

区块注水井与注聚井协同调控下动态开发效果分析

张 磊

第六采油厂第二作业区技术管理室 黑龙江 大庆 163000

摘 要: 多层非均质油藏同步开展水驱与聚合物驱开发, 因注入流体粘度差异明显, 易出现平面驱替不均、聚合物窜流、区块注采失衡等问题。以大庆油田某复合驱区块为研究载体, 搭建注水井与注聚井协同动态调控体系, 将区块划分为边部注水补能井组、中部注聚驱替井组, 差异化管控注水强度、聚合物浓度及注入节奏, 选取地层压力、含水率、产油量、见聚浓度开展动态效果评价。现场应用证实, 协同调控能够稳定恢复地层能量, 降低区块综合含水率, 提升区块产油能力与聚合物利用效率, 缓解单层突进与化学药剂无效窜流问题, 可为同类水聚复合驱油藏均衡驱替提供调控思路与评价参考。

关键词: 注水井; 注聚井; 协同调控; 聚合物驱; 动态开发效果

引言: 大庆油田主力油层已普遍进入特高含水阶段, 聚合物驱已成为持续稳产的主体接替技术, 大量区块采用边部注水补能、中部注聚扩波及的复合开发模式。但注水井与注聚井分开调配, 因水相与聚合物溶液渗流特性差异显著, 易引发平面驱替失衡、边水抢占聚驱通道、高渗层聚合物窜流等矛盾, 制约采收率提升。现有研究多针对单方面参数优化, 缺乏两类注入井联动调控的系统性方案。本文依托大庆油田典型复合驱区块, 提出分区协同调控技术对策, 对比调控前后动态指标变化, 阐释协同调控改善储层动用的内在机理, 为特高含水期复合驱区块均衡驱替提供技术支撑。

1 区块地质与开发概况

1.1 储层静态特征

目标区块为大庆油田萨尔图油层典型构造岩性油藏, 含油面积 2.76km², 地质储量 412.5×10⁴t, 主力含油层系为萨 II、萨 III 三个砂层组, 层间、平面非均质性极强, 渗透率区间 52~1460mD, 级差最高达 28 倍。地下原油粘度 47.2mPa·s, 地层水矿化度 8640mg/L, 储层孔隙度均值 26.3%。区块内断层发育, 东西两侧为油水边界, 边部地层亏空严重, 中部砂体连片性好、剩余油相对富集, 具备水驱与聚驱复合开发的地质条件^[1]。

1.2 井网与开发现状

区块采用不规则五点法面积注采井网, 总井数 76 口, 其中采油井 42 口、注入井 34 口; 注入井中边部注水井 16 口, 主要分布在东西两侧, 承担地层补能及边水控制任务; 中部注聚井 18 口, 集中部署于砂体连片、剩余

油富集的中部区域。开发历程分为两个阶段: 2008 年至 2018 年为水驱阶段, 因油水流量比不利、非均质性强, 综合含水升至 91.3%, 采出程度仅 27.8%, 水驱效果逐年变差。2019 年起进入复合开发阶段, 中部 18 口注入井转注聚合物, 边部维持注水补充地层能量, 形成边部水驱补能、中部聚驱采油的开发模式。调控实施前存在三方面矛盾: 一是边部注水强度偏高, 水流沿高渗通道快速向中部推进, 挤占聚合物驱替前缘, 导致聚合物大量窜进采油井, 部分井见聚浓度超 1000mg/L; 二是注聚井注入压力波动大, 吸水剖面倒置, 低渗层动用程度不足 30%; 三是两类注入井独立调配, 区块注采比长期低于 0.8, 地层持续亏空, 动液面逐年下降, 日产油稳定在 112t, 自然递减率达 12.7%, 稳产形势严峻, 亟需建立协同调控体系改善开发效果。

2 注水井与注聚井协同调控机理与技术方案

2.1 协同调控内在机理

水相粘度远低于聚合物溶液, 同等注入压力下水相渗流阻力小、推进速度快。若两类注入井各自独立调配, 边部水驱会形成优势渗流通道, 聚合物仅在狭小区域形成驱替带, 宏观波及效率大幅降低。协同调控的核心机理在于分区压力均衡与流体驱替前缘同步推进。具体而言, 边部注水井承担地层补能功能, 通过适度降低注水强度控制水相推进速度; 中部注聚井通过提升注入粘度与段塞稳定性, 扩大纵向与平面波及范围; 通过统一管控区块注采压差, 使水驱能量平稳向中部传递, 聚合物形成稳定驱替前缘, 水驱与聚驱协同完成剩余油驱

