

引用格式:孔德彬,杨星星,张可,等.油藏改建储气库多周期与单周期多级压力下相间传质研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(6):1130-1138.

KONG Debin, YANG Xingxing, ZHANG Ke, et al. Study on interphase mass transfer under multi-cycle and single-cycle multi-stage pressure conditions during reservoir conversion to gas storage[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(6): 1130-1138.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.06.020

油藏改建储气库多周期与单周期多级压力下 相间传质研究

孔德彬¹, 杨星星¹, 张可², 程耀泽², 高嘉豪², 李傲³

(1. 北京科技大学资源与安全工程学院, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院提高油气采收率全国重点实验室, 北京 100083; 3. 中国石油大学(北京)化学工程与环境学院, 北京 102200)

摘要:以5种国内典型陆相油藏原油为研究对象,基于超高压流体相态分析研发的储气库注采油气相行为模拟实验平台,开展了单周期和多周期注采实验。实验研究了3种不同性质原油单周期注采过程中多级压力下的油气性质,以及2种不同性质原油多周期注采的油气特征,揭示了国内陆相油藏建库油气体系相间传质规律与建库周期数的关系,为确定不同性质油藏改建储气库建库周期数提供理论依据。实验结果表明:①注气期间,传质以溶解扩散为主,蒸发抽提为辅,导致原油密度和黏度减小,相包络线向左上偏移,临界点向低温高压方向偏移;②采气期间,传质以蒸发抽提为主,溶解扩散为辅,表现为原油密度和黏度增大,气体密度和黏度减小,当油气体系压力达到下限压力,原油密度和黏度达到最大,气体密度和黏度达到最小,相包络线向左上偏移,临界点向低温高压方向偏移;③单周期内,注气过程使易挥发油和重油变轻,重质组分含量减少,采气至下限压力后,黑油C₇₊组分含量较初期减小,易挥发油C₇₊组分含量较初期增大;④多周期内,随着注采周期数增加,黑油在采气至下限压力过程中,重质组分含量先减小后增大直至稳定,气顶对原油抽提能力基本为零,标志着建库完成,易挥发油在采气至下限压力过程中,重质组分含量先增大后稳定,气顶对原油抽提能力基本为零,建库完成。

关键词:油藏型储气库;多周期;多级压力;相间传质;蒸发抽提;溶解扩散

中图分类号:TE81

文献标识码:A

Study on interphase mass transfer under multi-cycle and single-cycle multi-stage pressure conditions during reservoir conversion to gas storage

KONG Debin¹, YANG Xingxing¹, ZHANG Ke², CHENG Yaoze², GAO Jiahao², LI Ao³

(1. School of Resources and Safety Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China;

2. State Key Laboratory of Enhanced Oil & Gas Recovery, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 3. College of Chemical Engineering and Environment, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102200, China)

Abstract: Five typical continental reservoir crude oils in China were selected as research objects. Single-cycle and multi-cycle injection and production experiments were conducted using a simulation platform for oil-gas phase behavior during injection and production in gas storage reservoirs, which was developed based on ultra-high-pressure fluid phase analysis. Oil-gas properties under multi-stage pressures during single-cycle injection and production were investigated for three types of crude oils with different properties. Oil-gas characteristics during multi-cycle injection and production were examined for two types of crude oils with different properties. These revealed the relationship between interphase mass transfer patterns and the number of construction cycles in the oil and gas system of continental reservoir gas storage construction, providing theoretical guidance for determining the number of construction cycles for converting reservoirs of different types into gas storage. The experimental results showed that: (1) During gas injection, mass transfer was primarily driven by dissolution and diffusion, supplemented by evaporation and extraction. This led to a decrease in the density and viscosity of crude oil, a left-upward shift of the phase envelope, and a shift of the critical point towards lower temperatures and higher pressures. (2) During gas production, mass transfer was dominated by evaporation and extraction, supplemented by dissolution and diffusion. This manifested as

收稿日期:2024-09-26。

第一作者简介:孔德彬(1989—),男,副教授,博士,主要从事渗流力学和二氧化碳封存与利用方面研究。地址:北京市海淀区学院路30号,邮政编码:100083。E-mail:kongdb@ustb.edu.cn

通信作者简介:杨星星(1996—),男,在读硕士研究生,主要从事油气藏流体相态及提高采收率方面研究。地址:北京市海淀区学院路30号,邮政编码:100083。E-mail:M202220168@xs.ustb.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩油原位转化过程中纳微米尺度流固界面作用及流动机制”(42102163)。

increases in crude oil density and viscosity and decreases in gas density and viscosity. When the pressure of the oil and gas system reached the lower limit, the density and viscosity of crude oil reached their maximum values, while the density and viscosity of gas reached their minimum. Meanwhile, the phase envelope shifted left and upward, and the critical point moved towards lower temperatures and higher pressures. (3) Within a single cycle, the gas injection process lightened both volatile oil and heavy oil, reducing the content of heavy components. After gas production down to the lower limit pressure, the content of black oil C_7+ components decreased compared to the initial stage, while the content of volatile oil C_7+ components increased compared to the initial state. (4) Over multiple cycles, as the number of injection and production cycles increased, during the gas production process down to the lower limit pressure, the content of heavy components in black oil first decreased and then increased until it stabilized. The extraction capacity of the gas cap for crude oil was basically zero, indicating the completion of the reservoir construction. For volatile oil during the gas production process down to the lower limit pressure, the content of heavy components in volatile oil first increased and then stabilized. The extraction capacity of the gas cap for crude oil was also basically zero, marking the completion of gas storage construction.

