

页岩凝析气藏反凝析及油气流动特征

乔润伟^{1,2}, 张士诚³, 王金伟^{1,2}, 王飞³, 李凤霞⁴, 李 宁⁴

[1. 中海油田服务股份有限公司, 天津 300459; 2. 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 102209;
3. 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; 4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206]

摘要: 四川盆地复兴地区下侏罗统自流井组东岳庙段页岩凝析气藏压裂后开发时出现反凝析现象和严重水锁伤害。为定量研究页岩凝析气藏压裂后开发凝析气反凝析特征及油、气、水三相共存和共渗特征, 进行了考虑压裂液滞留的页岩岩心反凝析实验, 用氮气作为对照组排除页岩应力敏感性对实验结果的干扰。通过气测渗透率和采出油、气组分测试, 评价了岩心反凝析伤害和采出油、气组成变化特征。开展岩心尺度反凝析特征模拟, 定性、定量分析岩心内油、气、水三相赋存及渗流特征。研究结果表明: ①无压裂液时反凝析伤害使气相有效渗透率下降40%, 有压裂液时反凝析伤害使气相有效渗透率下降30%。水相优先占据小孔喉, 削弱油相占据小孔喉的能力, 导致凝析油临界可流动饱和度降低。②反凝析过程中重质组分滞留在岩心中, 部分C₂—C₁₀烃类中间质组分因反凝析作用进入油相。随着降压过程再次“溶解”到凝析气中。③岩心内发生反凝析后, 凝析油不是无限堆积而是很快突破至临界可流动饱和度。凝析气单相渗流区域较小, 油、气共渗区域较大。

关键词: 反凝析伤害; 水锁伤害; 三相渗流; 岩心反凝析实验; 凝析气藏; 页岩气藏

中图分类号: TE372 **文献标识码:** A

Retrograde condensation and hydrocarbon flow characteristics in condensate shale gas reservoirs

QIAO Runwei^{1,2}, ZHANG Shicheng³, WANG Jinwei^{1,2}, WANG Fei³, LI Fengxia⁴, LI Ning⁴

[1. China Oilfield Services Limited, Tianjin 300459, China; 2. National Key Laboratory of Highly Efficient Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing 102209, China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 4. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China]

Abstract: Retrograde condensation and severe water block were observed during the post-fracturing exploitation of condensate shale gas reservoirs in the Dongyuemiao Member of the Lower Jurassic Ziliujing Formation in the Fuxing area, Sichuan Basin. To quantitatively investigate the retrograde condensation and the coexistence and flow characteristics of oil, gas, and water during post-fracturing exploitation of these reservoirs, we conduct retrograde condensation experiments on a shale core while considering fracturing fluid retention, with N₂ flooding used as the control group to eliminate the stress-sensitive interference of shale. Based on gas permeability tests and the compositional analyses of produced oil and gas, we assess the retrograde condensation and the compositional variations in the produced oil and gas. Additionally, core-scale numerical simulations of retrograde condensation are conducted to qualitatively and quantitatively analyze the occurrence and flow characteristics of oil, gas, and water in the core. The results indicate that the damage of retrograde condensation decreases the effective gas permeability by 40% in the absence of fracturing fluids and by 30% in their presence. The water phase preferentially occupies small pore throats, weakening the oil phase's ability to occupy these spaces and lowering the critical saturation of gas condensate. During retrograde condensation process, heavy components are retained in the core, while certain intermediate components (C₂—C₁₀) initially enter the oil phase due to retrograde condensation effect and then dissolve into condensate gas again as the

收稿日期: 2024-10-09; 修回日期: 2025-02-19。

第一作者简介: 乔润伟(1995—), 男, 工程师、博士研究生, 油气田开发。E-mail: qiaorw@cnooc.com.cn。

通信作者简介: 王飞(1982—), 女, 教授、博士研究生导师, 油气田开发。E-mail: wangfei@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(51974332)。

pressure drops. After retrograde condensation occurs in the core, gas condensate rapidly reaches its critical saturation rather than accumulating indefinitely. Moreover, the period of post-retrograde condensation is characterized by a small single-phase seepage zone of condensate gas but a large oil-gas co-seepage zone.

Key words: retrograde condensation damage, water block damage, three-phase seepage, core retrograde condensation experiment, condensate gas reservoir, shale gas reservoir

引用格式: 乔润伟, 张士诚, 王金伟, 等. 页岩凝析气藏反凝析及油气流动特征[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 617-629. DOI: 10. 11743/ogg20250219.

QIAO Runwei, ZHANG Shicheng, WANG Jinwei, et al. Retrograde condensation and hydrocarbon flow characteristics in condensate shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 617-629. DOI: 10. 11743/ogg20250219.

凝析气藏能同时产出天然气和凝析油, 具有极高的经济价值。2020年3月, 四川盆地复兴地区下侏罗统自流井组东岳庙段的涪页10HF井获工业油气流, 这是中国首次报道页岩凝析气藏^[1-2], 表明侏罗系页岩具有良好的勘探开发潜力^[3-8]。然而, 由于凝析气藏特有的反凝析伤害, 加之大量压裂液滞留在页岩储层^[8-17]中, 造成的水锁伤害严重制约着页岩凝析气藏高效开发^[2, 18-21]。

凝析气体在降压过程中会反凝析出油相, 而油相往往滞留在储层中堵塞孔喉, 造成气相有效渗透率降低, 这就是通常所称的“反凝析伤害”或“凝析油污染”。在凝析油堆积至临界可流动饱和度后, 凝析油可参与流动, 进而形成油、气两相共渗。一方面, 学者们就反凝析伤害开展了一系列实验研究, 评价反凝析伤害的压力区间^[22-24]、伤害程度^[22, 25-26]和近、远井端差异^[27]等; 另一方面, 就凝析油的流动性, Corsano^[28]提出凝析油可能在低油-气界面张力情况下完全润湿岩石孔喉表面, 进而形成膜状流动, 而在油气界面张力更高时则形成液桥而不再流动。这一理论解释了凝析油临界可流动饱和度测量不准的原因。例如, Morel等^[29]测量凝析油临界可流动饱和度仅为0~6.0%, Dansh等^[30]估算凝析油临界可流动饱和度为10.0%左右, Gravier等^[31]认为凝析油临界可流动饱和度可达36.0%。目前主要通过室内岩心实验和孔隙网络模型两种手段研究凝析油临界可流动饱和度, 岩心衰竭实验结合物质平衡方法测算的凝析油临界可流动饱和度介于0~36.0%^[29-32], 基于超声波测试凝析油临界可流动饱和度方法测算的结果介于3.0%~18.0%^[33-37], 不同岩心和实验方法得到的结果差异较大。此外, 多个实验结果同时表明, 束缚水对凝析油的临界流动饱和度存在影响^[31-32, 37-38]。李骞等^[39]认为束缚水会占据小孔隙, 阻碍凝析油填充小孔隙, 进而使凝析油更易流动。李菊花等^[40-41]基于孔隙网络模型动态模拟凝析油微观分布特征, 发现初始含水饱和度越高, 凝析油临界可流

动饱和度越低。

综上所述, 虽然针对常规凝析气藏反凝析特征和伤害评价的研究较为充分, 但不同岩心和实验方法得到的结果差异较大, 对凝析油临界可流动饱和度的确定仍需进一步研究, 此外, 针对页岩凝析气藏压后开发的反凝析特征及油、气、水三相共存和共渗特征的研究尚属空白。为此, 设计了考虑压裂液滞留的页岩岩心反凝析实验, 并采用氮气作为对照组排除页岩应力敏感性对实验结果的干扰, 通过气测渗透率和采出油、气组分测试, 评价页岩岩心反凝析伤害和采出油、气组成变化特征; 建立三相相对渗透率表征模型, 同时结合岩心尺度反凝析特征数值模拟, 进一步分析岩心内油、气、水分布特征, 探讨岩心反凝析实验结果与矿场尺度反凝析伤害评价的相关性与差异。研究为复兴地区页岩凝析气储层开发过程油、气、水三相渗流特征评价提供了依据。

1 岩心反凝析实验

1.1 实验原理和目的

凝析气藏开发过程中, 当地层压力低于露点压力时, 凝析油会从气相中析出。反凝析伤害是指凝析油因堵塞孔隙造成储层气相有效渗透率降低的现象。考虑到页岩凝析气藏压裂后开发过程中, 大规模压裂液滞留在储层不能排出, 水相的存在可能引起反凝析伤害特征改变。因此, 为评价页岩凝析气藏反凝析伤害和近井地带压裂液滞留对反凝析的影响, 开展了岩心反凝析实验, 对比压裂液存在与否的条件, 通过测量采出气组分组成变化和岩心气测渗透率变化来量化岩心反凝析伤害。

