

射流泵作业程序优化及其经济效益分析

徐桂庭 巴特尔 黄远富（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：射流泵在稠油热采井作业中遇到泵芯离座困难、固定阀回座不到位等问题，导致作业时间延长，影响油井产油。为提高效率，基于同心管射流泵特点，采取措施优化射流泵起下泵芯流程，包括实施升降压策略应对地层不产液情况。这些优化措施在现场实践中有效地提升了作业时效、减少了油井产量损失。该作业程序已在油田广泛应用，取得了明显的经济效益。

关键词：射流泵；作业程序优化；作业时效；经济效益

1 射流泵简介

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。由于蒸汽吞吐温度高达 350℃，稠油热采生产过程中出砂情况普遍，然而射流泵不含运动部件，不存在“砂卡现象”。射流泵工作筒耐温可达 400℃，对原油粘度没有限制，射流泵检泵周期长，无需动管柱作业，维护成本低。所以，该油田选取射流泵作为人工举升机械采油的生产方式。

射流泵工作原理是基于流体伯努利原理，高压动力液通过喷嘴将其高压能转换成高速动力液流的动能。此高速液流具有低的压力，允许井筒内地层流体进入喉管。在喉管内高速动力液与井筒地层液充分混合，并将其动力传递给地层液，使地层液流速增加。到扩散管后，随着流动面积的逐渐增大，混合液流速减小，混合液的动能转换成压能，此时混合液中的压力足以将其举升到地面（如图 1 所示）。

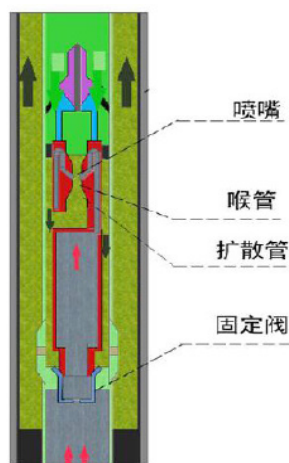


图 1 射流泵泵芯工作示意图
Fig.1 Working diagram of the pump core of the jet pump

目前海上油田使用的射流泵泵芯结构主要包括打捞头、提升皮碗、定位密封、喷嘴、喉管、扩散管、插入密封等组成，常用喷嘴/喉管组合有 3.21mm/5.45mm、3.21mm/6.09mm、4.02mm/7.62mm、4.49mm/8.52mm、4.76mm/8.52mm。

热采井射流泵生产一段时间后，通常在以下情况进行起下射流泵泵芯：①投产后 1 个月内检查泵芯是否存在结垢现象；②根据现场生产需要，更换不同尺寸的泵芯；③油井由正常生产模式转为蒸汽注入模式前，需起出原泵芯；④在生产过程中射流泵故障后需更换泵芯；⑤为读取温压监测装置记录的数据，需起下泵芯；⑥原泵芯根据现场需求安装温压监测装置，需起下泵芯。

2 射流泵起下泵芯作业操作程序

2.1 起下泵芯作业程序流程简图（如图 2 所示）

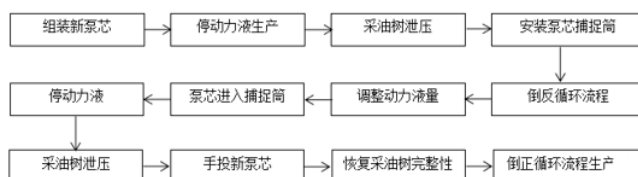


图 2 射流泵起下泵芯作业流程简图

Fig.2 Jet pump pumping core operation flow diagram

2.2 现场操作步骤

①射流泵正常生产状态，按照油藏部门要求的射流泵泵芯喷嘴、喉管尺寸组装新泵芯；②手动停止该井动力液供给；③将 1.9” 小油管和 1.9” 与 4 1/2” 大小油管环空往闭排系统进行手动泄压，将 G 阀门打开，往闭排系统泄压直至为零；④现场手动拆采油树帽，安装射流泵泵芯捕捉筒；⑤采油树倒反循环起射流泵泵芯流程，回压管线倒入计量流程，现场泵芯起出流程示意图（如图 3 所示）；⑥恢复该井动力液供给，动力液流量 5 方/时；⑦ 30 至 60 分钟后，射流泵泵芯进入泵芯捕捉筒；⑧射流泵泵芯进入泵芯捕捉筒后，

手动停止该井动力液供给；⑨对 1.9" 小油管、1.9" 与 4 1/2" 大小油管环空往闭排泄压，直至为零；⑩泄压合格后安装泵芯手投引导管，手投组装好的新尺寸射流泵泵芯；⑪安装采油树帽、压力表，恢复采油树完整性；⑫倒正循环流程、恢复该井动力液供给，待起压后说明射流泵泵芯座封到位；⑬查看产液返出情况。