Keywords: reservoir-type gas storage; multi-cycle; multi-stage pressure; interphase mass transfer; evaporation and extraction; dissolution and diffusion

国家统计局数据显示,全球储气库总工作气量达 $4\ 165\times 10^8\ \text{m}^3$,占世界天然气总消费量的12%,其中主要发达国家工作气量占消费量的19.5%。中国储气库设计总工作气量为 $219\times 10^8\ \text{m}^3$,调峰能力 $147\times 10^8\ \text{m}^3$,仅占全国天然气消费量的4.4%,远低于发达国家水平及世界均值^[1]。中国气藏集中在西部,而天然气消费主要在东部和南部,且存在显著的季节性差异,北方夏季供过于求,冬季供不应求,用气地域性和季节性供需矛盾突出^[2-3]。地下储气库通过注气设备将天然气注入枯竭油气藏、盐穴或含水层等地下空间,利用地质构造封闭性实现气体储存,供大于求时注气储存,供小于求时采气供应^[4-6]。因其存储容量大、建设成本低、运行压力高、经济效益显著且可持续性强,地下储气库在季节调峰保供、优化管道运行、能源战略储备及创造经济收益等方面发挥重要作用^[7],对完善国家天然气产业、保障国计民生和维护国家能源安全具有十分重要的意义,被认为是目前大规模储气的最优方案^[8-12]。相比国外,中国地下储气库起步较晚,但发展迅速,自1965年大庆油田储气库投运以来,已建成涵盖盐穴、气藏和气顶油藏等类型的27座地下储气库,主要分布于中国东部天然气消费主要市场^[13-14]。与其他类型储气库相比,油藏型储气库具有显著的经济优势,油藏改建储气库不仅能实现储气调峰,还能提高油藏的采收率,从而使储气库运行的整体技术经济指标达到最优^[15-16],但中国对于油藏型储气库的研究仍处于探索阶段,相关建设工作任重道远。

目前,国内外通过高温高压注气膨胀、多次接触抽提、传质扩散等相平衡实验模拟等方法对油气藏改建储气库过程中的相行为进行研究。马震^[17]针对S6气顶油藏开展伴生气回注多周期注采流体相态实验,揭示了注采过程中注入气与气顶油藏的相态变化特征,为提高原油采收率及增加库容提供技术依据;王皆明等^[18]和TANG等^[19]开展了凝析气藏型储气库多周期注采过程中的流体相态变化特征研究,剖析了注采过程中采出流体

和剩余流体的相态特征;王皆明等^[20]通过实验和数字模拟相结合的方式,开展气藏型储气库注采全过程的油气相行为模拟,研究了注采全过程中气顶气与油环油的传质机理和物性变化规律。与气藏和气顶油藏不同,油藏改建储气库的过程中需要注气形成气顶,且储气库注采速度比气藏开发快20~30倍,导致相间传质更为复杂剧烈。然而,目前针对油藏改建储气库过程中相态特征的变化规律与作用机理研究较少^[10,14],且存在以下局限性:①现有研究采用伴生气回注油藏的思路,研究结果仅适用于特定油田,不符合中国西气东送的现场应用,其传质规律缺乏普遍性;②现有实验研究因为PVT容器太小,无法进行多周期多级压力下的油、气物性和采收率研究;③现有研究多针对单一油藏的多周期注采相态,缺乏不同油藏注采过程的对比分析。基于上述研究空白,设计了相应的研究思路并开展实验。

为研究上述问题,以国内5种典型陆相油藏原油为研究对象,基于超高压流体相态分析技术,利用自主研发的储气库注采油气相行为模拟实验平台,开展3种不同性质原油单周期注采过程中多级压力下的油气性质研究,以及2种不同性质原油的多周期注采实验,揭示国内陆相油藏建库过程中油气体系相间传质规律与建库周期数的关系,为确定不同性质油藏改建储气库的建库周期数提供重要参考。

1 实验部分

1.1 实验装置

实验设备选用法国ST公司生产的无汞全透明活塞式高压PVT装置(图1),该装置主要由高温高压反应釜、注入单元、物理性能测试单元、分离和收集单元及组分分析单元组成。其中高温高压反应釜为全可视化活塞式反应釜,其体积变化可通过计算机控制的精密马达驱动活塞进行控制。气组分分析采用美国安捷伦气相色谱仪。

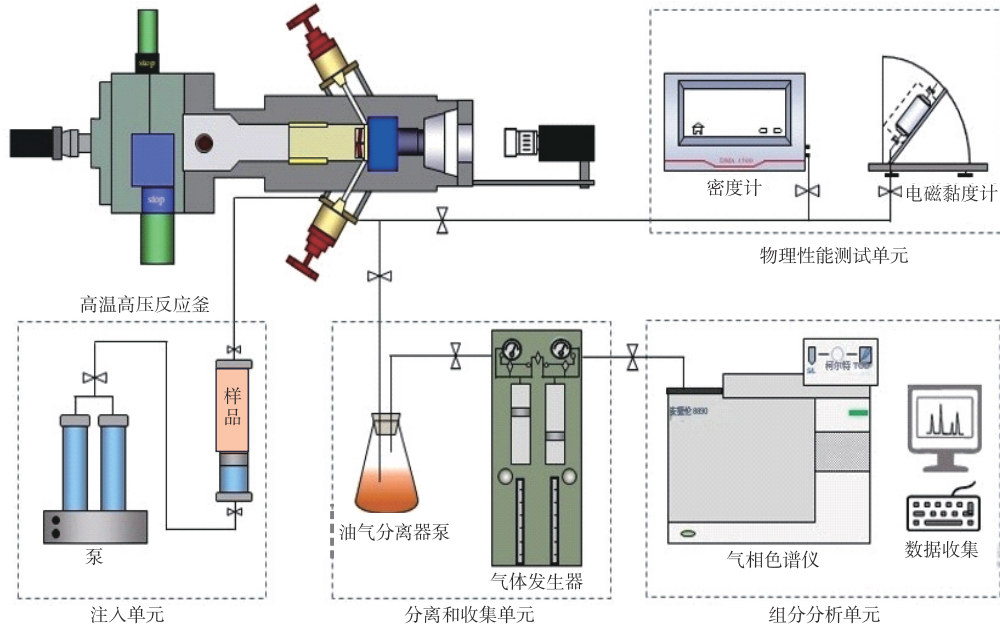


图1 高温超高压流体相态特征评价实验装置

Fig. 1 Experimental apparatus of phase characteristics evaluation of high temperature and ultra-high pressure fluid

