

特高含水后期水驱油藏理论新发现及经济增效关键技术

孙以德（中国石化胜利油田分公司油气开发管理中心，山东 东营 257001）

摘要：胜利油田历经 60 余年开发，整体含水 92.3%，已进入特高含水后期，剩余油分布更加复杂，老油田持续提高采收率技术面临瓶颈。针对特高含水后期耗水比大、剩余油动用分散、无效注入循环等难题，以矿场认识及水驱室内实验为基础，深化特高含水后期水驱开发理论认识，分析了剩余油分布影响因素，提出了流场调整、强化学驱等提质增效关键技术，年均创效 1 亿元以上，有力支撑了油田效益开发，延长了经济寿命期。

关键词：特高含水期；提质增效；关键技术；水驱油藏；经济效益

0 引言

胜利陆上水驱油藏以整装、断块油藏为主，是油田开发的重要阵地，整体处于特高含水后期。剩余油分布更加复杂，极端耗水层带发育，大量无效注入循环、水油比急剧上升、吨油操作成本升高，严重制约了老油田持续效益稳产。为实现特高含水后期油田经济有效开发，结合矿场开发新特征，开展特高含水后期两相渗流能力、水驱特征曲线研究，明确了宏观及微观剩余油赋存特征及影响因素，围绕遏制无效水循环，形成了一系列提质增效关键技术，创造了可观的经济效益，实现了老油田采收率提升。

1 特高含水后期水驱油藏矿场新特征

矿场实践表明，油田进入特高含水后期，随着含水不断上升，耗水量大幅增加，水油比急剧上升。由含水-吨油操作成本变化曲线（图 1）可以看出，当含水由 96.4% 升至 97.9% 时，水油比由 26.8 升至 49，单元完全成本由 29.5 美元/桶升至 53.1 美元/桶，单位成本不断攀升，效益开发难度加大。

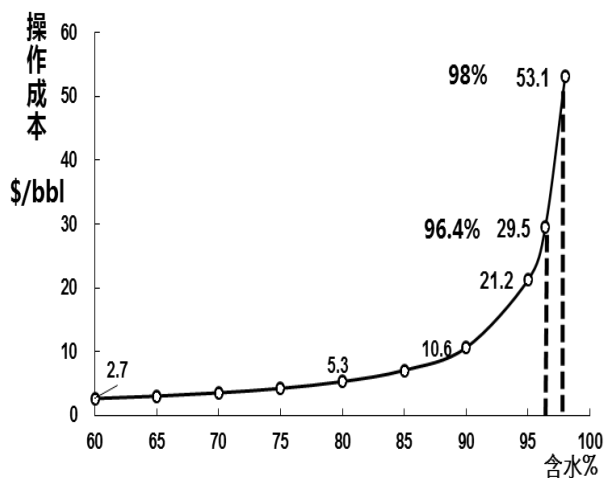


图 1 整装油田含水 - 吨油操作成本变化曲线

2 特高含水后期水驱开发理论新认识

结合矿场实践，围绕揭示高耗水成因，指导矿场调控高耗水，开展室内实验研究。

2.1 水驱特征新认识

一维等径并联管驱替实验表明，高注入倍数下，水驱可取得较高的驱油效率^[1]，注入倍数大于 1000PV 时，驱油效率可达 70% 以上，但在高含水阶段水驱特征曲线出现上翘（图 2），“拐点”之后耗水量急剧增加。

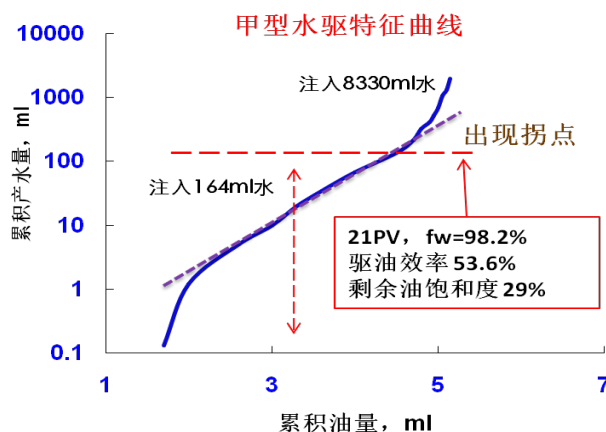


图 2 特高含水后期水驱特征曲线

出现拐点后，特高含水期油田开发呈现出新的渗流特征，大注水量相渗曲线试验结果表明，在高含水饱和度条件下，油水相对渗透率比值与含水饱和度的半对数曲线会偏离线性关系出现拐点，此时水相渗流阻力急剧减小，耗水量大幅增加，拐点之前动态评价驱油效率 53.6%，消耗水量占 2%，时间占 11%，拐点之后动态评价驱油效率 23.1%，消耗水量占 98%，时间占 89%。高渗区域的水相剧增使得油藏局部区域不可避免先进入拐点后渗流阶段，演变为极端耗水层带，消耗大量的注入水，使整体表现出“低采出程度，高含水”的现状。