1.2 实验材料

实验岩心为复兴地区侏罗系凉高山组页岩岩心,

凉高山组储层埋深约 2 550 m,其地层压力介于 31.45 ~ 43.59 MPa,地层温度介于 68.6 ~ 70.4 °C。选取同一岩心柱钻取的 8 个岩心样品进行反复增压、泄压的气体驱替预实验,挑选出几乎再无压敏伤害的一块目标岩心作为实验材料。该岩心孔隙度为 2.12 %,气测渗透率为 $0.0358 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,长度为 5.04 cm,直径为 2.45 cm。实验中所用地层水为根据实际地层水分析资料配制的等矿化度模拟水(5 %质量浓度的 KCL 水溶液)。实验用气为纯度 99.99 %的氮气和复配的凝析气。

复配的凝析气由侏罗系自流井组东岳庙段水平井的产出凝析油与东岳庙段水平井产出气组成相似的天然气复配而成,井口产出气和复配用天然气的组成如图 1 所示,二者组分组成差异较小。凝析油的原油黏度为 0.30 mPa·s(70 °C),原油密度为 0.78 g/cm³(70 °C)。复配的凝析气样品及岩心反凝析实验的温度均为 70 °C。

对复配后的凝析气开展 PVT 高压物性实验,得到的相关关键参数见表 1。东岳庙段和凉高山组的凝析气闪蒸气/油比相似,而凉高山组的露点压力更低。考虑到实验设备压力超过 40.0 MPa 后复配过程易漏气,最终确定复配凝析气的露点压力 33.7 MPa,与凉高山组凝析气露点压力相近,满足实验要求。参考实际储层的上覆岩层压力(75.0 MPa),设置围压为 40.0 MPa。

1.3 实验装置与步骤

搭建的岩心反凝析实验装置如图 2 所示。将装有氮气和凝析气的中间容器、岩心夹持器、回压阀和压力监测装置放置在恒温箱中,通过监测系统实时记录。回压阀后接油气分离器,设置不同实验压力下的采样点,利用气相和油相色谱仪对产出流体进行组分分析。为保证凝析气仅在岩心内发生反凝析现象,实验过程

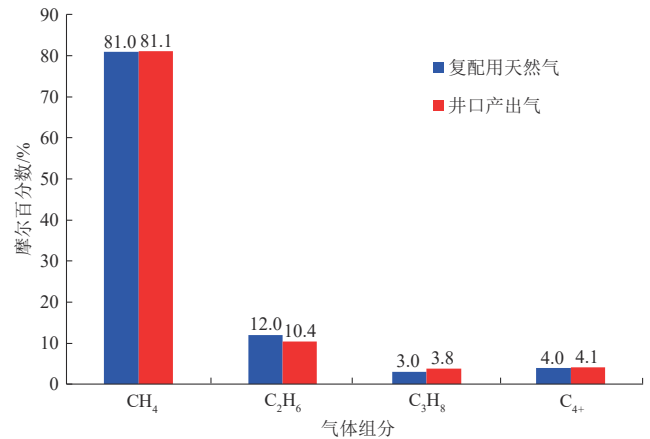


图1 岩心反凝析实验中复配用天然气与井口产出气组成对比

Fig. 1 Comparison of the compositions of produced gas at the wellhead and the mixed gas used in the retrograde condensation experiment on a core

CH₄: 甲烷; C₂H₆: 乙烷; C₃H₈: 丙烷; C₄₊: 碳原子数≥4的烃类

表1 岩心反凝析实验中所用凝析气基本参数

Table 1 Basic parameters of the condensate gas used in the retrograde condensation experiment on a core

凝析气	露点压力/MPa	闪蒸气/油比/(m ³ /m ³)	凝析油质量浓度/(g/m ³)
实配样品	33.70	1 527.0	439.80
东岳庙段	46.01	1 514.2	457.77
凉高山组	31.45	1 500.0	501.06

中需始终保持岩心和管线内的压力高于露点压力,全程不可卸压。

岩心反凝析实验基本流程为:

- 1) 将岩心烘干后,放置在夹持器中静置 1 d,使岩心温度升高至预设的 70 °C。
- 2) 施加 40 MPa 围压后,采用氮气进行驱替。岩心上游保持 35 MPa 压力,岩心下游压力逐渐由 10 MPa 升高至 35 MPa,在此过程中,每升高 2 MPa 后稳定驱替

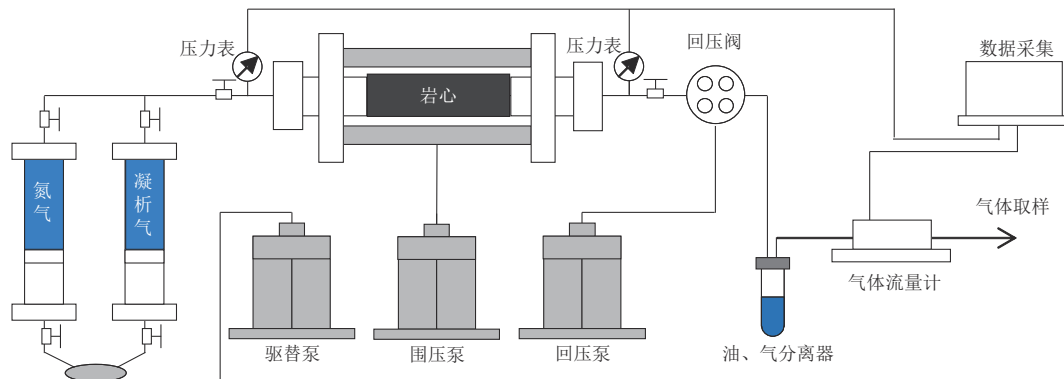


图2 岩心反凝析实验流程示意图

Fig. 2 Schematic workflow of the retrograde condensation experiment on a core

一段时间(5 min)。待出口流量稳定后,记录压差和驱替速度,计算气测渗透率。

3) 待岩心上、下游压力保持在35 MPa时,将氮气切换至凝析气。适当降低下游压力至33 MPa,保持驱替过程,收集下游产出的气相和油相,用色谱仪进行油、气组分分析。当下游流体组分与复配凝析气基本一致后,认为岩心内已被凝析气饱和。

4) 岩心上游保持35 MPa压力,下游逐次降低压力,每降低2 MPa压力后保持稳定驱替一段时间(5 min)。记录压差和驱替速度,计算气测渗透率。待下游压力下降至10 MPa后,停止实验。

5) 取出岩心后进行洗油操作(21 d),干燥后称重,通过抽真空和加压饱和压裂液。

6) 将岩心放置在夹持器中,采用氮气作为驱替介质,以上游35 MPa和下游10 MPa的驱替压差稳定驱替6 h。待气体流量稳定后,岩心内水相达到束缚水饱和度,取出称重,对比干岩心重量,计算此时岩心的束缚水饱和度。

7) 将岩心再次放置于夹持器中,重复实验步骤1)~4),完成压裂液存在条件下的岩心反凝析实验。

1.4 实验结果与分析

图3展示了不同衰竭压力下的气相有效渗透率变化情况。实验结果显示,气测渗透率随岩心平均压力降低而明显降低。相较于砂岩,页岩岩心由于孔隙度小,其岩心应力敏感特征更强。对比压裂液有无条件下的渗透率,发现存在束缚水时的气测渗透率较不存在束缚水时降低,这体现了水相对气相的水锁特征。

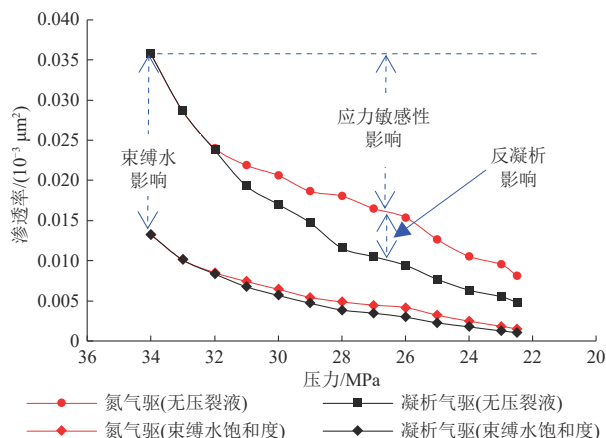


图3 岩心反凝析实验中不同岩心平均压力下岩心气相有效渗透率变化

Fig. 3 Effective gas permeability of the core varying with diverse average pressures during the retrograde condensation experiment

对比同一压裂液条件下的氮气驱和凝析气驱,发现在岩心平均压力小于33 MPa(接近露点压力 p_b)后,凝析气驱的气测渗透率更低,这体现出凝析油对气相流动能力的反凝析伤害。由于气相有效渗透率下降受到岩心应力敏感性和反凝析伤害两个因素的共同影响,为排除应力敏感性影响,实验采用氮气驱不同压力下的气相有效渗透率作为基准,计算因反凝析导致的气相有效渗透率伤害程度。

