

东海海上气井气举排液采气工艺实践与认识

黄伟¹, 冯大龙¹, 秦丙林², 唐登宇², 唐鹏磊¹, 王家航²

¹中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海

²中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司, 上海

收稿日期: 2024年5月27日; 录用日期: 2024年6月28日; 发布日期: 2024年7月31日

摘要

在东海海上气井受边底水、凝析油等影响, 在生产过程中表现为井底压力下降、井筒积液加剧, 气井产能降低。为实现气井中后期排液采气, 东海海上先后开展了油管打孔气举工艺、不动管柱跨隔式打孔气举工艺、多级气举阀气举工艺管柱和连续油管气举工艺管柱试验与应用, 累计应用20余口井, 提升气井诱喷投产和积液停产排液复产的成功率。为保障海上气井低压低产阶段有效实现排液采气, 可进一步开展平台多井循环气举工艺、气体射流泵负压气举工艺、复合气举工艺及气举智能化管理提升, 满足越来越多的低压气井排水采气需求。

关键词

东海, 海上, 气举, 排液采气

Practice and Understanding of Gas Lift and Liquid Drainage Gas Recovery Technology in Offshore Gas Wells in the East China Sea

Huang Wei¹, Dalong Feng¹, Binglin Qin², Dengyu Tang², Penglei Tang¹, Jiahang Wang²

¹China Petrochemical Corporation Shanghai Oil and Gas Branch, Shanghai

²CNOOC Shanghai Branch, Shanghai

Received: May 27th, 2024; accepted: Jun. 28th, 2024; published: Jul. 31st, 2024

文章引用: 黄伟, 冯大龙, 秦丙林, 唐登宇, 唐鹏磊, 王家航. 东海海上气井气举排液采气工艺实践与认识[J]. 矿山工程, 2024, 12(3): 607-616. DOI: 10.12677/me.2024.123071

Abstract

Offshore gas wells in the East China Sea are affected by edge and bottom water, condensate oil, etc. During the production process, the bottom hole pressure decreases, the wellbore liquid accumulation intensifies, and the gas well productivity decreases. In order to achieve gas recovery by liquid drainage in the middle and late stages of gas wells, the East China Sea has successively developed oil pipe drilling gas lift technology, fixed pipe string span-type drilling gas lift technology, multi-stage gas lift valve gas lift technology pipe string and coiled tubing gas lift. The test and application of process strings have been applied in more than 20 wells, improving the success rate of gas well induced blowout and production shutdown and liquid accumulation, draining and resuming production. In order to effectively achieve liquid drainage and gas production in the low-pressure and low-production stage of chartered offshore gas wells, platform multi-well circulation gas lift technology, gas jet pump negative pressure gas lift technology, composite gas lift technology and gas lift intelligent management improvements can be further carried out to meet the needs of more and more people. There is a large demand for drainage and gas production from low-pressure gas wells.

Keywords

East China Sea, Offshore, Gas Lift, Liquid Drainage and Gas Production

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

平湖油气田平湖组气藏 P3 层为一弱边水凝析气藏, 受边底水、凝析油影响, 气井投产后面临出水量增大、井筒积液逐渐加重, 严重影响气井稳定生产。因井筒积液加剧而导致停喷的气井, 为保证气井能够稳定生产, 需采用合适的排水采气工艺, 可以有效起到稳产的作用。受平台空间限制, 海上采油气工艺要求体积小、重量轻、免修期长、适应范围广等特点[1]。气举工艺具有井下设备简单, 长期不用动管柱, 适应产量范围广, 操作灵活等特点, 在海上油气井生产中具有较好的应用场景, 也成为东海海上气井排液采气主要方式之一。

2. 气井生产及排液采气现状

2.1. 东海海上气井生产现状及生产阶段划分

东海某项目位于东海西湖凹陷, 距离海岸约 400 km, 截至 2023 年 10 月, 共有油/气井 100 余口, 3 座中心处理平台, 日产气超 1000 万方。

