

引用格式:孙博文,郭平,伍轶鸣,等.基于交替条件期望变换的凝析气藏露点压力预测模型[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):107-112.

SUN B W, GUO P, WU Y M, et al. Dew point pressure prediction model of condensate gas reservoir based on alternating conditional expectation transform[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 107-112.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.04.017

基于交替条件期望变换的凝析气藏露点压力预测模型

孙博文¹, 郭平¹, 伍轶鸣², 汪周华¹, 周代余², 刘志良²

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都610500;

2.中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院,新疆库尔勒841000)

摘要:凝析气藏的高效开发需要准确的流体相态性质数据,其中准确预测露点压力是凝析气藏开发过程中的重要问题。针对凝析气藏露点压力传统预测方法精度较低的问题,基于最优化理论和应用统计分析,通过实测数据资料拟合,提出了一种利用交替条件期望变换方法(ACE)确定的凝析气藏露点压力非参数回归模型,获取了具有统计意义的凝析气藏露点压力显式关联式。在皮尔逊(Pearson)关联性分析基础上,该模型自变量选取气藏温度、(C₁、C₂-C₆、C₇₊)摩尔分数、C₇₊相对分子质量、C₇₊相对密度。采用公开发表的27组露点压力数据探索自变量和因变量之间的潜在函数关系,并对9组TLM油田实测露点压力数据进行预测。结果表明:该模型精度较高,具有良好的泛化能力,模型回归的平均绝对相对误差(AARD)为2.16%,模型预测AARD仅为4.8%,其中最大绝对相对误差(ARD)为9.21%,最小ARD为0.34%,本研究为凝析气藏露点压力预测提供了一种参考方法。

关键词:交替条件期望变换;凝析气藏;露点压力;预测;模型

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Dew point pressure prediction model of condensate gas reservoir based on alternating conditional expectation transform

SUN Bowen¹, GUO Ping¹, WU Yiming², WANG Zhouhua¹, ZHOU Daiyu², LIU Zhiliang²

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China)

Abstract: The efficient development of condensate gas reservoirs requires accurate fluid phase properties data, among which accurate prediction of dew point pressure is an important issue in the development of condensate gas reservoirs. In order to solve the problem of low accuracy of traditional prediction methods for dew point pressure of condensate gas reservoirs, based on optimization theory and applied statistical analysis, and by fitting measured data, a non-parametric regression model determined by alternating conditional expectation transformation (ACE) is proposed, and an explicit correlation of dew point pressure with statistical significance is obtained. Based on Pearson correlation analysis, the independent variables of the model are gas reservoir temperature, mole fraction of (C₁, C₂-C₆, C₇₊), and molecular weight and relative density of C₇₊. The potential function relation between independent and dependent variables is analyzed by 27 sets of experimental data for published dew point pressure, and 9 groups of measured dew point pressure data of TLM oilfields are predicted. The results show that the model has high precision and good generalization ability. The average absolute relative deviation (AARD) of model regression is 2.16%, and the predicted AARD is only 4.8%. The maximum absolute relative deviation (ARD) is 9.21% and the minimum is 0.34%. This study provides a reference method for dew point pressure prediction of condensate gas reservoirs.

Key words: alternating conditional expectation, condensate gas reservoir, dew point pressure, prediction, model

收稿日期:2019-05-13。

第一作者简介:孙博文(1990—),男,在读博士研究生,主要从事油气相态、气田开发理论与方法研究工作。通讯地址:四川省成都市新都区新都大道8号油气藏地质及开发工程国家重点实验室,邮政编码:610500。E-mail:178558944@qq.com

通讯作者简介:郭平(1965—),男,教授,博士生导师,主要从事油气相态、气田开发、油气藏工程、注气提高采收率的教学和科研工作。通讯地址:四川省成都市新都区新都大道8号油气藏地质及开发工程国家重点实验室,邮政编码:610500。E-mail:guoping-swpi@vip.sina.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(2016ZX05053);中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“塔里木盆地大油气田增储上产关键技术研究与应用”(2018E-1804)。

