

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

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :



MASTER

Présenté par :

KEDDAD Youcef

OURABAH Lounis

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

Thème :

**Elaboration d'un plan de développement du champ gazier
de Guerne El Guessa STRUNIEN**



Devant le jury :

BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
GARECHE Mourad	Professeur	UMBB	Examineur
SAIFI Redha	MAA	UMBB	Examineur
ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Encadreur
BOUDHOUCHE Imad	Ingénieur	PED	Co-Encadreur

Remerciement

La louange est à Allah, le Tout Puissant, le Tout Miréricordieux et le Très Miséricordieux de nous avoir donné la santé et le courage pour mener à bien ce modeste travail, et pour nous avoir fait voir ce jour si important. Qu'Allah guide nos pas toujours vers le droit chemin.

Tout d'abord, nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance à notre promoteur Mr ZERAIBI Noureddine, à qui nous adressons nos sincères remerciements pour sa grande disponibilité d'écouter et de discuter, son œil critique. On a eu le plaisir de travailler avec une personne d'une qualité tant scientifique qu'humaine.

Mr SEKOUR Mustapha, qui nous a offert la chance de stage, pour son temps, ses conseils et les orientations impeccables.

Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements au personnel de la division PED-pôle Sud-Ouest et de la division production à HYDRA chacun avec son nom.

Nous tenons aussi à remercier vivement : Mr BOUDHOUCHE Imad, Mr LAALAM Aimen, Mr GHOUT Arezki

Nous tenons à remercier particulièrement les membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail et de prendre part du jury.

Nos vifs remerciements s'adressent à nos enseignants du département Gisements et Miniers Pétrolier de la Faculté Des Hydrocarbures et de la Chimie pour leur soutien, et pour la qualité de formation qu'ils nous ont offert durant toutes ces années d'études.

On voudra exprimer notre reconnaissance envers nos très chers amis et collègues qui nous ont apportées leur soutien moral et intellectuel tout au long de notre parcours.

Enfin, nous remercions infiniment toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail. Que vous trouverez tous ici le témoignage de notre profonde gratitude pour le temps, la sympathie, la gentillesse et l'aide que vous nous avez apportés.

Dédicace

A mes très chers parents « Saleh » et « Nadjwa » ; aucune dédicace ne saurait suffire pour exprimer mon amour pour vous et ma considération pour tout le sacrifice, l'encouragement, Le soutien et la confiance que vous avez en moi. Je vous aime énormément et je vous serai toujours reconnaissant.

A mes frères Belkacem et Yahia ; Des frères comme on ne peut trouver nulle part ailleurs, Puisse Allah vous protéger, garder et renforcer notre fraternité. Je vous souhaite tout le bonheur du monde.

A mes sœurs Rima et Aicha ; Aucune dédicace ne peut exprimer la profondeur des sentiments fraternels et d'amour, d'attachement que j'éprouve à vos égards.

À la mémoire de mes GRANDS PARENTS ; Que vous reposiez dans le paradis du seigneur.

A toute ma famille paternelle qu'elle soit ou maternelle.

A mon cher binôme Lounis, pour sa compagnie et sa compréhension tout au long de ce travail.

A tous mes amis surtout : Azzem, Zeid, Hakkou, Aziz, El Biskri, Mouhamed, Braiji et Raouf qui m'ont toujours guidé vers le droit chemin et sans qui je n'aurais pas pu surmonter toute cette période du travail.

A ma chère Sonia pour son soutien que dieu te garde pour moi.

A l'ensemble des membres du club scientifique SPE Petroleum Club avec qui j'ai appris le sens du travail, d'organisation et de responsabilité.

A tous mes camarades du groupe MAPH16 vous êtes les meilleurs.

A tous ceux qui me sens chers et qui j'ai omis de citer.

Youcef

Dédicace

À MA TRÈS CHÈRE MÈRE Hassina

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

À MON TRÈS CHER PÈRE Mohand Arezki

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

À MES SŒURS Assia, Sabrina, Nassima, Radia et son mari Lyes

Qui n'ont pas cessée de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études.

Que dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.

À mes Grands Parents maternel, mes Oncles et mes Tentés

Je remercie le bon dieu qui a croisé nos chemins. Puisse le bon dieu nous procure santé et longue vie.

À la mémoire de mes GRANDS PARENTS Paternel

Que vous reposiez dans le paradis du seigneur.

À mon cher binôme Youcef

Pour sa compagnie et sa compréhension tout au long de ce travail.

À tous mes amis surtout : **Oussama Brayji, Zeid, El Beskri, Raouf, Azzem, Moh chelfi, Aziz et Abdelhak** qui m'ont toujours guidé vers le droit chemin et sans qui je n'aurais pas pu surmonter toute cette période du travail.

À Rayene

À l'ensemble des membres du club scientifique **SPE Petroleum Club** avec qui j'ai appris le sens du travail, d'organisation et de responsabilité.

À tous mes camarades du groupe **MAPH16** vous êtes les meilleurs.

A tous ceux qui me sens chers et qui j'ai omis de citer.

Lounis

Résumé

Ce projet de fin d'étude implique l'utilisation de la modélisation intégrée de la production dans un nouveau champ du bassin de Guerne el Guessa, pour l'élaboration d'un plan de développement initial de ce champ dont peu de données sont disponibles. Le défi de ce projet se manifeste dans les études de pré élaboration de ce plan de développement. Plusieurs étapes sont à exécuter pour collecter les informations nécessaires sur le champ : traitement, analyse, calcul et interprétation des résultats pour construire une base de données nécessaire à l'étape de la simulation. Dès la collection de ces données, une évaluation de plusieurs scénarios de développement a été faite, basée sur les prévisions de production fourni par le logiciel MBAL. Enfin, le meilleur scénario est choisi selon une évaluation technique.

Mots clés : modélisation intégrée de la production, plan de développement initial, scénarios de développement, prévisions de production, évaluation technique.

Abstract

This end of study project involves the use of integrated production modeling in a new field in Guerne el Guessa basin, for the elaboration of an initial development plan for this field, of which few data are available. The challenge of this project is manifested in the pre-development studies of this development plan. Several steps are required to collect the necessary information on the field: processing, analysis, calculation and interpretation of the results to build a database necessary for the simulation stage. From the collection of these data, an evaluation of several development scenarios was carried out, based on production forecasts provided by the MBAL software. Finally, the best scenario is chosen according to a technic evaluation.

Keywords: integrated production modeling, initial development plan, development scenarios, production forecasts, technic evaluation.

ملخص

يتضمن هذا المشروع النهائي للدراسة استخدام نمذجة الإنتاج المتكاملة في حقل جديد في حوض قرن القصعة، من أجل وضع خطة تطوير أولية لهذا الحقل، والذي تتوفر عنه القليل من البيانات. يتجلى تحدي هذا المشروع في الدراسات السابقة للتطوير في خطة يلزم اتخاذ عدة خطوات لجمع المعلومات اللازمة في هذا المجال: معالجة النتائج، تحليلها، حسابها وتفسيرها لإنشاء قاعدة التنمية. بيانات ضرورية لمرحلة المحاكاة. من خلال جمع هذه البيانات، تم إجراء تقييم لعدة سيناريوهات التطوير، بناءً على توقعات الإنتاج MBAL التي يوفرها برنامج . أخيراً، يتم اختيار أفضل سيناريو وفق لتقييم تقني اقتصادي.

الكلمات المفتاحية : نمذجة الإنتاج المتكاملة، خطة التطوير الأولية، سيناريوهات التنمية، توقعات الإنتاج، التقييم التقني.

Remerciements	i
Dédicace	ii
Résumé	iv
Liste des matières	v
Liste des figures	ix
Liste des tableaux	xi
Nomenclatures.....	xiii
Introduction générale.....	1

Partie A : Theorie et Littérature

I. Etat de L'art	4
I.1 Introduction.....	5
I.2 Principe d'un Plan de développement de champs :	5
I.3 Les étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier	6
I.3.1 L'exploration pétrolière	6
I.3.2 La production de pétrole et de gaz	7
I.4 Scénarios conceptuels de FDP	8
I.4.1 Principe	8
I.4.2 Exécution	8
I.4.3 Identification de la stratégie de développement.....	9
I.5 Consolidation du FDP.....	10
II. PVT & propriétés des fluides et des réservoirs	11
II.1 Les propriétés fondamentales des fluides	12
II.1.1 Propriétés des gaz naturels	12
II.1.2 Propriétés des huiles brutes	14
II.1.3 Les propriétés des eaux de formation	16
II.2 Les propriétés fondamentales des roches réservoirs.....	17
II.2.1 La porosité (Φ)	17
II.2.2 La perméabilité	18
II.2.3 La Saturation.....	20
II.2.4 Mouillabilité	20
II.2.5 La hauteur utile	20
II.3 Analyse PVT.....	21

II.3.1 Introduction	21
II.3.2 Collecte d'échantillons de fluide	21
II.3.3 Les expériences PVT	24
II.3.4 Analyse compositionnelle du fluide de réservoir	24
II.3.5 Obtention de propriétés à partir des corrélations	25
II.4 Etude SCAL.....	25
II.4.1 Introduction	25
II.4.2 Notions de Perméabilité relative.....	26
II.4.3 Pression Capillaire	29
III. Performance des réservoirs et essais des puits	31
III.1 Well & Reservoir Performance	32
III.1.1 Introduction	32
III.1.2 Inflow performance	32
III.1.3 Vertical Lift Performance.....	35
III.1.4 Le point de fonctionnement du puits	37
III.2 Les essais des puits.....	37
III.2.1 Description d'un essai de puits :	37
III.2.2 Objectifs des essais des puits :	38
III.2.3 Informations obtenues à partir de essais de puits	39
III.2.4 Procédure des essais	39
III.2.5 Méthodologie des essais de puits	40
III.2.6 Les régimes d'écoulement.....	42
III.2.7 Capacité du puits	42
III.2.8 Régime d'écoulement radial, skin (comportement homogène)	43
III.2.9 Les méthodes d'analyse.....	44
IV. Estimation des réserves	45
IV.1 Estimation des réserves	46
IV.1.1 Les différentes catégories des réserves	46
IV.1.2 Méthodes d'estimation des réserves	47

Partie B : Etude Technique

I. Géologie de la région.....	55
I.1 Introduction.....	56

I.2 Cadre géologique global	57
I.3 Géophysique	58
I.4 Analyse du prospect	59
• Prévisions litho-stratigraphiques	59
I.5 Système pétrolier	60
I.5.1 Objectifs pétroliers.....	60
I.5.2 Les roches mères.....	61
I.5.3 Les roches couvertures.....	62
I.5.4 Le piège.....	62
I.6 Les données pétrophysique	62
II. Analyse des données du MDT	64
II.1 Principe du MDT Prétest	65
II.2 Résultats des enregistrements du MDT	65
II.3 Analyse et interprétation des résultats	66
.....	66
II.4 Synthèse des résultats du MDT	67
III. Etude PVT	68
III.1 Introduction	69
III.2 Détails de l'échantillonnage	69
III.3 Calcul des paramètres caractéristiques du gaz :	70
III.3.1 Calcul de facteur de compressibilité Z.....	70
III.3.2 Calcul de facteur volumétrique Bg.....	73
III.3.3 Densité (Specific gravity).....	74
III.3.4 La masse volumique.....	75
III.3.5 La viscosité.....	75
III.4 Matching du modèle PVT par le logiciel IPM-PVTP	77
III.4.1 Principe du calage	77
III.4.2 Procédure et résultats de calage	78
III.5 Conclusion :.....	82
IV. Etude SCAL.....	83
IV.1 Introduction.....	84
IV.2 Données SCAL du réservoir Strunien.....	84
V. Estimation des réserves en place.....	86
V.1 Introduction	87
V.2 Calcul des réserves par l'outil (MBAL)	87

V.2.1 Aperçu sur la méthode de Monte Carlo.....	87
V.2.2 Le calcul des différentes réserves par logiciel MBAL (Monte Carlo).....	87
VI. Les Modèles Puits	91
VI.1 Introduction.....	92
VI.2 Présentation du logiciel PROSPER.....	92
VI.3 Procédure de travail pour la réalisation d'un modèle de puits.....	92
VI.3.1 Options summary	93
VI.3.2 PVT Input DATA.....	94
VI.3.3 IPR DATA	94
VI.3.4 Equipment DATA	96
VI.3.5 La construction des courbes VLP	96
VII. Simulation par MBAL	99
VII.1 Introduction.....	100
VII.2 Présentation et introduction des données sur le logiciel MBAL	100
VII.2.1 Introduction.....	100
VII.2.2 Les modules du logiciel MBAL	100
VII.3 Elaboration des scénarios de développement	102
VII.3.1 Réaction du champ à un déclin de pression (Schedule No Wells)	103
VII.3.2 L'état actuel du champ HEM « cas de base ».....	105
VII.3.3 L'effet de changement du débit sur la récupération	106
VII.3.4 Scénario 01 : implantation des nouveaux puits producteurs	107
VII.3.5 Scénario 02 : changement de la pression du manifold.....	108
VII.3.6 Scénario 03 : la combinaison du 1 ^{er} et 2 ^{eme} scénario	109
VII.3.7 Scénario 04 : Amélioration du S03 (Diminution de la pression de tête).....	110
VII.4 Le choix technique du meilleur scénario	115
VII.5 Conclusion	116
Conclusion générale	116

Liste des Figures A

Figure A.I.1: Les phases de développement des champs pétroliers [2]	5
Figure A.I.2 : Schéma représente les étapes de FDP [4].....	6
Figure A.I.3 : Vue 3D des couches géologiques montrant un gisement confirmé par forage [4].....	6
Figure A.I.4 : Modèle de réservoir indiquant le volume d'huile en place et l'emplacement des futurs forages d'appréciation [4]	7
Figure A.I.5 : Workflow d'un scénario conceptuel de FDP	9
Figure A.II.1 : Evolution de la solubilité en fonction de la pression [6]	15
Figure A.II.2 : La relation Facteur volumétrique –Pression [6].....	15
Figure A.II.3 : Evolution de la viscosité en fonction de la pression [6]	16
Figure A.II.4 : Illustration de la porosité [4].....	17
Figure A.II.5 : Types de porosité [7]	18
Figure A.II.6 : Porosité utile et porosité résiduelle [8]	18
Figure A.II.7 : Illustration de la mouillabilité.....	20
Figure A.II.8 : Echantillonnage de fond [8].....	22
Figure A.II.9 : Echantillonnage sur séparateur [8].....	23
Figure A.II.13 : Détermination expérimentale de la perméabilité [10].....	26
Figure A.II.14 : Evaluation de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple huile-eau [10]	27
Figure A.II.15 : Evolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple gaz-huile [10]	28
Figure A.II.16 : Détermination expérimentale de la perméabilité [10].....	28
Figure A.III.1 : Évaluation du « pressure drawdown » [12].....	33
Figure A.III.2 : La courbe de l'IPR [12]	34
Figure A.III.4 : Évolution PTB en fonction de la valeur du Skin [13]	34
Figure A.III.5 : Les différents régimes	35
Figure A.III.6 : Les différentes corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charge [14].....	37
Figure A.III.7 : Courbe de l'Inflow + l'Outflow performance [15]	37
Figure A.III.8 : Séquence d'essai build up et Drawdown.	38
Figure A.III.9 : Séquence des essais typiques. Puits d'huile.....	40
Figure A.IV.1 : Différentes catégories de réserves en place [16]	47
Figure A.IV.2 : Méthode d'estimation du volume rocheux [16]	48
Figure A.IV.3 : Les mécanismes de drainage d'un réservoir du gaz.....	50
Figure A.IV.4 : l'équation du bilan matière du gaz.....	51

Liste des Figures B

Figure B.I.1: Plan de position du sondage de Guern El Guessa.....	57
Figure B.I.2 : Carte en écorché à la discordance Hercynienne.....	58
Figure B I.3 : modèle géologique du trend GBN	58
Figure B.I.4 : prevision litho-stratigraphiques du forage hem-1	59
Figure B.II.1 : Illustration de l'aspiration du fluide (A) et l'équilibre de pression (B).....	65
Figure B.II.2 : Courbe de la pression en fonction de la profondeur pour le puits HEM-1.....	66
Figure B.III.1 : Standing and Katz compressibility factors chart.	72
Figure B.III.2 : L'évolution du facteur de compressibilité Z en fonction de P.....	76
Figure B.III.3 : L'évolution du facteur volumétrique Bg en fonction de P	76
Figure B.III.4 : L'évolution de la viscosité μ_g en fonction de P.....	76
Figure B.III.5 : Choix de la méthode sur le logiciel PVTP.....	78

Figure B.III.6 : Introduction de données initiales dans PVTP	78
Figure B.III.7 : Introduction des données expérimentales dans PVTP	79
Figure B.III.8 : Le menu Black oil matching du logiciel PVTP	79
Figure B.III.9 : Les paramètres statistiques résultants du matching par toutes les 2 corrélations	80
Figure B.III.10 : Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Carr et al	81
Figure B.III.11 : Courbe de μ_o en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Lee et al	81
Figure B.III.12 : Matching du facteur volumétrique Bg	82
Figure B.III.13 : Matching du facteur de compressibilité Z	82
Figure B.IV.1 : Courbe d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour un système gaz-eau.....	85
Figure B.V.1 : Introduction des données PVT dans la méthode Monté Carlo	87
Figure B.V.2 : La section "input" de la méthode Monte Carlo	88
Figure B.V.3 : Introduction des données du réservoir Strunien dans MBAL Structure HEM (Monte Carlo).....	89
Figure B.V.4 : Résultats de calcul des réserves du réservoir Strunien-HEM par Monte Carlo.....	89
Figure B.V.5 : Graphe de Monte Carlo pour le réservoir Strunien-HEM	90
Figure B.VI.1 : Menu principal de PROSPER	93
Figure B.VI.2 : Menu system Summary sur PROSPER	93
Figure B.VI.3 : Menu de PVT DATA du fluide sur PROSPER	94
Figure B.VI.4 : La construction de la courbe IPR sur PROSPER.....	95
Figure B.VI.5 : La courbe IPR du Puits HEM1	95
Figure B.VI.6 : Menu d'équipement data dans PROSPER.....	96
Figure B.VI.7 : La construction de la courbe VLP sur PROSPER	97
Figure B.VI.8 : La courbe VLP et IPR de puits HEM-1	97
Figure B.VII.1 : Les données PVT introduites dans MBAL.....	101
Figure B.VII.2 : Menu tank input Data dans MBAL	102
Figure B.VII.3 : Les données IPR et VLP sur MBAL	102
Figure B.VII.4 : Le modèle MBAL « No Wells » du champs HEM.	103
Figure B.VII.5 : Profil et cumul de production du gaz prévisionnelle du champ HEM pour le model « No Wells ».....	104
Figure B.VII.6 : Déclin de pression du champ HEM pour le model « No Wells »	104
Figure B.VII.7 : Le modèle MBAL du champs HEM selon le cas de base.	105
Figure B.VII.8 : Profil et cumul de production du gaz prévisionnelle du champ HEM pour le cas de base.....	106
Figure B.VII.9 : Déclin de pression du champ HEM pour le cas de base.....	106
Figure B.VII.10 : L'évolution et la variation du facteur de récupération en fonction du nombre des puits	107
Figure B.VII.11 : L'évolution du facteur de récupération en fonction de la pression du manifold....	108
Figure B.VII.12 : Le profil du débit de gaz du 3ème scénario.....	109
Figure B.VII.13 : L'évolution de la pression du champ HEM pour le 3eme scénario.....	109
Figure B.VII.14 : Le profil du cumul de production de gaz du 3ème scénario.....	110
Figure B.VII.15 : l'évolution de facteur de récupération pour le cas optimal.	114
Figure B.VII.16 : L'évolution de la pression du réservoir des scénarios proposés.....	115
Figure B.VII.17 : L'évolution du cumul de gaz des scénarios proposés	116

Liste des Tableaux

Tableau A.I.1 : Différents scénarios de stratégies de développement et d'exploitation.	10
Tableau B.I.1 : les données pétrophysiques de la structure	63
Tableau B.I.2 : les données pétrophysiques de la structure GATN	63
Tableau B.I.3 : les données pétrophysiques de la structure HEM.....	63
Tableau B.III.1 : Contrôle des échantillons (pression d'ouverture)	69
Tableau B.III.2 : la composition en pourcentage molaire des gaz séparateurs	70
Tableau B.III.3 : les résultats des paramètres pseudo critiques Ppc et Tpc	71
Tableau B.III.4 : les résultats des paramètres pseudo réduits et le facteur	71
Tableau B.III.5 : les résultats de Z à partir d'un calcul analytique	73
Tableau B.III.6 : les résultats de facteur Bg	74
Tableau B.III.7 : les résultats de la densité et la masse molaire apparente.....	74
Tableau B.III.8 : représente les résultats de la masse volumique du mélange gazeux	75
Tableau B.III.9 : les résultats de la viscosité du mélange gazeux.	75
Tableau B.IV.1 : Évolution de la perméabilité relative de l'eau.....	84
Tableau B.IV.2 : Évolution de la perméabilité relative du gaz	84
Tableau B.IV.3 : Scaling End points pour le réservoir.	85
Tableau B.V.1 : les propriétés de la structure HEM.....	89
Tableau B.V.2 : Les réserves en place de la structure HEM.....	90
Tableau B.VI.1 : Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de MultiRate C and n	94
Tableau B.VI.2 : Le point de fonctionnement de puits HEM-1	98
Tableau B.VII.1 : Les puits implantés actuellement dans la structure HEM.....	105
Tableau B.VII.2 : L'effet de changement du débit de production	107
Tableau B.VII.3 : Les résultats VLP pour différentes pressions de tête	111
Tableau B.VII.4 : Le changement de facteur de récupération en fonction de débit du puit (1er cas).	111
Tableau B.VII.5 : Le changement de facteur de récupération en fonction de débit du puit (2eme cas).	112
Tableau B.VII.6 : L'optimisation de facteur de récupération (2eme cas).....	112
Tableau B.VII.7 : Le changement de facteur de récupération en fonction de débit du puit (3eme cas).	113
Tableau B.VII.8 : L'optimisation de facteur de récupération (3eme cas).....	113
Tableau B.VII.9 : facteur de récupération pour chaque cas.....	114
Tableau B.VII.10 : détails sur le cas optimal.....	114

Nomenclatures

K : Perméabilité.
Ka : Perméabilité absolue ou spécifique.
Ke : Perméabilité effective.
Kw : la perméabilité effective à l'eau.
Ko : la perméabilité effective à l'huile.
Kg : la perméabilité effective au gaz.
Kr : Perméabilité relative.
Kro : Perméabilité relative de l'huile.
krw : Perméabilité relative de l'eau.
Krg : Perméabilité relative du gaz.
Sw : La Saturation en Eau.
So : La Saturation en Huile.
Sg : La Saturation en Gaz.
PVT : pressure, volume, temperature.
Pb : Pression de bulle.
Psat : Pression de saturation.
FVF : Formation volume Facteur.
Bo : Le facteur de formation d'huile.
Bt : facteur de volume de formation en deux phases.
Bg : facteur de volume de formation de gaz.
GOR : gas-oil ratio.
Rs : Rapport gaz-huile de solution.
Tsc : Température standard.
Psc : Pression standard.
Pi : la pression initiale de réservoir
Kh : la conductivité.
Cf : compressibilité de la formation.
S : Skin.
C : Wellbore storage coefficient.
DST : Drill Stem Test.
 ϕ_u : Porosité utile.
 ϕ_r : Porosité résiduelle.
Vpore : Volume des pores.
Vtotal : Volume total.
Vw : Volume d'eau.
 ϕ : la porosité.
 ϕ_t : porosité totale.
 ϕ_1 : La porosité primaire (inter-granulaire).
 ϕ_2 : La porosité secondaire (intragranulaire).
Vo : le volume de l'huile.
Vg : le volume du Gaz.
Pg : Pression de gaz

Po : Pression d'huile
Pw : Pression d'eau
Z : Le facteur de compressibilité du gaz.
STP : Standard Temperature and Pressure.
Co : Compressibilité de l'huile.
Pc : pression capillaire.
bbbl : blue barrel.
STB : Standard barrel.
 γ_g : la densité du gaz.
 γ_o : la densité d'huile.
S* : La Saturation réduite
Sor : La saturation résiduelle en huile.
Swi : La saturation interstitielle.
Sgc : La saturation critique du gaz
 σ : Tension interfaciale
 θ : Angle de contact
DD : Draw Down.
BU : Build-Up.
Pws : la pression statique du fond de puits
BHA : Bottom Hole Assembly.
 μ : viscosité.
Pr : Pression du réservoir
Pwf : Pression de fond
PI : l'indice de productivité.
 qO : Le débit d'huile.
Qomax : 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.
hu : la hauteur utile.
ht : la hauteur totale.
S(toit) : la surface de toit.
S(mur) : la surface de mur.
G : Volume du gaz en place
Vr : Volume Rocheux.
Gp : Production du gaz cumulée.
Wp : Production d'eau cumulée.
RP : GOR de production.
Bw : Facteur Volumétrique du fond d'eau.

Introduction Générale

L'avancement technique et technologique que connaît actuellement l'industrie dans tous ses secteurs est considérable et le domaine pétrolier bien évidemment n'est pas une exception. De nos jours, les grandes compagnies pétrolières sont en compétition technologique très sévère, par l'engagement de grands investissements sur le développement des logiciels et des technologies d'intelligence artificielle appliquées sur les champs pétroliers. Leur objectif est d'aboutir à une meilleure compréhension de comportement des réservoirs et des systèmes de production que leur sont associés.

L'une des disciplines qui est toujours au courant des avancements technologiques c'est bien le « réservoir engineering ». Décrire le réservoir de la manière la plus proche de la réalité est une préoccupation majeure des spécialistes dans ce domaine, mais pourquoi ? Tout simplement puisque à travers cette image de réservoir que de lourdes décisions impliquantes d'énormes investissements. Ce processus de prise de décision est basé sur une fiche de route dite « plan de développement du champ pétrolier » qui est le résultat de toute une série d'études qui commencent dès la découverte du gisement et ne termine que par l'abandon définitif du champ.

Le FDP d'un champ implique sa caractérisation, l'estimation de ses réserves d'hydrocarbures, les prédictions de production et enfin l'implémentation d'une stratégie de développement complète et exhaustive. Par ailleurs, une équipe travaillant sur un FDP doit à la fois être pluridisciplinaire et intégrer des ingénieurs disposant d'une panoplie de compétences professionnelles et relationnelles.

Le but essentiel est de développer un gisement (nombre de puits, emplacement) et de faire des prévisions de production. Ceci nécessite un minimum de connaissances, sur le (ou les) réservoir(s), obtenues essentiellement à partir de plusieurs forages dit de reconnaissance (forage d'exploration), avec des données fondamentales obtenues par les carottages, les diagaphies et les essais de puits... etc. D'autres informations peuvent être obtenues à partir d'études géologiques et géophysiques fines.

Notre travail consiste en l'élaboration d'un plan de développement initial d'un nouveau champ pétrolier. Une phase de pré-élaboration du plan doit avoir lieu pour fournir un minimum de donnée à la modélisation. Ensuite, des scénarios de développement sont évalués sur la base des prévisions de production générées par le modèle. Le meilleur scénario est choisi d'une combinaison techno-économique de contraintes.

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

- Une première partie, de théorie et 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 est consacré à l'état de l'art dans lequel sont évoquées, de façon explicite, le principe d'un plan de développement de champs et les différentes étapes pour le réaliser.
 - Le deuxième chapitre qui présente les différentes caractéristiques pétrophysiques des réservoirs et des fluides, les principes et les applications de l'analyse PVT et l'étude SCAL.

- Le troisième chapitre sur les performances des puits et des réservoirs et les essais des puits.
 - Le quatrième chapitre, rappelant les méthodes de l'estimation des réserves et les mécanismes de drainage.
- Une deuxième partie, une étude technique qui peut être divisé en deux grandes parties :
 - Les études de pré-élaboration du plan de développement : composée de plusieurs études à savoir : étude géologique de la région, analyse des données du MDT, calcul et l'ajustement des paramètres PVT, les modéliser et les caler par le logiciel PVTP, une étude SCAL, estimation des réserves en place par MBAL, modélisation des puits par PROSPER.
 - L'élaboration des scénarios de développement : consiste à analyser les données obtenues par la 1ère étape, proposer des scénarios pour développer la structure, faire des prévisions de production sur MBAL et décider du meilleur scénario.

PARTIE A :
THEORIE ET
LITTERATURE

I. Etat de L'art

I.1 Introduction

L'optimisation de la stratégie de production revêt une grande importance dans l'industrie pétrolière et doit être appliquée pour atteindre différents objectifs. Parfois, le but principal de ce processus est de sélectionner une stratégie de production adéquate à appliquer dans la planification du développement du réservoir. Dans d'autres cas, l'objectif est d'utiliser une procédure d'optimisation détaillée afin d'obtenir des résultats précis pour soutenir des décisions complexes. Un autre objectif possible peut être l'optimisation de champs matures afin d'augmenter la rentabilité ou d'adapter la production à un nouveau scénario économique.

L'utilisation de la simulation de réservoir est très importante pour fournir des prévisions de production/injection fiables et des prédictions correctes du potentiel de récupération du champ. Cependant, pendant la phase initiale de développement du champ, la quantité d'informations disponibles sur le réservoir est très limitée et il est très difficile d'obtenir un modèle de réservoir correct. Par conséquent, l'utilisation de modèles de simulation simplifiés est plus appropriée et conduit à de meilleurs résultats. [1]

I.2 Principe d'un Plan de développement de champs :

Un plan de développement de champs, ou Field Development Plan (FDP), est un outil complet et intégré qui aide à la prise de décision dans les phases de développement et de production d'un champ pétrolier. Le FDP d'un champ pétrolier, reflète la planification de la mise en valeur des réservoirs que fait référence aux stratégies qui commencent par la phase de forage d'exploration et d'évaluation et se terminent par la phase d'abandon d'un champ particulier afin d'établir le plan d'action pendant la vie productive du champ. La figure A.I.1 résume les phases d'un plan de développement de réservoir. L'objectif principal du cycle complet d'un plan de développement est de maximiser la rentabilité du projet. [2]

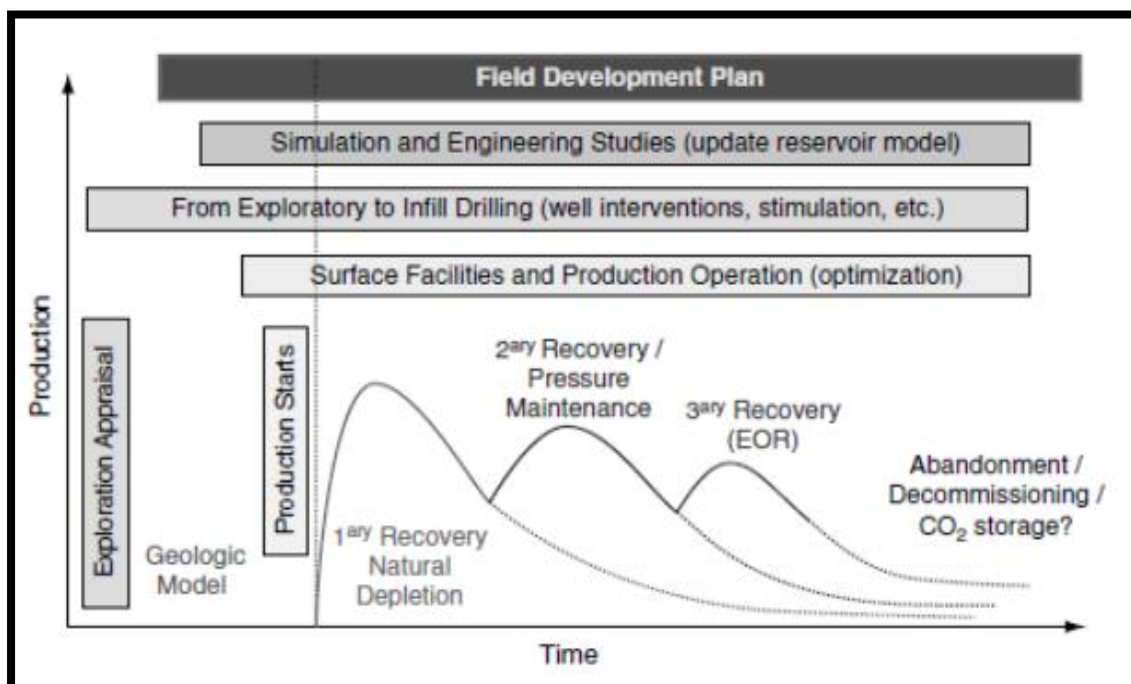


Figure A.I.1: Les phases de développement des champs pétroliers [2]

Le développement des champs pétroliers peut être divisé en 2 principaux groupes : ingénierie de puits et ingénierie de réservoir. Cette phase de développement concerne les champs vierges et les champs matures. Pour les nouveaux champs, l'implantation de nouveaux puits et le design des installations de surface constituent les principaux scénarios. Par contre, dans le cas des champs matures, si le nombre de puits maximale supporté par la structure est atteint, les disciplines de développement des puits interviennent, tel que la recomplétions, la stimulation, le traitement et les techniques de récupération assistée. Puis, l'implantation des puits injecteurs pour le maintien de pression. [3]

I.3 Les étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier

La durée de vie de l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures est longue. De la découverte d'un gisement à sa mise en production, les opérations d'exploration puis de production s'étalent sur plusieurs dizaines d'années. On distingue cinq étapes principales dans la vie d'un champ pétrolier ou gazier. [4]

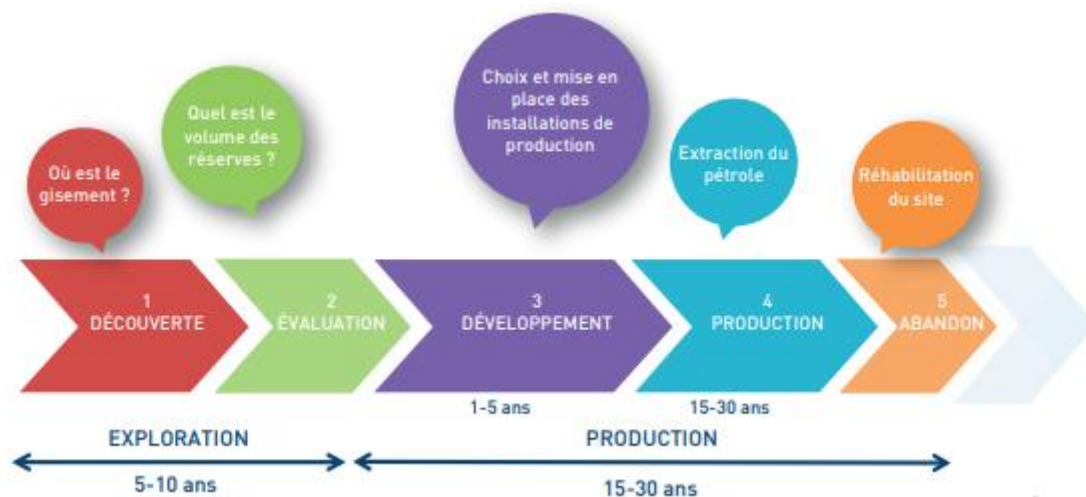


Figure A.I.2 : Schéma représente les étapes de FDP [4]

I.3.1 L'exploration pétrolière

I.3.1.1 La découverte du champ

- Le pétrole et le gaz sont piégés dans des roches réservoirs qui sont enfouies sous les océans ou sous les continents.
- Pour les localiser, les géologues analysent les images du sous-sol obtenues par échographie sismique. Ils reconstituent les couches géologiques du sous-sol, puis ils définissent des « prospects » ou gisements potentiels.
- Des forages d'exploration, qui peuvent atteindre plusieurs kilomètres de profondeur, sont nécessaires pour confirmer la présence d'hydrocarbures dans le gisement.

