

N° Ordre/Faculté/UMBB/2020.

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par : BOUHASSOUNE Djamel Eddine

BETTAYEB Miloud Rachid

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

**Elaboration d'un plan de développement du champ Rhourd Louh Sif
Fatima Extension (Berkine Est)**

Devant le jury :

ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Encadreur
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Président
SAIFI Redha	MAA	UMBB	Examineur
KHEBICHI Mourad	Ingénieur	SH/PED	Co-Encadreur

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciement

Avant toute chose, nous remercions Dieu, de nous avoir la santé et le courage afin de pouvoir réussir ce travail.

Nous voudrions tout d'abord adresser toutes nos reconnaissances à notre chère professeur et encadreur : Mr ZERAIBI Noureddine pour sa disponibilité et son aide tout au long de cette modeste recherche, et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter nos réflexions.

Nous exprimons nos remerciements à Mr Aymen LAALEM pour son aide et pour avoir eu la patience de répondre à nos innombrables questions.

Nous remercions en particulier Mr SELLAL Mehdi et Mr KHEBECHI Mourad de nous avoir donné l'occasion extraordinaire de réaliser notre travail de terrain.

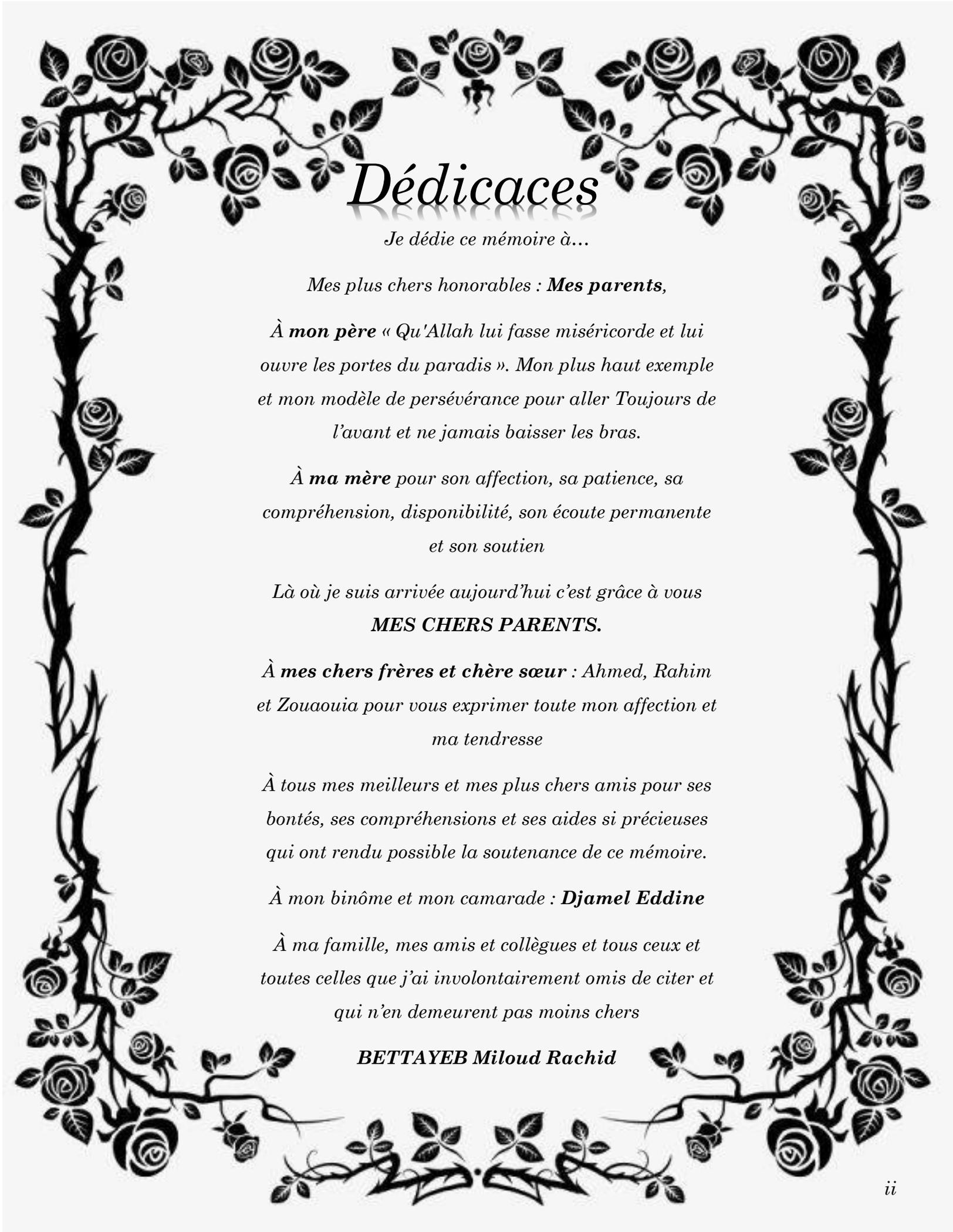


Nous tenons à remercier aussi toutes les personnes qui ont contribué au succès de notre stage.

Nous adressons nos sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé nos réflexions durant notre recherche.

Nous aimerons exprimer nos gratitudes à tous les chercheurs et spécialistes, trop nombreux pour les citer, qui ont pris le temps de discuter de notre sujet. Chacun de ces échanges nous a aidé à faire avancer notre analyse

En fin, à tous ceux et celles qui ont contribué de près et de loin à la réalisation de ce travail qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et nos remerciements.



Dédicaces

Je dédie ce mémoire à...

*Mes plus chers honorables : **Mes parents,***

À mon père « Qu'Allah lui fasse miséricorde et lui ouvre les portes du paradis ». Mon plus haut exemple et mon modèle de persévérance pour aller Toujours de l'avant et ne jamais baisser les bras.

À ma mère pour son affection, sa patience, sa compréhension, disponibilité, son écoute permanente et son soutien

Là où je suis arrivée aujourd'hui c'est grâce à vous
MES CHERS PARENTS.

À mes chers frères et chère sœur : Ahmed, Rahim et Zouaouia pour vous exprimer toute mon affection et ma tendresse

À tous mes meilleurs et mes plus chers amis pour ses bontés, ses compréhensions et ses aides si précieuses qui ont rendu possible la soutenance de ce mémoire.

*À mon binôme et mon camarade : **Djamel Eddine***

À ma famille, mes amis et collègues et tous ceux et toutes celles que j'ai involontairement omis de citer et qui n'en demeurent pas moins chers

BETTAYEB Miloud Rachid



Dédicace

Je dédie ce mémoire à...

À MA TRÈS CHÈRE MÈRE

*Source inépuisable de tendresse, de patience et de sacrifice. Ta prière et ta
Bénédictioin m'ont été d'un grand secours tout au long de ma vie.*

À MON TRÈS CHER PÈRE Ahmed

*De tous les pères, tu es le meilleur. Tu as été et tu seras toujours un exemple
pour moi par tes qualités humaines, ta persévérance et perfectionnisme et tes
décisions.*

À MES SŒURS

*Aucune dédicace ne peut exprimer la profondeur des sentiments fraternels et
d'amour, d'attachement que j'éprouve à vos égards.*

À MON frère et mon binôme Miloud-RACHID

*A La famille qui m'a acquis MAPH15. A tous mes amis et mes collègues, Il me
serait difficile de vous citer tous, vous êtes dans mon cœur, affectueusement.*

Résumé

Notre projet de fin d'étude consiste à élaborer un plan de développement d'un nouveau champ pétrolier dans le Bassin de Berkine Est. L'étude s'effectue par l'utilisation de la modélisation intégrée de la production en se basant sur les données initiales.

Tout d'abord, l'évaluation des données initiales dans une succession des étapes et par plusieurs logiciels (Techlog – Saphir – Prosper) sert à créer une base de données destinée à la simulation par le logiciel MBAL. Ensuite, ce dernier nous permet de prédire la production du champ. Enfin, plusieurs scénarios de développement étaient réalisés afin de choisir le meilleur scénario adéquate à notre champ.

Mots clés : Plan de développement, modélisation intégrée de la production, simulation, production de champ, scénarios de développement.

Abstract

Our graduation project consists in elaborating a development plan for a new oil field in the East Berkine Basin. The study is carried out using integrated production modeling based on initial data.

First of all, the evaluation of the initial data in a succession of steps and by several software (Techlog - Saphir - Prosper) is used to create a database for simulation using the MBAL software. Then, the MBAL software allows us to predict the production of the field. Finally, several development scenarios were carried out in order to choose the best scenario for our field.

Keywords: Development plan, integrated production modeling, simulation, field production, development scenarios.

ملخص

يتضمن مشروعنا للتخرج وضع خطة تطوير حقل نفط جديد في حوض بركين الشرقي. أجرينا الدراسة من خلال استخدام نمذجة الإنتاج المتكاملة بناءً على البيانات الأولية الخاصة بالحقل.

لذلك أولاً، تتم دراسة وتقييم البيانات الأولية في سلسلة من الخطوات وبواسطة عدة برامج (Techlog - Saphir - Prosper) لإنشاء قاعدة بيانات مخصصة للمحاكاة بواسطة برنامج MBAL. بعد ذلك، يسمح لنا MBAL بتوقع إنتاج الحقل. وأخيراً، يتم تنفيذ العديد من سيناريوهات التطوير والتنمية من أجل اختيار السيناريو الأفضل والمناسب لهذا الحقل.

كلمات مفتاحية: خطة التنمية والتطوير، وضع نماذج الإنتاج، المحاكاة، إنتاج الحقل، سيناريوهات التنمية المتكاملة.

➤ Remerciements.....	i
➤ Dédicace.....	ii
➤ Résumé.....	iv
➤ Sommaire.....	v
➤ Listes des figures.....	xiii
➤ Liste des tableaux.....	xvii
➤ Introduction.....	1

Partie Théorique

Chapitre I : Géologie Général Du Bassin De Berkine	
I.1) Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine	02
I.1.1) Situation géographique du bassin de Berkine	02
I.1.2) Situation Géologique du bassin de Berkine	02
I.2) Géologie régionale	03
I.2.1) Aspect stratigraphique	03
I.2.2) Aspect structurale	03
I.3) Système pétrolier	04
I.3.1) Roches mères	04
I.3.2) Réservoirs	04
I.3.3) Roches Couvertures	05
I.3.4) La migration	05
I.3.5) Les pièges	05
I.4) Géologie Locale De Champ De SIF Fatima	06
I.4.1) Situation géographique	06
I.4.2) Synthèse Géologique et Géodynamique	06
I.4.3) Stratigraphie	07
I.4.4) Le potentiel pétrolier de la zone d'étude	07

Chapitre II : La pétrophysique	
II.1) Introduction sur la pétrophysique	8
II.2) Modélisation pétrophysique	8
II.2.1) La porosité (ϕ)	9
II.2.1.1) Définition	9
II.2.1.2) Les différents types de porosité	10
II.2.1.2.1) Porosité totale (ϕ_t)	10
II.2.1.2.2) Porosité utile (ϕ_u)	11
II.2.1.2.3) Porosité résiduelle (ϕ_r)	11
II.2.2) La perméabilité	11
II.2.2.1) Définition	11
II.2.2.2) Les types de la perméabilité	12
II.2.3) La Saturation	13

L'analyse spéciale des carottes	
II.1) Introduction	14
II.2) Pression Capillaire	14
II.3) La mouillabilité	14
II.4) Effet de la mouillabilité sur les paramètres des réservoirs	15
II.5) Types de mouillabilité dans les réservoirs	15
II.5.1) Mouillabilité à l'eau	15
II.5.2) Mouillabilité à l'huile	15
II.6) Perméabilité relative	15
II.7) Variations de la perméabilité relative en fonction de la saturation	16
II.7.1) Perméabilité relative pétrole-eau	16
II.7.2) Perméabilité relative pétrole-gaz	17

Analyse PVT	
II.1) Introduction	18
II.2) Les principales propriétés des huiles	18
II.2.1) Pression de bulle	18
II.2.2) Rapport gaz-huile de solution (R_s)	18
II.2.3) Facteur volumétrique de formation de l'huile	19
II.2.4) Viscosité	19
II.2.5) Compressibilité de l'huile C_o	19
II.3) Les expériences PVT	20
II.3.1) Tests primaires "Primary tests"	20
II.3.2) Tests routiniers de laboratoire « Routine laboratory tests »	20
II.3.3) Tests spéciaux de laboratoire PVT « Special laboratory PVT tests»	20
II.4) Expansion à composition constante	20
II.5) Essai de libération différentielle	21
II.6) Tests de séparation	22
II.7) Ajustement des données de DL aux conditions du séparateur	23

Chapitre III : Théorie des essais de puits	
III.1) Introduction	24
III.2) Principe et Objectifs des essais de puits	24
III.3) Les différents types des essais de puits	24
III.3.1) Test au cours de forage (DST)	24
III.3.2) Les tests de formation	25
III.3.2.1) Définition du MDT	26
III.3.2.2) Principe du MDT	26
III.3.2.3) Applications du MDT	26
III.3.3) Essai en débit (Draw-Down-Test)	27
III.3.4) Test de remonté de pression (Build Up)	28
III.4) Les méthodes d'Interprétation des essais de puits	28
III.4.1) Méthodes conventionnelles	28
III.4.2) Les planches des courbes types (1970)	29
III.4.3) Les planches des courbes dérivatives	29
III.4.4) Le logiciel « SAPHIR	29

Performance des puits et des réservoirs	
III.1) Introduction	30
III.2) L'analyse nodale	30
III.3) Performance du réservoir	31
III.3.1) La délivrabilité du réservoir	31
III.3.2) La courbe de performance du réservoir (inflow)	31
III.3.3) La construction de La courbe de performance du réservoir	32
III.3.3.1) IPR linéaire (utilisant l'indice de productivité (IP))	32
III.3.3.2) IPR non linéaire	32
III.3.3.2.1) La méthode de VOGEL (skin nul)	32
III 3.3.2.2) Méthode de standing (méthode Vogel modifiée)	33
III.3.3.2.3) Méthode de Fétkovich	34
III.3.4) Prédiction des futurs IPR pour les réservoirs d'huile	35
III.3.4.1) Méthode de Standing	36
III.3.4.2) Méthode de Fétkovich	37
III.4) Performance des puits	37
III.4.1) Performance de tubing (outflow)	37
III.4.2) Les variables influençant sur la Performance d'écoulement dans le tubing	38
III.4.3) Les régimes d'écoulements	38
III.4.3.1) Ecoulement de liquide « Liquid flow »	38
III.4.3.2) Ecoulement à bulles « Bubble flow »	38
III.4.3.3) Ecoulement par bouchon « Slug flow »	39
III.4.3.4) Ecoulement annulaire « Annular flow »	39
III.4.3.5) Ecoulement à brouillard « Mist flow »	39

Chapitre IV : Estimation des réserves et mécanismes de drainage

IV.1) Généralités sur les réserves d'hydrocarbures	40
IV.2) Les différentes catégories des réserves	40
IV.2.1) Les réserves prouvées (1P)	40
IV.2.2) Les réserves probables (2P)	40
IV.2.3) Les réserves possibles (3P)	41
IV.3) Méthodes d'estimation des réserves	41
IV.3.1) Méthode volumétrique -(cubature) isobathe-	41
IV.3.1.1) Formule mathématique	41
IV.3.1.2) Détermination des différents paramètres intervenant dans la formule	41
IV.3.2) Méthode de bilan matière	43
IV.4) Mécanismes de drainage	46
IV.4.1) Mécanismes de récupération primaire	46
IV.4.1.1) Water drive	47
IV.4.1.2) Gaz cap drive	47
IV.4.1.3) Solution gaz drive	48
IV.4.2) Mécanisme de récupération secondaire	48
IV.4.3) Mécanisme de récupération tertiaire	48

Partie Pratique

Etude géologique et mesure MDT

Partie B. I : Présentation de la région d'étude	49
I.1) Géologie locale de la région Rhourde Louh-Sif Fatima	49
I.1.1) Contexte structural	49
I.1.2) Contexte stratigraphique	49
I.1.3) Système pétrolier	49
I.1.3.1) Roche mère	49
I.1.3.2) Roche réservoir	49
I.1.3.3) Roche couverture	49
I.2) Position, découverte et délimitation de la structure Rhourde Louh Sif Fatima Extension	49
Partie B. II : Interprétation des MDT	51
II.1) Résultats des enregistrements du MDT	51
II.1.1) Puits SF Ext-1	51
II.1.2) Puits SF Ext-3	53
II.2) Analyse et interprétation des résultats	54
II.2.1) Puits SF Ext-1	54
II.2.1.1) Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur	54
II.2.1.2) Synthèse des résultats du MDT pour le puits SF Ext-1	57
II.2.2) Puits SF Ext -2	58
II.2.2.1) Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur	58

II.2.2.2) Synthèse des résultats du MDT pour le puits SF Ext 3	61
--	----

Etude Pétrophysique	
III.1) Introduction	62
III.2) Interprétation qualitative	62
III.2.1) Localisation des zones réservoir	62
III.2.2) Détermination des paramètres matriciels	62
III.3) Interprétation quantitative	63
III.3.1) Détermination de la résistivité de l'eau de formation « Rw » par la méthode graphique	63
III.3.2) Détermination des paramètres d'argile	63
III.3.3) Détermination du volume d'argile	64
III.3.4) Détermination de la porosité	64
III.3.4.1) Porosité densité ϕ_D	64
III.3.4.2) Porosité sonique ϕ_S	65
III.3.4.3) Porosité neutron ϕ_N	65
III.3.4.4) Porosité utile ϕ_u	66
III.3.5) Evaluation de la saturation	66
III.3.6) Détermination de la hauteur utile « Net Pay »	67
III.4) Résultat de l'interprétation	67
III.4.1) Puits « SF Ext-1 »	67
III.4.2) Puits « SF Ext-2 »	71
III.4.3) Puits « SF Ext-3 »	72
III.5) Synthèse des résultats	73
III.6) Discussion des résultats	74

Etude PVT	
IV.1) Introduction	75
IV.2) Détails de l'échantillonnage	75
IV.3) Résultats du test CCE -relation PV	76
IV.3.1) Le volume relatif total (Vrel)	76
IV.3.2) La fonction Y	76
IV.3.3) La masse volumique ρ_o	77
IV.3.4) Le coefficient de compressibilité isotherme pour l'huile sous-saturée C_o	78
IV.3.5) Commentaires	79
IV.4) Résultats du test de vaporisation différentielle DL	79
IV.4.1) Le facteur de volume de formation d'huile B_{0d}	79
IV.4.2) Le facteur de solubilité différentiel noté R_{sd}	80
IV.4.3) Le facteur de volume de formation de gaz B_g	80
IV.4.4) Le facteur de volume total relatif B_{td} de la libération différentielle	80
IV.4.5) Le facteur de compressibilité du gaz z	80
IV.5) Résultats du test sur séparateur	81
IV.6) Ajustement des paramètres	82
IV.7) Données de la viscosité	85
IV.8) Présentation des résultats finals	86

Interprétation des DST

V.1) Introduction	87
V.2) Notions générales sur les DST du puits SF Ext 1	87
V.3) Interprétation des DST SF Ext 1	88
V.3.1) History Plot	89
V.3.2) Extraction de la dérivée et l'identification du modèle approprié	90
V.3.3) Extraction des paramètres après calage du modèle et validation	92
V.3.4) Interprétation des résultats	92

Etude SCAL

VI.1) Système huile-eau	93
VI.2) Système Huile Gaz	94
VI.3) Tableau des points terminaux « End points » pour le réservoir TAGI	95

LVP / IPR

VII.1) Introduction	96
VII.2) Procédure de travail pour la configuration d'un modèle de puits	96
VII.2.1) Options summary	96
VII.2.2) PVT DATA	97
VII.2.3) IPR DATA	97
VII.2.4) Equipment DATA	98
VII.3) La construction des tables VLP	98
VII.3.1) Le choix de corrélation du calcul de perte de charge	98
VII.3.2) Les courbes IPR-VLP	99

Estimation des réserves

VIII.1) Introduction	101
VIII.2) Calcul des réserves par l'outil Monte Carlo (MBAL)	101
VIII.2.1) Aperçu sur la méthode de Monte Carlo	101
VIII.2.2) Le calcul des différentes réserves par logiciel MBAL (Monte Carlo)	101
VIII.3) Synthèse des résultats obtenus	104
VIII.4) Conclusion	104

Modélisation des réserves

IX.1) Introduction	105
IX.2) Notions de base de réservoir	105
IX.2.1) Le facteur de récupération (recovery facteur RF)	105
IX.2.2) Le débit maximal de production (Maximum Efficiency Rate MER)	106

Elaboration des Scénarios

X.1) L'état actuel du champ Sif Fatima Extension « SF Ext » (état de base)	107
--	-----

X.1.1) Description du cas	107
X.1.2) Le modèle MBAL de l'état de base	107
X.1.3) Résultats de prévision pour l'état de base	108
X.1.4) Evaluation d'état de base	108
X.2) Scénario 01 : Réalisation de mesure PLT et la fracturation hydraulique du puit SF Ext 2	109
X.2.1) Description du scénario	109
X.2.2) Résultats des prévisions par le 1er scénario	110
X.2.3) Evaluation du 1er Scénario	111
X.3) Scénario 02 : implantation des nouveaux puits producteurs	111
X.3.1) Description du scénario	111
X.3.2) Résultats des prévisions par le 2ème scénario	111
X.3.3) Evaluation du 2ème Scénario	112
X.4) Scénario 03 : Nettoyage des perforations par l'acidification sur puits SF Ext 2	112
X.4.1) Description du scénario	112
X.4.2) Résultats des prévisions par le 3 ^{ème} scénario	113
X.4.3) Evaluation du 3 ^{ème} scénario	113
X.4) Comparaison entre les deux scénarios	113
X.5) Conclusion	114
Conclusion et recommandations	115
Bibliographie	xix
Annexe	xxii

LISTE DES FIGURES

PARTIE THEORIQUE	
Chapitre I : GEOLOGIE GENERAL DU BASSIN DE BERKINE	
Fig (1) - Situation géographique	2
Fig (2) - Carte géologique de l'Algérie	2
Fig (3) - Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine	3
Fig (4) - Pièges et migration dans le bassin de Berkine	6
Fig (5) - Carte de situation de Bloc d'étude (SIF FATIMA) du bassin de Berkine	6
Chapitre II : La pétrophysique	
Fig (1) : Porosité dans les grés -modèle de la porosité dans un grés d'après	9
Fig (2) : Schéma du réseau poreux	10
Fig (3) : Porosité intergranulaire et porosité intragranulaire	11
Fig (4) : Porosité utile et porosité résiduelle	11
L'analyse spéciale des carottes	
Fig (1) - Système pétrole/ eau dans un tube mince	14
Fig (2) - Exemple de mouillabilité	14
Fig (3) - Formation mouillable à l'eau	15
Fig (4) - Formation mouillable à l'huile	15
Fig (5) - Courbes de perméabilité relative pour le système gaz-oil	16
Fig (6) - Courbes de perméabilité relative en fonction de la saturation pétrole-eau dans un réservoir mouillé par l'eau	16
Fig (7) - Courbes de perméabilité relative en fonction de la saturation pétrole-eau dans un réservoir mouillé par l'huile	17
Fig (8) - Courbes de perméabilité relative en fonction de la saturation pétrole-gaz	17
Analyse PVT	
Fig (1) - Courbe typique de l'évolution du R_s en fonction de la pression	18
Fig (2) - Courbe typique de l'évolution du B_o en fonction de la pression	19
Fig (3) - Courbe typique de l'évolution du C_o en fonction de la pression	20
Fig (4) - Essai d'expansion à composition constante CCE	21
Fig (5) - Essai de libération différentielle DL	21
Fig (6) - Test sur séparateur	22
Chapitre III : Théorie des essais de puits	
Fig (1) - Principe d'un essai de puits	24
Fig (2) - Schéma du train DST	25
Fig (3) - Diagramme typique de la réponse de la pression au cours du DST	25
Fig (4) - Image d'un MDT	26
Fig (5) - Schéma du principe de fonctionnement du MDT	26
Fig (6) - Diagramme typique de la réponse de la pression au cours du Draw-Down Test	27
Fig (7) - Diagramme typique de la réponse de la pression au cours du Build-Up Test	28

Performance des puits et des réservoirs	
Fig (1) - Illustration du point de fonctionnement	30
Fig (2) - Pertes de pression possibles dans le système de production d'un puits	31
Fig (3) - Courbe typique de performance d'un réservoir	31
Fig (4) - Une courbe typique de performance d'un réservoir sous-saturé.	32
Fig (5) - Courbe typique de performance d'un réservoir avec la diminution de pression sous la pression de bulle	32
Fig (6) - Illustration d'un système simple de production de pétrole	37
Fig (7) - Effet de l'augmentation du diamètre de tubing sur le VLP (le diamètre augmente de gauche à droite)	38
Fig (8) - Les différent régimes d'écoulement dans une conduite verticale	38
Chapitre IV : Estimation des réserves et mécanismes de drainage	
Fig (1) - Changement de volume dans un réservoir associé à une chute de pression	43
Fig (2) : Gisement d'huile sous-saturée	46
Fig (3) – Drainage par Water Drive	47
Fig (4) – L'histoire typique de la production d'un champ avec le mécanisme du gaz cap drive	47
Fig (5) – Graphique illustrant l'historique de la production d'un champ avec le mécanisme solution gaz drive.	48

PARTIE PRATIQUE	
GEOLOGIE ET MESURE MDT	
Fig (1) : Carte en isobath au toit du TAGI -Bassin de Berkine Est- Rhourde Louh Sif Fatima	50
Figure (2) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir TAGI pour le puits SF Ext-1.	54
Figure (3) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Upper TAGI pour le puits SF Ext-1.	55
Figure (4) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Middle TAGI pour le puits SF Ext-1	55
Figure (5) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Lower TAGI pour le puits SF Ext-1.	56
Figure (6) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Strunien pour le puits SF Ext-1.	57
Figure (7) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir TAGI pour le puits SF Ext-3.	58
Figure (8) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Upper TAGI pour le puits SF Ext-3.	59
Figure (9) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Middle TAGI pour le puits SF Ext-3.	59

Figure (10) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Lower TAGI pour le puits SF Ext-3.	60
Figure (11) : Courbe de la pression en fonction de la profondeur du réservoir Strunien pour le puits SF Ext-3.	60
ETUDE PETROPHYSIQUE	
Figure 1- Abaque de Résistivité - Température – Salinité (GEN 9)	63
Figure 2- Les principaux logs effectués sur le puits SF Ext-1	68
Figure 3 - Tableau des résultats de l'interprétation pétrophysique pour le puits SF Ext-1	69
Figure 4- ELAN final du puits SF Ext-1	70
Figure 5 - Tableau des résultats de l'interprétation pétrophysique pour le puits SF Ext-3.	72
ETUDE PVT	
Figure 1- Courbe de l'Y-Function en fonction de la pression	77
Figure 2- Courbe du Volume relatif en fonction de la pression.	78
Figure 3- Courbe du coefficient de compressibilité en fonction de la pression.	79
INTERPRETATION DES DST	
Figure 1- Etapes 1 et 2 de l'interprétation DST par le logiciel SAPHIR	88
Figure 2- Etapes 3 et 4 de l'interprétation DST par le logiciel SAPHIR	89
Figure 3- History Plot DST N°1 SF Ext-1 [Pression (psia) Débit liquide (STB/day) en fonction du temps (heures)].	89
Figure 4- History Plot DST N°2 SF Ext-1 [Pression (psia) Débit liquide (STB/day) en fonction du temps (heures)].	90
Figure 5- History Plot DST N°3 SF Ext-1 [Pression (psia) Débit liquide (STB/day) en fonction du temps (heures)].	90
Figure 6- History Plot DST N°4 SF Ext-1 [Pression (psia) Débit liquide (STB/day) en fonction du temps (heures)].	90
Figure 7- Graphe de P-P@dt=0 et la dérivée [psi] en fonction de dt [hr] en échelle Log-Log (DST-01 SF Ext 1)	91
Figure 8- Graphe de P-P@dt=0 et la dérivée [psi] en fonction de dt [hr] en échelle Log-Log (DST-02 SF Ext 1)	91
Figure 9- Graphe de P-P@dt=0 et la dérivée [psi] en fonction de dt [hr] en échelle Log-Log (DST-03 SF Ext 1)	91
Figure 10- Graphe de P-P@dt=0 et la dérivée [psi] en fonction de dt [hr] en échelle Log-Log (DST-04)	92
ETUDE SCAL	
Figure 1- Evolution de la perméabilité relative et la pression capillaire du système huile-eau (Lower TAGI)	93
Figure 2- Courbes d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour le système huile-eau (Lower TAGI)	94
Figure 3- Evolution de la perméabilité relative et la pression capillaire du système huile-gaz (Lower TAGI)	94
Figure 4- Courbes d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en gaz pour le système huile-gaz (Lower TAGI)	95
LVP / IPR	
Figure 1- Menu et options de PROSPER	96
Figure 2- Les données PVT du fluide dans PROSPER	97

Figure 3- La construction de la courbe IPR sur PROSPER	98
Figure 4- Comparaison entre les corrélations de perte de charge dans le tubing sur PROSPER	99
Figure 5- La courbe VLP et IPR de puits SF Ext-1	99
Figure 6- La courbe VLP et IPR de puits SF Ext-3	100
ESTIMATION DES RESERVES EN PLACE	
Figure 1- Introduction des données PVT dans l'outil Monté Carlo	101
Figure 2- La section "input" de l'outil Monte Carlo	102
Figure 3- Introduction des données du réservoir TAGI dans MBAL (Monte Carlo)	103
Figure 4- Résultats de calcul des réserves du réservoir TAGI par Monte Carlo.	103
Figure 5- Graphe de Monte Carlo pour le réservoir TAGI.	104
ELABORATION DES SCENARIOS	
Figure 1- Le modèle MBAL du champs SF Ext selon l'état de base.	107
Figure 2- Profils et cumuls de production prévisionnelle du champ SF Ext pour le cas de base (MER 5%)	108
Figure 3- Profils et cumuls de production prévisionnelle du champ SF Ext pour le cas de base (MER 7.5%)	109
Figure 4- Profils et cumuls de production prévisionnelle du champ SF Ext pour le cas de base (MER 10%)	109
Figure 5- Profils et cumul de production prévisionnelle du champ SF Ext par le 1er scénario (MER 10%)	110
Figure 6- La production cumulée du puits SF Ext 2 avant et après la stimulation	110
Figure 7- l'évolution de facteur de récupération en fonction de nombre des puits	112
Figure 8- Comparaison entre les différents scénarios de développement.	114

LISTE DES Tableaux

PARTIE PRATIQUE	
GEOLOGIE ET MESURE MDT	
Tableau 1 : Résultats de pré-test avec l’outil MDT pour le puits « SF Ext-1 »	52
Tableau 2 : Résultats de pré-test avec l’outil MDT pour le puits « SF Ext-3 »	53
Tableau 3 : Résultats MDT pour le puits SF Ext 1	57
Tableau 4 : Résultats MDT pour le puits SF Ext 3	61
ETUDE PETROPHYSIQUE	
Tableau 1 -Les paramètres matriciels.	62
Tableau 2 -Les paramètres d’argile.	64
Tableau 3 - Réévaluation des propriétés du puits SF Ext-1 après correction.	71
Tableau 4 - Résultats d’interprétation des Logs pour le puits SF Ext 2.	72
Tableau 5 - Synthèse des résultats de la caractérisation pétrophysique.	73
ETUDE PVT	
Tableau 1 - Comportement à masse constante de l’huile recombinaée du puits SFEXT-01, DST02 ($T_{rés}=96^{\circ}\text{C}$)	78
Tableau 2 - Résultats finals du test DL.	81
Tableau 3 - Résultats de calcul du facteur de retrait différentiel S_{od}	82
Tableau 4 - Résultats de calcul du B_o à des pressions inférieures à P_b .	83
Tableau 5 - Résultats de calcul du B_o à des pressions supérieures à P_b	84
Tableau 6 - Résultats de calcul du R_s .	84
Tableau 7 - Résultats de calcul du B_t .	85
Tableau 8 - Résultats de mesure de la viscosité de l’huile.	86
Tableau 9 - Synthèse de l’analyse PVT	86
INTERPRETATION DES DST	
Tableau 1 - Informations générales sur les tests DST du puits SF Ext 01	87
Tableau 2 - Données relatives au puits SFEXT01	87
Tableau 3 - Performances sur duses au cours des DST-SF Ext 01	88
Tableau 4 - paramètres du puit après calage.	92
ETUDE SCAL	
Tableau 1 - Scaling « End points » pour le réservoir Lower TAGI	95
LVP / IPR	
Tableau 1 - Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de PI Entry.	97
Tableau 2 - Les points de fonctionnement des puits	100
ESTIMATION DES RESERVES EN PLACE	
Tableau 1 - Résultats de calcul des propriétés moyennes du réservoir TAGI	103
Tableau 2 - Les réserves en place du champ Sif Fatima Extension.	104
MODELISATION DES RESERVOIRS	
Tableau 1 - Facteur de récupération exprimé en %	106
Tableau 2 - La production annuelle exigée selon les trois (03) MER	106
ELABORATION DES SCENARIOS	

Tableau 1- Le profil de production du champ SF Ext (état de base)	108
Tableau 2- Le taux de récupération et le cumul de production selon les 3 MER pour le 1 ^{er} scénario	110
Tableau 3- L'évolution du facteur de récupération et le cumule de production en fonction du nombre des puits.	111
Tableau 4- Le taux de récupération et le cumul de production pour le 3 ^{ème} scénario	113
Tableau 5- Synthèse de résultats des prévisions par l'état de base et les différents scénarios.	113

Introduction

Générale

Introduction

L'industrie mondiale se développe rapidement afin de répondre aux besoins humains. Malgré tout ce développement, on trouve toujours que le domaine contrôlant les marchés est celui des hydrocarbures et qu'il intéresse tous les pays dans le monde.

Pour cela, les sociétés pétrolières se concurrencent pour développer la technologie utilisée dans ce domaine et dans le but d'augmenter les découvertes souterraines de pétrole et de gaz. Ces découvertes signifient une augmentation de la production générale, et cela par des études approfondies et complexes utilisant diverses moyennes humaines et industrielles.

Les ingénieurs pétroliers donnent des décisions réalistes dans ce domaine afin d'achever à des résultats souhaitables. Ces décisions nécessitent des investissements énormes et pour cela qu'ils réalisent des études profondes sur les champs pétroliers avant tout décisions. Ces études sont appelées « plans de développement des champs pétroliers ».

Réaliser un « plan de développement du champ pétrolier » presque parfait permet de maximiser les bénéfices économiques et les revenus du champ. Pour cela les ingénieurs passent sur des étapes délicates et sensibles. Beaucoup de contraintes sont liées soit aux mesures sur champ soit au calcul humaine, impactent les résultats finals du développement.

Un plan de développement consiste une étude géologique des formations, des études sur les échantillants et des études sur les fluides de sous-sol en utilisant des logiciels nombreux tel que le TECHOLG, SAPHIR, PROSPER et bien sur l'élément de base qui est le MBAL.

Ces logiciels se basent sur des méthodes de simulation et de modélisation afin d'évaluer et même d'estimer des scénarios adéquates avec des prédictions des quantités d'hydrocarbures existantes dans les gisements.

Dans cette mémoire, on va s'intéresser à une méthode très connue et qui nécessite le minimum de données pour réaliser des études profondes, c'est la méthode de la modélisation intégrée de la production (Integrated production modelling IPM) qui représente une solution meilleure pour la majorité des champs pétroliers.

Notre travail consiste en élaboration d'un plan de développement d'un nouveau champ pétrolier. L'étude est effectuée suivant des étapes tel qu'on a la première étape de reconnaissance du champ avec des notions de bases sur le domaine pétrolier. La deuxième étape représente un traitement des données de gisement et des puits par l'ensemble des données et des logiciels. Ensuite, une troisième étape comme étant des estimations et évaluations des scénarios pour maximiser la production pétrolière. Une quatrième et dernière étape bien sur qui représente des résultats finals, une conclusion et des recommandations pour minimiser les pertes et maximiser les gains.

Partie Théorique (A)

Chapitre I

Géologie Générale du

Bassin de Berkine

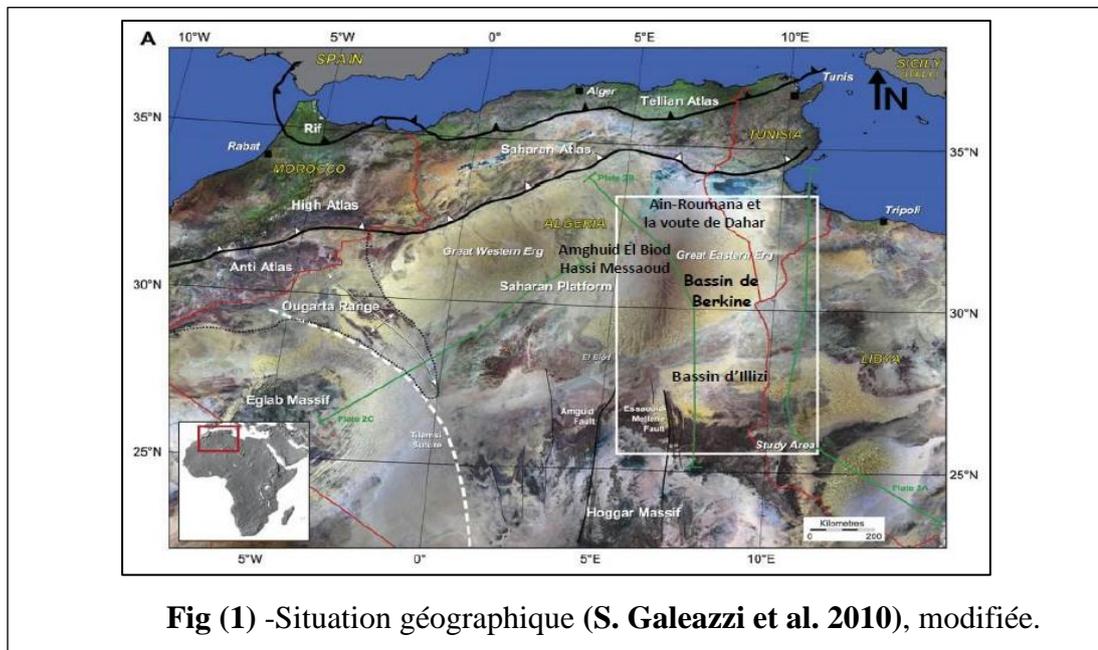
CHAPITRE I : GEOLOGIE GENERAL DU BASSIN DE BERKINE

I.1) Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine

I.1.1) Situation géographique du bassin de Berkine

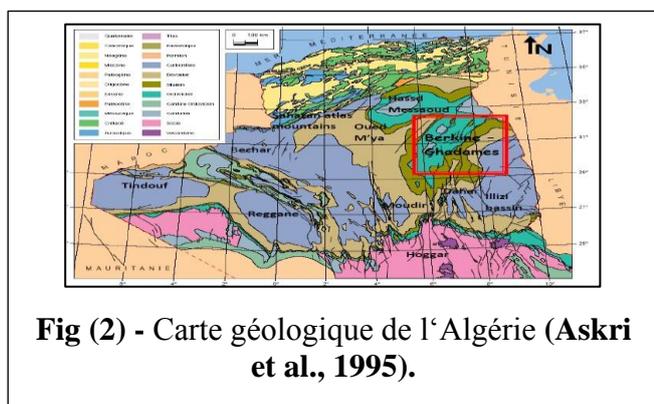
Le bassin de Berkine (ex GHADAMES) constitue la partie Nord orientale de la plate-forme saharienne Fig (1), et situé approximativement entre les latitudes 32° et 29° Nord et longitudes 6°30' et 09°30' Est. Il est limité :

- ✚ A l'Est par, le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- ✚ Du sud par le bassin d'Ilizi.
- ✚ A l'ouest par la mole d'Amghuid El Biod Hassi Messaoud.
- ✚ Au nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et la route de Dahar (**document SONATRACH**).



I.1.2) Situation Géologique du bassin de Berkine

De point de vue géologique, le bassin de BERKINE est de type intra-cratonique (WEC.2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plate-forme saharienne. Il est défini comme étant un bassin de plate-forme à substratum infracambrien. Ce bassin occupe une aire totale de près de 300.000 Km², mais seulement 103.000 Km² sont situés dans le territoire Algérien.



Le socle qu'on peut rencontrer à une profondeur (côte absolue) de 7000m à est constitué par des roches cristallines, métamorphiques, et volcaniques **Fig (2)**.

Au-dessus du socle repos en discordance une série sédimentaire comprenant des termes, allant du cambrien à l'actuel (**Document SONATRACH**).

I.2) Géologie régionale

I.2.1) Aspect stratigraphique

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. Un épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le mésozoïque **Fig (3)**. Le **SOCLE** composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques. La colonne stratigraphique peut atteindre les 7000m d'épaisseur caractérisé comme la plus complété dans la plateforme saharienne (**Document SONATRACH**).

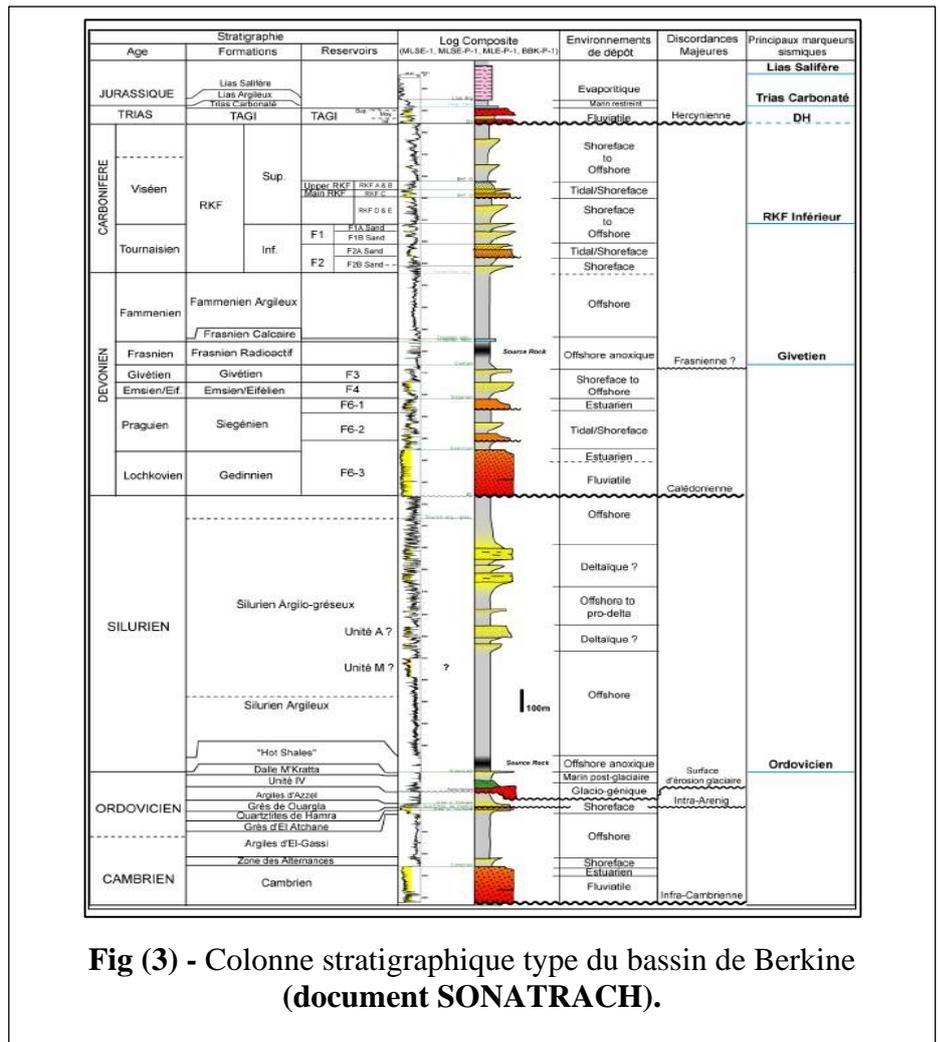


Fig (3) - Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (document SONATRACH).

I.2.2) Aspect structurale

Le bassin de Berkine est connu par deux domaines principaux qui sont :

- ✚ Domaine centre : caractérisé par des structures relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.
- ✚ Domaine Ouest : qui est très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.

Les accidents NE-SW seraient dues principalement aux mouvements intensifs à la fin Trias / début Jurassique. Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles.

I.3) Système pétrolier

I.3.1) Roches mères

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin.

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien (WEC 2007).

I.3.2) Réservoirs

✚TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)

Le TAGS est un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, caractérisé principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Il est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde Louh- Rhourde Chouff - Hassi Chergui- Gassi Touil - Rhourde Adra - Brides.

✚Trias carbonaté-Trias intermédiaire

Il présente peu d'intérêt au point de vue de potentiel de réservoir. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

✚TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile se développant sur l'ensemble du bassin. Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il présente deux séquences principales : TAGI inférieure et TAGI supérieure.

✚Carbonifère

Les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques.

✚Dévonien inférieur

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

✚ Ordovicien

Les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien sont quartzites de Hamra et les grès de Ouargla, reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel.

✚ Cambrien

Correspond à la formation des grès de Hassi Messaoud montrant trois termes, à granoclassement décroissant. Il débute à la base par des grès grossiers conglomératiques, mal classés, feldspathiques et argileux, cette sédimentation est de type deltaïque. Cette série est surmontée de grès à grains moyens à grossiers, mal classés, très argileux à nombreuses passées d'argiles (**Whiteman, 1971**).

I.3.3) Roches Couvertures

Les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias assurent l'étanchéité des réservoirs triasiques. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales (**WEC 2007**).

I.3.4) La migration

Il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

- ✚ Verticalement à la faveur des failles.
- ✚ A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Le drainage est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivent cette dernière en amont pendage.

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas.

I.3.5) Les pièges

Les pièges sont de deux types **Fig (4)** : structuraux et stratigraphiques.

Les pièges **structuraux** sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, qui est polyphasée et non faillée. L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les vaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles

assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous.

Les pièges **stratigraphiques** sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère). Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseaute sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures (WEC 2007).

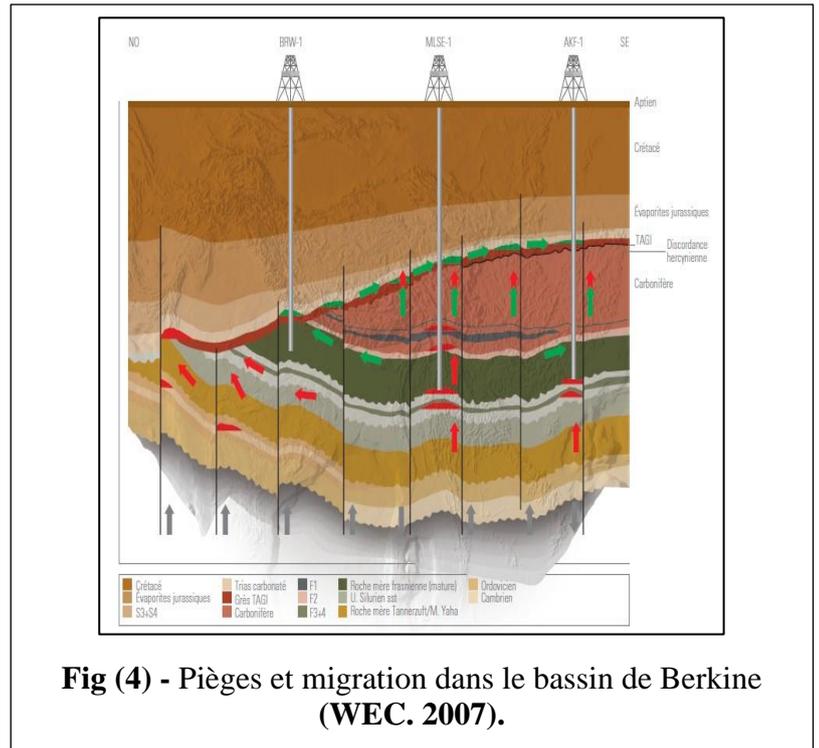


Fig (4) - Pièges et migration dans le bassin de Berkine (WEC. 2007).

I.4) Géologie Locale De Champ De SIF Fatima

I.4.1) Situation géographique

Le secteur de SIF FATIMA (bloc 402) est situé dans la partie Nord-est du bassin de BERKINE, à environ 100Km au sud-ouest du gisement d'El Borma. Ce bloc (402) couvre une superficie de 103Km² **Fig (5)**. Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes 31°-32° Nord et longitudes 8°-9° Est (**Document SONATRACH**).

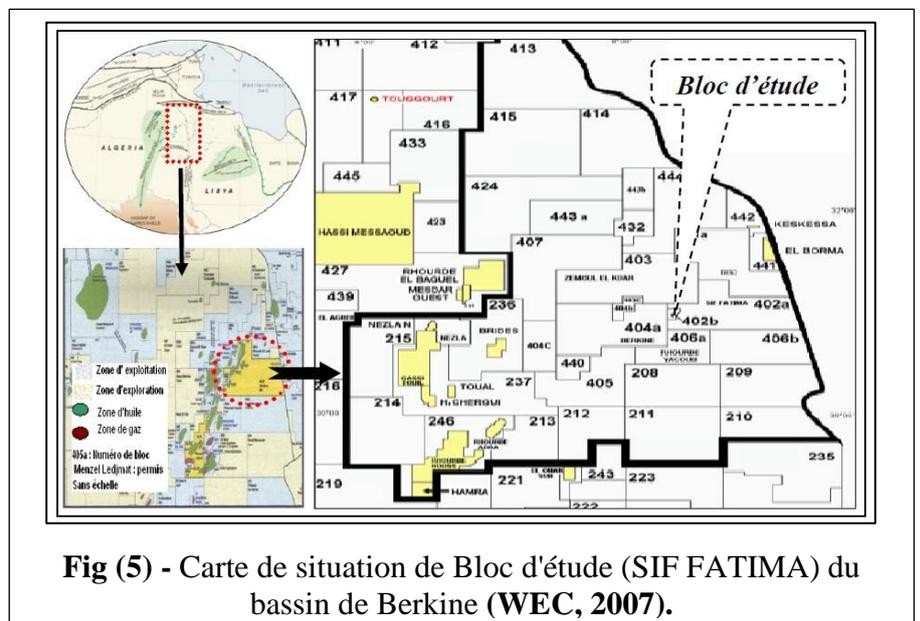


Fig (5) - Carte de situation de Bloc d'étude (SIF FATIMA) du bassin de Berkine (WEC, 2007).

I.4.2) Synthèse Géologique et Géodynamique

La région de SIF-FATIMA est située dans le bassin de BERKINE limitée :

- ✚ Au Nord, par Bire Rabaa Nord.
- ✚ Au Sud, par Rhoude Debdaba.
- ✚ A l'ouest, par Bir Berkine.

- ✚ A l'Est, par Bir SIF Fatima.

I.4.3) Stratigraphie

La Plate-forme Saharienne est une région très vaste et stable qui a été modelée dès le Paléozoïque. On trouve que la stratigraphie est constituée par des dépôts mésozoïques, reposant en discordance majeure sur des terrains d'âge paléozoïque, traversés partiellement par un épandage détritique daté tertiaire et surmonte en discontinuité avec le crétacé qui est couvert de sable dunaire attribué au quaternaire (**Document SONATRACH**).

I.4.4) Le potentiel pétrolier de la zone d'étude

- **Roche mère :**

Les principales roches mères de la région sont :

- ✚ Les argiles du frasien.
- ✚ Les argiles du dévonien qui sont fortement productives.

- **Roche réservoir :**

Le principal réservoir dans la région d'étude est le Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) qui est subdivisé en trois niveaux qui sont de bas en haut (**WEC 2007**).

TAGI basal : composé par :

- ✚ Des Argile brun rouge et gris vert à vert, parfois gris clair indurée légèrement silteuse localement micacée.
- ✚ Des grés blancs, fin à moyen parfois blanc verdâtre, et friable à moyennement consolidé sub-anguleux à sub-arrondi pyriteux par endroits.

TAGI moyen : composé par :

- ✚ Grés beige fin à moyen bien classe sub-anguleux à sub arrondi, parfois verdâtre très friable, fins siliceuses à silico-argileux.
- ✚ Grés blancs à beige, sub-anguleux à sub-arrondi friable, micacé, siliceuse et pyriteux avec fines passées d'argile verte.

TAGI supérieur : Composé d'une alternance de grés blanc à beiges parfois verdâtre, Sub-anguleux à sub –arrondi, silico argileux, micacé ; pyriteux moyennement dur à friable avec niveaux de galets argileux.

- **Roche couverture :**

Assurée par :

- ✚ Le Trias carbonaté.
- ✚ Les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur (**Document SONATRACH**).

Chapitre II

La pétrophysique et l'analyse PVT

CHAPITRE II : Partie 01 - La pétrophysique

II.1) Introduction sur la pétrophysique

La pétrophysique des roches comprend l'étude de la porosité, la saturation des fluides et l'aptitude des roches à laisser les fluides traverser les interstices, ainsi que la détermination de la composition minéralogique et granulométrique des roches. Ces propriétés pétrophysiques sont individuellement ou collectivement liées à des paramètres physiques spécifiques. Ceux-ci incluent la conductivité électrique ou la résistivité électrique, la capacité d'adsorption, la densité, la concentration en hydrogène et la radioactivité naturelle.

Les propriétés des roches réservoirs et les types de réservoirs sont évaluées via l'interprétation quantitative des données de diagraphie, ce qui nécessite un certain soutien pétrophysique.

II.2) Modélisation pétrophysique

L'interprétation quantitative des données de diagraphie basée sur la pétrophysique comprend la détermination des types de réservoirs étudiés, la sélection de modèles physiques et la détermination des corrélations pétrophysiques entre les paramètres géophysiques mesurés et les propriétés attendues des réservoirs pour les modèles sélectionnés. Cela peut nécessiter de déterminer la composition lithologique des roches, leur porosité et leur perméabilité, les propriétés des fluides et les propriétés physiques de base mesurées à l'aide de méthodes géophysiques, telles que la résistivité électrique, la densité, la radioactivité naturelle, l'activité de diffusion et d'adsorption et les propriétés magnétique nucléaires des mêmes carottes.

Des mesures pétrophysiques doivent être effectuées pour les carottes prélevées dans les premiers puits forés sur le champ. La carotte doit être échantillonnée à courts intervalles, mais la récupération doit être complète. Cela est nécessaire pour comparer les propriétés du réservoir mesurées dans la carotte et celles fournies par les données de diagraphie, ainsi que pour contrôler la fiabilité des mesures.

La modélisation pétrophysique sert à (**Web Master 1**) :

- ✚ L'analyse des données et le contrôle de la qualité des diagraphies, les tests dynamiques de puits, les tests géophysiques du champ, les relevés géotechniques et la carotte ;
- ✚ L'interprétation complète des données de diagraphie et l'étalonnage des résultats pétrophysiques sur la base des résultats d'analyse de la carotte ;
- ✚ La détermination des propriétés de porosité et de perméabilité des formations de réservoir (la détermination de l'indice d'argile, l'indice de porosité, l'indice de perméabilité, l'indice de saturation en hydrocarbures).
- ✚ La séparation des réservoirs, l'analyse de la sensibilité afin d'établir des valeurs seuils pour la porosité, la saturation en hydrocarbures, la perméabilité ;
- ✚ La détermination et la justification des frontières de surface gaz-eau et huile-eau sur la base des données DST, MDT ;

- Le développement d'un modèle pétrophysique pour chacune des formations du champ, prenant en compte leurs propriétés géologiques et pétrophysiques, ainsi que les données sur la pression interstitielle et la production.

II.2.1) La porosité (Φ)

II.2.1.1) Définition

La porosité est l'ensemble des volumes de petite taille, ou pores pouvant être occupés par des fluides à l'intérieur d'une roche (**Selley, 1998**). Elle est désignée par le symbole Φ et s'exprime en % ou en fraction.

Si on a des vides connectés entre eux et susceptibles de contenir des fluides, on parle de la porosité utile Φ_c . Si les pores ne communiquent pas entre eux, on parle donc d'une porosité résiduelle due aux seuls pores non reliés. La porosité totale (utile + résiduelle) est celle qui est appréhendée par les diagraphies électriques ou nucléaires. La porosité (Φ) est aussi une valeur numérique définie comme étant le rapport entre le volume des vides ou pores (V_v) et le volume total (V_t) d'un milieu poreux.

