致密气藏积液气井钢丝提捞排水采气技术应用

杨巧云[1] 张 鹏[2]

1. 西安长庆同欣石油科技有限公司， 陕西 西安 710018；
2. 中国石油长庆油田分公司第一采气厂， 陕西 西安 710021

摘 要：神木气田属典型的“低压、低渗、低丰度”的致密气藏，气井普遍低压、低产，且井筒易积液，随着气田开发程度不断加深，地层能量持续下降，产量、压力无法满足气井自主携液要求，气井积液减产乃至停产的现象越来越明显，严重影响了气田的连续稳定生产。排水采气作为解决气井出水、保障气田稳产的主体技术，正面临着一系列严峻挑战，现场不适应性问题逐渐突出，特别是严重积液气井措施有效率低、复产成功率低已成为亟须解决的难题。针对神木气田生产情况和排水采气现状，研究分析了钢丝提捞排水采气技术的原理和特点，并针对氮气气举复产失败、严重积液停产和常规措施无效等三类气井开展了针对性的现场应用实践，20 口气井均复产成功，措施有效率 90%，累计排出井筒积液 115 m^3，单井平均增产天然气 0.5×10^4 m^3/d，累计增产天然气 396×10^4 m^3，投入产出比 1∶5，整体实施效果良好，经济效益明显。研究结果表明，钢丝提捞排水采气技术借助外力辅助排液复产，排液效果高效，现场应用成效显著，大大提高了复产成功率和措施有效率，有效支撑了神木气田积液气井排液复产。钢丝提捞排水采气技术可为类似气田的排水采气提供借鉴和参考。

关键词：积液气井；钢丝提捞；现场应用；神木气田

DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2026.03.010

Application of steel-wire lift drainage gas production technology in gas wells with fluid accumulation in tight gas reservoir

Yang Qiaoyun[1], Zhang Peng[2]

1. Xi'an Changqing Tongxin Petroleum Technology Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710018, China;
2. The No.1 Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710021, China

Abstract: The Shenmu gas field is a typical tight gas reservoir characterized by low pressure, low permeability, and low productivity. Gas wells generally exhibit low pressure and low production rates, with wellbores prone to liquid accumulation. As field development progresses, continuous decline in formation energy results in production rates and pressures insufficient to meet the critical liquid-loading velocity, leading to increasingly severe issues of production decline and well shut-in due to liquid accumulation, which significantly affects continuous and stable field production. Drainage gas recovery, as the primary technology to address liquid production and ensure stable gas field output, faces a series of severe challenges. Field applicability issues have become increasingly prominent, particularly the low effectiveness and low success rates of interventions for wells with severe liquid accumulation, which have

收稿日期：2025-08-07

基金项目：中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“致密气开发效果评价与开发对策研究”（2021DJ2106）

作者简介：杨巧云（1990-），女，工程师，硕士，主要从事油气田开发及科研管理工作。E-mail：515887970@qq.com

become urgent problems requiring solutions. In response to the production conditions and drainage gas recovery status of the Shenmu gas field, this study analyzes the principles and characteristics of steel-wire lift drainage gas recovery technology and conducts targeted field application trials on three types of gas wells: those with failed nitrogen gas lift operations, those shut in due to severe liquid accumulation, and those where conventional measures proved ineffective. All 20 wells were successfully brought back into production, with a measure effectiveness rate of 90%. A total of 115 m^3 of accumulated wellbore liquid was removed, achieving an average gas production increase of 0.5×10^4 m^3/d per well, cumulative incremental gas production of 396×10^4 m^3, and an input-output ratio of 1 : 5. Overall implementation results are excellent, with significant economic benefits. The results demonstrate that steel-wire lift drainage gas recovery technology, by utilizing external energy to assist liquid removal and production restoration, achieves highly efficient liquid removal with remarkable field application performance. It significantly improves production restoration success rates and measure effectiveness, providing effective support for liquid removal and production restoration of liquid-loaded gas wells in the Shenmu gas field, and offers valuable reference for drainage gas recovery operations in this field.

Keywords: Gas wells with fluid accumulation; Steel-wire lift; Field application; Shenmu gas field

