

Study on Reservoir Parameters Variation Rules and Characteristics of Waterflood Oilfield

Ying Liu, Yuhang Wang

Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Co. Ltd., Daqing
Email: liuzmy@petrochina.com.cn

Received: Sep. 1st, 2014; revised: Sep. 18th, 2014; accepted: Oct. 15th, 2014

Copyright © 2014 by authors and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).
<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Study on reservoir parameters variation rules and characteristics provide fundament for development modes of optimizing remaining pay zone. This paper compares relative permeability calculation methods domestic and overseas and studys influential factors of porosity and permeability variations during oilfield development, recognitions of this paper are concluded as follows: influential factors of porosity and permeability variations during oilfield development include factures conductivity, pore scale and distribution, suspended solid of injected water, incompatibility of injected water and formation water, optimum injection rate, and rock types and resistance. According to the development status in domestic waterflood oilfields, when calculating relative permeability, foreign experience of focusing on correlation and match of measured data can be referred.

Keywords

Waterflood, Analytical Method, JBN Method, Semi-Analytical Method, History Matching, Reservoir Parameters, Variation Rules, Relative Permeability

国内外水驱油田油藏参数变化规律和特征研究

刘 颖, 王宇航

大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 大庆
Email: liuzmy@petrochina.com.cn

收稿日期：2014年9月1日；修回日期：2014年9月18日；录用日期：2014年10月15日

摘要

对油藏属性参数变化规律及其变化机理的研究可为优化油气富集区的开发模式奠定基础。本文对比国内外计算相对渗透率方法并对油田开发过程中孔隙度和渗透率变化的影响因素进行研究得出：油田开发过程中孔隙度和渗透率变化的影响因素很多，包括裂缝的连通性、孔隙大小分布、注入水悬浮固体、注入水和地层水的不相容性、最佳注入速度，以及岩石类型和阻力等都是影响注水效果最重要的控制因素。针对国内水驱油田目前的开发状况，在计算相对渗透率过程中可以借鉴国外的做法，注重研究测量数据和计算方法之间的内在关系和匹配方式。

关键词

水驱，分析法，JBN法，半分析法，历史拟合，油藏参数，变化规律，相对渗透率

1. 国内外油田油藏参数变化研究概况

近年来，随着油藏开发的进一步深入，油藏属性参数变化规律及其变化机理的研究越来越重要。油水相对渗透率曲线是油水两相渗流特征的综合反映，是油藏数值模拟工作最基础的资料之一，如何正确认识，合理选取并处理油水相对渗透率曲线越来越得到重视。国内外的专家学者在计算相对渗透率曲线的方法和水驱对渗透率和孔隙度影响的研究上做了大量工作。综合国内外文献资料可知，确定相对渗透率的方法有实验法(稳态法和非稳态法)、Marle 法、压汞法、离心机法和矿场资料计算法等，其中非稳态实验法应用最广。而以 JBN 法为代表的一系列计算方法的基本原理是一致的，计算公式之间可以相互推演。但因为数据处理的中间过程不相同，产生误差的大小也不同，使最终求得的油水相对渗透率也有所差异。国外以非稳态 JBN 方法为主开展室内实验研究，即在现有方法基础上对计算渗透率准确性进行深入探讨，侧重点有两个——数据测量误差和计算方法误差，研究机构多为高校和科研院所(见表 1)。国内，在不同岩性(砂岩和碳酸盐岩等)，不同类型油藏(中高低渗透、轻稠重油和疏松致密等)和不同开发阶段(一次、二次和三次采油)应用了以 JBN 方法为基础的计算相对渗透率方法，研究机构多为科研院所、高校和油田，包括各种级别的基金项目[1]-[10]。

