

砂岩油藏高含水后期水驱渗流特征及挖潜技术综述

A review of seepage characteristics

and potential tapping techniques of water flooding

in sandstone reservoirs at late stage of high water cut

丰永华 (中国石油天然气集团公司青海油田分公司采油四厂, 青海 海西 816400)

Feng Yonghua (No.4 Oil Recovery Plant, Qinghai Oilfield Company, CNPC, Qinghai Haixi 816400)

摘要: 我国砂岩油田逐渐进入高含水后期阶段, 明确这类油藏的水驱渗流特征, 挖潜剩余油潜力, 对于油田的高效开发意义重大。为此, 本文调研了近年来国内外相关理论研究的成果, 从特高含水后期渗流规律的影响因素着手, 指出了储层流场的特征和流场的调整方法。在此基础上, 提出了精细地质研究、量化剩余油分布以及优化新井部署等剩余油挖潜技术。

关键词: 砂岩油藏; 高含水后期; 水驱开发; 渗流特征; 剩余油

Abstract: Sandstone oil fields in China have gradually entered the late stage of high water cut. It is of great significance for the efficient development of oil fields to clarify the water drive seepage characteristics of such reservoirs and tap the potential of remaining oil. Therefore, this paper investigates the relevant theoretical research results at home and abroad in recent years, and points out the characteristics of reservoir flow field and the adjustment method of flow field from the influencing factors of seepage law in the later stage of ultra-high water cut. On this basis, the remaining oil potential tapping technologies such as fine geological research, quantifying the remaining oil distribution and optimizing the deployment of new wells are put forward.

Key words: sandstone reservoir; late stage of high water cut; water drive development; seepage characteristics; remaining oil

0 引言

当前, 我国石油储量、产量主体对象为高含水砂岩油田, 这类油田对于经济的发展、国家能源战略安全具有重要意义。截止到 2021 年, 我国陆相砂岩油田处于特高含水开发阶段的地质储量占比达到 40%, 另外近 40% 也处于高含水期, 很快也会进入特高含水开发阶段。显然, 充分认识并挖掘这类油藏的潜力, 对于提高油田的开采率意义重大。处于特高含水阶段的油藏, 滞留在地下的地质储量仍占有很大规模, 这类储层具有更为突出的非均质性, 低效甚至无效的注水现象极其严重。同时, 这类油藏的地下渗流场变得更加复杂, 使得剩余油分散程度更大, 开发调整难度更大。定量表征微观剩余油分散程度非常困难, 有效预测宏观剩余油分布状况也较难实现, 这对于水驱开发的效果影响很大。在微观尺度上, 进入特高含水阶段的展现出储层物性变化大、剩余油高度分散的特征, 因而油水流动规律也更加复杂, 如何准确表征渗流规律, 并挖潜剩余油分布, 是影响生产动态的重要内容。近年来, 国内外学者开展了相关研究, 本文正是基于这些研究认识, 总结归纳相关研究进展, 从而提出剩余油挖潜措施。

1 特高含水后期渗流规律的影响因素

水驱开发进入特高含水期后的油藏, 其剩余油仍具有挖潜的潜力, 但受到多种因素的影响, 如地质因素和开发因素, 导致了剩余油分布和储层物性状况更加复杂, 渗流特征可以用相对渗透率进行展示。渗流相渗曲线在多孔介质中多相流体中会受到多种因素的影响, 主要包括岩心自身属性、岩心内部特征、岩心内流体的分布和属性等。

1.1 储层流体特征对相渗曲线的影响

存在于储层中的流体是发生渗流作用的基础, 流体的渗流受多方面的影响, 多相的渗流过程与流体的粘度状况、分布特征及和储层的作用关系有关。具体表现为以下三个方面:

1.1.1 相渗曲线与剩余油分布特征的关系

对于如何量化表征特高含水期油水的分布, 国内学者通过分析剩余油各种力在多孔介质中的作用, 利用流体力学原理开展微油滴受力特征的分析, 根据渗流理论, 探索了在孔喉级别上的剩余油动用机制。结合微观剩余油的赋存特征, 也有学者提出了将微观剩余油假设为油柱、残余油滴、油膜, 基于毛管束模型建立了微观渗流

模型。也有学者根据达西定律等相关理论,结合油相和水相在毛管束中的微观运动方程,推算出油水相对渗透率对应的公式。以上研究证实,在相同含水饱和度下,油相渗透率随柱状剩余油平均半径变大而增加,但降低了水相渗透率。另外,我们仍可以认为这是相对渗透率曲线平行移动的结果。油水相对渗透率曲线的形态受油滴半径、油滴长度等相关假设条件的影响,因此定量表征需要综合参考这些因素。

1.1.2 相渗曲线与油水粘度比的关系

对于流动状况的影响,油水粘度比是一种重要的因素,同时也会影响相渗曲线的形态。温度对水和原油的粘度的较大,不同水相粘度、不同油相粘度的比值大小会很大程度影响两相相对渗透率曲线的形态。尤其是相对于稠油储层,这种油水渗流状况的影响程度会非常巨大。国内外学者多使用两种途径分析相渗曲线和原油粘度的关系,其一是采用不等粘度的油,在相同的实验方案下开展相渗曲线实验测试;其二则为在不等的温度下,对同一种原油开展渗透率曲线的测试。

1.1.3 相渗曲线与注入水性质的关系

注水开发是砂岩油藏最常见的开发方式,油气田注水质量情况的衡量一项重要的指标是注入水的质量状况,其对于在多孔介质中注入水渗流规律的影响也非常重要。对于渗流规律,注入水的作用主要表现在:

①对于孔隙空间,存在于注入水的固体杂质物会形成封堵作用,从而改变渗流特征;

②储层中粘土和注入水的相互作用改变渗流规律;

③渗流现象受注入水矿化度的影响,不同的矿化度影响程度不同。

1.2 储层物性对相渗曲线影响

流体渗流发生在储层内,储层内流体的渗流特征受储层表面润湿状况、空间复杂程度的直接影响。由于注入水对特高含水后期储层的长期冲刷作用,多孔介质物性特征受到严重的影响和改变。一般情况下,国内外学者主要采用解析计算法、数字岩心模拟法以及最直接的岩心驱替实验方法等确定相渗曲线和储层属性的关系。

因此,鉴于以上因素影响,在特高含水阶段后期,我们常用的常规水驱曲线已经不再适用于水驱开发过程,也就是说出现偏离常规水驱直线的现象。含水饱和度和油水两相的相对渗透率之间的对应关系仅出现在中等含水阶段,特高含水期这种直接关系出现偏离。因此,对于这个时期的生产动态评价,前人从不同油水相对渗透率比值着手,提出了多种用于解决水驱曲线偏离的问题。显然,基于常规水驱曲线特征是新型水驱曲线确定的基础。

2 储层流场特征及调整方法

2.1 储层流场特征

首先是流场的非均质性,可以分成两个方面,即静态与动态非均质性。静态非均质性是指多孔介质从微观到宏观的不同非均质层次,即平面非均质性以及层间非

均质性、不同尺寸大小的孔喉匹配及连接关系、孔隙喉道表面微观粗糙程度、宏观储层内部非均质性、不同孔隙喉道间流体分布的不均衡性等。动态非均质性是指多孔介质及其内部流体在各种力作用下会造成分布上的非均质性,在补充能量开发阶段不均衡性更为明显。

第二是流场中存在一定量的流体具有不完全可动性。油藏储层的多孔介质以富集油气资源为主,另外也会存在一定量的伴生水,由于部分流体受到储层多孔介质表面润湿性、吸附力、毛管力等因素的作用,使得储层中有束缚水及残余油这样的完全不可动流体存在。

