

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'hydraulique

Laboratoire de Recherche de Sciences de l'Eau

Mémoire de projet de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique

Prédiction des performances du système de production des champs Sud d'In Salah par la Modélisation Intégrée de la Production IPM

Meriem BOUKAZOUHA / Ferial HADDADI

Sous la direction de

Pr	Saâdia BENMAMAR	Professeur
M ^r	Mohammed Abderhmane DADA	Ingénieur

Présenté et soutenu publiquement le 07 juillet 2020

Composition du Jury :

Président	M ^r Salim BENZIADA	MAA	ENP
Promoteur	M ^{me} Saâdia BENMAMAR	Professeur	ENP
Examineurs	M ^r Rabie MESSAHLI	MAA	ENP
	M ^r Ahcene BOUACH	Docteur	ENP

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'hydraulique

Laboratoire de Recherche de Sciences de l'Eau

Mémoire de projet de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique

Prédiction des performances du système de production des champs Sud d'In Salah par la Modélisation Intégrée de la Production IPM

Meriem BOUKAZOUHA / Ferial HADDADI

Sous la direction de

Pr	Saâdia BENMAMAR	Professeur
M ^r	Mohammed Abderhmane DADA	Ingénieur

Présenté et soutenu publiquement le 07 juillet 2020

Composition du Jury :

Président	M ^r Salim BENZIADA	MAA	ENP
Promoteur	M ^{me} Saâdia BENMAMAR	Professeur	ENP
Examineurs	M ^r Rabie MESSAHLI	MAA	ENP
	M ^r Ahcene BOUACH	Docteur	ENP

Dédicace

Parfois, nous oublions de remercier les personnes qui font que notre vie est si merveilleuse. Cette dédicace est une façon de rendre hommage :

A mon cher père

A celui qui m'encourage à changer le monde, tu es un exemple de bravoure et de détermination pour moi. Je te remercie pour ton amour qui a forgé mon identité, pour ta générosité qui m'a appris à donner sans rien attendre en retour et pour ton soutien qui a illuminé mon parcours. La femme que je suis aujourd'hui n'est que le fruit de tous les efforts que tu as déployés et les sacrifices que tu as consenti afin d'assurer mon instruction et mon bien être.

A ma chère mère

A cette femme qui m'inspire depuis toujours et à qui je dois tout, tu es ma confidente, tu étais toujours présente à mes côtés, à me donner confiance en moi, à m'enseigner d'être forte, à guider mes pas, tu es à l'origine de toutes mes réussites, à m'accompagner par tes prières, que ce modeste travail soit l'expression de tes vœux tant formulés.

A ma chère sœur Narimane

A tous les moments d'enfance passés avec toi, tu étais ma compagne pendant toute ma vie, tu me déposes le matin et tu me récupères le soir sans que tu te plains, tu m'as soutenu, réconforté et encouragé, tu es la meilleure chose qui m'est arrivée.

A ma chère sœur Romaïssa et mon cher frère Samir

A mes petits bijoux et ma joie de vivre, vous êtes la prunelle de mes yeux que j'aime très fort.

A ma grande famille, mes chers grands-parents, mes tantes et mes oncles

A ma binôme Meriem et sa famille

Je tiens à mentionner que ce travail a été effectué dans des conditions extrêmes, je te remercie de tolérer mes petites crises, ta patience et ta compréhension m'ont permis de venir à bout des difficultés.

A Ayoub

tu as toujours cru en moi, tes encouragements m'ont été d'une grande importance.

A Imene et Radja

A tous les moments que nous avons passés ensemble et qui resteront gravés dans ma mémoire.

A tous ceux dont l'oubli du nom n'est pas celui du cœur

Feriel

Dédicace

Je dédie ce travail à ma famille qui représente toute ma richesse :

A mes chers parents

Vous avez toujours été une source de fierté, de bonheur et d'inspiration pour moi. J'aimerais vous exprimer toute ma gratitude pour votre amour et votre soutien tout au long de mes études et d'avoir toujours veillé à m'offrir beaucoup plus que ce que je ne pouvais désirer et mériter.

A mon frère « Youcef »

Pour tous les souvenirs d'enfance que j'ai passés avec toi, pour ton encouragement permanent et ton soutien moral et pour tous nos moments de complicité. Puisse notre relation fraternel se consolider encore plus et je suis sûre qu'on sera toujours là l'un pour l'autre.

A mes sœurs « Nesrine » et « Houda »

Je tiens aussi à vous dédier ce travail, mes petites sœurs chéries que j'aime par-dessus tout. Vous êtes l'un des plus beaux cadeaux que dieu m'a offerts.

A la mémoire de mes grands-parents

Je dédie aussi ce travail à mes grands-parents qui sont tous décédés mais que je n'oublierai jamais. Que dieu, le tout puissant, leur accorde sa grâce et sa miséricorde et les accueille dans son vaste paradis.

A la mémoire de ma grand-mère maternelle

Je voudrais encore exprimer à travers ces quelques lignes toute ma reconnaissance à « Ayi », ma grand-mère maternelle avec qui j'avais une relation fusionnelle.

Le mot « Ayi » veut dire maman, et c'est ce qu'elle représentait pour moi. « Ayi » était une source de tendresse, d'amour et d'affection pour moi. Cela fait sept ans qu'elle est partie, et je n'arrive pas à faire le deuil.

Mais j'aimerais qu'elle sache qu'elle n'a jamais quitté mon cœur et mes pensées. Que dieu l'accueille dans son vaste paradis.

A ma binôme Feriel

Malgré que nous sommes passées par des moments difficiles étant donné la situation dans laquelle nous nous sommes retrouvées, nous avons ensemble réussi à faire un travail dont on est fières. Pour tous les bons moments que nous avons passés ensemble, et au nom de l'amitié qui nous unie je te dédie ce travail en te souhaitant plein de réussite et de bonheur.

Meriem

Remerciements

Avant tous, Nous remercions notre dieu le tout puissant de nous avoir donné la force de surmonter toutes les difficultés auxquelles nous avons fait face afin de pouvoir effectuer ce travail.

Nous remercions dans un premier temps les membres du jury de nous avoir accordé l'honneur de juger notre travail. Nous tenons à remercier notre promotrice, Mme BENMAMAR Saadia, de nous avoir guidées, soutenues, pour le temps qu'elle nous a consacré et pour avoir participé au cheminement de ce rapport.

Un grand remerciement à Monsieur MELLAL Mustapha, ingénieur en intervention sur puits, de nous avoir apporté le support nécessaire en nous fournissant toutes les données dont nous avons besoin pour accomplir ce travail.

Nous tenons à remercier et à témoigner toute notre reconnaissance à Monsieur DADA Abdarahmane, ingénieur du réservoir, pour le temps qu'il nous a consacré tout au long de cette période à nous orienter et sachant répondre à toutes nos interrogations.

ملخص

كان الهدف من هذا العمل هو تحليل أداء الإنتاج المستقبلي لحقول غازية لعين صالح بعد تشغيل البئرين الجديدين ضمن ٧ و ٨ جمد باستخدام نمذجة الإنتاج المتكاملة. تم تقسيم عملنا إلى ثلاثة أجزاء، تألف الأول من تقدير الاحتياطات الواردة في الحقلين اللذين يرتبط بهما البئران باستخدام طريقة تحليلية والنموذج الذي تم بناؤه باستخدام مبال. كانت الخطوة الثانية هي نمذجة البئرين الجديدين على بروسبير ومعايرتهما على بيانات الاختبار للتحقق من صحة النموذج بحيث يمكن استخدامه لاحقاً. تم تخصيص الجزء الثالث لنمذجة شبكة التجميع على برنامج جاب من خلال ربطها بالخزان ونماذج الآبار للحقول الجنوبية للتنبؤ بأداء النظام بأكمله وتقييمه بعد إدخال البئرين الجديدين في السلسلة الانتاجية.

الكلمات المفتاحية: نمذجة الإنتاج المتكاملة ، خزان غاز ، بئر ، شبكة التجميع

Abstract

The purpose of this work was to analyze the future production performance of the In Salah gaz fields after the commissioning of the two new wells HMN7 and GMD 8 using integrated production modeling (IPM).

Our work was divided into three parts, the first consisted in estimating the reserves contained in the two fields with which these two wells are associated by relying on an analytical method and the model built with MBAL.

The second step was to model the two new wells on PROSPER and adjust them to the test data in order to validate the model so that it can be used later.

The third part was devoted to the modeling of the collection network on the GAP software by associating it with the reservoir and well models of the Southern fields to predict and evaluate the performance of the entire system after the introduction of the two new wells to the chain of production.

Keywords: Integrated production modeling, tank, well, network.

Résumé

Le but de ce travail était d'analyser les futures performances de production des champs gaziers d'In Salah après la mise en service des deux nouveaux puits HMN7 et GMD 8 en utilisant la modélisation intégrée de la production (IPM).

Notre travail a été divisé en trois parties, la première a consisté à estimer les réserves renfermées dans les deux champs auxquels ces deux nouveaux puits sont associés en s'appuyant sur une méthode analytique et le modèle construit avec MBAL. La deuxième étape était de modéliser les deux nouveaux puits sur PROSPER et les ajuster aux données de test afin de valider le modèle pour qu'il puisse être utilisé par la suite.

La troisième partie a été consacrée à la modélisation du réseau de collecte sur le logiciel GAP en lui associant les modèles des réservoirs et des puits des champs Sud pour prédire et évaluer les performances du système entier après l'introduction des deux nouveaux puits à la chaîne de production.

Mots clés : Modélisation intégrée de la production, réservoir de gaz, puits, réseau de collecte.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des Abréviations

Introduction Générale

1 Notions générales

1.1	Introduction	17
1.2	Propriétés du réservoir	17
1.3	Propriétés des fluides	19
1.3.1	Types des fluides	19
1.3.2	Paramètres volumétriques des fluides	19
1.3.3	Comportement des gaz parfaits	20
1.3.4	Comportement des gaz réels	20
1.4	Phase d'exploration	21
1.4.1	Test d'exploration	21
1.4.2	Complétion	22
1.5	Phase de production	24
1.6	Réseau de collecte	25
1.7	Présentation des champs Sud d'In Salah	28
1.8	Problématique	30
1.9	Conclusion	31

2 Modélisation des réservoirs des champs Sud et estimation des réserves

2.1	Introduction	33
2.2	Mécanismes d'entraînement d'un réservoir de gaz	34
2.3	Estimation de la réserve en place	35
2.3.1	Méthode du bilan de matières	35
2.3.2	Application sur les réservoirs des champs Sud	40
2.4	Utilisation du logiciel MBal	46
2.4.1	Présentation du logiciel	46
2.4.2	Modélisation du réservoir HMN7 et des multicouches GMD8	46
2.4.3	Le calage historique	54
2.4.4	Résultats de la modélisation avec MBAL	55
2.5	Conclusion	60

3 Modélisation des puits HMN7 et GMD8

3.1	Introduction	62
3.2	Analyse Nodale	62
3.2.1	Performances de système de production	63

3.2.2	Performance d'entrée (Inflow)	66
3.2.3	Performance de sortie (Outflow)	71
3.2.4	Productivité du puits	73
3.3	Simulation numérique	74
3.3.1	Présentation du Logiciel	75
3.3.2	Modélisation des puits HMN7 et GMD 8	78
3.4	Conclusion	99
4	Modélisation du réseau de collecte des champs Sud d'In Salah	
4.1	Introduction	101
4.2	Utilisation du logiciel GAP	101
4.2.1	Présentation du logiciel	102
4.2.2	Optimisation du champ	102
4.3	Modélisation du système de production des champs Sud	104
4.3.1	Démarche à suivre	104
4.3.2	Construction du modèle GAP	105
4.3.3	Résolution du réseau	109
4.3.4	Prédiction	110
4.3.5	Interprétation des résultats de prédiction	111
4.4	Conclusion	116

Conclusion Générale

Bibliographie

Annexe

Liste des tableaux

2.1	Données des réservoirs	50
3.1	Données PVT (HMN 7)	79
3.2	Données des impurtés (HMN 7)	79
3.3	Données du réservoir HMN 7 SM	80
3.4	Données de test «écoulement après écoulement» du puits HMN7	80
3.5	Données pétrophysiques du réservoir HMN 7 SM	82
3.6	Données de relevé de déviation du puits HMN 7	83
3.7	Données des équipements du fond du puits HMN 7	83
3.8	Données de gradient géothermique du puits HMN 7	83
3.9	Données de test de surface du puits HMN 7	84
3.10	Données PVT (GMD 8)	89
3.11	Données des impurtés (GMD 8)	89
3.12	Données du réservoir multicouche GMD 8	90
3.13	Données de test «écoulement après écoulement» du puits GMD 8	90
3.14	Données pétrophysiques du réservoir multicouche GMD 8	92
3.15	Données de relevé de déviation du puits GMD 8	93
3.16	Données des équipements du fond du puits GMD 8	94
3.17	Données de gradient géothermique du puits GMD 8	94
3.18	Données de test de surface du puits GMD 8	95
4.1	Caractéristiques des réservoirs.	106
4.2	Caractéristiques des deux nouveaux puits.	106
4.3	Données de corrélation des pipes.	107
4.4	Données d'environnement.	108

Table des figures

1.1	Les éléments de complétion	23
1.2	Le duse	23
1.3	Puits multicouche	24
1.4	Représentation d'un réseau de collecte	26
1.5	Représentation d'un séparateur horizontal triphasique	27
1.6	Zone d'exploitation et réseau gazoduc	28
1.7	Répartition des champs Sud	29
2.1	Schéma de bilan de matières pour un réservoir de pétrole non volumétrique	36
2.2	Schéma de bilan de matières pour un réservoir de gaz sans afflux d'eau (<i>Okotie et Ikporo, 2019</i>)	40
2.3	P/z en fonction de G_p (réservoir HMN7-SM	42
2.4	P/z en fonction de G_p (réservoir D55-BIG	42
2.5	P/z en fonction de G_p (réservoir D30-BIG	44
2.6	P/z en fonction de G_p (réservoir D10-BIG	44
2.7	Schéma de bilan de matières pour un réservoir de gaz avec afflux d'eau (<i>Okotie et Ikporo, 2019</i>)	45
2.8	Variation de la viscosité du fluide en fonction de la pression (HMN7) . . .	47
2.9	Variation de la viscosité du fluide en fonction de la pression (GMD8) . . .	48
2.10	variation du facteur de compressibilité z du fluide en fonction de la pression (HMN7)	48
2.11	variation du facteur de compressibilité z du fluide en fonction de la pression (GMD8)	49
2.12	variation du facteur FVF du gaz en fonction de la pression (HMN7)	49
2.13	variation du facteur FVF du gaz en fonction de la pression (HGMD8) . . .	50
2.14	Modèle d'un aquifère radial	52
2.15	Méthode analytique avec MBAL (HMN7-SM)	55
2.16	Mécanismes d'entraînement du réservoir HMN7-SM	55
2.17	Méthode analytique avec MBAL (D55-BIG)	56
2.18	Mécanismes d'entraînement du réservoir D55-BIG	56
2.19	Méthode analytique avec MBAL (D30-BIG)	57
2.20	Mécanismes d'entraînement du réservoir D30-BIG	57
2.21	Méthode analytique avec MBAL (D10-BIG)	58
2.22	Mécanismes d'entraînement du réservoir D10-BIG	59
3.1	Système de production	64
3.2	taux de perte de charge dans chaque composant	65
3.3	Volume élémentaire du réservoir	66
3.4	Effet de skin à proximité du puits	70
3.5	Schéma d'un segment de puits	71
3.6	Les courbes IPR et VLP (<i>Henkens et al., 2017</i>)	74
3.7	Tracé de productivité du puits HMN 7	80

3.8	Graphe IPR par la méthode C and n du puits HMN 7	81
3.9	Graphe IPR par la méthode contre pression du puits HMN 7	82
3.10	le fond du puits HMN 7	84
3.11	Calcul du coefficient de transfert thermique à partir des données de test . .	85
3.12	Comparaison entre les corrélations VLP du puits HMN 7	85
3.13	Calage VLP (HMN 7)	86
3.14	Courbe de productivité par le modèle C and n du puits HMN 7	87
3.15	Courbe de productivité par le modèle contre pression du puits HMN 7 . . .	88
3.16	Tracé de productivité du puits GMD 8	91
3.17	Graphe IPR par la méthode C and n du puits GMD 8	92
3.18	Graphe IPR par la méthode contre pression du puits GMD 8	93
3.19	Le fond du puits GMD 8	94
3.20	Calcul du coefficient de transfert thermique à partir des données de test GMD8	95
3.21	Comparaison entre les corrélations du puits GMD 8	96
3.22	Calage VLP (GMD 8)	96
3.23	Courbe de productivité par le modèle C et n du puits GMD 8	97
3.24	Courbe de productivité par le modèle contre pression du puits GMD 8 . .	98
4.1	Système de production des champs Sud	105
4.2	Méthode d'optimisation de GAP	109
4.3	Contrainte au séparateur	109
4.4	Débit du gaz et pression de tête en fonction du temps (HMN 7)	112
4.5	Débit du gaz et pression de tête en fonction du temps (GMD8)	112
4.6	Profil de production avec variation de la pression du séparateur.	113
4.7	Volume cumulé du gaz produit du système total pour des valeurs de pression au séparateur de 68 barg et 64 barg	113
4.8	WGR du système total pour des valeurs de pression au séparateur de 68 barg et 64 barg	114
4.9	Débit total avant et après l'introduction de HMN7 et GMD8	115
4.10	Débit total cumulé avant et après l'introduction de HMN7 et GMD8	115

Liste des Abréviations

Abv	Anglais	Français
AOF	Absolute Open Flow	Potentiel absolu d'écoulement ouvert
CGR	Condensate Gas Ratio	Rapport entre le gaz et le condensat
GOR	Gaz Oil Ratio	Rapport entre le gaz et l'huile
HCPV	Hydrocarbon Pore Volume	Volume d'hydrocarbures dans les pores
IPR	Inflow Performance Relationship	Relation de performance d'entrée
lb	Pound	Livre
MD	Measured Depth	Profondeur de mesure
Mscf	Thousand of standard cubic feet	Mille pieds cubes standard
PE 2	Petroleur Experts	Experts pétroliers
ppm	per-million ppm	Partie par million
PVT	Pressure Volume Temperature	Pression Volume Température
Pwf	Well flowing bottom-hole pressure	Pression du fond de trou du puits
Scf	Standard cubic foot	pieds cubes standard
SQP	Sequential Quadratic Programming	Programmation Quadratique Séquentielle
STB	Stock Tank Barrel	Baril de réservoir de stock
TVD	True Vertical Depth	Profondeur verticale réelle
VLP	Vertical Lift Performance	Performance de levée verticale
WC	Water cut	Proportion d'eau
WGR	Water Gaz Ratio	Rapport entre le gaz et l'eau

Liste des symboles

A	surface du réservoir	(ft^2)
B_g	Facteur de volume de formation du gaz aux conditions actuelles	(rb/scf)
B_{gi}	Facteur de volume de formation du gaz aux conditions initiales	(rb/scf)
B_o	Facteur de volume de formation de l'huile aux conditions actuelles	(rb/stb)
B_{oi}	Facteur de volume de formation de l'huile aux conditions initiales	(rb/stb)
B_w	Facteur de volume de formation de l'eau aux conditions initiales	(rb/stb)
C	Coefficient de performance	(Mscf/j/ psi^2)
C_f	Compressibilité de la formation	(psi^{-1})
C_w	Compressibilité de l'eau	(psi^{-1})
d	Diamètre	(m)
f	Frottement	()
F_f	Force de frottement	($psig.ft^2$)
F_g	Force de pression	($psig.ft^2$)
F_p	Force de gravité	($psig.ft^2$)
g	Constante gravitationnelle	(m/s^{-2})
h	Epaisseur de la formation	(ft)
k	Perméabilité du réservoir	(mD)
k_s	Perméabilité de la zone endommagée	(skin) (mD)
L	Longueur de l'échantillon	(m)
G_i	Volume cumulé du gaz injecté	(scf)
G_p	Volume cumulé du gaz produit	(scf)
m	Rapport du gaz libre et de l'huile aux conditions initiales	(rb/rb)
n	Nombre de moles en mole	(-)
n	Coefficient d'écoulement	(-)
N	Huile initialement en place	(stb)
N_p	Huile produite cumulée	(stb)
N/G	Rapport du volume de la formation nette sur le volume en vrac	(-)
P	Pression à un point donné	(psig)
P_r	Pression du reservoir	(psig)
P_{wf}	Pression du fond du puits	(psig)
Q	Débit	(Mmscf)
R	Constante universelle des gaz	(J/mol K)
r_a	Rayon d'aquifère	(ft)

r_o	Rayon du réservoir	(ft)
r_e	Rayon de drainage	(ft)
r_s	Rayon de la zone endommagée (skin)	(ft)
r_w	Rayon du puits	(ft)
R_{si}	Rapport du gaz en solution et de l'huile aux conditions initiales	(scf/stb)
R_s	Rapport du gaz en solution et de l'huile aux conditions actuelles	(scf/stb)
R_p	Rapport du gaz produit cumulé et de l'huile produit cumulé	(scf/stb)
S	Facteur d'endommagement (skin)	
S_G	Saturation en gaz	(-)
S_o	Saturation en huile	(-)
S_w	Saturation en eau	(-)
S_{wc}	Saturation en eau interstitielles	(-)
s_{wi}	Saturation initiale en eau	(-)
T	Température	(F)
v	Vitesse d'écoulement	(m/s)
W_e	Volume d'afflux d'eau	(rb)
W_i	Volume cumulé de l'eau injectée	(stb)
W_p	Eau produite cumulée	(stb)
z	Facteur de compressibilité	(-)
ΔP	Chute de pression	(psig)
ΔP_{skin}	Chute de pression due au skin (psig)	
μ	Viscosité dynamique du fluide	(Pa.s)
ρ	Masse Volumique	(kg/MMscf)
ϕ	Porosité	(ftiction)
γ_g	Densité du gaz	(lb/ft ³)
τ	Contrainte tangentielle de cisaillement	(psig)
θ	Anlgle d'inclinaison	

Introduction générale

Dans le domaine du génie pétrolier, l'évaluation des performances d'un système de production est primordiale pour la récupération des hydrocarbures. Avant de mettre un puits en service, il est nécessaire de prédire sa productivité selon divers scénarios afin de prévoir les éventuelles complications qui puissent survenir sur le système entier de production.

C'est le cas des deux nouveaux puits HMN 7 et GMD 8 dont le premier est implanté à Hassi-Moumène et le deuxième à Gour-Mahmoud. Les modèles des nouveaux puits et des réservoirs n'ayant pas encore été établis par les ingénieurs d'In Salah Gas, nous avons dû les modéliser par nous même en utilisant les logiciels performants de modélisation de production intégrée faits par « Petroleum Experts ». La prédiction est réalisée avec un logiciel appelé GAP, dans lequel on introduit les modèles de tous les réservoirs et les puits des champs sud. Le point fort de ces logiciels est que les modèles qu'ils établissent doivent être calés par des données historiques ce qui assure leur fiabilité.

Notre travail est constitué de cinq chapitres :

Dans le premier chapitre, nous avons abordé les notions les plus essentielles de l'ingénierie pétrolière et gazière : propriétés des réservoirs et des fluides stockés, différentes étapes de développement d'un champ d'hydrocarbures et nous avons également explicité les processus de récolte de données pétrophysiques et dynamiques et le principe du forage rotatif. Finalement, nous avons présenté les quatre champs qui se trouvent au sud d'In Salah, ainsi que les réservoirs des champs de Hassi-Moumène et Gour-Mahmoud qui ont fait l'objet de notre étude.

Dans le deuxième chapitre, nous avons établi des modèles mathématiques régissant les performances des quatre réservoirs qui sont connectés aux nouveaux puits. Ces modèles sont fondés sur des équations mathématiques dérivant de l'équation générale du bilan de matières. Après cela, nous avons utilisé le logiciel de modélisation intégrée (MBAL) pour faire les modèles des réservoirs que nous avons validés à l'aide des données historiques de production.

Dans le troisième chapitre, nous avons analysé l'écoulement du gaz du réservoir vers la tête de puits et le séparateur passant par le tubing à l'aide d'une méthodologie appelée analyse nodale. Nous avons une nouvelle fois fait appel à un des logiciels de

la modélisation intégrée de Petroleum Experts qui est PROSPER pour modéliser les performances des nouveaux puits GMD8 et HMN7. Pour calibrer ces modèles, nous avons utilisé les données mesurées des tests de productivité effectués sur ces puits.

Le quatrième chapitre a été consacré à l'optimisation du système total de production comprenant l'ensemble des réservoirs des champs Sud et tous les puits associés ainsi que le réseau de surface.

Pour cela, nous avons encore une fois sollicité un logiciel de Petroleum Experts, l'optimisateur GAP, auquel nous avons importé les modèles de tous les réservoirs et tous les puits déjà mis en production et nous avons inclus les modèles des nouveaux puits et des réservoirs associés que nous avons établis précédemment. Le logiciel GAP utilise le moteur d'optimisation le plus puissant de l'industrie car il utilise la technique d'optimisation non linéaire (programmation quadratique séquentielle) et nous a permis de faire des prédictions à long terme afin de faire de bonnes prises de décision.

En fin, nous avons terminé notre travail par une conclusion.

Chapitre 1

Notions générales

Chapitre 1

Notions générales

1.1 Introduction

Afin d'assurer une exploitation rationnelle des gisements d'hydrocarbures, il est nécessaire que les ingénieurs travaillant dans le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière aient des connaissances élargies sur les propriétés des réservoirs et des fluides associés aux gisements de pétrole et de gaz qu'ils sont chargés de gérer. Ces propriétés sont aussi indispensables pour décrire les phénomènes qui se produisent dans les espaces ouverts d'un réservoir, c'est-à-dire les puits.

Dans ce chapitre, nous allons aborder les notions essentielles relatives aux réservoirs de gaz, notamment leurs propriétés et les propriétés des fluides produits ainsi que les phénomènes qui peuvent survenir dans ces réservoirs et dans les puits.

1.2 Propriétés du réservoir

Un réservoir est une structure géologique riche en hydrocarbures, l'estimation de sa réserve exige la connaissance de ses propriétés physiques (*Abdus et Ghulam, 2015*) :

Pression du réservoir

Les fluides stockés à l'intérieur du réservoir subissent une force de pression de la part des formations rocheuses sus-jacentes et une autre force de pression appliquée par la colonne d'eau qui se trouve au-dessous des accumulations d'hydrocarbures. Cette pression exercée sur les fluides constitue la pression du réservoir, cette dernière baisse à mesure que les fluides soient produits.

Porosité

La porosité d'un réservoir décrit sa capacité de rétention des fluides, c'est le rapport du volume des vides (pores) au volume total du réservoir :

$$\varphi = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume totale}}$$

Saturation

La saturation en un fluide (huile, gaz, eau) est le rapport du volume des vides occupés par celui-ci au volume totale des pores. On distingue :

- La saturation en huile :

$$S_0 = \frac{\text{volume d'huile}}{\text{volume total des pores}}.$$

- La saturation en gaz :

$$S_G = \frac{\text{volume du gaz}}{\text{volume total des pores}}.$$

- La saturation en hydrocarbures :

$$HCPV = S_0 + S_G = \frac{\text{volume des hydrocarbures}}{\text{volume total des pores}}$$

- La saturation en eau :

$$S_w = \frac{\text{volume d'eau}}{\text{volume total des pores}}.$$

Dans un milieu saturé, la somme des saturations de chaque phase est égale à l'unité.

$$S_0 + S_G + S_w = 1$$

Perméabilité

La perméabilité est la capacité d'un milieu poreux à se faire traverser par un fluide, c'est un paramètre important pour la description de l'écoulement des fluides dans les milieux poreux. La notion de perméabilité a été introduite par Henri Darcy qui a formulé une expression pour la vitesse d'un fluide traversant un échantillon de longueur L :

$$\nu = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$$

Avec, ν : vitesse d'écoulement (m/s) ; ΔP : chute de pression (Pa) ; μ : viscosité dynamique du fluide (Pa.s) ; L : longueur du tube d'échantillon (m) ; k : perméabilité (m^2).

1.3 Propriétés des fluides

Il est important de comprendre les principes de l'écoulement des fluides à travers le système de production pour estimer la performance des puits et optimiser leur productivité et celle des réservoirs. Les fluides existant dans les réservoirs sont sous forme de mélange de gaz, de pétrole et d'eau. Certains réservoirs peuvent contenir uniquement du gaz et de l'eau.

Quelles que soient les proportions de ces fluides présents dans un réservoir, l'obtention d'échantillons de fluide et l'étude de leur comportement en laboratoire sont nécessaires pour établir le type de réservoir, élaborer des stratégies de gestion de ce dernier et estimer la récupération d'hydrocarbures attendue. L'importance de recueillir des échantillons représentatifs des fluides du réservoir et de les analyser adéquatement dans un laboratoire est essentielle pour décrire leur comportement.

1.3.1 Types des fluides

Dans un réservoir de gaz, les fluides renfermés dans le gisement définissent le type de gaz (*Kelkar, 2008*) :

- Gaz humide : C'est un mélange de gaz et une certaine composition liquide. Le gaz naturel brut représente l'élément prédominant, l'eau peut provenir de la formation des roches sous forme d'eau interstitielle (connate water) ou d'un aquifère adjacent, le pétrole peut être présent avec une faible quantité, et les condensats qui ne sont qu'un mélange liquide obtenu par condensation d'une certaine quantité du gaz brut.
- Gaz sec : Le gaz naturel qui se produit en l'absence de condensats ou d'hydrocarbures liquides, est appelé gaz sec. Il s'agit principalement de méthane avec quelques intermédiaires.

1.3.2 Paramètres volumétriques des fluides

Les paramètres volumétriques servent à comparer entre les volumes des présents dans un réservoir. Parmi ces paramètres on cite (*Elbanbi et al., 2018*) :

- WGR : Le rapport eau-gaz est le rapport du volume d'eau produite au volume de gaz produit à partir d'un réservoir aux mêmes conditions de pression et de température.

- CGR : Le rapport condensat-gaz est le rapport volume des condensats produits au volume de gaz produit à partir d'un réservoir aux mêmes conditions de pression et de température. C'est un paramètre important pour la régulation de la pression à la tête de puits car si on diminue celle-ci (afin d'augmenter la production) en dessous du point de rosée, il y a un risque que le condensat passe du gaz au liquide.
- WCT : C'est le rapport du volume d'eau produite au volume total des liquides produits à partir d'un réservoir aux mêmes conditions de pression et de température.

1.3.3 Comportement des gaz parfaits

Un gaz idéal est un gaz dans lequel toutes les collisions entre atomes ou molécules sont parfaitement élastiques et dans lesquelles il n'y a pas de forces d'attraction intermoléculaires. Un gaz idéal est caractérisé par trois variables : la pression absolue, le volume et la température absolue. La relation entre ces quantités s'appelle la loi des gaz parfaits est donnée sous la forme de (*Ahmed, 2010*) :

$$PV = nRT$$

Avec, n : Nombre de moles (mole); R : Constante universelle des gaz (J/mol K); P : pression (Pa); V : Volume en (m^3) et T : la température (K).

L'évaluation de la relation prouve qu'elle fonctionne dans des conditions de basse pression avec une erreur inférieure à 2–3 % .

1.3.4 Comportement des gaz réels

Dans le cas d'une haute pression, notamment la pression habituelle dans l'industrie pétrolière, la relation des gaz parfaits ne peut plus être utilisée. En effet, les volumes de molécules, les forces répulsives et attractives entre elles, sont des paramètres ignorés dans la relation des gaz parfaits mais ne peuvent pas l'être dans une relation décrivant l'état des gaz stockés dans un réservoir à haute pression. Par conséquent, un facteur doit être introduit dans l'équation de base pour améliorer la prédiction du comportement des fluides. Il s'agit du facteur de compressibilité de gaz z et la relation précédente devient (*Ahmed, 2010*) :

$$PV = znRT$$

Où : $z[-]$: facteur de compressibilité.

1.4 Phase d'exploration

La chaîne gazière s'étend de la découverte des gisements jusqu'à l'abandon de celui-ci. La phase la plus importante est celle d'exploration qui permet d'évaluer la capacité des gisements afin d'élaborer le plan de développement de ceux-ci.

1.4.1 Test d'exploration

Un test de puits est une étape indispensable pour la récolte des données nécessaires pour mieux connaître les caractéristiques du réservoir ainsi que les propriétés des hydrocarbures qui s'y trouvent. Les données collectées à partir des essais de puits sont le débit volumétrique et la pression observée dans le puits d'exploration afin de déterminer la capacité de production du réservoir et la productivité du puits (*Perrin, 1999*).

La première phase est le test préliminaire sismique de surface pour localiser les gisements d'hydrocarbures, si les analyses des images du sous-sol obtenues par écographie sismiques révèlent la présence d'un gisement potentiel, des forages d'exploration sont désormais nécessaires. Une fois que les réservoirs sont identifiés, une sonde traverse la formation géologique pour mesurer les caractéristiques pétrophysiques du sous sol telles que la densité de la formation, la porosité et la perméabilité afin d'acquérir plus d'information sur la matrice géologique et faciliter l'opération de forage. Lorsque le forage atteint la formation potentielle productrice, cette dernière doit être isolée par une installation où le premier écoulement est contrôlée par une vanne qui s'ouvre permettant à la formation de produire dans une tige de forage sèche, cet essai est appelé essai de tige (Drill Stem Test). Les données dérivées de ce test aident dans le calcul de la perméabilité de la formation, du taux d'endommagement (skin), de la transmissibilité et du rayon d'investigation. Finalement, l'opération de complétion doit être effectuée si le puits est estimé commercialement rentable. Il est à noter qu'avant la mise en service d'un puits, une série de test doit être réalisée afin d'estimer la capacité des réservoirs et d'évaluer la productivité des puits associés à ces derniers. L'objectif principal de la phase d'exploration est d'étudier la possibilité de l'exploitation du gisement découvert dans un cadre technico-économique :

- Échantillonnage de fluide afin de comprendre son comportement,
- Mesure de la pression initiale statique du réservoir,
- Estimation de la réserve initialement en place,
- Évaluation de la perméabilité du puits et de l'effet du skin,
- Délimitation des hétérogénéités et des frontières.

1.4.2 Complétion

La complétion regroupe l'ensemble des opérations de finition d'un puits qui permettent la mise en production optimale de ce dernier. L'objectif de la complétion est d'assurer l'étanchéité de la partie supérieure par injection de béton. Le processus de cimentation du casing garantit que le puits foré constitue un système fermé et isolé et permet également d'amortir les forces extérieures qui peuvent mener à l'effondrement de la formation au tour du puits. La complétion comprend les étapes suivantes (*Perrin, 1999*) :

1.4.2.1 Installation des casings

Après l'opération de forage, le trou foré est consolidé par un tube en acier appelé casing dont le diamètre est légèrement plus petit que le trou. . Le casing sert à assurer l'étanchéité du puits, à protéger le système du risque d'éboulement et à empêcher les polluants (les impuretés du fluide produit) d'atteindre la nappe phréatique si elle existe. Deux modes d'installation sont possibles (*Perrin, 1999*) :

- Trou tubé (Cased hole) : Ce type de complétion consiste à placer le casing le long du trou foré et de l'étendre jusqu'à la zone de production et de revêtir sa partie inférieure afin de créer un écoulement radial latéral (voir figure 1.1).
- Trou ouvert (Open hole) : La partie inférieure du puits est sans revêtement ni casing permettant aux fluides de s'écouler directement du réservoir vers le trou (voir figure 1.1).

1.4.2.2 Cimentation

Après avoir installé le casing, la cimentation consiste à pomper de la boue de ciment dans le puits pour déplacer les fluides de forage existants et remplir l'espace entre le tubage et les côtés réels du puits foré appelé espace annulaire. La cimentation est effectuée pour annuler les pressions latérales des terres qui peuvent cisailer le casing et produire un colmatage qui causerait l'endommagement du puits.

1.4.2.3 Gravel pack

Le « gravel pack » est un écran en acier placé dans l'espace annulaire rempli de gravier d'une granulométrie spécifique afin empêcher le passage du sable.

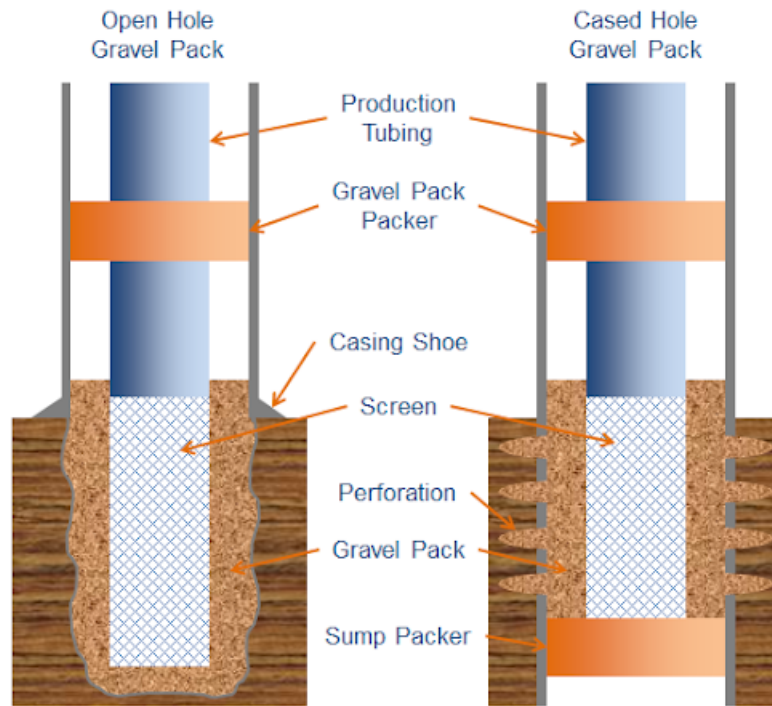


FIGURE 1.1: Les éléments de complétion

1.4.2.4 Arbre de production

La dernière étape de complétion d'un puits consiste à installer à sa tête un dispositif appelé arbre de production ou « arbre de Noël ». Ce dernier sert à s'assurer que l'écoulement dans le tube se fait en tenant compte des contraintes imposées à la surface. La pression à la tête de puits est contrôlée par une installation appelée le duse.

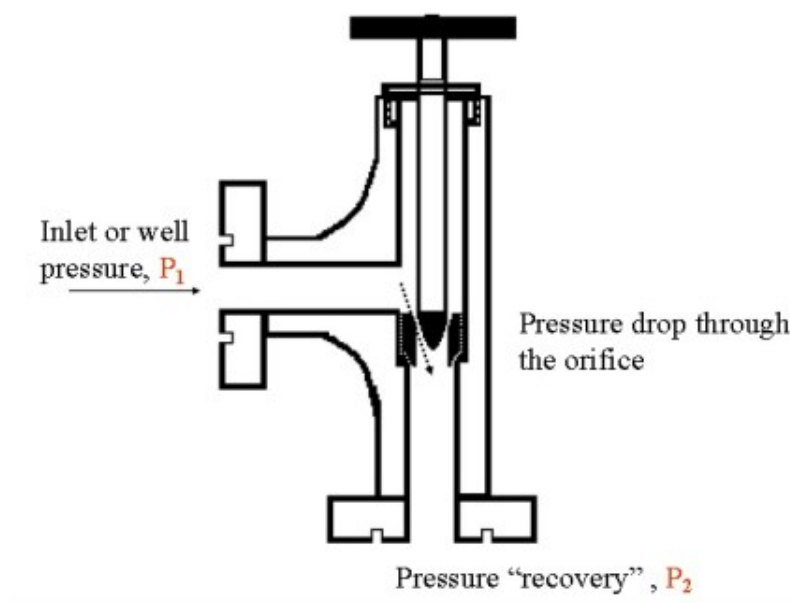


FIGURE 1.2: Le duse

1.5 Phase de production

La production est la phase pendant laquelle les hydrocarbures sont extraits du réservoir vers la surface. L'exploitation d'un champ gazier passe par deux phases, la première phase consiste à laisser le puits produire naturellement étant donné que l'énergie primaire de production est fournie à partir du réservoir, la deuxième phase aurait lieu lorsque la pression du réservoir commence à baisser. Le choix du puits à implanter est basé sur la capacité de production, qu'elle soit naturelle ou artificielle (*Perrin, 1999*) :

- Puits éruptif producteur : La pression du réservoir est très importante au début de la mise en œuvre du puits, ce qui fait le gaz remonte naturellement à la surface.
- Puits injecteur : La pression du réservoir a tendance à baisser le long de sa période de production, de ce fait, la récupération des hydrocarbures s'affaiblit. Pour y remédier, des puits injecteurs sont forés pour maintenir la pression du réservoir.

