



低成本精细处理:让采出水“出彩”

胜利油田利用坨二联合站采出水余热为胜北花苑小区供暖。
王国章 摄

新闻会客厅



苏三宝

中原油田
水务分公司
水务技术专家

岳胜辉

胜利油田
石油工程技术研究院
微生物所经理

问:采出水处理和资源化利用如何帮助油田实现绿色低碳发展?

岳胜辉:采出水处理和资源化利用在帮助油田实现绿色低碳发展目标方面发挥着重要作用。首先,通过高效处理技术将富余采出水转化为高质量的清水和回注水,减少了对清水资源的依赖和消耗,降低了水资源消耗的压力,有利于水资源的可持续利用。

其次,资源化利用过程中还充分利用了采出水中的热能,降低了热能消耗和碳排放,有助于减少油田生产过程中的温室气体排放。

再次,采出水处理和资源化利用还降低了采出水输送过程中的安全环保风险,减少了采水长距离输送可能引发的环境污染问题,保护了油田周边的生态环境。

问:当前在油田采出水处理技术方面,有哪些突破和创新?

苏三宝:中原油田油藏特征决定必须立足水驱开发,当前处于精细调整减缓递减期,含水率高、产液量大,采出水精细处理是油田效益开发的重要环节。

针对东濮老区采出水腐蚀性强、处理药剂消耗量大、残渣产生量多等难题,创新形成“缓冲中和水质改性、耦合局部沉淀生渣”理论,明确残渣产生量主控因素是:游离二氧化碳含量高,二氧化碳水解和多级电导导致污水弱酸性且缓冲能力强,消耗了99%以上的酸度调节剂。

创新建立了残渣产生量数学关系,在此基础上,创新建立“精准”水质改性技术,开发基于酸度、ORP(氧化还原电位)和浊度的多参数水质监测系统,建立前馈加反馈串级PID药剂加量调节技术,实现药剂精准自动控制调节投加。现场应用效果好,腐蚀速率仅为标准上限要求的1/3,药剂单耗下降27.8%,残渣产生量减少35.4%,综合成本下降19.67%。

岳胜辉:胜利油田在采出水处理技术方面取得了多项重要的突破和创新:通过筛选高效采出水处理菌种,优化生化处理工艺和参数,显著提高了溶解油的降解效率,其降解原油速率是文献记录最高速率的1.5倍,使生化停留时间大幅缩短至10小时以内,减少了前期设备投资,提高了整体处理效率;结合超滤和反渗透膜技术,形成油田采出水制备注汽锅炉用水的完整工艺流程,不仅解决了常规工艺难以处理的溶解油问题,还延长了膜工艺的使用寿命,确保采出水的水质指标满足锅炉进水要求,甚至优于目前使用的清水标准。

问:油田采出水如何资源化利用?

岳胜辉:油田采出水通过完整的生化处理工艺流程,产出的浓水水质也优于回注水A1标准,可以回注地层,满足超低渗透区块的增产需求;产出的清水可满足锅炉进水要求,用于热采锅炉的注汽用水,实现水资源的再利用。在此过程中,采出水的热能也被充分利用,降低了热能消耗。

目前,胜利油田石油工程技术研究院与滨南采油厂合作的4000立方米/日油田采出水注汽锅炉资源化利用项目,为油田绿色低碳发展提供了有力支撑。

问:未来,油田采出水处理工艺技术的发展方向是什么?

