

# 同步回转压缩机排水采气工艺在丛式气井中的适应性分析

翟中波, 王睿峰, 田明山, 蒿乐乐

斯伦贝谢长和油田工程有限公司 陕西西安 710061

通讯作者: Email: zhaizhongbo@hotmail.com

引用: 翟中波, 王睿峰, 田明山, 等. 同步回转压缩机排水采气工艺在丛式气井中的适应性分析[J]. 油气井测试, 2024, 33(1): 37-42.

Cite: ZHAI Zhongbo, WANG Ruifeng, TIAN Mingshan, et al. Adaptability of drainage gas recovery process with synchronous rotary compressor in cluster gas wells[J]. Well Testing, 2024, 33(1): 37-42.

**摘要** 针对L井区丛式气井存在积液减产停产问题,采用并联的方式将多口备选气井接入同步回转压缩机,逐口对积液单井抽吸降压,通过降低井口流压的方式降低井底流压,增大生产压差进而提高气产量,保证井底积液顺利排出,恢复气井产能。结合气井井筒降模型、气井流入流出曲线以及临界携液流量的理论,研究了同步回转压缩机对降压、排液以及增产的影响。经Y2井场7口井成功应用,结果显示单井井口流压从1.3~1.6 MPa降低至0.1~0.58 MPa,降压效果明显;单井增气量为 $0.56 \times 10^4 \sim 2.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 不等,排水采气增产稳产效果好;同步回转压缩机降压增产工艺成本低,利润率高。该研究丰富了积液气井恢复生产的方法和理论,提供了排水采气的良好思路,为该项工艺的后期应用和气井负压开采提供了工艺技术支撑。

**关键词** 井底积液;排水采气;同步回转压缩机;降压排采;丛式气井;适应性分析;增产稳产

中图分类号: TE377 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.01.007

## Adaptability of drainage gas recovery process with synchronous rotary compressor in cluster gas wells

ZHAI Zhongbo, WANG Ruifeng, TIAN Mingshan, HAO Lele

Schlumberger Copower Oilfield Services Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710061, China

**Abstract:** In the L well block, the cluster gas wells witness production decline/suspension due to liquid loading. To this problem, multiple alternative gas wells were connected to a synchronous rotary compressor in a parallel manner, and the loaded liquid was pumped well by well to reduce the pressure. By reducing the wellhead flowing pressure, the bottomhole flowing pressure was reduced, and the production pressure difference was increased, thereby increasing gas production, ensuring the smooth drainage of bottomhole liquid, and restoring gas well productivity. Combining the wellbore pressure drop model, inflow and outflow curves, and theory of critical liquid carrying flow rate of gas wells, the influence of synchronous rotary compressor on pressure drop, liquid drainage, and production increase was investigated. The successful application to seven wells in the Y2 well block shows that the wellhead flowing pressure of a single well was significantly reduced from 1.3~1.6 MPa to 0.1~0.58 MPa, the gas production of a single well increased by  $0.56 \times 10^4 \sim 2.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , suggesting a good performance of drainage gas recovery in increasing and stabilizing the production, and the pressure drop and production increase process with synchronous rotary compressor exhibits low cost and high profitability. This study provides additional method and theory for restoring production of liquid-loading gas wells, contributing a promising approach for drainage gas recovery, which offers a technical support for future application of the process and the development of gas wells at negative pressure.

**Keywords:** bottomhole liquid loading; drainage gas recovery; synchronous rotary compressor; pressure drop and drainage production; cluster gas well; adaptability analysis; production enhancement and stabilization

L井区位于延安市以北、鄂尔多斯盆地天然气富集区的南缘,属于致密气项目。随着气井生产的进行,产气量低于临界携液流量时气井不能正常携

液<sup>[1-4]</sup>,使得液滴在井筒下部不断积聚,最终导致气井发生积液甚至水淹停产<sup>[5-8]</sup>。L井区采用“井下节流、井间并联、二级增压、集中处理”的低压集输

方式,井口的流动压力较低,为1~2.5 MPa不等,气井积液后一般采用泡沫排水采气、速度管、柱塞等排水采气措施,但生产到中后期的井近井筒地带压力一般较低,单独采取上述生产措施,已不能达到理想效果。