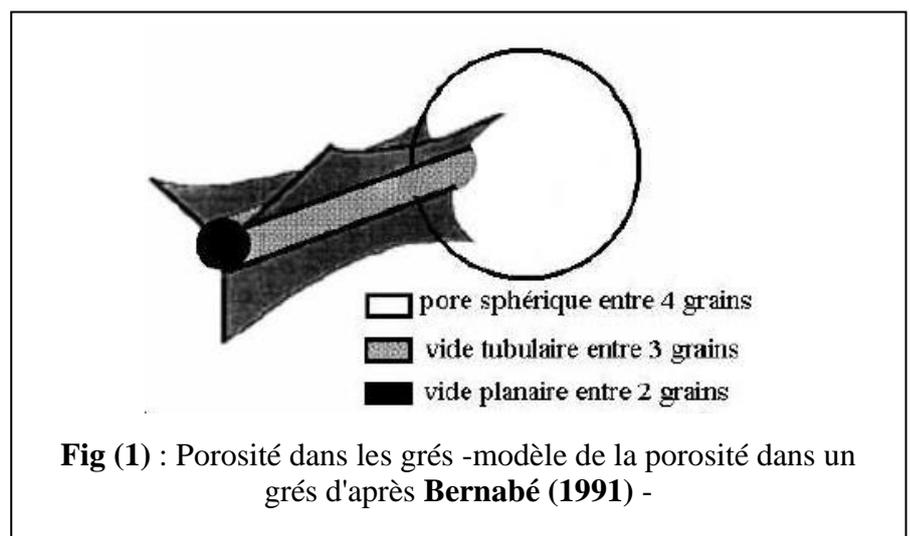
$$\Phi = \frac{V_v}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad (\text{exprimée en \%})$$

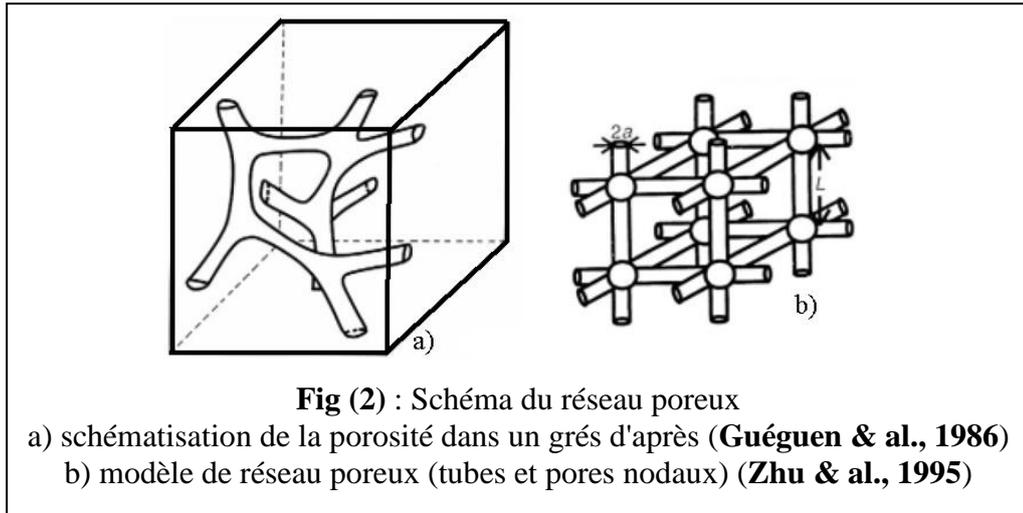
On peut classifier les vides suivant leur coefficient de forme, rapport de la plus petite dimension sur la plus grande. On parle ainsi de pores ou de fissures selon leur cas (**Walsh & Brace, 1966**). Les pores au sens strict sont des vides de forme plutôt convexe, tandis qu'on désigne par fissures les vides à très faible coefficient de forme et d'épaisseur négligeable.

On peut schématiser la porosité par trois types de vides (**Bernabé 1991, Fredrich et al 1993**).

Les pores sont situés à l'intersection de quatre grains et dispersés dans la roche **fig (1)** et **fig (2)**.

La porosité dépend de la nature de la roche et des conditions de son dépôt, mais aussi des conditions qui ont prévalu après la sédimentation (compaction, cimentation, dissolution).





II.2.1.2) Les différents types de porosité

II.2.1.2.1 Porosité totale (Φ_t)

La porosité totale est définie comme la somme de la porosité utile et de la porosité résiduelle et aussi la fraction du volume V de la roche qui n'est pas occupée par des matières solides.

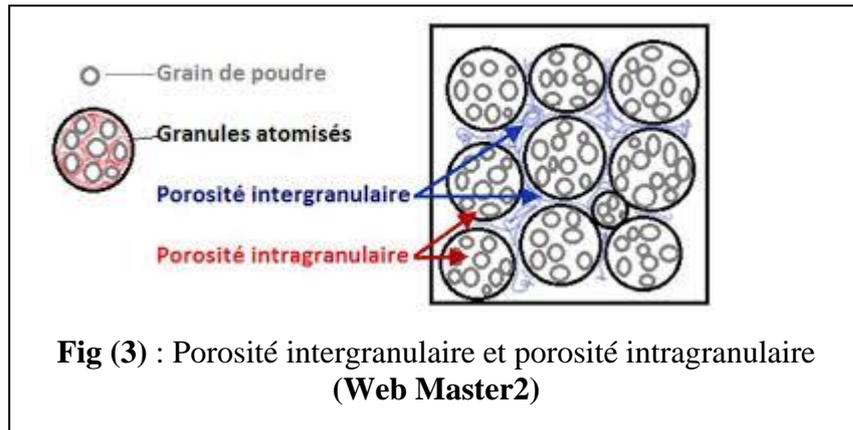
Si le volume des matières solides est désigné par V_s , et le volume des pores (volume total des espaces vides) par $V_p = V - V_s$, on peut écrire la porosité comme :

$$\Phi = \frac{V_p}{V} = \frac{V - V_s}{V}$$

Des roches de même porosité peuvent avoir des propriétés physiques très différentes. Un exemple de cela pourrait être une roche carbonatée et un grès. Chacune pourrait avoir une porosité de 0,2, mais les pores de la roche carbonatée sont souvent très peu connectés, ce qui fait que sa perméabilité est beaucoup plus faible que celle du grès.

La porosité totale englobe **Fig (3)** :

- ❖ **La porosité inter-granulaire** est la porosité de la roche résultant de sa structure de dépôt et de la sédimentation originale, elle dépend largement de la forme et la taille des éléments solides. Et aussi due au volume des pores entre les grains de roche.
- ❖ **La porosité intra-granulaire** résultant de la diagenèse, elle représente une porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et/ou une porosité de fissures et de fractures, acquise mécaniquement. Et aussi due aux vides dans les grains de roche.

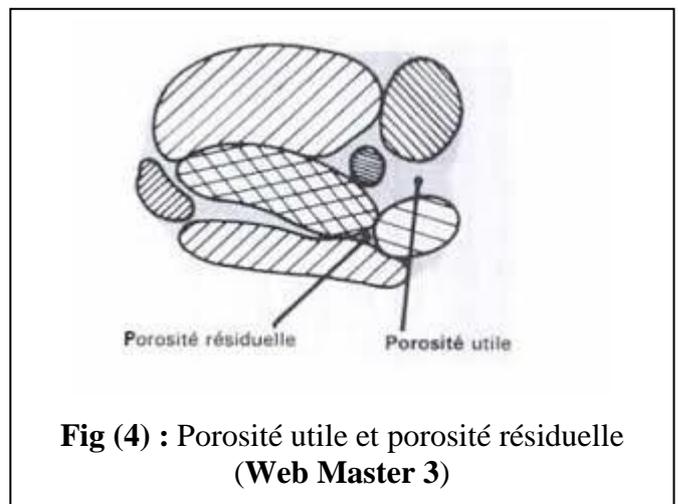


II.2.1.2.2) Porosité utile (ϕ_u)

Appelée aussi par la porosité connectées ou effective, elle est définie comme étant le rapport entre le volume des pores connectés sur le volume total de la roche, elle permet la récupération de la phase piégée **Fig (4)**.

II.2.1.2.3) Porosité résiduelle (ϕ_r)

Elle représente la porosité due aux pores non connectés entre eux ou avec le milieu extérieur **fig (4)**.



On peut classer la porosité comme suit :

- ✚ Faible si : $\Phi \leq 5\%$.
- ✚ Médiocre si : $5\% \leq \Phi \leq 10\%$.
- ✚ Moyenne si : $10\% \leq \Phi \leq 20\%$.
- ✚ Bonne si : $20\% \leq \Phi \leq 30\%$.
- ✚ Excellente si : $\Phi \geq 30\%$.

II.2.2) La perméabilité

II.2.2.1) Définition

La perméabilité caractérise la capacité d'un milieu poreux à laisser circuler sous une différence de pression (ΔP) (pression d'entrée et pression de sortie) des fluides (liquides ou gaz). Cette perméabilité est contrôlée par les propriétés des fluides et aussi de la roche réservoir.

La première élaboration d'expériences sur la perméabilité a été réalisées par Darcy en 1856. Il a bien utilisé un tube de section (S) contenant un filtre poreux homogène, en injectant un fluide de viscosité (η) par un débit (Q) et a mesuré la différence de pression ($P_2 - P_1$), le débit s'écrit :

$$Q = S \cdot K \frac{(P_2 - P_1)}{\eta \cdot h}$$

Où K est la perméabilité intrinsèque ou la perméabilité d'un milieu qui s'exprime en Darcy ou en millidarcy et (η) est la viscosité du fluide.

On peut employer les termes suivants pour spécifier la valeur de la perméabilité (**René, 1988**):

- + < 1mD : très faible
- + 1 à 10mD : faible
- + 10 à 50mD : médiocre
- + 50 à 200mD : moyenne
- + 200 à 500mD : bonne
- + 500mD : excellente

II.2.2.2) Les types de la perméabilité

On distingue trois catégories de perméabilité :

- + La perméabilité absolue, spécifique, ou intrinsèque (**Ka**), c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide, tel que la perméabilité à l'eau.
- + La perméabilité effective (**Ke**), elle exprime la propriété d'un milieu à être traversé par deux fluides non miscibles entre eux. Ainsi, la coexistence de deux fluides non miscibles dans un milieu poreux entraîne l'écoulement simultané de ces deux fluides lorsque ce milieu est soumis à une perte de charge ou une différence de pression.
- + La perméabilité relative (**Kr**), elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue. Cette perméabilité varie entre 0 et 1. On l'exprime généralement en pourcentage (%). Elle est fonction de la saturation.

$$K_r = \frac{K_e}{K_a}$$

Si on a plus d'une phase de fluide comme mélange de gaz, d'huile et d'eau, la mesure de la perméabilité relative s'effectue par :

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_{ao}} \quad \text{Perméabilité relative de l'huile}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_{aw}} \quad \text{Perméabilité relative de l'eau}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K_{ag}} \quad \text{Perméabilité relative du gaz}$$

On calcule toujours le rapport entre la perméabilité mesurée pour la saturation de ce fluide (K effective de ce fluide) et la perméabilité définie pour un seul fluide (K absolue ou spécifique).

II.2.3) La Saturation

La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pores (V_p) de l'échantillon. Pour cela on distingue généralement :

- ✚ La saturation en eau $S_w = V_w / V_p$
- ✚ La saturation en huile $S_o = V_o / V_p$
- ✚ La saturation en gaz $S_g = V_g / V_p$

Avec (**Slatt .M et al., 1996, Schlumberger, 1989**): $S_w + S_o + S_g = 1$

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

$V_w + V_o + V_g = V_{pores}$.

Quand une roche contient 100% d'eau, on dit qu'elle est saturée en eau et $S_w=100\%$.

La saturation en hydrocarbures dans les roches réservoirs se détermine selon la résistivité de la formation considérée (R_t), de la résistivité de l'eau (R_w) dans cette formation et selon le facteur de formation (B_o).

Quand l'eau interstitielle est plus ou moins salée (conductrice), les mesures de résistivité profondes peuvent distinguer facilement entre les roches imprégnées d'eau et celles imprégnées d'huile ou de gaz.

CHAPITRE II : Partie 02- L'analyse spéciale des carottes

II.1) Introduction

L'analyse spéciale des carottes souvent abrégée (SCAL) est une série d'expériences et d'analyses en laboratoire qui donne des informations sur la distribution du pétrole, du gaz et de l'eau dans le réservoir (données de pression capillaire), la saturation résiduelle en pétrole et les caractéristiques d'écoulement multiphasique (perméabilités relatives).

II.2) Pression Capillaire

L'augmentation ou la dépression des fluides dans les tubes de faible diamètre est le résultat de la tension de surface et on l'appelle « la capillarité ». En statique des fluides, la pression capillaire est la pression entre deux fluides non miscibles dans un tube mince résultant des interactions de forces entre les fluides et les parois solides du tube **Fig (1)**.

« La pression capillaire est la différence de pression à travers une interface » (**Web Master 3**).

$$P_c = P_{\text{non mouillant}} - P_{\text{mouillant}}$$

Avec :

- ✚ Pc : pression capillaire.
- ✚ Pnon_mouillant : pression de la phase non mouillante.
- ✚ Pmouillant : pression de la phase mouillante.

L'équation de **Young-Laplace** est la plus utilisée pour décrire la pression capillaire :

$$P_c = \frac{2 * \sigma * \cos(\theta)}{r}$$

Avec :

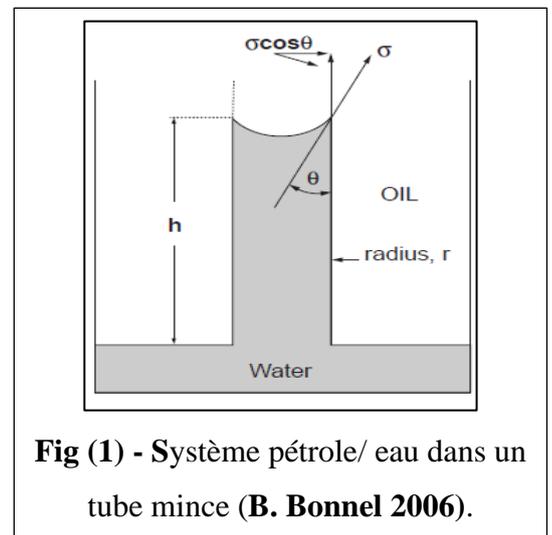
Pc = pression capillaire

σ = tension superficielle

θ = angle de contact

r = rayon du tube

h = hauteur de l'interface

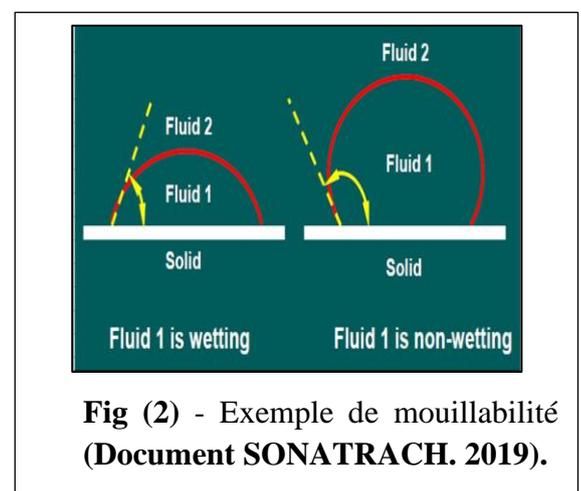


II.3) La mouillabilité

La mouillabilité est définie comme la tendance d'un fluide à se répartir ou à adhérer à une surface solide en présence d'autres fluides non miscibles.

Sur une roche et deux fluides non miscibles 1 et 2 (eau et huile par exemple) ; la mouillabilité est une mesure de la préférence de la roche à être adhérente par l'huile ou l'eau **Fig (2)**.

L'angle de contact mesuré à travers la phase liquide plus dense, définit quel fluide mouille la surface solide.



II.4) Effet de la mouillabilité sur les paramètres des réservoirs

Les réservoirs d'hydrocarbures sont des milieux poreux dont la mouillabilité est un facteur majeur qui contrôle l'emplacement, l'écoulement et la distribution des fluides dans le réservoir.

La mouillabilité d'un système pétrole (brut/formation ; eau/roche) peut avoir un impact significatif sur le calcul de la saturation en eau, les expériences d'analyse de carottes, la pression capillaire, la perméabilité relative, le volume et la distribution de l'eau irréductible et du pétrole résiduel, l'écoulement du fluide pendant la récupération du pétrole et les processus de récupération simulés.

La caractérisation de la mouillabilité des réservoirs est également souvent importante pour la planification et la prévision des stratégies d'épuisement, y compris les programmes de récupération primaire et de récupération améliorée.

II.5) Types de mouillabilité dans les réservoirs

II.5.1) Mouillabilité à l'eau

Un mince film d'eau recouvre la surface de la matrice de formation, une condition souhaitable pour un transport efficace du pétrole. Un système mouillé par l'eau décrivant la préférence d'un solide à être en contact avec la phase aqueuse plutôt qu'avec la phase pétrolière ou gazeuse dans le milieu poreux. Les roches mouillées par l'eau s'imbibent de préférence d'eau **Fig (3)**.

II.5.2) Mouillabilité à l'huile

La préférence d'un solide pour être en contact avec une phase huileuse plutôt qu'avec une phase aqueuse ou gazeuse **Fig (4)**. Les roches mouillées par le pétrole s'imbibent de préférence de pétrole. En général, les composés polaires ou les asphaltènes déposés par le pétrole brut sur les surfaces minérales provoquent l'état mouillé du pétrole. Des composés similaires dans les boues à base de pétrole peuvent également faire en sorte qu'une roche auparavant mouillée par l'eau devienne partiellement ou totalement mouillée par le pétrole (**Web Master 1**).

II.6) Perméabilité relative

La perméabilité « *spécifique* » ou « *absolue* » fait référence à la perméabilité lorsqu'un fluide est présent à 100% de saturation.

La perméabilité effective reflète la capacité d'un milieu poreux à permettre le passage d'un fluide sous un gradient potentiel.

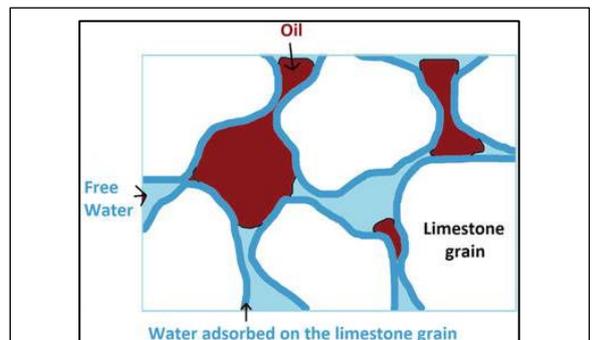


Fig (3) - Formation mouillable à l'eau (S. Taqvi et G. Bassioni 2019).

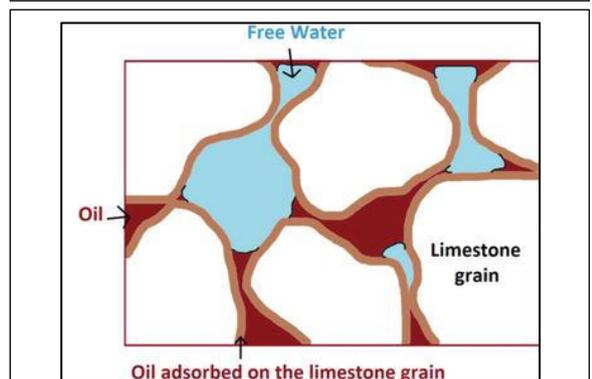


Fig (4) - Formation mouillable à l'huile (S. Taqvi et G. Bassioni 2019).

En présence de deux ou plusieurs fluides non miscibles dans l'espace des pores Chaque fluide, lorsqu'il circule dans le milieu poreux, interfère avec les fluides car il existe des forces capillaires qui réduisent le débit de chaque phase individuelle de manière non linéaire.

La perméabilité relative est un concept utilisé pour traduire la réduction de la capacité d'écoulement en raison de la présence de différents fluides en mouvement. Elle dépend de la géométrie des pores, de la mouillabilité, de la distribution des fluides et de l'historique de la saturation des fluides **Fig (5)**.

En général, les phases que l'on trouve dans un réservoir sont le pétrole, l'eau et le gaz. La perméabilité effective de chacune de ces phases est désignée respectivement par k_o , k_w et k_g . La perméabilité relative pour chaque phase est calculée en divisant la perméabilité effective par la perméabilité absolue. La perméabilité relative est une valeur adimensionnelle.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}; \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K}; \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

La perméabilité effective pour chaque fluide est inférieure à la perméabilité absolue et la somme des perméabilités relatives de chaque phase est toujours inférieure à 1.

II.7) Variations de la perméabilité relative en fonction de la saturation

II.7.1) Perméabilité relative pétrole-eau

Au début, à S_{wc} , l'eau est la phase de mouillage et ne coule pas. $K_{ro} = 1$ et $K_{rw} = 0$. L'eau migre comme un piston, tendant à déplacer la plus grande partie du pétrole devant elle. Lorsque la saturation en eau augmente, le flux de pétrole a tendance à s'arrêter rapidement, et le S_{or} est atteint.

L'augmentation spectaculaire du débit d'eau a très peu d'effet sur la production de pétrole ou de K_{rw} . En effet, les forces capillaires fournissent la majeure partie de l'énergie nécessaire au déplacement du pétrole **Fig (6)**.

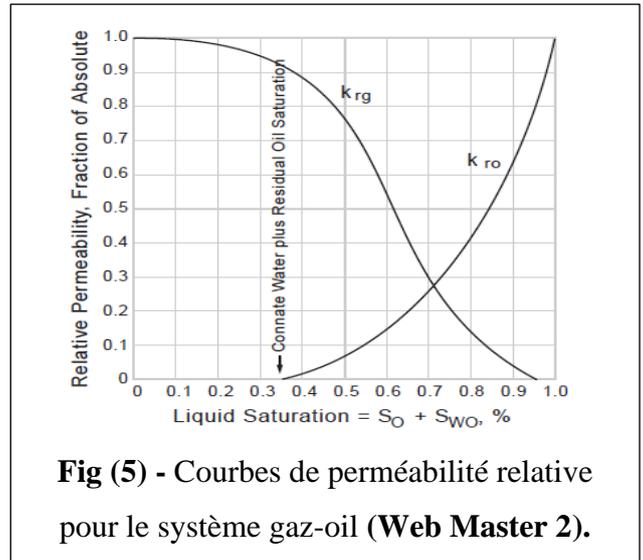


Fig (5) - Courbes de perméabilité relative pour le système gaz-pétrole (Web Master 2).

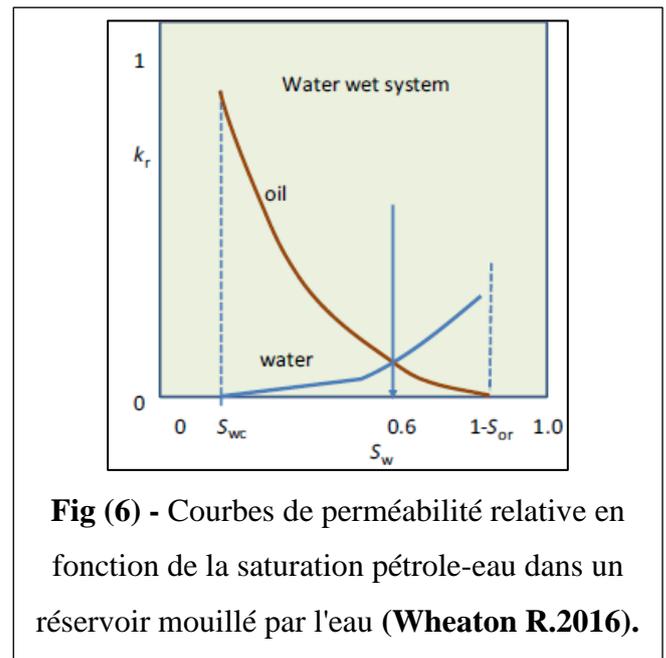


Fig (6) - Courbes de perméabilité relative en fonction de la saturation pétrole-eau dans un réservoir mouillé par l'eau (Wheaton R.2016).

Les considérations relatives à la pression capillaire indiquent qu'une différence de pression appliquée sera nécessaire avant que l'eau n'entre dans le plus grand pore. L'eau s'écoule d'abord par les plus grands canaux d'écoulement, la K_{ro} tombe et la K_{rw} monte rapidement **Fig (7)**.

Après que de grands volumes d'eau aient circulé dans le système, le S_{or} est atteint. Cet équilibre est atteint lentement, ce qui lui confère la caractéristique d'être lent et prolongé la production de pétrole après une première percée de l'eau.

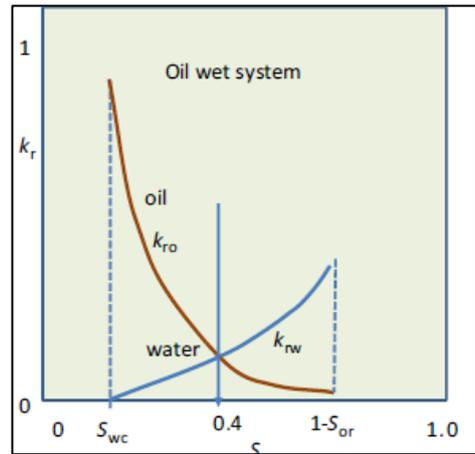


Fig (7) - Courbes de perméabilité relative en fonction de la saturation pétrole-eau dans un réservoir mouillé par l'huile (**Wheaton R.2016**).

II.7.2) Perméabilité relative pétrole-gaz

Le gaz est une phase non mouillante et il suit initialement le chemin de moindre résistance à travers les pores les plus larges. La perméabilité au gaz est nulle jusqu'à ce qu'une saturation "critique" ou "d'équilibre" soit atteinte.

Une saturation en gaz inférieure à la valeur critique n'est pas mobile, mais elle empêche l'écoulement du pétrole et réduit sa perméabilité relative. Des canaux poreux de plus en plus petits sont envahis par du gaz et assemblés pour former d'autres canaux continus.

La préférence du gaz pour le grand pore provoque une diminution plus rapide de la perméabilité relative au pétrole que lorsque l'eau déplace l'huile du système mouillé par l'eau **Fig (8)**.

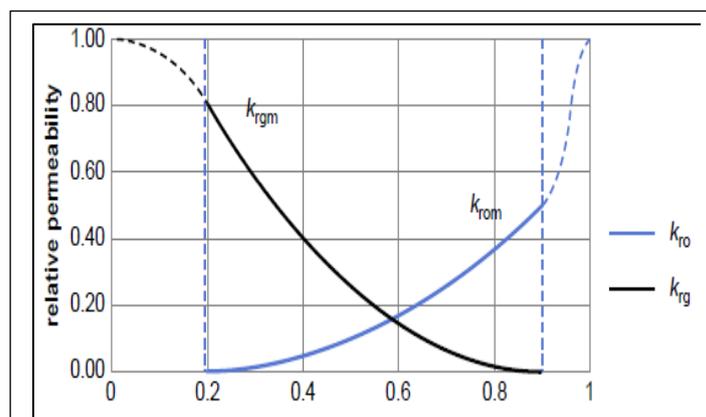


Fig (8) - Courbes de perméabilité relative en fonction de la saturation pétrole-gaz (**Wheaton R.2016**).

CHAPITRE II : Partie 03- Analyse PVT

II.1) Introduction

La pression des réservoirs diminue au cours de la Production, ce qui change la composition, la viscosité, la densité et la compressibilité des fluides.

Les études PVT sont la partie de la thermodynamique qui nous donne les outils nécessaires pour comprendre complètement le comportement des fluides après la détermination des caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide de gisement, ainsi que de simuler les transformations qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface.

Les données PVT peuvent être obtenues à partir de l'analyse des essais en laboratoire ou générées à partir de corrélations existantes. Les données PVT décrivent les relations pression-volume-température des fluides du réservoir, fournissant les informations nécessaires pour **(Olivier Houzé et al 2012)** :

- ✚ Les calculs et les prévisions de la production de pétrole et de gaz et pour le plan de développement du champ.
- ✚ Déterminer le volume d'huile et de gaz en place.
- ✚ Connaître la composition de flux de production et sa variation temporelle
- ✚ Détermination des conditions optimales de séparation des surfaces.
- ✚ Le comportement des fluides influe à la fois sur la récupération et les coûts.

II.2) Les principales propriétés des huiles

II.2.1) Pression de bulle

La pression de bulle (P_b) ou pression de saturation est la pression à laquelle la première bulle du gaz s'évolute à une certaine température de référence.

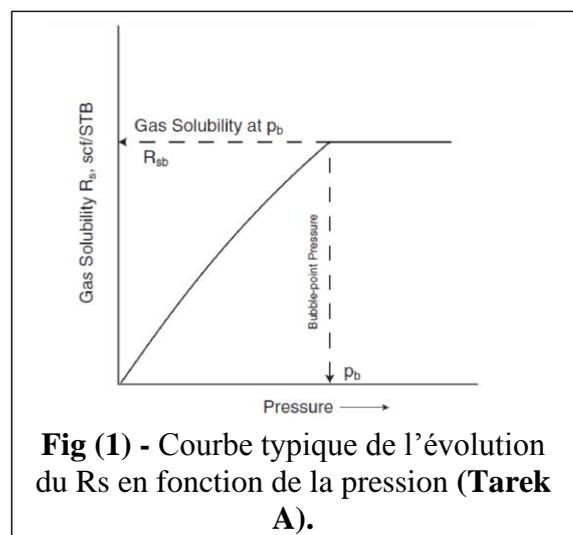
II.2.2) Rapport gaz-huile de solution (R_s)

Appelé aussi GOR de solubilité est définie comme le nombre de mètres cubes standard de gaz qui se dissout dans un baril de pétrole brut à une certaine pression et température **(M Vazquez et H D Beggs 1977)**.

Il s'exprime en [scf /stb] en unité pratique, ou en [m³/m³] en unité métrique.

Dans la courbe suivante **Fig (1)** :

- ✚ R_s : Reste constant pour $P > P_b$
- ✚ R_s : diminue avec la diminution de pression.



II.2.3) Facteur volumétrique de formation de l'huile (B_o)

Lorsque la pression est réduite en dessous de la pression initiale du réservoir p_i , le volume de pétrole augmente en raison de l'expansion du pétrole. Ce comportement entraîne une augmentation B_o et se poursuivra jusqu'à ce que la pression du point de bulle (P_b) soit atteinte.

À P_b , le pétrole atteint son expansion maximale et par conséquent atteint une valeur maximale de B_o (B_{ob}).

Lorsque la pression est réduite en dessous de P_b , le volume de l'huile et B_o diminuent à mesure que le gaz en solution est libéré.

Lorsque la pression est réduite à la pression atmosphérique et la température à 60°F, la valeur de B_o est égale à 1 **Fig (2)**.

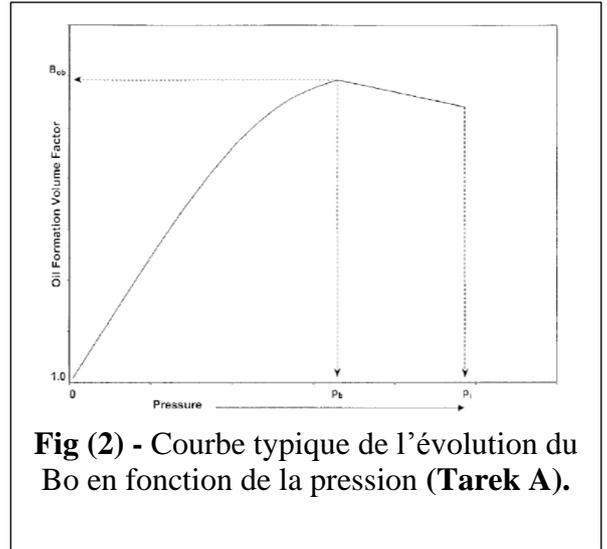


Fig (2) - Courbe typique de l'évolution du B_o en fonction de la pression (**Tarek A**).

$$B_o = \frac{(V_o)_{Tr}^{Pr}}{(V_o)_{Tsc}^{Psc}} \quad (1)$$

Avec :

✚ V_{oTr}^{Pr} : Volume d'huile aux conditions de fond (bbl).

✚ V_{oTsc}^{Psc} : Volume de l'huile aux conditions de surface (STB).

II.2.4) Viscosité

La viscosité de l'huile est une propriété physique importante qui contrôle l'écoulement du pétrole dans les milieux poreux et les conduits. La viscosité, en général, est définie comme la résistance interne du fluide à l'écoulement. Elle varie de 0,1 cp de 100 cp pour le pétrole lourd. Elle est considérée comme la propriété du pétrole la plus difficile à calculer avec une précision raisonnable à partir des corrélations (**A. Tarek**).

II.2.5) Compressibilité de l'huile C_o

C'est la variation du volume du fluide par rapport à la variation de pression dans des conditions isothermes **Fig (3)**, exprimée en psi^{-1} et calculée avec les équations (2 et 3) :

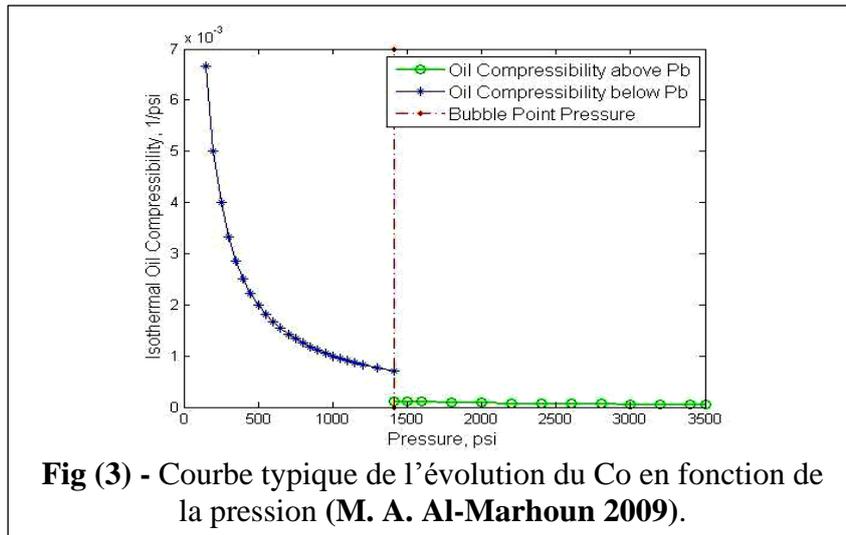
$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad \text{pour : } P > P_b \quad (2)$$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \quad \text{pour : } P < P_b \quad (3)$$

Avec :

✚ C_o = Compressibilité isothermique, psi^{-1} .

✚ B_o = Facteur volumétrique de formation d'huile, bbl/STB.



II.3) Les expériences PVT

En générale, trois types d'essais de laboratoire sont utilisés pour mesurer les propriétés des échantillons de réservoirs d'hydrocarbures :

II.3.1) Tests primaires « Primary tests »

Il s'agit d'essais simples et routiniers sur le terrain (sur site), qui consistent à mesurer la densité et le rapport gaz/huile (GOR) des fluides hydrocarbures produits.

II.3.2) Tests routiniers de laboratoire « Routine laboratory tests »

- ✚ Analyse compositionnelle du système
- ✚ Expansion à composition constante
- ✚ Libération différentielle
- ✚ Tests de séparation
- ✚ Epuisement à volume constant

II.3.3) Tests spéciaux de laboratoire PVT « Special laboratory PVT tests »

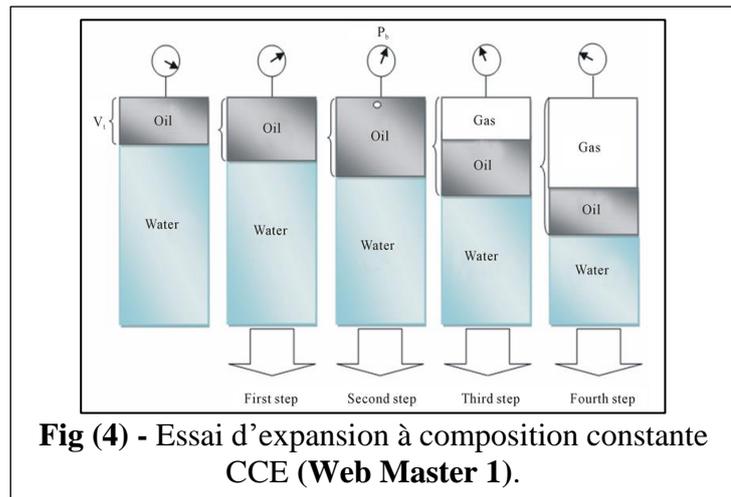
- ✚ Test du tube mince « Slim Tube Test »
- ✚ Test de gonflement.

II.4) Expansion à composition constante

Pour un échantillon d'huile, l'expérience d'expansion de composition constante (CCE) est utilisée pour déterminer la pression du point de bulle, la densité de l'huile sous-saturée et la compressibilité isotherme de l'huile et le comportement volumétrique à deux phases à des pressions inférieures au point de bulle.

L'échantillon de fluide d'hydrocarbure (pétrole ou gaz) a été placé dans une cellule PVT visuelle à la température du réservoir et à une pression supérieure à la pression initiale du réservoir **Fig (4)**.

Ensuite, le test CCE a été lancé en abaissant la pression par petits incréments et en enregistrant les changements de volume à chaque pression (Le liquide est agité à chaque pression par rotation de la cellule, ce qui évite le phénomène de « *SUPERSATURATION* » ou « *METASTABLE EQUILIBRIUM* » (Curtis H. Whitson 1998).



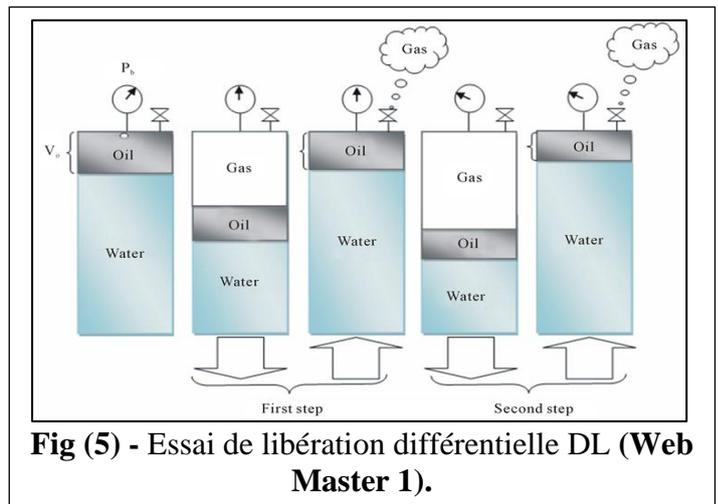
La procédure est répétée jusqu'à ce que la pression de la cellule soit réduite à une pression considérablement inférieure à la pression de saturation. La composition originale du fluide dans la cellule ne change à aucun moment pendant le test car aucun matériau n'est retiré de la cellule.

II.5) Essai de libération différentielle

L'expérience de libération différentielle (DL) est élaborée pour simuler le processus de déplétion d'un réservoir de pétrole, et ainsi fournir des données PVT adéquates pour le calcul des performances du réservoir, Les données expérimentales obtenues par le test comprennent :

- ✚ Quantité de gaz en solution en fonction de la pression
- ✚ La diminution du volume d'huile en fonction de la pression
- ✚ Propriétés du gaz évolué, y compris la composition du gaz libéré, le facteur de compressibilité du gaz et la densité du gaz
- ✚ Densité de l'huile restante en fonction de la pression

Une cellule fermée est remplie d'un échantillon d'huile **Fig (5)** qui est porté à une seule phase à la température du réservoir. La pression est diminuée jusqu'à ce que le fluide atteigne son point de bulle, où le volume d'huile est enregistré, et donc connaître la masse initiale de l'échantillon, la densité au point de bulle peut être calculée.



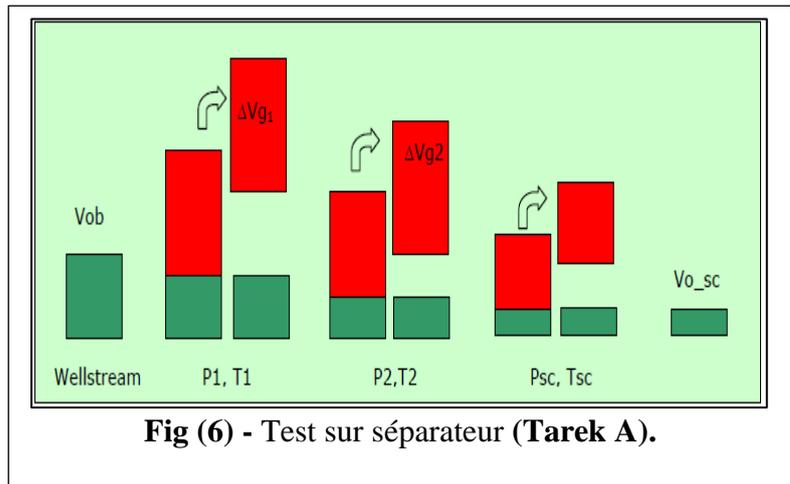
La pression est diminuée en dessous du point de bulle et la cellule est agitée jusqu'à ce que l'équilibre soit atteint. Tout le gaz est éliminé à pression constante et le volume, la gravité spécifique du gaz extrait sont mesurées. Parfois, Les compositions de gaz sont aussi mesurées. Le volume d'huile restante est aussi enregistré.

Cette procédure est répétée 10 à 15 fois à des pressions décroissantes, et enfin à la pression atmosphérique (Curtis H. Whitson 1998).

II.6) Tests de séparation

Les essais consistent à simuler le processus de séparation du brut utilisé sur le champ en amenant l'huile d'un état initial (pression initiale du réservoir ou pression de bulle, température du réservoir) à un état final (pression atmosphérique, 15°C) par l'intermédiaire d'un ou plusieurs séparateurs. L'essai du séparateur est effectué sur des échantillons d'huile principalement pour servir de base à la conversion des données de libération différentielle d'une huile résiduelle en une huile de stock

Fig (6). On utilise généralement deux ou trois étages de séparation, le dernier étage étant à la pression atmosphérique et à une température proche de la température ambiante (15 à 25°C).



De tous ces tests de séparation, nous pouvons extraire deux groupes de propriétés.

1) Les propriétés mesurées :

- ✚ Le volume initial (V_{ob} ou V_{gd}) à la pression de saturation (bulle ou rosée).
- ✚ Le volume d'huile de séparation, à chaque étape, V_{osp} .
- ✚ Le volume de gaz libéré (ΔV_g), la densité (γ_g), et le nombre de moles (n_g).
- ✚ Le volume d'huile résiduelle ($(V_o)_{sc}$), le poids spécifique, (γ_o) et la composition.

2) Les propriétés calculées :

Ces données mesurées expérimentales peuvent ensuite être utilisées pour déterminer le facteur de volume de formation d'huile B_o et la solubilité du gaz R_s à la pression de bulle noté respectivement B_{ofb} et R_{sfb} .

$$B_{ofb} = \frac{V_{ob}}{(V_o)_{sc}} \quad (4)$$

$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{sc}} \quad (5)$$

Avec :

- ✚ B_{ofb} : Facteur volumétrique de l'huile flash à la pression de bulle, bbl/STB.
- ✚ R_{sfb} : Rapport de solubilité flash à la pression de bulle, scf/STB.
- ✚ V_{ob} : Volume de l'huile dans la cellule à la pression de bulle, bbl.
- ✚ $(V_o)_{sc}$: Volume de l'huile aux conditions standards, STB.

✚ $(V_g)_{sc}$: Volume du gaz dégagé aux conditions standards, scf.

II.7) Ajustement des données de libération différentielle aux conditions du séparateur

Généralement, l'étape la plus importante dans l'application des données PVT concernant les calculs du réservoir est la conversion du rapport différentiel entre GOR (R_{sd}) et le FVF (B_o) à une unité de stockage de base d'huile. Pour l'ingénierie les facteurs de volume R_s et B_o sont utilisés pour mettre en relation les volumes de pétrole du réservoir avec les volumes de surface produits. Les propriétés différentielles R_{sd} et B_{od} indiquées dans le rapport du DLE sont relatives au volume d'huile résiduel, c'est-à-dire le volume d'huile à la fin de l'expérience DLE, corrigé du réservoir à la température standard (**Curtis H. Whitson 1998**).

Les équations traditionnellement utilisées pour convertir les facteurs de volume différentiels en une base de stock sont :

$$R_s = R_{sb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \left(\frac{B_{ob}}{B_{odb}} \right) \quad (6)$$

$$B_o = B_{od} \left(\frac{B_{ob}}{B_{odb}} \right) \quad (7)$$

Avec :

- ✚ R_s = solubilité du gaz [scf/STB].
- ✚ R_{sb} = solubilité du gaz à la pression du point de bulle mesurée par l'essai séparateur [scf/STB].
- ✚ R_{sdb} = solubilité du gaz à la pression du point de bulle mesurée par l'essai de libération différentielle [scf/STB].
- ✚ R_{sd} = GOR à différents niveaux de pression, mesuré par l'essai de libération différentielle [scf/STB].
- ✚ B_o = facteur de volume de formation de l'huile [bbl/STB].
- ✚ B_{ob} = facteur de volume de formation de l'huile à point de bulle (obtenu par le test du séparateur) [bbl/STB].
- ✚ B_{odb} = facteur de volume de formation de l'huile à la pression du point de bulle [bbl/STB].
- ✚ B_{od} = facteur de volume de formation de l'huile relatif à la pression p, [bbl/STB].

Chapitre III

Théorie des essais de puits et performances de réservoir

CHAPITRE III : Partie 01- Théorie des essais de puits

III.1) Introduction

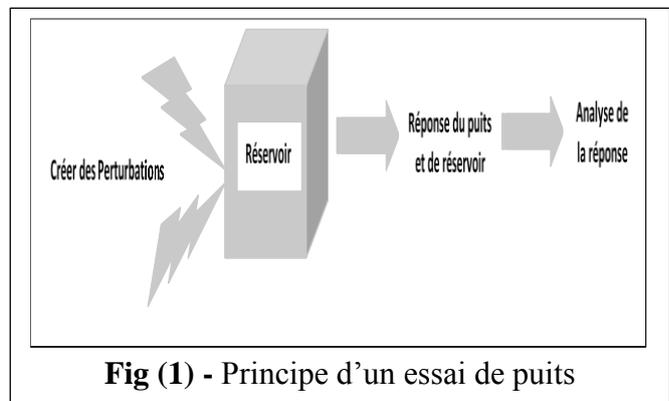
Connue généralement par l'appellation de 'Well Test', une étape très efficace au cours de la vie d'un puit. La principale raison de tester un puits est de prélever un échantillon de fluide. Le 'Well Test' permet généralement à donner plus des détails et plus des données que la sismique et les diagraphies. Ces données sont statiques (géométrie, limites ...) ou dynamiques (Pression, Perméabilité ...).

III.2) Principe et Objectifs des essais de puits

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour provoquer une perturbation des pressions existant dans le système puits-réservoir **Fig (1)**.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et sur le puits, à savoir :

- ✚ Perméabilité du réservoir.
- ✚ Degré d'endommagement du puits (Skin).
- ✚ La pression du réservoir P_r .
- ✚ Les limites du réservoir.
- ✚ Le type du réservoir.
- ✚ Caractérisation d'une fracturation.
- ✚ Evaluer les communications entre les puits.



III.3) Les différents types des essais de puits

III.3.1) Test au cours de forage (DST)

Le DST « Drill Stem Test » est un test qui utilise un outil spécial (BHA : Bottom Hole Assembly) monté à l'extrémité de la tige de forage (Drill String). C'est un test couramment utilisé pour tester un puit nouvellement foré, car il ne peut être effectué que lorsqu'un appareil de forage est au-dessus du puits.

Dans un DST, le puits est ouvert à l'écoulement par une valve à la base de l'outil de test et le fluide du réservoir s'écoule vers le haut du train de tiges de forage.

L'objectif du test est donc par priorité de prouver la présence d'hydrocarbure et de :

- ✚ Tester le potentiel du puits.
- ✚ Prélever des échantillons de fluide initial.
- ✚ Définir la nature et les caractéristiques des fluides en place.
- ✚ Définir les caractéristiques de la couche et plus particulièrement la pression initiale, la température ainsi qu'une perméabilité et une productivité approximative.

Déroulement de l'opération du test (DST)

- 1) Descente du train de test (BHA) **Fig (2)**.
- 2) Pendant la descente du train de tige au fond du puits la pression hydrostatique de la boue contenu dans la colonne de production augmente, cette pression est enregistrée par le capteur de pression.
- 3) Après l'installation du packer, on ouvre la valve hydraulique. Le fluide qui se trouve dans la formation coule à l'intérieur de la tige de forage (Drill pipe).
- 4) Une longue période de production est peut-être nécessaire afin d'évacuer la boue de forage pour avoir une bonne estimation de la pression initiale, après on ferme la valve hydraulique. La pression de la formation est donc enregistrée.
- 5) La valve hydraulique est ouverte une deuxième fois, avec une durée plus importante que la première ouverture.
- 6) À la fin de la période de débit, des échantillons du fluide produit en fond sont collectés dans la chambre d'échantillonnage, et d'autres sont collectés en surface.
- 7) À la remontée du train de tige, la pression hydrostatique dans la colonne de production diminue avec la remontée du train de tige à la surface **Fig (3)**.

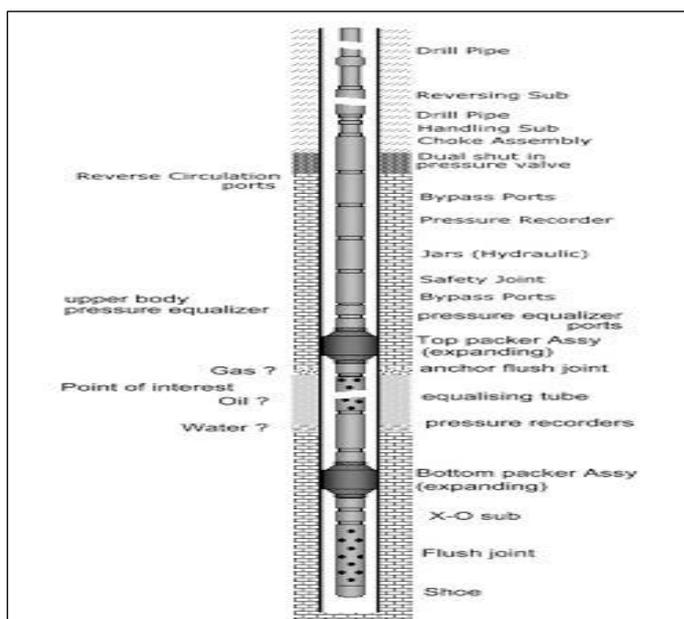


Fig (2) - Schéma du train DST (Web Master1).

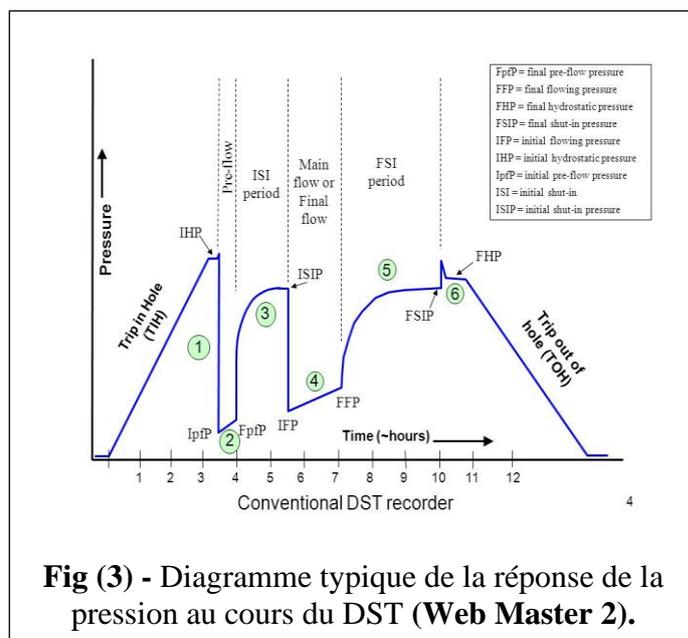


Fig (3) - Diagramme typique de la réponse de la pression au cours du DST (Web Master 2).

III.3.2) Les tests de formation

Avant les essais des puits, l'identification des fluides d'hydrocarbures, la caractérisation de la porosité et la perméabilité sont des données d'entrée nécessaires pour une stratégie visant à déterminer les intervalles des couches. Pour cela qu'on réalise les Tests de Formation que l'on appelle 'Pré-Test Opérations'. Le gradient et les échantillons obtenus lors des Tests de formation sont utilisables pour déterminer l'épaisseur, la qualité et la connectivité de la zone d'hydrocarbures. Et, en retour, évaluer correctement la viabilité commerciale du puits.

Ces tests sont effectués par des outils spéciaux de test et de prélèvement des fluides. Parmi les outils les plus utilisés, on trouve le MDT qui sera notre noyau de recherche dans la suite. Les outils les plus utilisés dans les tests sont :

- ✚ Les outils **MDT** (Modular formation Dynamics Tester)
- ✚ L'outil **RDT** (Reservoir Description Tool).
- ✚ L'outil **RCI** (Reservoir Characterization Instrument).
- ✚ **RFT** (Repeat Formation Tester).
- ✚ **XPT** (Xpress Pressure Tester) de Schlumberger.

III.3.2.1) Définition du MDT

Le MDT (Modular Formation Dynamics Tester) est un ensemble de modules d'où son nom « Modular ». Il sert à mesurer rapidement et avec précision la pression dans le puits, de donner un échantillonnage de haute qualité de fluides. Ces résultats servent à évaluer le puits et de bien conduire à une bonne acquisition des données **Fig (4)**.

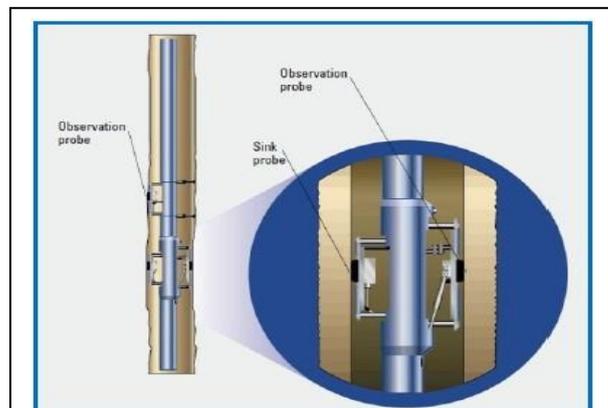


Fig (4) - Image d'un MDT (Document Schlumberger 2006).

III.3.2.2) Principe du MDT

Les mesures de pressions nécessitent le retrait d'une quantité du fluide à l'aide d'un testeur filaire. Pour cela, on utilise des jauges précises à haute résolution. Ces derniers ont une réaction fiable aux conditions dynamiques. Parmi les jauges les plus utilisées pour les MDT, on trouve les jauges à quartz **Fig (5)**.

Pour les MDT-Single Probe, la mesure de pression est basée sur la diminution de la pression et l'augmentation de volume car elle s'effectue dans la chambre d'écoulement pour le module single probe.

L'opération est basée sur le mouvement du piston de la pompe. Lorsqu'il est tiré vers l'arrière, un large volume dans la chambre d'écoulement est créé, engendrant ainsi une diminution de la pression dans cette dernière.

La différence de pression entraîne le déplacement du fluide de la formation vers la chambre d'écoulement. Par la suite, la pression augmente que l'on appelle remonter de la pression Buildup afin de stabiliser à la pression de formation.

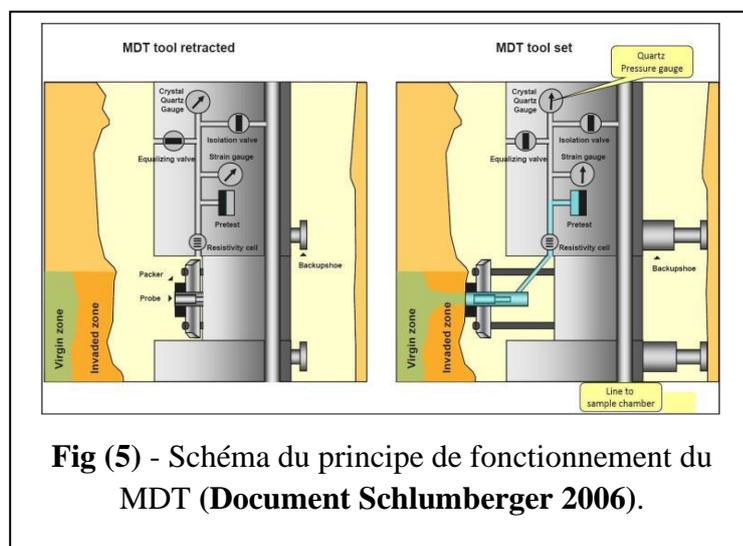


Fig (5) - Schéma du principe de fonctionnement du MDT (Document Schlumberger 2006).

III.3.2.3) Applications du MDT

- ✚ Mesurer la pression de formation (élaborer le gradient de pression en fonction de profondeur).

- ✚ Estimer de la mobilité (k/μ).
- ✚ Déterminer l'hétérogénéité du réservoir.
- ✚ Prélever des échantillons des fluides présents dans la formation.
- ✚ Tracer le gradient de pression en fonction de la profondeur pour déterminer la densité des fluides ainsi que le contact entre eux, on utilise les deux équations

$$\text{suyvantes : } \mathbf{G} = \left(\frac{P_2 - P_1}{P_{R2} - P_{R2}} \right) \left(\frac{\text{Psi}}{\text{m}} \right) \quad \mathbf{d} = \frac{\mathbf{G}}{1.422} \left(\frac{\text{g}}{\text{cc}} \right)$$

Avec :

- ✚ P : Pression (Psi)
- ✚ Pr : profondeur (m)
- ✚ G : Gradient de pression (Psi/m)
- ✚ d : masse volumique de fluide en place (g/cc).

Sachant que les résultats du MDT varient selon les normes :

- ✚ Si $d < 0,4$ (g/cc) : le réservoir est saturé en gaz.
- ✚ Si $0,4 < d < 0,6$ (g/cc) : le réservoir est saturé en condensat.
- ✚ Si $0,6 < d < 0,87$ (g/cc) : le réservoir est saturé en huile.
- ✚ Si $0,87 < d < 0,9$ (g/cc) : le réservoir est saturé en huile lourde.
- ✚ Si $0,9 < d \leq 1$ (g/cc) : le réservoir est saturé en eau douce.
- ✚ Si $d > 1$ (g/cc) : le réservoir est saturé en eau salé.

III.3.3) Essai en débit (Draw-Down-Test)

Un test en débit consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant et on mesure l'évolution de pression au fond en fonction de temps **Fig (6)**.

A l'aide de cette évolution de pression on peut obtenir :

- ✚ La perméabilité moyenne du réservoir.
- ✚ Évaluer le skin aux abords du puits.
- ✚ Le profil de pression.
- ✚ Les limites et la forme du réservoir et d'estimer les réserves.

