

引用格式:张兆祥,张仲平,郑万刚,等.浅薄层特超稠油油藏冷热交替开采技术研究[J].油气地质与采收率,2024,31(1):103-110.

ZHANG Zhaoxiang, ZHANG Zhongping, ZHENG Wangang, et al. Research on alternating heat and cold fluid injection technology in shallow-thin ultra-heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 103-110.

浅薄层特超稠油油藏冷热交替开采技术研究

张兆祥^{1,2}, 张仲平^{1,2}, 郑万刚^{1,2}, 殷方好^{1,2}, 佟彤^{1,2}

(1. 中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东 东营 257000;

2. 山东省稠油开采技术重点实验室, 山东 东营 257000)

摘要:针对浅薄层特超稠油油藏蒸汽吞吐开发初期面临的油层厚度薄、原油黏度高、蒸汽热损失大、吞吐有效期短等问题,提出了冷热交替大周期吞吐开发模式,有效改善开发效果。为此开展了浅薄层特超稠油油藏冷热交替开采三维物理模拟研究,结果表明:受顶底盖层热损失影响,蒸汽吞吐温度下降迅速,峰值产量较高,但单周期生产时间较短,约100 min;降黏吞吐可以降低吞吐井附近含油饱和度,提高产油速度,降低含水率,延长吞吐周期50 min以上;提高温度可以增强降黏剂的降黏效果,第二周期开始冷热交替改善效果优于第一周期,其生产时间延长60 min,含水率降低45%,周期采出程度提高1.7%。利用数值模拟方法优化了冷热交替的注入参数,建立了该技术的政策界限:最佳转冷热交替的时机为2~3周期,注入强度为0.02 t/m;适用的油层厚度小于8 m,原油黏度小于200 000 mPa·s,含油饱和度大于0.6,渗透率大于1 000 mD。

关键词:冷热交替;浅薄层;特超稠油;物理模拟;生产时间

文章编号:1009-9603(2024)01-0103-08

DOI:10.13673/j.pgre.202303019

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

Research on alternating heat and cold fluid injection technology in shallow-thin ultra-heavy oil reservoirs

ZHANG Zhaoxiang^{1,2}, ZHANG Zhongping^{1,2}, ZHENG Wangang^{1,2}, YIN Fanghao^{1,2}, TONG Tong^{1,2}

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 2. Shandong Provincial Key Laboratory of Exploitation Technology for Heavy Oil Reservoir, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: Small reservoir thickness, high crude oil viscosity, large steam heat loss, and short cyclic steam stimulation (CSS) period are problems facing in shallow-thin ultra-heavy oil reservoirs at the early stage of CSS development. Therefore, the development model of large CSS of alternating hot and cold fluid injection was proposed to improve the development effect effectively. In addition, carried out a three-dimensional physical simulation experiment of alternating heat and cold fluid injection in shallow-thin ultra-heavy oil reservoirs. The results show that the temperature of CSS decreases rapidly and the peak production is high because of the heat loss of the top and bottom cap rocks, but the single cycle production time is short, about 100 min. The injection of viscosity reducer can reduce the oil saturation near the well, improve the oil production rate, lower the water content, and increase the CSS period by more than 50 min at the production stage. Increasing temperature can enhance the viscosity reduction effect of the viscosity reducer, and the improvement effect during the second cycle is better than that during the first cycle. In addition, the production time is increased by 60 min, water content is cut by 45%, and the oil recovery is enhanced by 1.7%. The injection parameters of heat and cold fluid were optimized and the policy limits of this technology were established by a numerical simulation method: The best timing of alternating heat and cold fluid injection is the second or third cycle; and the injection strength is 0.02 t/m. The suitable

收稿日期:2023-03-12。

作者简介:张兆祥(1987—),男,山东德州人,副研究员,博士,从事稠油开采研究工作。E-mail:zhangzhaoxiang2008@126.com。

基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合基金“难采稠油多元热复合高效开发机理与关键技术基础研究”(U20B6003)。

reservoir thickness is less than 8 m; the crude oil viscosity is less than 200 000 mPa·s; the oil saturation is higher than 0.6, and the permeability is higher than 1 000 mD.

Key words: alternating heat and cold fluid injection; shallow-thin; ultra-heavy oil; physical simulation; production time

稠油资源储量丰富,开发潜力巨大,是目前增产稳产的重点^[1-5]。浅薄层特超稠油油藏具有埋藏浅、油层厚度薄、原油黏度高等特点,是一种低品位的稠油资源,开发难度较大^[6-9]。

稠油单井吞吐开发主要包括蒸汽吞吐和降黏吞吐2种模式。蒸汽吞吐的优势在于可以利用蒸汽热降黏,降黏幅度高、范围大^[10-13]。但对于浅薄层特超稠油油藏,由于储层温度低、热损失大等原因,蒸汽吞吐的生产周期较短,大量原油流到近井地带后,温度过低,流动能力减弱,无法流到生产井,进而影响开发效果。降黏吞吐的优势在于投入成本低,相比蒸汽吞吐,降黏吞吐的成本可以降低70%以上^[14-17]。但降黏吞吐的劣势在于降黏效果有限,波及范围较小,通常仅应用于普通稠油油藏,对特超稠油的降黏效果不佳,开发效果较差。

