

# 泡排辅助增压开采工艺应用效果分析

陈晓宇<sup>1</sup>, 姜宇玲<sup>2</sup>, 李牧<sup>1</sup>, 李凌君<sup>1</sup>, 杜家澄<sup>1</sup>

(1. 中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司, 重庆 408014; 2. 中国石化江汉油田勘探开发研究院, 湖北 武汉 430223)

**摘要:**针对M区块部分气井增压效果变差的问题,开展泡沫排水采气工艺辅助增压开采试验研究。通过改进泡排流程及起泡剂用量优化调整,经现场应用,试验气井稳产、增产、助排效果显著,优化后的单井雾化消泡流程现场效果较好。试验表明,起泡剂加注量应实行一井一制,根据实际情况不断调整优化。

**关键词:**天然气开发;泡沫排水采气;增压开采

**中图分类号:**TE377 **文献标志码:**A

## Analysis of application effect of foam drainage assisted pressurized mining technology

CHEN Xiaoyu<sup>1</sup>, JIANG Yuling<sup>2</sup>, LI Mu<sup>1</sup>, LI Lingjun<sup>1</sup>, DU Jiacheng<sup>1</sup>

(1. Sinopec Chongqing Fuling Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chongqing 408014, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Sinopec Jianghan Oilfield Company, Wuhan 430223, China)

**Abstract:** Aiming at the problem of poor pressurization effect of some gas wells in M Block, the foam drainage gas recovery process was used to assist pressurized mining. By improving the foaming drainage process and optimizing the amount of foaming agent, the test gas wells had a significant effect on stable production, increasing production, and drainage assistance. The optimized single well atomization defoaming process had a good field effect. Test results have shown that the amount of foaming agent should be one well for one strategy, and continuously adjusted and optimized according to actual conditions.

**Key words:** natural gas development; foam drainage gas recovery; pressurized mining

涪陵页岩气田焦石坝区块开发已逾7年,部分区块气井进入了产量递减阶段<sup>[1-2]</sup>。为了气田长期稳定发展,工区在不断开发部署新井维持产量同时,也不断对排水采气工艺进行深入探索<sup>[3]</sup>。2017年,工区第一台天然气压缩机在M区块投入运行,开启了增压开采模式。2018年,泡沫排水、柱塞先导性试验陆续分别在Y、W区块展开,并各自取得了良好效果<sup>[4-5]</sup>。但随着气井开采程度的增加,受气田水干扰的低压井会越来越多。鉴于气田泡排辅助气举已取得的良好效果,对组合排水采气工艺进行更多的探索十分必要<sup>[6-10]</sup>。

### 1 增压效果变差原因分析

气井增压开采效果受多种因素综合影响,大致有气井自身(能量、井眼轨迹、产水量等)、气井生产制度、压缩机能力、地面增压模式等因素。涪陵页岩气田M区块有7个集气站点,目前全部进行集气站增

压开采<sup>[11]</sup>,即各气井采出气经输气管线到集气站,经水套炉、汇管、分离器,最后到压缩机后进外输管网。每个集气站根据站上总产气量配置相应数量压缩机组,满足每日处理需求。各集气站所属气井均为中低压产水气井,敞放生产。

对于M区块而言,增压效果变差原因主要来自气井自身:页岩气井能量变小,气井产量低于临界携液流量会导致井底积液关井;气井日产水量大,气井无法及时排出会导致水淹关井;井眼轨迹的影响则主要体现在大垂差的气井中。在气井水平段,若垂差较大,水在井筒低位或水平段下部聚积,井

收稿日期:2020-07-22;改回日期:2020-07-26。

第一作者简介:陈晓宇(1989—),助理工程师,从事采气工艺、动态监测管理等方面的工作。E-mail:393755765@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项“涪陵页岩气开发示范工程”(2016ZX05060)。

下各产气段所受液柱压力不一,从而影响各段产气贡献率<sup>[12]</sup>。

针对此现状,开展泡排辅助增压开采工艺试验。选取M区块的焦页M-1HF、焦页M-2HF井、焦页M-3HF井、焦页M-4HF、焦页M-5HF和焦页M-6HF六口井,进行现场应用测试。这六口井分属同一区块不同平台,且各气井A—B靶点垂差、无阻流量、日产水量差异性较大,基本情况见表1。

表1 试验井的基本情况

井号	水平段穿行轨迹类型	A-B 靶点垂差/m	无阻流量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	增压阶段日均产气/10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	增压阶段日均产水/m <sup>3</sup>
焦页 M-1HF	上翘	75.83	63.8	4.51	3.26
焦页 M-2HF	下倾	451	4.0	1.72	14.55
焦页 M-3HF	上翘	55.6	39.1	3.38	4.02
焦页 M-4HF	上翘	33.6	21.8	2.0	1.65
焦页 M-5HF	下倾	585	8.6	2.35	3.7
焦页 M-6HF	下倾	56.51	7.9	2.05	1.39

