

致密砂岩油藏油水相对渗透率计算方法研究

李斌会^{1,2}, 费春光², 付兰清², 曹维政², 董大鹏², 李宜强^{1*}

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 大庆 163712

* 通信作者, lyq13504598848@163.com

收稿日期: 2017-06-29

国家科技重大专项“松辽盆地致密油开发示范工程”(2017ZX05071)资助

摘要 以松辽盆地北部致密砂岩岩心为研究对象, 开展了不同物性、不同含水饱和度下两相流拟启动压力梯度测定实验, 在此基础上, 建立了考虑岩石物性和含水饱和度的两相流拟启动压力梯度数学表征方法。基于非达西渗流理论, 推导建立了考虑变启动压力梯度的非稳态水驱油相对渗透率数学模型, 将其与拟启动压力梯度数学表征方法相结合, 形成了致密砂岩储层油水相对渗透率计算新方法, 并将新方法计算结果与JBN方法进行对比分析。结果显示, 致密砂岩储层两相流启动压力梯度随含水饱和度增大先增加后减小, 最大拟启动压力梯度与克氏渗透率之间存在很强的相关性; 松辽盆地北部致密砂岩储层油水相对渗透率曲线的两相共渗区窄, 水驱油效率较低, 水相相对渗透率偏低, 表明该储层注水开发难度较大。

关键词 松辽盆地北部; 致密砂岩; 拟启动压力梯度; 相对渗透率; 计算方法

Calculation method for oil-water relative permeability in a tight sandstone reservoir

LI Binhui^{1,2}, FEI Chunguang², FU Lanqing², CAO Weizheng², DONG Dapeng², LI Yiqiang¹

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China.

2 Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing 163712, China

Abstract Using the tight sandstone cores in the Northern Songliao Basin, an experiment is conducted to determine the pseudo-threshold pressure gradient of two-phase flow under different physical properties and different water saturation. On this basis, a mathematical method for characterizing the pseudo-threshold pressure gradient of two-phase flow with rock properties and water saturation is established. We combined a mathematical model of unsteady water flooding relative permeability with a variable starting pressure gradient, (derived from non-Darcy percolation theory) with the mathematical characterization method of pseudo-threshold pressure gradient. This established a new method for calculating oil-water relative permeability of tight sandstone reservoir. The calculation results of the new method are compared with the JBN method. The achievements show that in a tight sandstone reservoir, with an increase of water saturation, the two-phase flow starting pressure gradient increases first and then decreases, and there is a strong correlation between the maximum pseudo-threshold pressure gradient and the Kleinberg permeability; The two-phase relative permeability curves of the Northern Songliao Basin tight sandstone reservoir have the following characteristics: The two-phase seepage zone is narrow, water flooding efficiency is relatively low, and the water relative permeability is low, which indicates that water flooding development is difficult.

引用格式: 李斌会, 费春光, 付兰清, 曹维政, 董大鹏, 李宜强. 致密砂岩油藏油水相对渗透率计算方法研究. 石油科学通报, 2019, 01: 83-91
LI Binhui, FEI Chunguang, FU Lanqing, CAO Weizheng, DONG Dapeng, LI Yiqiang. Calculation method for oil-water relative permeability in a tight sandstone reservoir. Petroleum Science Bulletin, 2019, 01: 83-91. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.01.007

Keywords Northern Songliao Basin; tight sandstone; pseudo-threshold pressure gradient; relative permeability; computational method

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.01.007

0 引言

致密砂岩油藏渗透率低、孔隙喉道小，油水渗流过程中渗流阻力大，岩石多孔介质骨架与液体界面之间相互作用明显，呈现典型的非达西渗流特征^[1-2]。研究人员大多用“启动压力梯度”来描述特低渗致密储层的渗流规律，为致密储层多孔介质中的渗流理论分析提供了一种有效途径^[3-4]。对于特低渗致密油藏，其油水相对渗透率测定方法与计算方法中也是用启动压力梯度概念修正传统的JBN方法而得到的^[5]。宋付权^[6]、邓英尔^[7]等研究了单独油相启动压力梯度对算法的影响。周英芳^[8]引入动态启动压力梯度模型，研究了储层物性、流体性质和驱替条件等因素对计算结果的影响。冉立^[9]、罗志峰^[10]等人在考虑启动压力梯度的基础上，利用现场生产数据求解了该类油藏的两相相对渗透率。

本文在前人工作的基础上，首先开展了不同物性、不同含水饱和度下致密砂岩岩心两相流的拟启动压力梯度测定实验，对注入液含水百分数与归一化的拟启动压力梯度关系进行了拟合回归处理，建立了考虑岩石物性和含水饱和度的两相流拟启动压力梯度数学表征方法；基于非达西渗流理论，推导建立了考虑动态拟启动压力梯度的特低渗致密砂岩储层非稳态水驱油相对渗透率计算模型。将拟启动压力梯度数学表征方

