

油田注水开发后期提升采油率技术及经济性评价分析

宋立媛 (冀东油田陆上油田作业区第二工区, 河北 唐山 063200)

摘要: 现如今社会经济的发展已经迈向新的阶段, 各企业的发展也追求高质量、高效益。石油作为我国能源的支柱产业, 石油企业的发展速度、质量直接对我国的经济产生重要影响。目前部分油田的开发已进入中后期阶段, 成本的维持和开发难度也越发严重, 同时国际油价的震荡, 也严重影响石油企业的经济效益。本文就油田注水开发后期提高采油率的相关技术要求, 对油田注水开发的影响因素加以分析, 从而采用不同技术, 调整注采规模, 科学编制注采方案, 进而提升最终采油率, 达到提高石油企业经济高质量发展的目的。

关键词: 经济效益; 油田开采; 注水开发; 采油率

经济全球化时代背景下石油项目逐渐拓展到国外, 基于能源供给格局的调整和能源体系的优化, 为提升石油项目的竞争力, 有必要加强对油田注水开发技术的应用, 以此顺应时代经济的发展。分析开发后期采油率提升的有效措施, 提高石油工程带来的经济效益。

1 关于油田注水开发的技术要求

根据相关调查研究显示, 2021年世界石油供应量为10060.0万桶/每日, 2022年为9540.0万桶/每日, 根据石油需求较快恢复的整体趋势, 提升油田注水开发后期阶段的采油率至关重要。对于相关技术要求, 具体体现如下: ①后期油田开采时原油含水率变化明显, 含水率普遍提升, 此时油田的产量将会受到影响, 所以应降低后期油田含水率是采油率提升的关键技术要求; ②注水开发后期, 油田需要采用注水或注入聚合物的方式, 以达到为地层补充能量的效果, 我国老油田年产量占比在80%以上, 而其产量多来源于注水开发。油田生产对注水的水质要求严格, 技术人员需要深入分析水质标准, 尽可能的改善注水开发环境, 分别从“悬浮固体量”“悬浮物颗粒直径”“含油量”“SRB菌”等指标入手, 结合“溶解氧”“pH值”等辅助性指标, 使油田采出液的含水率能够达到至少90%^[1]。

2 油田注水开发后期采油率的影响因素

油田开发逐渐深入, 注水采油已成为行业发展的主要方式, 这样做是为了达到注水驱油的目的, 同时该方法也被称之为二次采油法。国内大约80%的原油产量来自注水开发, 水驱涉及地质储量130亿t。延长石油62.8%的原油产量来自注水开发, 水驱涉及地质储量21.6亿t。传统采油工艺下, 油层自身能量逐渐被消耗, 此时油层压力降低, 原油大量脱气且黏度

增加, 油井产量减少, 地下残余的死油无法有效开采, 这种油田开发方式只能开采出5-15%的地质储量, 整体采收率较低。因此, 随着我国石油产业的不断发展, 面对原油需求量的逐年增长, 提升采油率迫在眉睫。分析油田注水开发的后期阶段采油率提升面临的影响因素, 具体包含以下几部分: ①孔隙类型与结构特征。随着石油开采水平的提升, 开采之前人们要分析油田的孔隙类型, 再判断其结构特征, 对粒间孔隙、晶间空等情况建议分析, 保障采收率提升; ②随着注水开发技术的应用, 注水压力也在不断攀升, 其中地质因素是影响压力上升的主要原因, 由于地质条件复杂, 有必要根据具体地质情况来分析采油效果。

3 油田注水开发后期采油率提升技术

3.1 传统驱油技术

上世纪初人们就已经发明出了人工注水开采方式, 这为油田开采提供了重要支持, 企业采用注水的方式完成二次开采, 为当前油田开采工作的可持续发展积累了大量经验。到了油田注水开发的中后期阶段, 其开采难度不断加大, 复杂程度也会显著提升, 这对开采技术的选择与应用提出了严格的要求。以往的开采方法主要有两种, 一种是化学法开采, 另一种是热力法开采, 无论哪一种方式都能提升开采率, 但具体的应用还需明确相应要点。

3.2 注水井控制技术

采用注水井高压流量控制技术, 其最终控制效果将会对采油率的提升产生直接影响。经过不同技术对比得知, 注水井高压流量控制方式虽然操作起来比较复杂, 但能够全方位的提升产油量, 尤其是处于油田开发的后期阶段, 油层内被注入液体材料后, 内部含水量显著提升, 稠油流动性增强, 原先被存在储层内的原油得到充分开采, 此时原油开采量有效提高。对

