du Département
Production.*

Enfin, merci à tous qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce 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.

Merci à tous

ALI-SAHRAOUI - AMRANI

Sommaire

Remerciement	I
Résumé	II
Liste Des Figures	III
Liste Des Tableaux	IV
Nomenclature	V
Introduction Générale	01

Chapitre I : Présentation Et Description Géologique Du Champ TRT.

I. Présentation de la région d'In Aminas	2
I.1. Situation géographique de la région d'In Aminas	2
I.2. Les principaux champs de la région In Aminas	3
II.Présentation du champ d'Ouan Taredert (TRT)	3
II.1. Structure	4
II.2. Le réservoir Cambro-ordovicien du champ d'Ouan Taredert	5
II.3. Etat d'exploitation	6
II.4. Périmètre d'exploitation	6
II.5. Stratigraphie du champ Ouan-Taredert	8

Chapitre II : Les Propriétés Pétro Physiques Du Réservoir.

I. Interprétation quantitative des paramètres du réservoir	9
I.1. La porosité	9
I.2. La perméabilité	11
I.3. La saturation	11
I.4. Le pourcentage d'argile dans les bancs « <i>Vsh</i> »	13
II. Caractéristiques des fluides du réservoir	13
III. Détermination des caractéristiques pétro physiques du champ TRT	14
III.1 Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT1	15
III.2 Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT2	16
III.3. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT3	17
III.4. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT4	18
III.5. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT7	19

IV. Les différentes cartes du reservoir Cambro-Ordovicien par surfer	20
IV.1 La carte en isobathe au toit du réservoir Cambro-Ordovicien	21
IV.2 La carte en iso porosité du réservoir Cambro-Ordovicien	21
IV.3 La carte de la hauteur utile du réservoir Cambro-Ordovicien	22
IV.4 La carte volume d'argile du réservoir Cambro-Ordovicien	22
IV.5 La carte en 3D au toit du réservoir Cambro-Ordovicien	23
V. Interprétation des résultats	23

Chapitre III : Estimation Des Réserves D'hydrocarbures.

I. Estimation des réserves en place	24
I.1. La méthode volumétrique	24
I.2. La méthode du bilan matière	25
II. Les régimes de drainage.....	28
II.1. L'expansion des gaz dissous	28
II.2. Gas cap drive	28
II.3. Water drive	28
II.4. Drive Expansion	29
III. Calcul des entrées d'eau	29
IV. Volume d'hydrocarbures en place	30
IV .1 résultat obtenu par 1 ^{ère} hypothèse	32
IV .2 résultat obtenu par 2 ^{ème} hypothèse	32
V. Calcul de participation des régimes de drainage à la production	33

Chapitre IV : Analyse Des Paramètres De Production Et Courbes De Déclin.

I. Courbe de déclin	35
I.1. Principes de l'analyse de la courbe de déclin	35
I.2. La théorie d'analyse de déclin traditionnelle	35
II. Elaboration du plan de développement du champ TRT	38
II.2.Historique de la production du chaque puits du champ Ouan Teredert	39
II.3. Etude la Prévision de production pour le puits TRT1	40
II.4. Profil prévisionnel de Production annuelle du champ TRT	43

Chapitre V : Optimisation Et Design Gaz-Lift.

I. Généralité sur le <i>gas-lift</i>	43
I.1. Principe du <i>gas-lift</i>	43
I.2. Types de <i>gas-lift</i>	46
I.3. Applications du <i>gas-lift</i>	48
II. L'analyse nodale	49
II.1. Inflow performance relationship (IPR)	51
II.2. Tubing performance curves (TPC)	52
II.3. Le point de fonctionnement	54
III. Identification les puits candidats au gaz-lift	55
III.1. Etude de sensibilité du water-cut	55
III.2. Résultat de performance GL avec sensibilité de Water Cut	56
IV. Design de complétion pour le puits TRT4	57
IV.1 Corrélation utilisée pour l'écoulement dans le réservoir (<i>IPR</i>)	57
IV.2 Corrélation utilisée pour l'écoulement dans le tubing (<i>TPC</i>)	58
IV.3 Equipent Data	59
IV.4 Point de fonctionnement	59
IV.5 Calcule des paramètres d'injection	61
IV.6 Design de complétion	61
Conclusion générale	63
Recommandation	64
Références bibliographiques	65

Résumé

L'évaluation de la performance préalable et actuelle du gisement, suivie par la prévision de son performance future est un aspect essentiel dans la gestion du réservoir.

Ce travail consiste à élaborer un plan de développement du champ Ouan-Taredert. La procédure pour étudier notre champ est de le modéliser en se basant sur les paramètres pétro physiques et les paramètres du réservoir, Pour faire une estimation de réserve d'huile en utilisant la méthode de bilan matière, suivie par la prévision de son performance future est un aspect essentiel dans la gestion du réservoir.

La méthode de l'analyse de courbes de déclin en utilisant logiciel Mbal permet de donner une prévision de production de chaque puits et de champ jusqu'à l'année 2028.

Notre attention est attirée par une chute importante de production avec un évolution de water-cut, Pour cela nous proposons le gaz lift comme solution, L'objectif global de cette étude consiste à identifier les puits candidats, Ensuite faire une optimisation des paramètres d'injection et design Gaz Lift des puits retenus.

Mots clés : Performance, Mbal, Courbe De Déclin, Optimisation.

Abstract

The assessment of the reservoir's prior and current performance, followed by the prediction of its future performance, is an essential aspect of reservoir management.

This work involves developing a plan of the field Ouan – Tardert, the procedure to study our field is to model it based on the Petrophysical Parameters and reservoir characteristics, To make an oil reserve estimate we used the material balance method.

The method of analysis curves of decline using Mbal software allows to give a previous production of each well and field until the year 2028. Our attention is attracted by an important chute in production with an evolution of water-cut , For that we propose the gas lift as a solution , The global goal of this study consists identify candidate wells , Then make an optimisation of the parameters Gas Lift injection and design of retained wells.

Key words ; Performance, Mbal, Curves Of Decline, Optimization.

Liste Des Figures

Figure I.1 : Situation géographique de la région d’In-Aminas	02
Figure I.2 : Plan de position des champs de la région In-Aminas	04
Figure I.3 : Carte de situation de la région d’étude	05
Figure I.4 : Périmètre d’exploitation du champ Ouan Tardert.	07
Figure I.5 : Coupe stratigraphique gisement Ouan-Taredert	08
Figure II.1 : La carte en isobathe au toit du réservoir Cambro-Ordovicien.....	21
Figure II.2 : La carte en iso porosité du réservoir Cambro-Ordovicien	22
Figure II.3 : La carte de la hauteur utile du réservoir Cambro-Ordovicien	22
Figure II.4 : La carte volume d'argile du réservoir Cambro-Ordovicien	23
Figure II.5 : La carte en 3D au toit du réservoir Cambro-Ordovicien	23
Figure III.1 : Eléments de l’équation du bilan matière	26
Figure IV.1 : Débit par rapport à la production cumulative.	36
Figure IV.2 : Débit par rapport à la production cumulative (avec EUR)	36
Figure IV.3 : Le débit en fonction du temps.....	37
Figure IV.4 : Déclaration des données de production (TRT1)	40
Figure V.1 : Les différentes pertes de charges.....	50
Figure V.2 : Les différentes positions possibles des nœuds	51
Figure V.3 : L’évolution de la pression en fonction de débit selon la théorie de Vogel	53
Figure V.4 : L’évolution de la pression en fonction de débit dans le tubing.....	54
Figure V.5 : Le point de fonctionnement du système.....	55
Graphe IV.1 : Courbe déclin pour le puits TRT1	40
Graphe IV.1 : Courbe déclin pour le puits TRT4	41
Graphe IV.1 : Courbe déclin pour le puits TRT7	41
Graphe IV.2 : Profil prévisionnel de chaque puits (2018-2028).....	43
Graphe IV.3 : Profil prévisionnel de production du champ Ouan-Taredert (2018-2028)	44
Graphe V.1 : IPR selon la corrélation de Vogel.	58
Graphe V.2 : Gradient de pression dynamique pour différentes corrélations.	58
Graphe V.3 : Point de fonctionnement IPR/VLP (TRT4).	60
Graphe V.4 : Point de fonctionnement avec les différent variables IPR/VLP (TRT4)	60
Graphe V.5 : design de complétion (cote de side pocket mandrel)	62

Liste Des Tableaux

Tableau I.1 : Les principaux champs de la région In-Aminas	03
Tableau I.1 : Les coordonnées géographiques des puits.....	06
Tableau I.3 : Coordonnées du Périmètre d'Exploitation	07
Tableau II.1 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT1.....	15
Tableau II.2 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT2.....	16
Tableau II.3 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT3.....	17
Tableau II.4 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT4.....	18
Tableau II.5 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT7.....	19
Tableau II.6 : Les caractéristiques pétro physiques du champ TRT.....	20
Tableau II.7 : Les données des différents puits	20
Tableau III.1 : Le volume d'huile en conditions de fond	30
Tableau III.2 : Le volume d'huile en conditions de surface	31
Tableau III.3 : Le volume de gaz en conditions de fond / surface.....	31
Tableau III.4 : Les données PVT (valeurs initiales et au 01.01.1967)	31
Tableau III.5 : Les pourcentages de participation des régimes de drainage	33
Tableau III.6 : Les distances entre la base des perforations et le contact huile-eau initial....	34
Tableau III.7 : Les distances entre la base des perforations et le contact gaz- huile-initial. .	34
Tableau IV.1 : Historique de production du chaque puits TRT (2015-2017).....	39
Tableau IV.2 : La prévision de production du puits TRT1 (2018-2028).....	42
Tableau IV.3 : Prévision de production d'huile du champ OUAN TAREDERT.....	43
Tableau V.1 : Les données des tests de puits (test jaugeage)	55
Tableau V.2 : Les données des tests de pression de fond (AMERADA)	55
Tableau V.3 : Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT1	56
Tableau V.4 : Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT4	56
Tableau V.5 : Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT7	57
Tableau V.6 : Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT7	57
Tableau V.7 : Les résultats obtenus pour les différentes corrélations	59
Tableau V.8 : Les paramètres d'injection	61
Tableau V.9 : Les cotes et les pressions de tarage des vannes gaz-lift.....	61

Nomenclature

- AOF*** : Débit maximal.
- B_o*** : Facteur volumique de l'huile à ***P***.
- B_g*** : Facteur volumique du gaz à ***P***.
- B_w*** : Facteur volumique de l'eau.
- B_{oi}*** : Facteur volumique initial de l'huile.
- B_{gi}*** : Facteur volumique initial du gaz.
- ΔD** : Changement de la profondeur (en pieds) correspond à **ΔR** .
- GR_{lu}*** : *Gamma ray* lu à partir du log.
- GR_{min}*** : *Gamma ray* en face des bancs propres (sable)
- GR_{max}*** : *Gamma ray* lu en face des argiles.
- Hu*** : Hauteur utile de réservoir.
- K*** : La perméabilité.
- m*** : Rapport entre le volume initial de gas-cap et le volume initial de l'huile.
- N*** : Volume d'huile en place.
- N_p*** : Production cumulée de l'huile.
- N/G*** : Le rapport entre hauteur de réservoir et hauteur utiles.
- Q*** : Débit (m³ /heure).
- R_p*** : Rapport de solubilité gaz produit / huile produite.
- R_s*** : Rapport de solubilité gaz/huile à ***P***.
- R_{si}*** : Rapport de solubilité gaz/huile à ***P_i***.
- R_o*** : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en Ohm.
- R_t*** : Résistivité de la zone non envahie.
- R_w*** : Résistivité de l'eau de formation.
- R_{cl}*** : Résistivité en face des argiles
- R_t*** : Résistivité de l'intervalle d'investigation.
- ΔR** : Changement de la résistivité de ***R_o*** à ***R_x*** en Ohm.

- S_{HC} : Coefficient de saturation en hydrocarbures. Il est exprimé en fraction de l'unité.
- S_{wi} : Saturation initial d'eau.
- Δt_{mat} : Temps parcouru dans la matrice.
- Δt_{ff} : Temps parcouru dans le fluide de forage.
- V_R : Volume totale de la roche.
- V_p : Volume total des pores.
- V_{sh} : Pourcentage d'argile.
- W_p : Production cumulée de l'eau.
- W_e : L'entrée d'eau cumulée.
- Zt : Hauteur de la table de rotation.
- ϕ : Coefficient de porosité utile. Il est exprimé en fraction ou en %.
- ϕ_{nc} : Porosité neutron corrigée.
- ϕ_n : Porosité lue sur le log neutron.
- ϕ_{eff} : Porosité effective.
- ϕ_{dc} : Porosité densité corrigée.
- ϕ_{nsh} : Porosité qui correspond au pic le plus argileux.
- ρ_{mat} : Densité de la matrice.
- ρ_f : Densité du fluide de forage.
- ρ_{lue} : Densité lue en face du banc.
- ρ_{sh} : Densité des argiles.
- ρ_w : Densité de l'eau de la formation en **gr/cm³**.
- ρ_o : Densité de l'huile en **gr/cm³**.

Introduction Générale

Vu la situation économique mondiale actuelle fragile notamment dans les énergies fossiles, l'étude des champs pétroliers est devenu un challenge dans leur développement au cours des dernières décennies. En effet, un développement remarquable est à noter d'une part, sur l'efficacité des méthodes ou techniques qui sont mises en œuvre pour l'acquisition des données et d'autre part, l'élaboration des modèles dynamiques assistés par ordinateur pour la simulation du comportement du réservoir pour les prévisions au futur.

C'est dans ce contexte-là, que s'inscrit notre mémoire de fin d'études qui consiste à mener une étude de développement du champ d'Ouan-Taredert situé dans la région In Aminas au bassin d'Illizi, découvert en 1958.

Ce champ a produit à partir du réservoir Cambro-Ordovicien depuis 1964 jusqu'à 1980 où sa fermeture a été prononcé, dont nous ignorons les raisons.

Actuellement, pour des raisons économiques nationales, ce champ a été réouvert l'année en 2016. Ce qui a constitué donc la thématique de notre travail intitulé : élaboration du projet de développement du champ pour une exploitation optimale et prévisionnelle.

Pour atteindre notre objectif, nous avons planifié notre travail comme suit :

Après une introduction, le chapitre I présente une description géologique du réservoir. Dans le chapitre II, on expose les propriétés pétro-physiques du réservoir et fluide. Le chapitre III, traite le calcul de réserves et le mécanisme de drainage. Dans le chapitre IV, présente l'essentiel de nos résultats concernant le développement de ce champ en termes de production des hydrocarbures projetée sur le futur (soit de 2018 à 2028) en utilisant le logiciel MBAL (Petroleum Experts) basé sur l'analyse de courbes déclin. Par ailleurs, comme l'exploitation d'un réservoir sur le long terme entraîne la déplétion du champ, alors il faudra le maintenir ou l'assister par des modes d'activation dont le plus répandu est celui du *gas-lift*, ce qui fait l'objet de notre chapitre V dans lequel, nous traiterons la modélisation et l'optimisation de la colonne de production en utilisant le logiciel PROSPER.

Nous terminerons enfin, notre mémoire par une conclusion générale et quelques recommandations.

Chapitre



I

**Présentation et description
géologique du champ TRT**

I. Présentation de la région d'In Aminas :

I.1. Situation géographique de la région d'In Aminas :

La Région d'In-Aminas est située à 1600 Km au sud-est d'Alger, à 820 Km d'Ouargla et à 240 Km au Nord-Nord-Est du chef-lieu de la wilaya Illizi.

Des points de vue coordonnés géographiques, la région d'In-Aminas est limitée :

- Au Nord par la parallèle 28° 28' selon l'axe (d'Est en Ouest) Ouan-Taradjeli (OTL), Taouratine (TRN), Irlalene (IRL) et West-Ihansatene (WIH).
- Au Sud par la parallèle 26° 30' selon l'alignement des petites structures, d'Est en Ouest : Amenaned (AMD), In-Teria (IT), Tin-Mezoratine (TMZ), Assekaifaf (AS), Tihigaline (TXH) et Le Couloir (CLR).
- A l'Est par la frontière Algéro-lybienne au niveau du méridien 10°.
- A l'Ouest par le méridien 8° passant par l'Erg ISSAOUANE.



Figure I.1 : Situation géographique de la région d'In Aminas.

I.2. Les principaux champs de la région In Aminos :

La région dont le siège est à In Aminos a été scindée en plusieurs secteurs d'exploitation : secteur Nord, secteur Est et secteur Ouest.

Tableau I.1 : Les principaux champs de la région In Aminos.

Secteur	Champs	Horizons Producteurs	Année De Découverte	Année D'exploitation
Secteur Nord	Zarzaitine	Dévonien	1957	1960
		Carbonifère	1957	1960
Secteur Est	Edjeleh	Dévonien	1956	1960
		Carbonifère	1956	1960
Secteur Ouest	Tiguentourine	Dévonien	1956	1962
	La Reculée	Dévonien	1956	1965
	Assekaifaf	Dévonien	1957	1975
	Gara	Dévonien	1962	1975
	Gara-Sud	Dévonien	1988	1990
	El Adeb Larache	Dévonien	1958	1962
	Ouan Taredert		Dévonien	1958
Cambro-Ordovicien			1958	1964

II. Présentation du champ d'Ouan Taredert (TRT) :

Le gisement d'Ouan Taredert découvert en décembre 1958 par le forage du puits TRT1, est situé sur le flanc Ouest de la mole de Tihemboka limitant le bassin d'Ilizi approximativement à 60 Km au sud de Zarzaitine.

Ce gisement d'une superficie de 15 Km² comprend quatre horizons productifs : les **Dévonien F2 et F4** qui sont des réservoirs de gaz ; par contre le Dévonien F5 et le Cambro-Ordovicien sont des réservoirs d'huile avec gas-cap.

L'exploitation du champ est limitée à celle de l'huile du **Cambro-Ordovicien**, dont le volume en place est de $3.2 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \text{ ST}$. En 1980 date de sa fermeture, sa production cumulée était de $0.312 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \text{ ST}$ soit environ 9.75% du volume en place.

Ce faible coefficient de récupération avec les conditions naturelles s'explique par le fait qu'une partie de l'huile était drainée par quatre puits producteurs.

La récupération de l'huile se fait essentiellement par déplétion naturelle, 8 puits verticaux producteurs d'huile ont été forés sur le gisement. [2]

La figure suivante représente le positionnement de ces champs :

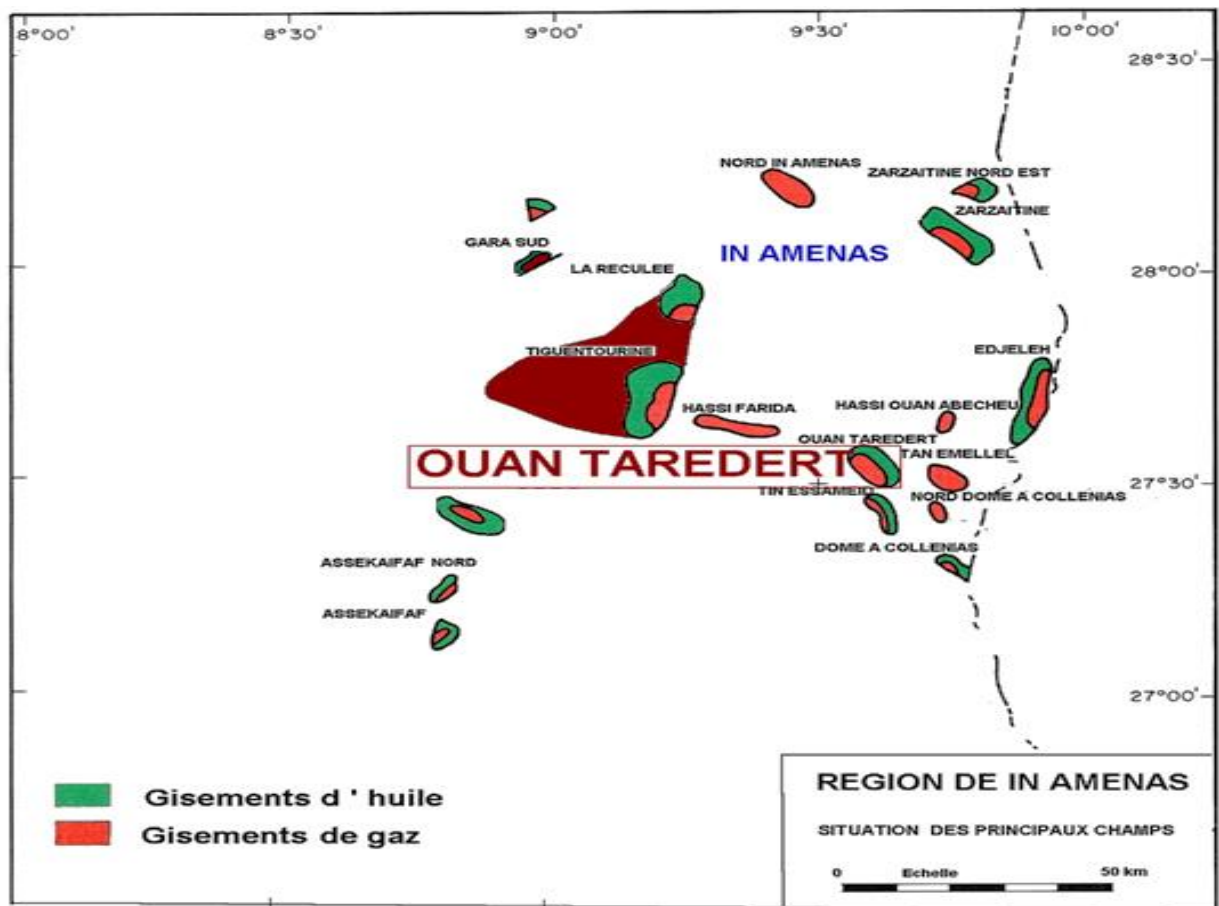


Figure I.2 : Plan de position des champs de la région In Aminas.