根据生产特点(如图 1 所示)可以划分为稳产期、递减期、低产低效期及关停阶段。在递减期, 随着含水上升, 气井井筒积液日趋严重, 产量波动大。递减出去受产水影响相对较小, 随着压力降低, 产水上升, 影响逐渐加重。

在此过程中井筒中呈现 4 个阶段的流动状态(如图 2 所示), 无水采气、携液采气、积液和停喷阶段。为保持气井的有效携液生产, 排水采气工艺需在携液采气阶段或者积液阶段介入, 减少井筒积液影响。

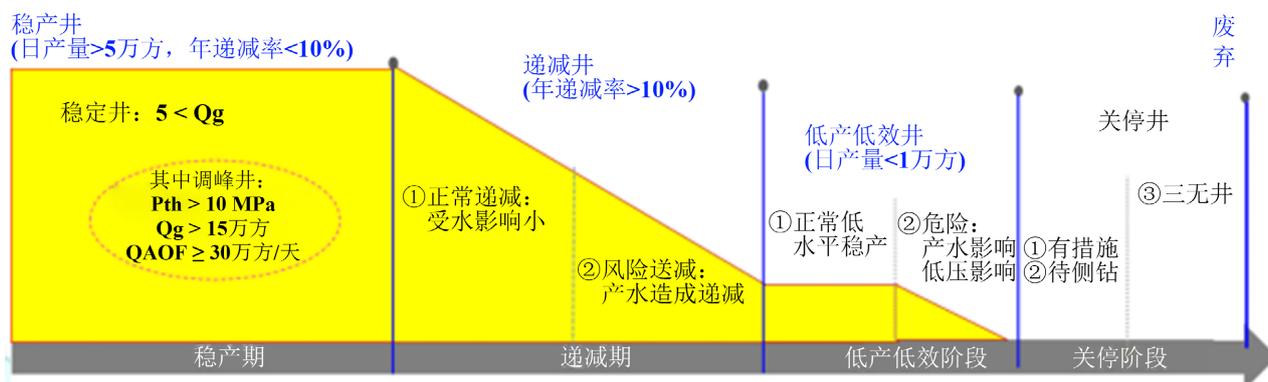


Figure 1. Gas well full cycle production dynamic characteristics chart

图 1. 气井全周期生产动态特征图版

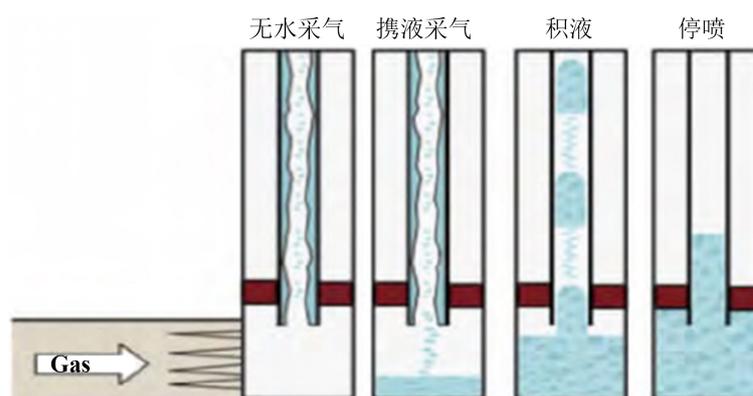


Figure 2. Gas-liquid flow status in the wellbore during the whole cycle of a gas well

图 2. 气井全周期井筒气液流动状态

2.2. 排液采气现状

在进行海上气井的排水采气工艺优选时，要充分考虑到海上气田的特殊性。除举升高度、排液量及液气比、凝析油量与含水率、地层温度等影响海陆气田排水采气工艺选择的共性外，海上气田对排水采气工艺的特殊要求还表现在以下几个方面：

- 1) 海上气井多采用定向井或水平井结构，使得部分对井身结构要求较高的工艺如螺杆泵等不能应用。
- 2) 井底安装有封隔器，油套管不连通，既不能通过油套压差等的变化来分析判断井筒积液的程度，又使得泡排剂的加注方式、电潜泵等深井泵排水采气工艺的开展受到影响。
- 3) 海洋平台的场地限制，使部分需要较大占地空间的工艺如水力活塞泵等不能使用。
- 4) 井间距很小，所要求井口工艺流程比较简单。

