

老庄项目区综合调整治理研究与应用

王晓辉 席 萌 韩占鑫 任高峰

延长油田股份有限公司注水项目区管理指挥部 陕西延安 716000

摘要: 本文针对延长油田老庄注水项目区综合调整治理,分析调整前主要开发矛盾,制定合理的调整思路,以及调整治理方法和主要措施应用,总结调整治理后效果和主要开发指标变化情况,为同类油田的调整提供思路 and 方向。

关键词: 采收率;注采调整;参数优化

引言:

近年来油田公司大力推进注水开发,通过公司级和厂级注水项目区建设,实施精细注水以来,取得了巨大进步,对注水项目区注水开发调整过程,取得了一定的经验和认识,其加以总结分析,为同类油田的开发调整治理提供经验借鉴。

1 区域地质概况

老庄注水项目区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部,为曲流河亚相充填沉积,主要发育河道沉积和河漫滩两种微相。主要含油层位为延9,为岩性—构造油藏,油层中深为1350m,平均孔隙度14.49%,平均渗透率 $10.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,采用边部注水+面积注水方式开发,动用面积13.5km²,地质储量 $453.5 \times 10^4\text{t}$,可采储量 $138.77 \times 10^4\text{t}$ 。

2009年6月中旬在老庄地区部署的靖探276井在延安组延9段钻遇油层,电测解释油层13m/层,射孔爆炸后初周日产液14.3m³,初期日产油4.2t/d,拉开了该区开发序幕;2009年底,该区有24口油井生产,累积产油量为 $1.98 \times 10^4\text{t}$;2010年底,有48口油井生产,累积产油量 $7.09 \times 10^4\text{t}$;2011年4月对该区域转注15口,进入注水开发阶段,2015年底开始对该区进行调整治理,截止2018年7月完成第一阶段调整治理,取得较好的开发效果。

2 主要开发矛盾

2.1 井网不完善,水驱控制程度低

老庄区调整前注水面积4.1Km²,占动用面积的30.4%,采油井126口,注水井26口,注采井数比1:

4.8,水驱控制程度73.14%。

2.2 部分井含水高,投产即高含水

老庄区部分井投产即高含水,根据射孔段油层物性进行统计分析,部分井含水高的主要原因是油层本身的含水饱和度较高,射孔段油层含水饱和度就达到70.41%。部分井含水较高的原因是油、水层之间的隔夹层条件不好或基本就没有隔夹层,在油井生产过程中虽然靠上射孔,但由于压差的作用,底水还是不可避免的会上窜,此类井固井质量不合格,引起底水的上窜,造成油井高含水。

2.3 部分井采液强度偏高,导致含水上升较快

对比部分含水上升井和含水稳定井的采液强度,含水上升井的平均采液强度为 $16.62\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$,含水平稳井的采液强度为 $9.07\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$,即含水上升井的采液强度为平稳井的两倍左右。对于底水油藏来说,采液强度不宜过大,避免底水的锥进。

2.4 油藏能量不均,部分井底水能量不足,需及时注水

从油藏总体生产状况看,整体呈现出递减快、稳产水平低、含水上升快的特征;从单井生产状况分析,体现了油藏能量分布的不均匀,大部分井底水能量不足,少部分井表现了平稳生产的态势。从老庄顶底面构造图看出,产液量下降较快的大部分井处于油藏的构造高部位。对于该部分井应及时注水,由于延9油藏物性好,底水较发育,且位于构造的高位,因此注水强度不宜过大^[1]。

3 油藏综合治理

3.1 综合治理的思路

遵循加强基础研究,强化油藏地质认识,针对油藏生产动态特征,坚持整体部署、分步实施、跟踪分析、及时调整的油藏综合治理思路。结合该区地质特征及分析的研究成果,拟对项目区主要开展以下工作:

通讯作者简介: 王晓辉,男,汉族,1985.9,籍贯:陕西省,职称:工程师,毕业学校:西安石油大学,研究方向:精细地质研究、储层技改挖潜、动态分析,邮箱:361868677@qq.com。

(1) 完善注采井网, 扩大水驱面积;

(2) 通过调层补孔措施提高注采对应率, 提高水驱控制程度;

(3) 优化注采工艺, 实施分层注水, 提高水驱动用程度及受益向;

(4) 建立起动态监测系统和开发管理制度, 实施精细注采调控。

3.2 综合治理整体部署

3.2.1 完善注采井网

项目区属于受构造控制的油藏, 面积较大, 非均质性较强, 平面连通性较差, 经过一段时间的注水开发, 边底水已经有所推进, 油藏高点部位采出程度较高。在井网形式已经固定且无法改变的情况下, 本次结合油藏构造及剩余油分布形式对井网进行了调整, 针对受构造控制的油藏采用边部注水和内部点状注水相结合的井网形式, 既控制边底水的均匀推进, 又防止构造高部位的底水锥进, 最大限度减缓水淹水窜和水锥的时间^[2], 转注28口井完善井网, 注水面积上升至9.93km², 占动用面积的73.5%, 采油井106口, 注水井54口, 注采井数比1:2, 在油层发育较好的西南部钻加密井2口, 在北部以及东南部钻加密井4口, 有效改善油田开发效果。

