

# 陈371区块稠油冷热交替吞吐方式与注入参数优化

邵现振<sup>1</sup>, 冯彪<sup>2</sup>, 李月胜<sup>1</sup>, 孟红霞<sup>2</sup>, 田云霞<sup>1</sup>, 任凤国<sup>1</sup>

(1. 中国石化胜利油田分公司河口采油厂, 山东 东营 257200; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580)

**摘要:** 陈371区块稠油多轮次蒸汽吞吐后注汽效率下降、含水快速增加, 试验冷热采交替吞吐工艺效果明显, 但致效机理不明确。为此, 利用油藏数值模拟方法, 研究了油井在不同周期下的冷热采交替的生产效果, 综合考虑周期产油量和经济效益, 确定了高液高含水、中低含水和低产低液3种生产井况下的油井冷热采交替最佳时机, 优化了冷热采交替吞吐方式及关键的注入参数。经21口井的应用, 平均单井日产油4.9 t, 周期产油量677.8 t, 取得较好的效果。研究成果对提高稠油油藏冷热采交替吞吐开发效果具有重要的意义。

**关键词:** 稠油油藏; 数值模拟; 冷热采交替; 参数优化; 水平井

**中图分类号:** TE345 **文献标志码:** A

## Optimization of cold alternating hot stimulation modes and injection parameters for heavy oil in Chen 371 Block

SHAO Xianzhen<sup>1</sup>, FENG Biao<sup>2</sup>, LI Yuesheng<sup>1</sup>, MENG Hongxia<sup>2</sup>, TIAN Yunxia<sup>1</sup>, REN Fengguo<sup>1</sup>

(1. Hekou Oil Production Plant of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257200, China; 2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

**Abstract:** The steam injection effectiveness dropped and the water content rapidly increased after multiple rounds of steam huff and puff for heavy oil in the Chen 371 block. Although the effect of the cold alternating hot huff and puff process is obvious, the mechanism involves in it is unclear. Therefore, under comprehensive consideration of cycle oil production and economic benefits, the production effect of cold alternating hot production of oil wells in different cycles is investigated using the reservoir numerical simulation method. Under three different production well conditions—high-liquid and high water-cut, medium and low water-cut, and low production and low liquid, the optimal timing of cold alternating hot production of oil wells is recognized, and the mode and key injection parameters of cold alternating hot huff and puff production are optimized. After the application of 21 wells, the average daily oil production of a single well is 4.9 t, and the periodic oil production is 677.8 t, which has achieved good results. The research results are of great significance for improving the development effect of cold alternating hot huff and puff production in heavy oil reservoirs.

**Key words:** heavy oil reservoir; numerical simulation; cold alternating hot production; parameter optimization; horizontal well

陈371区块探明含油面积5.31 km<sup>2</sup>, 地质储量500×10<sup>4</sup> t, 含油层系为新近系的馆下段, 油藏顶面埋深1 190~1 250 m, 平均砂层厚度4 m, 平均孔隙度25%~35%, 平均渗透率1~4 μm<sup>2</sup>, 地面脱气原油黏度为13 392~38 166 mPa·s, 属于高孔高渗特稠油油藏, 边底水复杂。该区块以蒸汽吞吐开发为主, 多轮次蒸汽吞吐后, 注汽效率下降<sup>[1]</sup>, 套损比例上升, 含水快速增加, 低产低效井增多, 开采效益递减明显。

目前, 为提高稠油开发效果, 国内外研究应用了蒸汽吞吐后转热水驱<sup>[2]</sup>、蒸汽吞吐后转蒸汽驱<sup>[3-4]</sup>、蒸汽-氮气复合吞吐<sup>[5]</sup>、蒸汽-二氧化碳复合

驱<sup>[6-7]</sup>以及稠油化学降黏冷采吞吐<sup>[8]</sup>等方式, 均取得了良好效益。

因此, 为充分利用热采周期末地层温度场, 延长生产周期、提高周期产油量, 基于“热采+冷采”大周期的概念, 利用油藏数值模拟技术, 开展了稠油冷热交替吞吐方式与注入参数优化研究, 为陈371区块的高效开发提供了有效的接替开发技术与方

收稿日期: 2022-03-31; 改回日期: 2022-05-20。

第一作者简介: 邵现振(1983—), 高级工程师, 从事采油工程研究。E-mail: shaoxianzhen.slyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化胜利油田分公司项目(30200007-20-ZC0613-0019)