在凝析气藏衰竭开发过程中,随着温度、压力的降低,当压力低于第一露点时,原本在凝析气中以气态存在的凝析油将逐渐析出,产生的反凝析现象不仅将凝析油损失在地层中,而且会堵塞地层渗流通道,降低气井产能^[1-2]。为防止反凝析现象的产生,开采时常保持地层压力高于露点压力^[3]。为此,准确测定凝析气藏露点压力,对于保障此类气藏高效开发至关重要。

近年来,国内外确定凝析气藏露点压力的方法主要有:实验法、状态方程、人工神经网络、深度学习智能模型等。凝析气藏露点压力的实验测定可根据国家标准《油气藏流体物性分析方法》^[4]中的恒质膨胀(CCE)方法,实验测试虽较为准确,但其成本较高、耗时耗力。VALIOLLAHI等^[5]采用改进的Peng-Robinson(PR)状态方程进行凝析气藏露点压力计算,并与Soave-Redlich-Kwong(SRK)和Schmidt-Wenzel(SW)等状态方程进行了精度对比,但热力学模型需要进行各组分的二元系数拟合,且求解收敛性存在一定的问题。除上述方法外,许多新的理论方法也逐渐用于露点压力的预测,HAJI-SAVAMERI等^[6]利用改进的径向基函数神经网络(Radical Basis Function, RBF)预测了凝析气藏露点压力,并与多层感知器(Multilayer Perceptron, MLP)算法进行对比;ZHONG等^[7]基于粒子群优化算法(Particle Swarm Optimization, PSO),采用支持向量机(Support Vector Machine, SVM)方法,构建了PSO-SVM露点压力预测模型,新发展的深度学习智能模型虽能进行复杂的非线性回归,且预测精度较高,但其和人工神经网络类似,均无法给出显式模型,且无法进行自我推理解释,矿场应用存在一定局限性。

为此,基于最优化理论和应用统计分析,提出了一种利用交替条件期望变换方法确定的凝析气藏露点压力非参数回归模型,获取了具有统计意义的露点压力显式关联式。目前,该方法已成功应用于CO₂-原油最小混相压力预测^[8-9]、岩石物性参数确定^[10]、油井连通性定量表征^[11]等方面,但尚未应用于凝析气露点压力预测。因此,在Pearson关联性分析基础上,选取气藏温度、(C₁、C₂-C₆、C₇₊)摩尔分数、C₇₊相对分子质量、C₇₊相对密度作为新模型的自变量,采用公开发表的27组露点压力数据探索自变量和因变量之间的潜在函数关系,并对9组TLM油田实测露点压力数据进行预测。结果表明:模型回归的AARD为2.16%,模型预测AARD仅为4.8%,其中最大ARD为

9.21%,最小ARD为0.34%。本研究为凝析气藏露点压力预测提供了一种参考方法。

1 交替条件期望变换(ACE)理论基础

在实际生产中,自变量和因变量之间的函数关系往往难以直接确定,若仅对固定的或者经验的函数形式进行模型参数回归,其预测结果往往不甚理想,普适性较差^[12]。因此,引入无明确函数关系要求的非参数回归方法是十分必要的。交替条件期望变换便是一种非参数回归方法,该方法是一种估算最佳变换的多元回归方法,其变换结果是使一个因变量和多个自变量之间有最大相关系数^[13]。

对于多元回归问题,ACE模型的回归形式一般为:

$$\theta(Y) = \sum_{i=1}^p \varphi_i(X_i) + e \quad (1)$$

式中: $\theta(Y)$ 、 $\varphi_i(X_i)$ 分别为被解释变量与解释变量的期望函数; p 为自变量个数; e 为回归误差。

则误差的方差方程为:

$$e^2(\theta, \varphi) = \frac{E\left[\left(\theta(Y) - \sum_{i=1}^p \varphi_i(X_i)\right)^2\right]}{E[\theta^2(Y)]} \quad (2)$$

式中: E 为条件期望。

因此,可以建立以误差方差为最小的目标优化函数,如式(3)所示:

$$\min(e^2(\theta, \varphi)) = \frac{E\left[\left(\theta(Y) - \sum_{i=1}^p \varphi_i(X_i)\right)^2\right]}{E[\theta^2(Y)]} \quad (3)$$

