

# 两相低速非达西渗流模型及相对渗透率曲线求取方法

赵国忠<sup>1,2</sup>,董大鹏<sup>1,2</sup>,肖鲁川<sup>1,2</sup>

(1.中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院,黑龙江大庆163712;

2.黑龙江省油层物理与渗流力学重点实验室,黑龙江大庆163712)

**摘要:**流体在特低渗透-致密油藏中的渗流规律不符合达西定律,传统计算两相相对渗透率曲线的JBN方法并不适用。为了解决此类低速非达西渗流实验数据的处理问题,得到更为准确的相对渗透率曲线,在考虑两相渗流拟启动压力梯度的基础上,统计得到经验关系式,可计算不同空气渗透率岩样任意含水率下的拟启动压力梯度。依据低渗透岩样两相稳定流实验结果,提出两相过程中不同相的拟启动压力梯度相等的假设,建立两相低速非达西渗流模型,基于该模型得出求取两相非达西渗流相对渗透率曲线的方法。应用大庆油田岩样实验数据,对比JBN方法和所提出的新方法,结果表明考虑两相渗流拟启动压力梯度的影响后,油相和水相相对渗透率都有明显变化。

**关键词:**稳定流;非稳定流;致密油藏;非达西渗流;相对渗透率

中图分类号:TE312

文献标识码:A

## Calculation of two-phase relative permeability curves based on a low-velocity non-Darcy flow model

ZHAO Guozhong<sup>1,2</sup>, DONG Dapeng<sup>1,2</sup>, XIAO Luchuan<sup>1,2</sup>

(1.Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Co., Ltd., PetroChina, Daqing City,

Heilongjiang Province, 163712, China; 2.Heilongjiang Key Laboratory of Reservoir Physics and Fluid

Mechanics in Porous Medium, Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China)

**Abstract:** The fluid flow in ultra-low permeability-tight oil reservoirs does not conform to Darcy's law, which cannot be determined by the conventional Johnson, Bossler, and Naumann (JBN) method for calculating two-phase relative permeability curves. Considering the pseudo threshold pressure gradient of two-phase flow, the empirical relation was obtained through statistics for processing the experimental data of low-velocity non-Darcy flow and acquiring more accurate relative permeability curves. This empirical relation was employed to calculate the pseudo threshold pressure gradient at any water cut of rock samples with different air permeability. According to the experimental results of two-phase steady flow in low-permeability rock samples, a hypothesis was proposed, in which the pseudo threshold pressure gradients of different phases in the two-phase flow were equal, and a two-phase low-velocity non-Darcy flow model was constructed. Based on this model, a method was developed to obtain the relative permeability curves of two-phase non-Darcy flow. The proposed method were compared with the JBN method by using the experimental data of the rock samples from Daqing Oilfield. The results demonstrate that the relative permeability of the oil phase and the water phase changes significantly after considering the influence from the pseudo threshold pressure gradient of the two-phase flow.

**Key words:** steady flow; unsteady flow; tight oil reservoirs; non-Darcy flow; relative permeability

收稿日期:2021-01-21。

作者简介:赵国忠(1964—),男,黑龙江海伦人,教授级高级工程师,硕士,从事油气渗流及油藏模拟方面的研究。E-mail:zhaoguozh@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油天然气集团公司“十三五”重大科技专项“大庆油气持续有效发展关键技术研究与应用”(2016-E02)。

在将达西定律应用于石油领域的过程中,两相相对渗透率曲线的获取是个重要环节。1959年,JOHNSON等建立了利用岩心一维非稳定流驱替数据求取两相相对渗透率曲线的方法<sup>[1-2]</sup>,已被石油行业标准所采用,适用于渗透率大于5 mD的岩样。

流体在特低渗透-致密油藏中的流动并不遵从达西定律<sup>[3-4]</sup>。闫庆来等依据低渗透岩心单相渗流实验结果推测,当压力梯度较小时渗流速度和压力梯度呈曲线关系<sup>[5]</sup>,通过将近似直线段延长交于压力梯度轴上而得到拟启动压力梯度,可以构建拟启动压力梯度模型<sup>[6]</sup>。然而,如何把单相流模型推广到多相流尚未形成广泛认同的做法,通常把单相流拟启动压力梯度直接用于多相流<sup>[7-10]</sup>,但这种做法缺乏实验和理论依据。开展两相非达西稳定流实验发现,两相流体整体的拟启动压力梯度并不等于单相时的值,且与含水率有关<sup>[11-13]</sup>。在此认识基础上建立了两相非达西渗流模型,认为两相情况下不同相的拟启动压力梯度相等且受控于空气渗透率和相分流率(或饱和度)<sup>[14]</sup>。目前为止,基于拟启动压力梯度依赖含水率的两相非达西渗流模型的相对渗透率曲线求取方法尚未严格建立起来<sup>[15-17]</sup>。

以两相低速非达西稳定流实验为依据,分析各相拟启动压力梯度相等假设的合理性,给出油水两相非达西渗流模型,并采用JBN方法的思路,从源头出发严格给出非达西情况下理论推导的条件,依据恒速法非稳定流驱替实验数据,建立求取两相低速非达西渗流相对渗透率曲线的方法。

