

涩北气田排水采气优选模式^{*}

李文魁 周广厚 毕国强 曹光强 王云 刘翔 李隽 刘岩

中国石油勘探开发研究院廊坊分院天然气工艺研究所

李文魁等. 涩北气田排水采气优选模式. 天然气工业, 2009, 29(9): 60-63.

摘要 针对柴达木盆地涩北气田所面临的气井井底积液、产水导致产量迅速递减的问题, 从准确把握气井排水采气时机、优选经济有效的排水采气方式出发, 结合涩北气田生产动态, 综合考虑动能因子、积液高度、油压、日产水以及油压、套压压差等多种因素准确诊断了气井积液的状况; 分析了涩北一号气田递减阶段气井日产气量和水气比等生产数据的变化规律, 根据多项管流井底压力计算理论、临界流量计算模型及涩北气田实际的采气油管尺寸, 研制出了排水采气方式选择控制图, 并建立了涩北气田排水采气优选模式; 回归出了相应的计算公式, 预测了涩北一号气田大规模进入优选管柱排水及泡排排水采气时期的具体时机, 由于涩北气田属于次活跃与不活跃水驱气藏, 水气比上升缓慢, 除少数离边水比较近的井外, 在整个开发期内不会大规模进入气举排水开采期。

关键词 气井 井底积液 排水采气 优选管柱 油压 套压 采收率

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.09.016

0 引言

以气井自身的能量排水采气是最经济、最简单的排水采气方法。过早地采取排采措施, 不能够充分利用地层能量, 增加了开发生产成本; 过晚的采取措施危害更大, 气井水淹停产不仅会带来经济损失, 而且由于气井积液会对气井本身和气田采收率带来严重的危害。因此, 准确把握排水采气时机、优选排水采气井及排采措施具有重要的意义。

1 诊断井底积液的动能因子方法和井筒积液高度计算

1.1 动能因子方法

目前, 确定排水采气最小携液流量最常用的方法是 Turner 模型、李闯模型等, 都有一共同的特点, 就是都是以理想化的雾流流态模型为前提来计算的。现场研究发现环膜流和段塞流流态下也有一定的携液能力^[1], 特别是环膜流可以依靠气液两相剪切力的作用将分布在油管壁上的水环全部带出而不产生滑脱, 能够使气井稳定连续地排液。

动能因子反映了气、水两相在油管内的流动特征^[2], 反映了气井的能量, 从而能够反映生产气井环膜流状态下的最小携液能力。对油管生产的井, 动能因子可以用式(1)表示:

$$F = 2.9 \times 10^{-3} \frac{q_g}{d^2} \sqrt{\frac{\gamma_g TZ}{p}} \quad (1)$$

式中: F 为动能因子; γ_g 为天然气相对密度, 无因次; p 为井底流动压力, MPa; d 为油管内径, m; Z 为井底条件下天然气偏差系数, 无因次; T 为井底气流温度, K; q_g 为日产气量, 10^4 m^3 。

1.2 井筒积液高度计算

生产井井底积液深度与井底压力的关系式为^[3]:

$$p = p_e e^s + 9.8 \times 10^{-6} h \rho_w \quad (2)$$

其中: $S = \frac{0.03145 \gamma_g (H-h)}{TZ}$; $\bar{Z} = (Z_{ts} + Z_{ws})/2$; $\bar{T} = (T_{ts} + T_{ws})/2$ 。

式中: p 为井底流动压力, MPa; p_e 为套压, MPa; H 为井深, m; h 为井底积液高度, m; ρ_w 为地层水密度, kg/m^3 ; γ_g 为天然气相对密度, 无因次; T_{ts} 、 T_{ws} 为静止气柱的井口、井底温度, K。

* 本文为中国石油天然气股份有限公司“柴达木盆地勘探开发关键技术研究项目”(编号: 07-01Z-01-07)的研究成果。

作者简介 李文魁, 1965年生, 教授, 博士; 1986年毕业于原西南石油学院石油工程专业; 长期从事天然气开采工艺的教学和研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市万庄44号信箱。电话: (010) 69213171, 13910671225。E-mail: lwk69@petrochina.com.cn

