

稠油降粘冷采先导试验研究

鲁改欣^{1*}, 谢洪顺², 屈 鸣³, 李俊键³

¹天津石油职业技术学院机械工程系, 天津

²华油能源集团非洲项目部, 北京

³中国石油大学石工院(北京), 北京

收稿日期: 2024年5月15日; 录用日期: 2024年8月18日; 发布日期: 2024年8月29日

摘 要

中石油在海外拥有的H区块, 未动用的地质储量大于20 MMBL就有稠油藏7个, 地层中原油自身粘度高, 在现有生产条件下不能流出地层, 无法动用。因此先在室内对稠油降黏实验, 验证纳米复合降黏剂配方效果, 再结合油藏数值模拟, 优化冷采降黏吞吐工艺参数, 通过研究稠油区油层特征, 稠油性质, 油井测试生产作业等情况后, 优先在B1/3稠油区块选择先导试验井B-1, 油井降黏措施后生产效果证明: 目前降黏剂配方, 工艺参数代表的稠油冷采技术有效成功动用了B1/3区块稠油。该井试验中涉及的各方面问题和对应措施为未来该区块或其他稠油区块动用起到了良好的示范。

关键词

稠油, 纳米降凝剂, 冷采试验, 降粘吞吐

Pilot Experimental Study on Heavy Oil Viscosity Reduction

Gaixin Lu^{1*}, Hongshun Xie², Ming Qu³, Junjian Li³

¹Mechanical Engineering Department, Tianjin Petroleum Vocational and Technical Institute, Tianjing

²SPT Energy Group African Project, Beijing

³College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing

Received: May 15th, 2024; accepted: Aug. 18th, 2024; published: Aug. 29th, 2024

Abstract

In the overseas H block owned by CNPC, there are 7 heavy oil reservoirs with unused geological reserves greater than 20 MMBL, and the crude oil itself in the formation has a high viscosity, which

*第一作者。

文章引用: 鲁改欣, 谢洪顺, 屈鸣, 李俊键. 稠油降粘冷采先导试验研究[J]. 纳米技术, 2024, 14(3): 47-58.

DOI: 10.12677/nat.2024.143005

cannot flow out of the formation and cannot be used under the existing production conditions. Therefore, the heavy oil viscosity reduction experiment was carried out in the laboratory to verify the effect of the nanocomposite viscosity reducer formulation, and then combined with the numerical simulation of the reservoir, the cold recovery viscosity reduction huff and puff process parameters were optimized, and after studying the oil layer characteristics, heavy oil properties, and oil well test and production operations in the heavy oil area, the pilot test well B-1 was preferentially selected in the B1/3 heavy oil block, and the production effect of the viscosity reduction measures of the oil well proved that the heavy oil cold recovery technology represented by the current chemical formula and process parameters effectively and successfully used the heavy oil in the B1/3 block. The various problems involved in the well test and the corresponding measures have set a good example for the future production of this block or other heavy oil blocks.

Keywords

Heavy Oil, Nanocomposite Viscosity Reducer, Cold Recovery Trial, Viscosity Reduction Huff and Puff

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

中国石油海外 H 区块, 可以划分出上、下两大成藏组合。上部组合由 B-R-K 组组成, 以 R 组下部的厚层泥岩为区域盖层, 油气主要来自下部的 M 组和 P 组烃源岩, 主要油层分布在 R 组和 K 组的砂岩中, 以稠油藏或正常偏稠油藏为主, 油气分布主要受构造控制, B 组仅在局部盖层发育区形成重油油藏; 下部组合由 M-P 组构成, 是“自生自储型”成藏组合, 也是盆地主力成藏组合, 以轻质油藏、凝析油气藏或气藏为主[1] [2]。

截至 2021 年 9 月, 区块油田日产稠油 1360 m^3 , 占总产量的 8.2%, 地面原油粘度(50°C) $153 \sim >20000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 未动用的稠油区块 25 个, 其中未动用的储量大于 20 MMBL 稠油藏就有 7 个, 稠油储量较大, 急需有效开发动用, 如已开发未动用 4 个高储量油藏, M4, B1/3, R1 和 BN, 除 BN 埋藏深(1633 m), 其余油藏埋深 400~600 m, 砂岩储层, 中高孔渗, API 处于 12~17 之间, 由于地层稠油粘度高, 试油产量低($<50 \text{ bbl/day}$), 一直等待合适的技术方法去动用。结合目前生产和开采技术条件, 综合对比各种稠油开采方法[3]-[7], 考虑经济因素, 认为目前有必要进行纳米复合降粘剂化学吞吐冷采技术的先导试验。根据前期油田勘探试油结果, 结合纳米复合降粘剂功能特性, 选择在 B1/3 稠油区选井进行化学吞吐冷采的技术应用及研究。

2. 研究区地质油藏特征

B 油田是一个典型的早期发育的构造调节带, 发育北西向的沉积体系, 晚期进一步被挤压, 构造幅度增大, 在浅层的 K 组发育稠油油藏, 油层厚度一般大于 30 m, 最大厚度超过 100 m [8]。B 油田主要是由 B1/3 区, B-NE 区, B-N1 区三大区块构成。其中 B1/3 区选定为先导试验研究区。B1/3 块稠油分布于 K 组中, 含油叠加面积为 4.86 km^2 , 初期计算 2P 地质储量 52.88 MMBL。