浅薄层特超稠油油藏热采开发效果较差的主要原因是储层能量较低、热损失较大,结合蒸汽吞吐降黏效果好、降黏吞吐成本投入低的优势,提出了冷热交替大周期吞吐开发的理念,可以成为蒸汽吞吐和降黏吞吐的迭代升级技术,助力浅薄层特超稠油油藏的有效动用。该技术主要是在蒸汽吞吐周期末注入降黏剂,利用蒸汽吞吐的剩余热量,实现热剂协同降黏,有效提高近井地带原油流动能力,改善开发效果。通过物理模拟与数值模拟相结合的方法,开展了冷热交替提高浅薄层特超稠油油藏开发效果的研究,分析了多周期温度场以及生产动态,优化了降黏剂的注入参数,建立了相应技术政策界限。该研究成果可为中外浅层特超稠油油藏的有效动用提供一定的借鉴与指导意义。

1 物理模拟实验

1.1 实验仪器

采用40 cm×40 cm×20 cm耐高温高压的三维物理模拟装置(图1)开展实验研究,同时利用外接流

体的方式对储层弹性进行模拟。其中弹性模拟装置为中间包含活塞的密封容器,活塞下部填充原油,连通模拟油藏的边界和底部,原油体积根据模拟油藏弹性需求计算得到;活塞上部填充氮气,连接氮气瓶,氮气瓶提供的压力与原始油藏压力相同。活塞受上、下压差的影响移动,实现对弹性的模拟:活塞上移,储存弹性;活塞下移,释放弹性。

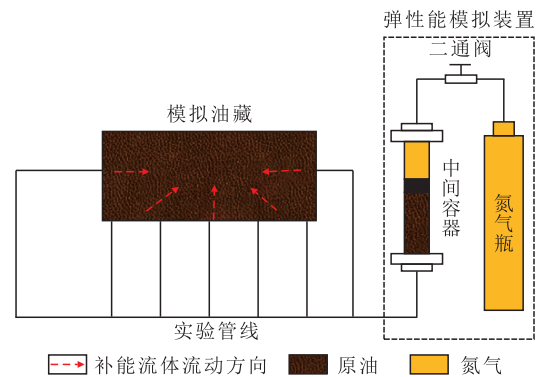


图1 三维物理模拟装置示意

Fig.1 Three-dimensional physical simulation device

1.2 实验设计

以河口采油厂某区块为原型,利用相似准则开展物理模拟实验设计,分3种情况计算模拟油藏的储层参数和注采参数:①需要进行相似转换的油藏厚度、蒸汽和降黏剂的注入速度、注入时间以及焖井时间等参数,利用相似准则计算模拟油藏的参数。②需要进行转换但转换结果存在缺陷的渗透率参数,依据Forchheimer定律,以多孔介质中流体达西渗流的雷诺数上限10为条件,计算模拟油藏的渗透率。③不需要进行相似转换的原油黏度、油藏初始压力、初始温度、注汽温度、注汽干度等参数,保持与原始油藏一致^[18-23]。

相似准则及最终实验设计参数如表1所示。

1.3 实验流程

浅薄层特超稠油油藏冷热交替开发的物理模拟实验方案设计开展2个大周期,每个大周期分为2

表1 模拟油藏计算参数

Table1 Simulation results of reservoir parameters

类型	油藏厚度	渗透率/ mD	原油黏度/ (10 ⁴ mPa·s)	含油饱和度	水平井段长度	注汽速度	注汽温度/ °C	焖井时间
实际油藏	10 m	4	100	0.63	100 m	100 t/d	280	2 d
模拟油藏	4 cm	40	100	1	40 cm	20 mL/min	280	1 min

个阶段:①蒸汽吞吐阶段,注汽、焖井后开井生产,含水率为98%后,停止生产。②降黏冷采阶段,注入质量分数为0.5%的胜利某降黏剂溶液,开井生产,含水率为98%后,停止生产,转入下一周期。

因为蒸汽吞吐是降压开采,结合矿场生产情况,第二周期的回压相比第一周期低0.3~0.5 MPa,从而实现模拟油藏整体压力下降的现象。

整个实验流程(图2)分为以下5步:①气密性检验,向实验设备中加入一定量的清水后注氮气加压至8 MPa,其中清水是为了更加直观地寻找漏气点,密封12 h,观察其压力变化情况,如果压力下降在0.3 MPa以内,可以认为模型密封性良好。②模

拟油藏准备,在设备底部填铺陶泥模拟底部盖层,石英砂与原油按质量比为3:1混合好并填入实验设备,形成模拟储层,同时在设计位置安装温度传感器和压力传感器,并在油砂上面铺盖陶泥模拟顶部盖层,加盖设备顶盖、连接实验管线以及其他设备。③模拟油藏初始化,将模拟油藏系统推入恒温系统,温度设定为23℃,恒温48 h,使模拟油藏达到预定温度并且原油进行老化。④冷热交替开发实验,进行2个轮次的冷热交替开发,计量产出液量和油量,记录温度场和压力场变化。⑤设备拆除,实验完成,将设备进行拆除清洗,油砂进行回收处理。

