

# 深层砂砾岩油藏注 CO<sub>2</sub> 相态变化与吞吐参数优化

王先荣, 李 超, 李 翀

(中国石化华东石油工程有限公司科技发展分公司, 江苏 南京 210031)

**摘要:** WQN 深层砂砾岩油藏存在自然产能低, 压裂后稳产期短且产量递减快, 注水开发效果差, 地层能量亏空大, 采出程度低等问题, 目前油井多处于低速低效衰竭式开采甚至关停状态。开展了 CO<sub>2</sub> 驱室内实验研究和可行性分析。研究表明: 注入 CO<sub>2</sub> 后能起到增溶膨胀, 降黏改善流度比, 补充返排所需能量等作用。运用 CMG 数值模拟技术对注入量、注入速度、焖井时间、返排速度、第二轮注气时机、吞吐周期等工艺参数进行优化。经矿场初步试验, W31 井 CO<sub>2</sub> 注入量 800 t, 目前累计增油 629.1 t, 换油率已达 0.79, 初步取得了增油效果, 为有效挖掘深层砂砾岩油藏剩余油提供了技术支持。

**关键词:** 深层砂砾岩油藏; 相态变化; CO<sub>2</sub> 吞吐; 增产机理; 参数优化

**中图分类号:** TE357.4      **文献标志码:** A

## Phase behavior and parameters optimization of CO<sub>2</sub> huff and puff in deep glutenite reservoir

WANG Xianrong, LI Chao, LI Chong

(Scientific Development Company of East China Petroleum Engineering Ltd. Company, SINOPEC, Nanjing 210031, China)

**Abstract:** WQN deep glutenite reservoirs have problems such as low natural productivity, short stable production period after fracturing and rapid production decline, poor water injection development effect, large formation energy deficit, and low recovery. At present, the oil wells are mostly in a state of low-speed and low-efficiency depletion production or even shut down. Therefore, CO<sub>2</sub> flooding experimental study and feasibility analysis have been carried out to improve the development effect. The research results show that the injection of CO<sub>2</sub> can play a role in solubilizing and swelling, reducing viscosity, improving fluidity ratio, and supplementing the energy required for flowback. The CMG numerical simulation is used to optimize the process parameters such as injection volume, injection speed, soak time, flowback speed, gas injection timing for second round, cycle time of huff and puff, and so on. Preliminary pilot tests show that the CO<sub>2</sub> injection volume of Well W31 is 800 t, the current cumulative oil increase is 629.1 t, the oil exchange rate is reached 0.79, and the oil increase effect has been achieved, which can provide technical support for the effective exploration of remaining oil in deep glutenite reservoirs.

**Key words:** deep glutenite reservoir; phase change; CO<sub>2</sub> huff and puff; stimulation mechanism; parameter optimization

CO<sub>2</sub>混相或非混相驱是一种重要的提高采收率技术, 在不同的油藏和流体条件下均具有巨大潜力, 李士伦等认为其主要机理是体积膨胀、溶解气驱、降低原油黏度和相间界面张力、改善流度比和毛管渗吸作用, 抽提萃取原油中轻质组分<sup>[1-3]</sup>。由于 CO<sub>2</sub> 吞吐投资少、见效快、风险小、适应范围广, 近年来作为有效的增产手段越来越受到关注与重视。

江苏、中原、冀东、胜利等油田均已成功开展 CO<sub>2</sub> 吞吐矿场试验, 并取得较好的增产效果<sup>[4-7]</sup>。CO<sub>2</sub> 技术的运用从稠油油藏起逐渐向普通黑油油

藏拓展, 研究及应用重心从高、中渗油藏逐步向低渗、特低渗油藏转移, 油藏深度由中浅层向中深层推广, 驱替机理及配套技术研究也取得了较大进展<sup>[8-9]</sup>。针对砂砾岩油藏的研究以基于室内实验的驱替机理和可行性评价为主<sup>[10]</sup>, 施雷庭等人研究了超临界 CO<sub>2</sub> 吞吐的适应性, 分析了束缚水对 CO<sub>2</sub> 的影响<sup>[11]</sup>, 但现场应用实例较为少见。

