

The Petroleum Reservoirs Percolation Mechanics Model Research Progress and Its Internal Essence*

Wei Gong^{1,2}, Qinfeng Di^{1,2#}, Renliang Zhang^{1,2}, Xinliang Wang^{1,2}, Weipeng Ding^{1,2}

¹Shanghai Institute of Applied Mathematics and Mechanics, Shanghai University, Shanghai
²Shanghai Key Laboratory of Mechanics in Energy Engineering, Shanghai University, Shanghai
Email: #qinfengd@sina.com

Received: Nov. 15th, 2012; revised: Nov. 24th, 2012; accepted: Dec. 10th, 2012

Abstract: Percolation mechanics, a discipline that deals with fluid flow in porous media, has widespread applications in many aspects, especially in petroleum engineering. Due to including a range of objects, there are many various and complex seepage mechanics problems and related models in the petroleum engineering. Various percolation mechanics problems are comprehensively analyzed, and the internal mechanism of different types of fluid in different reservoir media is discussed in oil reservoir, such as polymer flooding, surfactant flooding, combination flooding, microbial enhanced oil recovery. The internal mechanism of percolation mechanics model in different type of well is also conducted. The results show that, in whichever technological factors, its laws of percolation are all able to be described as the modified models of percolation mechanical fundamental equation under special circumstance. The conclusion of this paper can provide a reference for new percolation mechanical models in the study of new subjects, as well as a forecast of the works on percolation mechanics in oil reservoir in the next stage.

Keywords: Petroleum Reservoirs; Seepage Models; Internal Essence; Porous Media; Fluid

石油储层渗流力学模型的 研究进展及其本质*

龚 玮^{1,2}, 狄勤丰^{1,2#}, 张任良^{1,2}, 王新亮^{1,2}, 丁伟朋^{1,2}

¹上海大学, 上海市应用数学和力学研究所, 上海
²上海大学, 上海市力学在能源工程中的应用重点实验室, 上海
Email: #qinfengd@sina.com

收稿日期: 2012年11月15日; 修回日期: 2012年11月24日; 录用日期: 2012年12月10日

摘 要: 渗流力学是研究流体在多孔介质中运动规律的科学, 在很多科学和工程技术领域中得到广泛的运用。石油工程面临的对象变化很大, 使得相关的渗流力学问题及相关模型繁多而复杂。本文对石油储层中的多种渗流力学问题进行了全面的分析, 对其涉及的力学机制进行了深入研究, 探讨了石油储层渗流力学基本模型, 探明了石油工程中各种提高采收率技术(如化学驱油技术、微生物采油技术、气驱采油技术、热力采油技术等)所涉及渗流力学模型的本质, 对采用不同井型(如直井、定向井、水平井等)开发方式时的渗流力学模型也进行了本质分析。结果表明, 不论是何种技术环境, 其渗流规律均可以表述为渗流力学基本方程在特殊条件下的改进模型。本文结果对研究新问题的渗流力学模型具有重要指导意义。

关键词: 石油储层; 渗流力学模型; 内在本质; 多孔介质; 流体介质

*基金项目: 国家自然科学基金(No.50874071, 51174130)、国家 863 计划项目(2008AA06Z201)、上海市科委重点科技攻关计划(071605102); 上海高校创新团队建设项目, 上海市教委科研创新项目(11CX32)和上海领军人才基金项目资助。

#通讯作者。

1. 引言

1856年,法国水利工程师达西在解决Dijon的城市给水过程中,通过一系列实验总结出线性渗流方程,并将其命名为Darcy定律^[1],从而正式揭开了渗流力学的历史,这一公式也一直被人们用作水力学渗流的基本规律。

渗流力学是研究流体在多孔介质中运动规律的科学。由于多孔介质在自然界和人造材料中广泛存在,且经历了一个半世纪的发展,渗流力学在很多科学和工程技术领域中得到广泛的运用,如:石油工程^[2]、岩土工程^[3]、环境工程^[4]、生物工程^[5,6]、化工和微机械^[7]等,其中有关石油工程的研究已经成为渗流力学中最为活跃的部分之一。进入20世纪以来,石油工业的崛起极大地促进了渗流力学的发展,并逐步发展成为流体力学的一个重要分支^[8-10]。

石油开发中遇到的渗流力学问题很多,除普遍的地层流体在多孔介质中的渗流问题外,对于任何一种提高采收率技术,都面临着特殊的渗流力学问题,并形成了对应的渗流力学模型,如聚合物驱油、表面活性剂驱油、复合驱油技术及各种油井形式下的渗流规律等。本文在渗流力学基本模型的基础上,分析描述了不同渗流问题模型的内在力学机制,对各种繁杂的渗流力学模型进行了本质研究,从而为研究新问题(如纳米颗粒吸附法减阻技术^[11-13]、可膨胀纳米材料割剖技术^[14,15]等)的渗流力学模型研究提供了参考和指导。

2. 石油储层基本渗流力学模型

纵观石油工程技术领域中的各种渗流力学方程,其本质可表述为三个描述物质存在与运动形式的普遍物理规律的基本方程和两个与物质特性有关的物性方程。

2.1. 运动方程

运动方程是描写流体所受到的压力梯度、粘性力和重力等外力与流体单元的速度之间关系的方程,它是牛顿第二定律在渗流流动中的运用。1856年,Darcy通过使用直立均质沙柱进行渗流实验,并根据实验结果得出适用于牛顿流体的Darcy方程^[1]:

$$\mathbf{V} = -\frac{\mathbf{K}}{\mu}(\nabla p - \rho \mathbf{g}) \quad (1)$$

其中, \mathbf{V} 为流体速度; \mathbf{K} 为绝对渗透率; μ 为动力粘度; p 为压力; ρ 为流体密度; \mathbf{g} 为重力加速度。

在随后的实验验证过程中,发现达西定律具有一定的适用条件:雷诺数 Re 一般认为在1~10之间,小于5时更好;压力梯度应大于启动压力梯度;对于气体渗流,压力不可过低。

