

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables  
et Science de la Terre et de l'Univers



N° Série: ...../2019

Département de production des hydrocarbures

*Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master*

Option : Production

Présenté par :

DAHEM Mohammed Elamine - ALKOSHAB Ameen - DOUAIR Zakaria

Thème

# Développement & étude de raccordement des puits de la région de Gassi - Touil

Devant le jury :

Encadreur : Mr. SIDROUHOU H.MED M.A.A UKM OUARGLA  
Présidente : Mr. MILOUDI M.A.A UKM OUARGLA  
Examineurs : Mr. ANNOU UKM OUARGLA

Année universitaire : 2018/2019

# REMERCIEMENTS

*Nous remercions tout d'abord Dieu le tout puissant qui nous a éclairés  
Le bon chemin.*

*Mes vifs remerciements s'adressent à notre encadreur Monsieur SIDROUHOU  
H.Med, sous la direction dans laquelle ce travail a été effectué, pour ses conseils  
cruciaux et utiles, ses entretiens enrichissants, ses encouragements, sa confiance,  
sa disponibilité constante, et son affabilité.*

*Nous tenons à remercier vivement nos co-encadreurs Messieurs M.BEDROUNI  
et A.ABBOU, Ingénieurs Réservoir à Gassi Touil pour leur poursuite et leurs  
orientations pratiques durant la réalisation de ce travail, ainsi que la  
présentation de ce mémoire dans sa forme finale.*

*Nous adressons nos sincères remerciements à Monsieur M. DAHEM  
Chef de Service Mesures et Contrôle à Gassi Touil pour son suivi, ses conseils  
précieux et son encouragement durant la réalisation de ce travail.*

*Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la  
réalisation de ce modeste travail.*

## Dédicace

*Je déduis le fruit de mes années d'études à la lumière de mes yeux;  
Mes parents à qui je dois le crédit du monde.*

*À ma fiancée qui m'a fait découvrir le sens du mot Amour.*

*À mes chers frères et sœurs.*

*À toute ma famille paternelle et maternelle spécialement : Oussama, Marwan  
Ilyes, Laid, Loai, Maram, Khadidja, Nosaiba, Anas, ahmed, Taim et Tasnime.*

*À tous mes amis et mes proches : Dahmoun, Belalite A, Ferria A, Mesnata M*

*Oubira A, Soudani I, Hadjadj S, Kadri K, Chelal I, Abd elselam M,*

*Chelouche A, RAHIL O, Attabi F, Benachour A Boukoloua H, Boukrit k,*

*Righi H Goussi f, Chousari A*

*Grairi K,M et Kanoufi N.*

*À mes camarades de classe et collègues de la classe 2013. Surtout mes binômes*

*Mohammed et Amine pour tous les moments de joie que nous avons vécu  
ensemble.*

*Zakaria*

## الإهداء

إلى من أرضعتني الحب والحنان

إلى رمز الحب ولبسم الشفاء

إلى القلب الناصع بالبياض (والدتي الحبيبة).

إلى من جرع الكأس فارغا ليستقيني قطرة حب

إلى من كلت أنامله ليقدّم لنا لحظة سعادة

إلى من حصد الأشواك عن دربي ليمهد لي طريق العلم (والدي العزيز).

إلى القلوب الطاهرة الرقيقة والنفوس البريئة

إخوتي الأعزاء ( عبد المنعم - أسامة - عبد الصمد ).

إلى رفيق الدرب ( عبد المومن ).

إلى كل أصدقائي الأعزاء.

الآن تفتح الأشرعة وترفع المرساة، لتنتقل السفينة في عرض بحر واسع مظلم هو بحر الحياة،

وفي هذه الظلمة لا يضيء إلا قنديل الذكريات، ذكريات الإخوة الذين أحببتهم وأحبوني

( زكرياء - أمين ).

## الإهداء

يا من أحمل اسمك بكل فخر  
يا من أفتقدك منذ الصغر  
يا من أودعتني الله أهديك هذا البحث  
أبي في تربته الطاهرة .

إلى ينبوع الصبر والتفاؤل والأمل  
إلى كل من في الوجود بعد الله ورسوله  
أمي الغالية .

إلى سندي وقوتي وملاذي بعد الله  
إلى من علموني علم الحياة  
إلى إخواني وإخوتي وزوجات إخواني  
وعمي الغالي الدكتور عثمان الكوشاب  
وعمتي الغالية ليمنون الكوشاب  
وابن العم الأستاذ رشدي الكوشاب  
وجميع الأهل والأصدقاء كل باسمه وصفته .

إلى كل من وقف معي في مسيرتي الدراسية  
إلى كل من تذوقت معهم أجمل اللحظات  
إلى من سأفتقدهم وأتمنى أن  
يفتقدوني ( محمد الامين -  
زكرياء ) .

أمين أحمد الكوشاب

## ملخص

تهدف دراسة الإيداع منذ اكتشاف الخزان الإنتاجي إلى إنشاء مشروع تنموي يسعى إلى تحسين استرداد الهيدروكربونات في إطار سياسة اقتصادية معينة.

يتمثل عملنا في دراسة تطوير مجالات TOUAL-BRIDES و GASSI EL ADEM في منطقة Gassi Touil ، للاستغلال الأمثل للودائع وإعطاء تقدير على وجه الخصوص:

- ✓ حجم الهيدروكربون في البداية.
- ✓ الإنتاج المحتمل للآبار.
- ✓ تصميم شبكة التجميع لربط آبار المشروع بـ CPF الحالي.

للقيام بذلك:

نقدم أولاً الودائع في الفصل الأول إضافة إلى دراسة PVT ، والتي تهدف إلى تحديد الخصائص الحجمية وكذلك تغيير حالة سائل الخزان.

في الفصل الثاني ، تم إجراء تقييم لاحتياطيات الغاز الموجودة في البداية بطريقتين (التوازن الحجمي والمادي).

باستخدام التحليل العقدي، يتم تقديم دراسة حساسية لخسائر الأحمال في الآبار في الفصل الثالث، والذي يهدف إلى تحديد نموذج البئر الضروري للتنبؤ بالإنتاج والتنبؤ بمعدل التدفق. الإنتاج.

في الفصل الرابع، أجرينا دراسة تحسين إنتاج الآبار ونمذجة شبكة التجميع، بعد تقدير الاحتياطيات وتم التحقق من صحة نموذج الآبار والتحقق من صحته.

## **Abstract**

The study of reservoir since the discovery of a productive layer, aims to establish a development project that will seek to optimize the recovery of hydrocarbons within the framework of a given economic policy.

Our work consists in studying the development of TOUAL-BRIDES and GASSI EL ADEM fields of the Gassi Touil region, for the optimal exploitation of the reservoirs and gives in particular the estimate of:

- ✓ Hydrocarbon volume initially in place.
- ✓ Potential production of wells.
- ✓ Design of the network to link the new wells of the project to the existing CPF.

To do this:

In Chapter I, first we present the reservoirs, and after that a PVT study is presented to determine the volumetric characteristics as well as the change of state of the reservoir fluids.

In Chapter II, an assessment of the gas reserves initially in place was carried out by two methods (volumetric and material balance).

Using nodal analysis, a sensitivity study on the well losses of the wells is presented in chapter III, whose aim is to identify a well model necessary for the prediction of the production and to predict the flow rate of production.

In Chapter IV, we carried out the well production optimization study and the network modeling, after the reserves were estimated and the wells model was validated.

# Sommaire

<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>
<b>I :DESCRIPTION DES CHAMPS .....</b>	<b>2</b>
I.1 Introduction .....	2
I.2 Localisation .....	3
I.2.1 Champ du Brides .....	4
I.2.2 Champ du Toual .....	4
I.2.3 Champ du Gassi El Adem .....	4
I.3 Etude PVT .....	4
I.3.1 L'échantillonnage .....	5
I.4 Condition d'échantillonnage .....	6
I.5 Évolution des paramètres .....	7
<b>II : ESTIMATION DES RESERVES DE GAZ INITIALEMENT EN PLACE .....</b>	<b>12</b>
II.1 Introduction .....	12
II.2 Méthode bilan matière.....	12
II.2.1 Equation de bilan matière pour les réservoirs à gaz .....	13
II.2.2 Équation de bilan matière sous forme d'équation de droite.....	14
II.3 Calcul des réserves du réservoir du champ TOUAL .....	15
II.3.1 Calcul des réserves du réservoir TAGI (champ TOUAL).....	15
II.3.2 Calcul des réserves du réservoir SILURIEN (champ TOUAL) .....	22
II.3.3 Calcul des réserves du réservoir du champ BRIDES .....	28
II.4 Méthode volumétrique .....	34
II.4.1 Principe de la méthode .....	35
Conclusion.....	36
<b>III : ANALYSE NODALE .....</b>	<b>38</b>
III.1 Introduction .....	38
III.2 Les données de PVT.....	38
III.3 Les données des essais des puits .....	38
III.4 La complétion des puits .....	42
III.4.1 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.....	43
III.5 Reproduction des résultats du test potentiel par PROSPER .....	46
Conclusion.....	48



<b>IV :</b>	<b>OPTIMISATION ET DIMENSIONNEMENT DES PUIITS .....</b>	<b>50</b>
IV.1	Introduction .....	50
IV.2	Schéma de raccordement et modélisation du réseau de collecte.....	50
IV.3	Modélisation du réseau de collecte .....	52
IV.3.1	Dimensionnement des collecteurs des puits .....	52
IV.3.2	Dimensionnement des collecteurs des manifolds .....	54
IV.4	Modélisation de la production des puits .....	54
IV.5	Optimisation des débits de production .....	55
IV.5.1	Contraintes de production.....	55
	Conclusion.....	57
	<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>58</b>
	<b>RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>59</b>
	<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>60</b>

## Liste des figures

Figure I.1 : Carte des gisements et du prospect dans la région de Gassi Touil.....	3
Figure I.2 Echantillonnage sur séparateur.....	5
Figure IV.1: Schéma du raccordement : (a) : Global, (b) champ TOUAL .....	51
Graphe I.1 : Evolution du Bg en fonction de la pression. ....	10
Graphe I.2: Evolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression. ....	10
Graphe I.3 : Evolution de la masse volumique en fonction de la pression. ....	11
Graphe II.1 : Profile du pression de réservoir TOUAL TAGI. ....	15
Graphe II.2 : Historique du production des puits de TOUAL TAGI. ....	16
Graphe II.3 : Historique de production des puits de TOUAL TAGI OUEST.....	17
Graphe II.4 : P/Z en fonction de Gp TOUAL TAGI.....	18
Graphe II.5: P/Z en fonction de Gp TOUAL TAGI OUEST.....	19
Graphe II.6: P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL TAGI.....	21
Graphe II.7: P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL TAGI OUEST.....	22
Graphe II.8 : Profile du pression de réservoir TOUAL SILURIEN. ....	23
Graphe II.9: Historique du production des puits de TOUAL SILURIEN.....	23
Graphe II.10: Historique du production des puits de TOUAL SILURIEN OUEST.....	24
Graphe II.11: P/Z en fonction de Gp TOUAL SILURIEN. ....	25
Graphe II.12: P/Z en fonction de Gp TOUAL SILURIEN OUEST. ....	26
Graphe II.13: P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL SILURIEN.....	27
Graphe II.14: P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL SILURIEN OUEST. ....	28
Graphe II.15: Profile de pression de réservoir BRIDES TAGS.....	29
Graphe II.16: Historique du production des puits de BRIDES TAGS.....	29
Graphe II.17: Historique du production des puits de BRIDES TAGS.....	30
Graphe II.18: P/Z en fonction de Gp BRIDES TAGS. ....	31
Graphe II.19: P/Z en fonction de Gp BRIDES TAGS OUEST. ....	32
Graphe II.20: P/Z (over pressured) en fonction de Gp BRIDES TAGS. ....	33
Graphe II.21: P/Z (over pressured) en fonction de Gp BRIDES TAGS OUEST. ....	34
Graphe III.1: Courbe IPR de BRDS-02. ....	40
Graphe III.2: Courbe IPR de GEA-5.....	40
Graphe III.3: Courbe IPR de TOUN-1.....	41
Graphe III.4: AOF des Puits des réservoirs.....	42

Graphe III.5: Histogramme des erreurs relatives moyennes. ....	46
Graphe III.6: VLP vs IPR de BRDS-02. ....	47
Graphe III.7: VLP vs IPR de GEA-5. ....	47
Graphe III.8: VLP vs IPR de TOUN-1. ....	48
Graphe IV.1: Les pertes de charge des scénarios. ....	53
Graphe IV.2 : Les pertes de charges du collecteur. ....	54
Graphe IV.3: Comparaison du débit de gaz. ....	56
Graphe IV.4 : Comparaison du débit de liquide. ....	56
Graphe IV.5: Comparaison de la pression des puits. ....	57

## *Liste des Tableaux*

Tableau I.1: Condition d'échantillonnage. ....	6
Tableau I.2 : Composition des fluides des réservoirs.....	7
Tableau I.3 : Evolution des propriétés de fluide de réservoir TOUAL TAGI. ....	8
Tableau I.4: Evolution des propriétés de fluide de réservoir GASSI EL ADEM QH. ....	8
Tableau I.5: Evolution des propriétés de fluide de réservoir BRIDES TAGS.....	9
Tableau I.6: Evolution des propriétés de fluide de réservoir TOUAL SIL.....	9
Tableau II.1: Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL TAGI). ....	18
Tableau II.2: Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL TAGI OUAST).....	19
Tableau II.3: Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL TAGI). ....	20
Tableau II.4: Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL TAGI OUAST).....	21
Tableau II.5: Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL SILURIEN). ....	24
Tableau II.6: Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL SILURIEN OUAST). ....	25
Tableau II.7: Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL SILURIEN). ....	26
Tableau II.8: Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL SILURIEN OUAST).27	
Tableau II.9: Paramètre de la méthode P/Z (BRIDES TAGS). ....	30
Tableau II.10: Paramètre de la méthode P/Z (BRIDES TAGS OUAST). ....	31
Tableau II.11: Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (BRIDES TAGS). ....	32
Tableau II.12: Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (BRIDES TAGS OUAST). ....	33
Tableau IV.1 : Les diamètres optimums des puits. ....	53
Tableau IV.2 : Les diamètres optimums de la pipe manifold. ....	55
Tableau IV.3 : Résultats de modélisation de la production.....	55
Tableau IV.4 : Résultats de modélisation de la production.....	56

## Nomenclature

CPF	Usine du traitement de gaz.	
BRD	Champ du Brides.	
GEA	Champs du Gassi El Adem.	
TOU	Champs du Toual.	
NZ	Champs du Nezla.	
TAGS	Trias argilo-gréseux supérieur.	
TAGI	Trias argilo-gréseux inférieur.	
QH	Quartzite Hamra.	
SIL	Silurien.	
MF	Manifold.	
J	Jonction.	
FWHP	Pression en tête.	Psig.
FBHP	Pression de font.	Psig.
$P_{sep}$	Pression de séparateur.	Psig.
P	Pression de réservoir.	Psig.
$P_i$	Pression initiale de réservoir.	Psig.
$\Delta P$	pertes de charge.	Psig
GOR	Gaz Oil Ratio.	
WOR	Water Oil Ratio.	
$Q_g$	Débit de gaz.	$Sm^3/j$ .
$B_g$	Facteur volumétrique de gaz.	$m^3/Mm^3$
Z	Facteur de Compressibilité.	
$Z_i$	Facteur de compressibilité de gaz à $p_i$ .	
$\emptyset$	Porosité.	%
K	Perméabilité du milieu poreux.	md.
MBE	L'équation du bilan matière.	
OGIP, G	Volume de gaz initialement en place.	$Bsm^3$ .
$G_p$	Production cumulée de gaz.	$Bsm^3$ .
$n_p$	Nombre de moles de gaz produit.	mol.
$n_i$	Nombre de moles de gaz initial.	mol.
$n_f$	Nombre de moles de gaz restant dans le réservoir.	mol.

We	Les entrées de l'eau cumulées .	
Wp	Production cumulée de l'eau.	
F	Soutirage.	
$E_g$	L'expansion du gaz.	
$E_{fw}$	L'expansion du l'eau et de la roche.	
S	surface de la roche imprégnée d'huile .	[m <sup>2</sup> ].
$S_w$	Saturation en eau.	
AOF	Absolute Open Flow Potential.	Sm <sup>3</sup> /j.
IPR	Inflow performance relationship.	
VLP	Vertical Lift Performance.	

## Introduction Générale

### ❖ Problématique de la recherche

Dans cette étude, la problématique principale posée est de maintenir le plateau de production de gaz du **CPF à 12 MMSm<sup>3</sup>/j. Vingt-et-un (21)** des puits sont programmés pour être raccordés via le réseau de collectes existant, avec une production évaluée à plus de **6 millions m<sup>3</sup>/j.**

Le pétrole et le gaz sont des matières premières d'une grande importance dans l'industrie actuelle, car ils représentent les capitales sources d'énergie sur lesquelles est basée l'industrie, et par conséquent, toute la civilisation contemporaine.

L'Algérie est un pays riche en pétrole et en gaz, et comme son économie est appuyée principalement sur les rentes des ventes de ces derniers, sa position économique dans le monde en est aussi fortement dépendante.

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale.

Les quantités vendues de pétrole et du gaz ne sont pas seulement liées aux réserves en place, mais beaucoup plus, à la récupération, ou à la rentabilité de l'investissement sur l'exploitation du réservoir.

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz consiste à ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu'à la surface. L'amélioration des prévisions de production d'un gisement constitue l'une des préoccupations de l'ingénieur réservoir au sein des compagnies pétrolières, elle est aussi parmi les lignes d'action envisagées par cette dernière. Toutefois, durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production, et ceci est dû soit à une déplétion naturelle soit à la suite d'un éventuel endommagement de la roche réservoir.

La rentabilité de l'investissement qu'un réservoir constitue est liée à la longévité de ses puits, et à l'importance de la production qu'on en retirera par leur biais. Cette longévité et cette importance de production sont en fonction directe avec les caractéristiques du réservoir, ainsi que des types de compléments choisis.

## I Description des champs

### I.1 Introduction

La Direction Régionale de Gassi Touil, est l'une des dix Directions Régionales qui constituent la Division Production / Activité Exploration & Production du groupe SONATRACH.

Ces installations de surface collectent, traitent, stockent et exportent du brut, condensât, GPL et du gaz sec extraits des gisements des périmètres de : Brides, Nezla (Nord et Sud), Gassi El Adem, Gassi Touil, Toual, Hassi Touareg (Nord et Sud), Hassi chergui (Nord et Sud), Rhourde El Khelf.

Cette région dispose de différentes installations de base, dont principalement :

- ✓ Deux unités de production (l'un traitement de brut et l'autre traitement de gaz) .
- ✓ Des champs pétroliers et gaziers.

Afin de maintenir le plateau de production du **CPF à 12 MMm<sup>3</sup>/j**, usine existante au niveau de Gassi-Touil, **21** puits sont programmés pour être raccordés via le réseau existant avec une production évaluée de plus de **6 MMSm<sup>3</sup>/j**.



I.2 Localisation

La Direction Régionale de Gassi Touil est en vocation pétrolière et gazière. Elle s'étend sur 170 Km de long et 105 Km de large, située à 1000 km au Sud Est d'Alger, et à 150 Km de Hassi Messaoud.

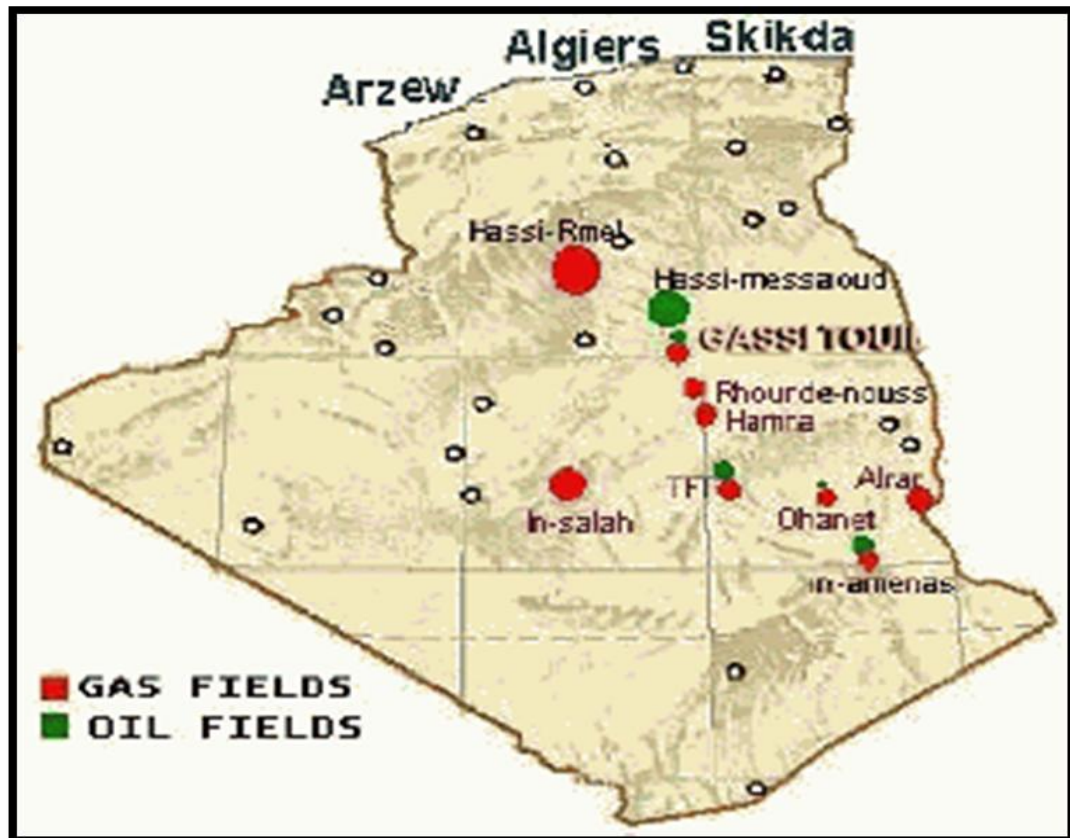


Figure I.1 : Carte des gisements et du prospect dans la région de Gassi Touil.

### I.2.1 Champ du Brides [4]

La formation du Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS), sur la région de Brides, présente des épaisseurs dépassent parfois les 150m dans certains endroits, cependant, seul les 40 à 50 m de base montrent des intervalles réservoirs potentiels, caractérisés sur carottes par des porosités allant de 2 à 16%, et par des perméabilités variantes de 0.1 à 177 md. Son extension latérale dans de la région de Brides, est estimée à l'échelle hectométrique. Les résultats des puits d'exploration de Brides (BRD-1, 2, 3, 4, 5 et 6), ont mis en évidence à partir du contact GWC, localisé à -3222m en TVDSS dans le réservoir de TAGS, un important gisement de gaz à condensat.

### I.2.2 Champ du Toulal [5]

Le champ de Toulal reconnue durant l'année 1962 les premiers forages d'exploration (TOU-1, TOU-2), fait partie de la région de Gassi Touil située à 150km, au sud-est de Hassi Messaoud (wilaya d'Ouargla), elle s'étend sur une longueur de 170 km, et une largeur de 105 km (Figure I.1). Cette région est à vocation gazière, elle contient dans son sous-sol, plus de 160 Bm3 de gaz repartit sur plusieurs champs, et sur plusieurs réservoirs (les réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien).

### I.2.3 Champ du Gassi El Adem [3]

L'interprétation structurale au toit du réservoir des Quartzites Hamra dans la région de Gassi El Adem, montre un grand complexe structural d'orientation Nord Est - Sud-Ouest subdivisé en deux compartiments bien individualisés. Un premier vers le Sud, la structure haute principale de Gassi El Adem (gisement aux Quartzites Hamra) où sont implantés les puits GEA-1 à 6, et au Nord ; la culmination de Gassi El Adem Nord, où le puits GEAN-1, implanté en 1981, productif de 1361 m<sup>3</sup>/h de Gaz avec traces de Gazoline au TF N°5, intervalle 3582-3800m en face du réservoir des Quartzites Hamra. Cependant, aucune suite n'a été réservée à ce résultat, et que le développement ne s'est fait que sur la structure principale, et aucune évaluation des volumes en place ne s'est faite.

## I.3 Etude PVT

La connaissance des propriétés des fluides en place, sont primordiales pour le développement du gisement, compte tenu de la nature de plus en plus critique des fluides exploités. L'étude PVT est une suite d'opérations et d'analyses qui définissent les grandeurs

thermodynamiques, caractérisant le fluide. Son but est de déterminer les caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide de gisement. Ainsi que de simuler les transformations qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface. [2]

### I.3.1 L'échantillonnage

L'échantillonnage de surface, est plus couramment pratiqué dans le cas d'un gaz naturel. Pour un gaz sec, il peut être effectué en tête de puits, ou sur la ligne de production.

Dans le cas d'un gaz à condensat ou d'un gaz humide conduisant à la production d'un effluent diphasique, l'échantillonnage est réalisé au niveau de la séparatrice haute pression en prélevant un échantillon de gaz, et un échantillon de liquide. Les propriétés du gisement global peuvent être connues par une recombinaison qui nécessite une mesure précise des débits de phase gazeuse, et de phase liquide. [2]

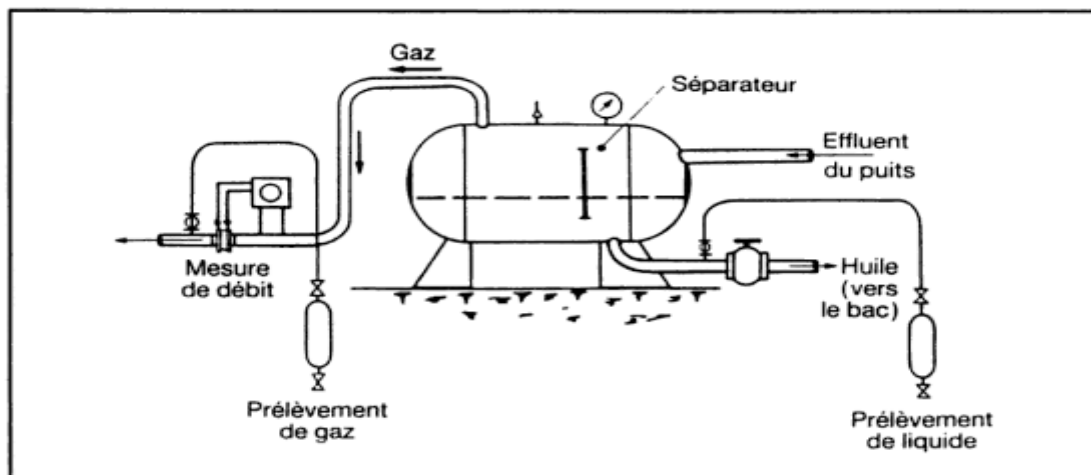


Figure I.2 Echantillonnage sur séparateur.

