

低成本高低压注水工艺优化在海上采油平台的实践研究

赵伟成（中海石油（中国）有限公司天津分公司，天津 300459）

摘要：某海洋油田因生产发展，需要利用海洋为主要介质采用注水泵增压对岩层进行注入开采，但随着开发时间的增加，岩层产状能量逐年损耗，油藏开采压力也在逐年降低，底层原油大部分脱气，黏度提高，油井产量大大减少。为克服油气采出后所产生的地下水亏欠，并达到油田高产稳产，某油田天然气公司进一步加大对地层产状的注入力量，油藏开采需要的最大注水量已逐渐达到单台注水泵的最大设计管理量，并本着降本提高效率的工作原则上，对注水系统加以有效设计优化，克服了注入的技术管理瓶颈，从而改善注入效益。

关键词：注水控制系统；降低成本增效；高低压注水；工艺流程优化

1 海上采油平台注水系统存在的主要问题

海上油田的采油生产就是通过海上平台将海底地层油藏中的原油开采出来的过程，再经过汇合、油气水混合物的初步分离与加工、短期储存，最后装船运输或经过海底管线外输的过程。

由于海上油开采是在井口平台或者其他海上生产设施上进行，因此海上采油生产有着其自身的特点。海上油田一般都具有中心平台，中心平台周围具有多个井口平台（即生产平台），中心平台与井口平台之间通过海底电缆相连，同时井口平台的产出液通过海底管线输送到中心平台。有时还会用钻井平台进行作业投产和移动式作业平台进行维护作业和进行优化滚动开采海底油资源。各个井口平台需要独立的生产控制设备和装置对各井的生产状况进行管理。

海上油田一般采取海底油管道进行油水混合物的集输，通过井口平台的原油混输泵对混合物进行增压，从而将油水混合物输送到集输平台或浮式生产储油船。海底管道可以连续输送，并且由于管道位于海底，几乎不受外界环境条件变化的影响，而且海底管道的管理成本低，管理方便、操作简单。因而采用海底管线进行海上油气集输能够广泛应用于海上油气田的开发。

海上采油平台注水系统中注入设备操作环节较多。要将 1m^3 的水打入地底，必须通过注水电机、注液泵、水泵出闸门、配液间自来水闸门、单口出水闸门、井口闸门等操作环节，才能把这 1m^3 的水打入地底，驱动油层^[1]。从水力流动特点来说，环节多带来的节流损失、弯头破坏、沿程压力破坏等能量风险比较高。造成能量信息不方便收集到，一些信息尽管能收集，限于油藏技术系统与基础设计系统不属于同一技术系统，对其能量风险研究分析就无法同步、同台、

实时进行。

二是高低压系统的节能作用逐步减弱。油田开发初期原有注水井共用一条注水管线，注水干线管网利用效率非常低，能耗损失较大。配水间内高低压注水井的液压交集部分越来越大，差别越来越小，有时为了照顾少数高压注水井，而将整个配水间的注水压力提高，从而造成注水能耗增高。同时多年来注水单耗一直徘徊在 $6.04\text{kWh}/\text{m}^3$ ，下降空间有限。以往也曾采用酸洗等方式解决管道的结垢问题，但是出现以下几方面问题：收费高昂、后遗症较多，易导致管道穿孔并且残液的大量排出也不能满足环境保护的需要。运用 PIG 除垢技术对地面管道实行清垢管理，则注水管道网的能量消耗也将降低，将为注水井合理注入创造有利条件^[2]。

2 低成本高低压注水工艺优化措施

某海上采油平台位于渤海区域，是一个生产平台（即井口平台）。该平台上总共有 26 口采油井和 14 口注水井。由于该平台生产井投入生产不久，因此含水不高，经过地面原油分析，凝固点都在 0°C 以下。

2.1 优选型高效离心泵，淘汰后无效离心泵

通常离心泵的额定重量与水泵扬程都大于实际注水干线的最大回压，并利用节流阀门实现对注入压力与水量的控制^[3]。若水泵选择不当，实际排量和额定排量的差距很大，则水泵将无法在有效工作区内正常运转，导致实际的水泵效率降低，还增加了节流风险，也大大降低管网质量。所以，针对存在无效运转状况的注水泵提出优选新型高效离心泵取代旧型无效水泵的调改方法。

