

◀ 油气开采 ▶

doi:10. 3969/j. issn. 1001-0890. 2013. 06. 018

江桥杜 66 区块浅薄层稠油油藏热水驱注采参数优化

曲瑛新, 严小锋

(中国石油大庆油田有限责任公司第九采油厂, 黑龙江大庆 163853)

摘 要:为提高浅薄层普通稠油油藏冷采后的开发效果,对影响热水驱开发效果的注采参数进行了研究。根据相似性原理模拟与储层特征和热采环境相似的岩心驱替试验,应用 petrel 软件建立区块地质模型,并采用 CMG 软件热采模块的数值模型,对比分析不同温度、不同注入方式和注采比下杜 66 区块的开发效果,确定了中含水期转注热水、冷热水交替注入的开发方式。研究表明,优化后的开发方式为综合含水 60% 时转注热水,采取冷热交替七段塞、注采比 0.95 的方式注入温度 80 ℃ 热水,其驱油效率比冷水驱提高 17.27%。研究结果表明,热水驱可以改善浅薄层普通稠油油藏的开发效果,为浅薄层稠油油藏经济有效开发提供了技术支持。

关键词:稠油油藏 热水驱 注采参数 杜 66 区块

中图分类号:TE357.44 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)06-0090-05

Optimization of Injection-Production Parameters in Thin Heavy Oil Reservoirs Development of Du66 Block in Jiangqiao through Hot Water Flooding

Qu Yingxin, Yan Xiaofeng

(Na 9 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Company Limited, PetroChina, Daqing, Heilongjiang, 163853, China)

Abstract: In order to improve the recovery of thin heavy oil reservoir after cold production, injection-production parameters influencing hot water flooding have been studied. According to the core flooding laboratory experiment under the simulated reservoir conditions and thermal recovery environment, the geological model and numerical model were established with petrel and thermal recovery module of CMG, respectively. Du66 Block development under various temperatures, injection patterns and IPR were compared, the development mode of flooding shift in moderate water cut stage and alternating injection of hot and cold water were selected. The study shows the optimized development mode includes flooding shift at water cut of 60%, 7 cycles of alternating injection of hot and cold water, and injection of 80 ℃ hot water at 0.95 IPR, which can result in an increase of oil displacement efficiency of 17.27% over cold water flooding. The research results show that hot water flooding can improve the development effect of thin heavy oil reservoirs and provide technical support for their economic development.

Key words: viscous oil reservoir; hot water flooding; injection-production parameter; Du66 Block

江桥杜 66 区块采用 200 m×200 m 的直井和水平井联合布井方式开发,开发面积 1.54 km²,动用地质储量 114.9×10⁴ t。目的层为萨尔图油层,平均单井有效厚度 5.2 m。原油密度 0.926 3 kg/L, 50 ℃原油黏度为 409 mPa·s,地层压力和温度条件下脱气原油黏度为 1 400 mPa·s,为普通稠油。试验区边水能量较充足,初期采取螺杆泵冷采、依靠天然能量开发方式开采,目前产油量 30 t/d,累计产油量

1.70×10⁴ t。

目前,国内外稠油开采方式主要包括蒸汽吞吐、

收稿日期:2013-02-20;改回日期:2013-11-06。

作者简介:曲瑛新(1980—),男,黑龙江安达人,2002年毕业于大庆石油学院油气藏工程专业,工程师,主要从事油气田开发方面的研究。

联系方式:(0459)4697786,quyx@petrochina.com.cn。

蒸汽驱、热水驱、SAGD、火烧油层等,其中浅薄层稠油一般采取蒸汽吞吐后转蒸汽驱或热水驱,但由于储层厚度薄,蒸汽吞吐后转蒸汽驱方式单井产量低,开发经济效益差^[1-4],而热水驱还处于试验阶段,国内外热水驱成功开发的报道比较少。为提高开发效果,国内技术人员也进行了浅薄层稠油油藏热水驱适应性相关研究^[5-11]。笔者针对杜 66 区块浅薄层稠油油藏,进行了室内岩心驱替物模试验及数值模拟研究,弄清了热水驱驱油机理,优化了注热水驱注入方式及注采参数,为区块有效开发提供了技术支持。

