

浅谈含硫深井排水采气工艺技术现状

毛珍, 赵丹, 杨辉, 冯兆阳, 唐书傲

西南油气田分公司川中油气矿, 四川 遂宁

收稿日期: 2023年12月15日; 录用日期: 2024年3月11日; 发布日期: 2024年3月21日

摘要

为延缓气藏水侵、提高气藏采收率, 开展排水采气是气藏治水的主要手段。目前较为成熟的排水采气技术主要有泡排、电潜泵、气举等, 但针对含硫深井排水采气工艺处于探索阶段。本文针对含硫深井排水采气工艺发展情况并结合龙岗气田、龙王庙组等气藏工艺运用现状, 论证了气举、泡排以及电潜泵排水采气在含硫深井排水的中适应性, 并为同类气井排水采气提供了借鉴。

关键词

气举, 泡排, 电潜泵, 含硫深井, 排水采气

Brief Discussion on the Status Quo of Deep Sulfur-Bearing Well Drainage and Gas Production Technology

Zhen Mao, Dan Zhao, Hui Yang, Zhaoyang Feng, Shu'ao Tang

Southwest Oil and Gas Field Branch of Chuanzhong Oil and Gas Mine, Suining Sichuan

Received: Dec. 15th, 2023; accepted: Mar. 11th, 2024; published: Mar. 21st, 2024

Abstract

In order to delay water invasion of gas reservoir and improve recovery factor, water drainage gas production is the main method of water control in gas reservoir. At present, the mature drainage gas production technology mainly includes bubble drainage, electric submersible pump, gas lift, etc. In view of the development of deep sulfur-bearing well drainage gas production technology and the application status of gas reservoirs such as Longgang gas field and Longwangmiao Forma-

tion, the adaptability of gas lift, bubble drainage and electric submersible pump in deep sulfur-bearing well drainage is demonstrated, which provides a reference for similar gas wells drainage gas production.

Keywords

Gas Lift, Bubble Row, Electric Submersible Pump, Deep Sulfur-Bearing Wells, Drainage 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

随着龙岗、龙王组、九龙山等三高气藏开发的深入,气藏的单井具有埋深较深、高温、高压、高酸性等特征,给排水采气工艺提出新的挑战。含硫深井抽油机、螺杆泵等泵类工艺泵挂深度有限,井下工具耐蚀严重,容易出故障,并且需要实施修井作业。根据高温高压及高含硫井完整性设计准则,含硫深井需采用永久封隔器完井,对于永久封隔器完井的井,修井难度大、费用高、排水采气难度大。本文根据含硫气藏生产井的特点,对含硫深井泡排、气举以及电潜泵工艺试验与应用现状进行论述。

2. 泡排工艺

当油气井自身能量不足,无法将井筒中液体携带至地面时,向井筒内投入泡排剂,并筒内积水与泡排剂接触后,借助于天然气流的搅动,形成大量低密度含水泡沫,随气流从井底携带到地面,提高气流携液能力,从而解除气水流通堵塞,适用于小水量气井辅助带压,达到气井的稳产、增产目的。

2.1. 固体泡排加注工艺

在川渝地区含硫深井一般采用永久式封隔器完井,泡排加注主要难点为耐高温起泡剂性能、带封隔器完井的井泡排剂加注方式。在 L004-X2 井超深井(6000 米)开展了固体泡排加注工艺试验,开展抗高温高密度固体泡排剂、配套液体消泡剂研制、加注装置等方面开展试验并取得良好效果,下面以此为介绍该工艺试验。

2.1.1. 影响泡排加注效果的因素分析

(1) 高温泡排剂性能影响。由于含硫深井井底温度较高,温度高会对泡沫稳定性、表面活性剂的起泡性以及表面活性剂胶团聚集数有较大的影响。

(2) 产气量对泡排剂下落的影响。油管加注棒状起泡剂,存在气井压力高、气量大,流速快,不关井条件下投注泡排棒自下而上的气流作用无法落入井底[1]。

2.1.2. 耐高温起泡剂

泡排工艺对不同种类的含水气井通常需采用不同类型的起泡剂,常规起泡剂仅仅适应于温度小于等于 120℃ 的气井排水采气需要,适用于 150℃ 环境的泡排药剂相对缺乏。L004-X2 井通过室内实验评价,研制出适用 150℃ 高温、密度 1.6 g/cm³、双层预膜的药剂体系,稳泡及携液性能均优于固体起泡剂 CT5-7B,