2.1. B 区储层物性特征

B1/3 块 K 组油层平均孔隙度 20.04%, 平均渗透率 68.88 md, 为中孔、中渗油层。试验井 B-1 井 K 组

稠油层受构造控制，油藏埋深 510~630 m，储层物性好，平均孔隙度 26%，平均渗透率 2567 mD，属于高孔 - 高渗油层。

2.2. B 区储层油藏温度与压力特征

- 1) 油藏温度
- 地表平均温度取 27.3℃，计算出 B1 块地温梯度 3.79℃/100m，油藏温度为 71℃~91℃；
- 2) 油藏压力
- 据 B1 块多个深度点的压力测试数据分析，压力系数为 1.07，属于正常压力系统。

2.3. B 区流体性质

B 井区正构烷烃系列出现缺失，且原油颜色较深，粘度较大，表现尤为明显，该区原油非烃 + 沥青质含量平均达到了 22.74% [8]。油层埋深越浅，粘度越大，B-1 井，542.0~554.0 m (K 组)，17.3°~18° API；B-C2 井，550.0 m，16.2° API，B-1 井地面原油：15.8° API，地面原油密度 0.95 g/cm³，50℃时粘度 2951 mPa·s，凝点 12℃。地层水：矿化度 5180 mg/L，NaHCO₃ 型水型。

3. 稠油降粘实验研究

3.1. 纳米型降粘剂及其降粘机理

近年，纳米材料被证明在低温下可以用于稠油的降粘，纳米型降粘剂是近年来研究的重点。纳米型降粘剂可与稠油充分接触，从而降低稠油的粘度，提高稠油流动度。此外，纳米颗粒的特性使其可以同时作为吸附剂和催化剂高效的降低稠油黏度。将纳米流体注入多孔介质，会显著抑制稠油中胶质、沥青质的团聚沉淀和沉积[9]-[11]。

相对于碱驱，聚合物驱，表面活性剂驱，或者它们组成的复合驱等稠油化学降粘驱油方法的不足，本次在 B1/3 稠油区块先导实验井，选择了双基、黑卡、小分子渗吸剂等纳米材料组成的复合纳米降粘剂驱油。

3.1.1. 双基纳米降粘剂降粘

双基纳米降粘剂作为一种既具有降粘、耐温、抗盐性能，又能通过增溶、乳化分散等作用来实现稠油降黏，进而提高原油采收率，地层伤害低 返排彻底，地层滞留少，在三次采油中具有广泛的应用前景。

双基纳米降粘剂降粘实验：

通过不同油井，不同粘度的油样在室内做静态和动态降粘试验，结果如表 1。试验证明针对 50℃脱气粘度 50000 mPa·s 以下稠油，1%~3%浓度静态降粘率 >95%；有效降粘温度：50℃~260℃；耐盐 100,000 mg/L，耐 Ca²⁺浓度 50,000 mg/L。

Table 1. Dynamic and static test results of nano-double base viscosity reducer

表 1. 纳米双基降粘剂动静态试验结果

稠油油样	粘度(50℃脱气, mPa·s)	静态降粘率(无搅拌)	动态降粘率(玻璃棒搅拌)
CX1-15	6314	95.7%	99.8%
CX1-19	8185	96.5%	99.8%
B27	58,760	97.1%	99.4%
B29	67,000	97%	99.3%
CG1-17	87,790	96.8%	99.4%

3.1.2. 纳米黑卡降粘剂降粘

是一种具片状结构、纳米尺寸的安全、稳定、经济、环保的纳米材料，用于稠油降粘，可以有效的提高流体驱替洗油效率及扩大波及体积。

1) 纳米黑卡结构及性能

纳米黑卡几何尺寸：约 50 nm × 60 nm × 0.65 nm，其厚度只有 0.65 nm，微观下成片状见图 1，密度：4.8 g/cm³，溶于水后，每一片状微粒同时具有亲油性和亲水性，溶液 PH 值中性。

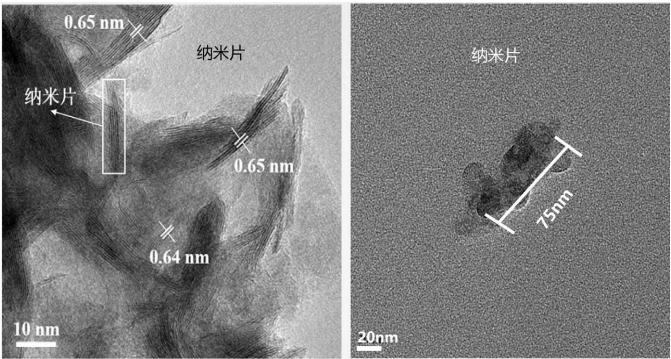


Figure 1. Nano-black card electron microscopy image
图 1. 纳米黑卡电镜下图像

由于纳米黑卡具有两亲性，而且属于纳米尺寸薄片，比表面大，界面活性强，它可以在油水界面形成多层吸附，强吸附能力既可以突破岩心孔隙内水膜或油膜，改变岩石表面的润湿性，又能克服毛管阻力，启动未动用油，黑卡进入岩心内自动置换出原油，因此具有润湿反转、两亲、乳化、降粘、降低界面张力，从而扩大波及等综合增油机理和效果，达到高效驱替的目的。

2) 纳米黑卡驱油降粘实验

地层动吸附实验：岩心参数：直径 2.53 cm，长度 9.95 cm，PV = 15 ml，K = 10 mD，流速 0.1 ml/min，岩心质量 118 g，岩心饱和水后注入 0.5 PV 片状纳米调驱剂，后续水驱。注入调驱剂总质量为 0.375 mg。测量结果：水驱 16/3 PV 后，累计产出调驱剂质量为 0.31725 mg，调驱剂滞留率小于 15.4%；岩心动吸附/滞留量 0.00049 mg/g 岩心，普通活性剂 0.05~0.08 mg/g 岩心(比普通活性剂低 100 倍)。