苏三宝:随着非常规油气资源开发逐渐深入,对回注水质提出了更高要求,水处理新工艺必须与之适应,因此具备设计标准化、预制工厂化、施工模块化、作业机械化、装置小型化、运行智能化等特征的水处理工艺必将大发展、快进步,例如,目前中原油田正在攻关的“气浮除油+预氧化除铁+磁混凝高效澄清+陶瓷膜过滤”撬装水处理工艺,因其具有停留时间短、出水水质好、适应性强、经济效益优、绿色环保的优势,发展潜力较大。

中原油田科研人员在测量采出水净化后的酸碱性。
陈涛 摄胜利油田科研人员在采出水处理现场进行对比试验。
岳胜辉 摄

中原油田

清污减渣 油藏畅饮“纯净水”

□杨静丽 王峰

从黢黑的采出水到清澈透亮的“纯净水”,在中原油田濮二采出水处理站,每天有近万立方米的采出水经过净化处理后重新回注地下油藏驱油。

为解决采出水处理过程中加药量大、产生残渣多的难题,中原油田自主研发东濮老区油田采出水低成本精细处理技术。新技术应用后,在保障水质达标的前提下,采出水处理的综合成本下降近1/5,残渣的产生量减少逾1/3。

“接下来,我们还要将这项技术与老区其他采出水处理站进行适配,从源头减少含油残渣量、固废产生量,实现水处理工艺高效、低成本运行,助推油田效益开发和绿色低碳发展。”中原油田水务分公司水务技术专家苏三宝说。

低成本处理采出水迫在眉睫

油田采出水中含有大量的悬浮物和溶解杂质。当前水驱开发依然是老油田主要的稳产技术手段,如何高效、低成本、环保地处理油田采出水,成为老油田面临的重大课题。

中原油田东濮老区整体处于高含水、特高含水期,含水率(平均大于94%)、年产液量大(约2200万立方米),采出水低成本精细处理是油田效益开发的重要环节。东濮老区现有采出水处理站13座,主要采取“除油-水质改性-沉降过滤”三段式水处理工艺。

“油田采出水处理面临药剂费用高、采出水处理残渣产量大的问题,给安全环保工作带来巨大压力。”苏三宝说,“此外,随着油田开展三次采油,采出水水质日益复杂,现有工艺难以满足差异化处理需求。”

采出水低成本处理迫在眉睫。2022年3月,中原油田发挥“大兵团作战”优势,由中原油田水务分公司、石油工程技术研究院和濮城采油厂联合组建项目团队,选取药剂费用最高、残渣产生量最大的“濮二采出水处理站”为试验站,开启“治水”之路。

经典理论失灵?

“如何从源头减少残渣?是不是就像磨豆浆,豆子磨得越细,豆渣越少?”项目团队第一次集中讨论时,中原油田专家、项目团队技术首席黄雪松说,“豆子磨得越细,还得看刀头锋利不锋利,这个刀头就是我们的理论认识,锋利不锋利就是我们的认识深入不深入。”

大家决定从水质改性技术机理开始攻关,然而,研究刚起步就碰到了棘手问题。“分析化验时,我们发现采出水中的溶解酸性气和残渣产生量的关系竟然与1916年建立的亨德森方程描述的核心理论不相符。”苏三宝说,“这意味着经典理论在东濮老区失灵了。”

面对新问题,项目团队研学联动、集智攻关,反复优化分析方案,选取多座采出水处理站横向对比,历时数月分析水质近千项,层层解析内部联系,步步探寻普遍规律。最终,他们创新建立“气

液固”多相水质净化反应机理,明确了溶解酸气,即游离二氧化碳才是残渣产生量的主控因素,建立起残渣产生量随药剂正比增加的数学关系;理论认识提升的同时,明晰了“残渣”“药剂”这两个卡脖子难题“共同一体”的内在联系,进一步验证了去除游离二氧化碳是实现低成本处理采出水的关健。

在掌握油田采出水水质净化反应机理这一核心要点后,团队成员结合自身擅长的领域,分组建造成化学法、物理法、原位封存法3个减少游离二氧化碳影响研究方向的攻关小组,全力破解高含二氧化碳的采出水处理难题。

“相同的药剂种类配比不同,产生残渣的数量就不同,就像走平衡木,我们需要找到最佳平衡点。”苏三宝介绍,“经过多轮测试,我们发现当把酸碱性控制在 6.7 ± 0.1 时,可实现油田水质标准条件下残渣量最少。”