2.2 优选高效柱塞泵替代低效离心泵

经过对注体体积较小、节流影响较大、灌注压力较大的低效运行离心式泵站，通过对高效率柱塞泵和离

心泵的技改,从而提升泵站的泵效和管道网质量。

2.3 注水泵电机高压变频技术应用

注水站同时担负着聚驱任务,且属于独立的注水系统,因此更加有利于使用高压变频技术。该站高压变频器系统设计上引入闭环搜索寻优控制器,流速和气压是系统的2个主要参数,将系统实测的流速和气压信息与油藏需要的流速和气压(期望值)实现双PID调整,采取模糊判断的方式自动寻优系统。依据判断结论,系统及时手动调整高压变频器的输出功率,并自动测算出变频期的最高工作频率。试验表明,该站高压变频器节能效果比较明显,区块注水单耗下降 0.80 kWh/m^3 ;年实现节电 $323 \times 10\text{ kWh}$ 。油田对注水压力影响最严重的系统,是柱塞泵站注水控制系统。但因为柱塞泵本身的特点,其无法利用节流阀来控制水泵的实际排量。

随着注水开采进行,油田区块配注含量也将相应发生变化。而采用更换插轴的皮带轮来实现泵排量和井实际注量之间配合将具有相当困难的限制,高压水打回流问题也相当普遍,浪费了大量的电能。因此,引入并运用恒压变频调速高新技术,将注水泵的排量调节和动态的在井中现场实际注水量平衡,进行很好的配合,并取得显著的节能效果。

2.4 注水站优化运行技术

依据注入节点气压的分配状况,设计优化启泵操作方法。将注入站点全部停机,在注入站点停用注水泵一台,在边远地区的注入站点增开注水泵2台;根据二座注入站混凝土输送泵管道差异压力大、闸门截流损失较高的实际情况,将注水泵车从原先的11级减至10级;并将注入站的注水泵车削叶轮,以实现泵油气压和出水气压的相配套。通过上述措施,年实现节电 $108 \times 10^4\text{ kWh}$ 。

2.5 注水自动巡控技术

按照水注站流程,在整套控制系统上建立了多个测控点(水温、水压、流速、液位等信号),并在每一个测控点上装有感应器,将实际的物理变化量换算为电信号传送给监控管理核心(智能化器和工业计算机技术、可编程技术和强有力的组态软件),并对整套控制系统进行实际监测。同时通过监控注水系统流速和水泵排量,确保注水泵的运行在安全范围以内;采集水泵的出水气压和管网水压,并限制或调整阀门的打开高度或者是泵管压差下降;再根据储罐液位高度控制调节打开高度,以确保水罐维持在安全液位高

度上。

在注水量一定的情况下,降低注水泵压,可以有效降低注水能耗^[4]。油田数值的断块破碎情况复杂,在注水生产中,因为盆地产状结构、与油田形成天然物性的差异,和在开发工程中产生的油层污染堵塞等方面的技术问题,有的注水井中在设计注入压力容许范围内还不到配注量需求,因此不得不对油田的形成过程实施酸化、压裂,以及增加系统注入压力等的技术改进方法。这些改造措施的投入费用很大,难以规模实施。

通过增加少数的注水井完成配注而增加了整个注水装置的灌注压力,不仅增加注水的能耗,还存在严重的安全隐患,影响油田的开发效益。因此,油田研发并推广了单井增压灌注技术,即在注入井加装增压泵,将注入站的高压来水加以二次升压,以增加注水井井口压强,对地面进行高压灌注。

3 低成本高低压注水工艺优化试验结论

对配水间内高压注入井中实行调头,在配水间内将高低压电阀组联通,高压来水阀封闭。对配水间内低压汇管的泵压可以达到部分高压水井的油压要求,实施低压式灌注;对部分低压注水泵压达不到油压的部分高压水井实施单井增压部灌注,目前试验正在进行当中。可使单井的注入压力明显下降,转入低压注水也能够完成配注水量的要求,按照实验区快注水井 3260 m^3 的日注量、平均单井降压 MPa 计算,年可节约电力 $70 \times 10^4\text{ kWh}$,折合资金34.99万元。

对于由于油层污染堵塞造成注入压力增高而完不成配注要求的注水井有一定解堵作用。可以显著降低注水单耗并为继续扩大实验规模奠定基础。该项技术共在5所低效运转的离心泵站开展试点,达到良好的节能降耗效益。5座注水电站改建共投资1994余万元,改建后注水单耗从以前 9.4 kWh/m^3 减少到 5.3 kWh/m^3 ,年节约电量 $1489 \times 10^4\text{ kWh}$,年节约电费954万元,投资回收期25个月。

4 低成本高低压注水工艺优化意义

油田在开发过程中,为了保证油田较长开发时间与石油产出相对平衡,基本上都是采取维持岩层压力的开发方式^[4]。为增加油田收获量,世界上许多发达国家一直在探索怎样以人工的方式维持岩层压力,并向岩层产状中补给能源,使其实现增加油、产出好油。