#### I.3.1.1 Choix et conditionnement du puits. Echantillonnage des gaz à condensat

L'échantillonnage est effectué de préférence sur les puits les plus récemment mis en exploitation, de manière à opérer à une pression aussi proche que possible de la pression initiale.

La première phase de préparation du puits, consiste à renouveler la colonne de fluide contenu dans le tube de production de manière à éliminer toute source de contamination.

L'échantillonnage d'un gaz à condensat doit être effectué en réduisant le débit de manière à minimiser l'écart de pression entre le fond, et la surface, et à limiter autant que possible l'effet

de condensation rétrograde Tout en assurant une vitesse suffisante pour faire remonter les gouttelettes de liquide. [2]

Il existe certaines conditions à satisfaire concernant le conditionnement du puits :

- ✓ Un régime d'écoulement permanent ;
- ✓ La pression en tête n'excède pas 1% de sa valeur initiale pendant 24 heures.

Au niveau de séparateur, la variation du débit et de la pression ne doit pas dépasser les 5%. [2]

#### I.4 Condition d'échantillonnage [2]

Les compositions des fluides des réservoirs sont données, et les résultats de laboratoire, montrant l'évolution des propriétés du fluide des réservoirs en fonction de la pression sont donnés dans les tableaux suivants :

**Tableau I.1:** Condition d'échantillonnage.

Reservoirs	TOU TAGI	TOU SIL	BRD TAGS	GEA QH
P de réservoir (psig)	5384	5761	5502,9	6363
T de reservoir °C	108	110	109,8	119
P de fond	5316	/	4461	3076
P séparateur (psig)	22.9	28,1228	27,7	22,3
T séparateur °C	25.5	3,33	18,9	17
GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	2786	2954	2327	3102

**Tableau I.2 :** Composition des fluides des réservoirs.

Réservoir	TOU TAGI	TOU SIL	BRD TAGS	GEA QH
Composition (mol %)				
N2	0.47	0.185	0.51	1.32
Co2	0.19	2.021	0.87	4.04
C1	83.4	83.642	82.16	75.02
C2	7.2	6.939	6.52	9.67
C3	2.74	2.637	2.69	3.67
i-C4	0.54	0.573	0.71	0.79
n-C4	0.9	0.794	1	1.17
i-C5	0.42	0.426	0.58	0.6
n-C5	0.3	0.278	0.4	0.48
C6	0.58	0.432	0.62	0.82
C7	0.49	0.348	0.7	0.4
C8	0.54	0.316	0.62	0.28
C9	0.43	0.204	0.33	0.17
C10	0.33	0.21	0.29	0.12
C11	--	0.158	--	--

### I.5 Évolution des paramètres

L'évolution des propriétés du fluide des réservoirs en fonction de la pression d'après les résultats de laboratoire sont indiqués dans les tableaux suivants :

Tableau I.3 : Evolution des propriétés de fluide de réservoir TOUAL TAGI.

TOUAL TAGI							
Pression (psig)	Liquide volume fraction	Z facteur	Z facteur bi-phasique	Densité (g/cc)	Viscosité (cp)	GP (MMm3)	BG (m3/Mm3)
5384	0	1,016	1,016	0,2735	0,0359	0	3,66
5120	0,0078	0,9949	0,9965	0,2636	0,0345	0,0307	3,77
4835	0,017	0,9733	0,9765	0,2518	0,0328	0,0658	3,905
4551	0,025	0,9531	0,9575	0,2391	0,0311	0,103	4,063
4266	0,0324	0,9346	0,9398	0,2255	0,0293	0,1435	4,25
3982	0,0392	0,9182	0,9237	0,211	0,0275	0,1867	4,473
3698	0,0452	0,9042	0,9095	0,196	0,0258	0,233	4,744
3413	0,0505	0,8929	0,8972	0,1803	0,0241	0,2823	5,075
3129	0,055	0,8846	0,8872	0,1642	0,0225	0,335	5,485
2844	0,0558	0,8795	0,8793	0,1478	0,0209	0,3898	5,999
2560	0,0613	0,8774	0,8733	0,1315	0,0195	0,447	6,649
2275	0,0626	0,8782	0,8689	0,1154	0,0183	0,5059	7,487
1991	0,0628	0,8817	0,8657	0,0998	0,0172	0,5661	8,591
1706	0,0622	0,8879	0,8632	0,0845	0,0163	0,627	10,093
1422	0,0614	0,8971	0,8605	0,0693	0,0155	0,6882	12,237
1137	0,06	0,9087	0,8554	0,0547	0,0149	0,7491	15,495
853	0,0581	0,9226	0,8439	0,0405	0,0144	0,8022	20,973

Tableau I.4: Evolution des propriétés de fluide de réservoir GASSI EL ADEM QH.

GASSI EL ADEM QH							
Pression (psig)	Liquide volume fraction	Z facteur	Z facteur bi-phasique	Densité (g/cc)	Viscosité (cp)	GP (MMm3)	BG (m3/Mm3)
6363	0	1,1307	--	0,3014	0,0391	0	3,547
5973	0	1,0982	--	0,2913	0,0375	0,03348	3,67
5689	0	1,075	--	0,2834	0,0364	0,05961	3,772
5404	0	1,0522	--	0,2751	0,0352	0,08728	3,886
5205	0	1,0365	1,0365	0,269	0,0344	0,10762	3,975
4835	0,0059	1,0082	1,009	0,2554	0,0325	0,14852	4,161
4551	0,0103	0,9876	0,9891	0,2439	0,0311	0,18252	4,331
4266	0,0148	0,9685	0,9706	0,2315	0,0295	0,21895	4,531
3982	0,0192	0,9511	0,9536	0,2183	0,028	0,25807	4,767
3698	0,023	0,9358	0,9384	0,2043	0,0264	0,29989	5,051
3413	0,0297	0,923	0,9253	0,1895	0,0248	0,34463	5,397
3129	0,0298	0,913	0,9146	0,1741	0,0233	0,39216	5,824
2844	0,0327	0,9062	0,9065	0,158	0,0218	0,42249	6,359
2560	0,0349	0,9028	0,901	0,1414	0,0204	0,49521	7,039
2275	0,0362	0,9027	0,8981	0,1248	0,0192	0,54995	7,918
1991	0,0367	0,9061	0,8977	0,1082	0,0181	0,60593	9,083
1706	0,0366	0,9129	0,8995	0,0917	0,0171	0,66288	10,676
1422	0,036	0,9231	0,9028	0,0755	0,0163	0,7212	12,955
1137	0,035	0,9364	0,9066	0,0595	0,0156	0,77703	16,428
853	0,0338	0,9528	0,9081	0,044	0,0151	0,833	22,287

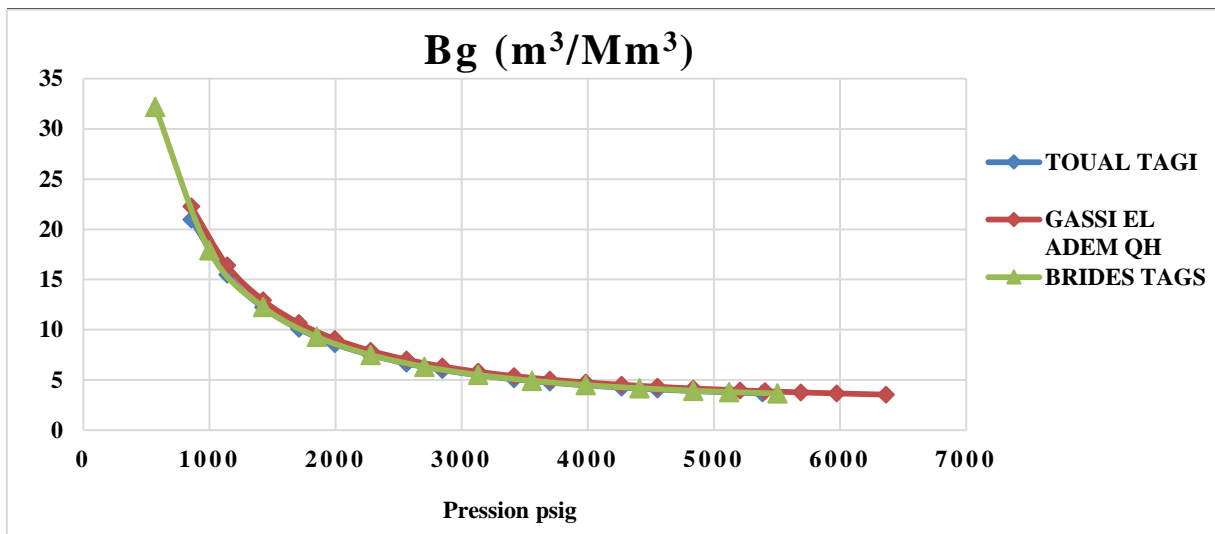
**Tableau I.5:** Evolution des propriétés de fluide de réservoir BRIDES TAGS.

BRIDES TAGS							
Pression (psig)	Liquide volume fraction	Z facteur	Z facteur bi-phasique	Densité (g/cc)	Viscosité (cp)	GP (MMm3)	BG (m3/Mm3)
5502	0	1,0335	1,0335	0,2928	0,039	0	3,661
5120	0,0165	1,0013	1,0039	0,2784	0,0367	42,19	3,812
4835	0,0282	0,9781	0,9843	0,2643	0,0346	77,47	3,942
4409	0,0446	0,9468	0,9561	0,2428	0,0316	134,08	4,185
3982	0,0583	0,9203	0,9314	0,2196	0,0286	197,08	4,504
3555	0,0687	0,8994	0,9103	0,1954	0,0258	266,5	4,93
3129	0,076	0,8849	0,8833	0,1705	0,0231	342,27	5,512
2702	0,0806	0,8773	0,8806	0,1454	0,0208	423,75	6,328
2275	0,0829	0,8769	0,8719	0,1203	0,0187	509,86	7,511
184	0,0833	0,8836	0,8657	0,0956	0,0171	598,92	9,315
1422	0,082	0,8968	0,859	0,0719	0,0158	689,08	12,29
995	0,0793	0,9157	0,8446	0,0492	0,0149	778,64	17,927
568	0,075	0,9394	0,7997	0,0279	0,142	866,42	32,186

**Tableau I.6:** Evolution des propriétés de fluide de réservoir TOUAL SIL.

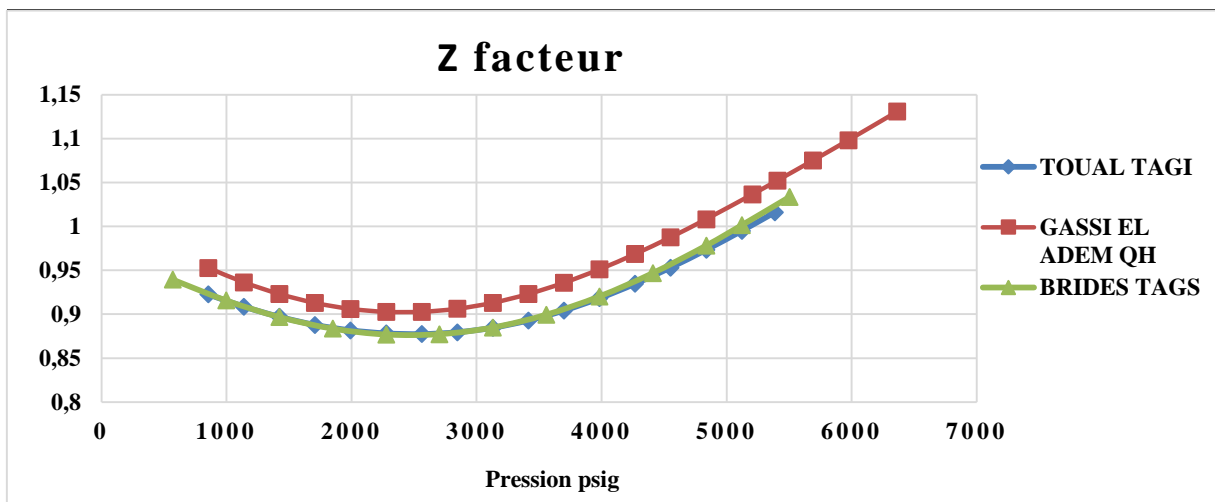
TOUAL SIL							
Pression (psig)	Liquide volume fraction	Z facteur	Z facteur bi-phasique	Densité (g/cc)	Viscosité (cp)	GP (MMm3)	BG (m3/Mm3)
3000	--	0,74	--	0,717	--	--	70,908
2500	--	0,704	--	0,714	--	--	81,039
2000	--	0,691	--	0,71	--	--	99,42
1500	--	0,718	--	0,707	--	--	137,752
1005	--	0,793	--	0,703	--	--	228,214
500	--	0,893	--	0,699	--	--	513,9809
400	--	0,915	--	0,698	--	--	658,304
300	--	0,936	--	--	--	--	897,885
280	--	0,94	--	--	--	--	996,642
250	--	0,947	--	--	--	--	1122,19

Les données précédentes sont représentées dans les graphes suivants :



**Graph I.1 :** Evolution du Bg en fonction de la pression.

La courbe de BG montre que l'augmentation de pression s'accompagne par diminution de Bg cela peut être expliqué par le fait que l'augmentation de pression diminue le volume de gaz qui est un fluide compressible



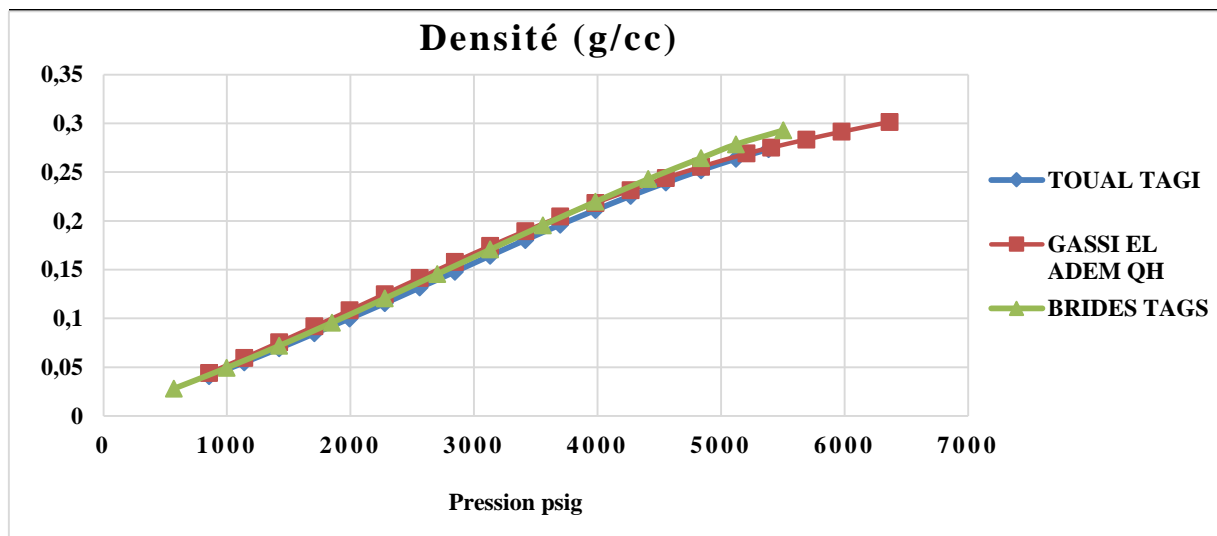
**Graph I.2:** Evolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression.

Le facteur de compressibilité désigne le rapport du volume molaire d'un mélange ou d'un corps pur réel, liquide ou gazeux, au volume molaire du gaz parfait correspondant aux mêmes pressions, température et composition



Le facteur de compressibilité varie généralement entre 0,2 et 1,2 selon la nature du fluide et les conditions opératoires. Pour tracer dans un diagramme le facteur de compressibilité d'un fluide réel en fonction de la pression, on fixe la température et la composition pour obtenir une courbe isotherme. La variation de la température permet d'obtenir un faisceau de courbes isothermes.

Qu'à température constante le facteur de compressibilité est décroissant aux basses pressions et croissant aux hautes pressions,



**Grphe I.3 :** Evolution de la masse volumique en fonction de la pression.

On remarque que l'augmentation de pression augmente la densité de gaz puisque le gaz est un fluide compressible

## II Estimation des réserves de gaz initialement en place

### II.1 Introduction

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

On a utilisé deux méthodes pour l'évaluation des réserves de gaz initialement en place. La première est la méthode bilan matière (dynamique), basée sur le déplacement de fluide sous la différence de pression.

La deuxième étant la méthode volumétrique (statique) où l'on a pris en compte les incertitudes liés aux mesures des différent paramètres intervenants dans l'équation de la méthode et ce en utilisant la simulation de monté Carlo, tout en ayant fait auparavant un traitement statistique des données pour en dégager les lois de distribution de chaque paramètre. [1]

### II.2 Méthode bilan matière

Pour calculer le volume des hydrocarbures initialement en place dans n'importe quelle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminées avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors, la méthode de bilan matière est une seconde alternative pour l'estimation des réserves en place.

Cette technique est basée sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres que le réservoir en considération. [1]

L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :

$$\text{Volume original en place} = \text{Volume produit} + \text{Volume restant}$$

[1]

Pour appliquer cette méthode nous avons besoin de :

- ✓ Calculer la production cumulée ;
- ✓ Le profil de pression des différents puits, ce qui vas nous aider à identifier le nombre de compartiment à adopter ;
- ✓ Les propriétés PVT du fluide.

**II.2.1 Equation de bilan matière pour les réservoirs à gaz**

Si l'on dispose d'un historique assez conséquent de production-pression, le volume de gaz initialement en place G, et la pression initiale de réservoir Pi peuvent être calculées sans tenir compte ni des paramètres pétro physiques du réservoir, ni de l'étendue de ce dernier. Ceci est possible en formant un bilan de masse ou de mole sur le gaz comme suit : [1]

$$\boxed{n_p = n_i - n_f} \dots\dots\dots (II.1)$$

$n_p$ = nombre de mole de gaz produit ;  
 $n_i$ = nombre de mole de gaz initial ;  
 $n_f$ = nombre de mole de gaz restant dans le réservoir.

Représentant le réservoir de gaz par un récipient idéalisé de gaz, les nombres de mole de gaz dans l'équation (II.1) peut être remplacée par leurs équivalents en utilisant la loi des gaz réels pour donner :

Pi = pression initiale du réservoir.

$$\boxed{\frac{P_{sc}G_p}{T_{sc}R} = \frac{P_iG}{Z_iRT} - \frac{P[V - (W_e - W_p)]}{ZRT}} \dots\dots\dots (II.2) [1]$$

Gp = production cumulative de gaz, m<sup>3</sup>.

P = la pression courante du réservoir.

V = volume originale du gaz, m<sup>3</sup>.

Zi = facteur de compressibilité du gaz à Pi.

Z = facteur de compressibilité du gaz à p.

T = la température, °R.

We = les entrées d'eau cumulative m<sup>3</sup>.

Wp = production cumulative de l'eau m<sup>3</sup>.

L'équation (II.2) est essentiellement l'équation générale de bilan matière (MBE). Elle peut être exprimée en nombreux formes sur le type de l'application et du mécanisme d'entraînement.

**II.2.2 Équation de bilan matière sous forme d'équation de droite [1]**

Havlena et Odeh (1963) ont exprimé le bilan de matière en termes du gaz produit, l'expansion de fluide, et les entrées d'eau comme :

Le soutirage = expansion de gaz + expansion d'eau et la *compaction des pores* + les entrées d'eau

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + G B_{gi} \frac{(C_w S_{wi} + C_f)}{1 - S_{wi}} \Delta p + W_e B_w \dots\dots\dots \text{(II.3)}$$

En utilisant la nomenclature de Havlena et d'Odeh on obtient :

$$F = G(E_g + E_{fw}) + W_e B_w \dots\dots\dots \text{(II.4)}$$

Tel que :

- ✓ F : soutirage.
- ✓ E<sub>g</sub>: L'expansion du gaz.
- ✓ E<sub>fw</sub>: Expansions de l'eau et de roche.
- ✓ Supposant que l'expansion de roche et d'eau (E<sub>fw</sub>) est négligeable devant l'expansion de gaz E<sub>g</sub>, Equation (II.4) est réduit à :

$$F = G E_g + W_e B_w \dots\dots\dots \text{(II.5)}$$

**II.3 Calcul des réserves du réservoir du champ TOUAL**

**II.3.1 Calcul des réserves du réservoir TAGI (champ TOUAL) [1]**

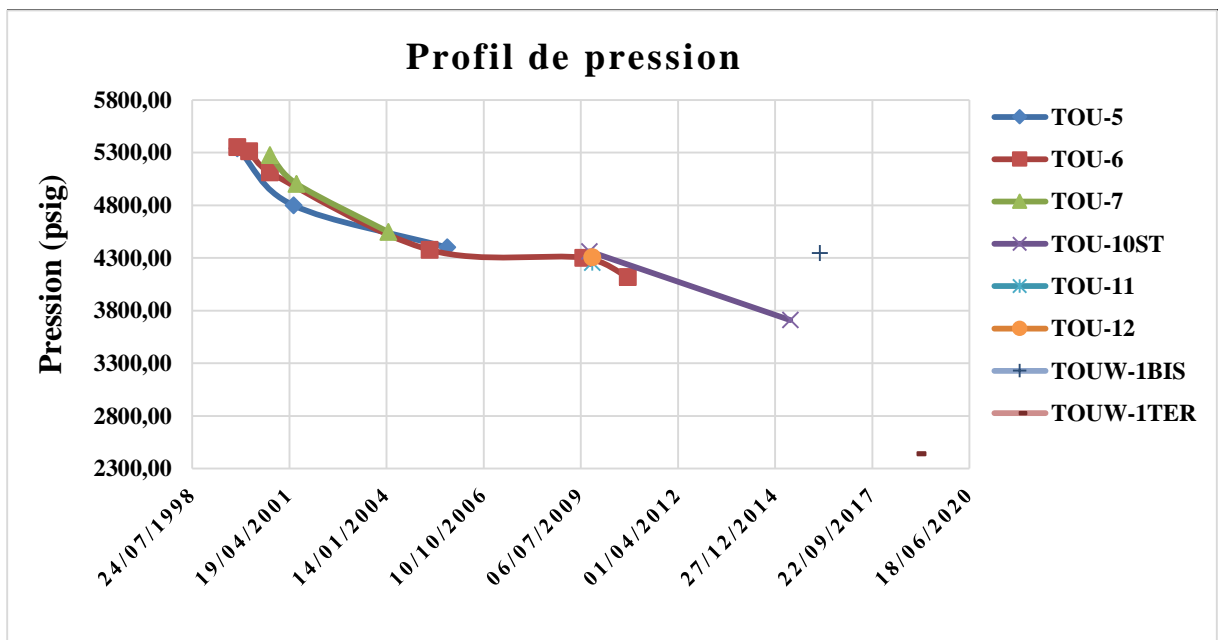
La résolution de l'équation de bilan matière discuté précédemment, nécessite la détermination de l'évolution de ses différents paramètres durant les années du production. Et pour ce faire, nous disposons de l'historique de la production cumulée et des pressions correspondantes.

Nous avons utilisé 2 méthodes de calcul, la première étant la méthode P/Z, puis nous avons utilisé la méthode P/Z (Over pressured) : pour voir l'effet de la compressibilité de la roche et de l'eau de formation.

L'utilisation de deux différentes méthodes nous renseigne sur la conformité du model de réservoir et des résultats obtenus.

**II.3.1.1 Analyse des réservoirs [1]**

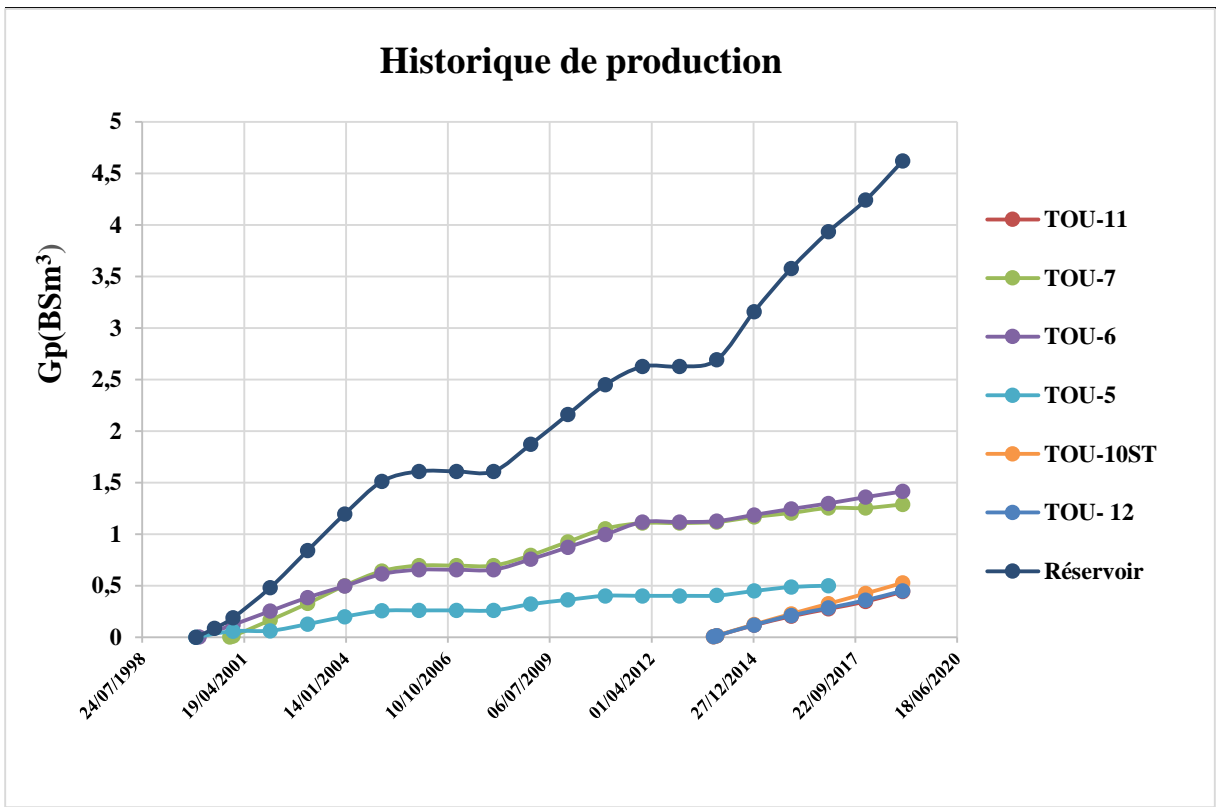
Pour savoir si notre réservoir est constitué d'un ou plusieurs compartiments, une analyse de pression est nécessaire. A cet effet, les pressions de réservoirs enregistrés dans les puits ont été tracées dans le graphe II.1.



