

智能决策系统与排液采气技术一体化研究

黄万书¹ 刘 通¹ 袁 剑² 姚麟昱¹ 倪 杰¹ 杜 洋¹

1. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司石油工程技术研究院, 四川 德阳 618000;
2. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气一厂, 四川 德阳 618000

摘 要:为解决气井积液预警不及时、排采介入滞后、劳动强度大、制度优化难等问题,通过分析收集 21 井次的井底测压数据,建立了中江气田气井积液程度 3 级分类标准,形成了多指标的井筒积液数字综合识别方法,对 158 口井进行诊断,正确率达 92.4%。结合各排采工艺应用界限和经济分析,创建了智能决策系统,并借助计算机编程、工业自动化控制、物联网互联等将智能决策系统与智能排液采气技术一体化,在 JS 203-7 HF、JS 104-3 HF 井成功应用,实现了井口压力数据自动收集、气井积液程度自动识别、排液采气措施自动判断、排液采气参数自动调整。JS 203-7 HF 井及时介入智能泡排后产能递减率由 $76.00 \text{ m}^3/\text{d}$ 降低到 $6.37 \text{ m}^3/\text{d}$, JS 104-3 HF 井及时介入智能柱塞后实现稳定排液且日增产天然气 $3\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。智能决策系统和智能排液采气装置,能有效降低气井产量递减速度,提高最终气藏采收率,对致密砂岩气藏、页岩气藏的智能排采技术具有借鉴意义。

关键词: 积液程度自动识别;智能决策;智能排液;自判断;自调整

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2020.05.008

Study on Integrated Technology for Intelligent Decision-Making System and Drainage & Gas Recovery

Huang Wanshu¹, Liu Tong¹, Yuan Jian², Yao Linyu¹, Ni Jie¹, Du Yang¹

1. Petroleum Engineering Technology Institute of Southwest Petroleum Branch, Sinopec, Deyang, Sichuan, 618000, China;
2. The No.1 Gas Production Plant, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Deyang, Sichuan, 618000, China

Abstract: The traditional drainage gas recovery process has problems such as untimely effusion warning, delayed drainage intervention, high labor intensity and system optimization. According to actual downhole flow pressure data of twenty one wells, level 3 classification criteria for fluid accumulation were established for the comprehensive identification, which has proved to be as efficient as 92.4% from the application in 158 wells. Then intelligent decision-making system has been built combining technical application limit and economic analysis. Through the method such as computer programming, industrial automation control, internet, the organic integration of intelligent decision-making system and drainage gas recovery has been achieved and succeeded in two wells in Zhongjiang gas-field. It has been successfully

收稿日期:2020-03-09

基金项目:国家科技重大专项“超深层高含硫气田水平井高产稳产工艺技术研究”(2016 ZX 05017-005-003);国家科技重大专项“四川盆地致密碎屑岩完井与储层改造技术研究”(2016 ZX 05002-004-006)

作者简介:黄万书(1984-),女,湖北襄阳人,副研究员,硕士,主要从事采油气工程研究与设计工作。E-mail:huangwanshu2009@163.com

applied in Well JS 203-7HF and JS 104-3 HF and has realized automatic collection of wellhead pressure data, automatic identification of liquid accumulation degree in gas wells, automatic judgment of liquid drainage and gas recovery measures, and self-adjustment of liquid and gas recovery parameters. The decline rate of well JS 203-7 HF decreased from 76.00 to 6.37 cubic meters per day. Well JS 104-3 HF achieves stable drainage, with daily production of 3 000 cubic meters per day. The intelligent decision-making system and intelligent drainage and gas recovery device can effectively reduce the decline rate of gas production and improve the final gas recovery rate. It is a good reference for tight sandstone gas reservoirs and shale gas reservoirs.