## 1 油水两相低速非达西稳定流实验

采用稳态法,对大庆油田特低渗透岩心进行实验,研究油水两相的渗流特征。实验条件包括:实验温度为45℃;实验用油为模拟油,45℃时黏度为9.426 mPa·s;实验用水为质量分数为3%的KCl溶液,45℃时黏度为0.639 mPa·s。

实验步骤如下:①对岩样依次进行抽真空饱和水、称重、测定孔隙体积、油驱造束缚水。②在束缚水饱和度下改变5次不同的油相渗流速度,记录稳定时的压差,测定束缚水时油相拟启动压力梯度。③依次改变油水流速比为4:1,1:1,1:4,在每一个油水流速比下改变5次总的渗流速度,记录稳定时的压差,测定不同流速比下的油水拟启动压力梯度。④水驱至残余油,在残余油饱和度下改变5次不同的水相渗流速度,记录稳定时的压差,测定残

余油时水相拟启动压力梯度。

应用上述方法测试得到7块岩样不同含水率下的拟启动压力梯度,由岩样参数和实验结果(表1)可见,同一岩样在不同含水率下的拟启动压力梯度明显不同。所以两相情况下拟启动压力梯度不能直接使用单相的测试结果,必须考虑含水率的影响。随着含水率的增加,3号和4号岩样的拟启动压力梯度呈现先增后降的规律;而对于其他样品,虽然中间有个别波动,但总体也是呈现先增后降的变化趋势。

表1 不同含水率下的拟启动压力梯度  
Table 1 Pseudo threshold pressure gradient at different water cut

岩样 编号	渗透 率/mD		孔隙 度/ %	不同含水率下的拟启动 压力梯度/(MPa·cm <sup>-1</sup> )				
	空气	油相		0	20%	50%	80%	100%
1	0.62	0.013	10.87	0.519	2.442	1.960	2.192	0.163
2	1.14	0.05	12.83	0.276	2.191	1.419	1.741	0.043 7
3	1.47	0.32	10.44	0.019	0.657	0.816	0.700	0.122
4	2.35	0.93	13.20	0.025	0.193	0.266	0.148	0.004
5	3.87	0.65	13.99	0.095	0.373	0.216	0.312	0.001
6	4.70	0.36	13.11	0.016 9	0.283	0.215	0.286	0.012
7	6.85	1.28	18.50	0.014 9	0.132	0.088 5	0.004 3	0.016 9

应用表1实验结果,建立最大拟启动压力梯度与空气渗透率的关系式,对每块岩样的拟启动压力梯度进行归一化处理,最终得到油水两相渗流时拟启动压力梯度的经验关系式为:

$$\lambda = 1.503 8K_a^{-1.218 9} \times (-3.287 9f_w^2 + 3.142 3f_w + 0.219 5) \quad (1)$$

对于不同空气渗透率岩样,(1)式可用于计算油水两相流体在任意含水率下的拟启动压力梯度。此关系式并非普适的和唯一的,实验数据增多或岩石、流体类型改变,可重复以上步骤得到不同的近似解析关系式,且所得关系式只能用于油水两相低速非达西渗流模型之中。基于不同的渗流模型也会得到不同的关系式,但显然不可互用。曾有学者采用类似的实验方法得到两相启动压力梯度与含水饱和度的线性关系<sup>[18-19]</sup>,但所用岩样与本文实验不同,且如何从不同流速下两相稳定流实验结果得到两相启动压力梯度的方法不详。因其考虑的是二次非线性渗流,其应用也必须基于这种渗流模型而建立起来的渗流理论,但目前还未形成相应的完整理论体系。

## 2 油水两相低速非达西渗流模型

两相低速非达西稳定流动规律可描述为:两相不可压缩流体按一定比例通过岩石介质时总流速与压力梯度的关系,其表达式为:

$$v_i = \begin{cases} m(f_w) [|\nabla p| - \lambda(f_w)] & |\nabla p| > \lambda(f_w) \\ 0 & |\nabla p| \leq \lambda(f_w) \end{cases} \quad (2)$$

由于油、水按一定比例通过,等价于水按一定分流率通过,所以水相流速与压力梯度的关系为:

$$v_w = \begin{cases} f_w m(f_w) [|\nabla p| - \lambda(f_w)] & |\nabla p| > \lambda(f_w) \\ 0 & |\nabla p| \leq \lambda(f_w) \end{cases} \quad (3)$$

由(2)和(3)式知,2条直线在 $|\nabla p|$ 轴上的截距,即拟启动压力梯度相等。类似的关系也适用于油相。这就是说,在一定的分流率下,各相的拟启动压力梯度都与两相总拟启动压力梯度相等,只是流动直线关系的斜率不同。