2.3. 排液采气现状

目前国内外排水采气工艺种类较多，常规工艺主要有优选管柱排水采气、泡沫排水采气、气举排水采气、机抽排水采气、电潜泵排水采气，非常规工艺主要有超声波排水采气、气体喷射泵排水采气等新工艺。陆地气田排水采气工艺发展成熟，海上气田相应工艺技术仅处于初始阶段，很多工艺在海上应用受限，其特殊性主要有以下几方面：

- 1) 开发条件限制。海上气井多为水平井或大斜度定向井，与常规直井相比，工艺实施难度增大，作业成功率较低。

2) 安全规范限制。当海上生产实施发生火灾或管线破裂等事故时, 为了确保能够及时关井, 油管均装有安全阀, 油套环空均装有封隔器, 导致油套环空不连通。

3) 平台空间限制。海上平台空间狭小, 各井槽及采气树之间距离通常在 2 m 左右, 不适宜连续油管频繁作业及大规模管线改造。

4) 作业费用高。海上气田开发的这些特殊性限制了部分排水采气工艺的应用, 增加了海上气田排水采气工艺实施难度。

海上气田排水采气工艺适用性分析随着气藏进入开发中后期, 气井出水现象日趋严重, 气井出水将导致气井产能降低或积液停喷。优选管柱、泡排排采、涡流排液、连续油管及气举管柱等均为海上气井排液采气的有效方式之一。

2.4. 气举工艺现状

目前东海海上采用气举管柱的井共有 60 口。主要采用带气举阀管柱、打孔气举管柱, 其中下入带气举阀的管柱中大部分为固定式气举阀。气举阀满足耐压 35 MPa, 波纹管内承压 ≥ 15 MPa, 波纹管耐压差 30 MPa, 耐温达到 160℃。

统计气举阀的生产应用情况, 有 25 口井在生产过程中采用气举阀环空气举, 口井采用打孔气举, 主要用于修井及关井压力恢复后气举诱喷, 及中后期气井排水采气。大部分井停止气举后产能不佳导致低产或关井。

3. 东海海上气井气举排液采气工艺

3.1. 气举管柱工艺

3.1.1. 油管打孔 - 气举工艺管柱[2]

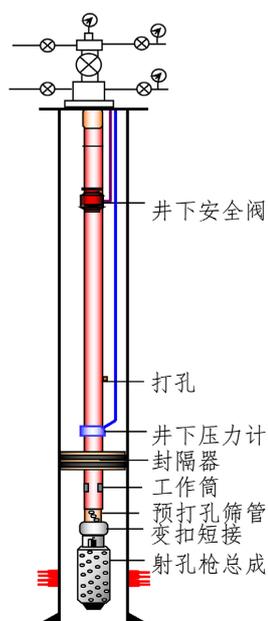


Figure 3. Tubing drilling-gas lift process string

图 3. 油管打孔 - 气举工艺管柱

油管打孔 - 气举技术(如图 3 所示)是利用钢丝作业下入油管打孔器, 在设计位置在油管内壁由里向外

进行打孔(包含机械冲孔、化学手段冲孔、电动打孔器打孔),油套环空间建立起连通通道,进而通过环空注气,经由孔眼进入油管内部,实现气举排液。

油管打孔-气举可采用不动管柱条件下实现气举目的,但管柱上只能单点注气,气举打孔深度及孔径需依赖地面设备能力确定。

应用情况:平湖 B2 井见水后,积液逐渐加剧停喷。测试得知静液面深度为 1926 m。根据平台气举压缩机最大压力 13 MPa,气井井口放喷油压 1.5 MPa,确定在封隔器位置以上深度为 3187 m(垂深 2875 m)打孔。2017 年 8 月对 B2 井实施打孔气举作业。在 $3.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 注气量下,产气 $6.27 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产液 $104 \text{ m}^3/\text{d}$,打孔气举取得十分理想的效果。