Keywords: Effusion identification; Intelligent decision-making; Intelligent drainage; Automatic judgment; Self-adjusting process

0 前言

中江气田沙溪庙组储层属于低渗透、致密砂岩储层,平均埋深2 456 m,普遍采用水平井或大斜度井开发。目前油压低于4 MPa的气井数已占总井数的87%,平均单井产气 $1.3781 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均单井产液 $0.35 \text{ m}^3/\text{d}$,高含凝析油,普遍需要排液采气维持稳产^[1]。通过多年攻关,该气田形成了泡排为主^[2-4]、气举为辅^[5-6],多种排液采气工艺相结合^[7-10]的采气工艺体系,但是气井积液预警不及时、排采介入滞后、劳动强度大、制度优化难等问题制约着排采工艺的发展,如何全局谋划、高效应用、效益开发成为迫切需要。随着自动化装置的研究和发展,目前苏里格气田、长庆气田等已应用了智能泡排装置^[11-14]、智能柱塞装置^[15-18],取得了良好的排液和稳产效果。针对中江气田,部分学者^[19-20]前期对井筒多相流模型以及积液规律有了初步认识,但无法利用在线采集的油压、套压、产气量、产水量等生产数据直接实现对积液程度的准确判断,无法确定合理的排采工艺介入时机,因此使用智能排水采气装置并形成包含技术和经济多指标的智能决策评价体系至关重要。

1 排液采气工艺优选

1.1 气井积液程度识别与介入时机

收集了中江气田2013-2018年期间开展过的21井次井底流压测试数据,测试期间的油压2.4~29.4 MPa,套压2.9~29.6 MPa,产液量 $0.06 \sim 2.00 \text{ m}^3/\text{d}$,产气量 $0.0288 \times 10^4 \sim 6.4009 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,数据覆盖了中江气田大多数气井的产量范围。随后引入持液率的概念,即气液两相流动中,液体所占单位管段容积的份额。基于气液两相管流基本方程,结合气液高压物性计算,将沿井深的压力分布数据处理为沿井深的持液率分布数据,将气井分为三类,见图1。

建立了中江气田气井积液程度3级分类标准:第一类为“线型”连续携液井;第二类为“滑脱型”轻度积液井;第三类为“分段型”重度积液井。在气井分类的基础上,基于在线采集的产气量、产液量、油压、套压等动态数据及后台输入的井深、管径等静态数据,利用计算机编程,建立了多指标的井筒积液数字综合识别方法,见图2。对中江气田158口井开展积液诊断,正确率92.4%。结果表明:中江气田无积液井47口,占比29.7%;

