

福山油田朝阳区块CO₂驱注采配套工艺技术的研究与应用

邓校国¹, 罗毅², 付杰¹, 王丽娜², 曾瑞华¹, 马纪翔², 杜建洪¹, 陈小觉¹

¹中国石油南方石油勘探开发有限责任公司, 海南 海口

²中国石油华北油田分公司工程技术研究院, 河北 任丘

收稿日期: 2023年10月11日; 录用日期: 2023年12月18日; 发布日期: 2023年12月28日

摘要

福山油田朝阳区块采取CO₂驱开发方式, 重点对高气液比举升配套工艺技术、耐CO₂井下气密封工具研发和气窜层封堵技术开展调研、研究, 实现了井下CO₂腐蚀环境中的高效气液分离、注入井工艺管柱安全长效, 配合封堵工艺, 解决CCUS工程方面的注采问题。本文通过朝阳驱块二氧化碳驱实践经验, 逐步完善高气液比举升与配套工艺体系, 为福山油田CCUS增产稳产提供技术支撑, 推动南方公司全力打造“绿色低碳”发展企业, 助力中石油绿色低碳发展、国家“碳中和”目标早日实现。

关键词

CO₂驱, 高气液比举升, CCUS

Research and Application of Process Technology of CO₂ Flooding Injection and Production Supporting Facilities in Chaoyang Block of Fushan Oilfield

Xiaoguo Deng¹, Yi Luo², Jie Fu¹, Lina Wang², Ruihua Zeng¹, Jixiang Ma², Jianhong Du¹, Xiaojue Chen¹

¹China Southern Petroleum Exploration & Development Corporation, Haikou Hainan

²Engineering Technology Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu Hebei

Received: Oct. 11th, 2023; accepted: Dec. 18th, 2023; published: Dec. 28th, 2023

文章引用: 邓校国, 罗毅, 付杰, 王丽娜, 曾瑞华, 马纪翔, 杜建洪, 陈小觉. 福山油田朝阳区块 CO₂ 驱注采配套工艺技术的研究与应用[J]. 石油天然气学报, 2023, 45(4): 373-381. DOI: 10.12677/jogt.2023.454046

Abstract

The Chaoyang block of Fushan Oilfield adopts the CO₂ flooding development method, focusing on the research and development of high gas-liquid ratio lifting supporting technology, CO₂ resistant downhole gas sealing tool development, and gas channeling layer sealing technology. This has achieved efficient gas-liquid separation in underground CO₂ corrosive environments, safe and long-lasting injection well process pipe strings, and combined with sealing technology to solve injection and production problems in CCUS engineering. This article gradually improves the high gas-liquid ratio lifting and supporting process system based on the practical experience of carbon dioxide flooding in Chaoyang Block, providing technical support for the increase and stable production of CCUS in Fushan Oilfield, promoting Southern Company to fully build a “green and low-carbon” development enterprise, and assisting PetroChina in achieving green and low-carbon development and the national “carbon neutrality” goal as soon as possible.

Keywords

CO₂ Drive, High Gas-Liquid Ratio, CCUS

Copyright © 2023 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. 概述

福山油田朝阳区块具有含油层系多、含油井段长(600~900 m)、断裂结构复杂,岩性变化大、储层物性差(低孔特低渗)的特点,有效开发难度大,自然产能低,初期平均日产油 3.9 吨,压裂后具有一定的产能,初期平均日产油 5.7 吨。该区块以特低渗和超低渗为主,断裂结构复杂,水驱难以动用,有一定的开发难度,为探索有效提高低孔低渗油藏采收率的方式,高效动用储量,根据前期研究和目前福山凹陷的气源情况,采用注 CO₂ 的方式成为必然,因此确定了区块全生命周期 CO₂ 重力混相驱开发方式。