式中:模型的约束条件为 $E[\theta^2(Y)] = 1$,且 $E[\theta(Y)] = E[\varphi_1(X_1)] = E[\varphi_2(X_2)] = \dots = E[\varphi_p(X_p)] = 0$ 。

目标函数优化过程中的迭代条件为:

$$e^2(\theta^*, \varphi^*) < e^2(\theta, \varphi) \quad (4)$$

式中: θ^* 、 φ^* 分别为被解释变量与最优解释变量; e^2 为误差方差。

结合式(3)一式(4),再根据式(2),建立的每个变量的单一条件期望函数为:

$$\varphi_i(X_i) = E\{\theta(Y) - \sum_{j \neq i}^p \varphi_j(X_j) | X_i\} \quad (5)$$

$$\theta(Y) = \frac{E\left[\sum_{i=1}^p \varphi_i(X_i) | Y\right]}{\left\| \sum_{i=1}^p \varphi_i(X_i) | Y \right\|} \quad (6)$$

式(5)一式(6)中: j 为除变量 i 以外的其它自变量。条件期望的计算采用随机变量的条件期望进行

计算。

设定 $\varphi_i(X_i)$ 初值为0, $\theta(Y) = \frac{Y}{\|Y\|}$, 对交替条件期望模型进行迭代计算, 即可得到最优的 θ^* , φ_1^* , φ_2^* , φ_p^* 。

则最终获取最优交替条件期望变换模型为:

$$\theta^*(Y) = \sum_{i=1}^p \varphi_i^*(X_i) \quad (7)$$

2 ACE露点压力预测模型建立

2.1 数据与变量选择

选取已公开发表的27组凝析气藏露点压力数据^[14]探索ACE模型中自变量和因变量之间的潜在函数关系, 实验数据见表1。

如图1所示, 在ACE露点压力模型自变量的选择问题上, 采用Pearson关联性分析法, 探究了露点压力影响因素排序。

Pearson相关系数法^[15]是一种准确度量2个变量之间的关系密切程度的统计学方法, 对于2个变量x

和y, 通过试验可以得到若干组数据, 记为 (x_i, y_i) , $i=1, 2, \dots, n$, 则Pearson相关系数的数学表达式为:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (8)$$

式中: x_i, y_i 分别为2种变量的第*i*个数值, \bar{x}, \bar{y} 分别为2种变量*n*个试验值的均值。相关系数*r*的取值范围在-1和+1之间, 即 $|r| < 1$, $|r|$ 越接近1, 表明*x*与*y*相关程度越高。

通过Pearson关联性分析(图1)可得, N_2+CO_2 摩尔分数对露点压力的影响程度较低, 原因在于 CO_2 和 N_2 属于非烃组分, 与气藏重组分和中间组分相互作用较小, 并且在凝析气流体中的含量一般较低, 因此可忽略。故选取气藏温度、 (C_1, C_2-C_6, C_{7+}) 摩尔分数、 C_{7+} 相对分子质量、 C_{7+} 相对密度可作为ACE模型的输入变量。其中: 气藏温度为375.15~423.77 K、 (C_1, C_2-C_6, C_{7+}) 摩尔分数分别为63.7%~95.57%、0.77%~21.52%、0.21%~11.11%, C_{7+} 相对分子质量为124~228, C_{7+} 相对密度为0.759~0.847。