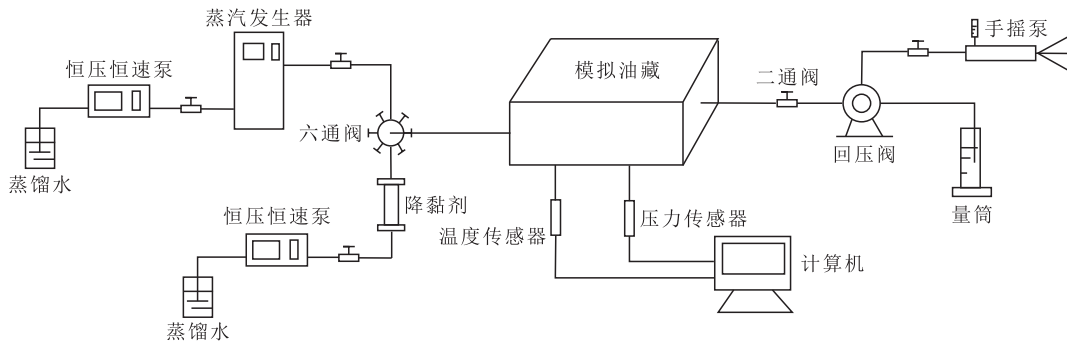


图2 实验流程
Fig.2 Experimental flow

1.4 实验结果

1.4.1 温度场分布规律分析

由图3可以看出:注入蒸汽存在一定的超覆现象,受底部盖层热损失的影响,模拟油藏底部温度相对较低;注入降黏剂后,模拟油藏的温度进一步降低。

由图4可以看出,第二周期温度场的变化规律与第一周期的相近,但受第一周期剩余热量以及含油饱和度降低、流动性提高的影响,第二周期注入蒸汽的波及范围,即温度场明显大于第一周期的,并且蒸汽超覆现象更加显著,上部温度较高。

1.4.2 生产数据分析

由图5可以看出2个关键信息:一是降黏剂吞吐可以降低含水率,降低幅度达30%以上,延长吞吐周期50 min以上,改善开发效果,原因是蒸汽吞吐末期,近井地带的温度降低、原油黏度升高,同时储层压力下降,弹性能降低,动力与阻力均限制了原油的流动,而降黏剂可以降低原油黏度,提高流动能力,降低渗流阻力,使近井地带的原油可以流到井底,从而降低含水率;二是第二周期的含水率下降幅度更大,改善效果更显著,原因是受第一周期吞吐的影响,模拟油藏的温度更高,注入降黏剂