计算不同压力条件下反凝析导致的气相有效渗透率下降幅度如图4所示。结果显示,无压裂液条件下的气相有效渗透率下降幅度明显高于束缚水饱和度条件下的。在岩心平均压力为22 MPa时,无压裂液条件下的气相有效渗透率下降幅度达40%,而束缚水饱和度条件下的气相有效渗透率下降幅度为30%。这一差异可以用三相相渗理论解释。图4中虚线框所绘小图为小孔隙中三相的赋存状态示意图。在无水相时,油相相对于气相为润湿相,优先占据小孔喉而不能流动;而存在水相时,油相为中间润湿相,水相优先占据小孔喉,这削弱了油相占据小孔喉的能力,进一步增强了油相的流动性。因此,反凝析导致的气相有效渗透率下降幅度更低。

反凝析导致的气相有效渗透率下降幅度随压力变化并非线性增加(图4),在岩心平均压力达26~28 MPa时出现了较为明显的拐点特征。这是由于岩心中反凝析油逐渐堆积并已达到临界可流动饱和度(简称为 S_{cc}),当压力进一步降低时,部分凝析油随凝析气流动,对气相有效渗透率的负面影响不再显著

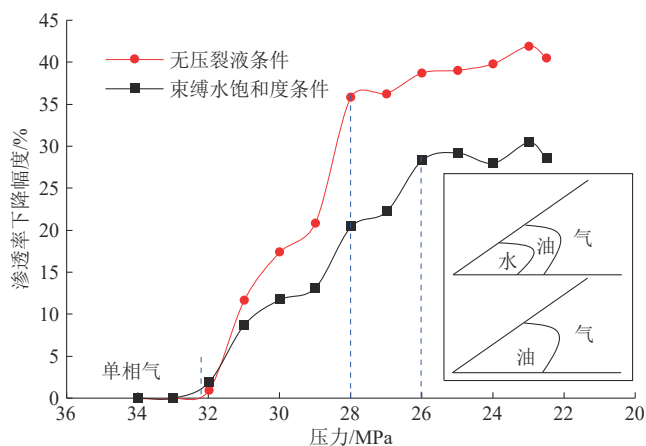


图4 岩心反凝析实验中不同岩心平均压力下岩心气相有效渗透率下降幅度对比

Fig. 4 Comparison of the decreasing amplitude of the effective gas permeability of a core varying with diverse average pressures in the retrograde condensation experiment

(方框所绘小图为小孔隙中三相的赋存状态示意图。)

增加,即气相有效渗透率下降幅度趋于平缓。同时发现,存在束缚水条件时的拐点压力更低,进一步说明此时凝析油流动性更强,即临界可流动饱和度更低。

由于产生的凝析油量较少,且部分凝析油可能滞留于实验装置的管线内,因此无法准确计量产出的气/油比,无法直接获得常温常压条件下监测的凝析油气组分组成。图5展示了无压裂液条件下,岩心下游产出的凝析油、气的组成变化规律。结果显示,随着岩心平均压力下降,产出气组分中甲烷含量增加、乙烷—丁烷的含量减小;产出油的 C_5 — C_{10} 烃类含量增加, C_{11+} 烃类含量减小。从油气藏分类标准的角度来看,随着凝析气藏的开发压力降低,产出气由“干”变“湿”,而产出油由“重质”变“轻质”。这一结果也表明,反凝析过程实际是重质组分滞留在了储层中,同时一部分中间质组分(C_2 — C_{10} 烃类)由于反凝析作用进入油相,随着降压过程又再次“溶解”到凝析气中。

2 岩心反凝析特征模拟

岩心反凝析实验仅能通过气测渗透率测试及产出油、气组分组成测试评价反凝析伤害,缺乏直接观测手段。为此,建立了岩心尺度的油藏数值模型,模拟分析岩心反凝析实验的衰竭过程,进一步研究岩心反凝析实验的油气相变及反凝析特征。

2.1 模型描述

考虑到岩心夹持器内主要发生凝析气从岩心上游至下游的一维渗流,因此忽略径向扩散,建立一维岩心的网格模型(网格数量: $52 \times 1 \times 1=52$ 个),以中间的50

个宽度为1 mm的网格模拟岩心,边界各设置1个网格以提供岩心上下游边界条件。岩心反凝析实验中,由于岩心上游始终保持恒压凝析气驱替条件,因此模型中岩心上游注入端(顺序编号为1的网格)设置为恒压、恒组分组成的边界条件;由于岩心下游逐级降压并在岩心内形成凝析气的恒压渗流过程,因此岩心下游产出端(顺序编号为52的网格)设置为逐级恒压的边界条件。由于实验在常温、常压条件下测量产出端油、气组成,因此岩心下游产出端的组成需经过两相闪蒸计算,折算至常温、常压条件。实验流程和数值模拟条件的对照关系如图6所示。

2.2 流体模型

建立流体组分模型以模拟凝析油气间的组分传质过程。复配的凝析气样品组分组成如表2所示,对其进行等组成膨胀实验(CCE)和定容衰竭实验(CVD),基于PR状态方程^[42]建立流体的全组分模型,拟合室内PVT实验,整体误差小于1%。其中,二元交互作用系数取0,状态方程关键参数(Ω_a, Ω_b)分别取0.457 24和0.077 80。在两相闪蒸计算时,选用QNSS方法求解非线性方程组,以获得更高的精度和求解速度。

2.3 渗流方程组及约束条件

2.3.1 渗流方程

为严格描述降压反凝析过程发生的组分交换,采用多相多组分渗流模型描述流体渗流过程。假设流体含 N_c 个烃类组分,烃类组分 i 所遵循的物质平衡(连续性)方程^[43]为:

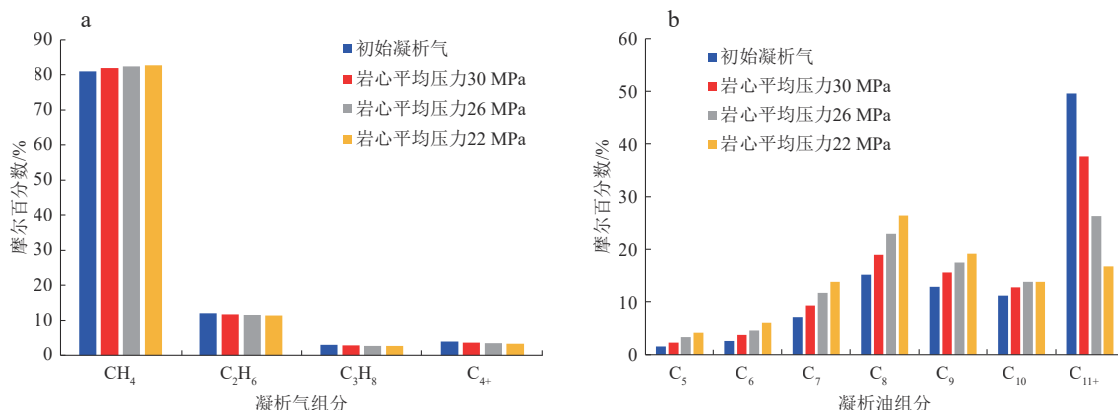


图5 岩心反凝析实验中产出油(b)、气(a)组成变化规律

Fig. 5 Variations in the compositions of produced oil and gas in the retrograde condensation experiment on a core
CH₄. 甲烷; C₂H₆. 乙烷; C₃H₈. 丙烷; C₄₊. 碳原子数≥4的烃类; C₅. 戊烷; C₆. 己烷; C₇. 庚烷; C₈. 辛烷; C₉. 壬烷; C₁₀. 癸烷; C₁₁₊. 碳原子数≥11的烃类

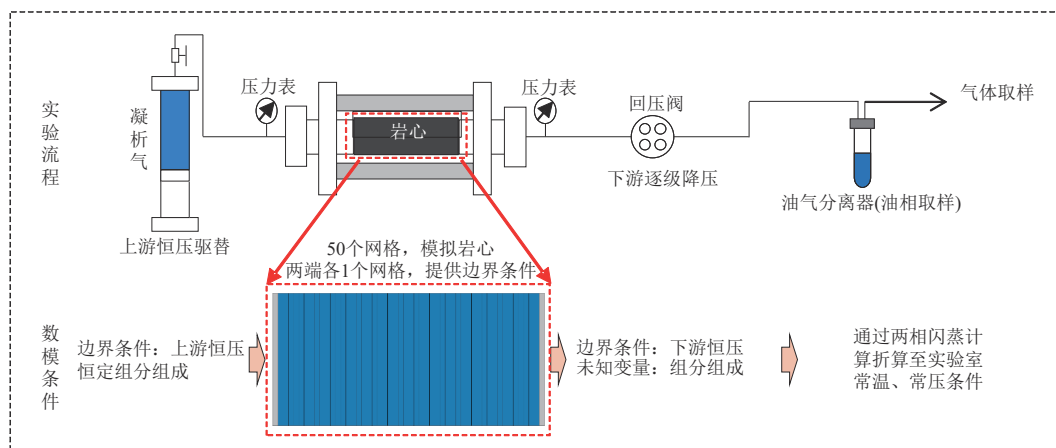


图6 岩心尺度反凝析数值模拟示意图

Fig. 6 Schematic diagram showing the core-scale numerical simulation of retrograde condensation

