

过热蒸汽辅助重力泄油吞吐预热模拟及方案优化

杨建平¹, 王诗中², 林日亿³, 韩 飞⁴, 王新伟³, 郭 彬⁵, 王泽宇⁶, 杨忠德⁷

(1. 中国石油辽河油田高升采油厂, 辽宁盘锦 124125; 2. 中国石油辽河油田分公司开发事业部, 辽宁盘锦 124010;
3. 中国石油大学(华东)新能源学院, 山东青岛 266580; 4. 国家知识产权局专利局专利审查协作北京中心, 北京 100160;
5. 芯恩(青岛)集成电路有限公司, 山东青岛 266500; 6. 潍柴动力股份有限公司, 山东潍坊 261061;
7. 中国石油辽河油田分公司钻采工艺研究院, 辽宁盘锦 124010)

摘要: 预热效果是影响蒸汽辅助重力泄油(SAGD)开发技术的重要因素。基于 CMG 模拟软件开展兴Ⅵ组区块吞吐预热技术研究。结果表明:在历史生产拟合符合率达到 97.2% 的基础上,吞吐预热生产 2 个周期,水平井和周围直井之间已基本形成有效的热连通,温度场在 80~100℃,地层压力降到约 3.5 MPa,达到转 SAGD 的较佳时机;注过热蒸汽的直井和水平井间平均温度较注湿蒸汽高,累积采油量也多,即预热效果较好,其中注汽强度 400 m³/d、过热度 22.62℃、注汽压力 10.895 MPa 的过热蒸汽预热效果最好;转入 SAGD 生产阶段的前期,无论单井还是全区,随着蒸汽品质升高,累积采油量增加。

关键词: 过热蒸汽; 蒸汽辅助重力泄油; 吞吐预热; 方案优化

中图分类号: TE 527 **文献标志码:** A

引用格式: 杨建平,王诗中,林日亿,等. 过热蒸汽辅助重力泄油吞吐预热模拟及方案优化[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(3): 105-113.

YANG Jianping, WANG Shizhong, LIN Riyi, et al. Simulation and scheme optimization of using superheated steam for huff and puff for preheating in SAGD[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(3): 105-113.

Simulation and scheme optimization of using superheated steam for huff and puff for preheating in SAGD

YANG Jianping¹, WANG Shizhong², LIN Riyi³, HAN Fei⁴, WANG Xinwei³,
GUO Bin⁵, WANG Zeyu⁶, YANG Zhongde⁷

(1. Gaosheng Oil Production Plant of PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin 124125, China;
2. Development Business Department, PetroChina Liaohe Oilfield Branch, Panjin 124010, China;
3. School of New Energy in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;
4. Patent Examination Cooperation(Beijing) Center of the Patent Office, CNIPA, Beijing 100160, China;
5. Sien(Qingdao) Integrated Circuit Company Limited, Qingdao 266500, China;
6. Weichai Power Comany Limited, Weifang 261061, China;
7. Research Institute of Drilling and Production Technology, Liaohe Oilfield Branch, PetroChina, Panjin 124010, China)

Abstract: The preheating effect is an important factor to influence the development of SAGD. In this paper, the research on block-throughput warm-up technology of Xing VI Group was carried out based on CMG simulation software. The results show that, on the basis of the historical production fit rate of 97.2%, effective thermal communication has been basically formed

收稿日期:2020-02-01

基金项目: 国家自然科学基金项目(51874333); 山东省自然科学基金项目(ZR2017MEE030); “十三五”国家科技重大专项子课题项目(2016ZX05012-002-005)

作者简介: 杨建平(1971-), 男, 教授级高级工程师, 博士, 研究方向为油气田开发。E-mail: yangjianp@petrochina.com.cn。

通信作者: 林日亿(1973-), 男, 教授, 博士, 研究方向为热力采油和热能利用。E-mail: linry@upc.edu.cn。

between the horizontal well and the surrounding vertical wells after the two cycles of throughput preheating production. The temperature field is between 80–100 °C, and the formation pressure is reduced to around 3.5 MPa, which is the good time to transfer SAGD. It is found that the average temperature between vertical and horizontal wells injected with superheated steam is higher than that with wet steam, and the cumulative oil recovery is also greater, meaning the preheating effect is better. And superheated steam preheating effect is the best with 400 m³/d of the injection rate, 22.62 °C of superheat steam temperature and 10.895 MPa of the steam injection pressure. In the early stage of SAGD production, no matter single well or whole area, with the increase of steam quality, the accumulated oil production will increase.

Keywords: superheated steam; SAGD; huff and puff for preheating; scheme optimization

过热蒸汽辅助重力泄油(SAGD)技术可大幅度改善油田开发效果^[1-3]。目前,SAGD 井组主要采用湿饱和蒸汽进行吞吐或循环预热,预热时间较长,而采用过热蒸汽预热,可以有效提高预热效果、缩短预热时间^[4]。过热蒸汽与湿饱和蒸汽物理性质不同,具有比容大、热焓高的特点^[5-6],在注采参数设计、预热时间长短、转 SAGD 操作时机、开发过程中的热能分布和 SAGD 余热利用等方面均有别于湿饱和蒸汽 SAGD 开发。针对蒸汽吞吐的研究多数集中在参数优化方面。何聪鸽等^[7]、李星等^[8]和 Daniel 等^[9]分别针对吞吐预热进行了地质参数和注采参数的优化,包括孔隙度、渗透率、注汽速度等,但均未对蒸汽干度进行优化。张佳等^[10]、孙逢瑞等^[11]、Vanegas 等^[12]考虑了蒸汽干度的影响,但对于干度优化设计下限为饱和蒸汽,未对比湿蒸汽情况。Wu 等^[13]对比了过热蒸汽和湿蒸汽蒸汽吞吐开采效果,但未用于 SAGD 预热过程。可见在中深层超稠油油藏实施过热蒸汽 SAGD 吞吐预热研究较少。笔者以兴Ⅵ组区块为例,开展过热蒸汽 SAGD 吞吐预热参数优化及生产预测。