2. 相对渗透率计算方法对比分析

总的来说，国外相对渗透率计算方法分为三类：分析法、半分析法和历史拟合法(表 1)。相对渗透率是控制储层岩石流体最重要和最关键的属性参数，通过稳态和非稳态实验室试验测定。稳态实验能够直接测量相对渗透率，但是其中的一些试验与非稳态实验相比更耗时；非稳态实验速度快，但是数据处理复杂。因此，国内外更多采用非稳态方法。大多数分析法中未考虑毛细管压力梯度效应。因此为使毛细管效应最小化，室内实验必须采取较高的注入速度。另外，分析法的数据处理过程较容易产生误差。1989年，Civan 和 Donaldson 提出了半分析法，该方法既考虑了毛细管压力效应，又不需要很高的注入速度。与分析法相似的是半分析法的原始数据微分也会产生误差，误差的大小则取决于实验数据的准确度，因此，需要正确设计实验流程，尽量减少误差[17] [18]。

2.1. 分析法

分析法包括五种：Johnson-Bossler-Neumann (JBN)法(1959)、Jones and Roszelle (JR)法(1978)、Li et al.

Table 1. Foreign major research methods
表 1. 国外主要研究方法统计

方法	名称	时间	创始人	方法区别	方法特点
分析法	JBN	1959	Johnson, Bossler 和 Neumann [11]	数值算法(Christiansen 2001) 函数拟合法(Miller 1983)	1) 方法简单, 缺点多; 2) 见水后的数据; 3) 不考虑毛细管压力效应 (除 Li et al.法); 4) 数据差分容易产生误差; 5) 实验注入速度快。
	JR	1978	Jones 和 Roszelle [11]	图解差分法	
	李氏法	1994	Li 等人	考虑毛细管压力效应, 毛细管压力对非润湿相相对渗透率影响大	
	改进 JBN	1995	Kalbus 和 Christiansen [12]	剩余含水饱和度比从驱替毛细管压力获得的端点含水饱和度高	
	Toth et al.	2002	Toth 等人	数学函数法	
半分析法	CDM	1989	Civan and Donaldson	求积分法	1) 见水后的数据; 2) 考虑毛细管压力效应; 3) 迭代法计算结果误差更大;
	UM	1991	Udegbunam	计算机程序求积分	4) 不能预测非润湿相 Swir 相对渗透率。
历史拟合	迭代法	1973	Archer 和 Wong	调整参数把实验压力和生产数据与模型计算结果拟合	1) 产生的相对渗透率数据是在整个饱和度范围内, 不是唯一的;
		1979	Sigmund 和 McCaffery [13]		2) 样条函数使相对渗透率曲线形状变得更加平滑, 可生成任意形状的曲线;
	幂律函数	1987	McMillan [14]	数学方法	3) Kerig 和 Watson (1986)用样条函数消除了系统误差, 且使变量误差变化幅度大大减小。
		1990	Grattoni 和 Bidner		
		1986	Kerig 和 Watson [15]		
	样条函数	2006	Subbey 等人[16]	统计学方法	
		2008	Basbug 和 Karpyn		

法(1994)、改进 JBN 法(Kalbus and Christiansen 1995)和 Toth et al. 法(2002)。分析法与其他方法相比相对简单, 但是缺点很多。其中之一是使用的数据是见水后的数据。此外, 除了 Li et al. 法(1994)没有一种分析法考虑了毛细管压力效应。JBN 法(1959)、JR 法(1978)和 Toth et al. 法相似, 仅在数据微分方面不同。数值算法(Christiansen 2001)和函数拟合(Miller 1983)法用于 JBN 法数据的微分。JR 法使用图解方式对数据进行微分, 而 Toth et al. 法提出了数学函数法。1995 年, Kalbus 和 Christiansen 针对毛细管效应改进了 JBN 分析法。该方法采取压力梯度测试, 在整个实验期间都可以显示出润湿相的压力梯度和毛细管效应的影响。他们认为, 在水驱实验的最后, 剩余含水饱和度比从驱替毛细管压力获得的端点含水饱和度高, 而且还是压力梯度的函数。而端点水驱毛细管压力数据将用于束缚水饱和度。Li et al. 法(1994)是计算中唯一一个包含毛细管压力效应的分析法。该方法假设在整个实验过程中测量的压力差总是能够代表整个润湿相的压力梯度和毛细管效应对非润湿相相对渗透率的影响。这一假设是建立在已知数据基础上的(Qadeer, 1988)。研究证实, 毛细管压力对润湿相和非润湿相相对渗透率都有影响(Civan 和 Donaldson 1989, Kalbus Christiansen 1995, Qadeer 2001), 但是对润湿相相对渗透率的影响要少一些。

