

凝析油气微观流动及相渗规律研究*

苏 畅** 郭 平 李士伦 孙良田 孙 雷

(中国石油西南石油学院特殊气藏开发重点研究室)

苏畅等. 凝析油气微观流动及相渗规律研究. 天然气工业, 2002; 22(4): 61~64

摘 要 对凝析气藏开发动态和经济效益的正确预测需要正确模拟这类气藏的流态和相态。模拟流态最重要的是获取有代表性的凝析油气相对渗透率曲线,它是数模和试井分析中最常用的基础曲线,目前通常采用模拟油和模拟气相渗曲线来替代凝析油气相渗曲线。但低界面张力的传统油气在多孔介质中的流动规律并不同于凝析油气的流动规律,凝析油气物性非常接近,凝析油在水与凝析气之间形成一个水动力连续的夹膜,它随着凝析气一起流动。同时多孔介质特性、原生水、润湿性、重力、界面张力、粘滞力、流速等因素对凝析油气流动规律的影响作用也不同于对传统油气流动的影响作用。由于微观渗流规律不同,凝析油气相对渗透率的变化规律不同于传统油气相渗,不能用低界面张力油气体系相渗来代替凝析油气相渗,进而确定了实验实测相渗曲线的重要性和今后的研究方向。

关键词 凝析油 凝析气 油气开采 油气藏动态 流动特性 多孔介质 相对渗透率

凝析油气流动规律

1. 多孔介质影响

孔隙介质对凝析油气的相态转变,组分变化和饱和度都有明显的影响^[1]。其对相变影响显著,所测试轻质油样品的泡点压力和凝析气样品的露点压力平均升高约 6%;其对凝析气组分变化的影响,依轻重组分表现出不同的相对高低和大小程度;其作用使有介质时的凝析油饱和度多数时候略高于无介质时相应衰竭压力下的凝析油饱和度。造成该差异的原因之一是界面的比面大,孔道复杂。另一原因是凝析油的析出和聚集方式不同。而对于不同的多孔介质,它的影响程度不同。

2. 原生水影响

岩心实验表明隙间水饱和度极大地影响凝析液的流动,微玻璃模型观察结果表明水的分布是更为重要的影响因素。共生水对凝析液的分布,凝析气和凝析液的流动都会有影响。同时,隙间水和凝析液在孔隙中的分布很大地影响临界凝析液饱和度,当隙间水饱和度上升时,临界凝析液饱和度下降。但原生水对凝析液采收率的影响存在不同看法:有人认为是限制了凝析油的流动而降低了采

收率,而 Munkeud 的实验又表明水的存在提高了凝析油的采收率。

3. 润湿性影响

润湿性是决定流体分布及流动的一个因素,它可以影响毛管力大小,相对渗透率以及水驱行为。Jane D Gray^[2]用玻璃微模型研究了润湿和非润湿相的形成和流动机理。表明无论在静态还是动态下,湿相和非湿相的分离和流动过程都是不同的。当非湿相饱和度小于等于 10%且 IFT 小于 0.1 mN/m 时,非湿相的流动是不连续的,当 IFT 变得更低时,这些非湿相被驱成长薄纤维状,当它通过多孔介质时连续的分散和聚集。当湿相饱和度小于等于 10%且 IFT 小于 0.1 mN/m 时,湿相通常是连续的通过介质。而当 IFT 非常小(小于 0.1 mN/m)同时湿相饱和度小于 5%时,这个少相以小液滴分散在大相中,就象乳状液。当体系是混合润湿时,情况就变得更复杂了。

在临界点处出现临界点润湿现象,此时气液物性相同,完全润湿占优势,润湿性最好。临界点润湿对相分离有较大影响。在凝析体系中分散系数为正以及临界点润湿解释了在水相与气相之间的连续的凝析油膜。

* 本课题获中国石油天然气集团公司基金项目“凝析气藏相渗曲线测试”支持。

** 苏畅,女,1976年生,现在西南石油学院攻读博士学位;主要从事油气藏流体相态和凝析气藏开发工程研究。地址:(637001)四川省南充市西南石油学院博 99。电话:(0817)2642126。 E-mail:suchangmaria@sohu.com

4. 重力、界面张力、粘滞力影响^[3]

界面张力是两个互不相溶的组分之间的比表面自由能,它影响流体饱和度的分布和气油及水油接触时的饱和度梯度。气液两相渗流过程中,引起圈闭或阻止残余相流动的毛管力会被粘性压降或浮力所克服。粘度/毛管力的无因次比可用 N_c 的表达式给出: $N_c = v\mu/\gamma$ 。重力与毛管力的比可以用 N_B 给出: $N_B = K_g/\gamma$ 。

