

土库曼斯坦酸性气田恢复产能工程关键技术*

邹洪岚¹ 汪绪刚¹ 康健利² 朱怀顺³ 王青华²

1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 2. 中国石油(土库曼斯坦)阿姆河天然气公司 3. 中国科学院渗流流体力学研究所

邹洪岚等. 土库曼斯坦酸性气田恢复产能工程关键技术. 天然气工业, 2009, 29(9): 94-96.

摘要 土库曼斯坦 Sa 气田是一个高含 H₂S 与 CO₂ 的底水块状碳酸盐岩气田, 恢复利用老井产能是第一期产能建设目标的重要保证。该气藏老井封存时间长达 13 a, 修井采气面临井筒腐蚀评价、重新完井、腐蚀与防治、水合物预测等难题, 存在较大的技术难度和安全风险。在对 33 口老井的采气工程进行了分析和评估的基础上, 采用 MIT/MTT 井筒腐蚀评价和生产系统节点分析等方法, 针对气田的储层特点和修井采气工程技术的难点, 形成了高含硫气田恢复产能工程关键技术, 主要包括老井修复与测试配套技术、生产系统优化技术、H₂S 与 CO₂ 的腐蚀与防治技术以及酸性气田高效酸化解堵技术。在已修复的 9 口井中恢复年产能 12×10⁸ m³, 修复 26 口井预计恢复年产能 (25~30)×10⁸ m³, 26 口老井修复利用至少可节约钻井直接投资 8 000 万美元以上。

关键词 土库曼斯坦 高含硫气田 采气工程 老井 修井 酸化 生产能力 恢复

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.09.026

1 Sa 气田储层特征及生产概况

Sa 气田是土库曼斯坦阿姆河右岸区块最大的整装碳酸盐岩气田, 储层为上侏罗统, 埋深为 2 303~2 533 m, 平均孔隙度 5.74%, 渗透率为 53×10⁻³~155×10⁻³ μm²。气田原始地层压力 26.77 MPa, 压力系数 1.1 MPa/100 m, 原始地层温度 102 ℃。储层非均质性严重, 天然气中甲烷含量为 89.9%, H₂S 和 CO₂ 摩尔含量分别为 2.988% 和 3.588%。该气田于 1986 年 12 月投入开发, 实际生产井 26 口, 1993 年 4 月气田全部停产封存。

2 老井修复与采气工程技术难点

老井修复和采气工程技术难度和安全风险很大, 表现在: ①气藏高含 H₂S 和 CO₂, 修井采气工程面临重新完井、腐蚀与防护、排水采气、水合物防治等技术难题, 对修井测试、采气工艺、增产措施等提出了很高的要求; ②长期生产 6~7 a 和封存 13 a 使气井井口及井下管柱腐蚀严重, 井筒质量难以准确判断, 修井测试面临大量的技术难题, 如套管变型、油管断脱、封隔器的打捞问题等; ③修复后的老井生产存在套管变型和冲蚀破坏的问题, 达到安全、长

期、稳定生产的要求难度大。

修井测试技术对策如下: ①对老井进行系统全面的采气工程评估, 对老井存在的问题进行分类, 现场采用逐级试压和 MIT/MTT 测井技术进行井筒腐蚀评价; ②老井修复重新完井要重点考虑 H₂S 和 CO₂ 的腐蚀控制, 并通过环空定期注入缓蚀剂防腐以保证生产安全; ③老井修复完成后实施酸化, 大幅度地提高气井产量; ④为防止老套管变型和冲蚀破坏, 建议控制生产压差, 产量控制在 30×10⁴~50×10⁴ m³/d 范围内, 以尽量延长老井再利用期限; ⑤进行天然气中水合物形成情况预测, 根据预测结果和产生的情况提出相应对策。

3 老井修井与测试配套技术

3.1 老井采气工程分析及评价技术

对 33 口老井的采气工程技术进行了系统地分析和评估, 包括老井的油管情况、采气井口、生产套管、防腐工艺以及测试产能。存在的主要问题如下: 多数井气侵、气窜; 管柱和井口长期遭受腐蚀; 30% 的油管腐蚀严重, 不能再使用; 油管断脱和破漏; 封隔器以上套管变型(错断); 管柱与封隔器脱离; 管柱完整但刺漏; 双封隔器且有工具落井。

* 本文为中国石油天然气集团公司海外科技攻关项目(编号:2008B-4406)的部分研究成果。

作者简介: 邹洪岚, 女, 1972 年生, 高级工程师, 博士研究生; 主要从事海外采油工程和压裂酸化技术研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市万庄 44 号信箱。电话: (010)69213071。E-mail: zouhonglan@cnpcint.com