2.2. 半分析法

半分析法包括 Civan and Donaldson Method (1989)和 Udegbunam Method (1991)。这两种方法的优点是把毛细管压力效应加入到相对渗透率评价中。因此, 实验过程中的注水速度与储层压力梯度类似(Civan and Donaldson, 1989)。在计算相对渗透率时使用了迭代法, 使计算过程变得更加复杂。由于数值的微分或者积分而产生的误差比分析法更大, 因为在数值微分或者积分中涉及更多的条件。与分析法相同的是

半分析法使用的数据也是见水后的实验数据。

1989年, Civan 和 Donaldson 研究认为, 当岩心样品外部毛细管压力为零情况下测量压力降时, 润湿相和非润湿相压力一定相同。因此, 他们把整个润湿相的压力梯度当做模型中的测量的压力梯度使用。而对于驱替实验, 测量的压力梯度代表整个非润湿相的压力梯度, 因为非润湿相比润湿相更连续, 可以用下列公式表示:

$$\Delta P = \int_0^L \frac{\partial P_{nw}}{\partial x} dx \quad (1)$$

在公式(1)基础上, 用 CDM 法(Civan 和 Donaldson)再次推导(1989), 得出包含非润湿相相对渗透率的公式:

$$\int_{S_{wir}=0}^{S_w} \left(1 + \frac{f_{nw} kA}{\mu_{nw} q_{nw}} \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} k_{rmw} \right)^{-1} f_w \frac{dP_c}{dS_w} dS_w - \left(1 + \frac{f_{nw} kA}{\mu_{nw} q_{nw}} \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} k_{rmw} \right)^{-1} f_w \frac{dP_c}{dS_w} \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} L + Q' \frac{\partial S_w}{\partial Q'} \right) - \frac{q_{nw} \mu_{nw} L}{kA} \frac{1}{k_{rmw}} + \left(\Delta P - Q' \frac{d\Delta P}{dQ'} \right) = 0, \quad (2)$$

公式(2)以下列条件和假设为基础: 岩心样品是均质的、圆柱形的, 仅为润湿相原始饱和度。润湿相在入口处比较稳定。流体是不可压缩的、水平的和等温的, 包括两个非混相。把公式(2)迭代得到非润湿相相对渗透率, 然后用润湿相分相流动公式获得润湿相相对渗透率:

$$1 + (k_{rmw} \mu_w) / (k_{rw} \mu_{nw}) = \left\{ 1 + \frac{kA}{\mu_{nw} q} \frac{dP_c}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} k_{rmw} \right\} / f_w \quad (3)$$

在上式中使用了润湿相的束缚水饱和度 (S_{wir}), 数据来自于毛细管压力数据。因此半分析法不能预测非润湿相 S_{wir} 相对渗透率。在驱替实验的最后阶段, 稳态实验的非润湿相相对渗透率可用作端点相对渗透率 ($K_{rmw,max}$)。Kalbus 和 Christiansen1 (1995)建议, 提高注水速度以适应 $K_{rmw,max}$ 的测量。

Udegbunam (1991)用与 Civan 和 Donaldson (1989)类似的公式作为相同的临界条件, 唯一一个不同点是如何求积分。Civan 和 Donaldson 提出了求积分的方法。Udegbunam 用梯形数值图像研发了一个计算机程序求积分。因为预计结果相同, 所以没有对这种方法进行比较。