0　前言

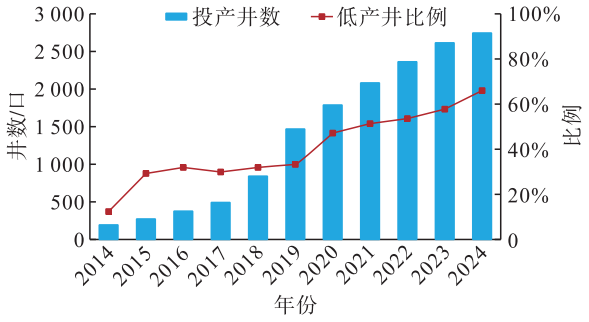
鄂尔多斯盆地位于中国中西部，为古生界富气、中生界富油的超级含油气盆地，构造上分为西缘逆冲带、天环坳陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起和渭北隆起 6 个一级构造单元[1]。神木气田位于伊陕斜坡东北部，西侧与榆林气田相邻，北部与大牛地气田相接，构造形态为一个宽缓的西倾单斜[1-2]，是典型的低压、低渗、低丰度致密岩性气藏，呈现多层系气藏叠置发育的特征，其地质条件复杂、储层物性差及非均质性强，气井投产后稳产时间短，产量、压力递减速度快，气井普遍低产低效、易积液，气藏整体开发效果较差[3-4]。随着气田开发程度不断加深，地层能量持续下降，产量和压力无法满足气井自主携液要求，致使井筒开始出现积液减产现象，严重影响气井产能的有效发挥，随着积液程度的加重，甚至水淹停产[5-6]。神木气田目前投产气井 2 740 口，超过 60% 的气井产气量 $< 0.5 \times 10^4$ m^3/d，平均液气比 0.35 $m^3/10^4$ m^3，约 70% 的气井投产后压力、产量下降快，携液困难，井筒积液已成为制约气井产能发挥的瓶颈，给气田稳产带来了严峻挑战。通常采用排水采气技术解决这一难题。排水采气技术可分为两大类：一是依靠自身能量复产，主要包括泡沫排水、速度管柱、柱塞气举、邻井高压气举等常规排水采气技术；二是借助增压设备补充能量复产，主要有氮气或压缩机气举、同步回转等[6-7]。而对于严重积液导致水淹停喷的气井，常规排水采气技术措施有效率和复产成功率低，氮气气举措施时间长、成本高，工艺适应性差，无法大规模推广应用。因此，探索经济、高效的排水采气技术攻关和实践应用迫在眉睫，钢丝提捞排水采气技术借助外力辅助排液复产，能够提高严重积液气井复产成功率，对气田增产稳产意义重大。因此，本文从神木气田生产情况和排水采气现状着手，深入研究分析钢丝提捞排水采气技术的原理和特点，针对三类积液停产气井，在神木气田进行了现场实践应用，以期提高气井采收率，为该气田积液气井的排水采气提供一定借鉴和参考。

1　神木气田排水采气现状

1.1　生产现状

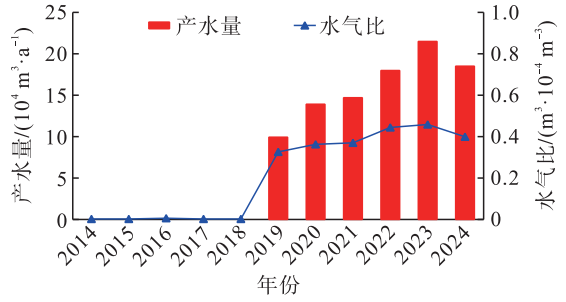
神木气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部，西侧与榆林气田相邻，北侧与大牛地气田相接，总体呈现西倾单斜构造格局，勘探面积约 1.0×10^4 km^2，气田属于典型的“低压、低渗、低丰度”致密气藏[8]，多层系含气，自上而下发育上古生界石千峰组、上石盒子组、下石盒子组、山西组、太原组、本溪组以及下古生界马五$_{1+2}$气藏，相对于苏里格气田，储层整体上呈现地层压力更低、物性更差、含气层系更散的特点[9-10]。神木气田生产现状分布见图 1。

神木气田于 2006 年发现，2011 年开始试采评价，2012 年起规模建产[11]，2014 年 9 月投产，截至 2024 年底投产气井 2 740 口，历年累产气约 320×10^8 m^3，累产水 95.5×10^4 m^3，目前平均油压、套压分别为 3.3、5.4 MPa，平均单井产气量 0.6×10^4 m^3/d，平均单井产水量 0.2 m^3/d，产水量 18.55×10^4 m^3/a，平均水气比 0.35 $m^3/10^4$ m^3。2019 年以来气田整体呈现产水现象，产水量快速攀升，水气比逐年升高，产气量整体递减，目前产气量 $< 0.5 \times 10^4$ m^3/d 的低产气井 1 809 口，占投产气井总数的 66.02%，低产气井数量逐年增多，产水现象明显，给气田开发管理带来了极大困难。



a)历年投产气井数与低产气井比例

a)The number of producing gas wells and the proportion of low-producing gas wells



b)历年产水量与水气比

b)Annual water production and water-to-gas ratio

图 1　神木气田生产现状分布图

Fig. 1　The production status of Shenmu gas-field

1.2　积液特征分析

在产水气井生产过程中,井筒积液一直是一个严峻问题[12],如果不能及时排出积液,会严重影响气井的产气量和最终采收率,缩短气井“寿命”,同时造成储层水锁、井筒腐蚀伤害,极大增加安全风险和管理难度。气井正常生产时一般呈环雾流形态,气体可携带液滴形式的流体到地面,随着气井生产时间的增加,气藏压力逐渐降低,生产压差减小,产气量下降,当气体流速降至低于临界携液流速时,气流难以携带地层产出水到达地面,此时,液体在井筒聚集,流态逐渐转变为搅拌流和段塞流[13-14]。产气量的持续减小和产水量的增加,使得气体的流速进一步降低,最终转变为泡状流,在井底形成积液,当井底压力超过气藏压力时,气井被压死而导致水淹停产[15-16]。气井井筒积液过程通常分为三个阶段[17]:1)正常生产阶段,处于气井生产初期,气体有足够能量将全部液体以雾状流携带出井筒,井筒无液体回落;2)积液形成阶段,气井生产一段时间以后,产水量升高,气体流速降低,使得气体能量不足以将全部液体携带出井筒,井筒中出现液体回落,逐步形成积液;3)积液停产阶段,此时地层能量进一步降低,井筒液体回落增多,液柱明显上升,大多数气体处于液面以下,无法连续生产,产气量大幅下降,气井被压死甚至停产。