1 开发方式优选

蒸汽驱携热能力强,但由于处于负压开采状态,将加剧边水侵入,使蒸汽变为热水,蒸汽驱效果难以得到发挥。热水驱采油主要是依靠注入热水加热油层,其作用机理为:

一是通过加热降低原油黏度。稠油对温度极为敏感,油层温度升高,原油黏度大幅度降低,将改善水驱的驱油效率,减小水驱的黏性指进,提高水驱采收率。

二是热膨胀作用。注入热水后,储层岩石基质及孔隙中的原油受热膨胀,将产生驱油作用,其大小取决于加热温度及原油性质。

三是在高温下,改善原油相对渗透率,岩石表面润湿性转向亲水性。随着水驱温度增高,岩石表面沥青、胶质等极性物质被解除吸附,岩石转向亲水性,束缚水饱和度增加,水驱残余油饱和度下降,驱油效率升高^[12-17]。根据稠油油藏注热水热采筛选标准^[18],杜 66 区块适合采用热水驱开发(见表 1)。

为进一步研究热水驱驱油机理,测定杜 66 区块不同温度下的相对渗透率曲线。选用杜 66 区块

表 1 稠油油藏注蒸汽热采筛选标准

Table 1 Screening standard of heavy oil reservoirs for steam injection

油藏参数	注蒸汽筛选标准	注热水筛选标准	杜 66 区块
油层温度下脱气原油黏度/(mPa·s)	≤10 000	≤2 000	1 400
油层深度/m	<1 400	<2 000	780
油层厚度/m	≥10	≥5	5.2
孔隙度 φ, %	≥20	≥20	31.4
渗透率/D	≥0.2	≥0.2	1.4
含油饱和度 S _o , %	≥50	≥45	65
φ·S _o	≥0.1	≥0.1	0.22
净总比	≥0.5	≥0.4	0.67

渗透率相近的天然岩心,进行了不同温度下相对渗透率曲线测试,岩心参数见表 2。

表 2 相对渗透率试验岩心基本参数

Table 2 Basic core parameters for permeability test

岩心	长度/cm	直径/cm	渗透率/mD	孔隙度, %	剩余油饱和度, %	试验温度/℃
杜66-11	8.00	2.5	881	31.9	40.6	30
杜66-7	4.92	2.5	930	33.3	42.2	60
杜66-7	4.92	2.5	930	33.3	40.1	90

试验岩心的 30, 60, 90 ℃ 相对渗透率曲线如图 1 所示。从图 1 可以看出:随着温度的升高,相渗曲线整体往右偏移,相渗曲线亲水性变强;见水时间变晚,残余油饱和度降低,驱油效率升高。这是因为,稠油中胶质及沥青质等极性物质的含量较高,在原始状态下,这些极性物质吸附在岩石表面上,温度升高,极性物质逐渐解析,岩石亲水性增加,更多水膜吸附在孔壁上或占据小孔道,渗吸作用有利于把盲端中的原油驱替出来,产生“剥蚀”效应。