3.2 老井筒腐蚀评价技术

腐蚀评价方法主要有两种:MIT和MTT测井、套管分级箍声波成像测井(图1)。

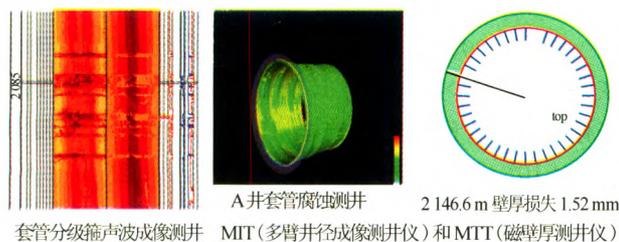


图1 两种井筒腐蚀评价方法图

通过MIT(多臂井径成像测井仪)和MTT(磁壁厚测井仪)测井来进行油管、套管损伤检测。A井经过MIT、MTT仪器的测量,共检测到油管253根,套管217根,分析结果认为在测量井段中油管、套管腐蚀程度均较小。

3.3 老井修井求产技术

第1批井:典型修井工艺的气井3口,包括A井(主要问题是油管与封隔器脱离,已修)、B井(管柱完整但刺漏)、C井(双封隔器且有工具落井)。探索试验各种修井工艺的可靠性和可操作性,对今后各类井的修复提供指导。3口井修复后预计恢复产能 $150 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

第2批井:原生产管柱为光油管的气井2口。这类井安全隐患极大,因管柱简单,技术难度相对较低。2口井修复后预计恢复产能 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

第3批井:原生产管柱为带封隔器的油管柱17口。这类井情况复杂,修井难度大,修井周期较长。通过油套环空试压,先验证判断井筒质量是否合格,如果油套封隔良好且试压合格,则直接测试求产;如试压不合格,视具体情况进行大修作业。17口井修复后预计恢复产能 $680 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

第4批井:经判断需要进行大修等复杂作业,技术难度、风险特别大的疑难井,主要有3口。这类井有可能无法修复,甚至导致工程报废。修复后预计恢复产能 $145 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

4 高含硫气田生产系统优化技术

根据气田开发的要求,利用节点系统分析方法^[1],对气田不同产量下的气井进行生产制度优化,优化结果如表1。

当产量为 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,其油管、油嘴尺寸敏感性分析曲线见图2, $\varnothing 88.9 \text{ mm}$ 油管与15.5 mm油嘴组合情况下生产为最佳。

表1 油管及油嘴尺寸选择结果表

配产($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	油管尺寸(mm)	油嘴尺寸(mm)
30	88.9	13.0
50	88.9	15.5
60	101.6	20.0
80	101.6	27.0
100	114.3	24.0
150	139.7	32.0
200	139.7	40.0
250	177.8	40.0
300	177.8	46.0

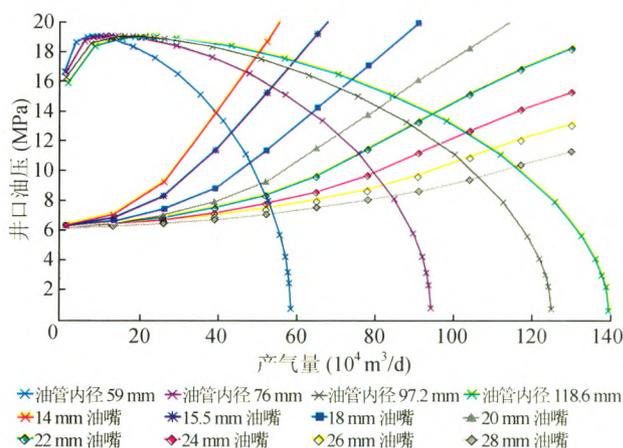


图2 油管尺寸优选图

5 H₂S与CO₂腐蚀与防治技术

5.1 Sa气田腐蚀环境分析

萨曼捷佩气田由于富含H₂S和CO₂(分别高达2.988%和3.588%),计算得到H₂S及CO₂的井筒分压约为0.704 MPa和0.845 MPa(见表2)。

表2 气田H₂S及CO₂的分压表

气田	最大压力(MPa)	H ₂ S含量(%)	H ₂ S分压(MPa)	CO ₂ 含量(%)	CO ₂ 分压(MPa)
Sa(井口)	19.64	2.988	0.587	3.588	0.705
Sa(地层)	23.56	2.988	0.704	3.588	0.845

气田腐蚀环境处于应力开裂区,可引起敏感材料发生硫化物应力开裂(SSC)属严重腐蚀环境(图3)。相态分析表明地层内已有液态水析出(图4),表明从地层到井底、井筒、到集输站的生产流程和集输流程都存在液态水,将进一步加快腐蚀速度,需要考虑相应的防腐措施。同时,从水合物生成曲线可以看到,