针对于达西定律的速度上限、速度下限、密度下限,人们对达西定律进行修订后得到如下运动方程。

具有启动压力的运动方程为^[16-18]:

$$\mathbf{V} = -\frac{\mathbf{K}}{\mu} \left[\nabla p \left(1 - \frac{G}{|\nabla p|} \right) - \rho \mathbf{g} \right] \quad (2)$$

其中, G 为启动压力梯度。

气体渗流具有密度下限的运动方程^[19-21]:

$$\mathbf{V} = -\frac{\mathbf{K}}{\mu} \left(1 + \frac{2b}{p_1 + p_2} \right) \frac{d\mathbf{p}}{dx} \quad (3)$$

其中, b 一为与分子平均自由程 λ 和管径 r 有关的参数; p_1 , p_2 一为毛细管两端压力。

2.2. 质量守恒方程

质量守恒定律是流体在运动时所应遵循的基本定律之一,因此流体在多孔介质中流动时必然也遵循。依据质量守恒定律,选取控制体进行分析,并考虑控制体内有源(汇)分布,得到渗流中的质量守恒方程:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{V}) = q\rho \quad (4)$$

其中, ϕ 为孔隙度, q 为源(汇)项强度。

但是在渗流力学中,人们最为关心的是压力的特征,为此推出了压力与密度的关系式,即连续性方程的一般常用形式:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} - \nabla \cdot \left[\frac{\rho \mathbf{K}}{\mu} (\nabla p - \rho \mathbf{g}) \right] = q\rho \quad (5)$$

对于油气水三相渗流,考虑气相在油、水两相中的溶解度,忽略重力和部分毛管力可得到气相的连续相方程^[22]:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] \\ & + \nabla \cdot \left[\frac{1}{B_g} \mathbf{V}_g + \frac{R_s}{B_o} \mathbf{V}_o + \frac{R_{sw}}{B_w} \mathbf{V}_w \right] = q\rho \end{aligned} \quad (6)$$

其中, R_s 为溶解油气比; R_{sw} 为气相在水相中溶解比; B 为油藏体积系数, S 为溶解饱和度; w 、 o 、 g 分别为水相、油相、气相。

2.3. 能量方程

作为流体在运动时应遵循的另一个基本定律, 能量方程是一个物质系统或空间区域内能量守恒和转换规律的数学描述。依据能量守恒定律, 选取控制体进行分析后, 依照热力学第一和第二定律, 并忽略掉流体速度和速度变化率的影响, 得到能量守恒方程^[22]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho e) + \nabla \cdot (\rho h \mathbf{V}) = \nabla \cdot (k_f \nabla T) + q_f \quad (7)$$

其中, e 为比内能; T 为温度; h 为比焓; q_f 为输入和内热源产生的热能。

这是单相流体能量方程的一般描述, 但是在实际使用中, 还要考虑流体与固体所占据的体积之比, 对于多相渗流则还需要考虑饱和度和所占据的空间体积部分等因素。

2.4. 状态方程

状态方程是描述流体与多孔介质的热力学状态参数之间关系的方程, 其中的状态参数主要指压力和温度的变化。虽然其他的状态变量如密度、孔隙度、粘度、比焓、热膨胀系数和比内能等都会对渗流产生影响, 但是通常这些变量都可以表示为压力和温度的函数。一些常用的状态方程, 如: 流体密度的变化方程、孔隙度变化的状态方程等。

考虑到流体的微可压缩性, 得到流体密度变化的状态方程:

$$\rho = \rho_0 \exp[c_f (p - p_0)] \quad (8)$$

其中, c_f 为流体的压缩系数; ρ_0 为参考压力 p_0 条件下的密度。

考虑到储层岩石的微可压缩性, 得到孔隙变化的状态方程:

$$\phi = \phi_0 \exp[c_\phi (p - p_0)] \quad (9)$$

其中, c_ϕ 为孔隙压缩系数; ϕ_0 为参考压力 p_0 条件下的孔隙度。

2.5. 本构方程

本构方程是连续介质力学中描述物质宏观性质的数学模型, 一般来说, 本构方程表现的形式是某种通量与驱动力之间的关系式, 如: 黏性牛顿定律、Fourier 定律、Fick 定律等。计算时, 人们通常将原油视为牛顿流体, 但有些原油在地层条件下会具有非牛顿流体的性质, 二次采油和三次采油中, 向地层中注入的驱替剂大多为非牛顿流体, 如泡沫、聚合物溶液, 表面活性剂、乳胶束等, 而随后储层中自发形成的乳状液通常也为非牛顿流体。由于这些流体往往具有粘弹特性和较强的剪切应力, 因此必须利用实验测定、理论分析和数值模拟等方法建立合理的本构方程, 其中最常用的处理方法是: 将达西定律应用于非牛顿流体, 使用渗流实验结果来描述流体的流变特性, 即得到其表观粘度函数的如下表达式^[23,24]。

$$\mu(\dot{\gamma}) = \tau / \dot{\gamma} \quad (10)$$

其中, τ 为剪切应力; $\dot{\gamma}$ 为剪切应变率; $\mu(\dot{\gamma})$ 为表观粘度函数。

2.6. 辅助方程

由于考虑到自变量的数量与方程的封闭性, 一般还需要加入一些辅助方程。例如:

$$\text{组分方程: } \sum_{i=1}^{n_c} C_i = 1, \quad (i=1, 2, \dots, n_c) \quad (11)$$

$$\text{饱和度方程: } \sum_{j=1}^{n_c} S_j = 1, \quad (j=1, 2, \dots, n_c) \quad (12)$$

$$\text{毛管力方程: } p_{cij'} = p_j - p_{j'}, \quad (j, j'=1, 2, \dots, n_c) \quad (13)$$

2.7. 定解条件

渗流力学模型的定解条件包括边界条件和初始条件。

1) 边界条件

边界条件通常分为三类:

①第一类边界条件, 通常是给定边界上压力或速度势的条件, 如:

$$p(x, y, z, t)|_\sigma = f(x, y, z, t) \quad (14)$$

②第二类边界条件, 指在边界上给定通量或压力导数的条件。如:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial \mathbf{n}} \right|_{\sigma} = f(x, y, z, t) \quad (15)$$

$$V_n(x, y, z, t) = f(x, y, z, t)$$

③第三类边界条件, 指在边界上给定压力(或速度势)及其导数的线性组合的条件。

$$\left[\frac{\partial p}{\partial \mathbf{n}} + hp \right]_{\sigma} = f(x, y, z, t) \quad (16)$$

2) 初始条件

对于非稳态渗流, 需要知道初始条件, 它是指给定时刻起 $t = \tau$, 油藏中各点参数如压力、饱和度的分布情况。如:

$$p(x, y, z, t) \Big|_{t=\tau} = F(x, y, z) \quad (17)$$

3. 石油驱替过程中的渗流力学模型

石油工程中的渗流力学模型通常根据其介质的不同分为两类: 一是流体在单孔孔隙介质中流动的渗流力学模型; 二是流体在多重介质(通常为双重)中流动的渗流模型。其中, 绝大部分的渗流力学方程都是对渗流力学模型基本方程中的某些项通过改进而得到的。

3.1. 孔隙介质中的渗流力学模型

1) 水驱油时的渗流力学模型

现今, 大多数的油田都在采用注水开发, 这是一种二次采油方法, 通过注水井将水注入油藏, 保持或恢复油层压力, 使油藏有很强的驱动力, 以提高油藏的开采速度和采收率。1959年 Douglas、Peaceman 等人最早提出了油水两相数值模拟方法^[25], 并成功的模拟了驱油实验结果。此后人们一直沿用其数值模拟方法来计算水驱油的驱油效果, 并发展成为研究各类驱油方法渗流力学模型的基本方程, 见公式(1)~(17), 因此其渗流力学模型可用渗流力学基本方程来进行较好的阐述。

2) 化学驱渗流力学模型

化学驱又称水驱化学法, 是指在注入水中添加各种化学剂, 以改善水的驱油及波及性能, 从而提高原油采收率的采油方法。近年来, 化学驱油方法发展很快, 常见的有表面活性剂驱、聚合物驱、碱驱和复合驱等。

表面活性剂是指具有固定的亲水和亲油基团, 可以在溶液的表面定向排列, 并能使界面张力显著下降的物质。表面活性剂驱油法目前有两种类型: 1) 活性水驱法——应用大孔隙体积、低浓度的表面活性剂溶液; 2) 微乳液驱油法——应用小孔隙体积、高浓度的表面活性剂溶液。虽然两种方法的机理不是完全相同, 但表面活性剂在其中都起到了降低油水界面表面张力、降低喉道处油滴的毛管压力、降低启动压力梯度、降低注水压力、改变界面润湿性使得油滴易于脱落和提高混合流体的渗流能力的作用, 从而提高驱油效率, 提高采收率^[2,26-28]。

聚合物驱油技术是指将聚合物溶液注入地层, 通过提高水相粘度和波及体积等来提高原油采收率的驱油方法。1959年, Caudle^[29]等最早提出提高注入水的黏度可以改善水驱波及效率, 随后1964年, Pye^[30]和 Sandiford^[31]首次对聚合物驱油进行实验研究。至今, 全世界已有200多个油田或区块进行了聚合物驱替试验和推广, 我国大庆油田是实施聚合物驱油最为成功的油田之一^[32-35]。

聚合物溶液属于假塑性流体, 具有非常好的机械性能, 其粘弹性是聚合物溶液非常重要的一个特性: 粘性能够改善油水流动度比, 扩大宏观波及体积, 从而依靠其弹性携带二次采油无法驱动的残余油, 降低残余油饱和度, 提高微观驱油效率^[36]。但由于聚合物本身所具有的剪切稀化等现象, 使得其流动非常复杂, 此外它的粘度也会受到温度等很多因素的影响, 因此, 在聚合物驱的渗流力学方程中, 通常进行等温和化学组分仅存在于水相中等假设来简化计算^[37]。

不同种类的聚合物溶液亦具有不同的本构方程, 因而需要结合实验对流体进行流变测试, 并根据实验结果得到或拟合出该流体的本构方程。但是上述方法较为繁琐, 在工程运用中, 有时并不需要过高的精确度, 因此引入“等效粘度”和“等效渗透率”来建立运动方程^[38]。

$$v_i = -\frac{KK_{ri}}{\mu_i \lambda} (\nabla p_i - \rho_i g \nabla D) \quad (18)$$

其中, λ —阻力因子。

碱驱, 是指在注入水中加入NaOH和Na₂CO₃等碱性化学物的驱油方法。早在1917年, Squires^[39]就认识了碱驱的重要性。Krumrine^[40]等人认为碱在驱油过

程中起双重作用,一是降低界面张力,减少毛细管力,使原油更易驱替;另外,碱赋予岩石表面负电荷,减少表面活性剂的吸附损失。碱驱的化学试剂便宜,操作简单,但其伤害储层,选井限制较多,且会引起近井地带和生产系统结垢,因此矿场试验的规模和范围远小于聚合物驱。实际上,表面活性剂驱油最初是从增效碱驱演化而来的^[41]。

复合驱是以聚合物、表面活性剂、碱、醇、水蒸气等两种或两种以上物质的复合体系作驱油剂的驱油技术。这种技术综合了三种驱替的优点,不仅能够扩大波及体积,提高采油效率,还可以较低经济成本,较大幅度地降低表面活性剂的使用量^[42-44]。常用的复合流体驱油方法通常为 ASP 三元聚合驱,它是碱驱、聚合物驱,和表面活性剂驱三者的组合。相比其他的驱替方法无论是单一流体还是二元驱替,ASP 均能明显的降低化学剂的吸附滞留损失,从而使复配体系发挥出更充分的驱油作用。当然,ASP 的驱的驱油效果同原油的化学组成、地层水的矿化度及 pH 值等因素有关^[45-47]。