Lorsque la formation productrice est composée de deux ou plusieurs couches avec de différentes caractéristiques pétrophysiques, le puits foré traverse celles-ci et la perforation doit se faire au niveau de chaque couche afin de garantir la récupération de tous les fluides présents dans le gisement, un tel puits est appelé puits multicouche. Chaque couche doit être modélisée séparément pour bien évaluer les réserves initialement en place renfermées.

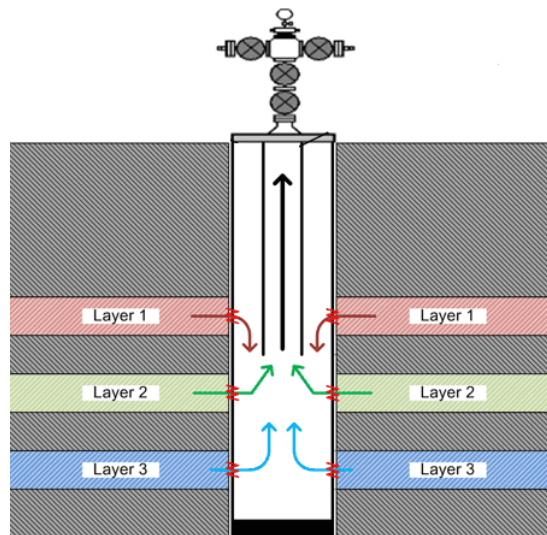


FIGURE 1.3: Puits multicouche

Le cycle de vie des gisements de gaz lors de son exploitation comprend trois phases (*Abdus et Ghulam, 2015*) :

- La première phase de premier gaz s'étale sur les 3 premières années. Les puits sont forés progressivement ce qui permet d'augmenter la production de gaz naturel.
- La deuxième phase appelée période de palier ou plateau où la production est stable.

- La dernière phase est la période du déclin où la production commence à baisser étant donné que l'énergie primaire fournie par le réservoir s'est atténuée.

L'exploitation d'un gisement prend fin lorsque le coût d'extraction devient plus élevé que le revenu provenant de la production. En réalité, les réserves ne sont jamais totalement épuisées, des quantités importantes d'hydrocarbures restent encore stockées dans le gisement. La récupération de ces quantités nécessite des techniques avancées telles que les procédés de récupération assistée. Cependant, l'application de celles-ci est onéreuse et requiert une étude approfondie évaluant son impact sur le système de production et sur l'environnement pour certaines méthodes de récupération non conventionnelles.

1.6 Réseau de collecte

Un système de collecte est un réseau de pipelines interconnectés ayant pour objectif de transporter le gaz naturel de la tête de puits vers les usines de traitement. Ce système est composé de pompes, de collecteurs, de séparateurs, de compresseurs, de vannes et d'équipements associés.

1.6.1 Pipelines de collecte

Les pipelines de collecte sont construits avant le début des activités de production et relient les puits aux usines de traitement. Les diamètres des pipelines varient selon le volume de production. L'écoulement à travers un pipeline exige que le gaz soit livré à une certaine pression minimale. Le choix concernant la pression de tête de puits reste un jugement technique. Pour la plupart des puits de gaz, la pression admissible à la tête de puits est contrôlée par un duse (figure 1.2), cette pression est dictée par la pression de refoulement dans le pipeline. Une autre solution semble moins utilisée que la première consiste à réduire la pression de la tête de puits et installer un compresseur à la tête de puits pour fournir le gaz à la pression requise (*Kelkar, 2008*).

1.6.2 Stations de compression

La pression en amont est considérablement réduite en raison des pertes de charge occasionnées, ainsi que le transfert de chaleur entre le pipe et son environnement. Des stations de compression sont installées pour fournir la pression et l'énergie nécessaires afin de maintenir le gaz en mouvement à travers la ligne de transport sur de longues distances (*Noce dal et Wright, 2006*).

1.6.3 Vannes et régulateurs

Les vannes et les régulateurs sont installés pour des raisons opérationnelles, de sécurité et de maintenance. Ils servent à contrôler, restreindre et diriger le débit de gaz d'un point à un autre afin de satisfaire la demande et d'empêcher la perte de fluide lorsqu'un dysfonctionnement du tuyau est observé (*Nocedal et Wright, 2006*).

1.6.4 Collecteur

Dans un champ pétrolier ou gazier, il y a deux manières de collecter les fluides produits et de lier les pipes au centre de traitement : la liaison individuelle et la liaison par collecteur.

Sur les champs de grande surface où sont implantés un nombre important de puits et où le centre de traitement est assez éloigné, il est préférable d'opter pour le système de liaison par collecteur. Le collecteur (ou bien le manifold) est chargé de transporter l'effluent provenant des différents pipes vers le centre de traitement. Les points de convergence des lignes de transport sont choisis sur le terrain de telle sorte que ces lignes soient les plus courtes possibles. Un ensemble de vannes sont installées au point de regroupement appelé manifold pour assurer que le débit recueilli ne dépasse pas la capacité maximale de traitement (*Nocedal et Wright, 2006*).

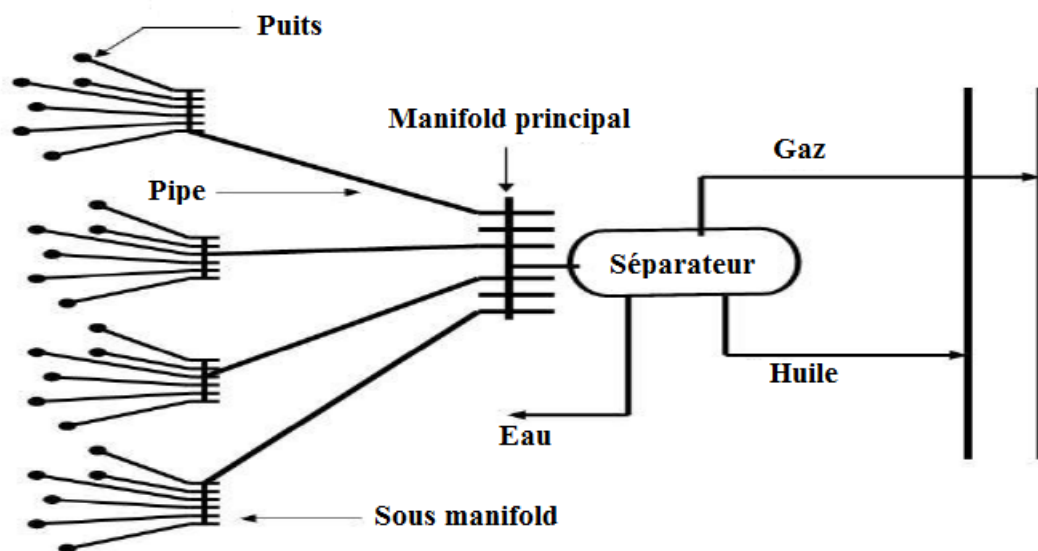


FIGURE 1.4: Représentation d'un réseau de collecte

1.6.5 Séparateur

Les séparateurs sont placés à la tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collecteurs (*Guo et Lyons, 2007*). Il s'agit d'un grand récipient conçu pour séparer les fluides produits en leurs composants constitutifs : séparer le gaz du fluide dont le gaz qui s'échappe dans un gazoduc, l'huile qui s'écoule vers un réservoir de stockage, et l'eau qui est rejetée dans une installation de traitement des eaux. Les séparateurs fonctionnent sur le principe que les trois fluides (gaz, huile liquide et eau liquide) ont des densités différentes, ce qui leur permet de se stratifier dans le séparateur avec du gaz en haut, de l'eau en bas et du pétrole au milieu, cela est illustré dans la Figure (1.5).

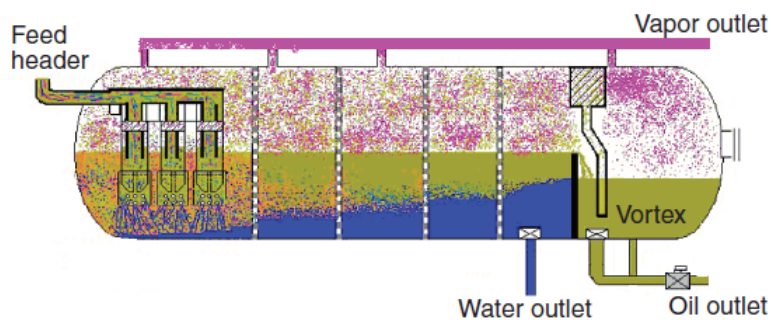


FIGURE 1.5: Représentation d'un séparateur horizontal triphasique

La pression du séparateur est contrôlée par une soupape, la température du séparateur est déterminée à partir de la température d'alimentation, la condensation et l'expansion affectent également la température du récipient qui peut être ajustée par refroidissement et chauffage.

Le pourcentage de récupération du liquide à partir de la séparation en surface est contrôlé par la pression et les température du séparateur. La pression du séparateur primaire doit être inférieure à la pression des lignes de transport mais supérieure à la pression des gazoducs de vente. Les études sur les fluides des réservoirs permettent de déterminer la pression optimale de séparation pour récupérer le maximum du gaz brut.

1.7 Présentation des champs Sud d’In Salah

Les champs Sud d’In Salah, connu sous le nom de « In Salah Southern Gas Fields », ont été développés dans le cadre de la deuxième phase du projet d’In Salah Gas (ISG). L’objectif de ce développement est de maintenir la production du gaz à des niveaux de plateau lorsque les champs Nord d’In Salah atteignent la phase du déclin.

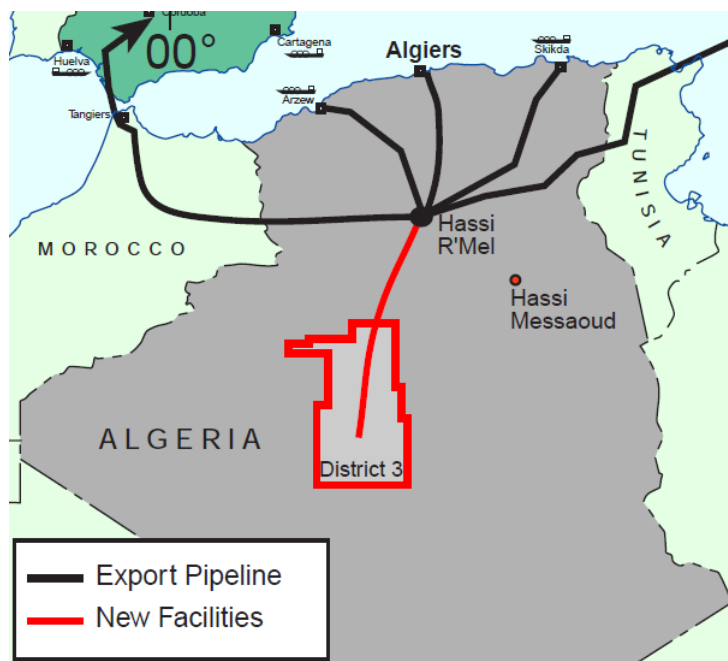


FIGURE 1.6: Zone d’exploitation et réseau gazoduc

Les Champs du Sud se situent dans la région d’Ahnet, un sous-bassin du bassin de Gourara de la Wilaya de Tamanrasset au centre de l’Algérie. Le type des réservoirs et leurs qualités varient d’un champ à l’autre, ces variations influencent sur le nombre de puits de développement nécessaires pour chaque champ et sur leur conception. Le réservoir principal des champs In Salah est un Dévonien composés de cinq unités : D10, D20, D30, D40 et D55 dont seulement les couches D55, D30 et D10 sont remplies de gaz. L’unité D 55 est la couche de formation la plus importante du projet « Southern Field » étant donné qu’elle est déposée sur une grande superficie couvrant environ 300 km x 400 km et contient de grès massive et homogène. Le (D55) est le seul réservoir présent au Garet El Befinat et Hassi Moumene. Les champs d’In Salah et de Gour Mahmoud sont constitués d’une formation stratifiée composée des trois unités de réservoir dévonien D55, D30 et D10 qui contiennent du grès remplies de gaz. Le gaz produit à partir de tous les champs est sec et contient 90% à 98% de méthane. Les teneurs en dioxyde de carbone sont de l’ordre de 4% à 10% tandis que les concentrations en H₂S négligeables.

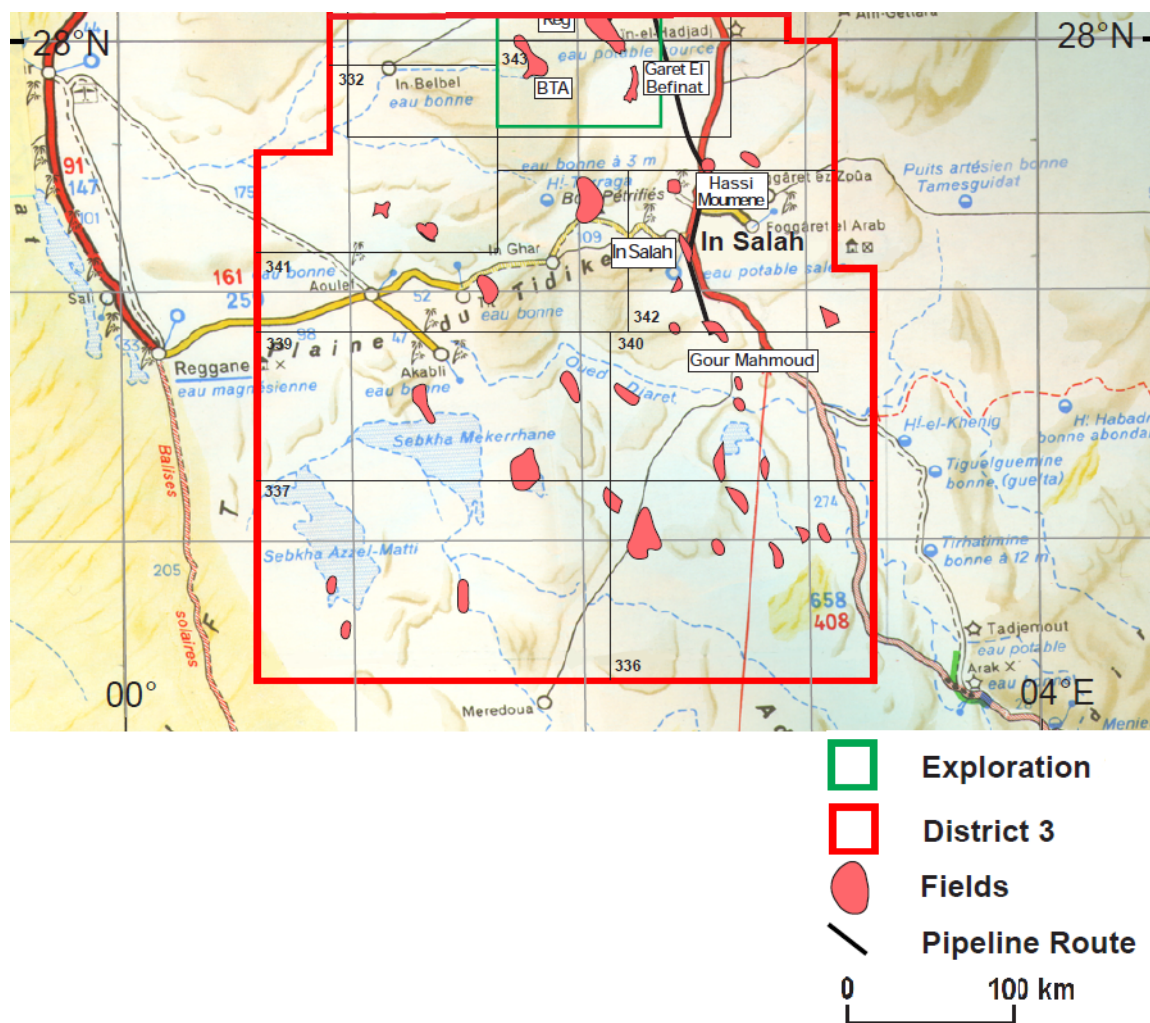


FIGURE 1.7: Répartition des champs Sud

Les caractéristiques pétrophysiques ainsi que la géologie et la stratigraphie des quatre champs Sud d’In Salah sont décrites ci-dessous :

- **Garet El Befinat**

Le gisement de Garef El Befinat (GBF) est une accumulation de gaz relativement petite située. Le réservoir principal correspond à des grés marins, la porosité moyenne est de 12,8% et la perméabilité des roches est de l’ordre de $10mD$. Le nombre total de puits nécessaire pour l’exploitation de ce champ est de 3 puits. Le réservoir principal correspond à la séquence (D55) qui est continu à travers le champ avec une épaisseur totale de 25m environ.

- **Hassi Moumène**

La colonne de gaz dans le réservoir de Hassi Mouèmene est d’une hauteur de 180m, la qualité des grés de ce réservoir est très bonne avec une porosité moyenne allant jusqu’à 16% et de perméabilité supérieure à 10 mD. Le réservoir principal est la séquence Dévonienne

D55 à une profondeur de 1130-1330 m sous la surface. La surface de drainage par puits a été estimée à environ de 11 km^2 . Le nombre total de puits nécessaires pour l'exploitation de ce champ est de 4 puits.

- **In Salah**

Le champ In Salah possède trois niveaux de réservoir principaux, $D55$, $D30$ et $D10$, l'intervalle total a une épaisseur d'environ 330m , La hauteur verticale de la colonne de gaz dans chaque séquence varie entre 40m et 100m . La meilleure qualité des grès est la dans la séquence $D10$, avec une porosité moyenne allant jusqu'à 22% et une perméabilité atteignant 200mD . Le nombre total de puits requis pour l'exploitation de ce champ est de 3 puits et la surface de drainage par puits est estimée à 4 km^2 . Celle-ci est faible à cause de la forme étroite et allongée du gisement d'In Salah.

- **Gour Mahmoud**

Les qualités des réservoirs principaux, $D10$, $D30$ et $D55$ sont bonnes, avec une porosité moyenne dépassant 15% et une perméabilité moyenne généralement supérieure à 10mD . Les réservoirs se trouvent dans l'intervalle compris entre les profondeurs de 1700 à 2000m . Le nombre total de puits nécessaire pour l'exploitation de ce champ est de 9 puits. La surface de drainage moyenne par puits est estimée à $10,5 \text{ km}^2$

1.8 Problématique

Avant d'entamer toute opération d'extraction d'hydrocarbures d'un champ producteur, il est nécessaire de faire une étude de terrain dont l'un de ces objectifs est de déterminer le nombre de puits optimal pour une récupération maximale des hydrocarbures. Une fois ce nombre est déterminé et que le champ soit en phase de développement, ces puits seront peu à peu forés d'une manière incrémentale. Dès l'intégration de nouveaux puits dans la chaîne de production, une étude doit être faite afin d'estimer leur rapport en terme de production ainsi que le moment le plus opportun de leur mise en service.

L'entreprise ISG est sur le point d'intégrer à son système de production deux nouveaux puits dont l'un est implanté dans le champ de Hassi Moumene et l'autre se trouve au champ de Gour Mahmoud et traverse trois réservoirs superposés (puits multicouche).

Nous sommes donc amenées à prédire les performances du système entier des champs Sud d'In Salah avant et après l'introduction de ces deux puits pour faire une bonne évaluation de la valeur rajouté par ces derniers en terme de production.

La pression du séparateur se trouvant à l'usine centrale de traitement (CPF) qui traite le

gaz produit par les champs d'In Salah est fixée à 68 barg, cependant, une prédiction nous a été demandée pour juger si la réduction de cette pression à 64 barg serait avantageuse et favoriserait la production.

Avant d'entamer la prédiction des performances du système qui inclut les réservoirs, les puits et les équipements de surface, il est nécessaire d'établir les modèles des nouveaux puits et des réservoirs dans lesquels ils sont implantés afin qu'ils soient importés avec les modèles des anciens puits et réservoirs vers le logiciel d'optimisation et de prédiction GAP.

1.9 Conclusion

Afin d'évaluer au mieux les performances d'un système de production (réservoirs, puits et réseaux de surface), il est primordial de collecter des données dont la tolérance à l'erreur est raisonnable. Ces données, obtenues par diagraphie et essais de puits, aident à mieux connaître les propriétés physiques des réservoirs et à décrire l'écoulement dans les roches poreuses pour avoir une idée du potentiel du gisement.

Chapitre 2

Modélisation des réservoirs des
champsSud et estimation des réserves

Chapitre 2

Modélisation des réservoirs des champs Sud et estimation des réserves

2.1 Introduction

La modélisation d'un réservoir est un outil clé pour la prévision de sa performance afin d'évaluer le potentiel des gisements d'hydrocarbures, d'optimiser leur exploitation et de mettre au point les opérations de production.

Une compréhension détaillée des caractéristiques géologiques du réservoir et des propriétés thermodynamiques des fluides existants sont nécessaires au développement d'un modèle qui doit décrire adéquatement les processus physiques qui se produisent dans le réservoir et de faire en sorte que le résultat de toute action peut être prédit dans une tolérance raisonnable aux erreurs.

Afin d'évaluer le potentiel du réservoir, il est nécessaire d'estimer la réserve en place. Pour cela, la méthode du bilan matières qui est basée sur des données dynamiques de production et de pression est utilisée.

Dans ce chapitre, l'évaluation du gaz initialement en place a été faite analytiquement avec la méthode du bilan de matières. Ensuite, le modèle du réservoir a été établi en utilisant le logiciel MBAL. La réserve a été calculée en effectuant une régression non linéaire de la courbe de pressions moyennes en fonction la production cumulative du gaz.

2.2 Mécanismes d'entraînement d'un réservoir de gaz

Le mécanisme d'entraînement du réservoir fournit l'énergie qui déplace l'hydrocarbure situé dans un réservoir vers le puits de production. Pour les réservoirs de gaz, il existe trois mécanismes d'entraînement associés aux réservoirs de gaz conventionnels et un quatrième mécanisme d'entraînement associé aux réservoirs de gaz non conventionnels. Ces mécanismes sont :

- **expansion du gaz** : C'est le mécanisme d'entraînement le plus important dans les réservoirs de gaz conventionnels. Quand la pression du réservoir baisse, le gaz a tendance à se dilater pour remplacer le volume produit, on remarque donc que plus l'expansibilité du gaz est grande, plus la productivité de ce dernier est importante (*Abdus et Ghulam, 2015*).
- **désorption de gaz** : peut être présente uniquement dans certains réservoirs de gaz non conventionnels où le matériau rocheux a la capacité d'adsorber le gaz sur sa surface. À mesure que la pression diminue, ce gaz adsorbé est libéré dans le volume poreux du réservoir par le procédé de désorption (*Wei et al., 2017*).
- **expansion des roches et des fluides** : il s'agit de l'expansion de la roche réservoir et de l'eau interstitielle (l'eau piégée lors de la formation de la roche). Elle se produit en raison de la nature légèrement compressible de l'eau interstitielle et de la roche réservoir. Cette expansion ajoute de l'énergie au réservoir et agit pour maintenir la pression du réservoir plus élevée qu'elle ne le serait autrement. Ce mécanisme d'expansion est toujours dominé par l'expansion du gaz et peut n'être significatif que dans les cas de réservoirs sous pression (*Abdus et Ghulam, 2015*).
- **afflux d'eau** Lorsque le réservoir est en communication avec un aquifère, à mesure que la pression du réservoir diminue, la roche et l'eau dans l'aquifère se dilatent et l'eau est expulsée de l'aquifère et s'infiltré dans le réservoir. Cet afflux d'eau dans le réservoir fournit un support de pression (*Abdus et Ghulam, 2015*).

Dans un réservoir, on ne trouve pas une seule source d'énergie, les mécanismes se combinent généralement. Pour un réservoir donné, les rendements de récupération peuvent être estimés selon les mécanismes d'entraînement de ce réservoir (*Abdus et Ghulam, 2015*).

2.3 Estimation de la réserve en place

La réserve en gaz initialement en place est le volume de gaz existant dans un réservoir avant la production (*Dake, 1978*).

L'estimation des réserves d'hydrocarbures d'un champ producteur est un processus qui se poursuit tout au long de la vie du champ afin d'assurer une bonne gestion de ce dernier et pour avoir une vision préliminaire sur la valeur ajoutée par celui-ci en termes de production. Ce processus est généralement associé à un certain niveau d'incertitude dans le calcul des réserves. Les méthodes d'estimation des réserves sont affectées par le type du réservoir, les sources d'énergie du réservoir (mécanismes d'entraînement), la quantité et la qualité des données géologiques et géophysiques, les hypothèses adoptées lors de l'estimation et la technologie disponible (*Okotie et Ikporo, 2019*). Aux premiers stades de développement, les estimations des réserves se limitent à la méthode analogique et aux calculs volumétriques, plus tard dans la vie du réservoir, lorsque le volume du réservoir est défini et que des données de performance sont disponibles, il est plus judicieux d'utiliser la méthode du bilan de matières (*Okotie et Ikporo, 2019*).

2.3.1 Méthode du bilan de matières

Pour le calcul du volume des hydrocarbures initialement en place en utilisant la méthode analogique ou la méthode volumétrique, on utilise des données statiques du réservoir ce qui réduit la précision des calculs. On a donc recours à la méthode du bilan de matières, étant donné sa précision, pour l'estimation des réserves en place sur la base des données dynamiques de production et de pression du réservoir.

L'équation générale du bilan de matières relie les volumes initiaux du pétrole, du gaz et de l'eau dans le réservoir aux volumes de production et aux conditions de pression. Les équations du bilan de matières considérées supposent qu'à n'importe quelle profondeur de référence, le réservoir a les mêmes propriétés de pression et de fluide à n'importe quel endroit. Cette hypothèse est tout à fait raisonnable à condition d'obtenir des mesures de production, de qualité et de pression statique (*Okotie et Ikporo, 2019*).

Etant donné un réservoir dont la pression initiale moyenne est de P_i , à un moment donné après le début de la production, la pression de ce dernier diminue à une pression moyenne P . En utilisant la loi du bilan volumétrique, lors de la chute de pression (ΔP), l'expansion des fluides restants dans le réservoir doit être égale au volume de fluides produits à partir du réservoir avec la considération d'un éventuel afflux d'eau à partir d'un aquifère

(*Petroleum Experts, 2010*).

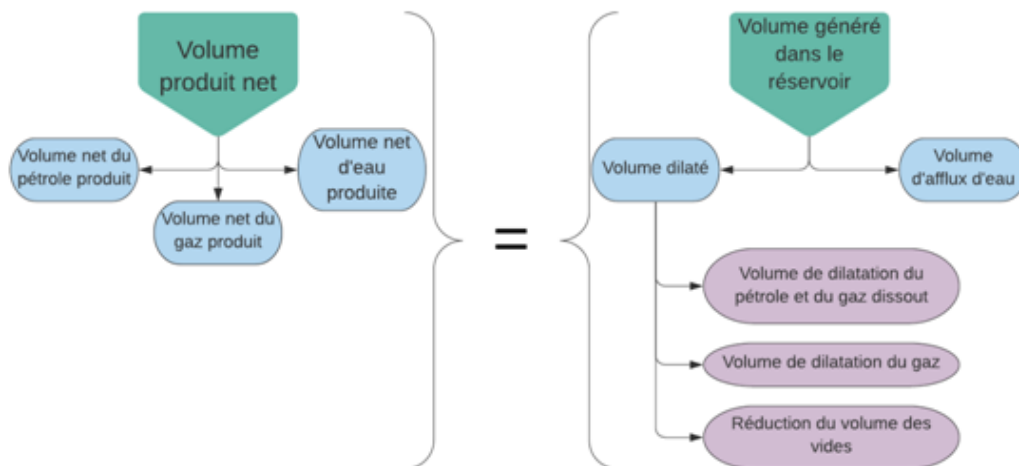


FIGURE 2.1: Schéma de bilan de matières pour un réservoir de pétrole non volumétrique

Avant de développer les termes de l'équation générale du bilan de matières qui sont présentés dans le schéma de la figure 2.1, il est primordial d'introduire le facteur volumétrique de formation.

Facteur de volume de formation

Le facteur de volume de formation d'un fluide issu d'un réservoir d'hydrocarbures (huile, gaz ou eau) est défini comme le rapport entre le volume du fluide dans les conditions du réservoir (in situ) et celui dans les conditions du réservoir de stockage (de surface). Ce facteur est défini comme (*Boyun, 2019*) :

$$FVF = \frac{V_{res}}{V_{sc}} \quad (2.1)$$

Développement des termes de l'équation de bilan de matières

— Volume net du Pétrole produit V_1 :

$$V_1 = N_p B_p \quad (2.2)$$

Avec, N_p : Huile produite cumulée en stb et B_o : Facteur de volume de formation de l'huile aux conditions actuelles rb/stb.

— Volume net de l'eau produite V_2 :

Volume net = Volume produit cumulé - volume injecté

$$V_2 = W_p B_w - W_{inj} B_w = (W_p - W_{inj}) B_w \quad (2.3)$$

Avec, W_p : Eau produite cumulée en stb, W_{inj} : Eau injectée cumulée en stb et
 B_w : Facteur de volume de formation de l'eau aux conditions actuelles en rb/stb.

— Volume net du gaz produit V_3 :

$$V_3 = G_p B_g - G_{inj} B_g = (G_p - G_{inj}) B_g \quad (2.4)$$

Avec, G_p : Gaz produite cumulée en scf, G_{inj} : Gaz injectée cumulée en scf et B_g :
 Facteur de volume de formation du gaz aux conditions actuelles en rb/scf.

On a :

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \Rightarrow G_p = R_p N_p \quad (2.5)$$

On injecte l'équation (2.5) dans l'équation (2.4) et on obtient :

$$V_3 = (R_p N_p - G_{inj}) B_g \quad (2.6)$$

Avec, R_p : Rapport du gaz produit cumulé et de l'huile produit cumulé en scf/stb.

— Volume d'expansion (de dilatation) du gaz V_4 :

$$V_4 = G B_g - G B_{gi} = G(B_g - B_{gi}) \quad (2.7)$$

On introduit le rapport suivant :

$$m = \frac{OGIP}{OOIP} = \frac{G B_{gi}}{N B_{oi}} \Rightarrow G = m N \frac{B_{oi}}{B_{gi}} \quad (2.8)$$

Avec, G : Gaz initialement en place en scf ; N : Huile initialement en place en stb ;
 B_{oi} : Facteur de volume de formation de l'huile aux conditions initiales en rb/stb
 et B_{gi} : Facteur de volume de formation du gaz aux conditions initiales en rb/scf.

$$V_4 = m N B_g \frac{B_{oi}}{B_{gi}} - m N B_{oi} = m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (2.9)$$

— Gaz en solution libéré V_5 :

$$V_5 = (N R_{si} - (N - N_p) R_s) B_g = (N(R_{si} - R_s) + N_p R_s) B_g \quad (2.10)$$

Avec, R_{si} : Rapport du gaz en solution et de l'huile aux conditions initiales en
 scf/stb et R_s : Rapport du gaz en solution et de l'huile aux conditions actuelles en

scf/stb.

— Volume d'expansion de l'huile V_6 :

$$V_6 = NB_o - NB_{oi} = N(B_o - B_{oi}) \quad (2.11)$$

— Expansion de la formation et de l'eau interstitielle V_7 :

Lors de la déplétion du réservoir le volume des vides et le volume d'eau interstitielle (connate water anglais, qui signifie eau piégée lors de la formation de la roche poreuse) ont tendance à changer en raison de leurs compressibilités. Cette variation du volume est exprimée comme ceci (*Petroleum Experts, 2010* :

$$V_7 = (c_w V_w + c_f V_p)(P_i - P) \quad (2.12)$$

Avec, c_w : Compressibilité de l'eau en psi^{-1} ; c_f : Compressibilité de la formation en psi^{-1} ; V_w : Volume d'eau interstitielle en rb et V_p : Volume des pores en rb. Etant donné que :

$$V_p = HCPV + V_w \quad (2.13)$$

Et que :

$$HCPV = V_g + V_o = NB_{oi} + GB_{gi} = NB_{oi} + mNB_{oi}NB_{oi}(1 + m) \quad (2.14)$$

Avec, $HCPV$: Volume des hydrocarbures dans les pores rb ; V_o : Volume de l'huile dans les pores en rb et V_p : Volume du gaz dans les pores en rb.

Et in a aussi :

$$(1 - s_{wi}) = \frac{HCPV}{V_p} \Rightarrow V_p = \frac{HCPV}{1 - s_{wi}} = \frac{NB_{oi}(1 + m)}{1 - s_{wi}} \quad (2.15)$$

Avec, s_{wi} : Saturation en eau aux conditions initiales (-).

$$V_w = V_p s_{wi} = \frac{NB_{oi}(1 + m)s_{wi}}{1 - s_{wi}} \quad (2.16)$$

Alors

$$V_7 = \frac{NB_{oi}(1 + m)}{1 - s_{wi}}(c_f + c_w s_{wi})(P_i - P) \quad (2.17)$$

— Afflux d'eau V_8 :

$$V_8 = W_e \quad (2.18)$$

Avec, W_e : Afflux d'eau rb.

L'équation du bilan de matières est exprimée comme ceci :

$$V_1 + V_2 + V_3 = V_4 + V_5 + V_6 + V_7 + V_8 \quad (2.19)$$

En remplaçant chaque terme par son équation :

$$\begin{aligned} N_p B_o + W_p B_w - W_{inj} B_w + (R_p N_p - G_{inj}) B_g = \\ m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (N(R_{si} - R_s) + N_p R_s) B_g + N(B_o - B_{oi}) \\ + \frac{N B_{oi} (1 + m)}{1 - s_{wi}} (c_f + c_w s_{wi}) (P_i - P) + W_e \end{aligned} \quad (2.20)$$

On réarrange les termes :

$$\begin{aligned} & \underbrace{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w - W_{inj} B_w - G_{inj} B_g}_F \\ = & N \underbrace{\left[m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (R_{si} - R_s) B_g + (B_o - B_{oi}) + \frac{B_{oi} (1 + m)}{1 - s_{wi}} (c_f + c_w s_{wi}) (P_i - P) \right]}_{E_t} \\ & + W_e \end{aligned} \quad (2.21)$$

On écrit l'équation générale de bilan de matières sous sa forme simplifiée :

$$F = N E_t + W_e \quad (2.22)$$

Tel que, F : Terme de production nette en rb; E_t : Terme de dilatation totale en rb et W_e : Afflux d'eau en rb.

L'équation générale du bilan de matières régit tous les phénomènes qui puissent survenir dans un réservoir dans lequel le gaz et le pétrole coexistent (injection de gaz, injection d'eau, dissolution du gaz dans le pétrole...) et présente les effets de tous les mécanismes d'entraînement (afflux d'eau, expansion des pores et expansion du fluide). Les équations établies pour tout réservoir de pétrole ou de gaz ou de gaz associé dérivent donc de cette équation.

2.3.2 Application sur les réservoirs des champs Sud

2.3.2.1 Cas des réservoirs HMN7-SM et D55-BIG

Les équations qui régissent les performances de production des deux réservoirs HMN7-SM et D55-BIG sont identiques étant donné qu'ils produisent sous les mêmes conditions. Hypothèses :

- Réservoir de gaz non associé : $V_1 = 0, V_5 = 0, V_6 = 0$;
- Pas d'eau produite ni injectée : $V_2 = 0$;
- Réservoirs volumétriques : $V_7 = 0$;
- Réservoirs non connectés à des aquifères (pas d'afflux d'eau) : $V_8 = 0$.

Les équations du bilan de matières de ces deux réservoirs sont expliquées dans le schéma de la figure 2.2.

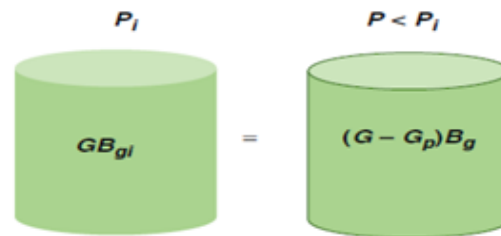


FIGURE 2.2: Schéma de bilan de matières pour un réservoir de gaz sans afflux d'eau (*Okotie et Ikporo, 2019*)

Le terme GB_{gi} représente le volume de gaz initialement en place aux conditions de pression et de température du réservoir avant toute production du gaz. Tandis que le terme $(G - G_p)B_g$ est le volume de la réserve en place aux conditions actuelles de pression et de température du réservoir. Le gaz, ayant tendance à se dilater, après qu'une partie de celui-ci soit produite, le gaz restant occupe la place du gaz produit par expansion. Ceci mène à l'équation suivante (*Okotie et Ikporo, 2019*) :

$$G_p B_g = G(B_g - B_{gi}) \quad (2.23)$$

ou

$$(G - G_p)B_g = GB_{gi} \quad (2.24)$$

Pour le gaz, le facteur de volume de formation B_g est défini comme le rapport du volume de gaz à la température et à la pression du réservoir au volume à la température et à la pression standard ou de surface (P_s et T_s) (**Boyun, 2019**).

Le facteur de compressibilité du gaz est l'unité dans les conditions standards, par conséquent, l'équation du facteur de volume de formation de gaz peut être calculée en utilisant l'équation du gaz réel :

$$FVF = \frac{V_{res}}{V_{sc}} = \frac{\frac{znRT}{P}}{\frac{z_{sc}nRT_{sc}}{P_{sc}}} \quad (2.25)$$

Où, $z_{sc} = 1$; $P_{sc} = 1atm = 14,696psia = 101,325KPa$ et $T_{sc} = 60^\circ F = 519,67^\circ R = 288,71^\circ K$

on en déduit que :

$$B_g = 0,0283 \frac{zT}{P} rcf/scf \quad (2.26)$$

En injectant l'équation (3.26) dans l'équation (3.24) on obtient l'équation suivante :

$$(G - G_p) \frac{0,0283Tz}{P} = G \frac{0,0283Tz_i}{P_i} \quad (2.27)$$

Après simplification, (2.27) devient :

$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right] = \frac{P_i}{z_i} - \frac{P_i}{z_i} \frac{G_p}{G} \quad (2.28)$$

L'équation (2.28) montre que les propriétés de pression et de facteur de déviation d'un réservoir de gaz dépendent fortement du volume de gaz produit. En effet, la production du gaz crée une déplétion au niveau du réservoir et provoque la réduction de sa pression. Afin d'estimer le volume de gaz initialement en place, G , les données de facteur de compressibilité et de volume produit cumulé de gaz en fonction de la pression doivent être fournies à partir des essais de production. Une fois ces données collectées, les points de coordonnées (G_p ; p/z) doivent être projetés pour tracer une droite de régression dont l'équation est (2.28).

Une fois les termes de l'équation définis, il sera possible de déterminer le gaz initialement en place G en résolvant l'équation (2.28) pour $p/z=0$, ceci aura pour résultat $G_p = G$ (les détails des calculs seront faits dans ce qui suit) (**Okotie et Ikporo, 2019**).

