

海上稠油热采井动力液系统治理实践及经济效益分析

徐桂庭(中海石油(中国)有限公司天津分公司辽东作业公司,天津 300452)

摘要:渤海某油田稠油热采井射流泵生产单井动力液用量比原先设计用量大,导致动力液注入泵满负荷运行,泵类故障率高,管线高振动,同时供水量不足,严重影响油井产能释放。为彻底解决动力液系统难题,首次创新采取了不停产动力液泵扩容改造、水源井改高压动力液泵和泥浆泵改高压动力液泵等多项措施综合治理海上稠油热采井动力液系统。这些优化措施在现场实践中有效地提升了泵类的可靠性、降低了管线振动、避免了油井产量损失,取得了明显的经济效益。

关键词: 动力液不足; 动力液泵可靠性; 管线振动; 经济效益

中图分类号: TE53 文献标识码: A 文章编号: 1674-5167(2025)035-0057-03

Practice in Managing Power Fluid Systems for Offshore Heavy Oil Thermal Recovery Wells and Economic Benefit Analysis

Xu Guiting (CNOOC (China) Co., LTD. Tianjin Branch Liaodong Operation Company, Tianjin 300452, China)

Abstract: In a Bohai oilfield, the actual power fluid consumption per well for jet pump production in heavy oil thermal recovery operations exceeded the originally designed volume. This led to power fluid injection pumps operating at full capacity, a high failure rate of pumps, high pipeline vibration, and an insufficient water supply, severely impacting the well production potential. To thoroughly address the power fluid system challenges, several innovative measures were implemented for the first time, including capacity expansion modifications to power fluid pumps without shutdown, converting water source wells to high-pressure power fluid pumps, and converting mud pumps to high-pressure power fluid pumps. These optimization measures effectively enhanced pump reliability, reduced pipeline vibration, and prevented production losses during field application, achieving significant economic benefits.

Keywords: power fluid insufficiency; power fluid pump reliability; pipeline vibration; economic benefits

1 背景

渤海某油田为中国海上首个特超稠油规模化热采油田,其地下原油粘度高达33595-74462MPa·S,属于特超稠油油藏,采取蒸汽吞吐技术进行开发生产。油田共有5台动力液注入泵提供动力液用于射流泵生产。动力液注入泵单台额定排量40m³/h,操作压力20MPa,4台动力液注入泵同时运行时最大供水量为3840m³/d。

由于射流泵生产井单井动力液实际用量比设计用量高,导致动力液注入泵供水量不足。根据油藏最新预测指标及目前实际生产动力液需求情况,预测了2023年-2030年动力液量匹配情况。如表1所示,预测数据显示2025年平台动力液需求量最大。

按照目前现有5台柱塞泵满负荷运转(无备用泵),动力液仍存在缺口。同时,由于动力液注入泵满负荷

运转,相继出现电机绕组温度高、轴承温度高、柱塞断裂、管线高振动产生裂缝等故障。

表1 历年动力液缺口预测表

年份	动力液量需求 (m ³ /d)	动力液供给量 (m ³ /d)	动力液缺口 (m ³ /d)
2023	5510	4800	-710
2024	5480	4800	-680
2025	6140	4800	-1340
2026	5490	4800	-690
2027	5840	4800	-1040
2028	5590	4800	-790
2029	5890	4800	-1090
2030	6010	4800	-1210

表2 渤海油田稠油开发历程表

年份	渤海油田稠油开发历程	意义
2008	某油田启动海上稠油热采多元热流体吞吐	为我国海上稠油开发奠定了坚实基础
2013	某油田实施蒸汽吞吐热力采油技术	探索出我国海上稠油开发的新路径
2020	某平台实施海上稠油规模化热采开发	填补了我国海上稠油规模化开采技术的空白
2022	某油田实施超稠油规模化开发	我国海上首个规模化超稠油热采技术得以应用
2024	某油田移动注热和某热采油田投产	进一步扩大了渤海油田的稠油热采规模

2 发展趋势

随着全球能源结构转型加速，非常规油气资源开发成为保障国家能源安全的重要战略方向^[1]。根据数据显示，陆上稠油探明储量 198 亿 t，海上稠油储量超 30 亿 t，其中特超稠油占比达 40%^[2]，中国非常规油气正从“技术攻关”向“规模效益”阶段跨进^[3]。如表 2 所示，随着稠油热采井油田的增加，海上稠油热采井动力液系统稳定安全运行愈发重要。

3 研究对策

基于上述现有动力液注入泵供水不足、可靠性差以及泵类附属管线高振动的难题，渤海某油田需对动力液系统的设备及工艺流程进行升级改造。

在未进行设备及工艺流程升级改造前，为保障油田正常生产，根据升级改造的难度，分三步实施。首先将两台泥浆泵改造成动力液注入泵，然后将水源井改造成动力液注入泵，前两步可以补充短期的动力液缺口^[4]，最后推进不停产动力液泵改造扩容项目。三步走策略实施后，在通过动力液系统管理提升，改善水质、精确分配动力液，达到动力液利用率最优化。