1 兴Ⅵ组目标区块模型概况

1.1 兴Ⅵ组区块开发现状及目标储层特性

兴Ⅵ组 4 个井组位于辽河油田 SAGD 一期工程周边,井组控制储量 160.8×10⁴ t。由于井组内夹层不连片发育,延伸长度相对较短,因此在驱泄复合开发中注汽井的平面位置选择尤为重要,主要从 2 个方面考虑:一是夹层的宽度;二是考虑重力泄油开发中保证形成多个泄油井点。兴Ⅵ组可供注汽的直井较多,为使井底注汽干度大于 70% 及采注比达到 1.2,根据水平段的长度及生产井的排液能力,一般每口水平生产井对应的注汽直井数为 3 口,不超过 4 口。

兴Ⅵ组 SAGD 开发的注汽井确定后,根据小层间隔层发育及注汽井的部署情况,进行了驱泄复合开发部署,部署的基本原则是在隔夹层延伸长度或宽度超过 70 m 的区域进行部署。

兴Ⅵ组中兴 H78、兴 H79、兴 H80、兴 H81 共 4

口水平井于 2007 年投产,皆以蒸汽吞吐的方式进行开采。在考虑兴Ⅵ组进行 SAGD 开发和区块历史拟合及预测的前提下,截取兴Ⅵ组 4 口水平井的部分区块进行数值模拟研究。自 2002 年 4 月开采截至 2016 年 3 月,杜 84–兴 H78 区块共投产 19 口井,包括 4 口水平井和 15 口直井,区块累积产液 1.09×10⁶ m³,累积产水 7.90×10⁵ m³,累积产油 2.19×10⁵ m³。

1.2 兴Ⅵ组区块地质模型概况

对兴Ⅵ组区块 4 口水平井的区块进行数值模拟,模拟区总井数 19 口。在考虑划分原则和计算速度的前提下,进行了网格划分。采用角点网格,*x* 方向 23 个网格,*y* 方向 24 个网格,*z* 方向 867 个网格,共划分了 478 584 个网格。按地质在垂向上划分 3 层,各层划分的模拟层数,见表 1。

