

低压含硫气藏井筒解堵工艺浅析

郭丽雪, 杨辉, 赵丹, 毛珍

中国石油西南油气田公司川中油气矿, 四川 遂宁

收稿日期: 2022年11月7日; 录用日期: 2022年11月29日; 发布日期: 2022年12月8日

摘要

磨溪气田L气藏进入开采中后期, 气井井筒堵塞现象频发, 采用常规修井解堵受地层压力低等因素影响, 效果不佳。文章从L气藏井筒解堵工艺出发, 分析了低压含硫气井井筒堵塞原因, 针对气藏性质探讨了解堵剂与泡排剂相结合的井筒解堵工艺在低压含硫气藏的适用性, 为今后同类型气藏井筒解堵及现场工艺提供借鉴。

关键词

低压, 含硫, 井筒解堵

Analysis of Wellbore Plugging Removal Technology in Low Pressure Sulfur-Containing Gas Reservoirs

Lixue Guo, Hui Yang, Dan Zhao, Zhen Mao

Central Sichuan Oil and Gas Distract of Petro China Southwest Oil and Gas Field Company, Suining Sichuan

Received: Nov. 7th, 2022; accepted: Nov. 29th, 2022; published: Dec. 8th, 2022

Abstract

L gas reservoir in Moxi gas field has entered the middle and late stage of production, and the gas wellbore plugging occurs frequently. Conventional workover is not effective due to low formation pressure and other factors. Starting from the wellbore plugging removal process of L gas reservoir, this paper analyzes the causes of wellbore plugging in low pressure sour gas wells, and discusses the applicability of the wellbore plugging removal process combining chemical agents and foaming agents in low pressure sour gas reservoirs according to the nature of the gas reservoir, which provides a reference for the wellbore plugging removal and field process of the same type of gas reservoirs in the future.

Keywords

Low Pressure, Sulfur-Containing, Wellbore Plugging Removal

Copyright © 2022 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

磨溪气田 L 气藏经过多年开发, 气藏压力逐渐下降, 气藏中部平均地层压力由 33 MPa 下降至 12.56 MPa, 生产井油压普遍较低, 85% 的气井油压低于 5 MPa, 大部分气井油压已经与输压持平。受低压影响, 部分井采用修井更换管柱解除井筒堵塞效果受限, 易发生修井液无法返排导致复产困难, 因此急需探索一种针对低压含硫气藏的井筒解堵工艺。

2. 基本情况

2.1. 气藏基本情况

磨溪气田 L 气藏处于气水过渡带, 部分气井投产即产地层水, 通过天然气组分分析表明, 天然气为中等含硫干气。气藏原始地层压力区间值为 31.02~33.72 MPa, 经过多年开发, 气藏压力逐渐下降, 目前中部平均地层压力 12.56 MPa。生产井油压普遍较低、低产、井筒积液特征, 气藏开采已进入中后期, 85% 的气井油压低于 5 MPa, 大部分气井油压已经与输压持平。

2.2. 堵塞情况统计

气藏生产过程中井筒普遍返出脏物较多, 老井井筒主要返出黑色固体不规则颗粒物, 新井返出黑色粘稠粉状物。污物堵塞油管、井下油嘴造成气井停产或堵塞井口针阀、排污系统、集输管线影响气井正常生产(见表 1)。

Table 1. Statistics of sudden drop in production due to blockage in the production process of L gas reservoir (recent three years)
表 1. L 气藏生产过程中因堵塞导致产量骤降情况统计(近三年)

单井	堵塞前产量 (万方)	堵塞后产量 (万方)	堵塞程度	单井	堵塞前产量 (万方)	堵塞后产量 (万方)	堵塞程度
M-A21	2	0	停产	M-A204	1.5	0	停产
M-A144	1	0	严重	M-A14	2	0.5	中度
M-AH4	1.5	0	严重	M-AH16	2	0.5	中度
M-AH8	1	0	严重	M-AH19	1.5	0.5	中度
M-AH13	1	0	严重	M-AH32	4	2	轻微
M-AH17	1	0	严重	M-AH1	5	2	轻微
M-AH26	2.5	0	严重	M-AH2	5	2	轻微
M-AH29	5	0	严重	M-AH3	4	2	轻微