法与相对渗透率计算模型相结合，最终形成了致密砂岩储层非稳态油水相对渗透率计算新方法，并利用该方法开展了油水相对渗透率实验和计算，分析对比了松辽盆地北部致密砂岩储层两相流渗流特征和新方法与JBN方法计算结果的差异。

1 致密砂岩岩心两相流启动压力梯度数学表征

1.1 致密砂岩岩心不同含水饱和度下渗流特征

在致密岩心启动压力梯度测定实验中，在一定油水比下，通过调节注入速度来调整注入液的含水饱和度。实验条件模拟松辽盆地北部致密砂岩油藏条件，岩心为该储层天然岩心，实验温度 50 °C，实验用油为模拟油，黏度 7.17 mPa·s，模拟地层水，总矿化度 6778 mg/L，黏度 0.57 mPa·s。

此次实验中注入液中含水百分数分别为 0%、20%、50%、80% 和 100%，为了与含水率 f_w 区分，这里用符号 F_w 表示。岩心内部的含水饱和度与实验过程中注入液含水百分数 F_w 之间的数学关系为：

$$S_w = S_{wi} + (S_{wmax} - S_{wi}) \cdot F_w \quad (1)$$

图 1 给出了一块致密砂岩岩心不同含水饱和度下油水两相流的渗流特征，含水饱和度分别为 39.33%、48.97%、57.67%、66.47% 和 74.41%，可以看出束缚水

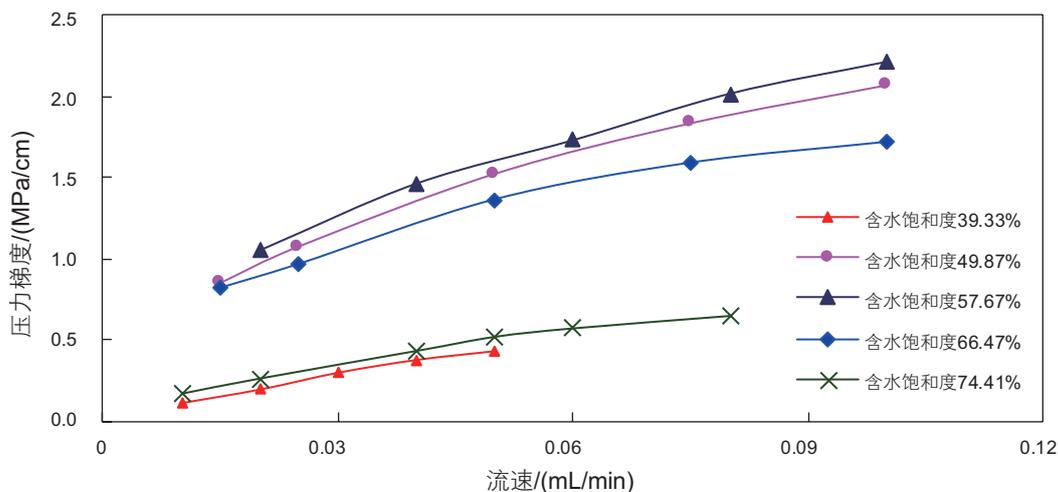


图 1 典型岩样不同含水饱和度下渗流曲线 ($k_a=0.437$ mD)

Fig. 1 Seepage curves of typical rock samples under different water saturation ($k_a=0.437$ mD)

下,油相渗流曲线的非达西渗流特征并不显著,但到了两相流阶段,流体的渗流特征呈现较为明显的非达西渗流,到了残余油阶段,非达西渗流特征又明显减弱。从含水饱和度下的拟启动压力梯度实验结果(图2)可以看出,随着含水饱和度增加,两相流的拟启动压力梯度呈现出先增大后减小的变化规律,并在某一含水饱和度下达到拟启动压力梯度的最大值(峰值)。

1.2 致密砂岩岩心拟启动压力梯度数学表征方法

图3和图4分别是两相流最大拟启动压力梯度与岩心空气渗透率和克氏渗透率的关系,最大拟启动压力梯度与两者都有较强的相关关系。但是克氏渗透率

的相关性明显优于空气渗透率,相关系数由0.8865增加到0.9723。这是由于低渗透致密储层多孔介质内气体流动存在滑脱效应,空气渗透率结果并不能完全反应岩心的真实渗透能力,而经过克林伯格修正后的克氏渗透率,就可以较为准确地表征岩心对气体的渗透能力。将克氏渗透率与最大拟启动压力梯度实验结果进行拟合,得到了以下经验关系式:

$$\lambda_{\max} = 0.1823k_k^{-0.839} \quad (2)$$

将每一块岩心在不同含水饱和度下的拟启动压力梯度都除以最大拟启动压力梯度,实现拟启动压力梯度的归一化,再绘制归一化结果与注入液含水百分数 F_w 的

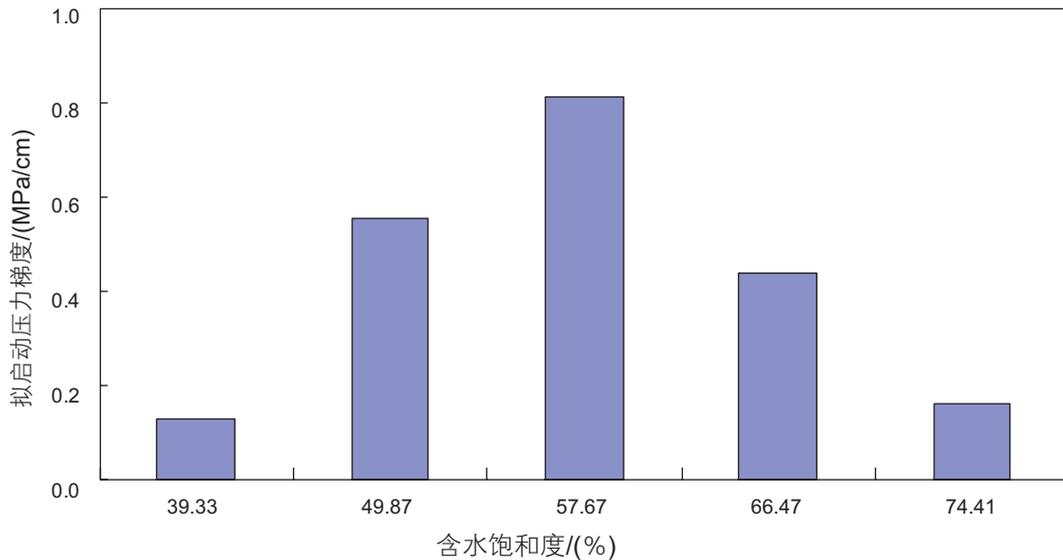


图2 典型岩样拟启动压力梯度与含水饱和度关系($k_a=0.437$ mD)

Fig. 2 Relationship between pseudo-threshold pressure gradient and water saturation of typical rock samples ($k_a=0.437$ mD)

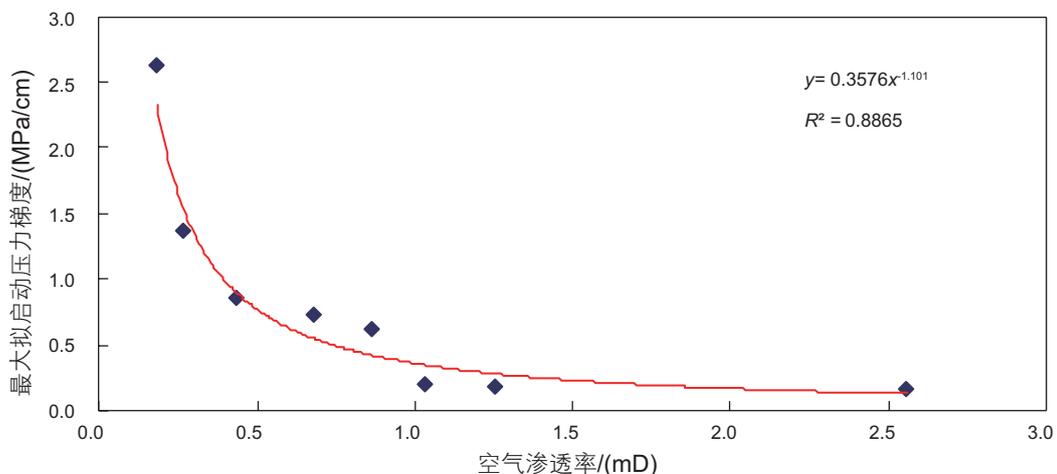


图3 两相流最大拟启动压力梯度与空气渗透率关系

Fig. 3 Relationship between maximum pseudo-threshold pressure gradient and air permeability in two phase flow

关系图,具体见图5。然后对图5中的数据点进行拟合回归,可以得到如下的数学关系式:

$$\lambda_D = -3.1739F_w^2 + 2.9202F_w + 0.2556 \quad (3)$$

可以看出,归一化的拟启动压力梯度与 F_w 呈现较强的相关性,两者的相关系数达到了0.8213。将式(1)、式(2)与式(3)联立可得两相流拟启动压力梯度与岩心克氏渗透率及含水饱和度之间的数学关系式:

$$\lambda = 0.1823k_k^{-0.839} \times \left[-3.1739 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{S_{wmax} - S_{wi}} \right)^2 + 2.9202 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{S_{wmax} - S_{wi}} \right) + 0.2556 \right] \quad (4)$$

式(4)即为致密砂岩岩心油水两相流时拟启动压力梯度

的数学表征方程。图6列出了5种不同渗透率岩心在不同含水饱和度下的拟启动压力梯度模拟计算结果。可以看出,拟启动压力梯度随着渗透率增加而减小,随着岩心内部含水饱和度的增加呈现出先增加后减少的变化规律,这与实验测试结果基本一致。

