

引用格式: 吕栋梁, 黎鸿屿, 李健, 等. 砂岩油藏改建储气库渗流仿真实验和产能预测: 以大港油田板深37断块为例[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(6): 1121-1129.

LYU Dongliang, LI Hongyu, LI Jian, et al. Seepage simulation experiment and productivity prediction of converted gas storage in sandstone oil reservoirs: A case study of Banshen 37 fault block in Dagang Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(6): 1121-1129. DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.06.019

砂岩油藏改建储气库渗流仿真实验和产能预测

——以大港油田板深37断块为例

吕栋梁¹, 黎鸿屿¹, 李健², 成亚斌², 李辉²

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500; 2. 中国石油大港油田分公司勘探开发研究院, 天津 300280)

摘要: 油藏型储气库作为近年来国内外发展的一种新型开发模式, 且中国许多含油构造具有改建储气库的条件, 在进一步提高中国油藏采收率、丰富储气库类型和保供区域需求方面有着广泛的应用前景。利用大港油田板深37断块全直径岩心和依据油藏建库注采模式特点, 设计多周期驱替交替实验, 分析了砂岩油藏改建储气库渗流机理和构建了油藏改建储气库单井产能预测模型。实验结果表明: ①气体对水和油均具有驱替和抽提作用, 在提高储气库库容中起正向作用; ②在气驱水和气驱油多周期驱替交替实验中(分别模拟含水层或水驱油藏开采后期和开发早期的油藏改建储气库), 明确扩容能力随着注采次数增加呈幂函数关系, 最终扩容能力分别为0.277 3、0.337 4 PV, 且适当降低储气库最低运行压力可以实现更好的扩容; ③在气驱油水多周期驱替交替实验中(模拟实际开发中的油藏改建储气库), 明确在油水共存条件下, 含水饱和度越高(实验建立岩心的初始含水饱和度分别为47.04%、63.50%), 储气库扩容的能力越弱(实验扩容能力分别为0.325 1、0.318 5 PV); ④基于油气相渗曲线测试结果, 提出了不同于数值模拟的油藏改建储气库单井产能快速预测方法, 建立不同注采轮次下的产能方程和无阻流量。研究成果为油藏改建储气库的早期库容分析和产能设计提供了重要指导。

关键词: 砂岩油藏; 改建储气库; 产能预测; 采气速度; 室内试验

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Seepage simulation experiment and productivity prediction of converted gas storage in sandstone oil reservoirs: A case study of Banshen 37 fault block in Dagang Oilfield

LYU Dongliang¹, LI Hongyu¹, LI Jian², CHENG Yabin², LI Hui²

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China)

Abstract: Reservoir-converted gas storage has emerged as a new development approach worldwide in recent years. Many oil-bearing structures in China meet the conditions for conversion into gas storage, offering broad application prospects for improving oil recovery rates, diversifying gas storage types, and meeting regional gas supply demands. Using a full-diameter core from the Banshen 37 fault block in the Dagang Oilfield and based on the injection-production patterns of reservoir-converted gas storage, a multi-cycle displacement alternating experiment was designed to analyze the seepage mechanisms of converted gas storage in sandstone oil reservoirs and establish a single-well productivity prediction model. The experimental results demonstrate that: (1) Gas exhibits both displacement and extraction effects on water and oil, positively contributing to the enhancement of gas storage capacity. (2) In multi-cycle displacement alternating experiments of gas-water and gas-oil displacement (simulating the late-stage development of water-bearing layers or water-driven oil reservoirs and the early-stage development of converted gas storage in oil reservoirs, respectively), the storage capacity expansion follows a power-law relationship with the number of injection-production cycles, ultimately reaching 27.73% and 33.74%, respectively. Moreover, appropriately lowering the minimum operating pressure of the gas storage can enhance storage capacity. (3) In multi-cycle gas-oil-water displacement alternating experiments (simulating the actual development of converted gas storage in oil reservoirs), under oil-water coexistence conditions, higher water saturation weakens the expansion capacity of the gas storage (with initial water saturation of the core in the two experiments at 47.04% and 63.50%, respectively, leading to expansion capacities of 32.51% and 31.85%, respectively); (4) Based on relative permeability curve tests, a rapid prediction method different from numerical simulation was proposed for single-well

收稿日期: 2024-09-18。

第一作者简介: 吕栋梁(1980—), 男, 硕士, 高级实验师, 从事油气田开发相关实验、理论教学及研究工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: 82829149@qq.com

通信作者简介: 黎鸿屿(2000—), 男, 在读硕士研究生, 从事油气藏渗流机理实验及数值模拟研究工作。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: 511467687@qq.com

基金项目: 中国石油大港油田分公司科技项目“油藏改建储气库渗流仿真实验”(DGYT-2020-JS-88)。

productivity of converted gas storage in oil reservoirs. Productivity equations and absolute open flow under different injection-production cycles were established. The findings provide essential guidance for early-stage storage capacity analysis and productivity design of converted gas storage in oil reservoirs.

Keywords: sandstone oil reservoir; converted gas storage; productivity prediction; gas production rate; laboratory experiment

将早期开采或者废弃的油藏逐步改建为地下储气库进行天然气驱油提高采收率和储存天然气的技术在国际上逐渐流行^[1]。随着国内对天然气需求量的不断增大,储气库的建设逐渐成为保障天然气供给的热点,储气库一体化平台也在逐渐推进建设,通过技术整合,形成一套贯穿储气库的规划—设计—建造—运营—废弃整个生命周期的方案技术^[2-6]。最早对油藏改建储气库的研究可追溯到21世纪初的京58气顶油藏改建储气库^[7]。而今油藏改建储气库从理论到实验实践水平都有了大幅跃升,在砂岩油藏、潜山油藏^[8]、碳酸盐岩油藏^[9]和洞穴型油藏^[10]等各类油藏均有相关建库论述。以塔里木油田注气提采协同建设项目为例,利用储气库模式开发油藏的采出程度,相比基础方案预计可增加23%^[11-12]。