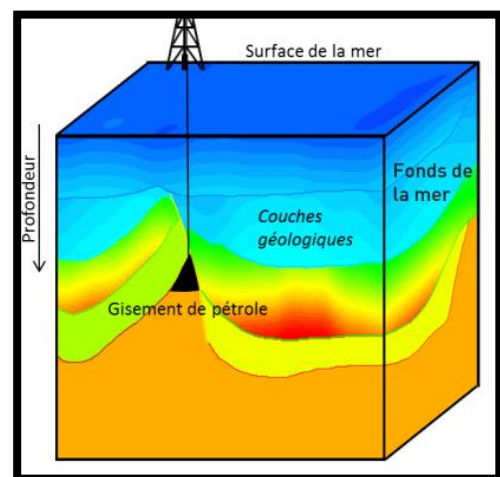


Figure A.I.3 : Vue 3D des couches géologiques montrant un gisement confirmé par forage [4]

I.3.1.2 L'évaluation du champ

Une fois la découverte confirmée, des modèles numériques du gisement (souvent en 3D) sont réalisés sur ordinateur. Ils permettent :

- D'estimer le volume de pétrole et de gaz en place dans le réservoir avant la mise en production du gisement,
- De simuler l'extraction des fluides contenus dans la roche réservoir.
- De créer des scénarii potentiels de mise en production du champ, en fonction de divers facteurs tels que techniques d'extraction, nombre de puits, taille et type des installations de production, etc.

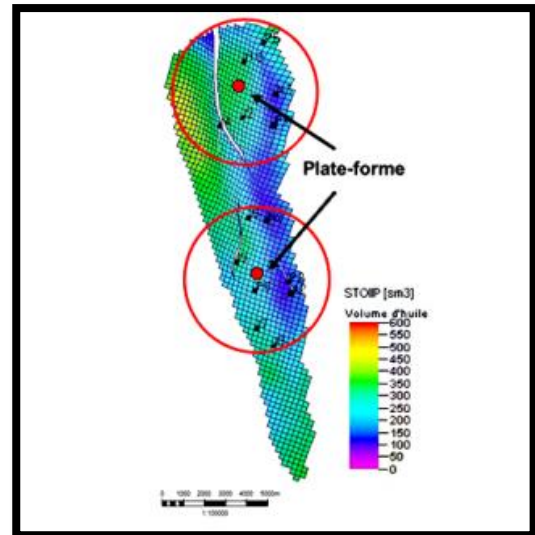


Figure A.I.4 : Modèle de réservoir indiquant le volume d'huile en place et l'emplacement des futurs forages d'appréciation [4]

Des forages d'appréciation du gisement sont implantés pour obtenir de nouvelles données sur les caractéristiques du réservoir.

I.3.2 La production de pétrole et de gaz

I.3.2.1 Le développement du champ

C'est la phase d'exploitation du gisement qui demande la mise en place de tout l'équipement nécessaire. Le plan de développement du champ définit :

- Le nombre de puits à forer pour pouvoir produire,
- Les techniques de récupération et d'extraction du pétrole emprisonné dans la roche réservoir,
- Le type et le coût des installations comme les plates-formes, en fonction des aléas du milieu marin (marées, tempêtes, courants, vents, corrosion...),
- Les dispositifs de séparation des gaz et des fluides, > les sites de traitements pour préserver l'environnement.

I.3.2.2 La production du champ

La période pendant laquelle on extrait les hydrocarbures varie généralement de 15 à 30 ans et peut se prolonger jusqu'à 50 ans et plus pour les « champs géants ».

La durée de vie du gisement se compose de différentes phases successives :

- Une période de croissance.
- Une phase de stabilisation ou « plateau »,
- Des phases d'injection d'eau, de gaz ou de produits chimiques pour aider ou assister la récupération du pétrole et maintenir un volume satisfaisant de ressources produites.
- Une phase d'épuisement : la production de pétrole décline progressivement.

I.3.2.3 L'abandon du champ

Quand le débit d'hydrocarbures devient minimum, le gisement est épuisé ; c'est la phase de fermeture du gisement.

Avant d'abandonner le champ, les compagnies pétrolières :

- Démantèlent les plates-formes.
- Mettent en sécurité les puits.
- Préservent les réserves de pétrole résiduelles.
- Nettoient, dépolluent et réhabilitent le site si nécessaire, conformément aux législations nationales et internationales.

I.4 Scénarios conceptuels de FDP

I.4.1 Principe

Le scénario conceptuel est une étude détaillée des différentes possibilités de développement et d'exploitation d'un champ. C'est l'un des moyens les plus efficaces de réduire considérablement les dépenses d'investissement globales (ou CAPEX) liées aux projets tout en optimisant le retour sur investissement.

Le scénario conceptuel du développement d'un nouveau champ est identifié en se basant sur des données obtenues lors des premières phases, à savoir [5] :

- Contexte géologique du réservoir.
- Mécanisme de drainage du réservoir.
- Propriétés de la roche et des fluides.
- Hydrocarbure en place.

I.4.2 Exécution

La décision d'investir pour le développement du champ est réalisé sur la base des informations fournies par le modèle du réservoir, en l'occurrence, les réserves attendues et profils de production. L'investissement ne sera réalisé que si le projet est soutenu par une Valeur Ajoutée économique et la disponibilité d'une technologie de production fiable (voir **Figure A.I.5**).

Si le projet est considéré réalisable, le scénario conceptuel fournit une estimation préliminaire des coûts (OPEX et CAPEX) pour trois cas de profil de production :

- Le cas de base dérivé en utilisant les paramètres de réservoir associés aux réserves prouvées P50.
- Le cas à fort potentiel, qui est une estimation optimiste, dérivé en utilisant les paramètres de réservoir offrant le potentiel le plus élevé. Ces paramètres sont associés aux réserves prouvées P10. C'est le cas à haut risque.
- Le cas conservateur, qui est l'estimation la plus fiable, dérivé en utilisant les paramètres de réservoir offrant l'intervalle de confiance le plus élevé. Ces paramètres sont associés aux réserves prouvées P90. C'est le cas à bas risque.

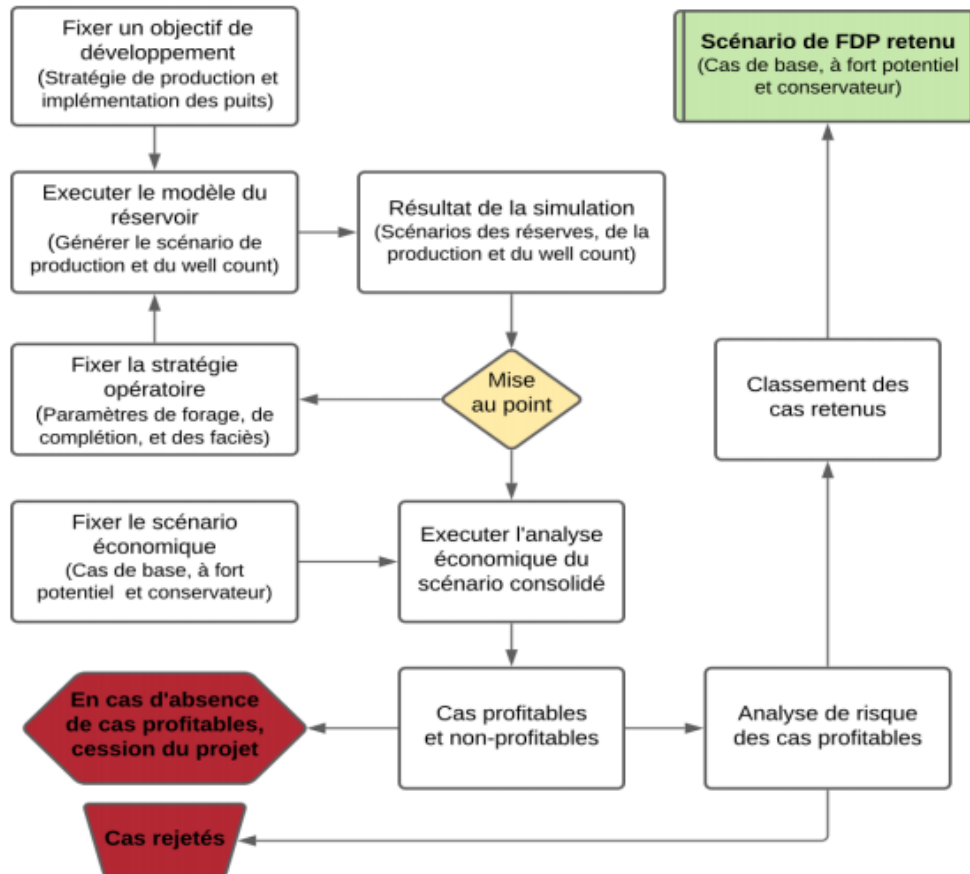


Figure A.I.5 : Workflow d'un scénario conceptuel de FDP

I.4.3 Identification de la stratégie de développement

Afin d'identifier la stratégie la plus efficace pour atteindre l'objectif prédéfini de l'entreprise, il est crucial de trouver des solutions appropriées aux problématiques suivantes :

- Stratégie de récupération des hydrocarbures : adoption de la déplétion naturelle du réservoir ou de l'injection d'eau et/ou de gaz.
- Implémentation des puits.
- Débit de production en plateau optimal.
- Possibilité d'intégration avec les infrastructures existantes.
- Méthode de transport et expédition des hydrocarbures.
- Conception pour une mise hors service et abandon.

Cependant, certaines contraintes s'imposent sur le choix des solutions susmentionnées, de sorte que ces dernières doivent garantir, à la fois, la sécurité du personnel et de l'équipement, un retour économique et un taux de récupération optimal. Parmi les solutions proposées, la direction de l'entreprise choisit le plus adapté plan de développement.

I.5 Consolidation du FDP

La tâche principale de la consolidation du scénario est d'analyser toutes les alternatives pertinentes aux stratégies de développement du champ (voir Tableau A.I.1) et d'adopter celles qui conviennent au mieux au FDP.

Stratégie	Scénario	Aboutissement
Déplétion	<ul style="list-style-type: none"> - Déplétion naturelle - Déplétion naturelle, suivie d'injection d'eau / de gaz pour le maintien de pression - Déplétion naturelle, suivie d'injection d'eau pour la récupération secondaire 	Récupération finale
Production	<ul style="list-style-type: none"> - Pré-forage, début de production au débit de plateau. - Débit de plateau à courte durée. - Débit de plateau à longue durée 	Profil de production consolidé
Récupération assistée	<ul style="list-style-type: none"> - Récupération naturelle à la pression de tête de puits minimale - Récupération assistée (Artificial Lift) - Récupération assistée (Artificial Lift) with surface blustering pressure 	Système de récupération assistée
Architecture du puits	<ul style="list-style-type: none"> - Verticale / Déviée - Horizontale - Multilatérale 	Soutirage d'hydrocarbures Rentable
Perforations	<ul style="list-style-type: none"> - Intervalle unique. - Intervalles multiples, écoulement amalgame - Pénétration partielle 	Gestion de réservoir efficace
Complétion	<ul style="list-style-type: none"> - Complétion simple - Complétion multiple 	Soutirage d'hydrocarbures Rentable
Installations de surface	<ul style="list-style-type: none"> - Transport vers installations de traitement préexistantes - Installations de traitement dédiées 	Traitement d'hydrocarbures Rentable

Tableau A.I.1 : Différents scénarios de stratégies de développement et d'exploitation.

II. PVT & propriétés des fluides et des réservoirs

II.1 Les propriétés fondamentales des fluides

Pour comprendre et prédire le comportement volumétrique de gisements de pétrole et de gaz, la connaissance des propriétés physiques des fluides du réservoir est primordiale.

Ces propriétés des fluides sont déterminées par des expériences de laboratoire réalisées sur des échantillons de fluides, mais dans le cas de l'absence de celles-ci, il est nécessaire que l'ingénieur de pétrole détermine ces propriétés par des corrélations empiriques.

On a cité les propriétés suivantes :

- ❖ Propriétés de gaz naturel.
- ❖ Propriétés de l'huile.
- ❖ Propriétés de l'eau.

II.1.1 Propriétés des gaz naturels

Le Gaz est défini comme un fluide homogène de basse viscosité et de la densité, qui n'a pas de volume défini, mais se dilate pour remplir complètement le volume dans lequel il est placé. Généralement le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures. La connaissance des relations de la pression-volume-température (PVT) et d'autres propriétés physiques et chimiques des gaz sont essentiels pour résoudre des problèmes d'ingénierie du gaz naturel dans le réservoir. Les propriétés d'intérêt comprennent :

- Masse moléculaire apparent.
- La masse volumique du gaz ρ_g .
- Volume spécifique.
- Densité.
- Coefficient de compressibilité.
- Compressibilité du gaz naturel.
- Facteur Volumétrique de Gaz.
- Viscosité du gaz.

a. Masse moléculaire apparente

Une des propriétés principales de gaz fréquemment d'intérêt pour les ingénieurs est la masse moléculaire apparente. Si y_i représente la fraction molaire du $i^{\text{ème}}$ composant dans un mélange gazeux, le poids moléculaire apparent est défini mathématiquement par l'équation suivante :

$$M_a = \sum y_i M_i$$

Où

M_a : Masse moléculaire apparent d'un mélange du gaz.

M_i : Masse moléculaire du composant i dans le mélange.

y_i : Fraction molaire du composant i dans le mélange.

b. La masse volumique du gaz ρ_g

La masse volumique d'un mélange de gaz est calculé simplement par la formule suivante :

$$\rho_g = \frac{PM_a}{RT}$$

c. Volume spécifique

Le volume spécifique est défini comme étant le volume occupé par une unité de masse. Le volume est donné par :

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RT}{PM_a} = \frac{1}{\rho_g}$$

d. Densité

La densité est définie comme étant le rapport de la masse volumique du gaz à celui de l'air. Deux masses volumiques sont mesurées ou exprimé à la même pression et température. Généralement la pression normale et température standard T_{sc} , sont utilisées dans la définition de la gravité spécifique du gaz.

$$\gamma_g = \frac{\text{La masse volumique du gaz}(p = 14,7 \text{ psia}, T = 60F)}{\text{La masse volumique de l'air}(p = 14,7 \text{ psia}, T = 60F)} = \frac{\rho_g}{\rho_{air}}$$

e. Coefficient de compressibilité

Le facteur de compressibilité du gaz est défini comme le rapport du volume réel de gaz à Température T et pression P par rapport au volume idéal du même nombre de moles à la même Température et Pression P :

$$Z = \frac{V_{actuel}}{V_{ideal}} = \frac{V}{(nRT)/P}$$

f. Compressibilité du gaz naturel

La variation de la compressibilité du fluide due essentiellement à la variation de pression et de la température du réservoir. Pour une phase liquide, la compressibilité est faible et généralement supposée constant. Pour une phase gazeuse, la compressibilité est importante.

Par définition, la compressibilité du gaz à une température constante est la variation de volume par unité de volume pour un changement unitaire de la pression :

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

g. Facteur Volumétrique du gaz

Le facteur volumétrique du gaz est utilisé pour relier le volume de gaz mesuré dans les conditions de réservoir et le volume du gaz mesuré dans les conditions standard (60 °F et 14,7 psia). La relation est définie comme suite :

$$B_g = \frac{(V)_{p,t}}{V_{sc}}$$

h. Viscosité du gaz

La viscosité est définie comme une résistance à l'écoulement, pour les fluides de gisement, elle est calculée empiriquement, et dépend fortement de la pression, de la température, et de la composition du mélange hydrocarbure ($\mu_g = (P, T, y_i)$).

II.1.2 Propriétés des huiles brutes

Le pétrole est un mélange complexe constitué principalement des éléments hydrocarbure, des éléments non hydrocarbure (soufre, azote, l'oxygène et de l'hélium) et des éléments miniers. Les propriétés physiques et chimiques des huiles brutes varient considérablement en fonction de la concentration des différents types de l'huile. Les propriétés des fluides sont déterminées par des expériences de laboratoire réalisées sur des échantillons de fluides de réservoir, en l'absence de propriétés mesurées expérimentalement de pétrole brut, il est nécessaire que l'ingénieur de pétrole déterminent ces propriétés appliquant les corrélations empiriques. Les propriétés physiques de l'huile :

- La densité.
- Solubilité du gaz.
- La pression de bulle.
- Facteur volumétrique de l'huile.
- Coefficient de compressibilité isotherme.
- La densité de l'huile.
- Facteur volumétrique total de l'huile.
- La viscosité.

a. Densité de l'huile

La densité d'un pétrole brut est définie comme le rapport de la masse volumique de l'huile à celle de l'eau

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Avec :

ρ_o : La masse volumique de l'huile.

ρ_w : La masse volumique de l'eau.

b. Solubilité du gaz

La solubilité du gaz R_s est définie comme étant le nombre d'unités volumiques standards de gaz qui vont se dissoudre dans une unité volumique d'huile sous une pression et une température bien définie. La solubilité est le rapport du volume de gaz par rapport au volume de l'huile dans les conditions standard comme indiqué dans la formule suivante :

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

La figure suivante présente l'évolution de la solubilité en fonction de la diminution de la pression du réservoir :

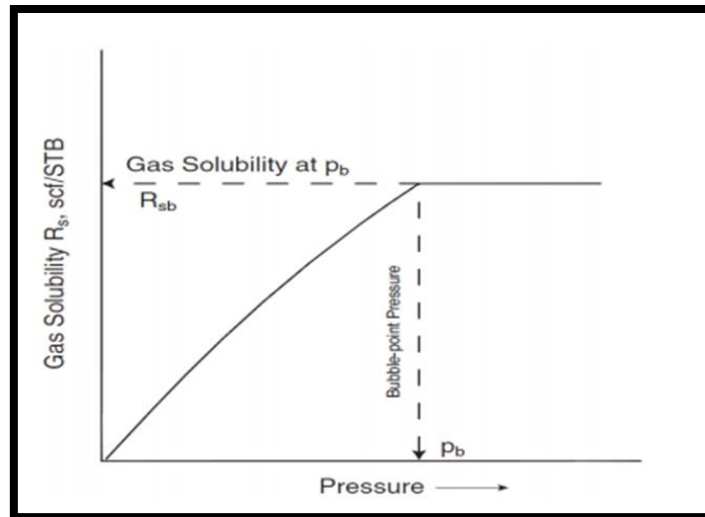


Figure A.II.1 : Evolution de la solubilité en fonction de la pression [6]

Il existe plusieurs corrélations pour la déterminer, qui dépendent la pression, la température, la masse volumique du gaz, et la masse volumique de l'huile. Les corrélations les plus importantes sont :

- La corrélation de Standing.
- La corrélation de Vasquez-Beggs.
- La corrélation de Glaso.
- La corrélation de Marhoun.
- La corrélation de Petrosky-Farshad.

c. Facteur volumétrique de l'huile

Il est défini comme le rapport entre le volume de l'huile mesuré dans les conditions de réservoir et le volume de l'huile mesuré dans les conditions de surface (14.7 psia et 60°F). Le facteur volumétrique de formation est exprimé mathématiquement par la relation suivante :

$$B_o = \frac{(V_o)_{\text{reservoir}}}{(V_o)_{\text{surface}}}$$

La figure suivante présente la variation du facteur volumétrique de formation en fonction de la pression du réservoir :

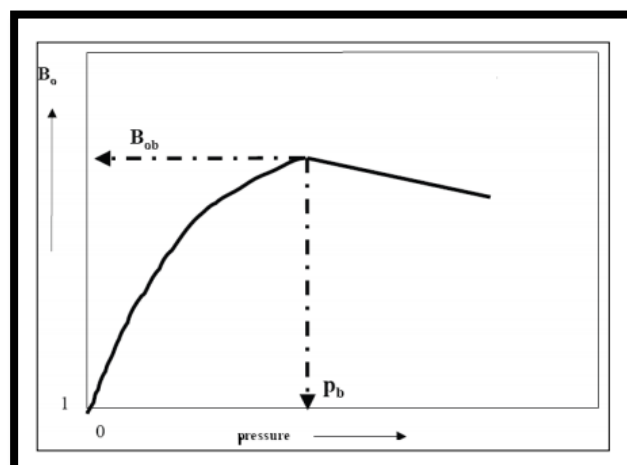


Figure A.II.2 : La relation Facteur volumétrique –Pression [6]

Plusieurs méthodes de prédiction sont utilisées pour le calculer, dépendant la pression de réservoir, la température, la masse volumétrique de gaz et la masse volumique de l'huile.

d. Coefficient de compressibilité isotherme de l'huile

Les coefficients de compressibilité isotherme sont nécessaires pour résoudre nombreux problèmes d'ingénierie de réservoir, y compris les problèmes d'écoulement de fluide dans les régimes transitoires, et les propriétés physiques de l'huile. Par définition le facteur de compressibilité est exprimé mathématiquement par la relation suivante :

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

e. Viscosité de l'huile

La viscosité est définie comme étant la résistance d'un fluide à l'écoulement. La viscosité de l'huile est une propriété physique importante qui contrôle l'influence le débit d'huile à travers les milieux poreux. La viscosité de l'huile est en fonction de la température, la pression, la densité de l'huile, de la densité et la solubilité de gaz. La figure suivante présente la variation de viscosité en fonction de la pression :

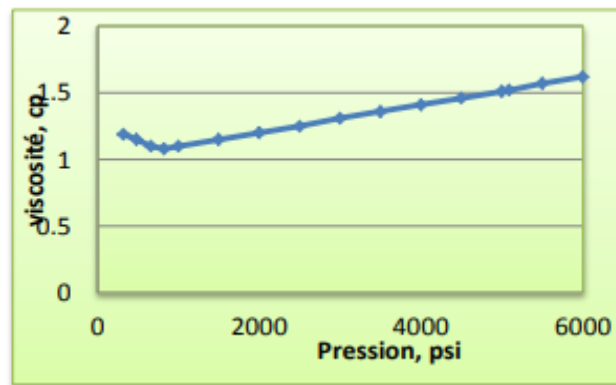


Figure A.II.3 : Evolution de la viscosité en fonction de la pression [6]

D'après la courbe, on remarque que la viscosité diminue avec la diminution de la pression du réservoir jusqu'à la pression de bulle. La diminution de la viscosité est interprétée par le mouvement du gaz dans l'huile, plus la pression diminue (supérieure à la pression de bulle) plus les bulles de gaz sont en mouvement et donc le fluide est moins visqueux. Puis elle augmente avec la diminution de la pression (inférieure à la pression de bulle), cette augmentation est interprétée par la libération des bulles de gaz. Plus l'huile est dégazée, il devient plus en plus visqueux.

II.1.3 Les propriétés des eaux de formation

Les propriétés les plus importantes pour les eaux de formation, sont :

- Facteur volumétrique de formation.
- La viscosité.
- La solubilité du gaz.
- La compressibilité isotherme.

Ces propriétés peuvent être déterminées au laboratoire directement, ou bien en passant par des corrélations empiriques.

II.2 Les propriétés fondamentales des roches réservoirs

La roche réservoir peut être composée des particules très friables et non consolidés comme le sable, des particules très dures et dense comme les grès, les calcaires et les dolomites, la connaissance des propriétés physiques de la roche réservoir et son interaction avec le fluide est essentielle pour la compréhension et l'évaluation de la performance d'un réservoir. Ces propriétés peuvent être déterminées par des analyses au laboratoire, par des loggings, ou par des corrélations en utilisant certains paramètres.

II.2.1 La porosité (Φ)

II.2.1.1 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}). 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%.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{solide}}{V_t}$$

$$V_t = A \times B \times H$$

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

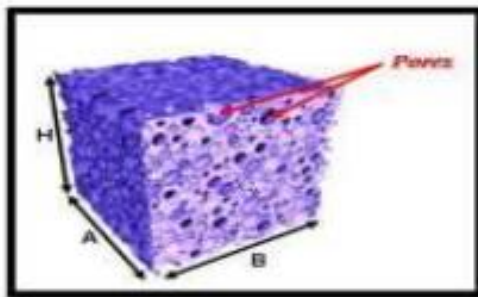


Figure A.II.4 : Illustration de la porosité [4]

II.2.1.2 Les différents types de porosité

a. 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.5).

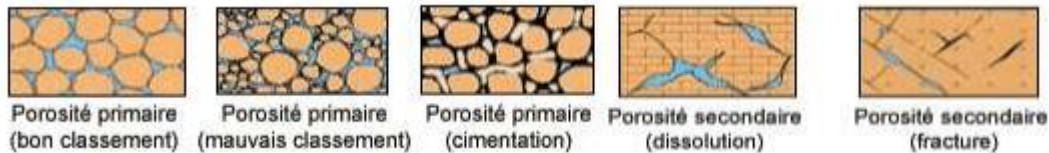


Figure A.II.5 : Types de porosité [7]

b. 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.

c. 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.6).

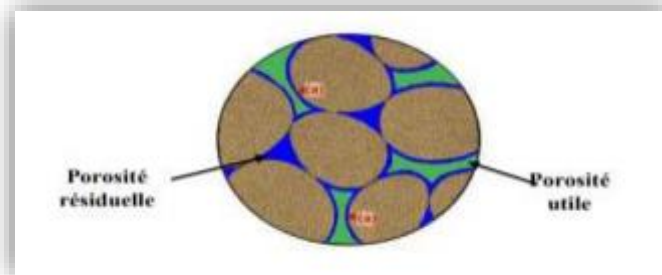


Figure A.II.6 : Porosité utile et porosité résiduelle [8]

On peut classer la porosité comme suit :

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

II.2.2 La perméabilité

II.2.2.1 Définition

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

II.2.2.2 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).

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

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

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

Dans un système à 3 phases : la somme ($K_{ro} + K_{rg} + K_{rw}$) est toujours inférieure à 1.

II.2.3 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.

$$S_g = \frac{V_{gaz}}{V_{pores}}$$

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 $S_w=100\%$.

II.2.4 Mouillabilité

La mouillabilité est la capacité ou l'aptitude de fluide à s'étaler sur la surface d'un solide en présence d'autres fluides non miscibles. Le concept de la mouillabilité est présenté dans la figure suivante : La tendance d'un liquide à s'étaler sur la surface d'un solide est une indication de la mouillabilité, cette tendance d'étalement peut être exprimé par un angle de contact qui permet d'identifier la mouillabilité de fluide.

Si : θ : le fluide mouille la roche. θ : le fluide ne mouille pas la roche. La figure suivante présente le degré de mouillabilité des trois liquides l'eau, l'huile et le mercure :

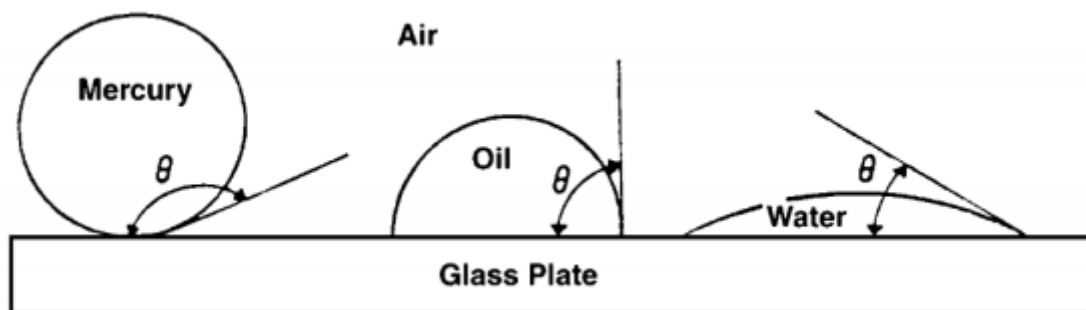


Figure A.II.7 : Illustration de la mouillabilité

II.2.5 La hauteur utile

Elle est définie comme étant la hauteur qui contribue à la récupération de pétrole.

II.3 Analyse PVT

II.3.1 Introduction

Compte tenu de la nature de plus en plus critique des fluides exploités, la connaissance des propriétés du fluide en place sont primordiales 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 qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface.

Les données PVT fournissent les informations nécessaires pour :

- Déterminer la quantité d'huile et de gaz en place.
- Evaluer les calculs de réservoir du bilan matières.
- Le comportement des fluides influe 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.
- Evaluer les différents scénarios de production.
- Optimiser la production de réservoir et la récupération d'huile.
- Maximiser la récupération finale.
- Optimiser les économies de production.

II.3.2 Collecte d'échantillons de fluide

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 :

- Echantillonnage de fond « Bottomhole sampling ».
- Echantillonnage de surface « Separator sampling ».
- Echantillonnage 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}).

II.3.2.1 Echantillonnage 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.

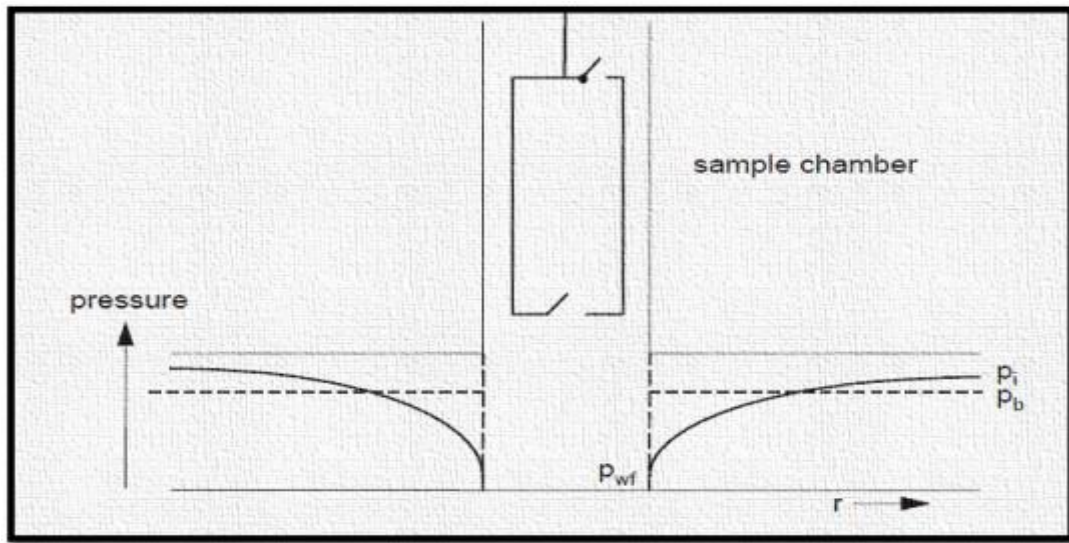


Figure A.II.8 : Echantillonnage de fond [8]

II.3.2.2 Echantillonnage de surface

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

L'échantillonnage des phases liquide et gazeuse doit se faire simultanément, il se fait au niveau du séparateur.

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 :

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.

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.

L'échantillonnage de surface est le type le plus courant pour les réservoirs de gaz à condensat.

II.3.2.3 Echantillonnage sur séparateur

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.

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.

