

S区块页岩气井排采工艺应用评价

周 洋

中石化江汉油田分公司采气一厂，重庆
Email: zhou.yang1025@163.com

收稿日期：2020年9月3日；录用日期：2020年9月16日；发布日期：2020年9月23日

摘 要

页岩气田S区块，随着气藏开发深入，气井出现产量和压力双递减，气体携液能力逐渐下降，表现出不同程度井筒积液特征，严重制约气井连续生产。针对井筒积液问题，先后通过采取气举、泡排、柱塞、增压开采等排水采气工艺，均取得了不同程度增产效果。但各工艺措施适用条件及增产效果不一，因此有必要开展应用评价。

关键词

页岩气田，排水采气，泡排，柱塞气举，增压开采

Application Evaluation of Shale Gas Well Removal Technology in S Block

Yang Zhou

No. 1 Gas Production Plant of Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Chongqing
Email: zhou.yang1025@163.com

Received: Sep. 3rd, 2020; accepted: Sep. 16th, 2020; published: Sep. 23rd, 2020

Abstract

In S block of the shale gas field, with the deep development of gas reservoirs, both the production and pressure of gas wells have gradually decreased, and the gas-carrying capacity has gradually decreased, showing different degrees of fluid accumulation in wellbore, which severely restricts the continuous production of gas wells. Aiming at the problem of fluid accumulation in the wellbore, drainage gas recovery technologies such as gas lift, bubble exhaust, plunger gas lift, and pressurized mining have been adopted to achieve varying degrees of production increase. However, the application conditions and production effects of various technological measures are different, so it is necessary to carry out application evaluation.

Keywords

Shale Gas Field, Water Drainage & Gas Recovery, Foam Drainage, Plunger Gas Lift, Supercharged Exploitation

Copyright © 2020 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

页岩气是指以吸附或游离状态聚集在暗色泥页岩或高碳泥页岩、以及粉砂质岩类夹层中的一种非常规天然气，储集空间为有机质孔隙及矿物基质孔隙和裂缝。

由于页岩气藏岩性致密，储层渗透率低、孔隙度低，基本无自然产能，为实现页岩气藏高效开发，必须进行长水平井人工水力压裂才能获得较高产能[1] [2] [3] [4]。不同于常规中高渗气井，页岩气井投产初期产能较高，地层压力较高，压裂液能够随着页岩气返排至地面，但周期较短。随着气藏开发深入，页岩气井生产中后期，地层压力和产气量双递减，气体携液能力逐渐下降，当气体流速低于临界携液流速时，井筒积液日益严重，无法有效排液，影响气井连续生产。

针对井筒积液问题，页岩气田 S 区块自 2018 年以来先后通过采取气举、泡排、柱塞、增压开采等排水采气工艺，均取得了不同程度增产效果。但各工艺措施适用条件及增产效果不一，因此有必要开展应用评价，优选最适宜该区块的排采工艺，保障气井生产，提高该区块采收率。

2. 区块概况

2.1. 构造特征

构造主体位于四川盆地川东高陡褶皱带东南部，万县复向斜南扬起端，构造上以北东向为主，构造主体平缓、边缘被大耳山西、吊水岩等断层夹持，为北东走向的断背斜[5]。S 区块位于构造主体区西南部，为多个构造单元(沿江鞍部、乌江二号断背斜、石门向斜)交汇区，见图 1。

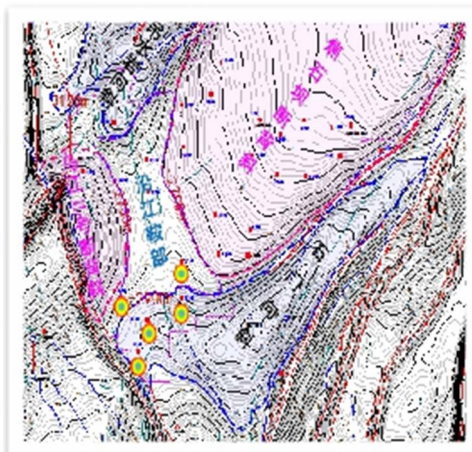


Figure 1. Location map of S block structure

图 1. S 区块构造位置图

2.2. 地层特征

S 区块目的层为下志留统龙马溪组, 相比主体区北部其埋藏更深压力更高, 储层埋深 2800~3900 m, 地层初期平均静压 39.6 MPa (2019 年底推算静压 18.53 MPa), 但气井无阻流量较低 $4.0\sim 22.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 平均无阻流量 $9.98 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2.3. 生产特征

