

水平井+CO₂吞吐改善中低渗稠油油藏开发效果机制解析

——以大港油田刘官庄埕隆 1601 区块为例

王晓燕^{1,2*}, 赵贤正¹, 周立宏¹, 李东平¹, 张杰¹, 周华兴¹, 章杨¹, 王海峰¹, 夏国朝¹, 田木国¹, 庄永涛¹, 王栋¹

1 中国石油大港油田分公司, 天津 300280

2 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 大庆 163318

* 通信作者, wxiaoy05@petrochina.com.cn

收稿日期: 2021-08-22

中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“大港油区效益增储稳产关键技术研究与应用”(2018E-11-07)资助

摘要 大港油田刘官庄埕隆 1601 区块特稠油油藏由于受原油粘度大、渗透率低、油层厚度薄、出砂及地面环境复杂等苛刻条件的制约, 多年来常规的开采技术无法实现动用, 为此开展了“水平井+CO₂吞吐”技术研究及矿场试验。利用室内实验及数值模拟手段, 开展增油机制研究及注采参数优化, 结果表明 CO₂ 与稠油在非混相状态下混溶后, 稠油粘度由 16 800 mPa·s 下降至 69 mPa·s, 降粘率达 99.6%, 原油启动压力梯度由 19.1 MPa/m 降低至 0.2 MPa/m, 储层绝对渗透率提高了约 41.86%, 有效提高了稠油的流动性能; 优化后的合理注采参数为: 单位水平段注入强度 3.5~5.5 t/m, 单位水平段注入速度 0.5~0.6 t/(m·d), 闷井时间为 25~35 d, 单位水平段产液强度为 0.075~0.125 m³/(m·d), 采用“抽油机+液力反馈泵+电加热杆”及水力喷射泵两种注采一体化工艺。矿场“水平井+CO₂吞吐”技术试验证实, 单井单轮次增油 1000~2000 t, 最高增油达 4000 t 以上, 换油率 2.0~4.5 t/t, 技术和经济效果显著, 证实了该技术的可靠实用性, 为中低渗稠油油藏的有效开发提供了很好的借鉴。

关键词 中低渗透稠油油藏; CO₂ 吞吐; 增油机制; 水平井; 矿场试验

Mechanism analysis of horizontal well + CO₂ huff and puff to improve the development effect in medium and low permeability heavy oil reservoirs

—A case from Liu Guan-zhuang Chenglong 1601 Block in Dagang Oilfield as an example

WANG Xiaoyan^{1,2}, ZHAO Xianzheng¹, ZHOU Lihong¹, LI Dongping¹, ZHANG Jie¹, ZHOU Huaxing¹, ZHANG Yang¹, WANG Haifeng¹, XIA Guochao¹, TIAN Muguo¹, ZHUANG Yongtao¹, WANG Dong¹

1 PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China

2 Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China

引用格式: 王晓燕, 赵贤正, 周立宏, 李东平, 张杰, 周华兴, 章杨, 王海峰, 夏国朝, 田木国, 庄永涛, 王栋. 水平井+CO₂吞吐改善中低渗稠油油藏开发效果机制解析——以大港油田刘官庄埕隆 1601 区块为例. 石油科学通报, 2023, 02: 166-178

WANG Xiaoyan, ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, LI Dongping, ZHANG Jie, ZHOU Huaxing, ZHANG Yang, WANG Haifeng, XIA Guochao, TIAN Muguo, ZHUANG Yongtao, WANG Dong. Mechanism analysis of horizontal well + CO₂ huff and puff to improve the development effect in medium and low permeability heavy oil reservoirs—A case from Liu Guan-zhuang Chenglong 1601 Block in Dagang Oilfield as an example. Petroleum Science Bulletin, 2023, 02: 166-178. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.02.012

Abstract Due to high oil viscosity, low permeability, thin reservoir formation, sand production, complex ground conditions, etc., Liu Guan-zhuang Chenglong 1601 Block in Dagang Oilfield, which is a heavy oil reservoir, cannot be developed effectively through conditional development technology. Therefore, horizontal well + CO₂ huff and puff technology was proposed to solve this problem. And the experimental researches and the field test were conducted. Through laboratory experiments and numerical simulations, the mechanisms of enhanced oil recovery were studied and the injection-production parameters were optimized. The results showed that, after CO₂ was dissolved in the heavy oil, the viscosity of the oil decreased from 16 800 mPa·s to 69 mPa·s, and the viscosity reduction rate was 99.6%; the threshold pressure gradient of the oil dropped from 19.1 MPa/m to 0.2 MPa/m. The absolute permeability increased by about 41.86%. Therefore, the heavy oil was more flowability. The optimal injected CO₂ mass per unit length was between 3.5 and 5.5 t/m, the optimal CO₂ injection rate per unit length was between 0.5 and 0.6 t/(m·d), the optimal shut in period was between 25 and 35 days, the optimal liquid production rate per day per unit length was between 0.075 and 0.125 m³/(m·d). Two kinds of integrated injection and production string, namely, the combination of oil pumping unit, hydraulic feedback pump and electric heating rod, hydraulic jet pump were employed. The horizontal well + CO₂ huff and puff technology was carried out in field test, and significant technical and economic effects were achieved, which proved the reliability and practicality of this technology. A single round of CO₂ huff and puff process obtained an oil increase of 1000~2000 tons, with the maximum oil increase of more than 4,000 tons. The oil production per mass CO₂ was over 1.72 t/t. This technology provides a good reference for the economic exploration and development in the same type of oil reservoir.

Keywords medium-low permeability and heavy oil reservoir; CO₂ huff and puff; enhanced oil recovery mechanisms; horizontal well; field test

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.02.012

0 引言

稠油是我国非常重要的石油资源,其战略意义重大。目前,能实现稠油高效开发的技术有蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD、火驱等^[1-2]。全球普遍采用蒸汽吞吐转蒸汽驱方式开发普通稠油油藏,获得了较好的技术和经济效益;但对于渗透率低于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、油层有效厚度小于 15 m、地层原油粘度超过 10 000 mPa·s 的特稠油油藏,采用蒸汽开发时存在注入难、流速低,热损失大、热效率差等问题,技术和经济方面的风险大。近年来,CO₂ 吞吐技术在稠油开发方面发展迅速^[3]。国内外大量的基础研究表明,CO₂ 由于在油藏条件下具有独特的相态特征和优越的驱油及增产机理,使得 CO₂ 吞吐技术既适用于连通性差的低渗油藏及小断块油藏,也适用于连续性储集层、普通稠油油藏(尤其是边底水普通稠油油藏)。多项矿场实践证实了该技术对于稠油油藏开发是一种优势明显的采油方法^[4],在普通稠油油藏中的应用获得了较大的成功^[5-10]。对于未动用原状低渗透特稠油油藏,虽开展了较多的室内研究,但矿场直接采用 CO₂ 吞吐冷采方式实现效益动用的成功案例较少。本文围绕制约刘官庄埕隆 1601 区块中低渗透特稠油有效动用的关键问题,开展了“水平井 + CO₂ 吞吐”技术研究,揭示了特稠油 CO₂ 吞吐以原油膨胀降粘为主要增产机理,优化了多轮次吞吐合理的注采参数,运用了“地质工程一体化”模式建井,集成配套了先期防砂及两种特色

注采一体化管柱井筒工艺,在以上研究基础上开展了矿场试验,证实水平井 + CO₂ 吞吐技术可以大幅度改善低渗透稠油油藏的开发效果。

1 稠油油藏 CO₂ 吞吐增油机制

众所周知,当温度高于 31.04 °C,压力高于 7.38 MPa 时,CO₂ 处于超临界状态^[11-12]。经测试,在本区块注入液态 CO₂ 过程中,沿井筒压力均大于 CO₂ 超临界压力;同时,CO₂ 到达井底后温度逐渐达到地层温度(56 °C),CO₂ 处于由液态向超临界态的相态转换过程。埕隆 1601 区块的原始储层条件下(地层温度 56 °C,地层压力 12.5 MPa),CO₂ 为超临界状态,此时密度接近液体,而粘度近于气体,具有很强的渗流和溶解物质的能力。因此,本文针对超临界态 CO₂ 的增油机制展开了研究。

