

# 提高双特高水驱油藏经济开发效益主要做法

## ——以中一区馆3单元为例

于圣泉 范明杰 艾倩 宋 姍

(中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司孤岛采油厂, 山东 东营 257231)

**摘要:** 提高双特高水驱油藏开发后期经济效益, 是老油田油藏经营的重点、难点工作。以中一区馆3单元为例, 进入特高含水开发后期非线性高耗水阶段, 水油比急剧增加, 开发成本急剧上升, 高耗低效矛盾凸显。立足提高老油田经济效益, 通过精细油藏评价, 剖析井网完善状况、注入状况、产液结构, 明确调整潜力; 深化极端耗水理论应用, 建立极端耗水识别模式, 明确调整方向; 从完善井网、改善注入、优化结构入手, 提高驱油效率, 达到控水稳油增效的目的。通过一系列调整措施单元吨油利润增加438元, 吨油操作成本降低289元, 为此类单元长期规模效益稳产提供了借鉴。

**关键词:** 双特高水驱油藏; 开发成本; 老油田经济效益; 规模效益稳产

### 1 概况

中一区 Ng3 单元位于该油田主体部位的顶部, 油藏埋深 1173-1230m, 地层倾角 1.0° 左右, 地质构造形态较为简单平缓, 属于背斜构造油藏。该单元含油面积 4.9km<sup>2</sup>, 平均孔隙度 33%, 平均渗透率 1.5-2.5 达西, 渗透率级差 4.0-21, 属于高孔、高渗、高饱、中高粘度、疏松砂岩油藏, 油层物性好, 胶结疏松, 出砂严重, 为河流相正韵律沉积, 非均质性严重。

中一区馆3单元先后经历了天然能量开采、注水开发、注聚先导试验、注聚扩大开发, 目前处于后续水驱开发阶段, 采出程度 56.3%, 综合含水 97.7%, 进入特高含水开发后期非线性高耗水阶段。目前单元吨油利润 1322 元, 吨油操作成本 669 元。

### 2 油藏经营管理潜力分析

从储量基础看, 目前采出程度 56.3%, 仍有 397 万 t 的地质储量滞留地下, 挖潜空间大、未来将是原油产量供应的主力。从取芯资料看, 中一区 Ng3 单元 3 口密闭取芯井中 14- 斜检 11、中 14- 检 10、中 13- 斜检主力层 Ng33、Ng35 层含油饱和度达 35%-42%, 具有较好的剩余油物质基础。结合矿场实践, 对标国外典型砂岩老油田, 全世界综合含水超 90% 的砂岩老油田在 40 个以上, 平均采收率大于 50%, 以东威明顿油田为例, 综合含水 95%, 采出程度 75%。储量、饱和度和矿场实践均表明特高含水期仍具有较大开发潜力。

#### 2.1 井网整体完善, 局部待完善

经过层系调整、加密细分后, 水驱控制程度较高,

目前静态注采对应率 97.1%。整体看, 部分井组存在只采不注、单向对应, 欠完善井组主要位于断层边部、砂体边部; 分小层看, 主力层注采对应率 100%, 非主力层注采对应率 85.3%, Ng31、Ng32、Ng34 层偏低。动态注采对应率为 93.9%, 主要受套变停产井影响, 停产油水井 9 口、储量损失 53.7 万 t。

#### 2.2 注入整体较好, 注入效益待提升

从注入质量看, 水井平均单井日注 98m<sup>3</sup>, 油干压差 3MPa; 分注井 30 口、光油管注单层井 4 口, 总分注率 91.9%; 层段合格率 71.4%, 不合格层 16 个, 其中欠注层 10 个, 欠注井层主要受临时停井导致的压力变化出砂出泥影响。层间吸水差异变大, 近三年来主力层启动压力由 7.5MPa 降至 7.4MPa, 吸水指数 33m<sup>3</sup>/d.MPa 升至 35m<sup>3</sup>/d.MPa, 非主力层启动压力由 8.5MPa 升至 8.9MPa, 吸水指数 15m<sup>3</sup>/d.MPa 降至 13m<sup>3</sup>/d.MPa。

从注入效果看, 近年来水驱指数由 3.5 下降至 2.1, 存水率由 11.8% 下降至 6.5%, 注水低效循环, 利用率降低。结合 5 年内近 200 井次吸水剖面资料, 约 20% 的小层中出现强吸水层, 局部层段注水倍数达上千倍, 受中一区 Ng3 单元长期固定的行列式井网影响, 油层内易形成极端耗水层带, 注入水低效无效循环, 无法波及剩余油, 造成注水利用率低。

#### 2.3 平均单井液量高, 产液结构待优化

油井平均单井日液 60m<sup>3</sup>, 小于 20 方的低液井液量占 4.3%, 产量占 25%, 大于 90 方的高液井液量占 48%, 产量占 17.5%, 液量与产量贡献不匹配, 产液