法,提高了开采效益。

1 模型建立及历史拟合

1.1 基础数据

油藏参数的选取:初始含油饱和度为55%,孔隙度为32%,有效厚度4 m,黏温曲线如图1所示,相渗曲线如图2所示。

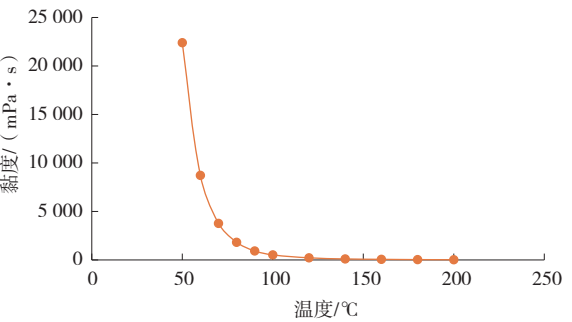


图1 黏温曲线

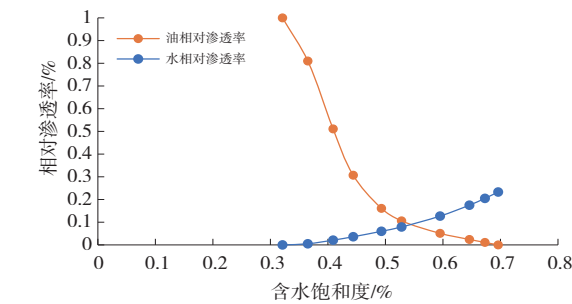


图2 相渗曲线

根据研究区块特点选择陈371-平53井、陈371-平14井和陈371-平27为代表的高液高含水、中低含水和低产低液3种生产井况,利用CMG软件,采用直角坐标系划分为 $xyz=40\times 21\times 4=3\,360$ 个网格,其中 $x$ 方向步长为5 m, $y$ 方向步长根据离井的距离分别设置为2~10 m, $z$ 方向上步长为4 m(如图3所示),考虑储层以外底层的热量散失。

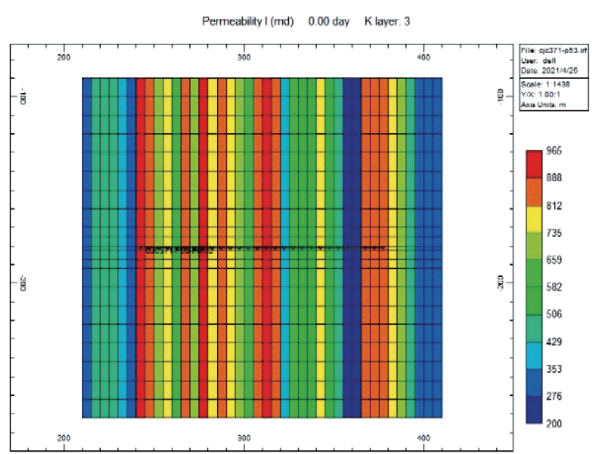


图3 非均质模型

1.2 历史拟合

对单井的累积产液量、产油量以及日产液和日产油量等历史拟合。从结果可以看出(见表1、如图4所示),拟合误差最大值为6.88%,平均拟合误差为2.94%,拟合精度比较高。

表1 单井产量拟合

井号	累产液/10 <sup>4</sup> t		累产油/10 <sup>4</sup> t		相对误差/%	
	实际	模拟	实际	模拟	累产液	累产油
平53	14.86	14.69	1.55	1.53	1.16	1.37
平14	10.80	10.59	1.77	1.65	1.97	6.88
平27	7.16	7.01	0.87	0.83	2.12	4.16