既然通过实验可以在一定的分流率条件下建立两相低速非达西稳定流,若把实验岩心看成油藏内的单元体,考虑实验持续时间相对油藏尺度下流体流动时间很短,可以认为油藏内任一点在一小段时间内的两相流动可以达到稳定。油藏内流体的非稳定流是由这样的无数稳定流构成的。其实达西条件下的两相流模型就是在此思想下建立的。因此,有理由假设两相低速非达西渗流各相的拟启动压力梯度相等,但其值与发生渗流位置的渗透率和当时的含水率有关。有学者在研究两相非线性渗流启动压力梯度时并未区分各相的启动压力梯度,已隐含了两相启动压力梯度相等的假设<sup>[18]</sup>。本文的研究使用的是相拟启动压力梯度这个参量,并假设其相等,这与文献[18]隐含假设是类似的,具有同样的道理。在该假设条件下,一维均质不考虑毛管压力情况下油水两相不互溶流体低速非达西渗流模型可表示为:

$$v_i = \begin{cases} -\frac{KK_{ri}(S_w)}{\mu_i} \left[ \left| \frac{\partial p}{\partial x} \right| + \lambda(f_w) \right] & \left| \frac{\partial p}{\partial x} \right| > \lambda(f_w) \\ 0 & \left| \frac{\partial p}{\partial x} \right| \leq \lambda(f_w) \end{cases} \quad (4)$$

选取基准渗透率为束缚水时非达西流条件下的油相有效渗透率,等价于定义束缚水时油相相对

渗透率为1,即:

$$K = \mu_o m(0) \quad (5)$$

多孔介质的渗透率是由达西定律定义的。须指出的是,在非达西模型下流动不再满足达西定律,渗透率的定义也该相应作出关联(3)或(4)式且形如(5)式的调整,才能构成完整理论体系,单相的情况也类似。这样定义的渗透率的量纲不变,且在忽略拟启动压力梯度时即为原达西流时的定义。

## 3 油水两相非达西渗流情况下 JBN 方法的适用条件

JBN方法是建立在巴克利-列维里特前缘推进方程和威尔奇积分的基础之上,利用岩心一维非稳定流驱替数据获取两相相对渗透率曲线的方法<sup>[1]</sup>。由低速非达西渗流模型(4)式,可得出发生两相流动条件下含水率的表达式为:

$$f_w = \frac{v_w}{v_o + v_w} = \left(1 + \frac{K_{ro}\mu_w}{K_{rw}\mu_o}\right)^{-1} = f_w(S_w) \quad (6)$$

这表明非达西渗流情况下水相分流率仍然可表示为含水饱和度的函数,而黏度比只是参数,对于确定的流体其为常数。考虑不可压条件,由相连续性方程和饱和度约束方程仍然可以得到巴克利-列维里特前缘推进方程<sup>[20]</sup>:

$$\left(\frac{dx}{dt}\right)_{s_w} = \frac{v(t)}{\phi} f_w'(S_w) \quad (7)$$

(7)式表征了一维驱替过程中 $t$ 时刻含水饱和度为 $S_w$ 的推进规律。可将其用于横截面积为 $A$ 、长度为 $L$ 的一维均质岩心内,忽略毛管压力的油水两相不互溶流体低速非达西驱替实验。

忽略毛管压力是在特定条件下研究渗流单一影响因素的常用做法,也是建立基于非稳定流驱替实验数据求取相对渗透率曲线方法的前提条件。在使用驱替实验数据求取相对渗透率曲线的过程中,所涉及的出口端饱和度范围处于前缘饱和度和残余油时水相饱和度之间(这是非稳定流法求取相对渗透率曲线的局限性,达西流时也是如此),而入口端饱和度一直等于残余油时水相饱和度。日常由特低渗透岩样退汞曲线可转换得到油水两相毛管压力曲线,在此饱和度区间的毛管压力一般小于0.1 MPa,远低于特低渗透驱替实验的驱替压差,所以用于研究特低渗透岩心驱替的模型可忽略毛管压力。在应用本文方法所得相对渗透率曲线开展

油藏工程研究或数值模拟计算时,可根据具体情况在模型中随时考虑毛管压力、重力等其他项的作用。

对(7)式积分可得 $t$ 时刻含水饱和度为 $S_w$ 的推进距离为:

$$x_{s_w}(t) = \frac{\int_0^t v(t) d(t)}{\phi} f_w'(S_w) = \frac{V(t)}{\phi A} f_w'(S_w) \quad (8)$$

由(8)式可得 $t$ 时刻含水饱和度分布剖面,此剖面存在一个前缘饱和度 $S_w^*$ ,满足的条件是<sup>[20]</sup>:

$$f_w'(S_w^*) = \frac{f_w(S_w^*)}{S_w^* - S_{wc}} \quad (9)$$

而剖面上的饱和度范围为:

$$S_w^* \leq S_{wc} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (10)$$

由于JBN方法求取的相对渗透率与含水饱和度的关系曲线是针对驱替实验出口端,由(10)式知,理论上讲JBN方法只能得到前缘饱和度 $S_w^*$ 后的数据点。这一点是无论达西流与否都应该注意的适用范围,在此之外都没有理论依据,是不可信的。