不同类型的化学驱油方法虽然所采用驱油物质不同、原理不同,但其渗流力学模型均可用改进后的渗流力学模型进行模拟。化学驱渗流力学模型相比于基本渗流力学模型,主要区别在于质量守恒方程,化学驱通常在考虑岩石吸附和对流扩散影响下采用三相(油、水、气) n 组分(水、油、聚合物、表面活性剂及各式离子等)渗流方程来进行描述^[48,49],并在模型中忽略化学反应引起的压力、体积变化^[37,42,50-55]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \tilde{C}_i \rho_i) + \nabla \cdot (\mathbf{F}_i - \mathbf{D}_i) = Q_i \quad (19)$$

$$\tilde{C}_i = C_i + \bar{C}_i, \quad C_i = \sum_{j=1}^{n_p} S_j C_{ij} \quad (i=1,2,\dots,n_p)$$

$$\mathbf{F}_i \text{ 为对流方程, } \mathbf{F}_i = \sum_{j=1}^{n_p} \bar{V}_j C_{ij} \rho_i; \quad (20)$$

$$\mathbf{D}_i \text{ 为扩散方程, } \mathbf{D}_i = \sum_{j=1}^{n_p} \phi S_j \left(\sum_{k=1}^{n_s} D_{kj}^i \nabla C_{ij} \right) \rho_i; \quad (21)$$

运动方程同基本方程相同:

$$v_{ij} = -\frac{K \cdot K_{rj}}{\mu_j} (\nabla p_j - \rho_j g \nabla D) \quad (22)$$

其中, \tilde{C}_i 为 i 组分总浓度、体积分; \bar{C}_i 为储层

岩石的吸附组分; C_{ij} 是 j 相中第 i 种物质组份的浓度,由吸附实验确定; ρ_i 为 i 组分的密度, Q_i 为单位孔隙体积中注入或采出量; D 为油层深度; D_{kj}^i 为 j 相中 i 组分与 k 组分间的扩散系数; K_{rj} 为 j 相的相对渗透率。

从上面的叙述中,可以看出化学驱的渗流力学模型并没有脱离石油储层基本渗流力学模型,其主要是在基本模型中的质量守恒方程基础上考虑了化学物的弥散与对流及流体粘度的变化,因此化学驱油类技术的渗流力学模型完全可以采用改进的基本模型进行模拟。

3) 微生物驱渗流力学模型

1926 年, Beckman^[56]最早提出了细菌可能有利于石油开采的想法,随后经历了 80 多年的发展,微生物采油已成为非常具有发展前景的一项三次采油技术。微生物采油是将地面分离培养的微生物菌液和营养液注入储层,或单独注入营养液激活储层内微生物,使其在储层内生长繁殖,产生有利于提高采收率的代谢产物,以提高原油采收率的方法。微生物采油具有成本低,适应性强、施工方便、不伤害地层、不污染环境,特别对于边远井或枯竭油藏显示出其强大的生命力,近年来,微生物采油技术在油田开采中得到了广泛的运用。但是,微生物采油也具有一定的局限性,如对高温(高于 80°)和高含盐量(高于 10%)的储层并不适用^[57-59]。

建立微生物采油渗流力学模型时,考虑储层中存在油、水、气三种相态,油、水、气、微生物、营养物质和代谢产物六种组分,因此该模型为三相六组分模型^[60-64]。

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi C_i \rho_i + \phi C_{is}) + \nabla \cdot (\mathbf{F}_i - \mathbf{D}_i) + \phi \rho_i R_i = Q_i \quad (23)$$

第一项表示的是组分 i 在 j 相中含量随时间的变化量和吸附量, R_i 为微生物生长、产物形成或营养物质消耗的生物反应速度; C_{is} 为被吸附相质量浓度在地表条件下的值。

由 MONOD 方程^[65], 可得微生物生长速度方程:

$$R_m = \frac{R_{\max} C_f}{K_{m/f} + C_f} \quad (24)$$

产物形成速度方程^[64,66]:

$$R_p = \mu_{pm} \left(\frac{C_f - C_{fc}}{K_{p/f} + C_f - C_{fc}} \right) (C_f + \sigma \rho_m) \quad (25)$$

营养物质消耗速度^[64]:

$$R_f = -\frac{R_m}{Y_{m/f}} - \left(\sum_{p=1}^{N_p} \frac{R_p}{Y_{p/f}} \right) - m_f (C_m + \sigma \rho_m) \quad (26)$$

其中, m 为微生物; f 为营养物质; p 为产物; R_m 为微生物生长速度; R_{max} 为微生物的最大比生长速度; $K_{m/f}$ 和 $K_{p/f}$ 分别为基于营养物质的微生物和产物的饱和度常数; R_p 为产量产生速度; R_f 为营养物质消耗速度; R_m 为微生物成长速度; μ_{pm} 为产物的最大比生产速度; C_{fc} 为能生成产物的临界营养物质浓度; $Y_{m/f}$ 和 $Y_{p/f}$ 分别为基于营养物质的微生物和产物的产量系数; m_f 为微生物消耗营养物质而存活能量维持系数; σ 为微生物在多孔介质中的吸附和沉积在孔隙表面占据的孔隙体积分数。

由于微生物在多孔介质中的沉积, 储层的渗透率和孔隙度均会发生变化, 也应该对其做相应的修正^[64]:

$$\phi = \phi_0 (1 - \sigma), k = k_0 \left(\frac{\phi_0 - \sigma}{\phi_0} \right)^2 \quad (27)$$

