

# 当前渗流力学理论遇到的挑战与对策思考

窦宏恩<sup>1,2\*</sup>, 李彦辉<sup>3</sup>, 张蕾<sup>4</sup>, 王洪亮<sup>1,2</sup>

1 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2 中国石油天然气集团有限公司勘探开发人工智能技术研发中心, 北京 100083

3 北京根远泰石油技术有限公司, 北京 100083

4 北京大学工学院, 北京 100871

\* 通信作者, douhongen@petrochina.com.cn

收稿日期: 2024-04-19; 修回日期: 2024-06-22

国家重点研发计划“战略性资源开发区风险评估应用示范”(2022YFF0801204)和中国石油集团公司前瞻性基础性技术攻关项目“油气勘探开发人工智能关键技术研究”(2023DJ84)联合资助

**摘要** 本文详细阐述了渗流力学经典理论——达西定律的发展历程及其适用条件, 并从Navier-Stokes(N-S)方程推导出了达西定律在多孔介质中的毛细管渗流和裂缝渗流中的数学表达式。文章指出了当前达西定律应用中存在的8大问题, 并综合分析了渗流力学理论在油气田开发中的主要挑战。针对这些挑战, 本文提出了一系列对策和思考。文章强调指出: 构建多尺度、多物理场耦合模型并借助AI科学计算是揭示油气储层复杂真实流动机制, 填补目前理论空白的必由之路。建议指出: 进一步发展核磁共振、电镜扫描及智能数据与图像处理等高精度实验技术, 以直观展现流体在储层中的流动行为和过程。最后, 建议综合运用实验研究、新理论模型建立和AI科学研究方法(AI for Science), 突破油气渗流力学理论中目前遇到的挑战。研究成果可为我国高校、科研机构 and 研究者开展石油科学理论研究和课题立项提供重要参考, 同时可为我国油气资源可持续进行科学和技术战略规划提供强有力的技术支撑。

**关键词** 渗流力学; 达西渗流; 非达西渗流; 三次采油; CO<sub>2</sub> 驱油; 相对渗透率曲线; 多尺度建模; 多物理场建模; AI科学研究

中图分类号: TE312; P618.13

## Challenges and countermeasures in current mechanics theory of fluid flow in multiparous media

DOU Hongen<sup>1,2</sup>, LI Yanhui<sup>3</sup>, ZHANG Lei<sup>4</sup>, WANG Hongliang<sup>1,2</sup>

1 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

2 Artificial Intelligence Technology R&D Center for Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China

3 Beijing Genyuantai Petroleum Technology Co., Ltd., Beijing 100083, China

4 College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China

Received: 2024-04-19; Revised: 2024-06-22

引用格式: 窦宏恩, 李彦辉, 张蕾, 王洪亮. 当前渗流力学理论遇到的挑战与对策思考. 石油科学通报, 2024, 03: 449-464

DOU Hongen, LI Yanhui, ZHANG Lei, WANG Hongliang. Challenges and countermeasures in current mechanics theory of fluid flow in multiparous media. Petroleum Science Bulletin, 2024, 03: 449-464. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.033

**Abstract** This paper presented the development process and applicable conditions of the classical seepage mechanics theory-Darcy's law, and derived the mathematical expressions of Darcy's law in capillary seepage and fracture seepage in porous media from the Navier-Stokes (N-S) equations. The paper pointed out eight major problems in the current application of Darcy's law and comprehensively analyzed the main challenges of seepage mechanics theory in oil and gas field development. In response to these challenges, this paper proposed a series of countermeasures and considerations. The paper emphasized that constructing multi-scale, multi-physics field coupling models and leveraging AI scientific computing is the only way to reveal the complex and real flow mechanisms of oil and gas reservoirs and fill the current theoretical gaps. It was suggested to further develop high-precision experimental techniques such as nuclear magnetic resonance, electron microscopy scanning, and intelligent data and image processing to visually demonstrate the behavior and processes of fluids in reservoirs. Finally, it was suggested to use experimental research, the establishment of new theoretical models and AI for Science to innovate and break through the current challenges in the theory of oil and gas seepage mechanics. It provided an important reference for universities, research institutions and researchers to carry out theoretical research and project establishment of petroleum science, and it can also provided strong technical support for the scientific and technological development strategic planning of oil and gas resources in China.

**Keywords** seepage mechanics; darcy flow; non-darcy flow; tertiary oil recovery; CO<sub>2</sub> flooding; relative permeability curve; multi-scale modeling; multi-physical field modeling; AI for scientific

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.033

## 0 引言

我国油田开发经历了 70 多年的不断勘探和高效开发,目前 2 亿 t 的产量贡献已经占据重要地位。然而,超过 70% 的油田含水率高达 70%,低渗透油田约占 27%,稠油约占 8%,海上油田约占 24%,而页岩油田仅约占 1%。尽管如此,全球原油平均采收率为 36%,我国仅有大庆油田达到了 46%,其他油田的原油采收率普遍在 22%~29% 之间,大量的石油资源仍然埋藏在地下。目前,我国大部分油田都已进入高含水和高采出程度的“双高”阶段,而新发现的油田则普遍具有低品位特点,不论是老油田提高原油采收率还是新油田的产能建设,其成本都在逐年上升,效益变差。因此,稳住 8%~10% 的产量递减率,并进一步大幅度提高原油采收率成为了油气行业的重要目标。为实现这一目标,必须在老油田大幅度提高原油采收率的三次采油理论、特低渗透及致密页岩油气复杂储层流体渗流的基础理论认识方面获得重大突破,用正确的油气开发理论方法指导油田开发实践。

本文将讨论石油科学领域中长期存在的低速和高速非达西渗流、聚合物驱/化学复合驱过程中黏弹性效应对驱油效率的影响、CO<sub>2</sub> 驱油中 CO<sub>2</sub> 与原油形成的复杂相行为和流动对驱油效率的影响、复杂渗流环境下的相对渗透率曲线测量及残余油驱替机理等基本理论问题。由于这些问题在当前的理论研究和实验中尚未得到充分解决,阻碍了原油采收率的提高。因此,针对上述未能解决的理论与实验问题,为了更好地描述各类复杂储层渗流过程,认识地下油气渗流规律,本文系统分析目前油气田开发中的油气渗流理论现状、