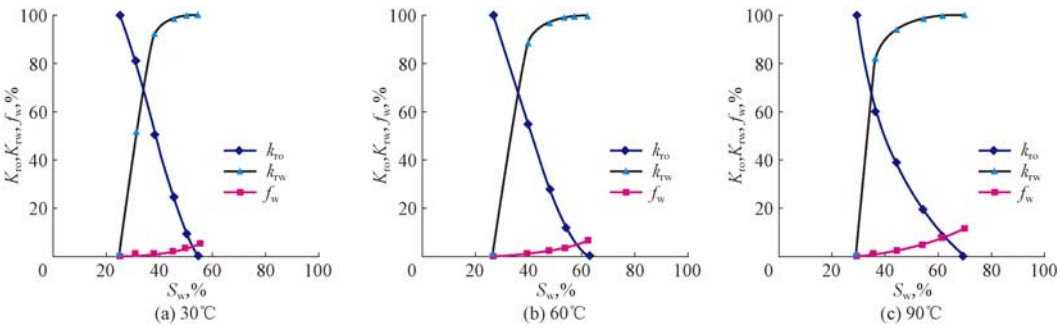


图 1 不同温度下的油水相对渗透率曲线

Fig. 1 Oil-water relative permeability curves at different temperatures

根据热水驱采油机理,结合储层相对渗透率曲线特征,确定杜66区块选择热水驱方式开采。

2 热水驱驱替特征试验

2.1 不同温度热水的驱油效率

考虑储层的非均质性,选择2块不同渗透率天然岩心进行不同温度下的驱油效率试验,结果见图2。从图2可以看出:驱油效率随温度升高而增大,均在80℃时出现拐点,此时1 076 mD岩心驱油效率达到46.36%,当温度升高到100℃后驱油效率升高幅度变小;281 mD岩心不同温度下的驱油效率均比1 076 mD的小,且随着温度的升高,2种渗透率岩心的驱油效率差值变大。因此,确定热水驱的临界注入温度为80℃。

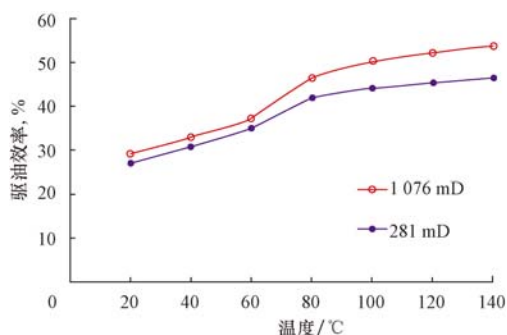


图2 天然岩心驱油效率随温度变化曲线

Fig. 2 Curves of oil displacement efficiency vs. temperature

2.2 注入参数优化

2.2.1 注入量

试验采用一维纵向三层非均质岩心,变异系数为0.72,平均气测渗透率为1 000 mD,各层岩心渗透率分别为300,900,3 000 mD,尺寸为30.0 cm×4.5 cm×4.5 cm。测定3种注入体积(0.2,0.5和1.0倍孔隙体积)下的热水驱油效果,结果见图3。热水温度为80℃,注入速度为0.3 mL/min。从

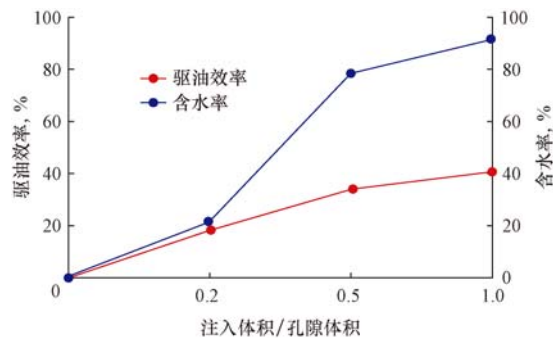


图3 驱油效率与含水率随注入体积的变化曲线

Fig. 3 Oil displacement efficiency and water content vs. injection PV number

图3可以看出,随着注入体积增加,驱油效率增加,驱油效率随注入体积变化曲线的拐点为0.5倍孔隙体积,继续注水,驱油效率变化趋势减小,含水率曲线逐渐平缓。

2.2.2 注入方式

研究连续热水驱、热冷水交替等注入方式下驱替效果,共设计4种方式。从试验结果看(见表3):递减周期注入和连续注入方式的驱油效率最高,均达到40%以上,且随着注入体积的增大,驱油效率逐步提高;等周期和递增周期注入的驱油效果较差,当注入量为1.2倍孔隙体积时,驱油效率较递减周期和连续注入低2~4百分点。