由(8)式还可看出,在水驱前缘到达出口后的任意时刻,含水饱和度、含水率、含水率导数和坐标 $x$ 具有一一对应(映射)关系,即它们之间都是两两单值函数关系。(8)式用于出口端可得<sup>[1]</sup>:

$$\begin{aligned} L = x_{s_{wc}}(t) &= \frac{V(t)}{\phi A} f_w'(S_{wc}) \\ &\Leftrightarrow \\ W_i^{-1} &= \frac{\phi AL}{V(t)} = f_w'(S_{wc}) = f_{we}' \end{aligned} \quad (11)$$

为后续推演方便,(8)式可进一步写成<sup>[1]</sup>:

$$x = \frac{L}{f_{we}'} f_w' \quad (12)$$

基于低速非达西流模型即(4)式,由于以上诸条件的成立,威尔奇积分仍然成立,亦即存在岩心出口端含水饱和度与平均含水饱和度的关系为<sup>[2]</sup>:

$$\begin{aligned} S_{wc} = \bar{S}_w - \frac{1 - f_{we}}{f_{we}'} &= \bar{S}_w - W_i(1 - f_{we}) = \\ &\bar{S}_w + f_{we}' \frac{d\bar{S}_w}{df_{we}'} \end{aligned} \quad (13)$$

平均含水饱和度可依据驱替数据确定:

$$\bar{S}_w = S_{wc} + \frac{V_o(t)}{\phi AL} \quad (14)$$

而岩心出口端水相分流率或含水率可表示为:

$$\begin{aligned} f_{we} = 1 - f_{oc} &= 1 - \frac{dV_o(t)}{dV(t)} = \\ 1 - \frac{d[\phi AL(\bar{S}_w - S_{wc})]}{dV(t)} &= 1 - \frac{d\bar{S}_w}{dW_i} = \\ 1 + (f_{we}')^2 \frac{d\bar{S}_w}{df_{we}'} & \end{aligned} \quad (15)$$

## 4 油水两相低速非达西流相对渗透率公式及应用实例

JBN方法的关键是把流动方程运用于岩心驱替,通过积分得到岩心两端压差与出口端流动特征的关系,并由此定义一个可称为相对注入能力的时间变量,然后再对注入孔隙体积倍数的倒数,即 $f_{we}'$ 求导,从而得到出口端相流度与相对注入能力的关系。在此基础上进行了公式推导及应用。

### 4.1 相对渗透率曲线计算公式

由(4)式可把非达西渗流模型在流动发生时刻 $t$ 的水相方程(亦可选油相方程)表示为:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\mu_w v(t)}{K} \frac{f_w(S_w)}{K_{rw}(S_w)} + \lambda(f_w) \quad (16)$$

对(16)式沿岩心长度积分可得岩心两端压差为:

$$\Delta p(t) = \int_0^L \left[ \frac{\mu_w v(t)}{K} \frac{f_w(S_w)}{K_{rw}(S_w)} + \lambda(f_w) \right] dx \quad (17)$$

利用(12)式对(17)式换元可得:

$$\begin{aligned} \Delta p(t) &= \\ \frac{L}{f_{we}'} &\left[ \frac{\mu_w v(t)}{K} \int_{f_{wc}'}^{f_{we}'} \frac{f_w(S_w)}{K_{rw}(S_w)} df_w' + \int_{f_{wc}'}^{f_{we}'} \lambda(f_w) df_w' \right] \end{aligned} \quad (18)$$

把(4)式用于驱替开始时的油相,再考虑(5)式,得:

$$\frac{K}{v(0)} = \frac{\mu_o L}{\Delta p(0) - L\lambda(0)} \quad (19)$$

若驱替实验采用恒速法,即 $v(t) = v(0)$ 且为常数,则:

$$\frac{\mu_w v(t)}{K} = \frac{\mu_w v(0)}{K} = \frac{\mu_w [\Delta p(0) - L\lambda(0)]}{\mu_o L} = \lambda_r \quad (20)$$

定义相对注入能力为:

$$\Omega = \frac{K}{\mu_w v(t)} \frac{\Delta p(t)}{L} = \frac{\Delta p(t)}{\lambda_r L} \quad (21)$$

则(18)式可表示为:

$$\int_{f_{w0}'}^{f_{we}'} \frac{f_w(S_w)}{K_{rw}(S_w)} df_w' = \Omega f_{we}' - \frac{1}{\lambda_r} \int_{f_{w0}'}^{f_{we}'} \lambda(f_w) df_w' \quad (22)$$

(22)式两边对  $f_{we}'$  微分并注意到  $f_{w0}' = f_w'|_{1-S_{or}} = 0$ , 整理可得:

$$K_{rwe} = K_{rw}(S_{we}) = \frac{f_w(S_{we})}{\frac{d(\Omega f_{we}')}{df_{we}'} - \frac{\lambda[f_w(S_{we})]}{\lambda_r}} = \frac{f_{we}}{\frac{d(\Omega f_{we}')}{df_{we}'} - \frac{\lambda(f_{we})}{\lambda_r}} \quad (23)$$