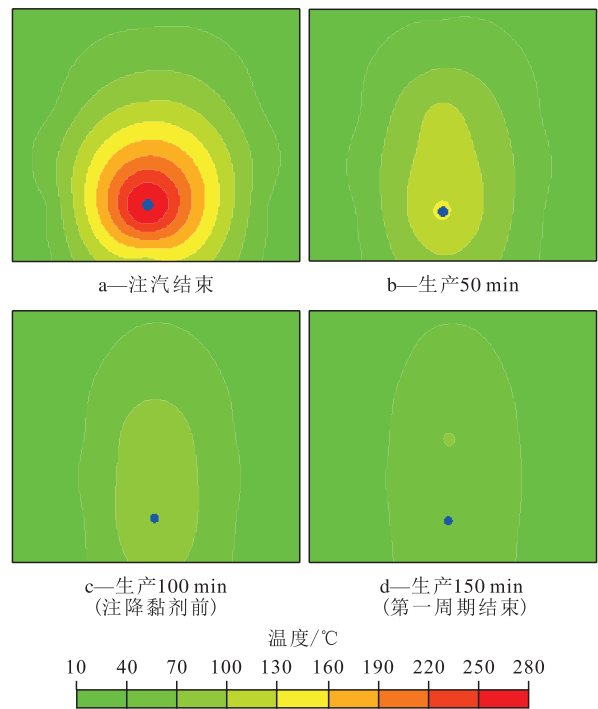


图3 第一周期温度场变化
Fig.3 Temperature field change during first cycle

的复合降黏效果更明显,原油流动能力得到进一步提高,更多的原油可以流到生产井。

由图6可以看出,每个大吞吐周期的采出程度

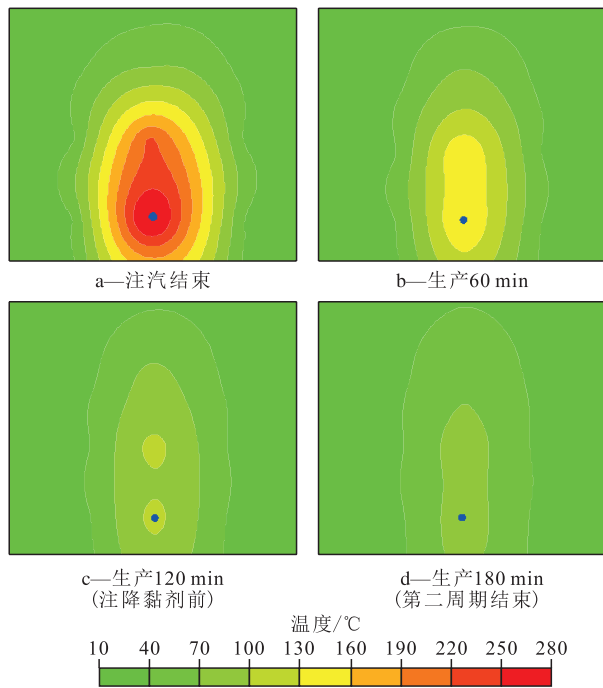


图4 第二周期温度场变化

Fig.4 Temperature field change during second cycle

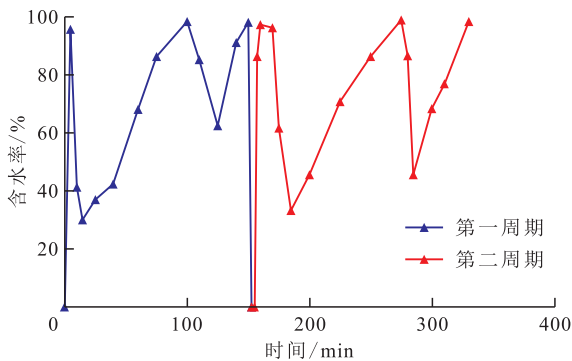


图5 含水率变化曲线

Fig.5 Curves of water cut

曲线都分为2个上升阶段:第一阶段是注蒸汽热采的效果,第二阶段是降黏冷采的开发效果;注蒸汽开发初期,采出程度提高显著,后期趋于平缓,周期采出程度约为1.7%;通过注入降黏剂改善开发效果,曲线斜率发生改变,第一周期采出程度由1.7%升至2.4%,生产时间延长50 min,第二周期由4.2%升至5.4%,生产时间延长65 min;在注入蒸汽与降黏剂的复合作用下,生产时间也得以延长,由第一周期的150 min升至第二周期的180 min。

2 油藏筛选标准建立

在物理模拟研究的基础上,建立数值反演模型,通过调整模拟油藏的厚度、黏度、含油饱和度和渗透率等参数,对比生产时间延长比例和吨剂增油

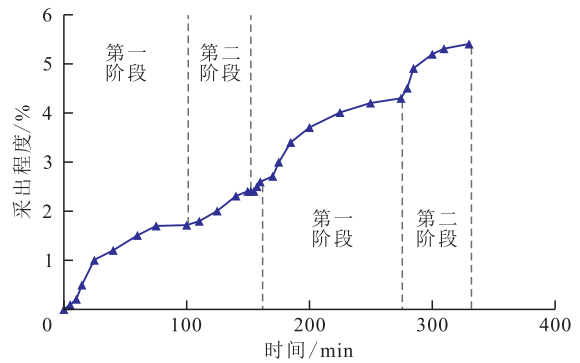


图6 采出程度变化曲线

Fig.6 Curve of recovery

量,优选降黏剂适用范围,形成冷热交替开采技术的油藏筛选标准。该技术可以有效提高厚度在8 m以下油藏的开发效果,适用的油藏原油黏度小于200 000 mPa·s,含油饱和度大于0.6,渗透率大于1 000 mD(图7)。

当油层厚度过薄时,压力影响较显著,生产时间延长比例差别较小,但吨剂增油量较低;当油层厚度过大时,油藏本身生产能力较强,降黏剂对开发的影响较小。当原油黏度较低时,生产时间延长比例较低,但降黏剂的效果显著,吨剂增油量较高;当原油黏度较高时,降黏剂对生产时间的影响较大,但由于油藏本身生产能力的限制,吨剂增油量有限。当含油饱和度较低时,降黏剂的作用减弱,生产时间延长比例较高,但吨剂增油量较低;当含油饱和度较高时,降黏剂的作用增强,生产时间延长比例较低,但吨剂增油量较高,油藏开发效果较好,这也从侧面说明了蒸汽吞吐开发初期,冷热交替提高开发效果的原因。渗透率大于1 000 mD,吨剂增油量曲线趋于平缓,生产时间延长比例降低,即产油速度提高。

3 技术政策界限

以胜利油田某区块为例,建立数值模拟油藏,同时针对某降黏剂进行室内降黏测评,开展浅薄层特超稠油油藏冷热交替开发数值模拟参数优化研究。

3.1 降黏剂测评

降黏剂的降黏效果是影响降黏吞吐开发的重要因素之一^[24-28]。开展了胜利某药剂体系对稠油(黏度为13 140 mPa·s)降黏效果测评,将测评结果用于数值模拟研究。

