

◀ 试井与开采 ▶

凝析气藏反凝析规律与生产制度关系优化研究

赵习森¹ 李立² 黄志明² 卢克超³ 楚秀萍³

(1. 中国科学院地球化学研究所, 贵州贵阳 550000; 2. 中原油田分公司采油工程技术研究院, 河南濮阳 457001; 3. 中原油田分公司, 河南濮阳 457001)

摘要: 大多数以衰竭方式开采的凝析气藏在地层压力降到露点以下时, 在储层中会产生反凝析, 并不断堆积, 造成气相渗透率急剧下降, 产量大幅度递减, 甚至导致井筒大量积液。针对这一生产现象, 分析了不同开采阶段气藏露点压力和油气相渗透率的变化规律与特征, 指出, 优化凝析气井生产制度必须有效地监测凝析气井积液和地层压力, 采用节点分析方法确定合理的生产制度参数。

关键词: 凝析油气田; 反凝析; 凝析油; 露点; 生产压差; 优化设计

中图分类号: TE372 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890 (2006) 06-0071-03

1 凝析气藏反凝析现象与规律认识

凝析气藏开发的本质特征是存在反凝析现象, 并且随着压力、温度等热力学条件的改变, 凝析油气体系的组成及其物性参数随时随地发生变化^[1-2]。当凝析气藏以衰竭方式开发时地层压力降到初始凝析压力之后和最大反凝析压力之前, 会从气相中析出液态凝析油而形成反凝析区。一方面, 反凝析区会随生产压降的不断加大从井筒向地层深处扩大, 在大多数情况下, 除近井带外, 其它区域内的凝析油饱和度低于凝析油能在地层中流动的最小饱和度, 地层中析出的凝析油基本上滞留在储层中, 使得富有经济价值的凝析油不能采出; 另一方面, 凝析油的不断聚集减小了气体流动的有效孔隙空间, 降低了气相的相对渗透率, 对气相渗流产生堵塞效应, 降低了气井的生产能力, 同时还会造成重组分的损失。反凝析现象所形成的凝析油使凝析油大量聚集在气井井周到气藏远处的地层微孔隙中, 严重影响凝析气井的产能和开发效果。

图1为凝析气井井筒周围不同区域流动示意图。凝析气的反凝析特性造成凝析气藏呈现复杂多变的渗流动态, 当井底流动压力高于露点压力时, 整个地层均处于单相气流状态; 当地层压力低于露点压力时, 近井地层乃至开发中后期整个地层将处于油、气两相渗流状态; 当井底流压低于露点压力而地层压力高于露点压力时, 地层中将出现3个不同的流动区域(见图1): 靠近井筒区域为油气两相流区域, 称Ⅰ区, 凝析油饱和度高于凝析油临界流动饱和度; 地层压力高于露点压力的远离气井的区域为没有凝析油析出的

单相气流区域, 称Ⅲ区; 介于Ⅰ区和Ⅲ区之间的区域为凝析油析出但不流动的单相气流区域, 称Ⅱ区, 同时存在气相和凝析油相, 凝析油饱和度低于临界流动饱和度。在开发过程中可根据地层压力、井底流动压力与露点压力的大小关系, 判明凝析气藏渗流区域的动态特征。

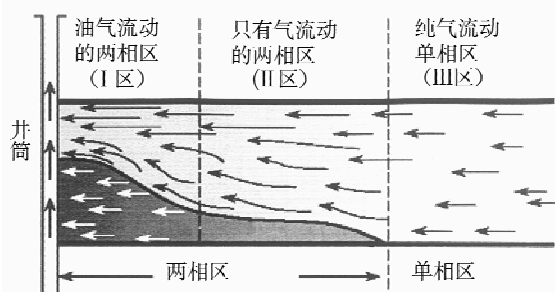


图1 凝析气藏井筒周围不同区域流动示意

2 凝析气井井筒积液监测

大多数以衰竭方式开采的凝析气藏在生产中, 随着地层压力不断降低, 常有大量凝析油析出, 严重时甚至导致井筒大量积液。井深2 500 m以浅的井, 可以下入压力计进行多梯度测试或采用液面监测仪监测液面深度, 了解积液程度; 井深超过2 500 m的深井, 只有通过流压梯度测试或压差法试井(即多梯度停点测试)来了解积液程度。表1是文南油田文269-18井多梯度停点测试数据。