采收率实验：水驱后浓度 0.005%纳米黑卡驱，使用不同渗透率岩心、在不同原油粘度下，测量结果显示平均提高采收率 16.4%，见下表 2。

Table 2. Test result of improving recovery with nano black card flooding oil
表 2. 黑卡驱油提高采收率试验结果

原油粘度(cP)	岩心渗透率(mD)	水驱采收率(%)	水驱 + 黑卡驱总采收率(%)	黑卡提高采收率(%)
25	2.5	43.33	60	16.67
	25	42.35	60.45	18.18
	250	42.35	56.47	14.12
	2500	45.47	57.19	11.72
100	2.5	37.62	52.12	14.50
	25	37.50	53.75	16.25
	250	40	53.75	13.75
	2500	39.41	52.35	12.94

降粘实验：原油来自辽河油田月东 B 岛，实验效果：3:7 加入 0.005 wt%纳米黑卡溶液(地层水)，常温下粘度 13,160 mPa·s，降至 7 mPa·s (降粘率 99.95%)，见图 2。

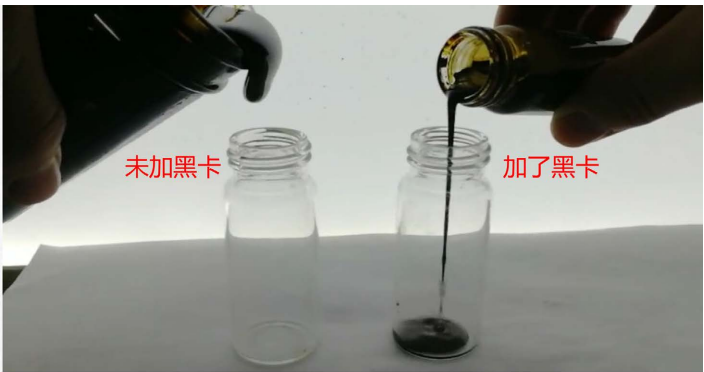


Figure 2. Black card viscosity reduction experiment
图 2. 黑卡降粘实验

4. 稠油降粘数值模拟研究

4.1. 建立单井数值模拟模型

以 B 区块实际静动态参数为依据，见表 3，原油粘度采用 B-1 井实测值，根据施亚洲等人提出的稠油地面脱气原油粘度经验公式，并换算到地下原油粘度，50℃地面脱气粘度 2950 mps，折算对应含气粘度 1586.6 mps，模型参考深度 585 m，对应参考压力 5240 KPa，油水界面设定-290 m，相渗关系借用 M4-1 井岩心(原油粘度与 B-1 井类似)，建立 B-1 井单井油藏数值模拟模型，见图 3，开展稠油冷采体系降粘驱油跟踪评价。

稠油粘度经验公式：

$$\ln \mu_o = 0.193211 + 0.607236 \ln \mu_{Do} \tag{1-1}$$

公式(1-1)内： μ_o ——地层原油粘度；

μ_{Do} ——地面脱气原油粘度；

Table 3. Based on the static and dynamic parameter table of B-1 well single well model
表 3. 基于 B-1 井单井模型静动态参数表

参数	数值	备注
整体网格尺寸，m	18	/
井周网格尺寸，m	2	/
整体网格数，个	67 × 30 × 93	/
模型顶深，TVD，m	513	/
孔隙度，小数	0.23	测井/储量计算数据
渗透率，mD	2000~6000	测井数据
地下原油粘度，cP	1560	折算数据
生产时间	2023.1~2023.2	

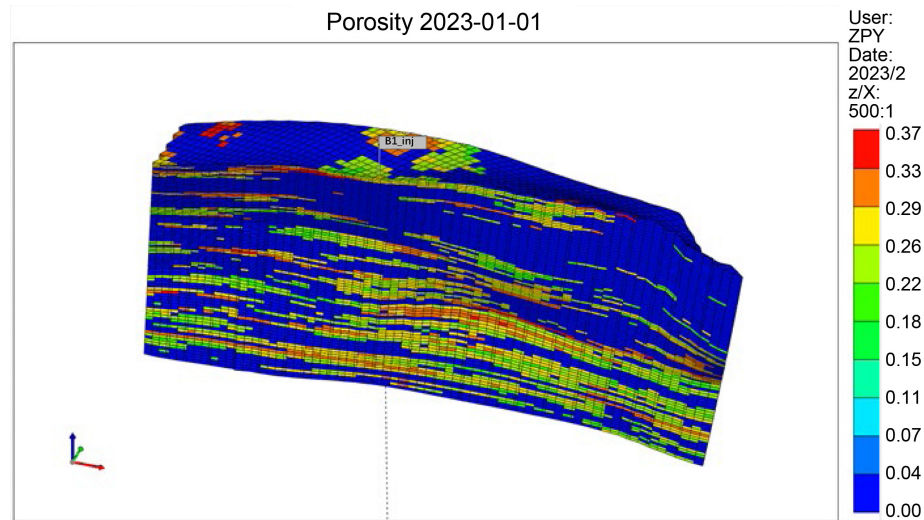


Figure 3. Three-dimensional map of porosity distribution in B-1 well model
图 3. B-1 井模型孔隙度分布三维图

4.2. 模拟效果研究

以定油方式进行吞吐模拟，针对产油量、累产油及井底压力等指标进行历史拟合，保证 B-1 井模型合理性，模拟结果如下，压力分布见图 4，降粘模拟分布在 2~17 m 范围粘度变化见图 5。