井口压缩机提供了一种新的排水采气思路:通过抽吸的方式将气井井口压力进一步降低,增大生产压差从而释放产能。同步回转压缩机作为井口压缩机的一种,具有结构简单,维护保养方便,连续工作时间长,结实耐用,气水混输,入门门槛低,低成本等其他井口压缩机不具备的优点。业界学者对此进行了探索,刘汉斌<sup>[9]</sup>对同步回转压缩机排水采气技术的适应性和效果进行了详细分析;刘岳龙等<sup>[10]</sup>对泵排量、抽吸时间、增压能力等参数进行了研究,提出了同步回转压缩机的性能改进措施;刘鹏超等<sup>[11]</sup>分析了气井在同步回转压缩机连续气举工艺下的生产数据;丁景辰<sup>[12]</sup>对同步回转排水采气工艺的适用性和排液效果进行了研究。前述研究只是处于简单的技术应用阶段,并且仅仅是在单口气井中应用,做了一些简单的应用评价,对其深层技术原理、能够增强排水采气的根本原因以及所需要的气源井井口压力行业内鲜少研究。现结合气井井筒压降模型、气井流入流出曲线以及临界携液流量的理论,研究了同步回转压缩机对降压、排液以及增产的影响,为行业应用提供了理论支持。

## 1 同步回转降压排水增产工艺原理

### (1) 工艺原理

同步回转降压排水增产工艺的核心设备是同步回转压缩机,包括外壳、气缸、转子、滑板、吸入孔口与排出孔口等部分组成,气缸和转子形成月牙腔,两者通过一个滑板连接,通过滑板将工作腔分隔为吸入和排出腔室(见图1)。压缩机启动后,通过工作轴带动转子转动,转子又通过和气缸相连接的滑板带动气缸转动,转子和气缸形成了围绕各自自身轴心同周期“同步回转”运动,由于两个部件的轴心不同,促使由滑板分成的吸入腔与排出腔随转子的旋转发生周期性的容积变化,实现井内产物的低压吸入与增压排出。

混输泵,缓冲罐,回油装置,散热装置,控制系统等组成智能橇组,如图2所示。其中混输泵是对

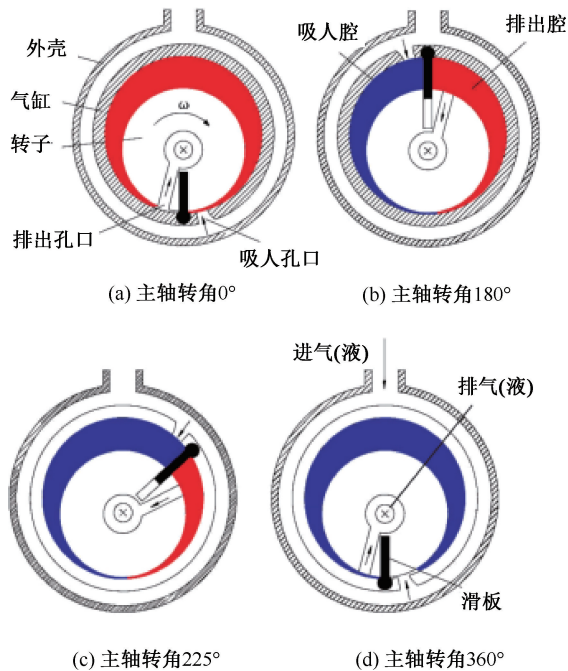


图1 同步回转压缩机工作示意图

Fig.1 Schematic diagram of the synchronous rotary compressor

油气水介质在不经分离的情况下混和输送,缓冲罐的作用是进行进内产物的气液分离,回油装置主要作用是对润滑油进行回收,散热装置主要作用散热,辅助发电。回油装置、散热装置与相关管路组成降温系统,利用液压油为系统压缩后气体降温。控制柜组成整个系统的运行大脑。工作时,气体首先进入缓冲罐中,缓冲罐通过密度差异,简单分离气液相,分离后的气体经过滤后进入同步回转压缩机,同步回转压缩机将气体增压后与液压油混合进入回油装置,通过回油装置的重力分离出气液相,气体通过回油装置上部通道进入下游外输,液压油由散热装置散热后继续与增压后的气体混合热传导给气体降温。