第三是流场的可调整性。油藏投入开发之后大致都会经历自喷采油阶段、注入补充能量驱替阶段、注入化学剂驱替阶段等三个阶段,每个阶段都存在流场的调整。在自喷采油阶段,由于储层流体与多孔介质均具有可压缩性,因此储层物性与流体属性状况也会受到一定程度的影响。在注入补充能量驱替阶段,主要通过注水补充地层能量,外来流体有目的性的注入到储层流体中,会对流场进行有针对性的调整。注入化学剂驱替阶段是往注入水中添加一定量的化学药剂,通过改变驱替介质的性质来增强对流场的调整能力。

2.2 流场调整方法

流场调整具体措施包括调整注采速度、周期注水开发、采油井转注逆向驱油、层系划分及重组、钻新井等。经过流场调整后,流场非均质性得到降低,可以更好地发挥注入水的驱油作用,进而提高油气采收率。

实现非均质油藏注采井组均衡驱替是流场调整的最直接目的。对流场评价分析多基于油藏数值模拟方法,并结合不同数学方法获取流场强度指标进行油藏动态分析、调整,在油藏层面上这种方法能够取得较为理想的评价结果。油田开发进入特高含水期后,由于油水流动规律及分布规律的复杂性会使得数值模拟方法应用存在一定的局限性。而物理模拟因具有较好的真实性与稳定性,可以对特高含水期流场演化特征进行客观评价。目前基于室内物理模拟进行流场研究时,存在可监测参数有限,评价指标较为单一等问题。因此为更有效利用室内物理模拟实验对流场进行有效模拟、评价,需要探索新的监测手段并将所能监测到的各类数据充分利用,才能得到真实客观的实验及评价结果。

2.3 特高含水后期渗流特征研究存在的主要问题

①特高含水后期油水分布及物性变化的复杂性使得渗流特征描述方法存在一定的局限性,并且特高含水后期微观剩余油分布特征量化描述方法需要进一步完善。现有方法对渗流规律与微观剩余油的研究多为定性分析,并且部分前人直接将微观参数与渗流规律建立的定量分析方法需要改进。因此需在详细评价水驱渗流特征的基础上,进一步建立物性及剩余油特征与生产特征之间的量化关系;

②水驱油大型物理实验过程中缺乏有效监测油水流动速度的方法。水驱油物理模拟过程中可以实现对饱和

度及压力参数的监测,但很难获取流速结果。目前多根据监测出的含油饱和度、压力分布状况再结合达西公式等计算获取两相流速,结果可靠度不高。而现有多孔介质中流速监测技术多为对单相流渗流的监测,不能满足水驱油模拟过程的两相渗流的流速监测需求。

3 剩余油挖潜技术

针对砂岩油藏,以稳定和提升高含水后期产油量为目标,开展挖潜增效技术研究。在精细油藏描述研究成果的基础上,结合测井、测试资料,落实油水关系,对主力砂岩组进行精细解剖,精准定位剩余油分布规律,分析油田潜力方向,制定挖潜增效技术对策。新井部署以“多层兼顾”为原则,预留调整空间,增加储量动用程度,同时结合水平井高效开发剩余油。老井调整以沉积相带为体系,井组为单元,以完善油田注采井网为原则,多种措施综合应用,辅助精细注水调整技术,改善油田整体开发效果。

3.1 精细地质研究

以新钻井为依托逐步完善油田动静态数据库。在已建立的老井数据库基础上,对近年新钻井重新进行测井二次解释,加强水淹层的识别,建立水淹层定性、半定量解释模型,提高新井解释质量。完善资料加载至discovery、多井和GPT等软件平台,完善更新各开发层系基础资料数据库,利用多软件协同工作,在原地层划分基础上进一步对比与细分,并建立精细地质模型。