表1 凝析气藏露点压力实验数据

Table 1 Experimental data of dew point pressure in condensate gas reservoirs

T/K	$x(C_1)/\%$	$x(C_2-C_6)/\%$	$x(C_{7+})/\%$	$M(C_{7+})$	$\Gamma(C_{7+})$	露点压力/MPa		ARD	AARD
						实验值	预测值		
377.55	74.95	11.68	2.41	134	0.775	37.93	39.07	3.01 %	
410.15	71.87	18.82	7.42	152	0.790	36.85	39.03	5.93 %	
405.65	94.75	1.14	0.21	174	0.821	43.99	43.78	0.47 %	
396.95	86.86	4.08	0.56	124	0.759	39.51	37.90	4.08 %	
410.75	95.57	0.77	0.30	205	0.847	46.95	47.34	0.83 %	
419.05	70.39	9.15	10.93	144	0.788	38.75	39.07	0.84 %	
423.77	77.34	9.04	11.11	153	0.799	41.64	41.63	0.03 %	
379.85	79.64	8.09	5.91	142	0.782	43.9	44.88	2.23 %	
377.55	88.2	8.32	1.49	172	0.805	43.41	45.45	4.69 %	
378.45	84.96	6.50	3.38	143	0.787	44.33	44.24	0.20 %	
376.15	65.59	15.14	6.42	138	0.762	42.14	42.37	0.55 %	
384.85	84.26	3.59	1.26	145	0.805	40.87	40.97	0.23 %	
377.15	74.09	13.40	5.60	154	0.804	43.33	43.34	0.03 %	
375.15	81.99	7.45	3.84	152	0.802	45.28	44.13	2.54 %	2.16 %
410.15	70.38	14.93	9.84	189	0.827	44.13	43.46	1.53 %	
390.15	74.56	7.81	2.67	131	0.772	35.77	37.31	4.31 %	
418.15	63.70	21.52	10.10	147	0.792	38.19	37.33	2.24 %	
376.95	82.67	7.72	4.62	139	0.782	46.28	44.64	3.55 %	
389.15	74.95	15.54	6.98	197	0.823	50.47	48.45	4.01 %	
392.15	71.6	9.76	3.95	143	0.783	40.77	38.68	5.13 %	
387.05	86.33	4.31	1.01	136	0.804	39.83	39.61	0.55 %	
412.05	75.10	14.01	6.25	228	0.844	47.67	48.29	1.29 %	
376.95	84.32	6.38	3.65	159	0.795	45.57	45.99	0.92 %	
378.15	72.94	8.67	2.91	124	0.759	36.93	37.74	2.19 %	
389.95	85.43	3.91	1.08	136	0.777	39.34	40.70	3.46 %	
378.15	86.62	8.86	2.39	144	0.783	45.08	43.63	3.21 %	
399.85	94.22	1.17	1.07	166	0.801	44.69	44.62	0.15 %	

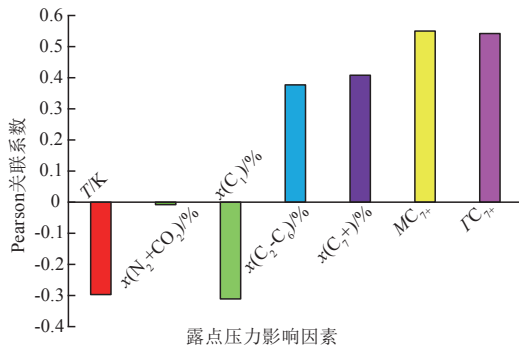


图1 凝析气藏露点压力影响因素分析

Fig. 1 Influencing factors analysis of dew point pressure of condensate gas reservoirs

2.2 改进模型的建立

利用上述ACE方法理论,通过表1中的27组露点压力实验数据,探索每个变量的单一条件期望函数,从而获取最佳条件期望变换模型,建立凝析气藏露点压力预测模型,自变量包括气藏温度、(C₁、C₂-C₆、C₇₊)摩尔分数、C₇₊相对分子质量、C₇₊相对密度,自变量与因变量之间的最佳变换回归方程为:

$$\theta^*(P_d) = \sum_{i=1}^6 \varphi_i^*(X_i) \quad (9)$$

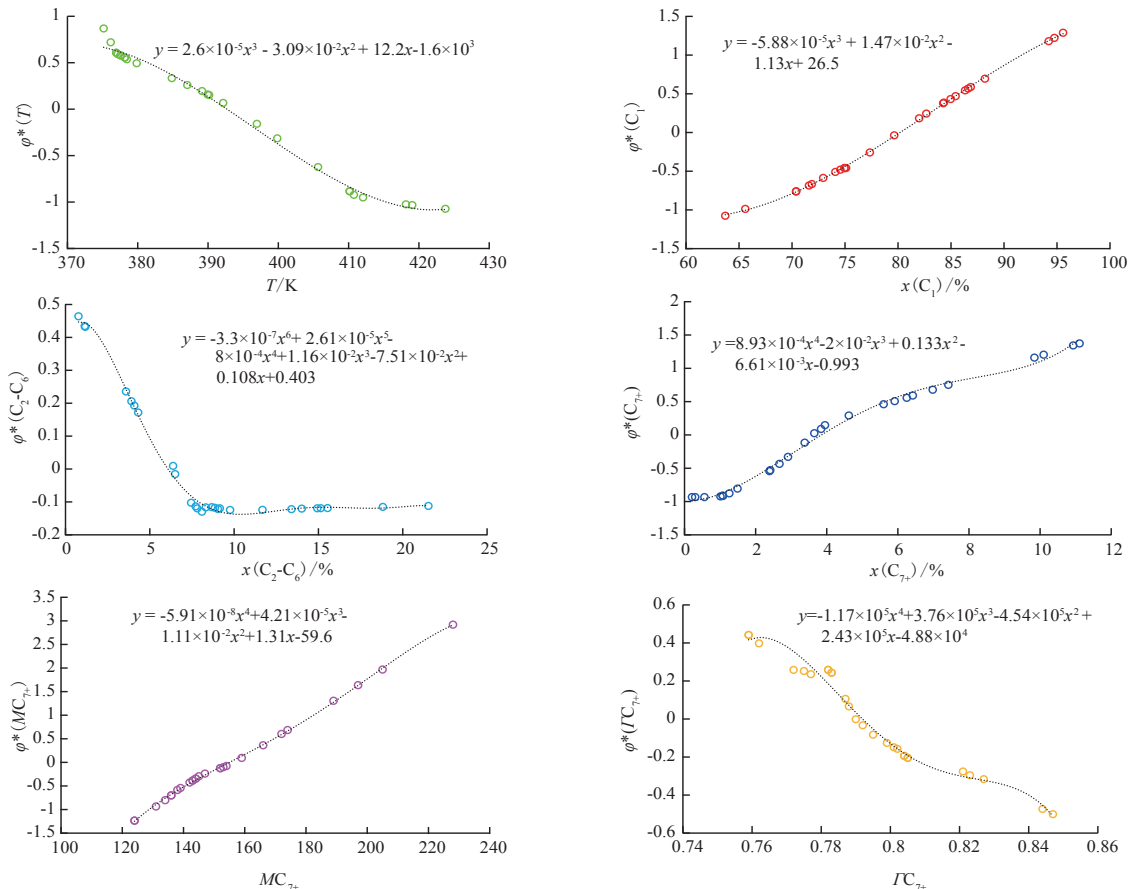


图2 ACE方法对各自变量的最佳变换及多项式拟合

Fig. 2 Optimal transformation of independent variables determined by ACE and fitted polynomials functions

$$\theta^*(P_d) = \varphi_1^*(T) + \varphi_2^*x(C_1) + \varphi_3^*x(C_2 - C_6) + \varphi_4^*x(C_{7+}) + \varphi_5^*(MC_{7+}) + \varphi_6^*(\Gamma C_{7+}) \quad (10)$$

式(9)一式(10)中: P_d 为露点压力,MPa; T 为气藏温度,K; $x(C_1)$ 为C₁摩尔分数; $x(C_2-C_6)$ 为C₂-C₆摩尔分数; $x(C_{7+})$ 为C₇₊摩尔分数; $M(C_{7+})$ 为C₇₊相对分子质量; $\Gamma(C_{7+})$ 为C₇₊相对密度。

对式(10)作逆变换可得:

$$P_d = \theta^{*-1}[\varphi_1^*(T) + \varphi_2^*x(C_1) + \varphi_3^*x(C_2 - C_6) + \varphi_4^*x(C_{7+}) + \varphi_5^*(MC_{7+}) + \varphi_6^*(\Gamma C_{7+})] \quad (11)$$