CCUS 先导试验区,注气井主要系统研究注气初期爬坡压力随注气量变化规律,探索井组稳定注气情况下合理注气工作制度。采油井主要是研究注气见效油井产量变化规律,明确注气见效方向,深化区域地质认识;获取注采井之间压力变化规律,深化储层物性认识;深化气油比变化与气窜风险规律认识,寻找注气突破极限气油比,为气窜预警技术研究提供指导。该区块共有注气井 4 口,见表 1,注入井采用气密封管柱,油套环空加注防腐蚀环空保护液。井口采用 FF 级防腐井口,井口承压 35 MPa,注入井口规范级别 PSL-3,性能级别 PR1。注入管柱连接采用气密封油管扣,油管材质选用 P110-13Cr 或防腐材质连续油管。井口配紧急切断阀,管柱底部安装单向注气阀 + 腐蚀测试筒。因频繁关井导致 4 口注气井注气量波动较大。共有采油井 7 口。在干燥的情况下,CO₂ 不会产生电化学腐蚀,但在采油井中,一旦 CO₂ 与 H₂O 或水蒸气接触,将会与油管、套管、井下工具发生反应,产生腐蚀,并增强结垢趋势。因此,采用抗腐蚀性能管材的 P110-13Cr。采油井均采用 38 泵生产,7 口采油井生产规律,将生产分为三个阶段:稳定阶段;产气上升阶段;带气生产阶段。油井见气,预示着后续气液比的上升,所以,高气液比举升、防治工艺的研究,显得迫在眉睫。

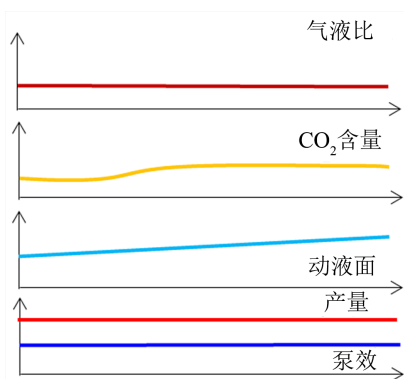
Table 1. Production statistics of injection wells**表 1.** 注入井生产情况统计表

| 井号 | 工艺管柱 | 注入压力 (MPa) | 日注气 (m ³ /t) |
|-------|-------------------------------|------------|-------------------------|
| 朝 1-1 | 气密封油管 + 气密封隔器 | 21.3 | 10 |
| 朝 1-2 | 气密封油管 + 气密封隔器 | 21.3 | 14 |
| 朝 1-3 | 气密封油管 + 耐 CO ₂ 封隔器 | 21.3 | 54 |
| 朝 1-4 | 连续油管 + 插管桥塞 | 14.8 | 31 |

2. 朝阳区块见气规律

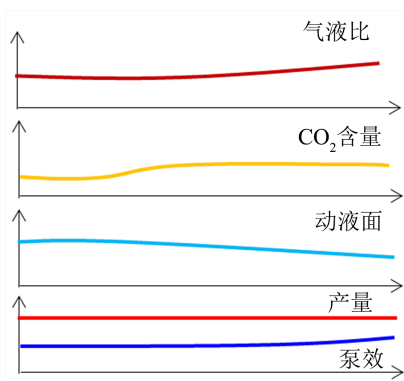
根据区块 CCUS 采油井见气、见效特点, 依据气液比、CO₂ 含量、生产参数等重点参数的变化规律, 将采油井分为三类: 未见效井、见效井、气窜井, 形成了三类井的典型指示曲线[1]。

(1) 未见效井, 有一定程度的见气, 气体中二氧化碳含量在 10% 以内, 气液比与动液面相关, 整体在 200 以内, 动液面、生产参数、泵效等保持相对平稳, 见图 1。

**Figure 1.** Typical indicator curve for ineffective wells**图 1.** 未见效井典型指示曲线

(2) 见效井

见效井, 注气一段时间后, 气液比逐步上升, 整体在 800 以内, 表现出见效特征, 最明显的表现是动液面深度变小, 说明地层压力有一定程度的恢复, 泵效稳定或略有上升, 见图 2。