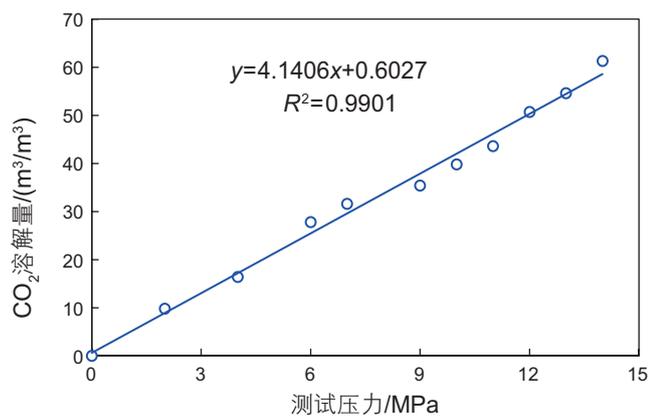
1.1 CO₂ 与稠油的溶胀降粘特性

超临界 CO₂ 在稠油中的溶解特性是其增产机理研究的基础。为研究埕隆 1601 区块稠油与 CO₂ 混溶降粘效果,在 56 °C 条件下采用高温高压 PVT 实验装置测定 CO₂ 与稠油混溶后的溶胀降粘性能,实验如图 1 所示。结果表明,在油藏温度 56 °C 条件下,随压力的增大,CO₂ 在稠油中的溶解量呈线性增加;随着溶解气量的增大,原油体积系数也呈线性增加,原油密度线性减小,原油粘度则呈现指数递减趋势^[13-14]。当测

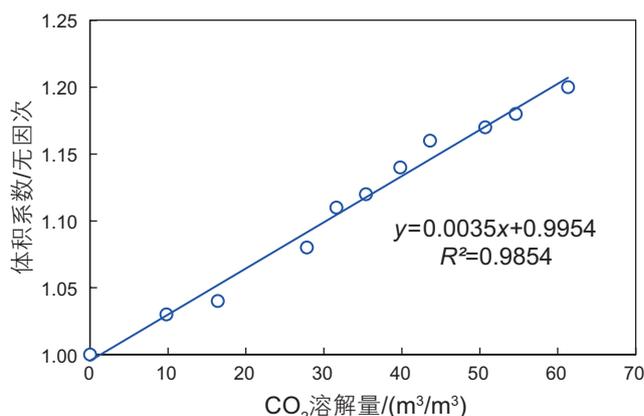
试压力约在 12 MPa 时, 单位体积稠油中溶解 CO_2 量约为 50 Nm^3 , 静态混溶平衡时间约为 140 h, 混溶后原油体积系数 1.17, 原油粘度降至 $69 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 降粘率达 99.6%; CO_2 与原油界面张力由 18 mN/m 降至 2.9 mN/m , 此时 CO_2 与稠油处于非混相混溶状态^[15-16]。 CO_2 对稠油的大幅度降粘效果主要得益于 3 个方面: (1) 对原油稀释降粘作用。 CO_2 在稠油中具有很强的溶解能力, 具有稀释原油的作用, 这是导致稠油粘度大幅度降低的最主要原因^[17-19]。(2) 对胶体的破坏作用。稠油中由于胶质和沥青质含量高, 可形成大量胶核而增加内摩擦力, 故具有很高的粘度, CO_2 能够破坏胶体结构而引起稠油体系粘度降低^[20]。(3) CO_2 对沥青质还具有一定的溶解作用, 将沥青质分子团簇溶解为更小的沥青质分子簇。 CO_2 在稠油中的溶胀降粘特性使得特稠油粘度呈现大幅度降低, 因而改善了多孔介质中特稠油的流动能力, 该结果与多名学者的认识是一致的。可见, 超临界 CO_2 在原油中具有非常强的溶解性, 储层条件下可以通过非混相混溶机理大幅度降低原油粘度。

1.2 CO_2 改善稠油的渗流性能

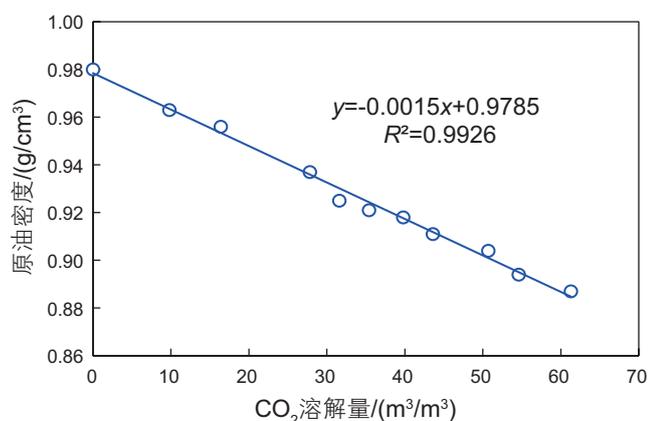
对于中低渗透稠油油藏, 原油渗流规律普遍具有非达西渗流的特点, 只有当驱动压力梯度超过启动压力梯度时, 稠油才可以流动。利用填砂管开展稠油流动特性测试实验, 即测定驱动压差与稠油流量间的关系, 最终确定含束缚水岩心稠油的启动压力梯度^[21-22]。基于埕隆 1601 区块的油藏物性, 选取渗透率范围在 $20 \times 10^{-3} \sim 310 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围的人造岩心开展渗流实验; 实验用水样为现场实际地层水, 实验用油样为油田实际脱气稠油, 原油粘度平均为 $16722 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。在油藏温度条件下, 首先在保持原油粘度不变条件下, 测试不同渗透率下稠油的启动压力梯度, 计算相应的流度值, 并绘制流度与启动压力梯度关系曲线; 然后再选取渗透率约为 $110 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心测试不同 CO_2 溶解量时的原油渗流启动压力梯度, 计算对应的稠油油样流度值, 实验结果如图 2 所示。研究表明, 在 $20 \times 10^{-3} \sim 310 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率区间范围内, 保持原油粘度不变时, 稠油的



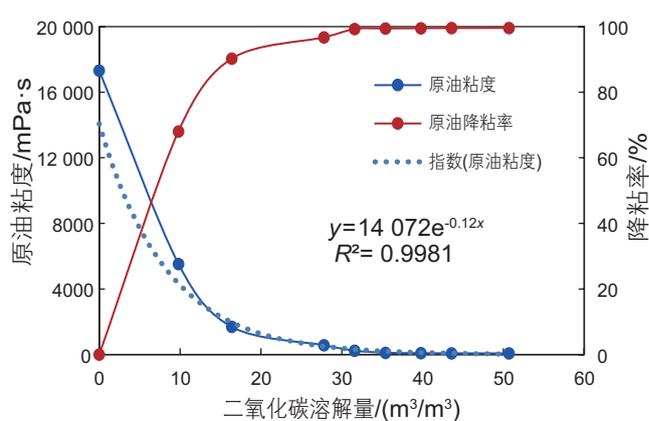
(1) CO_2 溶解量与压力关系



(2) 原油体积系数与 CO_2 溶解量关系



(3) 原油密度与 CO_2 溶解量关系



(4) 原油粘度与 CO_2 溶解量关系

图 1 埕隆 1601 区块稠油 CO_2 溶胀降粘实验结果

Fig.1 Experimental results of swelling and viscosity reduction tests for oil of Chenglong 1601 Block

流度在 $1.30 \times 10^{-6} \sim 18.1 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 之间, 启动压力梯度在 $13.5 \sim 25.4 \text{ MPa/m}$ 之间; 随渗透率的降低, 多孔介质中原油的粘滞力增强, 油相流度降低, 启动压力梯度升高, 导致油藏条件下稠油没有流动能力。然而, 稠油中溶解 CO₂ 后的原油呈现泡沫油特征, 一方面降低原油的密度和粘度, 一方面提高原油的流动性能^[23], 稠油的流度从 $6.10 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 提高到 $1.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$, 原油启动压力梯度由 19.1 MPa/m 降低至 0.2 MPa/m , 此外 CO₂ 在原油中混溶而起到降低界面张力的作用, 降低残余油饱和度。

