

Étude Prédictive et Corrélative de la Pression de Bulle du Pétrole Brut Algérien

Hadj Mohammed SID ROUHOU, Mourad KORICHI

Département des hydrocarbures et de la chimie, Faculté des Sciences et de la Technologie et Sciences de la matière
Université Kasdi Merbah- Ouargla
dfrdam@gmail.com

RÉSUMÉ: La connaissance des paramètres Pression – Volume – Température (PVT) est d'une importance capitale dans les calculs des propriétés des fluides et le développement des gisements, à savoir, la détermination des pressions de bulle (P_b) et le facteur de volume de formation d'huile (B_o), la conception des unités de traitement des fluides et l'estimation des caractéristiques volumétriques dans les réservoirs de pétrole.

Le développement de corrélations PVT a fait l'objet de nombreux travaux de recherche scientifiques, qui ont contribué à un grand nombre de publications dans différents revues. Plusieurs corrélations graphiques (sous forme d'abaque) et mathématiques sont développées au cours de deux dernières décennies pour déterminer, notamment, le P_b . Ces corrélations sont essentiellement basées sur l'hypothèse que P_b est en fonction directe avec le taux de solution de gaz-huile (R_s), la température de réservoir (T_r), la gravité spécifique du gaz (γ_g), et la gravité spécifique d'huile (γ_o). En outre, le succès d'une telle corrélation dépend principalement de la plage des données expérimentales à laquelle elle a été mise au point, ainsi que la zone géographique.

MOTS-CLÉS : Données PVT, Corrélations PVT, Réservoir Engineering, Gisement

I. INTRODUCTION

Le calcul des réservations dans un gisement de pétrole ou de la détermination de son exécution et sciences économiques exige une bonne connaissance des propriétés physiques de fluides. Pour le développement d'une corrélation, l'état géologique est considéré important parce que la composition chimique de pétrole brut diffère de la région à la région. Il est difficile d'obtenir les mêmes résultats précis par des corrélations empiriques pour différents échantillons d'huile ayant différentes caractéristiques physiques et chimiques. Par conséquent, pour expliquer des caractéristiques régionales, des corrélations de PVT doivent être modifiées avant leur application.

Cette étude examine des corrélations existantes de PVT avec leurs coefficients originaux et les coefficients modifiés basés sur des données de PVT rassemblées de différents endroits dans l'Algérie. La validité et l'exactitude statistique sont déterminées pour ces corrélations et finalement les corrélations plus adaptées sont recommandées pour leur

application aux pétroles bruts de L'Algérie. En outre, cette étude peut être employée comme directive efficace pour l'application des corrélations avec différents bruts.

II. Corrélation PVT :

Standing(1947) [1]: a présenté une corrélation pour la prévision de la pression bulle en corrélant la température de réservoir, rapport de gaz-huile de solution, la densité relative du gaz et le degré de gravité d'huile API.

Lasater(1958) [2]: pour son développement de corrélation a acquis des données des fractions du gaz de solution.

Vasquez et Beggs(1980) [3]: ont rapporté leur travail pour la prévision de pression de bulle d'un brut saturé du gaz. Ils ont subdivisé les 6004 points de repères en deux groupes en raison de la variation de la volatilité des échantillons bruts.

Glaso(1980)[4]: a également présenté une corrélation pour la prévision de la pression du point de bulle d'un ensemble de données comportant de la température de réservoir, rapport de gaz de solution/huile, la densité relative du gaz et le degré de gravité d'huile API.

Al-Marhoun(1988) [5]: a édité sa corrélation pour déterminer la pression de point de bulle basée sur 160 points de repères des échantillons de pétrole de Moyen-Orient [3].

III. Acquisition des données PVT :

Les données utilisées dans cette d'étude ont été obtenues à partir de l'analyse de 884 échantillons provenant de 51 puits différents des trois champs de l'Algérie, à partir de ces données on a obtenus ou bien on a raffiné 384 données pour l'étude(Le tableau 1).

Régions	Bir Berkine	HMD	Ohanet	Globale
Nombre des échantillons	268	512	104	884
Nombre des données	156	157	71	384

Tableau 1 : Base des données

IV. Procédé d'évaluation :

Des corrélations existantes de PVT sont appliquées à l'ensemble de données et une analyse d'erreur complète est exécutée a basé sur une comparaison de la valeur prévue

avec la valeur expérimentale originale.

Pour une analyse détaillée de l'exactitude des corrélations examinées, une analyse d'erreur basée sur différentes gammes de degré de gravité API d'huile est également effectuée graphiquement.

Une analyse d'erreur basée sur des gammes de degré de gravité API d'huile est considérée un outil efficace pour déterminer la convenance de la corrélation pour les huiles lourdes, moyennes, ou légères.