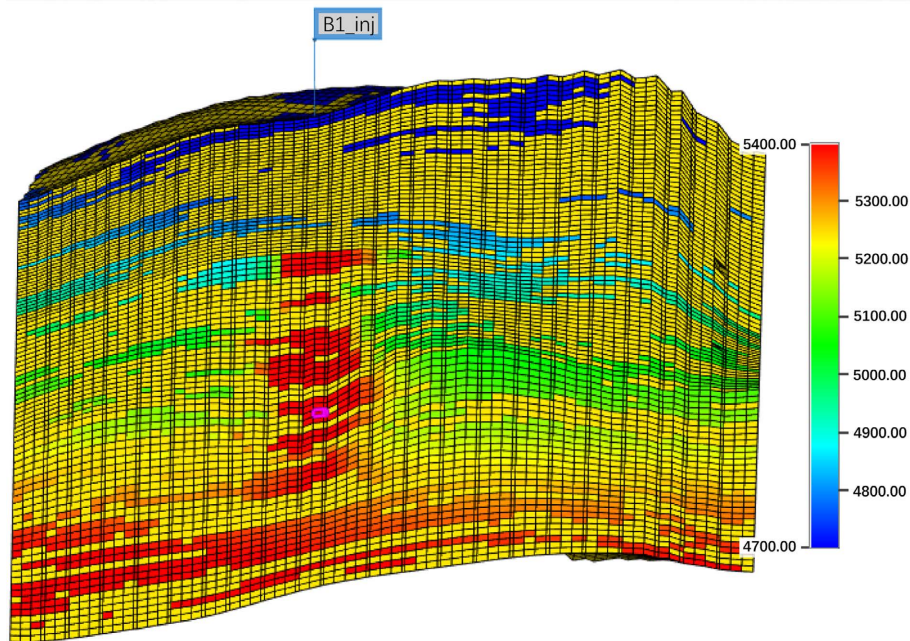


Figure 4. B-1 well simmering end pressure distribution field
图 4. B-1 井焖井结束压力分布场

4.3. 降粘参数敏感性研究

1) 日产油量模拟显示，日产油量较低时，随日产油量增加，累产油增幅明显，但日产油量当高于 15~20 m³/d 时，累产油幅度变缓，见图 6，图 7。

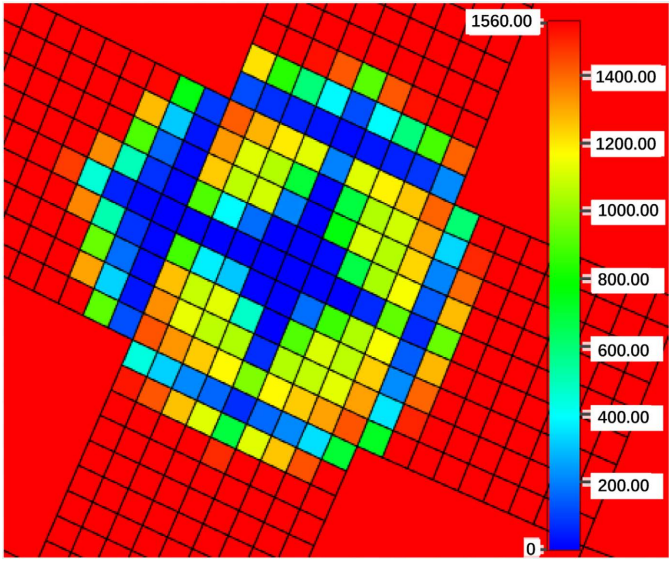


Figure 5. Viscosity reduction effect: the radius range is 2~17 m viscosity change
图 5. 降黏效果：半径范围为 2~17 m 粘度变化

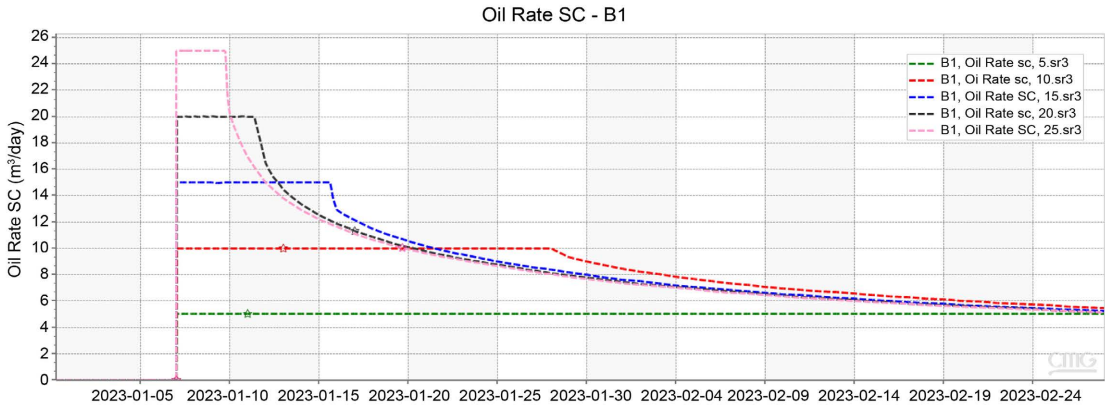


Figure 6. Daily oil curve under different daily oil production conditions
图 6. 不同日产油量条件下日产油曲线