1.3 影响因素敏感性分析

敏感性分析是分析各种不确定性因素变化到一定的幅度时,对所关注指标的影响程度,并把不确定性因素当中对关注指标影响程度较大的因素,称之为敏感性因素^[4-5]。由图1可以看出动能因子对生产油管的内径尺寸敏感性最强,其次是日产气量和井底流动压力,而气体的相对密度和井底温度的变化对动能因子影响较小。由此我们可以得出结论:当以目前的产量下不能完全携液时,及时地更换较小管径的管柱生产能有效地提高气井的携液能力。当气井的流量下降到临界流量以下后,气井不能依靠自己的能量完全排出地层产出的液体,就会在井底出现不同程度的积液。由图1可以看出积液高度对管鞋处的压力、井口套压极其敏感,所以要准确判断井底积液的高度,一定要取准井口的生产套压和井底管鞋处的流动压力,否则计算出的结果误差较大。

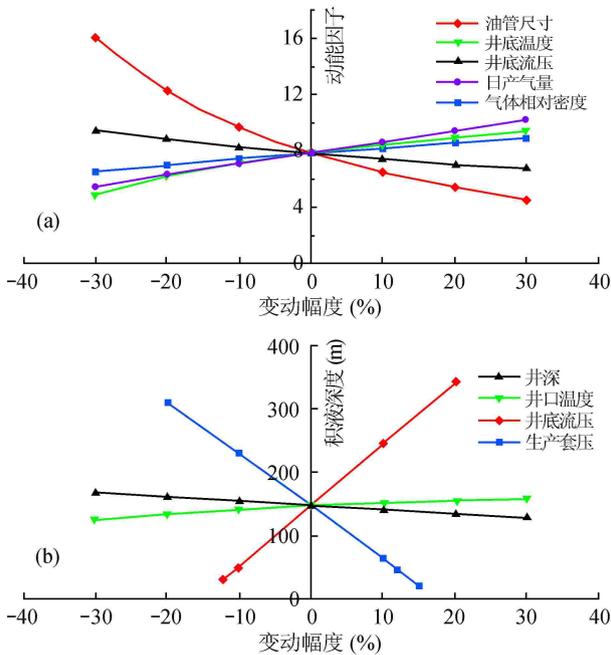


图1 动能因子、井底积液高度影响因素敏感性分析图

2 排水采气方式选择控制图

2.1 预测模型

对油管生产的气井,环膜流状态下生产的最小携液流量模型可用式(3)表示:

$$q_g = 344.8 F d^2 \sqrt{\frac{p}{\gamma_g T Z}} \quad (3)$$

式(3)符号与式(1)相同,根据文献^[5]环膜流(F)的下限为8.0,为了提高安全性这里取10.0。

2.2 涩北一号气田排水采气方式选择控制图的绘制

涩北一号气田,地层水相对密度为1.1,气、水界面张力取60 mN/m,井口压力为7.3 MPa,天然气相对密度为0.558,常用油管内径为62 mm,最小油管内径为40.3 mm,泡排和优选管柱排水方式产水量限制小于100 m³/d,各开发层系井口、井底温度、油管长度数据见表1。

表1 涩北一号气田各层系温度、油管长度数据表

井口温度 (°C)	井底温度 (°C)	油管长度 (m)	开发层系
20	33.1	810	I
24	43.9	1 072.5	II
27	50.7	1 240	III
30	55.6	1 360	IV

根据涩北一号气田第III开发层系的基本数据绘制出第III开发层系的排水采气方式选择控制图(图2)。

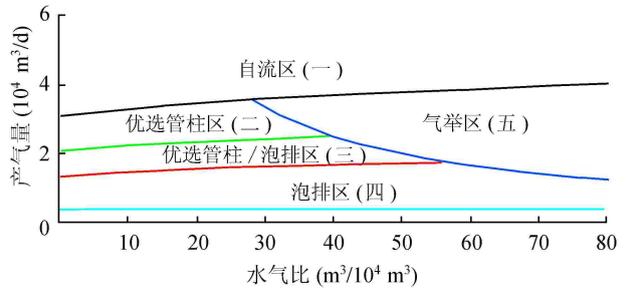


图2 第III开发层系排水采气方式选择控制图

图2中,黑线为内径62 mm的油管最小携液流量控制线;绿线为内径50.6 mm的油管最小携液流量控制线;红线为内径40.3 mm的油管最小携液流量控制线;蓝线为产水量100 m³控制线;紫线为泡排区控制线(日产气3 000 m³以下不再适合泡排排水)。