**Figure 2.** Typical indicator curve for effective wells**图 2.** 见效井典型指示曲线

(3) 气窜井

气窜井，注气见效一段时间后，气体突破，气液比急速上升，最高可到 2000 以上，二氧化碳含量 20%~80%，动液面上升至 1000 m 以内，产量、泵效剧烈波动，甚至不出液，见图 3。

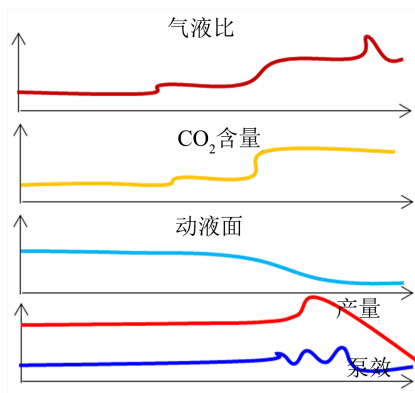


Figure 3. Typical indicating curve of gas channeling well
图 3. 气窜井典型指示曲线

采油井见气与否最直接的指标就是 CO_2 含量，以油井产出气 CO_2 含量为判断见气的主要依据，以气液比、泵效、日产量为辅助判断依据，进行见气时间的判断。

统计 7 口采油井生产动态，见表 2，朝 6-4 见气后发生气窜，其余 3 口井未发生气窜；另外，朝 1、朝 2 井见气后也发生气窜。

Table 2. Statistics of gas occurrence in produced wells

表 2. 采出井见气情况统计

| 井号 | 气体中 CO_2 含量(%) | | | 是否气窜 |
|-----|-------------------------|-------|-------|------|
| | 初期 | 见气 | 最大 | |
| 朝 1 | 0.63 | 37.17 | 32.97 | 是 |
| 朝 2 | 0.46 | 2.4 | 60.3 | 是 |
| 朝 3 | 0.39 | 4.83 | 4.83 | 否 |
| 朝 4 | 1.13 | 68.13 | 88.04 | 是 |
| 朝 5 | 0.4 | 6.74 | 6.74 | 否 |
| 朝 6 | 0.12 | 2.35 | 3.84 | 否 |
| 朝 7 | 0.43 | 2.17 | 4.04 | 否 |

除朝 1、朝 2 井，多数井见气时间在 70~100 d 之间，朝 2、朝 1 井见气时间分别是 125 d、271 d。

3. 二氧化碳驱关键配套工艺技术

根据油藏原油性质、试油试采和配产情况，朝阳区碳驱油碳埋存采油井以机械采油方式为主，目前国内机械采油方式主要有有杆泵采油、无杆泵采油和气举采油，其中有杆泵采油指抽油机有杆泵采油方法，是目前国内主要的机械采油方式，无杆泵采油方法主要包括潜油电泵、水力活塞泵和潜油螺杆泵采油三种。

依据油藏开发方案，朝 6 区碳驱油碳埋存新投井确定的配产指标为 7 t/d，采油井射孔以后，全部采用下泵投产。调研福山油田举升设备应用现状，多采用抽油机 + 管式泵举升方式，机采系统设备运行可

靠, 管理人员熟悉现场操作, 工艺技术配套程度高, 安装偏心井口后可测试产液剖面, 能够满足生产管理需要, 并为后期采用功图量油设备提供条件。为此, 朝阳区块碳驱油碳埋存新投采油井采用以抽油机 + 管式泵的举升方式为主。

对于需要动态监测的油井, 安装偏心井口。生产中采取“长冲程、低冲次、合理泵挂、较高泵效”的原则, 结合油田试采情况或生产运行数据, 优选抽汲参数。

3.1. 高气液比举升技术

气液比高于 $100 \text{ m}^3/\text{t}$ 的井均可以认为是高气液比井, 对于高气液比油井, 必须采用一定的防气技术以减轻气体影响, 确保油井正常生产。