表 1 模拟分层情况

Table 1 Simulated layering

地质分层	模拟网格数
1-1	1 ~ 249
1-2	250 ~ 531
1-3	532 ~ 867

2 油藏数值模型的建立

2.1 网格模型

根据现场提供的兴Ⅵ组整体地质模型,在 Petrel 软件中进行模型切割,得到所研究的局部模型,并导入到 CMG 软件中,最终获得兴Ⅵ组区块网格模型,见图 1。

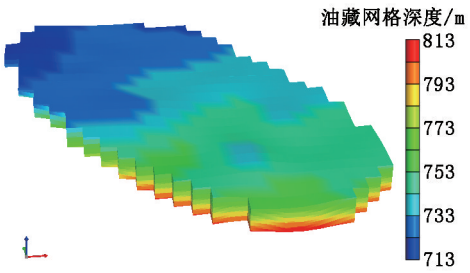


图 1 兴Ⅵ组区块三维网格模型

Fig. 1 Three-dimensional grid model in Xing VI

2.2 油藏流体模型

油藏流体模型参数场包括网格中含水饱和度、含油饱和度、网格流体压力、温度等^[14]。模型初始

含水饱和度、含油饱和度、地层压力和模拟某天的温度场分布,见图 2。

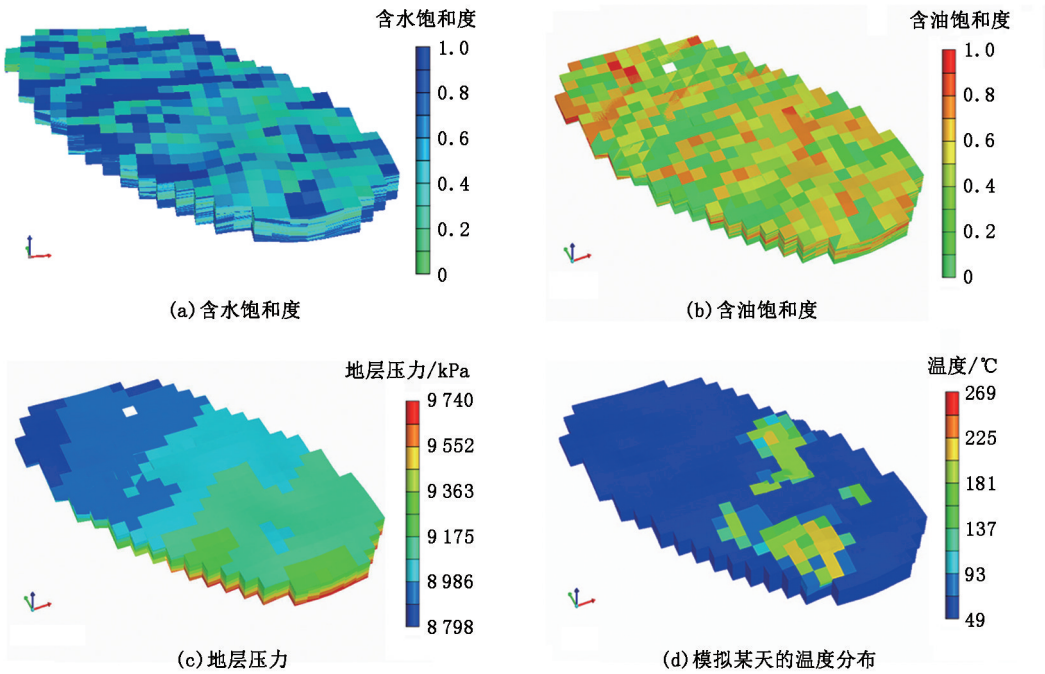


图 2 兴 VI 组区块油藏初始情况

Fig.2 Initial reservoir condition in Xing VI

2.3 物理性质

流体性质包括流体标准状况下的性质与地层条件下的性质^[15]。杜 84 块原油密度为 0.985 0 g/cm³ (ρ_{50}),原油黏度为 320.171 Pa·s (50 °C),凝固点为 27.9 °C,含蜡 2.6%,胶质沥青质质量分数为 55.9%,初馏点为 259.1 °C,含水量 22.7%,压缩系数为 1×10⁻⁵ kPa⁻¹,模拟所用原油黏温曲线见图 3。

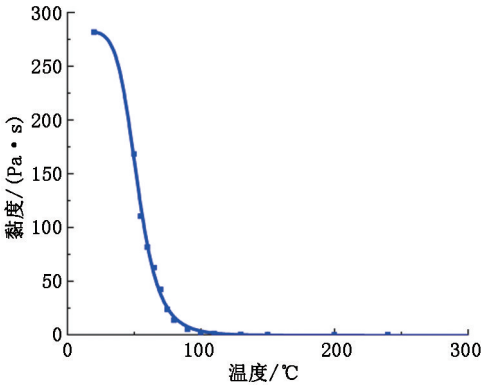


图 3 原油黏温曲线

Fig.3 Crude oil viscosity-temperature curve

岩石物性是指岩石多孔介质在多相流情况下的相对渗透率和岩石压缩系数^[16]。在本次数值模拟中,采用的相对渗透率数值如图 4 所示,生产动态的孔隙度和渗透率分布如图 5 和图 6 所示。

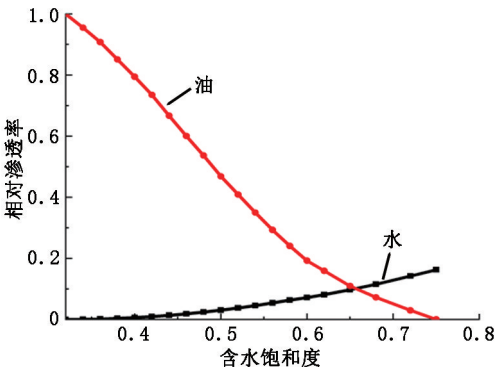


图 4 相对渗透率曲线

Fig.4 Permeability saturation curve

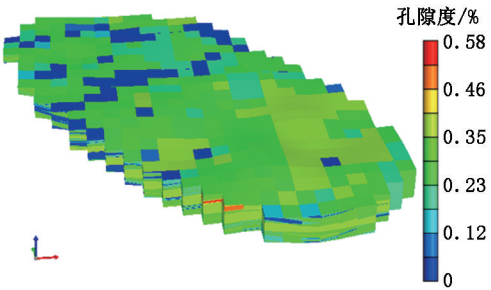


图 5 兴 VI 组区块孔隙度分布

Fig.5 Porosity distribution in Xing VI

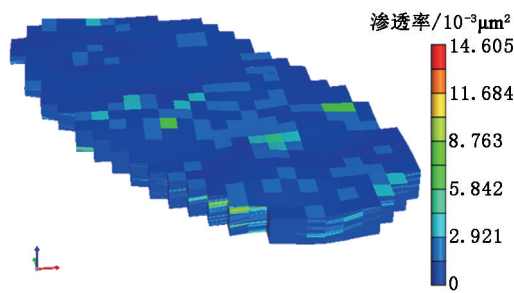


图 6 兴 VI 组区块渗透率分布

Fig. 6 Permeability distribution in Xing VI

3 兴 VI 组开发历史拟合

历史拟合的作用和目的为应用现有实际生产动态数据,对油藏地质模型加以修改、调整,使之模拟生产数据与实际动态数据一致。用动态资料进一步修

正模型,使之更加接近实际生产,形成可靠的预测模型,用于预测地下流体的分布和未来生产动态^[17-18]。

通过数值模拟计算可以得到的主要指标包括产油量、产水量、累积产油量、累积产水量、采出程度等。由于各指标的相关性,在保证注汽量和产液量的前提下,重点拟合含水 and 产油量等参数随时间变化关系,拟合精度直接影响未来的动态预测和地下剩余油分布的可信度,含水拟合程度较高,地下流体分布准确可靠,未来动态预测结果可信。

3.1 拟合指标

数值模拟采用注入井定注汽量、生产井定产液量进行^[19],历史拟合了兴 VI 组区块内杜 84-兴 H78、杜 84-兴 H79、杜 84-兴 H80、杜 84-兴 H81 等 4 口井,其中杜 84-兴 H79 井的相应指标如图 7 所示。