神木气田目前共有积液气井 1 280 余口,占比超过气井总数的 70%,主要集中在产气量 $<0.5\times10^4$ m^3 /d 的低产气井中,低产积液气井 1 120 口,占低产气井总数的 62%,积液气井数量多、低产低效明显的特点给气田增产和稳产带来了严峻挑战,神木气田积液气井分布见图 2。

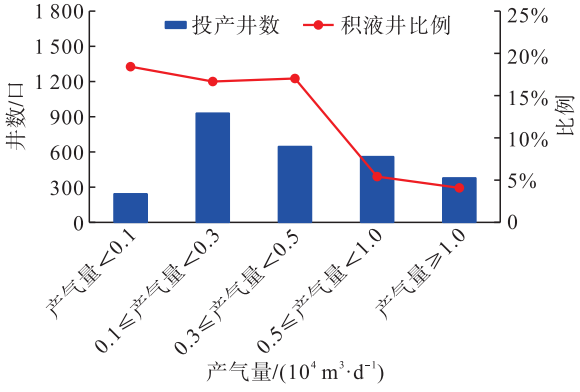


图 2　神木气田积液气井分布图

Fig. 2　Distribution of wellbore gas wells with fluid accumulation in Shenmu gas-field

1.3　排水采气现状

针对神木气田气井“低产、低压、易积液”特征,逐步形成以“泡沫排水、柱塞气举和速度管柱”为主,以“氮气或压缩机气举、同步回转”为辅的排水采气技术系列[18]。在主体排水采气技术中,应用最广泛的是泡沫和柱塞气举排水采气,能够满足不同程度积液气井排水采气需求[19-20],而气举复产通常用于严重积液导致水淹停喷的气井,这部分气井泡沫和柱塞气井等常规排水采气技术措施有效率和复产成功率低,无法很好地恢复气井生产,虽然氮气气举对类气井依然有效,但其措施时间长、成本高,工艺适应性差,无法大规模推广应用,特别是对于油套不连通性、地层压力低和液柱过高的积液气井,复产难度大。2020—2024 年部分气井气举复产实施情况见表 1。从表 1 可知,成功率为 60% ~88.2%,平均仅 75.4%,投入产出比为 1∶2.2,而 10 口严重积液气井复产均失败。因此,亟须针对严重积液气井探索经济、高效的排水采气技术措施。

表 1　2020—2024 年神木气田部分积液气井氮气气举复产实施情况表

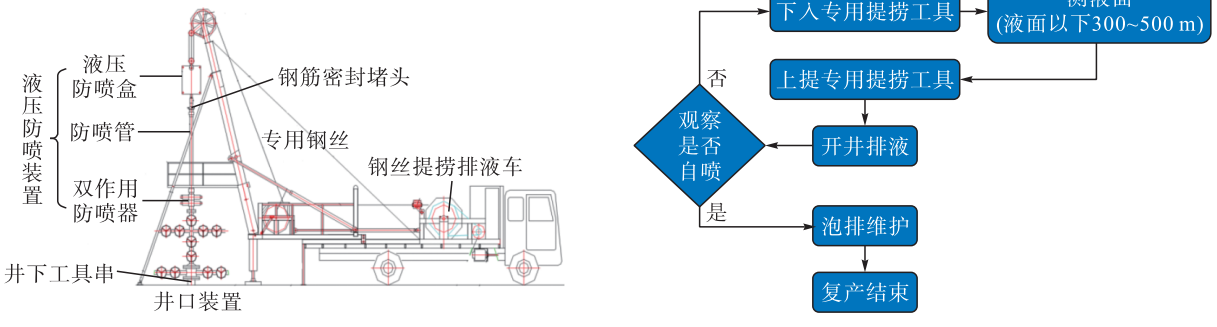
Tab. 1　Some gas wells with fluid accumulation nitrogen gas lift resumed production implementation in 2020—2024

年份	实施井数 / 口	有效井数 / 口	措施无效井数 /口			实施时间 / d	单井平均增产气量 / (10^4 m^3·d^{-1})	单井平均累增气量 / 10^4 m^3	投入产出比
			液柱高	油套不连通	地层压力低				
2020	12	10	—	1	1	4.6	0.2	10.6	2.3
2021	17	15	1	1	—	5.0	0.2	10.2	2.8
2022	32	26	3	2	1	6.4	0.3	4.3	1.8
2023	10	6	1	2	1	4.7	0.3	15.0	2.2
2024	28	18	3	4	3	12.5	0.8	13.1	2.1

