

引用格式: 汤勇, 陈焜, 胡小虎, 等. 页岩凝析气受限空间相态及开发特征研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 343-351.
TANG Yong, CHEN Kun, HU Xiaohu, et al. Phase behavior and development characteristics of shale condensate gas in confined space[J].
Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 343-351.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.004

页岩凝析气受限空间相态及开发特征研究

汤勇¹, 陈焜¹, 胡小虎^{2,3}, 方思冬^{2,3}, 刘华^{2,3}

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 涪页10井的钻探获取了东岳庙段典型陆相页岩相关特征参数, 其页岩储层介孔和大孔发育, 非均质性较强, 主要孔隙分布在10 nm左右。纳米孔中受限流体的临界参数偏移使得受限空间下凝析气的流体性质与常规室内实验测试结果存在差异。为更合理地开采页岩凝析气, 结合室内相态实验、受限流体临界参数偏移计算和数值模拟, 开展页岩凝析气相态特征分析和开采特征研究, 明确凝析气的相态变化规律和开采特征。考虑临界参数偏移的凝析气相态特征计算表明: 随着孔隙半径减小, 体系组分的临界温度、临界压力降低, 相图向左下收缩, 露点压力降低, 气相黏度降低, 偏差因子增加, 反凝析液饱和度逐渐降低。通过机理模型分析了临界参数偏移对衰竭开采效果的影响, 结果表明: 随着孔隙半径减小, 天然气采收率基本不变, 凝析油采收率逐渐增加, 孔隙半径减小至10 nm, 凝析油采收率增加9.93%。研究结果对页岩凝析气藏开发具有指导意义。

关键词: 页岩凝析气; 陆相页岩; 受限空间; 相态变化; 临界参数偏移; 开发特征

中图分类号: TE372

文献标识码: A

Phase behavior and development characteristics of shale condensate gas in confined space

TANG Yong¹, CHEN Kun¹, HU Xiaohu^{2,3}, FANG Sidong^{2,3}, LIU Hua^{2,3}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanism and Effective Development, Beijing 100083, China; 3. Sinopec Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: The exploration of Well-Fuye-10 in the Dongyuemiao section has provided valuable characteristic parameters of typical continental shale, revealing a reservoir with well-developed mesopores and macropores and significant heterogeneity. The predominant pore sizes are around 10 nm. Notably, deviations in the critical parameters of the confined fluids alter the condensate gas properties within these nanopores, differentiating them from conventional laboratory results. This study combines indoor phase state experiments, critical parameter migration calculations, and numerical simulations of confined fluids to analyze the phase state characteristics and extraction properties of shale condensate gas. The findings elucidate the phase state transformation and extraction dynamics of the condensate gas. Adjustments in the calculations for condensate gas phase characteristics to account for critical parameter offsets indicate that as pore radius decreases, there is a corresponding reduction in critical temperature and pressure of the system components. This results in a contraction of the phase diagram towards the lower left, a decrease in dew point pressure, reduced gas phase viscosity, an increase in deviation factor, and a gradual decrease in retrograde condensate saturation. Additionally, a mechanism model was employed to assess the impact of critical parameter shifts on depletion extraction effectiveness. Results demonstrate that while the recovery rate of natural gas remains relatively unchanged, the recovery rate of condensate oil shows a significant increase, rising by 9.93% as the pore radius decreases to 10 nm. These insights offer pivotal guidance for the development of shale condensate gas reservoirs, particularly in managing the unique phase behavior and optimizing recovery strategies.

Keywords: shale condensate gas; continental shale; confined space; phase change; critical parameter offset; development characteristic

收稿日期: 2023-07-17。

第一作者简介: 汤勇(1975—), 男, 博士, 教授, 主要从事油气相态理论及测试、气田及凝析气田开发、注气提高采收率、储气库及CO₂埋存等方面研究。地址: 四川省成都市新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: tangyong2004@126.com

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“超低渗透油藏CO₂强化采油过程中多孔介质相态及微观渗流机理研究”(51974268)。

随着“美国页岩气革命”的成功,石油开发过程多孔介质中的流动特征尺寸不断减小,由宏观逐步转向微观^[1]。在过去的几年中,美国 Eagle Ford、Barnett、Niobrara、Marcellus 页岩区块都发现了液态烃产出^[2-4]。中国石化近年也在川东复兴地区发现了国内的首个页岩凝析气藏,江汉油田于2018年部署了涪页10井,2020年3月进行放喷测试,取得了较好的工业油气流^[5-6]。涪页10井的钻探获取了东岳庙段典型陆相页岩相关特征参数,但受压力和流体等的影响,试采阶段气油比变化大,油、气产出规律尚不清楚^[7-11]。目前,凝析气相态研究主要基于实验室PVT(高压物性)筒中的相态实验,将得到的参数作为实际凝析气藏开发动态的参考。但在真实地层条件下,由于多孔介质的存在,流体性质与常规实验测试结果有一定差异,多孔介质的存在会对流体的行为及性质产生影响,分子之间的相互作用及分子与孔隙表面的相互作用,在纳米级孔隙中流体的临界性质会发生变化,临界参数产生偏移。