收稿日期: 2020-06-29; 改回日期: 2020-08-17。

第一作者简介: 王先荣(1972—), 女, 高级工程师, 现从事油气增产技术服务。E-mail: 375273056@qq.com。

1 油藏概况

WQN油藏目的层为二叠系上乌尔禾组,砂砾岩储层平均孔隙度8.8%,平均渗透率 $6.1\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ ,油藏平均埋深3 060 m。油藏具有原始气油比高,原始地层压力和饱和压力高的特点(见表1);原油自身流动能力弱,储层流体流度仅 $0.488\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ ;因原始地层压力与泡点压力相等,地层

压力易降至泡点以下,油藏早期主要依靠气压驱动和溶解气驱动。

开发阶段油井自然产能低,多数依靠压裂见产,但压裂后稳产期短且产量递减快,地层能量亏空大,后期的注水开发和衰竭式均不能建立有效驱替,无法满足开采需求。目前油井多处于低速低效衰竭式开采甚至关停状态,区块采出程度仅6.4%。

表1 WQN上乌尔禾组油藏参数

含油面积/ $\text{km}^2$	14.3	地层原油密度/ $(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	0.752 3
地质储量/ $10^4\text{ t}$	711.0	地层原油黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	12.5
油藏中部深度/m	3 060.0	地面原油密度/ $(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	0.895
原始地层压力/MPa	38.5	地面原油黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$ (50 ℃)	156.5
原始饱和压力/MPa	38.5	含蜡量/%	5.6
地层温度/℃	82.9	凝固点/℃	12.0
原始气油比/ $(\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1})$	160.4	总矿化度/ $(\text{mg}\cdot\text{L}^{-1})$	18 502.0

2 注CO<sub>2</sub>相态变化特征

油气藏流体PVT性质及注入气体后流体相态的物理模拟研究对油气藏注气开发非常重要,因此通常采用室内实验评价技术开展目标油藏原油组分及相关相态实验,运用WinProp软件包对实验数据开展相态拟合及注气膨胀实验拟合研究,分析CO<sub>2</sub>吞吐增溶膨胀、降黏、溶解抽提原油组分及混相、非混相驱油的相关机理。

所用实验样品以目标区现场取得的分离器油样和气样在实验室按原始地层条件复配获得。

2.1 增溶膨胀特征

地层油注气实验测试结果(见图1)显示,在低注入量范围,原油泡点压力上升缓慢,注入CO<sub>2</sub>达到30 mol%以后泡点压力上升加快,注入量达到40 mol%时饱和压力上升到50 MPa,预测至50 mol%时饱和压力将上升到90 MPa以上。在注入气量小于40 mol%时,随着注气量增加,膨胀系数线性增加,表明CO<sub>2</sub>对原油的膨胀能力较强,有利于注入的CO<sub>2</sub>对地层油通过增溶膨胀提高含油饱和度驱油;当大于40 mol%时,随着注入气量的增加,膨胀系数增加趋缓,CO<sub>2</sub>对原油的膨胀能力明显减弱。

2.2 原油降黏特征

在地层温度下,随着CO<sub>2</sub>注入量不断增加,由于原油对CO<sub>2</sub>的溶解,地层原油黏度逐步下降(见

图2),原油黏度从注气前的11.62 mPa·s下降到5.53 mPa·s,下降程度达52.5%,表明CO<sub>2</sub>对地层原油有很好的降黏效果,可改善原油流度,有利于返排时提高驱油效率。