### (2) 主要技术参数

L井区使用的同步回转压缩机参数为:最低入口压力为0 MPa;最高进出口压差为2.0 MPa;设计压力为4.0 MPa;转速为250~450rpm;设计输气量为 $4.4(@1\sim2\text{ MPa}, 380\text{ rpm}) \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ;最大输气量为 $19.4(@3.4\sim3.6\text{ MPa}, 450\text{ rpm}) \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ;电机功率为 $90 \times 2\text{ kW}$ 。其它关键设备包括回油罐和缓冲罐,回油罐容积 $0.33\text{ m}^3$ 、内径500 mm、容器长2 250 mm,缓冲罐容积 $0.91\text{ m}^3$ 、内径800 mm、容器长2 400 mm,设计压力和温度都一样,分别为6.3 MPa和85℃。

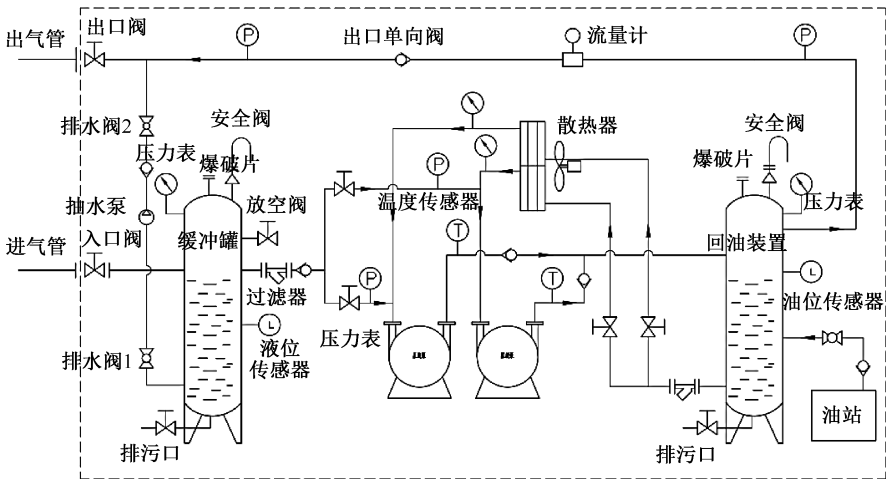


图 2 同步回转压缩机并联系统流程示意图

Fig.2 Schematic diagram of the parallel system of synchronous rotary compressor

2 同步回转工艺排水采气理论计算

以 L 井区的一口水平井 L1-H5 为例,对同步回转降压排水增产工艺基本原理进行详细说明。此井采用上部外径 88.9 mm(内径 74.2 mm)油管+下部外径 114.3 mm(内径 99.6 mm)套管做生产管柱,2018 年 12 月投产,投产初期配产  $3.5\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,日产水  $0.65\text{m}^3$ ,随着生产时间的延长,气井逐渐积液,积液后周期性注泡排剂,2022 年 4 月产气  $0.5\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,无水产出,通过静压测试得到近井筒地带地层压力约为 11 MPa,且井底有积液,此时气井不能正常携液,随后间开生产,即关井恢复一段时间再开井生产一段时间。2022 年 9 月开始采用同步回转压缩机进行井口降压排水增产。使用多相流稳态模拟器输入 L1-H5 井的完井管柱、井斜数据、井下工具、储层物性等参数建立模型,数值计算之后能够得到此井在积液和邻井互连之后的流入流出曲线,如图 3 所示。

从图 3 可以看出:经过常规生产流程采气时,井口流压和采气外输管线的压力一致,为 2.5 MPa,井口流压相对较高,这种生产状况下,流入流出曲线的交点处气量为  $1.63\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,交点处于非稳定流动区域,不能正常携液,此时气井积液不能正常生产;导入同步回转压缩机流程后,井口流压在压缩机的抽吸作用下下降至 0.3 MPa,流入流出曲线的协调点处气量为  $2.25\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,位于图 3 中竖绿色虚线(临界携液流量线,通过 PIPESIM 模拟计算得到)的右侧,处于稳定流动区域且气量大于临界携液流量,能正常携液,此时气井能够正常生产。

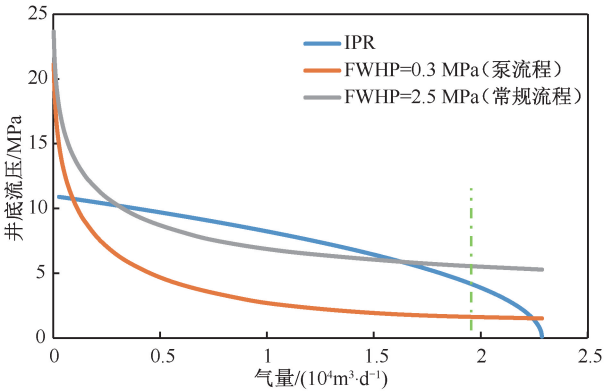


图 3 L1-H5 井常规采气流程和压缩机流程生产时的流入流出曲线

Fig.3 IPR and VLP curves of L1-H5 producing thru normal gas production process and compressor process