微生物代谢产物与油层流体相互作用会使得油水气的粘度发生变化, 这种变化规律可以通过微生物与原油的发酵试验确定。

由于微生物具有趋化性, 即细胞朝诱导物的一种定向运动, 因此微生物会自发的朝向营养物质富集的环境运动。这里假定微生物趋化运移速度与营养物质浓度成指数变化关系。但对比于对流速度, 微生物的趋化运动影响很小, 因而在精度要求较低时, 可以忽略趋化速度。

$$\begin{aligned} v_s &= K_s \nabla (\ln C_f) \\ v_m &= v_w + v_s m_1 m_2 n_1 n_2 xy \\ R_{cl} &= k_{01} \cdot (\phi \rho_o S_o)^{m_1} \cdot p_{lo_2}^{n_1} \cdot \exp\left(\frac{-E_1}{RT}\right) \\ R_{cl} &= k_{02} \cdot (CH_x O_y)^{m_2} \cdot p_{lo_2}^{n_2} \cdot \exp\left(\frac{-E_2}{RT}\right) \end{aligned} \quad (28)$$

其中, v_s 为微生物趋化速度; K_s 为趋化系数; C_f 为营养液浓度。

微生物驱油是一种生物型的三次采油方法, 它与物理的或化学驱油方法的不同在于注入的微生物具

有生命属性, 因此其渗流力学模型就必须考虑微生物的生长繁衍、营养物消耗及代谢产物。但通过式(23)~(26)可以看出, 它仅仅在基本方程中的质量守恒方程基础上添加一反应项, 也说明了构建微生物驱油渗流力学模型时采用了修正石油储层基本渗流力学模型的技术路线, 这种方法是否合理, 还有待进一步验证。

4) 气驱法渗流力学模型

对于注水中后期提高水驱原油采收率的油藏, 某些特殊类型的油藏如低渗透和强水敏的油藏, 以及有严重热损失不适宜注蒸汽开采的稠油油藏, 注天然气、空气、氮气、二氧化碳, 或烟道气等是一种有效的开发技术。气驱法主要通过气体的注入来提高驱替压力, 及通过气体与石油发生低温氧化反应降低原油粘度来提高采收效率。

注空气驱渗流力学模型建立时, 需要特殊考虑的即是其中的低温氧化反应。低温氧化反应分为氧化反应和脱碳反应。依据 Arrhenius 方程, 可以建立氧气分压降与温度、反应组分浓度的关系, 即可得出两反应各自反应速率通式:

$$R_{cl} = k_{01} \cdot (\phi \rho_o S_o)^{m_1} \cdot p_{lo_2}^{n_1} \cdot \exp\left(\frac{-E_1}{RT}\right) \quad (29)$$

$$R_{cl} = k_{02} \cdot (CH_x O_y)^{m_2} \cdot p_{lo_2}^{n_2} \cdot \exp\left(\frac{-E_2}{RT}\right) \quad (30)$$

其中, k_{01} 、 k_{02} 为两反应预速率指数; E_1 、 E_2 为两反应活化能; R 为气体常数; m_1 、 m_2 为两反应氧气分压反应级数; n_1 、 n_2 为两反应原有组分浓度反应级数; x 、 y 为脱碳反应中化合物的 H、O 原子数。

气驱中还会涉及到相应的气体单相及混相问题, 相应的问题同样出现在凝析油开采中模型, 其模型较为复杂, 限于篇幅, 这里不再讨论。

5) 热力采油法渗流力学模型

热力采油主要是通过一些工艺措施使油层温度升高, 降低稠油粘度, 使稠油易于流动, 从而将稠油采出。油层驱油的热采一般有两种加热方式: 一种足热源存地面, 向油层注入热载体(如蒸气)的方法。常见的有注蒸气、热水、烟道气。注蒸气的方法采用最广、实施也相对容易些, 但热量损耗较大。另一种是热源在地下, 即井下安装电热器、井下蒸气发生器或直接在油层点火燃烧的火烧油层法。其作用机理是,

加温后油的粘度降低, 相对渗透率曲线发生变化, 朝有利于采油的方向发展; 原油在加温后的蒸馏作用, 使原油中的轻组份易于产出; 同时, 加热后流体和岩石的热膨胀, 增加了地层的压力能。由于在开采过程有能量交换, 所以稠油热采的渗流力学模型相对于其他模型来说要复杂。

尽管其渗流力学模型相对复杂, 但渗流力学本质依然使用, 只是在能量方程上着重考虑了热对流和热传导, 及上下盖层热损失与产出流体带走的热量, 得到适用于稠油热采的能量守恒方程:

$$\begin{aligned} & \sum_{j=1}^3 \nabla \cdot \left[\rho_j \frac{KK_{rj}}{\mu_j} (\nabla \cdot (p_j - p_s) - \gamma_j \nabla \cdot D) H_j \right] \\ & + \nabla \cdot (\lambda \nabla \cdot T) - Q_U - Q_D - Q_P \quad (31) \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \sum_{j=1}^3 (\rho_j S_j U_j) \right] + \frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi) \rho_r C_r (T - T_i)] \end{aligned}$$

其中, T 为热通量; U 为能量; C_r 为岩石比热容; Q_U 为盖层热损失; Q_D 为底层热损失; Q_P 为产出流体带走的热。

3.2. 双重介质中的渗流力学模型

双重介质, 即孔隙裂缝双重介质, 通常具有孔隙和裂缝的双重结构性质。双重介质中含有细小空隙并具有高储存能力的基质岩块是流体的主要储集空间, 而储存能力低但渗透性高的裂缝网络则是流体在地层中的流动的主要通道。由于裂缝和基质岩块组成的两种孔隙体系的物理参数相差悬殊, 使用单一的渗透率和孔隙度等是不能够准确的表达双重介质的流动特性, 因此, 人们将双重介质定义为孔隙和裂缝两个彼此独立而又相互联系的水动力学系统。双重介质中的任何一点都在两个系统中具有不同孔隙度、渗透率、速度和密度等^[67]。