从不同注入方式下含水率变化情况看(见图4):递减周期注入和连续注入方式含水率上升较慢,递增周期与等周期注入方式含水率上升较快;交替注入的过程中,注热水时,含水上升减缓,甚至含水下落;换注冷水时,含水上升加快,原油黏度增大,使原油难以采出。综合分析不同注入方式下驱油效率和含水变化规律,并考虑到连续注热水增加开采成本,采用热冷水递减交替方式注入。

2.2.3 注入速度

研究80℃热水驱不同注入速度下驱油效率变

表3 不同方案采出程度随注入量变化情况

Table3 Recovery degree vs. injection volume in different schemes

方案	注入方式	累计注入量下的驱油效率, %			
		0.2 倍孔隙体积	0.4 倍孔隙体积	0.6 倍孔隙体积	1.2 倍孔隙体积
连续	80℃热水	23.23	32.85	36.84	41.54
等周期	0.2 倍孔隙体积热水/冷水交替	23.57	28.55	32.70	38.67
递增周期	0.1, 0.2, 0.3 倍孔隙体积热水/冷水递增	22.39	28.40	31.60	36.87
递减周期	0.3, 0.2, 0.1 倍孔隙体积热水/冷水递减	24.14	31.92	34.96	40.73

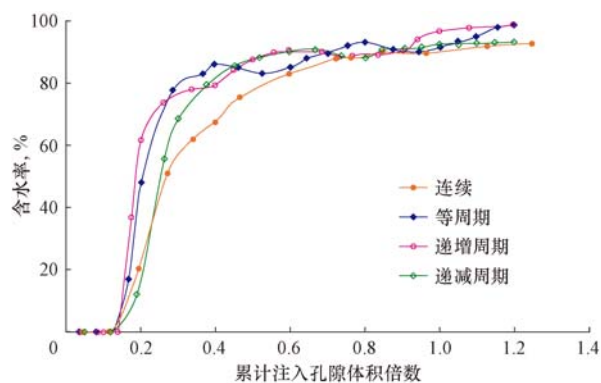


图 4 不同注入方式含水变化曲线

Fig. 4 Water content curves under different injection modes

化情况,共设计了 0.1, 0.3, 0.5 mL/min 等 3 种注入速度。从试验结果(见表 4)看,热水注入速度越低,驱油效率越高。注入速度越低,热水在地层中与原油热交换时间越长,原油升温降黏程度越高,驱替更均匀。因此,热水注入速度不宜过大。

表 4 80 °C 热水不同注入速度下的驱油效率

Table 4 Oil recovery efficiency under different injection rates of hot water in 80 °C

方案	注入速度/ (mL · min ⁻¹)	驱油效率, %
1	0.1	41.62
2	0.3	39.67
3	0.5	38.72

3 热水驱注采参数优化

在室内试验研究的基础上,为进一步优化热水驱注采参数,应用 Petrel 软件和 CMG 数值模拟软件开展了数值模拟研究。杜 66 区块三维地质建模面积 13.53 km²,应用 Petrel 软件进行地质建模,网格平面精度为 20 m × 20 m,垂向为 0.5 m,网格总数 152 × 224 × 82 = 2791 936。在三维地质建模的基础上,应用 CMG 数值模拟软件中的热采模块(STARS 模块)对杜 66 区块进行模拟。网格平面精度为 20 m × 20 m,垂向上将目的层划分为 3 个模拟层,网格总数 131 × 214 × 3 = 84 102。

3.1 注入时机优选

共设计 5 种不同注热水时机,即超前、同步、含水率 60%、70%、80% 时注 80 °C 热水。数值模拟结果表明(见图 5),当含水达到 60% 时,转注热水,此时开发效果较好,采收率最高。