3.1.2. 不动管柱跨隔式打孔气举工艺管柱[3]

不动管柱跨隔式打孔气举工艺是(如图 4 所示)在原井油管下入管内封隔器,封隔器坐封后下入打孔工具,打孔工具在封隔器坐封位置遇阻后,以封隔器为基准点,上提 1 m~2 m,在油管上打孔,建立环空气举通道。并在打孔位置下入封隔器、油管短节、气举工作筒(外置气举阀)及插入密封组成的气举工具串,实现打孔位置油套封隔,实现气举目的下有效防止油套连通造成安全隐患。

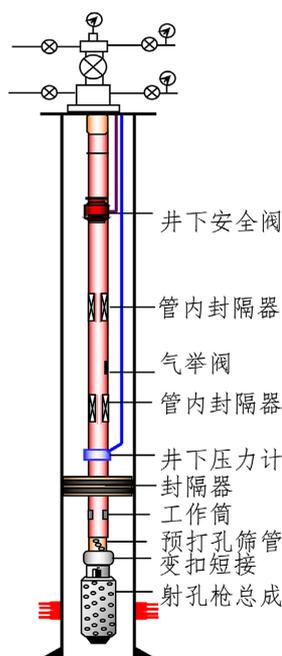


Figure 4. Fixed-string straddle-type perforated gas lift process string

图 4. 不动管柱跨隔式打孔气举工艺管柱

3.1.3. 多级气举阀气举工艺管柱[4]

海上气井具有井深、水平位移长、井斜大及温压系数高等特点,为满足完井后快速投产和后期气举排液需求,设计了多级气举管柱(如图 5 所示),即在常规油管柱上设计一级或多级气举工作筒,降低气举压力,降低气井投产过程诱喷难度大。根据其作业特点分为固定式和可投捞式,目前东海西湖多级气举阀管柱 90%以上采用固定式气举阀。

应用情况:TWT-A1s 井(如图 6 所示)2010 年出水后日产气降至 3 万方,由于气井携液能力不足停喷,

措施后净增气 4 万方/天，恢复自喷生产。

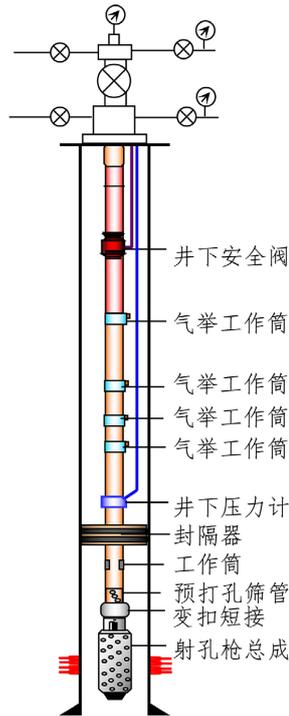


Figure 5. Gas lift process string with multi-stage gas lift valve
图 5. 多级气举阀气举工艺管柱