4 综合治理动力液系统

4.1 泥浆泵改高压动力液泵

油田有两台泥浆泵，根据原始设计需求可同时用于洗井和修井作业，在需要使用平台修井机打调整井作业时，存在 2 台泥浆泵同时运行的可行性。泥浆泵通常短时间内连续运行，工作在常温低压环境。将泥浆泵改成高压动力液泵使用，没有先例可参考，油田自主创新首次通过优选缸套、柱塞和流程适应性改造将泥浆泵改造成高温高压动力液泵使用，拓展了泥浆泵用途^[5]，弥补了动力液缺口。

F-800 型泥浆泵是活塞往复式电机直驱变频泵，由于该泵缸套、柱塞可更换，根据现场动力液注入压力 20MPa、运行温度 80℃ 的需求，优选 130mm 缸径柱塞，额定压力 23.6MPa，运行工况在冲次为 110r/min 时可提供的流量为 60m³/h。

新增在线振动监测系统、泵入口压力低报警关断保护、泵出口压力高高报警关断保护。

通过生产循环泵出口流程改造为泥浆泵入口供动力液，泥浆泵出口新增高压管线至动力液管汇，在保留泥浆泵原设计功能的前提下，实现泥浆泵作为高压动力液泵使用的新功能。

4.2 水源井改高压动力液泵

油田有两口水源井，设计为低压、大排量的电潜泵，产水主要用于流程初启动、锅炉水处理系统水源、修井用水和海管掺水。由于海上油田场地面积小，寸土寸金，没有多余空间用于新增动力液注入泵改造。

为此，油田因地制宜、别出心裁地提出将新增的动力液注入泵置于水下，首创水下动力液泵，实现一井双用。

为实现水源井改动力液泵功能（如图 1 所示），需要进行水源井电潜泵升级和工艺流程适应性改造。首先通过修井作业将原水源井低扬程、大排量的电潜泵更换为高扬程、小排量的多级电潜泵以达到动力液压力 20MPa 的要求^[6]。然后通过工艺流程适应性改造将 WHPA 平台生产水循环泵出口的水注入到水源井油套环空内给水源井供 80℃ 的生产水，再经水源井提压后接入到动力液注入管汇，满足油田动力液需求。

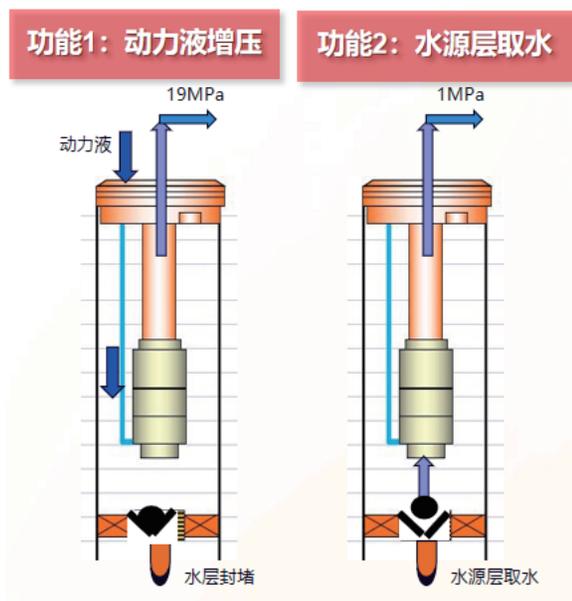


图 1 水源井改高压动力液泵功能示意图

4.3 不停产动力液泵扩容改造

油田计划利用岸电接入、停产检修的时间窗口期，对现有动力液流程进行改造增加隔离阀和预留接头，可以实现后续不停产的情况下实施动力液泵改造扩容项目，从而极大地避免了因实施动力液泵改造扩容项目被迫停产造成的产油损失^[7-8]。

动力液泵改造扩容的主要内容是将现有的 5 台排量为 40m³/h 的动力液增压泵（离心泵）更换为 3 台排量为 175m³/h 的动力液增压泵（离心泵）、现有的 5 台排量为 40m³/h 动力液注入泵（柱塞泵）更换为 3 台排量为 175m³/h 的动力液注入泵（离心泵）。

在不停产的情况下，动力液泵扩容改造施工分三个阶段实施。

第一阶段：

①预先铺设新的流程管线至动力液管汇预留接口；

②停运 2 台动力液增压泵、2 台动力液注入泵，在原位置安装 1 台新的大排量动力液增压泵及 1 台新

表3 动力液系统生产管理要义表

稳供	清洁	标定	优配
泥浆泵改动力液泵、水源井改动力液泵、动力液扩容改造、预防性维护	通过生产水缓冲罐每日收油,控制水中含油量,化验水中含油,形成正反馈,保证动力液水质。	定期标定动力液流量计、翻斗式计量分离器和双体式计量分离器,保证动力液使用量准确,从而精确计量地层产油。	根据单井动力液量与产油量的比例,优化单井射流泵泵芯尺寸,使得动力液利用效率最大化。

