

泡沫渗流机理及渗流模型研究

王玉斗¹ 李茂辉¹ 温科扬² 魏学敬³

(1. 中国石油大学(华东)物理科学与技术学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石油吐哈油田分公司物资供应处, 新疆 哈密 839009; 3. 中原石油勘探局钻井一公司, 河南 濮阳 457001)

摘要:利用稳态法测量了气、液流速对泡沫渗流的影响及气液两相相对渗透率曲线,结果表明:液相渗透率不因泡沫的存在而改变;存在临界含水饱和度,当含水饱和度小于临界饱和度时,泡沫不能稳定存在,气相渗透率与无泡沫时相同,当液相饱和度大于临界含水饱和度时,泡沫稳定存在,气相渗透率大幅度降低;泡沫具有剪切变稀的特性。基于分离压力和毛细管压力对气液相对渗透率规律进行了合理的解释。考虑发泡剂质量分数、油相饱和度、渗流速度及临界含水饱和度的影响,建立了泡沫作用下气液两相相对渗透率数学模型,利用该模型对试验结果进行了拟合,并与文献中的模型进行了对比,结果表明,所建模型可以很好地拟合试验结果,实用性强。

关键词:泡沫; 渗流; 发泡剂; 相对渗透率; 数学模型

中图分类号: TE357 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2010)04-0104-04

Study on Mechanism and Modeling of Foam Flow in Porous Media

Wang Yudou¹ Li Maohui¹ Wen Keyang² Wei Xuejing³

(1. College of Physics Science and Technology, China University of Petroleum, Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Supply Department of Tuha Oilfield Branch Company, CNPC, Hami, Xinjiang, 839009, China; 3. 1st Drilling Company, Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang, Henan, 457331, China)

Abstract: Two phase relative permeability was measured and the effect of gas and fluid flow rate on foam flow in porous media was studied under steady state flow conditions. The results show that the liquid relative permeability does not change when foam is formed. Gas relative permeability remains same when liquid saturation is less than a critical saturation value, because the foam cannot exist stably under this condition. However the gas relative permeability would decrease sharply when the liquid saturation is higher than a critical value because the foam can exist stably. In addition, shear-thinning phenomenon happens when the foam flows in porous media. These results were interpreted based on the concepts of separation pressure and capillary pressure. A model of gas-liquid permeability under the effect of foam was established based on the laboratory results. The effects of surfactant concentration, oil saturation, fluid flow rate and the critical liquid saturation on the gas-liquid flow in porous media were considered. The model was compared with experimental results and other models. The results show that this model agrees with the experimental results and has strong application.

Key words: foam; percolation; foamer; relative permeability; mathematical model

泡沫驱油技术是一种新兴的提高采收率技术,其作用机理至今没有一个统一、清楚的认识^[1-3]。人们通过微观可视化试验、室内岩心驱替试验、矿场试验及数学模拟等手段^[4-7],研究了泡沫驱提高原油采收率的机理,并建立了不同的泡沫渗流模型,主要分为经验模型和总量平衡模型两种^[1-2,6]。这两种模型都有缺陷:经验模型没有考虑泡沫的生成、聚并和泡沫结构的影响;总量平衡模型考虑因素太

收稿日期: 2009-08-06; **改回日期:** 2010-06-04

基金项目: 中国石油天然气集团公司石油科技中青年创新基金项目“蒸汽-高活性泡沫驱油协同作用机理及耦合模型研究”(编号: 05E7032)资助

作者简介: 王玉斗(1973—),男,河南范县人,1996年毕业于石油大学(华东)应用物理专业,1999年获石油大学(华东)无线电物理专业硕士学位,2002年获南京理工大学兵器发射理论与技术专业博士学位,副教授,硕士生导师,主要从事提高采收率、油藏历史拟合、油藏数值模拟等方面的研究工作。