存在的主要理论挑战,提出系列思考与发展建议,以期能为我国油气能源行业综合运用实验研究、新理论模型建立和 AI 科学研究方法(AI for Science)突破油气渗流力学理论中目前遇到的挑战,为我国老油田提高三次采油产能建设、特低渗透及页岩油气藏储量动用程度提供科学的理论基础与技术支撑,真正起到支撑我国油气能源安全的重大作用。

## 1 理论现状回顾

长期以来,达西定律作为渗流力学的经典理论被人们广泛应用,同时也是油气藏开发工程中被石油工程师应用最多的公式。然而,达西定律成立是有条件的。归于特低渗透和页岩致密储层中低速非达西流动和高渗透层的非达西流动可追溯到 1965 年的前苏联学者特列宾的研究论文<sup>[1-3]</sup>和 1967 年奥地利学者 Scheidegger<sup>[4]</sup>的专著。从 20 世纪 80 年代开始,低渗透油藏非达西渗流也成为我国学者研究的热点之一。1986 年我国学者发表了《非达西低速渗流的研究现状与展望》一文<sup>[1]</sup>,列举了国内学者对低速非达西渗流的认识,该文同时给出了高速渗流的 Forchheimer(福迟海默)方程,但文中未提及什么是达西渗流和非达西渗流?不论低速还是高速非达西渗流的表征方程都是在达西方程基础上的一种修改。80 年代后期及目前的一些学者在非达西渗流的一些认识方面与前人都基本一致,没有本质区别<sup>[5-11]</sup>。

聚合物驱和化学复合驱的三次采油过程中,如果假设聚合物是分散在水中的牛顿流体,则可以忽略黏弹性的大小对驱油效率的影响。但根据大庆油田的现

场实践发现,大部分采油井中都有聚合物黏弹体被采到地面,高浓度和大分子的聚合物在注入过程中呈现非牛顿流体或者是假塑性流体,这个时候,达西定律成立的条件被破坏,按达西定律进行建模不符合真实的物理现实,然而,2000年以来,所有聚合物驱和化学复合驱的新型模拟器还都是在达西渗流的前提下开发的<sup>[12-17]</sup>。另有研究发现:具有黏弹性的聚合物溶液,其黏弹性效应减少了油膜、孔喉处及孔隙盲端中各种形式的残余油,残余油不是被推动而是被聚合物溶液带出来的。黏弹性越大,带出的残余油量越多,驱油效率越高;驱替压力梯度恒定的条件下,黏弹性驱替液比非弹性驱替液的驱油效率高<sup>[18-26]</sup>;聚合物黏弹性越大,作用于残余油膜的第一法向应力越大,越有利于残余油的流动,驱油效率越高<sup>[27-28]</sup>。上述研究结论的共同点都是聚合物的黏弹性高低决定了驱油效率的高低,目前,相关理论研究成果都没有被吸收到聚合物驱和化学复合驱的模拟器中。

在CO<sub>2</sub>混相驱油中,CO<sub>2</sub>与原油混合过程也相当复杂,一次混相中萃取是核心作用机制之一,它涉及到CO<sub>2</sub>与原油接触时发生的物理和化学作用,原油中轻质组分萃取(或溶解)到CO<sub>2</sub>中,同时也有CO<sub>2</sub>溶解到油相中,从而影响油相的性质,这种相互作用导致的组分重分配对提高原油的可动性和采收率有显著影响,而二次混相过程变得更加复杂和难以预测。同时,CO<sub>2</sub>与原油在不同条件下除物理溶解、吸附外,还要考虑化学吸附和CO<sub>2</sub>与矿物质发生化学反应,这些过程都会改变流体密度、黏度和相行为等诸多储层岩石和流体的性质,导致在油藏不同位置动态环境下形成的CO<sub>2</sub>与油的混合物分布极不均匀也极不稳定。而目前的模拟器都假设流体是均匀混合,采用标准流体相态模型而开发的<sup>[28-33]</sup>,无法准确描述混相过程中CO<sub>2</sub>与原油混合物在油藏的不均匀分布而导致的驱油效率降低。

众所周知,渗透率是达西实验条件存在下的产物,只有达西渗流条件下相对渗透率曲线才存在。因此,首先假设聚合物驱、化学复合物、CO<sub>2</sub>混相驱都服从达西渗流。研究已经发现:水驱过程中油—水—岩会不断发生反应,导致产出原油的组分不断变化<sup>[34]</sup>。所以,在CO<sub>2</sub>与原油及聚合物与原油在复杂流动环境下,由于流体和岩石相互作用,同样导致了岩石孔隙结构及原油性质发生变化,从而使得相对渗透率曲线呈现出复杂性,特别突出的问题是:在CO<sub>2</sub>驱油过程中,CO<sub>2</sub>与原油的相变行为、界面张力以及溶解度等性质发生显著变化。这些变化会对相对渗透率曲线产

生重要影响;在聚合物与原油相互作用的情况下,由于聚合物的流变行为,聚合物分子量、浓度、黏度等因素的变化,相对渗透率曲线将表现出非线性和不稳定特性。因此,需要在实验中准确测量这些参数变化及对应的物性变化,目前相对渗透率曲线考虑的是所有变化均被忽略或者只考虑单一影响因素<sup>[35-48]</sup>,兼顾上述综合因素影响的相对渗透率曲线未有研究成果发布。除此而外,考虑上述因素影响的相对渗透率曲线变化参数的精密测量仪器尚处于空白,为了准确获得相对渗透率曲线,需要发展新的实验方法和技术,研发高精度的仪器和仪表以保证实验数据的可靠性和准确性。