II.1. Structure :

La structure du champ d'Ouan Taredert qui se situe sur le flanc ouest de la mole de Tihemboka correspond à un anticlinal apparaissant dans une échancrure de l'Erg Bourharet, marqué par des affleurements du Viséen supérieur et avec pour cœur le sommet du Viséen moyen. De direction SE-NW, l'anticlinal, de dimension réduite (6x3 km), se présente comme une ellipse très allongée et très dissymétrique. En effet le flanc Ouest est sensiblement rectiligne et ses pendages relativement accusés atteignent 20° et même 25° . Le flanc Est au contraire ne montre que des pendages doux de 2° ou 3° et s'étale largement sous les dunes de l'Erg Bourharet. [1]

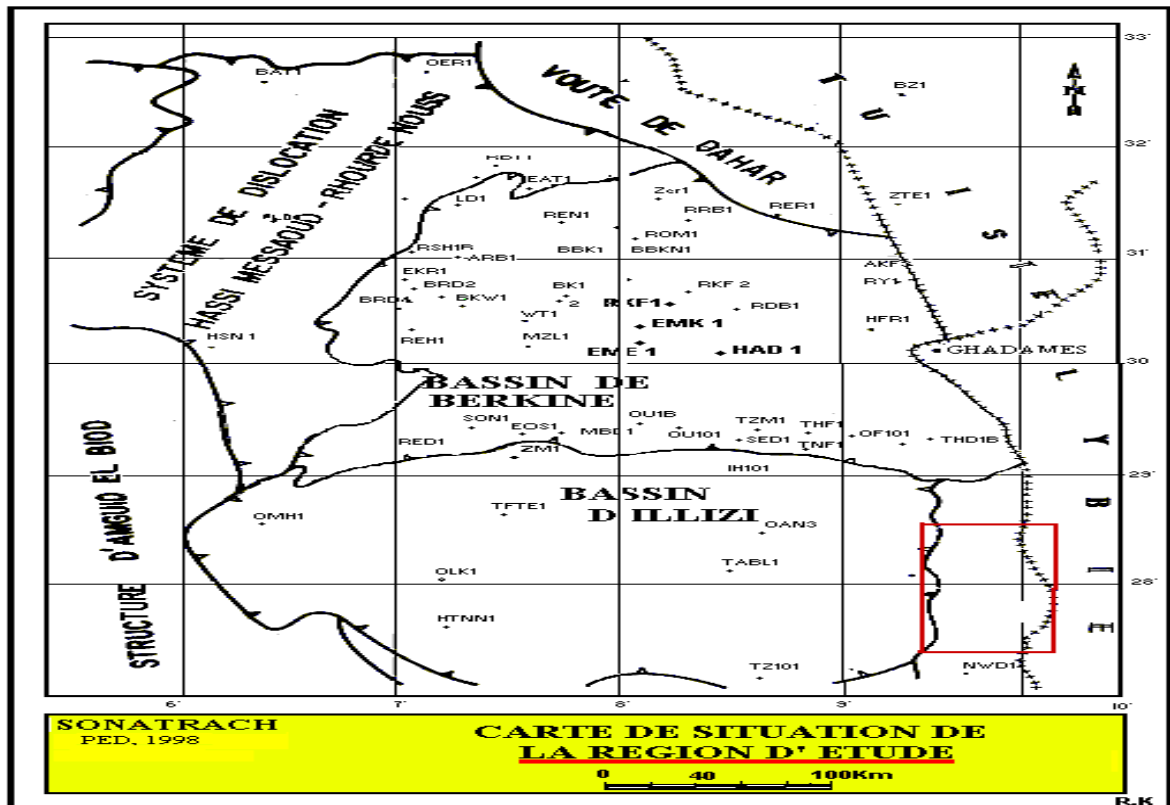


Figure I.3 : Carte de situation de la région d'étude.

II.2. Le réservoir Cambro-ordovicien du champ d'Ouan Taredert :

Du haut vers le bas le réservoir Cambro-ordovicien comprend les unités suivantes :

Unité IV : d'origine glaciaire ; elle est composée des unités suivantes :

- **Unité IV-3** : appelée dalle terminale, elle est représentée par de grès fins quartzitiques très compacts de porosité faible et imperméable.
- **Unité IV-2** : appelée série tuffoïde, elle est représentée par un ensemble des grès fins à très fins, noirs, silico-argileux à graviers de quartz blanc laiteux, compacts et imperméables et des argiles noires à graviers de quartz.
- **Unité IV-1** : appelée grès d'Ouan Taredert, elle est représentée par des grès clairs, beiges, siliceux, à tendance quartzitiques, à stratifications obliques, peu poreux et parfois perméable.

Cette unité IV repose en discordance de ravinement glaciaire sur l'unité II

Unité II : elle est composée de grès massifs blanchâtres alginiques moyens à grossier avec des lits conglomératiques à granoclassements et stratifications entrecroisées avec une porosité variable mais souvent faible, de rares et fines passées de grès fins quartzitiques gris verdâtres et d'argiles vertes. [1]

II.3. Etat d'exploitation :

- Parmi les 8 puits forés dans la structure du champ d'Ouan Taredert ; ayant traversé le réservoir Cambroordovicien 4 seulement ont produit de l'huile à savoir les ; TRT1, 4, 5 et 7.
- Le drainage est assuré par l'aquifère, du *gas-cap* et de la faible influence de l'expansion du gaz dissous.
- Le gisement d'Ouan Taredert a été mis en exploitation en Octobre 1964, lors de sa fermeture 1980, sa production cumulée était de 312195 m³.
- Le puits TRT5 a été fermé en 1965 pour GOR élevé.
- Les deux puits TRT2 et TRT3 sont aquifère au niveau du Cambro-ordovicien et sont situés à la périphérie de la zone d'intérêt.
- Le puits TRT6 est un puits abandonné dans le Dévonien par bouchon de ciment.
- Les puits qui peuvent être concernés par des projets futurs sont : TRT1, TRT4, TRT5, TRT7 et TRT8 (puits producteurs d'huile dans le Cambro-ordovicien). [2]

Les coordonnées géographiques des puits sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau I.2 : Les coordonnées géographiques des puits.

Puits	X	Y
TRT1	560431.00	3045087.00
TRT2	561550.00	3046170.00
TRT3	557809.00	3048613.00
TRT4	558806.00	3046432.00
TRT5	560849.00	3043888.00
TRT6	563262.00	3044116.00
TRT7	560068.00	3046316.00
TRT8	560399.88	3046100.00

II.4. Périmètre d'exploitation :

Le périmètre d'exploitation du gisement Cambro-Ordovicien du champ d'Ouan Taredert est défini par les points 1 à 12, Les coordonnées et la délimitation de ce périmètre d'exploitation sont présentées dans le tableau (Tableau I.3)

La superficie engendrée par ce périmètre d'exploitation est d'environ 85.07 km².

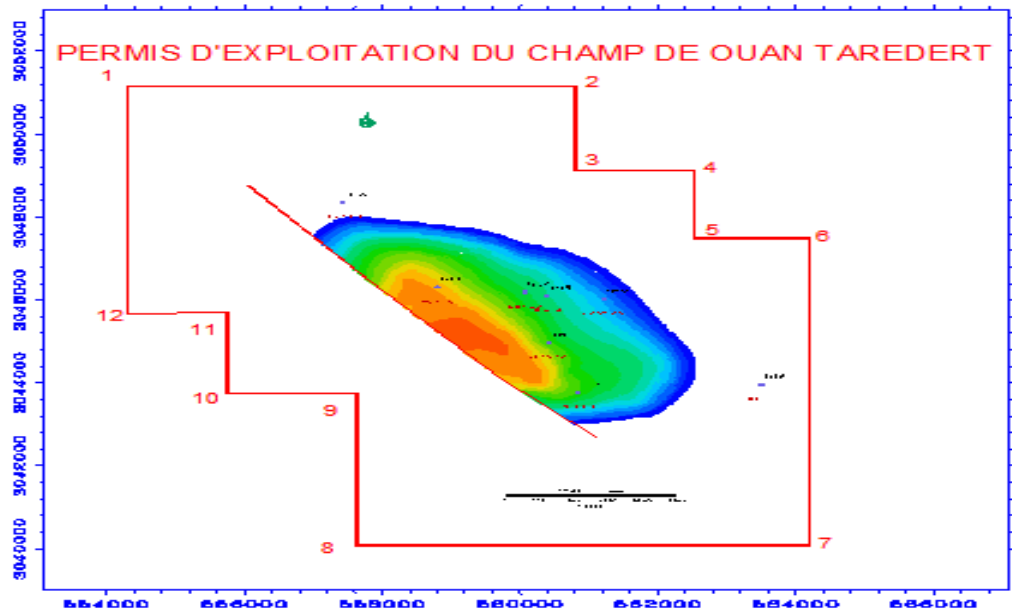


Figure I.4 : Périmètre d’exploitation du champ Ouan Tardert.

La zone du périmètre d’exploitation est délimitée par les méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par des parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur. [2]

Les coordonnées du périmètre d’exploitation sont :

Tableau I.3 : Coordonnées du Périmètre d’Exploitation.

Point	GEOGRAPHIQUES		COORDONNEES (UTM)	
	Longitude	Latitude	X	Y
1	9°33'00''	27°35'00''	55 43 00	30 51 130
2	9°37'00''	27°35'00''	56 08 70	30 51 130
3	9°37'00''	27°34'00''	56 08 70	30 49 310
4	9°38'00''	27°34'00''	56 25 25	30 49 310
5	9°38'00''	27°33'00''	56 25 25	30 47 470
6	9°39'00''	27°33'00''	56 42 00	30 47 470
7	9°39'00''	27°29'00''	56 42 00	30 40 080
8	9°35'00''	27°29'00''	55 76 20	30 40 080
9	9°35'00''	27°31'00''	55 76 20	30 43 750
10	9°34'00''	27°31'00''	55 59 60	30 43 750
11	9°34'00''	27°32'00''	55 59 60	30 45 780
12	9°33'00''	27°32'00''	55 43 00	30 45 780

II.5. Stratigraphie du champ Ouan-Taredert^[1] :

- La couverture sédimentaire est d'environ 1725 m.
- Le Carbonifère est composé de 900 m de grés et grés argilo-gréseux alternés par des couches d'argiles, qui forment les principaux réservoirs D2, D4 et D6.
- Le Dévonien est composé de complexes gréseux et gréseux-argileux d'environ 250 m, qui forment les principaux réservoirs F2 et F4.
- Le Cambro-Ordovicien d'une épaisseur de 225 m est formé d'un ensemble argilo-gréseux.

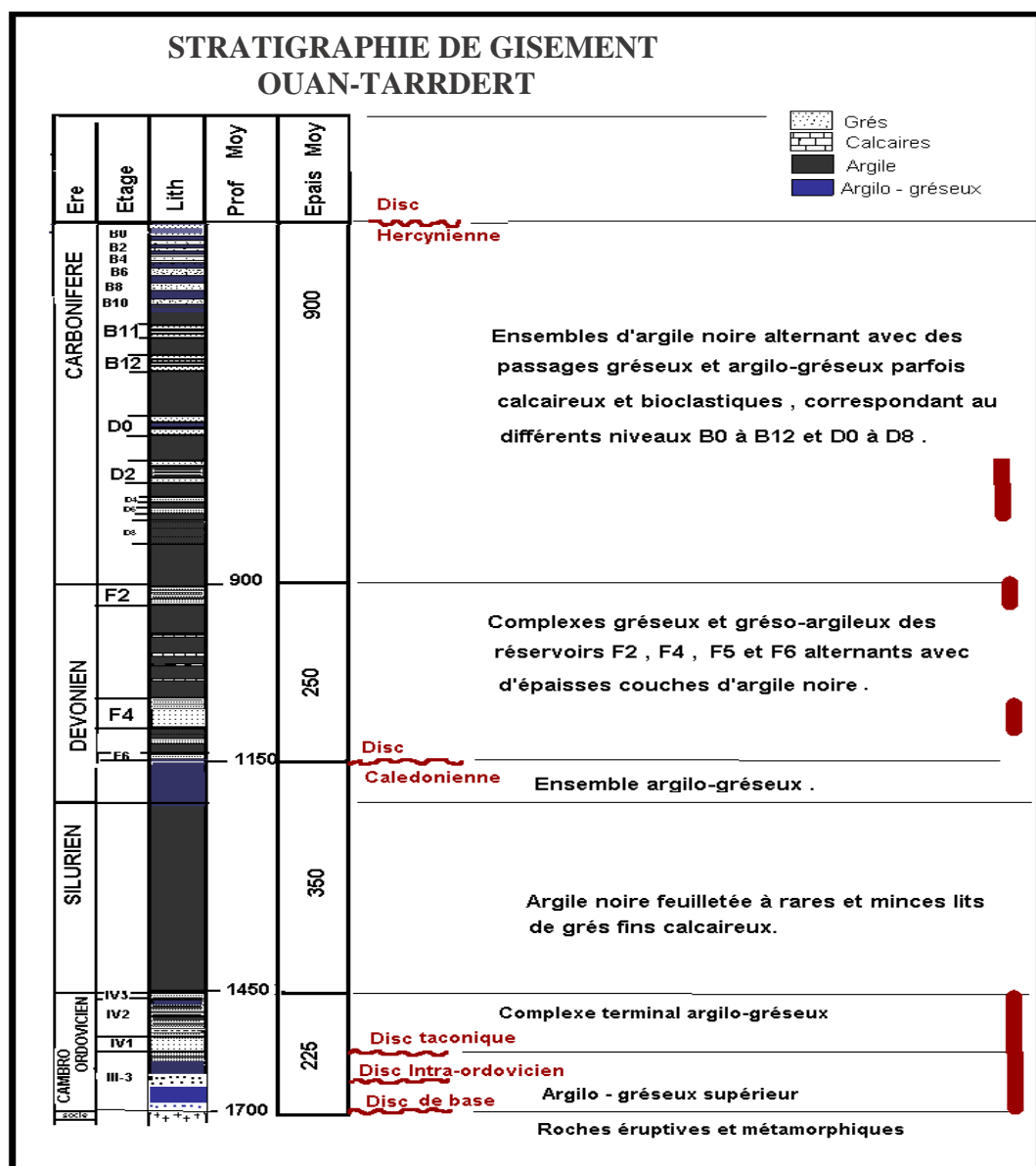


Figure I.5 : Colonne stratigraphique de gisement Ouan-Taredert.

Chapitre



II

Etude des propriétés pétro physiques du réservoir

Introduction :

La pétro physique est l'étude des caractéristiques physiques des roches. Pour qu'une roche puisse constituer un réservoir, il faut :

- Qu'elle ait une certaine capacité de stockage, cette propriété est caractérisée par la porosité.
- Que les fluides puissent y circuler, cette propriété est caractérisée par la perméabilité.
- Qu'elle contienne une quantité suffisante d'hydrocarbures, avec une concentration suffisante.

Le volume imprégné intervient ici, ainsi que les saturations.

La détermination des caractéristiques pétro physiques est la première étape avant toute étude applicable dans le domaine de l'exploitation des réservoirs, elle nous donne des informations plus détaillées sur l'image réelle du réservoir, la capacité d'écoulement, la capacité de stockage et les types des fluides.

Les méthodes utilisées pour caractériser les roches réservoirs sont essentiellement les mesures sur **carottes** et **les diagraphies** :

I. Interprétation quantitative des paramètres du réservoir :

I.1. La porosité :

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par les éléments solides ($\phi = VP/VT$). Or les roches poreuses contiennent toujours de l'eau suivant d'une part la porosité, d'autre part le pourcentage d'eau dans les pores (saturations), c'est pourquoi la mesure de la résistivité d'une roche est une donnée de base de toute l'évaluation des réservoirs. [3]

Est définie par :
$$\phi = \frac{V_{poreux}}{V_{roche}} \cdot 100 \% \dots\dots\dots (II.1)$$

I.1.1. Classification des porosités :

Les porosités peuvent être classées du point de vue genèse en deux types :

- **Inter granulaire** : inter cristalline qui constituent la porosité primaire qui dépend de la forme, taille, classement des grains.
- **La porosité vacuolaire** : acquise par dissolution et porosité de fissure, de fracture acquise mécaniquement constituent la porosité secondaire.

Elle peut être aussi classée du point de vue production en :

- **Porosité effective** : dite pour des roches investies par des pores interconnectés entre eux et avec l'extérieur.
- **Porosité résiduelle** : dite pour des roches investies par des pores non connectés.

- **Porosité totale** : représentant la somme des porosités effective et résiduelle. [3]

1.1.2. Détermination de la porosité

a) Par le carottage (méthodes directes) :

Les méthodes de mesure de la porosité sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions, parmi ces méthodes on cite celle utilisée à (CRD). La méthode consiste à mesurer le volume solide à l'aide d'un porosimètre à immersion dans le mercure de type CORELAB.

- Le volume de la phase solide (V_s) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède dans le xylène après saturation des échantillons par ce liquide.
- Le volume total est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon en calculant le poids spécifique de la phase solide : [3]

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_T - V_s}{V_T} = 1 - \frac{V_s}{V_T} \dots \dots \dots (II.2)$$

b) Par la diagraphie (méthodes indirectes) :

On détermine la porosité à partir des logs suivants : [4]

- **Condensated Neutron log « CNL »** : La valeur de la porosité est directement lue sur le log neutron. Dans l'intervalle où l'argilosité est importante la valeur de la porosité est corrigée par la formule suivante :

$$\emptyset_{nc} = \emptyset_n - (\emptyset_{nsh} - V_{sh}) \dots \dots \dots (II.3)$$

- **Formation densité Condensated « FDC »** :

La porosité est donnée par :

$$\emptyset_d = \frac{\rho_{mat} - \rho_{lue}}{\rho_{mat} - \rho_f} \dots \dots \dots (II.4)$$

Dans les formations argileuses il faut corriger cette valeur comme suit :

$$\emptyset_{dc} = \left[\frac{\rho_{mat} - \rho_{lue}}{\rho_{mat} - \rho_f} \right] - \left[\frac{\rho_{mat} - \rho_{lue}}{\rho_{mat} - \rho_f} \right] \cdot \rho_{sh} \dots \dots \dots (II.5)$$

- **Bore hole Condensated « BHC »** :

La porosité est donnée par :

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{ff} - \Delta t_{mat}} \dots \dots \dots (II.6)$$

La porosité effective :

$$\phi_{eff} = \frac{2.\phi_{nc} + 7.\phi_{dc}}{9} \dots\dots\dots (II.7)$$

I.2. La perméabilité :

La perméabilité d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle peut être chiffrée grâce à la loi de Darcy.

I.2.1. Les Différents types de perméabilités :

- **Perméabilité absolue** : elle est propre à un seul fluide présent dans la roche (c'est la perméabilité monophasique).
- **Perméabilité effective** : est la capacité d'une roche à laisser s'écouler un fluide en présence d'un autre fluide.
- **Perméabilité relative** : est le rapport de la perméabilité effective par la perméabilité absolue de même fluide. [3]

I.2.2. Mesure de la perméabilité :

a) Méthodes directes (le carottage) :

La mesure de la perméabilité est réalisée par un dispositif basé sur la loi de Darcy. On injecte du gaz traversant le plug lavé, le gaz sortant de l'échantillon fera monter le niveau d'eau dans un tube gradué. On tire la perméabilité à partir de la formule suivante :

$$K = \frac{Q.L.H_w \Delta P}{A D} \dots\dots\dots (II.8)$$

b) Méthodes indirectes (la diagraphie) :

A partir du gradient de la résistivité, la perméabilité est donnée par la formule suivante :

$$K = C \left[\frac{\Delta R}{\Delta D} \frac{1}{R_o} \frac{2.3}{\rho_w - \rho_o} \right] \dots\dots\dots (II.9)$$

Actuellement ; il existe des outils qui contribuent à mesurer la perméabilité au fond du puits tels que **CMR** et **EMRIL**. [5]

I.3. La saturation :

On appelle saturation en fluides d'une formation le rapport de volume occupé par ce fluide au volume total des pores : qui sera a priori un des objectifs lors de l'évaluation des réservoirs.

Les saturations en huile, eau et gaz sont respectivement :

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \cdot S_w = \frac{V_w}{V_p} \cdot S_g = \frac{V_g}{V_p} \dots\dots\dots (II.10)$$

Exprimés en pourcents.

Avec : $S_o + S_w + S_g = 100\%$

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou au moins une approche satisfaisante. [3]

1.3.1. Détermination de la saturation en eau :

a) Par le carottage (méthodes directes) :

Elle est pratiquement presque toujours impossible, même en prenant des précautions lors du carottage ; en effet, lors de la remontée de la carotte, il y a une chute de la pression et de température. Les fluides contenus se détendent, et leur répartition en surface n'est plus celle qu'ils avaient in situ.

Dans certains cas (boue de forage adaptée), on peut déterminer la saturation en eau irréductible sur des échantillons prélevés au cœur de la carotte. [3]

b) Par la diagraphie (méthodes indirectes) : [5]

La saturation en eau qui est le pourcentage d'eau dans les pores, est donnée par la loi d'Archie :

$$S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \dots\dots\dots (II.11)$$

Avec :

$$F = \frac{a}{\phi_{eff}^m} \dots\dots\dots (II.12)$$

Ce qui donne :

$$S_w = \sqrt{\frac{a \cdot R_w}{\phi_{eff}^m \cdot R_t}} \dots\dots\dots (II.13)$$

Sachant que :

a : Coefficient empirique égale à 0,62.

m : Facteur de cimentation égale à 2,15.

Donc la relation précédente devient :

$$S_w = \sqrt{\frac{0,62.R_w}{\phi_{eff}^{2,15}.R_t}} \dots\dots\dots (II.14)$$

I.4. Le pourcentage d'argile dans les bancs « V_{sh} » :

Le V_{sh} nous renseigne sur l'argilosité et la nature d'une formation gréseuse, c'est-à-dire sur l'intercalation des fines d'argile, et sur l'inclusion des nodules d'argiles dans la masse gréseuse.