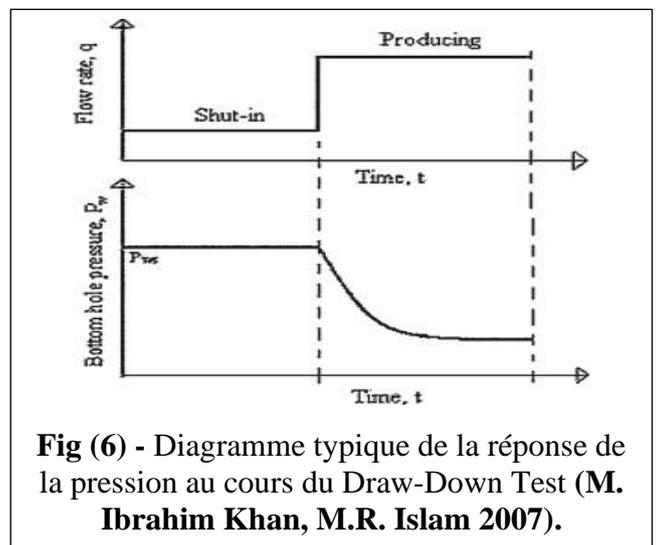


Fig (6) - Diagramme typique de la réponse de la pression au cours du Draw-Down Test (M. Ibrahim Khan, M.R. Islam 2007).

III.3.4) Test de remonté de pression (Build Up)

Un test de remonté de pression consiste à fermer un puits initialement ouvert et on mesure l'évolution de pression au fond en fonction de temps **Fig (7)**.

A l'aide de cette évolution de pression on peut obtenir :

- ✚ La pression statique du réservoir P_{ws} .
- ✚ L'endommagement aux abords du puits.
- ✚ La présence d'une faille proche du puits.
- ✚ L'interférence entre puits producteurs.
- ✚ Les limites du réservoir dans le cas où il n'y a pas un aquifère actif.

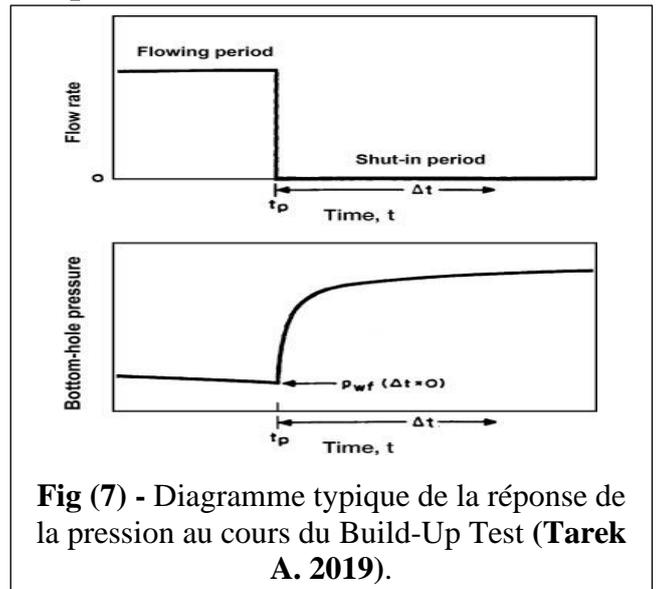


Fig (7) - Diagramme typique de la réponse de la pression au cours du Build-Up Test (Tarek A. 2019).

III.4) Les méthodes d'Interprétation des essais de puits

L'évaluation d'état des puits consiste à une interprétation des essais de puits par plusieurs modèles d'interprétations. Les modèles utilisés peuvent être décrits comme une fonction de transfert ; ils définissent uniquement le comportement (homogène ou hétérogène, limité ou infini). Aussi, ils sont souvent différents des modèles géologiques ou logarithmiques, en raison des propriétés du réservoir. Pour cela, on trouve trois étapes globales qui sont :

1. **Diagnostic** : Comme une première étape, la détermination et délimitation des différents régimes d'écoulement observés au cours de l'essai, ce que permet de déterminer la configuration réservoir-puits qui sera ensuite utilisée dans l'interprétation.
2. **L'interprétation** : Cette étape se base sur l'utilisation des différentes méthodes (la dérivée de la pression, les méthodes conventionnelles et les courbes types) afin de quantifier des paramètres de la configuration réservoir-puits.
3. **La validation** : la dernière étape est de valider ces résultats par la génération des courbes types à l'aide d'un modèle analytique.

Les méthodes d'interprétation des essais de puits se divisent en plusieurs familles :

III.4.1) Méthodes conventionnelles :

Ce sont des méthodes basées sur la régression paramétrique généralement de la forme d'une droite $y = a \cdot x + b$ où a et b sont des constantes en fonction des paramètres du réservoir.

Elle consiste à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristique (radial circulaire, linéaire, etc.), l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps $f(t)$. Cette représentation se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir.

L'interprétation par les méthodes conventionnelles présente plusieurs inconvénients :

- ✚ Tracer une droite parfaite est souvent délicat.

- ✚ L'interprétation ne prend que les points situés sur la droite, de ce fait, seule une faible partie des données sert à l'interprétation.

III.4.2) Les planches des courbes types (1970) :

Ces méthodes sont apparues dans les années 70 sous la forme de planches de courbes utilisant des paramètres sans dimension. Pour permettre la représentation sous forme de planches, les courbes types font l'objet des hypothèses simplificatrices qui limitent parfois sévèrement leurs conditions d'utilisation. Puis ils ont été fortement améliorés par l'utilisation simultanée de la dérivée de la pression.

Donc généralement, les courbes type sont des plots Log-Log généré à l'aide d'un modèle analytique représenté en grandeur sans dimensions, sur lesquelles on cale les données réelles d'un essai de puits pour déterminer certaines caractéristiques du réservoir.

Cette méthode présente une réelle difficulté à observer les faibles variations de pression à cause de la présentation log-log. Aussi :

- ✚ Le Matching est parfois délicat
- ✚ Ils sont appliqués seulement pour :
 - Un modèle simple
 - Un débit constant
- ✚ Une certaine erreur sur l'estimation des paramètres.

III.4.3) Les planches des courbes dérivatives :

À partir de 1983 la méthode des courbes types était fortement améliorée par l'utilisation simultanée de la dérivée de la pression. Les méthodes utilisant la dérivée de la pression exploitent les avantages de la représentation par les courbes types facilitant la détermination des paramètres du réservoir et l'identification du modèle représentatif en utilisant la succession de différents régimes d'écoulement dans le réservoir et remédient aux inconvénients de la représentation logarithmique.

III.4.4) Le logiciel « SAPHIR »

Saphir est le logiciel PTA (pressure transient analysis) standard de l'industrie pétrolière, utilisé par presque tous les grands IOC's, NOC's, indépendants et sociétés de services.

L'analyse des variations de pression, ou PTA, consiste, dans la plupart des cas, à analyser des données de haute fréquence et de haute résolution. Les données sont capturées lors d'opérations de test de puits spécifiques, comme les DST ou les tests de production, ou lors d'arrêts opérationnels de routine par des jauges permanentes de fond de puits (PDG : Permanent Downhole Gauges). La réponse à la pression de ces fermetures peut être utilisée pour fournir des informations sur le réservoir dans le rayon d'investigation pour un écoulement radial ou dans la zone d'investigation pour des géométries plus complexes. Le plot de diagnostic de choix est le log-log où la pression et la dérivée de Bourdet permettent d'identifier la géométrie et les propriétés du réservoir, celles-ci étant ensuite mises en correspondance avec des modèles différents. Des opérations spécifiques nécessitent des traitements particuliers, tels que des tests de gaz à débits multiples, des tests d'interférence, des tests multicouches (**Web Master 3**).

CHAPITRE III : Partie 02- Performance des puits et des réservoirs

III.1) Introduction

La "délivrabilité" d'un système fait référence à sa capacité à acheminer un liquide ou un gaz en fonction de la pression. Dans le domaine pétrolier, la combinaison de la performance des entrées et des sorties de puits détermine la délivrabilité d'un puits. La première décrit la délivrabilité du réservoir et la deuxième détermine la résistance de l'écoulement dans la ligne de production. L'objectif principal de cette analyse est de prévoir le taux de production des fluides qui peut être atteint à partir de réservoirs avec des caractéristiques spécifiques de la ligne de production. Cette analyse est mieux connue sous le nom 'd'analyse nodale'.

III.2) L'analyse nodale

L'Analyse nodale est une technique d'optimisation employée pour analyser les problèmes de production et améliorer la performance des puits. C'est un outil puissant permettant d'évaluer le système de production (allant du réservoir jusqu'au séparateur) et de prévoir le débit. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

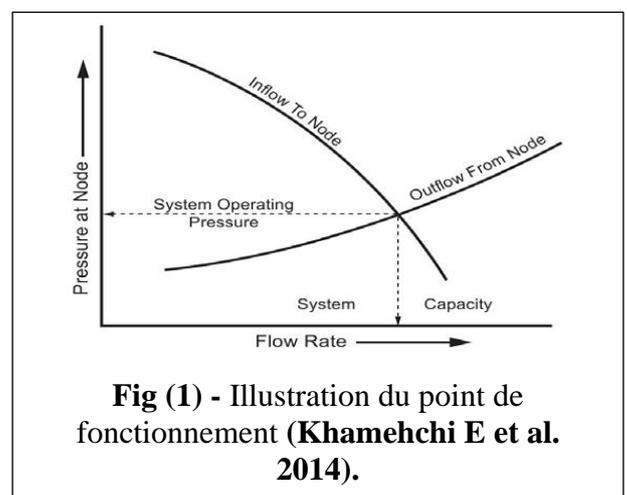
Dans l'analyse nodale, un point spécifique du système est choisi (nœud) et le système est divisé en deux parties. Tous les composants en amont du nœud constituent la section d'entrée "inflow" et tous les composants en aval du nœud constituent la section de sortie "outflow". Une relation entre le débit 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 niveau du nœud :

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

Une fois le nœud est sélectionné, la pression à ce dernier est déterminée comme suit :

- ✚ Inflow : $P_{nœud} = P_r - \Delta p$
- ✚ Outflow : $P_{nœud} = P_{sep} + \Delta p$ ou $P_{nœud} = P_{tete} + \Delta p$

Les pertes de charges dans n'importe quel élément du système varie avec le débit. Une représentation de la pression au nœud en fonction du débit produit deux courbes (inflow et outflow) dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées précédemment, il s'agit du point de fonctionnement du système **Fig (1)**.



Le changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes se situant à l'amont du nœud, la courbe d'outflow ne change pas.

Les principales composantes du système de production ainsi que les pertes de charges pouvant avoir lieu dans tout le système allant du réservoir jusqu'au séparateur sont illustrés dans la Fig (2) :

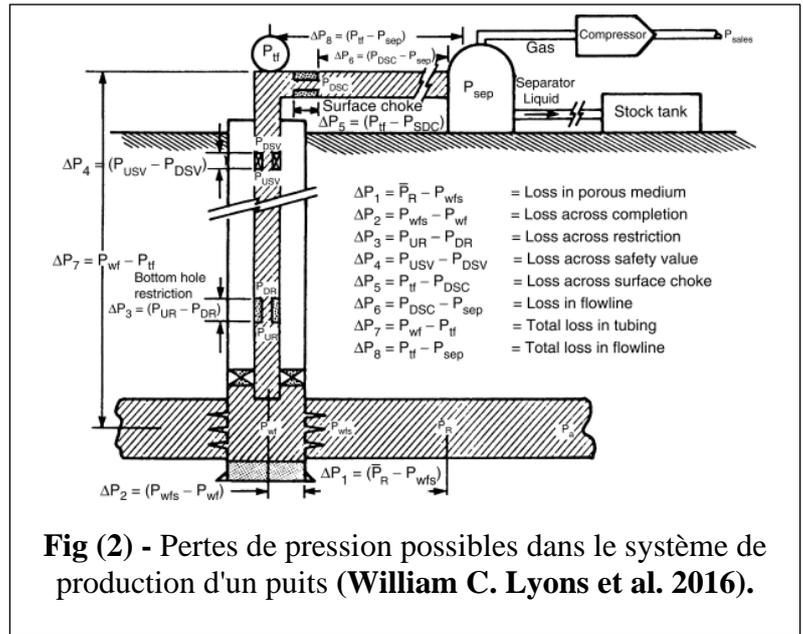


Fig (2) - Pertes de pression possibles dans le système de production d'un puits (William C. Lyons et al. 2016).

III.3) Performance du réservoir

III.3.1) La délivrabilité du réservoir

Le réservoir est un milieu poreux, perméable dans lequel les fluides s'écouleront vers le fond puits. Il fournit également l'énergie primaire pour le système de production.

La délivrabilité du réservoir est définie comme le débit de production du pétrole ou du gaz pouvant être obtenu à une pression donnée au fond du puits. C'est un facteur majeur qui affecte la productivité du puits qui dépend d'une utilisation efficace de la compression de l'énergie disponible dans le réservoir permettant aux fluides du réservoir de s'écouler vers le séparateur de production.

III.3.2) La courbe de performance du réservoir (inflow)

Elle décrit le débit dans le réservoir. Elle est définie comme la pression au fond du puits (P_{wf}) en fonction du débit de production.

La pression au fond du puits est définie entre la pression moyenne du réservoir et la pression atmosphérique.

L'intersection de la courbe IPR avec l'axe des abscisses est le débit correspondant à une P_{wf} égale à zéro. Ce point est connu sous le nom 'Absolute Open Flow' (AOF) de potentiel du puits Fig (3).

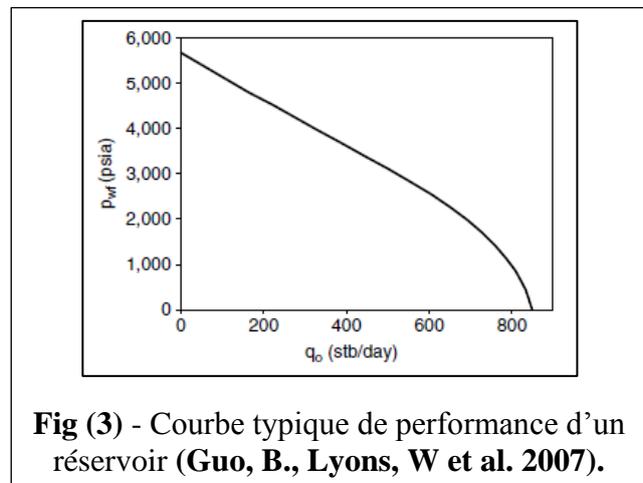


Fig (3) - Courbe typique de performance d'un réservoir (Guo, B., Lyons, W et al. 2007).

III.3.3) La construction de La courbe de performance du réservoir

III.3.3.1) IPR linéaire (utilisant l'indice de productivité (IP))

L'indice de productivité 'IP' exprime la capacité d'un réservoir à acheminer des fluides vers le fond du puits. Il peut être défini comme étant le rapport du débit d'huile sur le Draw-down appliqué sur le réservoir. Quand la pression de fluide au fond du puits est au-dessus du point de bulle c'est le cas un réservoir d'huile sous-saturé **Fig (4)**.

L'IP constant, mathématiquement il est exprimé par :

$$IP = J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \Rightarrow P_{wf} = \bar{P}_r - \frac{Q}{J} \quad \text{III}$$

Avec :

- ✚ IP ou J : index de productivité STB/day / psia.
- ✚ Q : Débit d'huile en STB/day.
- ✚ P_r : Pression moyenne du réservoir en psia.
- ✚ P_{wf} : Pression de fond dynamique en psia.

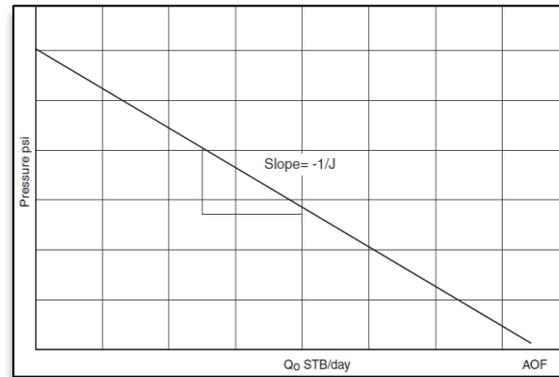


Fig (4) - Une courbe typique de performance d'un réservoir sous-saturé. (Tarek A. 2000).

III.3.3.2) IPR non linéaire

Pour des pressions inférieures à la pression de bulle, Muskat, Evinger (1942) et Vogel (1968) ont constaté que la courbe d'IPR présente une déviation de la droite.

Plusieurs méthodes empiriques ont été développés pour prévoir le fonctionnement de l'IPR non-linéaire dans les réservoir saturé (écoulement diphasique), et la plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation dans lequel le débit et la pression de fond sont mesurés **Fig (5)**.

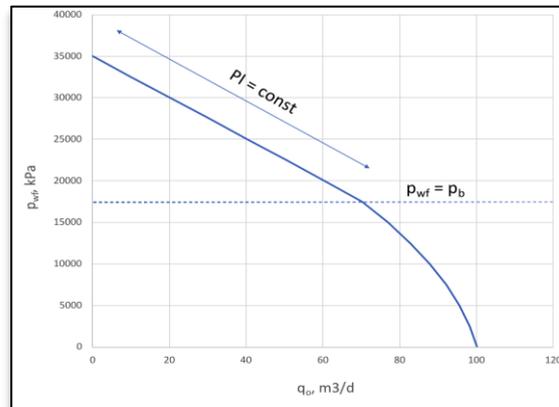


Fig (5) - Courbe typique de performance d'un réservoir avec la diminution de pression sous la pression de bulle (Web Master 1).

III.3.3.2.1) La méthode de VOGEL (skin nul)

La méthode de Vogel est applicable pour les réservoirs d'huile sous-saturés et sursaturés. L'objectif principal de **VOGEL** était de simuler l'écoulement biphasique à travers un réservoir saturé vers le fond de puits, il a généré l'IPR pour différents réservoirs sous différentes conditions et représenté la pression adimensionnelle défini par $\frac{P_{wf}}{P_r}$ en fonction du

débit adimensionnel définit par $\frac{Q_o \text{ test}}{Q_o \text{ max}}$ ou il a constaté que les courbes d'IPR sont similaires pour tous les réservoirs étudiés, mathématiquement ils sont exprimés :

✓ Si: $P_{wf} < \bar{P}_r < P_b$

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right)^2$$

✓ Si: $P_b < \bar{P}_r$

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right)^2\right)$$

✓ Si: $P_b < P_{wf}$

$$J = \frac{Q}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

✓ Si: $P_{wf} < P_b$

$$J = \frac{Q_{otest}}{(\bar{P}_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right)}$$

Avec :

- ✚ IP ou J : index de productivité STB/day / psia.
- ✚ Q_o : Débit d'huile en STB/day.
- ✚ Q_{max} : Débit d'huile maximale en STB/day.
- ✚ Q_o : Débit d'huile en point de bulle en STB/day.
- ✚ \bar{P}_r : Pression moyenne du réservoir en psia.
- ✚ P_{wf} : Pression de fond dynamique en psia.
- ✚ P_b : Pression de bulle en psia.

III.3.3.2.2) Méthode de standing (méthode Vogel modifiée)

La méthode de Vogel ne prend pas la variation en perméabilité causé par l'endommagement ou la stimulation de la zone proche du puits. Elle est valable pour un skin nul donc pour tenir compte de l'altération de la perméabilité dans cette zone, Standing a apporté des modifications à l'équation de Vogel.

L'une des principales applications de la méthode de Standing est de prédire l'amélioration de la performance du régime qui serait atteinte si le puits avait été stimulé. Le degré d'altération de la perméabilité peut être exprimé en termes de rapport de productivité ou efficacité d'écoulement comme suit :

$$FE = \frac{\text{ideal draw down}}{\text{actual draw down}} = \frac{\bar{P}_r - P_{wf}^*}{\bar{P}_r - P_{wf}} = \frac{IP}{IP^*}$$

Avec :

- ✚ P_{wf}^* : Pression de fond dynamique (considérant un skin nul).
- ✚ IP^* : Indice de productivité idéal (considérant un skin nul).

L'équation de Vogel devient alors : $\frac{Q_o}{Q_{max \text{ EF=1}}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}^*}{\bar{P}_r}\right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}^*}{\bar{P}_r}\right)^2$

Une relation entre P_{wf}^* et P_{wf} : peut être obtenue à partir de la relation (1) comme suit :

$$P_{wf}^* = \bar{P}_r - FE(\bar{P}_r - P_{wf})$$

$$\frac{P_{wf}^*}{\bar{P}_r} = 1 - FE + FE \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)$$

En substituant $\left(\frac{P_{wf}^*}{\bar{P}_r}\right)$ par son équivalent dans l'équation (III-2) on aura :

$$\frac{Q_o}{Q_{max}^{EF=1}} = 1.8FE * \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right) - 0.8 * FE^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right)^2$$

L'équation ci-dessus est uniquement valide pour $P_{wf}^* \geq 0$ c'est-à-dire $P_{wf} \geq \bar{P}_r * \left(1 - \frac{1}{FE}\right)$

Cette contrainte est toujours satisfaite si $FE < 1$. Pour $FE > 1$ un débit maximal peut être obtenu en utilisant l'apport suivant :

$$Q_{max} = Q_{max}^{EF=1} (0.624 + 0.376FE)$$

III.3.3.2.3) Méthode de Fétkovich

Fétkovich propose une méthode pour déterminer la performance d'inflow pour les puits d'huile en utilisant les mêmes types d'équations utilisées pour analyser les puits de gaz. On applique l'équation de Darcy à l'écoulement d'huile dans le réservoir :

$$Q_o = \frac{2\pi r h k dp}{\mu dr}$$

En intégrant cette équation le long du rayon de drainage du puits en ajoutant l'effet du skin :

$$Q_o = \frac{0,00708 k \cdot h}{\left(\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} f(P) \cdot dP$$

Où la fonction de pression est définie par : $f(P) = \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o}$

Avec :

- ✚ k_{ro} = oil relative permeability
- ✚ K = absolute permeability, md
- ✚ B_o = oil formation volume factor
- ✚ μ_o = oil viscosity, cp

Fétkovich (1973) a suggéré que la fonction $f(P)$ pourrait tomber dans l'un des deux cas suivants :

- ✓ cas N°1 Si: $P_b < P_{wf} < \bar{P}_r$ (réservoir sous – saturé)

$$f(P) = \frac{1}{\mu_o \cdot B_o}, (K_{ro} = 1)$$

$$Q_o = \frac{0,00708 \text{ k} \cdot \text{h}}{\left(\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \left(\frac{1}{\mu_o \cdot B_o}\right) \cdot dP$$

$$Q_o = \left(\frac{0,00708 \text{ k} \cdot \text{h}}{\mu_o \cdot B_o \left(\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)} \right) (\bar{P}_R - P_{wf})$$

$$IP = \left(\frac{0,00708 \text{ k} \cdot \text{h}}{\mu_o \cdot B_o \left(\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)} \right)$$

✓ cas N°1 Si: $P_{wf} < \bar{P}_R < P_b$ (réservoir saturé)

$$f(P) = \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} = \left(\frac{P}{P_b}\right) \left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)_{pb}$$

En substituant $f(P)$ par son expression dans l'équation (12) on aura :

$$Q_o = \frac{0,00708 \cdot \text{k h}}{\left(\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \left(\frac{P}{P_b}\right) \left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)_{pb} \cdot dP$$

Comme le terme $\left(\frac{1}{P_b}\right) \left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)_{pb}$ est constant alors :

$$Q_o = \frac{0,00708 \cdot \text{kh}}{2 P_b (\mu_o B_o)_{pb} \left(\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)} \cdot (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$$

En introduisant l'indice de productivité (16) dans l'équation (19) on aura :

$$Q_o = \left(\frac{IP}{2 P_b}\right) \cdot (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$$

Le terme $\left(\frac{IP}{2 P_b}\right)$ est défini comme étant un coefficient de performance C.

Pour tenir compte de la possibilité d'un écoulement turbulent dans les puits d'huile. Fétkovich a introduit l'exposant 'n' dans son équation pour devenir :

$$Q_o = C \cdot (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

III.3.4) Prédiction des futurs IPR pour les réservoirs d'huile

L'établissement d'un plan de développement d'un réservoir avec le respect des dimensions des équipements ainsi que son évaluation de point de vue économique nécessitent la connaissance de la performance future de ce réservoir. Plusieurs méthodes ont été adaptées pour prédire l'IPR futur des puits d'huile dont les plus connus sont illustrés comme suit :

III.3.4.1) Méthode de Standing

Standing a publié une méthode qui pourrait être utilisée pour prédire la diminution de la valeur de Q_{omax} avec l'augmentation de la saturation en gaz avec la déplétion de la pression du réservoir. L'équation de Vogel peut être réarrangée comme suit :

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)\right) \left(1 + 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)\right)$$

En substituant l'expression de l'indice de productivité dans l'équation (22) et après réarrangement on aura :

$$IP = \frac{Q_{max}}{P_r} \left(1 + 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)\right)$$

Standing a définit l'indice de productivité pour un draw-down nul comme suit :

$$IP^* = \lim_{P_{wf} \rightarrow P_r} IP = \frac{1.8 * Q_{max}}{P_r} \Rightarrow Q_{max} = \frac{\bar{P}_r * IP^*}{1.8}$$

Si le changement de IP^* peut-être prédit alors, la valeur de Q_{max} pourrait être calculée. Standing a établi une autre définition de IP^* :

$$IP^* = \frac{0,00708 \text{ k} \cdot \text{h}}{\left(\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)\right)} \cdot f(\bar{P}_r)$$

$$f(\bar{P}_r) = \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o}$$

La fonction de la pression $f(\bar{P}_r)$ change avec le changement de la pression du moment de que μ_o et B_o sont fonctions de la pression du réservoir, et k_{ro} est fonction de la saturation en huile et en gaz. La relation entre IP^* actuel et futur peut être exprimé comme suit :

$$\frac{IP_F^*}{IP_P^*} = \frac{f(\bar{P}_{rF})}{f(\bar{P}_{rP})}$$

Où :

- ✚ IP_F^* : la valeur de l'indice de productivité au \bar{P}_{rF} .
- ✚ IP_P^* : Indice de productivité actuel.
- ✚ La combinaison des équations (24) et (26) donne :

$$Q_{oFmax} = Q_{oPmax} \frac{\bar{P}_{rF} f(\bar{P}_{rF})}{\bar{P}_{rP} f(\bar{P}_{rP})}$$

Une fois la valeur de Q_{oPmax} est déterminé à partir des données de l'essai de stabilisation actuel, les valeurs de Q_{oFmax} pourraient être prédite pour différentes pressions de réservoir futures. La saturation en huile en fonction de p_r peut être calculée en utilisant les calculs bilans matières ou autres modèles du réservoir, k_{ro} est alors déterminée si les données sont disponibles.

Les valeurs de μ_o et B_o peuvent être déterminées à partir de l'analyse d'échantillon de fluide ou via les relations empiriques. L'IPR futur peut être construit en utilisant l'équation suivante :

$$Q_{oF} = Q_{oFmax} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_{rF}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_{rF}} \right)^2 \right)$$

$$Q_{oF} = \frac{\overline{P_{rF}} * IP_F^*}{1.8} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_{rF}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_{rF}} \right)^2 \right)$$

III.3.4.2) Méthode de Fétkovich

La méthode proposée par Fétkovich pour construire l'IPR futur consiste en l'ajustement du coefficient C qui est sensible au changement de pression du réservoir et qui devient comme suit :

$$C_F = C_P \frac{\overline{P_{rF}}}{P_{rP}}$$

Et l'équation de Fétkovich devient alors :

$$Q_F = C_P \frac{\overline{P_{rF}}}{P_{rP}} \cdot \left(\overline{P_{rF}}^2 - P_{wf}^2 \right)^n$$

Fétkovich a assumé que l'exposant 'n' reste inchangé avec la déplétion du réservoir.

III.4) Performance des puits

Le puits est responsable a acheminé les fluides du réservoir vers la surface, La prédiction du gradient de pression, la fraction volumique du liquide ainsi que les différents régimes d'écoulements apparaissant durant l'écoulement biphasique dans le tubing est d'une grande importance pour le design et l'analyse du système de production **Fig (6)**.

III.4.1) Performance de tubing (outflow)

L'un des principaux facteurs affectant la performance de production d'un puits est la perte de pression dans les tubulaires. Jusqu'à 80 % de la perte de pression totale d'un puits en cours d'exploitation peut se produire lors de la remontée du fluide à la surface, tandis que le reste est perdu dans le réservoir.

Vertical Lift Performance Relationship (VLP) représente ce que le puits peut délivrer à la surface. Le VLP exprime la pression d'écoulement au fond du puits en fonction du débit du liquide dans le fond du puits pendant la production des fluides du réservoir (**Web Master 2**).

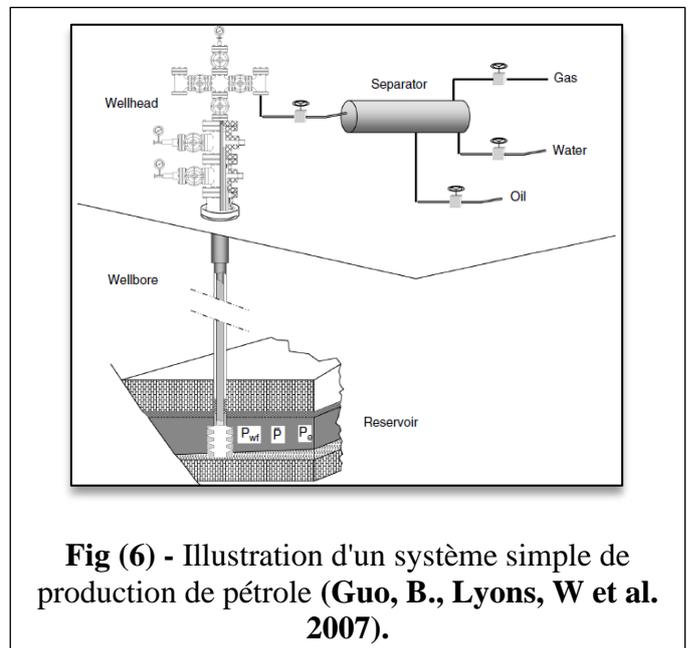


Fig (6) - Illustration d'un système simple de production de pétrole (Guo, B., Lyons, W et al. 2007).

III.4.2) Les variables influençant sur la Performance d'écoulement dans le tubing

Selon Golan et Whitson (Golan M., Whitson C. H. 1991), la performance d'écoulement dépend de plusieurs facteurs :

- ✚ Le débit du liquide
- ✚ Les propriétés du fluide
- ✚ La viscosité du fluide
- ✚ La densité du fluide
- ✚ Rapport gaz-liquide (GLR)
- ✚ Rapport eau-huile (WOR)
- ✚ La déviation des puits verticaux

En général, La production du puits augmente avec l'augmentation du diamètre du tubing. Cependant un point où la taille de tubing entraîne à la diminution de la vitesse du flux de gaz ascendant vers le haut qu'elle n'est plus suffisante pour faire remonter efficacement le liquide à la surface, c'est-à-dire que la rétention de liquide commence résultant de phénomènes de glissement (la phase moins dense « plus légère » s'écoule à une vitesse supérieure à celle de la phase plus dense « plus lourde ») **Fig (7)**.

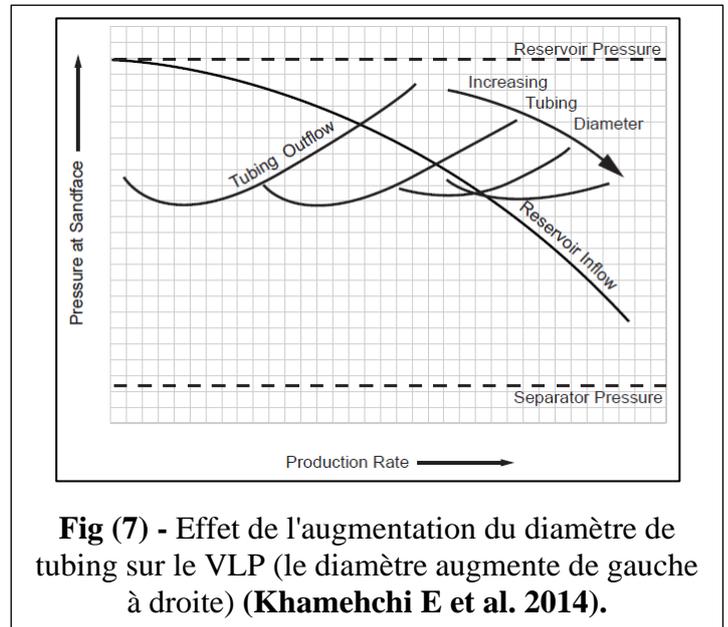


Fig (7) - Effet de l'augmentation du diamètre de tubing sur le VLP (le diamètre augmente de gauche à droite) (Khomehchi E et al. 2014).

III.4.3) Les régimes d'écoulements

Un certain nombre de différents régimes d'écoulement se produisent lors de l'écoulement naturel du fond vers la surface dans les tubulures verticales **Fig (8)**, on distingue :

III.4.3.1) Ecoulement de liquide « Liquid flow » :

Ce régime s'observe généralement au fond du puits lorsque la pression est au-dessus de la pression de bulle d'où le régime d'écoulement est monophasique.

III.4.3.2) Ecoulement à bulles « Bubble flow » :

La remontée de l'huile dans le tubing est accompagnée par une diminution, lorsque celle-ci tombe au-dessous de la pression de bulle, du gaz se libère, ce dernier se trouve au

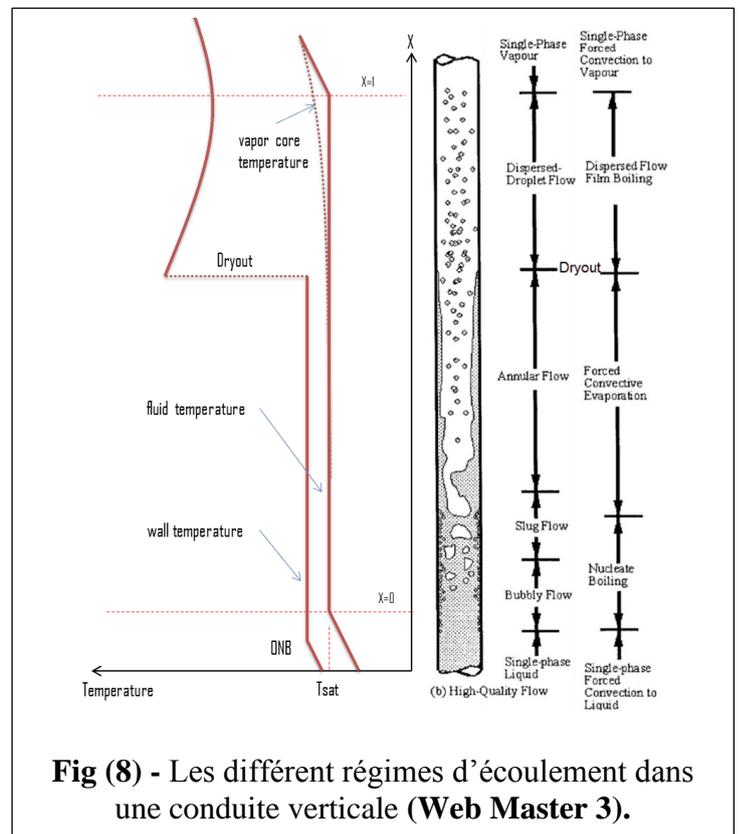


Fig (8) - Les différents régimes d'écoulement dans une conduite verticale (Web Master 3).

premier lieu sous forme de bulles dispersées dans l'huile à cause de sa faible quantité.

III.4.3.3) Ecoulement par bouchon « Slug flow » :

Comme la pression dans la colonne de production continue de baisser lorsque le flux s'écoule vers la surface, la quantité du gaz libérée devient importante ce qui engendre la coalescence des petites bulles formant ainsi des bouchons au milieu du tubing.

III.4.3.4) Ecoulement annulaire « Annular flow » :

Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus basses, la quantité du gaz devient beaucoup plus importante, et vu sa faible densité, ce dernier forme un canal continu dans le centre de la chaîne, et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.

III.4.3.5) Ecoulement à brouillard « Mist flow » :

Enfin, dans le cas de très faibles pressions l'anneau d'huile disparaît laissant ainsi le flux du gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquides.

Chapitre IV

Estimation des réserves et mécanismes de drainage

CHAPITRE IV : Estimation des réserves et mécanismes de drainage

IV.1) Généralités sur les réserves d'hydrocarbures

Lorsqu'on parle des volumes de pétrole récupérable, dans les champs de pétrole découverts, on vient de dire les « réserves pétrolières ».

Si on dit « réserves », donc on parle de la part récupérable du pétrole existante dans le sol si elle est exploitable techniquement et économiquement, sachant qu'une partie importante du pétrole ne sera pas extraite du sol. Le taux de récupération est le pourcentage de pétrole récupérable par rapport à la quantité totale initialement en place.

Le mot « Réserve » se réfère exclusivement à des volumes de pétroles découverts, techniquement et économiquement récupérables. Si un ou plus de ces trois critères n'est pas vérifié, le terme « réserve » est inapproprié et il convient plutôt de parler de « ressources ». Ainsi, les volumes désignés sous le terme de « ressources » ont une probabilité moindre d'être exploités que les volumes désignés sous le terme de « réserve » (**Web Master 1**).

Les « réserves en place » sont nommés de nos jours : Quantités en place, ou volumes de fluide en place : huile et gaz en place, (OOIP : Original Oil In Place, OGIP : Original Gas In Place), ou encore accumulations.

Par contre, le terme « réserves récupérables » est plus difficile à préciser parce qu'il dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, lesquelles sont également liées à la politique énergétique du pays producteur.

IV.2) Les différentes catégories des réserves

Les réserves pétrolières sont classées soit possible, probable ou prouvées selon leur existence dans le sous-sol et selon les études réalisées sur le terrain.

Les compagnies pétrolières procédant à l'exploration/production réalisent les études afin de déterminer le type de réserve. La « Securities and Exchange Commission » a exigé que les compagnies pétrolières possédant des réserves listées adoptent des standards d'évaluation des réserves en accord avec la pratique industrielle. Pour cela on a :

IV.2.1) Les réserves prouvées (1P)

On parle des réserves prouvées (1P) lorsqu'on dit que par les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours, les ressources en gaz et pétrole « raisonnablement certaines » d'être produites. Elles ont 90 % de chance d'être mises en production.

IV.2.2) Les réserves probables (2P)

On parle des réserves probables (2P) lorsqu'on dit que par les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours, les ressources en gaz et pétrole « raisonnablement probables » d'être produites. Elles ont 50 % de chance d'être mises en production.

IV.2.3) Les réserves possibles (3P)

On parle des réserves possible (3P) lorsqu'on dit qu'ils ont " une chance d'être développées en tenant compte de circonstances favorables". Elles ont 10 % de chance d'être mises en production.

IV.3) Méthodes d'estimation des réserves

On utilise deux méthodes principalement pour évaluer les quantités des hydrocarbures dans le réservoir :

- ✚ Bilan Matière (La méthode dynamique).
- ✚ La méthode volumétrique.

IV.3.1) Méthode volumétrique -(cubature) isobathe-

L'ensemble des data obtenue des tests réaliser sur les puits tel que les données sismique (elle fournit la géométrie externe du réservoir sous la forme de carte isobathes, ce qui permet de calculer le volume de la roche imprégné) et les données de forage (qui permettent d'atteindre le réservoir et évaluer les caractéristiques moyennes soit à partir des digraphies qui sont enregistrées, soit à partir des mesures réalisées au laboratoire sur carottes) sert à calculer le volume des roches à partir des hauteurs obtenues des cartes en isobathe et par étude planimétrique. Ces données permettent d'estimer les quantités en place, OOIP (Original Oil In Place) et OGIP (Original Gas In Place).

En pratique on indique les quantités en place N (huile) en 10^6 m^3 et G (gaz) en 10^9 m^3 , ces quantités étant exprimées en conditions standards. On ramène ces quantités en conditions « surface » de façon à pouvoir comparer aisément les productions cumulées d'hydrocarbures.

IV.3.1.1) Formule mathématique

L'expression mathématique de la méthode volumétrique est indiquée ci-dessous :

$$N = V_R * \phi_{\text{moy}} * (1 - S_w) * \left(\frac{h_u}{h_t}\right) * \frac{1}{B_o}$$

Avec :

- ✚ **V_R** : est le volume rocheux exprimé en (m³)
- ✚ **h_u** : est la hauteur utile moyenne en (m)
- ✚ **h_t** : est la hauteur totale en (m)
- ✚ **φ_{moy}** : est la porosité moyenne (Fraction)
- ✚ **S_w** : est la saturation moyenne en eau (Fraction)
- ✚ **B_o** : est le facteur volumétrique (m³ /stm³)
- ✚ **N** : est le volume d'hydrocarbure en place exprimé en (sm³) ou bien 10⁶ (millions)sm³

IV.3.1.2) Détermination des différents paramètres intervenant dans la formule

Considérons un ensemble de puits (n puits : chaque puits a sa propre φ_i, S_{wi}, S_{oi}, h_{ui} et h_{ti}).

Pour déterminer le OOIP dans ces puits, on doit d'abord déterminer les paramètres induits dans la formule et cela comme suis :

a) Détermination du ϕ_{moy}

Si : $h_{ui} = h_{ui+1}$	Si : $h_{ui} \neq h_{ui+1}$
$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n}$	<ol style="list-style-type: none"> 1. $\phi = \frac{V_p}{V_t}$ 2. $\phi_i = \frac{V_{pi}}{V_i}$ donc : $V_{pi} = \phi_i * V_i$ 3. $\phi_{moy} = \frac{V_p}{V_t} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{pi}}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i * \phi_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} * \phi_i * S}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * S}$ 4. Donc : $\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} * \phi_i}{\sum_{i=1}^n h_{ui}}$

b) Détermination du S_{wmoy}

Si : $h_{ui} = h_{ui+1}$	Si : $h_{ui} \neq h_{ui+1}$
$S_{wmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi}}{n}$	<ol style="list-style-type: none"> 1. $S_w = \frac{V_w}{V_p}$ 2. $S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_{pi}}$ donc : $V_{wi} = S_{wi} * V_{pi} = S_{wi} * \phi_i * V_i = S_{wi} * \phi_i * S * h_{ui}$ 3. $S_{wmoy} = \frac{V_w}{V_p} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{wi}}{\sum_{i=1}^n V_{pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{pi} * S_{wi}}{\sum_{i=1}^n V_{pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} * \phi_i * S * S_{wi}}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * S * \phi_i}$ 4. Donc : $S_{wmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} * \phi_i * S_{wi}}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * \phi_i}$

c) Détermination du h_{umoy}

Si : $h_{ui} = h_{ui+1}$	Si : $h_{ui} \neq h_{ui+1}$
$h_{umoy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui}}{n}$	$h_{umoy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} * h_{ti}}{\sum_{i=1}^n h_{ti}}$

d) Détermination du h_{tmoy}

$$h_{tmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ti}}{n}$$

e) Détermination du Volume rocheux V_R (méthode par cubature ou surface-profondeur)

La valeur de V_R est la plus difficile à déterminer car elle nécessite une grande précision pour ne pas avoir des erreurs qui affectes les calculs.

Si l'on porte sur un diagramme profondeur-surface pour un nombre « n » de puits les surfaces planimétriques des isobathes du toit et du mur, ainsi que l'interface H/E, un planimétrage de l'aire sous-tendue entre les deux courbes va représenter le volume de roche imprégnée.

Par l'utilisation de l'intégrale suivant, on peut déterminer la valeur de V_R :

$$V_R = \int_{Z_E}^{Z_{\text{toit}}} S(\text{toit}). dz - \int_{Z_E}^{Z_{\text{toit}}} S(\text{mur}). dz$$

IV.3.2) Méthode de bilan matière

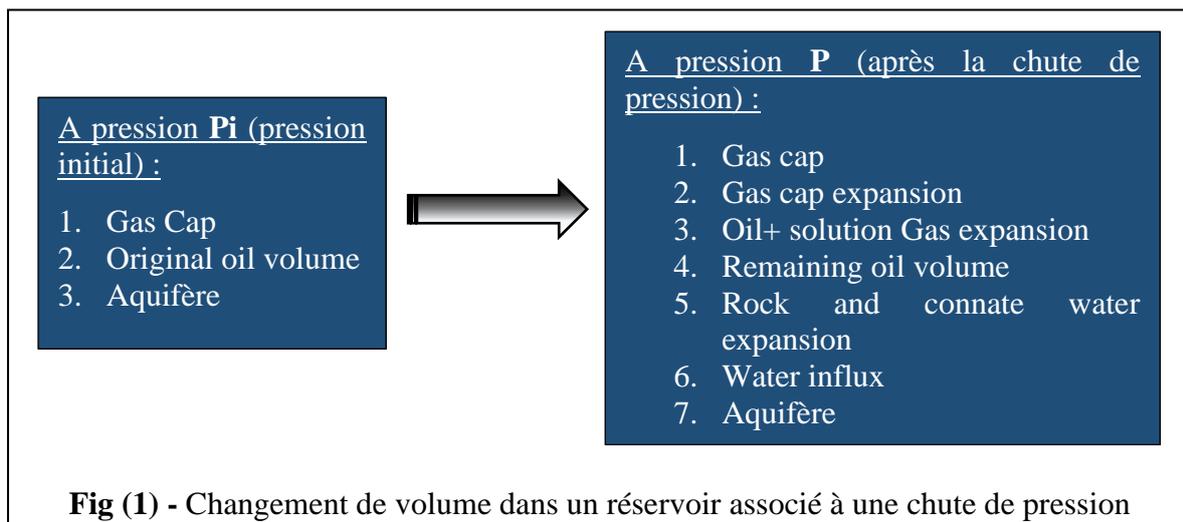
Elle s'intéresse seulement où il y a une différence de pression c'est-à-dire où il y a le déplacement de fluides. Elle permet de donner les quantités dynamiques, mais elle n'est plus applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

Cette méthode permet d'interpréter et de prédire les performances d'un réservoir, estimer les réserves, estimer la récupération (contribution) de chaque mécanisme de drainage primaire. Le principe de cette méthode est le suivant :

QUANTITE PRODUITE + QUANTITE RESTANTE = QUANTITE ORIGINALE EN PLACE

❖ Détermination de l'équation générale du bilan matière

Le bilan matière est une expression de la loi de conservation de la masse des fluides qui s'écoulent dans le milieu poreux. Pour définir le système on a **Fig (1)** :



- **Définition de Soutirage** = Expansion d'huile + Expansion du gaz dissout + expansion du gaz cap + Changement de volume de la roche et l'expansion de l'eau interstitielle

Pour cela on a :

a) Soutirage

La quantité d'huile, de Gas et d'eau produite au niveau de la surface sert à déterminer le soutirage suivant :

$$NP * [Bo + (Rp - Rs) * Bg] + Wp * Bw$$

Tel que :

- ✚ NP: Production d'huile cumulée en [STm³];
- ✚ Bo: Facteur volumétrique du fond d'huile [Rm³/ STm³];
- ✚ Rp: GOR de production [m³/ m³];
- ✚ Rs: GOR de dissolution [m³/ m³];
- ✚ Bg: Facteur volumétrique du fond de gaz [Rm³/ STm³];
- ✚ Wp: Production d'eau cumulée [STm³];
- ✚ Bw: Facteur volumétrique du fond d'eau [Rm³/ STm³].

b) Expansion de l'huile

Le volume d'huile à l'état initial est N * Boi. Après une chute de pression, il deviendra N* Bo l'expansion d'huile s'exprime ainsi :

$$N(Bo - Boi)$$

c) Expansion du gaz dissous

La quantité totale de gaz dans le réservoir est N * Rsi qui est totalement dissous dans l'huile avant d'atteindre la pression de bulle. Une fois la pression de gisement descend au-dessous de la pression de bulle, on aura une libération de gaz dans le réservoir donc la quantité de gaz qui reste dissoute dans l'huile sera N * Rs. Et l'équation de l'expansion du gaz dissous sera :

$$N (Rsi - Rs) Bg$$

d) Expansion du gaz cap

On définit m comme étant le rapport entre la quantité initiale de gaz et la quantité initiale d'huile dans le réservoir :

$$m = \frac{G * B_{gi}}{N * B_{oi}}$$

La quantité initiale de gaz cap G dans le réservoir est exprimée ainsi :

$$G = \frac{m * N * B_{oi}}{B_{gi}}$$

Après une chute de pression le volume du gaz cap sera G * Bg , l'expansion du gaz cap sera donc :

$$G * Bg - G * B_{gi} = m * N * B_{oi} * \left[\frac{Bg}{B_{gi}} - 1 \right]$$

e) Compaction de la roche et expansion de l'eau interstitielle

Soit :

- ✚ ΔVp = le changement du volume de roche.
- ✚ ΔVw = le changement du volume de l'eau interstitielle.

Ces deux termes peuvent être exprimés en fonction de la compressibilité comme suit :

$$\Delta V_P = C_f * V_P * \Delta P$$

$$\Delta V_W = C_W * V_W * \Delta P$$

Où :

$$\Delta P = P_i - P$$

Nous avons :

$$V_P * (1 - S_{wi}) = N * B_{oi} + G * B_{gi} \leftrightarrow V_P = \frac{N * B_{oi} * (1 + m)}{(1 - S_{wi})}$$

On a aussi :

$$V_W = V_P * S_{wi} \leftrightarrow V_W = N * B_{oi} * (1 + m) * \frac{S_{wi}}{(1 - S_{wi})}$$

Le changement du volume de roche et l'expansion de l'eau interstitielle seront donc donnés par l'équation suivante :

$$\Delta V_P + \Delta V_W = N * B_{oi} * (1 + m) * \frac{C_f + C_w * S_{wi}}{(1 - S_{wi})} * \Delta P$$

Si on prend en considération les entrées d'eau et l'injection d'eau et de gaz :

✚ Entrées d'eau : $W_e - W_P * B_w$

✚ L'injection d'eau : $W_{inj} * B_w$

✚ L'injection de gaz : $G_{inj} * B_g$

L'équation finale du bilan matière sera :

$$N \left[B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) B_{oi} \left(\frac{C_f + C_w * S_{wi}}{(1 - S_{wi})} * \Delta P \right) \right] + W_e - W_P B_w + W_{inj} B_w + G_{inj} B_g = N_P [B_o + B_g (R_P - R_s)]$$

En réarrangeant cette équation on obtient :

$$N = \frac{N_P [B_o + B_g (R_P - R_s)] + W_P B_w - W_e - W_{inj} B_w - G_{inj} B_g}{(B_o - B_{oi}) + B_g (R_{si} - R_s) + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{oi} (1 + m) \left(\frac{C_f + C_w * S_{wi}}{(1 - S_{wi})} \right) \Delta P}$$

Par la suite on va nommer les paramètres comme suit :

✚ $B_{ti} = B_{oi}$

✚ $B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$

✚ $A = N_P [B_o + B_g (R_P - R_s)]$

L'équation final devient :

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{A} + \frac{N m B_{ti} (B_g - B_{gi}) / B_{gi}}{A} + \frac{W_e - W_P B_w}{A} + \frac{N(1 + m) B_{ti} \left(\frac{C_f + C_w * S_{wi}}{(1 - S_{wi})} \right) \Delta P}{A} + \frac{W_{inj} B_w + G_{inj} B_g}{A} = 1$$

Cette dernière est utilisée pour les mécanismes de drainage combinées à fin d'établir la formule de chaque mécanisme et sa contribution :

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1$$

- ✚ **DDI**: Depletion drive index;
- ✚ **SDI**: Segregation drive index;
- ✚ **WDI**: Water drive index;
- ✚ **EDI**: Expansion drive index.

IV.4) Mécanismes de drainage

Les gisements et les puits ont une durée de vie comme toutes autres phénomènes naturels. Ouvrir les puits et laisser les gisements se décompresser est un drainage naturel ou aussi récupération primaire (Primary recovery) **Fig (2)**. Lorsque le débit du puits diminue trop, on cherche parfois à atténuer ou annuler cette décompression du gisement par injection d'eau ou de gaz, appelée récupération assistée classique ou secondaire « Improved Oil Recovery (IOR) », ou par la récupération tertiaire « Enhanced Oil Recovery (EOR) ».

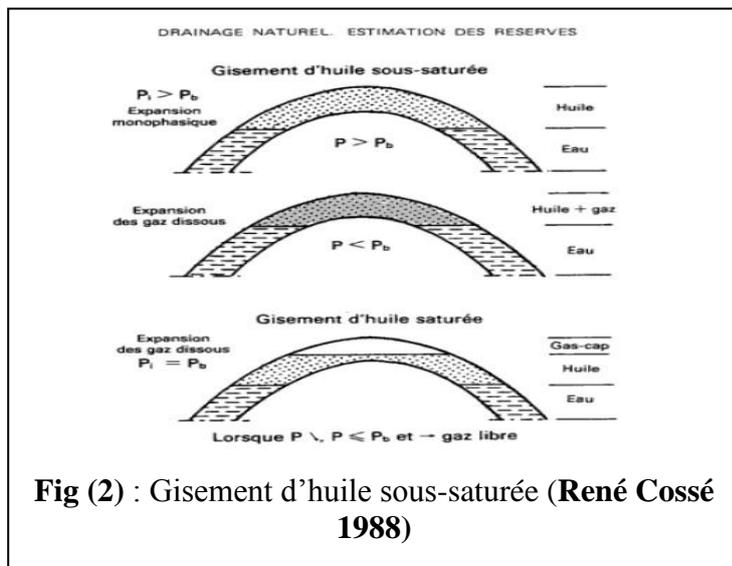


Fig (2) : Gisement d'huile sous-saturée (René Cossé 1988)

IV.4.1) Mécanismes de récupération primaire

Ce mécanisme se base sur la remonté de pétrole naturellement à la surface ou on aura une extraction de 5 à 15% du pétrole. Le taux de récupération dépend de la qualité, de la pression du gisement et de la quantité de gaz.

Les procédures de récupération primaire reposent sur un mécanisme naturel. Le pétrole est déplacé par l'eau vers la base de puits. La pression souterraine force également le pétrole à jaillir à la surface. Le gaz est de plus répandu au sommet du réservoir.

Les performances des réservoirs sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible. On distingue :

- ✚ Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- ✚ Solution gaz drive (expansion monphasique d'huile et de gaz dissout).
- ✚ Gas cap drive (drainage par chapeau de gaz).
- ✚ Water drive (drainage par l'eau -aquifère-).
- ✚ Gravity drive (drainage par gravitation).

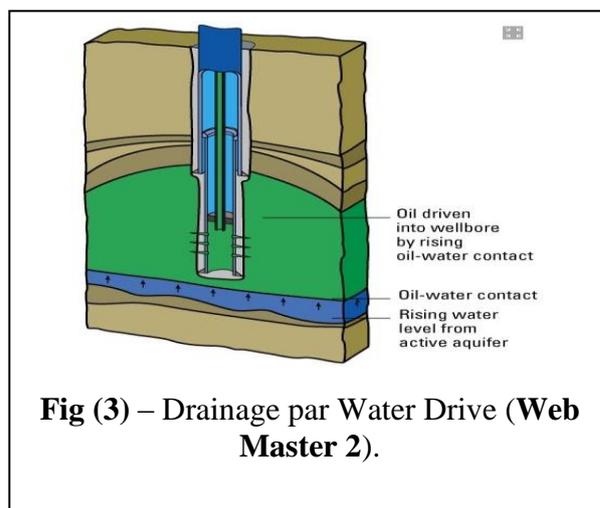
Chacun de ces mécanismes à une réponse de réservoir caractéristique en termes de pression de réservoir, évolution du GOR, « Water cut » et du facteur de récupération. De nombreux réservoirs ont une combinaison de contributions énergétiques de plusieurs mécanismes d'entraînement bien qu'un soit généralement dominant.

Par la suite, on va présenter les mécanismes les plus dominants pour la récupération primaire :

IV.4.1.1) Water drive

C'est un mécanisme d'entraînement du réservoir par lequel le pétrole est entraîné à travers le réservoir par un aquifère actif. Lorsque l'huile est en contact avec ce aquifère, on aura une énergie qui permet l'expulsion de l'huile, assuré par la poussée de l'eau. Cela va augmenter le WOC (contact huile/eau) **Fig (3)**. Pour que l'eau puisse déplacer l'huile, il faut qu'elle provienne soit :

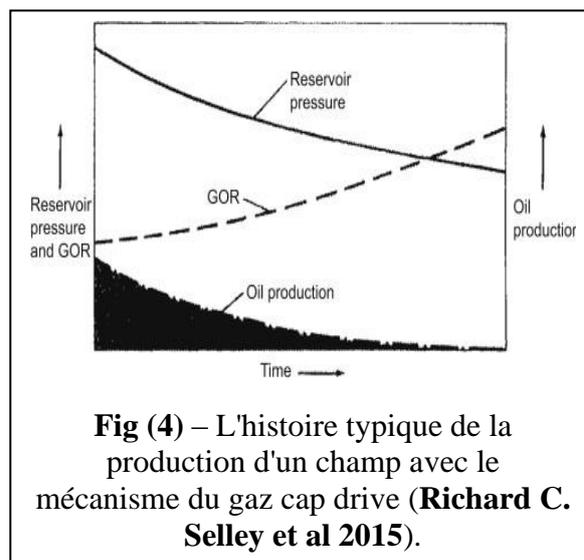
- ✚ D'un aquifère dont le volume est très grand par rapport à l'huile, dans ce cas la chute de pression est compensée par l'expansion de l'eau, qui vient remplacer l'huile expulsée.
- ✚ D'un aquifère qui est relié à la surface, ce qui fait qu'il a une énergie importante, et l'eau qui remplace l'huile est rechargée à partir de la surface.



IV.4.1.2) Gaz cap drive

Généralement ce type de drainage se forme dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle. La chute de pression dans la zone à huile due au soutirage cause la détente de gaz cap et provoque un déplacement immiscible d'huile **Fig (4)**, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive. Généralement, la perméabilité verticale dans le gisement est inférieure à 50 md.