**Graphe II.1 : Profile du pression de réservoir TOUAL TAGI.**

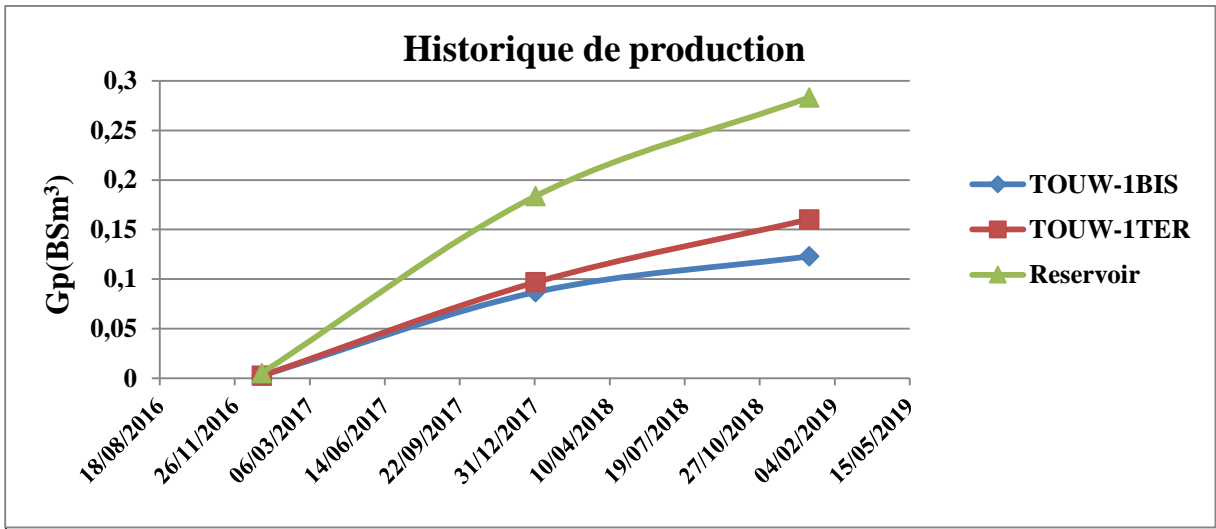
D’après la figure II.1, on constate que le profil de pression des différents puits de réservoir suivre la même tendance sauf pour les deux puits TOUW-1BIS et TOUW-1TER situant dans l’ouest du champ. De ce fait, on peut conclure que notre réservoir est constitué de deux compartiments, le bloc principal qui contient six puits, et le bloc ouest avec deux puits seulement. Donc, nous utiliseront le modèle *multiple tank* dans le logiciel MBAL.

II.3.1.2 L’historique de la production



Graphe II.2 : Historique du production des puits de TOUAL TAGI.

Pour le deuxième compartiment qui débuta sa production en 2017 avec deux puits (TOUW-1BIS et TER), l’évolution de la production cumulée de réservoir TAGI ouest est montrée dans le graphe II.3.



Graph II.3 : Historique de production des puits de TOUAL TAGI OUEST.

➤ **Calcul des réserves par la méthode P/Z**

Les hypothèses pour appliquer cette méthode sont :

- ✓ Une distribution uniforme de la saturation dans le réservoir.
- ✓ Les compressibilités Cf et Cw sont négligeable.
- ✓ Seulement la déplétion due à l’expansion de gaz est considérée.
- ✓ Le réservoir peut être représenté par une seule pression moyenne à n’importe quel instant.

En traçant la courbe P/Z en fonction de Gp, on obtient une ligne droite. OGIP peut être déterminé à partir de sa pente, ou bien à partir de l’intersection de la courbe avec l’axe des abscisses.

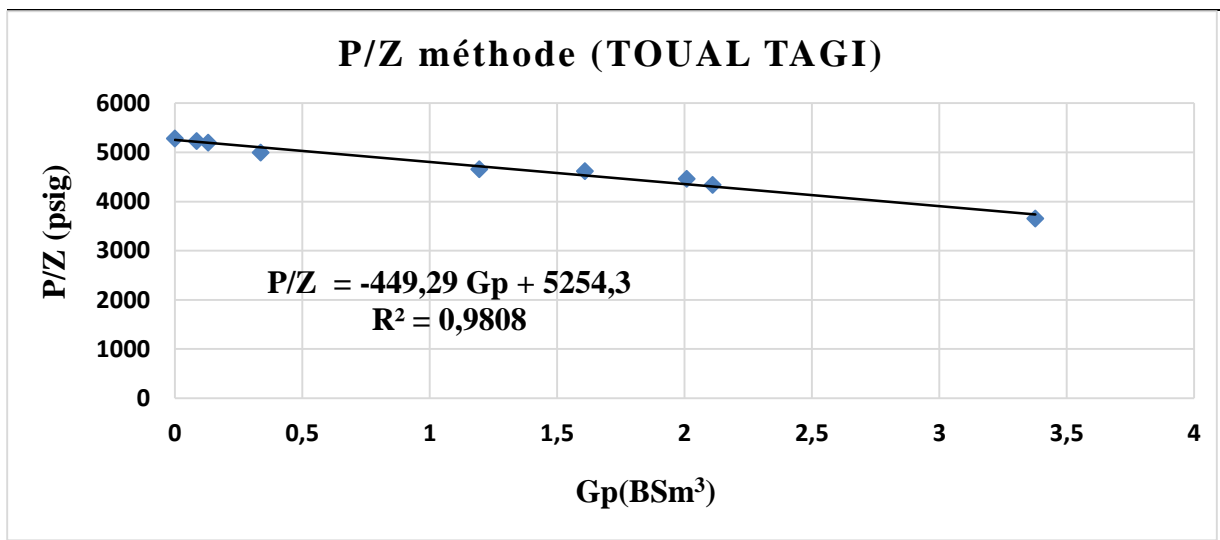
L’équation générale de bilan matière pour un gisement de gaz peut être convertie à une forme populaire : [1]

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left[ 1 - \frac{G_P}{G} \right] \dots\dots\dots (II.6)$$

L'évolution de la pression et le facteur de compressibilité sont montrés dans le Tableau suivant :

**Tableau II.1: Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL TAGI).**

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm <sup>3</sup> )	Z	P/Z (psig)
01/01/2000	5384,72	0	1,01959581	5281,23
01/07/2000	5312,5	0,0849895	1,01558019	5231
01/10/2000	5265,65	0,130364	1,01299513	5198,1
01/07/2001	4983,31	0,336157	0,99776353	4994,48
01/01/2004	4523,34	1,19481	0,97239115	4651,77
01/07/2006	4473	1,60878	0,96969093	4612,81
01/07/2009	4278	2,00865	0,95964468	4457,9



**Graphe II.4 : P/Z en fonction de Gp TOUAL TAGI.**

Le graphe P/Z en fonction de Gp est une droite d'équation : [1]

$$P/Z = A \cdot Gp + B \quad \dots\dots\dots (II.7)$$

En utilisant la méthode des moindres carrés, on obtient :

A= -449,29

B= 5254,3

Ce qui fait que l'équation :

$$P/Z = -449,29 Gp + 5254,3$$



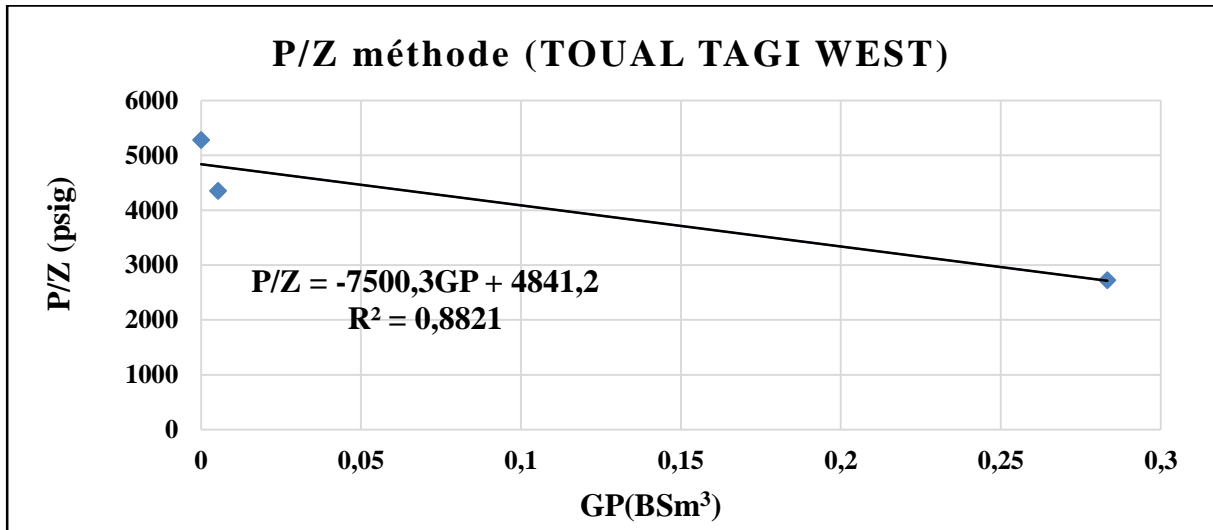
A partir de cette équation en peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow \text{GIIP} = 11.7 \text{ Bsm}^3$$

❖ Les mêmes procédures pour le deuxième compartiment, alors on obtient :

**Tableau II.2:** Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL TAGI OUAST).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp(Bsm <sup>3</sup> )	Z	P/Z(psig)
01/04/2016	5384,72	0	1,01959581	5281,23
01/01/2017	4150	0,00531903	0,95338959	4352,89
01/01/2019	2423	0,283318	0,889282	2724,67



**Graphe II.5:** P/Z en fonction de Gp TOUAL TAGI OUEST.

Le tracé de P/Z en fonction de G<sub>p,q</sub> nous donne une droite d'équation :

$$P/Z = -7500,3GP + 4841,2$$

A partir de cette équation en peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow \text{GIIP} = 1.1 \text{ Bsm}^3$$

➤ **Calcule des réserves par la méthode P/Z (Over pressured)**

L'équation P/Z pour une pression de réservoir anormalement élevée est la même que l'équation précédant, à l'exception de Cf et Cw qui ne sont pas considérés négligeables.[1]

$$\frac{P}{Z} [1 - C_e (P_i - P)] = \frac{P_i}{Z_i} \left[ 1 - \frac{G_p}{G} \right] \dots\dots\dots (II.8)$$

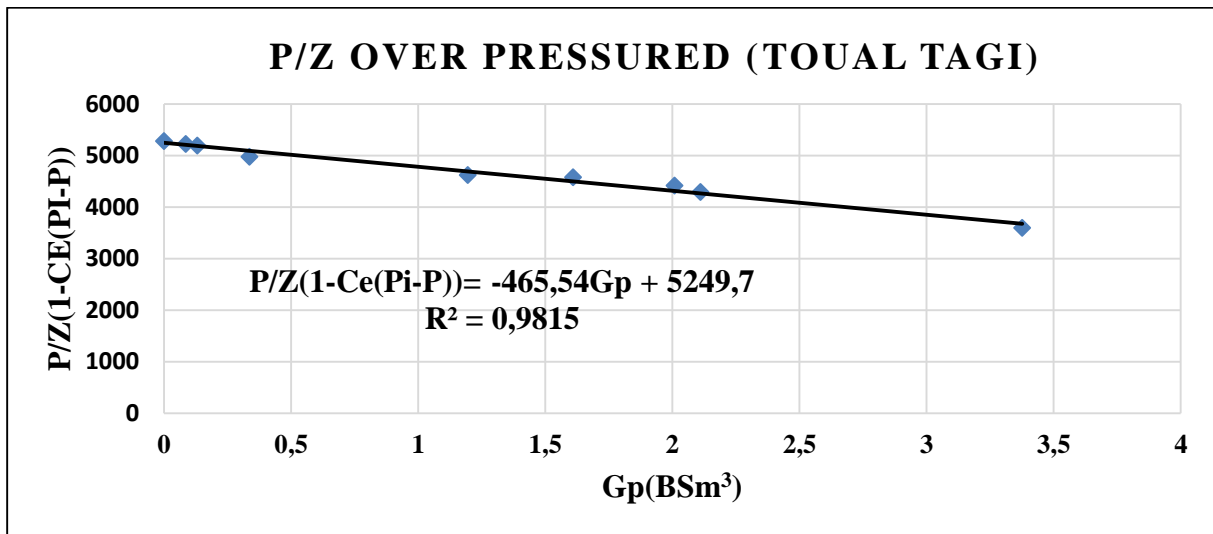
Avec :

$$C_e = \frac{C_f + C_w S_w}{1 - S_w} \dots\dots\dots (II.9)$$

Les résultats de cette méthode sont donnés dans le Tableau suivant :

**Tableau II.3: Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL TAGI).**

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp(Bsm <sup>3</sup> )	Z	P/Z*(1-Ce(Pi-P)) (psig)
01/01/2000	5384,72	0	1,01959581	5281,23
01/07/2000	5312,5	0,0849895	1,01612993	5228,17
01/10/2000	5265,65	0,130364	1,01390017	5193,46
01/07/2001	4983,31	0,336157	1,00077519	4979,45
01/01/2004	4523,34	1,19481	0,97870932	4621,74
01/07/2006	4473	1,60878	0,97636255	4581,29
01/07/2009	4278	2,00865	0,96767189	4420,92
01/11/2009	4129	2,11063	0,96143547	4294,62
01/07/2015	3358	3,37641	0,93402054	3595,21



**Grphe II.6:** P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL TAGI.

Le tracé de P/Z (1-Ce (Pi-P)) en fonction de  $G_p$  et l'utilisation de la méthode du moindre carré nous donne une droite d'équation :

$$P/Z (1-Ce (Pi-P))= -465,54 Gp + 5249,7$$

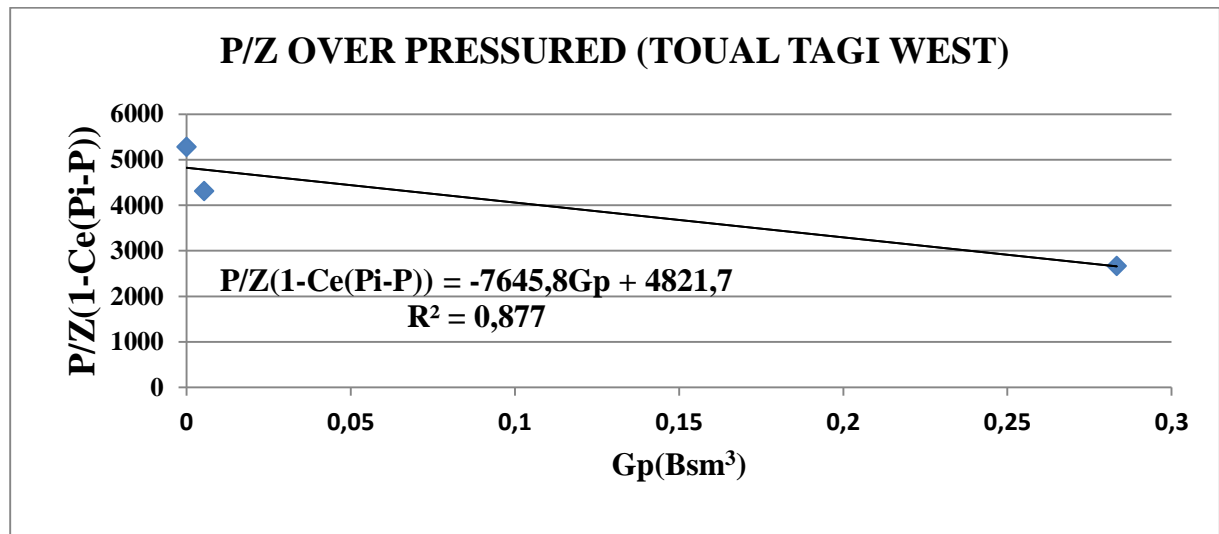
Le volume de gaz initialement en place est calculé par cette méthode est :

$$GIIP=11, 28 Bsm^3$$

❖ Nous suivons les mêmes étapes pour le calcul du deuxième compartiment : le Tableau suivant :

**Tableau II.4:** Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL TAGI OUASt).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm <sup>3</sup> )	Z	P/Z*(1-Ce(Pi-P)) (psig)
01/04/2016	5384,72	0	1,01959581	5281,23
01/01/2017	4150	0,00531903	0,9622943	4312,61
01/01/2019	2423	0,283318	0,9094526	2664,24



**Grphe II.7:** P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL TAGI OUEST.

Le tracé de P/Z (1-Ce (Pi-P)) en fonction de  $G_p$  et l'utilisation de la méthode du moindre carré, nous donne une droite d'équation :

$$P/Z (1-Ce (Pi-P)) = -7645,8G_p + 4821,7$$

A partir de cette équation, en peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

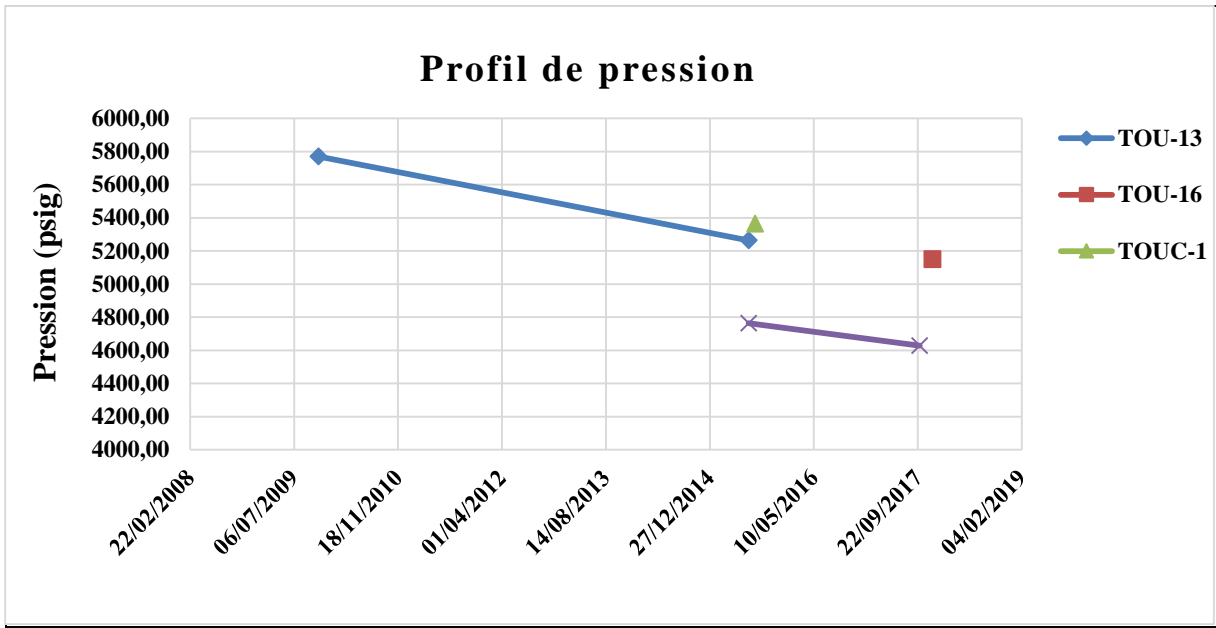
$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 0.63 \text{ Bsm}^3$$

### II.3.2 Calcul des réserves du réservoir SILURIEN (champ TOUAL)

Nous avons utilisé aussi les deux méthodes de calcul.

#### II.3.2.1 Analyse des réservoirs

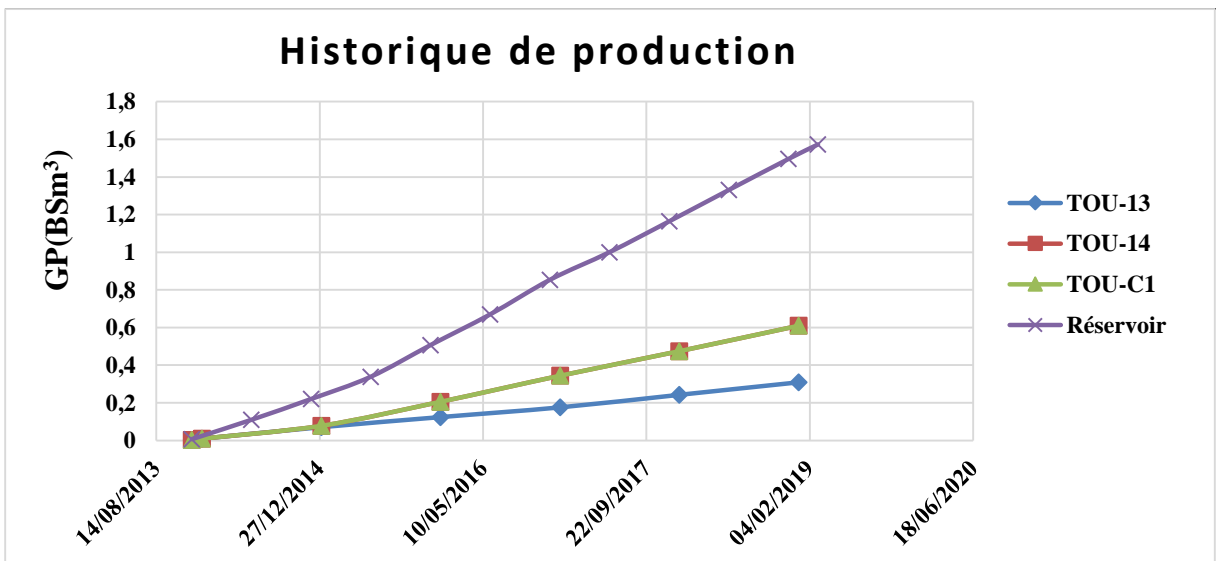
Pour savoir si notre réservoir est constitué d'un ou plusieurs compartiments, une analyse de pression est nécessaire. A cet effet, les pressions de réservoirs enregistrés dans les puits (TOU-13, TOU-16, TOUC-1 et TOUW-1) ont été tracées dans le grapheII.8.



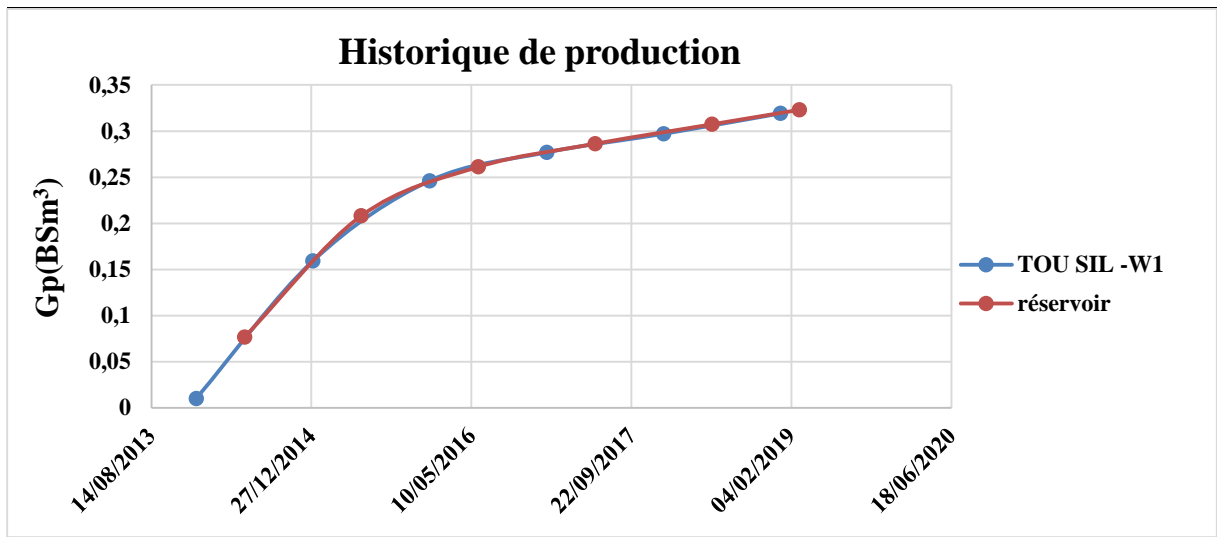
Graph II.8 : Profile du pression de réservoir TOUAL SILURIEN.

Puisque le profil de pression du puits TOUW-1 est différent aux autres puits du réservoir, on peut conclure que notre réservoir est constitué de deux compartiments. Donc nous utiliseront le modèle *multiple tank* dans le logiciel MBAL.

II.3.2.2 L’historique de la production



Graph II.9: Historique du production des puits de TOUAL SILURIEN.