I.4.1. Estimation du pourcentage d'argile dans les bancs :

On détermine Le pourcentage d'argile à partir des logs suivants :

- **Méthode du Gamma Ray :**

Le V_{sh} est donné par la formule suivante :
$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots (II.15)$$

- **Méthode de résistivité :**

Le V_{sh} est donné par la formule suivante :

$$V_{sh} = \sqrt{\frac{R_{cl}}{R_t}} \dots\dots\dots (II.16)$$

II. Caractéristiques des fluides du réservoir : [1]

Huile :

- Pression initiale = 152 kg/cm² @ 959 m /NM
- Facteur volumique initial (B_{oi})= 1,3325 m³ fond/m³ ST
- Viscosité à l'origine fond = 0,479 Cp
- Viscosité à l'origine surface = 4,97 Cp
- Densité de stockage = 42,3° API
- Rapport gaz-huile de dissolution initial (R_{si})= 87,9 m³ ST/m³ST

Gaz :

- Facteur volumique initial (B_{gi})=0,00761m³fond/m³ST (Z = 0,887).
- Viscosité à l'origine = 0,0167 Cp.

III. Détermination des caractéristiques pétro physiques du champ TRT :

L'opération de carottage est effectuée lors des forages des puits, un échantillon (plug), est prélevé tous les 25cm. Celui-ci est ensuite envoyé au laboratoire, où on mesure sa porosité, sa perméabilité, sa masse spécifique et sa saturation en eau. Ces dernières sont données sous forme de moyenne selon les formules suivantes pour chaque puits :

$$K_{moy} = \frac{\sum_i^n K_i h_i}{\sum_i^n h_i} \dots\dots\dots (II.17)$$

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_i^n \phi_i h_i}{\sum_i^n h_i} \dots\dots\dots (II.18)$$

$$S_{wmoy} = \frac{\sum_i^n S_{wi} \phi_i h_i}{\sum_i^n \phi_i h_i} \dots\dots\dots (II.19)$$

Avec :

i : Numéro de l'échantillon.

h_i : Hauteur utile du banc ***i***.

K_i : Perméabilité du banc ***i***

φ_i : Porosité du banc ***i***.

S_{wi} : Saturation en eau initiale du banc ***i***.

K_{moy} : Perméabilité moyenne du puits.

φ_{moy} : Porosité moyenne du puits.

S_{wmoy} : Saturation moyenne en eau du puits.

III.1. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT1 :

Tableau II.1 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT1.

TRT1	h_i (m)	ϕ_i (%)	K_i (Md)	$\phi_i \cdot h_i$	$K_i \cdot h_i$
Unité IV.1.2	1457,2	12,7	0	18506,44	0
	1457,5	4,3	0	6267,25	0
	1458	10	0	14580	0
	1458,25	10,8	0	15749,1	0
	1459,25	10,3	0	15030,275	0
	1460	7,8	0	11388	0
	1462,05	10	0	14620,5	0
	1462,25	4,1	0	5995,225	0
	1463,75	6,5	0	9514,375	0
Unité II	1464,05	5,8	0	8491,49	0
	1465	11	86	16115	125990
	1465,7	10,2	135	14950,14	197869,5
	1466	9,7	145	14220,2	212570
	1466,75	3,9	0	5720,325	0
	1467,05	2,4	0	3520,92	0
	1467,3	2,5	0	3668,25	0
	1480	5,1	6,5	7548	9620
	1480,5	6,1	1	9031,05	1480,5
	1480,75	9,2	215	13622,9	318361,25
	1512,2	11,4	0,65	17239,08	982,93
	1513,4	11,8	2	17858,12	3026,8
	1514,2	6,1	0,6	9236,62	908,52
	1515,2	10,1	3,1	15303,52	4697,12
1516,2	6	0,9	9097,2	1364,58	

D'après les données des tableaux et en utilisant les formules (II.17) et (II.18) on peut calculer les valeurs de porosité et de perméabilité moyenne comme suit :

✓ **Pour l'unité IV.1/2 :**

$$\phi_{moy} = \frac{111651,165}{13138,25}$$

$$\text{Donc : } \phi_{moy} = 8,50 \% \\ K_{moy} = 00 \text{ mD}$$

Pour l'unité II :

$$\phi_{moy} = \frac{393669,48}{49079,05}$$

$$\text{Donc : } \phi_{moy} = 8,02 \% \\ K_{moy} = 126,73 \text{ mD}$$

✓ **Pour le puits TRT1 :**

Après le calcul de la porosité et la perméabilité de chaque unité, on déduit que **la porosité et la perméabilité moyennes** du puits **TRT1** sont respectivement : **10%, 112,60 Md.**

III.2. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT2 :**Tableau II.2 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT2.**

TRT2	h_i (m)	ϕ_i (%)	K_i (Md)	$\phi_i \cdot h_i$	$K_i \cdot h_i$
Unité IV.1.2	1510,00	2,3	0	3473	0
	1510,50	2,1	0	3172,05	0
	1511,50	1,9	0	2871,85	0
	1512,00	1,7	0	2570,4	0
	1512,50	5,9	0	8923,75	0
	1513,00	6,6	0	9985,8	0
	1513,50	7,1	0	10745,85	0
	1569,50	4,8	0	7533,6	0
	1570,00	6,8	0	10676	0
	1570,50	9,9	4,5	15547,95	7067,25
	1571,00	6,5	0,5	10211,5	785,5
1571,50	4,7	0	7386,05	0	
Unité II	1588,00	3,6	0,5	5716,8	794
	1588,50	3,9	0	6195,15	0
	1589,00	4,8	0	7627,2	0
	1589,50	6,8	0	10808,6	0
	1590,00	8,4	0	13356	0
	1590,50	10,7	0	17018,35	0

Donc Pour le puits TRT2 :

La porosité et la perméabilité moyennes sont respectivement : **06%, 1,61 Md**

III.3. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT3 :

Tableau II.3 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT3.

TRT3	h_i (m)	ϕ_i (%)	K_i (Md)	$\phi_i \cdot h_i$	$K_i \cdot h_i$
Unité IV.1.2	1472,5	5,5	0,9	8098,75	1325,25
	1473,5	1,4	0	2062,9	0
	1529	13,5	2,9	20641,5	4434,1
	1530	12,6	4,8	19278	7344
	1531	2,8	0,7	4286,8	1071,7
	1532	4,4	0,8	6740,8	1225,6
	1533	12,1	4,9	18549,3	7511,7
	1534	11,9	4,2	18254,6	6442,8
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	1555	12,9	1,5	20059,5	2332,5
	1556	7,9	0,9	12292,4	1400,4
	1557	5	2,8	7785	4359,6
	1558	10,7	2,8	16670,6	4362,4
	1559	11,9	2,8	18552,1	4365,2
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Unité II	1688	5,3	1,4	8946,4	2363,2
	1689	6,7	1,4	11316,3	2364,6
	1766	6,8	1,7	12008,8	3002,2
	1767	9,4	6,5	16609,8	11485,5
	1768	10,9	1,8	19271,2	3182,4

Donc pour le puits TRT3 :

La porosité et la perméabilité moyennes sont respectivement : **08%, 3.59 Md**

III.4. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT4 :

Tableau II.4 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT4.

TRT4	h_i (m)	ϕ_i (%)	K_i (Md)	$\phi_i \cdot h_i$	$K_i \cdot h_i$
Unité IV.3	1327	4	0	5308	0
	1328	5,3	0	7038,4	0
	1329	5,1	0	6777,9	0
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	1361	7	0	9527	0
	1362	10	1	13620	1362
	1363	4,9	0	6678,7	0
Unité IV.1.2	1364	6	0	8184	0
	1365	3,8	1	5187	1365
	1366	5,4	1	7376,4	1366
	1511	3,2	0	4835,2	0
	1512	10,3	0	15573,6	0
	1513	4,7	0	7111,1	0
	1514	5,6	0	8478,4	0
Unité II	1518	9,9	1	15028,2	1518
	1519	4,3	1	6531,7	1519
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	1557	12,1	0	18839,7	0
	1559	11,1	16	17304,9	24944
	1560	9,7	5	15132	7800
	1561	4,9	5	7648,9	7805

✓ **Pour l'unité IV.3 :**

$$\phi_{moy} = 7,08 \%$$

$$K_{moy} = 0,91 \text{ mD}$$

✓ **Pour l'unité IV.2/1 :**

$$\phi_{moy} = 4,86 \%$$

$$K_{moy} = 34,54 \text{ mD}$$

✓ **Pour l'unité II :**

$$\phi_{moy} = 7,47 \%$$

$$K_{moy} = 137,61 \text{ mD}$$

- ✓ **Pour le puits TRT4 :** après le calcul de la porosité et la perméabilité de chaque unité, on déduit que **la porosité et la perméabilité moyennes** du puits TRT4 sont respectivement : **08%, 50,58 Md.**

III.5. Détermination des caractéristiques pétro physiques du puits TRT7 :**Tableau II.5 : Les caractéristiques pétro physiques du puits TRT7.**

TRT7	h_i (m)	ϕ_i (%)	K_i (Md)	$\phi_i \cdot h_i$	$K_i \cdot h_i$
Unité IV.2.1	1496	6,1	0,01	9125,6	14,96
	1501,5	7,4	0,01	11111,1	15,015
	1510,3	10,6	44	16009,18	66453,2
	1514	8,4	138	12717,6	208932
	1519	12,9	290	19595,1	440510
Unité II	1528	6	0,09	9168	137,52
	1538,5	9,2	90	14154,2	138465
	1549,4	12,4	0,4	19212,56	619,76
	1557,9	8,4	0,14	13086,36	218,106

✓ **Pour l'unité IV.2.1 :**

$$\phi_{moy} = 9,09 \%$$

$$K_{moy} = 94,94 \text{ mD}$$

✓ **Pour l'unité II :**

$$\phi_{moy} = 9,00 \%$$

$$K_{moy} = 22,60 \text{ mD}$$

- ✓ **Pour le puits TRT7 :** après le calcul de la porosité et la perméabilité de chaque unité, on déduit que **la porosité et la perméabilité moyennes** du puits TRT7 sont respectivement : **09%, 50,04 Md.**

Les résultats de calcul pour chaque puits sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau II.6 : Les caractéristiques pétro physiques du champ TRT.

Puits	ϕ_i (%)	K_i (Md)	H_u (m)	$K_i \cdot H_{ui}$	$\phi_i \cdot H_{ui}$
TRT1	10	112,60	50	5630	500
TRT2	06	1,61	00	00	0
TRT3	08	3,59	00	00	0
TRT4	8	50,58	80	4046,4	640
TRT5	07	1,2	43	51,6	301
TRT6	Abandonné dans le dévonien par un bouchon de ciment donc il n'existe pas des valeurs de mesure				
TRT7	09	54,04	30	1621,2	270
TRT8	08	1,81	15	27,15	120

Les paramètres moyens du réservoir cambro-ordovicien :

La porosité et la perméabilité moyennes du réservoir cambro-ordovicien sont respectivement : 08.4 %, 52,18 Md.

IV. Les différentes cartes du réservoir Cambro-Ordovicien par surfer :

Pour établir les différentes cartes du réservoir en utilisant logiciel *SURFER*, Ce dernier permet la création de plusieurs types de graphiques. Il convertit rapidement les données en cartes et surfaces, il permet de contrôler toutes les options graphiques.

Tableau II.7: Les données des différents puits.

•Well	X	Y	Z _T	Profondeur	Toit	Mur	H _T	H _U	H _T /H _U	ϕ_i	S _w	V _{sh}
TRT01	560 431	3 045 087	504,50	-959,00	1 463,50	1 515,32	51,820	28,800	0,556	0,063	0,622	0,122
TRT02	561 550	3 046 170	526,50	-1 063,95	1 590,45	1 639,83	49,380	1,680	0,034	0,051	1,000	0,165
TRT04	558 806	3 046 432	551,50	-963,82	1 515,32	1 566,37	51,050	12,340	0,242	0,063	0,838	0,117
TRT05	560 849	3 043 888	546,50	-958,54	1 505,04	1 554,88	49,840	20,270	0,407	0,068	0,535	0,088
TRT07	560 068	3 046 316	543,50	-925,21	1 468,71	1 522,96	54,250	6,710	0,124	0,053	0,691	0,161
TRT08	560 399	3 046 100	529,75	-983,91	1 513,66	1 557,55	43,890	23,160	0,528	0,068	0,562	0,283
TRT09	559 869	3 045 776	544,00	-953,00	1 497,00	1 537,00	40,000	15,000	0,375	0,060	0,250	0,090
TRT10	559 550	3 046 849	549,00	-989,00	1 538,00	1 583,00	45,000	14,000	0,311	0,070	0,300	0,060

Le tableau suivant résumé les données qui nous utilisons pour la création des cartes à l'aide de logiciel *SURFER*.

IV.1. : La carte en isobathe au toit du réservoir Cambro-Ordovicien :

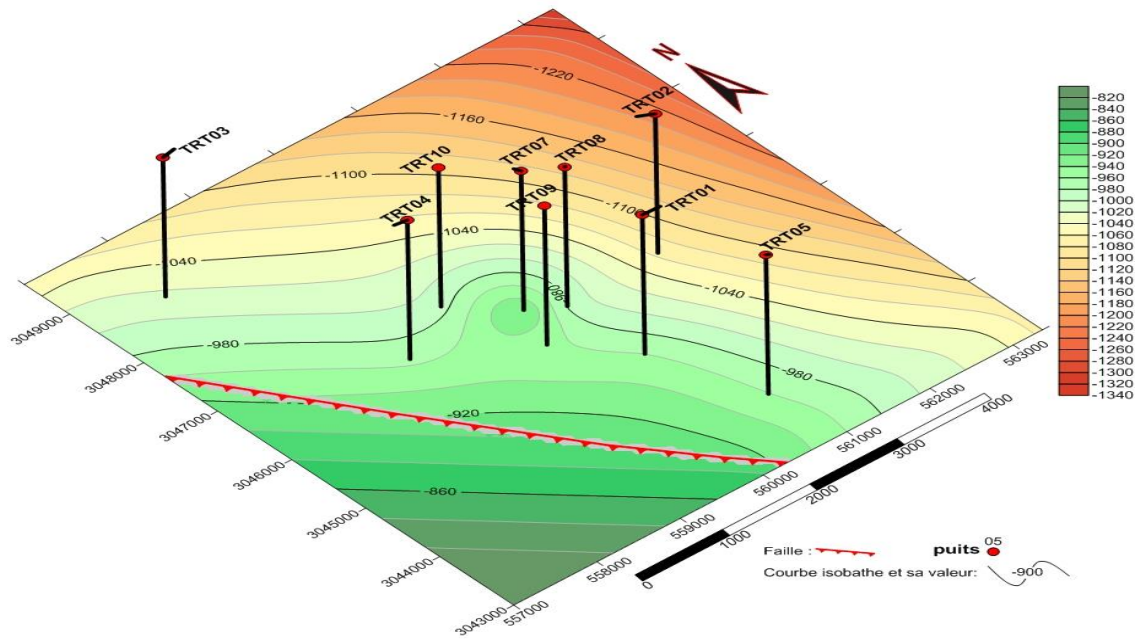


Figure II.1 : La carte en isobathe au toit du réservoir Cambro-Ordovicien.

IV.2. : La carte en iso porosité du réservoir Cambro-Ordovicien :

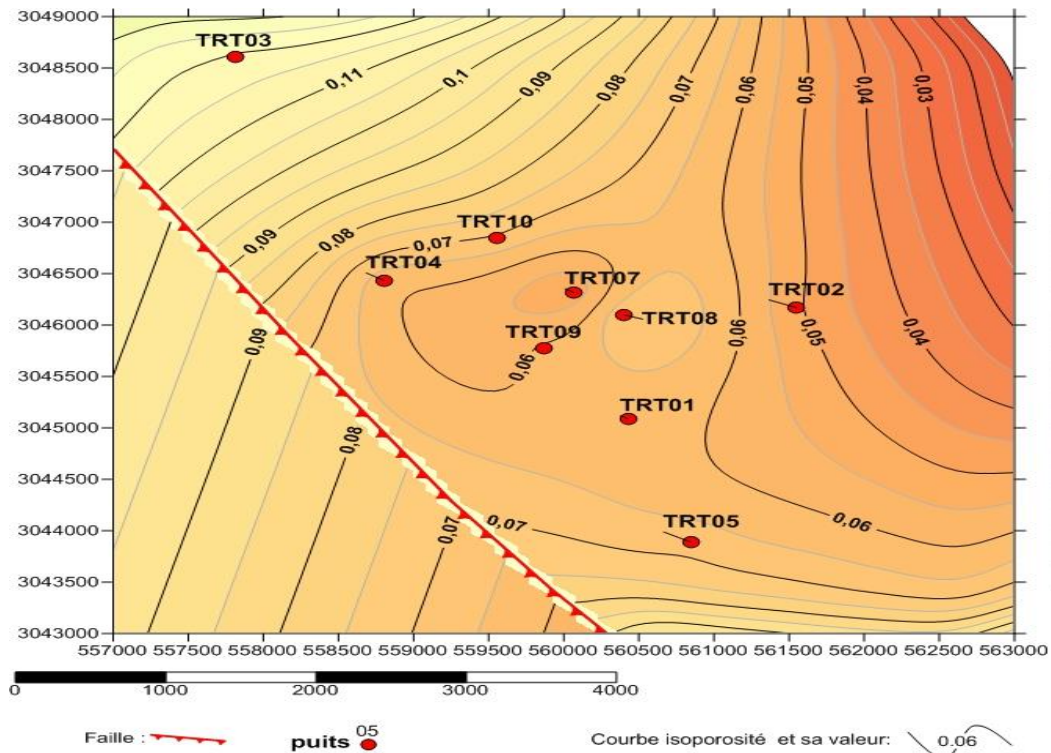


Figure II.2 : La carte en iso porosité du réservoir Cambro-Ordovicien.

IV.3. : La carte de la hauteur utile du réservoir Cambro-Ordovicien :

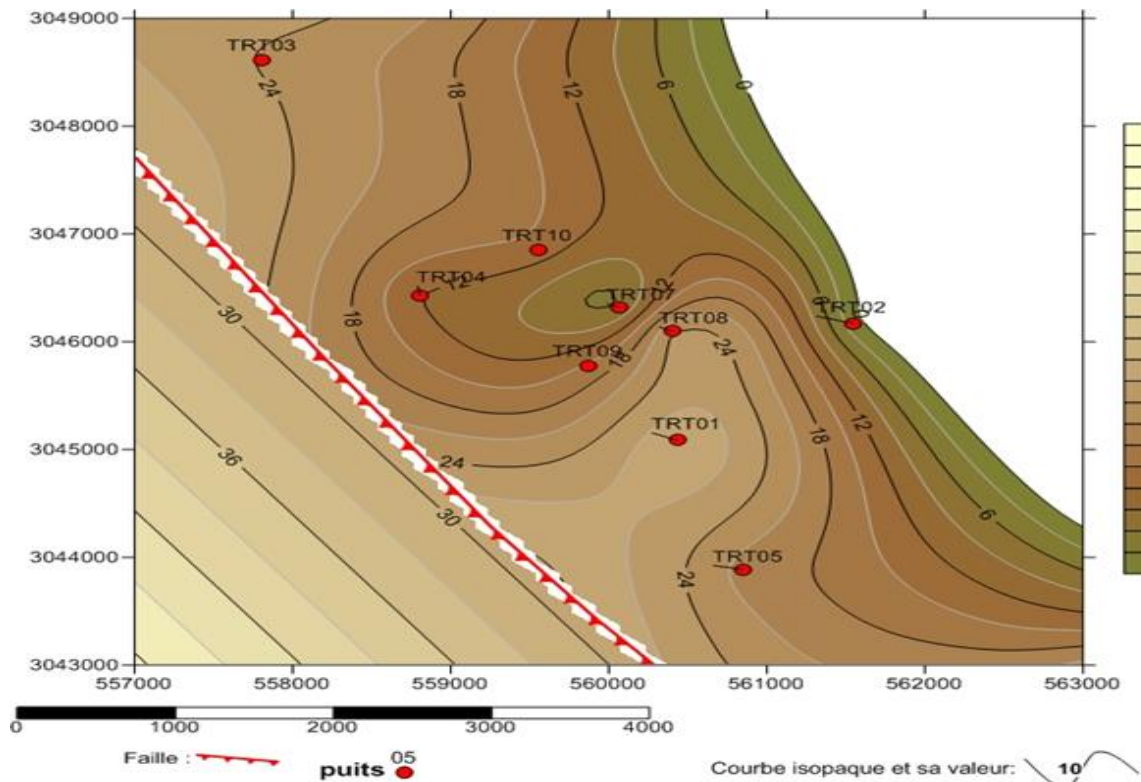


Figure II.3 : La carte de la hauteur utile du réservoir Cambro-Ordovicien.