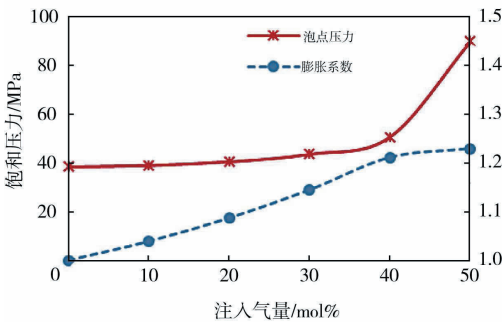


图1 注CO<sub>2</sub>后饱和压力、膨胀系数变化曲线

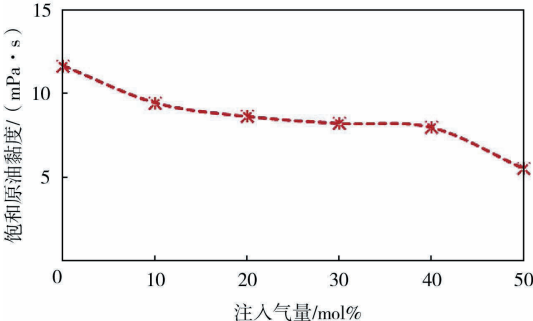


图2 注CO<sub>2</sub>后原油黏度变化曲线

2.3 流体相态特征模拟

在实验基础上,利用WinProp相态软件包对单井地层流体相态进行拟合,获得数值模型中所需的组分临界参数(见表3)。

表3 流体组分临界参数

组分	临界压力/ atm	临界温度/ K	偏心因子	临界体积/ (L·mol <sup>-1</sup> )	Ωa	Ωb	比重/ 无量纲
CO <sub>2</sub>	72.80	304.20	0.23	0.09	0.46	0.08	0.82
N <sub>2</sub>	33.50	126.20	0.04	0.09	0.46	0.08	0.81
CH <sub>4</sub>	45.40	190.60	0.01	0.10	0.46	0.08	0.30
C <sub>2</sub> ~C <sub>3</sub>	45.71	332.20	0.12	0.17	0.46	0.08	0.42
IC <sub>4</sub> ~C <sub>6</sub>	26.89	488.19	0.21	0.28	0.46	0.08	0.61
C <sub>7+</sub>	19.19	883.59	0.37	0.38	0.55	0.08	0.73

2.4 混相与非混相特征

不同类型烷烃气的混相驱和非混相驱通常采用拟三角相图来表示,研究认为,混相条件与拟三角相图(或三角相图)中注入流体、油藏原油、临界切线的相对位置有关<sup>[12]</sup>。注入气体后,油藏原油与注入气之间出现组分传质,流体组成由原油组成过渡为注入流体组成,形成驱替过渡带。运用注气驱相态模拟地层温度下不同CO<sub>2</sub>注入压力多次接触凝析-抽提驱替过程的组分变化(见图3),三元相图中液相线和气相线间的区域即为两相区;在注入压力36 MPa和49.65 MPa时,注气多次接触过程形成的气相线和液相线组成先是接近再远离,

此为近混相驱相态变化特征,还未达到混相驱。  
井流体组成分布中,C<sub>1</sub>+N<sub>2</sub>含量占52.91%,C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>含量占12.79%,C<sub>7+</sub>含量占34.3%,油藏原油具有中高含甲烷、低含中间烃、中高含重质烃的特点。随着注入气与原油多次接触,轻烃组分从原油蒸发并进入注入气,使注入气富化;注入气不断溶于原油中,使原油中间组分不断增加;在一定条件下CO<sub>2</sub>会从原油中抽提出较重的烃类组分,这样不断使CO<sub>2</sub>的驱油前缘与原油组成接近。  
图3表明压力由36 MPa上升至49.65 MPa时,气相线和液相线更加接近,两相区范围减小,但仍未达到临界点。