V. Résultats et Comparaisons:

L'analyse statistique montre une amélioration importante dans les erreurs pour toutes les corrélations avec les nouveaux coefficients. Une telle comparaison indiquera que la corrélation avec la moindre erreur offre une meilleure explication des paramètres de PVT.

Une autre comparaison efficace des corrélations peut être effectuée par la représentation graphique des erreurs en fonction des gammes de degré de gravité d'huile API. L'erreur relative absolue moyenne est un indicateur important de l'exactitude d'une corrélation empirique. Elle est employée ici comme critère comparatif pour examiner l'exactitude des corrélations examinées et modifié (des corrélations avec de nouvelles constantes adaptées aux données des 3 champs séparés et groupés).

Le tableau 2 et 3 prouve que la corrélation d'Al-Marhoun[5] a les moindres erreurs pour les données utilisées du champ de Bir Berkine et pour les données groupées des trois champs, la corrélation de Standing[1] pour les données utilisées du champ de HMD et la corrélation de Laseter[2] pour les données utilisées du champ Ohanet. L'analyse statistique montre une amélioration importante dans l'erreur avec des coefficients modifiés et avec le model de réseau de neurone.

La corrélation d'Al-Marhoun[5] surpasse le reste des corrélations étudiées avec une erreur absolue moyenne de 31,73% et 20,31% après modification de la corrélation pour le champ Bir Berkine, et avec une erreur absolue moyenne de 11,89% par le model de réseau de neurone.

Pour les données groupées des trois champs, elle donne une erreur absolue moyenne de 27,28% et 25,45% après modification et 10,97% par le model de réseau de neurone, pour le champ HMD, la corrélation de Standing [1] donne : 25,91% ; 19,57% et 3,30% par le model de réseau de neurone, pour le champ Ohanet la corrélation de laseter[2] donne : 18,48% ; 17,68% et 2,28% par le model réseau neurone.

La figure 1 représente la comparaison graphique des erreurs des corrélations en fonction des gammes de degré de gravité API de l'huile.

La figure 2 représente la comparaison graphique entre la P_b expérimentale et la P_b estimé par la corrélation modifiée pour chaque champs et avec coefficient de corrélation maximum, $R^2=0,977$; $0,950$ et $0,767$ pour les champs Bir

Berkine, HMD et Ohanet respectivement.

Corrélation	Champ Bir Berkine						Champ HMD						Champ Ohanet					
	Er	Ea	Emin	Emax	S	R ²	Er	Ea	Emin	Emax	S	R ²	Er	Ea	Emin	Emax	S	R ²
Standing(47)	38,01	46,35	0,04	162,22	44,35		9,33	25,91	0,07	126,70	38,05		0,11	28,39	0,80	94,98	34,08	
Laseter(5)	44,16	45,46	5,64	87,95	42,93		26,56	32,49	0,72	97,23	24,71		7,94	18,48	0,01	94,66	7,13	
Vaquez et Beggs(8)	32,64	47,37	0,82	191,84	49,45		3,93	31,02	0,00	131,97	42,06		-7,21	30,57	2,34	87,75	36,07	
Gasol(8)	25,24	41,25	0,20	175,66	44,66		2,66	32,04	1,03	118,48	42,58		-24,81	36,34	0,11	153,5	40,72	
Al-Marhoun(8)	28,75	31,73	0,71	76,86	26,51		8,47	26,50	0,41	93,76	34,68		10,20	19,24	0,50	77,94	24,51	
Al-Marhoun(8) modifié (Coeffic. modifié)	2,66	20,31	0,36	118,6	26,96	0,977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Standing (47) modifié (Coeffic. modifié)	-	-	-	-	-	-	9,78	19,57	0,15	136,1	107,5	0,950	-	-	-	-	-	-
Laseter(5) modifié (Coeffic. modifié)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-8,02	17,68	0,07	168,4	9,47	0,767
Réseau neurone (Coeffic. modifié)	11,89	-	-	-	-	-	0,756	-	-	3,30	-	-	0,778	-	-	2,28	-	-

Tableau-2: Etude statistique de P_b pour chaque champ.

Corrélation	P_b (3 Champs groupés)					
	Er	Ea	Emin	Emax	S	R ²
Standing(47)	19,09	34,48	0,04	162,22	42,81	
Laseter(5)	29,54	34,30	0,01	96,64	28,06	
Vaquez et Beggs(8)	12,32	37,53	0,00	191,84	47,17	
Gasol(8)	5,98	36,76	0,11	175,66	46,70	
Al-Marhoun(8)	17,03	27,28	0,41	93,76	31,28	
Al-Marhoun(8) modifié (Coeffic. modifié)	5,20	25,45	0,07	567,95	46,9	0,762
Réseau neurone	10,97	-	-	-	-	-

Tableau-3: Etude statistique de P_b pour des données globale.