IV.4. : La carte volume d'argile du réservoir Cambro-Ordovicien :

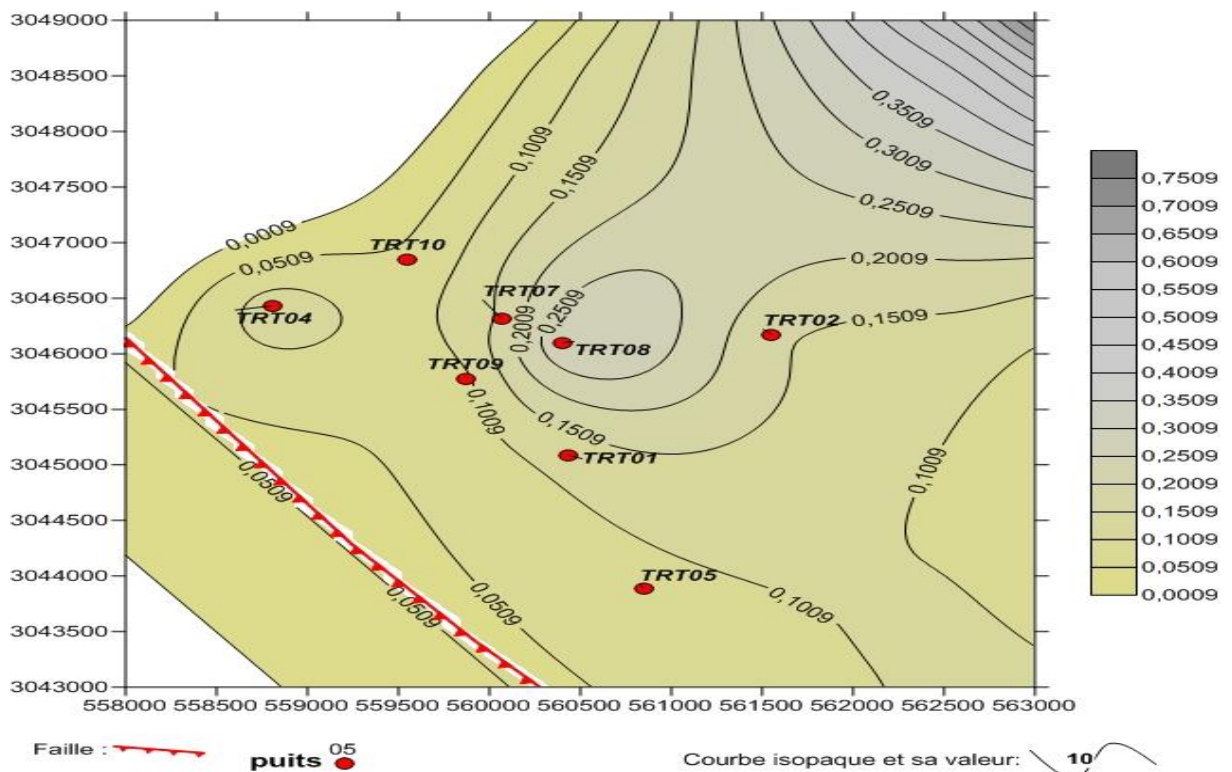


Figure II.4 : La carte volume d'argile du réservoir Cambro-Ordovicien.

IV.5. : La carte en 3D au toit du réservoir Cambro-Ordovicien :

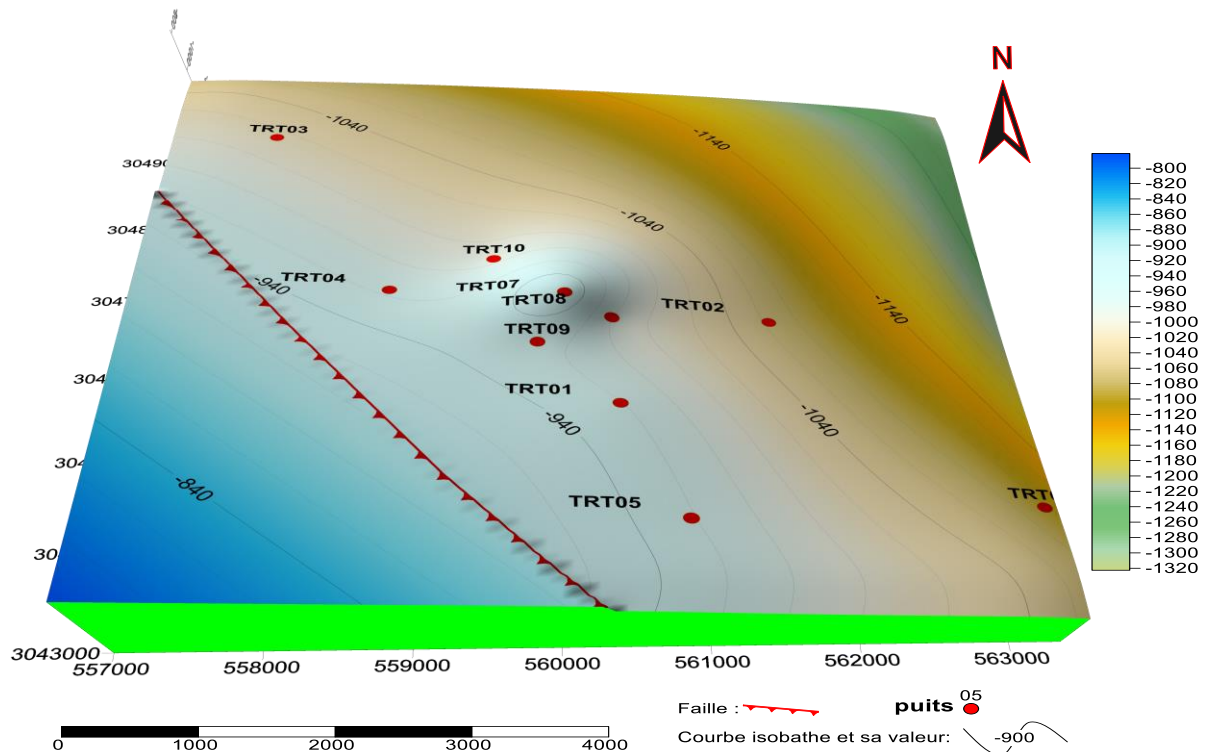


Figure II.5 : La carte en 3D au toit du réservoir Cambro-Ordovicien.

V. Interprétation des résultats :


- ❖ Les puits TRT1, 4 et 7 admettent une perméabilité moyenne, c'est pour ça ces puits peuvent être concernés par des projets futurs, par contre, les autres puits ont une perméabilité faible.
- ❖ L'unité IV.3 est très compacte de faible porosité et imperméable cela implique que ce niveau est un mauvais réservoir.
- ❖ L'unité IV.2.1 peu poreux et parfois perméable.
- ❖ L'unité II admet une porosité faible et une perméabilité médiocre.

Selon les calculs on peut conclure que :

D'après les résultats de calcul de porosité et perméabilité moyen de chaque puits, on peut observer la différence entre les puits qui est en service à l'état actuel TRT1.4 et 7 en comparant avec les autres puits fermés.

La création des cartes géologique c'est une étape très importante avant tout exploitation d'un champ pétrolier. Ces cartes donnent une vision au positionnement des puits et l'estimation des paramètres petro physique.

Chapitre



III

Estimation des réserves d'hydrocarbures

Introduction :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place et le régime de drainage dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment en fonction directe des quantités d'huile ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir à savoir la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées au laboratoire.

I. Estimation des réserves en place :

Il existe deux méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- Méthode volumétrique.
- Méthode du bilan matière.

I.1. La méthode volumétrique :

La méthode volumétrique sert à déterminer la quantité de pétrole en place à l'aide de la taille du réservoir ainsi que les propriétés physiques des roches et des fluides.

Le principe consiste à déterminer les réserves en place c'est-à-dire le volume des pores remplis d'hydrocarbures par la formule suivante : [3]

Le volume des hydrocarbures en place dans les conditions de fond :

$$V_{\text{réserves en place}}^{\text{conditions fond}} = V_R \times \frac{\text{hauteur utile}}{\text{hauteur totale}} \times \emptyset \times S_{HC} \dots \dots \dots (III.1)$$

Le volume des hydrocarbures en place dans les conditions de surface :

$$V_{\text{réserves en place}}^{\text{conditions surface}} = V_R \times \frac{\text{hauteur utile}}{\text{hauteur totale}} \times \emptyset \times S_{HC} \times \frac{1}{B_{HC}} \dots \dots \dots (III.2)$$

I.2. La méthode du bilan matière : [6]

L'équation de bilan matière « MBE » a été reconnue comme l'un des outils de base d'ingénieurs de réservoir pour l'interprétation et la prévision de la performance des réservoirs. Le MBE lorsqu'il est correctement appliqué, peut être utilisé pour :

- ❖ Estimer les volumes d'hydrocarbures initiaux en place.
- ❖ Prévoir la récupération des hydrocarbures ultime sous différents types des régimes de drainage.
- ❖ Prévoir le rendement du réservoir.

Le concept de l'équation de bilan matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Dans une forme la plus simple, l'équation peut être écrite sur une base volumétrique :

Volume initial = volume reste + le volume retiré

On introduit le rapport : $m = \frac{\text{volume du gas-cap}}{\text{volume de l'huile}}$ (conditions fond).

Le volume d'huile étant : NB_{oi} on écrit que le volume du *gas-cap* dans les conditions de gisement est

$$GB_{gi} = mNB_{oi} \dots \dots \dots (III.3)$$

Le *gas-cap* contient donc une quantité de gaz (exprimé en conditions standard) :

$$G = mN \frac{B_{oi}}{B_{gi}} \dots \dots \dots (III.4)$$

A la pression P , ce gaz occupe un volume égal à : $(mN \frac{B_{oi}}{B_{gi}})B_g$ en condition de fond.

Le volume total des hydrocarbures est donné par :

$$\text{Volume initial d'huile} + \text{Volume initial de gas-cap} = V_p(1 - S_{wi})$$

Donc :

$$V_p = \frac{(1+m)NB_{oi}}{(1-S_{wi})} \dots \dots \dots (III.5)$$

En supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures, l'équation de bilan matière « MBE » peut-être dérivée pour tenir compte de tous les changements volumétriques qui se produisent pendant la vie productive naturelle du réservoir (**sans injection**).

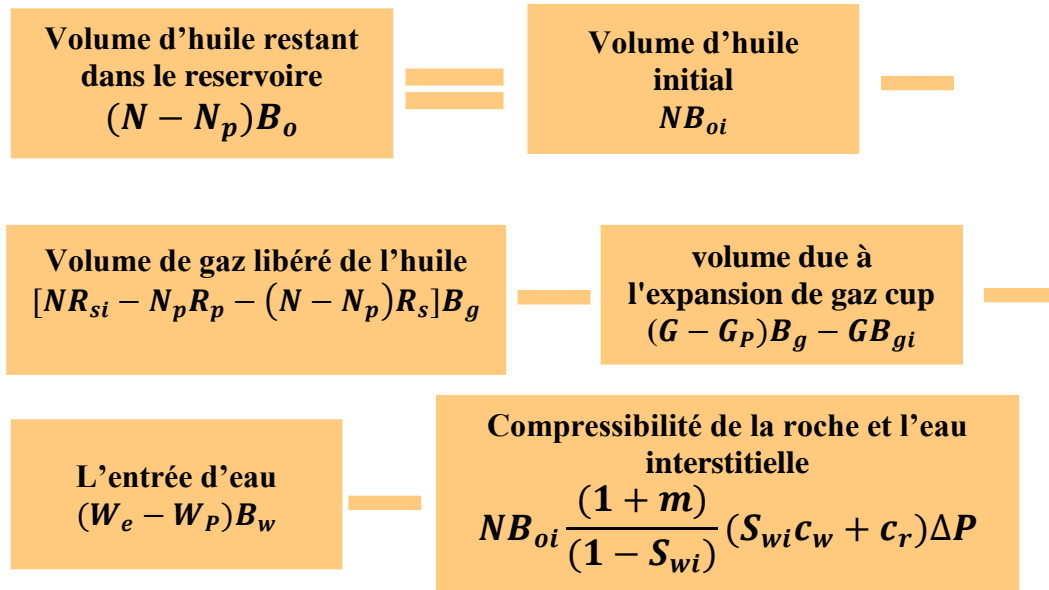


Figure III.1 : Eléments de l'équation du bilan matière.

Le MBE peut être écrit dans une forme généralisée comme suit : [6]

$$\begin{aligned}
 & \text{Volume des pores occupé par l'huile initialement en place à } P_i = NB_{oi} \\
 & \quad + \\
 & \text{Volume des pores occupé par le gaz de } gas\text{-}cap \text{ à } P_i = mNB_{oi} \\
 & \quad = \\
 & \text{Volume des pores occupé par l'huile restée} = (N - N_p)B_o \\
 & \quad + \\
 & \text{Volume des pores occupé par le gaz de } gas\text{-}cap \text{ à } P
 \end{aligned}$$

Quand la pression du réservoir P_i diminue à une pression P , on aura une expansion de *gas-cap* et l'occupation d'un large volume, le nouveau volume de *gas-cap* à la pression P est donné par :

$$mN \left(\frac{B_{oi}}{B_{gi}} \right) B_g$$

+

Volume des pores occupé par l'expansion de gaz dissout à P

Volume initial de gaz dissout – volume de gaz produit G_p – volume de gaz resté en solution.

$$[NR_{si} - G_p - (N - N_p)R_s]B_g = [NR_{si} - N_pR_p - (N - N_p)R_s]B_g$$

+

Volume des pores occupé par l'entrée d'eau à $P = (W_e - W_p)B_w$

+

Changement de volume des pores dû à la compressibilité de la roche et la compressibilité de l'eau

Il est nécessaire d'introduire la notion de compressibilité :

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right) \dots \dots \dots (III.6)$$

Ce qui permet de tenir compte des compressibilités de la roche c_r et de l'eau interstitielle c_w
 Pour une chute de pression égale à ΔP :

- Le volume des pores V_p se contracte de $V_p c_r \Delta P$
- Le volume d'eau $V_p S_{wi}$ s'accroît de $V_p S_{wi} c_w \Delta P$

Et comme $V_p = NB_{oi} \frac{(1+m)}{(1-S_{wi})}$ alors :

L'expansion de volume de la roche à $P = NB_{oi} \frac{(1+m)}{(1-S_{wi})} c_r \Delta P$

L'expansion de volume d'eau à $P = NB_{oi} \frac{(1+m)}{(1-S_{wi})} S_{wi} c_w \Delta P$

Donc le changement total de volume des pores = $NB_{oi} \frac{(1+m)}{(1-S_{wi})} (S_{wi} c_w + c_r) \Delta P$

La combinaison des équations donne

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w)}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1+m) \left[\frac{S_{wi} c_w + c_r}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \dots \dots \dots (III.7)$$

La relation ci-dessus représente l'équation de bilan matière (MBE). Une forme plus commode de la MBE peut être déterminée par l'introduction du concept du facteur de volume total de la formation (en deux phases) B_t dans l'équation. Cette propriété PVT de l'huile est définie comme :

$$B_t = B_o + (R_{si} + R_s) B_g$$

En introduisant B_t dans l'équation et après simplification on a :

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - (W_e - W_p B_w)}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1+m) \left[\frac{S_{wi} c_w + c_r}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \dots \dots \dots (III.8)$$

Dans un réservoir où l'ensemble des mécanismes de drainage sont simultanément présents, il est pratiquement important de déterminer l'amplitude relative de chacun des mécanismes de drainage et sa participation à la production. [6]

L'arrangement de l'équation au-dessus donne :

$$\frac{N(B_t - B_{oi})}{A} + \frac{m N B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right]}{A} + \frac{(W_e - W_p B_w)}{A} + \frac{N B_{oi} (1+m) \left[\frac{S_{wi} c_w + c_r}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P}{A} = 1 \dots \dots \dots (III.9)$$

Et le paramètre A est défini par :

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

L'équation peut être abrégée et exprimée comme suite :

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1 \dots\dots\dots(III.10)$$

- **DDI** : L'indice de l'expansion des gaz dissous.
- **SDI** : L'indice de "gas-cap drive".
- **WDI** : L'indice de "water drive".
- **EDI** : L'indice de l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle.

II. Les régimes de drainage :

Ce sont les mécanismes qui permettent la production. Nous allons les énumérer rapidement :

II.1. L'expansion des gaz dissous :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle, Par la production, cette pression chute, ce qui fait que le gaz dissous dans l'huile, est dégagé. Ainsi, si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec lui le déplacement de l'huile, d'où l'augmentation de GOR de production. [3]

II.2. Gas cap drive :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un *gas cap* et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle. Avec la chute de pression dans la zone à huile due à la production, le gas cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gas cap drive. [3]

II.3. Water drive :

Dans un réservoir où l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet la récupération de l'huile, est assuré par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec la production le (WOR) remonte. [3]

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

- **D'un aquifère dont le volume est très large par rapport à l'huile :**
(Dix fois plus large ou plus), dans ce cas la chute de pression est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.
- **D'un aquifère qui est relié à la surface :**
Ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface. [3]

II.4. Drive Expansion :

Pour les réservoirs de pétrole sous-saturé sans water drive, la principale source d'énergie est le résultat de l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle. Lorsque tous les trois autres mécanismes de drainage contribuent à la production de pétrole et de gaz à partir du réservoir, la contribution de l'expansion de la roche et de l'eau interstitielle à la production du pétrole est trop petite et essentiellement négligeable et peut être ignorée.

Cole (1969) a souligné que puisque la somme des indices des régimes de drainage est égale à 1, et que si la valeur de l'un des indices est réduite, alors les valeurs des autres indices de l'équation doivent être augmentées en conséquence.

Un Water-drive efficace entraîne généralement à une récupération maximale. Par conséquent, si possible, le réservoir doit être opéré pour obtenir une valeur maximale de l'indice de water-drive et une valeur minimale pour l'indice de l'expansion des gaz dissous et l'indice de "gas-cap drive".^[3]

III. Calcul des entrées d'eau :

A partir des caractéristiques de l'aquifère, on peut calculer des entrées d'eau en fonction de la chute de pression, on assimile le gisement à un gros puits.

Pour un gisement avec un aquifère et un *gas-cap* comme Ouan Taredert, la variation du volume des pores du réservoir Cambro-Ordovicien est donnée par :

$$NB_{oi} \frac{(1+m)}{(1-S_{wi})} c_r \Delta P \dots\dots\dots (III.11)$$

Et la variation du volume de l'eau interstitielle :

$$NB_{oi} \frac{(1+m)}{(1-S_{wi})} c_w S_w \Delta P \dots\dots\dots (III.12)$$

Les bilans matières expriment l'égalité du volume des fluides contenus dans un gisement et du volume des pores de celui-ci à une époque quelconque. ^[2]

Le comportement d'un réservoir ne peut être connu qu'à partir des observations faites dans le puits, c'est-à-dire essentiellement des mesures de débits, des mesures de pressions et de l'analyse des fluides.

Entre l'état initial et l'état au 01 janvier 1967, la variation du volume des pores du réservoir Cambro-Ordovicien et la variation du volume de l'eau interstitielle sont négligeables devant les autres termes d'expansion.

L'expression générale de bilan matière pour un tel gisement se réduit donc à la forme suivante :

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_pB_w = NB_{oi} \left[\frac{B_o + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} - 1 + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] + W_e$$

Expression qui peut également s'écrire :

$$W_e = NB_{oi} - (N - N_p)B_o + mNB_{oi} - \left[mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + [NR_{si} - (N - N_p)R_s - N_pR_p]B_g \right] + W_pB_w$$

IV. Volume d'hydrocarbures en place :

L'estimation des volumes d'huile en place initialement, considère une valeur prouvée et une valeur prouvée plus possible. [3]

Prouvées : Réserves découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions économiques et techniques actuelles.

Possibles : Réserves non encore découvertes, mais dont on a lieu de supposer l'existence avec un degré raisonnable de probabilité.

Les valeurs ont été calculé par méthode volumétrique en utilisant les cartes isobathes de réservoir Cambro-Ordovicien : [1]

Huile :

✓ **Volume fond** :

Tableau III.1 : Le volume d'huile en conditions de fond.

Volume d'huile en place $10^6 m^3$ fond			
Unités	Prouvé	Possible	Total
II	2,6	--	2,6
IV	1,7	2,3	4,0
Total	4,3	2,3	6,6

✓ Volume surface :

Tableau III.2 : Le volume d'huile en conditions de surface.

Volume d'huile en place $10^6 m^3 ST$			
Unités	Prouvé	Possible	Total
II	1,9	--	1,9
IV	1,3	1,7	3,0
Total	3,2	1,7	4,9

Gaz :

Tableau III.3 : Le volume de gaz en conditions de fond / surface.

Volume de gaz en place		
Unités	$10^6 m^3 fond$	$10^9 m^3 ST$
II	1	0,13
IV	3,2	0,4
Total	4,2	0,53

Deux hypothèses ont donc été faites pour nos calculs de bilan matière, Les données PVT nécessaires au calcul (valeurs initiales et valeurs au 01.01.1967) sont résumées ci-dessous :

Tableau III.4 : Les données PVT (valeurs initiales et au 01.01.1967).

	Valeurs initiales	Valeurs au 1.1.1967
Pression de gisement @ -959m/Nm en Kg/cm ²	152,0	150,6
Facteur volumique de l'huile $m^3 fond / m^3 ST$	1,3325	1,3305
Facteur volumique du gaz $m^3 fond / m^3 ST$	0,00761	0,00770
Rapport gaz/huile de solubilité $m^3 ST / m^3 ST$	87,9	86,9

D'après les rapports les productions du champ, Les productions cumulées au 01.01.1967 depuis l'origine de l'exploitation sont respectivement : [2]

✓ Huile : $0,054.10^6 m^3 ST$

✓ Gaz : $27,789.10^6 m^3 ST$

✓ Eau : $56,6 m^3$

- **1^{ère} hypothèse (réserves prouvés) :**

Volume d'huile prouvé : $N = 4,3.10^6 m^3 fond$

Volume de gaz : $G = 4,2.10^6 m^3 fond$

$m = 0,97674$

- **2^{ème} hypothèse (réserves prouvées + possible) :**

Volume d'huile prouvé + possible : $N = 6,6.10^6 m^3 fond$

Volume de gaz : $G = 4,2.10^6 m^3 fond$

$m = 0,63636$

Les données ci-dessus permettent de calculer les différents termes de l'équation de bilan-matière dans les conditions de d'en déduire l'entrée d'eau correspondante :

IV .1 Résultat obtenu par 1^{ère} hypothese :

$$\begin{aligned}
 W_e &= 4,3.10^6.1,3325 - (4,3.10^6 - 0,054.10^6).1,3305 + 0,976.4,3.10^6.1,3325 \\
 &\quad - \left[0,976.4,3.10^6.1,3325. \frac{0,0077}{0,00761} \right. \\
 &\quad \left. + [4,3.10^6.87,9 - (4,3.10^6 - 0,054.10^6).86,9 - 27,789.10^6].0,0077 \right] \\
 &\quad + 56,6.1
 \end{aligned}$$

$$W_e = 159048.6 m^3$$

IV .2 Résultat obtenu par 2^{ème} hypothèse :

$$\begin{aligned}
 W_e &= 6,6.10^6.1,3325 - (6,6.10^6 - 0,054.10^6).1,3305 + 0,636.6,6.10^6.1,3325 \\
 &\quad - \left[0,636.4,3.10^6.1,3325. \frac{0,0077}{0,00761} \right. \\
 &\quad \left. + [6,6.10^6.87,9 - (6,6.10^6 - 0,054.10^6).86,9 - 27,789.10^6].0,0077 \right] \\
 &\quad + 56,6.1
 \end{aligned}$$

$$W_e = 145938.6 m^3$$

Cette entrée d'eau importante correspond à une intense activité de l'aquifère qui se manifeste par un excellent maintien de pression du réservoir, alors qu'aucune arrive d'eau importante se manifeste encore sur les puits.