结构需优化。从平面看，低液井主要分布在断层边部等注采对应差的井组，高液高含水井主要分布在中部井区。

对低液井、高液高含水井逐井展开储层认识、注采关系、井筒状况等分析：在储层认识上重点分析构造部位高低、剩余油潜力、非均质性强弱、隔夹层分布等变化；在注采关系上重点分析井网井距大小、注采对应关系、能量保持状况等差异；在井筒状况上重点分析套管状况、固井质量、防砂工艺适应性等影响。

按照低效原因的差异将高含水低效井原因分为：射孔完善程度高、层间干扰、管外窜，其中射孔完善程度高未避射底部高耗水段和层间干扰井占比分别为50%、33.3%，为高液高含水的主要原因。将低液量低效井原因分为：储层发育差、注采不完善、后期堵塞、套管事故，其中后期堵塞、注采不完善低液井占比分别为50%、21.4%，为低液的主要原因。

### 3 控水稳油增效的主要做法

在明晰潜力的基础上，针对上文提到的影响该单元高效开发的因素，打破“三个惯性思维”：注采对应率高就无需完善井网、含水上升就控液控水、油井高含水就改层生产的惯性思维。围绕注采要完善、受效要多向、驱替要均衡，建立矿场识别极端耗水模式，精准识别纵向极端耗水层带和平面极端耗水方向，补井网、调结构、控含水，做到“层系合理不乱，井网完善不欠，注采协调不窜”。

#### 3.1 建立矿场识别极端耗水模式，明确调整方向

综合运用动静态资料，建立矿场识别极端耗水模式。应用动态监测资料，直观识别极端耗水；应用测井曲线，分析原始孔渗差异，初步判断极端耗水；应用生产动态资料，综合分析极端耗水。通过多因素综合分析，交叉验证，精准识别极端耗水，明确开发调整方向。

#### 3.2 开展一体联动优化调整，改善开发效果

以深化油藏剩余油认识、精准高耗水条带识别为前提，开展优化井网、优化注水、流线调整、工艺配套等工作，抑制极端耗水，改善双特高整装油藏开发效果。

##### 3.2.1 优化井网，以网控储

注采井网是油藏开发的根基，只有完善的注采井网才能带来产量的稳定及注采调控的便利。通过井组→单砂体→小层，逐级落实储量动用情况、清查潜力，断层边部、砂体边部、非主力层扶停补孔，提高控制挖潜力；中部井区大修定向，改变流线提动用。实施

井网完善工作量11口，日增油13t。

##### 3.2.1.1 实施扶停补孔工作，提高储量控制

针对断层边部、砂体边部、非主力层注采对应率低的现状，落实砂体展布，充分利用停产井、高含水低效井完善井网。以GD1-5-815井为例，该井原为Ng4单元高含水低效井，Ng4层系井网密度大、采出程度高，通过潜力分析认为该井Ng33层位于砂体边部，储量未动用，补孔至Ng33后，日油5.3t，原Ng4层系油井变流线后含水下降，日油增加1t。共实施扶停补孔8口，累产油2532t。

##### 3.2.1.2 实施大修定向工作，改变固定流线

针对中部井区长期井网流线固定、耗水发育的现状，利用大修换井底技术，避开极端耗水方向，改善开发效果。以GD1-2-317井为例，该井为套变事故光油管带病注水井，在套损治理过程中，利用大修换井底技术，定向东偏南50m，避开老流线，改善驱替效果，实施后井组含水下降1.8%，日增油3.6t。共实施大修定向3口，增加新流线7条，日增油6.2t，累增油871t。

##### 3.2.2 优化注水，以水控油

注水质量是油藏开发的关键，有什么样的注入就有什么样的采出，只有精准的注水才能保障注采调整的有的放矢和开发的长效。针对厚油层底部存在层内高耗水段、层间差异导致分层注入不均衡、出砂出泥等导致欠注，按照地质需求，做好工艺配套，重点做好三个优化。优化层位，明确对应，注水更精准；优化管柱，分类匹配，注水更长效；优化管理，一体联动，注水更高效。实施水井治理7井次，日增注232方，层段合格率提升5.1%。

##### 3.2.2.1 优化层位，明确对应，注水更精准

针对断层边部、砂体边部、非主力层等储层发育变化大的井区，动静结合，梳理注采对应关系，细化储层对比，优化注水层位，明确注水方向。如4-321井原带病注水Ng32+3、Ng35上，重新梳理注采关系、细化储层对比，结合连井剖面分析认为对应采油井3-019生产层位为Ng35下，大修后补孔优化射孔层位为Ng32+3、Ng35下，开井后油井含水由99.4%下降97.1%。

##### 3.2.2.2 优化管柱，分类匹配，注水更长效

根据水井存在的问题、井况差异，因井施策，分类优化注水管柱，实施以机械防砂为主、化学防砂为辅的长效防砂管柱技术体系，打造长效高效注水工程。针对套管完好、吐砂吐聚严重、多层细分注水井，大

力推广机械分防分注管柱, 分层防砂管柱与分层注水管柱分体设计, 整体下入, 实现分层注水, 再次作业可不动防砂管柱。多级多段水井推广应用第四代注水管柱, 实现验封、测调、测压一次完成, 通过桥式结构, 实现测调过程中不影响其他层段注水, 有效提升测试成功率。