2 致密砂岩岩心油水相对渗透率计算方法

特低渗致密砂岩多孔介质中流体流动多为非达西渗流,其渗流运动方程表现为一个分段函数。考虑启动压力梯度,建立油水两相渗流数学模型,在模型中假设:

- (1)介质是不可压缩的,介质中充满油、水或油和水;
- (2)渗流过程中,水和油为不会混相、不可压缩的

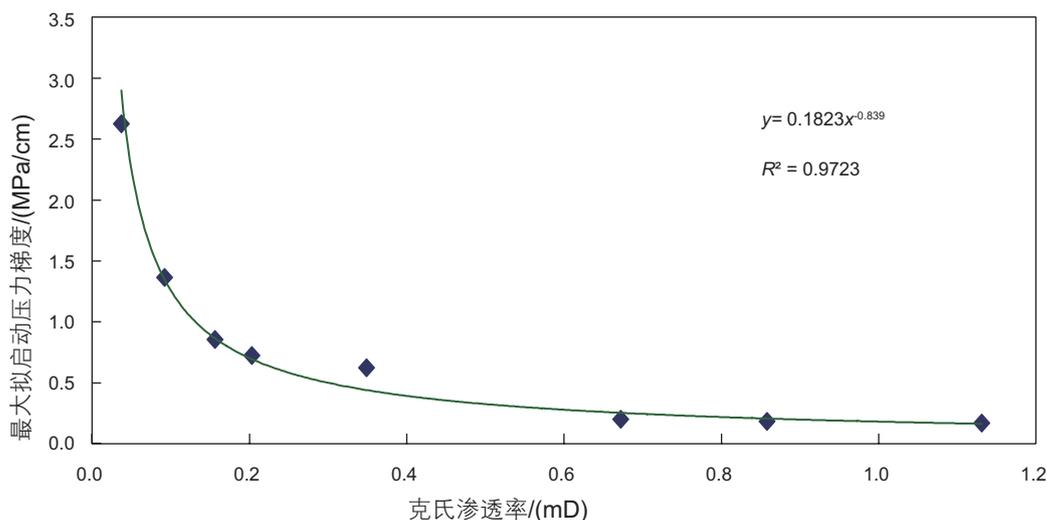


图4 两相流最大拟启动压力梯度与克氏渗透率关系

Fig. 4 Relationship between maximum pseudo-threshold pressure gradient and Kleinberg permeability in two phase flow

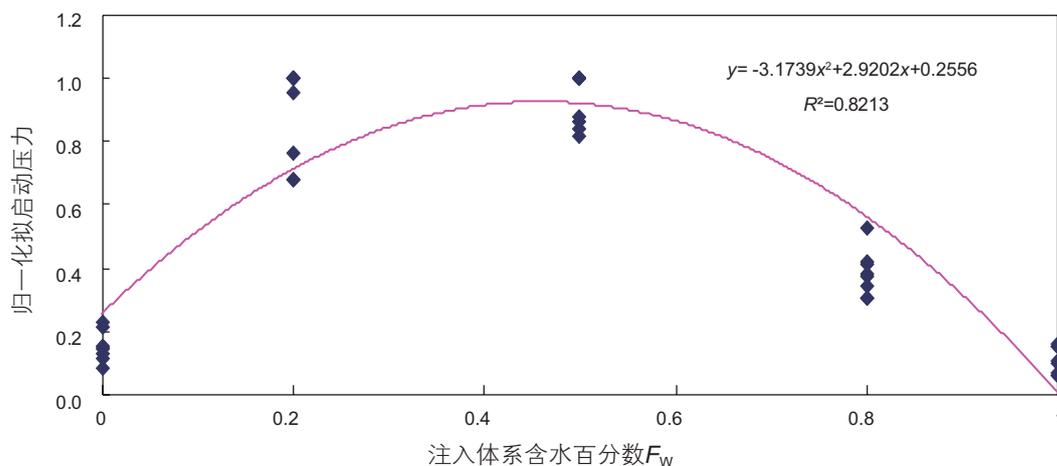


图5 归一化拟启动压力梯度与 F_w 关系曲线

Fig. 5 Relationship between normalized pseudo-threshold pressure gradient and F_w