Les résultats de bilan-matière n'étant que sur un point de pression (01.01.1967), leur valeur n'a rien d'absolu. En l'absence de nouvelle mesure des caractéristiques pétro physiques, ces résultats ne doivent être considérés que comme des ordres de grandeur possible du phénomène.

V. Calcul de participation des régimes de drainage à la production :

En posant :

$$A = N_p [B_o + (R_p - R_{si}) B_g]$$

$$A = 247945.2055 \text{ m}^3 \text{ fond}$$

L'expression ci-dessus de la balance peut s'écrire :

$$\frac{(W_e - W_p B_w)}{A} + \frac{N(B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) B_g)}{A} + \frac{mNB_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right]}{A} = 1$$

Où apparaît successivement :

- L'indice de « *Water-drive* » : $\frac{(W_e - W_p B_w)}{A}$
- L'indice d'expansion des gaz dissous : $\frac{N(B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) B_g)}{A}$
- L'indice de « *gas-cap drive* » : $\frac{mNB_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right]}{A}$

Les pourcentages de ces « indices de drive » sont respectivement les suivants :

Tableau III.5 : Les pourcentages de participation des régimes de drainage.

L'indice	1 ^{ère} hypothèse	2 ^{ème} hypothèse
<i>Water-drive</i> %	64.11	58.48
Expansion des gaz dissous %	9.87	15.16
<i>gas-cap drive</i> %	26.02	26

Le « *water-drive* » semble être le mécanisme de drainage principal de l'huile du réservoir Cambro-Ordovicien, deux autres mécanismes (« *gas-cap drive* » et « *dissolved gas drive* ») semblent avoir une influence bien moindre.

Le fait que la production d'eau soit très faible, malgré une action importante de l'aquifère peut s'expliquer par le fait que les puits sauf TRT 1 sont généralement perforés assez loin du contact huile-eau initial :

Tableau III.6 : Les distances entre la base des perforations et le contact huile-eau initial. [1]

Puits producteurs ou anciens producteurs	Distance entre la base des perforations et le contact huile-eau initial (m)
TRT 1	2
TRT 4	15
TRT 5	12.5
TRT 7	8.5

Une autre explication de la faible valeur du pourcentage d'eau dans la production serait un balayage à l'eau très favorable conduisant à une production anhydre (qui ne renferme pas d'eau) jusqu'à une saturation en eau élevée dans le réservoir.

Si le balayage par l'eau semble favorable, en revanche, le balayage par le gaz est probablement beaucoup moins. En effet, malgré des perforations assez loin du contact gaz-huile initial, une production importante de gaz due aux phénomènes de « coning » se manifeste sur les différents puits.

Tableau III.7 : Les distances entre la base des perforations et le contact gaz- huile-initial. [1]

Puits producteurs ou anciens producteurs	Distance entre la base des perforations et le contact gaz-huile initial (m)
TRT 1	11
TRT 4	5
TRT 5	6
TRT 7	11

Conclusion

Compte tenu de la situation actuelle de ces champs :

Le cumul de production d'huile récupérée par ce gisement semble être insignifiant par rapport Aux réserves en place.

Une étude approfondie de ce gisement doit être engagée pour réévaluer les réserves restantes avec précision pour le remise en production.

Chapitre

IV

Analyse des paramètres de production et courbes de déclin

Introduction :

Après l'étude qu'on a fait sur le champ concernant les caractéristiques du réservoir, les fluides, les réserves en place et les régimes de drainage qui entraînent la production, dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à l'évolution de la production du champ depuis la réouverture jusqu'à l'instant , Et on a mené une étude prévisionnelle de la production sur l'horizon(2018-2028) en se basant sur l'historique de production en utilisant logiciel (MBAL-Petroleum Experts) qui utilise les courbes d'analyse de déclin.

Pour atteindre cet objectif, nous avons tracé le plan de travail suivant :

- Collecte des données de l'historique de production du champ.
- La saisie des anciennes fiches de production (Au niveau de la région).
- Répartition de production par chaque puits.
- L'élaboration de la prévision de production mensuelle par puits depuis la remise en production.

I. Courbe de déclin :**I.1. Principes de l'analyse de la courbe de déclin :**

Les techniques d'analyse de la courbe de déclin sont utilisées pour estimer la récupération finale et la prévision de la production. Pour cela, il est nécessaire d'avoir des données chronologiques de production des gisements individuels (l'historique de production) et une limite économique. Ces analyses servent à représenter graphiquement des données de production pour donner une relation ou un modèle de tendance qui est utilisée pour projeter la prévision à une limite économique.

Le plus grand avantage de l'analyse de la courbe de tendance est qu'il est indépendant de la taille et de la forme du réservoir, ce qui évite la nécessité des données détaillées des réservoirs ou de production. La seule condition requise des données pour l'analyse de la courbe de tendance est de l'extrapolation des données de production, ce qui est relativement facile à obtenir pour un grand nombre de champs. [7]

I.2. La théorie d'analyse de déclin traditionnelle :***I.2.1. Définition de l'analyse de déclin :***

L'analyse de déclin est une technique empirique de l'ingénierie de réservoir qui extrapole les tendances dans les données de production de puits de pétrole et de gaz. Le but d'une analyse de

la diminution est de générer une prévision de l'évolution des taux de production et de déterminer les réserves récupérables ultimes attendues.

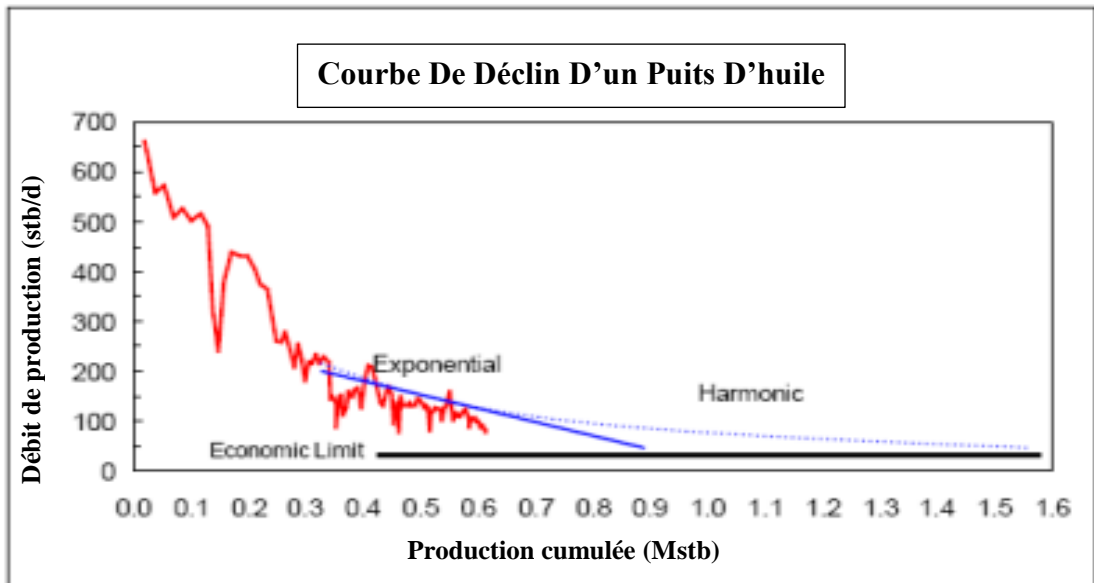


Figure IV.1 : Débit par rapport à la production cumulative.

En règle générale, l'analyse de déclin est réalisée à partir des courbes de débit en fonction du temps ou du débit en fonction de la production cumulative (comme indiqué dans la figure ci-dessus). Les équations de tendance les plus couramment utilisées sont celles qui sont répertoriées par JJ Arps (1945).

Par exemple, la figure ci-dessous montre une tendance du match et l'extrapolation des réserves finales récupérables à l'EUR (Expected Ultimate recoverable). [7]

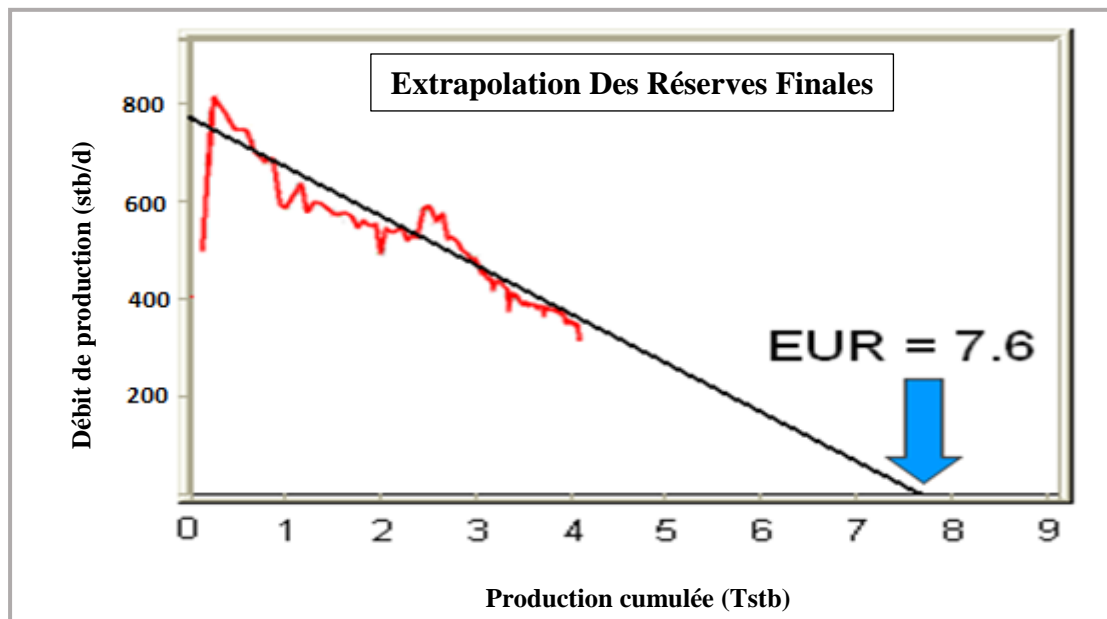


Figure IV.2 : Débit par rapport à la production cumulative (avec EUR).

1.2.2. Théorie de déclin :

La théorie de toute analyse de courbe de déclin, commence avec le concept de taux nominal de déclin de débit instantané (α) qui est défini comme la variation relative de débit par unité de temps.

$$\alpha = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \dots \dots \dots (IV.1)$$

Une autre façon pour représenter le taux nominal de déclin est basée sur le débit (q) et la constante de déclin b .

$$\alpha = kq^b \dots \dots \dots (IV.2)$$

Lorsqu'on trace la courbe de débit en fonction du temps, le taux nominal de déclin de débit est égal à la pente en un point de temps divisé par le débit à ce moment-là.

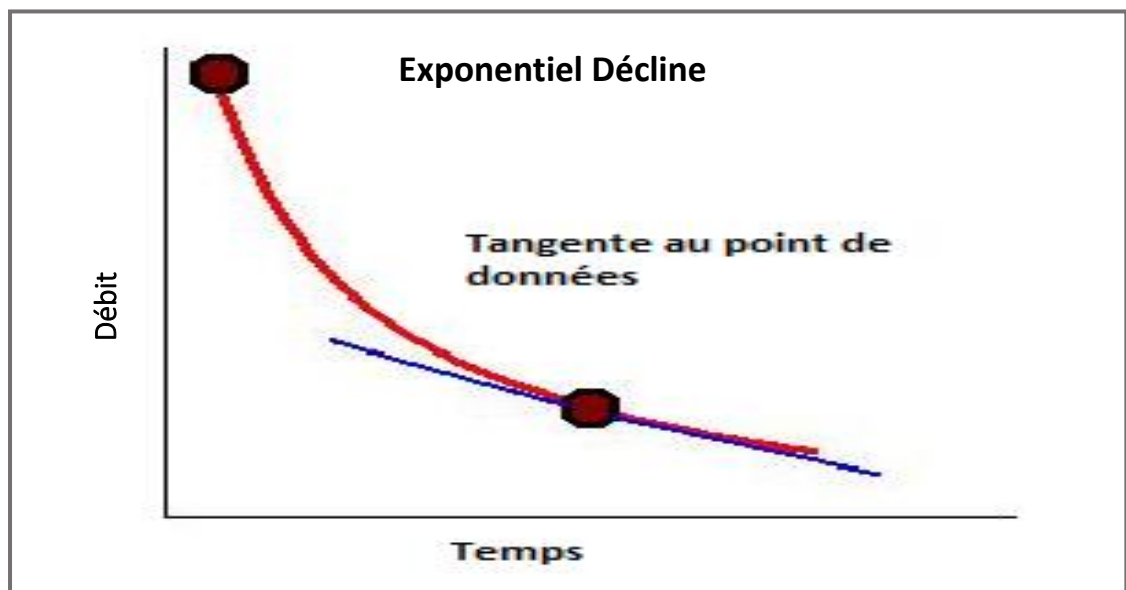


Figure IV.3 : Le débit en fonction du temps.

Le comportement des données de production peut être caractérisé sur la base de la façon dont le taux nominal de déclin de débit α et la constante de déclin b varient.

- Exponentielle : $b = 0$ Déclin est constant.
- Hyperbolique : $b \in]0,1[$.
- Harmonique : $b = 1$.

Exponentielle :

La production cumulée est définie comme :

$$Q = \int_0^t q dt \Rightarrow Q = \int_0^t q_i e^{(-at)} dt \text{ Ce qui donne : } Q = \frac{q_i - q_i e^{(-at)}}{a} \dots\dots\dots (IV.3)$$

Donc :
$$Q = \frac{q_i - q}{a}$$

Par conséquent, la production cumulée en fonction de débit se traduira par une ligne droite. [8]

Hyperbolique :

Dans le cas hyperbolique, **b** est égal à un nombre compris entre zéro et un. Le taux nominal de déclin est donné par : $a = kq^b$

Où **k** est une constante égale à $\frac{a_i}{q_i^b}$ aux conditions initiales

La production cumulée est définie comme : [8]

$$Q = \frac{q_i}{a_i(1-b)} [q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}] \dots\dots\dots (IV.4)$$

Harmonique :

Le cas harmonique est un cas particulier de l'équation précédente (hyperbolique), où **b** est égal un. Le taux nominal de déclin est donné par : $a = kq^1$ Où **k** est une constante

donnée:[8] par : $k = \frac{a_i}{q_i} = \frac{a_i}{q_i}$ [8]

$$Q = \frac{q_i}{a_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \dots\dots\dots IV.5)$$

II. Elaboration du plan de développement du champ TRT :

Après avoir exposé les données de l'historique de production, nous allons mener une étude prévisionnelle de la production du chaque puits sur une période allant de 2018 à 2028. Ce plan de développement sera réalisé en utilisant le logiciel MBAL basé sur l'analyse de courbes déclin.

L'analyse de prévision à l'aide de logiciel **MBAL** consiste à l'entrée Les tableaux de la base des données pour chaque puits.

II.1. Historique de production du champ Ouan Teredert :

Tableau IV.1 Historique de production du chaque puits TRT (2015-2018).

Date	Q _{TRT1} (m ³ /j)	Q _{TRT4} (m ³ /j)	Q _{TRT7} (m ³ /j)
Janv-2015	70.54	34.37	59.7
Févr-2015	73.7	30.77	75.19
Mars-2015	75.19	28.45	65.03
Avr-2015	62.36	27.93	69.5
Mai-2015	70.45	29.86	73.85
Juin-2015	59.68	28.31	64.9
Juil-2015	61.32	27.44	63.26
Août-2015	64.42	30.18	69.2
Sept-2015	65.36	25.34	68.24
Oct-2015	64.63	21.08	66.88
Nov-2015	68.68	22.14	63.54
Déc-2015	62.32	21.89	61.12
Janv-2016	64.35	22.64	62.24
Févr-2016	62.37	18.06	57.9
Mars-2016	59.37	15.71	64.82
Avr-2016	58.62	17.24	56.4
Mai-2016	52.57	18.95	60.88
Juin-2016	62.37	16.12	55.19
Juil-2016	66.57	22.56	58.45
Août-2016	61.35	17.34	60.85
Sept-2016	51.36	16.11	42.21
Oct-2016	35.39	15.01	51.64
Nov-2016	57.08	14.96	55.26
Déc-2016	58.58	18.02	59.75
Janv-2017	59.32	17.23	51.67
Févr-2017	57.63	17.88	59.44
Mars-2017	64.32	19.03	54.28
Mai-2017	61.32	17.45	50.88
Juin-2017	58.47	14.36	48.56
Juil-2017	55.67	15.09	49.12
Août-2017	44.8	20.11	33.56
Sept-2017	50.47	18.74	41.19
Oct-2017	54.36	16.96	50.49
Nov-2017	58.62	15.72	48.58
Dec-2017	63.62	16.1	46

II.2. Prédiction de production pour le puits TRT1 :

a. Entrée les données de la base chaque puits :

Pour notre étude, nous avons créé un tableau pour la base des données (*input /production history*) sous forme :

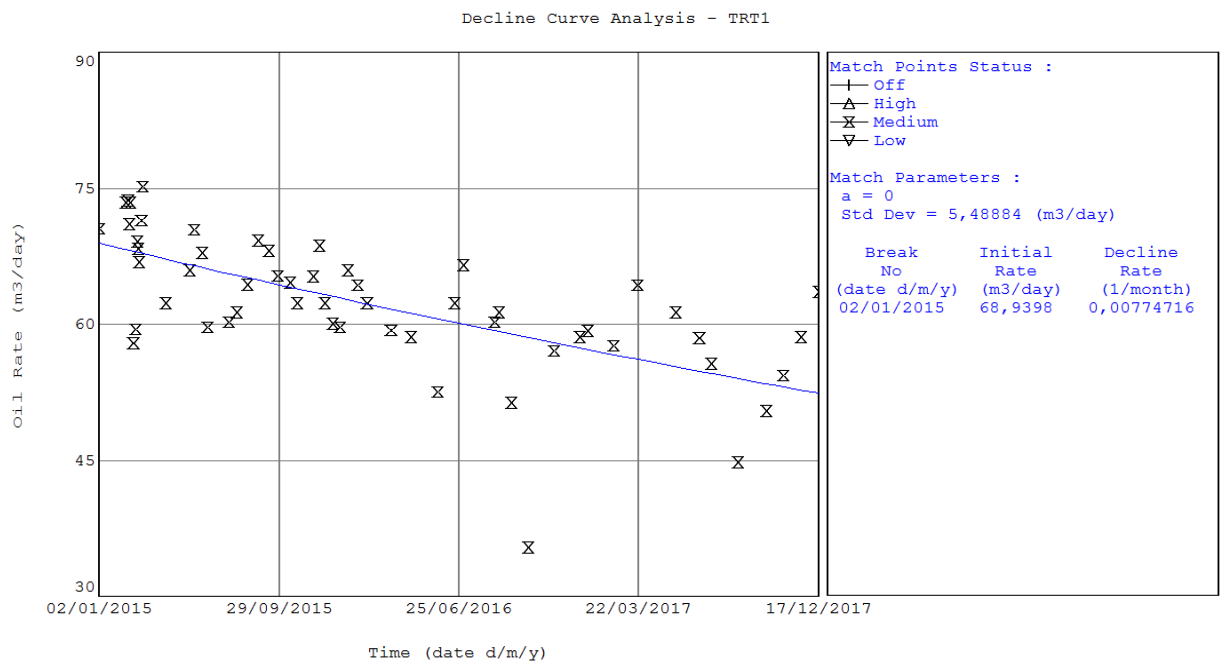
	Time date d/m/y	Initial Rate m3/day	Decline Rate 1/month
1	02/01/2015	68,9398	0,0077471E
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			

	Time date d/m/y	Oil Rate m3/day
1	02/01/2015	70,54
2	11/02/2015	73,48
3	14/02/2015	73,7
4	16/02/2015	71,05
5	17/02/2015	73,44
6	22/02/2015	57,93
7	25/02/2015	59,48
8	28/02/2015	69,16
9	01/03/2015	68,36
10	03/03/2015	66,9
11	06/03/2015	71,47
12	08/03/2015	75,19

Figure IV.4 : Déclaration des données de production (TRT1).

