

玛河气田高压气藏完井工艺技术

徐小辉¹ 刘利¹ 陈进¹ 李松玲² 肖萍¹ 袁光¹ 张传新¹ 易永刚¹

1. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院 2. 新疆石油学院

徐小辉等. 玛河气田高压气藏完井工艺技术. 天然气工业, 2012, 32(2): 67-70.

摘 要 准噶尔盆地玛河气田的产层属中等孔隙度、中高渗透率储层, 气藏单井产量高、压力系数高, 中国石油新疆油田公司对于该类气藏的开采技术研究还处于试验摸索阶段。为此, 根据该气田高压气藏的特点, 应用节点分析方法对气井的流入动态曲线(IPR)、节点、敏感参数等进行计算和分析, 结合冲蚀流量、卸载流量等计算方法来确定合理生产管柱尺寸及管柱结构。研究成果认为: ①单井配产小于等于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时, 生产管柱采用内径 62 mm 油管; ②单井配产介于 $50 \times 10^4 \sim 110 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时, 生产管柱采用内径 76 mm+内径 62 mm 复合油管; ③高压气井完井管柱结构为油管挂+油管+井下安全阀+油管+井下测压系统+反循环压井阀+密封插管+永久式封隔器+磨铣延伸筒+剪切球座+射孔枪串。

关键词 准噶尔盆地 玛河气田 高压气藏 完井工艺 节点分析 冲蚀流量 携液流量 生产管柱 完井管柱
DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.02.016

准噶尔盆地玛河气田古近系紫泥泉子组紫三段为辫状河三角洲前缘水下分流河道亚相和分流间湾亚相沉积, 储层岩性主要为细砂岩和粉砂岩。砂岩层孔隙度为 18.9%, 渗透率为 46.6 mD; 气层孔隙度为 21.7%, 渗透率为 143.8 mD, 属中孔、中高渗储层。气藏类型为构造气藏, 具边水, 各断块分别具有独立的气水界面。气藏平均埋深为 2 458 m, 地层温度为 62.7 ℃, 压力系数介于 1.55~1.58, 为高压气藏。凝析油密度为 0.77 g/cm³, 50 ℃黏度为 1.18 mPa·s。天然气相对密度为 0.64, 非烃组分含量较高(2.99%), 甲烷含量较低(86.72%)。

1 气井节点分析

1.1 气井产能方程及参数确定

目前主要通过产能试井来评价气井的产能, 求取产能方程。常用的产能试井方法包括稳定试井、等时试井或者修正等时试井和一点法试井^[1-5]。中国石油新疆油田公司(以下简称新疆油田)气藏常用的产能计算方法主要是一点法, 该方法是气井以某一工作制度生产到稳定状态, 测取产量、目前地层压力和稳定井底流压, 根据建立二项式方程计算目前气井无阻流量。

二项式产能方程式:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = a q_{sc} + b q_{sc}^2 \tag{1}$$

式中 a 表示层流系数; b 表示紊流系数。

根据二项式方程及试井数据确定玛 A 井及玛 B 井的产能方程参数如表 1 所示。

表 1 玛河气田产能方程参数表

井号	无阻流量/ $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	a	b
玛 A	267	1.012 2	0.017 0
玛 B	204	1.198 2	0.030 5

1.2 井底压力计算

将凝析气井井筒压力分析分为 2 种情况: 高气液比: 当井筒内气液比高于 $1\,400 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 时, 井筒中流态属于多相流中的雾状流, 此时, 可采用拟单相流法简化计算。低气液比: 当气液比低于 $1\,400 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 时, 井筒中流态不再呈单一雾状流, 而可能是多种流态共存, 采用 Beggs-Brill 方法能得到更佳的预测效果。西南石油大学李颖川教授根据 SPE 15655 刊载的国外多个气田 144 井次现场测试数据, 对多相垂直管流模型进行了评价, 评价表明 Hagedorn-Brown 模型优于其