国内外学者在实验和理论上对地层条件下的凝析油气体系相态特征展开了广泛的研究。阎庆来等^[12]、朱维耀等^[13]通过在PVT筒填充玻璃珠进行实验,证明多孔介质对相平衡存在影响;何江川等^[14]考虑了液相中吸附相的存在对相平衡的影响,引入了溶液吸附理论,应用气体吸附理论建立了多孔介质中气相吸附的数学模型;童敏等^[15]、王志伟等^[16]在天然岩心中进行实验研究,认为多孔介质的存在加剧了反凝析现象的发生;LONG等^[17]、汤勇等^[18]对枯竭型凝析气藏建立了多周期注采过程相平衡测试实验流程和多周期注采相平衡理论模拟模型;郭平等^[19]、杜建芬等^[20-21]考虑多孔介质中的吸附作用、毛细凝聚作用对凝析油气体系相平衡规律进行研究,发现烃类气体吸附中,重烃组分优先吸附,露点压力升高,而毛细凝聚的作用使露点压力下降;KAMARI等^[22]将PR方程与毛细管压力进行耦合建立了一个热力学模型,分析了岩石孔隙大小的影响,露点压力随着孔隙大小和储层温度的增加而增加;SONG等^[23]提出了一种描述流体在纳米孔中的吸附的新方法,该方法基于吸附厚度 δ 和降低吸附密度 β ,修正了Peng-Robinson状态方程,通过计算发现随着孔隙尺寸的减小,临界温度和临界压力先减小后急剧减小;王奥等^[24]应用KAMARI等提出的模型定量表征多孔介质中的凝析气相态特征,分析发现随着孔隙半径变小,体系的露点压力和定容衰竭凝析油饱和度变化明显。

为更好地合理开采中国首个页岩凝析气藏,利用涪页10井地层流体,结合室内实验和数值模拟,开展页岩凝析气相态特征分析,明确PVT筒中凝析气的相态变化规律。通过临界参数偏移计算分析了多孔介质对相态的影响;通过机理模型分析了多孔介质中临界参数偏移对衰竭开发特征的影响。

1 PVT筒中页岩凝析气藏相态特征

1.1 地质概况

东岳庙段泥页岩孔隙类型呈多样化分布,无机孔、有机孔和裂缝均见发育。根据岩心资料分析可知,东岳庙段孔隙度各小层平均值介于2.63%~6.98%,渗透率各小层平均值介于 $(0.012\sim 0.219)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。东岳庙段天然气组分中 CH_4 含量81.9%, C_{4+} 含量小于3.0%,不含 H_2S ,20℃时原油密度为 0.7752 g/cm^3 ,50.6℃时动力黏度为 $1.68\text{ mPa}\cdot\text{s}$,原油石蜡指数为4.59,庚烷含量为35.26%,具有凝析油的特征。放喷时的气油比介于 $1\ 243\sim 3\ 142\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。涪页10井压裂改造后的地层压力系数在1.93左右,推测其原始地层压力系数在1.70左右,为异常高压系统,目前气藏地层压力为48.48 MPa,地层温度为76.93℃。

1.2 地层流体相态实验

1) 材料和仪器

PVT实验采用JEFRI-DBR全观测高温高压多功能地层流体分析仪。流体样品为涪页10井的油气样,样品深度为2 700 m,地层温度为76.93℃,压力恢复后地层压力为53.56 MPa。

2) 单次闪蒸实验

对取得的地层流体进行色谱分析,得到了涪页10井地层流体组分,数据见表1。井流体中 C_1 、中间烃($\text{C}_2\text{—}\text{C}_6$)、 C_{7+} 摩尔含量分别为76.436 9%、16.957 1%、6.023 8%,井流体中 $\text{C}_2\text{—}\text{C}_6$ 和 C_{7+} 含量较高,凝析油含量高。闪蒸气油比为 $1\ 746.19\text{ m}^3/\text{m}^3$,闪蒸油密度为 0.7752 g/cm^3 。

3) 露点压力测试

在76.93℃的地层温度下,对涪页10井凝析油气体系的露点压力进行测试,体系在地层温度下的露点压力为46.07 MPa,压力恢复后地层压力为53.56 MPa。

4) 等组成膨胀与定容衰竭实验

如图1所示,在76.93℃的地层温度下,涪页10

井凝析油气体体系的相对体积随压力的降低而逐渐增大。涪页10井的油体系气油比低、凝析油含量高,当压力降低至露点压力时,凝析油饱和度迅速上升,地层温度下最大反凝析压力为20 MPa,对应最大反凝析液量为25.09%。衰竭至10 MPa时,天然气、凝析油采收率分别为70.9%、10.01%。

1.3 地层流体相态模拟研究

1) 拟组分划分

选用PR(彭—罗宾森方程)方程,按组分性质相近原则,把凝析气井流体归并为6个组分: N_2-C_1 、

CO_2-C_3 、 iC_4-nC_4 、 iC_5-nC_5 、 C_6-C_9 、 C_{10+} 。

2) 实验数据拟合

对饱和压力、气油比、凝析油密度,等组成膨胀实验和定容衰竭实验等数据进行拟合。饱和压力46.07 MPa,拟合后46.11 MPa,单次闪蒸气油比 $1\ 746.2\ m^3/m^3$,拟合后 $1\ 750.1\ m^3/m^3$,实验拟合结果如图2所示,结果表明数据拟合较好。

2 多孔介质凝析气相态特征

2.1 多孔介质对凝析气相态影响计算模型

页岩储层中,受限流体表现出宏观上的连续流动和微观上粒子的相互作用,在纳米受限空间中,固体分子与气体分子之间的相互作用不可忽略,受限于空间气体动理论^[25-26],同时考虑气—气和气—固分子之间的相互作用,有效地沟通了宏观运输与微观模拟,但是该理论运输方程形式复杂,计算量大,难以进行大规模应用^[27]。结合物理过程和理论基础,ZARRAGOICOECHEA等^[31]基于纳米孔中受限流体的范德华模型,通过临界参数的修正来描述纳米受限空间中流体的特殊相态变化,该临界参数修正方程形式简单,计算量小,在非常规页岩储层的研究中应用较好^[28-29]。

ZARRAGOICOECHEA等^[30]和KUZ在2002年提出了限制在纳米孔隙中的Lennard-Jones流体的亥姆霍兹自由能:

$$A = f(T) - NkT \ln(V - Nb\sigma^3) + 2 \frac{N^2}{V} \varepsilon \sigma^3 \left(-\frac{a}{2} + \frac{c_1}{\sqrt{A_p}} + \frac{c_2}{A_p} \right) \quad (1)$$