将(23)式代入(6)式, 可求得:

$$K_{roe} = K_{ro}(S_{we}) = \frac{\mu_o(1-f_{we}')}{\mu_w f_{we}'} K_{rwe} \quad (24)$$

### 4.2 相对渗透率曲线求取步骤

综合两相非达西渗流模型及相对渗透率计算公式, 计算步骤可归纳为: ①由(14)式利用驱替过程中的产油量数据计算并回归得到平均含水饱和度与注入孔隙体积倍数倒数的解析关系, 即  $\bar{S}_w = \bar{S}_w(f_{we}')$ 。②由(15)式求得出口端含水率与注入孔隙体积倍数倒数的解析关系, 即  $f_{we} = f_{we}(f_{we}')$ 。③由(20)式利用前期实验得到的拟启动压力梯度经验公式  $\lambda = \lambda(f_w)$  和驱替实验起始压差计算参考压力梯度  $\lambda_r$ 。④由(21)式利用驱替过程中的压差数据计算并回归得到相对注入能力与注入孔隙体积倍数倒数的解析关系, 即  $\Omega = \Omega(f_{we}')$ 。⑤由(23)和(24)式求得出口端两相相对渗透率与注入孔隙体积倍数倒数的解析关系, 即  $K_{rwe} = K_{rwe}(f_{we}')$  和  $K_{roe} = K_{roe}(f_{we}')$ 。⑥利用步骤①的结果由(13)式求得出口端含水饱和度与注入孔隙体积倍数倒数的解析关系, 即  $S_{we} = S_{we}(f_{we}')$ 。⑦依据步骤⑤和⑥得到的解析关系算出一系列注入孔隙体积倍数倒数对应的出口端含水饱和度和相对渗透率, 作图得到两相相对渗透率曲线。

以上步骤与达西流情况的经典JBN方法相比, 步骤③是增加的, 步骤④和⑤是不同的。

需要指出的是, 不同于达西流的情况, 如果未采用恒速法驱替实验, 则不能由(22)式对  $f_{we}'$  微分而推导出(23)式。所以非达西流的相对渗透率求取须使用恒速法驱替实验数据。

### 4.3 相对渗透率曲线求取实例

以大庆油田某特低渗透岩心为例验证算法的可行性。实验基本参数包括: 岩心长度为 8.08 cm, 直径为 2.52 cm, 孔隙体积为 4.92 mL, 孔隙度为 12.20%, 气测渗透率为 1.131 mD, 束缚水饱和度为 42.07%, 束缚水时达西流油相有效渗透率为 0.047 6 mD, 对应的束缚水时非达西流油相有效渗透率即本文所选基准渗透率为 0.051 6 mD, 油的黏度为 5.20 mPa·s, 水的黏度为 0.57 mPa·s。所记录的实验数据见表 2。

表2 大庆油田某特低渗透岩心实验数据  
Table2 Experimental data of a ultra-low permeability core from Daqing Oilfield

累积时间/min	产油体积/mL	产液体积/mL	注入孔隙体积倍数	平均含水饱和度/%	压差/MPa
0	0	0	0	0.420 7	29.5
6.00	0.60	0.60	0.122 0	0.542 7	27.1
7.16	0.65	0.72	0.145 5	0.552 8	26.4
9.53	0.70	0.95	0.193 7	0.563 0	25.7
14.50	0.75	1.45	0.294 7	0.573 1	24.9
22.50	0.80	2.25	0.457 3	0.583 3	24.0
32.00	0.85	3.20	0.650 4	0.593 5	23.3
47.50	0.90	4.75	0.965 4	0.603 6	22.7
67.50	0.95	6.75	1.372 0	0.613 8	22.4
97.50	1.00	9.75	1.981 7	0.624 0	22.3
140.00	1.05	14.00	2.845 5	0.634 1	22.2
200.00	1.10	20.00	4.065 0	0.644 3	22.1
290.00	1.15	29.00	5.894 3	0.654 4	22.0
410.00	1.20	41.00	8.333 3	0.664 6	21.9
530.00	1.20	53.00	10.772 4	0.664 6	21.9
650.00	1.20	65.00	13.211 4	0.664 6	21.9
770.00	1.20	77.00	15.650 4	0.664 6	21.9
990.00	1.20	99.00	20.122 0	0.664 6	21.9

分别采用本文非达西流算法和达西流JBN方法, 计算得到相对渗透率曲线, 结果如图1所示。在计算过程中, 平均含水饱和度与注入孔隙体积倍数倒数的拟合函数关系为:

$$\bar{S}_w = a_1 + a_2 f_{we}' + a_3 e^{-a_4 f_{we}'} \quad (25)$$

其中,  $a_1=0.592, a_2=-0.00555, a_3=0.0818, a_4=1.5$ 。

非达西流情况下, 相对注入能力与注入孔隙体积倍数倒数的拟合函数关系为:

$$\Omega = b_1 + b_2 (f_{we}')^{b_3} + b_4 e^{-f_{we}'} \quad (26)$$

其中,  $b_1=7.34, b_2=0.36, b_3=0.766, b_4=-0.0683$ 。

对于达西流, 考虑与非达西流情况的对比需要, 基准渗透率仍然选择非达西流条件下的油相有效渗透率, 则相对注入能力应为:

$$\Omega = \frac{K_o}{K} \times \frac{\Delta p(t)}{v(t)} = \frac{K_o}{K} \times \frac{\Delta p(t)}{\Delta p(0)} \frac{v(0)}{v(t)} \quad (27)$$