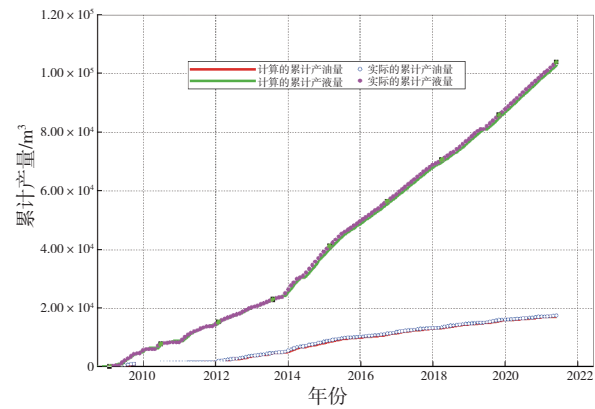


图4 累计产量拟合曲线

2 冷热采交替最佳时机

冷热采交替最佳时机计算条件见表2。

表2 冷热交替吞吐时机优化的计算条件

热采参数		冷采参数	
第1周期蒸汽注入量	2 200 t	第1周期降黏剂溶液注入量	600 t
井口温度	340 ℃	降黏剂质量分数	2.5%
井底干度	40%	二氧化碳注入量(低液)	100 t
焖井时间	7 d	堵剂溶液注入量(高含水)	200 t
逐周期蒸汽增加比例	5%	降黏剂逐周期增加比	10%

2.1 热采转冷采时机优化

3种生产井况的数值模拟结果如图5、图6、图7所示。

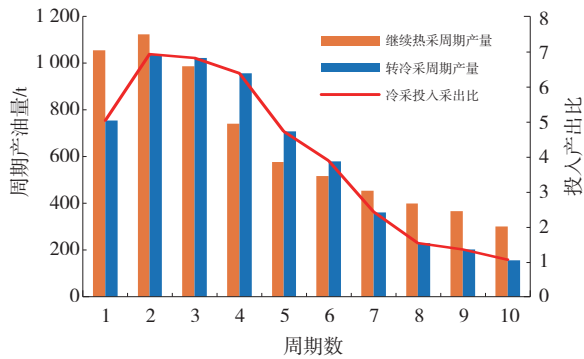


图5 高液高含水油井热采转冷采生产效果曲线

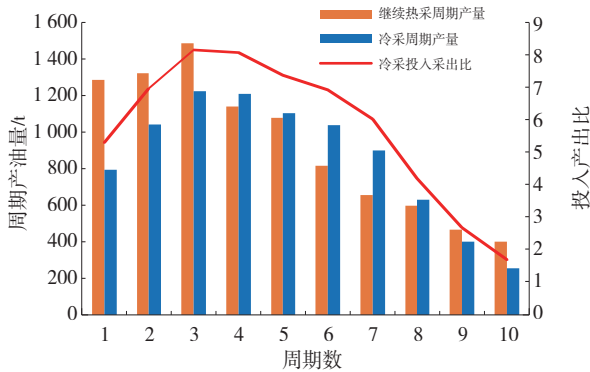


图6 中低含水油井热采转冷采生产效果曲线

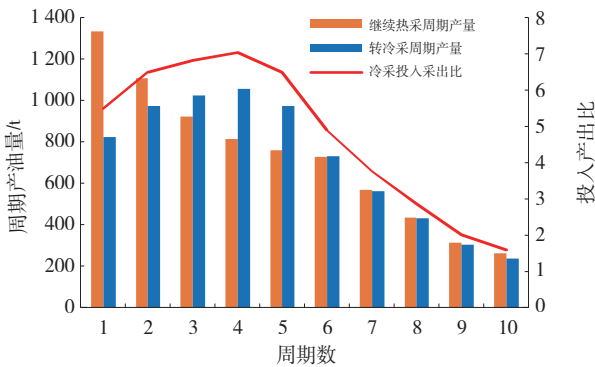


图7 低产低液油井热采转冷采生产效果曲线

综合考虑周期产油量和经济效益可以看出,高液高含水油井在第4周期转冷采效果和效益最佳;中低含水油井在第6周期转冷采效果和效益最佳;低产低液油井在第3周期转冷采效果和效益最佳。

2.2 冷采转热采时机优化

3种生产井况的数值模拟结果如图8、图9、图10所示。

综合考虑周期产油量和经济效益可以看出,高液高含水油井在第3周期转热采效果和效益最佳;