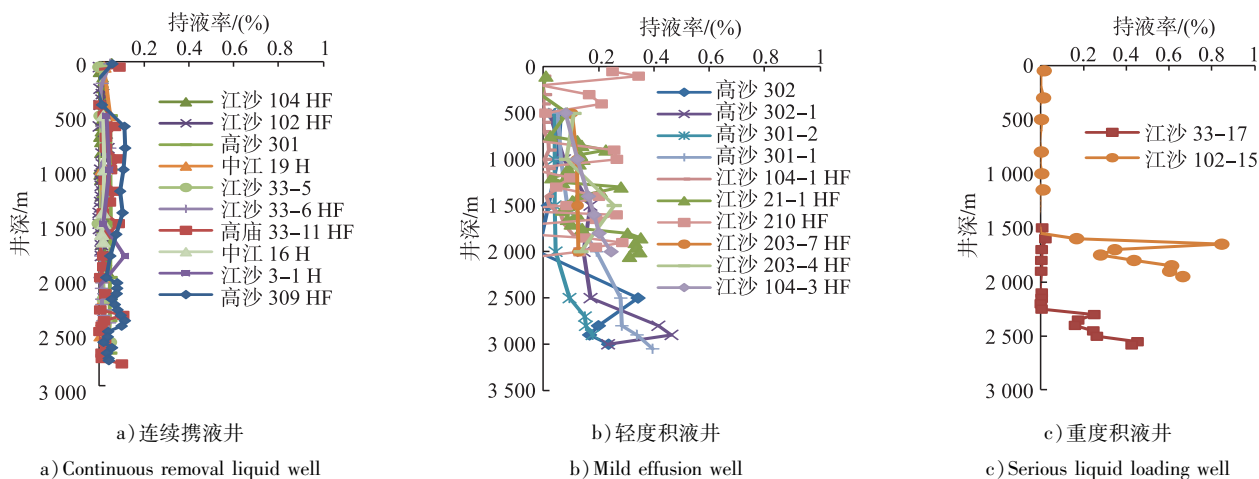


图1 中江气田气井井筒持液率沿井深的分布图

Fig. 1 Distribution of wellbore holding rate along wells of Zhongjiang gas-field

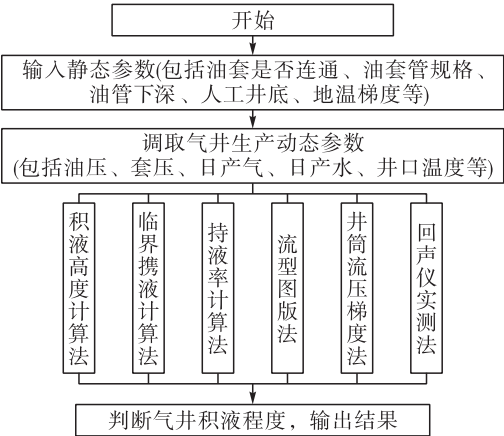


图 2 中江气田气井数字在线积液诊断示意图

Fig. 2 Digital online effusion diagnosis of gas wells of Zhongjiang Gas-field

轻度积液井 79 口, 占比 50%; 重度积液井 32 口, 占比 20.3%。当气井发生轻度积液时, 亟需排水采气。

表 1 常规排水采气工艺选井原则及适应性表

Tab. 1 Well selection principles and adaptability of conventional drainage gas recovery technology sheet

具体措施	选井原则	优点	缺点
泡沫排液	产气量 $< 0.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井, 油套压差 $0.85 \sim 5.0 \text{ MPa}$; 产气量 $0.3 \times 10^4 \sim 1.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井, 油套压差 $0.8 \sim 4 \text{ MPa}$; 产气量 $> 1.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 油套压差 10 d 增加 10%, 或产气量 10 d 下降 10%, 实施泡排保持气井稳产。此外, 泡排选井以含油率 $< 40\%$ 、油套连通、产液量 $< 2 \text{ m}^3/\text{d}$ 、井深 $< 4\,000 \text{ m}$ 为宜; 当气井含油率 $> 40\%$ 时, 需采用抗油泡排剂或降低地面配药浓度; 当气井产液量 $> 2 \text{ m}^3/\text{d}$ 时, 需采用连续泵注泡排工艺	工艺简单、一次成本低、见效快	加注工作量大, 需要消泡、破乳、水处理, 对高含油井效果差
柱塞气举	井深 $< 4\,000 \text{ m}$, 净工作压力 $> 0.8 \text{ MPa}$, 产气量 $0.3 \times 10^4 \sim 2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 产液量 $< 20 \text{ m}^3/\text{d}$, 油管内径为 62.0 mm 或 50.7 mm , 管柱通畅; 对于关井压力恢复快 ($> 3 \text{ MPa}/24 \text{ h}$) 的井, 要求气液比 $> 220 \text{ m}^3/\text{m}^3$; 对于关井压力恢复慢的井, 要求气液比 $> 10\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$	自动化程度高、低产、含油井适应性强	选井难, 存在一定投资风险; 及时调整制度、管理工作量大; 生产不连续
速度管柱	井深 $< 4\,500 \text{ m}$, 产气量 $0.16 \times 10^4 \sim 3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 产液量 $< 30 \text{ m}^3/\text{d}$, 剩余可采储量预测 $> 350 \times 10^4 \text{ m}^3$, 以气井濒临积液时下入速度管柱为宜	连续产气产水、管理工作量小	一次成本高、产量较低需配合其他措施
井间气举	井间气举则要求同井站有产液少、压力高、具备一定稳产能力的气源井	地面改造流程简单, 排水效果好	气源井较少, 且压力保持困难
车载气举、槽车气举、液氮气举	具有一定地层能量, 积液较为严重且油套联通的气井。25 MPa 槽车气举车一般适用于井深 $< 2\,500 \text{ m}$ 的井; 车载气举一般适用于井深 $< 3\,500 \text{ m}$ 的井; 液氮气举满足深井或超深井排液要求	排液量大	一次投入及运行成本高, 对地层伤害大

