

引用格式:杨建,詹国卫,赵勇,等.川南深层页岩气超临界吸附解吸附特征研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):184-189.

YANG Jian, ZHAN Guowei, ZHAO Yong, et al. Characteristics of supercritical adsorption and desorption of deep shale gas in South Sichuan[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 184-189.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.006

川南深层页岩气超临界吸附解吸附特征研究

杨建¹,詹国卫¹,赵勇¹,任春昱²,屈重玖²

(1.中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川成都610000;
2.中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京102249)

摘要:页岩气吸附量主要受埋深、矿物成分、温度、压力等因素的影响,川南页岩气具有埋深大、高温、高压的特点,明确这类页岩储层超临界状态的吸附解吸附特征对于落实气藏储产量意义重大。综合采用室内物理模拟实验和分子动力学模拟相结合的方法,构建并优选了伊利石+干酪根复合表征模型,拓展建立了川南深层页岩气全域吸附量多元预测模型,明确了气藏的吸附解吸附特征。实验分析结果表明:随着地层压力的增加,吸附量逐渐增加,压力高于15 MPa后吸附量增幅逐步变缓;气藏原始条件下吸附气量占总气量体积的20%~25%;地层压力降至20 MPa时自由气采出程度约70%~90%,吸附气采出程度约25%~40%。

关键词:川南深层页岩气;高温;高压;吸附;解吸附;预测模型;采出程度

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Characteristics of supercritical adsorption and desorption of deep shale gas in South Sichuan

YANG Jian¹, ZHAN Guowei¹, ZHAO Yong¹, REN Chunyu², QU Chongjiu²

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Resources and Prospecting, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: The adsorption capacity of shale gas is mainly influenced by the factors such as burial depth, mineral composition, temperature and pressure. The shale gas in South Sichuan has the characteristics of large buried depth, high temperature and high pressure. It has great significance to determine the adsorption and desorption characteristics of this kind of shale reservoir in supercritical state for the implementation of gas reservoir production. By the combination of indoor physical simulation experiments and molecular dynamics simulation, the composite characterization model of Illite and Kerogen is constructed and optimized, the multiple prediction model of whole area adsorption capacity of the deep shale gas in South Sichuan is developed, and the adsorption and desorption characteristics of the gas reservoir are clarified. The experimental results show that: with the increase of formation pressure, the adsorption capacity increases gradually, and when the pressure is higher than 15 MPa, the increase of adsorption capacity gradually slows down. Under the original conditions of gas reservoir, the adsorbed gas volume accounts for 20%~25% of the total gas volume. When the formation pressure drops to 20 MPa, the recovery degree of free gas is about 70%~90%, and the recovery degree of adsorbed gas is about 25%~40%.

Key words: deep shale gas in South Sichuan, high temperature, high pressure, adsorption, desorption, prediction model, recovery degree

收稿日期:2020-10-20。

第一作者简介:杨建(1983—),男,硕士,高级工程师,从事非常规天然气开发工作。地址:成都市高新区吉泰路688号中国石化科研基地,邮政编码:610000。E-mail: yangjianchn@126.com

基金项目:中国石化科技部重点科技项目“深层页岩气综合评价及开发技术政策”(P18058-1)。

受美国“页岩气革命”的影响,全球页岩气事业发展迅猛,尤其是在国内,自焦页1井取得勘探突破后,随着页岩气地质工程一体化的不断深入,开发配套技术持续完善,国内页岩气开发逐步从中浅层拓展到深层,先后建成了涪陵、长宁、昭通国家级页岩气田示范区^[1-3]。据研究,四川盆地及周缘页岩气地质资源量 $21.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中埋深3 500~4 500 m的深层页岩气占51%,为 $11.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[4],深层页岩气资源潜力巨大,实现规模有效开发对于保障能源安全有重要意义。

页岩气在页岩储层中主要有吸附、自由(游离)和溶解三种储存方式^[5],据国内外典型页岩气区统计资料,页岩吸附气量占总气量的20%~85%^[6-10],吸附量主要受埋深、矿物成分、孔缝结构、温度、压力等因素的影响^[11-16]。目前,以威荣、永川页岩气田为代表的川南深层页岩气正处于初期产建阶段,针对这类埋藏深度大(大于3 800 m)、高温(大于100 ℃)、高压(大于70 MPa)页岩气的吸附解吸附特征的研究尚不够深入,明确该类页岩气超临界吸附解吸附特征是落实气藏可采储量、评估开采潜力的基础。因此,以威荣、永川页岩气田五峰组—龙马溪组页岩为研究对象,采用容积法甲烷吸附实验,综合运用室内物理模拟实验和分子动力学模拟相结合的方法,拓展建立川南深层页岩气全域吸附量预测数学模型,明确了气藏的吸附解吸附特征。