3.1.1. 塔架式抽油机举升工艺

朝阳区块对不同工作参数下的抽油机载荷进行动态仿真, 预计朝 6 区碳驱油碳埋存新投采油井抽油机最大载荷 94.95 kN , 最大扭矩 $66.41 \text{ kN}\cdot\text{m}$, 推荐选择额定载荷 120 kN 的抽油机。开展塔架式抽油机、游梁式抽油机应用试验和对比评价, 确定了塔式机 + 长泵筒抽油泵作为 CCUS 主体举升方式, 解决了游梁式抽油机泵效低、检泵周期短、高气液比适应性差的难题。

朝阳区碳驱油碳埋存新投井配产 7 t/d , 并考虑注水开发引起含水升高等原因, 预计单井最大日产液 $\leq 24 \text{ m}^3$, 采用 $\phi 38 \text{ mm}$ 管式泵可满足生产需要。根据室内实验分析和前期油井生产情况, 采用耐 CO_2 腐蚀材质的防腐抽油泵。

对于抽油机 + 管式泵举升工艺, 采用 H 级高强度两级杆柱组合, 由下而上为: $\phi 38 \text{ mm}$ 管式泵 + 拉杆 + $\phi 38 \text{ mm}$ (或 $\phi 28 \text{ mm}$) 加重杆 + $\phi 19 \text{ mm}$ H 级抽油杆 + $\phi 22 \text{ mm}$ H 级抽油杆。使用内衬油管需配套使用喷焊耐磨接箍。

合理的工作参数能有效的提高油井检泵周期、延长生产时间, 提高机采井系统效率。通过对朝 6 区碳驱油碳埋存新井机采系统运行参数进行仿真优化, 塔架式机采井冲程选择 $6.0\sim 8.0 \text{ m}$, 游梁式抽油机建议冲程选择 5 m , 采用变频控制柜, 方便及时调节冲次, 满足油井供排协调。

塔架式抽油机表现出节能高效、能耗水平低的特点, 主要两个方面: 一是, 塔架机用永磁同步和开关磁阻电机, 较游梁式抽油机用交流异步电机可节电 10% 以上(图 4); 二是, 相同排量下, 长冲程运行与低冲程运行相比, 抽油机载荷更小(图 5)。

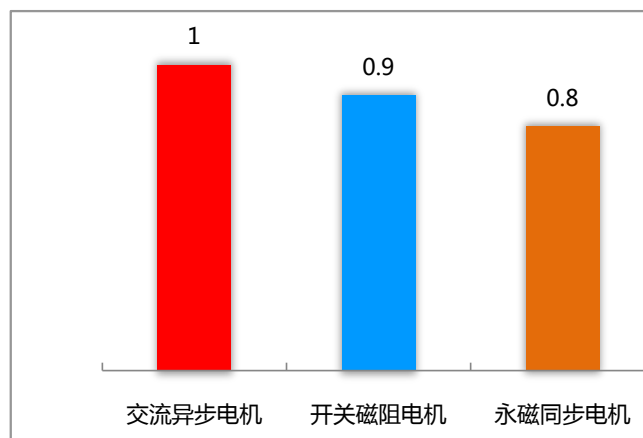


Figure 4. Comparison of relative energy consumption of different types of pumping units

图 4. 不同类型抽油机相对能耗对比

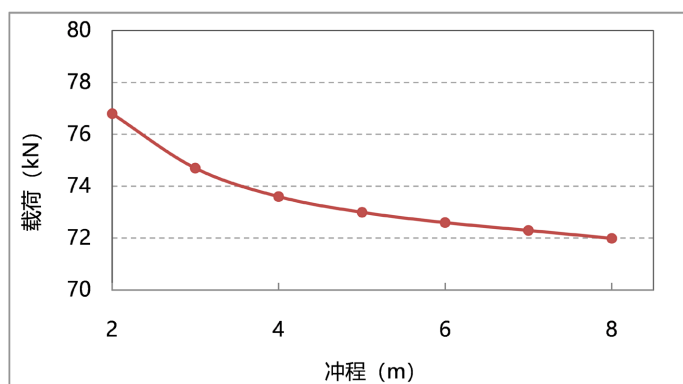


Figure 5. Curve of polished rod load stroke relationship under the same displacement