建立双重介质油藏的渗流力学模型时, 认为两种系统满足各自的渗流力学模型, 因此, 本质方程中的运动方程、状态方程依然适用。但是由于基质与裂缝之间存在着流体交换, 称为窜流, 因此原有的连续性方程并不适用, 所以引入窜流方程。

$$q = \frac{\alpha \rho_o K_m}{\mu} (p_m - p_f) \quad (29)$$

其中: q 为隙间流动强度, 即单位时间内由单位

体积的孔隙介质流向裂缝介质中的流体质量; α 为形状因子, 与基质岩块大小和正交裂缝组数有关; m 为孔隙系统; f 为裂缝系统。

根据上述的窜流方程, 依照质量守恒定律, 即可得出双重介质的连续性方程^[68,69]:

$$\frac{\partial(\phi_j \rho_j)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_j V_j) + (-1)^j q = 0, j = m, f \quad (30)$$

其中, q 为源汇项, 即窜流方程。

对于状态方程, 由于双系统的相互联系, 双渗介质的总压缩系数 c_t 是介质压缩系数 c_m 与流体压缩系数 c_f 之和。

为了便于计算, 双重介质中的渗流问题还可以分为两大类: 双孔隙度和双渗透率问题。

1) 双孔隙介质中的渗流

在很多的情况下, 裂缝介质的渗透率要远大于孔隙介质的渗透率, 即 $K_f \gg K_m$, 此时可以近似的令 $K_m = 0$, 此时方程组中就有两个孔隙度、压力体系等, 但是只有一个渗透率, 这个就是双孔隙介质渗流力学模型。

2) 双渗介质中的渗流

另外的一些情况下, K_m 是不可以忽略的, 此时, 只能依照双重介质的渗流介质模型进行计算。

裂缝性储层的渗流可以归纳为这一类, 水力压裂过程中的渗流规律也可以用这类模型描述。在水力压裂的过程中所形成的裂缝多数不规则, 但为了简化模型, 人们通常假设其形状为规则的, 常见的主要包括椭圆裂缝、三角裂缝和矩形裂缝三种裂缝, 如图 1 所示。

计算时需根据裂缝的形状对渗流力学基本模型进行改进以得到适用各种工况的渗流力学模型^[70,71]。如垂直裂缝井工作时, 在储层中诱发平面二维椭圆渗流, 形成以裂缝端点为焦点的共轭等压椭圆和双曲线流线族, 此时使用椭圆渗流力学模型, 且为了便于计算, 转换为椭圆坐标系进行计算^[72]。压裂椭圆渗流力学模型如图 2 所示。

从上面的叙述中可以看出, 这种类型的渗流力学模型实际上是两种储层介质的渗流力学模型的联合求解, 因此决定这种问题的渗流力学模型的特点并不在于问题的储层介质特征改变, 而是由其所涉及的技术特征(如驱油方式)决定。

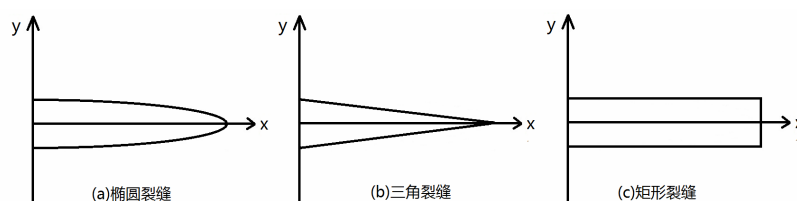


Figure 1. The main types of rock crevice
图 1. 三种主要裂缝类型

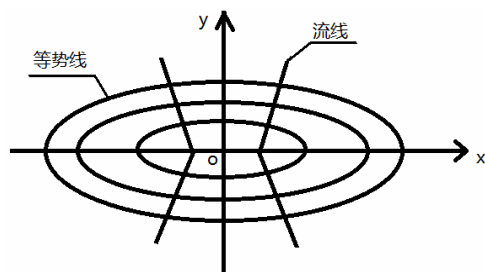


Figure 2. The elliptical seepage model of hydraulic fracturing
图 2. 压裂椭圆渗流力学模型

4. 不同井型时的渗流力学模型

随着钻井技术的不断发展, 新式井型不断出现, 如水平分支井^[73,74]、定向井^[75]、侧钻井^[76]、多底井、鱼骨井等, 因此人们对储层中的斜井段和水平井段附近储层流体的渗流规律进行了研究。然而, 虽然不同井型相差甚多, 但其内在的渗流本质基本一致, 都严格的遵循着石油储层中的基本渗流模型, 只是由于井型不同, 计算时所用的内边界条件相差甚多, 边界条件需要根据不同的井型进行具体分析, 这也成为了新式井型渗流计算的难点。

5. 结论与展望

对于石油储层来说, 其渗流规律一般可以表述为渗流力学基本方程及特殊条件下的改进模型。因此, 对于任何一种符合渗流力学规律的新技术(如新的开发井型、新的驱替方式、新的驱油材料等), 都可以遵循以上原则进行渗流力学模型的改进。同时, 结合石油开发技术的发展趋势, 今后一段时间内, 石油储层渗流力学将在如下的一些方面进行重点研究工作:

- 1) 分形、混沌渗流的理论研究及工程应用;
- 2) 深入考虑固体介质的性质和特点;
- 3) 储层中的非等温不稳定渗流及非牛顿不稳定渗流;
- 4) 一些较为复杂的物理渗流过程及化学渗流过

程;

5) 一些新兴的三次采油方法渗流力学模型, 如纳米颗粒吸附法降压增注技术及可膨胀纳米材料调剖技术等。

参考文献 (References)