2　钢丝提捞排水采气技术

2.1　技术原理

钢丝提捞排水采气技术是以地面绞车为动力，将专用提捞工具接在钢筋绳上，下入井筒内做上提、下放往复运动，将井筒内积液提捞至地面，从而达到降低井筒液柱高度，恢复气井生产的目的[21-22]。下放时，液体推动胶筒上移，并通过胶筒和专用提捞工具的间隙到达胶筒上部；上提时，胶筒受其上部液体的重力挤压与油管密封，把专用提捞工具上部的液体排出井筒，此时专用提捞工具下部会产生一定负压，使近井地带液体不断涌入井筒。如此反复的上提、下放运动，使井筒积液逐步排出。同时，诱喷后专用提捞工具下方气体推动专用提捞工具上移，防顶卡瓦坐封到井筒内壁，有效防止井下工具串上窜；此时专用提捞工具中心环形通道打开，以平衡上下端压力。钢丝提捞排水采气是直接通过外力将井筒内积液上提至地面排出，而非向井筒中补充能量，对任何液柱高度积液气井均有效。当液柱过高时，只需增加提捞次数，但是对管柱要求较高，施工过程较复杂，存在一定井控风险。装置主要由专用钢丝提捞排液车、井口密封及液压防喷装置、井下工具串（含专用提捞工具）等组成，其技术原理及现场工艺流程见图 3。



a）现场设备安装技术原理　　b）现场工艺流程

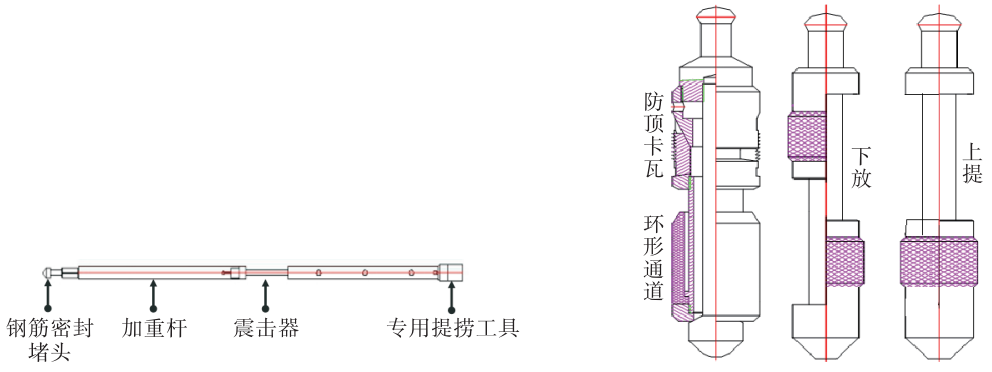
a）Field equipment installation technical principles　　b）Field process flow

图 3　钢丝提捞排水采气技术原理及现场工艺流程示意图

Fig. 3　Steel-wire lift drainage gas well technology and field process flow

2.2　井下工具及井控设备

井下工具串由钢筋密封帽头、加重杆、震击器和专用提捞工具等组成，见图 4。专用提捞工具采用双瓣胶筒密封，下放时一半胶筒上移错开，上提时双瓣合成一个整体胶筒，为有效防止提捞过程工具串上窜，顶部采用防顶卡瓦坐封，当井下气体上串时，卡瓦牙咬合油管，阻止专用提捞工具上移，液体从环形通道通过。



a)井下工具串　　b)专用提捞工具

a) Down-hole tool strings　　b) Specialized lifting tools

图 4　钢丝提捞排水采气技术井下工具示意图

Fig. 4　Down-hole tools for steel-wire lift drainage gas well technology

井口密封及防喷装置由液压防喷盒、防喷管、双作用防喷器等组成，从下至上依次连接为双作用防喷器、防喷管、钢筋密封堵头、液压防喷盒、吊钩钢筋绳等，能够实现井控安全，有效防止井喷等安全事故[22]。液压防喷盒采用上下两级黄铜衬套密封、中心采用胶筒动密封，配备稳定的液压源，与安装在井口的防喷管连接使用，一是确保专用提捞工具的下放和提捞排液过程中密封件与专用钢丝的有效密封，实现带压下入井下工具；二是当液压防喷盒有天然气喷出时，通过液压泵注入液压油推动活塞运动压缩密封件实现井口密封，防止井口泄漏。排液结束后，将专用提捞工具起出到防喷管内，保证井口密封，防止流体上窜，安全取出工具，完成排液过程。双作用防喷器采用液压双闸板钢筋防喷器，全封时可快速实现远程关闭，半封在更换防喷管密封件时使用，可有效防止施工过程中的流体泄漏。施工前要求进行井口密封检查，上提过程中必须安排专人开关井，且每次提液不得 >300 m，井口密封及液压防喷装置参数见表 2。

表 2　井口密封及液压防喷装置参数表

Tab. 2　Parameters of wellhead seal and hydraulic blowout prevention device

名称	外径 /mm	内径 /mm	承压 /MPa	主要作用
液压防喷盒	—	—	35	确保提捞工具下放和提捞排液过程中密封件和专用钢丝的有效密封，防止井口泄漏
防喷管	102.0	84	35	排液结束后，将专用提捞工具起出到防喷管内，保证井口密封，防止流体上窜，安全取出工具
双作用防喷器	140.0	76	35	全封可快速实现远程关闭，半封在更换防喷管密封件时使用，有效防止施工过程中的流体泄漏
钢筋密封堵头	140.0	10	35	连接钢丝绳和加重杆，配备打捞颈，便于打捞
专用钢丝	5.6	—	373	由单根钢丝并捻一体成型，外表面平整、光滑，平整度近似于光管，相对于传统钢丝，进一步提高密封性能