1.2 实验流体

实验样品在实验室配制,配制所用单脱油来自油田单脱油,所用单脱气是根据油田提供气组分配制而成。利用地面脱气原油和单脱气复配获取原始地层油气流体样品,复配的流体性质与原始油藏保持一致^[21-24],采用安捷伦色谱仪对5种原油的组分进行分析(表1)。注入气由天津液化空气集团配制,其中C₁(CH₄)占比为95.05%,具体组分如表2所示。

表1 实验所用地层流体组分

Table 1 Composition of formation fluid used in experiments %

组分	1号原油 摩尔分数	2号原油 摩尔分数	3号原油 摩尔分数	4号原油 摩尔分数	5号原油 摩尔分数
CO ₂	0.07	1.25	0.07	0.52	0.310
N ₂	0.57	1.46	0.45	0.37	0.127
C ₁	13.86	41.54	51.37	42.43	43.133
C ₂	2.66	2.52	3.35	5.30	6.578
C ₃	0.80	0.50	0.98	4.36	5.111
iC ₄	0.15	0.12	0.46	1.92	6.363
nC ₄	0.23	0.08	0.37	3.36	2.589
iC ₅	3.18	1.02	2.24	2.28	5.218
nC ₅	1.83	1.21	1.30	2.61	0.979
C ₆	4.44	2.49	2.64	2.70	1.261
C ₇	5.29	4.15	3.85	3.02	1.323
C ₈	4.99	5.04	4.39	3.04	1.554
C ₉	3.98	4.36	3.58	3.05	1.626
C ₁₀	3.53	3.72	3.00	3.01	0.924
C ₁₁₊	54.42	30.55	21.96	22.03	22.904

表2 注入气组分及摩尔分数

Table 2 Composition and mole fraction of injected gas %

组分	摩尔分数
N ₂	0.50
CO ₂	0.23
C ₁	95.05
C ₂	1.50
C ₃	1.20
iC ₄	0.80
nC ₄	0.72

1.3 实验步骤

实验分为多级压力下单周期注采和多周期注采,具体步骤如下(图2):

1) 连接好实验仪器,在地层温度下,将配制好的流体加压至高于饱和压力0.5~1.0 MPa,并充分搅拌,保持流体单相,然后将流体样品转入PVT容器,压力稳定后记录压力值和样品体积。

2) 在仪器的恒压模式下将一定体积的地层流体样品通过反应釜上下阀门缓慢均匀地放出,模拟油藏衰竭开采。

3) 采出流体开展单次脱气实验,称量剩余油质量,记录样品体积、大气压力和室温。使用色谱仪分析单次脱气实验残余油和脱出气样组分,测定死油密度和平均分子量。

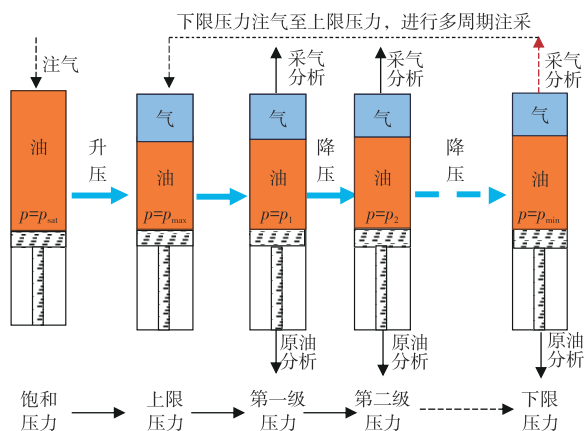
4) 向衰竭开采后的PVT容器中注入烃气,直至容器

压力达到上限压力且变化速率上下波动不超过1%,稳定4 h后停止注气。

5) 开展定容衰竭模拟多级压力下采气。根据上、下限压力区间,将压力划分为5~6个级别,通过容器阀门进行多级压力下的流体采出(单周期注采在各压力级同时采出气体和原油,多周期注采仅在下限压力下同时采出气体和原油,其他多级压力仅采气),并将采出流体按照上述步骤3)分析,直至采至下限压力。

6) 换2号和3号原油按上述步骤(1)~(5)进行单周期注采。

7) 换4号和5号原油按上述步骤(1)~(5)进行多周期注采。



注: p 为反应釜压力,单位MPa; p_{sat} 为原油饱和压力,单位MPa; p_i 为单周期内多级压力,单位MPa。

图2 实验步骤

Fig. 2 Experimental procedure

2 实验结果与分析

2.1 组分传质规律

通过高温高压物性测试获得3种原油的相关参数,其中1号原油地层温度为82℃,2号为54.78℃,3号为40.02℃,4号为85℃,5号为89℃。

为了便于分析,将原始油藏条件下实验测得的原油组分划分为3组拟组分进行分析,其中轻质组分(C_1+N_2)包含 C_1 和 N_2 、中间组分($CO_2+C_2-C_6$)包含 CO_2 和 C_2-C_6 、碳分子数大于7的统称为重质组分(C_7+)。根据中华人民共和国国家标准《油气藏流体物性分析方法》(GB/T 26981—2020)和《油层物理学》判定5种原油的性质^[25-26](图3),其中1号、4号和3号原油为黑油,2号和5号为易挥发油,选择1号、2号和3号原油进行单周期多级压力注采相间传质研究,4号和5号进行多周期注采下限压力相间传质研究。