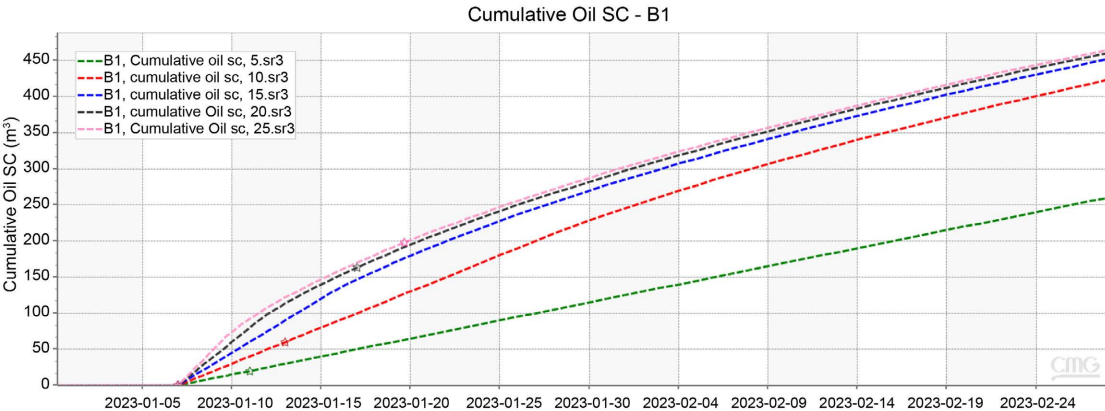


Figure 7. Cumulative oil production curve under different daily oil production conditions
图 7. 不同日产油量条件下累产油曲线

2) 焖井时间模拟, 模拟显示在焖井 6 天的条件下, 累产量最高, 相应的降粘半径最大, 见图 8, 图 9。

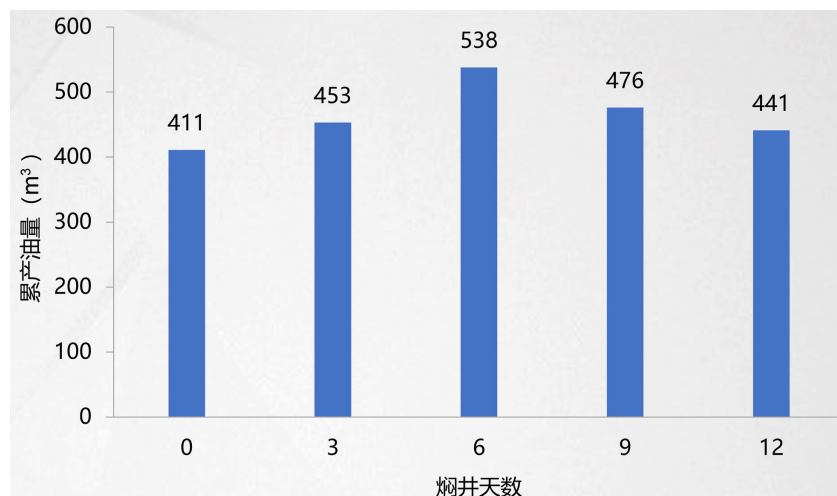


Figure 8. The cumulative oil production corresponding to the simmering time

图 8. 焖井时间对应的累计产量

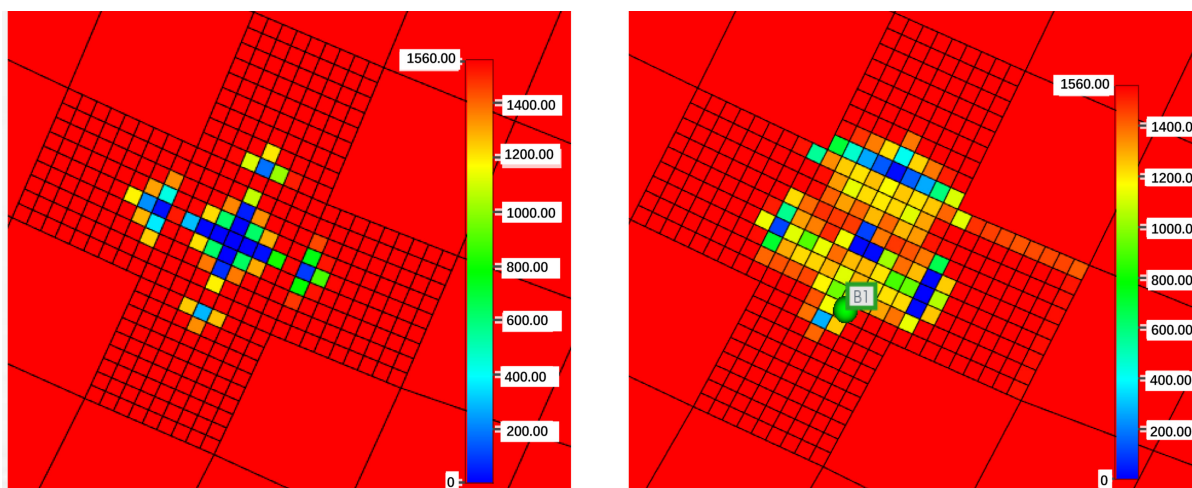


Figure 9. Simmered well for 2 days (left) and 6 days (right) conditions to reduce viscosity radius

图 9. 焖井 2 天(左)和焖井 6 天(右)条件下降粘半径

3) 吞吐注入液量规模模拟, 模拟显示在总注入量 600 m^3 以后累产量增幅增加明显, 但是再提高注入量, 有累产量增幅逐步降低趋势, 随着注入量增加降粘半径相应增加, 见图 10, 图 11。