针对改建储气库的相关研究,何睿等^[13]采用人造储层模拟实际建库过程并分析注气储气机理;杜玉洪等^[14]通过短岩心实验,取得了油藏建库注气速度与库容,采气速度与水驱气效率的一般性认识;班凡生等^[15]采用钢管填砂模型模拟改建过程,结果表明多次注采对提高采收率和库容有正向效果;熊钰等^[16]采用废弃油藏岩心,探索了库容与压力、注采轮次之间内在关系;常进等^[17]应用3类典型储层仿真模型,阐述了建库过程中气、油、水三相渗流机理;TOOSEH等^[18]对储气库储气过程中气-水-岩相互作用和储气量影响因素进行模拟研究;SOHRABI等^[19]通过交替注入CH₄和水,研究气-水多相流特征和气相波及系数;OH等^[20]研究了CO₂和水交替驱的影响;郑少婧等^[21]设计渗透率温度敏感性实验,模拟储层温度周期性变化的影响;胡书勇等^[22]开展枯竭气藏型储气库CO₂作垫底气研究,从热力学和混气实验角度论证其可行性;糜利栋等^[23]对带油环凝析气藏进行研究,提出该类气藏采用注气提采协同建库,可以兼顾提高凝析油采收率、油环原油采收率和储气三重功能。

之前的研究大多是集中在特定油藏的特定开发阶段,尚未成体系地分析不同类型油藏改建储气库的各个阶段情况。此外,当前大多数储气库是由衰竭气藏改建而来,产能已经基本确定,但是油藏改建储气库的气井是由油水井转变而来,无法直接确定其产气能力^[24]。

针对砂岩油藏改建储气库的产能计算,王皆明等^[25-26]依据油气藏物质平衡原理,提出了描述砂岩气顶油藏改建地下储气库气顶自由气库容、油层自由气库容、油层溶解气库容计算模型,以及描述水驱后期砂岩油藏恒速宏观注气能力数学表达式和相关图版。但以上模型

均需要油藏改建储气库实施后的生产数据,对于刚实施改库的油藏,缺乏生产数据,适用性有限。

基于全直径岩心实验,模拟了水淹层、水驱油藏和实际开发中的油藏改建储气库的整个过程,基本涵盖了现有油藏改建储气库的主要阶段。同时依据油气相渗曲线测试,提出了一种无需复杂建模的单井产能快速预测方法,以期为实际生产提供更有力的指导。

1 实验设计

1.1 实验材料和装置

实验材料为大港油田板深37区块原油,原油密度为0.841 5 g/cm³;实验用气为甲烷;模拟地层水总矿化度为5 251 mg/L;大港油田板深37断块全直径岩心,岩心要求能够较好代表油藏孔渗情况。区块岩性主要为粉砂岩和细砂岩(图1)。实验岩心在开展不同实验前按照中华人民共和国国家标准《岩心分析方法》(GB/T 29172—2012)进行洗油、烘干后测定基础物性,实验岩心和区块的平均物性较接近,具有代表性(表1),多次实验后岩心物性无明显变化。

实验主要装置如下(图2):①高温高压全直径岩心夹持器,最高耐压100 MPa,最高耐温200 °C,装载岩心长度介于0~20 cm;②流体自动计量及分离装置,用于高压下



图1 大港油田板深37断块全直径岩心照片

Fig. 1 Photo of full-diameter core from Banshen 37 fault block, Dagang Oilfield

表1 大港油田板深37断块全直径岩心基础物性

Table 1 Basic physical properties of full-diameter core from Banshen 37 fault block, Dagang Oilfield

分类	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	束缚水饱 和度/%
实验岩心	9.942	10.02	17.72	18.96	39.3
区块目标值			17.90	18.30	37.0

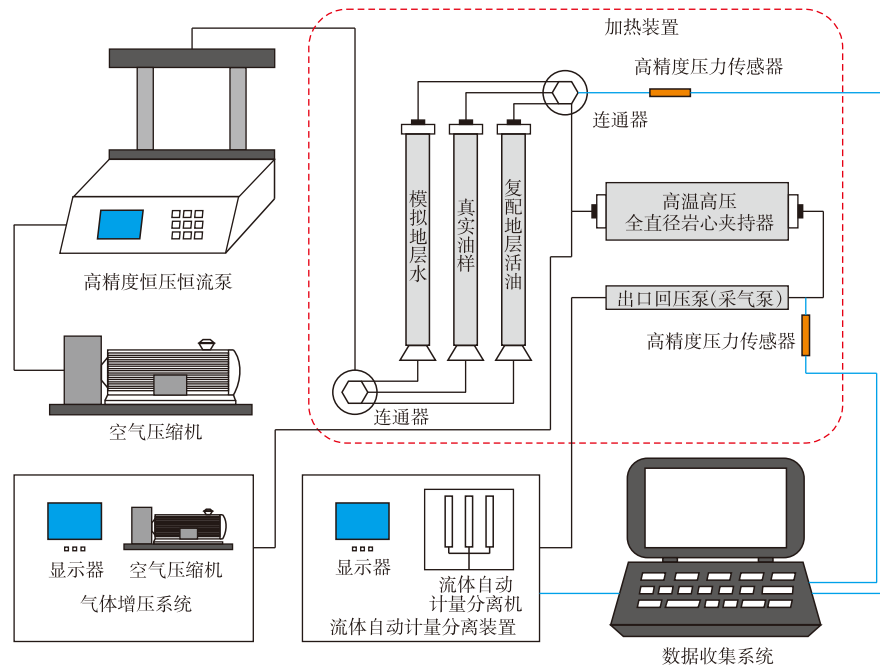


图2 油藏改建储气库仿真模型高温高压实验装置

Fig. 2 High-temperature and high-pressure experimental apparatus for simulation model of converted gas storage

液体的计量,耐压80 MPa,精度0.1 mL;③高精度恒压恒流泵,用于实验压力控制,最高工作压力为70 MPa,泵体积为500 mL,速度控制在0.001~20.000 mL/min,精度0.001 mL;④气体增压系统,用于实验气体的增压,工作压力介于2~150 MPa;⑤高精度压力传感器、温度采集系统和出口回压泵(采气泵)等。

1.2 实验步骤和数据处理

研究区块油组在油层中部发育,埋深3 600~3 850 m,原始地层压力为42 MPa,压力系数为1.16,油藏温度为136.7 °C。

实验条件:储气库运行压力上限为42 MPa,压力下限为18 MPa,温度为136.7 °C,所用水为模拟地层水,所用油为现场真实油样。为模拟储气库使用特点,实验注采时间比例设置为2:1。