替,有效抑制单层窜流,提升整体驱替效率。

2.2 分区协同调控技术对策

按照“边井控水补能、中井稳聚驱油、井组联动匹配”的原则,将区块划分为边水补给区与中部聚驱核心区,制定差异化协同调控方案。

2.2.1 边部注水井协同管控措施

下调边部高渗注水井注水强度 20%~35%,关停油水边界附近 3 口强窜流注水井;采用周期间歇注水模式,每月停注 5 天,降低水相前缘推进速度;依据井组地层亏空程度分级配注,亏空量大于 $1.2 \times 10^4 \text{m}^3$ 的井组适度提水补能,亏空较小的井组控压控水,避免水体侵入聚驱区域。

2.2.2 中部注聚井协同管控措施

同步上调聚合物注入浓度,由 1200mg/L 提升至 1600mg/L,提升体系渗流阻力;实施分层深度调剖,封堵高渗透窜流通道,优化纵向吸水剖面;根据边部注水动态实时调整注聚速度,边井控水阶段适度提高注聚排量,边井短时补能阶段降低注聚排量,维持驱替前缘同步推进^[2]。

2.2.3 井组动态联动调整机制

建立日度动态联动分析制度,以区块地层压力、采油井含水率、见聚浓度为预警指标。单井见聚浓度超过 800mg/L 时,同步下调对应注聚井注入量并降低相邻注水井注水强度;区块地层压力低于饱和压力 0.6MPa 时,边部井统一提水补能,中部注聚井保持稳定注入,避免压力波动引发药剂窜流。

3 协同调控实施后动态开发效果分析

区块自 2024 年 3 月全面推行注水井与注聚井协同调控,持续实施 12 个月,从地层能量、产量指标、含水变化、剖面动用及聚合物利用效率五个维度评价调控效果。

3.1 地层压力与注采平衡改善

调控前区块平均地层压力 11.4MPa,较饱和压力低 1.1MPa,累计注采比仅 0.78,地层持续亏空。协同调控实施后,边部注水井精准补能、控量控水,区块整体注采比回升至 0.96,地层压力稳步回升至 12.3MPa,压差维持在合理区间,动液面由 1320m 回升至 1165m,地层能量亏空得到有效弥补。分区压力监测显示,边水区域与中部聚驱区压差稳定控制在 0.4~0.7MPa,消除了水相快速窜进的压力通道,驱替前缘推进速度趋于一致。

3.2 区块产量与含水动态变化

调控前区块综合含水 91.3%,日产油 112t,自然递减率 12.7%。实施协同调控 3 个月后,采油井陆续见效,综合含水持续下降;见效高峰(第 8 个月)综合含水降至 82.6%,降幅达 8.7 个百分点;区块日产油峰值达 136t,较调控前提升 21.4%,全年平均日产油 128t,自然递减率降至 7.3%,稳产能力显著增强。分井组对比显示,边水干扰严重的井组调控后含水下降 10 至 13 个百分点,增油幅度高于区块平均水平;中部聚驱核心井组见聚浓度平稳,无快速水淹和药剂暴性窜流现象,单井稳定增油 2.1 至 3.6t/d。

3.3 纵向吸水剖面动用程度提升

为直观反映储层纵向动用改善情况,选取区块内 10 口代表性注聚井开展吸水剖面测试对比。调控前高渗层相对吸液占比高达 62.4%,低渗薄差储层吸液占比不足 28%,大量剩余油滞留于低渗层难以动用。协同调控配套分层深度调剖后,高渗层吸液占比下降至 33.7%,低渗薄差层吸液占比提升至 51.2%,单井有效吸水厚度整体提升 30.5%。边部注水井控水措施有效抑制了纵向单层突进,层间动用差异大幅缩小,在地层内部构建了均匀稳定的渗流场^[3]。

3.4 聚合物利用效率显著优化

调控前边部无节制注水形成优势窜流通道,聚合物溶液跟随水流快速到达生产井,单井瞬时见聚浓度峰值超过 1100mg/L,大量聚合物无效产出,区块吨聚增油仅 18.3t。协同调控方案落地后,水体窜流通道得到有效封堵,聚合物在地层内扩散范围显著拓宽,生产井见聚浓度稳定维持在 400 至 650mg/L 区间,未出现暴性窜聚现象,区块吨聚增油提升至 22.6t,聚合物利用效率提升 23.6%,大幅降低了化学驱药剂采购与注入成本。

3.5 调控过程存在的动态波动问题

协同调控长期实施过程中,局部井组出现阶段性压力失衡波动。边部注水井间歇停注控水阶段,周边相邻注聚井注入压力短期上升 0.8 至 1.0MPa,导致低渗薄差层吸液量小幅下降;断层遮挡、砂体连通性较差的井组,边部注水能量难以跨断层传递至聚驱井区,见效周期滞后 2 至 3 个月。针对上述波动,现场及时优化调配制度,细化不同井组分级配注标准,对断层遮挡井组单独制定小幅持续提水补能方案,依据每日动态监测数据实时修正调控参数,逐

