

特高含水油藏注水开发技术探讨

郭 鑫*

中原油田石油工程技术研究院, 河南 457001

摘要: 本文分析了特高含水油藏剩余油分布特征, 阐述了提高采收率的理论方向, 研究了开发过程中面临的问题, 探讨了下步开发方向, 并提出两项特高含水油藏开发关键技术, 为实现特高含水油藏降本增效、提高采收率的目标提供了依据。

关键词: 特高含水; 剩余油; 注水开发

一、引言

东濮凹陷油藏具有“三高一低一破碎”的特征, 即高温高压高盐; 渗透率低, 含油气小层多, 层间差异大; 断块破碎, 构造复杂, 砂体变化大。目前动用地质储量5.47亿吨, 标定采收率28.3%, 综合含水94.6%, 其中水驱开发储量5.28亿吨, 占比96.5%, 标定采收率29.9%, 综合含水94.7%, 处于特高含水开发阶段。随着开发的不断深入, 井况问题日益突出, 油水井措施变动频繁, 剩余油分布极其复杂, 井网层系适应性降低, 措施、新井效益趋势变差。如何实现降本增效, 不断延长开发寿命, 提高最终采收率是油田面临的巨大挑战。

二、特高含水油藏剩余油分布特征

由于油藏非均质性突出, 目前特高含水期剩余油呈现“普遍分布、局部富集”的规律。实践证明对东濮老区复杂非均质油藏, 特高含水期钻新井仍然能“碰”到低含水高产井, 即还存在大量剩余油富集区。

(一) 局部富集剩余油控制因素及特点

平面上相势及流线控油, 层间KH控油, 层内韵律及夹层控油。

(二) 平面剩余油控制的主要因素

1. 井网形式控制平面剩余油富集区的形成。
2. 平面物性差异使渗透率较低的侧缘相剩余油富集。
3. 低序级断层控制复杂断块油藏平面剩余油富集。

层间KH的差异是控制层间剩余油分布的主要因素。综合物模研究结果, 多层组合开采, 当层间渗透率级差大于3, 厚度比大于2时, 相对低渗薄层采出程度大幅降低, 剩余油富集。随着KH比值的增加, 低KH层采收率逐渐降低, 剩余油饱和度增大, 如图1所示。

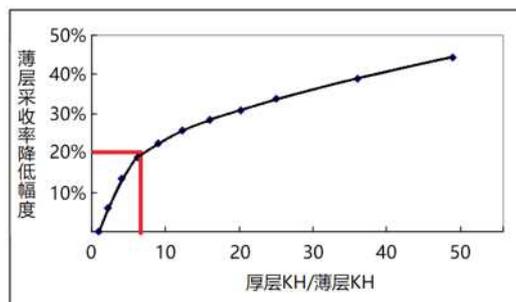


图1 层间KH比值对采收率的影响

夹层改变了层内水势分布趋势, 对水驱状况及剩余油起到控制作用。泥质夹层相对连续性好, 延伸距离大于一个井距, 对剩余油起明显控制作用。物性夹层延伸距离较短, 当K夹层/K储层小于0.3、厚度大于10 cm时, 对局部剩余

*通讯作者: 郭鑫, 1984年10月, 男, 汉族, 山西太原人, 现任中原油田石油工程技术研究院担任工程师, 学历本科。研究方向: 采油气工程, 生产测井。

油起控制作用；当K夹层/K储层大于0.3，厚度小于20 cm对剩余油控制作用不明显。灰质夹层一般延伸范围比较小，对剩余油控制作用较弱；延伸距离大于一个井距时，对剩余油分布起到明显控制作用。因夹层的分割，薄油层段KH相对小，剩余油富集，但可能表现为低电阻假象，如表1所示。

表1 夹层类型及识别表

夹层类型	成因	分布	岩性	测井曲线响应
泥质夹层	河道间细粒沉积；洪水间歇期沉积	相对连续	泥岩、粉砂质泥岩	自然电位回返明显，自然伽马值高，微电极幅度明显下降，幅度差很小或几乎为零
物性夹层	沉积或成岩作用导致局部物性变差	连续性差或不连续	泥质细砂或粉砂岩，泥质含量较高	自然电位曲线略向基线偏移，微电极曲线有回返，回返幅度较小，幅度差变小
灰质夹层	与沉积物碳酸盐胶结作用、溶解作用等成岩作用不均匀性有关	随机出现频率较小	灰质泥岩、含灰质泥质粉砂岩	深侧向电阻率高于或接近油层电阻率，微电极曲线呈尖峰状