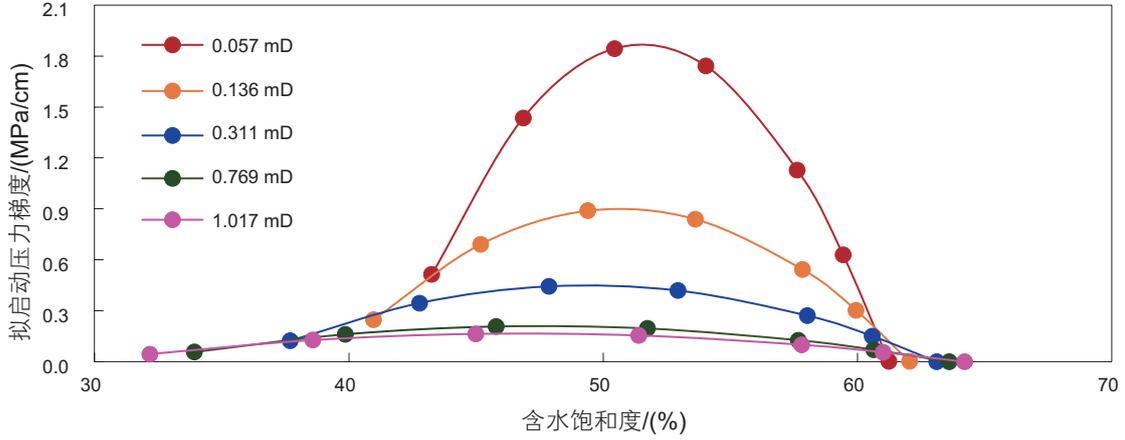


图6 不同岩心、不同含水饱和度下拟启动压力梯度模拟计算结果

Fig. 6 Simulation results of pseudo-threshold pressure gradient under different cores and different water saturation

牛顿流体，并具有动态的启动压力梯度 λ ；

(3)一维高压恒速驱替实验，忽略毛细力和重力影响；

(4)两相流拟启动压力梯度仅影响流体渗流的初始值，在渗流过程中驱替速度和压力梯度之间的关系仍然在非达西渗流的拟线性区域，因此推导过程中Buckley-Leverett方程和广义达西公式在一定条件下是成立的。

2.1 视黏度—注水倍数关系方程

在水驱油过程中，含启动压力梯度的渗流控制方程组为：

$$v_i = -\frac{kk_{ri}}{\mu_i} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \lambda_i \right) \quad (5)$$

$$\frac{\partial v_i}{\partial x} = -\varphi \frac{\partial S_i}{\partial t}, \quad i = o, w \quad (6)$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (7)$$

由于 $v_o + v_w = v_t$ ，可以得到：

$$v_t = v_w + v_o = -\left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w} + \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial x} - \quad (8)$$

$$\frac{kk_{ro}}{\mu_o} \lambda_o - \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \lambda_w$$

当油相开始运动时，可以得到压力梯度的表达式(9)：

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{v_t}{k} \left[\frac{1}{k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w} + \lambda_o \frac{k}{v(t)} + \frac{k}{v(t)} \frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{(\lambda_w - \lambda_o)}{k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w} \right] \quad (9)$$

则沿着岩心积分可以得到岩心两端的压差为：

$$\Delta P = \frac{v(t)}{k} \int_0^L \frac{1}{k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w} + \frac{k}{v(t)} \frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{(\lambda_w - \lambda_o)}{k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w} dx + \lambda_o L \quad (10)$$

在此，定义其为视黏度 μ_{app} 为：

$$\mu_{app}(S_w) = \left[\frac{1}{k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w} + \frac{k}{v(t)} \frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{(\lambda_w - \lambda_o)}{k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w} \right]^{-1} \quad (11)$$

若取岩心末端值，应用Buckley-Leverett前缘运动方程，则有：

$$\Delta P(L) - \lambda_o L = \frac{v_t \mu_o L}{k f'_{wL}} \int_0^{f'_{wL}} \frac{\mu_{app}(S_w)}{\mu_o} df'_w(S_w) \quad (12)$$

将流量和压力分别进行无量纲处理，可得：

$$\frac{\Delta P(L) - \lambda_o L}{q(t)} \frac{Ak}{\mu_o L} = \Omega(f'_{wL}) \quad (13)$$

将(12)式方程两边对 f'_{wL} 求导，利用Welge积分方程

$$\frac{1}{Q_i} = \frac{\varphi AL}{V(t)} = \frac{df_w(S_{wL})}{dS_w} = f'_{wL} \quad [11]，则：$$

$$\frac{\mu_{app}(Q_i)}{\mu_o} = \Omega(Q_i) - Q_i \frac{d\Omega(Q_i)}{dQ_i} \quad (14)$$

根据驱替数据可知 $\Omega-Q_i$ 之间的关系，由此可计算出 $\mu_{app}-Q_i$ 。

2.2 岩心内部含水率方程

由于 $v_o = v_t - v_w$ ，由(5)式可得：

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu_o}{kk_{ro}} [v_t - v_w] + \lambda_o \quad (15)$$

将(15)式再带入(5)式, 则有:

$$v_w = \frac{\mu_o k_{rw}}{\mu_w k_{ro}} [v_t - v_w] + \frac{k k_{rw}}{\mu_w} \lambda_{ow} \quad (16)$$

将(15)式两边除以 v_t , 并整理得到:

$$f_w = \frac{k_{rw} + k_{ro} k_{rw} \frac{k \lambda_{ow}}{v(t) \mu_o}}{(\mu_w / \mu_o) k_{ro} + k_{rw}} = \frac{1 + k_{ro} Re_0}{1 + \mu_w k_{ro} / \mu_o k_{rw}} \quad (17)$$