智能化支撑成果落地

新的挑战接踵而来。即便掌握了最佳控制参数,团队还是在如何实现精准调控方面犯了难。濮二采出水处理站有大小水罐13座,其中4座容量1000立方米,要想精准控制水质酸碱性,依靠人工调节无异于蚍蜉撼大树。

“既然人工调节做不到,那就交给智能化。”苏三宝说,“智能化是支撑我们科研成果落地的载体。”

搭乘建设“数智赋能油田”的东风,联手中原油田邢同征技师工作室自控团队,项目团队同步开展水质在线检测仪选型、控制模块选型和机柜组装、控制方法优化和程序编写等工作;集中攻关多功能人机界面,完善远程实时监控程序,一系列工作有条不紊地展开。

项目团队创新建立多参数水质监测系统和药剂自动反馈调节投加技术,全部实现自主设计和施工,做到了水质监测看得清、控制方法算得准、反馈调节做得实,实现水质酸碱值精准控制。

濮东采油厂胡状采油管理区胡状集采出水处理站是最早装上智能调控系统的站场。“以前,一天要爬很多多次三四米高的储罐。现在,足不出户,我们就可以完成从加药到调控一系列的操作。”水务分公司油区水务服务项目部员工王桂巨感慨。通过值班室的电脑及安装在加药泵房的可编程控制柜,员工能实时、清晰地看到采出水处理的参数变化规律、水质波动情况等,并在线自动调节参数。

当前,中原油田已实施了胡状、明二、濮二等采出水处理站的药剂投加自动化改造,开展药剂自动调控系统建设,优化数据采集点和控制点,安装在线监控仪表84台(套),大幅降低了岗位员工的劳动强度。

应用新技术,中原油田采出水处理实现水质优、药耗减、残渣减和腐蚀受控,综合成本降低显著,出站水质达标率100%。“下一步,我们将继续在低碳绿色处理技术上发力,全力化解传统混凝剂需要较高碱度与高含二氧化碳采出水为酸性水之间的矛盾,努力做到在采出水处理过程中不直接或间接增加二氧化碳排放量,以实现二氧化碳在采出水中原位封存。”苏三宝说。

□任厚毅 于丹丹

用功能菌去除有机物

面对油田开发中后期采出水水量激增的挑战,胜利油田聚焦石油微生物技术,利用微生物的特性和功能,不仅解决了采出水处理的难题,还实现了无副作用、低能耗、原料可再生的绿色处理方式。科研人员筛选出高效菌种,通过生化工艺,将原油等有机物降解为二氧化碳和水,再结合超滤和反渗透膜技术,彻底去除采出水中的悬浮物和无机离子,实现了采出水的深度净化。

“如果把微生物排成1500行1500列的方阵,大概有一粒芝麻的大小。”在显微镜实验室,胜利油田微生物技术首席专家汪卫东介绍微生物样品在显微镜下的形态和运动状况。

生化工艺就是利用细菌降解水中的有机物,原生动物捕食细菌,维持生态平衡,达到净化水质的目的。生化水处理的技术核心是功能细菌的选取,并进行培养驯化。培养驯化后的功能菌可去除大部分原油等有机物,再配合适合的过滤、脱氧和杀菌等处理工艺,经过来水、气浮、冷却、生化、沉降、超滤等流程,从根本上去除采出水中的有机物。此外,还要考虑降低后续精细处理设备的膜污染问题,进一步提高精细处理效率。

2018年,胜利油田首次建成达到工业化标准的生化精细水处理工艺流程,筛选的高效菌降解原油速率是文献记录最高速率的1.5倍,并且在国内首次将生化工艺中的生物膜工艺与管式中空纤维超滤结合应用于工业水处理。