2 泡排辅助增压开采工艺优化

2.1 工艺流程优化

涪陵页岩气田泡沫排水采气工艺现场试验采用的是平台单井起泡、集气站集中消泡流程(见图

1)。起泡剂由气井油套环空注入,消泡剂在分离器前、后进行加注。该流程优点是便于调整计量泵排量,实时观察消泡效果。但消泡距离短,且各气井起泡剂加注量不同导致轮换计量时调整频繁、操作复杂<sup>[13]</sup>。

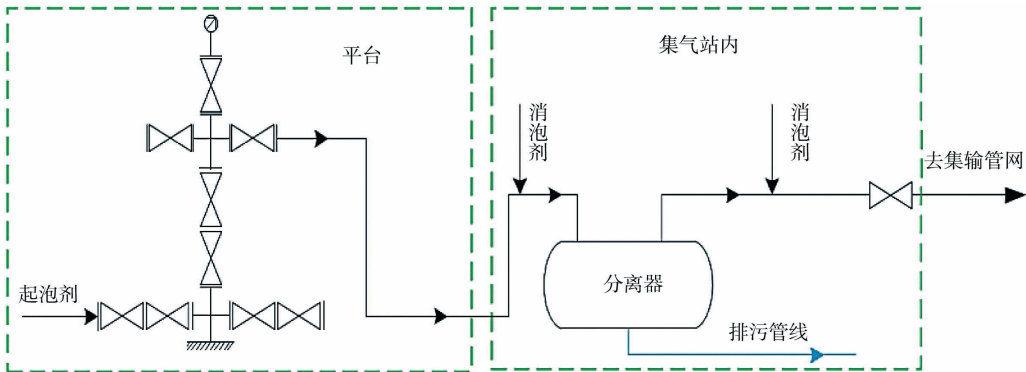


图1 集气站消泡流程

因此,在现场试验集气站点对泡排流程进行优化,全部采用平台单井起泡、平台单井雾化消泡流程(见图2)。在各气井油管生产端针阀后加装雾化

器,消泡剂实现井口雾化加注。该流程虽然增加了井口泡排装置,但消泡距离变长,井口一级消泡效果良好,同时排量调整次数相应变少。

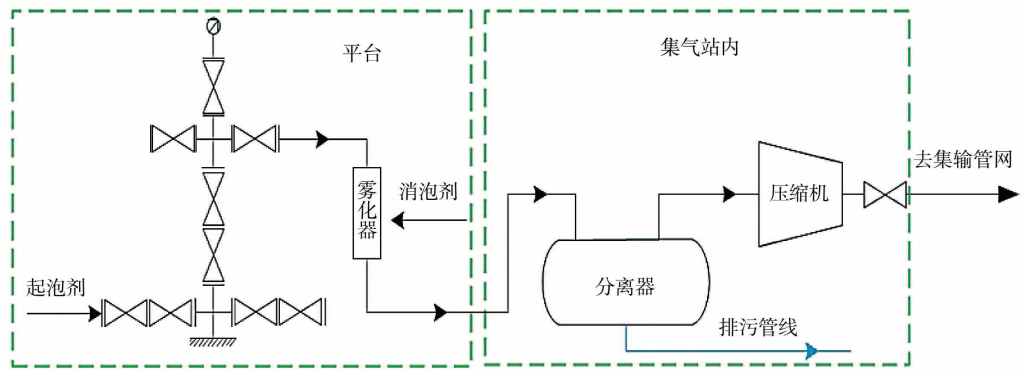


图2 平台单井雾化加注消泡流程

2.2 起泡剂用量优化

为了更好地发挥泡排对增压开采的辅助作用,在生产现场对增压气井均做了泡排剂加注优化试验。根据日均产水量,以高产水井、中低产水井为例。

焦页M-2井为低压高产水气井,增压阶段日均产水约15 m<sup>3</sup>。经过多次试验调整比对(见表2),当起

泡剂剂量为50 kg时,周期产气、产水量最多,分别为27×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>、217 m<sup>3</sup>。两个试验阶段(50 kg)区别在于3月21日是放喷后开井,5月1日采用提前加注起泡剂方式,后于5月15日因消泡剂泵故障关井。证明开井方式对高产水气井生产状态有所影响。后期加强设备维护,优选开井方式可达到良好的生产效果。