S 区块于 2016 年 5 月 23 日正式投产, 共投产气井 25 口, 分布在 5 个平台(A/B/C/D/E 平台), 同时建有 1 个脱水站。区块投产初期平均套压 21.62 MPa, 油压 25.92 MPa, 最高日产气 $113.49 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最大开井数 22 口。截至 2019 年 12 月 25 日, 区块累产气 $6.72 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累产水 $44.06 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均水气比 6.56。

从 S 区块产量变化曲线(图 2)来看, 生产初期产气量低, 随着动液面的降低产气量逐步上升, 到达峰值后在长时期内产气量趋于稳定, 这与北美典型的“迅速到达产气高峰并随之快速递减”的产气模式[6]有很大区别, 但与煤层气井吸附气解吸生产特征相似[7] [8]。

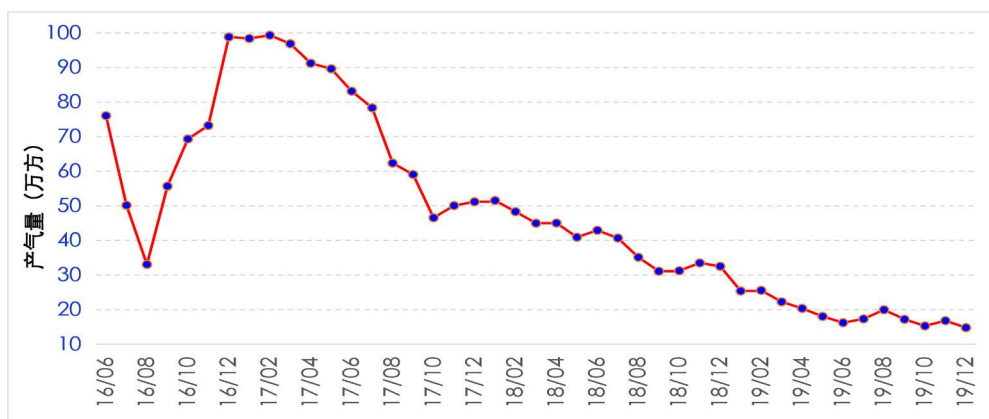


Figure 2. Curve of the output change of S block

图 2. S 区块产量变化曲线图

2.4. 气井特征

2018 年以来, 随着 S 区块页岩气井全面进入低压低产和措施工艺辅助生产阶段, 气井具有典型的“两低两高”特征, 即低生产时率(平均 34.7%)、低产气(平均 1.03 万方)、高产水(平均 6.55 方)、高气水比(平均 6.47 方/万方)。

3. 排采工艺应用

3.1. 气举排水采气

气举排水采气工艺是指从地面将高压气源(膜制氮气或天然气)注入井筒中, 利用气体能量举升井筒中的液体, 使气井恢复生产, 适用于弱喷、间歇自喷和水淹的斜井、水平井, 排液量高达 $300 \text{ m}^3/\text{d}$, 适宜气藏强排液。

2018 年以来, 现场根据实际情况, 利用井筒采气管柱直接进行气举。由于采取间歇气举, 气井在气举过程中排液效果明显, 但停止气举后, 气井产量很快恢复到措施前, 有效期短、措施持续性较差。现场气举措施主要用于停产井复产和辅助排液, 取得了一定的排水采气效果。