在任何一点的压力水平决定其它作用力的大小。在压力小于露点压力的远井地,重力作用比毛管力作用大,因为此时界面张力很低,重力占优。此时 N_B 大于 1×10^{-5} ,产生重力分异作用,使得密度高的组分占据低一些的油藏部位。在凝析油气体系中,重力驱效率很高。重力驱的动力不源于气体驱动,而是由于密度差异以及低界面张力而产生,这可以被认为是“自由下落”式的重力驱。Katz 分别在渗透率为 $1.48 \mu\text{m}^2$ 和 $0.25 \mu\text{m}^2$,界面张力为 0.53 mN/m 条件下做微模型实验,表明近 70% 的凝析液通过自由下落而采出。在相同的界面张力条件下,垂直岩心中的临界凝析液饱和度小于水平岩心。微玻璃模型的研究说明了重力驱在低界面张力时的主控性,同时也说明了岩心的放置方向以及时间(时间累积以使驱动有效)的重要性。当压力进一步降低,界面张力上升至大于 $0.05 \times 10^{-5} \text{ N/cm}$, N_B 小于 1×10^{-5} 时,流动由重力占优转变为毛管力占优。当流体接近井底时,压力进一步降低,流速上升,此时粘滞力作用大于毛管力作用, N_c 较大。当 N_c 大于 1×10^{-5} 时,残余非湿相饱和度逐渐下降,这是因为在井底周围产生粘性剥离而引起的。

5. 速度影响

微模型研究表明凝析油气的流动受速度的影响都很大^[3]。凝析气流动随速度的上升而加快,由于凝析油是随凝析气一起流动,所以它们都随速度变化而变化,只是程度有所不同。

6. 讨论

在研究凝析油气流动时,任何一个影响因素都不能孤立对待,应综合考虑多孔介质特性、原生水、润湿性、重力、界面张力、粘滞力、流速、流动方向等因素对流动的影响。在压力接近露点压力的远井地带,界面张力小于 $0.05 \times 10^{-5} \text{ N/cm}$,此时流动主要受重力影响,流动是有效的膜流动形式。随着压力下降,界面张力大于 $0.05 \times 10^{-5} \text{ N/cm}$,此时流动主要受毛管力影响。当到达井底地带时,流速很大,此时粘滞力作用大于毛管力作用。对于特定的气藏,

它的多孔介质特性、原生水含量、润湿性等都是特定的,在开发中可以由优化开发所控制的是动态因素如界面张力、流速、粘滞力等,所以研究它们对流动的影响更有意义。由于人们最关注的是出现反凝析油的近井底地带气液流动规律,所以研究凝析油气渗流能力的表征量相对渗透率受界面张力、流速、粘滞力等因素的影响是非常重要的。

油气相对渗透率的影响因素

1. 界面张力的影响

随着界面张力的降低,气液相对渗透率的曲线性越来越弱,当界面张力趋于零时,气液两相的相渗曲线接近于 45 度的直线。对于凝析油气体系,随着界面张力上升,凝析液的相对渗透率比凝析气的相对渗透率下降得快。对于更高界面张力体系,随界面张力上升,油气的相对渗透率曲线性增强更大,残余油气饱和度升高更多。

2. 速度的影响^[4]

此项研究工作进行最多最深入的是美国 Heriot - Watty 大学的 Henderson G D 和 Danesh A 教授。多年研究表明,无论用稳态法还使用非稳态法测试相渗研究它受速度的影响都可以得到同样的结论:凝析油气相对渗透率受速度影响很大。随着速度的上升,凝析油气的相对渗透率都增大,只是凝析油的增加幅度低于凝析气的(见图 1)。

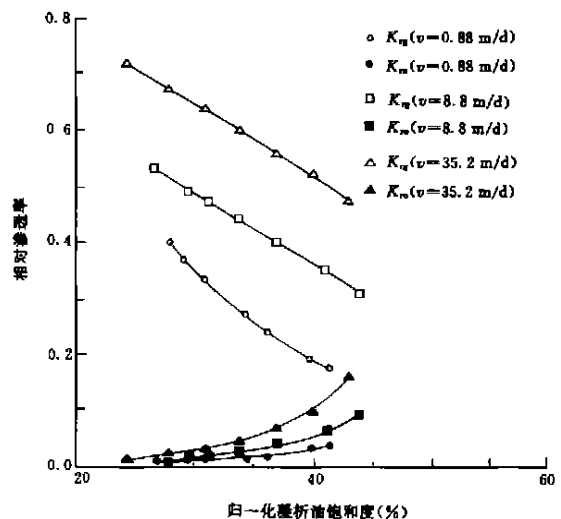


图 1 凝析油气相对渗透率的速敏性

但随着界面张力的降低,油气相对渗透率的速敏性也降低。这也就解释了高界面张力的传统油气体系相对渗透率基本无速敏性这一现象。另一个非常重要的结论就是真实凝析油气体系不能用配置的