Réservoir HMN7-SM

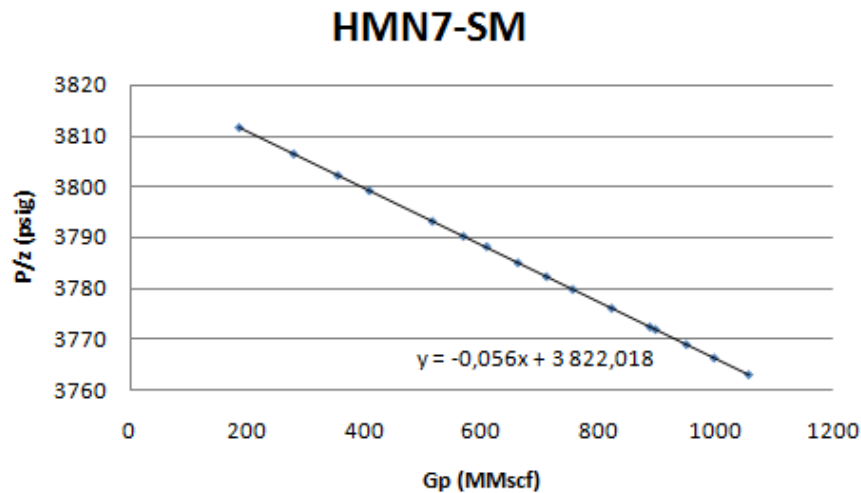


FIGURE 2.3: P/z en fonction de G_p (réservoir HMN7-SM)

On constate dans le graphe de la figure (2.3) que la droite de régression passe par tous les points obtenus à partir de l'historique de production. Ceci est dû au fait qu'il n'y a pas de source d'énergie qui n'a pas été prise en compte (*Mireault et Dean, 2008*). On estime donc que les hypothèses mises sont acceptables.

L'équation de la droite de régression est : $y = -0,056x - 3822,018$.

Par identification avec l'équation (2.28), on en déduit que $\frac{p_i}{z_i} = 3822,018$ psi et $\frac{p_i}{z_i G} = 0,056$ psi/MMscf.

$$G = \frac{\frac{p_i}{z_i}}{\frac{p_i}{z_i G}} = \frac{3822,018}{0,056} = 68250,32 \text{ MMscf} = 193,26 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

Réservoir D55-BIG

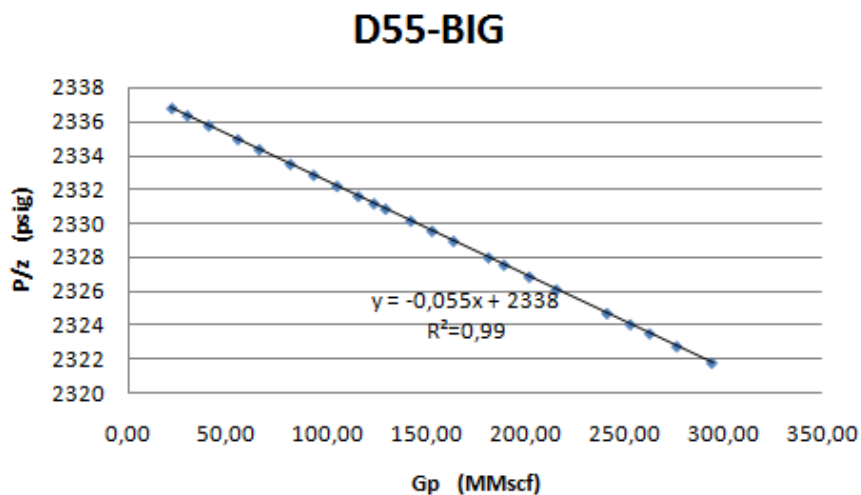


FIGURE 2.4: P/z en fonction de G_p (réservoir D55-BIG)

Egalement, on constate que la courbe de régression passe par tous les points, cela signifie de même qu'aucune énergie supplémentaire n'a contribué à la récupération du gaz (*Mireault et Dean, 2008*).

Par identification de l'équation de la courbe de tendance du graphe ci-dessus avec l'équation (2-28), on en déduit que $\frac{p_i}{z_i} = 2338$ psi et $\frac{p_i}{z_i G} = 0,055$ psi/MMscf.

$$G = \frac{\frac{p_i}{z_i}}{\frac{p_i}{z_i G}} = \frac{2338}{0,055} = 42509 \text{ MMscf} = 1,20 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

2.3.2.2 Cas des réservoirs D30-BIG et D10-BIG

Les réservoirs D30-BIG et D10-BIG du champ de GOUR-MAHMOUD sont tous deux entourés et connectés à des aquifères de forme radiale. Cependant, ces aquifères ne débitent que peu au début de la production du gaz, ceci s'explique par le fait que les volumes de gaz produits étaient très petits, ceci a conduit à une faible chute de pression dans le réservoir de gaz qui a entraîné une faible chute de pression dans les aquifères.

En se référant à la relation (*Dake, 1978*) :

$$W_e = W_i(C_f + C_w)\Delta P \quad (2.29)$$

Où W_i : Volume d'eau dans l'aquifère en MMstb.

Et en considérant les compressibilités de la formation et de l'eau négligeables (de l'ordre de 10^{-6}) et sachant que les aquifères ne sont pas large, l'afflux d'eau ne dépend que de la chute de pression qui dépend du volume du fluide produit (*Torabi, 1980*). Ce qui conduit à négliger l'afflux d'eau.

Les équations qui régissent les performances de production des deux réservoirs D30-BIG et D10-BIG sont identiques étant donné qu'ils produisent sous les mêmes conditions.

Hypothèses :

- Réservoir de gaz non associé : $V_1 = 0, V_5 = 0, V_6 = 0$;
- Pas d'eau produite ni injectée : $V_2 = 0$;
- Réservoirs volumétriques : $V_7 = 0$;
- Réservoirs non connectés à des aquifères (pas d'afflux d'eau) : $V_8 = 0$.

Ce qui conduit à adopter l'équation (2.28) pour modéliser les performances des réservoirs D30-BIG et D10-BIG (*Okotie et Ikporo, 2019*).

Réservoir D30-BIG

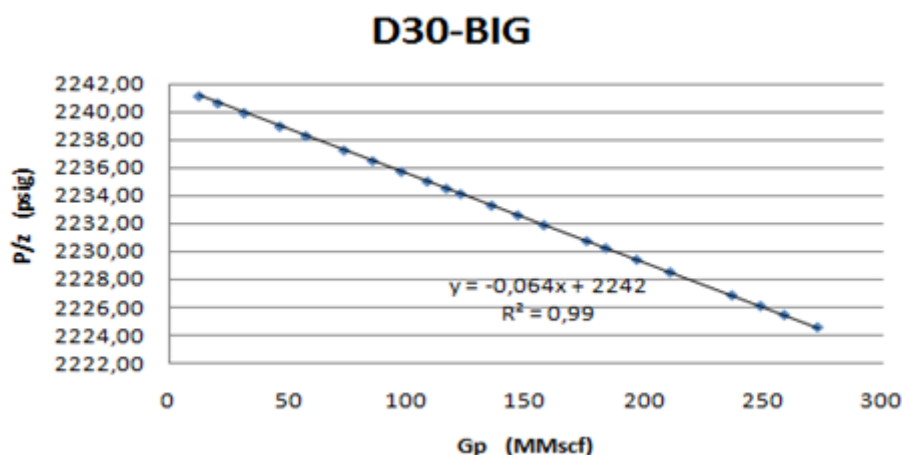


FIGURE 2.5: P/z en fonction de G_p (réservoir D30-BIG)

On remarque dans le graphe de la figure 2.5 que la courbe de tendance passe par tous les points dont les coordonnées sont formées de données mesurées, cela s'explique par le fait qu'au premier stade de la production l'eau stockée dans l'aquifère ne s'était pas encore introduite dans le réservoir de gaz. L'aquifère ne fournit donc aucune énergie au réservoir (*Torabi, 1980*).

Par identification de l'équation de la courbe de tendance du graphe ci-dessus avec l'équation (2-28), on en déduit que $\frac{p_i}{z_i} = 2242$ psi et $\frac{p_i}{z_i G} = 0,064$ psi/MMscf.

$$G = \frac{\frac{p_i}{z_i}}{\frac{p_i}{z_i G}} = \frac{2242}{0,064} = 35031,25 \text{ MMscf} = 99,19 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

Réservoir D10-BIG

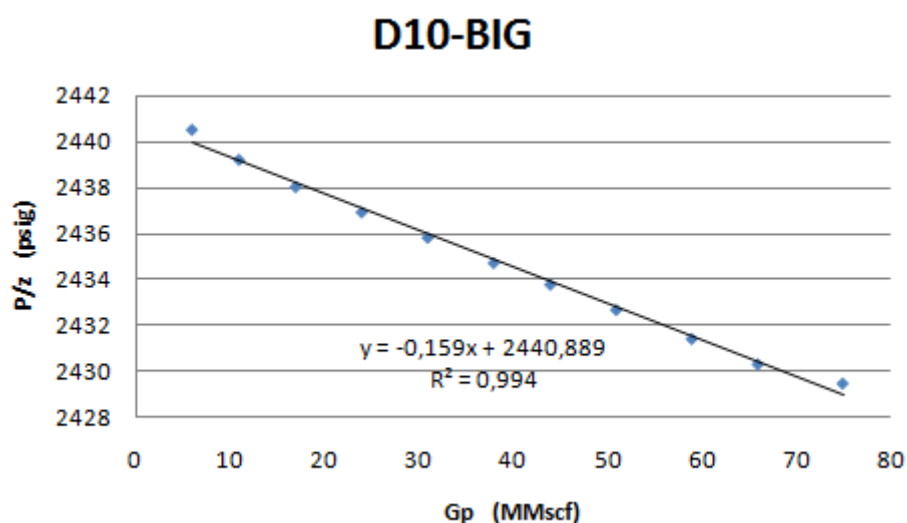


FIGURE 2.6: P/z en fonction de G_p (réservoir D10-BIG)

Concernant le graphe de la figure 2.6, on constate une légère déviation des données mesurées par rapport à la courbe de tendance. Cela indique la présence d'un faible afflux d'eau dont la contribution à la production du gaz est négligeable (*Mireault et Dean, 2008*). On maintient donc l'hypothèse d'absence d'afflux d'eau.

Cette courbure n'ayant pas été remarquée dans le réservoir D30-BIG, l'afflux d'eau dans ce réservoir est encore plus faible que dans D10-BIG.

Par identification de l'équation de la courbe de tendance du graphe ci-dessus avec l'équation (2-28), on en déduit que $\frac{p_i}{z_i} = 2440,889$ psi et $\frac{p_i}{z_i G} = 0,159$ psi/MMscf.

$$G = \frac{\frac{p_i}{z_i}}{\frac{p_i}{z_i G}} = \frac{2440,889}{0,159} = 15351,5 \text{ MMscf} = 0,435 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

Remarque :

Nous avons établies les modèles mathématiques des deux réservoirs précédents en négligeant l'afflux d'eau pour les raisons déjà expliquées. Mais une fois le puits GMD8 associé à ces réservoirs sera mis en production et débitera de grands volumes, l'afflux ne sera plus négligé et les performances des réservoirs seront régies par une équation du bilan de matière dérivant de l'équation générale et s'exprime comme suit (*Petroleum Experts, 2010*) :

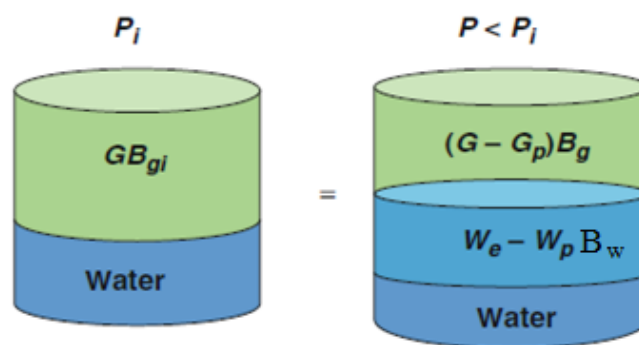


FIGURE 2.7: Schéma de bilan de matières pour un réservoir de gaz avec afflux d'eau (*Okotie et Ikporo, 2019*)

$$\underbrace{G_p B_g + W_p B_w}_F = G \underbrace{\left[(B_g - B_{gi}) + \frac{B_{oi}(1+m)}{1-s_{wi}} (c_f + c_w s_{wi}) (P_i - P) \right]}_{E_t} \quad (2.30)$$

Après avoir modélisé les réservoirs analytiquement, nous allons maintenant utiliser le logiciel de modélisation de production intégrée (MBAL) pour calculer les réserves avec une plus haute précision et établir des modèles fiables des réservoirs afin que ceux-ci soient importés sur l'optimisateur GAP.

2.4 Utilisation du logiciel MBal

Dans notre étude, nous avons utilisé le logiciel MBAL pour la modélisation des réservoirs

L'utilisation de ce logiciel est privilégiée en raison de sa rigueur et du fait qu'il fournit des modèles fiables calibrés avec les données historiques de production.

2.4.1 Présentation du logiciel

C'est un outil de modélisation de réservoir appartenant à la suite IPM, cet outil a été conçu pour permettre une meilleure compréhension du comportement actuel du réservoir et effectuer des prédictions tout en déterminant son épuisement (*Petroleum experts, 2010*).

La modélisation de réservoir peut être réalisée avec MBAL à l'aide de plusieurs outils différents. Néanmoins, pour la modélisation des quatre réservoirs des champs Sud, nous avons opté pour l'outil (Bilan de matières).

2.4.2 Modélisation du réservoir HMN7 et des multicouches GMD8

2.4.2.1 Pression, volume et température (PVT)

Pour estimer de manière appropriée la pression du réservoir et les changements de saturation lorsque le fluide est produit, il faut une description précise des propriétés du fluide du réservoir. Pour décrire précisément ces propriétés, le processus idéal consiste à échantillonner le fluide du réservoir et à effectuer des études en laboratoire sur les échantillons de fluide. Il n'est pas toujours possible de prélever en continu un échantillon de fluide pour l'analyse à mesure que la pression du réservoir diminue ; par conséquent, les ingénieurs ont eu recours à des corrélations pour générer les propriétés des fluides.

Les données PVT constituent la base pour estimer la quantité d'hydrocarbure dans le réservoir, la capacité de production et les variations des rapports des composants du fluide produit pendant la durée de vie du réservoir. Les relations PVT sont également nécessaires pour calculer l'efficacité de récupération d'un réservoir. Surtout pendant la phase de prospection, lorsque seules les propriétés des fluides produits sont disponibles.

Corrélations de la viscosité du gaz

Pour le calcul de la viscosité du gaz, deux corrélations sont disponibles, la corrélation de Lee et celle de Carr. Nous avons opté pour la corrélation de Lee étant donné que l'erreur relative qu'elle présente est inférieure à celle de Carr.

Corrélation de Lee et al : (Lee et Ganzalez, 1966)

$$\mu_g = 10^{-4} K e^{X\rho^Y} \quad (2.31)$$

Tel que :

$$K = \frac{(9.379 + 0.01607M_g)T^{1,5}}{209.2 + 19.26M_g + T}$$

$$M_g = 28.967d_g$$

$$\rho = \frac{1}{62,428} \frac{28,967d_g P}{10,732zT}$$

$$X = 3,448 + \frac{986,4}{T} + 0,01009M_g$$

$$Y = 2,447 - 0,2224X$$

Avec, d_g : Densité du gaz (-) ; ρ : Masse volumique du gaz (g/cm^3) ; M_g : Masse molaire du gaz (-) ; P : Pression moyenne du réservoir (psi) ; T : Température moyenne du réservoir ($^{\circ}R$) et z : Facteur de compressibilité du gaz (-).

Les résultats obtenus sont présentés dans le graphe ci-dessous qui décrit la variation de la viscosité de gaz en fonction de la pression :

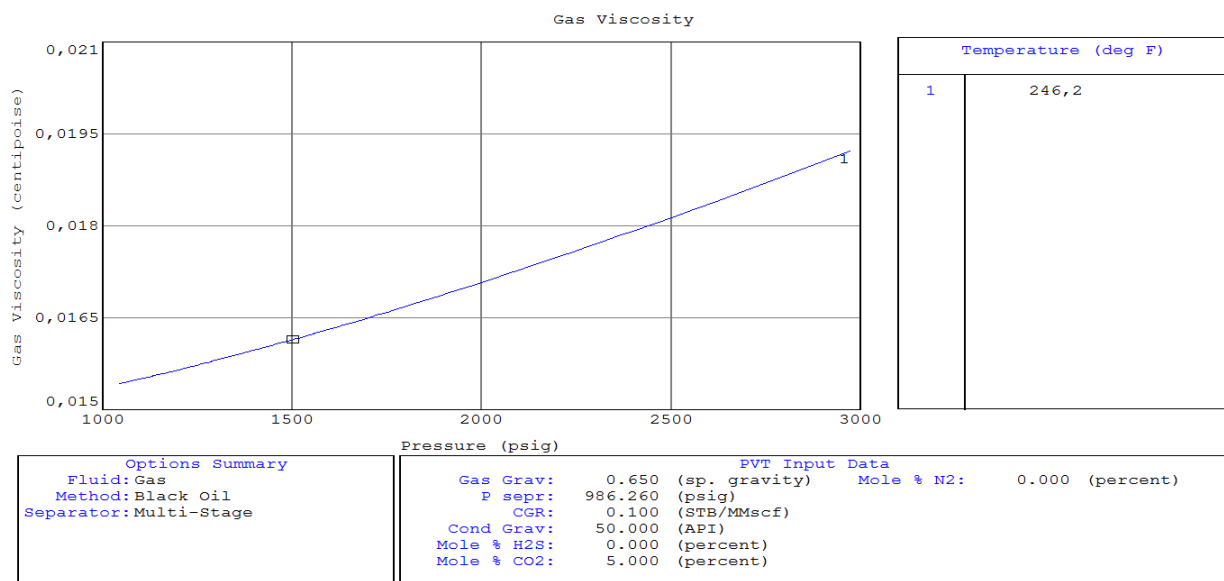


FIGURE 2.8: Variation de la viscosité du fluide en fonction de la pression (HMN7)

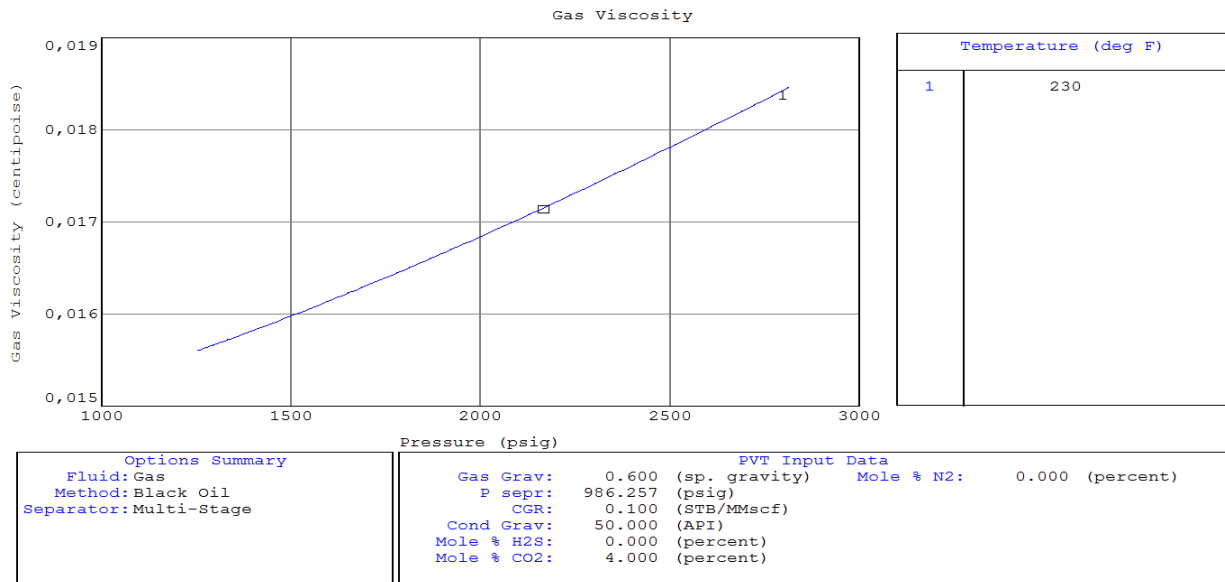


FIGURE 2.9: Variation de la viscosité du fluide en fonction de la pression (GMD8)

Corrélation du facteur de compressibilité z

Le facteur de compressibilité du gaz est par définition le rapport du volume réellement occupé par un gaz à une pression et une température données au volume qu'il occuperait s'il se comportait idéalement (*Ahmed, 2016*).

MBAL utilise la corrélation de Standing katz.

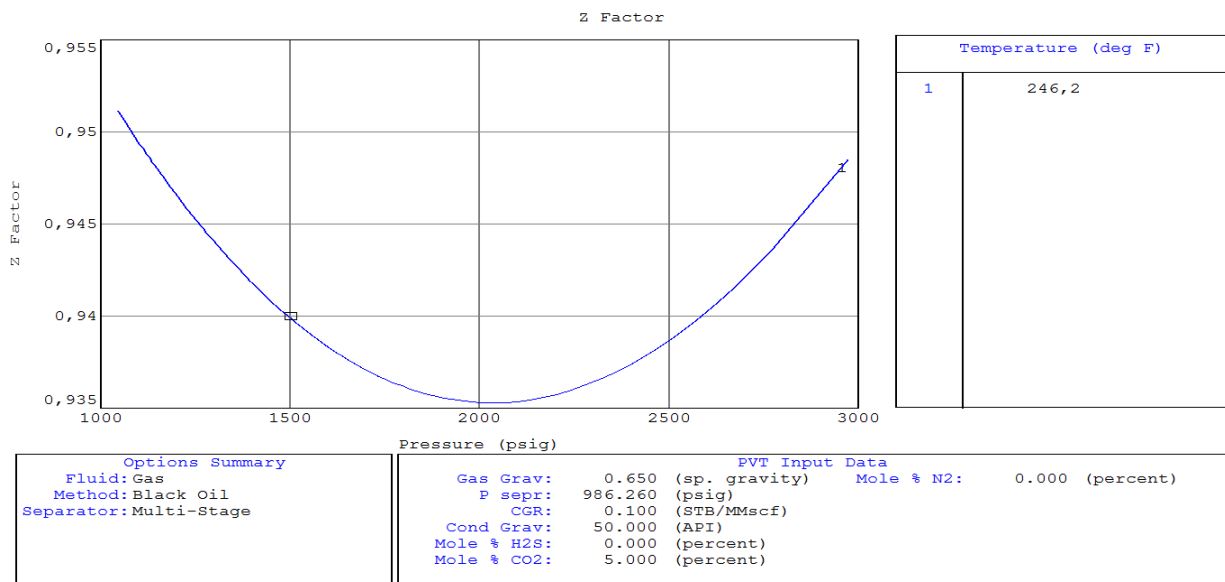


FIGURE 2.10: variation du facteur de compressibilité z du fluide en fonction de la pression (HMN7)

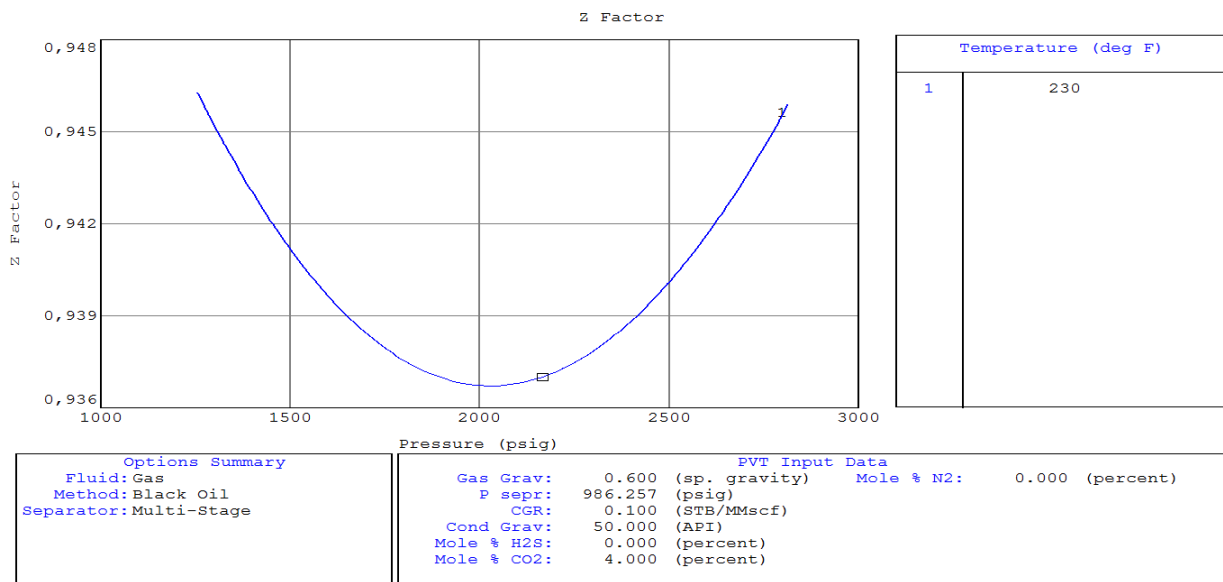


FIGURE 2.11: variation du facteur de compressibilité z du fluide en fonction de la pression (GMD8)

Corrélation de facteur de volume de formation

Les valeurs des facteurs de formation de gaz pour les deux puits ont été corrélées figurent dans les tracés suivants :

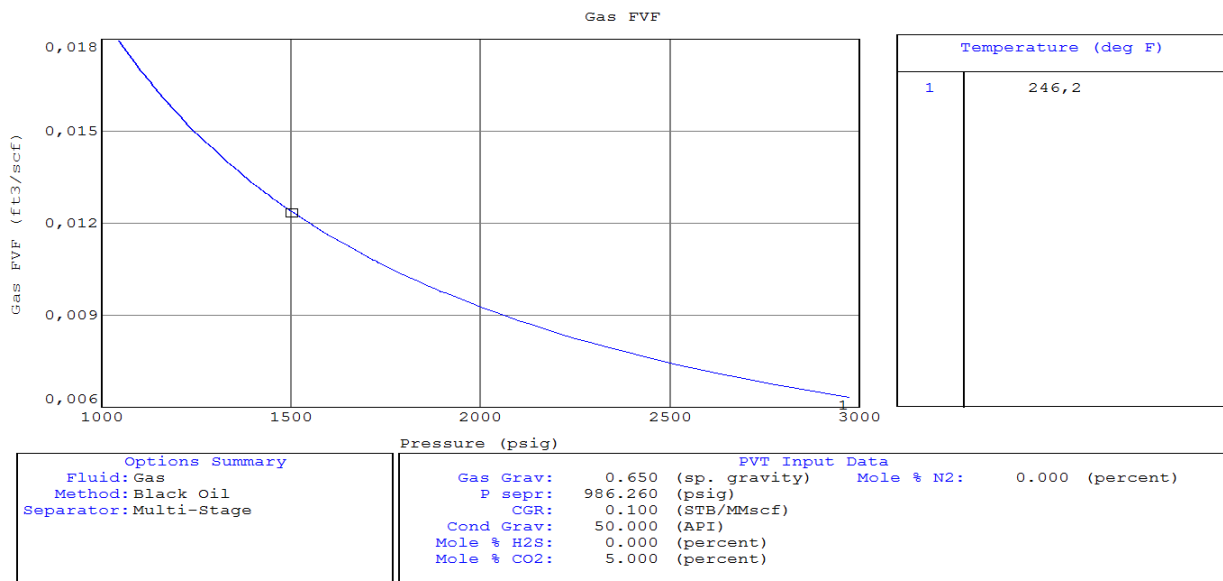


FIGURE 2.12: variation du facteur FVF du gaz en fonction de la pression (HMN7)

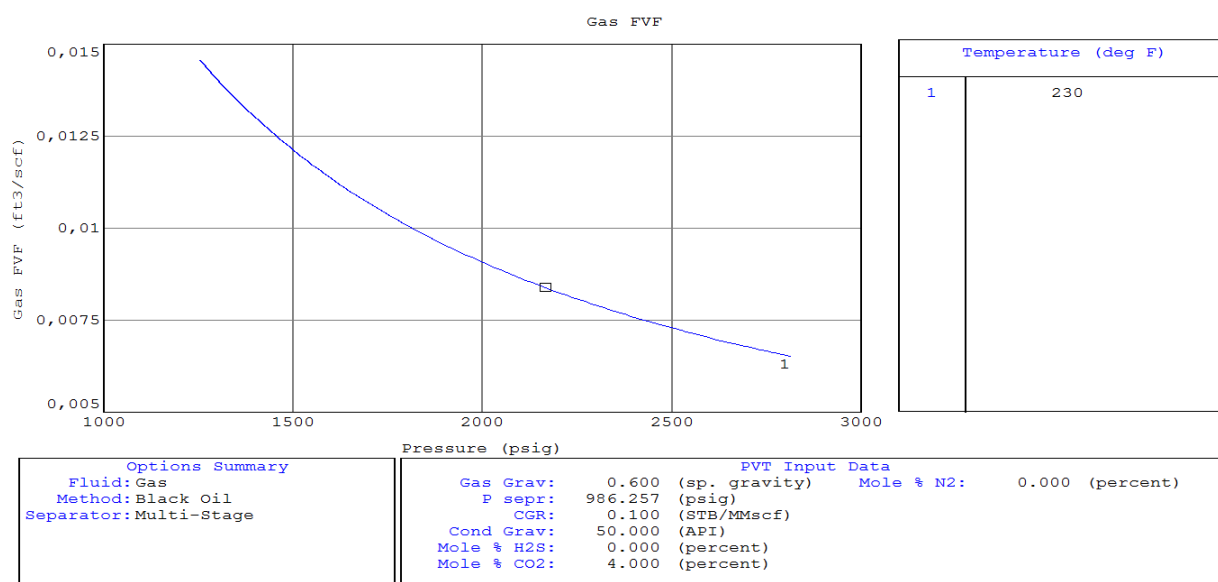


FIGURE 2.13: variation du facteur FVF du gaz en fonction de la pression (HGMD8)

Etant donné que les gaz stockés dans les quatre réservoirs sont secs (faible teneur en condensat) et que leurs compositions moléculaires ne varient pas, leurs propriétés demeurent inchangeables même avec une variation significative de la pression.

2.4.2.2 Données du réservoir

Données statiques

Afin que MBAL prédise au mieux la réserve restante, les données suivantes doivent être fournies :

Ces données servent de plus à la prédiction du mécanisme d'entraînement du réservoir

TABLE 2.1: Données des réservoirs

Réservoir	HMN7-SM	D55-BIG	D30-BIG	D10-BIG
Température (°F)	246,2	230,0	230,0	230,0
Pression initiale (psi)	3630,57	2222,00	2242,50	2441,00
Porosité (-)	0,160	0,150	0,150	0,597
Saturation en eau interstitielle	0,294	0,545	0,400	0,350
Compressibilité de l'eau (psi^{-1})	Corrélée	Corrélée	Corrélée	Corrélée
GIIP (estimé analytiquement) (MMscf)	68250,32	42509	35031,25	15351.5

Compressibilité de la roche

La compressibilité isotherme de la roche est la variation de son volume ou du volume des pores qui s'accompagne d'une variation de la pression à température constante. La roche et le fluide de formation dans les pores supportent le poids des roches sus-jacentes, lorsque l'hydrocarbure est produit, la pression du fluide dans l'espace interstitiel diminue

menant à une réduction du volume en vrac de la formation ou des pores. Cette réduction du volume par rapport à la pression est appelée "compressibilité du volume des pores (C_f)" ou "compressibilité de la formation" et elle peut être exprimée mathématiquement comme ceci :

$$c_f = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (2.32)$$

Corrélation :

Ayant remarqué que la compressibilité de la formation ne varie pas considérablement en fonction de la pression, l'équation (3-32) n'a pas été utilisée. Le programme utilise plutôt une corrélation interne pour évaluer la compressibilité en fonction de la porosité. La corrélation interne utilisée est exprimée comme (*Petroleum Experts, 2010*)

$$\begin{cases} c_f = 3,2 \cdot 10^{-6} & \text{si } \phi \geq 0,3 \\ c_f = 3,2 \cdot 10^{-6} + ((0,3 - \phi)^2 415) \cdot 7,8 \cdot 10^{-5} & \text{si } \phi \leq 0,3 \end{cases} \quad (2.33)$$

Perméabilité relative

C'est un terme sans dimension qui a été conçu pour adapter l'équation de Darcy aux conditions d'écoulement poly-phasique. La perméabilité relative est le rapport de la perméabilité effective d'un fluide particulier à une saturation particulière à la perméabilité absolue de ce fluide à saturation totale. Si un seul fluide est présent dans une roche, sa perméabilité relative est de 1,0.

Pour corréler la perméabilité du réservoir, Mbal utilise les fonctions de Corey et les modifications de Stones aux fonctions de perméabilité relative (*Petroleum experts, 2010*).

Fonction de perméabilité relative Corey

Dans une fonction Corey, la perméabilité relative pour la phase x est exprimée comme :

$$K_{rx} = E_x \left(\frac{S_x - S_{rx}}{S_{mx} - S_{rx}} \right)^{n_x} \quad (2.34)$$

E_x : La perméabilité relative de la phase x (huile, gaz et eau) à son maximum de saturation (-); n_x : Exposant de Corey de la phase x (-); S_x : la saturation de la phase x (-); S_{rx} : la saturation résiduelle de phase x (-) et S_{mx} : la saturation maximale de phase x (-).

La perméabilité absolue de chaque phase peut alors être exprimée comme :

$$K_x = K \cdot K_{rx} \quad (2.35)$$

Où K est la perméabilité absolue du réservoir en md.

Modèle d'afflux d'eau

Presque tous les réservoirs d'hydrocarbures sont entourés de roches saturées d'eau appelées aquifères. Ces aquifères peuvent être sensiblement plus grands que les réservoirs de pétrole ou de gaz au point que ces derniers apparaissent de taille infinie, ou ils peuvent être de taille relativement petite par rapport au réservoir ce qui rend, dans ce cas, leur effet négligeable sur les performances du réservoir. À mesure que le réservoir produit des fluides et que sa pression diminue, il se développe une différence de pression l'aquifère environnant et le réservoir. Suivant la loi de base de l'écoulement des fluides, l'aquifère réagit en empiétant sur le réservoir. Plusieurs modèles ont été développés pour estimer l'afflux d'eau à partir d'hypothèses décrivant les caractéristiques de l'aquifère. En raison des incertitudes et par faute de disponibilité des caractéristiques de l'aquifère, tous les modèles proposés nécessitent des données historiques de performance du réservoir pour déterminer les constantes représentant les paramètres des propriétés de l'aquifère (*Okotie et Ikporo, 2019*).

L'équation du bilan matières est utilisée pour déterminer l'afflux d'eau à partir de l'historique de production. Cela permet d'évaluer les paramètres de l'aquifère et prévoir le taux futur d'afflux d'eau. Les modèles mathématiques d'afflux d'eau des réservoirs de GMD D10-Big et le D30-Big est le modèle van Everdingen et Hurst.

Van Everdingen et Hurst (aquifère radial)

Van Everdingen et Hurst ont développé un modèle d'aquifère en considérant deux géométries : les systèmes à flux radial et linéaire.

Dans le modèle radial, ils ont supposé que le réservoir soit un cylindre droit, que l'aquifère ait une forme d'anneau entourant le réservoir et que l'écoulement entre l'aquifère et le réservoir est strictement radial. Ceci est illustré la figure 2.14.

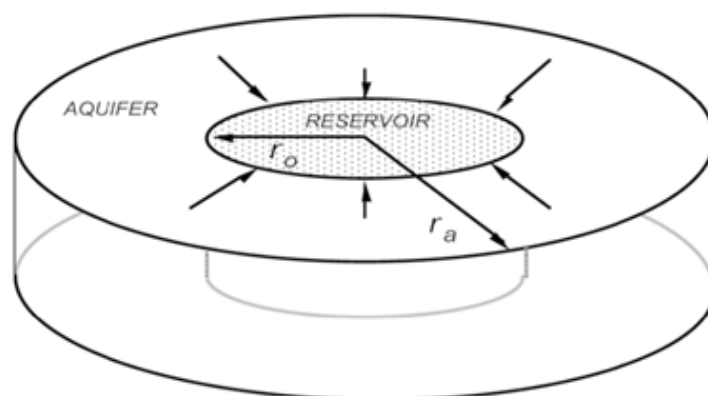


FIGURE 2.14: Modèle d'un aquifère radial

Avec : r_0 est le volume du réservoir et r_a est le volume de l'aquifère. Van Everdingen et Hurst ont appliqué le théorème de superposition à un historique de pression de réservoir spécifique, ce qui nécessite connaissance de l'historique de pression du réservoir. Pour appliquer ce modèle, l'étape initiale est de discrétiser les domaines temps et pression (*Allard et Chen, 1988*).

Le modèle radial de Van Everdingen et Hurst (aquifère radiale) est basé sur les équations suivantes :

- Le rayon effectif du réservoir dépend du volume des pores du réservoir et est exprimé comme ceci :

$$r_o = \sqrt{\frac{5,6146PV}{\pi\phi_r h f}} \quad (2.36)$$

avec $f = \frac{\theta}{360}$

Avec, PV : Le volume des pores en rb; r : porosité du réservoir (-); h : épaisseur du réservoir en ft; f : constante de l'aquifère (-) et θ : angle qui définit la partie du cylindre droit de l'aquifère en ($^\circ$).

- Le temps adimensionnel :

$$t_D = \frac{2,309k_a t}{\phi_a \mu_w c_t r_o^2} \quad (2.37)$$

Avec, k_a : Perméabilité de l'aquifère en mD; ϕ_a : Porosité de l'aquifère (-); w : Viscosité de l'eau en cp; c_t : Compressibilité totale de l'aquifère; psi^{-1} et t : Durée (année) et r_o : Rayon du réservoir en ft.

et

$$t_D^* = 0.4(r_{eD}^2 - 1) \quad (2.38)$$

tel que : $r_{eD} = \frac{r_a}{r_o}$, où, r_a : Rayon de l'aquifère en ft.

- Afflux d'eau adimensionnel :

$$\begin{cases} W_D = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} + \frac{t_D}{2} - \frac{t_D}{6}\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} + \frac{t_D^2}{16} & \text{si } t_D < t_D^* \\ W_D = 0,5(r_{eD}^2 - 1)(1 - \exp(-\frac{2t_D}{J^*})) & \text{si } t_D > t_D^* \end{cases} \quad (2.39)$$

Tel que : $J^* = \frac{r_{eD}^4(\ln r_{eD})}{r_{eD}^2 - 1} + 0,25(1 - 3r_{eD}^2)$

2.4.3 Le calage historique

Le calage historique implique une approche de comparaison et d'ajustement entre les données mesurées et les données calculées. Il comprend les fonctions de la méthode graphique, la méthode analytique. Le calage historique est utilisé pour et identifier les sources d'énergie du réservoir (mécanismes d'entraînement) et la contribution de chaque source dans la récupération des hydrocarbures et pour déterminer la valeur du GIIP et le type ainsi que la force d'entraînement de l'aquifère, etc.

Le calage historique dans l'équation du bilan de matières est le moyen le plus efficace pour déterminer le modèle d'aquifère qui correspond le mieux aux données observées. Il comprend (*Petroleum Experts, 2010*) :

2.4.3.1 La méthode graphique (graphique de Campbell)

Cette méthode a pour but de détecter la présence d'une source d'énergie qui n'a pas été prise en considération dans l'équation du bilan de matières. Elle consiste à tracer le graphique de Campbell " $(F - W_e) / Et$ en fonction de G ", s'il n'y a pas d'autre source d'énergie fournit au réservoir que l'expansion totale du fluide Et , alors la courbe serait une ligne droite horizontale dont l'équation $y=GIIP$.