3. 堵塞分析

3.1. 堵塞物分析

对 L 气藏多口井进行堵塞物性质分析(见表 2)表明: 堵塞物主要是烃类和酯类的有机相和由 FeS、Fe₃O₄、SiO₂ 与单质硫等组成的无机相形成的一种混合物。这种混合物具有粘度大、粘接力强的特点而粘附在油管内壁造成堵塞, 由于憎水性特点使气井产出液及无机溶剂难以对其产生影响。

Table 2. Property analysis of plugs in L gas reservoir

表 2. L 气藏堵塞物性质分析

样品组成			
成分	含量(%)	成分	含量(%)
水分	12		
有机物、高分子聚合物	8	机油(润滑油)	92
		聚酯、聚仲酰胺酯	8
无机物	80	硫化亚铁(FeS)	72
		氧化铁(Fe ₂ O ₃)	4.5
		二氧化硅(SiO ₂)	0.21
		其它无机物(钡盐、钠盐、钙镁盐)	3.2

3.2. 堵塞原因分析

一般情况下, 含硫气藏井筒堵塞原因很多, 如硫沉积堵塞、井筒脏物堵塞、缓蚀剂堵塞等[1], 结合 L 气藏堵塞物性质等因素分析认为, L 气藏堵塞物来源主要有两类: 井下管柱腐蚀产物、外加来源。

1) 井下腐蚀产物

L 气藏为含硫气藏, 处于气水过渡带, 气井投产即产地层水。气藏开采初期主要完井管柱为金属油管, 在酸性环境下腐蚀严重, 形成 Fe 的硫化物和氧化物堵塞井筒[2]; 开采中后期更换为玻纤油管, 在高温湿热环境下玻璃钢易脱层, 同样造成井筒堵塞, 见图 1。



Figure 1. Downhole tubing corrosion and FRP coating falling off

图 1. 井下油管腐蚀和玻璃钢涂层脱落

2) 外加来源

气井在钻井、试油、酸化、生产过程中入井液体使用的添加剂有 40 余种, 其中主要的类别有多元聚合物、沥青树脂、聚丙烯酰胺、有机酸酯、表面活性剂等[3]。这些入井液体在井下长时间浸泡地层、发生反应, 会形成复杂多样的有机物[4]。

4. 解堵方案制定

4.1. 井筒解堵主要影响因素

综合分析, 该气藏井筒解堵作业主要受以下 3 点因素影响:

1) 低压作业效果受限。L 气藏早期发生井筒堵塞可通过向油管内泵注清水, 利用地层能量将清水和脏物一起返出至地面, 针对堵塞严重井可通过修井更换油管进行解堵, 但随着地层压力逐渐降低, 气井产气量已低于临界携液量, 井底积液无法通过地层能量返出, 修井解堵作业效果明显受限。如 2019 年对 M-AH11 井进行修井作业, 更换油管后进行酸化, 本次修井作业成功打捞腐蚀油管, 但由于地层压力过低, 更换油管后排液困难(累计排液 508.4 m³, 应排 1879.36 m³, 余液 1370.96 m³)排液效果不佳无法成功复产, 造成解堵失败。

2) 堵塞物位置不明确。气藏堵塞井基本为水平井, 且水平段较长, 通井困难, 无法有效确定堵塞物具体位置(见表 3)。

Table 3. Statistics of measured wells

表 3. 措施井井况统计

序号	井号	井别	井下工具	完井方式	油管内径	A 点井深	B 点井深
1	M-AH23	水平井	油管 + 悬挂封隔器	裸眼	61 mm	2965	3765
2	M-AH14	水平井	油管 + 完井封隔器	裸眼	62 mm	2885	3685
3	M-AH16	水平井	油管 + 节流工作筒 + 悬挂封隔器	裸眼	62 mm	3100	3721
4	M-AH19	水平井	油管 + 悬挂封隔器	裸眼	62 mm	3025	3600
5	M-AH25	水平井	油管 + 节流工作筒 + 悬挂封隔器	裸眼	62 mm	2865	3777
6	M-AH29	水平井	油管 + 节流工作筒 + 悬挂封隔器	裸眼	70 mm	3160	4160
7	M-AH21	水平井	油管 + 悬挂封隔器	裸眼	76 mm	2985	4185
8	M-AH8	水平井	光油管	射孔	62 mm	2948	3420