(三) 层内韵律性影响纵向水驱规律，控制层内剩余油的分布

1. 正韵律厚层

剩余油富集段主要位于顶部，复合正韵律层分段水洗明显，各韵律段中下部水洗较强。

2. 反韵律层

非均质性的强弱决定了剩余油的富集部位和富集程度。非均质性较弱的反韵律油层，顶部水洗弱，剩余油富集；非均质性较强的反韵律油层，顶部水淹严重，下部剩余油富集。

三、提高采收率的方向

水驱过程实际上是孔隙波及程度不断增大的过程，前期主要驱替孔隙内的连片型剩余油，随含水上升，剩余油的分散性增强。一方面，一些在小驱替动力和小注水倍数条件下无法波及的孔隙，随着驱替动力和注水倍数的增加，也会进一步被波及而参与渗流；另一方面，随着水的继续注入，已波及孔隙的波及范围在不断变大。在水驱过程中应努力扩大孔隙波及系数，从而降低剩余油饱和度，达到提高采收率的目的，是特高含水后期油藏开发的关键。

在特高含水阶段孔隙中剩余油含量降低幅度平缓，渗透率越高，剩余油分散性越强。即使平面上处处见水、纵向上层层见水，即平面波及系数、纵向波及系数达到较高水平甚至接近1以后，还可以通过改变液流方向、增大注水压差、增大注水倍数等方式，使未波及到的孔隙被波及，使已波及孔隙的波及范围更大，从而扩大孔隙波及系数达到提高采收率的目的。

四、特高含水油藏注水开发方向

(一) 开发中面临的问题

特高含水期油藏普遍含水在90%以上，采出程度低，剩余油差异大，水相渗透率差异更大，油藏异常高含水主因之一是存在异常高渗层带。在平面上，流线长期固定主流线已成高耗水带，水驱井网层系适应性变差，调整治理技术政策针对性不足；在纵向上，中高渗层是开发初期的主力油层，随着开发的深入形成特高含水层和极端耗水条带，造成油藏整体含水高、注水效益差的表象，如何发挥低KH层潜力困扰地质工程人员多年；在层内，受夹层、韵律影响，非均质性加剧，调驱调剖有效期短，效果差。

(二) 开发方向探讨

充分认识剩余油的差异性和耗水的极端性，识别并调控极端耗水层带，是特高含水后期油藏开发的关键。强调剩余油的“普遍分布，局部富集”就是要强调特高含水期除继续寻找剩余油富集区外，仍要不断提高井网层系的完整性，增加低孔隙波及系数部位的波及倍数。

对于平面矛盾，要充分考虑储层渗透率和剩余油饱和度的非均质性和方向性，考虑采用矢量化注采调整、井网转换调流场、井距优化、周期注水来改善水驱开发效果。等井距规则井网必然造成注入水的单向突击，注采流线长期固定，主流线已成为极端耗水带的，实施注采井别转换时可以利用极端耗水带提供油藏动力来提高注水效率。对于纵向矛盾，要综合分析储层渗透率、水相渗透率、原油黏度、含油饱和度及地层压力进行层系重组、细分注水、分层注采。夹层和低序级断层对剩余油差异分布起重要作用，薄夹层也可实施分层注水、也可作为堵水天然屏障。一条低序级断层就可能形成剩余油富集条带，可进行定向井跨块跨层立体优化组合开发。对于层内矛盾，开展耐高温高盐凝胶调剖技术、多级流度控制技术、高溶蚀缓速清洁酸化技术对优势渗流通道进行有效调控。

五、特高含水油藏开发关键技术

(一) 剩余油精准预测技术

特高含水期复杂油藏剩余油分布极其复杂,油水井措施变动频繁,剩余油精准预测难度大。需要综合应用地质分析、水淹层测井解释、精细油藏数值模拟、油藏工程分析等技术对储层进行精细研究,建立系统的剩余油预测约束及评价方法,搞清剩余油在层间、层内及平面上的分布状况。

(二) 多级细分注水技术

由于油藏埋藏深、压力高、矿化度高、层间KH极差大、井况复杂,目前只有50%水井分注,常规只能达到两级三段细分注水,且1.5米以下薄隔层无法分注。另外,对于大斜度井、小直径井,细分管柱有效期短,测试调配成功率低,易造成无效注水。有必要开展井段优化重组确定合理的层段组合,优化设计分注管柱及研制关键配套工具来增强管柱的安全性、长效性,开展智能分注调配来提高分注合格率,从而增加水驱动用储量。

六、结束语

东濮老区建设有大量的油水井、集输管网和油水处理设施,虽然整体表象为高含水效益差,但仍有较大潜力可挖。如果能够找准剩余油富集位置,识别、治理油藏中存在的极端耗水层带,经过不懈的研究攻关,在低油价下,高含水老油田也能实现效益开发。

参考文献:

- [1]李才学,沈曦,贾卫平,毛立华,朱黎明.高含水期油藏液流方向优化及流线模拟[J].断块油气田,2015,22(5):641-646.
- [2]李东玻.国外高含水油田特高含水期主要技术措施及启示[J].当代石油石化,2013,21(10):13-15,21.
- [3]王友启.胜利油田高含水期油藏水驱精细调整技术方向[J].石油钻探技术,2011,39(1):101-104.