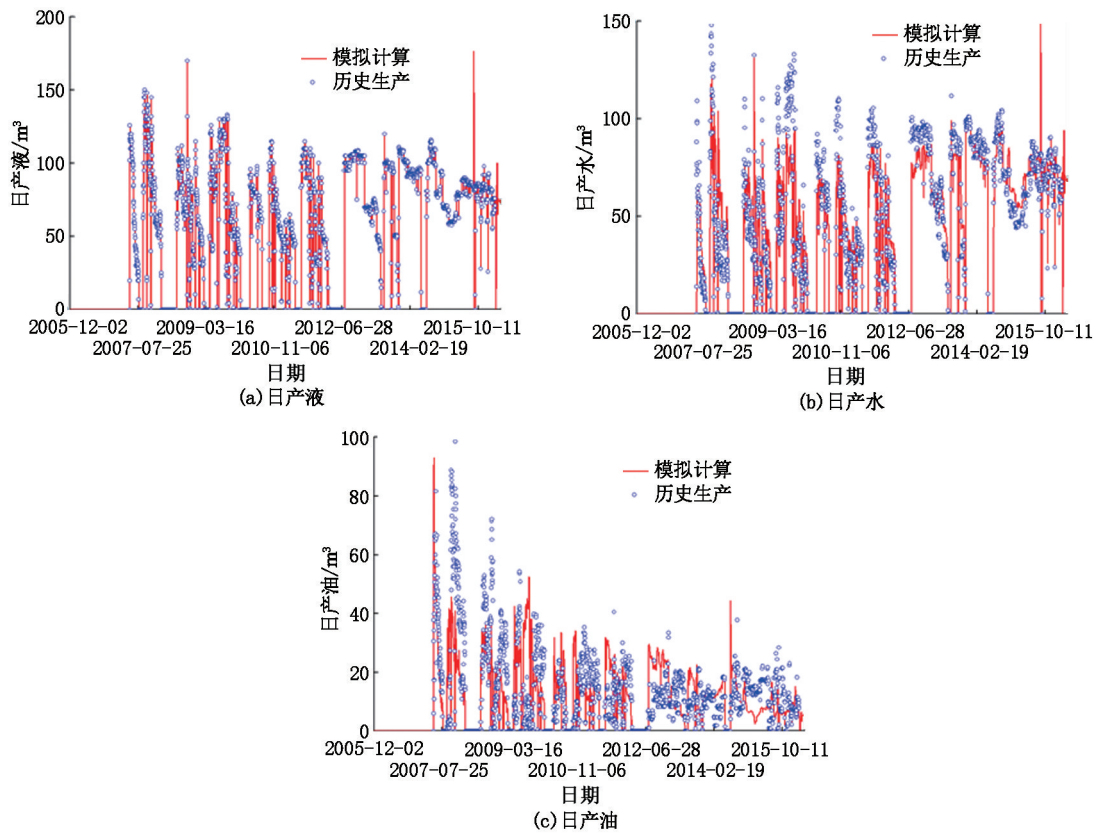


图 7 杜 84-兴 H79 井历史拟合

Fig. 7 History matching of Xing H79 in Du 84

3.2 历史拟合质量评价

拟合质量评价如表 2 所示,其中全区模拟计算的累积产油量与相应的油田实测值之间相对误差小

于 3%,累积产水量计算误差小于 1%。因此本次历史拟合质量是较高的,数值模拟历史拟合符合率大于 90%。

表 2 兴 VI 组兴 H78 ~ H81 单井历史拟合效果
Table 2 Historical fitting effect of H78 ~ H81
in Xing VI

井号	拟合项目	历史生产 值/m ³	模拟生产 值/m ³	拟合精 度/%
杜 84-兴 H78	累积注汽	79. 421	79. 421	100
	累积产液	169. 512	169. 512	100
	累积产水	147. 836	146. 009	98. 8
	累积产油	21. 617	23. 503	91. 3
杜 84-兴 H79	累积注汽	74. 367 5	74. 367 5	100
	累积产液	195. 843	195. 843	100
	累积产水	154. 879	153. 021	98. 8
	累积产油	40. 894 7	42. 825 8	95. 3
杜 84-兴 H80	累积注汽	79. 036	79. 036	100
	累积产液	160. 767	160. 767	100
	累积产水	134. 547	130. 955	97. 3
	累积产油	26. 219	29. 802	86. 3
杜 84-兴 H81	累积注汽	30. 912	30. 912	100
	累积产液	96. 175	96. 175	100
	累积产水	82. 639	88. 155	98. 17
	累积产油	13. 540	12. 020	88. 8

4 历史拟合模拟结果

4.1 剩余油分布

根据杜 84 兴 VI 组区块的地质特点,利用数值模拟模型计算历史拟合结束(日期为 2016-03-10)全区剩余油分布,结果见表 3。可以看出,杜 84 兴 VI 组区块的采出程度为 18. 17%,整体采出程度较低,区块平均含油饱和度降到 0. 38 附近,还有很大的开发调整挖掘空间。

历史拟合结束时,杜 84-兴 H78 ~ H81 水平井已进行将近 10 a 的蒸汽吞吐生产,图 8 给出了区块水平井所在层位历史拟合开始和结束时 4 口水平井周围的剩余油分布。可见,兴 VI 组水平井组周围水平井的剩余油饱和度随着开发时间的进行明显降低,有些位置剩余油饱和度降到 0. 4 附近。区块边缘未布置生产井组,边缘剩余油富集。吞吐井周围的剩余油饱和度明显降低,且层间的剩余油存在差异。

表 3 兴 VI 组全区开发状况表
Table 3 Regional development status in Xing VI

层段	原始储量/ 10 ⁴ t	剩余储量/ 10 ⁴ t	累产油/ 10 ⁴ t	累产水/ 10 ⁴ m ³	累注汽/ 10 ⁴ m ³	综合含水率/ %	采出程度/ %
全区	133. 749	109. 447	22. 498 7	78. 383 3	94. 771 5	77. 698 0	18. 169 9

