

引用格式:汤勇,袁晨刚,何佑伟,等.注入介质和注入方式对致密油提高采收程度影响实验研究:以大庆扶余储层为例[J].油气藏评价与开发,2025,15(4):554-563.

TANG Yong, YUAN Chengang, HE Youwei, et al. Experimental study on injection media and methods for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs: A case study of Fuyu reservoir in Daqing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(4): 554-563.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.04.003

注入介质和注入方式对致密油提高采收程度 影响实验研究 ——以大庆扶余储层为例

汤勇¹,袁晨刚¹,何佑伟¹,黄亮²,于福吉²,梁秀丽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.大庆油田勘探事业部,黑龙江大庆163453;3.大庆油田勘探开发研究院,黑龙江大庆163712)

摘要:致密油藏作为目前中国油气藏开发重点,因储层物性差、连通性不佳、非均质性强的特点导致其开采难度大。在致密油藏开采过程中,不同注入介质和注采方式对致密油藏开采的机理及提采效果不明确,从而严重制约了致密油藏的高效开采。以中国石油大庆油田扶余储层为例,开展不同注入介质(CO₂、活性剂)及不同注入方式(驱替、吞吐、气水交替)的地层岩心动态注入室内实验,研究不同注入介质及注入方式对致密油藏的提采机理及提采效果。结果发现:气水交替驱与CO₂气驱相比,地下原油采出程度提高了4.14%,与活性剂驱相比,地下原油采出程度提高了15.38%;气水交替吞吐与CO₂吞吐相比,地下原油采出程度提高了0.54%,与活性剂吞吐相比,地下原油采出程度提高了5.09%。建立驱油优势通道后的驱替比吞吐具有更大的波及体积与洗油效率,且气水交替注入较单一介质注入有效地降低了流体窜流,增大了对细小孔隙的清扫。由于CO₂注入对地层原油的降黏及溶解气驱效果较好,CO₂注入采出程度高于活性剂注入。同等注采条件下,低黏度原油的采出程度高于高黏度原油,黏度的增大显著增大了渗流阻力。研究得出了不同注入介质及不同注入方式对致密油藏开发的提采程度差异,为致密油藏进一步高效开发提供实验及理论支持。

关键词:致密油藏;活性剂;驱替;吞吐;气水交替;提高采收程度

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Experimental study on injection media and methods for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs: A case study of Fuyu reservoir in Daqing

TANG Yong¹, YUAN Chengang¹, HE Youwei¹, HUANG Liang², YU Fuji², LIANG Xiuli³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Daqing Oilfield Exploration Division, Daqing, Heilongjiang 163453, China; 3. Daqing Oilfield Exploration and Development Research Institute, Daqing, Heilongjiang 163712, China)

Abstract: Tight oil reservoirs, as a key focus in China's current oil and gas development, present significant exploration challenges due to their poor physical properties, limited connectivity, and strong heterogeneity. During the exploration of tight oil reservoirs, the influence of different injection media and production methods on recovery mechanisms and performance remains unclear, severely restricting their efficient exploration of these reservoirs. Taking the Fuyu reservoir in the Daqing oilfield of PetroChina as a case study, laboratory experiments involving dynamic core injection were conducted using various injection media (CO₂ and surfactants) and methods (displacement, huff-n-puff, and gas-water alternating injection) to investigate their effects on oil recovery mechanisms and efficiency in tight reservoirs. The results indicated that gas-water alternating displacement improved underground oil recovery by 4.14% compared to CO₂ displacement and by 15.38% compared to surfactant displacement. Similarly, gas-water alternating huff-n-puff increased oil recovery by 0.54% over CO₂ huff-and-puff and by 5.09% compared to surfactant huff-n-puff. Displacement methods, after forming preferential oil flow channels, exhibited larger sweep volumes and higher oil displacement efficiency than huff-and-puff methods. Moreover, gas-water alternating injection effectively reduced fluid channeling compared to single-media injection and enhanced the sweep of fine pore spaces.

收稿日期:2024-02-08。

第一作者简介:汤勇(1975—),男,博士,教授,博士生导师,从事低渗油藏开发、注气提高采收率的教学和研究工作。地址:成都市新都区新都大道8号西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室,邮政编码:610500。E-mail:tangy@swpu.edu.cn

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)。

Due to CO_2 's superior viscosity reduction and dissolved gas drive effects on reservoir crude oil, CO_2 injection achieved higher recovery than surfactant injection. Under identical injection-production conditions, low-viscosity crude oil exhibited a higher recovery compared to high-viscosity crude oil, as increased viscosity significantly raised flow resistance. The study reveals the differences in recovery performance associated with various injection media and methods, providing experimental evidence and theoretical support for the efficient development of tight oil reservoirs.

Keywords: tight oil reservoir; surfactant; displacement; huff-n-puff; gas-water alternating injection; enhanced oil recovery

随着全球范围内对油气资源不断开采,常规油气资源开发程度不断提高并呈现出高含水、高采出的特征趋势,因此,常规油气藏进一步提升产量存在较大难度。随着技术的发展,勘探开发理念不断进步,致密油藏开发正逐步成为新的开发热点。致密油储量丰富^[1-5],据目前已查明的地质资料显示,全球致密油总储量约为 $9\,294\times 10^8$ t,其中技术可采储量约 460×10^8 t,并且全球致密油分布较为集中,主要分布在中国、俄罗斯、美国、利比亚、澳大利亚和阿根廷^[6]。中国的致密油藏主要分布在鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地、吐哈盆地、苏北盆地等,其中以鄂尔多斯延长组、松辽盆地扶余储层为典型^[7]。中国致密油储量丰富,提高致密油藏采出程度能为中国解决能源危机,实现能源安全提供强大助力。

致密油藏开发中流体注入开发主要分为驱替和吞吐。据全球油田开发数据统计,特低渗和低渗透油田目前的开采方式以注水为主、注气为辅^[8]。注水驱替仍将是致密储层的主要开发方式。水驱过程中,储层均质性对驱油效率影响巨大,孔喉匹配性好的低渗储层在驱替过程中仍能获得较高的原油采出程度,这是致密油藏水驱开发的基础^[9]。致密油藏中水驱产油主要来自中、小孔隙,通过提高注入压力,能显著提高孔隙动用程度^[10]。随着水驱技术的进一步发展,其他改性水的加入进一步提高了水驱效率,其中活性剂驱的提采效果显著。活性剂主要由表面活性剂以不同比例配置而成,微量而高效,其驱油的主要机理是改变岩石表面润湿性,同时降低油水界面张力,促进原油在基质表面剥离的同时提高介质对原油的运移,进而提高原油采出程度^[11]。虽然注水开发运用广泛,但在致密油藏中,注水往往伴随着压力的异常升高,这时注气的能量补充效率通常更高。目前可运用于致密油藏开发的气体有 CO_2 、 N_2 、烟道气等,其中以 CO_2 的效果最好^[12-14]。现有研究表明: CO_2 不仅对原油黏度降低效果显著,还能通过混相机理有效提高原油的采出程度^[15-16]。 CO_2 在地下高温条件下的扩散系数与其垂向密度差异,能更加有效地驱替储层流体^[17]。 CO_2 的驱埋一体化能实现 CO_2 的长期埋存,为实现“双碳”目标提供重要助力^[18-19]。