目前较为完善的开发方法主要有:注水、注气、

注蒸汽和火烧油形成等。注水是油田开发的一个非常关键的开发手段,能够有效补给岩层能源,对增加石油收获量,实现油田高产、稳产具有重要积极意义。

如何经过调控注水和调节输出水量使油田维持长时间高产、稳产,采用控水来实现稳油的总体目标,是中高含水期油田维持高产、稳产的关键技术内涵。发挥现有和在建能力,逐步限制和减少注入消耗,降低生产能耗,已成为今后油地产量工程中的主要任务。采用注水方式开采的油地进入高含水阶段,每天需要往地下加注大量的水,必然耗费巨大的能源,从经济效益的观点和对水电资源的合理利用观点出发,对油田注水系统的优化运行和节能控制的研究都是一项重要的工作。

注水系统的生产运营方法必须配合油田生产开发配注预案而调整。配注水量的变化、注水井的增减以及日常生产中的水井作业、供水量波动和因钻井生产关停注水井等因素,造成注水系统的注水量产生较大的波动。油田注水装置管理是通过注水管理的方式进行,无法确保注水管理在优化情况下工作,因此造成工作计划的失控且没有进行调整,泵管压力系数大,注入管线质量较低,注入单耗大。控制注水量的上升,降低注水单耗工作已显得尤为紧迫。所以,深入研究减少注水消耗的途径,找到有效的减耗方法有着非常重大的价值。

根据现场测试的实际运行情况,绝大多数注水泵都不是工作在效率最高区域,只有极个别的工作效率在 90% 以上,有的甚至低于 70%。因此其运行效率较低,增大了注水泵机组的能量损耗。同时使泵的出口压力较高,增大了泵管压差,降低了系统效率。油田注水的节能降耗技术,重点是提升注水系统的效能。注水地面控制系统主要分为注水电机、注水泵和注入管线。

提高注水系统效率的关键是提高注水泵系统和管网的效率。注水是油田的主要驱油手段之一。有效补给地面能源,为增加石油采收量,实现油田高产、稳产发挥积极作用。

5 结论及建议

①有针对性推广成熟的节能降耗技术。由于受自身地质特点的影响,油田的注水单耗与行业标准还有一定差距,应继续有针对性地规模推广成熟的节能降耗技术,使动态变化的注水系统长期保持在较为高效、合理的运行状态,以更进一步降低注水能耗;

②进一步开展注水管网调整优化技术研究。随着滚动开发区域的外延、扩大及地面配套站点的增多,部分井站注水管网工艺布局逐渐显现出不合理,造成地面注水工艺适应性差。因此,有必要进一步开展注水管网调整优化技术研究,以提高地面注水管网布局的工艺适应性;

③降低整个区块系统运行能耗。针对油田区块零散、系统注水压力差别较大的现状,继续优化现有的注水工艺系统,调整高低压注水井工艺布局,在满足注水井配注需求的基础上,降低系统注水压力,从而达到降低整个区块系统运行能耗的目的;

④优化注水单井注水工艺。注水系统流程从以前的注水单井—配水间—注水站的二级布站方法,精简为注水站直接地对应于注水单井的第一级布站方法。精简配水间操作环节,注水井中通过与出水线路衔接,减少管线信息压损,达到系统的简单优化;

⑤扩大管线除垢技术的应用规模。针对油田注水管网腐蚀结垢严重的问题,建议扩大管线除垢技术的应用范围,以便有效降低压降,提高系统效率。

海上采油平台电气设备多、能量消耗大、节能工作开展难度大,结合生产实际,对用电设备、电能消耗情况进行优化。本文针对油田注水系统在使用过程中由于不断增加注量所造成注水系统存在的工艺问题作出瓶颈剖析,并建议通过对注水系统进行工艺技术优化。

通过开展注水系统节能对策研究,从系统的角度用科学的方法来选择相应的节能对策解决注水系统存在的高耗能问题,是今后开展注水节能工作的方向。

参考文献:

- [1] Production Solutions. The new paradigm for low cost rod pump control[J]. Production Optimization Newsmagazine, April, 2004: 5-6.
- [2] 李世荣. 采用工程分层注水工艺应用研究[J]. 化工管理, 2016(32).
- [3] 麻虎. 采油工程分层注水工艺应用探[J]. 江西建材, 2015(10).
- [4] 韩二涛等. 油田地面注水管网布局优化中的遗传算法[J]. 断块油气田, 2005, 12(5): 51-52.

作者简介:

赵伟成(1990-), 男, 汉族, 江苏徐州人, 本科, 工程师, 研究方向: 海上采油平台工艺处理。