相同界面张力下的传统油气体系代替。同样是 n - 丁烷 - 甲烷体系,处于同一界面张力下,所不同的只是一个凝析油体系,一个是传统油体系(不存在相变、相间传质),所得到的相对渗透率曲线是不同的。凝析油气和传统油气相参见图 2、3。

由图可见,凝析油体系的油气相对渗透率值都比传统油体系的相对渗透率值高,凝析油的临界流动饱和度大于原油的残余油饱和度,最重要的是凝析油体系具有很明显的速敏性,而传统油体系基本没有速敏性。

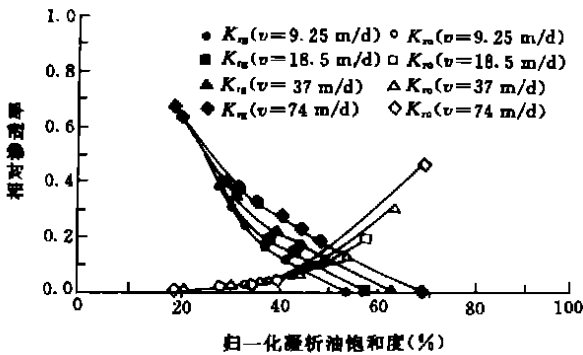


图 2 凝析油气相对渗透率

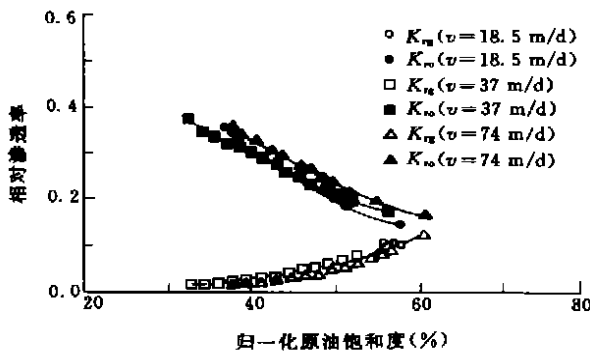


图 3 传统油气相对渗透率

3. 润湿滞后的影响

用 n - 丁烷和甲烷传统油体系进行润湿滞后研究表明随着界面张力增大,油气的润湿滞后作用减小。具体的原因还不清楚,但良好的重复性证明该结论的正确性。由此结论可知凝析油体系相渗的润湿滞后效应大于传统油体系。

相对渗透率关联式

由上面的分析可知凝析油气相对渗透率是一系列不同毛管数时的相对渗透率关系,目前国内算法只将实测相对渗透率做界面张力校正是不准确的,应该同时作界面张力和毛管数校正。目前表征凝析

油气相对渗透率的关联式有两类^[5],一类是 Corey 方法,一类是插值法。

Corey 方法的通式为:

$$K_r(S, N_C) = K_r^0(N_C) \left[\frac{S - S_r(N_C)}{1 - S_r(N_C)} \right]^{(N_C)}$$

其中: $K_r^0(N_C) = f(K_{rI}^0)$; $S_r(N_C) = f(K_{rI})$;

$$(N_C) = f(\frac{0}{1})$$

插值法的通式为:

$$K_r(S, N_C) = f(N_C) K_{rI}(S) + [1 - f(N_C)] K_{rM}(S)$$

上式中以 I 为下标的参数表示非混相值,也就是实验室的实际测量值。以 M 为下标的参数表示混相值。混相时的相对渗透率是一条 45 度的直线,此时相渗值就等于饱和度值。

