

N° Ordre/Faculté/UMBB/2020.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 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 :

GHOUT Arezki

EL GAMAH Mohamed Riadh

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

**Caractérisation du champ MAKOUDA Oued Noumer
TAG-A et élaboration d'un plan de développement
adéquat**

Devant le jury :

ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Encadreur
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
GARECHE Mourad	MCA	UMBB	Examineur
SAIFI Redha	MAA	UMBB	Examineur

Année universitaire : 2019 / 2020

Dédicace

Je dédie ce modeste travail, à tous ceux qui me sont chers,

À mes chers parents qui jusqu'à présent m'ont toujours soutenu sans conditions, je ne saurais exprimer toute la reconnaissance que j'ai envers vous. Vous représentez pour moi l'exemple par excellence. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime et le respect que j'ai toujours eu pour vous. "QUE DIEU VOUS GARDE et fasse que vous soyez toujours fiers de moi" ;

À toute ma grande famille, mon frère, mes tantes, mes oncles et leurs fils et filles,

À ma très chère grand-mère qui a su me transmettre autant d'amour et de tendresse que ma propre mère,

À mes camarades de la FHC, surtout mes chers amis de la promo H15,

Aux membres de la SEG student chapter boumerdes,

À tous les enseignants du département gisements pétroliers et miniers

À tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire de fin d'études.

RJADH

Avec l'expression de ma reconnaissance

Je dédie ce modeste travail :

À toute ma famille et mes parents en particulier pour leur encouragement,

Leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

À mes chers frères et sœurs.

À mes camarades de la FHC, surtout mes chers amis de la promo H15,

Aux membres de la SEG student chapter boumerdes

Aux membres d'EVOLVE 2020.

À tous mes enseignants.

*À tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à la
réalisation de ce mémoire de fin d'études.*

Arezki

Remerciements

Louage à dieu le tout puissant, clément et miséricordieux de nous avoir aidé à accomplir ce modeste travail.

Nous tenons à remercier nos chers parents pour leur soutien et leur encouragement tous le long de nos études.

Toute notre infinie gratitude à toutes personnes ayant contribué de près ou de loin au bon déroulement de notre stage au sein de la division PED (Production & Engineering Développement/SONATRACH), jusqu'à à l'élaboration de ce travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Pr. ZERAIBI Noureddine pour sa disponibilité et ses conseils judicieux.

Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements à Mr. CHEMOURI Fodhil pour son temps, ses conseils et les orientations impeccables.

Nous tenons aussi à remercier l'ensemble des enseignants de La FHC qui ont contribué à notre formation spécialement les enseignants du département gisement miniers et pétroliers qui sans leurs formations, ce projet n'aurait jamais vu le jour.

Enfin, tous nos remerciements vont à notre deuxième famille et nos amis de la FHC qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager tous le long de notre cursus universitaire.

RESUME

Dans le domaine pétrolier, l'objectif principal des différentes études effectuées avant et durant la vie d'un champ est de maximiser la production dans le but d'augmenter les bénéfices économiques. L'un des principaux domaines de l'industrie pétrolière est la « simulation en réservoir engineering », ses capitaux objectifs sont : Créer, supposer, étudier et comparer des scénarios sur les données des réservoirs afin de toucher les meilleurs résultats.

Le but de ce travail est de faire une étude de développement de champ ; en utilisant une méthode couramment utilisée en simulation (réservoir engineering) : dans un pas, illustrer et comprendre sa théorie de base et ses étapes; et dans un autre, les utiliser et les appliquer dans la détermination et la création des scénarios de développement du champ de Makouda. Cette méthode est : la modélisation intégrée de la production IPM (en utilisant les logiciels PVTP, PROSPER et MBAL). Une étude économique finalisera et parfaiera l'étude technique de ces scénarios pour assurer les meilleurs choix qui peuvent apporter des plus économiques et techniques.

Mots clés : plan de développement de champ, scénarios de développement, prévisions de production, simulation de réservoir, modélisation intégrée de la production, évaluation technico-économique.

ABSTRACT

In the petroleum field, the main objective of the various studies carried out before and while the life cycle of reservoirs is to maximize production in order to increase economic benefits. One of the main field of the oil industry is "reservoir engineering simulation", its capital aims are: Create, assume, study and compare scenarios about the reservoirs data in order to get the best results.

The aim of this work is to make a study about one of the common methods used in reservoir engineering simulation: on one hand, to illustrate and understand their basic principles and steps; and in another, apply them to create and establish development scenarios for Makouda field. This method is : integrated production modeling IPM (using PVTP, PROSPER and MBAL softwares. An economical study of the established scenarios will perfect the technical one. The combination of the both studies allows us to make the best choices that are able to improve the economic and technical yields.

Key words: field development plan, development scenarios, production forecasts, reservoir simulation, integrated production modeling, techno-economic assessment.

Sommaire

Dédicace.....	i
Remerciement	ii
Abstract (résumé)	iii
Sommaire.....	iv
Liste des figures.....	ix
Liste des tableaux	xiii
Nomenclature	xiv
Introduction générale et objectifs de l'étude	1

Partie A : Théorie et littérature

Chapitre I : Caractéristiques des réservoirs et des fluides

I.1. La pétrophysique	5
I.1.1 Introduction	5
I.1.2. La porosité	5
I.1.2.1. Définition	5
I.1.2.2. Les différents types de porosité	6
I.1.3. La perméabilité	7
I.1.3.1. Définition	7
I.1.3.2. Types de perméabilité	7
I.4. La Saturation	8
I.5. Mouillabilité	8
I.2. Analyse PVT	9
I.2.1. Introduction	9
I.2.2. Les principales propriétés des huiles	9
I.2.3. Collecte d'échantillons de fluide	12
I.2.4. Les expériences PVT	15
I.2.4.1. Les expériences routinières au laboratoire	16
I.2.4.1.1. Essai d'expansion à composition constante CCE	16
I.2.4.1.2. Essai de libération différentielle (à la température du réservoir)	17
I.2.4.1.3. Tests de séparation	18
I.2.4.1.4. Ajustement des données de libération différentielle aux conditions du séparateur.....	20
I.2.5. Obtention de propriétés à partir des corrélations	20
I.2.6. Test viscosité	20
I.3. Étude SCAL	21
I.3.1. Introduction	21
I.3.2. Perméabilité relative	21

I.3.2.1. Définition de la perméabilité relative	21
I.3.2.2. Détermination des perméabilités relatives	22
I.3.2.3. Variations de la perméabilité relative en fonction de la saturation	24
I.3.2.4. Commentaires sur les perméabilités relatives	25
I.3.3. Pression Capillaire	26
I.3.3.1. Définition de la pression capillaire	26

Chapitre II : Performances et tests des puits et des réservoirs

II.1. Performances des puits et des réservoirs	28
II.1.1. Introduction	28
II.1.2. Inflow performance	28
II.1.2.1. Indice de la productivité	28
II.1.2.2. La perméabilité absolue	29
II.1.2.3. Inflow Performance Relationship – IPR	29
II.1.2.3.1. La méthode de l'IP	30
II.1.2.3.2. La méthode de VOGEL	30
II.1.2.3.3. Skin ou effet pariétal	31
II.1.3. Vertical Lift Performance	32
II.1.3.1. Les régimes d'écoulements	32
II.1.3.2. Les pertes de charges	33
II.1.3.3. Les Corrélations pour le calcul des pertes de charge	33
II.1.4. Le point de fonctionnement du puits	34
II.2. Les essais des puits	35
II.2.1. Description d'un essai de puits	35
II.2.2 Objectifs des essais des puits	35
II.2.3. Informations obtenues à partir de essais de puits	36
II.2.4. Procédure des essais	36
II.2.5. Méthodologie des essais de puits	38
II.2.6. LES RÉGIMES D'ÉCOULEMENT	39
II.2.7. Capacité du puits	40
II.2.8. Régime d'écoulement radial, skin (comportement homogène)	41
II.2.9. Les méthodes d'analyse	42

Chapitre III : Estimation des Réserves et Mécanismes de Drainage

III.1. Les réserves en place	44
III.1.1. Les différentes catégories des réserves	44
III.1.2. Méthodes d'estimation des réserves	45
III.1.2.1. Méthode volumétrique	45
III.1.2.2. Méthode de bilan matière	48

III.2. Mécanismes de drainage	52
III.2.1. Introduction	52
III.2.2. Mécanismes de récupération primaire	53
III.2.3. Mécanismes de récupération secondaire	56
III.2.3.1. Introduction	56
III.2.3.2. L'injection d'eau	56
.....	
III.2.3.2. L'injection de gaz	59
III.2.4. Méthodes améliorées de récupération des hydrocarbures (récupération tertiaire).....	60

Chapitre IV : Modèle de simulation et l'history matching

IV.1. La simulation des réservoirs	63
IV.1.1. Les données requises pour un modèle de simulation de réservoir	63
IV.1.2. Modèles de simulation de réservoir	64
IV.1.2.1. Le modèle de réservoir simple (Tank model)	65
IV.1.2.2. Le modèle de réservoir à l'échelle supérieure (the up-scaled réservoir model)..	65
IV.1.2.2.1. La simulation par Eclipse 100	66
IV.2. L'history matching	67
IV.3. Les prévisions futures du réservoir	67

Partie B : Étude technique

I. Étude géologique	70
I.1. Présentation du champ Makouda	70
I.1.1. Situation géographique	70
I.1.2. Historique du champ	70
I.1.3. Évolution structurale	70
I.1.4. Stratigraphie	72
I.1.5. Roche mère, Migration et piégeage des Hydrocarbures	73
I.2. Données pétrophysiques	73
II. Étude PVT	74
II.1. Introduction	74
II.2. Détails de l'échantillonnage	74
II.3. Résultats du test séparateur liquide Flash	75
II.4. Résultats du test de vaporisation différentielle DL	76
II.4.1. Ajustement des paramètres	78
II.4.2. Calcul du facteur volumétrique du gaz Bg et du du facteur volumétrique total Bt..	80
II.5. Données de la viscosité	81
II.6. Présentation des résultats finals	81

I.7. Modélisation des paramètres PVT	83
II.8. Matching du modèle PVT par le logiciel IPM-PVTP	85
II.8.1. Principe du calage	85
II.8.2. Procédure et résultats de calage	86
III. Présentation des données SCAL	90
III.1. Introduction	90
III.2. Données SCAL du réservoir TAG-A	90
III.2.1. Système huile-eau	90
III.2.1. Système huile-gaz	91
III.3. La perméabilité relative en fonction de la saturation	93
IV. Les Modèles Puits	94
IV.1. Introduction	94
IV.2. Procédure de travail pour la conception d'un modèle de puits	94
IV.2.1. Options summary	94
IV.2.2. PVT DATA	95
IV.2.3. Equipment DATA	96
IV.2.4. IPR DATA	96
IV.2.5. La construction des courbes VLP	97
IV.3. Exportation des données VLP vers simulateur.....	99
V. Simulation par MBAL	101
V.1. Introduction	101
V.2. Présentation et introduction des données sur le logiciel MBAL	101
V.2.1. Introduction	101
V.2.2. Les modules du logiciel MBAL	101
V.3. History matcing	106
V.3.1. Méthode analytique	106
V.3.2. Mécanisme de drainage	107
V.4. Prévision des futurs comportements du réservoir	107
V.4.1. L'état actuel du champ « MKA » (cas de base)	107
V.4.2. Scénario 01 : implantation des nouveaux puits producteurs	109
V.4.3. Scénario 2 : La réinjection du gaz produit	111
V.4.4. Scénario 3 : la combinaison du 1er et du 2ème scénario	113
V.4.5. Scénario 4 : (suite du scénario 3)	114
V.5. Le choix technique du meilleur scénario	115

Partie C : Partie économie

C.1. Introduction	118
C.2. Définitions de terme base en économie	118
C.3. Évaluation économiques des scénarios (calcul des VAN)	119

C.3.1 Le prix du pétrole	120
C.3.2. Paramètres influant sur les VAN	120
C.3.3. Calcul des CapExp et OpExp de chaque scenario	121
C.3.4. Présentation des résultats finaux	123
C.4. Présentation des résultats finals de la VAN	126
C.5. Conclusion	127
Conclusion et recommandation	128
Bibliographie	xvi
Annexes	xvii

Liste des figures

Figure A.I.1: Illustration de la porosité	5
Figure A.I.2: Types de porosité	6
Figure A.I.3: Porosité utile et porosité résiduelle	6
Figure A.I.4: Goutte d'eau tombant sur une plaque de Téflon	8
Figure A.I.5: Courbe typique de l'évolution du Bo en fonction de la pression	10
Figure A.I.6 Courbe typique de l'évolution du Rs en fonction de la pression	10
Figure A.I.7: Courbe typique de l'évolution du Co en fonction de la pression	11
Figure A.I.8: Courbe typique de l'évolution de μ_o en fonction de la pression	11
Figure A.I.9: Échantillonnage de fond	13
Figure A.I.10: Échantillonnage sur séparateur	14
Figure A.I.11: Essai d'expansion à composition constante CCE	17
Figure A.I.12: Essai de libération différentielle DL	18
Figure A.I.13: Test sur séparateur	19
Figure A.I.14: Détermination expérimentale de la perméabilité	21
Figure A.I.15: Détermination expérimentale de la perméabilité	23
Figure A.I.16: Évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple huile-eau	24
Figure A.I.17: Évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple gaz-huile	25
Figure A.I.18. Déterminations de la pression capillaire expérimentalement	26
Figure A.II.1: Évolution de pressure pendant le « drawdown »	29
Figure A.II.2: La courbe de l'IPR	30
Figure A.II.3: La courbe IPR de Vogel	31
Figure A.II.4: Évolution PTB en fonction de la valeur du Skin	31
Figure A.II.5: Les différents régimes d'écoulement	32
Figure A.II.6: Les différentes corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charge ...	34
Figure A.II.7: Courbe de l'Inflow + l'Outflow performance	34
Figure A.II.8: Séquence d'essai build up et Drawdown	35
Figure A.II.9: Séquence des essais typiques. Puits d'huile	37
Figure A.II.10: Analyse spécialisée sur une échelle linéaire	41
Figure A.III.1: Différentes catégories de réserves en place	45
Figure A.III.2: Méthode d'estimation du volume rocheux	46
Figure A.III.3: Changement de volume dans un réservoir associé à une chute de pression. 49	
Figure A.III.4: Les indices de drainage dans un réservoir aux indices de drainages combinés	52
Figure A.III.5: Évolution de la PR, du GOR et de WC pour un mécanisme par GCD	54
Figure A.III.6. Mécanisme de gaz cap drive	54
Figure A.III.7: Évolution de la PR, du GOR de WC pour un mécanisme par gaz dissout...	54
Figure A.III.8 : mécanisme de drainage par gaz dissout	54
Figure A.III.9: Évolution de la PR, du GOR et de WC pour un mécanisme par water drive.....	55

Figure A.III.10: Mécanisme de drainage par water drive	55
Figure A.III.11: Comparaison du comportement de pression pour chaque régime de drainage.....	55
Figure A.III.12: Facteur de récupération par les trois méthodes de récupération	56
Figure A.III.13: Injection périphérique d'eau.	57
Figure A.III.14: Les schémas d'injection dispersée	57
Figure A.III.15: Injection centrale du gaz.	59
Figure A.IV.1. L'objectif de la simulation	63
Figure A.IV.2. Les données requises pour une simulation de réservoir	64
Figure A.IV.3. Les modèles de simulations	64
Figure A.IV.4. Le modèle de simulation simple	65
Figure A.IV.5. Le modèle de simulation up-scaled	65
Figure B.I.1 : situation géographique du champ Makouda	70
Figure B.I.2 : Emplacement des puits de Makouda	71
Figure B.I.3 : Fiche stratigraphique pour le champ de MAKOUDA	72
Figure B.II.1: Courbe de l'évolution du Rs en fonction de la pression	82
Figure B.II.2: Courbe de l'évolution du bo en fonction de la pression	83
Figure B.II.3: Courbe de l'évolution de la viscosité en fonction de la pression.....	83
Figure B.II.4: Choix de la méthode sur le logiciel PVTP	86
Figure B.II.5: Introduction de données initiales dans PVTP	87
Figure B.II.6: Introduction des données expérimentales dans PVTP	87
Figure B.II.7: Le menu Black oil matching du logiciel PVTP	87
Figure B.II.8: Les paramètres statistiques résultants du matching par toutes les corrélations du logiciel PVTP	88
Figure B.II.9: Courbe de Rs en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de standing.	88
Figure B.II.10: Courbe de Bo en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de standing	88
Figure B.II.11 : Courbe de Rs en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Lasater	89
Figure B.II.12: Courbe de Bo en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Lasater.	89
Figure B.II.13: Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Beggs & al	89
Figure B.II.14: Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Beal & al	89
Figure B.II.15: Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Petrosky	89
Figure B.III.1: Courbe d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour le système huile-eau	91
Figure B.III.2: Courbes d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en gaz pour le système huile-gaz	92
Figure B.III.3: Courbe d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour le système huile-eau	93

<i>Figure B.III.4: Courbes d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en gaz pour le système huile-gaz</i>	93
<i>Figure B.IV.1: Menu principal de PROSPER</i>	94
<i>Figure B.IV.2: Menu system Summary dans PROSPER</i>	95
<i>Figure B.IV.3: Menu des données PVT du fluide dans PROSPER</i>	95
<i>Figure B.IV.4: Menu d'équipement data dans PROSPER</i>	96
<i>Figure B.IV.5: La construction de la courbe IPR sur PROSPER.....</i>	97
<i>Figure B.IV.6: La courbe IPR du Puits MKA1</i>	97
<i>Figure B.IV.7: La courbe IPR du Puits MKA2</i>	97
<i>Figure B.IV.8: Choix de corrélation de tubing pour le Puits MKA-1</i>	97
<i>Figure B.IV.9: Choix de corrélation de tubing pour le Puits MKA-2</i>	97
<i>Figure B.IV.10: La construction de la courbe VLP sur PROSPER</i>	98
<i>Figure B.IV.11: La courbe VLP et IPR de puits MKA-1</i>	99
<i>Figure B.IV.12: La courbe VLP et IPR de puits MKA-2</i>	99
<i>Figure B.IV.13: Le menu de System 3 variables dans PROSPER pour MKA-1</i>	100
<i>Figure B.IV.14: Choix du format de la VLP du puits MKA-1 a exporté</i>	100
<i>Figure B.V.1. Menu system options dans MBAL</i>	102
<i>Figure B.V.2. Menu Black oil PVT dans MBAL</i>	102
<i>Figure B.V.3: Menu tank input Data dans MBAL</i>	103
<i>Figure B.V.4: Déclin de la pression en fonction du temps du champ MAKOUDA</i>	103
<i>Figure B.IV.5: Évolution du Cumul d'huile produit en fonction du temps du champ MKA.</i>	105
<i>Figure B.V.6: Évolution du Cumul de gaz produit en fonction du temps du champ MKA...</i>	105
<i>Figure B.V.7: Évolution du Cumul d'eau produit en fonction du temps du champ MKA...</i>	105
<i>Figure B.V.8: Les données des puits sur MBAL</i>	106
<i>Figure B.V.9: Méthode analytique de l'history matcing sur MBAL</i>	106
<i>Figure B.V.10: Les mécanismes de drainage de réservoir TAG-A de MAKOUDA</i>	107
<i>Figure B.V.11: Le profil du débit d'huile et de gaz du cas du base</i>	108
<i>Figure B.IV.12: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du cas du base.....</i>	108
<i>Figure B.V.13 : L'évolution du facteur de récupération en fonction du nombre des puits...</i>	109
<i>Figure B.IV.14: Le profil du débit d'huile et de gaz du 1er scénario</i>	110
<i>Figure B.IV.15: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du 1er scénario</i>	110
<i>Figure B.IV.16: l'évolution du facteur de récupération en fonction du pourcentage de gaz injecté</i>	111
<i>Figure B.IV.17: l'évolution du cumul de production d'huile en fonction du pourcentage de gaz injecté</i>	112
<i>Figure B.IV.18: Le profil du débit d'huile et de gaz du 2 ème scénario</i>	112
<i>Figure B.IV.19: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du 2 ème scénario</i>	112
<i>Figure B.IV.20: Le profil du débit d'huile et de gaz du 3 ème scénario</i>	113
<i>Figure B.IV.21: Le profil du cumul de production de l'huile et de gaz du 3 ème scénario..</i>	113
<i>Figure B.IV.22: Le profil du débit et le cumul de production d'huile du 4ème scénario</i>	114
<i>Figure B.IV.23: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du 4ème scénario</i>	114

<i>Figure B.V.24: L'évolution du cumul d'huile des scénarios proposés</i>	<i>115</i>
<i>Figure B.IV.25: L'évolution de la pression du gisement de chaque scénario</i>	<i>115</i>
<i>Figure C.1: Courbe comparative des VAN cumulatives pour les différents scénarios.....</i>	<i>126</i>
<i>Figure An.1: Fiche technique du puits MKA-1</i>	<i>xvii</i>
<i>Figure An.2: Fiche technique du puits MKA-2 avant Workover</i>	<i>xviii</i>
<i>Figure An.3: tête de puits MKA-2 après workover</i>	<i>xix</i>
<i>Figure An.3: Tête de puits MKA-2 après workover</i>	<i>xix</i>
<i>Figure An.4: Fiche technique du puits MKA-4</i>	<i>xx</i>
<i>Figure An.5: F- we vs (Eo+Ef,w) pour le réservoir TAG-A</i>	<i>xv</i>

Liste des tableaux :

<i>Tableau B.I.1 : données pétrophysiques du réservoir TAGA du champ MKA.....</i>	74
<i>Tableau B.II.1 : Comparaison des paramètres des fluides des puits MKA1 et ONR003....</i>	74
<i>Tableau B.II.2: Les détails de l'échantillonnage des fluides</i>	75
<i>Tableau B.II.3: Propriétés de la séparation flash</i>	75
<i>Tableau B.II.4: Résultats finals du test DL</i>	77
<i>Tableau B.II.5: Résultats de calcul du facteur de retrait différentiel Sod</i>	78
<i>Tableau B.II.6: Résultats de calcul du Bo à des pressions inférieures à Pb</i>	79
<i>Tableau B.II.7: Résultats de calcul du Bo à des pressions supérieures à Pb</i>	79
<i>Tableau B.II.8: Résultats d'ajustement du Rs</i>	80
<i>Tableau B.II.9: Résultats de calcul de Bg et Bt</i>	81
<i>Tableau B.II.10 : Résultats de mesure de la viscosité de l'huile.....</i>	81
<i>Tableau B.II.11: Synthèse de l'analyse PVT.....</i>	82
<i>Tableau B.II.12 : les modèles PVT du champ MKA</i>	85
<i>Tableau B.III.1: Évolution de la perméabilité relative du système huile-eau</i>	90
<i>Tableau B.III.2: Évolution de la perméabilité relative du système huile-gaz</i>	91
<i>Tableau B.III.3: Scaling End points pour le réservoir</i>	92
<i>Tableau B.III.4 : les résultats de la régression non linéaire</i>	93
<i>Tableau B.IV.1: Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de PI Entry</i>	96
<i>Tableau B.IV.2: Les données utilisées pour la construction de la courbe VLP</i>	98
<i>Tableau B.IV.3: Les points de fonctionnement des puits</i>	99
<i>Tableau B.V.1 : Historique de production du champ MAKOUDA</i>	104
<i>Tableau C.1 : Paramètres d'évaluation du prix de baril pour la durée de prévision</i>	120
<i>Tableau C.2 : les prix du bbl de l'année 2008 à 2019</i>	120
<i>Tableau C.3 : Paramètres généraux pour l'évaluation de la VAN</i>	121
<i>Tableau C.4: CapEx et OpEx pour le 1er Scénario</i>	121
<i>Tableau C.5: CapEx et OpEx pour le 2eme Scénario</i>	122
<i>Tableau C.6: CapEx et OpEx pour le 3eme Scénario</i>	122
<i>Tableau C.7: CapEx et OpEx pour le 4eme Scénario</i>	122
<i>Tableau C.8: Calcul de la VAN pour le cas de base</i>	123
<i>Tableau C.9: Calcul de la VAN pour le 1er Scénario</i>	124
<i>Tableau C.10: Calcul de la VAN pour le 2ème Scénario</i>	124
<i>Tableau C.11: Calcul de la VAN pour le 3ème Scénario</i>	125
<i>Tableau C.12: Calcul de la VAN pour le 4ème Scénario</i>	125
<i>Tableau C.13: Comparaison des résultats de la VAN pour chaque scénario</i>	126
<i>Tableau An.1: Les coefficients de la corrélation de Vasquez-Beggs pour le Pb</i>	xxi
<i>Tableau An.2: Les coefficients de la corrélation de Vasquez-Beggs pour le Bo</i>	xxii
<i>Tableau An.3: les coefficients de la corrélation de Vasquez-Beggs pour le Rs</i>	xxiii

Nomenclatures:

K : Perméabilité.	DST : Drill Stem Test.
K_a : Perméabilité absolue ou spécifique.	φ_u : Porosité utile.
K_e : Perméabilité effective.	φ_r : Porosité résiduelle.
K_w : la perméabilité effective à l'eau.	V_{pore} : Volume des pores.
K_o : la perméabilité effective à l'huile.	V_{total} : Volume total.
K_g : la perméabilité effective au gaz.	V_w : Volume d'eau.
K_r : Perméabilité relative.	φ : la porosité.
K_{ro} : Perméabilité relative de l'huile.	φ_t : porosité totale.
k_{rw} : Perméabilité relative de l'eau.	φ₁ : La porosité primaire (inter-granulaire).
k_{rg} : Perméabilité relative du gaz.	φ₂ : La porosité secondaire (intragranulaire).
S_w : La Saturation en Eau.	V_o : le volume de l'Huile.
S_o : La Saturation en Huile.	V_g : le volume du Gaz.
S_g : La Saturation en Gaz.	P_g : Pression de gaz
PVT : pressure, volume, temperature.	P_o : Pression d'huile
P_b : Pression de bulle.	P_w : Pression d'eau
P_{sat} : Pression de saturation.	R_{sd} : Rapport gaz-huile de solubilité différentiel.
FVF : Formation volume Facteur.	R_{sdb} : GOR de solubilité différentiel à la pression de bulle.
B_o : Le facteur de formation d'huile.	R_{sfb} : GOR de solubilité flash à la pression de bulle
B_t : facteur de volume de formation en deux phases.	S_{od} : Facteur de retrait différentiel de l'huile, au point de bulle.
B_g : facteur de volume de formation de gaz.	V_o (1..n) : Volume mesuré à chaque pression.
GOR : gas-oil ratio.	V_{or} : Volume résiduel aux conditions standards.
R_s : Rapport gaz-huile de solution.	Z : Le facteur de compressibilité du gaz.
T_{sc} : Température standard.	STP : Standard Temperature and Pressure.
P_{sc} : Pression standard.	C_o : Compressibilité de l'huile.
CCE : Constant Composition Expansion.	P_c : pression capillaire.
DLE : Differential Liberation Expansion.	bb1 : blue barrel.
V_{rel} : Volume relatif.	STB : Standard barrel.
V_{tot} : Volume total d'hydrocarbures.	γ_g : la densité du gaz.
V_{sat} : Volume à la pression de saturation.	γ_o : la densité d'huile.
B_{od} : facteur volumétrique différentiel de l'huile.	S* : La Saturation réduite
B_{td} : facteur de volume total relatif.	S_{or} : La saturation résiduelle en huile.
B_{odb} : facteur de volume d'huile différentiel Relatif à la pression de bulle.	S_{wi} : La saturation interstitielle.
B_{ofb} : Facteur volumétrique de l'huile flash à la pression de bulle.	S_{gc} : La saturation critique du gaz
P_i : la pression initiale de réservoir	σ : Tension interfaciale
Kh : la conductivité.	θ : Angle de contact
C_f : compressibilité de la formation.	DD : Draw Down.
S : Skin.	BU : Build-Up.
C : Wellbore storage coefficient.	P_{ws} : la pression statique du fond de puits

BHA: Bottom Hole Assembly.
 μ : viscosité.
 P_r : Pression du réservoir
 P_{wf} : Pression de fond
PI : l'indice de productivité.
 q_o : Le débit d'huile.
 Q_{omax} : Débit maximal d'huile.
A : La section
IP : Indice de Productivité.
IPR: Inflow Performance Relationship.
VLP: Vertical Lift Performance.
GLR: Gas-Liquid Ratio.
WOR: Water-Oil Ratio.
OOIP: Original Oil In Place.
OGIP: Original Gas In Place.
1P : Les réserves prouvées.
2P : Les réserves probables.
3P : Les réserves possibles.
 h_u : la hauteur utile.
 h_t : la hauteur totale.
S(*toit*): la surface de toit.
S(*mur*): la surface de mur.
N : Volume d'hydrocarbure en place
 V_r : Volume Rocheux.
 N_p : Production d'huile cumulée.
 W_p : Production d'eau cumulée.
 R_p : GOR de production.
 B_w : Facteur Volumétrique du fond d'eau.
WC: Water Cut.
 m : Le rapport entre la quantité initiale d'huile et de gaz dans le réservoir
 r_i : la distance entre le puits et l'interface.
M : le rapport de mobilité.
D : le rapport de diffusivité.
 V_{int} : Velocity interception.
 V_{app} : Vitesse apparente.
 V_m : Vitesse moyenne.
 V_{pcf} : Facteur de correction de vitesse.
 V_s : Vitesse de glissement.
 V_L : Vitesse de la phase lourde.
 V_H : Vitesse de la phase légère.
 Y_H : hold up de la phase lourde.
 Y_L : hold up de la phase légère.
 Q_H : Débit de la phase lourde (Heavy).
 Q_L : Débit de la phase légère (Light).
 Q_T : Débit total.

G : La quantité initiale de gaz cap
 W_{inj} : Volume d'eau injecté
 G_{inj} : Volume de gaz injecté
DDI: Déplétion Drive Index.
SDI: Segregation Drive Index.
WDI: Water Drive Index.
EDI: Expansion Drive Index.
IOR: Improved Oil Recovery.
EOR: Enhanced Oil Recovery.
RF: Recovery Factor.
MER: Maximum Efficiency Rate.
 E_D : efficacité du déplacement
 E_A : efficacité du balayage de surface
 E_v : efficacité du balayage vertical
MBAL: Material BALance.
TAG : Trias Argilo-Gréseux.
MMP : Minimum Miscibility Pressure.
 x_i : fraction molaire du composant i.
 M_{wi} : Molecular Weight du composant i.
 w_i : fraction massique du composant i.
 T_r : Température du Réservoir.
 M_{wc5+} : Molecular Weight of the C5+ components.
VAN : Valeur Actuelle Net.
 $CF_{actualisé}$: Cash-Flow actualisé.
CapEx: Capital Expenditure.
OpEx: Operating Expenditure.
V : Valeur de CF.
I : le prix actuel du pétrole.
 P_0 : le prix du pétrole à l'année de référence.
R : taux d'inflation du prix.
i: taux d'actualisation .

Introduction générale

La modélisation des réservoirs existe dans le contexte de gestion des réservoirs. Bien qu'elle ne soit pas universellement adoptée, la gestion des réservoirs est souvent définie comme l'allocation de ressources pour optimiser la récupération des hydrocarbures d'un réservoir tout en minimisant les investissements en capital et les dépenses d'exploitation [Wiggins et Startzman, 1990 ; Satter et Thakur, 1994 ; Al-Hussainy et Humphreys, 1996 ; Thakur, 1996]. Ces deux résultats, optimiser la récupération et minimiser les coûts, sont souvent contradictoires. La récupération des hydrocarbures peut être maximisée si le coût n'est pas un problème, tandis que les coûts peuvent être minimisés si l'opérateur sur le terrain n'a aucun intérêt ou obligation de gérer prudemment une ressource finie. L'objectif principal d'une étude de gestion de réservoir est de déterminer les conditions optimales nécessaires pour maximiser la récupération économique des hydrocarbures d'un champ exploité avec prudence. La modélisation du réservoir est la méthodologie la plus sophistiquée disponible pour atteindre l'objectif principal de gestion du réservoir.

Il y a de nombreuses raisons de réaliser une étude d'un modèle de simulation. La plus importante, d'un point de vue commercial, est peut-être la capacité à générer des prévisions de flux de trésorerie. La simulation fournit un profil de production pour la préparation des prévisions économiques. La combinaison du profil de production et de la prévision des prix donne une estimation des flux de trésorerie futurs. D'autres raisons de réaliser une étude de simulation dans une perspective de gestion de réservoir sont :

1. Impact sur les entreprises :

- Prévision des flux de trésorerie : Besoin de prévisions économiques sur le prix des hydrocarbures.

2. Gestion des réservoirs :

- Coordonner les activités de la gestion des réservoirs.
- Évaluer les performances des projets : Interpréter/comprendre le comportement des réservoirs.
- Sensibilité du modèle pour estimer les données : Déterminer le besoin de données supplémentaires.
- Estimer la durée de vie du projet.
- Prévoir la récupération des hydrocarbures en fonction du temps.
- Comparer les différents processus de récupération.
- Élaboration des plans du développements ou changements opérationnels.
- Sélectionner et optimiser la conception du projet : Maximiser la reprise économique.

✓ Objectifs d'étude:

L'objectif principal de notre travail peuvent être résumés comme suit:

- ❖ Étudier le réservoir **MKA-OUED NOUMER** pour construire un modèle de simulation fiable en utilisant MBAL, afin de prévoir les performances futures du réservoir selon les différentes stratégies de développement proposées, visant l'amélioration du taux de récupération.

✓ Méthodologie de travail

Pour atteindre ces objectifs, nous avons suivis le plan suivant :

- a. La première partie**, de la théorie et de la littérature, dont l'objectif est de mettre l'accent sur les concepts des plans de développement et les disciplines impliquées, elle se compose des chapitres suivants :
 - Le premier chapitre qui présente les différentes caractéristiques pétrophysiques des réservoirs, les principes et les applications de l'analyse PVT et l'étude SCAL.
 - Le deuxième chapitre sur les performances des essais des puits et des réservoirs.
 - Le troisième chapitre rappelle les méthodes de l'estimation des réserves et les mécanismes de drainage.
 - Le quatrième chapitre mentionnant les modèles de simulation et stratégies du développement.
- b. La deuxième partie**, d'ingénierie qui peut être divisé en trois grandes parties :
 - Les études de pré-élaboration du plan de développement : composée de plusieurs études à savoir : calcul et l'ajustement des paramètres PVT, les modéliser et les caler par le logiciel PVTP, modélisation des puits par PROSPER, estimer les réserves en place et les mécanismes du drainage par MBAL.
 - Établir un plan du développement adéquat : consiste à analyser les données obtenues par la 1^{ère} étape, proposer des scénarios pour développer la structure, faire des prévisions de production sur MBAL et décider du meilleur scénario.
- c. La troisième partie**, une étude économique qui sert à choisir un scénario présentant un compromis technico-économique.
- d. Enfin**, on clôture notre travail par une conclusion et des recommandations.

Partie A :
Théorie et littérature



Chapitre I :
Caractéristiques des
réservoirs et
des fluides

I.1. La pétrophysique

I.1.1 Introduction

La pétrophysique est la discipline qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches et leurs interactions avec les fluides (solutions aqueuses, hydrocarbures liquides, gaz) (Archie, 1950).

La connaissance précise des paramètres pétrophysiques d'une formation géologique joue un rôle très important dans la détermination du type de réservoir et l'estimation des réserves en place ainsi que les mécanismes de déplacement des fluides.

C'est une étape très importante pour évaluer les réservoirs et juger si c'est intéressant de passer à l'étape de la production. Permettent d'établir une stratégie optimale de développement du champ, ainsi que les prévisions de productions futures.

Plusieurs paramètres sont déterminés lors de l'étude :

I.1.2. La porosité (Φ)

I.1.2.1. Définition

Les roches sédimentaires sont constituées par des particules, de forme quelconque, plus ou moins cimentés entre elles, et entre lesquels existe des espaces vides qui ont la faculté de contenir un ou plusieurs fluides interstitiels tel que l'air, l'eau ou les hydrocarbures liquides ou gazeux, et de les laisser circuler. La roche est dite alors poreuse et perméable.

La porosité est définie comme étant la capacité d'une roche à retenir les fluides dans ces pores, c'est le rapport entre le volume occupé par les vides (V_{pores}) sur le volume total de la roche (V_{total}) (Figure A.II.1). La porosité est généralement donnée en pourcentage (de 0 à 100%) ou en unité porosité (de 0 à 1 P.U).

Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement elle est comprise entre 10% et 35%.

$$\varphi = \frac{V_{\text{pores}}}{V_{\text{total}}} = \frac{V_{\text{total}} - V_{\text{solide}}}{V_{\text{total}}}$$

$$V_{\text{total}} = A \times B \times H$$

$$V_{\text{pores}} = \sum \text{pores}$$

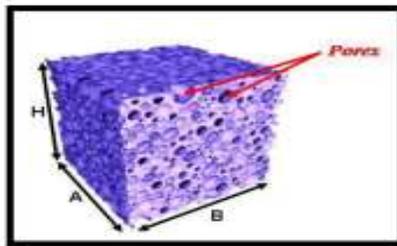


Figure A.I.1: Illustration de la porosité [4]

I.1.2.2. Les différents types de porosité

- **Porosité totale (Φ_t)** : c'est la somme de la porosité utile et de la porosité résiduelle, C'est cette porosité qui est mesurée par les procédés de diagraphies électriques ou nucléaires (Monicard, 1965), elle est égale au rapport du volume total des espaces vides (pores, canalicules, vacuoles...) existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume totale de la roche. La porosité totale englobe :

D'une part, **La porosité primaire Φ_1 (inter-granulaire)** qui inclut les espaces poreux présents lors du dépôt et de la sédimentation, elle dépend largement de la forme et la taille des éléments solides (Figure A.II.2), ainsi que leur classement. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.

D'autre part, **La porosité secondaire Φ_2 (intra-granulaire)** est une porosité post-dépôt qui représente une porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et/ou une porosité de fissures et de fractures, acquise mécaniquement (Figure A.II.2).

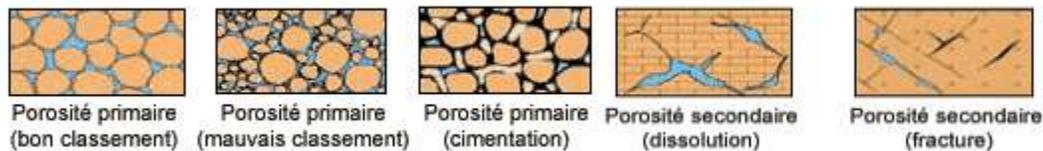


Figure A.I.2: Types de porosité [5]

- **Porosité utile (Φ_u)** : c'est la porosité connectées ou effective (Figure A.III.8), elle est définie comme étant le rapport entre le volume des pores connectés sur le volume total de la roche, c'est la porosité qui permet la récupération de la phase piégée.
- **Porosité résiduelle (Φ_r)** : c'est la porosité due aux pores qui ne communique pas entre eux ou avec le milieu extérieur (Figure A.II.3).

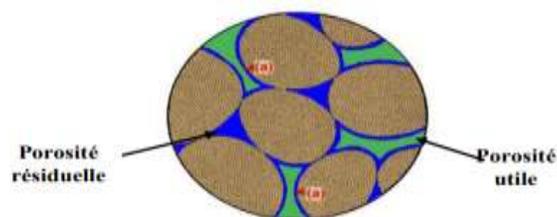


Figure A.I.3: Porosité utile et porosité résiduelle [6]

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 : $\Phi \geq 30\%$.

I.1.3. La perméabilité

I.1.3.1. Définition

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenue dans son espace poreux sous l'effet d'un gradient de pression, la roche ne permet pas le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux.

Le déplacement du fluide le long d'un tube de section S dépend non seulement de la roche mais aussi de la nature du fluide et du gradient de pression appliqué.

La perméabilité des roches réservoirs peuvent varier de 0,1 à 1000 mD ou plus. La perméabilité dans le réservoir est classée comme suit (Tiab & Donaldson, 2004) :

- Pauvre si : $K < 1 \text{ mD}$.
- Equitable si : $1 \text{ mD} < K < 10 \text{ mD}$.
- Modérer si : $10 \text{ mD} < K < 50 \text{ mD}$.
- Bonne si : $50 \text{ mD} < K < 250 \text{ mD}$.
- Très bonne si : $K > 250 \text{ mD}$.

I.1.3.2. Types de perméabilité

On distingue la perméabilité absolue, effective et relative :

- **Perméabilité absolue ou spécifique (K_a)** : c'est la perméabilité d'une roche à l'écoulement d'un fluide avec la saturation de 100% de ce fluide, c'est-à-dire qu'on est en présence d'un seul type de fluide : perméabilité à l'air, à l'eau ou à l'huile.
- **Perméabilité effective (K_e)** : c'est la perméabilité d'un fluide en présence d'autres fluides dans un volume de roche donné. K_w , K_o , K_g désignent la perméabilité effective à l'eau, à l'huile, et au gaz respectivement. Chaque fluide va mutuellement réduire la perméabilité des autres fluides.
- **Perméabilité relative (K_r)** : c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité absolue (Monicard, 1965). La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre. Si le réservoir ne contient qu'un seul fluide, sa perméabilité relative est égale à 1.

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

Dans un réservoir il peut y avoir plus d'une phase de fluide (mélange de gaz, d'huile et d'eau). La perméabilité relative d'un fluide A est 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).

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

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

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

Dans un système à 3 phases : la somme ($K_{r_o} + K_{r_g} + K_{r_w}$) est toujours inférieure à 1.

I.1.4. La Saturation

La saturation est définie comme étant le rapport occupé par un fluide (l'huile, l'eau ou le gaz) au volume total des pores de la roche, elle permet la quantification du pourcentage de ce fluide dans la roche. La saturation est désignée par la lettre **S** et s'exprime en pourcentage. Il existe plusieurs types de saturation:

- La Saturation en Eau de la zone vierge : c'est le volume de l'Eau dans la zone vierge sur le volume des pores.

$$S_w(\%) = \frac{V_{eau}}{V_{pores}}$$

- La Saturation en Huile : c'est le volume de l'Huile sur le volume des pores.

$$S_o(\%) = \frac{V_{huile}}{V_{pores}}$$

- La Saturation en Gaz : c'est le volume du Gaz sur le volume des pores.

$$\bullet \quad S_g(\%) = \frac{V_{gaz}}{V_{pores}}$$

Avec : $S_w + S_o + S_g = 100\%$ et $V_w + V_o + V_g = V_{pores}$.

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

I.1.5. Mouillabilité

La mouillabilité c'est l'affinité de la roche pour un fluide, caractérisé par l'angle de contact du fluide avec le solide. Lorsqu'une goutte d'un liquide se trouve au contact d'une surface, elle tend à garder sa forme sphérique. En effet, cette forme est celle qui donne à la goutte l'aire la plus faible pour un volume donné : augmenter la surface consisterait à fournir de l'énergie. Celle-ci est représentée par la tension de surface, caractéristique de chaque matériau et de chaque liquide (72 mN/m pour l'eau pure par exemple).

La portion de sphère forme un angle bien défini avec le support, appelé angle de contact. Il traduit le degré d'hydrophilie ou d'hydrophobie d'un matériau, donc sa mouillabilité. Plus l'angle de contact est faible, et mieux la surface sera "mouillée" (si le liquide ne mouille pas bien, il n'entre pas dans les pores)

Sur une surface métallique, par exemple l'angle de contact sera plus faible (et donc la goutte plus aplatie) que sur du Téflon, particulièrement hydrophobe.

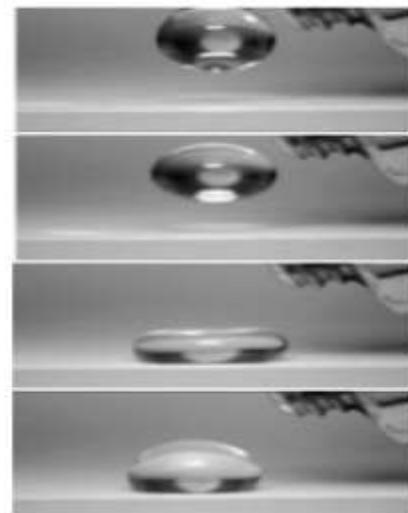


Figure A.I.4: Goutte d'eau tombant sur une plaque de Téflon [7]

Il est possible de modifier la mouillabilité de certains réservoirs par des traitements spéciaux. Ils définissent les taux d'absorption d'eau ou d'huile sur une surface d'une roche, permettent de déterminer l'adhérence et de prédire les propriétés de cette roche.

Les quatre photos montrent une goutte d'eau tombant sur une plaque de Téflon. La goutte reste à la surface, car le Téflon est particulièrement hydrophobe.

I.2. Analyse PVT

I.2.1. Introduction :

Compte tenu de la nature de plus en plus critique des fluides exploités, la connaissance des propriétés du fluide en place est primordiale pour le développement du gisement.

L'étude PVT est une suite d'opérations et d'analyses qui définissent les grandeurs thermodynamiques caractérisant le fluide.

Son but est de déterminer les caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide de gisement. Ainsi que de simuler les transformations que subie ce fluide au cours de son mouvement dès le réservoir jusqu'à atteindre les installations de surface.

Les données PVT fournissent les informations nécessaires pour :

- Déterminer la quantité d'huile et de gaz en place.
- Évaluer les calculs de réservoir du bilan matières.
- Le comportement des fluides qui influent à la fois sur la récupération et les coûts.

L'analyse de la composition et les propriétés physiques mesurées sont utilisées pour :

- Comprendre le comportement de phase.
- Évaluer les différents scénarios de production.
- Optimiser la production de réservoir et la récupération d'huile.
- Maximiser la récupération finale.
- Optimiser les économies de production.

I.2.2. Les principales propriétés des huiles

Avant d'entamer les études PVT Il est primordial de définir quelques propriétés des fluides de formation dont leur détermination est l'un des objectifs principaux de l'analyse PVT.

- **Pression de bulle :**

La pression de bulle (P_b) est la pression à laquelle la première bulle du gaz s'évolue.

- **Facteur de volume de formation FVF :**

Ce facteur est le rapport de volume d'un fluide aux conditions de réservoir au volume de ce même fluide aux conditions de surface. En pratique, les FVF s'écrivent B_o pour les huiles et B_g pour les gaz. Le facteur de formation d'huile se calcule par la relation suivante :

$$B_0 = \frac{\text{Volume d'huile aux conditions de fond (bbl)}}{\text{Volume de l'huile aux conditions de surface (STB)}}$$

Le B_o est toujours supérieur à 1, car dans les conditions des réservoirs l'huile peut dissoudre plus de gaz que dans un état standard. La figure A.4.1 montre la courbe typique du facteur de formation d'huile.

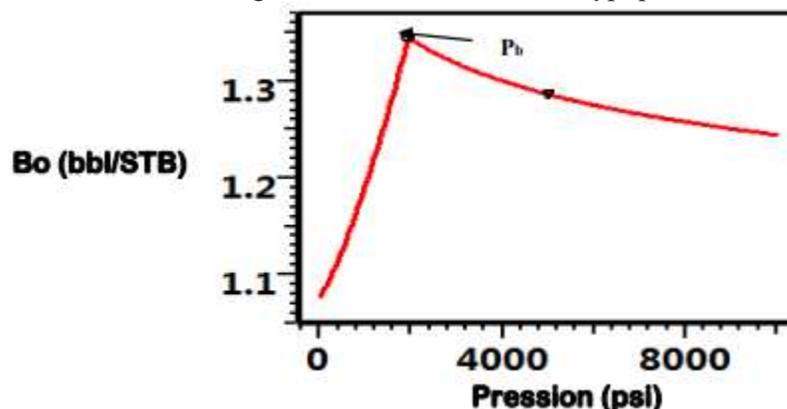


Figure A.I.5: Courbe typique de l'évolution du B_o en fonction de la pression [1]

- **Rapport gaz-huile de solution (R_s) :**

Le rapport gaz-huile de solution (ou dissolution), aussi appelé GOR de solubilité, est le nombre des mètres cubes standard de gaz qui se dissout dans un baril courant d'huile de réservoir quand tous les deux sont rendus vers le bas au réservoir à la pression de réservoir et à la température régnante. Il s'exprime en [scf/stb] en unité pratique, ou en [m³/m³] en unité métrique.

La figure A.I.2 montre que :

- ✓ R_s : Reste constant pour $P > P_b$ (la pression de bulle).
- ✓ R_s : diminue avec la diminution de pression

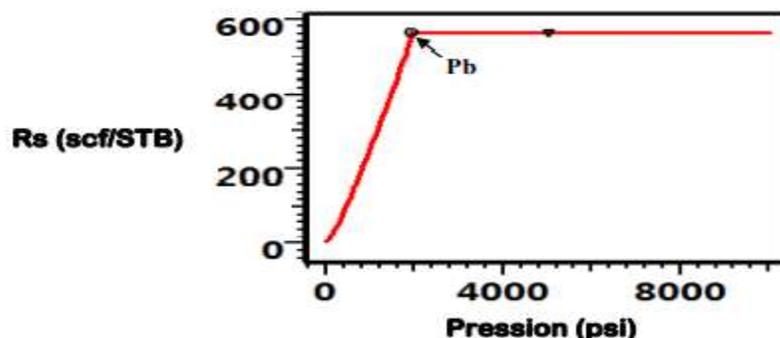


Figure A.I.6: Courbe typique de l'évolution du R_s en fonction de la pression [1]

Les B_o et les R_s varient beaucoup suivant les types d'huile : légère, moyenne et lourde.

- **Compressibilité de l'huile C_o :**

La compressibilité est une caractéristique d'un corps, définissant sa variation relative de volume sous l'effet d'une pression appliquée. C'est une valeur très grande pour les gaz, faible pour les liquides et très faible pour les solides usuels. Elle se définit comme :

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Où :

- C_o : Compressibilité d'huile.
- V : Volume.
- T : Température.

La figure A.I.3 montre l'évolution du C_o en fonction de la pression

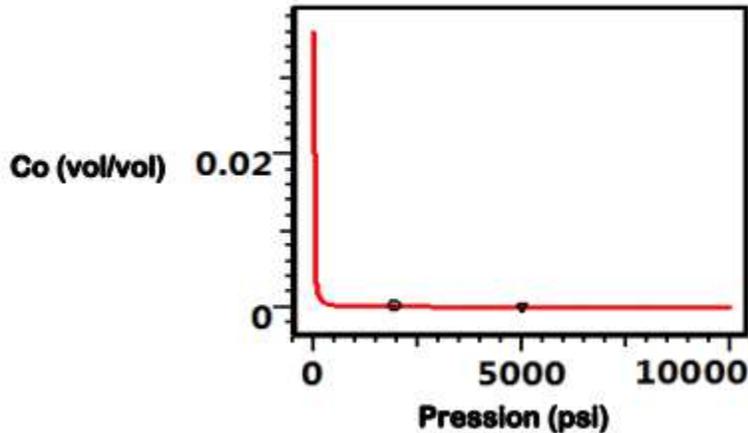


Figure A.I.7: Courbe typique de l'évolution du C_o en fonction de la pression [1]

- **Viscosité :**

Elle caractérise l'aptitude de fluide à s'opposer au déplacement. Elle diminue lorsque la température augmente. A la pression et à la température atmosphérique, elle varie de 1 Cp pour des huiles et condensats légers à plusieurs milliers centpoises pour certaines huiles lourdes de densité voisine de l'unité.

La viscosité peut être mesurée sur site entre 21,1°C (70°F) et 98,9°C (210°F) dans différents appareils et elle peut aussi être corrélée avec d'autres propriétés à l'aide des relations empiriques.

La figure suivante montre la courbe typique de viscosité.

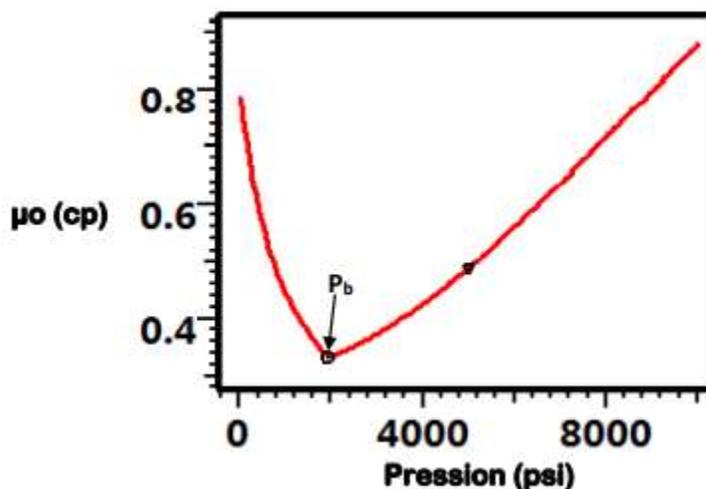


Figure A.I.8: Courbe typique de l'évolution de μ_o en fonction de la pression [1]

I.2.3. Collecte d'échantillons de fluide

La fiabilité de la mesure des propriétés des fluides de gisement est évidemment en fonction du soin apporté à la réalisation de la mesure elle-même mais dépend surtout de la qualité de l'échantillon : les mesures de laboratoire ne seront valables que si celui-ci est représentatif du fluide du réservoir (échantillon représentatif : c'est celui qui reflète la composition du fluide à la profondeur de test).

Les points importants pour l'obtention d'un échantillon représentatif sont :

- Le point de prélèvement
- La méthode de prélèvement
- La conservation de l'échantillon avant analyse
- Choix des emplacements
- Marquage des échantillons

Si les échantillons ne sont pas représentatifs du fluide de réservoir, les data PVT ne seront pas utilisés pour développer l'EOS du fluide correspondant, qui doit prédire le changement de la composition durant la déplétion du réservoir.