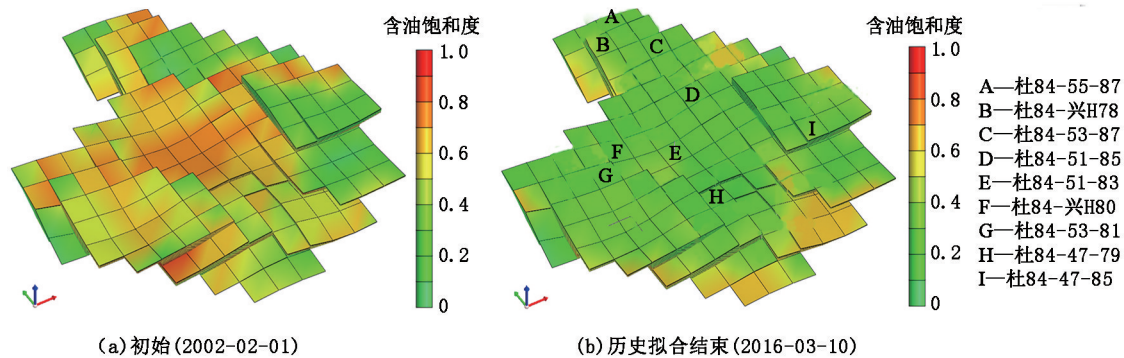


图 8 兴 VI 组区块(截取水平井所在层位)含油饱和度分布
Fig. 8 Oil saturation distribution in Xing VI (location of horizontal well)

4.2 温度场分布

历史拟合结束时区块水平井所在层位温度场分布见图 9。可以看出,杜 84-兴 H78 ~ H79 周围注汽井已经基本形成热连通,且温度已在 70 ℃ 附近,SAGD 预热的预测计算以拟合结束时的温度场为基础。

5 吞吐预热参数优化方案

5.1 吞吐预热注汽参数设计

油藏转 SAGD 开发的最佳时机为油藏具备以下

3 个条件^[20]:地下温度场形成,温度场温度约为 100 ℃;地层压力降到 3 ~ 4 MPa;水平井与周围垂直井形成热连通,温度约为 80 ℃。

吞吐预热主要考虑的优化参数有蒸汽干度(蒸汽品质)、注汽速率、注汽压力^[21]等。依据油藏工程方案的要求,参考兴 VI 组区块的油藏参数,选取 3 种不同蒸汽干度,预测阶段分为 3 个周期,假定焖井时间为 7 d,其中水平井杜 84-兴 H78 和杜 84-兴 H79 周期注汽量为 10 000 m³,杜 84-兴 H80 和杜 84-兴 H81

周期注汽量为 8 000 m³,以最终蒸汽腔扩展情况和累积采油量为优化目标,进行注采参数设计(表 4)。

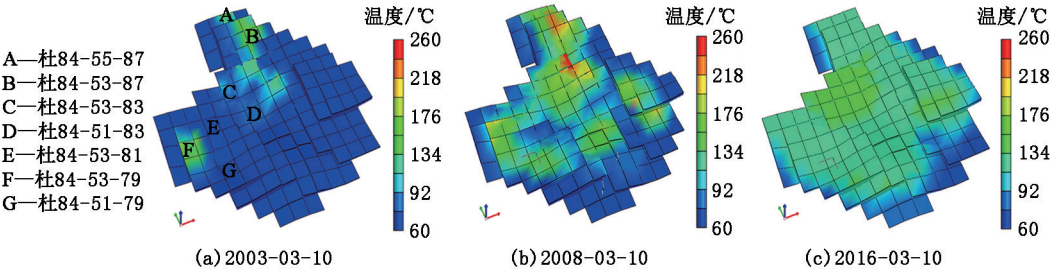


图 9 兴 VI 组区块(截取水平井所在层位)温度场分布
Fig. 9 Temperature distribution in Xing VI (location of horizontal well)

表 4 兴 VI 组吞吐预热注汽参数设计

Table 4 Design of steam injection parameters in Xing VI

序号	井底蒸汽干度	井口注汽参数				周期注汽量/m ³	
		蒸汽干度	过热度/℃	注汽压力/MPa	注汽速率/(m ³ ·d ⁻¹)	直井	
1	0.7	0.78		5.19	400	3 000	
2	0.8	0.89		7.695	400	3 000	
3	0.9		22.62	10.895	400	3 000	

5.2 模拟结果与方案优选

按照预热设计的注汽参数然对兴 VI 组区块进行吞吐预热方式的数值模拟,预测模拟从 2016-03-11 开始,由于前期将近 10 a 的蒸汽吞吐生产,兴 VI 组区块井组周围油藏温度较高,约为 70 ℃。针对井底蒸汽干度分别为 0.7、0.8 和 0.9 进行吞吐生产模拟。数值模拟表明,在进行吞吐预热生产 2 个周期

后^[20],杜 84-兴 H78 ~ 杜 84-兴 H81 水平井和周围直井之间已基本形成有效的热连通,温度场为 80 ~ 100 ℃,地层压力降到约 2.5 MPa,已达到转 SAGD 的较佳时机。