满足 6000 m 井深需求的固体起泡剂，见表 1。

Table 1. Performance comparison of solid foaming agent

表 1. 固体起泡剂性能对比

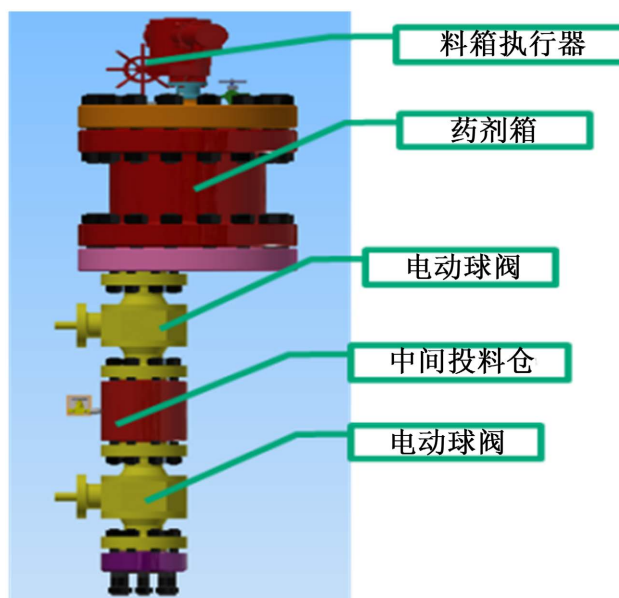
项目	CT5-7B	超深井高温固体起泡剂
密度(20.0℃ ± 5.0℃), g/cm ³ ≥	1.10	1.60
发泡力	起始泡高, mm≥	120.0
	5 min 泡高, mm≥	70.0
携液量, mL/15min≥	130.0	145.0

2.1.3. 固体泡排自动加注装置组成及工作原理

高压、高含硫气井油套不连通，固体泡排加注装置结构设计，具备带压和不带压两种投放模式(见图 1)，确保运行安全，具备自动、手动及远程控制功能，实现“无人值守、独立运行、自动保护”，设计的消泡剂装置具备自动、手动、远程端控制功能，并可完成药剂自动配制，定时、定量、自动加注(见图 2)。

固体泡排自动加注装置由料箱执行器、药剂箱、电动球阀、中间投料箱组成，装置完成药剂加装、投放，控制器部分主要可实现远程控制，设置中间投料箱可实现不关井连续加注药剂。可抗压 35 MPa，抗硫 15 g/m³ 固体泡排加注装置可实现不关井连续、自动加注固体泡排剂。其工作原理为：

- (1) 下端电动球阀处于关闭状态，泡排棒装入药剂箱，通过电动球阀开启，投入中间投料箱，关闭中间电动球阀，料箱执行器一直处于不带压状态，可实现不带压投放药剂；
- (2) 下端电动球阀处于关闭状态，泡排棒装入药剂箱，打开中间电动球阀，可实现带压投放药剂。