Les échantillons de fluide de réservoir sont généralement prélevés à un stade précoce de la vie productive du réservoir et envoyés à un laboratoire pour une analyse PVT complète. Plusieurs méthodes d'échantillonnage peuvent être utilisées pour collecter les fluides de réservoir, cet échantillonnage peut être effectué soit en surface soit au fond du puits, on distingue :

- Échantillonnage de fond « Bottomhole sampling ».
- Échantillonnage de surface « Separator sampling ».
- Échantillonnage en tête de puits « Wellhead sampling ».

Le choix de la méthode d'échantillonnage dépend de :

- La nature du fluide de réservoir (huile ou gaz).
- Fluide saturé ou proche de la saturation aux conditions de réservoir.
- Fluide produit est monophasique à la pression de réservoir dans l'intervalle (P_r , P_{wf}).

I.2.3.1. Échantillonnage de fond :

Le prélèvement est effectué immédiatement au-dessus de la zone testée, avec un outil (échantillonneur) descendu au câble.

Cette opération est possible seulement :

- Si la garniture de test permet le passage de l'échantillonneur.
- Si l'effluent au fond du puits est monophasique.
- S'il n'y a pas de fluide étranger à la cote de prélèvement.

Une procédure de conditionnement du puits et de contrôle permet de s'assurer les deux dernières conditions.

Une fois en surface, l'échantillon est transféré dans une bouteille de transport. Cette opération nécessite un kit de transfert.

La procédure d'échantillonnage au fond de puits comprend:

- installer l'échantillonneur à travers le puits de production,
- mesurer de gradient de pression,
- Positionner échantillonneur à la profondeur spécifiée,
- Produire suffisamment à un faible débit stable,
- Des échantillonneurs de fond sont souvent transférés dans des bouteilles d'échantillonnage.

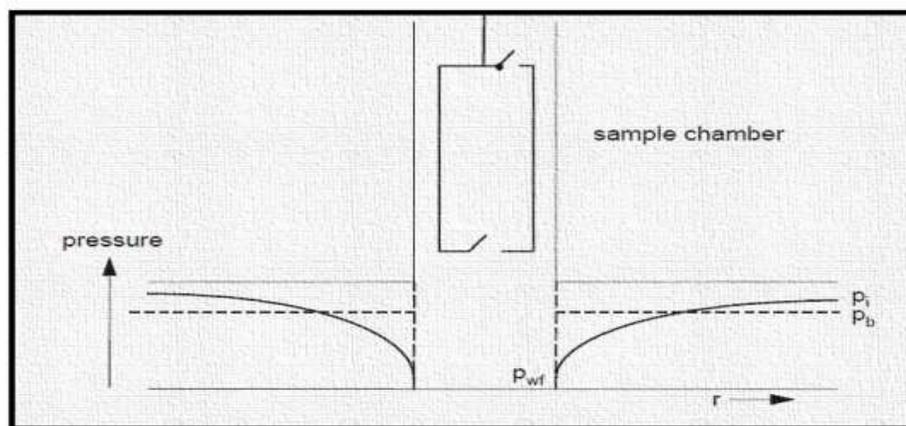


Figure A.I.9: Échantillonnage de fond [2]

I.2.3.2 Échantillonnage de surface :

L'échantillonnage de surface ne peut commencer que lorsque le puits en débit est parfaitement stabilisé.

La phase hydrocarbure liquide et la phase gaz de l'effluent sont échantillonnées aux conditions de séparation suivant une procédure spécifique : généralement par déplacement de mercure pour la phase liquide et par remplissage sous vide pour la phase gaz.

Il existe deux méthodes de prélèvement de surface :

a. La première, globale, consiste à recueillir l'échantillon en tête de puits ou sur une ligne de production. Cette méthode ne s'applique que dans des situations particulières :

- ❖ Dans le cas des huiles à gaz dissous lorsque les conditions de tête de puits sont telles que le fluide s'écoule à l'état monophasique liquide.
- ❖ Dans le cas des gaz secs ou à faible teneur en liquide et dont l'échantillonnage peut être effectué sur ligne de production ou de collecte.

b. La seconde, mise en œuvre après fractionnement du fluide sur un séparateur, consiste à recueillir un échantillon de chacune des phases en équilibre. Cette méthode, plus générale, s'applique indifféremment aux huiles à gaz dissous et aux gaz à condensat.

I.2.3.3. Échantillonnage sur séparateur :

L'échantillonnage sur séparateur est utilisé souvent pour les réservoirs de gaz à condensats et d'huiles saturées. Ce type d'échantillonnage est également préconisé

La méthode repose sur l'échantillonnage séparé du gaz et de l'huile au niveau séparateur. Les échantillons doivent être prélevés en même temps, le remplissage des bouteilles d'échantillons se fait à débit constant d'environ 1 litre / minute.

On prélève sur un séparateur un échantillon de gaz et un échantillon de liquide. Ces échantillons sont ensuite recombinaés au laboratoire dans le rapport de leurs débits.

Le système obtenu est représentatif de l'effluent de la couche dans l'hypothèse d'un régime permanent de production du puits.

Le mélange de l'huile et du gaz du séparateur, que l'on réalise au laboratoire, dans le rapport de leurs productions ne reconstitue pas un fluide représentatif que dans la mesure où les débits sont mesurés avec une précision suffisante.

Pour les facilités de sa manipulation au laboratoire, il est avantageux d'avoir le minimum de composés lourds dans le gaz.

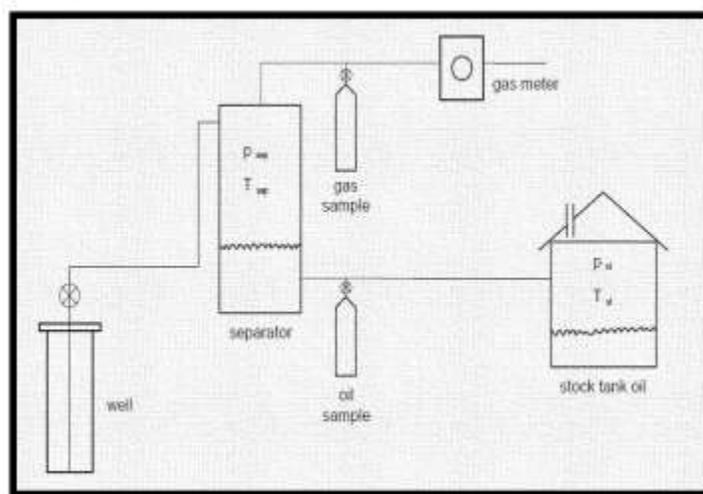


Figure A.I.10: Échantillonnage sur séparateur [2]

Pour atteindre cet objectif, il est important de régler la pression de fonctionnement du séparateur près de la valeur qui correspond, à la température de l'opération, donc au minimum des coefficients de partage des pentanes, hexanes et heptanes, à savoir entre 30 et 50 bar à 20°C.

Les données de production au moment de l'échantillonnage, qui conditionnent la reconstitution de l'effluent, doivent être soigneusement notées. Ainsi on mesure les débits de liquide et de gaz, le rapport gaz-liquide, les pressions et les températures.

On relève par ailleurs d'autres informations qui permettront de préciser les proportions dans lesquelles le mélange de liquide et de gaz doit s'effectuer au laboratoire et d'apprécier la représentativité de l'effluent reconstitué.

I.2.3.4. Avantages des méthodes d'échantillonnage :

I.2.3.4.1. Avantages d'échantillonnage du fond :

- Collection des échantillons désirés directement.
- Maintien de la pression d'échantillon.

- Éviter l'utilisation des séparateurs de surface.
- Minimiser les erreurs.

I.2.3.4.2. Avantages d'échantillonnage en tête du puits:

- Collection des échantillons désirés directement.
- Échantillon pris d'un faible intervalle de profondeur.
- Il n'est pas affecté par la ségrégation des fluides dans les puits.

I.2.3.4.3. Avantages d'échantillonnage de la surface :

- Des quantités de volumes de fluide importantes peuvent être prises.
- Facile, pas coûteuse, quand les séparateurs sont en place de déroulement d'échantillonnage.
- Pas d'outils aux abords du puits.

I.2.3.5. Validation des échantillons:

Après l'acquisition des échantillons de fluide du réservoir, la vérification de leur qualité est établie pour évaluer la validité des échantillons collectés.

Certains tests spéciaux sont adaptés pour déterminer la représentativité des échantillons. La validation la plus courante pour l'échantillonnage du fond c'est la mesure de pression de bulle à la température de la surface ou celle de réservoir, (dans un laboratoire pvt mobile). Avant de ramener les échantillons au laboratoire pvt, si la pression de bulle à la température de la surface dépasse la pression de bulle de l'échantillon ou la pression de bulle aux conditions de réservoir, donc cela indique que l'appareil d'échantillonnage a ramené une huile sous saturée ou avec du gaz libre. L'échantillon n'est pas valide.

La procédure de validation de l'échantillon est de faire stabiliser la pression de bulle de chaque échantillon à la même température des échantillons du fond ou de la surface.

I.2.4. Les expériences PVT :

Les échantillons du liquide et de gaz prélevés sont recombinaisonnés pour obtenir un échantillon représentatif du mélange global. Avant de réaliser cette recombinaison, des études sont menées, séparément sur le liquide et le gaz échantillonnés.

Il est préférable d'obtenir un échantillon de fluide le plus tôt possible dans la vie d'un champ, de manière à ce que l'échantillon représente de près le fluide du réservoir initial. Le prélèvement d'un échantillon de fluide au début de la vie d'un champ réduit les risques de présence de gaz libre dans la zone pétrolière du réservoir.

La quantité de données désirée détermine le nombre de tests effectués en laboratoire. En règle générale, trois types d'essais de laboratoire sont utilisés pour mesurer les propriétés des échantillons de réservoirs d'hydrocarbures :

• 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.

• Tests routiniers de laboratoire « Routine laboratory tests » :

Ces divers tests de laboratoire sont systématiquement effectués pour caractériser les fluides de réservoir. Ils comprennent :

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

• Tests spéciaux de laboratoire PVT « Special laboratory PVT tests » :

Ces types de tests sont effectués pour des applications très spécifiques. Si un réservoir doit être assisté par injection de gaz miscible ou par un système de recyclage du gaz, les tests suivants peuvent être effectués :

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

L'objectif de ce chapitre est de revoir les tests de laboratoire PVT et d'illustrer l'utilisation correcte des informations issues de ces analyses.

I.2.4.1. Les expériences routinières au laboratoire :

Trois expériences principales sont souvent réalisées dans chaque analyse PVT:

- Expansion à Composition Constante (**Constant Composition Expansion CCE**).
- Expansion de Libération Différentielle (**Differential Liberation Expansion DLE**).
- Tests de séparateur (**Separator Test ST**).

I.2.4.1.1. Essai d'expansion à composition constante CCE :

C'est l'expérience PVT la plus commune, c'est elle qui est menée à la fois pour les huiles et les condensats.

Connue sous l'acronyme « CCE » (Constant Composition Expansion), une quantité connue de liquide du réservoir doit être mise dans une cellule de laboratoire PVT; ensuite la cellule est mise sous pression jusqu'à atteindre la pression du réservoir (ou plus) et à la température du réservoir.

Suite à la mise sous pression initiale, la pression de la cellule est réduite graduellement en augmentant le volume de la cellule par étapes. Le liquide est agité à chaque pression par rotation de la cellule, ce qui évite le phénomène de sursaturation et le point de bulle peut être déterminé avec plus de précision.

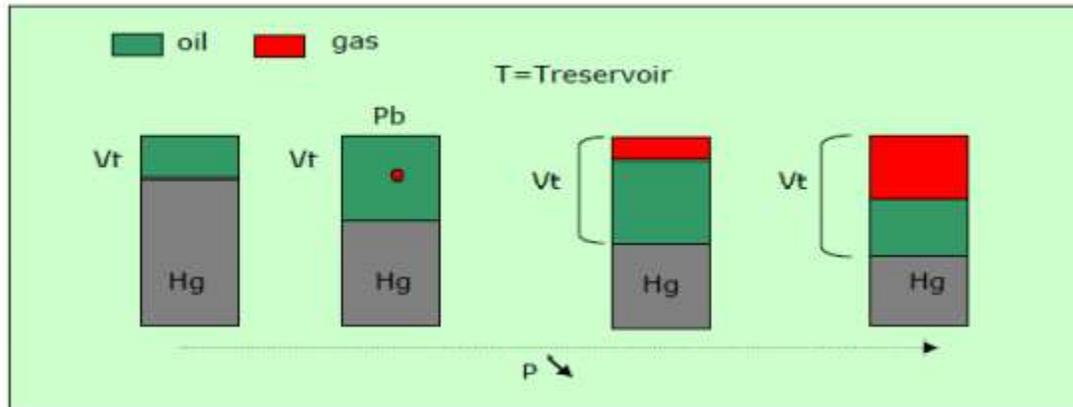


Figure A.I.11: Essai d'expansion à composition constante CCE [1]

Cette expérience permet de mesurer directement :

- La pression de saturation de l'huile (point de bulle)

Et de calculer :

- Le volume relatif total.
- L'Y-Function, pour le lissage des données du volume relatif.
- La masse volumique de l'huile.
- La compressibilité de l'huile.

I.2.4.1.2. Essai de libération différentielle (à la température du réservoir) :

Dans le processus de libération différentielle, connu aussi sous le nom de vaporisation différentielle, le gaz en solution qui est libéré d'un échantillon d'huile lors d'une baisse de pression est continuellement éliminé du contact avec l'huile et avant d'établir l'équilibre avec la phase liquide. Ce type de libération est caractérisé par une composition variable du système hydrocarbure total.

Les données expérimentales obtenues à partir du test incluent :

- ❖ Quantité de gaz dans la solution en fonction de la pression.
- ❖ Le retrait du volume d'huile en fonction de la pression.
- ❖ Propriétés du gaz dégagé, y compris la composition du gaz libéré, le facteur de compressibilité du gaz et la densité relative du gaz.
- ❖ Densité de l'huile restante en fonction de la pression.

Le test de libération différentielle est considéré comme permettant de mieux décrire le processus de séparation se déroulant dans le réservoir et de simuler le comportement d'écoulement des systèmes d'hydrocarbures dans des conditions supérieures à la saturation critique en gaz. Lorsque la saturation du gaz libéré atteint la saturation critique en gaz, le gaz libéré commence à s'écouler, laissant derrière lui le pétrole qui l'a contenu à l'origine. Ceci est attribué au fait que les gaz ont, en général, une mobilité supérieure à celle des huiles. Par conséquent, ce comportement suit la séquence de libération différentielle.

Le test est effectué sur des échantillons d'huile de réservoir et consiste à charger une cellule PVT visuelle avec un échantillon de liquide à la pression de bulle et à la température du réservoir. Comme le montre schématiquement la figure 2-8, la pression est réduite par paliers, généralement

entre 10 et 15 niveaux de pression, et tout le gaz libéré est éliminé et son volume est mesuré dans les conditions standards ainsi ses propriétés sont déterminées y compris sa composition, le facteur de compressibilité et sa densité. Le volume d'huile restant V_o (1..n) est également mesuré à chaque niveau de pression. Il convient de noter que l'huile restante est soumise à des changements continus de composition à mesure qu'il s'enrichit progressivement en composants plus lourds vu la libération des gaz.

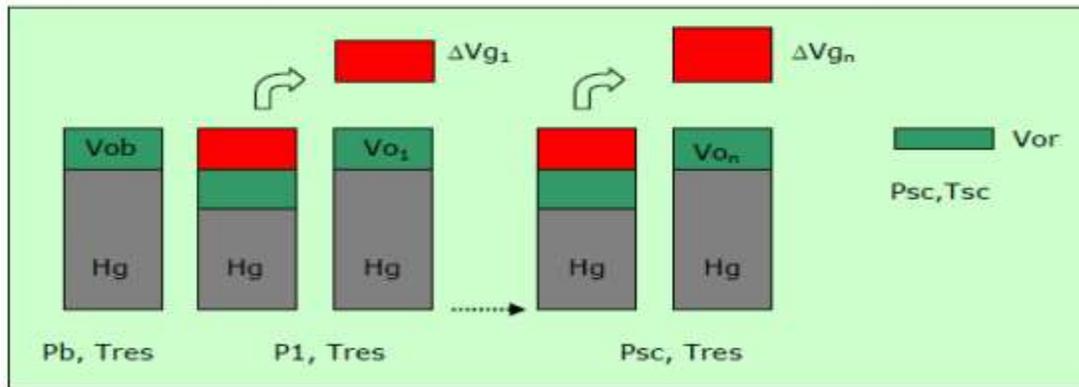


Figure A.I.12: Essai de libération différentielle DL [1]

La procédure ci-dessus est poursuivie jusqu'à la pression atmosphérique où le volume de l'huile résiduelle (restante) est mesuré et converti en un volume à 60 ° F, V_{or} .

Ce test permet de calculer :

- Les facteurs de volume de formation différentiels d'huile B_{od} (communément appelés les facteurs de volume d'huile relatif) à tous les niveaux de pression.
- Le facteur de solubilité différentiel noté R_{sd} .
- Le facteur de volume total relatif B_{td} de la libération différentielle.
- Le facteur de compressibilité du gaz z représente le facteur z de la solution libérée (éliminée) du gaz à la pression spécifique.
- Le facteur de volume en formation de gaz B_g .

Il convient de noter que le test de libération différentielle représente le comportement de l'huile dans le réservoir lorsque la pression diminue. Nous devons trouver un moyen d'amener cette huile à la surface de la mer par des séparateurs et dans le réservoir. Ce processus est un processus flash ou séparateur.

I.2.4.1.3. Tests de séparation

Ils ont pour but de reproduire, afin d'en définir, les conditions optimums de séparation de l'huile en surface.

L'expérience montre en effet que pour un même débit en tête de puits, la quantité et les caractéristiques de l'huile recueillie au bac de stockage varient selon les conditions de séparation (nombre d'étage de séparation, pression et température de chacun d'eux). Les conditions de séparation en laboratoire permettent de définir les conditions qui conduisent à la production finale maximale d'huile.

En pratique, 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.

Les essais de séparation en laboratoire peuvent être complétés, ou quelque fois remplacés par des calculs qui sont effectués à partir de la composition de l'huile du réservoir et des coefficients d'équilibre aux pressions et températures choisies.

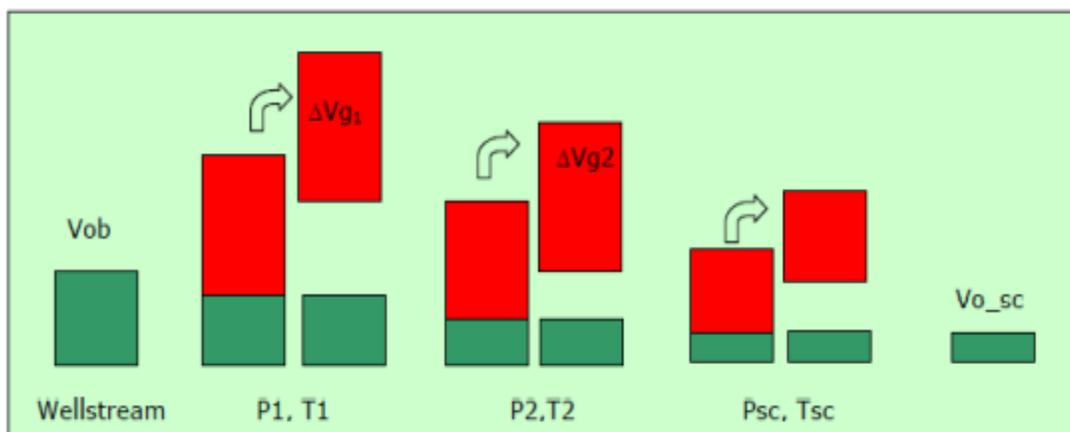


Figure A.I.13: Test sur séparateur [1]

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

a. 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).

b. Les propriétés calculées :

Ces données mesurées expérimentalement 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} .

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

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

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

I.1.4.1.4. Ajustement des données de libération différentielle aux conditions du séparateur

Pour effectuer les calculs de bilan matière, il faut disposer du facteur de volume de formation d'huile, B_o , et du GOR de solubilité R_s , en fonction de la pression du réservoir. La méthode idéale pour obtenir ces données consiste à placer un grand échantillon de pétrole brut dans une cellule PVT à sa pression de bulle et à la température de son réservoir. À une pression inférieure de quelques centaines de psi à la pression de bulle, une petite partie de l'huile est éliminée et vaporisée à des températures et pressions égales à celles des séparateurs de surface et du réservoir de stockage. Le volume de gaz libéré et le volume d'huile de réservoir sont mesurés pour obtenir B_o et R_s . Ce processus est répété à plusieurs pressions de réservoir progressivement inférieures jusqu'à obtenir des courbes complètes de B_o et R_s en fonction de la pression. Cette procédure est parfois effectuée au laboratoire. Cette méthodologie expérimentale a été proposée à l'origine par Dodson (1953) et s'appelle la méthode Dodson.

Amyx et al. (1960) et Dake (1978) ont proposé une procédure pour construire les courbes du B_o et R_s en utilisant les données de libération différentielle en conjonction avec les données de séparation expérimentale du séparateur pour un ensemble donné de conditions de séparateur.

I.2.5. Obtention de propriétés à partir des corrélations

Il est toujours souhaitable d'ajuster la prédiction des propriétés des fluides obtenus à partir de corrélations.

Les mesures sur site peuvent être utilisées à cette fin ou bien les valeurs résultant d'études PVT. Dans ce dernier cas, toutefois, si une étude PVT complète est disponible, elle devrait être utilisée plutôt que les corrélations.

Les corrélations sont des relations empiriques entre des propriétés qui n'ont pas une interdépendance simple, pour laquelle une relation apparente a été identifiée. Graphiques et monographies sont utilisés depuis longtemps dans l'industrie pétrolière, et il s'est avéré utile pour fournir des valeurs lorsque les mesures ne sont pas réalisables, pour extrapoler à partir de valeurs mesurées dans différentes conditions et pour vérifier la cohérence des mesures.

Les corrélations sont précieuses pour l'industrie, mais des données expérimentales doivent être obtenues chaque fois que possible. Si un choix entre corrélations est nécessaire, l'idéal est de comparer les données PVT réelles sur plusieurs fluides similaires, de déterminer la corrélation la plus appropriée et de se faire une idée des erreurs probables. Si cela n'est pas possible, il est préférable d'utiliser la corrélation dérivée de données de type de fluide et d'origine géographique similaires. Il peut également être judicieux de comparer les résultats obtenus à partir de différentes corrélations afin de déterminer si des paramètres clés sont particulièrement sensibles à ce choix.

Des corrélations pour les huiles ont été développées pour la pression au point de bulle, le facteur de formation de l'huile B_o , le GOR de solubilité R_s , la viscosité μ_o et la compressibilité C_o . Ils prédisent les propriétés à partir de l'huile de surface et des propriétés du gaz, ainsi que le rapport total gaz-pétrole en solution. (Voir l'annexe pour les corrélations PVT).

I.2.6. Test viscosité :

Dans le test de viscosité au laboratoire, la viscosité d'huile est mesurée à une température constante, qui égale à la température de réservoir en diminuant la pression. Plusieurs données peuvent être mesurées en utilisant un viscosimètre de type chute bille où la viscosité est liée au

temps nécessaire pour qu'une bille de masse et de diamètre connus va chuter de haut vers le bas d'une cellule remplie avec l'huile étudié.

Une nouvelle technique pour la détermination de la viscosité est d'utiliser un viscosimètre électromagnétique (electromagnetic viscometer emv). Cet instrument est basé sur le principe d'une force électromagnétique appliquée à un piston immergé dans le fluide à tester à une température donnée.

Le mouvement du piston est résisté par le comportement visqueux du fluide, ce qui permet la mesure de la viscosité. La technique EMV est appliquée pour la détermination de viscosité d'huile et du gaz. Pour mesurer la viscosité du gaz, un piston est utilisé avec un creux au centre et la chambre est placée horizontalement.

I.3. Étude SCAL

I.3.1. Introduction

L'analyse spéciale des carottes, souvent abrégée SCAL ou SPCAN, est une procédure de laboratoire permettant de réaliser des expériences d'écoulement des fluides sur des carottes prélevés d'un réservoir pétrolier. L'analyse SCAL se distingue de "l'analyse routinière des carottes ou l'analyse conventionnelle" en ajoutant plusieurs expériences, notamment des mesures des propriétés d'écoulement diphasique, la détermination de la perméabilité relative et de la pression capillaire.

I.3.2. Perméabilité relative

I.3.2.1. Définition de la perméabilité relative

Si deux fluides s'écoulent simultanément dans un échantillon, on constate que ceci a pour conséquence de réduire la perméabilité de chaque fluide. La perméabilité relative est considérée comme le rapport entre la perméabilité effective sur la perméabilité absolue.

Détermination de la perméabilité relative expérimentalement au laboratoire :
Deux fluides non miscibles sont injectés, grâce à des pompes, dans un échantillon poreux cylindrique de section A et de longueur L.

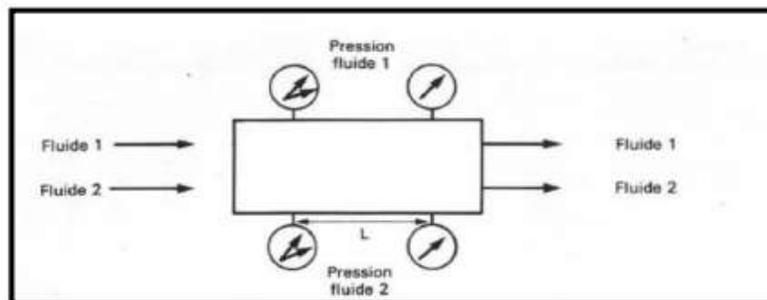


Figure A.I.14: Détermination expérimentale de la perméabilité [3]

Soient Q_1 et Q_2 les débits de ces fluides ΔP_1 et ΔP_2 les différences de pression correspondant à la longueur L pour chaque fluide. μ_1 et μ_2 la viscosité dynamique de ces fluides. L'expérience montre que l'on peut écrire une relation du type de Darcy :

$$Q_1 = \frac{K_1}{\mu_1} A \frac{\Delta P_1}{L}$$

Et

$$Q_2 = \frac{K_2}{\mu_2} A \frac{\Delta P_2}{L}$$

k_1 et k_2 sont appelées perméabilités effectives aux fluides 1 et 2. Elles dépendent de la perméabilité spécifique au milieu et des saturations.

Si l'on modifie le débit d'injection de l'un des deux fluides, donc la saturation moyenne en chacun des deux fluides (obtenue après un certain temps d'injection donnant l'équilibre) varie, l'expérience montre également que les coefficients k_1 et k_2 sont modifiés et sont en fonctions croissantes des saturations des fluides 1 et 2.

On introduit de façon générale les perméabilités relatives k_{r1} et k_{r2} qui dépendent seulement de la saturation :

$$K_{ri} = \frac{K_i}{K}$$

Avec k : perméabilité absolue (écoulement monophasique).

On note en pratique :

- Eau : $k_{rw} = k_w/k$
- Huile : $k_{ro} = k_o/k$
- Gaz : $k_{rg} = k_g/k$

Les valeurs des perméabilités relatives sont comprises entre 0 et 1 (ratio).

I.3.2.2. Détermination des perméabilités relatives :

Il faut toujours, si possible, faire des mesures de laboratoires. Mais parfois le carottage est difficile, sinon impossible (sables non consolidés, problèmes de forages, coûts ...). La tendance moderne consiste à faire les mesures en conditions de réservoir (P_G , T_G) sur gros échantillons (carottes entières). Dans le cas où il n'y a pas de carottes ; on utilise des relations empiriques.

a) Mesures de Laboratoire

Il existe plusieurs méthodes de mesure au laboratoire. Les deux principales sont les suivantes:

- **Méthodes de déplacement d'un fluide par un autre « Unsteady state » _ WJBN method,**

On utilise la formule du débit fractionnaire pour calculer les K_{r1} K_{r2} en injectant un fluide 1 dans un échantillon saturé en fluide 2.

La mesure consiste à comptabiliser les volumes de fluide 2 et 1 sortant de l'échantillon en fonction du temps. Il s'agit donc essentiellement de mesures volumétriques. Les calculs sont effectués sur micro-ordinateur. Par exemple, l'appareil Beicip (filiale I.F.P) permet des mesures jusqu'à 480 bars et 130 °C (1987).

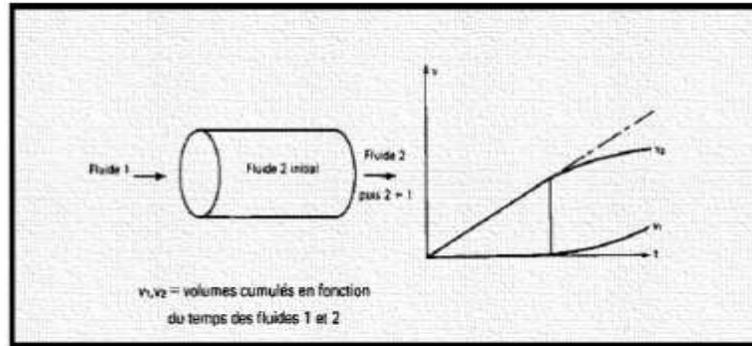


Figure A.I.15: Détermination expérimentale de la perméabilité [3]

➤ **Méthode « statique » de mesure de perméabilité relative « Steady State » Method**

Cette méthode est nettement plus longue, mais est considérée généralement comme étant la plus représentative pour les milieux hétérogènes.

Les deux fluides sont introduits dans l'échantillon saturé en phase 1 ou 2. Ils s'écoulent à travers le plug jusqu'à ce que le rapport des fluides produits soit égal au rapport des fluides injectés. À ce moment, le système est considéré comme ayant un écoulement permanent et les saturations comme étant stables. Puis on modifie le rapport des débits injectés jusqu'à couvrir la gamme des saturations.

Les saturations en fluides sont déterminées :

- Soit par balance volumétrique des quantités de fluides injectés et produits.
- Soit avec des électrodes donnant la résistivité de l'échantillon (cas où le fluide injecté est de l'eau salée)
- Soit par l'absorbions d'un rayonnement X.

b) Relations empiriques

Des relations empiriques ont été établie, notamment pour les sables non consolidés qui sont souvent difficiles, voire impossible, à carotter.

Citons par exemple :

- Pour le couple « gaz et huile » :

$$K_{ro} = (S^*)^3 \quad \text{et} \quad k_{rg} = (1 - S^*)^3$$

Avec :
$$S^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$
 Saturation « réduite »

- Pour le couple « huile et eau » :

$$K_{rw} = (S^+)^3 \quad \text{et} \quad k_{ro} = (1 - S^+)^3$$

Avec :
$$S^+ = \frac{S_w - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$

Remarque importante :

La perméabilité k tirée des essais de production est en réalité une perméabilité effective k_o ou k_g , correspondant en général à une saturation $S_w = S_{wi}$

I.3.2.3. Variations de la perméabilité relative en fonction de la saturation**a- Couple huile-eau (ou gaz- eau)**

Considérons un échantillon saturé en huile avec de l'eau interstitielle ($S_w = S_{wi}$) ; injectons lentement de l'eau (fluide mouillant). Ce type de déplacement est appelé « déplacement par imbibition ».

On constate que :

- La perméabilité à l'huile décroît constamment. Elle n'est pas trop affectée par la présence d'eau, alors que celle à l'eau l'est plus par la présence d'huile. Ceci peut s'expliquer – à prime abord remarquable – que l'eau tapisse les parois des pores et remplit les petits pores, laissant passer l'huile surtout par les centres des pores.
- L'huile s'arrête de circuler pour une saturation minimale qui est appelée la saturation résiduelle en huile S_{or} .
- L'eau ne circule qu'à partir de la saturation interstitielle S_{wi} . Ensuite, la perméabilité à l'eau croît constamment jusqu'à la saturation maximale en eau : $S_{WM} = 1 - S_{or}$.

$k_{rw} - k_{ro} < 1$, ce qui montre que les deux fluides se gênent mutuellement pendant leur déplacement simultané : la capacité totale d'écoulement est réduite.

Note :

Au moment où l'huile ne circule plus, pour $S_{WM} = 1 - S_{or}$, on peut considérer que l'état atteint est celui d'un gisement d'huile balayé par l'eau, et étudier maintenant le déplacement de l'eau par de l'huile, appelé « drainage ». La saturation en eau va varier entre S_{WM} et S_{wi} et les courbes de perméabilité relatives ne seront pas exactement les précédentes : il y a hystérésis ; notamment pour K_{ro} .

L'expérimentation montre que les K_r sont quasi indépendants du débit, pour la gamme de débits correspondant à l'exploitation des gisements.

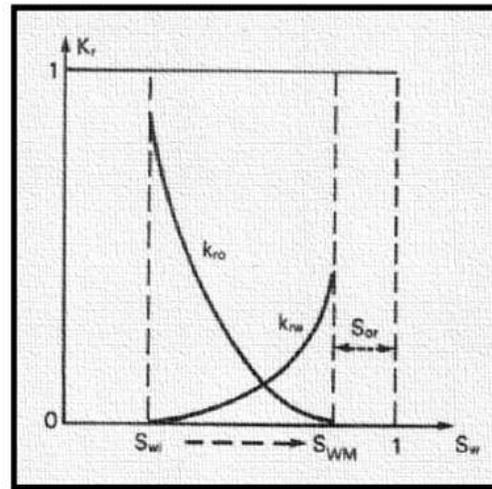


Figure A.I.16: Évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple huile-eau [3]

b- Couple huile-gaz

Les observations sont les mêmes qu'avec le couple huile-eau, mais avec une différence en ce qui concerne la phase gaz. Il faut une saturation en gaz minimale pour que celui-ci s'écoule, appelée saturation critique du gaz S_{gc} . En effet, si par exemple nous décomprimons un échantillon sous pression de façon à ce que la pression descende sous le point de bulle, il y a apparition de bulles de gaz. Mais celles-ci ne se déplaceront pas en même temps que l'huile, vers une phase de l'échantillon soumise à une pression plus faible, tant qu'il n'existera pas une saturation en gaz suffisante pour former une phase de gaz continue dans le milieu poreux. Les valeurs de S_{gc} sont généralement de quelques pourcents.

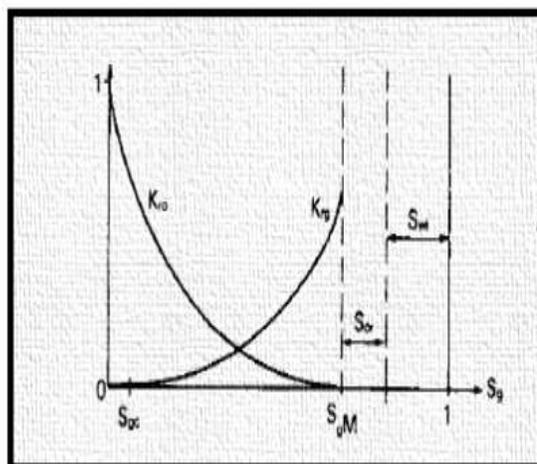


Figure A.I.17: Évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple gaz-huile [3]

II.3.2.4. Commentaires sur les perméabilités relatives

Cette notion de perméabilité relative a pour but d'étendre le concept de perméabilité à l'écoulement diphasique d'une manière simple. Ainsi, la loi de Darcy est directement utilisable ; pour chacun des fluides, il existe une relation simple :

$$Q_1 = K \cdot \frac{K_{r1}(S_1)}{\mu_1} \cdot A \cdot \frac{dP_1}{dl}$$

Cette notion implique en fait l'idée de saturation moyenne à une échelle centimétrique ou même métrique du domaine où s'écoulent les fluides. Cette saturation moyenne évolue en fonction du temps. Les perméabilités relatives ne donnent qu'une description globale du phénomène, ignorant les mécanismes physiques fins qui les gouvernent. Mais on voit qu'elles permettent une formulation quantitative des écoulements diphasiques. On notera que la tendance actuelle est de les utiliser comme paramètre de calage dans les modèles mathématiques, car ces courbes, issues de quelques mesures peuvent ne pas bien représenter le milieu.

Quelle courbe à choisir : Drainage ou imbibition ?

- Lorsqu'il s'agit du déplacement de l'huile par l'eau (interface H/E et/ou injection d'eau), il faut prendre la courbe « imbibition » (au moins pour un milieu mouillable à l'eau. Il est de même pour un gisement de gaz avec aquifère actif.

Par contre, lorsqu'il s'agit du déplacement de l'huile par le gaz (interface G/H et/ou injection de gaz), le gaz étant non mouillant par rapport à l'huile, c'est la courbe « drainage », qu'il faut choisir.

I.3.3. Pression Capillaire

En statique des fluides, la pression capillaire est la pression entre deux fluides non miscibles dans un tube mince (voir Action capillaire), résultant des interactions de forces entre les fluides et les parois solides du tube. La pression capillaire peut servir à la fois de force opposée ou de force motrice pour le transport de fluide et constitue une propriété importante pour la recherche et à des fins industrielles (notamment la conception micro-fluidique et l'extraction d'huile à partir de roche poreuse).

I.3.3.1. Définition de la pression capillaire

La pression capillaire est définie par :

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

Avec : • P_c : pression capillaire.

- $P_{\text{non mouillant}}$: pression de la phase non mouillante.
- $P_{\text{mouillant}}$: pression de la phase mouillante.

- En gaz / huile : $P_{\text{cog}} = P_g - P_o$
- En gaz / eau : $P_{\text{cwg}} = P_g - P_w$
- En huile / eau : $P_{\text{cow}} = P_o - P_w$

$P_{\text{cow}} > 0$; si la roche est mouillable à l'eau

$P_{\text{cow}} < 0$; si la roche est mouillable à l'huile

La phase de mouillage est identifiée par sa capacité à diffuser préférentiellement à travers les parois capillaires avant la phase de non mouillage. La "mouillabilité" d'un fluide dépend de sa tension superficielle, des forces qui poussent la tendance du fluide à occuper le minimum de place possible, et est déterminée par l'angle de contact du fluide. La "mouillabilité" d'un fluide peut être contrôlée en faisant varier les propriétés de surface capillaire (par exemple, la rugosité, le caractère hydrophile).

Toutefois, dans les systèmes huile-eau, l'eau est généralement la phase de mouillage, tandis que pour les systèmes à gaz-huile, l'huile est généralement la phase de mouillage. Quel que soit le système, une différence de pression apparaît à l'interface courbe résultante entre les deux fluides.

Loi de Laplace :

$$P_C = P_A - P_B = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}$$

Avec :

- ✓ σ : Tension interfaciale
- ✓ θ : Angle de contact
- ✓ r : Rayon du capillaire

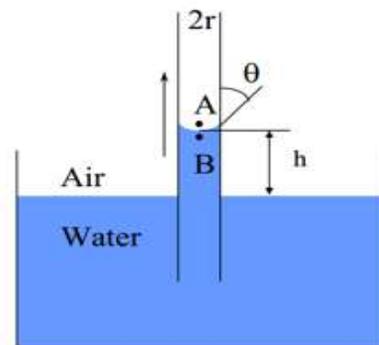


Figure A.I.18 : Déterminations de la pression capillaire expérimentalement



Chapitre II :
Performances et tests
des puits et des
réservoirs

II.1. Performances des puits et des réservoirs

II.1.1. Introduction

L'analyse nodale est appliquée depuis de nombreuses années pour analyser les performances des systèmes composés d'éléments en interaction. Les circuits électriques, les réseaux complexes de pipelines et les systèmes de pompage centrifuge sont analysés à l'aide d'une mauvaise méthode. L'application de cette méthode aux systèmes de production de puits a été proposée pour la première fois par Gilbert en 1954 et discutée par Nind en 1964 et Brown en 1978.

La procédure consiste à sélectionner un point de division ou nœud dans le puits et à diviser le système à ce point.

Tous les composants en amont du nœud constituent la section d'entrée (**inflow**), tandis que la section de sortie (**outflow**) est constituée de tous les composants en aval du nœud. Une relation entre le débit et la perte de charge doit être disponible pour chaque composant du système. [8]

Le point de fonctionnement d'un puits est le point d'intersection de deux courbes, la courbe de performance du réservoir (**inflow**) et la courbe de performance de tubing (**outflow**). Les performances "internes et externes" du réservoir (Inflow and outflow performances) sont gouvernées par leurs propres lois physiques, mais doivent avoir la même valeur en un point situé au fond du puits. Ceci est l'application de « la loi des nœuds » qui veut que tout ce qui entre dans le nœud est égal à ce qui sort (**inflow = outflow**).

III.1.2. Inflow performance

III.1.2.1. Indice de la productivité

Peu de temps après le début de l'écoulement, la pression au fond du puits s'approche d'une valeur stable, et quand on utilise cette valeur stable dans nos calculs, nous pouvons l'utiliser comme une approximation des équations de l'écoulement à l'équilibre dans notre analyse. La différence entre la pression du réservoir moyen et le fond du puits est appelée chute de pression « pressure drawdown ».

$$\text{pressure drawdown} = P_r - P_{wf}$$

- P_r : Pression du réservoir « Réservoir pressure ».
- P_{wf} : Pression de fond « Well fond pressure ».

Le drawdown entraîne un débit Q et définit l'indice de productivité J

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

L'indice de productivité représente la réponse dynamique du réservoir et des propriétés du fluide dans la zone de drainage d'un puits. Il définit la relation qui existe entre le débit Q et la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} pour une pression donnée de réservoir P_r .

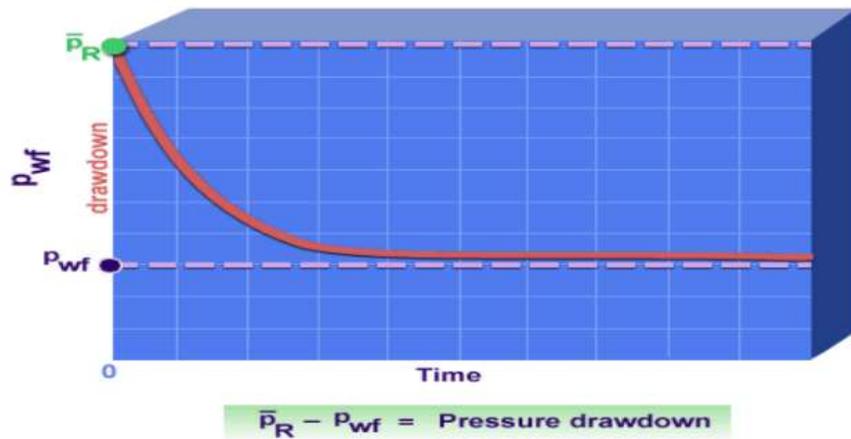


Figure A.II.1: Évaluation du « pressure drawdown » [9]

Les facteurs affectant l'indice de productivité sont :

1. Comportement de phases dans les réservoirs
2. Comportement en matière de perméabilité relative
3. Comportement de la viscosité de l'huile
4. Comportement de facteur de volume de formation d'huile

III.1.2.2. La perméabilité absolue

Les débits des fluides dans la roche dépendent des variables suivantes : les gradients de pression, la saturation des fluides, la viscosité des fluides, les propriétés des roches, et la plus importante c'est la perméabilité.

La perméabilité absolue est la capacité d'une roche à laisser passer un seul fluide à travers son milieu poreux. Elle est mesurée en millidarcies. Plus la valeur est grande plus l'écoulement du fluide est facile. La perméabilité peut varier sensiblement dans les roches à quelques mètres d'écartés ou même avoir des valeurs différentes pour différentes directions à travers la même section de la roche, Cette propriété est anisotrope en raison des hétérogénéités du réservoir. Comme on le voit dans l'équation de Darcy :

$$\frac{q}{A} = \frac{-K}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

$\frac{q}{A}$: La vitesse d'écoulement de liquide à travers la section transversale dans une direction donnée

K : La perméabilité dans cette direction

μ : La viscosité du liquide

$\frac{dp}{dl}$: Le gradient de pression

III.1.2.3. Inflow Performance Relationship - IPR

La construction de la courbe IPR (inflow performance relationship) est très importante dans la production. Cette courbe représente la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'au fond du puits.

III.1.2.3.1. La méthode de l'IP

Quand la pression de fluide au fond du puits est au-dessus du point de bulle l'indice de la productivité sera constant. Lorsque la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité diminuera au fur et à mesure que le gaz se libère de l'huile. Gilbert (1954), le père de l'ingénierie de production moderne, il a été le premier à comprendre la signification de cette baisse de l'indice de productivité. Il a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits P_{wf} en fonction du débit Q , c'est l'**IPR**. Au-dessus du point de bulle, les courbes des IPR sont des lignes droites, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité est égale à la pente inverse de la courbe **IPR**. Au-dessous du point de bulle, le gaz sort de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

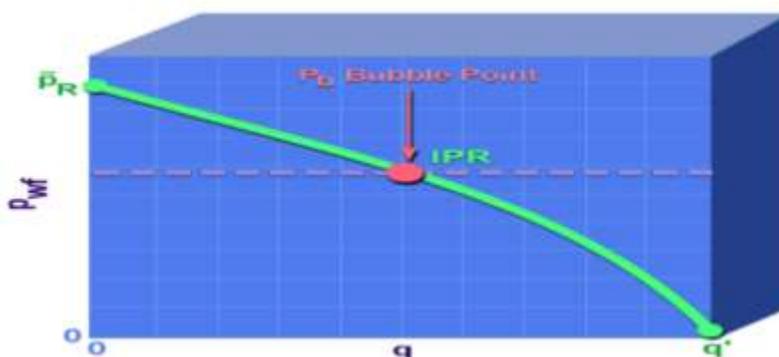


Figure A.II.2: La courbe de l'IPR [9]

III.1.2.3.2. La méthode de VOGEL

L'objectif principal de VOGEL était de simuler l'écoulement diphasique à travers un réservoir dans un trou foré. Généralement on dit qu'un écoulement est diphasique lorsque la pression de réservoir est inférieure à la pression de bulle $P_r < P_b$.

VOGEL a établi une relation empirique qui caractérise ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

- q_o : Le débit d'huile (STB/Day).
- P_{wf} : La pression au fond du puits (psig).
- P_r : Pression du réservoir moyenne ou la pression de bulle.
- $q_{o\max}$: Débit maximal qui correspond à $P_{wf} = 0$, il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est-à-dire pour un débit donné du test, nous avons :

$$q_{o\max} = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

Les résultats de VOGEL sont seulement pour la partie incurvée dans la courbe **IPR** qui existe au-dessous du point de bulle.

Au-dessus du point de bulle, la courbe IPR est une ligne droite, nous pouvons obtenir sa forme, en tirant la tangente de la courbe à la pression de bulle, et l'étendant à la pression initiale moyenne du gisement.

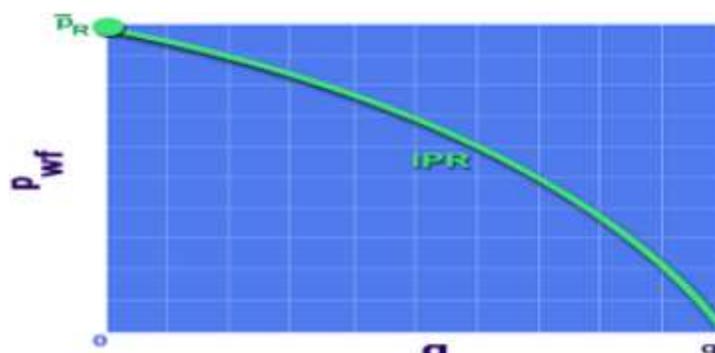


Figure A.II.3: La courbe IPR de Vogel [9]

III.1.2.3.3. Skin ou effet pariétal

Le skin ou effet pariétal (facteur d'endommagement), doit être considéré comme une perte de charge additionnelle au voisinage immédiat du puits dans la formation.

En bref, une augmentation de la valeur de skin va diminuer les possibilités de production: l'Inflow est restreint. Il en résulte une baisse de la pression de fond en débit à cause de la dégradation de la liaison couche trou.

Mais, il peut être négatif après une opération de fracturation ou une acidification (amélioration de l'Inflow).

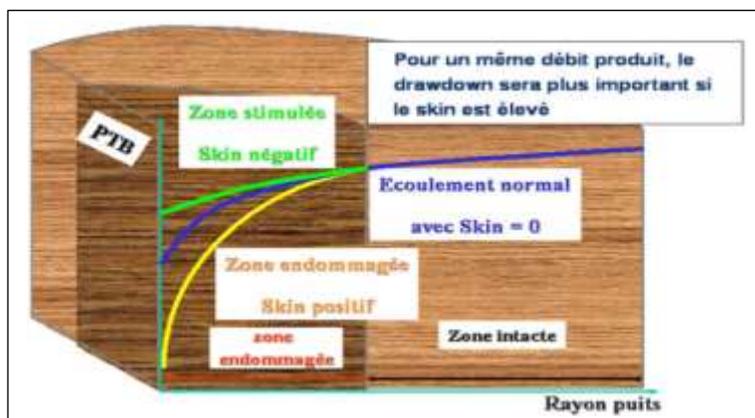


Figure A.II.4: Évolution PTB en fonction de la valeur du Skin [7]

III.1.2.3.3.1 Types de skin

Les différents types de skin sont :

- Dû aux opérations de forage: boue utilisée, invasion normale de la roche réservoir par les fluides de forage qui la colmatent, éventuellement fluides de complétion inadaptés
- Dû à la complétion sélectionnée (casing cimenté avec perforations ou trou ouvert)
- Dû à une consolidation additionnelle de la liaison couche trou
- Dû à un colmatage de la liaison couche trou au cours de la vie du puits (arrivées naturelles d'argiles, sables, dépôts..., ou mauvaise conduite du puits).

III.1.3. Vertical Lift Performance

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

III.1.3.1. Les régimes d'écoulements

Un certain nombre de différents régimes d'écoulement se produisent lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales. On distingue :

➤ **Écoulement de liquide « Liquid flow »** : Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle, d'où le régime d'écoulement est monophasique.

➤ **Écoulement à bulles « Bubble flow »** : le mouvement montant du liquide est accompagné par réduction de pression, et que la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.

➤ **Écoulement par bouchon « Slug flow »** : Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, plus le gaz est libéré de solution et les plus grosses bulles croître régulièrement par les dépassements et coaliser avec les plus petits, comme ils se déplacent vers le haut, portent entre eux les gouttes d'huiles contenant des petites bulles de gaz. C'est le régime le plus efficace.

➤ **Écoulement annulaire « Annular flow »** : Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus bas, le gaz 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.

➤ **Écoulement à brouillard « Mist flow »** : Enfin, si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante à partir du bas vers le haut, l'annulaire de liquide se disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

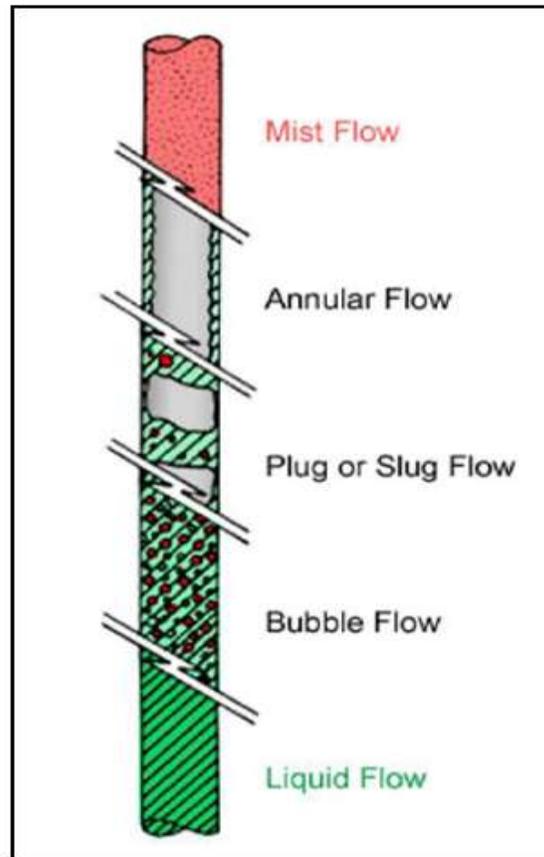


Figure A.II.5: Les différents régimes

III.1.3.2. Les pertes de charges

Afin d'analyser et de concevoir nos systèmes de production, il est nécessaire de calculer la chute de pression qui existe entre le fond du puits et la surface lors de l'écoulement naturel. Le calcul de cette chute de pression pour toutes les conditions possibles est complexe.

Nous sommes obligés de compter sur des corrélations empiriques ou semi-empiriques. Ces corrélations tenir compte des sept variables importantes qui influent sur les pertes de charge d'un puits éruptif.

Ces variables sont : la taille de tubing, le débit, la viscosité du fluide, la densité du fluide, rapport gaz-liquide (GLR), rapport eau-huile (WOR), et enfin, l'effet de glissement. Une autre variable est la déviation des puits verticaux.

III.1.3.3. Les Corrélations pour le calcul des pertes de charge

Plusieurs corrélations existent pour évaluer les pertes de charge dans les conduites. Les corrélations peuvent être placées dans l'une des trois catégories suivantes :

- **Catégorie "a"** : Aucun glissement, aucune considération de modèle d'écoulement. La densité du mélange est calculée sur la base du rapport gaz / liquide entré. C'est à dire que le gaz et le liquide sont supposés voyager à la même vitesse. La seule corrélation requise concerne le facteur de frottement à deux phases. Aucune distinction n'est faite pour différents modèles d'écoulement.
- **Catégorie "b"** : Glissement considéré, pas de modèle d'écoulement considéré. Une corrélation est nécessaire à la fois pour la rétention de liquide (liquid holdup) et le facteur de friction. Parce que le liquide et le gaz peuvent se déplacer à différentes vitesses, une méthode doit être fournie pour prédire la partie de la conduite occupée par le liquide à n'importe quel endroit. Les mêmes corrélations utilisées pour la rétention de liquide et le facteur de friction sont utilisées pour tous les modèles d'écoulement.
- **Catégorie "c"** : Glissement considéré, modèle d'écoulement considéré. Non seulement des corrélations sont nécessaires pour prédire la rétention de liquide et le facteur de friction, mais des méthodes pour prédire quel modèle d'écoulement existe sont nécessaires. Une fois le modèle d'écoulement est établi, les corrélations de blocage et de facteur de friction appropriées sont déterminées. La méthode utilisée pour calculer le gradient de pression d'accélération dépend également du modèle d'écoulement.