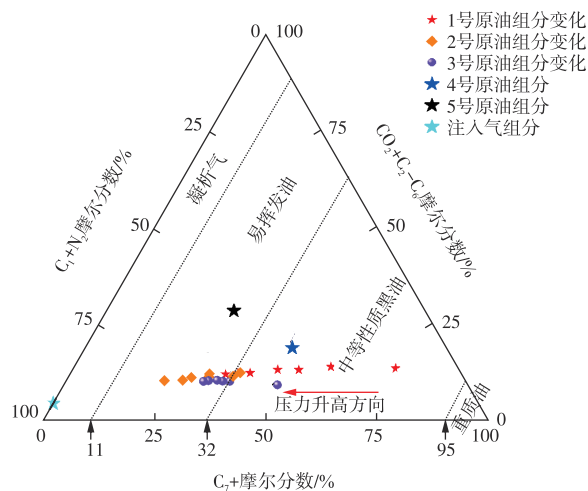


图3 原油注采拟组分变化(箭头指向为初始条件)

Fig. 3 Pseudocomponent variations during crude oil injection and production (arrows indicate initial conditions)

2.2 油藏建库单周期多级压力下相间传质

2.2.1 多级压力下组分变化研究

选择1号、2号和3号原油进行单周期多级压力注采相间传质研究,根据原油饱和压力和建库下限压力分别将1号、2号和3号的采气压力划分为4级、5级和4级,并对各级压力下的油气组分变化进行分析。

根据图4所示,注气后随着压力升高,1号和3号原油的轻质组分含量增加,重质组分含量减少,中间组分基本不变,原油性质由黑油变为易挥发油;2号原油的轻质组分含量增加,重质组分含量减少,中间组分基本不变,原油性质依旧为易挥发油。采气过程中,随着压力降低,1号和3号原油轻质组分含量减少,重质组分含量增加,中间组分基本不变,原油性质由易挥发油转变为比原始流体更轻质的黑油;2号原油轻质组分含量减少,重质组分含量增加,中间组分基本不变,原油性质依旧为易挥发油。

注气过程中,原油的轻质组分含量增加,重质组分含量降低,中间组分基本不变;注气至上限压力时,易挥发油和重油变轻,重质组分摩尔百分数含量减少。采气过程中,原油轻质组分含量降低,重质组分含量增加;采气至下限压力时,储气库下限压力下易挥发油的重质组分较初始原油升高,重油的重质组分含量较初始原油降低。此外,1号和3号原油采气至下限压力后 C_7+ 组分含量较初期减少,但2号原油 C_7+ 组分含量较初期相比增加。

从油气体系物性变化可以看出,单周期注气过程中,相间传质以溶解扩散为主、蒸发抽提为辅;采气过程中,相间传质以蒸发抽提为主,溶解扩散为辅。其中,黑油采气至下限压力后 C_7+ 组分含量较初期减少,易挥发油采气至下限压力后 C_7+ 组分含量较初期增加。

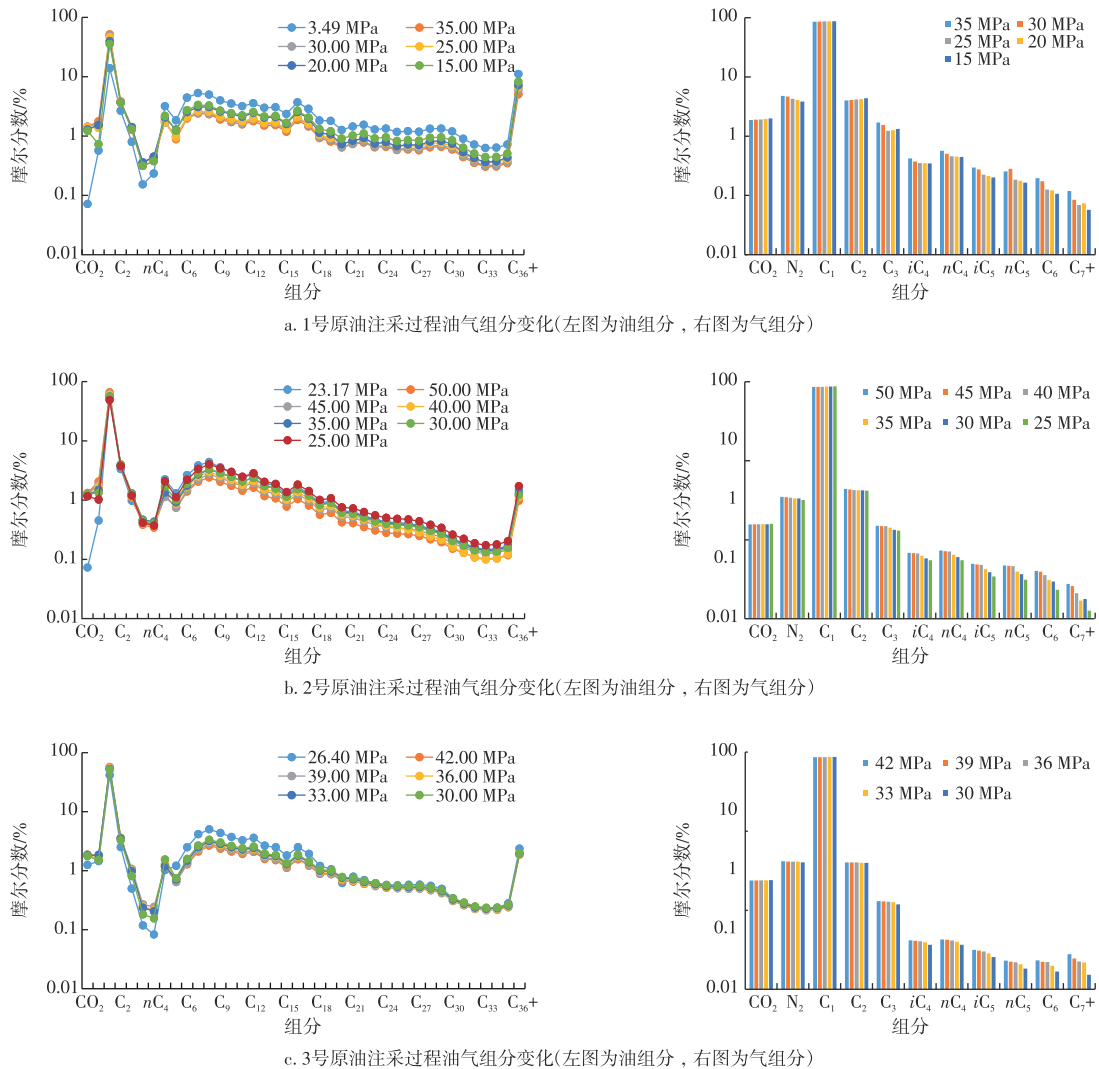


图4 原油在多级压力下注采过程中组分变化

Fig. 4 Variations in composition of crude oil during gas injection and production under multi-stage pressures