达西流时相对注入能力与注入孔隙体积倍数倒数的拟合函数关系式与非达西流情况相同, 但对应的  $b_1=0.6845, b_2=0.0336, b_3=0.766, b_4=-0.00637$ 。

平均含水饱和度及相对注入能力与注入孔隙体积倍数倒数的拟合函数关系有个共同的特点, 即当注入孔隙体积倍数倒数趋于0或注入孔隙体积倍数无穷大时, 拟合函数的极限存在。这对相对渗透率端点值残余油饱和度及其对应的水相相对渗透率的确定提供了合理可行的办法, 因为残余油饱和度是极限驱替条件下的含油饱和度<sup>[21-26]</sup>, 实验达不到这个理想状态<sup>[27-28]</sup>。

计算结果表明, 对于特低渗透岩心, 考虑两相渗流拟启动压力梯度的影响后, 油相和水相相对渗透率在等渗点之前都变高了; 在等渗点之后油相近乎相同, 而水相略微降低。这里应指出, 非达西流相对渗透率曲线只可以用在基于非达西流模型的相关研究或应用中; 而达西流相对渗透率曲线只可以用在基于达西流模型的相关研究或应用中。二者不应混淆。

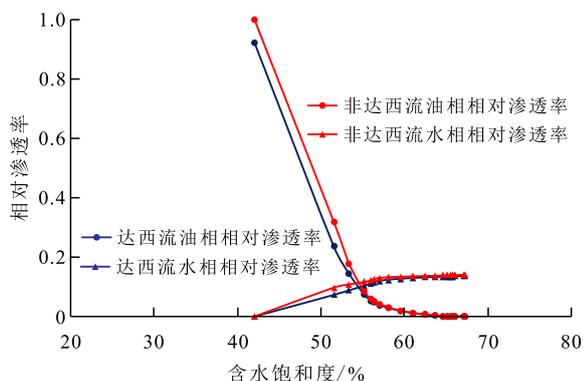


图1 非达西流与达西流相对渗透率曲线对比

Fig.1 Comparison between relative permeability curves of non-Darcy flow and Darcy flow

## 5 结论

特低渗透岩心油水两相渗流时, 总流速与压力梯度之间表现出明显的非达西渗流特征, 也存在启动压力梯度。拟启动压力梯度随着含水率的增加, 呈现出先增加后降低的变化规律, 依据两相低速非达西稳定流实验结果, 对拟启动压力梯度与含水率的关系曲线进行归一化, 为二次多项式关系。

通过对两相低速非达西稳定流实验结果的进一步分析, 论证了一定的分流率下各相拟启动压力梯度相等假设的合理性, 建立了油水两相低速非达西渗流模型。

导出了类似于JBN方法的油水两相低速非达西流非稳定驱替相对渗透率曲线求取方法。新方法考虑了两相流拟启动压力梯度的影响, 给出了相对注入能力的新定义及油水相对渗透率新的计算公式。该方法仅适用于恒速法非稳定流驱替数据。与传统基于达西流的JBN方法相比, 所得油相和水相相对渗透率均有明显不同。

### 符号解释

- $A$ ——横截面积,  $\text{cm}^2$ ;
- $f_{oc}$ ——出口端含油率, %;
- $f_w$ ——含水率, %;
- $f_{we}$ ——出口端含水率, %;
- $f_{we}'$ ——注入孔隙体积倍数倒数;
- $f_{w0}$ ——入口端含水率, %;
- 下标  $i$ ——o, w, 分别表示油和水;
- $K$ ——基准渗透率, mD;
- $K_a$ ——空气渗透率, mD;
- $K_{ri}(S_w)$ ——相对渗透率;
- $K_{ro}$ ——油相相对渗透率;
- $K_{rw}$ ——水相相对渗透率;
- $K_{rwe}$ ——出口端的水相相对渗透率;
- $L$ ——长度, cm;
- $m(f_w)$ ——受控于  $f_w$  的系数, 表示直线斜率, 即有效流量;
- $p$ ——压力, MPa;
- $\nabla p$ ——压力梯度, MPa/cm;
- $S_{or}$ ——残余油饱和度;
- $S_w^*$ ——前缘饱和度;
- $S_w$ ——含水饱和度;
- $S_{wc}$ ——束缚水饱和度;
- $S_{we}$ ——水驱前缘到达出口后出口端的含水饱和度;
- $t$ ——时间, s;