表2 焦页M-2井不同起泡剂剂量对比

起泡剂剂量/ kg	实施时间	时长/ d	平均套压/ MPa	平均油压/ MPa	油套压差/ MPa	日均产气/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	日均产水/ m <sup>3</sup>	水气比/ (m <sup>3</sup> /10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
50	3.21-3.27	7	5.51	2.39	3.12	3.92	31.1	7.93
30	3.29-4.5	8	5.29	1.81	3.48	2.93	24.1	8.23
21	4.10-4.12	3	5.67	2.28	3.39	2.89	25.5	8.82
30	4.24-4.29	6	4.56	1.83	2.73	2.2	19.5	8.86
50	5.1-5.15	15	3.96	1.59	2.37	1.74	14.48	8.5

焦页M-6井为低压低产水井,增压阶段日均产水均小于2 m<sup>3</sup>。根据该气井日产水量,结合前期泡排试验所取得经验,该井初始起泡剂剂量为10 kg,后根据现场生产情况进行调节。由表3可知,焦页M-6

井在采用泡排后,日均产水量逐渐减少,同时油套压差减小,积液排出效果显著。当起泡剂调至16 kg时,稳产时间最长,产气量与油套压差相对于其他剂量更加合理。

表3 焦页M-6井不同起泡剂剂量对比

起泡剂剂量/ kg	实施时间	时长/ d	平均套压/ MPa	平均油压/ MPa	油套压差/ MPa	日均产气/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	日均产水/ m <sup>3</sup>	水气比/ (m <sup>3</sup> /10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
10	1.2-2.3	33	3.22	2.53	0.69	2.02	2.56	1.27
10	2.10-2.27	18	3.10	2.3	0.8	1.39	1.72	1.23
16	2.29-3.9	10	3.24	2.59	0.65	1.38	1.62	1.17
16	3.15-5.15	61	3.17	2.7	0.47	1.71	1.38	0.81

3 应用效果分析

6口试验增压气井因井底积液均进入间开阶段。泡排工艺介入后,在井底产生大量低密度含水小泡沫,降低液体表面张力及重力梯度,改善了井

筒内气液两相的流动状态。

由表4及图3、图4可知,6口增压气井在泡排工艺介入后因积液影响生产的情况得到极大改善,日均产气、产水量均有不同程度增加,油套压差下降明显,气井稳产时间得到延长。

表4 试验气井措施前后生产概况

井号	增压开采阶段					泡排介入增压开采阶段				
	平均套压/ MPa	平均油压/ MPa	临界携液流量/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	日均产气/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	日均产水/ m <sup>3</sup>	平均套压/ MPa	平均油压/ MPa	临界携液流量/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	日均产气/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	日均产水/ m <sup>3</sup>
焦页 M-1HF	5.19	2.98	3.46	4.51	3.26	4.67	2.81	3.3	4.92	4.46
焦页 M-2HF	6.60	1.46	1.6	1.72	14.55	5.53	2.43	2	3.20	25.7
焦页 M-3HF	4.94	3.37	3.63	3.38	4.02	4.24	3.59	3.7	3.54	6.42
焦页 M-4HF	2.68	2.05	2.85	2.0	1.65	2.57	2.31	2.9	2.80	5.65
焦页 M-5HF	5.25	2.01	1.8	2.35	3.7	4.23	2.72	2.1	2.49	4.20
焦页 M-6HF	3.48	1.89	1.68	2.05	1.39	3.23	2.48	2	2.06	2.47