Les GOR augmenteront continuellement jusqu'à ce que le chapeau de gaz soit épuisé ou les puits producteurs sont abandonnés. Les facteurs de récupération sont compris entre 20 et 40%. Les percées d'eau sont généralement très basses.



IV.4.1.3) Solution gaz drive

Le mécanisme de drainage par gaz dissout (ou d'expansion de l'huile) apparaît lorsque la pression du gisement chute au-dessous de la pression de bulle, ce qui fait que le gaz dissous dans l'huile est dégagé.

Par la suite 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 du GOR de production. Les facteurs de récupération sont faibles (≈ 5 à 30%) **Fig (5)**.

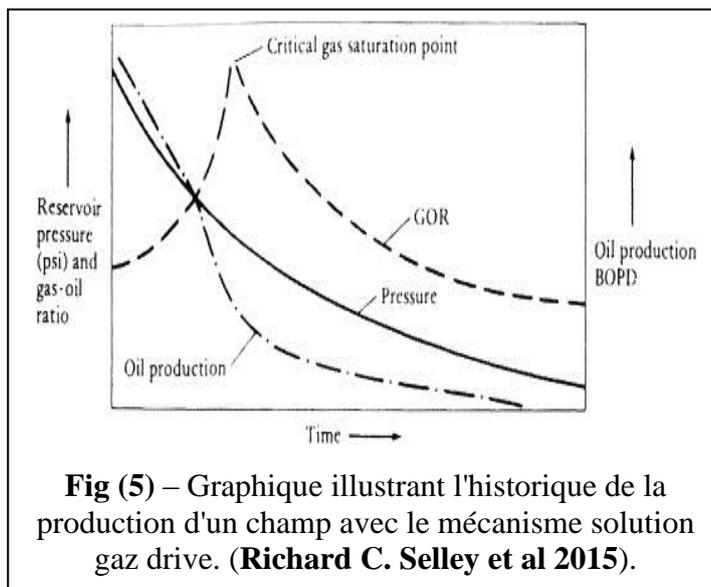


Fig (5) – Graphique illustrant l'historique de la production d'un champ avec le mécanisme solution gaz drive. (Richard C. Selley et al 2015).

IV.4.2) Mécanisme de récupération secondaire

La récupération secondaire repose sur les énergies externes afin d'augmenter la pression du gisement. Cette méthode d'extraction commence avec l'injection de gaz, de gaz de pétrole liquéfié ou d'eau pour forcer le pétrole à migrer vers la surface. Cela diminue la densité globale de fluide dans le puits.

La récupération secondaire extrait 30% de plus du pétrole. Toutefois, ce taux dépend des caractéristiques du pétrole et de la roche-mère. Au total, les récupérations primaires et secondaires parviennent à extraire 35 à 45% du pétrole brut.

IV.4.3) Mécanisme de récupération tertiaire

La récupération tertiaire commence quand la récupération secondaire du pétrole ne permet plus de poursuivre l'extraction, mais seulement lorsque le pétrole peut encore être extrait de façon rentable. La récupération assistée consiste à chauffer le pétrole afin d'atténuer sa viscosité et de faciliter son extraction. La récupération tertiaire permet de récupérer 5% à 15% de pétrole supplémentaire du réservoir.

Les **méthodes thermiques** de récupération de pétrole consistant à chauffer le pétrole, réduisant ainsi sa viscosité et le rendant plus facile à extraire. **L'injection de vapeur** est la méthode thermique la plus courante et est souvent réalisée avec une centrale de cogénération.

Aussi, des **agents tensioactifs (détergents)** sont injectés dans le réservoir afin de modifier la tension superficielle entre l'eau et le pétrole, libérant du pétrole qui, autrement, resterait dans le réservoir sous forme de pétrole résiduel.

Les **traitements microbiens** sont une autre méthode de récupération tertiaire. Des mélanges spéciaux des microbes sont utilisés pour traiter et briser les chaînes hydrocarbonées du pétrole, ce qui rend le pétrole plus facile à récupérer tout en étant plus économique par rapport aux autres méthodes conventionnelles.

Partie Pratique (B)

Etude Géologique et

Mesure MDT

Partie B. I :Présentation de la région d'étude

I.1) Géologie locale de la région Rhourde Louh-Sif Fatima

I.1.1) Contexte structural

Le secteur de SIF FATIMA (bloc 402) est situé dans la partie Nord-Est du bassin de BERKINE, à environ 100Km au sud-ouest du gisement d'El Borma. Ce bassin occupe une aire totale de près de 300.000 Km², mais seulement 103.000 Km² sont situés dans le territoire Algérien.

I.1.2) Contexte stratigraphique

Le bassin étudié est le bassin de Berkine. Le périmètre de recherche est « Rhourde El Louh-Sif Fatima » localisé par rapport aux deux (2) zones fiscales avec une superficie de 4169 km².

La stratigraphie est composée de dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque reconnu partiellement. La zone principale est le Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) tant que la formation à atteindre est la Strunien. L'objectif est le TAGI + RKF.

I.1.3) Système pétrolier

I.1.3.1) Roche mère

Les principales roches mères génératrices d'huile légère et de gaz à condensât dans le bassin de Berkine sont les argiles du Frasnien et du dévonien qui sont fortement productives.

I.1.3.2) Roche réservoir

Notre étude dans le bassin de Berkine est généralement sur le principal réservoir dans la région d'étude qui est le Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI), il est subdivisé en trois niveaux qui sont TAGI basal, TAGI moyen, TAGI supérieur.

I.1.3.3) Roche couverture

Le système est assuré par le Trias carbonaté et les argiles radioactives du Trias argilo gréseux supérieur.

I.2) Position, découverte et délimitation de la structure Rhourde Louh Sif Fatima Extension

Le réservoir de TAGI est l'objectif de notre étude dans la région Rhourde Louh, périmètre de recherche Sif Fatima, il était découvert en 2006 par le premier puits Sif Fatima Extension-1 dont la profondeur finale est de 3311 m. Suite au forage du puits de découverte Sif Fatima Ext-1 en 2006, deux puits verticaux de délimitation ont été forés sur cette structure **Fig (1)** :

- ✚ Le puits SF Ext-2, foré du 30/08/2007 au 06/10/2007, a atteint la profondeur de 3230 m.
- ✚ Le puits SF Ext-3, foré du 27/12/2012 au 05/02/2013, a atteint la profondeur de 3450 m.

L'objectif des forages d'exploration est de délimiter les structures, de créer une relation entre les puits SF et SFSW, de prouver le potentiel d'hydrocarbure des niveaux gréseux du TAGI de la structure Sif Fatima extension et de confirmer la présence de la colonne d'hydrocarbures prouvée sur l'ensemble des unités gréseuses du TAGI. Le forage représente une clé vers une prospection de nouveaux compartiments en bordures de Sif Fatima. Les schémas des puits sont représentés en annexe 1.

Le puits SF Ext 2 était abandonnée provisoirement le 21/11/2007 par des bouchons de ciments et des bridges plugs tel que :

- ✚ Bridge Plug à 3162m.
- ✚ Bridge Plug à 3132m.
- ✚ Bridge Plug à 3050m.
- ✚ Bouchon de ciment N°1 à 2758m.
- ✚ Bouchon de ciment N°2 à 2409m.
- ✚ Bouchon de ciment N°3 à 972m.

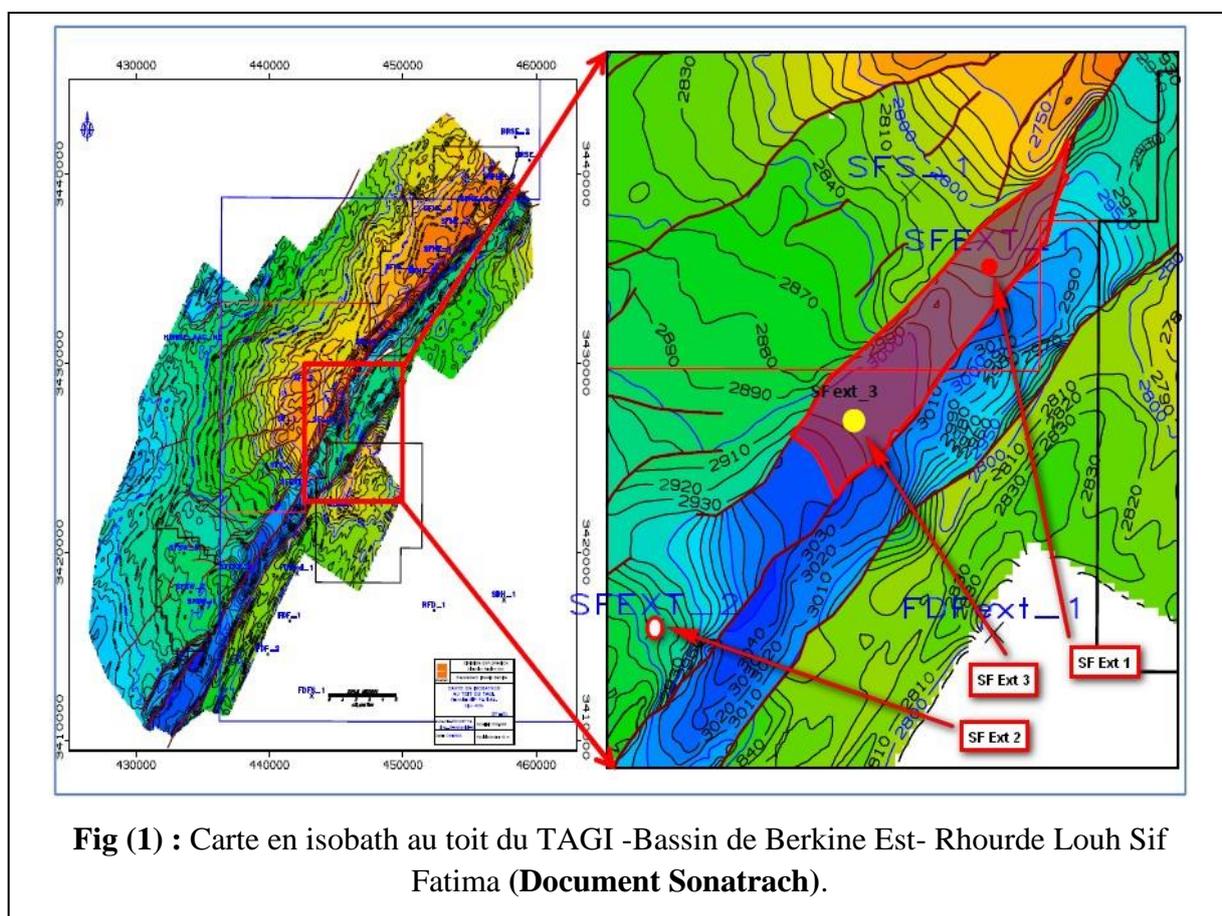


Fig (1) : Carte en isobath au toit du TAGI -Bassin de Berkine Est- Rhourde Louh Sif Fatima (Document Sonatrach).

Partie B. II :Interprétation des MDT

II.1) Résultats des enregistrements du MDT

Un pré-test de formation est réalisé au niveau des réservoirs TAGI et Dévonien (Strunien) avec l'outil MDT (Modular Dynamic Formation Tester) pour les puits SF Ext-1 et SF Ext-3. Le puits SF Ext-2 était abandonnée donc le pré-test de MDT n'était pas réalisé.

Ces tests permis de calculer le Gradient et la densité tel que :

$$\text{Gradient} = \frac{\Delta P_{\text{pression}}}{\Delta p_{\text{profondeur}}} = \left(\frac{P_2 - P_1}{P_{R2} - P_{R1}} \right) \left(\frac{\text{Psi}}{\text{m}} \right) \quad \text{et} \quad \text{Densité (d)} = \frac{G}{1.422} \left(\frac{\text{g}}{\text{cc}} \right)$$

Avec :

P : Pression (Psi) ; Pr : profondeur (m) ; G : Gradient de pression (Psi/m) ; d : masse volumique de fluide en place (g/cc).

Si $d < 0,4$ (g/cc) : le réservoir est saturé en gaz.

Si $0,4 < d < 0,6$ (g/cc) : le réservoir est saturé en condensat.

Si $0,6 < d < 0,87$ (g/cc) : le réservoir est saturé en huile.

Si $0,87 < d < 0,9$ (g/cc) : le réservoir est saturé en huile lourde.

Si $0,9 < d \leq 1$ (g/cc) : le réservoir est saturé en eau douce.

Si $d > 1$ (g/cc) : le réservoir est saturé en eau salé.

II.1.1) Puits SF Ext-1

Le 27/08/2006, (50) points ont été étudiés pour le pré-test MDT dans le cadre de mesure de la pression au niveau des réservoirs TAGI et Strunien afin de nous permettre de tracer les gradients de pression et estimer la densité des fluides représentée par chaque gradient. On peut résumer les résultats de pré-test dans ce qui suit :

- ✚ (35) points enregistrés au niveau des réservoirs ont donnés des résultats "Normal test" avec une bonne mobilité.
- ✚ (11) points ont donnés des résultats "Dry test". Ces points n'ont pas été pris lors du tracé du gradient.
- ✚ (04) points ont donnés des résultats "Supercharged », ont été enregistrés avec une faible mobilité. Ces points aussi n'ont pas été pris lors du tracé de gradient.

L'ensemble des résultats sont représentés dans le tableau suivant tel que :

- ✚ **Upper TAGI:** 3162-3185m.
- ✚ **Middle TAGI:** 3185-3200m.
- ✚ **Lower TAGI :** 3200-3252m.

File nbre	Measured DEPTH MD (M)	Temperature DEGC	Formation Press (psia)	Before Mud Press (psia)	After Mud Press (psia)	MOBILITY (md/cp)	Remarks	Date	Timing
103	3163,00	94,9	215,00	6060,15	6059,48		DRY TEST	27-août-06	06:17
111	3163,33	97,5	5014,36	6059,60	6059,88	10,2	SUPERCHARGED	27-août-06	09:57
104	3164,50	95,4	4985,88	6062,34	6062,24	118,6	NORMAL TEST	27-août-06	07:04
105	3165,50	96,2	4986,93	6064,20	6064,17	89,8	NORMAL TEST	27-août-06	07:34
106	3166,50	96,6	4988,06	6066,16	6065,95	151,5	NORMAL TEST	27-août-06	08:04
107	3167,50	96,9	4989,03	6067,58	6067,49	113,4	NORMAL TEST	27-août-06	08:33
109	3168,70	97,3	4990,43	6069,50	6069,36	123,2	NORMAL TEST	27-août-06	09:24
112	3171,40	97,6	4992,95	6074,76	6074,93	107,9	NORMAL TEST	27-août-06	10:54
113	3173,50	97,6	4995,04	6078,81	6079,03	138,1	NORMAL TEST	27-août-06	11:14
114	3176,30	97,7	4998,19	6084,42	6084,34	28,70	NORMAL TEST	27-août-06	11:32
117	3186,20	97,6	36,02	6103,45	6103,34		DRY TEST	27-août-06	12:39
118	3187,50	98,0	5029,48	6150,90	6105,85	0,70	NORMAL TEST	27-août-06	13:16
119	3188,30	97,1	5030,16	6108,27	6108,31	14,70	NORMAL TEST	27-août-06	13:36
120	3189,50	98,2	5049,56	6109,77	6110,52	0,70	SUPERCHARGED	27-août-06	13:58
121	3190,50	98,4	5032,24	6112,21	6112,40	28,60	NORMAL TEST	27-août-06	14:41
122	3192,00	98,5	5033,70	6115,09	6115,14	17,50	NORMAL TEST	27-août-06	15:10
123	3193,00	98,7	5034,60	6116,67	6116,87	5,90	NORMAL TEST	27-août-06	15:43
127	3194,05	98,7	5035,84	6118,93	6119,08	2,80	NORMAL TEST	27-août-06	17:43
125	3196,90	98,7	5038,21	6123,84	6124,08	41,00	NORMAL TEST	27-août-06	16:59
126	3197,60	98,7	5039,11	6198,32	6125,74	11,20	NORMAL TEST	27-août-06	17:21
130	3214,60	99,0	5088,94	6159,72	6159,53	3,40	NORMAL TEST	27-août-06	18:44
131	3216,00	99,1	5089,85	6162,64	6162,49	3,20	NORMAL TEST	27-août-06	18:58
132	3217,50	99,1	123,71	6165,52	6165,40		DRY TEST	27-août-06	19:21
133	3218,50	99,2	5092,52	6167,54	6167,68	2,50	NORMAL TEST	27-août-06	19:43
134	3230,90	99,3	5340,00	6191,27	6191,45	0,04	SUPERCHARGED	27-août-06	20:02
135	3232,00	99,3	50,38	6193,87	6193,65		DRY TEST	27-août-06	20:48
136	3232,90	99,6	5129,65	6194,10	6195,25	0,10	SUPERCHARGED	27-août-06	21:18
137	3234,90	99,4	42,50	6198,72	6199,16		DRY TEST	27-août-06	21:43
139	3240,80	99,8	5115,89	6210,63	6210,76	701,30	NORMAL TEST	27-août-06	22:31
140	3244,50	99,9	5119,38	6217,94	6217,79	12,20	NORMAL TEST	27-août-06	23:06
143	3250,90	100,0	5125,30	6230,36	6230,37	10,40	NORMAL TEST	28-août-06	00:30
144	3252,00	100,1	5126,24	6232,35	6232,54	46,10	NORMAL TEST	28-août-06	00:59
148	3254,30	100,2	5128,43	6238,84	6238,82	29,50	NORMAL TEST	28-août-06	02:26
168	3256,00	101,6	52,96	6244,45	6244,23		DRY TEST	28-août-06	00:25
149	3269,10	100,3	5141,94	6266,83	6267,05	11,90	NORMAL TEST	28-août-06	02:57
150	3285,50	100,7	5166,75	6298,23	6298,49	5,30	NORMAL TEST	28-août-06	03:35
151	3286,30	100,8	5167,46	6299,68	6300,49	51,10	NORMAL TEST	28-août-06	03:52
153	3284,50	101,2	5164,80	6297,34	6297,08	19,00	NORMAL TEST	28-août-06	04:57
154	3285,00	101,3	5166,66	6298,36	6298,19	1,20	NORMAL TEST	28-août-06	05:15
155	3288,00	101,0	64,00	6303,88	6303,89		DRY TEST	28-août-06	06:06
158	3284,00	101,4	512,00	6297,06	6296,81		DRY TEST	28-août-06	07:35
159	3285,90	101,4	5167,00	6300,78	6300,63	58,20	NORMAL TEST	28-août-06	08:10
161	3286,60	101,5	5169,07	6302,68	6302,77	2,40	NORMAL TEST	28-août-06	09:12
160	3287,00	101,4	5169,18	6302,91	6302,83	3,50	NORMAL TEST	28-août-06	08:38
152	3287,50	101,1	5169,87	6302,96	6302,70	58,60	NORMAL TEST	28-août-06	04:24
157	3287,80	101,3	5170,24	6303,53	6303,70	51,50	NORMAL TEST	28-août-06	06:54
162	3293,00	101,2	48,96	6314,36	6314,44		DRY TEST	28-août-06	10:05
163	3293,90	101,2	50,57	6315,90	6315,94		DRY TEST	28-août-06	10:20
166	3294,50	101,2	48,85	6318,66	6318,17		DRY TEST	28-août-06	11:34
164	3295,00	101,6	5195,69	6317,88	6318,28	0,06	NORMAL TEST	28-août-06	11:09
173	3287,80	101,8	5170,21	6304,31	6301,91	40,00	SAMPLE	28-août-06	13:38
176	3254,30	100,8	5128,83	6239,88	6232,95	33,90	SAMPLE	28-août-06	16:05
179	3269,10	102,2	5140,60	6261,99	6261,32	8,80	SAMPLE	28-août-06	22:25
180	3245,80	100,8	5121,45	6220,57	6214,14	26,80	SAMPLE	29-août-06	00:21
181	3240,80	100,8	5116,89	6205,90	6199,89	112,90	SAMPLE	29-août-06	02:53

Tableau 1 : Résultats de pré-test avec l'outil MDT pour le puits « SF Ext-1 »

II.1.2) Puits SF Ext-3

Au total (24) points ont été proposés pour le pré-test MDT dans le cadre de mesure de la pression au niveau de réservoir TAGI et Strunien, afin de nous permettre de tracer les gradients de pression et estimer la densité des fluides représentée par chaque gradient. On peut résumer les résultats de pré-test dans ce qui suit :

- ✚ (21) points ont été enregistrés au niveau de réservoir TAGI comme "Good test" avec une bonne mobilité.
- ✚ (02) points "Supercharged " ont été enregistrés. Ces points n'ont pas été pris lors du tracé du gradient.

L'ensemble des résultats est représenté dans le tableau suivant tel que :

- ✚ **Upper TAGI:** 3207-3230 m.
- ✚ **Middle TAGI:** 3230-3276 m.
- ✚ **Lower TAGI :** 3276-3288 m.

N°	Profondeur	Pression hydro	Pression Formation	Mobilité	Observation
1	3211,5	6009,02	5036,66	6	Good test
2	3212,5	6010,3	5037,69	8,8	Good test
3	3216	6018,32	5041,6	3,2	Good test
4	3217	6019,72	5041,9	5,6	Good test
5	3218,4	6020,7	5043,3	136	Good test
6	3238	6076,92	5097,5	92	Good test
7	3249,8	6078,7	5112,5	6	Supercharged (Still Building)
8	3250	6080,8	5113,5	5,7	Supercharged (Still Building)
9	3251,7	6082,6	5111,4	10,9	Good test
10	3254,5	6089	5113,6	15,3	Good test
11	3261	6113,4	5119,8	485,6	Good test
12	3280	6147,7	5139,6	76,1	Good test
13	3281	6148,2	5140,6	101,1	Good test
14	3281,5	6149,4	5141,1	376	Good test
15	3282,4	6150,2	5142	145,4	Good test
16	3284	6143,9	5144,9	3,5	Good test
17	3284,9	6144,9	5144,22	57,4	Good test
18	3302,5	6177,3	5168,5	146,9	Good test
19	3317,8	6228	5198,3	22,1	Good test
20	3333,9	6235,2	5225,3	76,9	Good test
21	3338,5	6247,2	5233,5	88,1	Good test
22	3341,5	6248,5	5238,06	81,2	Good test
23	3344,5	6254,8	5243,6	28,7	Good test
24	3394,77	6380,9	5326,03	117,4	Échantillon d'eau salée

Tableau 2 : Résultats de pré-test avec l'outil MDT pour le puits « SF Ext-3 »

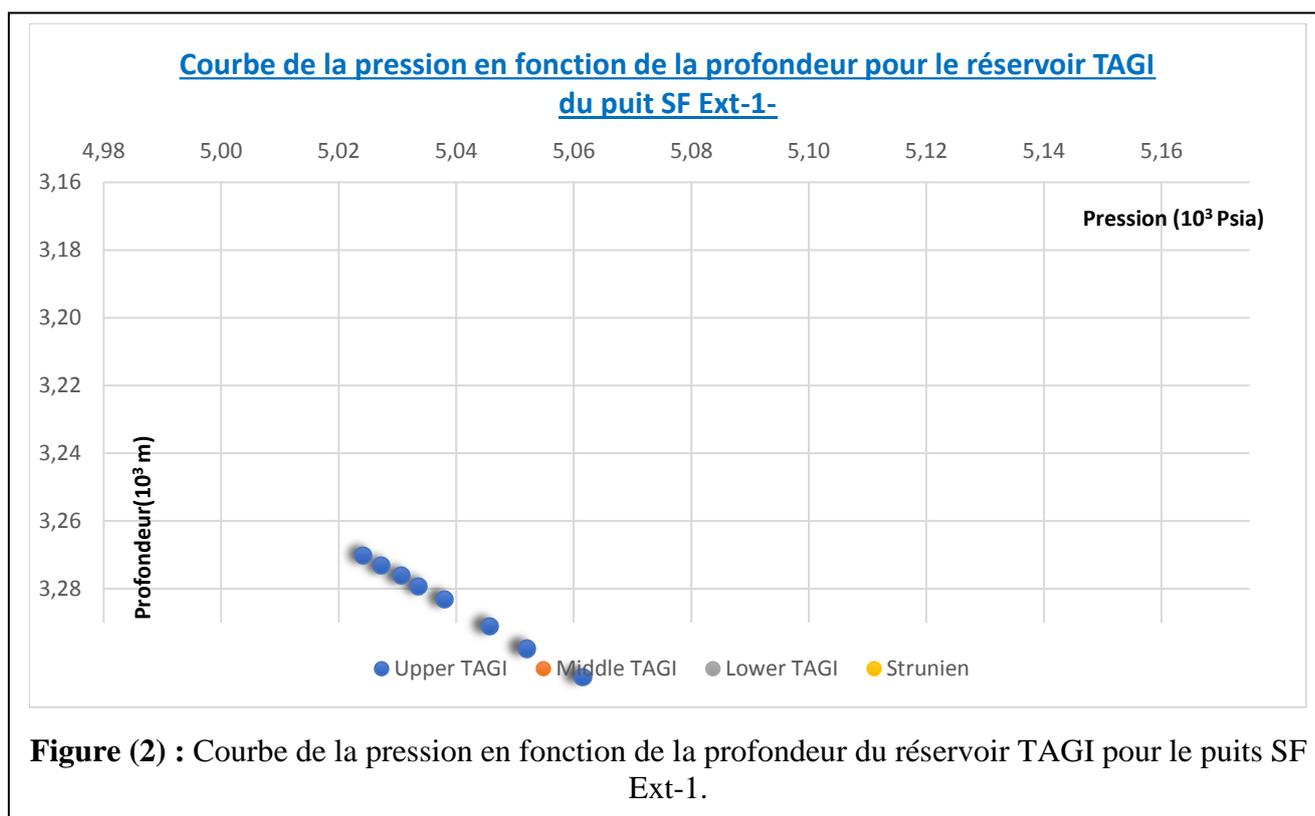
II.2) Analyse et interprétation des résultats

II.2.1) Puits SF Ext-1

II.2.1.1) Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur

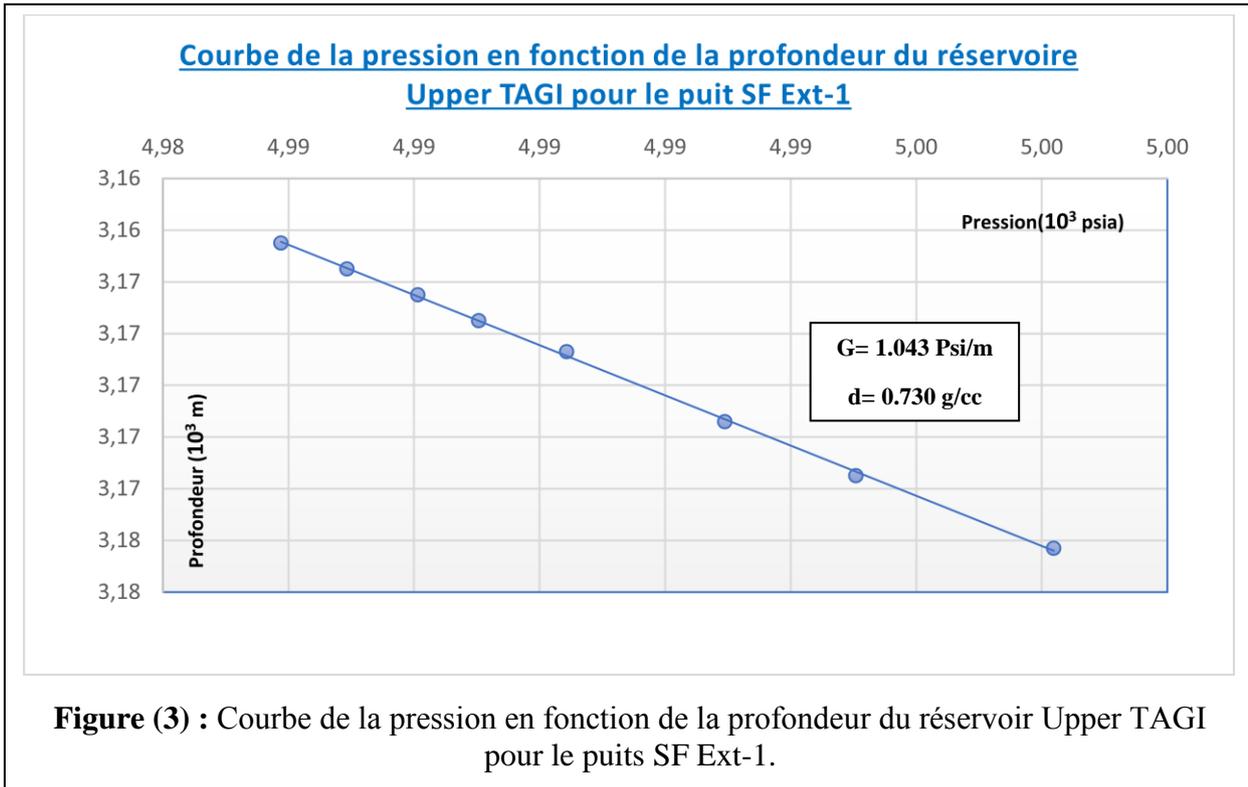
Nous avons représenté les points ou on a des « Normal test », ces points ont permis de tracer les diagrammes de pression en fonction de la profondeur pour chaque phase et sont représentés ci-dessous :

- a) **Le réservoir TAGI :** pour le **réservoir TAGI**, sur un intervalle de [3164.50 – 3287.80] Fig (2).

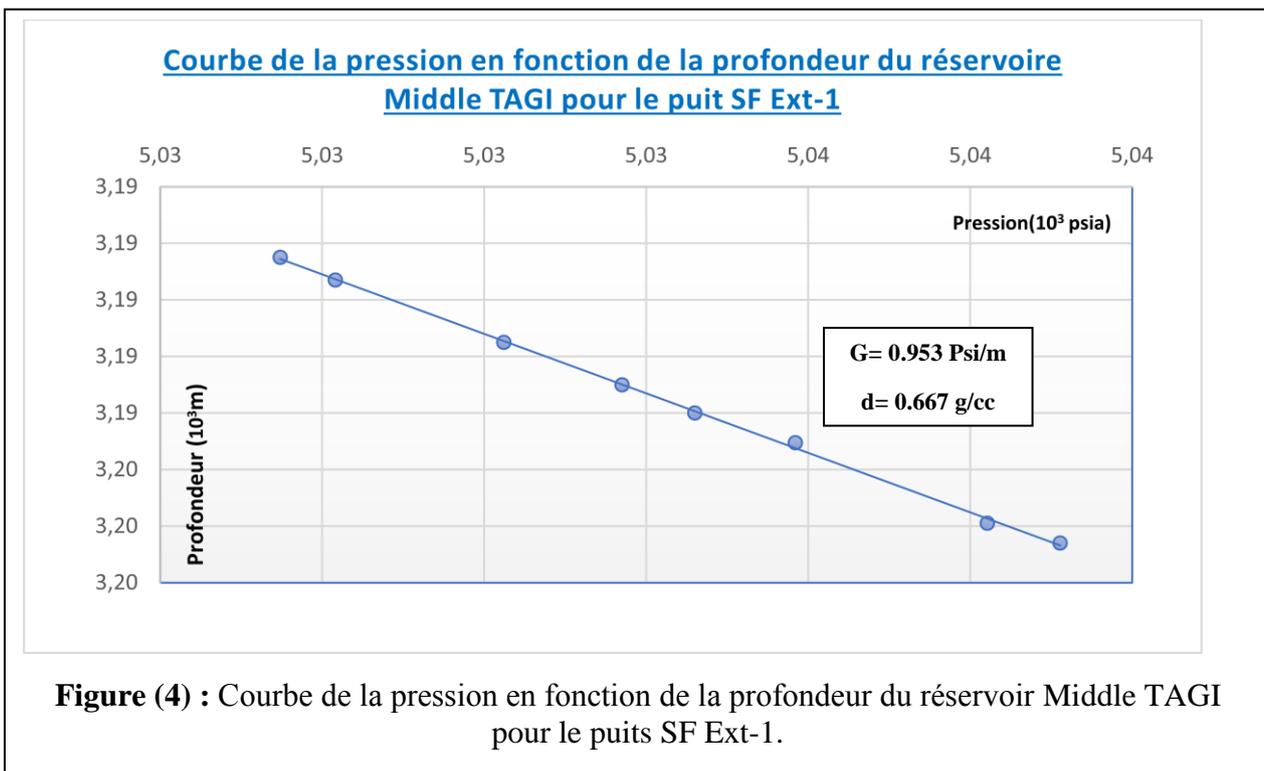


- b) **Upper TAGI :** pour le **Upper TAGI**, 8 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3164.50 - 3176.30] Fig (3).

- Gradient à huile : $G = 1.043 \text{ Psi/m}$
- Density (Masse volumique) : $d = 0.730 \text{ g/cc}$

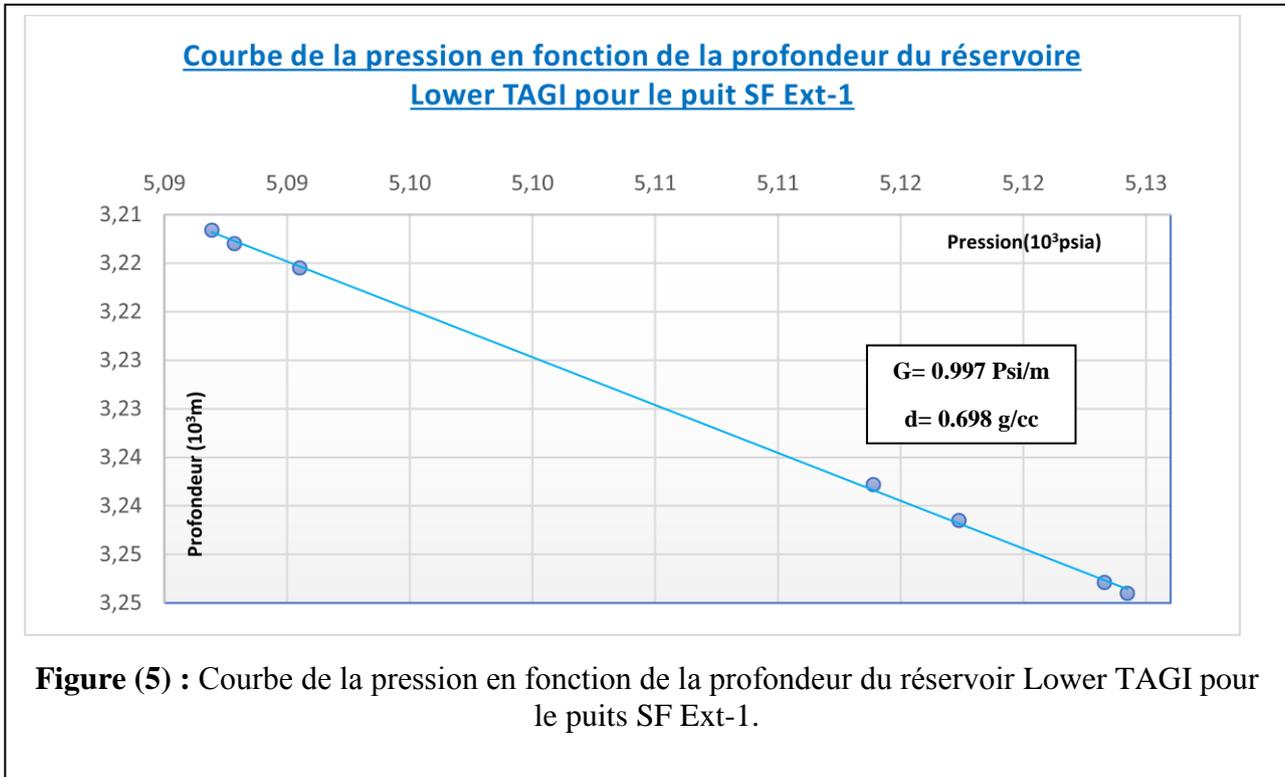


- c) **Middle TAGI :** pour le **Middle TAGI**, 8 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3187.50 - 3197.60] **Fig (4)**.
- Gradient à huile : $G= 0.953 \text{ Psi/m}$
 - Density (Masse volumique) : $d= 0.667 \text{ g/cc}$



d) **Lower TAGI** : pour le **Lower TAGI**, 7 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3214.60 – 3252.00] **Fig (5)**.

- Gradient à huile : $G= 0.997 \text{ Psi/m}$
- Density (Masse volumique) : $d= 0.698 \text{ g/cc}$



Sachant que :

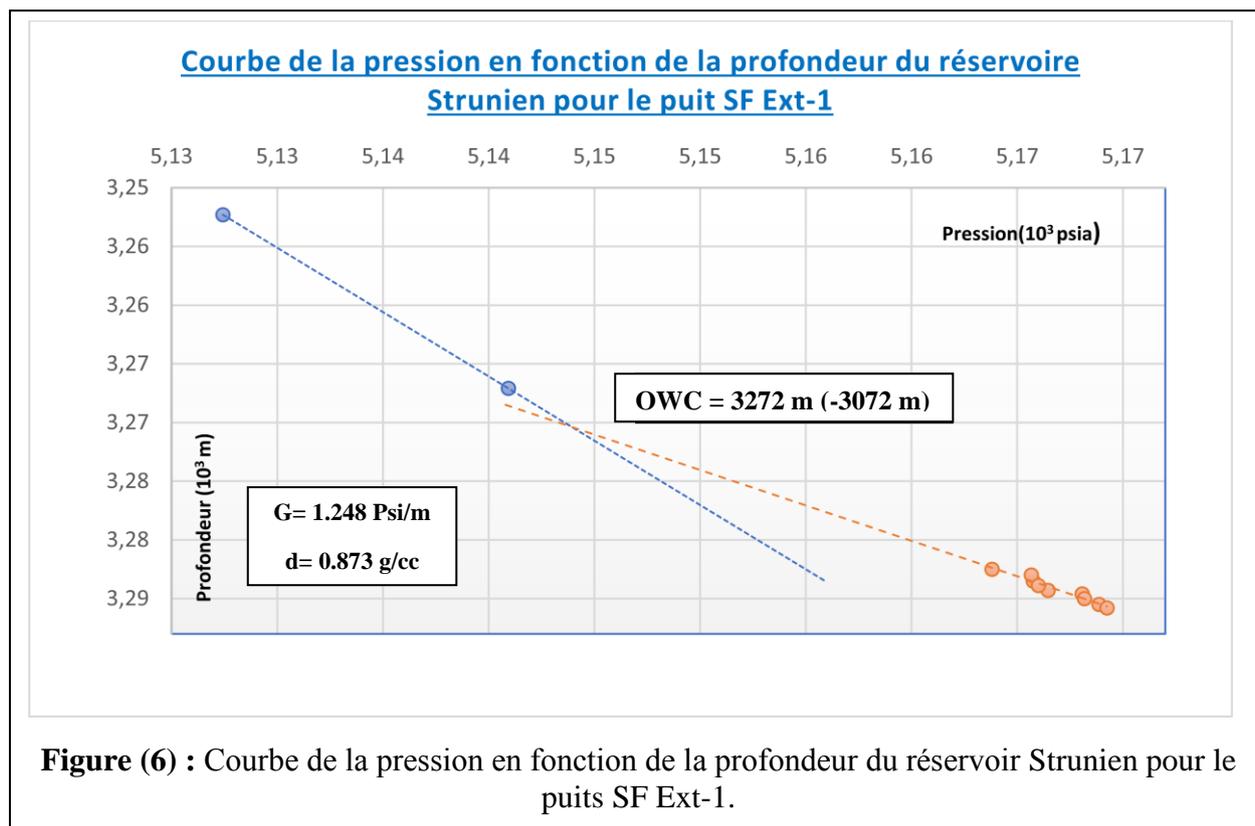
- De [3214.60 – 3218.50] : $G= 0.917 \text{ Psi/m}$ $d=0.642 \text{ g/cc}$
- De [3240.80 – 3252.00] : $G=0.924 \text{ Psi/m}$ $d=0.646 \text{ g/cc}$

e) **Strunien** : pour le **Strunien**, 11 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3254.30 – 3287.80] **Fig (6)**.

- Gradient à huile : $G= 1.248 \text{ Psi/m}$
- Density (Masse volumique) : $d= 0.873 \text{ g/cc}$

Sachant que :

- De [3254.30 – 3269.10] : $G= 0.912 \text{ Psi/m}$ $d=0.638 \text{ g/cc}$
- De [3285.50 – 3287.80] : $G=1.648 \text{ Psi/m}$ $d=1.153 \text{ g/cc}$



II.2.1.2) Synthèse des résultats du MDT pour le puits SF Ext-1

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

	Gradient à huile (Psi/m)	Density (g/cc)	Résultats
Upper TAGI	1.043	0.730	Le réservoir est saturé en huile
Middle TAGI	0.953	0.667	Le réservoir est saturé en huile
Lower TAGI	0.997	0.698	Le réservoir est saturé en huile
Strunien	1.248	0.873	Le réservoir est saturé en huile lourde

Tableau 3 : Résultats MDT pour le puits SF Ext 1

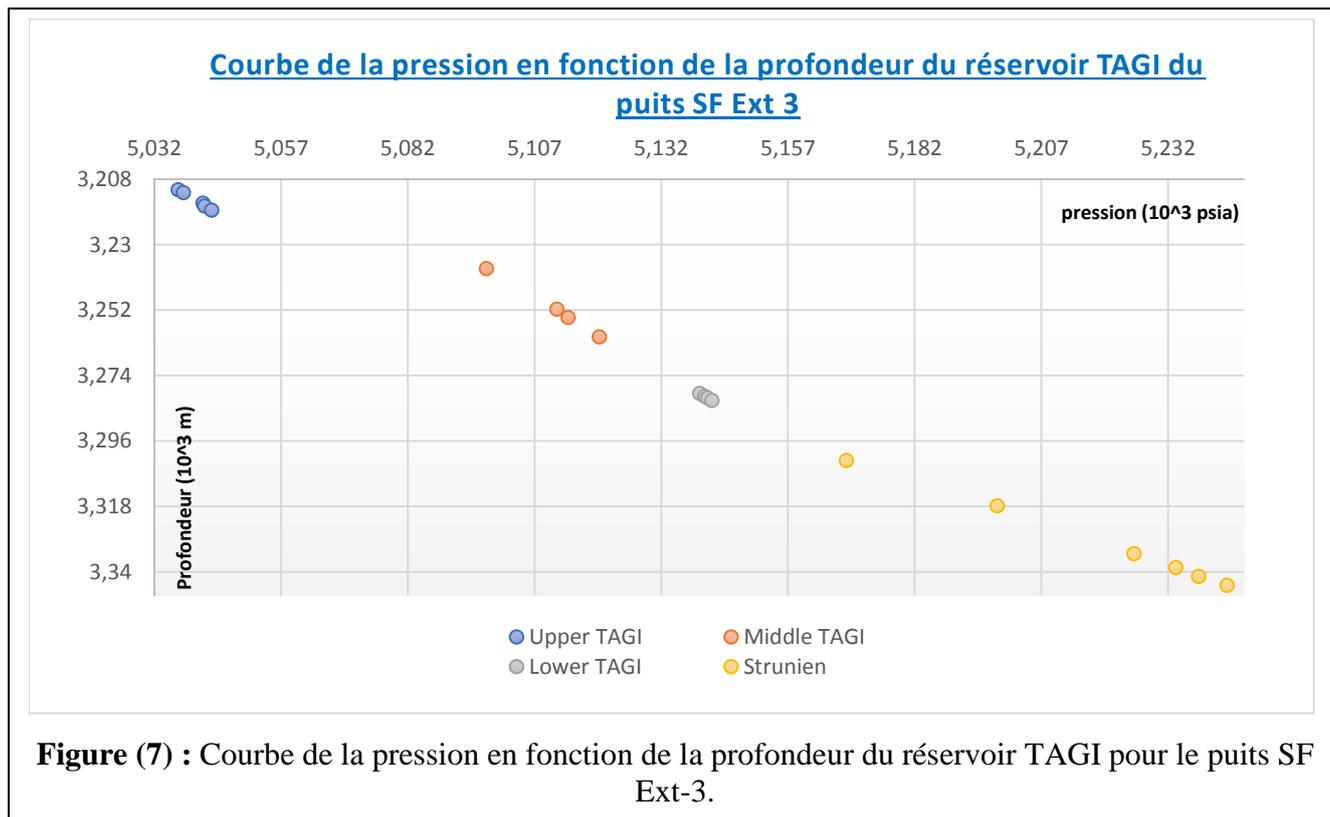
- ✚ D’après les résultats, on constate que le réservoir de TAGI est suspect d’être saturé en huile selon la densité mesurée. Pour le Strunien, une partie sommitale montre un gradient à hydrocarbures $G= 0.91$ Psi/m et donc une densité $d = 0.638$ g/cc. Sachant qu’entre les deux points de mesures, on a une suspensions d’existence d’une couche d’argile.
- ✚ La partie basale présente un gradient de $G=1.64$ Psi/m pour une densité de $d= 1.15$ g/cc, correspondant à l’eau.
- ✚ Un contact huile/eau est localisé à la cote 3272 m (-3072 m).

II.2.2) Puits SF Ext -2

II.2.2.1) Représentation de Diagramme de pression en fonction de la profondeur

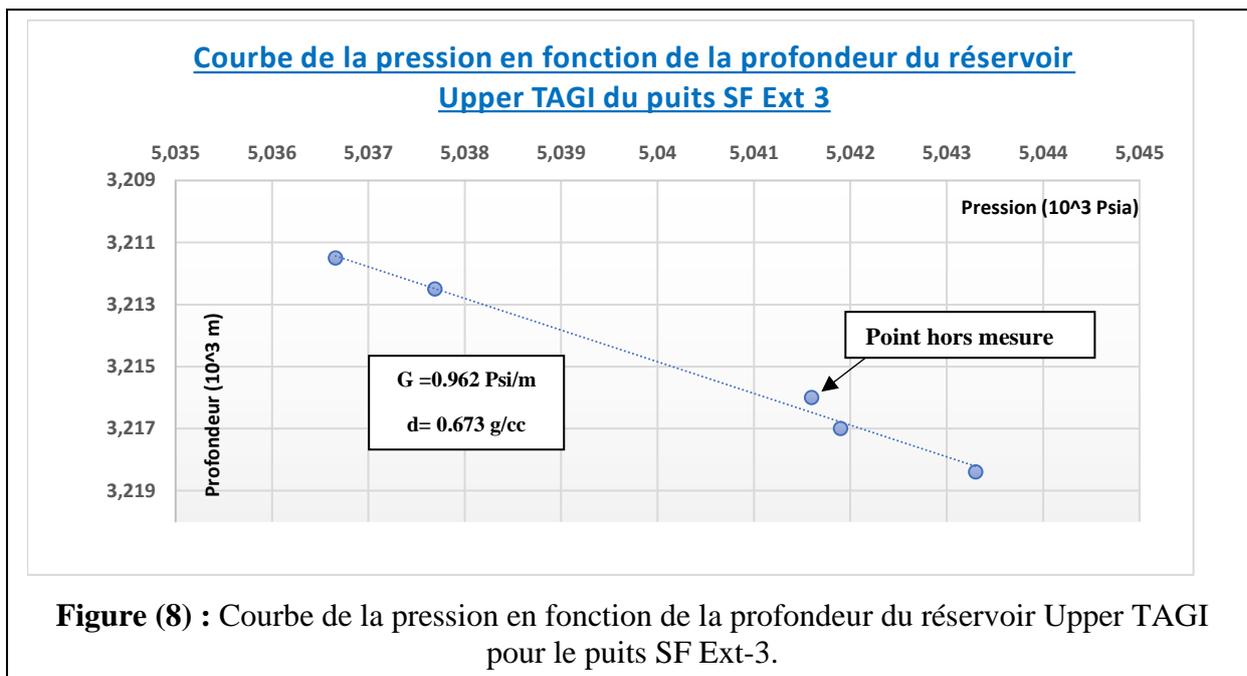
Aussi dans cette étape, nous avons représenté les points ou on a des « Good test », ces points ont permis de tracer les diagrammes de pression en fonction de la profondeur pour chaque phase et sont représentés ci-dessous :

a) **Le réservoir TAGI** : pour le réservoir TAGI, sur un intervalle de [3207 – 3288] **Fig (7)**.



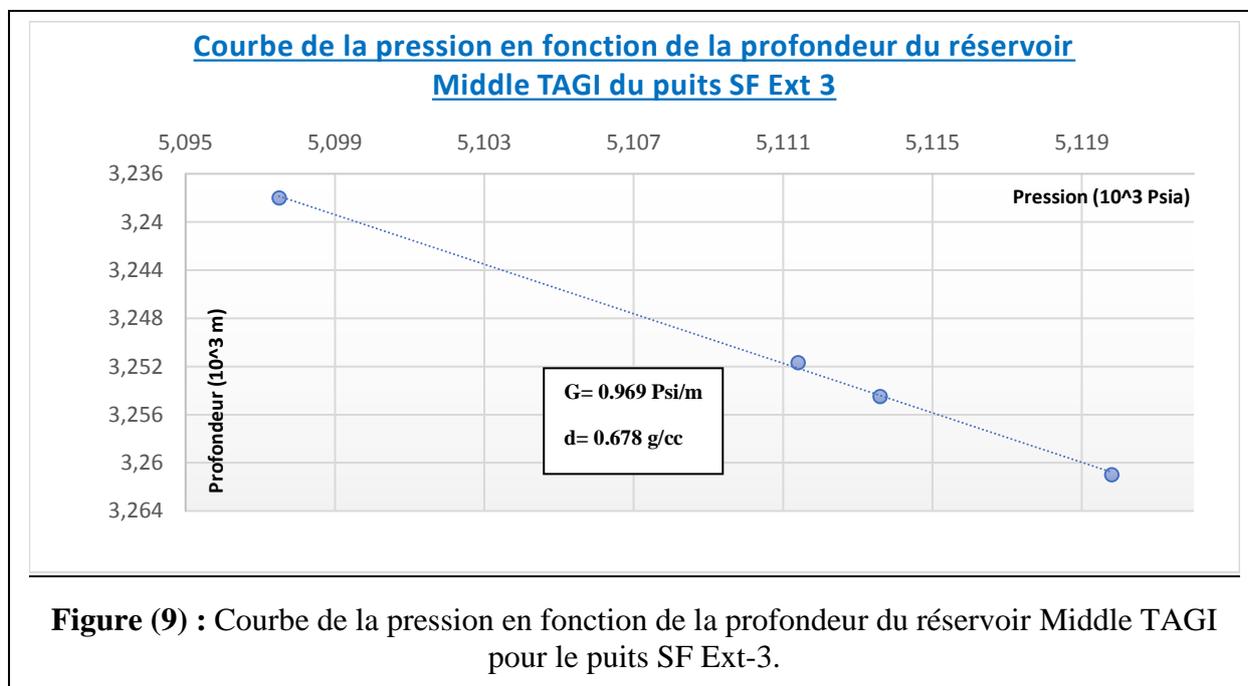
b) **Upper TAGI** : pour le **Upper TAGI**, 4 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3207 - 3230] **Fig (8)**.

- Gradient à huile : $G=0.962$ Psi/m
- Density (Masse volumique) : $d= 0.673$ g/cc



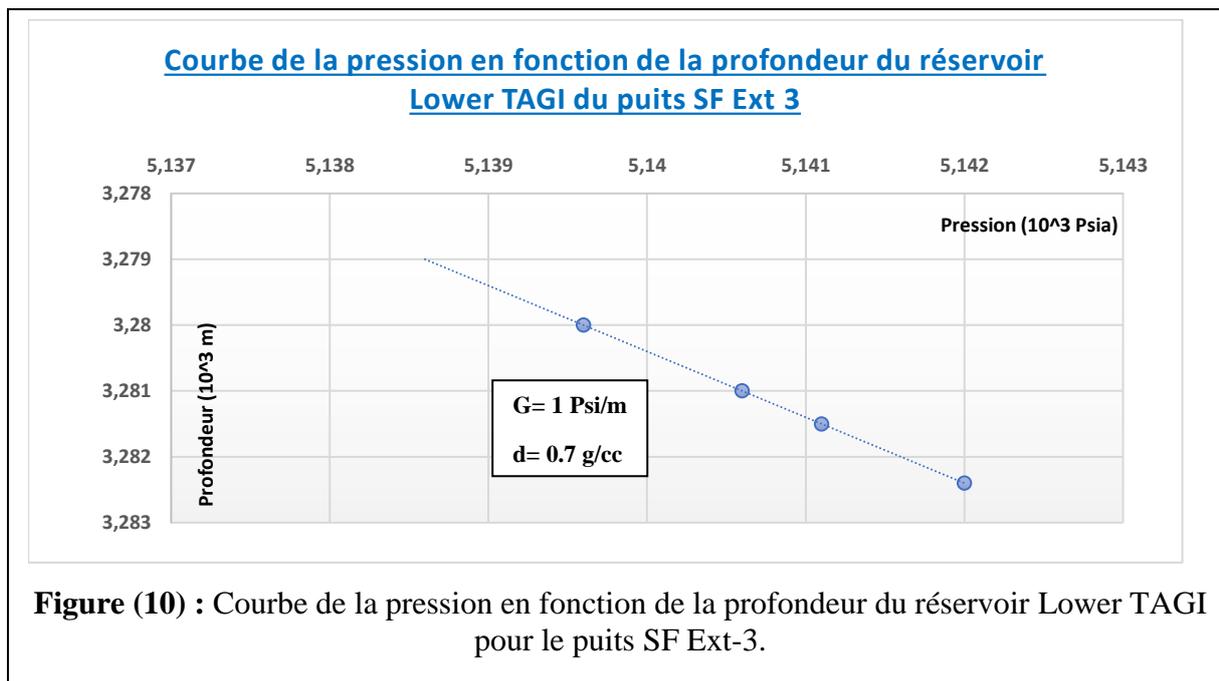
c) **Middle TAGI :** pour le **Middle TAGI**, 4 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3230 - 3276] **Fig (9)**.

- Gradient à huile : $G = 0.969 \text{ Psi/m}$
- Density (Masse volumique) : $d = 0.678 \text{ g/cc}$



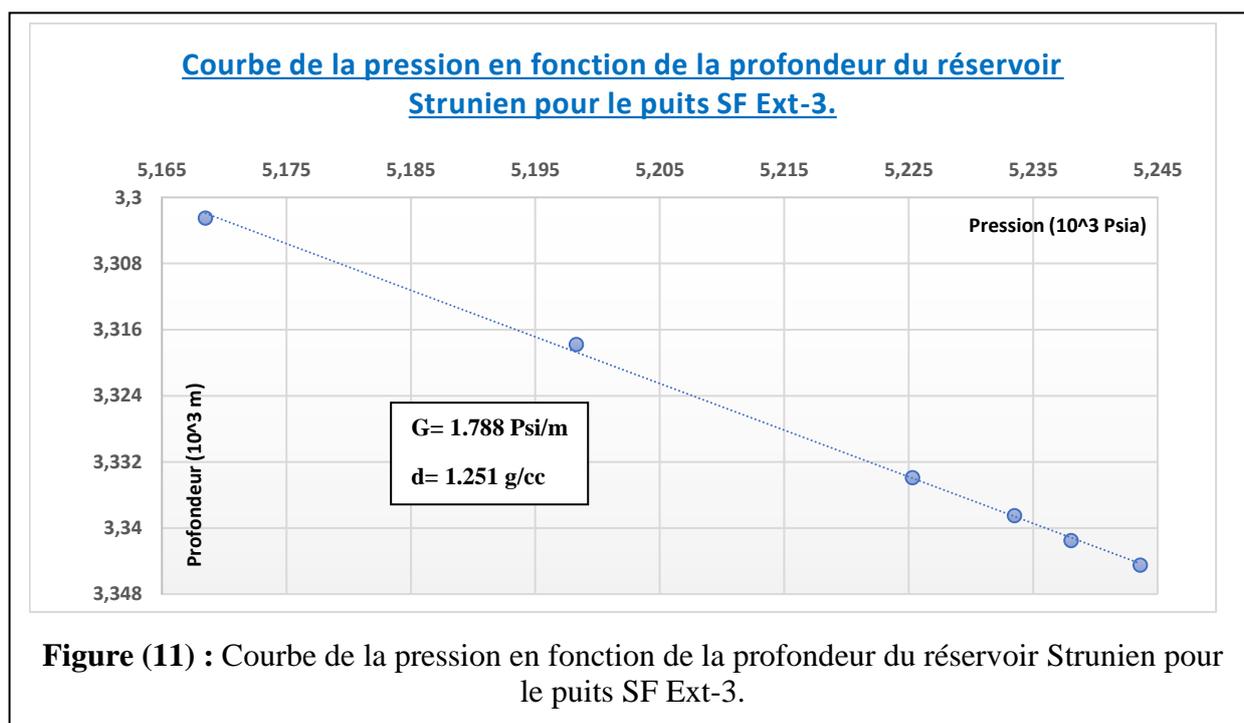
d) **Lower TAGI :** pour le **Lower TAGI**, 4 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3276 – 3288] **Fig (10)**.

- Gradient à huile : $G= 1 \text{ Psi/m}$
- Density (Masse volumique) : $d= 0.7 \text{ g/cc}$



e) **Strunien** : pour le **Strunien**, 6 points ont permis de déterminer la valeur exacte de gradient et cela dans l'intervalle [3302.50 – 3344.50] **Fig (11)**.