2.3. 历史拟合

Archer 和 Wong (1973)首次提出迭代历史拟合实验室岩心驱替数据计算相对渗透率。通过调整相对渗透率函数的参数, 把实验压力和生产数据与模拟模型计算结果拟合。毛细管压力能够轻松地输入数值模拟中。此外, 与分析法和半分析法不同的是历史拟合产生的相对渗透率数据是在整个饱和度范围内的。但最后的拟合不是唯一的, 取决于选择的相对渗透率函数(Subbey et al. 2006)。实验数据的历史拟合通常假设岩石样品是均质的(Tao 和 Watson 1984, Kerig 和 Watson 1986)。

大多数以前的研究使用的是相对渗透率幂律函数(Sigmund[13]和 McCaffery 1979, McMillan 1987, Grattoni 和 Bidner 1990), 而一些研究者还提出了样条函数(Kerig 和 Watson 1986, Subbey et al. 2006, Basbug 和 Karpyn 2008)。样条函数是一种统计学方法, 通过改变样条参数从而进行拟合。样条函数使相对渗透率曲线形状变得更加平滑, 可生成任意形状的曲线。Kerig 和 Watson (1986)使用样条函数消除了系统误差, 且使变量误差的变化幅度大大减小。历史拟合步骤如下:

第一步, 用分析法或者半分析法计算出相对渗透率, 在此基础上设立一个样条函数。这将有利于减少非唯一性的问题。如果受样条支配的是分析法, 如 JBN, 那么就称之为“基于分析法的拟合”。同样, 如果受样条支配的是改进的半分析法, 那么这个拟合就称之为“基于半分析法的拟合”。

第二步,改变参数(a_{ij} 、 b_{ij} 、 c_{ij} 和 d_{ij})使曲线变成需要的形状,提高生产数据和压力数据的拟合效果。在改变函数参数的时候,保持每一段都连续。曲线的任意一段都在突破点之间, j 和 $j+1$ 。

$$c_{ij} = d/dS(k_{ri,j}) \quad (4)$$

$$d_{ij} = k_{ri,j} \quad (5)$$

第三步,注意,在水突破之后的任何时间,生产和压力梯度都取决于相对渗透率曲线的确定部分。任何时间步长中,都可以观察到沿着岩心的饱和度分布,且只有通过改变对应的曲线段提高匹配效果。

第四步,生产数据依赖相对渗透率比值,而不是单个的计算结果(公式6)。同样,减少单个相对渗透率值大小会导致压力梯度的增加(公式7)。

$$f_w = 1/[1+(\mu k_{rw})/k_{rw}\mu_{nw}] \quad (6)$$

$$\Delta P = -(q/kA) \int_0^L dx / [(k_{mw}/\mu_{mw}) + (k_{rw}/\mu_w)] \quad (7)$$

为简单起见,在公式(6)和(7)中未考虑毛细管压力。这两个公式仅用于定性分析,不影响结果。

2.4. 误差分析

Tao 与 Watson (1984) [19]和 Kerig 与 Watson (1986) [15]讨论了相对渗透率动态实验评价误差的不同原因。一般情况下,误差可以分成系统误差和变量误差。系统误差发生在假设的数学函数未能正确表述数据时。通常,历史拟合要求用函数描述,在历史拟合中使用了不同的数学函数描述相对渗透率。同样,需要微分/积分的分析法/半分析法,可以通过原始数据的函数表达式计算出来。系统误差是很难量化的,但可以通过增加函数表达式的参数数量来降低(Kerig 与 Watson 1986)。一个好的函数表达式既忠实于实际数据,又能使最后的残差最小化。变量误差是因为评价/测量过程中统计学上的不确定性而产生的。最终的变量误差将通过使用简单的统计法进行量化(Schenck 1979)。当数学函数用于描述统计学上的不确定性的某个量时,最终的变量误差会随着减少描述函数的参数而减少(Kerig 与 Watson 1986)。

