

边底水油藏开发配套技术探究

刘吉华

中石化胜利油田分公司东辛采油厂盐家采油管理区

DOI:10.12238/jpm.v3i6.5022

[摘要] 油田A区块馆陶单元位于油田北部,是一个强边底水普通稠油油藏,该块目前综合含水98.1%,已进入特高含水开发后期,采出程度仅26%,前期研究表明,剩余油主要赋存模式为水锥间剩余油,目前的开发方式难以经济有效动用,下步将通过实施边内注水改变压力场及流场方向、利用油水重力差异和实施周期采油等措施促进油水重新运移,有效动用水锥间剩余油,改善水驱效率,进一步提高油藏采收率。

[关键词] 边底水油藏; 边内注水; 周期采油

中图分类号: TV442+.6 **文献标识码:** A

Exploration of the supporting technology of side-bottom water reservoir development

Jihua Liu

Salt Israel Oil Production Management Area of Dongxin Oil Production Plant of Sinopec Shengli Oilfield Branch

[Abstract] The oilfield block A pavilion pottery unit is located in the north of the oil field. The block is 98.1% integrated water content in the late stage, and the extraction stage is only 26%, in the previous stage shows that the residual oil is the residual oil, the remaining oil, improve the water drive efficiency, and further improve the reservoir recovery.

[Key words] side bottom water reservoir; side inside water injection; periodic oil recovery

1 区块概况

油田A区块馆陶探明含油面积4.21Km², 上报地质储量783.3×10⁴t, 标定采收率31.5%, 可采储量246.81×10⁴t, 主力开发层系馆上段, 纵向上共有10个含油小层, 属于高孔高渗普通稠油构造层状油藏, 埋深1300-1540米, 平均孔隙度32.3%, 平均空气渗透率1048×10⁻³um², A区块块Ng上地面原油密度0.9522~0.9706g/cm³, 地面原油粘度1193~1634mPa.s, 地层原油密度0.889~0.916g/cm³, 地层原油粘度135~260mPa.s。地层温度68.4℃, 原始地层压力14.89MPa, 地层压力系数0.97, 属常温带压系统。

2 单元开发现状

该块于1983年投入开发, 初期部署均为直井, 后期经历多轮次水平井调整, 截至2019年2月, 共有油井总井77口, 其中直井13口, 水平井44口, 开井51口, 油井普遍高液量、高含水, 油井高含水关停井较多, 开井率66%, 日产液量6757吨, 日产油119吨, 综合含水98.1%, 单井日产液126t/d, 单井日产油2.4t/d, 采出程度26%, 采油速度0.56%, 但不同层系开发指标差异较大。其中主力层Ng3、Ng5、Ng6、Ng10小层开发效果较好, 采出程度在30%以上, 而非主力层Ng2、Ng8、Ng9小层受边底水油稠以及出砂等因素影响, 采出程度仅10%左右, 因此, 具有进一步提高采收率潜力。

3 单元开发存在的问题

3.1 水驱效果评价

平面水驱状况: 采取边部注水方式, 注采井网不完善, 注采井数比低, 因边底水较活跃, 造成单向受效油井多, 实际注采对应率仅44.6%。对断块油井水驱状况分析: 注水初期, 水沿构造低部位推进, 水线均匀, 随着采出程度的提高, 水线由边部向内部推进明显, 与注水井连通好、井距近的油井受效快, 同时断块为强亲水大厚层, 边底水活跃, 水线突进明显, 油层平面水淹面积进一步扩大。

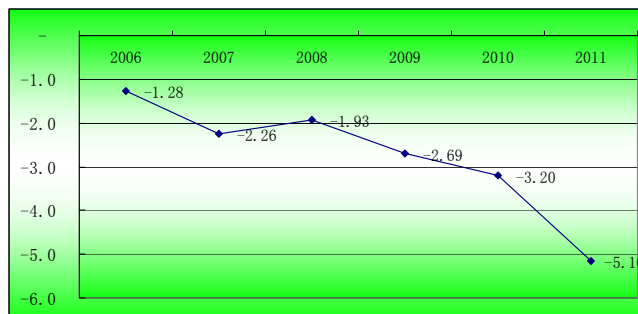


图1 存水率曲线

层内水驱状况: 边底水油藏投入开发后, 作为主要驱动能量之一的底水在驱动时分为托进和锥进两个过程。初期在油井产量较低、生产压差较小的情况下, 由于油水重力差异, 油水界面

均匀、缓慢、大幅度向上托进,当托进到一定程度或生产压差达到一定程度时,水体只在井底附近以很小的波及范围向上锥进。单元采液强度达到31.4%,含水级别大于95%的油井多为提液造成底水锥进导致含水上升,平均液量90方;含水级别在50%-90%的油井平均液量仅为34方。由此可见,边底水油藏采液强度高,则底水锥进快,含水上升快,油层顶部控制程度差。