- [1] H. Daroy. Les fontaines publiques de la ville de Dijon. Dalmont, Paris, 1856.
- [2] D. Yin, H. Pu. A numerical simulation study on surfactant flooding and it's field application in Daqing oilfield. Europe/EAGE Conference and Exhibition, Rome, 9-12 June 2008.
- [3] 张有天. 岩石水力学与工程[M]. 中国水利水电出版社, 2005.
- [4] Z.-G. Feng, E. E. Michaelides. Secondary flow within a river bed and contaminant transport. Environmental Fluid Mechanics, 2009, 9(6): 617-634.
- [5] A. R. A. Khaled, K. Vafai. The role of porous media in modeling flow and heat transfer in biological tissues. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2003, 46(26): 4989-5003.
- [6] C. Nicholson. Diffusion and related transport mechanisms in brain tissue. Reports on Progress in Physics, 2001, 64: 815.
- [7] C. L. A. Berli, M.L. Olivares. Electrokinetic flow of non-Newtonian fluids in microchannels. Journal of Colloid and Interface Science, 2008, 320(2): 582-589.
- [8] J. Marsh. Comparing hydrogen permeation rates, corrosion rates and sulphide stress cracking resistance for C-110 and P-110 casing steel. CORROSION, Nashville, 11-15 March 2007.
- [9] I. Y. Akkutlu, E. Fathi. Gas transport in shales with local kerogen heterogeneities. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October-2 November 2011.
- [10] N. Pilisi, D. Lewis. Hydrodynamic loads, soil and structure interaction in conductor design for offshore platforms and jack-up rigs. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, 6-8 March 2012.
- [11] 王新亮, 狄勤丰, 张任良. 超疏水表面滑移理论及其减阻应用研究进展[J]. 力学进展, 2010, 40(3): 241-249.
- [12] Q. Di, C. Gu and X. Wang. Experimental investigation of drag reduction in micro-channels with surfaces adsorbed hydrophobic nanoparticles. Proceedings of the 9th International Conference on Hydrodynamics, 2010.
- [13] Q. Di, C. Shen and Z. Wang. Innovative drag reduction of flow in rock. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, 8-10 June 2010.
- [14] G. Al-Muntasheri, H. Nasr-El-Din and K. R. Al-Noaimi. A study of polyacrylamide-based gels crosslinked with polyethyleneimine. SPE Journal, 2009, 14(2): 245-251.
- [15] J. Smith. Quantative evaluation of polyacrylamide crosslinked gels for use in enhanced oil recovery. International ACS Symposium, 1986.
- [16] 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, 2007, 27(B12): 119-123.
- [17] J. Wang, H. Q. Liu and Z. X. Pang. The investigation of thresh-