装置结构示意图

Figure 1. Structure diagram of solid bubble row device

图 1. 固体泡排装置结构图

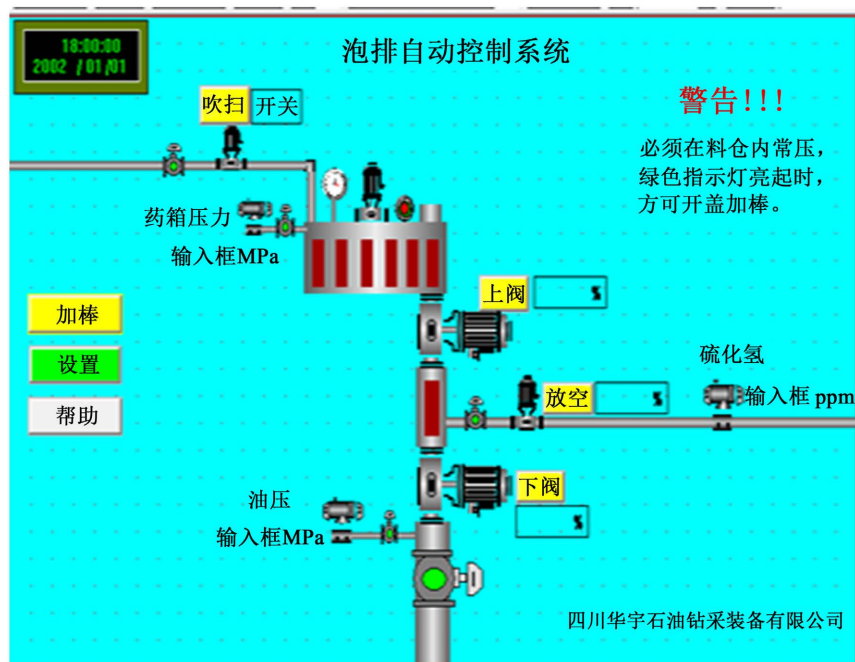


Figure 2. Automatic control system of filling device for solid bubble row
图 2. 固体泡排加注装置自动控制系统

2.1.4. 固体泡排现场试验

L004-X2 井开展 4 次固体泡排加注试验, 装置均正常运行, 满足固体泡排加注需求, 通过两级消泡流程确保了消泡效果。第一次连续开井期间, 加注泡排剂后约 5 小时, 气量和分离器液位均有大幅波动, 说明泡排剂起到了辅助带液的效果(见图 3)。该井油管液面高度约 550 米, 井筒积液严重, 四次开井产量逐步降低, 产气量低、带液量不足(见图 4), 固体泡排工艺试验成功, 但根据该井工况仍需辅助开展其他排水采气工艺。

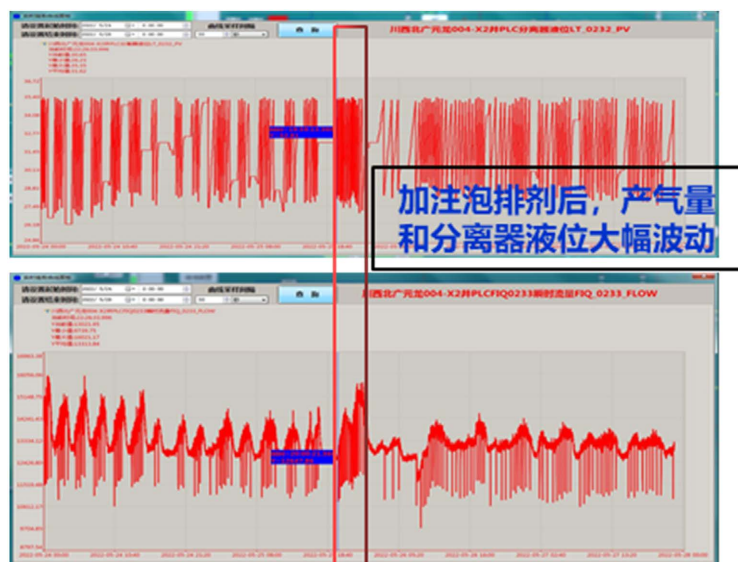


Figure 3. Production data chart of L004-X2 well after the first injection of foaming agent
图 3. 首次加注泡排剂后 L004-X2 井生产数据图