在注水或聚合物驱替过后,未能被水或聚合物推动而残留在油藏中的残余油形成原因复杂,主要与油藏的地质条件、注入水的性质和流体性质等因素有关。目前对于原油与水或原油与聚合物间的相互作用、残余油的微观驱替过程(残余油的聚并过程以及由此产生的油墙形成和移动机制)、油藏非均质性对残余油分布的影响及其量化研究都不够深入<sup>[49-50]</sup>。同时,基于理想化假设的现有模型不能精确描述残余油在复杂孔隙结构中的分布状态和动态变化过程,难以全面捕捉残余油在实际油藏条件下的行为,理论上尚不能定量描述非连续相残余油的驱油机理和驱替过程。

## 2 渗流力学的经典理论及其发展中存在的问题

### 2.1 达西定律的产生与条件

达西定律是1856年由法国科学家亨利·达西(Henry Darcy)通过流体流过非胶结砂层而设计的著名驱替实验提出的<sup>[1]</sup>。这个定律适用于流体通过多孔介质的渗流情况,描述了流体在多孔介质中的流动规律,写成公式为

$$v = -\frac{k}{\mu} \text{grad}p \quad (1)$$

式中, $v$ 为流体通过多孔介质的流速, m/s;  $k$ 为多孔介质的渗透率, m<sup>2</sup>;  $\mu$ 为通过多孔介质的流体黏度, Pa·s。grad $p$ 为压降梯度,流体在多孔介质中单位长度上的压降, Pa/m。

达西定律表明,流速与压降梯度成正比,这意味着压降越大,流速也越大。同样,流速也与渗透率成正比,这意味着渗透率越高的介质,流速也越大。达西定律已经被广泛应用于地下水、石油工程和岩土工程等多个领域的流体流动,用于计算流体在多孔介质中的流体流动速率。达西定律适用的多孔介质渗流

的具体条件如下:

(1) 介质条件: 多孔介质具有连通的孔隙和孔道, 允许流体通过。

(2) 介质性质: 介质为均匀各向同性, 孔隙度和渗透率不随压力变化而变化, 保持恒定。

(3) 流体性质: 流体为不可压缩均质单相牛顿流体, 且黏度和密度恒定。

(4) 流动条件: 流体速度较低, 流体流动为层流, 即流线平行且不相互干扰。

(5) 边界条件: 流体在多孔介质中流动是恒定流速或恒定压力。

(6) 效应性质: 流体和多孔介质之间没有滑脱效应、没有任何化学及物理化学反应效应。

(7) 忽略重力和毛细管压力的影响。

特别指出, 达西定律不适用于以下情况:

(1) 多孔介质为非均匀或各向异性介质。

(2) 流体为非牛顿流体。

(3) 流体流动为湍流。

(4) 流体和多孔介质均为可压缩, 黏度、密度、孔隙度和渗透率均随着压力变化而变化。

(5) 流体与多孔介质之间存在化学反应或吸附作用。

## 2.2 达西定律的理论推导

达西定律可以根据以上条件, 通过采用流体力学的基本方程纳维-斯托克斯(Nava-Stokes)方程<sup>[51]</sup>

$$\rho \frac{D\vec{v}}{Dt} = g\rho - \nabla p + \mu \nabla^2 \vec{v} + \frac{\mu}{3} \nabla(\nabla \cdot \vec{v}) \quad (2)$$

忽略重力及速度随时间变化的随流导数 $\frac{D\vec{v}}{Dt}$ , 且不可压缩流体 $\nabla \cdot \vec{v} = 0$ , 这样, N-S方程可表示为

$$\nabla p = \mu \nabla^2 \vec{v} \quad (3)$$

式中,  $g$ ——重力加速度,  $m/s^2$ ;  $\rho$ ——流体密度,  $kg/$

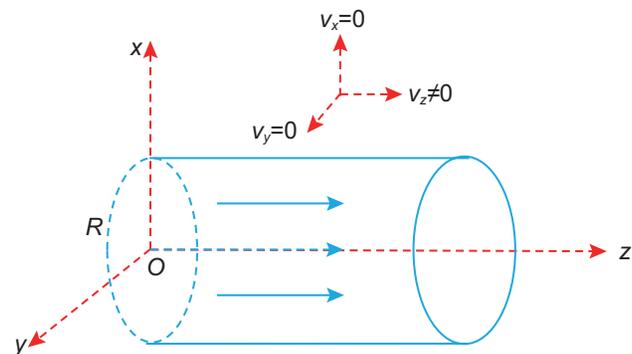


图1 流体在毛细管中的流动模型

Fig. 1 The flow model of fluid in capillary tube

$m^3$ ;  $\frac{D\vec{v}}{Dt}$ ——流体速度的随流导数,  $m/s^2$ 。

### 2.2.1 毛细圆管中的达西流动

假设流体在毛细圆管中流动(图1), 管子半径为  $R$ , 管长为  $L$ ,  $r$  为任意径向变量, 黏度和密度都不随时间变化, 液体为不可压缩流体, 在层流情况下, 流体在水平毛细圆管沿  $z$  轴向流动, 且管子两端压差恒定, 由于流管水平放置, 忽略重力, 式(3)在直角坐标系中展开, 代入假设条件化简, 再改写为柱坐标系形式为<sup>[52]</sup>

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \frac{\mu}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial v}{\partial r} \right) \quad (4)$$

边界条件为:  $R=0$ ,  $v$  为有限值,  $v(r=R) = v(r=-R) = 0$ ,  $z=0$ ,  $p=p_i$ ;  $z=L$ ,  $p=p_o$ 。

假设沿  $z$  方向上的压力梯度为常数, 式(4)写为常微分方程, 然后分离变量, 求积分得

$$r \frac{dv_z}{dr} = \frac{1}{\mu} \frac{r^2}{2} \left( \frac{dp}{dz} \right) + C_1 \quad (5)$$