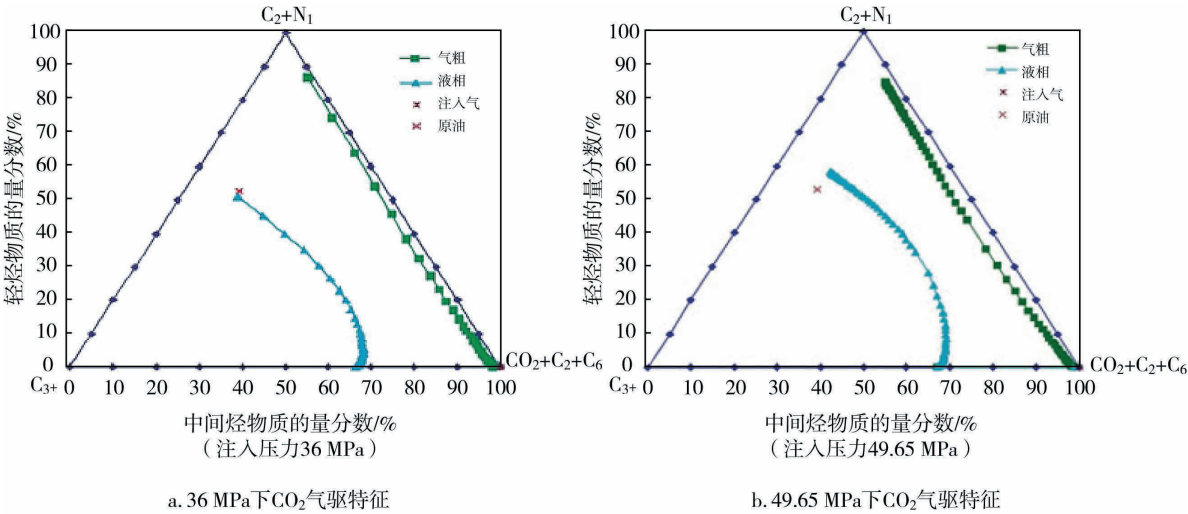


图3 CO<sub>2</sub>多次接触驱替拟三元相图分析

3 数值模拟与吞吐参数优化

3.1 模型建立

采用PR状态方程,拟合注CO<sub>2</sub>原油相态实验测试结果来描述气-油相态特征,模拟满足模型精度

要求。根据W31井油藏参数,采用CMG软件GEM组分模拟器建立单井CO<sub>2</sub>吞吐三维径向数值模型(见表2、图4)。  
网格划分 $r \times \theta \times k$ 为20×12×16,模型半径210 m,模型总厚度59 m。

表2 W31井径向流模型参数

模型半径/m	模型厚度/m	有效储层厚度/m	网格划分	平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均孔隙度/%	温度/ $^{\circ}\text{C}$	初始压力/ MPa
210	59	30	$20 \times 12 \times 16$	20	9.1	82.9	38.5

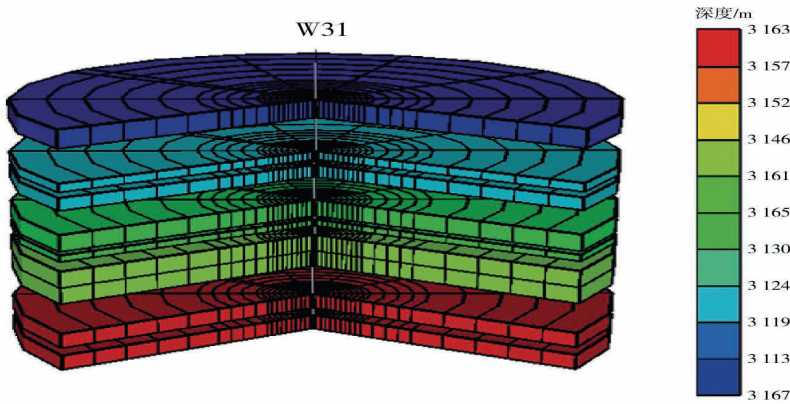


图4 W31井径向流模型

3.2 生产历史拟合

W31井于1993年8月压裂投产,2019年4月补层

后压裂,目前日产液水平8 t/d。采用定日产液量方式进行拟合,拟合情况较好(见图5),满足数模计算要求。

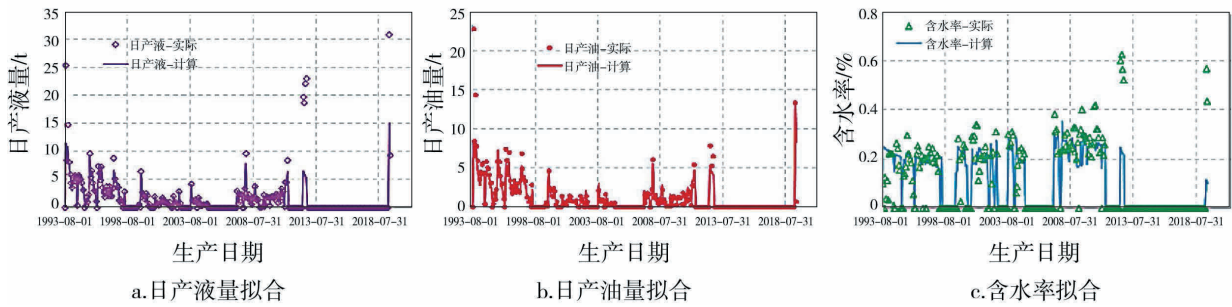


图5 W31井生产历史拟合

3.3 参数优化

3.3.1 注入量

方案设置为考察单周期注气量为200~1 200 t时吞吐效果,焖井15 d,注气速度 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。模拟7种注入量下的增油量和换油率(见图6)。预测结果显示,注入量越大,换油率先增后降,周期增油量上升,但增幅逐渐变缓。从增油量和换油率综合考虑,建议首轮周期注入量为800 t。