从存水率曲线看,水驱状况变差。

3.2 储量动用状况评价

从纵向上看单元各小层储量的动用状况也有较大差别,整体上看下部采出程度高于上部,是下步挖潜的重点。主力层储量动用程度较高的部位主要在构造中部和边部;非主力层储量动用程度较高的部位主要在构造的高部位。单元剩余油分布受构造控制作用明显,构造高部位油层水淹程度低,剩余油主要分布在断层遮挡处和构造高部位及井网控制程度较差的区域,层间上部的剩余油潜力较下部大。

3.3 能量保持状况评价

由于单元砂层厚度大,连通面积大,边底水能量较强。单元动液面一直在400-600米范围内波动,动液面浅且基本稳定,地层能量保持较好。单元原始地层压力14.42Mpa,目前平均地层压力10.93Mpa,是原始值的75.8%,地层压降3.49Mpa,压力水平保持基本合理。

3.4 井网适用性评价

根据油区经济合理井网密度计算公式,计算经济合理井网密度为10we11/km²,可钻井总数16口,目前总井数11口,投产油井9口,投产注水井2口,井网较稀,注采井数比较低(1:4.5)。单元井网密度低,注采不完善,注采井网不合理,井网适应性较差,还具有进一步加密井网的空间。(1)边底水锥进严重,油层水淹加剧;(2)含水上升速度快,递减加大;(3)油水界面上移,含油面积减小;(4)井网适应性差,储量控制程度差。该块目前采收率仅31.5%,采收率有待提高;(5)进入特高含水开发后期,剩余油分布零散,需要进一步研究水锥规律对剩余油分布的影响;(6)需改变目前开发方式,进一步挖掘水锥间剩余油,提高采收率;(7)在特高含水开发后期,如何提高经济运行质量,需要开展经济界限研究及效益评价。

4 强边底水油藏开发后期边内注水及周期采油可行性研究与优化设计

4.1 强边底水油藏水锥形态特征研究

边底水油藏影响水锥的主要因素包括:地质因素、流体参数和开发参数。应用油藏数值模拟方法,开展底水锥进机理研究,定量化描述开发过程中水锥形态的变化,为挖潜剩余油提供技术指导。

4.1.1 地质因素对水锥的形态特征影响

从储层纵向与水平渗透率比值对采出程度的影响结果看,储层纵向渗透率越小,采出程度越高,采出程度提高的幅度越大。

4.1.2 流体参数对水锥的形态特征影响

结果表明,原油粘度越低,底水上升高度越大,边底水的抬升作用越明显,水锥高度越小,剩余油相对越少,采出程度越高。

4.1.3 开发参数对水锥的形态特征影响

结果表明,井距越大,底水上升高度相对越小。水锥间的干扰越小,水锥高度越大。剩余油主要富集在油藏上部和水锥之间。

4.2 强边底水油藏边内注水驱油机理研究

薄层强底水油藏,底水锥进形成水锥后,高含水井转为注水井,注入水一方面驱动油层上部剩余油流向生产井,同时注入水驱动注水井井底附近及油层底部剩余油流向生产井,压低生产井周围的水锥半径。边内注水开发后期,随着注水井持续注入及生产井的持续生产,注入水将主要流向底水层,在压差作用下推进到生产井。

4.3 强边底水油藏周期采油机理研究

边底水油藏周期采油机理为,底水油藏水锥形成以后,高含水井转注水井,生产井周期采油。在生产井关闭期间内,垂向上受到油水密度差作用和水平方向上注水井驱动井间剩余油的压锥作用下,在生产井周围水锥下落;当生产井水锥下落到一定高度后,生产井开井并以一定液量生产,底水以一定速度上升,生产井含水上升;注水井连续注入,水平方向的井间剩余油在注水井的驱动作用下流向生产井。高含水后期油藏注入水主要流向底水层,在压差作用下推进到采油井。

5 强边底水油藏边内注水及周期采油可行性研究及优化设计

5.1 油藏概念模型设计

油藏概念模型设计了长轴背斜油藏概念模型、双断层夹持夹缝带边底水油藏概念模型、单断层遮挡小断鼻油藏概念模型三类模型,分别模拟不同的地层原油粘度(5, 50, 100, 200),不同的含水时机(90%, 95%, 98%, 99%)、不同的注采比(1.0, 1.5, 2.0, 3.0)对应的注水效果,形成多维度模板。

5.2 长轴背斜油藏边内注水及周期采油优化设计

5.2.1 边内注水优化设计

①原油粘度对开发效果的影响。数值模拟结果表明,原油粘度越低,边内注水采出程度提高幅度越大。②不同含水阶段转水驱对开发效果的影响。在原油粘度一定时在高含水阶段转水驱的开发效果较好,早期注水油井见效早,但是后期含水上升快。在较高含水阶段转水驱,后期生产井的含水上升慢。③注采比对开发效果的影响。在相同的含水阶段,注采比越高,最终采出程度越低。