中低含水油井在第4周期转热采效果和效益最佳;低产低液油井在第2周期转热采效果和效益最佳。

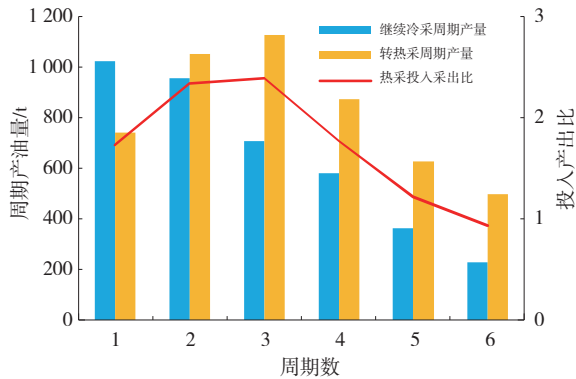


图8 高液高含水油井冷采转热采生产效果曲线

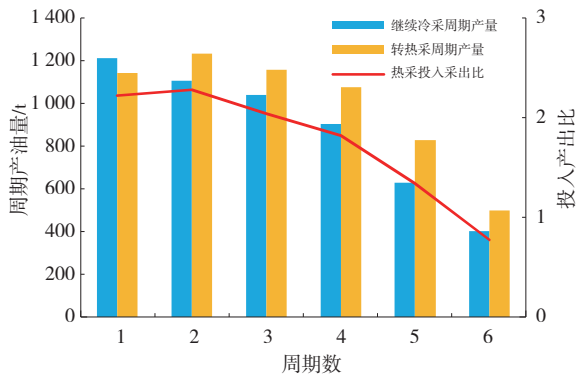


图9 中低含水油井冷采转热采生产效果曲线

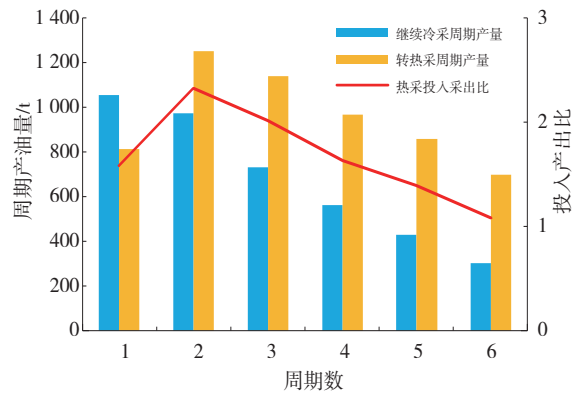


图10 低产低液油井冷采转热采生产效果曲线

3 冷热采交替工艺参数优化

3.1 热采阶段注入参数优化

以高液高含水井为例,进行注入参数优化设计。

注汽强度对生产效果影响如图11所示。可以看出,周期净产油量随着注汽强度增加而增加,增加幅度在减少,注汽强度14 t/m时,增油增注比达到最高,因此,周期注汽强度最优值为14 t/m。

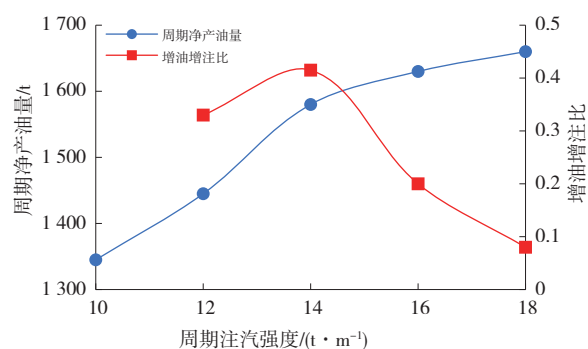


图11 不同周期注汽强度的生产效果曲线

不同注汽速度对生产效果影响如图12所示。可以看出,注汽速度越快热损越小,生产效果越好<sup>[9]</sup>。鉴于亚临界注汽锅炉的额定压力为21 MPa,为安全起见一般不超过18 MPa,旧锅炉还应适当降低压力,而陈371区块油井注汽速度达到12 t/h时,现场注汽压力已接近16 MPa左右,建议最佳注汽速度为12 t/h。