2019年,工艺进一步升级,形成目前最先进的采出水处理工艺——生化双膜技术。其原理是通过微生物的作用,将原油等有机物转化成二氧化碳和水,利用超滤和反渗透膜去除采出水中的悬浮物和无机离子,收到最佳采出水处理效果。

胜利油田滨南采油厂管理六区单14注水站的生化+双膜工业化处理流程日处理油田采出水200立方米,稳定运行已超3年,出水水质稳定,采出水利用率达95%。

采出水变身清水

“经过生化处理的采出水,矿化度、硬度等方面指标均优于自来水,甚至可以饮用,更不用说锅炉用水标准了。”在单14注水站,胜利油田石油工程技术研究院微生物所副研究员潘永强接了一杯地下采出水介绍。

联合站采出水负荷高,而热采锅炉清水需求量巨大。对此,2020年初,胜利油田石油工程技术研究院微生物所科研人员立项“油田采出水注汽锅炉资源化利用技术研究”课题,开展了生化处理工艺规模化应用研究,包括生化处理系统的快速建立、高效菌种群的优化、提高

生化效率、提高污水COD(化学需氧量)去除率,以及超滤膜的应用适应性研究、反渗透适应性研究等,均取得突破性进展。

科研人员开展了采出水注汽锅炉资源化利用试验。截至目前,试验流程已平稳运行超3年,经处理的水矿化度由19000毫克/升降到110毫克/升,硬度由1450毫克/升降到0,各项指标远远优于自来水,完全符合锅炉用水的标准。

如果采出水沉积在油井周围,时间长了大部分的轻质、易降解石油烃组分完全挥发,难降解的胶质和沥青质等组分与泥沙黏附在一起,会形成老化油泥。针对这些油田退役井场、站库土壤盐碱度高、污染物黏度大等处置难题,科研人员研发了以微生物强化修复为核心的修复技术,通过开发耐盐碱高效石油烃降解菌株,配套淋洗等处理工艺,实现无害化处置。目前已形成针对落地油泥、罐底泥、改性污泥和油污土壤等四大类油田产出物处置技术体系,并逐步进入现场试验。

用微生物“打败”微生物

6月10日,一批生物制剂被送到孤岛采油厂孤四注水站,用于采出水配制聚合物溶液。不久,该区块的聚合物溶液黏度由30毫帕·秒上升到50毫帕·秒,效果立竿见影,产油量逐步提升。

在聚合物驱油技术中,硫酸盐还原菌的存在导致聚合物溶液黏度下降,影响采收效率。硫酸盐还原菌存在于土壤、海水、河水、地下管道及油气井等环境。采出水中硫酸盐还原菌的滋生使硫化氢含量增加,导致聚合物溶液黏度损失。不解决这个问题,采出水配制聚合物溶液难以被有效利用。

历经多年攻关,科研人员形成了“胜利化学驱聚合物溶液保黏关键技术”,其中“微生物脱硫抑制提高化学驱聚合物溶液黏度技术”最为关键。

“这是一种利用微生物来抑制微生物的方法。”汪卫东解释,“通过营养竞争,扶植有益的细菌,抑制有害的细菌生长。”

科研人员通过研究找到了一系列对化学驱聚合物溶液有除硫抑硫功能的“益生菌”,可以针对不同区块出水特性进行优选复配,使其发挥最大功效,将“益生菌”制成微生物制剂添加到聚合物溶液中后,这些细菌能够完全适应化学驱开发的苛刻油藏条件,去除硫酸盐还原菌代谢产生的有害产物,占领它们的营地,挤压它们的生存空间,有效降低它们的活性,显著遏制聚合物溶液黏度下降。

胜利油田应用该技术处理采出水规模达68000立方米/日,提升聚合物溶液黏度超过40%,由于聚合物黏度提升,每年节约聚合物干粉超9000万元。这项关键技术目前已推广到胜利油田90%以上的化学驱项目,助力我国Ⅱ类、Ⅲ类油藏化学驱技术升级迭代。