2.5. 相对渗透率计算方法对比

为对比各种相对渗透率计算方法的效果进行了一个实验。实验装置可以用来测量在任何一组压力和温度下($P \leq 35 \text{ MPa}$ 和 $25^\circ\text{C} \leq T \leq 100^\circ\text{C}$)的油水和气水系统稳定和不稳定相对渗透率。实验采用了 Berea 砂岩和一个储层岩心样品。表2给出了岩石和流体的性质。每个岩心都含有2%氯化钠的盐水(代表润湿相)。空气浴温度设定为 25°C ,在整个实验中未使用回压。原始数据记录了润湿相和整个岩心样品的压力梯度[1]。

通过实验对比了分析法、半分析法和历史拟合法,得出:

- 1) 分析法计算出的相对渗透率彼此一致,但是半分析法和历史拟合结果不同。改进的半分析法提高了拟合质量;
- 2) 原始实验数据拟合函数(样条函数和高斯函数)拟合效果好于其他函数,并能够与数据保持一致的形状,系统误差降到最低,比数值算法更精确;
- 3) 使用三次样条曲线作为相对渗透率函数生成的相对渗透率曲线更具有弹性,可以生成任意形状的曲线。结果证明,可以在常规 Corey 幂律函数的简易结果和三维样条函数的精确结果之间进行权衡,任选其一。

3. 水驱对渗透率变化影响的实验研究

一些注水过程会引起地层不可避免的伤害,使油藏物性参数发生变化,影响采油井产量和注水井吸

Table 2. Porosity and permeability variation characteristics of different reservoirs

表 2. 不同类型油气藏孔、渗变化特征

类	油气藏类型	岩性		地层压力下降时变形种类		油田案例
		储层	盖层	储层	盖层	
I	块状	碳酸盐	砂泥岩	弹性变形	弹塑性变形	马里科别克沃兹聂辛斯克\布拉古
II	块状	碳酸盐	含盐	弹性变形	-	烈齐兹\田吉兹
III	层状/多层	陆源岩	砂泥岩	弹性变形	弹塑性变形	卡兹里\谢维罗-斯塔弗洛波利\卡拉曲如尔\苏拉扎
IV	层状	陆源岩	含盐	弹性变形	-	谢别林卡

水能力。国外油田开展一些室内实验研究储层岩心样品水驱前后渗透率的变化，而在岩心上进行地层伤害的评价和计算也是监测渗透率变化的一项重要测试。主要研究了注入压力、流动速度和产生裂缝对渗透率的影响。储层岩心性质、结构及其非均质性使得地层伤害更加复杂。因此，根据岩心室内注水实验研究监测储层条件下的渗透率变化，通过优化注水设计最大限度地减少地层伤害[13]。

3.1. 岩样提取

实验选取的岩样来自于伊朗南部一个油田的主力产层(Asmari 和 Bangestan)。油田面积 $6.5 \times 80 \text{ km}^2$ ，发现于 1957 年，1961 年投产，至今已开采 52 年。Asmari 油层组含油石灰岩和砂岩，平均孔隙度为 18%，有 8 口注水井。实验的岩样就是从这个组取得。由于水驱时间比较长，储层物性参数变化比较大。

3.2. 实验结果

1) 高渗高孔储层岩石对通过孔隙介质的颗粒移动有很大的影响。尽管在初期注水测试中没有发现很明显的渗透率变化，但是颗粒大小和孔隙大小分布还是对其具有一定的作用。

2) 在弱胶结砂岩上提高注入速度和注入压力导致注水点岩石结构发生改变，诱发有利裂缝和通道，促进颗粒通过孔隙介质。孔隙介质中颗粒的移动导致固体沉淀和渗透率下降，远离井筒。

3) 注入点裂缝是颗粒通过储层搬运的一个有效参数。长期注水后无效水循环使储层未波及区域的固体颗粒发生沉淀，降低渗透率，且由于储层的非均质性会随着时间的推移变得更加复杂。

4) 孔隙介质中裂缝的连通性及其与注水井的关系是注水过程中需要考虑的一个重要参数。此外，孔隙大小分布、注入水悬浮固体、注入水和地层水的不相容性、最佳注入速度，以及岩石类型和阻力都是影响注水作业最重要的控制因素。