1 地质概况

威荣页岩气田地表以丘陵地貌为特征,海拔300~400 m。区域构造上位于威远构造东南翼至自流井构造之间的白马镇向斜,区内构造平缓,断裂不发育,五峰组底埋深3 550~3 880 m,气藏出露地层为侏罗系遂宁组,顶底板地层突破压力高、封隔性好,总体保存条件好。目的层五峰组—龙马溪组一段页岩干酪根以I型(腐泥型)为主^[17]; R_o 为2.1%~2.43%,平均2.26%;孔隙主要由有机孔、无机孔(粒间孔、粒内孔、黏土矿物晶间孔)、微裂缝三大类构成,吸附气主要赋存于有机质发育的有机孔内,孔隙度3.1%~9.8%,平均7.4%;天然气主要成分甲烷含量95.75%~97.67%,属于高甲烷、低重烃、低二氧化碳、低氮的优质干气气藏。

永川页岩气田地表以浅丘低谷地貌为特征,海

拔300~700 m。区域构造上位于南部来苏向斜南东翼,向斜表现为北东—南西向的狭长椭圆形态,具有“轴部深、两翼浅,南西深、北东浅,北翼陡、南翼缓”的特征,区内断裂发育,以北东—南西向展布为主,断距普遍小于100 m,五峰组底埋深3 750~4 350 m,气藏段顶底板岩性致密、厚度大、封盖条件好。目的层五峰组—龙马溪组一段页岩干酪根以I型为主; R_o 为2.17%~2.5%,平均为2.35%;孔隙组成与威荣气田相同,孔隙度5.1%~6.2%,平均5.5%;天然气主要成分为甲烷,含量96.92%~98.46%,属于高甲烷、低重烃、低二氧化碳、低氮的优质干气气藏。

2 样品及实验方法

分别选取威荣和永川页岩气田3口气井井下岩心样品(表1),采用FY-KT1000型等温吸附仪参照《页岩甲烷等温吸附测定方法:GB/T35210.1—2017》开展实验分析。在等温吸附测定之前,首先将岩样研磨至60~80目,然后分别在真空干燥箱中110 ℃条件下干燥预热12 h,以及在样品釜中100 ℃条件下额外干燥5 h,再用单组分甲烷气体进行吸附。实验温度设置为40~80 ℃,压力为0.1~20 MPa。

表1 实验样品基本数据
Table 1 Basic data of experimental samples

样品编号	层位	深度(m)	TOC (%)	干酪根类型	R_o (%)	黏土矿物 (%)	石英 (%)
W1	五峰组—	3 850.84	2.97	I	2.07	37.5	33.65
W2	龙马溪组	3 689.37	2.99	I	2.30	32.3	42.10
Y1	一段	3 988.15	2.55	I、II ₁	2.35	41.0	46.70

注:“W”为威荣页岩气田;“Y”为永川页岩气田。

3 吸附特征分析

3.1 等温吸附实验结果

从实验结果来看(图1),威荣、永川页岩气田的吸附特征存在一定共性又存在差异。共性是随着温度的升高,页岩储层的绝对吸附量逐步降低,当温度高于60 ℃后绝对吸附量趋于一致;而差异则是威荣气田随着压力的增加,页岩储层的绝对吸附量逐步增加,当压力大于15 MPa后绝对吸附量趋于稳定(图1a、图1b),但是永川气田当压力大于15 MPa后

