

采用凝析油气测量凝析气藏相对渗透率

郭肖¹ 疏壮志² 郭平¹ 刘建仪¹

(1. 西南石油学院 2. 滇黔贵油气田)

郭肖等. 采用凝析油气测量凝析气藏相对渗透率. 天然气工业, 2004; 24(2): 82~84

摘要 由于缺乏精确测量临界凝析油饱和度测试技术, 我国凝析气藏油气相对渗透率均使用常规油气进行测试, 采用真实平衡凝析油气体系对凝析气藏相对渗透率曲线进行岩心驱替测试还无先例。文章选用牙哈凝析气藏真实岩样进行了两组驱替实验, 第一组是向岩样注入煤油—氮气采用非稳态法, 第二组是注入平衡凝析油气采用稳态法。此外, 研究了两种测试系统下油气相对渗透率对凝析气藏开发动态的影响, 得出以下结论: ①凝析油气系统的相对渗透率曲线整体向右移动, 气相对渗透率下降非常快, 油气相对渗透率高于煤油—氮气系统的油气相对渗透率; ②凝析油气系统的临界凝析油饱和度比煤油—氮气系统的凝析油临界饱和度约低 20%; ③煤油—氮气系统预测的气体产能、气油比、凝析油气采收率比凝析油气系统预测的结果低得多, 但气藏压力下降较慢; ④凝析油气系统与煤油—氮气系统近井地带析出凝析油饱和度分布存在显著差别。

关键词 凝析油气田 相对渗透率 测试 实验 临界饱和度

国外通过实验已经证实传统油气体系相对渗透率关系和渗流特征不适合凝析油气体系^[1~5]。原因是它们的流动机理存在差别。在国内, 大多数凝析气藏相对渗透率曲线测试仍采用传统的氮气—煤油进行, 由于测试技术水平的限制, 采用真实平衡凝析油气体系进行测量目前尚无先例。

笔者根据牙哈凝析气田地层流体特征, 配制井流物以及平衡凝析油气组成, 在油藏条件下, 采用真实岩样进行岩心驱替试验, 应用稳态法技术测试了凝析气藏相对渗透率曲线。为了便于比较, 同时进行了传统煤油—氮气常规体系下凝析气藏相对渗透率曲线的测定。此外, 研究了两种不同测试体系下凝析气藏相对渗透率对开发动态的影响。

试验方法

在油藏条件下, 用牙哈 401 井真实岩样进行岩心驱替试验。试验是在高温高压地层流体分析仪和长岩心驱替装置上进行的。首先在岩心中饱和地层凝析气, 然后定容衰竭到临界流动饱和度。确定临界流动饱和度所对应的地层压力并配置该压力下的平衡油和平衡气, 用该平衡油气作为稳态法测试的入口流体, 用两台恒速泵按所选比例分别将油和气

常速注入岩心, 直到岩心两端压差不变, 并且出口端的气油比恒定, 记录平衡时的压差。改变气液比例来实现饱和度的变化。然后用已知的流体粘度以及岩石物性参数根据达西公式计算两相的相渗透率。这样就可以得到低界面张力的实际平衡凝析油气的相对渗透率值; 应用非稳态法对传统煤油—氮气常规体系下凝析气藏相对渗透率曲线进行测定。

1. 井流物配制以及平衡油气样的配制

采用某气田的凝析油含量较高的凝析气井地面分离器油样和分离器气样及适量液化气配制而成。按地层露点压力 28.69 MPa, 地层温度 50℃ 进行配样, 配出凝析气的凝析油含量 453.6 g/m³, 在 CVD 测试中最大反凝析液饱和度为 27.06%。在临界流动饱和度对应的临界流动压力下进行平衡油气样的配制, 并进行平衡性检验。地层流体、平衡油样及平衡气组成见表 1。

2. 储层岩心的准备

实验采用牙哈 401 井的真实岩心, 取心时间为 1999 年 8 月 31 日, 层位 N_{1j2} (吉迪克层), 井段 4990.18~4999.0 m, 为了防止超声波的绕射传播, 本次共选择了 4 块孔渗相近的岩心进行组合, 形成了 26.54 cm 的长岩心开展试验, 其孔渗参数见表 2。

作者简介: 郭肖, 副教授, 博士, 1972 年生; 1999 年毕业于西南石油学院, 现从事油藏数值模拟、油气藏工程、油藏经营等教学和研究工作。地址: (637001) 四川省南充市西南石油学院石油工程学院开发研究所。电话: (0817) 2642091, 13990791535。E-mail: guoxiao@swpi.edu.cn