作者简介: 徐小辉, 1974 年生, 高级工程师, 硕士; 2010 年毕业于西南石油大学; 主要从事采油气工程研究工作。地址: (834000) 新疆维吾尔自治区克拉玛依市准噶尔路 29 号。电话: (0990) 6868823, 13999500468。E-mail: xuxh688@petrochina.com.cn

他模型,特别是当 $GLR \geq 500$ 时,一般可以满足 $E < \pm 2\%$ 的工程计算的相对误差要求。

1.3 协调产量计算

气井的流入动态曲线(即 IPR 曲线),能较直观地反映气井产量和压力之间的关系,井底流压不同,油气井的流入产能也不同,连续改变井底流压可以得到流入动态曲线。油管动态曲线是在井口压力为某一常数时,通过给定油管尺寸的各种产气量与所需井底流压的关系曲线。流入动态曲线和对应的油管动态曲线在同一坐标系下,交点对应的流量即为协调产量。由图 1 可以看出该井的产量协调点处当压力为 35.8 MPa 时,气井产量为 $84.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

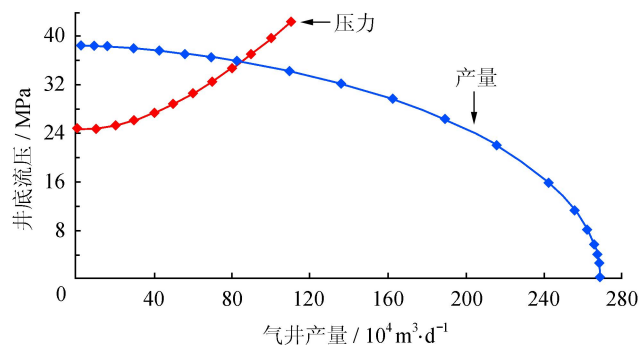


图 1 玛 A 井节点分析曲线图(井口压力为 20 MPa)

2 完井管柱尺寸的选择

2.1 油管尺寸对井筒压力损失的影响

运用节点分析软件 PIPESIM 采用 Hagedorn-Brown 模型对产量与井口压力关系进行了在不同油管内径下的敏感性计算,计算中组合油管长度分别为 2 100 m、400 m(图 2)。

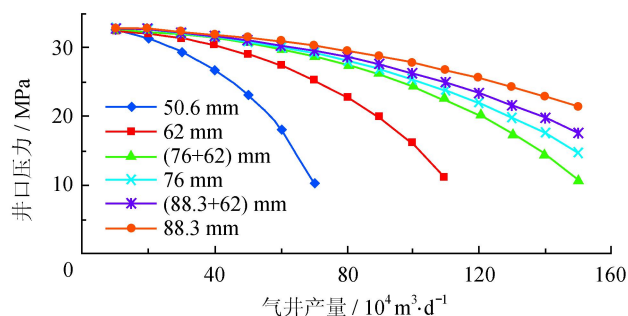


图 2 玛河气田不同产量条件下油管内径与井口压力的关系曲线图

计算结果表明:

1)井筒压力损失随产量的增加而增大,油管管径越小,压力损失的幅度越大。

2)当产量低于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,各内径油管压力损失差异不大,当产量大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,内径 50.6 mm 油管压力损失迅速增加,产量超过 $70 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,已不能满足生产需要。

3)内径 62 mm 的油管,产量大于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,压力损失幅度增大,产量超过 $110 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,已不能满足生产需要。

4)内径为 76 mm 和内径 88.3 mm 油管,在 $50 \times 10^4 \sim 110 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产量阶段压力损失差异不大。产量超过 $110 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,内径 76 mm 压力损失幅度增大。

5)内径 76 mm+内径 62 mm 组合油管井口压力与内径 76 mm 油管在产量低于 $130 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,井口压力差异不大。

2.2 冲蚀因素对油管尺寸的影响

冲蚀是由于颗粒对管道弯曲部分的冲击产生的金属磨蚀。冲蚀的先决条件是必须有固相颗粒的存在,其次是高流速。高速流体不仅带动固相颗粒冲蚀管壁,而且在腐蚀的环境下能加剧腐蚀速度。因此没有固相颗粒存在、没有腐蚀情况下,即使流速很高也不会产生冲蚀现象。影响冲蚀破坏程度除了固相颗粒的存在、高速度因素外,还有一些其他因素,如钢的力学特性(延展性、硬度)、颗粒物质的碰撞角度、颗粒质量、载液特性(密度、黏度)。冲蚀发生的位置,往往在流向发生改变的地方。