图 5. 相同排量下, 悬点载荷 - 冲程关系曲线

朝阳区块现场实测数据, 塔架式抽油机较游梁式抽油机节能 30% 以上, 但两者成本基本接近(表 3、表 4)。

Table 3. Comparison of oil well system parameters in Chaoyang Block

表 3. 朝阳区块采油井系统参数对比

| 序号 | 井号 | 抽油机型号 | 泵径 (mm) | 泵深 (m) | 日产液 (t/d) | 日产油 (t/d) | 系统效率 (%) | 日耗电量 (kW·h) |
|----|-----|-----------------|---------|--------|-----------|-----------|----------|-------------|
| 1 | 朝 1 | WCYJD12-8-37Z | 38 | 2204 | 7.25 | 6.82 | 25.91 | 39.22 |
| 2 | 朝 2 | WCYJD12-8-37Z | 38 | 1999 | 3.77 | 3.68 | 2.73 | 54.98 |
| 3 | 朝 3 | WCYJD12-8-37Z | 38 | 2401 | 2.24 | 2.16 | 7.68 | 61.02 |
| 4 | 朝 4 | WCYJD12-8-37Z | 38 | 2009 | 2.45 | 2.39 | 11.79 | 92.72 |
| 5 | 朝 5 | CYJ12-4.8-73HB | 38 | 2101 | 7.55 | 7.37 | 19.19 | 145.82 |
| 6 | 朝 6 | CYJ12-4.2-73HB | 38 | 2000 | 5.58 | 5.34 | 15.12 | 124.02 |
| 7 | 朝 7 | CYJW12-4.8-53HF | 38 | 2004 | 6.28 | 4.38 | 13.62 | 132.53 |

Table 4. Comparison of economy between tower type pumping units and beam type pumping units

表 4. 塔架式抽油机与游梁式抽油机经济性对比

| 对比项 | 塔架式抽油机 | 游梁式抽油机 |
|------------|--------|--------|
| 一次性投资(万元) | 31.5 | 30.5 |
| 安装费用(万元) | 8.8 | 6.9 |
| 维保(万元/口/年) | 1.6 | 1.6 |

3.1.2. 长尾管防气 - 压井一体化工艺

虽然 CCUS 采油井采用 1.3 g/cm^3 压井液压井, 但管柱底部存在 1000 m 以上的气液混合段, 仍存在井控风险; 气窜后动液面迅速下降, 不利于油井安全、稳定生产[2] [3]。

采用长泵筒悬挂泵, 利用其过桥管底部悬挂长尾管, 气锚下至储层段以下或接近储层段的位置(图 6), 实现高效防气及安全压井需要。该泵具有如下两个方面的特点: (1) 泵筒强度高, 过桥管设计, 避免泵筒承受交变载荷, 延长泵寿命; (2) 长泵筒设计, 泵筒长 11 m, 长冲程 - 低冲次运行, 有利于保持较高泵效和防气。

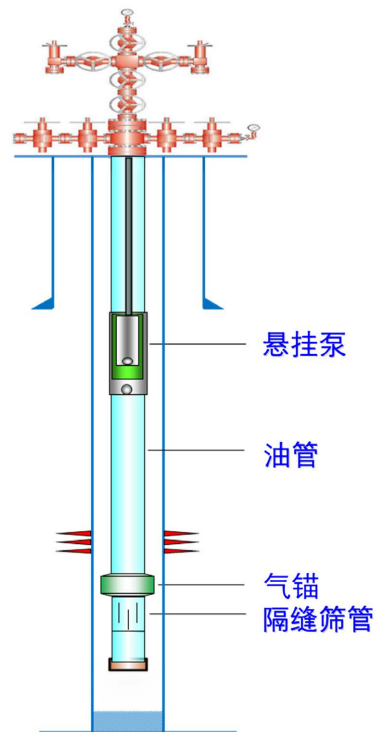


Figure 6. Schematic diagram of integrated process pipe string for gas prevention and well killing with long tail pipe
图 6. 长尾管防气 - 压井一体化工艺管柱示意图

