

Research on the Technical Countermeasures of Improving Development Effect in Area III 5.6 Edge Water Invasion Area

Xiaogeng Hu

Institute of Geology, Henan Oilfield Second Oil Production Plant, Nanyang, Henan, 473400, China

Abstract

The edge water at the III 5.6 layer in the first block of Jinglou Oilfield is active, affected by the edge water and steam channeling, the recovery of reserves in some areas and reservoirs is low, and the remaining oil distribution is complicated. Using reservoir engineering and numerical simulation methods to study the remaining oil distribution in each small layer, through chemical auxiliary area combined steam injection, hierarchical and partitioned overall management, can tap the potential of remaining oil and improve the effect of block development.

Keywords

edge water; steam channeling; remaining oil; area combined steam injection

一区Ⅲ 5.6层边水侵入区提高开发效果技术对策研究

胡晓耕

河南油田采油二厂地质研究所, 中国·河南 南阳 473400

摘要

井楼油田一区Ⅲ 5.6层边部边水活跃, 受边水影响及汽窜影响, 部分区域及油层储量采出程度低, 剩余油分布复杂。利用油藏工程及数值模拟方法, 对各小层的剩余油分布规律进行研究, 通过化学辅助面积组合注汽、分级分区整体治理, 挖潜剩余油, 改善区块开发效果。

关键词

边水; 汽窜; 剩余油; 面积组合注汽

1 基本情况

1.1 历史开发情况

井楼一区是河南油田稠油资源最为富集的区块, 于1989年9月投入单井吞吐试验, 1987年9月试验区投入试验, 1989年9月扩大吞吐生产, 1996年进行井网加密吞吐生产, H3 Ⅲ 5-6、Ⅲ 8-9油层为该区的主要产层。其中井楼油田一区Ⅲ 5-6层边水淹区域1992年先期投产楼2206、楼2107、楼2206等井10口; 1998年井网加密, 部署油井楼J1926、楼J2106、楼J2110等井6口; 2002年至2003年区域大规模井网完善, 部署油井楼2626、楼2638、楼2630等油井26口; 截止到2019年, 累计部署油井42口, 控制总含油面积0.32km², 总地质储量81.4×10⁴t。

1.2 开发现状

截止2019年12月底, 井楼油田一区Ⅲ 5-6层边水淹区

域累计注汽61.4×10⁴t, 累计核实产液246×10⁴t, 累计核实产油29.5×10⁴t, 综合含水88%, 累计油汽比0.48, 累计采注比4, 核实采出程度36.2%。

研究区总井数42口井, 目前封井2口, 工程关井2口, 间开1口, 正常开井数37口。2019年累计核实产液16.4万t, 产油0.8685万t, 综合含水94.7%, 年采液速度1.067%, 累计注汽1.25万t, 油汽比0.69。目前区块日产液510t, 日产油27.7t, 平均单井日产液13.7t, 日产油0.7t, 基本达到一区平均单井日产水平。

2 开发中存在的主要问题

2.1 热化学辅助轮次高, 效果急剧变差

一区Ⅲ 5.6层沙滩井总利用井42口, 其中吞吐周期大于6周期油井36口, 占吞吐总井数87%。实施热化学辅助吞吐共42口井, 平均单井热化学辅助吞吐为6个轮次。

表1 研究区周期吞吐轮次表

正常吞吐周期进展表				热化学辅助吞吐进展表					
井数	1-5 周期	6-10 周期	11 周期及以上	平均单井吞吐周期	井数	1-3 周期	4-6 周期	7 周期及以上	平均单井吞吐轮次
42	5	11	26	10	42	7	19	16	7