**Graphe II.10:** Historique du production des puits de TOUAL SILURIEN OUEST.

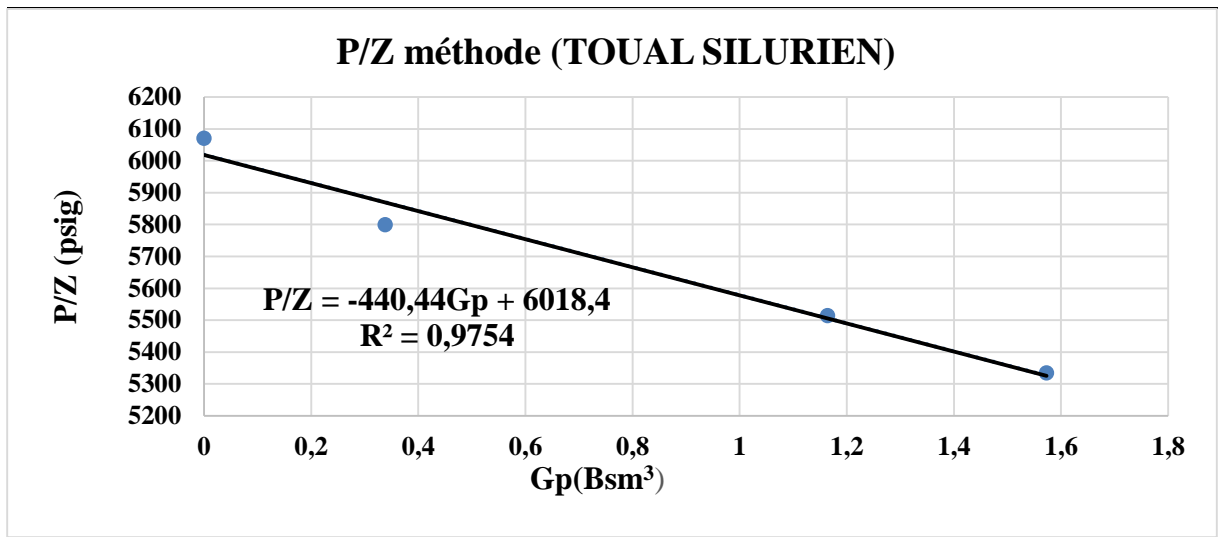
➤ **Calcule des réserves par la méthode P/Z**

Nous utilisons les mêmes procédures précédentes dans la méthode de calcul :

L'évolution de la pression et le facteur de compressibilité sont montrés dans le Tableau suivant :

**Tableau II.5:** Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL SILURIEN).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm³)	Z	P/Z (psig)
01/12/2013	5760	0	9,49E-01	6070,73
01/06/2015	5430	0,338096	0,93622465	5799,89
01/12/2017	5100	1,16443	0,92484627	5514,43
01/03/2019	4900	1,57293	0,91863517	5334



**Grphe II.11:** P/Z en fonction de Gp TOUAL SILURIEN.

Le graphe P/Z en fonction de Gp, est une droite d'équation :

$$P/Z = -440.44Gp + 6018.4$$

A partir de cette équation, en peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

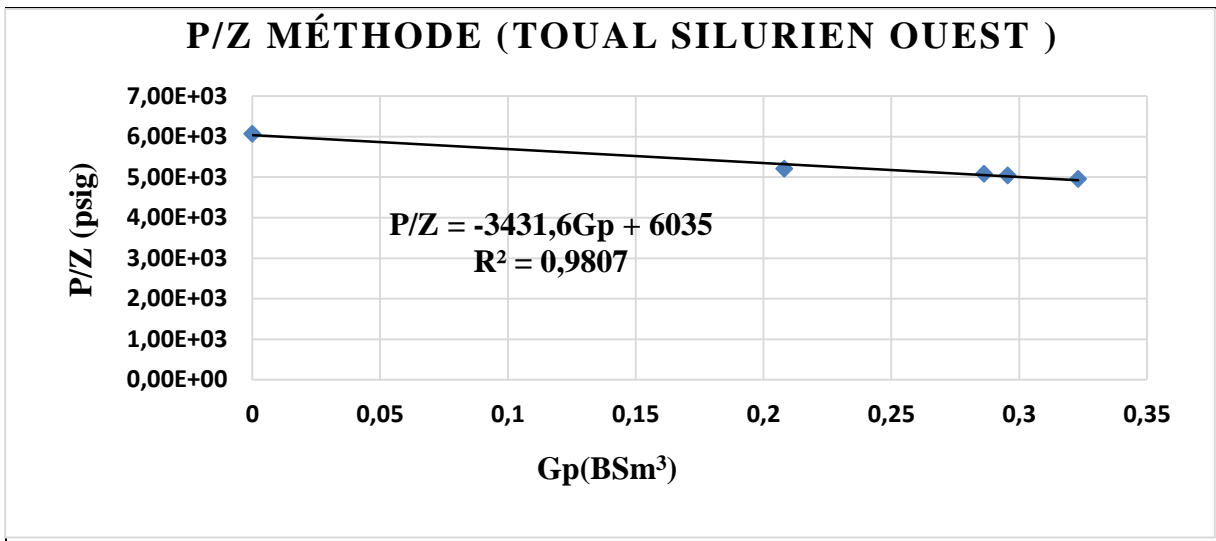
$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 13.66 \text{ Bsm}^3$$

❖ Nous utilisons toujours les techniques précédentes de la méthode du calcule pour le deuxième compartiment :

Le Tableau suivant montre l'évolution de la pression et le facteur de compressibilité en tenant compte la compressibilité de la roche et l'eau de formation :

**Tableau II.6:** Paramètre de la méthode P/Z (TOUAL SILURIEN OUASt).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp-Gi	Z	P/Z (psig)
01/12/2013	5762	0	0,9491445	6070,73
01/06/2015	4763,71	0,208143	0,91469086	5208
01/06/2017	4628,22	0,28626	0,91099699	5080,39
01/12/2017	4585	0,295545	0,90986665	5039,2
01/03/2019	4500	0,323039	0,90770826	4957,54



**Grphe II.12:** P/Z en fonction de Gp TOUAL SILURIEN OUEST.

Le graphe P/Z en fonction de Gp est une droite d'équation :

$$P/Z = -3431,6Gp + 6035$$

A partir de cette équation en peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 1.76 \text{ Bsm}^3$$

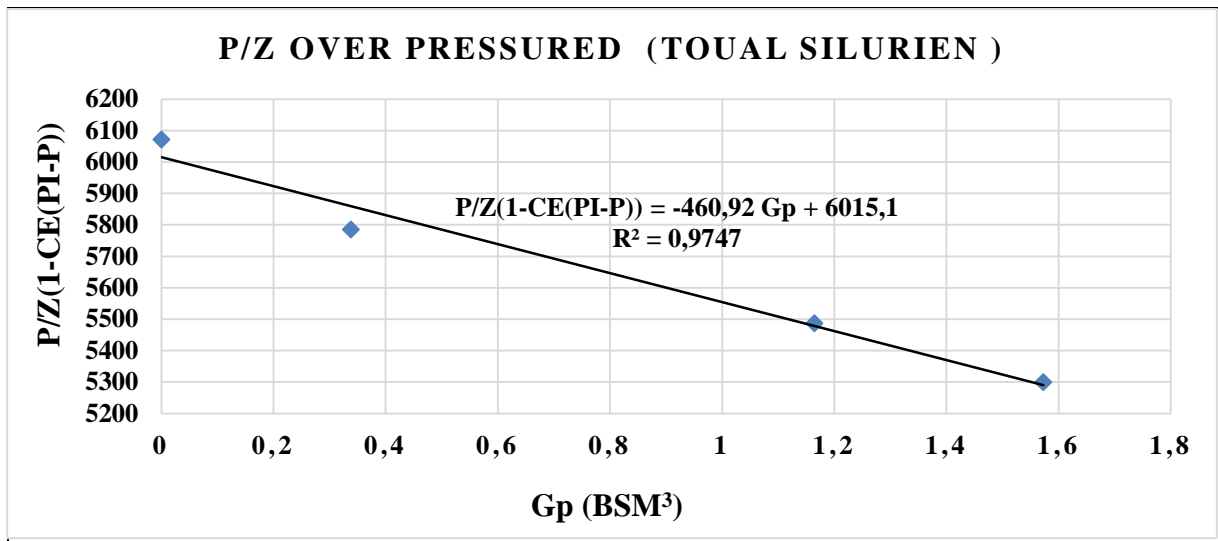
➤ **Calcule des réserves par la méthode P/Z (Over pressured) :**

Les résultats de calcule dont dans le Tableau suivant :

**Tableau II.7:** Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL SILURIEN).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm³)	Z	P/Z*(1-Ce (Pi-P)) (psig)
01/12/2013	5762	0	0,949	6070,73
01/06/2015	5430	0,338096	0,93856301	5785,44
01/12/2017	5100	1,16443	0,92946457	5487,03
01/03/2019	4900	1,57293	0,92461727	5299,49





**Graphe II.13:** P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL SILURIEN.

Le tracé de P/Z (1-Ce (Pi-P)) en fonction de Gp et l'utilisation de la méthode du moindre carré nous donne une droite d'équation :

$$P/Z (1-Ce (Pi-P)) = 460.92 Gp + 6015.1.$$

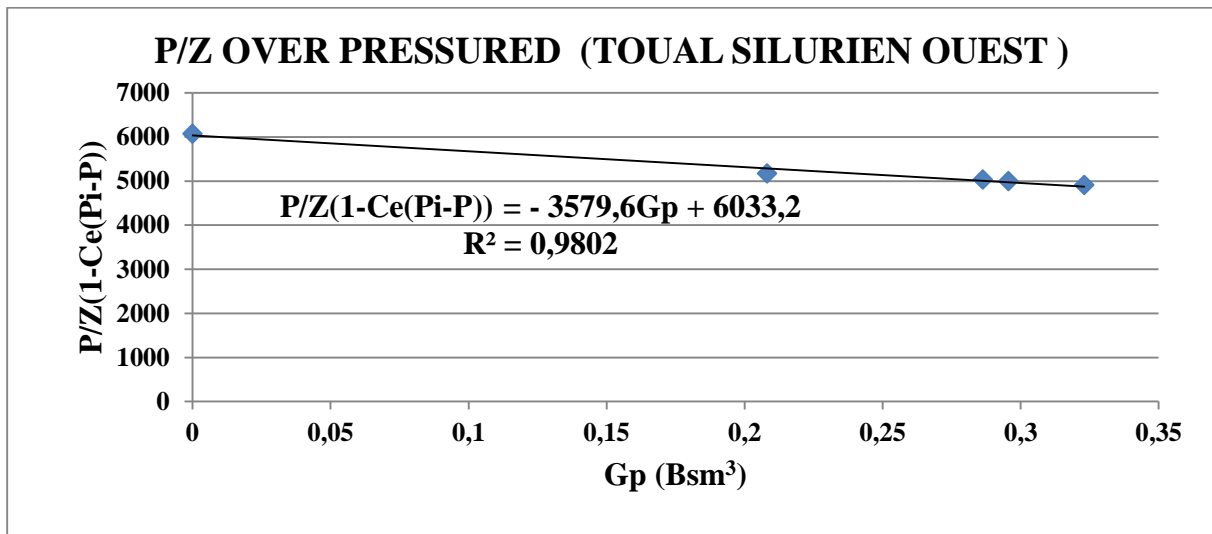
A partir de cette équation, en peut tirer GIIP comme cité précédemment :

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 13.05 Bsm^3.$$

❖ Les résultats du deuxième comportement de la méthode sont donnés dans le Tableau suivant :

**Tableau II.8:** Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (TOUAL SILURIEN OUASt).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm³)	Z	P/Z*(1-Ce (Pi-P)) (psig)
01/12/2013	5762	0	0,9491445	6070,73
01/06/2015	4763,71	0,208143	0,92159397	5168,99
01/06/2017	4628,22	0,28626	0,91881354	5037,17
01/12/2017	4585	0,295545	0,91797305	4994,7
01/03/2019	4500	0,323039	0,91638496	4910,6



**Graph II.14:** P/Z (over pressured) en fonction de Gp TOUAL SILURIEN OUEST.

Le tracé de  $P/Z(1-Ce(Pi-P))$  en fonction de  $G_p$  et l'utilisation de la méthode des moindres carrés, nous donne une droite d'équation :

$$P/Z(1-Ce(Pi-P)) = -3579,6G_p + 6033,2$$

A partir de cette équation, on peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 1.68 \text{ Bsm}^3$$

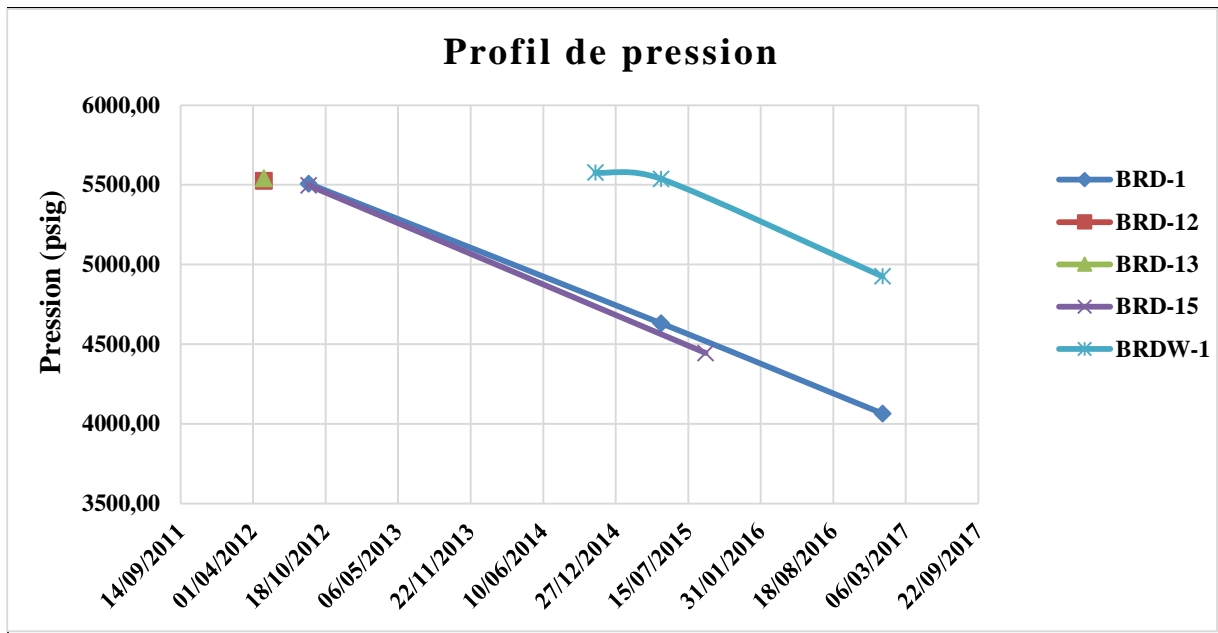
### II.3.3 Calcul des réserves du réservoir du champ BRIDES

#### II.3.3.1 Calcul des réserves du réservoir TAGS

Nous avons utilisé les deux (02) méthodes de calcul précédentes.

#### II.3.3.2 Analyse des réservoirs

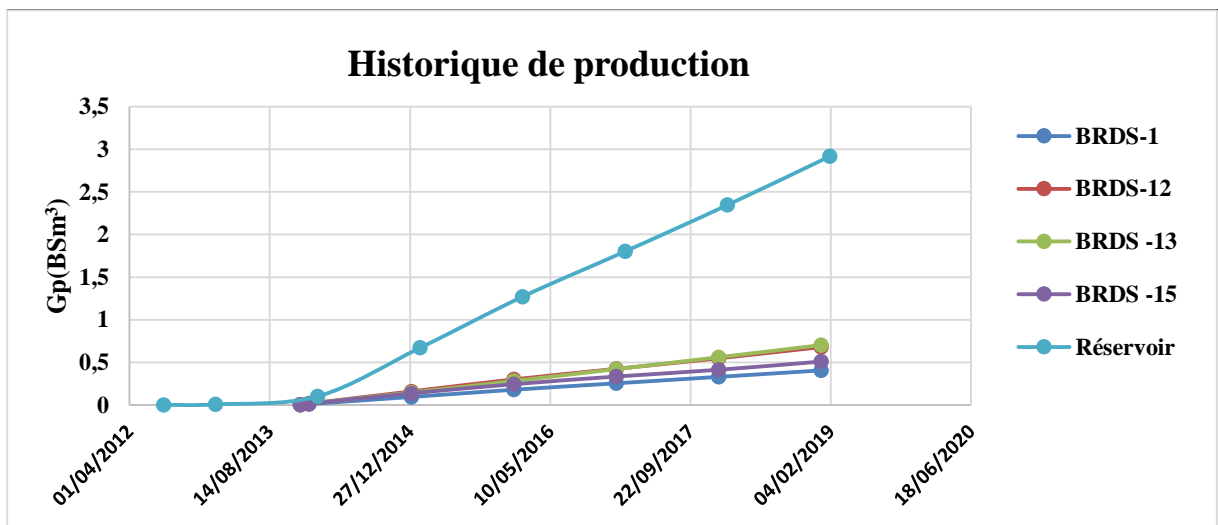
Pour savoir si notre réservoir est constitué d'un ou plusieurs compartiments, une analyse de pression est nécessaire. A cet effet les pressions de réservoirs enregistrées dans les puits (BRD-1, BRD-12, BRS-13, BRD-15, BRDW-1) ont été tracées dans le graph II. 15.



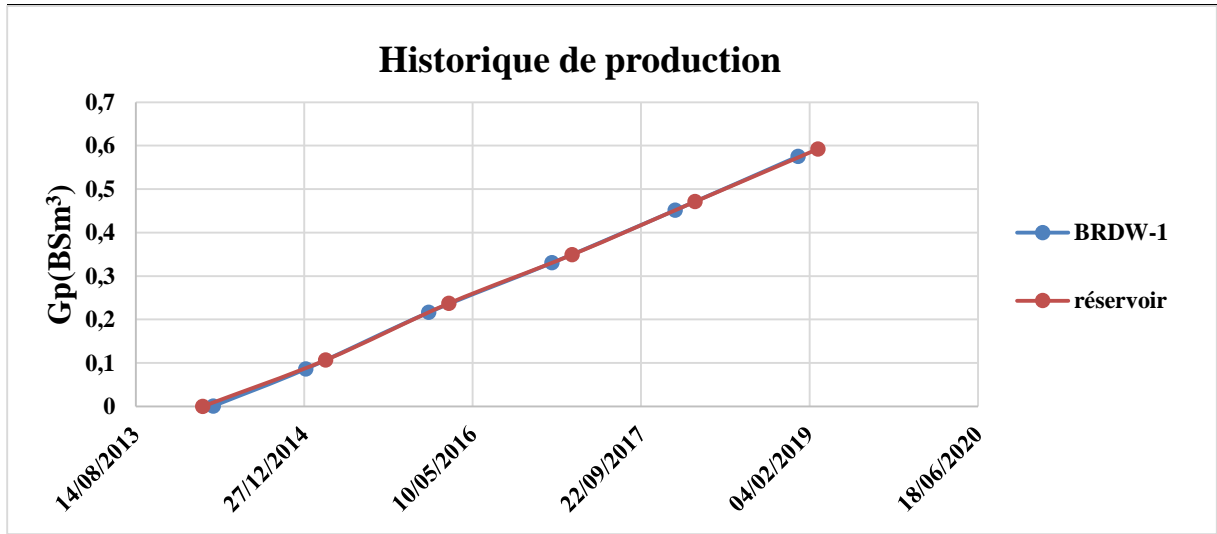
Graphe II.15: Profil de pression de réservoir BRIDES TAGS.

On remarque que l'évolution de la pression du puits BRDW-1 ne suit pas la même tendance des autres puits. Le déclin de pression dans le compartiment principal, est plus accéléré par rapport au compartiment ouest où se trouve le puits BRDW-1, de ce fait, on peut conclure que notre réservoir est constitué de deux compartiments. Donc, nous utiliseront le modèle *multiple tank* dans le logiciel MBAL.

### II.3.3.3 L'historique de la production



Graphe II.16: Historique du production des puits de BRIDES TAGS.



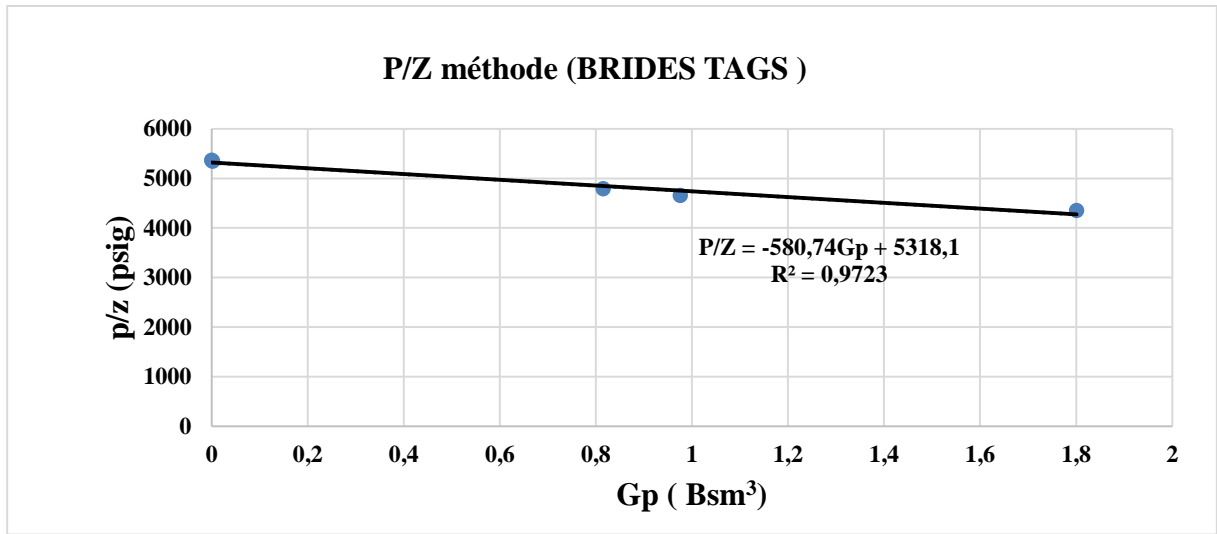
**Grphe II.17:** Historique du production des puits de BRIDES TAGS.

➤ **Calcul des réserves par la méthode P/Z**

On garde toujours les mêmes procédures de la méthode de calcul. L'évolution de la pression et le facteur de compressibilité, sont montrés dans le Tableau suivant :

**Tableau II.9: Paramètre de la méthode P/Z (BRIDES TAGS).**

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm <sup>3</sup> )	Z	P/Z (psig)
01/05/2012	5540,25	0	1,03262693	5365,2
01/09/2012	5507,57	0,00208802	1,03042305	5344,96
01/05/2015	4631,25	0,814952	0,96671878	4790,69
01/08/2015	4444,62	0,975711	0,95536177	4652,29
01/02/2017	4064,21	1,80128	0,93425175	4350,23



**Grphe II.18:** P/Z en fonction de Gp BRIDES TAGS.

Le graphe P/Z en fonction de Gp est une droite d'équation :

$$P/Z = -580.74 Gp + 5318.1$$

A partir de cette équation en peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

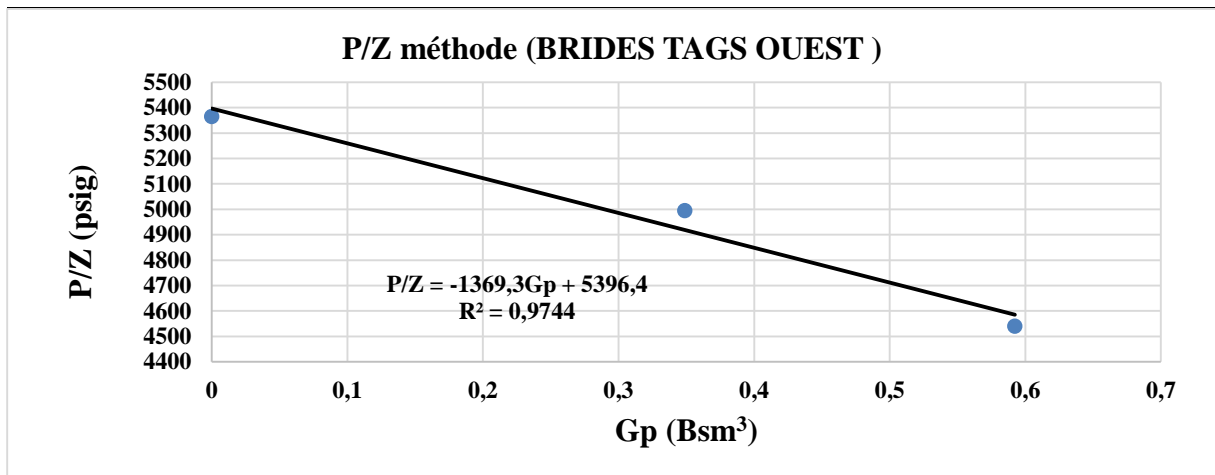
$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 9.15 Bsm^3$$

❖ **Les calculs du deuxième comportement sont :**

Le Tableau suivant : montre l'évolution de la pression et le facteur de compressibilité :

**Tableau II.10:** Paramètre de la méthode P/Z (BRIDES TAGS OUAST).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm³)	Z	P/Z (psig)
01/03/2014	5540,25	0	1,03262693	5365,2
01/03/2017	4925	0,348886	0,98606495	4994,6
01/03/2019	4300	0,592403	0,94702601	4540,53



**Grphe II.19:** P/Z en fonction de Gp BRIDES TAGS OUEST.

Le graphe P/Z en fonction de Gp, est une droite d'équation :

$$P/Z = -1369,3 Gp + 5396,4$$

A partir de cette équation, en peut tirer GIIP comme on a indiqué précédemment :

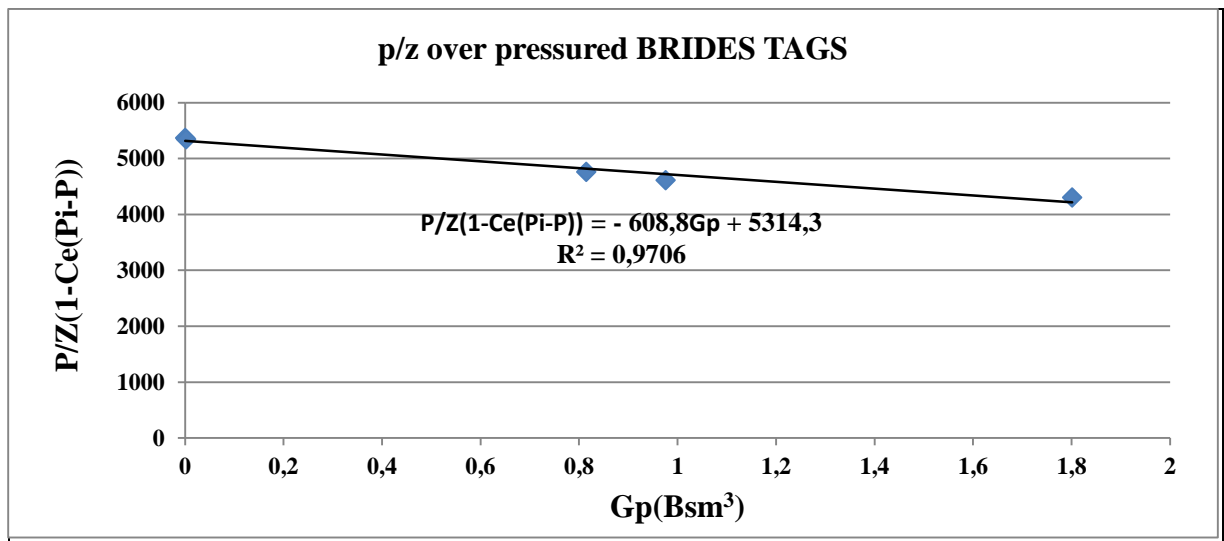
$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 3.94 Bsm^3$$

➤ **Calcul des réserves par la méthode P/Z (Over pressured)**

Les résultats sont dans le Tableau suivant :