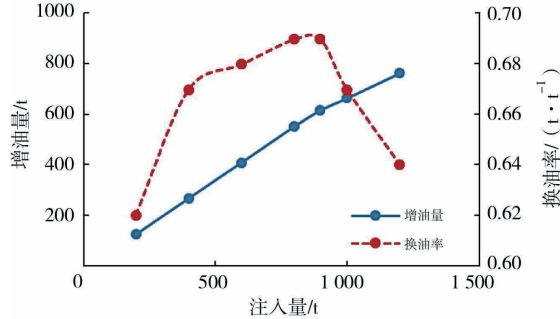


图6 注入量对吞吐效果的影响

3.3.2 注入速度

考察注气速度为 $(1 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的6种不同方案的吞吐开采效果,各方案总注气量均为800 t,焖井15 d。预测结果(见图7)显示增油量和换油率存在明显拐点,考虑适当增大注气速度有利于油藏快速增压,结合地层注入能力,建议注气速度可在 $(2 \sim 4) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 范围选择。

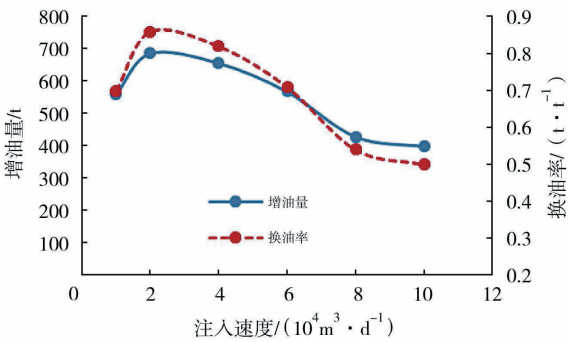


图7 注入速度对吞吐效果的影响



3.3.3 焖井时间

方案设置注气量800 t, 注气速度 $4\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d, 考察6种焖井时间(12, 14, 16, 18, 20, 25 d)时的吞吐效果, 模拟结果见图8。预测结果显示吞吐效果对焖井期相对不敏感, 考虑焖井时间太短不利于与原油充分接触, 而焖井过久地层能量损失加重, 产油高峰越低, 故推荐合理焖井期为15 d。

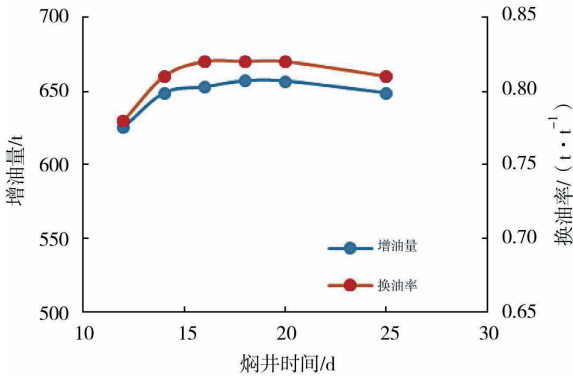


图8 焖井时间对吞吐效果的影响

3.3.4 返排速度

方案设置注气量800 t, 注气速度 $4\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d, 焖井时间15 d, 考察返排速度为10, 15, 20, 25 m<sup>3</sup>/d时的吞吐效果, 预测结果(见图9)可见吞吐效果对回采速度相对不敏感, 但当回采速度达到15 m<sup>3</sup>/d时换油率曲线开始趋于平缓。根据初期油井产能, 采液速度控制在15 m<sup>3</sup>/d, 以达到较好的增采效果。