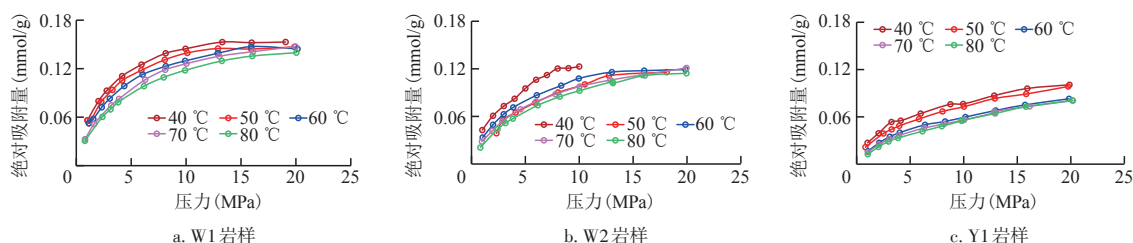


图1 三块岩样在不同温度下的绝对吸附量曲线

Fig. 1 Absolute adsorption curves of three rock samples at different temperatures

绝对吸附量虽有变缓的趋势,但并未达到稳定状态,且在温度高于60 °C时页岩储层的绝对吸附量低于威荣气田(图1c)。

3.2 等温吸附量预测模型

由于受到吸附解吸附实验设备温度和压力范围限制,联合分子动力学模拟的方法,首先根据对岩心样品全岩衍射矿物测定,构建伊利石+干酪根复合模型和石英+干酪根复合模型(图2、图3),然后开展实验范围内压力、温度的吸附量模拟,通过调整岩石矿物组成拟合实验数据,然后利用拟合后的模型进行相对温度和压力较高条件下吸附量预测,从而采用分子动力学手段实现了对实验测定温压范围的拓展^[18-19]。

以W1为例,根据模拟数据与实验数据的拟合结果,优选伊利石+干酪根复合模型,通过不断调整复合模型中干酪根分子与伊利石分子的相对含量,以达到最大拟合精度,最终确定复合模型中干酪根占比为15.1%。采用该模型预测温度40~80 °C,压力0.1~20 MPa下页岩的吸附能力在0.033~0.150 mmol/g,

与实验分析结果0.031~0.153 mmol/g一致(图4),相对误差仅2.53%~4.37%,满足现场绝对吸附量模拟预测的需要,建立的伊利石+干酪根复合模型可以用于川南深层页岩气吸附解吸附特性的表征。

通过采用该复合模型,利用分子动力学原理模拟预测高温、高压下页岩的吸附能力,拓展得到川南威荣、永川页岩气田在气藏温度130 °C条件下的全域吸附特性曲线(图5),并利用多元回归方法,建立了两个页岩气田的页岩绝对吸附量预测模型(式1、式2),通过与实验及分子模拟结果对比,威荣、永川页岩气田模型预测结果的平均相对误差分别为1.1%和6.8%(图6),精度较高,可以用于威远、永川两个气田页岩绝对吸附量的预测。

威荣气田页岩绝对吸附量预测模型:

$$n_{\text{abs}} = (-0.004 + 0.01\text{TOC} + 0.007R_o + 0.007s_{\text{BET}} + 0.0026v_{\text{IS}}) \times \frac{\exp(1600/T - 6.3)p}{1 + \exp(1600/T - 6.3)p} \quad (1)$$

永川气田页岩绝对吸附量预测模型:

$$n_{\text{abs}} = (-0.004 + 0.01\text{TOC} + 0.007R_o + 0.007s_{\text{BET}} + 0.0026v_{\text{IS}}) \times \frac{\exp(1500/T - 6.8)p}{1 + \exp(1500/T - 6.8)p} \quad (2)$$

式中: n_{abs} 为页岩绝对吸附量,mmol/g;TOC为有机碳含量,%; R_o 为镜质体反射率,%; s_{BET} 为比表面积, m^2/g ; v_{IS} 为伊蒙混层黏土含量,%; T 为气藏温度,°C; p 为气藏压力,MPa。

3.3 吸附解吸附特征应用分析

根据取样井实验数据和分子动力学模拟结果得到的吸附解吸附特征曲线,拟合得到朗格缪尔体积(V_L)与朗格缪尔压力(p_L)^[20],威荣气田的朗格缪尔压力为7.5 MPa,朗格缪尔体积为0.003 8 m^3/kg ,永川气田的朗格缪尔压力为12 MPa,朗格缪尔体积为0.003 m^3/kg ,并计算地层条件下页岩对吸附气与自由气的储存能力(表2)。