**Tableau II.11:** Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (BRIDES TAGS).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm³)	Z	P/Z*(1-Ce (Pi-P)) (psig)
01/05/2012	5540,25		1,03262693	5365,2
01/09/2012	5507,57	0,00208802	1,03067566	5343,65
01/05/2015	4631,25	0,814952	0,97333202	4758,14
01/08/2015	4444,62	0,975711	0,96325032	4614,19
01/02/2017	4064,21	1,80128	0,94466862	4302,26



**Graphe II.20:** P/Z (over pressured) en fonction de Gp BRIDES TAGS.

Le tracé de P/Z(1-Ce(Pi-P)) en fonction de Gp et l'utilisation de la méthode des moindres carrés, nous donne une droite d'équation :

$$P/Z(1-Ce(Pi-P)) = - 608,8Gp + 5314,3$$

A partir de cette équation, on peut tirer GIIP comme on a cité précédemment :

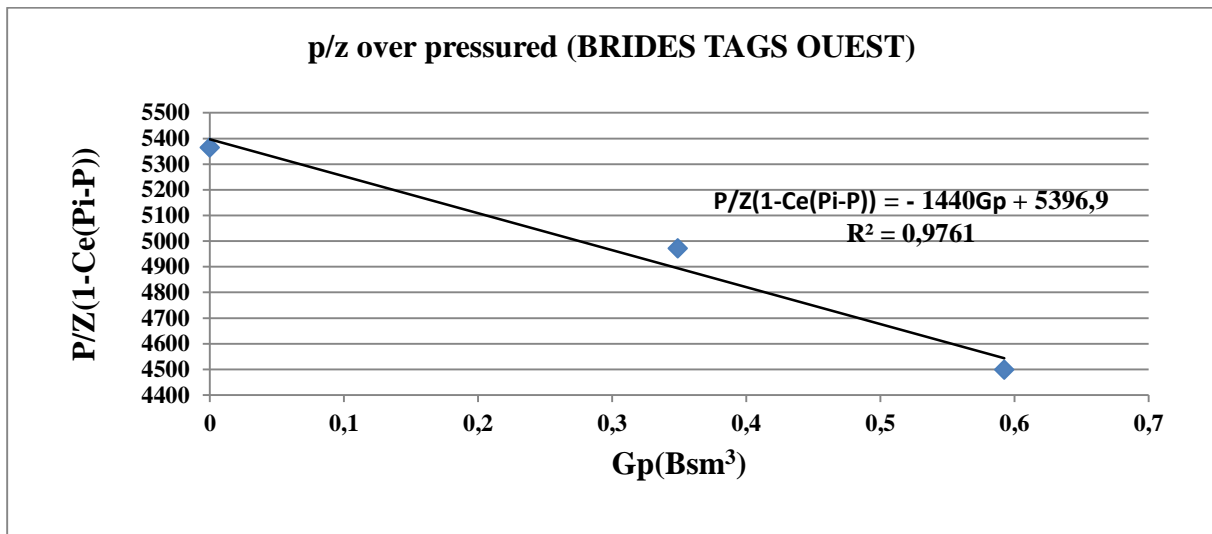
$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 8.72 \text{ Bsm}^3.$$

- **Calcul des réserves par la méthode P/Z (Over pressured) du deuxième comportement :**

Le Tableau suivant résume les résultats du calcul :

**Tableau II.12:** Paramètre de la méthode P/Z (over pressured) (BRIDES TAGS OUA ST).

Date	Pression de réservoir (psig)	Gp (Bsm <sup>3</sup> )	Z	P/Z*(1-Ce(Pi-P)) (psig)
01/03/2014	5540,25	0	1,03262693	5365,2
01/03/2017	4925	0,348886	0,99062277	4971,62
01/03/2019	4300	0,592403	0,9558848	4498,45



**Grphe II.21:** P/Z (over pressured) en fonction de Gp BRIDES TAGS OUEST.

Le tracé de P/Z (1-Ce (Pi-P)) en fonction de Gp et l'utilisation de la méthode des moindres carrés, nous donne une droite d'équation :

$$P/Z (1-Ce (Pi-P)) = - 1440Gp + 5396,9$$

A partir de cette équation en peut tirer GIIP, comme on a cité précédemment :

$$\frac{P}{Z} = 0 \Rightarrow GIIP = 3.74 \text{ Bsm}^3$$

#### II.4 Méthode volumétrique [1]

On trouve différentes catégories de volume initialement en place qui est schématisé par les notions de réserves « prouvées », « probables », « possibles ». Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés Européenne et Américaines.

- ✓ Quantité en place prouvées (P90) : c'est la zone traversée par les puits.
- ✓ Quantité en place probables (P50) : les données structurales, les interprétations des diagraphies, et des pressions permettent d'évaluer le volume imprégnées en HC, mais, sans certitude complète.
- ✓ Quantité en places possibles (P10) : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou l'extension du faciès dans certaines zones, laisse planer une grande incertitude, mais, la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.



**II.4.1 Principe de la méthode [1]**

La méthode volumétrique s'exprime par la formule suivante :

$$OGIP = S \cdot h_{utile} \cdot \phi (1 - S_w) \frac{1}{B_g} \dots\dots\dots (II.10)$$

Avec :

OGIP : Volume de gaz initialement en place [BSm<sup>3</sup>].

S: section de la roche imprégnée en huile [m<sup>2</sup>].

ϕ: Porosité ouverte en fraction d'unité.

S<sub>w</sub>: Saturation en eau.

B<sub>g</sub>: Facteur volumique de formation du gaz.

Afin d'évaluer les risques et les incertitudes liés aux différents paramètres intervenant dans le calcul des réserves en place tel que la saturation la porosité et le net to Gross, une évaluation probabiliste est nécessaire pour l'élaboration des lois de distributions de chaque paramètre. Ce qui aboutira à une distribution statistique des réserves en place. Et pour se faire, on utilise la simulation de "Monté Carlo", où les valeurs d'entrée sont plus des valeurs déterministes, mais des valeurs tirées au hasard de leur distribution spécifique. Le calcul s'effectue en répétant un grand nombre de fois en faisant varier à chaque fois de façon aléatoire chacune des variables faisant partie du calcul. Ainsi, on obtient une distribution de probabilité des réserves en place.

Le champ GASSI EL ADEM QH et BRIDES SIL, n'ont pas un historique de production, pour cela, les réserves sont estimées par la méthode volumétrique. La carte en isobathe de l'ordovicien va nous permettre d'arrêter une superficie de 8 km<sup>2</sup>.

Pour calculer le volume en place du GASSI EL ADEM, l'épaisseur utile de GEA-1 a été utilisée. La porosité moyenne utilisée est de 5,5% et la S<sub>g</sub> est de 75%.

Pour calculer le volume en place du BRIDES, l'épaisseur utile de BRDS-2 a été utilisée. La porosité moyenne utilisée était de 9% et la  $S_g$  est de 75%.

Les résultats de la calcule sont montrés dans le tableau suivant :

Champs	Surface (m <sup>2</sup> )	H utile (m)	La porosité	$S_g$	$B_g$ (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	GIIP
GEA QH	8000000	129	0,055	0,75	0,00645	6,6
BRDS SIL	38890000	33	0,09	0,75	0,00353	24,6

### Conclusion

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement, est fondamentale. L'estimation des réserves par les différentes méthodes citées précédemment, nous a permet d'identifier un volume de gaz initialement en place de :

Réservoir	Méthode bilan matière		Méthode volumétrique (Bsm <sup>3</sup> )	Taux de récupération (%)
	GIIP P/Z (Bsm <sup>3</sup> )	GIIP P/Z Over pressured (Bsm <sup>3</sup> )		
TOU TAGI	12,34	11,9	---	27,17
TOU SIL	15,41	14,74	---	10,01
BRDS TAGS	13,06	12,75	---	37,48
GEA QH	---	---	6.6	00
BRDS SIL	---	---	24.54	00

- L'analyse de pression des différents puits montre que le bloc ouest est séparé au bloc principal pour les réservoirs Toual TAGI, Toual Silurien et Brides TAGS.
- Les résultats obtenus nous montrent que les réservoirs étudiés sont des réservoirs volumétriques, en d'autres termes, ces réservoirs ne sont pas assistés par un aquifère.
- L'écart entre les différentes méthodes de calcul des réserves, est dû aux incertitudes dans les paramètres de fluide et notamment Z et  $B_g$ .
- La chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée a causé "le phénomène de la condensation rétrograde", qui donne lieu à une phase immobile

résistant à l'écoulement, ce qu'on appelle "blocage de phase" ». Ce phénomène explique partiellement la chute de production des puits de TOUAL.

### III Analyse Nodale

#### III.1 Introduction

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

L'utilisation pratique des idées de Gilbert était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à cette époque pour modéliser les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré). La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

#### III.2 Les données de PVT

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle *black-oil*.

#### III.3 Les données des essais des puits

Des tests isochrones modifiés ont été réalisés dans les puits de Toual, Brides et Gassi El Adem. Les mesures de pression dont on dispose étaient réalisées au niveau des sièges et non pas au niveau des perforations. Parmi les vingt-et-un puits, il y a sept puits qui ne sont pas testés, et par conséquence, on a travaillé par analogie avec les autres puits. Le tableau ci-dessous résume cette approche :

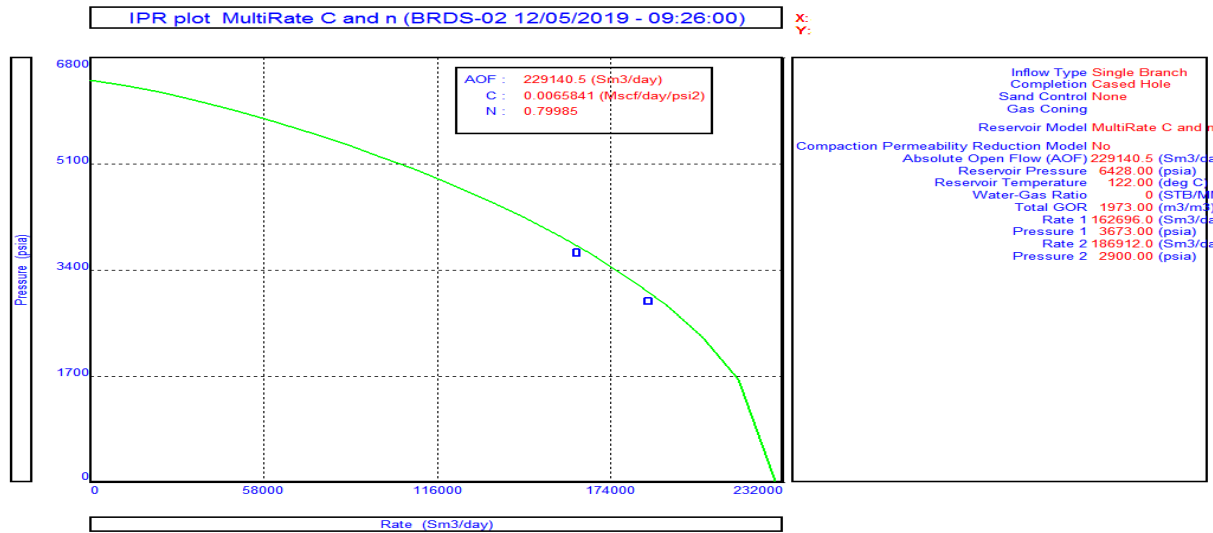
Tableau III. 1 : Les puits non testés.

Puits non testé	Puits analogique	Réservoir
TOUP-2	TOUP-4	Sil M0
TOU-17	TOUP-4	Sil M0
TOU-21	TOUP-4	Sil M0
TOU-16	TOUN-1BIS	Sil M2
TOU QH-1	TOUN-1BIS	Sil M2
BRDS-1	BRDS-02	Sil F6
GEA-4	GEA-01	QH

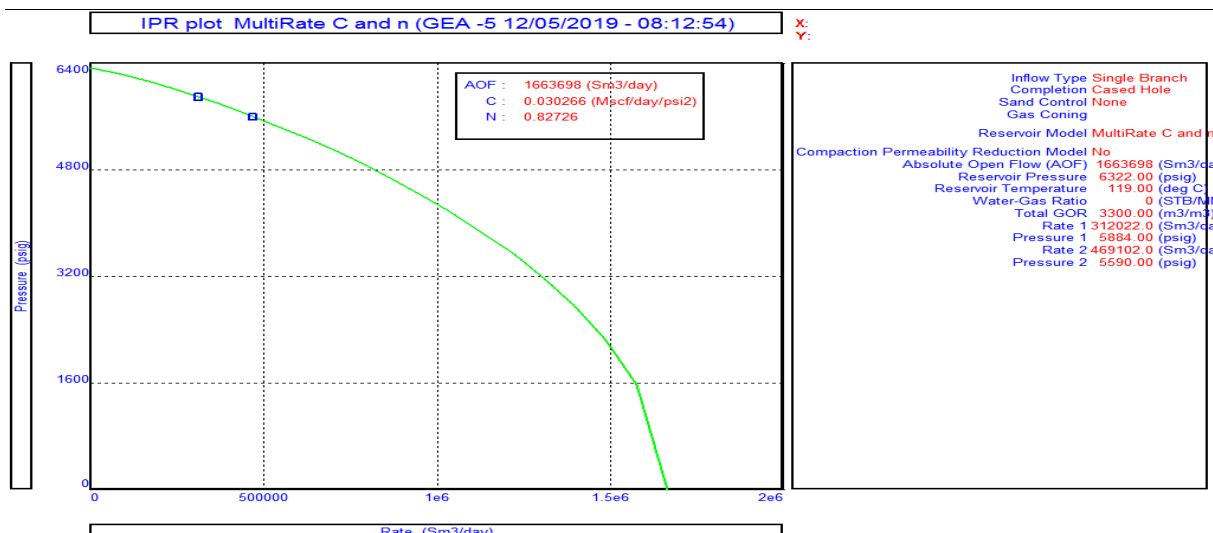
Tableau III. 2: Résultats des essais de puits.

Puits	P de réservoir (psig)	Les duses 1/64	Débit de gaz (m3/j)	Cote de mesure (m)	FBHP à la cote de mesure (psig)	Cote de mid perfos (m)
BRDS-02	6428,5	24	171635	3755	3673	3817,25
		32	195182		2900	
BRDS-EXT1	6063,5	24	175585	4064	5027,78	4098,25
		32	258732		4074,78	
BRDS-EXT2	6958	24	163660	4423,73	4118	4472,5
		32	188498		2974	
BRSN-1	6733,23	24	165504	3692	3854,19	3740
		32	198782		3044,9	
BRSN-2	5845,58	24	141785	2927,45	3399,89	3747,75
		32	161736		2771,35	
GEA-05	6324	24	329166	3324,23	5884	3524
		32	494878		5590	
GEA-01	6300	25	370012	3600	6047,2	3703,5
		32	540771		5778,4	
		36	642647		5548	
GEA-01BIS	6257	24	278954	3448	5554,47	3603
		32	433856		5094,11	
TOUN -01	4840,34	32	403056	3256,1	4636	3285
		40	571641		4490	
TOUP-04	6440	24	112029	3752	2130,04	3826,25
		32	121027		1500	
TOUE-01	5600	24	284995	3604	5017,33	3670
		32	446065		5222,67	
TOUN-1BIS	5750	24	335447	3309	5120	3462
		32	490524		4663	
		40	618384		4345	
HCP-1	3830	24	232122	2300	3747	2363,5
		32	370691		3673	
		40	504171		3597	
ETB-02	6300	24	255390	3794,19	3787,06	3825,5
		32	325269		2897,5	
		40	376590		2209,01	

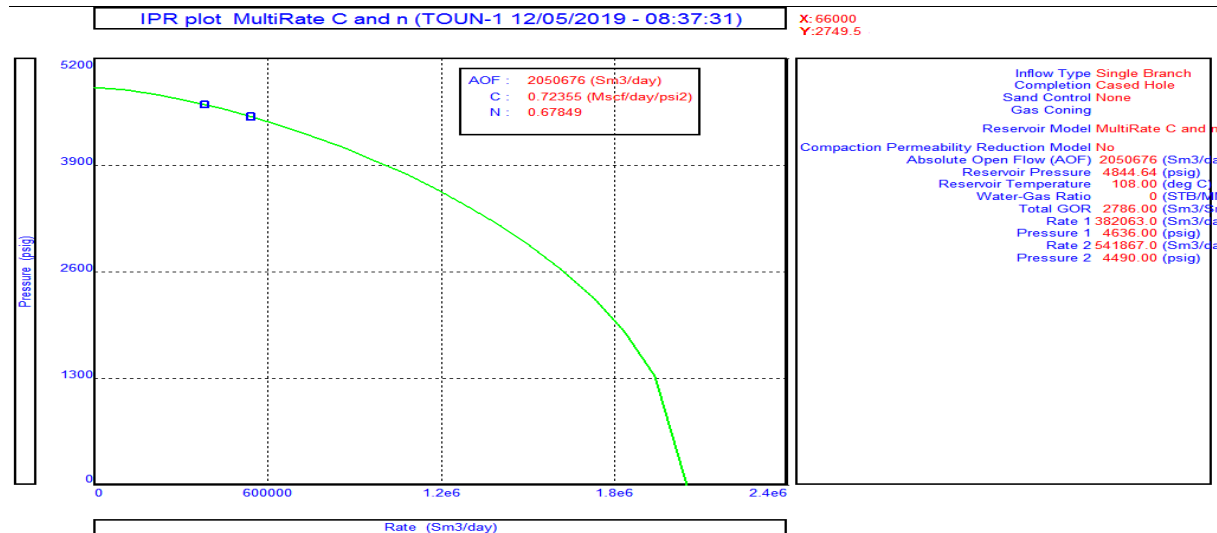
A partir des résultats de test (tableau III.1), et notamment Pr, Pwf et Qg, nous pourrons tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour chaque puits. Ces résultats sont introduits dans le logiciel PROSPER pour l'établissement des IPRs des puits. Le principe de calcul est simple. Il s'agit de la recherche des coefficients « C » et « N » de la méthode multi-rate choisie précédemment par la méthode de moindre carrés.



Graph III.1: Courbe IPR de BRDS-02.



Graph III.2: Courbe IPR de GEA-5.



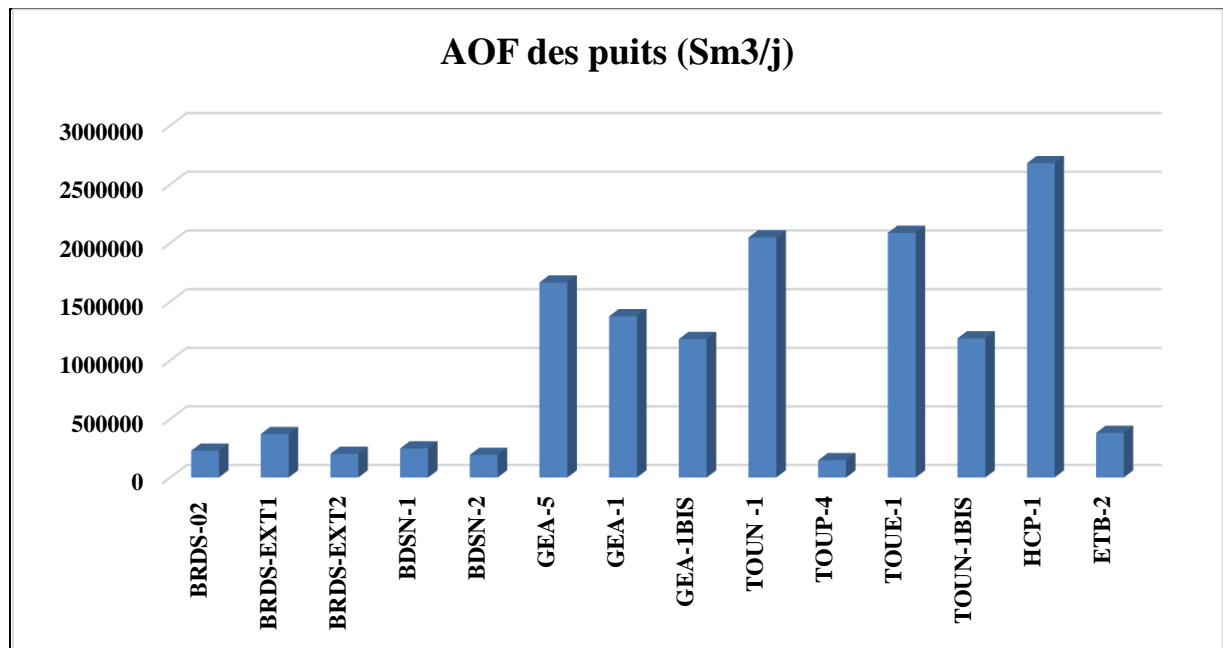
Grphe III.3: Courbe IPR de TOUN-1.

➤ **Remarque :** les autres courbes IPR sont trouvé dans l’annexe (voir l’annexe B).

Le tableau suivant résume les résultats obtenus.

Tableau III. 3: Résumé des résultats du calcul d’IPR.

Puits	AOF (Sm <sup>3</sup> /j)	C	N
BRDS-02	229140.5	0.006584	0.79985
BRDS-EXT1	371398.3	0.081279	0.68847
BRDS-EXT2	202442.9	0.13265	0.61579
BDSN-1	248979.1	0.013416	0.76835
BDSN-2	193230.4	0,007185	0,79354
GEA-5	1663698	0.030266	0.82726
GEA-01	1376649	2.98534	0,5541
GEA-01BIS	1181490	0.0121781	0.85799
TOUN -1	2047436	0.73753	0.67727
TOUP-4	147733.8	0,001169	0,87304
TOUE-1	2087167	0.011641	0.90735
TOUN-1BIS	1188063	0.022143	0.83492
HCP-1	2679993	0.073152	0.85269
ETB-2	381596.3	0.006489	0.83294



**Grphe III.4:** AOF des Puits des rrservoirs.

A partir de cet histogramme on voit bien que les puits du champ de Gassi El Adem et Hassi Chergui ayant une grande productivit par rapport aux puits des autres champs. Ce contraste de potentiel est d due essentiellement aux paramtres ptrophysiques, ainsi que la pression du rservoir. Les puits du rservoir Brides silurien prsentent un faible AOF, et le draw-down est trs important dans le rservoir, ces puits ncessitent une opration de stimulation aprs identification du type d'endommagement.

#### III.4 La compltion des puits

Le tableau III.3 rsume les donnes de compltion ncessaires pour crer les modles de nos puits.

**Tableau III. 4:** Rsum de la compltion.

Puits	Cote des mid- perfos (m)	Longueur du tubing (m)	Diamtre nominal du tubing (in)	Diamtre intrieur du tubing (in)
<b>BRDS-02</b>	3817,5	3579,05	4" 1/2	3,92
<b>BRDN-2</b>	3747,75	2927,45	4" 1/2	3,826
<b>BRDS EXT-1</b>	4098,25	4047,64	4" 1/2	3,92
<b>BRDN-1</b>	3740	2926	4" 1/2	3,92
<b>BRDS EXT-2</b>	4472,5	4409,26	4" 1/2	3,826
<b>ETB-2</b>	3825,5	3794,19	4" 1/2	3,92
<b>GEA-5</b>	3524	3184,86	4" 1/2	3,92
<b>GEA-01</b>	3703,5	3525,17	4" 1/2	3,92



<b>GEAN-1BIS</b>	3603	3294,65	4" 1/2	3,82
<b>HCP-1</b>	2363,5	2300	4" 1/2	3,92
<b>TOUN-1</b>	3285	3190,83	4" 1/2	3,92
<b>TOUP-4</b>	3826,25	3801,57	4" 1/2	3,92
<b>TOUE-1</b>	3670	3614,18	4" 1/2	3,92
<b>TOUN-1BIS</b>	3462	3309,28	4" 1/2	3,92

**III.4.1 Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical**

Afin de construire un modèle du puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement vertical adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PROSPER nous offre une multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons :

**Tableau III. 5:** Corrélations de l'écoulement vertical.

Correlation	Abréviation
Petroleum experts 1	PE1
Petroleum experts 2	PE2
Petroleum experts 3	PE3
Petroleum experts 4	PE4
Duns and Ros original	DRO

Pour choisir la corrélation qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge pour nos puits, nous procéderont comme suit :

1. On fixe le débit du liquide du test et la pression en tête correspondante.
2. On choisit la pression de réservoir (*inlet pressure*) comme variable à calculer.
3. On sélectionne les corrélations précitées comme corrélations d'écoulement vertical.
4. A partir des courbes générées par ces corrélations on extrait les valeurs des pressions de fond dynamiques à la côte de mesure.
5. On calcule les pertes de charge dans le tubing.

$$\Delta P = P_{wf} - P_{wh} \dots\dots\dots (III.1)$$

6. On compare ces valeurs aux pressions de fond dynamiques mesurées et cela en calculant l'erreur relative :

$$E_{relative} = \left| \frac{\Delta P_{mesurée} - \Delta P_{calculée}}{\Delta P_{mesurée}} \right| \dots\dots\dots (III.2)$$

7. On calcule l'erreur relative moyenne de l'ensemble des puits.

$$E_{\text{relative}} = \frac{\sum^N E_{\text{relative}}}{N} \quad \text{..... (III.3)}$$

N : le nombre de puits, dans ce cas, N = 21 puits.

8. La corrélation à choisir sera celle qui donnera la plus petite valeur de l'erreur relative.

Les données nécessaires pour le calcul des pertes de charges dans la colonne de production sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau III. 6:** Données nécessaire au calcul de pertes de charges.