1.3 CO₂ 与地层水体系对岩石的溶蚀特性

在 $56 \text{ }^\circ\text{C}$ 、 12 MPa 条件下, 采用高温高压反应釜开展 CO₂ 与地层水体系对岩石的腐蚀作用的研究。通过称量反应前后岩样的重量, 分析 CO₂ 与地层水体系对岩石的溶蚀情况。腐蚀率定义为 CO₂ 腐蚀前后岩石矿物质量的变化率。实验结果如表 1 所示, CO₂ 与地层水结合所形成的碳酸水对泥岩的腐蚀性最强, 溶蚀率达到了 1.460% , 其次为长石类矿物, 溶蚀率达到了

0.639% , 变质岩类的矿物溶蚀程度最弱, 溶蚀率仅为 0.069% 。

如图 3 所示, 对比腐蚀前后矿物的扫描电镜照片, 研究腐蚀作用后岩石矿物的结构变化特征。溶蚀实验前先采用超声波对岩石矿物进行清洗, 以消除未固结颗粒对于实验结果的影响; 溶蚀作用完成后, 再次用超声波清洗掉腐蚀的岩石颗粒。由结果可知, 针对石英而言, 溶蚀前岩样表面较为完整, 无溶蚀坑, 溶蚀后的石英矿物表面形成了一定深度的溶蚀坑, 表面颗粒被剥离, 出现微裂缝。针对长石而言, 溶蚀前正长石矿物表面光滑, 边界清晰, 存在天然溶蚀坑, 溶蚀后正长石表面形成许多溶蚀坑, 天然溶蚀坑的边界变得不规则且不易分辨; 溶蚀前的斜长石表面颗粒较多, 无明显凹陷, 溶蚀后斜长石的表面被腐蚀出深浅不一的溶蚀坑, 表面颗粒基本被剥离。针对沉积砂岩而言, 溶蚀前沉积岩表面颗粒较多, 溶蚀后的沉积岩表面腐蚀严重, 表面颗粒被大量剥离, 出现明显的溶蚀坑并伴随游离砂的出现。针对泥岩而言, 溶蚀前表面粗糙且存在大裂隙, 岩样较为密实, 表面颗粒较多, 腐蚀

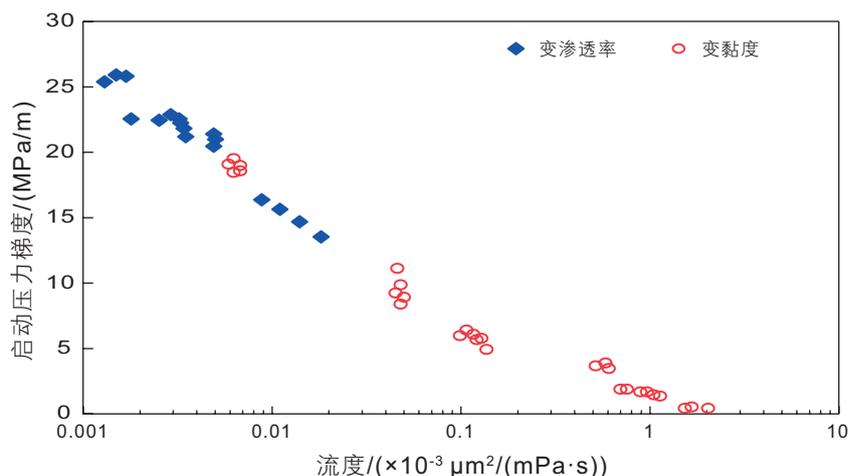


图 2 埕隆 1601 区块稠油启动压力梯度与流度关系

Fig. 2 The relationship between threshold pressure gradient and mobility of heavy oil in Chenglong 1601 Block

表 1 CO₂ 与地层水体系对不同矿物溶蚀实验结果表

Table 1 The results on dissolution experiments of minerals in the system of CO₂ and formation water

组成	矿物	实验前/g	实验后/g	质量差/g	腐蚀率/%
岩石	石英	4.6969	4.6897	0.0071	0.152
	长石	1.9988	1.9860	0.0128	0.639
	沉积岩	1.0012	0.9973	0.0039	0.387
岩屑	岩浆岩	3.3500	3.3431	0.0070	0.208
	变质岩	0.6731	0.6727	0.0004	0.069
泥质	泥岩	0.4967	0.4894	0.0072	1.460

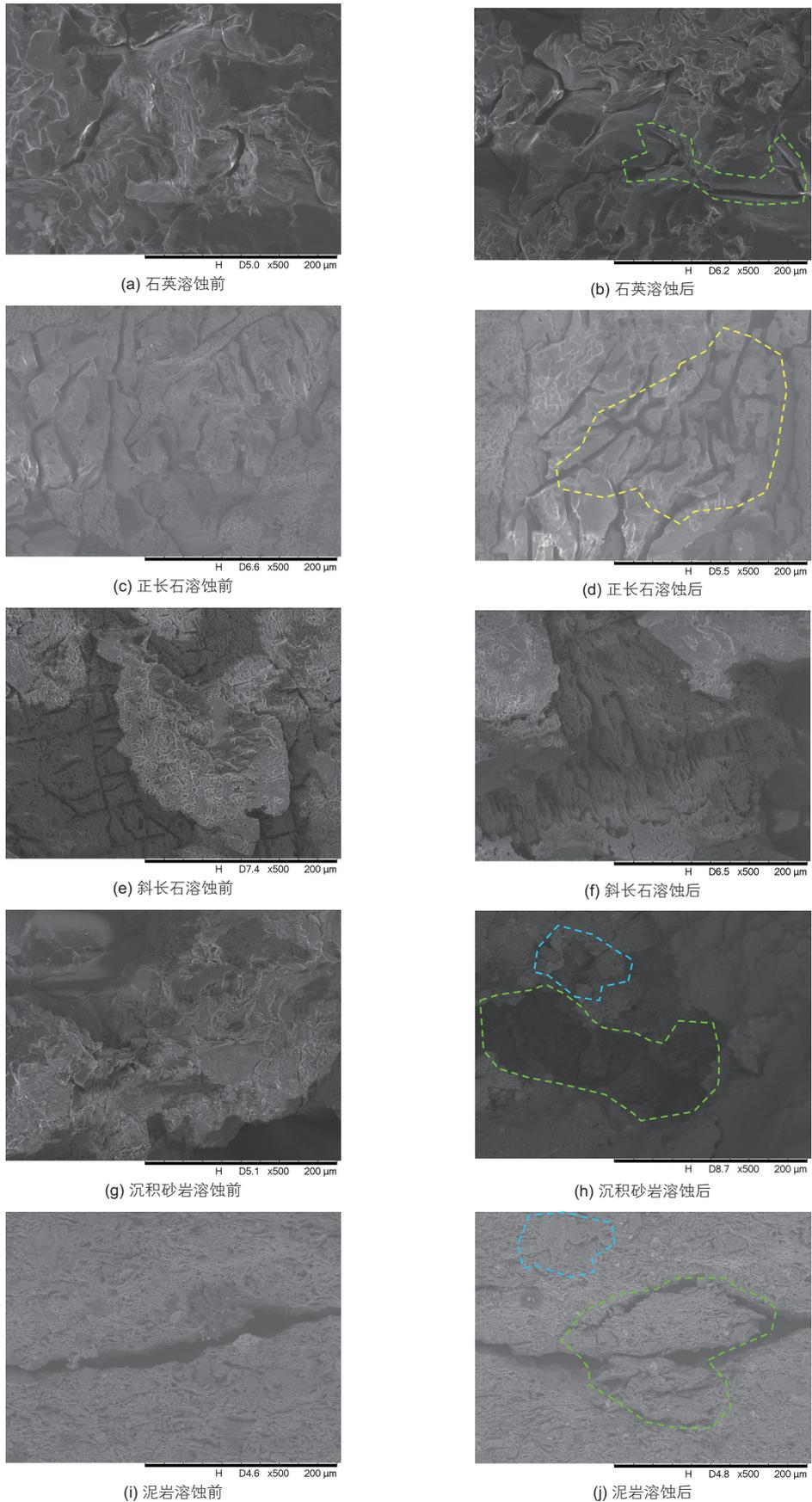


图3 不同矿物在CO₂与地层水体系中溶蚀前后扫描电镜对比照片

Fig. 3 The comparison of different minerals before and after dissolution in the system of CO₂ and formation water through SEM