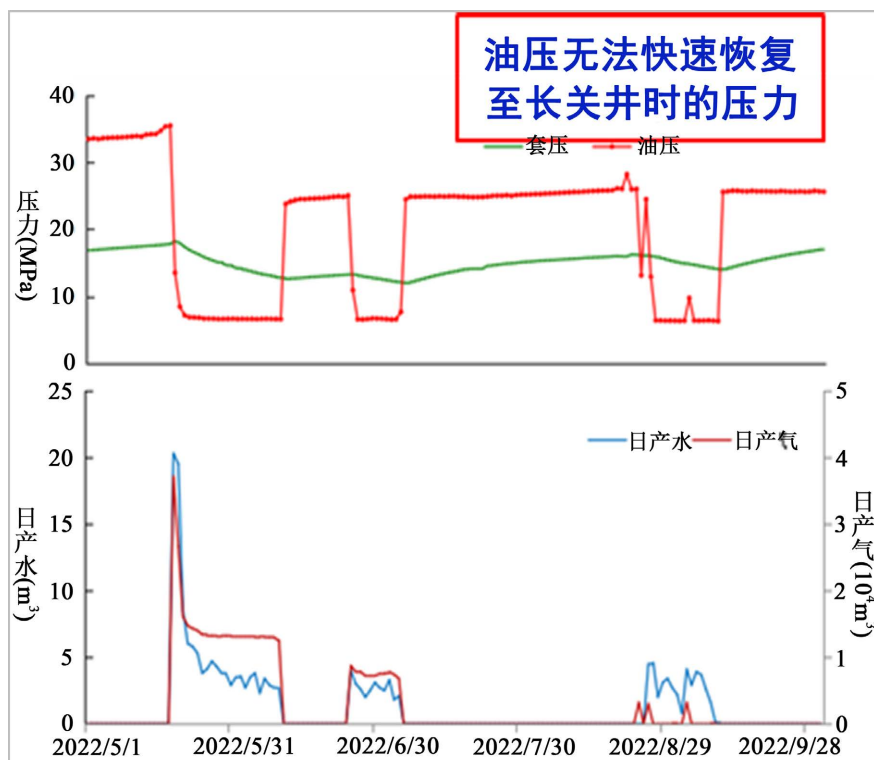


Figure 4. L004-x2 well production curve during foam injection agent test
图 4. L004-X2 井注泡排剂试验期间生产曲线图

3. 气举排水采气工艺

气举工艺是从井口将高压气体压缩到井底，借助气举阀流入油管，降低液体的密度，借助气体使井筒内积液携带至井口，从而使水淹气井复产。气举工艺对井筒条件适应性强，没有井下运动件，受井型及井下腐蚀影响较小，适应范围广，可满足气井不同排水量需求，为目前川渝气田气藏排和单井水淹复产主力工艺，在川渝地区得到了广泛应用，已在龙王庙组气藏、龙岗礁滩、威远震旦系气藏成功进行应用。

3.1. 不动管柱排水采气 - 油管打孔

针对已下入封隔器的井，可根据压缩机、地层压力、封隔器深度等情况在合适的深度对油管进行射孔，建立油套连通通道，工艺具有不动管柱，无需井下工具，施工成本低，风险小等优点[2]。

龙岗礁滩气藏储层埋深 6000 m 左右，井底温度 130℃~150℃， H_2S 含量 25~65 g/m³， CO_2 含量 30~85 g/m³，完井管柱采用油管 + 封隔器，油套环空不连通。LG001-18、LG2、LG001-3 等 6 口井开展油管打孔气举工艺应用取得了成功。龙王庙组气藏借鉴龙岗礁滩气藏打孔气举技术经验，在气藏排水井 MXX210 井停喷后，采用油管打孔建立气举通道，最大排量 650 方/天，工艺满足气藏排水量需求(见图 5、图 6)。

3.2. 修井动管柱排水采气 - 气举阀

动管柱修井下注气工作筒气举阀等工具入井，下入特殊工作筒，后期可根据需要坐放气体加速泵，或者坐放封堵。气举阀 + 带单流阀的工作筒(见图 7)，采用气举阀卸载降低启动压力，单气举阀失效后可能短路。或者直接下入带单流阀注气工作筒，气举启动需要较高的压力。