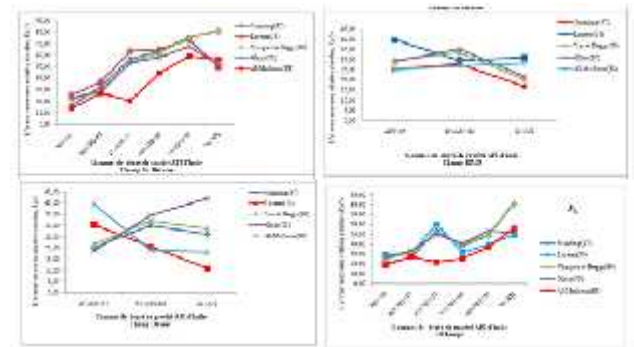


Fig-1: Étude statistique de P_b groupée par le degré de gravité API.

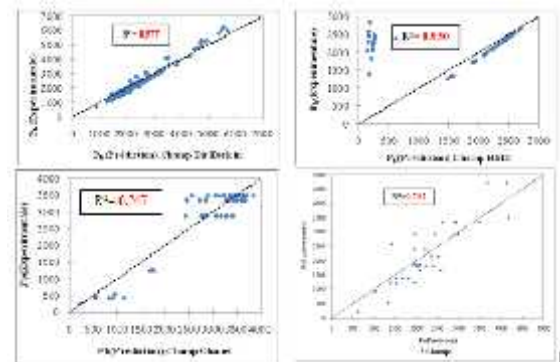


Fig-2 : Comparaison entre P_b estimé par les corrélations modifiées et P_b expérimentale.

VI. CONCLUSION

L'utilisation de l'analyse PVT dans la prospection pétrolière dépend en grande partie d'un ensemble de données expérimentales. Vue la limitation de ces dernières, le recour aux modèles prédictifs est recommandé.

Les corrélations recommandées donnent des meilleures prédictions avec des coefficients originaux et nouveaux pour la prédiction de la pression de bulle (P_b) :

- Corrélation d'Al-Marhoun [5] est la meilleure pour le champ Bir Berkine et pour les données groupées ;
- Corrélation de Standing [1] pour le champ HMD ;
- Corrélation de Lasater [2] pour le champ Ohanet.

Ces corrélations ont été comparées pour le pétrole brut d'Algérie mais elles peuvent être employées pour estimer les mêmes paramètres de PVT pour tous les types de mélange de pétrole et de gaz avec des propriétés faisant partie de la marge des données utilisées dans cette étude, et elles sont employées pour produire des tables différentielles de libération pour la simulation de réservoir, et elles peuvent être accordées pour d'autres bassins/secteurs, ou pour certaines classes d'huile.

Tous les résultats de cette étude prouvent qu'une exactitude plus élevée a été obtenue quand les corrélations sont accordées aux données régionales et les prévisions de modèles de réseau neurologique sont meilleures pour toutes les propriétés PVT étudiées par rapport aux corrélations. En outre, le modèle de réseau neurologique surpasse ces corrélations empiriques les plus communes.

ANNEXE : CORRELATION PVT

Les corrélations de PVT évaluées dans cette étude sont données ci-dessous.

A. Standing (1947) [1]:

$$P_b = a \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^b 10^{cT-d(API)} \quad (1)$$

Coefficients	Originaux	Modifier pour HMD
a	18	262,282
b	0,83	0,164
c	0,00091	0,003
d	0,0125	0,003

B. Lasater (1958) [2]:

$$P_b = \left(\frac{r}{\gamma_g} \right) A \quad (2)$$

$$A = a 10^{b \cdot y_{\text{gaz}}} \gamma_{\text{gaz}}^c ;$$

$$y_{\text{gaz}} = \frac{M_0 R_s}{M_0 R_s + 133 \gamma_0}$$

T: température, R°.

Coefficients	Originaux		Modifier pour Ohanet	
	$y_{\text{gaz}} < 0,6$	$y_{\text{gaz}} > 0,6$	$y_{\text{gaz}} < 0,6$	$y_{\text{gaz}} > 0,6$
a	0,83918	0,83918	2,034	5,503
b	1,17664	1,08	0,837	0,193
c	0,57246	0,31109	0,840	1,242

C. Vasquez et Beggs (1980) [3]:

$$P_b = \left\{ \left(\frac{C_1 R_s}{\gamma_g} \right) 10^{\left(\frac{C_2 API}{(T+460)} \right)} \right\}^{C_2} \quad (3)$$

Coefficients	API ≤ 30	API > 30
C_1	27.62	56.18
C_2	0.914328	0.84246
C_3	-11.172	-10.393

D. Glaso (1980) [4]:

$$P_b = 10^{1,7669+1,7447 \log A - 0,30218(\log A)^2} \quad (4)$$

$$A = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,816} \frac{T^{0,172}}{API^{0,989}}$$

T: température, F°.