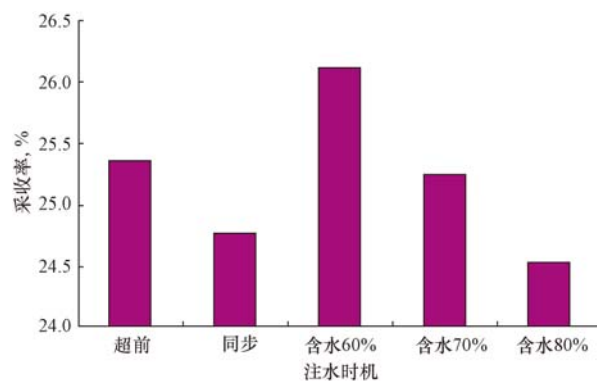


图 5 转注热水时机与采收率的关系

Fig. 5 Relationship of oil recovery efficiency and hot water injection timing

3.2 注采比优化

设计了 0.8~1.5 等 6 种不同注采比,进行数值模拟研究。研究表明,当注采比为 0.95 时,采收率最高,开发效果最好(见图 6)。因此,确定注采比为 0.95。

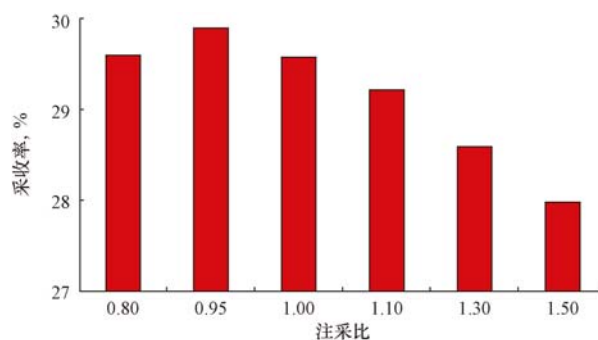


图 6 不同注采比对应采收率

Fig. 6 Oil recovery efficiency curves under different injection-production ratio

3.3 注入方式优化

在含水率 60% 时转注热水开发,共设计了冷热交替注入 4 种方式进行数值模拟(见表 5)。

模拟结果(表 5)表明,热冷交替七段塞注入时采收率最高,达到 27.61%。因此,杜 66 区块最终优选注水方式为热冷交替七段塞注入。

4 结 论

1) 天然岩心热水驱替试验结果表明,热水驱使地层岩石亲水性增强,残余油饱和度降低,当热水温度超过 80 °C,驱油效率明显提高。

2) 物模试验和数值模拟研究结果表明,热水驱注入时机为含水 60%、注入体积为 0.5 倍孔隙体

表 5 不同注入方式的采收率数值模拟结果

Table 5 Simulated recovery factors under different injection modes

段塞	冷热交替注入方式	每段塞热水体积	每段塞冷水体积	采收率, %
三段塞	热+冷+热	0.100 倍孔隙体积	0.200 倍孔隙体积	26.25
五段塞	热+冷+热+冷+热	0.067 倍孔隙体积	0.100 倍孔隙体积	27.08
七段塞	热+冷+热+冷+热+冷+热	0.050 倍孔隙体积	0.067 倍孔隙体积	27.61
九段塞	热+冷+热+冷+热+冷+热+冷+热	0.040 倍孔隙体积	0.050 倍孔隙体积	27.26