同时积液与否的最根本原因在于液滴所在位置的气流速度能否将液滴携带上升。L1-H5 井常规生产流程和进入同步回转压缩机流程气体流速沿井筒分布对比(由多相流稳态模拟器模拟而得)如图 4 所示,从图中可以看出常规生产流程即没有进同步回转压缩机流程之前,井筒内最大气流速度为井口处(108 m/min),小于李闯模型计算的临界携液流速  $120\text{m}/\text{min}^{[13-15]}$ ,不能正常携液。采用同步回转压缩机工艺降压之后,井筒底部速度较小(193 m/min)但是仍然大于临界携液流速,在斜深 2 668 m 处,是 L1-H5 井上部油管和下部套管的连接的回插接头处,在此处由于流道横截面积突然增大,气体流速从 222 m/min 上升至 391 m/min,并且沿着井筒上升气流速度增大,同时由于压力减小气体膨胀,气流速度呈现指数倍增大,井口处气流速度达到 1 250 m/min,远远大于临界携液速度,能正常携液。

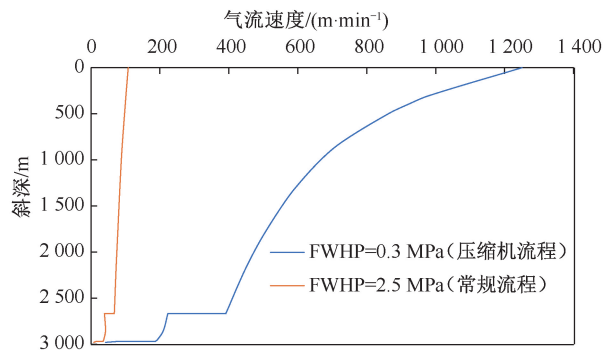


图4 L1-H5井常规采气流程和压缩机流程生产时气体流速沿井筒分布

Fig. 4 Gas velocity distribution while producing thru normal gas production process and compressor process

以上即为使用回转压缩机降压使积液气井正常携液及生产的基本原理阐释,使用同步回转压缩机之后降低气井生产时的井口流压,增大生产压差,气量增加,气流速度也增大,利于排出井筒井底积液,使气井恢复生产或者提高气井产量。由此可见,如果气井积液严重,则需要单井接入生产系统,

尽量抽低井口流压,使气井恢复正常生产。

### 3 现场应用情况和效果评价

为了测试同步回转压缩机的实际运行能力和效果,选取Y2井场作为先导试验井场。该井场共有单井7口(5口水平井+2口直井),累产 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气之后,安装速度管和柱塞进行排水采气,但是排液效果依然不佳,于是通过阀门和管线与同步回转压缩机设备连接,如图5所示,将7口井通过采气树顶并联接入压缩机,各个单井通过清蜡阀(或者测试阀)互相隔离开,同时也可以通过采气树侧翼阀导入正常生产流程,测试时既可只连接其中1口井将压力抽吸到很低,激活单井,又可多口井同时抽吸降压增产。积液低压气井面临启动困难的问题,为此将各个单井通过管线将采气树侧翼阀和环空连接,既可以单独抽吸油管侧,也可单独抽吸环空侧或者油套同时抽吸,提供多种路径确保积液气井顺利排液复产。