Puits	P de réservoir (psig)	P en tête (psig)	Débit de gaz (m³/j)	T en tête (°c)	FBHP (psig)	WGR	GOR
BRDS-02	6428,5	2200	171635	45	3673	0	1842
		1400	195182	46	2900		2104
BRDS EXT-1	6063,5	2950	175585	45	5027,78	0	910.1
		2220	258732	46	4074,78		1157.3
BRDS EXT-2	6958	2400	163660	45	4118	0	1751.3
		1650	188498	46	2974	0	1883.9
BRIDES N-1	6733,23	2300	165504	48	3854,19	0	1791
		1520	198782	54	3044,9		2495
BRDN-2	5845,58	2000	141785	54	3399,89	0	2277
		1300	161736	55	2771,35		2456
GEA-05	6324	4365	329166	79	5884	0	3246
		3880	494878	84	5590		3376
GEA-01	6300	4249,55	370012	45	6047,2	0	3246
		3500	540771	43	5778,4		3400
		2899.9	642647	42.5	5548		3430
GEA-01BIS	6257	3850	278954	79	5554,47	0	2294
		3300	433856	84	5094,11		2705
TOUN -01	4840,34	3100	403056	35	4636	0	3342.2
		2600	571641	35	4490		3731.8
TOUP-04	6440	1440	112029	38	2130,04	0	4538.08
		950	121027	42	1500		3648.82
TOUE-01	5600	3860	284995	45	5017,33	0	3268.1
		3450	446065	45	5222,67		3853
TOUN-1BIS	5750	3680	335447	40	5120	0	5711
		3020	490524	40	4663		6054
		2470	618384	40	4345		6106
HCP-1	3830	2900	232122	30	3747	0	3395
		2650	370691	33	3673		3511
		2350	504171	35	3597		3866
ETB-02	6300	3012	255390	60	3787,06	0	16896

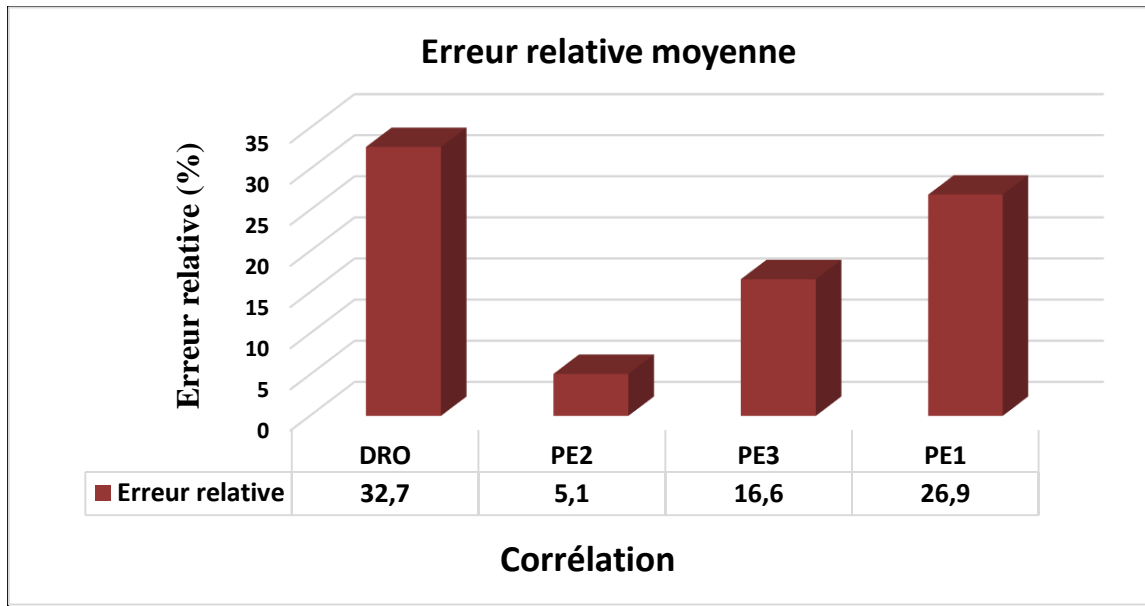
		2200	325269	60	2897,5		16896
		1545	376590	62	2209,01		16896

Après le calcul des pertes de charges par différentes corrélations, on a pu estimer l'erreur relative entre les valeurs mesurées et celles calculées. Le tableau III.5 rassemble les résultats des erreurs relatives obtenues :

**Tableau III. 7:** Erreurs relatives des différentes corrélations.

Puits	DRO	PE2	PE3	PE1
<b>BRDS-02</b>	22	5	11	32
<b>BRDN-2</b>	35	10	22	10
<b>BRDS EXT-1</b>	43	6	10	45
<b>BRDN-1</b>	47	8	14	41
<b>BRDS EXT-02</b>	50	7	23	21
<b>ETB-2</b>	36	2	33	10
<b>GEA-5</b>	18	5	15	23
<b>GEA-01</b>	21	7	14	36
<b>GEAN-1BIS</b>	29	2	21	29
<b>HCP-1</b>	28	3	17	20
<b>TOUN-1</b>	32	3	10	29
<b>TOUP-4</b>	35	3	11	23
<b>TOUE-1</b>	22	8	22	19
<b>TOUN-1BIS</b>	41	3	10	39
<b>Erreur relative moyenne</b>	<b>32,7</b>	<b>5,1</b>	<b>16,6</b>	<b>26,9</b>

N.B : les erreurs relatives sont données en pourcentage (%).



**Graphe III.5:** Histogramme des erreurs relatives moyennes.

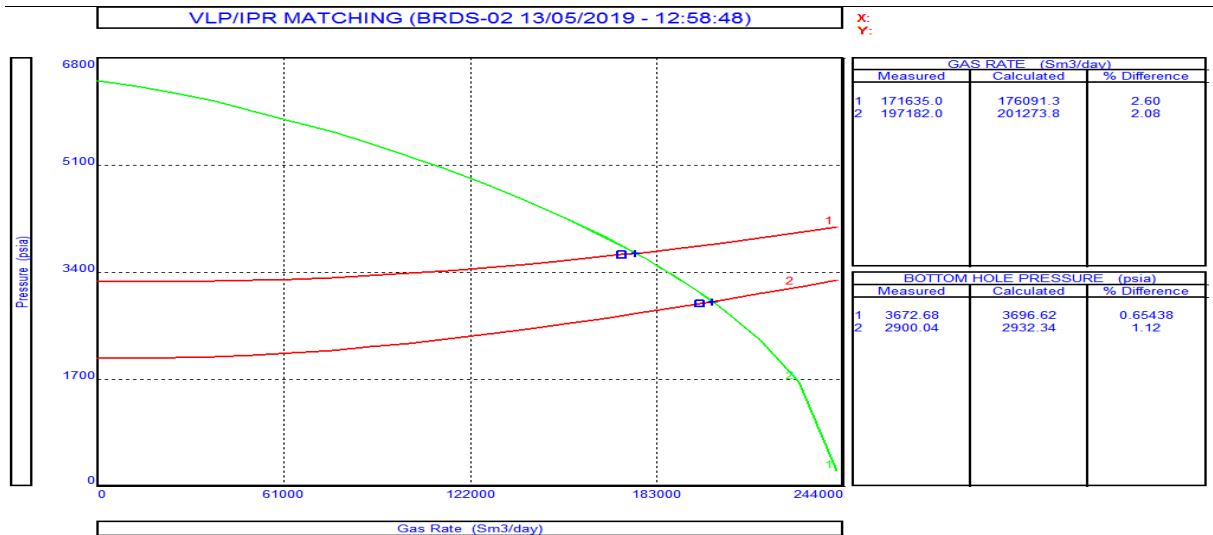
Nous constatons d'après l'histogramme ci-dessus, que la corrélation de **PETROLEUM EXPERT 2** donne les estimations des pertes de charges verticales les plus proches des valeurs mesurées. De ce fait, cette corrélation sera utilisée pour les calculs des pertes de charge dans le tubing de nos puits.

#### **Remarque**

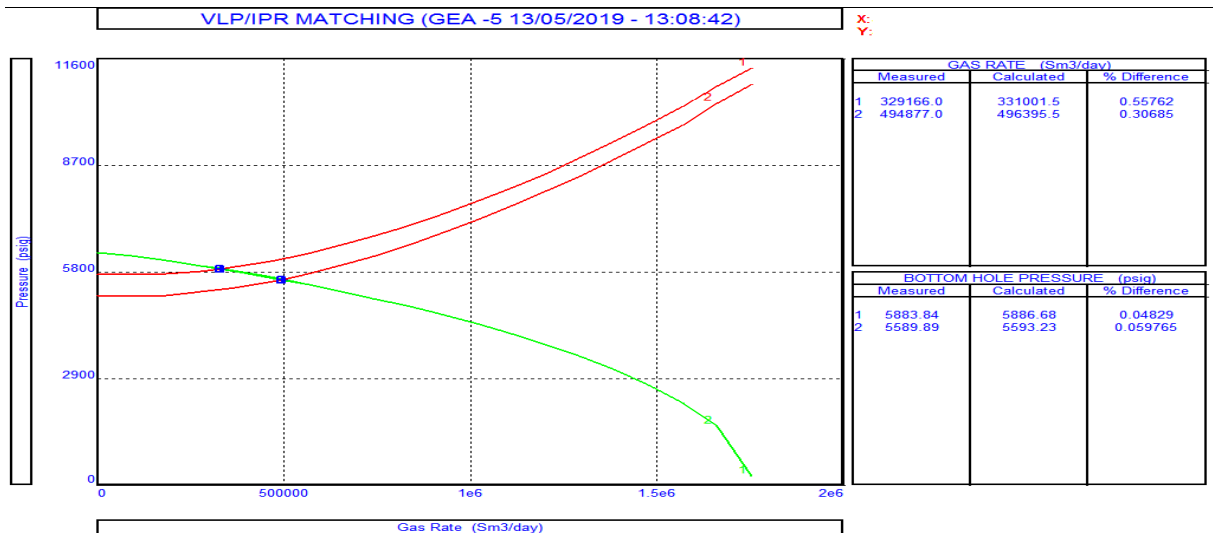
Petroléum Expert est une corrélation qui combine les meilleurs dispositifs des corrélations existantes. Elle emploie la carte d'écoulement de Gould et Al et la corrélation de Hagedorn Brown dans le slug flow, et des Duns & ROS pour le mist-flow. Dans le régime transitoire, une combinaison des résultats de ces modes d'écoulement est employée.

### **III.5 Reproduction des résultats du test potentiel par PROSPER**

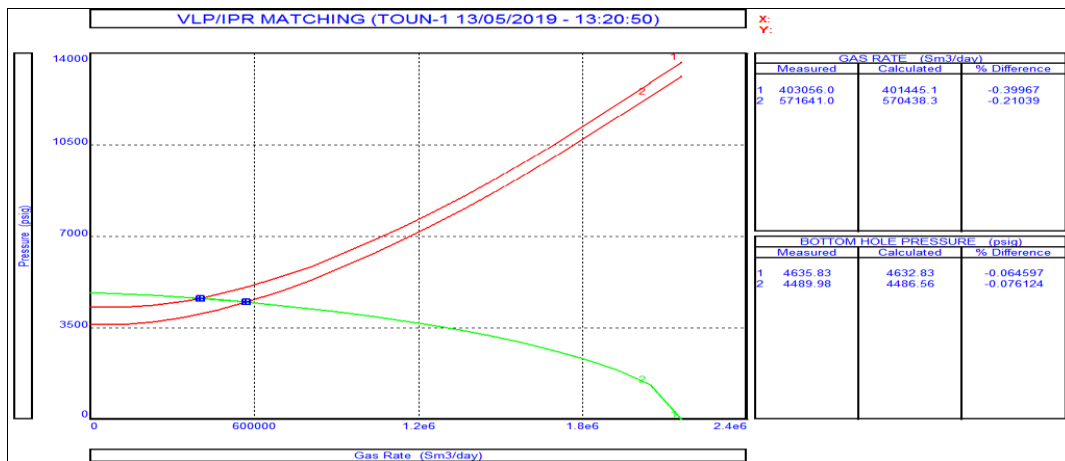
Pour s'assurer que les modèles construits représentent les puits avec suffisamment de précision, nous avons fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation. Les resultants sont représentés dans les graphes suivants:



Graphe III.6: VLP vs IPR de BRDS-02.



Graphe III.7: VLP vs IPR de GEA-5.



Grphe III.8: VLP vs IPR de TOUN-1.

Remarque : les autres courbes VLP vs IPR sont trouvées dans l’annexe (voir l’annexe B).

**Conclusion**

D’après cette étude, nous constatons qu’il y a :

- ✓ Une concordance entre les données mesurées et les données obtenues par simulation. donc, nous en déduisons que les modèles que nous avons construits représentent les puits d’étude avec une précision satisfaisante.
- ✓ Le modèle une fois calé, sera utilisé dans la prédiction de performance des puits des réservoirs qui résulterait des différents scénarios de développement.
- ✓ D’après les résultats du test, on remarque que la plupart des puits des réservoirs silurien présentent un drawdown important dans le réservoir, et nécessitent des opérations de stimulation après avoir diagnostiqué l’origine de l’endommagement.
- ✓ Sept (7) puits nécessitent des tests potentiels pour cause de manque de données (TOUP-2, TOU-16, TOU-17, TOU-21, TOU QH-1, BRDS-1, GEA-4).
- ✓ Les puits du champ de Gassi El Adem et Hassi Chergui ont un grand potentiel de productivité par rapport aux puits des autres champs.
- ✓ Le champ de BRIDES est riche en condensat.

Tableau III. 8: Production des puit.

Réservoir	Puits	Q de gaz (m <sup>3</sup> /j)	Q de liquide (m <sup>3</sup> /j)	Richesse du condensat (g/m <sup>3</sup> )
BRDS TAGS	BDSN-1	185895	86	335
	BDSN-2	143856	60	303
BRDS SIL	BRDS-2	174803	88	363
	BRDS EXT-1	205846	199	694

	BRDS EXT -2	166908	91	395
<b>TOU SIL</b>	ETB-2	275208	19	49
	TOUE-1	328440	92	201
	TOUN-1BIS	371064	63	122
	TOUP-4	104700	25	175
	HCP-1	256704	74	207
<b>TOU TAGI</b>	TOUN-1	437880	123	203
<b>GEA QH</b>	GEA-1	409080	123	216
	GEA-5	390561	117	216
	GEAN-1BIS	337824	67	143

### IV Optimisation et dimensionnement des puits

#### IV.1 Introduction

L'optimisation de la production consiste à étudier la chaîne de production à partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockage. L'analyse détaillée des paramètres de chaque partie de système sert à déterminer les variables clés qui seront prises en considération dans l'optimisation. La solution optimale du système est en fonction de tous les paramètres (Variable Clés) qui influent sur la production. L'organisation de ce cas d'étude de l'optimisation intégré est comme suit :

- ✓ Modélisation du réseau de collecte. (Schéma de raccordement et diamètre des Pipe).
- ✓ Optimisation de la production des puits des champs pour atteindre le plateau de production, afin d'éviter le phénomène de freinage entre les puits.

#### IV.2 Schéma de raccordement et modélisation du réseau de collecte

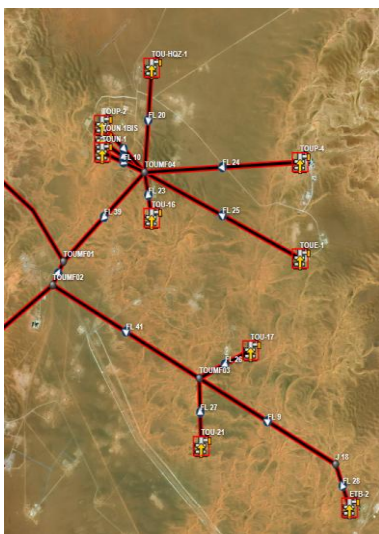
La figure IV.1 montre le schéma de raccordement des puits de la périphérie à l'installation existante ainsi que les nouveaux manifolds proposés. Pour des raisons technico-économiques, deux manifolds supplémentaires sont proposés d'être installés au niveau du champ Toual ; TOUMF03 pour collecter les puits situés dans le sud du champ qui englobe quatre puits, et les puits du nord-est seront raccordés vers un autre manifold TOUMF-04.

Ces deux manifolds seront reliés à leur tour au manifold existant TOUMF-01, par le biais des deux collecteurs objet d'un dimensionnement. Pour le champ des Brides, l'étude est aboutie avec l'ajout d'un manifold BRDMF02, qui recueille la charge de production issue des puits de la zone sud et par la suite vers le manifold existant de Brides BRDMF01. Le puits BRDS-02 sera raccordé directement vers le collecteur reliant ces deux manifolds par une jonction.





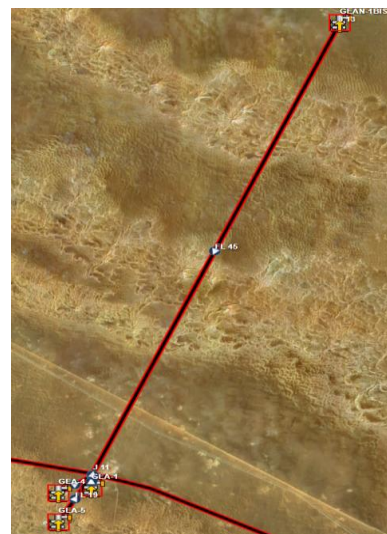
(a)



(b)



(c)



(d)

**Figure IV.1:** Schéma du raccordement : (a) : Global, (b) champ TOUAL  
(c): champ BRIDES, (d) : champ GASSI EL ADEM

Manifold	Puits	Manifold	Puits
TOUMF02	✓ HCP-1	TOUMF04	✓ TOUP-4 ✓ TOUN-1BIS ✓ TOU-16 ✓ TOU-QH

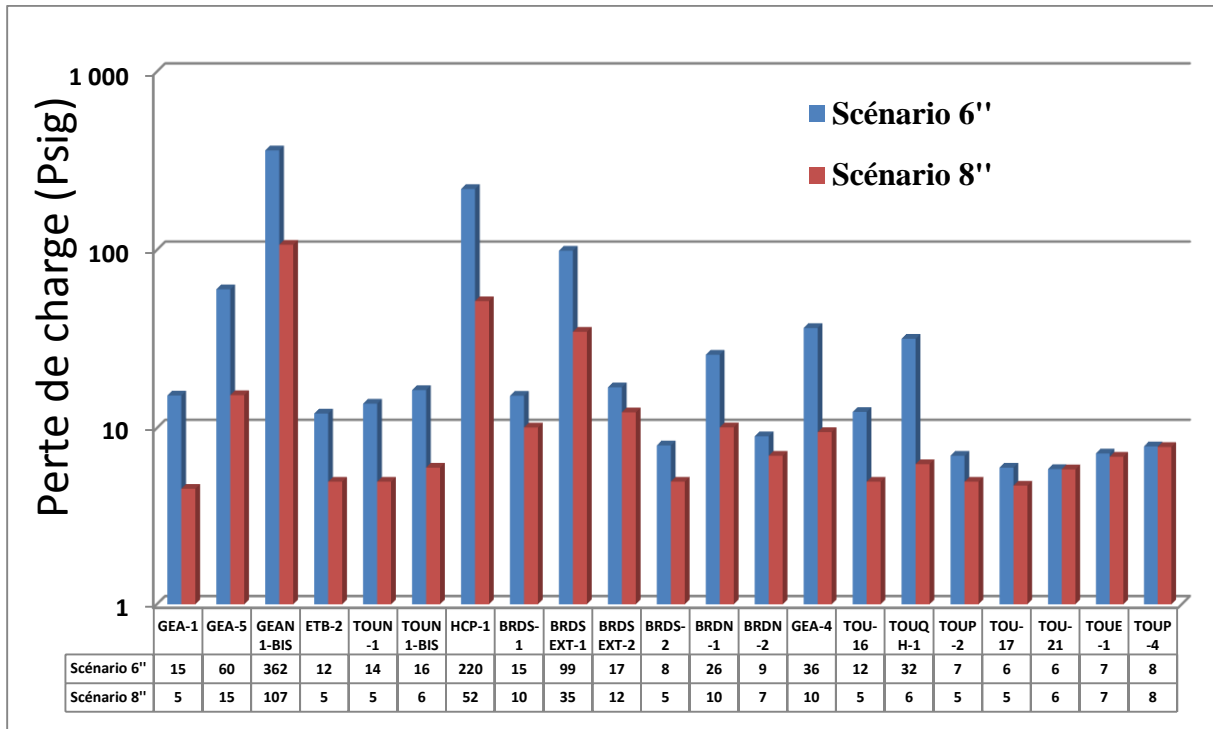
			<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ TOUP-2</li> <li>✓ TOUN-1</li> </ul>
<b>TOUMF03</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ ETB-2</li> <li>✓ TOUE-1</li> <li>✓ TOU-17</li> <li>✓ TOU-21</li> </ul>	<b>BRDSMF02</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ BRDS-1</li> <li>✓ BRDS EXT-1</li> <li>✓ BRDS EXT-2</li> </ul>
<b>Jonction</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ BRDS-02</li> </ul>	<b>BRDSMF1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ BDSN-1</li> <li>✓ BDSN -2</li> </ul>
<b>GEAMF01</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ GEA-01</li> <li>✓ GEA-4</li> <li>✓ GEA-5</li> <li>✓ GEAN-BIS1</li> </ul>		

### **IV.3 Modélisation du réseau de collecte**

La modélisation du réseau de collecte est indispensable pour assurer l'écoulement d'effluents vers le centre de traitement, tout en évitant l'influence d'un puits sur l'autre en termes de freinage et diminuer les pertes de charge. En premier lieu on va étudier le dimensionnement des collecteurs des puits puis en passant vers les collecteurs des manifolds.

#### **IV.3.1 Dimensionnement des collecteurs des puits**

Une étude de sensibilité sur les pertes de charge a été effectuée pour deux diamètres de Pipe (6" et 8"), les résultats obtenus sont montrés dans la figure suivante :



Graphe IV.1: Les pertes de charge des scénarios.

Les résultats obtenus montrent que les pertes de charge sont importantes dans les puits loin des manifolds et les puits à fort productivité, tels que les puits du champ de Gassi El Adem et Hassi Chergui ou l’AOF dépasse 1 MSm<sup>3</sup>/j. En se basant sur les pertes de charge pour chaque scénario, le diamètre optimum de pipe pour chaque puits est illustré dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV.1 : Les diamètres optiums des puits.

Puits	GEA-01	GEA-5	GEAN-1BIS	ETB-2	TOUN-1	TOUN-1BIS	HCP-1	BRDS-1	BRDSEXT-1	BRDSEXT-2	BRDS-02
Φ opt	6"	8"	8"	6"	6"	6"	8"	6"	8"	6"	6"
Puits	BRDN-1	BRDN-2	GEA-4	TOUN-16	TOUNQ-1	TOUNP-2	TOUN-17	TOUN-21	TOUNE-1	TOUNP-4	
Φ opt	8"	6"	8"	6"	8"	6"	6"	6"	6"	6"	

**IV.3.2 Dimensionnement des collecteurs des manifolds**

Une fois les diamètres des pipes reliant les puits vers les manifolds sont optimisés, une autre analyse de sensibilité sur le diamètre des collecteurs reliant les nouveaux manifolds aux ceux existants est nécessaire. Cette analyse a été faite pour trois diamètres de pipe 12", 16" et 20". Les résultats obtenus sont présentés dans le graphe IV.2.

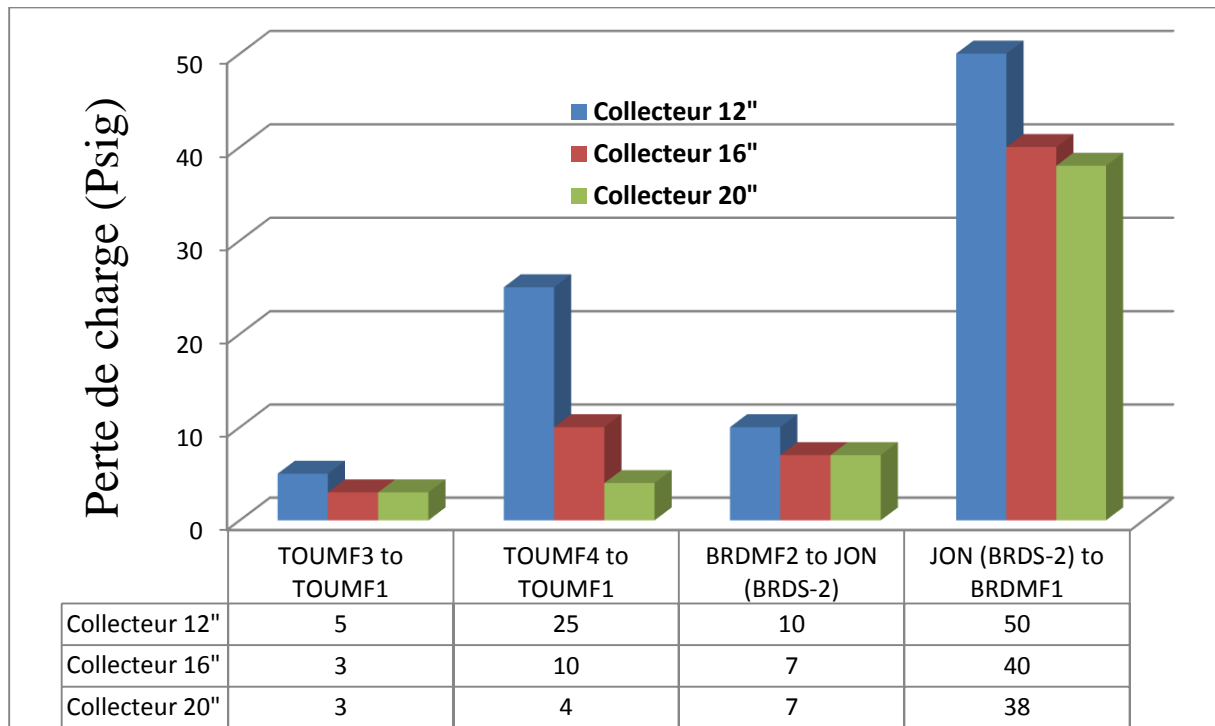
**IV.4 Modélisation de la production des puits**

Les puits des champs d'étude produisent des différents réservoirs dont des pressions et caractéristique pétrophysique différent d'un puits à l'autre ; à cet effet, la modélisation du système de production est un indispensable pour éviter influence d'un puits à l'autre on terme de freinage.

Le contrôle de débit et la pression des puits est assuré par intermédiaire des duses. La modélisation de système de production consiste à optimiser le débit et choisir la duse Adéquate, tout en assurant le plateau de production.

Et pour ce faire, on a ajouté des nouveaux manifolds aux champs du TOUAL (TOUMF03 et TOUMF04) ainsi BRIDES (BRDMF02).

Le raccordement des puits est montré dans la figure suivante :



**Graphe IV.2 : Les pertes de charges du collecteur.**

**Tableau IV.2 :** Les diamètres optimums de la pipe manifold.

Manifold	Diamètre optimum
TOUMF3 au TOUMF1	12"
TOUMF4 au TOUMF1	16"
BRDMF2 au JON (BRDS-02)	12"
JON (BRDS-02) au BRDMF1	16"

## IV.5 Optimisation des débits de production

### IV.5.1 Contraintes de production

Avant de commencer la simulation, nous devons définir certaines contraintes relatives à la production nécessaires au fonctionnement des puits.