除驱替开发致密油藏外,吞吐也是致密油藏开发的主要手段之一^[20-21]。注水吞吐主要针对的是依靠地层能量开采、后期自然产能严重不足的单一油井,通过油井向

地层注水的方式补充油藏压力,待地层压力恢复到一定水平后关井一段时间,使流体优先进入到高孔-高渗带或裂缝内,在毛管力的作用下驱替细小孔隙中的原油,也就是渗吸采油^[22-23]。同时,地层流体在毛管力作用下发生渗吸置换,实现油水分布再次平衡,进一步增加油藏采油率^[24]。活性剂因能影响毛管力、增强渗吸效果,在致密油藏注水吞吐开发中潜力巨大^[25-26]。活性剂吞吐过程中,油水界面张力降低,岩石润湿性改变,且活性剂会乳化原油,使得活性剂的吞吐波及范围更广,原油采出程度更高^[27-29]。与注水吞吐相比,注气吞吐中的气体能进入更细小的孔隙,甚至能进入纳米孔隙中,对水相波及不到的空间产生有效渗吸^[30]。 CO_2 吞吐采油过程中,在“吞”的过程中,由于独特的降黏效果及混相特性,地层结垢及沥青堵塞风险变小;在“吐”的过程中, CO_2 由于显著的溶解气驱效应,相比其他气体能携带出更多的地层原油^[31-32]。

与中、高渗储层相比,致密储层常需要大规模压裂才能投产,这使得储层非均质性进一步加剧^[33]。极强的非均质性使流体注入时易沿高渗通道窜流,导致流体波及效率低。气水交替注入(WAG)技术不仅能有效控制窜流、稳定驱替前缘^[34-35],从而扩大流体波及效率^[36-37],而且段塞式的注入方式还能造成油水饱和度的循环变化,从而进一步提高致密油的采出程度。气水交替注入还可以改善层间与平面的动用程度,影响介质注入后的纵向剖面,使油层动用趋于平衡^[38]。气水交替技术可同时应用于驱替及吞吐技术中,因此,在对比实验中加入了气水交替驱替和气水交替吞吐,验证气水交替在不同注入方式下的提高原油采出程度效果。

致密油藏开采困难,不同介质对地层原油的提采效果不同。目前,研究多针对单一介质对致密油藏提采效果影响的主控因素,缺乏对同一介质不同提采手段下的对比实验,难以得到不同介质的提采效果^[39]。另外,对同一储层中不同注入方式的提采效果也不明确^[40-42]。为进一步明晰注气与注水对致密油藏开发的影响,同时研究不同注入方式(驱替、吞吐和气水交替注入)对提高采出程度的影响,以中国石油大庆油田扶余致密储层为研究对象,通过开展注 CO_2 驱、注活性剂驱、气水交替驱、注 CO_2 吞吐、注活性剂吞吐、气水交替吞吐实验,揭示致密油藏注入不同介质的提高采出程度机理,明确不同注入方式对原油提采程度,为致密油藏高效开发提供实验及理论基础。

1 油藏流体基本参数

室内岩心流动模拟实验中,使用的现场油样为塔21-4外扩区块和葡483-481区块所取得的地面脱气原油,地层油藏物性数据见表1。

塔21-4外扩区块扶余油层地层水分析资料显示:氯离子质量浓度介于930~2 100 mg/L(平均值为1 450 mg/L),地层水矿化度介于2 400~6 500 mg/L(平均值为4 012 mg/L),水型为NaHCO₃型,pH平均值为7.58。

葡483-481区块扶余储层地层水分析资料显示:氯

离子质量浓度介于1 502~2 420 mg/L(平均值为2 025 mg/L),地层水矿化度介于4 700~5 830 mg/L(平均值为5 159 mg/L),水型为NaHCO₃型,pH值介于7.1~9.7(平均值为7.8)。

使用过滤后的地层水配制驱油剂。驱油剂选用中国石油大庆油田现场使用表面活性剂进行配置,组成为“0.3%表面活性剂+1.2%氯化钾”。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—2011)进行配样。按原始地层条件,采用原始气油比,用现场脱气原油和地面天然气配制实验样品。

表1 油藏物性数据

Table 1 Reservoir physical properties

井号	地层压力/ MPa	饱和压力/ MPa	原始 气油比	地层温度/ ℃	体积系数	原油密度/ (g/cm ³)	原油黏度/ (mPa·s)	溶解系数/ [(m ³ /m ³)/MPa]	CO ₂ 最小混相 压力/MPa
塔21-4外扩区块	18.90	7.58	31.45	98.0	1.15	0.768	2.53	4.052	32.12
葡483-481区块	15.64	4.09	14.84	85.4	1.09	0.808	5.03	3.630	31.30

2 地层岩心动态注入方式模拟实验

地层岩心动态注入实验分别模拟不同介质及不同注入方式下的驱油动态特征,明确不同驱油介质、不同注入段塞,针对不同储层的采油效果,为实际生产提供参考和指导。

2.1 实验样品及条件

考虑储层原油黏度及岩心孔渗条件,在2个区块各挑选了4块孔隙度、渗透率与储层相近的岩心作为实验岩心。实验所用地层岩心孔渗各不相同,为使长岩心渗透率最接近实验所需的地层,避免出现渗透率单侧极差过大情况,将短岩心通过调和平均法进行排序,如式(1)所示,先算出 \bar{K} 值,再选出所有岩心中渗透率与 \bar{K} 值最接近的岩心放在出口端第一块,求出剩余岩心的 \bar{K} 值;然后选出剩余岩心中渗透率与 \bar{K} 值最接近的岩心放在出口端第二块;以此类推,将所有岩心进行排序。基于选取的岩心孔渗参数,根据岩心排序计算方法得出岩心排序。

$$\frac{L}{\bar{K}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} + \dots + \frac{L_i}{K_i} + \dots + \frac{L_n}{K_n} = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i} \quad (1)$$

式中: L 为岩心的总长度,单位cm; \bar{K} 为岩心的调和平均渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; L_1, L_2, L_i, L_n 为第1、2、 i 、 n 块岩心的长度,单位cm; K_1, K_2, K_i, K_n 为第1、2、 i 、 n 块岩心的渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

塔21-4外扩区块扶余油层使用岩心长度为30.81 cm

的现场岩心,岩心数据见表2。葡483-481区块扶余油层使用岩心长度为32.07 cm的现场岩心,岩心数据见表3。

表2 大庆油田塔21-4外扩区块扶余油层长岩心选取参数

Table 2 Selection parameters of long core samples from Fuyu reservoir in Ta 21-4 expansion block, Daqing oilfield

岩心编号	长度/cm	直径/cm	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	孔隙体积/ cm^3
3-1	8.16	2.5	1.20	12.37	4.99
9-1	8.20	2.5	1.02	16.15	6.50
5-4	6.20	2.5	0.98	11.14	3.39
7-3	8.25	2.5	0.92	12.34	5.08

表3 大庆油田葡483-481区块扶余油层长岩心选取参数

Table 3 Selection parameters of long core samples from Fuyu reservoir in Pu 483-481 block, Daqing oilfield