- Gradient à huile : $G= 1.788 \text{ Psi/m}$
- Density (Masse volumique) : $d= 1.251 \text{ g/cc}$



II.2.2.2) Synthèse des résultats du MDT pour le puits SF Ext 3

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

	Gradient à huile (Psi/m)	Density (g/cc)	Résultats
Upper TAGI	0.962	0.673	Le réservoir est saturé en huile
Middle TAGI	0.969	0.678	Le réservoir est saturé en huile
Lower TAGI	1	0.7	Le réservoir est saturé en huile
Strunien	1.788	1.251	Le réservoir est saturé en eau salé

Tableau 4 : Résultats MDT pour le puits SF Ext 3

- ✚ D'après l'interprétation des résultats de mesure de pression par l'outil MDT, l'intervalle (3207 – 3288 m) du réservoir TAGI peut contenir une accumulation d'hydrocarbure, cela est confirmé par une densité à l'huile ($0.6 < d < 0.8$).
- ✚ La partie Strunien du réservoir est généralement saturé en eau salé selon la densité obtenue.

Etude

Pétrophysique

Partie B . III : Etude Pétrophysique

III.1) Introduction

L'interprétation des datas a pour but d'évaluer les caractéristiques pétrophysiques, de mettre en évidence la lithologie, la minéralogie et de déterminer la nature des fluides contenus dans le réservoir TAGI traversé par les forages SF Ext (1 ,2 et 3).

Au début, nous allons estimer les paramètres pétrophysiques pour les réservoirs TAGI et Strunien des puits situés dans la région Sif Fatima Extension. On va interpréter les diagraphies effectuées pour les trois 3 puits forés dans le champ SF Ext pour arriver aux résultats finals.

Pour cela, on utilise le logiciel « Techlog 2015.3 » spécialisé dans l'interprétation des diagraphies. Un workflow détaillé de l'interprétation est décrit en **annexe 2**.

Les principales étapes de l'interprétation sont les suivants :

- ✚ Importer les données numériques et les visualiser sous forme de log.
- ✚ Interpréter qualitativement les Logs (localisation des zones réservoirs, détermination des paramètres matricielles).
- ✚ Interpréter quantitativement les Logs (détermination du volume d'argile, la porosité, la saturation et finalement la hauteur utile).

III.2) Interprétation qualitative

III.2.1) Localisation des zones réservoir

Dans une première étape, on utilise le log de Gamma Ray (GR) ou Gamma Ray corrigé (CGR) en appliquant un cut-off GR de 75%. Les résultats nous permettent de distinguer les bancs gréseux susceptibles d'être réservoirs et les intercalations argileuses qui n'ont aucun intérêt pétrolier.

III.2.2) Détermination des paramètres matriciels

La porosité totale est calculée à partir des paramètres matriciels (ρ_{ma} , ΔT_{ma}). Ces paramètres sont déterminés en utilisant un report graphique depuis les données d'une zone propre et aquifère ($V_{sh} < 10\%$), à partir des cross plot.

Les paramètres déjà déterminés dans la région d'étude sont prise comme suit :

Réservoirs	GR min (API)	GR max (API)	ρ_{ma} (g/cc)	ΔT_{ma} (m sec/f)	Salinité (g/l)
TAGI	30	145	2.65	53	300

Tableau 1 -Les paramètres matriciels.

III.3) Interprétation quantitative

III.3.1) Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w » par la méthode graphique

La résistivité de l'eau de formation « R_w » est déterminé par la méthode graphique en utilisant l'abaque GEN-9 de Schlumberger.

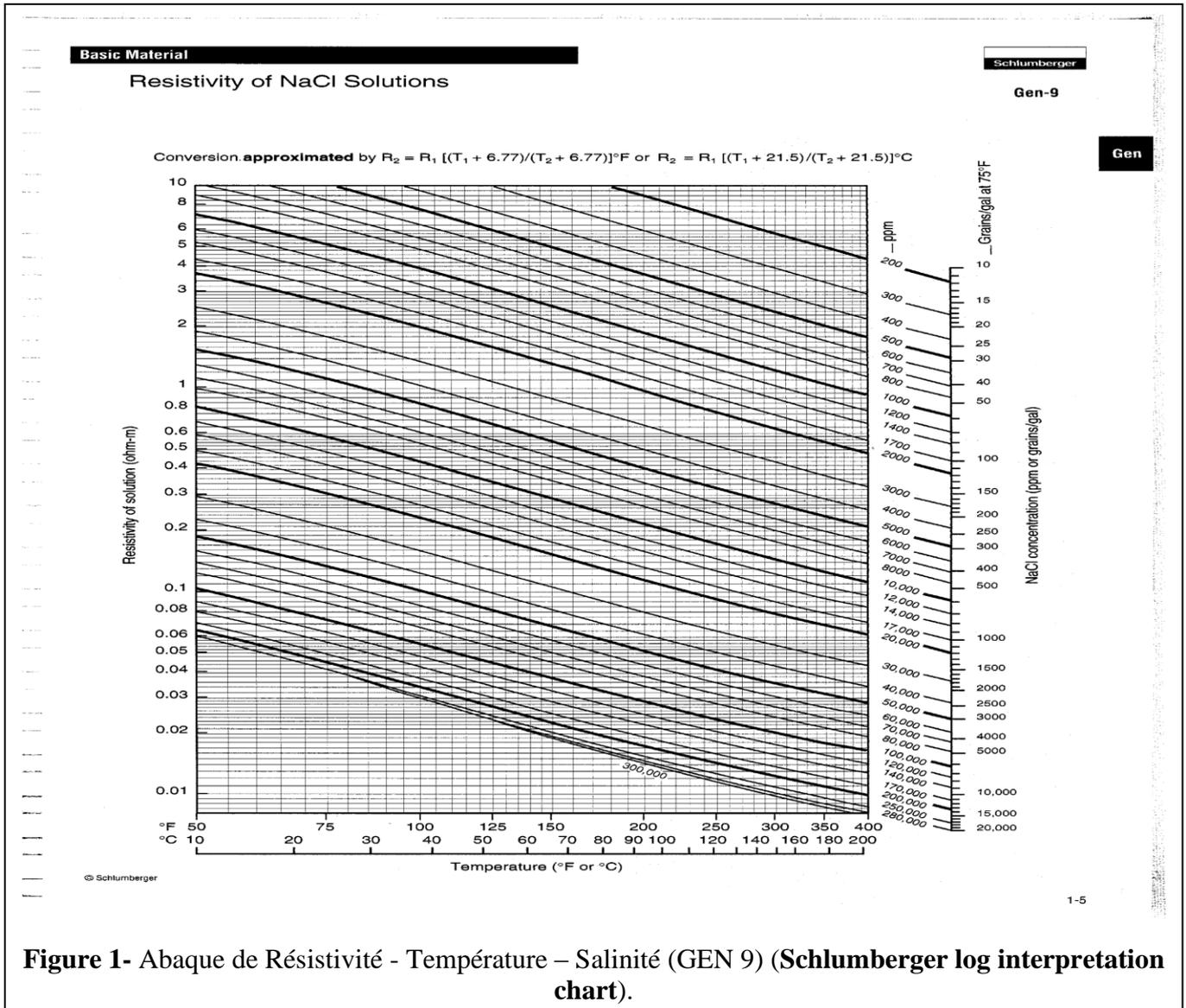


Figure 1- Abaque de Résistivité - Température – Salinité (GEN 9) (Schlumberger log interpretation chart).

III.3.2) Détermination des paramètres d'argile

En faisant une lecture des courbes (R_t , φ_N , ρ_b et ΔT) en face du banc d'argile suffisamment épais, on peut obtenir les paramètres d'argile (R_{Sh} , $\varphi_{N_{Sh}}$, ρ_{Sh} et ΔT_{Sh}) et cela avec moins de cavité et le plus proche de réservoir, car l'argile doit être dans les conditions de dépôts.

Le tableau ci-dessus montre les lectures des paramètres d'argile :

Réservoirs	ρ_{Sh} (g/cc)	ΔT_{Sh} ($\mu s/ft$)	φ_{nSh} (%)	Salinité (g/l)
TAGI	2.70	75	15	300

Tableau 2 -Les paramètres d'argile.

Ces paramètres nous permettent de calculer la porosité sonique ainsi que la porosité densité des argiles et puis de calculer la porosité effective.

III.3.3) Détermination du volume d'argile

Le volume d'argile est calculé par la formule suivante :

$$V_{Sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

III.3.4) Détermination de la porosité

Les enregistrements que nous avons à notre disposition, nous ont permis de calculer trois porosités pour chaque niveau réservoir, à partir du log sonique, neutron et densité.

III.3.4.1) Porosité densité φ_D

La densité globale de la formation s'écrit :

$$\rho_b = \varphi_D \cdot \rho_f + (1 - \varphi_D) \times \rho_{ma}$$

De cette équation on obtient la porosité :

$$\varphi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Ensuite, on utilise la relation suivante pour corriger la porosité dérivée des outils de densité :

$$\varphi_{DC} = \varphi_D - V_{Sh} \cdot \varphi_{D_{Sh}}$$

D'où :

$$\varphi_{DC} = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} - V_{Sh} \frac{\rho_{Sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

- ρ_b : Densité de la roche ;
- ρ_f : Densité de fluide ;
- ρ_{ma} : Densité de la matrice ;
- ρ_{Sh} : Densité des argiles ;
- V_{Sh} : Volume des argiles ;
- φ_D : Porosité de densité ;

- + $\varphi_{D_{sh}}$: Porosité de densité des argiles ;
- + φ_{DC} : Porosité de densité corrigé de l'effet des argiles.

III.3.4.2) Porosité sonique φ_s

Le temps de parcours global pour une formation poreuse propre s'écrit :

$$\Delta T_b = \varphi_s \cdot \Delta T_f + (1 - \varphi_s) \cdot \Delta T_{ma}$$

De cette équation, on déduit la porosité :

$$\varphi_s = \frac{\Delta T_b - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Et ensuite on a :

$$\varphi_{Sc} = \varphi_s - V_{sh} \cdot \varphi_{ssh}$$

Alors on obtient la porosité sonique corrigé de l'effet d'argile :

$$\varphi_{Sc} = \frac{\Delta T_b - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} - V_{sh} \cdot \frac{\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Avec :

- + ΔT_b : Temps de parcours de l'onde acoustique dans la roche (μs) ;
- + ΔT_f : Temps de parcours de l'onde acoustique dans le fluide (μs) ;
- + ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde acoustique dans la matrice (μs) ;
- + ΔT_{sh} : Temps de parcours de l'onde acoustique dans les argiles (μs) ;
- + V_{sh} : Volume d'argile ;
- + φ_s : Porosité sonique ;
- + φ_{ssh} : Porosité sonique des argiles ;
- + φ_{Sc} : Porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.

III.3.4.3) Porosité neutron φ_N

Les outils de neutron donnent la porosité neutron calibrés dans les calcaires. De ce fait, une simple correction de lecture en échelle compatible en grés est nécessaire tel que :

$$\varphi_{N_{grés}} = \varphi_{N_{calcaire}} + 3\%$$

Une deuxième correction de la valeur de la porosité est obligatoire de l'effet des argiles tel que :

$$\varphi_{N_c} = \varphi_N - V_{sh} \cdot \varphi_{N_{sh}}$$

Avec :

- + $\varphi_{N_{grés}}$: La porosité en face des bans gréseux ;
- + $\varphi_{N_{calcaire}}$: la porosité en face les bancs calcaires ;
- + V_{sh} : Volume d'argile ;
- + φ_{N_c} : Porosité neutron corrigé de l'effet des argiles ;
- + $\varphi_{N_{sh}}$: Porosité neutron des argiles.

III.3.4.4) Porosité utile φ_u

La formule suivante est utilisée pour les valeurs de porosités utiles en face des bancs gréseux non cavés :

$$\varphi_u = \frac{\varphi_{Nc} + \varphi_{Dc}}{2}$$

En autre sens, en face des formations cavées, la valeur de la porosité utile est égale à celle de la porosité sonique corrigée de l'effet d'argile φ_{Sc} , Car l'outil sonique est le moins affecté par la présence des caves.

$$\varphi_u = \varphi_{Sc}$$

Avec :

- ✚ φ_{Dc} : Porosité de densité corrigée de l'effet des argiles.
- ✚ φ_{Nc} : Porosité neutron corrigée de l'effet des argiles ;
- ✚ φ_{Sc} : Porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.
- ✚ φ_u : Porosité utile.

III.3.5) Evaluation de la saturation

Lorsqu'on dit « saturation », on vient de parler de la résistivité de la formation. Cette dernière est en fonction de la résistivité de l'eau R_w et des minéraux de la formation. Cela est valable pour les roches argileuses clastiques avec une teneur importante en minéraux argileux.

Généralement, la majorité des modèles ou appelés lois de résistivité tien compte du volume de schiste (V_{shale}) dans la matrice pour l'évaluation d'excès de conductivité.

Simandoux (1963) a donné une équation la plus utilisé en nos jours. Il se réduit mathématiquement à l'équation d'Archie lorsque $n = 2$ et $V_{sh} = 0$.

$$S_{wArchie} = \left(\frac{a}{\varphi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{\left(\frac{1}{n}\right)}$$

$$S_{wsimandoux} = \left(\frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \varphi^m} \right)^{\left(\frac{1}{n}\right)} \times \left[\sqrt{\left(\frac{V_{Sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \cdot \varphi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{V_{Sh}}{R_{sh}} \right]$$

Avec : $a=1$, $m=n=1$

- ✚ φ : porosité ;
- ✚ V_{Sh} : Volume d'argile ;
- ✚ R_{sh} : Résistivité des argiles ;
- ✚ R_w : résistivité de l'eau de formation ;
- ✚ R_t : résistivité de la zone vierge ;
- ✚ a : facteur de lithologie ;
- ✚ m : facteur de cimentation ;
- ✚ n : l'exposant de saturation ;
- ✚ $S_{wArchie}$: Saturation en eau obtenue à partir de la formule d'Archie ;
- ✚ $S_{wsimandoux}$: Saturation en eau obtenue par la formule de Simandoux.

III.3.6) Détermination de la hauteur utile « Net Pay »

Par l'utilisation des cuts-off, on peut déterminer le « Net Pay » pour l'évaluation des réservoirs. Cela est déduit comme suit :

- ✚ 45% par rapport au volume d'argile, V_{sh} cut-off = 45%, type maximum ;
- ✚ 7% par rapport à la porosité, ϕ cut-off = 7%, type minimum ;
- ✚ 50% par rapport à la saturation, S_w cut-off = 50%, type maximum.

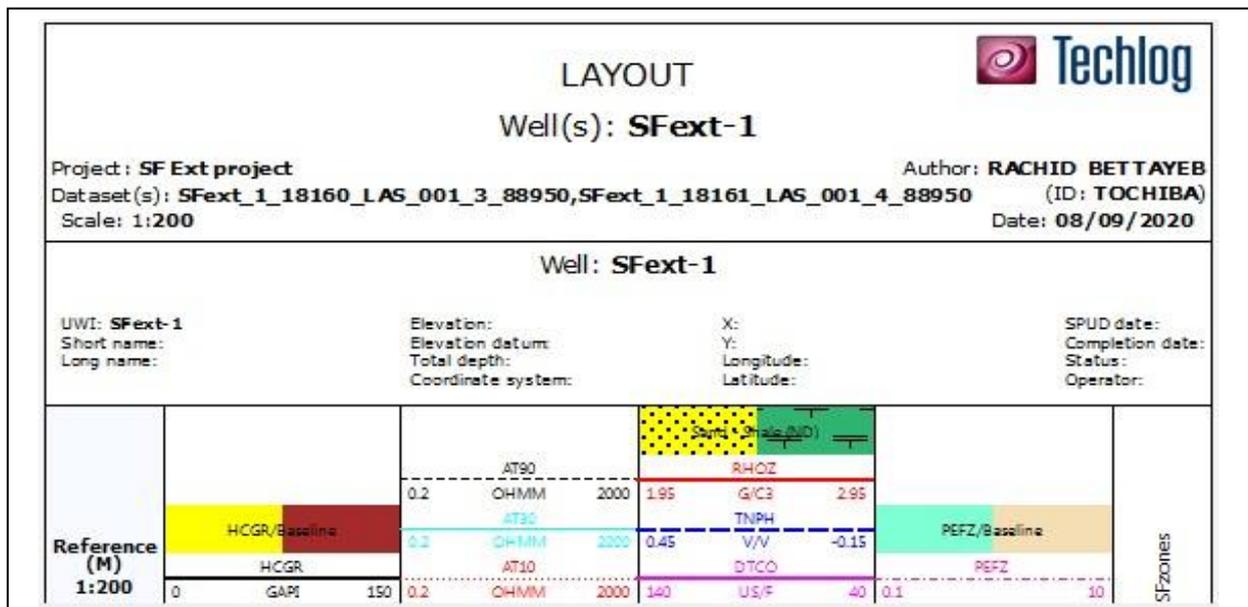
III.4) Résultat de l'interprétation

Le logiciel d'interprétation « Techlog » utilise les formules mentionnées ci-dessus. Après exécution des différentes étapes indiquées précédemment, on peut rapporter les résultats comme suit :

III.4.1) Puits « SF Ext-1 »

Les principales diagraphies effectuées sur le puits SF Ext 1, et qui sont nécessaire pour l'interprétation sont présentées sur la figure suivante, sachant que :

- ✚ **HCGR**: gamma ray corrigé (Corrected Gamma Ray);
- ✚ **AT10, AT 30 et AT90** : logs de résistivité ;
- ✚ **TNPH** : Indice d'hydrogène (Neutron) ;
- ✚ **ROHZ** : densité des formations ;
- ✚ **DTCO** : temps de parcours de l'onde acoustique ;
- ✚ **PEFZ** : facteur de l'effet photoélectrique.



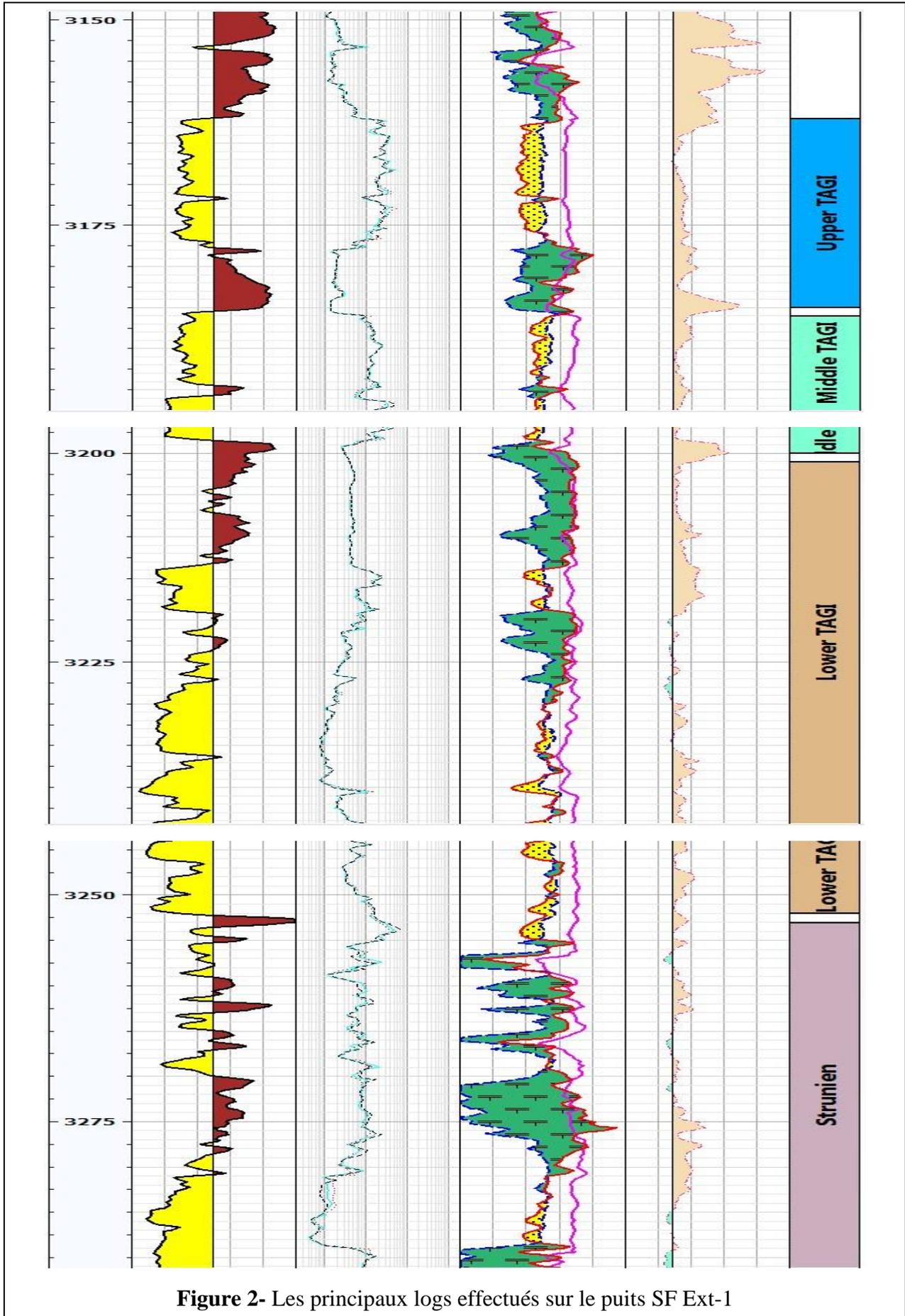


Figure 2- Les principaux logs effectués sur le puits SF Ext-1

Les résultats obtenus par le logiciel sont les suivants :

Inputs	Zonation	Parameters	Flags	Result MD	Result TVD	Result TVDSS	Result TST				
Well	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Gross	Net	Net to Gross	Av_Shale Volume	Av_Porosity	v_Water Saturatio	
1 SFext-1	upper TAGI	ROCK	3162.000	3185.000	23.000	15.087	0.656	0.280	0.171	0.308	
2 SFext-1	upper TAGI	RES	3162.000	3185.000	23.000	15.087	0.656	0.280	0.171	0.308	
3 SFext-1	upper TAGI	PAY	3162.000	3185.000	23.000	14.325	0.623	0.270	0.174	0.284	
4 SFext-1	middle TAGI	ROCK	3186.000	3200.000	14.000	10.668	0.762	0.286	0.150	0.459	
5 SFext-1	middle TAGI	RES	3186.000	3200.000	14.000	10.668	0.762	0.286	0.150	0.459	
6 SFext-1	middle TAGI	PAY	3186.000	3200.000	14.000	10.363	0.740	0.285	0.151	0.447	
7 SFext-1	lower TAGI	ROCK	3201.000	3252.000	51.000	26.149	0.513	0.213	0.139	0.798	
8 SFext-1	lower TAGI	RES	3201.000	3252.000	51.000	26.149	0.513	0.213	0.139	0.798	
9 SFext-1	lower TAGI	PAY	3201.000	3252.000	51.000	8.623	0.169	0.124	0.156	0.465	
10 SFext-1	Strunien	ROCK	3253.000	3300.000	47.000	7.925	0.169	0.254	0.154	0.967	
11 SFext-1	Strunien	RES	3253.000	3300.000	47.000	7.925	0.169	0.254	0.154	0.967	
12 SFext-1	Strunien	PAY	3253.000	3300.000	47.000	0.762	0.016	0.187	0.121	0.574	

Figure 3 - Tableau des résultats de l'interprétation pétrophysique pour le puits SF Ext-1

- ❖ Ces résultats sont généralement constitués de 3 échelles d'évaluation des paramètres « Flag Name » :
 - ✚ « **Rock** » : désigne la totalité de la roche gréseuse après l'application du cut-off du volume d'argile « **Vsh** ».
 - ✚ « **RES** » : désigne la partie réservoir obtenue après l'application du cut-off de porosité sur la partie « **Rock** ».
 - ✚ « **PAY** » : désigne la hauteur du réservoir imprégnée d'hydrocarbures, obtenue après application du cut-off de saturation sur la partie « **RES** ».

L'étude se base généralement sur les valeurs de la colonne « **PAY** » car elles représentent la partie d'intérêt dans le réservoir.

- ❖ 6 principaux paramètres existent dans le tableau :
 - ✚ « **Gross** » : c'est la hauteur totale.
 - ✚ « **Net** » : La hauteur imprégné d'hydrocarbures.
 - ✚ « **Net to gross** » : le rapport entre la hauteur utile à la hauteur totale.
 - ✚ « **Av_Shale Volume** » : le volume moyen d'argile.
 - ✚ « **Av_Porosity** » : la porosité moyenne.
 - ✚ « **Av_Water Saturation** » : saturation en eau moyenne.

Les résultats obtenus sont représentés dans la figure suivante sous forme d'un « ELAN » ou on a des courbes pour l'ensemble des paramètres obtenue par le logiciel « Techlog ».

La courbe nécessaire pour le traitement des données est celle de « Net Pay », et qui sur la base de lequel est prise la décision de perforation.

L'Elan finale du puits SF Ext-1 est le suivant :

D'après les résultats obtenus, on constate que les logs sont à l'état normale, le log de résistivité ne présente pas une basse résistivité tous au long de la profondeur étudiée mais seulement dans quelques zones et donc pas de grand impact sur la saturation.

Une réévaluation des propriétés des réservoirs TAGI et Strunien du puits SF Ext-1 montre un intérêt pétrolier dans :

- ❖ Le réservoir TAGI : sur une hauteur utile de 37.68m
 - ✚ Upper TAGI (3162 - 3185 m): $H_u=14.325$ m, $\phi = 17.4$ %, $S_w=28.4$ %;
 - ✚ Middle TAGI (3185 - 3200 m): $H_u=10.363$ m, $\phi =15.1$ %, $S_w=23$ %;
 - ✚ Lower TAGI (3200 - 3252 m):
 - 3214-3218.8 m : HC : $H_u=5$ m, $\phi =15.6$ %, $S_w=15$ à 40 % ;
 - 3229-3236 m : eau ;
 - 3239-3252 m : HC : $H_u= 8$ m, $\phi =14$ %, $S_w=25$ % avec des intervalles compacts ou argileux.
- ❖ Strunien : un seul intervalle de 01 m (3268-3269 m) est à HC avec des porosités (ϕ) de 12.1% et saturation (S_w) de 57.4%.

Le tableau suivant englobe tous les résultats :

Réservoirs	Net Pay (m)	Porosité Moyenne (%)	Sw (%)
Upper TAGI	14.325	17.4	28.4
Middle TAGI	10.363	15.1	23
Lower TAGI	13	14 à 16	15 à 46
Strunien	1	12.1	57.4

Tableau 3- Réévaluation des propriétés du puits SF Ext-1 après correction.

III.4.2) Puits « SF Ext-2 »

Les diagraphies reçues ont été enregistrées par la société de service HESP tel que l'ensemble d'enregistrement est de : GR, BHC, CAL, HRAI, RHOB, NPHI.

Au niveau de l'application « Elan », les courbes de résistivités sont corrompues et n'ont pas permis de calculer les saturations en eau, l'Elan ne les reconnaît pas. Ces courbes ont dû être corrompues au niveau de l'acquisition du data ou au moment de la conversion au format DLIS.

Le fichier LAS est, quant à lui, carrément inexploitable. Il nous a été livré dans un format texte.

L'ELAN (partielle) de puits est représenté dans l'**annexe 2**.

Nous avons eu des résultats de la part des ingénieurs de Sonatrach suite à l'utilisation d'un autre logiciel d'interprétation. Ces résultats sont représentés dans le tableau au-dessous.

La porosité utile (ϕ) est déduite de la combinaison des courbes neutron-densité. La résistivité de la zone vierge (R_t) est prise comme étant la résistivité profonde mesurée par l'induction profonde. La résistivité de l'eau de formation (R_w) est déduite à partir de la salinité régionale (300 g/l).

N°	Intervalles (m)	Hu (m)	ϕ	Rt	Sw	Observations
1	3116,2-3120	3,8	16	1,8	51	HC
2	3133-3134	/	9	1,7	98	Imperméable
3	3138-3140	/	15	0,6	95	Eau
4	3141-3142	1	10,5	4	53	HC
5	3149,2-3150,2	1	17	1,7	49	HC
6	3153-3157	4	10	6	46	HC
7	3167-3175	/	20	0,4	86	Eau

Tableau 4- Résultats d'interprétation des Logs pour le puits SF Ext 2.

- ✚ D'après les résultats d'interprétation, on constate que le TAGI (3105-3167 m) contient des HC.
- ✚ Des saturations en hydrocarbures ont été mises en évidence par l'interprétation des diagraphies mais juste à la limite du résiduel.

III.4.3) Puits « SF Ext-3 »

L'interprétation préliminaire des données du puits SFExt-3 a permis d'obtenir les résultats suivants et que l'ELAN de puits est représenté dans l'annexe 2 :

Inputs	Zonation	Parameters	Flags	Result MD		Result TVD		Result TST	Av_Shale Volume	Av_Porosity	v_Water Saturatio
				Top	Bottom	Gross	Net				
1	SF Ext 3 new	Upper TAGI	ROCK	3207.000	3230.000	23.000	9.026	0.392	0.245	0.145	0.572
2	SF Ext 3 new	Upper TAGI	RES	3207.000	3230.000	23.000	9.026	0.392	0.245	0.145	0.572
3	SF Ext 3 new	Upper TAGI	PAY	3207.000	3230.000	23.000	7.925	0.345	0.220	0.147	0.520
4	SF Ext 3 new	Middle TAGI	ROCK	3231.000	3276.000	45.000	24.994	0.555	0.178	0.150	0.775
5	SF Ext 3 new	Middle TAGI	RES	3231.000	3276.000	45.000	24.994	0.555	0.178	0.150	0.775
6	SF Ext 3 new	Middle TAGI	PAY	3231.000	3276.000	45.000	11.278	0.251	0.055	0.163	0.565
7	SF Ext 3 new	Lower TAGI	ROCK	3277.000	3288.000	11.000	8.839	0.804	0.134	0.161	0.304
8	SF Ext 3 new	Lower TAGI	RES	3277.000	3288.000	11.000	8.839	0.804	0.134	0.161	0.304
9	SF Ext 3 new	Lower TAGI	PAY	3277.000	3288.000	11.000	7.925	0.720	0.110	0.163	0.237
10	SF Ext 3 new	Strunien	ROCK	3289.000	3420.000	131.000	41.910	0.320	0.132	0.162	0.979
11	SF Ext 3 new	Strunien	RES	3289.000	3420.000	131.000	41.910	0.320	0.132	0.162	0.979
12	SF Ext 3 new	Strunien	PAY	3289.000	3420.000	131.000	2.743	0.021	0.193	0.165	0.762

Figure 5 - Tableau des résultats de l'interprétation pétrophysique pour le puits SF Ext-3.

L'évaluation des propriétés des réservoirs TAGI et Strunien du puits SF Ext-3 montre un intérêt pétrolier dans :

- ❖ Le réservoir TAGI sur une hauteur utile de 29.87m.
 - ✚ Upper TAGI (3207 – 3230 m) à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 14%, une saturation en eau moyenne de 52% et un net Pay de 7.925m.

- ✚ Middle TAGI (3230 – 2276 m) : à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 16%, une saturation en eau moyenne de 56% et un net Pay de 11.278m.
- ✚ Lower TAGI (3276 – 3288 m) : à hydrocarbures, avec une porosité moyenne de 16%, une saturation en eau moyenne de 23%, et un net Pay de 7.925m.

❖ Le réservoir Strunien - RKF :

Ce réservoir est aquifère, les mesures ont donné une saturation en eau de 76% et un net Pay de 2.7m.

Le puits SFext-3 présente un intérêt pétrolier dans le réservoir du TAGI, les autres réservoirs sont sans intérêt pétrolier, ils sont aquifères, compact et/ou argileux.

III.5) Synthèse des résultats

Le tableau suivant récapitule les résultats de la caractérisation pétrophysique tel que la porosité varie selon l'échelle suivant :

- ✚ Négligeable à 0.5%
- ✚ Faible 5-10%
- ✚ Moyenne à 10-15%
- ✚ Bonne à 15-20%
- ✚ Très bonne à 20-25%

	Puits	$\phi\%$	Sw%	Hu (m)	Ht (m)
SF Ext 1	Upper TAGI	17.4	28.4	14.325	23
	Middle TAGI	15.1	23	10.363	14
	Lower TAGI	14 à 16	15 à 40	13	51
	Strunien	12.1	57.4	1	47
SF Ext 2	3116,2-3120	16	51	3,8	3.8
	3133-3134	9	98	/	1
	3138-3140	15	95	/	2
	3141-3142	10,5	53	1	1
	3149,2-3150,2	17	49	1	1
	3153-3157	10	46	4	4
	3167-3175	20	86	/	8
SF Ext 3	Upper TAGI	14	52	7.925	23
	Middle TAGI	16.3	56	11.278	45
	Lower TAGI	16.3	23	7.925	11
	Strunien	16.5	76	2.7	131

Tableau 5- Synthèse des résultats de la caractérisation pétrophysique.

Ces résultats vont servir comme données d'entrée « input » dans presque toutes les parties restantes.

III.6) Discussion des résultats

- + D'après les résultats obtenus de l'interprétation des données pétrophysiques, les réservoirs TAGI et Strunien (RKF) du champ SF Extension ont une porosité qui varie entre moyenne et bonne, et donc un signe important et positive pour un tel gisement.
- + La saturation est généralement moyenne et elle est affectée par la présence des minéraux lourds au niveau des formations.
- + Le « Net Pay » du puits SF Ext 1 est clairement plus élevé que les autres puits, cela signifie qu'on a une combinaison de bonnes propriétés au voisinage de ce puits.

Etude PVT,
interprétation des
DST et des données
SCAL

Partie B. IV : Analyse PVT (Etude Des Effluents Du Puits SF Ext 01 : Dst 02)

IV.1) Introduction

Cette étude sert à évaluer les propriétés du fluide du réservoir TAGI et de déterminer les propriétés PVT de l'échantillon obtenue depuis le fond de puits. Cela sert à obtenir des données essentielles pour l'analyse technique du réservoir, la simulation et la conception des installations de surface.

Les différentes analyses ont été effectuées sur l'échantillon afin d'évaluer le comportement des phases du fluide. Les analyses détaillées comprennent des contrôles de qualité et de validité de l'échantillon, une analyse de composition et aussi une étude de masse constant (relation P-V), une étude de libération différentielle et un test de séparateur multi-phases dans des conditions spécifiées et une mesure de viscosité à la température du réservoir.

Pour cela, on va calculer les paramètres les plus importants pour la caractérisation des huiles : le facteur volumétrique de fond Bo, le GOR de solubilité Rs et la viscosité μ_0 . Pour effectuer l'étude, on utilise les résultats des essais CCE, DL et du test sur séparateur. Enfin, on utilise une méthode d'ajustement de Dodson pour obtenir des résultats fiables et correctes.

IV.2) Détails de l'échantillonnage

Quatre bouteilles ont été prises sur le puits SF Ext-1 : DST-2 sur le champ de Sif Fatima Extension et envoyées au laboratoire pour analyse tel que :

- ✚ Type d'échantillonnage : de surface
- ✚ Type de fluide : huile
- ✚ Température de gisement : 96°C
- ✚ Pression de saturation à 96°C : 1890 Psia

L'étude était effectuée sur deux bouteilles de gaz (20 litres chacune) de type "Gerzat" et deux bouteilles contenant du liquide séparateur (600cc) ; l'ensemble est échantillonné à travers la Duse 32/64". Un test de contrôle de validité des échantillons effectué systématiquement sur l'ensemble des bouteilles dès leur réception ; leurs pressions d'ouverture sont comme suit :

- ✚ Bouteille d'huile TS-24004, pression d'ouverture = 187 Psig à 20°C
- ✚ Bouteille d'huile SH-49, pression d'ouverture = 189 Psig à 19 °C
- ✚ Bouteille de gaz PSV-159457, pression d'ouverture = 101 Psig à 19 °C
- ✚ Bouteille de gaz A-8560, pression d'ouverture = 110 Psig à 19 °C

L'étude PVT complète a été réalisée sur une huile de fond dans un équipement à hautes performances "JEFRI PVT System" fabriqué par la société D.B. Robinson, Canada. La cellule d'étude est à visibilité totale avec un volume de 132cm^3 , avec une précision dans la lecture des volumes de 0.01 cm^3 , de la température de $\pm 0.1^\circ\text{C}$ et de la pression de $\pm 10\text{ Psi}$.

IV.3) Résultats du test CCE -relation PV

Le but de cette étude est de reproduire dans les conditions de température, la détente du fluide en place, au cours de la décompression de réservoir.

Cette expérimentation permet de déterminer les paramètres suivants :

- + Volume relatif (V_{rel}) ;
- + Fonction (Y) ;
- + Masse volumique (ρ) ;
- + Coefficient de compressibilité (Co)

Par l'équipement du laboratoire et à la température du réservoir, on utilise la relation PV en offrant le fluide une détente de la pression de réservoir au-dessus jusqu'à la pression la plus basse réalisable dans cet équipement.

Le fluide est stabilisé à une série de pressions appropriées en agitant l'échantillon, puis en permettant aux phases présentes d'atteindre l'équilibre. La pression et les données volumétriques sont recueillies à chaque série de conditions stables.

Pour cela on obtient :

IV.3.1) Le volume relatif total (V_{rel})

En utilisant la relation suivante :
$$V_{rel} = \frac{V_{tot}}{V_{sat}} \quad (1)$$

Où :

- V_{rel} : volume relatif ;
- V_{tot} : volume total d'hydrocarbures ;
- V_{sat} : volume à la pression de saturation.

IV.3.2) La fonction Y

Le test « libération flash » ou « flash vaporisation » est définie lorsque le volume relatif est égal à un à la pression de saturation.

Afin de corriger les imprécisions de mesure du volume total d'hydrocarbures juste en dessous de la pression de saturation et à des pressions inférieures, on doit réaliser un lissage par une fonction de compressibilité sans dimension, appelée la « fonction Y » (Y- function).

Cette fonction sert à lisser les valeurs du volume relatif et que sous sa forme mathématique n'est définie que sous la pression de saturation et est donnée par l'expression suivante :

$$Y = \frac{P_{sat} - P}{P(V_{rel} - 1)} \quad (2)$$

La fonction Y est tracée en fonction de la pression sur une échelle cartésienne afin de lisser les données de volume relatives en dessous de la pression de saturation. Lorsqu'elle est tracée, la fonction Y forme une ligne droite.

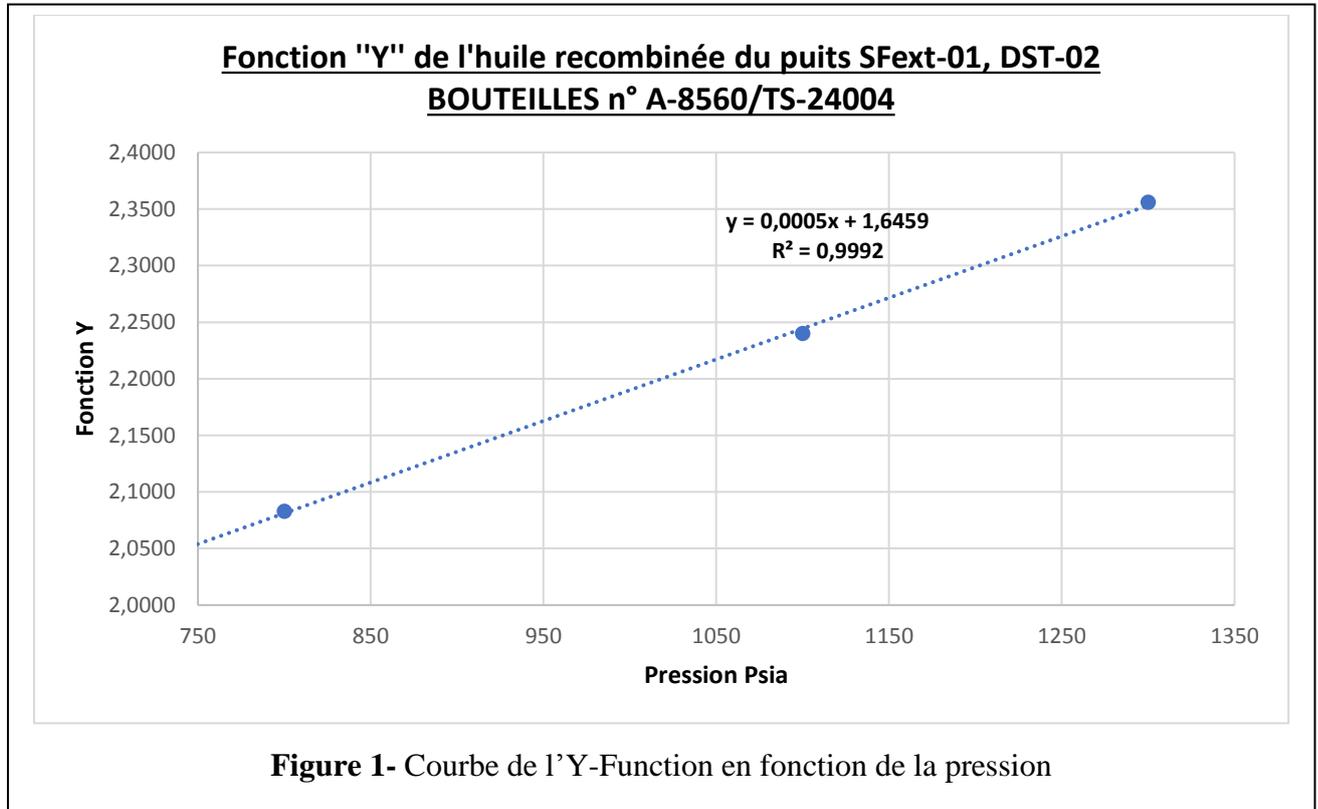
Les étapes suivantes récapitulent la procédure simple de lissage et de correction des données de volume relatif :

- a) **Étape 1.** On calcule la fonction Y pour toutes les pressions inférieures à la pression de saturation en utilisant l'équation (2).

- b) **Étape 2.** On trace la fonction Y en fonction de la pression sur une échelle cartésienne.
 c) **Étape 3.** On détermine les coefficients du meilleur ajustement simple des données où :

$$Y = a + bP$$

Où a et b sont l'ordonnée à l'origine et la pente des lignes, respectivement. Comme on peut le voir sur la figure, **a= 1.6459** Et **b=0.0005**



- d) **Étape 4.** On recalcule le volume relatif à toute pression inférieure à la pression de saturation à partir de l'expression suivante :

$$V_{rel} = 1 + \frac{P_{sat} - P}{P(a + bP)} \quad (3)$$

IV.3.3) La masse volumique ρ

Par les mesures directs poids-volume effectuées sur l'échantillon dans la cellule PVT, on détermine la masse volumique de l'huile. Au-dessus de la pression de bulle, la densité de l'huile peut être calculée en utilisant le volume relatif enregistré :

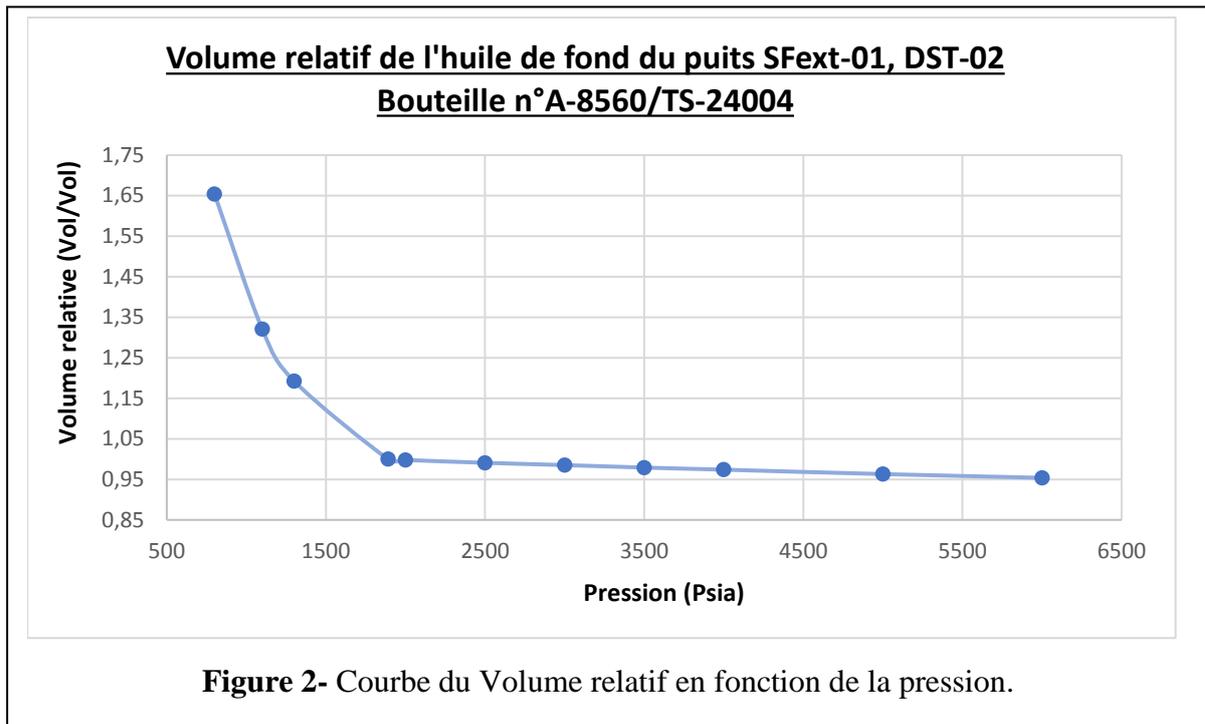
$$\rho = \frac{\rho_{sat}}{V_{rel}} \quad (4)$$

IV.3.4) Le coefficient de compressibilité isotherme pour l'huile sous-saturée C_0

Le C_0 devient en fonction du V_{rel} par la relation :

$$C_0 = -\frac{1}{V_{rel}} \left(\frac{\partial V_{rel}}{\partial P} \right)_T \quad (5)$$

Donc pour évaluer le C_0 pour différentes valeurs de la pression, il suffit de tracer la tangente dans le graphe du V_{rel} en fonction de la pression.



Le tableau suivant récapitule les résultats obtenus par le test CEE :

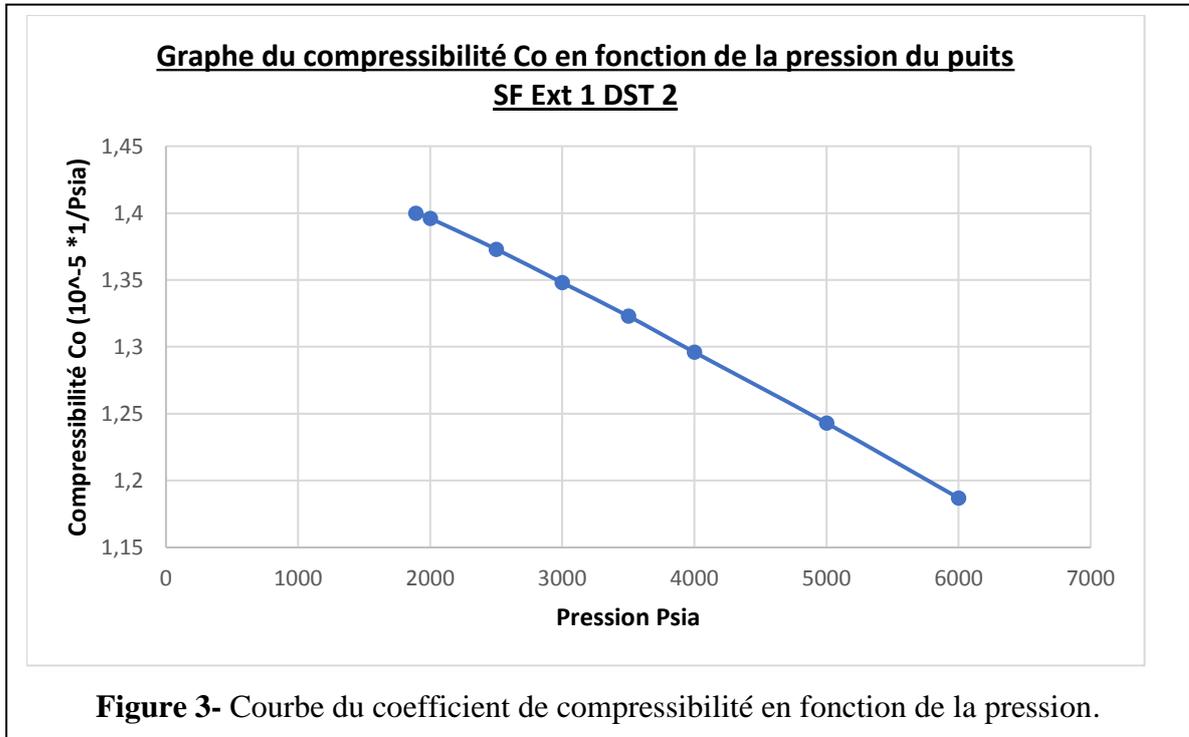
Comportement Flash						
Pressure (Psia)	Volume (cc)	Relative Volume* (Vol/Vol)	Single-Phase Compressibility C_0 (E-5)*(Psig ⁻¹)	Y Function	Volume relatif corrigé (Vol/Vol)	Densité (g/cc)
6000	43,82	0,9539	1,187		0,9539	0,7234
5000	44,24	0,9630	1,243		0,9630	0,7165
4000	44,74	0,9739	1,296		0,9739	0,7085
3500	44,98	0,9791	1,323		0,9791	0,7047
3000	45,26	0,9852	1,348		0,9852	0,7004
2500	45,52	0,9909	1,373		0,9909	0,6964
2000	45,84	0,9978	1,396		0,9978	0,6915
1890	45,94	1,0000	1,4		1,0000	0,690
1300	54,79	1,1926	-	2,3559	1,1977	-
1100	60,67	1,3206	-	2,2399	1,3271	-
800	75,99	1,6541	-	2,0830	1,6660	-

Tableau 1- Comportement à masse constante de l'huile recombinaée du puits SFEXT-01, DST02
($T_{rés}=96^{\circ}\text{C}$)

Remarque : La pression de bulle est 1890 Psia.

IV.3.5) Commentaires :

- ✚ Pour un bon ajustement, on utilise les valeurs du volume relatif lissées.
- ✚ Les valeurs du C_o n'ont pas besoin d'ajustement, pour cela on peut tracer son évolution illustrée dans le graphe suivant :



IV.4) Résultats du test de vaporisation différentielle DL

La libération différentielle réalisée à la température du réservoir, a pour but la représentation du comportement de la fraction liquide initiale au cours de la décompression de réservoir. Le fluide est équilibré à la pression de la première étape sous la pression de saturation. En maintenant une pression constante, on retire la phase gazeuse évoluée.

Ce processus est répété à chaque étape de pression choisie jusqu'à la pression d'abandon avant que le liquide restant ait été flashé de la température de la phase unique et du réservoir aux conditions atmosphériques.

Ce test permet la détermination des paramètres suivants :

IV.4.1) Le facteur de volume de formation d'huile B_{od} :

A tous les niveaux de pression sont calculés en divisant les volumes d'huile enregistrés $V_{o(i...n)}$ par le volume d'huile résiduelle V_{or} , où :

$$B_{od} = \frac{V_{o(i...n)}}{V_{or}} \quad (6)$$

Avec :

- ✚ B_{od} : facteur volumétrique différentiel de l'huile bbl/STB

- ✚ $V_{o(i...n)}$: Volume mesuré à chaque pression, bbl
- ✚ V_{or} : Volume résiduel aux conditions standards, STB

IV.4.2) Le facteur de solubilité différentiel noté R_{sd} :

Peut aussi être déterminé à partir de l'essai DL et ceux en divisant le volume du gaz en solution $(\Delta V_g)_{(1...n)}$ sur le volume de l'huile résiduelle V_{or} , où :

$$R_{sd} = \frac{(\Delta V_g)_{(1...n)}}{V_{or}} \quad (7)$$

Avec :

- ✚ R_{sd} : rapport gaz-huile de solubilité différentiel, scf/STB
- ✚ $(\Delta V_g)_{(1...n)}$: volume du gaz en solution, libéré de la cellule à chaque pression (scf)
- ✚ V_{or} : volume de l'huile résiduelle (STB)

IV.4.3) Le facteur de volume de formation de gaz B_g :

Il est exprimé par l'équation suivante :

$$B_g = \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \right) \cdot \left(\frac{Z \cdot T}{P} \right) \quad (8)$$

Où

- ✚ B_g : facteur de volume de formation de gaz, bbl/scf
- ✚ T : température, ° R
- ✚ P : pression cellulaire, psia
- ✚ T_{sc} : température standard, ° R
- ✚ P_{sc} : pression standard, psia

IV.4.4) Le facteur de volume total relatif B_{td} de la libération différentielle :

Il est calculé à partir de l'expression suivante :

$$B_{td} = B_{od} + (R_{sdb} - R_{sd}) \cdot B_g \quad (9)$$

Où :

- ✚ B_{td} : facteur de volume total relatif, bbl / STB ;
- ✚ B_g : facteur de volume de formation de gaz, bbl / scf.

IV.4.5) Le facteur de compressibilité du gaz z :

Représente le facteur z de la solution libérée (éliminée) du gaz à la pression spécifique et ces valeurs sont calculées à partir des mesures de volume de gaz enregistrées, comme suit :

$$z = \left(\frac{(\Delta V_g)_{(1...n)} \cdot P}{T} \right) \cdot \left(\frac{T_{sc}}{(V_{g\ sc}) \cdot P_{sc}} \right) \quad (10)$$

Où :

- ✚ z : facteur de compressibilité du gaz, sans dimension
- ✚ $(\Delta V_g)_{(1...n)}$: volume du gaz libéré dans la cellule en P et T, ft³
- ✚ $(V_g)_{sc}$: volume du gaz éliminé en conditions standards, scf

Les résultats de cet essai sont rapportés dans le tableau suivant :

COMPORTEMENT DIFFERENTIEL									
Pression	Masse volumique	Bod	GOR dissous Rsd	GOR libéré	Bg.10 ²	Btd .10 ²	Z	μ gaz	Densité
(Psia)	g/cm3	bbl / STB	Scf/STB	Scf/STB	bbl/Scf	bbl/STB		(cp)	(air)
6000	0,723	1.3402							
5000	0,716	1.3530							
4000	0,708	1.3683							
3500	0,704	1.3756							
3000	0,7	1.3842							
2500	0,696	1.4037							
2000	0,691	1.4019							
1890	0,69	1,405	113,4	0	-	-	-	-	-
1200	0,729	1,293	74	39,4	1,35	54,483	0,858	0,0154	0,772
800	0,76	1,232	53,1	60,3	2,09	127,259	0,882	0,0142	0,809
400	0,787	1,163	30,9	82,5	4,32	357,563	0,912	0,013	0,91
14,7	0,835	1	0	113,4	-	-	1	-	1,259

Tableau 2- Résultats finals du test DL.

Avec (B_{odb} et R_{sdb} sont lu depuis le tableau 2) :

- ✚ $P_{rés} = 4557$ Psia
- ✚ $P_b = 1890$ Psia
- ✚ $V_{or} = 32.69661$ STB
- ✚ $B_{odb} = 1.405$ bbl/STB
 B_{odb} : facteur volumétrique différentiel de l'huile au point de bulle bbl/STB
- ✚ $R_{sdb} = 113.4$ Scf/STB
 R_{sdb} : rapport gaz-huile de solubilité différentiel au point de bulle, scf/STB

IV.5) Résultats du test sur séparateur

Le facteur de volume de formation d'huile B_o et la solubilité du gaz R_s à la pression de bulle noté respectivement B_{ofb} et R_{sfb} sont déterminer par les données mesurées expérimentalement à partir de ce test en utilisant les formules suivantes :

$$B_{ofb} = \frac{V_{ob}}{(V_o)_{sc}} \quad (11)$$

$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{sc}} \quad (12)$$

Avec :

- ✚ B_{ofb} : Facteur volumétrique de l'huile flash à la pression de bulle, bbl/STB
- ✚ R_{sfb} : Rapport de solubilité flash à la pression de bulle, scf/STB
- ✚ V_{ob} : Volume de l'huile dans la cellule à la pression de bulle, bbl
- ✚ $(V_o)_{sc}$: Volume de l'huile aux conditions standards, STB

Les valeurs de B_{ofb} et R_{sfb} sont comme suit :

$$\color{red}{+} \color{blue}{+} B_{ofb} = 1.3918 \text{ bbl/STB}$$

$$\color{red}{+} \color{blue}{+} R_{sfb} = 110 \text{ Scf/STB}$$

IV.6) Ajustement des paramètres

Afin d'obtenir des résultats représentatifs, on doit ramener les résultats du DL et de test de séparateur aux mêmes conditions par l'ajustement. La méthode est résumée dans les étapes suivantes :

- a) **Étape 1.** On calcule les facteurs de retrait différentiels S_{od} à diverses pressions en divisant chaque facteur de volume d'huile relatif B_{od} par le facteur de volume d'huile relatif au point de bulle B_{odb} , où :

$$S_{od} = \frac{B_{od}}{B_{odb}} \quad (13)$$

Où :

- $\color{red}{+} \color{blue}{+} B_{od}$: facteur de volume relatif d'huile différentiel à la pression P, bbl / STB
- $\color{red}{+} \color{blue}{+} B_{odb}$: facteur de volume d'huile différentiel relatif à la pression du point de bulle P_b (psia), bbl / STB
- $\color{red}{+} \color{blue}{+} S_{od}$: facteur de retrait différentiel de l'huile, bbl / bbl d'huile au point de bulle.

La valeur de B_{odb} est 1.405. Le facteur de retrait différentiel d'huile a une valeur de **un (1)** au **point de bulle** et une valeur inférieure à **un (1)** à des pressions ultérieures inférieures à P_b .