气举采用净化气作为气举气源，如果停举可在环空充入氮气保护套管，如果永久停举可下射孔位置以下打水泥塞或下入桥塞等封堵工具进行封堵，以保护套管。

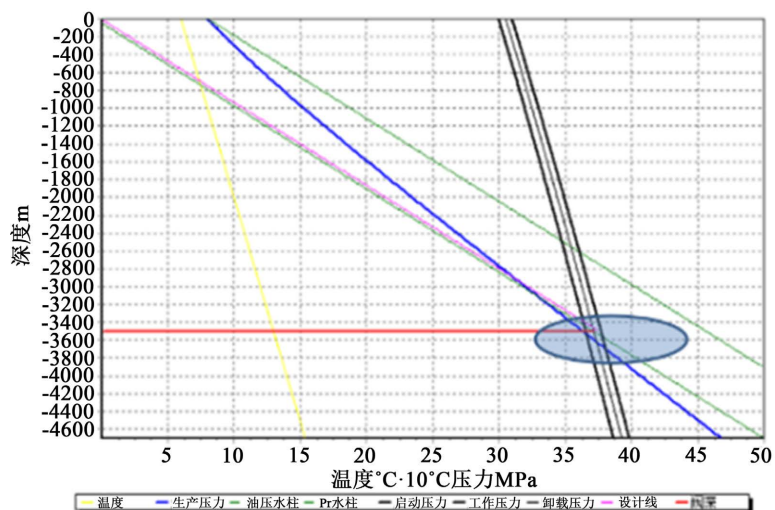


Figure 5. MXX210 well drilling gas lift pressure depth design
 图 5. MXX210 井打孔气举压力深度设计

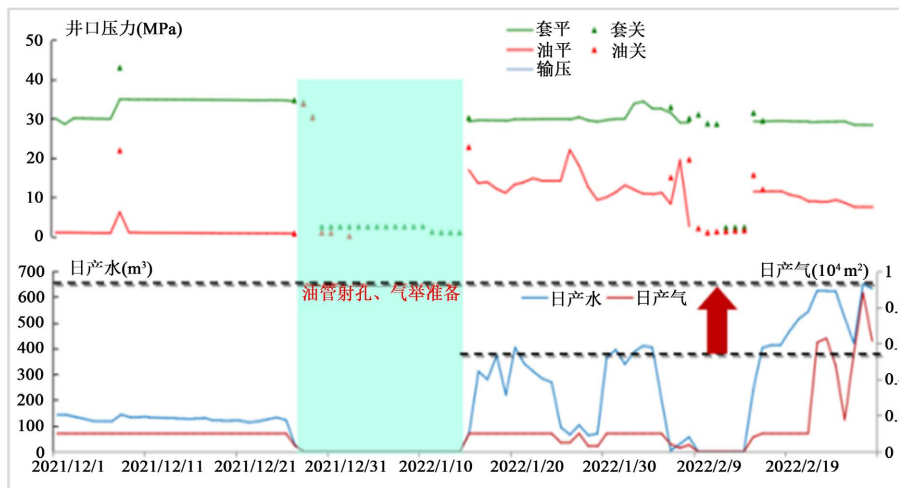


Figure 6. Gas lift stage production curve of MXX210 well
 图 6. MXX210 井气举阶段生产曲线

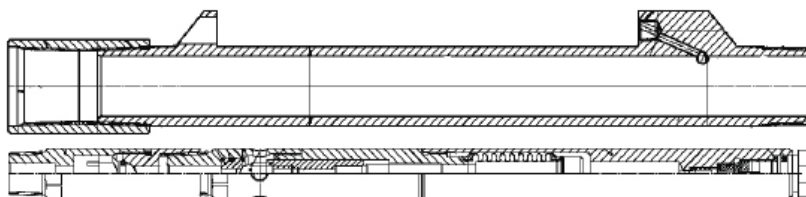


Figure 7. High sulfur resistance integral working cylinder, gas lift valve
 图 7. 高抗硫整体式工作筒、气举阀

3.3. 连续管气举

将装有单向阀的连续管通过生产管柱下入到预定排液深度，利用地面注气设备向连续管注气，或者向连续管与原管柱间的小环空注气，将井底积液排出；当气井恢复生产后，停止注气，并将连续管提出生产管柱，属于一次性消除积液的临时措施[3]。

普光和元坝高含硫气田,采用连续管分段气举方式,边下放连续管边注气,采用额定压力 35 MPa、额定排量 200 m³/h 的氮气气举设备(见图 8)。针对产水量大气井,该工艺不满足高含硫气井长期排水要求。