岩心编号	长度/ cm	直径/ cm	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	孔隙体积/ cm^3
43-3	8.06	2.5	0.85	14.37	2.348
26-4	7.91	2.5	1.03	11.15	2.230
47-1	7.90	2.5	1.20	12.14	2.242
28-1	8.20	2.5	1.18	11.34	3.577

2.2 实验内容及流程

1) 将装入胶皮筒的长岩心置于长岩心夹持器中,并连接好管线,如图1所示。

2) 对长岩心抽真空,充分饱和和地层水后用干气驱替水,驱替至长岩心出口端不再出水,记录泵的排量和出口端出水量,计算长岩心中剩余的水。

3) 水驱净后对回压阀加压至19 MPa,用干气继续加

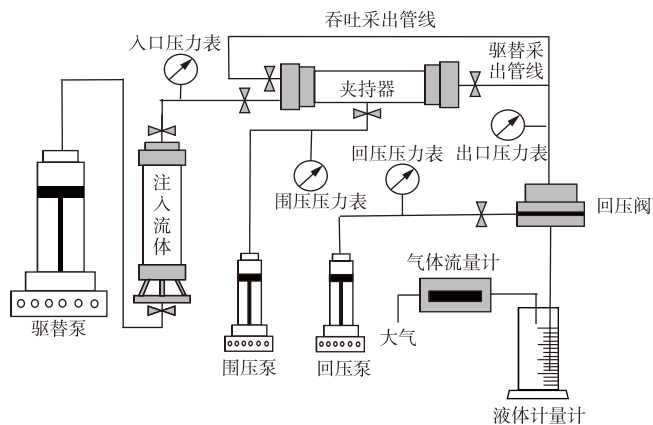


图1 长岩心吞吐和驱替装置连接示意图

Fig. 1 Schematic diagram of long core huff-n-puff and displacement apparatus setup

压,对长岩心建压,将长岩心整体压力升至地层压力。

4) 配置好的地层流体向长岩心转样,转样管线用加热带缠绕防止地层流体预冷凝固,待出口开始出油时测气油比,气油比与配样器相同时则转样结束。

5) 记录出口端累计出水量,计算长岩心中束缚水饱和度及有效孔隙体积。

3 提高采出程度影响因素分析

3.1 多种介质不同驱替方式差异

实验在地层压力为19 MPa、地层温度90 °C条件下开展长岩心驱替实验。以0.05 mL/min的速度注入流体,每0.1 HCPV记录出口油量、气量和水量,出口不再产油后结束实验。

3.1.1 CO₂气驱

CO₂气驱气油比与采出程度随注入量变化结果如图2a所示,累计注入1.4 HCPV的CO₂气体。注入CO₂气体为0.6 HCPV时,气油比从最初的34 m³/m³突然增至1731 m³/m³,采出程度达34.77%。随着气体的继续注入,采出程度增加幅度逐渐变小,气油比增长速度加快,最终气油比上升至37000 m³/m³,最终采出程度为43.98%。由于前期气体的能量补充较为缓慢,前期原油采出程度随注入量的增加而提高。生产到一定程度时,出口端会产出气体,伴随着气油比的增大,产出的原油也会减少。

3.1.2 活性剂驱

活性剂驱替采出程度与注入量的关系如图2b所示。累计注入活性剂1.4 HCPV。随着活性剂的注入,采出程度持续增加,活性剂注入至0.9 HCPV时,气油比从初始的30 m³/m³开始降低,同时采出程度增长速率开始减缓。

最终在累计注入1.3 HCPV时,采出程度增长趋于平缓;1.4 HCPV活性剂驱替结束时,气油比最终降低为12 m³/m³,最终采出程度为32.74%。活性剂驱单次采出程度呈现前期增长、后期稳定的趋势。

3.1.3 气水交替驱

在地层压力19 MPa、地层温度90 °C条件下开展长岩心室内动态模拟实验。以0.05 mL/min的速度注入0.1 HCPV的CO₂后,注入活性剂0.1 HCPV,注入结束,待压力稳定后记录出口油量、气量和水量。重复注入,出口不再产油后结束实验。图2e为注入过程中入口压力随注入轮次的变化曲线,图2c为注入过程中采出程度和气油比随注入轮次的变化曲线。由图2c可知,累计交替注入8轮次“CO₂+活性剂”,当注入5轮次时气体开始突破;累计注入5轮次“CO₂+活性剂”时,气油比从最初的24 m³/m³突增至75 m³/m³,采出程度达37.96%。随着气体的继续注入,采出程度增加幅度逐渐变小,气油比增长速度加快,最终气油比上升至300 m³/m³,最终采出程度为48.12%。

3.1.4 不同物性岩心气水交替驱实验

选用不同类型的储层岩心,利用上文优选的交替注入方式,开展气水交替驱实验,对比不同类型储层交替驱油效率。

在地层压力19 MPa、地层温度90 °C条件下开展葡483-481区块长岩心驱替实验。以0.05 mL/min的速度注入0.1 HCPV的CO₂后,注入活性剂0.1 HCPV,注入结束,待压力稳定后记录出口油量、气量和水量。重复注入,出口不再产油后结束实验。图2f为注入过程中入口压力随注入轮次的变化曲线,图2d为注入过程中采出程度和气油比随注入轮次的变化曲线。由图2d可知,累计交替注入8轮次“CO₂+活性剂”,当注入5轮次时,气体开始突破,气油比从最初的25 m³/m³突增至89 m³/m³,采出程度达30.37%。随着气体的继续注入,采出程度增加幅度逐渐变小,气油比增长速度加快,最终气油比上升至500 m³/m³,最终采出程度为42.25%。

3.2 多种介质不同吞吐方式差异

3.2.1 CO₂吞吐

在地层压力19 MPa、地层温度90 °C条件下开展长岩心吞吐实验。将长岩心首先从地层压力衰竭开发至原油饱和压力8 MPa。衰竭开发结束后,从出口以恒压30 MPa注入CO₂,当压力稳定后,记录注入量,通过回压阀以0.1 mL/min的退泵速度逐级降压开采至地层油饱和