上式中的 Re_0 是一个随岩心物性和含水饱和度变化的无量纲数, 定义为:

$$Re_0 = \frac{\lambda_{ow}(k, S_w)}{v(t) \mu_o / k} \quad (18)$$

2.3 平均含水饱和度—末端含水饱和度关系方程

通过物质平衡原理, 应用 Buckley–Leverette 前缘运动方程, 推导平均含水饱和度和岩芯末端含水饱和度的关系方程。

$$f_{wL}(S_{wL}) = 1 - f_{oL}(S_{wL}) = 1 - \frac{dS_{wavg}}{dQ_i} \quad (19)$$

$$S_{wL} = S_{wavg} - Q_i \frac{dS_{wavg}}{dQ_i} \quad (20)$$

2.4 油水相对渗透率计算公式

根据视黏度的定义, 从分流方程出发, 可以导出致密砂岩岩芯油、水两相相对渗透率计算公式。由方程(17)和(10), 并利用 $f_w + f_o = 1$ 可得:

$$f_{oL} = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{1 - k_{rw} \mu_o / \mu_w Re_0}{k_{ro} / \mu_o + k_{rw} / \mu_w} = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \mu_{app}(S_w) \quad (21)$$

故而可得油相相对渗透率计算公式为:

$$k_{ro} = \frac{f_{oL}}{(\mu_{app} / \mu_o)} = \frac{dS_{wavg} / dQ_i}{(\mu_{app} / \mu_o)} \quad (22)$$

将该式带入含水率方程(11)可以得到水相的相对渗透率计算公式为:

$$k_{rw} = \frac{f_{wL} \mu_w}{\mu_o [(\mu_{app} / \mu_o) + Re_0]} \quad (23)$$

由上述公式可以看出, 该处理方法考虑了动态启动压力梯度的影响, 当油水启动压力梯度为 0 时, 相对渗透率计算公式都退化为经典的 JBN 方法, 也从侧面反映了推导过程的合理性。在求解过程中, 首先拟合回归 $V(t)$ 、 $V_o(t)$ 以及 $\Delta P(t)$ 的离散数据点, 并对其导数进行求解, 完成“视黏度”、岩芯末端的含水率和含水饱和度的数据计算。然后利用两相流拟启动压力梯度表征方法和岩心基础参数, 计算出被测岩心在不同含水饱和度下的拟启动压力梯度。最后将上述数据一起带入式(20)、(22)、(23), 就可以计算出致密砂岩储层油水两相相对渗透率。

3 致密砂岩岩心相对渗透率算例分析

实验采用非稳态恒速法。其具体实验步骤为: ①岩心抽真空、饱和水, 油驱水造束缚水, 并测定束缚水下油相渗透率; ②以恒定速度进行水驱, 以一定的间隔时间记录岩心出口端阶段产油量, 累积产油量, 累积注水量和岩心两端压差; ③水驱油至 20 倍以上孔

表 1 实验用岩心和流体参数

Table 1 The parameters of core and fluid

L/cm	D/cm	K_g /mD	K_k /mD	Φ /%	S_{wi} /%	μ_w /mPa·s	μ_o /mPa·s
8.52	2.50	0.835	0.311	11.17	37.69	0.57	7.17

表 2 岩心水驱油实验原始数据

Table 2 Original data of water flooding experiment

数据点	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
累计注水/mL	0.50	0.90	1.50	2.10	3.00	4.20	6.00	8.10	12.0	16.2	21.0	30.0	45.0
累计采油/mL	0.50	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.9	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15
压差/MPa	31.2	30.3	29.1	27.9	26.4	25.1	23.8	23.2	22.8	22.6	22.5	22.4	22.3

隙体积时，结束实验，注入速度为 0.3 mL/min。流体和岩心物性参数见表 1，实验驱替数据见表 2。

图 7 给出了油水相对渗透率曲线测定和计算结果，可以看出松辽盆地北部致密砂岩储层相对渗透率曲线的束缚水和残余油饱和度均较高，油水两相共渗区窄，最终水驱油效率较低；随着含水饱和度增加，油相相对渗透率快速降低。水相相对渗透率上升缓慢，导致等渗点较低；在等渗点右侧，油水两相的相对渗透率均低于 10%，表明该储层注水开发难度较大。

图 8 对比了数据处理过程中无量纲压力随注入倍数的变化情况。可以看出，未考虑启动压力梯度的

JBN方法，其压力下降幅度低于新算法。但新算法的无量纲压力下降幅度并不是一个定值，而是随着注入倍数的增加呈现先增大后减小的趋势，在含水饱和度较大的水驱后期，两者的结果非常接近，这种变化规律是符合实际驱替的物理过程。另外，从图 7 可以看出，新算法得到的相对渗透率曲线与 JBN 方法相比，油相相对渗透率变化不大，但水相相对渗透率差异比较明显，新算法得到的水相相对渗透率要高于 JBN 方法，且随着含水饱和度增加，两者的差异呈现出先增大后减小的趋势，这主要是因为新算法考虑了启动压力梯度的影响，在处理过程中减掉了由拟启动压力梯