积、注采比为 0.95、采取热冷交替七段塞注入方式时,采收率最高,开发效果最好。

3) 杜 66 区块热水驱即将进行现场应用,需要密切跟踪动态开发效果,应用跟踪数值模拟技术,优化热水驱注采参数,做好增效调控措施,保障开发效果。

参 考 文 献

References

- [1] 张贤松,丁美爱.陆相沉积稠油油藏聚合物驱关键油藏条件研究[J].石油天然气学报,2009,31(1):127-129.
Zhang Xiansong, Ding Meiai. Research of critical reservoir conditions on polymer flooding in continental deposit heavy oil reservoir [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(1): 127-129.
- [2] Knight B L, Rhudy J S. Recovery of high-viscous erudesby polymer flooding[J]. JCPT, 1997, 16(4): 46-56.
- [3] 康志勇.辽河地区稠油分类及其储量等级划分[J].特种油气藏, 1996, 3(2): 7-12.
Kang Zhiyong. Heavy oil classification and its reserves classification in Liaohe Province[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 1996, 3(2): 7-12.
- [4] Zhou W, Zhang J, Feng G, et al. Key technologies of polymer flooding in offshore oilfield of Bohai Bay[R]. SPE 115240, 2008.
- [5] 张锐.稠油热采技术[M].北京:石油工业出版社,1999:2-6.
Zhang Rui. Heavy oil thermal recovery technologies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 2-6.
- [6] 计秉玉.国内外油田提高采收率技术进展与展望[J].石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111-117.
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111-117.
- [7] 张连社,张萍,周玉龙.边底水稠油油藏营 13 断块开发技术与应用[J].石油地质与工程, 2012, 26(3): 89-91.
Zhang Lianshe, Zhang Ping, Zhou Yulong. Oil recovery technology and its application in edge-bottom water heavy oil reservoir in Ying 13 Fault-Block[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(3): 89-91.
- [8] 丁一萍,刘传喜,凡玉梅,等.低渗稠油油藏热采效果影响因素分析及水平井优化[J].断块油气田, 2011, 18(4): 489-492.
Ding Yiping, Liu Chuanxi, Fan Yumei, et al. Influence factors on thermal recovery effect and horizontal well optimization research in low-permeability heavy oil reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 489-492.
- [9] 关文龙,吴淑红,蒋有伟.高含水油藏转注蒸汽三维物理模拟研究[J].石油学报, 2009, 30(3): 404-408.
Guan Wenlong, Wu Shuhong, Jiang Youwei. 3D physical model of steam injection in high water-cut reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 404-408.
- [10] 于春生,李闽,乔国安.纵向非均质油藏水驱油实验研究[J].西南石油大学学报:自然科学版, 2009, 31(1): 84-86.
Yu Chunsheng, Li Min, Qiao Guoan. Vertically heterogeneous reservoir water flooding oil test[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(1): 84-86.
- [11] 张方礼,刘其成,刘宝良,等.稠油开发实验技术与应用[M].北京:石油工业出版社,2007:1-2.
Zhang Fangli, Liu Qicheng, Liu Baoliang, et al. The heavy oil development technology and application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 1-2.
- [12] 袁士义,刘尚奇,张义堂.热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究[J].石油学报, 2004, 25(1): 57-65.
Yuan Shiyi, Liu Shangqi, Zhang Yitang. Enhance heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 57-65.
- [13] 卢川,刘慧卿,杨云龙,等.火用传递原理在稠油复合蒸汽驱方案优选中的应用[J].断块油气田, 2012, 19(5): 615-617.
Lu Chuan, Liu Huiqing, Yang Yunlong, et al. Application of exergy transfer theory in scheme optimization of compound steam flooding for heavy oil[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(5): 615-617.
- [14] 杨龙,沈德煌,王晓冬.温度对稠油相对渗透率及残余油饱和度的影响[J].石油勘探与开发, 2003, 30(2): 97-99.
Yang Long, Shen Dehuang, Wang Xiaodong. The effect of temperature on the relative permeability and residual oil saturation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 97-99.
- [15] 曾溅辉,王洪玉.反韵律砂层石油运移模拟实验研究[J].沉积学报, 2001, 19(4): 592-597.
Zeng Jianhui, Wang Hongyu. Experimental study of oil migration in coarsening upwards sands[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(4): 592-597.
- [16] 东晓虎,刘慧卿.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. Laboratory experiment and numerical simulation on hot water flooding of heavy oil reservoir after steam injection development[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 50-53.
- [17] 李安夏.乐安油田草 4 块稠油热水驱及热化学驱实验研究[J].油气地质与采收率, 2011, 18(3): 64-66.
Li Anxia. Study on hot water and hot chemical flooding in heavy oil reservoir of Block Cao 4, Le'an Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(3): 64-66.
- [18] 刘文章.热采稠油油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社, 1998: 198-199.
Liu Wenzhang. Thermal recovery development mode of heavy oil reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 198-199.

[编辑 滕春鸣]