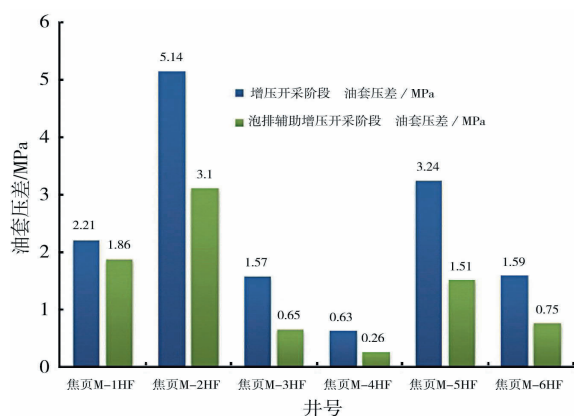


图3 气井油套压差变化

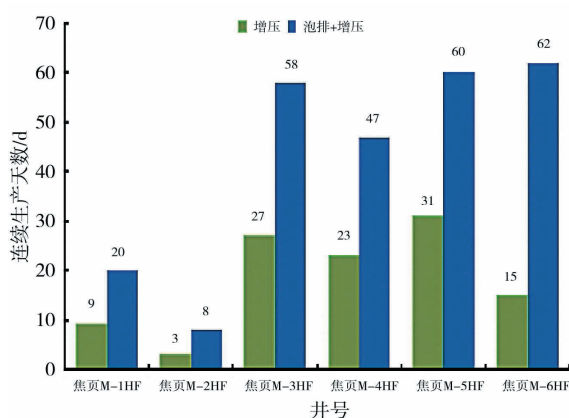


图4 气井连续生产天数变化

其中,焦页M-1井在增压、泡排辅助增压开采阶段中日均产气均明显超过临界携液流量值,日均产水也都小于 $5 \text{ m}^3$ ,且水平段穿行类型为上翘型。泡排工艺介入后,其增产及助排效果不大,两个阶段的油套压差变化值为 $0.35 \text{ MPa}$ ,是6口试验气井中变化最小的。稳产时间从9天增长至20天,增加天数仅高于焦页M-2井。所以,焦页M-1井受生产制度影响较大,后期可通过降至合理配产来延长稳产时间。

焦页M-2井连续生产时间较短,泡排介入后稳产期增加5天,为试验井组增幅最小气井。泡排辅助阶段日均产水 $25.7 \text{ m}^3$ ,较增压开采阶段增加 $11.15 \text{ m}^3/\text{d}$ ,助排效果显著。该井无阻流量为 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,是低压高产水井,且水平段下倾,A-B靶点垂差 $451 \text{ m}$ 。虽然日均产气量在临界携液流量值之上,但后期产气量下降速度较快。统计该井近10次关井,6次为产气量下降井底积液关井,2次为压缩机故障停机水淹关井,其余2次因起泡剂泵故障积液关井。可知焦页M-2井稳产时间较短是受出水量大、气井能量及水平段轨迹综合影响。同时,高产水气井受设备故障影响较大。

焦页M-3、M-4、M-5、M-6井产气量为 $(2 \sim 3.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,产水量 $2.5 \sim 6.5 \text{ m}^3/\text{d}$ ,为中低产水气井,4口

气井的日产气量均与临界携液流量值相近,泡排辅助效果较好。其中焦页M-5井下倾垂差 $585 \text{ m}$ ,可知当日产水量较少、产气量略大于临界携液流量时,大垂差带来的积液影响很小。

## 4 结论与建议

(1)试验增压气井在泡排工艺应用后,井底积液减小,井口压力变高,气井生产状态得到改善,在日产水量 $3 \sim 7 \text{ m}^3$ 的低压气井中稳产效果尤为显著。

(2)优化后的单井雾化消泡流程虽井口泡排装置增多,但现场效果较好,且适用性更强。

(3)理论加注量是泡沫排水初次实施指导用量,后期需要结合各井实际生产情况及效果不断调整优化,推行一井一制。

(4)建议加强设备维护管理,减少因设备因素导致气井积液关井频次,尤其是中高产水井。

(5)建议扩大试验井次、区块,继续加强跟踪分析,确保气田稳产上产态势。

### 参考文献:

- [1] 杨宗桂.涪陵页岩气田焦石区块增压开采效果预测[J].江汉石油职工大学学报,2020,33(01):38-40,44.
- [2] 李牧,张丽媛,徐智勇,等.涪陵页岩气田增压气井优化配产方法研究[J].江汉石油科技,2019,29(03):29-34.
- [3] 方建中.涪陵页岩气田排水采气工艺适应性分析[J].江汉石油职工大学学报,2020,33(01):14-16.
- [4] 陈晓宇.泡沫排水采气技术在涪陵页岩气田的应用[J].天然气技术与经济,2019,13(5):49-53.
- [5] 刘华敏,李牧,刘乔平,等.涪陵页岩气田柱塞气举工艺研究与应用[J].石油钻探技术,2020,48(3):102-107.
- [6] 李希,程方敏,杨渊宇,等.泡沫排水与增压采气复合技术的应用[C]//2018年全国天然气学术年会论文集,2018:294-299.
- [7] 黄霖.井口增压与泡排组合开采工艺在低压小产水气井中的应用[J].钻采工艺,2000,23(6):90-91.
- [8] 夏斌,青绍学,刘同春.增压气井泡沫排水技术研究[J].天然气勘探与开发,2005,28(1):34-38,2.
- [9] 刘炳森,任涛,李治,等.撬装压缩机气举辅助泡排工艺试验与效果[J].天然气技术与经济,2012,6(4):22-24,78.
- [10] 杨艳芬.泡排工艺技术的灵活应用[J].内蒙古石油化工,2011,37(7):196-197.
- [11] 鲁进.涪陵页岩气田增压开采工艺研究[J].辽宁化工,2019,48(4):365-367,376.
- [12] 刘立之.涪陵页岩气田大垂差水平井产气特征及应用[J].天然气与石油,2018,36(1):62-66,71.
- [13] 蒋泽银,李伟,罗鑫,等.页岩气平台井泡沫排水采气技术[J].天然气工业,2020,40(4):85-90.

(编辑 韩枫)