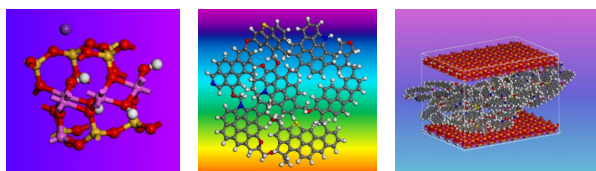


图2 伊利石+干酪根复合模型

Fig. 2 Composite model of Illite+Kerogen

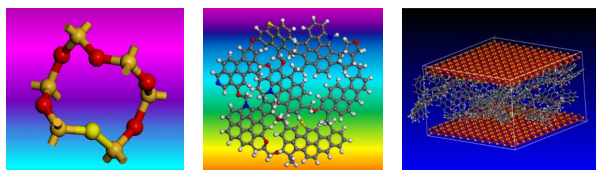


图3 石英+干酪根复合模型

Fig. 3 Composite model of Quartz+Kerogen

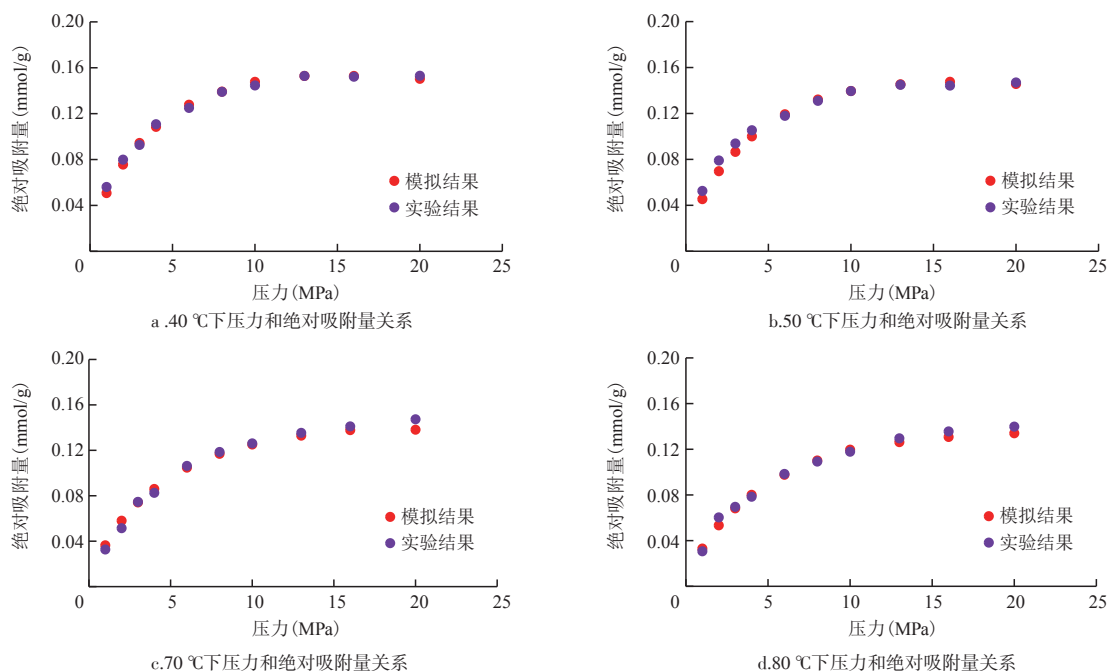


图4 实验与分子模拟拟合结果对比

Fig. 4 Comparison of experimental and molecular simulation results

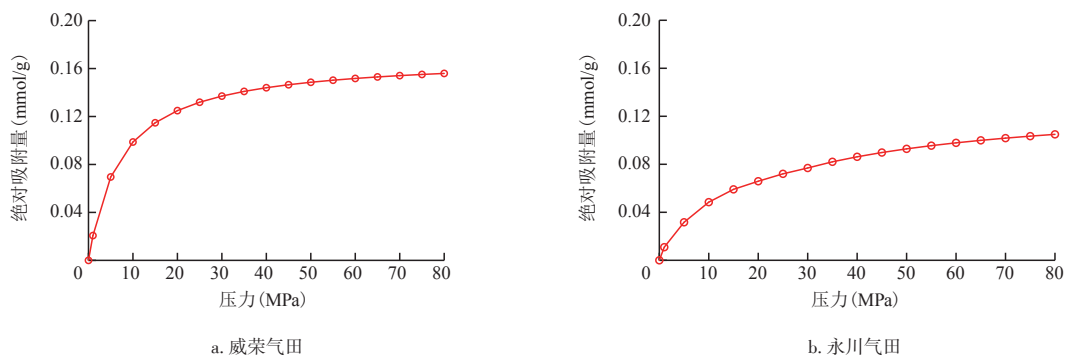


图5 全域绝对吸附量曲线

Fig. 5 Prediction curve of global absolute adsorption capacity

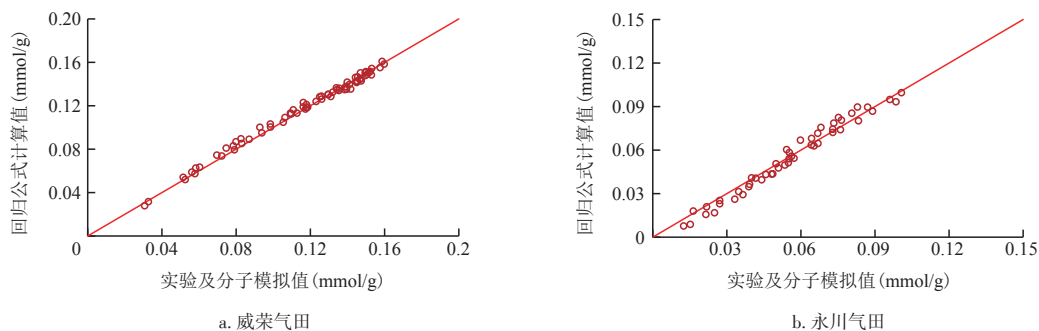


图6 回归公式计算结果与实验及分子模拟结果对比

Fig. 6 Comparison of regression formula with experimental and molecular simulation results

$$G_a = V_L \left(\frac{p_m}{p_m + p_L} \right) \quad (3)$$

$$G_f = \frac{32.0368}{B_{gf}} \left[\frac{\varphi_i(1-S_w)}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} M}{\rho_{ga}} \left(V_L \frac{p_m}{p_m + p_L} \right) \right] \quad (4)$$

计算吸附气孔隙度:

$$\varphi_{gf} + \varphi_{ga} = \varphi_i(1 - S_{wc}) \quad (5)$$