后岩石表面的腐蚀严重, 裂缝进一步加宽并出现延伸现象, 表面颗粒被剥离, 岩样表面相较于腐蚀前由密实变得松散, 明显出现水化膨胀现象。

储层注入 CO₂ 后, 粘土矿物水化膨胀, 岩块松散化, 但稠油油藏中泥质含量低, 粘土矿物水化现象对储层影响较小。溶蚀前的岩石表面仍存在少量固结颗粒, 无明显凹陷部位, 矿物边界平整; 经过 CO₂ 作用后岩石表面腐蚀明显, 岩石表面的颗粒被剥离, 凹陷部位明显, 边界分布模糊, 岩石表面出现裂隙及溶蚀坑, 微小颗粒从岩石表面被剥离。因此, 注 CO₂ 对岩石的腐蚀起到了一个酸化解堵的作用, 使得岩石的孔隙结构发生了一定程度的改变。利用油田实际油砂填装填砂管测定腐蚀前后的水测渗透率, 实验结果如表 2 所示。由结果可知, 在 56 °C、12 MPa 条件下, CO₂ 溶解于地层水中, 酸性地层水导致岩心的腐蚀率增加, 岩心渗透率增大, 渗透率平均提高 41.86%, 最大增幅超过了 45%。

1.4 CO₂ 吞吐物理模拟实验效果

利用 150 cm 长填砂管模型开展 CO₂ 吞吐物理模拟实验, 填砂管的有效渗透率为 $68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $113 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 对应含油饱和度为 40% 和 42%, 平均原油粘度 16 550 mPa·s; 模型一端为吞吐井, 另一端定压为 15 MPa, 实验温度 56 °C。实验过程为:

先模拟衰竭式开发过程, 而后分 5 次等量注入 0.04 PV 的 CO₂ (累计 0.2 PV) 模拟吞吐过程, 每轮次吞吐生产至基本不出油为止, 计算周期产油量, 并测试多轮次吞吐过程中产出原油的组分构成, 结果见表 3 和图 4。

研究表明, 渗透率 $68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $113 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的模型衰竭降压生产阶段采出程度分别为 0.30% 和 1.20%, 累计 5 轮次 CO₂ 吞吐后采出程度分别达到 7.80% 和 14.37%, 压力下降至约 2.5 MPa, 基本处于不出油状态。2 组模型第 2 轮次吞吐阶段采出程度均较高, 分别为 3.01% 和 3.94%; 吞吐至第 5 轮次时, 渗透率为 $68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心基本不出油, $113 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心单轮次采出程度仍达到 1.02%。分析原因, 主要在第 1 轮吞吐后, 近井地带由于回采过程中滞留有大量原油; 在第 2 轮吞吐时, 近井地带含油饱和度大, 等量注入 CO₂ 后发挥作用大; 另一方面, 第 1 轮吞吐过程中原油受 CO₂ 萃取累计时间短, 滞留于储层中的原油粘度相对较小, 增产效果好; 此外, 还有部分 CO₂ 滞留在储层中, 仍可发挥作用, 保持较高压力。由图 4(2) 可知, 随吞吐轮次增加, 饱和烃含量上升, 而芳香烃、胶质和沥青质含量下降, 其主要原因为注入的 CO₂ 与原油接触后发生了抽提萃取作用, 而 CO₂ 对原油中的中轻质组分萃取能力较强, 对较重质组分萃取能力较弱, 因此, 在 CO₂ 吞吐产油阶段, 产

表 2 油田实际砂样溶蚀前后渗透率变化对比表

Table 2 The comparison of permeability variation before and after dissolution in system of CO₂ and formation water for actual sand sample in oilfield

序号	测试压力/MPa	测试温度/°C	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		变化幅度/%
			实验前	实验后	
1	12	56	114	156	36.72
2	12	56	124	173	39.71
3	12	56	133	193	45.14
4	12	56	153	224	45.86

表 3 埕隆 1601 区块稠油多轮次 CO₂ 吞吐实验结果统计表

Table 3 Experimental results of multiple cycles of CO₂ huff and puff

模型渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	注采参数	吞吐实验结果						合计
		降压生产	第 1 轮	第 2 轮	第 3 轮	第 4 轮	第 5 轮	
68	累计产油量/g	2.97	23.14	29.77	13.35	7.90	0.00	77.14
	采出程度/%	0.30	2.34	3.01	1.35	0.80	0.00	7.80
	产出原油粘度/mPa·s	13983	10235	11743	11563	油少未测	0.00	/
113	累计产油量/g	16.96	46.90	55.72	39.59	29.55	14.38	203.1
	采出程度/%	1.20	3.32	3.94	2.80	2.09	1.02	14.37
	产出原油粘度/mPa·s	15236	11346	11401	12154	13120	油少未测	/

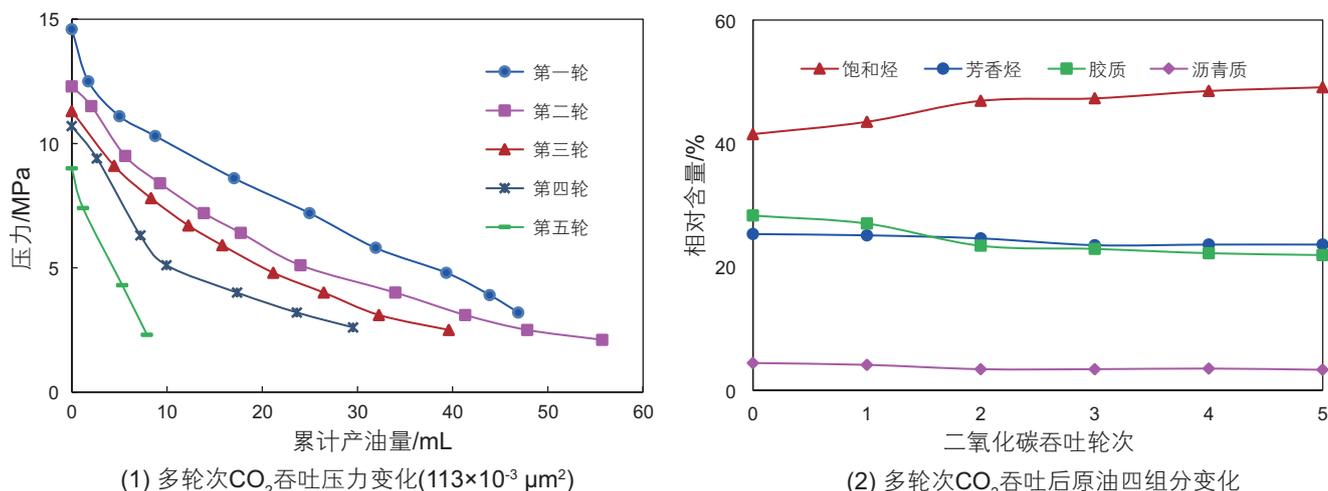


图4 埕隆1601区块特稠油CO₂吞吐物理模拟实验结果

Fig. 4 Experimental results of physical simulation of CO₂ huff and puff

出原油中饱和烃含量上升而其他较重质的组分含量下降。随着吞吐轮次的增大,压力保持程度降低,原油中的轻质组分萃取严重,且远井端原油受自身低流量限制,无法回流至近井区域,造成吞吐效果逐渐变差。

1.5 CO₂吞吐增油机制

(1)原油的降粘与膨胀

处于超临界状态的CO₂易溶解于稠油中,稠油粘度大幅下降,同时析出的CO₂分散于稠油中而形成泡沫油,既降低原油粘度又改善原油流度^[24-25];原油与CO₂结合后原油体积膨胀,既增加可流动油的饱和度又提高了近井地带的弹性能,使稠油更容易被采出^[26-27]。

(2)原油流动性能的改善

以埕隆1601区块为例,稠油的流度从 $6.10 \times 10^{-6} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 提高到 $1.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$,原油启动压力梯度由19.1 MPa/m降低至0.2 MPa/m,流动能力大幅度改善;另外,CO₂溶于地层水并形成碳酸水,其能够溶蚀储层内岩石矿物,尤其是粘土矿物,起到提高地层渗透率的作用。