La figure suivante donne les corrélations empiriques publiées pour un écoulement vertical ascendant et les catégories auxquelles elles appartiennent.

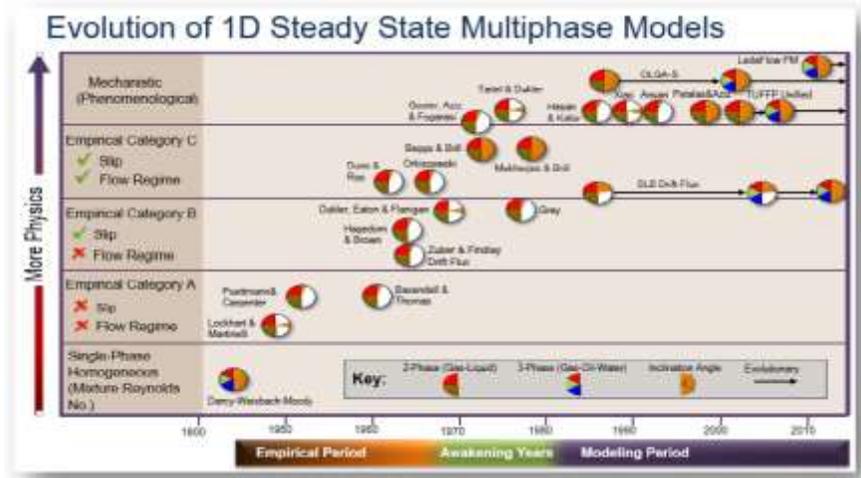


Figure A.II.6: Les différentes corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charge [10]

III.1.4. Le point de fonctionnement du puits

Il suffit de tracer sur le même graphique, la réponse du réservoir, et la réponse du tubing (les courbes **inflow** et **outflow**) Ces deux courbes se coupent en un point qui est le point de fonctionnement du puits caractérisé par un débit et une pression de fond dynamique (**Q**, **P_{wf}**). Il change selon un changement dû à l'un des paramètres qui caractérisent le réservoir ou le tubing, puisqu'il est sensible à ces paramètres.

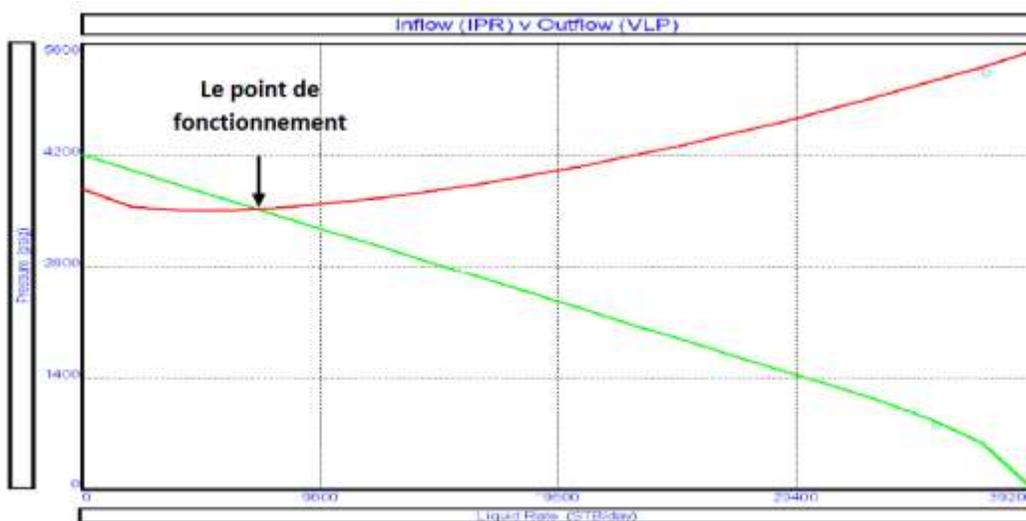


Figure A.II.7: Courbe de l’Inflow + l’Outflow performance [11]

II.2. Les essais des puits

II.2.1. Description d'un essai de puits :

Lors d'un essai de puits, une réponse de pression transitoire est créée par un changement temporaire du taux de production. La réponse du puits est généralement surveillée pendant une période relativement courte par rapport à la durée de vie du réservoir, en fonction des objectifs de l'essai. Pour l'évaluation des puits, les essais sont souvent réalisés en moins de deux jours. Dans le cas des essais de limite de réservoir, plusieurs mois de données de pression peuvent être nécessaires.

Dans la plupart des cas, le débit est mesuré en surface tandis que la pression est enregistrée en fond du puits. Avant l'ouverture, la pression initiale P_i est constante et uniforme dans le réservoir. Pendant la période d'écoulement, la diminution de la pression ' Δp ' est définie comme suit :

$$\Delta p = p_i - p(t)$$

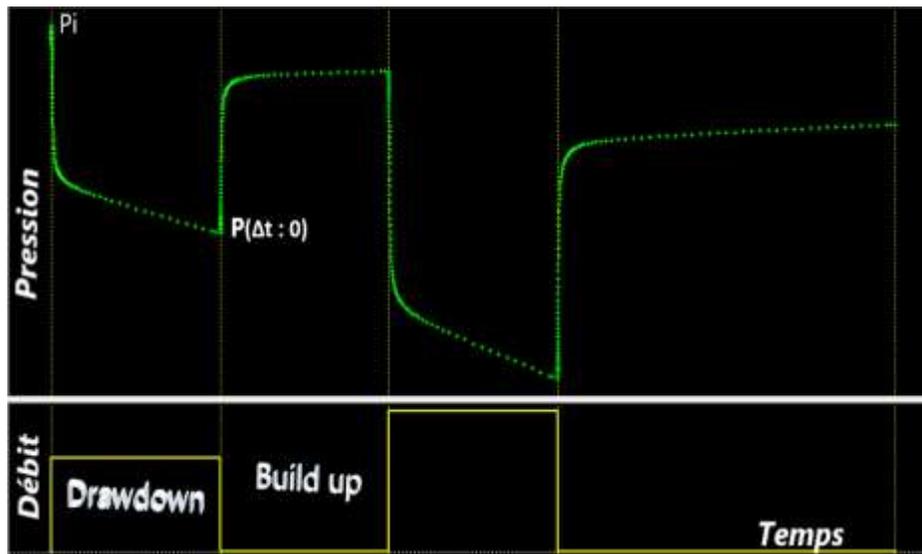


Figure A. II.8 : Séquence d'essai build up et Drawdown.

Lorsque le puits est fermé, la variation de pression de l'essai de remontée de pression (build up test) ' Δp ' est estimée à partir de la dernière pression d'écoulement $p(\Delta t = 0)$:

$$\Delta p = p(t) - p(\Delta t = 0)$$

La réponse à la pression est analysée en fonction du temps écoulé ' Δt ' depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

II.2.2 Objectifs des essais des puits :

L'analyse des essais de puits fournit des informations sur le réservoir et sur le puits. Les informations géologiques, géophysiques et pétrophysiques sont utilisées si possible en conjonction avec les informations des essais de puits pour construire un modèle de réservoir permettant de prédire le comportement du champ et la récupération des fluides pour différents scénarios

d'exploitation. La qualité de la communication entre le puits et le réservoir indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits. Généralement, les objectifs des essais peuvent être résumés comme suit :

Puits d'exploration : Sur les puits initiaux, les essais de puits servent à confirmer l'hypothèse d'exploration et à établir une première prévision de production : nature et taux des fluides produits, pression initiale et propriétés du puits et du réservoir. Les essais peuvent se limiter à l'essai DST (drill stem test) uniquement.

Puits d'évaluation : La description précédente du puits et du réservoir peut être affinée en testant des puits d'évaluation pour confirmer la productivité du puits, les hétérogénéités et les limites du réservoir, les mécanismes d'entraînement, etc. Des échantillons de fluide de fond de trou sont prélevés pour l'analyse en laboratoire du PVT. Des essais de plus longue durée (essais de production) sont généralement effectués.

Puits de développement : Dans les puits de production, des essais périodiques sont effectués pour ajuster la description du réservoir et évaluer la nécessité d'un traitement du puits, comme le work-over, la stratégie de perforation ou la conception de la complétion, afin de maximiser la durée de vie du puits. La communication entre les puits (tests d'interférence), la surveillance de la pression moyenne du réservoir sont quelques-uns des objectifs habituels des essais de puits de développement.

II.2.3. Informations obtenues à partir de essais de puits

Les réponses aux essais de puits caractérisent la capacité du fluide à s'écouler dans le réservoir et vers le puits. Les essais fournissent une description du réservoir dans des conditions dynamiques, par opposition aux données géologiques et logarithmiques. Comme le volume du réservoir étudié est relativement important, les paramètres estimés sont des valeurs moyennes. À partir de l'analyse des courbes de pression, il est possible de déterminer les propriétés suivantes :

➤ Description du réservoir :

- Perméabilité (horizontale k et verticale k_v),
- Hétérogénéités du réservoir (fractures naturelles, stratification, changement de caractéristiques).
- Les limites (distance, taille et forme).
- Pressions (pression initiale et la pression moyenne).

➤ Description du puits :

- Potentiel de production (indice de productivité PI et le skin S).
- La géométrie des puits.

En comparant les résultats des essais de routine, on peut établir les changements de productivité et le taux de diminution de la pression moyenne du réservoir.

II.2.4. Procédure des essais

II.2.4.1. L'essai d'ouverture (Drawdown test) : la pression du fond du trou est utilisée pour l'analyse. Idéalement, le puits devrait produire à un rythme constant, mais en pratique, cela est difficile à réaliser et les données relatives à la pression de l'essai de fermeture sont irrégulier. L'analyse des périodes d'écoulement (rabattement) est souvent difficile et imprécise.

II.2.4.2. Essai de fermeture (Build up test) : l'augmentation de la pression au fond du puits après la fermeture est utilisée pour l'analyse. Avant l'essai de montée en pression, le puits doit avoir coulé suffisamment longtemps pour atteindre un débit stabilisé. Pendant les périodes d'obturation, le débit est contrôlé avec précision (zéro). C'est pour cette raison que des tests d'accumulation doivent être effectués.

II.2.4.3. Essai d'injection (fall-off test) : lorsque le fluide est injecté dans le réservoir, la pression au fond du trou augmente et, après la fermeture, elle diminue pendant la période de chute. Les propriétés du fluide injecté sont en général différentes de celles du fluide du réservoir, l'interprétation des tests d'injection et de chute nécessite plus d'attention que pour les puits producteurs.

II.2.4.4. Essai d'interférence et l'essai d'impulsion : la pression au fond du trou est surveillée dans un puits d'observation fermé situé à une certaine distance du producteur. Les essais d'interférence sont conçus pour évaluer la communication entre les puits. Avec les essais d'impulsion, le puits actif est produit avec une série de courtes périodes de débit / fermeture et les oscillations de pression résultantes dans le puits d'observation sont analysées.

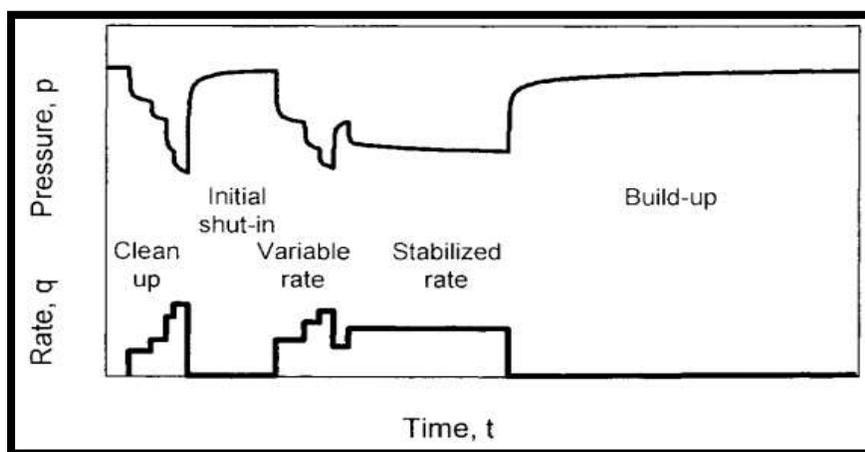


Figure A.II.9 : Séquence des essais typiques. Puits d'huile.

II.2.4.5. Les essais des puits complétés :

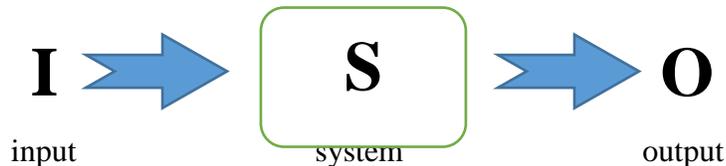
II.2.4.5.1. Essai de production : au cours de ces essais, le puits est complété comme un puits de production avec un trou tubé et une complétion permanente. Le puits est surveillé à la surface, de la tête de puits.

II.2.4.5.2. Essai de la tige de forage (DST) : le puits est complété temporairement par une vanne d'arrêt en fond de trou. Le puits est souvent tubé, mais le DST peut également être réalisé en trou ouvert. Lors d'un DST, le puits est fermé en fond de trou. La procédure du DST n'est utilisée que pour des essais relativement courts. Le train de tiges de forage (drill-pipe) n'est plus utilisé, et on utilise des tubes de production.

II.2.5. Méthodologie des essais de puits

- **Le problème inverse :**

L'objectif de l'analyse des essais de puits est de décrire un système inconnu 'S'(puits + réservoir) par des mesures indirectes ('O' « output » la réponse de la pression à 'I' « input » un changement de taux). La résolution de $S = O / I$ est un problème inverse typique (Gringarten et al, 1979).



Contrairement au problème direct ($O = I \times S$), la solution du problème inverse n'est généralement pas unique. Elle implique un processus d'identification, et l'interprétation fournit le(s) modèle(s) dont le comportement est identique à celui du réservoir réel.

- **Modèles d'interprétation :**

Les modèles utilisés dans l'interprétation des tests de puits peuvent être décrits comme une fonction de transfert, ils ne définissent que le comportement (homogène ou hétérogène, limité ou infini). Bien Les modèles d'interprétation des essais sont souvent différents des modèles géologiques ou logarithmiques, à cause des propriétés moyennes du réservoir. Les réservoirs multicouches, par exemple, fréquemment montrent un comportement homogène lors des essais.

Les modèles d'interprétation sont constitués de plusieurs composants, qui sont relativement indépendants, et présentent des caractéristiques différentes à différents moments de la réponse. Une fois que tous les composants ont été identifiés, le modèle d'interprétation est défini. Des solutions analytiques ou des modèles numériques sont utilisés pour générer des réponses de pression à la l'historique du débits de production « I » du puits, et les paramètres du modèle sont ajustés jusqu'à ce que le comportement du modèle « O » soit identique au comportement de « S ».

Dans le cas d'un comportement complexe du réservoir, plusieurs modèles sont fréquemment utilisés pour décrire la réponse à l'essai de pression. La non-unicité de la solution du problème inverse peut être réduite en utilisant des informations supplémentaires, telles que les données géologiques ou géophysiques. Dans certains cas, un nouvel essai peut être spécifiquement conçu afin de compléter ou d'améliorer une incertaine réponse d'un essai de pression.

- **Les données requises pour l'analyse des essais de puits :**

- Données d'essai :** le débit et la pression du fond du puits en fonction du temps. La séquence d'essai des événements doit être détaillée, y compris tout problème opérationnel pouvant affecter la réponse du puits. Les résultats de l'analyse dépendent de la précision des données d'essai du puits. Lorsque le débit de production n'a pas été mesuré pendant certaines périodes, il doit être estimé avec précision.

- b. Données sur le puits** : rayon du puits ' r_w ', géométrie du puits (tel qu'un puits incliné ou horizontal), profondeurs (formation, jauges).
- c. Paramètres du réservoir et du fluide** : épaisseur de la formation ' h (nette)', porosité ' Φ ', compressibilité d'huile ' c_o ', de l'eau ' c_w ' et de la formation ' c_f ', saturation en eau ' S_w ', la viscosité d'huile ' μ ' et le facteur de volume de la formation ' B '. La compressibilité totale du système ' c_t ' est exprimée par :

$$c_t = c_o (1 - S_w) + c_w S_w + c_f$$

Les paramètres de réservoir et de fluide ci-dessus sont utilisés pour le calcul des résultats. Après une première interprétation, ils peuvent toujours être modifiés ou ajustés si nécessaire pour affiner les résultats, pour le même modèle théorique d'interprétation.

Des données supplémentaires peuvent être utiles dans certains cas : les logs de production, relevés de gradients, température du réservoir, pression du point de bulle, etc. Des informations générales obtenues auprès de géologues et de géophysiciens sont nécessaires pour valider les résultats de l'interprétation des essais de puits.

II.2.6. Les régimes d'écoulement

Les différents comportements d'écoulement sont généralement classés en fonction du taux de variation de la pression par rapport au temps.

II.2.6.1. État stationnaire :

En régime permanent, la pression ne change pas avec le temps. Cela s'observe par exemple lorsqu'un effet de pression constante, tel que celui résultant d'un gaz cap ou de certains types d'aquifère actif, assure un maintien de la pression dans la formation productrice.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0$$

II.2.6.2. État Pseudo stationnaire :

Le régime de pseudo-stationnaire caractérise une réponse dans un système fermé. Avec une production à vitesse constante, la chute de pression devient constante pour chaque unité de temps.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante}$$

II.2.6.3. État transitoire :

Des réponses transitoires sont observées avant que la pression constante ou les effets de frontières fermées ne soient atteints. La variation de pression avec le temps est en fonction de la géométrie du puits et des propriétés du réservoir, telles que la perméabilité et l'hétérogénéité.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(x,y,z,t)$$

II.2.7. Capacité du puits

Lorsqu'un puits est ouvert, la production à la surface est d'abord due à l'expansion du fluide stocké dans les abords du puits, et la contribution du réservoir est initialement négligeable. Ce régime d'écoulement caractéristique, appelé effet pur de la capacité du puits, et peut durer de quelques de quelques secondes à quelques minutes. Ensuite, la production du réservoir commence et le débit augmente jusqu'à ce qu'il devienne identique au débit de surface. Lorsque cette condition est atteinte, la capacité du puits n'a plus d'effet sur la réponse à la pression au fond du trou, et ces données décrivent le comportement du réservoir et peuvent être utilisées pour une interprétation d'un écoulement transitoire.

Pendant les périodes de fermeture, l'effet de capacité du puits est également appelé afterflow : après la fermeture du puits, le réservoir continue à produire et le fluide stocké dans les abords puits est recomprimé.

L'effet de la capacité du puits affecte les réponses de la pression des puits pendant les premiers instants de chaque période d'essai.

- **Coefficient de stockage des puits de forage ;**

Le coefficient de la capacité du puits définit le taux de changement de pression pendant le régime pur de la capacité du puits. Pour un puits rempli d'un fluide monophasique, la capacité du puits est représentée par un terme de compressibilité (van Everdingen et Hurst, 1949) :

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta p} = c_o V_w$$

Où:

c_o : compressibilité du liquide psi^{-1} .

V_w : volume des abords du puits en Bbl.

- **Analyse spécialisée:**

Pendant le régime pur des abords du puits, le puits agit comme un volume fermé et, avec un débit de surface constant, la pression change linéairement avec le temps.

Le coefficient de capacité du puits peut être estimé sur un graphe de la variation de pression Δp en fonction du temps écoulé Δt sur une échelle linéaire (van Everdingen, et Hurst, 1949). Au début, la réponse suit une ligne droite de pente m_{WBS} , en interceptant l'origine.

$$\Delta p = \frac{qB}{24C} \Delta t$$

Le coefficient 'C' de capacité du puits est estimé à partir de la pente linéaire m_{WBS} :

$$C = \frac{qB}{24 m_{WBS}}$$

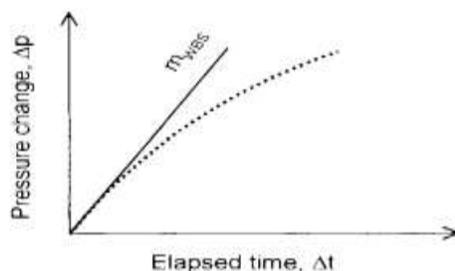


Figure A.II.10 : Analyse spécialisée sur une échelle linéaire

II.2.8. Régime d'écoulement radial, skin (comportement homogène)

Lorsque la production du réservoir est établie, les lignes d'écoulement convergent vers le puits avec une géométrie radiale. Dans le réservoir, la pression est en fonction du temps et de la distance au puits. Au fur et à mesure que le temps de production augmente, la pression au fond du puits p_{wf} diminue, et la zone de drainage circulaire de rayon r_i s'étend dans le réservoir.

- **Le skin :**

Dans le cas d'un puits endommagé, une restriction d'écoulement est présente à l'interface entre le réservoir et les abords du puits, produisant une perte de charge supplémentaire Δp_{skin} lorsque le fluide entre dans le puits. Dans le cas d'un puits stimulé, les conditions d'écoulement sont améliorées à proximité du puits, et la chute de pression est réduite dans une zone cylindrique proche des abords du réservoir.

Pour comparer les puits, il faut normaliser la proportion de la chute de pression à proximité des abords du puits. Le même Δp_{skin} peut décrire un dommage faible ou très élevé, selon le débit et la perméabilité du réservoir. Le facteur de skin S est un paramètre sans dimension (van Everdingen 1953), et il caractérise l'état du puits : pour un puits endommagé $S > 0$ et, par extension (amélioré), $S < 0$ pour un puits stimulé.

$$S = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta p_{skin}$$

Les exemples typiques d'un puits endommagé ($S > 0$) sont ; un mauvais contact entre le puits et le réservoir (gâteau de boue, densité de perforation insuffisante, pénétration partielle) ou une zone envahie.

Le comportement d'un puits stimulé ($S < 0$) est observé lorsque la surface de contact entre le puits et le réservoir a été augmentée par rapport à la géométrie de base cylindrique verticale de puits (puits fracturé, puits incliné et horizontal) ou à la zone stimulée par l'acide.

Pour une chute de pression donnée au voisinage des abords du puits, l'équation précédente montre que l'endommagement est plus important dans les réservoirs à haute perméabilité, ou lorsque la viscosité du fluide est faible. Un facteur de skin S important indique la possibilité d'une forte amélioration de la pression d'écoulement du puits, ou d'une augmentation significative du débit.

II.2.9. Les méthodes d'analyse

Un essai de production complet est constitué de plusieurs régimes d'écoulement caractéristiques, allant de la capacité du puits et des conditions proches du puits aux effets de la limite de réservoir. La plupart des données de pression enregistrées décrivent un comportement transitoire d'un régime à l'autre, et les lignes droites sont difficiles à identifier sur les graphiques à l'échelle spécialisée décrits précédemment.

- **L'échelle log-log** : est préférable pour l'interprétation des essais de puits : tous les régimes d'écoulement peuvent être caractérisés sur un seul graphe, ce qui permet d'établir un diagnostic du comportement complet du puits et donc de définir le ou les modèles d'interprétation appropriés.

- **Les courbes types** : (curve matching analysis) plusieurs présentations de courbes types ont été proposées pour l'interprétation des essais des puits vertical en réservoir homogène infini. F. Daviau a fait une critique détaillée de ces courbes types. De cette critique il ressort que les courbes types de Gringarten et al sont les plus complètes et les plus pratiques à l'usage.

- **La dérivée de la pression** : avec l'approche dérivée, le taux de variation dans le temps pendant une période d'essai est pris en compte pour l'analyse. Afin de mettre en évidence le régime d'écoulement radial, la dérivée est prise par rapport au logarithme du temps (Bourdet et al., 1983 a). Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient l'inconvénient de l'effet d'écartissement lié à la présentation logarithmique (difficulté d'observer les faibles variations relatives à la pression) tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. L'intérêt principal de dérivé réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage.

La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte.



Chapitre III : **Estimation des** **réserves et** **mécanismes de** **drainage**

III.1 Les réserves en place :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale dans l'étude de développement de chaque champ pétrolier, car toute exploitation d'un champ est bien évidemment en fonction directe des quantités d'huile et/ou de gaz contenues dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés « réserves en place », ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément 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 et les contraintes économiques.

III.1.1. Les différentes catégories des réserves

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

Les différentes catégories de quantités en place sont :

III.1.1.1. De point de vue technique et économique

- **Les réserves prouvées (1P)**

Définies par les ressources en gaz et pétrole "Raisonnablement certaines" d'être produites, en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours. Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom 1P. Certains spécialistes utilisent l'appellation P90, car elles ont 90 % de chance d'être mises en production.

- **Les réserves probables (2P)**

Définies par les ressources en gaz et en pétrole "Raisonnablement probables" d'être produites, en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours. Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom 2P. Certains spécialistes utilisent l'appellation P50, car elles ont 50 % de chance d'être mises en production.

- **Les réserves possibles (3P)**

Définies comme "Ayant une chance d'être développées en tenant compte de circonstances favorables". Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom 3P. Certains spécialistes utilisent l'appellation P10, car elles ont 10% de chance d'être mises en production.

III.1.1.2. De point de vue théorique

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

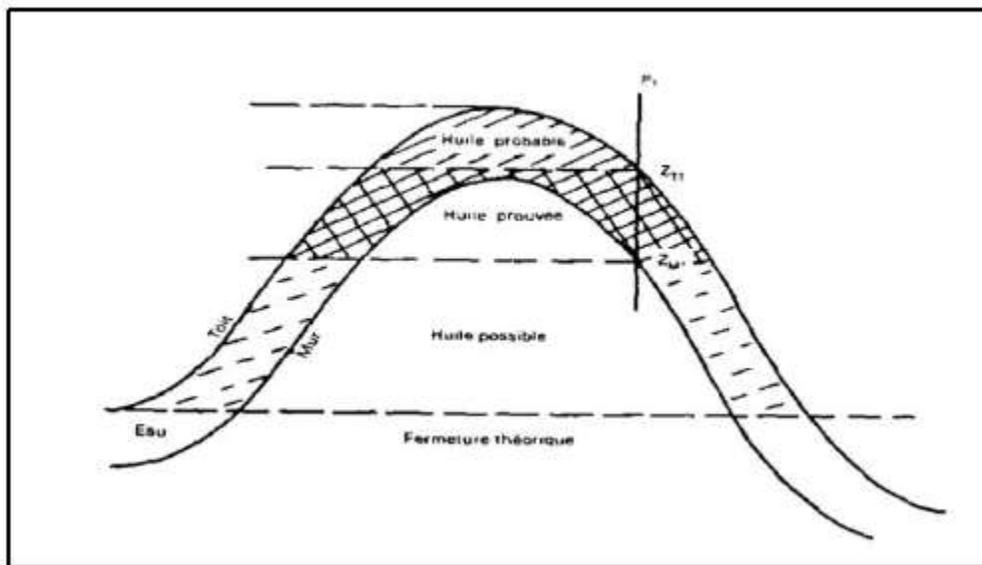


Figure A.III.1: Différentes catégories de réserves en place [12]

III.1.2. Méthodes d'estimation des réserves

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

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

III.1.2.1. Méthode volumétrique

➤ Principe :

L'estimation de quantité en place, OOIP (Original Oil In Place) et OGIP (Original Gas In Place), peut être fait par les données de forage et des études géophysique et géologique complémentaires.

À partir de ces études, on obtient les cartes en isobathe aux toits et aux murs du réservoir, à partir desquelles on obtient des cartes en iso hauteur utiles.

La planimétrie de ces cartes permet de calculer le volume des roches.

➤ **Formule mathématique de la méthode volumétrique:**

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

$$N = V_r * \varphi_{mo} * (1 - S_w) * \left(\frac{h_u}{h_t}\right) * \left(\frac{1}{B_o}\right)$$

Avec :

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

➤ **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 utilise la méthode décrite précédemment par sa formule mathématique.

a- Détermination du volume rocheux V_R

C'est l'étape la plus difficile, la plus lente et aussi la plus sensible, car la valeur **V_R** calculée par différentes méthodes est moins précise.

Pour des surfaces données au toit et au mur sur un nombre n de puits dans un réservoir, on peut déterminer son volume rocheux **V_R** par l'intégrale suivant :

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

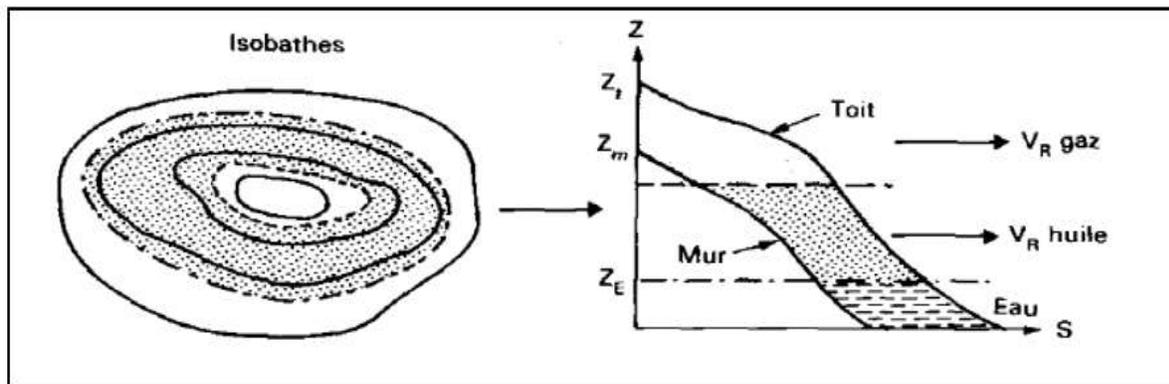


Figure A.III.2: Méthode d'estimation du volume rocheux [12]

b- Détermination du φ_{moy} :

$$\text{❖ Si } h_{ui} = h_{ui+1}, \text{ on aura: } \varphi_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n \varphi_i}{n}$$

❖ Si $h_{ui} \neq h_{ui+1}$, on suit la méthode suivante :

On a :

$$\varphi = \frac{VP}{Vt}$$

Et pour chaque φ_i on a:

$$\varphi_i = \frac{VP_i}{V_i} \rightarrow VP_i = \varphi_i * V_i$$

Donc :

$$\varphi_{\text{moy}} = \frac{VP}{Vt} = \frac{\sum_{i=1}^n VP_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{\sum_{i=1}^n \varphi_i * V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{\sum_{i=1}^n \varphi_i * S * h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * S}$$

$$\varphi_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n \varphi_i * h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_{ui}}$$

c- Détermination du S_{moy}

$$\text{❖ Si } h_{ui} = h_{ui+1}, \text{ on aura: } S_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi}}{n}$$

❖ Si $h_{ui} \neq h_{ui+1}$, on suit la méthode suivante :

On a:

$$S_w = \frac{Vw}{Vt}$$

Et pour chaque S_{wi} on a:

$$S_{wi} = \frac{V_{wi}}{V_{pi}} \rightarrow V_{wi} = S_{wi} * V_{pi}$$

$$V_{wi} = S_{wi} * V_i * \varphi_i = S_{wi} * h_{ui} * S * \varphi_i$$

Donc :

$$S_{\text{moy}} = \frac{Vw}{Vp} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{wi}}{\sum_{i=1}^n V_{pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} * V_{pi}}{\sum_{i=1}^n V_{pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} * h_{ui} * S * \varphi_i}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * S * \varphi_i}$$

Enfin:

$$S_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} * h_{ui} * \varphi_i}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * \varphi_i}$$

d- Détermination de h_{moy} :

$$\text{❖ Si } h_{ui} = h_{ui+1}, \text{ on aura } h_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui}}{n}$$

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

e- Détermination de h_{tmoy} :

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

C'est une moyenne arithmétique

III.1.2.2. Méthode de bilan matière

➤ Le principe de la méthode

La méthode de bilan matière exprime l'égalité du volume des fluides contenus dans un gisement et du volume des pores de celui-ci à une époque quelconque. Cette méthode n'est applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum). Pour son application, cette méthode nécessite essentiellement

- ✓ La pression de réservoir initiale et actuelle.
- ✓ Les débits de production et d'injection
- ✓ Les données PVT: pression de saturation, GOR, facteur de compressibilité (compressibilité des roches, fluides) ...

Laurie Dake était un ardent défenseur de l'équation du bilan matières comme il est démontré dans son texte "The Practise of Réservoir Engineering", le professeur Dake disait: «il ne semble plus à la mode d'appliquer le concept de bilan matières aux gisements de pétrole, la conviction qu'il est désormais remplacé par l'application de la simulation numérique moderne. L'acceptation de cette idée a été une tragédie et a privé les ingénieurs de leur outil le plus puissant pour étudier les réservoirs et comprendre leurs performances plutôt que de leur imposer leur volonté, comme c'est souvent le cas lorsqu'on applique la simulation numérique directement dans l'historique. Il ne devrait y avoir aucune concurrence entre le bilan matières et la simulation, ils doivent plutôt se soutenir mutuellement: l'ancien définit le système, qui est ensuite utilisé en tant qu'intrant du modèle ». Une des raisons de l'absence d'appréciation de l'équation pourrait être l'impression immédiate de complexité à travers ses nombreux termes. Un pas en avant significatif dans l'équation qui avait été présentée à l'origine par Schilthuis en 1936 fut par Odeh et Havlena qui, en 1963, examinèrent l'équation sous ses différentes formes linéaires.

L'équation de bilan matière est un outil de base pour un ingénieur réservoir pour interpréter et prédire les performances d'un réservoir pour :

- Estimation des réserves en place
- Prédiction des performances du puits
- Estimation de la récupération suivant les mécanismes de drainage primaire

Le principe de cette méthode est le suivant :

$$\begin{array}{c} \text{QUANTITE PRODUITE + QUANTITE RESTANTE} \\ = \\ \text{QUANTITE ORIGINALE EN PLACE} \end{array}$$

➤ 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. D'après la figure ci-dessus on peut exprimer le soutirage du fluide comme suit :

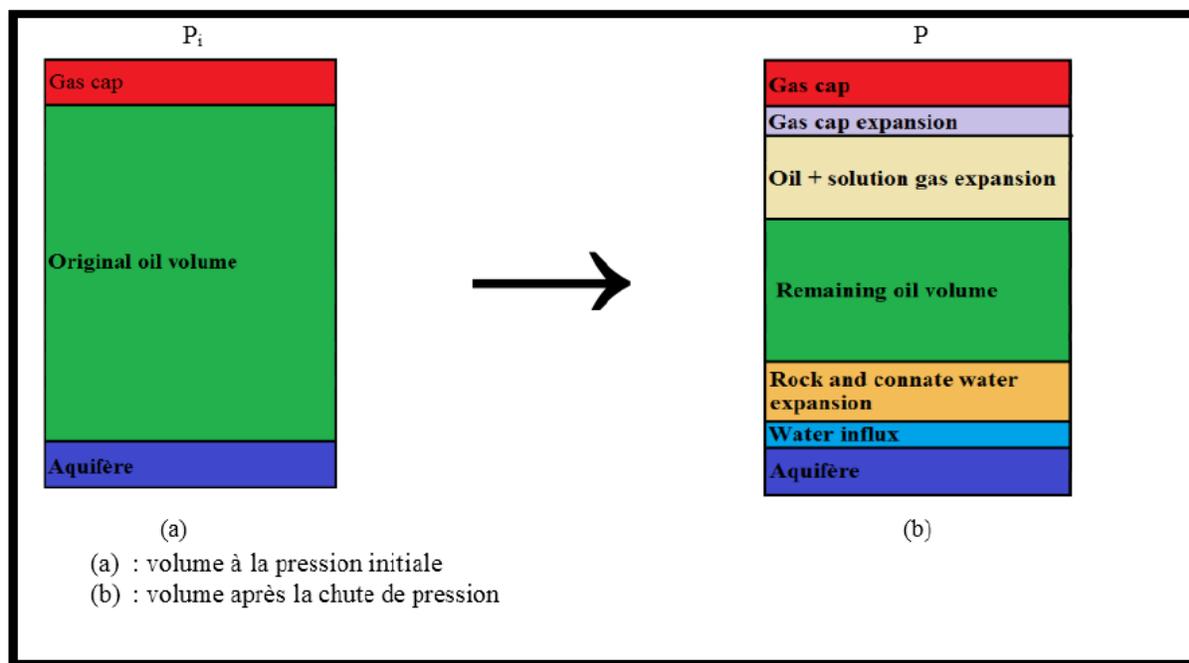


Figure A.III.3: Changement de volume dans un réservoir associé à une chute de pression

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.

➤ **Les différents termes sont exprimés par les équations suivantes :**

1- Soutirage

Au niveau de la surface on produit une quantité d'huile plus une quantité de gaz et une quantité d'eau, donc le soutirage est donné comme suit :

$$N_P * [B_o + (R_P - R_s) * B_g] + W_P * B_w$$

Tel que :

- N_P : Production d'huile cumulée en [STm^3];
- B_o : Facteur volumétrique du fond d'huile [Rm^3/ STm^3];
- R_P : GOR de production [m^3/ m^3];
- R_s : GOR de dissolution [m^3/ m^3];
- B_g : Facteur volumétrique du fond de gaz [Rm^3/ STm^3];
- W_P : Production d'eau cumulée [STm^3];
- B_w : Facteur volumétrique du fond d'eau [Rm^3/ STm^3].

2- Expansion de l'huile :

Le volume d'huile à l'état initial est $N \cdot B_{oi}$, après une chute de pression il deviendra $N \cdot B_o$, l'expansion d'huile s'exprime ainsi :

$$(B_o - B_{oi})$$

3- Expansion du gaz dissous

Avant d'atteindre la pression de bulle la quantité totale de gaz dans le réservoir est $N.R_{si}$ qui est totalement dissous dans l'huile. 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 $N.R_s$.

L'équation de l'expansion du gaz dissous sera :

$$N(R_{si} - R_s)B_g$$

4- Expansion du gaz cap

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

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

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

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

Après une chute de pression le volume du gaz cap sera $G \cdot B_g$ l'expansion du gaz cap sera donc :

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

5- Compaction de la roche et expansion de l'eau interstitielle

Soit :

- ΔV_P = le changement du volume de roche.
- ΔV_W = 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 :

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

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 :

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

En réarrangeant cette équation on obtient :

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

Par la suite on va nommer les paramètres comme suit :

$$\begin{aligned} B_{ti} &= B_{oi} \\ B_t &= B_o + (R_{si} - R_s) B_g \\ A &= N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] \end{aligned}$$

➤ **Version abrégée de l'équation (MBE)**

Havlena et Odeh simplifient l'équation sous la forme abrégée suivante:

$$F = N (E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e$$

Avec:

- $F = N_p [B_o + (R_p - R_s) * B_g] + W_p * B_w$
- $E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g$
- $E_g = B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right]$
- $E_{f,w} = \frac{(1+m) * N * B_{oi} * (c_w * S_w + c_f)}{1 - S_{wc}} * \Delta P$

L'équation précédente devient :

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

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**: Déplétion drive index;
- **SDI**: Ségrégation drive index;

- **WDI:** Water drive index;
- **EDI:** Expansion drive index. [2]

➤ **Indices de conduite pour un réservoir à drainage combiné**

La figure *A.III.4* montre un ensemble de graphiques qui représentent les divers indices de drainage pour un réservoir aux indices de drainages combinés. Au point A, certains des puits structurellement bas sont retravaillés (subissent un workever) pour réduire la production d'eau. Cela a entraîné une augmentation effective de l'indice de drainage d'eau. Au point B, les opérations de reconditionnement (workever) sont terminées, les débits de production d'eau, de gaz et d'huile sont relativement stables, et les indices de drainage ne montrent aucun changement. Au point C, certains des puits qui ont produit des volumes d'eau relativement importants, mais constants, sont fermés, ce qui entraîne une augmentation de l'indice de drainage d'eau. Au point D, le gaz est renvoyé dans le réservoir, et l'indice de drainage de chapeau de gaz affiche une nette augmentation.

L'indice de drainage d'eau est relativement constant, bien qu'il diminue un peu, et l'indice de drainage d'épuisement montre une baisse remarquable. Cela indique que le fonctionnement du réservoir est plus efficace et, si l'indice de drainage d'épuisement peut être réduit à zéro, on peut s'attendre à une récupération relativement bonne du réservoir. Bien entendu, pour atteindre un indice de drainage d'épuisement de zéro, il faudrait maintenir la pression du réservoir à son niveau le plus bas, ce qui est souvent difficile à réaliser. On peut noter à partir de la figure *A.III.4* que la somme des différents indices de drainage est toujours égale à 1.

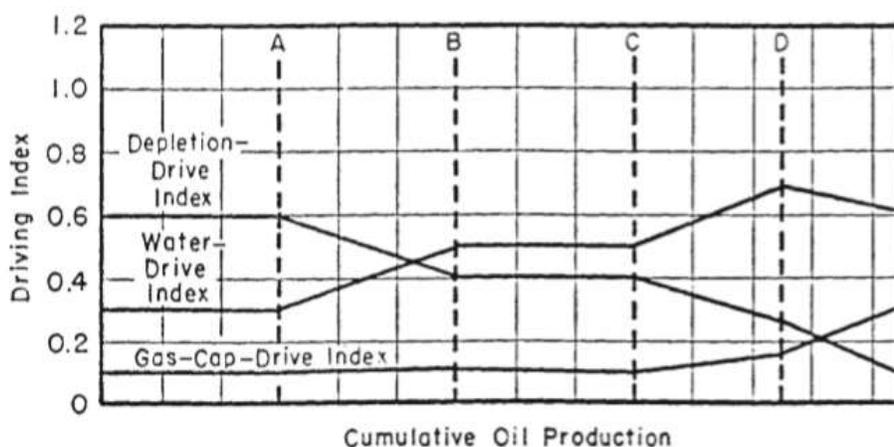


Figure A.III.4: Drive-index dans un réservoir à combinaison [2]

III.2. Mécanismes de drainage

III.2.1. Introduction

Le facteur de récupération de l'huile ou de gaz est un facteur clé du développement des champs pétroliers. Les facteurs de récupération peuvent être augmentés en ajoutant de l'énergie au réservoir (par exemple, par injection d'eau ou de gaz) pour maintenir la pression du réservoir. Tous les mécanismes de récupération ont trait à la manière dont l'énergie est maintenue ou perdue dans le réservoir.

- La récupération primaire du pétrole ne nécessite aucune intervention dans les réservoirs mis à part le forage des puits de production.
- La récupération secondaire « Improved Oil Recovery (IOR) » comprend le maintien de la pression du réservoir par l'injection d'eau ou du gaz.
- La récupération tertiaire « Enhanced Oil Recovery (EOR) » ou « récupération améliorée » implique l'injection de tout ce qui peut améliorer les méthodes de récupération secondaire (par exemple injection de CO₂, de polymères ou de la vapeur).

III.2.2. Mécanismes de récupération primaire

Les mécanismes primaires de drainage du réservoir décrivent simplement la source d'énergie dominante dans le système de réservoir lorsqu'il est en déplétion naturelle. Les exemples comprennent :

- Drainage par l'eau (aquifère) connu sous le nom de « Water drive ».
- Drainage par gaz dissout (expansion de l'huile) « solution gas drive ».
- Drainage par chapeau de gaz (expansion du chapeau de gaz existant) « gaz cap drive ».
- Drainage par compressibilité (compressibilité élevée des roches) « compaction drive ».
- Drainage par gravité (différence de densité de fluide) « gravity drive ».

Chacun de ces mécanismes d'entraînement a 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.

Les mécanismes les plus dominants qui sont les suivants :

➤ **Gaz cap drive**

Le mécanisme d'expansion par chapeau de gaz est un système énergétique de force moyenne qui comprend également l'énergie provenant de l'expansion de l'huile. La pression du réservoir initiale à l'interface du chapeau de gaz sera égale à la pression de point de bulle. La pression dans le réservoir diminue lentement et continuellement.

Les facteurs de récupération sont compris entre 20 et 40%. Les percées d'eau sont généralement très basses.

Les GOR augmenteront continuellement jusqu'à ce que le chapeau de gaz soit épuisé ou les puits producteurs sont abandonnés.

Un graphique de la pression du réservoir, du GOR et du WC avec le temps est le suivant :

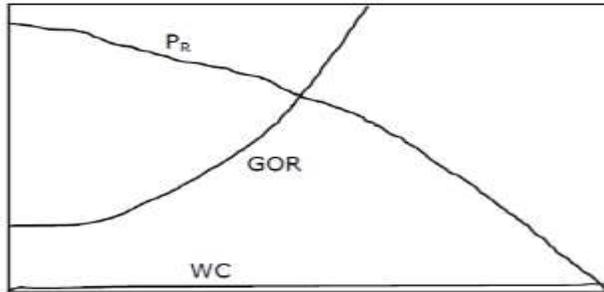


Figure A.III.5: Évolution de la P_R , du GOR et de WC pour un mécanisme par GCD [13]

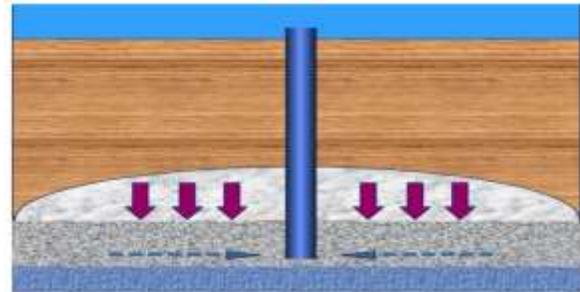


Figure A.III.6. Mécanisme de gaz cap drive [7]

Points clés :

- ✓ La pression du réservoir baisse lentement et continuellement
- ✓ Les entrées d'eau restent basses ou nulles.
- ✓ La production de GOR commence au GOR de solubilité R_s puis augmente continuellement, la formation de gaz se produit (peut éventuellement s'abaisser, les bouchons d'huile étant appauvri).

➤ Solution gaz drive

Le mécanisme de drainage par gaz dissout (ou d'expansion de l'huile) est un mécanisme faible qui entraîne une baisse rapide et continue de la pression du réservoir. Les facteurs de récupération sont faibles (≈ 5 à 30%).

Comme conséquence de la baisse de la pression du réservoir en dessous du point de bulle, la saturation en gaz augmente jusqu'à la formation et la production d'un chapeau de gaz. Aussi, une augmentation considérable du GOR de production jusqu'à ce que le gaz soit épuisé.

Les percées d'eau sont généralement très basses ou mêmes nulles.

Un graphique de la pression du réservoir, du GOR et du WC avec le temps est le suivant:

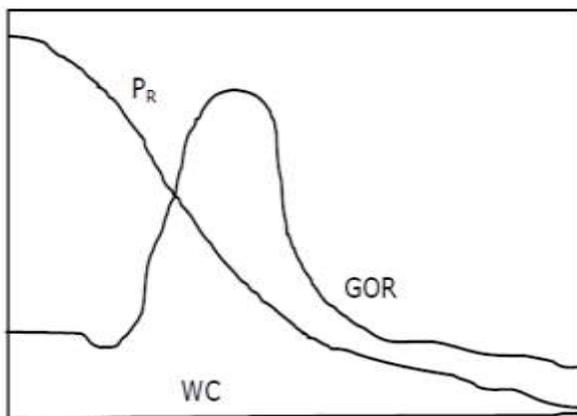


Figure A.III.7: Évolution de la P_R , du GOR et de WC pour un mécanisme par gaz dissout [13]

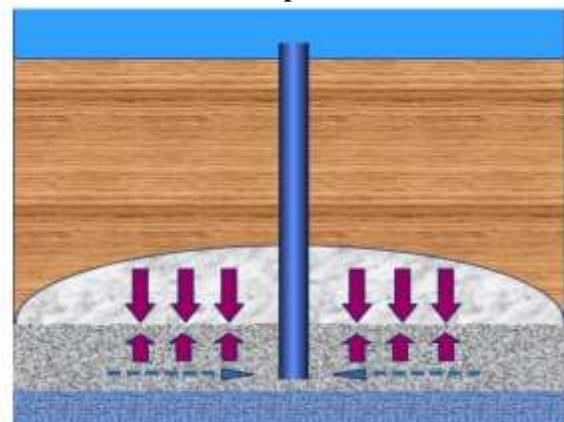


Figure A.III.8 : mécanisme de drainage par gaz dissout [7]

Points clés :

- ✓ La pression du réservoir diminue d'une façon rapide et continue.

- ✓ Les valeurs du water Cut restent basses ou nulles.
- ✓ Le GOR de production commence au GOR de solubilité jusqu'à ce que la pression du réservoir tombe en dessous du point de bulle, puis diminue légèrement à mesure que le gaz s'accumule dans réservoir jusqu'à la saturation critique en gaz. Le GOR alors augmente rapidement jusqu'à un maximum puis diminue.

➤ Water drive

Le water drive est généralement le plus puissant de tous les mécanismes de récupération et se traduit par un maintien important de la pression du réservoir et des facteurs de récupération élevée (plage entre 30 à 70%). Un entraînement naturel par water drive (aquifère) peut être complété par une injection d'eau.

Les saturations en eau des réservoirs augmentent rapidement et en conséquence les puits de production auront des water cut élevés (et auront très probablement besoin d'une méthode de production assistée pour maintenir le débit).

Un graphique de la pression du réservoir P_R , du GOR et du WC avec le temps est le suivant:

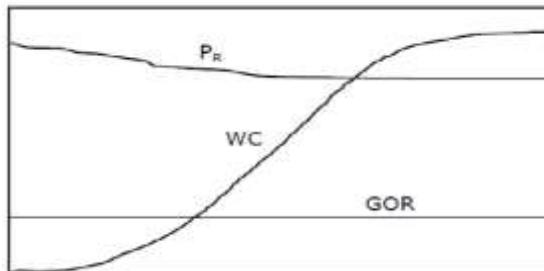


Figure A.III.9: Évolution de la P_R , du GOR et de WC pour un mécanisme par water drive [13]

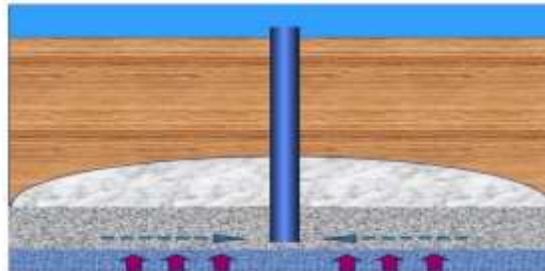


Figure A.III.10: Mécanisme de drainage par water drive [7]

Points clés :

- ✓ La pression du réservoir reste élevée tout au long (mais peut diminuer initialement jusqu'à ce que la force motrice soit pleinement visible)
- ✓ Les valeurs de water cut commencent faibles mais augmentent rapidement en raison des entrées d'eau.
- ✓ Le GOR de production reste constant à la valeur du GOR de solubilité R_s

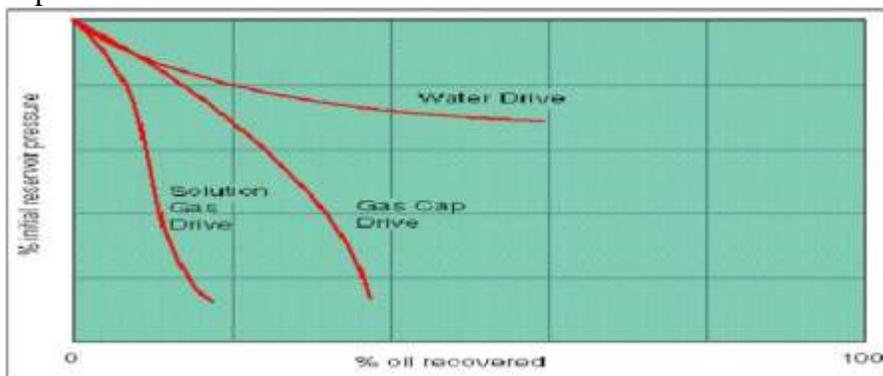


Figure A.III.11: Comparaison du comportement de pression pour chaque régime de drainage. [14]

III.2.3. Mécanismes de récupération secondaire

III.2.3.1. Introduction

L'épuisement primaire n'est généralement pas suffisant pour optimiser la récupération d'un gisement de pétrole. La récupération du pétrole peut être doublée ou triplée grâce à l'énergie supplémentaire du réservoir naturel. L'énergie supplémentaire est fournie par une source d'énergie externe, telle que l'injection d'eau ou de gaz. L'injection d'eau ou de gaz naturel peut être appelée maintien de la pression ou récupération secondaire. Ce dernier terme est apparu parce que l'injection suivait généralement une période d'épuisement de la pression primaire, et était donc la deuxième méthode de production utilisée dans un champ.

De nombreux réservoirs modernes intègrent le maintien de la pression au début de la vie du champ, parfois dès le début de la production. Dans ce cas, le réservoir n'est pas soumis à une phase de production primaire conventionnelle.

Le terme "maintien de la pression" est une description plus précise de la stratégie de gestion des réservoirs pour ces champs que le terme "production secondaire". Toutefois, avant d'entreprendre un projet de récupération secondaire, il faut prouver clairement que les processus de récupération naturelle sont insuffisants.

Durant les études de développement du réservoir, le maintien de pression du réservoir sera sélectionné à partir des caractéristiques de la roche réservoir et des fluides qui la saturent. Le but est de récupérer le maximum d'huile en place. Par exemple si la pression réservoir décroît trop un gaz cap se formera et s'épandra. Cela peut générer des pertes de production si le gaz cap atteint les perforations des puits producteurs. De plus, à cause du déclin de la pression réservoir, l'huile en place va perdre ses constituants légers (qui vont alimenter le gaz cap) et sa viscosité va augmenter. Cela sera plus difficile de récupérer cette huile.