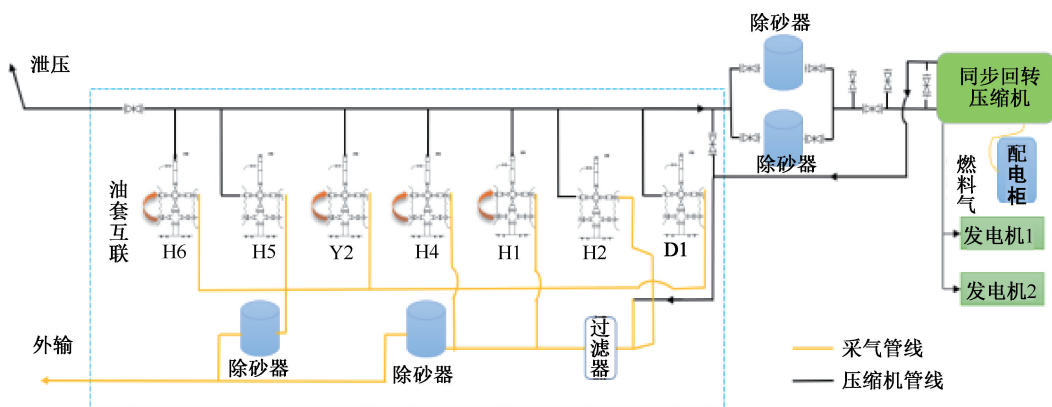


图5 丛式气井并联接入同步回转压缩机流程图

Fig. 5 Flow chart of clustered gas well connected to synchronous rotary compressor in parallel

#### 3.1 排液效果

同步回转压缩机3项性能指标非常重要:排液量、入口压力和气量。将气井导入压缩机流程之后,气液混输进入缓冲罐后分离,缓冲罐液位显示出液量的多少。缓冲罐液位上升至35 cm时,排水阀门自动打开,液体泄至下游流程,液位计下降,降至27 cm时,排水阀自动关闭,在缓冲罐内液位不断上升,升至35 cm时自动排水,周而复始。此缓冲罐液位计对应液量为5 L/cm,单次排液8 cm,对应液量为40 L/次。此次接入流程排液41次,一共排液1 640 L。在接入流程前,没有产水,结果显示本工艺在排水采气方面是有效的。同一单井同一压缩机,根据排液频率可以推算出此井出液量大小以及每次排液的液量多少,待此次出液结束,气量稳定,

便可将此井导入正常生产流程,抽吸下一口积液井。

#### 3.2 增产效果

积液气井的积液排出之后,天然气能够自然产出。将Y2-D1井单井连接时,可以将该井的井口油压抽至 $-0.006 \text{ MPa}$ ,使用同步回转压缩机之后可以最大限度的增大生产压差,配合泡沫排水采气作业可以将井筒内的液体携带出来,试验时单井油压能够抽至负压,效果优于放喷,系统能实现变频控制,可以根据实时情况调节泵速,优化生产状态。Y2-D1井单独接入压缩机流程之后的入口压力和气量如图6所示。可以看出,压缩机入口压力和经过压缩机的气量呈现正相关的关系,这是因为同步回转压缩机核心是容积式压缩机,做功气量和压缩机内容积以及转速呈正相关。其理论日处理气量由



理想气体状态方程计算,如公式(1)和公式(2)所示。

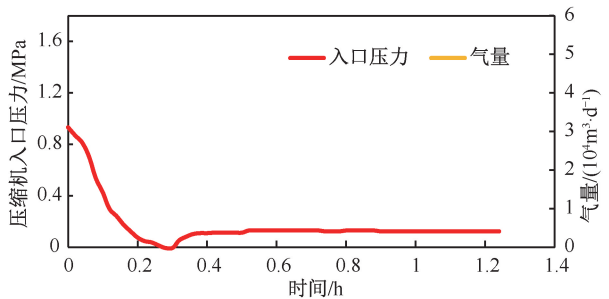


图 6 Y2-D1 井接入压缩机流程入口压力和气量示意图  
Fig. 6 Schematic diagram of inlet pressure and gas rate of Y2-D1 well connected to compressor process

$$PV = nRT \tag{1}$$

式中: $P$  为压强,Pa; $V$  为体积, $\text{m}^3$ ; $n$  为气体的摩尔数(气体质量除以气体的摩尔质量); $R$  为摩尔气体常量, $R=8.314\text{ J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$ 。

$$Q_{\max} = Q_h \frac{24P_i}{P_a} \tag{2}$$

式中: $Q_{\max}$  为压缩机最大日处理气量, $\text{m}^3/\text{d}$ ; $Q_h$  为压缩机最大小时处理气量, $\text{m}^3/\text{h}$ ; $p_i$  为压缩机最大入口压力,MPa; $P_a$  为大气压强,0.101 MPa。

压缩机设备型号 40200B 表示设计压力 4.0 MPa,产品入口压力不超过 3.5 MPa,出口压力不超过 3.6 MPa;200B 表示双压缩机并联,标况(温度