3.1.3. 套管气助流举升工艺论证

套管气助流举升技术主要是针对高气液比条件下的有杆泵举升井，在有杆抽油泵以上油管的适当位置安装注气阀，配套防气工具使用[4] [5]。

套管气助流举升技术的管柱结构如图 7 所示，主要抽油泵、井下油气分离器、注气阀等组成。油气分离器安装在泵下进行初步油气分离，一级或多级注气阀安装管柱上 100~500 m 处，在压力大于注气阀打开压力时向油管内注气，用以举升井筒液体。

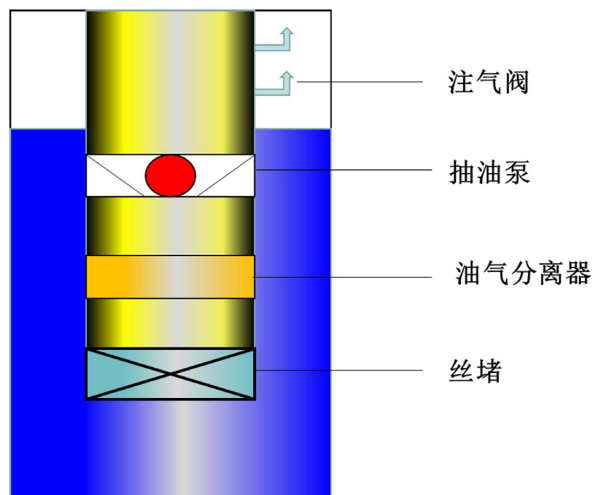


Figure 7. The pipe string structure of flow assisted lifting technology
图 7. 助流举升技术的管柱结构

根据朝阳区块地质、工程特点, 该区块采油井表现出以下特点:

① 气液比高(>100 m³/t), 多数井气液比超过 100 m³/t, 部分井超过 1000 m³/t, 满足套管气助流举升工艺气液比 > 100 m³/t 的条件。

② 含水率低(5%以内), 根据地质认识, 朝阳区块未见边底水, 且新区投产注 CO₂ 开发, 含水水平低, 满足套管气助流举升工艺含水率 < 80% 的条件。

③ 套压水平高(>5 MPa), 生产时, 控套压生产(2 MPa 以内), 关井后套压可到 5 MPa 以上, 满足套管气助流举升工艺套压 > 2 MPa 的条件, 见表 5。

Table 5. Comparison table of adaptability of flow assisted lifting process in Chaoyang block

表 5. 朝阳区块助流举升工艺适应性对比表

| 项目 | 助流举升工艺 | 朝阳区块 |
|------------------------|--------|------------|
| 气液比(m ³ /t) | >100 | 100~2000 |
| 含水率(%) | <80 | <5 |
| 套压(MPa) | ≥2.0 | 7~9.1 (关井) |

区块采取 2 级气举阀助流举升方式, 根据区块单井产液量较低, 应当适当加深气举阀深度, 降低气举阀上部气体滑脱, 以充分利用套管气能量。

第一级气举阀设计深度 350 m, 地面配气压力 3.0 MPa; 第二级气举阀下深 450 m, 地面配气压力 2.3 MPa, 见表 6。

Table 6. Design parameters of gas lift valve in Chaoyang block

表 6. 朝阳区块气举阀设计参数

| 气举阀下深 (m) | 尺寸 (mm) | 地面调试打开压力 (MPa) | 地面打开压力 (MPa) | 地面关闭压力 (MPa) |
|--------------|------------|-------------------|-----------------|-----------------|
| 300 | 4.8 | 3.2 | 3.0 | 2.6 |
| 450 | 4.8 | 2.5 | 2.3 | 2.1 |