2.2.2 多级压力下物性变化研究

基于高温超高压流体相态实验平台,获取注采过程中各级压力下油、气组分,采用PVTsim数值模拟软件,选取Peng-Robinson状态方程(对SRK方程做出了进一步改进),计算注采过程中各级压力下油、气体系的密度和黏度。

根据图5所示,原油注气至上限压力过程中,原油密度和黏度减小,降至每周期内最小值,气体密度和黏度则增至最大值。随着采气过程推进,油气体系压力降低,原油密度和黏度同步增加,气体密度和黏度同步减小,直至油气体系压力达到下限压力时,原油密度和黏度达到最大,气体密度和黏度达到最小。

从油气体系物性变化可以看出,单周期注气过程中,相间传质以溶解扩散为主、蒸发抽提为辅,传质作用主要表现为气体溶解进入原油,使得原油密度和黏度显著降

低;采气过程中,随着油气体系压力下降,相间传质以蒸发抽提为主、溶解扩散为辅,传质作用主要表现为原油组分蒸发进入气体,使得原油密度和黏度显著降低。

2.2.3 多级压力下相包络线变化研究

基于高温超高压流体相态实验平台,获取注采过程中各级压力下油、气组分组成,采用PVTsim数值模拟软件,选取Peng-Robinson状态方程,绘制注采过程中各级压力下油、气体系的相包络线。

根据图6所示,注气过程中,原油的油环油相包络线向左上偏移,临界点向低温高压方向偏移,表明油环油中重质组分含量降低,轻质组分含量升高,油环油流动性变好;采气过程中,随着压力降低,气顶气相包络线与油环油相包络线均向右下方偏移,临界点向高温低压方向偏移,表明平衡时油相中重烃组分含量增加,轻质组分含量降低,油环油流动性变差。

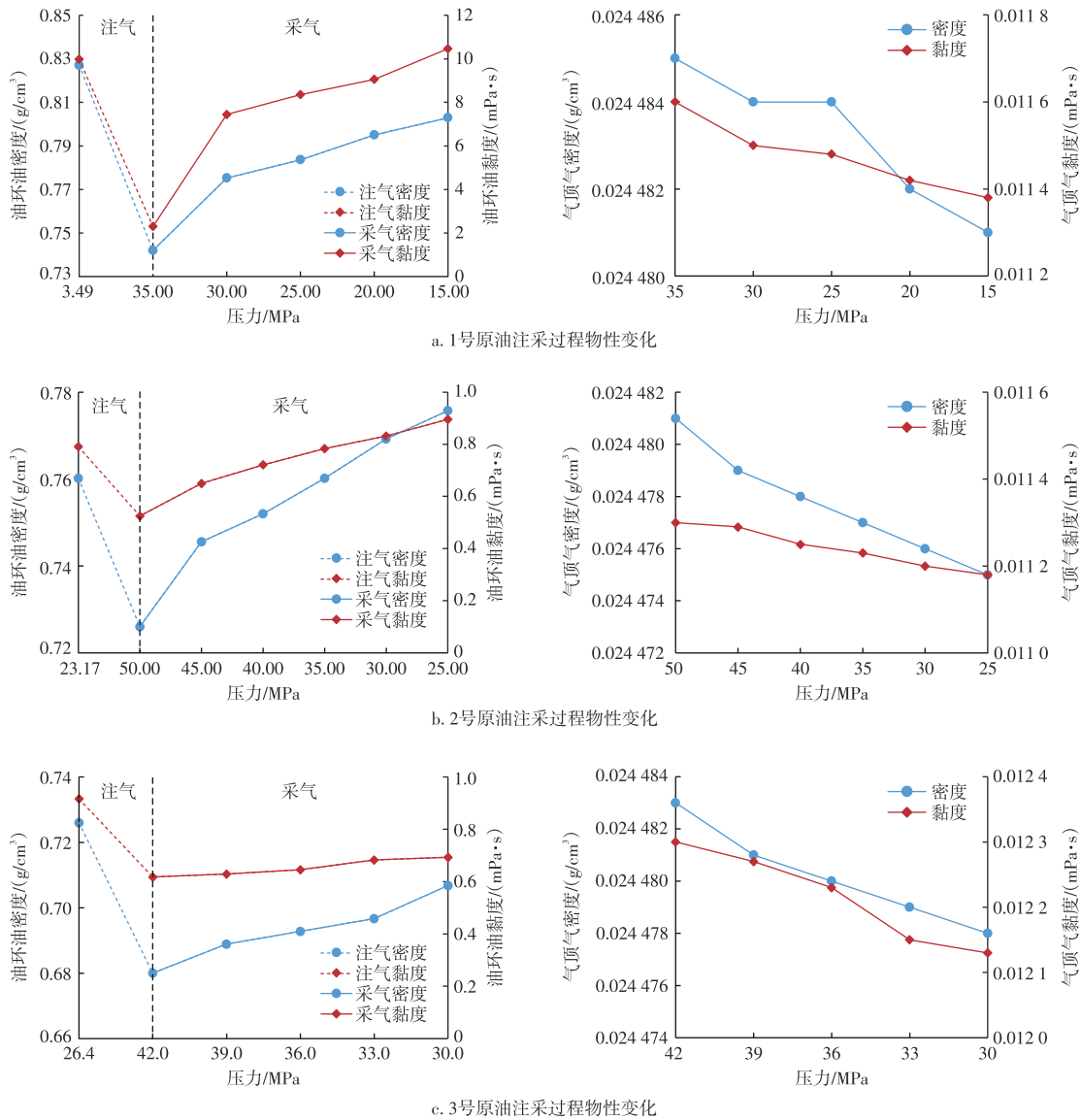


图5 原油在多级压力下注采过程中物性变化

Fig. 5 Variations in physical properties of crude oil during gas injection and production under multi-stage pressures