当气井产气量和水气比落在自流区时,此类井在目前油管尺寸下完全能依靠自身能量排液,不需要采取任何排水采气措施;同理,落在相应的区域就可以确定相应的排水采气措施。需要说明的是,采用此控制图确定排水采气措施时,不是仅看一个时刻的数据点,而是要看气井的实际潜力和生产能力。严格来讲,不同层系的排水采气方式选择控制图适用于对应的开发层系。但研究表明,涩北一号气田4个开发层系排水采气方式选择控制图的差别非常小。原因是气层随深度的增加流动压力增加,井底温度也增加。由式(3)可看出温度和压力对最小携液流量的影响在一定程度上是相互抵消的,这就致使4个开发层系排水采气方式选择控制图的差别很

小。因此,不同开发层系排水采气方式选择控制图可以用其中一个代替。

3 排水采气井及排采方式优选模式

排水采气井的选择应考虑多种因素,采用多种方法来综合选择。针对涩北气田,首先应满足下列 5 个条件(图 3):①动能因子小于 10.0;②积液高度不为零;③油压、套压差大于 0.8 MPa;④油压小于 8.0 MPa;⑤产水量大于 1.0 m³/d。然后再用排水采气方式选择宏观控制图对排水方法进行分类,最后根据经验方法、结合出水来源及类型优选出重点排水采气井及排水措施。

根据涩北一号气田 2009 年 3 月生产井的生产动态,采用排水采气井选择流程图的分析思路,排水采气井的选择及排采方式的选择结果见表 2。

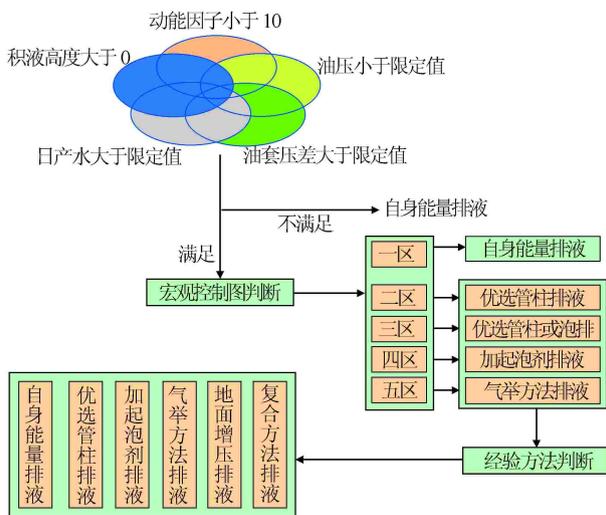


图 3 排水采气井及排采方式选择流程图

表 2 排水采气井及排采方式优选结果表

井号	油压、套压差 (MPa)	产气量 (10 ⁴ m ³ /d)	临界流量 (10 ⁴ m ³ /d)	水气比 (m ³ /10 ⁴ m ³)	动能因子	排水措施	备注
A 井	/	2.25	2.79	0.92	7.41	优选管柱	优化后管柱为∅62 mm
B 井	1.20	0.99	2.91	0.14	3.10	泡排	同时换管柱为∅62 mm
C 井	1.10	1.52	2.79	1.40	6.82	优选管柱	优化后为∅62 mm
D 井	1.50	1.53	2.77	2.12	5.05	优选管柱/泡排	泡排原管柱;优选管柱为∅40.3 mm
E 井	1.00	0.67	2.98	6.17	1.43	泡排	同时换管柱为∅62 mm
F 井	0.90	1.58	2.79	1.09	5.17	优选管柱/泡排	泡排原管柱;优选管柱为∅40.3 mm
G 井	1.60	0.82	2.91	11.92	2.57	泡排	/
H 井	1.30	1.21	2.87	2.13	3.85	泡排	同时换管柱为∅62 mm
I 井	1.00	2.32	3.16	1.14	6.77	优选管柱	优化后为∅62 mm

4 涩北气田大规模排水采气方式及时机确定

4.1 产气量、气水比预测分析

4.1.1 产气量预测分析

涩北一号气田的气井月产气量均在 2004 年 1 月份达到了最大值 223.4×10⁴ m³,其后便进入了递减阶段,到 2008 年 5 月气井均月产气量下降到 94.8×10⁴ m³。