Dans le cas contraire, toute une autre source d'énergie présente dans le réservoir (en raison d'une source (injecteur) ou d'un afflux d'aquifère) est indiquée par une courbure dans le graphique et un écart par rapport à la ligne horizontale théorique.

2.4.3.2 La méthode analytique

La méthode analytique permet une régression sur tous les paramètres du modèle de réservoir. La régression est utilisée pour ajuster le modèle de réservoir afin de minimiser la différence entre la production mesurée et la production calculée à partir du modèle. Il est utilisé pour les paramètres de l'aquifère (s'il y en a) et pour évaluer d'autres paramètres (tels que la compressibilité de la formation, GIIP) qui ne peuvent pas être facilement évalués à l'aide de méthodes graphiques.

2.4.3.3 Mécanisme d'entraînement

Le graphique décrit le système énergétique présent dans le réservoir ; afflux d'eau, compressibilité du volume des pores, expansion des fluides, etc, en décrivant leurs contributions fractionnaires pour différentes dates.

2.4.4 Résultats de la modélisation avec MBAL

Pour la modélisation et l'estimation des réserves des quatre réservoirs à partir desquels les deux nouveaux puits HMN7 et GMD8, nous avons utilisé le logiciel MBAL qui a généré deux courbes avec la méthode analytique et la méthode graphique et un graphique pour indiquer la contribution de chaque mécanisme d'entraînement pour chaque réservoir. Les résultats obtenus avec MBAL sont montrés dans les figures suivantes :

Réservoir HMN7-SM

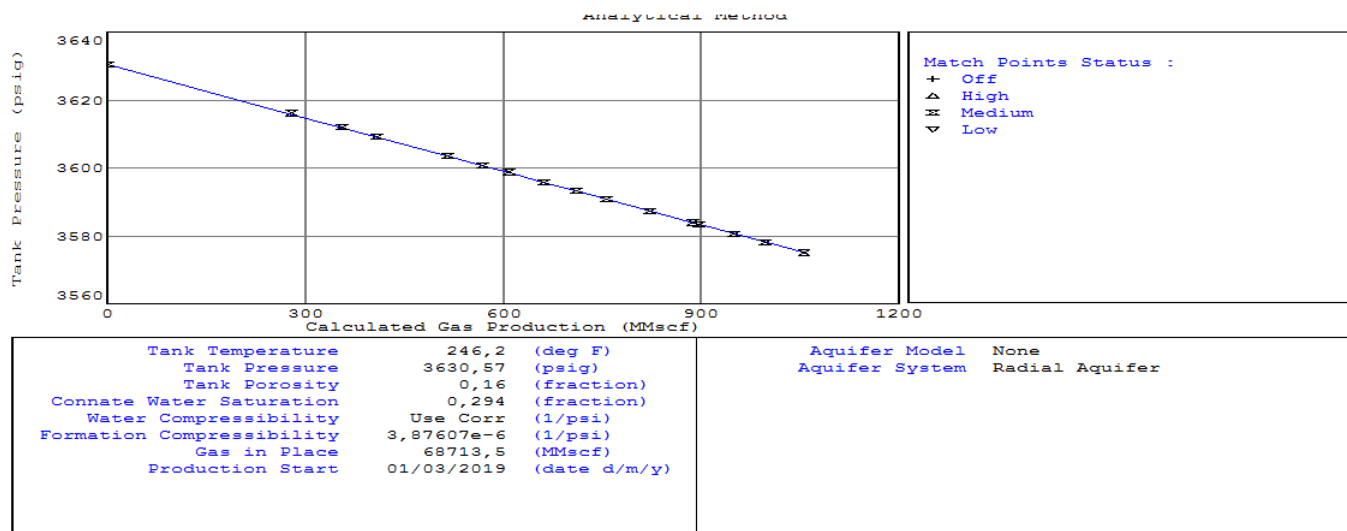


FIGURE 2.15: Méthode analytique avec MBAL (HMN7-SM)

Après avoir effectué le calage historique de production, MBAL a estimé la réserve initialement en place pour le réservoir de Hassi-Moumène, HMN7-SM, à 68713,5 MMscf.

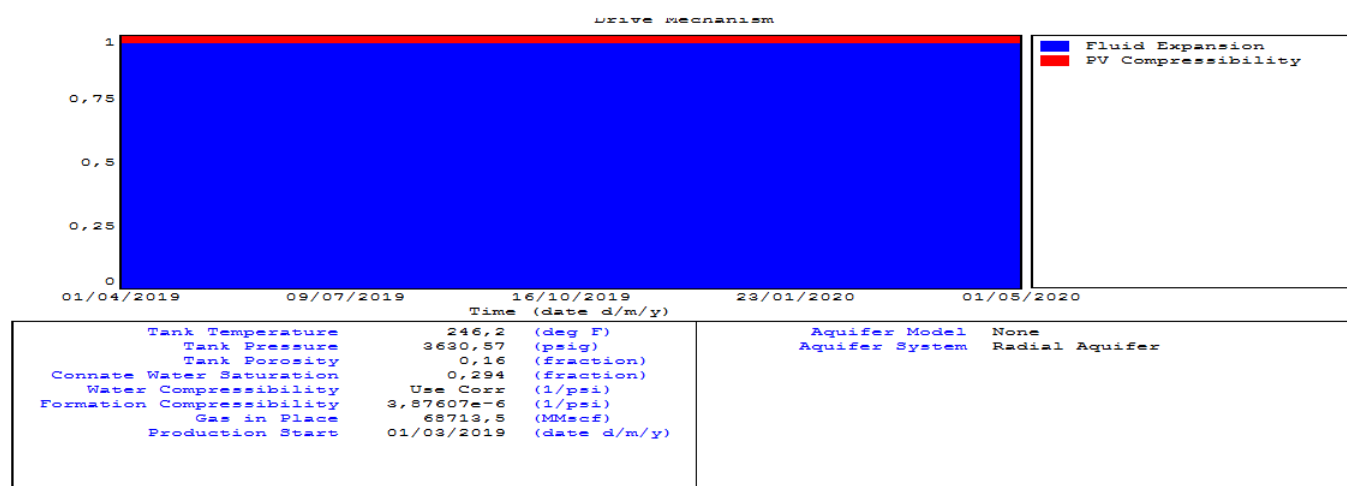


FIGURE 2.16: Mécanismes d'entraînement du réservoir HMN7-SM

Le réservoir HMN-SM présente deux mécanismes d'entraînement dont l'expansion du fluide constitue le mécanisme prédominant, il contribue de 97 % à la récupération du gaz,

ceci est dû à la nature fortement expansible du gaz.

La compressibilité des pores ne contribue à la production que de 3 %, ceci s'explique par le fait que le réservoir soit volumétrique, sa formation est peu compressible même avec une variation de pression importante.

Réservoir D55-BIG

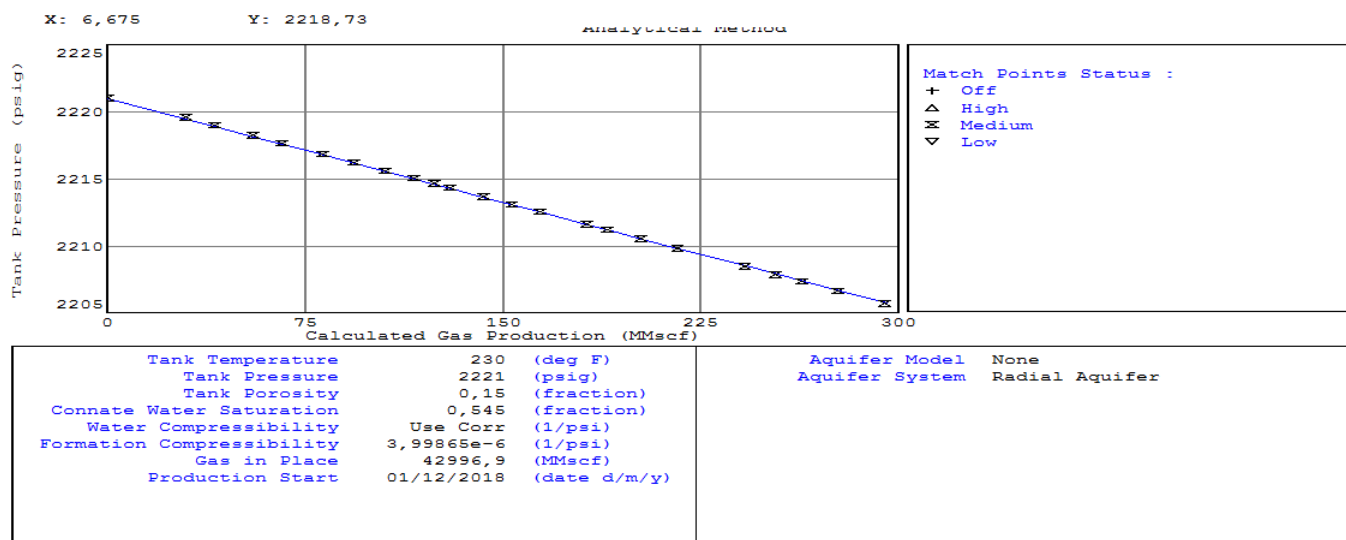


FIGURE 2.17: Méthode analytique avec MBAL (D55-BIG)

Après avoir effectué le calage historique de production avec MBAL, la méthode analytique a présenté une parfaite correspondance entre les données historiques et les valeurs obtenues à partir du modèle.

L'un des paramètres que MBAL a déterminé lors de la régression non linéaire est la réserve initialement en place, cette dernière a été estimée à 42996,9. MMscf.

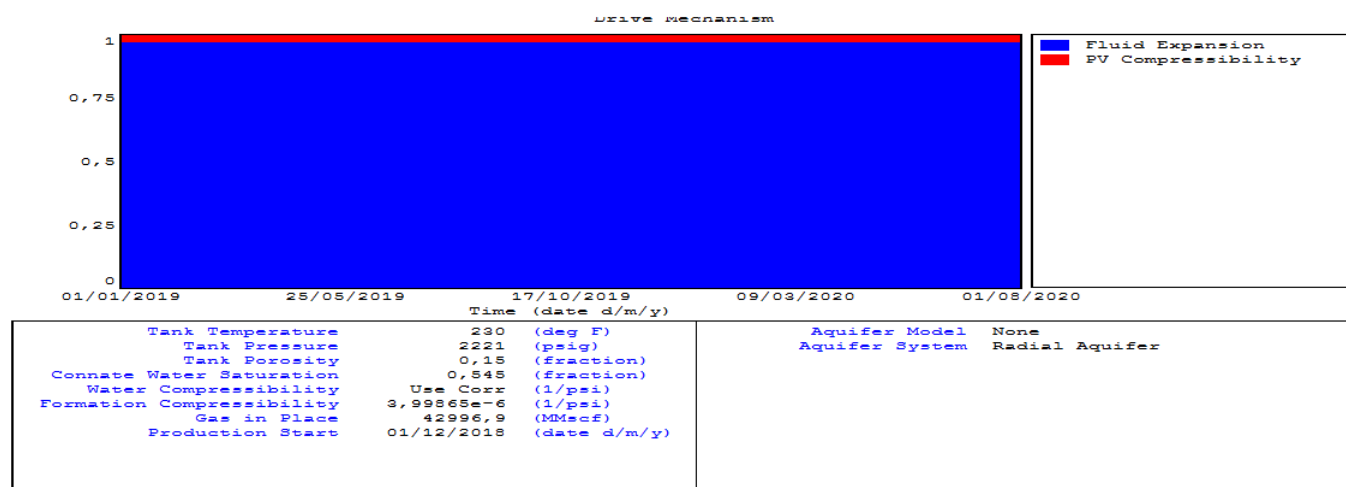


FIGURE 2.18: Mécanismes d'entraînement du réservoir D55-BIG

Pour le réservoir D55-BIG, on en déduit que la compressibilité des pores est minime étant donné que ce mécanisme contribue à la production du gaz de 4 %, pendant que l'expansion du gaz contribue de 96 % à la production de celui-ci.

Réservoir D30-BIG

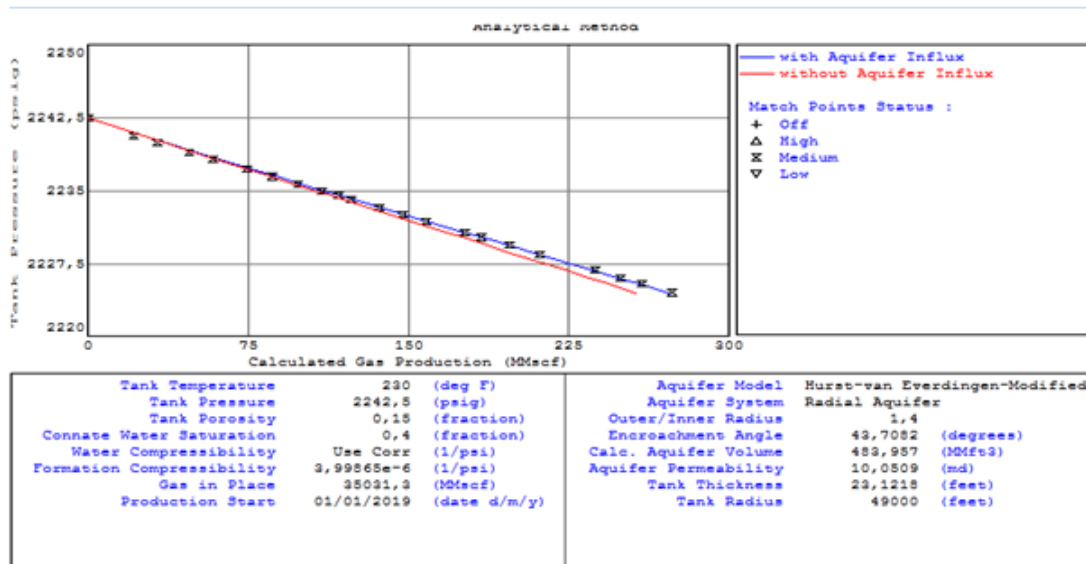


FIGURE 2.19: Méthode analytique avec MBAL (D30-BIG)

Après avoir entré les données historiques de production, la courbe de la méthode graphique a présenté une courbure indiquant une source d'énergie qui n'a pas été prise en considération. Un modèle d'aquifère a dû alors être intégré, le modèle le plus approprié était celui de "van Everdingen et Hurst-modified" pour un aquifère radial et dont les paramètres ont été ajusté lors de la régression non linéaire. MBAL a pu ensuite déterminer la réserve initialement en place dont la valeur est de 35031,3 MMscf.

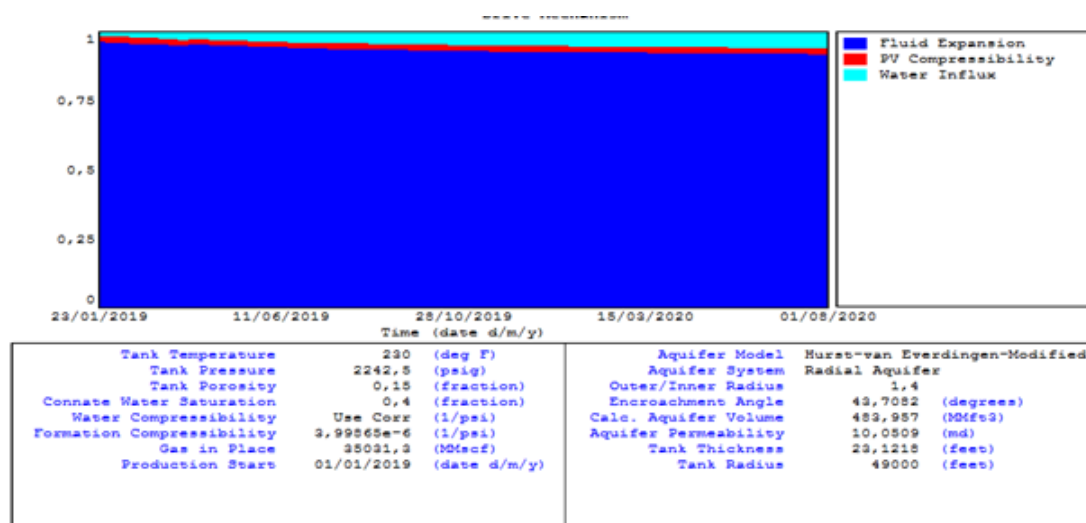


FIGURE 2.20: Mécanismes d'entraînement du réservoir D30-BIG

Dans le réservoir D30-BIG, on remarque qu'au début de la production le mécanisme d'afflux d'eau ne contribue à la récupération du gaz qu'avec 2 % et puis ce pourcentage augmente graduellement jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur de 6 %. On voit clairement que la contribution de ce mécanisme est presque négligeable, ceci est dû au fait que le réservoir n'était qu'au début de sa production et ne produisait que très peu juste pour faire des essais. En effet, il existe une relation solide entre le volume d'afflux d'eau et le volume du fluide produit (gaz+eau) et ces deux grandeurs s'avèrent proportionnelles (Torabi, 1980).

En revanche, le mécanisme d'entraînement prépondérant dans ce réservoir est l'expansion du fluide, sa contribution à la production du gaz au début de la production était de 96 %, cette valeur diminue insensiblement jusqu'à arriver à 92 %. Cette diminution a été compensée par le mécanisme d'afflux d'eau. Effectivement, l'eau qui s'est introduite au réservoir a limité l'expansion du gaz mais ne l'a pas complètement empêché étant donné que cet afflux était minime. La contribution du mécanisme de compressibilité des pores pour la récupération de l'hydrocarbure était constante d'une valeur de 2 %.

Ces résultats à propos des contributions des mécanismes d'afflux d'eau et de compressibilité des pores valident les hypothèses que nous avons mises (ces deux mécanismes sont vraiment négligeables).

Réservoir D10-BIG

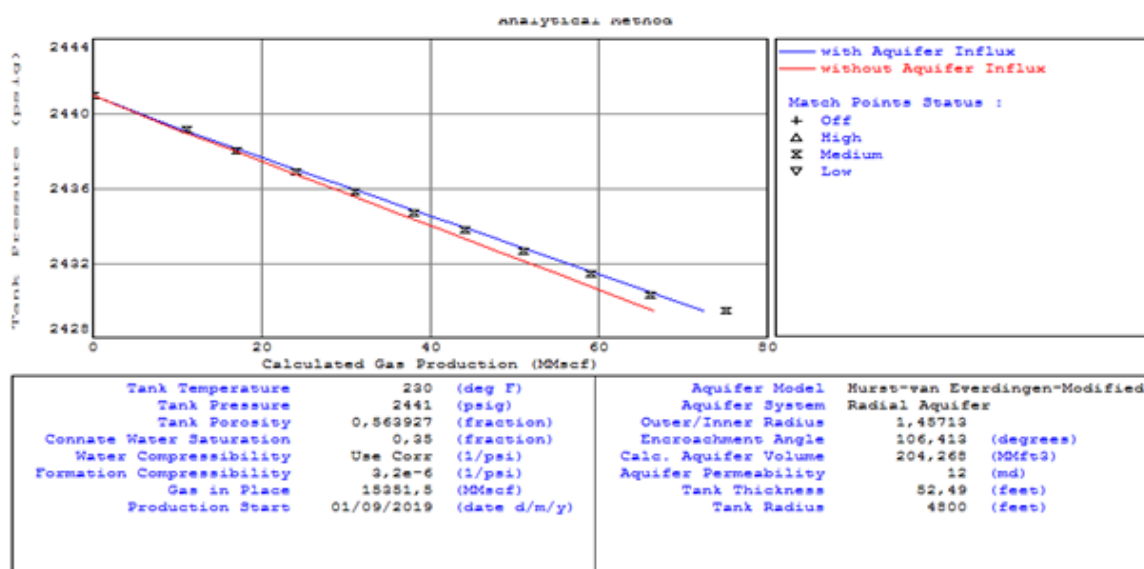


FIGURE 2.21: Méthode analytique avec MBAL (D10-BIG)

L'afflux d'eau a été déterminé de la même manière que dans le réservoir D30-BIG, et la même démarche a été suivie pour l'établissement du modèle et la détermination des

paramètres. Le modèle d'aquifère dans le réservoir D10-BIG est également celui de " van Everdingen et Hurst-modified " pour un aquifère radial.

La réserve initialement en place estimée par MBAL est de 15351,5 MMscf.

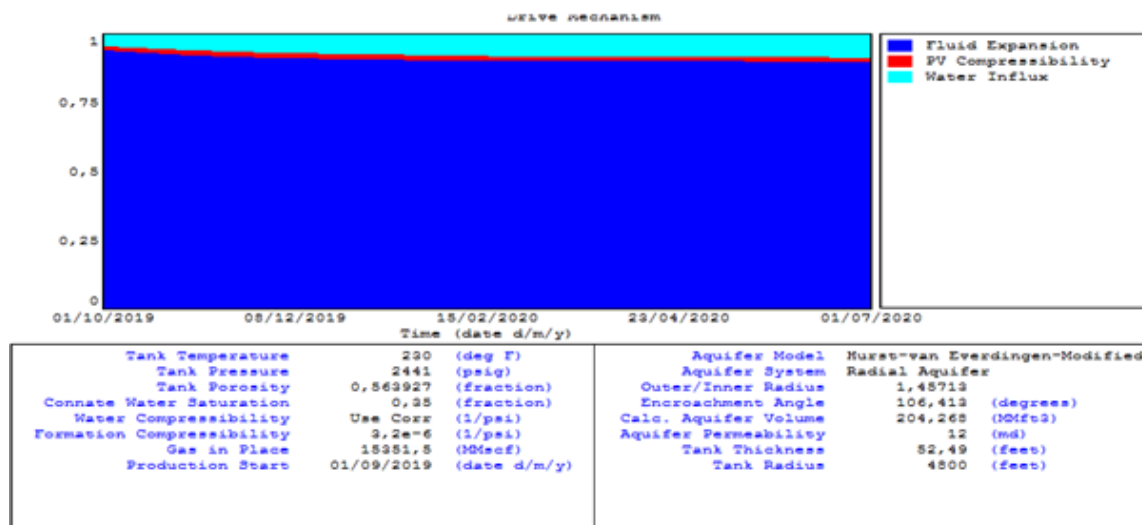


FIGURE 2.22: Mécanismes d'entraînement du réservoir D10-BIG

Au début de la production, on remarque dans le réservoir D10-BIG que l'afflux d'eau contribue à la production du gaz avec 4 %, cette valeur croit progressivement jusqu'à atteindre les 9 %.

Dans ce réservoir, l'afflux d'eau faible pour les mêmes raisons expliquées précédemment.

Le mécanisme d'entraînement le plus prépondérant dans le réservoir D10-BIG est toujours l'expansion du gaz qui a eu une valeur de 94 % au début et a atteint une valeur de 89 % à la fin.

La contribution du mécanisme de compressibilité des pores pour la récupération de l'hydrocarbure était de 2 %.

Cela confirme encore que les mécanismes d'afflux d'eau et de compressibilité des pores sont négligeables dans le réservoir D10-BIG.

2.5 Conclusion

Afin de modéliser les performances des quatre réservoirs des champs de Hassi Moumène et de Gour Mahmoud, nous avons utilisé la méthode du bilan de matières étant données que les données historiques de production sont disponibles.

Nous avons utilisé la méthode P/z pour les réservoirs sans afflux d'eau (HMN7-SM et D55-BIG) dont les erreurs respectives (en prenant les valeurs obtenues avec MBAL comme référence) étaient de 0,67 % et 1,15 %. concernant les réservoirs connectés à des aquifères (D30-BIG et D10-BIG), nous avons également utilisé la méthode P/z car au début de la production ces aquifères n'ont pas débité vers les réservoirs. Les erreurs relatives de ces derniers étaient nulles (0 %).

Enfin, nous avons utilisé le logiciel MBAL pour avoir une meilleure évaluation des réserves en place et pour établir les modèles des performances des réservoirs afin qu'ils soient importés sur le logiciel d'optimisation GAP.

MBAL fournit des résultats fiables du fait qu'il fait un calage entre des données historiques et les données calculées par le modèle.

La faible contribution de l'expansion des pores dans les quatre réservoirs et de l'afflux d'eau dans les réservoirs D30-BIG et D10-BIG indiquées par le graphe (energy plot) du logiciel MBAL démontre que les hypothèses (réservoirs volumétriques et sans afflux d'eau) supposée lors de la mise en équations des performances des réservoirs sont bien vérifiées. Après avoir modélisé les quatre réservoirs, il est nécessaire de modéliser les performances des puits auxquels ils sont associés.

Chapitre 3

Modélisation des puits HMN7 et GMD8

Chapitre 3

Modélisation des puits HMN7 et GMD8

3.1 Introduction

Afin d'évaluer les performances des puits et d'améliorer au mieux leur productivité et celle des réservoirs, il est primordial de comprendre le principe d'écoulement des fluides à travers le système de production et les phénomènes qui puissent survenir.

Le but de la modélisation d'un système de production est de prédire et d'évaluer ses performances futures lorsque ce dernier est amené à des conditions spécifiques, l'analyse des résultats obtenus permet de faire de bonnes prises de décision afin d'assurer une meilleure productivité.

Dans ce chapitre, nous avons utilisé un logiciel connu sous le nom de PROSPER pour modéliser les deux nouveaux puits des champs Sud d'In Saleh et calibrer leurs modèles pour qu'ils puissent être utilisés par la suite pour prédire les performances du système entier après la mise en service de ces deux nouveaux puits.

3.2 Analyse Nodale

Le système de production est très complexe du fait de la variabilité des propriétés thermodynamiques dans chacune de ses parties, une méthodologie a été proposée permettant de discrétiser le système en plusieurs nœuds séparant les éléments de ce dernier où les propriétés du fluide au niveau de chaque élément sont évaluées localement. L'estimation du débit et de la pression du fluide à un nœud spécifié est appelée analyse nodale.

La pression est évaluée en tenant compte des performances des équipements en amont ou en aval, la courbe de performance qui décrit la relation entre le débit et la pression des équipements en amont est appelée courbe de performance d'entrée, tandis que celle décrivant la performance des équipements en aval est appelée courbe de performance de sortie. L'intersection des deux courbes de performance définit le point dont les coordonnées sont le débit et la pression de fonctionnement au nœud spécifié.

L'analyse nodale est généralement effectuée au niveau du fond du trou ou au niveau de la tête de puits en fonction de la disponibilité des données de pression mesurées en ces deux nœuds.

Cette analyse implique des corrélations performantes pour prévoir le comportement de l'écoulement à travers chaque composant de puits afin d'évaluer les performances d'entrée et de sortie dans le système de production total (*Okotie et Ikporo, 2019*).

3.2.1 Performances de système de production

Par définition, le système de production est le système qui transporte les fluides du réservoir à la surface, ses éléments principaux comprennent le réservoir, le puits et les équipements associés à son fond, la tête de puits, les lignes de transport et les équipements de traitement (*William et al., 2016*) :

- Le réservoir est la formation poreuse qui stocke les hydrocarbures, il fournit l'énergie primaire du système de production.
- Le puits sert de liaison entre le réservoir et la surface, il abrite un tube (ou une série des tubes) qui est le conducteur principal du fluide provenant du réservoir vers la surface, et des équipements qui peuvent avoir pour objet de faire remonter le fluide vers la surface, d'assurer l'intégrité du puits ou de collecter les données.
- La tête de puits, les pipelines et l'équipement de traitement représentent l'équipement mécanique de surface requis pour contrôler et traiter les fluides du réservoir à la surface et les préparer pour un transfert vers un point de vente. L'équipement de surface comprend l'équipement de tête de puits, les vannes, les duses, les collecteurs, les conduites d'écoulement, les séparateurs, l'équipement de traitement et les appareils de mesure.

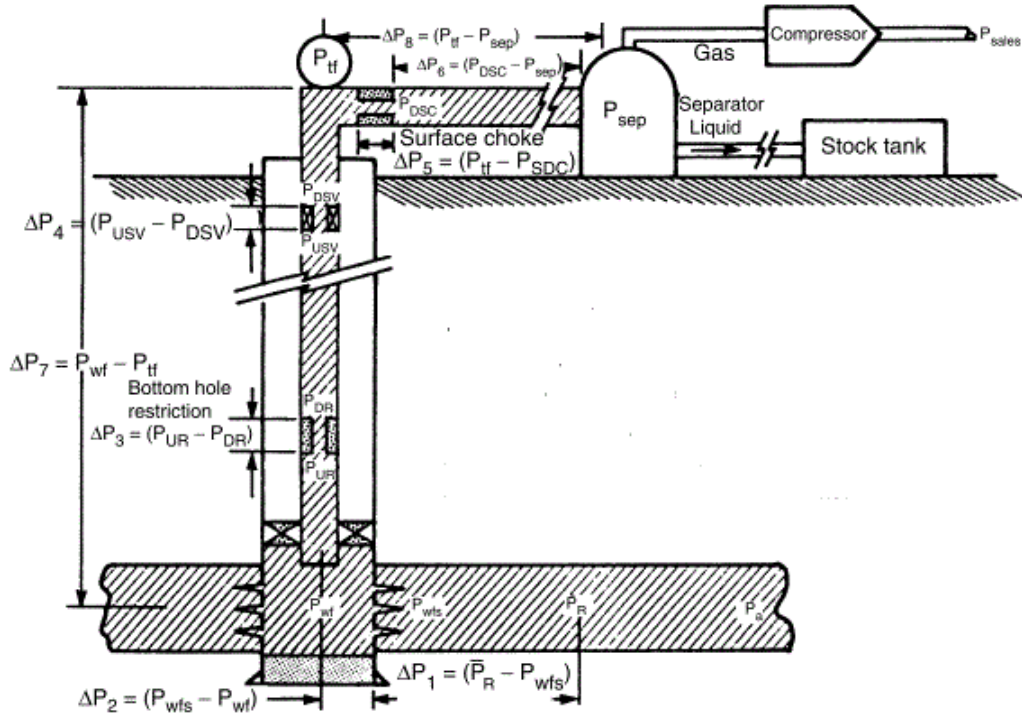


FIGURE 3.1: Système de production

ΔP_1 : perte de charge dans le milieu poreux,

ΔP_2 : perte de charge à travers la complétion (skin),

ΔP_3 : perte de charge dans les restrictions,

ΔP_4 : perte de charge dans les valves,

ΔP_5 : perte de charge dans le duse,

ΔP_6 : perte de charge dans la ligne de transport,

ΔP_7 : perte de charge totale dans le tubing ($\Delta P_7 = \Delta P_3 + \Delta P_4$),

ΔP_8 : perte de charge totale dans la ligne de transport ($\Delta P_8 = \Delta P_5 + \Delta P_6$).

La chute de pression dans un composant particulier dépend du débit et de la pression moyenne à travers ce composant. En raison de la nature compressible des fluides produits, la pression dans un composant amont affecte celle dans un composant aval. Par conséquent, la chute de pression dépend aussi de l'interaction entre les différents composants du système (*Kelkar, 2008*). Si le séparateur représente la fin du système de production comme le montre la figure (3.1), la chute de pression totale dans le système est la différence entre la pression moyenne du réservoir et la pression du séparateur :

$$\Delta P_T = P_r - P_{sep}$$

Cette chute de pression totale est la somme des chutes de pression individuelles qui se produisent lorsque le fluide s'écoule du réservoir et à travers la complétion du puits,

en remontant le tubing de production, l'équipement de tête de puits et le duse, puis à travers les lignes d'écoulement de surface et arrivant enfin au séparateur. Ainsi, la chute de pression totale peut être exprimée par :

$$\Delta P_T = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_7 + \Delta P_8$$

Cependant, des chutes de pression supplémentaires ont lieu dans le puits, notamment dans les valves de sécurité souterraines (SSSV), les restrictions et les accessoires de tuyauterie.

Cette approche d'analyse est appelée « analyse nodale » qui est utilisée pour améliorer un système de production tel qu'un puits de pétrole ou de gaz où chaque composant d'un puits d'un système de production doit être analysé séparément afin d'atteindre le taux de production le plus souhaitable avec le rendement économique le plus élevé.

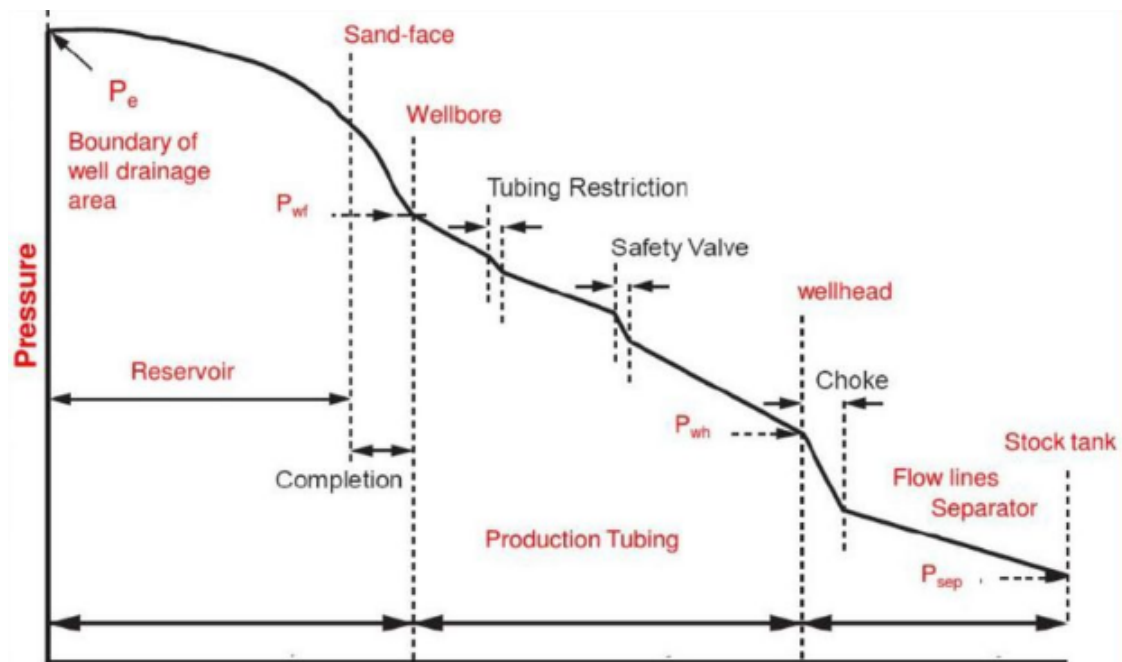


FIGURE 3.2: taux de perte de charge dans chaque composant

La figure (3.2) illustre le chemin d'écoulement à travers le puits qui comprend des perforations, un tamis et un revêtement (sandface) avant d'entrer dans le tube pour s'écouler vers la surface. Le tube contient des restrictions de débit et des vannes de sécurité, de plus, la chaîne de tubes peut être composée de plusieurs diamètres de tubes. À la surface, le fluide doit traverser les vannes de tête de puits, le duse (choke) de surface et la conduite d'écoulement composée de tuyaux de surface, de vannes et de raccords vers le séparateur.

3.2.2 Performance d'entrée (Inflow)

La performance d'entrée représente le débit du puits en fonction de la chute de pression dans le réservoir. Les performances d'entrée dépendent de plusieurs propriétés du réservoir ainsi que du type de régime d'écoulement dans lequel le puits produit. Les équations de performance que nous développerons par la suite sont établies dans des conditions pseudo-stationnaires. Plus tard, nous intégrerons l'effet du facteur de skin dans l'équation de performance d'entrée (*Ahmed, 2010*).

3.2.2.1 Equation de diffusivité

Une fois la production à partir du réservoir ait commencé, les lignes d'écoulement convergent vers le puits avec une géométrie radiale.

Considérons un écoulement monophasique circulaire à travers un élément dr du réservoir homogène d'une épaisseur constante h . En appliquant la conservation de la masse (*Kelkar, 2008*) :

$$(\rho q)_{r+\Delta r} - (\rho q)_r = (2\pi r h) \varphi \Delta r \frac{\rho_{t-\Delta t} - \rho_t}{\Delta t} \quad (3.1)$$

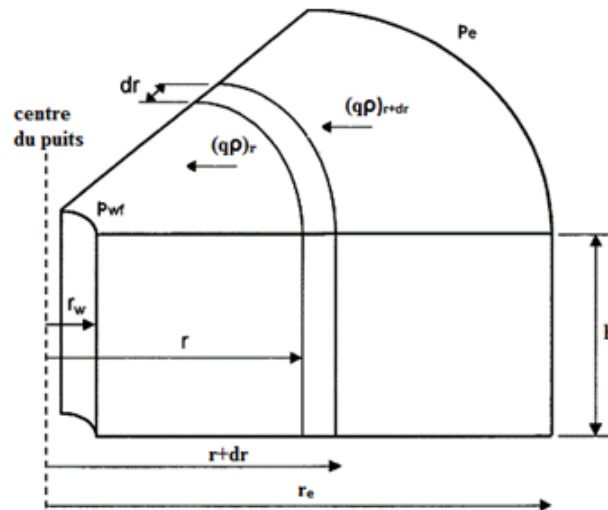


FIGURE 3.3: Volume élémentaire du réservoir

En divisant (3-1) par Δr et en prenant la limite lorsque Δr et Δt tendent simultanément vers zéro :

$$\frac{\partial q\rho}{\partial r} = (2\pi r h) \varphi \Delta r \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (3.2)$$

L'équation résultante (3-2) est l'équation de continuité. En utilisant la loi de Darcy pour un écoulement radial :

$$q = \frac{2\pi r h \cdot k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (3.3)$$

En remplaçant (3-3) dans l'équation (3-2) et en réarrangeant les termes, nous obtenons l'équation (3-4) :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \varphi \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.4)$$

Par définition, la compressibilité peut s'écrire comme suit :

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (3.5)$$

Ce qui nous permet d'écrire :

$$c\rho \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (3.6)$$

En remplaçant l'équation (3-6) dans l'équation (3-4), nous pouvons donc écrire,

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \varphi c \rho \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.7)$$

Il s'agit d'une équation de base du bilan matières pour l'écoulement radial monophasique appelée équation de diffusivité. Cette équation ne peut pas être résolue facilement en raison de la dépendance des propriétés physiques ρ , μ et c de la pression (**Kelkar, 2008**).

Afin de linéariser et de résoudre l'équation (3-7), des approches ont été établies imposant certaines hypothèses supplémentaires qui limitent leurs applications. Pour les réservoirs de gaz de pression moyenne, L'approche au carré de la pression est la méthode la plus traditionnelle et la plus facile à comprendre et à calculer. Cependant, elle n'est valable que pour les plages de pression moyenne à basse, où la viscosité du gaz μ et le facteur de compressibilité z ne varient pas grandement (**Ahmed, 2010**). La masse volumique de gaz est donnée sous la forme suivante (**Kelkar, 2008**) :

$$\rho = \frac{2.7p \gamma_g}{zT} \quad (3.8)$$

Le second membre est multiplié est divisé par μ :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{P}{\mu z} r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\varphi c \mu}{k} \frac{P}{\mu z} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.9)$$

Dans l'équation (3-9), la température et la perméabilité sont supposées constantes. Cette équation serait simplifiée si nous supposons que $\frac{P}{z}$ une fonction linéaire de la pression. Il s'agit d'une bonne approximation pour les réservoirs dont la pression est inférieure à 3 000 *psia* [206.84 *bar*g]. Cependant, à des pressions plus élevées, la relation devient non linéaire. Mathématiquement, la relation linéaire est :

$$\frac{P}{\mu z} = aP \quad (3.10)$$

L'équation de diffusivité par l'approche « P^2 » s'écrit comme :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial (P)^2}{\partial r} \right) = \frac{\varphi c \mu}{k} \frac{\partial (P)^2}{\partial t} \quad (3.11)$$

Après avoir intégré et arrangé chaque terme, la solution de l'équation (3-11) est :

$$q = \frac{7.6236 \cdot 10^{-7} kh [P_{\gamma^2} - P_{W^2}]}{\bar{\mu} \bar{z} T \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]} \quad (3.12)$$

Où le débit q en m^3/j , la perméabilité du réservoir k en md et l'épaisseur de la formation h en m , les paramètres caractérisant le fluide $\bar{\mu}$ en Pa.s et \bar{z} sont respectivement la viscosité moyenne et le facteur de compressibilité du fluide moyen z , la pression du réservoir P_r et du fond P_w sont données en Kpa et la température T en K .