利用边界条件, 对式(5)积分, 求得流速分布为

$$v_z = \frac{R^2 - r^2}{4\mu} \left( -\frac{dp}{dz} \right) \quad (6)$$

由流速对截面的积分得流量为

$$q = \int_0^R v_z \cdot 2\pi r \cdot dr = \frac{\pi R^4}{8\mu} \left( -\frac{dp}{dz} \right) \quad (7)$$

真实平均流速可表示为

$$\bar{v} = \frac{q}{\pi R^2} = \frac{R^2}{8\mu} \left( -\frac{dp}{dz} \right) \quad (8)$$

对于多孔介质渗流, 将其平均速度记为  $v_\phi$ , 则  $v_\phi$  应满足

$$\bar{v} = \frac{v_\phi}{\phi} = \frac{R^2}{8\mu} \left( -\frac{dp}{dz} \right) \quad (9)$$

即

$$v_\phi = \frac{\phi R^2}{8\mu} \left( -\frac{dp}{dz} \right) \quad (10)$$

由于毛细管渗透率为

$$k = \frac{\phi R^2}{8} \quad (11)$$

由此可得

$$v_\phi = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dz} \quad (12)$$

式(12)即为多孔介质毛管束模型的达西渗流公式。

### 2.2.2 裂缝中的达西流动

假设裂缝高度(板间距)为  $2h$ , 宽度为  $b$ , 流动方

向为沿着 $z$ 正方向, $z$ 方向的流速为 $v_z$ ,不考虑重力影响。式(3)可简化为

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \mu \left( \frac{\partial^2 v_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v_z}{\partial y^2} \right) \quad (13)$$

为研究问题方便,将式(13)简化为一个一维流动为

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \mu \left( \frac{\partial^2 v_z}{\partial x^2} \right) \quad (14)$$

边界条件为

$$v_z(x=h) = v_z(x=-h) = 0 \quad (15)$$

假设沿 $z$ 方向上的压力梯度 $\frac{dp}{dz}$ 为常数,考虑边界条件求解式(3)可得

$$v_z = \frac{1}{2\mu} \frac{dp}{dz} (x^2 - h^2) \quad (16)$$

利用速度分布求总流量为

$$Q = \int_{-h}^h v_z b dx = -\frac{2bh^3}{3\mu} \frac{dp}{dz} \quad (17)$$

平均速度则 $v_f$

$$v_f = \frac{Q}{2hb} f = -\frac{fh^2}{3\mu} \frac{dp}{dz} \quad (18)$$

式中, $f$ 为裂缝系数,单位油层厚度 $H$ 上的裂缝数量 $n$ 与裂缝高度 $\delta$ 的乘积,表示为 $f = n\delta/H^{[53]}$ ,无量纲。

由于裂缝渗透率为

$$k = \frac{f\delta^2}{12} = \frac{fh^2}{3} \quad (19)$$

所以

$$v_f = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dz} \quad (20)$$

式(20)即为流体在裂缝中流动的达西定律表达式。

### 2.3 达西定律使用中遇到的理论问题

达西定律中描述流体在岩石中的流动能力的重要参数是岩石渗透率 $k$ ,它是一个表征岩石孔隙结构对流体流动阻碍程度的物理量,只有在满足本文2.1中提及的7个假设条件,达西定律才成立,渗透率 $k$ 才存在,才有意义。然而,在流体流过非均质、各向异性、变形介质岩石或者当流体与其岩石相互作用时,达西定律出现了以下问题:

(1)非均质性问题。大多数岩石介质都具有非均质性,即它们的渗透率随位置变化而变化。在这种情况下,达西定律中的渗透率 $k$ 需要被平均化,而不能代表储层渗流的真实情况。

(2)各向异性问题。由于渗透率是一个二阶张量,岩石介质在不同方向上的渗透率不同。达西定律假设

各向同性,忽略了这一特性,从而无法准确描述流体流动。

(3)变形介质问题。流体通过受压岩石时,岩石将发生弹性或塑性变形,渗透率会随着应力的变化而变化。达西定律没有考虑岩石受压变形,因此在处理这种情况时不适用。

(4)流体-岩石相互作用问题。流体通过岩石流动的过程中,流体的性质(如黏度和密度)会因为与岩石的相互作用而发生变化。达西定律没有考虑这种相互作用。

(5)特低渗透及页岩油气藏流体流动问题。特低渗透及页岩油气储层流动涵盖了问题(1)到问题(4)的所有问题,孔隙结构的复杂性、流体与岩石之间的非线性相互作用,以及可能的流体剪切变形等因素,不仅存在岩石介质的变形,而且也存在油气在岩石表面的吸附和解吸附等物理化学作用,达西定律也不适用。

(6)非牛顿流体流动问题。稠油流体、聚合物黏弹体等流体都属于非牛顿流体,这种情况的渗流也不适用达西定律。

(7)高压油气藏的高速渗流问题。在高压油气储层渗流中,随着渗流速度的增高,流体的雷诺数增加,导致流动呈现出湍流,流体的流动阻力与流速之间的关系出现了非线性情况,达西定律也不可用。

(8)低压油藏原油流动问题。低渗透率储层岩石中,流动需要一个“启动压力”使原油具有一定的流动能量,即只有当驱动地层原油流动的压力差超过某个临界值时,流体才开始流动。达西定律没有描述这种现象,但只要原油具有了流动能量,流体流动就遵从达西定律。

上述8种情况中的前面7种,流体渗流只要不符合其中1种,就不是达西渗流,何况在实际流体渗流过程中,多种都是上述不同情况的叠加,所以,渗透率 $k$ 就不能通过下式求得

$$k = \frac{Q}{A} \frac{\mu}{(\Delta p / L)} \quad (21)$$

式中, $Q$ 为实验时流体流过岩心的流量, $m^3/s$ ;岩心的横截面积, $m^2$ ;  $A$ 为实验用岩心的横截面积, $m^2$ ;  $\Delta p$ 为施加在岩石两端的压力差, $Pa$ ;  $L$ 为实验用岩心的长度, $m$ 。

