吴起南区三叠系长6油藏中高含水期稳油控水技术对策研究

王亮 (西北大学, 陕西 西安 710069)

蒋勇鹏 晏祖东 魏婷 (长庆油田分公司第七采油厂, 陕西 西安 710200)

摘要: 吴起南区三叠系长6油藏2004年评价, 2005年开始建产, 2006年全面注水, 目前主要开发白209、白216、白155三个区块。由于储层非均质性强, 注水后三大矛盾突出, 部分注采单元已进入中含水期。近年来持续加强开发规律研究, 不断摸索合理技术政策, 精细注采调控, 加强剖面治理, 开发效果得到改善。本文深入剖析影响开发效果的主要矛盾, 总结控水稳油的主要做法及成效, 为后期开发调整提供依据。

关键词: 三叠系长6油藏; 中高含水期; 控水稳油; 技术对策

1 开发中面临的主要难点

1.1 裂缝发育 - 水驱开发难度大

①天然裂缝发育。吴起南区三叠系长6油藏在开发过程中, 通过吸水剖面、示踪剂测试、注采动态等判断方法发现裂缝76条, 裂缝造成油井含水上升速度快, 水驱开发难度大。实验监测储层天然裂缝较发育, 0.1-1.0条/m, 裂缝长度约为30~60m, 产状以高角度构造缝为主, 主要发育北东向, 次要发育南北向裂缝; ②注水诱导缝、人工压裂缝。注水诱导裂: 低渗透储层在原始地层状态下, 相邻两条裂缝之间不连通, 当注水压力超过裂缝的开启压力时, 裂缝扩展和延伸和水窜通道。人工裂缝——为垂直缝, 主要走向在北东 46° - 75° 之间, 裂缝长度102m-200m, 平均160m, 裂缝高度为4m-16m, 平均8.5m; ③油水相渗变化快。低渗透油藏随含水饱和度增加, 油相渗透率急剧下降; 长6储层裂缝见水特点, 加快了油、水相渗变化速度, 增加了水驱开发的难度。

1.2 平面压力分布不均

①沉积微相影响。a. 沉积背景长6湖盆中部的华庆地区: 东北部缓坡区多期三角洲前缘进积砂岩复合叠加, 西南部陡坡区为多期重力流砂体沉积; b. 平面连通性差: 河道摆动比较强, 变化比较快, 小层平面连通性较差; c. 平面物性差异大。河道主流线上的油井, 储层物性好, 压力保持水; ②渗流状况差。分析低压区历年油井压力恢复试井资料, 均显示流体渗流状况差, 压力恢复速度慢(0.003MPa/h)。a. 基质渗流阻力大: 孔隙结构: 长6储层为小孔-微细喉道孔隙结构, 以粒间孔为主, 并发育有长石等溶孔。长6储层中值半径小, 排驱压力最高, 退采效率低; b. 注水开发过程堵塞现象严重: 填隙物迁移堵塞, 水驱后由于粘土矿物及微晶自生矿物发生迁移, 在孔喉缩小处堆积-堵塞孔道。

1.3 剖面矛盾突出水驱动用程度低

动态表现: 加速油井含水上升; 降低了储层动用程度: 剖面吸水不均, 降低了储层的动用程度。如白209区白209-34、白206-33及白216区袁17-12, 剩余油测试结果显示一级水淹厚度在2m左右或更薄, 平均动用程度12, 剩余未动用储层厚度大。

①非均质性强。长6油藏纵向上多期不同成因类型砂体叠置, 造成了储层纵向非均质性较强; ②隔夹层发育。长6储层内发育泥质、钙质夹层, 导致吸水不均。

1.4 井网适应性变差

①影响因素分析: a. 垂物源方向, 分流河道砂体以多期叠加透镜体分布, 一次井网对河道单砂体不能有效控制; b. 储层内夹层发育, 重叠砂体之间存在非渗透隔层, 砂体内部具有较强的非均质性, 见效不均现象突出; c. 注采井距偏大, 有效驱替系统建立缓慢; ②动态表现: a. 见效不均、驱替系统建立缓慢。白209侧向压力保持水平高于主向井, 侧向见效程度(45.6%)高于主向见效程度(21.9%)且侧向易见水; b. 见效不均、驱替系统建立缓慢。白209区西部见效比例最低9.4%; 西南部油层厚度大, 且物性相对致密, 长期注水不见效, 地层压力保持水平仅为75.8%; ③含水上升速度快。白155区东Ⅱ/Ⅲ区, 井网适应性变差, 处于中含水开发阶段, 含水上升速度加快。