5. 矿场试验结果与分析

5.1. 试验区实验井选择依据

首批选择在油田 B1/3 区块的 B-1 井开展纳米降粘增产先导试验, 该区上部地层 K 组稠油发育, 埋藏浅, 稠油粘度相对高, 但储层物性好, 之所以选择该井, 主要是该井位于 B 块构造最高部位, 稠油组层厚且连续, B-1 井 K 组稠油层受构造控制, 油藏埋深 510~630 m, 储层物性好, 平均孔隙度 26%, 平均渗透率 2567 mD, 属于高孔 - 高渗油层, 稠油属于重质油, 原油地面原油: 15.8°API , 地面原油密度 0.95 g/cm^3 , 粘度高, 50°C 时粘度 $2951 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 凝点低, 凝点 12°C 。在注入降粘剂吞吐措施之前, 井下生产目

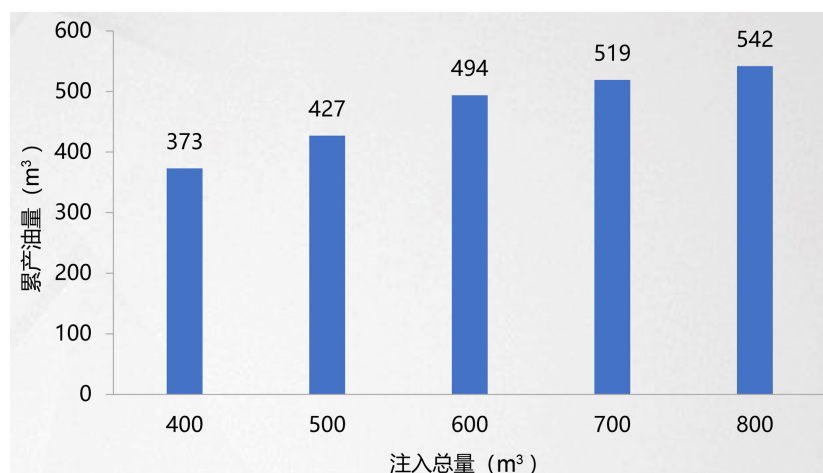


Figure 10. Cumulative oil production at different injection volumes

图 10. 不同注入液量下的累产油量

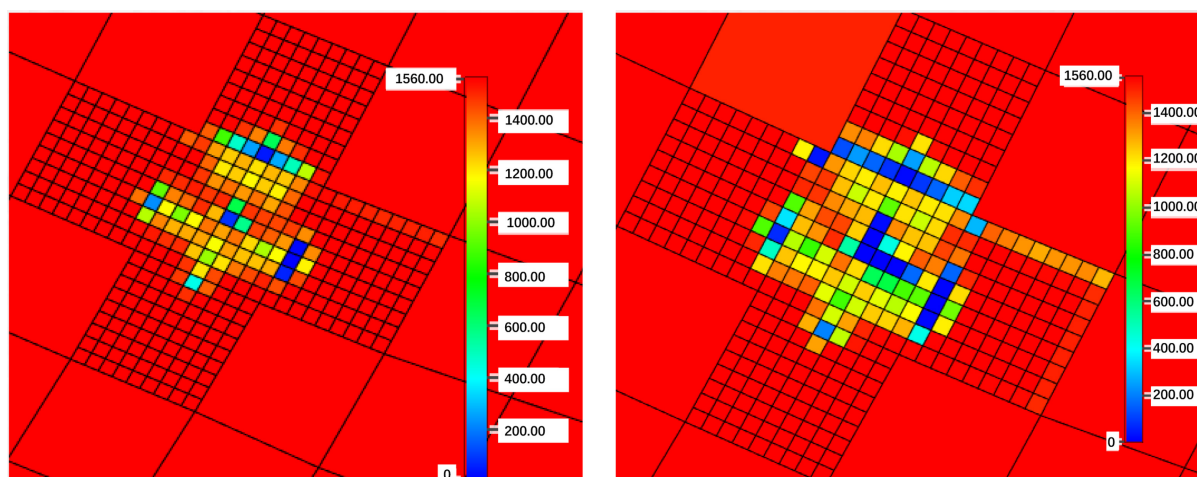


Figure 11. Viscosity treatment radius at 400 m³ injection (left) and 800 m³ injection (right)

图 11. 400 m³ 注入量(左)和 800 m³ 注入量(右)下的降粘半径

的层是稀油稠油层同时混采, 稀油层(P 组 + M 组)可以泵抽流动, 稠油层(K 组)粘度高泵抽不可流动, B-1 井于 2014 年 11 月 16 日在 P 投产, 初期日产油 439 bbl/d, 但递减明显, 生产期间油样分析对比认为, B-1 井原油性质与试油时稀油分析结果一致, 且生产过程中没有明显变化, 上部稠油层 K 组在合采中没有明显产能贡献。后期该井生产气油比迅速上升到 200 m³/m³ 以上, 由于高气油比和地层供液能力低, 该井与 2016 年 9 月停井生产, 见图 12。

5.2. B-1 降粘措施设计及施工

5.2.1. 降粘措施前油井作业准备

为了明确降粘剂要针对稠油层起降粘效果, 油田作业部安排了下桥塞封隔修井作业, 桥塞坐封后把下部稀油层(P + M 组)和上部稠油层(K)封隔开, 对稠油层段下完井管柱和螺杆泵生产。2022/11/23, 修井作业, 坐封 7" 桥塞在 850 m, 上面堆积 3 m 水泥, 试压 1450 psi 30 分钟, 2022/11/24, 下入螺杆泵和 73 mm EUE 油管, 再对上部 K 层组稠油层(542~591 m)实施降粘后投产生产。