根据 API RP14E 给出的预测流体冲蚀磨损的计算临界冲蚀流速方程为:

$$V_e = C/\rho_m^{0.5} \quad (2)$$

式中 ρ_m 表示混合物密度; C 表示常数,介于 100~150。

玛河气田 CO_2 含量低(0.05%),不含 H_2S 气体,在计算冲蚀流速限制时可以将条件放宽些,将 C 取值为 150。表 2 是 C 取值 150 时计算的玛河气田气井在不同井底流压情况下、不同尺寸油管防止冲蚀的最大允许日产气量。从表 2 中可以看出:玛河气田日配产

表 2 玛河气田最大允许日产气量预测结果表 $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$

管径/mm	井底流压/MPa					
	10	15	20	25	30	35
50.7	34.2	42.6	49.1	53.4	57.0	59.1
62.0	51.2	63.8	73.4	80.0	85.4	88.4
76.0	76.8	95.7	110.3	120.2	128.3	132.9
88.3	103.7	129.3	148.7	162.2	173.1	179.4
100.5	134.3	167.4	192.6	210.0	224.1	232.4
112.0	166.7	207.9	239.3	260.9	278.4	288.6

小于等于 $50\times10^4\text{ m}^3$ 时,采用内径 62 mm 油管,在井底流压 10~38 MPa 的条件下,不会产生冲蚀。

2.3 携液能力对油管尺寸的影响

由 Turner 公式求得气藏不同流压下的最小携液流量(表 3),从表 3 中可以看出,最小携液流量受油管尺寸大小影响很大,当流压为 10~38 MPa 时,油管管径 62 mm 允许的最小产量必须大于 $5.92\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。油管管径增大到 76 mm 时,气井允许的最小产气量必须大于 $8.9\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

表 3 玛河气田最小携液流量与井底流压关系表 $10^4\text{ m}^3/\text{d}$								
管径/mm	井底流压/MPa							
	10	15	20	25	30	35	38	
50.7	3.96	4.96	5.60	5.94	6.07	6.09	6.07	
62.0	5.92	7.41	8.37	8.88	9.08	9.11	9.08	
76.0	8.90	11.14	12.57	13.35	13.65	13.69	13.64	
88.3	12.01	15.03	16.97	18.02	18.42	18.48	18.42	
100.5	15.56	19.48	21.99	23.34	23.87	23.93	23.86	
112.0	19.33	24.19	27.30	28.99	29.64	29.73	29.63	

2.4 油管尺寸的选择

根据以上井筒压力损失、冲蚀流量、携液流量对油管尺寸计算结果,对于玛河气田油管尺寸选择如下:

- 1)单井配产小于等于 $50\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 时,生产管柱采用内径 62 mm 油管。
- 2)单井配产介于 $50\times10^4\sim110\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 时,生产管柱采用内径 76 mm+内径 62 mm 复合油管。

3 完井管柱结构选择

3.1 设计原则

- 1)保证安全采气,并应尽量减少完井作业程序,减少井下作业对地层的伤害。
- 2)管柱结构必须满足射孔、井下作业、测试工艺和配产的要求。
- 3)确保管柱安全可靠,应满足长期不动管柱要求,并满足在紧急情况下自动关井的要求。
- 4)考虑气体长期生产对管柱的影响,应尽量做到对井下管柱和套管的保护。
- 5)满足高压气井管柱的有效密封。要求井下工具必须耐高压差,各工具、管材之间的接口、工具内部的结合部必须密封可靠,管柱结构尽量简化。
- 6)一般都应采用密封性能良好的、金属对金属气密封的特殊螺纹(如 TM、NK3SB、FOX、NEW VAM 等)。