综上所述,达西定律目前遇到的理论挑战是前所未有的,也是不可逾越的。目前在假设不满足达西实验条件的前提下,采用式(21)求 $k$ 是错误的,即使经过所谓修改的 $k$ ,也不是 $k$ ,真正的 $k$ 只有在达西条件存在的时候,才可采用式(21)根据实验数据计算得到。

目前,遇到的最大问题是应用者在应用达西定律时的前矛盾,在理论上承认上述8个条件下不符合达西渗流,但又采用式(21)计算渗透率 $k$ ,在得到 $k$ 值以后,又立刻否定达西流动,采用所谓的种种修正表达式,长期以来,是达西流动还是非达西流动就进入了一个死循环。

### 3 油田开发中遇到的渗流理论与思考

#### 3.1 特低渗透储层低速渗流中启动压力的理论问题

低渗透及致密储层的渗流理论问题对应到2.3中第8种情况,长庆油田低渗透油藏开发实践证明:压力系数范围在 $\alpha=0.68\sim 0.82$ ,小于1,储层能量较低,所以大部分低渗透、致密油藏钻完井后,压力低,不足以维持原油流体流到井筒就已经消耗殆尽了,这也就是特低渗透储层一般没有自然产能的原因,也是产生此类油藏超前注水、早期注水和压裂等外界补充能量等措施的原因。超前注水、早期注水就相当于管道流动中增加了动力水头,而压裂相当于地面管道流动改变管径而减少流动阻力。此类储层依靠超前注水和压裂的目的是在地层建立驱动压力体系。要确保原油在储层中流动就必须保障地层压力达到原油能流动的压力,从而向地层注水补充能量使压力系数接近于1或大于1,向地层补充的这部分能量折算成压力就是此类油藏的启动压力。

在2012年,笔者曾撰文<sup>[54-55]</sup>讨论了特低渗透储层中流体流动的启动压力的理论问题,指出了如果在

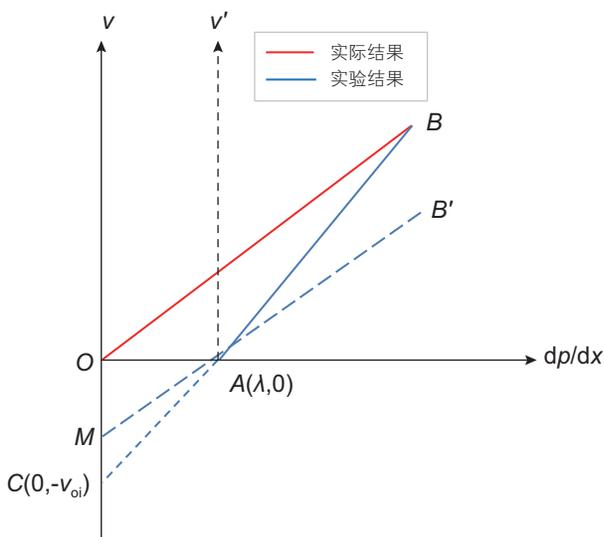


图2 具有启动压力梯度的线性渗流曲线

Fig. 2 The linear seepage curve with starting pressure gradient

特低渗透储层渗流中认为储层中压力梯度 $dp/dx$ 小于启动压力梯度 $\lambda$ ,就会在驱替过程中出现流量为负值的悖论。为了将该问题阐明的更清楚,采用图2再次进行理论推导和论述。从图2可知,红色直线OB的方程就是由N-S方程式推导出来的达西定律式(12),渗流速度 $v$ 是压力梯度 $dp/dx$ 的函数,斜率是 $k/\mu$ ,通常可通过斜率 $k/\mu$ 求得岩石渗透率 $k$ 。

蓝线CB的直线方程为

$$v = \frac{v_0}{\lambda} \frac{dp}{dx} - v_0 = \frac{v_0}{\lambda} \left( \frac{dp}{dx} - \lambda \right) \quad (22)$$

方程(22)如果符合实际渗流,就应该可简化为达西渗流公式。但当 $\lambda \rightarrow 0$ ,  $v \rightarrow \infty$ ,所以方程(22)不符合工程实际。

如果当通过A点的蓝色直线 $MB'$ 和红色直线 $OB$ 平行,方程(22)可写为

$$v = \frac{v_1}{\lambda} \frac{dp}{dx} - v_1 \quad (23)$$

因为式(23)的斜率 $= k/\mu = v_1/\lambda$ ,所以 $v_1 = (k/\mu)\lambda$ ,式(23)可表示为

$$v = \frac{k}{\mu} \left( \frac{dp}{dx} - \lambda \right) \quad (24)$$

方程(24)成立的条件是通过C点的蓝色直线 $CB$ 与通过O的红色直线 $OB$ 平行。分析式(24),如果 $dp/dx > \lambda$ ,直线 $CB$ 和 $MB'$ 就距离原点的达西渗流直线 $OB$ 越远,不会是文献[8-11]描述的渗流方程的形式;如果 $dp/dx < \lambda$ ,直线 $CB$ 和 $MB'$ 就距离原点的达西渗流直线 $OB$ 越近,也不会是文献[8-11]描述的渗流速度 $v=0$ ;实际上, $v=0$ 的情况也只有当 $\lambda = dp/dx$ 。通过分析而知,式(24)在实际渗流过程中是一个具有悖论的方程,在流动的同一时刻,在同一个压力系统中,不可能同时存在两个压力梯度 $dp/dx$ 和 $\lambda$ ;另一方面,只要保持系统中压力梯度存在,就意味着有能量输入,就会对应有流量输出,注入的物质不会无缘无故的消失。除非出现物质在此处不守恒,而出现“奇点”。在实验室的岩石驱替实验中,流体流入岩石以后,在输出末端长时间未有流量流出,不等于流入的流体质量就此消失,只是流体由液体进入岩石后,扩散、吸附、蒸发等物理过程而散失在岩石空间中,也并非没有物质产出,长期以来人们认为的压力梯度 $dp/dx < \lambda$ ,流速 $v=0$ 其实是对错误假设前提下得到的错误方程(24)的错误解释。