$0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,压强 101 kPa)下设备的最高气体处理能力为  $200\text{ m}^3/\text{h}$ 。由公式(2)计算此压缩机最大日处理气量  $16.6\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。将同井台 Y2-H4 和 Y2-H5 井同时连接时,如图 7 所示,在排出大量液体后,气量逐渐增大,在井口油压 1.05 MPa,下游压力 1.68 MPa 时,最大气量可达  $6.8\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

井台增气量,将多个单井的正常生产流程和同步回转压缩机采气流程后的气量进行对比,结果显示压缩机降压采气流程增产明显,并且能够稳定生产和排液。Y2 井场各个单井采用同步回转压缩机之后的增产效果,如表 1 所示,压缩机降压效果明显,井口流压从 1.3~1.6 MPa 降低至 0.1~0.58 MPa,单井多井增气量为  $0.56\times10^4\sim2.76\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$  不等,此阶段增气量比较显著。

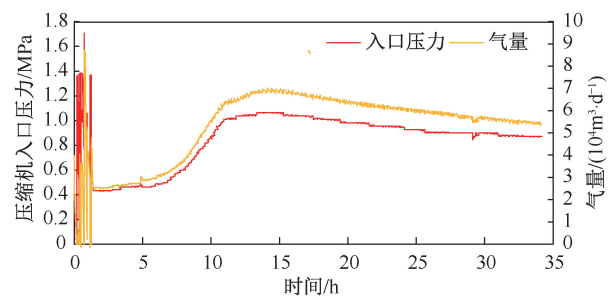


图 7 2 口井接入压缩机流程入口压力和气量示意图  
Fig. 7 Schematic diagram of inlet pressure and gas rate of 2 wells connected to compressor process

表 1 Y2 井场单井进入常规生产流程和压缩机流程时的生产参数表						
Table 1 Table of production parameters for single well at Y2 pad when producing from normal production process and compressor process						
井号	日期/ (Y/M/D)	正常流程压力/ MPa	正常流程气量/ ( $10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )	压缩机入口压力/ MPa	压缩机流程气量/ ( $10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )	增气量/ ( $10^4\text{ m}^3\cdot\text{d}^{-1}$ )
Y2-D1	2022/04/28	1.60	0.10	0.10	0.90	0.80
Y2-H6	2022/04/30	1.30	0.90	0.33	2.60	1.70
Y2/H5/H6	2022/05/04	1.60	1.71	0.58	4.47	2.76
Y2/H4/H6	2022/05/05	1.33	1.80	0.55	4.42	2.62
Y2/D1/H2	2022/05/06	1.34	1.50	0.49	3.90	2.40
Y2-H1	2022/05/07	1.30	1.00	0.40	1.56	0.56
Y2 井组	/	1.30	4.70	0.50	10.19	5.49

由于设备处理能力只能同时增压 3~4 口井,其他井在排液激活后通过正常流程生产,产气量相对于压缩机流程状态下有所降低,整个井组实际增气量约  $3.3\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

4 结论

(1)同步回转工艺排水采气为致密气井在积液之后排出积液恢复生产提供了一种新思路,此工艺

操作简单,对于低压气井具有良好的适应性。  
(2)同步回转压缩机降压效果明显,使用此压缩机后 Y2 井场单井井口流压从 1.3~1.6 MPa 降低至 0.1~0.58 MPa,排液能力显著增强,单井多井增气量为  $0.56\times10^4\sim2.76\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$  不等,排水采气增产稳产效果好。  
(3)同步回转压缩机降压采气工艺具有油气混输,成本低、使用寿命长的特点,经济效益良好。