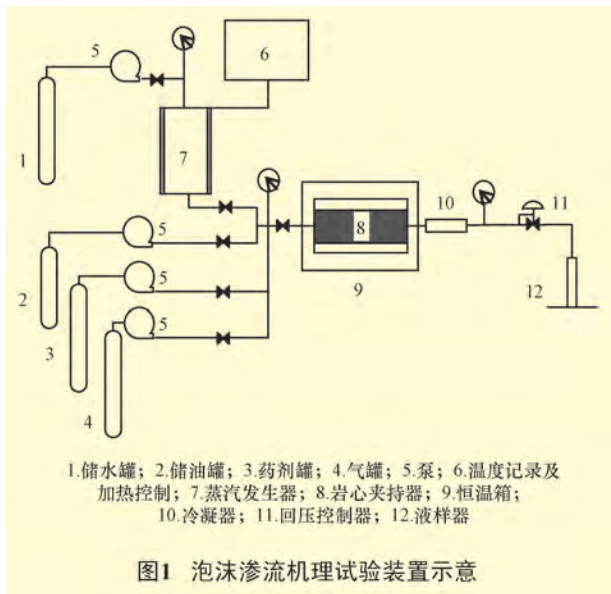
联系方式: (0546)8394537, wangyd@upc.edu.cn

多,涉及到的未知参数也多,参数概念模糊,也很难测量,置入油藏数值模拟软件会增大计算难度和计算量。为此,笔者通过泡沫渗流测试,分析了泡沫对岩心压降及相对渗透率的影响,建立了泡沫渗流数学模型。

1 试验方法

利用稳态法测量泡沫对气液渗流的影响^[7-8],试验装置如图 1 所示。试验用发泡剂为 FCY,利用胜利油田单 10 区块地层水配制 FCY 质量分数为 0.3% 的 FCY 溶液。试验岩心用石英砂装填而成,岩心长 60.0 cm,直径 2.5 cm。试验步骤如下:

- 1) 测量试验岩心渗透率;
- 2) 饱和水前,称未饱和水岩心的质量;
- 3) 岩心抽真空,饱和蒸馏水,称其质量;
- 4) 测量岩心的水相渗透率;
- 5) 配制发泡剂溶液;
- 6) 将岩心装入流程,维持气、液流量不变,待封堵压差稳定后(保证岩心中泡沫、各相饱和度、压差等均匀分布),测量封堵压差及液相饱和度;
- 7) 改变气、液流量,重复第 6) 步。

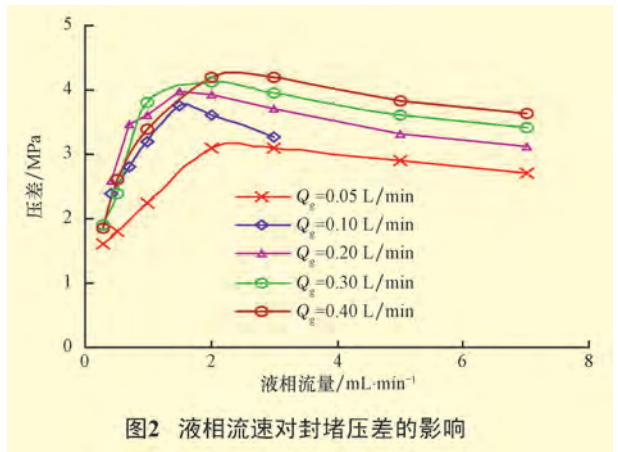


为了准确测量各因素对泡沫渗流的影响,需注意以下几点:1)保证气体流量的精确、稳定;2)保证每一次测量处于稳定状态,即岩心两端压差维持恒定足够长的时间(试验中稳定时间大于 20 h);3)液相饱和度的准确测量是描述泡沫渗流的关键。

2 试验结果分析

2.1 渗流速度对封堵压差的影响

图 2 为液相流速对封堵压差的影响(因用同一岩心测定的,故用流量表示流速)。从图 2 可以看出:当气相流速一定时,随着液相流速的增大,封堵压差增大很快,达到最高点后,随着液相流速的进一步增大,封堵压差呈现平缓下降的趋势;对同一岩心,不同气体流速下最大封堵压差所对应的液相流速基本相等;当液相流速很低时,随着气相流速的增大,压差基本不变,但随着液相流速的增大,封堵压差随气相流速的增大而增大,但在不同的液相流速条件下,压差随着气相流速变化的规律不同。



2.2 泡沫对气液相对渗透率的影响

图 3 为泡沫作用下的液相相对渗透率曲线。从图 3 可以看出,液相相对渗透率并没有因为泡沫的存在而改变。因为无论泡沫存在与否,润湿相在地层中占据相同的孔隙空间,仅仅很小一部分润湿相是通过泡沫液膜进行流动的。