收稿日期: 2006-05-26; **改回日期:** 2006-09-01

作者简介: 赵习森(1964—), 男, 1988年毕业于成都理工大学石油勘探与勘查专业, 在读博士研究生, 高级工程师。

联系电话: (0997) 7980132

表 1 文 269-18 井实测压力温度及梯度数据

井深/m	流压/MPa	流压梯度/MPa·(100m) ⁻¹	套压/MPa	静压梯度/ MPa·(100m) ⁻¹	温度/℃	温度梯度/℃·(100m) ⁻¹
0	8.300 (8.000)		10.500 (9.500)			
2 800	11.924	0.140			106.3	
3 000	12.211	0.143			112.2	2.95
3 200	12.783	0.286			118.1	2.95
3 281	13.051 (10.880)	0.331	13.051 (10.880)	0.078 (0.042)	120.5	2.96
3 310	13.147				121.3	

注：（）中数值为测试末的数据。

由表 1 可看出，井深 3 000 m 以浅压力（流压）梯度小于 0.143 MPa/100m，3 000 m 以深压力梯度增大到 0.330 MPa/100m，这表明 3 000 m 以深接近 400 m 井筒存在凝析油积液，即使在目前地层压力和流压（13.05 MPa）下已出现反凝析现象；进一步对比分析测试始末套压和井底流压数据，环空静压梯度从 0.078 MPa/100m 降到 0.042 MPa/100m，再次表明了井筒底部存在凝析油，换大气嘴增大产量后井筒积液被气体携带产出。

在文南油田凝析气的开发过程中，定期对井底积液和地层压力进行监测，及时调整生产井工作制度，排出井底积液，使该区块的凝析气藏得到合理有效的开发。

3 凝析气井地层压力测试

生产压差是地层压力和井底流压之差，生产压差的选择是优化设计中最为重要的一项。井底流压可在正常生产条件下用压力计测得，而测地层压力则比较困难，主要是因为凝析气井在关井测试时，容易造成井筒积液，难于恢复生产。因此可采用变流量测试方法^[3]获取凝析气藏的地层压力和其它地层参数。

变流量测试工艺要求流量切换在瞬间完成，并能持久保持产量恒定。但采用更换气嘴的方法存在两大弊端：一是更换气嘴难以在瞬间完成，通常需要几分钟或十几分钟才能完成；二是难以长时间保持产量恒定，特别是低产气井。针对这一问题，笔者研制出了流量自调装置，成功解决了这一难题。

流量自调装置的组成及工作原理如图 2 所示。该装置由井口三通、高压软管、自动调节阀、文丘利管流量计、自动控制器、便携式计算机、操作软件、氮气瓶等组成。主要技术指标：耐压 20 MPa；流量范围（0.3~15.0）×10⁴ m³/d；误差小于 5%；动作时间小于 5 s。

测试前，先在测试井井口安装好三通、防喷管、高压进气软管及自动切换装置连接件，然后关闭生产阀门、回压闸门，卸下油嘴丝堵放空；安装连接接头

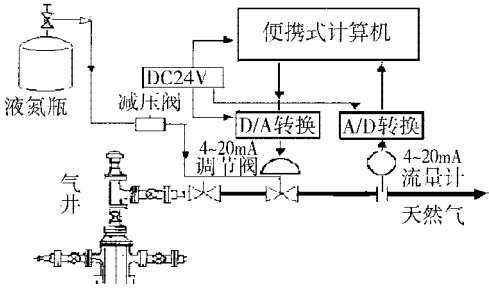


图 2 流量自调装置

和高压出气软管，连接好监控信号线；打开测压阀门后，开启生产阀门，将井下电子压力计下至设计井深，进入自动控制环节，通过计算机设置调节量，控制自动调节阀进行产量切换，连续监测并进行记录。

工作时，气体经井口三通、高压管线、自动调节阀、文丘利管流量计、进入集气管汇。文丘利管流量计将气量信号转换为 4~20 mA 的标准模拟量，送入数据采集板，进行 A/D 转换，将所测量的气量信号转换为数字信号传输给便携式计算机，计算机将采集到的信号与设定值进行比较，经比例微分积分（PID）运算出调节量大小，调节量送入 D/A 转换接口，将调节量转换为 4~20 mA 的标准模拟信号，控制自动调节阀开启度，实现产气量自动调节，最后稳定在设定值的范围内。

采用流量自调装置进行变流量测试，可在不停产条件下测试分析凝析气井地层压力和其它地层参数，不影响气井的正常生产。

4 凝析气井生产制度的优化选择方法

影响凝析气藏开发生产的因素很多，其中包括：地层压力、井底流压、生产压差、井底积液、产气量、完井结构（油管内径）、生产通道（油管、环空）、井筒压力损耗等。各种因素又相互影响，每一个参数的变化都会影响到气井产能和生产效率。比如压差（地层压力）的变化会极敏感地引起凝析量即凝析油气比的变化，反过来凝析油气比的变化又会影响到最小携液产量和压差的选择。为此笔者采用节点分