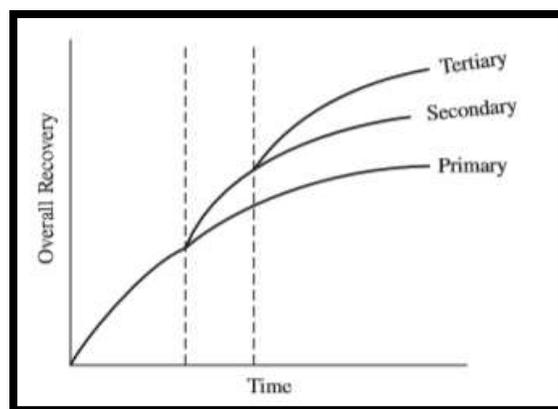


Figure A.III.12: Facteur de récupération par les trois méthodes de récupération [2]

III.2.3.2. L'injection d'eau

L'injection d'eau, qui est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employé pour :

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

Les moyens naturels de drainage peuvent être renforcés par injection dans le réservoir d'eau (eau de mer traitée ou eau de production) ou le gaz récupéré. Il faudra faire attention à la compatibilité de l'eau injectée avec l'eau de formation.

III.2.3.2.1. Les différents types d'injection (patterns) :

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

- L'injection groupée (périphérique) ou les puits sont groupés localement.

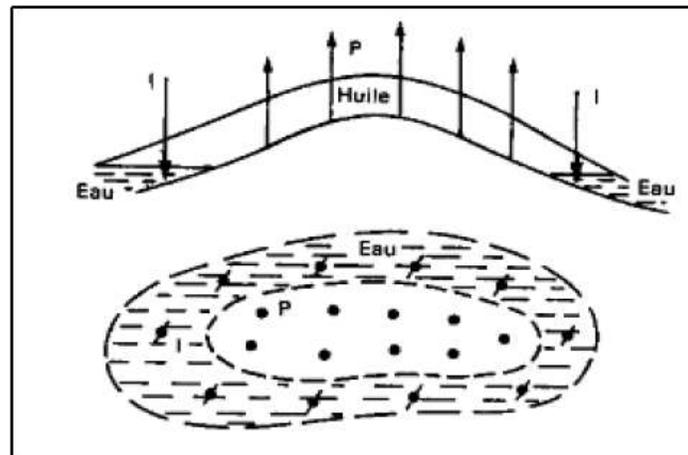


Figure A.III.13: Injection périphérique d'eau. [14]

- L'injection dispersée ou les puits d'injection et de production sont intercalés.

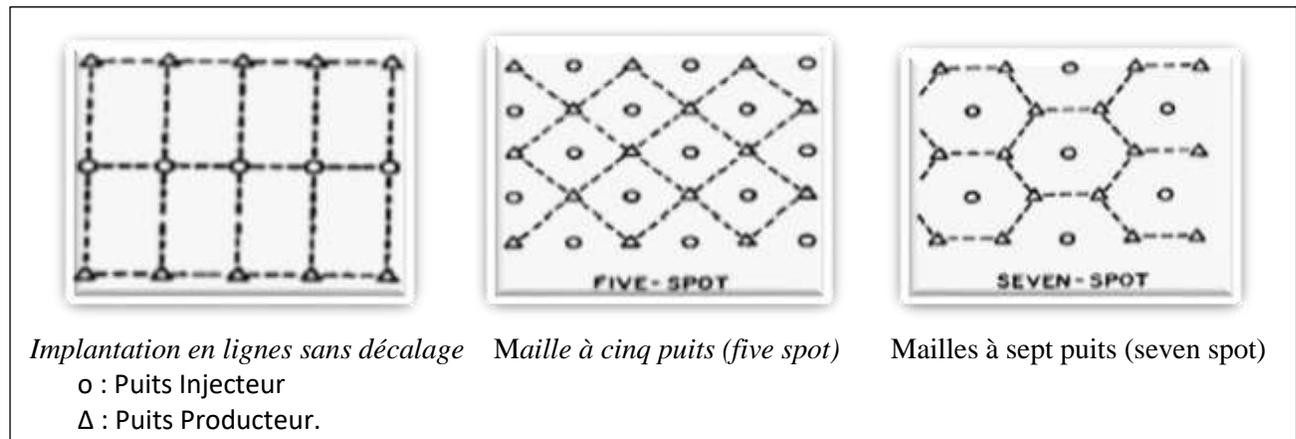


Figure A.III.14: Les schémas d'injection dispersée [14]

III.2.3.1.2. Facteurs affectant l'injection d'eau

Thomas, Mahoney et Winter (1989) ont souligné que pour déterminer l'adéquation d'un réservoir candidat à l'injection d'eau, les caractéristiques suivantes du réservoir doivent être prises en compte :

- Géométrie du réservoir
- Propriétés du fluide
- Profondeur du réservoir
- Lithologie et propriétés de la roche
- Saturation en fluide
- L'uniformité des réservoirs
- Mécanismes de drainage primaire.

III.2.3.1.3. Aspects techniques et économiques de l'injection d'eau :

➤ Aspect technique :

Avec une injection d'eau, le rapport de mobilité M est souvent favorable pour une huile légère (viscosité de l'huile faible) et pas trop défavorable pour une huile plus lourde. L'efficacité, c'est-à-dire la récupération sera donc élevée ou moyenne.

Quant aux sources en eau il s'agit le plus souvent de couches aquifères, situées à faible profondeur, et de l'eau de mer en offshore, ou en surface à terre (lacs, rivières). L'injection d'eau est favorable pour les gisements hétérogènes dont la roche est mouillable à l'eau, ce qui est souvent le cas, sauf pour certains réservoirs carbonatés.

L'imbibition y jouera un rôle non négligeable si les débits ne sont pas trop grands. Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement : en effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles ($SO_4 Ba$) qui bouche les puits.

➤ Aspect économique :

Les investissements sont en général plus élevés pour l'injection d'eau que pour l'injection de gaz: en effet, le nombre de puits injecteurs d'eau est plus grand que pour du gaz, la mobilité de l'eau et donc l'injectivité étant plus faible, mais le débit est aussi en fonction de la pression.

III.2.3.1.4. Mise en œuvre (qu'est-ce qu'il faut avoir pour réaliser une injection d'eau) :

Il faut, pour réaliser une injection d'eau :

- ✓ Avoir un approvisionnement en eau suffisant en quantité, qualité et régularité ; avoir des installations de traitement d'eau.
- ✓ Avoir un équipement convenable des puits d'injection et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité (essais). Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs (efficacité vertical).
- ✓ Avoir les installations de pompage.
- ✓ Contrôler le dispositif d'injection et le balayage : traceurs radioactifs par exemple.

III.2.3.2. L'injection de gaz

III.2.3.2.1. Procédé d'injection

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

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

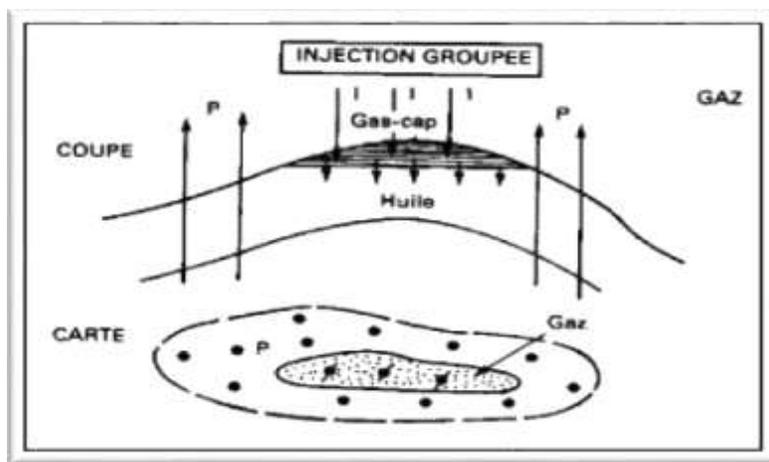


Figure A.III.15: Injection centrale du gaz. [14]

III.2.3.2.2. Mécanisme et contrôle du balayage

Le drainage au gaz, comme le drainage à l'eau, donne naissance à un front de déplacement, mais celui-ci est moins marqué (variation de saturation en huile plus faible).

Le gaz ne mouille pas la roche et va s'infiltrer au milieu de l'huile, tendant à créer une phase gazeuse continue à travers le réservoir.

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

Il est possible de "marquer" le gaz injecté dans un gisement d'une manière distinct selon le puits par lequel il est injecté. Pour cela on ajoute au gaz d'injection de faibles quantités de substance radio actives à l'état gazeux, ces substances étant dans une zone limitée d'un champ, différentes pour chaque puits d'injection.

Lorsque du gaz perce en un puits de production, une analyse permet alors de dire quel traceur y est contenu, donc de quel puits il provient. Cela permet de se faire une idée des caractéristiques d'hétérogénéité et d'anisotropie du gisement, à une époque donnée, l'allure des contours des fronts.

➤ Facteur de récupération :

Le facteur de récupération RF de toute méthode de récupération secondaire ou tertiaire du pétrole est le produit d'une combinaison de trois facteurs d'efficacité individuels, comme le montre l'expression généralisée suivante :

$$RF = E_D * E_A * E_V$$

En termes de production cumulée de pétrole, l'équation précédente peut s'écrire comme suit :

$$N_p = N_s * E_D * E_A * E_v$$

- **RF** = facteur de récupération global.
- **N_s** = huile initiale en place au début de l'injection, STB.
- **N_p** = pétrole produit cumulé, STB.
- **E_D** = efficacité du déplacement (displacement efficiency).
- **E_A** = efficacité du balayage de surface (areal sweep efficiency).
- **E_v** = efficacité du balayage vertical (vertical sweep efficiency).
- L'efficacité de déplacement **E_D** est la fraction d'huile mobile qui a été déplacée de la zone balayée à un moment donné ou le volume des pores injectés. Comme une injection de gaz non miscible ou l'injection d'eau laissera toujours une certaine quantité d'huile résiduelle, l'**E_D** sera toujours inférieur à 1,0.
- L'efficacité de balayage de surface **E_A** est la zone fractionnaire du modèle qui est balayée par le fluide de déplacement. Les principaux facteurs déterminant le balayage de surface sont les suivants :
 - Mobilités des fluides
 - Type de modèle
 - Hétérogénéité des surfaces
 - Volume total de liquide injecté
- L'efficacité du balayage vertical **E_v** est la fraction de la section verticale de la pay zone qui est en contact avec les fluides injectés. L'efficacité du balayage vertical est principalement fonction de :
 - L'hétérogénéité verticale
 - Degré de ségrégation gravitationnelle
 - Mobilités fluides
 - Volume total de l'injection

III.2.4. Méthodes améliorées de récupération des hydrocarbures (récupération tertiaire)

Le terme de production tertiaire était à l'origine utilisé pour identifier la troisième étape de la vie de production du champ. En général, la troisième étape se produisait après une inondation. La troisième étape de la production de pétrole impliquait un processus conçu pour mobiliser le pétrole résiduel. Un exemple de processus de production tertiaire est un processus d'injection chimique tel que l'injection de tensioactifs. Les processus de production tertiaire ont été conçus pour améliorer l'efficacité du déplacement en injectant des fluides ou de la chaleur. On les appelle des processus de récupération améliorée. Cependant, on a vite appris que certains champs seraient plus performants si le processus de récupération améliorée était mis en œuvre avant la troisième étape de la vie du champ. En outre, on a constaté que les processus de récupération améliorée étaient souvent plus coûteux que le simple forage de puits supplémentaires dans un modèle plus dense.

Les méthodes améliorées de récupération du pétrole « Enhanced Oil Recovery (EOR) » ou récupération tertiaire, sont généralement appliquées après méthodes de récupération secondaires dans le but d'améliorer la récupération finale.

Il existe trois méthodes principales:

- Déplacement miscible (par exemple injection de CO₂).
- Récupération thermique (par exemple, injection de vapeur).
- Injection chimique (par exemple, inondation de polymère).

Toutes les méthodes sont coûteuses et généralement peu économiques avec des prix du pétrole bas et sont donc généralement appliqués lorsque les recouvrements primaire et secondaire sont faible (par exemple les huiles très lourdes) et il n'y a pas d'autre alternative.

- **Le déplacement miscible** : est utilisé pour diminuer la saturation en huile résiduelle afin d'augmenter le volume d'huile mobile. Le dioxyde de carbone (CO₂) est injecté pour créer une zone miscible où les saturations en huile sont abaissées. Ceci est généralement suivi d'une injection d'eau pour récupérer le maximum l'huile. Ce processus est connu sous le nom d'injection WAG « water alternating gaz » (eau alternant le gaz) et est largement utilisé dans la Bassin permien de l'ouest du Texas.
- **La récupération thermique** : est utilisée pour diminuer la viscosité de l'huile et augmenter le rapport de mobilité dans les gisements des huiles lourdes. L'huile est chauffée par injection de vapeur dans un puits voisin ou dans le même puits. Alternativement, la combustion in situ peut être utilisée par l'injection et l'allumage d'air comprimé.
La récupération thermique est une forme courante des EOR dans le monde, en particulier dans champs de pétrole lourd (Californie, Alberta, etc.).
- **L'injection de produits chimiques** : est utilisée pour améliorer l'efficacité de déplacement de l'huile en augmentant la viscosité du front d'inondation par rapport à l'huile (rapport de mobilité proche de 1). Ceci est réalisé par l'injection de longues chaînes polymériques. En raison des coûts impliqués, c'est probablement le moins utilisé parmi les méthodes EOR.



Chapitre IV :

Modèle de simulation et l'history matching

Introduction :

La modélisation de réservoir est l'application d'un système de simulation informatique qui décrit l'écoulement des fluides dans un réservoir. Le système de simulation informatique se compose généralement d'un ou plusieurs programmes informatiques appelé le simulateur de réservoir, et l'ensemble des données d'entrée est appelé le modèle de réservoir.

De nombreuses disciplines différentes contribuent à la préparation de l'ensemble des données d'entrée. Les informations sont intégrées au cours du processus de modélisation du réservoir, et le concept de réservoir est quantifié dans le simulateur de réservoir.

IV.1. La simulation des réservoirs

La simulation des réservoirs est le processus qui consiste à déduire le comportement de l'écoulement des fluides dans un système de réservoir de pétrole et c'est un outil puissant pour guider les décisions de gestion du réservoir. Les principaux objectifs des modèles des réservoirs sont:

- **Dans la phase d'évaluation** : identifier les incertitudes et définir les besoins en données.
- **Dans la phase de développement du champ** :
 - Identifier les mécanismes de production.
 - Définir le nombre, l'emplacement et le type de puits. P
 - Prévoir les profils de production et évaluer les risques associés au projet.

On peut en conclure qu'il s'agit bien d'un outil d'aide à la décision.

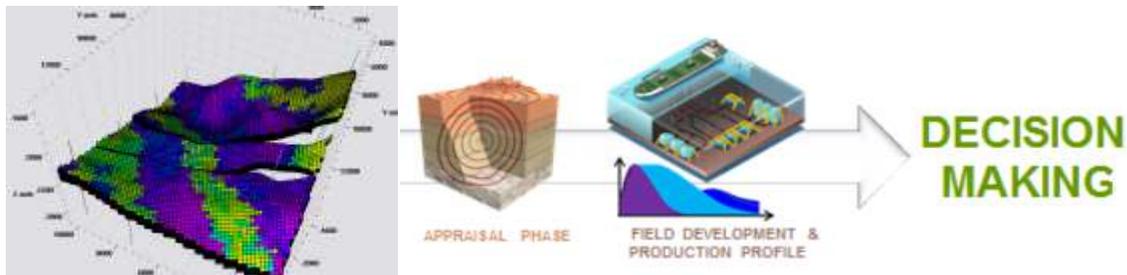


Figure A.IV.1 : L'objectif de la simulation [17]

IV.1.1. Les données requises pour un modèle de simulation de réservoir :

Dans la construction d'un modèle de réservoir, les principaux intrants sont :

- a) **Le modèle géologique** : expliqué précédemment, qui représente le réservoir par une grille contenant des millions de blocs, chacun d'eux étant peuplé de propriétés telles que la porosité et la perméabilité.
- b) **Le fluide** qui est caractérisé pour définir le type de fluide et le diagramme de phase.
- c) **Le comportement d'écoulement du fluide** qui définira la facilité avec laquelle deux ou trois phases s'écoulent simultanément dans le milieu poreux.
- d) **Les données de production** qui concernent **la pression du réservoir** et les débits de fluide pendant la phase de production permettant d'évaluer les mécanismes de production.

Toutes ces données sont intégrées dans le modèle de réservoir qui est plus ou moins complexe selon les objectifs du projet.

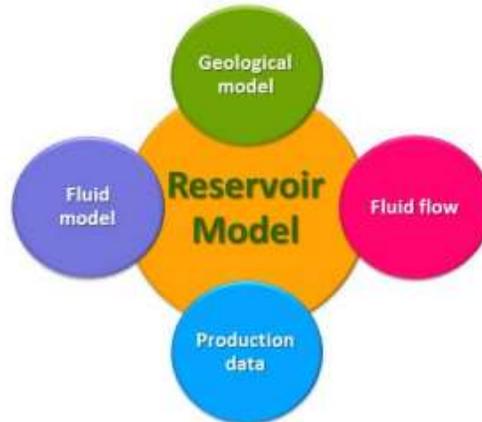


Figure A.IV.2 : Les données requises pour une simulation de réservoir [17]

IV.1.2. Modèles de simulation de réservoir :

Une fois que toutes les données sont intégrées, nous pouvons introduire le modèle de réservoir.

La complexité des questions et les données disponibles détermineront le degré de sophistication du modèle à utiliser.

Nous ne présenterons que deux modèles :

- a) **Le modèle de réservoir simple (the tank model)** : qui est un modèle à dimension zéro utile pour l'estimation initiale du réservoir.
- b) **Le modèle de simulation de réservoir à échelle supérieure (the up scaled réservoir simulation model)** : qui est un modèle tridimensionnel.

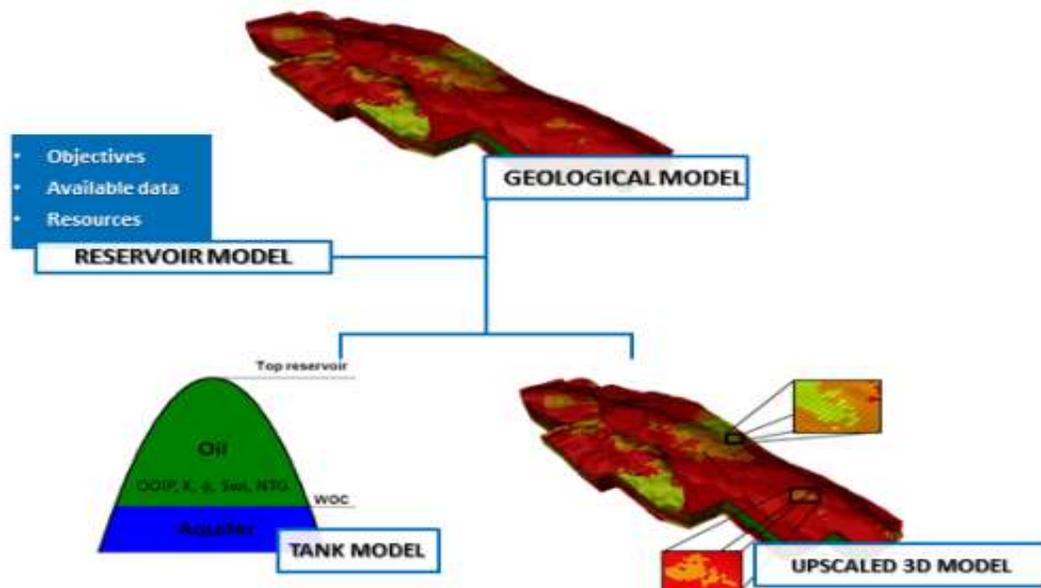


Figure A.IV.3 : Les modèles de simulations [17]

IV.1.2.1. Le modèle de réservoir simple (Tank model) :

C'est un modèle très simple dans lequel le réservoir est représenté comme un volume homogène avec une seule porosité, une seule pression, etc. (tous les paramètres ont une seule valeur).

Ici, l'équation du bilan matière est résolue et les principaux objectifs sont de vérifier la cohérence des données, d'estimer les fluides en place et de prévoir les profils de production (voir chapitre V.1.2.2).

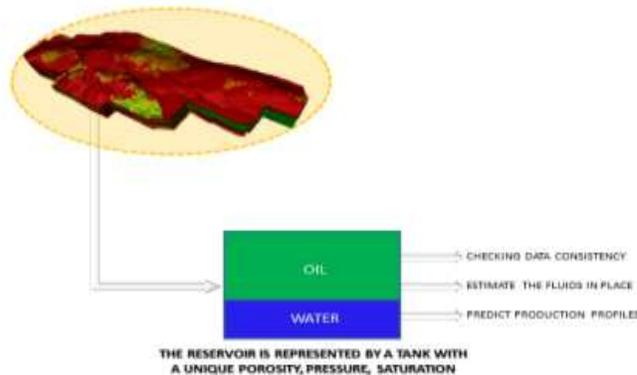


Figure A.IV.4 : Le modèle de simulation simple [17]

IV.1.2.2. Le modèle de réservoir à l'échelle supérieure (the up-scaled réservoir model) :

Où le réservoir est représenté par une grille dans laquelle l'espace est discrétisé en 3 dimensions. La grille géologique est mise à l'échelle pour réduire le nombre de blocs afin de simplifier la résolution.

Appelons un bloc générique "i" échangeant d'huile, du gaz et de l'eau avec ses blocs voisins.

En résolvant les équations du bilan matière, nous obtenons les pressions et les saturations

Pour l'huile, le gaz et l'eau à chaque pas de temps et pour chaque bloc, ce qui donne la saturation d'huile et la distribution de la pression évoluant avec le temps.

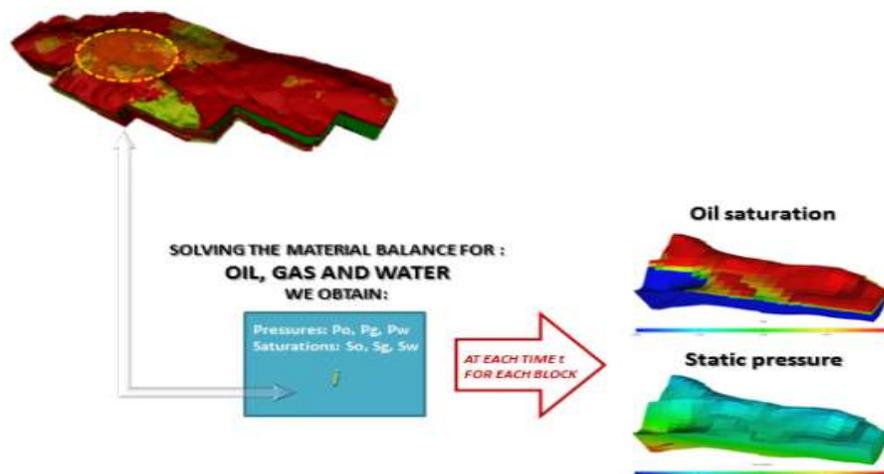


Figure A.IV.5 : Le modèle de simulation up-scaled [17]

IV.1.2.2.1. La simulation par Eclipse 100 :

- ❖ **Eclipse 100** : C'est un simulateur tri phasiques, tridimensionnel, spéciale pour les modèles black oil avec option de présence de gaz à condensat. Il assure la résolution des systèmes d'équations (le modèle en général) avec plusieurs méthodes suivant la complexité du modèle :
 - IMPES (Implicite Pressure Explicite Saturation) pour la simple complexité,
 - AIM (Adaptive Implicite Methode) pour les réservoirs à moyenne complexité et la méthode Fully Implicite pour les cas complexes.
- ❖ **La description du fichier DATA d'entrée** :
L'ingénieur crée un fichier DATA d'entrée unique pour ECLIPSE. Ce fichier de données contient une description complète du modèle.

Ce fichier est divisé en plusieurs sections: **RUNSPEC, GRID, EDIT, PROPS, REGIONS, SOLUTION, SUMMARY, SCHEDULE**. ECLIPSE lit section par section et traite chaque section à son tour, une fois cette section lue. Divers contrôles de données et de cohérence sont effectués avant de passer à la section suivante. La dernière section (Schedule Section) est exceptionnelle car elle spécifie des données dépendantes du temps et n'est pas lue et traitée dans son ensemble, les mots-clés sont traités dans l'ordre dans lequel ils sont lus dans le fichier de données.

RUNSPEC : cette section décrit le modèle d'une façon générale, on trouve : le titre, le nombre de grid suivant les directions x, y et z, le nombre de puits, les phases de fluide présentes dans le réservoir, la date du début de simulation...

GRID : Elle représente la géométrie des grids et les propriétés de la roche. Elle donne aussi les valeurs de la porosité, de la perméabilité absolue, et le net-to-gross ratio dans chaque grid. Cela permet le calcul des transmissibilités dans chaque bloc.

EDIT : On trouve dans laquelle des modifications sur les caractéristiques des grids dans le cas de besoin.

PROPS : Cette section contient les modèles PVT et SCAL. Elle indique les valeurs de B_o , R_s , la viscosité et la densité comme des fonctions de la pression, comme elle indique aussi les valeurs des perméabilités relatives et les pressions capillaires en fonction de la saturation d'eau.

REGIONS : Elle contient les tables de saturation et de PVT par région dans le réservoir, comme elle indique aussi les conditions initiales de P et de S.

SOLUTION : Elle montre les contacts entre fluides et leurs profondeurs. Elle assure aussi les types des fichiers à sauvegarder à la fin d'exécution.

SUMMARY : Spécification des paramètres et des résultats à présentés à la fin du run en fonction des pas du temps spécifiés.

SCHEDULE : C'est la section la plus sensible. Elle contient les données de complétion, les coordonnées, les conditions de production pour chaque puits. Elle permet d'introduire les différents scénarios sur le modèle.

IV.2. L'history matching :

Les données originales établies dans le modèle sont la meilleure évaluation de l'ingénieur de tous les paramètres qui décrivent le réservoir. À moins qu'il soit très chanceux, ces données ne seront pas exactement représentatives du réservoir dans son ensemble. Ces données doivent être modifiées jusqu'à ce que le simulateur (l'exécution du modèle) reproduise le comportement du réservoir à un degré acceptable.

Le processus de modification des données existantes du modèle jusqu'à ce qu'une comparaison raisonnable soit faite avec les données observées est appelé history matching.

Les deux objectifs ultimes ou principales de l'history matching sont l'amélioration et la validation de modèle simulation du réservoir : Une fois que les données historiques de production sont calées, une confiance beaucoup plus grande peut être placée dans les prévisions faites avec le modèle.

➤ **La procédure de l'history matching :**

La procédure recommandée de l'history matching est :

- a. Matcher les données volumétriques avec le bilan matière et identifier le support de l'aquifère.
- b. Matcher la pression du réservoir. La distribution de la pression obtenue en traçant les résultats des essais de puits à des moments donnés montre la variation spatiale associée à la variabilité locale de la performance du champ.
- c. Matcher les variables dépendantes de la saturation. Ces variables comprennent le WOR (water-oil ratio) et le GOR (gas-oil ratio). Le WOR et le GOR sont souvent les variables de production les plus sensibles, tant en termes de temps de percée que de forme de la courbe du WOR ou du GOR.
- d. Matcher les pressions dynamiques des puits.

IV.3. Les prévisions futures du réservoir :

Les prévisions de performances sont précieuses pour plusieurs objectifs. Les prévisions peuvent être utilisées pour mieux interpréter et comprendre le comportement des réservoirs et elles permettent de déterminer la sensibilité du modèle aux changements des données d'entrée. Cette analyse de sensibilité peut guider l'acquisition de données supplémentaires pour améliorer la gestion des réservoirs.

Les prévisions permettent d'estimer la durée de vie d'un projet en prédisant la récupération en fonction du temps. La durée de vie d'un projet dépend non seulement du comportement du flux du réservoir, mais aussi des problèmes commerciaux. Les modèles permettent à l'utilisateur d'imposer diverses contraintes économiques sur les performances futures du réservoir pendant le processus d'estimation de la durée de vie du projet. Ces contraintes reflètent une série de critères économiques qui intéresseront la direction, les actionnaires et les investisseurs potentiels.

Les intérêts commerciaux sont clairement importants pour l'avenir d'un projet, tout comme les problèmes techniques. Il est souvent nécessaire de comparer différents processus de récupération dans le cadre d'une étude. Comme il n'existe qu'un seul domaine, il est irréaliste de

croire que de nombreux processus de récupération différentes peuvent être évalués sur le terrain, même dans le cadre de projets à petite échelle.

Une autre utilisation des prévisions des modèles est la préparation d'un plan de gestion du réservoir. Leur préparation est souvent la motivation la plus importante pour réaliser une étude de simulation.

➤ **Processus de prévision :**

Le processus de prédiction commence par l'étalonnage du modèle. Généralement, il est nécessaire d'assurer la continuité du débit des puits lorsque l'ingénieur passe du contrôle des débits au cours de l'historique de production au contrôle de la pression pendant la phase de prédiction d'une étude.

L'étape suivante consiste à préparer une prévision de base. La prévision du cas de base est une prévision qui suppose que les conditions d'exploitation existantes s'appliquent. Par exemple, le cas de base pour un champ nouvellement développé qui subit un épuisement primaire doit être un cas d'épuisement primaire qui s'étend jusqu'à une limite économique spécifiée par l'utilisateur.

La prévision du cas de base établit une base à partir de laquelle on peut comparer les changements de performance du champ résultant des changements des conditions d'exploitation existantes. De plus, une analyse de sensibilité doit être effectuée pour donner un aperçu de l'incertitude associée aux prévisions du modèle.

Partie B : **Étude technique**

I. Étude géologique

I.1. Présentation du champ Makouda

I.1.1. Situation géographique

Le champ Makouda fait partie des champs de la région d'Oued-Noumer qui se situe à 140 Km au Sud-Est du champ gazier de Hassi-R'Mel et à 220 Km à l'Ouest-Nord-Ouest du champ pétrolier de Hassi-Messaoud. Son siège administratif et sa base de vie sont installés à 5 Km au nord de la RN 49, axe routier reliant Ghardaïa à Ouargla et à environ 45 Km de la ville de Ghardaïa.

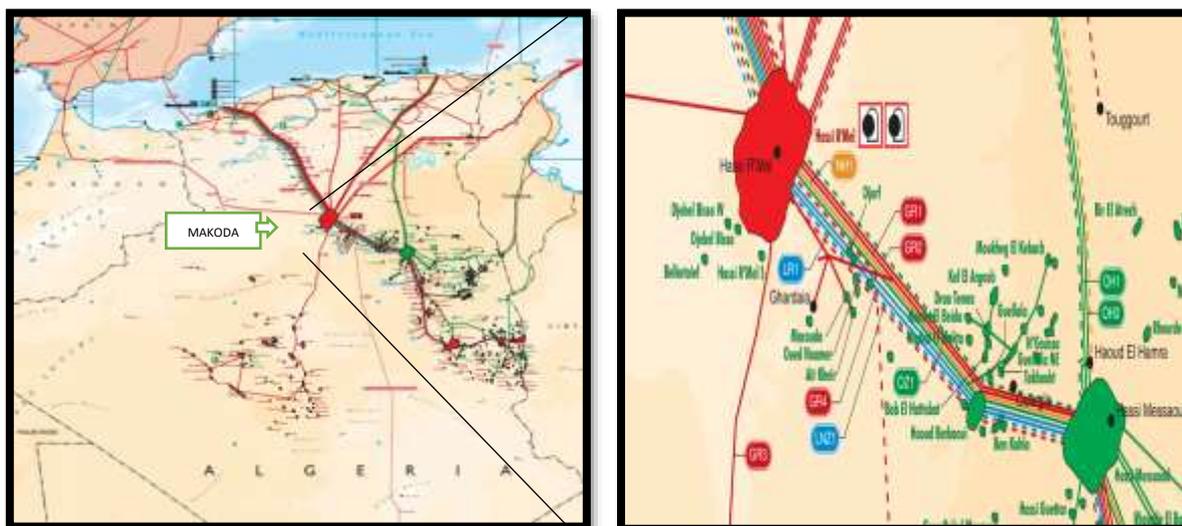


Figure B.1.1 : situation géographique du champ Makouda [18]

La région de Oued–Noumer se compose de cinq petites structures: Oued-Noumer, Aït-Kheir, Djorf Sidi-Mezghich et Makouda ce dernier est le champ de notre étude.

I.1.2. Historique du champ

I.1.2.1. Date de découverte

Le champ de Makouda a été découvert en 1975 par le puits MKA1 (SONATRACH) qui a donné de l'huile dans le Trias argilo-gréseux TAG A, alors que le TAGB et TAGC se sont révélés aquifères.

I.1.2.2. Développement initial du champ

04 puits ont été forés à Makouda tel que:

- MKA-1 : 1975-1976 a donné de l'huile dans le TAGA.
- MKA-2 : 1976 a donné de l'huile dans le TAGA.
- MKA3, foré en 1977, a révélé de l'eau dans les trois réservoirs TAG A, TAGB et TAGC. Il a été complété en puits d'eau dans l'Albien.
- MKA4 avait comme objectif le TAGA. Les tests ont révélé que la partie supérieure du réservoir est compacte, tandis que la partie inférieure est dans l'eau. Il a été complété en puits d'observation.



Figure B.I.2 : Emplacement des puits de Makouda (photo prise par google earth)

1.1.3. Évolution structurale

L'évolution structurale du champ de Makouda s'intègre dans celle du bassin de Oued Mya. Situé sur le flanc Est du bassin, la région de Oued Noumer est d'une orientation structurale majeure Nord-Est/Sud-Ouest qui a résulté d'une structuration multi-phases. Du Paléozoïque au Cénozoïque, la région, à l'instar du bassin, a subi les phases tectoniques suivantes:

- Phase panafricaine : d'âge cambro-ordovicien, elle se caractérise par des mouvements compressifs Est-ouest qui vont se poursuivre jusqu'au Dévonien inférieur où débute la phase calédonienne. Au Dévonien moyen et supérieur, des mouvements distensifs nord-ouest/sud est, accompagnés d'un rejet de failles normales en failles inverses contribuent à l'ouverture du bassin.
- La phase hercynienne débute au carbonifère par des mouvements compressifs nord-ouest/sud est avec un rejeu des failles nord-ouest/sud-est en failles inverses. Cette phase s'achève à la fin du Permien par un changement de direction des contraintes compressives qui deviennent nord-ouest/sud-est.
- La phase autrichienne, au Mésozoïque, est caractérisée par des jeux de failles en compression de direction est-ouest. Au Cénozoïque, La phase alpine joue en compression et génère des accidents NNW/SSE puis NNE/SSW ; ils seraient à l'origine des nouvelles structures apparues à cette période.

Située à la limite nord-ouest du champ de Ait Kheir et à une distance d'environ 6 km à l'ouest du champ d'Oued Noumer, la structure de Makouda se présente sous forme de trois compartiments faillées, disposées le long d'un couloir tracé par deux grands accidents orientés nord-ouest/ sud-est.

La plus grande culmination se situe au centre du champ, de 3.3 km de longueur et de 2 km de largeur, d'une orientation nord-est/sud -ouest, est traversée par une faille de direction nord-ouest/sud-est qui la subdivise en deux blocs :

- Un bloc nord-est dans lequel a été foré le puits MKA4 (dont la partie supérieure du TAGA s'est révélée compacte et la partie inférieure à eau)
- Un bloc sud-ouest où deux puits ont été foré sur le flanc : MKA1 et MKA2 (qui ont donné de l'huile dans le TAGA).

La deuxième culmination, située au nord du champ, est d'une forme orthogonale, orientée nord-sud, traversée par une faille principale qui la subdivise en deux compartiments. Cette culmination a été explorée par le puits MKA3 qui s'est avéré complètement dans l'eau.

Une troisième culmination, de faibles mensurations, se trouve au sud, à la limite du champ de Ait Kheir. Il s'agit d'une culmination anticlinale contre faille. Aucun puits n'y a été foré.

I.1.4. Stratigraphie :

TOPS DES FORMATIONS						
Ere	Système	Formation	Lithologie	Epaiss. TVD	Description	
MESOZOÏQUE	Crétacé	TURONIEN		116	Dolomie+Dolomie Calcaire	
		CENOMANIEN		147	Gypse+Calcaire dolom + Marnes+ Anhydrite	
		ALBIEN		381	Grès+Argile+Sable	
		APTIEN		27	Argile Carbonatée + Dolomie	
		BARREMIEN		212	Grès+Argile+Sable+ Dolomie	
		NEOCOMIEN		277	Argile Carbonatée+ Grès+ fine passées d'Anhydrite et Dolomie	
	Jurassique	Dogger	MALM		163	Grès+Argile+Dolomie
			Argileux		108	Argile+Grès+Dolomie
		Lias	Lagunaire		125	Argile+Dolomie+ Anhydrite
			Marnoux		27	Marnes+ fine passées de Dolomie
			Carbonatée		91	Dolomie Calc+Argile Carbonatée
			Anhydritique		86	Anhydrite+ Dolomie Calcaire+Argile
			Sulfure		25	Argile pateuse+ Sel + Dolomie Calcaire
Horizon "B"				21	Marnes+Argile +Dolomie Calcaire	
Sulfure" S1+S2"				158	Sel+Anhydrite+Argile+ Dolomie Calcaire	
Sulfure" S3"				292	Sel+Argile+Dolomie	
Argileux Sup				52	Argile+intercalations de Sel	
D2				6		
Trias	Argilo-Sulfure	Trias Sulfure "S4"		62	Sel+ fines passées d'Argile	
		Trias Argileux Inf		14	Argile Siltueuse	
	Argilo-Craieux	TAG-A		24	Silt au sommet + Grès	
		ARGILE		11	Argile siltueuse brun rouge	
		TAG-B		49	Grès fin à moyen, sub-anguleux à subarrondi.	
		ARGILE		6	Argile siltueuse	
		TAG-C		18	Grès+Argile+ Silt à la base	
		SERIE INFÉRIEUR		24	Argile siltueuse+Grès+Dolomie	
PALÉOZOÏQUE	CAMBRO - ORDOVICIEN			98	Argile siltueuse+Grès+Silt à la base	
					Argile siltueuse+Silt+ Traces Grès	

Figure B.I.3 : Fiche stratigraphique pour le champ de MAKOUA [10]

À l'échelle du bassin, la série sédimentaire mise en évidence présente deux séries : paléozoïque et mésozoïque séparées par la discordance hercynienne.

I.1.4. Roche mère, Migration et piégeage des Hydrocarbures

Dans le bassin d'Oued Mya, les principales roches mères sont les argiles radioactives du Silurien, très riches en matière organique. Ces argiles sont complètement absentes dans la région de Oued Noumer comme dans toute la partie Nord et Ouest de Oued Mya. Les plus grandes épaisseurs de ces argiles se situent au centre de la dépression du bassin, alors qu'elles sont très réduites à absentes sur les bordures des moles de Hassi R'mel et Hassi Messaoud. Elles se caractérisent par une bonne maturité, une très forte radioactivité qui serait due aux niveaux condensés qu'elles contiennent. Ces argiles présentent également de très bons paramètres géochimiques :

- COT initiaux importants (entre 30 et 10 %)
- S2 initiaux importants
- IH initiaux moyens à forts.

Ces résultats sont tirés à partir des analyses effectuées sur quelques puits du bassin d'Oued Mya (Document Sonatrach/Explo. 1996), (Document Sonatrach CRD, 1981).[19] L'expulsion maximum à partir de ces argiles s'est probablement faite du Crétacé tardif jusqu'au Tertiaire, d'après les études de Boote et al, 1998, citées dans l'étude sismique de Western Geco en 2001.

Malgré l'érosion de ces argiles dans cette partie du bassin d'Oued Mya, elles auraient alimenté nos réservoirs à partir de zones lointaines. La migration des hydrocarbures a dû se produire sur de longues distances le long de la discordance hercynienne. Quant au gaz, il se serait déplacé dans le sens vertical à travers le réseau de failles.

À Makouda, le piégeage s'est effectué à la faveur d'une culmination faillée en son centre. La faille délimite un compartiment Sud à huile et un compartiment Nord à eau. La couverture est assurée par une épaisse couche de sel triasique le S4 qui constitue une excellente couverture réservoir. Dans la région de Oued Noumer - Ait Kheir, les hydrocarbures alimentant la région étaient en quantités plus que suffisantes. Après remplissage des principales structures, le surplus s'est dirigé vers les petites culminations environnantes de Makouda et Djorf (Beicip Franlab, 1980). De l'huile et du gaz se sont accumulés dans le réservoir TAG A (2299 m – 2324.19 m) seulement. Le TAG B s'est révélé complètement dans l'eau. Le plan huile/eau a été déterminé à partir du calcul des saturations obtenues à l'aide de la formule. Ce plan est différent pour chaque structure et correspond à la limite en dessous de laquelle il ne devrait plus y avoir d'hydrocarbures mobiles.

Plusieurs contacts huile/eau ont été rencontrés aux puits:

MKA1 : -2325 m

MKA2: -2324 m

MKA3 - MKA4: -2313 m .

L'aspect structural de Makouda est mal cerné. Les interprétations sismiques disponibles à ce jour ne permettent pas une meilleure identification de la structure.

I.2. Données pétrophysiques :

Les données pétrophysique du réservoir TAGA qui représentent l'intérêt pétrolier est présenté dans le tableau suivant :

Puits	Épaisseur totale (m)	Grès utiles (m)	Porosité moy %	Perméabilité moy (md)	Saturation en huile moy (%)
MKA1	23	19	10	20	10
MKA2	25	18	5	10	10
MKA3	24	16	9	90	/
MKA4	28.5	7.8	9.5	55.14	11.3
Moyenne	25.13	14.86	8.19	39.97	10.27

Tableau B.I.1 : données pétrophysiques du réservoir TAG-A du champ MKA

II. Étude PVT

II.1. Introduction

Dans n'importe quelle étude de gisement, il est nécessaire d'effectuer une analyse PVT des fluides de formation afin de prédire leur comportement et de caractériser le fluide des réservoirs.

Dans cette partie on va se concentrer sur le calcul des paramètres les plus importants pour la caractérisation des huiles : le facteur volumétrique de fond B_o , le GOR de solubilité R_s et la viscosité μ_o . On va se baser sur les résultats des essais déjà décrits dans la partie théorique : essais DL et test sur séparateur (absence des résultats de Test CCE), et puis appliquer la méthode d'ajustement de Dodson pour en avoir des résultats représentatifs de notre fluide.

II.2. Détails de l'échantillonnage

Vu l'absence des résultats des tests de laboratoire de fluide de notre gisement MAKOUA en raison du retard du rendement des résultats effectués au niveau de la division laboratoire (Ex : CRD), On a réalisé notre étude sur un échantillon du même champ OUED NOUMER mais d'un gisement voisin ONR qui se caractérise par les mêmes paramètres que le fluide de notre gisement déjà obtenus par des études précédentes dont la composition de l'huile et de gaz de séparation, la densité de gaz et de l'huile et la pression de gisement.

On a comparé ces paramètres en utilisant les résultats des fluides des puits MKA1 et ONR003.

Les résultats de comparaison des deux fluides sont tabulés ci-dessous :

Composition	ONR003	MKA1	ONR003	MKA1
	Gaz séparateur (Fraction molaire (%))		Huile séparateur (Fraction massique (%))	
N2	2.28	3.67	0.01	0.02
CO2	0.52	0.17	0.06	0.02
H2S	0.00	0.00	0.00	0.00
C1	83.05	81.22	1.32	0.33
C2	8.56	9.18	1.52	0.61
C3	3.40	3.65	3.01	1.42
i-C4	0.48	0.59	1.28	0.76
n-C4	0.97	1.01	3.57	2.07
i-C5	0.23	0.17	2.40	1.64
n-C5	0.28	0.24	3.82	3.85
C6	0.15	0.10	6.34	9.52
C7+	0.08	0.00	76.66	79.76
La densité de gaz	0.68	0.686		
La densité d'huile	0.78	0.788		
La pression de fond (Kg/Cm ² a)	409	398.8		

Tableau B.II.1 : Comparaison des paramètres des fluides des puits MKA1 et ONR003

Discussion de résultats de comparaison :

On remarque que les caractéristiques des deux fluides issus des puits MKA1 et ONR003 sont presque similaires donc on va effectuer notre étude PVT en se basant sur l'échantillon de fluide d'ONR003 qu'on a déjà effectué des essais de laboratoire (DL et séparateur flash).

Les détails de l'échantillon sont mentionnés ci-dessous :

Champs	Oued Noumer
Puits	ONR003
Date d'échantillonnage	24/Aout/1970
Type d'échantillon	de fond
Pression du réservoir	409 Kg/Cm²a
Température du réservoir	87 C°
Pression du séparateur	15 Kg/Cm²a
Température du séparateur	25 C°

Tableau B.II.2: Les détails de l'échantillonnage des fluides

II.3. Résultats du test séparateur liquide Flash

L'huile de séparation a été restaurée pendant plusieurs heures à la température du séparateur et au-dessus de la pression du séparateur, puis agitées afin d'homogénéiser le fluide en une seule phase. Les échantillons ont ensuite été chargés dans la cellule PVT "Blind " pour déterminer la pression de saturation à la température du séparateur. Le liquide a été flashé des conditions du séparateur ci-dessus jusqu'aux conditions atmosphériques pour les mesures de la densité de l'huile, le GOR, Bo et stock avec la collecte du gaz évolué et du liquide résiduel pour l'analyse compositionnelle par chromatographie en phase gazeuse.

Les principaux résultats de test libération flash sont les suivants :

Pression de saturation	375 Kg/Cm²a
Facteur volumétrique du fluide	2.136 m³/sm³
GOR de solubilité	382.1 sm³/sm³
Densité de l'huile stable à STP	45.5 °API
Densité du gaz (air = 1.00)	1.397

Tableau B.II.3: Propriétés de la séparation flash

Les propriétés principales obtenues par le test de séparateur sont 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} qui sont calculées en utilisant les formules suivantes :

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

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

Avec :

- B_{ofb} : Facteur volumétrique de l'huile flash à la pression de bulle, m³/sm³
- R_{sfb} : Rapport de solubilité flash à la pression de bulle, sm³/sm³
- V_{ob} : Volume de l'huile dans la cellule à la pression de bulle, m³

- (V_o)_{sc} : Volume de l'huile aux conditions standards, sm^3
- (V_g)_{sc} : Volume de gaz aux conditions standards, sm^3

Les valeurs de B_{ofb} et R_{sfb} sont directement lu à partir du tableau (B.3) comme suit :

- ✓ $B_{ofb} = 2.136 \text{ m}^3/sm^3$
- ✓ $R_{sfb} = 382.1 \text{ sm}^3/sm^3$

II.4. Résultats du test de vaporisation différentielle DL

L'expérience de vaporisation différentielle a été réalisée à la température du réservoir. Le fluide a été équilibré à la pression de la première étape sous la pression de saturation. La phase gazeuse évoluée a ensuite été retirée tout en maintenant une pression constante. Ce processus a été 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 :

- Les facteurs de volume de formation différentiels d'huile B_{od} (communément appelés les facteurs de volume d'huile relatif) à tous les niveaux de pression sont calculés par la relation:

$$B_{od} = \frac{V_{o(1..n)}}{V_{or}}$$

Avec :

- B_{od} : facteur volumétrique différentiel de l'huile m^3/sm^3
- $V_{o(1..n)}$: Volume mesuré à chaque pression, m^3
- V_{or} : Volume résiduel aux conditions standards, sm^3
- Le facteur de solubilité différentiel noté R_{sd} , peut aussi être déterminé à partir de l'essai DL à tous les niveaux de pression et est calculé par la relation :

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

Avec :

- R_{sd} : rapport gaz-huile de solubilité différentiel, sm^3/sm^3
- $(\Delta V_g)_{(1..n)}$: volume du gaz en solution, libéré de la cellule à chaque pression, sm^3
- V_{or} : volume de l'huile résiduelle, sm^3
- 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 :

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

Avec :

- z : facteur de compressibilité du gaz, sans dimension
- $(\Delta V_g)_{(1..n)}$: volume du gaz libéré dans la cellule en P et T, m^3
- $(V_g)_{sc}$: volume du gaz éliminé en conditions standards, sm^3

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

Pression (Kg/cm ² a)	volume relative (Vrel)	FVF différentiel (Bod)	Rsd (sm ³ /sm ³)	densité du gaz (Air =1)	Facteur de compressibilité du Gaz (Z)	Viscosité du liquide (CPs)	Viscosité du gaz (CPs)	Masse volumique de l'huile (g/cm ³)	Compressibilité de l'huile (V/V/Kg/Cm ²)
500	0.9591	2.318				0.21		0.5495	0.000293
470	0.9676	2.339				0.185		0.5446	0.000293
440	0.9767	2.361				0.16		0.5396	0.000319
409 (Pr)	0.9868	2.385				0.134		0.534	0.000388
380	0.9979	2.412				0.11		0.5281	0.000388
375 (Pb)	1	2.417	449.2	0.799	1.017	0.106	0.0354	0.527	0.000388
360	0.925	2.236	399.7	0.797	0.999	0.14	0.0344	0.5482	
330	0.808	1.953	320.6	0.786	0.963	0.195	0.032	0.5887	
300	0.73	1.764	263.3	0.773	0.931	0.255	0.0295	0.6208	
270	0.684	1.653	226.6	0.757	0.905	0.315	0.0269	0.6421	
240	0.648	1.566	196.4	0.743	0.884	0.38	0.0243	0.6603	
210	0.617	1.491	169.2	0.729	0.871	0.45	0.0219	0.6771	
180	0.59	1.426	144.4	0.718	0.864	0.525	0.0196	0.6928	
150	0.566	1.368	121.4	0.71	0.866	0.61	0.0176	0.7076	
120	0.543	1.312	98.7	0.706	0.876	0.705	0.016	0.7226	
90	0.521	1.259	76.2	0.708	0.893	0.815	0.0147	0.7377	
60	0.499	1.206	53.2	0.724	0.916	0.945	0.0137	0.7534	
30	0.477	1.153	30.5	0.788	0.944	1.1	0.0129	0.7692	
1	0.441	1.066	0	1.4	0.985	1.29	0.0115	0.7855	

Tableau B.II.4: Résultats finals du test DL

Remarque :

- Le test CCE n'a pas été réalisé mais cela n'influera pas les résultats qu'on cherche à obtenir de notre étude car le paramètre principal de ce test est de calculer le volume relatif, mais on a le volume relatif issue du test **DL**
- Les valeurs du volume relatif servent à l'ajustement du B_0 aux pressions en dessus de la pression de bulle. ($P > P_b$)
- On n'a pas besoin de réaliser un lissage de ces valeurs en calculant la fonction Y, car cette fonction (**Y-Function**) permet seulement le lissage des valeurs du Volume relatif en dessous de la pression de bulle.

II.4.1. Ajustement des paramètres

L'ajustement des paramètres est nécessaire pour ramener les résultats du DL et de test de séparateur aux mêmes conditions afin d'obtenir des résultats représentatifs. La méthode est résumée dans les étapes suivantes :

Étape 1 : Si $P < P_b$: Calculez les facteurs de retrait différentiels S_{od} à divers pressions en divisant chaque facteur de volume d'huile différentielle B_{od} par le facteur de volume d'huile différentielle au point de bulle B_{odb} , où :

$$S_{od} = \frac{B_{od}}{B_{odb}}$$

Avec :

- B_{od} : facteur de volume d'huile différentiel relatif à la pression P , m^3/sm^3
- B_{odb} : facteur de volume d'huile différentiel relatif à la pression du point de bulle P_b , m^3/sm^3
- S_{od} : facteur de retrait différentiel de l'huile.

La valeur de B_{odb} est directement lue à partir du tableau (B.3) : $B_{odb}=2.136 m^3/sm^3$

Le facteur de retrait d'huile différentiel a une valeur d'un (1) au **point de bulle** et une valeur inférieure à un (1) à des pressions inférieures à P_b .

Pression (Kg/cm ² a)	FVF différentiel (Bod)	Sod (Bod/Bodb)
500	2.318	0.95904013
470	2.339	0.96772859
440	2.361	0.97683078
409	2.385	0.98676045
380	2.412	0.99793132
375	2.417	1
360	2.236	0.92511378
330	1.953	0.80802648
300	1.764	0.72983037
270	1.653	0.68390567
240	1.566	0.64791063
210	1.491	0.61688043
180	1.426	0.58998759
150	1.368	0.5659909
120	1.312	0.54282168
90	1.259	0.52089367
60	1.206	0.49896566
30	1.153	0.47703765
1	1.066	0.44104261

Tableau B.II.5: Résultats de calcul du facteur de retrait différentiel S_{od}

Étape 2 : Ajustez les données de volume relatives en multipliant le : Facteur volumétrique de l'huile flash à la pression de bulle B_{ofb} par le facteur de retrait d'huile différentiel S_{od} à diverses pressions de réservoir. Mathématiquement, cette relation s'exprime comme suit :

$$B_o = B_{ofb} \cdot S_{od}$$

Avec :

- **B_o** : facteur de volume de formation d'huile, m³/sm³
- **B_{ofb}** : facteur de volume de formation d'huile au point de bulle, bbl de l'huile à point de m³/sm³ (obtenu à partir du test du séparateur)
- **S_{od}** : facteur de retrait différentiel de l'huile.