步消除了各类波动的负面影响。

4 协同调控改善开发效果影响因素分析

4.1 注水强度匹配关系

注水井与注聚井的注入强度配比是决定水聚两相驱替前缘能否同步推进的核心因素,直接关系到复合驱区块的均衡动用程度。大庆油田长期矿场实践表明,边部注水强度高时,低粘度水体沿高渗条带快速推进,形成优势水流通,不仅挤压聚合物驱替带,还会使大量聚合物溶液被水流裹挟发生窜流,化学驱波及范围大幅缩小,药剂利用效率显著降低;若边部注水强度过低,区块整体地层能量补给不足,聚合物溶液在地层中运移动力匮乏,难以向剩余油富集区域有效扩散,驱替体系作用范围受限,影响区块整体开发效果。现场动态监测数据表明,当边部补能注水井与中部注聚井的注入强度维持合理差值区间时,水相与聚合物溶液的推进速度趋于同步,储层纵横向整体动用程度达到最高水平,区块降水增油效果最佳。因此,在协同调控实施过程中,须依据井组动态响应特征实时优化注水强度,实现水聚两相驱替的精准匹配。

4.2 聚合物注入浓度协同阈值

聚合物溶液粘度直接决定其在地层中的渗流阻力与调驱能力,而边部注水带来的水相干扰程度是动态调整聚合物注入浓度的核心依据,二者之间存在联动匹配的协同阈值。当边部注水井实施提水补能措施时,大量低粘度水体进入地层,会削弱聚合物溶液的封堵调驱效果,此时须同步提高聚合物注入浓度以提升体系粘度、增大渗流阻力,从而抵消水相干扰,维持水聚两相渗流阻力的合理匹配,防止水流抢占主流通道。当边井进入间歇控水阶段,水相渗流规模缩减、水窜风险下降,可适度下调聚合物注入浓度,在保障基础驱替效果的前提下减少化学药剂投入,降低开发成本。结合大庆油田目标区块长期动态验证,不同注水工况对应专属最优浓度区间,现场须严格按照该区间动态调整注聚浓度,既能有效规避暴性窜聚问题,又能实现聚合物药剂的高效利用,在开发效果与药剂消耗之间取得最佳平衡。

4.3 井组连通性差异化调控

储层井组之间的动态连通程度受断层发育、砂体展

布和沉积相变等因素影响,同一区块内不同井组的渗流响应特征存在明显差异,统一的调配方案难以适配所有井组的实际需求,必须依据连通性实施分级差异化协同调控。对于井间连通系数高、渗流通道发育完善的高连通井组,水体极易快速窜进中部聚驱井区,水窜风险突出,调控应以控水稳聚为主,适度压减边部注水井配注量,同时对注聚井实施分层深度调剖,封堵高渗优势通道,延缓水体推进速度。针对断层遮挡、砂体连续性差的低连通井组,流体在地层中传导阻力大、边部注水能量难以有效传递至中部聚驱区域,地层能量长期不足,调控上应适当提高边井周期注水量以补充地层能量,同时保持注聚井稳定、持续注入,不宜过早降低聚合物浓度,防止驱替体系强度不足导致剩余油滞留。现场以井组动态连通系数作为分级调控标准,分类制定差异化调配方案,落实分区联动、一井一策的精细化管理模式,最大化不同井组的协同调控成效。

结束语

针对多层非均质油藏水驱与聚驱并行开发的渗流矛盾,本文建立了注水井与注聚井分区协同调控技术体系,通过边井控水补能、中井稳聚调剖、井组动态联动调配,实现了地层压力均衡和水聚驱替前缘同步推进。矿场动态监测证实,协同调控后区块地层亏空得到有效弥补,综合含水下降 8.7 个百分点,日产油提升 21.4%,聚合物利用效率提升 23.6%,层间动用程度大幅改善,有效缓解了水窜和药剂无效损耗等开发难题。研究表明,两类注入井联动管控是复合驱区块均衡驱替与长效稳产的关键手段,后续应结合数值模拟细化不同储层条件下注水与注聚参数的协同匹配标准,进一步完善智能化动态调控决策体系。

参考文献

- [1] 金佳国,于明涛,崔德岩.小井距高浓度注聚阶段降本增效的主要做法及效果评价[J].石油石化节能,2022,12(8):84-88.
- [2] 徐丽媛,奎智斌,王冠华,等.海上油田N区块注水井欠注原因分析及增注建议[J].辽宁化工,2023,52(2):298-301,305.
- [3] 张士钊.注水解堵工艺在三交区块煤层气多分支水平井中的应用研究[J].当代化工,2023,52(5):1116-1120.