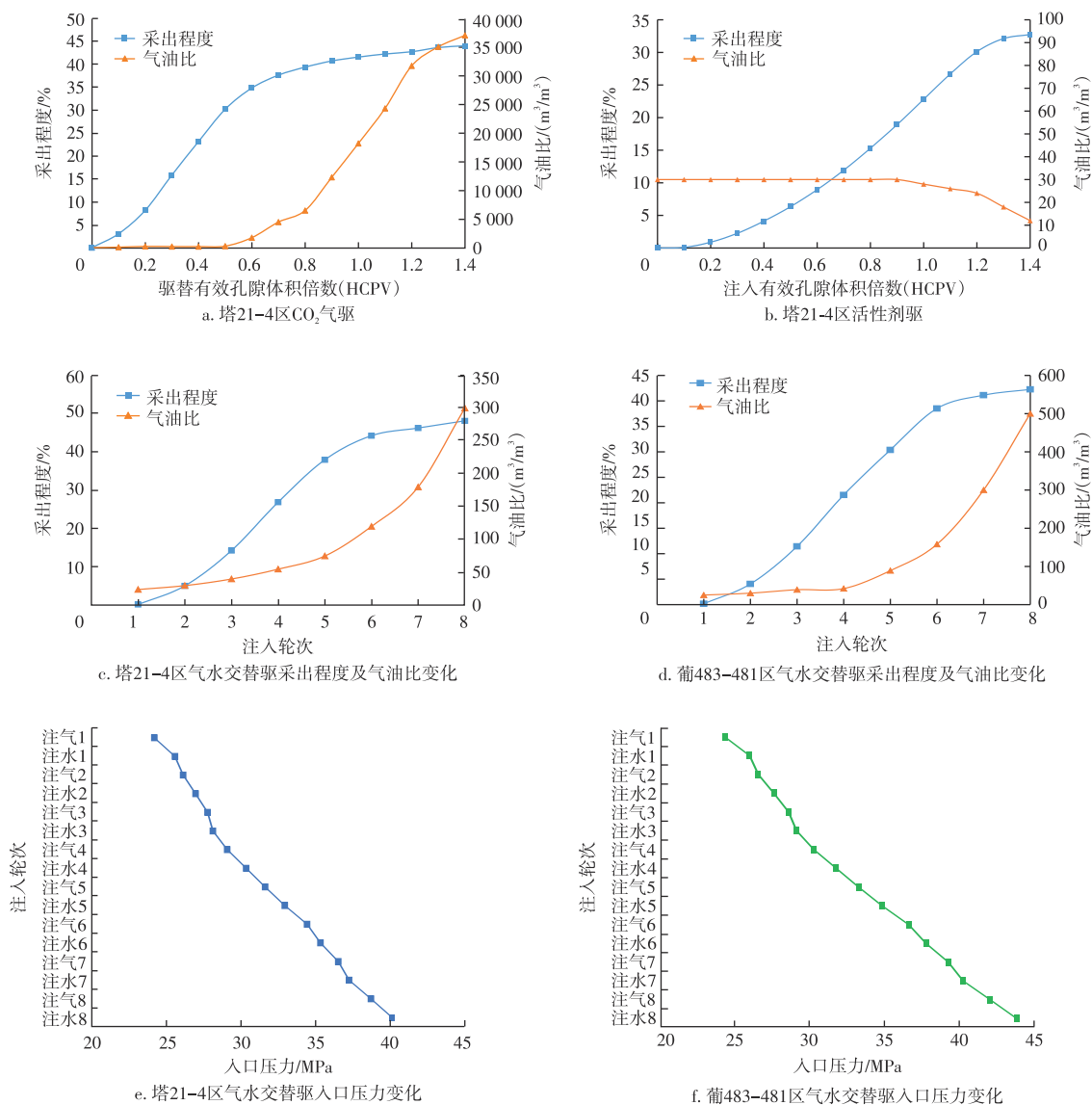


图2 多种介质不同驱替方式测试结果

Fig. 2 Test results of various media under different displacement methods

压力 8 MPa, 记录出口油量、气量和水量, 压力稳定后则完成了 1 次吞吐采油, 然后重复 3 次。

CO₂ 吞吐采出程度与生产时间的关系如图 3a 所示。衰竭开采采出程度为 3.84%; 第一轮吞吐后的采出程度为 7.22%, 采出程度提高 3.38%; 第二轮吞吐后采出程度为 9.75%, 采出程度提高 2.53%; 第三次吞吐后采出程度为 11.5%, 采出程度提高 1.75%。

3.2.2 活性剂吞吐

活性剂吞吐采出程度与生产时间的关系如图 3b 所示。衰竭开采采出程度为 3.83%; 第一轮吞吐后的采出程度为 4.91%, 采出程度提高 1.08%; 第二轮吞吐后采出程度为 5.78%, 采出程度提高 0.87%; 第三次吞吐后采出程度为 6.41%, 采出程度提高 0.63%。与气体吞吐相比, 由于液体的微可压缩性, 活性剂吞吐难以注

入和补充能量, 所以活性剂开采产量更低。产油呈现同样的递减规律。

3.2.3 气水交替吞吐

在地层压力为 19 MPa、地层温度 90 °C 条件下实验。首先将长岩心从地层压力衰竭开发至原油饱和压力 8 MPa, 衰竭开发结束后, 从出口恒速 0.02 mL/min 注入 0.1 HCPV 的 CO₂, 压力稳定后, 继续注入 0.1 HCPV 的活性剂, 关闭出口, 稳定 20 min, 直到压力不变。从出口通过回压阀以 0.1 mL/min 的退泵速度逐级降压开采至地层油饱和压力 8 MPa, 记录出口油量、气量和水量, 压力稳定后则完成了一次吞吐采油。重复多次, 直至无法采出原油。

气水交替吞吐采出程度与生产时间的关系如图 3c 所示。衰竭开采采出程度为 3.84%; 第一轮吞吐后的采

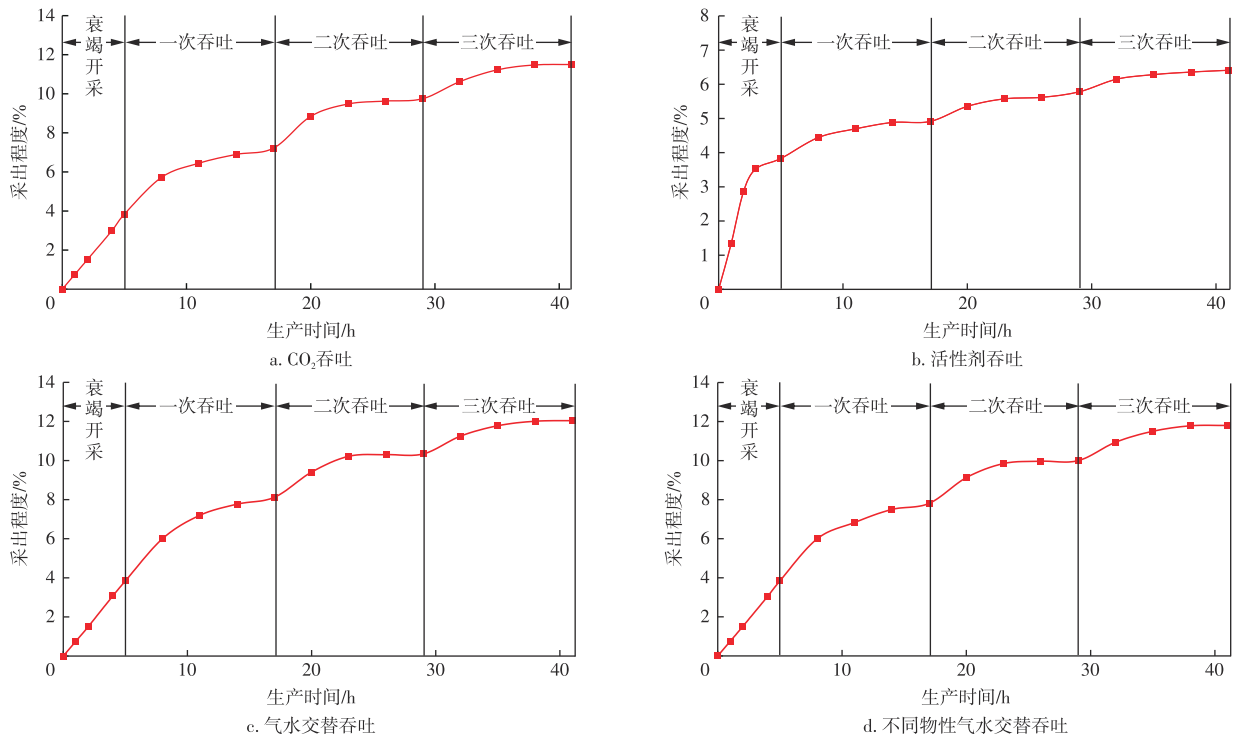


图3 多种介质不同吞吐方式测试结果

Fig. 3 Test results of various media under different huff-and-puff methods

出程度为8.12%，采收程度提高4.28%；第二轮吞吐后采收程度为10.34%，采收程度提高2.22%；第三次吞吐后采收程度为12.04%，采收程度提高1.7%。