3.2 完井管柱结构特点

根据玛河气田的特点,设计的高压气井完井管柱结构为:油管挂+油管+井下安全阀+油管+井下测压系统+反循环压井阀+密封插管+永久式封隔器+磨铣延伸筒+剪切球座+射孔枪串(图 3)。

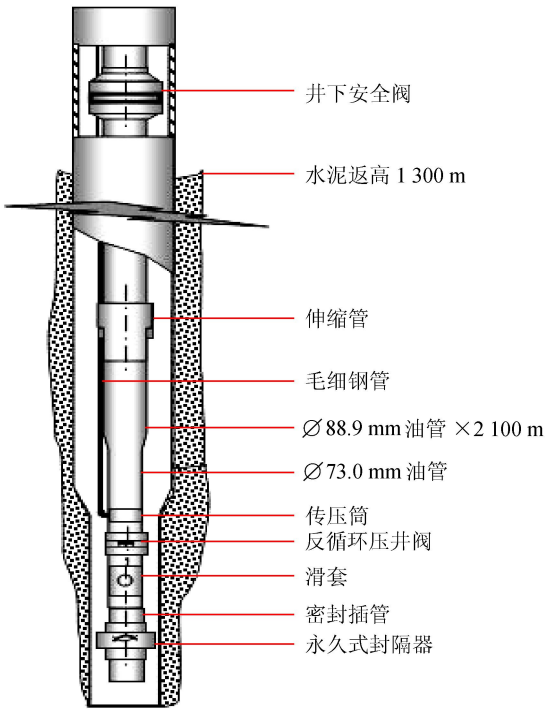


图 3 玛河气田完井管柱结构图

上述完井管柱结构的特点如下:①采用永久式封隔器,能够减小套管及井口承压,减少了气体对套管的腐蚀;②安装了井下安全阀能够及时切断气源,防止气井失控;③采用井下测压系统,能够及时为生产及设计实时准确的数据支持;④安装反循环压井阀,能够进行压井作业及更换油管等井下作业;⑤油套环空可注入保护液,以减缓气体对套管的腐蚀;⑥整体结构相对复杂,受施工环境、井下复杂情况、供货周期等因素影响较大。

3.3 完井管柱实施效果

采用高压气井完井管柱结构的气井在产量介于 $70\times10^4\sim100\times10^4\text{ m}^3$ 情况下,油套压基本保持稳定,油技套压力也较小,选用的管柱结构性能可靠,密封性好,能够满足玛河气田高压气井的生产需要。

在玛 B 井井下采用的是电缆式电子温度压力系统,分别在井下 2 203.9 m、2 301.5 m 设置 2 个测试点,井下温度压力数据通过地面监测在射孔、放喷、开关井、系统试气及后期生产过程中均能很好的实时显示。

4 结论及建议

1)应用气井生产系统节点分析技术,对玛河气田生产系统进行了分析,确定各生产参数对整个系统的影响程度,给出了气井的优化参数,实现了气井生产过程的高效优化管理。

2)玛河气田方案设计采用的带井下安全阀、井下封隔器及温度压力测试系统的管柱结构技术试验的成功,为今后新疆油田高压高产气井安全生产及井下测试积累了经验,值得推广。

3)井下测试系统采用井下电缆式电子温度压力计,在生产 18 个月后出现故障无法使用,建议后期采用稳定性和可靠性更好的毛细管测压系统。

参 考 文 献

- [1] 彭建云,吴云才,杨淑珍,等.克拉 2 异常高压高产气田完井工艺技术研究[J].天然气工业,2005,25(12):77-80.
- [2] 金忠臣,杨川东,张守良,等.采气工程[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [3] 薛艳,同昕鑫,史华,等.气井节点分析技术在靖边气田的应用[J].辽宁化工,2010,39(6):611-613.
- [4] 刘明球,周天鹏,敬祖佑,等.高压高产气田完井采气工艺技术研究——以克拉 2 气田开采配套工艺技术的推荐方案为例[J].天然气地球科学,2003,14(2):140-144.
- [5] 杨继胜.采气工艺基础[M].北京:石油工业出版社,1992.

(收稿日期 2011-09-30 特约编辑 杨 斌
编辑 居维清)