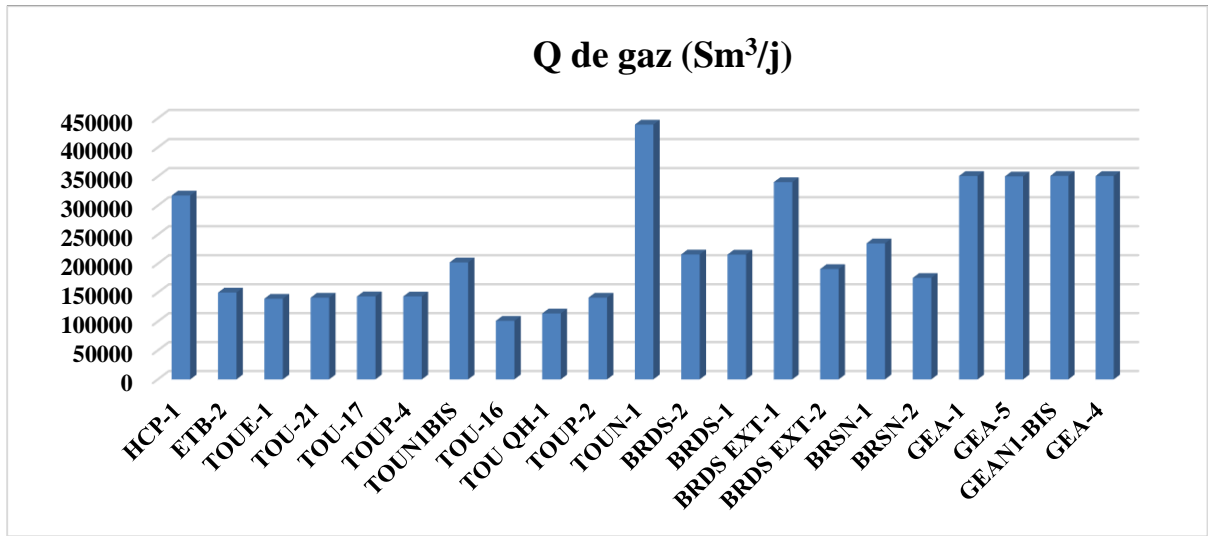
- ✓ Plateau de production 8 million Sm<sup>3</sup>/jour.
- ✓ Pression à l'entrée de CPF : 70 bars.

**Tableau IV.3 :** Résultats de modélisation de la production.

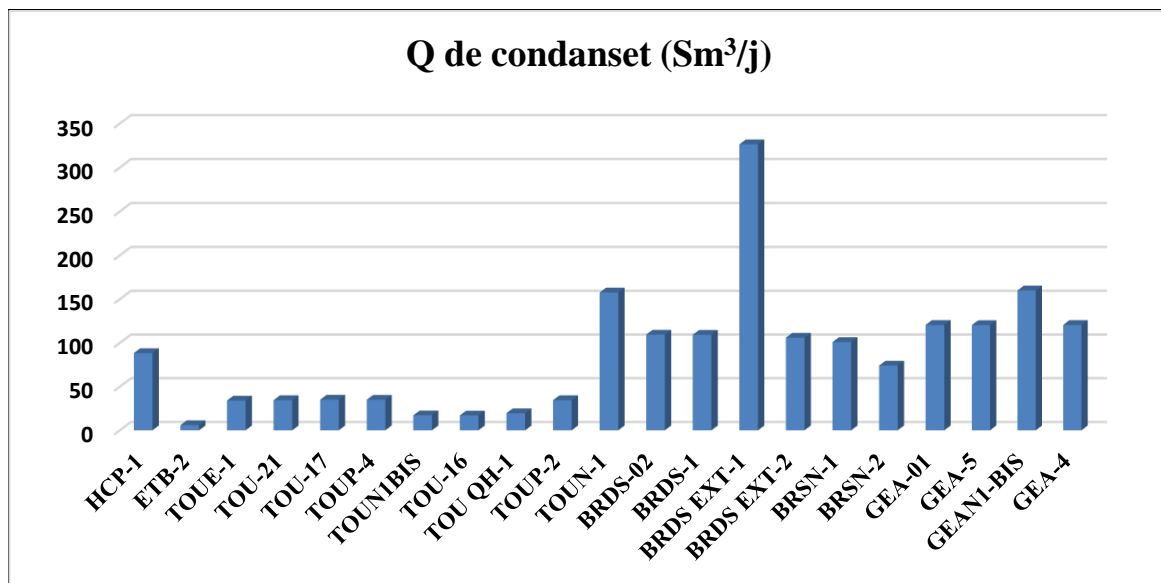
Puit	Q de gaz (Sm <sup>3</sup> /j)	Q de liquide (Sm <sup>3</sup> /j)	Duse	P en tête (psig)	P avale (psig)
<b>HCP-1</b>	317 266	88	26	3527	1137
<b>ETB-2</b>	150 032	5	16	5618	1120
<b>TOUE-1</b>	139 270	34	24	1642	1126
<b>TOU-21</b>	141 156	34	27	1458	1124
<b>TOU-17</b>	143 381	35	38	1204	1122
<b>TOUP-4</b>	143 339	35	38	1209	1127
<b>TOUN1BIS</b>	202 014	17	16	5409	1119
<b>TOU-16</b>	101 213	16	16	5411	1119
<b>TOU QH-1</b>	113 842	19	16	5395	1122
<b>TOUP-2</b>	141 197	34	27	1453	1119
<b>TOUN-1</b>	439 181	157	28	4243	1124
<b>BRDS-02</b>	215 829	109	38	1463	1225
<b>BRDS-1</b>	215 604	109	38	1477	1243
<b>BRDS EXT-1</b>	340 248	326	38	2114	1263
<b>BRDS EXT-2</b>	190 623	105	38	1430	1244
<b>BRSN-1</b>	234 997	100	38	1473	1187
<b>BRSN-2</b>	175 341	74	38	1340	1182
<b>GEA-01</b>	350 927	120	24	5646	1158
<b>GEA-5</b>	350 130	120	24	5434	1158
<b>GEAN1-BIS</b>	350 996	160	26	4756	1195
<b>GEA-4</b>	350 901	120	24	5646	1157

**Tableau IV.4 : Résultats de modélisation de la production.**

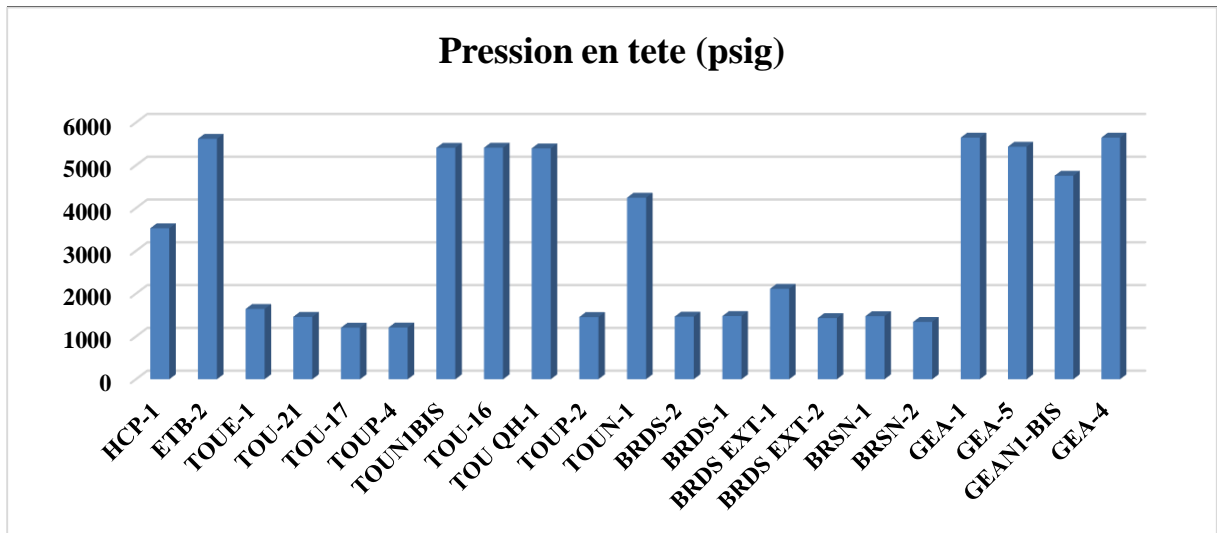
Champs	Q de gaz (Sm <sup>3</sup> /j)	Q de liquide (Sm <sup>3</sup> /j)	Pression (psig)
TOUAL	3 171 205	75	1116
BRIDES	2 051 323	131	1177
GASSI EL ADEM	1 392 956	82	1154,5
NEZLA	1 364 466	0,84	1062
TOTAL	7 999 951	290	1015



**Graphe IV.3: Comparaison du débit de gaz.**



**Graphe IV.4 : Comparaison du débit de liquide.**



Graph IV.5: Comparaison de la pression des puits.

### Conclusion

Dans cette partie consacrée à la procédure d'optimisation et de dimensionnement des puits, nous concluons ce qui suit:

- ✓ Deux manifolds supplémentaires sont proposés d'être installés au terme de cette étude, deux au niveau du champ de TOUAL et un au niveau de BRIDES, ce dernier recueillera la charge de production issue des puits de la zone sud et par la suite vers le manifold existant de Brides BRDMF01.
- ✓ Les résultats obtenus montrent que les pertes de charge sont importantes dans les puits éloignés des manifolds et les puits à forte productivité, tels que les puits du champ de Gassi El Adem et Hassi Chergui où l'AOF dépasse  $1 \text{ MS m}^3/\text{J}$ . En se basant sur les pertes de charge pour chaque scénario, le diamètre optimum de pipe pour chaque puits est 6" sauf les puits suivants : (GEA-5, GEAN-1BIS, GEA-4, HCP-1, BRDS EXT-1, BRDN-1, TOU QH-1) où le diamètre adéquat est le 8".
- ✓ Une fois les diamètres des pipes reliant les puits vers les manifolds sont optimisés, une autre analyse de sensibilité sur le diamètre des collecteurs reliant les nouveaux manifolds aux existants est nécessaire.

## CONCLUSION & RECOMMANDATION

---

### Conclusion Générale

Notre travail consiste à étudier la modélisation des champs TOUAL, BRIDES ET GASSI EL ADEM pour l'exploitation optimale de son gisement, afin de maximiser le facteur de récupération.

A partir de cette étude on peut tirer les conclusions suivantes :

- L'analyse de pression des différents puits montre que le bloc ouest est séparé au bloc principal pour les réservoirs Toual TAGI, Toual Silurien et Brides TAGS.
- Les résultats obtenus nous montrent que les réservoirs étudiés sont des réservoirs volumétriques en d'autres termes ces réservoirs ne sont pas assistés par un aquifère.
- L'écart entre les différentes méthodes de calcul des réserves est dû aux incertitudes dans les paramètres de fluide et notamment Z et Bg.
- La chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée a causé le phénomène de la condensation rétrograde, qui donne lieu à une phase immobile résistant à l'écoulement ce qu'on appelle blocage de phase. Ce phénomène explique partiellement la chute de production des puits de TOUAL.
- D'après les résultats du test, on remarque que la plupart des puits des réservoirs silurien présentent un drawdown important dans le réservoir, et nécessitent des opérations de stimulation après avoir diagnostiqué l'origine de l'endommagement.
- Sept (7) puits nécessitent des tests potentiels pour cause de manque de données (TOUP-2, TOU-16, TOU-17, TOU-21, TOU QH-1, BRDS-1, GEA-4).
- Les puits du champ de Gassi El Adem et Hassi Chergui ont un grand potentiel de productivité par rapport aux puits des autres champs.
- Le champ de BRIDES est riche en condensat.
- Trois manifolds supplémentaires sont proposés d'être installés au terme de cette étude, deux au niveau du champ de TOUAL et un au niveau de BRIDES, ce dernier recueillera la charge de production issue des puits de la zone sud et par la suite vers le manifold existant de Brides BRDMF01.
- Les résultats obtenus montrent que les pertes de charge sont importantes dans les puits éloignés des manifolds et les puits à forte productivité, tels que les puits du champ de Gassi El Adem et Hassi Chergui où l'AOF dépasse  $1 \text{ MS m}^3/\text{J}$ .
- En se basant sur les pertes de charge pour chaque scénario, le diamètre optimum de pipe pour chaque puits est 6" sauf les puits suivants : (GEA-5, GEAN-1BIS, GEA-4, HCP-1, BRDS EXT-1, BRDN-1, TOU QH-1) où le diamètre adéquat est le 8".



## CONCLUSION & RECOMMANDATION

---

### Recommandations

- ❖ On recommande d'optimiser le développement des nouveaux réservoirs (GEA-QH et BRD-Sil), afin de produire ces réservoirs avec un nombre minimum de puits.
- ❖ Prévoir un système de réinjection de gaz sec dans le réservoir (GEA-QH et BRD-Sil), afin d'amortir la chute de pression dans le réservoir, qui induira à minimiser le phénomène de condensation rétrograde, et maximiser ainsi la récupération de condensat.
- ❖ Dans le cas d'une éventuelle étude dans le futur au niveau des gisements de Gassi-Touil, on recommande d'utiliser la corrélation Petroleum Experts 2 dans la modélisation de l'écoulement dans les puits, et ceci d'après les bon matching des résultats obtenus à partir de cette corrélation.
- ❖ Effectuer des tests sur les puits présentant un manque de données.
- ❖ Faire des tests sur les puits complétés dans le Silurien (champs de brides et Toual) afin de diagnostiquer le type d'endommagement.
- ❖ Faire une étude pour choisir le type de stimulation adéquat des puits endommagés.
- ❖ On recommande de raccorder les 21 puits selon le scénario de réseau de collectes présenté dans notre étude.
- ❖ Revoir la possibilité de changer le collecteur 16'' de TOUAL vers le CPF, car ce dernier pourrait ne pas résister dans le cas où l'on décide d'augmenter la production des puits de TOUAL dans le futur.
- ❖ Prévoir la réalisation d'une unité de décarbonatation pour produire les puits qui présentent un fort taux de CO<sub>2</sub>.

### Bibliographie

Tarek Ahmed: “*Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition*”, Gulf Professional Publishing, 2010.

Tarek Ahmed: “*Advanced Reservoir Engineering*,” Gulf Professional Publishing, 2005.

Rapport d’implantation du sondage Gassi El Adem -1Bis (GEA-01Bis) (*Mars 2016*)  
Activité exploration production Division exploration Direction assets Est-département berkine ouest-Projet Gassi Touil.

Rapport d’implantation du forage Brides Nord-2 (BDSN-2) (*Mars 2016*)  
Activité exploration production Division exploration Direction assets Est-département berkine ouest - Projet Gassi Touil.

Rapport d’implantation du forage Toual Est-1 (TOUE-1) (*octobre 2015*)  
Activité exploration production Division exploration Direction assets Est-département berkine ouest - Projet Gassi Touil.

Rapport DST N° 01 de puit BDSN-1 le (*27/05/2014*)      Activité      Amont      Division  
Exploration Direction des Opérations d’Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N°02 de Puit BRDS-02 (ENF 32) le (*27/09/2015*)      Activité      Amont      Division  
Exploration Direction des Opérations d’Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N° 04 de Puit BRDS-Ext1 (ENF-32) le (*27/06/2014*)      Activité      Amont      Division  
Exploration Direction des Opérations d’Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N°02 de Puit BRDS-Ext2 (ENF-32) le (*19/03/2016*)      Activité      Amont      Division  
Exploration Direction des Opérations d’Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N°02 de Puit ETB-2 (ENF-39) le (*21/11/2010*)      Activité      Amont      Division  
Exploration Direction des Opérations d’Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N°01 de puit GEA-5 le (*07/07/2013*)      Activité      Amont      Division      Exploration  
Direction des Opérations d’Exploration Hassi Messaoud.

## BIBLIOGRAPHIE

---

Rapport DST N° 01 de puit GEA-01BIS le *(15/07/2016)* Activité Amont Division Exploration  
Direction des Opérations d'Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N° 03 de Puit TOUN-1 (ENF 13) le *(09/12/2012)* Activité Amont Division  
Exploration Direction des Opérations d'Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N°02 de Puit TOUP-4 (ENF-41) le *(22/01/2017)* Activité Amont Division  
Exploration Direction des Opérations d'Exploration Hassi Messaoud.

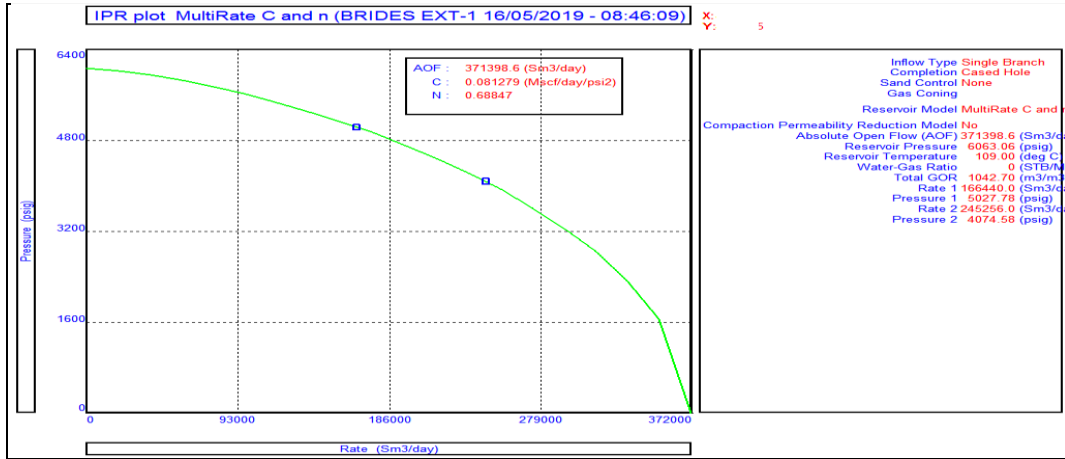
Rapport DST N°01 de Puit BDSN-2 (ENF-32) le *(12/07/2016)* Activité Amont Division  
Exploration Direction des Opérations d'Exploration Hassi Messaoud.

Rapport DST N°03 de Puit HCP-1 le *(05/ 02 / 2012)* Activité Amont Division Exploration  
Direction des Opérations d'Exploration Hassi Messaoud.

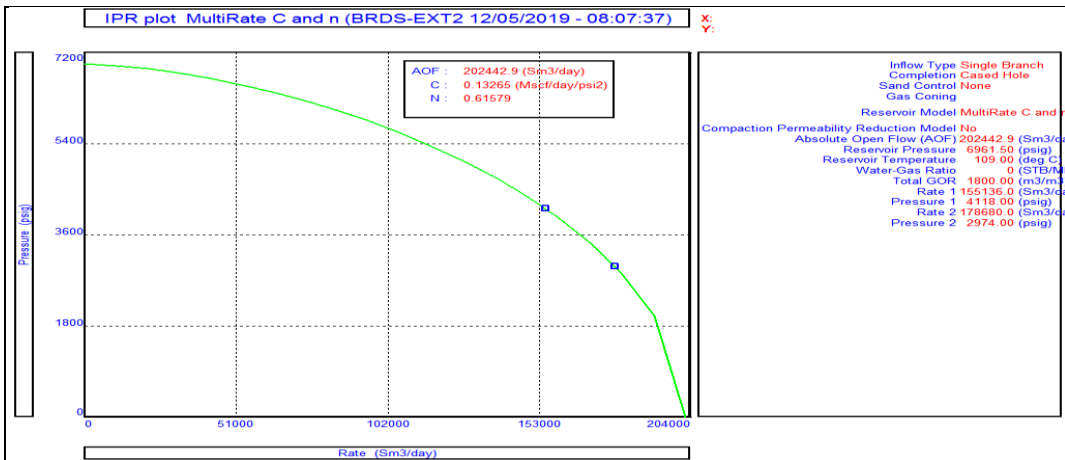
Rapport DST N°01 de Puit TOUE-1 le *(10/10/2014)* Activité Amont Division Exploration  
Direction des Opérations d'Exploration Hassi Messaoud.

ANNEXE

Les courbes IPR des puits.

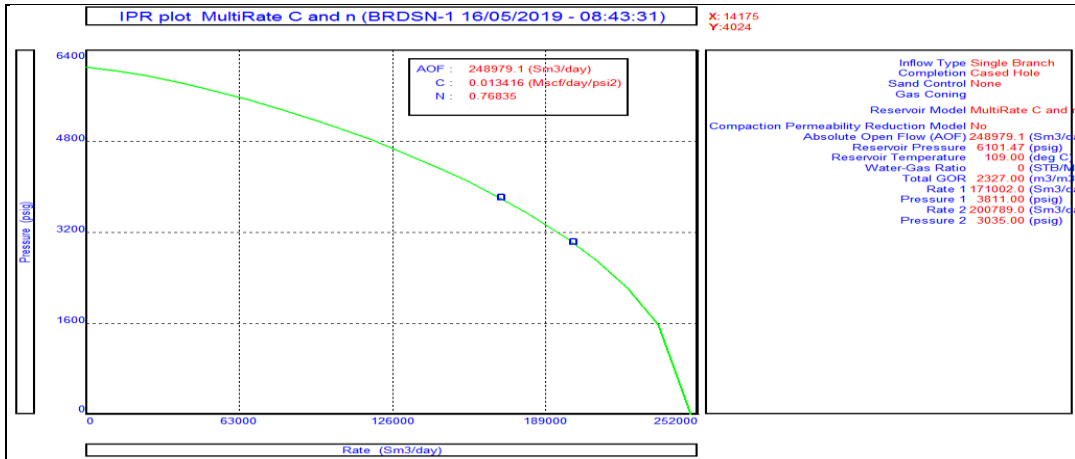


Graphe B. 1: Courbe IPR de BRDS EXT-1.

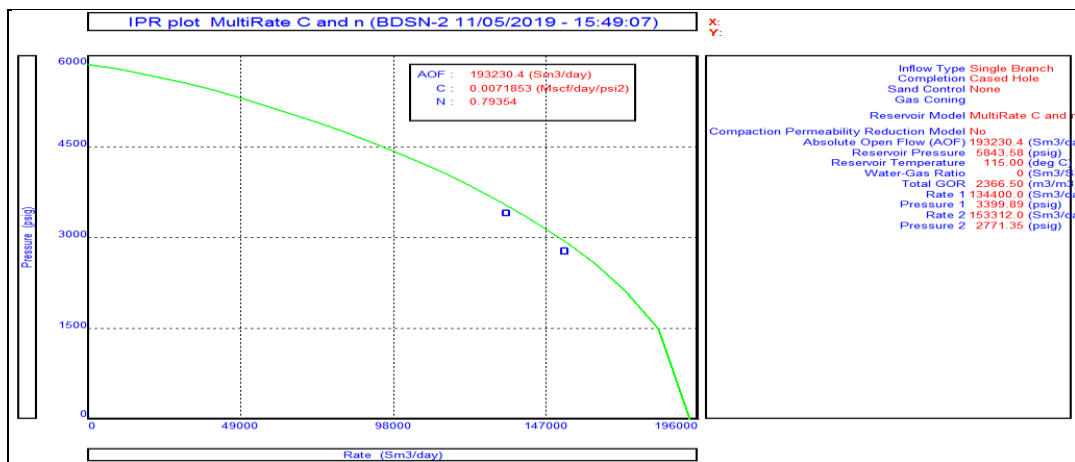


Graphe B. 2: Courbe IPR de BRDS EXT-2.