$$\varphi_{ga} = \frac{\varphi_{gf} G_a \rho_{gf}}{G_f \rho_{ga}} \quad (6)$$

将吸附气体积剔除,不再划分为有效孔隙体积,对孔隙度、含水饱和度和含气饱和度进行校正:

$$\varphi'_i = \varphi_{gf} + \varphi_{wc} = \varphi_i - \frac{\varphi_{gf} G_a \rho_{gf}}{G_f \rho_{ga}} \quad (7)$$

$$S'_{wc} = \frac{\varphi_i S_{wc}}{\varphi'_i} = \frac{G_f \rho_{ga} \varphi_i S_{wc}}{G_f \rho_{ga} \varphi_i - \varphi_{gf} G_a \rho_{gf}} \quad (8)$$

$$S'_{gf} = \frac{G_f \rho_{ga} \varphi_i (1 - S_{wc}) - \varphi_{gf} G_a \rho_{gf}}{G_f \rho_{ga} \varphi_i - \varphi_{gf} G_a \rho_{gf}} \quad (9)$$

式中: G_a 为吸附气储存能力, m^3/kg ; G_f 为自由气储存能力, m^3/kg ; V_L 为朗格缪尔体积, m^3/kg ; p_m 为气藏压力, MPa; p_L 为朗格缪尔压力, MPa; B_{gf} 为自由气体积系数; φ_{ga} 为吸附气孔隙度, %; φ_{gf} 为自由气孔隙度, %; φ_i 为岩石总孔隙度; φ'_i 为校正后岩石孔隙度; S_{wc} 为含水饱和度; S'_{wc} 为校正后含水饱和度; S'_{gf} 为校正后含气饱和度; ρ_b 为岩石密度, g/cm^3 ; ρ_{ga} 为吸附气密度, g/cm^3 ; ρ_{gf} 为自由气密度, g/cm^3 ; M 为分子量, $g/mmol$ 。

从以上3口井吸附气、游离气特征可以看出(表2),川南深层页岩气吸附气占据孔隙体积的20%~25%。威荣页岩气田两块岩样的吸附特征比较接近,含气性差异不大;而永川页岩气田朗格缪尔体积更低,其含气量低于威荣页岩气田。