Pression	Bod	Sod
Psia	bbl / STB	bbl / bbl
6000	1,3402	0,9539
5000	1,353	0,9630
4000	1,3683	0,9739
3500	1,3756	0,9791
3000	1,3842	0,9852
2500	1,4037	0,9991
2000	1,4019	0,9978
1890	1,405	1,0000
1200	1,293	0,9203
800	1,232	0,8769
400	1,163	0,8278
14,7	1	0,7117

Tableau 3- Résultats de calcul du facteur de retrait différentiel S_{od}

- b) **Étape 2.** On ajuste les données de volume relatives en multipliant le facteur de volume de formation du séparateur au point de bulle B_{ofb} par le facteur de retrait

d'huile différentiel S_{od} à diverses pressions de réservoir. Cette relation s'exprime comme suit :

$$B_o = B_{ofb} \cdot S_{od} \quad (14)$$

Où :

- ✚ B_o : facteur de volume de formation d'huile, bbl / STB.
- ✚ B_{ofb} : facteur de volume de formation d'huile à point de bulle, bbl /STB (obtenu à partir du test du séparateur).
- ✚ S_{od} : facteur de retrait différentiel de l'huile à point de bulle bbl/bbl.

Pression	Bod	Sod	Bo
Psia	bbl / STB	bbl / bbl	bbl / STB
6000	1,3402	0,9539	-
5000	1,353	0,9630	-
4000	1,3683	0,9739	-
3500	1,3756	0,9791	-
3000	1,3842	0,9852	-
2500	1,4037	0,9991	-
2000	1,4019	0,9978	-
1890	1,405	1,0000	1,3918
1200	1,293	0,9203	1,2809
800	1,232	0,8769	1,2204
400	1,163	0,8278	1,1521
14,7	1	0,7117	0,9906

Tableau 4- Résultats de calcul du Bo à des pressions inférieures à Pb.

- c) **Étape 3.** On calcule le facteur de volume de formation d'huile aux pressions supérieures à la pression de bulle selon la formule :

$$B_o = V_{rel} \cdot B_{ofb} \quad (15)$$

Avec :

- ✚ B_o : facteur de volume de formation d'huile supérieur à la pression de bulle, bbl / STB.
- ✚ V_{rel} : volume d'huile relatif, bbl / bbl.

Pression	Bod	Sod	Bo	Vrel	Bo
Psia	bbbl / STB	bbbl / bbl	bbbl / STB	bbbl	bbbl / STB
6000	1,3402	0,9539	-	0,9539	1,327638
5000	1,353	0,9630	-	0,963	1,3403034
4000	1,3683	0,9739	-	0,9739	1,355474
3500	1,3756	0,9791	-	0,9791	1,3627114
3000	1,3842	0,9852	-	0,9852	1,3712014
2500	1,4037	0,9991	-	0,9909	1,3791346
2000	1,4019	0,9978	-	0,9978	1,388738
1890	1,405	1,0000	1,3918	1	-
1200	1,293	0,9203	1,2809	0,9206	-
800	1,232	0,8769	1,2204	0,8772	-
400	1,163	0,8278	1,1521	0,8281	-
14,7	1	0,7117	0,9906	0,712	-

Tableau 5- Résultats de calcul du B_o à des pressions supérieures à P_b

- d) **Étape 4.** On ajuste les données de solubilité dans le gaz différentiel R_{sd} pour obtenir le facteur de solubilité requis R_s selon la formule suivante :

$$R_s = R_{sfb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{ofb}}{B_{odb}} \quad (16)$$

Où :

- ✚ R_s : GOR de solubilité ajusté, scf / STB
- ✚ R_{sfb} : GOR de solubilité au point de bulle, selon le test du séparateur, scf / STB
- ✚ R_{sdb} : GOR de solubilité à la pression de bulle mesurée par le test de libération différentielle, scf / STB
- ✚ R_{sd} : GOR de solubilité à divers niveaux de pression, mesuré par le test de libération différentielle, scf / STB

Pression	GOR dissous R_{sd}	R_s
Psia	Scf/STB	scf / STB
6000		-
5000		-
4000		-
3500		-
3000		-
2500		-
2000		-
1890	113,4	110
1200	74	70,970164
800	53,1	50,26652
400	30,9	28,275089
14,7	0	-

Tableau 6- Résultats de calcul du R_s .

- e) **Étape 5.** On détermine le facteur de volume total B_t en deux phases (total) en multipliant les valeurs du volume d'huile relatif V_{rel} inférieur à la pression du point de bulle de B_{ofb} , où :

$$B_t = B_{ofb} \cdot V_{rel} \quad (17)$$

Où :

- ✚ B_t : facteur de volume de formation en deux phases, bbl / STB.
- ✚ V_{rel} : volume d'huile relatif inférieur au P_b , bbl / bbl.

Des valeurs similaires pour B_t peuvent être obtenues à partir du test de libération différentielle où :

$$B_t = B_{td} \frac{B_{ofb}}{B_{odb}} \quad (18)$$

Pression	Vrel	Bt
Psia	bbl	bbl/STB
6000	0,9539	-
5000	0,963	-
4000	0,9739	-
3500	0,9791	-
3000	0,9852	-
2500	0,9909	-
2000	0,9978	-
1890	1	1,3918
1200	0,9206	1,2813
800	0,8772	1,2209
400	0,8281	1,1525
14,7	0,712	0,9910

Tableau 7- Résultats de calcul du B_t .

IV.7) Données de la viscosité

La viscosité du fluide été mesurée à la température du réservoir par le système PVT selon les étapes suivantes :

- ✚ On fait couler le fluide à un débit connu à travers un tube capillaire de dimensions connues à une pression fixe ;
- ✚ On mesure la différence de pression résultante entre chaque extrémité du tube à l'aide d'une jauge étalonnée,
- ✚ A l'aide de l'équation de Poiseuilles, on peut calculer la viscosité.

Le tableau suivant montre les résultats de mesure de la viscosité de l'huile :

Pression	μ huile
Psia	(cPo)
6000	0.560
5000	0.540
4000	0.503
3500	0.496
3000	0.473
2500	0.462
2000	0.440
1890	0.435
1200	0.540
800	0.604
400	0.706
14,7	-

Tableau 8- Résultats de mesure de la viscosité de l'huile.

IV.8) Présentation des résultats finals

Le tableau suivant représente le résultat final de notre étude PVT et qui illustre les 3 paramètres principaux pour caractériser l'huile :

Pression	Bo	Rs	μ huile
Psia	bbI / STB	scf / STB	(cPo)
6000	1,327638	110	0.560
5000	1,3403034	110	0.540
4000	1,355474	110	0.503
3500	1,3627114	110	0.496
3000	1,3712014	110	0.473
2500	1,3791346	110	0.462
2000	1,388738	110	0.440
1890	1,3918	110	0.435
1200	1,2808522	70,970164	0.540
800	1,2204253	50,26652	0.604
400	1,1520736	28,275089	0.706
14,7	0,990605	-	-

Tableau 9- Synthèse de l'analyse PVT

Pour évaluer les résultats, on trace les courbes d'évolution de ces paramètres en fonction de la pression et on diagnostique si l'allure est conforme à celle décrit dans la littérature. Les graphes sont illustrés dans l'**annexe 3**.

Commentaires : Depuis l'analyse PVT, nous avons eu les propriétés de notre fluide de réservoir. Ces propriétés seront utilisées dans les partie prochaines de l'étude.

Partie B . V : Interprétation des DST

V.1) Introduction

L'études du champ pétrolier nécessite une étude profonde des essais de puits afin de connaître l'état de ce dernier et aussi celle de réservoir. Cela s'effectue par la détermination des paramètres propres du puits tel que la perméabilité K, le skin S, la pression du réservoir Prés, la conductivité K_h et les limites du réservoir.

La connaissance de ses paramètres sert à donner des prévisions de la production et de prendre des bonnes décisions pour le développement d'un gisement.

Dans cette partie, on va interpréter les DST de puit SF Ext1 dans notre gisement. L'interprétation sera effectuée par le logiciel SAPHIR. Un détail sur le logiciel est dans l'annexe 4.

V.2) Notions générales sur les DST du puits SF Ext 1

L'ensemble des tests DST ont été effectués suivant les données dans le tableau suivant :

	DST N°1	DST N°2	DST N°3	DST N°4
Diamètre Trou	6"	6"	6"	6"
Tubage/Liner (OD)	4" 1/2	4" 1/2	4" 1/2	4" 1/2
Formation à tester	Lower TAGI	Lower TAGI	Middle TAGI	Lower TAGI
Intervalles perforés	3252-3250 / 3246-3238	3219-3214	3199-3197 / 3195-3186	3252-3250 / 3246-3238
Intervalle tester	3252-3238	3219-3215	3199-3197 / 3195-3187	3252-3238

Tableau 1- Informations générales sur les tests DST du puits SF Ext 01

Pour ce qui concerne la porosité, la saturation et la hauteur utile, on a les données suivantes :

Formation	Epaisseur (m)	Phi (%)	Sw (%)	Hu (m)
Upper TAGI	3162-3185	[11- 24]	[12- 29]	14.325
Middle TAGI	3185-3200	[12-16]	23	10.363
Lower TAGI	3214-3219	[8-14]	[15-40]	5
	3239-3252	[14-16]	25	8
Strunien	3268 -3269	[9-13]	57.4	1

Tableau 2- Données relatives au puits SFEXT01

Ce qui concerne aussi les performances sur duses au cours de DST, on a :

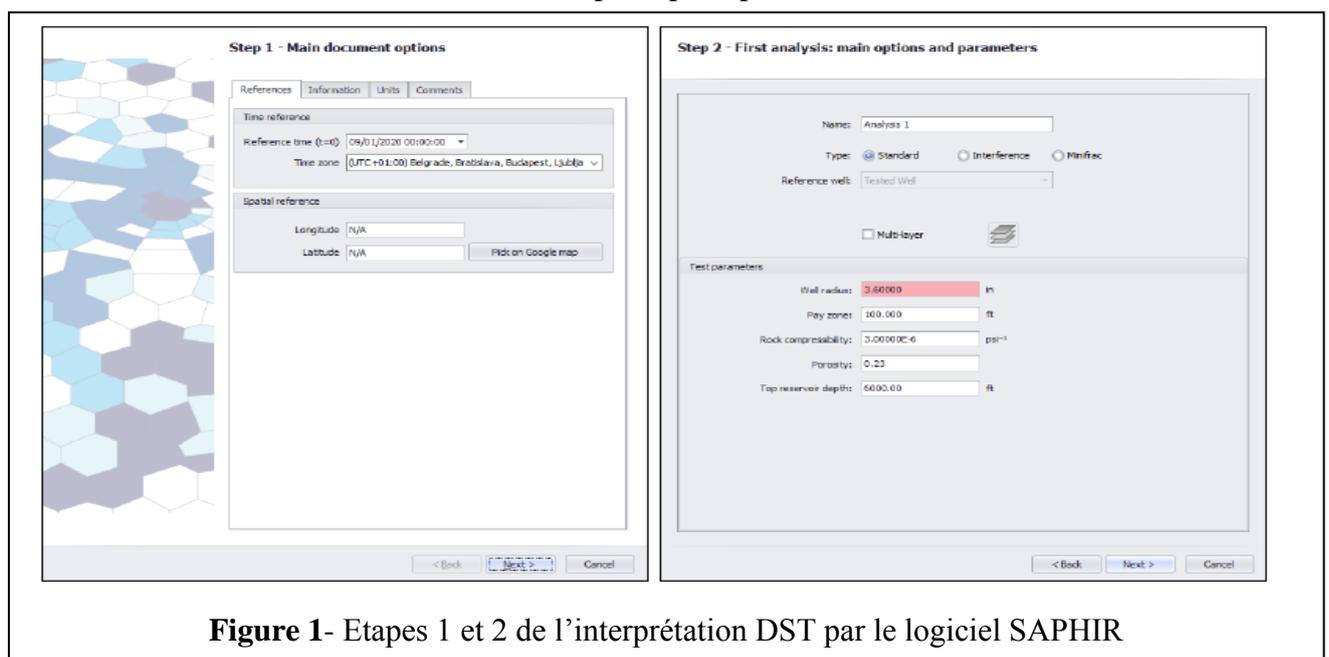
	DST1		DST2	DST3	DST4
Duse	24/64	32/64	32/64	32/64	32/64
WHP Psi	1835	1650	1181	1310	1294
Débit huile m³/h	12.423	21.276	19.188	17.49	18.56
Densité huile API	42.2	41.8	40.2	41.7	40.22
Débit gaz m³/h	2331	3549	1586	1705	1706
Densité gaz/air 1	0.958	0.952	0.906	0.924	0.924
Débit eau m³/h	--	--	--	1.93	1.03
GOR/GCR m³/m³	188	167	82	97	91
BSW %	0.1	0.1	0	0	0

Tableau 3- Performances sur duses au cours des DST-SF Ext 01

V.3) Interprétation des DST SF Ext 1

L'interprétation est faite par le logiciel KAPPA-SAPHIR (V 5.30). On suit les étapes suivantes afin de réaliser le travail :

- a) **Étape 01** : Initialisation des options principales : heure et lieu de référence, informations générales, unités et commentaires généraux.
- b) **Étape 02** : Les options principales de la première analyse : on conserve l'analyse comme "standard" et introduisez les principaux paramètres de test.



- c) **Étape 03** : On réalise la première analyse PVT et le procès de diffusion.
- d) **Étape 04** : On étudier les paramètres analytiques.

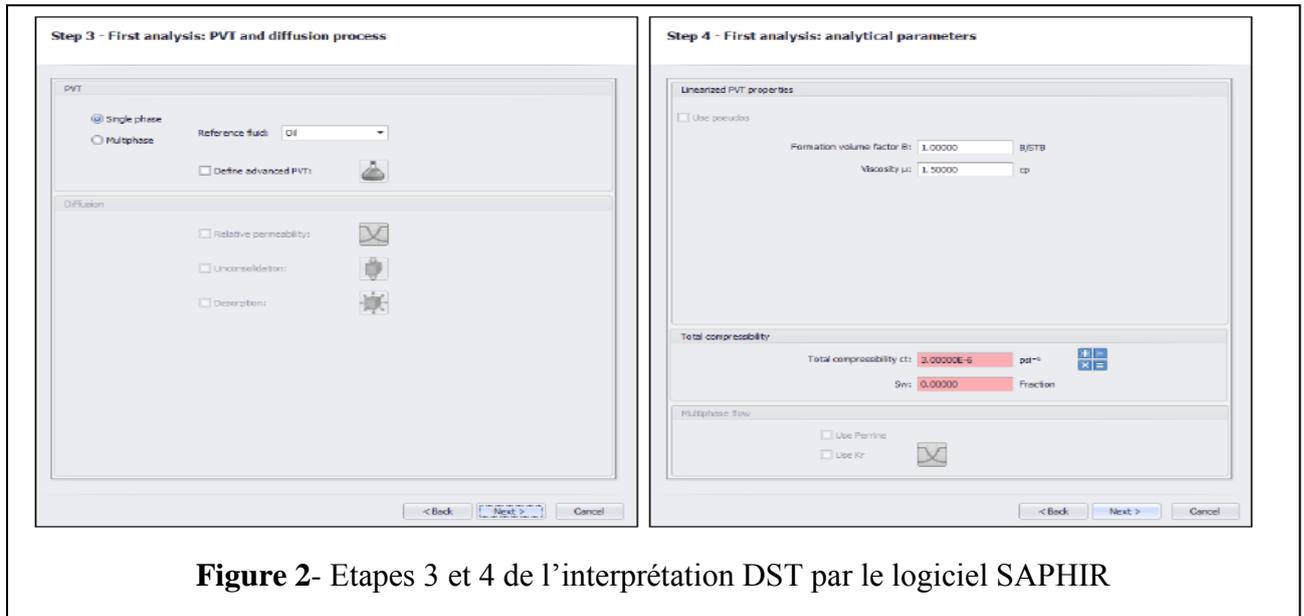


Figure 2- Etapes 3 et 4 de l'interprétation DST par le logiciel SAPHIR

V.3.1) History Plot

Le graphe « History Plot » représente l'évolution de la pression et de débit en fonction du temps. Pour le réaliser, il faut introduire les données relatives à la pression et les données des débits pour chaque duse.

Pour cela, on aura :

- ✚ La partie haute représente l'évolution de la pression en fonction du temps.
- ✚ La partie basse représente l'évolution des débits correspondants.

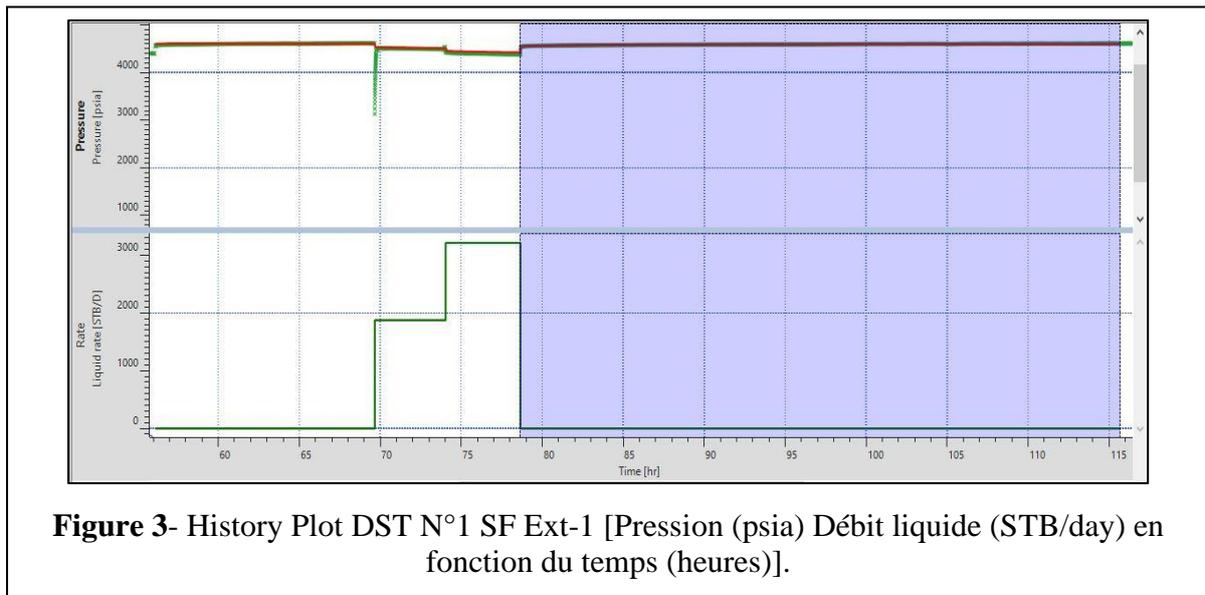
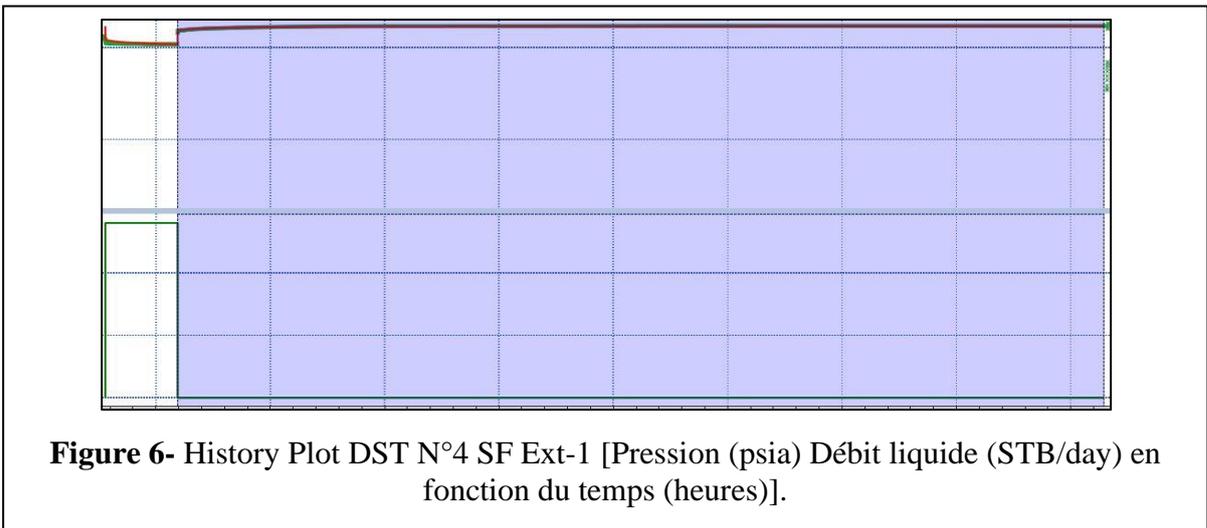
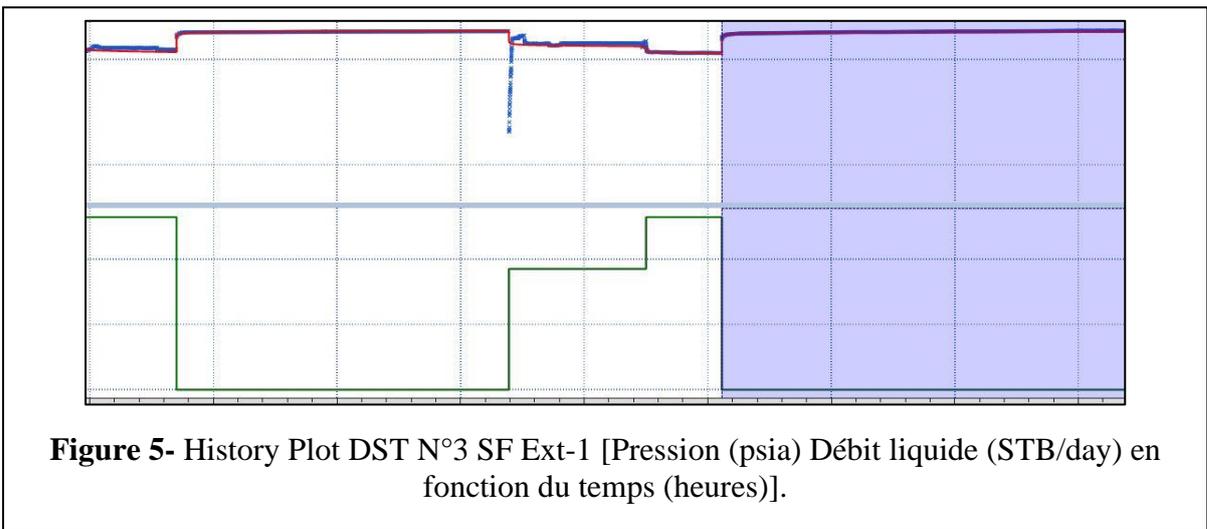
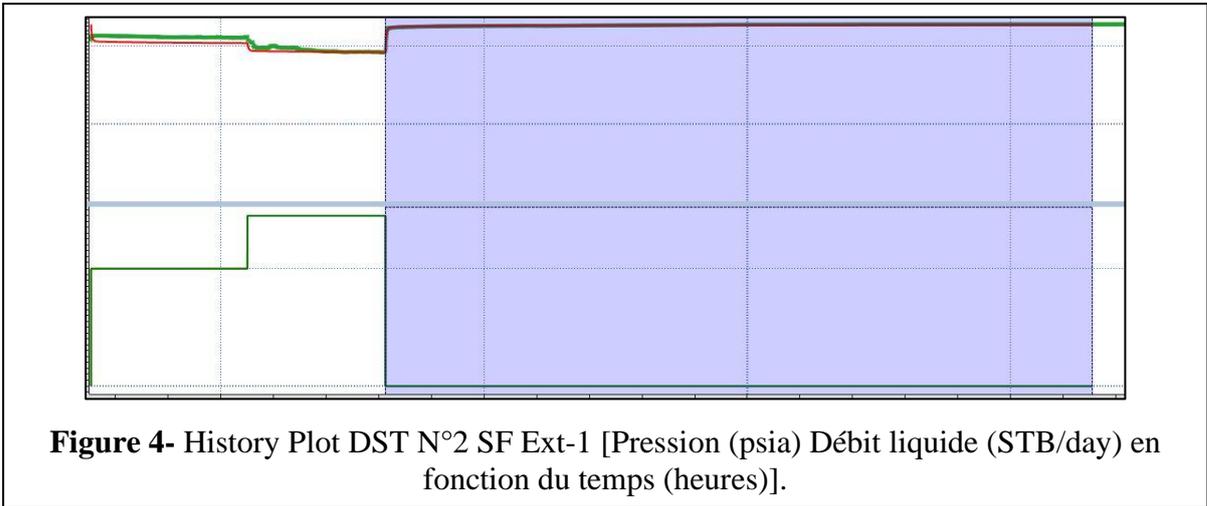


Figure 3- History Plot DST N°1 SF Ext-1 [Pression (psia) Débit liquide (STB/day) en fonction du temps (heures)].



V.3.2) Extraction de la dérivée et l'identification du modèle approprié

En appuyant sur le bouton « Extract dP » les courbes suivantes appartiennent :

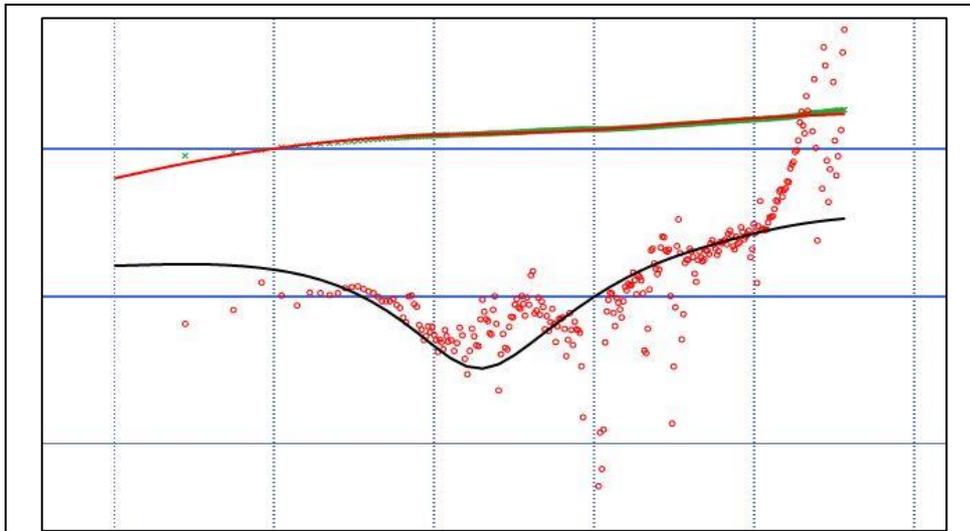


Figure 7- Graphe de P-P@dt=0 et la dérivée [psi] en fonction de dt [hr] en échelle Log-Log (DST-01 SF Ext 1)

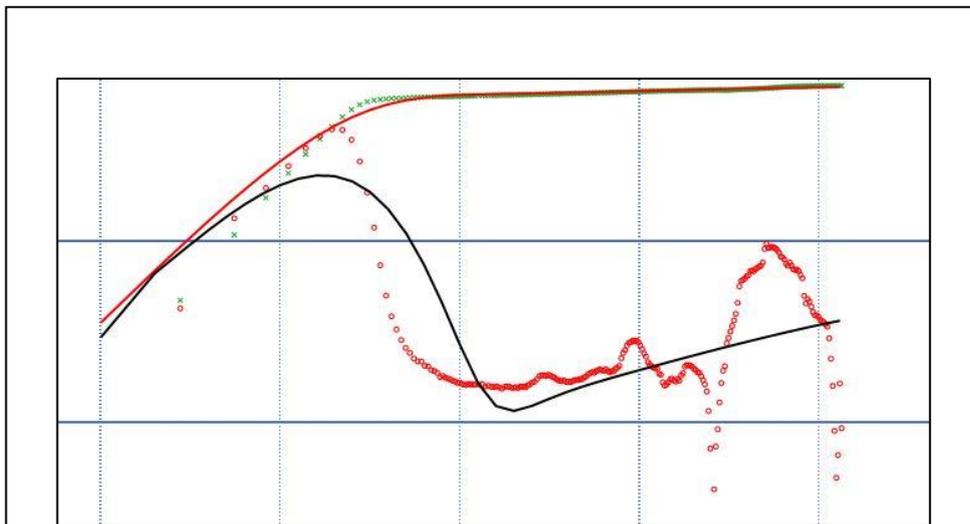


Figure 8- Graphe de P-P@dt=0 et la dérivée [psi] en fonction de dt [hr] en échelle Log-Log (DST-02 SF Ext 1)

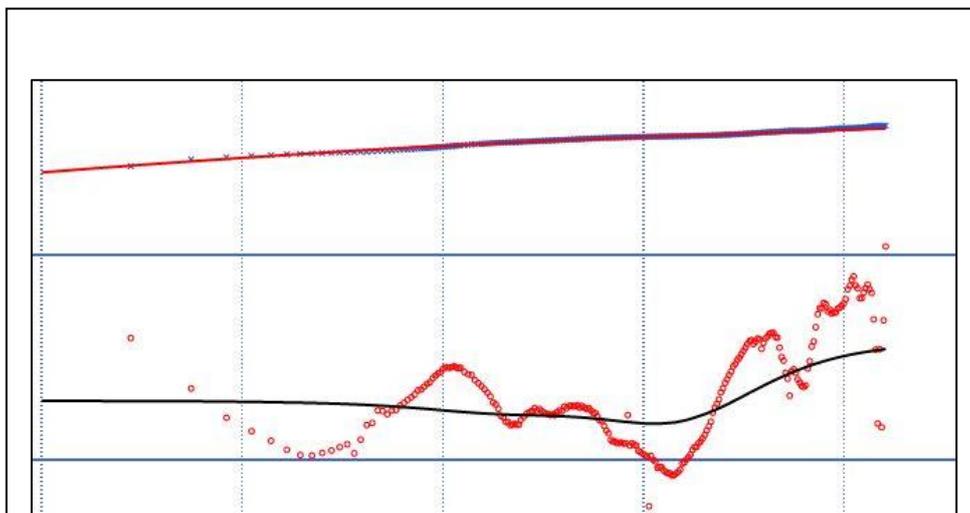
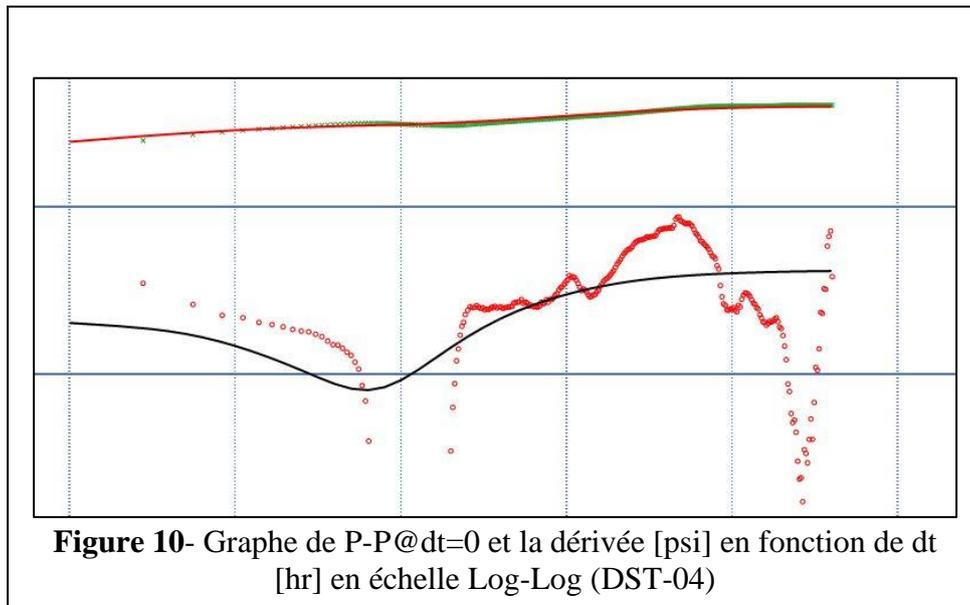


Figure 9- Graphe de P-P@dt=0 et la dérivée [psi] en fonction de dt [hr] en échelle Log-Log (DST-03 SF Ext 1)



V.3.3) Extraction des paramètres après calage du modèle et validation

Après le calage effectué, nous avons la possibilité d'extraire les paramètres suivants :

	DST N°1	DST N°2	DST N°3	DST N°4
Capacité du puits C (bbl/psi)	----	0.00721608	---	---
Skin totale	-3.68268	0.260429	1.80881	---
Transmissibilité	8282.14	2606.7	9307.98	9200.17
Perméabilité K (mD)	318	158.904	257.916	207.719
Pi (Psia)	4609.18	4556.46	4549.27	4468.85
Pression de fond (Psia)	4425.72	4372.79	4120.69	4069.17
Indice de productivité IP ([STB/day]/Psia)	2.66185	1.65701	1.19482	1.99985

Tableau 4- paramètres du puit après calage.

V.3.4) Interprétation des résultats

D'après les notions sur les formations terrestres de gisement et des calculs effectués, on constate que la nature du réservoir TAGI est connue par le changement des paramètres d'une zone à l'autre, dû à son milieu de dépôt fluvial. Aussi nous avons eu les résultats suivants :

- ✚ Un faible skin négatif peut être dû à une légère amélioration engendrée par la présence de quelques fissures de faible étendue (DST N°1).
- ✚ Un skin faible positif indiquant un léger endommagement peut être dû à la boue de forage (DST N°2 ; DST N°3).
- ✚ Une bonne perméabilité dans les 4 DST.
- ✚ Un indice de productivité moyen, cela explique le débit important produit.

Partie B . VI : Présentation des données SCAL SF-Ext 01

L'étude SCAL est effectuée pour générer des tableaux d'évolution de la perméabilité relative et de la pression capillaire en fonction de la saturation. Ces tableaux constituent une donnée très importante à intégrer dans le logiciel de simulation MBAL.

VI.1) Système huile-eau

Sw, frac	Krw,frac	Kro,frac		Sw, frac	Krw,frac	Kro,frac
0,3660	0,0000	1,0000		0,6330	0,0144	0,0757
0,3767	0,0000	0,9282		0,6437	0,0178	0,0649
0,3874	0,0000	0,8601		0,6544	0,0219	0,0553
0,3980	0,0000	0,7958		0,6651	0,0267	0,0467
0,4087	0,0000	0,7350		0,6758	0,0324	0,0392
0,4194	0,0000	0,6776		0,6864	0,0390	0,0325
0,4301	0,0000	0,6236		0,6971	0,0467	0,0268
0,4408	0,0000	0,5727		0,7078	0,0555	0,0218
0,4515	0,0000	0,5249		0,7185	0,0657	0,0175
0,4621	0,0001	0,4801		0,7292	0,0774	0,0138
0,4728	0,0001	0,4381		0,7399	0,0907	0,0108
0,4835	0,0002	0,3988		0,7505	0,1059	0,0082
0,4942	0,0003	0,3622		0,7612	0,1230	0,0062
0,5049	0,0004	0,3280		0,7719	0,1423	0,0045
0,5155	0,0006	0,2962		0,7826	0,1641	0,0032
0,5262	0,0009	0,2668		0,7933	0,1885	0,0022
0,5369	0,0012	0,2395		0,8039	0,2158	0,0014
0,5476	0,0017	0,2143		0,8146	0,2462	0,0009
0,5583	0,0024	0,1910		0,8253	0,2801	0,0005
0,5690	0,0032	0,1697		0,8360	0,3177	0,0003
0,5796	0,0042	0,1501		0,8467	0,3593	0,0001
0,5903	0,0055	0,1322		0,8574	0,4052	0,0000
0,6010	0,0071	0,1159		0,8680	0,4559	0,0000
0,6117	0,0091	0,1011		0,8787	0,5116	0,0000
0,6224	0,0115	0,0878		0,8894	0,5728	0,0000

Figure 1- Evolution de la perméabilité relative et la pression capillaire du système huile-eau (Lower TAGI)

Les données précédentes permettent de tracer la courbe d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour le système huile-eau (Lower TAGI) :

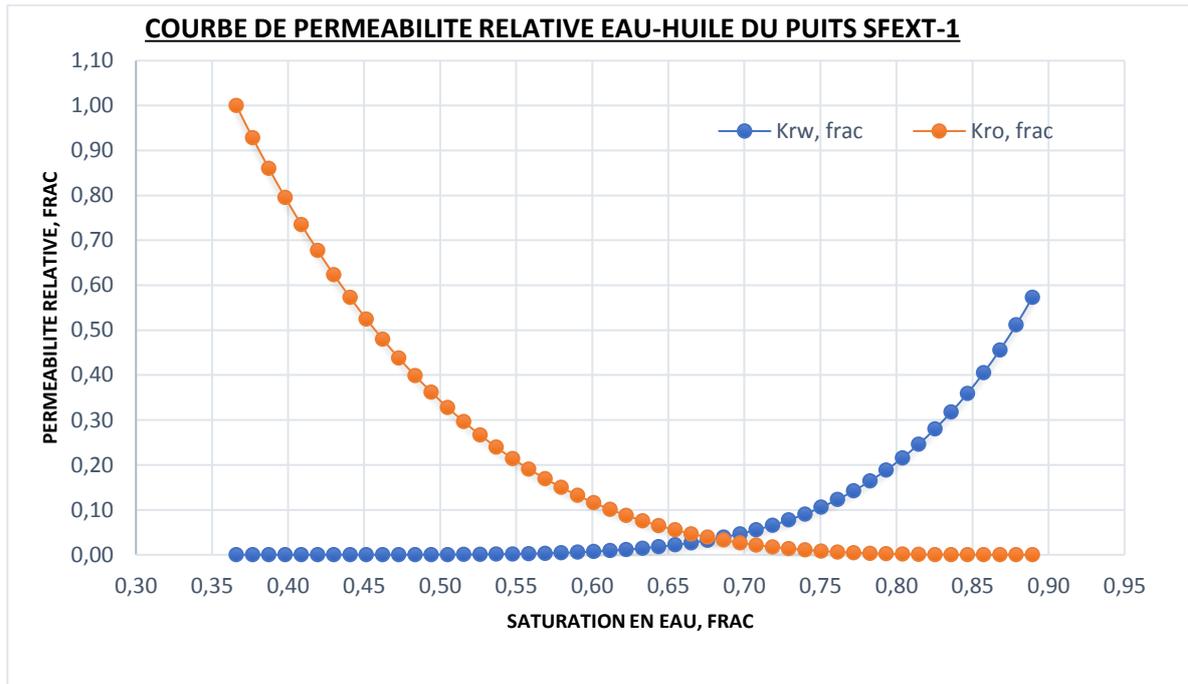


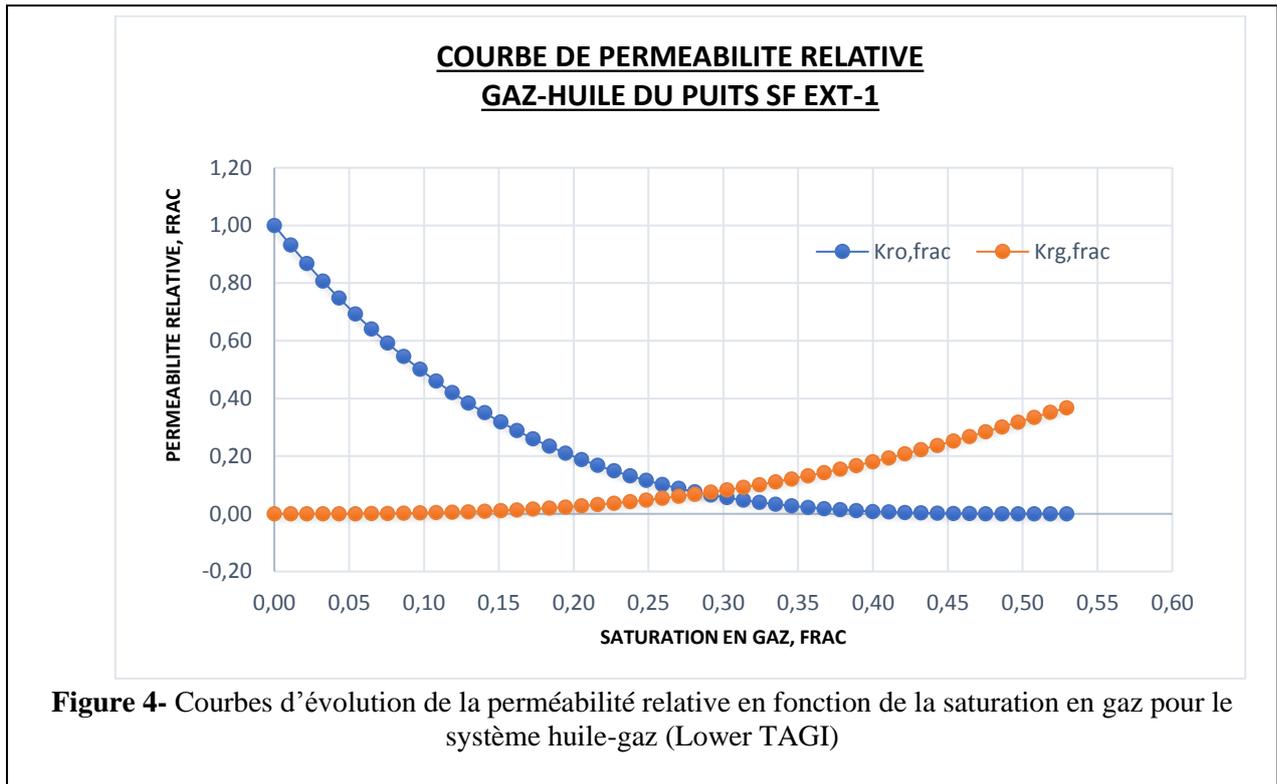
Figure 2- Courbes d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour le système huile-eau (Lower TAGI)

VI.2) Système Huile Gaz

Sg, frac	Kro, frac	Krg, frac	Sg, frac	Kro, frac	Krg, frac
0,0000	1,0000	0,0000	0,2701	0,0883	0,0605
0,0108	0,9323	0,0000	0,2809	0,0764	0,0677
0,0216	0,8679	0,0000	0,2917	0,0657	0,0753
0,0324	0,8067	0,0001	0,3025	0,0561	0,0835
0,0432	0,7486	0,0003	0,3133	0,0475	0,0921
0,0540	0,6935	0,0005	0,3241	0,0399	0,1013
0,0648	0,6414	0,0009	0,3349	0,0332	0,1110
0,0756	0,5921	0,0015	0,3457	0,0273	0,1213
0,0864	0,5455	0,0022	0,3565	0,0223	0,1321
0,0972	0,5016	0,0031	0,3673	0,0179	0,1434
0,1080	0,4602	0,0042	0,3781	0,0141	0,1553
0,1188	0,4213	0,0056	0,3889	0,0110	0,1676
0,1296	0,3848	0,0072	0,3997	0,0084	0,1806
0,1404	0,3506	0,0091	0,4105	0,0062	0,1940
0,1512	0,3185	0,0113	0,4213	0,0045	0,2079
0,1620	0,2886	0,0138	0,4321	0,0031	0,2224
0,1728	0,2608	0,0167	0,4429	0,0021	0,2373
0,1836	0,2349	0,0199	0,4537	0,0013	0,2526
0,1944	0,2108	0,0235	0,4645	0,0008	0,2684
0,2052	0,1886	0,0275	0,4753	0,0004	0,2846
0,2160	0,1681	0,0319	0,4861	0,0002	0,3011
0,2268	0,1492	0,0367	0,4969	0,0001	0,3178
0,2376	0,1318	0,0420	0,5077	0,0000	0,3347
0,2484	0,1159	0,0477	0,5185	0,0000	0,3516
0,2592	0,1015	0,0539	0,5293	0,0000	0,3680

Figure 3- Evolution de la perméabilité relative et la pression capillaire du système huile-gaz (Lower TAGI)

Les données précédentes permettent de tracer la courbe suivante :



VI.3) Tableau des points terminaux « End points » pour le réservoir TAGI

Ce tableau comprend les saturations suivantes :

- ✚ **SWL (SGR)** : Saturation en eau (gaz) irréductible (connate water (gas) saturation)
- ✚ **SWCR (SWCR)** : Saturation en eau (gaz) critique (critical water (gas) saturation)
- ✚ **SWU (SGU)** : Saturation en eau (gaz) maximale (Maximum water (gas) saturation)
- ✚ **SOWCR (SOGCR)** : Saturation huile-eau (gaz) critique (Critical oil-water (gas) saturation).

Système	Type de Saturation	Valeur
Huile/eau	SWL	0.3660
	SWCR	0.4621
	SWU	0.8894
	SWCR	0.8467
Huile/gaz	SGR	0
	SWCR	0.0324
	SGU	0.5293
	SOGCR	0.4969

Tableau 1- Scaling « End points » pour le réservoir Lower TAGI

Les Modèles Puits

(Etude LVP/IPR)

Partie B. VII : Les Modèles Puits

VII.1) Introduction

La construction des modèles puits consiste à générer comme résultats finals, des tables VLP « Vertical lift performance » des puits étudiés. Cette interprétation réalisée par le logiciel PROSPER va servir comme données d'entrée pour le logiciel MBAL. Le détail sur le logiciel Prosper est en **Annexe 5**.

VII.2) Procédure de travail pour la configuration d'un modèle de puits

Pour construire un modèle de puits, on utilise les modules de PROSPER qui sont :

-  Options summary
-  PVT DATA
-  IPR DATA
-  Equipment DATA
-  Analyses summary

On suit l'ordre des étapes par chaque module pour configurer le modèle de puits. Les premières quatre (4) sections sont l'écran de données d'entrée et la dernière section mentionne tous les calculs et la conception fonctionnalités.

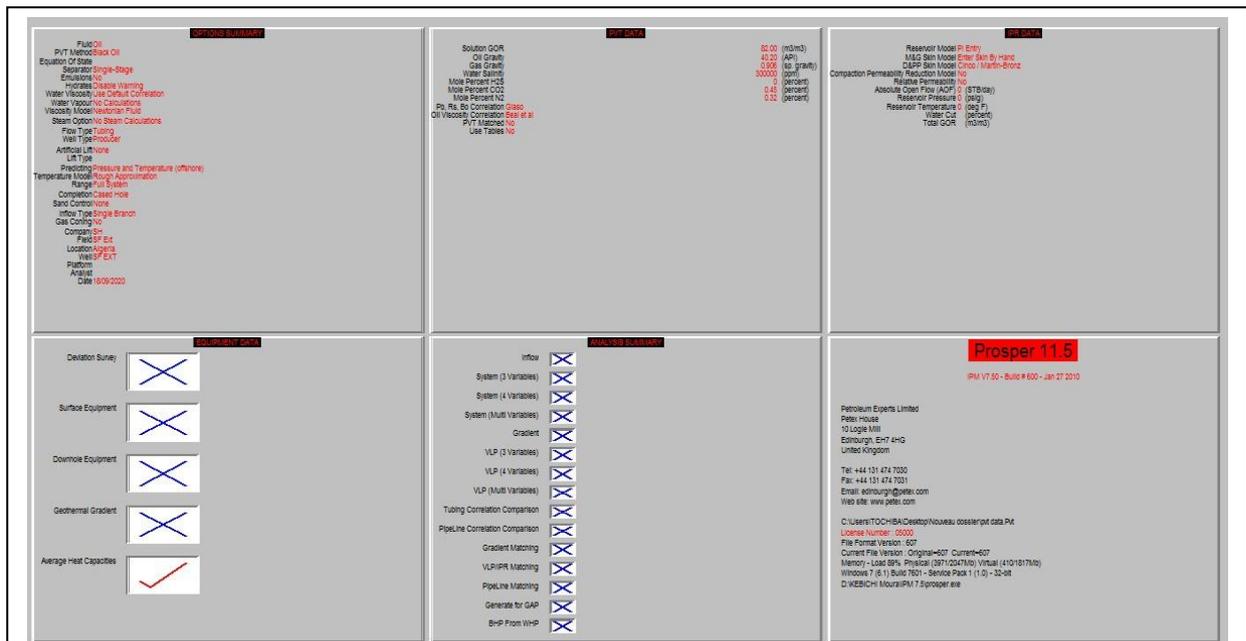


Figure 1- Menu et options de PROSPER

VII.2.1) Options summary

Cet outil sert à introduire la description du champ, du puits, les informations de la company, le type de calcul (les variables à trouver et le model) et enfin s'il existe une complétion et l'état de réservoir.

VII.2.2) PVT DATA

On introduit les données PVT dans le logiciel afin de déterminer les propriétés du fluide en fonction de la pression et de la température. Cela nous permet de prédire les changements de pression et de température dans le réservoir, le long du puits.

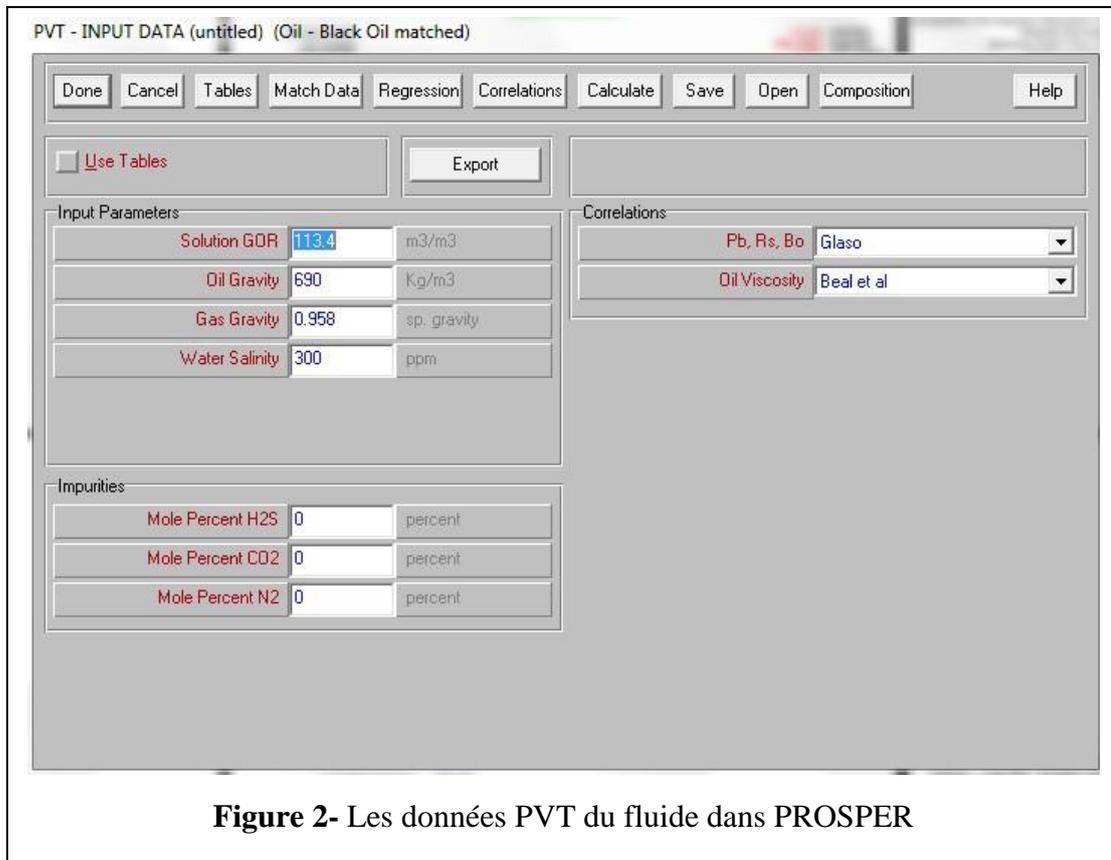


Figure 2- Les données PVT du fluide dans PROSPER

VII.2.3) IPR DATA

Les données disponibles sur puits et le type de sensibilité des flux entrants du réservoir nous permet de choisir le modèle IPR. Pour définir la performance du flux entrant du réservoir, on utilise cette option de « IPR DATA ». Comme nous avons les données de l’indice de productivité des puits, donc on utilise la méthode de « PI Entry ».

Les données utilisées

	SF Ext 1	SF Ext 3
Pression de réservoir (Psi)	4557	4820
Température de réservoir (°C)	96	100
Total GOR (m3/m3)	113.4	131.6
Water cut (%)	0	10
Productivity index	1.65701	2.18

Tableau 1- Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de PI Entry.

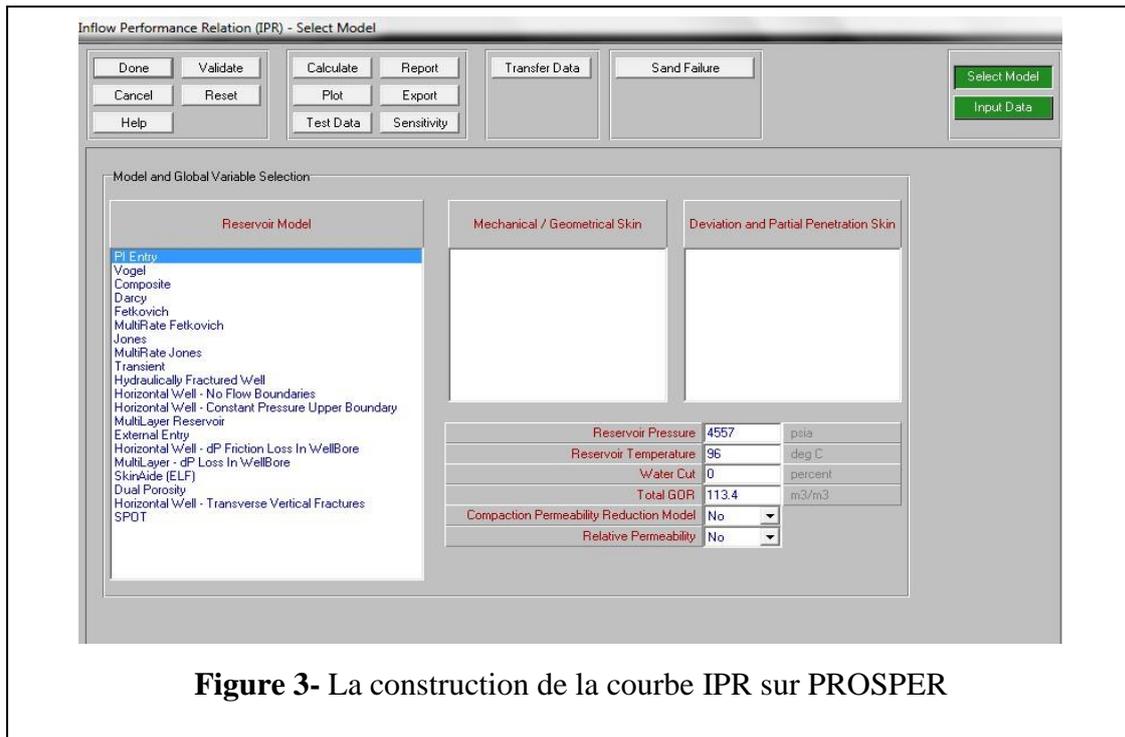


Figure 3- La construction de la courbe IPR sur PROSPER

VII.2.4) Equipment DATA

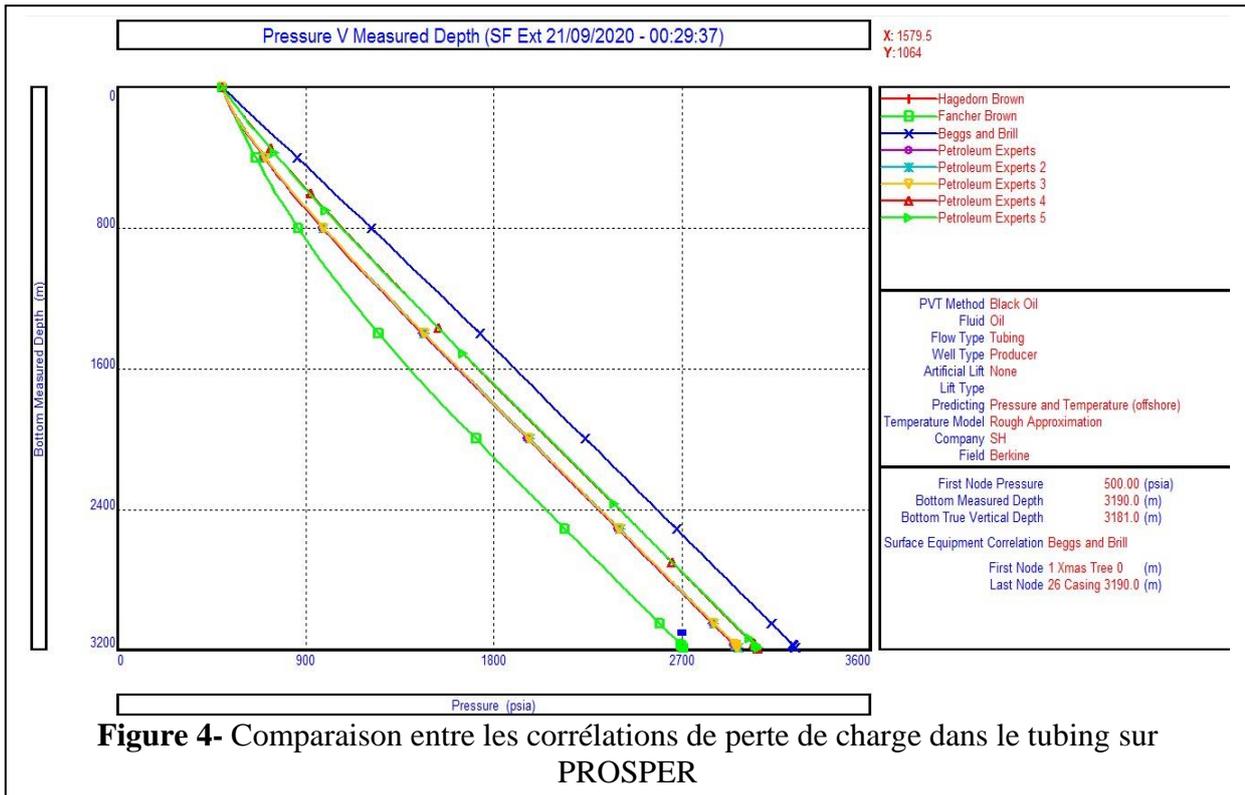
On a les sous-sections suivantes dans cette étape :

- ✚ **Deviation Survey** : Prosper calcule le déplacement cumulé et l'angle du puits juste après le saisit les données de déviation.
- ✚ **Surface Equipment** : Cette étape consiste à élaborer le modèle de réseau de surface.
- ✚ **Downhole Equipment** : L'équipement à spécifier dans Prosper est celui que le fluide voit du fond du trou jusqu'à la tête de puits.
- ✚ **Geothermal Gradient** : Les données de test du puits permet à Prosper de calculer le coefficient de transfert thermique global.
- ✚ **Average Heat Capacities** : Généralement, on utilise la valeur par défaut dans Prosper pour les capacités calorifiques moyennes.