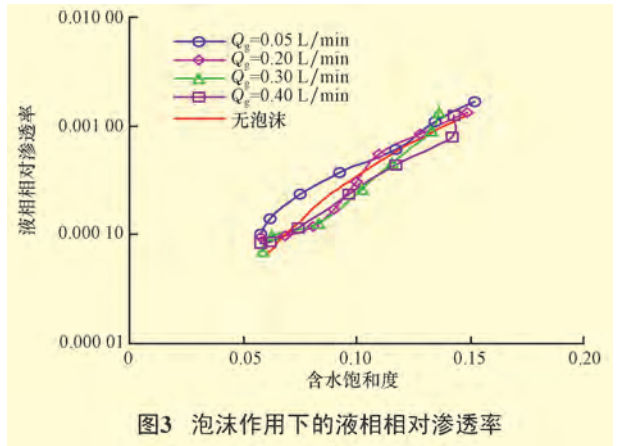


图 4 为泡沫作用下的气相相对渗透率曲线。从

图 4 可以看出:由于泡沫的存在,气相相对渗透率随含水饱和度变化比较剧烈;存在一临界含水饱和度(0.05),当含水饱和度小于临界饱和度时,气相相对渗透率与无泡沫作用时相同;当含水饱和度大于临界饱和度时,气相相对渗透率相对于无泡沫作用情况降低了 3~4 个数量级,且随着含水饱和度的增大,气相相对渗透率降低速度逐渐变缓;在不同气相流速下,气相相对渗透率的水平段对应的数值不同,随着气相流速的增大而增大。这是由泡沫的流变性引起的,随着气相流速的增大,泡沫黏度变小,渗透率增大,所以泡沫具有剪切变稀的特性。

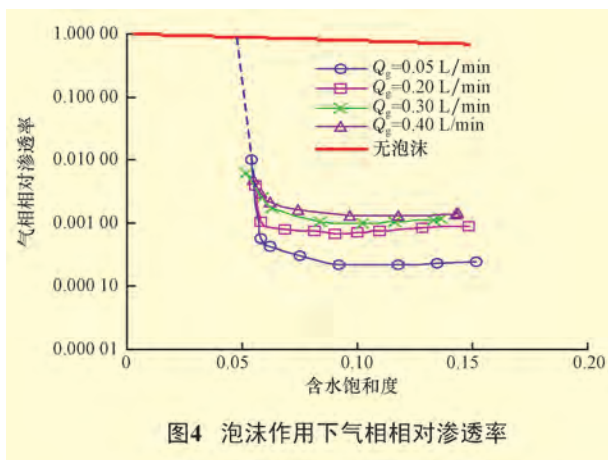


图 4 泡沫作用下气相相对渗透率

图 5 为不同岩心渗透率下的气相相对渗透率曲线。从图 5 可以看出,随着渗透率的增大临界含水饱和度增大。需要指出的是,随着含水饱和度的继续增大,气相相对渗透率应继续降低,直至递减为零。由于受试验条件的限制,高饱和度区域相对渗透率曲线没有测量。

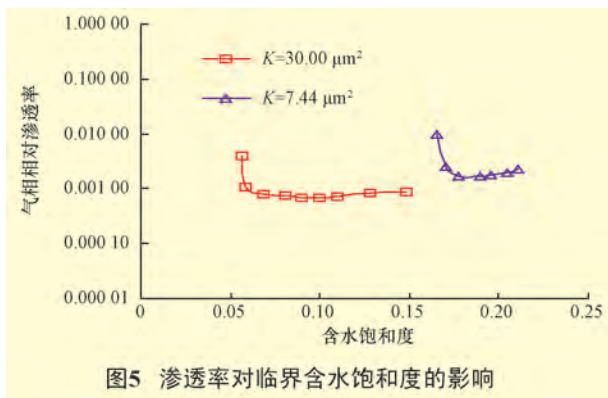


图 5 渗透率对临界含水饱和度的影响

2.3 泡沫在多孔介质中的稳定存在机理

在水湿地层中,水相在孔隙中的存在形态分为体积水和液膜水两种^[9]。液膜水的主要作用是将气体分离开,形成气泡。在泡沫渗流过程中,为了维持泡沫的稳定,液膜水和体积水之间要来回交换。随

着泡沫干度变大,含水饱和度降低,毛细管力增大,液膜自身厚度变薄,分离压力变大,毛细管压力等于液膜分离压力,即液膜水压力等于体积水压力,没有液相从液膜流入或流出,泡沫稳定。但当液膜厚度等于临界厚度时,分离压力达到最大,进一步降低含水饱和度,毛细管力就会大于分离压力,即液膜水压力大于体积水压力,液膜变薄,泡沫破裂。与临界厚度对应的含水饱和度叫做临界含水饱和度。含水饱和度小于临界饱和度时,由于毛细管压力大,泡沫不能稳定存在,气相相对渗透率不变;含水饱和度大于临界饱和度时,泡沫稳定存在,由于泡沫的作用,气相相对渗透率会大幅度下降。