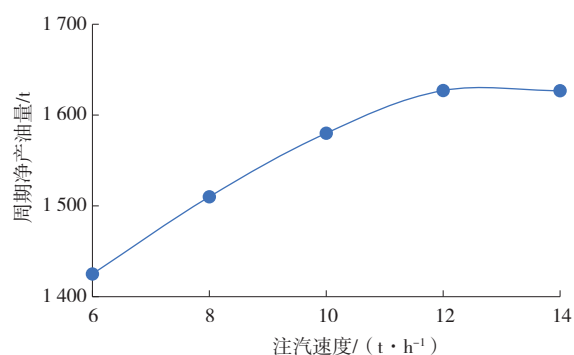


图12 不同注汽速度的生产效果曲线

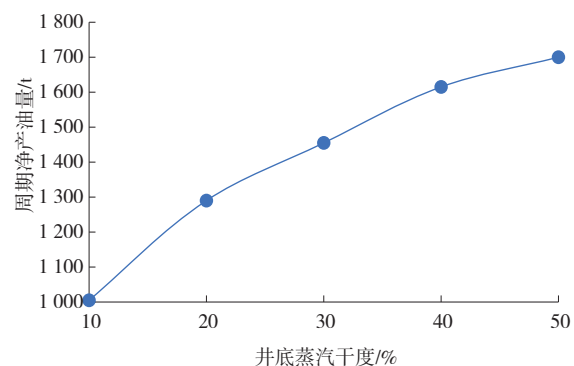


图13 不同井底蒸汽干度的生产效果曲线

不同井底蒸汽干度对生产效果影响如图13所示。可以看出,井底蒸汽干度越高生产效果越好,建议在注汽管柱隔热性能能满足的范围内提高井底蒸汽干度,保持井底干度在40%以上。

不同焖井时间对生产效果影响如图14所示。可以看出,焖井5~7 d的生产效果最佳。

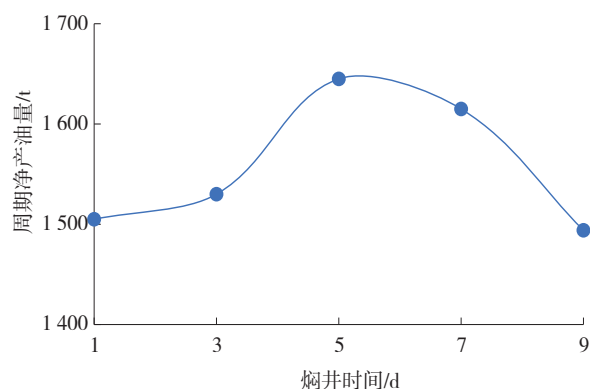


图14 不同焖井时间的生产效果曲线

蒸汽吞吐需要逐轮次增加蒸汽注汽量,来扩大蒸汽加热半径,提高各周期的生产效果<sup>[10-11]</sup>,增加幅度过小蒸汽波及不够,增幅过大则周期产量增加而油气比下降(如图15所示),经济效益不佳,兼顾经济效益和产油量,建议逐轮次蒸汽量周期递增率为5%。

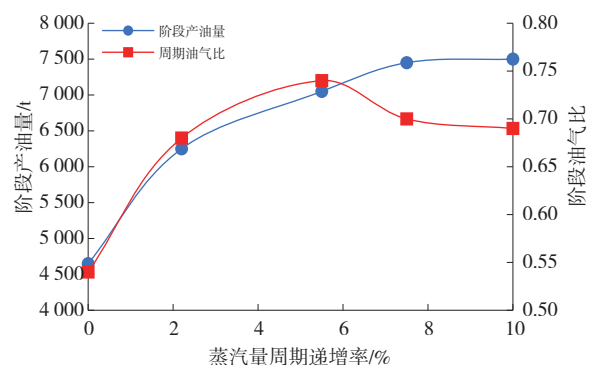


图15 不同蒸汽量周期递增率的生产效果曲线

同理,对中低含水油井和低产低液油井的热采阶段注入参数进行优化,3种生产工况的油井热采注入参数优化结果见表3。

表3 热采阶段注入参数优化结果

工况	周期注汽强度/(t·m <sup>-1</sup> )	注汽速度/(t·h <sup>-1</sup> )	井底蒸汽干度/%	焖井时间/d	逐周期蒸汽增加比例/%
高含水	14	12	>40	5-7	5
低产低液	14	10~12	>40	5	7.5
中低含水	14	10	>40	7	5

3.2 冷采阶段吞吐方式与注入参数优化

不同吞吐方式的冷采生产效果如图16、图17、图18所示。可以看出,高液高含水、中低含水、低产低液3种生产工况的油井最佳的吞吐方式,分别为凝胶堵调+降黏吞吐、氮气泡沫+降黏吞吐、二氧化碳+降黏吞吐。