VII.3) La construction des tables VLP

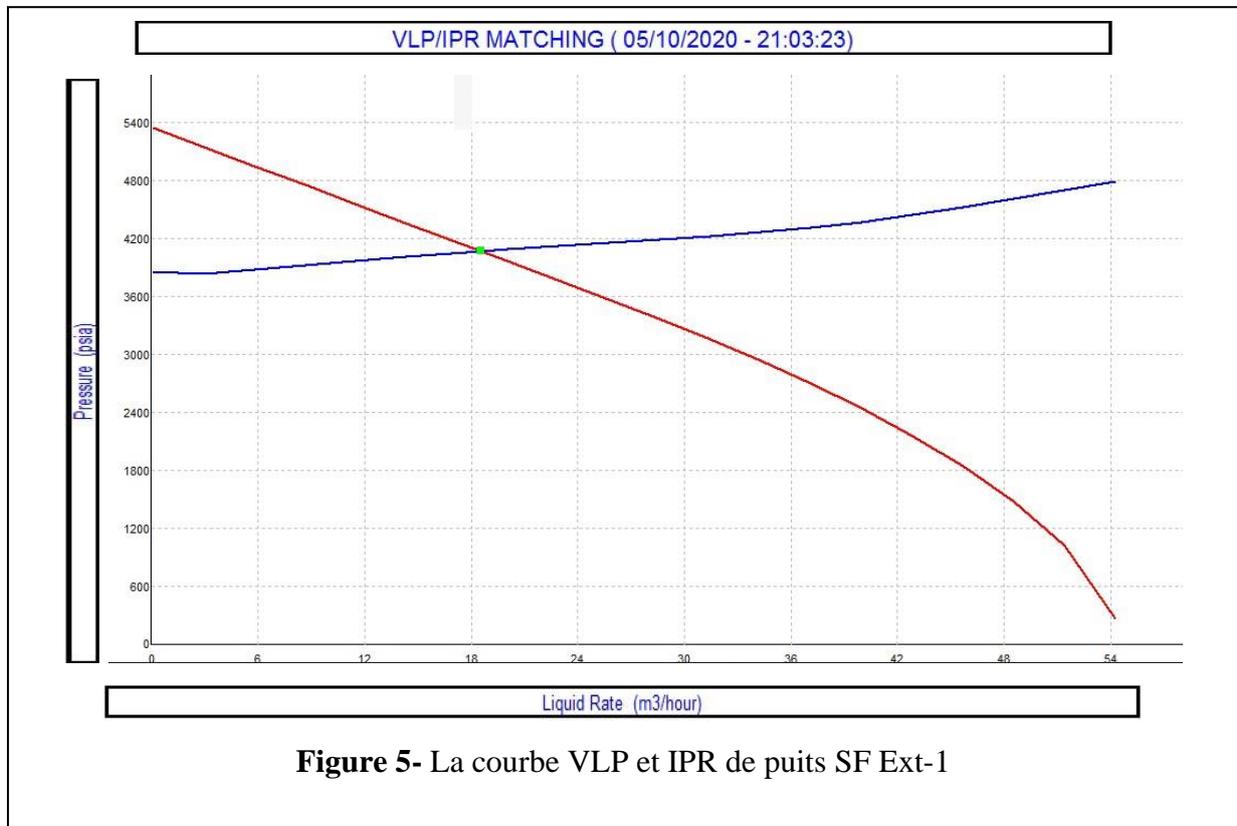
VII.3.1) Le choix de corrélation du calcul de perte de charge

On essaie toujours de choisir une corrélation assez acceptable par la comparaison entre les corrélations disponibles pour choisir la meilleure car elle n'existe pas dans une état multiphasique universelle.



VII.3.2) Les courbes IPR-VLP

SF Ext 1



✚ SF Ext 3

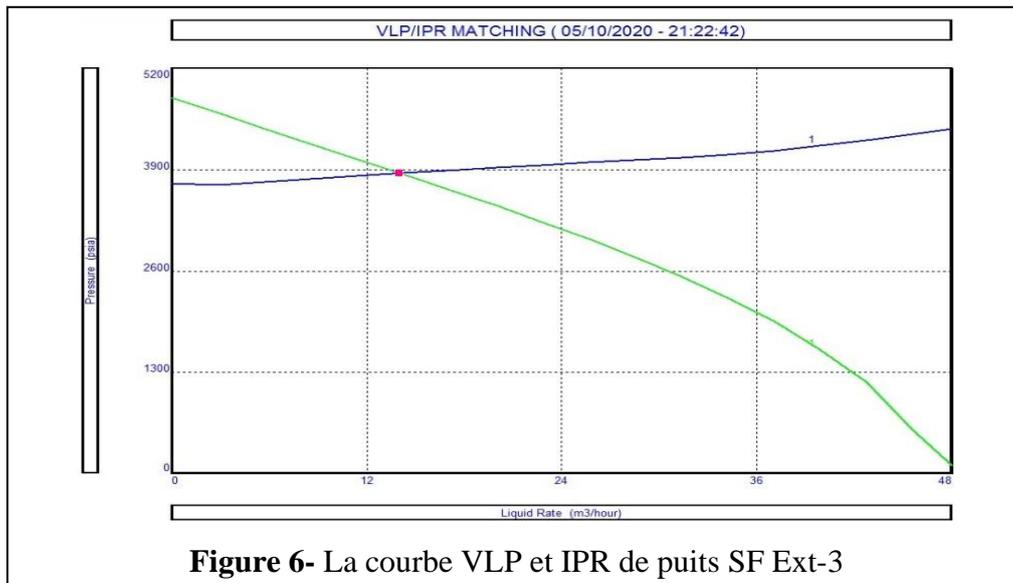


Figure 6- La courbe VLP et IPR de puits SF Ext-3

✚ Les points de fonctionnement

	SF Ext 1	SF Ext 3
Le débit de fonctionnement (m3/h)	18.47	14.78
La pression du fond (Psi)	4007	3867.5

Tableau 2- Les points de fonctionnement des puits

Remarque : les tables VLP à introduire dans MBAL et qui ont permis de tracer les courbes précédentes sont rapportées en **Annexe 5**.

Estimation des réserves en
place et élaboration des
scénarios de
développement

Partie B. VIII : Estimation des réserves en place

VIII.1) Introduction

Cette partie représente le noyau de notre étude car elle nous permet de déterminer la quantité de d'hydrocarbures dans le sous-sol afin d'estimer par la suite si le champ est rentable ou non.

VIII.2) Calcul des réserves par l'outil Monte Carlo (MBAL)

VIII.2.1) Aperçu sur la méthode de Monte Carlo

Le terme méthode de Monte-Carlo, désigne une famille de méthodes algorithmiques visant à calculer une valeur numérique approchée en utilisant des techniques probabilistes. Les méthodes de Monte-Carlo sont utilisées pour calculer des surfaces et des volumes, permet aussi d'introduire une approche du volume des réserves statiques dans le sous-sol.

Cette méthode consiste à affecter une distribution de probabilités par un grand nombre de tirages aléatoires et d'isoler un certain nombre de variables-clés du phénomène, tels que le volume rocheux afin de trouver la probabilité d'occurrence du résultat recherché.

VIII.2.2) Le calcul des différentes réserves par logiciel MBAL (Monte Carlo)

On doit introduire les données dans l'outil Monte Carlo tel que :

- a) **Les données PVT** : la figure suivante nous montre le tableau des propriétés du fluide à introduire :

The screenshot shows the 'Oil - Black Oil: Data Input' dialog box. The 'Input Parameters' section includes the following fields:

Formation GOR	113.4	scf/STB
Oil gravity	690	Kg/m3
Gas gravity	0.958	sp. gravity
Water salinity	300	ppm
Mole percent H2S	0	percent
Mole percent CO2	0	percent
Mole percent N2	0	percent

The 'Separator' dropdown is set to 'Single-Stage'. The 'Correlations' dropdown is set to 'Glaso'. The 'Oil Viscosity' dropdown is set to 'Beal et al'. There are two unchecked checkboxes: 'Use Tables' and 'Use Matching'.

Figure 1- Introduction des données PVT dans l'outil Monté Carlo

- b) **En cliquant sur la section « input »**, on aura la fenêtre ci-dessous qui s'apparait afin d'introduire les caractéristique pétrophysiques du réservoir ainsi que d'autres données PVT du fluide :

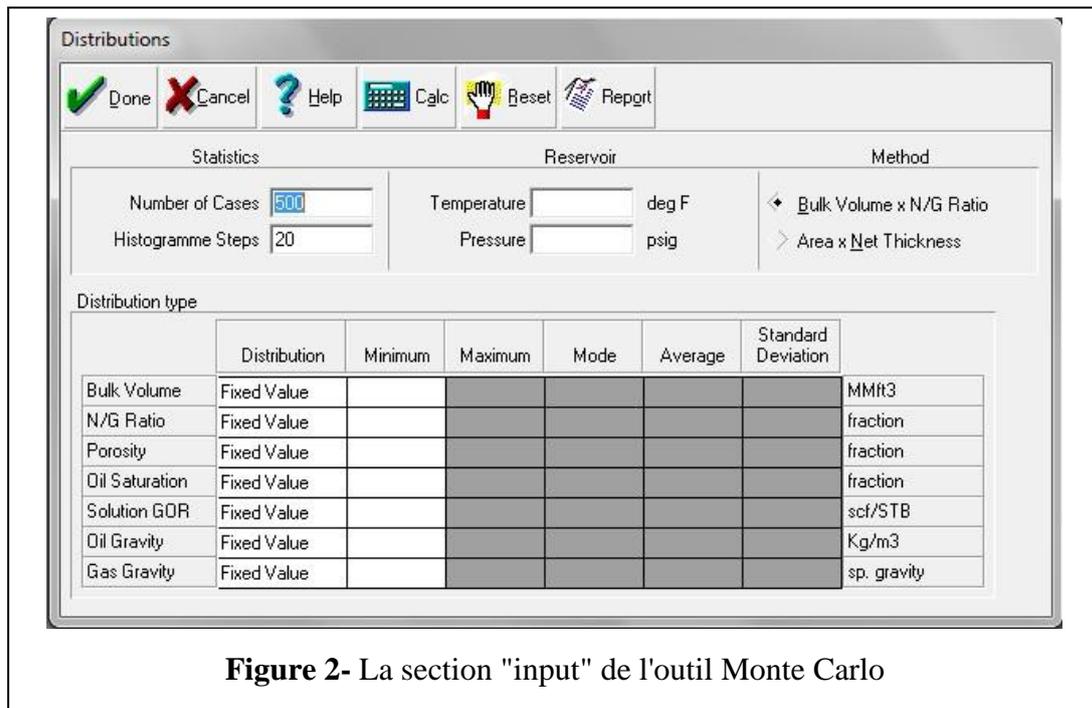


Figure 2- La section "input" de l'outil Monte Carlo

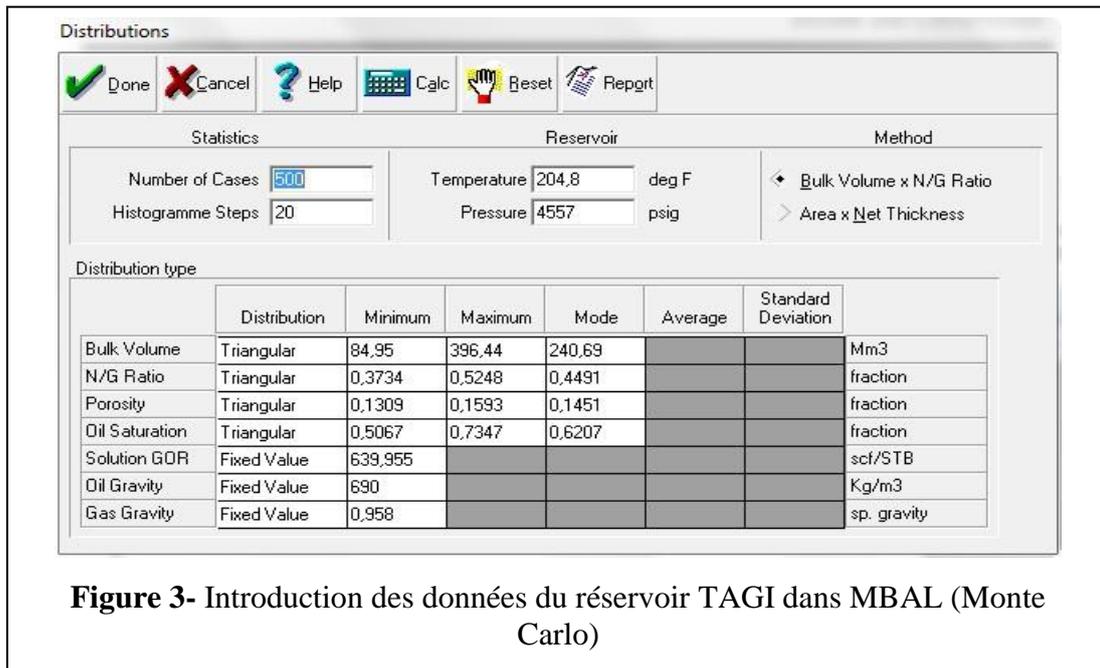
Pour réaliser cette étape, on doit tout d'abord estimer les propriétés pétro physiques moyennes de réservoir TAGI et cela par (**Tableau 1**) :

- ✚ Attribution des notations suivantes :
 - P90 pour les réserves prouvées
 - P50 pour les réserves prouvées+ probables
 - P10 pour les réserves prouvées+ probables+ possibles
- ✚ Le volume rocheux est en millions de m^3
- ✚ Choix des distributions dans l'outil Monte Carlo :
 - Pour le volume rocheux et les propriétés pétro physiques, on a choisi la distribution triangulaire car elle permet de définir un plus grand nombre de valeurs (la valeur minimale, la valeur maximale et le mode) ce qui permet de donner une meilleure précision.
 - Les valeurs des propriétés PVT des fluides sont fixes.
- ✚ Les autres distributions qui existent : uniforme (minimale et maximale), normal (la moyenne et l'écart type).

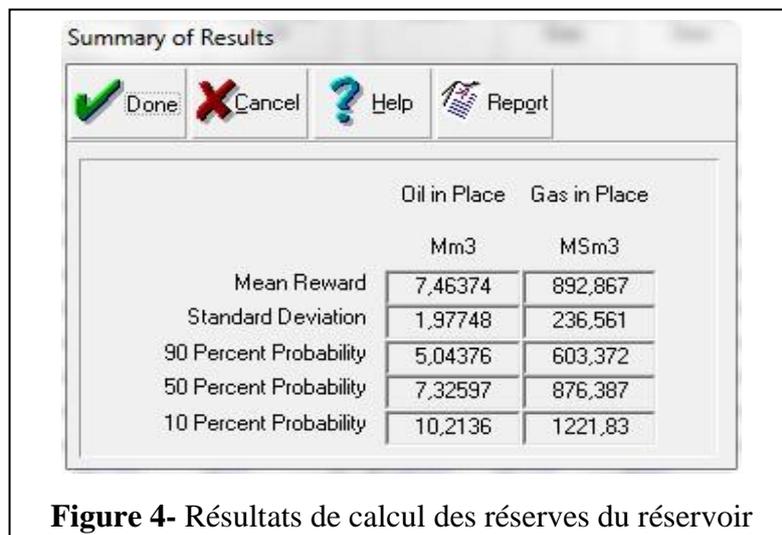
Réservoir	TAGI						
Puits	Hu (m)	Ht (m)	Hu/Ht	Φ (%)	Sw (%)	So (%)	VR (Mm ³)
SF Ext 1	12,926784	29,334	0,4406758	0,1593	0,2653	0,7347	396.44
SF Ext 2	1,5596154	2,97142857	0,52487057	0,1309	0,4933	0,5067	71.18
SF Ext 3	9,8349367	26,334	0,37346915	0,1562	0,44898	0,55102	84.95
Moyenne	10,9622792	19,5464762	0,4147608	0,15622528	0,35181404	0,64818596	/

Tableau 1- Résultats de calcul des propriétés moyennes du réservoir TAGI

Donc les résultats de distributions seront :



c) **Affichage des résultats :** Les résultats de la méthode (Monte Carlo) sont tabulés dans la figure suivante :



En appuyant sur le bouton « plot », MBAL nous affiche le graphe de Monte Carlo qui nous permet de trouver P1, P2 et P3 :

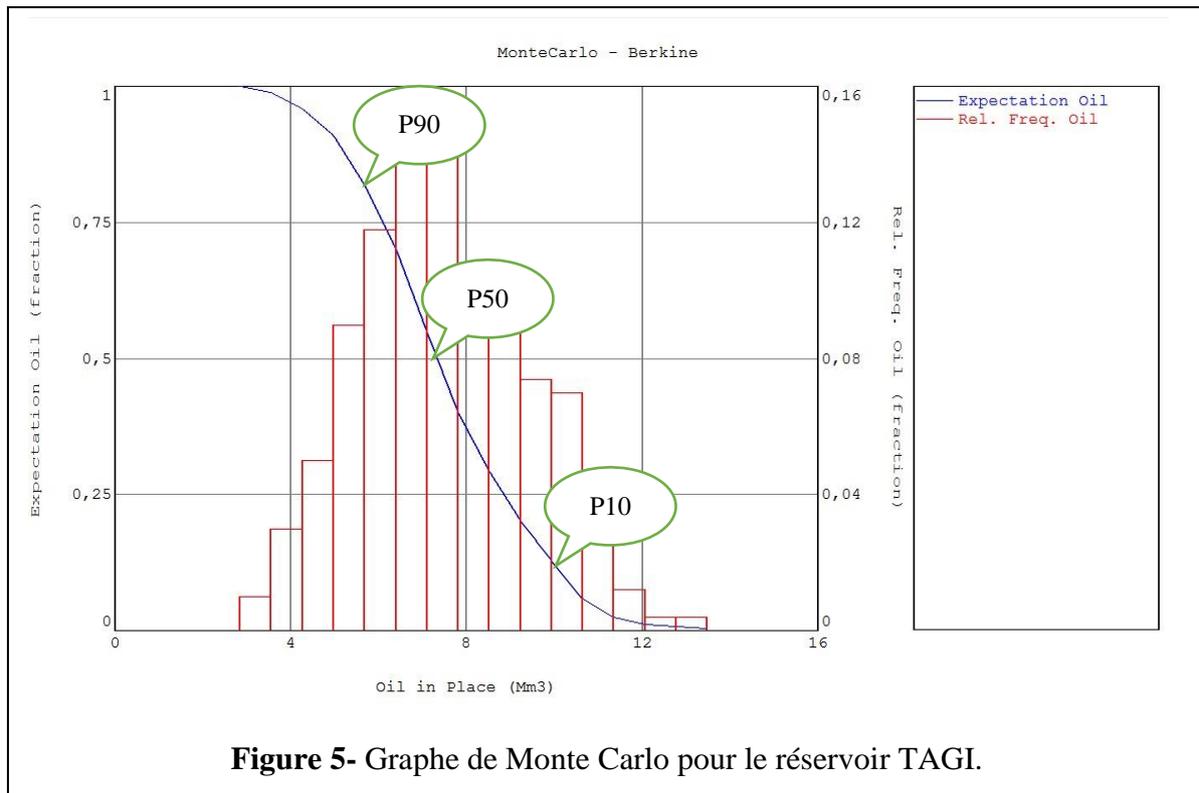


Figure 5- Graphe de Monte Carlo pour le réservoir TAGI.

VIII.3) Synthèse des résultats obtenus

Le tableau suivant récapitule tous les résultats obtenus par l’outil Monte Carlo :

Total	Volume d'Huile en place (en millions de m3)					Volume de Gaz associé en place (en millions de Sm3)				
	Prouve (P90)	Probable (P50- P90)	Possible (P10- P50- P90)	2P (P50)	3P (P10)	Prouve (P90)	Probable (P50- P90)	Possible (P10- P50-P90)	2P (P50)	3P (P10)
TAGI	5.043	7.325	10.213	12.369	22.581	603.372	876.387	1221.83	1479.759	2701.589

Tableau 2- Les réserves en place du champ Sif Fatima Extension.

VIII.4) Conclusion

Le calcul des réserves du champ Sif Fatima Extension par la méthode de Monte Carlo nous a permis de déterminer l’intérêt pétrolier dans notre champ, une bonne quantité des huiles existent dans notre réservoir. Aussi, un grand potentiel en termes de gaz associé est constaté. Le type des réserves utilisé pour l’élaboration des scénarios de développement est celui de P50 (2P).

Partie B. IX : Modélisation des réservoirs

IX.1) Introduction

Après l'étude exécuté sur le champ, on doit choisir le meilleur modèle afin d'établir les scénarios compatibles à notre cas. Ces scénarios vont nous permit d'obtenir une récupération maximale et rentable pour ce champ.

On va utiliser le logiciel MBAL pour la modélisation intégrée de production on se basant sur la méthode de bilan matière (matériel balance) afin d'évaluer les scénarios.

IX.2) Notions de base de réservoir

IX.2.1) Le facteur de récupération (recovery facteur RF)

Lorsqu'on parle de la quantité d'huile ou de gaz non produite mais récupérable techniquement et économiquement dans un gisement, on vient juste de dire « les réserves ». Les huiles récupérables et non récupérables sont appelées les réserves d'huile en place « Original Oil In Place » (OOIP).

Le mot « réserve » a une tendance limitée car selon les caractéristiques des réservoirs, seule une fraction du pétrole peut être rapportée à la surface.

Pour cela on introduit le facteur de récupération (RF) exprimé par le rapport entre la récupération finale de l'huile (ou de gaz) et l'huile (ou gaz) initialement en place.

$$RF = \frac{N_p}{N}$$

Avec :

- RF : facteur de récupération exprimée en %
- N_p : quantité de l'huile produite
- N : quantité de l'huile initialement en place OOIP

Le facteur de récupération peut être affecté par les propriétés des fluides et de la roche, à savoir :

- a) **La perméabilité** : plus la roche réservoir est perméable, plus la récupération finale est élevée, d'où le facteur de récupération.
- b) **La porosité** : les matériaux peu poreux ont tendance à effectuer des récupérations de manière défavorable.
- c) **La viscosité** : Plus la viscosité de l'huile est basse, plus les récupérations sont améliorées et donc le facteur de récupération est élevé.
- d) **GOR de solubilité** : Plus le GOR en solution est élevé, plus la récupération finale est faible, donc plus le facteur de récupération est faible.
- e) **Le facteur de volume de formation** : Un facteur de volume de formation élevé entraîne une récupération élevée et donc le facteur de récupération est élevé.

	Début production	Date actuelle	Jours de production	Q oil (m ³ /h)	Q total (m ³)	N (Mm ³)	RF %
SF ext1	08/12/2006	08/09/2020	5023	18,56	2237445,12	22,581	9,90852983
SF ext3	05/05/2013	08/09/2020	2683	17,01	1095307,92	22,581	4,85057314
Total	/	/	7706	35,57	3332753,04	/	14,759103

Tableau 1- Facteur de récupération exprimé en %

IX.2.2) Le débit maximal de production (Maximum Efficiency Rate MER)

Le MER est le taux maximal auquel le pétrole ou le gaz peut être produit sans endommager l'énergie naturelle des réservoirs et sans affecter la récupération finale. Le MER est donné par la formule suivante :

$$MER = \frac{\text{la production annuelle}}{\text{réserves récupérables}}$$

ALNAFT est l'autorité qui exige les MER suivant : 5% ,7.5% et 10%. Cela permet de calculer la production annuelle selon la formule :

$$Q_{max} = \frac{RF * OOIP * MER}{24 * 365}$$

Dont :

- ✚ Le facteur de récupération est de 25%.
- ✚ OOIP : sont les réserves en place initialement "Original Oil In Place".
- ✚ MER : Maximum Efficiency Rate = 5%, 7.5%, 10%.

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau suivant :

MER	RF%	OOIP (Mm ³)	Q max (m ³ /h)
5%	14,75910296	22,581	19,02256301
7,50%	14,75910296	22,581	28,53384452
10%	14,75910296	22,581	38,04512603

Tableau 2- La production annuelle exigée selon les trois (03) MER

Partie B. X : Elaboration des scénarios de développement

Pour élaborer des scénarios de développement de notre champ, on doit tout d'abord étudier son état actuel supposé comme « état de base ». Après examiner cette dernière, on aura la possibilité de proposer des scénarios différents.

X.1) L'état actuel du champ Sif Fatima Extension « SF Ext » (état de base)

X.1.1) Description du cas

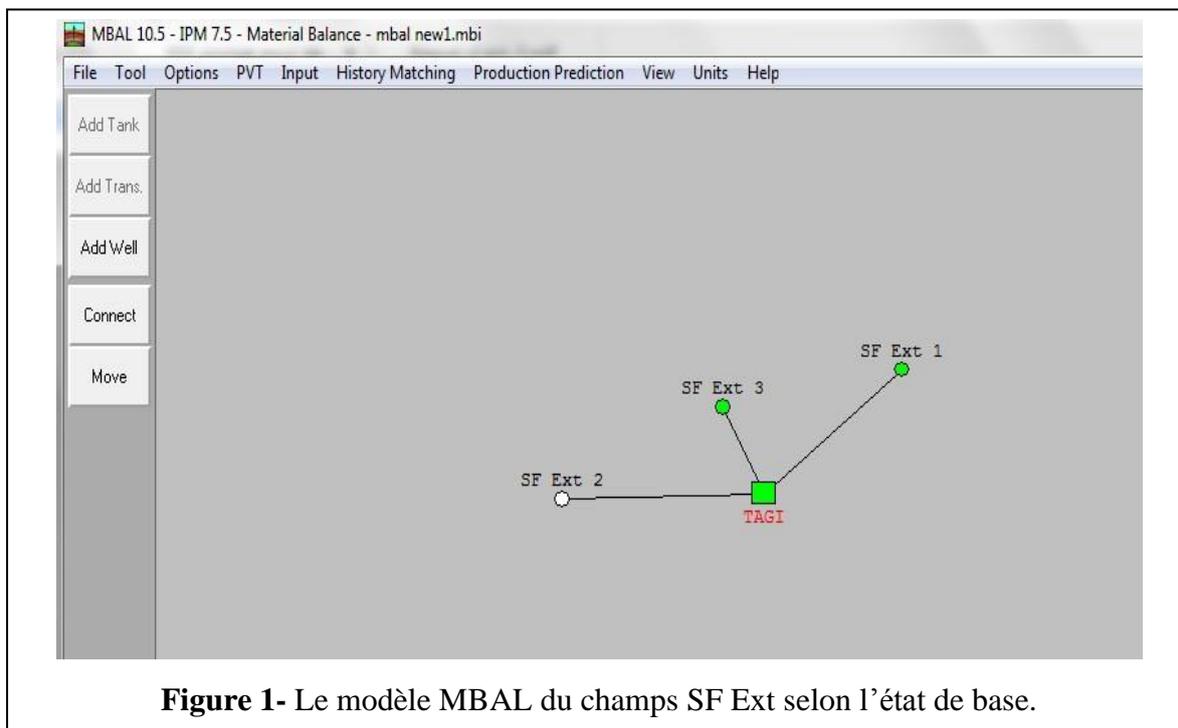
Dans notre cas, on a trois puits forés dans le champ de Sif Fatima Extension exactement dans le bloc 402 sur une superficie de 103 km². Une large zone qui nous permet de réaliser plusieurs étapes de développement. Les puits sont :

- ✚ SF Ext1 : mise en production en 2006 depuis le réservoir TAGI.
- ✚ SF Ext2 : puit abandonné depuis le premier de production.
- ✚ SF Ext3 : mise en production en 2013 depuis le réservoir TAGI.

On s'intéresse généralement dans notre étude de cas de base à déterminer la production de champs durant 20 ans avec son énergie propre et de développer des plans pour une meilleur exploitation.

X.1.2) Le modèle MBAL de l'état de base

La figure suivante montre le modèle MBAL utilisé pour le réservoir TAGI avec 2 puits en production et un puit abandonné.



X.1.3) Résultats de prévision pour l'état de base

Le profil de production pour les trois puits SF Ext-1, SF Ext-2 et SF Ext-3 selon le débit test (obtenu par sommation des débits enregistrés lors des DST) et les trois (03) MER est représenté sur le tableau suivant :

Le cas	Le débit max (sm ³ /h)	RF (%)	Le cumule d'huile produite (MMSm ³)
Débit test	39	14.7381	0.479
MER 5%	19,0225	14,7591	0.335
MER 7.5%	28,5338	14,7591	0.417
MER 10%	38,0451	14,7591	0.473

Tableau 1- Le profil de production du champ SF Ext (état de base)

Par la suite, on a un ensemble des figures qui illustrent graphiquement les profils de production d'état de base pour chaque MER pour l'huile et le gaz.

X.1.4) Evaluation d'état de base

Selon les résultats obtenus, on constate que l'état de base donne un facteur de récupération assez bon. Les deux puits producteurs donnent des quantités d'huile et de gaz satisfaisantes mais reste toujours le manque de l'impact de puits SF Ext 2 à cause de son état actuelle.

On a toujours un risque de diminution de la production au cours des années prochaines et spécialement dans les 4 ans premières, cela est dû principalement à :

- ✚ La chute de pression du réservoir d'une façon rapide et continue.
- ✚ L'état des puits.

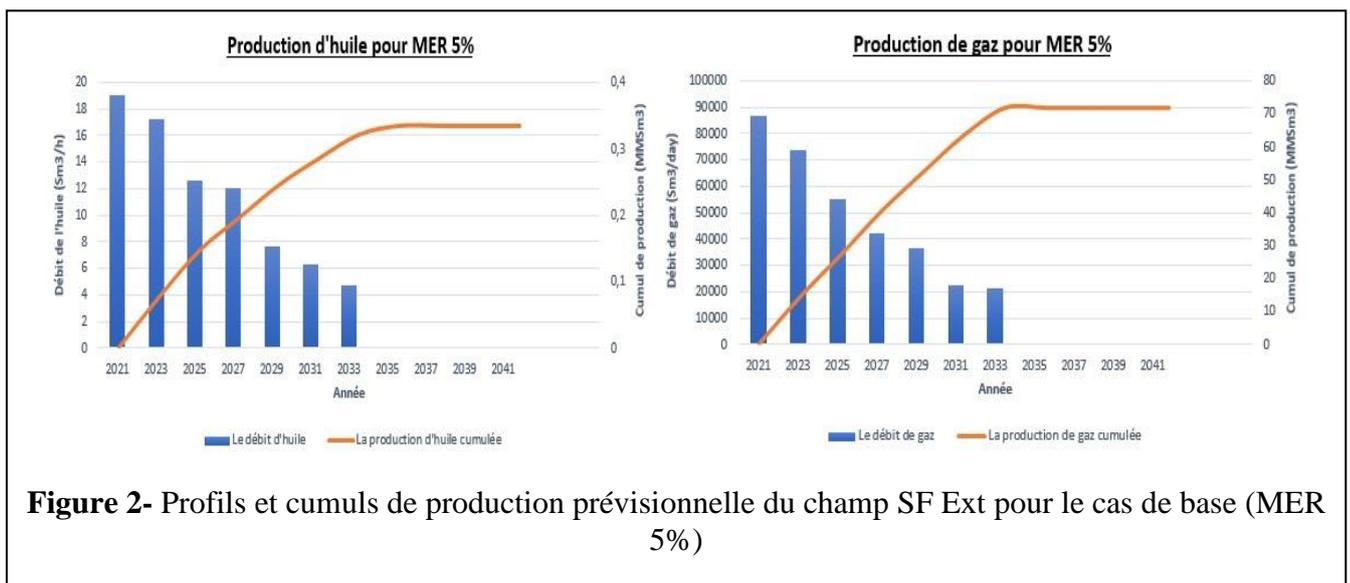
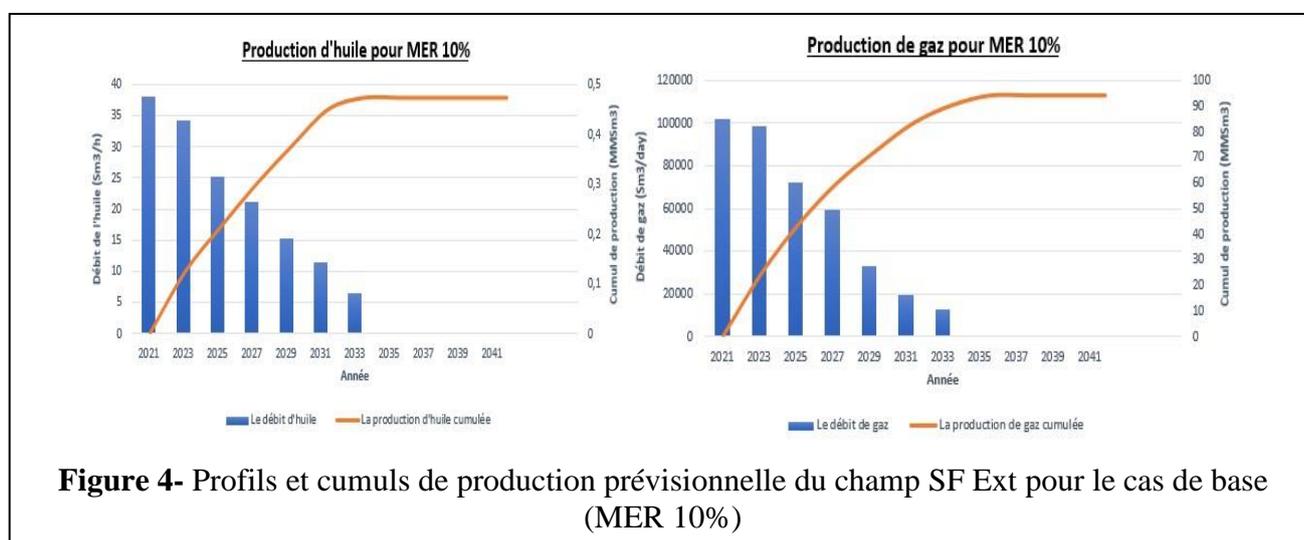
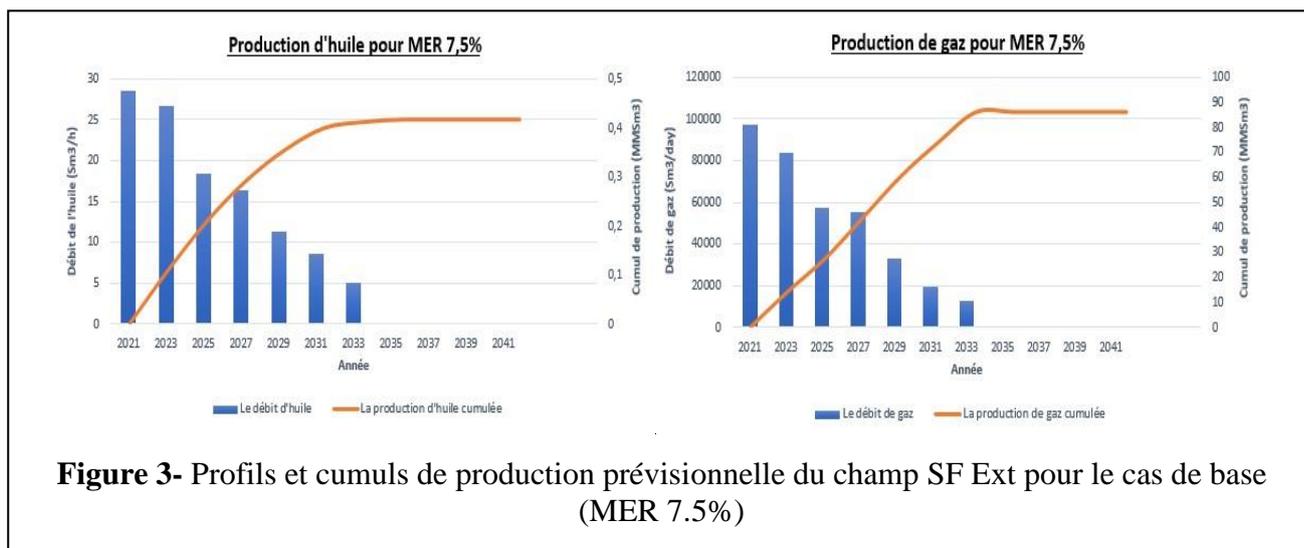


Figure 2- Profils et cumuls de production prévisionnelle du champ SF Ext pour le cas de base (MER 5%)



X.2) Scénario 01 : Réalisation de mesure PLT et la fracturation hydraulique du puit SF Ext 2 :

X.2.1) Description du scénario

Le puit SF Ext 2 était abandonnée car au point de vue structural, les formations réservoir ont été traversées plus bas que prévues.

Au plan pétrolier, le sondage de Sif Fatima extension 2 s'est montré productif d'huile (0.40m³/h), de gaz (259m³/h) et de grande quantité d'eau au niveau du réservoir TAGI.

L'eau produite a mis en évidence une opération de PLT dont l'objectif principale est de connaître la zone responsable de la production d'eau et en parallèle définir la contribution de chaque zone dans la production de l'huile.

Donc avant la réalisation de la fracturation hydraulique, des mesures et des interprétations des PLT exécutées sur le puits SF Ext 2 sont nécessaires.

L'opération de la fracturation hydraulique était prise après évaluation des caractéristiques du puit et en tenant compte des mesures PLT, de la porosité dont on trouve presque moyenne et la saturation en eau qui est élevé.

X.2.2) Résultats des prévisions par le 1er scénario

Le tableau suivant récapitule les résultats du 1er scénario :

MER	RF%	Huile cumulé MMSm ³
5%	14,7591	0.398
7.5%	14,7480	0.450
10%	14,7390	0.489

Tableau 2- Le taux de récupération et le cumul de production selon les 3 MER pour le 1^{er} scénario

On va étudier les scénarios suivant le MER 10% car il a donnée des meilleurs résultats dans l'état de base. Les figures suivantes représentent les profils de production pour le 1^{er} scénario.

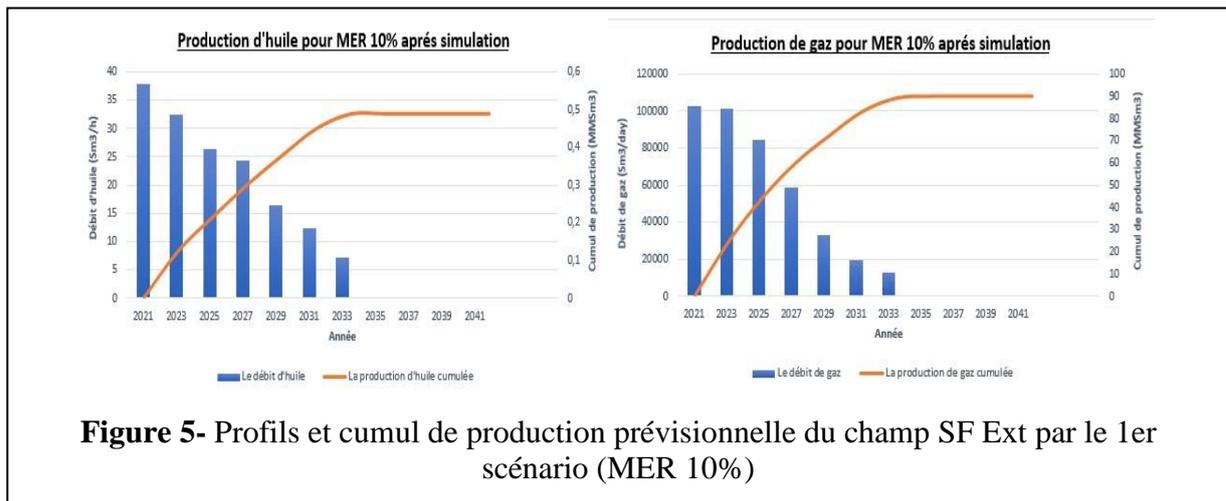


Figure 5- Profils et cumul de production prévisionnelle du champ SF Ext par le 1er scénario (MER 10%)

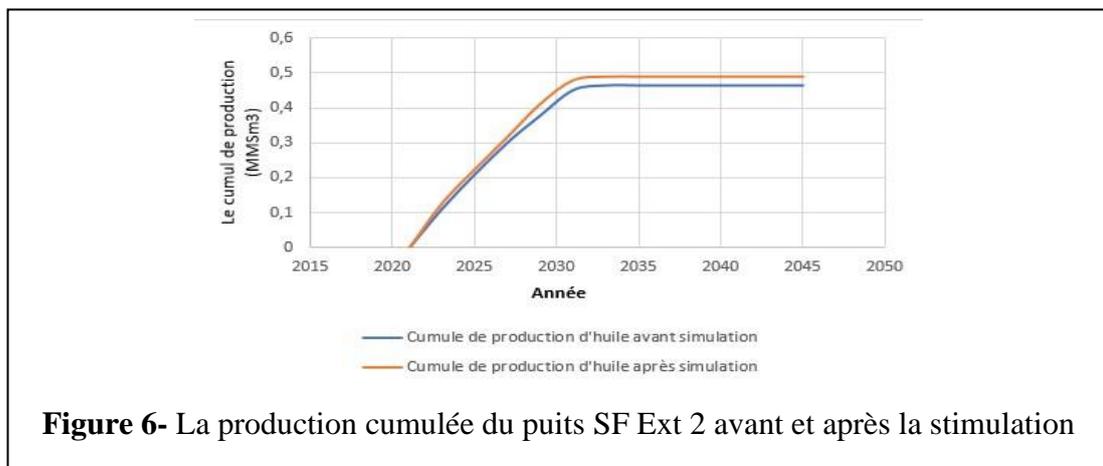


Figure 6- La production cumulée du puits SF Ext 2 avant et après la stimulation

X.2.3) Evaluation du 1er Scénario

La fracturation hydraulique sert à améliorer considérablement l'état de production de puits SF Ext 2 et donc ayant un impact non suffisant sur la production du champ. Le taux de récupération est presque le même que celui de l'état de base.

X.3) Scénario 02 : implantation des nouveaux puits producteurs**X.3.1) Description du scénario**

Avoir des nouveaux puits dans un champ pétrolier riche en hydrocarbures est meilleure pour un bon développement. Pour cela, on s'intéresse à exploiter la déplétion naturelle du gisement ou en d'autres termes son énergie interne.

Les fluides sont déplacés vers les puits par :

- ✚ L'expansion monophasique qui permet de récupérer plus d'huile et de gaz.
- ✚ La compressibilité des roches, ce mécanisme est relativement important pour l'huile.

Le choix du nombre de puits à implanter est le plus délicat car un puits veut dire soit des gains ou des pertes d'argent, donc si on utilise plus de puits, on aura une chute de pression et par la suite une chute de production qui nous cause des pertes. Pour cela, on a essayé plusieurs essais « runs » qui sont basés sur le changement du nombre des puits producteurs implantés jusqu'à arriver à une valeur maximale du facteur de récupération.

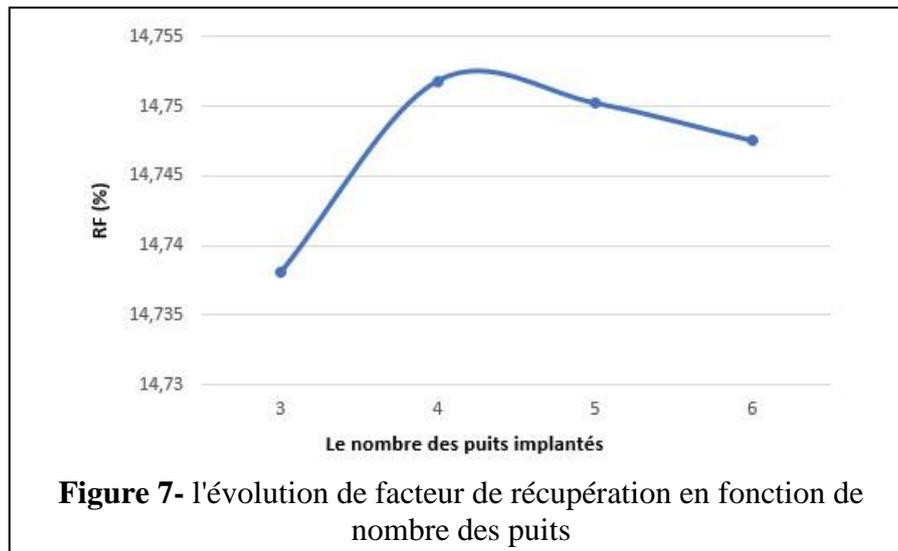
X.3.2) Résultats des prévisions par le 2ème scénario

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Le nombre de puits implantés	Le facteur de récupération (%)	Le cumul d'huile produite (MMSm3)
3	14.7381	0.479
4	14.7478	0.493
5	14.7402	0.487
6	14.7455	0.483

Tableau 3- L'évolution du facteur de récupération et le cumule de production en fonction du nombre des puits.

On constate qu'à partir un nombre de puits égale à 4, le taux de récupération d'huile chute et cela est illustré dans la figure suivante qui montre l'évolution du facteur de récupération en fonction de nombre de puits.



X.3.3) Evaluation du 2ème Scénario

D'après ce qu'on a, on peut prédire que :

- ✚ Le nombre de puits optimum pour produire le champ SF Ext est égale à 4 puits, soit 1 puits supplémentaire à forer en plus des 3 existants.
- ✚ Le puits aura le nom SF Ext 4 est sera un puit producteur en 2021.
- ✚ Le forage d'autre puits producteur sera une perte des ressources, d'argents et de temps.
- ✚ Le nouveau puit sera complété au niveau de TAGI.
- ✚ Tenir compte de l'implantation du puit afin d'éviter le phénomène d'interférence.
- ✚ La superficie globale du champ et la distribution des réserves sont assez bonnes pour choisir le bon positionnement du nouveau puit.

X.4) Scénario 03 : Nettoyage des perforations par l'acidification sur puits SF Ext 2

X.4.1) Description du scénario

L'acidification consiste à injecter des solutions acides mélangées avec des additifs, selon qu'elle vise à restituer à la roche ses caractéristiques initiales ou à les améliorer. En fait, ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords de puits en éliminant le colmatage.

Pour entamer une opération d'acidification, il faut suivre les étapes suivantes :

- S'assurer que le puits est un candidat à une stimulation de la matrice par analyse de la courbe de déclin ;
- Déterminer la cause de l'endommagement, son degré et sa localisation par la revue des historiques de production et d'interventions ;
- Faire une analyse nodale pour justifier la nécessité d'une intervention par acidification, par la détermination des performances du puits ;
- Sélectionner la bonne formulation des fluides de traitement, afin de minimiser les risques d'échec ;
- Déterminer la pression et le débit d'injection pour ne pas fracturer la formation ;

- Déterminer le volume du traitement à injecter par foot d'intervalle pénétré ;
- Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits ;

X.4.2) Résultats des prévisions par le 3ème scénario

Nous avons réalisé des mesures sur PROSPER pour le puits SF Ext 2 en variant le skin. Les résultats obtenus nous ont permis de déterminer par la suite le facteur de récupération et aussi le cumul d'huile produit. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Skin	RF%	Huile cumulé MMSm ³
1.69-0.89	9.867	0.175
0.02- (-1.24)	12.459	0.318
(-1.58)- (-3.14)	14,7418	0.476

Tableau 4- Le taux de récupération et le cumul de production pour le 3^{ème} scénario

X.4.3) Evaluation du 3ème scénario

L'acidification est une opération importante dans un champ pétrolier mais qui nécessite une étude profonde sur la formation pour l'endommager pas lors de l'opération.

Généralement, l'acidification sert à améliorer la productivité du puits SF Ext 2 car son état actuel montre qu'il existe du pétrole dans les formations mais que de l'eau qui est produit.

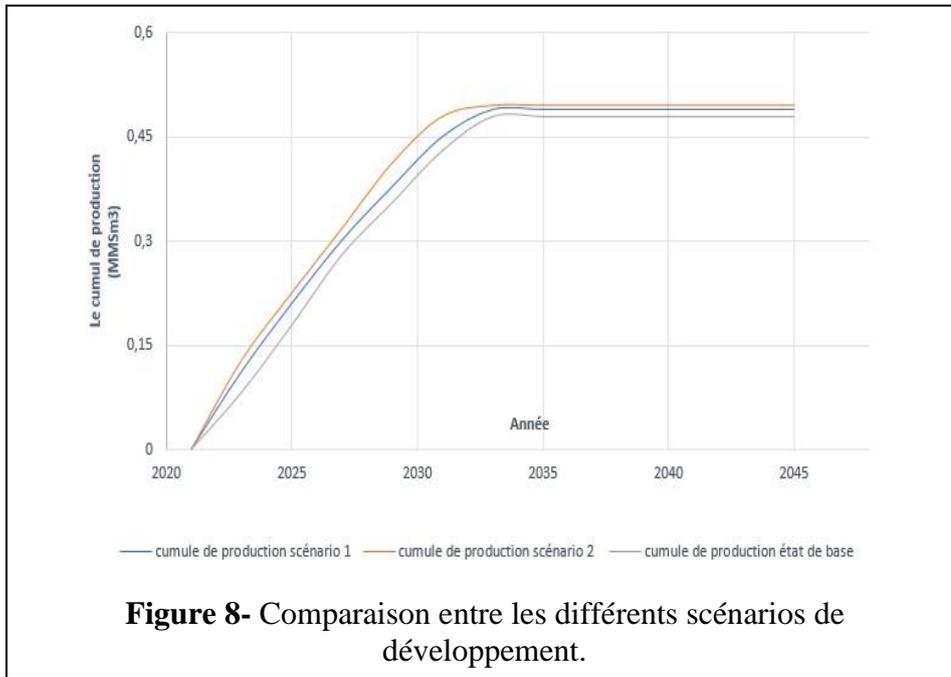
On constate que le skin a un effet assez important pour améliorer la productivité du champ.

X.5) Comparaison entre les scénarios

Par la suite, les résultats présenter dans le tableau vont nous aider à choisir le meilleur scénario parmi ces scénarios. Le choix va se faire principalement sur la base du facteur de récupération final :

Scénario	Facteur de récupération final (%)	Cumul de production (MMSm ³)
Etat de base	14.7381	0.479
Scénario 1	14,7390	0.489
Scénario 2	14.7478	0.493
Scénario 3	14.7418	0.476

Tableau 5- Synthèse de résultats des prévisions par l'état de base et les différents scénarios.



X.6) Conclusion

Après l'analyse des différents résultats et courbes obtenues par la modélisation intégrée de la production sur MBAL, on peut dire que le 2^{ème} scénario, qui est l'implantation de nouveau puit producteur est plus efficace et rentable que celui de la fracturation hydraulique dans notre champ SF Ext et même par rapport à l'acidification de puits SF Ext 2.

Conclusion générale et **recommandations**

CONCLUSION

L'étude exécuté sur le champ de Sif Fatima Extension nous a permet de généraliser des données concernant ce champ. L'existence de 3 puits dont 2 puits sont producteurs et le troisième est abandonnée. Ces puits ayant un intérêt dans le réservoir TAGI avec un volume d'huile en place de 22.581 millions m³. Malgré l'existence de cette quantité énorme, le facteur de récupération reste toujours assez faible.

Afin de comprendre le phénomène d'une façon propre et malgré le manque des données des puits, notre étude a été élaborée par plusieurs logiciels dont le principal était le MBAL qui nous a permis d'étudier le comportement de champ à partir des données des puits. Aussi, MBAL nous a permis de prédire le comportement futur de champ et même de prédire des scénarios de développements. Ces scénarios étaient étudiés d'une façon afin d'obtenir les meilleurs gains sans pertes.

Après une étude générale du champ, on a constaté que la meilleure solution pour améliorer la production est l'implantation d'un seul nouveau puit sachant que la combinaison entre les deux premiers scénarios reste toujours une solution efficace mais très couteuses.

Les résultats obtenus sont dans un contexte technique. Une évaluation économique reste toujours nécessaire afin de compléter cette étude.

Recommandations

D'après notre étude, il est vivement recommandé de :

- ✚ Traitement matricielle par acidification du réservoir TAGI du puits SF Ext-2, car ce dernier présente de propriétés pétrophysiques médiocres.
- ✚ L'amélioration de l'état actuel du puits SF Ext-2 par une opération de fracturation hydraulique après la détermination des contraintes dans le champ.
- ✚ La nécessité d'une injection miscible dans le champ pour le maintien de la pression du réservoir, et cela après l'étude expérimentale de la pression minimale de miscibilité par le slim tube test.
- ✚ Prévoir une installation pour l'injection d'eau douce dans les puits pour éviter le phénomène de dépôt de sel résultant de la forte salinité de l'eau de formation.

Références Bibliographique chapitre I

- ✚ **Document SONATRACH. 2019.**
- ✚ **Galeazzi S., Point O., Haddadi N., Mather J., Druesne D. 2010.** Regional geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Journal El SEVIER*. Oct; 143–178.
- ✚ **Smaine ZEROUG., Noureddine BOUNOUA., Rabih LOUNISSI., et al .2007.** WEC Algérie 2007. Well Evaluation Conference. Ed. Schlumberger. Houston, TX, États-Unis.
- ✚ **Askri H., Belmecheri A., Benrabah B., Boudjema A., Boumendjel k., Daoudi M., Drid M., Ghalem T., et al. 1995.** Géologie de l'Algérie. Ed. SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement. Jan ;06.
- ✚ **Whiteman A. J.1971.** Cambro-Ordovician rocks of Al Jazair (Algeria). A review. *Am. Ass. Petr. Geol. Bull.*, V. 55, n° 8, 1295-1335p.

Références Bibliographique chapitre II

- ✚ **SCHLUMBERGER., 1989.** Log interpretation principles and applications. Ed. Schlumberger. Houston. TX.
- ✚ **Slatt., M. Morton., D. Thompson., M. Arnold., M. Woods., 1986.** Geological heterogeneities. Ed. American Association of Petroleum Geologists.
- ✚ **Web Master 1:** GeoGrid Data Research Center. <https://www.geogrid.pro/principaux-domaines-dactivite/services-traditionnels/modelisation-petrophysique/> . Consulté le 04/07/2020.
- ✚ **Selley., R. 1998.** Elements of Petroleum Geology. 2ème Edition. Ed. Academic Press Limited. London NW1 7DX. UK.
- ✚ **Walsh & Brace., 1966.** Elasticity of rock: A review of recent theoretical studies. Ed. *Rock Mech Eng. Geol.* 4. p 283.
- ✚ **Bernabe., Y. 1991.** Pore geometry and pressure dependence of the transport properties in sandstones. Ed. *Geophysics.* 56 (4). p 436-446.
- ✚ **Fredrich., JT. Greaves., KH. Martin., JW. 1993.** Pore geometry and transport properties of Fontainebleau sandstone. Ed. *Rock Mech. Min. Sci.* 30. p 691-697.
- ✚ **Gueguen., Y. David., C. Darot., M. 1986.** Models and time constants for permeability evolution. Ed. *Geoph. Res. Lett.* 13 (5). p 460-463.
- ✚ **Zhu., W. David., C. Wong., Tf. 1995.** Network modeling of permeability evolution during cementation and hot isostatic pressing. Ed. *Geoph. Res.* 100 (B8). p 15,451-15,464.
- ✚ **Web Master 2:**
<https://www.google.com/search?q=porosit%C3%A9+intergranulaire&tbm>. Consulté le 05/07/2020.
- ✚ **Web Master 3 :**
<https://www.google.com/search?q=porosit%C3%A9+utile+et+porosit%C3%A9+r%C3%A9siduelle&tbm>. Consulté le 05/07/2020

- ✚ **Rene., C. 1988.** Le gisement ' Institut français du pétrole'. Ed. TECHNIP. Paris. 327 pages. ISBN2-7108-0558-8.
- ✚ **Schlumberger log interpretation chart, 1997.** Schlumberger wireline and testing. P. O. Box 2175. Houston. Texas.
- ✚ **Web Master 3:** https://www.wikiwand.com/en/Capillary_pressure.
- ✚ **Taqvi S., Bassioni G. 2019.** Understanding Wettability through Zeta Potential Measurements. Submitted: August 2nd 2018; Reviewed: January 7th 2019; Published: May 22nd 2019.
- ✚ **Web Master 1:** <https://www.glossary.oilfield.slb.com>.
- ✚ **Wheaton R. 2016.** Fundamentals of Applied Reservoir Engineering. Ed., Elsevier ;2016.
- ✚ **Bonnel B. 2006.** Tension superficielle et capillarité. Ed. Physique à Main Levée (version initiale : N. Lebrun et D. Dangoisse, Octobre 2004). Octobre ;2006.
- ✚ **Document SONATRACH. 2019.**
- ✚ **Web Master 2:** <https://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/relative-permeability/relative-permeability-curves/>
- ✚ **Vazquez., M. Beggs., H. D. 1977.** Correlations for fluid physical property prediction. Ed. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition. 1977.
- ✚ **Curtis., H. Whitson. 1998.** Manual Pvt Analysis. Ed. Society of Petroleum Engineering. November 1998
- ✚ **Web Master 1:** https://www.scirp.org/html/68348_68348.htm#f1.
- ✚ **Tarek Ahmed.** Reservoir engineering handbook-Second Edition. Ed. Elsevier, Gulf Professional Publishing Company, Houston, Texas. 1946. P.79.
- ✚ **Muhammad Ali Al-Marhoun 2009.** The Oil Compressibility below Bubble Point Pressure Revisited –Formulations and Estimations. Ed. SPE, King Fahd U. of Petroleum and Minerals.
- ✚ **Olivier H., Didier V., Ole Fjaere O., et al 2012.** The Theory and Practice of Pressure Transient, production Analysis, well performance Analysis Production logging and the use of Permanent Downhole Gauge Data, KAPPA Dynamic Data Analysis, 2012.