(3)界面张力的降低

CO₂溶于水而提高油水界面的活性,降低油水界面张力;同时促进超临界CO₂溶于原油甚至自水相扩散至油相,进而形成接触面积更大的原油膨胀带,对CO₂的指进现象起到阻碍作用,提高CO₂的动用程度,进而提高原油采收率^[28-29]。

(4)对轻烃的萃取作用

由于CO₂自身的特殊性质,其能够对原油中的轻

烃组分进行萃取和汽化,进而形成CO₂富气相及轻烃富集带,通过掺稀降粘效应而降低驱替前缘处原油的粘度,这一效应能够减小油气两相之间的界面张力,并提高波及效率,最终提高原油采收率。

(5)流体返排能力的提高

CO₂吞吐采油时,注入的CO₂优先进入地层亏空区域或低渗流阻力的窜流区内,由于CO₂是一种非凝析气体进而使地层压力得到提高并有利于维持油藏压力,所以在利用CO₂进行吞吐采油的时候能有效加快流体的返排速度^[30]。

2 水平井CO₂吞吐注采参数优化

2.1 区块概况

埕隆1601区块主要含油层系为馆陶组,埋深1230~1280 m,油藏呈多油水界面,具有层状油藏的特点。岩性主要为含砾不等粒砂岩和细砂岩,其中石英28%,长石12%,岩屑30%(沉积岩6%、岩浆岩20%、变质岩4%),分选中等、圆度次尖一次圆、孔隙胶结、线接触、粒级0.06~0.5 mm,泥质3%,胶结疏松、易出砂。油层单层有效厚度1.4~13.2 m,横向连通性较好。储层孔隙度13.5%~19.0%,渗透率 $20.7 \times 10^{-3} \sim 310.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率 $110 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,综合评价储层物性为中低孔—中低渗储层。油藏温度56 °C,原始地层压力12.5 MPa,原始含油饱和度40%。地层条件下原油中的溶解气含量低,油藏温度压力条件下平均原油粘度为16 800 mPa·s,脱气平均原油密度为0.9841 g/cm³。原油组分中,饱和烃39%,芳香烃22%,胶质32%,沥青质5%。原油具有高粘度、高密

度、高胶质含量等特点,属于特稠油。地层水水型为 NaHCO₃ 型,矿化度 5175~6641 mg/L。

为合理设计 CO₂ 吞吐注采参数,结合实验结果,对储层原油高压物性及 CO₂-原油的相互作用进行相态拟合,同时对埕隆 101H 井的生产历史也进行了拟合,确保数值模拟模型的准确性及模拟结果的可靠性。以水平井埕隆 101H 井为目标开展数值模拟(CMG)研究。根据原油组成测试结果,将原油组分分为轻质组分、中质组分和重质组分,其含量分别为 18.69%、40.94% 和 40.37%,并根据测得的原油基本性质及 CO₂-原油溶胀降粘数据对拟组分参数进行校正^[31]。根据实际油层内的油水关系,在地质模型底部设置底水层。模型基本参数见表 4。

2.2 井型与井距优化

埕隆 1601 区块储量丰度较小,“水平井+CO₂ 吞吐”开发优于直井,水平井控制储量为直井的 3~4 倍,控制程度可达 90% 以上,生产能力是直井的 3 倍;此外,水平井吸气指数是直井 3~4 倍,注气压力比直井低 2~4 MPa;且水平井在底水油藏具有较好的抑制底水水淹的优势。提高油井生产能力,采用整体水平井开发,优化设计水平段长度 200~300 m。由于井网密度直接影响采收率的高低、投资规模的大小以及经济效益的好坏^[32-36]。因此,基于技术经济一体化理念,综合利用 4 种方法论证合理井距。结果表明,在原油价格 50~70 美元/桶时,平均极限井距为 104~135 m,

最优井距为 240~278 m。因此,确定埕隆 1601 区块井距在 150~250 m 较为合适,结果见表 5。

2.3 注采参数优化

利用数值模拟软件 CMG 开展 CO₂ 吞吐注采工艺参数优化设计,优化结果见图 5。由结果可知,综合考虑增油效果及经济效益,优化出合理的注采参数:(1)CO₂ 注入量并非越大越好,合理注入量为 700~1100 t,折算单位水平段注入量为 3.5~5.5 t/m。(2)注入速度为 100~120 t/d,折算单位水平段注入强度为 0.5~0.6 t/(m·d);若注入速度过快,一方面会导致 CO₂ 发生粘性指进,并沿高渗通道窜流到邻井或边底水中,利用率降低^[37];另一方面过大的注入速度导致超破裂压力注入,波及范围小,影响吞吐效果。(3)闷井时间为 25~35 d(在实施过程中依据压力变化可适当调整);若闷井时间较短,会导致 CO₂ 在原油中混溶不充分,大量的气体在放喷阶段被采出,气体利用率低^[38];闷井时间过长会引起地层能量损失,且影响生产时效,不利于保持增产效果。(4)日产液量为 15~25 m³/d,折算单位水平段产液强度 0.075~0.125 m³/(m·d)。合理增大日产液量,可减少 CO₂ 在地层原油中的分离时间,有利于 CO₂ 驱动原油流向井底;但日产液量过大,会引起边底水突进,过早见水,影响吞吐效果。(5)转周时机对吞吐同样有影响,若每轮次吞吐结束后,立刻实施后续轮次吞吐,地层能量得不到及时补充,不利于获得较高的增油量;优化结果表明第 2 轮转周时机

表 4 埕隆 101H 井基本参数表

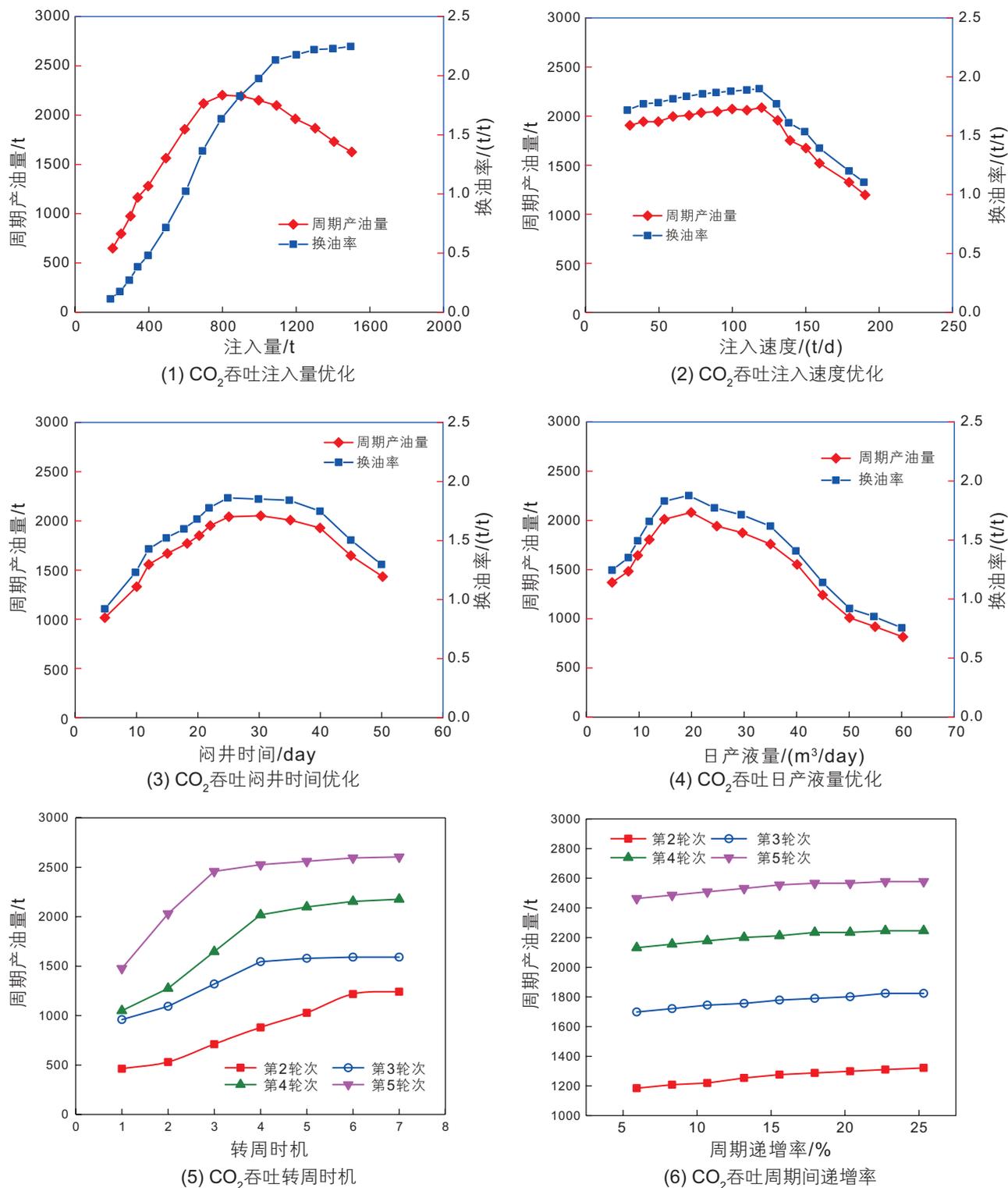
Table 4 Basic parameters for Chenglong 101H well