表1 单次闪蒸实验结果
Table 1 Results of a single flash distillation experiment %

组分	闪蒸气 摩尔分数	闪蒸油 摩尔分数	井流体 摩尔分数	井流体 质量分数
CO ₂	0.198 8	0	0.185 6	0.283 0
N ₂	0.424 7	0	0.396 6	0.384 8
C ₁	81.870 9	0	76.436 9	42.473 5
C ₂	10.468 5	0.299 0	9.793 6	10.202 0
C ₃	3.855 6	0.334 5	3.621 9	5.533 4
iC ₄	0.806 1	0.218 2	0.767 1	1.544 5
nC ₄	1.132 4	0.541 2	1.093 1	2.200 9
iC ₅	0.606 6	1.119 4	0.640 6	1.601 2
nC ₅	0.428 8	1.143 4	0.476 2	1.190 2
C ₆	0.207 6	5.586 2	0.564 6	1.682 0
C ₇	0	10.915 3	0.724 5	2.409 4
C ₈	0	16.185 7	1.074 3	3.982 1
C ₉	0	11.875 3	0.788 2	3.303 9
C ₁₀	0	9.700 6	0.643 8	2.988 8
C ₁₁₊	0	42.081 4	2.793 0	20.220 4

注: C₁₁₊密度为0.838 2 g/cm³; C₁₁₊摩尔质量为208.98 g/mol; 实验室分离闪蒸气油比(闪蒸气/闪蒸油)为1 746.19 m³/m³; 实验室分离闪蒸油密度(20℃条件下)为0.775 2 g/cm³。

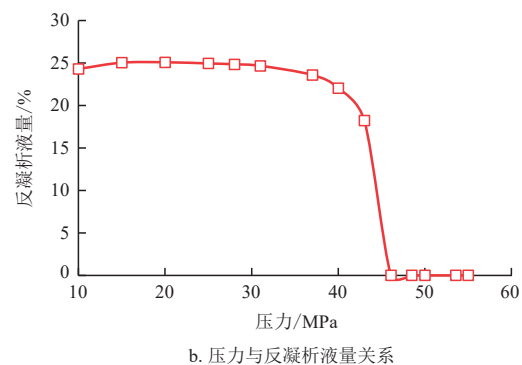
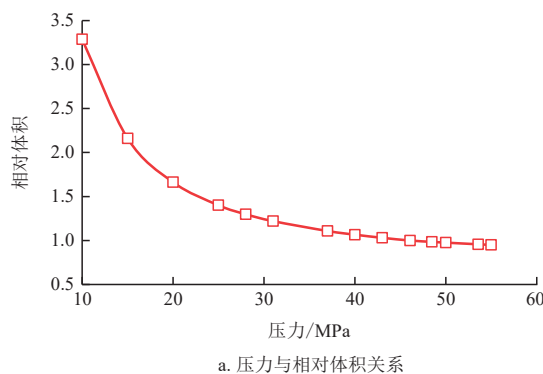


图1 等组成膨胀与定容衰竭实验

Fig. 1 Constant composition expansion and constant volume depletion experiment

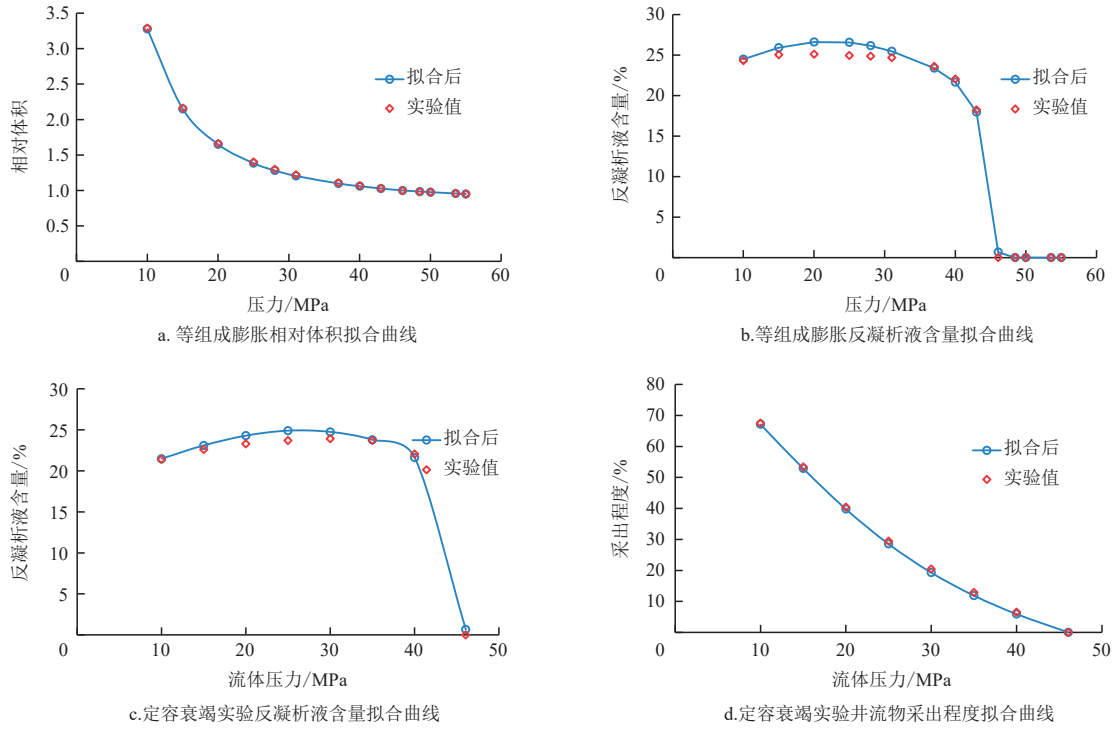


图2 实验数据拟合结果

Fig. 2 Fitting results of experimental data

式中: $b = \frac{2\pi}{3}$, $a = \frac{16\pi}{9}$, $c_1 = 4.6571$, $c_2 = -2.1185$,