### 3.2.2.3 优化管理, 一体联动, 注水更高效

成立专业化班组规范洗井流程、明确洗井目的、加强现场情况及后续效果跟踪。在发现水井欠注、测试遇阻的问题后, 第一时间洗井, 根据洗井过程中压力变化、出口返出水的情况以及洗井后水井的四化数据制定有针对性的措施。同时加强多年未动管柱井、浅层套漏的治理, 消除注水过程中的安全隐患。

### 3.2.3 优化结构, “零成本”创大效益

注采调配是水驱油藏提质增效最经济有效的手段, 对井组稳升、自然递减控制和产量波动的调节, 起到了关键性作用, 可为“零成本”创大效益。以极端耗水理论为基础, 开展纵向及平面极端耗水识别与治理, 通过调流线、变流场, 提有效注水、降“无效”注水, 提“有效”液量, 降“无效”液量, 总结出了“控提结合、组合增效、脉冲注水”等调配思路, 具体有六种做法, 即“推、拉、压、扩、促、提”, 将抽象的流线调整归纳为朗朗上口的六个字→通过“六字调配法”量体裁衣, 油水联动, 优化注采结构, 实现均衡注采。共实施调配 32 井次、参数优化 28 井次, 日增液 357t, 日增油 10t, 累增油 367t。

#### 3.2.3.1 组合增效, 培养稳升井组

对于单项调配效果不理想的, 改变观念, 转变思路, 进行综合调整并恢复注水, 调整优化注采井网, 实时控制注水与不稳定注水相结合来控制含水上升, 以培养稳升井组增效。如 GD1-0-315 井组, 通过对井组注采连通状况、注水强度、吸水剖面、分层测试、构造特征的综合分析, 对井组南部处于构造高部位、注水强度偏高的 GD1-0-315、GD1-0C15 分别控水压流向, 对采液强度偏低的 GD1-0X817 提液拉流线, 对采液强度偏高的 GD1-0-17 控液流流线, 油水联动调整后, 井组含水下降 1.3%, 日增油 1.3t。

#### 3.2.3.2 脉冲注水, 改善开发效果

从 Ng3 单元小井距加密区 Ng35 层流线分布分析, 油水井间已形成比较固定的渗流通道, 常规调配很难驱替滞留区剩余油, 针对这种情况采取脉冲注水的方式来扩大波及体积、改善开发效果。脉冲注水扩大波及。选取注采对应好、含水较高的中部 4-415 井区实

施双向脉冲注水。通过改变注入井 4N13、5-313 注水强度, 形成平面流线变化, 产生不稳定驱动压力扩大注水波及体积。实施后, 井区开发形势逐步好转, 含水下降 4%, 日增油 3t。

## 4 经济效益分析及认识

保持产量规模是双特高水驱油藏经营的基础, 要提高经营效益, 在控制成本的同时, 要充分考虑局部和整体、短期和长期的关系, 坚持“四个保持”、“四个要干”。保持较高的产量规模, 摊薄成本的维护性措施要干; 保持较高的井网完善程度, 提高储量控制程度的措施要干; 保持较高的注采强度, 调整流线减缓井组递减的措施要干; 保持较长的作业免修期, 延长措施经济有效期增加极限增油的措施要干。

中一区 Ng3 单元通过精细油藏评价, 剖析井网完善、注水效果、产液结构状况, 明确调整潜力; 深化极端耗水理论应用, 建立极端耗水识别模式, 明确调整方向; 从井网完善、注入质量、产注结构入手, 提高驱油效率, 达到控水稳油增效的目的。通过调整单元日增油 29t, 含水下降 1.3 个百分点, 自然递减率由 10.4% 降至 5.8%, 吨油利润由 1322 元增至 1760 元, 吨油操作成本由 669 元降至 380 元, 取得了良好的治理效果。

整装油藏高含水开发阶段, 剩余油呈现出“普遍分布、高度分散、差异富集”的分布形式, 通过取芯资料和矿场实践可以证明特高含水期仍具有较好的物质基础, 局部极端耗水成为主要开发矛盾。只有精准识别高耗水层带, 通过优化井网、提升注入质量、精细调整等工作, 以网挖油, 以水控油, 才能保持长效高效开发。

### 参考文献:

- [1] 曾祥平. 聚合物驱剩余油数值模拟定量描述. 西南石油大学学报 [J]. 自然科学, 2010(01):156-157.
- [2] 侯加根. 高含水油藏开发后期剩余油饱和度定量描述. 石油天然气学报 [J]. 江汉石油学院学报, 2020, 33(1):267-270.
- [3] 陈付真, 姜汉桥. 油藏流场的量化描述方法及其应用研究 [J]. 石油天然气学报, 2011, 12(09):34-36.
- [4] 袁向春, 杨凤波. 高含水期注采井网的重组调整 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(5):94-96.

### 作者简介:

于圣泉 (1991-), 男, 汉族, 山东寿光人, 硕士研究生, 工程师, 从事工作: 油藏经营管理。