为了验证稠油层稠油层泵抽是否可以流动, 注入降粘剂作业前, 该井 2022 年 11 月 25 日作业队开泵试

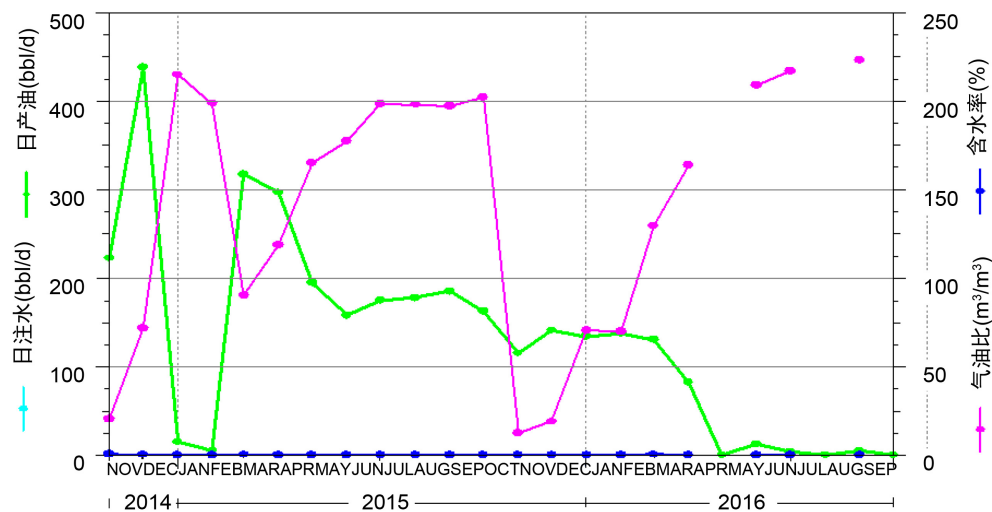


Figure 12. B-1 well production curve before viscosity treatment
图 12. B-1 井降粘前生产曲线

抽，PCP 试抽 4 小时，排液 10.6 bbl，含水率 100%，说明没有降粘剂该稠油层原油没有流动，该结果也表明该区高于 Baobab-1 井地下粘度的稠油不可动用。

5.2.2. 降粘吞吐措施设计

注入量：根据本井储层物性、井况和现场经验，确定处理半径约 8 m，根据复合纳米降粘剂各自的降粘性能设计了 4 个注入段塞，见表 4，计算降粘剂注入量为 650 方。

注入方式：油套环空注入，考虑上部稠油层渗透率差异影响，挤注排量按照尽可能大的排量 0.15~0.5 m³/min 注入，使上部稠油目的层段得到更均匀改造。

泵注程序：施工设备及药剂准备，套管环空井口高压管汇及搅拌供液罐连接泵车，安全会议及检查，试压，然后按照泵注程序表 4 施工。

Table 4. The viscosity reducer pumping into well procedure sheet
表 4. 降粘吞吐泵注入施工程序表

注入阶段	液体类型	浓度(%)	液量(m³)	合计(吨)	注入排量(m³/min)	备注
反挤段塞 1	复合纳米组分 A	3	200	6	0.15~0.5	当施工压力接近 9.5 Mpa，且持续上升趋势，应降低挤注排量或停泵待压力扩散后再注
反顶替	清水		25		0.15~0.5	
停泵关井 12 小时	/	/	/	/	/	
反挤段塞 2	复合纳米组分 B	1	100	1	0.15~0.5	
反挤段塞 3	复合纳米组分 C	0.005	200	1	0.15~0.5	
反挤段塞 4	复合纳米组分 D	0.4	100	0.4	0.15~0.5	
反顶替	清水		25		0.15~0.5	
合计			650	8.4		

5.2.3. 降粘吞吐及焖井措施施工

注入药剂：2022 年 12 月 20 日，按照施工设计与泵注流程，B-1 井 13:30 分开始搅拌罐内配液，试压后正式开始泵注第一段塞，排量 300~550 L/min，泵压 5.8~9.1 MPa，施工过程中最高压力 9.1 Mpa。至

2022 年 12 月 22 日早晨 7:30 结束全部降粘剂吞吐施工, 耗时 3 天, 共计完成 4 个设计段塞注入, 使用 4 种纳米复合降粘剂, 实际药剂使用 8.4 t, 注入地层溶液和顶替清水共计 655.4 m³。

关井焖井: 注入完成, 随机进入焖井阶段, 停泵套压 7.3 MPa, 压力下降先快后慢, 12 月 28 日早晨 9:00 焖井 6 天结束(设计 7 天焖井), 井口套压 1.2 Mpa。

5.3. 油井降粘吞吐后生产情况

5.3.1. 油井投产及生产情况

2022 年 12 月 29 日早晨 8:45, 开泵, 转速 70 rpm, 频率 33 Hz, 生产排液测试正常, 该井投产后初期日产量较高 10 m³ 左右, 含水率低, 日产水 2 m³, 气液比高, 257 m³/m³, 随着生产, 日产油逐渐下降至 2~4 m³ 波动, 日产水降为 0 m³, 日产气降为 0 m³。生产曲线如图 13。