a 、 b 、 c_1 、 c_2 为常数; $A_p = \pi \left(\frac{r_p}{\sigma} \right)^2$, $V = A_p L_z$; A 为亥姆霍兹自由能,单位J; N 为粒子数; k 为玻尔兹曼常数,取值 1.380649×10^{-23} J/K; T 为温度,单位K; A_p 为孔隙横截面积,单位 nm^2 ; V 为孔隙体积,单位 nm^3 ; σ 为Lennard-Jones势的大小参数,单位nm; ε 为有效分子体积系数; r_p 为孔隙半径,单位nm。

2004年,ZARRAGOICOECHEA等^[31]利用调整后的参数 a_{adj} 和 b_{adj} ,对约束状态方程进行了修正:

$$p_{zz}^* = \frac{T^*}{V^* - b_{\text{adj}}} - \frac{\left(a_{\text{adj}}/a \right) \left[a - 2 \left(c_1/\sqrt{A_p} \right) - 2 \left(c_2/A_p \right) \right]}{V^{*2}} \quad (2)$$

式中: p_{zz}^* 为轴向压力,单位atm; $V^* = (V/N)\sigma^3$; a_{adj} 、 b_{adj} 为体积调整参数。

并在该约束状态下推导出了临界参数偏移公式为:

$$\frac{(T_c^* - T_{\text{cp}}^*)}{T_c^*} = \frac{(p_c^* - p_{\text{cp}}^*)}{p_c^*} = 0.9409 \frac{\sigma}{r_p} - 0.2415 \left(\frac{\sigma}{r_p} \right)^2 \quad (3)$$

式中: $\sigma = 0.244 \sqrt{\frac{T_{\text{cp}}^*}{p_{\text{cp}}^*}}$, p_c^* 为临界压力,单位atm; p_{cp}^* 为

孔隙临界压力,单位atm; σ 为Lennard-Jones势的大小参数,单位nm; T_c^* 为临界温度,单位K; T_{cp}^* 为孔隙临界温度,单位K。

研究方法与相关实验数据吻合情况较好,其中数据为纯物质实验测试值(图3)。

2.2 分子模拟

以 α -石英单晶胞作为基本模型单元构建石英纳米孔隙模型,并以 $7 \times 4 \times 3$ 的规模建立超晶胞,石英壁面厚度1.621 nm。通过向两个石英孔隙壁面模型中添加5 nm的真空层,最终得到孔径为5 nm,大小为 $2.864 \text{ nm} \times 5.728 \text{ nm} \times 6.580 \text{ nm}$ 的石英纳米孔隙分子模型,以正丁烷、正戊烷和正辛烷来代表原油流体分子,使用GCMC方法,平衡步数为100 000步,生产步数为5 000 000步;并在GCMC(蒙特卡罗模拟)方法模拟结果的基础上,使用MD(分子动力学模拟)方法对返回最低能量构型进行分子模拟,最后对分子动力学模拟得到的轨迹文件进行动力学分析。将不同温度所得到密度曲线图绘制在一起,并连接每个温度下的相变点(跃变点),得到该孔径下的临界温度和临界压力。如图4所示:利用分子模拟得到5 nm

孔径条件下正丁烷、正戊烷和正辛烷的临界温度分别为380 K、453 K、500 K;利用公式(3)计算得到5 nm孔径条件下正丁烷、正戊烷和正辛烷的临界温度分别为383.5 K、419.2 K、497.3 K。临界参数偏移公式与分子模拟数据吻合情况较好。

2.3 不同孔隙半径大小的相态特征比较

临界参数改变,对应流体的相态特征也会发生改变,考虑受限和非受限条件下流体的P-T(压力-温度)相图特征,并对比不同孔隙半径下的露点压力、闪蒸气黏度、闪蒸气偏差因子、定容衰竭过程中的反凝析液饱和度。

通过多孔介质对凝析气相态影响计算模型,对受限条件下孔隙半径分别为:100、40、30、20、10、5、2 nm的拟组分临界参数进行修正,具体结果如表2、表3所示。

对比不同孔隙半径下的P-T相图、露点压力、闪

蒸气黏度、闪蒸气偏差因子、定容衰竭过程中的反凝析液饱和度。由图5可以看出:随着孔隙半径减小,相图逐渐向左下收缩,露点压力逐渐降低;随着孔隙半径减小,体系的露点压力先降低再急剧降低;随着孔隙半径减小,气相黏度逐渐降低,偏差因子逐渐增加,反凝析液饱和度逐渐降低。

表2 不同孔隙半径下的拟组分临界温度

Table 2 Critical temperature of pseudo-components under different pore radius

孔隙半径/nm	临界温度/K					
	N ₂ -C ₁	CO ₂ -C ₃	iC ₄ -nC ₄	iC ₅ -nC ₅	C ₆ -C ₉	C ₁₀₊
非受限	196.98	50.87	144.89	191.15	240.45	446.48
100	196.25	322.61	415.89	461.74	510.56	713.73
40	195.14	320.49	412.67	457.92	506.04	704.93
30	194.53	319.31	410.89	455.8	503.53	700.06
20	193.31	316.97	407.34	451.58	498.54	690.39
10	189.68	310.01	396.78	439.05	483.73	661.82
5	182.52	296.33	376.13	414.57	454.84	606.65
2	161.97	257.33	317.82	345.76	374.05	457.08

