

雅克拉凝析气田措施挖潜对策及应用

孙柏林, 王永忠, 张磊, 李鼎, 兰林

(中国石化西北油田分公司雅克拉采气厂, 新疆库车 843000)

摘要: 雅克拉凝析气田位于新疆库车县境内, 是中国石化最大整装砂岩凝析气藏。随着气田衰竭式开发, 单井含水上升快, 产能下降快, 控水治水难度大, 气井水淹停喷严重。由于新技术引进有限, 措施增产过度依赖气井补孔改层和卡堵水, 因此措施空间逐年下降, 措施挖潜难度逐年增加。雅克拉采气厂通过精细化调整、气田精细开发、低压流程建设和一体化排液试验等一系列稳产增产措施, 取得了不错的效果, 为继续高效挖潜雅克拉气田的油气潜力, 弥补老井的产量递减, 维持气田稳产打开了思路, 拓展了增产新方向。

关键词: 雅克拉凝析气田, 措施挖潜, 精细开发

中图分类号: TE35

文献标识码: A

New measurements to tap potential in the Yakela Condensate Gas Field

Sun Bolin, Wang Yongzhong, Zhang Lei, Li Ding, Lan Lin

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Kuqa, Xinjiang 843000, China)

Abstract: Locating in Kuqa of Xinjiang, the Yakela Condensate Gas Field is one of the biggest equipped sandstone condensate gas reservoirs of SINOPEC. During depletion development, water content in a single well increases rapidly, and gas producing capacity decreases quickly. Water control has become difficult, and some wells stop flowing due to water flooding. Due to the limited introduction of new technology, the solution to increase production strongly depends on gas well patching holes, converting zone and water plugging, which show poor effects. Through fine adjustment, fine development of gas field, low pressure process construction, integrated liquid emission experiment and other actions to stabilize or increase production, the Yakela Gas Production Plant has reached good effects. A new direction is expanded to efficiently exploit oil and gas capacity of the Yakela Condensate Gas Field, which offsets the progressively decreasing production of old wells and stabilizes gas field production.

Key words: Yakela Condensate Gas Field; measurements to tap potential; fine development

1 气田开发面临的问题

雅克拉凝析气田于 1987 年 S5 井在白垩系卡普沙良群钻遇工业油气流, 发现了白垩系凝析气藏, 1990-2004 年先后对 S15、S7、YK1 和 YK2 井进行了试采^[1]。2005 年投入开发, 已连续稳产 10 年。目前综合含水 20.91%, 由于受气田资源潜力限制, 2012-2014 年没有新井实现产能接替, 加之高含水井和停喷井数增加, 气田减产较大, 需要通过一定的措施增产来提高气田产量。

受气田资源制约, 措施空间越来越小, 措施难度逐年增加, 且措施结构单一, 单纯以补孔改层和卡堵水为主, 其增产产量占措施产量的 90% 以上。如何有效措施增产是气田后续开发亟需解决的问题。

气藏衰竭式开发, 边水推进增速, 气井含水上

升快, 地层压力下降快。2014 年 YK1 和 YK6H 井因高含水停喷关井, YK11 和 YK19 井因产能下降进低压流程。同时对储层和隔夹层的分布特征需进一步认识, 对气田剩余油的分布情况不清晰, 对凝析气井后期开发管理不清晰。因此开展气藏精细开发很有必要性。

2 措施挖潜对策研究及成果

针对雅克拉凝析气田开发现状及面临的开发问题, 通过优化措施结构, 深入挖潜对策研究。主要工作包括: 开展气藏精细描述, 弄清气藏沉积特征、储层和隔夹层分布特征、油气水分布特征等; 强化气藏精细开发, 细分开发层系, 进行剩余油分布研究; 完善措施作业的施工工艺, 降本增效, 提高气田采收率; 研究新技术试验力度, 进行一体化排液