2.2 剩余油分布差异化增大

2.2.1 宏观剩余油分布特征

密闭取心井研究表明,中高渗油藏延长经济寿命期仍有丰富的物质基础。对21口中高渗油藏钻密闭取心井研究分析,剩余油仍呈现“普遍分布,局部聚集”的特点,主要分布在30~50%区间。

平面分布:主流线、非主流线、井间滞留区等剩余油饱和度差异较大,主流线含油饱和度在30.9~38.5%,非主流线含油饱和度在39.4~54.3%;油井排及排间剩余油富集(40~45%),水井排较低(<35%);断层附近剩余油富集,含油饱和度可达50%以上,富集条带可达30m~70m。

层间分布:主力层剩余油饱和度35%左右,相对较低,非主力层40%以上。但主力层厚度大、面积大,仍是下步挖潜重点。

层内分布:主要受韵律性及夹层控制,正韵律储层顶部剩余油富集,上部剩余油富集(35~45%),下部剩余油少(20~30%);夹层附近剩余油相对富集(上下饱和度相差14.1%)。

2.2.2 微观剩余油流动形态特征

为了从孔隙尺度探索相渗曲线出现拐点原因,开展微观剩余油流动特征及运移规律。考虑油-水-孔隙接触关系将剩余油流动形态分为膜状流、滴状流、柱状流、多孔流和簇状流5种。同时引入形状因子、接触比C、欧拉数EN等特征参数,实现不同流动特征定量表征。室内水驱实验驱替结果表明,簇状流、多孔流分布最多,柱状流次之,膜状流、滴状流最少。

孔隙尺度模拟显示,特高含水后期,随着含水饱和度的增加,油相不断被分割,簇状流向多孔流等非连续流动形态转变,分散状剩余油数量越多,水相动能转化为油相动能的效率越低。膜状、柱状、多孔状等比例越高,损失的能量越多。

能量转换效率的降低到一定程度,出口端油相动能与水相动能的比值在半对数坐标中出现拐点时,油水相渗比值曲线必然出现拐点,水相渗流阻力急剧减小,耗水量大幅增加,水油比急剧上升,油田开发进入低效、无效开发阶段。

3 特高含水期水驱油藏剩余油分布影响因素及技术进展

特高含水期,剩余油富集区主要受夹层分布、储层非均质性、低序级断层等对储层中流体渗流产生分割作用控制,断层、夹层规模越大,分割形成的剩余

油越多。

3.1 基于储层构型的夹层定量预测技术

夹层沉积类型多样,其厚度、分布范围、倾角差异比较大,对剩余油分布影响程度不同。井点夹层易于识别,但井间夹层分布预测困难。利用岩心、测井、地震及生产动态等资料,通过正演模拟定模式、敏感属性定边界、夹层组合定特征、定量模式定产状,建立废弃河道发育模式、优选敏感地震属性综合确定废弃河道分布,确定了废弃河道、侧积层的发育位置、产状及规模,定量预测夹层分布,实现了0.2m以上夹层精细识别与模式控制预测。

3.2 基于岩相的储层非均质性评价技术

基于沉积微相的测井二次解释,对于薄的相对高渗段渗透率解释存在误差,不能准确反映储层非均质性,满足不了极端耗水层带精细表征要求。创建了基于岩相的储层非均质性精细表征技术,利用岩心、测井及生产动态等资料,识别岩相类型、建立分岩相解释模型、分岩相表征储层非均质性,提升储层非均质性描述精度,实现了储层参数精细解释和不同岩相渗流特征精准表征。

3.3 低序级断层精细描述技术

特高含水期,低序级断层是特高含水期复杂断块油藏剩余油富集的主控因素,井点识别、地震解释、空间组合是描述的重点^[2]。

断点识别:基于测井资料,针对不同岩性中的断点采用不同的方法,识别有井钻遇的小断层。泥岩中建立“数尖子”小断点识别方法:沉积相对稳定性的泥岩,一个2~4m的“泥尖子”的缺失,通常可认为小断层造成;砂岩中,建立“厚度趋势分析”小断点识别方法:结合沉积规律,当两口井处于相近沉积厚度的位置时,砂体的缺失可判断为小断层造成,否则应判断为沉积变化。

地震解释:通过调整能量分配函数实现分步拓频,形成针对小断层识别的拓频方法,实现常规地震资料拓频,有效频宽拓展9~17Hz,主频提高到27~32Hz,减少噪音4~7%,加强断层边界刻画,能够描述5~7m(有井钻遇)、7~10m(无井钻遇)小断层。

空间组合:以构造应力场建立实际构造样式、井点处小断点对比识别、井间小断层预测解释为基础,通过沿层相干切片、相邻相似全道解释、叠合验证继承规律“三步组合法”,由“面”到“体”,准确组合复杂断裂系统(断层密度 ≥ 10 条/km²)。