动力液注入泵,该阶段依靠1台泥浆泵、1口水源井和3台动力液泵供给动力液,最高满足4920m³/d的注入量。

第二阶段:

①启动新安装的单套动力液注入泵,通过新铺设的管线至动力液管汇,结合1台泥浆泵、1口水源井供给动力液,该阶段最高满足6240m³/d的注入量;

②停运原流程剩余的3台动力液增压泵、3台动力液注入泵,进行剩余2台新的大排量动力液增压泵及2台新动力液注入泵的安装调试工作。

第三阶段:

①随着施工进度逐渐完成,新装动力液增压泵处于2用1备的运行状态、动力液注入泵处于2用1备的运行状态;

②拆除剩余原管线,对原接口增加盲板。

4.4 动力液系统生产管理提升

通过三步走策略实施,确保动力液系统稳定可靠运行,解放出人力资源后,再通过动力液系统管理提升,改善水质、精确分配动力液,达到动力液利用率最优化,最终形成“稳供、清洁、标定、优配”八字动力液系统生产管理要义,如表3所示。

5 效益分析

5.1 泥浆泵改高压动力液泵经济效益分析

泥浆泵改高压动力液泵改造项目实施后,动力液量增加1440m³/d,产油量增加160m³/d,总投入188.5万元,总产出17218.6万元/年,投资回收期仅需4天。

5.2 水源井改高压动力液泵经济效益分析

水源井改高压动力液泵改造项目实施后,动力液量增加600m³/d,产油量增加100m³/d,总投入217万元,总产出10761.6万元/年,投资回收期仅需1个周。

5.3 动力液泵扩容改造经济效益分析

动力液泵扩容改造项目实施后,动力液量增加3600m³/d,产油量增加500m³/d,总投入4600万元,总产出53808.3万元/年,投资回收期仅需1个月。

渤海某油田动力液系统综合治理后,弥补了动力液缺口,避免了油井产量损失,产生了明显的经济效益。由于高压动力液泵由柱塞泵换型为多级离心泵,该举措实施后极大地提升了泵类的可靠性,检泵频率从2天/次降至零,占用人工时从6h/次降至零。从根本上彻底解决了管线高振动的难题,管线泄漏频率

从3天/次降至零,占用人工时从2h/次降至零^[9-10]。

6 结论

渤海某油田动力液系统综合治理的成功实践,打破了人们利用柱塞泵产生高压动力液的固有思维,验证了大排量高扬程多级离心泵作为动力源的可行性。成功改造水源井和泥浆泵作为动力液泵使用创造了多个首次。

海上稠油热采井动力液系统的综合治理,为海上特超稠油资源开发提供了可复制的技术路径,协助我国海上稠油年产量完成新的突破,成为原油稳产增产的“新引擎”。

参考文献:

- [1] 国家能源局. 中国能源发展报告 2023[R]. 北京: 人民出版社, 2023.
- [2] 李根生, 等. 特超稠油高效开发关键技术进展 [J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 842-852.
- [3] 张抗, 周庆凡. 中国非常规油气开发技术与规模化前景 [J]. 石油学报, 2023, 44(5): 789-801.
- [4] 孙洪国, 周丛丛, 王杰祥, 等. 有杆泵—喷射泵复合举升系统动力液优化设计研究 [J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 80-83.
- [5] 孟庆元, 孙强, 韩鹏. 海洋修井机泥浆系统优化 [J]. 船舶, 2021, 32(6): 85-89.
- [6] 涂东. 潜油电泵油井优化配套设计方法 [J]. 设备管理与维修, 2021(7).
- [7] 刘义刚, 邹剑, 谢彬, 等. 海上稠油油藏高效开发技术与实践 [J]. 石油学报, 2022, 43(11): 1587-1599.
- [8] 王海江, 李清平, 刘敏, 等. 射流泵在海上稠油举升中的应用与参数优化研究 [J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(4): 476-481.
- [9] 张俊, 于继飞, 朱高科, 等. 基于全生命周期的海上油田增产措施经济效益评价模型 [J]. 石油科技论坛, 2019, 38(增刊1): 112-118.
- [10] 孙永涛, 李清平, 刘义刚, 等. 海上稠油热采关键技术研究与进展 [J]. 中国海上油气, 2023, 35(1): 1-10.

作者简介:

徐桂庭(1989-), 男, 安徽天长人, 学士, 中级工程师, 主要从事采油工艺、人工举升、稠油开采等方面的工作。