渗透率/10 ⁻³ μm ²	油层厚/m	水平段/m	原油粘度/mPa·s	含油饱和度/%	原始地层压力/MPa	油藏温度/°C
30	10	200	16 000	45%	12.5	56

表 5 埕隆 1601 区块水平井开发井距计算结果表

Table 5 Calculation results of well spacing for horizontal wells for Chenglong 1601 Block

方法	50 美元/桶		60 美元/桶		70 美元/桶		极限井距/m	最优井距/m	极限井距/m	最优井距/m	极限井距/m	最优井距/m
	网密度/口/km ²											
动态法	57.39	13.19	132	275	78.14	15.6	113	253	98.69	17.70	101	238
谢尔卡乔夫结合经济	71.13	14.83	119	260	96.51	17.49	102	239	121.65	19.80	91	225
考虑产量递减法	63.53	13.94	125	268	86.35	16.47	108	246	108.96	18.66	96	231
俞启泰法	37.07	10.39	164	310	50.21	12.26	141	286	63.21	13.91	126	268
平均值	57.28	13.09	135	278	77.88	15.46	116	256	98.13	17.52	104	240

图5 埕隆1601区块特稠油CO₂吞吐注采参数优化结果Fig. 5 Optimization results of injection production parameters for CO₂ huff and puff process

为第1轮吞吐有效期结束后第3个月，第3轮和第4轮转周时机为前一轮次吞吐有效期结束后第4个月，第5轮次为第4轮吞吐有效期结束后第5个月；(6)开展多轮次吞吐时，随吞吐轮次增加，近井地带含油饱

和度和压力均降低，为保障动用范围的进一步增加，应在下一轮次增加CO₂的注入量；数值模拟研究表明：第2轮次的递增率为16%~18%，第3轮次的递增率为18%~20%，第4轮次的递增率为20%~22%，第

5 轮次的递增率为 22%~24%。

2.4 注采一体化工艺

对于稠油油藏, 普遍存在油井举升难题。为降低作业占产时间, 提高举升效率, 结合油品性质, 集成配套了“抽油机+液力反馈泵+空心杆电加热”和水力喷射泵两种注采一体化工艺技术^[39]。

(1) “抽油机+液力反馈泵+空心杆电加热”工艺

该工艺一般应用于原油粘度小于 10 000 mPa·s 的油井, 可实现油管正注和油套环空反注 CO₂。泵结构一般采用下柱塞直径 38 mm、上柱塞直径 57 mm、等效直径 41.2 mm, 电加热杆功率为 100 KW, 直径 36 mm。液力反馈泵上行时出油阀关闭, 进油阀打开, 泵上液体被举升到地面, 泵下液体进入上柱塞与泵筒之间环空; 下行时出油阀打开, 进油阀关闭, 环空内液体进入泵上。该工艺井下工具受 CO₂ 影响较小, 推广潜力大。

(2) 水力喷射泵工艺

该工艺可用于原油粘度小于 50 000 mPa·s 的油井, 可实现油管正注 CO₂。该工艺因动力液流道不同分正循环、反循环及同心双管工艺。正循环动力液从油管注入, 产出液从油套环空流出。反循环动力液从油套环空注入, 产出液从油管流出, 可避免 CO₂ 对套管的腐蚀。同心双管动力液从油管注入, 产出液从大、小油管的环空流出, 无需封隔器。水力喷射泵工艺具有水力泵液量调节范围大, 可大幅提液生产, 但存在需配套地面流程与注水泵, 协调动力液水源等问题。

总体上, 这两种注采一体化工艺技术基本可实现不同粘度稠油多轮次 CO₂ 吞吐不动管柱高效举升, 为

CO₂ 吞吐增产效果提供了井筒保障。

3 矿场试验

国内外针对普通稠油与高含水老油田开展了 CO₂ 吞吐试验, 均取得了一定的效果。本文针对未动用稠油油藏开展了 CO₂ 吞吐开发试验, 为其他类似油田开展 CO₂ 吞吐现场试验提供了借鉴。自 2019 年至 2020 年 8 月, 埕隆 1601 区块开展了 8 井次的水平井 CO₂ 吞吐技术试验, 取得了显著的开发效果(见表 6), CO₂ 累计注入量为 5665 t, 累计产油 9755 t, 初期单井平均日产油达到 13.69 t/d, 周期内平均日增油 8.00 t/d, 单井单轮次增油 1000~2000 t, 最高增油达 4000 t 以上, 换油率 2.0~4.5 t/t; 其中, 埕隆 101H 和埕隆 1601 井实施两轮吞吐, 第 1 轮吞吐的周期总产油量为 3008 t, 换油率达到 2.73 t/t。

如图 6 所示, 2019 年, 在埕隆 101H 开展 CO₂ 吞吐先导试验, 取得明显效果。2018 年 11 月采用电动潜油螺杆泵试油试采, 初期日产油 3.8 t, 但递减快, 累产油仅有 88.4 t, 表现为低产液低产油状态。埕隆 101H 井自 2019 年 4 月至 2020 年 8 月共实施 2 轮次 CO₂ 吞吐, 累计注入 CO₂ 量 1600 t, 累产油 2631 t。2019 年 4 月开展第 1 轮 CO₂ 吞吐试验, 累计注入液态 CO₂ 量 800 t, 闷井 27 d, 初期最高日产油 38.48 t/d, 吞吐有效期 240 d, 累计产油 2329 t, 增油 1670 t, 换油率 2.91 t/t。2020 年 4 月开展第 2 轮 CO₂ 吞吐试验, 累计注入液态 CO₂ 量 800 t, 闷井 26 d, 初期最高日产油 5.92 t/d, 阶段产油 302 t, 目前持续有效。

表 6 埕隆 1601 区块 CO₂ 吞吐矿场试验效果(统计数据截止时间 2020 年 8 月 5 日)

Table 6 Field test results of CO₂ huff and puff for Chenglong 1601 Block (Data until August 5, 2020)

井号	轮次	注入 CO ₂ /t	初期日产油/(t/d)	平均日产油/(t/d)	生产时间/d	累计产油/d	换油率/(t/t)	备注
CL101H	1	800	38.48	9.70	240	2329	2.91	第 1 轮结束
CL101H	2	800	5.92	4.72	64	302	--	第 2 轮(未结束)
CL1601	1	303	4.83	3.26	208	679	2.24	第 1 轮结束
CL1601	2	289	2.59	2.53	17	43	--	第 2 轮(未结束)
CL1601-32H	1	690	9.05	9.71	194	1884	2.73	第 1 轮结束
CL1601-34H	1	945	27.72	20.03	211	4227	4.47	第 1 轮(未结束)
CL1601-30H	1	865	15.30	11.93	23	274	--	第 1 轮(未结束)
CL103H	1	973	5.64	2.13	8	17	--	第 1 轮(未结束)
合计		5665	13.69	8.00	--	9755	1.72	--