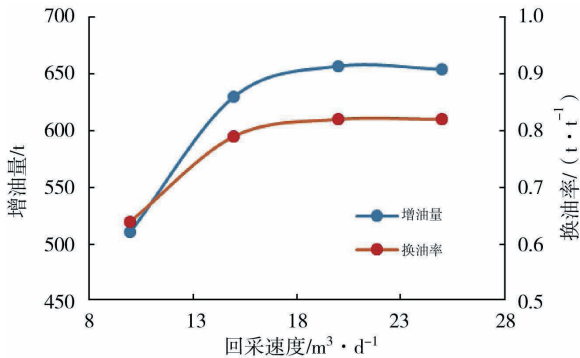


图9 回采速度对吞吐效果的影响

3.3.5 第二轮注气时机

方案设置注气速度 $4\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d, 周期注气量800 t, 焖井时间15 d, 考察第二轮注气时机为第一周期生产6个月、9个月、12个月、15个月和18个月时的吞吐效果, 预测结果见图10。由于第二轮注入太晚不利于地层压力恢复, 其增油量随生产周期的延长呈下降趋势, 建议在第一周期回采6~9个月后开始实施第二轮吞吐。

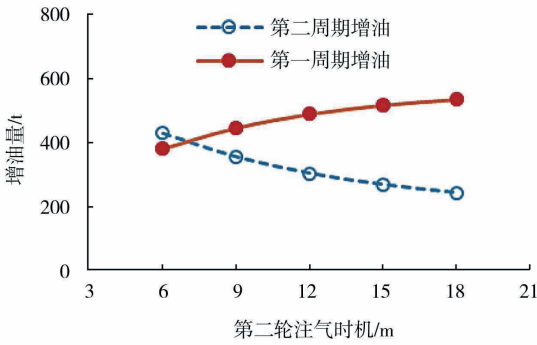


图10 注气时机对吞吐效果的影响

3.3.6 吞吐周期

方案设置注气速度 $4\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d, 周期注气量800 t, 焖井15 d, 考察1~5个吞吐周期时的开采效果, 模拟结果见图11。随着吞吐周期数增加, 单周期采油量下降, 下降率分别为59%(2次吞吐)、73%(3次吞吐)、83%(4次吞吐)和85%(5次吞吐)。从增产角度考虑建议吞吐周期宜为2~3次。

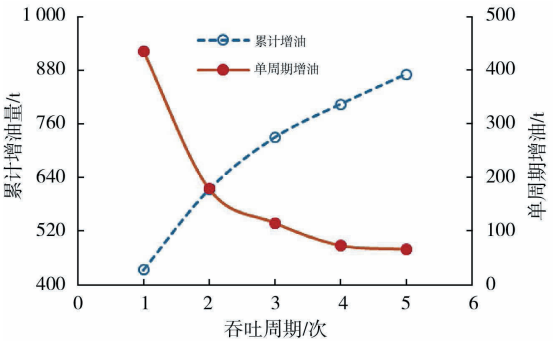


图11 吞吐周期对吞吐效果的影响

4 现场试验效果分析

W31井位于WQN腰部, 按照方案设计, 首轮CO<sub>2</sub>实际注入量801 t, 注入速度84 t/d, 焖井5 d后油套压保持稳定, 8 d后3 mm油嘴放喷, 返排一周后见油, 初期平均日产油由措施前的4.9 t/d上升至10.6 t/d, 含水由25%下降为1%, 流压由措施前的22.4 MPa升高至30.9 MPa, 至目前油层中部流压20.4 MPa, 日产油4.2 t, 累计增油629.1 t。

现场经验表明, 放喷时若连续2 d喷出流体为CO<sub>2</sub>气且仍不见油, 则必须再关井浸泡一段时间<sup>[13]</sup>。W31井现场放喷初期CO<sub>2</sub>返排量大, 释放时间长, 主要原因为焖井时间短, CO<sub>2</sub>尚未向油层深部扩散, 未能与原油发生进一步的互溶作用, 导致能量释放过快, 吞吐时效性比预期略有缩短。

5 结论

(1) WQN深层油藏适宜采取CO<sub>2</sub>吞吐的方式提

高采收率,预测油藏混相所需压力较高,而实际地层压力远小于此,因此为非混相CO<sub>2</sub>吞吐。

(2)CO<sub>2</sub>注入地层后,原油样品饱和压力、膨胀系数和溶解气油比均上升,且随着注入CO<sub>2</sub>的增加,地层油组分变轻,CO<sub>2</sub>对地层原油有着很好的降黏效果,能够改善原油流度,有利于返排时提高驱油效率。