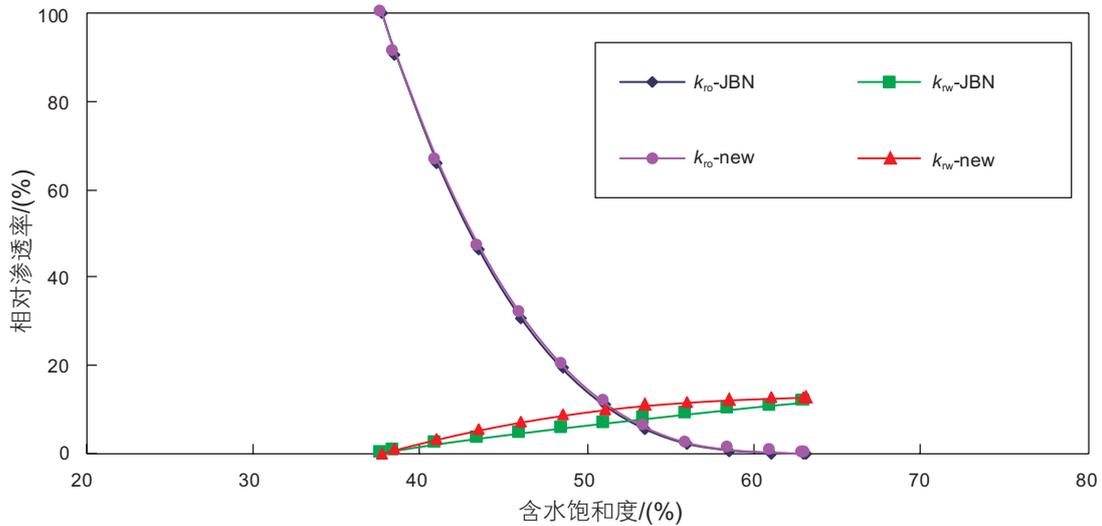


图 7 新算法和 JBN 法相对渗透率结果对比

Fig. 7 Comparison of the relative permeability between the new method and JBN method

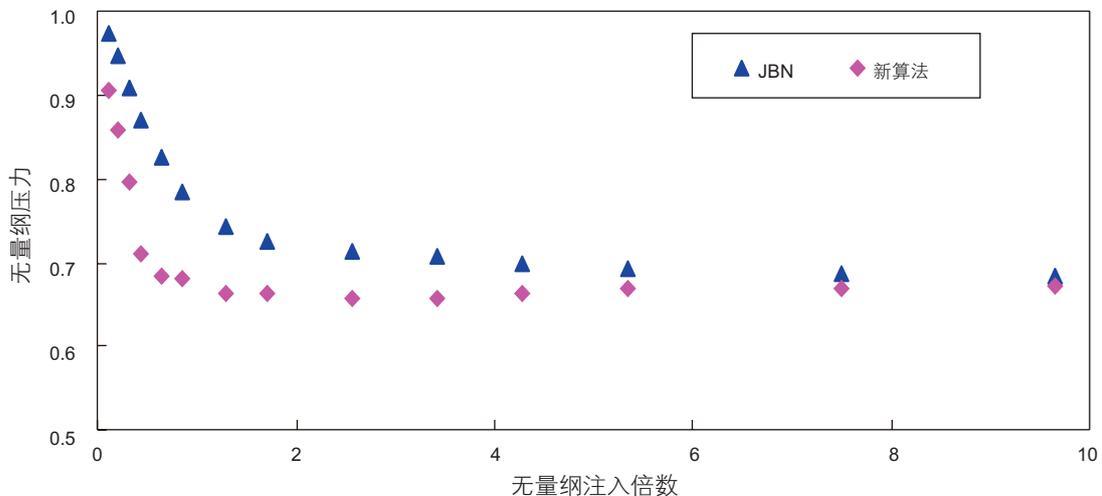


图 8 新算法与 JBN 法无量纲压力对比

Fig. 8 Comparison of dimensionless pressure between the new method and JBN method

度带来的附加压降,使得水相相对渗透率计算结果有所增大。

4 结论

(1)致密砂岩储层油水两相流启动压力梯度随着含水饱和度的增加,呈现出先增大后减小的变化规律,最大拟启动压力梯度与克氏渗透率之间存在强相关性。

(2)松辽盆地北部致密砂岩储层相对渗透率曲线的束缚水和残余油饱和度均较高,油水两相共渗区窄,最终水驱油效率较低;随着含水饱和度上升,油相相对渗透率快速降低,水相相对渗透率上升缓慢,表明该储层注水开发难度较大。