表 2 中江气田排液采气工艺经济性与局限性分析表

Tab. 2 Economic and Limitation Analysis of Drainage Gas Recovery Process of Zhongjiang Gas-field sheet

措施	类型	1 m^3 气消耗成本 / 元	工艺局限性
泡沫排液	短期	0.22	积液严重井和高含油井效果较差, 可能引起井筒堵塞
井间气举	长期	0.11	需要邻井提供高压气源
柱塞气举	阶段	0.45	受选井影响大, 存在一定的投资风险
槽车气举	短期	1.08	举升高度有限, 一般小于 $3\,000 \text{ m}$
车载气举	短期	9.97	积液被压回地层, 有效时间短
液氮气举	短期	—	单次投入成本高, 仅适用于深层水淹井复活
速度管柱	终身	2.23	低于临界携液流量后无效且更容易积液水淹

1.2 积液井排液工艺优选

针对气井普遍“低压、低产、小液量”的特点, 形成了以泡沫排液、柱塞气举、速度管柱、井间气举为主的排液采气技术系列, 支撑了气田稳产, 各工艺的选井原则、优缺点见表 1。

各类排液采气工艺经济性与局限性分析见表 2。其中 1 m^3 气消耗成本表示使用某种排采工艺的所有气井年累计增产气量与年累计成本之比; 泡沫排液单井成本综合考虑了药剂成本、人工操作与排液作业成本、车辆折旧费等; 井间气举、柱塞气举、槽车气举等气举工艺单井作业成本考虑流程改造费用、人工操作费、车辆及设备费等; 速度管柱工艺单井作业成本考虑了材料消耗及施工作业承包费等。结合工艺应用界限和经济性分析, 以产气量和套压为坐标, 将中江气田排液采气工艺气井分为 8 类, 对不同类别的气井制定针对性措施, 见图 3, 实现气井的精细管理, 提高措施有效率。

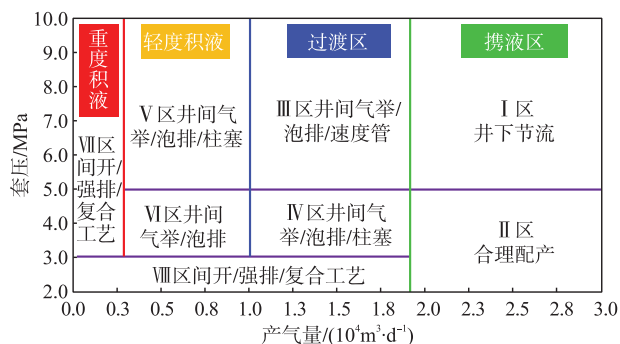


图3 中江气田气井分类管理图

Fig. 3 Gas well classification management of Zhongjiang Gas-field

2 智能决策系统建立

对于含油率 $<40\%$ 的气井,可采取常规排液采气措施,在积液过渡期间采用常规泡排间歇加注,在轻度积液期间采用常规泡排为主、气举为辅的排液手段,在重度积液阶段采取间开、提喷或复合举升工艺。对于含油率 $>40\%$ 的气井,需要采用抗油泡排工艺(抗油泡排剂、掺稀泡排)、清洁排采工艺(速度管、柱塞)等。在积液过度期间采用抗油泡排工艺间歇加注,在轻度积液期间优先考虑柱塞可行性,再考虑抗油泡排、气举等措施,在重度积液阶段除了采用常规的间开、提喷、复合工艺,还应重视解油堵、解乳化的工作,中江气田智能排液采气决策系统见图4。