由杜 84-兴 VI 组区块吞吐预热结束时剩余油饱和度分布(图 10)可知,在等注汽量的情况下,注过热蒸汽比注湿蒸汽的剩余油饱和度降低,但区别不大。

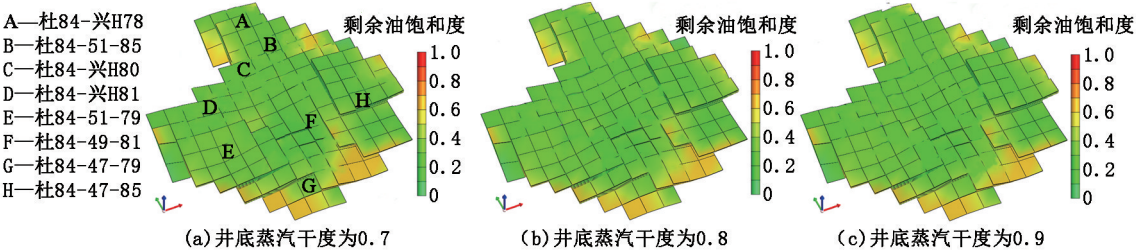


图 10 杜 84-兴 VI 组区块吞吐预热结束剩余油分布
Fig. 10 Residual oil distribution after throughput preheating in Xing VI in Du 84

由杜 84-兴 VI 组区块吞吐预热结束时温度分布(图 11)可以看出,在该截面处蒸汽腔影响面积呈上升趋势,蒸汽热影响区域增大,蒸汽腔内的最高温度略有增大,过热蒸汽蒸汽腔的扩展面积要明显高于湿蒸汽蒸汽腔,对原油的加热效果优于湿蒸汽。注过热蒸汽产生蒸汽腔最高温度也明显高于湿蒸汽蒸汽腔最高温度。

以吞吐生产 2 个周期结束为准,不同蒸汽品质注入后的模拟结果见表 5,可优选出较优的注采参数组合。吞吐预热 2 个周期结束时,相同的注汽量和吞吐生产时间,与湿蒸汽相比,注过热蒸汽的直井和水平

井间的平均温度更高^[22],且过热度 22.62 ℃的过热蒸汽比蒸汽干度 0.78 的湿蒸汽高 6.97 ℃,累积采油量更高,多 1 387 m³。对比文献[4]中的现场数据,由饱和蒸汽吞吐改为过热蒸汽吞吐后,日产油量由 3.6 m³提高到 6.4 m³,油气比由 1.1 提高至 1.8,说明过热蒸汽吞吐预热效果更好。经济性方面,等注汽量(72 000 m³)情况下,方案 3 较方案 1 燃料费增高 105.4×10⁴元,原油产量增高 1 387 m³,价格增高 409.2×10⁴元,因此相比湿蒸汽,采用过热蒸汽进行吞吐预热具有更高的经济性。较优的吞吐预热方案为:日注汽 400 m³、过热度 22.62 ℃(注汽压

力 10.895 MPa) 的过热蒸汽,此时井间平均温度高,预热效果好。

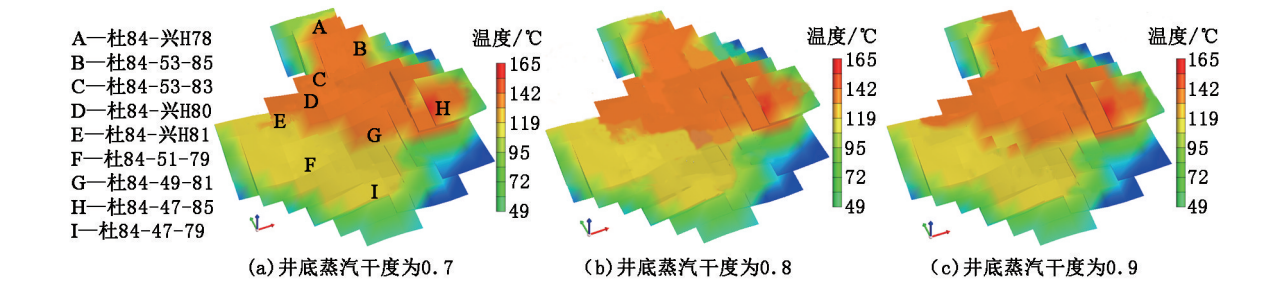


图 11 杜 84-兴 VI 组区块吞吐预热结束温度分布
Fig. 11 Temperature distribution after throughput preheating in Xing VI in Du 84

表 5 兴 VI 组吞吐预热开发效果评价

Table 5 Evaluation of development effect throughput preheating in Xing VI

序号	井口蒸汽干度	井口蒸汽过热度/℃	平均温度/℃	累积采油量/m ³	累积注汽量/m ³	燃料费/10 ⁴ 元	原油价格/10 ⁴ 元
1	0.78		92.97	14 221	72 000	633.2	4 195.2
2	0.89		97.09	15 069	72 000	676.4	4 445.4
3		22.62	99.64	15 608	72 000	738.6	4 604.4

5.3 转 SAGD 生产开发效果预测

根据现场实际,选取井底蒸汽干度为 0.7 的吞吐预热方案,进行兴 VI 组区块转入 SAGD 生产的开发效果预测。如表 6 所示,选取井底蒸汽干度分

别为 0.7、0.9 和 1.0 共 3 种不同情况进行对比预测,区块累积产油曲线见图 12,杜 84-兴 H79(生产井)的日产液、日产油、含水率和累积产油曲线见图 13。

表 6 兴 VI 组吞吐预热转 SAGD 生产模拟过程参数

Table 6 Production simulation process parameters of SAGD in Xing VI

序号	井底蒸汽干度	井口注汽参数			
		蒸汽干度	蒸汽过热度/℃	注汽压力/MPa	注汽速率/(m ³ ·d ⁻¹)
1	0.7	0.76		5.08	
2	0.9	0.98		5.55	120
3	1.0		32.00	4.90	