3.2.4 不同物性气水交替吞吐实验

选用不同类型的储层岩心，利用上面优选的交替注入方式，开展“CO₂+活性剂”交替吞吐实验，对比不同类型储层交替驱油效率。

不同物性气水交替吞吐采收程度与生产时间的关系如图3d所示。衰竭开采采收程度为3.84%；第一轮吞吐后的采收程度为7.67%，采收程度提高3.83%；第二轮吞吐后采收程度为10.32%，采收程度提高2.65%；第三次吞吐后采收程度为11.80%，采收程度提高1.48%。

3.3 影响因素分析

3.3.1 驱替采收程度影响分析

CO₂气驱最终采收程度为43.98%，活性剂驱最终采收程度为32.74%，气水交替驱最终采收程度为48.12%，相同条件下高黏度原油气水交替驱最终采收程度为42.25%。气水交替驱与CO₂气驱相比，原油采收程度提高了4.14%；与活性剂驱相比，原油采收程度提高了15.38%。因此，该致密油藏中气水交替注入效果更好。相同的气水交替注入下，高黏度原油采收程度降低了5.87%，表明原油黏度的增加使采收困难。

驱替采收程度随注入量的变化如图4a所示，单一介

质驱替时，气驱采收程度高于活性剂驱。CO₂驱曲线在注入量为0.6 HCPV左右上升趋势达到最大，活性剂驱曲线在1.1 HCPV左右上升趋势达到最大。气水交替驱能显著提高原油采收程度，段塞式的气水交替注入能有效改善气驱时的窜流情况，也能优化水驱难以注入的情况。气水交替注入时，驱替前缘的气段塞能有效开辟优势通道，避免了水驱中注入压力过低、驱替难以建立的问题；后续水段塞的注入能在封堵气段塞的同时提高驱替效率。驱替过程中的入口压力随注入量变化如图4b所示，随着注入量增多，入口压力持续升高。其中活性剂注入时压力升高最快，气水交替其次，CO₂注入时压力升高最慢。注入压力的变化体现了流体注入的难易程度，相比之下，纯气体最容易注入，活性剂注入难度最高。

3.3.2 吞吐采收程度影响分析

CO₂吞吐最终采收程度为11.5%，活性剂吞吐最终采收程度为6.41%，气水交替吞吐最终采收程度为12.04%，相同条件下高黏度原油气水交替吞吐最终采收程度为11.80%。气水交替吞吐与CO₂吞吐相比，采收程度提高了0.54%；与活性剂吞吐相比，采收程度提高了5.09%。高黏度原油条件下采收程度降低了0.24%。

吞吐采收程度随时间变化如图5所示，吞吐衰竭采收采收3.8%左右的原油。原始储层条件下，致密储层

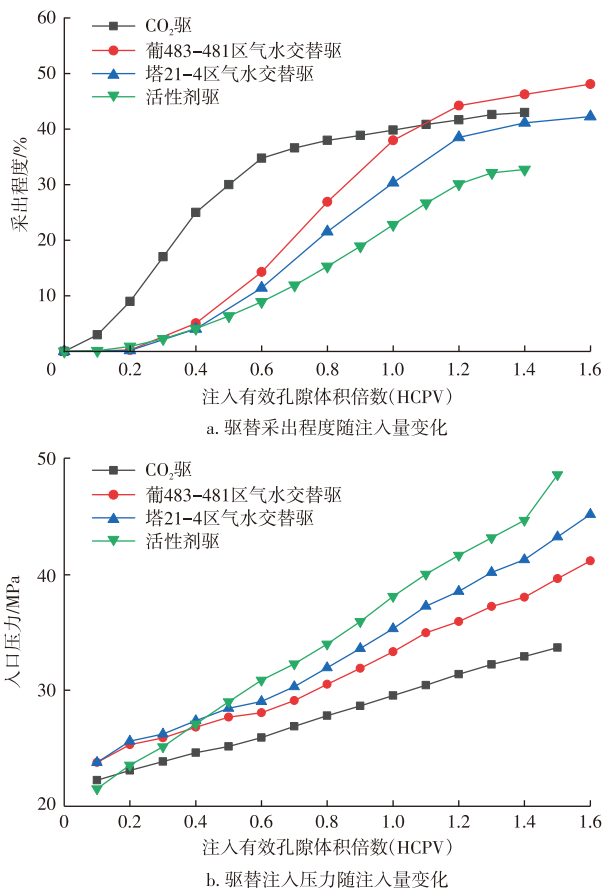


图4 驱替采收程度影响分析

Fig. 4 Analysis of effects of displacement methods on oil recovery

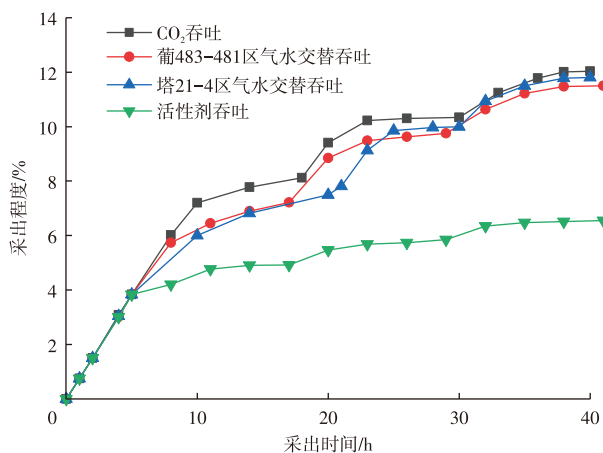


图5 吞吐采收程度随时间变化曲线

Fig. 5 Variation curves of oil recovery with time under huff-and-puff methods

由于弹性能量低,衰竭开发效率低。常规液体吞吐效率最低,气水交替吞吐对原油采收程度提升最大。因为水段塞对气的封堵作用让气能更有效与原油接触,波及范围更广,对原油的降黏作用更加有效。三轮吞吐中,均为第一轮吞吐产量最高,随后每轮吞吐产量逐渐降低。第一轮吞吐对油藏的波及和洗油效率最高,随着吞吐的进行,吞吐效率逐渐下降。