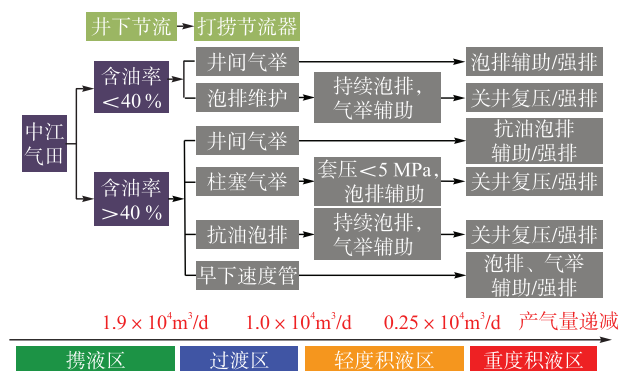


图4 中江气田智能排液采气决策系统

Fig. 4 Intelligent drainage gas recovery decision system of Zhongjiang Gas-field

3 智能决策与排采一体化现场应用

3.1 智能泡排工艺

JS 203-7 HF 井为四川盆地川西坳陷东部斜坡中江构造一口水平井,造斜点深 1 830 m,井内管柱全通畅,2 286.9 m 以上为内径 62 mm 油管,2 286.9 m 以下为内径 61~62 mm 的智能滑套,最上一级封隔器深 2 295.58 m。

该井于 2018 年 8 月 4 日投产,截至 2018 年 12 月 6 日,产气量 $1.3416 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产液量约 $0.4 \text{ m}^3/\text{d}$,油压

2.65 MPa,套压 4.59 MPa,输压 2.61 MPa,产气量递减率达 $76.00 \text{ m}^3/\text{d}$ 。基于气井积液数字诊断技术,判断该井处于轻度积液区,该井数据在采气工艺优选图版中的分布见图 5。智能决策系统建议采用成本低、见效快、自动化程度高的排液采气工艺,如智能泡排、智能井间气举。

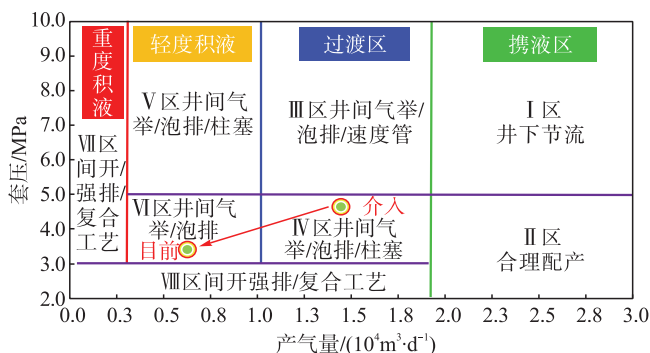


图5 JS 203-7 HF 井数据在采气工艺优选图版中的分布图

Fig. 5 Data distribution in the gas extraction process optimization plate of JS 203-7 HF well

2019 年初开始车注泡排,加注周期 3~4 d/次,单次加注量 15 kg,加注比例 1:10,泡排后产量递减降至 $21.43 \text{ m}^3/\text{d}$,但工人劳动强度较大,加注频率不能满足排液需要。自 2019 年 4 月 3 日,改用注剂装置自动加注,加注周期由 3~4 d/次变为 2 d/次,油套压差由 1.33 MPa 下降至 0.78 MPa,产量递减率由 $21.43 \text{ m}^3/\text{d}$ 下降至 $15.33 \text{ m}^3/\text{d}$ 。6 月 22 日开始根据气井生产情况智能调整泡排加注周期,油套压差进一步由 0.78 MPa 下降至 0.39 MPa,产量递减率由 $15.33 \text{ m}^3/\text{d}$ 进一步下降至 $6.37 \text{ m}^3/\text{d}$,排液更连续,产气更平稳,见图 6。