实验室测量凝析油气相对渗透率

由以上的关联式计算可知实验室实测相对渗透率是计算不同条件时凝析油气相渗的基础,非常重要。但时至今日,国内获得凝析油气相对渗透率曲线的方法仍旧是常规的实验手段,即采用模拟油(如煤油)和模拟气(如氮气)。该模拟流体典型的界面张力值约为 30 mN/m,这与凝析油气的界面张力范围相比高出数十倍。由上面凝析油气相对渗透率特殊性的研究可知,用该实验得到的值作为基础曲线去预测凝析油气相渗误差是非常大的,因为一则该实验的界面张力太高,二则煤油和氮气不能替代凝析油体系。所以实验室中用真实凝析油气实测相渗是非常重要的,这样才能获得真实的凝析油气相渗,将其应用到数模中得到真实的开发动态分析以正确的进行开发决策。目前,西南石油学院气藏实验室正在积极展开这方面的研究工作。

结 论

(1) 凝析油气在多孔介质中的流动呈现出与传统油气流动所不同的凝析油在水与凝析气之间形成一个水动力连续的夹膜,使得凝析油随着凝析气一起流动。即便在很低的饱和度下,凝析油也可以流动。

(2) 凝析油气流动和相渗受多孔介质特性、原生水、润湿性、重力、界面张力、粘滞力、流速等因素的影响。

(3) 传统油气相渗比凝析油气相渗的曲线性强。

(4) 凝析油气相渗具有速敏性,传统油气相渗基本不具有速敏性。

(5) 随着界面张力的降低,相对渗透率的润湿滞

高气水比气井井筒压力的计算方法

黄炜* 杨蔚

(西安石油学院)

黄炜等.高气水比气井井筒压力的计算方法.天然气工业,2002;22(4):64~66

摘要 Cullender 和 Smith 模型是计算气井井底压力的首选方法,被广泛应用于干气井井筒压力计算。文章通过对 Cullender 和 Smith 方法进行含水修正,建立了该方法用于高气水比气井井筒压力计算的新模型。从气体稳定流动能量方程出发,运用两相流知识,详细讨论了模型推导中涉及的气—水井流密度、气—水井流质量流量、气—水井流体积流速、气—水井流 Moody 摩阻系数的计算方法,给出了各参数采用我国法定计量单位的实用公式,最后将各参数计算公式代入气体稳定流动能量方程,得出适用于高气水比气井井筒压力计算的修正 Cullender 和 Smith 模型。文中同时给出一计算实例,对比了采用传统 Cullender 和 Smith 模型和文中提出的修正 Cullender 和 Smith 模型进行气井井底流压和井筒流压分布计算的结果,其效果良好。

关键词 气井 气水比 井眼 井底 流动压力 数学模型

计算气井井底压力的方法很多^[1~4]。其中,1956年 Cullender 和 Smith 提出的模型^[1]更受青睐,至今仍为气藏工程中井筒压力计算的首选方法,被广泛应用于干气井井筒压力计算。

天然气藏既使没有边水或底水,天然气中或多或少都会有水气冷凝形成的凝析水。天然气中含水量的多少,直接影响采用 Cullender 和 Smith 方法计算井筒压力的精度。

天然气井流中有气水两相存在时,实际上已属于两相流体力学研究范围,应用现有的各种两相流计算方法是可以解决含水气井井筒压力计算的问题。然而,两相流计算十分繁琐,且计算精度不太理想。

Oden 提出过一个新思路^[2],通过对 Cullender 和 Smith 方法进行含水修正,使之能用于气水井井筒压力计算。本文沿用类似思路,运用两相流知识,建立了 Cullender 和 Smith 方法用于高气水比气井井筒压力计算的又一新模型。

气井井筒压力计算的实用模型都是由气体稳定流动能量方程推导而来的。天然气从井底沿油管流到井口,中途没有被增压或输出功、能;在总能量消耗的结构中,动能损耗甚小,可以忽略不计。这样,气体稳定流动能量方程式可简化为:

$$dp + gdH + \frac{fW^2}{2g} dH = 0 \quad (1)$$

这是一个在任何状态(p, T)下都成立的能量守

后效应增大。

(6) 不能用传统油气体系替代凝析油气体系进行相渗测量。

(7) 测量实际凝析油气体系相渗曲线非常重要。

参 考 文 献

- 1 郭平. 超声波在凝析油临界流动饱和度测试中的应用. 天然气工业, 2001; 21(3): 22~25
- 2 Jane D Gray. Modeling Low IFT Hydrocarbon phenomena in porous media. SPERE, 1991: 353~359
- 3 Danesh A, Henderson G D, Krinis D. Experimental investigation of retrograde condensation in porous media at reservoir conditions. SPE18316
- 4 Henderson G D, Danesh A. Generating reliable gas condensate relative permeability data used to develop a correlation with capillary number. Petroleum Science Engineering, 2000 (25): 79~91
- 5 Bolm S M P, Hagoort J. How to include the capillary number in gas condensate relative permeability functions. SPE49268

(收稿日期 2002-02-06 编辑 韩晓渝)

*黄炜, 作者简介见本刊 2001 年第 4 期。地址: (710061) 陕西省西安市。电话: (029) 8222793。

gaged in teaching on mechanical design and studying on CAD , mechanical dynamics and simulation ,solid control and its equipments ,etc. . Add:Mechanics and Electrics College , Southwest Petroleum Institute ,Nanchong ,Sichuan (637001) ,P. R. China
Tel : (0817) 2643446 or 2642142

.....