Pression (Kg/cm ² a)	Sod (Bod/Bodb)	Bo à P<=Pb (Bofb*Sod)
375	1	2.136
360	0.925	1.976
330	0.808	1.726
300	0.73	1.559
270	0.684	1.461
240	0.648	1.384
210	0.617	1.318
180	0.59	1.26
150	0.566	1.209
120	0.543	1.159
90	0.521	1.113
60	0.499	1.066
30	0.477	1.019
1	0.441042615	0.942067025

Tableau B.II.6: Résultats de calcul du B_o à des pressions inférieures à P_b

Étape 3 : Si $P > P_b$: Calculez le facteur de volume de formation d'huile aux pressions supérieures à la pression de bulle en multipliant par B_{ofb} les données du volume relatives d'huile V_{rel}, où :

$$B_o = V_{rel} \cdot B_{ofb}$$

Avec :

- **B_o** : facteur de volume de formation d'huile supérieur à la pression de bulle, m³/sm³
- **V_{rel}** : volume d'huile relatif, m³/sm³

Pression (Kg/cm ² a)	volume relative (Vrel)	Bo à P>Pb (Bofb*Vrel)
500	0.959	2.049
470	0.968	2.067
440	0.977	2.086
409	0.987	2.108
380	0.998	2.132

Tableau B.II.7: Résultats de calcul du B_o à des pressions supérieures à P_b

Étape 4 : Ajustez les données de solubilité dans le gaz différentiel R_{sd} pour obtenir le facteur de solubilité requis R_s, en utilisant l'équation suivante :

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

Avec :

- R_s : GOR de solubilité ajusté, sm^3/sm^3
- R_{sfb} : GOR de solubilité au point de bulle, selon le test du séparateur, sm^3/sm^3
- R_{sdb} : GOR de solubilité à la pression de bulle mesurée par le test de libération différentielle, sm^3/sm^3
- R_{sd} : GOR de solubilité à divers niveaux de pression, mesuré par le test de libération différentielle, sm^3/sm^3

Ces ajustements produiront généralement des facteurs de volume de formation et des GOR de solubilités plus faibles que les données de libération différentielle.

Pression (Kg/Cm ² a)	R_{sd} (Sm ³ / Sm ³)	R_s (Sm ³ / Sm ³)
500	0.959	382.100
470	0.968	382.100
440	0.977	382.100
409	0.987	382.100
380	0.998	382.100
375 (P _b)	449.200	382.100
360	399.700	338.355
330	320.600	268.451
300	263.300	217.813
270	226.600	185.379
240	196.400	158.690
210	169.200	134.653
180	144.400	112.736
150	121.400	92.410
120	98.700	72.349
90	76.200	52.465
60	53.200	32.139
30	30.500	12.078

Tableau B.II.8: Résultats d'ajustement du R_s

Remarque :

- Les valeurs de R_s restent constantes à une valeur initiale avant d'atteindre la pression de bulle car il n'est y'a pas de changement de phase d'où il n'est y'a pas de libération de gaz dissous dans le fluide.

II.4.2. Calcul du facteur volumétrique du gaz B_g et du du facteur volumétrique total B_t

Pour calculer le facteur volumétrique du gaz B_g en utilise cette équation :

$$B_g = \left(\frac{P_{sc}}{T_{sc}}\right) \cdot \left(\frac{z.T}{P}\right)$$

Avec :

- B_g : facteur de volume de formation de gaz, m^3/sm^3
- P_{sc} : pression standard, Kg/cm² a
- T_{sc} : température standard, ° C

- T : température, ° C
- P : pression cellulaire, Kg/cm² a

Pour calculer le facteur volumétrique du gaz B_g en utilise cette équation :

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

Avec:

- B_{td} : facteur de volume total relatif, m³/sm³

Pression (Kg/cm ² a)	Facteur de compressibilité du Gaz (Z)	B _g (m ³ /sm ³)	B _t (m3/sm3)
375	1.017	0.0163	2.136
360	0.999	0.0160	2.674
330	0.963	0.0154	3.475
300	0.931	0.0149	4.003
270	0.905	0.0145	4.306
240	0.884	0.0141	4.540
210	0.871	0.0139	4.762
180	0.864	0.0138	4.979
150	0.866	0.0138	5.218
120	0.876	0.0140	5.496
90	0.893	0.0143	5.817
60	0.916	0.0146	6.189
30	0.944	0.0151	6.601

Tableau B.II.9: Résultats de calcul de B_g ET B_t

II.5. Données de la viscosité

La viscosité du fluide en direct a été mesurée à la température du réservoir en utilisant le système PVT pour faire couler le fluide à un débit connu à travers un tube capillaire de dimensions connues à une pression fixe. En mesurant la différence de pression résultante entre chaque extrémité du tube à l'aide d'une jauge de Validyne étalonnée, la viscosité peut être calculée à l'aide de l'équation de Poiseuilles.

Les résultats de mesure de la viscosité de l'huile sont montrés dans le tableau suivant:

Pression (Kg/cm ² a)	500	470	440	409	380	375	360	330	300	270	240	210	180	150	120	90	60	30	1
Viscosité du liquid (Cp)	0.21	0.185	0.16	0.134	0.11	0.106	0.14	0.195	0.255	0.315	0.38	0.45	0.525	0.61	0.705	0.815	0.945	1.1	1.29

Tableau B.II.10 : Résultats de mesure de la viscosité de l'huile.

II.6. 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 (Kg/cm ² a)	FVF (m ³ /sm ³)	Rs (sm ³ /sm ³)	Viscosité du liquid (Cp)
500	2.049	382.100	0.210
470	2.067	382.100	0.185
440	2.086	382.100	0.160
409 (P _R)	2.108	382.100	0.134
380	2.132	382.100	0.110
375 (P _b)	2.136	382.100	0.106
360	1.976	338.355	0.140
330	1.726	268.451	0.195
300	1.559	217.813	0.255
270	1.461	185.379	0.315
240	1.384	158.690	0.380
210	1.318	134.653	0.450
180	1.260	112.736	0.525
150	1.209	92.410	0.610
120	1.159	72.349	0.705
90	1.113	52.465	0.815
60	1.066	32.139	0.945
30	1.019	12.078	1.100
1	0.942		1.290

Tableau B.II.11: Synthèse de l'analyse PVT

Ces résultats nous permettent de tracer les courbes d'évolution de ces paramètres en fonction de la pression, et voir si l'allure est conforme à celle décrite dans la littérature, c'est un moyen qualitatif d'évaluer la qualité des résultats.

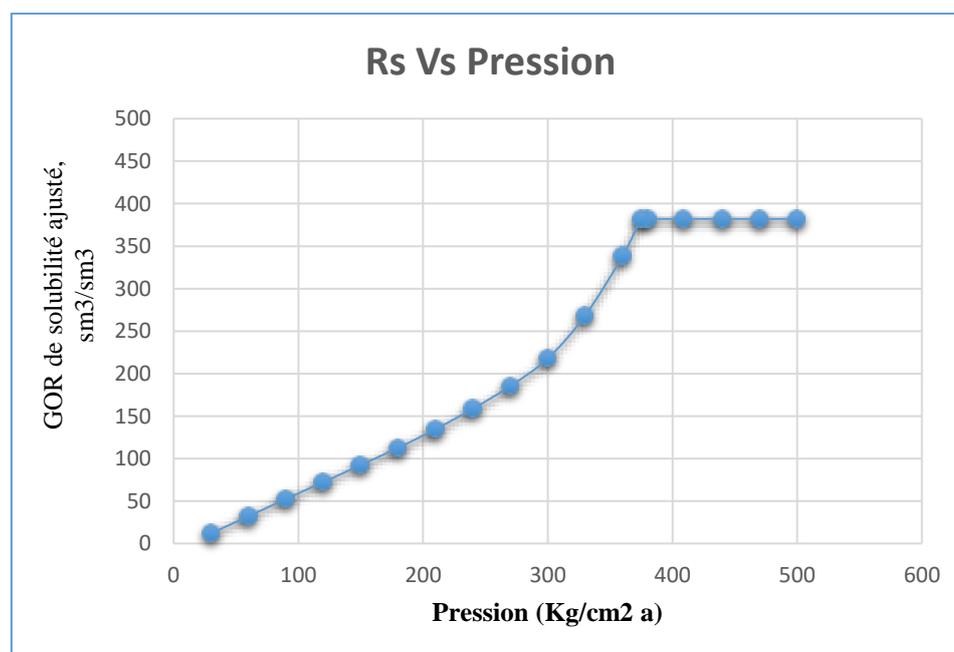


Figure B.II.1: Courbe de l'évolution du Rs en fonction de la pression

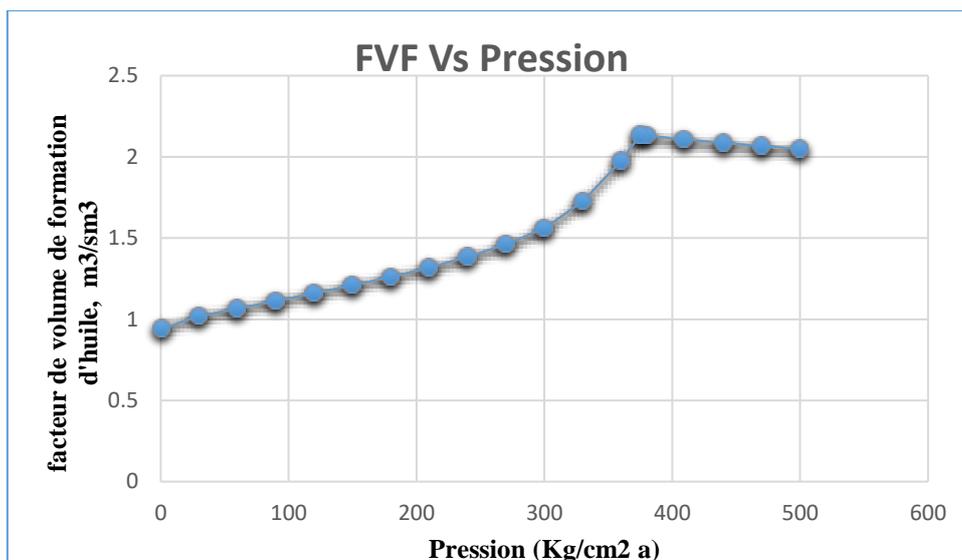


Figure B.II.2: Courbe de l'évolution du b_o en fonction de la pression

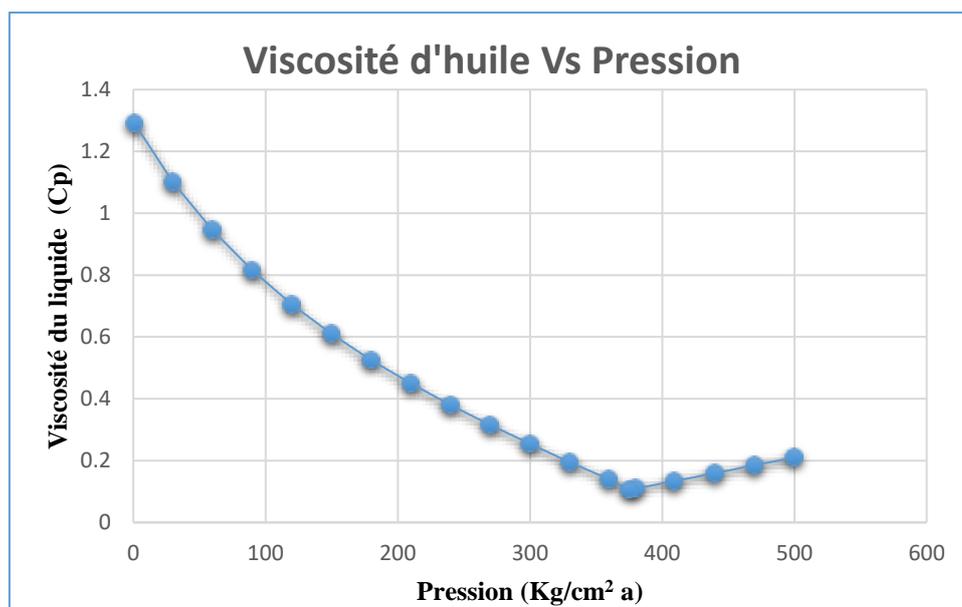


Figure B.II.3: Courbe de l'évolution de la viscosité en fonction de la pression

Remarque et discussion :

- On remarque que les allures des 3 graphes tracés est conforme à celle décrite dans la littérature (voir les figures *Figure A.I.1*, *Figure A.I.2* et *Figure A.I.4*) donc les résultats expérimentaux sont considérés valables et représentatifs.
- Il reste à matcher ces paramètres par un logiciel (PVT-P) pour conclure cette étude afin de confirmer les résultats obtenus par la méthode d'ajustement

II.7. Modélisation des paramètres PVT

Le but de cette partie est d'établir un lien entre les variables PVT (B_o , R_s et V_o) qui représente les sorties (Y) et la pression qui représente l'entrée (X) pour pouvoir ensuite faire des prévisions des données PVT à partir de la pression

II.7.1. Modèle linéaire

Un modèle de régression simple est de la forme :

$$Y = a_0 + a_1X + e$$

Où :

Y : est la variable dépendante (la sortie) qui représente les variables PVT dans notre cas.

a_0 et a_1 : sont des coefficients.

X : est la variable indépendante (variable explicative) qui est la pression dans notre cas.

e : est une erreur aléatoire.

La méthode utilisée pour obtenir une droite qui s'ajuste le mieux possible au diagramme de dispersion, dans le cas de la régression linéaire ou dans le cas du modèle linéaire, est la méthode des moindres carrés qui consiste à rendre minimale la somme des carrés des écarts des valeurs observées y_i à la droite.

- **Estimations des paramètres a_0 et a_1 :**

Supposons que n paires d'observations $(X_1, Y_1), (X_2, Y_2) \dots (X_n, Y_n)$ ont été faites. Substituant dans le modèle linéaire, on obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} a_0 = \bar{Y} - a_1 \bar{X} \\ a_1 = \frac{\sum_{i=1}^n X_i Y_i - n \bar{X} \bar{Y}}{\sum_{i=1}^n X_i^2 - n \bar{X}^2} \end{array} \right.$$

- **Coefficient de détermination R^2 :**

Le coefficient de détermination du modèle de régression linéaire est exprimé par L'expression suivante :

$$R^2 = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \right]^2$$

Si R^2 est proche du 1, alors le modèle semble adéquat.

- **Du point de la vue algébrique :**

Étant donnés n points de données $(X_1, Y_1), (X_2, Y_2) \dots (X_n, Y_n)$ de \mathbb{R}^2 , nous essayons de trouver l'équation d'une droite qui passe par les n points.

Cette équation est $Y = a_0 + a_1X$ avec $a_0, a_1 \in \mathbb{R}$.

a_0 et a_1 devrait être les solutions du système $AX = Y$ avec :

$$A = \begin{bmatrix} 1 & X_1 \\ 1 & X_2 \\ \vdots & \vdots \\ 1 & X_n \end{bmatrix}, \quad X = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix}, \quad Y = \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_n \end{bmatrix}$$

La résolution au sens des moindres carrés est :

$$(a_0, a_1) = (A^T A)^{-1} A^T Y$$

II.7.2. Modèle polynomiale

Du point de vue algébrique c'est le même système que le modèle simple juste que la dimension de la matrice change selon le degré du polynôme.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & X_1 & X_1^2 & \dots & X_1^{m-1} \\ 1 & X_2 & X_2^2 & \dots & X_2^{m-1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 1 & X_n & X_n^2 & \dots & X_n^{m-1} \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \vdots \\ a_{n-1} \end{bmatrix}, Y = \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_n \end{bmatrix}$$

La solution de ce système au sens des moindres carrées est :

$$(a_0, a_1, \dots, a_{n-1}) = (A^T A)^{-1} A^T Y$$

II.7.3. Les modèles PVT en fonction de la pression

Les données PVT mesurées en fonction de la pression sont représentées dans le **Tableau B.II.11.**

Les modèles des paramètres PVT sont représentés dans le tableau suivant :

modèles	P > P _{bulle}		P < P _{bulle}	
	régression linéaire	R ²	régression polynomiale	R ²
B _o =	(-0.0007)*P + 2.3969	0.9966	2E-10*P ⁴ - 1E-07*P ³ + 2E-05*P ² - 0.0004*P + 1.0149	0.9998
R _s =	382.1	1	0.0000*P ⁴ - 0.0000*P ³ + 0.0056*P ² + 0.2506*P + 1.1321	0.9999
V _o =	0.0008*P - 0.2065	1	2E-11*P ⁴ - 3E-08*P ³ + 2E-05*P ² - 0.0066*P + 1.2811	1
V _g =	-	-	(-1E-12)*P ⁴ + 5E-10*P ³ + 9E-08*P ² + 1E-05*P + 0.0124	1

Tableau B.II.12 : les modèles PVT du champ MKA

II.8. Matching du modèle PVT par le logiciel IPM-PVTP

Cette étape constitue la première partie de l'étude de simulation. Le but de cette partie est de concevoir un modèle PVT « black oil » et de confirmer les résultats obtenus par la méthode d'ajustement.

Le logiciel **PVTP** permet d'ajuster les propriétés de l'huile en se basant sur les corrélations déjà intégrés dans sa base de données.

Ces corrélations sont :

- ✓ Pour B_o, P_b et R_s : Glaso, Standing, Lasater, Vasquez-Beggs, Petrosky
- ✓ Pour μ_o : Beal et al, Beggs et al, Petrosky

Les détails de ces corrélations se trouve dans l'Annexe.

II.8.1. Principe du calage

Le principe est simple, c'est de ploter les données expérimentales obtenues par les tests PVT, et de trouver, parmi les corrélations mentionnées ci-dessous, celle qui match le plus le modèle PVT.

L'objectif ici est de déterminer la corrélation la plus appropriée et de se faire une idée des erreurs probables. Le choix de la corrélation adéquate se fait sur la base de trois paramètres statistiques :

- **Paramètre 1** : qui doit être le plus proche possible de 1.

- **Paramètre 2** : qui doit être le plus proche possible de 0
 Ces valeurs sont basées sur l'équation de la droite $y = ax + b$ tel que le paramètre 1 représente la pente **a** et le paramètre 2 représente le point d'ordonnée nul **b**.
 Pour avoir un matching parfait, on doit avoir $a=1$ et $b=0$, on aura l'équation $y=x$ qui signifie une égalité entre les données expérimentales et ceux obtenus par la corrélation, ce qui est difficile d'être obtenu pratiquement, mais on cherche à minimiser au maximum l'écart entre l'expérimentale et la théorie.
- **L'écart type « standard deviation »** : L'écart type des valeurs estimées par rapport aux valeurs expérimentales peut être calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$S_x^2 = \left[\frac{1}{n_d - 1} \right] \times \sum_{i=1}^{n_d} E_i^2$$

Avec :

$$E_i = \left[\frac{X_{est} - X_{exp}}{X_{exp}} \right] \cdot i \times 100$$

X_{est} : valeur estimée à partir de la corrélation

X_{exp} : valeur expérimentale

$i=1 \dots n_d$ où n_d est le nombre de point expérimentale.

Le symbole x représente la propriété physique.

Une valeur inférieure d'écart-type signifie un plus petit degré d'erreur.

La précision de la corrélation est déterminée par la valeur de la norme, une plus petite valeur indique une plus grande précision. La valeur de l'écart type est généralement exprimée en pourcentage.

II.8.2. Procédure et résultats de calage

1- Choix de la méthode : il existe deux principales méthodes dans PVTP qui sont :

- La méthode Black-oil : basée sur les corrélations
- La méthode EOS : basé sur les équations d'état (compositionnel)

Dans notre cas on utilise la méthode black-oil.

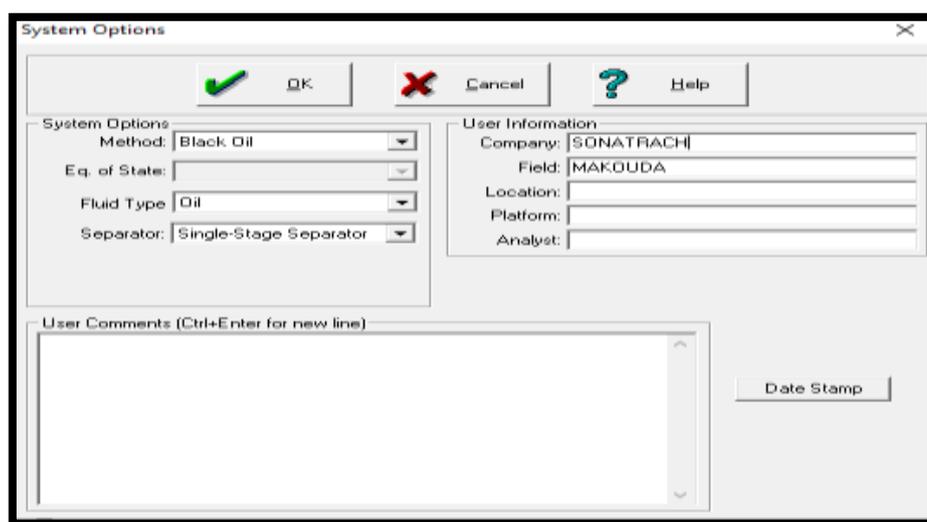


Figure B.II.4: Choix de la méthode sur le logiciel PVTP

2- Introduire les données du modèle nécessaire au calcul par corrélations :

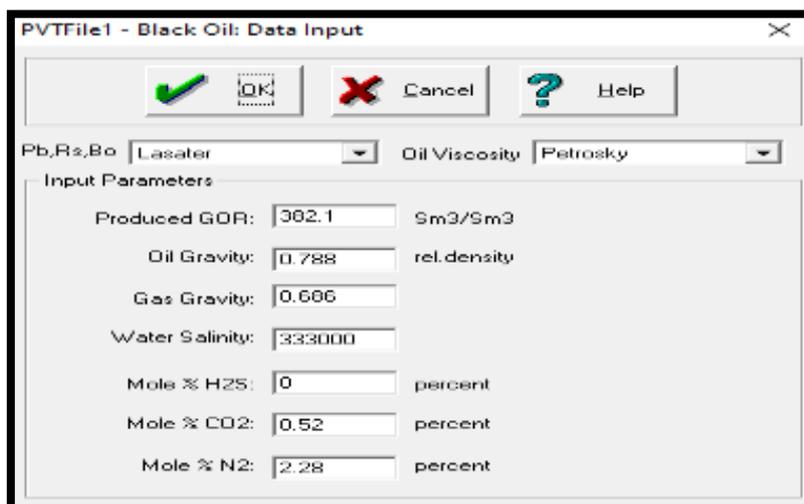


Figure B.II.5: Introduction de données initiales dans PVTP

3- Introduction de données expérimentales : Les résultats expérimentales sont introduits dans le logiciel et seront ensuite utilisés pour le calage du modèle PVT avec l'introduction de la température du réservoir et la pression de bulle :

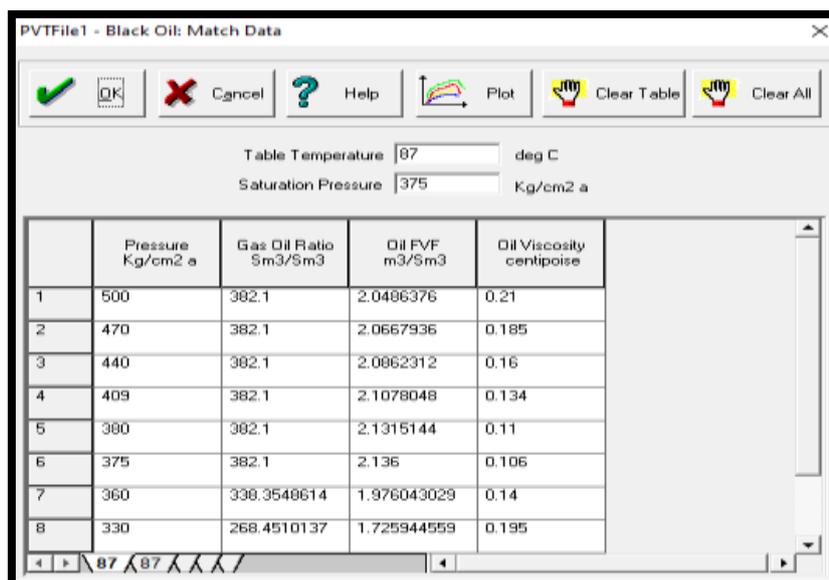


Figure B.II.6: Introduction des données expérimentales dans PVTP

4- On fait un calage par toutes les corrélations disponibles dans le logiciel en utilisant le bouton « Match all »

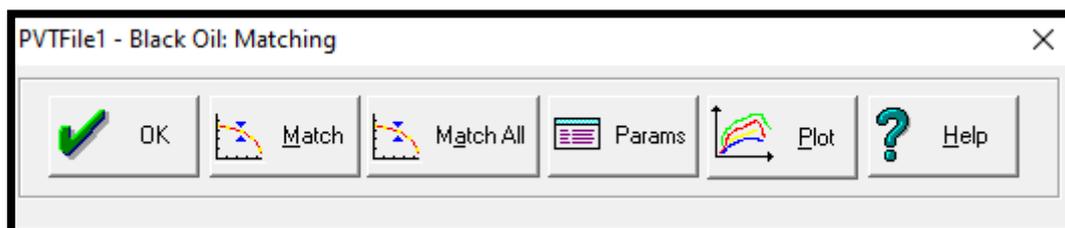


Figure B.II.7: Le menu Black oil matching du logiciel PVTP

5- Choix de la corrélation adéquate : Soit en se basant sur les 3 paramètres définies précédemment (Paramètres 1 et 2 et l'écart type), ou soit par la méthode graphique en choisissant le graphe qui match le mieux avec les points expérimentaux.

En cliquant sur match all puis params (de la figure B.7) on aura ce tableau :

PVTFile1 - Black Oil: Correlation Modifiers					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> ✓ OK 🖱️ Reset ✖ Cancel ❓ Help </div>					
Bubble Point					
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky
Parameter 1:	0.95213	0.994712	1.06288	0.892664	0.939516
Parameter 2:	-281.629	-28.4298	296.984	-727.296	-366.075
Std Deviation:	2.01005e-007	1.49485e-008	3.03632e-007	8.21819e-007	
Solution GOR					
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky
Parameter 1:	1.107	0.949704	0.781027	1.41224	0.983869
Parameter 2:	-118.51	-157.592	-42.9918	-259.73	-26.7455
Std Deviation:	85.7548	112.203	36.3308	150.435	0
Oil FVF					
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky
Parameter 1:	1.01026	0.963946	0.961468	0.961945	1.28295
Parameter 2:	-0.0799733	-0.0538825	-0.0499135	-0.0971209	-0.50051
Std Deviation:	0.0669337	0.0742447	0.0315262	0.101815	0
Oil Viscosity					
	Beal et al	Beggs et al	Petrosky		
Parameter 1:	2.57551	1.69481	2.92982		
Parameter 2:	-0.294078	-0.120734	-0.356572		
Std Deviation:	0.0885906	0.0889885	0.0303479		

Figure B.II.8: Les paramètres statistiques résultants du matching par toutes les corrélations du logiciel PVTP

Remarque :

- Le problème ici c'est que 3 caractéristiques de l'huile vont utiliser la même corrélation : P_b , B_o et R_s donc on va chercher la corrélation qui donne moins d'erreur le plus de fois possible. Ce problème n'est pas rencontré pour la viscosité.

5-1. Choix de la corrélation pour P_b , B_o et R_s :

- 2 corrélations montre le moins d'erreurs des 3 paramètres qui sont : Standing et Lasater
- Donc on passe au choix graphique de la corrélation qu'on doit choisir.

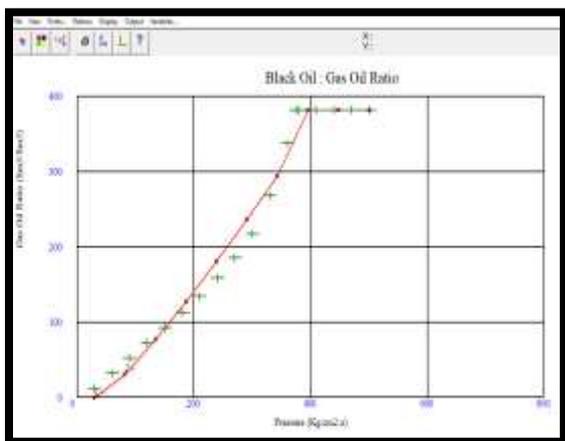


Figure B.II.9: Courbe de R_s en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de standing

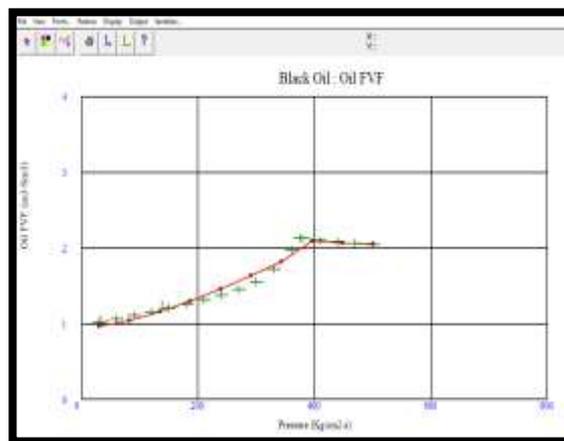


Figure B.II.10: Courbe de B_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de standing

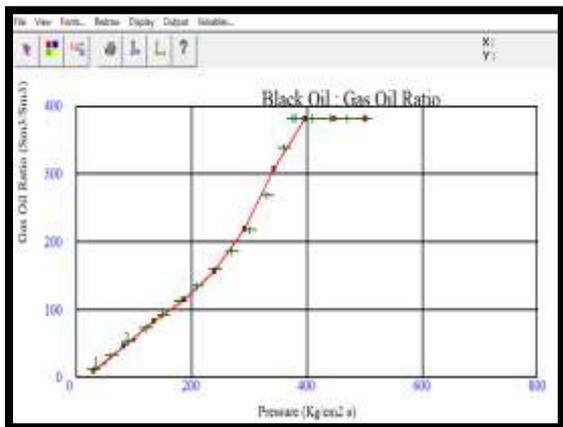


Figure B.II.11 : Courbe de R_s en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Lasater

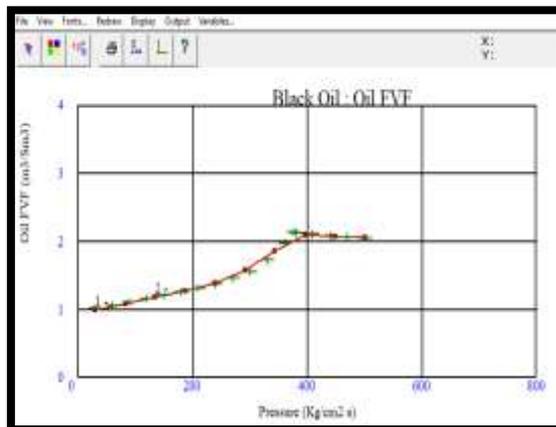


Figure B.II.12: Courbe de B_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Lasater

Résultats :

- On constate un meilleur matching par la corrélation de Lasater que par celle de Standing pour les deux paramètres R_s et B_o (La pression de bulle match pour les deux corrélations).
- La Corrélation de Lasater est choisie pour la suite de notre étude.

5-2. Choix de la corrélation pour La viscosité :

De la même manière on choisira la corrélation qui matchera le mieux la viscosité

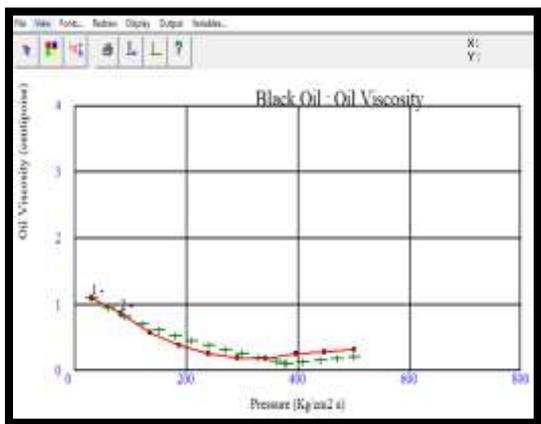


Figure B.II.13: Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Beal & al

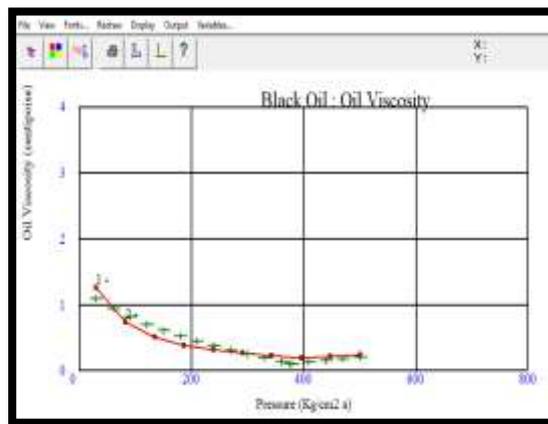


Figure B.II.14: Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Beggs & al

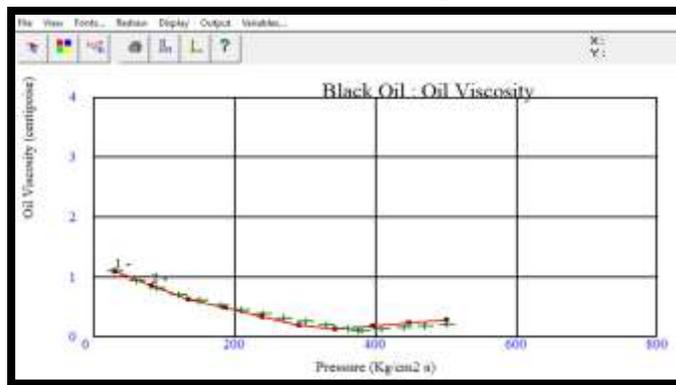


Figure B.II.15: Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Petrosky

Résultats

- On remarque que la courbe de la dernière corrélation a le mieux matché avec les points expérimentaux
- Donc on choisit la corrélation de Petrosky pour la viscosité.

Résultats finales:

- ✓ On constate un bon matching entre les résultats de la corrélation (la courbe rouge) et les données expérimentales (les points en vert), bien que notre match n'est pas tout à fait parfait en raison des incertitudes et les erreurs liées au essais de laboratoire surtout qu'on sache que nos essais ont été réaliser en 1970. Donc on peut assumer que les corrélations choisies sont valables.
- ✓ Pour les paramètres P_b , B_o et R_s la corrélation de Lasater est la meilleur.
- ✓ Pour la viscosité μ_o la corrélation de Petrosky est la meilleur.

Conclusion :

À travers cette étude PVT, on a pu sortir les propriétés de notre fluide de réservoir qui nous seront utiles pour la suite de notre étude.

Le logiciel PVTP nous a permis non seulement de confirmer nos résultats, mais aussi de choisir des corrélations qui vont permettre de prédire les propriétés du fluide dans n'importe quelles conditions.

III. Présentation des données SCAL

III.1. Introduction

Les données Scal constituent une donnée très importante à intégrer dans le logiciel de simulation MBAL. Mais vu la non disponibilité d'une étude SCAL propre aux champs MAKOUA, l'exploitation des données SCAL régionale de la région d'Oued Noumer est rendu la seule solution pour générer des tableaux de l'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation.

III.2. Données SCAL du réservoir TAG-A

III.2.1. Système huile-eau

Les perméabilités relatives K_{row} et K_{rw} en fonction de la saturation en eau S_w et la courbe d'évolution des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau sont présentées ci-dessous :

S_w	K_{rw}	K_{row}
0.10	0.00	0.60
0.30	0.03	0.26
0.34	0.05	0.21
0.38	0.06	0.16
0.41	0.08	0.13
0.45	0.10	0.09
0.49	0.13	0.06
0.53	0.15	0.04
0.57	0.18	0.02
0.60	0.21	0.01
0.64	0.24	0.00
0.68	0.28	0.00

Tableau B.III.1: Évolution de la perméabilité relative du système huile-eau

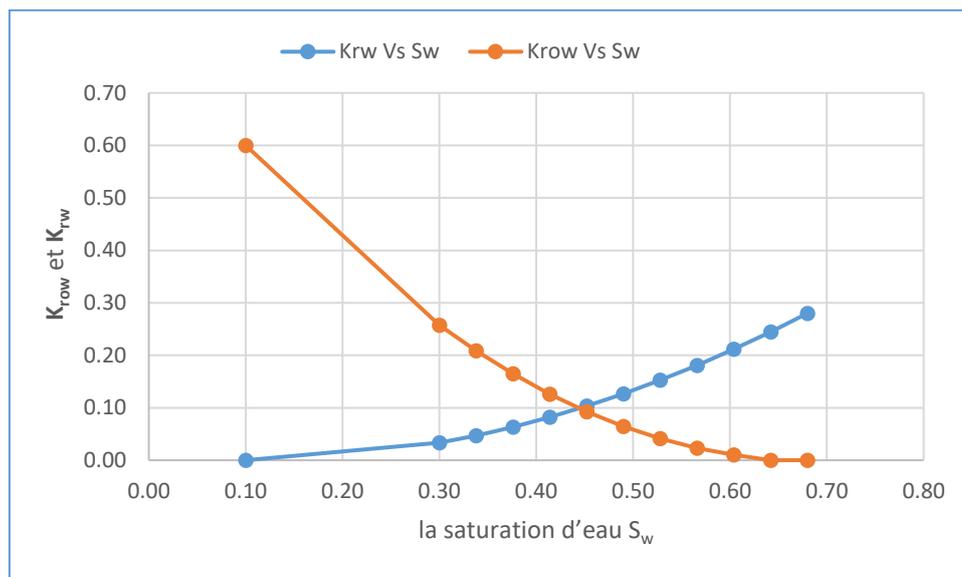


Figure B.III.1: Courbe d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour le système huile-eau

III.2.1. Système huile-gaz

Les perméabilités relatives K_{rog} et K_{rg} en fonction de la saturation en gaz S_g et la courbe d'évolution des perméabilités relatives en fonction de la saturation en gaz sont présentées ci-dessous :

S_g	K_{rg}	K_{rog}
0	0	0.6
0.07	0	0.48
0.1	0	0.43
0.13	0.01	0.38
0.16	0.03	0.33
0.19	0.06	0.26
0.23	0.09	0.22
0.26	0.13	0.18
0.29	0.18	0.16
0.32	0.24	0.13
0.35	0.3	0.09
0.38	0.37	0.06
0.5	0.75	0.01
0.58	1	0

Tableau B.III.2: Évolution de la perméabilité relative du système huile-gaz

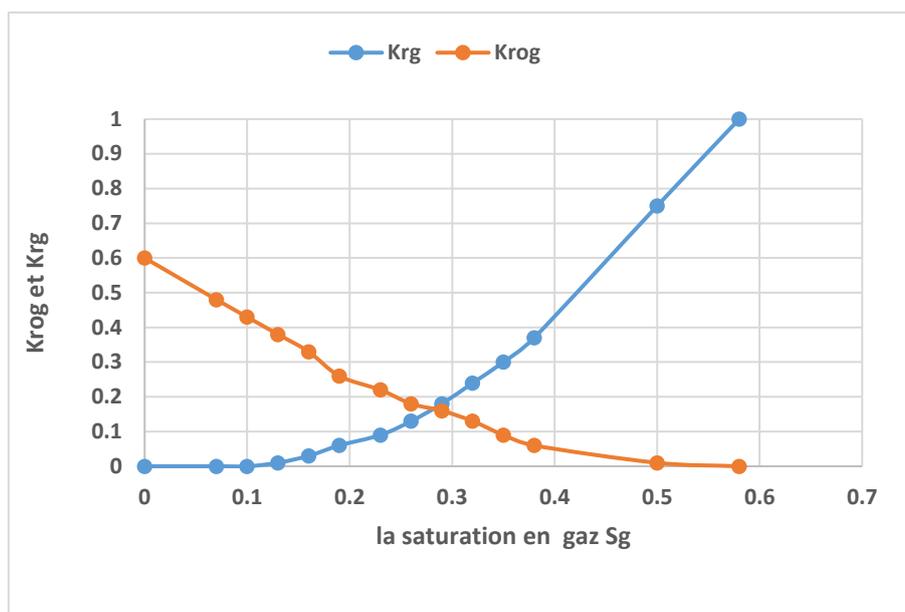


Figure B.III.2: Courbes d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en gaz pour le système huile-gaz

Discussion des données :

On va déterminer les saturations suivantes (Ends points) des deux systèmes précédents dans le tableau qui suit :

- **SWL** : Saturation en eau connée, souvent désignée par S_{wc} ; Il s'agit de la valeur de saturation en eau la plus basse dans la table de saturation en eau.
- **(SGR)** : Saturation en gaz connée, souvent désignée par S_{gc} ; Il s'agit de la valeur de saturation en gaz la plus basse dans la table de saturation en gaz.
- **SWCR** : Saturation en eau critique, souvent notée S_{wcr} ; Il s'agit de la saturation en eau la plus faible du tableau ou l'eau se déplace.
- **(SGCR)**: Saturation en gaz critique, souvent notée S_{gcr} ; Il s'agit de la saturation en gaz la plus faible du tableau ou gaz se déplace.
- **SWU** : Saturation en eau maximale, souvent désignée par S_{wu} ; Il s'agit de la valeur de saturation en eau la plus élevée dans la table de saturation en eau.
- **(SGU)**: Saturation en gaz maximale, souvent désignée par S_{gu} ; Il s'agit de la valeur de saturation en eau la plus élevée dans la table de saturation en gaz.
- **SOWCR)**: Saturation huile-eau critique, souvent désignée par S_{owcr} ; C'est la plus grande saturation en huile à laquelle l'huile est immobile dans l'eau.
- **(SOGCR)**: Saturation huile-gaz critique, souvent désignée par S_{ogcr} . C'est la plus grande saturation en huile à laquelle l'huile est immobile dans le gaz.

Système \ Saturation	Huile/eau	Huile/gaz
SWL (SGR)	0.10	0.00
SWCR (SWCR)	0.30	0.13
SWU (SGU)	0.68	0.58
SOWCR (SOGCR)	0.60	0.5

Tableau B.III.3: Scaling End points pour le réservoir

III.3. Les modèles du perméabilité relative (SCAL) en fonction de la saturation

Les données SCAL expérimentales en fonction de la pression sont représentées dans les *Tableau B.III.1 et 2.*

Les modèles des paramètres SCAL en fonction de saturation (en eau et en gaz) sont représentés dans le tableau suivant :

Le paramètre	régression polynomiale	R2
$k_{row} =$	$1.7771*S_w^2 - 2.422*S_w + 0.8244$	1
$k_{rw} =$	$0.8323*S_w^2 - 0.1665*S_w + 0.0083$	1
$k_{rg} =$	$-13.869*S_g^4 + 15.42*S_g^3 - 1.4312*S_g^2 + 0.0821*S_g - 0.0023$	0.9997
$k_{rog} =$	$-4.2274*S_g^4 + 5.6542*S_g^3 - 0.629*S_g^2 - 1.7522*S_g + 0.6021$	0.9982

Tableau B.III.4 : les résultats de la régression non linéaire

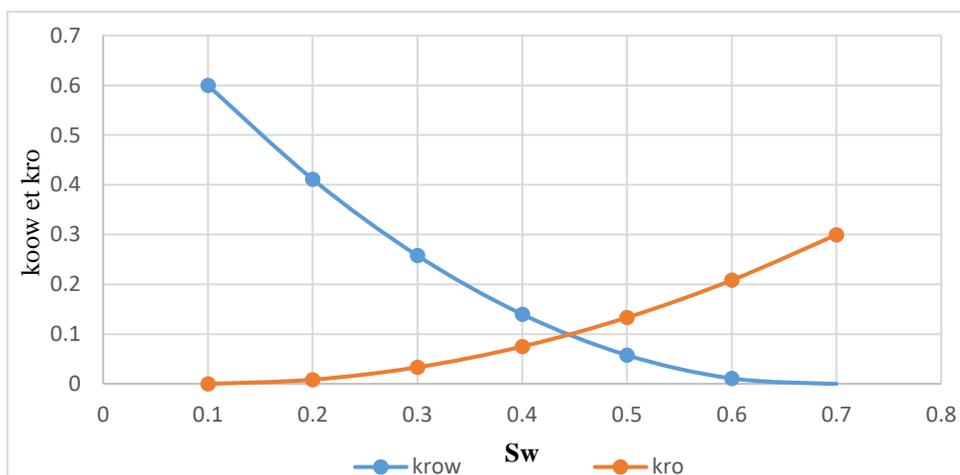


Figure B.III.3: Courbe d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour le système huile-eau

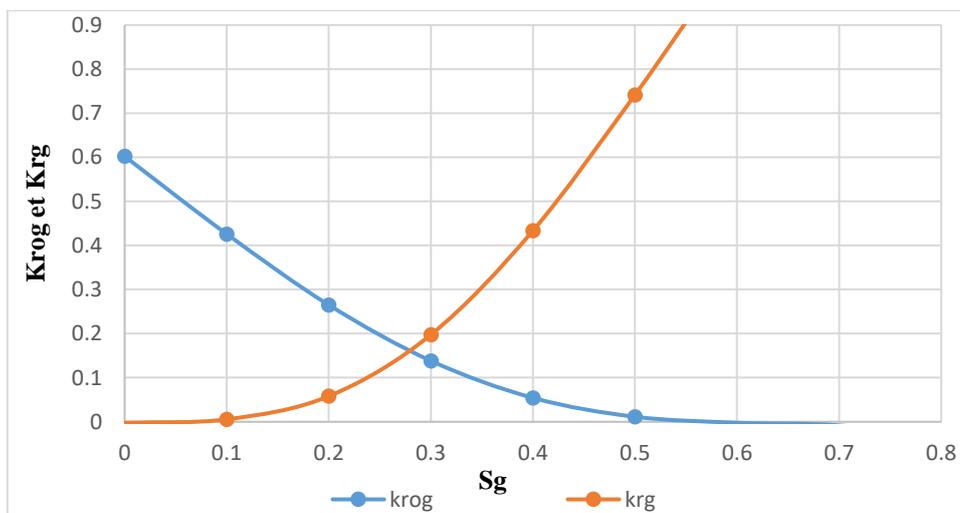


Figure B.III.4: Courbes d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en gaz pour le système huile-gaz

IV. Les Modèles Puits

IV.1. Introduction

Après la 1ère étape de l'étude de simulation, on passe à la 2ème étape qui est la construction des modèles puits. Cette étape consiste à générer, des tables VLP « Vertical lift performance » des deux puits étudiés.

La génération des tables va se faire moyennant du logiciel PROSPER, et les résultats vont servir comme données d'entrée (Input) pour le logiciel MBAL.

IV.2. Procédure de travail pour la conception d'un modèle de puits

Afin de construire notre modèle de puits on suit le flux de travail dans le logiciel PROSPER en introduisant les inputs étape par étape comme suit :

- ✓ Options
- ✓ PVT DATA
- ✓ Equipment DATA
- ✓ IPR DATA
- ✓ Matcing VLP/IPR

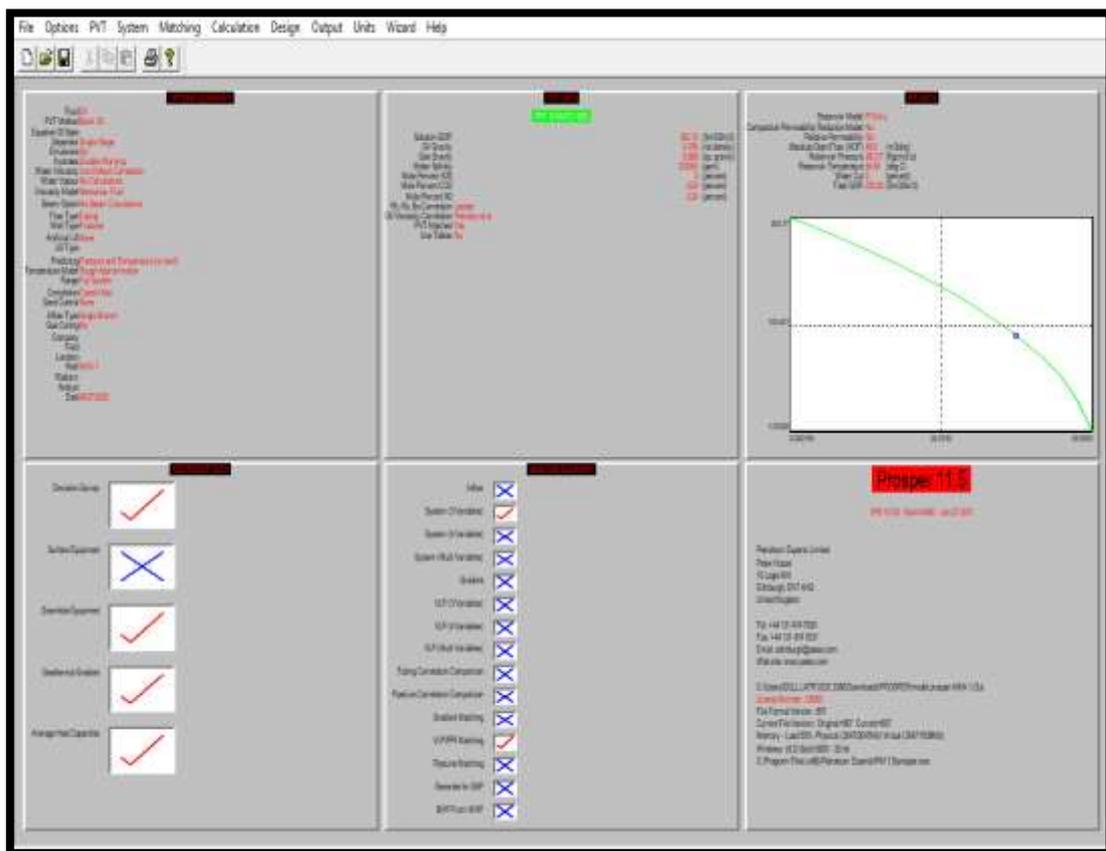


Figure B.IV.1: Menu principal de PROSPER

IV.2.1. Options summary

Cette fenêtre permet de définir les caractéristiques générales du puits.

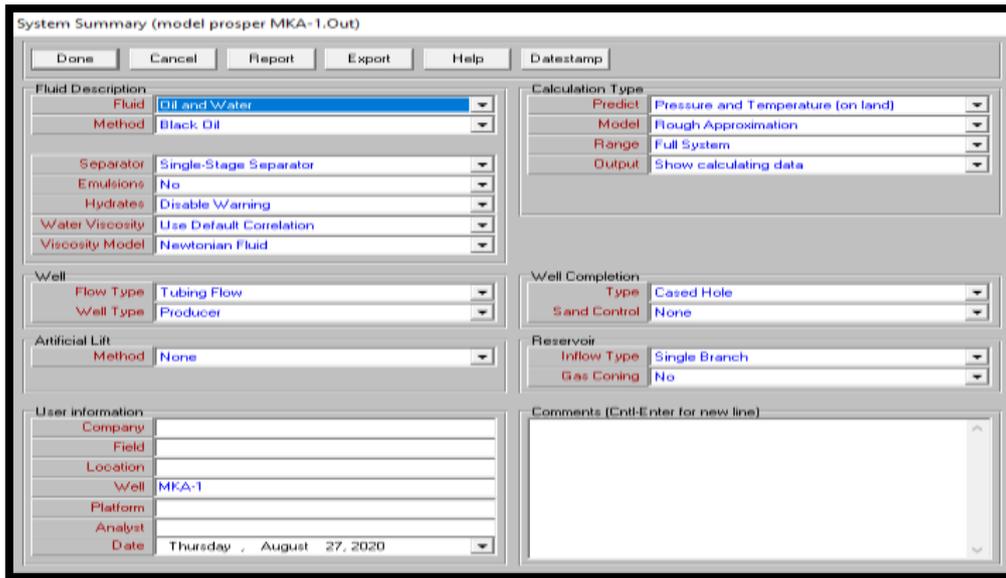


Figure B.IV.2: Menu system Summary dans PROSPER

IV.2.2. PVT DATA

Pour prédire les changements de pression et de température du réservoir le long du puits et l'écoulement dans le tubage, il est nécessaire de prédire avec précision les propriétés du fluide en fonction de la pression et la température. Un ensemble complet de données PVT a doit être entré pour décrire correctement les propriétés du fluide et permettre au programme de les calculer.

On a introduit les mêmes données insérées dans le logiciel PVTP.

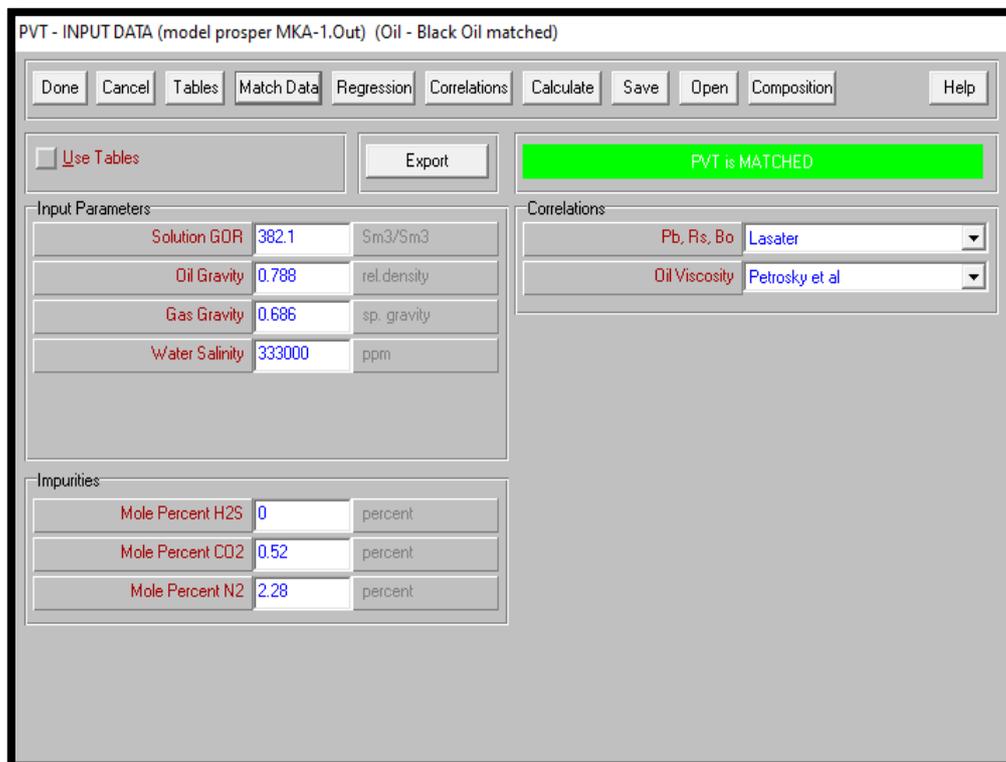


Figure B.IV.3: Menu des données PVT du fluide dans PROSPER

IV.2.3. Equipment DATA

Cette section comprend les sous-sections suivantes :

- **Deviation Survey** : En saisissant les données de déviation, Prosper calcule le déplacement cumulé et l'angle du puits.
- **Surface Equipment** : Aucune donnée d'équipement de surface n'a été entrée à Prosper. Le modèle de réseau de surface sera élaboré dans le cadre du programme GAP.
- **Downhole Equipment** : Les équipement à spécifier dans cette section sont ceux où le fluide circule du fond du trou jusqu'à la tête de puits (les casing et tubing)
- **Geothermal Gradient** : Prosper calcule le coefficient de transfert thermique global en fonction des données de test du puits (température en fonction de la profondeur)
- **Average Heat Capacities** : Les valeurs par défaut dans Prosper pour les capacités calorifiques moyennes d'huile et de gaz et d'eau ont été utilisées.