表2 岩心反凝析实验中所用凝析气基本参数

Table 2 Basic parameters of condensate gas samples used in the retrograde condensation experiment on a core

组分名称	气相组分 摩尔百分数/%	油相组分 摩尔百分数/%	凝析气组分 摩尔百分数/%	临界压力/atm	临界温度/K	偏心因子	分子量/(kg/mol)
C ₁	80.96	—	76.31	45.4	190.6	0.008	16.043
C ₂	12.03	—	11.34	48.2	305.4	0.098	30.070
C ₃	3.00	—	2.83	41.9	369.8	0.152	44.097
C ₄	4.01	—	3.78	36.0	408.1	0.176	58.124
C ₅	—	1.58	0.09	33.4	465.0	0.239	72.151
C ₆	—	2.62	0.15	29.3	507.4	0.296	86.178
C ₇	—	7.05	0.41	27.0	540.2	0.351	100.205
C ₈	—	15.13	0.87	24.5	568.8	0.394	114.232
C ₉	—	12.94	0.74	22.8	594.6	0.444	128.259
C ₁₀	—	11.13	0.64	20.8	617.6	0.490	142.286
C ₁₁₊	—	49.54	2.85	19.7	791.9	0.465	208.980

注:“—”表示不含该组分。C₁. 甲烷;C₂. 乙烷;C₃. 丙烷;C₄. 丁烷;C₅. 戊烷;C₆. 己烷;C₇. 庚烷;C₈. 辛烷;C₉. 壬烷;C₁₀. 癸烷;C₁₁₊. 碳原子数≥11的烃类。1 atm=101.3 kPa。

$$\frac{\partial}{\partial t} [\Phi (x_i \rho_o S_o + y_i \rho_g S_g)] + \text{div}(x_i \rho_o \vec{v}_o + y_i \rho_g \vec{v}_g) = q_i \quad i = 1, 2, \dots, N_c \quad (1)$$

式中: Φ 为孔隙度,小数; t 为时间,s; x_i 和 y_i 分别为油、气两相 i 组分的摩尔分数,小数; ρ_o 和 ρ_g 分别为油、气两相的密度,g/cm³;S_o和S_g分别为油、气两相的饱和度,小数; $\vec{v}_o$ 和 $\vec{v}_g$ 分别为油、气两相的渗流速度,cm/s; q_i 为组分 i 的注入或采出质量流速,g/(cm³·s)。

水相所遵循的物质平衡(连续性)方程^[43]为:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\Phi \rho_w S_w) + \text{div}(\rho_w \vec{v}_w) = q_w \quad (2)$$

式中: ρ_w 为水相的密度,g/cm³;S_w为水相饱和度,小数; $\vec{v}_w$ 为水相的渗流速度,cm/s; q_w 为水相的注入或采出质量流速,g/(cm³·s)。

相平衡(逸度)方程的约束条件为:

$$f_i^L = f_i^V, \quad i = 1, 2, \dots, N_c \quad (3)$$

式中: f_i^L 和 f_i^V 分别为 i 组分液相和气相逸度,MPa; N_c 为烃组分数,无量纲。

相饱和度和相间毛细管力及油、气组分的约束条件为:

$$\begin{cases} S_o + S_g + S_w = 1 \\ p_{\text{cow}} = p_o - p_w \\ p_{\text{cog}} = p_g - p_o \\ \sum_{i=1}^{N_c} x_i = 1 \\ \sum_{i=1}^{N_c} y_i = 1 \end{cases} \quad (4)$$

式中: p_o 、 p_w 和 p_g 分别为油、水、气三相的压力,MPa; p_{cow} 和 p_{cog} 分别为油-水和油-气的相间毛细管力,MPa。

2.3.2 初始和边界条件

实验岩心初始条件(网格顺序编号为2—51)为凝

析气饱和的恒压状态,含油饱和度为0;根据初始是否存在束缚水,设置不同的含水饱和度。岩心上、下游边界条件由边界网格(顺序编号为1和52)控制。其中,上游压力恒定35 MPa,并保持凝析气源补充,下游基于模拟设置逐级恒定压力,组分*i*的采出质量流速为求解变量。

2.3.3 相渗和毛细管力曲线

模拟所用的相渗曲线来源于相同区块岩心的渗吸排驱实验结果和非稳态法气-水相对渗透率数据^[44]。大量实验和理论分析表明,油、气和水3种流体的两相相对渗透率可以通过考虑润湿性而相互转换^[45]。油相作为中间润湿相,其相渗特征不仅与自身饱和度相关,也受到水相和气相饱和度的影响^[46]。因此,建立的三相相渗曲线模型的基本思路如下:首先确定气、水两相相对渗透率曲线,其次确定不同含水饱和度条件下的凝析油临界可流动饱和度,最后通过气、水两相相对渗透率曲线共同计算出凝析油在不同含水、含气饱和度下的相渗值。

三参数控制的指数形式相渗模型通式^[47]可写为:

$$K_{ri}(S_{in}) = K_{ri, \max} \frac{S_{in}^{L_i}}{S_{in}^{L_i} + E_i(1 - S_{in})^{T_i}}, \quad i = w, g, ow, og \quad (5)$$

式中: K_{ri} 为*i*相的相对渗透率,无量纲; $K_{ri, \max}$ 为*i*相的相对渗透率,无量纲; L_i, E_i 和 T_i 分别为拟合实验结果的经验参数,无量纲; w 为水相,无量纲; g 为气相,无量纲; ow 为油水相渗曲线中的油相,无量纲; og 为油气相渗曲线中的油相,无量纲。考虑到油相相较于水相为非润湿相,相较于气相为润湿相,则 K_{rog} 曲线形态应与 K_{rw} 曲线形态相似,而 K_{row} 曲线形态应与 K_{rg} 曲线形态相似。因此,公式(5)中的 L, S 和 T 三个参数可以确定为: $L_{og}=L_w=2.6$; $E_{og}=E_w=1.8$; $T_{og}=T_w=1.1$; $L_{ow}=L_g=1.6$; $E_{ow}=E_g=2.5$; $T_{ow}=T_g=1$ ^[44]。同时, $K_{ro, \max}=K_{rw, \max}$, $K_{ro, \max}$ 为油相的最大相对渗透率,无量纲; $K_{rw, \max}$ 为水相的最大相对渗透率,无量纲; S_{in} 为*i*相在相渗曲线中的无因次饱和度,小数,可表示为:

$$\begin{cases} S_{gn} = (S_g - S_{gc}) / (1 - S_{gc}) \\ S_{wn} = (S_w - S_{wc}) / (1 - S_{wc}) \\ S_{ogn} = (S_o - S_{cc}^{og}) / (1 - S_{cc}^{og}) \\ S_{own} = (S_o - S_{cc}^{ow}) / (1 - S_{cc}^{ow}) \end{cases} \quad (6)$$

式中: S_{gc} 为气相残余饱和度,小数; S_{wc} 为束缚水饱和度,小数; S_{cc}^{ow} 和 S_{cc}^{og} 分别表示在油-水和油-气相对渗透率曲线中的临界凝析油可流动饱和度,小数。

Aziz 和 Settari^[45]提出的评估中间相相渗曲线方法

(Stone's Method I)引入了自由参数 S_{om} ,小数,用以表征油相开始流动的最小饱和度,与临界凝析油饱和度的物理含义相同。基于该方法,提出凝析油相渗曲线计算方程为:

$$K_{ro} = \frac{K_{row} K_{rog}}{K_{ro, \max}} \times \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \quad (7)$$

式中: K_{ro} 为油相在油、气、水三相中的相对渗透率,无量纲; K_{row} 为油相在油、水两相中的相对渗透率,无量纲; K_{rog} 为油相在油、气两相中的相对渗透率,无量纲; S_o^*, S_w^* 和 S_g^* 表示油、气、水三相共渗状态下的无因次饱和度,考虑到气相为非润湿相,无因次饱和度可表征为:

$$\begin{cases} S_o^* = (S_o - S_{cc}) / (1 - S_{wc} - S_{cc}) \\ S_w^* = (S_w - S_{wc}) / (1 - S_{wc} - S_{cc}) \\ S_g^* = S_g / (1 - S_{wc} - S_{cc}) \end{cases} \quad (8)$$

考虑到临界可流动油饱和度 S_{cc} 受到含水饱和度影响,基于前人的研究成果^[32,40-41,45],假设 $S_{cc}(S_w)$ 在 $0 < S_w < S_{wc}$ 时与 S_w 线性相关,而当 $S_w \geq S_{wc}$ 时, S_{cc} 不再变化,建立 $S_{cc}(S_w)$ 的计算公式为:

$$S_{cc} = (1 - \alpha) S_{cc}^{og} + \alpha S_{cc}^{ow} \quad (9)$$

该公式限定了油相开始流动的临界饱和度。

式中:当 $S_w \geq S_{wc}$ 时, $\alpha=1$;当 $0 < S_w < S_{wc}$ 时, $\alpha=S_w/S_{wc}$ 。在本次模拟中,取 $S_{cc}^{ow}=0.21$, $S_{cc}^{og}=0.27$ ^[44]。