4. 油田开发过程中储层孔隙度的变化

俄罗斯阿巴索夫·M.T 等人研究了油田开发对岩层孔渗性质的影响。把储集岩层孔渗变化进行了分类。在该分类法中根据五个特征把油田变形模型分为四类：油气藏型、储层岩性、盖层岩性、地层压力下降时产层和盖层变形特点(表 2)。由于工程原因作用储层发生的孔渗变化的分类。所有过程划分为两个基本组别：可逆和不可逆[20] [21]。

由于开发过程导致产层变形而给出的分类不能全面确定引起油层孔隙空间变化的所有原因。为解决这个问题根据油田开发各阶段对有效孔隙度变化进行了分类(表 3)。从表中可以看出在油田开发的钻井、一次采油、二次采油、三次采油、热法和注气法开发阶段，有效孔隙度上升或者下降的原因包括：携带来的颗粒污染孔隙空间、储层变形、来自溶液和水中的物质溶解或结晶和石油物理性质导致地层孔隙度的变化等[20] [21]。

Table 3. Effective porosity variation characteristics of different development stages
表 3. 油田不同开发阶段有效孔隙度变化特征

开发阶段	有效孔隙度	变化类型	变化结果
钻井	↑	变形	改善孔渗性质：在采出液水力流动作用下岩石的破坏
		溶解/结晶	由于矿场作业岩石的破坏
		石油物理性质的变化	注 CO ₂ 时碳酸盐层的溶解
	↓	石油物理性质的变化	-
		污染	改善孔渗性质：岩层孔隙空间被钻井泥浆泥质物淤塞 近井地带形成砂堵
		变形	来自注入水的机械杂质聚积在储层的孔隙空间 孔隙空间被水滴淤塞
一次采油	↓	变形	气泡束缚在毛细管孔隙构造中(贾敏效应)
		溶解/结晶	裂缝闭合及有效孔隙度减小
		石油物理性质的变化	地层近井底地带孔隙空间被盐层充填 泥质物膨胀
	↑	变形	-
		溶解/结晶	-
		石油物理性质的变化	改善孔渗性质：岩层被地下水溶解
二次采油	↓	污染	-
		变形	改善孔渗性质：裂缝闭合及有效孔隙度减小
		溶解/结晶	泥质物膨胀
	↑	石油物理性质的变化	孔隙被石油中含有的胶质堵塞
		变形	改善孔渗性质：有效孔隙度加大、由于地层压力升高出现微裂缝
		溶解/结晶	岩层被工程用水溶解
三次物理化学采油	↓	石油物理性质的变化	小孔隙被沥青堵塞
		污染	改善孔渗性质 孔隙空间被自生矿物充填
		变形	裂缝闭合及有效孔隙度减小
	↑	溶解/结晶	地层孔隙空间被含盐层充填 泥质物膨胀
		石油物理性质的变化	孔隙被石油中含有的胶质堵塞
		变形	改善孔渗性质：有效孔隙度提高，及由于地层压力升高出现微裂缝
三次物理化学采油	↑	溶解/结晶	蒙脱石和粘土颗粒干缩/酸碱作用下溶解
		石油物理性质的变化	-
	↓	污染	改善孔渗性质：岩石上吸附表面活性剂
		变形	裂缝闭合及储层有效孔隙度减小
三次物理化学采油	↓	溶解/结晶	泥质物膨胀 大孔道被工业黄铁矿堵塞
		石油物理性质的变化	地层孔隙空间被含盐层充填 孔隙被石油中含有的胶质封堵

续表

热 法	↑	变形	改善孔渗性质：焦炭层缺失
		溶解/结晶	有效孔隙度增加，由于地层压力升高出现微裂缝
		石油物理性质的变化	扩散层体积减小
		污染	-
	↓	变形	改善孔渗性质形成砂堵
		溶解/结晶	裂缝闭合、储层有效孔隙度减小
注 气 法	↑	石油物理性质的变化	泥质物膨胀/储集岩矿物组成的改变
		污染	孔隙被石油中含有的沥青胶质物堵塞
		变形	-
	↓	溶解/结晶	改善孔渗性质：胶结物和碳酸盐岩被溶解
		石油物理性质的变化	-
		污染	-
	变形	-	
	溶解/结晶	-	
	石油物理性质的变化	改善孔渗性质：孔隙被石油中含有的沥青胶质物堵塞	