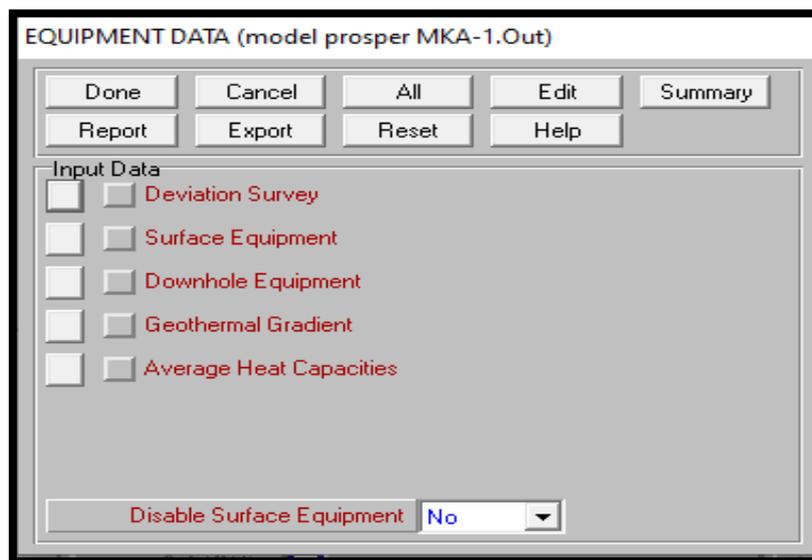


Figure B.IV.4: Menu d'équipement data dans PROSPER

IV.2.4. IPR DATA

Cette section permet la construction de la courbe d'IPR par un modèle choisi ; Modèle PI Entry pour notre cas.

Les données introduites dans cette section sont les suivantes :

Paramètres	MKA-1	MKA-2
Pression de réservoir (Kg/cm ² a)	263.77	308.39
Température de réservoir (°C)	84.5	86.26
Water Cut (%)	0	18.585
Total GOR (sm ³ /sm ³)	232.244	382.1
Indice de productivité (sm ³ /D/Kg/cm ²)	0.34431	0.17123

Tableau B.IV.1: Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de PI Entry

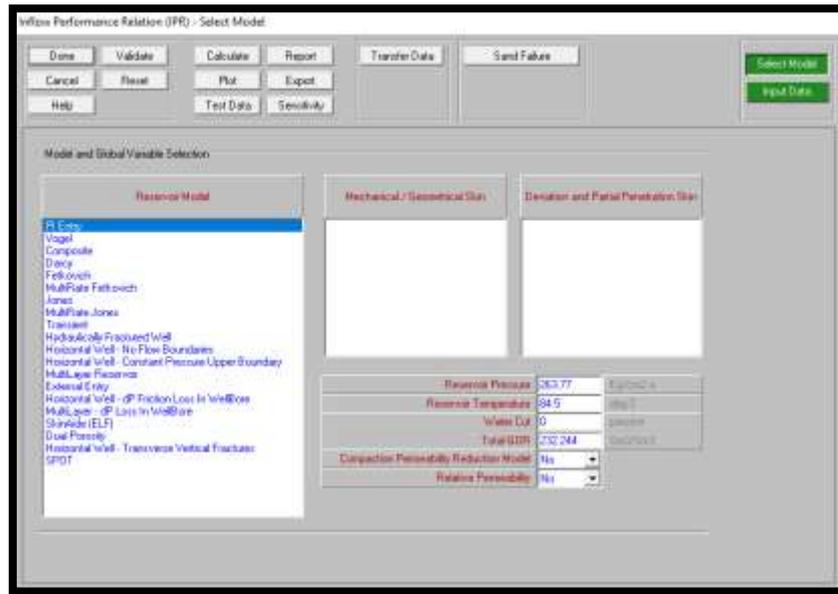


Figure B.IV.5: La construction de la courbe IPR sur PROSPER

Après avoir cliqué sur le bouton « Calculate » la courbe d’IPR est tracée par PROSPER :

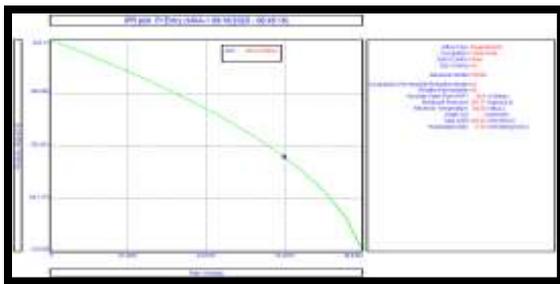


Figure B.IV.6: La courbe IPR du Puits MKA1

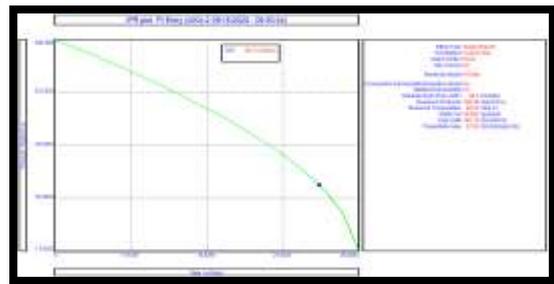


Figure B.IV.7: La courbe IPR du Puits MKA2

IV.2.5. La construction des courbes VLP

IV.2.5.1. Le choix de corrélation du calcul de perte de charge

Prosper propose plusieurs corrélations multiphasiques universelles, donc il faut faire une comparaison entre les corrélations disponibles pour choisir la meilleure.

Les données à insérer dans cette section sont tabulées dans le tableau B.III.2.

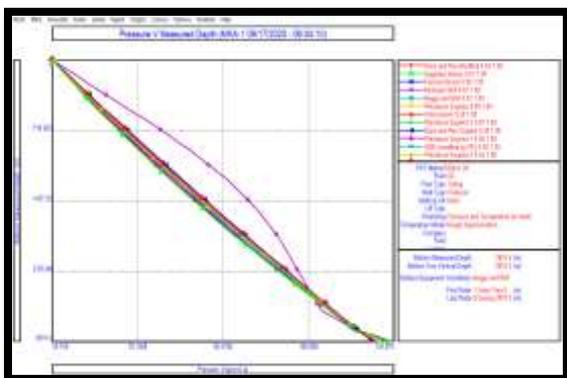


Figure B.IV.8: Choix de corrélation de Tubing le Puits MKA-1

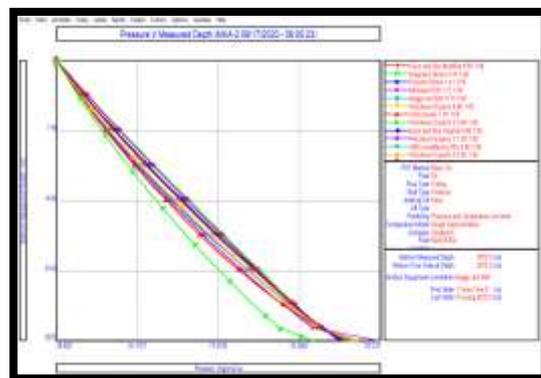


Figure B.IV.9: Choix de corrélation de tubing pour le Puits MKA-2

- La corrélation choisie pour MKA-1 et qui donne le meilleur matching est la corrélation d’Hydro-3P.
- La corrélation choisie pour MKA-2 et qui donne le meilleur matching est la corrélation de Petroleum experts 4.

IV.2.5.2. Matching des courbes IPR-VLP

En cliquant sur l’option « matching » → VLP/IPR, on intègre les données des well test effectués sur nos puits MKA-1 et MKA-2.

On a pris les données test du 13/02/2019 pour le puits MKA-1 et le test du 12/05/2014 pour le puits MKA-2 en raison de leur stabilité (Voir l’annexe). Les résultats sont tabulés ci-dessous :

Puits	Date	WHP (Kg/cm ² a)	WHT (°C)	water cut (%)	débit d'huile (m3/d)	Zréservoir (m)	PFD (Kg/cm ² a)	PFS (Kg/cm ² a)	GOR (sm3/sm3)	GOR free (sm3/sm3)
MKA-1	2/13/2019	59.759	22.5	0	37.11	2748.5	118.22	263.77	232.244	149.856
MKA-2	5/12/2014	36.825	32.7	18.585	20.71	2764	97.7299	308.36	382.1	164.1

Tableau B.IV.2: Les données utilisées pour la construction de la courbe VLP

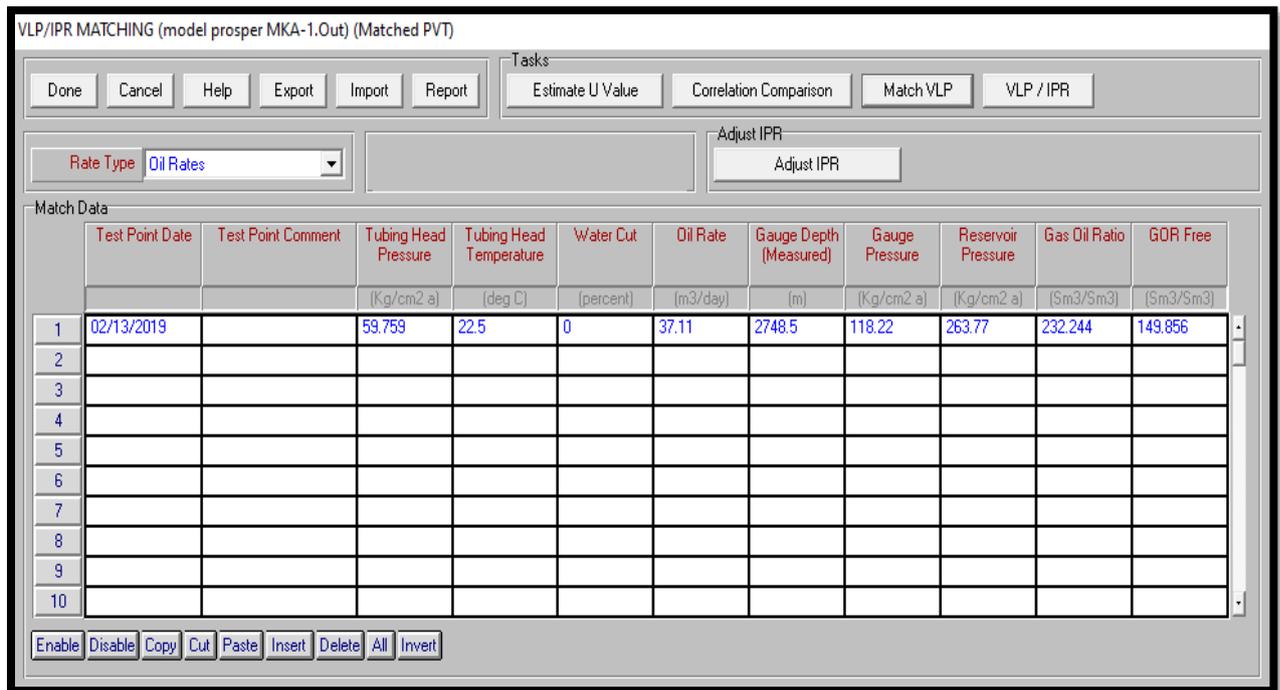


Figure B.IV.10: La construction de la courbe VLP sur PROSPER

Pour avoir les courbes VLP/IPR, on clique sur le bouton VLP/IPR on aura les courbes suivantes :

- Pour MKA-1 :

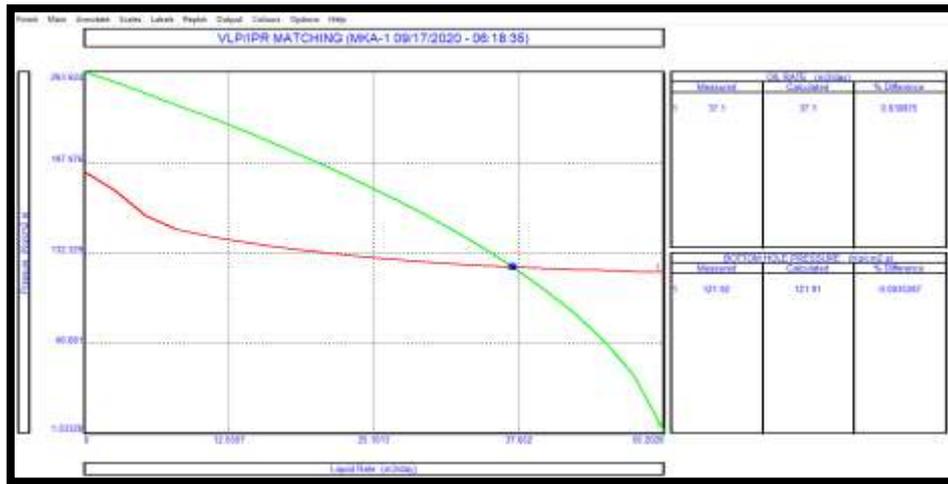


Figure B.IV.11: La courbe VLP et IPR de puits MKA-1

- Pour MKA-2 :

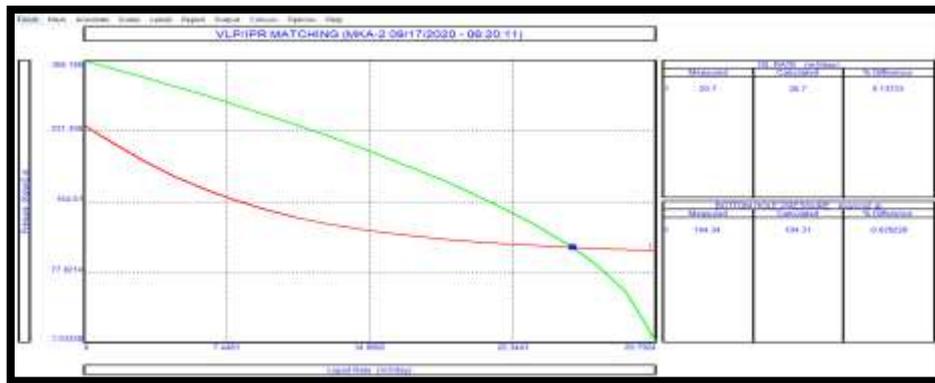


Figure B.IV.12: La courbe VLP et IPR de puits MKA-2

Discussion des résultats :

❖ Les points de fonctionnement tirés des courbes VLP/IPR sont :

Puits	Le débit de fonctionnement (m ³ /d)	La pression de fond (Kg/cm ² a)
MKA-1	37.1	121.91
MKA-2	20.7	104.31

Tableau B.III.3: Les points de fonctionnement des puits

IV.3. Exportation des données VLP vers simulateur

Enfin les courbes VLP doivent être exportées vers les logiciels de simulation MBAL et Eclipse.

En cliquant sur l'entrée « Calculation » → System (ipr/vlp) → 3 variables on obtiendra la fenêtre suivante:

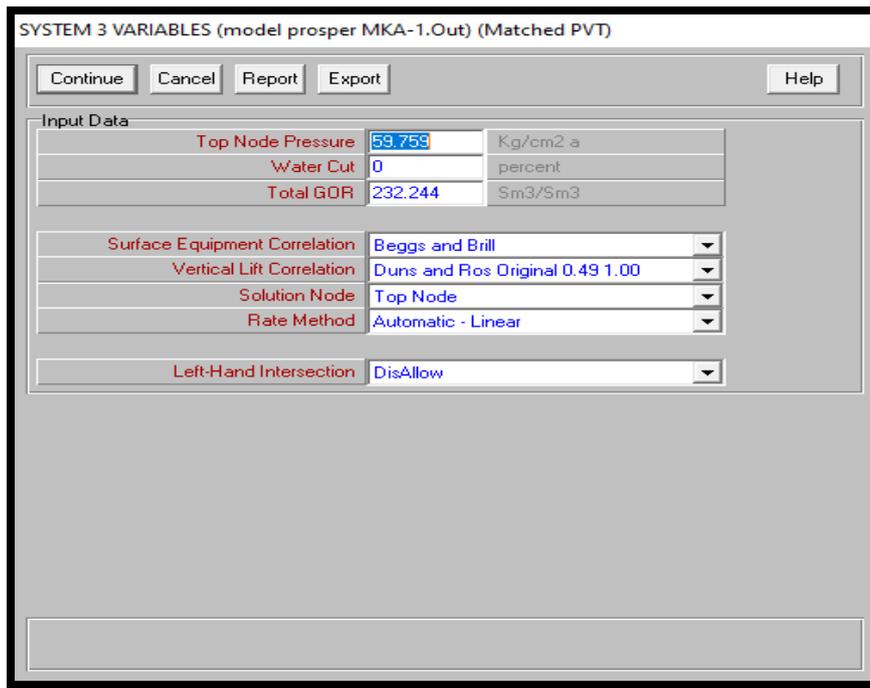


Figure B.IV.13: Le menu de System 3 variables dans PROSPER pour MKA-1

Les 3 variables qu'on souhaite calculer sont : La pression de tête, le water cut et le GOR. Enfin après le lancement de calcul des 3 variables on clique sur le bouton lift curves et on choisit Petroleum experts – GAP/MBAL et Schlumberger – Eclipse.

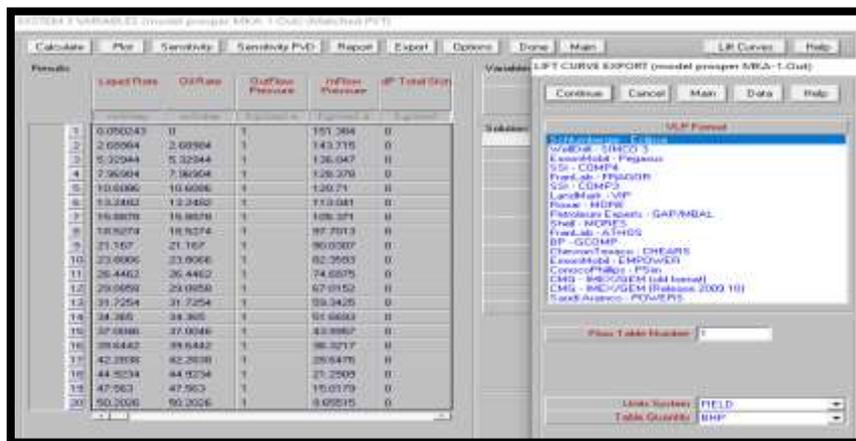


Figure B.IV.14: Choix du format de la VLP du puits MKA-1 a exporté

Conclusion :

La génération des tables VLP « Vertical lift performance » des deux puits étudiés permet ensuite de les exportées vers les logiciels de simulation MBAL (Petroleum experts) et vers Eclipse (Shlumberger).

Cela nous permettra de continuer notre étude avec les modèles de puits représentatifs des puits MKA-1 et MKA-2 et permet de simuler correctement les prévisions futures de la production de notre champ.

V. Simulation par MBAL

V.1. Introduction

Cette étape de développement consiste à élaborer des scénarios pour obtenir la récupération maximale d'huile et la plus rentable pour notre champ exploité. Afin de choisir le meilleur scénario une étude technique puis économique est réalisée.

Pour notre étude on utilise la modélisation intégrée de production par MBAL, les deux étapes précédentes ont été effectuées par PVTP et PROSPER. Des prévisions basées sur la méthode de bilan matière (material balance) vont être exécutées pour pouvoir évaluer les scénarios.

V.2. Présentation et introduction des données sur le logiciel MBAL

V.2.1. Introduction

MBAL (petroleum experts) est une trousse d'outils d'ingénierie de réservoir qui vise à aider les ingénieurs de réservoir dans leurs études analytiques du réservoir. Cela inclut les calculs de bilan matière (material balance), l'analyse de courbe de déclin, modèle 1D, Simulations de Monte Carlo, Méthane de houille, Allocation de réservoir, modélisation et rationalisation des réservoirs compacts. Toutes les techniques disponibles peuvent être utilisées isolément ou en combinaison pour atteindre les objectifs d'ingénierie.

Comme le nom du programme l'indique, les calculs de bilan matières sont une fonctionnalité essentielle et comprennent de nombreuses avancées sur le concept classique de bilan matières trouvé dans la littérature. En plus de permettre aux ingénieurs d'estimer le volume de pétrole ou le gaz initial (OOIP/OGIP) et de comprendre les mécanismes de drainage, de nombreuses approches novatrices telles que la réalisation de prédictions à l'aide de courbes de perméabilité relative et la modélisation multi-tank garantissent que MBAL peut fournir une plate-forme solide sur laquelle les plans et les scénarios de production peuvent être étudié en détail.

V.2.2. Les modules du logiciel MBAL

V.2.2.1. Tool (outils de MBAL)

Parmi les différents outils disponibles en MBAL, on distingue :

- ✓ Bilan matière (material balance).
- ✓ Attribution de réservoir (Réservoir Allocation).
- ✓ Monte Carlo.
- ✓ Analyse de courbe de déclin.
- ✓ Modèle 1D.
- ✓ Multi Layer (multi couche).
- ✓ Tight gaz type curves.

Pour notre étude on utilise L'outil Matériel Balance.

V.2.2.2. System Options

Cette section consiste à intégrer des informations générales de notre système qui sont :

- Réservoir fluid : Type du fluide des réservoirs (oil, gaz, gaz a condensat).
- Tank Model : Type de réservoir (Single tank ou multiple tanks).
- PVT Model : Type des propriétés PVT à introduire (Simple PVT ou variable PVT).

- Production History : Type d'historique de la production (Par puits ou par puits).
- Composition Model : paramètre du modèle compositionnel.

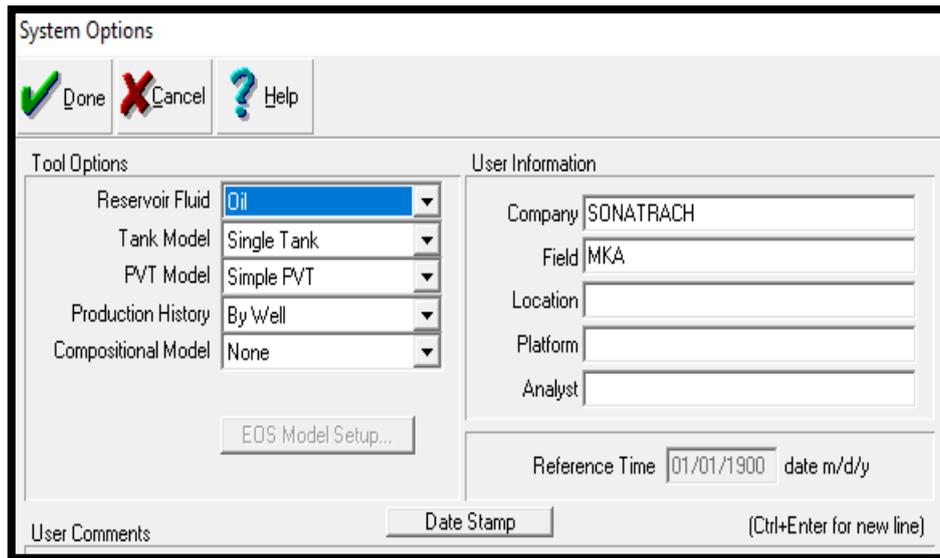


Figure B.V.1. Menu system options dans MBAL

V.2.1.3. PVT

MBAL exige certaines données PVT, on introduit les mêmes données générées par PVTP.

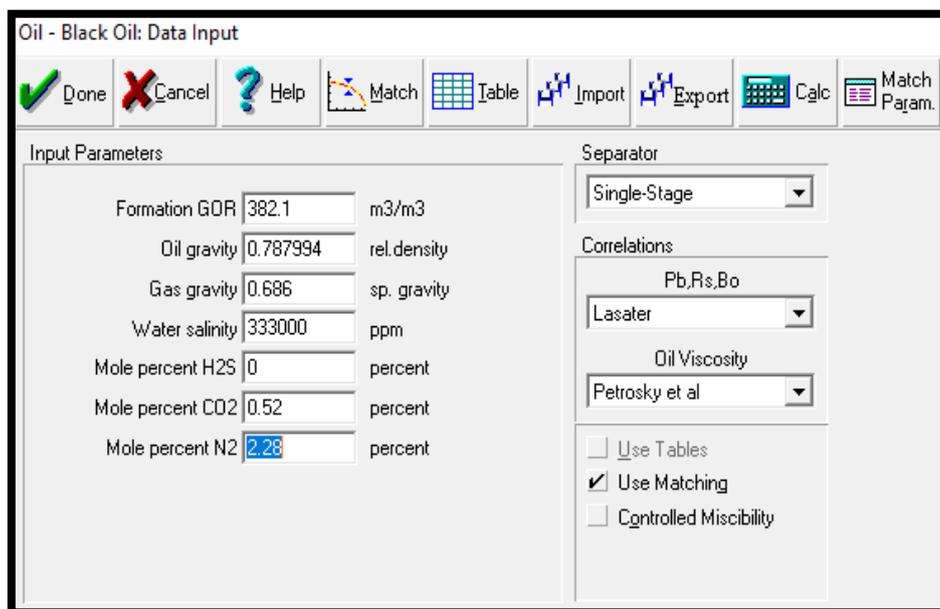


Figure B.V.2. Menu Black oil PVT dans MBAL

V.2.1.4. Tank data

Après la calibration des données PVT, on passe vers les paramètres de réservoir. Cette étape exige :

- Les paramètres du réservoir « Tank parametres » : Température, Pression initiale, Porosité, Volume d’huile initial (OOIP)...
- Les entrées d’eau s’elles existent « Water influx » : On a utilisé le modèle «Fetkovich steady state» avec système «radial aquifer» ce modèle a été utilisé

dans les champs voisin ; On intègre l'épaisseur du réservoir TAG-A, la perméabilité de l'aquifère, le rayon du réservoir...

- Compressibilité de la roche « Rock compressibility ».
- Degré de compaction de la roche « Rock compaction ».
- La perméabilité relative « Relative permeability » : données par l'étude SCAL.
- Historique de production « Production history » : L'historique de production d'huile, de gaz et d'eau en fonction de temps (années vu la longue durée de la production depuis 1986) et de la pression est tabulé ci-dessous (**Tableau B.V.I**)

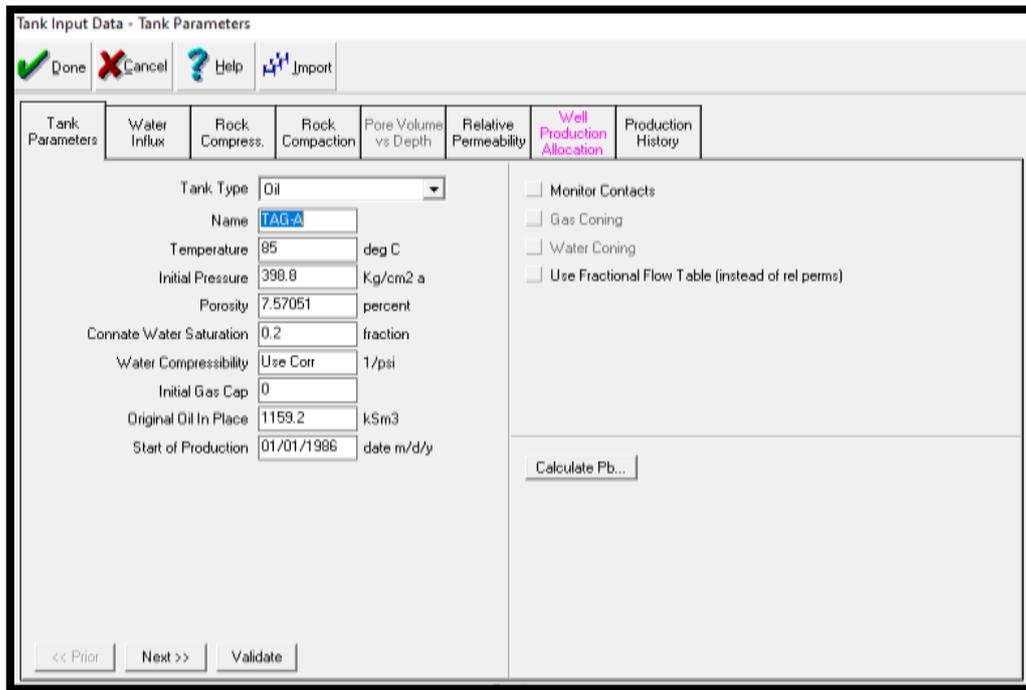


Figure B.V.3: Menu tank input Data dans MBAL

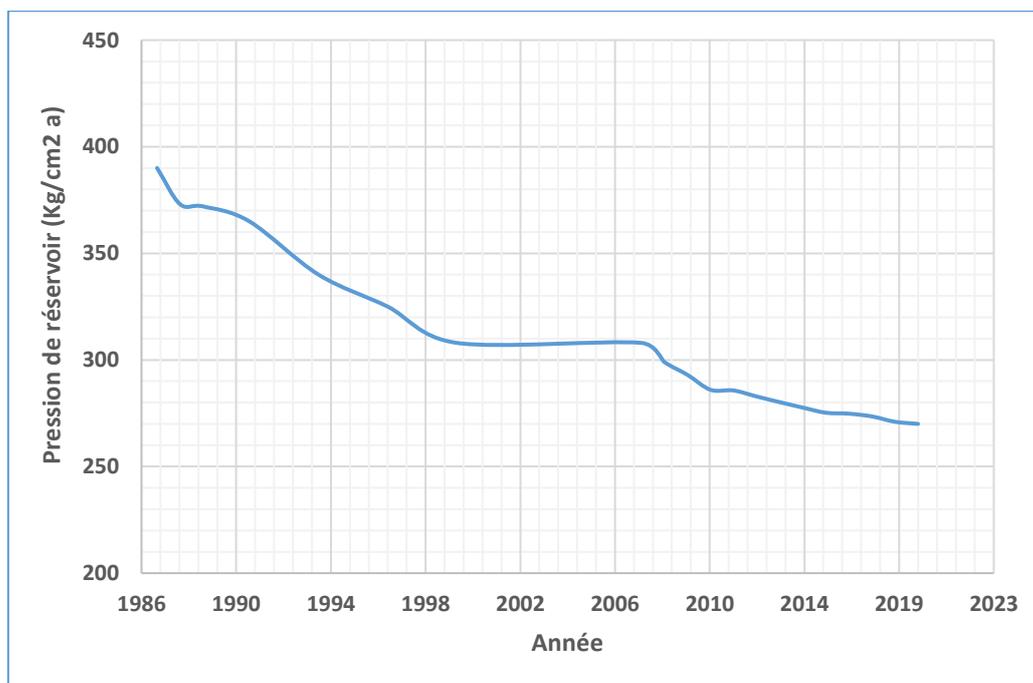


Figure B.V.4: Déclin de la pression en fonction du temps du champ MAKOUDA

Temps (années)	P _R (Kg/cm ² a)	Cum d'huile produit KSm ³	Cum gaz produit (MSm ³)	Cum eau produit (KSm ³)
12/1/1986	390	3.641	2.124	0.000
12/1/1987	373	11.157	6.027	0.000
12/1/1988	372	14.394	7.667	0.000
12/1/1989		19.905	10.570	0.000
12/1/1990	365	26.313	15.407	0.000
12/1/1991		35.121	24.452	0.000
12/1/1992		47.437	36.319	0.000
12/1/1993	340	59.233	45.581	0.000
12/1/1994		71.650	55.310	0.000
12/1/1995		83.966	65.099	0.116
12/1/1996	325	94.537	73.742	2.510
12/1/1997		103.673	80.653	8.551
12/1/1998		109.912	84.767	19.294
12/1/1999	308	112.741	87.311	32.729
12/1/2000		112.741	87.311	32.729
12/1/2001		112.741	87.311	32.729
12/1/2002		112.741	87.311	32.729
12/1/2003		112.741	87.311	32.729
12/1/2004		112.741	87.311	32.729
12/1/2005		112.741	87.311	32.729
12/1/2006		112.741	87.311	32.729
12/1/2007	308	112.741	87.311	32.729
12/1/2008	299	117.831	92.221	32.729
12/1/2009	293	131.211	105.832	32.729
12/1/2010	286	145.297	118.983	32.729
12/1/2011	285.68	149.696	120.568	32.769
12/1/2012	282.87	153.505	121.996	32.886
12/1/2013	280.20	158.196	124.130	33.225
12/1/2014	277.65	162.069	125.862	33.880
12/1/2015	275.24	164.752	127.071	34.294
12/1/2016	274.80	168.054	128.459	34.864
12/1/2017	273.5	171.834	130.341	35.588
12/1/2018	271	177.189	132.736	36.736
12/1/2019	270	184.772	135.381	36.868
08/1/2020		190.984	136.966	37.154

Tableau B.V.1 : Historique de production du champ MAKOUA

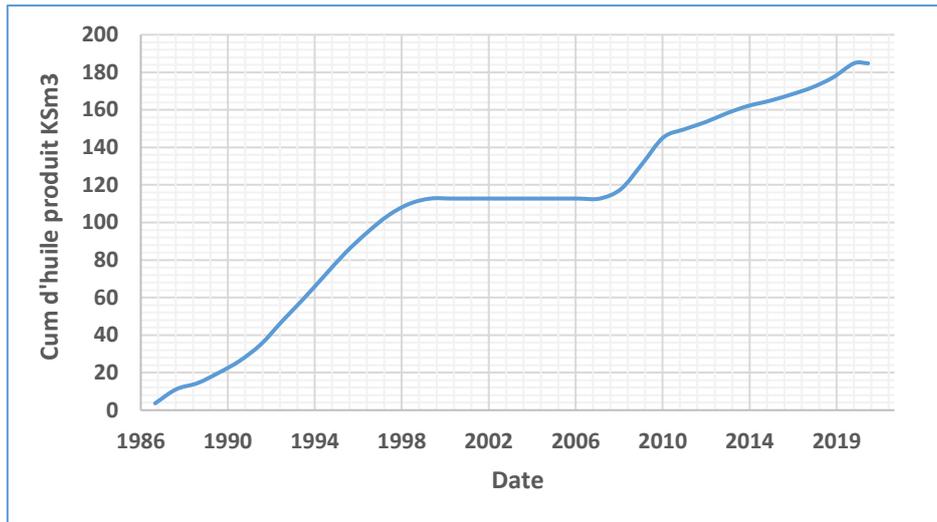


Figure B.V.5: Évolution du Cumul d'huile produit en fonction du temps du champ MAKOUDA

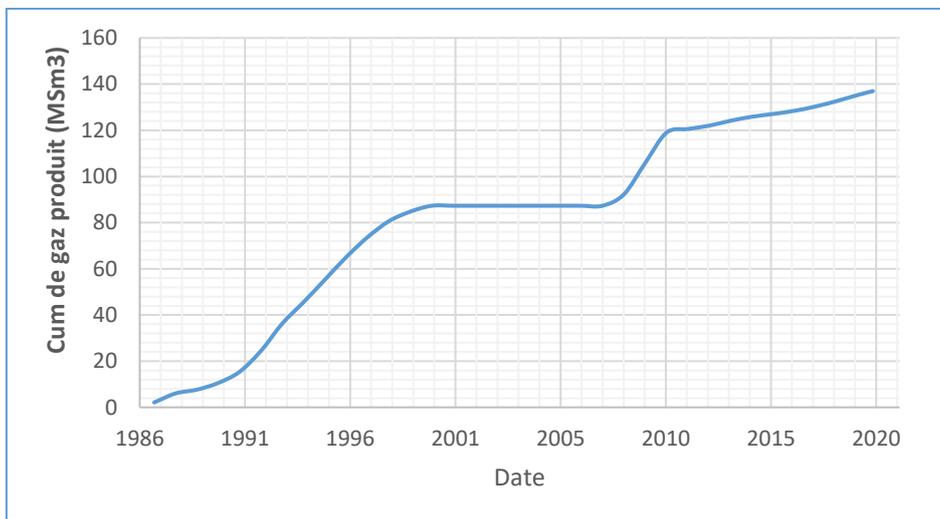


Figure B.V.6: Évolution du Cumul de gaz produit en fonction du temps du champ MKA

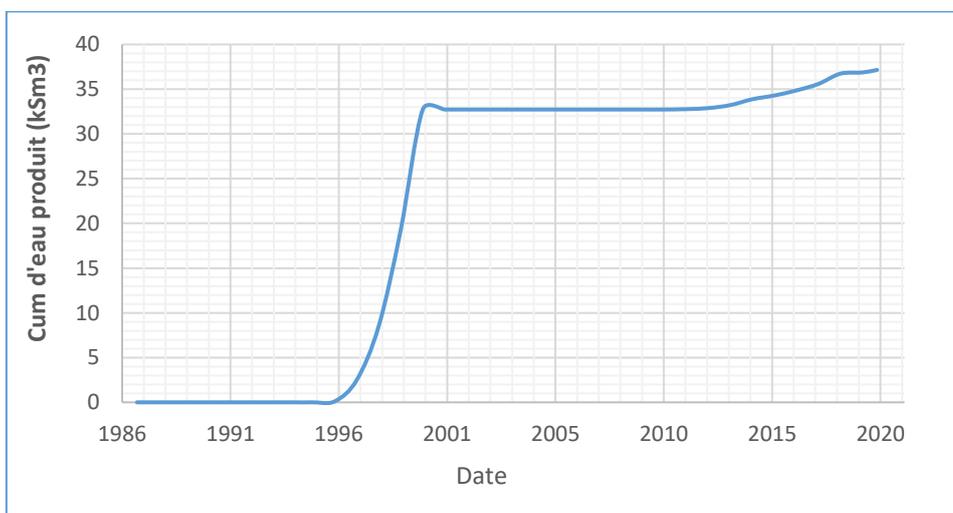


Figure B.V.7: Évolution du Cumul d'eau produit en fonction du temps du champ MKA

V.2.1.5. Well input data

On introduit l'indice de productivité des deux puits et le water cut des tests (test 2019 pour MKA-1 et test de 2014 pour MKA-2) dans la section inflow performance. On importe les tables VLP qu'on a réalisé sur PROSPER pour les introduire dans cette fenêtre de MBAL.

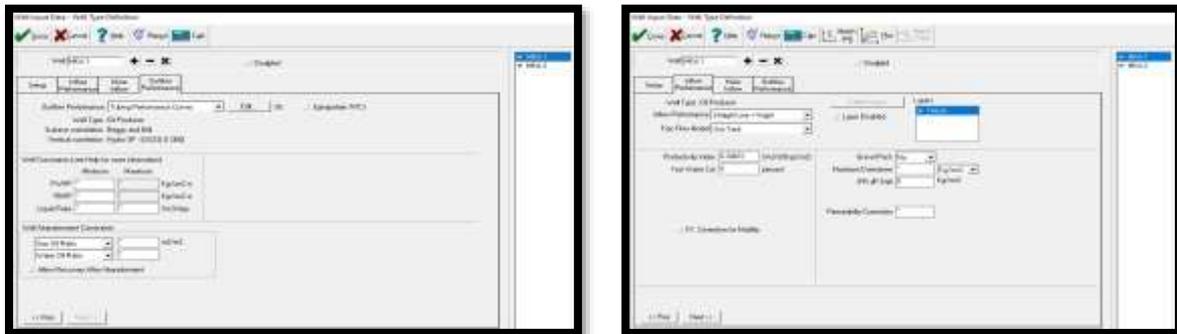


Figure B.V.8: Les données des puits sur MBAL

V.3. History matcing

V.3.1. Introduction

Les données originales établies dans le modèle sont la meilleure évaluation de l'ingénieur de tous les paramètres qui décrivent le réservoir. À moins qu'il soit très chanceux, ces données ne seront pas exactement représentatives du réservoir dans son ensemble. Ces données doivent être modifiées jusqu'à ce que le simulateur (l'exécution du modèle) reproduise le comportement du réservoir à un degré acceptable.

V.3.1. Méthode analytique

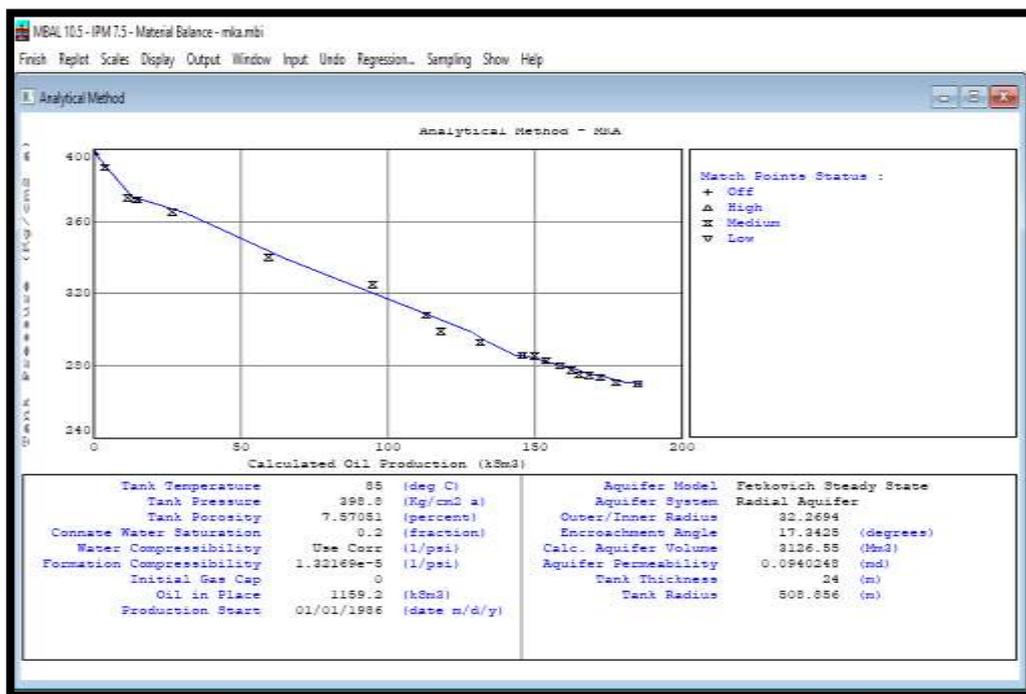


Figure B.IV.9: Méthode analytique de l'history matcing sur MBAL

Discussion :

Après quelques modifications des paramètres d'aquifère en cliquant sur la fonction régression et en ajustant les valeurs de la pression du réservoir, nous avons pu avoir un bon matching entre les données saisis (points noirs) et les données présentées par le simulateur (courbe bleu).

Le volume d'huile initial (OOIP) dans le champ Makouda calculé par MBAL est de 1159.2 KSm³.

V.3.2. Mécanisme de drainage

MBAL permet de déterminer les mécanismes de drainage qui interviennent dans notre réservoir tous le long de sa vie.

En cliquant sur « Energy plot » on aura les résultats suivants :

- Le mécanisme de drainage principal pour notre réservoir est l'expansion du fluide (présenté en bleu)
- La compressibilité de la formation intervient aussi comme un mécanisme secondaire.
- L'aquifère en dessous de notre réservoir n'est pas actif donc n'intervient pas comme un mécanisme de drainage.

En effet, l'exploitation d'un gisement sous l'expansion du gaz dissout sans aucune assistance par récupération secondaire n'est pas favorable, puisque ça entraine l'épuisement du réservoir et l'huile sera dégazée, ce qui la rend morte et immobile (haute viscosité).

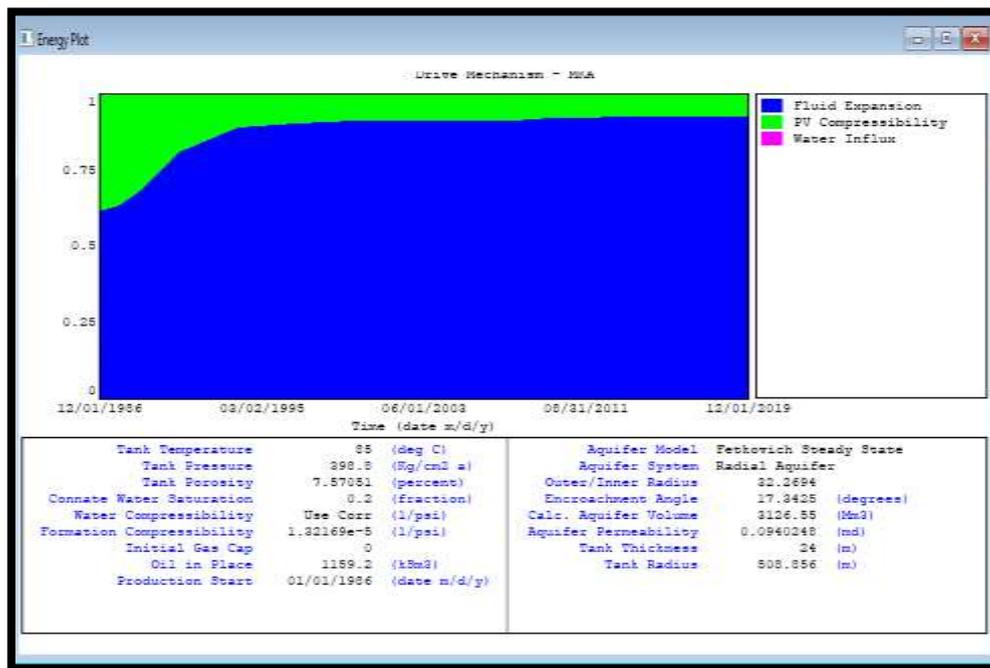


Figure B.V.10: Les mécanismes de drainage de réservoir TAG-A de MAKOUDA

V.4. Prédiction des futurs comportements du réservoir

V.4.1. L'état actuel du champ « MKA » (cas de base) :

Actuellement il y a quatre (04) puits forés, deux puits producteur et deux puits fermés. Si on laisse les puits produire au débits actuels qui est 60 Sm³/jours (le débit moyen pris entre 01/01/2018 et 01/08/2020 des deux puits) on aura les résultats suivants :

- Après **9 mois**, dans le **16 mai 2021**, le gisement arrive à ces conditions limites de la pression et du débit ($P_t = 5 \text{ kg/cm}^2\text{a}$, $Q_o = 5 \text{ Sm}^3/\text{jours}$).
- Ce cas de base donne un facteur de récupération très faible (**RF = 16.8348 %**) depuis l'ouverture du gisement en 1986 jusqu'à maintenant.
- Le cumul de production depuis l'ouverture jusqu'à maintenant est du **195.149 KSm³**.

Les profils du débit et du cumul d'huile et du gaz sont présentés dans les figures suivantes :

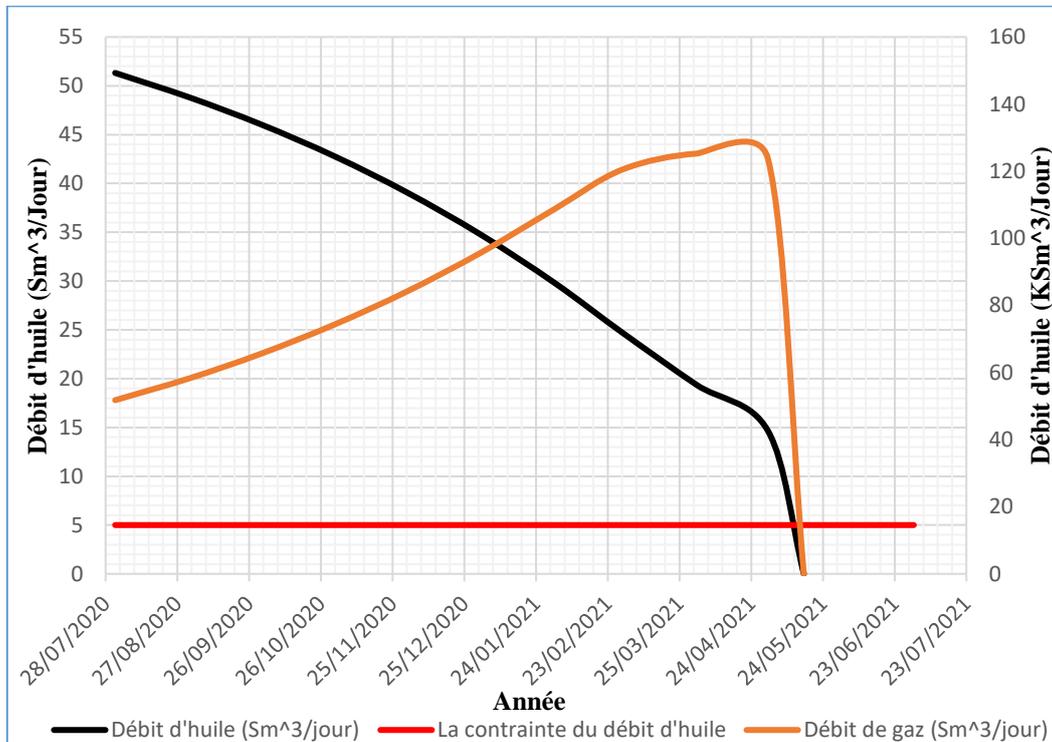


Figure B.IV.11: Le profil du débit d'huile et de gaz du cas du base

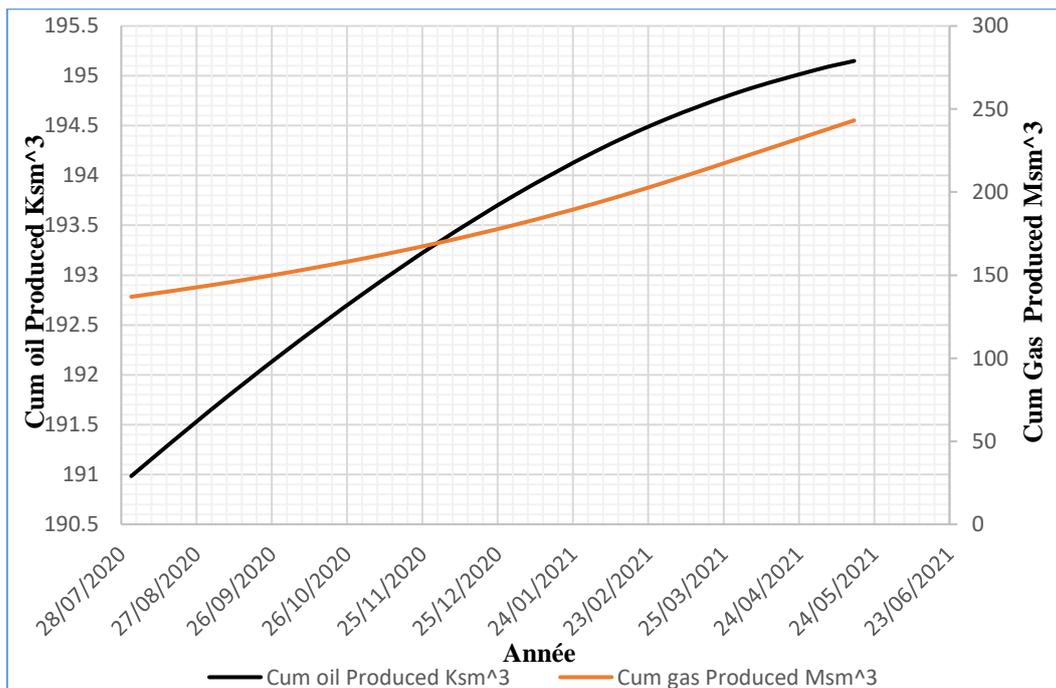


Figure B.IV.12: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du cas du base

V.4.2. Scénario 01 : implantation des nouveaux puits producteurs

Ce scénario consiste à exploiter l'énergie du gisement par sa déplétion naturelle, et pour optimiser le nombre de puits à implanter, nous avons lancé plusieurs exécutions « runs » en changeant le nombre de puits producteurs à implantés.