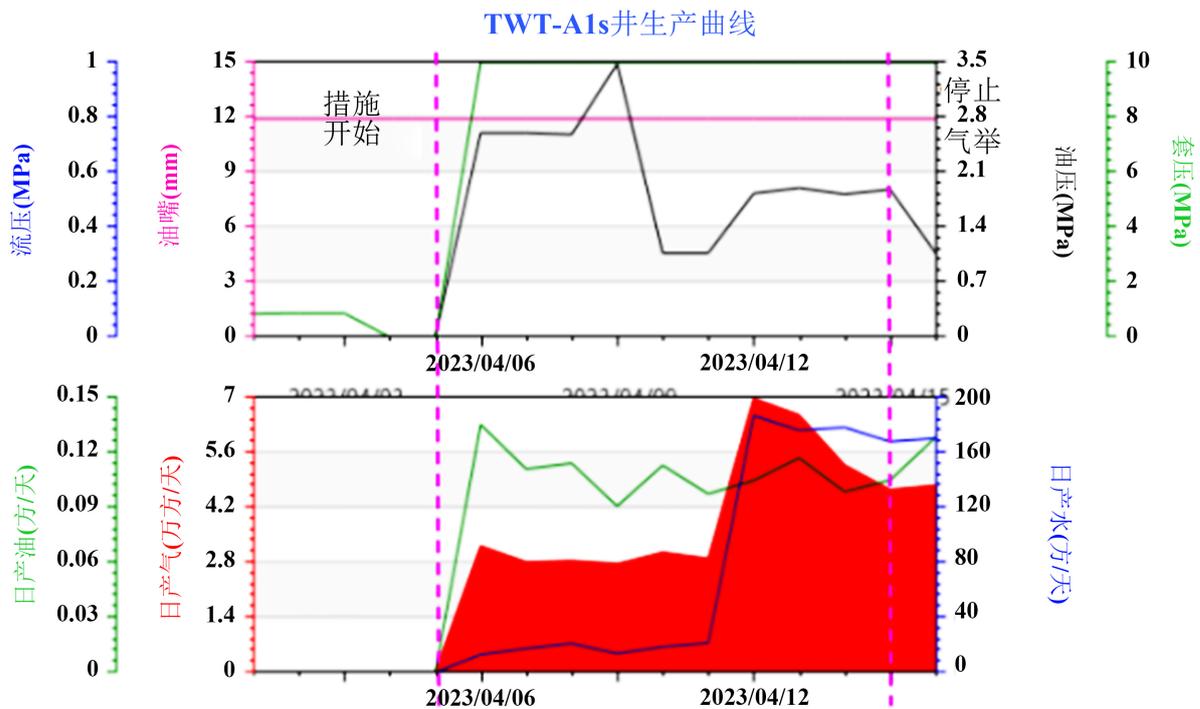


Figure 6. Production curves before and after TWT-A1s well measures
图 6. TWT-A1s 井措施前后生产曲线

3.1.4. 连续油管气举工艺管柱(如图 7 所示)

将连续油管通过井口防喷器下入生产管柱后,通过连续油管向井筒中注入高压气,注入气与井筒流体混合,使气液混合以降低管柱内液柱的密度,提高举升液体能力。当井底压力降至足以形成生产压差时,就造成类似于自喷排液的情况,使井底产出液体通过井筒排出地面。

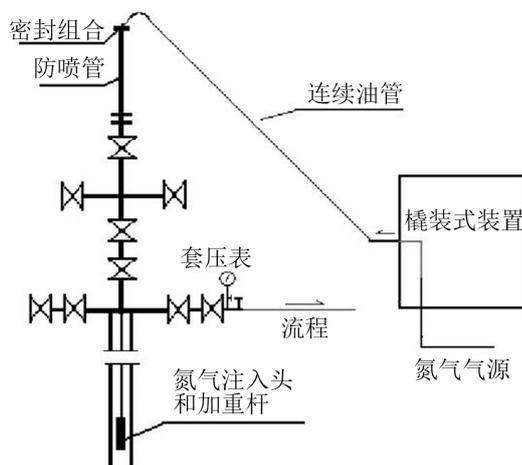


Figure 7. Coiled tubing gas lift process string
图 7. 连续油管气举工艺管柱

3.2. 气举排液工艺

3.2.1. 气举诱喷排液工艺

气举诱喷排液是在气井钻完井后,下入带有气举阀的生产管柱,由平台上相邻高压气井提供气源和注气压力,将环空液体挤入油管,随着环空液面的降低,注入气由气举阀进入油管,减小油管中流体的密度,从而降低井底压力,实现诱喷投产的目的;开发后期,气井产量小于气井管柱条件下的临界携液流量,井底开始积液,当深度超过最后一级阀时,可以利用管柱上的气举阀进行气举排液,从而保证后期排液采气的可实施性。与连续油管气举诱喷相比,诱喷排液一体化技术最大限度地利用了海上平台已有的生产条件,配套设备少、工艺简单、成本低。

3.2.2. 平台增压连续气举工艺(如图 8 所示)