3) 受堵塞物性质影响, 注水浸泡、提喷等方式效果差。井筒脏物以固体或粘稠物形状为主, 粘附在油管内壁, 具有一定憎水性, 且堵塞严重, 常规注水浸泡提喷方式无效。

4.2. 解堵方案制定

考虑气藏压力较低、大液量解堵作业不利于排液的情况, 同时鉴于脏物为有机物和无机物混合形成,

现场采用小流量泵注解堵剂 + 泡排辅助提喷的工艺作为井筒解堵方案。

1) 施工工序:

考虑到井筒脏物由有机物和无机物构成, 在现场试验中分别交替泵注有机解堵剂、无机解堵剂, 分别与脏物充分反应进而解除堵塞。由于气藏目前压力较低, 且井筒内存在积液, 在现场试验过程中适量泵注泡排剂进行辅助提喷[5], 将溶解的脏物残渣和井内积液同时带出井筒。

工序: 交替泵注有机/无机解堵剂→关井反应→泵注泡排剂→提喷, 观察现场反应。

2) 药剂用量:

考虑井筒内堵塞物位置不确定性, 且地层压力过低, 采用多轮次加注方式从油管泵注药剂, 且单轮次药剂加注量在 300~400 kg, 以防压井。

5. 现场应用

M-AH29 井: 2012 年正式投产, 硫化氢含量为 20.33 g/m^3 , 日产气 3~5 万方。生产过程中多次出现井筒返出脏物堵塞针阀现象, 至 2022 年 1 月, 油压突然降至 2.87 MPa, 与输压持平, 产量落 0。泵注清水解堵无效, 关井油压恢复速度约 2 MPa/h, 约 8 h 恢复至 13.5 MPa 并维持稳定。液面位于 2634 m 处。

M-AH29 井现场解堵试验共历经四个阶段:

第一阶段: 采用有机、无机解堵剂交替浸泡解堵, 期间泵注适量泡排剂。经过两次有机解堵、一次无机解堵后, 形成稳定通道, 能维持产量 3000 方生产, 稳定油压 4.4 MPa。

第二阶段: 继续采用有机、无机解堵剂交替浸泡解堵, 将有机解堵剂使用剂量增至 500 kg、浸泡时间延长至 2 天, 无机解堵剂使用剂量增至 500 kg、浸泡时间延长至 1 天, 经过两次有机解堵、一次无机解堵后, 进一步扩大通道, 能维持产量 9000 方生产(见图 2), 稳定油压 4.1 MPa。现场显示药剂返排率低, 井底积液严重, 导致通道二次堵塞。



Figure 2. Blowout at the second stage of well M-AH29 plugging removal

图 2. M-AH29 井井筒解堵第二阶段放喷

第三阶段: 泵注泡排剂清除井筒积液。连续 5 次泵注 200~300 kg、10%~15% 浓度起泡剂, 带出水及脏物约 1.9 方(每次带液约 200~500 kg)。开井过程中听到脏物撞击针阀产生异响, 返出物为泡沫、乳白色液体、黑色脏物及液体(见图 3)。

第四阶段: 继续泵注 400~600 kg 无机解堵剂, 带出水及脏物 3.6 方, 返出物为大量泡沫、黑色脏物及液体。但解堵效果未达预期, 且因井筒内泡沫、积液较多, 不能倒入流程正常生产, 关井油压仅 7.43 MPa。解堵失败。