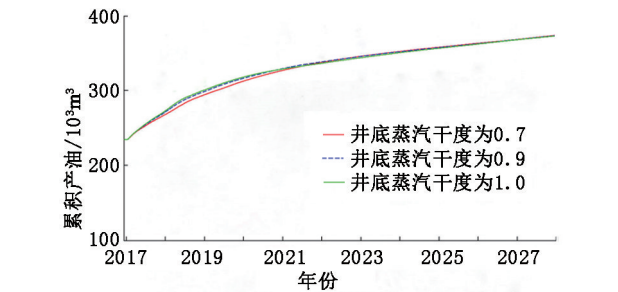


图 12 兴 VI 组区块转 SAGD 生产累积产油曲线
Fig. 12 Cumulative oil production curve of SAGD in Xing VI

由杜 84-兴 H79 单井及兴 VI 组区块曲线可知,与湿蒸汽相比,注汽量相同的情况下,注过热蒸汽的日产液量增加、日产油量增加、含水率降低,累积产油量增多;在生产阶段前期更为明显^[23]。同时,根据上述兴 VI 组区块的剩余油(图 10)和温度分布(图 11)可知,随着转 SAGD 生产的进行,注汽量相同的情况下,注过热蒸汽比湿蒸汽的剩余油分布更低,温度分布略有提高。生产井组周围剩余油逐渐减小,温度也逐渐提高,热影响区域逐渐增大。

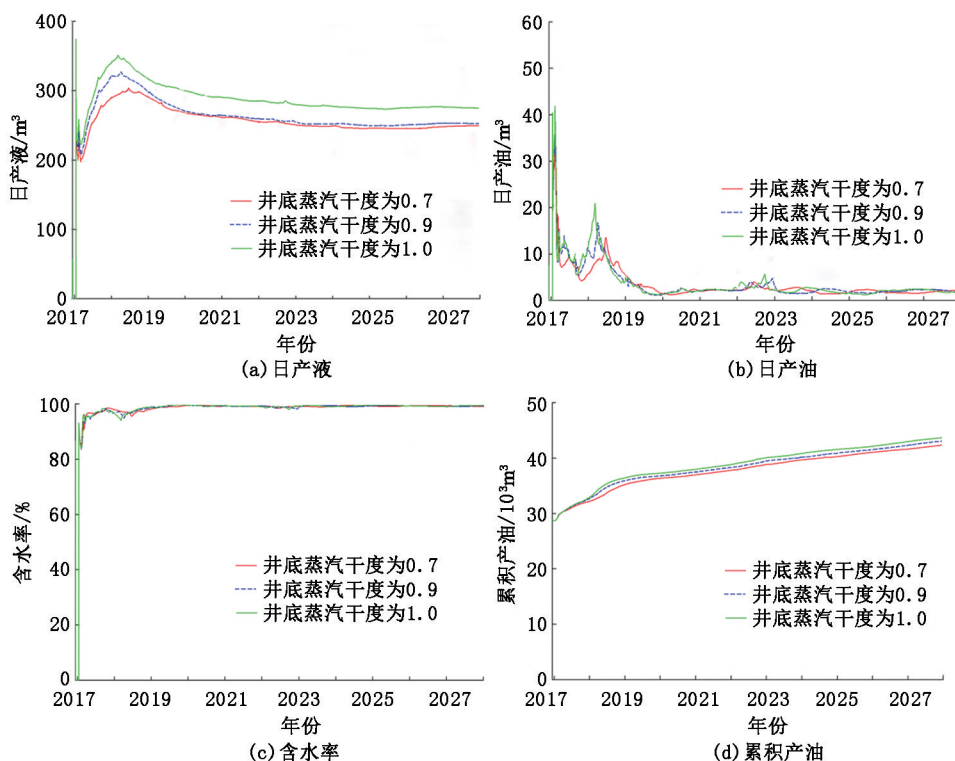


图 13 杜 84-兴 H79 井转 SAGD 生产曲线

Fig. 13 SAGD production curve of well Xing H79 in Du 84

6 结 论

(1)对兴Ⅵ组过热蒸汽 SAGD 吞吐预热数值模拟,历史拟合符合率达 97.2%。兴Ⅵ组区块在进行吞吐预热生产 2 个周期之后,水平井和周围直井之间已基本形成有效的热连通,温度场在 80 ~ 100 ℃,地层压力降到约 3.5 MPa,已达到转 SAGD 的较佳时机。

(2)相同的注汽量和吞吐生产时间下,与注湿蒸汽相比,注过热蒸汽的直井和水平井间的平均温度较高,累积采油量增加,即预热效果较好。其中以日注汽 400 m³、过热度 22.62 ℃(注汽压力 10.895 MPa)方案较优。

(3)兴Ⅵ组区块在转入 SAGD 生产开采的前期,无论单井还是全区,随着蒸汽品质升高,累积采油量增加;在 SAGD 生产的后期(预测开采 5 a 后),注过热蒸汽和高干度蒸汽的日产油量、含水率差别不大。

参考文献:

[1] LIANG G, LIU S, LIU Y, et al. The potential evaluation of superheated steam with high degree assisted gravity drainage process in oil sands project[R]. SPE 188771-MS, 2017.

[2] ZHAO L, JIANG H, SUN F, et al. Effect of steam state on the productivity of a horizontal well pair during the

steam-assisted-gravity-drainage process: physical aspect analysis[R]. SPE 191173-MS, 2018.

[3] 杨立强,林日亿. 蒸汽辅助重力泄油中注过热蒸汽技术研究[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(5): 62-65.