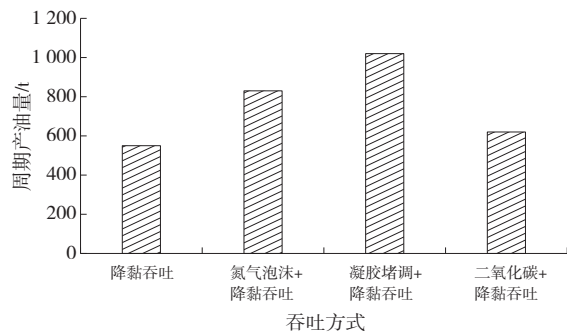


图16 高液高含水油井不同吞吐方式生产效果曲线

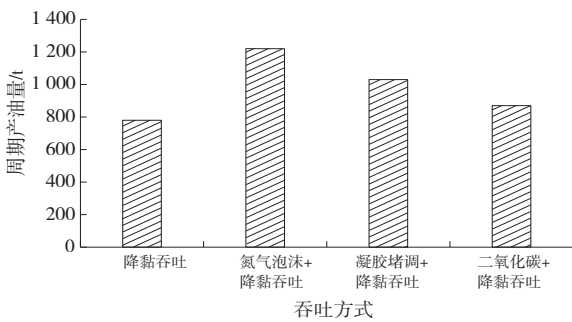


图17 中低含水油井不同吞吐方式生产效果曲线

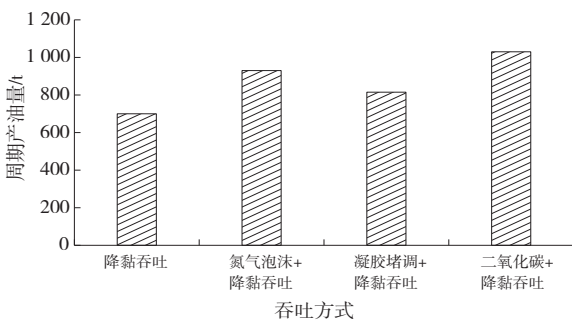


图18 低产低液油井不同吞吐方式生产效果曲线

以高液高含水井为例,进行注入参数优化。不同药剂体系溶液用量对生产效果的影响如图19和图20所示。

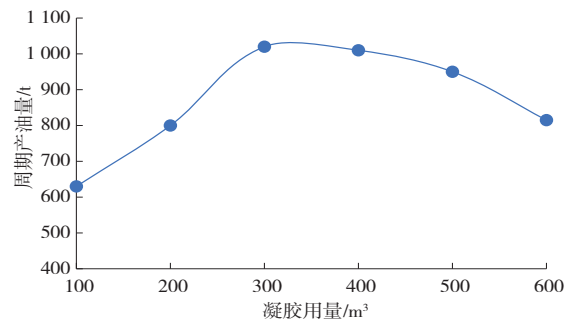


图19 不同凝胶用量的生产效果曲线

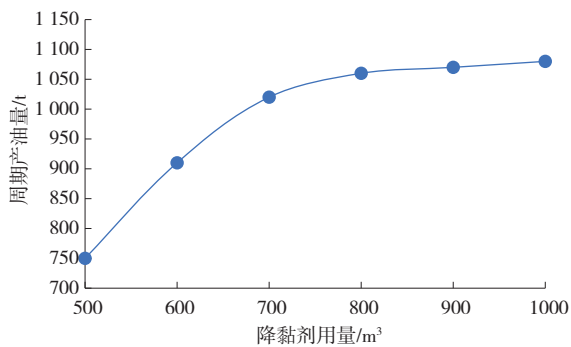


图20 不同降黏剂用量的生产效果曲线

可以看出,高液高含水油井前置300~400 m³凝胶,再注入700 m³左右的降黏剂溶液取得较好效果。

焖井时间对生产效果的影响如图21所示,可以看出最佳焖井时间为10 d。

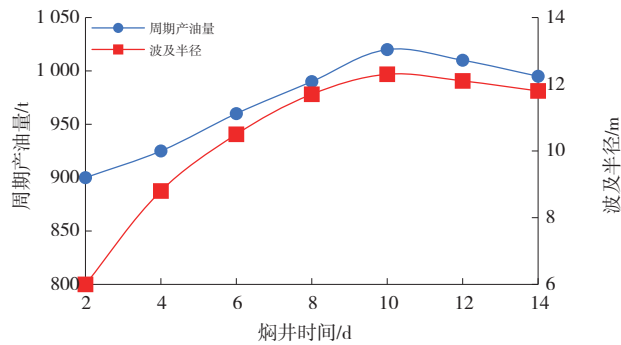


图21 不同焖井时间的生产效果曲线

同理,对中低含水油井和低产低液油井的冷采阶段注入参数进行优化,3种生产工况的油井冷采注入参数优化结果见表4。

表4 冷采阶段注入参数优化结果

工况	降黏剂用量/m³	凝胶用量/m³	氮气用量/Nm³	泡沫剂用量/t	二氧化碳用量/t	焖井时间/d
高液高含水	700	300~400				10
低产低液	800				100	8
中低含水	700	6	60 000	6		10