2 稳油控水主要做法及成效

2.1 精细注水调控, 实现稳油控水

①细分注水单元, 精细配注调整。结合储层发育特征、渗流特征以及见水见效等动态开发特征, 将长6油藏注水单元细化为17个。针对不同开发矛盾, 实施“一单元一政策”。按照“控制水线突进才能防止水淹”的思路, 以控制含水上升为目的, 优化配注156井次, 下调水量 1440m^3 , 见效井52口, 平均单井日增油0.4t, 当年累计增油827t; ②周期注水。针对白155区东部储层裂缝发育, 通过试验周期注水改变地下渗流场分布, 控制含水上升速度。试验12井组, 试验井组含水上升得到一定控制, 含水上升率由2.56下降1.32。

2.2 优化调整注采层系, 实现稳油控水

①精细小层动用。近年完善小层注采对应关系, 提高剩余油动用程度, 实施油水井小层补孔23口。水井补孔7口, 增加射孔厚度29.8m, 水驱储量控制程度由76.8%上升至96.4%; 油井补孔压裂16口, 平均单井日增油1.5t, 累计增油1886t; ②实施单注单采。结合分层见水状况、裂缝分布情况和动态对应关系, 实施单注单采。认识: 白155东部长631水洗程度低, 长633水淹程度高。白155区东部实施油井隔采8口, 水井单注3口, 调整后单井日增油0.4t, 综合含水94.6%下降至84%。

2.3 注水井剖面治理, 优化水驱状况

①精细分层注水: 近3年实施水井分注10口, 截止目前共有分注井109口, 分注率55.6%。分注井吸水厚度14.6m上升18.9m; 水驱储量动用程度77.4上升85.4%; ②

堵水调剖:针对油藏裂缝发育,含水上升快,2010-2016长6油藏持续开展连片堵水调剖工作,实施堵水31口;③取得效果。a.注水压力上升。平均注水压力上升,油套压由措施前14.5/14.3MPa上升至目前15.9/16.6MPa;b.剖面吸水状况好转堵水后,砂体吸水情况变好,尖峰状吸水消失,吸水更均匀;c.连片堵水区含水上升得到控制。2012年东2区实施连片堵水8口,平均单井日增油0.4t,当年累计增油683t,见效井综合含水由59下降到49.1,降自然递减0.4。

2.4 优化注水井网,实现控水稳油

①地层解堵降含水:对因地层堵塞造成,水相渗透率增加,导致油井含水上升井,实施酸浸等解堵措施降含水。认识:a纵向水驱动用状况受非均质性影响,水淹程度差异大,高水淹层与低水洗段相间分布;b水淹主要是由于物性较好的强水洗层“单层突进”而造成,大部分物性相对较差的层段水驱动用差,剩余油相对富集;②提高射孔程度降含水。通过对裂缝上层较厚区域的高含水井实施补孔换层措施9口,平均单井日增油1.0t,累计增油1850t。

3 下步稳产新方向

针对影响开发效果的主要矛盾,开展高含水井侧钻、井网加密调整和聚合物微球调驱三项试验,改善油藏开发形势。①高含水井侧钻。通过对剩余可采储量的研究,在白209北部水淹井周围避开水线方向部署侧钻井2口。已完钻待试1口白侧204-37井,钻遇油层厚度38.7m,钻遇率96.9%;②井网加密调整。白209区西南部:在侧向井

排上原两口油井之间加密2口采油井,在原主向线上角井与水井之间依次间隔加密2口注水井和2口采油井。井网由540*120m的菱形反九点转换为排距120m的不规则井网。井网密度由15.4口/km²变为46.3,油水井比例是3:1;③开展聚合物微球调驱提高采收率。计划在白155区西部开展调驱试验,治理注水剖面、提高水驱波及体积及驱油效率。