Les résultats sont présentés sur la figure suivante :

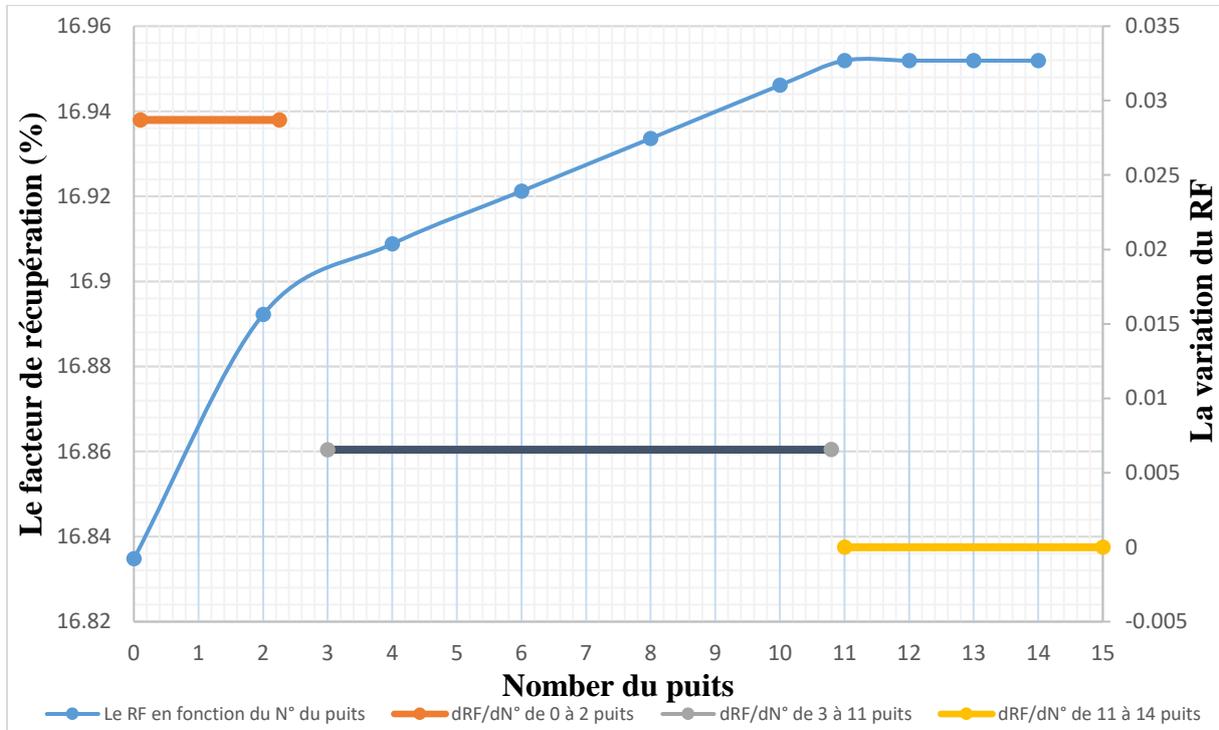


Figure B.IV.13 : L'évolution et la variation du facteur de récupération en fonction du nombre des puits

Interprétation de l'étude de sensibilité :

L'évolution du taux de récupération en fonction de nombre de puits, montre 3 phases principales :

- **Entre 0 et 2 nouveaux puits** la pente est importante, $a = 0.0287$.
- **Entre 2 et 11 puits** la pente diminue à 0.00655 .
- Et une 3^{ème} phase après l'ajout de 11 nouveaux puits où le taux de récupération d'huile reste constant, ce qui nous permet de dire que :
 - Le nombre de puits optimum pour produire le champ MKA est égale à 11 puits, en plus des 2 puits existants.

Remarque :

Puisque la variation du facteur de récupération en fonction du nombre des puits à implanter devient insignifiante après l'ajout de 2 nouveaux puits, l'implantation de 11 puits est une pertes d'argent, et aussi en raison de la petite superficie du champ Makouda (contrainte technique), donc dans ce scénario nous allons ajouter juste un seul nouveau puits producteur, ce nouveau puits commencera la production au début de l'année 2021.

Les résultats de ce scénario sont :

- Après **6 mois**, dans le 01 avril 2021, le gisement arrive à ces conditions limites de la pression et du débit ($P_t = 5 \text{ kg/cm}^2\text{a}$, $Q_o = 5 \text{ Sm}^3/\text{jours}$).
- Le facteur de récupération de ce scénario est aussi très faible (**RF = 16.8348 %**) depuis l'ouverture du gisement en 1986 jusqu'à maintenant.
- Le cumul de production depuis l'ouverture jusque maintenant est du **195.512 KSm³**.

Les profils du débit et du cumul d'huile et du gaz sont présentés dans les figures suivantes :

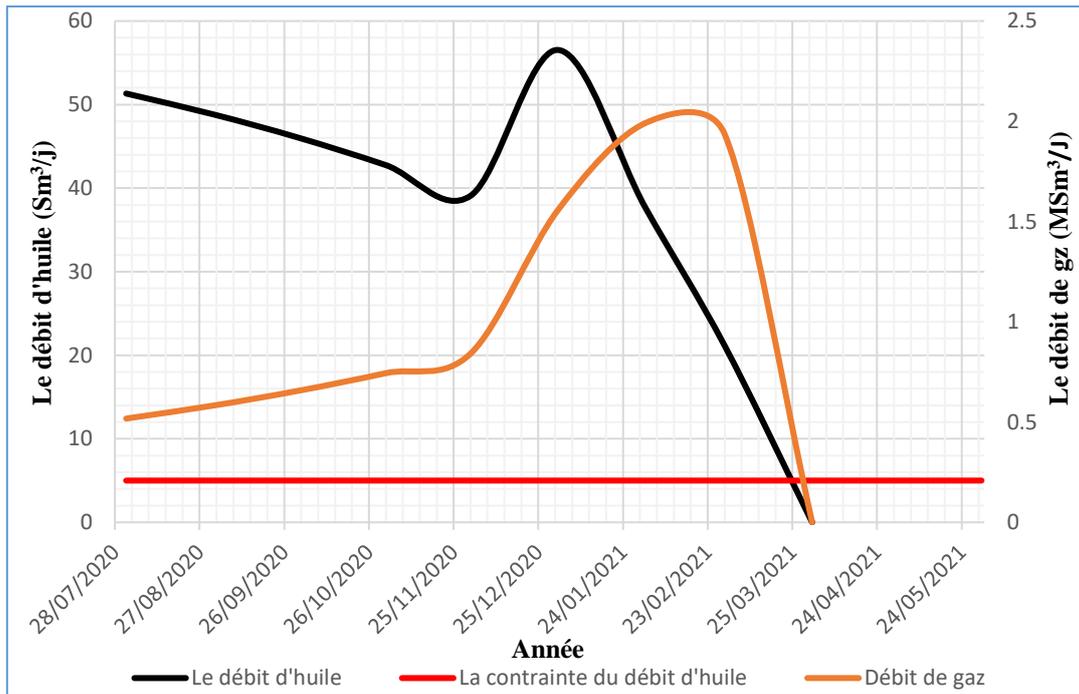


Figure B.IV.14: Le profil du débit d'huile et de gaz du 1^{er} scénario

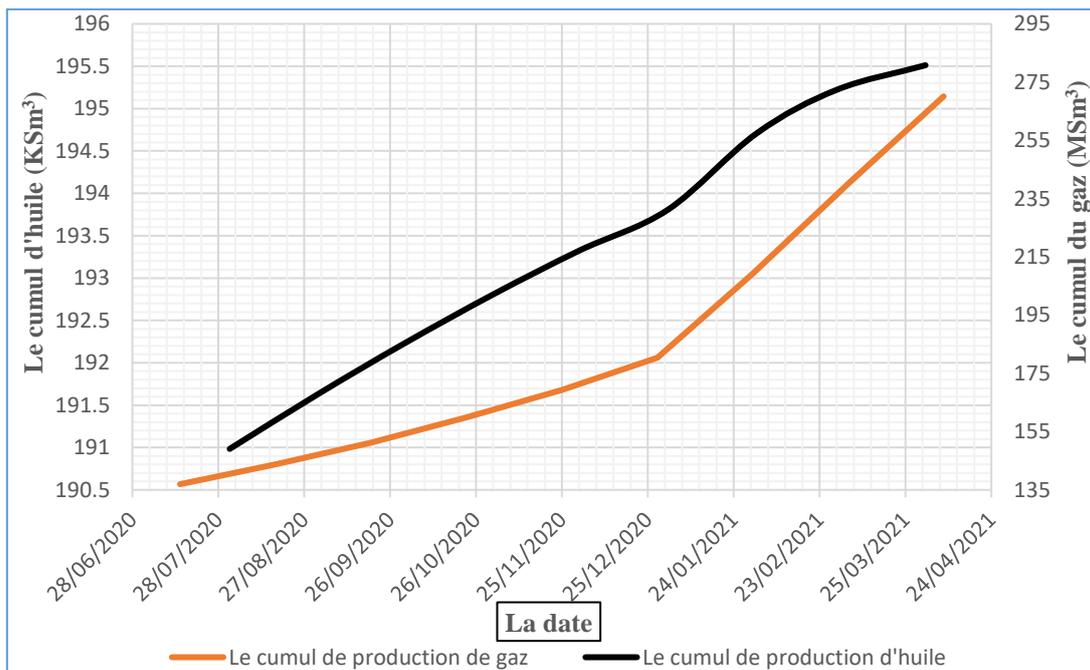


Figure B.IV.15: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du 1^{er} scénario

V.4.3. Scénario 2 : La réinjection du gaz produit

Ce scénario consiste à installer un cycle de recyclage de gaz produit qui sera réinjecté dans le même réservoir. Ce scénario a été proposé après la constatation de la chute rapide et continue de la pression des réservoirs justifié par le mécanisme de drainage régnant (gaz dissout) connu par sa forte déplétion. Le début de la réinjection sera le 01/01/2021.

Remarque :

- L'exécution de ce scénario est faite par la conversion du puits déjà foré auparavant MKA-4 et qui est fermé à cause de sa faible productivité, à un puits injecteur.
- Avant de réaliser cette opération une étude de sensibilité d'injection de gaz sera réaliser par MBAL.
- L'étude de sensibilité d'injection de gaz ce base sur le facteur de récupération, le profil de la variation du facteur de récupération en fonction de pourcentage du gaz injecté est illustré dans la figure suivante :

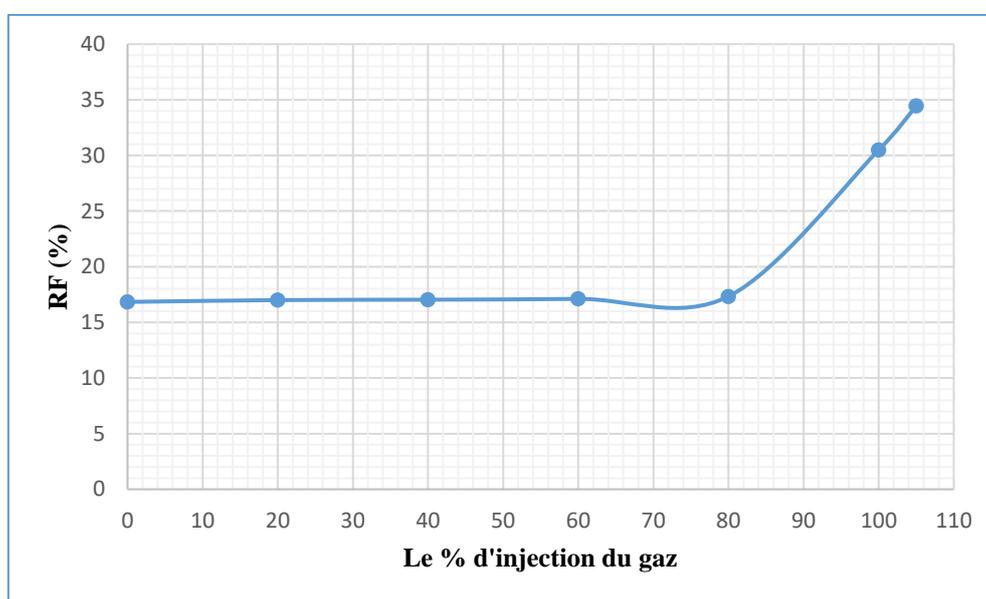


Figure B.IV.16: L'évolution du facteur de récupération en fonction du pourcentage de gaz injecté

Interprétation des résultats :

- On remarque une stabilité de facteur de récupération entre 0 et 80% ; donc le volume injecté de gaz ne permet pas de garder le maintien de pression du gisement d'où le cumul de production d'huile restera presque constant voir la figure B.IV.16
- En injectant 100% ou plus du gaz produit, on remarque une augmentation importante du facteur de récupération, cela est dû au maintien de pression du gisement par l'injection de la totalité du gaz produit.
- S'il y a des volumes supplémentaires du gaz dans la région, on peut l'injecter dans notre réservoir pour avoir une récupération bien améliorée en augmentant la pression du gisement.
- D'après les résultats obtenus on a choisi dans ce scénario l'injection de 100% du gaz produit dans le réservoir TAGA afin de maintenir la pression et d'augmenter le facteur de récupération.

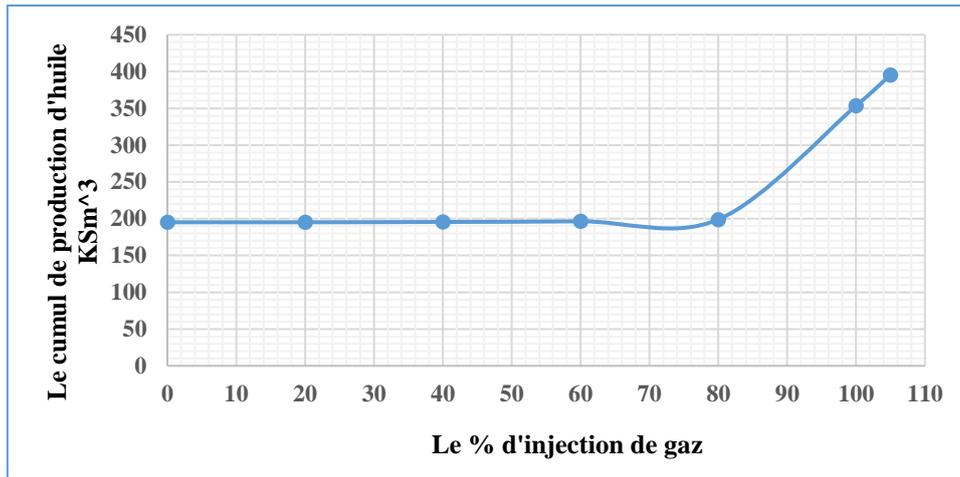


Figure B.IV.17: L'évolution du cumul de production d'huile en fonction du pourcentage de gaz injecté

Les résultats obtenus de ce scénario sont les suivants :

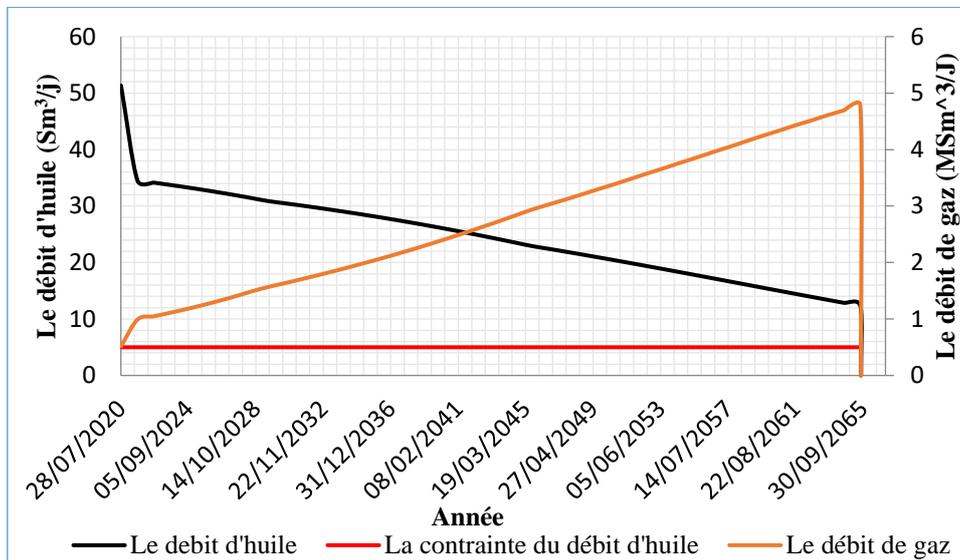


Figure B.IV.18: Le profil du débit d'huile et de gaz du 2^{ème} scénario

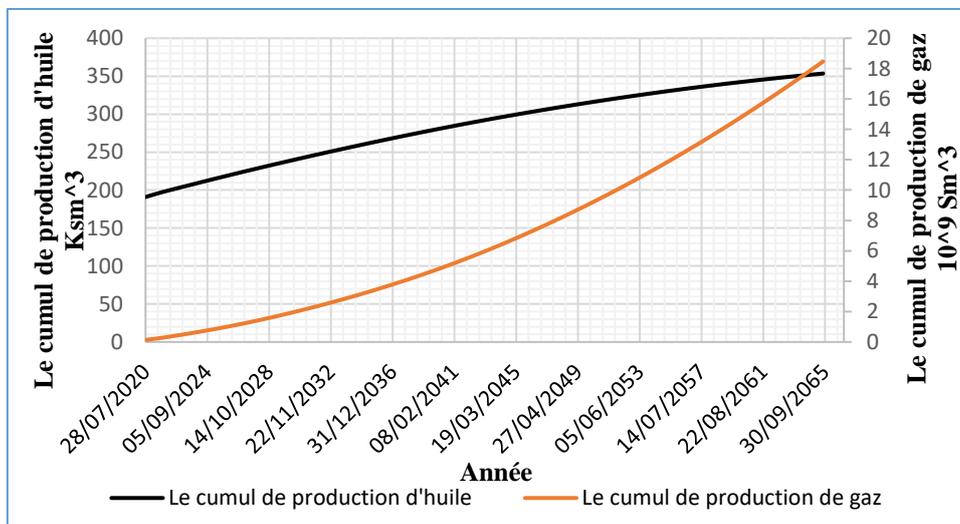


Figure B.IV.19: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du 2^{ème} scénario

- Augmentation très importantes du facteur de récupération par rapport au 1^{er} scénario (de **16.8348 % à 30.496 %**).
- Le réservoir arrive aux conditions limites du débit et de la pression en **2065** (augmentation de la durée de vie du réservoir).

V.4.4. Scénario 3 : la combinaison du 1^{er} et du 2^{ème} scénario

Ce scénario consiste à combiner deux scénario au même temps (implanter un puits producteur et un autre injecteur) qui seront en service dans le 01/01/2021.

L'évolution du débit et le cumul de production d'huile et du gaz est présenté dans les figures suivantes :

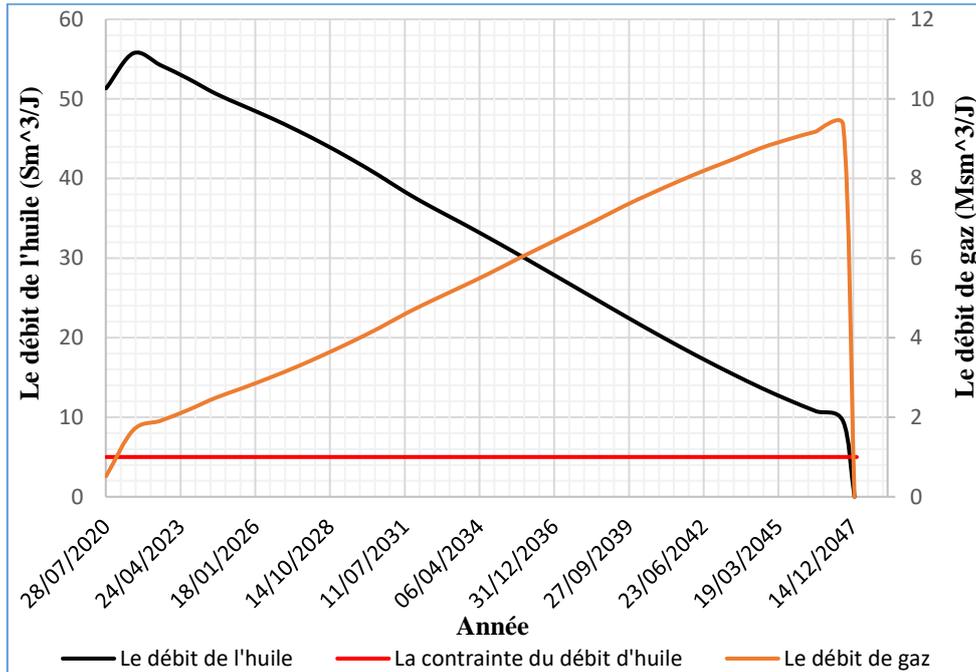


Figure B.IV.20: Le profil du débit d'huile et de gaz du 3^{ème} scénario

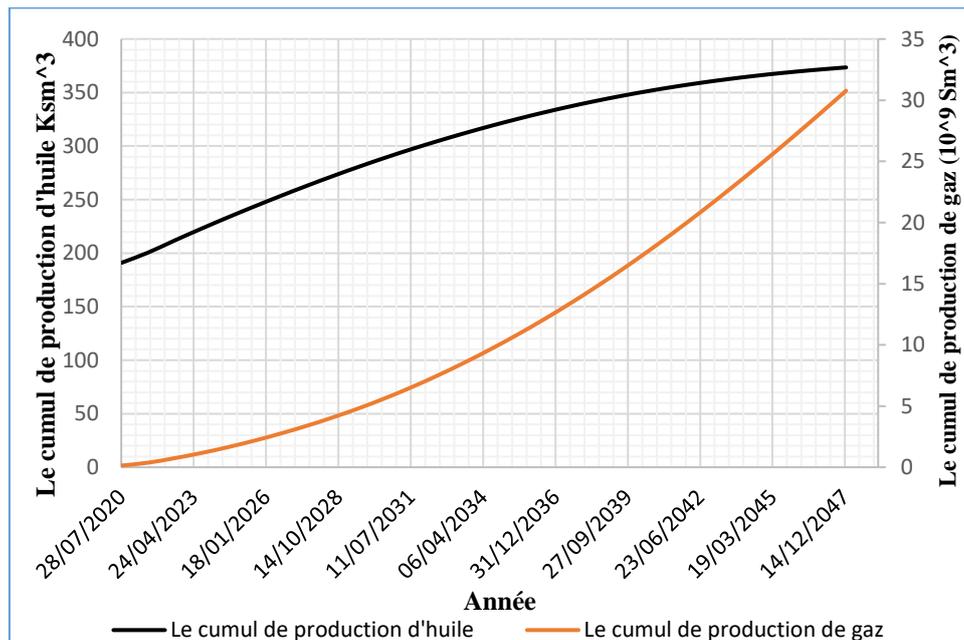


Figure B.IV.21: Le profil du cumul de production de l'huile et de gaz du 3^{ème} scénario

Les résultats de ce scénario sont :

- Augmentation remarquable du facteur de récupération (de 30.496% dans scénario 2 à 32.2183% dans la combinaison).
- Le réservoir arrive aux conditions limites du débit et de la pression en 2047 (réduction du temps de vie de réservoir par rapport au 2^{ème} scénario).

V.4.5. Scénario 4 : (suite du scénario 3)

Pour optimiser la récupération des hydrocarbures il faut minimiser les dépenses, puisque la contribution du puits MKA-2 dans la production du gisement est très faible, nous avons pensé de le convertir en un puits injecteur. Dans ce scénario, nous avons converti le puits MKA-2 en un puits injecteur et implanter deux nouveaux puits producteurs. Le puits injecteur et les deux puits producteurs seront en service dans le 01/01/2021.

L'évolution du débit et le cumul de production d'huile et du gaz est présenté dans les figures suivantes :

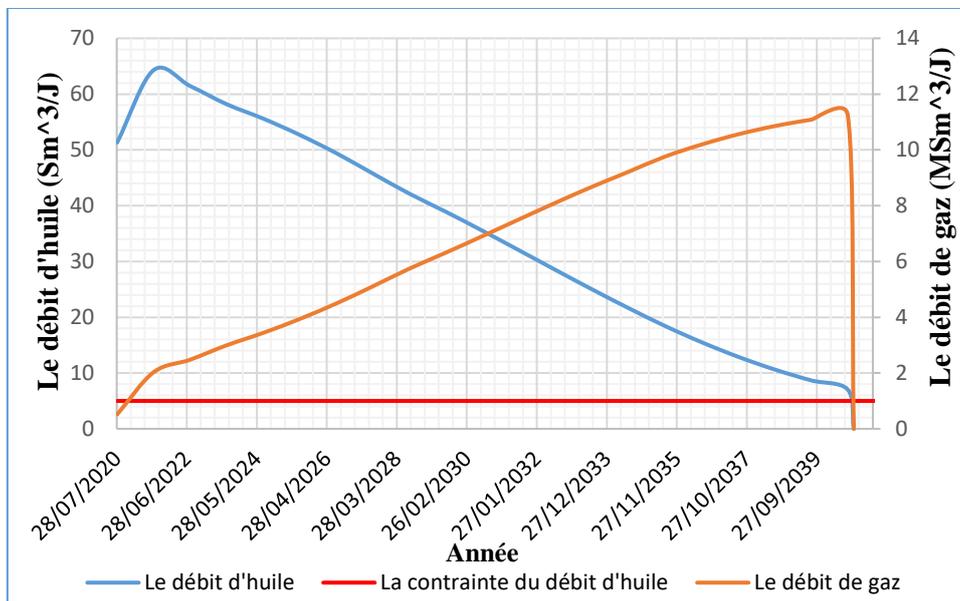


Figure B.IV.22: Le profil du débit d'huile et du gaz du 4^{ème} scénario

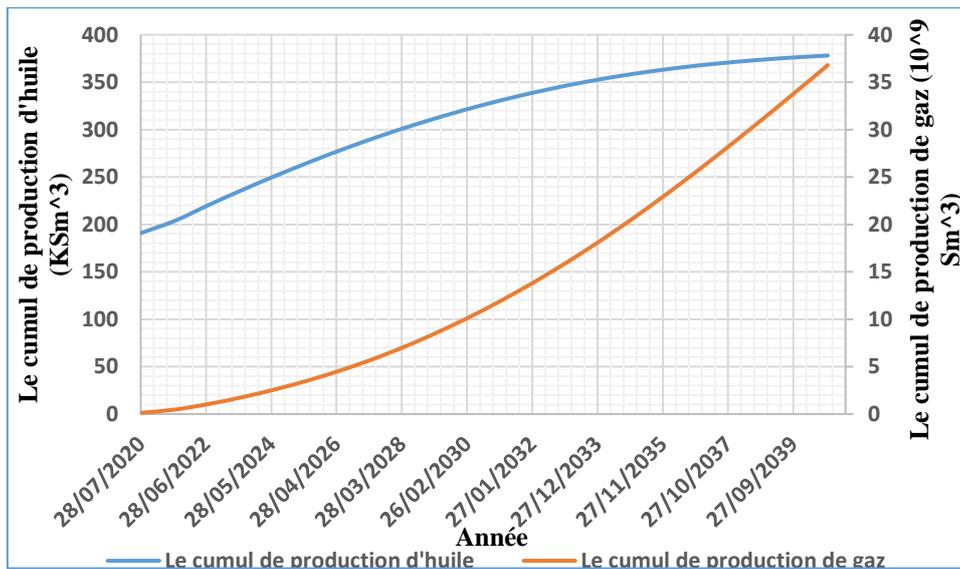


Figure B.IV.23: Le profil du cumul de production d'huile et de gaz du 4^{ème} scénario

- Le facteur de récupération de ce scénario est de **32.6162%**.
- Le cumul de production arrive à **378.09 Ksm³**.

IV.5. Le choix technique du meilleur scénario

Le choix technique du meilleur scénario est basé essentiellement sur le facteur de récupération, mais aussi il y a d'autre facteur qui intervient dans le choix comme la stabilisation de production (le plateau) et la pression du réservoir.

La figure ci-dessous représente le cumul de production en fonction du temps de tous les scénarii présentés.

- Nous avons remarqué que le facteur de récupération du 4 scénario est le plus Grand ainsi que la pression du réservoir est maintenue et stable. Donc techniquement le scénario 4 et le meilleur.

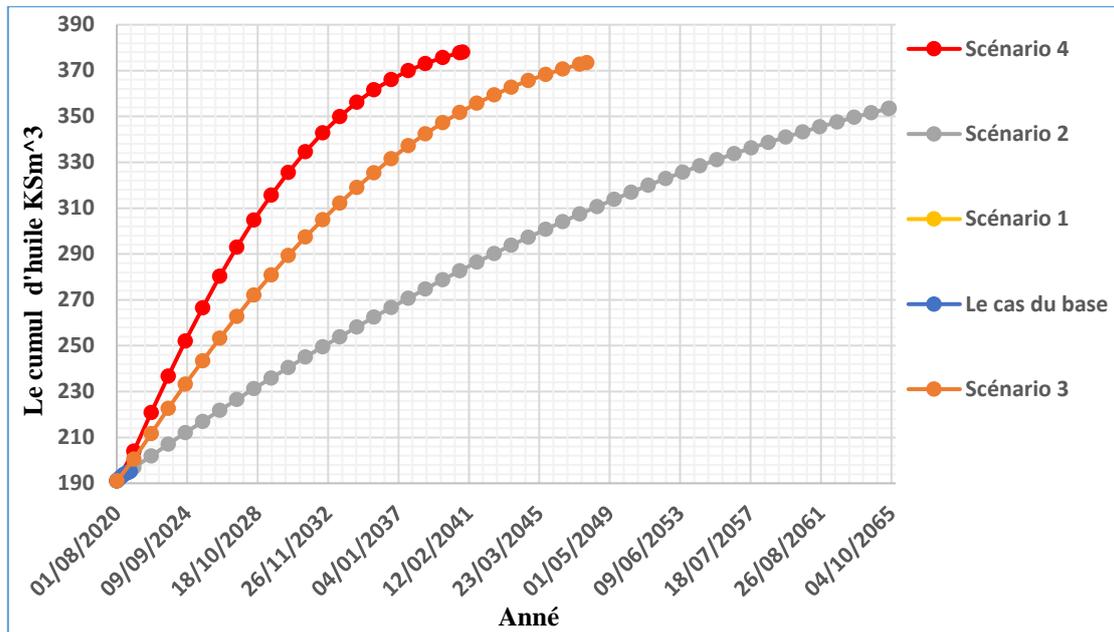


Figure B. IV.24: L'évolution du cumul d'huile des scénarios proposés

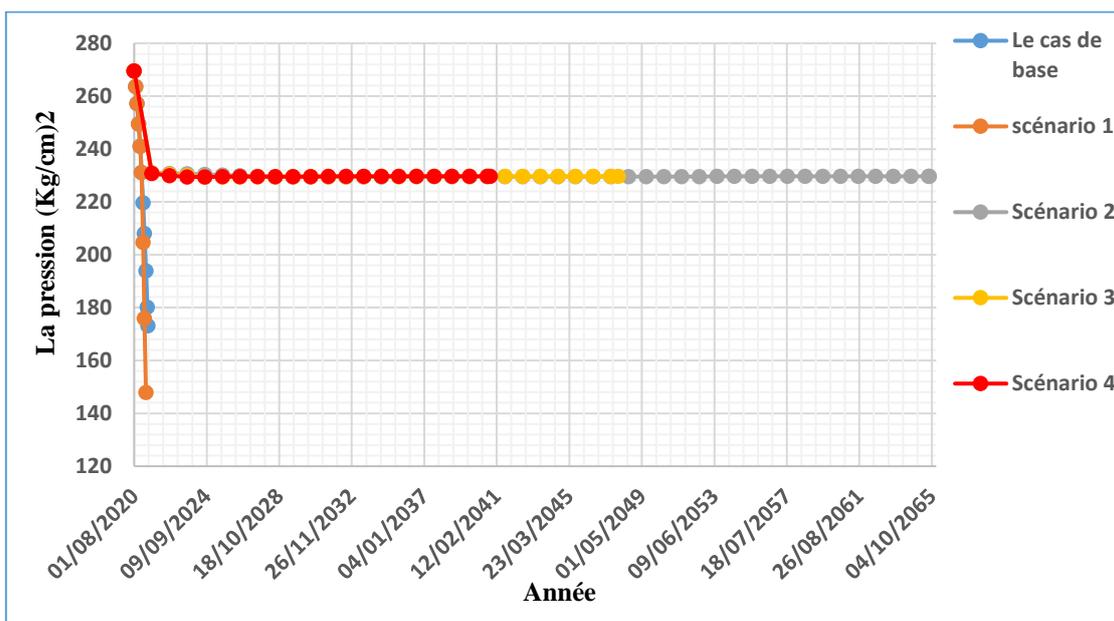


Figure B. IV.25: L'évolution de la pression du gisement de chaque scénario

IV.6. Conclusion

D'après les résultats des scénarios, le quatrième scénario est le scénario optimum du côté technique. Mais la rentabilité du scénario qui compte du point de vue économique, c'est pour ça nous étions obligés d'ajouter une étude économique pour choisir le meilleur scénario de points de vue technique-économique (le plus rentable).

Partie C : **Étude économique**

C.1. Introduction

Après la réalisation de l'étude technique des scénarios de développement de notre champ qui nous a donné une idée sur le meilleur scénario pour l'exploitation, une étude économique comparative des scénarios doit être élaboré afin de choisir le plan de développement le plus rentable en terme de vue économique en raison de validé les résultats techniques.

L'évaluation économique des scénarios de développement sur le long terme se base sur le calcul d'un paramètre déterminant qui est la Valeur Actuelle Net (VAN).

C.2. Définitions de terme base en économie

C.2.1. La Valeur Actuel Net (VAN)

On définit la VAN par la différence actualisée entre les recettes (cash inflow) et les dépenses (cash outflow).

Mathématiquement la VAN est écrite sous la forme suivante :

$$VAN = \sum_{t=0}^n CF_{\text{actualisé}}$$

Avec :

- **CF_{actualisé}**: est le cash-flow d'une période t, actualisé;
- **t=0** : l'année de référence;
- **n**: le nombre d'année.

C.2.2. Évaluation de la rentabilité des projets à partir de la VAN :

Suivant la valeur de la VAN d'un projet ou d'un scénario, on évalue sa rentabilité de la façon suivante :

- Si la VAN>0 le projet est rentable donc il sera accepté.
- Si la VAN<0 le projet n'est pas rentable donc il sera refusé.
- Pour le choix entre deux scénarios à VAN positif, le scénario dont la VAN est plus grande est plus rentable.

C.2.3. Les Flux monétaire « Cash-Flow » (CF) :

C'est la différence entre les cash inflow (recettes ou revenus) et les cash outflow (dépenses ou décaissements) :

- **Revenus (recettes)** = (la production (en BBL) * Prix du BBL) + (la production de gaz* prix du gaz).
- **Les dépenses** : C'est la somme de 2 types de dépenses :
 - **Capital Expenditure (CapEx)** : c'est l'investissement ou les dépenses totales y compris celles sur puits, elle est égale à la somme des charges fixes totales (comme l'investissement sur les explorations, le transport, le développement du champ et la partie d'abondant à la fin de la vie des puits) + le cout des réalisations des puits.

- **Operating Expenditure (OpEx)** : c'est les dépenses ou le coût des opérations qui se répètent plusieurs fois durant une année (le coût des opérations d'intervention noté Fixed OpEx comme : l'injection de gaz, l'injection d'eau...).

C.2.3. Principe de l'actualisation :

Consiste à prendre des flux monétaires réalisés dans le futur et les ramener à ceux du présent, pour harmonisation de ces flux.

Les cash-flows actualisés sont calculé par la formule suivante :

$$V_o = \frac{V_n}{(1+i)^n}$$

Avec :

- V_o : valeur du CF à la date de référence « présent »
- V_n : valeur à la date 'n' future
- i : taux d'actualisation

Sur la base de cette formule, on peut définir la VAN comme suit :

$$VAN = \sum_{t=0}^n \left(\frac{CF_t}{(1+i)^t} \right)$$

L'actualisation des cash-flows se fait sur la base d'un taux d'actualisation qui est en fonction de l'inflation et du risque encouru par l'investisseur.

L'inflation : c'est l'augmentation des prix pour absorber la quantité de monnaie qui circule. Elle est généralement accompagnée d'une décroissance économique.

C.3. Évaluation économiques des scénarios (calcul des VAN) :

Avant de calculer la VAN, certain paramètre doivent être précisés :

C.3.1 Le prix du pétrole :

Dans n'importe quel projet pétrolier, le prix du baril est un paramètre décisif et très influençant sur les décisions.

Deux approches peuvent être utilisées pour évaluer le prix de pétrole :

- ❖ Monnaie constante : cette approche suppose que le prix de pétrole reste fixe durant la période de l'étude prévisionnel (taux d'inflation nul). Elle est utilisée lorsque les données sur les taux d'inflation sur les cash-flows ne sont pas disponibles. Son avantage majeur est la minimisation des incertitudes sur les flux monétaires.
- ❖ Monnaie courante : cette approche tient en compte le taux d'inflation sur les différents paramètres intervenant dans les interactions monétaires. Si des données sur les taux d'inflation sont disponibles, cette méthode donne des résultats plus précises, sinon, elle peut donner de mauvaise résultats, c'est justement son inconvénient.
Pour évaluer le prix de pétrole dans les temps futurs, cette formule est utilisée :

$$I = P_0 \cdot (1 + R)^n$$

Avec :

- **I** : le prix actuel du pétrole ;
- **P₀** : le prix du pétrole à l'année de référence.
- **R** : taux d'inflation du prix
- **n** : le nombre des années.

Cette formule suppose que Le prix du pétrole change en fonction du temps (au cours des années) et un taux d'inflation le caractérise chaque année.

Pour notre cas, l'approche « monnaie constante » est appliquée, en prenant le prix moyen de baril du Saharan Blend (Pétrol d'Algérie) de l'année 2020 comme prix fixe durant toute la durée de l'évaluation.

Prix actuel de baril (2019) (\$)	41.1
Taux d'inflation (%)	0
Prix de change Dollar Américain- Dinar Algérien	1\$= 126,82 DA

Tableau C.1 : Paramètres d'évaluation du prix de baril pour la durée de prévision

C.3.1 Le prix du pétrole

La variation des prix de pétrole entre 2008 et 2019 est présentée dans le tableau ci-dessous :

L'année	Le prix du pétrole (\$/bbl)
2008	94,1
2009	60,86
2010	77,38
2011	107,46
2012	109,45
2013	105,87
2014	96,29
2015	49,49
2016	40,68
2017	52,51
2018	69,52
2019	62,98

Tableau C.2 : les prix du bbl de l'année 2008 à 2019 [30]

C.3.2. Paramètres influant sur les VAN :

Le tableau suivant présente les paramètres nécessaires pour calculer les dépenses afin d'évaluer la VAN :

Paramètre	Valeur (\$)
CapEx fixe (Pour les nouveaux champs)	90 millions
CapEx sur un nouveau puits (par ex: la complétion)	1 million
OpEx fixe (Annuel)	500000
OpEx pour un nouveau puits	600000
Coût d'injection de gaz par Sm ³	0.0015
Prix de gaz (considéré fixe) (\$/MScf)	2
Prix de conversion d'un puits producteur vers injecteur	1 million
Cout du forage d'un puits vertical	4 millions
Le cout d'injection d'eau par Mbbl	8
Taux d'actualisation	10%

Tableau C.3 : Paramètres généraux pour l'évaluation de la VAN

Remarque :

Le taux d'actualisation est pris à partir des études économiques les plus récentes faites au niveau de SONATRACH. Il est décidé par des experts de l'économie pétrolière.

C.3.3. Calcul des CapExp et OpExp de chaque scénario :

On va calculer les CapEx et des OpEx depuis l'année 2008 (l'année de la réouverture de la production du puits MKA-1)

Le CapEx fixe et les couts de forage des 3 puits déjà perforé entre 1976 et 1979 et les CapEx sur ses puits ne sont pas prisent en compte dans notre étude.

Les résultats de calcul des CapEx et des OpEx pour chaque scénario sont présentés dans les tableaux suivants :

C.3.3.1. Cas de base :

Pour le cas de base aucun changement dans notre champ ne sera réalisé donc pas de nouveaux CapEx ou OpEX.

C.3.3.2. 1^{er} Scénario : Implantation de nouveaux puits

Année de la mise en service	Nombre de puits	CPAEX (\$)	OpEX (\$)	
			OpExp pour un puits (\$)	Coûts des autres opérations (\$)
		Cout du forage + CapExp sur les puits (\$)		
2008	3	/	/	0
2020	1	4000000+1000000	600000	0
Total	4	5000000	600000	

Tableau C.4: CapEx et OpEx pour le 1^{er} Scénario

C.3.3.3. 2^{ème} Scénario : recyclage de gaz + conversion de puits MKA-4

Année de la mise en service	Nombre de puits	CPAEX (\$)	OpEX (\$)
		Cout du forage + CapExp sur les puits (\$)	OpExp pour un puits (\$) (conversion de MKA-4)
2008	3	/	/
2020	(conversion du puits MKA-4)	0	1000000
Total	3	/	1000000

*Tableau C.5: CapEx et OpEx pour le 2^{ème} Scénario***C.3.3.4. 3^{ème} Scénario : recombinaison des scénarios (recyclage de gaz par MKA-4 + un nouveau puits producteur)**

Année de la mise en service	Nombre de puits	CPAEX (\$)	OpEX (\$)	
			OpExp pour un puits (\$)	Coûts des autres opérations (\$) (prix de conversion)
2008	3	/	/	0
2020	1 puits prod +(conversion de puits MKA-4)	4000000+1000000	600000	1000000
Total	4	5000000	1600000	

*Tableau C.6: CapEx et OpEx pour le 3^{ème} Scénario***C.3.3.4. 4^{ème} Scénario : recombinaison des scénarios (recyclage de gaz par MKA-2 + 2 nouveau puits producteur)**

Année de la mise en service	Nombre de puits	CPAEX (\$)	OpEX (\$)	
			OpExp pour un puits (\$)	Coûts des autres opérations (\$) (prix de conversion)
2008	3	/	/	0
2020	2 puits prod +(conversion de puits MKA-2)	8000000+2000000	600000	1000000
Total	4	10000000	1600000	

Tableau C.7: CapEx et OpEx pour le 4^{ème} Scénario

C.3.4. Présentation des résultats finaux:

On présente les résultats de calcul de la VAN pour les différents scénarios élaborés dans les tableaux qui suivent, en prenant en compte les points suivants :

- ✓ La production annuelle de l'huile et la quantité annuelle de gaz injecté sont obtenus à partir des données de production de l'huile et de gaz respectivement tel qu'on suit l'historique de production pour avoir les données d'avant août 2020 et les prédictions de simulation par MBAL pour avoir les données d'après août 2020.
- ✓ Les OpEx fixes sont directement intégrés avec les OpEx totales.
- ✓ Pour le cas de recyclage de gaz le volume de gaz injecté est le même produit (recyclage à 100%)
- ✓ Le coût de gaz injecté par an est calculé en multipliant la quantité injecté par an par le coût d'injection de 1 Sm³ de gaz.
- ✓ Les dépenses totales sont la somme des CapEx totales et des OpEx totales.
- ✓ Les Cash-flows sont la différence entre les revenus générés et les dépenses
- ✓ Notre étude s'étend à 20 ans jusqu'à 2040.

Cas de base "Do nothing case"														
Année	Nombre d'année	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel de l'huile (\$)	Revenues de l'huile (\$)	Production annuelle de gaz (MScf)	Prix actuel de Gaz (\$)	Revenues de Gaz (\$)	Revenues total (\$)	CapEx totales (\$)	OpEx totales (\$)	Dépenses totales (\$)	Cash-Flow (\$)	Cash-flow (\$)	VAN (\$)
2008	0	32015.137	94.1	3012624.375	173388.975	2	346777.950	3359402.324	0	500000	500000	2859402.32	2859402.32	2859402.32
2009	1	84154.775	60.86	5121659.594	480646.740	2	961293.480	6082953.074	0	500000	500000	5582953.07	5075411.89	7934814.21
2010	2	88601.306	77.38	6855969.074	464447.373	2	928894.745	7784863.819	0	500000	500000	7284863.82	6020548.61	13955362.82
2011	3	27665.632	107.46	2972948.819	55973.747	2	111947.494	3084896.312	0	500000	500000	2584896.31	1942070.86	15897433.68
2012	4	23963.971	109.45	2622856.678	50429.344	2	100858.688	2723715.366	0	500000	500000	2223715.37	1518827.52	17416261.19
2013	5	29500.477	105.87	3123215.475	75361.499	2	150722.998	3273938.473	0	500000	500000	2773938.47	1722397.55	19138658.74
2014	6	24359.525	96.29	2345578.671	61165.003	2	122330.006	2467908.677	0	500000	500000	1967908.68	1110833.14	20249491.89
2015	7	16880.588	49.49	835420.293	42695.432	2	85390.864	920811.157	0	500000	500000	420811.16	215942.66	20465434.55
2016	8	20765.137	40.68	844725.783	49016.757	2	98033.515	942759.298	0	500000	500000	442759.30	206550.48	20671985.03
2017	9	23774.472	52.51	1248397.527	66460.064	2	132920.129	1381317.656	0	500000	500000	881317.66	373764.72	21045749.75
2018	10	33684.453	69.52	2341743.145	84570.323	2	169140.645	2510883.790	0	500000	500000	2010883.79	775282.75	21821032.50
2019	11	47697.648	62.98	3003997.859	93414.039	2	186828.077	3190825.937	0	500000	500000	2690825.94	943118.08	22764150.57
2020	12	53784.172	41.1	2210529.465	1198791.677	2	2397583.353	4608112.818	0	500000	500000	4108112.82	1308971.35	24073121.92
2021	13	11485.194	41.1	472041.493	2607740.935	2	5215481.869	5687523.362	0	500000	500000	5187523.36	1502640.74	25575762.66
2022	14	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-131665.6272	25444097.03
2023	15	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	24944097.03
2024	16	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	24444097.03
2025	17	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	23944097.03
2026	18	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	23444097.03
2027	19	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	22944097.03
2028	20	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	22444097.03
2029	21	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	21944097.03
2030	22	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	21444097.03
2031	23	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	20944097.03
2032	24	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	20444097.03
2033	25	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	19944097.03
2034	26	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	19444097.03
2035	27	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	18944097.03
2036	28	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	18444097.03
2037	29	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	17944097.03
2038	30	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	17444097.03
2039	31	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	16944097.03
2040	32	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	16444097.03

Tableau C.8: Calcul de la VAN pour le cas de base

1er Scénario : Implantation de nouveaux puits														
Année	Nombre d'année	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel de l'huile (\$)	Revenues de l'huile (\$)	Production annuelle de gaz (Mscf)	Prix actuel de Gaz (\$)	Revenues de Gaz (\$)	Revenues total (\$)	CapEx totales (\$)	OpEx totales (\$)	Dépenses totales (\$)	Cash-Flow (\$)	Cash-flow (\$)	VAN (\$)
2008	0	32015.137	94.1	3012624.375	173388.975	2	346777.950	3359402.324	0	500000	500000	2859402.32	2859402.32	2859402.32
2009	1	84154.775	60.86	5121659.594	480646.740	2	961293.480	6082953.074	0	500000	500000	5582953.07	5075411.89	7934814.21
2010	2	88601.306	77.38	6855969.074	464447.373	2	928894.745	7784863.819	0	500000	500000	7284863.82	6020548.61	13955362.82
2011	3	27665.632	107.46	2972948.819	55973.747	2	111947.494	3084896.312	0	500000	500000	2584896.31	1942070.86	15897433.68
2012	4	23963.971	109.45	2622856.678	50429.344	2	100858.688	2723715.366	0	500000	500000	2223715.37	1518827.52	17416261.19
2013	5	29500.477	105.87	3123215.475	75361.499	2	150722.998	3273938.473	0	500000	500000	2773938.47	1722397.55	19138658.74
2014	6	24359.525	96.29	2345578.671	61165.003	2	122330.006	2467908.677	0	500000	500000	1967908.68	1110833.14	20249491.89
2015	7	16880.588	49.49	835420.293	42695.432	2	85390.864	920811.157	0	500000	500000	420811.16	215942.66	20465434.55
2016	8	20765.137	40.68	844725.783	49016.757	2	98033.515	942759.298	0	500000	500000	442759.30	206550.48	20671985.03
2017	9	23774.472	52.51	1248397.527	66460.064	2	132920.129	1381317.656	0	500000	500000	881317.66	373764.72	21045749.75
2018	10	33684.453	69.52	2341743.145	84570.323	2	169140.645	2510883.790	0	500000	500000	2010883.79	775282.75	21821032.50
2019	11	47697.648	62.98	3003997.859	93414.039	2	186828.077	3190825.937	0	500000	500000	2690825.94	943118.08	22764150.57
2020	12	53784.172	41.1	2210529.465	1198791.677	2	2397583.353	4608112.818	5000000	1100000	6100000	-1491887.18	-475361.23	22288789.34
2021	13	13768.396	41.1	565881.066	3559259.315	2	7118518.630	7684399.696	0	500000	500000	7184399.70	2081064.68	24369854.02
2022	14	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-131665.63	24238188.39
2023	15	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	23738188.39
2024	16	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	23238188.39
2025	17	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	22738188.39
2026	18	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	22238188.39
2027	19	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	21738188.39
2028	20	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	21238188.39
2029	21	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	20738188.39
2030	22	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	20238188.39
2031	23	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	19738188.39
2032	24	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	19238188.39
2033	25	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	18738188.39
2034	26	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	18238188.39
2035	27	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	17738188.39
2036	28	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	17238188.39
2037	29	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	16738188.39
2038	30	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	16238188.39
2039	31	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	15738188.39
2040	32	0	41.1	0	0	2	0	0	0	500000	500000	-500000	-500000	15238188.39

Tableau C.9: Calcul de la VAN pour le 1er Scénario.