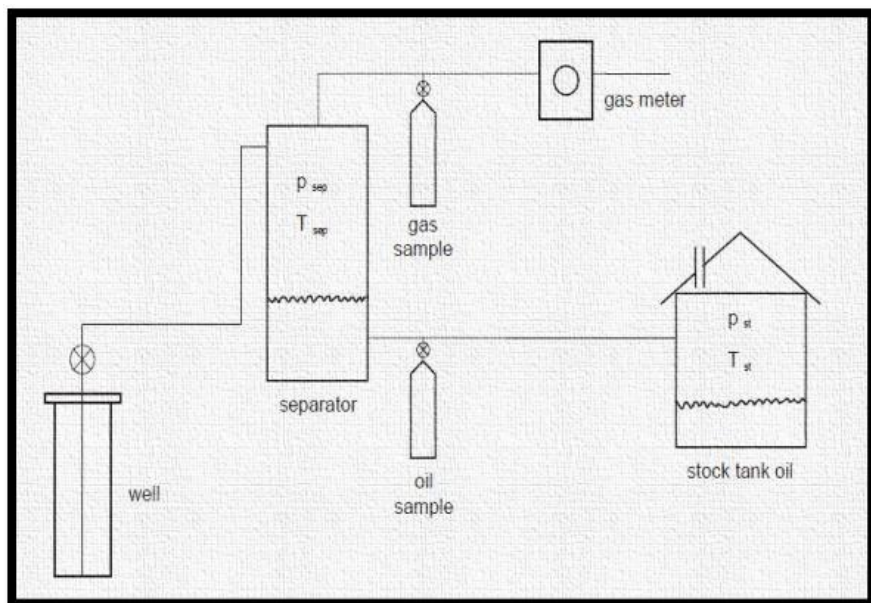


Figure A.II.9 : Echantillonnage sur séparateur [8]

II.3.3 Les expériences PVT

Les échantillons du liquide et de gaz prélevés sont recombinaison 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.

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 est de revoir les tests de laboratoire PVT et d'illustrer l'utilisation correcte des informations contenues dans les rapports PVT.

II.3.4 Analyse compositionnelle du fluide de réservoir

Il est souhaitable d'obtenir un échantillon de fluide le plus tôt possible dans la vie d'un champ, de manière à ce que l'échantillon analyse 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 plupart des paramètres mesurés dans une étude sur les réservoirs peuvent être calculés avec un certain degré de précision à partir de la composition. C'est la description la plus complète du fluide de réservoir que l'on puisse faire. Dans le passé, la composition des fluides de réservoir est habituellement mesurée pour inclure que les composants allant du méthane jusqu'au hexane, l'heptane avec des composants plus lourds sont regroupés en tant qu'un seul composant et rapportés avec un poids moléculaire et densité moyennes. Avec le développement d'équations d'état plus sophistiquées pour calculer les propriétés des fluides, il a été appris qu'une description plus complète des composants lourds était nécessaire. Il est recommandé que les analyses de composition du liquide de réservoir incluent au minimum une séparation des composants en C10. Les laboratoires de recherche les plus sophistiqués utilisent maintenant des équations d'état qui nécessitent des compositions jusqu'à C30 ou plus.

Trois expériences principales sont passées en revue :

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

II.3.5 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. Bien que la plupart des corrélations soient simples à utiliser, elles sont souvent basées sur des données provenant de zones géographiques limitées, en particulier d'Amérique du Nord. De plus, la précision de la relation de corrélation est rarement évoquée, même en relation avec les données sur lesquelles elle est basée.

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. Dans les sections suivantes, nous fournissons des informations pouvant être pertinentes pour la sélection.

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.

II.4 Etude SCAL

II.4.1 Introduction

Dans l'industrie pétrolière, l'analyse spéciale des carottes, souvent abrégée SCAL ou SPCAN, est une procédure de laboratoire permettant de réaliser des expériences d'écoulement sur des carottes prélevés d'un réservoir de 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.

II.4.2 Notions de Perméabilité relative

II.4.2.1 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. Réalisons l'expérience suivante au laboratoire : deux fluides non miscibles sont injectés, grâce à des pompes, dans un échantillon poreux cylindrique de section A et de longueur L.

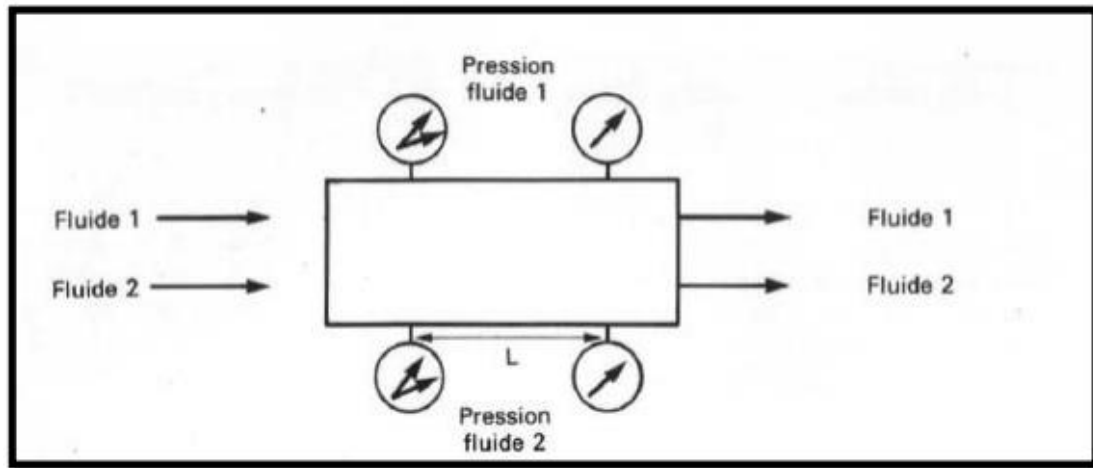


Figure A.II.10 : Détermination expérimentale de la perméabilité [10]

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. 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, on change la saturation moyenne en chacun des deux fluides (obtenue après un certain temps d'injection donnant l'équilibre), l'expérience montre également que les coefficients k_1 et k_2 sont modifiés et sont fonctions croissantes des saturations 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 :

$$\text{Eau : } k_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Huile : } k_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Gaz : } k_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

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

II.4.2.2 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 aborden remarquant que l'eau tapisse les parois des pores et emplit les petits pores, laissant passer l'huile surtout par les centres des pros pores.
- L'huile s'arrête de circuler pour une saturation minimale qui est 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 : $S_{WM} = 1 - S_{or}$.

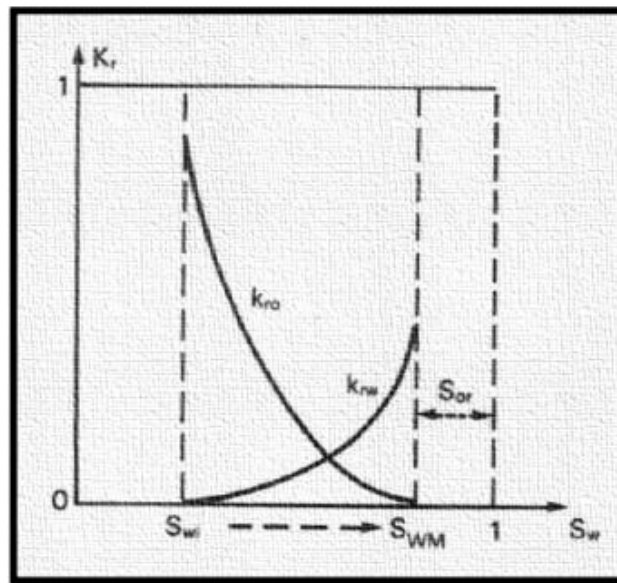


Figure A.II.11 : Evaluation de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple huile-eau [10]

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

b. Couple huile-gaz

Les observations sont du même type, 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 décompressons 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 face de l'échantillon soumise à une pression plus faible, tant qu'il n'existera pas une saturation en gaz suffisante pour former une phase gaz continue dans le milieu poreux (sinon les bulles de gaz resteront bloquées par l'effet Jamin. Les valeurs de S_{gc} sont généralement de quelques pourcents.

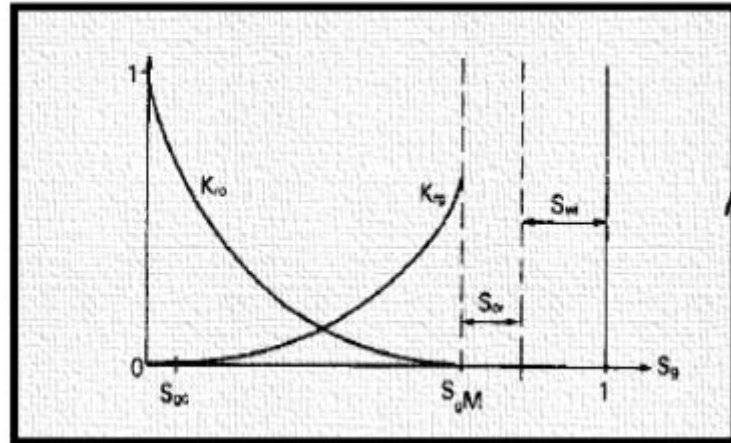


Figure A.II.12 : Evolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation, couple gaz-huile [10]

II.4.2.3 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 (PG, TG) 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,

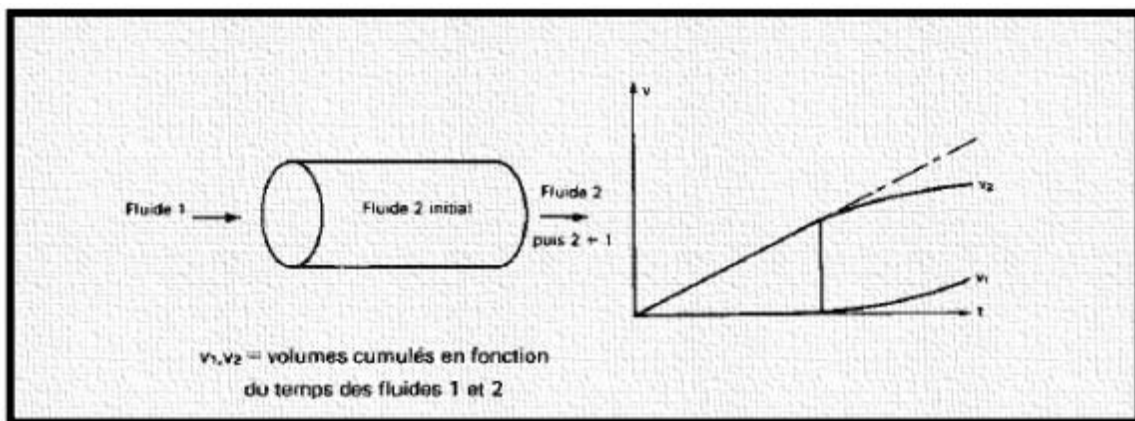


Figure A.II.13 : Détermination expérimentale de la perméabilité [10]

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).

- 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 la carotte jusqu'à ce que le rapport des fluides produits soit égal au rapport des fluides injectés. A 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
$$S^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad \text{Saturation « réduite »}$$

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 $S_w = S_{wi}$.

II.4.3 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 microfluidique et l'extraction d'huile à partir de roche poreuse). Il est également observé dans les phénomènes naturels.

II.4.3.1 Définition de la pression capillaire

La pression capillaire est définie par :

$$P_C = P_{non\ mouillant} - P_{mouillant}$$

Avec :

P_c : pression capillaire.

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

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 gazole, 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.

II.4.3.2 Méthodes de mesure de la pression capillaire

Les méthodes permettant de mesurer physiquement la pression capillaire dans un tube capillaire n'ont pas fait l'objet d'études approfondies, malgré le besoin de mesures de pression précises en microfluidique. Le principal problème avec la mesure de la pression dans les dispositifs microfluidiques est que le volume de fluide est trop petit pour être utilisé dans des outils de mesure de pression standard.

Certaines études ont présenté l'utilisation de microballons, qui sont des capteurs de pression à changement de taille. La suppression par asservissement, qui est traditionnellement utilisée pour mesurer la pression artérielle, a également permis de fournir des informations sur la pression dans les canaux microfluidiques à l'aide d'un système de contrôle « LabVIEW ». Essentiellement, une micropipette est immergée dans le fluide du tube capillaire et est programmée pour répondre aux changements du ménisque du fluide. Un déplacement dans le ménisque du liquide dans la micropipette induit une chute de tension, ce qui déclenche une pompe pour rétablir la position initiale du ménisque. La pression exercée par la pompe est interprétée comme la pression à l'intérieur du tube capillaire.

III. Performance des réservoirs et essais des puits

III.1 Well & Reservoir Performance

III.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. [11]

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 .

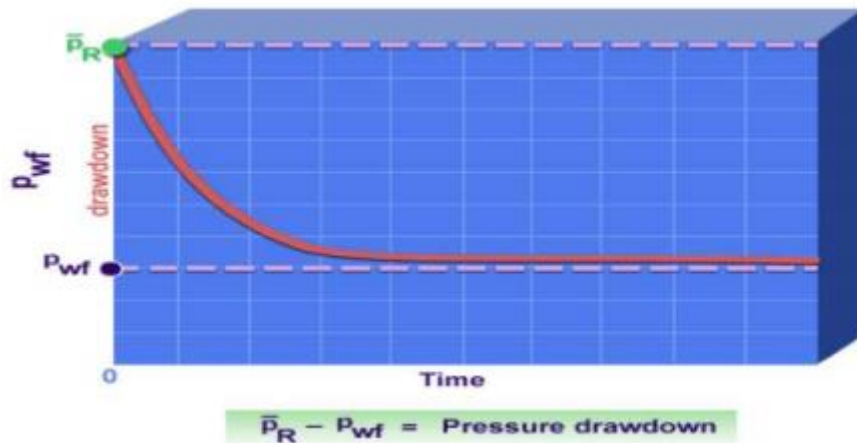


Figure A.III.1 : Évaluation du « pressure drawdown » [12]

Les facteurs affectant l'indice de productivité sont :

- Comportement de phases dans les réservoirs.
- Comportement en matière de perméabilité relative.
- Comportement de la viscosité de l'huile.
- 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 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 :

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{A} \frac{dp}{dl}$$

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.

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.

a. 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 égal 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.

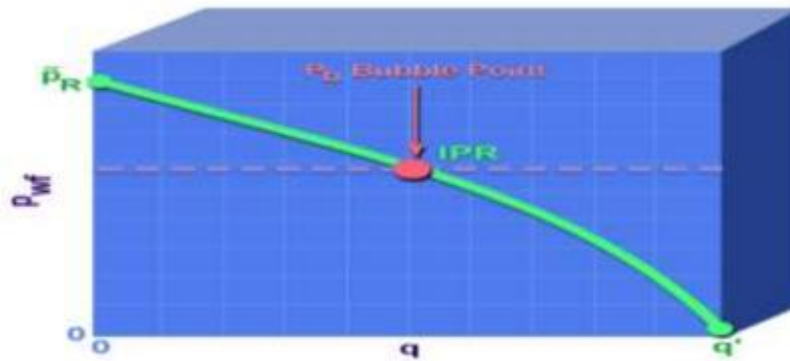


Figure A.III.2 : La courbe de l'IPR [12]

b. 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).

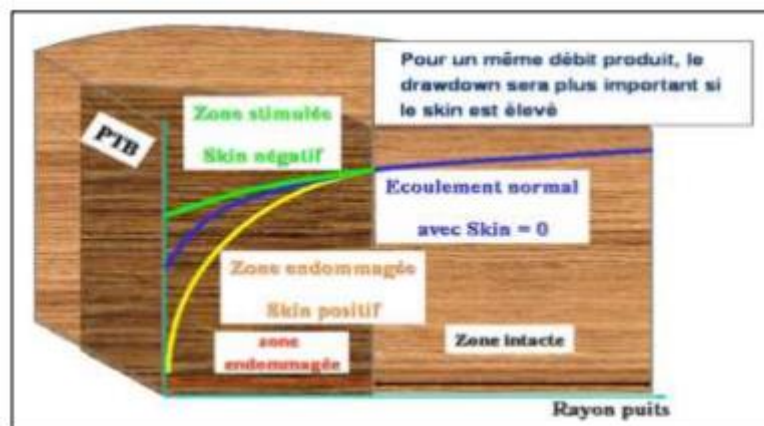


Figure A.III.3 : Évolution PTB en fonction de la valeur du Skin [13]

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 croissent régulièrement par les dépassements et coalisent 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 basses, 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.

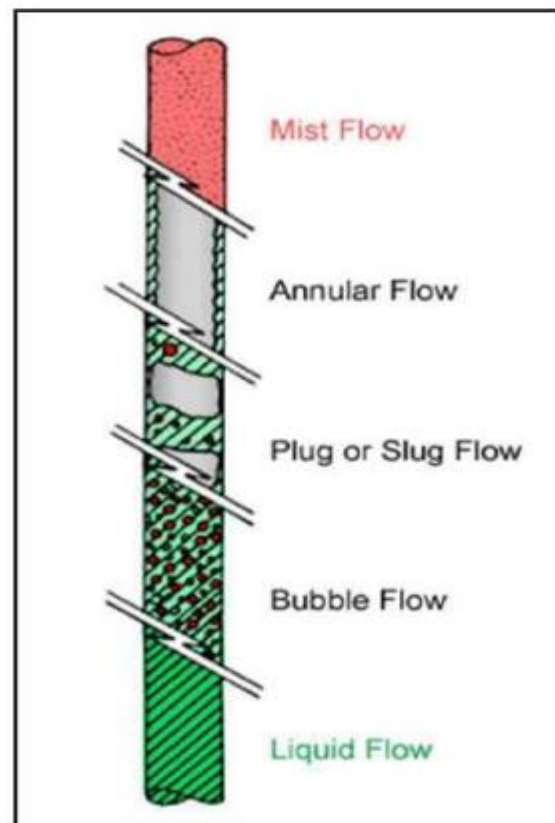


Figure A.III.4 : Les différents régimes

- ❖ **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 disparaître, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

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 utilisés 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.

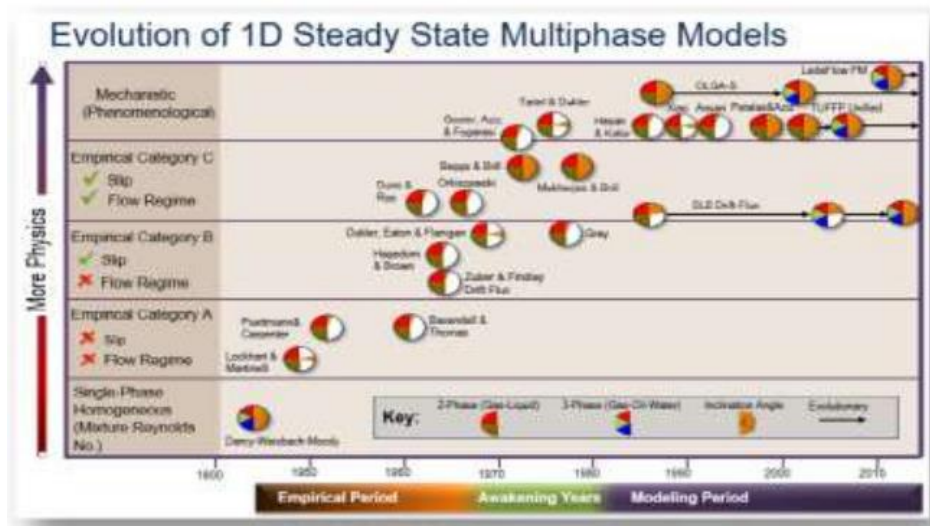


Figure A.III.5 : Les différentes corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charge [14]

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, Pwf). 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.

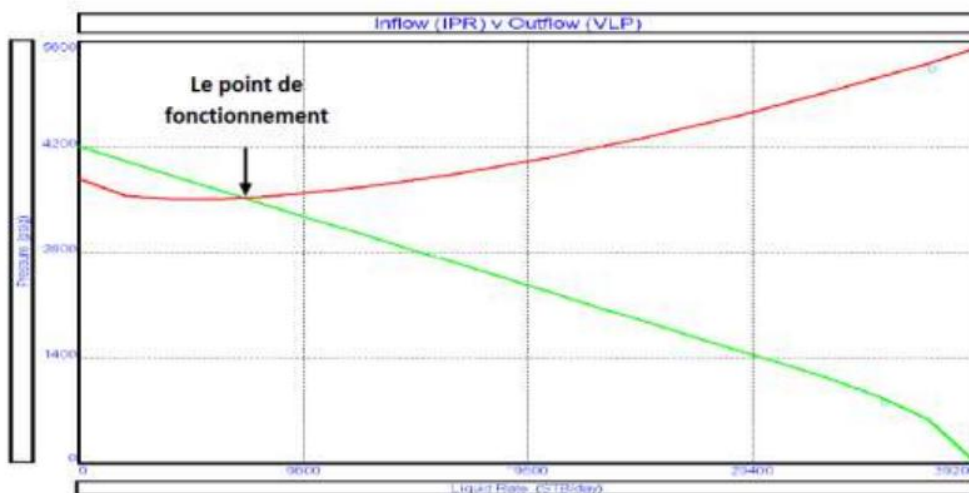


Figure A.III.6 : Courbe de l’Inflow + l’Outflow performance [15]

III.2 Les essais des puits

III.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 les 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 : $\Delta p = p_i - p(t)$

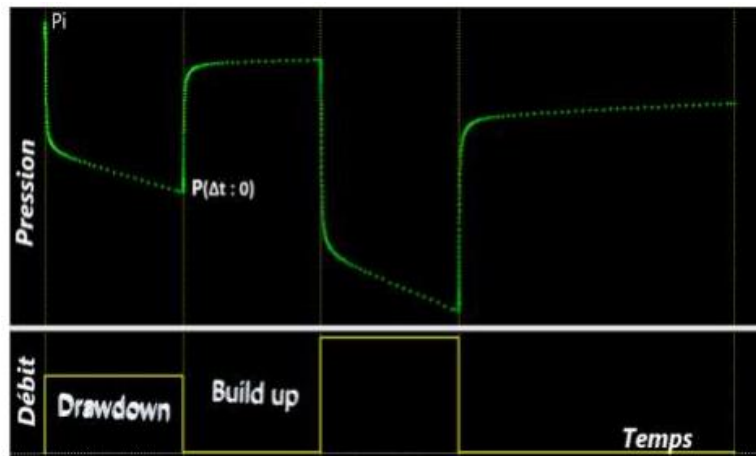


Figure A.III.7 : Séquence d'essai build up et Drawdown.

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).

III.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 workover, 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.

III.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 :

a. 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).

b. 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.

III.2.4 Procédure des essais

III.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.

III.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.

III.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.

III.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.

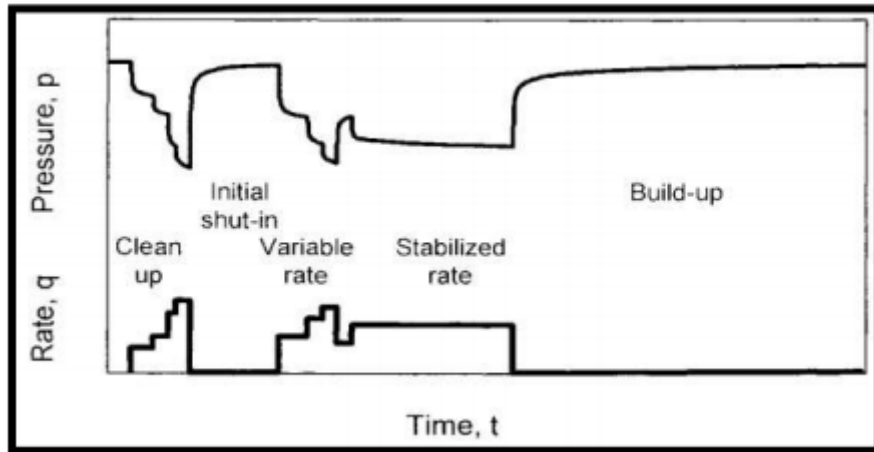


Figure A.III.8 : Séquence des essais typiques. Puits d'huile

III.2.4.5 Les essais des puits complétés :

a. 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.

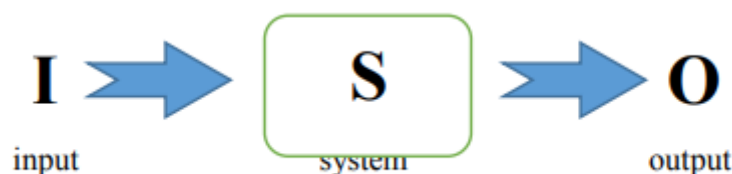
b. Essai de la tige de forage (DST) :

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.

III.2.5 Méthodologie des essais de puits

a. 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.

b. 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 débit 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.

c. 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.

Données sur le puits : rayon du puits 'rw', géométrie du puits (tel qu'un puits incliné ou horizontal), profondeurs (formation, jauges).

Paramètres du réservoir et du fluide : épaisseur de la formation 'h (nette)', porosité 'Φ', compressibilité d'huile 'co', de l'eau 'cw' et de la formation 'cf', saturation en eau 'Sw', la viscosité d'huile 'μ' et le facteur de volume de la formation 'B'. La compressibilité totale du système 'ct' est exprimée par :

$$ct = co (1 - Sw) + cwSw + cf$$

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.

III.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.

III.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.

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

III.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.

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

III.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.

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

III.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) :

$$C = -\frac{\Delta v}{\Delta p} = CoV_w$$

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 mWBS, 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 mWBS :

$$C = \frac{qB}{24mWBS}$$

III.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 du 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.

III.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.

IV. Estimation des réserves

IV.1 Estimation des réserves

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.

IV.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 :

IV.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.

IV.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.

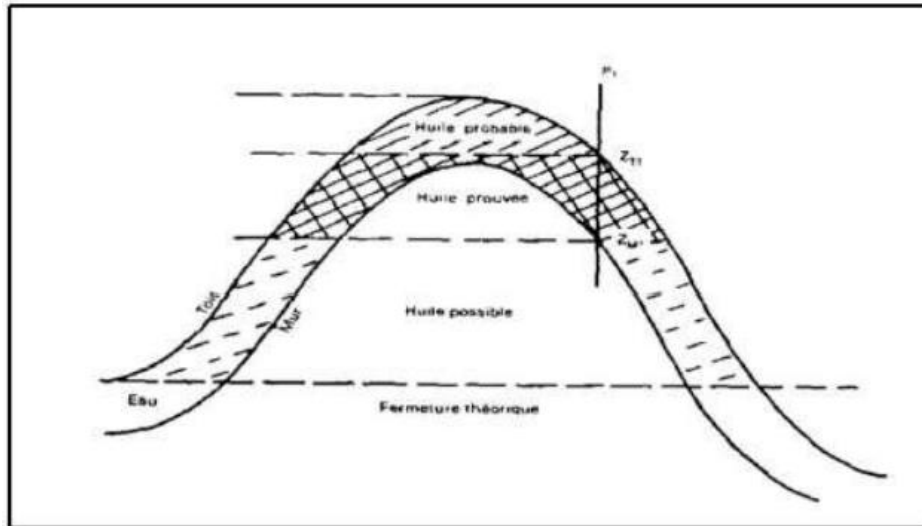


Figure A.IV.1 : Différentes catégories de réserves en place [16]

IV.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).

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

Formule mathématique de la méthode volumétrique :

Commençant par la loi des gaz réels, le volume initial du réservoir au conditions du fond est :

$$V_{gi} = \frac{Z_i n R T}{P_i}$$

Et le même volume au conditions standards est :

$$V_{sc} = G = \frac{Z_{sc} n R T_{sc}}{P_{sc}}$$

Le nombre de mole "n" est le même aux les conditions standards et aux conditions du fonds, donc :

$$G = \frac{V_{gi} P_i}{Z_i T} \frac{Z_{sc} T_{sc}}{P_{sc}}$$

Le volume des pores est exprimé par la relation suivante :

$$V_{gi} = 43560 Ah\Phi(1 - Sw_i) \quad \text{Le } V_{gi} \text{ est exprimé en 'acres.ft'}$$

En remplaçant le 'Vgi' dans la relation de "G", on aura :

$$G = 43560 Ah\Phi(1 - Sw_i) / B_{gi} \quad \text{Le volume G est exprimé en "scft".}$$

$$G_p = 43560 Ah\Phi(1 - Sw_i) / (B_{gi} - B_{ga})$$

Avec :

- V_{gi} : est le volume rocheux exprimé en (acres.ft)
- G : est le volume initial du en place exprimé en (scft) ou bien en (m^3).
- Φ : est la porosité moyenne (Fraction)
- S_w : est la saturation moyenne en eau (Fraction)
- A : est la surface du réservoir en (acres)
- h_u : est la hauteur utile moyenne en (ft)
- G_p : est le volume du gaz produit en (scft)
- B_{gi} : est le facteur volumétrique initiale (cft/scft)
- B_{ga} : est le facteur volumétrique après une production (cft/scft)

Remarque : le facteur de récupération des réservoirs du gaz varie entre 80% et 90%, mais la présence d'une aquifère piège le gaz en avançant vers la surface. Donc le facteur de récupération dans ce cas varie entre 50% et 80%.

Détermination des différents paramètres intervenant dans la formule.

Considérons un ensemble de puits (n puits : chaque puits a sa propre ϕ_i , Sw_i , So_i , 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 :

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 :

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

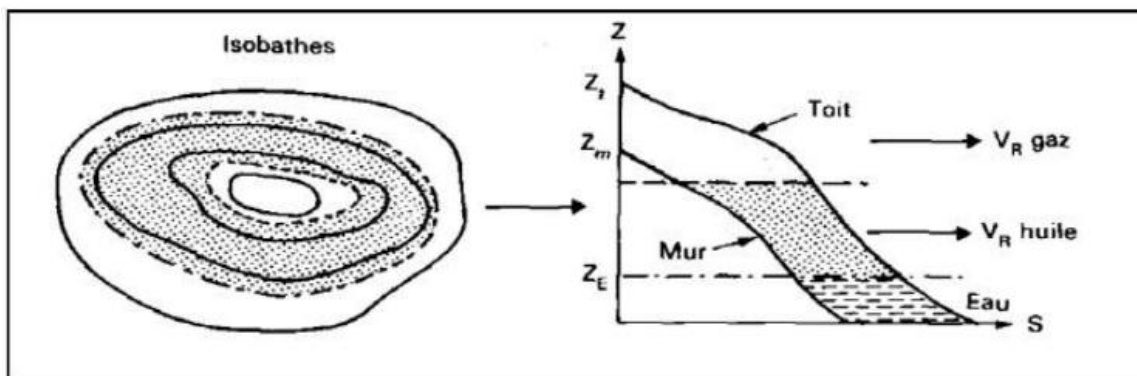


Figure A.IV.2 : Méthode d'estimation du volume rocheux [16]

b. Détermination du φ_{moy} :

- Si $h_{ui} = h_{ui+1}$, on aura : $\varphi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \varphi_i}{n}$
- 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 :
$$\varphi_i = VP_i/V_i \rightarrow VP_i = \varphi_i * V_i$$

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

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

c. Détermination du S_{wmoy}

- Si $h_{ui} = h_{ui+1}$, on aura : $S_{wmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi}}{n}$
- Si $h_{ui} \neq h_{ui+1}$, on suit la méthode suivante :

On a :
$$S_w = \frac{V_w}{V_t}$$

Et pour chaque S_{wi} on a :
$$S_{wi} = V_{wi}/VP_i \rightarrow V_{wi} = S_{wi} * VP_i$$

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

Donc :
$$S_{wmoy} = \frac{V_w}{V_p} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{wi}}{\sum_{i=1}^n V_{pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} * V_{pi}}{\sum_{i=1}^n V_{pi}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} * \varphi_i * S * h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * S * \varphi_i}$$

Enfin :
$$S_{wmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} * \varphi_i * h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_{ui} * \varphi_i}$$

d. Détermination de h_{umoy} :

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

e. Détermination de h_{moy} :

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

C'est une moyenne arithmétique.

IV.1.2.2 Méthode dynamique (bilan matière)

À partir de l'équation de la conservation de la matière :

$$n_p = n_i - n_f$$

Où :

n_p : la quantité du gaz produite en mole.

n_i : la quantité du gaz initiale en mole.

n_f : la quantité du gaz restante (finale) en mole dans le réservoir.

En utilisant la loi des gaz parfaits : **$PV = Z n R T$**

L'équation de la conservation de la matière devient :

$$\frac{P_{sc} G_p}{R T_{sc}} = \frac{P_i V}{Z_i R T} - \frac{P[V - (W_e - W_p)]}{Z R T} \dots \dots \dots (1)$$

Où :

P_i : la pression initiale du réservoir 'psi'.

G_p : le cumul du gaz produit 'scft'.

P : la pression du réservoir 'psi'.

V : 'OGIP' ou 'G' en 'cft'.

W_e : le cumul d'eau influx 'cft'.

Z_i : le facteur de déviation du gaz à P_i .

Z : le facteur de déviation du gaz à P .

T : température '°R'.

W_p : le cumul d'eau produit 'cft'.