THE COILED TUBING FORCE ANALYZING METHOD FOR HORIZONTAL WELL OPERATIONS*

Zhou Chongzi , Wang Ling and Chen Che (Downhole Services Group , SPA). *NA TURAL GAS IND.* v. 22 , no. 4. pp. 59 ~ 60 , 7/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:The coiled tubing can make work easy , safe and reliable and also can save time and reduce the costs so that it cannot be replaced by any other equipments in horizontal well treatment. However ,compared with drilling tools or regular oil tubes ,the coiled tubing is so light and flexible that it makes it complicated with its own endured forces in the well. A new analyzing method is used to study on the forces on the coiled tubing and to forecast its behavior in the large-deviated wells.

SUBJECT HEADINGS:Coiled tubing , Tubing force analyzing method , Horizontal well , Application

Zhou Congzi (*engineer*) , born in 1963 , graduated from Zhongqing Petroleum College in 1982. He has been engaged in management on production techniques and technical services of fracturing , acidizing and the coiled tubing on the fields. Now he is vice manager of Downhole Operation Units of SPA. Add: Jinge Town , Longchang county , Sichuan(642150) , P. R. China Tel : (0832) 3919261

.....

INVESTIGATION OF THE MICROVISUAL FLOW AND RELATIVE PERMEABILITY LAW OF CONDENSATE OIL AND GAS

Su Chang , Guo Ping ,Li Shilun ,Sun Liangtian and Sun Lei (Southwest Petroleum Institute) . *NA TURAL GAS IND.* v. 22 ,no. 4. pp. 61 ~ 64 ,7/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:It is necessary for well predicting the performance and economic returns of condensate gas reservoir to model correctly its flow state and phase state and it is most important for modeling the flow state to obtain the representative relative

permeability curves of condensate oil and gas which are the basic cures most commonly used in mathematical model and well testing analysis. The relative permeability curves of analog oil and gas are generally adopted for replacing those of condensate oil and gas at present. The flowing law ,however ,of the conventional oil and gas with low interfacial tensions in porous media is different from that of the condensate oil and gas ,because the physical properties of the condensate oil and gas are approaching to each other and through forming a hydrodynamically conducting film included between water and condensate gas ,the condensate oil can flow together with the condensate gas. Meanwhile , the degree of the influence of these parameters as porous media , initial water , wettability , gravity , interfacial tension , viscous force and flow velocity ,etc. ,on the flow law of the condensate oil and gas is also different from that of the conventional oil and gas. Because of different microvisual percolation flow laws ,the change laws of relative permeabilities of the condensate oil and gas are different from those of the conventional oil and gas , therefore the relative permeabilities of the oil-gas system with low interfacial tensions can 't be used for replacing those of the condensate oil and gas. Finally the importance of the relative permeability curves measured through experiment and the trend studied in the future are determined in the paper.

SUBJECT HEADINGS :Gas condensate , Condensate gas , Oil and gas production , Reservoir performance , Flow property , Porous media ,Relative permeability

Sy Chang (*Master*) , born in 1976 ,is now studying for her doctorate and mainly engaged in the research on reservoir fluid phase state and condensate gas reservoir development. Add: Nanchong ,Sichuan (637001) ,China Tel : (0817) 2642126

.....

COMPUTING METHOD OF WELLBORE PRESSURE IN THE GAS WELL WITH HIGH GAS-WATER RATIO

Huang Wei and Yang Wei (Xi 'an Petroleum Institute). *NA TURAL GAS IND.* v. 22 ,no. 4. pp. 64 ~ 66 ,7/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:The Cullender-Smith model firstly taken for computing gas well bottom hole pressure is widely used for calculating wellbore pressure in a dry gas well. Through correcting the Cullender-Smith method for water content ,a new model of computing wellbore pressure in a gas well with high gas-water ratio was set up by the authors. In the paper ,on the basis of the energy equation of gas steady flow ,the computing methods of