2.3　适用性分析

与传统排水采气技术相比，钢丝提捞排水采气技术直接通过外力将井筒内积液提捞至地面，不再是简单向井筒中补充能量，该技术不受积液液柱高度限制，当液柱高时，可通过增加提捞次数达到复产目的，从该意义上来说，钢丝提捞排水采气技术适用于所有积液气井，而且对于严重积液导致水淹停喷的气井，该技术能够克服传统排水采气技术措施有效率和复产成功率低的问题，作业效率更高、更快捷，安全可靠、对地层无伤害，具有明显优势。但是钢丝提捞技术要求井筒内油管管柱光滑，管径无变化，存在一定局限性。

3　现场应用

3.1　措施井选取

钢丝提捞排水采气技术作为氮气气举的补充技术，可解决氮气气举复产失败、严重积液停产和常规措施无效等三类气井排液复产问题。统计分析 2020—2024 年因积液停产的 99 口气井可知，因氮气气举复产失败的气

井 24 口占比 >24% ,其中 10 口井因严重积液停产,约占氮气气举复产失败气井总数的 41.7% ;而 58.3% 的气井因常规措施无效而导致气井无法正常生产。措施井的选取通常考虑气井前期生产效果较好、因短期出液而停产的气井,复产后增产效果明显。因此,针对以上三类气井,优选停产气井 20 口进行了钢丝提捞排水采气技术现场应用,选井情况见表 3。

表 3　钢丝提捞排水采气技术措施选井情况表

Tab. 3　Well selection steel-wire lift drainage gas well technology

气井类型	井数 / 口	平均井深 / m	平均液柱高度 /m	平均油压 / MPa	平均套压 / MPa	措施前产气量 / (10^4 m^3·d^{-1})
氮气气举失败井	6	2 931	2 205	1.62	9.01	0
严重积液停产井	8	2 842	2 044	1.74	8.98	0.05
常规措施无效井	6	3 014	1 976	1.64	8.82	0.10

3.2　现场实施效果

3.2.1　总体实施效果

采用钢丝提捞排水采气技术复产气井 20 口,其中有效气井 18 口,累计排出井筒积液 115 m^3,平均套压由 8.9 MPa 降至 4.3 MPa,单井平均增产气量 0.5×10^4 m^3 /d,累增气量 396×10^4 m^3,整体实施效果良好,见表 4。

表 4　钢丝提捞排水采气技术实施效果表

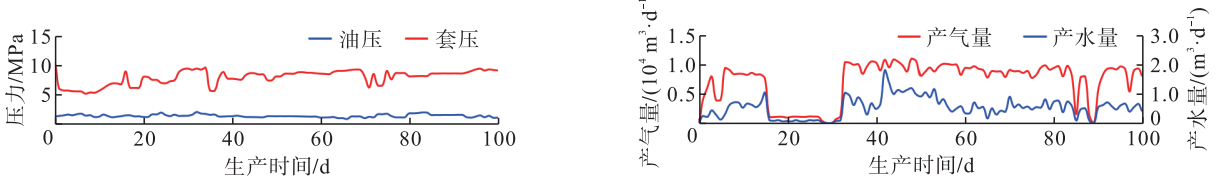
Tab. 4　Effect of steel-wire lift drainage gas well technology

措施原因	实施井数 / 口	有效井数 / 口	措施前		措施后		排液量 / m^3	单井平均增产气量 /(10^4 m^3·d^{-1})
			油压 /MPa	套压 /MPa	油压 /MPa	套压 /MPa		
氮气气举失败	6	6	1.62	9.01	1.52	3.89	30	0.5
严重积液停产	8	7	1.74	8.98	1.69	3.94	50	0.5
常规措施无效	6	5	1.64	8.82	1.87	5.02	35	0.4

根据该气田实际情况,将钢丝提捞排水采气措施有效标准定为单井平均增产气量 $>0.3\times10^4$ m^3 /d,连续稳定生产周期 >10 d。钢丝提捞排水采气措施无效气井 2 口,分析其失败原因,一是复产后气井产量低,其中增产气量 $<0.1\times10^4$ m^3 /d、产液量 >0.3 m^3 /d,复产后重新积液,增产气量达不到预期;二是由于施工周期过短,排液不够充分,辅助泡排制度或间歇制度不合理,措施后不久重新积液,稳产难度大。

3.2.2　典型井实施效果

氮气气举失败井:SMX-1 井于 2018 年 1 月投产,生产层位盒$_8$ 山$_{12}$,初期产气量 1.0×10^4 m^3 /d,生产一段时间后因井筒积液无法开井,采取氮气气举措施连续举升 9 h 未举通,措施失败,探液面显示液柱高度 2 300 m。采用钢丝提捞排水采气技术,累计提捞 4 次,排除积液 5.6 m^3,气井复产成功。措施后套压由 10.1 MPa 降为 5.8 MPa,开井初期产气量 0.9×10^4 m^3 /d,累计增产气量 32.5×10^4 m^3,投入产出比 1 ∶ 7.3,措施效果良好。该井措施后生产曲线见图 5。