式(11)中上角标“-1”为对函数作逆变换。

由于ACE方法属于非参数回归,本身并未提供自变量和因变量变换过程的函数关系式,采用多项式对该变换过程的函数关系进行拟合(图2)。

同样作出露点压力实验数据 P_d 与通过最佳变换得到的 P_d 转换值 $\theta^*(P_d)$ 的函数关系式(图3)。

结合各自变量的最佳变换及多项式拟合结果,以及露点压力实验数据 P_d 与通过最佳变换得到的 P_d 转换值 $\theta^*(P_d)$ 的关系式,最终得到以下基于ACE方法的凝析气藏露点压力预测新模型,即式(12)一式(15),ACE模型回归系数如表2所示。

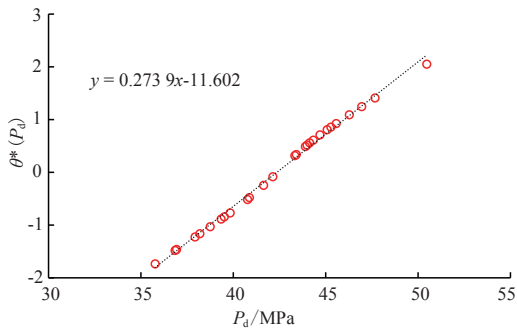


图3 因变量的最佳变换及曲线拟合

Fig. 3 Optimal transformation of dependent variables determined by ACE and curve fitting

$$\theta^*(P_d) = 0.273 9P_d - 11.602 \quad (12)$$

$$\theta^*(P_d) = \varphi_1^*(T) + \varphi_2^*(C_1) + \varphi_3^*(C_2 - C_6) + \varphi_4^*(C_{7+}) + \varphi_5^*(MC_{7+}) + \varphi_6^*(\Gamma C_{7+}) \quad (13)$$

$$\varphi_i^*(X_i) = \sum_1^6 \alpha_n \quad (14)$$

$$\alpha_n = \beta_n^6 x^6 + \beta_n^5 x^5 + \beta_n^4 x^4 + \beta_n^3 x^3 + \beta_n^2 x^2 + \beta_n^1 x + \beta_n^0 \quad (15)$$

式(14)式—(15)中: $\varphi_i^*(X_i)$ 为各自变量的最优变换期望函数; α_n 为各自变量的最优变换多项式拟合函数; β_n 为回归系数; x 为各自变量的实验值。

3 结果与分析

在2.1节凝析气藏露点压力实验数据表中,已给出了建立ACE模型时采用的27组实验数据对应的预

测值(图4),模型回归的AARD为2.16%,ACE模型的预测值和实验值均匀分布在45°线附近,其中最小、最大误差分别为0.03%、5.93%。该模型的适用范围为:气藏温度为375.15~423.77 K, $(C_1、C_2-C_6、C_{7+})$ 摩尔分数分别为63.7%~95.57%、0.77%~21.52%、0.21%~11.11%, C_{7+} 相对分子质量为124~228, C_{7+} 相对密度为0.759~0.847。结果表明:建立的ACE模型对解决凝析气藏露点压力问题,有良好的回归能力。但是建立模型的回归误差并不能代表模型的预测或泛化能力,为了进一步验证本文建立的露点压力模型的预测能力,选取了9组TLM油田的实测凝析气藏露点压力数据^[16],并对其用建立的ACE露点压力模型进行预测,对比结果如表3所示。其中,最大ARD为9.21%,最小ARD为0.34%,该预测集的

