

复杂断块长停井复产技术对策及效果评价

魏友谊

中油辽河油田公司

DOI:10.32629/gmsm.v3i2.627

[摘要] 茨榆坨油田是一个复杂断块型油气藏,断裂系统复杂,小断层、微构造多,地质条件的复杂性导致油水关系复杂,部分生产井由于水淹、地层出砂和井下事故等原因长期关井,导致部分区块井网不完善,注采矛盾突出。通过对该油田开展长停井调查,对长停井关井原因进行分析落实长停原因,针对性的开展长停井复产工作,充分挖潜剩余油潜力,进一步提高油田开发效果。

[关键词] 长停井; 井网完善; 出砂; 井筒; 治理

1 油藏概况

牛青茨油田位于辽河盆地东部凹陷,具有断块多且碎小的特点^[1],众多断裂将油田分割成98个开发单元,最小的区块含油面积仅0.2km²,地质储量7×10⁴t。目前油田综合含水89.3%,处于高采出、高含水的“双高”状态。主力油层东营组和沙二段为辫状河沉积,储层连通性差,连通系数仅51.2%;纵向上,层间、层内矛盾突出,均质系数仅0.34。

2 存在主要问题

一是储层物性差,油井产量低。由于地质条件复杂,井间及层间剩余油分布零散,油藏储层物性差,平面及层间矛盾突出^[2],区块油井停产前平均单井日产量仅0.3t,难以实现效益开发。二是注水压力高,注水效果差。部分油藏平均孔隙度17.7%,平均渗透率59.0mD,泥质含量13.2%,C26-31等8口注水井注水压力达到13.5MPa左右,与注水干线压力基本持平,难以实现有效注水。三是井况复杂,事故躺井多。随着油田开发的深入,油水井井况日趋恶化,套损套坏、砂卡和井下落物等因素导致的停产井日益增多。

3 主要复产对策

长停井复产优先实施与转换开发方式、完善注采井网、注水调整相关的长停井,后实施单井挖潜的长停井,按照“产量高低、工艺难易、先完善调整后挖潜增效”的治理原则,重点加强B1块新增调驱区域完善井网,茨北段、L11等块注水调整,L618、C601等块措施挖潜增效等方面工作。

3.1 强化含油砂体刻画,充分释放剩余油潜力

牛青茨油田N16、C41、C11块地质储量585×10⁴t,可采储量145×10⁴t,目前处于高采出程度、高含水的“双高”状态,局部具有挖潜部署潜力。2016年以来,提出单砂体刻画+侧钻挖潜的综合治理方法,开展以下三方面工作:一是精细构造解释。二是深化剩余油分布规律认识。三是优选潜力砂体进行部署。

通过上述工作,实施老井侧钻13口,日产油45.8t,日产气0.4×10⁴m³,阶段累产油0.5×10⁴t,累产气105.7×10⁴m³,取得较好效果。

3.2 与注水治理相结合,改善注水油藏开发效果

根据油藏特点实施分类治理,针对出砂严重区块导致的长停井,通过制定完善井网、恢复注水及新井部署的治理对策^[3],在B11等2个区块实施新井5口,实施侧钻、补层、复注等措施恢复长停井17口。针对高含水、高采出程度的“双高”区块,通过利用复注、分注、侧钻等措施改善注水,恢复长停井14口。通过以上措施,油水井开井数由93口上升至100口,开井率由49.5%上升至69.9%,自然递减率由15.1%下降到9.5%。

3.3 与区块治理相结合,盘活停产区块剩余油

B11块可采储量采出程度72.6%,综合含水92.1%,属于典型的“双高”区块。2002年以来长期处于低速开发状态,开井率仅50%,平均单井日产量仅0.7t。通过对区块构造和剩余油重新落实,剩余油主要分布在断层遮挡

高部位以及井间未动用和未控制区域,原井距为300m,具有进一步加密调整的潜力。

3.4 与转换方式相结合,提高水驱油藏采收率

B1块因上下层系混采等因素制约,共有各类长停井58口,2012年以来按照“试验、扩大、推广”的思路开展深部调驱试验。该块西南部停注4个井组,长停井10口,通过对油藏边部开展精细地质研究,边部井组连通较好,井间无断层,区域油层平均厚度35m,注水见效明显,具有通过扩大调驱恢复长停油水井的潜力。

为保障调驱效果,在B1块边部新增调驱区域重建注采井网,将原上、下、合三套注采井网按反九点面积注水重新规划一套井网,实施调补层、转抽和钻灰面等措施7口,实施注水井转复注10口,加强动态管理和优化注采参数,实施调参、检泵、调配等注采调整125井次。区块油井开井数由1口上升至7口,日产油由0.5t上升到7.2t,年增油1200t,开井率58.6%上升至67.6%。

3.5 精细油藏综合研究,夯实油藏稳产基础

坚持“单层无潜力不等于每个层都无潜力”的理念,精细地层对比,落实剩余油分布规律^[4],加强长停油井的潜力摸排力度。通过对C601块监测资料及油藏动态资料研究,对水淹程度进行重新认识,认为长期注水开发,油层进入高含水阶段后,油层注水发生水窜^[5],位于水淹区的部分长停井纵向上水淹程度不均,非主力油层的水淹程度较低,仍有较大的复产潜力。通过实施补层、侧钻等手段复产,结合生产动态及井下状况复产27口,区块日增油49.4t,日增气2.2×10⁴m³,年增油8040t,年增气470×10⁴m³。

4 结论

(1) 深入基础研究落实区块剩余油分布规律,开展老区整体评价,结合开发调整、方式转换前沿思路和技术,进行区块整体治理,寻求高效开发途径。

(2) 强化注水调整、优化生产制度等工作,进行实现注水、点状注水、恢复注水等工作进行地层能量补充,精细生产管理,降低长停井规模。

(3) 随着注水综合调整的不断深入,积极推广应用C/O测井、硼中子寿命测井等饱和度监测技术,为充分认识正常生产层和未射开层的剩余油分布提供可靠科学依据。

[参考文献]

- [1]李皓利.侧钻井技术在老油田挖潜中的研究及应用[J].断块油气田,2005,12(5):69.
- [2]卢先红.复杂断块油藏综合调整研究实例[J].化工管理,2017,(4):197.
- [3]熊正友.井楼油田零区的综合治理[J].油气田地面工程,2014,33(1):38.
- [4]王艳丽.老油田开发后期剩余油挖潜研究[J].录井工程,2018,29(4):83-85.
- [5]鲁娟娟.南堡油田长停井恢复再利用[J].西部探矿工程,2012,(1):77.