测评方法采用阶梯降黏的方式:油溶降黏剂与

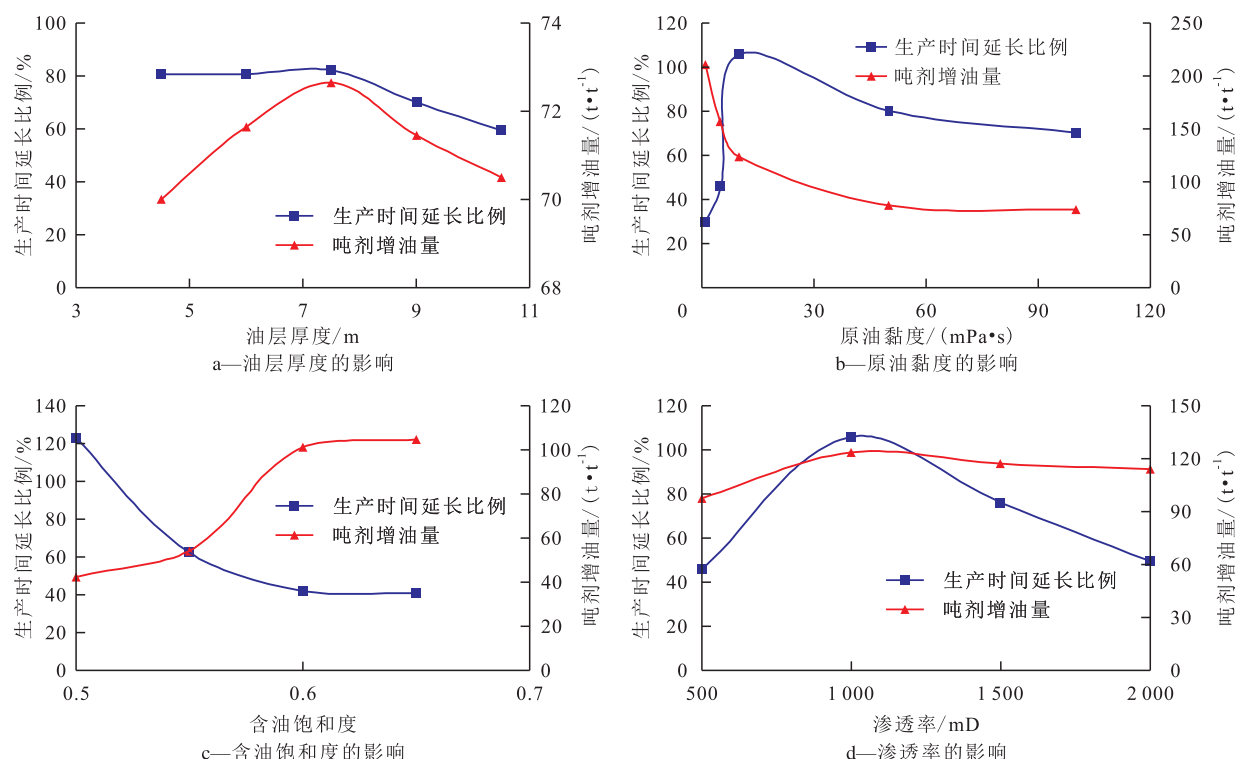


图7 冷热交替开采技术的油藏筛选标准

Fig.7 Reservoir screening criteria of alternating heat and cold fluid injection technology

原始油样质量比1:1混合,充分混合后测黏度;混合样与原始油样质量比1:1混合,测黏度;新混合样与原始油样质量比1:1混合,测黏度;重复上一步骤,直至降黏率小于10%时终止。该方式相比单一降黏提高了数值模拟的准确性。

由表2可看出,降黏剂等效质量分数越高,降黏效果越好,降黏剂等效质量分数超过50%,可以降黏99%。在此基础上,建立阶梯降黏数值模拟表征方法,提高模拟准确性。

3.2 开发方式对比

由图8可以看出,加入降黏剂可以使生产时间由30 d延长至51 d,延长比例为70%,周期油汽比由0.192升至0.298。由此可以说明,针对浅薄层特超稠油油藏,降黏剂吞吐可以有效延长吞吐周期,提

表2 降黏剂测评结果
Table2 Results of viscosity reducer evaluation

阶梯	降黏剂与原始油样质量比	降黏剂等效质量分数/%	混合溶液黏度/(mPa·s)
1	1:1	50	20
2	1:1	25	182.1
3	1:1	12.5	1 210
4	1:1	6.25	3 808
5	1:1	3	8 327
6	1:1	1.5	12 050

高周期油汽比,改善蒸汽吞吐开发效果。降黏剂可以延长吞吐周期的原因有2个:一是油藏厚度较薄,热量损失严重,吞吐生产过程中地层温度下降,部分原油在流向吞吐井的过程中由牛顿流体转为非