4 应用效果分析

矿场进行了21口井的实施应用,平均单井日产油4.9 t,周期产油量677.8 t,平均含水87.8%,生产态势较好。例如陈371-P70井,主力层位地层高渗透,无高压气层,热采区井,无对应注水井、注汽井。

该井已实施1轮热采1轮冷采,转周前累计产油1 475 t,产水11 581 t,注汽2 800 t,采出程度低(见表5)。

根据优化结果,转周方式为热采,同时注入氮气增能、排水,本周周期液量高、含水低,周期平均日产油7.6 t,周期产油1 082 t,生产曲线如图22所示。

表5 陈371-P70井的生产简史

序号	井号	类别	轮次	注汽量/t	二氧化碳/t	油溶性降黏剂/t	稠油冷采降黏设计	周期产油/t	周期产水/t	油气比/(t·t <sup>-1</sup> )	周期日产油/t	周期天数/d	周期含水/%
1	陈371-P70	热采	1	2 800	150	4		1 105	7 565	0.39	4.8	229	87.3
2	陈371-P70	冷采	1				冷采降黏剂18 t,配液600 m <sup>3</sup>	369.9	4 015.6		2.8	124	91.6
合计				2 800				1 475	11 581				

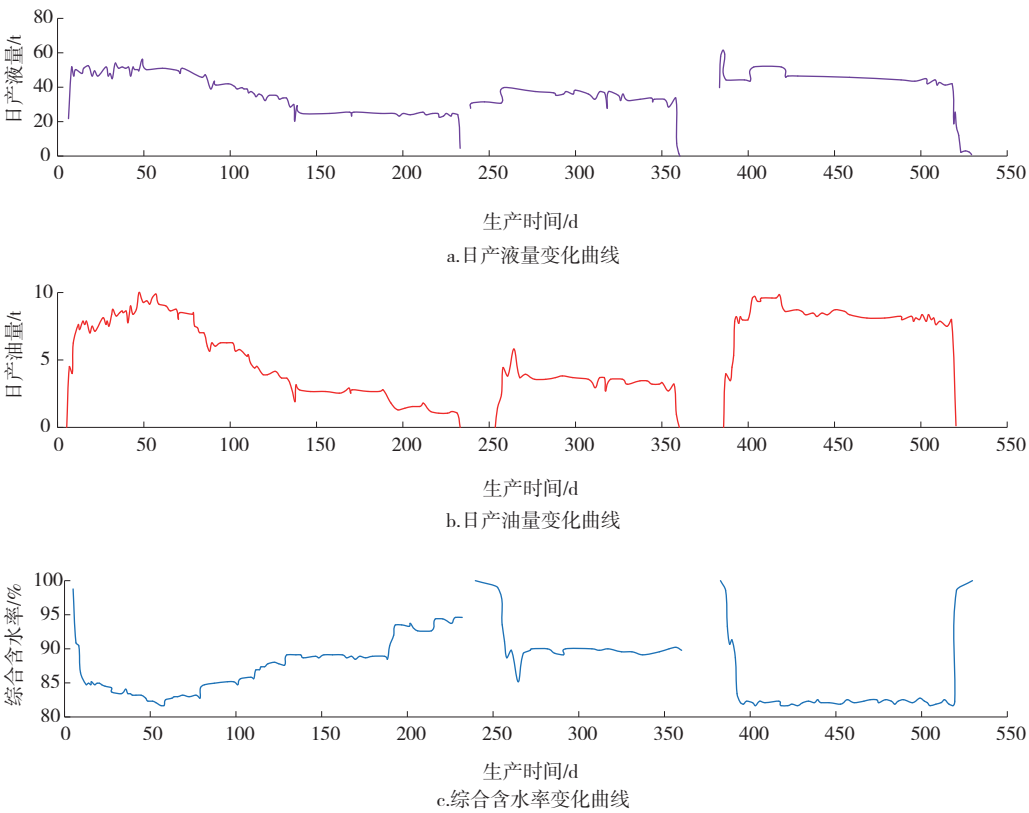


图22 陈371-P70井三周期生产效果曲线

5 结论

- (1)建立了高液高含水、中低含水 and 低产低液3种生产井况的油藏地质模型。通过历史拟合表明,该模型拟合误差最大值为6.88%,平均拟合误差为2.94%,拟合精度较高。
- (2)冷热采交替最佳时机研究结果表明:陈371