3.2. 泡沫排水采气

泡沫排水采气工艺是指通过油管或油套环空注入液体泡排剂或通过油管投放固体泡棒，借助气流搅拌作用，使气液充分混合，产生大量较稳定的含水泡沫，减小液体表面张力，进而减少气体滑脱量，使气液混合物密度大大降低，改善产水气井携液生产能力，从而将积液携带至地面，以达到排水采气目的。

泡排工艺适用于低压、产水量不大的弱喷或间歇自喷气井排水，最大排液量 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ ，最大井深 3500 m 。不适用于油管下深太浅、油套管互不连通或油管串不严密、水淹停产、水气比较大、矿化度较高等气井。

S 区块于 2018 年 3 月开始先后挑选共计 9 口井实施泡排，统计措施前后(1 个月内)各项指标发现(见图 3)，泡排措施后气井日产气量和生产时率均有所提升，泡排平均日产气增量 $1.28 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，油套压差平均下降 1.31 Mpa ，排水采气效果较明显。

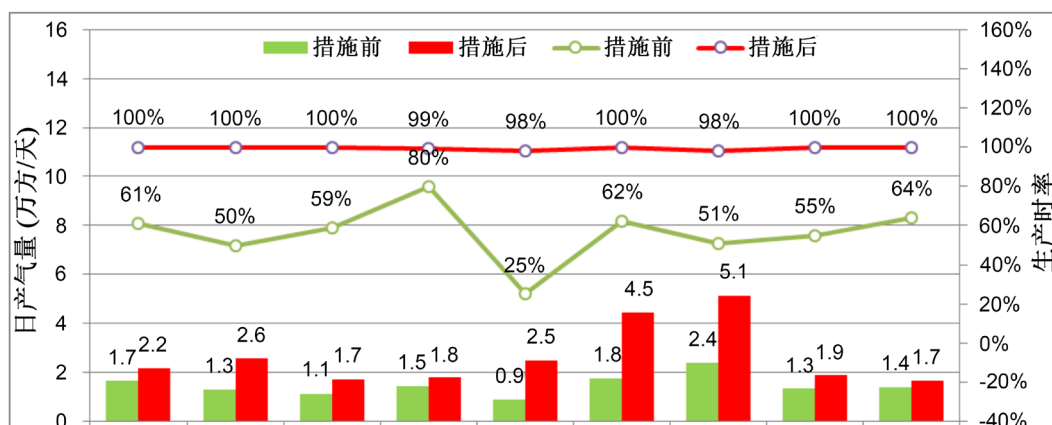


Figure 3. Comparison of production before and after bubble drainage

图 3. 泡排井措施前后生产情况对比

但随着措施时间延长，发现 9 口气井均不同程度泡排效果变差，导致关井(见表 1)。由此可见，目前泡沫排水采气工艺尚不能完全满足页岩气水平井排液要求[9]。同时，泡排工艺存在环保风险，且输气管道对消泡要求较高。

Table 1. Production statistics of bubble drainage wells in S block

表 1. S 区块泡排井生产情况统计

井号	B-1	B-2	B-3	B-6	C-1	C-2	C-3	D-4	D-5
泡排时间	6.4~2.9	3.17~2.10	6.4~6.19	6.10~9.13	4.3~12.27	6.23~3.17	5.21~4.4	3.14~4.15	4.24~12.30
累计天数/d	251	178	16	96	269	268	319	398	251
累计产气/ 10^4 m^3	319.27	371.8	26.21	179.98	391.08	793.08	1339.45	474.55	307.12
累计产水/ m^3	2664.31	2668.86	197.91	1396.08	2878.6	3213.06	4332.28	4089.14	2517.7

3.3. 柱塞气举排水采气

柱塞气举排水采气工艺是在气井油管中下入合适的柱塞，将柱塞作为气液之间的机械界面，利用气井

储层自身能量推动油管柱内柱塞，将柱塞和液体载荷从井下举升至井口，依靠举升气体于液体之间形成的一个固体界面，有效地防止液体回落以及气体上窜，减少了气液之间的滑脱损失，增加了气井举升效率。