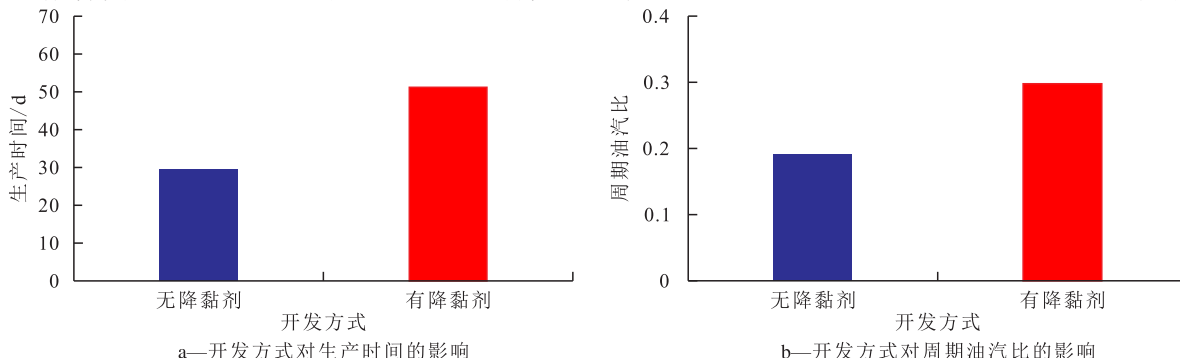


图8 开发方式对生产时间和周期油汽比的影响

Fig.8 Influence of viscosity reducer on production time and cyclic oil-to-gas ratio

牛顿流体,流动能力下降显著;二是吞吐开发初期,地层能量较为充足,经过热剂二次降黏后的原油可以流到吞吐井井底。

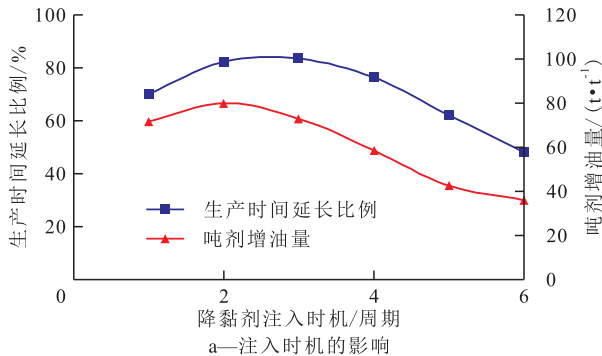
3.3 参数优化结果

受注采参数、油藏物性等影响,不同储层开发效果的基础值不同,将吞吐延长时间以及增油量无因次化,进行不同油藏、不同方案之间的对比:

$$\tau = \frac{t}{t_0} \quad (1)$$

$$\eta = \frac{Q_o}{q_v} \quad (2)$$

通过调整冷采的时机以及降黏剂注入量,优化了注入参数(图9)。第二至第三周期冷热交替的增



油效果以及延长吞吐周期的效果最好,原因是特超稠油油藏在地层温度下原油黏度过高,第一周期油藏温度较低,剩余热量较少,降黏剂的降黏效果不理想,因此改善效果减弱,周期增加(>5个周期)后,近井地带含油饱和度较低,油溶性降黏剂的波及范围有限,冷采增油效果减弱,此时可以改注水溶性降黏剂,在降低成本的基础上可提高冷采降黏波及范围。降黏剂溶液体积一定,随注入浓度提高,即降黏剂注入强度的增加,生产时间延长比例提高,开发效果改善,但吨剂增油量降低,经济效益降低。当降黏剂注入强度为0.02 t/m时,生产时间延长较长,吨剂增油量较高。

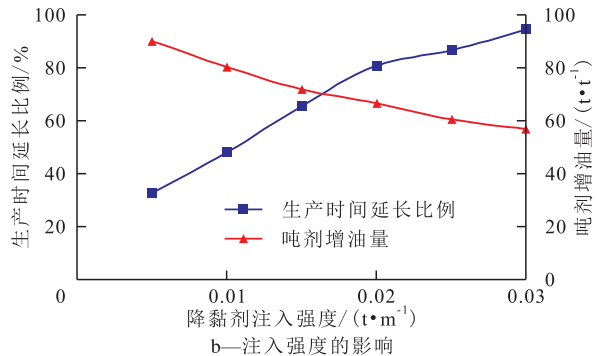


图9 降黏剂注入时机和注入强度的影响

Fig.9 Influence of injection timing and amount of viscosity reducer

4 实例应用

胜利油田河口采油厂陈371区块稠油油藏具有储层薄、原油黏度大等特点:单层有效厚度为2~6 m,原油黏度为 $1 \times 10^4 \sim 3.5 \times 10^4$ mPa·s。针对多轮次蒸汽吞吐后,注汽热采效益差、低产低效井增多等问题,开展了冷热交替开发试验,周期产油量为 3.18×10^4 t,增油量为 1.73×10^4 t,平均单井增油量为786 t,投入产出比为1:7.18。

以陈371-P64井为例,吞吐轮次较高,因此选用了水溶性降黏剂,开展了2个轮次的冷热交替开采,周期注入复配成500 m³溶液的水溶性降黏剂20 t。第一轮次日产油量由2.1 t/d升至8.2 t/d,周期产油量为1 159 t;第二轮次日产油量由2.4 t/d升至4.9 t/d,周期产油量为1 186 t。2个轮次的冷热交替开采均取得了较好的开发效果。