在短岩心油水、油气和气水相对渗透率曲线测定实验的基础上,开展储气库仿真全直径岩心气驱水、气驱油和气驱油水多周期驱替交替实验,模拟多轮次注采条件下储气库的扩容情况和油气水采出情况,实验步骤如下:

1) 全直径岩心抽真空饱和模拟地层水,升温至原始地层温度(136.7 °C)。

2) 气驱水多周期驱替交替实验,用现场真实油样驱水建立束缚水饱和度,再以水驱油至不产油,模拟高含水储层或水驱油藏开采后期;气驱油和气驱油水多周期驱替交替实验,抽真空饱和和地层水后采用现场真实油样驱水的方式建立束缚水饱和度,再用添加了现场采出气的复配活油驱替,建立实际地层条件。

3) 恒速注入天然气,增加岩心孔隙压力至原始地层压力(42 MPa),再恒速初始衰竭至储气库最低运行压力(18 MPa),记录出水量。

4) 再次以与步骤3相同的恒速注入天然气,恢复岩心孔隙压力至42 MPa。

5) 打开采气泵,以2倍注入速度退泵,将孔隙压力降至18 MPa,降压过程中打开收集器阀门,记录排出液体的量。

6) 重复步骤4和5不少于5次,当收集器不再出水后停止实验。

将数据处理成含水饱和度进行分析计算,即某一时刻岩心中的留存水量与原始条件下孔隙体积的比值。

$$S_w = \frac{N_w - N_{wp}}{N} \times 100 \quad (1)$$

式中: S_w 为含水饱和度,%; N_w 为岩心原始条件下的含水量,单位mL; N_{wp} 为岩心产出的水量,单位mL; N 为岩心总孔隙体积(总饱和体积),单位mL。

含油饱和度和含气饱和度(反映扩容能力)同理:

$$S_o = \frac{N_o - N_{op}}{N} \times 100 \quad (2)$$

$$S_g = \frac{N_g - N_{gp}}{N} \times 100 \quad (3)$$

式中: S_o 为含油饱和度,%; N_o 为岩心原始条件下的含油量,单位mL; N_{op} 为岩心产出的油量,单位mL; S_g 为含气饱和度,%; N_g 为岩心原始条件下的含气量,单位mL; N_{gp} 为岩心产出的气量,单位mL。

多周期注采后的油气水饱和度实验数据见图3。

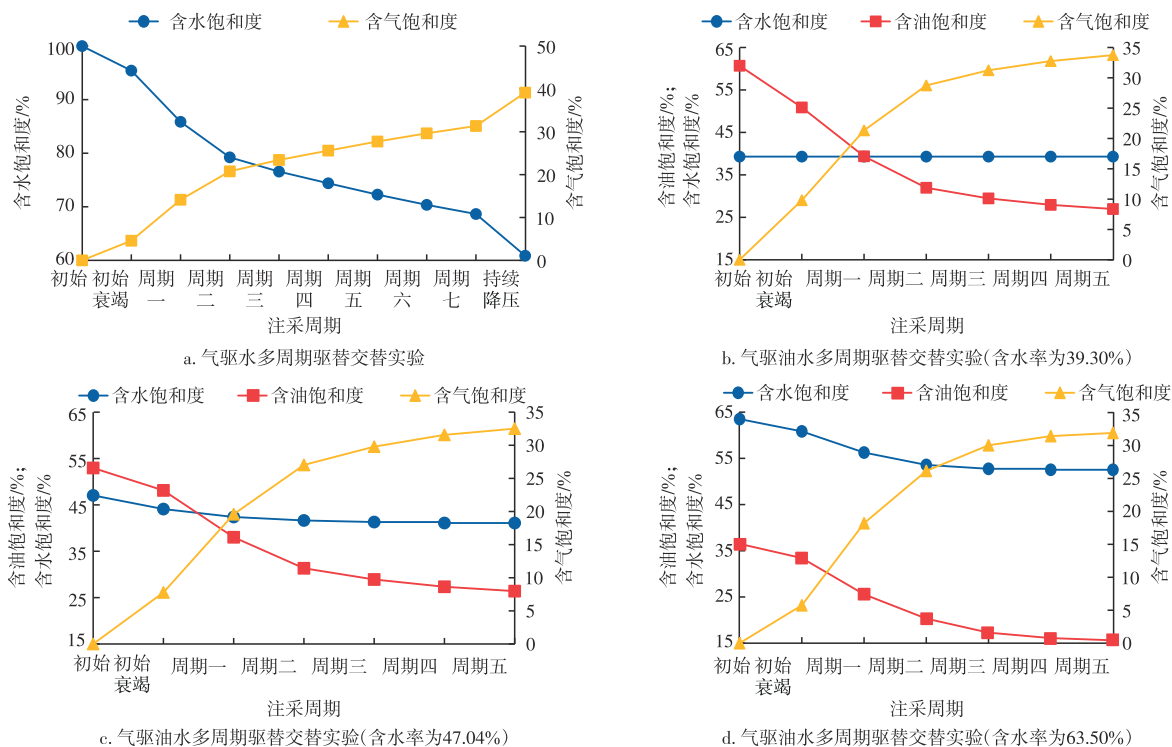


图3 多周期注采实验数据

Fig. 3 Multi-cycle injection-production experimental data

2 实验结果和分析

2.1 气驱水多周期交替实验

实验旨在模拟水驱油藏开采后期(水淹)改建储气库全过程,为剖析油藏改建储气库气驱水渗流规律提供实验依据。

从不同注入周期的含水饱和度分析,得出结论:储层一次性由原始地层压力 42 MPa 衰竭到最低运行压力 18 MPa,含水饱和度下降 4.6%。反复注采 7 个周期后,含水饱和度由 95.4% 下降到 68.65%。在第 7 个注采周期后,继续降低出口压力,含水饱和度下降较明显(图 4)。

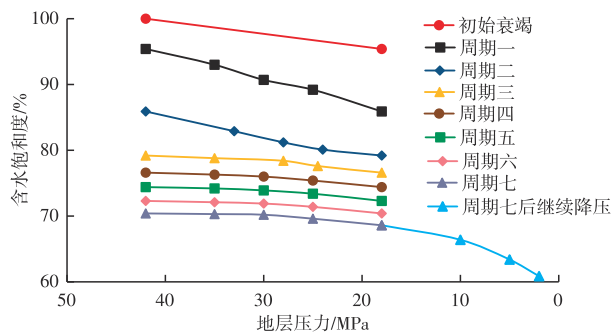


图4 气驱水多周期交替实验不同注采周期下的含水饱和度
Fig. 4 Water saturation at different injection-production cycles in multi-cycle gas-water displacement alternating experiments