表3 不同孔隙半径下的拟组分临界压力

Table 3 Critical pressure of pseudo-components under different pore radius

孔隙半径/nm	临界压力/MPa					
	N ₂ -C ₁	CO ₂ -C ₃	iC ₄ -nC ₄	iC ₅ -nC ₅	C ₆ -C ₉	C ₁₀₊
非受限	4.59	4.73	3.74	3.38	3.05	1.59
100	4.58	4.71	3.72	3.36	3.03	1.58
40	4.55	4.68	3.69	3.33	3.01	1.55
30	4.54	4.66	3.67	3.32	2.99	1.55
20	4.51	4.63	3.64	3.29	2.96	1.53
10	4.42	4.53	3.55	3.20	2.87	1.46
5	4.26	4.33	3.36	3.02	2.70	1.34
2	3.78	3.76	2.84	2.52	2.22	1.01

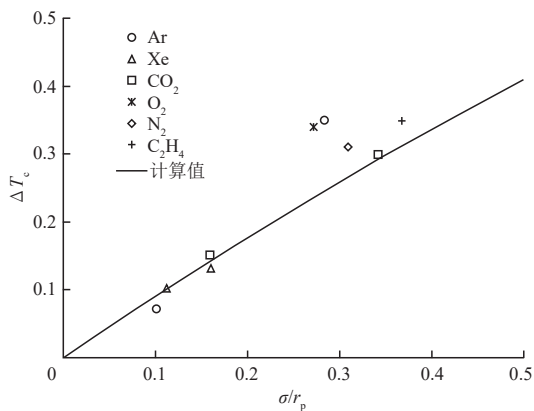


图3 临界温度相对偏差随孔隙尺寸变化曲线

Fig. 3 The relative deviation of critical temperature varies with pore size

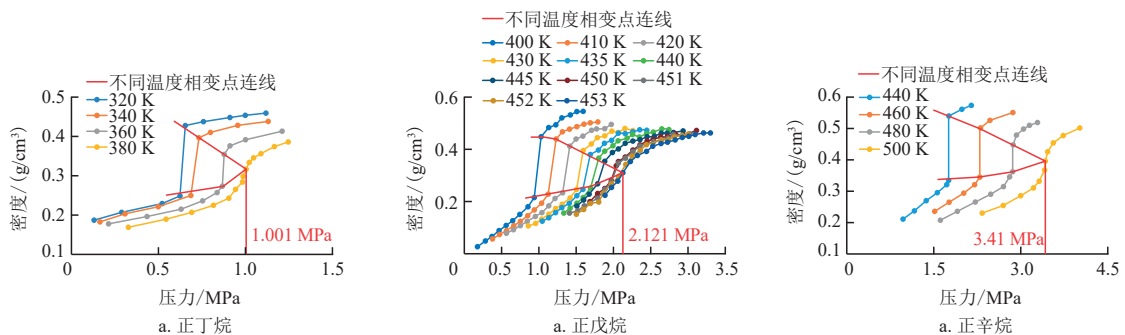


图4 烷烃流体密度曲线

Fig. 4 Density curve of alkane fluid

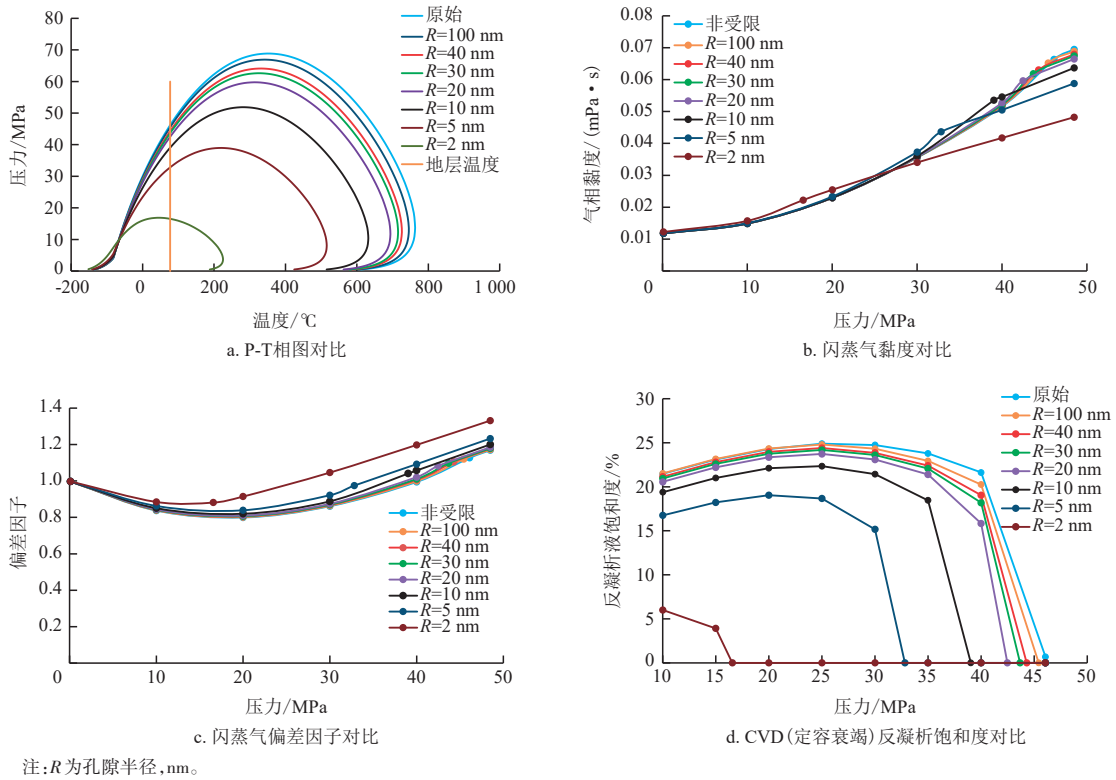


图5 不同孔径下流体参数对比

Fig. 5 Comparison of fluid parameters at different apertures

3 受限空间相态对凝析气衰竭开采影响

3.1 数值模型建立

1) 数值模型和网格划分

基于嵌入式离散裂缝模型,考虑页岩凝析气开采实际,采用单井角点网格建立页岩凝析气数值模拟模型。将网格分为 $113 \times 31 \times 7$,共24 521个网格。 I 方向网格尺寸为:113 m \times 20 m, J 方向网格尺寸为31 m \times 10 m, K 方向网格尺寸为7 m \times 4 m。模型共有8条水力裂缝及20条随机分布的天然裂缝。模型三维网格分布如图6所示。