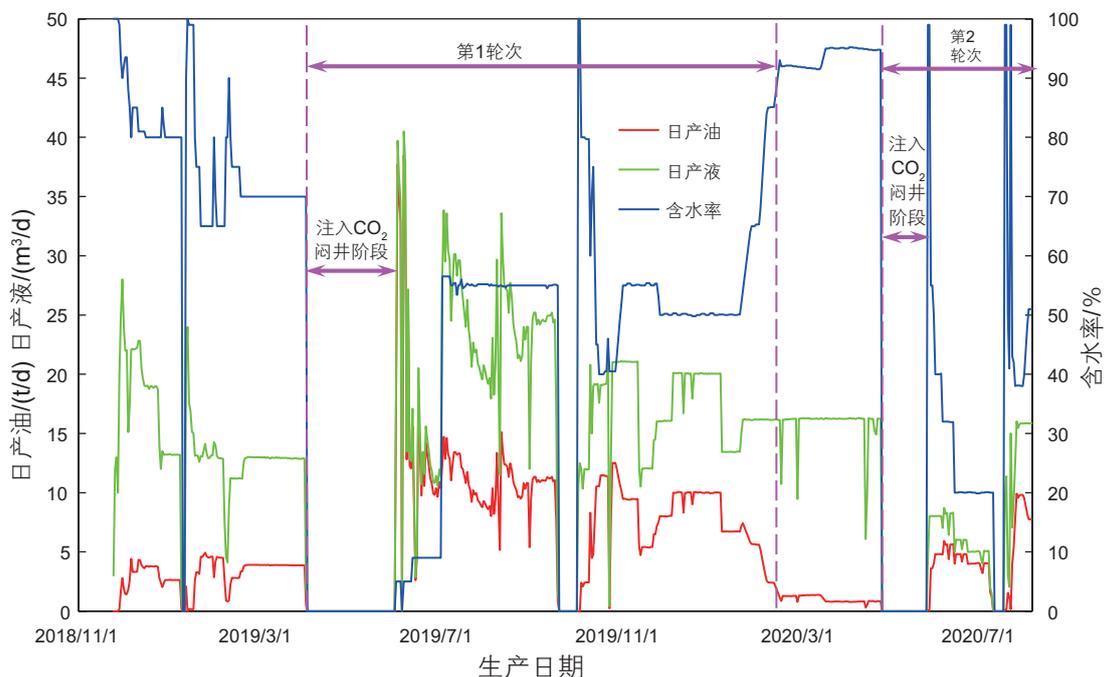


图6 埕隆101H井CO₂吞吐前后生产曲线

Fig. 6 Production curve before and after CO₂ huff and puff process for Chenglong 101H well

4 结论

(1)CO₂吞吐主要通过3方面的作用改善中低渗透稠油油藏的开发效果:在油藏条件下,CO₂处于超临界状态;一方面CO₂混溶于稠油后使其粘度大幅度降低,改善其流动性能,减小稠油的启动压力梯度,并通过腐蚀作用提高储层渗透率;另一方面溶解CO₂的原油体积膨胀,呈现泡沫油流动特性;第三方面CO₂与稠油的混溶降低界面张力,降低残余油饱和度,吞吐生产时增强流体的返排驱动力。

(2)以埕隆1601区块CO₂吞吐为例,采用水平井开发,水平段长度为200~300 m,井距为150~250 m,单位水平段注入量为3.5~5.5 t/m,单位水平段注入强

度为0.5~0.6 t/(m·d),闷井时间为25~35 d,单位水平段产液强度0.075~0.125 m³/(m·d);第2轮转周时机为第1轮吞吐有效期结束后第3个月,注入CO₂的递增率为16%~18%,第3、4轮转周时机为前一轮次吞吐有效期结束后第4个月,递增率分别为18%~20%和20%~22%,第5轮次为第4轮吞吐有效期结束后第5个月,递增率为22%~24%。

(3)至2020年8月,埕隆1601区块开展了8井次的水平井+CO₂吞吐现场试验,CO₂累计注入量为5665 t,累计产油9755 t,单井单轮次增油1000~2000 t,最高增油达4000 t以上,换油率2.0~4.5 t/t,低渗透稠油油藏水平井+CO₂吞吐技术的开发效果及经济效益显著,实现该类油藏的有效动用,为国内外中低渗特稠油油藏的有效开发提供技术借鉴。

参考文献

- [1] 袁士义,王强.中国油田开发主体技术新进展与展望[J].石油勘探与开发,2018,45(04):657-668.[YUAN S Y, WANG Q. New progress and prospect of oilfields development technologies in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(04): 657-668.]
- [2] 雷群,翁定为,罗健辉,等.中国石油油气开采工程技术进展与发展方向[J].石油勘探与开发,2019,46(1):139-145.[LEI Q, WENG D W, LUO J H, et al. Achievements and future work of oil and gas production engineering of CNPC[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 139-145.]
- [3] 张亮,杨昌华,牛保伦,等.CO₂驱提高采收率原理及应用[M].青岛:中国石油大学出版社,2017.[ZHANG L, YANG C H, NIU B L, et al. EOR principles and application of CO₂ flooding[M]. Qingdao: China University of Petroleum Press, 2017.]
- [4] HAMMERSHAIMB E C, KUUSKRAA VA, STOSUR G. Recovery efficiency of enhanced oil recovery methods: A review of significant

- field tests [R]. SPE-12114-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October, San Francisco, California, 1983.
- [5] BANK G C, RIESTENBERG D E, KOPERNA G J. CO₂-Enhanced oil recovery potential of the appalachian basin [R]. SPE-111282-MS, Eastern Regional Meeting, 17–19 October, Lexington, Kentucky USA, 2007.
- [6] SPIVAK A, KARAOGUZ D, ISSEVER K, et al. Simulation of immiscible CO₂ injection in a fractured carbonate reservoir, Bati Raman Field, Turkey [R]. SPE-18765-MS, SPE California Regional Meeting, 5–7 April, Bakersfield, California, 1989.
- [7] 许国晨, 王锐, 卓龙成, 等. 底水稠油油藏水平井 CO₂ 吞吐研究 [J]. 特种油气藏, 2017, 24(3): 155–159. [XU G C, WANG R, ZHUO L C, et al. Horizontal-Well CO₂ huff and puff in heavy oil reservoirs with bottom water[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3): 155–159.]
- [8] 席长丰, 齐宗耀, 张运军, 等. 稠油油藏蒸汽驱后期 CO₂ 辅助蒸汽驱技术 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1169–1177. [XI C F, QI Z Y, ZHANG Y J, et al. CO₂ assisted steam flooding in late steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1169–1177.]
- [9] 张红梅, 安九泉, 吴国华, 等. 深层稠油油藏 CO₂ 吞吐采油工艺试验 [J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(4): 53–56. [ZHANG H M, AN J Q, WU G H, et al. The CO₂ cyclic stimulation investigation and trial in deep-seated viscous oil reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(4): 53–56.]
- [10] 黄琴, 郭平, 张俊. 国内外稠油油藏 CO₂ 吞吐提高采收率的应用现状 [J]. 承德石油高等专科学校学报, 2008, 10(2): 4–6, 16. [HUANG Q, GUO P, ZHANG J. Application of CO₂ huff and puff in heavy oil reservoirs to enhance oil recovery: status in quo at home and abroad[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2008, 10(2): 4–6, 16.]
- [11] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO₂ 驱油与封存技术及实践 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 716–727. [HU Y L, HAO M Q, CHEN G L, et al. Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 716–727.]
- [12] 李小江, 李根生, 王海柱, 等. 超临界 CO₂ 压裂井筒流动模型及耦合求解 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(2): 87–94. [LI X J, LI G S, WANG H Z, et al. A wellbore flow model and coupling solution for supercritical CO₂ fracturing[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(2): 87–94.]
- [13] LOBANOV A A, SHHEKOLDIN K A, STRUCHKOV I A, et al. 液态 CO₂ 对俄罗斯某油藏稠油的膨胀与萃取作用实验 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 861–868. [LOBANOV A. A., SHHEKOLDIN K. A., STRUCHKOV I. A., et al. Swelling and extraction test of heavy oil in a Russian reservoir by liquid carbon dioxide[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 861–868.]
- [14] 韩海水, 李实, 姚小琪, 等. 基于摩尔密度的原油-CO₂ 体系膨胀能力预测方法 [J]. 石油学报, 2018, 39(4): 456–462. [HAN H S, LI S, YAO X Q, et al. Swelling ability prediction method of crude oil-CO₂ system based on molar density[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(4): 456–462.]
- [15] 崔茂蕾, 王锐, 吕成远, 等. 特高含水油藏 CO₂ 微观驱油机制 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(1): 119–125. [CUI M L, WANG R, LV C Y, et al. Research on microcosmic oil displacement mechanism of CO₂ flooding in extra-high water cut reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(1): 119–125.]
- [16] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱转 CO₂ 混相驱渗流机理及传质特征 [J]. 石油学报, 2018, 39(4): 456–462. [HU W, LÜ C Y, WANG R, et al. Porous flow mechanisms and mass transfer characteristics of CO₂ miscible flooding after water flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(4): 456–462.]
- [17] 张龙力, 王善堂, 杨国华, 等. 稠油二氧化碳降粘的化学机制研究 [J]. 石油化工高等学校学报, 2011, 24(2): 1–5. [ZHANG L L, WANG S T, YANG G H, et al. The chemical mechanism of heavy oil viscosity reduction in carbon dioxide flooding[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2011, 24(2): 1–5.]
- [18] 沈晓英, 汤勇, 王卫东, 等. 吐哈油田稠油油藏优化注气吞吐降黏实验研究 [J]. 钻采工艺, 2013, 36(5): 88–91. [SHEN X Y, TANG Y, WANG W D, et al. Huff and puff vis breaking experiment in Tuha Oilfield heavy oil reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(5): 88–91.]
- [19] 李辉, 李伟忠, 周瑞松, 等. 王庄油田郑 411 块特超稠油开采机理与评价方法 [J]. 石油地质与工程, 2009, 23(2): 64–65+69. [LI H, LI W Z, ZHOU R S, et al. Mechanism and evaluation method of extremely heavy oil production in Z411 block, Wagzhuang oilfield [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2009, 23(2): 64–65+69.]
- [20] 齐桂雪. CO₂ 萃取作用对最小混相压力的影响实验研究 [J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(6): 51–55+60. [QI G X. Effect of CO₂ extraction on minimum miscibility pressure[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(6): 51–55+60.]
- [21] 李熙喆, 卢德唐, 罗瑞兰, 等. 复杂多孔介质主流通道定量判别标准 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 46(5): 943–949. [LI X Z, LU D T, LUO R L, et al. Quantitative criteria for identifying main flow channels in complex porous media[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 46(5): 943–949.]
- [22] 李滔, 李闽, 荆雪琪, 等. 孔隙尺度各向异性与孔隙分布非均质性对多孔介质渗透率的影响机理 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 569–579. [LI T, LI M, JING X Q, et al. Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 569–579.]