在储气库以 18 MPa 为最低运行压力时,对不同注采周期的含水饱和度进行归档,分析储气库的扩容情况(图 5)。注采 7 次,扩容能力由 0.095 6 PV 下降到 0.017 1 PV。注采 7 次后含水饱和度为 68.65%,对应的储气库扩容能力为 0.268 5 PV。在第 7 个注采周期后,继续降低出口压力至 2 MPa,扩容能力为 0.077 9 PV,因此,适当降低最低运行压力可以更好地实现扩容。随着注采周期的增加,扩容能力在不断减小,反复注采 3 个周期后,扩容能力明显减弱,扩容能力与注采次数基本成幂函数变化。

由实验结果可知:水驱油藏开采后期(水淹)改建储气库,多周期注采后岩心含水饱和度逐渐趋于一个定值,即使以 18 MPa 为最低运行压力,含水饱和度依然较高。在实际应用时,可根据实际情况进行扩容变化规律研究。

2.2 气驱油多周期交替实验

实验模拟束缚水饱和度下早期开发的油藏改建储气库的过程,为早期开发的油藏改建储气库运行过程中分析气驱油效率、气驱油渗流规律提供实验依据。

由实验结果可知:储层一次性由 42 MPa 衰竭到 18 MPa,含油饱和度下降 10%(图 6)。在经过 5 个周期的注采后,前 2 个周期溶解气气驱作用明显,含油饱和度下降迅速。在后续的注采周期中,含油饱和度不断降低,下降幅度较前 2 个周期明显减小,注采 5 个周期后,含油饱和度由 50.88% 下降到 26.96%。

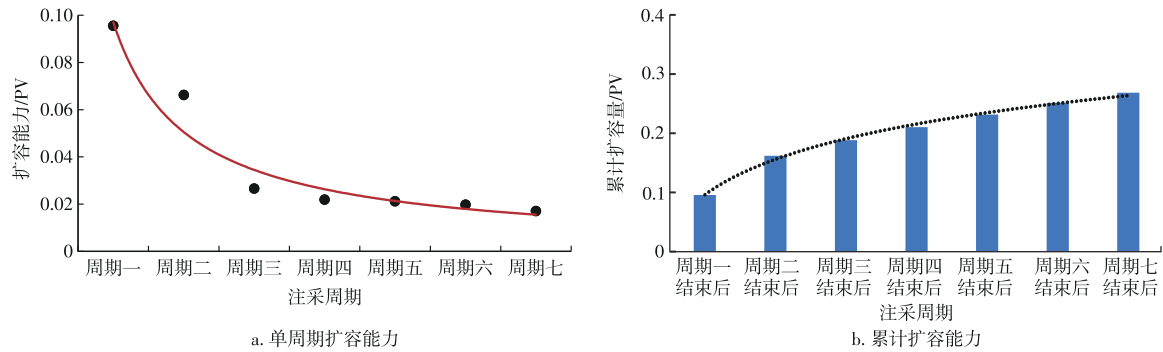


图5 气驱水多周期交变实验不同注采周期下的扩容情况

Fig. 5 Expansion capacity at different injection-production cycles in multi-cycle gas-water displacement alternating experiments

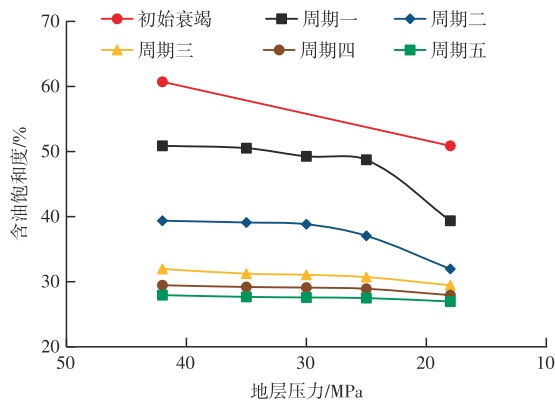


图6 气驱油多周期交变实验不同注采周期下的含油饱和度
Fig. 6 Oil saturation at different injection-production cycles in multi-cycle gas-oil displacement alternating experiments

从最低运行压力 18 MPa 时气驱油不同注采周期下的扩容情况可知(图7):在反复的注采过程中,含油饱和度不断降低,且在前2个周期下降较快,主要集中在压力由 25 MPa 向 18 MPa 过渡的过程中,说明注气具有扩容作用。反复注采过程中,单轮注采扩容能力不断减小,3个周期后扩容能力减弱明显。扩容能力与注采次数基本成幂函数变化,在进行更多周期的注采时确定扩容情况可以根据上述函数进行预测。

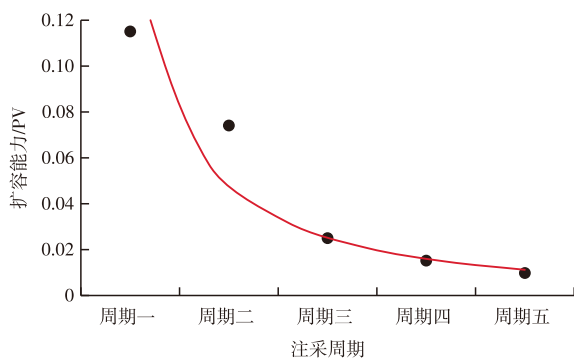


图7 气驱油多周期交变实验不同注采周期下的扩容情况
Fig. 7 Expansion capacity at different injection-production cycles in multi-cycle gas-oil displacement alternating experiments

2.3 气驱油水多周期交变实验

实验模拟不同开发阶段的油藏改建储气库情况,为不同开发阶段下预测油藏改储气库提供实验依据。实验步骤与全直径岩心气驱油多周期交变实验步骤相同,设计了 47.04% 和 63.50% 这 2 种含水饱和度:① $S_w=47.04\%$ 时气驱油水实验结果。在油水均可动的情况下,储层一次性由 42 MPa 衰竭到 18 MPa,含油饱和度下降 4.84%。注采 5 个周期后,含油饱和度由 48.12% 下降到 26.40% (图 8a)。随着注采次数的增加,扩容能力不断减小,注