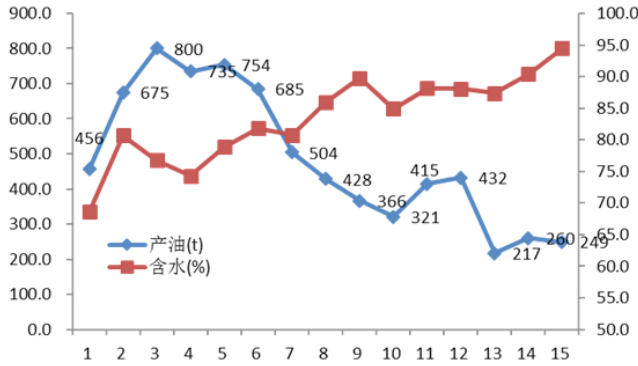


图1 研究区化学辅助措施周期产油统计图

周期日产液在前3个周期变化幅度较大,第2周期由于地层被加热很快,油层的流动能力加强,日产液最高。在第4周期后,周期日产液变化幅度不大,周期平均日产液10~13t/d。日产油呈现下降趋势,由初期的4.5t下降至11周期的1.4t,集中热化学辅助吞吐后,周期日产油有所上升,幅度不大。并且经过3轮热化学辅助蒸汽吞吐后,日产油下降至1t以下。油气比走势整体呈现先升后降趋势,另外,在第11、12周期油气比上升幅度较大。整体来看,Ⅲ5-6层蒸汽吞吐油气比指标表现较好。

氮气辅助吞吐有效轮次仅3~7个。其中2~6轮次周期产油大于600t,日产油大于2t,措施有效;第7轮次效果急剧变差,后期通过优化注氮方式及参数,能减缓递减,但总体趋势仍然逐渐变差。

2.2 汽窜干扰严重,热能利用率低

一区Ⅲ5.6层储层物性较好,由于边部水淹区油井仅钻遇Ⅲ5.6层,无其他油层可利用,投产至今高周期吞吐后区域汽窜严重,形成面积窜^[1]。尤其2011年开始大规模实施氮气辅助吞吐技术,氮气窜程度更加远超蒸汽窜,形成大规模的跨井距窜,面积窜,多井交叉互窜的情况。

3 三场及剩余油分布特征研究

3.1 三场分布特征研究

根据研究区测温测压资料分析,从1988年底区块投入

蒸汽吞吐开发以来,油藏压力持续下降,目前油藏压力已降至1.0MPa左右。从不同水淹区的压力分布图和统计资料可以看出强水淹区域由于边水能量补充,目前地层压力保持水平较高基本在80%以上,中弱水淹区域由于长期吞吐开发,目前地层压力保持水平较低,基本在40%左右。

结合历史测温资料可以看出,温度高于100℃的区域分布于近井底附近,井间未波及区域的油藏温度还保持在油藏的原始温度左右,基本未受蒸汽热波及^[2]。根据统计,经过25年蒸汽吞吐开发,油层温度平均提高25℃左右,大部分井间热联通已经形成。同时根据模拟及检测结果显示,强水淹区域随着边水淹加剧,边水能量补充,注汽吞吐频率降低,地层温度基本处于逐年下降的状态,目前地层温度整体上升10℃左右,原油流动性相对较弱。中弱水淹区域,由于无边水能量补充,注汽吞吐轮次较高,因此目前地层温度较高,井间热联通发育较好,原油流动性较强^[3]。

综合来看中弱水淹区域由于长期吞吐开发,目前地层压力保持水平较低,基本在45%左右,油层温度平均提高25℃左右,大部分井间热联通已经形成,原油流动性较强。强水淹区域由于边水能量补充,目前地层压力保持水平较高基本在80%以上;强水淹区域随着边水淹加剧,边水能量补充,注汽吞吐频率降低,地层温度基本处于逐年下降的状态,目前地层温度整体上升10℃左右,原油流动性相对较弱。

3.2 剩余油分布潜力分析

利用油藏工程方法,和数值模拟方法确定研究区的剩余油分布特征。研究区Ⅲ5.6层整体水淹程度较高,其中Ⅲ6层水淹程度相对更高,但剩余油饱和度相对较高;Ⅲ5层相对水淹程度较低,剩余油饱和度相对较低。

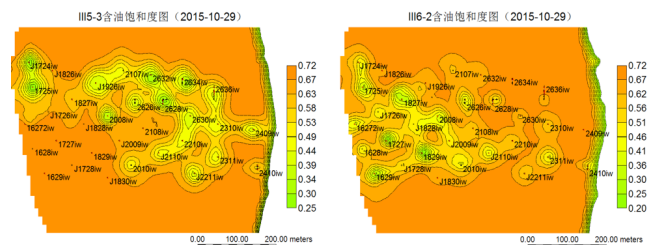


图2 研究区剩余油饱和度分布图

高部位中弱水淹区域内整体采出程度相对较高,剩余油饱和度30%左右,低部位强边水淹区域内整体剩余油饱和度相对较高(55%左右),挖潜利用潜力较大。Ⅲ6层相对Ⅲ5层水淹程度更高,采出程度相对较低,剩余饱和度相对