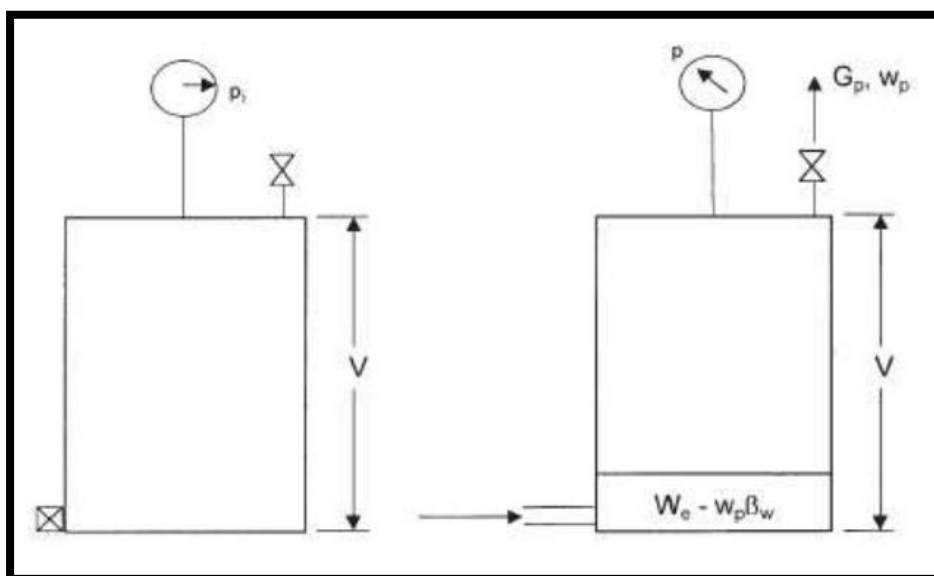


Figure A.IV.3 : Les mécanismes de drainage d'un réservoir du gaz

En générale, les réservoirs du gaz sec peuvent être devisés en deux catégories :

a. Les réservoirs du gaz sec volumétriques (VOLUMETRIC GAS RESERVOIRS)

Dans cette catégorie ($W_e - W_p B_w = 0$).

L'équation (1) devient :

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{P_i V}{Z_i T} - \frac{P V}{Z T} \dots \dots \dots (2)$$

Cette équation peut être exprimé en deux formes :

- **1^{ere} forme avec le terme de P/Z :**

En réarrangeant l'équation (2) :

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \left(\frac{P_{sc} T}{T_{sc} V} \right) G_p \dots \dots \dots (3)$$

En représentant 'P/Z' en fonction de 'Gp' (voir la figure suivante) :

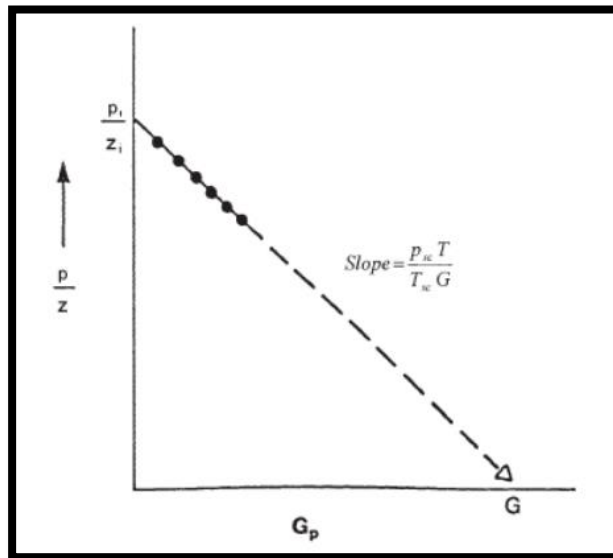


Figure A.IV.4 : l'équation du bilan matière du gaz

L'extrapolation de la ligne droite obtenue sur l'axe des 'x' nous donne la valeur de 'G'.

Les réserves initiales des gaz 'V' peuvent être exprimés dans les conditions standards avec :

$$V = B_g G = \left(\frac{P_{sc} Z_i T}{T_{sc} P_i} \right) G \dots \dots \dots (4)$$

En substituant l'équation (4) dans l'équation (3), on aura :

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \left(\left(\frac{P_i}{Z_i} \right) \frac{1}{G} \right) G_p \dots \dots \dots (5)$$

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - [m]G_p \quad \text{avec } m = \left(\frac{P_i}{Z_i}\right) \frac{1}{G}$$

Où : G : OGIP exprimé par ‘scft’.

V : OGIP exprimé par ‘cft’.

En terme du facteur de récupération RF :

$RF = \frac{G_p}{G}$ En remplaçant G_p/G par RF dans l’équation (5), on aura :

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad \text{Ou} \quad \frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} (1 - RF) \quad \text{donc} \quad RF = 1 - \left(\frac{Z_i P}{Z P_i}\right)$$

- **2^{eme} forme en fonction du Bg :**

De la définition du facteur volumétrique du gaz :

$$B_g = \frac{V}{G} \dots \dots \dots (6) \quad \text{et} \quad \frac{P_{sc} Z_i T}{T_{sc} P_i} = \frac{V}{G} \dots \dots \dots (7)$$

En substituant les équations (6) et (7) dans l’équation (2), cette dernière devient :

$$G_p = G \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right) \dots \dots \dots (8)$$

Donc :

$$G_p = G \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \dots \dots \dots (9)$$

b. Les réservoirs du gaz sec en présence d’une aquifère (water drive gas reservoirs) :

Dans ce cas des réservoirs, le terme $W_e - W_p B_w$ n’est pas nul, donc on aura deux (2) inconnues à déterminer (‘G’ et ‘We’).

L’équation (9) peut être exprimée en plusieurs formes :

- **1^{ere} forme :**

$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_g - B_{gi}} \dots \dots \dots (10)$$

- **2^{eme} forme :**

$$G + \frac{W_e}{B_g - B_{gi}} = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} \dots \dots \dots (11)$$

Selon la notion de HAVELENA ET ODEH, l’équation (11) devient :

- **3^{eme} forme :**

$$F = G E_g + W_e \dots \dots \dots (12)$$

Avec :

$$\mathbf{F} = \mathbf{G}_p \mathbf{B}_g + \mathbf{W}_e \mathbf{B}_w$$

$$\mathbf{E}_g = \mathbf{B}_g + \mathbf{B}_{gi}$$

Le terme E_{fw} est négligeable par rapport E_g .

Partie B :

Etude Technique

I. Géologie de la région

I.1 Introduction

Ce périmètre représente la marge septentrionale du bassin de Gourara où le potentiel pétrolier a été prouvé. Les découvertes de Hassi Tidjerane constituent un élément encourageant quant à la suite de l'exploration sur le périmètre Guern El Guessa, qui partage le même environnement pétrolier.

L'activité forage a débuté au Nord-Ouest du périmètre Guern EL Guessa en 1954 avec le forage de quatre puits d'Oued Rharbi (OR-1, 2, 3 & 4). Ces puits ont été implantés sur la base des données gravimétriques qui s'avèrent après l'interprétation des données sismiques que ces puits ont des mauvaises positions structurales et que le réservoir Strunien est érodé par la discordance hercynienne.

Les résultats de ces puits ont montré des indices de gaz et de l'huile ainsi que de l'eau salée au niveau du réservoir Siegénien-Gédinnien.

En 1957, SN Répal a foré un puits Guern EL Moor (GM-1) sur une structure située sur la partie centrale du périmètre Guern El Guessa dans le but d'explorer les réservoirs du Dévonien. Les résultats des tests effectués en face des grès du Siegénien-Gédinnien ont donné 10m³ /h de gaz et de l'eau salée. Le Strunien a donné des indices d'huile.

En 1967, SOPEFAL a implanté le puits Guern Ben Kambou (GK-1) sur une structure identifiée par la sismique. Les tests réalisés au Strunien et Siegénien-Gédinnien ont donné 40m³ /h de gaz et 12m³ /h de gaz et d'eau salée respectivement.

L'association SONATRACH/BG a foré en 2011 deux puits Guern Bet Tebel et Guern El Ferd (GBT-1 et GEF-1), qui avaient pour objectifs pétroliers les réservoirs du Strunien et du Siegénien. Le premier puits GEF-1 se trouvant à 1.8km à l'Est du puits GM-1, a montré sur les diagraphies que la partie sommitale du réservoir Strunien est à hydrocarbures, avec une hauteur utile de 10m, et des porosités de l'ordre de 18%. Par contre Le deuxième puits foré sur le flanc de la structure n'a montré aucun indice d'hydrocarbure. Suite à ces résultats le périmètre Guern El Guessa a fait l'objet d'un rendu total par la société BG.

la SONATRACH a repris les activités sur ce périmètre en 2012 et à foré 3 puits en 2014 qui se sont soldées par deux découvertes Hassi El Morrech-1 (HEM-1) faite en Janvier 2014 et Guern Ben Kambou-1bis (GK-1bis) faite en Octobre 2014. Par contre le forage GAT-1 qui se situe sur le même trend que les gisements Hassi Tidjerane (HTJ & HTJW) s'est avéré aquifères.

En Janvier 2016, Sonatrach a foré sur ce même trend GBN, un deuxième forage Garet El Atouch Nord-1 (GATN-1) distant de 15Km au Nord-Ouest de GAT-1, sur une position structurale plus haute. Le test réalisé au niveau du Strunien a produit du gaz donnant lieu à la troisième découverte sur le périmètre Guern El Guessa. En Juin 2016, Sonatrach a foré sur le trend GBT le forage GMN-1. La partie sommitale du réservoir Strunien s'est avérée argileuse donnant lieu à un changement latéral de faciès.

En Juillet 2016, Sonatrach a foré sur le même trend GBT un forage GM-1 bis ST, ce puits a été réalisé afin d'évaluer la structure qui a fait l'objet des forages GEF-1 et GM-1 qui ont montré une colonne d'hydrocarbure selon les diagraphies. D'après l'interprétation des diagraphies du

puits GM-1 bis ST, le réservoir est aquifère et compact, confirmant le caractère très hétérogène du réservoir Strunien.

En Aout 2016 Sonatrach a foré sur le même trend GBT le forage HEMS-1 distant de 17,5Km au Sud- Est de la découverte HEM-1. Le réservoir Strunien s'est avéré aquifère. En Janvier 2018, Sonatrach a foré sur le trend GBN un forage de délinéation Garet El Atouch Nord-2 (GATN-2) distant de 6.5km au Sud-Ouest du puits GATN-1. Le test réalisé au niveau du Strunien a produit un débit de gaz fort appréciable de (107 784m³ /j).

En Mars et Mai 2018 Sonatrach a foré respectivement les puits DEN-1 et GC-1 qui se sont avérés aquifères et/ou compacts, confirmant le caractère hétérogène du réservoir Strunien.

I.2 Cadre géologique global

Le périmètre Guern El Guessa se trouve au Nord-Ouest de la plateforme saharienne (Fig.3). Il

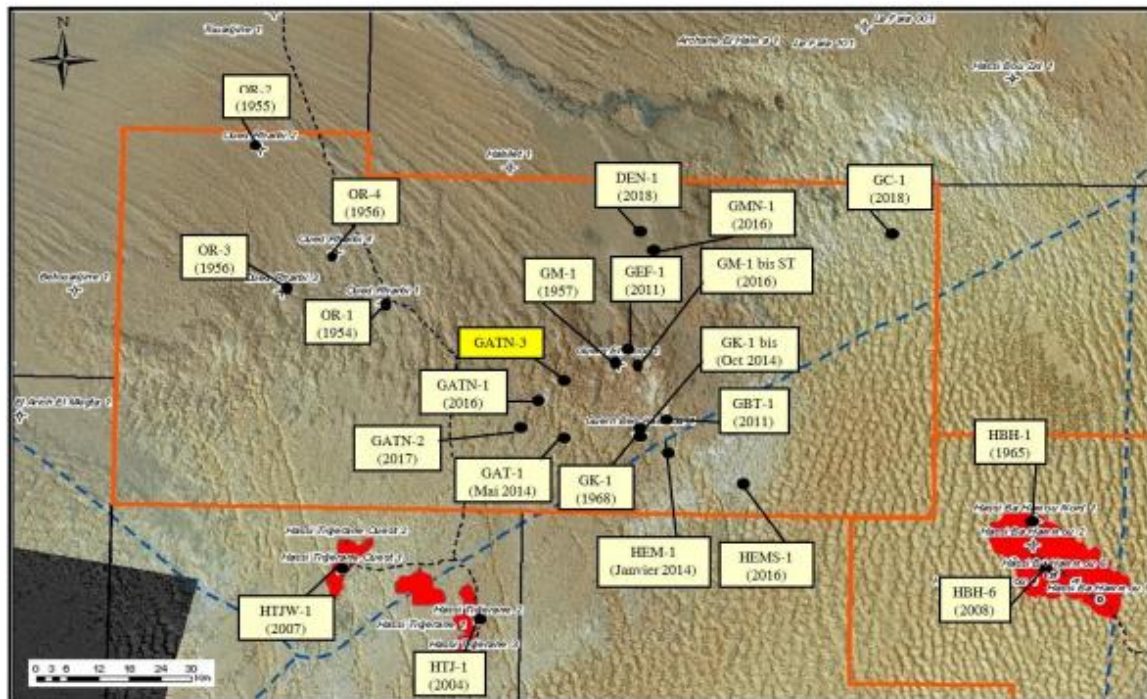


Figure B.0.1: Plan de position du sondage de Guern El Guessa

est limité à l'Ouest par la Voûte de Oued Namous, à l'Est par la Voûte d'Allal, au Nord par l'ensellement d'El Djofra et au Sud, il se prolonge vers le centre du bassin de Gourara. Les dépôts du Dévonien Supérieur et inférieur affleurent sous la discordance hercynienne dans la partie Nord du périmètre alors que la série paléozoïque est de plus en plus complète jusqu'au Carbonifère en allant vers le Sud, conférant ainsi un pendage régional dans cette même direction.

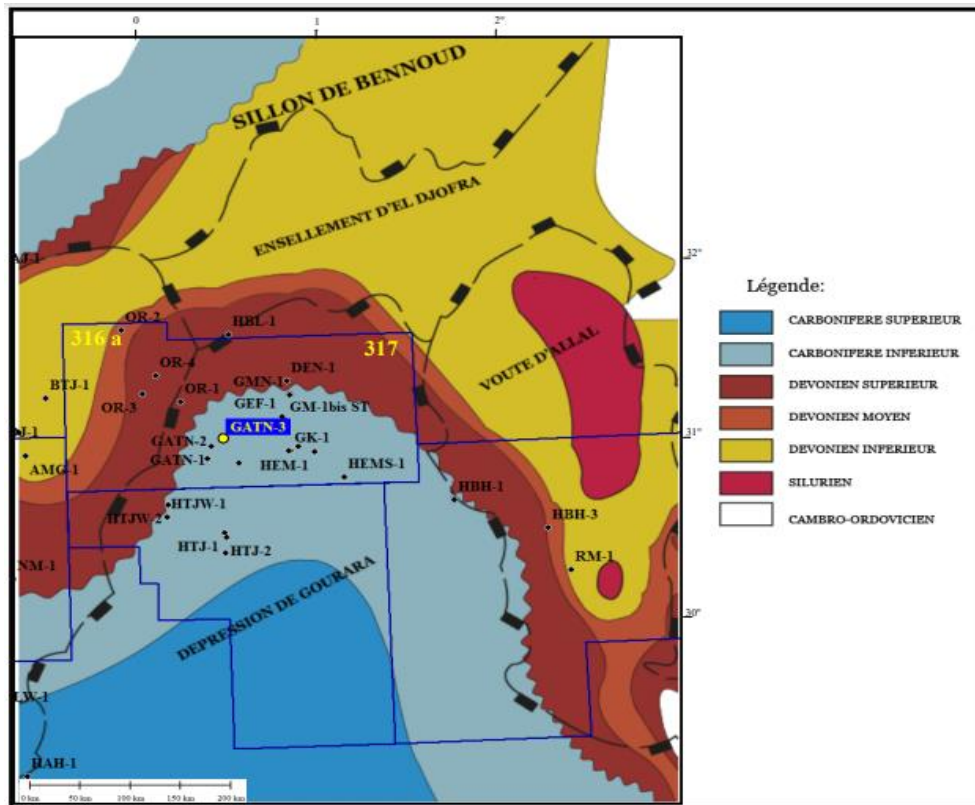


Figure B.0.2 : Carte en écorché à la discordance Hercynienne

I.3 Géophysique

La région de Guern El Guessa a fait l'objet de plusieurs campagnes sismiques 2D entre 1977 et 1987, couvrant la totalité du périmètre. L'interprétation de ces données a permis l'identification de plusieurs trends structuraux à savoir le Trend Garet Bet Tebel (GBT) situé au centre du bassin. Cette sismique n'a pas permis une bonne définition de la géométrie et des fermetures des structures. Dans le but de cerner ces structures un programme sismique 2D totalisant environ 2304.725 km a été réalisé durant l'année 2009 en association avec BG, deux volumes 3D ont été également acquis durant cette même année afin de raffiner le modèle structural des deux trends identifiés ; il s'agit du trend Garet Bet Tebel (GBT) et Guern Ben Naourou (GBN).

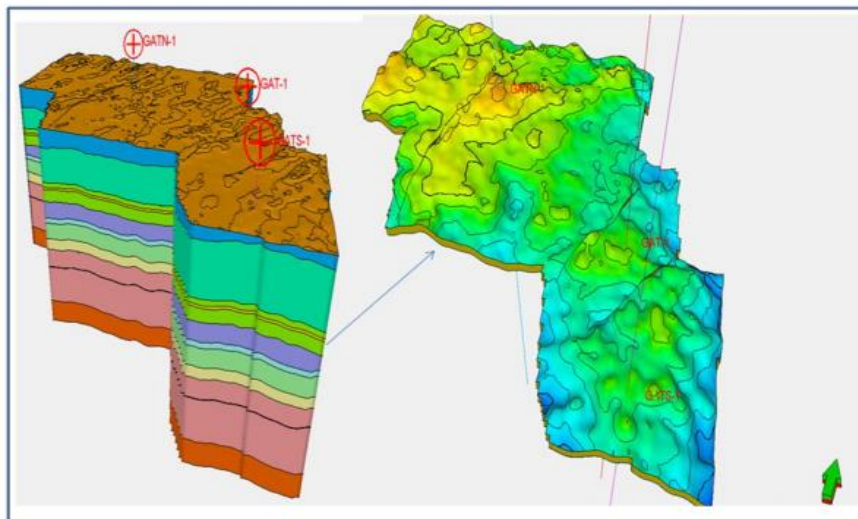


Figure B.0.3 : modèle géologique du trend GBN

I.4 Analyse du prospect

- Prévisions litho-stratigraphiques

PREVISION LITHO-STRATIGRAPHIQUES DU FORAGE Hassi El Morrech -1 HEM-1						Bloc: 317a BASSIN: GOURARA NORD PERIMETRE : GUERN EL GUESSA	
UTM :		Geological :					
X: 326802mE		Long: 01°10'56,89"E					
Y: 3447311mN		Lat: 31°08'56,10"E					
Zs: 533m							
Crossline 3337 et Inline 2339							
Age	Strat.	Top (m)	Thikness (m)	Lithologie	Coring	Test	
Plio quaternaire		0 m	300 m	Sable et calcaire blanc, avec des passées d'argile et des grès argileux, friable.			
Continetal Intercalaire (C.I.)		300m	397 m	Grès blanc à gris argilo-siliceux et argile brune.			
Lias		697 m	124 m	Argile grise verdâtre Intercalation d'Anhydrite et d'argile			
Trias		821 m	21 m	Argile finement silteuses rouge brique.			
Viséen		842 m	322 m	Argiles noires silteuses, à rares passées de grès très fins.			
Strunien		1 164 m	251 m	Gré fins à moyens ,chloriteux à passées d'argiles.	3x 18 m	DST	
Famennien		1 415 m	165 m	Argiles noires silteuses, à passées de grès très fins. Calcaires noduleux « griottes »			
Frasnian		1 580 m	54 m	Alternance de calcaires et de marnes radioactives.			
Givétien		1 634 m	27 m	Intercalations de Calcaire, de grès argileux et d'argile silteuse			
Eifelien		1 661 m	194 m	Argile silteuse, Calcaire			
Emsien		1 855 m	93 m	Complexe grés-argileux avec des passées de Calcaire blanc, qui devient de plus en plus gréseux vers le sommet. Calcaires			
Siegénien		1 948 m	202 m	Ensemble grés-argileux, avec des passées fréquentes de Calcaire et de grés.	3 x 18 m	DST	
Total Depth(m) :		2 150 m					

Figure B.0.4 : prevision litho-stratigraphiques du forage hem-1

I.5 Système pétrolier

I.5.1 Objectifs pétroliers

a. Strunien :

La partie sommitale du réservoir Strunien est représentée par des grès silicoclastique formant des barres gréseuses qui ont une allure cylindrique stratodécroissantes. Ces barres gréseuses sont bien développées dans la région.

Ce réservoir a donné un débit de gaz fort appréciable à GATN-1 (183 288 m³ /j), GATN-2 (107 784 m³ /j), à GK-1bis (204 000 m³ /j) et à HEM-1 (175 000 m³ /j).

Les puits Hassi Tidjerane-1 et Hassi Tidjerane Ouest-1 (HTJ-1 et HTJW-1) qui se situent au Sud du puits de délinéation GATN-3 ont produit respectivement 170 000 m³ /j et 150 000 m³ /j avec des porosités moyennes allant de 12 % à 22 % et des perméabilités moyennes de 7 à 206md.

L'interprétation des diagraphies du puits GEF-1 a montré que le réservoir Strunien est à hydrocarbures dans sa partie sommitale sur une hauteur utile de 10m, avec une porosité de l'ordre de 18% cependant aucun test n'a été effectué. La Saturation en eau moyenne est de 15%.

A GM-1, on a enregistré des indices de gaz (40m³ /h), caractérisé par de faibles perméabilités (0.1 à 3.3 md) avec une hauteur imprégnée de 45m.

Les porosités et les perméabilités estimées dans la région à partir des puits GK-1, GBT-1, GM-1, HEM-1 et GK-1bis varient respectivement entre 5 à 15% et de 0.1 à 10md pouvant atteindre 339md à HEM-1.

Les nouvelles analyses réalisées au laboratoire roches de la Direction Mud Logging sur la découverte Garet El Atouch Nord-1 (GATN-1) ont montré des porosités moyennes fortes intéressantes pouvant atteindre les 30% et des perméabilités moyennes de 49md atteignant par endroit 1000md donnant un débit de 183 288m³ /j. (Fig.09)

L'interprétation des diagraphies réalisée sur la base d'une salinité égale à 120 g/l et en considérant les cut off : $\Phi = 8 \%$, $S_w = 50 \%$ et $V_{sh} = 45 \%$, montre que les deux intervalles du Strunien (1180-1199m) et (1209-1224m) sont à hydrocarbures cumulant une hauteur utile de 22m.

Le plan d'eau n'a pas été rencontré, au niveau de ce réservoir. Le GDT peut être observé à partir de la profondeur 1224m (-616.5m). Ce résultat est confirmé par le Test derrière Casing DST-1, couvrant ces deux intervalles (1180-1200 m / 1215-1224 m).

Ce test a donné 7637 m³ /h de gaz (densité = 0.62) et 0.04 m³ /h de condensat (densité = 0.774sg) avec une pression en tête (WHP = 1200 psi) sous la duse 32/64". L'interprétation des diagraphies du forage de délinéation GATN-2 réalisée sur la base d'une salinité égale à 120 g/l et en considérant les cut off : $\Phi = 8 \%$, $S_w = 50 \%$ et $V_{sh} = 45 \%$, montre que l'intervalle du Strunien (1186-1196m) est à hydrocarbures cumulant une hauteur utile de 10m.

Le plan d'eau n'a pas été rencontré, au niveau de ce réservoir. Le GDT peut être observé à partir de la profondeur 1196m.

Ce résultat est confirmé par le Test derrière Casing DST-1, couvrant l'intervalle (1186-1196 m). Ce test a donné 4491 m³ /h de gaz (densité = 0.61) avec une pression en tête (WHP = 670 psi) sous la duse 32/64''.

La profondeur du toit du Strunien dans le forage GATN-3 est prévue à 1142m/Zs.

b. Siegénien:

Le réservoir Siegénien est constitué de dépôts de grès fins à moyens alternant avec des argiles. Les propriétés pétrophysiques étant bonnes avec des porosités sur carotte qui varie de 1 à 25% et la perméabilité matricielle varie de 0,1 à 160 Md, et exceptionnellement même en de rares endroits fracturés, les perméabilités atteignent des valeurs de l'ordre de 500 Md.

Le potentiel pétrolier a été prouvé dans la région du bassin de Gourara Nord avec les découvertes des gisements de gaz au niveau de la structure Hassi Tidjerane Ouest qui se situe à 42.35 Km au SW du prospect GK-1bis.

Sur la grande majorité des puits, des indices de gaz ont été observés dans la boue, des fluorescences sur déblais et carottes, ainsi que de faibles débits de gaz ont été enregistrés au niveau des puits GM-1 avec (10m³ /h) et GK-1 avec (12m³ /h).

Aucun test n'a été effectué au niveau des puits GBT-1, GEF-1 forés en 2011 dans le cadre de l'association Sonatrach /BG Group sur le périmètre Guern el Guessa.

Une nouvelle réinterprétation diagraphique de l'ancien forage GK-1 réalisée au niveau de la DES a mis en évidence des niveaux gréseux de la partie sommitale de ce réservoir paraît être à hydrocarbures sur une hauteur utile cumulée de 14m, avec une porosité moyenne de 11% et une saturation en eau moyenne de 40%.

Aucun test n'a été effectué au niveau des trois puits forés en 2014 par Sonatrach qui sont HEM-1, GAT-1 et GK-1 bis vue qu'ils sont aquifères sur diagraphie.

Le potentiel pétrolier de ce réservoir a été prouvé dans la région du bassin de Gourara Nord avec les découvertes des gisements de gaz au niveau de la structure Hassi Tidjerane Ouest qui se situe à 40.5 Km au SW du sondage GATN-1 (Fig.12).

Ce réservoir a donné un débit de gaz fort appréciable à HTJW-1 (272 000 m³ /j). Le sondage GATN-1 va traverser seulement 254m du réservoir Siegénien-Gédinnien.

La profondeur du toit du Siegénien est prévue à 1996m.

I.5.2 Les roches mères

Les deux roches mères principales dans la région de Guern el Guessa sont la roche mère du Frasnien et celle du Silurien. D'autres niveaux sont susceptibles d'être roches mères, telles que les argiles micro-conglomératiques de l'Ordovicien, les argiles de l'Eifelien, les argiles du Famennien.

- Les argiles du Frasnien : C'est le niveau le plus riche en matière organique de toute la colonne stratigraphique. Les COT varient de 5 à 9% et le pic S2 atteint 20 Kg d'hydrocarbures par tonne de roche.
- Les argiles du Silurien : Les argiles du Silurien sont riches en matière organique. Les COT varient de 1 à 4%. Le potentiel pétrolier varie de 1 à 2 mgr HC /gr de roche.

Du point de vue génération des hydrocarbures, on relève que la roche mère Silurienne est entrée en phase à huile durant l'Emsien (340Ma). Entre le Namurien (320 Ma) et le Westphalien supérieur (305 Ma), elle était en phase condensât. Du Westphalien supérieur à l'actuel, elle est en phase à gaz.

La quantité générée est de 11 Kg HC/Tonne de roche et le taux de transformation de la matière organique est de 100% au Viséen (340 Ma). La quantité expulsée est de 6,2 Kg HC/Tonne de roche et elle s'est faite entre le Viséen et le Westphalien.

Les quantités expulsées par la roche mère silurienne seraient piégées au niveau des structures Hercyniennes.

Pour la roche mère Frasnienne, la phase à huile s'est étalée de 325 Ma (Namurien) à 300 Ma (Westphalien) alors que la phase à condensât a débuté au Westphalien et persiste jusqu'à l'actuel. La quantité générée est de 11,8 Kg HC/Tonne de roche et le taux de transformation est de 100% à 290 Ma (Stéphanien). L'expulsion est de 11,8 Kg HC /Tonne de roche et a eu lieu entre 320 Ma (Namurien) et 300 Ma (Westphalien).

I.5.3 Les roches couvertures

Les couvertures existent pour l'ensemble des réservoirs prévus.

- Les argiles du Carbonifère et les anhydrites du Trias-Lias pour le réservoir Strunien.
- Les argiles intra-dévonniennes et les séries argilo-carbonatée du Dévonien moyen et supérieur assurent la couverture du réservoir du Siegénien-Gédinnien.

I.5.4 Le piège

L'interprétation sismique réalisée sur la région de Guern El Guessa a abouti à la mise en évidence de deux types de pièges structuraux et stratigraphiques. Les terrains du Dévonien sont en biseautage sous la Discordance Hercynienne. Ces biseaux peuvent receler des hydrocarbures mais ils nécessitent un complément de sismique pour une meilleure définition. Le puits de délimitation GATN-3 est situé sur la continuité du trend structural Hassi Tidjerane. La fermeture de cette structure est contrôlée par la sismique 3D.

I.6 Les données pétrophysique

Les données pétrophysique du réservoir Strunien qui représentent l'intérêt pétrolier est présenté dans les tableaux suivants pour chaque structure :

a. Structure GK :

Réservoir	Strunien			Moyenne
Puits	GK-1	GBT-1	GK-1Bis	
Toit de réservoir (m)	1160	1187	1131	
Mur de réservoir (m)	1242	1265	1212	
Gross Thikness (m)	82	78	81	80
Net pay (m)	13	4	16	11
Net to Gross	0.158	0.051	0.197	0.135
Gross Sand (m)	Vsh≤45%	Vsh≤45%	Vsh≤45%	/
Porosité (%)	13	9.5	19	13
Saturation Sw	40	38	25	34

Tableau B.0.1 : les données pétrophysiques de la structure

b. Structure GATN

Réservoir	Strunien			Moyenne
Puits	GATN-1	GATN-2	GATN-3	
Toit de réservoir (m)	1179	1185	1189	
Mur de réservoir (m)	1224	1230	1244	
Gross Thikness (m)	45	45	55	48.33
Net pay (m)	22	10	4.5	12.16
Net to Gross	0.49	0.22	0.081	0.263
Gross Sand (m)	Vsh≤45%	Vsh≤45%	Vsh≤45%	/
Porosité (%)	28	17	9	18
Saturation Sw	29	25	25	26.33

Tableau B.0.2 : les données pétrophysiques de la structure GATN

c. Structure HEM

Réservoir	Strunien
Puits	HEM-1
Toit de réservoir (m)	1154
Mur de réservoir (m)	1237
Gross Thikness (m)	83
Net pay (m)	19
Net to Gross	0.228
Gross Sand (m)	Vsh≤45%
Porosité (%)	12
Saturation Sw	22

Tableau B.0.3: les données pétrophysiques de la structure HEM

II. Analyse des données du MDT

II.1 Principe du MDT Prétest

Le Modular formation Dynamics Tester (ou MDT) est un ensemble de modules capables d'évaluer les paramètres dynamiques d'une formation par wireline ou en cours de forage par LWD. Il permet, entre autres, des mesures in situ de la pression de pore, ainsi que l'échantillonnage des fluides de formation dans les conditions de fond. Cette mesure est stationnaire et ponctuelle, elle s'effectue à des profondeurs voulues selon les objectifs, garantissant ainsi une multitude de points pouvant être utilisés dans l'analyse des gradients, de la compartimentalisation.

Le MDT Pressure test (ou Pretest) est une opération d'évaluation de la formation dans laquelle un volume de fluide de formation est aspiré par l'outil MDT, induisant un écoulement pendant une courte période de temps. La formation répond par une variation de pression qui est enregistrée.

II.2 Résultats des enregistrements du MDT

Pour confirmer l'interprétation pétrophysique, un pré-test de formation est réalisé au niveau de réservoir Strunien avec l'outil MDT (Modular Dynamic Formation Tester) pour le puits HEM1.

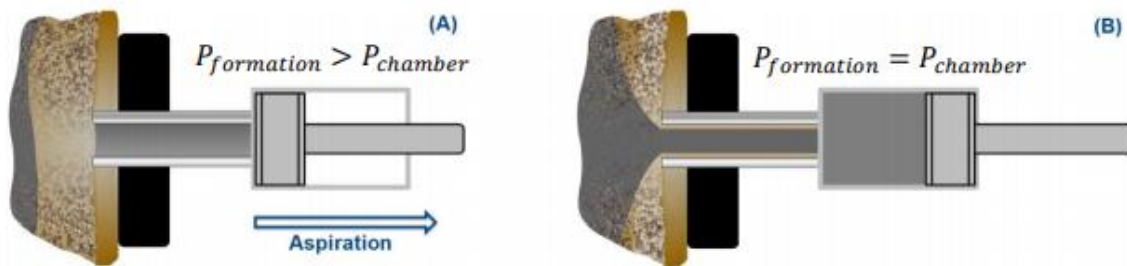


Figure B.II.1 : Illustration de l'aspiration du fluide (A) et l'équilibre de pression (B)

L'objectif était de recueillir la pression de la formation et de récupérer des échantillons du réservoir en fond de trou.

Les résultats peuvent être résumés comme suit :

Intervalle [1155-1160m] : Une station d'échantillonnage a été tentée à 1155.3m où le joint n'a pas pu être obtenu, une seconde tentative a été faite à 1155.15m où la formation était trop serrée pour la sonde E, la pression est descendue à 0 psia. 20 stations de pré-test ont été essayées sur cet intervalle, 2 étaient étanches et le joint n'a pas pu être obtenu pour le reste. Le packer a été contrôlé au niveau du tubage et dans une zone de schiste, Le test était étanche, le packer est bon.

Intervalle [1170-1180m] : Une station d'échantillonnage réussie a été réalisée à 1172m où la mobilité était de 19.18mD/cP, du gaz libre a été identifié par le LFA, une petite quantité d'eau a également été vue, un échantillon a été prélevé comme sauvegarde après 4 heures et 50 minutes de pompage et un deuxième échantillon a été prélevé à la fin du pompage. Les enregistrements OH suggèrent un changement dans le fluide du réservoir en dessous de 1173.5m, la station DFA est recommandée à 1175m où la mobilité est de 18.45mD/cP. 9 stations de prétest ont été essayées sur cet intervalle, 4 étaient bonnes, 2 collantes, 1 soupçonnée d'être surchargée en raison de la faible mobilité et 2 sans étanchéité.