根据物质平衡原理,考虑页岩气压裂水平井衰竭开采过程中岩石流体弹性特征,页岩孔隙度随压力变化为:

$$\varphi = \varphi_0 - c_f(p_i - p) \quad (10)$$

岩石、流体综合压缩系数为:

$$c_i = c_f + \varphi_0(S_g c_g + S_w c_w) \quad (11)$$

衰竭开采时由于弹性能产出自由气体积为:

$$V_{pf} = c_f V_i \Delta p S_{gi} \quad (12)$$

衰竭开采时由于弹性能和气体解吸附产出吸附气体积为:

$$V_{pa}(p) = V_i \rho [G_a(p_i) - G_a(p)] \quad (13)$$

式中: φ 为岩石孔隙度; φ_0 为原始条件下岩石孔隙度; p 为气藏压力, MPa; p_i 为原始条件下气藏压力, MPa; c_i 为总压缩系数, MPa^{-1} ; c_f 为岩石有效压缩系数, MPa^{-1} ; c_g 为气的压缩系数, MPa^{-1} ; c_w 为水的压缩系数, MPa^{-1} ; S_g 为含气饱和度; S_{gi} 为原始条件下含气饱和度; S_w 为含水饱和度; V_{pf} 为弹性能产出自由气体积, m^3 ; $V_{pa}(p)$ 为某地层压力下弹性能和解吸附作用产出吸附气体积, m^3 ; V_i 为岩石总孔隙体积, m^3 ; $G_a(p_i)$ 为原始地层压力吸附气储存能力, m^3/kg ; $G_a(p)$ 为某地层压力吸附气储存能力, m^3/kg ; Δp 为生产压差, MPa。

根据吸附解吸附模型和上述公式可以预测衰竭开采至不同地层压力下各井吸附气、自由气和总气量的采出程度(表3、表4)。从威荣、永川页岩气田解吸附特征的共性来看,生产初期产出气主要以自由气为主,总气量中自由气占比均在80%以上;当地层压力降至30~40 MPa时,地层中的吸附气开始大量解吸附,吸附气采出程度和总气量中吸附气占比迅速增大,吸附气的采出程度达到15%~20%。从两个气田解吸附特征的差异性来看,由于永川气田五峰组—龙马溪组一段2-3¹号小层伊蒙混层含量较威荣气田更高(高约6%~10%),该矿物的吸附能力对压力变化更为敏感,因此,永川气田发生解吸附的时间较威荣气田更早,且单位压降解吸附气量也较威荣气田更高,当地层压力降至20 MPa时威荣气田吸附气采出程度较永川气田低了10.6%。

4 结论

1) 等温吸附实验表明,随着温度的升高,川南

表2 取样井吸附气、自由气、总含气量及校正后参数计算统计

Table 2 Calculation and statistics of adsorbed gas, free gas, total gas content and corrected parameters of sample wells

样品编号	层位	压力 (MPa)	校正孔 隙度	校正含气 饱和度	吸附气储存能力 (m^3/kg)	自由气储存能力 (m^3/kg)	吸附气体积 比例(%)	含气量 (m^3/t)
W1	五峰组—龙马 溪组一段	76.7	0.042 0	0.56	0.003 49	0.003 22	21.3	3.41
W2		75.0	0.056 0	0.56	0.002 93	0.002 80	19.5	3.16
Y1		63.3	0.039 9	0.60	0.002 23	0.001 79	24.7	2.85

表3 威荣气田不同地层压力下吸附气、自由气采出程度及占比统计(基于实验研究)

Table 3 Statistics of recovery degree and proportion of adsorbed gas and free gas under different formation pressures in Weirong Gas Field (Based on experimental research)

地层压力 (MPa)	采出程度(%)			占总气量的比例(%)	
	吸附气	自由气	总气量	自由气	吸附气
75	0.74	2.89	1.68	92.65	7.35
70	1.14	14.10	7.48	92.16	7.84
60	3.25	33.06	17.84	89.96	10.04
50	6.04	51.44	28.26	87.41	12.59
40	9.96	67.97	38.34	82.87	17.13
30	15.78	81.27	47.83	75.39	24.61
20	25.44	88.11	56.11	62.80	37.20