较高。

4 改善开发效果挖潜思路

4.1 纵向上细分单采, 挖掘潜力层段

从单井生产情况可以看出纵向上各单层剩余油与沉积韵律有关, 正韵律油层下部油层的动用程度大于油层上部动用程度, 即波及半径下部比上部波及半径大; 反韵律油层的上部油层动用程度大于下部油层的动用程度, 即波及半径上部大于下部波及半径^[4]。研究区 H3 III 5 层在纵向上主要表现为一个大的反韵律, 油层底部物性较上部较差, 因此剩余油较富集; III 6 层主要表现为一个大的正韵律, 油层上部物性较下部差, 因此上部剩余油富集。根据剩余油的平面和纵向的分布特点和形成原因进行分析, 从而制定下一步对井楼研究区的调整策略, 以进一步提高该区厚油层的采出程度。利用监测资料针对性地进行调层措施, 提高该井生产效果。

研究区主要发育核三段 III 51~ III 63 一套主力厚砂层。夹层多与短暂而局部的水动力变化有关, 一般分布较稳定或不稳定, 细分小层后, 各单层砂体间通常也有一定厚度、分布稳定的夹层, 构成了厚油层细分开采的天然条件, 且在在各小层砂体内部还发育了大量层内夹层。

对于有稳定隔夹层、纵向上储量动用差异大的油层, 可采取机械封堵的方式优选潜力大的层段二次吞吐。

4.2 平面综合治理, 分区域实施面积注氮

4.2.1 强水淹区

一线强边水淹油井, 主要采取氮气辅助热处理措施, 适当增加蒸汽量, 提高地层温度, 增加原油流动性。一线油井开抽后要调大参, 保护中高部位油井生产。注氮方式主要采取前置注氮抑制边水, 注汽后追加后置注氮缩短排水期的方式, 由于边水能力较强, 为提高蒸汽利用率, 因此要加大前置氮量抑制边水^[5]。

4.2.2 中水淹区

中部汽窜发育区域油井主要采取调剖措施封堵汽窜通道, 同时对边水也有一定的封堵作用, 扩大蒸汽波及体积。中部油井开抽后需要控制采注比, 防止边水淹进一步加剧。

配套注氮方采取前置注氮抑制边水, 注汽过程中追加混注扩大蒸汽波及体积方式。

4.2.3 弱 - 未水淹区

高部位弱边水淹区域油井主要采出程度较高, 要尽量动用远井地带剩余油, 同时由于厚油层普遍排水期较长。因此主要采取氮气助排措施, 注氮方式主要为前置注氮封堵亏空区域, 混置注氮扩大蒸汽波及体积, 后置注氮缩短排水期的方式, 主要增加前置和混注氮量, 使蒸汽可以充分的热交换。

5 结论与认识

(1) 边水影响主要储层物性(储层非均质性、渗透率极差、储层韵律、原始油水边界)和动态开发因素(采液强度、采出程度、采注比)的影响。

(2) 强水淹区域目前地层压力保持水平较高, 剩余油饱和度较高, 但地层温度较低, 原油流动性相对较差; 中弱水淹区域目前地层压力保持水平较低, 采出程度相对较高, 但目前地层温度较高, 原油流动性相对较强。

(3) III 5.6 层整体水淹程度较高, 其中 III 6 层水淹程度相对更高, 但剩余油饱和度相对较高; III 5 层相对水淹程度较低, 剩余油饱和度相对较低。

(4) 利用油藏工程方法研究制定了纵向以机械调层或者化学封堵等手段、平面综合治理分区调整等手段为基础的提高采收率技术。

参考文献

- [1] 陈民锋, 姜汉桥, 曾玉祥. 严重非均质油藏开发层系重组渗透率级差界限研究 [J]. 中国海上油气, 2007(05):319-322.
- [2] 邹先雄, 吴亚红. 复杂断块稠油油藏剩余油分布规律及挖潜研究 [J]. 重庆科技学院学报, 2009(11):12-15.
- [3] 高博禹, 彭仕宓, 王建波. 剩余油形成与分布的研究现状及发展趋势 [J]. 特种油气藏, 2004(04):7-11.
- [4] 李景营. 注氮气技术在稠油油田的研究及应用 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2006.
- [5] 霍进, 黄伟强, 彭通曙, 等. 浅层特超稠油油藏氮气辅助蒸汽吞吐提高采收率研究与应用 [J]. 新疆石油科技, 2007(04):17-18.