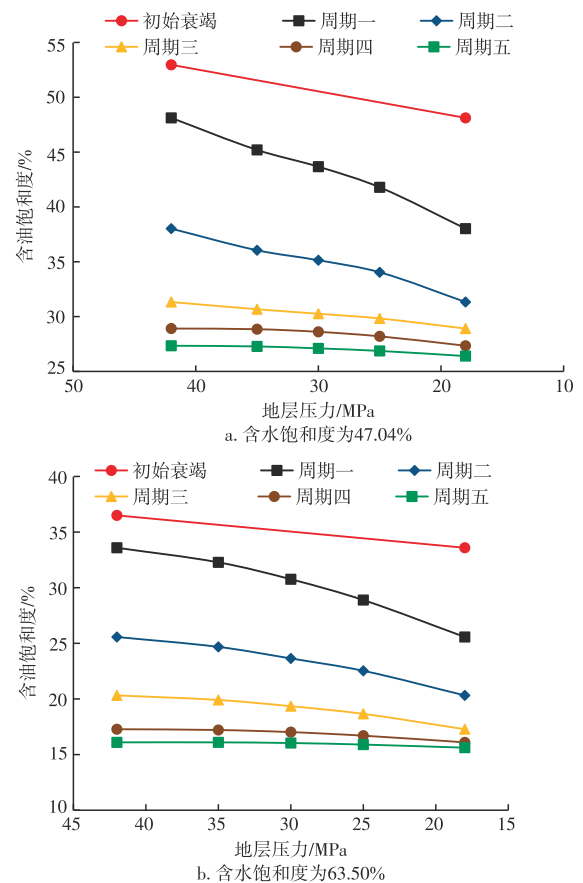


图8 气驱油水多周期交变实验不同注采周期下的含油饱和度
Fig. 8 Oil saturation at different injection-production cycles in multi-cycle gas-oil-water displacement alternating experiments

采5次,总扩容能力由0.118 2 PV下降到0.009 4 PV。因此,在此实验条件下,油的扩容能力远高于水(图9a)。
② $S_w=63.50\%$ 时气驱油水实验结果。在油水均可动的情况下,储层一次性由42 MPa衰竭到18 MPa,含油饱和度下降3.08%。注采5个周期后,含油饱和度从33.59%降低为15.62%(图8b)。随着注采次数的增加,总扩容能力不断减小,注采5次,总扩容能力由0.126 0 PV下降到0.004 8 PV。此实验条件下,油的扩容能力高于水,也证明了注入气对原油的携带和抽提能力更好(图9b)。

在油水均可流动时,反复注气结合了部分水驱和气驱的优点,不仅可以改善由于油水黏度差异造成的黏性指进,使驱替前缘相对均匀,而且由于渗吸作用,对低渗透层剩余油的驱替更有利。水相主要驱扫油层中下部,注入的气相由于重力分异作用向上超覆,主要驱扫油层上部,气液交替驱扫不同含油孔道,有效提高驱油效率,更多原油被采出,以实现扩容。

2.4 实验结果对比分析

对比不同阶段油藏改建储气库的扩容情况,分析4种不同情况下注入气过程中对油水的作用情况(图10)。对比结果可知:①在反复注采过程中,气体对水和油均具有驱替和抽提携带作用,注采次数和扩容能力呈正相关。但注气对水驱油藏开采后期(水淹)改建储气库的扩容能力较差,注采5次后,含水饱和度依然较高。②初始含油饱和度越高,扩容能力越强。这是由于气体对原油的溶

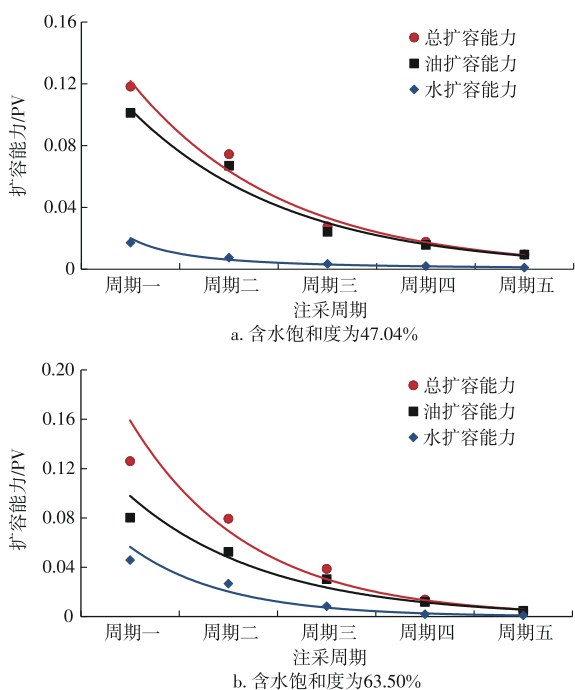


图9 气驱油水多周期交变实验不同注采周期下的扩容情况
Fig. 9 Expansion capacity at different injection-production cycles in multi-cycle gas-oil-water displacement alternating experiments

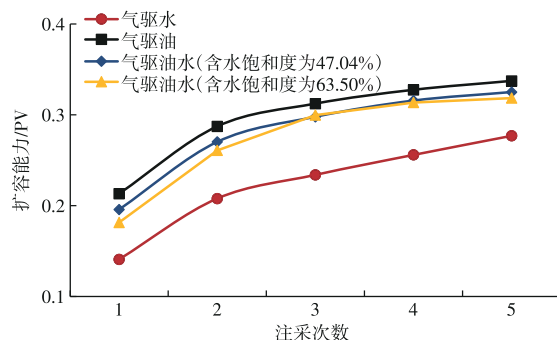


图10 不同类型油藏改建储气库注采次数和扩容关系
Fig. 10 Relationship between injection-production cycles and expansion capacity under different types of reservoir-converted gas storage

解和抽提作用更强,多周期注采后气体能驱动的流体被驱动殆尽,单一气驱效果减弱,但反复注气过程中的接触、溶解抽提会持续更长的时间从而能带出更多的原油。此过程受储层、原油物性和油水极性差异影响,会体现出不同的特征。③初始含水饱和度越高,气驱扩容能力越弱。因此,对于油藏改建储气库,为了提高原油采收率和实现更好的扩容,建议在储层含水饱和度快速上升前实施改建。