3.2.2 低产低效井改造

在注水区域地层能量得到一定恢复的情况下, 分年度针对低产低效井共实施措施27井次, 其中酸化解堵21井次, 压裂改造6井次, 措施有效率达到88.9%, 同时选取有价值的关停井12井次进行恢复, 累计实现措施增油1.15 × 10⁴t。

3.2.3 高压注水井增注措施

对19口高压注水井实施增注措施, 主要采取酸化增注或者小型活性水压裂增注措施, 取得良好效果。通过对效果进行分析, 措施之后注水量都达到注水配注要求, 注水压力平均下降6-9MPa。

3.2.4 采油参数确定

3.2.4.1 合理最小井底流压

要确定合理压力水平, 首先确定合理最小井底流压和最大合理注水压力, 然后根据注采平衡原理确定出油藏合理压力水平。根据泵口压力与最小流动压力的关系求出最小流动压力, 得到最小流动压力与含水率关系。老区延9油藏的综合含水为56.8%, 所以最小流动压力为2.56MPa。

3.2.4.2 生产压差确定

低渗透油田采油井采油指数较小, 当采油井见水后,

采液指数还要大幅度下降, 采油井见水后, 产液量会有大幅度下降, 要保持一定的产能, 必需要扩大生产压差。对于延9油藏来说, 底水较发育, 能量下降较慢, 在合理生产压差确定时还应考虑避免底水锥进。

因此, 通过试油结果算出油井的采油指数, 为了保持采油井持续稳定生产, 对于低渗透油藏, 采油井的采油指数应是试油井的1/4左右, 综上所述, 本区延9油藏的合理生产压差为1.21MPa左右。

3.2.4.3 单井配注量确定

(1) 配注原则

实行低注水强度的温和注水, 注采比保持在1.2以内, 不同油层组、井组区别对待。实际累计注采比小于0.6之前, 注采比可用0.8-1.0培养地层能量, 在累计注采比大于0.6以后, 注采比应调整到1.4-1.8弥补亏空, 在累计注采比大于1以后, 注采比应调整到1.0-1.2, 保持地层能量, 防止水窜, 油井过早见水、水淹。

(2) 配注结果

按照综合产能评价初期延安组补充亏空的目的, 注采比按0.8-1.0计算。靖边老庄注水项目区延9油藏初期单井平均日产油8.44t/d, 综合含水率18.72%左右, 确定延9在注水前期采用温和注水, 注采比较低, 并计算出平均单井日注水量为10.24-12.80m³/d; 当累计注采比大于0.6以后, 按照注采比1.4-1.8计算, 得到日注水量为17.92-23.04m³/d。

方案设计注采井数比为1:1.9, 油井单井配产液为8.44m³/d, 初期平均单井注水量12.80m³/d即能满足注采平衡, 在实施过程中, 根据目前实际情况, 结合生产实际, 注水按照温和注水进行对该区延9油藏注水按照目前实际产量结果计算所得日注水量进行注水, 并对地层压力进行实时监测, 确保地层压力保持在原始地层压力附近, 根据地层压力变化, 随时调整注水参数^[3]。

4 开发指标分析

4.1 地层压力恢复

调整治理后, 地层压力由调整前的5.01MPa逐步上升至调整后6.4MPa, 地层压力的保持水平达到60.95%。

4.2 水驱控制程度

通过转注28口油井, 井网完善后, 研究区62口开井中, 双向及多向受益井达56口, 水驱控制程度由调整前的73.14%上升至调整后93.68%。

4.3 水驱动用程度

通过对25口水井进行补孔增加水驱动用程度, 井网完善井6口, 水驱动用程度达到84.86%。

4.4 递减率评价

方案实施以来,老庄注水项目区整体开发形势逐渐变好,综合递减率从调整前的13%下降至调整后4.21%;自然递减率从调整前的14.7%下降至调整后的5.52%。

4.5 单井产量和含水变化

老庄注水项目区单井产量有明显的提升,从调整前的2.63t上升到调整后的3.11t,产量增长为原来产量的20%,含水从原来的52%上升到57%,含水呈现明显的缓慢上升的趋势,注水效果已经明显显现。

5 取得成果

方案实施后,老庄注水项目区整体开发形势逐渐变好,主要指标呈现“一稳、一降、一提升”的良好态势,在油井转注28口影响9.25t的情况下,日产油水平仍保持在200t以上,呈现稳中有增态势;自然递减率由14.7%降至5.52%,下降9.78个百分点;平均单井日产油由2.63t上升至3.11t。日产液由见效前 365.56m^3 增至目前的 584.11m^3 ,日产油由150.03t增至211.58t,提高了37%,

综合含水率由52%上升至57%,基本保持稳定。水驱动用程度,水驱控制程度都有明显的提升,地层能量得到明显恢复,注水逐步见效,油田处于科学合理的开发水平。

6 结束语

综合调整治理是油田开发的必要手段,及时针对油田开发的主要矛盾,提出行之有效的调整措施,是保证油田科学合理开发的保障。总体来看,老庄项目区调整前后效果明显,为同类油田的调整治理提供借鉴经验。

参考文献:

- [1]程启贵.低渗透油藏开发典型实例.石油工业出版社.2014.12.
- [2]张景皓,李浩,陈静等.延长油田延安组油藏优化注水技术[J].延安大学学报,2019,6月:83-87.
- [3]王香增,党海龙,高涛.延长油田特低渗油藏适度温和注水方法与应用[J].石油勘探与开发,2018.45(6)1031.