L'importance de l'estimation de la relation entre la pression du fond et le débit figure dans l'analyse et la prédiction des performances des puits afin d'améliorer le débit de production des gisements et la pression d'écoulement du fond.

3.2.2.2 Les courbes IPR

La relation de performance d'entrée (IPR) est un outil important pour analyser la productivité du puits étant donné qu'elle décrit le comportement du débit et de la pression du fond. En plus de l'équation (3-12) dérivée analytiquement de base du principe du bilan massique, des méthodes numériques plus performantes sont apparues pour prévoir le débit d'entrée d'un puits en s'appuyant sur les paramètres du champ.

La méthode empirique la plus utilisée pour tracer la courbe IPR non linéaire d'un puits à gaz est celle dérivée de test de contre pression (*Perrin, 1999*) :

$$Q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.13)$$

Où le coefficient C caractérise l'écoulement et n est l'exposant de productivité.

La composition et le comportement des phases du fluide déterminent la forme de la courbe. La pression du réservoir conduit le système entier et s'épuise au fil du temps, à mesure que le puits continue à produire, les courbes IPR ont tendance de s'approcher de l'origine.

3.2.2.3 Test de productivité

Les données nécessaires pour générer la courbe de performance d'entrée IPR sont obtenues à partir des tests de productivité qui permettent de décrire la relation entre le débit et la pression de fond. Divers tests peuvent être effectués afin de calculer la productivité d'un puits, le test le plus utilisé est le test conventionnel de contre-pression.

Le test conventionnel de contre-pression, également appelé essai d'écoulement après écoulement, consiste en une série de quatre mesures de débit stabilisé, néanmoins, d'autres données peuvent être également enregistrées en fonction du temps. L'objectif principal de ce test est d'estimer le débit AOF qui correspond à un écoulement ouvert absolu (Absolute Open Flow). Ce débit est un indicateur de performance des puits de gaz étant donné qu'il quantifie la capacité d'un réservoir à fournir du gaz au puits en tenant compte que des installations du fond et en considérant que le puits est ouvert à l'atmosphère (*Okotie et Ikporo, 2019*).

Ce test consiste à laisser couler un puits et mesurer le débit sous différentes pressions de rabattement. Chaque débit est maintenu jusqu'à ce que le rayon d'influence atteigne le bord extérieur de la zone de drainage et que la pression se stabilise. Cette analyse est faite pour définir les termes de l'équation (3-13) tels que les paramètres C et n peuvent être déterminés en traçant Q en fonction de $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ sur un papier logarithmique.

$$\log Q = n[\log(P_r^2 - P_{wf}^2)] + \log(C) \quad (3.14)$$

Où l'exposant n est la pente de la droite obtenue. Cet exposant explique le comportement du gaz non idéal, il varie entre 0,5 pour un écoulement non Darcy et 1 pour un écoulement Darcy. Dans des conditions idéales, n est égal à 1. Le coefficient C est une constante qui

comprend le rayon de drainage, le rayon de puits de forage, la perméabilité du réservoir, l'épaisseur de la formation, la compressibilité et la viscosité du gaz et la température du réservoir (*Ahmed, 2010*). Le paramètre C peut être déterminé comme suit :

$$C = \frac{Q}{P_r^2 - P_{wf}^2} \quad (3.15)$$

Les deux paramètres C et n sont considérés constants pour une gamme limitée de débits. De plus, les tests de productivité permettent de prédire les débits pour toute contre-pression particulière, y compris le débit obtenu lorsque la pression du réservoir tend vers zéro (contre pression nulle), ce qui correspond à un puits ouvert à l'atmosphère. Graphiquement, cela se traduit par l'intersection de la courbe IPR avec l'axe des abscisses (*Kelkar, 2008*).

En théorie, la relation de productivité présentée dans l'équation (3.13) est consacrée uniquement pour la plage de débits de test. Cependant, il est préférable de modéliser les performances d'entrée par un simulateur dont les données requises sont les propriétés pétrophysiques du réservoir afin de décrire correctement l'écoulement dans le milieu poreux.

3.2.2.4 L'endommagement (Skin)

Les équations que nous avons développées jusqu'à présent étaient basées sur l'hypothèse que la perméabilité est uniforme tout au long de la formation. Cependant, la perméabilité de la formation près du puits est modifiée pendant le forage et la complé- tion, par conséquent, un autre terme dû aux pertes de charge ΔP_{skin} causées par l'effet d'endommagement à proximité du puits doit être pris en considération (*Kelkar, 2008*).

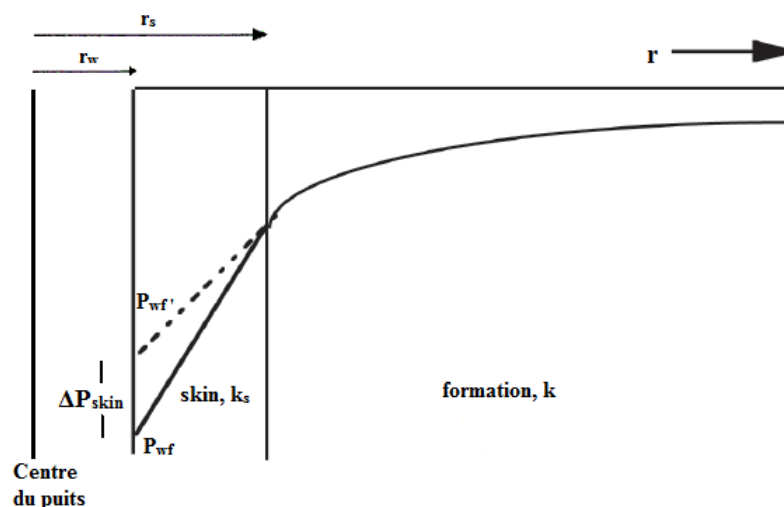


FIGURE 3.4: Effet de skin à proximité du puits

La ligne pointillée indique le profil de pression avec p_{wf} pression du fond dans les conditions idéales, tandis que la ligne continue indique le profil de pression dans les conditions réelles avec une pression de fond p_{wf} modifiée par effet de skin. La surface de drainage de l'écran est réduite à cause du colmatage aux abords du puits. La perte de charge supplémentaire, est causée par l'altération de la perméabilité dans la région du skin. Le facteur du skin définit les caractéristiques du puits et le degré de connectivité entre ce dernier et le réservoir (*Okotie et Ikporo, 2019*) :

$$S = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad (3.16)$$

Avec k_s et r_s la perméabilité et le rayon de la zone du puits endommagée, k et r_w perméabilité du milieu poreux et rayon du puits. Le skin est positif lorsque la perméabilité de la région du skin est inférieure à la perméabilité du réservoir ce qui entraîne un endommagement aux bords du puits, tandis que le facteur de skin est négatif lorsque la perméabilité de la région du skin est supérieure à la perméabilité du réservoir ce qui stimule l'écoulement vers le puits.

3.2.3 Performance de sortie (Outflow)

La chute de pression lors de la remontée des fluides du réservoir vers la surface est l'un des principaux facteurs affectant la productivité des puits. Cette chute est en fonction de la configuration mécanique du puits, des propriétés des fluides et de la vitesse de production.

3.2.3.1 Ecoulement à travers le tube

Lors de l'étude de l'écoulement du fluide à travers le tubing, il est nécessaire d'estimer la chute de pression engendrée lorsque le fluide se déplace du réservoir vers la surface.

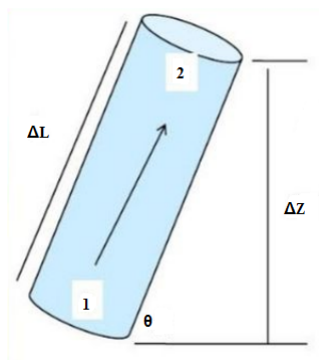


FIGURE 3.5: Schéma d'un segment de puits

Lors d'un écoulement dans un tubing de production ou un pipe, l'équation gouvernant cette écoulement s'établit avec la loi de conservation de la quantité de mouvement (**MA, 2016**) :

$$\text{Moment}_{entrant} - \text{Moment}_{sortant} = \text{Somme des forces agissant sur le systeme.}$$

Les forces agissant sur le système sont les suivant :

- Les forces de pression :

$$F_p = (P_1 - P_2)A. \quad (3.17)$$

- Les forces de frottement :

$$F_f = \tau_w \pi d \Delta L \quad (3.18)$$

Tel que τ_w est la contrainte tangentielle (de cisaillement) en (Pa) et d est le diamètre du tuyau en (m).

Les forces gravitationnelles :

$$F_g = A \Delta L \rho g \sin \theta \quad (3.19)$$

Soit θ l'angle d'inclinaison du tube et g [m/s^{-2}] la constante gravitationnelle.

Nous avons donc :

$$\rho_2 \mu_2^2 A - \rho_1 \mu_1^2 A = (p_1 - p_2) A - \tau_w \pi d \Delta L - A \Delta L \rho g \sin \theta \quad (3.20)$$

En divisant des deux côtés de l'équation (3-20) par $A \Delta L$, nous obtenos :

$$\frac{\rho_2 \mu_2^2 - \rho_1 \mu_1^2}{\Delta L} = \frac{(p_1 - p_2)}{\Delta L} - \frac{\tau_w \pi d}{A} - \rho g \sin \theta \quad (3.21)$$

Pour le terme de frottement :

$$\frac{\tau_w \pi d}{A} = \frac{\tau_w \pi d}{\pi d^2} = \frac{4 \tau_w}{d} = \frac{4}{d} \frac{f \rho \mu^2}{8} = \frac{f \rho \mu^2}{2d} \quad (3.22)$$

f est le coefficient de frottement de Moody.

Quand ΔL tend vers 0, et en tenant compte de l'équation (3-22), l'équation (3-21) devient :

$$\frac{d\rho \mu^2}{dL} = -\frac{dp}{dL} - \frac{f \rho \mu^2}{2d} - \rho g \sin \theta \quad (3.23)$$

En simplifiant l'équation (3-25), on obtient l'équation suivante :

$$-\frac{dp}{dL} = \rho\mu\frac{d\mu}{dL} + \frac{f\rho\mu^2}{2d} + \rho g \sin \theta \quad (3.24)$$

L'équation de Bernoulli constitue la base de la performance des tubes en régime permanent. L'équation de Bernoulli est simplement un bilan énergétique sur un système donné. Dans notre cas, ce système est le tube de production. L'équation de Bernoulli peut s'écrire :

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{accleration} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{gravit} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{frottement} \quad (3.25)$$

L'équation gouvernant un écoulement diphasique est la même que l'équation (3-23) sauf que ρ et μ , la masse volumique et la vitesse de la phase gazeuse, deviennent ρ_m et μ_m , qui sont la masse volumique et la vitesse du mélange.

3.2.3.2 La courbe VLP

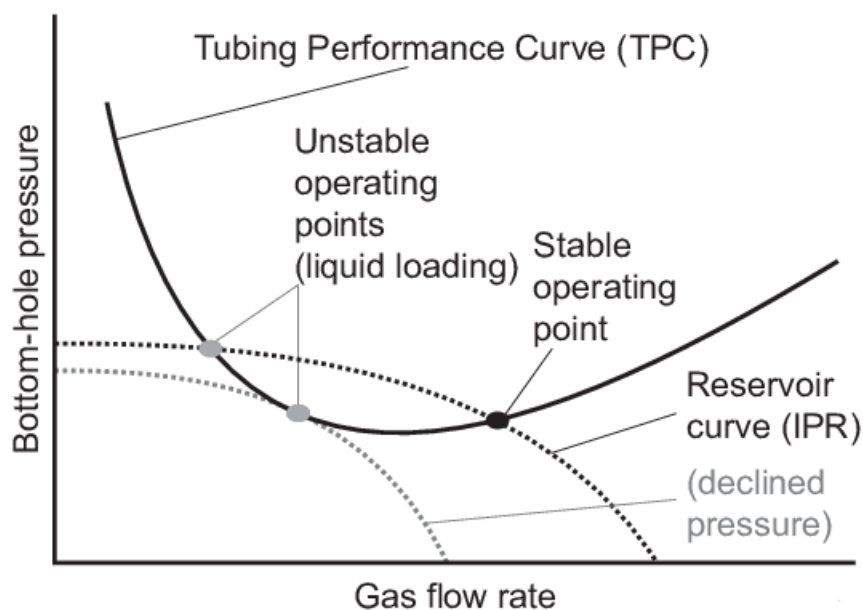
Etant donné la complexité de l'écoulement vertical à travers le tubing, des corrélations ont été développées pour estimer les pertes de charge dans ce dernier, ces corrélations ont été traduites sous forme d'un ensemble de graphes qui décrivent la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées.

La relation de performance de l'écoulement vertical (VLP), nommé aussi performance de sortie (Outflow), représente la pression du fond de puits en fonction du débit. Cette courbe décrit l'écoulement entre le fond et la tête de puits, son allure dépend de nombreux facteurs, notamment des propriétés du fluide PVT, la profondeur du puits, la taille du tube et la pression de surface.

Pour faire face à la complexité de l'écoulement à travers le tubing, il est judicieux d'utiliser un simulateur afin de décrire d'une manière fiable les performances de sortie et de comparer entre les corrélations selon le régime d'écoulement prévu (*Kelkar, 2008*).

3.2.4 Productivité du puits

IPR et VLP établissent un lien entre la pression d'écoulement au du puits et le débit en surface. Alors que l'IPR représente ce que le réservoir peut livrer au puits, le VLP représente ce que le puits peut livrer à la surface (*Kelkar, 2008*).

FIGURE 3.6: Les courbes IPR et VLP (*Henkens et al., 2017*)

L'intersection de la courbe IPR avec la courbe VLP, appelé point de fonctionnement, donne la productivité du puits. Si les pentes des courbes d'entrée IPR et de sortie VLP ont des signes différents au point d'intersection, le système de production alors fonctionne dans des conditions stables. Si les pentes ont le même signe, des conditions instables régissent la production. Le chargement de liquide dans un puits de gaz commence lorsque l'interception entre les courbes d'entrée et de sortie se produit sur le côté gauche du minimum sur la courbe de sortie (*Henkens et al., 2017*).

3.3 Simulation numérique

La modélisation joue un rôle important dans le processus de la prédiction des performances des puits. En effet, c'est un outil essentiel pour l'exploitation et l'interprétation des données disponibles afin d'accroître la connaissance du gisement en phase d'exploration. Des modèles numériques ont été développés à base de l'analyse nodale afin d'obtenir les meilleurs résultats pour améliorer la production et assurer ainsi la bonne exploitation et la durabilité des réservoirs.

Dans ce qui suit, nous allons utiliser le logiciel PROSPER qui applique la méthodologie d'analyse nodale pour générer les courbes de relation de performance d'entrée IPR et de sortie VLP et les ajuster afin que le modèles de puits soit utilisé pour l'optimisation du système total de production.

3.3.1 Présentation du Logiciel

PROSPER est un programme de conception, d'optimisation et de calcul de performance des puits. C'est un outil de prédiction de productivité des puits avec précision et rapidité. Ses fonctions de calcul de sensibilité permettent d'optimiser les conceptions de puits existantes et d'évaluer les effets des changements futurs des paramètres du système. En modélisant chaque composant du système de production, il est possible de vérifier chaque sous-système séparément. En effet, les fonctionnalités de calage utilisées par Prosper offre la possibilité de faire correspondre les paramètres PVT, les corrélations de l'écoulement vertical et l'IPR aux données de champ mesurées, permettant de construire un modèle calibré, capable de faire des prévisions fiables en fonction des données de production de surface (*Petroleum Experts, 2000*).

3.3.1.1 Définition du système

Tout d'abord, il est impératif de définir le système de production (*Petroleum Experts, 2000*) :

- Modélisation du fluide : Nous avons opté pour le modèle « Black oil » parce que la composition molaire du gaz produit à partir des champs HMN7-SM et GMD 8 (qui comprend les unités D55-BIG, D30-BIG et D10-BIG) ne varient pas grandement depuis le réservoir jusqu'à la surface et il n'y a pas d'apparition de nouvelles molécules. Dans le cas contraire, il est judicieux d'opter pour le modèle compositionnel « des équations d'état ».
- Calcul de la vapeur d'eau condensée : L'historique de production des gaz des champs d'In Salah affirme qu'ils ne produisent pas de condensat, pour confirmer cela, il est judicieux d'effectuer le calcul de la vapeur d'eau condensée. Une fois cette option est sélectionnée, les effets de la condensation de la vapeur d'eau seront pris en compte dans le calcul de la perte de charge dans le tubing.
- Calcul de la température : La méthode de « Rough approximation » permet d'estimer la perte de chaleur du puits vers l'environnement à l'aide d'un coefficient de transfert de chaleur, la différence de température entre les fluides et la formation et la capacité thermique moyenne des fluides.

3.3.1.2 Propriétés du fluide PVT

Des données décrivant pleinement les propriétés du fluide doivent être saisies afin de permettre au programme d'effectuer le calcul et de prédire les changements de la pres-

sion et de la température du système avec précision. Les corrélations du modèle «black oil» peuvent être ajustées pour caler les données mesurées à l'aide d'une régression non linéaire.

Des échantillons du fluide provenant des réservoirs d'In Salah ont été analysés dans un laboratoire. Les données PVT que nous disposons pour effectuer le calcul des propriétés du fluide en fonction de la pression et de la température sont : la composition du gaz et le rapport CGR (*In salah gaz project, 2000*).

Pour un gaz sec, les résultats PVT obtenus par les corrélations «Black oil» sont largement représentatives des propriétés PVT du fluide, et donc il n'est pas nécessaire de procéder à un calage et ajuster les corrélations aux données PVT mesurées en laboratoire (*Petroleum Experts, 2000*).

Le système de calcul évaluera l'effet de changement des propriétés PVT sur une plage spécifiée de températures et de pressions (nous avons considéré que le système est isotherme où la température du réservoir est égale à 119 °C pour le HMN 7 et 110 °C pour le GMD 8). En utilisant les points de données calculés, des graphiques des propriétés du fluide en fonction de la pression ont été générées. Il est à noter que le processus de calcul PVT effectué sur PROSPER est identique à celui effectué sur MBAL, les corrélations utilisées pour l'évaluation des propriétés du fluide ont été décrites dans le chapitre précédent.

3.3.1.3 Ecoulement d'entrée IPR

Le modèle d'écoulement d'entrée est calé avec les données mesurées pour estimer la productivité du réservoir. Les données que nous disposons nous ont permis d'utiliser deux modèles (*Petroleum Experts, 2000*) :

- **C and n** : Le modèle C and n est exprimé par l'équation (3-13) tels que les paramètres C et n sont déterminés à partir des deux équations (3-14) et (3-15), ces derniers sont saisis dans le simulateur directement.
- **Contre-pression** : Le modèle de contre-pression est exprimé également par l'équation (3-13) sauf que le paramètre C est déterminé à partir des données saisies décrivant les propriétés pétrophysiques du réservoir en tenant compte de l'effet d'endommagement (skin). Dans notre cas, nous ne disposons pas d'information sur la valeur du skin. Dans la pratique, la valeur typique du skin est de l'ordre de 2, comme il n'est pas correct de considérer qu'aucun endommagement n'a eu lieu autour du puits lors de la perforation, le facteur de skin a été fixé à 2 (*Kelkar, 2008*).

3.3.1.4 Equipements du puits (Ecoulement de sortie)

Les données des équipements de puits permettent de décrire l'écoulement vertical à travers ce dernier et ainsi de calculer le coefficient global de transfert de chaleur (the U-Value) au tour du puits, ces données sont généralement disponibles à partir des journaux de température. Pour les puits de gaz, le coefficient de transfert de chaleur est de 17 ($J/s/m^2/K$), cette valeur sera remplacée une fois que les données de test seront saisies afin que le simulateur effectue le calcul et affecte au modèle la nouvelle valeur qui s'adapte au profil de production. Les données des équipements à introduire sont :

- Un relevé de déviation : est la mesure de l'écart d'un forage par rapport à la verticale, mesurée en degrés ($^{\circ}$).
- Les équipements de surface : inclut les pipelines à l'aval de la tête de puits.
- Les équipements du fond de puits : donne des informations sur le type de l'équipement, la profondeur de son installation, son diamètre intérieur et sa rugosité.
- Le gradient géothermique : Taux d'augmentation de la température de la terre avec la profondeur.
- La capacité thermique moyenne des fluides : les valeurs de capacité thermique moyenne par défaut sont utilisées.

3.3.1.5 Vérification de la qualité

Les données de test sont généralement utilisées dans PROSPER pour ajuster les paramètres de performance de sortie et recalculer le coefficient global de transfert de chaleur aux alentours du puits. Le calage de test de puits est un processus de réconciliation entre le modèle mathématique de puits conçu avec PROSPER, et les mesures réelles. Il a pour but de construire un système validé et un modèle calibré. Le processus de réconciliation ne peut réussir que si le modèle mathématique et les mesures réelles sont tous les deux fiables.

PROSPER utilise une technique de régression non linéaire pour ajuster les paramètres de corrélation d'écoulement de sortie VLP qui s'appuie sur le modèle PVT conçu, les données des installations de puits et les données de test mesurées. Pour ce faire, il détermine l'erreur entre la pression mesurée au fond du puits et celle calculée à partir du modèle. Les termes de densité et de frottement des équations de perte de pression (3-25) sont ensuite ajustés et le processus est répété jusqu'à ce que les résultats mesurés et calculés s'accordent à moins de [1 psi], ou que 30 itérations soient terminées.

Le premier paramètre (parameter 1) est le multiplicateur du terme de gravité dans la corrélation de chute de pression tandis que le deuxième paramètre (parameter 2) est le multiplicateur du terme de frottement de la même corrélation. Le calcul de ces derniers par les corrélations de pertes de charge VLP avec PROSPER est impératif pour calibrer le modèle VLP qui décrit l'écoulement à travers le tubing.

3.3.2 Modélisation des puits HMN7 et GMD 8

Le but du présent chapitre est de modéliser les deux puits HMN7 et GMD8 situés respectivement dans les champs Hassi Moumen et Gour Mahmoud en se basant sur les données disponibles acquises à partir des tests d'écoulement après écoulement. De plus, les tests PVT effectués au laboratoire sont primordiaux pour étudier les propriétés du fluide. Pour cela nous avons appliqué la méthode d'analyse nodale à l'aide du logiciel PROSPER qui fait appel à des corrélations performantes pour prévoir le comportement de l'écoulement à travers chaque composant de puits.

Les deux puits HMN 7 et GMD 8 sont des puits producteurs de gaz sec à écoulement naturel, ils ont été foré, testé et préparé pour leur mise en service dans le futur proche. Des données de test sur les fluides et les puits sont disponibles.

Le modèle du puits construit avec PROSPER est raffiné à partir des données réelles mesurées in-situ grâce aux diverses fonctionnalités de calage des données des paramètres PVT, d'écoulement d'entrée IPR et de sortie VLP pour correspondre aux données mesurées, permettant de construire un modèle cohérent. Les données requises pour une analyse de test de puits sont :

- Données PVT
- Données de réservoir
- Données de puits : relevé des déviations, tubes, tubage et données de température
- Données de test de production réelles : les températures et les pressions d'écoulement à la phase stabilisée.

3.3.2.1 Conception du modèle de puits HMN 7

La création d'un modèle avec PROSPER exige certain nombre de données, les étapes de modélisation du puits HMN 7 sont comme suit :

• **Définition du système**

Avant de commencer, il faut définir toutes les options sommaires :

- Le type du fluide : «Wet and dry gaz».
- La méthode de modélisation : « Black Oil ».
- Calcul de la vapeur d'eau condensée : Corrélée.
- Calcul de la température : « Rough approximation ».
- D'autres informations décrivant le système : nombre de séparateurs, type de puits et son mode d'écoulement, type de forage et le mode de complétion effectuée.

• **Propriétés PVT**

Pour évaluer les changements des propriétés PVT du fluide produit à partir du réservoir HMN 7 SM, des données qui décrivent sa composition sont représentées (en unité de terrain et en SI) dans le tableau ci-dessous :

TABLE 3.1: Données PVT (HMN 7)

Gravité du gaz	0.65 (sp.gravité)	0.65 (sp.gravité)
Pression du séparateur	986.26 (psig)	68.00 (barg)
CGR	0.10 (STB/ MMscf)	5.64×10^{-7} (m^3/m^3)
Gravité du condensat	50.00 (API)	779.60 (kg/m^3)
WGR	1.70 (STB/ MMscf)	9.59×10^{-6} (m^3/m^3)
Salinité de l'eau	120000 (ppm)	120000 (ppm)

TABLE 3.2: Données des impurtés (HMN 7)

H_2S (%)	CO_2 (%)	N_2 (%)
0.00	5.00	0.00

Les graphes qui décrivent la variation des propriétés du fluide provenant du réservoir HMN7 tracés par PROSPER sont présentés dans l'annexe. En effet, ils sont identiques à ceux générés par MBAL étant donné que les deux simulateurs utilisent les mêmes corrélations «Black oil». Lorsque le calcul de la vapeur d'eau condensée est activé, la corrélation Gray VLP vérifie la présence du phénomène de condensation dans le système, le rapport WGR du fluide doit être supérieur à celui calculé par le simulateur. Dans notre cas, le WGR minimum calculé est 1.67 STB/MMscf et le WGR des fluides produit est de 1.70 STB/ MMscf ce qui confirme l'absence du condensat.

• **Relation de performance d'entrée (IPR)**

Pour la conception du modèle IPR qui décrit l'écoulement d'entrée, des données caractérisant le réservoir et la composition du fluide sont requises (Tableau 3.3) :

TABLE 3.3: Données du réservoir HMN 7 SM

Pression du réservoir	2971.90 (psig)	205.90 (barg)
Température du réservoir	246.20 (°F)	119.00 (°C)
WGR	1.70 (STB/ MMscf)	9.59×10^{-6} (m^3/m^3)
CGR	0.10 (STB/ MMscf)	5.64×10^{-7} (m^3/m^3)

Pour le choix du modèle IPR, nous avons accès à deux méthodes selon les données que nous disposons à partir de test d'écoulement après écoulement, il est à noter que les données de test admettent une marge d'erreur de 0.002 % de la pression à pleine échelle.

Méthode C and n

Les données disponibles issues des tests de productivité sont présentées dans le tableau (3.4). La pression du réservoir lors de la réalisation du test est de 2950 psig [203.39 barg].

TABLE 3.4: Données de test «écoulement après écoulement» du puits HMN7

Pression du fond		Débit		Unité / commentaire
(psig)	(barg)	(MMscf/j)	(m^3/j)	
2775.33	191.32	13.35	0.37	Débit faible
2667.88	183.88	20.49	0.58	Débit moyen
2424.02	167.12	35.11	0.99	Débit fort

Les tests de productivité du type « débit après débit » consiste à faire en sorte que le puits s'écoule avec des débits faible, moyen et fort. Les données obtenues à partir de ces tests nous ont permis de tracer la courbe de productivité présentée ci-dessous :

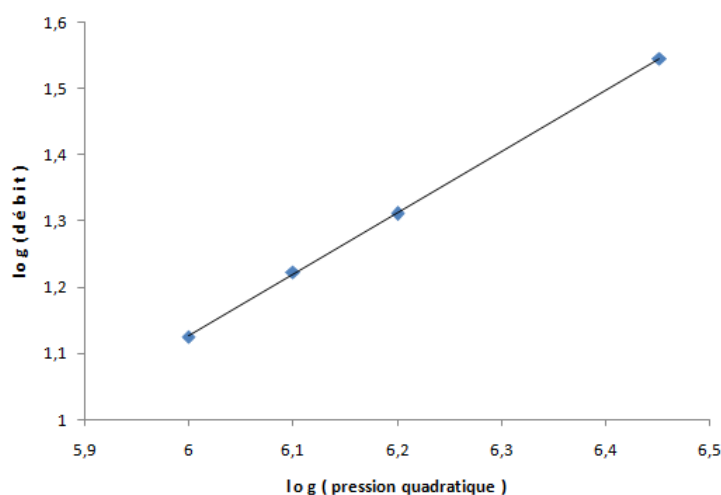


FIGURE 3.7: Tracé de productivité du puits HMN 7

Le tracé résultant est une ligne droite dont l'équation est de la forme :

$$\log (Q)= a.\log \Delta(P^2)+b$$

Les termes de la droite de régression « a » et « b » sont déterminées par la méthode

des moindres carrés : $a = 0.93$ et $b = -4.45$ Par identification avec l'équation (3-14) nous déduisons la valeur de n qui n'est autre que la pente de la droite de productivité, et donc $n = 0.93$ Etant donné que le test « d'écoulement après écoulement » est réalisé en laissant le puits s'écouler à une série de débits stabilisés, le tracé de productivité résultant passe par tous les points, par conséquent les données mesurées sont représentatives. Pour cela, la détermination de la valeur du paramètre C a été faite avec le premier point :

$$C = \frac{Q}{(P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.93}} = \frac{13.35}{(2950.00^2 - 2775.33^2)^{0.93}} = 0.035 \text{ Mscf/d/Psi}^2$$

L'équation de productivité résultante est :

$$Q = 0.035 (P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.93}$$

Cela nous permet de tracer la courbe IPR par la méthode « C and n » :

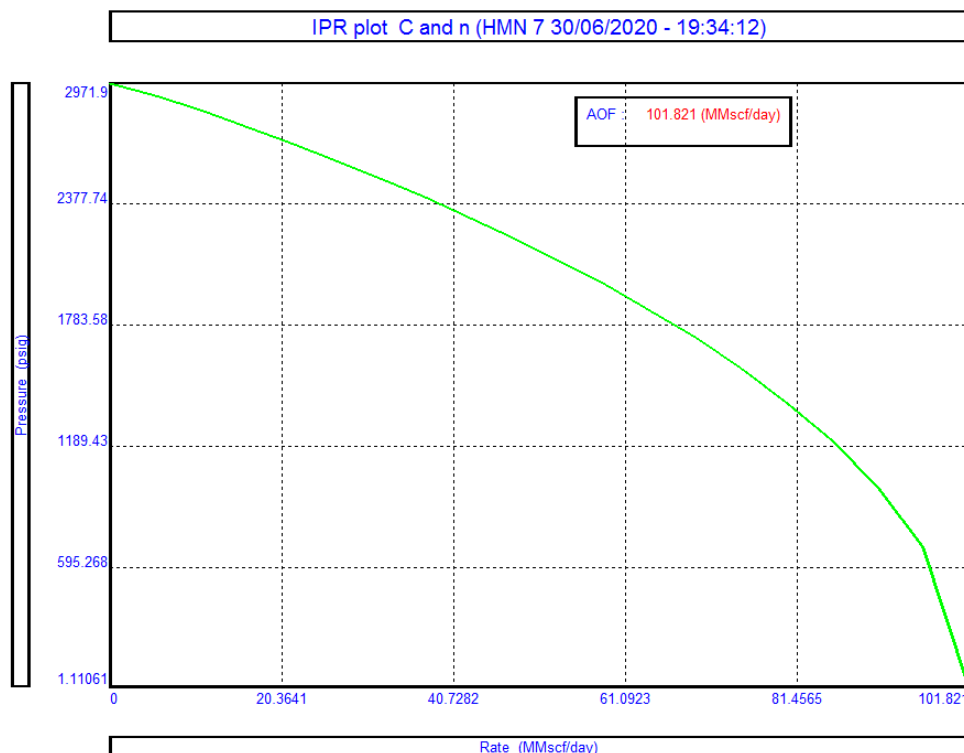


FIGURE 3.8: Graphe IPR par la méthode C and n du puits HMN 7

L'intersection du graphe IPR avec l'axe des abscisses donne la valeur du débit AOF lorsque la pression du fond du puits tend vers zéro (contre pression nulle). Le débit AOF obtenu par le modèle C et n est égal à 101.8210 MMscf/d [2.8832 Mm³/d], c'est le débit du gaz que le réservoir HMN 7 SM fournit au puits HMN 7 lorsque ce dernier est ouvert à l'atmosphère.

Méthode contre pression

Les données pétrophysiques du réservoir HMN 7 SM requises pour calculer le paramètre C par la méthode de contre pression sont représentées dans le tableau (3.5) :

TABLE 3.5: Données pétrophysiques du réservoir HMN 7 SM

Perméabilité du réservoir	11.50 (md)
Epaisseur du réservoir	180.00 (m)
Surface de drainage	10.50 (km^2)
Facteur de forme Dietz	31.60 (-)
Rayon du puits	0.15 (m)
Exposant	0.93
Skin	2.00

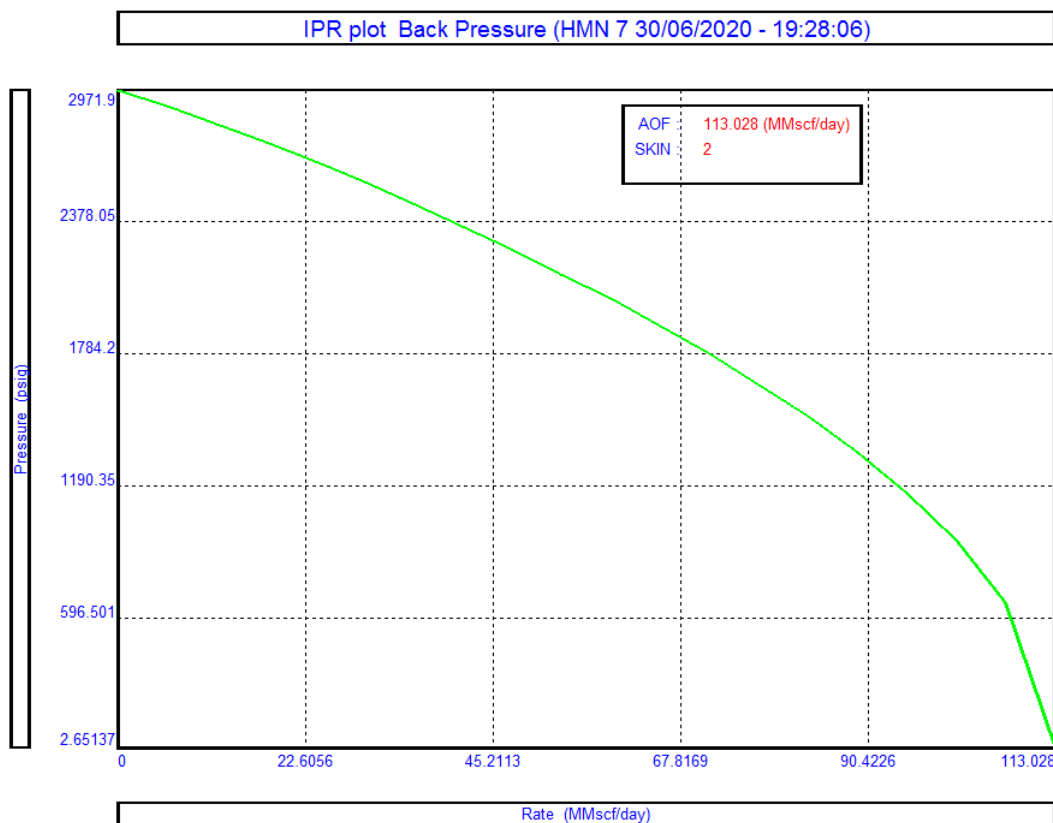


FIGURE 3.9: Graphe IPR par la méthode contre pression du puits HMN 7

L'intersection du graphe IPR avec l'axe des abscisses donne la valeur du débit AOF lorsque la pression du fond du puits tend vers zéro (contre pression nulle). Le débit AOF obtenu par le modèle de contre pression est égal à 113.0280 MMscf/d [3.2005 Mm³/d], c'est le débit du gaz que le réservoir HMN 7 SM fournit au puits HMN 7 lorsque ce dernier est ouvert à l'atmosphère.

- **Système des équipements**

Les données d'entrées du système des équipements (le matériel dans et autour le puits de forage) servent à tracer la courbe de performance de sortie :

TABLE 3.6: Données de relevé de déviation du puits HMN 7

Profondeur mesurée (m)	Vraie profondeur mesurée (m)
0.00	0.00
1946.75	1946.75
2192.00	2101.20

TABLE 3.7: Données des équipements du fond du puits HMN 7

Type	Profondeur MD (m)	D intérieur (cm)	Rugosité (mm)
Arbre de puits	0.00	-	-
Tubing	2015.00	7.62	0.04
Casing	2119.00	17.78	0.04

TABLE 3.8: Données de gradient géothermique du puits HMN 7

Profondeur (m)	Température (°C)
0.00	15.55
2119.00	119.00

Note : Le coefficient de transfert thermique pour un puits de gaz est défini par défaut et fixé à $17.03 (J/s/m^2/K)$, il va être recalculé par la suite en utilisant les données de test est affecté au modèle (la valeur est remplacée par défaut).

Après avoir saisi toutes les données requises, il est possible maintenant d'afficher un schéma qui décrit les équipements le fond de puits :

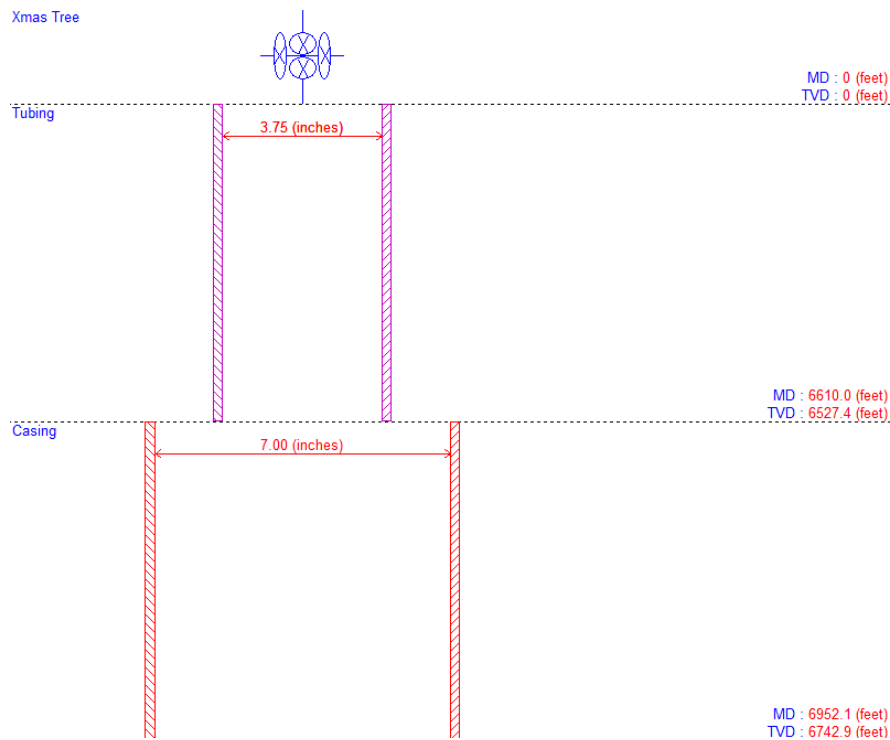


FIGURE 3.10: le fond du puits HMN 7

- **Calage du modèle**

Lorsque les données de test sont disponibles, il est possible de faire le modèle PROSPER, cela se fait en quatre étapes :

TABLE 3.9: Données de test de surface du puits HMN 7

Pression de la tête de tubing	1680.00 (psig)	116.84 (barg)
Température de la tête de tubing	220.00 (°F)	104.44 (°C)
WGR	1.70 (STB/MMscf)	9.59x10 ⁻⁶ (m ³ /m ³)
CGR 0.10	(STB/MMscf)	5.64x10 ⁻⁷ (m ³ /m ³)
Débit de gaz	35.11 (MMscf/d)	989.18 (m ³ /d)
Profondeur du point de mesure	6660.00 (ft)	2011.68 (m)
Pression relative mesurée	2424.00 (psig)	167.12 (barg)
Pression du réservoir	2950.00 (psig)	203.39 (barg)

1/ Calcul de coefficient de transfert thermique : Le modèle « Rough approximation » calcule le coefficient de transfert thermique (appelé « valeur U » ou bien U-Value en anglais) qui donne la température du trou supérieur pour le point de test sélectionné. Cette valeur U est utilisée dans le gradient géothermique et remplace la valeur saisie par défaut [17.03 J/s/m²/K] pour correspondre au profil de température.