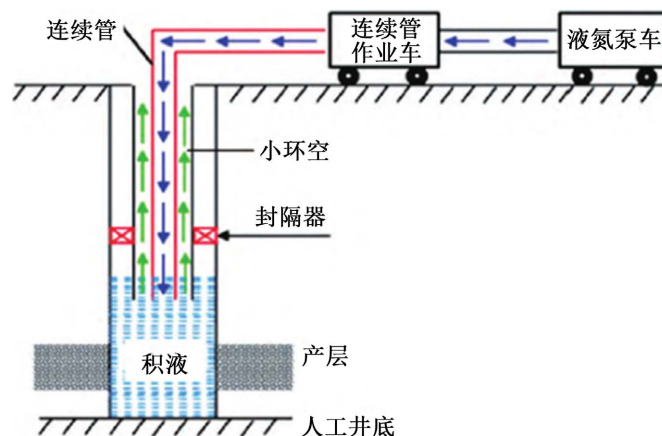


Figure 8. Deep well coiled tubing gas lift process

图 8. 深井连续管气举工艺

4. 电潜泵排水采气工艺

电潜泵排水采气是用油管把多级离心泵和潜油电动机下入井中,电动机带动离心泵旋转产生离心力,将水淹气井中的积液从油管中迅速排出,降低对井底的回压,重新获得一定的生产压差,使水淹气井重新复产的一种机械排水采气生产工艺。与其他排采工艺技术相比,电潜泵排采工艺具有设备结构简单,效率高,产量大,好控制等优点。

4.1. 电潜泵设备组成

电潜泵主要由井下设备和地面设备组成。主要包括:电机、保护器、气液分离器、井下泵、动力电缆、控制柜和变压器(见图 9),与其配套还有传感器、单流阀等。电潜泵排水采气工艺的关键技术主要是气液分离技术和电潜泵变频控制技术。

4.2. 电潜泵排水采气技术在国内应用情况

(1) 国内各油田应用情况

国内(除川渝地区)近几年使用电潜泵排水采气工艺的气藏(气井)较少,主要集中在新疆油田和塔里木油田,泵挂深度最深达 4000 m,排水量最大达 250 m³/d,由于地层供液不足、矿化度高等原因多数电潜泵已停止运行。

(2) 川渝地区电潜泵应用情况

川渝地区开展电潜泵排水采气工艺较早,1984 年在威 34 井开展电潜泵排水采气试验成功后,陆续在气藏排水、单井排水和水淹井复产中开展应用[4]。

通过多年现场经验总结,自 2009 年起,主要采用美国贝克休斯电潜泵进行排水采气,同时电潜泵工艺也有了进一步提升,研发出宽幅泵降低了出水量变化大造成的影响,同时采用塔式泵设计,减少气体干扰等。

对川渝地区累计共 10 口井进行过电潜泵排水采气应用,其中含硫井有 1 口,微含硫 2 口,泵挂深度最深 4050 m (TD90),最大排水量 350 m³ (TD90) [5]。目前有两口井电潜泵仍在运行,其它井由于高温腐蚀环境造成机组故障或经济成本等原因已停用(见表 2)。