- [23] 李传宪, 李晓腾, 杨爽, 等. 超临界CO₂处理对长庆原油添加降凝剂效果的影响[J]. 石油学报(石油加工), 2018, 39(4): 456-462. [LI C X, LI X T, YANG S, et al. Effects of supercritical CO₂ treatment on the adding pour point depressant to Changqing crude oil[J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2018, 39(4): 456-462.]
- [24] 郭省学. CO₂改善单56超稠油油藏蒸汽吞吐效果实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(4): 122-126. [GUO S X. Experiment of CO₂ improved steam huff and puff effects for Shan-56 ultra-heavy oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(4): 122-126.]
- [25] 张孝燕. 二氧化碳在杜84块超稠油水平井中的应用与演变[J]. 石油石化节能, 2020, 10(5): 16-19. [ZHANG X Y. Application and evolution of carbon dioxide in super heavy oil horizontal well in Du84 Block[J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2020, 10(5): 16-19.]
- [26] 李云飞, 董兴, 李欢, 等. CO₂吞吐技术在克拉玛依油田白251井区的应用[J]. 新疆石油天然气, 2019, 15(3): 74-78. [LI Y F, DONG X, LI H, et al. Application of CO₂ huff and puff technology in Bai 251 well area of Karamay Oilfield[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2019, 15(3): 74-78.]
- [27] 廖先燕, 丁雅婷, 李丽, 等. CO₂蒸汽复合吞吐技术在新疆油田车510区块的应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(4): 64-76. [LIAO X Y, DING Y T, LI L, et al. Application of steam carbon dioxide huff and puff flooding technology in well Che 510 of Xinjiang Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 64-76.]
- [28] 叶安平, 郭平, 王绍平, 等. 多孔介质高温高压多组分气体—原油分子扩散系数研究[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(5): 111-115. [YE A P, GUO P, WANG S P, et al. Study on gas-oil diffusion coefficient in porous media under high temperature and high pressure[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(5): 111-115.]
- [29] 李东东, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. CO₂在原油中的分子扩散系数和溶解度研究[J]. 油田化学, 2009, 26(4): 405-408. [LI D D, HOU J R, ZHAO F L, et al. Study of molecular diffusion coefficients and solubility of carbon dioxide in a Jinlin crude oil[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4): 405-408.]
- [30] 蒋永平. 苏北稠油油藏CO₂复合吞吐用新型降黏剂合成及效果评价[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 39-44. [JIANG Y P. Synthesis of a new viscosity reducer for CO₂ compound huff and puff in North Jiangsu heavy oil reservoirs and its effectiveness evaluation[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 39-44.]
- [31] 武玺, 张祝新, 章晓庆, 等. 大港油田开发中后期稠油油藏CO₂吞吐参数优化及实践[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 80-85. [WU X, ZHANG Z X, ZHANG X Q, et al. Optimization and practice of CO₂ huff and puff parameters of heavy oil reservoir in the middle and late development stage in Dagang Oilfield [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 10(3): 80-85.]
- [32] 杨小平, 唐军. 动态分析法确定低渗透砂岩油藏合理井距[J]. 特种油气藏, 2006, 13(6): 64-66+73. [YANG X P, TANG J. Determination of rational well spacing in low permeability sandstone reservoir by dynamic analysis[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2006, 13(6): 64-66+73.]
- [33] 李德生, 程俊. 用将来净现值法确定合理井网密度[J]. 断块油气田, 2006, 13(5): 39-40. [LI D S, CHENG J. Determination of reasonable well spacing density by using future net present value method[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2006, 13(5): 39-40.]
- [34] 吴琼. 确定水驱油田合理井网密度的新方法[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(6): 71-73. [WU Q. New method for reasonable well spacing density determination in water flooding oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(6): 71-73.]
- [35] 俞启泰. 计算水驱砂岩油藏合理井网密度与极限井网密度的一种方法[J]. 石油勘探与开发, 1986(4): 49-54. [YU Q T. A method for calculating the reasonable and extreme well density in a water flooding sandstone reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 1986(4): 49-54.]
- [36] 侯建锋, 胡亚斐, 刘畅, 等. 水驱油藏经济极限和合理井网密度确定方法[J]. 新疆石油天然气, 2018, 14(3): 53-57. [HOU J F, HU Y F, LIU C, et al. A new approach to estimating economic limit and reasonable well spacing density for water flooding reservoirs[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2018, 14(3): 53-57.]
- [37] 张朝富, 刘滨, 蒲玉娥, 等. 稠油油藏CO₂吞吐参数优化[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(5): 528-530. [ZHANG C F, LIU B, PU Y, et al. Optimization of CO₂ huff and puff parameter of heavy oil reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(5): 528-530.]
- [38] 刘爱贤, 刘鹏, 孙强, 等. CO₂在水中扩散系数的实验测定和计算[J]. 石油化工高等学校学报, 2012, 25(6): 5-9. [LIU A X, LIU P, SUN Q, et al. The experimental and modeling studies on the diffusion coefficient of CO₂ in pure water[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2012, 25(6): 5-9.]
- [39] 赵贤正, 赵平起, 李东平, 等. 地质工程一体化在大港油田勘探开发中探索与实践[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(2): 6-14. [ZHAO X Z, ZHAO P Q, LI D P, et al. Research and practice of Geology-Engineering integration in the exploration and development of Dagang oilfield [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(2): 6-14.]