考虑到岩心中油、气、水三相间存在毛细管力,通过高压压汞实验数据,回归到油-气和油-水的平均毛细管力曲线。 J 函数曲线可以把界面张力、润湿性、渗透率、孔隙度及毛细管压力曲线等因素综合起来表征储层的多相渗流特征,定义为^[48]:

$$J_w = 10^{-4} \times \frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\Phi}} \quad (10)$$

式中, J_w 为 J 函数,无量纲; p_c 为毛细管压力, dyn/cm²; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; σ 为界面张力, dyn/cm; θ 为润湿接触角, (°); Φ 为孔隙度, 小数。

取 $\sigma_{Hg}=480$ dyn/cm, $\theta_{Hg}=140^\circ$, 通过高压压汞实验数据反演得到 J 函数,采用经验公式^[49]拟合的结果如图7所示。取 $\sigma_{ow}=25$ dyn/cm, $\theta_{ow}=0^\circ$, 通过两相闪蒸计算得到 $\sigma_{og} \approx 2$ dyn/cm, 假设凝析油气接触角 $\theta_{og}=0^\circ$ 。同时测量样品的孔隙度为2.12%, 气测渗透率为 $0.0358 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 由 J 函数曲线计算得到了油-水及油-气的毛细管压力曲线。

2.4 模拟结果与分析

图8展示了岩心下游压力逐级下降情况下的岩心内平均含油饱和度变化规律。对比无压裂液条件和束缚水饱和度条件,在无压裂液时,岩心的平均含油饱和

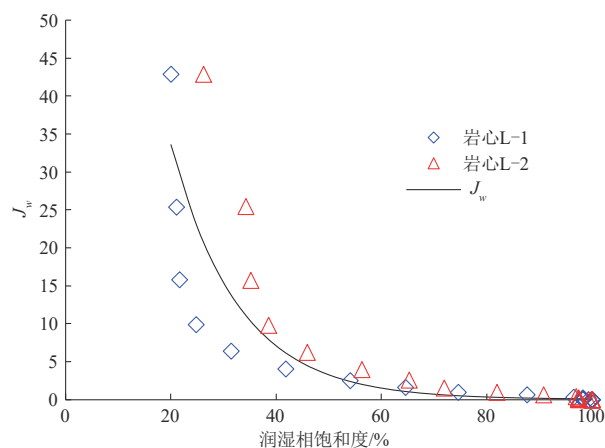
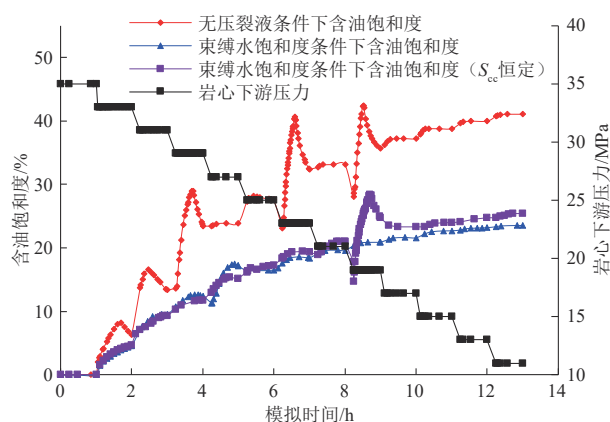
图7 高压压汞实验中岩心的 J 函数与润湿相饱和度的关系Fig. 7 J -function of cores in a high-pressure mercury injection experiment

图8 岩心尺度数值模拟中平均含油饱和度变化特征

Fig. 8 Variations in the average oil saturation in core-scale numerical simulations

度更高,这一模拟结果与岩心反凝析实验和三相渗流实验的规律保持一致。当不考虑临界可流动油饱和度

S_{cc} 受到含水饱和度影响时(即 S_{cc} 恒定),岩心内的平均含油饱和度更高,这表明公式(5)—公式(9)所建立的凝析油临界可流动饱和度和相渗方程可以表征压裂液和凝析油气在岩心中的相渗关系。此外,实验观察到,在压力转换时,岩心平均含油饱和度曲线出现上、下波动。这是因为岩心下游压力改变时,破坏了岩心下游的油、气、水三相平衡,促使岩心内流体压力开始重新平衡。平均含油饱和度出现波动的区间主要介于反凝析开始至凝析油达临界可流动饱和度范围内,表现出凝析油气间的动态平衡状态。

由于岩心内压力分布不均匀,从岩心上游到下游,岩心内的凝析油饱和度逐渐增加,其分布特征及随下游压力变化规律如图9所示。模拟结果显示,岩心内凝析油分布最显著的特征是凝析油不能无限堆积,即存在一个含油饱和度的上限值。在无压裂液时,该上限值约为0.57;在存在束缚水时,该上限值约为0.34。当含油饱和度达到上限值时,尽管表观含油饱和度几乎不再变化,但实际上此时凝析油和凝析气处于动态平衡状态。一方面,油、气两相的实际渗流速度接近;另一方面,油、气两相间的组分传质平衡,凝析气不断抽提凝析油中的轻质组分,使靠近岩心下游的油相更重(重质组分更多),这也导致靠近岩心下游的凝析油密度和黏度更高,气相的密度和黏度更低(图10)。

依据储层内的油、气渗流特征,一般可将凝析气藏开发过程中的储层划分为如下3个区间:①凝析气单相渗流区间;②凝析油堆积区间;③凝析油及凝析气的油、气两相共渗区间。划分所述3个区间的关键性参数为:①露点压力(p_b);②临界可流动油饱和度(S_{cc})。当流体压力大于露点压力时,凝析气流体不发生反凝析,划分为凝析气单相渗流区间;当流体压力小于露点

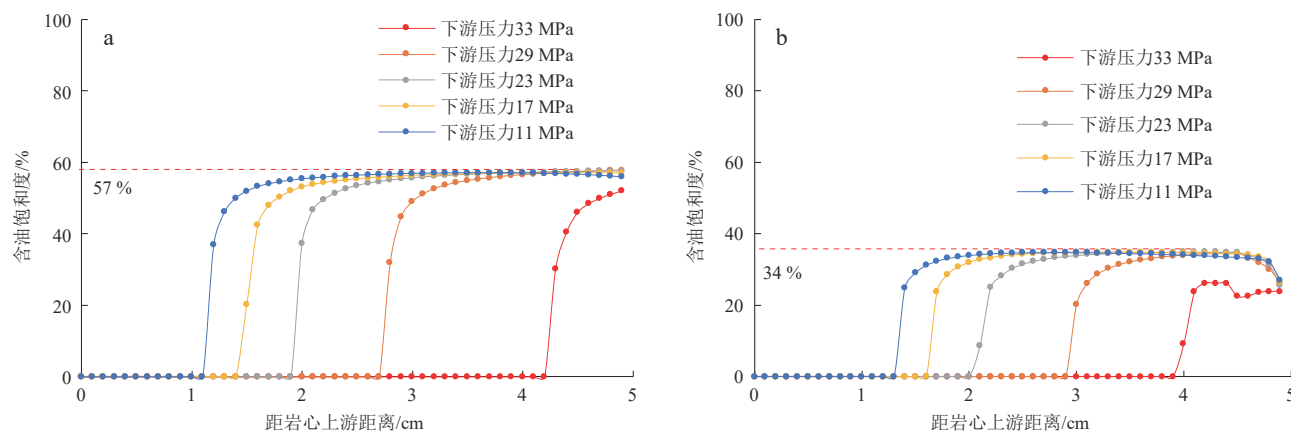


图9 岩心尺度数值模拟中含油饱和度分布特征

Fig. 9 Oil saturation distributions under varying conditions in core-scale numerical simulations

a. 无压裂液条件下; b. 束缚水饱和度条件下

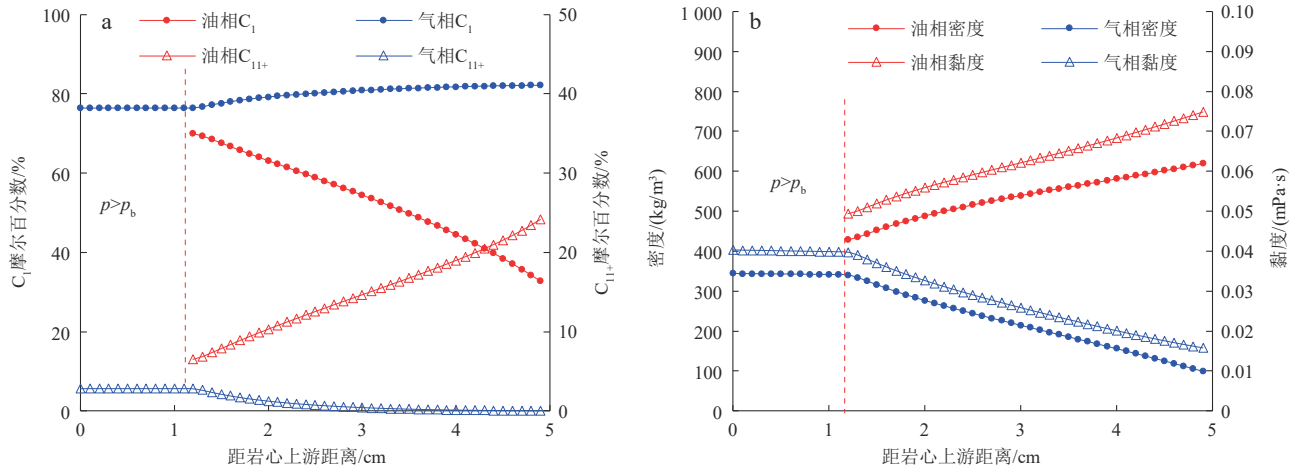


图10 岩心尺度数值模拟中无压裂液条件、下游压力为11 MPa时岩心内油、气组分(a)及黏度-密度(b)分布特征

Fig. 10 Distributions of the compositions, viscosity, and density of oil and gas phases in the core in the absence of fracturing fluids and at a downstream pressure of 11 MPa in core-scale numerical simulations