Intervalle [1190-1200m] : 1 bonne station de prétest a été acquise à 1196.01m, la pression du réservoir mesurée était de 1841.59psi et la mobilité 0.52mD/cP. 4 pré-tests collants et 1 pré-test suralimenté ont également été obtenus ainsi qu'une station de joint perdu. Aucune station d'échantillonnage n'est prévue dans cet intervalle.

Intervalle [1205-1212m] : 4 stations de prétest ont été tentées sur cet intervalle, 1 étanche et 3 sans étanchéité.

Intervalle [1220-1240m] : 1 station d'échantillonnage a été tentée à 1232.51m, l'eau a été identifiée par le LFA, difficile de déterminer si c'est de l'eau de formation ou du filtrat. Maxwell s'est écrasé après 1h20 de pompage. Une deuxième tentative a été faite à la même station 1232.51m, l'eau a été identifiée par la LFA, difficile de déterminer si c'est de l'eau de formation ou du filtrat. Un échantillon a été prélevé à la fin du pompage. 6 stations de prétest ont été essayées pendant cet intervalle, toutes étaient collantes.

Intervalle [1265-1270m] : Station d'échantillonnage en cours à 1269.01m, la mobilité à ce point est de 0.13mD/cP. L'eau est identifiée par le LFA, difficile de déterminer s'il s'agit d'eau de formation ou de filtrat.

Intervalle [1405-1430m] : 7 stations de prétest ont été tentées sur cet intervalle, toutes étaient des collants. Aucune station d'échantillonnage n'a été prévue dans cet intervalle.

II.3 Analyse et interprétation des résultats

Les quatre (04) points « Good test » ont permis de tracer le diagramme de pression en fonction de la profondeur représenté ci-dessus.

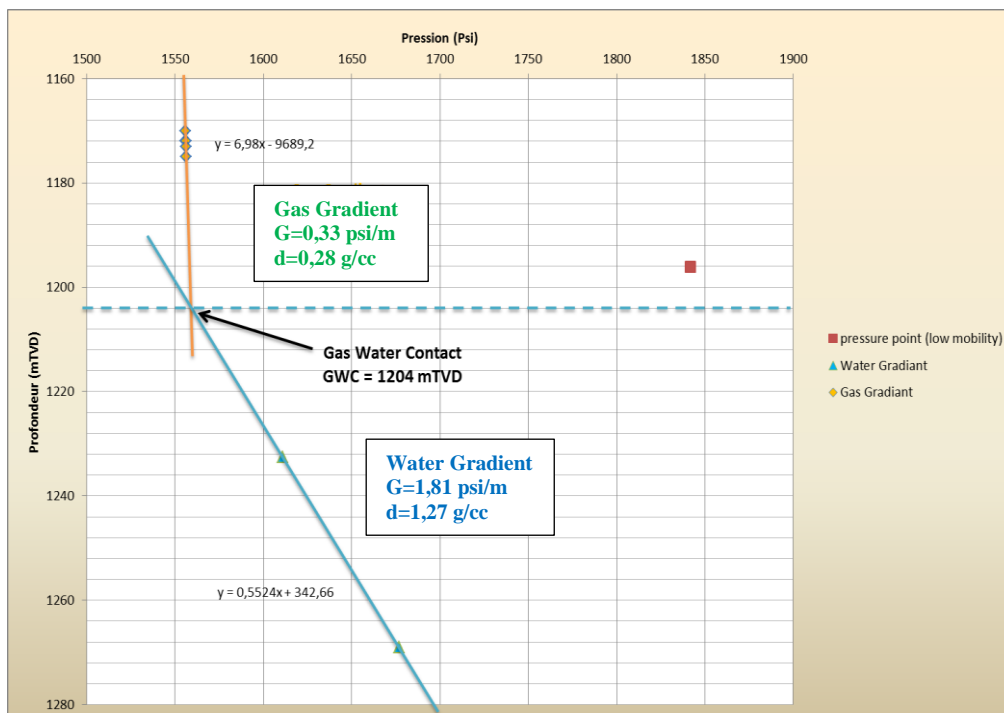


Figure B.II.2 : Courbe de la pression en fonction de la profondeur pour le puits HEM-1

D'après la Figure B.II.2, nous constatons que l'ensemble des points peuvent être corrélés à l'aide de deux droites de régression. Le gradient de pression est calculé par :

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_a = \frac{P1 - P2}{x1 - x2} \left(\frac{dP}{dx}\right)_a \quad \left(\frac{dP}{dx}\right)_a = 0.33 \text{ psi/m}$$

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_b = \frac{P1 - P2}{x1 - x2} \left(\frac{dP}{dx}\right)_b \quad \left(\frac{dP}{dx}\right)_b = 1.81 \text{ psi/m}$$

Les gradients de pression différents indiquent la présence de deux fluides. La nature de ces derniers est déterminée en estimant leurs densités respectives :

$$d = \frac{\left(\frac{dP}{dx}\right)_a}{1.42} = 0.28 \text{ g/cc}$$

$$d = \frac{\left(\frac{dP}{dx}\right)_b}{1.42} = 1.27 \text{ g/cc}$$

II.4 Synthèse des résultats du MDT

D'après l'évaluation et l'interprétation des résultats de mesure de pression par l'outil MDT, l'intervalle (1168 – 1180m) du réservoir Strunien peut contenir une accumulation d'hydrocarbure, cela est confirmé par une densité à gaz ($d=0.28 \text{ g/cc}$).

L'intervalle (1220– 1240m) et (1265– 1270m) du réservoir Strunien peut contenir une aquifère, cela est confirmé par une densité à l'eau ($d=1.27 \text{ g/cc}$).

Après l'extrapolation des 2 droites du gradient (gaz et eau) nous obtenons un point d'intersection qui représente **GWC = 1204 mTVD (gaz water contact)**.

III. Etude PVT

III.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. Le but principal est de simuler ce qui se passe dans le réservoir et à la surface pendant la production.

Dans cette partie on va se concentrer sur le calcul des paramètres les plus importants pour la caractérisation des gaz : le facteur volumétrique de fond **B_g**, le facteur de compressibilité **Z** et la viscosité **μ_g**.

III.2 Détails de l'échantillonnage

Vu l'absence des résultats des tests laboratoire de fluide de notre structure HEM, On a réalisé notre étude sur un échantillon du même champs Guern el gussa mais d'un gisement voisin GAT-N qui se caractérise par les mêmes paramètres que le fluide de notre gisement déjà obtenus par des études précédentes dont la composition de gaz de séparation, la densité de gaz et la pression de gisement.

Puits : GATN-02 / DST-01			
Données caractéristiques			
Bouteille n	4542-C1-F	0130-C1-F	1415-C1-F
Type d'échantillonnage	Surface	Surface	Surface
Température de séparation	13°C	15°C	14°C
Pression de séparation	100 Psig	100 Psig	100 Psig

Tableau B.III.1: Contrôle des échantillons (pression d'ouverture)

- **Analyses chromatographiques des gaz séparateurs**

Les échantillons de gaz séparateurs ont été analysés par chromatographie en phase gazeuse (CPG) afin d'obtenir leurs compositions en pourcentage molaire, les masses molaires moyennes répertoriées dans le tableau suivant :

Bouteille		4542-C1-F	0130-C1-F	1415-C1-F
Constituants	MW(g/mol)	% mol	% mol	% mol
N2	28.014	0.638	1.201	0.155
CO2	44.010	0.582	0.568	0.959
C1	16.043	92.531	92.872	93.261
C2	30.070	4.142	4.082	4.636
C3	44.097	0.639	0.554	0.559
i-C4	58.124	0.191	0.137	0.111
n-C4	58.124	0.123	0.093	0.100
i-C5	72.151	0.240	0.104	0.031
n-C5	72.151	0.217	0.091	0.020
C6	86.178	0.131	0.064	0.056
C7	96	0.298	0.135	0.052
C8	107	0.174	0.076	0.047
C9	121	0.036	0.016	0.011
C10	134	0.013	0.007	0.002
MW(g/mol)		17.98	17.53	17.39
Densité (air=1.000)		0.6207	0.6051	0.6004

Tableau B.III.2: la composition en pourcentage molaire des gaz separateurs

III.3 Calcul des paramètres caractéristiques du gaz :

Le calcul de ces paramètres va être effectué en tenant compte les données de l'échantillonnage de la bouteille **4542-C1-F** :

III.3.1 Calcul de facteur de compressibilité Z

III.3.1.1 Méthode de Katz (les courbes de Katz)

A défaut de moyens permettant de déterminer exactement les courbes $Z = f(P)$ pour des différentes températures, on peut estimer Z, pour la plupart des gaz naturels contenant plus de 50% de méthane, par les courbes de Katz (**Figure B.III.1**).

Pour cela, on doit d'abord calculer les pressions réduites et les températures réduites P_r , T_r , ou les paramètres réduits pour un système pur s'expriment par :

$$P_r = \frac{P}{P_c} \qquad T_r = \frac{T}{T_c}$$

Tandis que pour les mélanges, on fait appel aux paramètres pseudo réduits :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \qquad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

Avec la définition des paramètres pseudo-critiques :

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^{N_c} y_i P_{ci} \quad T_{pc} = \sum_{i=1}^{N_c} y_i T_{ci}$$

L'utilisation de T_{pc} et P_{pc} permet de calculer le coefficient Z à partir du diagramme de Katz.

Notons que les paramètres pseudo réduits sont des nombres sans dimensions, donc indépendants des systèmes d'unités choisis.

Constituents	% y_i	T_c (R)	P_c (psi)	$Y_i T_c$	$Y_i P_c$	P_{pc}	T_{pc}
N2	0.683	227.49	493.1	1.5537567	3.367873	667.1	361.3
CO2	0.582	547.91	1071	3.1888362	6.23322		
C1	92.531	343.33	666.4	317.6866823	616.626584		
C2	4.142	549.92	706.5	22.7776864	29.26323		
C3	0.639	666.06	616.4	4.2561234	3.938796		
i-C4	0.191	734.46	527.9	1.4028186	1.008289		
n-C4	0.123	765.62	550.6	0.9417126	0.677238		
i-C5	0.240	490.4	828.8	1.17696	1.98912		
n-C5	0.217	845.6	488.6	1.834952	1.060262		
C6	0.131	923	483	1.20913	0.63273		
C7	0.298	985	453	2.9353	1.34994		
C8	0.174	1036	419	1.80264	0.72906		
C9	0.036	1058	383	0.38088	0.13788		
C10	0.013	1128	351	0.14664	0.04563		

Tableau B.III.3: les résultats des paramètres pseudo critiques P_{pc} et T_{pc}

Le tableau suivant représente les paramètres pseudo réduits, ainsi le facteur de compressibilité Z calculé par la méthode graphique (**Figure B.III.1**).

P(psi)	4000	3000	2000	1500	1000	800	500	300	200	100
T_{pr}	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645	1.645
P_{pr}	5.996	4.497	2.998	2.249	1.499	1.199	0.75	0.45	0.3	0.15
Z	0.9	0.845	0.84	0.865	0.89	0.92	0.945	0.965	0.98	0.99

Tableau B.III.4 : les résultats des paramètres pseudo réduits et le facteur

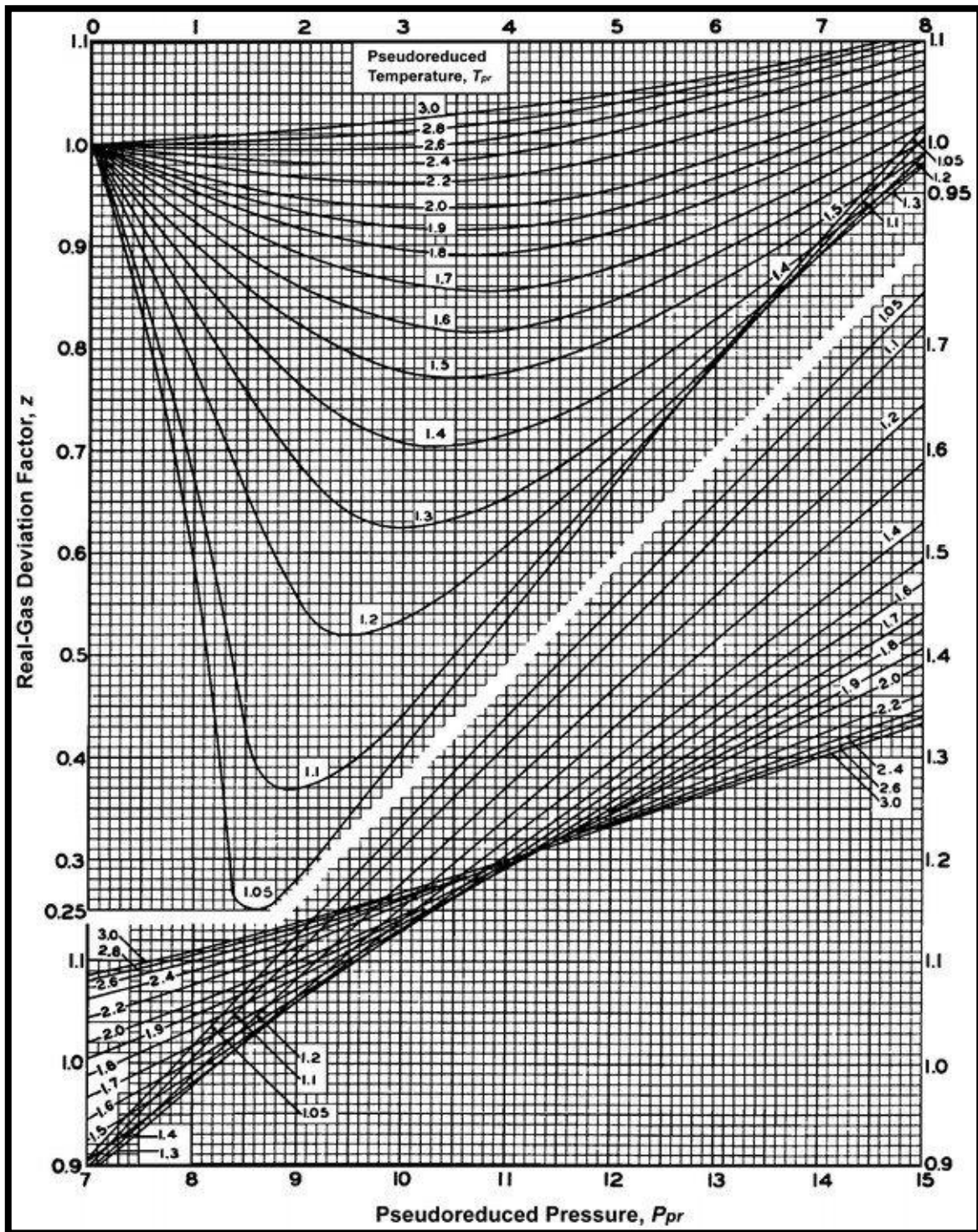


Figure B.III.1 : Standing and Katz compressibility factors chart.

III.3.1.2 Méthode Analytique

- **Calcul direct du Facteur de compressibilité :**

Le graphe du Standing-Katz est largement utilisé comme une source pratique de facteurs de compressibilité du gaz naturel. En conséquence, il y avait un besoin évident d'une simple

description mathématique de cette carte. Plusieurs corrélations empiriques ont été développées pour calculer le facteur de compressibilité.

Dans notre cas on va utiliser la corrélation de 'Papay'. Papay (1985) a proposé une expression simple pour calculer le facteur de compressibilité du gaz explicitement donné dans l'équation suivante :

$$Z = 1 - \frac{3.53 P_{pr}}{10^{0.9813 T_{pr}}} + \frac{0.274 P_{pr}^2}{10^{0.8157 T_{pr}}}$$

P(psi)	4000	3000	2000	1500	1000	800	500	300	200	100
Z	0.933	0.866	0.854	0.870	0.899	0.914	0.942	0.963	0.975	0.987

Tableau B.III.5: les résultats de Z à partir d'un calcul analytique

III.3.2 Calcul de facteur volumétrique B_g

Le facteur volumétrique du gaz est utilisé pour relier le volume de gaz mesuré dans des conditions de réservoir et le volume du gaz mesuré dans les conditions normales (60 °F et 14,7 psia). Cette propriété du gaz est alors définie comme le volume réel occupé par une certaine quantité de gaz à une pression et température déterminée (réservoir) divisé par le volume occupé par la même quantité de gaz dans des conditions standard. La relation est définie comme suit :

$$B_g = \frac{(V)_{P,T}}{V_{sc}}$$

Où :

B_g : Facteur volumétrique du gaz, ft³/scf

(V)_{P,T}: Volume de gaz à la pression P et la température T, ft³

V_{sc} : Volume de gaz dans les conditions normales.

En appliquant l'équation d'état d'un gaz réel, donc le facteur volumétrique devient :

$$B_g = \frac{\frac{ZnRT}{P}}{\frac{Z_{sc}nRT_{sc}}{P_{sc}}} = \frac{P_{sc} T}{T_{sc} P}$$

Où :

Z_{sc} : facteur Z dans des conditions standard.

P_{sc}, T_{sc} : Pression et température standard.

En supposant que les conditions standard sont représentées par :

P_{sc} = 14.7 psi et T_{sc} = 520 °R, l'expression précédente peut être réduite à la relation suivante :

$$B_g = 0.02827 \frac{Z T}{P}$$

Où :

B_g : facteur volumétrique du gaz, ft³/scf.

Z : facteur de compressibilité du gaz.

T : température du gaz, °R.

P(psi)	4000	3000	2000	1500	1000	800	500	300	200	100
B _g	0.004	0.005	0.007	0.01	0.015	0.019	0.032	0.054	0.082	0.116

Tableau B.III.6: les résultats de facteur B_g

III.3.3 Densité (Specific gravity)

La densité est définie comme étant le rapport de la masse volumique du gaz à celui de l'air. Deux masses volumiques sont mesurées ou exprimé a la même pression et température. Généralement la pression normale et température standard, sont utilisées dans la définition de la gravité spécifique du gaz.

$$\gamma_g = \frac{\text{la masse volumique du gaz (} P = 14.7 \text{ psia et } T = 60 \text{ F)}}{\text{la masse volumique de l'air (} P = 14.7 \text{ psia et } T = 60 \text{ F)}} = \frac{\rho_g}{\rho_{air}}$$

En supposant que le comportement à la fois du mélange de gaz et l'air est décrit par l'équation des gaz parfaits, la densité peut être alors exprimée :

$$\gamma_g = \frac{\frac{P_{sc} M_a}{R T_{sc}}}{\frac{P_{sc} M_{air}}{R T_{sc}}}$$

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{air}} = \frac{M_a}{28.96}$$

Où :

γ_g : Densité du gaz.

ρ_{air} : Masse volumique de l'air.

M_{air} : Masse moléculaire apparent de l'air = 28,96

M_a : Masse moléculaire apparent du gaz.

P_{sc} : Pression standard, psia. **T_{sc}** : Température standard, ° R

La densité du gaz est représentée dans le tableau ci-dessous :

Ma (g/mol)	17.96
γ_g	0.62

Tableau B.III.7: les résultats de la densité et la masse molaire apparente

III.3.4 La masse volumique

La masse volumique d'un mélange du gaz est calculé simplement par la formule suivante :

$$\rho_g = \frac{P M_a}{Z R T}$$

ρ_g : masse volumique du mélange gazeux lb/ft³, kg/m³, g/cm³.

P(psi)	4000	3000	2000	1500	1000	800	500	300	200	100
ρ_g (lb/ft ³)	12.518	9.999	6.706	4.884	3.164	2.449	1.490	0.875	0.574	0.284
ρ_g (g/cm ³)	0.200	0.160	0.107	0.078	0.050	0.039	0.023	0.014	0.009	0.004

Tableau B.III.8: représente les résultats de la masse volumique du mélange gazeux

III.3.5 La viscosité

La viscosité d'un fluide traduit sa résistance à l'écoulement. Plus la viscosité sera élevée, plus le fluide aura du mal à s'écouler et vice versa. La viscosité des liquides est beaucoup plus élevée que celle des gaz, par exemple l'eau a une viscosité de 1.0 centipoise (cP), par contre celle du gaz naturel, elle est approximativement de 0.0008 cP.

La viscosité du gaz dans les réservoirs est généralement entre 0.01 à 0.03 cp, elle peut atteindre 0.1 cp pour les gaz à condensat.

Les résultats de mesure de la viscosité du gaz sont montrés dans le tableau suivant :

P(psi)	4000	3000	2000	1500	1000	800	500	300	200	100
μ_g (cp)	0.0242	0.0204	0.0166	0.0149	0.0137	0.0132	0.0127	0.0124	0.0123	0.0122

Tableau B.III.9: les résultats de la viscosité du mélange gazeux.

- ❖ Ces résultats nous permettent de tracer les courbes d'évolution de ces paramètres en fonction de la pression, c'est un moyen qualitatif d'évaluer la qualité des résultats.

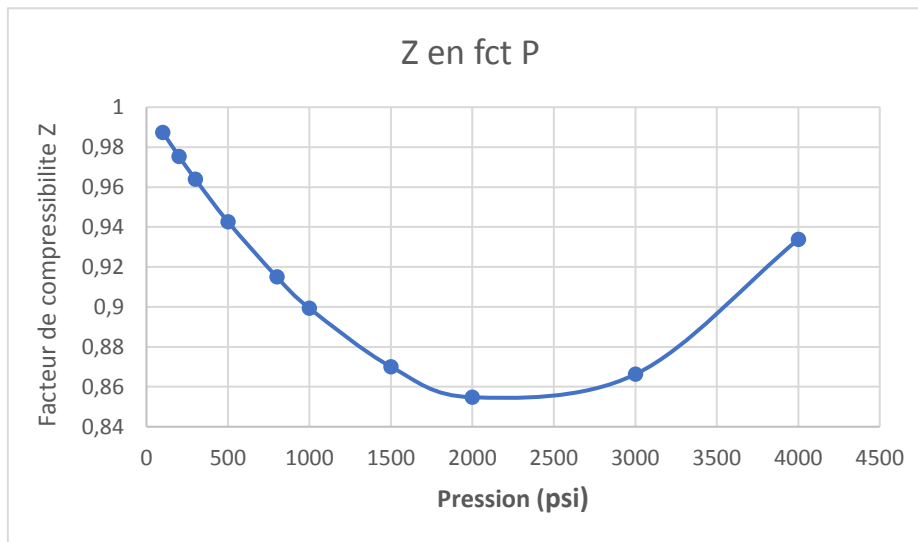


Figure B III.2 : L'évolution du facteur de compressibilité Z en fonction de P

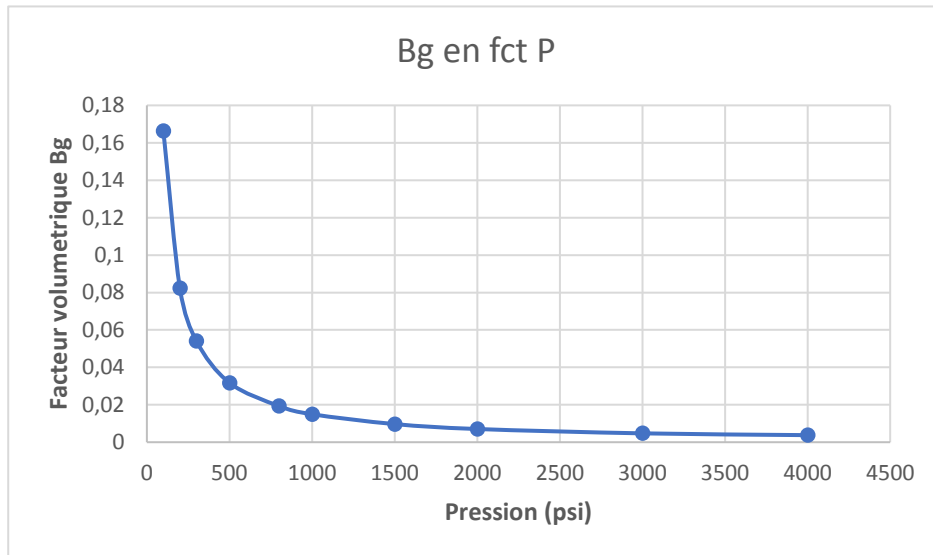


Figure B.III.3 : L'évolution du facteur volumétrique Bg en fonction de P

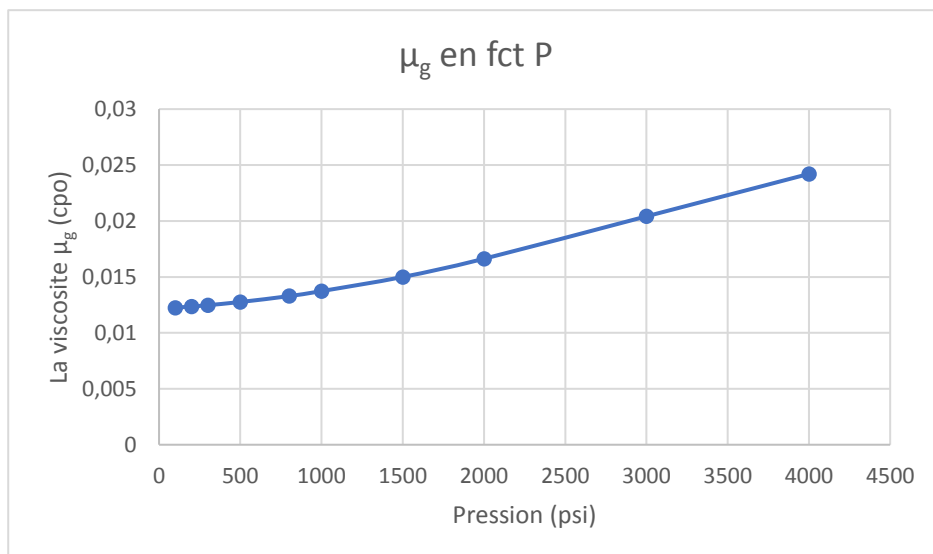


Figure B.III.4 : L'évolution de la viscosité μ_g en fonction de P

Remarque et discussion : - On remarque que les allures des 3 graphes tracés est conforme à celle décrite dans la littérature. 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

III.4 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 du gaz en se basant sur les corrélations déjà intégrés dans sa base de données. Ces corrélations sont :

- Pour μ_g : Lee et al, Carr et al.
- Pour Z et Bg on va matcher les résultats expérimentaux et les résultats calculés par PVTP.

III.4.1 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 :

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

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

Xest : valeur estimée à partir de la corrélation

Xexp : valeur expérimentale

i=1...nd où nd 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.

III.4.2 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.

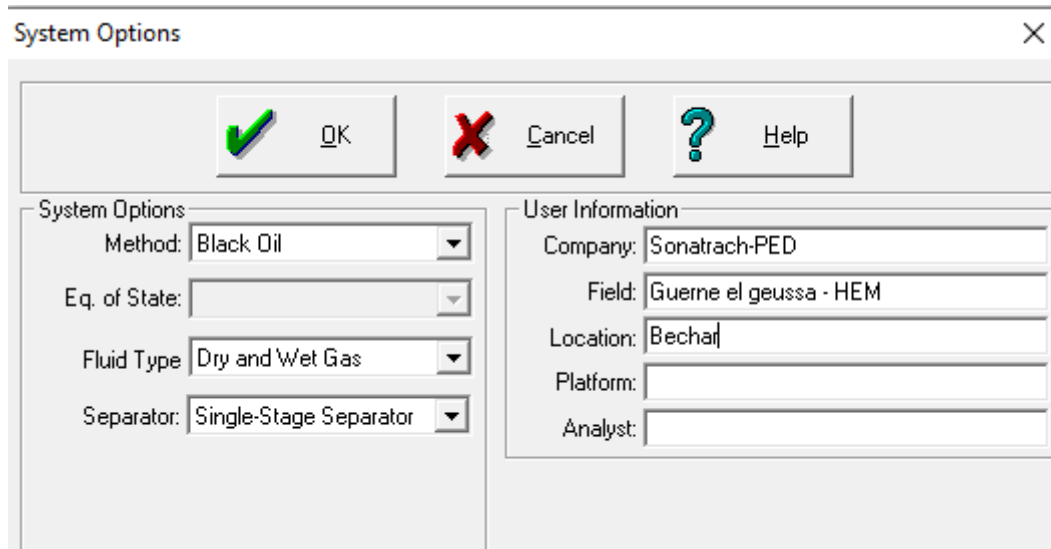


Figure B.III.5 : Choix de la méthode sur le logiciel PVTP

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

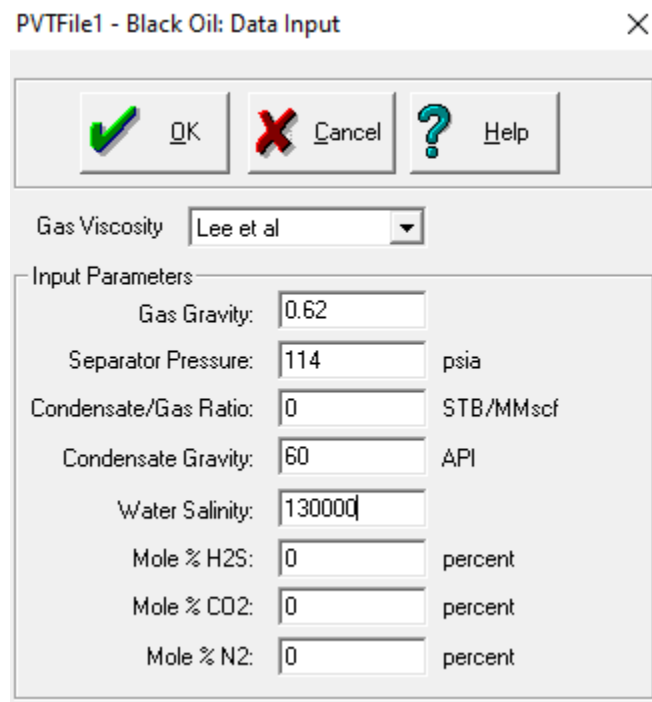


Figure B.III.6 : Introduction de données initiales dans PVTP

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

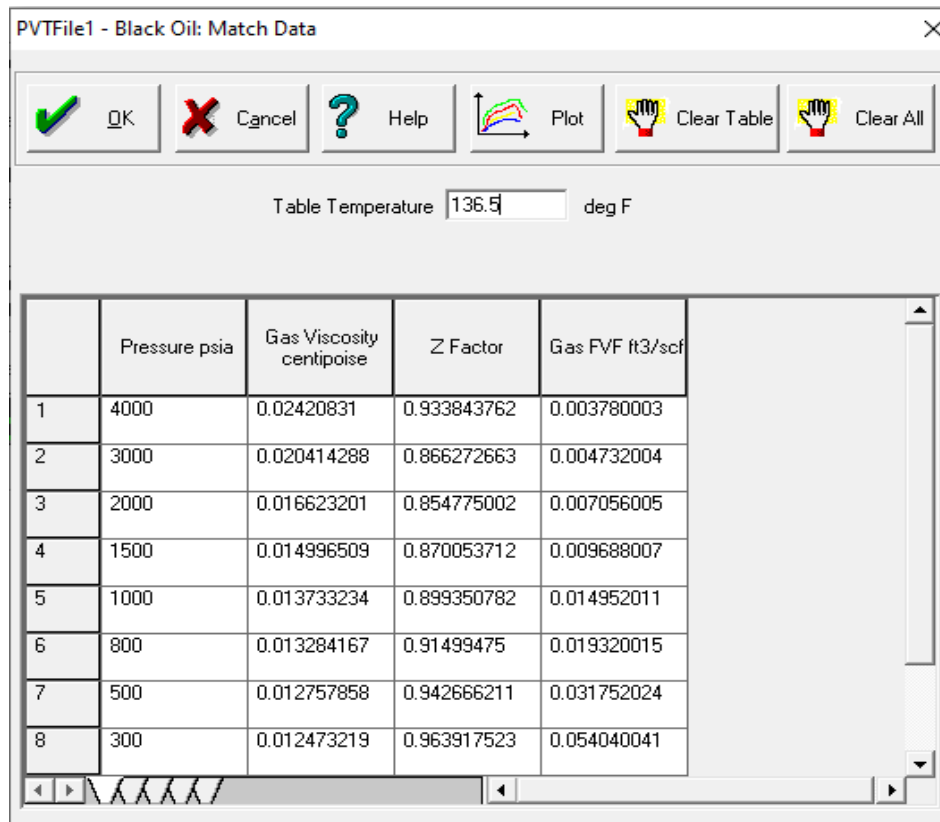


Figure B.III.7 : Introduction des données expérimentales dans PVTP

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

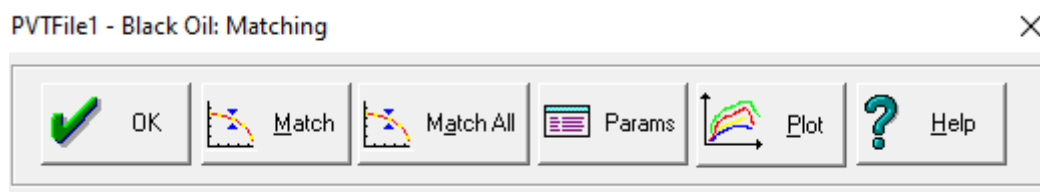


Figure B.III.8 : Le menu Black oil matching du logiciel PVTP

- 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.III.8**) on aura ce tableau :

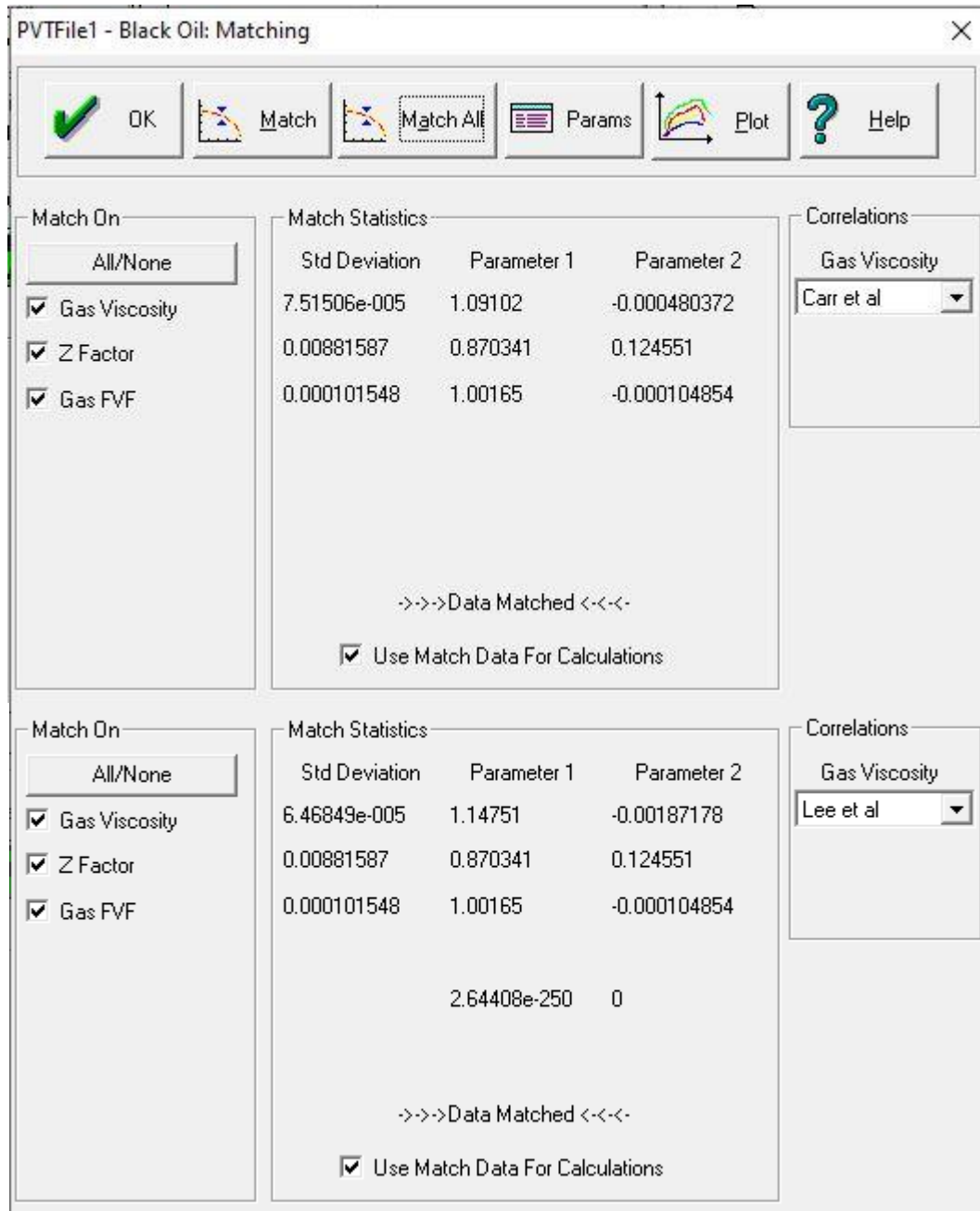


Figure B.III.9 : Les paramètres statistiques résultants du matching par toutes les 2 corrélations

5-1 Choix de la corrélation pour La viscosité :

- les 2 corrélations montrent le moins d'erreurs des 3 paramètres.
- Donc on passe au choix graphique de la corrélation qu'on doit choisir.