从井口到集输站的管线可能产生水合物,在此期间需要考虑水合物的防治技术。

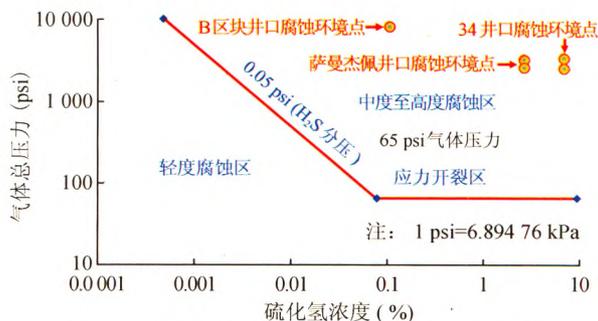


图3 H₂S浓度、气体总压力与腐蚀程度关系图

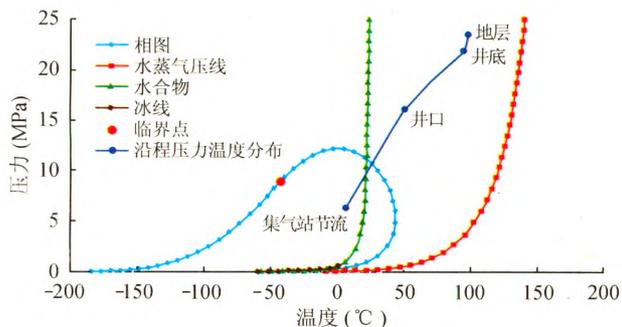


图4 PIPESIM软件组分分析计算结果图

5.2 防腐工艺技术

根据 NACE 标准,借鉴国内酸性气田开采的经验^[2],气田采用复合防腐工艺方法,即采用抗硫为主,结合防 CO₂ 腐蚀的材料,配合注入化学剂防腐的方法。气田选用同时具有抗硫和防 CO₂ 腐蚀的合金系列材料 80S-3Cr 和 90S-3Cr 油管。配合使用注入化学剂防腐,加注工艺采用化学注入阀。

6 酸性气藏酸化解堵技术

由于地层存在严重污染,气田老井酸化以解堵为主,推荐采用两种酸液体系,分别是低伤害缓速酸液体系和清洁自转向酸液体系。

对于 $\varnothing 73$ mm 或 $\varnothing 76.2$ mm 生产管柱完井的井采用油管酸化,对 $\varnothing 101.6$ mm 或 $\varnothing 127$ mm 生产管柱完井的井采用连续油管酸化。针对不同的储层优化了酸化施工参数,酸化采用了低伤害缓速酸液体系和清洁自转向酸液体系。低伤害缓速酸液体系具有良好的降阻、低伤害和缓速性能有利于形成较长的酸蚀有效作用距离。清洁自转向酸液体系,该酸液体系具有较好的自转向性能,有利于酸液在非均

质严重层段的均匀分布,以达到对污染严重层段解堵的目的。

7 现场应用及效果

截至 2009 年 4 月,已完成 8 口老井修复,预计恢复产能 420×10^4 m³/d,恢复年产能 12×10^8 m³;正修井 4 口,预计恢复产能 150×10^4 m³/d,恢复年产能 4×10^8 m³;暂停井 5 口,预计恢复产能 180×10^4 m³/d,恢复年产能 5×10^8 m³;即将修井 9 口,预计恢复产能 300×10^4 m³/d,恢复年产能 9×10^8 m³。修复 26 口井预计恢复年产能 $(25 \sim 30) \times 10^8$ m³。

气田的老井修复减少新钻井的工作量,大幅度节约成本,为实现 50×10^8 m³ 天然气产能的气田开发调整方案提供了可靠工程技术保障;按照修复单井全成本 150~200 万美元计算,26 口老井修复利用可节约钻井直接投资 8 000 万美元以上。

8 结论与建议

1) Sa 气田由于富含 H₂S 和 CO₂ (分别高达 2.988% 和 3.588%),又经过长期生产(6~7 a)和封存关井 13 a,使老井修复技术难度很大。修复利用老井、恢复老井产能潜力对降低开发成本,尽快恢复气田产能意义十分重大。

2) 形成高含硫气田老井修复技术,主要包括:老井压井技术、井筒腐蚀评价技术、井下特殊工具处理技术、老井再完井技术、高含硫气藏测试技术、井筒防腐技术、现场组分分析技术、现代试井解释技术。

3) 形成了 Sa 气田完井采气工程关键技术,主要包括完井工程、生产制度优化、硫化氢和二氧化碳腐蚀机理及防治技术、气井酸化解堵技术等。

4) 高含硫气藏老井修复测试取得成功,已修复 9 口井恢复年产能 12×10^8 m³,修复 26 口井预计恢复年产能 $(25 \sim 30) \times 10^8$ m³。

参考文献

- [1] 杨继盛. 采气工艺基础[M]. 北京:石油工业出版社, 1994.
- [2] 陈飞. 高压气井—凝析气井 CO₂ 腐蚀机理及防腐技术[J]. 石油天然气学报:江汉石油学报, 2005(2): 297-299.

(收稿日期 2009-06-11 编辑 韩晓渝)