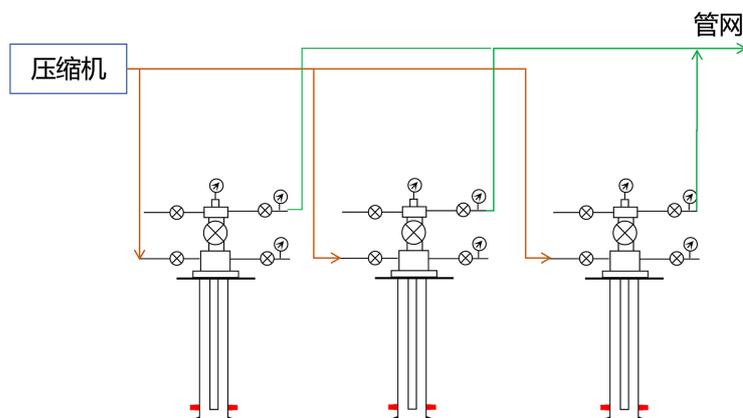


Figure 8. Platform pressurization continuous gas lift process
图 8. 平台增压连续气举工艺

基于开发生产的持续进行及生产降压需求,采用高压单井气作为气源,高压单井气液分离并经平台压缩机增压,实现单平台 1 至多口井实现气举。

3.2.3. 邻井气气举工艺

邻井气举排液采气工艺(如图 9 所示)最大的特点,是后期运行成本低。相比压缩机气举,邻井气举可大幅度节约运行费用,具有很高的推广应用价值,为低压气井效益开发开辟了新的途径。

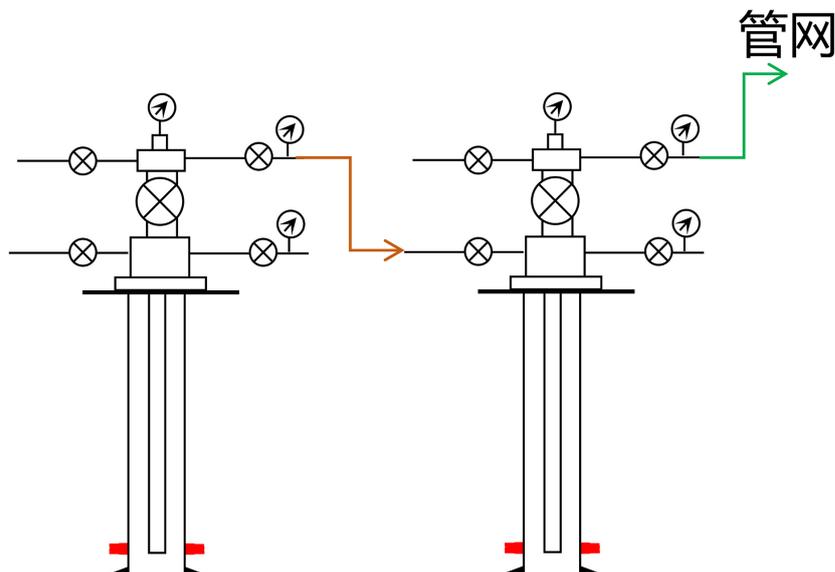


Figure 9. Offset well gas lift technology
图 9. 邻井气气举工艺

4. 气举排液攻关方向

4.1. 平台多井循环气举工艺

随着气田开采时间的延长,井筒积液井逐年增多,需要气举的气井越来越多,频次越来越密,实施气举措施的时间也越来越长,间歇气举难以满足气井稳定携液生产需求。尤其是对于海上平台,将压缩机固定在采气平台上,建立所有气井连接好气举流程,根据气井的出水量、产量和积液趋势,判断气井气举时机,通过智能化开关阀门切换气举流程,调整气举气量,有利于气井精准实施气举技术,提高气举介入时效性。