目前含硫深井电潜泵工艺还未成熟, 还未有 400 方/4000 米以及高温、高腐蚀性、高气液比井成功试验的案例

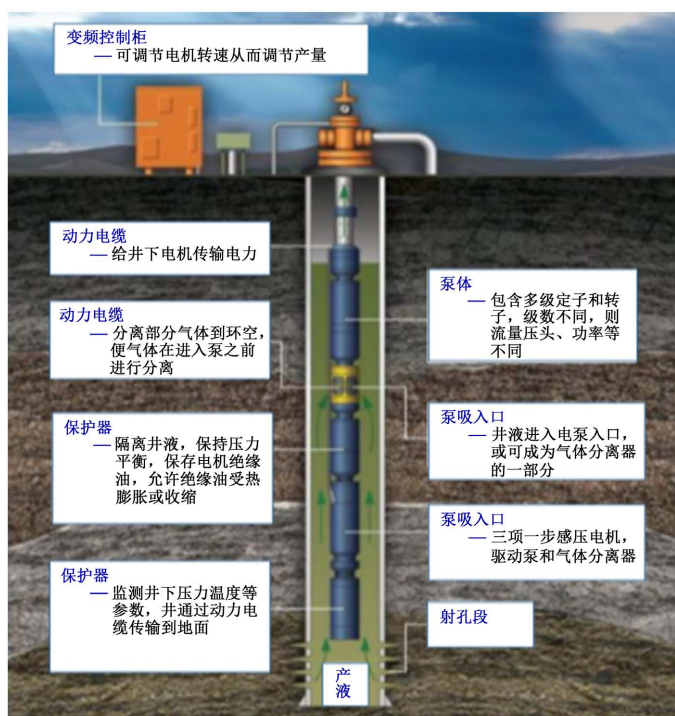


Figure 9. Schematic diagram of electric submersible pump equipment
图 9. 电潜泵设备示意图

Table 2. Electric submersible pump process implementation in Sichuan and Chongqing
表 2. 川渝地区电潜泵工艺实施情况表

井号	应用时间	气液比 m ³ /m ³	CO ₂ g/m ³	H ₂ S g/m ³	泵挂 深度 m	扬程 m	排水量 m ³ /d	产气量 10 ⁴ m ³ /d	设备厂家	运行 时间	检泵 次数	目前情况
J26	2007	372.72	7.74	0.15	2381	2000	110	4.1	美国深锤	14 年	4	目前正常运行
Y101-X10	2013	125	5.02	0	2000	1500	40	0.5	美国深锤	3 年	2	管线堵塞, 停泵
Y101-14-X1	2013	185.71	5.37	0	2000	1600	70	1.3	美国深锤	1 年	/	电缆损坏, 停泵
QX12	2009.1	0.69	4.71	0	3195	2400	270	0.0187	美国深锤	2 年 6 个月	/	排水未对气田产气量产生影响, 考虑经济因素, 停泵, 设备正常
QX14	2010.2	8.7	18.03	0	3215	2400	210	0.183	美国深锤	2 年 6 个月	/	设备正常
ZH35	2015	153.84	10.02	0	2600	2300	130	2	美国深锤	6 年	1	正常运行
L14	2013	64	0.32	0	3000	2500	250	1.6	美国深锤	1 年 6 个月	2	地面水处理中存在问题, 考虑经济因素, 停泵, 设备正常
L002-8	2014	3.04	0.32	0	2900	2600	230	0.07	美国深锤	3 年	/	设备正常
W57	2012	169.81	4.99	16.78	1891	1300	106	1.8	美国深锤	5 年	/	考虑经济因素, 停泵, 设备正常
TD90	2009.11	10	19.33	0.269	4050	3000	350	0.35	美国深锤	2 个月	/	断轴停用, 设备取出

5. 排水采气工具

永久式封隔器完井气井排水采气，可以不修井在油管内下入隔离式、跨隔式排水采气工具，建立泡排或气举工艺通道，并保证井筒完整性[6]。

5.1. 隔离式排水采气工具

隔离式举升工艺是一种先通过电缆对油管射孔坐封隔离式举升工具，再利用射孔孔眼和工具上的单流阀建立举升通道的一种新的气举工艺(见表 3、图 10)。由于工具上已预设单流阀，同时油管冲孔孔眼受工具上下部密封胶筒密封，它能确保油管内流体无法进入油套环空，防止生产套管受到产层流体腐蚀，进而确保井筒完整性。注入气或泡排剂从油管射孔孔眼和工具内部的单流阀进入油管从而实施气举或泡排工艺。

Table 3. Parameters of isolated drainage gas production tools
表 3. 隔离式排水采气工具参数

名称	技术参数
投捞方式	电缆下入，连续油管或钢丝打捞
规格尺寸	适用于 27/8"、31/2"油管；内径 25.4 mm，单流阀孔径 6 mm
额定压力及温度	压力：35 MPa；温度：150℃
坐封力与解封力	坐封力：70~90 kN；解封拉力：2.2 kN
主体材质	Inconel-718