Figure 3. Blowout at the third stage of well M-AH29 plugging removal
图 3. M-AH29 井筒解堵第三阶段放喷

总结 M-AH29 现场解堵经验, 交替泵注解堵剂 + 泡排辅助提喷的解堵工艺在现场实施中初期取得一定效果, 但对泡排剂的使用及剂量需根据实际井况进行开展, 以防止泡沫压井, 加重堵塞程度。

结合 M-AH29 井筒解堵经验, 对 M-AH23 井进行泵注化学剂井筒解堵现场试验。

M-AH23 井: 2011 年投产, 裸眼完井, 硫化氢含量为 26.92 g/m^3 。生产过程中多次出现井筒返出脏物堵塞针阀现象, 2022 年 1 月 2 日因井筒堵塞严重油压降至 2.54 MPa , 与输压持平, 产量落 0。

2022 年 4 月进行井筒解堵试验, 通过多轮次泵注无机解堵剂, 日产气量逐步提升, 开井后油压可达到稳定状态, 期间泵注泡排剂 160 kg , 将堵塞残差及井筒内积液带出, 该井经井筒解堵后于 5 月 30 日导入生产流程正产生产。

M-AH23 井解堵施工后连续生产至今。解堵后该井日产气恢复至堵塞前生产水平, 并持续稳产, 目前以 2.3 万方日产气量正常生产中。

6. 措施效果分析

对比两口井现场解堵工艺及效果, 在采用交替泵注解堵剂 + 泡排辅助提喷的井筒解堵工艺中, 影响施工效果的因素主要是药剂用量和井筒积液的影响:

① 泡排剂过量造成压井

M-AH29 井在第三阶段泵注泡排剂后提喷, 提喷物主要为泡沫, 判断井筒内已充满泡沫, 后期加注的解堵剂未能有效到达井筒脏物处, 同时出现压井现象, 造成关井油压持续降低, 井筒堵塞严重。

② 井底积液影响解堵剂与脏物的充分接触

从压力反应看, M-AH29 井关井恢复油压逐渐降低, 恢复速率变慢, 判断由于积液及堵塞的存在, 气井能量不足以将残液等带出, 井筒脏物表面存在积液等物质隔离后续解堵剂与其充分接触, 造成解堵效果受限。

7. 结论

1) 针对 L 气藏低压含硫气藏井筒堵塞现象, 常规修井解堵受低压等因素影响, 效果受限, 采用交替泵注解堵剂 + 泡排辅助提喷的工艺可在一定程度上解除井筒堵塞。

2) 造成井筒堵塞的原因主要有两类: 井筒腐蚀产物、外加来源。L 气藏的井筒堵塞物主要是由烃类和酯类的有机相(主要为入井液或油管碳纤维涂层)和由 FeS 、 Fe_3O_4 、 SiO_2 与单质硫等组成的无机相(主要

为油管腐蚀产物)形成的一种混合物。

3) 采用交替泵注解堵剂 + 泡排辅助提喷的工艺解除井筒堵塞时应注重药剂泵注时机及用量, 既要防止剂量过多产生压井, 腐蚀井筒等现象, 又要考虑剂量过少, 在积液等物质的影响下隔离药剂与脏物的充分反应, 影响解堵效果。

参考文献

- [1] 张耀刚, 吴新民, 梁铭, 等. 气井井筒有机解堵工艺技术的应用[J]. 天然气工业, 2009, 29(2): 95-97.
- [2] 孙娜娜, 许晓伟, 李耀, 等. 长庆气田天然气井井筒堵塞与解堵研究现状[J]. 新型工业化, 2020, 10(7): 140-143.
- [3] 刘宇龙, 熊青山. 环保型钻井液添加剂的优选剂性能评价实验[J]. 当代化工, 2021, 50(4): 892-895.
- [4] 孙海军. 气井井筒解堵效果评价[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2012(11): 166-167.
- [5] 张伟, 刘志峰. 排水采气工艺技术研究[J]. 辽宁化工, 2021, 50(5): 747-479.