#### 3.2 特低渗透及页岩致密储层中的渗流问题

特低渗透及页岩致密储层的渗流理论问题,对应

到 2.3 第 6 种情况中, 特低渗透及页岩储层的非均质性、各向异性、介质的变形以及流体与岩石间的物理化学作用, 不仅产生了多孔介质的变形问题所引起的复杂孔隙结构特征的变化, 而且还包括了油气在岩石表面的吸附与解吸附、油藏岩石内部的溶解、膨胀、矿化、扩散和传质等复杂变化, 这些变化所产生的影响都使得达西定律不再适用, 在渗流理论方面出现了严重缺陷。其次, 还有适用于达西渗流条件下的渗透率概念硬套到所谓的非达西渗流中, 这种处理方法在实验与理论的一致性、自洽性方面都造成了许多混乱。

众所周知, 渗透率是在满足达西渗流条件下测量和计算得到的, 可以由通过原点的一条直线获得。但在非达西环境下, 流速与压力梯度的关系变为一条非线性曲线, 而在这条非线性曲线上可以画出无数条切线, 渗透率无法再使用切线求出, 达西流动方程在此环境下自然失效, 但仍有人使用所谓修正的渗透率表达式来进行渗流分析, 这种做法既不严谨又显荒唐。可以明确地说, 脱离了达西定律的假设条件, 渗透率是不存在的。目前存在的主要问题包括:

(1) 如果承认流动为非达西渗流, 则不应使用泊谔叶公式来进行孔道的流体速度等效转换, 因为泊谔叶公式同样是基于达西流动的条件而成立的。

(2) 在低渗透性致密和页岩储层的试井与产能预测中, 一旦假设流动不遵循达西流动, 并认为渗透率是压力、黏度、温度、孔隙半径等参数的函数, 那么就不应再使用达西定律来测量和计算渗透率。遗憾的是, 这种非达西流动却又使用达西定律, 产生了一个  $k=f(\text{压力 } p、\text{黏度 } \mu、\text{温度 } T、\text{孔隙半径 } r \dots)$  函数。可以确定的是, 这样制造出的参数并不是渗透率。

(3) 由于低渗透和页岩储层岩石的致密性, 水和实验用模拟油都无法注入岩石中。如果流动已经被假定为非达西流动, 根据前述, 将无法获得渗透率, 进而导致致密及页岩储层的相对渗透率曲线也无法通过实验获得。从严格意义上讲, 这也使得油气藏模拟采用传统方法变得不可能。

(4) 在低渗透、致密及页岩储层的渗流实验中, 尽管一些研究者不考虑假设条件的限制, 试图获得一些无约束环境下的储层参数和油水相对渗透率曲线, 但这些结果缺乏实际意义。原因在于, 实际的低渗透、致密和页岩油藏开发往往伴随着大规模的压裂或体积压裂, 这些措施显著改变了地下岩石和流体的结构, 使实验室得到的数据无法直接应用于实际的地下储层渗流条件。

低渗透储层和页岩油气储层中的复杂流动在实验

室测量的结果和赋予的非达西流动机制与现场经过超前注水、早期注水和开采前的压裂措施后地下储层的流动机制相差甚远, 目前实验室对于此类岩石属性和流动特征的研究还没有任何手段将其转化成地下储层流体的真实流动。笔者认为, 大部分油藏经过各种措施后, 表现出来的流动依然是达西流动, 而并不是非达西流动, 这样的测量结果不能用于指导油田实际开发。

### 3.3 高速渗流中的理论问题

油气藏高速渗流的理论问题对应到 2.3 节的第 7 种情况。研究及现场实践都证实, 在一些高压气藏中, 不仅存在达西渗流(层流), 而且也存在非线性渗流(紊流), 这里采用非线性渗流的概念比采用非达西渗流概念要确切。因为, 早在 1935 年 Rawlines 和 Schellhardt 就提出了非线性流气井产能公式<sup>[56]</sup>

$$q_g = C(p_e^2 - p_{wf}^2)^n \quad (25)$$

式中,  $q_g$  为气井产量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $C$  为产能系数, 组合单位,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot (\text{Pa})^n$ ;  $p_e$ 、 $p_{wf}$  分别为地层压力和流动压力,  $\text{MPa}$ ,  $n$  为产能指数, 无量纲, 一般取 0.5~1。

通过实践证明,  $n$  的范围在 0.5~1,  $n=0.5$  时为完全紊流,  $n=1$  时为线性流。式(25)根据对气井测试数量的观察分析发现, 式(25)外推到压力有较大变化时会导致对天然气绝对流量 AOF 估计误差较大, 1959 年, Houpeurt 根据现场天然气量的测试数据发展了天然气非线性流动的二项式公式<sup>[56]</sup> 较准确的对天然气的流量进行分析。

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (26)$$

式中,  $a$ 、 $b$  分别为气井非达西渗流一次项和二次项的系数, 单位是组合单位。式(25)和式(26)都是根据天然气藏非线性渗流而得到的产能方程, 它们都没有使用到任何关于气藏渗透率的概念, 而成功解决了天然气开发的现场问题。

后来的一些学者, 根据 Forchheimer 1901 年在《德国工程师杂志》发表的《土壤水流动》的文章<sup>[57]</sup> 开展了不少研究, 这个文章的原文笔通过多方信息渠道都未能获得。但多数外国学者将认为 Forchheimer 方程为

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{nondarcy}} = a_{\text{nd}} v + b_{\text{nd}} v^2 \quad (27)$$