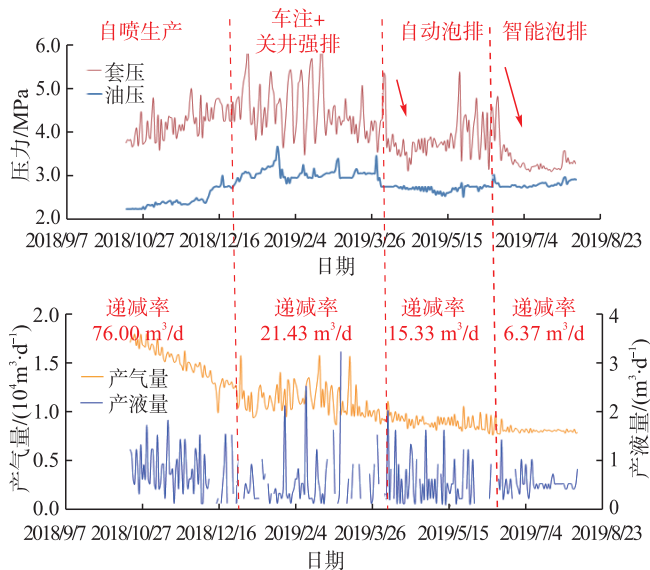


图6 JS 203-7 HF 井智能注剂试验生产曲线图

Fig. 6 Smart injection test production curve of JS 203-7 HF well

3.2 智能柱塞工艺

JS 104-3 HF 为四川盆地川西拗陷一口开发水平井,于2015年12月5日投产,截止2019年1月2日,油压2.4~2.6 MPa,套压2.9~3.7 MPa,输压2.3 MPa,产气量受积液影响较大,在 $0.7869 \times 10^4 \sim 2.8666 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间波动,平均日产液 $0.6 \text{ m}^3/\text{d}$,少量产油,油压与输压基本持平。采用间开生产,一周左右泡排一次,受凝析油影响泡排效果弱,必须结合人工强排,强排后每次出液约 0.8 m^3 。基于气井积液数字诊断技术,判断该井处于轻度积液状态,JS 104-3 HF 井数据在采气工艺优选图版中的分布见图7。智能决策系统建议采用成本低、自动化程度高、含油井适应性强的气举排液采气工艺,如智能柱塞气举、智能井间气举。

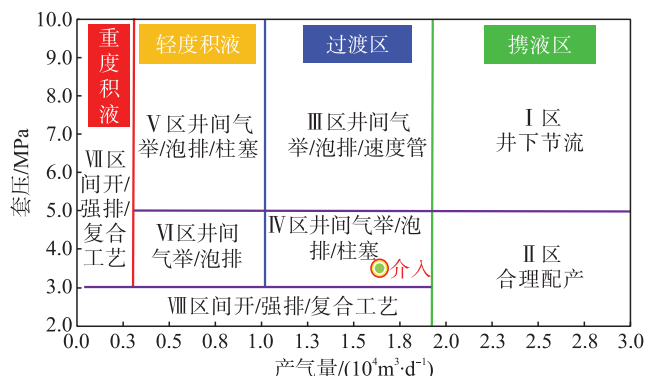


图7 JS 104-3 HF 井数据在采气工艺优选图版中的分布图

Fig. 7 Data distribution in the gas extraction process optimization plate of JS 104-3 HF well

2018年10月13日,JS 104-3 HF 井顺利完成了通井、水平井限位器和自膨胀柱塞的投放,水平井直投式限位器成功投放,顺利座放在井斜 86.56° 。2019年1月3日,完成了智能柱塞井口装置安装和调试,实现了井口油套压数据远传、远程自动控制开关井、实时监测柱塞运行状态、无人值守、远程自动优化柱塞工作制度。虽然本井套压小于4 MPa,但气液比高达 $10\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$,同样实现了柱塞的高效举升,实现稳定排液,增产天然气 $3\,000 \text{ m}^3/\text{d}$,JS 104-3 HF 井柱塞高效运行曲线见图8。

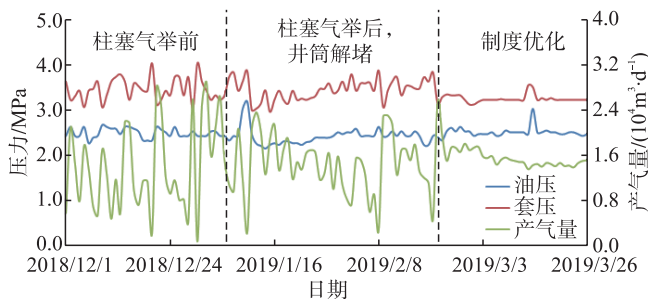


图8 JS 104-3 HF 井柱塞高效运行曲线图

Fig. 8 Plug efficient running curve of JS 104-3 HF well

4 结论

1) 创建中江气田气井积液在线数字诊断技术,可根据气井实时生产数据输出积液判断结果,自动计算积液高度,自动提示气井积液,正确率92.4%。

2) 结合各类排液采气工艺的应用界限和经济性分析,建立了基于产气量和套压的积液井排液采气工艺决策系统,对不同类型的气井采取针对性措施,实现气井的精细管理,提高措施有效率。