(C_1 : 甲烷; C_{11+} : 碳原子数 ≥ 11 的烃类; p : 岩心内流体压力; p_b : 凝析气的露点压力。)

压力但含油饱和度低于临界可流动油饱和度时,尽管凝析油从气相中分离,但不发生流动,划分为凝析油堆积区间;当含油饱和度大于临界可流动油饱和度时,凝析油、气均可流动,划分为油、气两相共渗区间。

基于模拟结果,划分岩心反凝析实验过程中的渗流区间如图11所示。其中,3个区间分别用浅绿色、浅

紫色和淡黄色加以区分。如图所示,在压降过程中(即下游压力从33 MPa下降至11 MPa),凝析气单相渗流区逐渐减小,凝析油、气两相共渗区逐渐增大。同时注意到,生产初期凝析油堆积区间较窄,而生产后期这一区间已经消失。3个区间的变化趋势表明,岩心内发生反凝析后,凝析油在大部分时间、大部分位置都具有

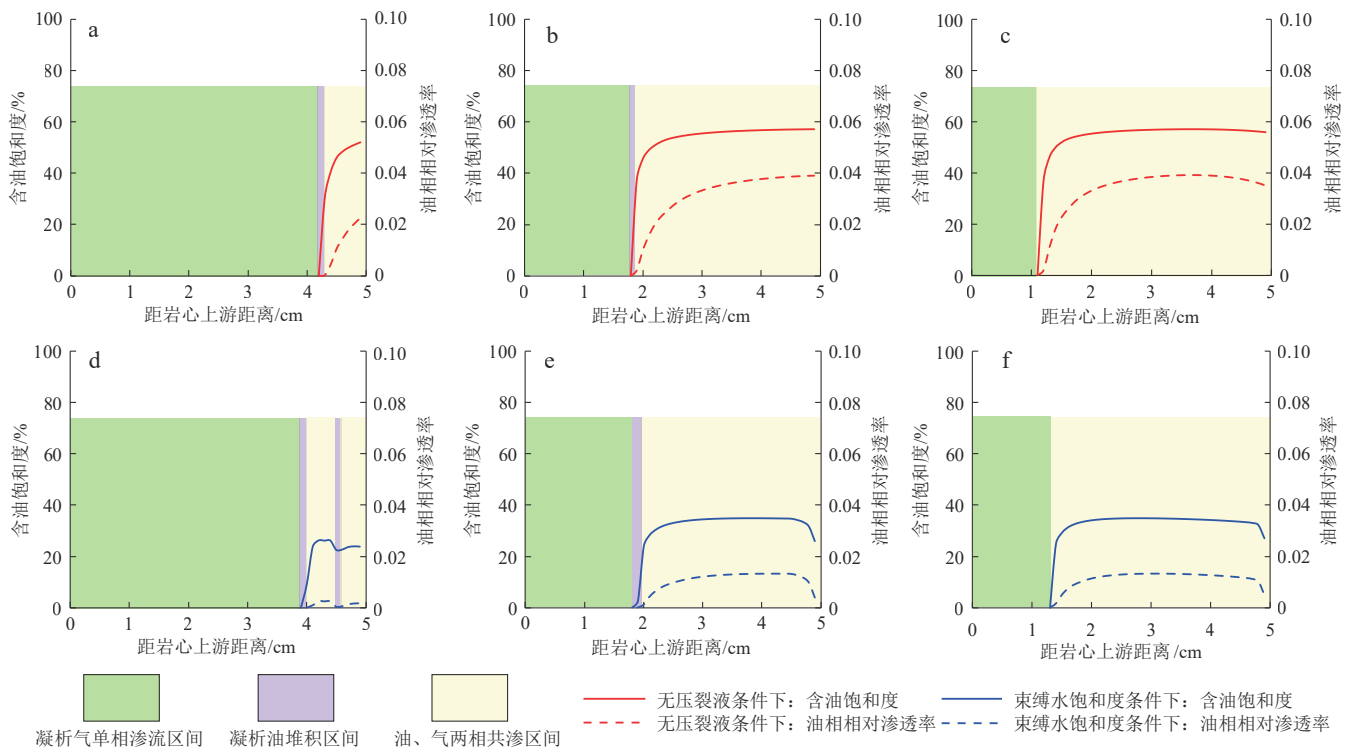


图11 岩心尺度数值模拟中岩心内油、气渗流特征区间划分

Fig. 11 Division of oil-gas seepage zones in core-scale numerical simulations

a. 无压裂液条件、下游压力为33 MPa; b. 无压裂液条件、下游压力为23 MPa; c. 无压裂液条件、下游压力为11 MPa; d. 束缚水饱和度条件、下游压力为33 MPa; e. 束缚水饱和度条件、下游压力为23 MPa; f. 束缚水饱和度条件、下游压力为11 MPa

流动性,而非完全滞留在岩心内。产生这一现象的原因是:①目标储层及实验配样凝析气的凝析油含量较高,属于高含凝析油的凝析气藏,反凝析现象严重;②岩心尺度较小,驱替压差较大,导致凝析油极易快速堆积突破至临界可流动饱和度。注意到图11d中出现了两个凝析油堆积区间,这是因为水相存在时优先占据小孔喉,这削弱了油相占据小孔喉的能力,进一步导致油相的可流动性加强,与图4展示的实验结果原因相同;同时,对比图11d—f,发现靠近岩心下游,出现了明显的含油饱和度下降的趋势,造成以上现象的原因是岩心下游的凝析气快速产出,含水量相对上升。

3 分析与讨论

对凝析油可流动饱和度的研究,可追溯到 Corsano 等^[28]在1996年提出的凝析油、气临界态附近的流动状态理论。Corsano 根据凝析油、气在露点压力附近的渗流现象,提出凝析油可能在低油-气界面张力情况下完全润湿岩石孔喉表面,进而形成膜状流动,此时 S_{cc} 很小;而在油-气界面张力较高时则形成液桥,凝析油、气的流动关系变为泡状流,凝析油饱和度在达到 S_{cc} 之前不会流动。这一理论几乎成为后续研究凝析气藏临界流动饱和度的基石。这种凝析油气间流动关系的不确定性是造成实验测算的凝析油临界可流动饱和度差异较大的原因,尤其是在岩心孔隙尺寸较大时,液桥的形成更加具有不确定性。页岩凝析气藏的孔喉尺寸小,凝析油更易保持段塞形式,凝析油、气间流动关系为泡状流,这一原因导致本实验未能观测到低界面

张力的凝析油膜状流动。

岩心反凝析实验发现,岩心存在束缚水时比无束缚水时的临界流动饱和度更低,这一定性认识与前人的研究结果一致^[39-41]。对于亲水的砂岩,在地层中由于毛细管力的作用,束缚水将占据小孔道,并包裹在岩石颗粒的外表面,从而阻碍地层反凝析油填充微小孔隙。因此,存在束缚水时比不存在束缚水时反凝析油更易流动,进而可推论水相会缓解反凝析伤害。然而,对于凝析气来说,水锁和反凝析均会造成气相渗流能力受阻,尽管水相缓解了反凝析伤害,但整体上“液锁”(水锁+反凝析伤害)是加剧的^[44]。

岩心尺度数值模拟展示了岩心内的凝析油分布特征,发现凝析油堆积区间很小,而凝析油和凝析气的两相共渗区间很大。同时,在两相共渗区间内,含油饱和度相对稳定,油相相对渗透率较低。这一现象表明,在两相共渗区间内,凝析油和凝析气处于动态平衡状态,凝析气不断抽提凝析油中的轻质组分。

岩心内的反凝析特征可能与储层实际的反凝析特征有差异,原因在于实验提供的凝析气相对于岩心而言是充足且过量的[为实现稳态驱替,凝析气的驱替量达20 PV(孔隙体积)以上],这导致岩心内凝析油不能无限堆积并很快突破至临界可流动饱和度。而在矿场尺度下,尽管储层内持续发生反凝析现象,但凝析油难以突破临界可流动饱和度。为进一步描述室内岩心实验与矿场尺度的差异,对目标储层页岩凝析气藏压裂后开发过程进行了油藏数值模拟。如图12a所示,将压裂改造的储层划分为改造区(SRV区)和非改造区(非SRV区),其中SRV区内