3 油藏改建储气库产能快速预测

研究借助于早期油藏测试参数和室内岩心测试数据,快速预测后续油井改建储气库后的产能。根据油田现场数据,从板深37井试井解释报告中的生产压差指示曲线已经得出了油井试井时的产能方程,即:

$$q = 8.058(\Delta p - 0.0004) \quad (4)$$

式中: q 为气井产量,单位 10^4 m^3 ; Δp 为生产压差,单位MPa。

油藏改建储气库后需要进行注气,气井的产能通常采用二项式产能方程进行描述,但在井底,渗流速度急剧增大出现紊流,达西公式已不再适用,需寻求特有的流动规律。以均质储层为例,气井稳定产能公式为:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = Aq_{sc} + Bq_{sc}^2 \quad (5)$$

$$\text{其中: } A = \frac{29.22T}{kh} \left(1g \frac{0.472r_c}{r_w} + \frac{S}{2.302} \right) \quad (6)$$

$$B = \frac{12.69T}{kh} D \quad (7)$$

$$D = \frac{1.3663 \times 10^{-7} \gamma_g}{k^{0.47} \varphi^{0.53} h r_w \mu_g} \quad (8)$$

式中: p_i 为目前地层压力,单位MPa; p_{wf} 为井底压力,单位MPa; A 为层流项系数; q_{sc} 为气井产量,单位 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; B 为

紊流项系数; T 为地层温度, 单位 K; k 为气相绝对渗透率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为地层有效厚度, 单位 m; r_e 和 r_w 分别为外边界距离和井眼半径, 单位 m; S 为表皮系数; D 为非达西流系数; γ_g 为天然气相对密度; φ 为孔隙度, %; μ_g 为气体平均黏度, 单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

针对油藏改建储气库气井的产能公式, h 和 φ 等地质参数已经确定, 其他如气体物性参数、井参数基本也能确定。因此要确定气井产能, 主要是确定随着不同注采周期变化的 k 。

3.1 气相绝对渗透率的确定

从相对渗透率定义出发, 某一相流体的相对渗透率是该相流体的有效渗透率与绝对渗透率的比值。那么 k 可用气相有效渗透率 (k_g) 与气相相对渗透率 (k_{rg}) 求取, 即:

$$k = \frac{k_g}{k_{rg}} \quad (9)$$

其中, k_g 可由式(10)计算:

$$k_g = \frac{2p_0 Q_g \mu_g L}{a(p_1^2 - p_2^2)} \times 100 \quad (10)$$

式中: k_g 为气相有效渗透率, 单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_{rg} 为气相相对渗透率; p_0 为大气压力, 单位 MPa; Q_g 为在某压差下通过岩心的气体流量, 单位 cm^3/s ; L 为岩心长度, 单位 cm; a 为岩样截面积, 单位 cm^2 ; p_1 和 p_2 分别为进、出口端压力, 单位 MPa。

在实验室条件下, k_g 比较容易计算, 求取 k 的难点在于计算 k_{rg} 。

3.2 气相相对渗透率的确定

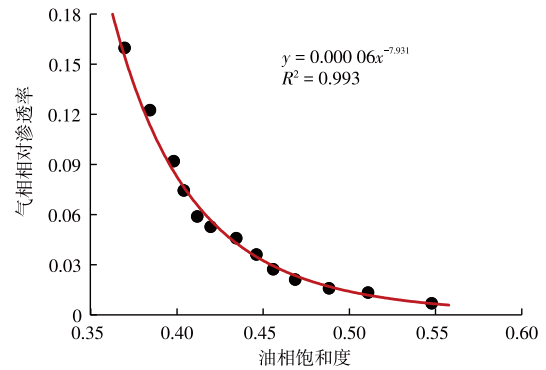
油藏改建储气库的渗流实际是油-气-水三相的流动。油藏在早期的研究中, 通常会取心测试油水和油气相对渗透率, 基于 STONE II 模型^[27], 可将油水相对渗透率和油气相对渗透率转换为三相渗流, 从而得到油-气-水三相系统中气相饱和度和气相相对渗透率曲线。对于板深37断块油藏, 利用新取心测试数据^[28]和早期岩心相渗实验数据可以得到气相相对渗透率与油相饱和度关系(图11)。

根据图11可以得出式(11)。因此, 要计算不同注采周期的气相相对渗透率, 只需确定对应的含气饱和度。

$$k_{rg} = 0.00006S_o^{-7.931} \quad (11)$$

3.3 含气饱和度的确定

油藏改建储气库的储层含气饱和度随注采周期不断变化。根据早期储气库的渗流机理研究发现: 含气饱和度通常会在3个注采周期后趋于稳定。板深37断块油藏



注: R^2 为拟合优度, 其大小决定了相关的密切程度。

图11 大港油田板深37断块气相相对渗透率与油相饱和度关系

Fig. 11 Relationship between gas-phase relative permeability and oil saturation in Banshen 37 fault block, Dagang Oilfield

也进行了储气效率的实验研究, 基于气驱油水多周期驱替交替实验研究成果, 可以确定不同注采周期的含气饱和度。通过计算可以得到不同注采周期的气相绝对渗透率: 周期一 k 为 $17.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、周期二 k 为 $257.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、周期三 k 为 $274.80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、周期四 k 为 $283.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、周期五 k 为 $291.73 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3.4 油藏改建储气库产能方程和快速预测

在获取并计算了所有所需的参数后, 通过气井稳定产能公式就能计算不同注采周期的产能方程和对应的绝对无阻流量。以周期一为例, 计算得到 $D=1.19 \times 10^{-5}$, $B=0.0004$, $A=147.48$, 从而得到产能方程:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = 147.48q_{sc} + 0.0004q_{sc}^2 \quad (12)$$

当 p_{wf} 为大气压时, q_{sc} 即为绝对无阻流量 (q_{AOF}), 单位 $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。根据式(12)计算得到 $q_{AOF}=12.54 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。同理, 其余周期的计算结果如表2所示。

大港油田板深37断块油藏目前地层压力为43 MPa, 利用表2中的产能方程, 结合实验过程中的扩容情况, 计算了5个注采周期内的流入动态(IPR)曲线(图12)。在第一个周期的驱替过程中, 由于油藏系统的渗流条件尚