表 1 地层流体与平衡油气样摩尔组成

组 分	地层流体摩尔组成 (%)	平衡油气摩尔组成 (%)	
		油	气
CO ₂	0.21	0.19	0.23
N ₂	0.22	0.31	0.66
C ₁	73.52	52.44	80.46
C ₂	6.23	8.06	7.63
C ₃	3.01	5.49	3.51
iC ₄	2.89	2.57	1.15
nC ₄	3.65	2.51	1.19
iC ₅	2.40	2.57	0.84
nC ₅	1.11	2.54	0.64
C ₆	1.74	6.13	2.33
C ₇	1.38	4.08	0.4
C ₈	0.97	2.95	0.27
C ₉	0.77	2.15	0.2
C ₁₀	0.48	1.59	0.11
C ₁₁	1.43	6.13	0.37
γC ₁₁	0.835 3	0.841	0.836
MC ₁₁	190	197.1	190.5

表 2 岩心段塞物性参数

岩心编号	孔隙度 (%)	绝对渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	岩心长度 (cm)	束缚水 (%)
17	10.17	4.47	6.28	23.65
9	15.26	4.25	7.54	32.10
7	10.08	5.30	5.99	22.59
18	16.06	5.21	6.73	31.62

3. 实验仪器

本次试验凝析油临界流动饱和度是在加拿大 Hycal 长岩心驱替装置上完成的,实验流程如图 1 所

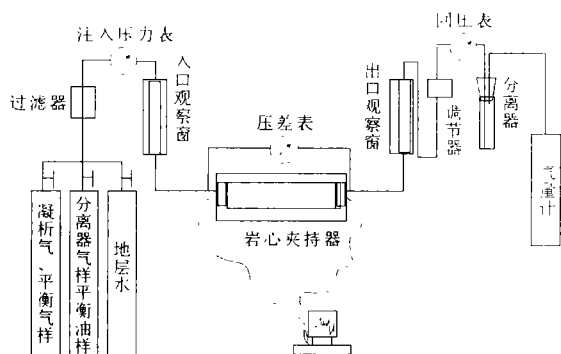


图 1 实验仪器示意图

示。此套流程主要由注入泵系统、长岩心夹持器、回压调节器、压差表、控温系统、液体馏分收集器、气量计、密度仪和气相色谱仪、超声波发射和吸收系统、液相临界流动观测系统等组成。其中 1 m 长的三轴长岩心夹持器是长岩心驱替装置中的关键部分,主

要由长岩心外筒、胶皮套和轴向连接器组成。

试 验 结 果

采用稳态法测量凝析油气相对渗透率。其计算公式为:

$$K_r = \frac{Q_i \mu_i L}{A \Delta p} \times 10^{-1}$$

式中:K_r 为 i 相相对渗透率,μm²;Q_i 为在测试压力下的 i 相流量,mL/s;μ_i 为在测试温度及岩样中平均测试压力下 i 相的粘度,mPa·s;L 为岩样长度,cm;A 为岩样截面积,cm²;Δp 为测试时的岩心两端压差,MPa。

实验首先建立 22.4% 的束缚水,然后饱和凝析气,衰竭至临界流动饱和度后,用该压力条件下的平衡油气作稳态法凝析油气相对渗透率测量。平衡气相粘度采用剩余粘度法进行计算,平衡油相粘度用落球粘度仪实际测量。实验还采用煤油与氮气应用非稳态法对常规油气相渗进行了测试。

通过实验得到常规油气相渗与真实凝析油气相对渗透率曲线,对比见图 2。

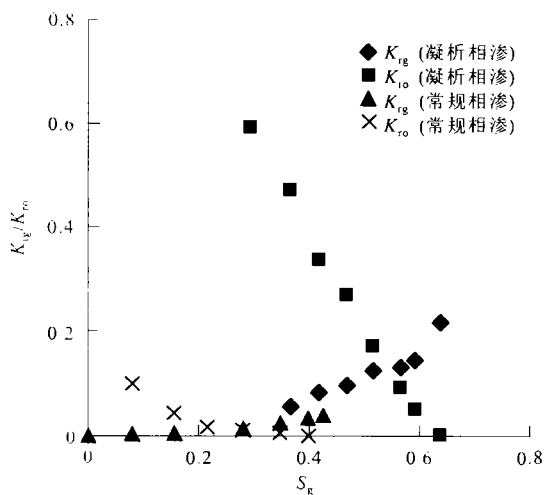


图 2 凝析相渗与常规相渗曲线对比

与传统煤油-氮气常规体系测试结果比较,凝析油体系下测试的凝析气藏相对渗透率曲线整体向右移动,油气两相相对渗透率较高,气相渗透率下降较快。在束缚气饱和度时,凝析油的相对渗透率为 58.8%,而煤油的相对渗透率约为 35.5%。凝析油气的相对渗透率高于煤油氮气的相对渗透率。凝析油的最小流动饱和度比煤油的最小流动饱和度约低 20%。由此可见,由常规模拟油和模拟气体代替凝析油体系进行相渗测量是不可行的。

相渗曲线对开发动态影响

1. 流体参数

采用表1地层流体实验PVT数据。为提高计算效率,划分了6个拟组分: $C_1 + N_2$ 、 $C_2 + CO_2$ 、 C_3 、 $C_4 \sim C_6$ 、 C_7 、 $C_8 \sim C_{11}$ 。应用相态分析软件进行了拟合计算,得到了地层流体PVT特征参数。