试验,为气田后期开发做指导性试验。

2.1 气藏精细调整

雅克拉白垩系气藏分上下气层,上气层面积是下气层的 4.5 倍,储量是下气层的 1.7 倍。下气层稳产近 6 年,天然气采出程度 52.86%,而上气层采出程度仅为 24.78%。目前主构造下气层生产井仅 YK7CH 井未见水。下气层井见水后逐步上返,由于雅克拉上气层储量大,投入开发较晚,潜力较大,具有较强稳产基础,目前上气层天然气产量占总天然气产量的 89.33%。

由于上下气层采速不均衡,下气层见水形势不断加剧,水侵严重,产能递减快。从 2011 年 5 月开始进行气藏精细调整。本着稳气控水的原则,优先调整了下气层,控制了边水推进速度;适当调整上气层高产井和高风险见水井;同时对地质条件差的雅东区块进行适当调整。截止到 2015 年雅克拉气藏精细调整,水侵得到了一定控制,但下气层水侵形势没有根本扭转。

2.2 气藏精细开发

针对不断凸显的开发矛盾,以原始测井曲线为基础,结合剩余油饱和度测井进行小层对比,共细分了 16 个小层,研究了 4 种剩余油分布模式:顶部层间剩余油,底部层间剩余油,层内剩余油,水淹

(水锁) 剩余油,计算未动用天然气储量 $35.8 \times 10^8 \text{ m}^3$,凝析油 $69.2 \times 10^4 \text{ t}$ 。

YK1 井挖掘层内剩余油气,获日产油 31.2 t,日产气 $12.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。YK2 井剩余油挖潜效果最佳,目前井口压力 28.2 MPa,日产油 45.2 t,日产气 $18.65 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。同时部署调整井 YK22 井,实施精细开发,提高上气层储量动用,挖潜上气层边部未动用区域剩余油,目前试油日产液 10 m^3 左右,日产气 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

2.3 措施作业

针对气田高含水井、水淹停喷井,充分应用气藏监测及生产动态分析资料挖掘措施潜力,改善层间干扰,优选含气井段进行射孔。2014 年 11 月 19 日对 YK20 井进行酸化,有效地改善了近井地带储层,沟通了油气通道,有效地挖潜了地层近井地带滞留的凝析油(表 1)。

2.4 一体化排液采气技术试验

随着气藏采出程度的提高,气藏能量逐渐衰减,气体不能有效地携带地层产出的全部液体,造成井筒及井底附近逐步积液。如果不能有效地排出积液,大量的积液最终会使气井水淹停产。气井积液现象是见水井开发过程中普遍存在的问题(图 1),故排液采气成为提高气田开发效益的有效

表 1 YK20 井酸化前后对比

Table 1 Production of well YK20 before and after acidification

酸化作业	工作制度/mm	油压/MPa	日产液/ m^3	日产油/t	日产气/ m^3	含水/%
酸化前	6	13.8	28.28	22.03	81 780	1.54
酸化后	6	26.8	41.08	30.53	113 340	6.09