柱塞工艺适用于自身具有一定产能且携液能力较弱的自喷或间喷生产井，要求气井产水量 $<50\text{ m}^3/\text{d}$ ，产气量 $<3.0 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ，同时井底具有一定深度的积液，且井底清洁、无钻井液等污物。

S 区块于 2018 年 3 月开始先后挑选共计 13 口井实施柱塞，统计措施前后(1 个月内)各项指标发现(见图 4)，柱塞措施气井后日产气量上升 7 口，下降 6 口(2 口转泡排，3 口转增压)，生产时率有所降低，但 8 口柱塞井保持连续生产至今(均已超过 365 d)，效果较好(见表 2)。

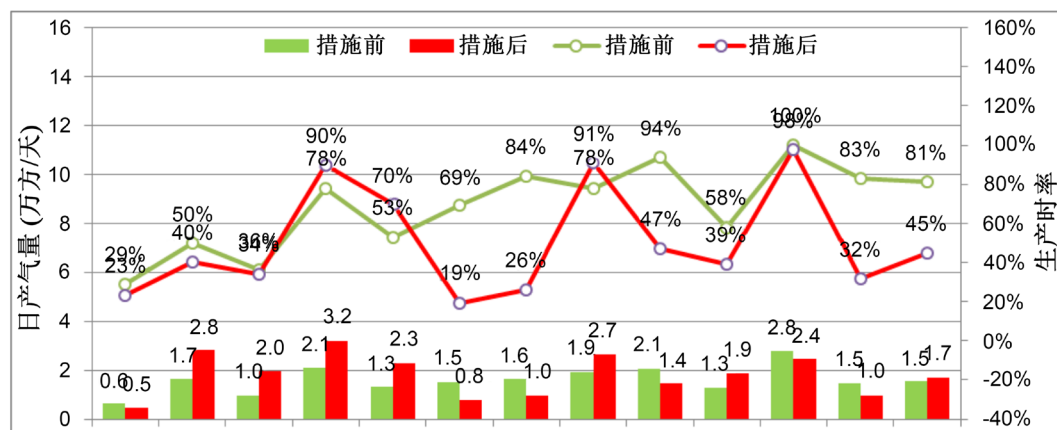


Figure 4. Comparison of production conditions before and after plunger well measures

图 4. 柱塞井措施前后生产情况对比

Table 2. S block plunger well production statistics

表 2. S 区块柱塞井生产情况统计

井号	A-1	A-2	A-3	A-4	A-5	A-6	B-5	B-6
柱塞日期	2018/8/23	2018/8/29	2018/8/21	2018/11/25	2018/7/6	2018/7/4	2018/6/4	2018/9/17
日产气/ 10^4 m^3	0.57	1.99	1.98	1.61	1.42	0.56	1.04	1.02
日产水/ m^3	6.63	4.25	4.07	3.63	4.17	2.78	6.23	6.02

3.4. 增压开采

增压开采是气田开发后期常用的增产工艺之一，随着气田开发进入中后期，井口压力迅速下降，天然气无法进入外输管网，气井被迫关井，产能无法得到释放。通过增压开采，可有效降低气井井口流动压力，维持气井生产，提高气藏采收率。

S 区块仅 D 平台(6 口井)于 2019 年 7 月开始实施集气站增压开采，即利用井口压力将天然气输送到集气站集中增压。其主要流程为各井口采出天然气经集气干线输送至集气站，在站内通过除砂器除去固体杂质，再通过卧式分离器出去液体杂质，流量计计量后汇入过滤分离器，最后压缩机增压，空冷器换热后输送到脱水站处理。

统计措施前后(1 个月内)各项指标发现(见图 5)，增压开采后气井日产气、水量和开井数均明显提升，平均日产气增量 $5.56 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ，日产水增量 $24.61\text{ m}^3/\text{d}$ ，排水采气效果较明显，且保持连续生产至今(均已超过 180 d)，效果较好。