02ème Scénario : Conversion de puits MKA-3 + recyclage de gaz															
Année	Nombre d'année	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel de l'huile (\$)	Revenues de l'huile (\$)	Production annuelle de gaz (Mscf)	Prix actuel de Gaz (\$)	Revenues de Gaz (\$)	Revenues total (\$)	CapEx totales (\$)	OpEx totales (\$)	Coût gaz injecté (\$)	Dépenses totales (\$)	Cash-Flow (\$)	Cash-flow (\$)	VAN (\$)
2008	0	32015.13682	94.1	3012624.375	173388.9748	2	346777.95	3359402.3	0	500000	0	500000	2859402.3	2859402.3	2859402.3
2009	1	84154.7748	60.86	5121659.594	480646.7399	2	961293.48	6082953.1	0	500000	0	500000	5582953.1	5075411.9	7934814.2
2010	2	88601.3062	77.38	6855969.074	464447.3726	2	928894.745	7784863.8	0	500000	0	500000	7284863.8	6020548.6	13955363
2011	3	27665.63204	107.46	2972948.819	55973.74675	2	111947.494	3084896.3	0	500000	0	500000	2584896.3	1942070.9	15897434
2012	4	23963.97147	109.45	2622856.678	50429.34408	2	100858.688	2723715.4	0	500000	0	500000	2223715.4	1518827.5	17416261
2013	5	29500.47677	105.87	3123215.475	75361.49878	2	150722.998	3273938.5	0	500000	0	500000	2773938.5	1722397.5	19138659
2014	6	24359.52509	96.29	2345578.671	61165.00276	2	122330.006	2467908.7	0	500000	0	500000	1967908.7	1110833.1	20249492
2015	7	16880.58786	49.49	835420.293	42695.43207	2	85390.864	920811.16	0	500000	0	500000	420811.16	215942.66	20465435
2016	8	20765.13725	40.68	844725.7833	49016.75741	2	98033.5148	942759.3	0	500000	0	500000	442759.3	206550.48	20671985
2017	9	23774.47205	52.51	1248397.527	66460.06436	2	132920.129	1381317.7	0	500000	0	500000	881317.66	373764.72	21045750
2018	10	33684.4526	69.52	2341743.145	84570.3227	2	169140.645	2510883.8	0	500000	0	500000	2010883.8	775282.75	21821032
2019	11	47697.64781	62.98	3003997.859	93414.03868	2	186828.077	3190825.9	0	500000	0	500000	2690825.9	943118.08	22764151
2020	12	53784.1719	41.1	2210529.465	1198791.677	2	2397583.35	4608112.8	1000000	500000	0	1500000	3108112.8	990340.53	23754491
2021	13	13768.3129	41.1	899877.5661	3360896.832	2	0	899877.57	0	500000	142755	642755	257122.57	74479.249	23828970
2022	14	32178.6719	41.1	1322543.415	5352326.203	2	0	1322543.4	0	500000	227341.5	727341.5	595201.92	156735.27	23985706
2023	15	31807.57307	41.1	1307291.253	5668215.897	2	0	1307291.3	0	500000	240759	740759	566532.25	566532.25	24552238
2024	16	31499.37234	41.1	1294624.203	6021892.28	2	0	1294624.2	0	500000	255781.5	755781.5	538842.7	538842.7	25091081
2025	17	30996.18748	41.1	1273943.305	6365574.62	2	0	1273943.3	0	500000	270379.5	770379.5	503563.81	503563.81	25594644
2026	18	30568.48034	41.1	1256364.542	6750116.03	2	0	1256364.5	0	500000	286713	786713	469651.54	469651.54	26064296
2027	19	30115.61397	41.1	1237751.734	7162167.56	2	0	1237751.7	0	500000	304215	804215	433536.73	433536.73	26497833
2028	20	29713.06608	41.1	1221207.016	7625849.13	2	0	1221207	0	500000	323910	823910	397297.02	397297.02	26895130
2029	21	29134.40349	41.1	1197423.983	8049625.13	2	0	1197424	0	500000	341910	841910	355513.98	355513.98	27250644
2030	22	28712.98617	41.1	1180103.731	8417603.96	2	0	1180103.7	0	500000	357540	857540	322563.73	322563.73	27573207
2031	23	28348.17714	41.1	1165110.081	8771456.92	2	0	1165110.1	0	500000	372570	872570	292540.08	292540.08	27865747
2032	24	28046.26623	41.1	1152701.542	9162743.43	2	0	1152701.5	0	500000	389190	889190	263511.54	263511.54	28129259
2033	25	27587.11004	41.1	1133830.223	9516596.39	2	0	1133830.2	0	500000	404220	904220	229610.22	229610.22	28358869
2034	26	27178.27234	41.1	1117026.993	9908236.04	2	0	1117027	0	500000	420855	920855	196171.99	196171.99	28550041
2035	27	26756.85502	41.1	1099706.741	10312942.12	2	0	1099706.7	0	500000	438045	938045	161661.74	161661.74	28716703
2036	28	26398.3358	41.1	1084971.602	10761438.39	2	0	1084971.6	0	500000	457095	957095	127876.6	127876.6	28844580
2037	29	25869.9917	41.1	1063256.659	11165085.03	2	0	1063256.7	0	500000	474240	974240	89016.659	89016.659	28933596
2038	30	25410.83551	41.1	1044385.34	11611462.42	2	0	1044385.3	0	500000	493200	993200	51185.34	51185.34	28984782
2039	31	24932.80989	41.1	1024738.487	12071965.67	2	0	1024738.5	0	500000	512760	1012760	11978.487	11978.487	2896760
2040	32	24498.81295	41.1	1006901.212	12581909.46	2	0	1006901.2	0	500000	534420	1034420	-27518.79	-27518.79	28969241

Tableau C.10: Calcul de la VAN pour le 2ème Scénario

03ème Scénario : Conversion de puits MKA-3 + recyclage de gaz +1 puits producteur															
Année	Nombre d'année	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel de l'huile (\$)	Revenues de l'huile (\$)	Production annuelle de gaz (MScf)	Prix actuel de Gaz (\$)	Revenues de Gaz (\$)	Revenues total (\$)	CapEx totales (\$)	OpEx totales (\$)	Coût gaz injecté (\$)	Dépenses totales (\$)	Cash-Flow (\$)	Cash-flow (\$)	VAN (\$)
2008	0	32015.137	94.1	3012624.375	173388.975	2	346777.950	3359402.324	0	500000	0	500000	2859402.32	2859402.32	2859402.32
2009	1	84154.775	60.86	5121659.594	480646.740	2	961293.480	6082953.074	0	500000	0	500000	582953.07	5075411.89	7934814.21
2010	2	88601.306	77.38	6855969.074	464447.373	2	928894.745	7784863.819	0	500000	0	500000	7284863.82	6020548.61	13955362.82
2011	3	27665.632	107.46	2972948.819	55973.747	2	111947.494	3084896.312	0	500000	0	500000	2584896.31	1942070.86	15897433.68
2012	4	23963.971	109.45	2622856.678	50429.344	2	100858.688	2723715.366	0	500000	0	500000	2223715.37	1518827.52	17416261.19
2013	5	29500.477	105.87	3123215.475	75361.499	2	150722.998	3273938.473	0	500000	0	500000	2773938.47	1722397.55	19138658.74
2014	6	24359.525	96.29	2345578.671	61165.003	2	122330.006	2467908.677	0	500000	0	500000	1967908.68	1110833.14	20249491.89
2015	7	16880.588	49.49	835420.293	42695.432	2	85390.864	920811.157	0	500000	0	500000	420811.16	215942.66	20465434.55
2016	8	20765.137	40.68	844725.783	49016.757	2	98033.515	942759.298	0	500000	0	500000	442759.30	206550.48	20671985.03
2017	9	23774.472	52.51	1248397.527	66460.064	2	132920.129	1381317.656	0	500000	0	500000	881317.66	373764.72	21045749.75
2018	10	33684.453	69.52	2341743.145	84570.323	2	169140.645	2510883.790	0	500000	0	500000	2010883.79	775282.75	21821032.50
2019	11	47697.648	62.98	3003997.859	93414.039	2	186828.077	3190825.937	0	500000	0	500000	2690825.94	943118.08	22764150.57
2020	12	53784.172	41.1	2210529.465	1198791.677	2	2397583.353	4608112.818	6000000	1100000	0	7100000	-2491887.18	-793992.05	21970158.52
2021	13	44928.118	41.1	1846545.663	7143768.616	2	0	1846545.663	0	500000	303433.5	803433.5	1043112.16	302152.44	22272310.96
2022	14	70640.865	41.1	2903339.542	12878623.289	2	0	2903339.542	0	500000	547023	1047023	1856316.54	488826.16	22761137.12
2023	15	68590.386	41.1	2819064.883	14671195.772	2	0	2819064.883	0	500000	623163	1123163	1695901.88	1695901.88	24457039.01
2024	16	66483.300	41.1	2732463.624	16803424.719	2	0	2732463.624	0	500000	713730	1213730	1518733.62	1518733.62	25975772.63
2025	17	64030.274	41.1	2631644.247	18761269.842	2	0	2631644.247	0	500000	796890	1296890	1334754.25	1334754.25	27310526.88
2026	18	62155.910	41.1	2554607.902	20566908.752	2	0	2554607.902	0	500000	873585	1373585	1181022.90	1181022.90	28491549.78
2027	19	60149.460	41.1	2472142.822	22504271.368	2	0	2472142.822	0	500000	955875	1455875	1016267.82	1016267.82	29507817.60
2028	20	58143.011	41.1	2389677.742	24643633.878	2	0	2389677.742	0	500000	1046745	1546745	842932.74	842932.74	30975050.34
2029	21	55645.956	41.1	2287048.787	26845150.202	2	0	2287048.787	0	500000	1140255	1640255	646793.79	646793.79	30357544.13
2030	22	53130.032	41.1	2183644.298	29224652.445	2	0	2183644.298	0	500000	1241325	1741325	442319.30	442319.30	31439863.43
2031	23	50437.993	41.1	2073001.495	31758832.929	2	0	2073001.495	0	500000	1348965	1848965	224036.49	224036.49	31663899.92
2032	24	47840.301	41.1	1966236.360	34503135.680	2	0	1966236.360	0	500000	1465530	1965530	706.36	706.36	31664606.28
2033	25	45368.405	41.1	1864641.449	36719484.164	2	0	1864641.449	0	500000	1559670	2059670	-195028.55	-195028.55	31469577.73
2034	26	42997.146	41.1	1767182.718	39053077.341	2	0	1767182.718	0	500000	1658790	2158790	-391607.28	-391607.28	31077970.45
2035	27	40562.990	41.1	1667138.875	41484845.291	2	0	1667138.875	0	500000	1762080	2262080	-594941.13	-594941.13	30483029.33
2036	28	38160.282	41.1	1568387.588	44079767.002	2	0	1568387.588	0	500000	1872300	2372300	-803912.41	-803912.41	29679116.91
2037	29	35524.851	41.1	1460071.386	46389346.205	2	0	1460071.386	0	500000	1970400	2470400	-1010328.61	-1010328.61	28668788.30
2038	30	32964.898	41.1	1354857.318	48804869.409	2	0	1354857.318	0	500000	2073000	2573000	-1218142.68	-1218142.68	27450645.62
2039	31	30423.815	41.1	1250418.784	51216861.146	2	0	1250418.784	0	500000	2175450	2675450	-1425031.22	-1425031.22	26025614.40
2040	32	27964.499	41.1	1149340.896	53801894.750	2	0	1149340.896	0	500000	2285250	2785250	-1635909.10	-1635909.10	24389705.30

Tableau C.11: Calcul de la VAN pour le 3^{ème} Scénario

04ème Scénario : Conversion de puits MKA-2 + recyclage de gaz + 2 puits producteur															
Année	Nombre d'année	Production annuelle d'huile (bbl)	Prix actuel de l'huile (\$)	Revenues de l'huile (\$)	Production annuelle de gaz (MScf)	Prix actuel de Gaz (\$)	Revenues de Gaz (\$)	Revenues total (\$)	CapEx totales (\$)	OpEx totales (\$)	Coût gaz injecté (\$)	Dépenses totales (\$)	Cash-Flow (\$)	Cash-flow (\$)	VAN (\$)
2008	0	32015.137	94.1	3012624.375	173388.975	2	346777.950	3359402.324	0	500000	0	500000	2859402.32	2859402.32	2859402.32
2009	1	84154.775	60.86	5121659.594	480646.740	2	961293.480	6082953.074	0	500000	0	500000	582953.07	5075411.89	7934814.21
2010	2	88601.306	77.38	6855969.074	464447.373	2	928894.745	7784863.819	0	500000	0	500000	7284863.82	6020548.61	13955362.82
2011	3	27665.632	107.46	2972948.819	55973.747	2	111947.494	3084896.312	0	500000	0	500000	2584896.31	1942070.86	15897433.68
2012	4	23963.971	109.45	2622856.678	50429.344	2	100858.688	2723715.366	0	500000	0	500000	2223715.37	1518827.52	17416261.19
2013	5	29500.477	105.87	3123215.475	75361.499	2	150722.998	3273938.473	0	500000	0	500000	2773938.47	1722397.55	19138658.74
2014	6	24359.525	96.29	2345578.671	61165.003	2	122330.006	2467908.677	0	500000	0	500000	1967908.68	1110833.14	20249491.89
2015	7	16880.588	49.49	835420.293	42695.432	2	85390.864	920811.157	0	500000	0	500000	420811.16	215942.66	20465434.55
2016	8	20765.137	40.68	844725.783	49016.757	2	98033.515	942759.298	0	500000	0	500000	442759.30	206550.48	20671985.03
2017	9	23774.472	52.51	1248397.527	66460.064	2	132920.129	1381317.656	0	500000	0	500000	881317.66	373764.72	21045749.75
2018	10	33684.453	69.52	2341743.145	84570.323	2	169140.645	2510883.790	0	500000	0	500000	2010883.79	775282.75	21821032.50
2019	11	47697.648	62.98	3003997.859	93414.039	2	186828.077	3190825.937	0	500000	0	500000	2690825.94	943118.08	22764150.57
2020	12	53784.172	41.1	2210529.465	1198791.677	2	2397583.353	4608112.818	11000000	11000000	0	12100000	-7491887.18	-2387146.14	20377004.43
2021	13	66621.676	41.1	2738150.870	10872432.388	2	0	2738150.870	0	500000	461809.5	961809.5	1776341.37	514542.82	20891547.26
2022	14	105920.413	41.1	4353328.990	21117111.259	2	0	4353328.990	0	500000	896955	1396955	2956373.99	778505.67	21670052.93
2023	15	100706.160	41.1	4139023.186	25794185.720	2	0	4139023.186	0	500000	1095615	1595615	2543408.19	2543408.19	24213461.11
2024	16	96089.439	41.1	3949275.949	30341655.354	2	0	3949275.949	0	500000	1288770	1788770	2160505.95	2160505.95	26373967.06
2025	17	91214.836	41.1	3748929.751	34700191.521	2	0	3748929.751	0	500000	1473900	1973900	1775029.75	1775029.75	28148996.81
2026	18	86025.742	41.1	3535657.992	39658370.728	2	0	3535657.992	0	500000	1684500	2184500	1351157.99	1351157.99	29500154.80
2027	19	80226.536	41.1	3297310.645	45163574.123	2	0	3297310.645	0	500000	1918335	2418335	878975.65	878975.65	30379130.45
2028	20	74112.840	41.1	3046037.737	51407913.493	2	0	3046037.737	0	500000	2183565	2683565	362472.74	362472.74	30741603.19
2029	21	68301.055	41.1	2807173.367	56802228.835	2	0	2807173.367	0	500000	2412690	2912690	-105516.63	-105516.63	30636086.55
2030	22	62715.703	41.1	2577615.401	62308491.679	2	0	2577615.401	0	500000	2646570	3146570	-568954.60	-568954.60	30067131.95
2031	23	56916.498	41.1	2339268.054	67938355.839	2	0	2339268.054	0	500000	2885700	3385700	-1046431.95	-1046431.95	29207000.01
2032	24	51142.451	41.1	2101954.751	73797059.048	2	0	2101954.751	0	500000	3134550	3634550	-1532595.25	-1532595.25	28488104.76
2033	25	45085.364	41.1	1853008.444	79133105.190	2	0	1853008.444	0	500000	3361200	3861200	-2008191.56	-2008191.56	25479913.20
2034	26	39317.607	41.1	1615953.653	84402053.464	2	0	1615953.653	0	500000	3585000	4085000	-2469046.35	-2469046.35	23010866.86
2035	27	33769.994	41.1	1387946.754	89589778.006	2	0	1387946.754	0	500000	3805350	4305350	-2917403.25	-2917403.25	20993463.61
2036	28	28687.827	41.												

C.4. Présentation des résultats finals de la VAN:

Le tableau suivant rapporte les valeurs de la VAN de l'année 2040 obtenues pour chaque scénario :

Scénario	VAN (\$)	VAN (DA)	Taux d'amélioration par rapport au Cas de base	rentabilité	Décision
Cas de base	16444097.03	2085440385.25	/	Rentable	/
N° 01	15238188.39	1932507052.23	0.927	Rentable	Refusé
N° 02	28969241.26	3673879177.07	1.762	Rentable	Accepté
N° 03	24389705.30	3093102425.73	1.483	Rentable	Accepté
N° 04	-239978.86	-30434118.51	-0.015	Non rentable	Refusé

Tableau C.13: Comparaison des résultats de la VAN pour chaque scénario

Ces résultats sont schématisés dans la figure suivante :

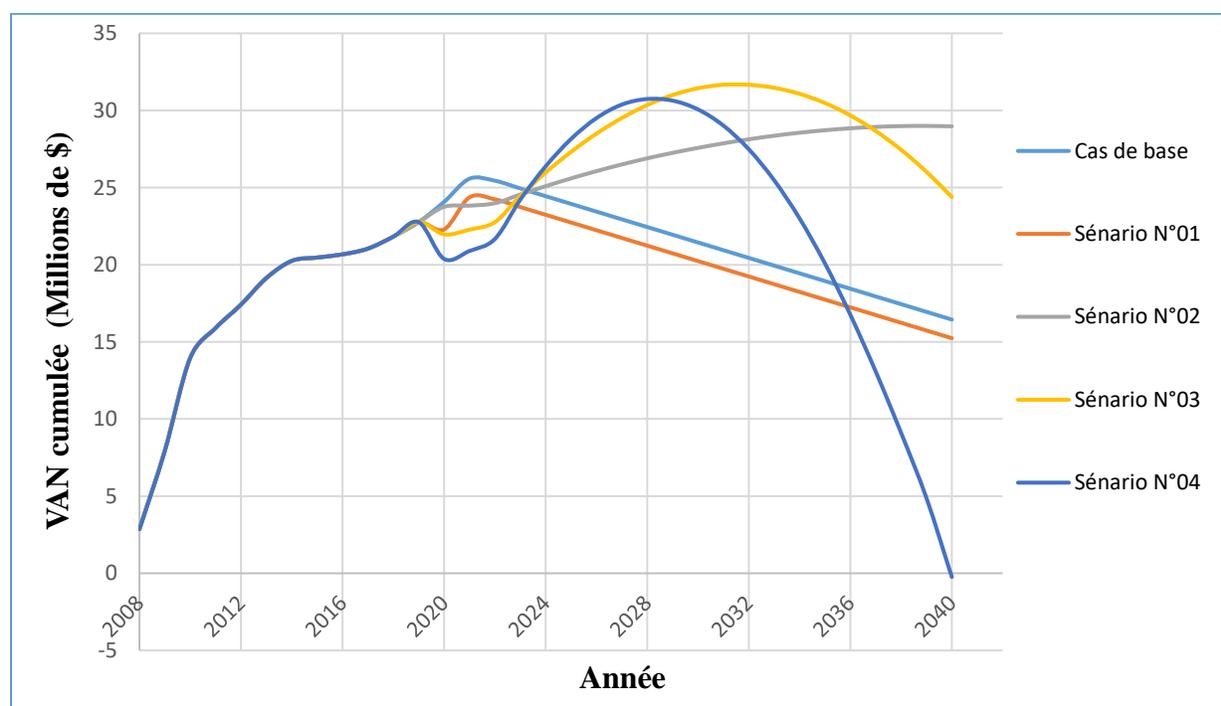


Figure C.1: Courbe comparative des VAN cumulatives pour les différents scénarios

❖ Discussion et interprétation des résultats de l'étude économique:

D'après cette évaluation économique, on peut tirer les points suivant :

- Le champ MAKOUA avec son état actuel (cas de base), et malgré sa faible récupération (16.83%), et sa courte durée de production (arrêt de production le 16/05/2021), il génère des bénéfices vu que ça VAN est positif. Cela peut être expliqué par les faibles investissements engagés.

- Pour Le 1^{er} scénario, il n'est pas rentable, sa VAN est inférieure à celles des autres scénarios, et même du cas de base donc il sera refusé.
- Pour les 2 précédents cas on a des bénéfices que lors des deux premières années (jusqu'à 2021) cela est dû à l'épuisement des puits d'où l'arrêt de la production rapide.
- Le 2^{ème} et 3^{ème} scénario sont rentable, car leur VAN est supérieur à celles du cas de base.
- Le 4^{ème} scénario n'est pas rentable car sa VAN pour l'année 2040 est négative donc ce scénario est refusé avec les prix de pétrole actuel.
- On remarque une diminution de la VAN après une valeur maximal pour les scénarios 3 et 4, pour le 3^{ème} scénario la VAN commence à diminuer depuis 2032 et pour le 4^{ème} scénario la VAN commence à diminuer depuis 2029. Cette diminution est justifiée par les couts de gaz à injecter qui s'élèvent à cause de l'augmentation des volumes de gaz produit chaque année.
- Le meilleur scénario du point de vue économique jusqu'à l'an 2040 est le 2^{ème} scénario, suivi du 3^{ème}.
- Si on cherche le meilleur scénario de notre projet économiquement sans prendre en considération la date de fin de projet, le meilleur scénario sera le 3^{ème} en 2032 suivi du 4^{ème} scénario en 2029 enfin par le 2^{ème} scénario en 2039.
- Les résultats de la VAN dépend des prix du pétrole pour chaque année donc le choix du meilleur scénario peut changer si le prix du pétrole augmente dans les années à venir.

C.5. Conclusion

Malgré que le 2^{ème} scénario est le meilleur du point de vue économique en long terme avec les prix de pétrole actuel, le meilleur scénario est le 3^{ème} car il a un meilleur aspect technique et il génère presque la même VAN, et avec dès l'augmentation des prix de pétrole il sera clairement meilleur.

De ce fait, le meilleur scénario, du point de vue technico-économique, pour développer le champ MAKOUDA est le scénario combiné entre la conversion du puits MKA-4 en puits injecteur de gaz + recyclage totale de gaz produit dans notre réservoir + l'ajout d'un puits producteur.

Conclusion générale et recommandation :

Les réservoirs TAG-A du champ MAKOUDA renferment une accumulation totale d'hydrocarbures d'environ 1.2 millions m³ d'huile en place estimée par le logiciel MBAL, ce que présente un intérêt pétrolier intéressant. D'après les études réalisées au cours de notre étude pour l'élaboration du plan de développement, ce réservoir présentait des propriétés moyennes à médiocre, ce qui a reflété un taux de récupération faible par l'état actuel du champ. L'application de la modélisation intégrée de la production a permis une meilleure compréhension du comportement des réservoirs. Malgré le manque de données et parfois la mauvaise qualité, la modélisation a permis de prédire le futur comportement du réservoir par l'état actuel du champ et par la suite, étudier la possibilité de l'exécution des scénarios de développement pour améliorer la récupération. Ces scénarios sont proposés sur la base des problèmes détectés dans la région.

L'étude prévisionnelle a montré une faible récupération par la configuration actuelle du champ au futur (arrêt de la production en 2021). De ce fait, plusieurs scénarios ont été étudiés et modélisés par le logiciel MBAL, ce qui a permis d'établir des profils de production prévisionnels par ces scénarios. Ces derniers ont prouvé une amélioration plus au moins importante et donc leur réussite technique.

Et comme l'objectif reste toujours d'optimiser les bénéfices, l'étude technique est complétée par une étude économique pour couvrir tous les aspects d'un plan de développement robuste. Cette étude économique approximative, basée sur le calcul de la VAN, a donné une idée sur le meilleur scénario économique, qui s'agissait du scénario du recyclage de la totalité du gaz produit par le puits MKA4 déjà foré au paravent. Enfin, la sélection du scénario combiné consistant à paravent combiné entre ajout d'un puits producteur + conversion du puits MKA4 en puits injecteur de gaz avec le recyclage de la totalité du volume du gaz produit et qui a montré des performances meilleures en terme de récupération finale et des revenus économiques dans le futur.

Recommandations

D'après notre étude, il est vivement recommandé de :

- ✓ Les tests de puits de remonté de pression (build up) sont nécessaires pour évaluer les paramètres des réservoirs tel que le Skin avec plus d'exactitude, car les tests déjà réalisés n'ont pas pu atteindre les limites à cause de leur courte durée et leur instabilité.
- ✓ Prévoir un workover pour le puits MKA-4 le plus tôt possible afin de le convertir en puits injecteur de gaz dans le réservoir TAG-A afin de maintenir la pression de fond.
- ✓ La nécessité de l'installation de recyclage gaz du centre de traitement vers le puits injecteur MKA-4 pour injecter la totalité du gaz produit par le champ.
- ✓ La nécessité de réaliser les tests de laboratoire (CCE, DL et test séparateur) pour les échantillons de notre réservoir afin d'avoir plus de fiabilité et de certitude dans les résultats de l'étude PVT.
- ✓ Afin d'enrichir le travail il est primordial de passer à la simulation numérique à travers un modèle statique et puis dynamique du réservoir.
- ✓ Effectuer les tests SCAL propres à la région MAKOUDA pour donner plus d'exactitude au modèle du réservoir.

Bibliographie

- [1] Olivier Houzé et al.: " 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.
- [2] Ahmed Tarek: "Réservoir Engineering Handbook-Third Edition", Elsevier Gulf Professional, 2006.
- [3] Cossé. R.:" Le gisement", 1988.
- [4] Documentation de l'IFP, 2015.
- [5] Serra, O.:" Well Logging and Réservoir Évaluation", tome 3, 2000.
- [6] Olivier Houzé et al.: " 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.
- [7] Le processus, introduction au gisement, TOTAL, 2007
- [8] H.Dale Beggs : Production Optimization Using Nodal Analysis; Tulsa, Oklahoma; 2003
- [9] Michael Economides al.: "Fluid Flow & Production System" Petroleum Engineering.
- [10] Documentation Sonatrach, 27 mai 2017.
- [11] Logiciel PROSPER
- [12] The Robert Gordon University, "Recovery Mechanisms & Enhanced Oil Recovery Methods", 2009.
- [13] Mohammed kamal Emera. " Modelling of CO2 and green-House Gases Miscibility and Interactions With Oil To Enhance the Oil Recovery in Gas Flooding Processes», Adelaide « Australia, 2006.
- [14] Houssein belhouche, Réservoir Engineering, 2014
- [15] ecrin softwawe
- [16] Bourdet Dominic - WELL TEST ANALYSIS THE USE OF ADVANCED INT
- [17] Mooc ifp school © IFPEN - IFP School 2016-2017 / © TOTAL SA 2016-2017
- [18] Energy map of Algeria, Petroleum economist with Sonatrach ; London, 2007 edition
- [19] Document Sonatrach/division Exploration, Boumerdes, 1996
- [20] <https://fr.statista.com/statistiques/564926/prix-annuel-du-petrole-de-l-opep-1960/>
- [21] M. Standing, Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, SPE, Richardson, Texas (1981).
- [22] Vasquez, M., and Beggs, D., "Corrélations for Fluid Physical Properties Prediction," JPT, June 1980
- [23] O. Glasø, Generalized Pressure/Volume/Temperature Corrélations, JPT,(November 1980).
- [24] M. A. Marhoun, PVT Corrélation for Middle East Crude Oils, JPT, May 1988.
- [25] Petrosky, G. E., and Farshad, F., "Pressure-Volume-Temperature Corrélations for Gulf of Mexico Crude Oils," SPE Paper 26644, presented at the 68th Annual Technical Conference of the SPE in Houston, Texas, 3–6 October, 1993.
- [26] Beal, C., "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oils and its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures," Trans. AIME, 1946
- [27] H. D. Beggs and J. Robinson, Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems, Journal of Petroleum Technology, September 1975. D

Annexe A:

Fiche technique des puits MKA

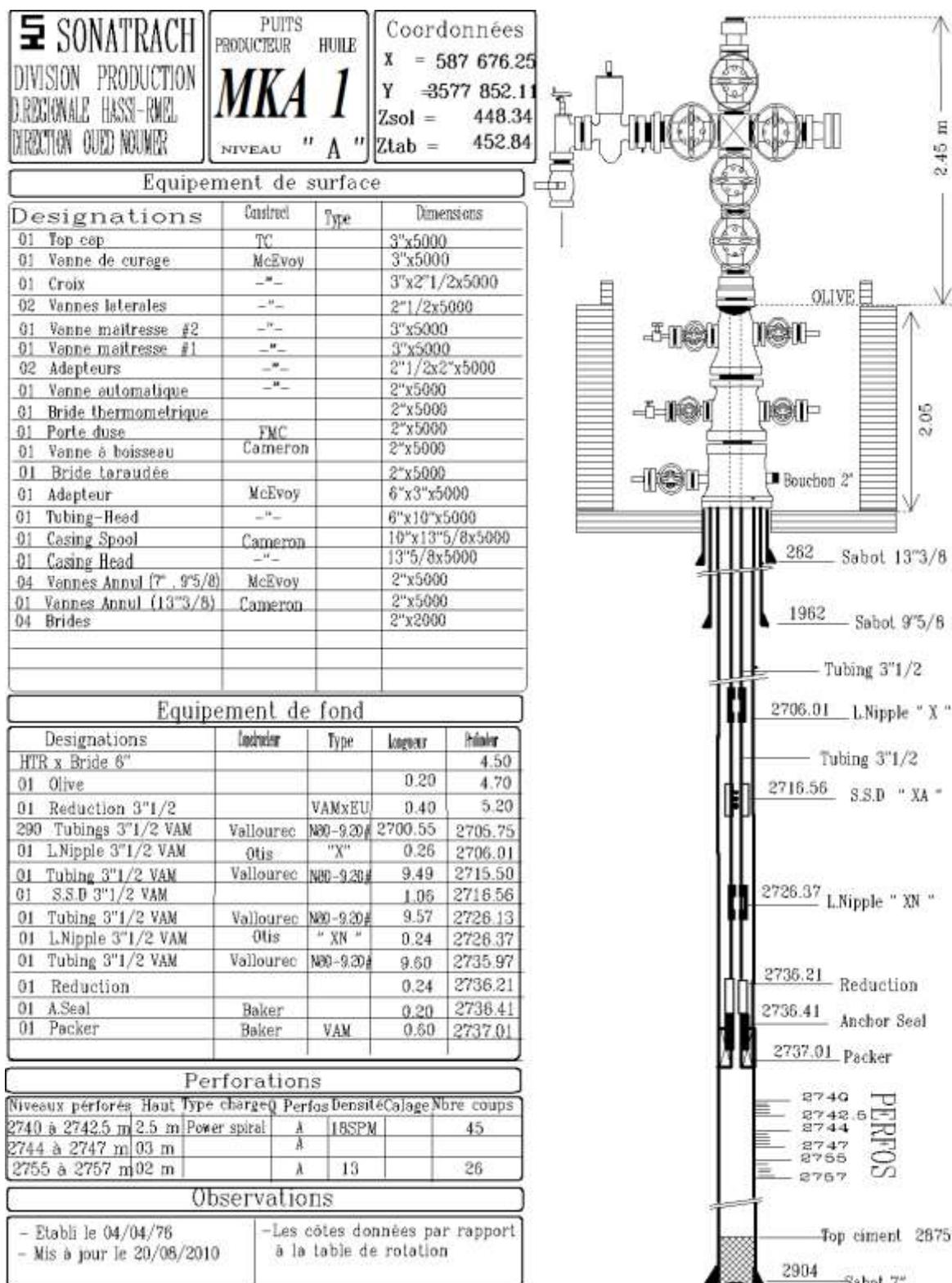


Figure An.1: Fiche technique du puits MKA-1

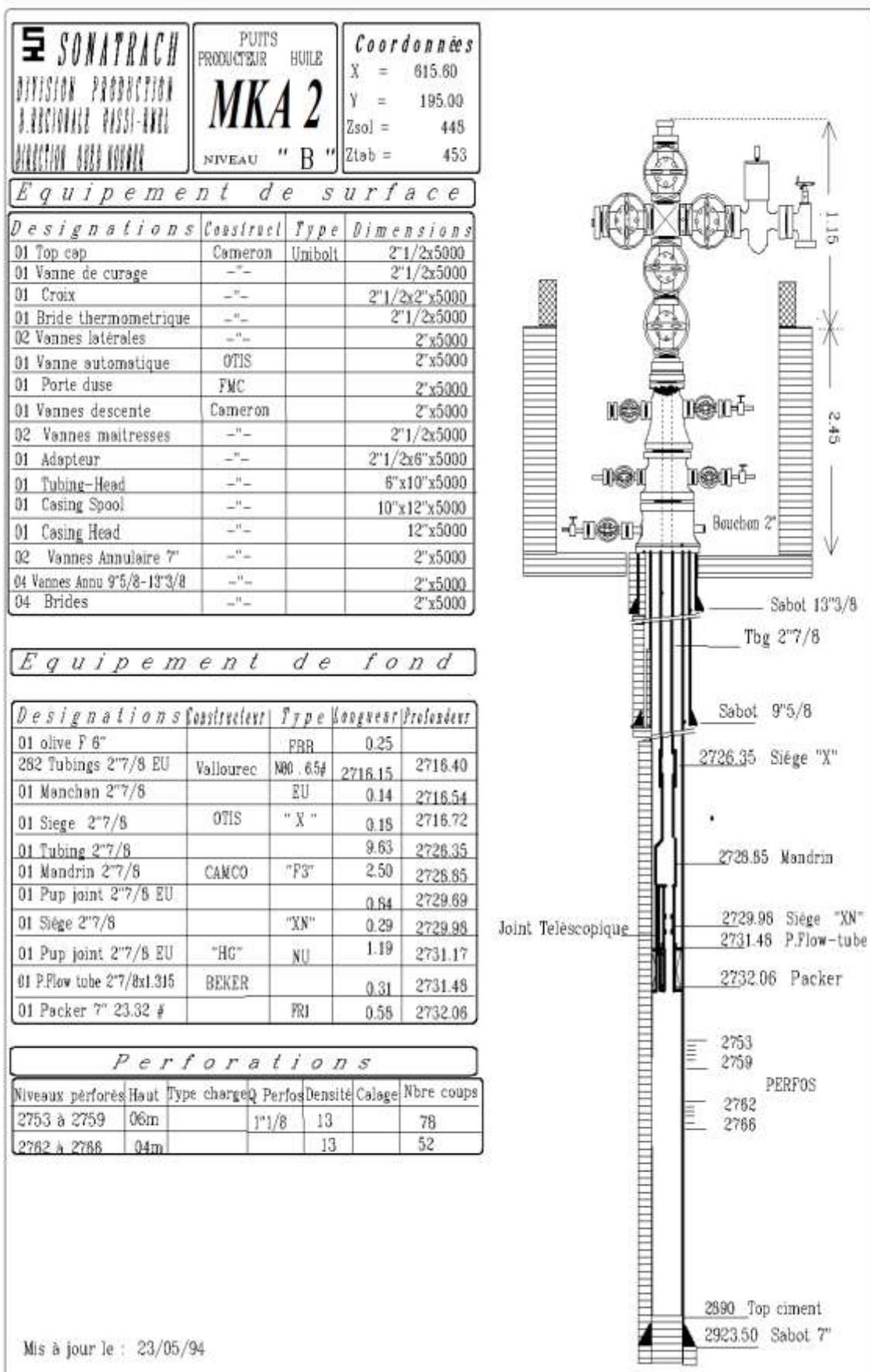


Figure An.2: Fiche technique du puits MKA-2 avant Workover

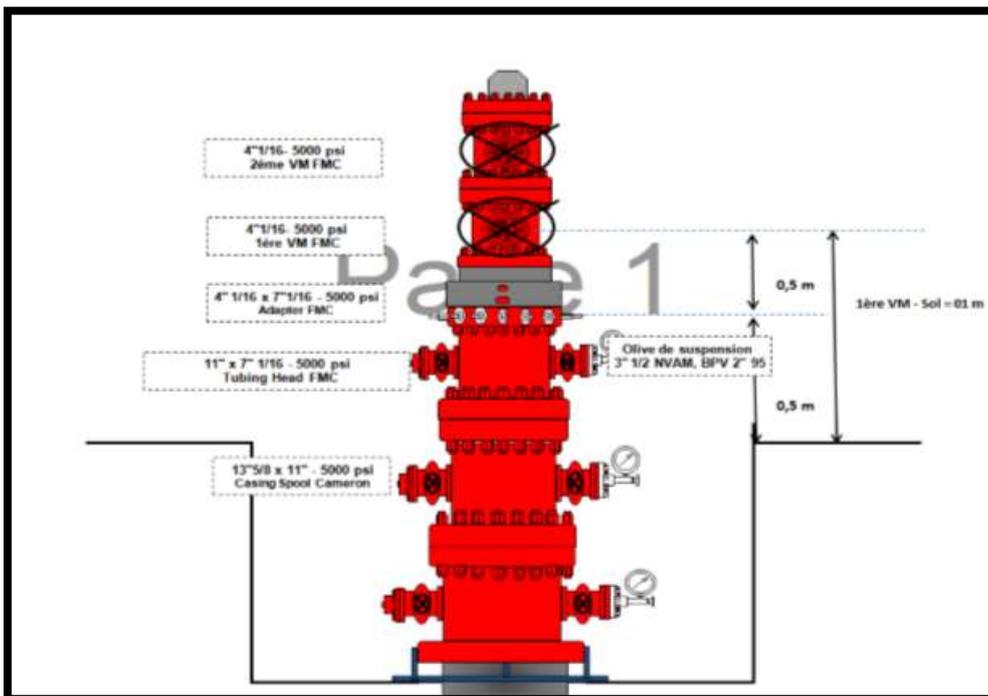


Figure An.3: Tête de puits MKA-2 après workover

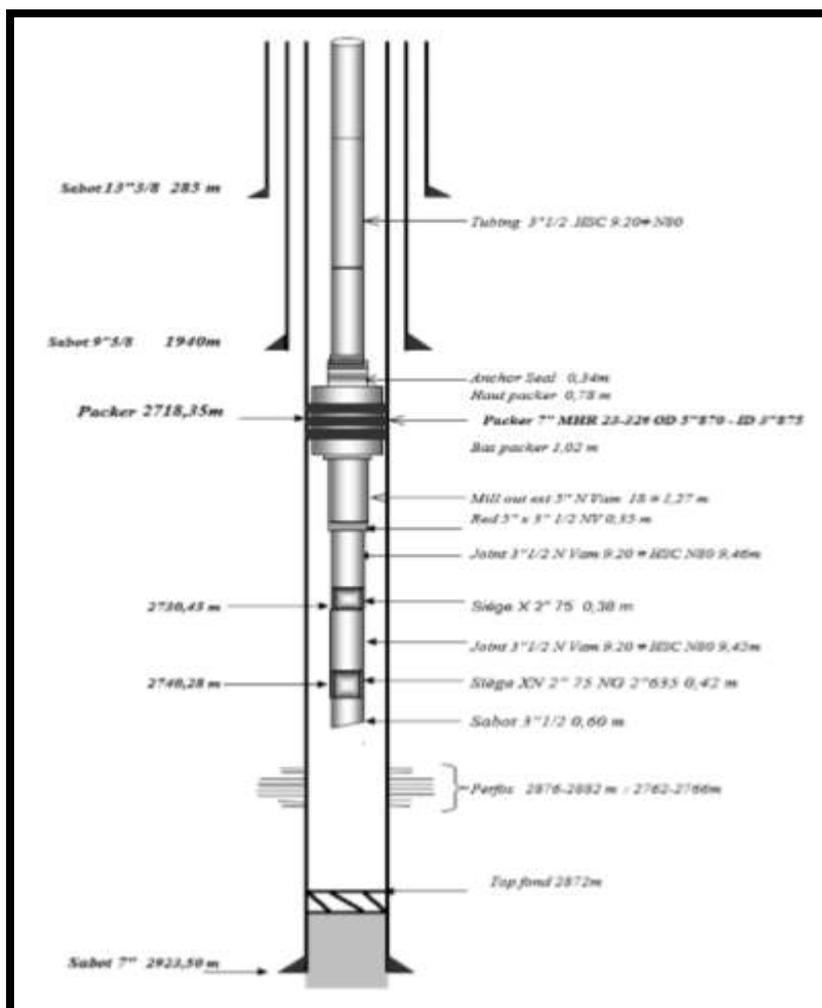


Figure An.4: Fiche technique du puits MKA-2 après Workover

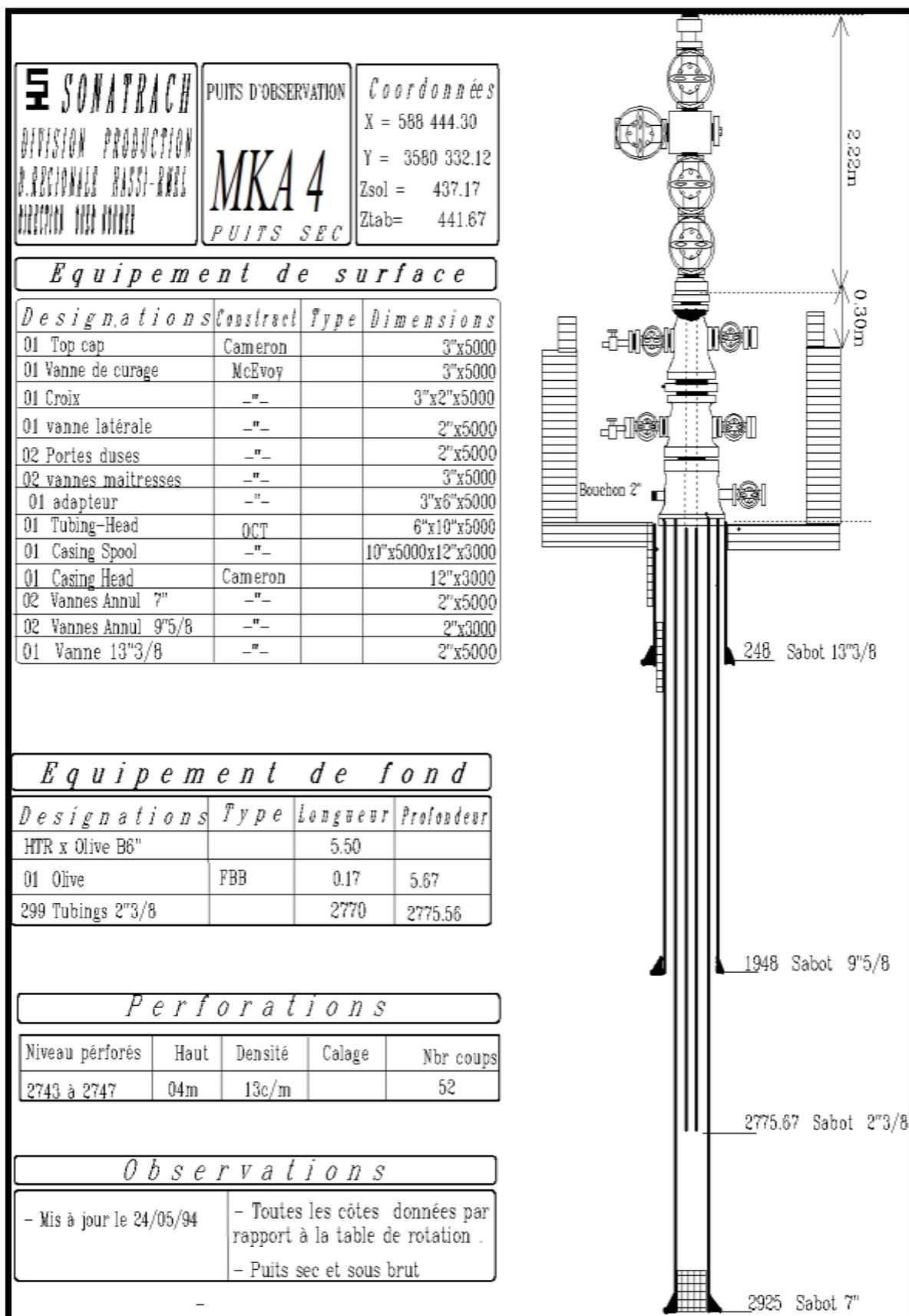


Figure An.4: Fiche technique du puits MKA-4

Annexe B:

PVT

Les corrélations utilisés pour le calcul des paramètres PVT P_b , B_o , R_s et la viscosité de l'huile

1. Calcul de la pression de bulle P_b

1.1. Corrélation de Standing : [29]

$$P_b = 18.2 [(R_s / \gamma_g)^{0.83} (10)^a - 1.4]$$

Avec:

$$a = 0.00091 (T - 460) - 0.0125 (^\circ\text{API})$$

1.2. Corrélation de Vasquez Beggs : [30]

$$P_b = [(C_1 R_s / \gamma_{gs})(10)^a]^{C_2}$$

Avec:

$$a = -C_3 \cdot ^\circ\text{API}/T$$

Les coefficients C_1 , C_2 et C_3 ont les valeurs suivantes :

coefficient	API ≤ 30	API > 30
C_1	27.624	56.18
C_2	0.914328	0.84246
C_3	11.172	10.393

Tableau An.1: Les coefficients de la corrélation de Vasquez-Beggs pour le P_b

1.3. Corrélation de Glaso : [31]

$$\log(P_b) = 1.7669 + 1.7447 \log(p_b^*) - 0.30218 [\log(p_b^*)]^2$$

où : p_b^* est un nombre corrélé et défini par l'équation suivante :

$$p_b^* = (R_s / \gamma_g)^a (t)^b (\text{API})^c$$

Avec: $a = 0.816$

$b = 0.172$

$c = -0.989$

1.4. Corrélation de Marhoun : [32]

$$P_b = a R_s^b \gamma_g^c \gamma_o^d T^e$$

Avec: $a = 5.38088 \times 10^{-3}$

$b = 0.715082$

$c = -1.87784$

$d = 3.1437$

$e = 1.32657$

1.5. Corrélation de Petrosky-Farshad : [33]

$$P_b = \left[\frac{112.727 R_s^{0.577421}}{\gamma_g^{0.8439} (10)^x} \right] - 1391.051$$

Avec:

$$x = 7.916 (10^{-4}) (API)^{1.5410} - 4.561(10^{-5}) (T - 460)^{1.3911}$$

2. Facteur volumétrique de l'huile B_o :

2.1. Corrélation de Standing : [29]

$$B_o = 0.9759 + 0.000120. \left[R_s. \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25. (T - 460) \right]^{1.2}$$

2.2. Corrélation de Vasquez Beggs : [30]

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 520). \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right). [C_2 + C_3 R_s]$$

Les valeurs des coefficients C_1 , C_2 et C_3 sont données ci-dessous :

coefficient	API ≤ 30	API > 30
C_1	4.677×10^{-4}	4.670×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.100×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-8}	1.337×10^{-9}

Tableau An.2: Les coefficients de la corrélation de Vasquez-Beggs pour le B_o

2.3. Corrélation de Glaso : [31]

$$B_o = 1.0 + 10^A$$

Avec :

$$A = -6.58511 + 2.91329. \log Bob^* - 0.27683. (\log Bob^*)^2$$

Bob^* est un coefficient d'ajustement exprimé par :

$$Bob^* = R_s. \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.986. (T - 460)$$

2.4. Corrélation de Marhoun : [32]

$$B_o = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} .T + 0.182594 \times 10^{-2} .F + 0.318099 \times 10^{-5} F^2$$

Avec :

$$F = R_s^a . \gamma_g^b . \gamma_o^c$$

$$a = 0.742390$$

$$b = 0.323294$$

$$c = -1.202040$$

2.5. Corrélation de Petrosky-Farshad : [33]

$$B_o = 1.0113 + 7.2046 (10^{-5}). \left[R_s^{0.3738} \frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} + 0.24626 (T - 460)^{0.5371} \right]^{3.0936}$$

2.6. Corrélation de Lasater :

$$B_o = B_{ob}. e^{[Co.(P_b - P)]}$$

Avec:

$$B_{ob} = 1 + 5,53. 10^{-7}. R_s. (T - 60) + \frac{1.81. 10^{-4} .R_s}{\gamma_o} + \frac{4.49.10^{-4} . (T - 60)}{\gamma_o} + \frac{2.06. 10^{-4} .R_s.\gamma_g}{\gamma_o}$$

3. solubilité du gaz R_s :

3.1. Corrélation de Standing : [29]

$$R_s = \gamma_g. \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) . 10^x \right]^{1.2048}$$

Avec :

$$x = 0.0125. \text{°API} - 0.00091. (T - 460)$$

3.2. Corrélation de Vasquez-Beggs : [30]

$$R_s = C_1 \cdot \gamma_{g_s} \cdot P^{C_2} \cdot \exp \left[C_3 \cdot \left(\frac{API}{T} \right) \right]$$

Les valeurs des coefficients C1, C2 et C3 sont données ci-dessous :

coefficient	API ≤ 30	API > 30
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.7240	23.931

Tableau An.3: les coefficients de la corrélation de Vasquez-Beggs pour le R_s

Avec:

$$\gamma_{g_s} = \gamma_g \cdot \left[1 + 5.912 \cdot (10^{-5}) \cdot (^\circ API) \cdot (T_{sep} - 460) \cdot \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

3.3. Corrélation de Glaso: [31]

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[\left(\frac{API^{0.989}}{(T - 460)^{0.172}} \right) \cdot (P_b^*) \right]^{1.2255}$$

Avec: P_b^* facteur de correction exprimé par :

$$P_b^* = 10^x \quad \text{Et } x = 2.8869 - [14,1811 - 3,3093 \cdot \log(P)]^{0,5}$$

3.4. Corrélation de Marhoun : [32]

$$R_s = [a \cdot \gamma_g^b \cdot \gamma_o^c \cdot T^d \cdot p]^e$$

Avec :

$$a = 185.843208$$

$$b = 1.877840$$

$$c = -3.1437$$

$$d = -1.32657$$

$$e = 1.398441$$

3.4. Corrélation de Perosky-Farshad : [33]

$$R_s = \left[\left(\frac{P}{112.727} + 12.340 \right) \cdot \gamma_g^{0.8439} \cdot 10^x \right]^{1.7318}$$

Avec:

$$x = 7.916 \cdot (10^{-4}) \cdot (API)^{1.5410} - 4.561 \cdot (10^{-5}) \cdot (T - 460)^{1.3911}$$

3.5. Corrélation de Lasater :

$$R_s = \left[\frac{379,3.350 \cdot \gamma_{osc}}{Mo} \right] \cdot \left(\frac{\gamma_g}{1 - \gamma_g} \right) \cdot C$$

Avec :

C un coefficient d'ajustement de données. Si aucune donnée expérimentale n'est disponible, C=1.

4. la viscosité d'huile μ_o :**4.1. Corrélation de Beal : [34]**

$$\mu_{od} = \left(0.32 + \frac{1.8 \cdot 10^7}{API^{4.53}} \right) \cdot \left(\frac{360}{T-260} \right)^a$$

Avec :

$$a = 10^{\left(0.43 + \frac{8.33}{API} \right)}$$

Où : μ_{od} est la viscosité de dead oil, mesuré à 14.7 psia et à la température de réservoir, cp

4.2. Corrélations de Beggs et al : [35]

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Avec :

$$x = Y \cdot (T - 460)^{-1.263}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \cdot \text{°API}$$

Cette viscosité doit être corrigée, on a deux cas :

• Huile saturée : corrélation de Beggs et al : [35]

$$\mu_{od} = a \cdot (\mu_{ob})^b$$

Avec :

$$a = 10.715 \cdot (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44 \cdot (R_s + 150)^{-0.338}$$

• Huile sous-saturée : Corrélation de Vasquez-Beggs : [30]

$$\mu_o = \mu_{ob} \cdot \left(\frac{P}{P_b}\right)^m$$

Avec:

$$m = 2.6 \cdot P^{1.187} \cdot 10^a$$

$$a = (-3.9 \cdot 10^{-5} \cdot P) - 5$$

4.3. Corrélations de Petrosky : [33]

$$\mu_{od} = 2.3511 \cdot 10^7 \cdot T^{-2.10255} \cdot [\log API]^x$$

Avec :

$$x = 4.59388 \cdot (\log T) - 22.82792$$

$$\mu_{ob} = A \cdot (\mu_{od})^B$$

Avec :

$$A = 0.1651 + 0.6165 \cdot 10^{-6.0866 \cdot 10^{-4}} \cdot R_s$$

$$B = 0.5131 + 0.5109 \cdot 10^{-1.1831 \cdot 10^{-3}} \cdot R_s$$

$$\mu_o = \mu_{ob} + 1.3449 \cdot 10^{-3} \cdot (P - P_b) \cdot 10^A$$

$$A = -1.0146 + 1.3322 \cdot \log[\mu_{ob}] - 0.4876 \cdot [\log(\mu_{ob})]^2 - 1.15036 \cdot [\log(\mu_{ob})]^3$$

Annexe C:

Modèle d'aquifère de Fetkovich

$$W_e = \frac{W_{ei}}{P_i} \cdot (P_i - P_r) \cdot \exp\left(\frac{-J \cdot P_i \cdot t}{W_{ei}}\right) \dots\dots\dots (*)$$

Avec :

- W_e : Cumul d'eau d'influx, bbl
- $W_{ei} = c_t \cdot W_i \cdot P_i \cdot f$
- W_i : Le volume initial de l'aquifère, bbl
- c_t : Compressibilité total d'aquifère, $c_w + c_f$, psi^{-1}
- P_i : Pression initial de l'aquifère, psi
- $f : \theta/360$
- P_r : Pression de réservoir
- t : Temps
- J : Indice de productivité de l'aquifère, $\text{bbl}/J/\text{psi}$

L'équation (*) n'a pas d'application pratique puisqu'elle a été dérivée pour une pression limite interne constante. Pour utiliser cette solution dans le cas dont la pression limite varie continuellement en fonction de temps, la technique de superposition doit être appliquée. Au lieu d'utiliser la méthode de superposition, Fetkovich a suggéré que, si l'historique de pression à la limite réservoir-aquifère est divisé en un nombre fini d'intervalles de temps, l'afflux d'eau (Water influx) incrémental pendant le nième intervalle est :

$$(\Delta W_e)_n = \frac{W_{ei}}{P_i} \cdot [(\bar{P}_a)_{n-1} - (\bar{P}_r)_n] \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{-J \cdot P_i \cdot \Delta t}{W_{ei}}\right)\right]$$

Où :

$(\bar{P}_a)_{n-1}$: est la pression moyenne de l'aquifère à la fin de la précédente pas de temps. Cette pression moyenne est calculée à partir de l'équation suivante :

$$(\bar{P}_a)_{n-1} = P_i \cdot \left(1 - \frac{(W_e)_{n-1}}{W_{ei}}\right)$$

$(\bar{P}_r)_n$: La pression moyenne aux limites du réservoir est estimée à partir de l'équation suivante :

$$(\bar{P}_r)_n = \frac{(P_r)_n + (P_r)_{n-1}}{2}$$

Annexe D :

Calcul des réserves en place (OOIP)

Nous avons utilisé l'équation abrégée du bilan matière pour estimer le volume en place.

Cette figure est extraite dans MBAL.

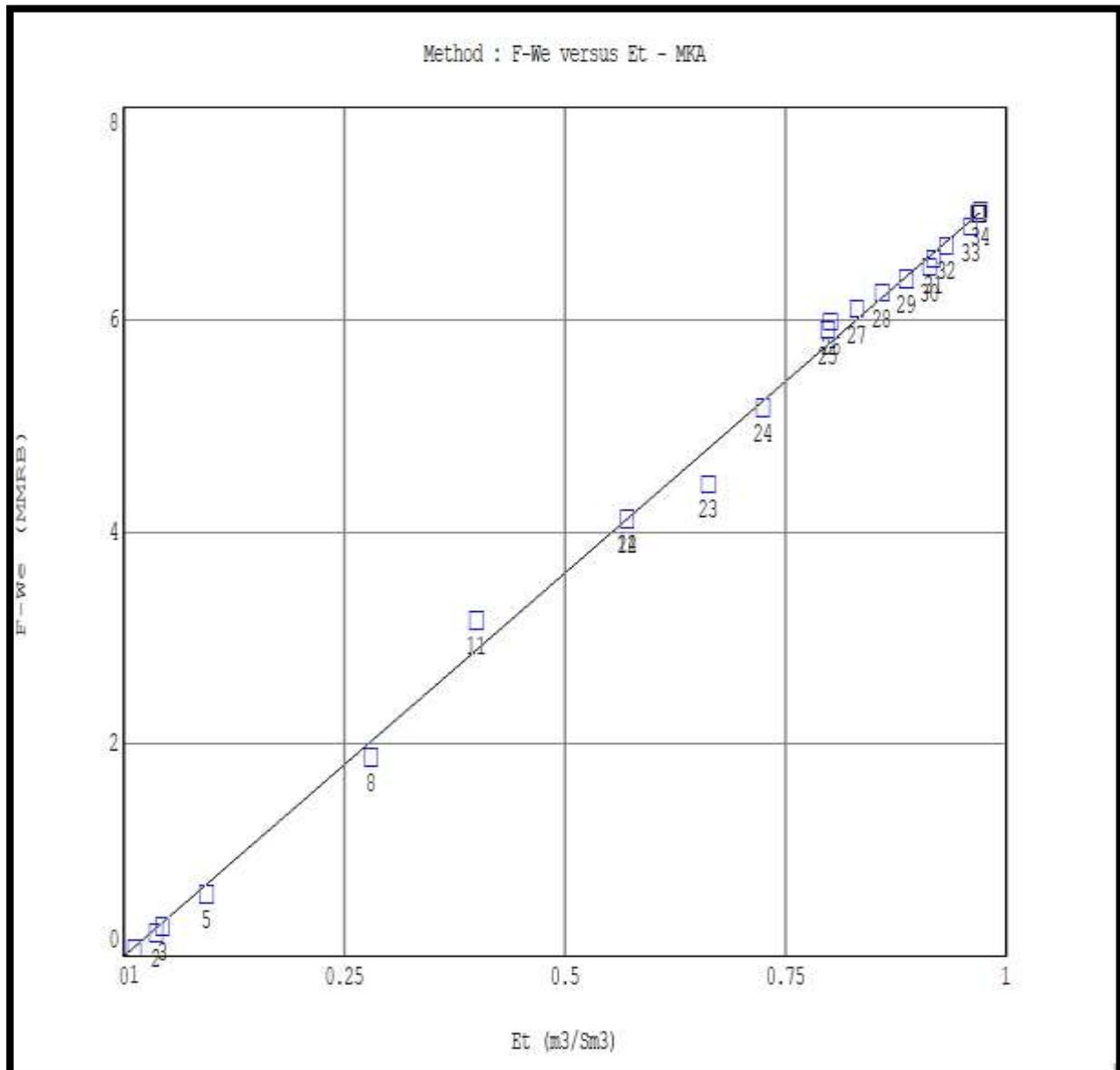


Figure An.5: F- we vs Et pour le réservoir TAG-A