对涩北一号气田递减阶段的井均日产气量、气水比随相对生产时间的变化关系进行回归,得到如下关系式(图 4)。

4.1.2 井均日产气随相对生产时间的关系

$$Q(t) = -26.616 \ln(t) + 201.94 \quad (4)$$

4.1.3 气水比随相对生产时间的关系

$$GWR(t) = 2.0 \times 10^{-4} t^2 - 3.6 \times 10^{-3} t + 0.189 \quad (5)$$

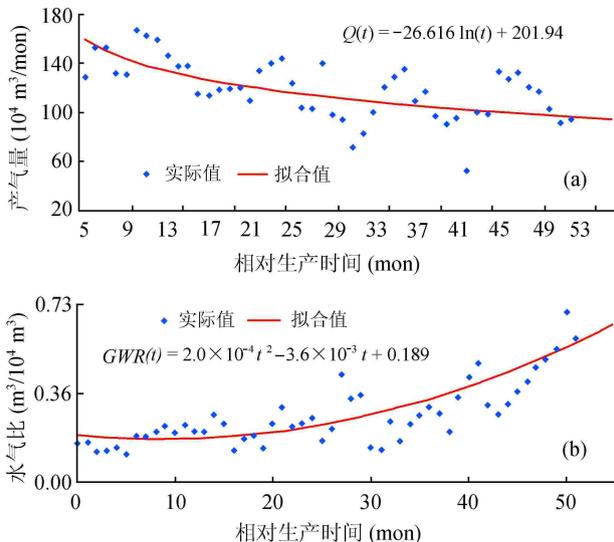


图 4 涩北一号递减阶段井均产气(a)、气水比(b)随相对时间的变化拟合曲线图

4.2 涩北一号排水采气措施的时机

式(4)、式(5)都是相对时间的函数,可以建立气水比与月产气量的关系:

$$GWR = f(Q) \quad (6)$$

将式(6)中的月产量转化成日产量画到采气方式控制图上(图5),根据进入某种排水采气措施控制范围的进入点对应的产气量或水气比,就可以确定气田规模进入某种排水采气方式的时机。

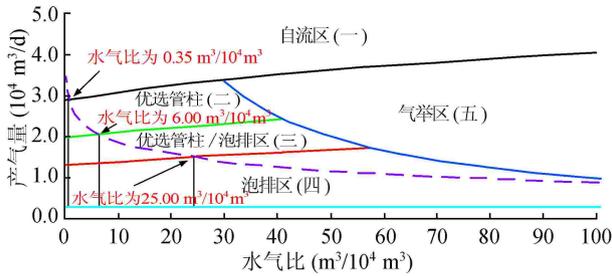


图5 涩北一号大规模排水采气措施时机确定图

由图5可以看出在目前生产情况下进入优选管柱区对应的时机是水气比在 $0.85 \text{ m}^3 / 10^4 \text{ m}^3$ 左右;同理,需要大规模进行泡排排水采气措施的时间是水气比在 $25.0 \text{ m}^3 / 10^4 \text{ m}^3$ 左右;涩北气田属于次活跃与不活跃水驱气藏,水气比上升缓慢,除了少数离边水比较近的井外在整个开发期内不会大规模进入气举排水开采期。

5 结论与认识

1)动能因子对生产油管内径较敏感,所以当气井产量下降到临界产量以下时更换较小的油管可以大大地提高气井的携液能力。

2)井底积液高度对井口以及井底的压力敏感性

高,应用其计算井底积液高度时要尽量取准这两个参数。

3)动能因子、积液高度、油压、日产水、油压、套压差等综合因素选井、宏观控制图排水采气方式选择、人工经验综合判断等三步骤的排水采气方式选择模式,从多方面入手综合考虑了多种因素反映的信息,全面、深刻地反映了产水气井的积液情况和携液能力,并优选出了具体的排采措施。使用该模式优选排水采气井及措施,方便、简单,且具有较高的准确性和可靠性。

4)确定出了涩北一号气田大规模进入优选管柱、优选管柱或泡排及起泡剂排水的具体时机,为气田开发方式的转变和措施的决策提供了有效的参考依据。

5)由于涩北气田属于次活跃与不活跃水驱气藏,水气比上升缓慢,除了少数离边水比较近的井外,在整个开发期内不会大规模进入气举排水开采期。

参 考 文 献

- [1] 刘芳.桥口凝析气藏排液采气工艺技术研究[D].北京:中国地质大学,2006.
- [2] 李长书.智能柱塞气举采油工艺在塔河油田的应用[J].石油钻探技术,2002,30(3):55-57.
- [3] 李荣锋,王小详,储可利,等.大庆油田东部地区气田开采技术与应用[M].北京:石油工业出版社,2005.
- [4] 吴添祖.技术经济学概论[M].北京:高等教育出版社,1998.
- [5] 赵先进,姜青梅.用动能因子确定产水气井合理工作制度[J].断块油气田,1996,3(4):64-66.

(收稿日期 2009-06-18 编辑 钟水清)