5.2.2 油藏周期采油优化设计

①周期间隔对开发效果的影响。数值模拟结果表明,随着周期采油间隔的增加,采出程度提高的幅度在增加。当周期间隔大于2年后采出程度提高的幅度增加有限。因此,建议强边底水油藏周期采油的间隔在1-2年间。②原油粘度对开发效果的影响。随着原油粘度的增加,周期采油下采出程度逐渐降低。③周期日采液量对开发效果的影响。随着周期日采液量的增加,采出程度

逐渐增加,日采液量大于 $200\text{m}^3/\text{d}$ 后采出程度增加幅度减小。因此,建议强边底水油藏周期注采开发条件下的日产液量维持在 $100\text{m}^3/\text{d}$ – $150\text{m}^3/\text{d}$ 。

6 开发调整技术对策

6.1 平面调整。

(1) 调剖机理。水井调剖是封堵与油井之间的窜流通道,扩大平面波及系数,同时调节层间矛盾。在水井中加入堵剂,其具有调和驱两种作用,其调剖作用主要是改善油藏平面和纵向上的非均质性,达到调整吸水剖面和油藏渗透率级差的目的。其驱油作用主要是通过增加水相粘度,改善水驱油流度比,提高波及效率,从而提高采收率。(2) 实施。东营组水井较少,油井比较集中,且多数单向受效,容易水窜。

6.2 层内调整。

(1) 堵水机理。理论上:若堵剂封堵底水,只需绕流10米的距离就会水窜,有效期不会超过20天。实际上:统计油井堵水平均有效期200以上天,若按注入水绕过堵剂后平均每天推进0.5米计算,平均堵水半径达到100米以上,表明堵剂封堵的是一个狭长的出水通道,应该是注入水平面上指进形成的出水通道。(2) 实施。井区为注采流线单一的井区,注入水沿一个方向高渗出水通道进入油井且油井射孔层段较大,提液后底水上窜严重,含水上升快。根据油井堵水机理,对该井对该层实施层内堵水,挖潜顶部剩余油。采用弱凝胶+阳离子堵剂($140+14\text{m}^3$),实施后油井含水出现较大下降,但由于堵剂用量过大,液量仅有2方,但位于同一水线井同时见效,日油由9.8t增至21.8t,增油效果显著。这初步证明堵水技术对东营组含水相对较高的井仍有较好潜力。

6.3 排水消锥

(1) 机理。压差的调整工作就是不断打破平衡,同时不断建立新的平衡的过程。边底水油田对已发生锥进的高含水井调参,油水界面重新运移、分布,锥进和指进现象减弱,相邻同层井含水率下降。(2) 实施。由油井生产数据看出,该井区油井采液强度普遍较低,生产压差较低,已形成固定的流线。为打破原有平

衡状态,实施对靠近边水的低部位的高含水井S3-92井下大泵提液方案。提液后含水由84.3%降至79.25%,效果显著。

6.4 韵律层挖潜。

在油藏剩余油、加密调整潜力分析基础上,精细韵律分析,开展措施挖潜工作,取得明显效果。共实施措施9井次,平均单井增油2.6吨,措施成功率87.5%,到目前累增油2518吨。A井分析低效生产油量0.5吨,含水61%,液面1269m,分析原层渗透性较差导致供液不足。从曲线分析,该井(1+2)1-2层曲线形态较好,处于断层遮挡处、构造高部位且邻井生产情况较好,新井解释该韵律层发育较好。而基于过往考虑该层井网密度较大不适合下返。分析东二由于底水锥进影响单井控制面积小,大胆实施补孔1+2+1-2合采。实施下返措施,作业过程中需捞防砂管柱、钻塞、打水泥塞、长井段防砂等作业工序,增加了施工的难度及作业成本。初期措施增油9.1吨,为东营组返层系措施的高产井。东营组措施挖潜打破工艺及作业费用阻碍,大胆利用邻井及历史生产情况,精细韵律层分析,挖掘剩余油取得成功。

效果:断块开发形势变好:日液和含水下降,日油上升;断块开发形势变好:含水上升率和自然递减均得到控制。

7 结论及建议

(1) 强边底水油藏在特高含水期,剩余油主要富集在油层上部和锥进之间;边内注水及周期采油可以进一步提高强边底水油藏的采收率;(2) 与单一边内注水开发方式相比,周期采油和边内注水相结合开发方式,进一步扩大了注水井周围的油藏注入水波及体积。

[参考文献]

[1]肖春艳,李伟,肖淑萍.边底水油藏开采机理与含水上升规律[J].断块油气田,2009,16(6):68–70.

[2]李传亮,杨学锋.底水油藏的压锥效果分析[J].大庆石油地质与开发,2006,25(5):45–47.

[3]李晓林,周兴武,金兆勋,等.影响稠油油藏底水锥进的主要参数研究[J].特种油气藏,2003,10:56–58.