3.3.3 不同注入方式采收程度影响分析

不同注入方式的室内长岩心实验表明:驱替采收程度高于吞吐。其中,CO₂驱替比CO₂吞吐采收程度高32.48%,活性剂驱比活性剂吞吐采收程度高26.33%。在建立有效驱替通道后,驱替比吞吐能实现更大的波及范围,通过稳定的驱替前缘对通道进行扫油;吞吐能在流体无法注入时强制从入口端开始采油,但依靠注入的流体能量进行采出,效率远低于驱替。各种注入方式采收程度如图6所示。

多种介质注入采油效果优于单一介质注入(图6)。在驱替实验中,气水交替注入比单一介质注入采收程度高4.14%、15.38%;吞吐实验中,气水交替注入比单一介质注入采收程度高0.54%、5.63%。驱替过程中,气水交替带来的防窜效果是极为显著的,极大地增大了流体的驱油能力;吞吐过程中,交替吞吐弥补了活性剂难以注入的问题,同时注入的气体保证了流体有充足的能量产出。

不同区块气水交替注采收程度如图7所示。低黏度储层采收程度高于高黏度储层采收程度。气水交替驱中,塔21-4区2.5 mPa·s的低黏度原油采收程度比葡483-481区5 mPa·s的高黏度原油采收程度高5.87%,而在气水交替吞吐中采收程度高0.24%。同样的增产措施下,低黏度原油在孔隙中的流动性更强,采收程度也更高。

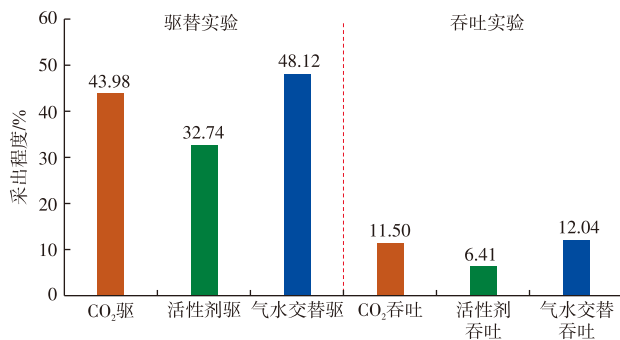


图6 各注入方式最终采收程度

Fig. 6 Final oil recovery for each injection method

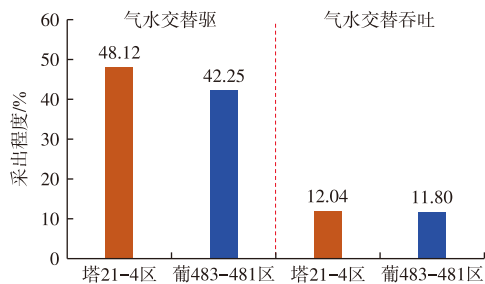


图7 大庆油田不同区块气水交替注采收程度

Fig. 7 Oil recovery under gas-water alternating injection across different blocks in Daqing oilfield

4 结论

针对大庆扶余储层致密油藏天然岩心及流体,进行室内长岩心实验,对不同条件下的CO₂气驱、活性剂驱、气水交替驱、CO₂吞吐、活性剂吞吐、气水交替吞吐及不同地层原油黏度下的气水交替注入对比分析,得到以下结论:

1) 驱替中,气水交替驱与CO₂气驱相比,原油采出程度提高了4.14%;与活性剂驱相比,原油采出程度提高了15.38%。致密储层中,优势通道难以建立,气体与液体相比能更快地通过小孔道完成压力传导,使得气驱采出程度高于水驱;而气水交替驱可以有效地降低窜流,同时增强流体扫油能力,使其采出程度最高。

2) 吞吐中,CO₂吞吐能累计采出11.5%的原油,活性剂吞吐能采出6.41%的原油,气水交替吞吐能累计采出12.04%的原油。储层弹性能量低,衰竭产量低。通过外源补充的流体能量,CO₂吞吐能量补充最快,并且CO₂的降黏效果有助于原油采出,但气体在储层中的窜流导致其采出程度进一步提高困难。气水交替吞吐有效解决了这个问题,前端的气体在补充弹性压力的同时对原油进一步降黏和驱替,后续补充的活性剂能防止气窜,保证气体的波及和活性剂进一步改善界面效应。

3) 原油黏度对开采效果影响较大,低黏度地层原油更容易开采。原油黏度增大的同时增大了渗流阻力,尤其是在致密储层中。在相同的注采条件下,气水交替驱中,2.5 mPa·s的低黏度原油采出程度比5 mPa·s的高黏度原油采出程度高5.87%;而在气水交替吞吐中,2.5 mPa·s的低黏度原油采出程度比5 mPa·s的高黏度原油采出程度高0.24%。

参考文献

[1] 蒙晓灵,王得志,邢雪杰,等.致密气藏砂岩空间发育模式对水平井产能的影响[J].天然气勘探与开发,2023,46(2):103-109.
MENG Xiaoling, WANG Dezhi, XING Xuejie, et al. Influence of sandbody development pattern on horizontal-well productivity in tight gas reservoirs[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2023, 46(2): 103-109.

[2] 周克明,袁小玲,刘婷芝,等.四川盆地公山庙油田中侏罗统沙溪庙组一段致密油藏流体渗流特征[J].天然气勘探与开发,2024,47(1):73-82.
ZHOU Keming, YUAN Xiaoling, LIU Tingzhi, et al. Fluid flow behaviors in tight reservoirs of the Middle Jurassic Shaximiao 1 Member, Gongshanmiao oilfield, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2024, 47(1): 73-82.

[3] 沈童,卢文涛,郑爱维,等.四川盆地复兴地区侏罗系陆相页岩油可采储量评价方法[J].天然气勘探与开发,2024,47(5):39-47.
SHEN Tong, LU Wentao, ZHENG Aiwei, et al. An integrated method

for estimating recoverable reserves of Jurassic continental shale oil in Fuxing area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2024, 47(5): 39-47.

[4] 李书恒,王永宏,邓秀芹,等.鄂尔多斯盆地长6和长8段致密油储层驱渗特征研究[J].非常规油气,2024,11(2):80-91.
LI Shuheng, WANG Yonghong, DENG Xiuqin, et al. Study on water displacement and imbibition features of Chang6 & Chang8 tight oil reservoir in Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2024, 11(2): 80-91.

[5] 赵航,罗腾跃,贺沛,等.鄂尔多斯盆地南部山西组致密储层的分形特征及其影响因素分析[J].非常规油气,2024,11(2):37-45.
ZHAO Hang, LUO Tengyue, HE Pei, et al. Fractal characteristics and influencing factors of tight reservoirs in Shanxi Formation in southern Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2024, 11(2): 37-45.

[6] 康毅力,田键,罗平亚,等.致密油藏提高采收率技术瓶颈与发展策略[J].石油学报,2020,41(4):467-477.
KANG Yili, TIAN Jian, LUO Pingya, et al. Technical bottlenecks and development strategies of enhancing recovery for tight oil reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 467-477.

[7] 焦方正.非常规油气之“非常规”再认识[J].石油勘探与开发,2019,46(5):803-810.
JIAO Fangzheng. Re-recognition of “unconventional” in unconventional oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 803-810.