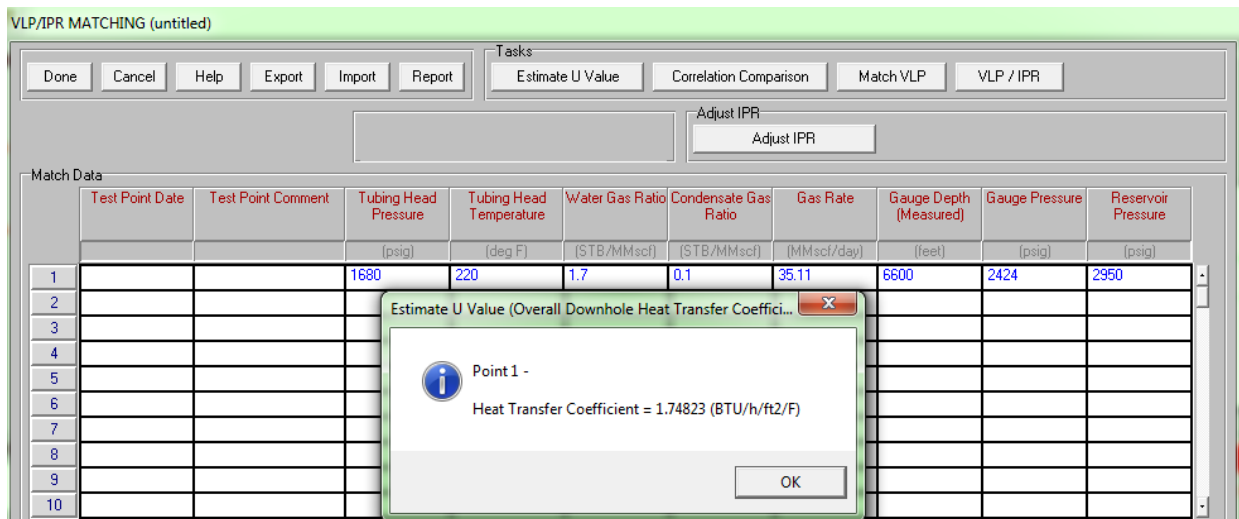


FIGURE 3.11: Calcul du coefficient de transfert thermique à partir des données de test

2/ Comparaison entre les corrélations : Cette étape consiste à vérifier si le test est valide et nous permettra de sélectionner la corrélation qui décrit au mieux l'écoulement dans le tubing en utilisant les données saisies dans la section « équipement du puits », cette corrélation est choisie pour représenter les chutes de pression dans le puits.

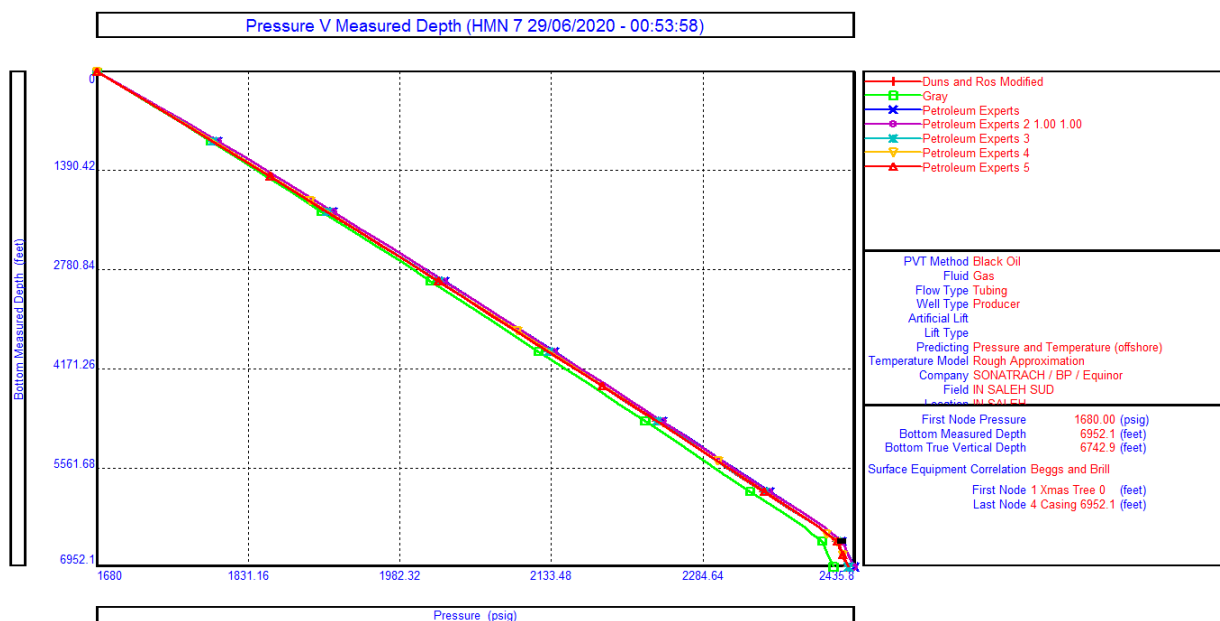


FIGURE 3.12: Comparaison entre les corrélations VLP du puits HMN 7

Les graphes sont tous superposés (sauf celui de la corrélation Gray) et passent par le point (6660 ; 2424) qui désigne la pression mesurée et la profondeur qui lui correspond, dans ce cas le choix de la corrélation la mieux adaptés demeure un choix technique en s'appuyant ainsi sur l'étape suivante de calage.

Cependant, la corrélation VLP la plus utilisée est « Petroleum Experts 2 » qui combine

les meilleures caractéristiques des corrélations existantes. Elle donne des résultats raisonnables dans diverses conditions de fonctionnement. De plus, elle est adéquatement vérifiée dès que les données de test sont disponibles et modélise adéquatement le comportement physique.

3/ Calage VLP : Le calcul de l'écart type et des deux paramètres multiplicateurs d'ajustement relatifs à la corrélation « Petroleum Experts 2 » a été effectué afin de valider le choix de cette corrélation. (Pour des raisons de comparaison et de rigueur, le même calcul a été fait pour les autres corrélations dont les résultats se trouvent dans l'annexe).

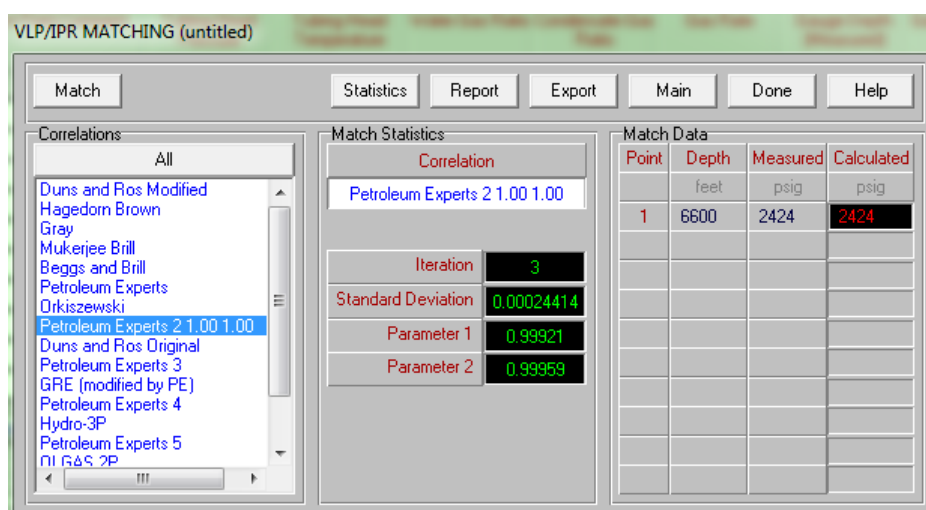


FIGURE 3.13: Calage VLP (HMN 7)

Les paramètres « 1 » et « 2 » qui désignent respectivement le multiplicateur du terme de gravité et le multiplicateur du terme de frottement dans la corrélation de chute de pression sont ajustés correctement, cela signifie que les données des équipements et de mesures sont fiables.

4/ Calage VLP / IPR : La productivité d'un puits combine les propriétés des fluides PVT, l'écoulement d'entrée réservoir-fond IPR et l'écoulement vertical dans le tube fond-tête de puits VLP. La dernière étape consiste à caler les deux modèles d'écoulement d'entrée IPR et de sortie VLP pour estimer la productivité du puits qui est l'intersection entre la courbe IPR et la courbe VLP. Si les résultats du modèle correspondent à ceux du test, cela confirme que le modèle peut raisonnablement représenter les tests et identifier les écarts possibles dans le modèle d'entrée. Si l'intersection VLP / IPR montre un débit différent de celui indiqué sur le test, il faut remettre en question les données de tests et le modèle conçu. Nous avons utilisé deux modèles pour décrire l'écoulement d'entrée, cette étape consiste à vérifier leur validité et choisir celui qui décrit le mieux les données

mesurées. Notez que "Test BHP" est la pression manométrique corrigée à la profondeur de référence du puits en utilisant la corrélation VLP « PE 2 ».

La valeur mesurée de la pression de fond qui s'affiche sur l'écran ci-dessous est en réalité l'extrapolation de la donnée de pression manométrique en utilisant la corrélation « PE 2 ». Cette valeur n'est pas mesurée directement étant donné que la prise de mesure au niveau du fond de puits est sujette aux perturbations provoquées à l'entrée de fond de puits. De plus, l'acheminement des jauges vers les points de mesure du fond s'avère relativement difficile, pour cela, l'instrument est placé quelques dizaines de mètre au dessus du fond de puits.

Les données calculées sont déterminées à partir de l'intersection entre la courbe VLP et la courbe IPR.

La courbe VLP ainsi que la relation de performance d'entrée IPR du réservoir sont utilisées pour déterminer le profil de production du puits de gaz, ceci est illustré sur les deux figures (3.15) et (3.16).

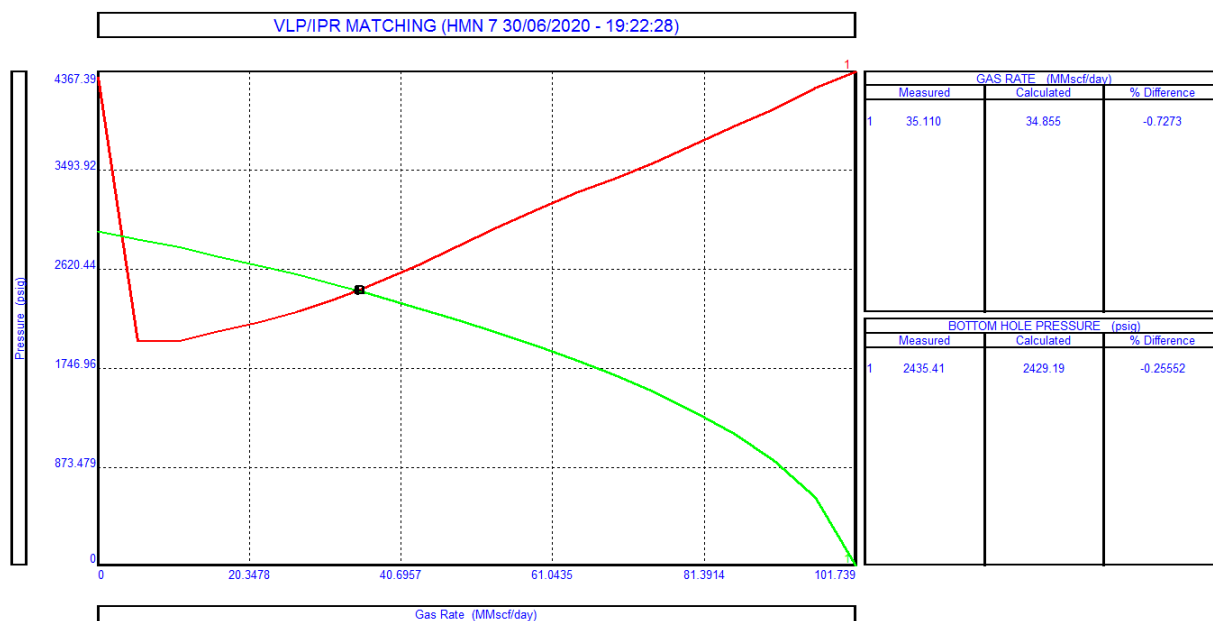


FIGURE 3.14: Courbe de productivité par le modèle C and n du puits HMN 7

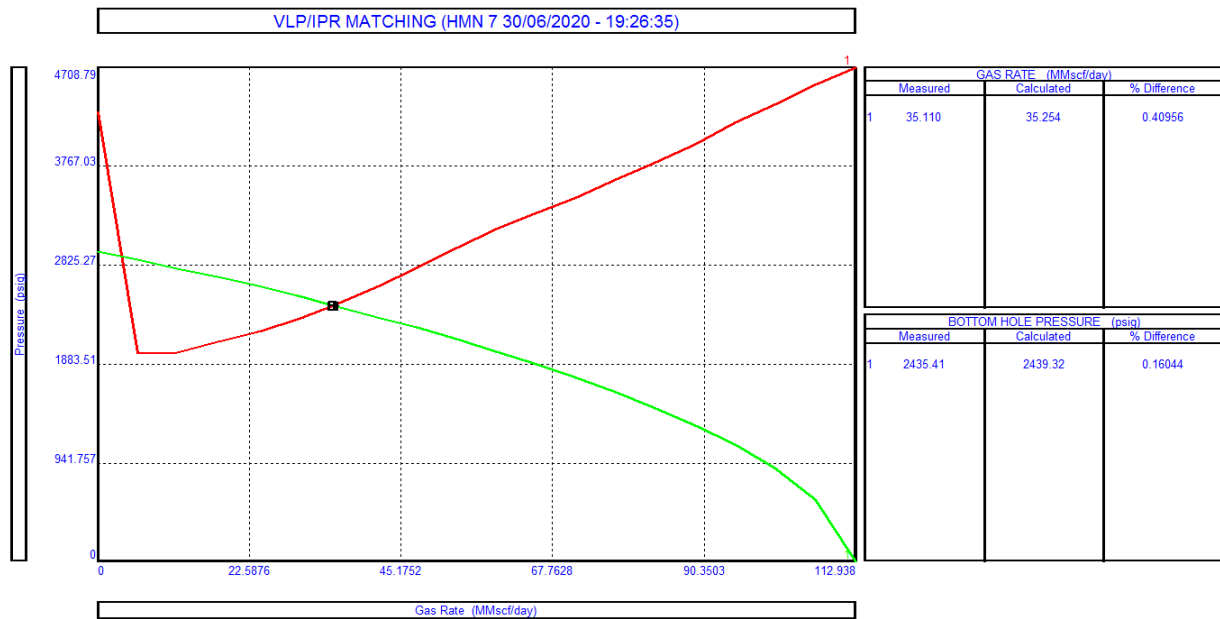


FIGURE 3.15: Courbe de productivité par le modèle contre pression du puits HMN 7

Le régime d'écoulement à gauche de la courbe VLP indique la région où les forces gravitationnelles dominent. Les conditions d'écoulement dans cette région (débit faible) favorisent la rétention de liquide dans le puits. A droite de la courbe, les forces de frottement sont prépondérantes ce qui fait que le gradient de pression entre le fond et la tête de puits augmente, et par conséquent, le gaz remonte naturellement vers la surface sans que l'eau se charge dans le puits (*Henkens et al., 2017*).

La première intersection indique la présence d'un régime d'écoulement instable. En diminuant le débit du gaz, le liquide ne peut pas être transporté vers le haut et commence à s'accumuler au fond du puits entraînant une diminution de la production de gaz.

Pour cela, il est déconseillé de mettre en service les premiers temps de la production le puits de gaz avec de faibles débits étant donné que le chargement de liquide se produit lorsque la vitesse du gaz n'est pas suffisamment élevée pour le soulever vers la tête de puits ce qui fait que la première solution est rejetée pour les deux modèles IPR.

La deuxième intersection indique la présence d'un écoulement stable. Les vitesses de gaz sont suffisamment élevées pour s'écouler vers le haut et transporter l'eau de formation à la surface sans que cette dernière provoque des perturbations au niveau du puits. Cette solution s'avère la solution optimale étant donné qu'elle donne la meilleure productivité de puits HMN 7 pour les deux modèles IPR.

Nous avons utilisé deux outils de modélisation (C et n, contre-pression), d'après les résultats obtenus par PROSPER, on remarque que les différences entre les valeurs de débits et de pressions de fond mesurés et calculés par les deux modèles sont relativement minimes

et ne dépassent pas le $\pm 1\%$. Cependant, le modèle fait avec la méthode de contre-pression donne de meilleurs résultats.

Finalement, après s'être assuré que la courbe VLP de la corrélation «PE 2» a été bien calibrée, que le modèle IPR de la méthode « contre pression » a été bien calé et que l'intersection VLP/IPR de régime stable correspondait bien aux données de production fournies par les tests de productivité, nous pouvons maintenant dire que le modèle de puits HMN 7 conçu avec PROSPER est validé en admettant une erreur de 0.73% pour l'évaluation des performances de débit et 0.16% pour le calcul des pertes de charge dans le tubing.

3.3.2.2 Construction du modèle de puits GMD 8

La démarche à suivre pour la conception du modèle du puits GMD est identique à celle de HMN7.

- **Définition du système**

Les mêmes options sélectionnées pour le puits HMN7.

- **Propriétés PVT**

Pour évaluer les changements des propriétés PVT du fluide produit à partir du réservoir GMD 8, des données qui décrivent sa composition sont requises, celles-ci sont représentées (en unité de terrain et en SI) dans le tableau ci-dessous :

TABLE 3.10: Données PVT (GMD 8)

Gravité du gaz	0.60 (sp.gravité)	0.60 (sp.gravité)
Pression du séparateur	986.26 (psig)	68.00 (barg)
CGR	0.10 (STB/ MMscf)	5.64×10^{-7} (m^3/m^3)
Gravité du condensat	50.00 (API)	779.60 (kg/m^3)
WGR	1.55 (STB/ MMscf)	9.53×10^{-6} (m^3/m^3)
Salinité de l'eau	120000 (ppm)	120000 (ppm)

TABLE 3.11: Données des impurités (GMD 8)

H_2S (%)	CO_2 (%)	N_2 (%)
0.00	5.00	0.00

Les graphes qui décrivent la variation des propriétés du fluide provenant du réservoir multicouche GMD 8 tracés avec PROSPER sont présentés dans l'annexe. En effet, ils sont identiques à ceux générés par MBAL étant donné que les deux simulateurs utilisent les mêmes corrélations «Black oil» et les propriétés PVT ne varient pas significativement du

réservoir vers la surface.

Le WGR minimum calculé est 1.51 STB/ MMscf et le WGR des fluides produit est de 1.55 STB/ MMscf ce qui confirme l'absence du condensat dans l'écoulement vertical à travers le tubing.

• **Relation de performance d'entrée (IPR)**

Pour la conception du modèle IPR qui décrit l'écoulement d'entrée, des données caractérisant le réservoir et la composition du fluide doivent être saisies (Tableau 3.12) :

TABLE 3.12: Données du réservoir multicouche GMD 8

Pression du réservoir	2222.34 (psig)	153.50 (barg)
Température du réservoir	230.00 (°F)	110.00 (°C)
WGR	1.55 (STB/ MMscf)	9.53×10^{-6} (m^3/m^3)
CGR	0.10 (STB/ MMscf)	5.64×10^{-7} (m^3/m^3)

Pour la construction du modèle IPR, nous avons accès à deux méthodes selon les données que nous disposons à partir de test d'écoulement après écoulement, il est à noter que les données de test admettent une marge d'erreur de 0.002 % de la pression à pleine échelle.

Méthode de C and n

Les données disponibles issues des tests de productivité sont présentées dans le tableau (3.13). La pression du réservoir lors de la réalisation du test est de 2200 psig [151.48 barg].

TABLE 3.13: Données de test «écoulement après écoulement» du puits GMD 8

Pression du fond		Débit		Unité / commentaire
(psig)	(barg)	(MMscf/j)	(m^3/j)	
2065.08	142.37	11.34	0.32	Débit faible
2041.70	140.72	13.70	0.38	Débit moyen
1990.00	137.20	16.70	0.47	Débit fort

Les tests de productivité du type « écoulement après écoulement » consiste à faire en sorte que le puits s'écoule avec des débits faible, moyen et fort. Les données obtenues à partir de ces tests nous ont permis de tracer la courbe de productivité présentée ci-dessous :

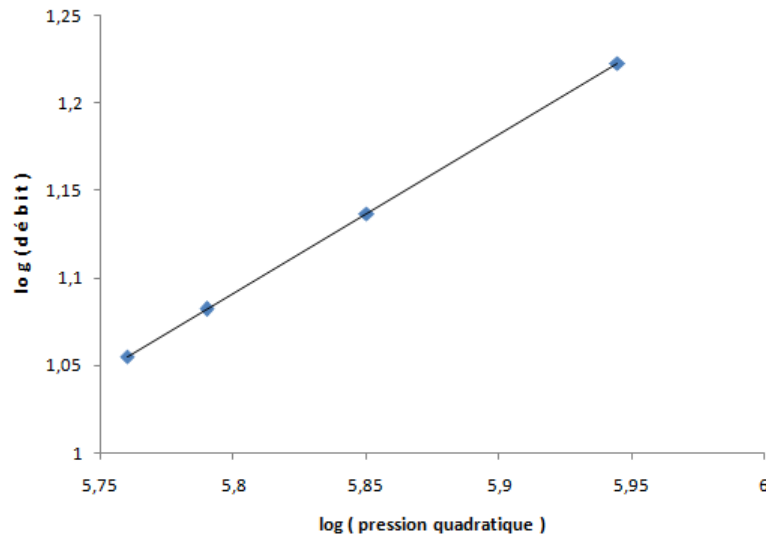


FIGURE 3.16: Tracé de productivité du puits GMD 8

Le tracé résultant est une ligne droite dont l'équation est de la forme :

$\log(Q) = a \cdot \log(P^2) + b$ Les termes de la droite de régression « a » et « b » sont déterminées par la méthode des moindres carrés : $a = 0.91$ et $b = -4.18$ Par identification avec l'équation (3-14) nous déduisons la valeur de n qui n'est autre que la pente de la droite de productivité, et donc $n = 0.91$ Etant donné que le test « d'écoulement après écoulement » est réalisé en laissant le puits s'écouler à une série de débits stabilisés, le tracé de productivité résultant passe par tous les points, par conséquent les données mesurées sont représentatives. Pour cela, la détermination de la valeur du paramètre C a été faite avec le premier point :

$$C = \frac{Q}{(P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.91}} = \frac{11.34}{(2200^2.00 - 2065.08^2)^{0.91}} = 0.065 \text{ Mscf/d/Psi}^2$$

L'équation de productivité résultante est :

$$Q = 0.065 (P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.91}$$

Cela nous permet de tracer la courbe IPR par la méthode « C and n » :

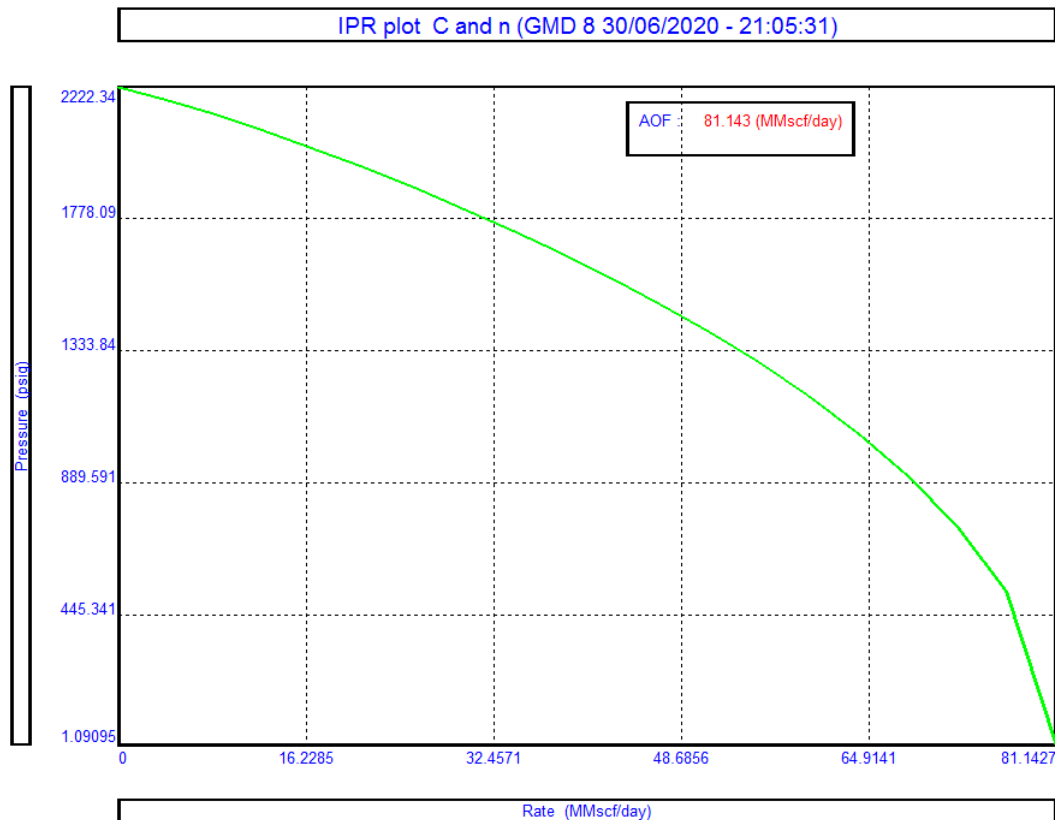


FIGURE 3.17: Graphe IPR par la méthode C and n du puits GMD 8

L'intersection du graphe IPR avec l'axe des abscisses donne la valeur du débit AOF lorsque la pression du fond du puits tend vers zéro (contre pression nulle). Le débit AOF obtenu par le modèle C and n est égal à 81.1427 MMscf/d [2.297 Mm³/d], c'est le débit du gaz que le réservoir multicouche GMD 8 y compris ces 3 unités (D55-BIG, D30-BIG et D10-BIG) fournit au puits HMN 7 lorsque ce dernier est ouvert à l'atmosphère.

Méthode de contre pression

Les données pétrophysiques du réservoir multicouche GMD 8 requises pour calculer le paramètre C par la méthode de contre pression sont représentées dans le tableau (3.14) :

TABLE 3.14: Données pétrophysiques du réservoir multicouche GMD 8

Perméabilité du réservoir	12.80 (md)
Epaisseur du réservoir	290.00 (m)
Surface de drainage	9.71 (km^2)
Facteur de forme Dietz	31.60 (-)
Rayon du puits	0.15 (m)
Exposant	0.91
Skin	2.00

Une fois que les données requises sont saisies, il est possible de générer le tracé de la courbe IPR par le modèle « contre pression » :

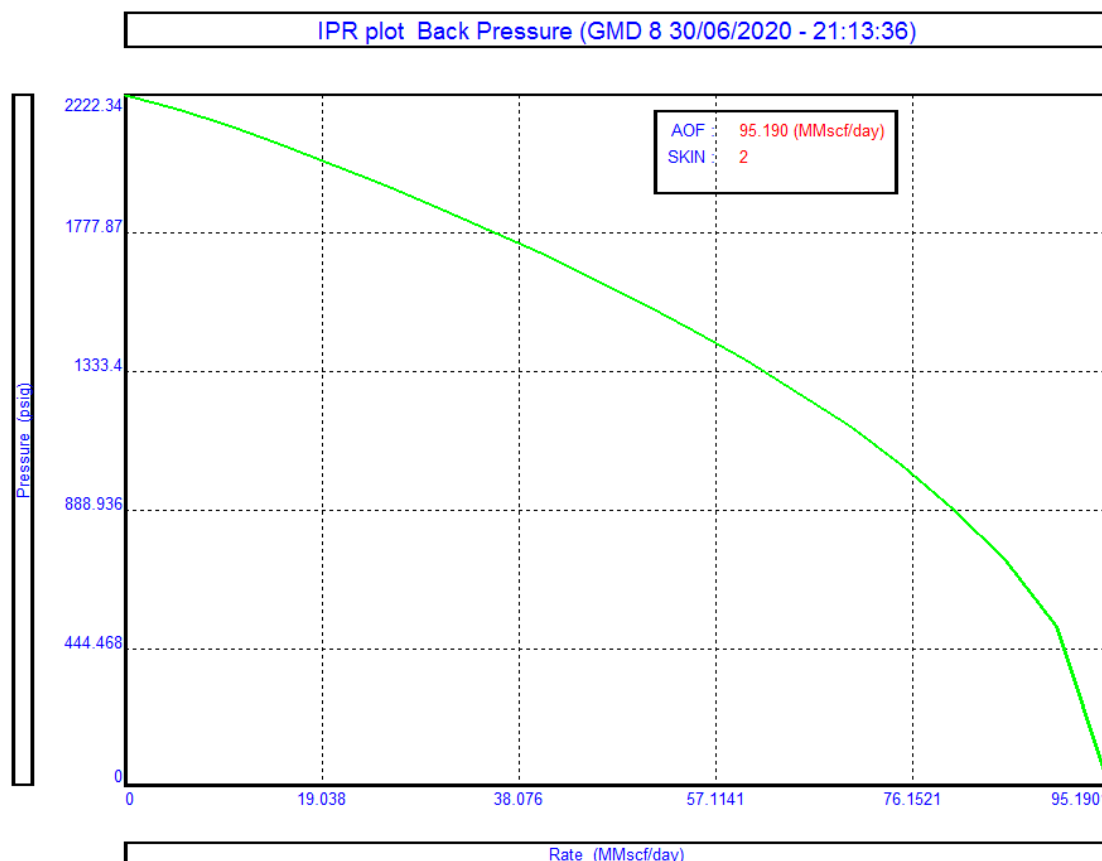


FIGURE 3.18: Graphe IPR par la méthode contre pression du puits GMD 8

L'intersection du graphe IPR avec l'axe des abscisses donne la valeur du débit AOF lorsque la pression du fond du puits tend vers zéro (contre pression nulle). Le débit AOF obtenu par le modèle contre pression est égal à 95.1901 MMscf/d [2.6954 Mm³/d], c'est le débit du gaz que le réservoir multicouche GMD 8 y compris ces 3 unités (D55-BIG, D30-BIG et D10-BIG) fournit au puits HMN 7 lorsque ce dernier est ouvert à l'atmosphère.

- **Système des équipements**

Les données d'entrées du système des équipements (le matériel dans et autour le puits de forage) servent à tracer la courbe de performance de sortie :

TABLE 3.15: Données de relevé de déviation du puits GMD 8

Profondeur mesurée (m)	Vraie profondeur mesurée (m)
0.00	0.00
1848,30	1848,30

TABLE 3.16: Données des équipements du fond du puits GMD 8

Type	Profondeur MD (m)	D intérieur (cm)	Rugosité (mm)
Arbre de puits	0.00	-	-
Tubing	1596.84	7.62	0.045
Casing	1674.00	17.78	0.045

TABLE 3.17: Données de gradient géothermique du puits GMD 8

Profondeur (m)	Température (°C)
0.00	15.55
1674	110

Le coefficient de transfert thermique (U-Value) d'un puits de gaz est fixé à 17.03 ($J/s/m^2/K$), il sera calculé à partir des données de test et remplace la valeur saisie par défaut.

Après avoir saisi toutes les données requises, il est possible maintenant d'afficher un schéma qui décrit les installations de fond de puits :

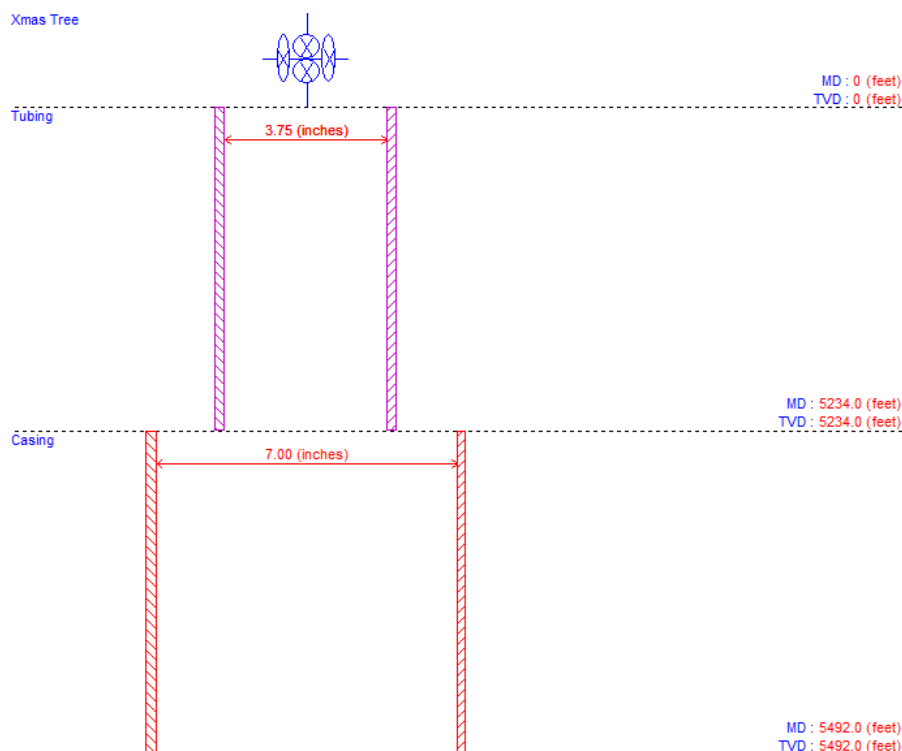


FIGURE 3.19: Le fond du puits GMD 8

- **Calage du modèle**

Les données de test dont nous disposons nous ont permis de caler le modèle PROSPER, cela se fait en quatre étapes :

TABLE 3.18: Données de test de surface du puits GMD 8

Pression de la tête de tubing	1682.00	(psig)	115.97	(barg)
Température de la tête de tubing	189.00	(°F)	87.22	(°C)
WGR	1.55	(STB/MMscf)	8.70×10^{-6}	(m ³ /m ³)
CGR	0.10	(STB/MMscf)	5.61×10^{-7}	(m ³ /m ³)
Débit de gaz	16.70	(MMscf/d)	4.73×10^5	(m ³ /d)
Profondeur du point de mesure	5000.00	(ft)	1534.00	(m)
Pression relative mesurée	1990.00	(psig)	137.21	(barg)
Pression du réservoir	2200.00	(psig)	151.68	(barg)

1/ **Calcul de coefficient de transfert thermique** : Comme pour le puits HMN, le coefficient de transfert de chaleur a été calculé avec le modèle « Rough approximation ». Cette valeur U est utilisée dans le gradient géothermique pour correspondre au profil de température.

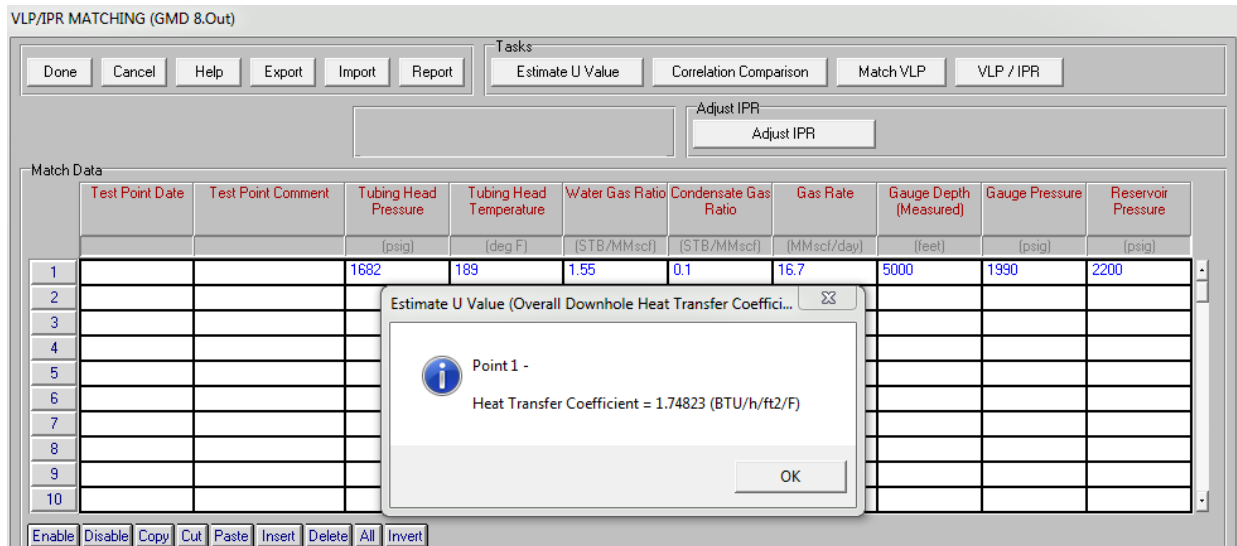


FIGURE 3.20: Calcul du coefficient de transfert thermique à partir des données de test GMD8

2/ **Comparaison entre les corrélations** : Les graphes obtenus par les différentes corrélations sont affichés ci-dessous :

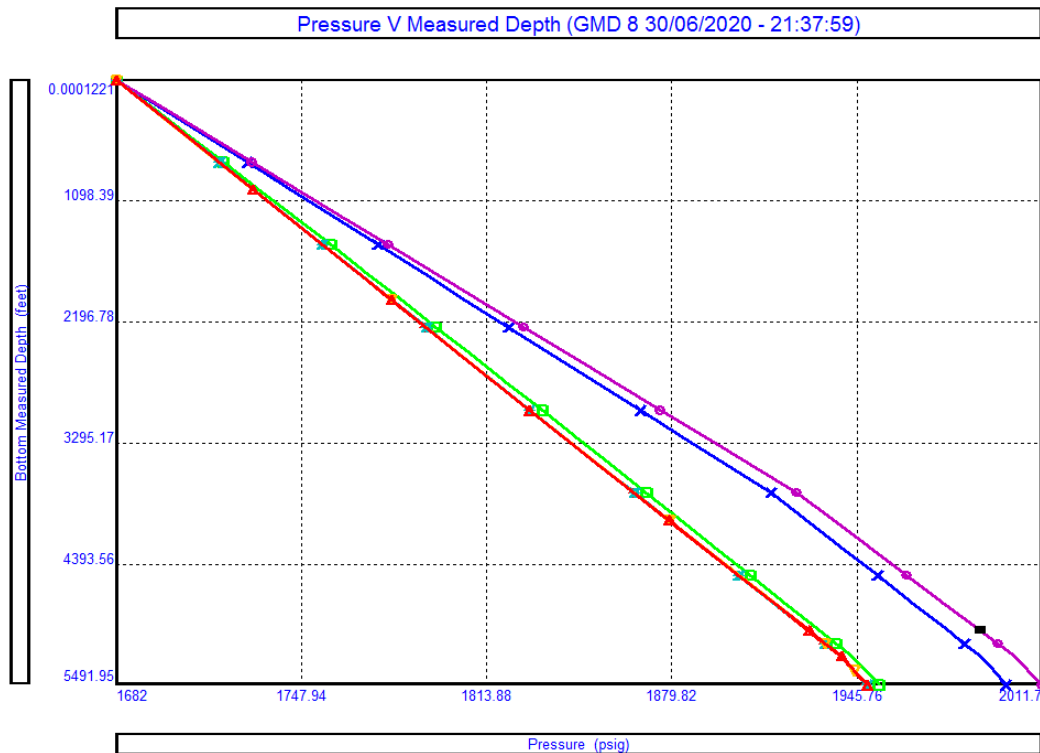


FIGURE 3.21: Comparaison entre les corrélations du puits GMD 8

Le graphe de la corrélation «PE 2» passe par le point (1990 ; 5000) qui désigne la pression mesurée et la profondeur qui lui correspond. Celle-ci est sélectionnée pour calculer les pertes de charges dans le puits GMD 8.