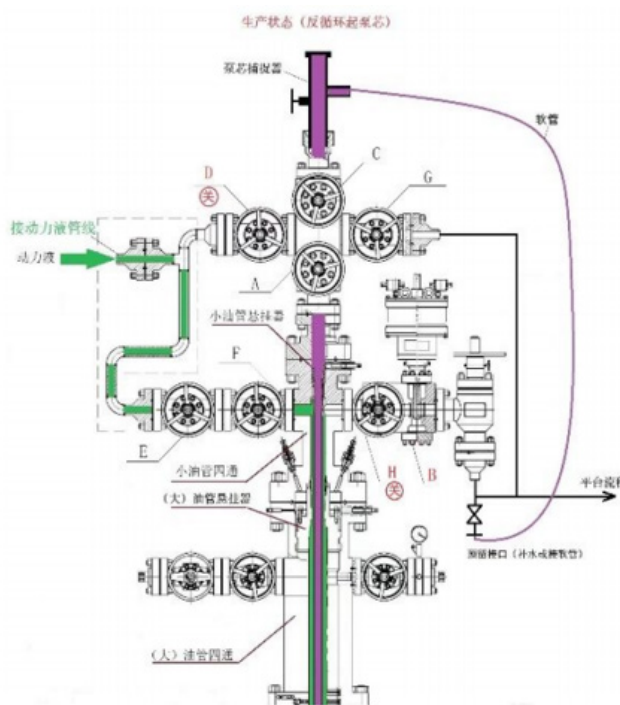


图 3 现场泵芯起出流程示意图

Fig.3 Schematic diagram of pumping core on site

3 存在问题及原因分析

海上某油田按上述射流泵起下泵芯作业程序进行作业，期间出现了较多的问题，导致起下泵芯作业一般时长为 8 小时左右，不仅造成油井长时间的停产，损失原油产量，也极大地增加了现场操作人员的工作强度。

3.1 现场主要问题

①射流泵泵芯离座困难；②起泵芯的动力液从井口返出流量少，作业时间延长；③因泵芯不离座导致作业失败，无效安装泵芯捕捉筒；④起下泵芯作业结束后地层不产液。

3.2 原因分析

①射流泵泵芯离座困难，泵芯与内泵筒之间可能存在稠油、铁锈、油泥垢及无机垢，导致泵芯离座困难；②起泵芯的动力液从井口返出流量少，作业时间延长，固定阀未落座，导致起泵芯作业时存在漏失，增长作业时间；③地层稠油温度低，流动性差，导致射流泵

芯吸力无法带出地层液。

4 作业程序优化及成效

4.1 作业前洗井

经过现场多次尝试，发现在起泵芯反循环之前，将井下安全阀关闭，保持正循环高压洗井 0.5 小时左右，通过高压差的动能最大程度将泵芯与内泵筒之间的稠油冲洗干净，大大减少泵芯离座困难的情况。

4.2 安装泵芯捕捉筒前正挤

经过多次起下泵芯作业，发现存在漏失，导致起泵芯作业流量较小，泵芯无法取出。所以，在安装泵芯捕捉筒前先进行正挤作业，使得固定阀落座，起泵芯作业时不存在漏失，提高作业效率。

4.3 模拟起泵芯流程，避免无效作业

采油树倒反循环起泵芯流程，模拟正常起泵芯流程，流量为 5 方/时，若起泵芯压力超过 3MPa，则说明泵芯离座困难。此时，就不需要继续进行起泵芯作业，避免无效作业，及时恢复正常射流泵生产，减少产油损失，待下一步作业。

4.4 优化后起下泵芯作业操作程序 (如图 4 所示)

起下泵芯作业工作流程图

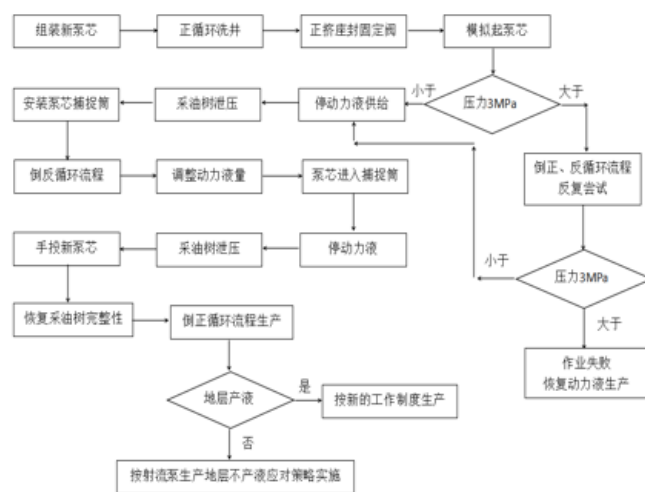


图 4 优化后射流泵起下泵芯作业流程简图

Fig.4 Optimized flow diagram of jet pump core operation

①按照油藏部门要求的射流泵泵芯喷嘴、喉管尺寸组装新泵芯；②井上安全阀加安全帽，手动关闭井下安全阀，下调动力液量至 5 方/时，正循环洗井 0.5 小时；③查看返出情况，全部为水后，关闭生产阀，正挤座封固定阀，防止起泵芯作业时出现漏失情况；④固定阀回落到位后，手动停止该井动力液供给；⑤采油树倒模拟起泵芯流程、回压管线倒入计量流程；⑥恢复该井动力液供给，调整动力液流量至 5 方/时，