3.2. 气窜层封堵技术

传统气驱中气体流度不容易控制, 当遇到裂缝或高渗层时容易发生气窜并导致波及效率降低, 而且气体容易进入油藏顶部, 在富经带形成超覆现象, 这些都不利于气驱效果。对于非均质较强的储层实施空气驱时面临的问题有: ① 地层原油不能进行充分氧化反应; ② 烟道气发生气窜会影响采收率; ③ 过早窜入生产井会造成安全隐患[6] [7] [8]。

根据数值模拟和区块 CCUS 采油井生产特征, 根据气液比、生产参数等, 将 CCUS 采油井生产过程划分为三个阶段(图 8): 注气见气、见效突破、气窜。

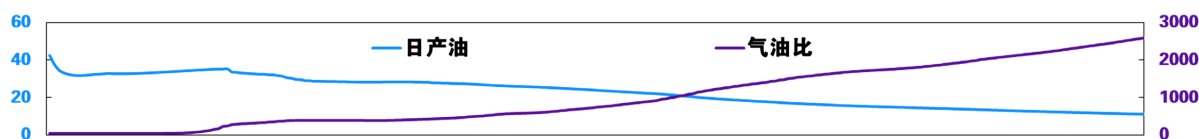


Figure 8. Typical curve of oil production and gas oil ratio for CCUS production wells

图 8. CCUS 采油井产油、气油比典型曲线

注气见气阶段：(注气补充能量 + 见效阶段)， $GOR = 40\sim 80 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 左右，能量补充、产量上升，采取连续注入、合理生产参数和高效气锚等防治措施。

气体突破： $80 \text{ m}^3/\text{m}^3 < GOR < 700 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ，突破后气油比急速上升，产油量快速下降，递减率 10%左右，中后期稳定在 6%左右。一突一升一降，气体突破、气油比急速上升、产油量快速下降，采取高效气锚、气液交替注入和凝胶、泡沫调驱等防治措施。

气窜阶段： $GOR > 700 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。一升一降，气体持续突破，形成连续相，气油比进一步上升，产油量进一步下降，甚至不产油。此阶段主要采取两种技术对策，一是周期性关井，采油井流压逐步上升，控制气体指进；二是储层化学封堵，多层开发井，对窜气严重的层位实施化学封堵。

4. 结论

(1) 根据对比试验，明确了塔架机 + 长泵筒抽油泵为主的举升方式与“长冲程 - 低冲次”的工作制度，论证储备新型举升工艺，逐步完善了高气液比举升与配套工艺体系。

(2) 针对气窜层封堵技术，CCUS 采油井生产特征及注气的不同阶段，明确了不同的物理、化学封堵技术。

(3) 福山油田朝阳区块 CCUS 高效开发模式，为 CCUS 工业化推广奠定基础，力争创建碳中和油气田企业，建成“碳埋存”示范基地。

参考文献

- [1] 李士伦, 郭平, 戴磊, 等. 发展注气提高采收率技术[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(3): 41-45.
- [2] 江怀友, 宋新民, 闫存章, 等. 世界石油工业二氧化碳埋存现状与展望[J]. 石油石化节能, 2008, 24(7): 50-54.
- [3] 杨昌华, 王庆, 等. 高温高盐油藏二氧化碳驱泡沫封窜体系研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(5): 95-97.
- [4] 李军亮, 廖锐全, 罗威, 等. 套管气助流举升优化设计[J]. 长江大学学报(自科版), 2015(26): 55-58.
- [5] 陈浩, 等. 南堡油田套管气辅助举升矿场试验[J]. 工业计量, 2014(6): 28-31.
- [6] 汤文佳, 等. CO_2 气驱油藏防气窜调驱剂配方的评价与应用[J]. 化学工程与装备, 2013(1): 59-61.
- [7] 杨红歧, 陈会年, 邓天安, 李小江, 魏浩光, 等. 元坝气田超深探井小尾管防气窜固井技术[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(5): 592-599.
- [8] 赵德喜, 李长荣, 宫延军, 王野, 李晓岚, 刘军, 等. 超细防气窜水泥浆在华北油田潜山井的应用[J]. 钻井液与完井液, 2001, 18(3): 24-26.