2) 模型储层参数

模型所用参数与目标区块一致,储层温度为76.93 $^{\circ}\text{C}$,原始地层压力为53.56 MPa,孔隙度、渗透率采用该地区所测天然岩心的平均值,分别为3.63%、 $0.027749 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。水力裂缝渗透率为 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,水力裂缝开度为0.01 m,裂缝半长为100 m,天然裂缝渗透率介于 $(1000 \sim 2000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,天然裂缝开度介于0.002~0.010 m,裂缝半长介于1~100 m。

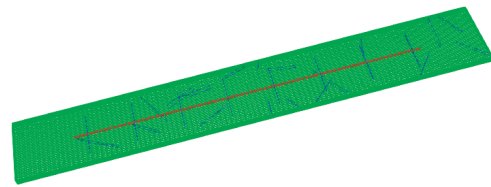


图6 模型三维网格划分

Fig. 6 3D mesh division

3) 流体数据

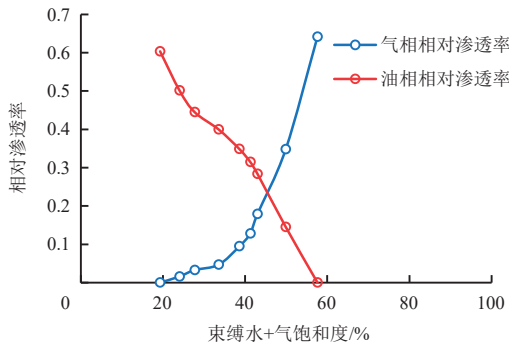
模拟所用流体为涪页10井的地层流体,两相相渗曲线如图7所示。

3.2 衰竭开采结果

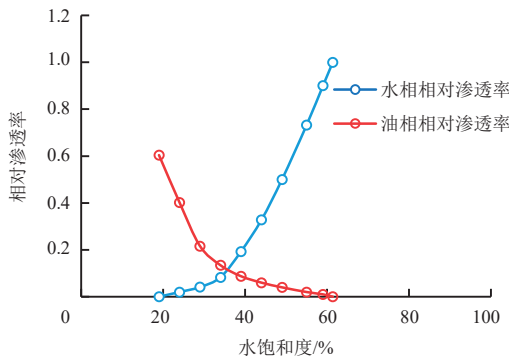
在100、40、30、10 nm条件下进行非受限衰竭开采模拟,衰竭生产15 a。模拟结果见表4,不同孔隙半径下衰竭开采结果如图8所示,随着孔隙半径减小,天然气采出程度基本不变,凝析油采出程度逐渐增加,地层中平均凝析油饱和度逐渐降低。

4 结论

1) 涪页10井地层凝析气PVT高压物性测试表



a. 油气相渗



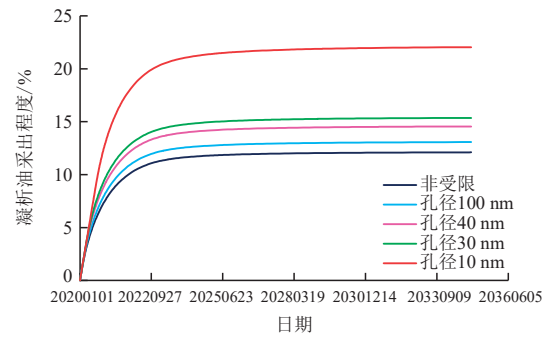
b. 油水相渗

图7 相渗曲线

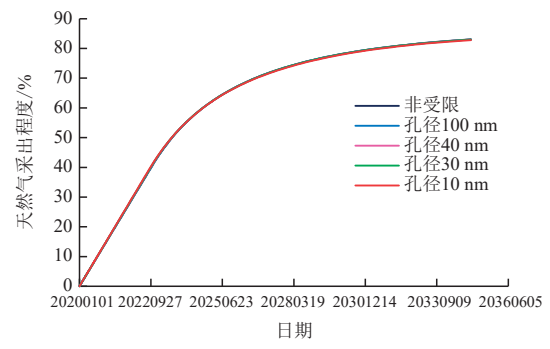
Fig. 7 Relative permeability curve

表4 不同孔隙半径下衰竭效果
Table 4 Primary depletion results under different pore radius

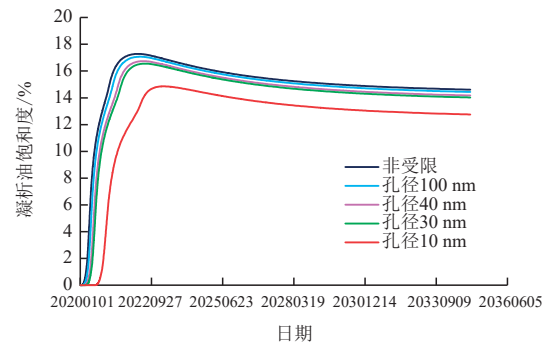
孔隙半径/nm	天然气采收率/%	凝析油采收率/%
非受限	83.05	12.11
100	83.01	13.07
40	82.99	14.55
30	82.97	15.09
10	82.79	22.04



a. 凝析油采出程度



b. 天然气采出程度



c. 平均凝析油饱和度变化

图8 不同孔隙半径下衰竭开采结果

Fig. 8 Primary depletion results under different pore radius

明,地层流体的气油比为 $1746.19 \text{ m}^3/\text{m}^3$,闪蒸油密度为 $0.7752 \text{ g}/\text{cm}^3$,在地层温度 $76.93 \text{ }^\circ\text{C}$ 下露点压力为 46.07 MPa ;凝析油气体系的相对体积随压力的降低而逐渐升高,体系凝析油含量高,最大凝析油饱和度达 25.09% 。