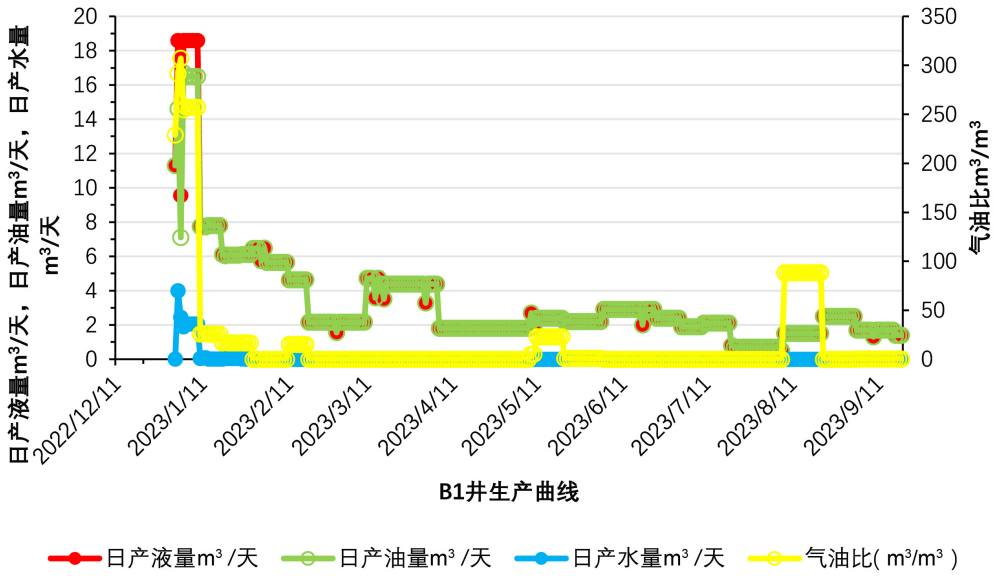


Figure 13. B-1 well production curve
图 13. B-1 井生产曲线

另外, 该井降粘措施之前, 根据生产经验, 预测日增油 2.5 t, 增产 180 天, 预测累计增油 450 t, 实际上述截至 2023 年 6 月 29 日, 生产 180 天时, 原油密度按照 0.95 g/cm³, 累计增油已达 682 t。

5.3.2. 油井井口取样分析

B-1 井地面井口取样化验, 2022 年 12 月 31 日分析化验原油性质, 地面脱气原油, 50°时对应原油粘度 2267.5 mpa·s; 2023 年 1 月 4 日, 1451.7 mpa·s; 2023 年 1 月 12 日, 2363.5 mpa·s。该稠油井降黏处理成功, 受油层非均质影响, 注入油层的纳米复合降粘剂对稠油发生作用的作用机理不同, 地层非均质油层里流动不同步, 地面显现粘度的波动变化。

6. 结论

- 1) B1/3 区, 油井 K 组稠油层, 如果 50℃温度下地面脱气稠油粘度高于 2950 mpa·s 折算到地层同温度下 1560 mpa·s 的条件下, 原来油稠泵抽不可流动, 试验设计的降粘剂处理使稠油层可动用。
- 2) 试验结果显示, 选用的降粘剂配方对油层内稠油起到了降粘作用, 根据试验区油层特征和数值模拟结果, 措施效果与施工规模成正比, 600 m³ 降黏剂处理最优, 焖井 6 天效果最好。

3) 对于试验区稠油井生产, 为了获得更高产量, 将考虑井下封隔器封隔稀油层, 对稠油层实施化学降粘吞吐, 措施后稀/稠油层合采, 稀油层流出稀油会对稠油起到掺稀降粘的作用, 从而提高油井的生产能力。

4) 该井降粘措施之前, 根据生产经验, 预计增油有效期 180 天, 累计增油 450 t, 截至 2023 年 6 月 29 日, 实际生产 180 天时, 累计增油已达 682 t, 是预测值的 1.5 倍, 稠油降黏先导试验, 证明成功。

参考文献

- [1] 窦立荣, 肖坤叶, 胡勇, 等. 乍得 Bongor 盆地石油地质特征及成藏模式[J]. 石油学报, 2011, 32(3): 379-386.
- [2] 张辰. 乍得 H 区 Bongor 盆地 Great Baobab 油田储层特性研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2015.
- [3] 王晨辉, 徐基鹏, 张厚君, 韩优. 稠油降黏机理及降黏剂合成方法的研究进展[J]. 化学工业与工程, 2022, 39(3): 1-17.
- [4] Rodríguez-Hakim, M., Anand, S., Tajuelo, J., Yao, Z., Kannan, A. and Fuller, G.G. (2020) Asphaltene-Induced Spontaneous Emulsification: Effects of Interfacial Co-Adsorption and Viscoelasticity. *Journal of Rheology*, **64**, 799-816. <https://doi.org/10.1122/1.5145307>
- [5] Souas, F., Safri, A. and Benmounah, A. (2021) A Review on the Rheology of Heavy Crude Oil for Pipeline Transportation. *Petroleum Research*, **6**, 116-136. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.11.001>
- [6] Zhang, Y., Siskin, M., Gray, M.R., Walters, C.C. and Rodgers, R.P. (2020) Mechanisms of Asphaltene Aggregation: Puzzles and a New Hypothesis. *Energy & Fuels*, **34**, 9094-9107. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01564>
- [7] 杨祖国, 高秋英, 任波, 等. 稠油油藏储层冷采用活性分子的性能评价与应用[J]. 油田化学, 2021, 38(1): 101-107.
- [8] 陈清瑶, 王文强, 程顶胜, 等. 乍得 Bongor 盆地北部斜坡带原油地球化学特征与成因[J]. 沉积学报, 2024, 42(2): 675-687.
- [9] 李汉勇, 高航, 秦守强, 等. 含水稠油在纳米-微波协同下的降黏实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2020, 42(5): 179-186.
- [10] 冯春妮, 刘鑫, 胡驰, 等. 二氧化硅/聚合物纳米复合材料的研究进展[J]. 包装工程, 2021, 42(3): 78-86.
- [11] Mao, J., Kang, Z., Yang, X., Lin, C., Zheng, L., Zuo, M., et al. (2020) Synthesis and Performance Evaluation of a Nanocomposite Pour-Point Depressant and Viscosity Reducer for High-Pour-Point Heavy Oil. *Energy & Fuels*, **34**, 7965-7973. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b04487>