注：降低有效孔隙度；微生物法处理地层有效孔隙度变化不明显。

5. 结论与讨论

1) 国内外广泛应用 JBN 及修正 JBN 方法计算相对渗透率，并建立相应的室内实验模型。比较而言，国外更注重对方法本身的准确性进行理论研究，国内则大多借鉴国外的基础理论和方法进行应用研究。从室内实验研究结果看，半分析法的拟合效果更好。

2) 计算相对渗透率误差的影响因素很多，但是对计算结果准确性起决定性的不仅是数据测量误差，还取决于计算方法误差。

3) 历史拟合是评价分析法和半分析法准确性的一种有效手段，这种方法的发展历程与计算相对渗透率方法的发展历程相辅相成。

4) 大庆油田建立的聚驱相对渗透率曲线测定实验模型，在前人基础上考虑孔隙结构、渗流速度和含水饱和度等参数对有效粘度的影响和不可波及系数对计算方法的影响，在聚驱相对渗透率计算方法研究方面走在了世界前沿。

5) 油田开发过程中孔隙度和渗透率变化的影响因素很多，包括裂缝的连通性、孔隙大小分布、注入水悬浮固体、注入水和地层水的不相容性、最佳注入速度，以及岩石类型和阻力等都是影响注水效果最重要的控制因素。

6) 针对国内水驱油田目前的开发状况，可能考虑到水驱后、聚驱后，以及三元复合驱后渗透率变化的情况，在计算相对渗透率过程中可以借鉴国外的做法，注重研究测量数据和计算方法之间的内在关系和匹配方式。

参考文献 (References)

- [1] 王志章, 蔡毅, 杨雷 (1999) 开发中后期油藏参数变化规律及变化机理. 石油工业出版社, 北京.
- [2] 林玉保 (2006) 喇嘛甸油田高含水后期油层物性变化及渗流特征研究. 大庆油田研究院渗流力学研究室, 大庆.
- [3] 李克文, 罗蔓莉 (1994) JBN 方法的改进及相应的计算与绘图软件. *石油勘探与开发*, **3**, 99-104.
- [4] 孙延庆, 李燕 (2012) 低渗透油藏的热驱研究. *油气藏评价与开发*, **2**, 41-44.