5 结论

提出了冷热交替大周期的吞吐开发理念,结合

蒸汽吞吐与降黏吞吐技术的优势,有效降低浅薄层特超稠油油藏近井地带原油黏度,提高原油入井率,改善开发效果。物理模拟实验表明:冷热交替开采可以降低含水率达30%以上,延长吞吐周期50 min以上,改善浅薄层特超稠油油藏开发效果;建立了冷热交替开采技术的油藏筛选标准,适用油藏界限为油层厚度小于8 m,原油黏度小于200 000 mPa·s,含油饱和度大于0.6,渗透率大于1 000 mD;依托无因次延长时间和增油量建立了技术政策界限,冷热交替的最佳实施时机为第二至第三周期,降黏剂注入强度为0.02 t/m,周期增多(>5个周期)的情况,可采用水溶性降黏剂,在降低成本的基础上提高冷采降黏波及。

该技术在胜利油田河口采油厂陈371区块取得了较好的应用效果,可为同类型稠油油藏开发提供借鉴和指导。

符号解释

q_v ——降黏剂注入量,t;

Q_o ——累积增油量,t;

t_0 ——纯蒸汽吞吐生产时间,d;

t ——通过注入降黏剂延长的生产时间, d;
 η ——吨剂增油量, t/t;
 τ ——生产时间延长比例, 无量纲。

参考文献

- [1] 刘文章. 中国稠油热采技术发展历程回顾与展望[M]. 北京: 石油工业出版社, 2014: 219-222.
 LIU Wenzhang. Review and outlook on thermal recovery technology for heavy oil in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014: 219-222.
- [2] 刘慧卿. 热力采油原理与设计[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
 LIU Huiqing. Theory and design of thermal recovery process [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [3] 万绪新, 谢广龙, 丁余刚. 胜利油田难动用石油储量地质工程一体化探索[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 43-50.
 WAN Xuxin, XIE Guanglong, DING Yugang. Exploration on geology-engineering integration of hard-to-recover reserves in Shengli Oilfield [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 43-50.
- [4] ZHANG S L, ZHANG Y T, WANG S H, et al. Status of heavy-oil development in China [C]. SPE 97844, 2005: 1-5.
- [5] 杨勇. 胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 1-11.
 YANG Yong. New progress and next development directions of heavy oil development technologies in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 1-11.
- [6] 马波. 温度对浅层超稠油油藏启动压力梯度及相对渗透率曲线的影响[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(3): 101-106.
 MA Bo. Influence of temperature on the threshold pressure gradient and relative permeability curve of shallow super heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(3): 101-106.
- [7] 束青林, 王顺华, 杨元亮, 等. 春风油田浅薄层超稠油油藏高速高效开发关键技术[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(3): 9-19.
 SHU Qinglin, WANG Shunhua, YANG Yuanliang, et al. Key technology of high-speed and high-efficiency development of thin-shallow super-heavy oil reservoir in Chunfeng Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(3): 9-19.
- [8] 陈星州, 邵建欣, 孙转, 等. 渤海湾盆地辽河坳陷稠油分布特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2023, 45(2): 317-326.
 CHEN Xingzhou, SHAO Jianxin, SUN Zhuan, et al. Characteristics and controlling factors of heavy oil distribution in Liaohe Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(2): 317-326.
- [9] 杨元亮. 浅薄层超稠油水平井蒸汽驱汽窜控制因素研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 68-71.
 YANG Yuanliang. Steam channeling sensitivity of horizontal well in thin-shallow super-heavy oil reservoir with steam flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6): 68-71.
- [10] 邵先杰, 孙冲, 王国鹏, 等. 浅薄层特、超稠油注蒸汽吞吐后剩余油分布研究[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 131-133.
 SHAO Xianjie, SUN Chong, WANG Guopeng, et al. Remaining Oil Distribution in Shallow, thin and super-heavy oil reservoir of Henan Oilfield after steam stimulation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 131-133.
- [11] 孙新革, 赵长虹, 熊伟, 等. 凤城浅层超稠油蒸汽吞吐后期提高采收率技术[J]. 特种油气藏, 2018, 25(3): 72-81.
 SUN Xinge, ZHAO Changhong, XIONG Wei, et al. Enhanced oil recovery in the late stage of shallow super-heavy oil reservoir with steam huff-puff in Fengcheng Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 72-81.
- [12] 张贤松, 谢晓庆, 李延杰, 等. 渤海油田稠油油藏蒸汽吞吐注采参数优化模型[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 88-92.
 ZHANG Xiansong, XIE Xiaoping, LI Yanjie, et al. Optimization model of injection-production parameters for steam stimulation in heavy oil reservoirs of Bohai petroliferous area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 88-92.
- [13] 杨阳, 刘慧卿, 庞占喜, 等. 孤岛油田底水稠油油藏注氮气辅助蒸汽吞吐的选区新方法[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(3): 58-61.
 YANG Yang, LIU Huiqing, PANG Zhanxi, et al. A new method of selecting zone for nitrogen-assisted steam stimulation in heavy oil reservoir with bottom water in Gudao oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3): 58-61.
- [14] 李宗阳, 杨勇, 王业飞, 等. 不同水油黏度比下乳化对稠油复合驱的影响[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(1): 146-152.
 LI Zongyang, YANG Yong, WANG Yefei, et al. Effects of emulsification on combination flooding in heavy oil reservoirs at different water-oil viscosity ratios [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 146-152.
- [15] 郑万刚, 初伟, 崔文富, 等. 渗透降黏驱油剂提高采收率机理[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 129-134.
 ZHENG Wangang, CHU Wei, CUI Wenfu, et al. Enhanced oil recovery mechanism of permeable viscosity-reducing oil displacement agent [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 129-134.
- [16] 熊钰, 冷傲燃, 孙业恒, 等. 稠油冷采降黏剂分散机理与驱替实验评价[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(1): 68-75.
 XIONG Yu, LENG Aoran, SUN Yeheng, et al. Dispersion mechanism of viscosity reducer and evaluation of displacement experiment for cold production of heavy oil [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 68-75.
- [17] 王焱伟, 刘慧卿, 东晓虎, 等. 边水稠油油藏蒸汽吞吐后转冷采物理模拟研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2020, 42(1): 91-100.
 WANG Yanwei, LIU Huiqing, DONG Xiaohu, et al. Physical simulation of cold recovery of edge water heavy oil reservoir after steam stimulation [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2020, 42(1): 91-100.
- [18] 东晓虎, 王剑, 刘慧卿, 等. 高含水层油砂SAGD相似物理模拟实验[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 658-667.
 DONG Xiaohu, WANG Jian, LIU Huiqing, et al. SAGD scaled