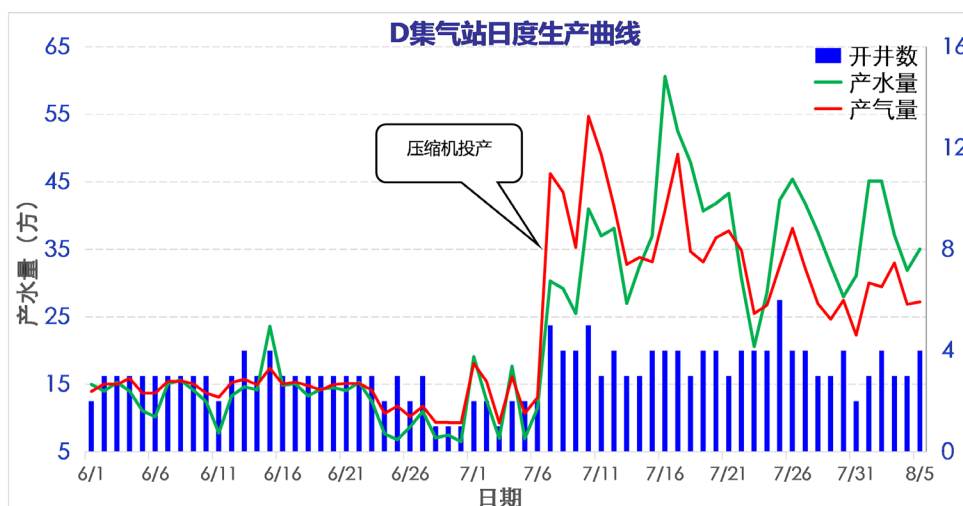


Figure 5. Comparison of production situation before and after boosted mining at D gas gathering station
图 5. D 集气站增压开采前后生产情况对比

4. 结论

1) 从应用效果看, 泡排措施初期增产效果较明显, 但尚不能完全满足页岩气井连续稳定生产要求, 同时泡排工艺存在环保风险, 需慎重考虑应用。

2) 柱塞气举持续性较好, 能够使气井保持稳定生产, 但措施井生产效果有差异, 需明确选井标准开展柱塞。

3) 随着 S 区块进入开发后期, 气井生产压力不断降低, 为充分释放气井产能, 可以采用增压开采工艺, 提高气井生产时率, 有效提高该区块采收率。

4) 现有各种排采措施应用初期增产效果明显, 但后期逐渐减弱甚至无效。针对低压低产井, 现有单一措施效果有限, 可以采取组合排采工艺。

5) 气井油压接近输压无法稳定连续生产时, 需实施增压开采。对不同时期投产的页岩气井, 视情况可选择平台增压、区域增压或集中增压, 是页岩气开采后期必不可少的工艺。

基金项目

中国石油化工股份有限公司科研项目“涪陵区块复杂构造区页岩气开发评价技术”(P17014-2)。

参考文献

- [1] 李关访, 张浩, 于洋, 等. 非常规压裂技术在川东页岩气开发中的应用[J]. 钻采工艺, 2014, 37(1): 57-60.
- [2] 尹丛彬, 叶登胜, 段国彬, 等. 四川盆地页岩气水平井分段压裂技术系列国产化研究及应用[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 67-71.
- [3] 曾义金. 页岩气开发的地质与工程一体化技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 1-6.
- [4] 叶登胜, 李建忠, 朱炬辉, 等. 四川盆地页岩气水平井压裂实践与展望[J]. 钻采工艺, 2014, 37(3): 42-44.
- [5] 朱炎铭, 陈尚斌, 方俊华, 等. 四川地区志留系页岩气成藏的地质背景[J]. 煤炭学报, 2011, 35(7): 1160-1164.
- [6] 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展, 2010, 29(1): 25-29.
- [7] 倪小明, 苏现波, 张小东. 煤层气开发地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2009: 81-87.
- [8] 王南, 钟太贤, 刘兴元, 等. 复杂条件下页岩气藏生产特征及规律[J]. 断块油气田, 2012, 19(6): 767-770.
- [9] 张金川, 金之均. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.