3 泡沫渗流数学模型

3.1 泡沫渗流数学模型

国内外相关研究成果认为泡沫的流度由表面活性剂质量分数、气相流速(或毛管数)、含油饱和度等因素确定^[1-3,6,9]。由于泡沫的作用,气相相对渗透率按图 4 所示规律变化,因此泡沫作用下的气相相对渗透率可表示为:

$$K_{rg}^f = \frac{K_{rg}^0(S_w)}{1 + M_{rf} \left(\frac{w_s}{w_s^{\max}} \right)^{e_s} \left(\frac{S_o^{\max} - S_o}{S_o^{\max}} \right)^{e_o} \left(\frac{N_c^{\text{ref}}}{N_c} \right)^{e_v} F_{S_w^*}} \quad (1)$$

式中: K_{rg}^f 、 $K_{rg}^0(S_w)$ 分别表示有泡沫和无泡沫存在时的气相相对渗透率; M_{rf} 为最大阻力因子,表示在不含油条件下,发泡剂质量分数为 w_s^{\max} ,参考气相流速下的泡沫阻力因子; w_s^{\max} 为维持强泡沫时的最大泡沫剂质量分数; e_s 为发泡剂质量分数指数; S_o^{\max} 表示可产生泡沫的最大含油饱和度; e_o 为含油饱和度指数; e_v 为流速指数; N_c^{ref} 为参考毛管数,即对应于参考流速的毛管数; $F_{S_w^*}$ 为随着含水饱和度变化气相渗透性的变化趋势。

毛管数为:

$$N_c = \frac{u_w \mu_w}{\sigma_{wo}} \quad (2)$$

式中: u_w 为驱替速度,cm/s; σ_{wo} 为油水界面张力 mN/m; μ_w 为驱替液黏度 mPa·s。

由于气相渗透率在泡沫存在的条件下随含水饱和度变化比较剧烈,因此 $F_{S_w^*}$ 采用分段函数表示:

$$F_{S_w^*} = \begin{cases} 0 & S_w < S_w^* - \epsilon \\ F_{S_w^*} = \left(e_{pc} + \frac{\arctan[e_{po}(S_w - S_w^*)]}{\pi} \right) & S_w \geq S_w^* - \epsilon \end{cases} \quad (3)$$

式中: S_w^* 表示临界含水饱和度; e_{po} 通过试验测定; ϵ 是一个非常小的参数, 它决定高干度泡沫区域相渗曲线的倾斜程度; e_{pc} 为一常数, 介于 0.5 和 1.0 之间, 用以保证 $F_{S_w^*}$ 为正。

3.2 泡沫渗流模型的验证

无泡沫作用时的气相相对渗透率可表示为:

$$K_{rg}^0(S_w) = K_{rgw} \left(\frac{1 - S_w - S_{gr}}{1 - S_{wi} - S_{gr}} \right)^{n_g} \quad (4)$$

由试验结果可知, 式(4)中的 $S_{wi} = 0.02$, $S_{gr} = 0.02$, $K_{rgw} = 0.94$, $n_g = 2.3$ 。利用式(1)对试验结果进行了拟合, 结果见图 6。式(1)中的 $M_{fi} = 104\ 985$, $e_{po} = 200$, $S_w^* = 0.055$, $N_c^{ref} = 4.46 \times 10^{-6}$, $e_v = 0.7$ 。从图 6 可以明显看出, 计算结果与试验结果具有较好的一致性。