YANG Liqiang, LIN Riyi. The technique of superheated steam injection in steam-assisted gravity drainage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(5): 62-65.

[4] 王永佩. 水平井过热蒸汽循环预热井筒传热模拟[J]. 北京石油化工学院学报, 2019, 27(2): 11-16.

WANG Yongpei. Simulation of superheated steam circulating in sealed wellbores[J]. Journal of Beijing Institute of Petrochemical Technology, 2019, 27(2): 11-16.

[5] SUN F, YAO Y, LI X, et al. The flow and heat transfer characteristics of superheated steam in concentric dual-tubing wells[J]. International Journal of Heat & Mass Transfer, 2017, 115(B): 1099-1108.

[6] 李春涛,钱根宝,吴淑红,等. 过热蒸汽性质及其在稠油油藏吞吐开发中的应用:以哈萨克斯坦肯基亚克油田盐上稠油油藏为例[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(4): 495-497.

LI Chuntao, QIAN Genbao, WU Shuhong, et al. Superheated steam quality and its application to heavy oil reservoir development by steam stimulation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(4): 495-497.

[7] 何聪鸽,范子菲,许安著. 稠油油藏水平井过热蒸汽吞

- 吐储层适应性评价[J]. 地质科技情报, 2018, 37(1): 247-251.
- HE Congge, FAN Zifei, XU Anzhu. Adaptability evaluation for superheated steam huff and puff with horizontal well in heavy oil reservoirs[J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(1): 247-251.
- [8] 李星, 黄郑, 费永涛, 等. 过热蒸汽吞吐开采界限及注采参数优化研究[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(6): 148-151.
- LI Xing, HUANG Zheng, FEI Yongtao, et al. Study on overheat steam stimulation of production limit and injection and production parameter optimization[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(6): 148-151.
- [9] SANCHEZ-RIVERA D, MOHANTY K, BALHOFF M. Reservoir simulation and optimization of huff-and-puff operations in the Bakken Shale[J]. Fuel, 2015, 147: 82-94.
- [10] 张佳. 过热蒸汽吞吐参数优化及敏感性分析[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010.
- ZHANG Jia. Parameter optimization and sensitivity analysis of superheated steam huff-puff[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2010.
- [11] 孙逢瑞. 稠油油藏过热蒸汽吞吐水平井产能预测模型[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.
- SUN Fengrui. A production capacity model for cyclic superheated steam stimulation of heavy oil reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [12] JOSE W V P, CUNHA L B, ALHANATI F J. Impact of operational parameters and reservoir variables during the start-up phase of a SAGD process[R]. SPE 97918-MS, 2005.
- [13] WU X, DONG B, XU A, et al. Superheated steam huff and puff to revivify a marginal pre-salt heavy oil reservoir[R]. SPE 134082-MS, 2010.
- [14] 张凤敏, 孙广博, 于俊文, 等. 根据油藏流体饱和度形成条件建立碎屑岩油层含油饱和度解释模型[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 63-65.
- ZHANG Fengmin, SUN Guangbo, YU Junwen, et al. Oil saturation interpretation model of clastic reservoir from the formation conditions of reservoir fluid saturation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(5): 63-65.
- [15] 杨立强, 陈月明, 王宏远, 等. 超稠油直井-水平井组合蒸汽辅助重力泄油物理和数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2007, 31(4): 64-69.
- YANG Liqiang, CHEN Yueming, WANG Hongyuan, et al. Physical and numerical simulation of super-heavy oil vertical and horizontal well combined steam-assisted gravity drainage[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(4): 64-69.
- [16] 汪周华, 郭平, 周道勇, 等. 注采过程中岩石压缩系数、孔隙度及渗透率的变化规律[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(2): 191-193.
- WANG Zhouhua, GUO Ping, ZHOU Daoyong, et al. Variation laws of compressibility, porosity and permeability of rocks during injection-production process of reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(2): 191-193.
- [17] 马成. 稠油油藏顶注底采双管吞吐数值模拟研究[D]. 荆州: 长江大学, 2012.
- MA Cheng. Numerical simulation of double-pipe throughput in top injection and bottom production in heavy oil reservoirs[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012.
- [18] GAVALAS G R, SHAH P C, SEINFELD J H. Reservoir history matching by bayesian estimation[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1976, 16(16): 337-350.
- [19] 贺永利. 辽河小洼油田蒸汽驱数值模拟研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2010.
- HE Yongli. Numerical simulation of steam flooding in Liaohe Xiaowa Oilfield[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2010.
- [20] 孙新革. 浅层超稠油双水平井 SAGD 技术油藏工程优化研究与应用[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- SUN Xinge. Research and application of reservoir engineering optimization of sagd technology for shallow super heavy oil double horizontal well[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [21] 林日亿, 齐尚超, 沈文丽, 等. SAGD 循环预热水平段注汽参数规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(1): 134-141.
- LIN Riyi, QI Shangchao, SHEN Wenli, et al. Regularity of steam injection parameters in SAGD cycle preheating horizontal section[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Sciences), 2018, 42(1): 134-141.
- [22] 徐明海, 巩亮, 孙宪航. 双水平井 SAGD 预热阶段温度场计算[J]. 热科学与技术, 2018, 17(2): 94-101.
- XU Minghai, GONG Liang, SUN Xianhang. Calculation of temperature field in SAGD preheating stage of double horizontal wells[J]. Journal of Thermal Science and Technology, 2018, 17(2): 94-101.
- [23] SUN F, YAO Y, LI X, et al. Type curve analysis of superheated steam flow in offshore horizontal wells[J]. International Journal of Heat & Mass Transfer, 2017, 113: 850-860.