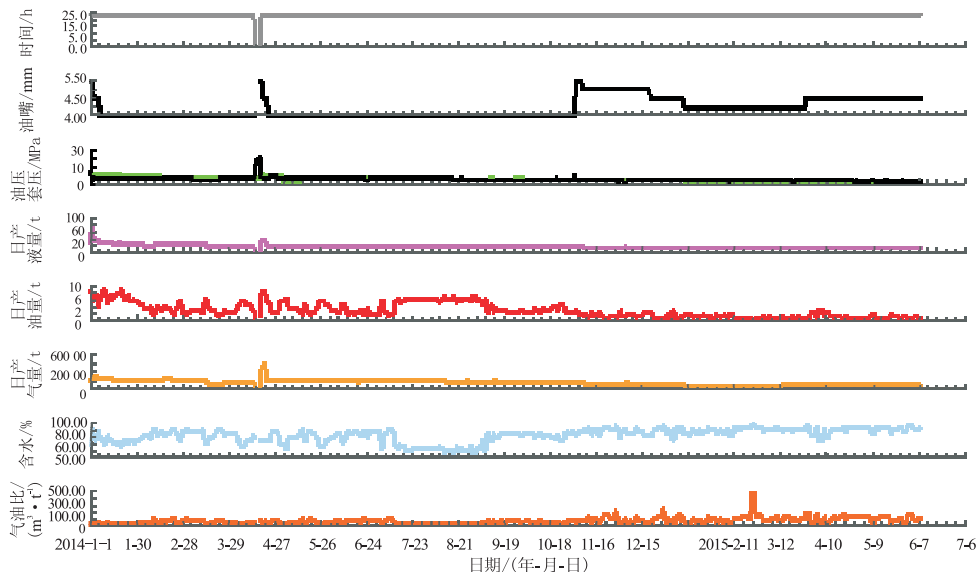


图 1 YK11 井日度生产曲线

Fig.1 Daily production curves of well YK11

技术,而选择有效的排水采气工艺技术,是延长气井生产周期、提高采收率的关键^[1-2]。2014年选择积液井 YK11 井做指导性试验,10月24日下涡流工具,11月11日投用一体化排液,即井下涡流装置和井口脉冲排液配合实现排液采气,延长了自喷期。截止2015年6月7日,累计增油270 t,增气 $236 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。目前该井油压3.5 MPa,日产油1.57 t,日产气 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图1)。

2.5 低压流程建设

随着气田进入开发后期,低压流程的建设改造显得尤为重要,是油气深度挖潜的有效手段之一,更是一种趋势使然。因雅克拉区块地面集输管网压力在7.0 MPa,造成各单井的废弃压力较高和油气资源的浪费。为了深入挖潜区块潜力,提高油气采收率,YK13井低压流程于2014年3月12日建成投运,负责雅东区块低压井油气的回收处理。目前雅东区块低压井有YK11、YK19井,截止2015年

6月7日,2口井累计增压天然气 $1\ 357 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计回收油4 678 t吨,收益创效182.5万元。

3 结语

通过上述增产措施研究和效果评价,确定了雅克拉凝析气田后续措施挖潜的方向。继续深化气井潜力调查,优化措施结构,在地层格架对比,细分开发小层和砂体划分的基础上,结合剩余油饱和度测井进行小层对比,深挖储层动用及改造潜力,继续深入挖潜剩余油等主要增产措施,适度引进有效排液采气试验,拓展增产新方向。

参考文献:

- [1] 文军红,刘雄伟.雅克拉一大涝坝凝析气田开发理论与实践[M].北京:中国石化出版社,2012:16-28.
- [2] 刘凤贤.伏龙泉气田动态分析及措施挖潜研究[J].化工管理,2015,36(11):99.

(编辑 叶德燎)

(上接第62页)

为造成的误操作3方面改善目前水平井测井工艺的不足,从而提高水平井测井一次成功率。

(2)针对顺南地区四开、五开测井时电缆无法施工的项目,建议使用高温小井眼或抗高温仪器钻具输送测井,并提前做好测井应急预案和井控演练。

(3)对井深超过6 800 m或井底温度超过140℃的水平井测井施工前,必须要在车间进行高温烘箱试验和仪器耐压试验,确保其性能满足施工要求。

(4)存储式测井因工艺流程简单,风险系数低、异常处理手段丰富等因素开始在塔河油田逐渐普及。建议一方面加强仪器的维护保养,更换部分

高温元器件,提前做好耐温耐压试验;另一方面,对存储式仪器进行高温高压性能改造,以满足顺南地区测井需求。

参考文献:

- [1] 蒋建平,罗荣,崔光.超深、超长水平井测井工艺技术研究与应用[J].中外能源,2013,18(11):41-45.
- [2] 肖世匡.水平井测井工艺在江汉油田的应用研究[J].石油天然气学报:江汉石油学院学报,2010,32(2):104-105.
- [3] 蒋建平,罗荣,崔光,等.塔河油田裸眼井测井作业井控工艺探讨[J].测井技术,2014,38(5):634-637.
- [4] 罗荣,李双林,罗军.超深侧钻水平井测井工艺在塔河油田的应用[J].测井技术,2012,36(3):301-303.

(编辑 叶德燎)