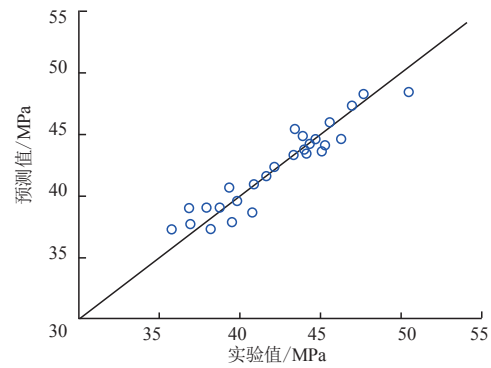


图4 ACE模型回归结果

Fig. 4 Regression results of ACE model

表2 ACE模型公式系数

Table 2 Equation coefficients of ACE Model

n	x	β_n^6	β_n^5	β_n^4	β_n^3	β_n^2	β_n^1	β_n^0
1	T				2.60×10^{-5}	-3.09×10^{-2}	12.2	1.60×10^3
2	C_1				-5.88×10^{-5}	1.47×10^{-2}	-1.13	26.5
3	C_2-C_6	-3.30×10^{-7}	2.61×10^{-5}	-8.00×10^{-4}	1.16×10^{-2}	-7.51×10^{-2}	1.08×10^{-1}	4.03×10^{-1}
4	C_{7+}			8.93×10^{-4}	-2.00×10^{-2}	1.33×10^{-1}	-6.61×10^{-3}	-9.93×10^{-1}
5	MC_{7+}			-5.91×10^{-8}	4.21×10^{-5}	-1.11×10^{-2}	1.31	-59.6
6	ΓC_{7+}			-1.17×10^5	3.76×10^5	-4.54×10^5	2.43×10^5	-4.88×10^4

表3 非样本凝析气藏露点压力数据预测结果

Table 3 Prediction results of dew point pressure of condensate gas reservoirs for non-sample data

T/K	$x(C_1)/\%$	$x(C_2-C_6)/\%$	$x(C_{7+})/\%$	$M(C_{7+})$	$\Gamma(C_{7+})$	露点压力/MPa		ARD	AARD
						实验值	预测值		
397.15	96.55	2.09	0.17	150.15	0.79	47.67	43.75	8.23%	
402.40	95.80	2.83	0.42	150.97	0.79	45.28	42.51	6.11%	
407.25	87.48	10.01	1.17	133.96	0.77	40.87	37.11	9.21%	
405.55	87.94	9.46	1.17	137.16	0.77	40.77	38.02	6.74%	
400.15	87.85	9.71	1.06	153.38	0.79	39.83	39.70	0.34%	4.80%
401.95	87.77	9.54	1.28	150.54	0.79	37.93	39.18	3.30%	
407.02	88.59	8.96	0.60	123.54	0.76	36.85	35.44	3.83%	
408.20	88.21	9.27	0.99	132.82	0.77	35.77	36.89	3.14%	
409.25	87.97	9.61	1.15	140.25	0.78	38.19	37.30	2.34%	

AARD为4.80%,该模型的预测精度较高,具有较好的泛化能力。

4 结论

1) 基于最优化理论和应用统计分析,提出了一种利用交替条件期望变换方法确定的凝析气藏露点压力非参数回归模型,获取了具有统计意义的露点压力显式关联式。

2) 根据 Pearson 关联性分析,探究了凝析气藏露点压力主力影响因素,最终确定模型的输入变量为:气藏温度、 (C_1, C_2-C_6, C_{7+}) 摩尔分数、 C_{7+} 相对分子质量、 C_{7+} 相对密度。

3) 提出的模型在模型回归中的 AARD 为 2.16%,模型预测 AARD 仅为 4.8%,其中最大、最小 AARD 分别为 9.21%、0.34%,精度相对较高,具有良好的泛化能力,可满足凝析气藏工程计算的需要。