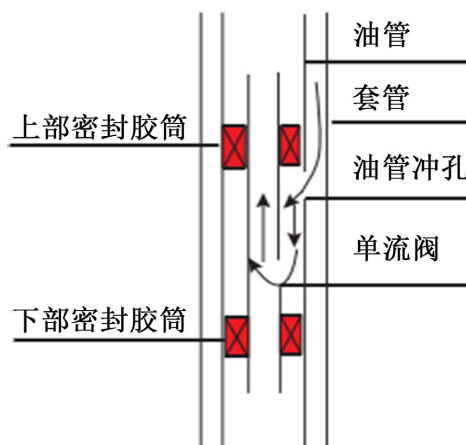


Figure 10. Isolated gas lift process
图 10. 隔离式气举工艺

5.2. 跨隔式排水采气工具

与隔离式举升类似，通过连续油管下入跨隔式封隔器，封隔油管冲孔点上下两端，跨过原有的永久式封隔器重新建立流动通道，实现延伸举升(见表 4、图 11)。常用于永久式封隔器座封位置距离产层较远的气井实施气举或泡排工艺。

LG001-3 井，井深 6643.9 m，封隔器位置 3199.95~3202.45 m，封隔器距离管鞋 2858 m，前期该井在

封隔器之上 3183~3186 m 处实施油管冲孔气举由于地层能量逐渐下降, 油管液面已经降到冲孔位置气举无效被迫停举。通过实施跨隔式气举向下延伸注气点, 在 3208~3210 m 位置对油管补孔后实施跨隔式气举工艺成功将注气点从 3186 m 延伸到 6058 m (管鞋位置), 实施后最高注气压力 26 MPa 管鞋处压力 38.3 MPa, 工艺实施初期注气压力 14~22 MPa, 排水 80~140 m³/d, 产气(1~2) × 10⁴ m³/d, 表明气举举升到了管鞋位置, 试验取得成功。

Table 4. Lg001-3 well isolation tool implementation results
表 4. LG001-3 井隔离式工具实施效果

	工艺前	工艺后
注气点深度, m	3685	6058
启动压力, MPa	16.5	23
排水量, m ³ /d	<10	80 (气举初期)

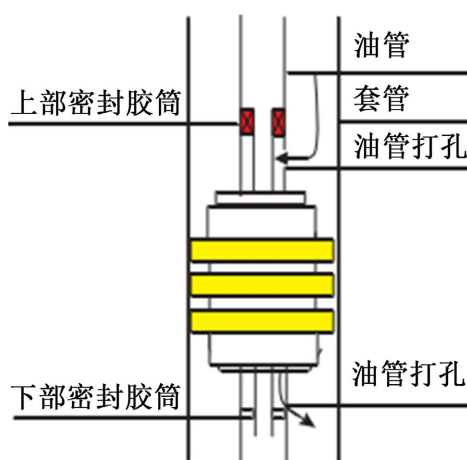


Figure 11. Cross-sectional air lift process
图 11. 跨隔式气举工艺

6. 结论

(1) 含硫深井完井管柱采用永久性封隔器, 固体泡排加注、油管打孔气举工艺具有一定适应性, 但泡排药剂优化仍需开展现场试验。

(2) 含硫深井电潜泵工艺尚未成熟, 对于高温、高腐蚀性、高气液比的井建议开展电潜泵工艺先导试验。

(3) 针对带封隔器完井的井, 隔离式、跨隔式排水采气工具, 可满足气井排水采气工艺技术需求。若完井封隔器距离产层较近, 可以根据封隔器与产层距离选取合适的排水采气工具建立举升通道。

参考文献

- [1] 陈依, 张凤琼, 韦元亮, 等. 固体泡沫剂排水采气适应性分析及优化措施[J]. 天然气探勘与开发, 2019, 42(3): 116-121.
- [2] 易劲, 顾友义, 潘云兵, 等. 油管穿孔气举排水采气技术[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(3): 103-105.
- [3] 刘通, 吴小丁, 朱江, 等. 普光和元坝高含硫气田排水采气工艺实践[J]. 石油机械, 2020, 48(11): 84-89.

- [4] 赵章明. 电潜泵工艺在四川气田的应用与分析[J]. 钻采工艺, 2004, 27(2): 23-25.
- [5] 熊杰, 王学强, 孙新云, 等. 深井电潜泵排水采气工艺技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2012, 35(4): 60-61.
- [6] 唐寒冰, 蔡道刚, 王庆蓉. 龙王庙组气藏排水采气技术探索[J]. 钻采工艺, 2022, 45(4): 103-108.