2.3 油藏建库多周期相间传质

2.3.1 油气组分变化研究

对4号黑油和5号易挥发油开展多周期注采实验,利用油相色谱仪分析每周期下限压力下的油组分,并结合单周期相间传质规律,研究多周期注采过程中相间传质与周期数的规律。

根据图7所示,从油气体系组分变化可以看出,随着注采周期数增加,原油注气过程中,相间传质以溶解扩散为主、蒸发抽提为辅;原油采气过程中,相间传质以蒸发抽提为主、溶解扩散为辅。对于黑油油藏,随着建库周期数增加,采气下限压力下原油重质组分含量呈现先减小、后增大,最后趋于稳定的变化趋势,当气顶对原油的抽提能力基本降为零时,标志建库完成;易挥发油油藏在采气

下限压力下,原油重质组分含量随着建库周期数增加先增大,后趋于稳定,待气顶对原油的抽提能力基本降为零时,建库完成。

2.3.2 油气物性变化研究

基于高温超高压流体相态实验平台,获取注采过程中各级压力下油、气组分组成,采用PVTsim数值模拟软件,选取Peng-Robinson状态方程,计算4号黑油和5号易挥发油在多周期注采过程中每周期下限压力下的原油密度和黏度。

根据图8所示,从油气体系物性变化可以看出,随着注采周期数增加,原油注气过程中,相间传质以溶解扩散为主、蒸发抽提为辅;原油采气过程中,相间传质以蒸发抽提为主,溶解扩散为辅。黑油和易挥发油在衰竭开采时,其密度和黏度均呈上升趋势,且易挥发油的增幅显著

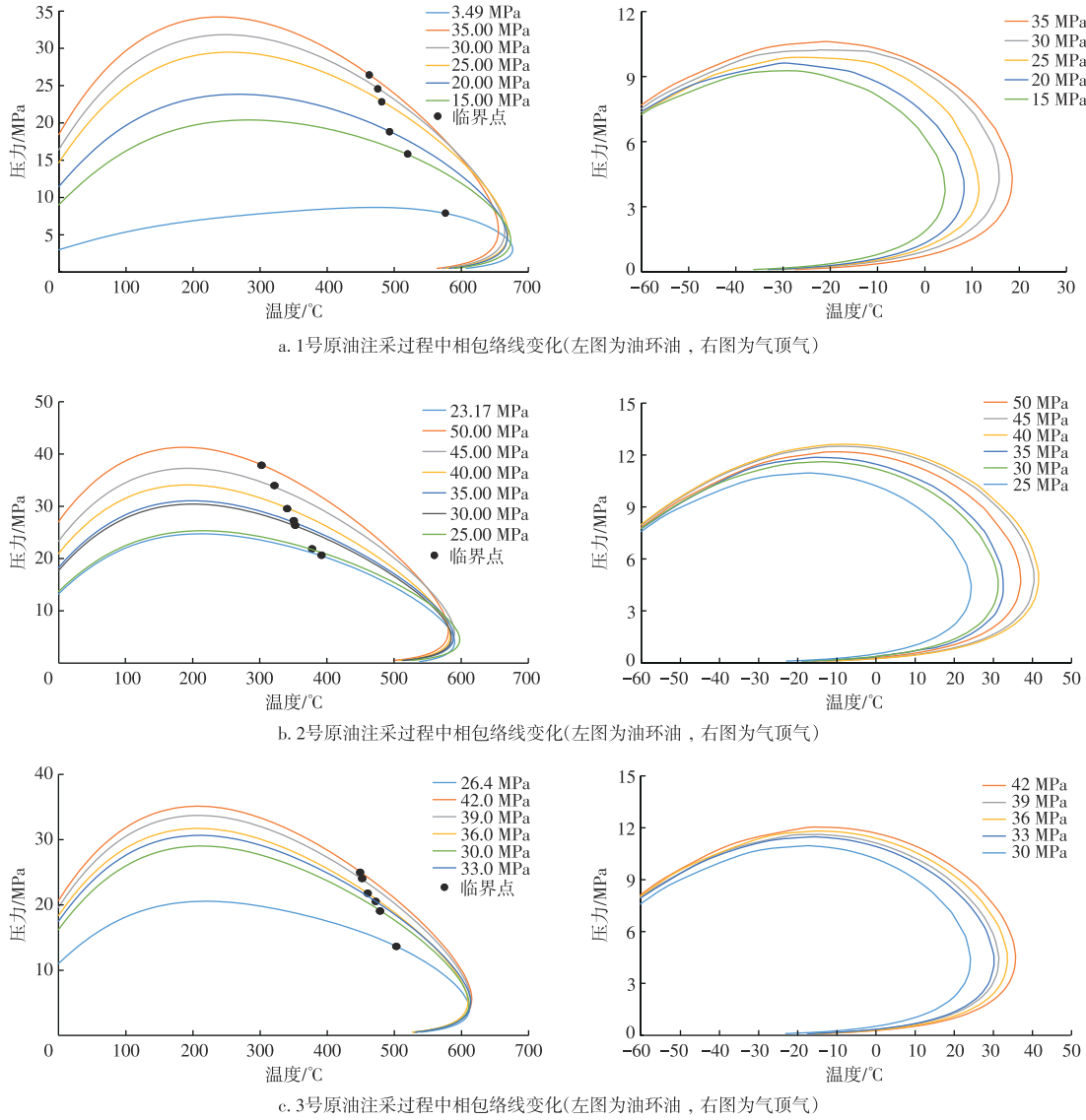


图6 原油在多级压力下注气、采气过程中包络线变化

Fig. 6 Envelope variations in crude oil during gas injection and production under multi-stage pressures