- old pressure gradient of foam flooding in porous media. *Petroleum Science and Technology*, 2011, 29(23): 2460-2470.
- [18] F. Hao, L. Cheng and O. Hassan. Threshold pressure gradient in ultra-low permeability reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 2008, 26(9): 1024-1035.
- [19] L. Klinkenberg. The permeability of porous media to liquids and gases. *Drilling and Production Practice*, 1941.
- [20] F. Civan. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. *Transport in Porous Media*, 2010, 82(2): 375-384.
- [21] G. Hu, H. Wang and X. Fan. Mathematical model of coalbed gas flow with klinkenberg effects in multi-physical fields and its analytic solution. *Transport in Porous Media*, 2009, 76(3): 407-420.
- [22] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 中国科学技术大学出版社, 1999.
- [23] 郭尚平, 刘慈群, 阎庆来. 渗流力学的新发展[J]. *力学进展*, 1986, 16(4): 441-454.
- [24] W. R. Schowalter. *Mechanics of non-Newtonian fluids*. Pergamon press, New York, 1978.
- [25] J. Douglas Jr., D. Peaceman and H. Rachford Jr. A method for calculating multi-dimensional immiscible displacement. *Transaction of AIME*, 1959, 216: 297.
- [26] A. Seethapalli, B. Adibhatla and K. Mohanty. Wettability alteration during surfactant flooding of carbonate reservoirs. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, 17-21 April 2004.
- [27] W. Schinagl, M. Caskie and S. Green. Most successful batch application of surfactant in North Sea Gas Wells. *Offshore Europe*, Aberdeen, 4-7 September 2007.
- [28] 庞明军, 魏进家. 表面活性剂减阻溶液湍流流动研究进展[J]. *力学进展*, 2010, 40(2): 129-146.
- [29] B. Caudle, M. Witte. Production potential changes during sweep-out in a five-spot system. *Journal of Petroleum Technology*, 1959, 12(12): 63-65.
- [30] D. PYE. Improved secondary recovery by control of water mobility. *Journal of Petroleum Technology*, 1964, 16(8): 911-916.
- [31] B. Sandiford. Laboratory and field studies of water floods using polymer solutions to increase oil recoveries. *Journal of Petroleum Technology*, 1964, 16(8): 917-922.
- [32] D. Wang, R. Seright and Z. Shao. Key aspects of project design for polymer flooding at the Daqing Oilfield. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 11(6): 1117-1124.
- [33] F. Wassmuth, W. Arnold and K. Green. Polymer flood application to improve heavy oil recovery at east Bodo. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(2): 55-61.
- [34] D. Wang, H. Dong and C. Lv. Review of practical experience by polymer flooding at Daqing. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2009, 12(3): 470-476.
- [35] M. Khodaverdian, T. Sorof and S. Postif. Polymer flooding in unconsolidated-sand formations: Fracturing and geomechanical considerations. *SPE Production & Operations*, 2010, 25(2): 211-222.
- [36] H. Jiang, W. Wu and D. Wang. The effect of elasticity on displacement efficiency in the lab and results of high-concentration polymer flooding in the field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, 21-24 September 2008.
- [37] S. Yuan, D. Han and Q. Wang. Numerical simulator for the combination process of profile control and polymer flooding. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*, Beijing, 7-10 November 2000.
- [38] 袁士义. 聚合物地下交联调剖数学模型[J]. *石油学报*, 1991, 12(1): 49-59.
- [39] F. Squires. Method of recovering-oil and gas. *Google Patents*, 1917.
- [40] P. H. Krumrine, E. Mayer and G. Brock. Scale formation during alkaline flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 1985, 37(8): 1466-1474.
- [41] J. Wang, M. Dong and M. Arhuoma. Experimental and numerical study of improving heavy oil recovery by alkaline flooding in sandpacks. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2010, 49(3): 51-57.
- [42] K. Sorbie, P. Clifford and A. Winfrith. The simulation of polymer flow in heterogeneous porous media. *Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery*, 1988: 69-99.
- [43] G. Zeito. Three dimensional numerical simulation of polymer flooding in homogeneous and heterogeneous systems. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Houston, 29 September-2 October 1968.
- [44] 白玉湖, 周济福. 油藏复杂驱动体系物理模拟相似准则研究进展[J]. *力学进展*, 2009, 39(1): 58-68.
- [45] 鲜成钢, 郎兆新. 三元复合驱数学模型及其应用[J]. *石油大学学报*, 自然科学版, 2000, 24(2): 61-63.
- [46] 张喆. ASP 三元复合驱油藏数值模拟研究[D]. 中国石油大学, 2008.
- [47] Y. H. Yang, W. F. Zhou and G. C. Shi. 17 years development of artificial lift technology in ASP flooding in Daqing Oilfield. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, 19-21 July 2011.
- [48] 袁士义. 等注化学剂驱油数值模拟(理论部分)[J]. *石油学报*, 1988, 9(1): 51-60.
- [49] 刘伟成, 刘昌其. 表面活性剂损耗的动态数学模型[J]. *石油学报*, 1996, 17(1): 108-114.
- [50] S. Yuan, P. Yang and Z. Dai. Numerical simulation of alkali/surfactant/polymer flooding. *International Meeting on Petroleum Engineering*, 1995.
- [51] Z. D. Lei, S. Y. Yuan and J. Song. A mathematical model for emulsion mobilization and its effect on EOR during ASP flooding. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2008.
- [52] Z. Lei, J. Song and B. Zhu. Fine numerical simulation of alkaline-surfactant-polymer flooding considering emulsion and alkaline scale mechanism. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, 2011.
- [53] 邵振波, 陈国, 孙刚. 新型聚合物驱油数学模型[J]. *石油学报*, 2008, 29(3): 409-413.
- [54] 袁士义, 杨普华. 碱复合驱数学模型[J]. *石油学报*, 1994, 15(2): 76-88.
- [55] M. Arhuoma, D. Yang and M. Dong. Numerical simulation of displacement mechanisms for enhancing heavy oil recovery during alkaline flooding. *Energy & Fuels*, 2009, 23(12): 5995-6002.
- [56] J. Beckman. Action of bacteria on mineral oil. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 1926, 4: 10.
- [57] S. Maudgalya, R. Knapp and M. McInerney. Microbially enhanced oil recovery technologies. A review of the past, present and future. *Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 31 March-3 April 2007.
- [58] C. Gao. Microbial enhanced oil recovery in carbonate reservoir: An experimental study. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, 19-21 July 2011.
- [59] M. Amro. Multidisciplinary challenge for microbial enhanced oil recovery (MEOR). *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium*, Al-Khobar, 10-12 May 2008.
- [60] 谷建伟, 刘彦卫. 微生物在多孔介质中渗流的数学模型[J]. *生物数学学报*, 2004, 18(4): 423-426.
- [61] C. Yao, G. Lei and J. Ma. Experiment and simulation of indigenous microbial enhanced oil recovery (IMEOR). *International Petroleum Technology Conference*, Bangkok, 7-9 February 2012.
- [62] M. R. Ghadimi, M. Ardjmand. Simulation of microbial enhanced oil recovery. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, 5-8 November 2006.
- [63] 雷光伦, 高联益. 微生物驱油数学模型[J]. *石油大学学报*, 自然科学版, 2001, 25(2): 46-49.
- [64] M. M. Chang, F. T. H. Chung, R. Bryant. Modeling and laboratory investigation of microbial transport phenomena in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, 6-9 October 1991.
- [65] J. D. Bu'Lock, B. Kristiansen and J. Bûlock. *Basic biotechnology*. Waltham: Academic Press, 1987.

- [66] I. Zahari, M. Omar and K. Foo. Simulation analysis of microbial well treatment of Bokor field, Malaysia. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, 18-20 October 2004.
- [67] K. Elena, M. Aleksandr. Primary and secondary porosity estimation of carbonate formations using total porosity and the formation factor. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 29 September-2 October 2002.
- [68] M. Liu, Z. Chen. A new numerical method of simulating two-dimensional two-phase flow through media with single and double porosity. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1989, 28(2): 106-112.
- [69] S. Xue, X. Tong and Y. Yuan. A coupled double-porosity model for water-oil flow in deformable fissured sandstone reservoirs. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 13-15 June 2006.
- [70] C. Bennett, A. Reynolds and R. Raghavan. Performance of finite-conductivity, vertically fractured wells in single-layer reservoirs. SPE Formation Evaluation, 1986, 1(4): 399-412.
- [71] S. Vongvuthipornchai, R. Raghavan. Pressure falloff behavior in vertically fractured wells: Non-Newtonian power-law fluids. SPE Formation Evaluation, 1987, 2(4): 573-589.
- [72] 邓英尔, 刘慈群. 两相流体椭圆渗流数学模拟与开发计算方法[J]. 石油学报, 1999, 20(5): 48-53.
- [73] J. Stalder, G. York and R. Kopper. Multilateral-horizontal wells increase rate and lower cost per barrel in the Zuata field, Faja, Venezuela. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, 12-14 March 2001.
- [74] R. Kumar, S. Ramanan and J. Narasimham. Redevelopment of a matured multilayered carbonate offshore field through high technology horizontal and multilateral wells. SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, 5-6 December 2005.
- [75] Z. Chen, M. Duan and S. Miska. Hydraulic predictions for polymer-thickened foam flow in horizontal and directional wells. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 20-22 February 2007.
- [76] M. Milligan, M. Andreychuk and B. Lunan. Coiled tubing drilling of horizontal sidetrack in house mountain field, Alberta. SPE Drilling & Completion, 2000, 15(2): 92-96.