注水井进行高压流量控制时,需融合计算机与自动控制技术,依靠计算机进行设备自动化控制,其间操作人员需要在系统内输入命令后,采油人员得到相应信息,并按照要求完成操作,此外该技术还能进行阀门和管道开关的自动控制,便于人们掌握油层内注水动态,根据当前注水情况进行开采效率的有效调整^[2]。

整个技术的操作都是在计算机支持下完成的,计算机通过水含量、温度与压力传感器,及时采集油井状态信息,再向采油环节下达操作命令,控制设备进行注水作业,调整阀门开度,实时监控注水量情况。到了注水采油后期阶段,随着油井含水率的提升,此时可适当减少注水量,随后等待油井恢复,再将注水量提高。当井下含水率过高,应立即停止开采,提升油井开采效率,防止资源的不必要浪费,降低电能消耗。比如某油田项目中共有16个注水站,平均每年消耗大量电能,甚至占油田总用电的40%,通过应用注水井控制技术,计算后得知每年可节约大约900kW时的电量,此时油田工作效率能够显著提升,注水效率也会提升至少50%,这不仅可以降低水资源消耗,还能有效降低注水站工作量。

3.3 微生物采油技术

油田注水开发后期不仅开采难度大,且复杂程度比较高,将水驱技术与微生物技术结合在一起,可以最大程度上提高油田开采的灵活性,提升企业经济效益与社会效益。微生物采油的方式就是向油层内注入微生物,从而改善地理环境,优化地质结构,潜移默化地增强油田开采中原油流动性,增大油层底部能量。开采期间需按照油田开采标准,加强对微生物数量的合理控制,按照地层结构确定充气水类型,比如磷盐充气水。现阶段油田开采会应用内外源微生物,其中内源微生物指的是油层内固有微生物,这一微生物的存在可有效提高油井稳定性,保持油田开采效果;外源微生物作为一种天然细菌,使用时必须按照开采要求,对微生物实际注入数量严格控制。

当前油田注水开发的后期阶段常会用到微生物技术,不仅提升油田开采效率,还能遵循经济性与高效性原则,降低开采环节的成本压力,且注入微生物后的油层更加稳定,开采时不会消耗大量成本,地层渗透效果显著提升,方便“死油”流动速率提升。不仅如此,微生物采油无需用到大量机械设备,企业可以减少对机械设备的采购、运输和维护保养成本,同时这一技术对操作人员要求不高,操作难度下降,可防

止企业人力资源消耗。

4 油田注水开发后期提升采油率的技术措施

4.1 加强环境分析

根据海关资料显示得知,2022年国内石油与天然气的出口量分别为64461.4万t和63661.0万t,与此同时石油天然气出口金额高达30986769.0万美元,可见这两部分资源在经济体系内占据着举足轻重的地位。为更好提升油田注水开发后期的采油率,要求企业加强对开采环境的分析,综合考虑开采条件与开采率面临的影响因素。

对此,以下建议可供参考:①现阶段国内外尤为重视对油田的注水开发,并完成了地面集输系统、采油系统和注水系统的优化改造,以采油率需求为关键,加强对信息技术的应用,科学计算井网内的注水量与平面流动产量。比如计算井网注水量时,根据直线排状、交错排状与五点法、七点法注水井网的实际情况展开分析,加强对注水井和生产井的了解,合理计算边井与脚井之间的压差和产量比,计算油层渗透率,把握油层厚度、井半径以及原油黏度等各项参数,这将作为后续油田开采的重要参考依据;②了解油田区块特征,分别从地质条件和开发条件两方面入手,采用现代化勘测技术分析油田基本构造与地层实际情况,再对当前油藏类型进行评价,科学判断油田内储藏的非均质性,以便对开采环境加以优化调整,这是提升采油率的重要步骤。

4.2 对注水措施进行优化

油田到了注水开发的后期阶段,此时进入采油生产的重要环节,很多油井通过水驱开发后获得良好开采效果,此时需根据具体情况转变开采方式,循序渐进的进行井下开采,对周围油流进行驱替,最大程度上提高驱替的效果。加强对油层内水分的合理利用,基于反转驱替处理,避免油井报废,防止开采成本增加。科学分析地质环境条件,了解油层特性,科学开展注水措施,对油层性质科学划分,再调整油水井的实际连通情况,完成油层的细分与注水处理,使水驱通道不断被完善,最大程度上保障油井产量。对多种技术方法综合利用,把握剩余油量在井下的大致分布状态,选择适当的开采方式提升采油率。对油井管柱与相关设施进行优化配置,再设置相应的自控系统,完成对油井开采的高压自动控制,提升注水效果,控制注水量,科学把握注水压力和阀门开度,完成对注水开采的动态化管理。