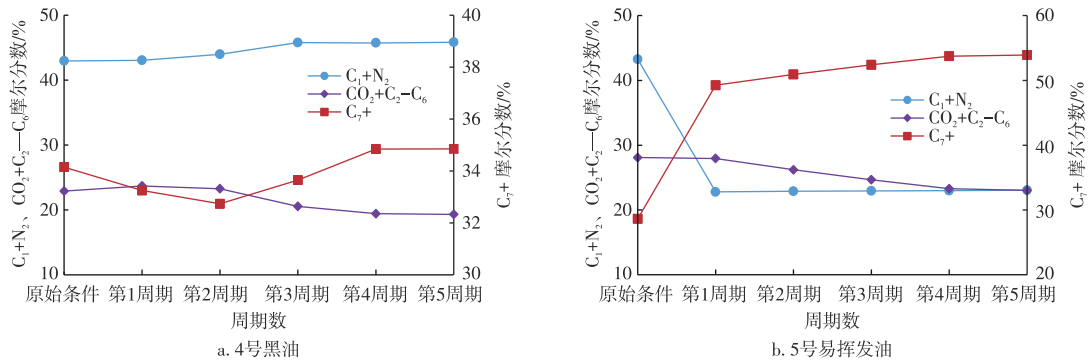


图7 不同性质原油在多周期下限压力下原油组分变化

Fig. 7 Variations in composition of different types of crude oil under multi-cycle lower limit pressure

高于黑油。注气后,两类原油的密度和黏度均降低,其中易挥发油的降幅更大。注气至上限压力后进入采气阶段,随着注采周期数增加,采气至下限压力过程中原油密度和黏度持续增大,但易挥发油在多周期注采后的密度和黏度低于建库前水平,而黑油则高于建库前水平。

3 结论

以油藏型储气库采气阶段油气体系相间传质规律为研究目标,开展3种不同性质原油改建储气库单周期注

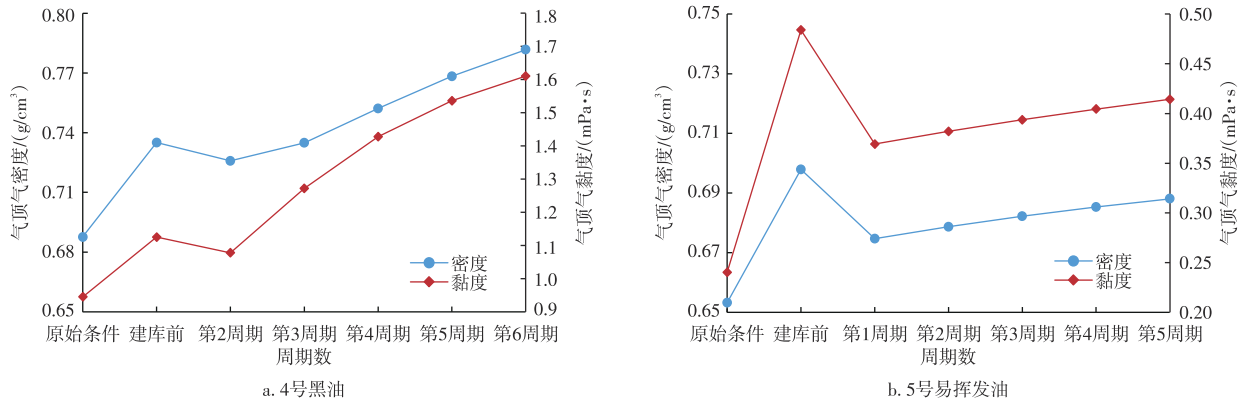


图8 不同性质原油在多周期下限压力下原油物性变化

Fig. 8 Variations in physical properties of different types of crude oil under multi-cycle lower limit pressure

采实验和2种不同性质原油改建储气库多周期注采实验,揭示了国内陆相油藏建库过程中油气体系相间传质与建库周期数的关系,为确定不同性质油藏改建储气库的建库周期数提供重要依据。研究表明:

1) 原油注气阶段,相间传质以溶解扩散为主、蒸发抽提为辅,原油密度和黏度减小,相包络线向左上方偏移,临界点向低温高压方向偏移。

2) 采气阶段,相间传质以蒸发抽提为主、溶解扩散为辅,原油密度和黏度持续增大,气体密度和黏度减小,直至达到下限压力时,原油密度和黏度达到最大,气体密度和黏度达到最小;相包络线向右下方偏移,临界点向高温低压方向偏移。

3) 单周期注采中,注气过程中易挥发油和重油变轻,重质组分摩尔百分数降低;采气至下限压力后,黑油C₇₊组分含量较初期减少,易挥发C₇₊组分含量较初期增加。

4) 多周期注采过程中,随着周期数增加,黑油在采气至下限压力时,重质组分含量呈现先减小后增大,最终稳定的趋势,当气顶对原油的抽提能力近乎为零时,建库完成;易挥发油重质组分含量则先增大后趋于稳定,气顶对原油抽提能力基本为零时,建库完成。

参考文献

[1] 曾大乾,张俊法,张广权,等.中石化地下储气库建库关键技术研究进展[J].天然气工业,2020,40(6):115-123.
ZENG Daqian, ZHANG Junfa, ZHANG Guangquan, et al. Research progress of Sinopec's key underground gas storage construction technologies[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6): 115-123.

[2] 张金冬.低渗透气藏天然气地下储气库渗流理论及模拟研究[D].哈尔滨:哈尔滨工业大学,2021.
ZHANG Jindong. Theory and simulation research of seepage in low permeability underground natural gas storage[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2021.

[3] 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.

[4] 丁国生,李春,王皆明,等.中国地下储气库现状及技术发展方向[J].天然气工业,2015,35(11):107-112.
DING Guosheng, LI Chun, WANG Jieming, et al. The status quo and technical development direction of underground gas storages in China [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(11): 107-112.