2) 考虑临界参数偏移的地层流体相态特征计算表明,随着孔隙半径减小,体系组分的临界温度、临界压力降低,相图向左下收缩,露点压力降低,气相黏度降低,偏差因子增加,反凝析液饱和度逐渐降低。

3) 通过机理模型分析了临界参数偏移对衰竭

开采效果的影响,结果表明:随着孔隙半径减小,天然气采收率基本不变,凝析油采收率逐渐增加,非受限条件下凝析油采收率为 12.11% , 30 nm 孔隙半径条件下凝析油采收率为 15.09% , 10 nm 孔隙半径条件下凝析油采收率为 22.04% 。

参考文献

[1] 王红岩,周尚文,赵群,等.川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望[J].石油与天然气地质,2023,44(6):1430-1441.
WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, ZHAO Qun, et al. Enrichment characteristics, exploration and exploitation

- progress, and prospects of deep shale gas in the southern Sichuan Basin, China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44 (6): 1430-1441.
- [2] WANG Q, CHEN X, JHA A N, et al. Natural gas from shale formation: The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 30:1-28.
- [3] 朱维耀, 岳明, 刘昉枫, 等. 中国致密油藏开发理论研究进展[J]. *工程科学学报*, 2019, 41(9): 1103-1114.
ZHU Weiyao, YUE Ming, LIU Yunfeng, et al. Research progress on tight oil exploration in China[J]. *Chinese Journal of Engineering*, 2019, 41(9): 1103-1114.
- [4] ISMAIL M I A, HORNE R N. An Investigation of Gas-Condensate Flow in Liquid-Rich Shales[C]// Paper SPE-169021-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, Texas, USA, April 2014.
- [5] 孙焕泉, 周德华, 蔡勋育, 等. 中国石化页岩气发展现状与趋势[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 14-26.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 14-26.
- [6] 胡德高, 舒志国, 郭战峰, 等. 川东复兴地区侏罗系(涪页10HF井)发现国内首个页岩凝析气藏[J]. *中国地质*, 2021, 48(6): 1980-1981.
HU Degao, SHU Zhiguo, GUO Zhanfeng, et al. Discovery of the first shale condensate gas reservoir in Jurassic strata in the Fuxin area, eastern Sichuan[J]. *Geology in China*, 2021, 48(6): 1980-1981.
- [7] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 24-37.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(3): 24-37.
- [8] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(1): 1-6.
WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(1): 1-6.
- [9] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(5): 841-855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 841-855.
- [10] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 1-10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 1-10.
- [11] 聂海宽, 张柏桥, 刘光祥, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气高产地质原因及启示——以涪陵页岩气田JY6-2HF为例[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 463-473.
NIE Haikuan, ZHANG Baiqiao, LIU Guangxiang, et al. Geological factors contributing to high shale gas yield in the Wufeng-Longmaxi Fms of Sichuan Basin: A case study of Well JY6-2HF in Fuling shale gas field[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 463-473.
- [12] 阎庆来, 何秋轩, 刘易非. 凝析油气在多孔介质中的相变特征[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 1988, 3(2): 15-22.
YAN Qinglai, HE Qiuxuan, LIU Yifei. Phase transition characteristics of condensate oil and gas in porous media[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 1988, 3(2): 15-22.
- [13] 朱维耀, 黄延章. 多孔介质对气-液相变过程的影响[J]. *石油勘探与开发*, 1988, (1): 55-59.
ZHU Weiyao, HUANG Yanzhang. The effect of porous media on gas-liquid phase behavior[J]. *Petroleum Exploration and Development* 1988, (1): 55-59.
- [14] 何江川, 李士伦. 凝析气藏真实露点的探讨[J]. *天然气工业*, 1995, 15(4): 22-26.
HE Jiangchuan, LI Shilun. Exploration of the true dew point of condensate gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 1995, 15(4): 22-26.
- [15] 童敏, 李相方, 胡永乐, 等. 多孔介质对凝析气相态的影响[J]. *石油大学学报:自然科学版*, 2004, 28(5): 61-64.
TONG Ming, LI Xiangfang, HU Yongle, et al. Experimental study on influence of porous media on phase behavior of gas condensate[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2004, 28(5): 61-64.
- [16] 王志伟, 李相方, 程时清, 等. 多孔介质凝析气相变的影响因素[J]. *天然气工业*, 2006, 26(1): 90-92.
WANG Zhiwei, LI Xiangfang, CHENG Shiqing, et al. Influential factors on phase change of condensate gas in porous media[J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(1): 90-92.
- [17] LONG K J, TANG Y, HE Y W, et al. Fluid phase behavior during multi-cycle injection and production of underground gas storage based on gas-condensate reservoirs with oil rim[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 226: 211769.
- [18] 汤勇, 龙科吉, 王皆明, 等. 凝析气藏型储气库多周期注采过程中流体相态变化特征[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(2): 337-346.
TANG Yong, LONG Keji, WANG Jieming, et al. Change of phase state during multi-cycle injection and production process of condensate gas reservoir based underground gas storage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(2): 337-346.
- [19] 郭平, 孙良田. 多孔介质毛细管压力对凝析油气相态影响研究[J]. *石油勘探与开发*, 1994, 21(4): 64-69.
GUO Ping, SHUN Liangtian. Study on the effect of capillary pressure on condensate gas phase state in porous media[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1994, 21(4): 64-69.
- [20] 杜建芬, 李士伦, 孙雷, 等. 多孔介质毛细管凝聚对凝析气藏露点的影响研究[J]. *天然气工业*, 2001, 21(3): 56-59.
DU Jianfen, LI Shilun, SUN Lei, et al. influence of the capillary agglomeration in porous media on the dew point of condensate gas reservoir[J]. *Natural Gas Industry*, 2001, 21(3): 56-59.