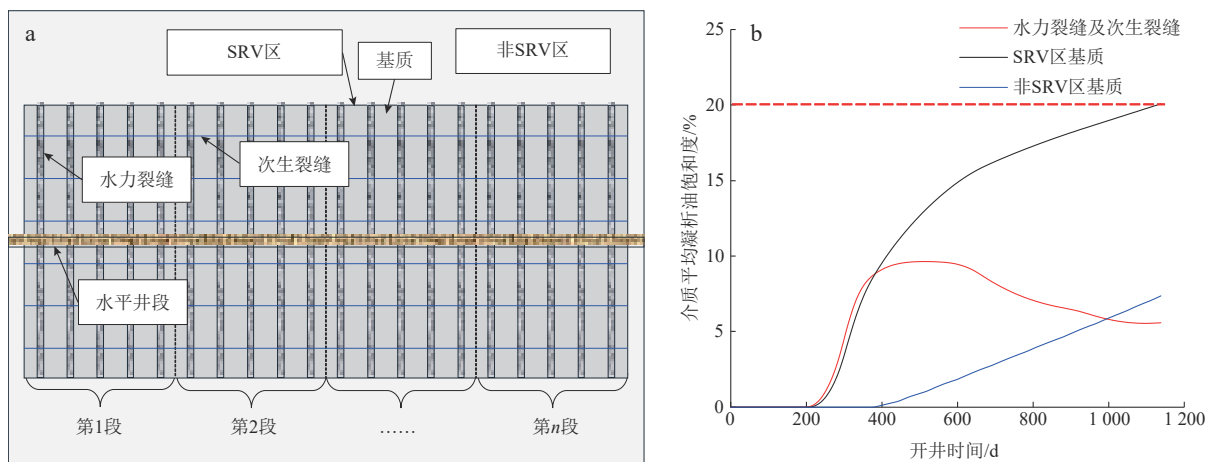


图12 页岩凝析气藏压裂后生产过程的裂缝与基质内凝析油含量变化

Fig. 12 Variations in gas condensate content in fractures and matrix during the post-fracturing production of a condensate shale gas reservoir

a. 页岩凝析气藏压裂改造储层示意图; b. 压裂后生产过程裂缝与基质内凝析油含量变化

划分基质和裂缝,非SRV区仅含基质。不同储层介质的平均凝析油含量变化如图12b所示,3个区域内的平均凝析油饱和度随开发过程不断增加,但未超过20%,即凝析油基本不具有流动性。因此,本研究认为,通过室内实验不宜直接评估页岩储层实际的反凝析特征,需结合室内实验、试井资料和矿场尺度数值模拟等手段进行综合分析。

此外,本次岩心内反凝析伤害实验的难点在于:对岩心降压时,岩心自身的应力敏感性也会造成气测渗透率降低。本次实验采用氮气驱作为对照组,较好地屏蔽了岩心应力敏感性的影响。然而,由于产出的凝析油量较少,且部分凝析油滞留于实验装置的管线内,因此未能实现准确收集、计量原油和产出气,进而未能通过物质平衡方法推断岩心内凝析油含量。同时,产出气在岩心外的二次反凝析也可能造成实验误差。

4 结论

1) 通过岩心反凝析实验发现,无压裂液时反凝析伤害可使气相有效渗透率下降40%,而有压裂液时反凝析伤害致使气相有效渗透率下降30%。这表明水相优先占据小孔喉会削弱油相占据小孔喉的能力,导致凝析油临界可流动饱和度降低。

2) 反凝析过程实际是重质组分滞留在储层中,而一部分中间质组分(C_2-C_{10} 烃类)因反凝析作用进入油相,随着压降过程再次“溶解”到凝析气中。当含油饱和度达到上限值的时候,尽管表观含油饱和度几乎不再变化,但实际上凝析油和凝析气处于动态平衡状态。凝析气不断抽提凝析油中的轻质组分,使得靠近岩心下游的油相重质组分更多,凝析油的密度和黏度更高,而气相的密度和黏度更低。

3) 岩心内发生反凝析后,凝析油不是无限堆积而是很快突破至临界可流动饱和度,且凝析气单相渗流区域较小,油、气共渗区域较大。而在矿场尺度下,页岩储层的凝析油基本不具有流动性。因此,通过室内实验不宜直接评估页岩储层实际的反凝析特征,需结合室内实验、试井资料和矿场尺度数值模拟等手段综合分析。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 舒志国,周林,李雄,等. 四川盆地东部复兴地区侏罗系自流井组东岳庙段陆相页岩凝析气藏地质特征及勘探开发前景[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 212-223.
SHU Zhiguo, ZHOU Lin, LI Xiong, et al. Geological characteristics of gas condensate reservoirs and their exploration and development prospect in the Jurassic continental shale of the Dongyuemiao Member of Ziliujing Formation, Fuxing area, eastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 212-223.
- [3] 何发岐,朱彤. 陆相页岩气突破和建产的有利目标——以四川盆地地下侏罗统为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(3): 246-251.
HE Faqi, ZHU Tong. Favorable targets of breakthrough and built-up of shale gas in continental facies in Lower Jurassic, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2012, 34(3): 246-251.
- [4] 郭旭升,胡东风,李宇平,等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考:以四川盆地龙马溪组和自流井组大安寨段为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 18-28.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: A case study in shales of Longmaxi Formation and Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 18-28.
- [5] 陈超,刘晓晶,刘苗苗,等. 川东南綦江地区中侏罗统凉高山组陆相页岩油气勘探潜力分析[J]. 石油实验地质, 2024, 46(5): 1015-1027.
CHEN Chao, LIU Xiaojing, LIU Miaomiao, et al. Oil and Gas Exploration Potential of Continental Shale of Lianggaoshan Formation of Middle Jurassic in Qijiang Area of Southeastern Sichuan [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(5): 1015-1027.
- [6] 王嵩岳,胡宗全,赖富强,等. 川东北地区下侏罗统自流井组大安寨段陆相页岩脆性特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 366-378.
WANG Ruyue, HU Zongquan, LAI Fuqiang, et al. Brittleness features and controlling factors of continental shale from Da'anzhai Member of the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 366-378.
- [7] 付德奎. 普光地区千佛崖组致密砂岩-页岩气藏开发技术对策[J]. 断块油气田, 2024, 31(1): 11-17.
FU Dekui. Development technical countermeasures of tight sandstone and shale gas reservoirs in Qianfoya Formation of Puguang area [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(1): 11-17.
- [8] 卢拥军,王海燕,管保山,等. 海相页岩压裂液低返排率成因[J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 46-51.
LU Yongjun, WANG Haiyan, GUAN Baoshan, et al. Reasons for the low flowback rates of fracturing fluids in marine shale [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(7): 46-51.
- [9] 张涛,李相方,王永辉,等. 页岩储层特殊性质对压裂液返排率和产能的影响[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(6): 828-838.
ZHANG Tao, LI Xiangfang, WANG Yonghui, et al. Study on the effect of gas-shale reservoir special properties on the fracturing fluid recovery efficiency and production performance [J]. *Natural*