参考文献

- [1] 崔书姮,汤勇,赵曜,等.高温高压凝析气藏石蜡沉积条件预测研究[J].油气藏评价与开发,2017,7(3):55-58.
CUI S H, TANG Y, ZHAO Y, et al. Study on prediction of wax deposition conditions in high temperature and high pressure condensate gas reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(3): 55-58.
- [2] 李建奇,杨志伦,张春雨,等.反凝析作用对苏里格气田上古生界气藏开发的影响[J].天然气工业,2015,35(4):45-51.
LI J Q, YANG Z L, ZHANG C Y, et al. Impacts of retrograde condensation on the development of Upper Paleozoic gas reservoirs in the Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(4): 45-51.
- [3] 彭松.致密砂岩凝析气藏反凝析伤害机理及合理开发方式研究[D].成都:西南石油大学,2015.
PENG S. Research on mechanism of condensate damage and reasonable development method in tight sand gas-condensate reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [4] 中国石油勘探开发研究院.油气藏流体物性分析方法:GB/T 26981-2011[S].北京:中国标准出版社,2012.
Research Institute of Petroleum Exploration and Development. Test method for reservoir fluid physical properties: GB/T 26981-2011[S]. Beijing: Standards Press of China, 2012.
- [5] VALIOLLAHI S, KAVIANPOUR B, RAEISSI S, et al. A new Peng-Robinson modification to enhance dew point estimations of natural gases[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 34: 1137-1147.
- [6] HAJI-SAVAMERI M, MENAD N A, NOROUZI-APOURVARI S, et al. Modeling dew point pressure of gas condensate reservoirs: Comparison of hybrid soft computing approaches, correlations, and thermodynamic models[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 184: 1-18.
- [7] ZHONG ZHI, LIU SIYAN, KAZEMI M, et al. Dew point pressure prediction based on mixed-kernels-function support vector machine in gas-condensate reservoir[J]. Fuel, 2018, 232: 600-609.
- [8] 张可,李实,廉黎明,等.交替条件期望变换确定油气最小混相压力新方法[J].油气藏评价与开发,2012,2(1):23-28.
ZHANG K, LI S, LIAN L M, et al. The new method to determine the minimum miscibility pressure of oil and gas by using alternating conditional expectation transform[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2012, 2(1): 23-28.
- [9] 江安,雷少飞.基于交换条件数学期望的CO₂最小混相压力预测模型[J].中国科技论文,2016,11(17):2029-2034.
JIANG A, LEI S F. The use of alternating conditional expectation to predict CO₂ minimum miscibility pressure[J]. China Sciencepaper, 2016, 11(17): 2029-2034.
- [10] FENG Q H, ZHANG J Y, ZHANG X M, et al. The use of alternating conditional expectation to predict methane sorption capacity on coal[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 121: 137-147.
- [11] 陶德硕,侯健,魏翠华.基于交替条件期望的油藏井间连通性定量表征[J].科学技术与工程,2014,14(31):55-60.
TAO D S, HOU J, WEI C H. Quantitative characterization of dynamic connectivity of reservoir well based on alternating conditional expectation[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(31): 55-60.
- [12] FENG Q H, ZHANG J Y, ZHANG X M, et al. Proximate analysis based prediction of gross calorific value of coals: A comparison of support vector machine, alternating conditional expectation and artificial neural network[J]. Fuel Processing Technology, 2015, 129: 120-129.
- [13] 蒙园,张建华,龙日尚.基于交替条件期望的短期负荷概率密度预测[J].华北电力大学学报(自然科学版),2018,45(1):58-65.
MENG Y, ZHANG J H, LONG R S. Short-term load probability density forecasting based on alternating conditional expectation. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2018, 45(1): 58-65.
- [14] 孙志道,胡永乐,李云娟,等.凝析气藏早期开发气藏工程研究[M].北京:石油工业出版社,2003.
SUN Z D, HU Y L, LI Y J, et al. Gas reservoir engineering study of prophase condensate reservoir development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [15] 杨帆,冯翔,阮羚,等.基于皮尔逊相关系数法的水树枝与超低频介损的相关性研究[J].高压电器,2014,50(6):21-25.
YANG F, FENG X, RUAN L, et al. Correlation study of water tree and VLF tanδ based on pearson correlation coefficient[J]. High Voltage Apparatus, 2014, 50(6): 21-25.
- [16] 陈丽群,刘敏,张建业,等.新露点压力预测模型的建立与对比分析[C]//2017年全国天然气学术年会论文集.杭州:中国石油学会天然气专业委员会,2017:912-921.
CHEN L Q, LIU M, ZHANG J Y, et al. Establishment and comparison of new dew point pressure prediction model[C]//2017 National Natural Gas Academic Annual Conference. Gas Committee of CPS, Hangzhou, 2017: 912-921.

(编辑 柳超超)