3) 现场应用了2口井,实现智能决策系统、智能泡排工艺、智能柱塞工艺的有机结合,JS 203-7 HF 井产能递减率由 $76.00 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至 $6.37 \text{ m}^3/\text{d}$,JS 104-3 HF 井实现了连续携液且日增产 $3\,000 \text{ m}^3$ 。

4) 智能识别气井积液状态,智能判断排采工艺介入时机,使用智能的排液采气装置,工艺参数智能优化,能够有效降低气井产量递减速度,提高最终气藏采收率。

参考文献:

- [1] 武恒志, 臧斌, 郭新江, 等. 致密砂岩气藏采输技术[M]. 北京: 中国石化出版社, 2015: 87-89.
Wu Hengzhi, Qi Bin, Guo Xinjiang, et al. Exploitation and Transmission Technologies of Tight Sandstone Gas Reservoir [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2015: 87-89.
- [2] 徐广鹏, 周兴付, 张云善, 等. 川西侏罗系气藏排水采气实践与认识[J]. 新疆石油天然气, 2016, 12(3): 67-72.
Xu Guangpeng, Zhou Xingfu, Zhang Yunshan, et al. Practice and Recognition of Drainage Gas Recovery Technology in West Sichuan Gas Field [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2016, 12(3): 67-72.
- [3] 刘世义, 傅春梅, 邹一锋, 等. 川西气田低压低产井泡沫排水新技术及其应用[J]. 新疆石油天然气, 2017, 13(2): 75-78.
Liu Shiyi, Fu Chunmei, Zou Yifeng, et al. New Technology and Application of Foam Drainage in Low Pressure and Low Production Wells in West Sichuan Gas Field [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2017, 13(2): 75-78.
- [4] 袁剑, 黄万书, 鲁光亮, 等. 川西气田能量补充型泡沫排技术优化研究[J]. 中外能源, 2018, 23(10): 41-46.
Yuan Jian, Huang Wanshu, Lu Guangliang, et al. Study on Optimization of Energy-Supplemental Foam Drainage Technology in the Western Sichuan Gas Field [J]. Sino-Global Energy, 2018, 23(10): 41-46.
- [5] 董耀文, 谭明文, 周兴付. 柱塞气举在川西地区定向井中的应用研究[J]. 天然气工业, 2011, 31(6): 53-55.
Dong Yaowen, Tan Mingwen, Zhou Xingfu. Application of Plunger Air Lift in Directional Wells in the Western Sichuan

- Basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (6): 53-55.
- [6] 杜 洋,徐晓峰,李 莉,等.气举阀气举工艺在川西深井中的应用[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2016(3): 82-85.
- Du Yang, Xu Xiaofeng, Li Li, et al. Research and Application of GLV Gas Lift Drainage Technology in Deep Well of West Sichuan [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2016 (3): 82-85.
- [7] 黄万书,袁 剑,刘 通.不同注气条件下速度管柱启动模型及影响因素研究[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2017,19(5):52-55.
- Huang Wanshu, Yuan Jian, Liu Tong. Start-up Model and Its Influence Factors for Coiled Tubing Velocity String Under Different Injection Conditions [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2017, 19 (5): 52-55.
- [8] 姚 远.较高产气产水气井速度管柱应用认识[J].天然气技术与经济,2017,11(2):25-26.
- Yao Yuan. Application of Velocity String to Gas Wells with Higher Gas and Water Production [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2017, 11 (2): 25-26.
- [9] 刘 通,周兴付,陈海龙,等.毛细管泡沫排液采气工艺在低压、小液量水平井中的推广应用——以川西坳陷中浅层气藏为例[J].天然气工业,2018,38(6):83-90.
- Liu Tong, Zhou Xingfu, Chen Hailong, et al. Popularization and Application of Capillary Foam Deliquification Technology in Horizontal Wells with Low Pressures and Low Liquid Production Rates: A Case Study on Middle-Shallow Gas Reservoirs in the Western Sichuan Depression [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38 (6): 83-90.
- [10] 许 剑,肖 茂,曾兴平.井下涡流工具携液机理及影响因素研究[J].天然气技术与经济,2016,10(3):46-48.
- Xu Jian, Xiao Mao, Zeng Xingping. Liquid-Carrying Mechanism and Influencing Factors of Downhole Eddy Current Tool [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2016, 10 (3): 46-48.
- [11] 宋汉华,宋 劼,刘丹丹,等.一种远程自动投放球形泡排药剂装置的研制及应用[J].石油钻采工艺,2014,36(5): 124-127.
- Song Hanhua, Song Jie, Liu Dandan, et al. Development and Application of a Remote Controlled Auto Released Bubble Displacing Chemical Device [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36 (5): 124-127.
- [12] 许 飞,黄丹丹,吴小康,等.风光互补智能起消泡剂加注装置的研制与应用[J].石油钻采工艺,2015,37(2):94-96.
- Xu Fei, Huang Dandan, Wu Xiaokang, et al. Development and Application of Wind-Solar Complementary Intelligent Injection Device for Foamer and Defoamer [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37 (2): 94-96.
- [13] 李庆军.天然气井泡排棒自动投放新技术应用与研究[J].钻采工艺,2014,37(2):67-69.
- Li Qingjun. Research and Application of Automatic Delivery Foam Drainage Elixir System in Gas Production [J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37 (2): 67-69.
- [14] 田 伟,贾友亮,陈德见,等.气井泡沫排水智能加注装置[J].石油机械,2012,40(9):78-80.
- Tian Wei, Jia Youliang, Chen Dejian, et al. Intelligent Injection Device for Gas Well Foam Drainage [J]. China Petroleum Machinery, 2012, 40 (9): 78-80.
- [15] 张 春,金大权,李双辉,等.苏里格气田新型柱塞气举系统应用研究[J].钻采工艺,2017,40(6):74-76.
- Zhang Chun, Jin Daquan, Li Shuanghui, et al. Application of New Type Plunger Lift System at Sulige Gasfield [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40 (6): 74-76.
- [16] 杨旭东,白晓弘,李耀德,等.苏里格气田智能柱塞气举排水采气技术研究[J].钻采工艺,2013,36(5):55-57.
- Yang Xudong, Bai Xiaohong, Li Yaode, et al. Study on Drainage Gas Recovery Technique of Intelligent Plunger Lift in Sulige Gas Field [J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36 (5): 55-57.
- [17] 李 锐,丁 瑞,姚成龙,等.基于无线传感网络的柱塞气举排水采气控制系统设计[J].长江大学学报(自科版),2018,15(13):57-61.
- Li Rui, Ding Rui, Yao Chenglong, et al. Design of Control System of Water Drainage and Gas Recovery for Plunger Gas Lift Based on Wireless Sensor Network [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2018, 15 (13): 57-61.
- [18] 李旭日,田 伟,李耀德,等.柱塞气举排水采气远程控制系统[J].石油钻采工艺,2015,37(3):76-79.
- Li Xuri, Tian Wei, Li Yaode, et al. Remote Control System for Drainage Gas Recovery by Plunger Lift [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37 (3): 76-79.
- [19] 刘 通,任桂蓉,钟海全,等.泡沫排液采气井筒多相流机理模型[J].西南石油大学学报,2014,36(5):136-140.
- Liu Tong, Ren Guirong, Zhong Haiquan, et al. A Mechanism Model for Multiphase Flow in Gas Wells Using Foam Dewatering Technology [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36 (5): 136-140.
- [20] 鲁光亮,李祖友,王浩儒,等.气液同产水平井积液规律研究[J].中外能源,2017,22(10):52-55.
- Lu Guangliang, Li Zuyou, Wang Haoru, et al. Study on the Law of Liquid Loading in Gas-Liquid Co-Producing Horizontal Wells [J]. Sino-Global Energy, 2017, 22 (10): 52-55.