E. Al-Marhoun (1988) [5]:

$$P_b = a R_s^b \gamma_g^c \gamma_0^d T^e \quad (5)$$

Coefficients	Originaux	Modifier pour Bir Berkine	Modifier pour 3 Champs
a	$5,38088 \times 10^{-3}$	309,278	$146281,387 \times 10^{-3}$
b	0,715082	0,465	0,507
c	-1,87784	-1,537	-1,265
d	3,1437	0,163	0,735
e	1,32657	-0,186	-0,077

REFERENCES

- [1] ADEL M. ELSHARKAWY et al. "Assessment of the PVT Correlations for Predicting the Properties of Kuwaiti Crude Oils". Petroleum Science and Technology-1995. p:219-232.



The INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRONICS & OIL: FROM THEORY TO APPLICATIONS

March 05-06, 2013, Ouargla, Algeria



- [2] TAREK H AHMED. "Equations of state and PVT analysis: applications for improved reservoir modeling". ©2007 by Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- [3] DANESH ALI. "PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids". ©1998 Elsevier Science .B.V.
- [4] MUHAMMAD AAMIR MEHMOOD et MUHAMMAD ALI AL-MARHOUN, "Évaluation des propriétés empiriquement dérivées de PVT pour les pétroles bruts pakistanais", Journal of Petroleum Science and Engineering-1996. vol.16 p :275-290.
- [5] MUHAMMAD ALI AL-MARHOUN. "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Middle East Crude Oils". Journal of Petroleum Science and Engineering-2004. vol.42. p:209-221.
- [6] MUHAMMAD ALI AL-MARHOUN. "New Correlations for Formation Volume Factors of Oil and Gas Mixtures". Journal of Canadian Petroleum Technology-1992. vol 31, n°3. p:22-30.
- [7] SOUABI F. "Developing Correlations for Prediction of Petroleum Fraction Properties Using Genetic Algorithms". Oil and Gas Science and Technology-2008. vol.63.n°2.p:229-237.
- [8] TAGHIZADEH MAZANDARANI M. et S. MOHAMMAD ASGHARI. "Correlations for Predicting Solution Gas-Oil Ratio, Bubble point Pressure and Oil Formation Volume Factor at Bubble point of Iran Crude Oils". European Congress of Chemical Engineering (ECCE-6)-2007.
- [9] OMOLE O, O.A. FALODE et DENG A. DENGET. "Prediction of Nigerian Crude Oil Viscosity Using Artificial Neural Network". Petroleum and Coal-2009. vol.51.n°3. p:181-188.
- [10] R. ABEDINI, A. ABEDINI et N. ESLAMI YAKHFROUZAN. "A New Correlation for Prediction of Undersaturated Crude Oil Viscosity". Petroleum and Coal-2010. p:50-55.
- [11] EL-SEBAKHY EMAD A. "Estimating PVT Properties of Crude Oil System Based on Functional Networks". Petroleum science and engineering-2008.
- [12] EL-SEBAKHY EMAD A. "Forecasting PVT Properties of Crude Oil Systems Based on Support Vector Machines Modeling Scheme". Petroleum Science and Engineering-2009. vol.64, p:25-34.
- [13] GHARBI RIDHA B. "Universal Neural-Network-Based Model for Estimating the PVT Properties of Crude Oil Systems". Energy & Fuels-1999. vol.13.p:454-458.
- [14] HEMMATI M.N. et R.KHARRAT. "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Middle East Crude Oils". Scientia Iranica-2007. vol. 14, n°4, p:358-368.
- [15] MALALLAH ADEL. "Accurate Estimation of the World Crude Oil PVT Properties Using Graphical Alternating Conditional Expectation". Energy & Fuels-2006, vol.20, n°2, p:688-698.
- [16] MUHAMMAD AAMIR MEHMOOD. "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Oil Field Brines". These Master of Science in petroleum engineering, JUNE 1996.
- [17] EL-SEBAKHY EMAD A. "Data Mining in Forecasting PVT Correlations of Crude Oil Systems Based on Type1 Fuzzy Logic Inference Systems". Computers and Geosciences-2009.vol.35.p:1817-1826.
- [18] DUTTA SARIT et J.P. GUPTA. "PVT Correlations for Indian Crude Using Artificial Neural Networks". Petroleum Science and Engineering-2010. vol.72, p:93-109.