[8] 赵向原,吕文雅,王策,等.低渗透砂岩油藏注水诱导裂缝发育的主控因素:以鄂尔多斯盆地安塞油田W区长6油藏为例[J].石油与天然气地质,2020,41(3):586-595.
ZHAO Xiangyuan, LYU Wenya, WANG Ce, et al. Major factors controlling waterflooding-induced fracture development in low-permeability reservoirs: A case study of Chang 6 reservoir in W block in Ansai oilfield, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 586-595.

[9] 李童,龙安林,刘波,等.低渗透砂岩油藏隔夹层注气突破压力及注气开发策略:以柴达木盆地尕斯库勒油田E31油藏为例[J].石油学报,2021,42(10):1364-1372.
LI Tong, LONG Anli, LIU Bo, et al. Breakthrough pressure and development strategy for gas injection in interlayers in low-permeability sandstone reservoirs: A case study of the Gasikule E31 reservoir, Qaidam Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(10): 1364-1372.

[10] 李俊键,姜汉桥,周代余,等.古油藏低矿化度水驱微观剩余油动用机理实验研究[J].油气地质与采收率,2018,25(5):104-109.
LI Junjian, JIANG Hanqiao, ZHOU Daiyu, et al. Experimental study on the microscopic displacement mechanism of remaining oil by low salinity water flooding in the paleo-oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 104-109.

[11] NGUYEN D, WANG D, OLADAPO A, et al. Evaluation of surfactants for oil recovery potential in shale reservoirs[C]//paper SPE 169085-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014.

[12] 李宾飞,郝磊,柏浩,等.裂缝性致密油藏CO₂吞吐开采孔隙原油动用特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2023,47(4):

- 119-127.
- LI Binfei, ZHENG Lei, BAI Hao, et al. Pore scale crude oil production characteristics during CO₂ huff and puff in fractured tight reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(4): 119-127.
- [13] CHABACK J J, WILLIAMS M L. P_x behavior of a rich-gas condensate in admixture with CO₂ and (N₂+ CO₂)[J]. SPE Reservoir Engineering, 1994, 9(1): 44-50.
- [14] HAMZA A, HUSSEIN I A, AL-MARRI M J, et al. CO₂ enhanced gas recovery and sequestration in depleted gas reservoirs: A review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107685.
- [15] FAREED A G, KHOJA A H, DE FELICE F, et al. Underground geological sequestration of carbon dioxide(CO₂) and its effect on possible enhanced gas and oil recovery in a fractured reservoir of Eastern Potwar Basin, Pakistan[J]. Science of The Total Environment, 2023, 905: 167124.
- [16] WANG X, LI S, TONG B, et al. Multiscale wettability characterization under CO₂ geological storage conditions: A review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 189: 113956.
- [17] WANG W, WEN J, WANG C, et al. Current status and development trends of CO₂ storage with enhanced natural gas recovery(CS-EGR) [J]. Fuel, 2023, 349: 128555.
- [18] TODD H B, EVANS J G. Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation[C]//Paper SPE-180270-MS presented at the SPE Low Perm Symposium, Denver, Colorado, USA, May 2016.
- [19] 周拓, 刘学伟, 杨正明, 等. 二氧化碳驱储集层堵塞机理实验分析 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 502-506.
- ZHOU Tuo, LIU Xuewei, YANG Zhengming, et al. Experimental analysis on reservoir blockage mechanism for CO₂ flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 502-506.
- [20] 蒲春生, 康少飞, 蒲景阳, 等. 中国致密油藏水平井注水吞吐技术进展与发展趋势[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 188-206.
- PU Chunsheng, KANG Shaofei, PU Jingyang, et al. Progress and development trend of water huff-n-puff technology for horizontal wells in tight oil reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44 (1): 188-206.
- [21] 王鹏, 王明, 张佳磊, 等. 致密油水平井小型注水吞吐技术研究 [J]. 石油化工应用, 2023, 42(7): 55-59.
- WANG Peng, WANG Ming, ZHANG Jialei, et al. Research on small-scale water injection huff and puff technology for horizontal well of tight oil [J]. Petrochemical industry Application, 2023, 42(7): 55-59.
- [22] 王栋, 展转盈, 马彬. 致密油储层注水吞吐动态渗吸特征及影响因素[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2021, 36(2): 50-56.
- WANG Dong, ZHAN Zhuanying, MA Bin. Dynamic imbibition characteristics and influencing factors of water injection huff-puff in tight oil reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2021, 36(2): 50-56.
- [23] 樊建明, 王冲, 屈雪峰, 等. 鄂尔多斯盆地致密油水平井注水吞吐开发实践: 以延长组长7油层组为例[J]. 石油学报, 2019, 40(6): 706-715.
- FAN Jianming, WANG Chong, QU Xuefeng, et al. Development and practice of water flooding huff-puff in tight oil horizontal well Ordos Basin: A case study of Yanchang Formation Chang 7 oil layer[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(6): 706-715.
- [24] 李鹏程, 张煜培, 章倩倩, 等. 定边地区致密油动态吞吐渗吸驱油技术研究[J]. 石油化工应用, 2022, 41(10): 24-27.
- LI Pengcheng, ZHANG Yupei, ZHANG Qianqian, et al. Study on dynamic huff and puff imbibition flooding technology for tight oil in Ding bian area[J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(10): 24-27.
- [25] 侯向前, 张福祥, 胡广军, 等. 渗吸驱油用表面活性剂研究现状及展望[J]. 化学工程师, 2024, 38(1): 70-74.
- HOU Xiangqian, ZHANG Fuxiang, HU Guangjun, et al. Research status and prospect of surfacants for imbibition flooding[J]. Chemical Engineer, 2024, 38(1): 70-74.
- [26] 王浩栋, 展转盈, 安泽鹏. 低渗致密油藏开发技术的研究进展[J]. 当代化工研究, 2023, (20): 29-31.
- WANG Haodong, ZHAN Zhuanying, AN Zepeng. Research progress on development technology of low permeability tight reservoir[J]. Modern Chemical Research, 2023, (20): 29-31.
- [27] 王威, 张云宝, 王楠, 等. 表面活性剂驱油机理分析及现状研究 [J]. 当代化工, 2019, 48(8): 1850-1852.
- WANG Wei, ZHANG Yunbao, WANG Nan, et al. Mechanism analysis and current situation of surfactant flooding[J]. Contemporary Chemical Industry, 2019, 48(8): 1850-1852.
- [28] 王姗姗, 冯奇, 康晓东, 等. 表面活性剂对低渗透油藏自发渗吸影响研究[J]. 当代化工, 2020, 49(10): 2175-2180.
- WANG Shanshan, FENG Qi, KANG Xiaodong, et al. Effect of surfactants on the imbibition property of low-permeability reservoirs [J]. Contemporary Chemical Industry, 2020, 49(10): 2175-2180.
- [29] 康万利, 赵晗, 邵硕, 等. 表面活性剂复配提高超低渗油藏渗吸采收率[J]. 油田化学, 2019, 36(4): 667-671.
- KANG Wanli, ZHAO Han, SHAO Shuo, et al. Surfactant combination for improving the imbibition recovery of ultra-low permeability reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(4): 667-671.
- [30] 李阳, 黄文欢, 金勇, 等. “双碳”愿景下中国石化不同油藏类型CO₂驱提高采收率技术发展与应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 793-804.
- LI Yang, HUANG Wenhuan, JIN Yong, et al. Different reservoir types of CO₂ flooding in Sinopec EOR technology development and application under “dual carbon” vision[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 793-804.
- [31] 石磊. 致密砂岩油藏CO₂吞吐沥青质沉积对储层的伤害特征[J]. 油田化学, 2022, 39(2): 343-348.
- SHI Lei. Damage characteristics of asphaltene deposition during CO₂ huff and puff in tight sandstone reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(2): 343-348.
- [32] 孙宜丽. 注CO₂改善河南双河油田低渗储层注水能力机理研究 [J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 55-63.
- SUN Yili. Mechanism of CO₂ injection to improve the water injection capacity of low permeability reservoir in Shuanghe Oilfield in Henan [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 55-63.
- [33] 赵坤, 李泽阳, 刘娟丽, 等. 吉木萨尔页岩油井区CO₂前置压裂工艺参数优化及现场实践[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 83-90.