Références Bibliographique chapitre III

- ✚ **Document Schlumberger 2006.**
- ✚ **Web Master 1 :** <http://www.richoilttools.com/ProductShow.asp?ID=267&TypeID=8>
- ✚ **Web Master 2:** <https://slideplayer.com/slide/5958639/>
- ✚ **Ibrahim Khan M., Islam M R. 2007.** The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations, 2007. Ed. Gulf Publishing Company. February.01.2008. P. 461.
- ✚ **Tarek A. 2019.** Fundamentals of Reservoir Fluid Flow. Reservoir Engineering Handbook (Fifth Edition). Ed. Gulf Professional Publishing company.2019. p 1524.
- ✚ **Web Master 3:** <https://www.kappaeng.com/software/saphir/overview>

- ✚ **Guo B., Lyons W., Ghalambor A. 2007.** Petroleum Production Engineering. Ed. Elsevier Science & Technology Books. February 2007. ISBN: 0750682701.
- ✚ **Tarek A. 2000.** Reservoir engineering handbook. Ed. Gulf Publishing Company. Houston. Texas. 2000. ISBN 0-88415-770-9.
- ✚ **Golan M., Whitson C. H. 1991.** Well performance. Ed. Englewood Cliffs, N.J: Prentice Hall.
- ✚ **Khamehchi E., Vahid S Y., Chashi S M. 2014.** Long Term optimization Of Gas Well Production. Ed. Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology. Tehran Polytechnic, IRAN. 2014.
- ✚ **William C. Lyons., Gary J. Plisga., Michael D. Lorenzet. 2016.** Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. 3rd Edition. Chapter 6. Production Engineering. Pages 6-1-6-529. Ed. Elsevier. 2016.
- ✚ **Web Master 1:**
<http://nafta.wiki/display/GLOSSARY/Inflow+Performance+Relationship+%3D+IPR>
- ✚ **Web Master 2:** https://petrowiki.org/Wellbore_flow_performance
- ✚ **Web Master 3 :** <https://www.nuclear-power.net/nuclear-engineering/heat-transfer/boiling-and-condensation/flow-boiling-forced-convection-boiling/>

Références Bibliographique chapitre IV

- ✚ **René Cossé. 1988.** Technique d'exploitation pétrolière « Le Gisement ». Ed. Technip. Institut Français de Pétrole. 1988.
- ✚ **Web Master 1 :**
https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9serve_p%C3%A9troli%C3%A8re
- ✚ **Web Master 2:** https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/water_drive.aspx.
- ✚ **Richard C. Selley., Stephen A. Sonnenberg., 2015.** Elements of Petroleum Geology (Third Edition)., Ed. Elsevier. 2015.p.526.

Annexe 1

✚ Schémas des puits SF Extension

SF Ext 1 :

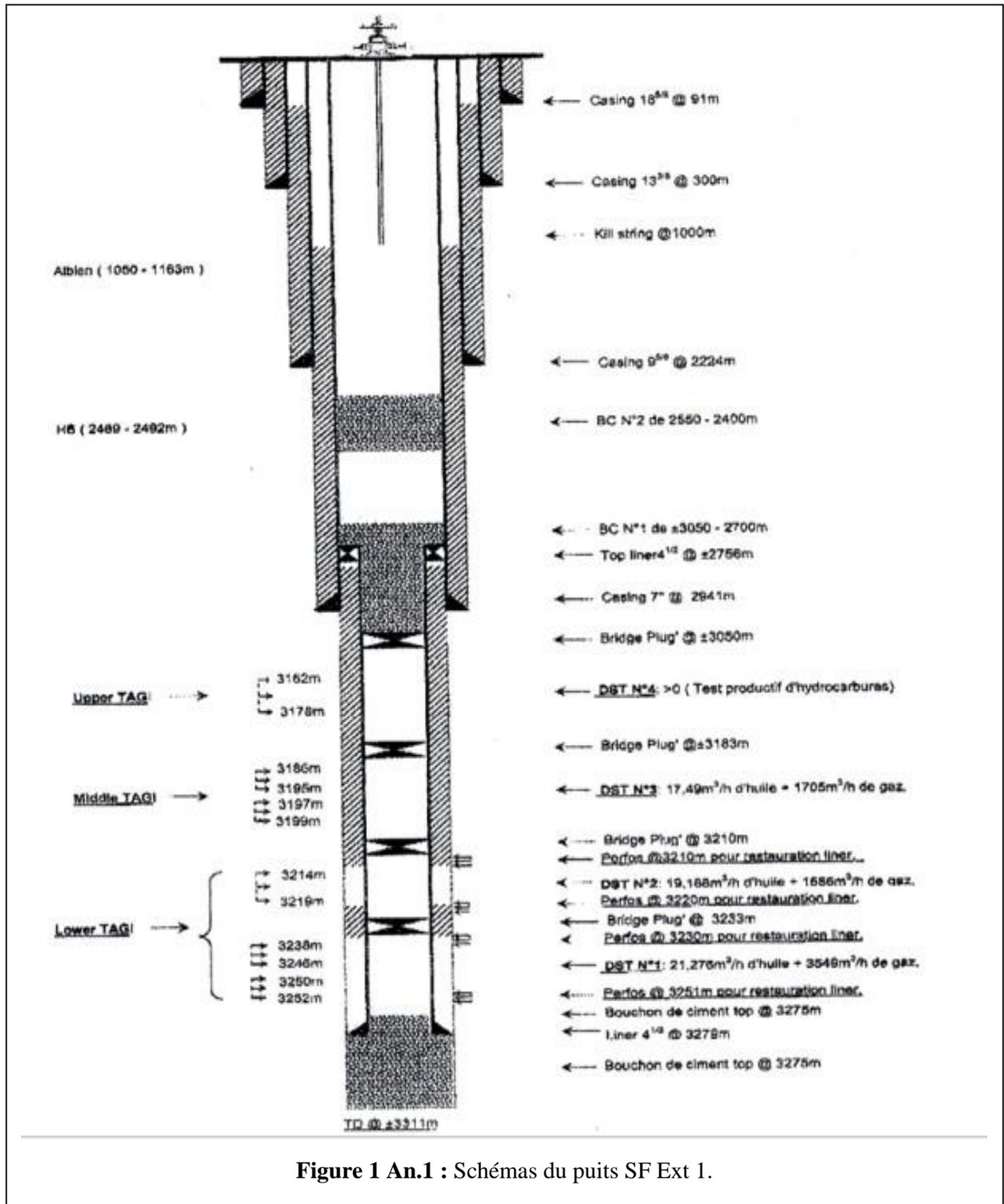


Figure 1 An.1 : Schémas du puits SF Ext 1.

SF Ext 2 :

ÉTAT D'ABANDON PROVISOIRE DU Puits SF.Ext # 2

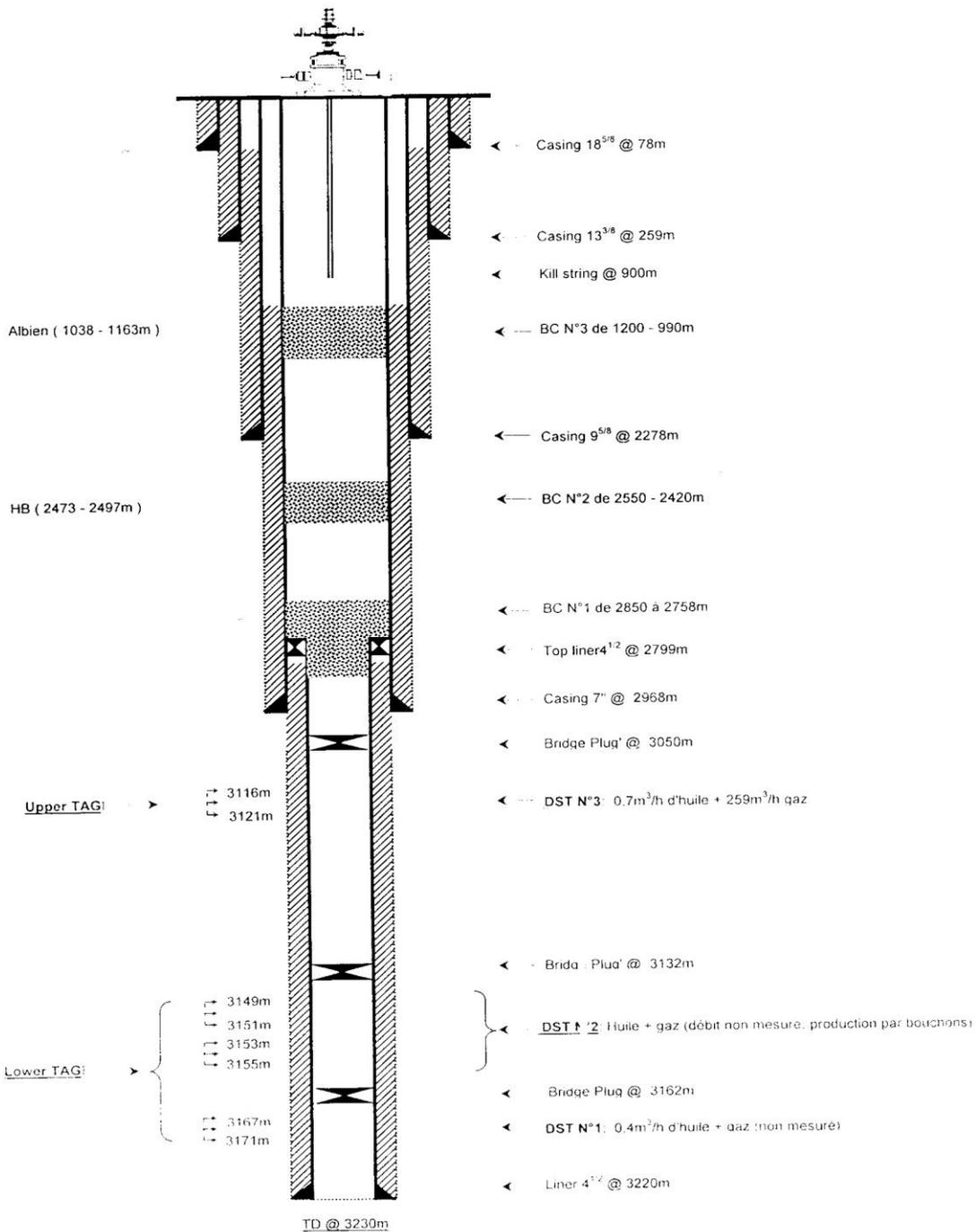


Figure 2 An.1 : Schémas et état d'abandon provisoire du puits SF Ext 2

SF Ext 3:

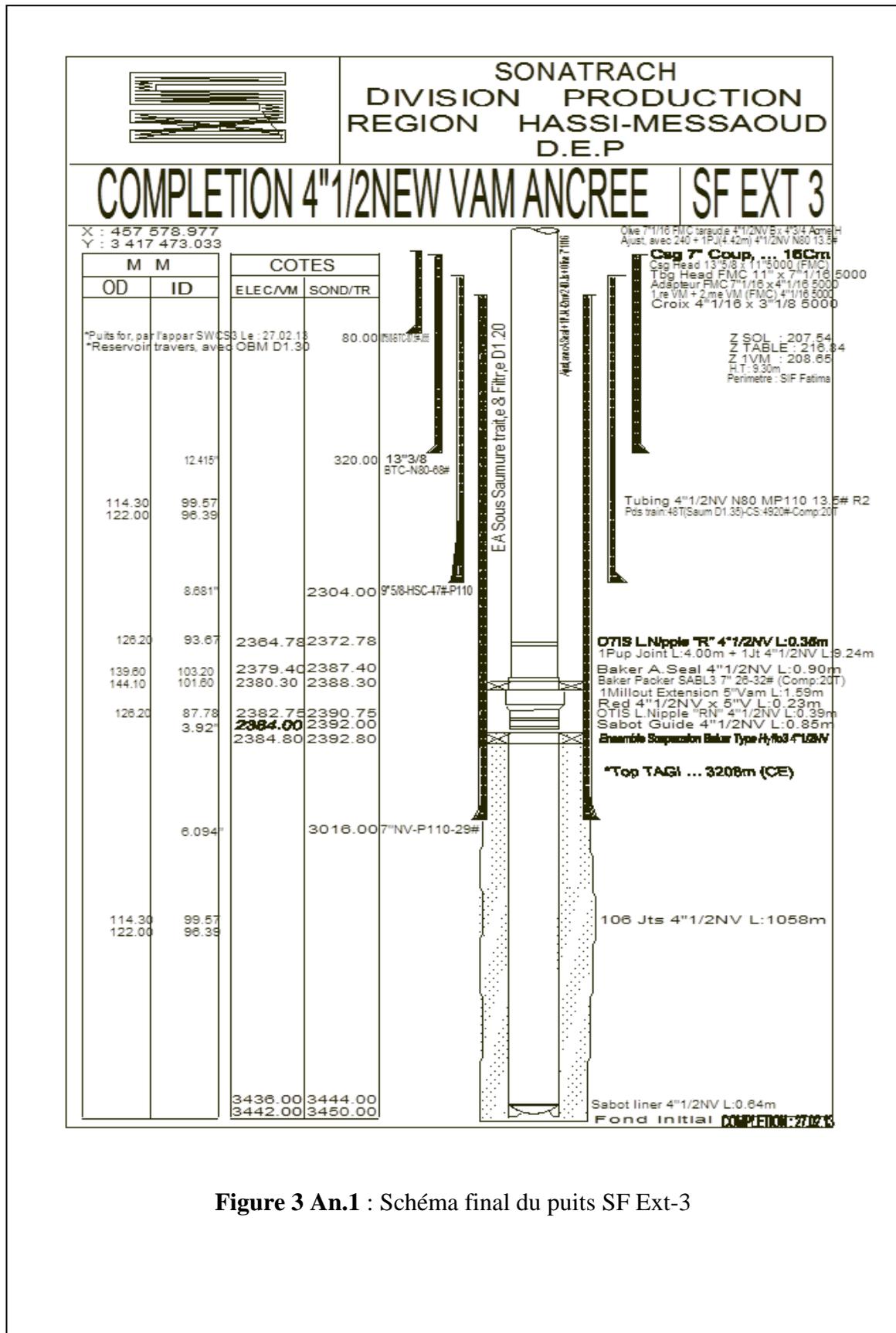


Figure 3 An.1 : Schéma final du puits SF Ext-3

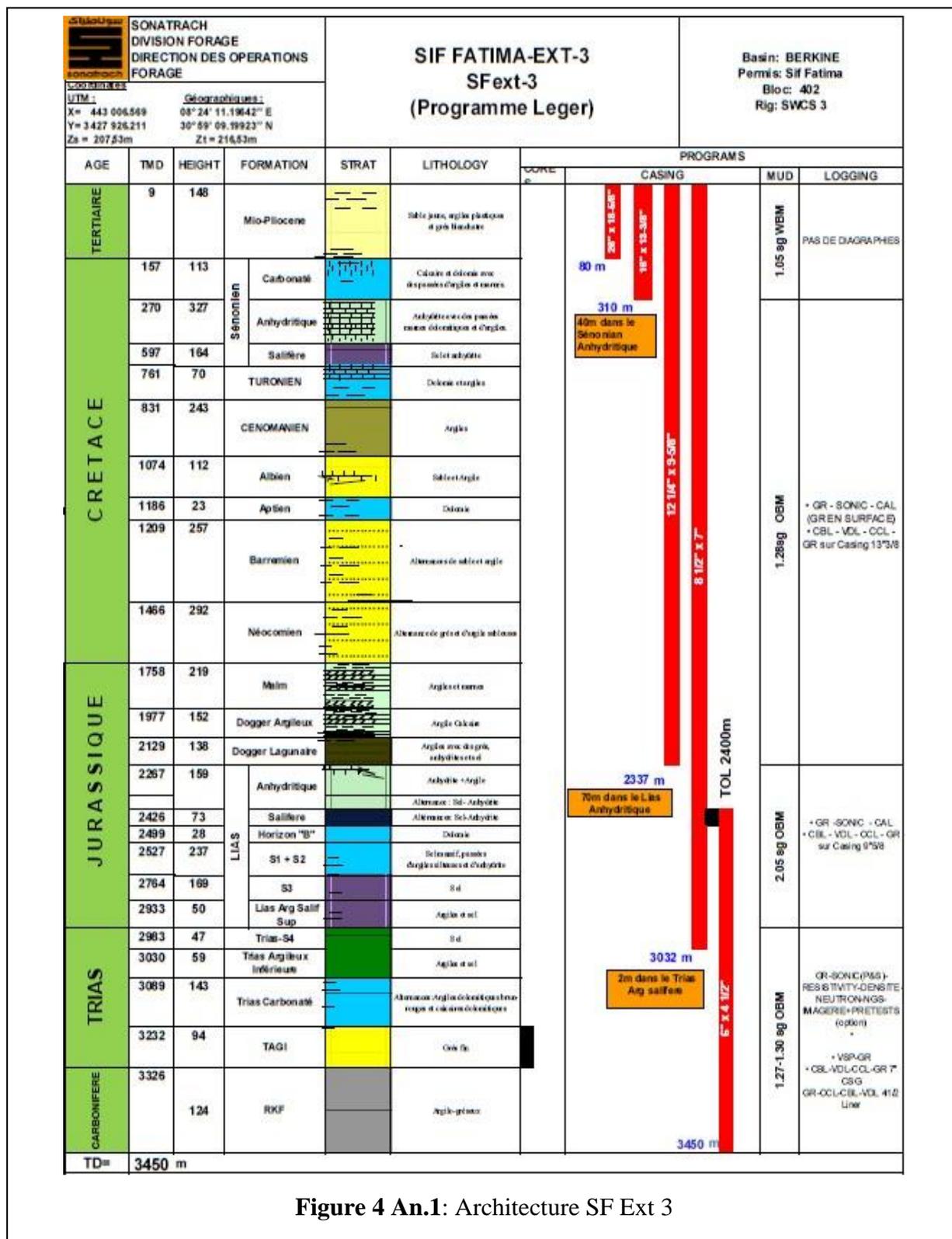


Figure 4 An.1: Architecture SF Ext 3

Annexe 2 : Pétrophysique

Présentation du logiciel Techlog

1. Notion sur Techlog

Techlog est une plate-forme logicielle sous Windows appartenant à Schlumberger et destinée à regrouper toutes les informations sur les bords de puits. Il permet à l'utilisateur d'interpréter toutes les données de carottes et de diagraphies.

Techlog répond au besoin d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous les protocoles d'intégration des données de forage et d'interprétation afin d'évaluer les risques et les incertitudes tout au long de la vie du puits.

Techlog est doté d'une structure permettant ainsi d'utiliser plusieurs applications de traitement appelées couramment "modules", ces derniers sont reliés entre eux, et constituent une chaîne de traitement de manière à avoir les données d'un module comme résultats du précédent.

2. Module de logiciel

a) Chargement des données

Techlog Software permet de charger différents types de données selon leurs formats tels que : LAS, LIS, Texte et DLIS. Chaque utilisateur choisit un format adéquat pour importer les données et les stocker dans la base de données, ainsi que l'affichage s'effectue dans une fenêtre de navigation.

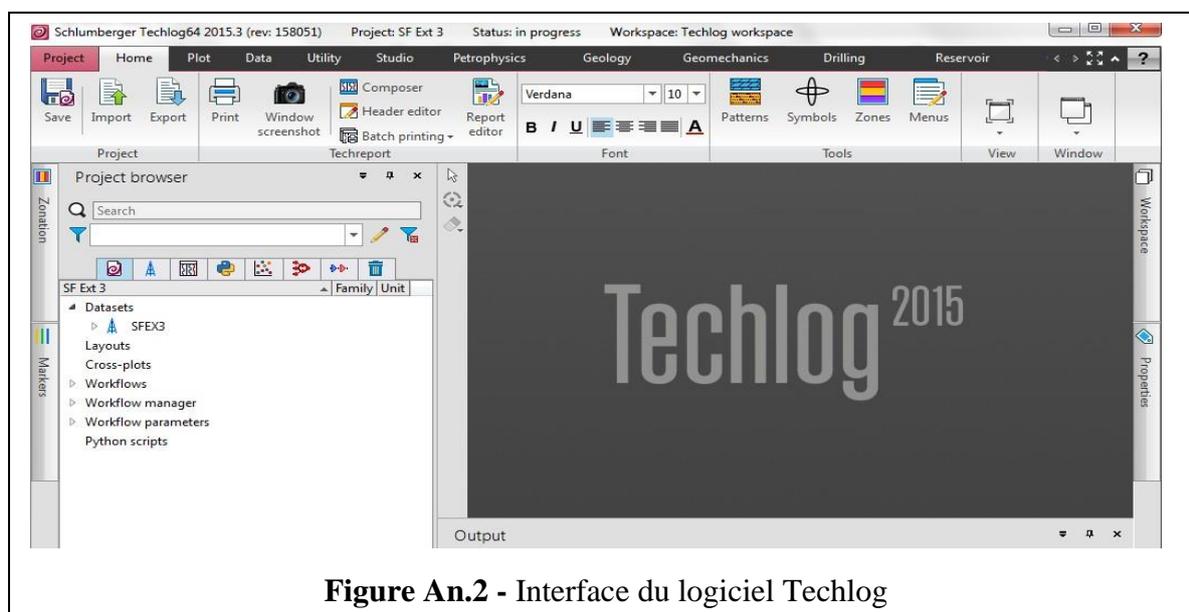
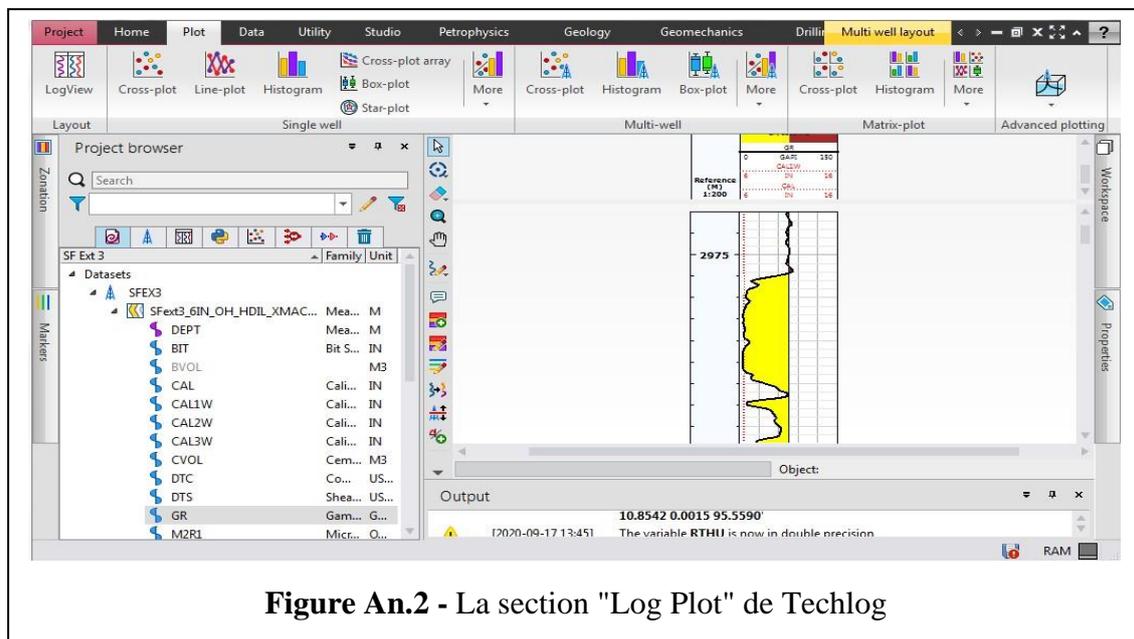


Figure An.2 - Interface du logiciel Techlog

b) Log plot

Pour afficher les données numériques sous forme de courbes appelées "Log", on utilise cette section de « Log plot ». Pour l'avoir actif il suffit de sélectionner les variables. Une fois

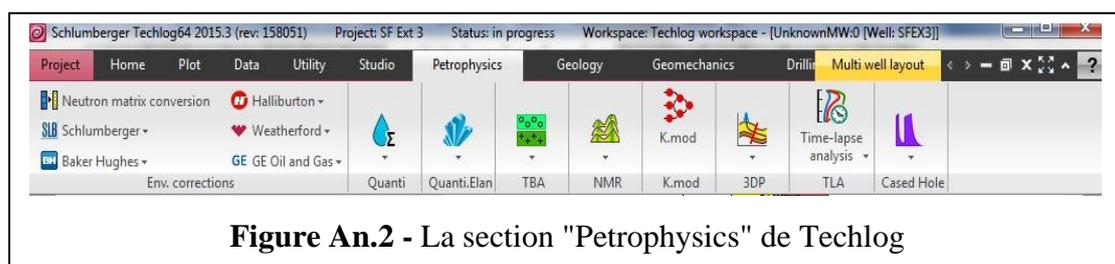
affiché tout module sélectionné depuis le menu principal, on travaille sur les données de ce puits.



c) Petrophysics section

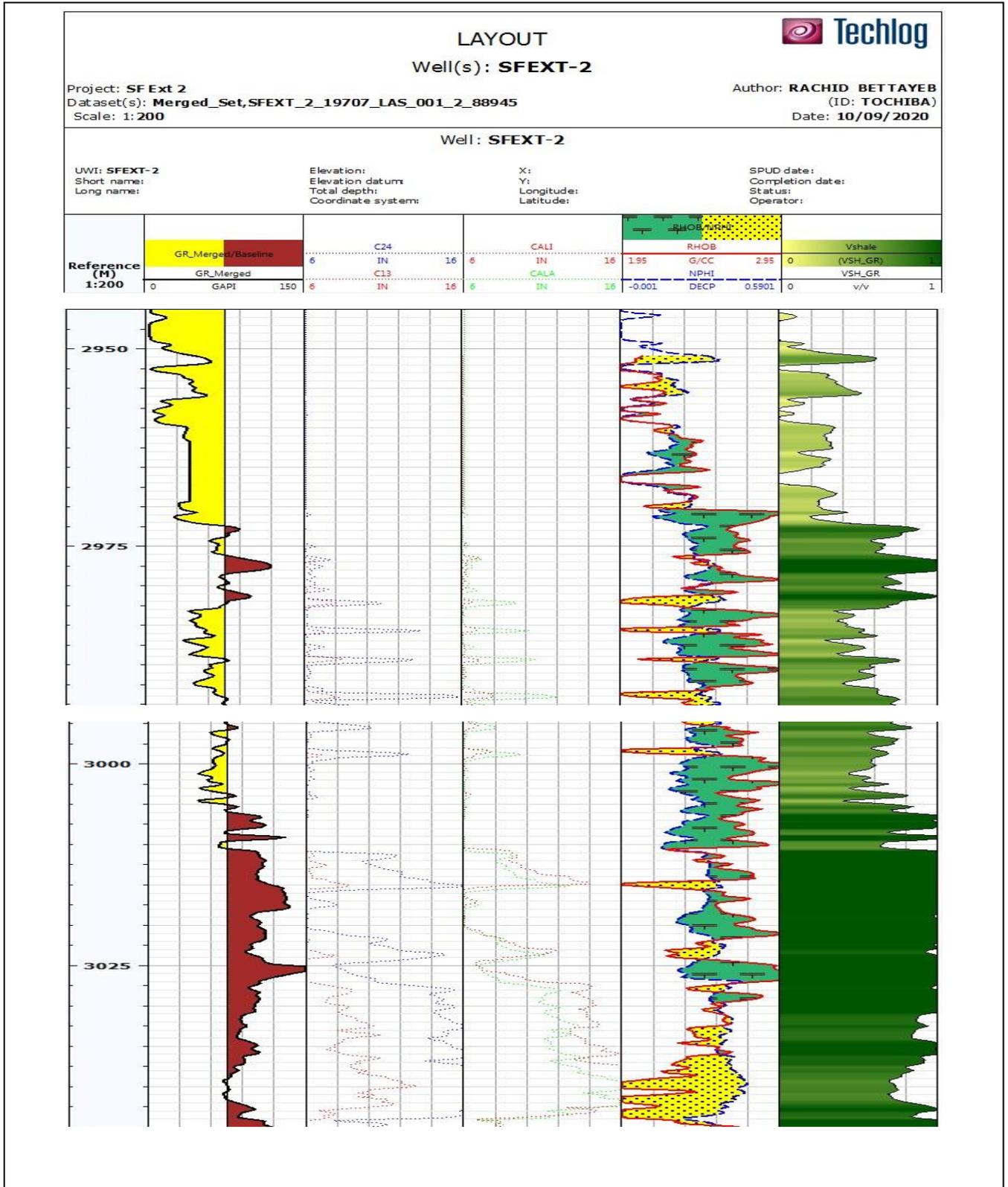
Cette section permet de réaliser plusieurs mesures de différents paramètres de base tels que :

- ✚ La porosité que ce soit totale ou effectif à partir du log neutron, sonique et densité ou à partir des logs combiner.
- ✚ La saturation à partir de la méthode d'Archie ou autres (Simandoux, Indonésie...etc.).
- ✚ Calculer la perméabilité par la méthode de Wyllie-Rose ou de Coates.



Les ELAN des puits

1. Puits SF Ext 2



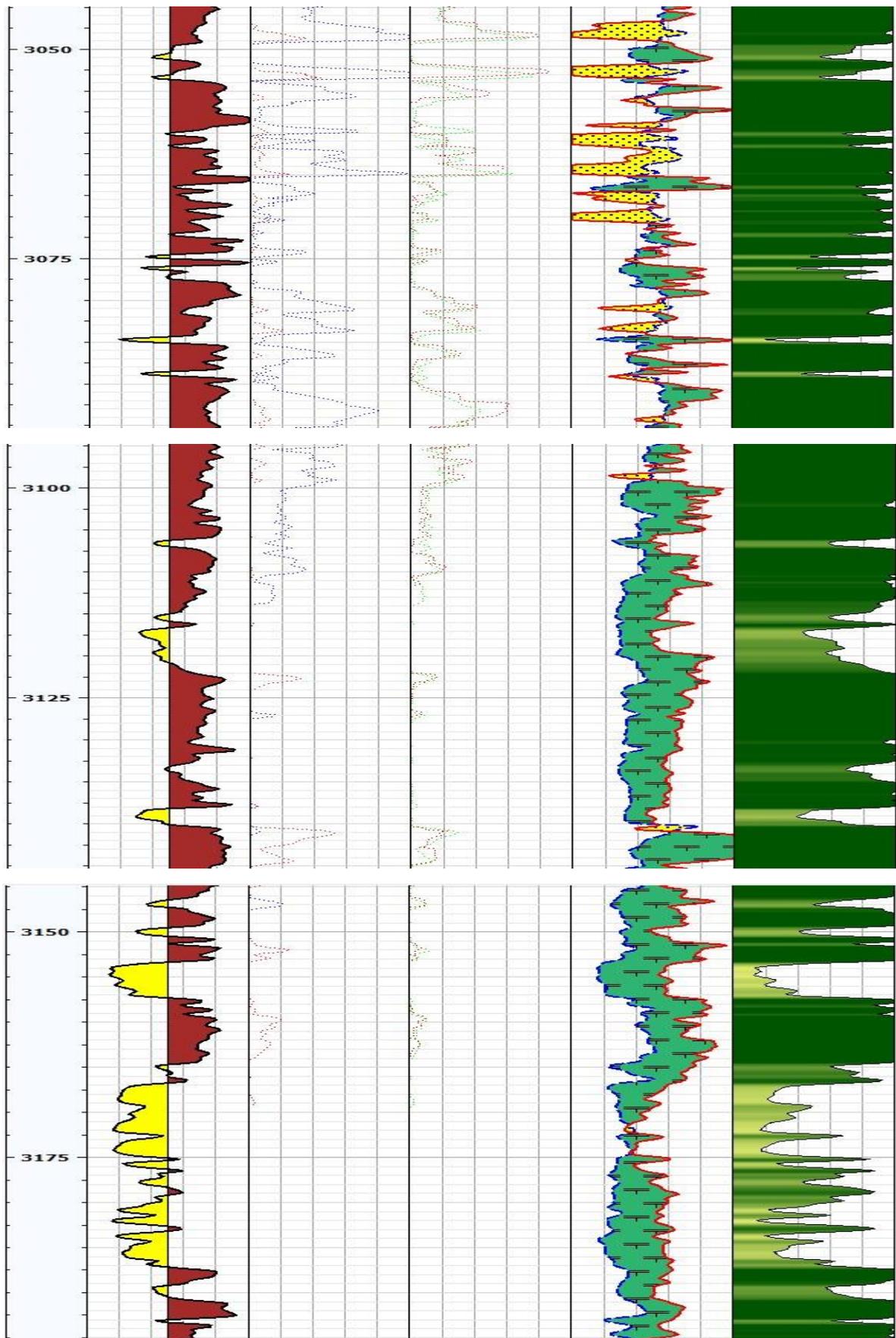
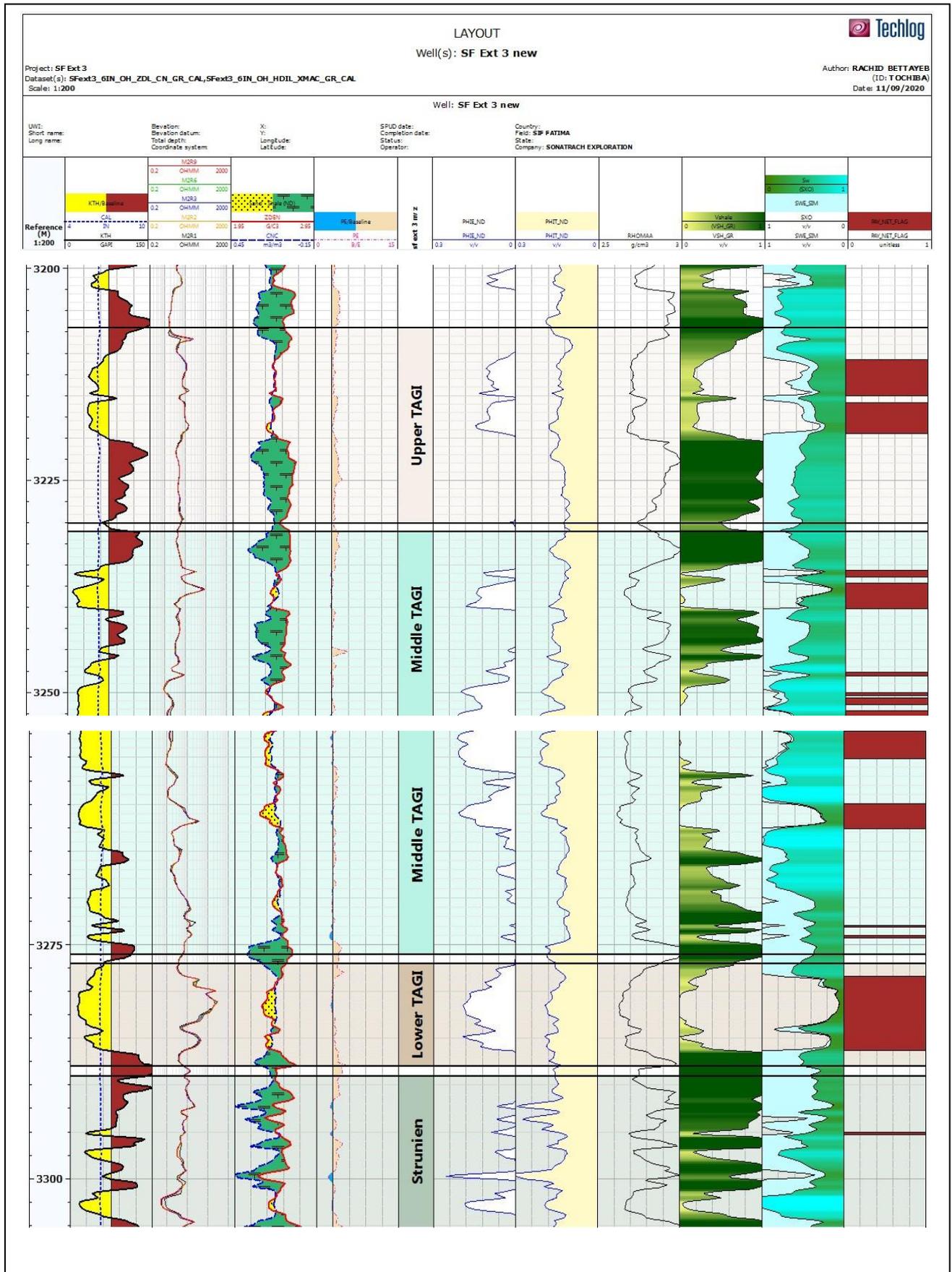
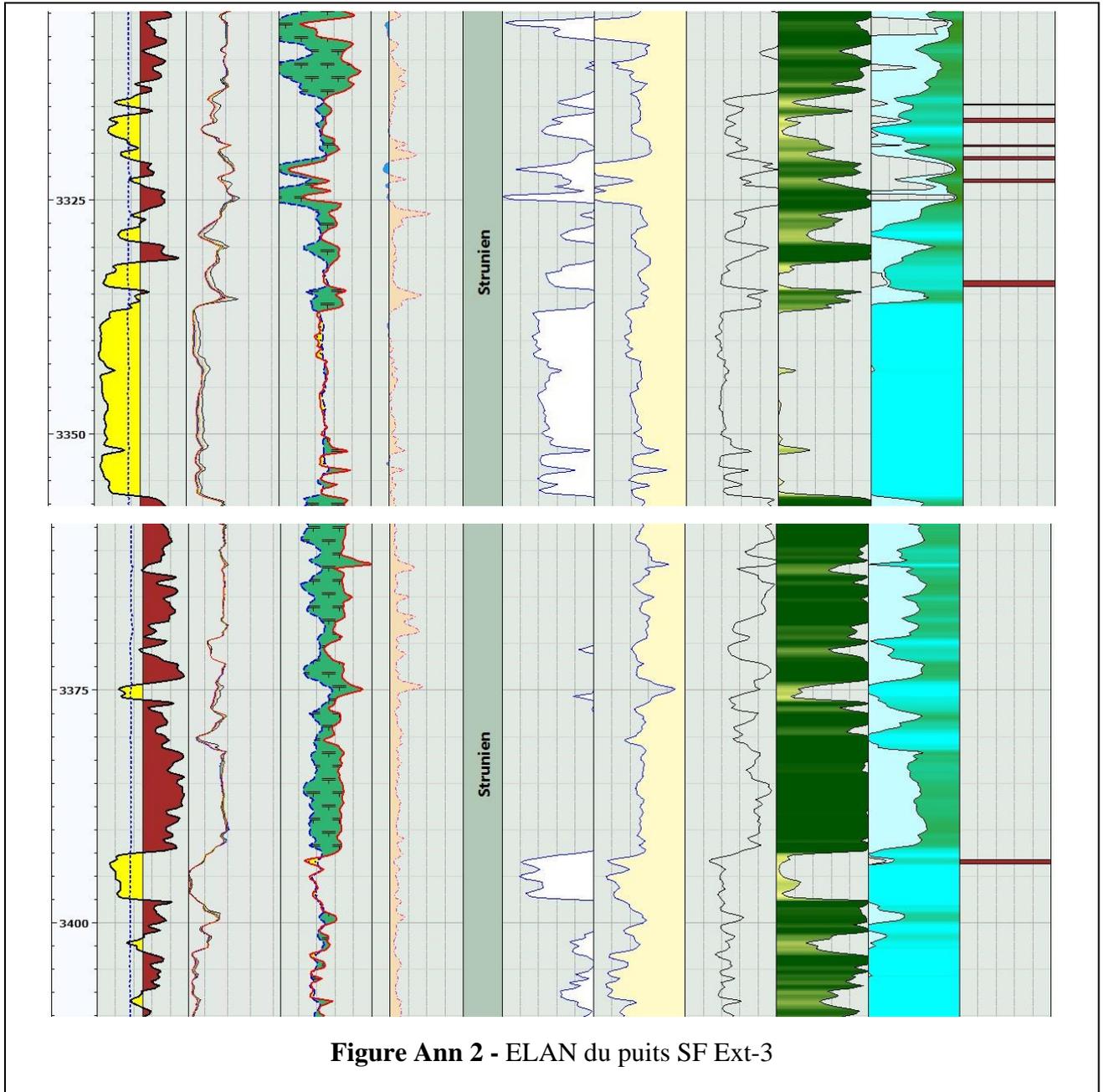


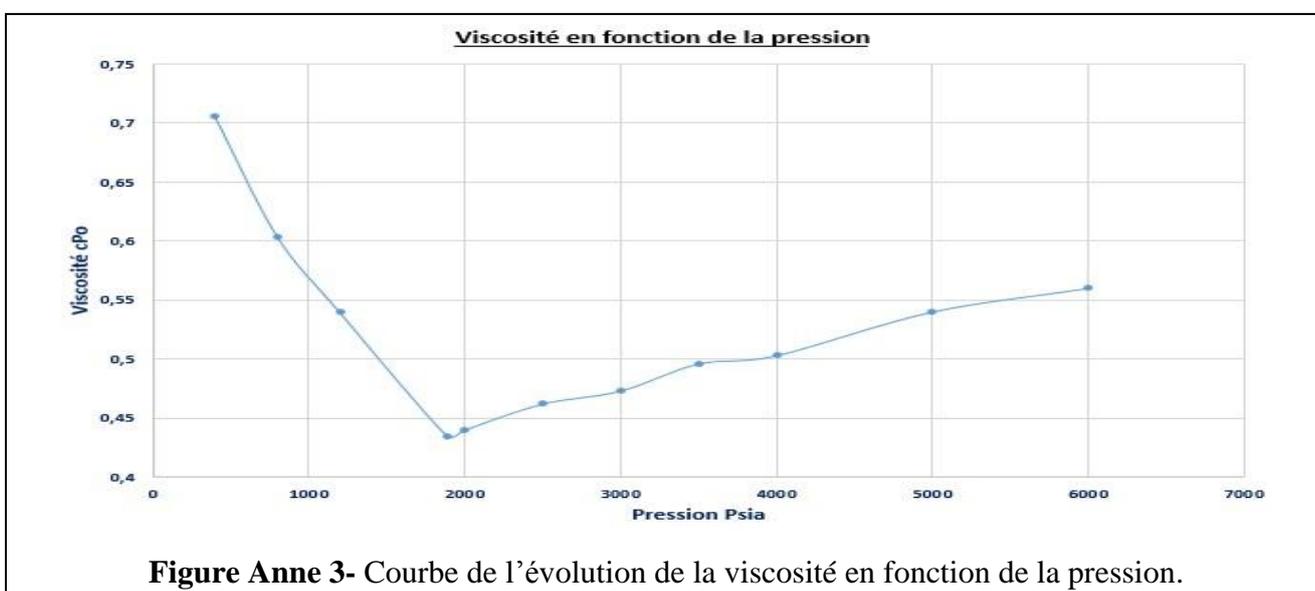
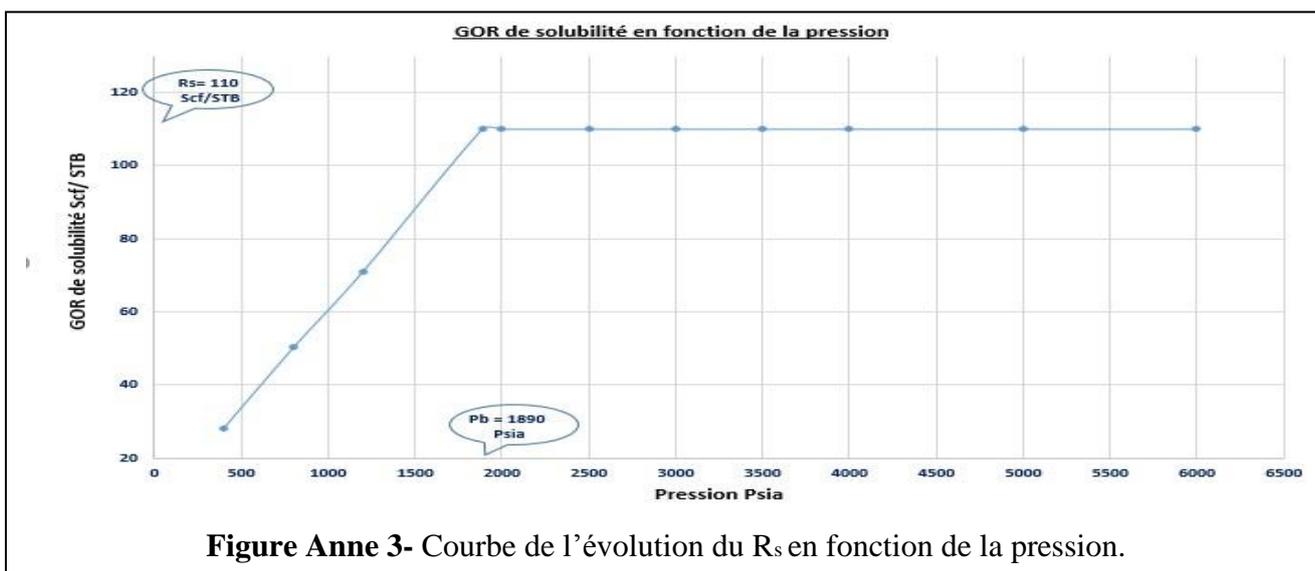
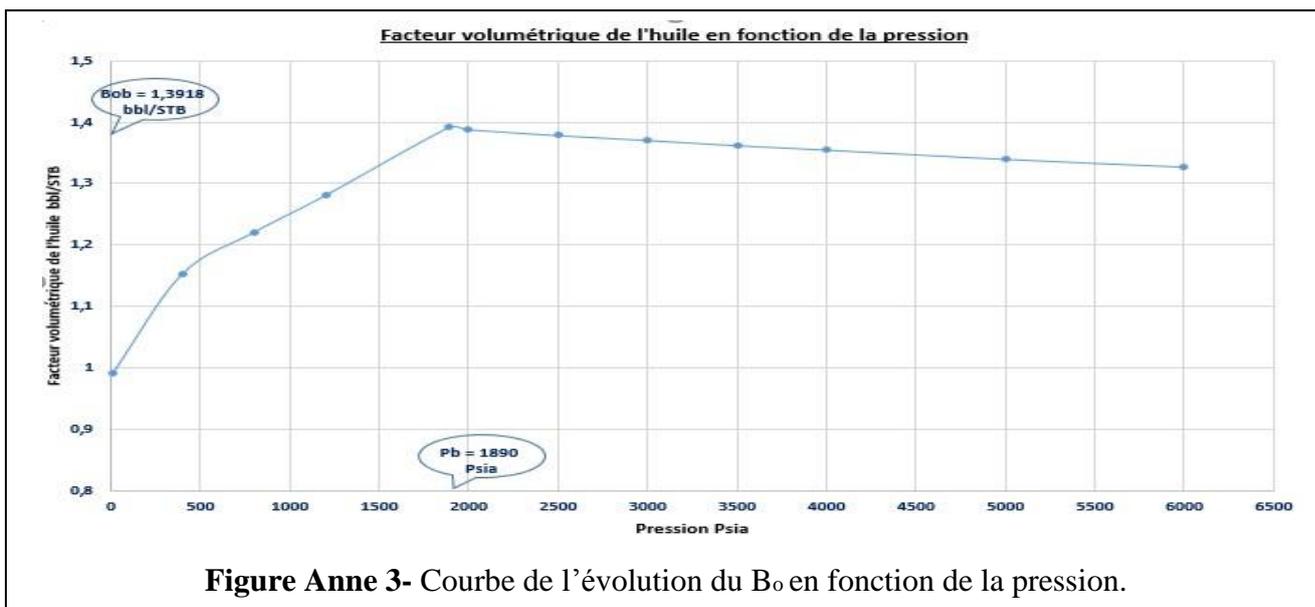
Figure Ann 2 - ELAN du puits SF Ext-2

2. Puits SF Ext 3





Annexe 3 : Analyse PVT



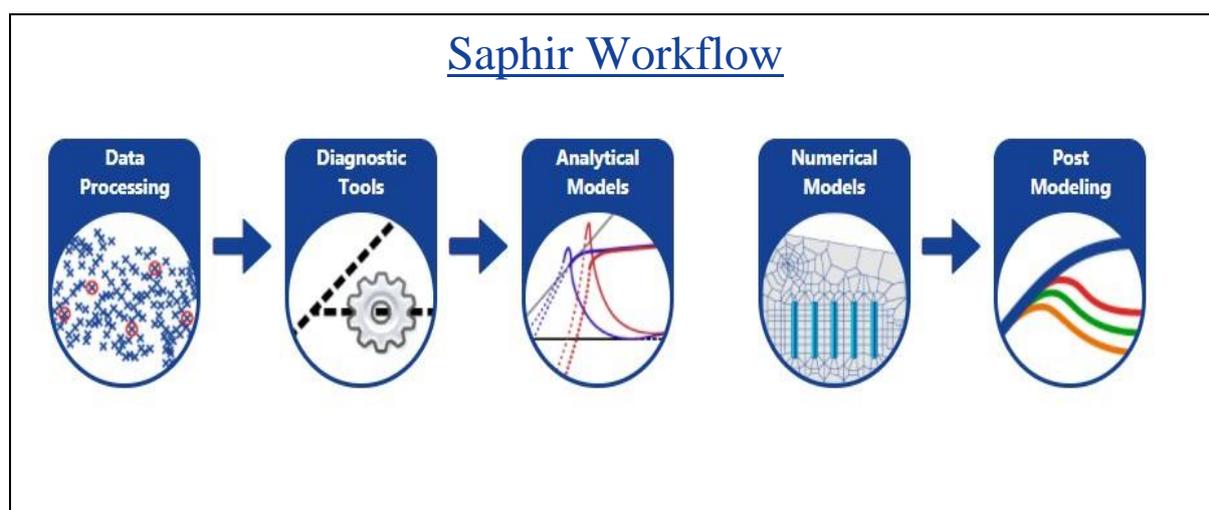
Annexe 4 : Interprétation DST

Le logiciel Kappa-Saphir

Saphir est le logiciel PTA standard de l'industrie, utilisé par presque tous les grands IOC, NOC, indépendants et sociétés de services. Son interface utilisateur et son protocole simples permettent une formation et un auto-apprentissage rapides pour les utilisateurs occasionnels. Pour l'utilisateur avancé, il offre une combinaison unique d'outils d'analyse, de modèles analytiques et de modèles numériques qui peuvent se connecter à d'autres applications de données dynamiques telles que Topaze pour l'analyse des taux transitoires et Rubis pour la correspondance de l'historique complet.

L'analyse des transitions de pression, ou PTA, consiste, dans la plupart des cas, à analyser des données de haute fréquence et de haute résolution. Les données sont capturées lors d'opérations de test de puits spécifiques, comme les DST ou les tests de production, ou lors d'arrêts opérationnels de routine par des jauges permanentes de fond de puits. La réponse à la pression de ces fermetures peut être utilisée pour fournir des informations sur le réservoir dans le rayon d'investigation pour un écoulement radial ou dans la zone d'investigation pour des géométries plus complexes.

Le plot de diagnostic de choix est le plot log-log où la pression et la dérivée de Bourdet permettent d'identifier la géométrie et les propriétés du réservoir, celles-ci étant ensuite mises en correspondance avec des modèles. Des opérations spécifiques nécessitent des traitements particuliers, tels que des tests de gaz à débits multiples, des tests d'interférence, des tests multicouches, etc. Le développement de la déconvolution nous permet de combiner plusieurs de ces fermetures à temps pour fournir des informations beaucoup plus profondes dans le gisement que ce qui serait normalement possible par une fermeture seule.



Annexe 5 VLP/ IPR

Le logiciel PROSPER :

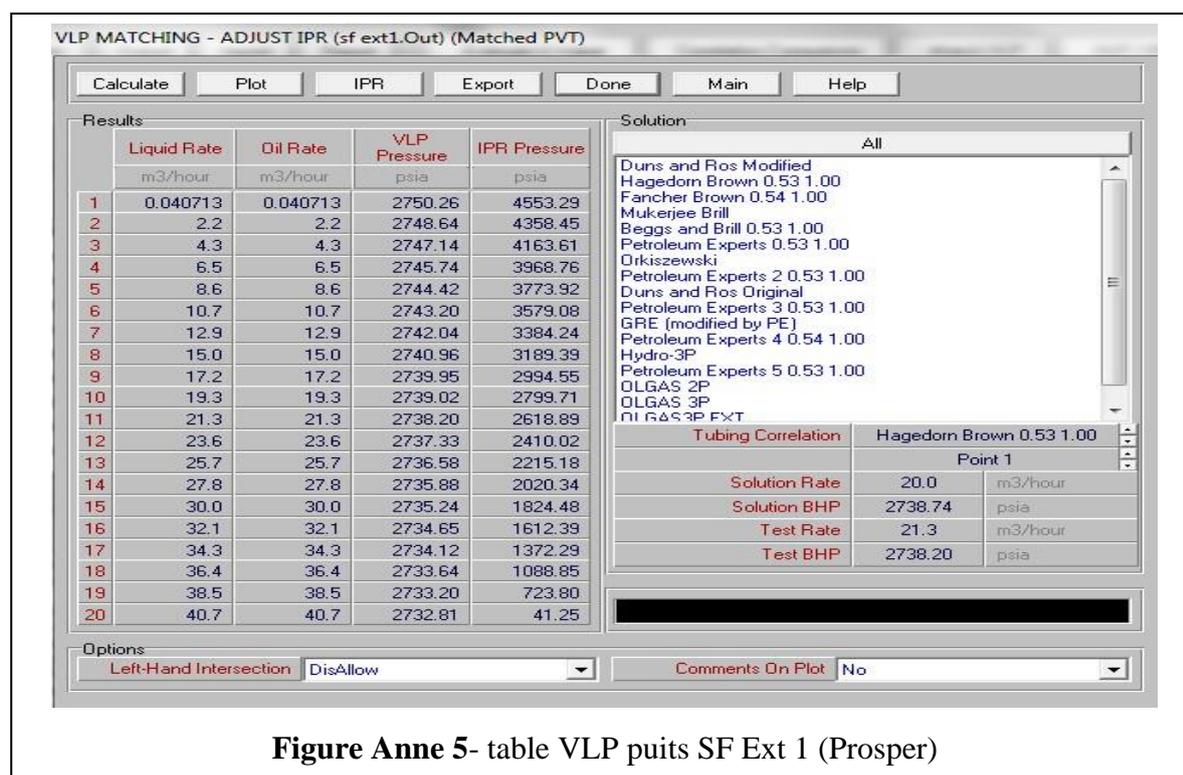
PROSPER design Petroleum Experts Limited's advanced **PRO**duction and **SYS**tems **PER**formance analysis software.

PROSPER sert à analyser la production et les performances des systèmes. Les puissantes fonctions de calcul de PROSPER permettent d'optimiser les conceptions existantes et d'évaluer les effets des changements futurs des paramètres du système.

PROSPER garantit que les calculs sont aussi précis que possible. Une fois qu'un modèle de puits a été réglé sur des données réelles de terrain, PROSPER peut être utilisé en toute confiance pour modéliser le puits dans différents scénarios et pour faire des prévisions de pression du réservoir basées sur les données de surface.

Les tables VLP des puits :

Puits SF Ext 1 :



Puits SF Ext 3 :

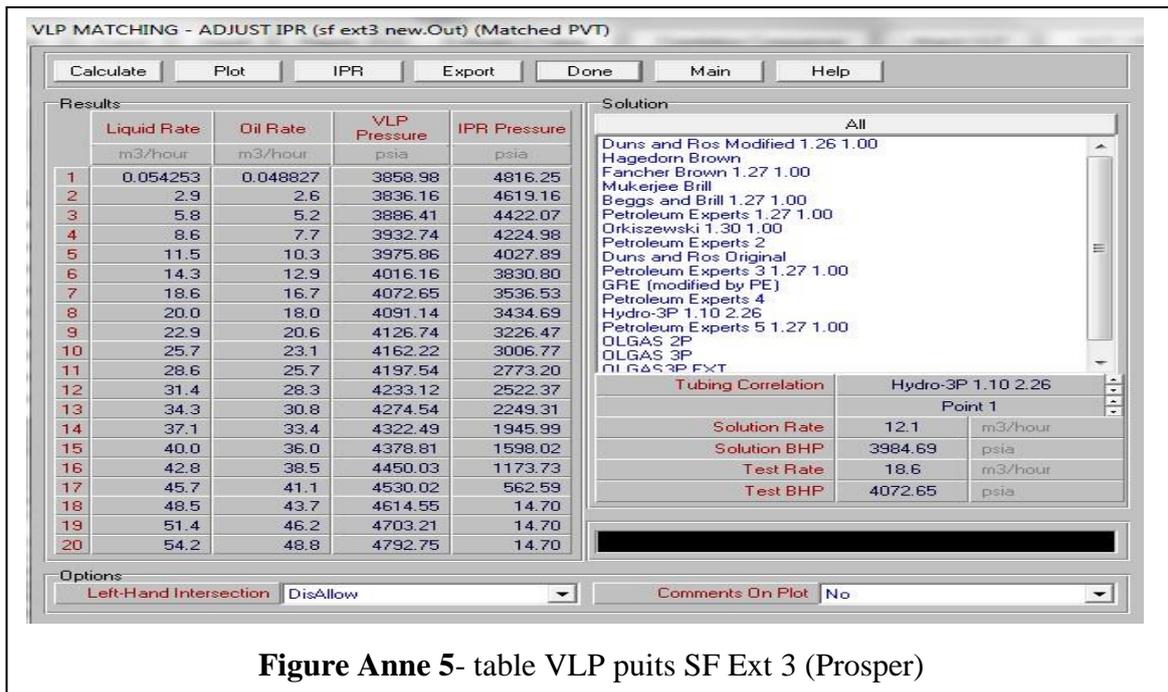


Figure Anne 5- table VLP puits SF Ext 3 (Prosper)