4.2. 气体射流泵负压气举工艺

气体射流泵负压气举工艺(如图 10 所示)是采用多级气举工艺与气体射流泵喷射泵(如图 11 所示)组合,能够最大化降低气举井底压力,提高排液采气效果。

该工艺在国外早有应用 国内四川气田于 2002 年成功进行了现场实验,该工艺适应于排水量在 $50\sim 350\text{ m}^3/\text{d}$ 生产气液比 $80\sim 140\text{ m}^3/\text{m}^3$ 产液、产气指数较大的井。

制约气体加速泵在海上气田开展的主要因素是:射流泵(喷射泵)对喷嘴、喉管的组合设计要求高、设计不当将大大降低举升效率与举升效果。因此,海上气田在排水采气的初期阶段不推荐采用气体加速泵举升工艺。但在其地层压力进一步降低、水量和液气比进一步增加且相对稳定、气举效果降低或不能满足排水采气要求后可以采用气体加速泵举升工艺作为气举工艺的接替技术。

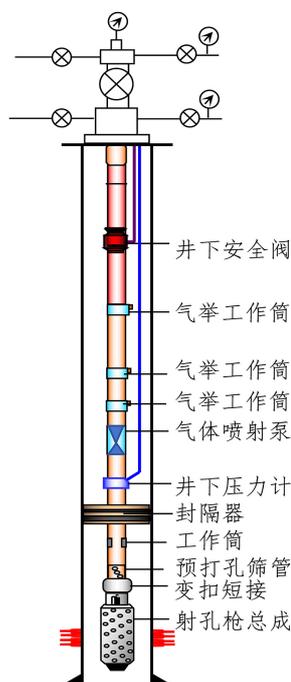


Figure 10. Negative pressure gas lift process with gas jet pump
图 10. 气体射流泵负压气举工艺

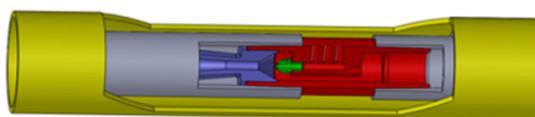


Figure 11. Gas jet pump structure
图 11. 气体喷射泵结构

4.3. 气举智能化管理

针对海上气井生产特点，亟待发展智能化排水采气工艺，形成智能化气举管控平台、井下智能化气举工艺管柱等，提高工作效率降低现场工作量，减少安全隐患。结合气井数据采集、传输技术，实现气举排水采气向智能化、自动化等方向发展。

4.4. 复合气举工艺

气井出水原因、出水规律复杂多变，结合海上气井特殊性 & 生产实际，排水采气工艺应向低压气井、低成本、组合化、智能化等方向进一步完善与发展。深化复合排水采气工艺研究。“泡排 + 气举”、“优选管柱 + 气举”等复合排水采气工艺更好实现工艺间优势互补，优化复合工艺应用参数，提高排水采气效果，应是今后海上低压低产气井排水采气技术完善的一个方向。

5. 结论与认识

- 1) 受海上气井受开发条件、平台空间及作业费用等条件影响较大，气举排液是海上气井排液较为合适的排水采气工艺之一。
- 2) 通过管柱优化和现场试验，形成油管打孔气举工艺管柱、不动管柱跨隔式打孔气举工艺管柱、多

级气举阀气举工艺管柱和连续油管气举工艺管柱。

3) 鉴于目前海上气井排水采气应用现状,未来气举排水采气工艺需往复合化、智能化、低成本方向发展,同时针对越来越多的低压气井开展相应排水采气工艺研究。

参考文献

- [1] 马国新. 平湖油气田人工举升方式的优化[C]//上海市石油学会. 第五次东海石油地质研讨会论文集, 上海: 上海市石油学会, 2004: 237-240.
- [2] 王安, 张凤喜, 严曙梅. 油管打孔-气举技术在平湖气田的应用[J]. 海洋石油, 2019, 39(2): 53-56.
- [3] 刁东镇, 刘常清, 杜斌, 等. 海上油田无人平台不动原井管柱气举技术研究[J]. 仪器仪表用户, 2023, 30(1): 22-25.
- [4] 黄伟, 薛莹, 李三喜. 海上超深大位移气井气举阀结构优化与应用[J]. 石油矿场机械, 2022, 51(2): 56-61.