- Gas Geoscience, 2017, 28(6): 828–838.
- [10] FU Yingkun, DEHGHANPOUR H, EZULIKE D O, et al. Estimating effective fracture pore volume from flowback data and evaluating its relationship to design parameters of multistage-fracture completion[J]. SPE Production & Operations, 2017, 32(4): 423–439.
- [11] GHANBARI E, DEHGHANPOUR H. The fate of fracturing water: A field and simulation study[J]. Fuel, 2016, 163: 282–294.
- [12] 田刚, 祝健, 蒲平凡, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组层理页岩渗吸置换规律[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(3): 346–354.
- TIAN Gang, ZHU Jian, PU Pingfan, et al. Imbibition replacement rules of bedding shale in Lucaogou formation in Jimsar sag, Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(3): 346–354.
- [13] 王科, 卢双舫, 娄毅, 等. 压裂液渗吸与富气页岩气井典型生产规律关系剖析[J]. 特种油气藏, 2024, 31(3): 158–166.
- WANG Ke, LU Shuangfang, LOU Yi, et al. Analysis of the Relationship between Fracturing Fluid Imbibition and Typical Production Rules of Gas-rich Shale Gas Wells[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(3): 158–166.
- [14] 王代刚, 刘芳洲, 贾宁洪, 等. 致密油藏压裂-焖井-返排一体化开发微观渗流规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2025, 49(1): 101–111.
- WANG Daigang, LIU Fangzhou, JIA Ninghong, et al. Pore-scale modeling of two-phase fluid flow in fracturing-shut in-flow-back process of tight oil reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2025, 49(1): 101–111.
- [15] 王琛, 高辉, 费二战, 等. 鄂尔多斯盆地长7页岩储层压裂液渗吸规律及原油微观动用特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(6): 95–103.
- WANG Chen, GAO Hui, FEI Erzhan, et al. Imbibition of fracturing fluid and microscopic oil production characteristics in Chang 7 shale reservoir in Ordos Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(6): 95–103.
- [16] 钱计安, 蒋裕强, 罗彤彤, 等. 页岩储层渗吸过程微观孔缝演变特征及影响因素——以四川盆地渝西地区龙马溪组龙一亚段为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(6): 1336–1348.
- QIAN Ji'an, JIANG Yuqiang, LUO Tongtong, et al. Microscopic pore and fracture evolution characteristics and influencing factors during imbibition process of shale reservoirs: a case study of the first section of the first member of Longmaxi Formation, western Chongqing area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1336–1348.
- [17] LI Qihui, REN Dazhong, WANG Hu, et al. Microscopic characteristics of tight sandstone reservoirs and their effects on the imbibition efficiency of fracturing fluids: A case study of the Linxing area, Ordos Basin[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(3): 332–342.
- [18] 杨跃明, 黄东. 四川盆地侏罗系湖相页岩油气地质特征及勘探开发新认识[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 22–33.
- YANG Yueming, HUANG Dong. Geological characteristics and new understandings of exploration and development of Jurassic lacustrine shale oil and gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 22–33.
- [19] 李晓, 郭鹏, 胡彦智, 等. 陆相页岩压裂试验与数值模拟——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 1009–1019.
- LI Xiao, GUO Peng, HU Yanzhi, et al. Experiment and numerical simulation of hydraulic fracturing in lacustrine shale: Taking the Ordos Basin as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1009–1019.
- [20] 王光付, 李凤霞, 王海波, 等. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1378–1392.
- WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1378–1392.
- [21] 聂海宽, 马鑫, 余川, 等. 川东下侏罗统自流井组页岩储层特征及勘探潜力评价[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 438–447.
- NIE Haikuan, MA Xin, YU Chuan, et al. Shale gas reservoir characteristics and its exploration potential-analysis on the Lower Jurassic shale in the eastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 438–447.
- [22] 张冲, 宋宪实, 汤勇. 龙凤山特低孔特低渗凝析气藏反凝析伤害实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2020, 35(2): 50–53, 97.
- ZHANG Chong, SONG Xianshi, TANG Yong. Experimental study on retrograde condensate damage of longfengshan extra-low porosity and extra-low permeability condensate gas reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2020, 35(2): 50–53, 97.
- [23] 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.
- [24] YANG Yang, LUN Zengmin, WANG Rui, et al. A new model simulating the development of gas condensate reservoirs [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(1): 243–252.
- [25] 李凤, 张本艳, 朱婧. 致密砂岩气藏反凝析伤害及开采对策研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 197–206.
- LI Feng, ZHANG Benyan, ZHU Jing. Research on the retrograde condensate damage and development strategies in tight sandstone gas reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 197–206.
- [26] 宋江峰. 利用热化学流体反应生热增压解除致密砂岩凝析气反凝析伤害的新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(2): 78–85.
- SONG Jiangfeng. A new method of heat generation and pressurization by thermochemical fluid to remove retrograde condensate damage of tight sandstone condensate gas [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(2): 78–85.
- [27] 冯强汉, 邓宝康, 杨映洲, 等. 致密砂岩凝析气藏反凝析伤

- 害评价及解除方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(2): 139-146.
- FENG Qianghan, DENG Baokang, YANG Yingzhou, et al. Evaluations and removing methods of the retrograde condensate damage for the gas condensate reservoirs in the tight sandstone [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(2): 139-146.
- [28] NIKRAVESH M, SOROUSH M. Theoretical methodology for prediction of gas-condensate flow behavior [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 1996. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1996: SPE-36704-MS.
- [29] MOREL D C, NECTOUX A, DANQUIGNY J. Experimental determination of the mobility of hydrocarbon liquids during gas condensate reservoir depletion: Three actual cases [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 1997. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1997: SPE-38922-MS.
- [30] DANESH A, HENDERSON G D, KRINIS D, et al. Experimental investigation of retrograde condensation in porous media at reservoir conditions [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1988. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1988: SPE-18316-MS.
- [31] GRAVIER J F, LEMOUZY P, BARROUX C, et al. Determination of gas-condensate relative permeability on whole cores under reservoir conditions [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1986, 1(1): 9-15.
- [32] 李明秋, 郭平, 姜贻伟, 等. 多孔介质中束缚水对凝析油饱和度的影响[J]. 天然气工业, 2007, 27(6): 92-93.
- LI Mingqiu, GUO Ping, JIANG Yiwei, et al. Effect of irreducible water on gas condensate saturation in porous media [J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(6): 92-93.
- [33] 郭平, 杨金海, 李士伦, 等. 超声波在凝析油临界流动饱和度测试中的应用[J]. 天然气工业, 2001, 21(3): 22-25.
- GUO Ping, YANG Jinhai, LI Shilun, et al. Application of ultrasonic wave in condensate critical flowing saturation testing [J]. *Natural Gas Industry*, 2001, 21(3): 22-25.
- [34] 姜贻伟, 戚志林, 郭平, 等. 低渗凝析气藏凝析油临界流动饱和度实验研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(9): 96-99.
- JIANG Yiwei, QI Zhilin, GUO Ping, et al. Laboratory study on the critical flow saturation degree of condensate oil in low-permeability condensate gas reservoir [J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(9): 96-99.
- [35] 孙风景, 郭平, 杜建芬, 等. 束缚水和衰竭速度对凝析油临界流动饱和度的影响[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(4): 456-458.
- SUN Fengjing, GUO Ping, DU Jianfen, et al. The influences of irreducible water and depletion rate on critical flow saturation of gas condensate [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2006, 27(4): 456-458.
- [36] 李骞, 李相方, 咎克, 等. 凝析油临界流动饱和度确定新方法[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 825-828, 833.
- LI Qian, LI Xiangfang, ZAN Ke, et al. A new method to determine critical condensate saturation [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(5): 825-828, 833.
- [37] LI Q, LI X, ZAN K, et al. Experimental research of critical condensate saturation and flow characteristics of gas condensate reservoir [J]. *Petroleum Science and Technology*, 2013, 31(13): 1361-1370.
- [38] HAM J D, BRILL J P, EILERTS C K. Parameters for computing pressure gradients and the equilibrium saturation of gas-condensate fluids flowing in sandstones [J]. *SPE Journal*, 1974, 14(3): 203-215.
- [39] 李骞, 李相方, 石军太, 等. 凝析气藏临界流动饱和度研究综述[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(增刊1): 36-41.
- LI Qian, LI Xiangfang, SHI Juntai, et al. Development on critical condensate saturation in gas condensate reservoir [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2010, 32(S1): 36-41.
- [40] YI Yang, LI Juhua, JI Lei. Numerical determination of critical condensate saturation in gas condensate reservoirs [J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2017, 139(6): 062801.
- [41] 李菊花, 郑斌, 纪磊. 凝析油临界含油饱和度定量表征新方法[J]. 深圳大学学报(理工版), 2017, 34(1): 82-90.
- LI Juhua, ZHENG Bin, JI Lei. A new method of quantitative characterization of condensate critical flow saturation [J]. *Journal of Shenzhen University (Science & Engineering)*, 2017, 34(1): 82-90.
- [42] DANESH A. 油藏流体的PVT与相态[M]. 沈平平, 韩冬, 译. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- DANESH A. PVT and phase behavior of reservoir fluids [M]. SHEN Pingping, HAN Dong, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.
- [43] 程林松. 渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- CHENG Linsong. Seepage mechanics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [44] 乔润伟, 张士诚, 李凤霞, 等. 复兴地区高含黏土页岩凝析气藏渗吸排驱及液体渗流特征研究[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(1): 96-106.
- QIAO Runwei, ZHANG Shicheng, LI Fengxia, et al. Characteristics of imbibition, displacement, and fluid seepage in high clay content shale condensate gas reservoir in the Fuxing area [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2024, 52(1): 96-106.
- [45] FAYERS F J, MATTHEWS J D. Evaluation of normalized stone's methods for estimating three-phase relative permeabilities [J]. *SPE Journal*, 1984, 24(2): 224-232.
- [46] ALIZADEH A H, PIRI M. The effect of saturation history on three-phase relative permeability: An experimental study [J]. *Water Resources Research*, 2014, 50(2): 1636-1664.
- [47] LOMELAND F, EBELTOFT E, THOMAS W H, et al. A new versatile relative permeability correlation [C]//International Symposium of the Society of Core Analysts, Toronto, 2005. Houston: Society of Petrophysicists & Well Log Analysts, 2005: 1-12.
- [48] 何更生, 唐海. 油层物理[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- HE Gengsheng, TANG Hai. Reservoir physics [M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [49] JURUS W J, WHITSON C H, GOLAN M. Modeling Water Flow in Hydraulically-Fractured Shale Wells [C]//Day 3 Wed, October 2, 2013. New Orleans, Louisiana, USA: SPE, 2013.