观察采油树动力液供给压力，若小于 3MPa，则说明射流泵泵芯已离座，可继续起下泵芯作业步骤。若压力大于 3MPa 且无下降趋势，则说明泵芯未离座，此时需反复倒正、反循环流程，尝试活动泵芯使其离座。尝试后倒模拟起泵芯流程，若压力仍大于 3MPa 且无下降趋势，则说明作业失败，需恢复动力液生产，以减少产油损失；⑦手动停止该井动力液供给；⑧ 1.9" 小油管、1.9" 与 4 1/2" 大小油管环空往闭排泄压，直至为零；⑨拆采油树帽，安装泵芯捕捉筒；⑩采油树倒反循环起射流泵泵芯流程，回压管线倒入计量流程；⑪恢复该井动力液供给，动力液流量 5 方/时；⑫30 分钟左右，射流泵泵芯进入泵芯捕捉筒；⑬射流泵泵芯进入泵芯捕捉筒后，手动停止该井动力液供给；⑭1.9" 小油管、1.9" 与 4 1/2" 大小油管环空往闭排泄压，直至为零；⑮安装泵芯手投引导管，手投组装好的新尺寸射流泵泵芯；⑯安装采油树帽、压力表，恢复采油树完整性；⑰倒正循环流程、恢复该井动力液供给，待起压后说明射流泵泵芯座封到位；⑱查看产液返出情况，若地层产液，则按新的工作制度生产。若地层不产液，则按射流泵生产地层不产液应对策略实施（如表 1 所示）。

表 1 射流泵生产地层不产液应对策略

Table 1 Coping strategy of jet pump production formation without liquid production

情况	应对策略
射流泵起下泵芯作业后，恢复正常生产，地层不产液。	策略一：关闭生产阀憋压，待油压上涨，动力液流量降为零后，打开生产阀。通过该方法“虹吸”，以使得地层油获得额外吸力，使其流动起来。 策略二：重新起射流泵泵芯，下入较小尺寸的泵芯，增大生产压差，使地层流体运动起来。

4.5 现场取得成效

秉承“安全优先、效率至上、问题导向”的原则，油田生产人员深入分析了实际操作中的各项环节。实施针对性的优化与完善措施，显著提升了作业时效。将作业时长从原先的 8 小时大幅缩短至 2 小时，效率提升成果显著。

5 经济效益分析

渤海某油田为中国海上首个特超稠油规模化热采油田，首次成规模的采用“蒸汽吞吐 + 射流泵注采一体化”开采方式，一趟管柱实现“注”和“采”转换，采用注采一体化管柱可以减少作业时间，提高生产时率，增加原油产量。热采井共计 30 口，油田日产油量约 1200 方/天。

每口油井平均每年需起下射流泵泵芯作业 3 次，

每次起下射流泵泵芯作业时间减少 6 小时，每年该油田因热采井射流泵作业程序优化这一措施就可以提高每口油井产时 18 小时，经折算合计 900 方原油，按国际标准油桶计算约 5670 桶原油。

2024 年上半年布伦特原油期货平均价格约为 83 美元/桶，人民币兑美元汇率约为 7.2，所以该油田因热采井射流泵作业程序优化这一措施每年可以增收约 338.8 万元。

优化后的作业程序在取得显著增收效果的同时，并不需要增加额外投资，人力成本、设备成本等投入成本不变，所以优化后的作业程序取得的增收金额即为其经济效益。

优化后的射流泵起下泵芯作业程序已在该油田起下泵芯作业中成功应用 100 余次，现场效果良好，得到了公司和油田现场作业人员的高度评价。此套优化后的射流泵起下泵芯作业程序可以在采用射流泵井生产的油田中广泛应用，为更多油田带来效率提升和经济效益，从而产生一定的社会效益。

6 结论

通过深入分析射流泵起下泵芯的作业程序，实施系列优化与完善措施，减轻了操作人员的工作负担，还显著提高了油井的生产时率，从而促进了油田整体产能的提升。

针对射流泵生产油井中遇到的地层不出油情况，提出井下降压（虹吸）方式的策略。有效保证油井产能，为后续可能出现超稠油不出油井况的油田提供了一种可行的解决方案，并已在实际操作中取得了良好的效果，为油田生产提供了有力的技术支持。

优化后的射流泵起下泵芯作业程序已在该油田广泛应用，每年可以增收约 338.8 万元，经济效益明显，具有推广意义。

参考文献：

- [1] 刘正伟,解广,杨程等.稀油作动力液射流泵技术在旅大稠油油田的应用[J].海洋石油,2010,30(4):76-80.
- [2] 白健华,刘义刚,王通等.海上同心管射流泵注采一体化技术研究[J].中国海上油气,2021,33(2):148-155.
- [3] 于法浩,蒋召平,赵宇等.海上热采井同心管射流泵举升对策研究及应用[J].云南化工,2020,47(10):105-107.

作者简介：

徐桂庭(1989-),男,安徽天长人,学士,中级工程师,系本文第一作者,主要从事采油工艺、人工举升、稠油开采等方面的研究工作。