**致谢:** 论文撰写过程中, 得到斯伦贝谢长和油田工程有限公司相关同事和家人朋友们的大力支持, 在此表示由衷的感谢。

## 参考文献

- [1] TURNER R G, HUBBARD M G, DUKLER A E. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1969, 21(11): 1475-1482.
- [2] 翟中波, 杜奎甫, 张凤琼, 等. 延 X 井区产水气井生产状况分析[J]. 油气井测试, 2022, 31(3): 21-27.  
ZHAI Zhongbo, DU Kuifu, ZHANG Fengqiong, et al. Analysis on production characteristics of water producing gas wells in Yan X well block[J]. Well Testing, 2022, 31(3): 21-27.
- [3] 翟中波. 智能柱塞瞬时运行速度研究与应用[J]. 油气与新能源, 2021, 33(5): 78-83.  
ZHAI Zhongbo. Analysis and research on instantaneous running speed of the intelligent plunger[J]. Petroleum and New Energy, 2021, 33(5): 78-83.
- [4] 张凤辉, 杨万有, 吴华晓, 等. 小型集成化气井排采工艺测试评价平台建设[J]. 油气井测试, 2020, 29(6): 15-21.  
ZHANG Fenghui, YANG Wanyou, WU Huaxiao, et al. Construction of a compact platform for quantitative evaluation and test to gas well drainage and production processes [J]. Well Testing, 2020, 29(6): 15-21.
- [5] 郭秀庭, 胡洪亮, 任世举, 等. 大港油田密封式涡流排水采气技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 22-26.  
GUO Xiuting, HU Hongliang, REN Shiju, et al. Sealed vortex technology for gas well deliquification in Dagang oilfield[J]. Well Testing, 2018, 27(6): 22-26.
- [6] 陈凯, 姚为英, 张强, 等. 渤海某凝析气田气井井筒积液分析及处理措施[J]. 油气井测试, 2020, 29(2): 37-42.  
CHEN Kai, YAO Weiyang, ZHANG Qiang, et al. Analysis of liquid accumulation and treatment measures for gas wells in a condensate gas field of Bohai[J]. Well Testing, 2020, 29(2): 37-42.
- [7] MARTINS A, MARINO M, KEREM M, et al. Foam assisted gas lift: the impact of different surfactant delivery methods on oil well performance[R]. SPE 195462, 2019.
- [8] 张剑君, 赵炜, 杨德林. 防止气井积液与提高天然气产量的两项实用技术[J]. 断块油气田, 2000, 7(3): 62-64.  
ZHANG Jianjun, ZHAO Wei, YANG Delin. Two practical techniques prevent gas well fluid accumulation and boost production rate[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2000, 7(3): 62-64.

- [9] 刘汉斌. 同步回转采气工艺在大牛地气田的试验效果分析[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(2): 78-82.  
LIU Hanbin. Test results of synchronal rotary gas production in Daniudi Gas Field [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(2): 78-82.
- [10] 刘岳龙, 刘玉祥, 隋冬梅, 等. 同步回转泵降压排水采气工艺应用及改进[J]. 石油机械, 2017, 45(6): 67-71.  
LIU Yuelong, LIU Yuxiang, SUI Dongmei, et al. Pressure reduction and drainage gas recovery technology using synchronous rotary pump [J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(6): 67-71.
- [11] 刘鹏超, 贺宇晖, 王志刚. 两级同步回转压缩机排水采气技术应用研究[J]. 石油工程建设, 2019, 45(1): 50-55.  
LIU Pengchao, HE Yuhui, WANG Zhigang. Drainage and gas recovery technology of two-stage synchronous rotary compressor [J]. Petroleum Engineering Construction, 2019, 45(1): 50-55.
- [12] 丁景辰. 致密气藏同步回转增压排水采气工艺[J]. 特种油气藏, 2017, 24(3): 145-149.  
DING Jingchen. Synchronal rotary drainage gas recovery technology for tight gas reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3): 145-149.
- [13] 陈芸芸. 大牛地气田合理控制降压带液技术研究[J]. 长江大学学报(自科版), 2016, 13(23): 63-67.  
CHEN Yunyun. Study on the reasonable control of depressure and fluid carrying in Daniudi gas field [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2016, 13(23): 63-67.
- [14] 李闽, 孙雷, 李士伦, 等. 一个新的气井连续排液模型[J]. 天然气工业, 2001, 21(5): 61-63.  
LI Min, SUN Lei, LI Shilun, et al. A new gas well liquid continuous withdrawal model [J]. Natural Gas Industry, 2001, 21(5): 61-63.
- [15] 李闽, 郭平, 谭光天, 等. 气井携液新观点[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 105-106.  
LI Min, GUO Ping, TAN Guangtian, et al. New look on removing liquids from gas wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 105-106.

编辑 吴志力

**第一作者简介:** 翟中波, 男, 1987 年出生, 工程师, 硕士, 2013 年毕业于西安交通大学材料科学与工程专业, 现从事油气井生产技术和完修井工作。电话: 029-65698666。Email: zhaizhongbo@ hotmail.com, 通信地址: 陕西省西安市未央区花园路 2 号, 邮政编码: 710061。