而另一些学者将 Forchheimer 方程表示为<sup>[58-61]</sup>

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho v^2 \quad (28)$$

式中,  $\beta$ 为紊流系数, 单位为  $1/\text{m}$ 。如果按照前面的论述, 如果是达西流动的话, 式(28)右端出现了渗透率  $k$ , 明显的违背了渗透率  $k$  是达西流动假设条件成立时的产物, 也违背了逻辑学中的排中律, 排中律认为: 对于任何命题  $P$ ,  $P$  与非  $P$  不能同时为真。换句话说, 一个命题与其否定命题不可能同时为真, 要么  $P$  为真, 要么非  $P$  为真, 二者不可兼得。举个简单的例子来说明排中律: 假设命题  $P$  是“今天是星期一”, 那么非  $P$  就是“今天不是星期一”。根据排中律, 这两个命题不可能同时为真。如果今天是星期一, 那么非  $P$  就为假; 如果今天不是星期一, 那么  $P$  就为假。排中律在逻辑推理中起着重要的作用, 它确保了逻辑推理的一致性和准确性。如果排中律不成立, 那么逻辑推理就失去了基础, 无法进行有效的推断和论证。因此, 排中律是逻辑学中的基本原则之一。对应到式(28)中, 在同一时刻的同一流动, 如果流体流动是真的非达西流动, 就不可能存在达西流动。对达西公式进行修正, 采用“一切唯我所用, 百无禁忌”, 而犯了  $P$  即非  $P$  的逻辑错误。

在式(12)和式(20)中, 达西渗流的公式改写成直线形式为

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{darcy}} = a_d v \quad (29)$$

而非达西流动的 2 种形式的 Forchheimer 方程式(27)和(28)都是一个抛物线方程, 其速度  $v$  的一次项系数为  $a_{\text{nd}}$ ,  $b_{\text{nd}}$  是速度二次项的系数。而式(29)是达西流, 速度是一次项, 且系数为  $a_d$ , 非达西流动中,  $a_d \neq a_{\text{nd}}$ 。但在达西流动中肯定地说

$$a_{\text{nd}} \neq \frac{\mu}{k} \quad (30)$$

再一次证明表示非达西渗流的 Forchheimer 方程(28)采用达西渗流中的渗透率  $k$  等参数的修正是不正确的。然而, 但达西渗流存在时, 压力梯度与渗流速度  $v$  成直线关系, 直线的斜率就是  $a_d$ , 渗透率可以从斜率中求出

$$k = \frac{\mu}{a_d} \quad (31)$$

方程(29)的提出者, 错误的认为  $a_d \neq a_{\text{nd}} = \mu/k$ , 同时, 也无法证明二次项系数是  $b = \beta\rho$ 。

在哲学上有句话: 一个人的一只脚不可能同时踏进两条不同的河流, 借用这句话可清楚地解释, 在同一个渗流单元中, 不可能既存在非达西流动又同时存在达西渗流。另一方面, 储层流动不论是低速非达西还是高速非达西目前都是通过达西渗流方程进行的修

正, 在实验中从来就没有人离开达西定律进行计算渗透率, 假设了流动属于非达西, 而计算渗透率或者流量又要使用达西公式计算, 可以肯定地说, 一旦保留了渗透率这个参数在非达西渗流中, 违背了达西定律存在的条件, 就从根本上违背了逻辑学上的“排中律”,  $P$  即非  $P$  的错误。

综上所述, 不论是低速非达西渗流还是高速非达西渗流都在特低渗透和页岩储层的油气藏开发中尤为显著。事实上, 一旦达西定律在渗流理论中被否定, 研究就失去了基础。渗透率概念的误用导致当前的实验和理论缺乏一致性。如果达西先生当年观察到的不是达西渗流, 人们就再也不会冒着违反逻辑规律而去“千方百计”设法关联渗透率这个参数了。因此, 面对页岩储层复杂流动的理论挑战, 值得人们思考的是: 开发新的实验方法和装置, 正确定义能准确表征特低渗透及页岩储层渗流的参数, 并确保测得的参数更准确, 也更具有代表性, 从而推动渗流物理和渗流力学理论建模的创新和发展; 从流体力学第一性原理(N-S方程)和分子动力学等角度出发, 考虑各种机制相互耦合, 从多尺度角度去创新性构建数学模型, 才能得到低速非达西渗流或者高速非达西渗流条件下的流量与压力的正确描述。

## 4 三次采油中的理论问题

### 4.1 聚合物和化学复合驱存在的理论问题

聚合物和化学复合驱是提高采油效率的关键技术之一, 尤其在三次采油阶段发挥着重要作用。在聚合物或化学驱的应用过程中, 一个显著的现实是流体的实际黏度并非恒定, 聚合物也并非牛顿流体, 其真实流动呈现出假塑性流体特性。然而, 在聚合物驱和三元复合驱的过程中, 聚合物和其他化学体系通常被假设为在水中完全溶解的牛顿流体, 这种假设忽略了聚合物水溶液的假塑性黏弹性特征, 采用了基于达西定律建模, 与实际工程情况显著不符。实际上, 聚合物驱或化学复合驱过程中, 注入的驱替剂流度和采出液的流度是变化的, 表现出了显著的黏弹性特征。然而, 在聚合物驱和化学复合驱的数学建模中, 未能考虑表征黏弹性效应的威森博格(Wiessenberg)数。威森博格数作为描述材料流变性的重要参数, 由下面方程表示<sup>[24]</sup>

$$W_e = \frac{N_1}{2\tau} \quad (32)$$

式中,  $N_1$  为聚合物黏弹性流体第一法向压力差, Pa;  $\tau$  为聚合物的黏性剪切应力, Pa。

大庆油田在实施聚合物驱和化学复合驱的过程中,曾遇到由于采出原油中含有黏弹性聚合物,导致抽油机泵抽困难,甚至出现抽油杆弯曲或断裂的情况。通过采用螺杆泵替代,逐步解决了这些问题。此外,研究发现,黏弹性的大小与采油量呈正相关,即黏弹性较大的油井采油量更高,反之则更低。这一发现进一步证实了黏弹性对聚合物驱提高采收率的直接影响。除了威森博格数外,聚合物溶液的黏弹性也可以通过聚合物分子的松弛现象来描述,此现象可用底波拉(Deborah)数表示<sup>[62]</sup>

$$D_e = \frac{t_c}{t_p} \quad (33)$$

式中, $D_e$ 为底波拉数,无量纲; $t_c$ 为聚合物材料应力的弛豫时间(有时称为Maxwell弛豫时间),s; $t_p$ ——所观测的聚合物形变过程的时间,s。