2. 模型描述

采用单井径向均质模型,网格数 $10 \times 1 \times 1$,网格尺寸大小分别为1、2、3、4、8、12、20、30、60、100 m,单井控制半径240 m,有效厚度30 m,孔隙度0.1289,渗透率 $4.8 \times 10^{-3} \mu m^2$,原始气饱和度77.6%,储层深度3030 m,地层温度 $50^\circ C$,原始地层压力31.04 MPa。依据上述实验结果,设计两种模型:常规油气相渗模型和真实凝析油气相渗模型。

3. 计算结果

采用常规油气体系测试的凝析气藏相对渗透率曲线进行预测的气井产能、气油比、气体和凝析油采收率明显偏低,但压力下降较缓慢,其中凝析油采收率比采用真实凝析油气体系测试的凝析气藏相对渗透率曲线进行预测结果约低10%(见表3)。在近井50 m地带凝析油污染严重,凝析油饱和度最高达54%,凝析油析出范围随开采时间变化较大;而采用凝析油气体系测试的凝析气藏相对渗透率曲线进行预测的凝析油饱和度最高达25.5%,地层压力下降迅速,导致井控范围内在很短时间均存在凝析油析出,但最终两种测试体系下预测的凝析油析出范围和凝析油饱和度趋于一致(见表4)。

表3 两种相渗下开发指标对比

预测时间 (a)	产气量 ($10^4 m^3/d$)		地层压力 (MPa)		气油比 ($10^3 m^3/m^3$)		采出程度 (%)	
	凝析	常规	凝析	常规	凝析	常规	凝析	常规
1	5.55	1.62	20.62	27.88	4.25	2.81	12.24	3.00
2	2.44	1.57	17.95	26.05	5.77	3.54	14.47	5.09
3	1.11	1.55	16.87	24.42	6.74	4.56	15.10	6.61
4	0.51	1.46	16.40	22.99	7.31	5.74	15.32	7.66
5	0.24	1.33	16.18	21.79	7.64	7.02	15.40	8.35
6	0.11	1.18	16.08	20.77	7.79	8.41	15.44	8.78
7	0.05	1.03	16.04	19.93	7.86	9.88	15.46	9.04
8	0.02	0.88	16.02	19.23	7.89	11.34	15.47	9.18
9	0.01	0.75	16.01	18.66	7.90	12.81	15.47	9.24
10	0.00	0.64	16.00	18.19	7.90	14.24	15.47	9.26

表4 两种相渗下凝析油饱和度分布对比

距井距离(m)	1月		3月		1年		10年	
	凝析	常规	凝析	常规	凝析	常规	凝析	常规
1	0.255	0.516	0.232	0.539	0.203	0.508	0.183	0.378
3	0.235	0.464	0.218	0.501	0.199	0.476	0.183	0.372
6	0.220	0.406	0.209	0.463	0.197	0.444	0.183	0.368
10	0.208	0.310	0.202	0.418	0.195	0.416	0.183	0.365
18	0.196	0.040	0.195	0.142	0.193	0.385	0.183	0.362
30	0.182	0.000	0.187	0.002	0.191	0.206	0.183	0.349
50	0.123	0.000	0.180	0.000	0.188	0.135	0.183	0.242
80	0.000	0.000	0.169	0.000	0.186	0.101	0.183	0.211
140	0.000	0.000	0.142	0.000	0.184	0.068	0.182	0.194
240	0.000	0.000	0.130	0.000	0.182	0.037	0.182	0.191

结 论

- (1)采用真实平衡凝析油与平衡凝析气进行了一个凝析气藏相对渗透率的测试。
- (2)凝析油气系统的相对渗透率曲线整体向右移动,气相对渗透率下降非常快,油气相对渗透率高于煤油—氮气系统的油气相对渗透率。
- (3)凝析油气系统的临界凝析油饱和度比煤油—氮气系统的凝析油临界饱和度低20%。
- (4)煤油—氮气系统预测的气体产能、气油比、凝析油气采收率比凝析油气系统预测的结果低得多,但气藏压力下降较慢。
- (5)凝析油气系统与煤油—氮气系统近井地带析出凝析油饱和度分布存在显著差别。

参 考 文 献

- 1 Peden J M, Danesh A. Visual Investigation of gas condensate flow in porous media. Heriot Watt University, 1988
- 2 Henderson G D, Danesh A, Krisin D. Gas condensate flow and recovery. Department of Petroleum Engineering, Heriot-watt University, Edinburgh, EH14, 4AS
- 3 Gokhan Coskuner. Microvisual study of multiphase gas condensate flow in porous media. Transport in Porous Media, 1997; 28: 1~18
- 4 Henderson G D, Danesh A S. Waterflooding of gas — condensate fluids in cores above and below the dewpoint, SPE 22636
- 5 Wilson S D, Chen H L. Determination of relative permeability and recovery for north sea gas — condensate reservoirs. SPER, 1999; (8): 393~402

(收稿日期 2003-09-25 编辑 韩晓渝)