- ZHAO Kun, LI Zeyang, LIU Juanli, et al. Parameter optimization and field practice of CO₂ pre-fracturing process in Jimsar shale oil block [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(1): 83-90.
- [34] 朱浩楠, 曹成, 张烈辉, 等. CO₂驱气提高采收率机理及发展方向[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(6): 975-980.
- ZHU Haonan, CAO Cheng, ZHANG Liehui, et al. Mechanism and development direction of CO₂-EGR[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(6): 975-980.
- [35] 秦正山, 罗沛, 刘先山, 等. 气水交替驱提高采收率室内实验研究[J]. *石油化工高等学校学报*, 2019, 32(6): 52-56.
- QIN Zhengshan, LUO Pei, LIU Xianshan, et al. EOR laboratory experimental study of WAG flooding[J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2019, 32(6): 52-56.
- [36] 魏峰, 李跃林, 马帅, 等. 涠洲12-1油田天然气-水控制气窜实验研究[J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2021, 23(2): 12-15.
- WEI Feng, LI Yuelin, MA Shuai, et al. Experimental study on gas-water control gas channeling in Weizhou 12-1 Oilfield[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 2021, 23(2): 12-15.
- [37] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱油藏注CO₂非混相驱油机理及剩余油分布特征[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(5): 99-105.
- HU Wei, LYU Chengyuan, WANG Rui, et al. Mechanism of CO₂ immiscible flooding and distribution of remaining oil in water drive oil reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5): 99-105.
- [38] ZHAO F, WANG P, HUANG S, et al. Performance and applicable limits of multi-stage gas channeling control system for CO₂ flooding in ultra-low permeability reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 192: 107336.
- [39] 胡泽根, 马宇奔, 李明峰, 等. 致密油提高采收率技术研究进展[J]. *石油化工应用*, 2023, 42(3): 5-11.
- HU Zegen, MA Yuben, LI Mingfeng, et al. Research progress on enhanced oil recovery technology of tight oil[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2023, 42(3): 5-11.
- [40] 贺东旭. 低渗致密油藏重复压裂用渗吸液的研究与应用[J]. *石油与天然气化工*, 2023, 52(2): 99-103.
- HE Dongxu. Research and application of re-fracturing with imbibition technology in low permeability and tight oil reservoir[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2023, 52(2): 99-103.
- [41] 高雅洁, 郭富凤, 邓清源, 等. 四川盆地致密气藏开发指标评价方法[J]. *天然气勘探与开发*, 2024, 47(5): 29-38.
- GAO Yajie, GUO Fufeng, DENG Qingyuan, et al. An evaluation method for development indexes in tight gas reservoirs of Sichuan Basin and its application[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2024, 47(5): 29-38.
- [42] 许宁, 满安静, 徐萍, 等. 非常规油藏补能提采开发方式研究进展及路径优选[J]. *中外能源*, 2023, 28(8): 38-46.
- XU Ning, MAN Anjing, XU Ping, et al. Research progress and path optimization of enhanced oil recovery by energy supplement in unconventional reservoirs[J]. *Sino-global Energy*, 2023, 28(8): 38-46.

(编辑 黄颖)

(上接第544页)

- [34] 许江文, 王明星, 王俊超, 等. 吉木萨尔页岩油水平井体积压裂技术实践与认识[J]. *新疆石油天然气*, 2024, 20(3): 23-29.
- XU Jiangwen, WANG Mingxing, WANG Junchao, et al. Practice and understanding of volume fracturing technology for horizontal wells in Jimsar shale oil reservoir[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2024, 20(3): 23-29.
- [35] 于金彪, 胡慧芳, 孟薇, 等. 胜利油田油藏数值模拟技术新进展及发展方向[J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(5): 162-170.
- YU Jinbiao, HU Huifang, MENG Wei, et al. New progresses and development directions of reservoir numerical simulation technology in Shengli Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(5): 162-170.
- [36] 宋兆杰, 邓森, 韩啸, 等. 古龙页岩油注CO₂/烃类气相态特征及多周期作用机制[J]. *重庆科技大学学报(自然科学版)*, 2024, 26(4): 1-10.
- SONG Zhaojie, DENG Sen, HAN Xiao, et al. Phase characteristics and Muti-round interaction mechanism of CO₂ / Hydrocarbon gas injection in gulong shale oil[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition)*, 2024, 26(4): 1-10.
- [37] 吴壮坤, 张宏录, 池宇璇. 苏北页岩油二氧化碳强压质换技术[J]. *石油钻探技术*, 2024, 52(4): 87-93.
- WU Zhuangkun, ZHANG Honglu, CHI Yuxuan. CO₂ high pressure quality exchange technology of shale oil in northern Jiangsu Province [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2024, 52(4): 87-93.
- [38] 陈龙龙, 汤瑞佳, 江绍静, 等. 致密砂岩油藏CO₂灌注提高混相程度研究[J]. *石油与天然气化工*, 2024, 53(4): 79-84.
- CHEN Longlong, TANG Ruijia, JIANG Shaojing, et al. CO₂ perfusion to improve degree of miscibility in tight sandstone reservoir [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(4): 79-84.
- [39] 李邦国, 侯家鹏, 雷兆丰, 等. 超临界CO₂萃取页岩油效果评价及影响因素分析[J]. *石油钻探技术*, 2024, 52(4): 94-103.
- LI Bangguo, HOU Jiakun, LEI Zhaofeng, et al. Evaluation of shale oil extraction by supercritical CO₂ and analysis of influencing factors[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2024, 52(4): 94-103.
- [40] 杜猛, 陆舒艺, 常艺琳, 等. 吉木萨尔页岩油注气相态物性变化特征实验研究[J]. *应用化工*, 2024, 53(7): 1509-1514.
- DU Meng, LU Shuyi, CHANG Yilin, et al. Experimental study on the variation characteristics of phase physical properties of Jimsar shale oil gas injection[J]. *Applied Chemical Industry*, 2024, 53(7): 1509-1514.
- [41] 许国晨, 杜娟, 祝铭辰. 苏北盆地页岩油注水吞吐增产实践与认识[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(2): 256-266.
- XU Guochen, DU Juan, ZHU Mingchen. Practice and understanding of water huff-n-puff in shale oil of Subei Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(2): 256-266.

(编辑 李青)