(3)W31井吞吐参数优化结果为:CO<sub>2</sub>注入量800 t,注入速度(2~4)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,焖井时间15 d,采液速度15 m<sup>3</sup>/d,吞吐周期2~3次。

(4)优化选择合理的吞吐参数是措施成功的关键,但矿场试验中还需根据实际进行适当调整;深层油藏地层压力越高,CO<sub>2</sub>压缩越大,为使其波及范围更广,除了适当加长焖井时间,注入量设计时需考虑压缩因素的影响。

#### 参考文献:

- [1] 李士伦,汤勇,侯承希.注CO<sub>2</sub>提高采收率技术现状及发展趋势[J].油气藏评价与开发,2019,9(3):1-8.
- [2] 范智慧,邴绍献,聂法健,等.已开发低渗油藏CO<sub>2</sub>与N<sub>2</sub>驱实验研究[J].中外能源,2017,22(5):55-60.
- [3] 商琳琳. 龙虎泡油田高台子致密油层CO<sub>2</sub>驱实验研究[J].石油地质与工程,2018,32(5):60-62.
- [4] 袁光喜,陈金星,罗全民,等.CO<sub>2</sub>辅助蒸汽提高春光超

稠油开发效果实验研究[J].石油地质与工程,2018,32(6):82-84,88.

- [5] 钱卫明,程诗胜,葛永涛.低渗透油藏CO<sub>2</sub>吞吐参数的实践与认识[J].断块油气田,2004,11(5):40-42.
- [6] 刘晓强,曲占庆,杜勇.底水油藏CO<sub>2</sub>控水实验[J].断块油气田,2016,23(3):350-353.
- [7] 孙丽丽,李治平,窦宏恩,等.超低渗油藏CO<sub>2</sub>吞吐室内评价及参数优化[J].油田化学,2018,35(2):268-272.
- [8] 刘建仪,李牧,何静意,等.中深层油藏注CO<sub>2</sub>吞吐可行性模拟研究[J].钻采工艺,2018,41(2):73-75.
- [9] 国殿斌,徐怀民.深层高压低渗油藏CO<sub>2</sub>驱室内实验研究——以中原油田胡96块为例[J].石油实验地质,2014,36(1):102-105.
- [10] 孙雷,纪明强,郑家朋等.柳北砂砾岩油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率可行性[J].大庆石油地质与开发,2016,35(5):123-127.
- [11] 施雷庭,张玉龙,卢海胜等.砂砾岩致密油藏超临界二氧化碳吞吐适应性分析[J].科学技术与工程,2020,20(9):3598-3604.
- [12] 郭肖,郭平,杨凯雷等.葡北油田气驱最小混相压力的确定[J].西南石油学院学报,2001,23(4):26-28.
- [13] 马海粟,王波,严晓明.复杂断块油藏CO<sub>2</sub>吞吐参数的优化及矿场试验[J].油气藏评价与开发,2016,6(1):40-43.

(编辑 谢 葵)

## 江苏油田水平井修井工艺取得新突破

2020年,面对水平井大修成本高、难度大、修井工具不完善等问题,江苏油田技术人员通过工具研发、工艺完善、技术创新,推动水平井修井工艺水平不断向前推进。攻关团队开展了《水平井段免射孔悬挂工艺》项目的研究,突破性采用可溶可钻桥塞,封堵井下油层,有效保护油层免受污染。该项工艺同时进行了三项技术攻关——水平段悬挂专用工具攻关、水平段钻磨工艺攻关和破漏段二次封堵工艺攻关。

面对水平井段漏失量大、出砂多、破漏段长等难题,技术人员在传统工艺上寻突破,开展挤灰封堵方案攻关。在长段水平井封堵治理中,他们通过分析地质构造、出砂规律、出砂粒径,综合运用远端堵、中端固、近端封的挤堵方案,定制水泥浆体系,在套损段打出“挡水墙”。面对水平井井筒处理常规工具处理速度慢、易卡钻、处理效果差的现状,技术人员研究改进替代常用工具,通过在平底磨鞋本体上设计安装可以旋转的钢球,变滑动摩擦为滚动摩擦,既保护套损在磨铣过程中不被磨坏,又提高了钻磨作业效率。近年来,通过大修修复水平井6井次,累计增油7 678 t。

(油科)