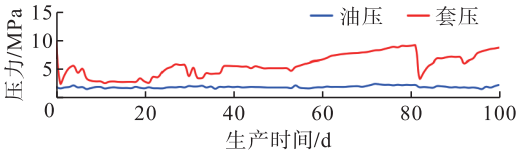
a) 油压及套压　　b) 产气量及产水量

a) Oil and casing pressure　　b) Daily gas and water production

图 5　SMX-1 井措施后生产曲线图

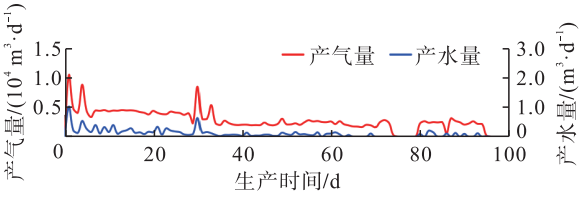
Fig. 5　Production curves of Well SMX-1 after steel-wire lift measures

严重积液停产井：SMX-2 井于 2019 年 7 月投产，生产层位盒$_{78}$、太原、本溪组，初期产气量 0.9×10^4 m^3/d，后期由于井筒严重积液停产关井，探液面显示液柱高度 2 450 m。采用钢丝提捞排水采气技术，累计提捞 6 次，排除积液 10.0 m^3，气井复产成功。措施后套压由 9.6 MPa 降为 2.8 MPa，产气量由 0.05×10^4 m^3/d 提高至 0.5×10^4 m^3/d，增产气量 0.45×10^4 m^3/d，累计增产气量 18.5×10^4 m^3，投入产出比 1∶4.2，措施效果良好。该井措施后生产曲线见图 6。



a）油压及套压

a）Oil and casing pressure



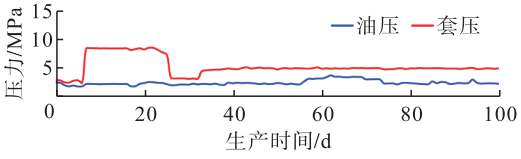
b）产气量及产水量

b）Daily gas and water production

图 6　SMX-2 井措施后生产曲线图

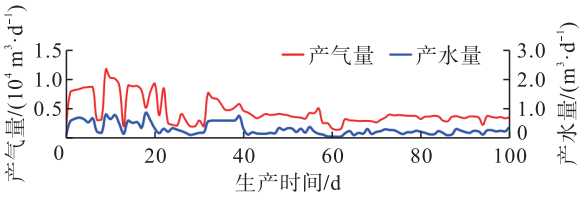
Fig. 6　Production curves of Well SMX-2 after steel-wire lift measures

常规措施无效井：SMX-3 井于 2019 年 5 月投产，生产层位山$_{12}$、太原组，初期产气量 0.5×10^4 m^3/d，生产约 1 年后产气量开始降低，频繁采取不定期加密泡排、带液等措施效果不佳，措施前探液面显示液柱高度 2 300 m。采用钢丝提捞排水采气技术，累计提捞 4 次，排除积液 6.0 m^3，气井复产成功。措施后套压由 8.0 MPa 降为 3.5 MPa，产气量由 0.1×10^4 m^3/d 提高至 0.8×10^4 m^3/d，增产气量 0.7×10^4 m^3/d，累计增气量 50.4×10^4 m^3，投入产出比 1∶10.5，措施效果显著，经济效应突出。该井措施后生产曲线见图 7。



a）油压及套压

a）Oil and casing pressure



b）产气量及产水量

b）Daily gas and water production

图 7　SMX-3 井措施后生产曲线图

Fig. 7　Production curves of Well SMX-3 after steel-wire lift measures

3.3　经济效益分析

采用钢丝提捞排水采气技术成功复产气井 18 口，措施有效率 90%，投入产出比 1∶5，经济效益显著。该技术与 2020—2024 年氮气气举排水采气技术实施效果对比见表 5。由表 5 可知，钢丝提捞排水采气技术复产成功率远远大于氮气气举复产成功率（75.7%），且经济效益明显高于氮气气举经济效益。由于气田开发后期，地层压力下降明显，氮气气举无法完全排出井内积液，特别是环空气举时，需要较高的泵注压力才能将井筒内液体举升至地面，因此容易造成井底压力大于地层压力，把一部分液体压回地层，造成储层水锁，降低气井产能，而且氮气气举按照约 4 000 元/h 的工时结算，氮气气举平均约 50 000 /口，长期使用费用高。因此，综合考虑钢丝提捞排水采气技术克服了以上问题，大大提高了复产成功率和措施有效率，降低了措施成本，成功解决了严重积液井复产的难题。

表 5　钢丝提捞排水采气与氮气气举排水采气技术实施效果对比表

Tab. 5　Comparison of the effect of steel-wire lift drainage gas well technology with nitrogen gas lift

措施类型	实施井数/口	有效井数/口	复产成功率	平均单井增产气量/(10^4 m^3·d^{-1})	累增气量/10^4 m^3	平均单井累增气量/10^4 m^3	结算井数/口	投入产出比
钢丝提捞	20	18	90.0%	0.5	396	21.1	18	5.0
氮气气举	99	75	75.7%	0.4	697	9.2	99	2.2