块高液高含水、中低含水、低产低液3种生产井况的油井,热采转冷采时机分别是第4周期、第6周期、第3周期,冷采转热采时机分别是第3周期、第4周期、第2周期。优化了冷采阶段吞吐方式:高液高含水油井建议采取凝胶堵调+降黏吞吐方式;中低含水油井建议采用氮气泡沫+降黏吞吐方式;低产低

(下转第123页)

- 系:CN201410796455.9[P].2014-12-18.
- [9] 杨振杰,马成云,朱海涛,等.自修复固井前置液实验研究[J].钻井液与完井液,2013,30(2):55-58.
- [10] 崔茂荣,马勇.评价钻井液滤饼对固井二界面胶结质量影响的新方法[J].天然气工业,2006,26(12):92-93,96.
- [11] 杨香艳,郭小阳,杨远光,等.固井前置冲洗液的研究发展[J].西南石油学院学报,2005,27(1):70-74.
- [12] 李早元,杨绪华,郭小阳,等.固井前钻井液地面调整及前置液紊流低返速顶替固井技术[J].天然气工业,2005,25(1):93-95.
- [13] 陈二丁,王成文,孟仁洲.一种高效清除井壁滤饼的新型固井冲洗液[J].天然气工业,2015,35(8):69-74.
- [14] 王金堂,孙宝江,李昊,等.大位移井旋转套管固井顶替模拟分析[J].中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(3):89-97.
- [15] 张铎远.浆体性能及井眼条件对顶替效率的影响研究[D].青岛:中国石油大学,2007.
- [16] 刘振通,宋志强,王军,等.硅酸钠前置液在委内瑞拉重油带固井中的应用[J].钻井液与完井液,2015,32(6):96-99.
- (编辑 韩 枫)

(上接第110页)

液油并建议采用二氧化碳+降黏吞吐方式。

(3)开展了冷热采交替工艺参数优化,包括热采阶段注入参数优化和冷采阶段吞吐方式与注入参数优化,并经21口井的现场应用,平均单井日产油4.9 t,周期产油量677.8 t,平均含水87.8%,生产态势良好。

#### 参考文献:

- [1] 陈兆芳.乐安油田南区蒸汽吞吐后期开采方式研究[J].江汉石油学院学报,2003,25(2):85-86.
- [2] 张弦,范英才,刘建英,等.辽河中深层稠油油藏蒸汽驱后开发方式优化研究[J].复杂油气藏,2011,4(1):50-54.
- [3] 赵庆辉,张鸿,杨兴超,等.深层超稠油油藏蒸汽吞吐后转汽驱实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2021,43(3):146-154.
- [4] LIU J F, WU X M, SUN S G, et al. The application of complex displacement in cyclic steam stimulation CSS & steam flooding SF development in Liaohe oilfield: a field performance study [C]//SPE Canadian Energy Technology Conference. Calgary: SPE, 2022: SPE-208940-MS.
- [5] 钟立国,王成,刘建斌,等.中深层稠油油藏蒸汽-氮气复合吞吐技术[J].新疆石油地质,2019,40(2):194-198.
- [6] 周伟,寇根,张自新,等.克拉玛依油田九6区稠油油藏蒸汽-CO<sub>2</sub>复合驱实验评价[J].新疆石油地质,2019,40(2):204-207.
- [7] BOBB J, HOSEIN R. An investigation into the combination of cyclic steam stimulation and cyclic CO<sub>2</sub> stimulation for heavy oil recovery in Trinidad and Tobago [C]//SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Port of Spain: SPE, 2018: SPE-191161-MS.
- [8] 刘毅.河口稠油化学吞吐体系研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018.
- [9] 张弦,刘永建,车洪昌,等.辽河中深层稠油蒸汽驱油藏工程优化研究[J].复杂油气藏,2010,03(2):57-60.
- [10] 吴晓东,张玉丰,刘彦辉.蒸汽吞吐井注汽工艺参数正交优化设计[J].石油钻探技术,2007,35(3):1-4.
- [11] 张贤松,谢晓庆,何春百.海上稠油油田蒸汽吞吐注采参数优化研究[J].特种油气藏,2015,22(2):89-92.
- (编辑 韩 枫)