4.3 调整注采规模

作为石油沥青产业链环节的上游产业,石油工程具体是对原油进行开采,与下游产业中的交通运输、采掘业、建筑业联系紧密,可见石油工程对各行业领域的发展有着至关重要的影响。到了注水开发的后期,石油开采率尤为关键,为更好的调整注采规模,需加强对相关措施的应用。

开发存在高渗透层碳酸盐岩油田的时候,开采人员应对井中过量产水情况进行判断分析,对水平井的水淹模式加以研究,了解油田的地质与开发特征,确立注水开发区域内的诊断模型,掌握单井情况,完成主控因素分析,对高渗透层区域的单井进行综合判断,分析裂缝或滴水等情况是否会影响注采,再用曲线模型调整注采规模。此外,工作人员还需要根据水驱规律情况建立模型,判断高渗透层区域渗透率、裂缝发育、注采井位置等情况,寻找水驱规律,调整井下注采规模,提高注采效率。

4.4 优化注采方案

近年来我国石油对外依存度偏高,石油勘探与开发力度有必要进一步提升。以注水开发技术为基础,加强对油田的开采,应进一步优化注采方案,将其作为提升采油率的重要方式,技术人员需根据油田现状分析各区块油藏开发效果,探究油藏生产与注水开发的实际效果,判断水驱特征,对水驱规律加以分析,进一步完成分层注水开发效果评价。从油藏生产概况来看,该部分工作会覆盖天然气能量开发、实验注水、全面注水等内容。注水开发效果评价时需要进行水驱储量控制与动用程度分析,同时进行能量保持水平分析,从而使注采方案不断得到优化。

对注采方案进行优化,加强对分层采油技术的应用,油田经过水驱开采之后会进入开发后期阶段,此时为了达到增产增效的目的,人们依然会选择应用分层注水技术,对测调技术与配水设施搭配应用,解决过去注采过程中调配效率偏低的问题,提高测调效果,并研制出更加合理的井下管柱结构,搭配适当的配水器。当注水井存在较大的层间干扰问题时,可选择采用桥式偏心配水器,以此优化注采效果;当注水井吸水能力比较强,注水压力偏低,以及层数比较少的时候,可以选择恒流配水设备,提高注采环节的配水效率。

油田开发后期,由于油井内含水率上升,抽油机运行阻力不断加大,同时也会增大设备运行能耗。面

对这一情况,有必要改进并优化抽油机原本的结构形式,通过对变频调速技术的应用,降低电能消耗,也为后期运行维护提供便利。为进一步提升抽油机运行效率,还应当从生产压差、冲程等方面入手,面对油井开发后期阶段的排砂量增加的问题,选择具有较强排砂能力的抽油泵。

5 油田注水开发经济评价体系研究

5.1 评价体系构建的原则

在构建油田注水开发的经济评价体系时,应坚持以下几个基本原则:科学性、动态性、系统性、可比性、相关性和定量与定性结合。首先,经济评价指标必须符合项目的实际需求和经济要求,采用的标准方法和计算方式应规范且适用于油田注水项目开发特点,以保证评价结果的客观性和真实性。其次,考虑到油田开发涉及的技术、社会和环境等多个因素,评价体系应具备系统性,选择关键性和代表性的指标来衡量项目的整体效益。此外,由于石油开发项目的资金投入和生产活动具有明显的阶段特征,评价指标应能反映这种动态变化,提供对项目投资的动态监控依据。

5.2 经济评价体系的构建

经济的评价指标直接影响石油投资经济评价,具有一定的投资决策依据,在石油工业体不断变革背景下,传统的评价体系不适合先阶段的要求,所以要建立健全完善的油田开发经济体系评价,修正现有的问题,增加风险性衡量指标,实现投资效益,保证油田开发顺利进行。

6 总结

总而言之,一直以来我国作为能源持有与应用大国,石油工程始终是国民经济发展的重要项目,其发展规模庞大。分析油田注水开发后期采油率提升的主要影响因素,结合相关技术要求,加强对驱油技术、注水井控制技术、微生物采油技术的应用,经过环境分析调整注采规模,优化注采方案,从而提高油田开发的采油率,提高企业经济发展效益。

参考文献:

- [1] 任永琳,王达,冯浦涌等.油田注水开发后期提升采油率的技术措施分析[J].石油化工建设,2022,44(02):167-169.
- [2] 胡杨曼曼,鲍渊,田小燕.油田注水开发后期提升采油率的技术措施[J].化工设计通讯,2022,48(01):44-46.