4　结论

1)钢丝提捞排水采气技术借助外力辅助排液复产,对任何液柱高度积液气井均有效,作业效率高、见效快,是积液气井排水采气的有效手段,能够迅速恢复气井正常生产。

2)针对氮气气举失败、严重积液停产、常规措施无效等 3 类气井,开展了钢丝提捞排水采气技术现场实践应用,共复产气井 20 口,有效气井 18 口,措施有效率 90%,累计排出井筒积液 115 m^3,单井平均增产天然气 0.5×10^4 m^3/d,累计增产天然气 396×10^4 m^3,投入产出比 1∶5,整体实施效果良好,经济效益明显。

3)现场实践表明,钢丝提捞排水采气技术能够实现有效强排复产,在神木气田现场应用成效显著,相对于氮气气举、压缩机气举、同步回转等传统排水采气技术,大大提高了复产成功率和措施有效率,降低了措施成本,能够很好解决严重积液气井复产的难题,有效支撑了神木气田积液气井排液复产,同时为类似气田的排水采气提供了一定的借鉴和参考。

参考文献:

[1] 杨　华,席胜利,魏新善,等. 鄂尔多斯盆地大面积致密砂岩气成藏理论[M]. 北京:科学出版社,2016.
Yang Hua, Xi Shengli, Wei Xinshan, et al. Theory of large area tight sandstone gas accumulation in Ordos Basin [M]. Beijing: Science Press, 2016.

[2] 黄有根,王　晔,路归一,等. 鄂尔多斯盆地神木气田石千峰组千 5 段砂体发育规模与储层特征[J]. 西北地质,2024,57(6):186-198.
Huang Yougen, Wang Ye, Lu Guiyi, et al. Development scale and reservoir characteristics of sand bodies in the Qian 5 member of the Shiqianfeng Formation of the Shenmu gas field in the Ordos Basin [J]. Northwestern Geology, 2024, 57(6): 186-198.

[3] 付晓燕,王少飞,冯永玖,等. 神木气田上古生界砂岩储层特征及其主控因素[J]. 石油化工应用,2014,33(11):69-74.
Fu Xiaoyan, Wang Shaofei, Feng Yongjiu, et al. Reservoirs characteristics and the main control factors of upper Paleozoic erathom in Shenmu gasfield [J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33 (11): 69-74.

[4] 曹国佳,田　伟,陈　晨,等. 致密砂岩气藏水平井高效排水采气技术研究[C]//中国石油学会天然气专业委员会. 第二届中国天然气开发技术年会论文集. 青岛:中国石油学会天然气专业委员会,2023:15-33.
Cao Guojia, Tian Wei, Chen Chen, et al. Research on efficient liquid unloading technology for horizontal wells in tight sandstone gas reservoirs [C]//Natural Gas Committee of China Petroleum Society. Proceedings of the 2nd Annual China Natural Gas Technology Development Conference. Qingdao: Natural Gas Committee of China Petroleum Society, 2023: 15-33.

[5] 张　鹏,杨巧云. 苏里格气田低压气液混输增压技术现场试验[J]. 天然气与石油,2025,43(3):28-35.
Zhang Peng, Yang Qiaoyun. Field test of low-pressure gas-liquid mixed transportation and boosting technology in the Sulige gas field [J]. Natural Gas and Oil, 2025, 43(3): 28-35.

[6] 曹光强,姜晓华,李　楠,等. 产水气田排水采气技术的国内外研究现状及发展方向[J]. 石油钻采工艺,2019,41(5):614-623.
Cao Guangqiang, Jiang Xiaohua, Li Nan, et al. Domestic and foreign research status and development direction of drainage gas recovery technologies in water-producing gasfields [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(5): 614-623.

[7] Lea J F, Nickens H V, Wells M R. Gas well deliquification [M]. 2nd ed. Amsterdam; Boston: Gulf Professional Publishing/Elsevier, 2008.

[8] 黄锦袖,朱玉杰,高　哲,等. 神木气田开发地质效果评价[J]. 石油化工应用,2016,35(6):98-101.
Huang Jinxiu, Zhu Yujie, Gao Zhe, et al. Evaluation of Shenmu gasfield development geology effect [J]. Petrochemical Industry Application, 2016, 35 (6): 98-101.

[9] 刘　辉,田喜军,杨全蔚,等. 神木气田气井阶段性生产特点分析及技术对策研究[C]//中国石油学会天然气专业委员会. 2018 年全国天然气学术年会论文集(02 气藏开发). 福州:中国石油学会天然气专业委员会,2018:742-749.
Liu Hui, Tian Xijun, Yang Quanwei, et al. Analysis of stage production characteristics and technical countermeasures in Shenmu gas field [C]//Natural Gas Committee of China Petroleum Society. Proceedings of the 2018 Annual National Natural Gas Academic Conference (02 gas reservoir development). Fuzhou: Natural Gas Committee of China Petroleum Society, 2018: 742-749.

[10] 吴伟涛,冯炎松,费世祥,等. 鄂尔多斯盆地神木气田二叠系石千峰组 5 段致密气富集因素及有利区预测[J]. 石油与天然气地质,2024,45(3):739-751.
Wu Weitao, Feng Yansong, Fei Shixiang, et al. Enrichment factors and play fairway mapping for tight gas in the 5th member of the Permian Shiqianfeng Formation, Shenmu gas field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45 (3): 739-751.