- [21] 杜建芬. 多孔介质中凝析油气体系相平衡规律和渗流规律研究[D]. 成都: 西南石油学院(南充), 1997.
DU Jianfen. Study on phase equilibrium law and seepage law of condensate and gas system in porous media[D]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute(Nanchong), 1997.
- [22] KAMARI A, LI L, SHENG J J. Effects of rock pore sizes on the PVT properties of oil and gas-condensates in shale and tight reservoirs[J]. *Petroleum*, 2018, 4(2): 148-157.
- [23] SONG Z J, SONG Y L, GUO J, et al. Adsorption induced critical shifts of confined fluids in shale nanopores[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2019, 385: 123837.
- [24] 王奥, 李菊花, 郑斌. 多孔介质中凝析气相态特征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(1): 61-67.
WANG Ao, LI Juhua, ZHENG Bin. Study on the phase behaviors of the condensate gas in porous media[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(1): 61-67.
- [25] BITSANIS I, MAGDA J, TIRRELL M, et al. Molecular dynamics of flow in micropores[J]. *Journal of Chemical Physics*, 1987, 87(3): 1733-1750.
- [26] VANFERLICK T, SCRIVEN L, DAVIS H. Molecular theories of confined fluids[J]. *Journal of Chemical Physics*, 1989, 90(4): 2422-2436.
- [27] 王民, 余昌琦, 费俊胜, 等. 页岩油在干酪根中吸附行为的分子动力学模拟与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1442-1452.
WANG Min, YU Changqi, FEI Junsheng, et al. Molecular dynamics simulation of shale oil adsorption in kerogen and its implications[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1442-1452.
- [28] NAJEEB S A, TADESSE W W T, THANH N N, et al. Nanopore Compositional Modeling in Unconventional Shale Reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2016, 19(3): 415-428.
- [29] WAN T, MU Z J. The use of numerical simulation to investigate the enhanced Eagle Ford shale gas condensate well recovery using cyclic CO₂ injection method with nano-pore effect[J]. *Fuel*, 2018, 233: 123-132.
- [30] ZARRAGOICOECHEA G J, KUZ V A. Van der Waals equation of state for a fluid in a nanopore[J]. *Physical Review. E-Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 2002, 65(2 Pt 1): 021110.
- [31] ZARRAGOICOECHEA G J, KUZ V A. Critical shift of a confined fluid in a nanopore[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2004, 220(1): 7-9.

(编辑 徐佩)

(上接第342页)

- WANG Xiaoming, CHEN Junbin, REN Dazhong. Research progress and prospect of pore structure representation and seepage law of continental shale oil reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 23-30.
- [19] 何海燕, 刘先山, 耿少阳, 等. 基于渗流-温度双场耦合的油藏型储气库数值模拟[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(6): 819-826.
HE Haiyan, LIU Xianshan, GENG Shaoyang, et al. Numerical simulation of UGS facilities rebuilt from oil reservoirs based on the coupling of seepage and temperature fields[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(6): 819-826.
- [20] 汪伟英, 喻高明, 柯文丽, 等. 稠油非线性渗流测定方法研究[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(4): 464-467.
WANG Weiyang, YU Gaoming, KE Wenli, et al. Experimental study of nonlinear seepage for heavy oil[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35(4): 464-467.
- [21] 邱德家, 李俊鹿, 吴锦伟, 等. 致密油水平井产出剖面测试技术分析及应用[J]. *钻采工艺*, 2023, 46(6): 79-84.
DI Dejia, LI Junlu, WU Jinwei, et al. Analysis and application of production profile testing technology in tight oil horizontal well[J]. *Drilling and Production Technology*, 2023, 46(6): 79-84.
- [22] YU H Y, XU H, FU W R, et al. Extraction of shale oil with supercritical CO₂: Effects of number of fractures and injection pressure[J]. *Fuel*, 2021, 285: 118977.
- [23] YU W, LASHGARI H R, WU K, et al. CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs[J]. *Fuel*, 2015, 159: 354-363.
- [24] 王巧智, 江安, 苏延辉, 等. 用CT扫描技术分析致密砂岩储层应力敏感性[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(4): 56-60.
WANG Qiaozhi, JIANG An, SU Yanhui, et al. Stress sensitivity analysis for tight sandstone reservoir by CT scanning technology[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(4): 56-60.
- [25] LI S C, SUN J, LIU D H, et al. A new method for shale oil injecting-stewing-producing physical modeling experiments based on nuclear magnetic resonance[J]. *Energies*, 2024, 17: 694.
- [26] 张琴, 刘畅, 梅啸寒, 等. 页岩气储层微观储集空间研究现状及展望[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 666-674.
ZHANG Qin, LIU Chang, MEI Xiaohan, et al. Status and prospect of research on microscopic shale gas reservoir space[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 666-674.
- [27] 朱德顺. 陆相湖盆页岩油富集影响因素及综合评价方法——以东营凹陷和沾化凹陷为例[J]. *新疆石油地质*, 2019, 40(3): 269-275.
ZHU Deshun. Influencing factor analysis and comprehensive evaluation method of lacustrine shale oil: Cases from Dongying and Zhanhua Sags[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(3): 269-275.
- [28] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(6): 842-849.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2016, 38(6): 842-849.

(编辑 黄颖)