3/ Calage VLP : Le calcul de l'écart type et des deux paramètres multiplicateurs d'ajustement relatifs à la corrélation «Petroleum Experts 2» a été effectué afin de valider le choix de cette corrélation. (Pour des raisons de comparaison et de rigueur, le même calcul a été fait pour les autres corrélations dont les résultats se trouvent dans l'annexe).

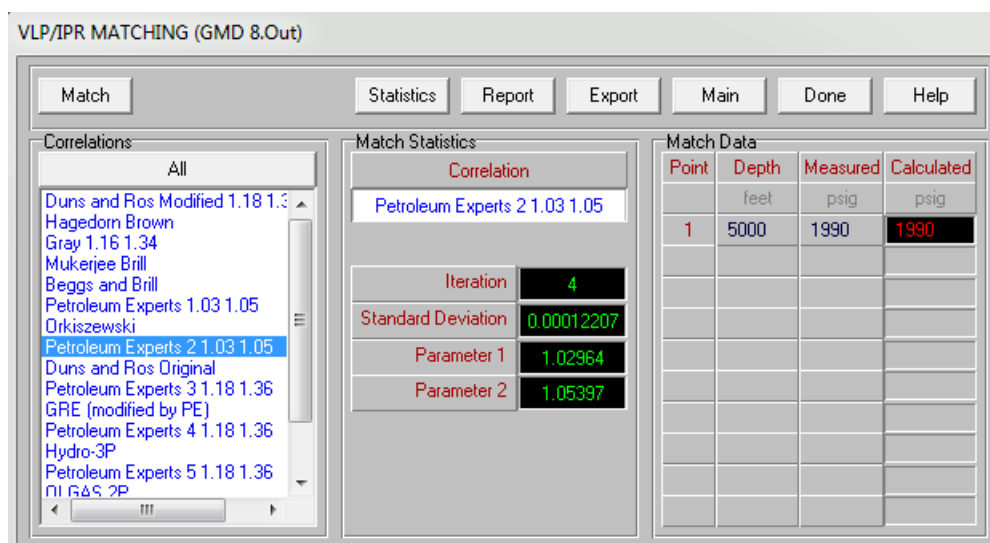


FIGURE 3.22: Calage VLP (GMD 8)

Les deux paramètres 1 et 2 qui désignent respectivement le multiplicateur du terme de gravité dans la corrélation de chute de pression et le multiplicateur du terme de friction sont ajustés correctement, cela signifie que la corrélation décrit l'écoulement vertical dans le puits GMD 8 adéquatement.

4/ Calage VLP / IPR : La dernière étape consiste à caler les deux modèles d'écoulement d'entrée IPR et de sortie VLP pour estimer la productivité du puits.

La courbe VLP ainsi que la relation de performance d'entrée IPR du réservoir sont utilisées pour déterminer le profil de production du puits de gaz, comme l'illustre les deux figures (3.24) et (3.25).

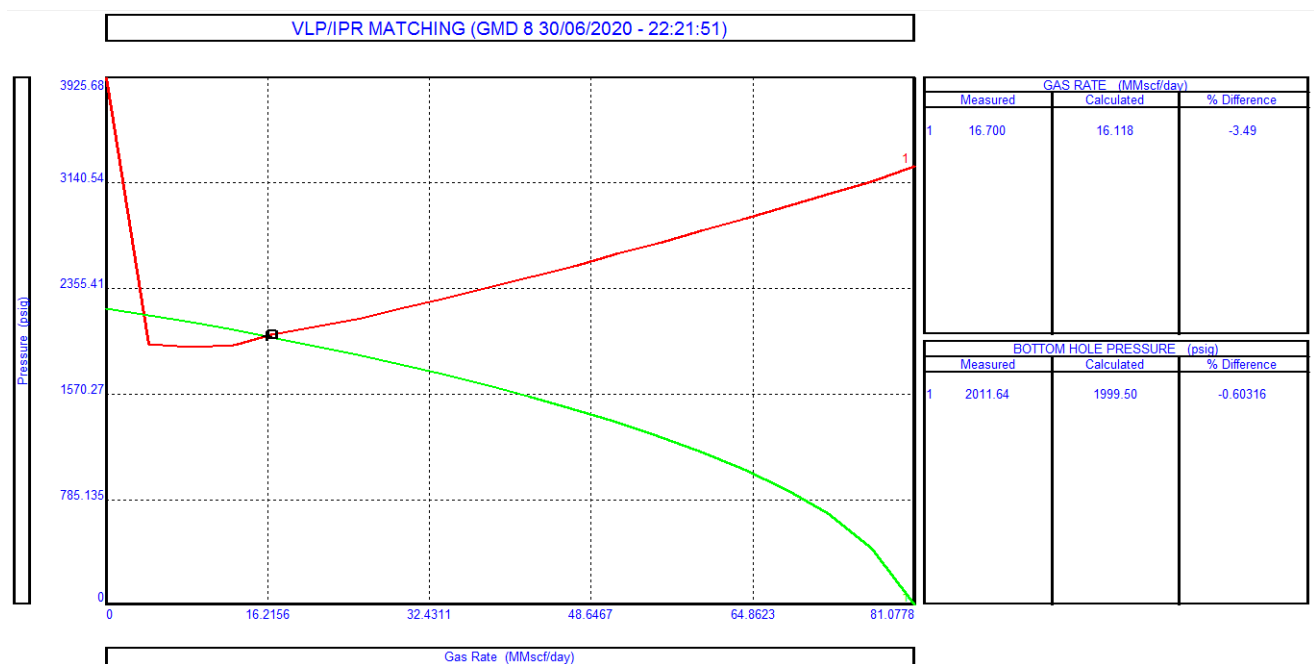


FIGURE 3.23: Courbe de productivité par le modèle C et n du puits GMD 8

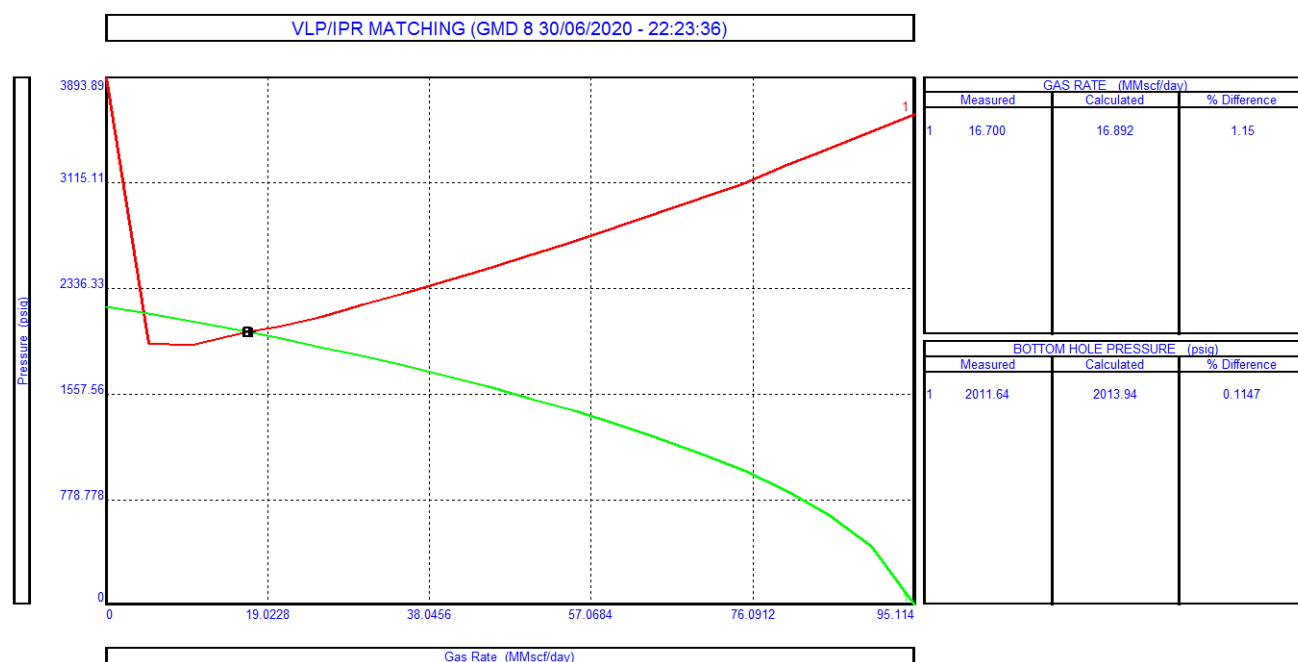


FIGURE 3.24: Courbe de productivité par le modèle contre pression du puits GMD 8

La première intersection indique la présence d'un régime d'écoulement instable où le système de production est perturbé par la rétention au fond de puits, par conséquent, cette solution est rejetée pour les deux modèles IPR.

La deuxième intersection indique la présence d'un écoulement stable où les vitesses de gaz sont suffisamment élevées pour s'écouler vers le haut et transporter l'eau de formation à la surface sans que cette dernière provoque des perturbations au niveau de puits. Cette solution s'avère la solution optimale étant donné qu'elle donne la meilleure productivité de puits GMD 8 pour les deux modèles IPR.

Nous avons utilisé deux outils de modélisation (C and n , contre-pression). D'après les résultats obtenus par PROSPER, on remarque que les différences entre les valeurs de débits et de pressions de fond mesurés et calculés par les deux modèles sont relativement minimales et ne dépassent pas le $\pm 4\%$. L'ampleur de cette différence entre les données simulées et réelles peut être considérée comme acceptable. Cependant, le modèle fait avec la méthode de contre-pression donne de meilleurs résultats.

Après s'être assuré que la courbe VLP de la corrélation «PE 2» a été bien calibrée, que le modèle IPR de la méthode « contre pression » a été bien calé et que l'intersection VLP/IPR de régime stable correspondait bien aux données de production fournies par les tests de productivité, nous pouvons maintenant dire que le modèle de puits GMD 8 conçu sur PROSPER est validé en admettant une erreur de 1.15% pour l'évaluation des performances de débit et 0.11% pour le calcul des pertes de charge dans le tubing.

3.4 Conclusion

Afin de modéliser les performances des deux nouveaux puits HMN 7 et GMD 8, nous avons utilisé le simulateur PROSPER et calé le modèle construit avec les mesures de terrain disponibles.

Tout d'abord, nous avons défini le système de production par choisir la méthode de modélisation du fluide «black oil» qui s'avère un outil très performant pour l'évaluation des propriétés des gaz secs, activer le calcul de la vapeur d'eau condensée et choisir le modèle «Rough approximation» pour estimer la température du fluide. D'autres informations sont requises afin de décrire le puits, son mode d'écoulement et le type de complétion effectué. La deuxième étape était d'utiliser les corrélations PVT de PROSPER pour évaluer la viscosité du gaz, le facteur de compressibilité z et le facteur de volume de formation du gaz FVF. La troisième étape a consisté à établir le modèle d'écoulement d'entrée, les données des test de «écoulement après écoulement» que nous disposons nous ont permis de concevoir deux modèles IPR : «contre pression» et «C and n», une comparaison à la fin de processus a été effectuée pour choisir le modèle le plus valide. Le but de la quatrième section est de saisir des informations sur les installations du système de production afin de prédire les pertes de charge dans le tubing qui achemine le fluide du réservoir vers la surface par le biais d'un écoulement vertical naturel. Une fois le modèle mathématique a été conçu sur PROSPER, il devrait être calibré avec les données réelles du test de terrain. Ceci a été fait en choisissant la corrélation VLP dont ses paramètres s'ajustent au mieux avec les données des installations de l'amont. N'ayant pas la possibilité de placer cet appareil au niveau du fond du puits (le nœud de solution), une extrapolation a été faite pour déterminer la pression à ce niveau. Après avoir calibré la courbe VLP, la courbe IPR a été validée par l'intermédiaire de l'intersection IPR / VLP par le moyen des données mesurées des tests de productivité mises en notre disposition. Cela nous a permis d'apprécier la précision des modèles IPR établis (contre pression, c and n) et de choisir celui qui approche le mieux les données mesurées.

Nous concluons alors que le test de puits est valide et correctement calibré. Si la correspondance n'était pas acceptable à ce stade, l'erreur se serait posée au niveau du modèle IPR car PVT et VLP ont déjà été contrôlés, calibrés et validés.

Chapitre 4

Modélisation du réseau de collecte des champs Sud d'In Salah

Chapitre 4

Modélisation du réseau de collecte des champs Sud d'In Salah

4.1 Introduction

Afin de faire une optimisation des pressions dans les têtes de puits dans le but d'optimiser et de prolonger la production, nous devons tenir compte du système de collecte et des paramètres relatifs au réseau de pipelines étant donné qu'ils affectent énormément la production. La modélisation du réseau de collecte est effectuée pour optimiser (minimiser) les pertes de charges afin d'améliorer la production.

Le logiciel de modélisation de production intégrée GAP sera utilisé pour modéliser tout le système de production en important les modèles des réservoirs depuis MBAL et les modèles des performances des puits depuis PROSPER. L'optimisation pourrait alors être faite en entrant les paramètres du système de production (ceux des pipes et du séparateur) et en indiquant à l'optimisateur les contraintes à considérer et les fonctions objectives à optimiser. Une fois le modèle établi, la prédiction pourrait être faite et les performances du système total de production pourraient être évaluées afin de faire une bonne prise de décision.

4.2 Utilisation du logiciel GAP

L'optimisation du réseau de collecte a été effectuée en utilisant la modélisation intégrée de la production. Dans ce qui suit, nous allons vous présenter le logiciel avec lequel l'étude a été faite ainsi que la simulation détaillée.

4.2.1 Présentation du logiciel

GAP est un simulateur du réseau de surface qui se connecte avec MBAL et PROSPER permettant de construire des modèles de systèmes de production total, dont fait partie les réservoirs, les puits et les réseaux de surface.

Ce logiciel possède des moteurs de calcul très performant permettant de modéliser et d'optimiser des réseaux très complexes. La production peut être maximisée et les performances du système entier sont évaluées en respectant les contraintes à tous les niveaux (*Petroleum Experts, 2010*).

4.2.2 Optimisation du champ

GAP possède le moteur d'optimisation le plus puissant et le plus rapide dans le domaine de l'industrie, basé essentiellement sur la technique non linéaire de la Programmation quadratique séquentielle (*Petroleum Experts, 2010*).

La fonction d'optimisation permet de déterminer les meilleurs paramètres à adopter dans le but de maximiser une certaine fonction objective en respectant les contraintes entrées dans le système. La fonction d'optimisation peut être utilisée pour la gestion sur le terrain ainsi que pour optimiser les paramètres des duses en tête de puits pour atteindre les objectifs de production.

Les capacités uniques de prévision et d'optimisation de GAP permettent d'atteindre plusieurs objectifs dans le cadre de la planification sur le terrain et la gestion du champ. Ce simulateur permet de modéliser et d'optimiser l'ensemble du système de production en intégrant les modèles de réservoir aux modèles de puits, puis l'intégrité au modèle du réseau de collecte. Le réservoir va être modélisé en important directement dans GAP les modèles de bilan matières (MBAL) ce qui permet de faire une prévision de production fiable et une optimisation complète sur le champ (*Petroleum Experts, 2010*).

4.2.2.1 La technique d'optimisation de GAP

Le système de production comprend des puits qui sont connectés via des pipelines, ces derniers forment des collecteurs reliés à un séparateur dont sa pression est fixe. Dans GAP, un séparateur est tout simplement le point pour lequel la pression est fixe dans le réseau. Les nœuds sont considérés comme des connexions ou des points de calcul. La technique de base de GAP a 2 niveaux :

- Niveau 1 : Résoudre le réseau,

Pour chaque nœud, on admet le système suivant :

$$\begin{cases} \sum_{l=1}^n \dot{m} & = 0 \\ P_{amont} - P_{aval} & = \Delta P \\ \Delta P & = f(\dot{m}, P, T, L...) \\ P_{sparateur} & = Constant \end{cases} \quad (4.1)$$

Il y a tant d'équations que d'inconnus, ce système est résolu numériquement, la solution est appelée « réponse naturelle du réseau ».

- Niveau 2 : Optimiser la réponse du réseau.

La solution générée par le solveur « la réponse naturelle du système » peut ne pas être optimale. Le réseau peut fournir des débits de production plus élevés, en modifiant certaines conditions. L'optimisateur peut respecter plusieurs contraintes telles que les conditions aux limites représentées par les valeurs de pression fixes imposées au niveau du séparateur dans le système, la production maximale des hydrocarbures, ainsi que les contraintes du système afin d'éviter l'apparition d'un certain dysfonctionnement. Pour y remédier, un seuil doit être fixé pour certains paramètres tels que la contraintes de vitesse qui indique la présence de la corrosion et l'érosion, contrainte de pression maximale afin d'assurer la sécurité du puits, et production d'eau maximale pour les puits de gaz qui produisent à des pressions et des température assez élevées favorisant la condensation.

L'optimisation peut être basée sur le rendement ou sur la production maximale et ne présente pas de limite supérieure sur le nombre de puits entré et les contraintes peuvent être prises en compte à tous les niveaux. les modèles de prévision de la production peuvent également tenir compte des contraintes au niveau du réservoir. L'optimisateur atteindra la production maximale d'hydrocarbures en utilisant le taux de changement du débit de production par rapport au débit de changement des variables contrôlables (*Petroleum Experts, 2010*).

4.2.2.2 Méthode d'optimisation

Il existe plusieurs méthodes d'optimisation, certaines sont simples comme la méthode du Simplex et la méthode des tangentes égales, d'autres sont beaucoup plus complexes, comme la technique de la Programmation quadratique séquentielle.

La programmation quadratique séquentielle (SQP) est une classe d'algorithmes pour résoudre les problèmes d'optimisation non linéaire (NLP) dans le monde réel. Cette méthode

est suffisamment puissante pour résoudre les problèmes réels car il peut gérer n'importe quel degré de non-linéarité, y compris la non-linéarité dans les contraintes (*Tragenstein et Bell, 1989*).

Le moteur d'optimisation de GAP est basé sur cette technique qui est la technique d'optimisation la plus sophistiquée et la plus difficile à mettre en œuvre. Le principal inconvénient est que la méthode incorpore plusieurs dérivés, qui doivent probablement être analysés analytiquement avant d'itérer vers une solution, de sorte que SQP devient assez lourd pour les gros problèmes avec de nombreuses variables ou contraintes (*Petroleum Experts, 2010*).

Les techniques SQP fonctionnent en calculant la réponse de chaque élément du système, non seulement sur la façon dont les pressions changeront avec les débits changeants, mais aussi sur la façon dont le débit d'injection de gaz de levage de gaz affectera les pressions (*Petroleum Experts, 2010*).

La programmation non linéaire se traduira toujours par des débits plus élevés avec moins d'injection de gaz par rapport à la programmation linéaire

SQP combine deux algorithmes fondamentaux pour résoudre les problèmes d'optimisation non linéaire : une méthode d'ensemble actif (méthode permettant de déterminer quelles contraintes influencent le résultat final (*Nocedal et wright, 2006*)) et la méthode de Newton.

4.3 Modélisation du système de production des champs Sud

L'objectif est de prédire la performance du système de production des champs Sud après la mise en service des deux nouveaux puits (GMD-8 et HMN-7), pour cela, il est nécessaire de générer un profil de production sur le long terme, pour un débit total qui ne dépasse pas $500 \text{ MMscf} / j$ (capacité de traitement limite) et une pression au niveau des lignes de transport (flowlines) qui ne dépasse pas 3000 psig .

4.3.1 Démarche à suivre

Modélisation du réseau de collecte avec GAP :

- Schématiser le système de production des champs Sud sur GAP,
- Définir les réservoirs,

- Définir les puits,
- Générer les IPR des puits dans GAP en utilisant les modèles PROSPER de chaque puits,
- Générer les VLP des puits dans GAP en utilisant les modèles PROSPER de chaque puits,
- Définir les pipelines et les éventuels équipements de surface,
- Validation des modèles des puits pour le control de leur qualité,
- Définition des horaires, des contraintes et des contrôles de puits.

Exécution de la prédiction :

- Afficher les résultats.

4.3.2 Construction du modèle GAP

Les étapes de conception du modèle de réseau de collecte sur GAP est donnée ci-dessous :

4.3.2.1 Schématisation du système de production

Afin d'entrer les caractéristiques des différents installations du système de production, il est nécessaire de schématiser ce dernier.

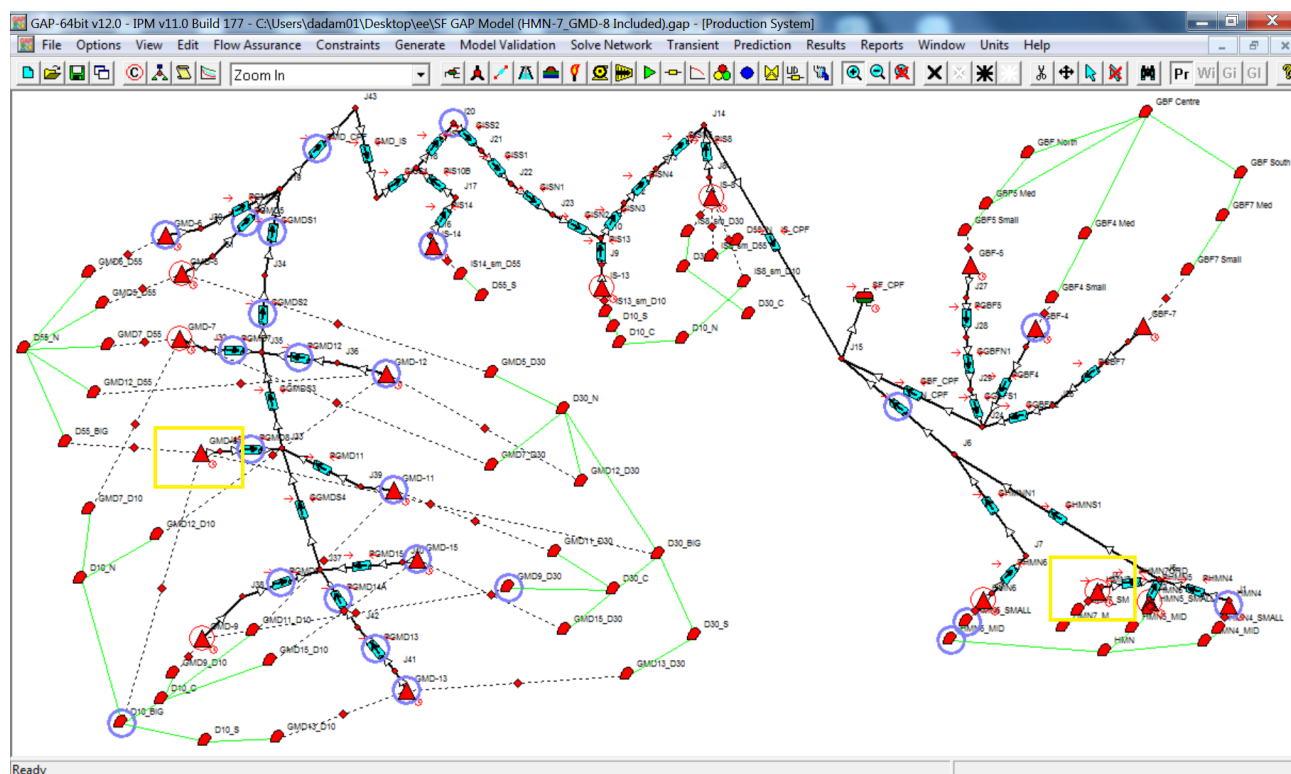


FIGURE 4.1: Système de production des champs Sud

4.3.2.2 Définir les caractéristiques des réservoirs

Afin d'intégrer les modèles de réservoirs associés aux puits (GMD-8 et HMN-7) aux modèles du système de production entier (puits et réseau de collecte), Les réservoirs sont modélisés en important directement dans GAP les modèles de bilan matières (MBAL). Les données suivantes sont introduites :

TABLE 4.1: Caractéristiques des réservoirs.

Réservoir ID	Puits associé	Modèle du réservoir	Modèle PVT	GIIP (MMscf)
HMN7_SM	HMN-7	Material balance	Black-oil	68250.7
D10_BIG	GMD-8	Material balance	Black-oil	15351.5
D30_BIG	GMD-8	Material balance	Black-oil	35031.3
D55_BIG	GMD-8	Material balance	Black-oil	42514.6

4.3.2.3 Définir les caractéristiques des puits

Afin d'intégrer les puits GMD-8 et HMN-7 dans le système entier des champs Sud, les modèles de ceux-ci construits préalablement sur PROSPER doivent être introduits dans GAP. Les données suivantes des puits doivent être introduites :

TABLE 4.2: Caractéristiques des deux nouveaux puits.

Puits ID	Type du puits	Début de production	Modèle
HMN-7	Producteur de gaz	01/06/2020	Intersection IPR/VLP
GMD-8	Producteur de gaz	01/09/2020	Intersection IPR/VLP

• Génération des IPR des puits

Une fois tous les puits créés et les modèles de puits PROSPER associés sont sélectionnés, les IPR doivent être générés dans GAP à partir du modèle PROSPER. La détermination du WGR produit par le puits est basée sur le calage historique réalisé dans MBAL. Pour cela, la détermination des débits fractionnaires à travers la définition de l'ensemble de perméabilité relative sont utilisés pour :

- Calcul de water cut « WCT » (le rapport de l'eau produite par rapport au volume de liquide total produit) et la production de puits (CGR / WGR / condensat) lors de la prévision (bilan matière).
- Calculer les changements dans le puits PI correspondant aux changements dus au WCT et au CGR générés avec la méthode du bilan matière. En effet, à mesure que le WCT et le CGR changent, les mobilités des fluides seront par conséquent affectées.

- **Génération des courbes VLP des puits**

Dans ce cas, comme les modèles de puits ont déjà été enregistrés, nous utiliserons déjà les gammes présentes dans les modèles, on génère donc les données en important les courbes VLP pour que le programmes les utilise.

- **Vérification de la calibration des puits**

La validation du modèle est basée sur la pression du réservoir, WGR et CGR et les pressions de collecteur mesurées à partir d'un test. Dans le cas des puits multicouches (comme GMD8), la pression du réservoir est remplacée par la pression de chaque couche. GAP utilise les courbes VLP et IPR qui ont été entrés pour chaque puits et calcule les taux de production pour les conditions d'écoulement spécifiées. Les taux de production (débits) calculés sont affichés par rapport aux taux (débits) mesurés et une erreur globale est indiquée. Des modifications peuvent ensuite être apportées au modèle afin de reproduire au mieux les données mesurées. Les valeurs de pression du réservoir, de WGR et de CGR présentes dans l'écran IPR du puits doivent être transférées vers GAP qui utilisera les tables VLP et évaluera l'IPR pour les conditions de production actuelles, et les utilisera pour calculer les taux de production de chaque puits.

Une fois le calcul effectué, on peut comparer les débits mesurés aux débits calculés du modèle et valider le modèle si aucun écart significatif n'a été aperçu.

4.3.2.4 Description des pipelines

Une fois les deux puits rajoutés au système de production, Il est nécessaire de définir tous les pipelines du système de collecte afin d'optimiser les pressions dans toutes les têtes des puits et d'effectuer des calculs PVT dans tous les pipes. Les pipelines du système de collecte des champs Sud sont définis dans l'annexe.

On introduit aussi les données suivantes pour les deux pipelines :

TABLE 4.3: Données de corrélation des pipes.

Modèle du pipeline	GAP Internal Correlations
Corrélation	Petroleum Experts 4
Coefficient de gravité	1
Coefficient de frottemen	1

Les données d'environnement doivent également être saisies :

TABLE 4.4: Données d'environnement.

Surface Temperature	60 (°F)	288.70 (K)
Overall Heat Transfer	2.5 (BTU/h/ft ² /°F)	14.9 (J/s/m ² /K)
Oil Heat Capacity	0.53 (BTU/lb/°F)	2219 (J/kg/K)
Gas Heat Capacity	0.51 (BTU/lb/°F)	2135.26 (J/kg/K)
Water Heat Capacity	1 (BTU/lb/°F)	4186.8 (J/kg/K)

• Calage de la corrélation multiphase

Il est nécessaire de faire entrer ces informations dans les pipelines pour faire une corrélation : Débit de gaz = 500 *MMscf day* comme valeur limite dans les pipelines conduisant à l'unité de traitement : GMD-CPF, GBF-CPF, HMN-CPF et GMD-CPF. Les propriétés PVT et les paramètres de production tel que WGR et CGR dans chaque joint et pipeline seront ensuite calculés par GAP.

4.3.2.5 Définition des horaires, des contraintes et des contrôles de puits

Une fois qu'un modèle de système a été validé avec succès par rapport aux taux réels mesurés, le nombre minimum de contraintes doit alors être introduit pour que les éléments du système sélectionnés se comportent comme souhaité pendant la phase d'optimisation. Les contraintes sont appliquées sur l'ensemble du système ou sur chacun des équipements du système afin d'atteindre les objectifs de production ou les limites de traitement tout en optimisant la production de gaz.

Sur la base des contraintes mises pour les puits et pour le système de production d'une manière générale :

- Les 2 nouveaux puits sont mis en service à des moments différents, cela veut dire que l'horaire de chaque puits doit être entré.
- Il existe une capacité maximale de débit de gaz (500 *MMscf*) au niveau du processus, donc une contrainte sur le séparateur doit être entrée.
- Comme il existe une contrainte dans le système, des contrôles doivent être définis pour les puits (au niveau des duses) afin de satisfaire les contraintes.

4.3.2.6 Fonction objectif d'optimisation

C'est une fonction qui sert de critère pour déterminer la meilleure solution à un problème d'optimisation, elle est utilisée par GAP pour optimiser le système.

Pour notre cas, la fonction objective choisie est le taux de production.

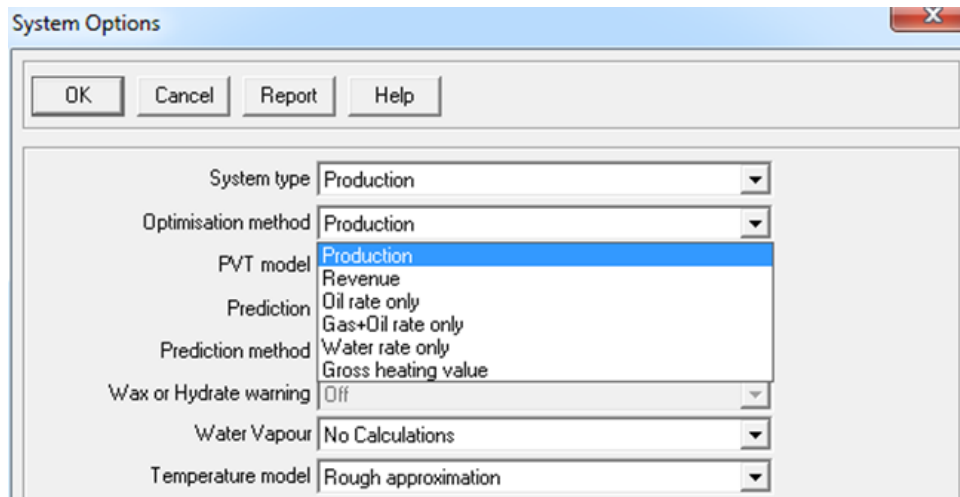


FIGURE 4.2: Méthode d'optimisation de GAP

L'Optimiseur dans GAP est conçu pour optimiser les rendements des fonctions objectives (taux de production du gaz). L'optimisation effectuée a été soumise aux contraintes saisies à différents niveaux du réseau (débit total maximal et pression maximale dans les flowlines) et les résultats de l'optimisation seront alors la dP des duses contrôlables pour chaque pas de temps.

4.3.3 Résolution du réseau

Il existe trois modes de résolution de réseau :

- Pas d'optimisation,
- Optimiser et respecter les contraintes,
- Optimiser, sans contraintes.

Nous optons pour la deuxième.

Pour effectuer la résolution du réseau dans GAP, on fixe la pression du séparateur.

	Sep1
	psig
Pressure 1	986,257
Pressure 2	
Pressure 3	
Pressure 4	
Pressure 5	
Pressure 6	
Pressure 7	
Pressure 8	
Pressure 9	
Pressure 10	

FIGURE 4.3: Contrainte au séparateur

En suite nous sélectionnons l'option « Optimise with all constraints » qui appelle le solveur et l'optimiseur, la production a été optimisée en respectant les contraintes spécifiées. La solution répond aux critères suivants :

- Toutes les contraintes spécifiées comme contraignantes (binding) sont respectées (à condition qu'elles soient réalisables).
- Pour tous les équipements avec contrôle dP (duses) spécifiés comme « calculated », le dP est calculé de manière à fournir une solution optimale.
- Pour tous les équipements avec contrôle dP (duses) spécifiés comme un nombre fixe, le nombre spécifié est utilisé.

Remarque : L'optimiseur essaiera toujours de respecter toutes les contraintes définies dans le modèle, cependant lorsque les contraintes sont définies comme « Binding constraints », l'optimiseur itérera jusqu'à ce que les contraintes soient respectées (à condition que cela soit possible) tandis que dans le cas des « contraintes potentielles » si la contrainte ne peut pas être atteinte (car physiquement infaisable) elle sera négligée.

4.3.4 Prédiction

MBAL a été directement lié à GAP pour fournir les données de réservoir requises pour la prévision de la production pour que GAP interroge les fichiers MBAL standard pour chaque réservoir du Système de production. Les informations de performances de puits qui sont contenues dans les fichiers MBAL ont été ignorées. MBAL renvoie la pression du réservoir et les saturations à la fin de chaque pas. Ces valeurs sont utilisées par GAP pour calculer le potentiel de production de puits pour la prochaine étape.

Pour faire une prévision de production en utilisant le bilan matières pour les modèles de réservoir, GAP requiert des modèles de réservoir MBAL qui contiennent un minimum des données suivantes :

- Données PVT,
- Gaz initialement en place,
- Saturations résiduelles,
- Modèle aquifère,
- Volume des pores par rapport à la profondeur,
- Courbes de perméabilité relative (en tant qu'exposants Corey).

Les modèles de bilan matière MBAL ont été utilisées pour fournir les pressions et saturations des réservoirs à la fin de chaque pas de temps. Lors de la prédiction, GAP a

calculé des débits de production optimisés et les pressions sur une durée de 4384 jours, du 01/01/2018 au 02/01/2030 sur 152 pas de temps dont l'intervalle est de 1 mois.

GAP recalcule automatiquement IPR pour le réservoir sous les conditions actuelles, puis effectue le calcul du solveur de réseau pour trouver les débits de production et les pressions de tous les puits et les pipelines. En utilisant les débits des puits, la production cumulative de gaz pour chaque puits et réservoir est calculée.

GAP utilise la pression et les saturations d'un modèle de réservoir pour calculer l'afflux de puits et les courbes de perméabilité relative et les propriétés PVT sont introduites afin de calculer les débits fractionnaires de production de gaz et d'eau.

La première étape de la prédiction consiste à rassembler les informations requises :

- Données PVT du réservoir,
- Configurations d'entrée et d'équipement des puits,
- Données du réservoir,
- Schéma du système
- Contraintes du système de production et de processus

Pour démarrer la prédiction de production, on fait entrer les informations suivantes :

- Date de début : 01/01/2018
- Date de fin : 02/01/2030
- Intervalle : 1 mois

Après cela, les résultats de prédiction seront générés et seront prêts à être analysés.

4.3.5 Interprétation des résultats de prédiction

L'évaluation de la performance du système de production nécessite l'analyse du profil de production généré par GAP lors du processus de prédiction.

Nous allons en premier lieu analyser les profils de production des puits GMD8 et HMN7 et voir quelle est l'influence de la variation des pressions des têtes des puits sur leurs performances.

Les deux graphes 4.4 et 4.5 présentent les profils de production et les pressions en tête des deux nouveaux puits HMN 7 et GMD 8.

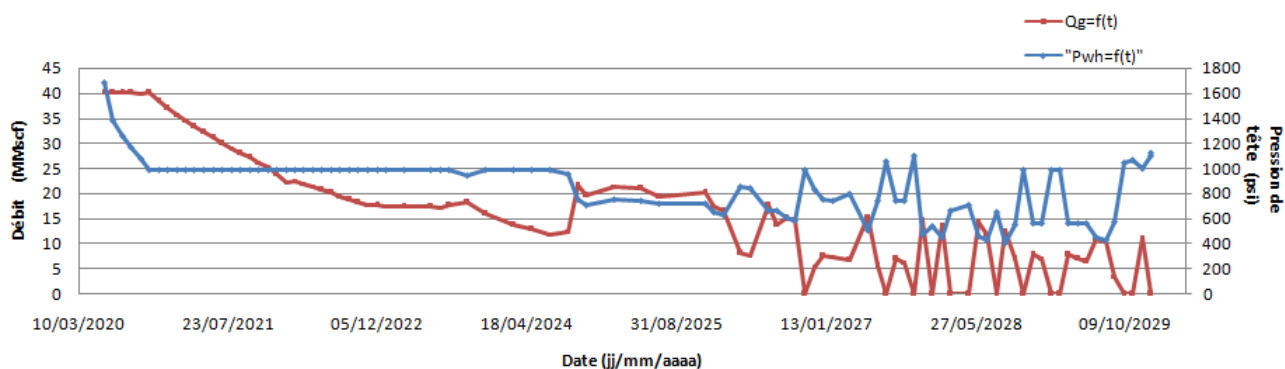


FIGURE 4.4: Débit du gaz et pression de tête en fonction du temps (HMN 7)

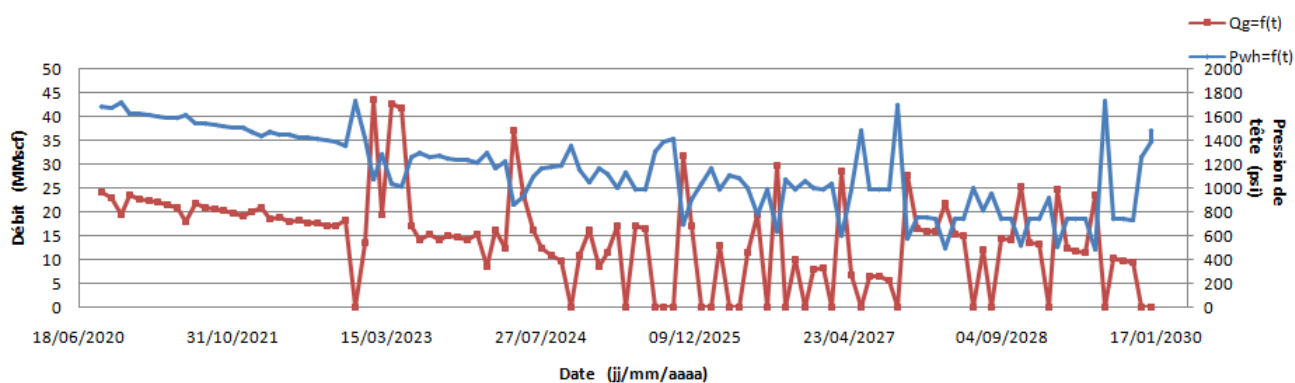


FIGURE 4.5: Débit du gaz et pression de tête en fonction du temps (GMD8)

On observe que la pression de tête et le débit sont inversement proportionnels, ce qui peut s'expliquer par le fait qu'une réduction de la pression de tête aura pour conséquence l'augmentation de la variation de pression (δP) entre la tête et le fond du puits, et donc une augmentation de la production.