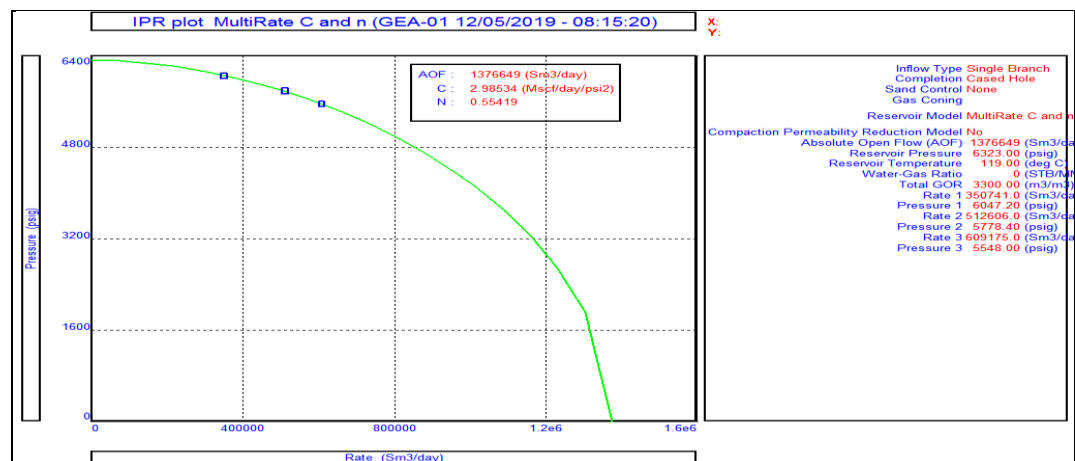
# ANNEXES



**Graphe B. 3: Courbe IPR de BRDN-1.**

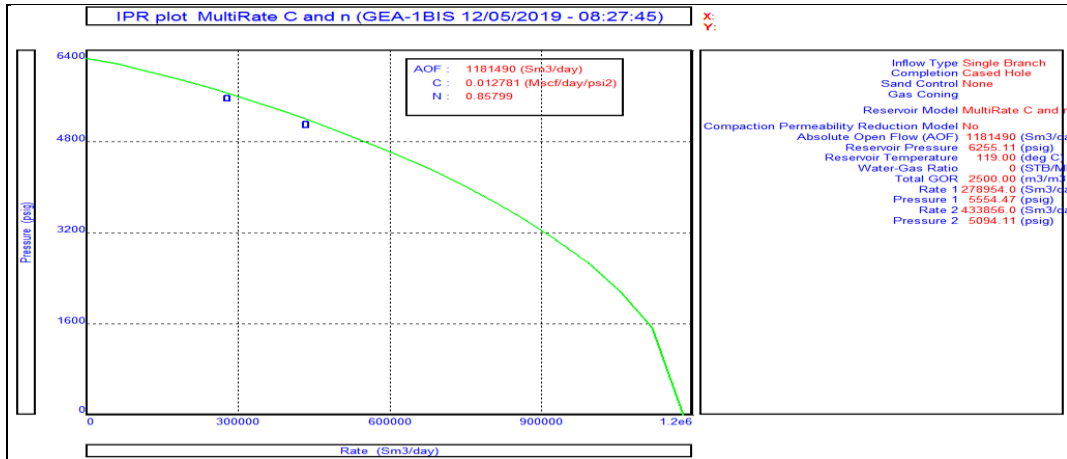


**Graphe B. 4: Courbe IPR de BRDN-2.**

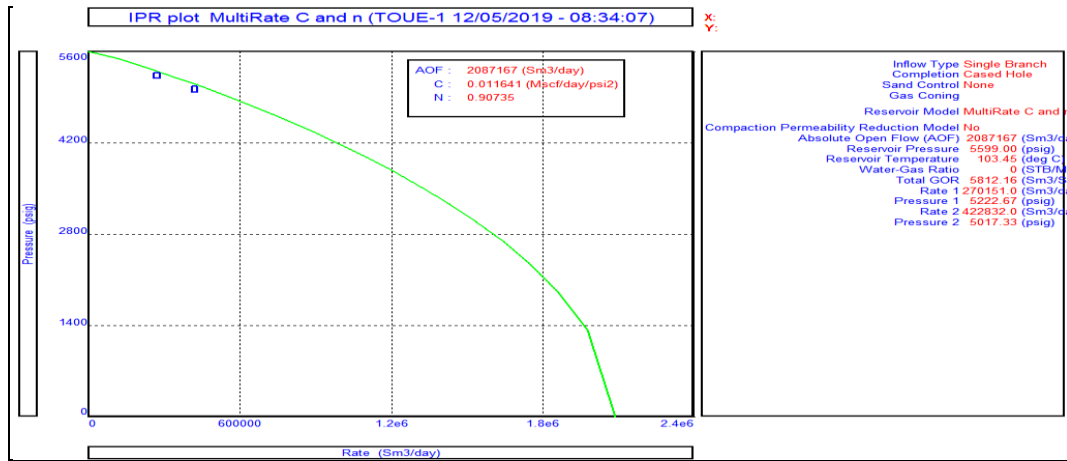


**Graphe B. 5: Courbe IPR de GEA-01**

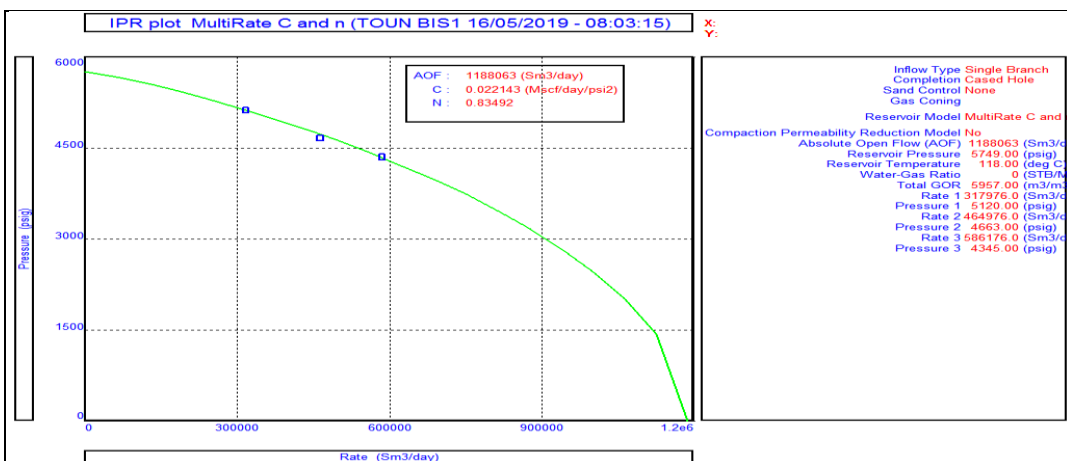
# ANNEXES



**Graphe B. 6:** Courbe IPR de GEA-01BIS.

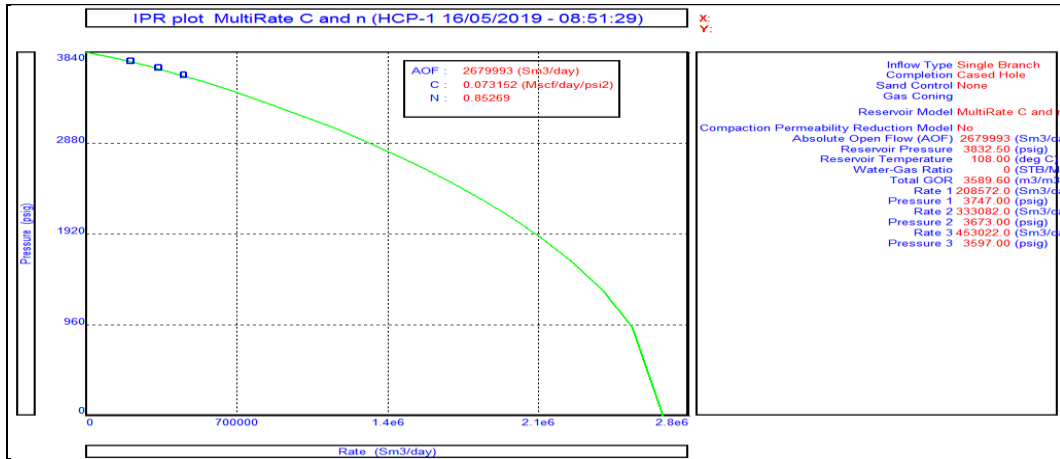


**Graphe B. 7:** Courbe IPR de TOUE-1.

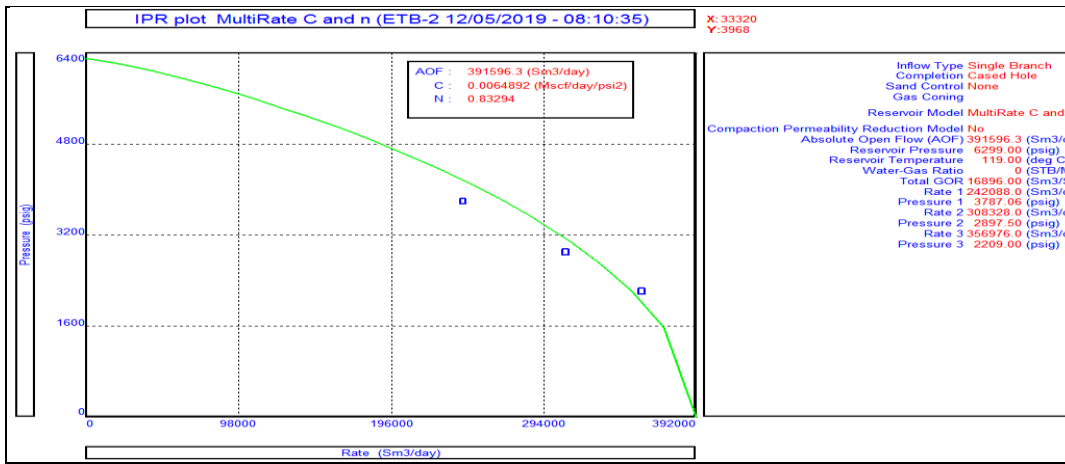


**Graphe B. 8:** Courbe IPR de TOUN-1BIS.

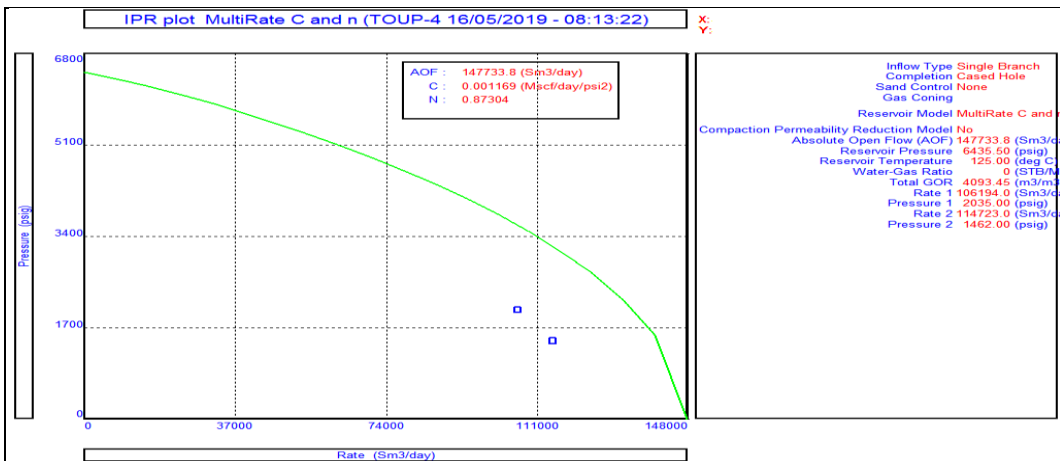
# ANNEXES



**Grphe B. 9:** Courbe IPR de HCP-1.

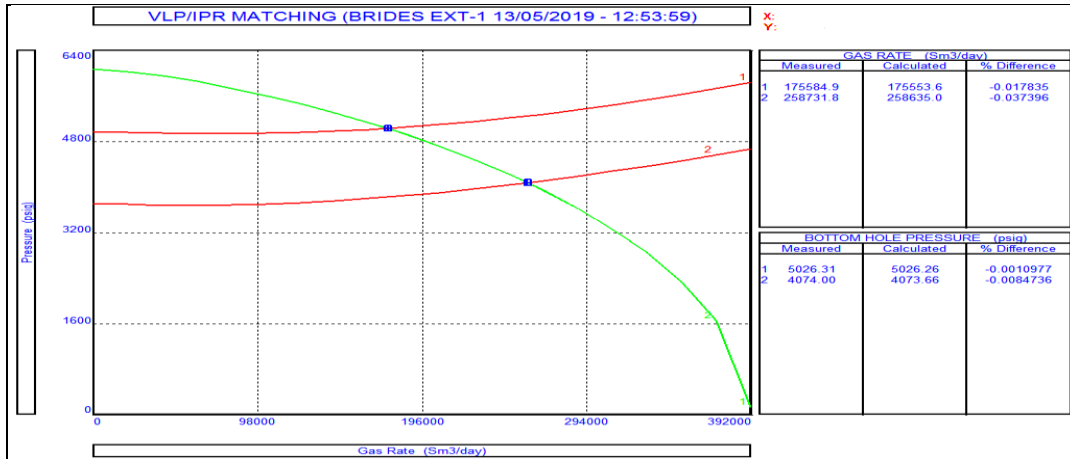


**Grphe B. 10:** Courbe IPR d'ETB-2.

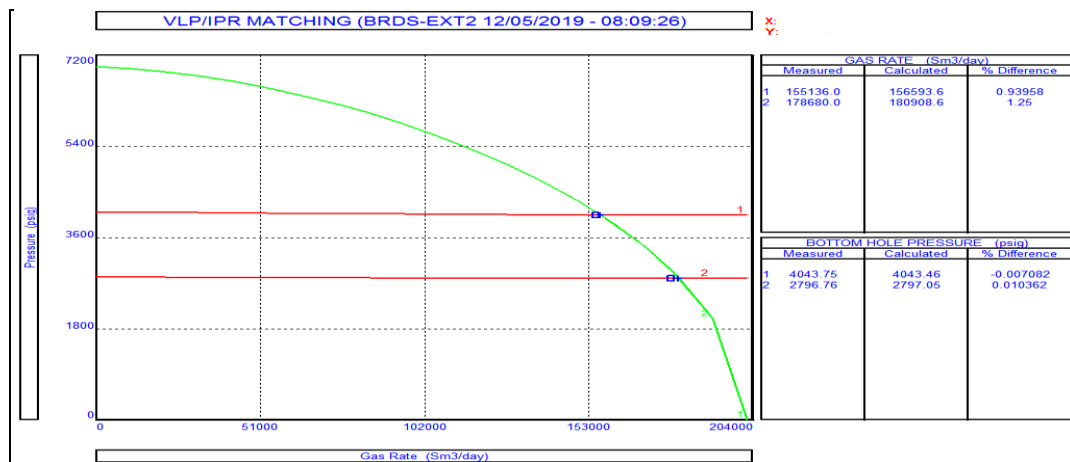


**Grphe B. 11:** Courbe IPR de TOUP-4.

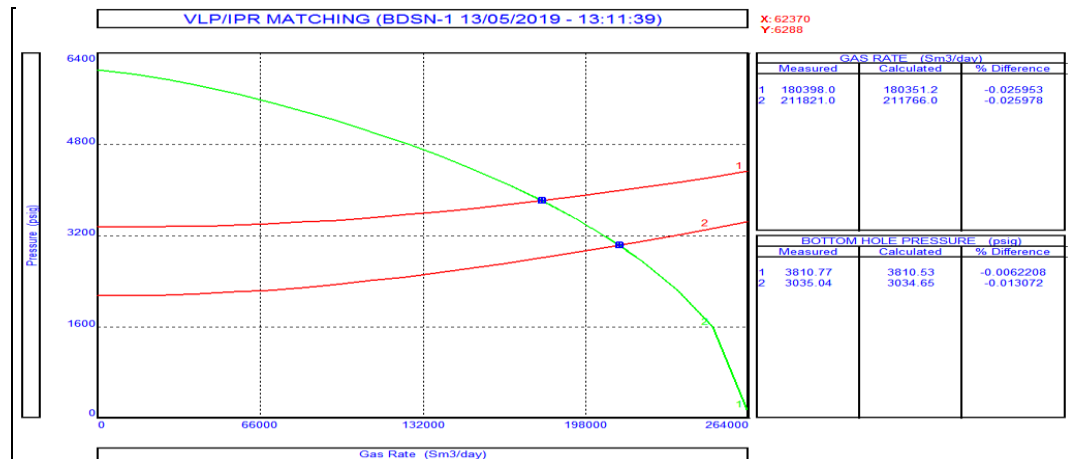
# ANNEXES



**Graphe B. 12: VLP vs IPR de BRDS EXT-1.**



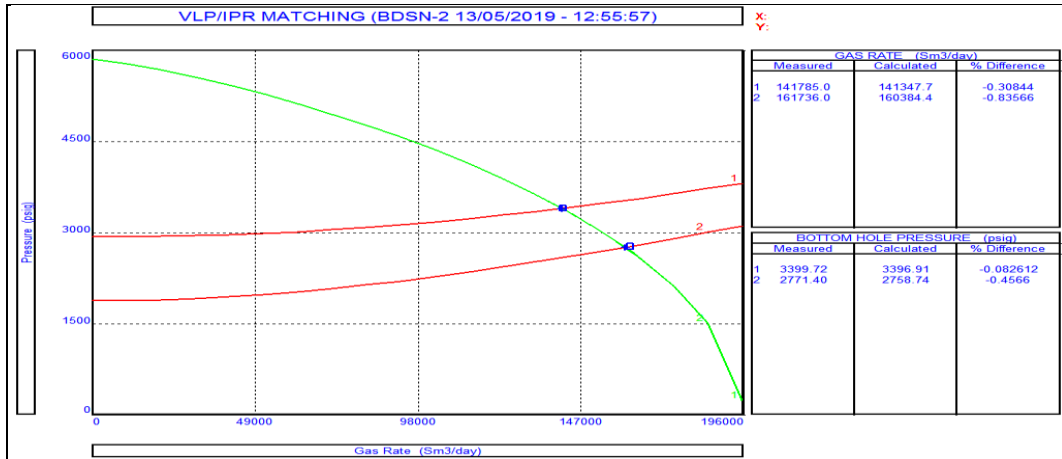
**Graphe B. 13: VLP vs IPR de BRDS EXT-2.**



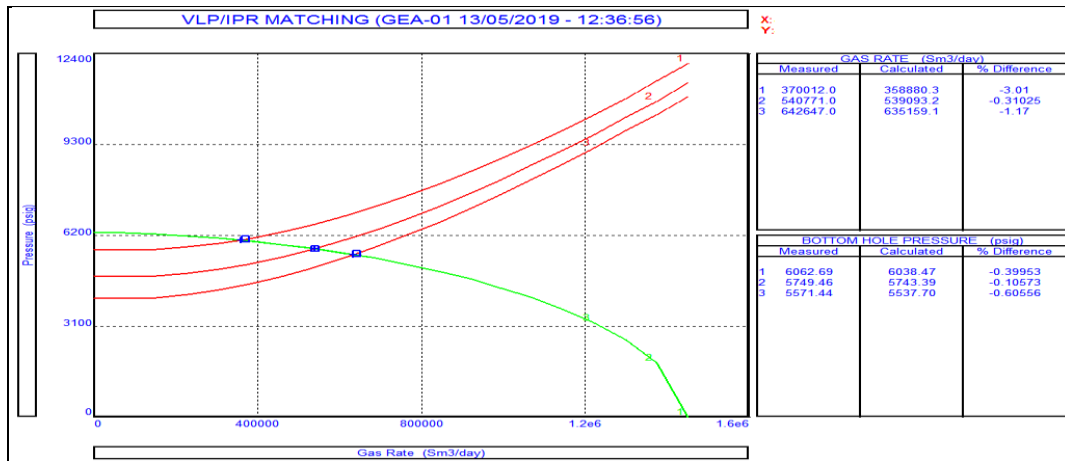
**Graphe B. 14: VLP vs IPR de BDSN-1.**



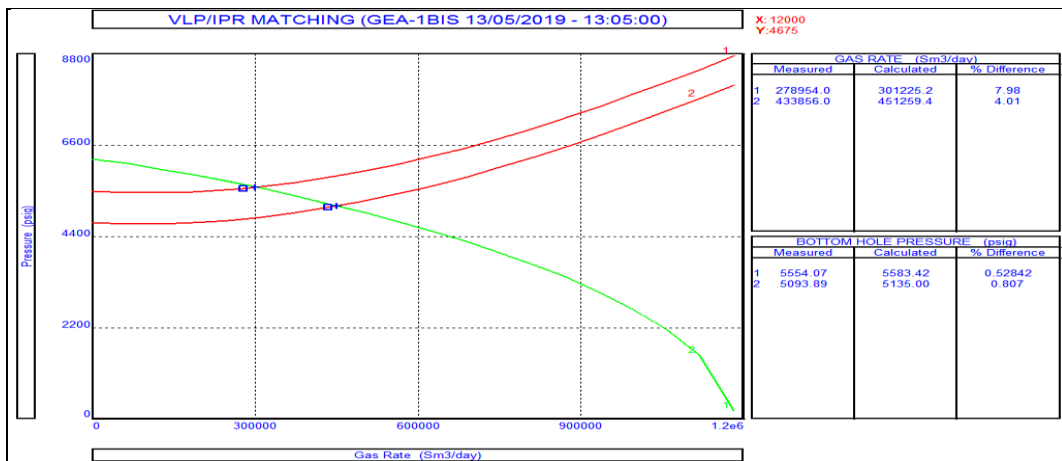
# ANNEXES



**Grphe B. 15: VLP vs IPR de BDSN-2.**

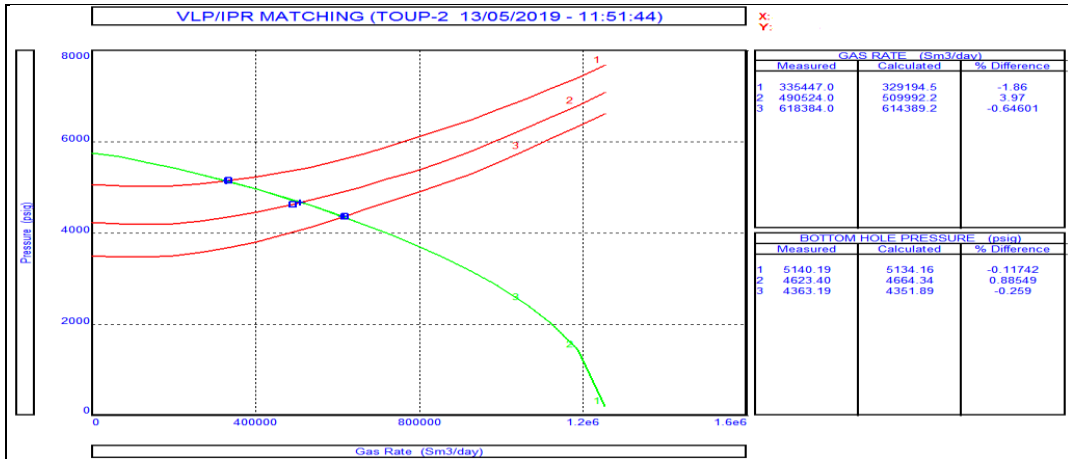


**Grphe B. 16: VLP vs IPR de GEA-01.**

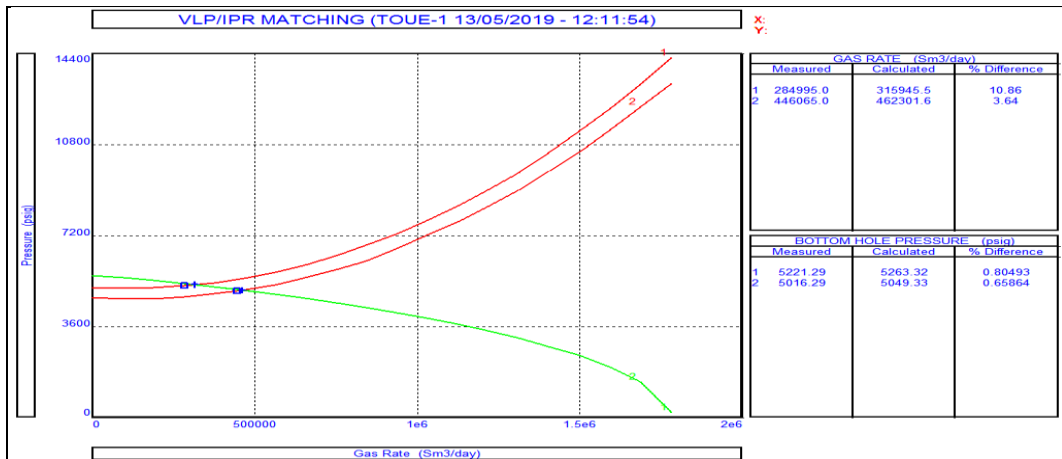


**Grphe B. 17: VLP vs IPR de GEA-01BIS.**

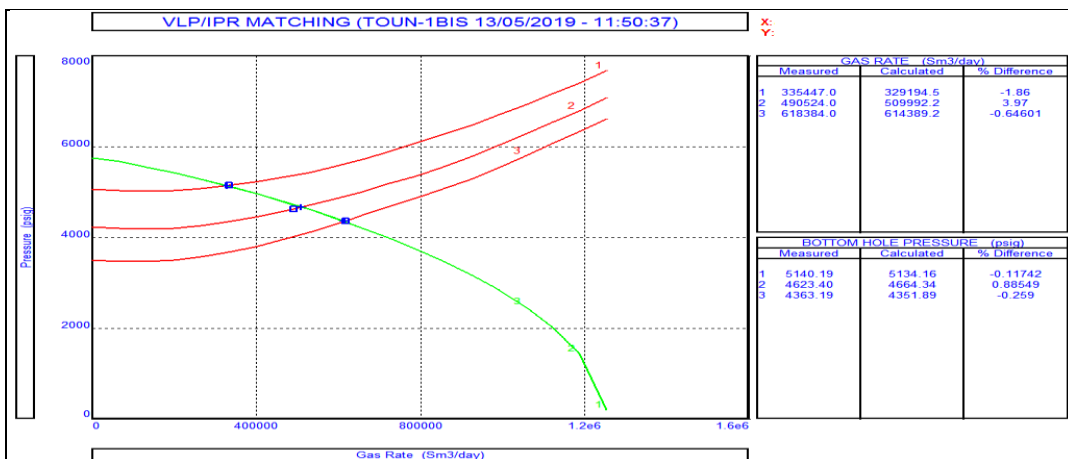
# ANNEXES



**Grphe B. 18: VLP vs IPR de TOUP-4.**

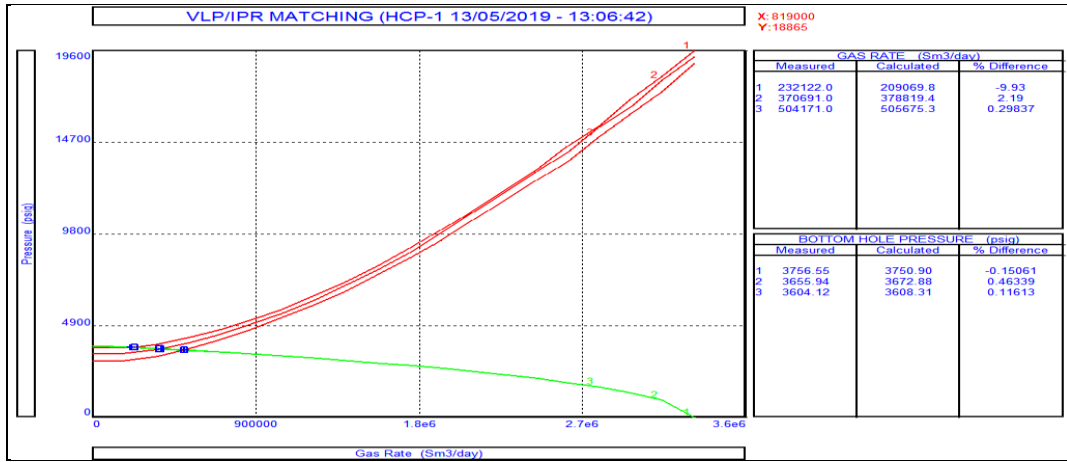


**Grphe B. 19: VLP vs IPR de TOUE-1.**

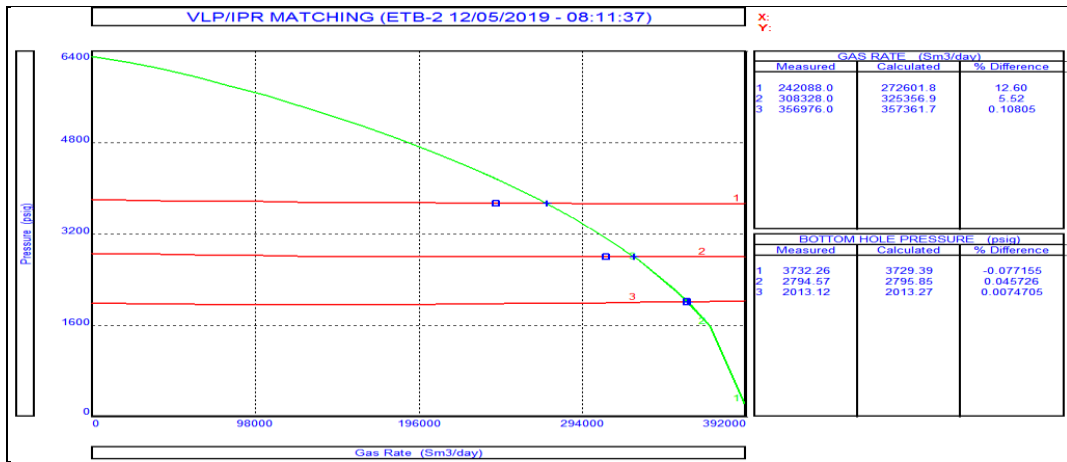


**Grphe B. 20: VLP vs IPR de TOUN-1BIS.**

# ANNEXES



**Grphe B. 21: VLP vs IPR de HCP-1.**



**Grphe B. 22: VLP vs IPR d'ETB-2.**