充分利用新井资料以及老井测试资料,开展精细储层沉积微相、储层非均质性、隔夹层分布、精细三维地质建模、水动力建模为核心的一体化精细油藏描述研究。基于专业软件及数据库平台,在标志层控制下,进行砂岩组和小层的重新对比与划分,对构造、沉积、储层、油层、油气藏特征进行研究,建立了地质模型,进一步深化了油藏地质认识。

3.2 量化剩余油分布

落实甜点式剩余油分布特征,为下步挖潜提供储量基础。一般情况下,高含水砂岩油藏主要存在以下5种剩余油分布类型:

①注采井网不完善型:井间,尤其局部井网控制程度低,有采无注或有注无采形成的剩余油,也有由于优选厚层段射孔,造成局部射孔不完善,导致薄层区域未开发动用,形成剩余油;

②断层遮挡型:断层边部和结合部,注入水难波及或弱水驱;

③“相对低渗层”弱动用型:层间或层内非均质性较强,注水沿着大孔道、高渗方向突进,低渗段弱动力区留下剩余油;

④阁楼型或夹层遮挡型:正韵律厚油层、局部微正向构造高点,剩余油富集。在夹层发育层段,注入水和边底水波及不充分,在其上部形成剩余油富集区;

⑤非主流线残余型:位于较均质储层非主流线区域,注水波及少。

3.3 新井部署优化措施

直井部署中,根据剩余油分布特征,平面上以井间剩余油聚集区、井网不完善区域、受断层遮挡导致剩余油聚集区、“相对低渗层”弱动用区域、阁楼型或夹层遮挡区域、非主流线残余区域为目标,纵向上以多甜点剩余油串联为指导原则部署新井。同时需要兼顾原井网基础上进行完善、调整和井网加密,进一步改善开发效果,根据油层厚度、储层物性等优化实施顺序,满足老油田稳产上产需求。

水平井部署中,在综合研究油藏构造、储层、沉积相、油层分布、剩余可采储量及剩余油分布的基础上,进行地层能量评价后,在地质条件优越、剩余可采储量较大的弱水淹区域部署水平井,同时应做好完钻井跟踪和动态监测,以保证钻井成功率和产能到位率。水平井部署区域油层厚度大于4m,且油层稳定展布,存在弱水淹区域或存在动用程度低油层,周围生产井具有较高的生产能力。

结合沉积相平面展布特征,以油田注采井组为单元,逐一排查剩余潜力,确定调整方向。通过措施优化组合,压裂低产井、侧钻无效井、更新报废井、返层完善井网、补孔增加油井利用率、调剖酸化提高注水利用率,提高老井开发效果。

4 结论

近年来,国内外学者对于砂岩油藏特高含水后期渗流规律进行了深入的探讨。本文系统总结了储层流体特征、物性特征对相渗曲线的影响,分析了其对应关系。从储层流场的特征和调整方法系统总结了改变特高含水后期渗流特征的方法。最终结合已有研究实践,提出了精细地质研究、量化剩余油分布以及优化部署新井等剩余油挖潜技术。

参考文献:

- [1] Xu J, Guo C, Jiang R, et al. Study on relative permeability characteristics affected by displacement pressure gradient: Experimental study and numerical simulation[J]. Fuel. 2016,163:314-323.
- [2] Guo C, Wang X, Wang H, et al. Effect of pore structure on displacement efficiency and oil-cluster morphology by using micro computed tomography (uCT) technique[J]. Fuel. 2018,230:430-439.
- [3] 辛治国,贾俊山,孙波. 优势流场发育阶段定量确定方法研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2012,34(2): 119-124.
- [4] 崔传智,李松,杨勇,等. 特高含水期油藏平面分区调控方法[J]. 石油学报,2018,39(10):1155-1161.
- [5] 管错. 砂岩油藏特高含水后期水驱渗流特征及流场评价实验研究[D]. 北京:中国石油大学,2020.

作者简介:

丰永华(1986-),男,汉族,助理工程师,主要从事石油气田开发及管理工作。