[11] 刘　昶. 神木气田气井生产特点分析及技术对策研究

[D]. 西安:西安石油大学,2018.
Liu Chang. Analysis of production characteristics and technical countermeasures of gas wells in Shenmu gas field [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2018.

[12] 李士伦. 天然气工程[M]. 2 版. 北京:石油工业出版社,2008.
Li Shilun. Natural gas engineering [M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.

[13] 丁 磊. 大牛地气田水淹井治理技术研究及应用[J]. 石油地质与工程,2017,31(4):115-117.
Ding Lei. Control technology of water flooded wells in Daniudi gas field and its application [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2017, 31 (4): 115-117.

[14] 王庆蓉,陈家晓,向建华,等. 页岩气井积液诊断及排水采气工艺技术探讨[J]. 天然气与石油,2020,38(5):83-87.
Wang Qingrong, Chen Jiaxiao, Xiang Jianhua, et al. Discussion on shale gas well effusion diagnosis and drainage gas production technique [J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38 (5): 83-87.

[15] 张文洪,郑 峰,吴伟然,等. 大牛地低渗气田气井携液气量低的原因分析[J]. 天然气与石油,2016,34(5):35-40.
Zhang Wenhong, Zheng Feng, Wu Weiran, et al. Analysis on the reasons of low minimum gas rate for liquid unloading of gas well in low permeability Daniudi gas field [J]. Natural Gas and Oil, 2016, 34 (5): 35-40.

[16] 蒋思思,吴 雪,王 炜,等. 苏里格气田水平井积液机理研究[C]//中国石油学会天然气专业委员会. 第 33 届全国天然气学术年会论文集(02 气藏开发),南宁:中国石油学会天然气专业委员会,2023:1093-1098.
Jiang Sisi, Wu Xue, Wang Wei, et al. Study on fluid gathering mechanism of horizontal well in Sulige gas field [C]//Natural Gas Committee of China Petroleum Society. Proceedings of the 33nd Annual National Natural Gas Academic Conference (02 gas reservoir development). Nanning: Natural Gas Committee of China Petroleum Society, 2023: 1093-1098.

[17] 邰雅棋,许晶晶,刘百川,等. 佳县气田气井阶段性生产特点分析及技术对策研究[C]//中国地质大学(武汉),西安石油大学,陕西省石油学会. 2023 油气田勘探与开发国际会议论文集Ⅱ. 武汉:中国地质大学(武汉),2023:973-979.
Huan Yaqi, Xu Jingjing, Liu Baichuan, et al. Analysis of production characteristics and technical countermeasures of gas wells in Jiaxian gas field [C]//China University of Geosciences(Wuhan), Xi'an Shiyou University and Shaanxi Petroleum Institute. Proceedings of the 2023 International Field Exploration and Development Conference (Volume Ⅱ). Wuhan: China University of Geosciences(Wuhan), 2023: 973-979.

[18] 杨全蔚,周少丹,马连伟,等. 神木气田柱塞气举工艺推广及效果评价[J]. 钻采工艺,2022,45(1):139-143.
Yang Quanwei, Zhou Shaodan, Ma Lianwei, et al. Application and effect evaluation of plunger gas lift technology in Shenmu gas field [J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45 (1): 139-143.

[19] 肖雨阳,李军亮. 柱塞气举排水采气井工作制度优化方法研究[J]. 天然气与石油,2022,40(6):81-87.
Xiao Yuyang, Li Junliang. Study on optimization method of working system of plunger gas lift drainage gas production well [J]. Natural Gas and Oil, 2022, 40 (6): 81-87.

[20] 李思颖,田 伟,贾友亮,等. 致密气藏排水采气实践及思考[J]. 石油科技论坛,2022,41(3):58-66.
Li Siying, Tian Wei, Jia Youliang, et al. Practice and thinking of tight gas drainage recovery [J]. Oil Forum, 2022, 41 (3): 58-66

[21] 贾连超,刘 毅,文开丰,等. 严重积液气井复产工艺技术实践及展望[C]//中国石油学会天然气专业委员会. 第二届中国天然气开发技术年会论文集. 青岛:中国石油学会天然气专业委员会 2023:106-112.
Jia Lianchao, Liu Yi, Wen Kaifeng, et al. Study on sand control and removal measures of gas field gathering and transportation process [C]//Natural Gas Committee of China Petroleum Society. Proceedings of the 2nd annual China Natural Gas Technology Development Conference. Qingdao: Natural Gas Committee of China Petroleum Society, 2023: 106-112.

[22] 常 霞,刘 嘎,李博远,等. 密闭式排水撬工艺在神木气田应用效果评价[C]//宁夏回族自治区科学技术协会. 第十七届宁夏青年科学家论坛石油石化专题论坛论文集. 银川:宁夏回族自治区科学技术协会,2021:308-310.
Chang Xia, Liu Ga, Li Boyuan, et al. Application effect of closed drain skid technology in Shenmu gas field [C]// Ningxia Association for Science and Technology. Proceedings of the 17th Ningxia Young Scientists Forum on Petrochemistry. Ningxia: Ningxia Association for Science and Technology, 2021: 308-310.