Les valeurs nulles du débit indiquent une fermeture temporaire du puits (des puits peuvent être temporairement fermés pour que le débit du système entier ne dépasse pas les 500 MMscf/day (capacité limite de traitement)), et la fermeture de ces puits s'accompagne d'une augmentation de la pression de tête qui se traduit par un pique aigu.

De plus, pour la mise en œuvre du système de production total, y compris les séparateurs, il nous a été demandé d'analyser les profils de production selon deux scénarios :

- Le premier est de fixer la pression d'admission au séparateur à 68 Bar (6,8 MPa).
- Le deuxième scénario est de fixer cette pression à 64 Bar (6,4 MPa), nous avons donc du refaire la prédiction en passant par la modélisation des réservoirs et des puits en mettant la pression du séparateur à 64 Bar.

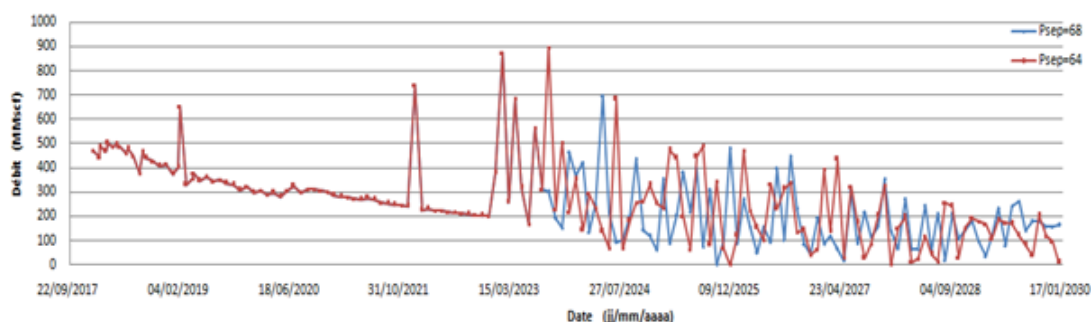


FIGURE 4.6: Profil de production avec variation de la pression du séparateur.

Dans la figure (4.6), on remarque que les deux courbes sont identiques durant les six premières années (de 2018 à 2024) et sont stables, en suite, il apparait des fluctuations dont les amplitudes diminuent avec le temps en raison de la pression du réservoir qui diminue aussi avec le temps du fait de la production.

La courbe ($P(\text{séparateur})=64\text{ barg}$) est au-dessus de la courbe ($P(\text{séparateur})=68\text{ barg}$) dans la majorité des années, et elle présente des pics aigus dont l'amplitude s'affaiblit avec le temps, contrairement a l'autre courbe dont l'amplitude des pics ne s'affaiblit pas considérablement mais n'est cependant pas assez forte que celle de la courbe ($P(\text{séparateur})=64\text{ barg}$).

Dans un premier temps, on considère que la réduction de la pression d'admission au séparateur de 68 barg à 64 barg présente une bonne solution, ceci s'explique par le fait que cette réduction de la pression créerait une variation de pression qui ferait mobiliser le gaz plus facilement. Et pour mieux illustrer cela, on trace les courbes de production cumulée du système total pour les deux scénarios ($P_{\text{sep}}=68\text{ barg}$ et $P_{\text{sep}}=64\text{ barg}$).

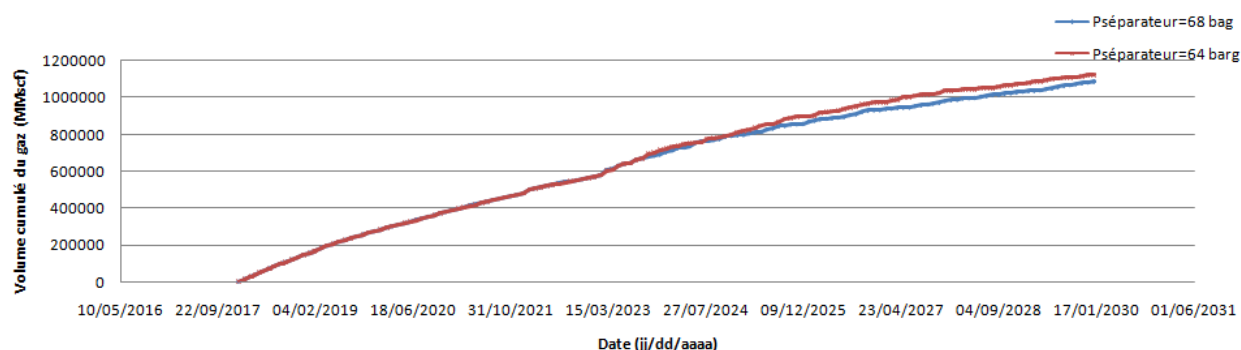


FIGURE 4.7: Volume cumulé du gaz produit du système total pour des valeurs de pression au séparateur de 68 barg et 64 barg

Effectivement, quand la pression d'admission au séparateur soit réduite à 64 barg, l'apport volumétrique du système total est plus importante que celui de l'autre scénario ($P_{\text{sep}}=68\text{ barg}$).

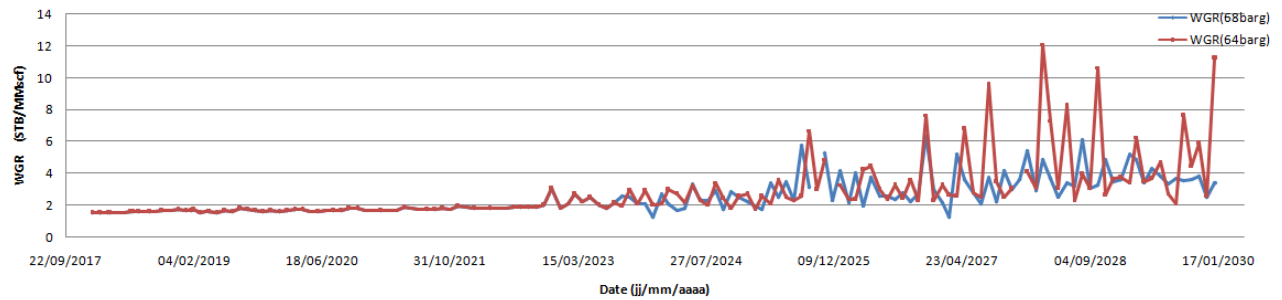


FIGURE 4.8: WGR du système total pour des valeurs de pression au séparateur de 68 barg et 64 barg

La figure (4.8) présente les variations du paramètre WGR avec le temps pour les deux scénarios. On constate d'après la figure que durant les six premières années (de 2018 jusqu'à 2024) que les deux courbes coïncident et donc même avec une réduction de la pression du séparateur la production d'eau par rapport au gaz reste la même et est présentée par de petites quantités. Etant donné que le gaz des champs d'In Salah est caractérisé par sa faibles teneur en condensats, on en déduit donc que cette eau provient majoritairement des aquifère, et lors de ces premières années, les pressions des réservoirs sont suffisamment élevées pour produire une quantité importante de gaz avec un débit assez élevé et l'eau s'est à peine introduite dans le réservoir.

De 2024 à 2027, des fluctuations apparaissent au niveau des deux courbes, cependant, ces dernières ne sont plus identiques mais progresse avec la même tendance.

De 2027 à 2030, pour la pression du séparateur à 68 Bar, les fluctuations demeurent avec la même amplitude tandis que celle de la courbe dont la pression du séparateur est à 64 Bar sont deux fois voir trois fois plus importante.

On en déduit que la réduction de la pression d'admission au séparateur augmentera le débit du système total de production mais augmentera aussi le rapport eau / gaz.

Nous allons maintenant nous intéresser à la valeur apportée par les deux nouveaux puits au système total de production. Pour cela, nous allons analyser le profil de production du système avant et après la mise en service de ces puits.

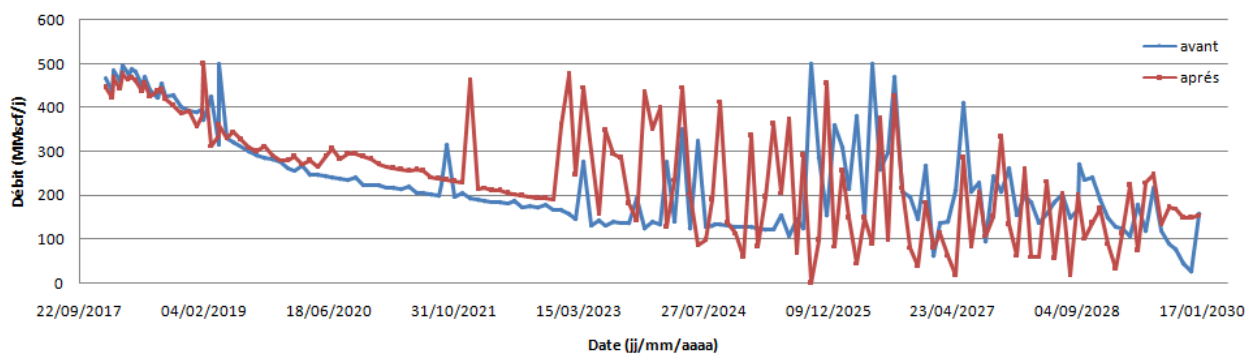


FIGURE 4.9: Débit total avant et après l'introduction de HMN7 et GMD8

Ce graphe indique que la courbe de production totale du système avant l'introduction de HMN 7 et GMD 8 coïncide avec celle de la production après la mise en production de ceux-ci et cela durant les deux premières années étant donné que la mise en service de ses deux puits aura lieu en 2020.

De 2020 jusqu'à 2026, on observe que la production totale après la mise en service est supérieure à celle d'avant et présente des pics plus aigus du fait de la mise en service des deux puits HMN-7 et GMD-8 ainsi que d'une bonne optimisation des pressions de tête de tous les puits producteurs.

Pour mieux voir ce que peuvent apporter les puits GMD-8 et HMN-7 en termes de production à long terme, et pour mieux analyser la performance de l'optimisation qui a été faite, il est plus judicieux de faire une comparaison entre les courbes des productions totales cumulées (volumes cumulés) du système avant et après la mise en service des deux nouveaux puits.

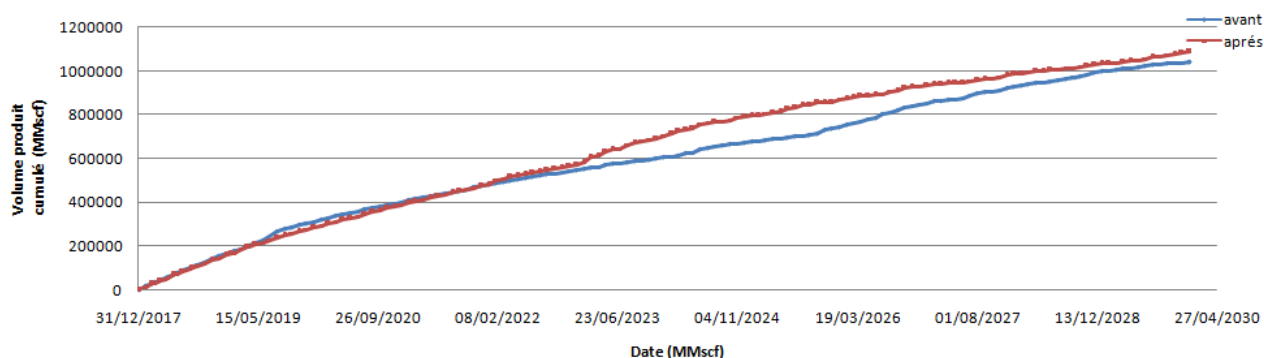


FIGURE 4.10: Débit total cumulé avant et après l'introduction de HMN7 et GMD8

On observe que durant les 3 premières années (de 2018 à 2021), les deux courbes coïncident du fait que les 2 puits, HMN-7 ET GMD-8, ne sont pas encore en service. De 2021 à 2030, le volume produit après la mise en service est considérablement supérieur

au volume qui serait produit si la mise en service n'aurait pas lieu. Mais on constate aussi que les deux courbes se rapprochent dans les deux dernières années (de 2028 à 2030).

4.4 Conclusion

Afin de faire une prédiction à long terme sur les performances du système de production total au niveau des quatre champs Sud d'In Salah, nous avons fait appel au logiciel GAP dans lequel nous avons importé les modèles MBAL de tous les réservoirs et les modèles PROSPER de tous les puits des champs Sud en générant leurs IPR et VLP. Pour des raisons de rigueur, nous avons vérifié que la précision de ces modèles n'était pas altérée après avoir été importés. Nous avons également inclus les différents équipements de surface comme le système de pipelines et le séparateur.

Après avoir schématisé et défini le système, nous avons effectué une prédiction avec optimisation dont la fonction objective était le taux de production en satisfaisant les contraintes mises (capacité de traitement limite de 500 MMscf et la pression maximale de 3000 psig au niveau des pipelines). Ceci nous a permis de d'obtenir les valeurs des pressions et des débits fractionnaires ainsi que les paramètres volumétriques sur une période de 12 ans (de 2018 à 2030) pour des valeurs de pression d'admission au séparateur de 68 Bar et 64 Bar. La visualisation et l'interprétation des résultats a été dès lors possible, nous avons analysé les profils de production de chacun des deux nouveaux puits GMD8 et HMN7 ainsi que les pressions en têtes de puits. En vue d'estimer l'impact que ces deux puits peuvent avoir sur le système entier, nous avons tracé les profils de production du système total avant et après leur mise en production.

Et étant donné que la production de l'eau n'est guère privilégiée, nous avons aussi analysé la variation du paramètre volumétrique (WGR) avant et après que les deux puits soient intégrés dans le système. Enfin, la pression du séparateur au CPF étant fixée à 68 Barg, nous avons vérifié si la réduction de cette pression était bénéfique, et nous avons trouvé qu'en effet, la production augmente en terme de volume cumulé mais cela aurait pour conséquence l'augmentation du WGR.

Conclusion Générale

Dans ce présent rapport, l'objectif était de prédire les performances du système de production total des champs Sud d'In Salah et d'évaluer la contribution des nouveaux puits GMD8 et HMN7 à la production de ce dernier. Tous cela à été fait pour une pression d'admission au séparateur de 68 barg et 64 barg afin de voir si la réduction de ce dernier serait utile pour l'amélioration des performances du système de production.

Après avoir généré le profil de production de 12 ans du 01/01/20018 au 02/01/2030, nous avons obtenu des résultats suivant les deux scénarios proposés, cela nous a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

Étant donné que les volumes cumulés pour les deux pressions de séparation ont le même taux de variation au cours des deux dernières années et que la réduction de la pression du séparateur aurait pour conséquence l'augmentation de la valeur du rapport WGR, on propose de maintenir cette pression réduite à 64 barg au cours des premières années de production (de 2020 à 2028) où le taux de variation de la production serait considérable et le paramètre WGR ne serait pas grand et adopté l'autre scénario par la suite durant les deux dernières années de prédiction (de 2029 à 2030).

Les résultats que nous avons obtenus montrent que la rétention de liquide pourrait avoir lieu lorsque les réservoirs des champs Sud seraient en phase de déclin étant donné que la vitesse du gaz ne serait pas suffisamment élevée pour le soulever vers la surface. Pour y remédier, Il existe une variété de technologies actuellement utilisées pour réduire le chargement de liquide au fond du puits, telles que la chaîne de vitesse (Velocity String) qui consiste à réduire le diamètre du tubing (sans pour autant trop le réduire car ceci augmenterait la perte de charge), les pompes à gaz qui servent à fournir au système de production l'énergie nécessaire étant donné que l'énergie primaire provenant du réservoir s'est atténuée, et enfin, pour une meilleure récupération du gaz stocké, il est recommandé d'adopter les techniques de récupération améliorée du gaz (EGR). Pour cela, nous préconisons de pousser cette étude en orientant l'optimisation vers la réalisation d'un système d'injection d'eau ou de vapeur.

En fin, ce travail a été une opportunité pour nous de découvrir et de nous épanouir dans le domaine pétrolier qui s'est avéré passionnant.

Bibliographie

ABDUS, Satter amp; GHULAM, M. Iqbal. *Reservoir Engineering : The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. Elsevier Science. Texas : Gulf Professional Publishing, 2015. 486 p. ISBN 978-0-12-800219-3

AHMED, Tarek. *Reservoir engineering handbook*. Elsevier Science. Texas : Gulf Professional Publishing, 2010. 1453 p. ISBN ISBN 978-1-85617-803-7

ALLARD, D. R et CHEN, S. M. *Calculation of Water Influx for Bottomwater Drive Reservoirs*. 01 Septembre 1984, Les états unis, Soc. Pet. Eng. AIME, Pap.; (United States). Les états unis : N. p., 1984.

BOYUN, Guo et LYONS, William C. amp; GHALAMBOR, Ali. *Petroleum Production Engineering : A Computer-Assisted Approach*. Elsevier Science. Texas : Gulf Professional Publishing, 2007. 312 p. ISBN 978-0-7506-8270-1

BOYUN, Guo. *Oil. Gas Wells and Reservoirs*. In : *Well Productivity Handbook (Second Edition)*. Les états unis : Elsevier Science, 2019, 1pp, ISBN : 9780128182659.

DAKE, L.P, *Fundamentals of reservoir engineering* [en ligne]. Amsterdam, London, New York, Tokyo : ELSEVIER, 1978. DISPONIBLE SUR <:<http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/%20of%20Reservoir%20Engineering%20%28L.P.%20Dake%29.pdf>>

ELBANBI, Ahmed et ALZAHABI, Ahmed et ELMARAGHI, Ahmed. *Selection and Estimation : PVT Property Correlations*. Elsevier Science. Texas : Gulf Professional-

Publishing, 2018. 342 p. ISBN 978-0-12-812572-4

HENKES, R.A.W.M. *Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes : the Inflow Performance Relation (IPR) and the Tubing Performance Curve (TPC) of a gas well.* VAN NIMVERGEN, A.T. et PORTELA, L.M. *International Journal of Multiphase Flow.* Elsevier, Septembre, 2017, vol. 71

KELKAR, Mohan. *NATURAL GAZ : PRODUCTION ENGINEERING.* Tulsa : Penn-Well, 2008. 570p. ISBN 978-1-59370-017-1

LEE A. B et GONZALEZ M. H et EAKIN B. E, Sutton, R. P. (2007). *Fundamental PVT Calculations for Associated and Gas/Condensate Natural-Gas Systems.* SPE Reservoir Evaluation Engineering [en ligne]. In : OnePetro. [1966]. DISPONIBLE SUR : <<https://sci-hub.tw/https://doi.org/10.2118/97099-PA>>

LYONS, William C et PLISGA, Gary J et LORENZ, Michael D. *Production Engineering.* In : *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Third Edition.* Texas : Gulf Professional Publishing, 2016. p. 529-570. ISBN 978-0-12-383846-9

MA, XIANLIBE. *Recent Advances in Oil Gas Production Engineering* [en ligne]. Xi'an : 2016. Consulté [Avril 2020]. Disponible sur <<https://slide-player.com/slide/13464751/>>

MIREAULT, Ray et DEAN, Lisa. *Material Balance Analysis.* In : Fekete Associates Inc. United states : Fekete association, 2008, 3pp.

NOCEDAL, Jorge et WRIGHT, Stephen J. *Numerical Optimization : Sequential Quadratic Programming.* New York : Springer, 2006. 664p. ISBN 978-0-387-40065-5

OKOTIE, Sylvester amp ; IKPORO, Bibobra. *Reservoir Engineering : Fundamentals and Applications.* Yenagoa : Springer, 2019. 410p. ISBN 978-3-030-02392-8

PERRIN, Denis. *Oil and Gaz Field Development Techniques : WELL COMPLETION AND SERVICING.* Paris : TECHNIP, 1999. 325 p. ISBN 2-7108-0765-3

Petroleum Experts, GAP manual user,2010.

Petroleum Experts, MBAL manual user, 2010.

Petroleum Experts, PROSPER manual user, 2010.

TAGHI TORABI, MOHAMMAD. *Relation of Water and Oil Production in Wa-ter Drive Reservoir*[en ligne]. In :Onepetro. [1980]. DISPONIBLE SUR :<https://sci-hub.tw/https://doi.org/NA>

WEI, Guo et ZHIMING, Hu et XIAOWEI, Zhang et RONGZE, Yu et LI, Wang. *Shale gas adsorption and desorption characteristics and its effects on shale permeability* [en ligne]. In :Sage journals. [consulté le 23 Janvier 2017]. DISPONIBLE SUR : <https://sci-hub.tw/https://doi.org/10.2F0144598716684306>

Annexes

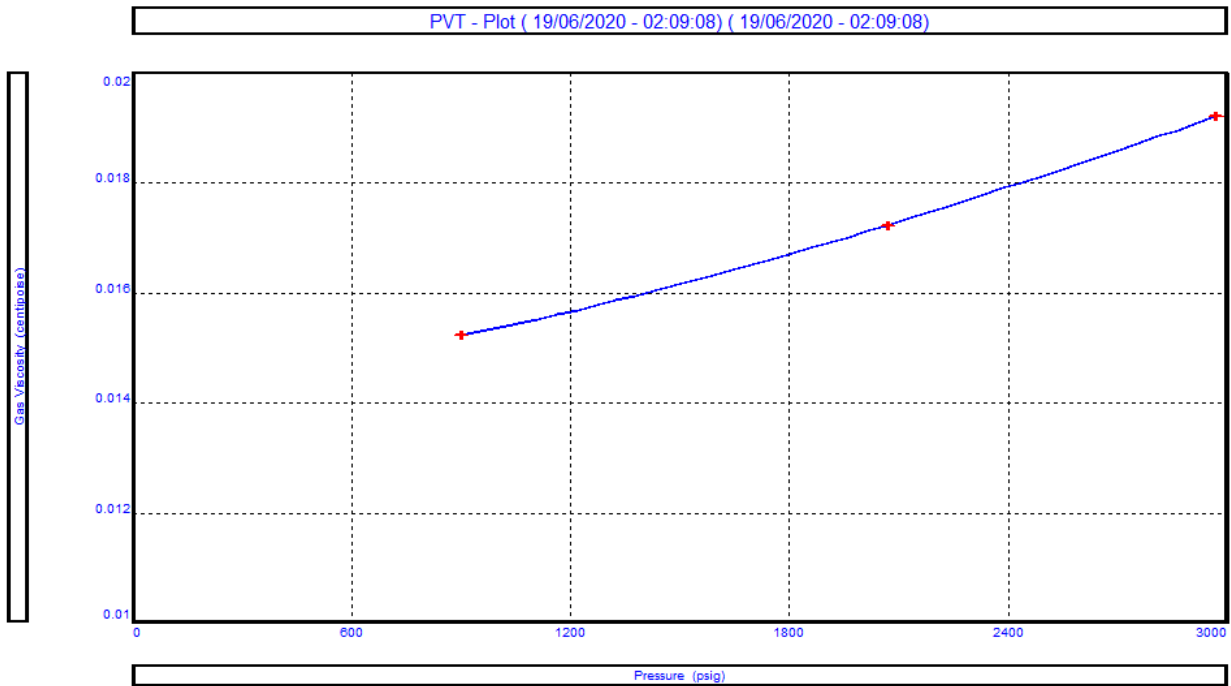


Figure 1 : Variation de la viscosité du fluide du HMN7 en fonction de la pression

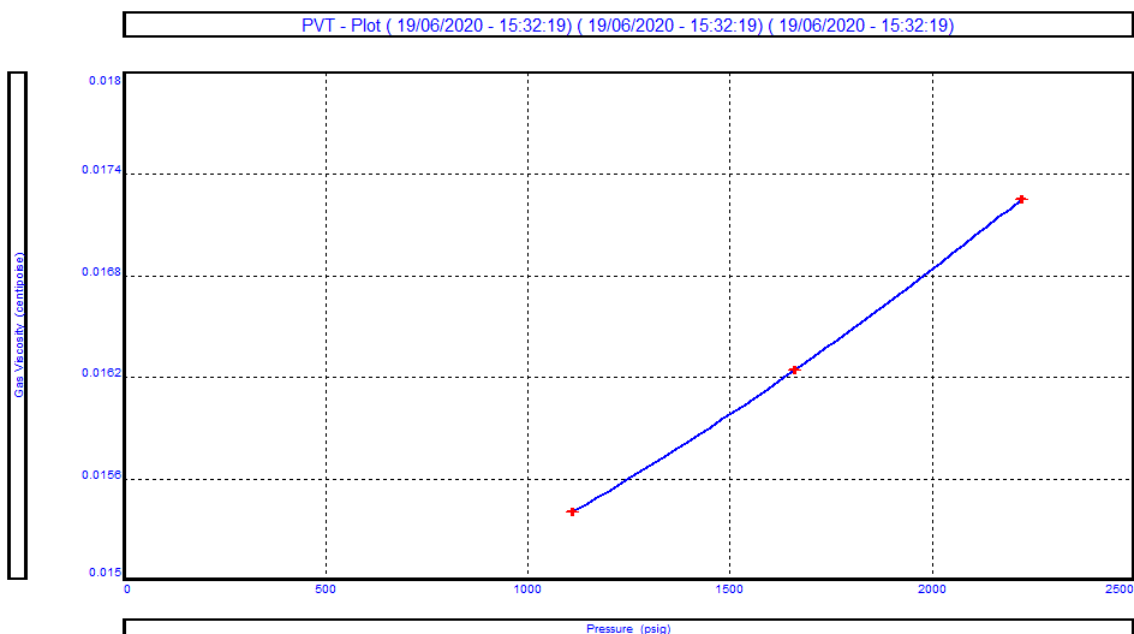


Figure 2 : Variation de la viscosité du fluide du GMD8 en fonction de la pression

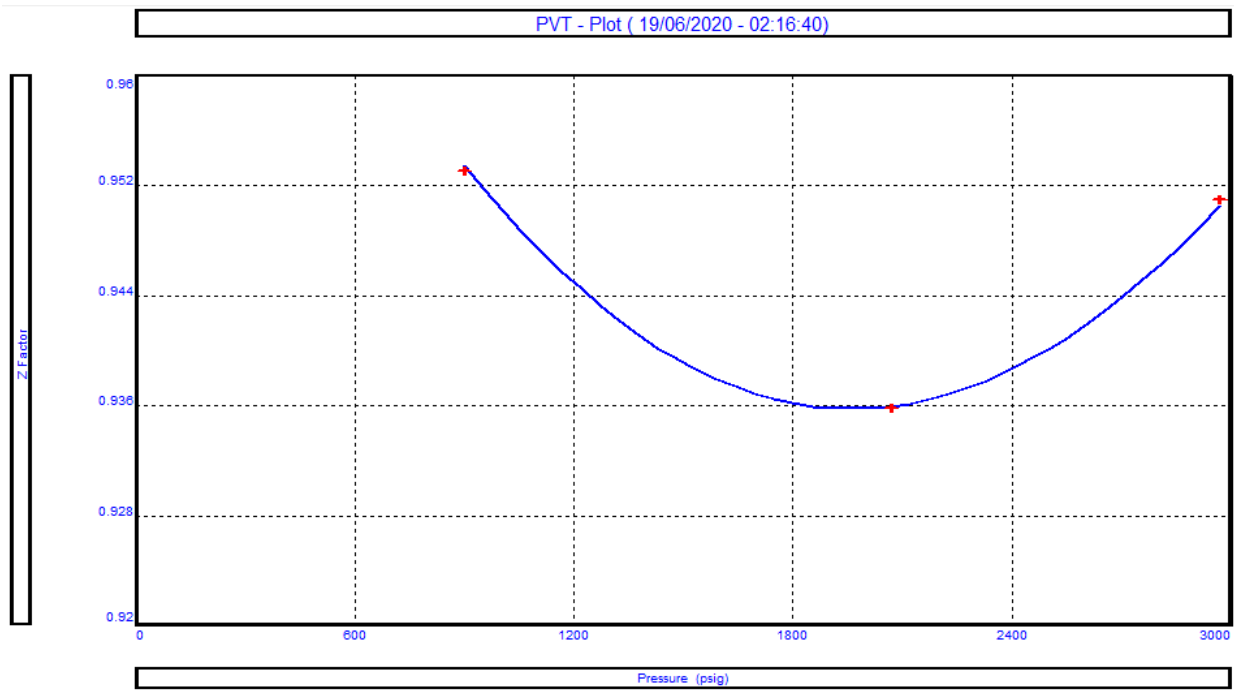


Figure 3 : Variation du facteur de compressibilité z du fluide du HMN7 en fonction de la pression

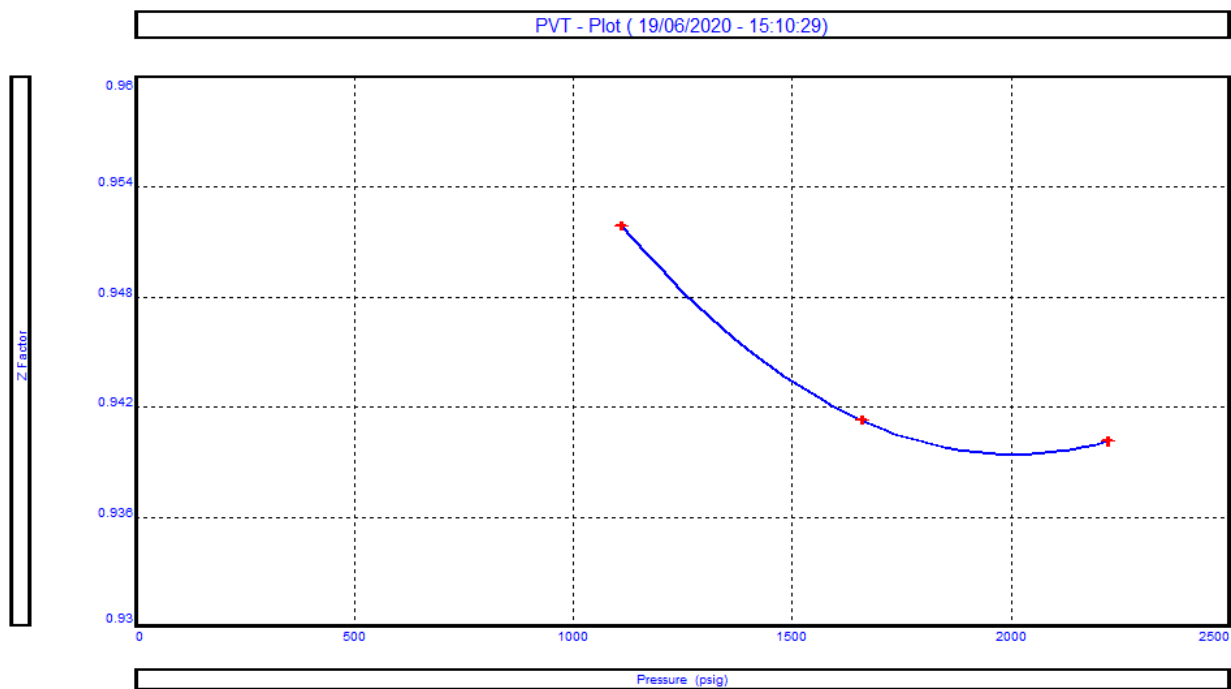


Figure 4 : Variation du facteur de compressibilité z du fluide du GMD8 en fonction de la pression

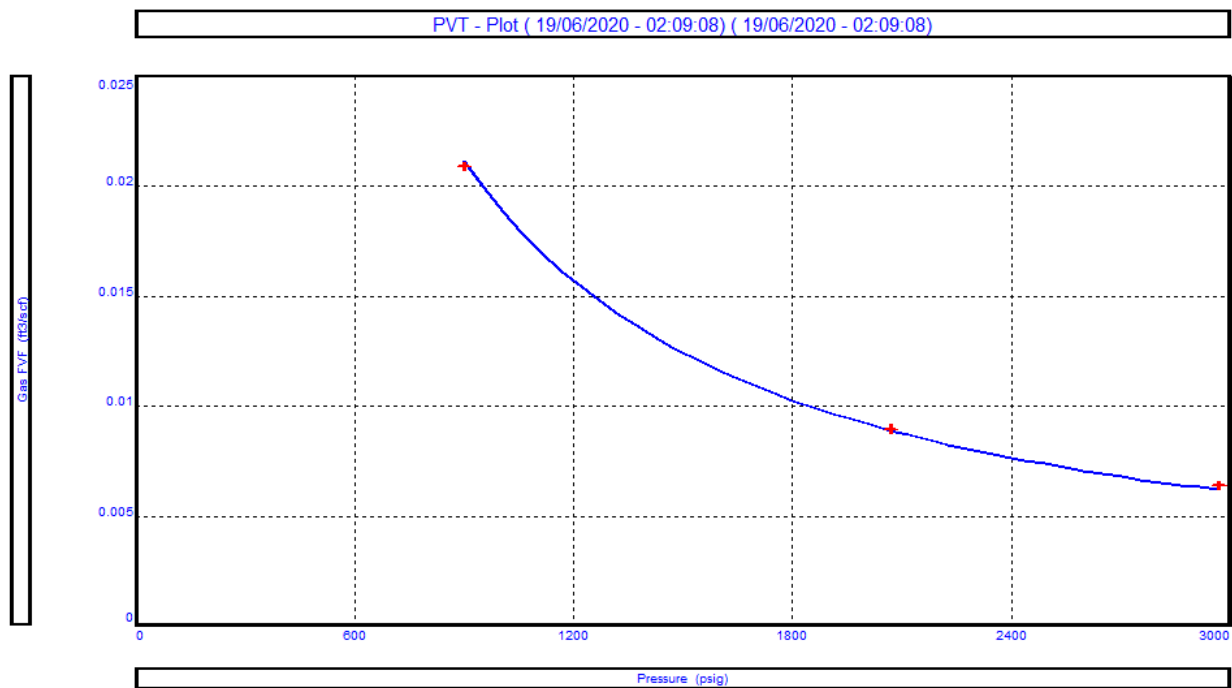


Figure 5 : Variation du facteur FVF de gaz du HMN7 en fonction de la pression

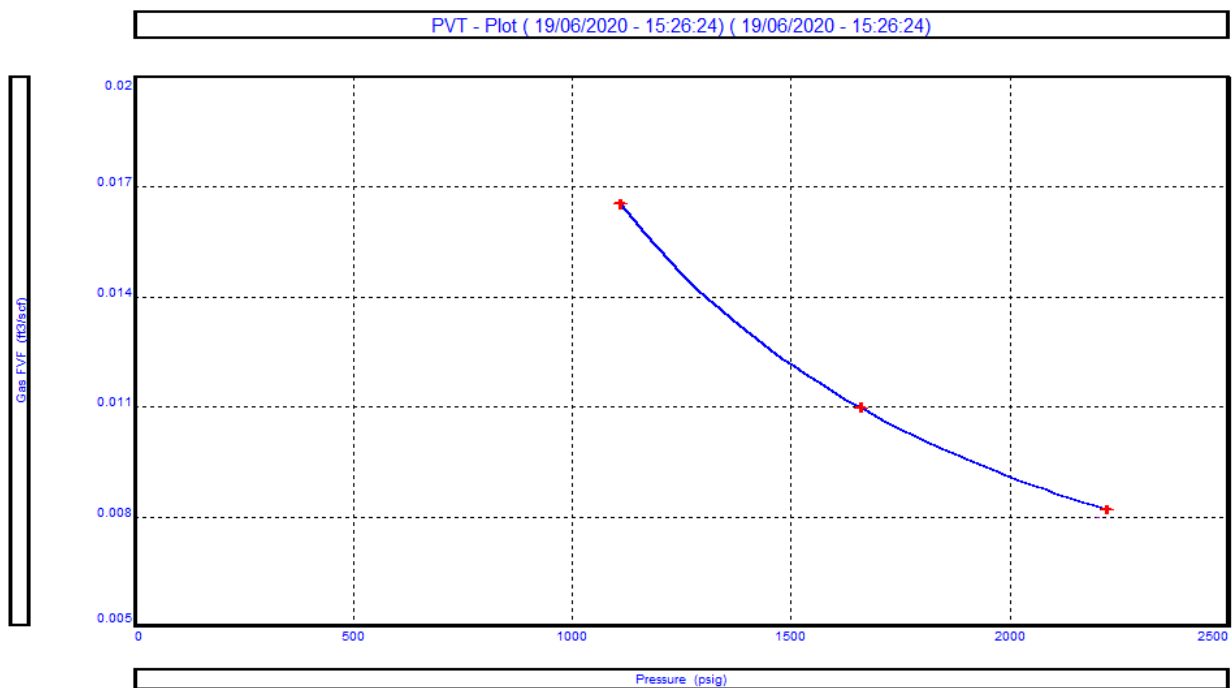


Figure 6 : Variation du facteur FVF de gaz du GMD8 en fonction de la pression

TUBING CORRELATION MATCH PARAMETERS (HMN 7 FINAL.Out)

Done Cancel Main Reset all Report Export Help

		Correlation	Parameter 1	Parameter 2	Standard Deviation
1	Reset	Duns and Ros Modified	1.01182	1.00622	0.00073242
2	Reset	Hagedorn Brown	1	1	
3	Reset	Gray	1.04128	1.02219	0.00097656
4	Reset	Mukerjee Brill	1	1	
5	Reset	Beggs and Brill	1	1	
6	Reset	Petroleum Experts	0.99921	0.99959	0.00024414
7	Reset	Orkiszewski	1	1	
8	Reset	Petroleum Experts 2	0.99921	0.99959	0.00024414
9	Reset	Duns and Ros Original	1	1	
10	Reset	Petroleum Experts 3	1.01035	1.00544	0.00048828
11	Reset	GRE (modified by PE)	1	1	
12	Reset	Petroleum Experts 4	1.01051	1.00553	0.00048828
13	Reset	Hydro-3P	1	1	
14	Reset	Petroleum Experts 5	1.01038	1.00546	0.00048828
15	Reset	DLGAS 2P	1	1	
16	Reset	DLGAS 3P	1	1	
17	Reset	DLGAS3P EXT	1	1	

Figure 7 : Les paramètres d'ajustement des corrélations VLP du puits HMN7

TUBING CORRELATION MATCH PARAMETERS (GMD 8.Out)

Done Cancel Main Reset all Report Export Help

		Correlation	Parameter 1	Parameter 2	Standard Deviation
1	Reset	Duns and Ros Modified	1.18319	1.35764	0.00012207
2	Reset	Hagedorn Brown	1	1	
3	Reset	Gray	1.16475	1.33636	0.00036621
4	Reset	Mukerjee Brill	1	1	
5	Reset	Beggs and Brill	1	1	
6	Reset	Petroleum Experts	1.02964	1.05397	0.00012207
7	Reset	Orkiszewski	1	1	
8	Reset	Petroleum Experts 2	1.02964	1.05397	0.00012207
9	Reset	Duns and Ros Original	1	1	
10	Reset	Petroleum Experts 3	1.18276	1.3564	0
11	Reset	GRE (modified by PE)	1	1	
12	Reset	Petroleum Experts 4	1.18262	1.35637	0.00012207
13	Reset	Hydro-3P	1	1	
14	Reset	Petroleum Experts 5	1.18275	1.35638	0.00012207
15	Reset	DLGAS 2P	1	1	
16	Reset	DLGAS 3P	1	1	
17	Reset	DLGAS3P EXT	1	1	

Figure 8 : Les paramètres d'ajustement des corrélations VLP du puits GMD8