表2 大港油田板深37断块不同注采周期产能方程和无阻流量

Table 2 Productivity equations and absolute open flow under different injection-production cycles in Banshen 37 fault block, Dagang Oilfield

注采周期	产能方程	$q_{AOF}/(10^4 \text{m}^3/\text{d})$
周期一	$p_i^2 - p_{wf}^2 = 147.48q_{sc} + 0.0004q_{sc}^2$	12.54
周期二	$p_i^2 - p_{wf}^2 = 9.96q_{sc} + 7.91 \times 10^{-7}q_{sc}^2$	185.67
周期三	$p_i^2 - p_{wf}^2 = 9.31q_{sc} + 7.17 \times 10^{-7}q_{sc}^2$	198.52
周期四	$p_i^2 - p_{wf}^2 = 9.03q_{sc} + 6.85 \times 10^{-7}q_{sc}^2$	204.85
周期五	$p_i^2 - p_{wf}^2 = 8.77q_{sc} + 6.57 \times 10^{-7}q_{sc}^2$	210.73

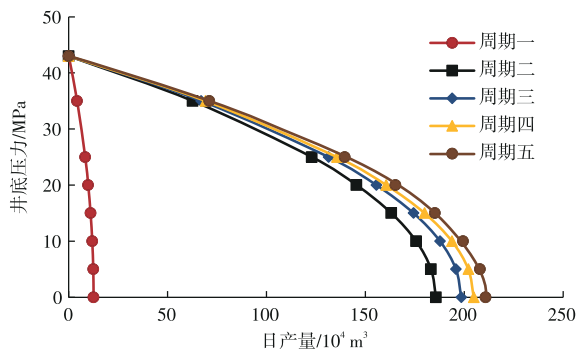


图12 大港油田板深37断块不同注采周期IPR曲线

Fig. 12 IPR curves under different injection-production cycles in Banshen 37 fault block, Dagang Oilfield

未得到改善,地层有效渗透率仅有 $17.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体产能较低;在第二个周期的注采中,地层有效渗透率由 $17.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 变为 $257 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,油藏渗流条件和产能得到了大幅改善和提升,气井的产气能力处于较高水平,总体产量相对第一个周期有了很大提升。后续周期的注采过程中,地层有效渗透率变化幅度不大,产能增加幅度越来越小。综合对比在地层压力为42 MPa时5次注气驱替对气库生产能力的影 响,前2次注气驱替对储层的扩容改造作用最有效,气井产气能力得到明显提升,与实验的结果一致。

4 结论

1) 气驱水多周期交变实验表明:尽管单周期扩容能力随注采次数增加逐渐减弱,但适当降低最低运行压力仍可提升扩容潜力。在7个注采周期后,累计扩容能力达到0.313 5 PV,仅在最后的1个周期后将运行压力降至2 MPa,扩容能力再次增加0.077 9 PV。因此,实际生产中,可根据外输压力和井身结构适当降低运行压力,从而激发扩容潜力。

2) 4种不同初始含水饱和度的油藏改建储气库实验表明:扩容能力随初始含水饱和度的升高而下降,分别为0.337 4、0.325 1、0.318 5、0.277 3 PV。为提高原油采收率并实现最佳扩容效果,未来储气库改建应优先考虑开发早期且满足条件的油藏,实施协同建库。

3) 基于油气相渗曲线,构建了油藏改建储气库的产能预测模型,得到了不同注采轮次下的产能方程和无阻流量。无阻流量随注采轮次先快速增长,三轮次后趋于稳定。但实际气井产能受多种因素影响,研究仅提供了一种可用于储气库设计阶段快速分析产能的方法,具体产能需结合实际情况进一步验证。

参考文献

[1] 江同文,王锦芳,王正茂,等.地下储气库与天然气驱油协同建设

实践与认识[J].天然气工业,2021,41(9):66-74.

JANG Tongwen, WANG Jinfang, WANG Zhengmao, et al. Practice and understanding of collaborative construction of underground gas storage and natural gas flooding[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 66-74.

[2] 糜利栋,曾大乾,刘华,等.中国石化地下储气库一体化综合平台研发与应用[J].油气藏评价与开发,2023,13(6):781-788.

MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Development and application of Sinopec integrated management platform for underground gas storage[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(6): 781-788.

[3] 陈芳,刘万成,吴津,等.吐哈油田超低压储气库钻井工程方案优化设计与应用[J].天然气勘探与开发,2024,47(3):70-76.

CHEN Fang, LIU Wancheng, WU Jin, et al. Drilling programmes for an underground gas storage with ultra-low pressure, Tuha oilfield: Optimization and application[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2024, 47(3): 70-76.

[4] 糜利栋,曾大乾,刘华,等.天然气地下储气库智能化建设关键技术及其发展趋势[J].石油与天然气地质,2024,45(2):581-592.

MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Key technologies and development trends for intelligent construction of underground gas storage facilities[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 581-592.

[5] 黄兵,汪勇,王明华,等.黄草峡储气库钻井难点及对策[J].天然气勘探与开发,2024,47(6):80-86.

HUANG Bing, WANG Yong, WANG Minghua, et al. Drilling difficulties in Huangcaoxia UGS and their countermeasures[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2024, 47(6): 80-86.

[6] 糜利栋,曾大乾,李遵照,等.中国石化地下储气库智能化建设进展及展望[J].世界石油工业,2023,30(6):88-95.

MI Lidong, ZENG Daqian, LI Zunzhao, et al. Progress and prospect of intelligent of Sinopec underground gas storage[J]. World Petroleum Industry, 2023, 30(6): 88-95.

[7] 王皆明,朱亚东,王莉,等.北京地区地下储气库方案研究[J].石油学报,2000,21(3):100-104.

WANG Jieming, ZHU Yadong, WANG Li, et al. Study on underground gas storage facility plans in Beijing Area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(3): 100-104.

[8] 王洪光,许爱云,王皆明,等.裂缝性油藏改建地下储气库注采能力评价[J].天然气工业,2005,25(12):115-117.

WANG Hongguang, XU Aiyun, WANG Jieming, et al. Evaluation of injection/recovery capacity for underground gas storage reformed by fractured reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(12): 115-117.

[9] 郑鑫,赵昱超,赵梓寒,等.缝洞型碳酸盐岩储气库地应力变化特征及力学完整性研究[J].油气藏评价与开发,2024,14(5):814-824.