- [5] 宋付权, 刘慈群 (2000) 低渗透油藏的两相相对渗透率计算方法. *西安石油学院学报(自然科学版)*, **1**, 10-12.
- [6] 杨宇, 周文, 邱坤泰, 吕新东, 李岩 (2010) 计算相对渗透率曲线的新方法. *油气地质与采收率*, **2**, 105-107.
- [7] 舒晓辉 (2013) 界面张力对低渗油藏 CO₂ 驱油气相对渗透率曲线的影响. *石油天然气学报(江汉石油学院学报)*, **3**, 122-123.
- [8] 王坤, 张烈辉 (2011) 考虑应力敏感超低渗油藏油水相对渗透率的计算. *石油天然气学报*, **11**, 117-119.
- [9] 陈田勇, 毛鑫, 刘仕银, 袁珂, 彭小东, 吴旺林 (2012) 利用分形理论计算相对渗透率曲线——以南襄盆地双河油田核桃园组六油组为例. *石油与天然气地质*, **4**, 578-581.
- [10] 杨超, 李彦兰, 徐兵祥, 赵庆兵 (2013) 油水相对渗透率曲线非线性优化校正新方法及其应用. *石油与天然气地质*, **3**, 394-399.
- [11] Johnson, E.F., Bossler, D.P. and Naumann, V.O. (1959) Calculation of relative permeability from displacement experiments. *Transaction of American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers*, **216**, 370-372.
- [12] Kalbus, J. and Christiansen, R.L. (1995) New data reduction developments for relative permeability determination. SPE 30799, ATC & Exhibition, Dallas, 22-25 October 1995.
- [13] Sigmud, P.M. and McCaffery, F.G. (1979) An improved unsteady-state procedure for determining the relative-permeability characteristics of heterogeneous porous media. *SPEJ*, **6720**, 1-14.
- [14] McMillan, D.J. (1987) Automatic history matching of laboratory corefloods to obtain relative-permeability curves. *SPE Reservoir Evaluation*, **2**, 85-91.
- [15] Kerig, P.D. and Watson, A.T. (1986) Relative-permeability estimation from displacement experiments: An error analysis. *SPE Reservoir Engineering*, 175-182.
- [16] Subby, S., Monfared, H., Christie, M. and Sambridge, M. (2006) Quantifying uncertainty in flow functions derived from SCAL data. *Transport in Porous Media*, **65**, 265-286.
- [17] Hussain, F. (2010) Comparison of methods for drainage relative permeability estimation from displacement tests. SPE129678.
- [18] Abbasi, S. and Tavakkolian, M. (2010) Laboratory investigation on the effect of water injection process on rock structure and permeability reduction. SPE126266.
- [19] Tao, T.M. and Watson, A.T. (1984) Accuracy of JBN estimates of relative permeability: Part 1-error analysis. *SPE Journal*, **24**, 209-214.
- [20] Папухин, С.П. (2008) Исследование влияния техногенного воздействия на структуру порового пространства, фильтрационно-емкостные свойства нефтенасыщенных коллекторов и КИН. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. -Уфа, НПО «Нефтегазтехнология» 2008, -112с.
- [21] Зиновкина, Т.С. (2012) Об изменении пористости коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений. Нефтяное хозяйство, 201208.

附录：专业名词

- A = 横截面积, cm^2
 a, b, c, d = 拟合的匹配参数
 D = 岩心直径
 f = 分相流动量
 IFT = 界面张力, N/m
 I_r = 相对注入率
 k = 绝对渗透率, Darcy
 k_r = 相对渗透率
 $k_{r-\text{max}}$ = 最大油相相对渗透率
 k_{ro}, k_{rw} = 油/水的相对渗透率
 L = 长度, cm
 M = 模拟实验次数
 n_o = 油相柯里幂律指数
 n_w = 卤水柯里幂律指数
 N_c = 毛细管数, Dos Santos 等(1997)
 N_{cv} = 毛细管数, Lake (1989)
 P = 压力, atm
 Δp = 岩心压力降, psi
 ΔP^* = 压降读数精度, N/m^2
 P_c = 毛细管压力, atm
 Q' = 总体积, cc
 Q_o = 累计产油量, cm^3
 Q_{oi} = 注入油的孔隙体积
 Q_{wp} = 产出水的孔隙体积
 q = 单位注入速度, cm^3/s
 q_{min} = 可忽略毛细管压力的最小流速, cc/sec
 R = 管内水滴大小
 S_{avg} = 平均含水饱和度, 分数
 S_L = 排出端含水饱和度, 分数
 S_r = 残余饱和度, 分数
 S_{wir} = 残余水饱和度
 S = 流体饱和度
 \bar{S} = 规格化饱和度
 t = 时间, sec
 Δt^* = 测量频率, sec
 T = 时间, 秒
 u = 速度, cm/sec
 V_b = 总体积, cc

WI = 湿度指数

x = 岩心入口距离, cm

X = 空间坐标

$X_i(t)$ = 预测变量

Ω^* = 可进行油水分布测量的最小流体样本体积

\acute{a} = 无因次数, 样品代表

Δ = 有限差分

μ = 粘度, cp

ϕ = 孔隙度

ρ = 流体密度, g/cc

ε_c = 毛细 - 粘度比

ε_g = 重力粘度比

ε_o = 含水量标准

i, j = 数据索引

t = 总数

w = 润湿相

nw = 非润湿相

δ = 误差

δ_R = 误差操作