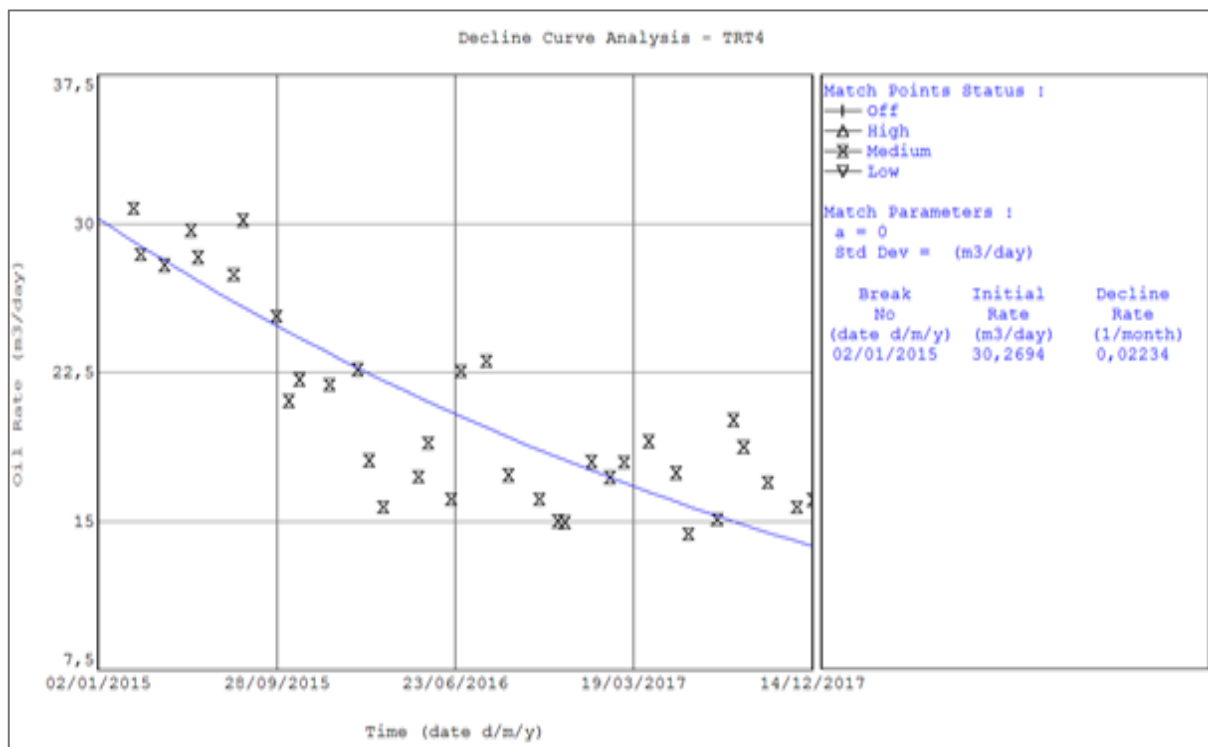
b. Courbe de déclin du puits TRT1 :

Après l'entrée des données historique du puits TRT1 à l'MBAL on faire (match) Pour le collecte des données de la base qui donne une courbe déclin sous forme :



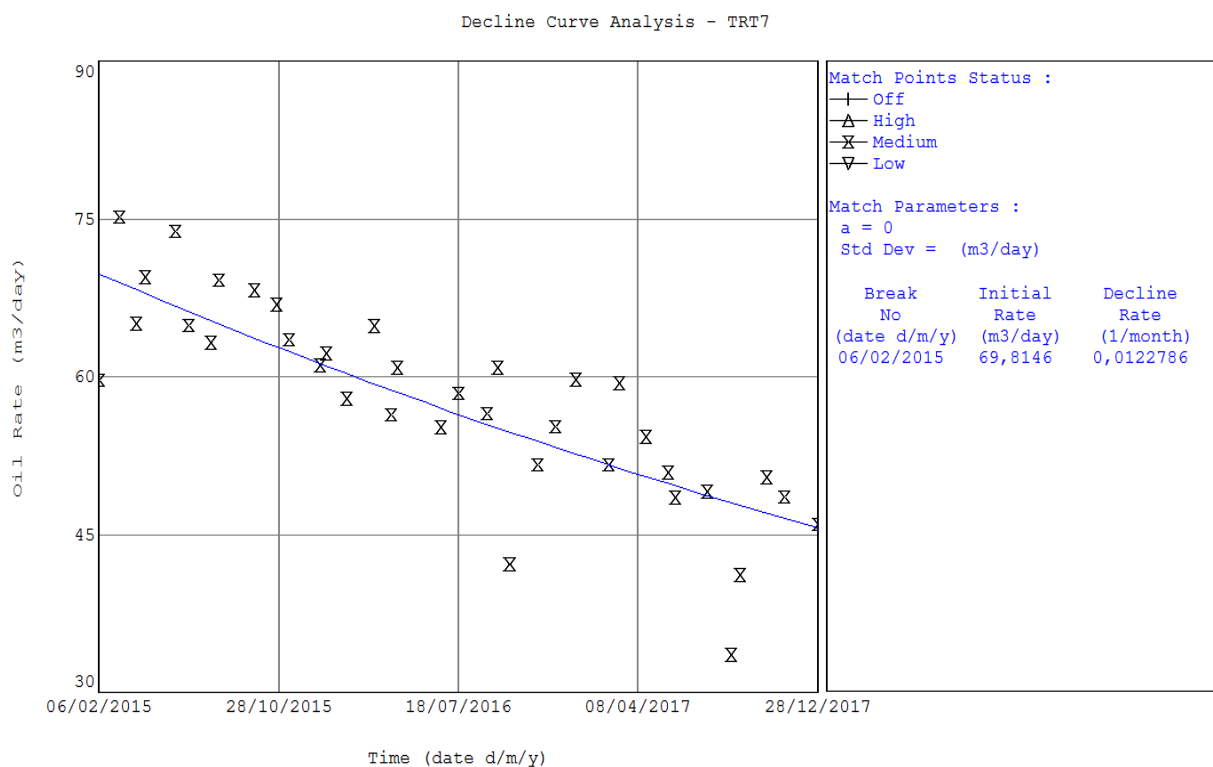
Graphe IV.1 : Courbe déclin pour le puits TRT1.

c. Courbe de déclin du puits TRT4 :



Graphe IV.2 : Courbe déclin pour le puits TRT4.

d. Courbe de déclin du puits TRT7 :



Graphe IV.3 : Courbe déclin pour le puits TRT7.

e. Prévision de production du champ TRT :

L'application de la méthode d'analyse de courbes de déclin pour les puits TER1, TRT4 et TRT7 à l'MBAL (run prédiction) a donné la prévision de production suivante :

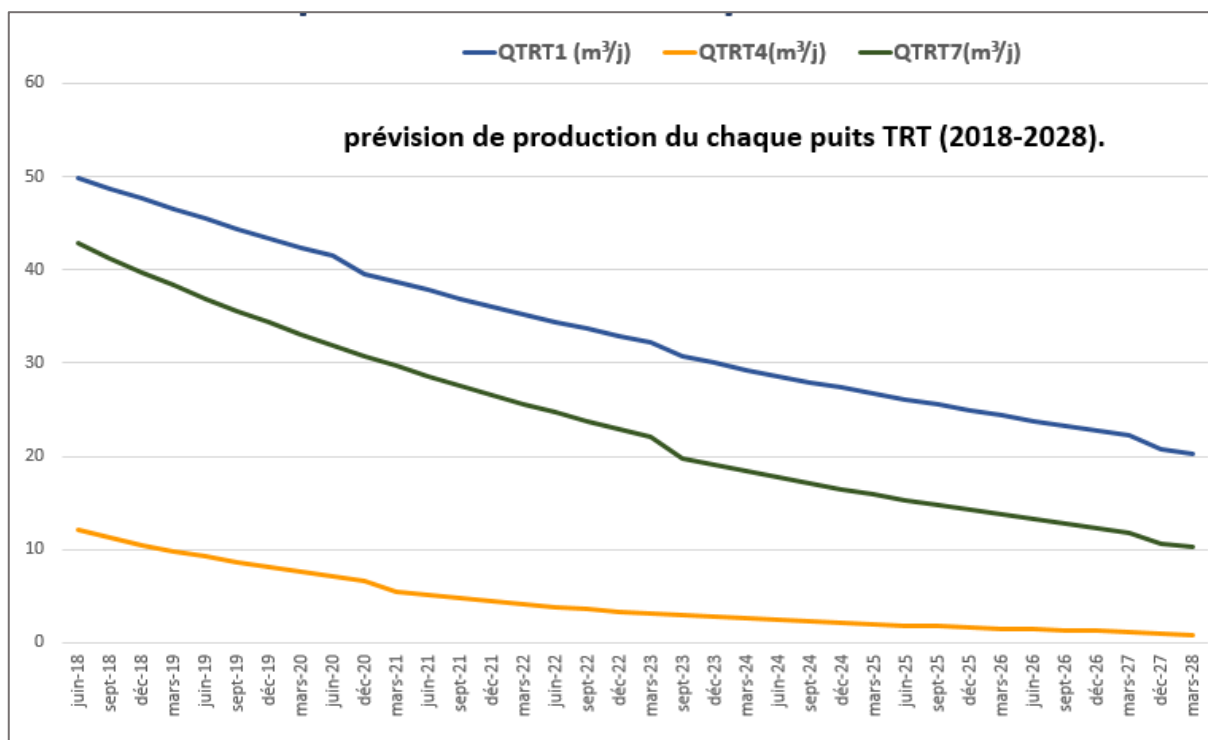
Tableau IV.2 La prévision de production du puits TRT1 (2018-2028).

Date	V_huil (km ³)TRT1	Q_huile (m ³ /j)TRT1	V_huil (km ³)TRT4	Q_huile (m ³ /j)TRT4	V_huil (km ³)TRT7	Q_huile (m ³ /j)TRT7
Juin-2018	71.1325	49.8805	23.5863	12.0457	63.6373	42.7902
Sept-2018	75.3862	48.7408	24.5915	11.2689	67.2619	41.251
Déc-2018	79.5428	47.6271	25.532	10.5423	70.7561	39.7671
Mars-2019	83.6043	46.5389	26.4118	9.86253	74.1246	38.3366
Juin-2019	87.573	45.4755	27.2349	9.22658	77.372	36.9576
Sept-2019	91.4511	44.4364	28.0049	8.63164	80.5025	35.6282
Déc-2019	95.2405	43.421	28.7252	8.07507	83.5205	34.3466
Mars-2020	98.9434	42.4289	29.3992	7.55438	86.4298	33.1111
Juin-2020	102.562	41.4594	30.0296	7.06727	89.2346	31.92
Déc-2020	109.552	39.5864	30.6194	6.61156	91.9384	30.7718
Mars-2021	112.928	38.6819	32.1703	5.4133	94.545	29.6649
Juin-2021	116.227	37.798	32.622	5.06424	97.0578	28.5978
Sept-2021	119.45	36.9344	33.0447	4.7377	99.4802	27.5691
Déc-2021	122.6	36.0905	33.4401	4.43221	101.815	26.5774
Mars-2022	125.677	35.2658	33.8099	4.14641	104.067	25.6214
Juin-2022	128.685	34.46	34.156	3.87905	106.237	24.6997
Sept-2022	131.623	33.6726	34.4797	3.62892	108.329	23.8112
Déc-2022	134.495	32.9032	34.7826	3.39493	110.346	22.9547
Mars-2023	137.301	32.1514	35.0659	3.17602	112.291	22.129
Sept-2023	142.722	30.6989	35.3309	2.97123	117.714	19.8258
Déc-2023	145.34	29.9975	35.5789	2.77964	119.393	19.1126
Mars-2024	147.898	29.312	35.8109	2.6004	121.012	18.4251
Juin-2024	150.398	28.6423	36.0279	2.43273	122.573	17.7624
Sept-2024	152.84	27.9878	36.2309	2.27586	124.078	17.1234
Déc-2024	155.227	27.3483	36.4209	2.12911	125.528	16.5075
Mars-2025	157.559	26.7234	36.5985	1.99183	126.927	15.9137
Juin-2025	159.838	26.1128	36.7648	1.86339	128.274	15.3412
Sept-2025	162.065	25.5161	36.9203	1.74324	129.574	14.7894
Déc-2025	164.241	24.9331	37.0658	1.63083	130.827	14.2574
Mars-2026	166.367	24.3634	37.2019	1.52568	132.034	13.7445
Juin-2026	168.445	23.8067	37.3292	1.4273	133.199	13.2501
Sept-2026	170.475	23.2627	37.4483	1.33526	134.321	12.7735
Déc-2026	172.459	22.7312	37.5597	1.24917	135.403	12.314
Mars-2027	174.397	22.2118	37.664	1.16862	136.446	11.871
Déc-2027	179.951	20.7238	37.9381	0.956821	139.356	10.6355
Mars-2028	181.718	20.2502	38.018	0.895124	140.256	10.2529

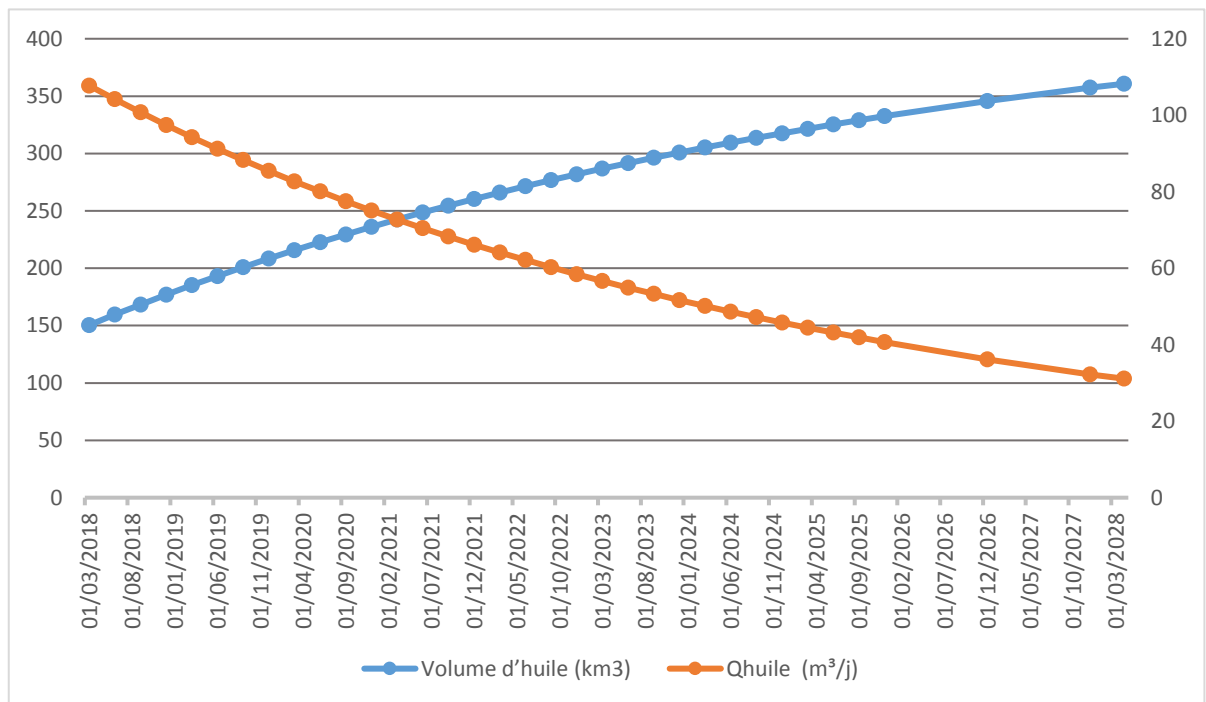
II.3. Profil prévisionnel de production annuelle du champ TRT :

Tableau IV.3 : Prévion de production d’huile du champ OUAN TAREDERT.

Date	V_ d’huile (km ³)	Q _{huile} (m ³ /j)	Date	V_ d’huile (km ³)	Q _{huile} (m ³ /j)
30/03/2018	150,326	107,751	23/09/2022	276,682	60,2496
29/06/2018	159,466	104,182	23/12/2022	281,8	58,4149
28/09/2018	168,305	100,749	24/03/2023	286,763	56,6431
28/12/2018	176,853	97,4472	23/06/2023	291,575	54,9318
29/03/2019	185,122	94,2698	22/09/2023	296,242	53,2786
28/06/2019	193,121	91,2115	22/12/2023	300,769	51,6812
27/09/2019	200,862	88,2673	22/03/2024	305,16	50,1375
27/12/2019	208,353	85,432	21/06/2024	309,421	48,6453
27/03/2020	215,605	82,7012	20/09/2024	313,555	47,2028
26/06/2020	222,625	80,0702	20/12/2024	317,566	45,8079
25/09/2020	229,423	77,5348	21/03/2025	321,46	44,459
25/12/2020	236,005	75,0911	20/06/2025	325,238	43,1543
26/03/2021	242,381	72,7351	19/09/2025	328,906	41,8921
25/06/2021	248,557	70,4633	19/12/2025	332,467	40,6709
24/09/2021	254,541	68,2721	18/12/2026	345,708	36,1663
24/12/2021	260,339	66,1582	17/12/2027	357,49	32,2069
25/03/2022	265,957	64,1184	03/04/2028	360,732	31,1259
24/06/2022	271,403	62,1499	22/03/2024	305,16	50,1375



Graphe IV.4 : Profil prévisionnel de chaque puits (2018-2028).



Graphe IV.5 : Profil prévisionnel de production du champ Ouan-Taredert (2018-2028).

Conclusion :

L’analyse détaillée des courbes d’historique et courbes de prévision de production indique que :

Perturbation de débit de production qui peut justifier par l’état des puits dégradée due à la fermeture de longue durée et pour assurer la stabilité de production, ces puits nécessite une maintenance et changement de complétion (WORKOVER)

D’après l’étude prévisionnelle de production effectuée on peut remarquer une décroissance rapide de Q de production, Donc le champ nécessite d’être activé par un mode d’activation convenable

Chapitre



V

Optimisation et design

Gaz-Lift

Introduction :

Suite à l'étude prévisionnelle de la production effectuée dans le chapitre précédent, il apparaît que le champ nécessite d'être activé par un mode d'activation pour les raisons suivantes :

- ❖ Le débit de production va atteindre des valeurs faibles d'environ $0.9 \text{ m}^3/\text{j}$ pour TRT4
- ❖ La pression a atteint des valeurs faibles.
- ❖ Evolution de Water Cut

Et comme le puits est programmé pour intervention par workover, et la disponibilité du gaz à haute pression (HP) et le mode d'activation par pompage n'est pas encore utilisé dans cette région, alors, le mode d'activation approprié pour ce puits sera le *gas-lift*.

Cette technique d'activation de puits permet de :

- ❖ Activer le puits encore éruptif mais à faible pression.
- ❖ Lifter le fluide par allègement de la colonne de production en agissant sur la densité.
- ❖ Augmentation du débit de production en surface.

Dans ce chapitre, nous allons mener une étude d'optimisation du *gas-lift* pour les 3 puits de champs en utilisant le logiciel **PROSPER**, L'objectif global de cette étude consiste à identifier les puits candidats au gaz lift.

Ensuite faire une optimisation des paramètres d'injection et design Gaz Lift des puits retenus. Pour arriver à une complétion proposée, les coté des side pocket mandrens et débit d'injection de gaz qui engendrera une production maximale d'huile.

I. Généralité sur le *gas-lift* :

Le *gas-lift* est la méthode d'activation la plus utilisée à travers le monde. C'est une technique de production permettant la mise en production pour les puits non ou insuffisamment éruptifs par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface. Le principe consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production.

I.1. Principe du *gas-lift* :

Le principe est d'injecter du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (*casing-tubing*) aussi profondément que possible et pénétrer dans le *tubing* où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique), rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'à les installations de surface (séparateur). [9]

I.2. Types de *gas-lift* :

I.2.1. Selon le mode d'injection :

Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le *gas-lift*. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente.

❖ Gas-lift continu :

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif. [10]

❖ Gas-lift intermittent :

Injection intermittente consiste à injecter cycliquement et instantanément, des forts débits d'un volume déterminé du gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite. [10]

I.2.2. Selon le type de complétion :

❖ Gas-lift direct :

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire (*tubing-casing*) et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

❖ Gas-lift inverse:

❖ Tubing concentrique (Concentric tubing string):

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des *tubings* 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au *gas-lift*. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le *gas-lift* n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube

concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général grâce à une unité de *snubbing*, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire. [10]

❖ **Gas-lift avec production dans le casing :**

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le *casing* avec injection de gaz dans le *tubing*.

Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le *tubing* et le *casing*, comme des mesures de pression ou de température.
- De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitent de grandes pressions.
- Le design et les équipements sont spéciaux.
- Le puits n'est pas adapté au *Gas-lift* intermittent. [10]

❖ **Gas-lift double (dual Gas-lift):**

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée.

Parmi les problèmes de cette complétion :

- La grande complexité des vannes de sécurité de subsurface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.

En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un *tubing* sur l'autre.

La mise au point des vannes pour ces puits est très délicate. Le *gas-lift* double est donc assez rare, sauf pour des champs où du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge sans utilisation de vannes de décharge. [10]

❖ **Le gas-lift parallèle (parallel gas-lift) :**

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le *gas-lift* double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing.

Le *gas-lift* parallèle existe souvent dans des vieux puits initialement en complétions multiples puis reconverties lorsque l'un des *tubings* a perdu son usage. [10]

I.2.3. Selon le circuit d'injection en surface :

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (*gas-oil ration*) du gisement d'huile considéré, soit à partir des puits à gaz disponibles dans le voisinage et on distingue :

❖ Gas-lift en circuit fermé :

C'est le *gas-lift* qui réutilise le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et l'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz. Le gaz se trouve alors dans une boucle. [9]

❖ Gas-lift en circuit ouvert :

Le gaz qui a servi pour le *gas-lift* est brûlé à la torche ou bien commercialisé après son utilisation. Dans ce cas, le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz. [9]

❖ Auto-gas lift :

L'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packers. [10]

I. 3. Applications du gas-lift :

Le *gas-lift* offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

❖ Les puits à huile :

L'application principale du *gas-lift* dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

❖ Les puits à eau :

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il n'y a pas de différence entre un design de *gas-lift* pour puits à huile et pour puits à l'eau.

❖ Démarrage des puits :

Dans certains cas, le *gas-lift* sert uniquement à mettre en service un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.

❖ Nettoyage de puits injecteur (*Injector clean up*) :

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en *gas-lift*. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire. [10]

II. L'analyse nodale :

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression. La figure ci-dessous représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production.