表4 永川气田不同地层压力下吸附气、自由气采出程度及占比统计(基于实验研究)

Table 4 Statistics of recovery degree and proportion of adsorbed gas and free gas under different formation pressures in Yongchuan Gas Field (Based on experimental research)

地层压力 (MPa)	采出程度(%)			占总气量比例(%)	
	吸附气	自由气	总气量	自由气	吸附气
60	1.57	7.72	4.31	80.57	19.43
50	6.61	27.38	15.87	76.66	23.34
40	13.27	46.10	27.90	71.15	28.85
30	22.48	61.90	40.05	63.68	36.32
20	36.05	71.85	52.01	53.89	46.11

深层页岩储层的绝对吸附量逐步降低,当温度大于60℃后绝对吸附量变化较小;威荣页岩气田绝对吸附量随压力的升高而增加,当压力大于15 MPa后趋于稳定;而永川气田当压力大于15 MPa后绝对吸附量虽有变缓的趋势,但并未达到稳定状态,且绝对吸附量低于威荣气田。

2) 通过吸附实验结合分子动力学模拟的方法,构建并优选了伊利石+干酪根复合表征模型,采用多元回归方法,拓展建立了川南深层页岩气全域吸附多元预测模型。

3) 川南深层页岩气吸附气占据孔隙体积的20%~25%。由于永川页岩气田朗格缪尔体积更低,其吸附气含量低于威荣页岩气田。

4) 基于实验研究的解吸附特征分析表明,川南深层页岩气生产初、中期产出气主要以自由气为主,当地层压力低于40 MPa后,地层中的吸附气开始大量解吸附,吸附气采出程度大幅增加,当地层压力降至20 MPa时,吸附气采出程度达到25%~40%;威

荣气田解吸附现象晚于永川气田,地层压力20 MPa时其吸附气采出程度较永川气田低10.6%。

参考文献

- [1] 庞河清,熊亮,魏力民,等.川南深层页岩气富集高产主要地质因素分析[J].天然气工业,2019,39(S1):78-84.
PANG Heqing, XIONG Liang, WEI Limin, et al. Analysis on the main geological factors of shale gas enrichment and high yield in the deep strata of South Sichuan[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(S1): 78-84.
- [2] 谢军,张浩森,余朝毅,等.地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践[J].中国石油勘探,2017,22(1):21-28.
XIE Jun, ZHANG Haomiao, SHE Chaoyi, et al. Practice of geology-engineering integration in Changning State Shale Gas Demonstration Area[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 21-28.
- [3] 梁兴,徐政语,张朝,等.昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J].石油勘探与开发,2020,47(1):11-28.
LIANG Xing, XU Zhengyu, ZHANG Zhao, et al. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, Yunnan province, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 11-28.
- [4] 马永生,蔡勋育,赵培荣,等.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong, et al. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [5] 陈尚斌,张楚,刘宇.页岩气赋存状态及其分子模拟研究进展与展望[J].煤炭科学技术,2018,46(1):36-44.
CHEN Shangbin, ZHANG Chu, LIU Yu. Research progress and prospect of shale gas occurrence and its molecular simulation [J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(1): 36-44.
- [6] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [7] MAVOR M. Barnett shale gas-in-place volume including sorbed and free gas volume[C]. Fort Worth Geological Society. Southwest Section AAPG Convention, Texas, March 1-4, 2003.
- [8] 聂海宽,张金川,张培先,等.福特沃斯盆地Barnett页岩气藏特征及启示[J].地质科技情报,2009,28(2):87-93.
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan, ZHANG Peixian, et al. Shale gas Reservoir Characteristics of Barnett Shale Gas Reservoir in Fort Worth Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2009, 28(2): 87-93.
- [9] 杨文新,李继庆,苟群芳.四川盆地焦石坝地区页岩吸附特征室内实验[J].天然气地球科学,2017,28(9):1350-1355.
YANG Wenxin, LI Jiqing, GOU Qunfang. Experiment study on shale adsorption properties for Jiaoshiba shale, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(9): 1350-1355.
- [10] 唐建信.彭水地区龙马溪组页岩甲烷等温吸附模型对比研究[J].油气藏评价与开发,2019,9(4):73-77.
TANG Jianxin. Comparative studies on methane isothermal adsorption models of shale of Longmaxi formation in Pengshui

(下转第196页)