(3)新算法与JBN方法相比,油相相对渗透率变化不大,水相相对渗透率有所增大,主要是由于新算法考虑了启动压力梯度的影响,在数据处理过程中减掉了由拟启动压力梯度带来的附加压降。

符号说明:

S_w 、 S_{wi} 、 S_{wmax} - 含水饱和度、束缚水饱和度、最大含水饱和度,无量纲;
 F_w - 注入液中含水百分数,无量纲;
 λ_{max} - 两相流最大拟启动压力梯度, MPa/cm;

λ_D - 归一化拟启动压力梯度,无量纲;
 λ - 两相流拟启动压力梯度, MPa/cm;
 K_a 、 K_k - 岩心空气渗透率和克氏渗透率, mD;
 K - 岩心绝对渗透率, mD;
 φ - 岩心有效孔隙度,无量纲;
 Re_0 - 无量纲中间变量;
 v_o 、 v_w 、 $v(t)$ - 油、水和总的渗流速度, cm/s;
 λ_o 、 λ_w - 油相、水相启动压力梯度, MPa/cm;
 S_o 、 S_{wL} 、 S_{wavg} - 含油饱和度、端部含水饱和度、平均含水饱和度,无量纲;
 μ_o 、 μ_w 、 μ_{app} - 油、水黏度和视黏度, mPa·s;
 x - 流动距离, cm;
 k_{ro} 、 k_{rw} - 油、水相对渗透率,无量纲;
 f_w 、 f_o 、 f_{wL} 、 f_{oL} - 水相、油相、端部水相、端部油相分流量,无量纲;
 L 、 D - 岩心长度和直径, cm;
 A - 岩心截面积, cm²;
 f'_w - 分流量对含水饱和度的导数;
 f'_{wL} - 岩心末端分流量对含水饱和度的导数;
 Q_i - 累积注入流体孔隙体积倍数,无量纲;
 Δp - 岩心两端压差, atm;
 Ω - 无量纲流量,无量纲;
 $V(t)$ 、 $V_o(t)$ - 累积注入量和累积产油量, mL。

参考文献

- [1] 杨正明,张英芝,郝明强,等.低渗透油田储层综合评价方法[J].石油学报,2006,27(2):64-67.[YANG Z M,ZHANG Y Z,HAO M Q,et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low permeability oilfields[J]. ACTA PETROLEI SINICA,2006,27(2):64-67.]
- [2] 刘桂玲,王显.致密砂岩储层微观渗流特征与储量评价研究[J].复杂油气藏,2014,7(2):42-46.[LIU G L,WANG X. The microscopic percolation characteristics and reserves evaluation of tight sandstone reservoirs [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs,2014,7(2):42-46.]
- [3] 黄延章.低渗透油层非线性渗流特征[J].特种油气藏,1997,4(5):9-10.[HUANG Y Z. Nonlinear percolation feature in low permeability reservoir [J]. Special oil and gas reservoirs. 1997,4(1):9-10.]
- [4] 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 W Z,XIAO L C,CAO W F,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.]
- [5] JOHNSON E F,BOSSLER E F,NAVMANN V O. Calculation of relative permeability from displacement experiment [J]. AIME,1959,216,370-372.
- [6] 宋付权,刘慈群.低渗油藏的两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):11-20.[SONG F Q,LIU C Q. A method for calculating the relative permeability of water and oil in low permeability reservoirs[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute(Natural Science Edition),2000,15(1):11-20.]
- [7] 邓英尔,王允诚,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,(3):34-36.[DENG Y E,WANG Y C,LIU C Q,et al. Calculating relative permeability of non-Darcy flow in low permeability media[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute,2000,22(3):34-36.]
- [8] 周英芳,王晓冬,李斌会,等.低渗油藏油水两相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 Y

- F, WANG X D, LI B H, et al. Researches on the unsteady-state calculation method of oil and water relative permeability in low-permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2010, 29(3): 93-97.]
- [9] 冉立, 张烈辉, 周明. 低渗透油藏相对渗透率曲线计算方法研究[J]. 特种油气藏, 2006, 13(5): 65-67. [RAN L, ZHANG L H, ZHOU M. Calculation method of relative permeability curve in low permeability reservoir [J]. Special oil and gas reservoirs. 2006, 13(5): 65-67.]
- [10] 罗志锋, 黄炳光, 王怒涛, 等. 一种计算低渗透油藏相对渗透率曲线方法[J]. 断块油气田, 2007, 14(1): 47-49. [LUO Z F, HUANG B G, WANG N T, et al. A calculation method for relative permeability of low permeability reservoirs [J]. FAULT-BLOCK OIL& GAS FIELD, 2007, 14(1): 47-49.]
- [11] WELGEL H J. Predicting displacement efficiency from water-cut or gas-cut field data[J]. 1975, JPT, 944-948.

(编辑 马桂霞)