析方法^[4-5]分析凝析气井生产系统的工作状况,在生产系统的某部位设置节点将一复杂系统隔离为两个相对独立的子系统,计算分析流体从地层流入节点的流入动态方程和从节点流出的动态方程,在地层压力和油管直径一定时,两曲线的交点便是最佳工作制度点。

在明确凝析气藏优化生产的基本原则后,对生产制度诸参数进行优化设计时,可以应用一些国内外比较成熟的优化设计软件。图3是笔者应用改进的F. A. S. T. VirtuWell软件计算绘制成的文72-258井流入/流出动态曲线。文72-258井采用 $\phi 4$ mm气嘴生产,日产气8 000 m³,凝析油1.1 m³,油压3.5 MPa。由图3可看出,流入/流出动态曲线的交点A是最佳工作点,该点对应的油层流压和产气量分别为4.1 MPa和1 2200 m³/d。这说明该井采用 $\phi 4$ mm气嘴生产油气比较高,积液较重,选用大直径气嘴生产才能满足携液和自喷生产的要求。

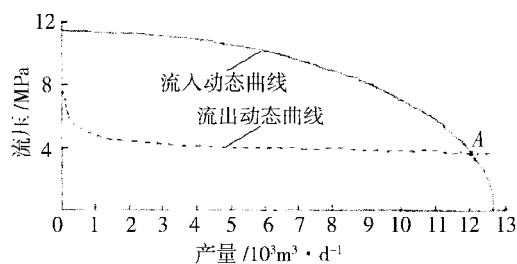


图3 文72-258井流入/流出动态曲线

生产制度在整个开采过程中是变化的,必须随时关注生产井的情况,一旦产量和压力出现异常波动,应及时监测井筒积液和地层压力变化情况,诊断生产系统工作状况,用节点分析方法优选工作参数,确定合理生产压差,减少反凝析对生产系统的影响。生产压差的确定应同时满足储层流入动态和临界携液流量

的要求,以便于排出井底积液。例如文269-18井采取减小当前生产压差,用小于 $\phi 4$ mm节流气嘴长期稳定生产,避免了因井底压力下降过快导致的凝析油大量析出,同时根据生产情况采取其他手段周期性强化排液。

5 结 论

1) 凝析气藏储层油气分布存在多区多相,在凝析气藏开采过程中储层的凝析气露点压力与气相渗透率不断变化,井底流压低于露点压力时,凝析油在近井地带析出并逐渐积累,导致气相渗透率减小,产能降低。

2) 凝析气井筒积液监测和地层压力测试是凝析气藏开发的必要手段。采用流量自调装置进行变流量测试是凝析气井压力监测的一项新技术,克服了压力测试对气井生产的影响和测试过程所造成的压力波动等问题。

3) 在优选凝析气井生产制度时,采用节点分析方法分析生产系统的工作状况,综合分析压差、气产量、油管尺寸等因素对生产系统的影响,确定凝析气井合理的生产制度。

参 考 文 献

- [1] 周尉云. 国外凝析挥发油藏的开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- [2] 杨宝善. 凝析气藏开发工程 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
- [3] 刘能强. 实用现代试井解释方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- [4] 张建国, 雷光伦, 张艳玉. 油气层渗流力学 [M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2001.
- [5] 唐海, 黄炳光, 刘志斌, 等. 气井(藏)动态优化配产方法研究 [J]. 天然气工业, 1998, 18 (3): 57-60.
- [6] 李士伦. 天然气工程 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.

[审稿 王杰祥]

Optimizing the Relationship between Condensate Properties and Production Regulations of Condensate Gas Reservoir

Zhao Xisen¹ Li Li² Huang Zhiming² Lu Kechao³ Chu Xiuping³

(1. Institute of Geochemistry, Chinese Academe of Science, Guiyang, Guizhou, 550000, China; 2. Oil Production Technology Institute, Zhongyuan Oilfield Corporation, Puyang, Henan, 457001, China; 3. Zhongyuan Oilfield Corporation, Puyang, Henan, 457001, China)

Abstract: For most condensate gas reservoirs recovered by means of exhaustion, when its pressure drops beneath the dew point, retrograde condensation is prone to arise and pile up continuously so that the gas-phase permeability descends rapidly and gas production decreases greatly, even a great deal of liquids accumulate in wellbore. In order to tackle such problem, this paper analyzes the changes and features of oil-gas phase permeability and of dew point pressure at different recovery stages. In addition, this article proposes that it is necessary for optimizing production regulations of condensate gas wells to monitor effectively the liquid accumulation in such wells and the formation pressure, also node analysis should be employed to settle reasonable production parameters.

Key words: condensate field; retrograde condensation; gas condensate; dew point; production differential pressure; optimizing design