$v_i$ ——相流速, cm/s;  
 $v_o$ ——油相流速, cm/s;  
 $v_t$ ——总流速, cm/s;  
 $v(t)$ —— $t$ 时刻总流速, cm/s;  
 $v_w$ ——水相流速, cm/s;  
 $V(t)$ —— $t$ 时刻累积注水量,  $\text{cm}^3$ ;  
 $V_o(t)$ ——累积出油量,  $\text{cm}^3$ ;  
 $W_i$ ——注入孔隙体积倍数;  
 $x$ ——横坐标, cm;  
 $x_w(t)$ ——推进距离, cm;  
 $x_{wc}$ ——对应于出口端的推进距离, cm;  
 $\lambda$ ——拟启动压力梯度, MPa/cm;  
 $\lambda(f_w)$ ——受控于 $f_w$ 的系数, 表示直线在 $|\nabla p|$ 轴上的截距, 即拟启动压力梯度, MPa/cm;  
 $\lambda_r$ ——参考压力梯度, 常数, MPa/cm;  
 $\mu_i$ ——相黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  
 $\mu_o$ ——油相黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  
 $\mu_w$ ——水相黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  
 $\phi$ ——孔隙度, %;  
 $\Omega$ ——相对注入能力。

### 参考文献

- [1] JOHNSON E F, BOSSLER D P, NAUMANN V O. Calculation of relative permeability from displacement experiment [J]. *Petroleum Transactions, AIME*, 1959, 216(1): 370-372.
- [2] WELGE H A. A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1952, 4(4): 91-98.
- [3] 赵国忠, 尹芝林, 匡铁, 等. 大庆油田水驱油藏模拟特色技术 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2019, 38(5): 204-212.  
ZHAO Guozhong, YIN Zhilin, KUANG Tie, et al. Characteristic simulating techniques of the water flooded reservoirs in Daqing Oilfield [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(5): 204-212.
- [4] 李承龙, 苗志国, 李照永, 等. 大庆长垣外围特低渗透油藏开发效果综合评价方法 [J]. *特种油气藏*, 2019, 26(4): 97-102.  
LI Chenglong, MIAO Zhiguo, LI Zhaoyong, et al. A new comprehensive evaluation of development performance for the peripheral ultra-low permeability oil reservoirs in Changyuan of Daqing Oilfield [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(4): 97-102.
- [5] 闫庆来, 何秋轩, 尉立岗, 等. 低渗透油层中单相液体渗流特征的实验研究 [J]. *西安石油学院学报: 自然科学版*, 1990, 5(2): 1-6.  
YAN Qinglai, HE Qiuxuan, WEI Ligang, et al. A laboratory study on percolation characteristics of single phase flow in low-permeability reservoirs [J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition*, 1990, 5(2): 1-6.
- [6] 肖鲁川, 甄力, 郑岩. 特低渗透储层非达西渗流特征研究 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2000, 19(5): 27-28, 30.  
XIAO Luchuan, ZHEN Li, ZHENG Yan. Non-Darcy seepage flow characteristic in ultra-low permeable reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2000, 19(5): 27-28, 30.
- [7] 宋付权, 刘慈群. 低渗油藏的三相相对渗透率计算方法 [J]. *西安石油学院学报: 自然科学版*, 2000, 15(1): 10-12, 20.  
SONG Fuquan, LIU Ciqun. A method for calculating the relative permeabilities of water and oil in low permeability reservoirs [J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition*, 2000, 15(1): 10-12, 20.
- [8] 邓英尔, 王允成, 刘慈群, 等. 低渗非达西渗流相对渗透率计算方法及特征 [J]. *西南石油学院学报*, 2000, 22(3): 34-36.  
DENG Yinger, WANG Yuncheng, LIU Ciqun, et al. Calculating relative permeability of non-Darcy flow in low permeability media [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2000, 22(3): 34-36.
- [9] 董大鹏, 冯文光, 赵俊峰, 等. 考虑启动压力梯度的相对渗透率计算 [J]. *天然气工业*, 2007, 27(10): 95-96.  
DONG Dapeng, FENG Wenguang, ZHAO Junfeng, et al. A method for relative permeability calculation considering start-up pressure gradient [J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(10): 95-96.
- [10] 周英芳, 王晓冬, 李斌会, 等. 低渗油藏油水相对渗透率非稳态计算方法 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2010, 29(3): 93-97.  
ZHOU Yingfang, WANG Xiaodong, LI Binhui, et al. Researches on the unsteady-state calculation method of oil and water relative permeabilities in low-permeability oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2010, 29(3): 93-97.
- [11] 肖鲁川, 曹维政. 特低渗透储层油水两相非达西渗流实验研究 [R]. 大庆: 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 2002: 10-18.  
XIAO Luchuan, CAO Weizheng. Study on oil-water Non-Darcy seepage experiments in ultra-low permeability reservoirs [R]. Daqing: Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Co., Ltd., 2002: 10-18.
- [12] 曹维政, 肖鲁川, 曹维福, 等. 特低渗透储层油水两相非达西渗流特征 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2007, 26(5): 61-63.  
CAO Weizheng, XIAO Luchuan, CAO Weifu, et al. Characteristics of non-Darcy flow velocity of oil-water phases in extra-low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2007, 26(5): 61-63.
- [13] 石京平. 低渗透油田油水两相低速非达西渗流规律研究 [D]. 成都: 成都理工大学, 2006: 75-79.  
SHI Jingping. Study on oil-water non-Darcy seepage rules in low permeability oilfield [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2006: 75-79.
- [14] 赵国忠. 变启动压力梯度三维三相渗流数值模拟方法 [J]. *石油学报*, 2006, 27(z1): 119-123, 128.  
ZHAO Guozhong. Numerical simulation of 3D and three-phase flow with variable start-up pressure gradient [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(z1): 119-123, 128.
- [15] 杨小平. 精确计算相对渗透率的方法 [J]. *石油勘探与开发*, 1998, 25(6): 63-66.  
YANG Xiaoping. A method to calculate the relative permeability accurately [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1998, 25(6): 63-66.