4 经济增效关键技术分析

以特高含水后期水驱开发理论新认识为指导,基于中高渗水驱油藏地质特征及特高含水期剩余油分布规律,围绕潜力区提高压力梯度,高耗水区降低压力梯度,创新形成了平面变流线调整、化学驱强洗+变流线调整、轮采轮注等开发调整关键技术,实现大幅度提高采收率目标,在矿场实践中取得了显著的开发效果。

4.1 平面转流线调整技术

基于高耗水层带认识,针对平面注采流线固定、驱替不均衡的问题,通过大面积井网调整或注采调整实现大角度改变长期固定流线,从而达到控强扶弱、提高采收率的目的。如,孤东七区西 6^{3+4} 单元,地质储量1627万吨,地层埋深浅,胶结疏松,长期强注强采导致油水井主流线区及厚油层底部大孔道发育,注入水沿大孔道低效循环,油层整体水淹严重,调整前综合含水为98.9%。结合剩余油分布研究,开展流场调整试验,井排方向转变 90° ,液流方向转变 60° ,配套实施非均相化学驱,部署新井9口,配套老井工作量58口,预计提高采收率8.2%。

4.2 纵向变强度调整技术

针对纵向非均质性差异,层间注采不均衡问题,以提高弱驱动用为思路,基于层系细分、矢量井网重构等多项技术的创新组合优化,提出层系轮替、层系互换、轮采轮注、轮采轮休等调整技术。

4.2.1 层系轮替、层系互换调整技术

针对多层油藏层系间动用状况差异大、层系间井网流线方向存在差异等问题,建立层系轮替、层系互换调整技术,将储层物性相近、含油饱和度相近、有一定的储量规模的层系(小层)组合起来,集中老井资源优先动用潜力最大、效益最好的层系(小层),潜力次之的先培养、后动用。如:坨七沙二3-7,综合含水92.5%,针对平面低效水循环、层间动用不均衡的问题,按照储层物性、储量规模划分开发组,高含水、高耗水的主力层开发组实施抽稀井网变流线,构建中心注水、侧缘采油注采井网优先动用,非主力层开发组为低含水、低耗水的相对低渗层,利用老井完善井网,先期培养。当期开发效益小于下一轮时实施转换,实施大修扶停、水井细分等新老井工作量28口,单元日油增加40.3t,吨油运行成本下降77.3元,累计创效3000万元。

4.2.2 轮采轮注、轮采轮休调整技术

开发实践表明,原先已强注强采的强水淹或特强

水淹停采的油层,当地下动态条件经过一段时间的变化后,剩余油会发生二次运移聚集,再重新开采时可以获得较好的开发效果。基于剩余油二次富集机理,将注采耦合、人工边水驱、周期采油与智能分采分注工艺技术高度融合与集成,提出多层高耗水油藏轮采轮休、局部高耗水带(层)轮采轮注调整模式,实现流场重构促波及与控高耗水提效益的统一。如:辛151断块,采出程度57.8%、综合含水97.7%。纵向沙二W1-W3三套层系合采,连续生产效益低。根据剩余油二次富集理论,依托智能分采技术,油藏上下层系不动管柱实施轮采轮休,实现效益开发。实施分采、周期采油工作量4口,单元日油增加14.9t,含水下落0.8%,吨油运行成本下降91元/吨,累计创效1000万元。

4.3 化学驱强洗+变流线调整技术

聚合物驱可有效提高采收率,但当储层非均质性较严重时,聚驱后油藏剩余油分布更加分散,单一水驱或化学驱难以进一步大幅提高采收率。针对这一难题,结合聚驱后油藏特点,形成流场调整+强化学驱技术。如:孤岛中一区馆3,经历过注水、聚合物驱、后续水驱等阶段,目前采出程度52.3%,综合含水为98.3%。为进一步提高驱油效率,实施井网调整+非均相复合驱,井网由交错行列式进行加密,水井间加密油井,油井间加密水井,隔井转注,形成正对行列井网,流线转变 60° ,同时在二元复合体系中加入粘弹性颗粒驱油剂(PPG),形成非均相复合驱油体系。已增油8.92万吨,创效0.8亿元,预测提高采收率8.5%,达到63.6%。

5 结论

针对特高含水期开发矛盾,在剩余油及高耗水认识不断深化的基础上,持续攻关研究,形成了一系列开发调整关键技术,年均建立示范单元40个以上、年均创效1亿元以上,不仅支撑了“十三五”油田效益稳产,而且对于“十四五”乃至百年胜利可持续高质量发展提供了技术支撑。特高含水期是一个漫长的开发阶段,水驱采收率可达50%以上,流场调整+强化学驱可达60%以上,突破传统思维,通过持续理论、技术创新,推进效益开发、高质量发展,不断延长特高含水老油田经济寿命期。

参考文献:

- [1] 纪淑红,田昌炳,石成方,等.高含水阶段重新认识水驱油效率[J].石油勘探与开,2012,39(3):338-344.
- [2] 束宁凯,宋力,汪新文.基于地震正演与井震结合的低序级断层描述技术及应用[J].现代地质,2017,31(2):338-347.