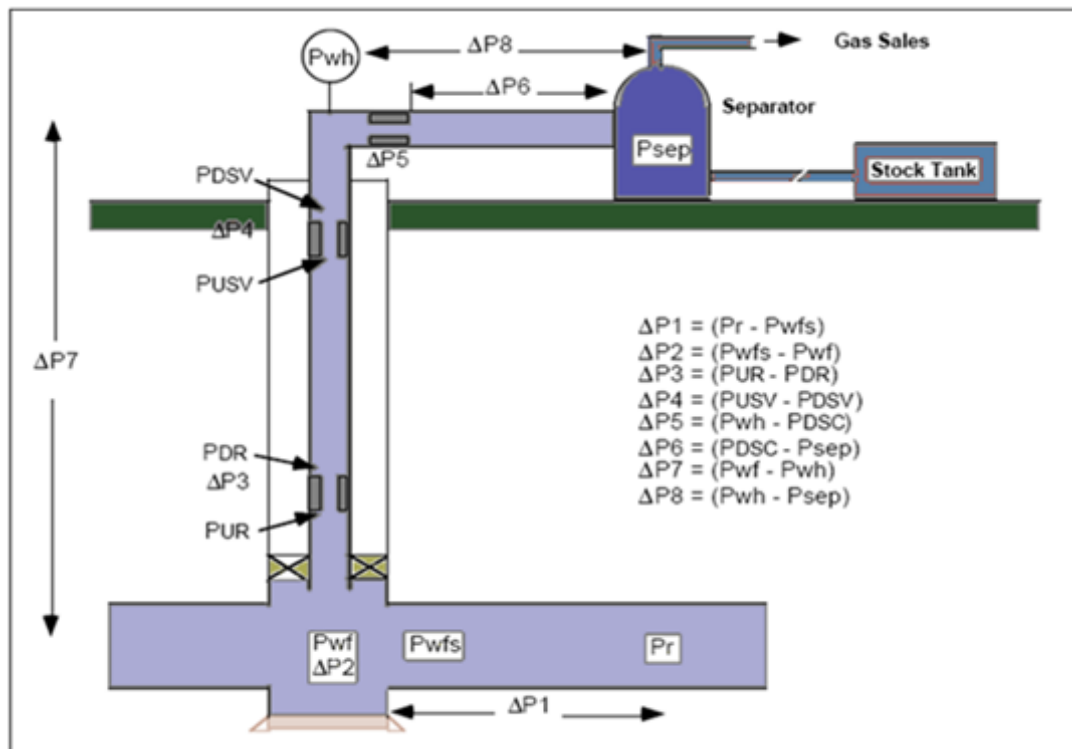


Figure V.1 : Les différentes pertes de charges.

Afin de simplifier le système, des nœuds (*Nodal Points*) y sont placés au niveau des points sensibles, la figure suivante représente les positions de ces nœuds.

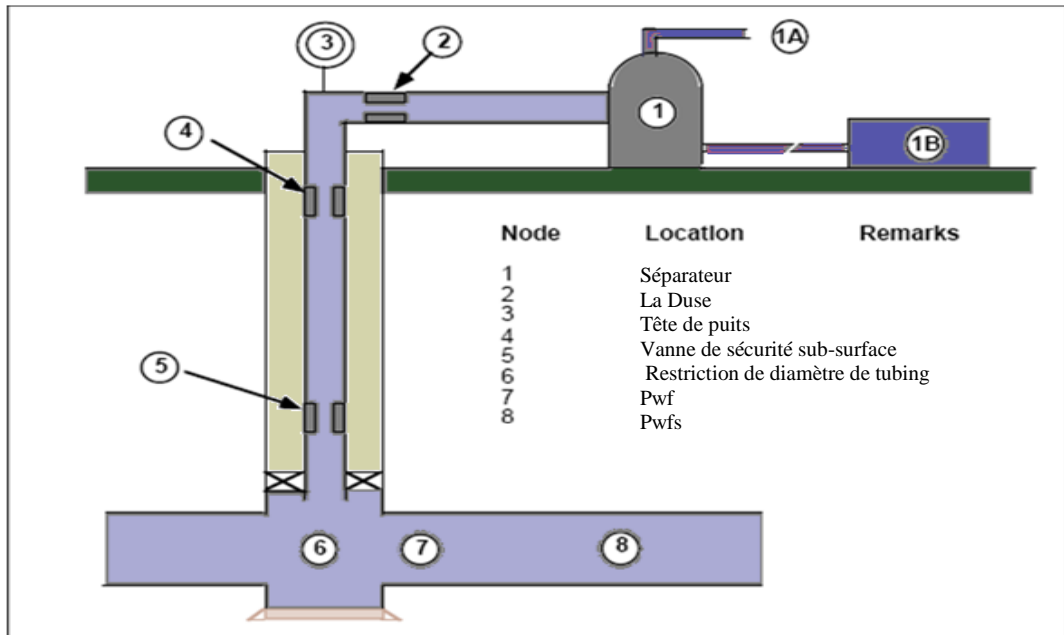


Figure V.2 : Les différentes positions possibles des nœuds.

On utilise le plus fréquemment comme point nodal le point au fond du puits « Nœud 6 » où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir « *Inflow* ».
- Système d'équipement du puits (*tubing*) « *Outflow* ».

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'*IPR* (*Inflow Performance Relationship*) et du *TPC* (*Tubing Performance Curves*), les données nécessaires sont :

- La courbe *IPR* mesurée dans le puits (*well bore*).
- La chute de pression dans le *tubing* en fonction de débit (Courbe *TPC*).

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (la courbe de performance du réservoir (*inflow*)) et l'écoulement en aval du nœud (la courbe de performance du *tubing* (*outflow*)). On peut donc prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné et optimiser le système de production.

Cette optimisation se fait en déterminant le point de fonctionnement qui est le point d'intersection des deux courbes, il faut donc que l'*inflow* soit égal à l'*outflow*.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation.

Dans le *gas-lift* l'objectif de l'analyse nodale est d'optimiser le débit et la pression du gaz injecté pour obtenir le meilleur débit possible. [11]

II.1. Inflow performance relationship (IPR):

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Les performances de l'*inflow* sont contrôlées par la pression de gisement, les propriétés pétro physiques de la roche, le régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides et la formation endommagée ou stimulée.

L'*IPR* (*Inflow Performance Relationship*) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir. [12]

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe *IPR* des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

II.1.1. La technique de l'indice de productivité :

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du *drawdown* (la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique), on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots (V.1)$$

La méthode de l'indice de productivité (*IP*) suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide). [11]

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'indice de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

II.1.2. Méthode de Vogel :

J.V Vogel a élaboré en 1968 une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'*IPR* à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro physiques contenant des fluides différents en PVT. [12]

Il a tracé la courbe *IPR*, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique et il a déduit son équation :

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots (V.2)$$

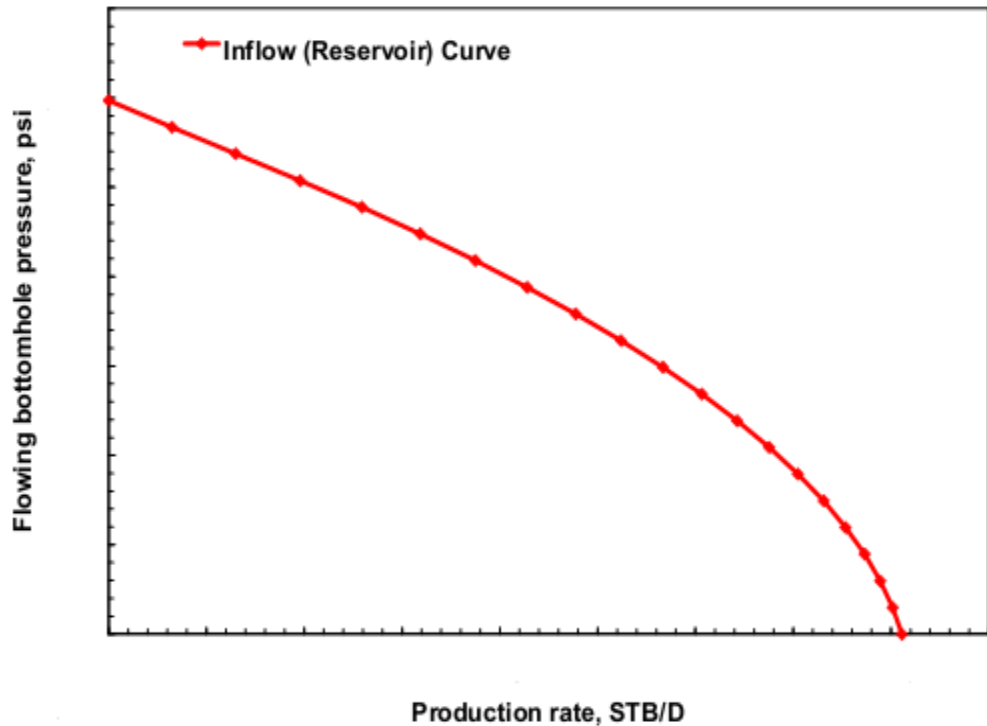


Figure V.3 : L'évolution de la pression en fonction de débit selon la théorie de Vogel.

La relation de **Vogel** peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (*gas drive*). Au-dessus du point de bulle, la méthode de l'*IP* reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit.

II.2. Tubing performance curves (TPC):

La performance *outflow* décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le *tubing*. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du faite de la nature multiphasique des fluides.

Les performances de l'*outflow* d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

L'analyse de la courbe *outflow* requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance *outflow* sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (*flowing bottom hole pressure*) en fonction du débit à une pression avale fixé (pression de tête).

Ces courbes sont appelées courbes de performance du *tubing* (*tubing performances curves*). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface avec la pression aval connue. [11]

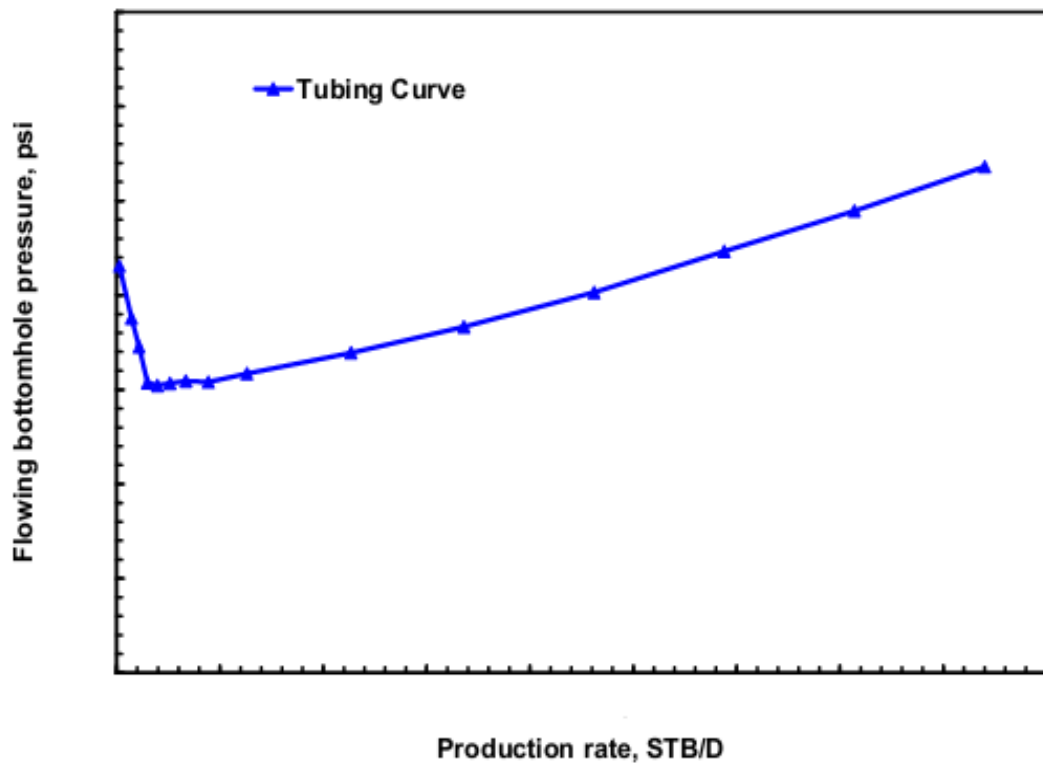


Figure V.4: L'évolution de la pression en fonction de débit dans le *tubing*.

Selon les études qui ont été fait sur les courbes *outflow*, il apparait plusieurs corrélations, parmi elles les plus connues sont : **Hagedorn & Brown, Fancher Brown, beggs & brill et Mukerjee brill.**

Chaque corrélation est établie à partir des trois composants du gradient de pression :

- **Gradient hydrostatique (gradient d'élévation) :**

Qui vient de la densité de la colonne des fluides, qui est calculé à partir de la connaissance de la proportion prise par le liquide dans la section d'écoulement et de la densité des différentes phases.

- **Gradient de friction (frottement) :**

Qui vient à partir du contact des fluides avec les parois des conduites, il est calculé de manière spécifique pour chaque corrélation.

- **Gradient d'accélération :**

Qui vient de l'énergie cinétique croissante des fluides, qui accélèrent avec la diminution de la pression. Ce terme est souvent négligé, mais est toujours inclus dans certaines corrélations.

Le gradient de pression total est la somme de ces trois gradients :

Perte de charge total = perte par friction + perte par élévation + perte par accélération.

II.3. Le point de fonctionnement

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

- ✓ Le débit entrant égal à celui sortant.
- ✓ Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

Inflow : $P_{neoud} = P_r - \Delta P_{réservoir}$

Outflow : $P_{neoud} = P_{tete} - \Delta P_{tubing}$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes (*inflow*, *outflow*) dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le **point de fonctionnement** du système (Figure V.5). [12]

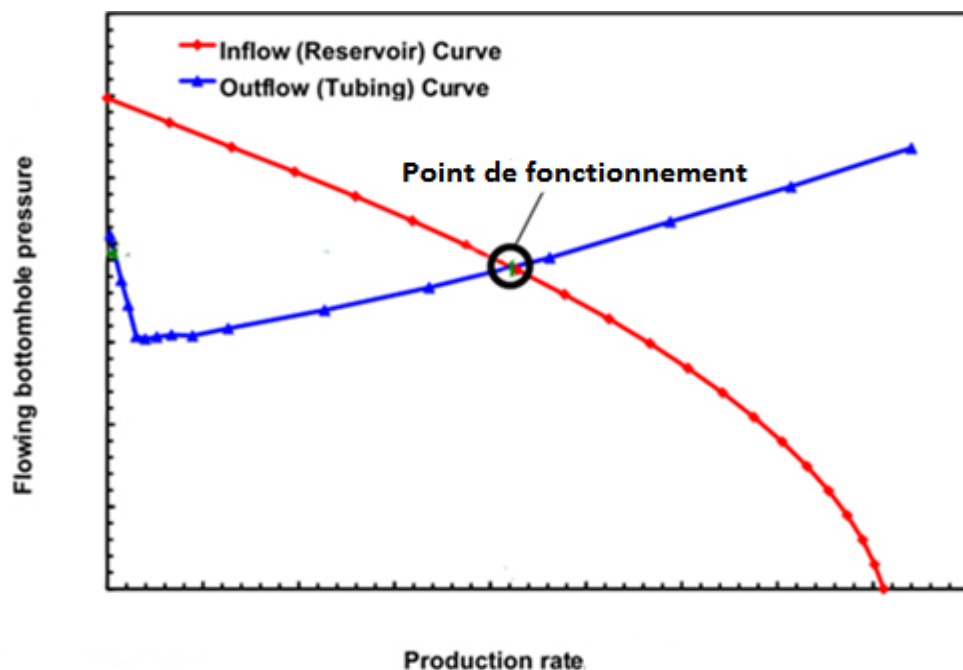


Figure V.5 : Le point de fonctionnement du système.

III. Identification les puits candidats au gaz-lift :

Il y a actuellement 10 puits forés dans le réservoir cambro-ordovicien dont 4 puits secs, trois puits en production (TRT1, TRT4 et TRT7), deux puits au cours de forage (TRT9, TRT10) et un puits fermé pour débit nul (TRT 5).

Les puits sélectionnés pour cette étude sont TRT1, TRT4 et TRT7. Et tous les puits ont été modélisés en utilisant les données des tests AMERADA (mesure de la pression statique) avec les derniers tests de jaugeage à l'aide du software PROSPER.

Tableau V.1 : Les données des tests de puits (test jaugeage).

Puits	Réservoir	Date du Test	DUSE (mm)	QHUILE (m3/j)	QEAU (m3/j)	Q GF (m3/j)	Psep (bar)	PT (bar)	Etat
TRT1	Ordovicien	06/03/2015	8	71.47	0	12033	1.24	35.24	Ouvert
TRT4	Ordovicien	17/12/2014	9	28.39	0	8316	1.4	29.66	Ouvert
TRT7	Ordovicien	15/03/2015	9	61.69	0	12066	1.24	28.07	Ouvert

Tableau V.2 : Les données des tests de pression de fond (AMERADA).

Puits	Profondeur(M)	Pression(psi)	Température(C°)
TRT-1	1489,00	2036,48	95,37
TRT-4	1526	2008,09	96,59
TRT-7	1523	2029,98	96,13

III.1. Etude de sensibilité du Water Cut :

On fait une étude de sensibilité du Water Cut pour voir l'efficacité du gaz lift sur le maintien de la production dans le temps, pour cela on a fait une étude comparative entre deux corrélations.

Variable1 :

On change le débit d'injection de gaz jusqu'à 20000 m³/j

Variable 2 :

On change le pourcentage de Water Cut jusqu'à 60%.

III.2. Les résultat de performance GL avec sensibilité du Water Cut:

a. TRT1 :

Tableau V.3 : Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT1.

Sensibilités WC	CORRELATION HAGEDORN BROWN					CORRELATION FANCHER & BROWN				
	QL (m3/j) Sans Gaz Lift	Qoil (m3/j) Sans Gaz Lift	QL (m3/j) Avec Gaz Lift	Qoil (m3/j) Avec Gaz Lift	Gain (m3/j)	QL (m3/j) Sans Gaz Lift	Qoil (m3/j) Sans Gaz Lift	QL (m3/j) Avec Gaz Lift	Qoil (m3/j) Avec Gaz Lift	Gain (m3/j)
WC =0%	71.47	71.47	75.2	75.2	3.73	71.47	71.47	77.4	77.4	5.92
WC =40%	52.96	31.77	69.49	41.69	9.92	48.79	29.27	67.82	40.69	11.42
WC =60%	-	-	63.02	25.20	25.20	-	-	65.32	25.19	25.19

Comme le gaz lift n'a pas d'apport de production important pour ce puits à l'état actuel, on suit la même procédure de sensibilité sur le Water Cut appliquée au puits TRT 1.

b. TRT4 :

Tableau V.4: Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT4.

Sensibilités WC	CORRELATION HAGEDORN BROWN					CORRELATION FANCHER & BROWN				
	QL (m3/j) Sans Gaz Lift	Q oil (m3/j) Sans Gaz Lift	QL (m3/j) Avec Gaz Lift	Q oil (m3/j) Avec Gaz Lift	Gain (m3/j)	QL (m3/j) Sans Gaz Lift	Q oil (m3/j) Sans Gaz Lift	QL (m3/j) Avec Gaz Lift	Q oil (m3/j) Avec Gaz Lift	Gain (m3/j)
WC =0%	93.4	93.4	115	115	21.6	92.1	92.1	114.4	114.4	22.3
WC =40%	118.1	70	116.8	93	23	117.8	69.5	114.6	92.7	23.3
WC =60%	114.5	45.8	118.1	70.8	25	113.2	43.6	117.1	68.2	24.6

On suit la même procédure appliquée au puits TRT 1 et 4.

c. **TRT7 :**

Tableau V.5 : Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT7.

Sensibilités WC	CORRELATION HAGEDORN BROWN					CORRELATION FANCHER & BROWN				
	QL (m ³ /j) Sans Gaz Lift	Qoil (m ³ /j) Sans Gaz Lift	QL (m ³ /j) Avec Gaz Lift	Qoil (m ³ /j) Avec Gaz Lift	Gain (m ³ /j)	QL (m ³ /j) Sans Gaz Lift	Qoil (m ³ /j) Sans Gaz Lift	QL (m ³ /j) Avec Gaz Lift	Qoil (m ³ /j) Avec Gaz Lift	Gain (m ³ /j)
WC =0%	61.69	61.69	62	62	0.31	61.64	61.64	64.83	64.83	3.19
WC =40%	46.71	23.35	48.51	24.25	0.90	48.63	24.33	48.57	27.54	3.21
WC =60%	-	-	45.54	13.66	13.66	-	-	30.87	9.26	9.26

L'examen approfondi des résultats indique que le gaz lift n'a pas d'apport de production important pour les puits TRT1 et 7 à l'état actuel, Mais le TRT 4 c'est un bon candidat pour le gaz lift

IV. Design de complétion pour le puits TRT4 :

IV.1. Corrélation utilisée pour l'écoulement dans le réservoir (*IPR*):

La pression du réservoir est inférieure à la pression de bulle, donc on est dans le cas d'un écoulement diphasique ($P_{wf} < p_b$) ; et la corrélation de VOGEL (*Well IP*) sera la plus convenable.

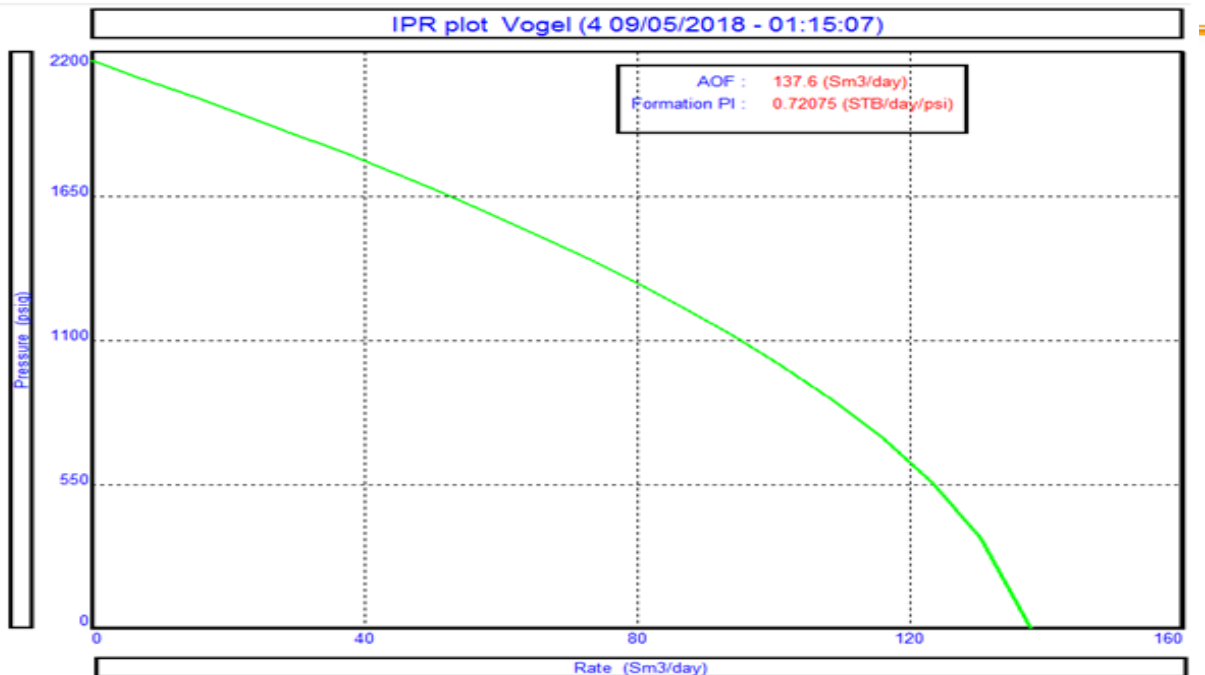
Tableau V.6 : Résultat d'étude de sensibilité du Water Cut avec le Gaz Lift pour TRT7.