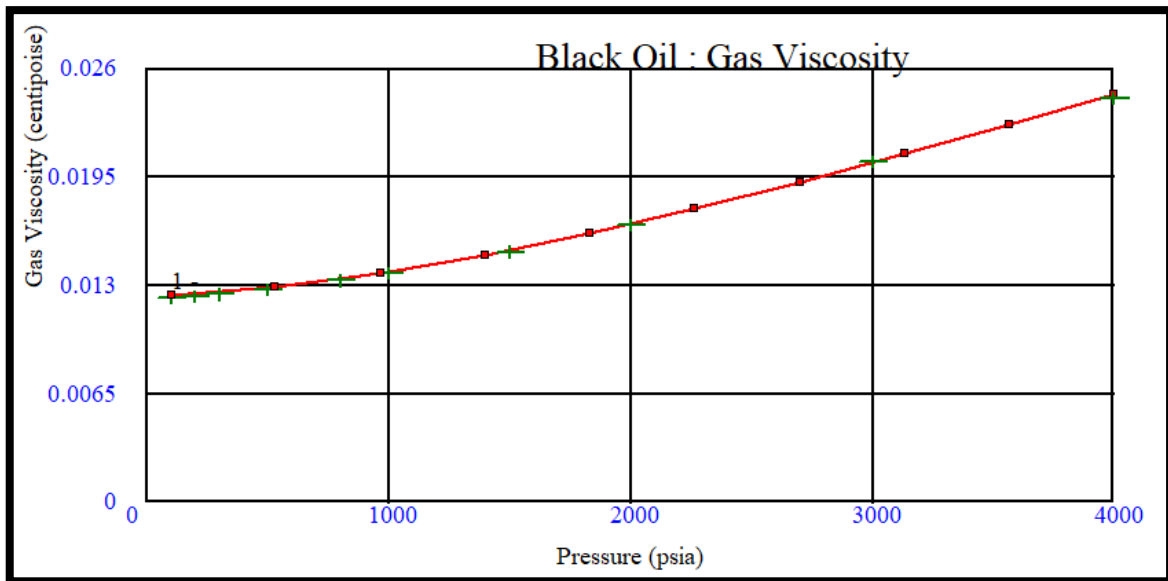


Figure B.III.11 : Courbe de μ_0 en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Lee et al

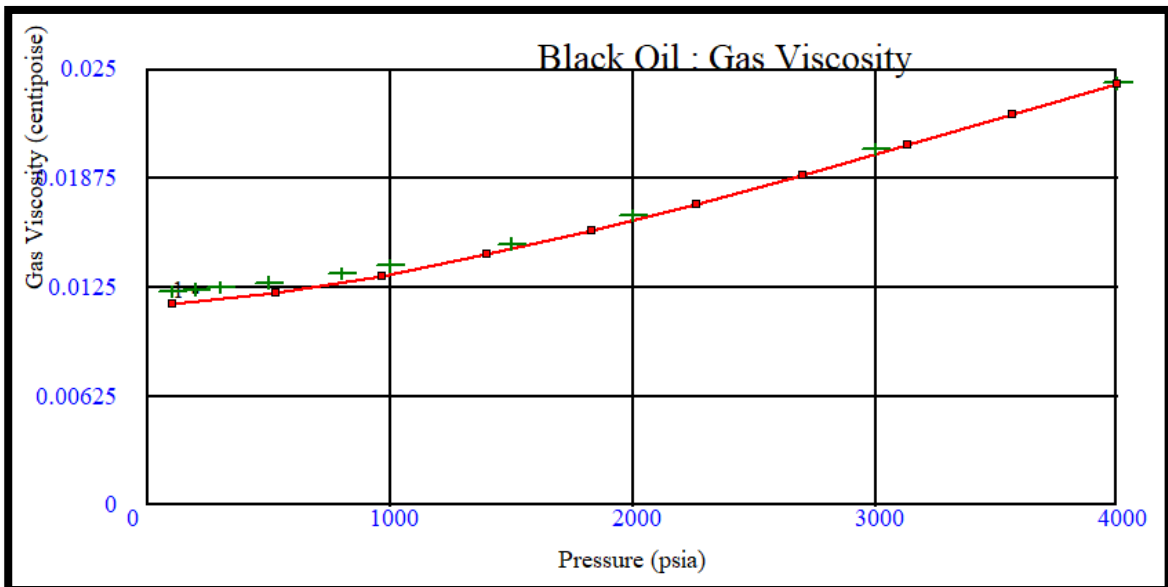


Figure B.III.10 : Courbe de μ_0 en fonction de Pression tracer par PVTP avec la corrélation de Carr et al

Résultats

- On remarque que la courbe de la première corrélation a le mieux matché avec les points expérimentaux.
- Donc on choisit la corrélation de **Lee et al** pour la viscosité.

5-2 Matching des facteurs Z et Bg :

Le Matching de ces paramètres est effectué entre les résultats expérimentaux et celles de PVTP :

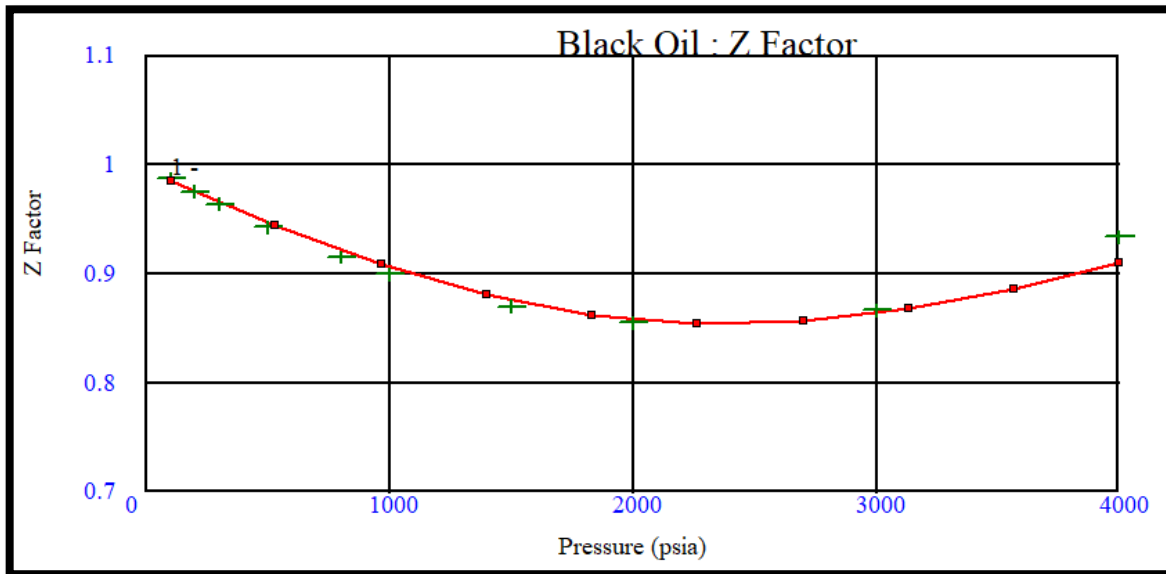


Figure B.III.13 : Matching du facteur de compressibilité Z

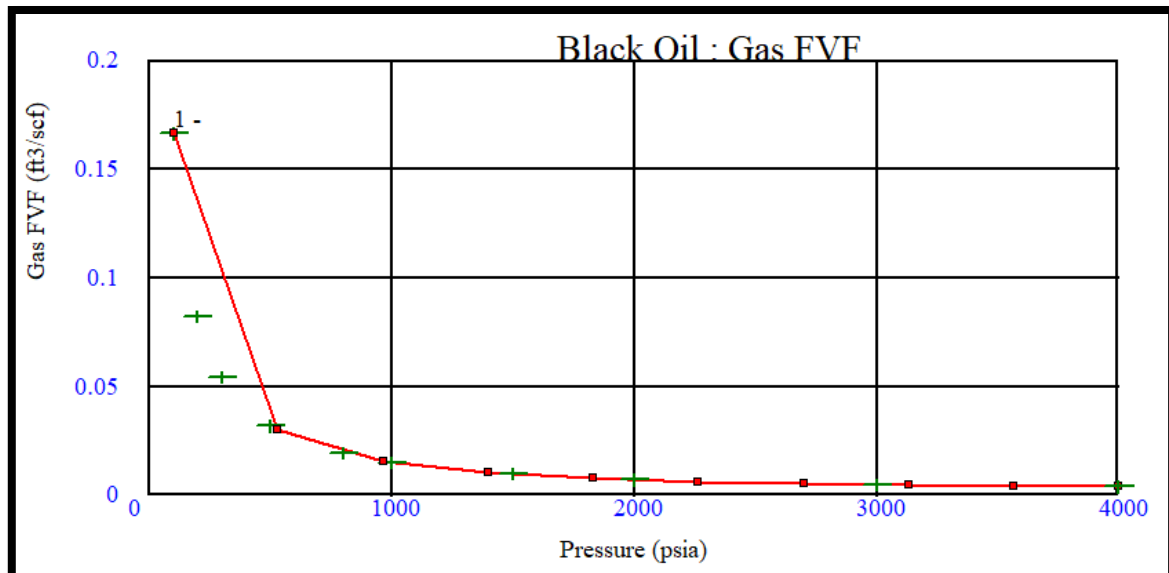


Figure B.III.12 : Matching du facteur volumétrique Bg

Commentaires :

- ✓ On constate un bon matching entre les résultats de PVTP (la courbe rouge) et les résultats calculés par les corrélations dans (B.III.3) (les points en vert).
- ✓ Pour la viscosité μ_g la corrélation de Lee et al est la meilleure.

III.5 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.

IV. Etude SCAL

IV.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 HEM, l'exploitation des données SCAL régionale de la région HBH () est rendue la seule solution pour générer des tableaux de l'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation.

IV.2 Données SCAL du réservoir Strunien

- **Système gaz-eau**

Les perméabilités relatives K_{rg} 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}
0.15	0
0.5	0.05
0.7	0.2
1	0.6

Tableau B.IV.1 : Évolution de la perméabilité relative de l'eau

S_g	K_{rg}	$(1 - S_g)$
0	0	1
0.075	0.014	0.925
0.15	0.055	0.85
0.225	0.116	0.775
0.333	0.2	0.667
0.41	0.29	0.59
0.475	0.38	0.525
0.537	0.48	0.463
0.73	0.77	0.27
0.85	0.9	0.15

Tableau B.IV.2 : Évolution de la perméabilité relative du gaz

Les données précédentes permettent de tracer les courbes suivantes :

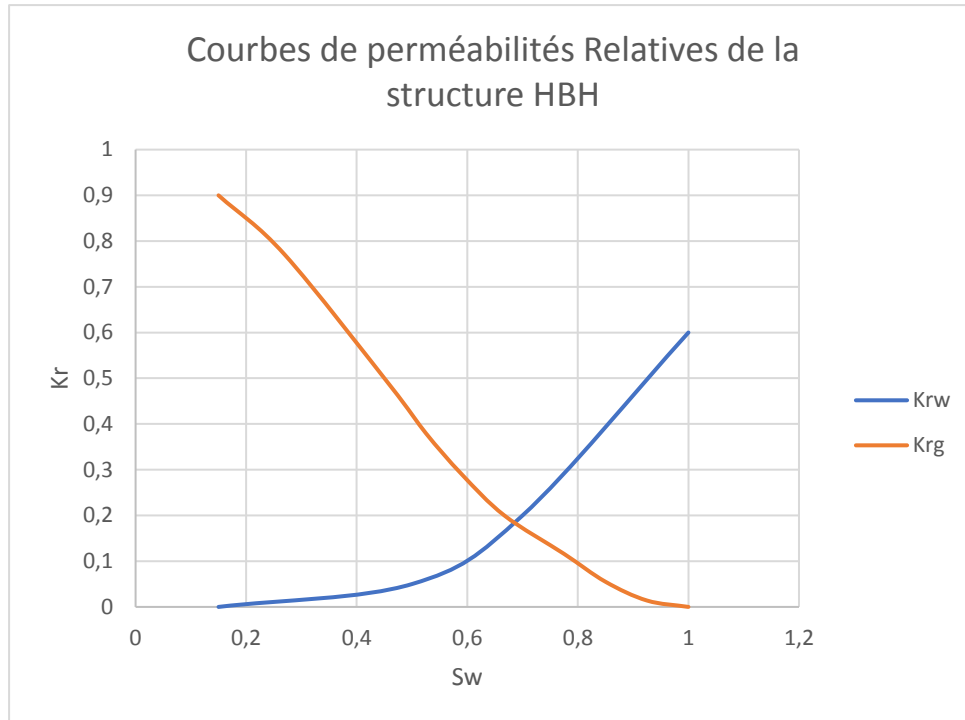


Figure B.IV.1 : Courbe d'évolution de la perméabilité relative en fonction de la saturation en eau pour un système gaz-eau.

Discussion des données :

On va déterminer les saturations suivantes (Ends points) du système précédent dans le tableau qui suit :

- ❖ **(SWL)** : Saturation en eau connée, souvent désignée par **Swc** ; 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 **Sgc** ; 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 **Swcr** ; 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 **Sgcr** ; 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 **Swu** ; 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 **Sgu** ; Il s'agit de la valeur de saturation en eau la plus élevée dans la table de saturation en gaz.

Type de Saturation	Valeur
SWL (SGR)	0.15
SWCR (SGCR)	0.5
SWU (SGU)	1

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

V. Estimation des réserves en place

V.1 Introduction

Avant de développer n'importe quel gisement d'hydrocarbure, il est indispensable de quantifier la quantité de fluide accumulé dans le sous-sol, cette information va nous permettre de juger par la suite, de la rentabilité de l'exploitation du découvert.

V.2 Calcul des réserves par l'outil (MBAL)

V.2.1 Aperçu sur la méthode de Monte Carlo

Monte Carlo est l'une des méthodes intégrées dans le logiciel MBAL, elle désigne une famille de méthodes algorithmiques visant à calculer une valeur numérique approchée en utilisant des procédés aléatoires, c'est-à-dire des techniques probabilistes.

La méthode de simulation de Monte-Carlo permet aussi d'introduire une approche du volume des réserves statiques dans le sous-sol. Elle consiste à isoler un certain nombre de variables-clés du phénomène, tels que le volume rocheux, et à leur affecter une distribution de probabilités. Pour chacun de ces facteurs, un grand nombre de tirages aléatoires est effectué dans les distributions de probabilité déterminées précédemment, afin de trouver la probabilité d'occurrence du résultat recherché.

V.2.2 Le calcul des différentes réserves par logiciel MBAL (Monte Carlo)

Plusieurs données doivent être introduites dans l'outil Monte Carlo :

- a- **Les données PVT** : la figure suivante nous montre le tableau des propriétés du fluide à introduire :

Figure BV.1 : Introduction des données PVT dans la méthode Monté Carlo

- b- **En cliquant sur la section « input »** : la fenêtre ci-dessous s'apparait dans le but d'introduire des caractéristique pétrophysiques du réservoir ainsi que d'autres données PVT du fluide :

The screenshot shows the 'Distributions' software interface. At the top, there are buttons for Done, Cancel, Help, Calc, Reset, and Report. Below these are three main sections: Statistics, Reservoir, and Method. The Statistics section has 'Number of Cases' set to 500 and 'Histogramme Steps' set to 20. The Reservoir section has 'Temperature' set to 60.5 deg C and 'Pressure' set to 1540 psia. The Method section has two options: 'Bulk Volume x N/G Ratio' (selected) and 'Area x Net Thickness'. Below these sections is a 'Distribution type' table.

	Distribution	Minimum	Maximum	Mode	Average	Standard Deviation	
Bulk Volume	Fixed Value						Mm3
N/G Ratio	Fixed Value						fraction
Porosity	Fixed Value						fraction
Gas Saturation	Fixed Value						fraction
CGR	Fixed Value						STB/MMscf
Oil Gravity	Fixed Value						API
Gas Gravity	Fixed Value						sp. gravity

Figure B.V.2 : La section "input" de la méthode Monte Carlo

On doit tout d'abord estimer les propriétés pétrophysiques moyennes des réservoirs Strunien.

On attribue les notations suivantes :

- P90 pour les réserves prouvées.
- P50 pour les réserves prouvées+ probables.
- P10 pour les réserves prouvées+ probables+ possibles.
- Le volume rocheux est en millions de m3.

Choix des distributions :

Ils existent plusieurs types de distribution dans l'outil Monte Carlo :

- Pour le volume rocheux et les propriétés pétrophysiques, on a choisi la distribution triangulaire car elle permet de définir un plus grand nombre de valeurs : la valeur minimale, la valeur maximale et le mode ce qui permet une meilleure précision
- Les valeurs des propriétés PVT des fluides sont fixes.
- Les autres distributions qui existent : uniforme (minimale et maximale), normal (la moyenne et l'écart type).

V.2.2.1 Réserves de HEM

Le tableau ci-dessous représente les propriétés du réservoir Strunien pour la structure HEM, ces derniers par la suite on va les utiliser dans la section (input) pour l'estimation des réserves :

Puits	Strunien						Volume Rocheux (Mm3)
	Hu(m)	Ht(m)	N/G	Φ	Sw	Ssg =1-Sw	
<i>HEM-1</i>	19	47	0.41	0.12	0.22	0.78	P90 = 716110
							P50 = 2023500
							P10 = 1044430

Tableau B.V.1 : les propriétés de la structure HEM

Distributions

Done
 Cancel
 Help
 Calc
 Reset
 Report

Statistics	Reservoir	Method
Number of Cases: <input type="text" value="500"/>	Temperature: <input type="text" value="136,5"/> deg F	<input checked="" type="checkbox"/> Bulk Volume x N/G Ratio
Histogramme Steps: <input type="text" value="20"/>	Pressure: <input type="text" value="1542"/> psia	<input type="checkbox"/> Area x Net Thickness

Distribution type

	Distribution	Minimum	Maximum	Mode	Average	Standard Deviation	
Bulk Volume	Triangular	716110	2,0235e+6	1,04443e+6			Mm3
N/G Ratio	Fixed Value	0,41					fraction
Porosity	Fixed Value	0,12					fraction
Gas Saturation	Fixed Value	0,78					fraction
CGR	Fixed Value	0					STB/MMscf
Oil Gravity	Fixed Value	60					API
Gas Gravity	Fixed Value	0,62					sp. gravity

Figure B.V.3 : Introduction des données du réservoir Strunien dans MBAL Structure HEM (Monte Carlo)

Affichage des résultats : Les résultats de la méthode (Monte Carlo) sont tabulés dans la figure suivante :

Summary of Results

Done
 Cancel
 Help
 Report

	Gas in Place MSm3	Oil in Place MMSTB
Mean Reward	5,53263e+6	0
Standard Deviation	1,12906e+6	0
90 Percent Probability	4,16692e+6	0
50 Percent Probability	5,40906e+6	0
10 Percent Probability	7,13787e+6	0

Figure B.V.4 : Résultats de calcul des réserves du réservoir Strunien-HEM par Monte Carlo

En appuyant sur le bouton « plot », MBAL nous affiche le graph de Monte Carlo qui nous permet de trouver P1, P2 et P3 :

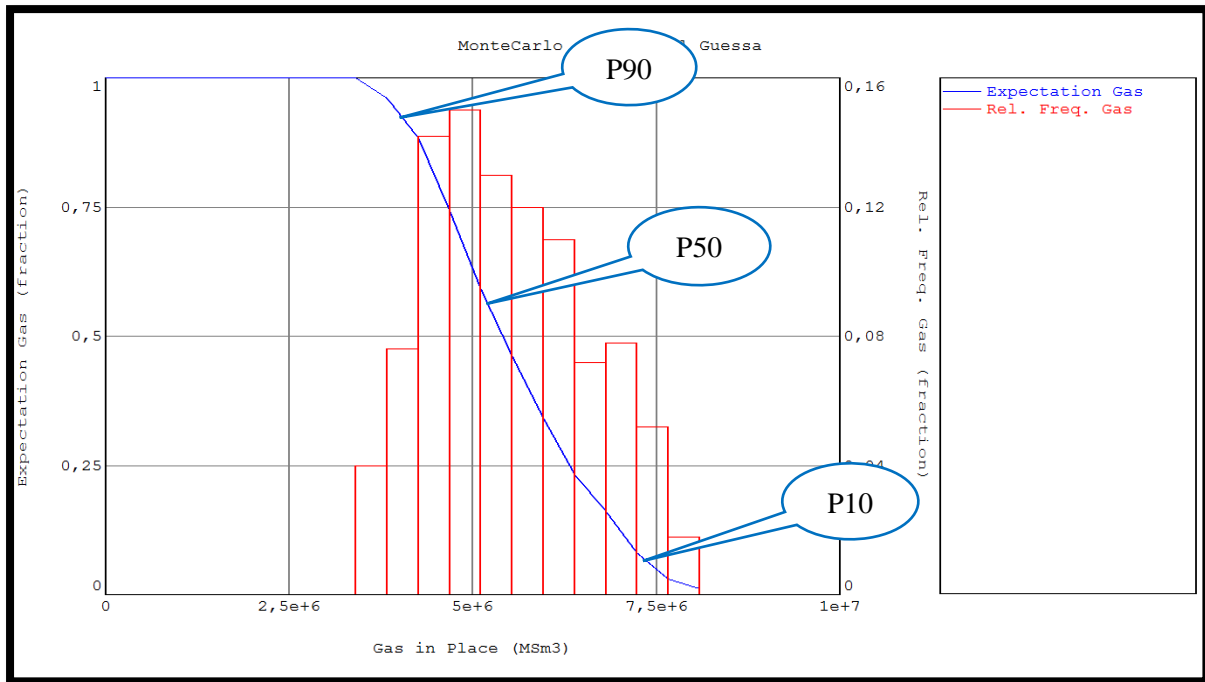


Figure B.V.5 : Graphe de Monte Carlo pour le réservoir Strunien-HEM

Le tableau suivant récapitule tous les résultats obtenus par l’outil Monte Carlo :

Réservoir Strunien	Volume du gaz en place (en milliards de m3)				
	PROUVE (P90)	PROBABLE (P50-P90)	POSSIBLE (P10-P50-P90)	2P (P50)	3P (P10)
HEM	4.16692	1.24214	5.89573	5.40906	7.13787

Tableau B.V.2 : Les réserves en place de la structure HEM

Note :

Le type des réserves utilisé pour l’élaboration des scénarios de développement c’est les 2P.

VI. Les Modèles Puits

VI.1 Introduction

Après la 1^{ère} étape de la modélisation intégrée de la production, on passe à la 2^{ème} étape qui est la construction des modèles puits. Cette étape consiste à générer comme résultats finals, des tables VLP « Vertical lift performance » du puits étudié. La génération des tables va se faire avec le logiciel PROSPER, et les résultats vont servir comme données d'entrée pour le logiciel MBAL.

VI.2 Présentation du logiciel PROSPER

PROSPER est un logiciel avancé d'analyse de la performance de la production et des systèmes de Petroleum Experts Limited. PROSPER peut aider l'ingénieur de production ou de réservoir à prévoir l'hydraulique et les températures des tubes et des pipelines avec précision et rapidité. Les puissantes fonctions de calcul de sensibilité de PROSPER permettent d'optimiser les conceptions existantes et d'évaluer les effets des changements futurs des paramètres du système.

En modélisant séparément chaque composant du système de puits de production, puis en permettant à l'utilisateur de vérifier chaque sous-système du modèle par comparaison des performances, PROSPER garantit que les calculs sont aussi précis que possible. Une fois qu'un modèle de système a été ajusté aux données réelles du terrain, PROSPER peut être utilisé en toute confiance pour modéliser le puits dans différents scénarios et pour faire des prédictions de la pression du réservoir basées sur les données de production de surface.

VI.3 Procédure de travail pour la réalisation d'un modèle de puits

Pour construire un modèle de puits, on va travailler de la gauche vers la droite à travers l'écran principal de Prosper. L'écran principal est divisé en suivant ordre :

- Options summary.
- PVT Input DATA.
- IPR DATA.
- Equipment DATA.
- Analyses summary.

Cet ordre reflète le flux de travail recommandé à suivre pour configurer le modèle de puits. Les premières quatre (4) sections sont l'écran de données d'entrée et la dernière section mentionne tous les calculs et la conception fonctionnalités.

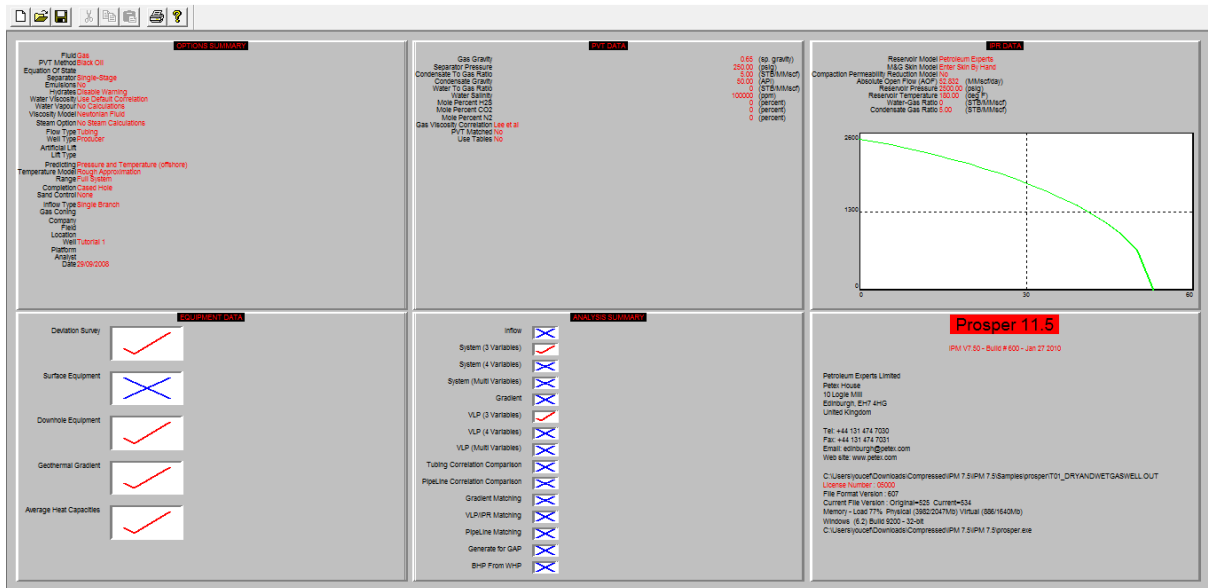


Figure B.VI.1 : Menu principal de PROSPER

VI.3.1 Options summary

Cette fenêtre permet de décrire le type de système que vous tentez de modéliser.

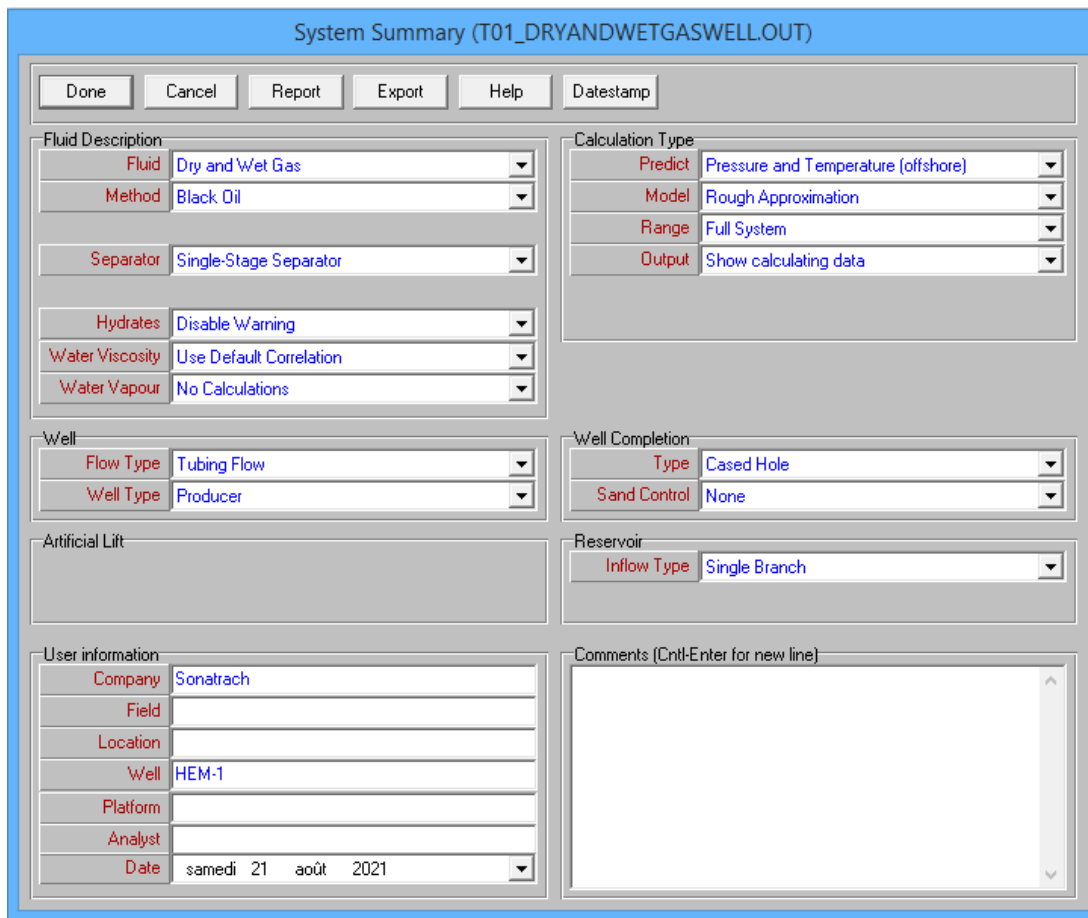


Figure B.VI.2 : Menu system Summary sur PROSPER

VI.3.2 PVT Input 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. Le programme permet également de calculer et de tracer les propriétés des fluides pour des plages de pression et de température spécifiées. Un ensemble complet de données PVT a doit être entré pour décrire correctement les propriétés du fluide.