- physical simulation experiment for oilsands reservoirs with high water-bearing layer [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(5): 658-667.
- [19] 曹嫣缤,刘冬青,王善堂,等.胜利油田超稠油油藏蒸汽驱三维物理模拟与应用[J].石油学报,2013,34(4):733-739.
CAO Yanbin, LIU Dongqing, WANG Shantang, et al. 3D physical simulation of steam flooding and applications in ultra-heavy oil reservoir of Shengli Oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(4): 733-739.
- [20] 东晓虎,刘慧卿,张红玲,等.稠油油藏注蒸汽开发后转热水驱实验与数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(2):50-53.
DONG Xiaohu, LIU Huiqing, ZHANG Hongling, et al. Experimental and simulation study of hot-water flooding of heavy oil reservoirs after steam injection [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(2): 50-53.
- [21] 葛涛涛,庞占喜,罗成栋,等.海上稠油油藏水平井多元热流体驱物理模拟实验研究[J].油气地质与采收率,2019,26(4):62-69.
GE Taotao, PANG Zhanxi, LUO Chengdong, et al. Experimental study on multi-thermal fluid flooding by using horizontal wells in offshore heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(4): 62-69.
- [22] 李文会,刘鹏程,沈德煌,等.稠油油藏尿素泡沫辅助蒸汽驱三维物理模拟实验[J].油气地质与采收率,2015,22(4):118-122.
LI Wenhui, LIU Pengcheng, SHEN Dehuang, et al. Three-dimension physical simulation experiment of urea-foam assisted steam flooding in heavy oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 118-122.
- [23] 王旭东,张健,施雷庭,等.稠油活化剂降黏机理及驱油效果研究[J].特种油气藏,2020,27(6):133-138.
WANG Xudong, ZHANG Jian, SHI Leiting, et al. Study on viscosity reduction mechanism and oil displacement effect of heavy oil activator [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(6): 133-138.
- [24] 梁志艳,王磊磊,唐照星.塔河油田螺杆泵配合水溶性降黏剂稠油开采技术[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):111-115.
LIANG Zhiyan, WANG Leilei, TANG Zhaoxing. Technology of heavy oil recovered by screw pump combined with water soluble viscosity in Tahe Oilfield [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(2): 111-115.
- [25] 王大威,张健,吕鑫,等.双子表面活性剂对海上S油田稠油降黏性能评价[J].油气地质与采收率,2015,22(4):109-113.
WANG Dawei, ZHANG Jian, LÜ Xin, et al. Evaluation of Gemini surfactant for viscosity reduction of heavy oil in offshore S oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 109-113.
- [26] 魏超平,束青林,吴光焕,等.敏感性普通稠油水驱油藏化学降黏实践[J].特种油气藏,2023,30(2):109-115.
WEI Chaoping, SHU Qinglin, WU Guanghuan, et al. Practice of chemical viscosity reduction in water flooding for sensitive conventional heavy oil reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(2): 109-115.
- [27] 朱家杰,毕台飞,马国伟,等.自生热降黏剂的优化及原油降黏解堵性能[J].大庆石油地质与开发,2022,41(2):103-109.
ZHU Jiajie, BI Taifei, MA Guowei, et al. Optimization of self-heating viscosity-reducing agent and its performances in oil viscosity reduction and blockage removal [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(2): 103-109.
- [28] 何永清,鲁霖懋,周其勇,等.适合中深层稠油油藏的两亲性稠油乳化降黏剂的制备及性能评价[J].大庆石油地质与开发,2023,42(5):160-167.
HE Yongqing, LU Linmao, ZHOU Qiyong, et al. Preparation and performance evaluation of amphiphilic emulsified viscosity reducer for medium-deep heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(5): 160-167.

编辑 单体珍