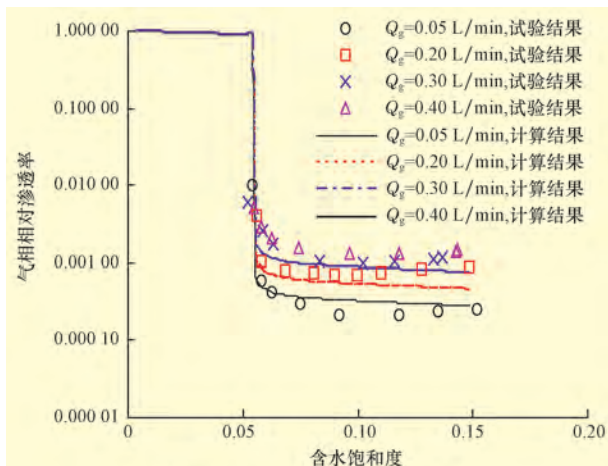


图6 模型结果与试验结果对比

为进一步验证模型的准确性, 对文献[9]中的试验结果进行了拟合, 并与文献[9]中所建泡沫渗流模型计算结果进行了对比, 结果如图 7 所示。拟合时式(1)中的 $M_{fi} = 140\ 000$, $e_{po} = 312$, $S_w^* = 0.15$, $N_c^{ref} = 9.8 \times 10^{-6}$, $e_v = 0.21$, 式(4)中的 $S_{wi} = 0.03$, $S_{gr} = 0.01$,

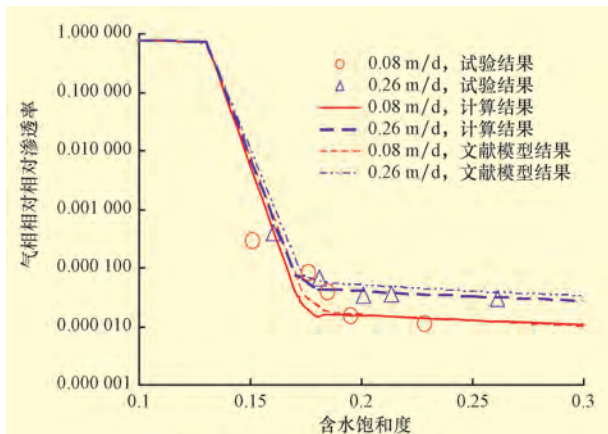


图7 模型结果与文献结果对比

$K_{rgw} = 0.95$, $n_g = 2.5$ 。从图 7 可以看出, 所建模型计算结果仍然可以很好地与试验结果拟合, 与文献[9]中模型计算结果具有较好的一致性。但文献[9]所建泡沫渗流模型需要根据试验结果得到泡沫作用下气相相对渗透率曲线各段的斜率。与之相比, 笔者所建模型可以考虑更多的影响因素, 更适于植入油藏数值模拟软件, 应用于实践。

4 结 论

1) 随着液相流速的增大, 封堵压差增大很快, 但达到最高点后, 随着液相流速的进一步增大, 封堵压差呈现平缓下降的趋势。随着液相流速的增大, 封堵压差随气相流速的增大而增大。

2) 液相渗透率没有因为泡沫的存在而改变。含水饱和度小于临界饱和度时, 泡沫不能稳定存在, 气相渗透率与无泡沫时相同; 液相饱和度大于临界含水饱和度时, 泡沫稳定存在, 气相渗透率大幅度降低。

3) 根据试验结果建立了泡沫渗流数学模型, 将泡沫对多相渗流的影响利用相对渗透率来描述, 气相相对渗透率是发泡剂质量分数、气相流速、含油饱和度等因素的函数。

4) 与试验结果的拟合及与文献结果对比表明, 所建模型正确反映了泡沫对气相渗流的影响, 具有很好的可靠性。

参 考 文 献

- [1] Tanzil Dickson. Foam generation and propagation in heterogeneous porous media[D]. Houston: Rice University, 2001.
- [2] Vassenden F, Holt T, Moen A, et al. Foam propagation in the absence and presence of oil[R]. SPE 59284, 2000.
- [3] Anthony R K, Tadeusz W P, Clayton J R. Mechanistic foam flow simulation in heterogeneous and multidimensional porous media[J]. SPE Journal, 1997, 2(4): 511-526.
- [4] 李雪松, 王军志, 王曦. 多孔介质中泡沫驱油微观机理研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(5): 109-113.
- [5] 曹嫣妮, 刘冬青, 唐培忠, 等. 泡沫体系改善草 20 区块多轮次吞吐热采开发效果技术研究[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(2): 65-68.
- [6] 王杰祥, 李娜, 孙红国, 等. 非均质油层空气泡沫驱提高采收率试验研究[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(2): 4-6.
- [7] Vassenden F, Holt T. Experimental foundation for relative permeability modeling of foam[R]. SPE 39660, 1998.
- [8] 李海涛, 王永清, 谭灿. 微乳液体系相对渗透率曲线的非稳定法实验[J]. 石油学报, 1998, 19(4): 83-88.
- [9] Alvarez J M, Rivas H J, Rossen W R. Unified model for steady-state foam behavior at high and low foam qualities[J]. SPE Journal, 2001, 6(3): 325-333.