ZHENG Xin, ZHAO Yuchao, ZHAO Zihan, et al. Mechanism investigation on in-situ stress characteristics and mechanical integrity of fracture-cavity carbonate underground gas storage reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 814-824.

[10] 张静楠,闫锋,常宝华,等.深层洞穴型油藏改建地下储气库的可行性[J].油气储运,2013,32(12):1304-1307.

ZHANG Jingnan, YAN Feng, CHANG Baohua, et al. Feasibility of reconstructing deep cave reservoir into underground gas storage[J].

- Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(12): 1304–1307.
- [11] 杨胜来,陈浩,冯积累,等.塔里木油田改善注气开发效果的关键问题[J].油气地质与采收率,2014,21(1):40–44.
YANG Shenglai, CHEN Hao, FENG Jilei, et al. A brief discussion on some scientific issues to improve oil displacement during gas injection[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 40–44.
- [12] 杨俊丰,罗敏,彭海军,等.注气提采与战略储气库协同建设经济评价:以塔里木油田A油藏为例[J].天然气技术与经济,2020,14(6):72–78.
YANG Junfeng, LUO Min, PENG Haijun, et al. Economic evaluation on collaborative constructing gas injection EOR and strategic gas storage: Examples from A oil reservoirs, Tarim oilfield: An example from A oil reservoirs in Tarim oilfield[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(6): 72–78.
- [13] 何睿,郭平,孙良田,等.高含水油藏储气库建库微观模型可视化实验研究[J].特种油气藏,2006,13(2):82–84.
HE Rui, GUO Ping, SUN Liangtian, et al. Visualization study of gas storage model for high water cut reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2006, 13(2): 82–84.
- [14] 杜玉洪,李苗,杜建芬,等.油藏改建储气库注采速度敏感性实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2007,29(2):27–30.
DU Yuhong, LI Miao, DU Jianfen, et al. Experimental study on injection–production rate sensibility of reconstructing underground natural gas storage[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2007, 29(2): 27–30.
- [15] 班凡生,高树生,王皆明.枯竭油藏改建储气库注采运行机理研究[J].天然气地球科学,2009,20(6):1005–1008.
BAN Fansheng, GAO Shusheng, WANG Jieming. Gas injection–production mechanism of gas storage in depleted oil reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(6): 1005–1008.
- [16] 熊钰,徐宏光,李辉,等.废弃油藏建储气库库容变化机理室内实验研究[J].科学技术与工程,2015,15(6):173–176.
XIONG Yu, XU Hongguang, LI Hui, et al. A research on the change mechanism of storage capacity of abandoned oil reservoirs to build gas storage space through indoor test[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(6): 173–176.
- [17] 常进,高树生,熊伟,等.高含水油藏改建储气库可视化物理模拟实验[J].西安石油大学学报(自然科学版),2015,30(1):52–56.
CHANG Jin, GAO Shusheng, XIONG Wei, et al. Visual physical simulation of high water–cut reservoir being reconstructed as gas storage[J]. Journal of Xi’an Shiyou University (Natural Science Edition), 2015, 30(1): 52–56.
- [18] TOOSEH E K, JAFARI A, TEYMOURI A. Gas–water–rock interactions and factors affecting gas storage capacity during natural gas storage in a low permeability aquifer[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1123–1128.
- [19] SOHRABI M, TEHRANI D H, DANESH A, et al. Visualization of oil recovery by water–alternating–gas injection using high–pressure micromodels[J]. SPE Journal, 2004, 9(3): 290–301.
- [20] OH J, KIM K Y, HAN W S, et al. Experimental and numerical study on supercritical CO₂/brine transport in a fractured rock: Implications of mass transfer, capillary pressure and storage capacity[J]. Advances in Water Resources, 2013, 62(12): 442–453.
- [21] 郑少婧,郑得文,孙军昌,等.气藏型储气库温度敏感性及其对气井注采能力的影响[J].石油实验地质,2022,44(2):365–372.
ZHENG Shaojing, ZHENG Dwen, SUN Junchang, et al. Temperature–sensitivity of underground gas reservoir storage and its effect on well deliverability[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(2): 365–372.
- [22] 胡书勇,胡欣芮,李勇凯,等.枯竭气藏型储气库CO₂作垫层气的可行性研究[J].油气藏评价与开发,2018,8(5):56–59.
HU Shuyong, HU Xinrui, LI Yongkai, et al. Feasibility analysis about taking CO₂ as cushion gas for gas storage rebuilt upon depleted gas reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(5): 56–59.
- [23] 糜利栋,曾大乾,刘华,等.带油环凝析气藏注气提采协同储气库建设研究[J].世界石油工业,2025,32(2):89–98.
MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Construction of coordinated gas storage for gas injection and extraction of condensate gas reservoir with oil ring[J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(2): 89–98.
- [24] 胡俊,杨佳坤,胥洪成,等.复杂地质条件储气库多因素库容复核新方法[J].油气藏评价与开发,2024,14(5):795–804.
HU Jun, YANG Jiakun, XU Hongcheng, et al. A new method for multi–factor capacity review of underground gas storage under complex geological conditions[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 795–804.
- [25] 王皆明,姜风光.砂岩气顶油藏改建储气库库容计算方法[J].天然气工业,2007,27(11):97–99.
WANG Jieming, JIANG Fengguang. A method for calculating underground gas storage capacity reconstructed from sand gas–cap reservoir at the late water–driving stage[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(11): 97–99.
- [26] 王皆明,姜风光.砂岩油藏改建地下储气库注气能力预测方法[J].天然气地球科学,2008,19(5):727–729.
WANG Jieming, JIANG Fengguang. A method for predicting gas injection ability of UGS rebuilt from a sandstone reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(5): 727–729.
- [27] STONE H L. Estimation of three–phase relative permeability and residual oil data[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1973, 12(4): 53–61.
- [28] 吕栋梁,杨健,林立明,等.砂岩储层油水相对渗透率曲线表征模型及其在数值模拟中的应用[J].岩性油气藏,2023,35(1):145–159.
LYU Dongliang, YANG Jian, LIN Liming, et al. Characterization model of oil–water relative permeability curves of sandstone reservoir and its application in numerical simulation[J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(1): 145–159.

(编辑 黄颖)