4 结论

①油田长6油藏微裂缝发育,三大矛盾突出,导致注水开发后出现见水井多、水驱效率低、地层压力上升缓慢等问题,下步油藏稳油控水的重点和难点依然是裂缝治理工作;②长6油藏非均质性强,不同开发单元开发效果差异大,开展井网加密、聚合物驱等开发试验,可为下步提高采收率,实现区块长期稳产提供技术支撑;③以分注、补孔、酸化调剖等为主要手段,持续开展水井剖面治理是改善水驱效率的重要方向;④在持续开展水驱规律、渗流规律研究的基础上,继续细分注水单元,同时积极探索周期注水、沿裂缝注水等方式,不断优化注水技术政策,可有效提高地层压力保持水平;⑤低产井治理工作要以试井资料和动、静态资料为依托,高压区积极推广酸化解堵,低压区加强注水与措施引效并重,提高单井产能、降低油藏综合递减。

参考文献:

[1] 胡达,王闯.油田高含水期稳油控水采油工程技术概述[J].石化技术,2019(12).

(上接第76页)灼伤,烫伤的情况发生。总而言之,不论是机械伤害还是化学物质给操作人员带来的伤害,这些都是煤制甲醇的过程中较为常见的。

3 煤制甲醇安全生产措施

3.1 健全安全风险防控体系

在生产煤制甲醇的过程中,许多有害物质诸如易燃易爆体都是极易产生的。因此对于操作人员来说,不论是进行生产还是加工,防范意识都是必要的,要遵循行业规定。同时对于企业来说,日常考核中也应该加入操作人员是否能够按照规定进行安全生产,这样才能够做到从源头规避风险,从而杜绝危险。

3.2 加强危化品重点监督管理

生产甲醇的过程中,大量的有毒物质随之诞生。对于企业来说,加强内部监控与管理都是必要的。将生产过程中所运用到化学物质都列为监管对象,培训操作人员生产作业流程,实现从内而外,由上至下的提升安全防范意识。在各个生产环节中设置相应的安全警报装备,好的对危险化学品进行一个监督工作。

3.3 按照安全生产标准规划厂区

对厂区进行科学有效的规划是煤制甲醇的过程中所必要的。针对于易燃易爆物质,这一类的生产设备就需要远离明火,杜绝占用安全通道。严格规划和设计厂区内工作区间的安全距离,如此才能够达到安全生产的要求。

3.4 提升生产工艺自动化水平

对于生产煤制甲醇来说,机器设备与仪器都必须要有具

备良好的工作状态与性能。在生产过程中,不仅要具备优良的设备,同时也要对工艺设计进行优化,将安全作为第一要义。不可过度追求经济的发展,在生产过程中,自动化设备的推进是必要的。这不仅能够大幅度降低事故发生率保障工人安全,也能够降低失误率,提升工作效率。

4 结语

对于我国来说,煤制甲醇的工艺已经发展得较为成熟。并且煤炭资源在我国较为丰富,煤炭也因此成为制造甲醇的主要原材料。但不得不承认的是,用煤炭制作甲醇的确会在生产过程中发生各式各样的危害,这些危害甚至能够威胁到人的生命财产安全。因此日常防范对于生产工作人员来说是必要的,安全生产的理念需要被灌输给每一个操作人员,这样才能够不断的提高煤制甲醇的生产工艺水平与效率,企业与员工都能获得更大的收益。

参考文献:

[1] 周剑利.焦炉煤气加氢制甲醇工艺安全仪表系统设计[J].现代商贸工业,2019,40(30):205.
 [2] 李宁,安朋.煤制甲醇工艺危险源及安全对策[J].化工管理,2019(20):87-88.
 [3] 岳宗欣.煤制甲醇工艺现状及发展趋势[J].化工设计通讯,2018,44(11):21.
 [4] 李宗鹏.煤制甲醇生产过程中存在的安全隐患及应对措施[J].化工管理,2016(25):142.
 [5] 杨增光.大型煤制烯烃企业生产安全管理研究[J].石化技术,2016,23(07):253-254.