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

Figure B.VI.3 : Menu de PVT DATA du fluide sur PROSPER

VI.3.3 IPR DATA

Cette option du programme décrit comment Prosper définit la performance du flux entrant du réservoir. Le modèle de IPR choisi dépend les données disponibles et du type de sensibilité des flux entrants à être effectuée. Pour notre cas le modèle **MultiRate C and n**.

Les données introduites sont représentées dans le tableau suivant :

Paramètres	HEM-1
Pression de réservoir (Psi)	1554.5
Température de réservoir (°F)	136.5
Débit test (m3 /j)	174792
Pression du fond dynamique (Psi)	1174

Tableau B.VI.1 : Les données utilisées pour la construction de la courbe d'IPR par le modèle de MultiRate C and n

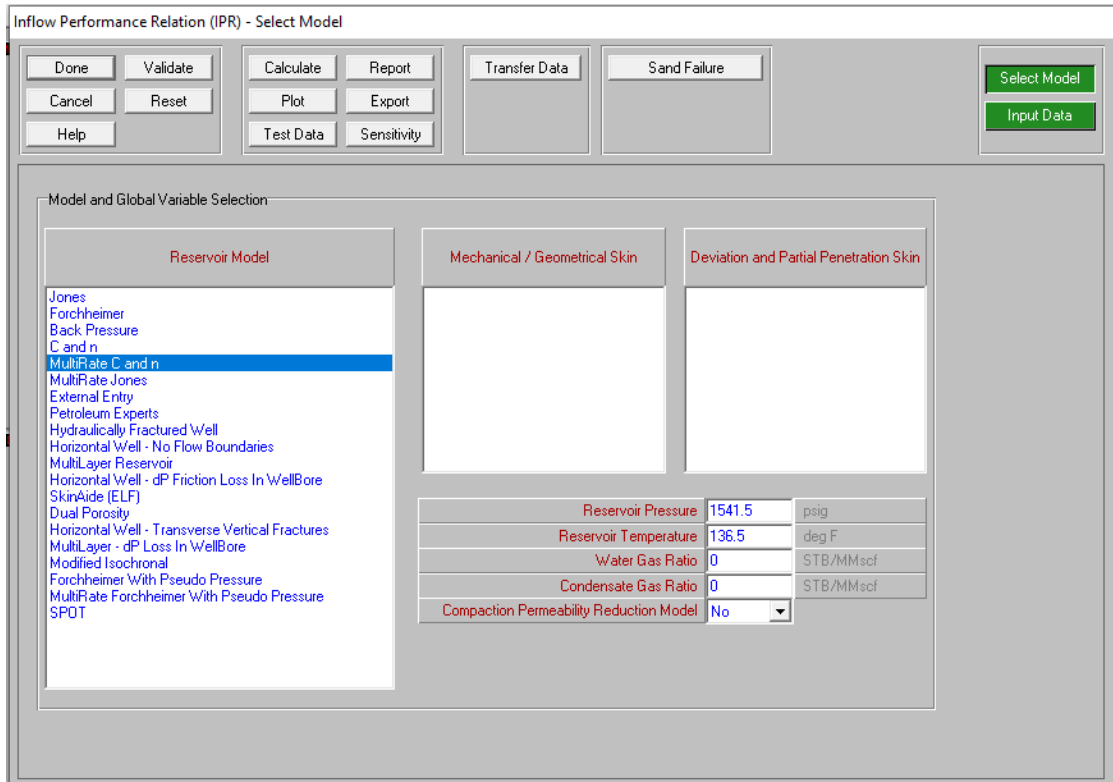


Figure B.VI.4 : La construction de la courbe IPR sur PROSPER

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

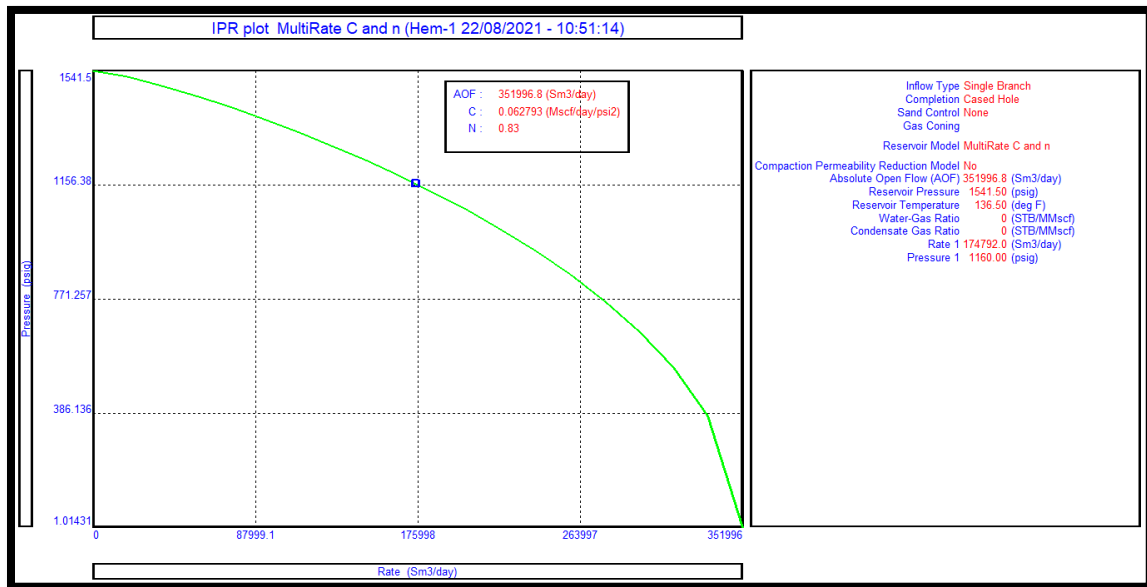


Figure B.VI.5 : La courbe IPR du Puits HEM1

VI.3.4 Equipment DATA

L'objectif de cette option est de saisir un maximum d'informations, 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** : Le modèle de réseau de surface sera élaboré dans le cadre du programme GAP. Aucune donnée d'équipement de surface n'a été entrée à Prosper.
- **Downhole Equipment** : L'équipement à spécifier dans Prosper est celui que le fluide voit du fond du fond jusqu'à la tête de puits. Ainsi, l'équipement par lequel le fluide a été introduit est entré.
- **Geothermal Gradient** : Prosper calcule le coefficient de transfert thermique global en fonction des données de test du puits.
- **Average Heat Capacities** : La valeur par défaut dans Prosper pour les capacités calorifiques moyennes a été utilisée.

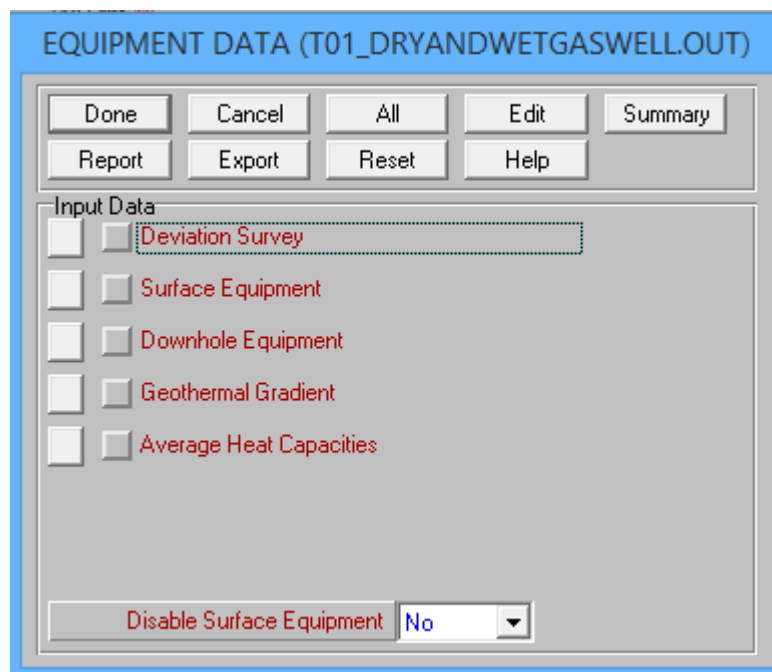


Figure B.VI.6 : Menu d'équipement data dans PROSPER

VI.3.5 La construction des courbes VLP

a. Les courbes IPR-VLP

En cliquant sur l'option « matching » → VLP/IPR, on intègre les données des well test effectués sur notre puits HEM-1.

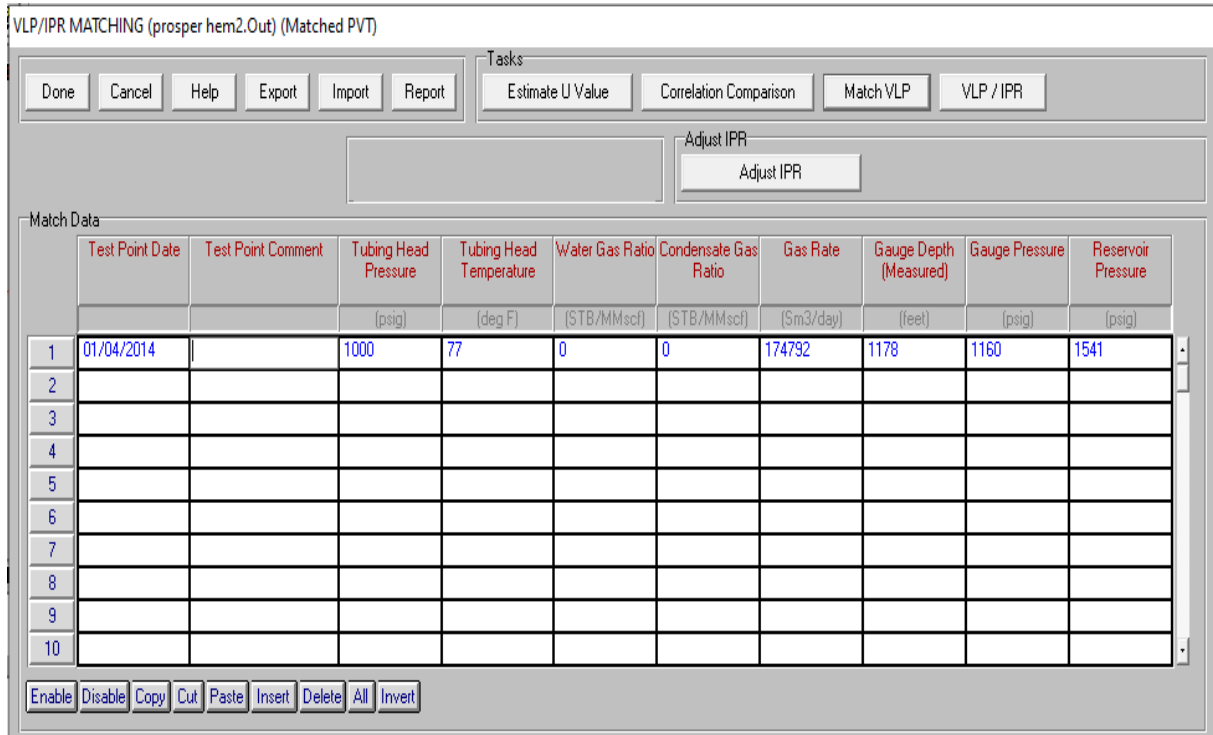


Figure B,VI.7 : La construction de la courbe VLP sur PROSPER

Pour avoir les courbes VLP/IPR, on clique sur le bouton VLP/IPR on aura la courbe suivante :

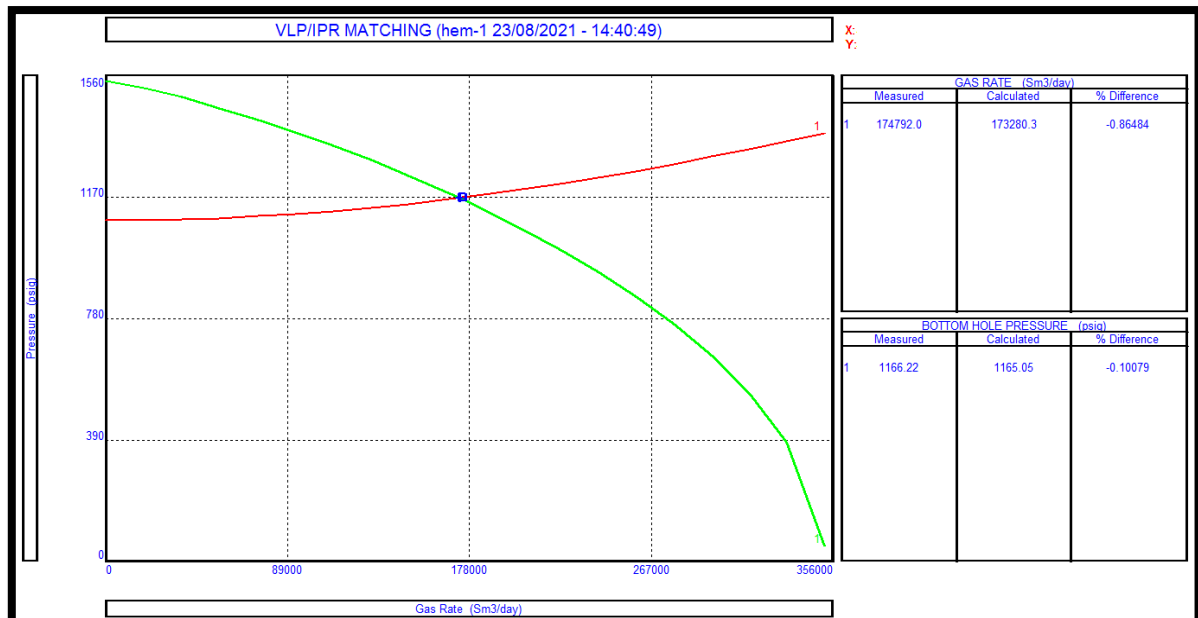


Figure B.VI.8 : La courbe VLP et IPR de puits HEM-1

Discussion des résultats :

Le point de fonctionnement est :

Puits	Le débit de fonctionnement	La pression de fond
HEM-1	173280 m³/j	1165 psig

Tableau B.VI.2 : Le point de fonctionnement de puits HEM-1

Conclusion :

La génération des tables VLP « Vertical lift performance » de puits étudié permet ensuite de les exporter vers les logiciels de simulation MBAL (Petroleum experts) et vers Eclipse (Schlumberger).

Cela nous permettra de continuer notre étude avec les modèles de puits représentatifs du puits HEM-1 et permet de simuler correctement les prévisions futures de la production de notre champ.

VII. Simulation par MBAL

VII.1 Introduction

Cette étape de développement consiste à élaborer des scénarios pour obtenir la récupération maximale du gaz et la plus rentable pour notre champ exploité. Afin de choisir le meilleur scénario une étude technique 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.

VII.2 Présentation et introduction des données sur le logiciel MBAL

VII.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.

VII.2.2 Les modules du logiciel MBAL

VII.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.

VII.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.

VII.2.2.3 PVT data

MBAL exige encore certains donnés PVT.

VII.2.2.4 Tank data

Après la calibration des donnés PVT, on passe vers les paramètres de réservoir. Cette étape exige :

- Les paramètres du réservoir « Tank parametres » : Température, Pression initiale, Porosité, Volume de gaz initial (OGIP)...
- Les entrées d'eau s'elles existent « Water influx » : Dans notre cas pas d'entrées d'eau.
- Compressibilité de la roche « Rock compressibilité » : Donnée.
- Degré de compaction de la roche « Rock compaction ».
- La perméabilité relative « Relative perméabilité » : données par l'étude SCAL, En introduisant les données sous la forme des tableaux.
- Historique de production « Production history » : Nous n'avons pas L'historique de production dans notre champs étudié.

Figure B.VII.1 : Les données PVT introduites dans MBAL

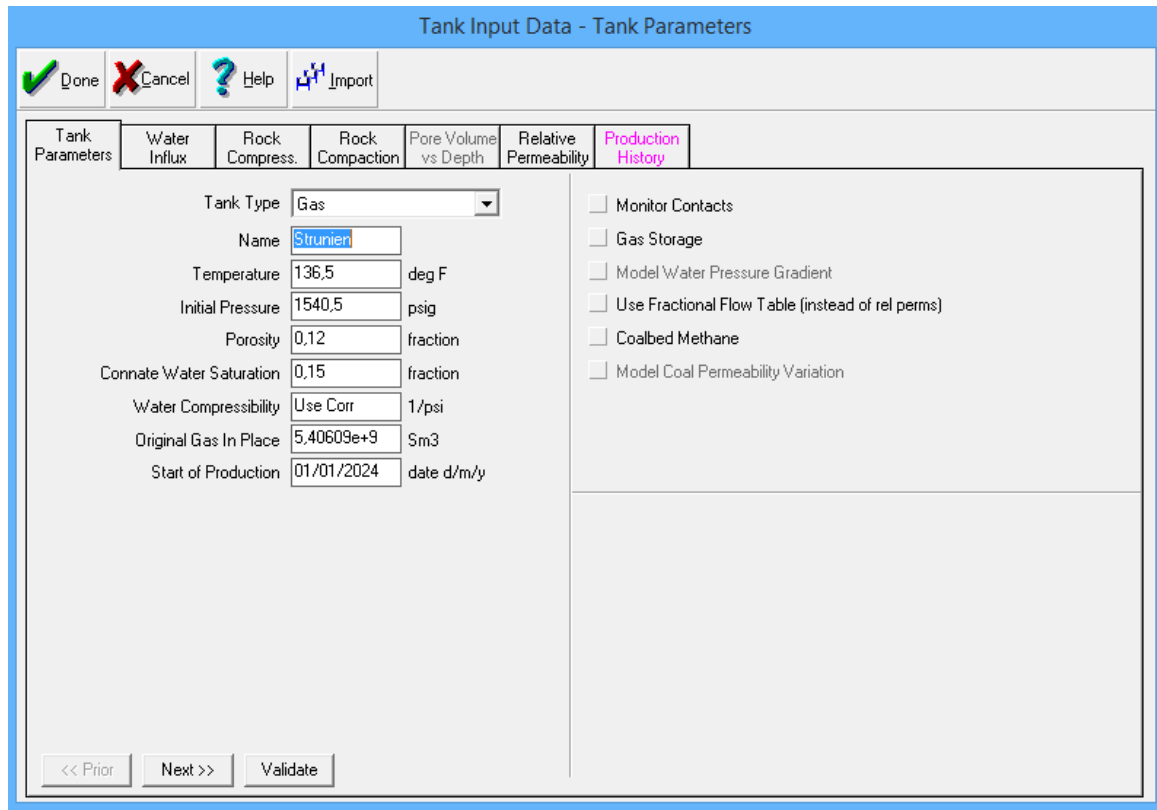


Figure B.VII.2 : Menu tank input Data dans MBAL

VII.2.2.5 Well input data

On importe les tables IPR et VLP qu'on a réalisé sur PROSPER pour les introduire dans MBAL.

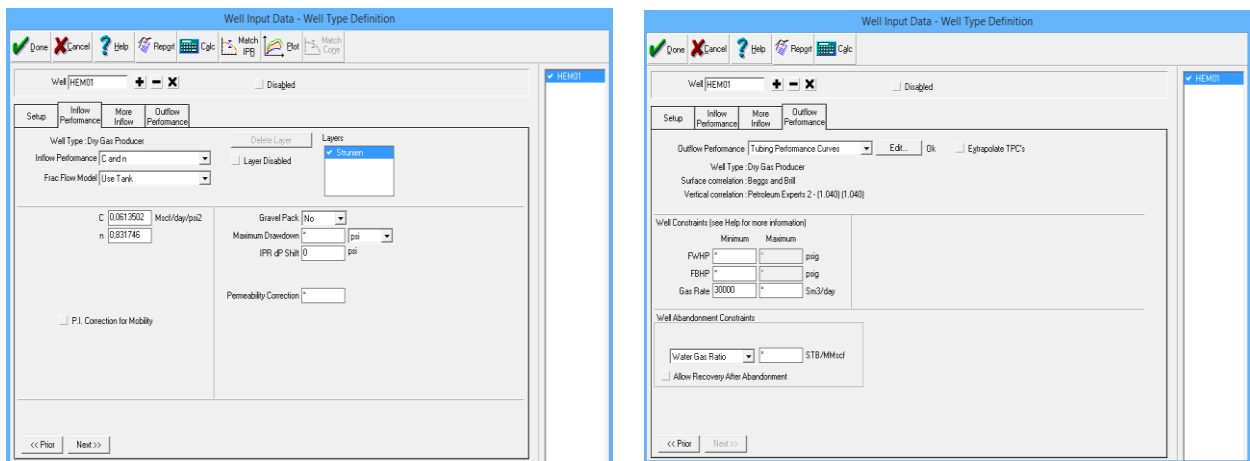


Figure B.VII.3 : Les données IPR et VLP sur MBAL

VII.3 Elaboration des scénarios de développement

La procédure de l'élaboration du plan de développement est la suivante :

- Evaluation des performances du champ selon un programme sans puits.
- Evaluation des performances du champ selon son état actuel, qualifié comme un cas de base ou un « do nothing case » qui signifie ne rien faire.

Après l'évaluation du cas de base, on a proposé plusieurs scénarios de développement pour exploiter le champ HEM d'une façon plus efficace :

- Optimisation du cas de base par l'implantation des nouveaux puits.
- Optimisation sur la pression du manifold.
- Combinaison des scénarios précédents.

VII.3.1 Réaction du champ à un déclin de pression (Schedule No Wells)

VII.3.1.1 Description du cas

Dans ce cas, le profil de production doit être fourni par l'utilisateur (par exemple, dans notre cas le taux de production du gaz sera de 1000000 m³/jour). Le programme calculera alors la chute de pression du réservoir pour la période de prévision, si nous ne mettons pas de date de fin de production, le calcul se poursuivra jusqu'à ce que la pression du réservoir atteigne 0, le programme nous donne aussi la production correspondante de gaz et d'autres paramètres.

VII.3.1.2 Le modèle MBAL du cas (Schedule No Wells)

Comme le montre la figure suivante, le modèle MBAL utilisé est un modèle « No Wells » pour prédire le profil de production.

Figure B.VII.4 : Le modèle MBAL « No Wells » du champs HEM.

VII.3.1.3 Résultats de prévision

Les figures suivantes illustrent graphiquement le profil de production du gaz pour le model « No Wells ». Et le déclin de pression du réservoir du champ HEM.

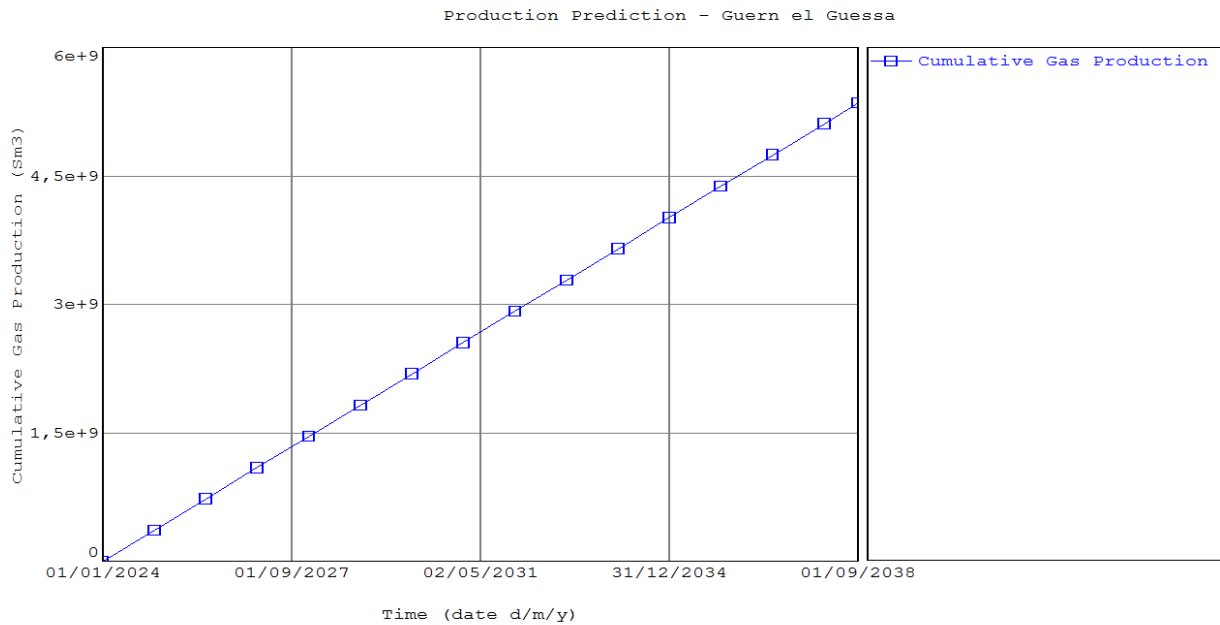


Figure B.VII.5 : Profil et cumul de production du gaz prévisionnelle du champ HEM pour le model « No Wells »

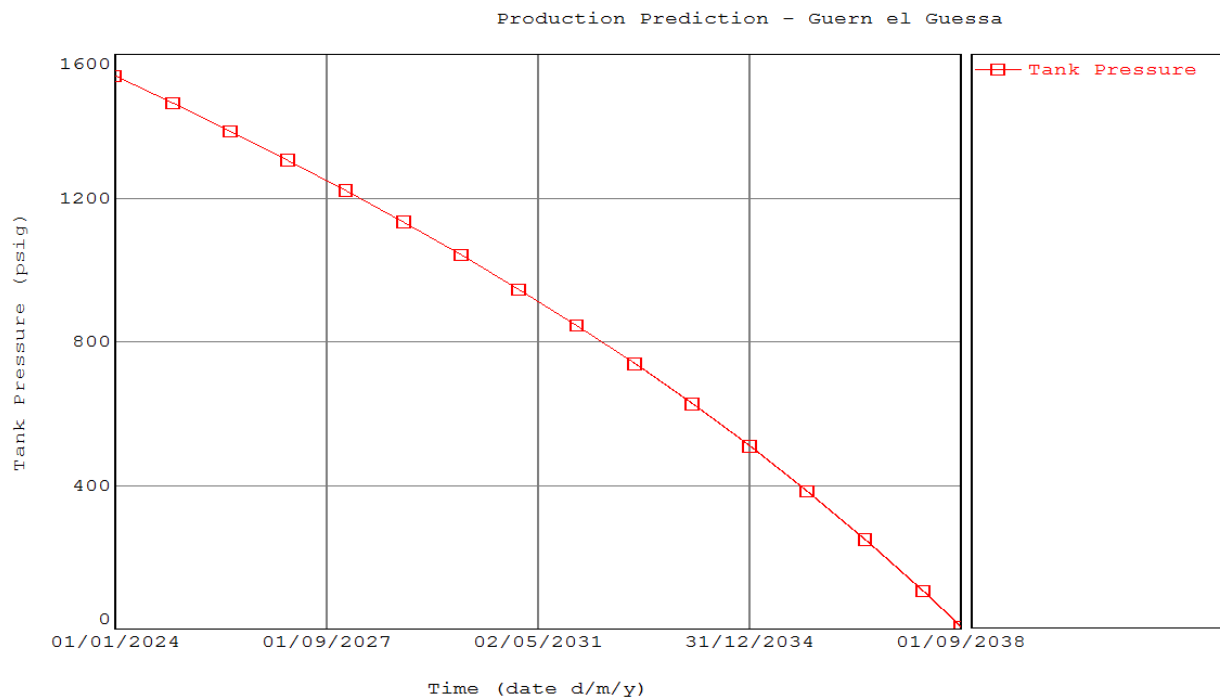


Figure B.VII.6 : Déclin de pression du champ HEM pour le model « No Wells »

VII.3.1.4 Evaluation du cas « No Wells »

On constate que model « No Wells » donne un facteur de récupération de 99% qui augmente régulièrement, après une durée de production du champ de 14 ans.

VII.3.2 L'état actuel du champ HEM « cas de base »

VII.3.2.1 Description du cas

Actuellement il y a un puit foré dans le périmètre HEM qui a une superficie de 161.37 Km².

Nom du puits	Type	Le niveau de production	L'année prévue pour la mise en production
HEM-1	Producteur	Strunien	2024

Tableau B.VII.1 : Les puits implantés actuellement dans la structure HEM.

Le but de concevoir le cas de base est de déterminer la récupération ultime de champs durant 30 ans de production dans son état actuel et avec sa propre énergie afin de proposer des plans de développements pour une meilleure exploitation.

VII.3.2.2 Le modèle MBAL du cas de base

Comme le montre la figure suivante, le modèle MBAL utilisé est basé sur les modèles puits avec 1 puit en production.

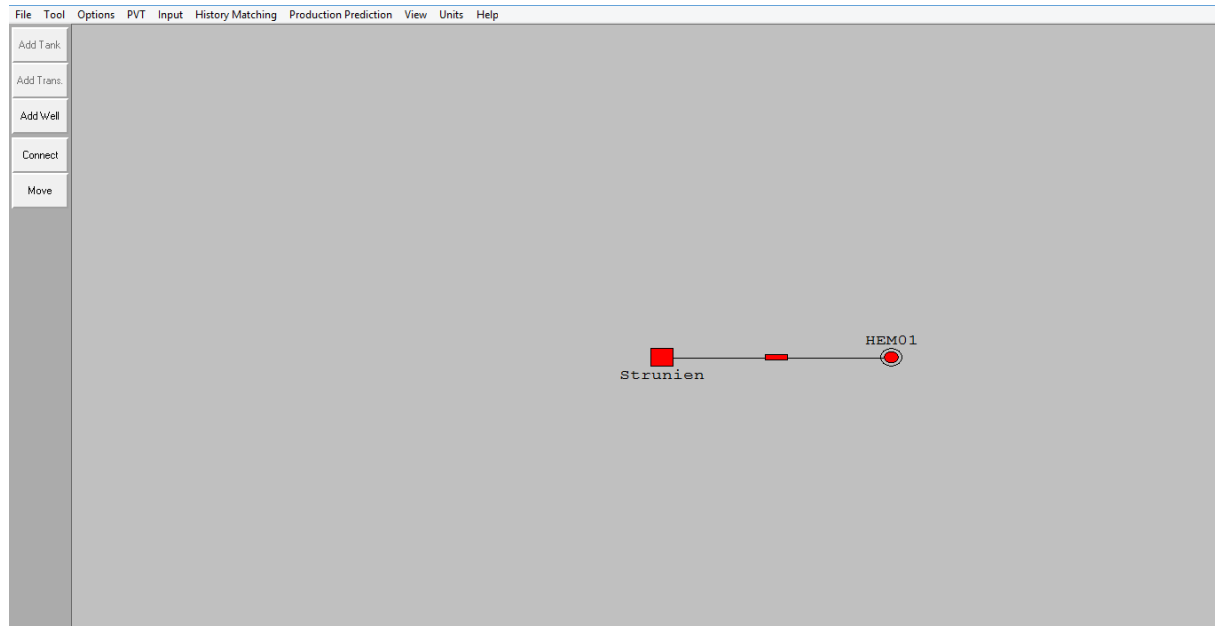


Figure B.VII.7 : Le modèle MBAL du champs HEM selon le cas de base.

VII.3.2.3 Résultats de prévision par le cas de base

Les figures suivantes illustrent graphiquement le profil de production du gaz pour le cas de base et le déclin de pression du réservoir du champ HEM.