[5] MI L D, GUO Y D, LI Y F, et al. Evaluation of the dynamic sealing performance of cap rocks of underground gas storage under multi-cycle alternating loads[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(4): 125-132.

[6] 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.

[7] 唐红君,黄金亮,潘松圻,等.我国天然气探明未开发储量评价及发展对策建议[J].石油科技论坛,2020,39(6):37-44.
TANG Hongjun, HUANG Jinliang, PAN Songqi, et al. Suggestions on assessment and development of China's proven but undeveloped natural gas reserves[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2020, 39(6): 37-44.

[8] 张刚雄,李彬,郑得文,等.中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议[J].天然气工业,2017,37(1):153-159.
ZHANG Gangxiong, LI Bin, ZHENG Dewen, et al. Challenges to and proposals for underground gas storage(UGS) business in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 153-159.

[9] 郑得文,张刚雄,魏欢,等.中国天然气调峰保供的策略与建议[J].天然气工业,2018,38(4):153-160.
ZHENG Dewen, ZHANG Gangxiong, WEI Huan, et al. Countermeasures and suggestions on natural gas peak shaving and supply guarantee in China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 153-160.

[10] 马新华,郑得文,申瑞臣,等.中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(3):489-499.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, SHEN Ruichen, et al. Key technologies and practice for gas field storage facility construction of complex geological conditions in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 489-499.

- [11] 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.
JIANG 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.
- [12] 丁国生,丁一宸,李洋,等.碳中和战略下的中国地下储气库发展前景[J].油气储运,2022,41(1):1-9.
DING Guosheng, DING Yichen, LI Yang, et al. Prospects of underground gas storage in China under the strategy of carbon neutrality [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(1): 1-9.
- [13] 江同文,王正茂,王锦芳.天然气顶部重力驱油储气一体化建库技术[J].石油勘探与开发,2021,48(5):1061-1068.
JIANG Tongwen, WANG Zhengmao, WANG Jinfang. Integrated construction technology for natural gas gravity drive and underground gas storage[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 1061-1068.
- [14] 范子菲,程林松,宋珩,等.带气顶油藏油气同采条件下流体界面移动规律[J].石油勘探与开发,2015,42(5):624-631.
FAN Zifei, CHENG Linsong, SONG Heng, et al. Fluid interface moving for the concurrent production of gas cap and oil rim of gas cap reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 624-631.
- [15] 朱华银,王皆明,周代余,等.我国利用油藏改建储气库技术路线与模式探讨[C]/2022油气田勘探与开发国际会议论文集V.西安:西安石油大学,2022.
ZHU Huayin, WANG Jieming, ZHOU Daiyu, et al. Discussion on technical route and mode of building gas storage by using oil reservoir in China [C]/Proceedings of the 2022 International Field Exploration and Development Conference (IFEDC) Vol V. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2022.
- [16] 李猛,郑得文,邱小松,等.储气库不同类型砂岩储层压敏特征及其影响因素[J].石油实验地质,2023,45(2):385-392.
LI Meng, ZHENG Dewen, QIU Xiaosong, et al. Stress sensitivity characteristics and influencing factors of different types of sandstone reservoirs in gas storage[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(2): 385-392.
- [17] 马震.S6气顶油藏型储气库多周期注采流体相态特征研究[D].成都:西南石油大学,2019.
MA Zhen. Study on phase characteristics of multi-cycle injection-production fluid in S6 gas cap reservoir type gas storage[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [18] 王皆明,赵凯,李春,等.气顶油藏型地下储气库注采动态预测方法[J].天然气工业,2016,36(7):88-92.
WANG Jieming, ZHAO Kai, LI Chun, et al. A method for predicting the injection-withdrawal performance of UGSs rebuilt from gas-cap oil reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 88-92.
- [19] TANG Y, LONG K J, WANG J M, 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): 395-406.
- [20] 王皆明,石磊,张宇,等.气藏型储气库注采全过程油气相行为模拟[J].石油勘探与开发,2022,49(6):1198-1205.
WANG Jieming, SHI Lei, ZHANG Yu, et al. Simulation of petroleum phase behavior in injection and production process of underground gas storage in a gas reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1198-1205.
- [21] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会.油气藏流体物性分析方法:GB/T 26981—2020[S].北京:中国标准出版社,2020.
State Administration for Market Regulation, National Standardization Administration. Analysis method for reservoir fluid physical properties: GB/T 26981—2020[S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [22] 李超,罗涛,黄亚浩,等.苏北盆地高邮凹陷花页1井古近系阜宁组裂缝脉体流体演化及其对页岩油充注过程的指示意义[J].石油实验地质,2024,46(2):228-237.
LI Chao, LUO Tao, HUANG Yahao, et al. Fluid evolution of fracture veins of Paleogene Funing Formation in well HY1 in Subei Basin and implications for shale oil filling[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(2): 228-237.
- [23] 韩俊,尤东华,钱一雄,等.微区原位碳氧同位素分析技术对碳酸盐岩成岩流体性质的约束:以塔里木盆地寒武系—奥陶系为例[J].石油实验地质,2023,45(1):135-144.
HAN Jun, YOU Donghua, QIAN Yixiong, et al. Constraints on carbonate diagenetic fluid properties by microzone in situ analysis of carbon and oxygen isotopes: A case study of Cambrian-Ordovician, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(1): 135-144.
- [24] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会.天然气的组成分析 气相色谱法:GB/T 13610—2020[S].北京:中国标准出版社,2020.
State Administration for Market Regulation, National Standardization Administration. Analysis of natural gas composition: Gas chromatography: GB/T 13610—2020[S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [25] PEDERSEN K S, CHRISTENSEN P L, SHAIKH J A. Phase behavior of petroleum reservoir fluids[M]. 2nd edition. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [26] 杨胜来,魏俊之.油层物理学[M].北京:石油工业出版社,2004.
YANG Shenglai, Wei Junzhi. Fundamentals of petrophysics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

(编辑 柳超超)