Q (m ³ /j)	P_{wf} (psi)	P_r (psi)	Corrélation	T(c°)	Water-Cut %	GOR(Sm ³ /m ³)
28.39	2008.09	2204	VOGEL	96.59	00	180

Après l'insertion des données, la fenêtre (*plot*) permet d'obtenir le graph de **IPR** avec la corrélation utilisée pour la modélisation d'écoulement.

AOF : 137Sm³/jour.

Formation PI : 0.72075 STB/jour/psi

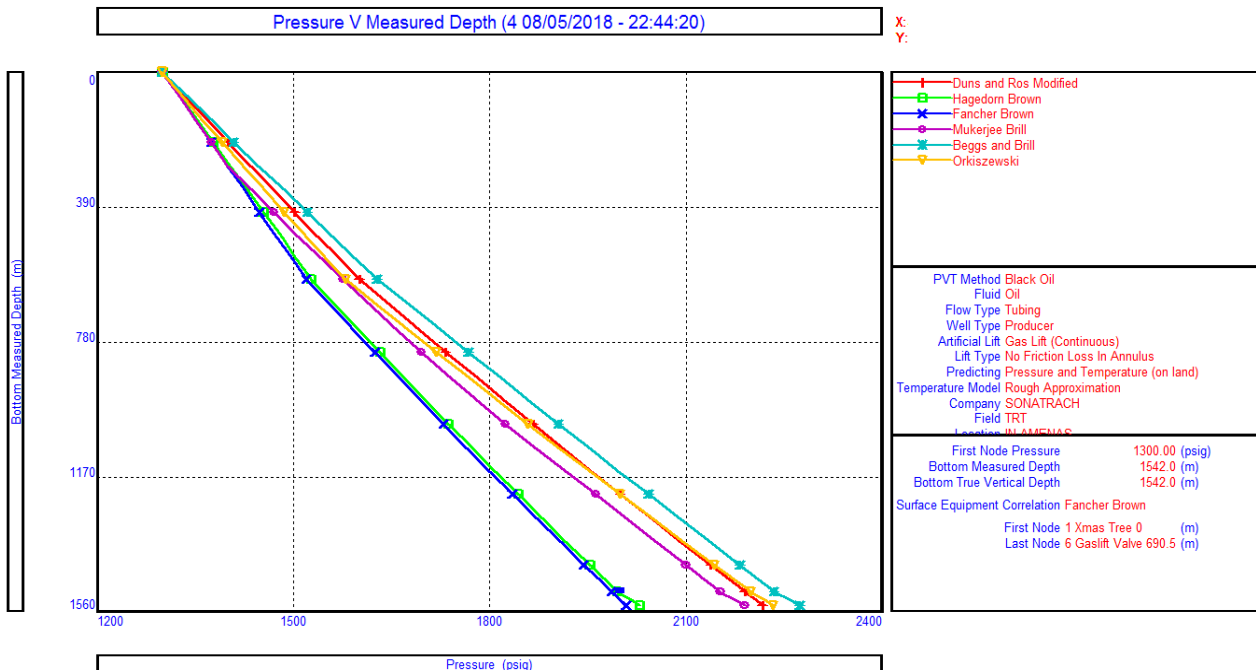


Graphe V.1 : IPR selon la corrélation de Vogel.

IV.2. Corrélation utilisée pour l'écoulement dans le tubing (TPC) :

Le principe consiste à choisir la corrélation qui donne une valeur de la pression du fond dynamique (P_{wf}) la plus proche de celle mesurée (minimum d'erreur).

Après l'insertion des données, la fenêtre (*tubing Correlation Comparison*) nous permet de faire une comparaison avec les différentes corrérelations utilisées pour la modélisation d'écoulement verticale.



Graphe V.2 : Gradient de pression dynamique pour différentes corrérelations.

TableauV.7 : Les résultats obtenus pour les différentes corrélations.

Corrélation	P_{wf} calculée (psi)	P_{wf} mesurée (psi)	L'erreur absolue(psi)	L'erreur relative (%)
<i>Orkiszweski</i>	2274	2008.09	265	13
<i>Mukerjee Brill</i>	2223		214	10
<i>Beggs & Brill</i>	2274		265.91	13
<i>Duns & Ros Modified</i>	2019.5		262	12
<i>Hagedorn & Brown</i>	2271		18.41	0.9
<i>Fancher Brown</i>	2026.5		11.41	0.5

D'après le tableau les corrélations qui donne la pression de fond dynamique la plus proche de celle mesurée par le test sont :

- ✓ **HAGEDORN & BROWN**
- ✓ **FANCHER BROWN**

IV.3. Equipent Data : en utilisent les données de fiche complétion (jointé en annexe) :

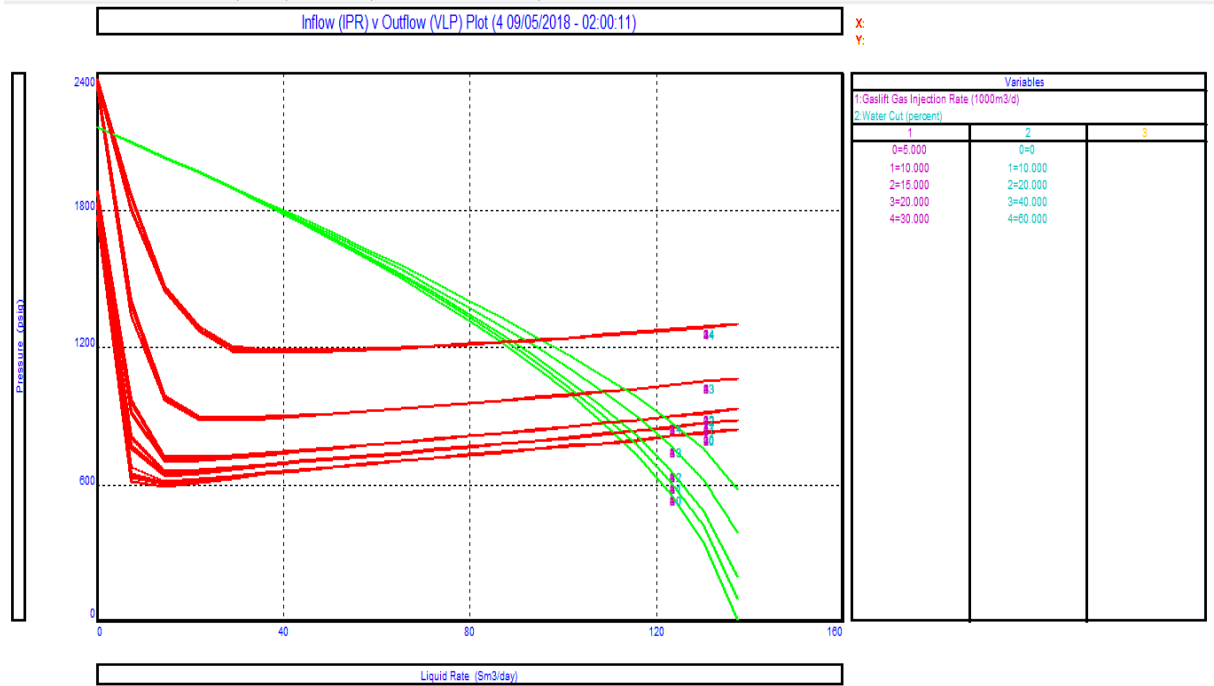
- Données de tête de puits : 3000 psi 2^{1/2}
- Caractéristiques de tubing : 2^{7/8} # J55
- Caractéristiques de tubage : 5^{1/2} # N80

IV.4. Point de fonctionnement :

La deuxième étape de la modélisation de l'écoulement du fluide consiste à déterminer le point de fonctionnement ($Q_{ofonc}, P_{wf\ fonc}$) qui représente le point d'intersection de l'*IPR* (courbe caractéristique du réservoir) et la *TPC* (courbe caractéristique du *tubing*).

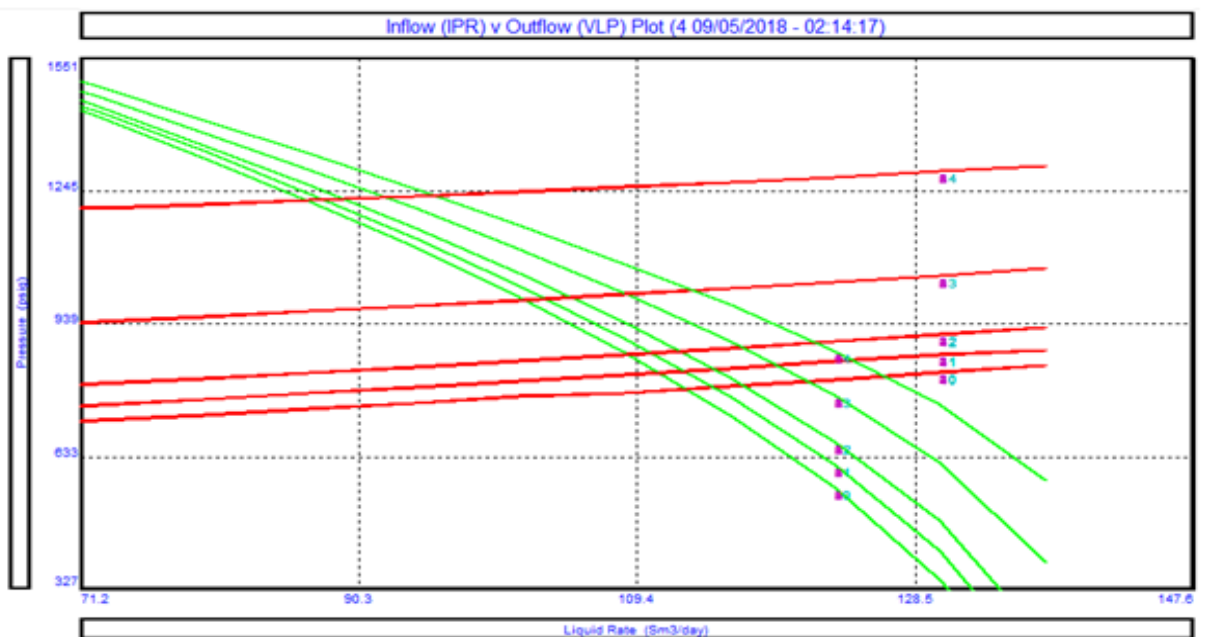
Pour déterminer la performance de puits avec l'évolution de Water Cut on choisit cinq variables de volume de gaz injecté de 5000 m3/j jusqu'à 30000 m3/, Et cinq pour le pourcentage de Water Cut de 00% jusqu'à 60 %

Les résultats de performance de l'Inflow et l'Outflow sont donnés dans le graph suivant :



Graph V.3 : Point de fonctionnement IPR/VLP du puits TRT4.

- ✓ **Partie 01 [0 - 5000 sm³/j]** : la variation de débit de production d'huile est proportionnelle au débit de gaz injecté dans la colonne de production. Le mécanisme du *gas-lift* est efficace.
- ✓ **Partie 02 [7000 - 30000 sm³/j]** : le débit de production d'huile est presque stable, Le mécanisme du *gas-lift* n'est pas efficace.



Graph V.4 : Point de fonctionnement avec les différent variables IPR/VLP du puits TRT4.

A partir de ce graphe, nous pouvons faire les commentaires suivants :

- ✓ Le gaz lift permet d'augmenter le débit d'huile j' jusqu'à 125Sm³/jour
- ✓ Le gaz lift maintenir un débit important même avec Water Cut = 60%
- ✓ Le débit de gaz optimal à injecter dans la colonne de production ne doit pas excéder la valeur limite de 5000 sm³/j, ou autrement dit, le mécanisme du *gas-lift* sera inefficace et non rentable.

IV.5. Calcule des paramètres d'injection :

TableauV.8 : Les paramètres d'injection.

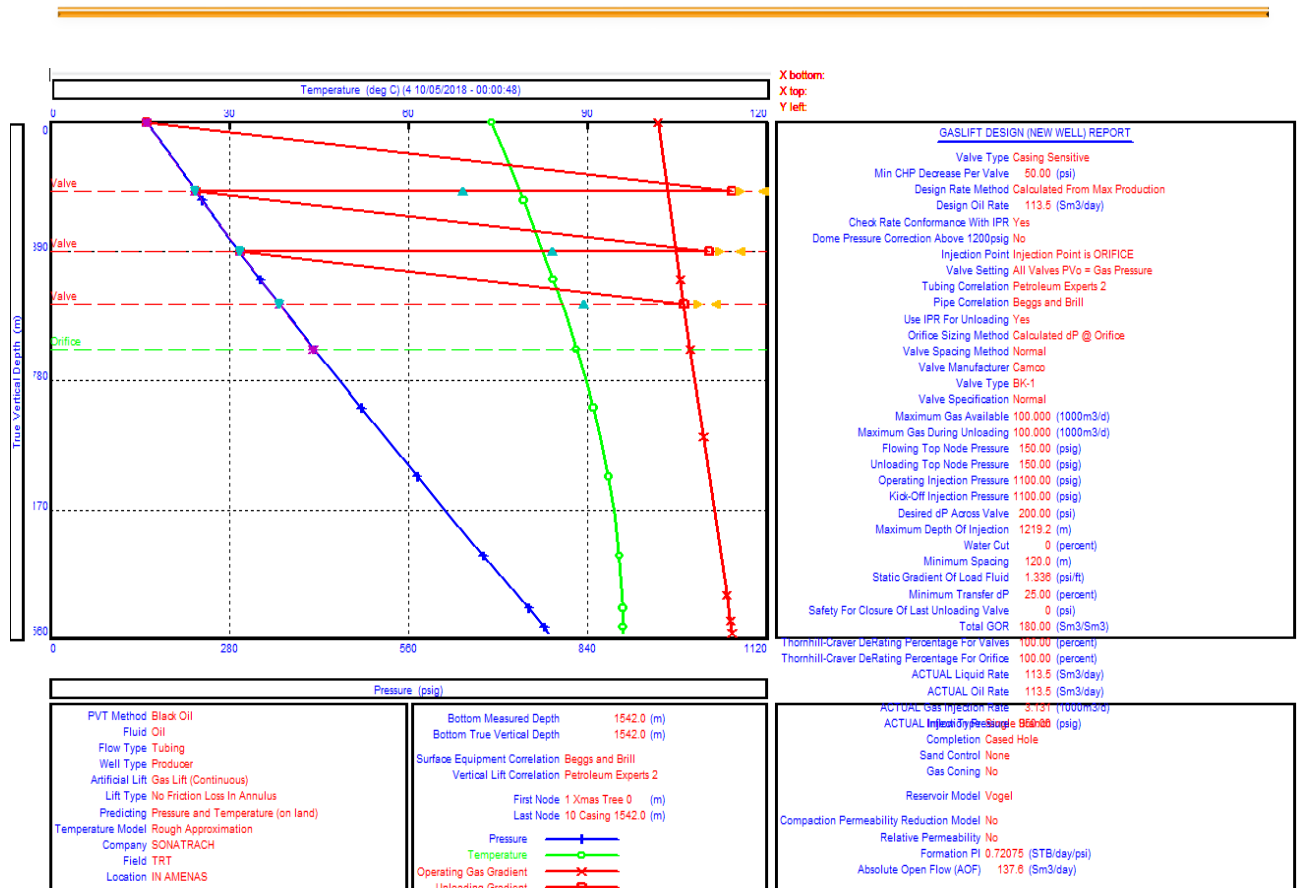
Débit de gaz injecté (Sm ³ /j)	4887.7
Débit de liquide (Sm ³ /j)	115
Pression de tête (psi)	120
Nombre des vannes gaz lift	4
Pression d'injection (psi)	950
Type des vannes gaz lift	CAMCO BK-1

IV.6. Design de complétion :

Après les étapes de calcule des paramètres d'injection en cliquant (design) après fin de calcule en cliquant sur (plot), pour obtenir le design de complétion, les cote des mandarins, les caractéristiques des vannes d'injection, les pressions de tarage, les pressions d'ouverture et fermeture.

Tableau V.9 : Les cotes et les pressions de tarage des vannes gaz-lift.

Vanne	Type	Profondeur (m)	Pression tubing (psi)	Pression d'ouverture(psi)	Pression fermeture(psi)	Pression de test (psi)
1	Vanne BK-1	208.88	226.91	1115.53	1078.21	904.52
2	Vanne BK-1	391.92	296.62	1079.14	1046.27	867.15
3	Vanne BK-1	550.33	358.66	1040.93	1012.28	830.98
4	Orifice BK-1	685.17	412.55			



Grappe V.5 : design de complétion (cote de side pocket mandrel)

Selon les données disponibles on peut conclure que :

- Le puits TRT 4 est un bon candidat pour le gaz lift, car il augmente le débit de production d'huile à 115Sm³/J et assure la stabilité de production dans le temps même avec l'évolution de Water Cut.
- Le puits TRT 7 n'est pas candidat au gaz lift
- Le puits TRT1 n'est pas candidat au gaz lift à l'état actuel (le gaz lift n'a pas un gain important en production). Mais vu le potentiel de ce puits, le gaz lift assure une stabilité de production dans le temps avec l'évolution du Water Cut.
- Faire des mesures de pressions de fond dynamique pour les puits étudiés afin d'améliorer notre étude d'optimisation.
- Tester le puits retenu après la mise en GL pour réajustement des paramètres d'injection.

Conclusion Générale

Suite à notre étude on peut conclure :

- ❖ Le water drive semble être le mécanisme de drainage principale de l'huile du réservoir cambro-ordovicien.
- ❖ Malgré une action importante de l'aquifère, la production d'eau reste très faible, cela s'explique par un balayage à l'eau très favorable.
- ❖ Selon l'étude prévisionnelle, la participation de ce champ dans la production sera très importante par rapport aux autres champs dans la région d'In Aminas, c'est pour ça il est nécessaire de la remise en production.
- ❖ Selon la pression initiale du réservoir et puisque les puits sont éruptifs, alors la décision de fermeture de ce champ depuis l'année 1980 avait une influence négative sur l'aspect économique.
- ❖ L'activation du puits TRT4 par le gaz-lift permet d'augmenter sa production journalière d'huile jusqu'à 115 (m³/j).
- ❖ Les puits TRT 1 et TRT 7 ne sont pas candidats au gaz lift à l'état actuel (TRT7 est au maximum de son potentiel).
- ❖ Pour l'injection du gaz lift, il est nécessaire de prendre en considération le débit d'injection pour assurer une bonne efficacité.
- ❖ Puisque La production cumulée était de 0.312.10⁶ m³ ST soit environ 9.75% du volume en place, donc, le champ TRT doit être concerné par des projets futurs tels que le forage des puits producteurs et injecteurs.

Recommandation

Suite à notre analyse nous recommandons les points suivants :

- ❖ Implanter deux nouveaux puits producteurs d'huile au niveau du réservoir Cambro-Ordovicien.
- ❖ Réaliser une diagraphie TDT dans le puits TRT1 pour localiser le plan d'eau et suivre leur évolution.
- ❖ Elaborer un modèle dynamique du réservoir pour mieux préciser les calculs et pour positionner l'implantation des nouveaux puits ainsi que leurs profils.
- ❖ Réaliser un centre de séparation, traitement et ré injection du gaz au niveau du champ TRT.
- ❖ Mise en production le puits TRT5 (GOR élevé) dans le but d'utiliser ce gaz après le traitement comme *gas-lift* pour l'activation du puits TRT4.
- ❖ Pour des raisons économiques adapter la ligne de production au champ Edjeleh.
- ❖ Prévoir une étude économique concernant le projet de développement à savoir le forage de deux nouveaux puits et la réalisation d'un de centre de séparation, traitement et réinjection du *gas-lift*.

Bibliographies

- [1] : FRANLAB S.A. “*MonoGrafy du OUAN TAREDERT*” par la C.R.P.E.S. (1969).
- [2] : DIVISION ENP IN-AMENAS “*Rapport Geologique De Gisement OUAN TAREDERT*” SONATRACH-DP-INAS (1980).
- [3] : RENE, Cossé. *Techniques d’exploitation pétrolière “Le gisement”* Edition Technip Paris 1988, page 36.
- [4] : ROBERT Desbrandes. “*Diagraphies dans les sondages*” Edition Technip (1989), page 234-282-321.
- [5] : D. CHAPPELLIER. “*Diagraphie Pétrole*” cours Institut Français Du Pétrole, page 14.
- [6] : DEJEAN Jean-Pascal, “*Reservoir Engineering Drive Mechanisms*”, cours Institut Français Du Pétrole, page 78-83.
- [7] : HELMI Pratikno. “*Decline Curve Analysis Using Type Curves*” Texas University, page 54-57.
- [8] : TAREK, Ahmed. “*Analysis of Decline and Type Curves*” Troisième Édition”. Gulf Professional Publishing 2006, page 237-240.
- [9] : BELLARBY Jonathan, “*Well Completion Design*”. Edition 2009, page 303-308.
- [10] : DENIS Perrin Well “*Completion and Servicing*” Edition technip, 1999 page 234-251.
- [11] : H, DALE Beggs. “*Production Optimization Using NODAL Analysis*”, Oklahoma Edition OGCI and petroskills 2003, page42-57.
- [12] : GUEHRIA Fawzi. “*Advanced Production Data Analysis/Nodal Analysis*”. 2003, page 34-37.