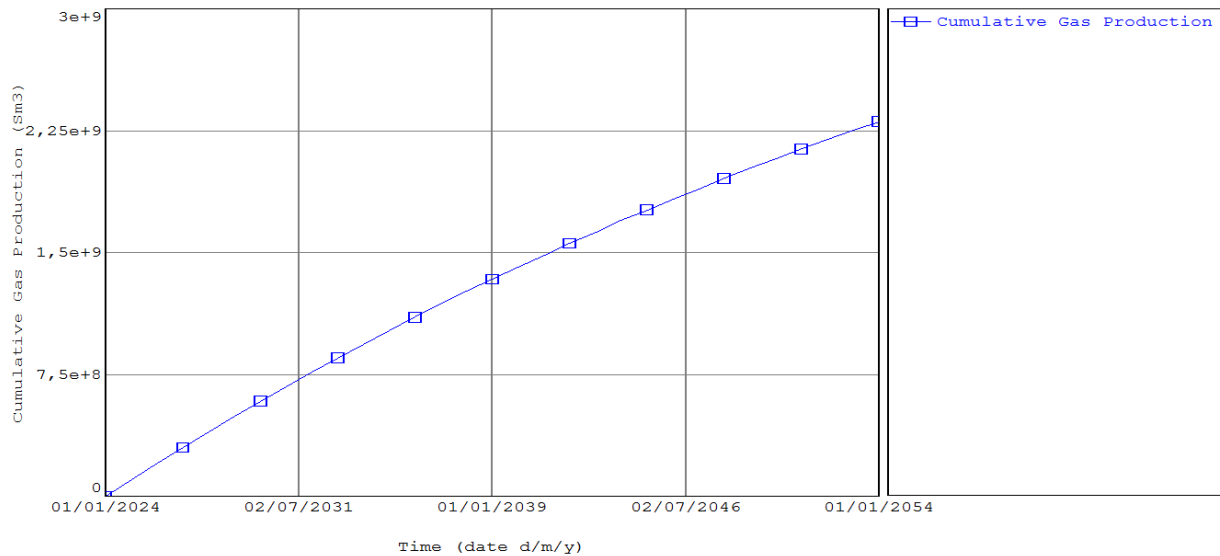


Figure B.VII.8 : Profil et cumul de production du gaz prévisionnelle du champ HEM pour le cas de base

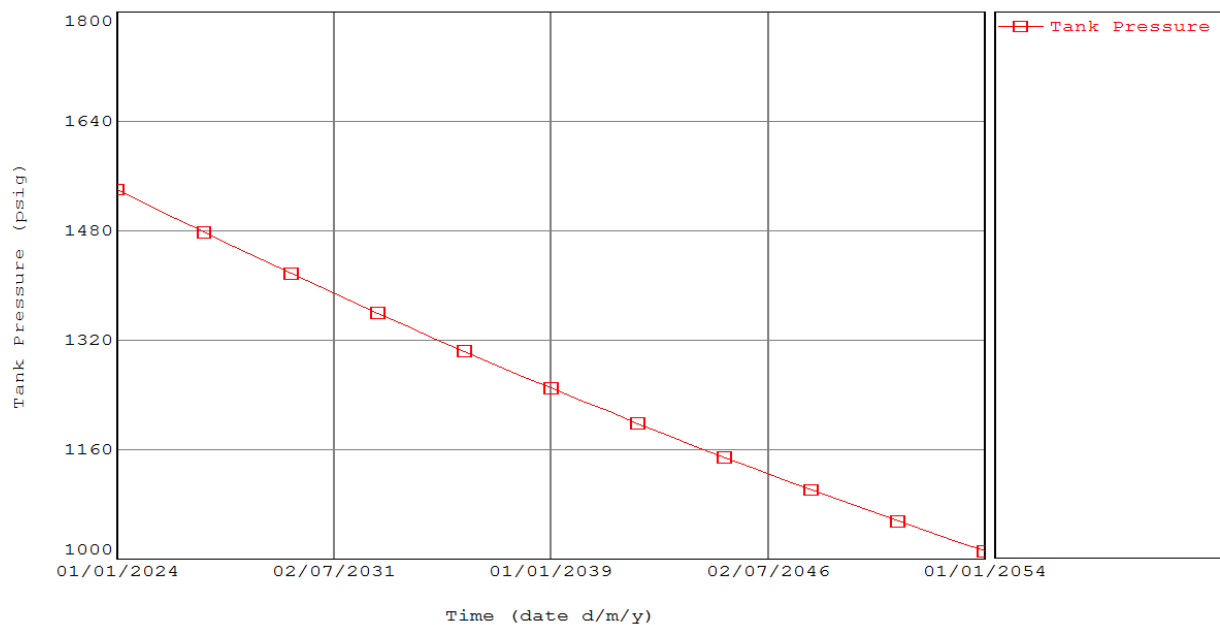


Figure B.VII.9 : Déclin de pression du champ HEM pour le cas de base

VII.3.2.4 Evaluation du cas de base

On constate que le cas de base donne un facteur de récupération 40.26 %. De plus, la pression chute jusqu'à 1045 psig, cela est dû principalement à l'état du puit.

Le nombre de puits est insuffisant pour toucher des plateaux de production de 60% et 70%.

VII.3.3 L'effet de changement du débit sur la récupération

VII.3.3.1 Description du cas

Nous avons lancé plusieurs exécutions « runs » en changeant le débit de production sur une durée de production de 30 ans en gardant notre cas de base (un seul puits producteur).

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Le débit (m ³ /j)	Le cumule de gaz (m ³)	Le facteur de récupération (%)
10 ⁶	2.30*10 ⁹	42.68
2*10 ⁶	2.30*10 ⁹	42.68
3*10 ⁶	2.30*10 ⁹	42.68
5*10 ⁶	2.30*10 ⁹	42.68

Tableau B.VII.2 : L'effet de changement du débit de production

VII.3.3.2 Résultats de prévision

On remarque bien que le changement du débit n'a aucun effet sur le facteur de récupération.

VII.3.4 Scénario 01 : implantation des nouveaux puits producteurs

VII.3.4.1 Description du cas

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 la durée de production est toujours 30 ans.

Les résultats sont présentés sur la figure suivante :

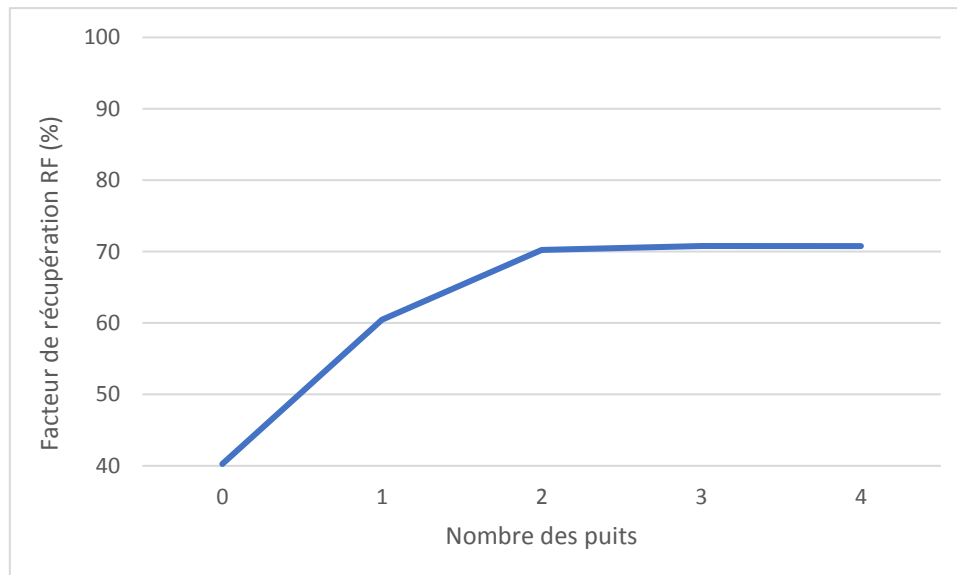


Figure B.VII.10 : L'évolution et la variation du facteur de récupération en fonction du nombre des puits

VII.3.4.2 Interprétation de l'étude de sensibilité :

L'évolution du taux de récupération en fonction de nombre de puits, montre deux phases principales :

- Entre 0 et 2 nouveaux puits le facteur de récupération augmente de 40% à 70%.
- Entre 2 et 4 le facteur de récupération reste constant 70%, ce qui nous permet de dire que :
 - ✓ Le nombre de puits optimum pour produire le champ HEM est égale à 2 puits, en plus d'un puits existant.

VII.3.4.3 Evaluation du 1er Scénario

Ce scénario donne un facteur de récupération très bon et il a apporté un taux d'amélioration par rapport au cas de base.

VII.3.5 Scénario 02 : changement de la pression du manifold

VII.3.5.1 Description du cas

Ce scénario consiste à optimiser la pression du manifold, pour cela nous avons lancé plusieurs exécutions « runs » en changeant la pression du manifold sur une durée de production de 30 ans en gardant notre cas de base (un seul puits producteur).

Les résultats sont présentés sur la figure suivante :

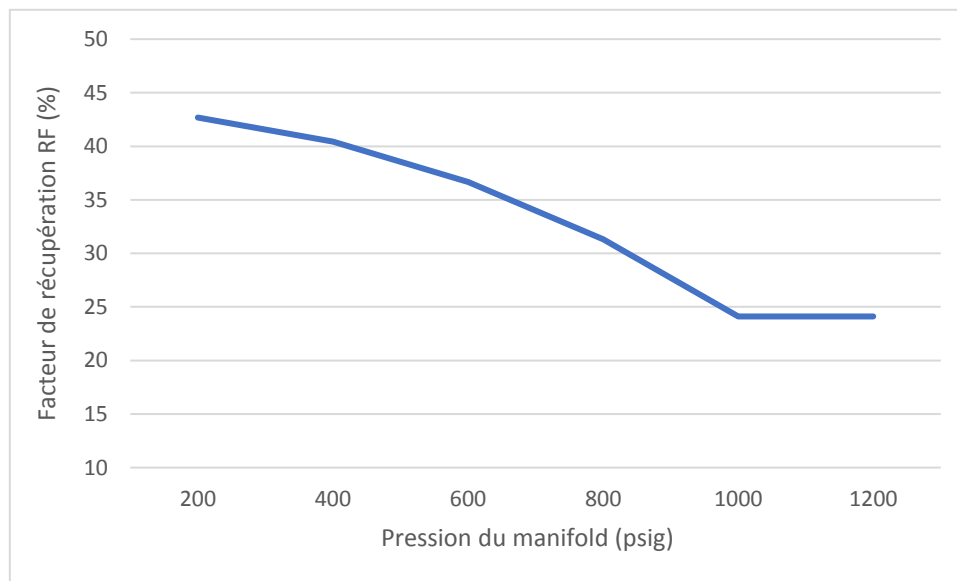


Figure B.VII.11 : L'évolution du facteur de récupération en fonction de la pression du manifold

VII.3.5.2 Interprétation de l'étude de sensibilité :

L'évolution du taux de récupération en fonction de la pression du manifold, montre que :

- L'augmentation de la pression du manifold la diminution du facteur de récupération.
- La pression optimale pour produire le champ HEM est égale à 200 psig avec un taux de récupération de 42,68%.

VII.3.6 Scénario 03 : la combinaison du 1^{er} et 2^{eme} scénario

VII.3.6.1 Description du cas

Ce scénario consiste à combiner deux scénarios au même temps (fixer la pression du manifold sur sa valeur optimale et implanter 3 puits producteurs, en plus le puits existant).

L'évolution de la pression de réservoir, du débit et du cumul de production du gaz sont présentés dans les figures suivantes :

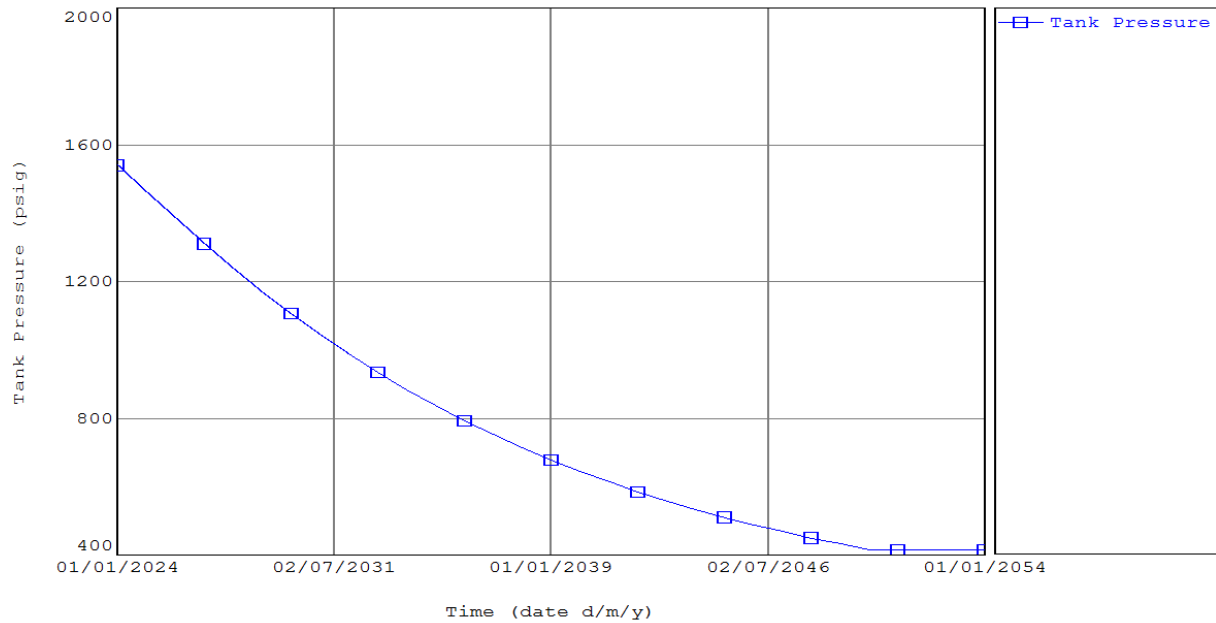


Figure B.VII.13 : L'évolution de la pression du champ HEM pour le 3eme scénario

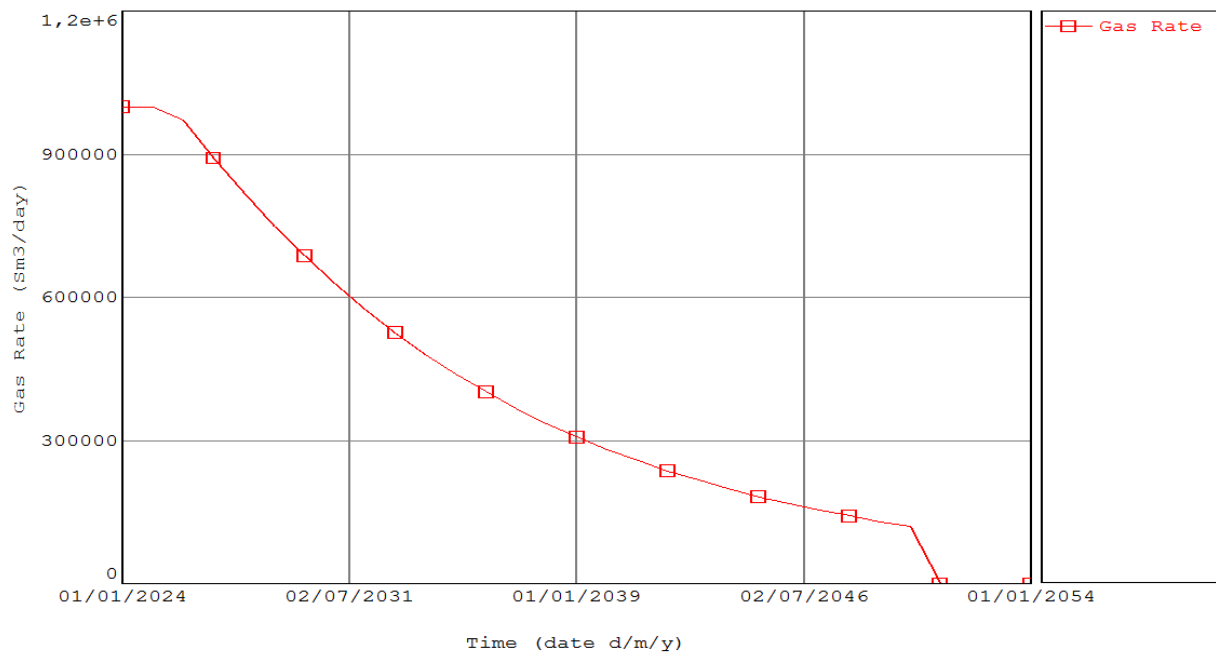


Figure B.VII.12 : Le profil du débit de gaz du 3eme scénario

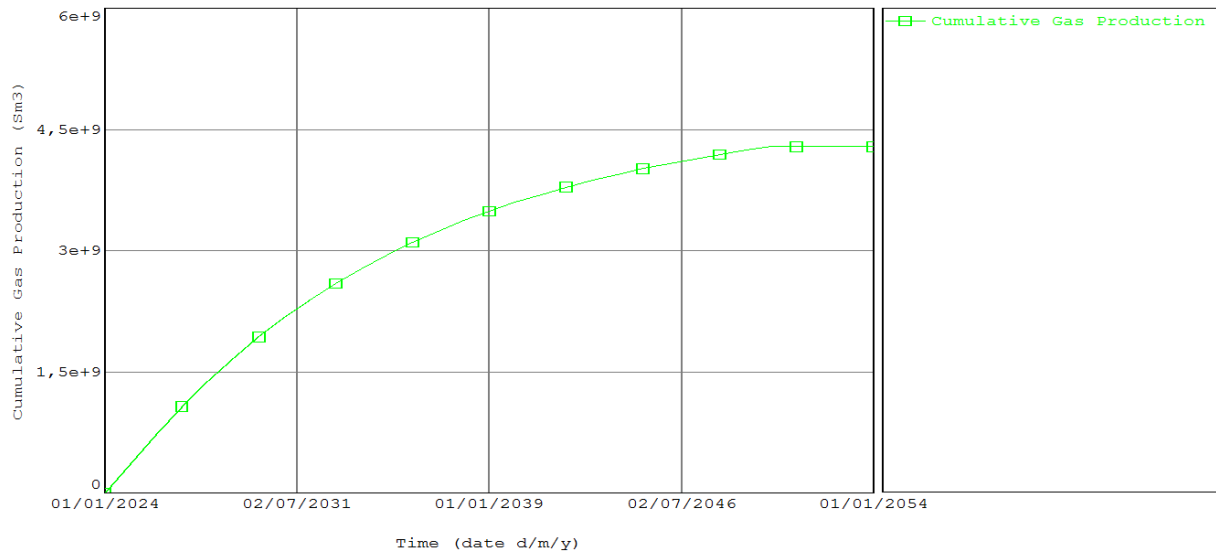


Figure B.VII.14 : Le profil du cumul de production de gaz du 3ème scénario

VII.3.6.2 Interprétation de l'étude de sensibilité :

Les résultats de ce scénario sont :

- Le réservoir arrive aux conditions limites du débit et de la pression en 2050 (réduction du temps de vie de réservoir par rapport au 2ème scénario).
- Augmentation remarquable du facteur de récupération (de 42,68% dans scénario 2 et 69% dans le scénario 1 à 79.37% dans la combinaison).

VII.3.7 Scénario 04 : Amélioration du S03 (Diminution de la pression de tête)

VII.3.7.1 Description du cas

Dans ce scénario On fait diminuer la pression de tête en utilisant le logiciel Prosper, on obtiendra des nouvelles courbes VLP. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Pression de tête (psig)	150	100	50
Pression VLP (psig)	163.92	109.63	55.40
	169.71	117.95	69.43
	186.04	140.01	101.28
	210.68	171.01	140.38
	241.23	207.23	182.42
	275.79	246.45	225.82
	313.07	287.48	269.91
	352.19	329.61	314.36
	392.59	372.45	359.01
	451.38	433.98	422.49
	475.82	459.36	448.52
	518.21	503.16	493.30
	560.94	547.08	538.04
	603.91	591.08	582.73
	647.05	635.11	627.37
	690.31	679.15	671.94
	733.65	723.19	716.43
	777.05	767.20	760.85
820.47	811.18	805.19	
863.91	855.11	849.43	

Tableau B.VII.3 : Les résultats VLP pour différentes pressions de tête

1^{er} cas (150 psig) :

- On introduit les tables VLP dans MBAL.
- On fixe la valeur de la pression du manifold à 150 psig et le débit maximum de production de champ à 1 million m³/j.
- Le nombre de puits à implanter est 3 puits.
- On varie la valeur du débit minimum de production du puit.

Le changement de facteur de récupération est représenté dans le tableau suivant :

Le débit de production du puit (m ³ /j)	Le facteur de récupération (%)
30000	80.87
25000	82.63
20000	83.38
15000	83.38
10000	83.38

Tableau B.VII.4 : Le changement de facteur de récupération en fonction de débit du puit (1er cas).

2^{eme} cas (100 psig) :

- On introduit les tables VLP dans MBAL.
- On fixe la valeur de la pression du manifold à 100 psig et le débit maximum de production de champ à 1 million m³/j.
- Le nombre de puits à implanter est 3 puits.
- On varie la valeur du débit minimum de production du puit.

Le changement de facteur de récupération est représenté dans le tableau suivant :

Le débit de production du puit (m³/j)	Le facteur de récupération (%)
30000	81.97
25000	83.79
20000	84.20
15000	84.20
10000	84.20

Tableau B.VII.5 : Le changement de facteur de récupération en fonction de débit du puit (2eme cas).

Optimisation du 2^{eme} cas :

- On implémente un nouveau puit et fixe la valeur de débit maximum de production de champ à 2 millions m³/j.

Le nouveau changement de facteur de récupération est représenté dans le tableau suivant :

Le débit de production du puit (m³/j)	Le facteur de récupération (%)
30000	81.95
25000	83.80
20000	85.72
15000	87.73
10000	88.05

Tableau B.VII.6 : L'optimisation de facteur de récupération (2eme cas).

3^{eme} cas (50 psig) :

- On introduit les tables VLP dans MBAL.

- On fixe la valeur de la pression du manifold à 50 psig et le débit maximum de production de champ à 1 million m³/j.
- Le nombre de puits à implanter est 3 puits.
- On varie la valeur du débit minimum de production du puit.

Le changement de facteur de récupération est représenté dans le tableau suivant :

Le débit de production du puit (m³/j)	Le facteur de récupération (%)
30000	82.68
25000	84.59
20000	84.73
15000	84.73
10000	84.73

Tableau B.VII.7 : Le changement de facteur de récupération en fonction de débit du puit (3eme cas).

Optimisation du 3^{eme} cas :

- On implémente un nouveau puit et fixe la valeur de débit maximum de production de champ à 2 millions m³/j.

Le nouveau changement de facteur de récupération est représenté dans le tableau suivant :

Le débit de production du puit (m³/j)	Le facteur de récupération (%)
30000	82.68
25000	84.61
20000	86.62
15000	88.72
10000	88.74

Tableau B.VII.8 : L'optimisation de facteur de récupération (3eme cas).

Choix du meilleur cas :

Le tableau suivant représente le facteur de récupération pour chaque cas :

Les cas	1 ^{er}	2 ^{eme}	3 ^{eme}
Le facteur de récupération (%)	83.38	88.05	88.74

Tableau B.VII.9 : facteur de récupération pour chaque cas

Conclusion

On remarque que le 2eme et 3eme cas sont presque identiques donc on choisit le 2eme cas parce qu'il possède une pression de tête assez élevée par rapport au 3eme cas.

Cas optimal	Pression de manifold (psig)	Débit de production de champ (m3/j)	Débit de puit (m3/j)	Nombre de puits à implanter
2 ^{eme}	100	2*10 ⁶	10000	4

Tableau B.VII.10 : détails sur le cas optimal

Commentaire :

Pour résoudre le problème de faible pression (100 psig) qui n'est pas suffisante pour transporter le gaz vers le centre de traitement on va installer un compresseur dans le manifold qui regroupe les 4 puits pour éliminer ce problème.

Le graphe ci-dessous représente l'évolution de facteur de récupération pour le cas optimal :

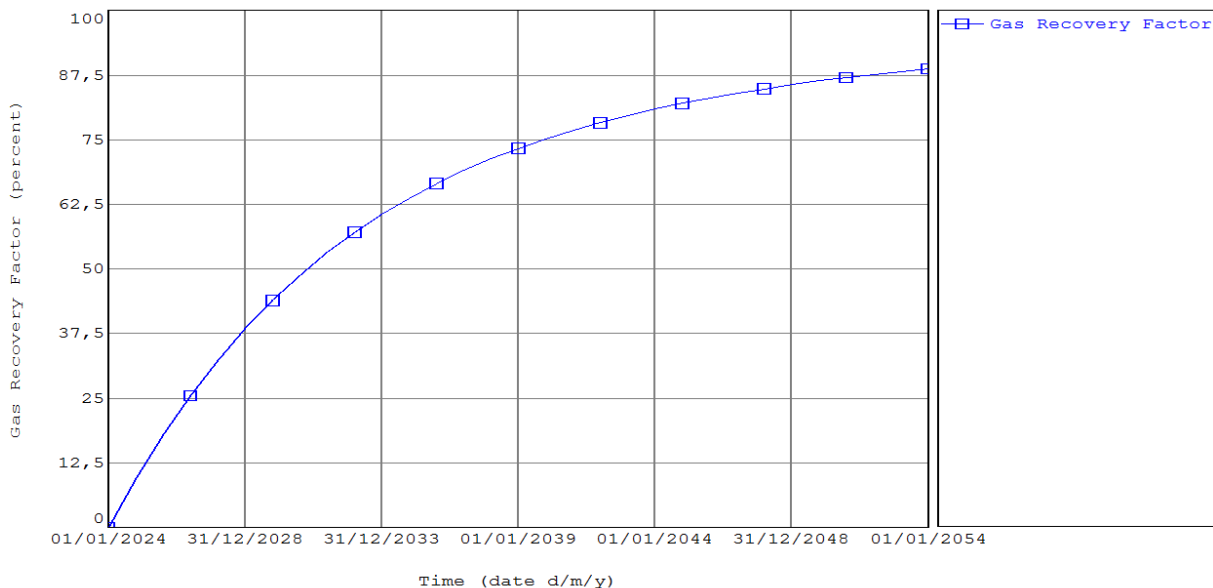


Figure B.VII.15 : l'évolution de facteur de récupération pour le cas optimal.

VII.4 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'autres facteurs qui interviennent 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 scénarios présentés.

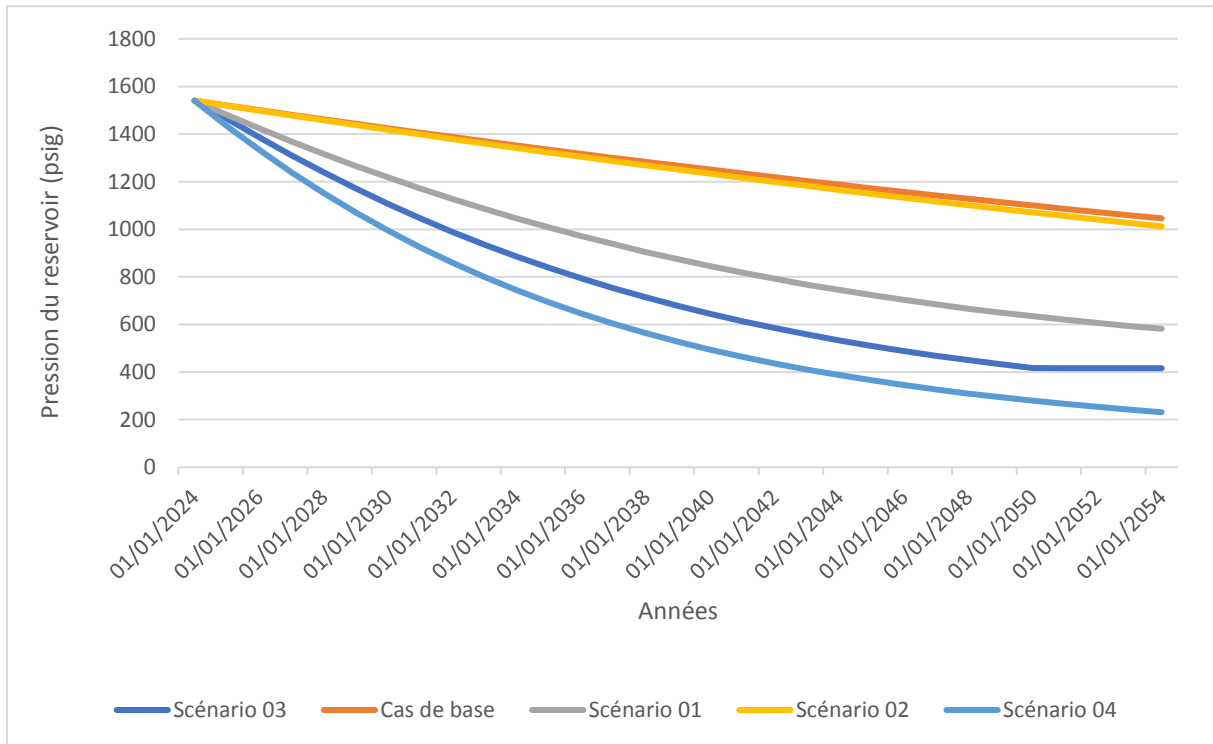


Figure B.VII.16 : L'évolution de la pression du réservoir des scénarios proposés

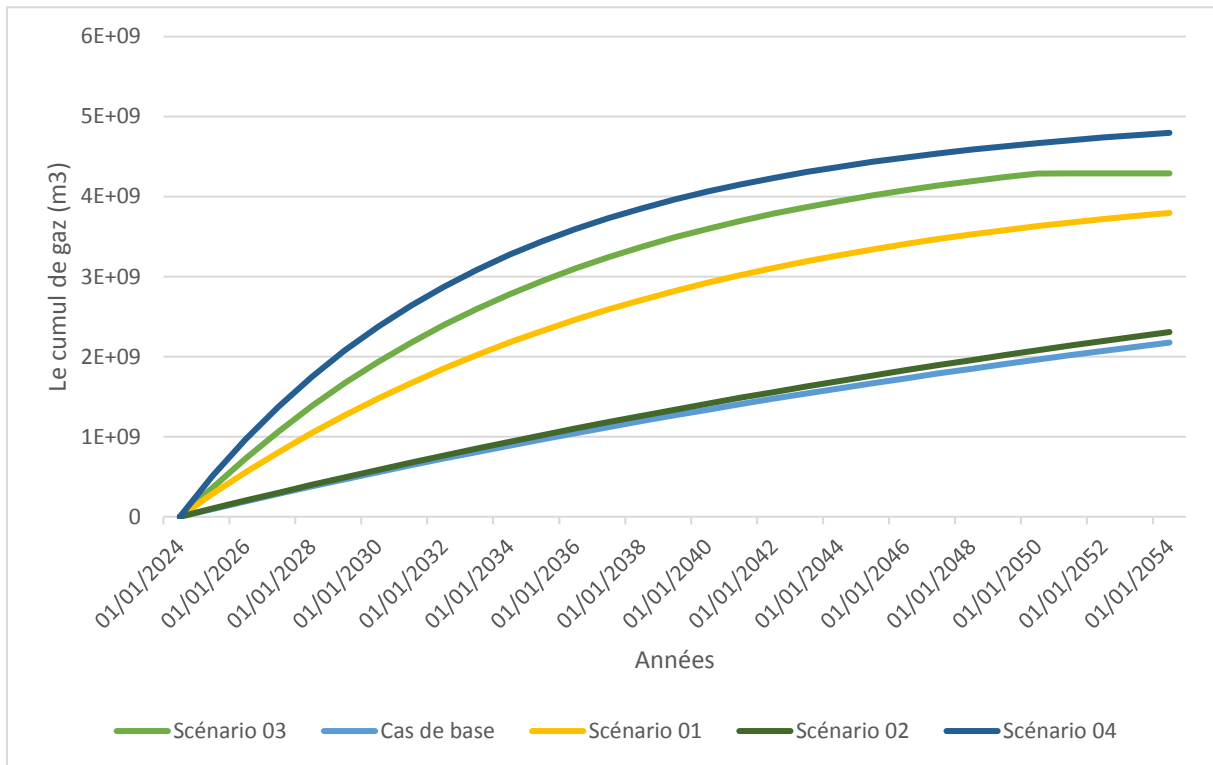


Figure B.VII.17 : L'évolution du cumul de gaz des scénarios proposés

VII.5 Conclusion

Après l'analyse des différents résultats et courbes obtenues par la modélisation intégrée de la production sur MBAL, le **quatrième scénario** est le scénario optimum du côté technique, car il contient le plus grand facteur de récupération (**88.05%**) et un nombre de puits optimum pour implémenter (**4 puits**).

Conclusion générale

Les réservoirs Strunien de la structure HEM du champ Guerne el Gussa renferment une accumulation totale d'hydrocarbures d'environ 5,5 milliards m³ de gaz en place estimée par le logiciel MBAL. D'après les études de pré-élaboration du plan de développement, ces réservoirs présentaient des bon propriétés petrophysiques, ce qui a reflété un taux de récupération moyenne 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 de ces dernières, la modélisation a permis de prédire le futur comportement des réservoirs par l'état actuel du champ et par la suite, étudier la possibilité de l'exécution des scénarios de développement pour améliorer la récupération.

L'étude prévisionnelle a montré une récupération moyenne par la configuration actuelle du champ sur les 30 prochaines années (environ 40.26 % des réserves). De ce fait, plusieurs scénarios ont été étudiés, qui ont 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.

Enfin, la sélection du scénario combiné consistant à implanter de nouveaux puits, avec une diminution de la pression de tête au niveau des puits et une diminution optimale de la pression du manifold, mais pour cette solution il faut préconiser un compresseur pour booster la production du gaz, ce scénario a montré des performances meilleures en terme de récupération finale.

- [1] C. C. Mezzomo and D. J. Schiozer, Field Development Planning Optimization Using Reservoir Simulation.
- [2] Alvarado, V.: "Enhanced Oil Recovery: "Field Planning and Development Strategies", 2010.
- [3] Babadagli, T. U.of Alberta : "Mature Filed Development -A Review " –Paper Presented at the SPE Europe, EAGE Annual Conference held in Madrid,Spain,13-15 June 2005. SPE 93884
- [4] Document IFP, 2015.
- [5] Moricca, G. (2017). "Step-by-step Procedure for an effective Field Development Plan supported by the related Basic Engineering Concepts". <https://rb.gy/m9p3qo>
- [6] Houssein belhouchet, Réservoir Engineering, 2014
- [7] Serra, O.: " Well Logging and Réservoir Évaluation", tome 3, 2000
- [8] Ahmed Tarek: " Reservoir Engineering Handbook-Second Edition" , Elsevier Gulf Professional, 1946
- [9] 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.
- [10] Cossé. R.: " Le gisement", 1988
- [11] H.Dale Beggs : Production Optimization Using Nodal Analysis; Tulsa, Oklahoma; 2003
- [12] Michael Economides al.: "Fluid Flow & Production System" Petroleum Engineering.
- [13] Le processus, introduction au gisement, TOTAL, 2007
- [14] Documentation Sonatrach, 27 mai 2017
- [15] Logiciel PROSPER
- [16] The Robert Gordon University, "Recovery Mechanisms & Enhanced Oil Recovery Methods", 2009
- [17] 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]
- [18][Le processus, introduction au gisement, TOTAL, 2007]
- [19][Ahmed Tarek: "Réservoir Engineering Handbook-Third Edition", Elsevier Gulf Professional, 2006]