- [16] 陈忠,殷宜平,陈浩.非稳态法计算油水相对渗透率的方法探讨[J].断块油气田,2005,12(1):41-43.  
CHEN Zhong, YIN Yiping, CHEN Hao. The calculation method of oil-water relative permeability by unsteady-state[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2005, 12(1): 41-43.
- [17] 杨正明,李治硕,王学武,等.特低渗透油田相对渗透率曲线测试新方法[J].石油学报,2010,31(4):629-632.  
YANG Zhengming, LI Zhishuo, WANG Xuewu, et al. A new method for testing relative permeability of ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 629-632.
- [18] 李爱芬,刘敏,张化强,等.低渗透油藏油水两相启动压力梯度变化规律研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2010,25(6):47-50,54.  
LI Aifen, LIU Min, ZHANG Huaqiang, et al. Experimental study on threshold pressure gradient of oil-water two-phase seepage in low permeability reservoirs[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2010, 25(6): 47-50, 54.
- [19] 赵国忠,杨清彦,唐文锋,等.大庆长垣外围低渗透油田开发机理[J].大庆石油地质与开发,2009,28(5):126-133.  
ZHAO Guozhong, YANG Qingyan, TANG Wenfeng, et al. Development mechanism of Daqing peripheral low-permeability reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(5): 126-133.
- [20] 科林斯 R E. 流体通过多孔材料的流动[M]. 陈钟祥,吴望一,译.北京:石油工业出版社,1984:153-162.  
COLLINS R E. Flow of fluids through porous materials[M]. CHEN Zhongxiang, WU Wangyi, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 1984: 153-162.
- [21] 雷霄,查玉强,姜平,等.一种改进的油水相渗实验末端效应校正方法[J].中国海上油气,2016,28(5):49-53.  
LEI Xiao, ZHA Yuqiang, JIANG Ping, et al. An improved correction method for end-effect in oil-water relative permeability experiment[J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(5): 49-53.
- [22] 许家峰,张金庆,安桂荣,等.利用水驱曲线动态求取残余油水相渗透率的新方法[J].中国海上油气,2014,26(1):65-68.  
XU Jiafeng, ZHANG Jinqing, AN Guirong, et al. A new method to calculate the relative permeability of water in residual oil by using the performance of water drive curve[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(1): 65-68.
- [23] 李金宜,陈丹馨,朱文森,等.一种对残余油饱和度合理值范围的预判方法[J].断块油气田,2016,23(3):386-389.  
LI Jinyi, CHEN Danqing, ZHU Wensen, et al. A prejudge way for reasonable value range of irreducible oil saturation[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(3): 386-389.
- [24] 张伟,曹仁义,罗东红,等.南海珠江口盆地海相砂岩油藏高倍数水驱驱替特征[J].油气地质与采收率,2018,25(2):64-71.  
ZHANG Wei, CAO Renyi, LUO Donghong, et al. Displacement characteristics of high-multiple water drive in marine sandstone reservoirs in the Pearl River Mouth Basin, South China Sea[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(2): 64-71.
- [25] 吕晶,刘显太,孙业恒,等.水相分流量全过程有理式模型的建立及应用[J].油气地质与采收率,2020,27(6):100-105.  
LÜ Jing, LIU Xiantai, SUN Yeheng, et al. Establishment and application of whole process rational formula model of water fractional flow[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(6): 100-105.
- [26] 秦国伟,蒲春生,罗明良,等.不同粘弹性驱替液下毛管数对驱油效果的影响[J].石油天然气学报,2007,29(2):97-100.  
QIN Guowei, PU Chunsheng, LUO Mingliang, et al. Influence of capillary numbers on oil displacement effect using displacing fluids with different viscoelasticities[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(2): 97-100.
- [27] 董大鹏.非稳态相渗实验数据的处理方法[J].西南石油大学学报:自然科学版,2014,36(6):110-116.  
DONG Dapeng. Processing method to the data of relative permeability in unsteady state displacement[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(6): 110-116.
- [28] 高慧梅,姜汉桥,陈民锋,等.储集层微观参数对油水相对渗透率影响的微观模拟研究[J].石油勘探与开发,2006,33(6):734-737.  
GAO Huimei, JIANG Hanqiao, CHEN Minfeng, et al. Microscopic simulation of the effect of microscopic reservoir parameters on oil-water relative permeability[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(6): 734-737.

编辑 刘北羿