底波拉数区分了材料在不同条件下的响应特性:当 $D_e$ 远大于1时,材料表现为类似固体的响应;当 $D_e$ 远小于1时,表现为类似流体的响应;当 $D_e$ 接近1时,材料呈现黏弹性。

目前,聚合物和化学复合驱领域的应用研究存在一系列亟待解决的理论问题:

(1) 聚合物黏弹性效应的问题。当前研究表明,超低界面张力虽然并非提升油田采收率的必备条件,但在相等毛细数条件下,聚合物溶液的黏弹性效应对驱油效率的提升起着决定性作用,能够有效降低残余油饱和度。这一发现凸显了黏弹性效应对提高油田采收率的重要性。然而,现有的含有聚合物黏弹体的驱油体系的数学建模和模拟技术未能将描述聚合物溶液黏弹性特性的威森博格效应或底波拉数关键参数纳入聚合物驱和化学驱的数学模型中,从而无法精确反映聚合物在地下环境中的存在状态及其对提高原油采收率的影响。

(2) 黏滞力与界面张力的作用问题。聚合物驱和化学复合驱过程中,随着毛细数的增加,残余油饱和度和渗吸排驱滞后将减少。在化学驱过程中,不同毛细数条件下应该有不同相对渗透率曲线。然而,现有模拟器所采用的计算相对渗透率曲线的经验公式,并未从数学角度量化毛细数对相对渗透率曲线的影响。

(3) 化学复合驱中微乳化作用问题。在化学复合驱动体系中,表面活性剂的地层吸附、聚合物的降解以及化学驱导致的地层结垢等问题给三元化学复合驱带来了巨大挑战。尽管模拟器中设计了最优的盐度梯度,以确保化学驱过程中的表面活性剂保持在Winsor III型

状态,但实际中,由于多种因素的影响,驱替前沿往往表现为Winsor II型,而中间为Winsor III型,最后端为Winsor I型,这种状态的复杂性对驱油效果产生了重大影响,但现有模拟器并未考虑这些因素。其次,聚合物通常表现出非牛顿流体的特性,其驱油效率除受到阈值压力梯度的显著影响外,同时受到微乳液效应和润湿性变化的影响。然而,目前的模拟器在数学建模阶段忽略了这些复杂因素的影响,未能准确地从数学角度反映这些变量对提升原油采收率的综合作用。

长期以来,上述理论问题一直是聚合物驱和化学复合驱采油理论研究的瓶颈。要克服上述理论难题,迫切需要开展现代油气藏驱替模拟物理实验研究,同时创新实验方法和理论体系。此外,还可结合AI科学计算,开发出能够精确描述这些复杂物理化学过程的新模型,这将是突破这些理论问题的关键。进而实现三次采油理论与现场实际的紧密结合,从根本上解决面临的上述理论问题。

## 4.2 CO<sub>2</sub>驱油中存在的理论问题

CO<sub>2</sub>驱油作为提高油田原油采收率的关键技术,对于环保减排及提高油气能源效率等都具有显著效果。然而,CO<sub>2</sub>驱油过程中仍面临一系列的理论问题和技术难题。在CO<sub>2</sub>驱油过程中,除了由压力变化引起的体积、密度变化和相态转变之外,还涉及到CO<sub>2</sub>在水和油中的溶解、吸附/解吸附、扩散及对流传质等复杂的物理化学过程<sup>[63]</sup>。在如此复杂的流动条件下,描述相对渗透率曲线的方法及建立准确的数学模型尚未解决,导致符合实际油藏条件的CO<sub>2</sub>驱油理论模型尚处于初步阶段。CO<sub>2</sub>混相驱和非混相驱两种方式的驱油过程中涉及的理论问题涵盖了CO<sub>2</sub>在地层中混相、溶解、吸附和传质等多个方面,需要通过解决下述理论问题:

(1) CO<sub>2</sub>混相驱油一次混相理论问题。在CO<sub>2</sub>混相驱油中,CO<sub>2</sub>与原油接触发生物理和化学相互作用,形成CO<sub>2</sub>和原油充分混合的一种均质混合相。此过程通常伴随着原油中轻质组分被萃取(或溶解)到CO<sub>2</sub>相中,如烷烃,被CO<sub>2</sub>萃取出来,从而影响油相的性质。这一过程降低了原油黏度,提高了原油的流动性。同时,在温度、压力及原油组分的影响下,CO<sub>2</sub>溶解到油相中,原油与CO<sub>2</sub>混相产生了新的混合物,CO<sub>2</sub>在原油中溶解,原油体积会膨胀,进一步降低原油的流动阻力。在CO<sub>2</sub>混相驱油初期阶段中,CO<sub>2</sub>与原油相互作用的整个过程,萃取只是一次混相中的一个环节,其中还包括溶解度、吸附等一系列复杂的物理化学过

程, CO<sub>2</sub> 与原油中某些组分的溶解和相互作用引发了油相组成的变化, 这种影响油藏原油流动的驱替机制非常重要, 但目前尚不能从数学建模角度将其影响和变化引入到驱油模拟器中定量描述其对提高原油采收率的影响。

(2)CO<sub>2</sub> 混相驱油二次混相理论问题。在CO<sub>2</sub> 混相驱油过程中的一次混相, 使CO<sub>2</sub> 与原油混合形成的单一混合相。然而, 在特定温度和压力变化的影响下, CO<sub>2</sub> 不断的与原油接触, 发生相互作用, 导致其组分不断的被重新分配, 导致一次混相形成的混合相不稳定, CO<sub>2</sub> 和原油的混合物会从单相到两相或多相的转变, 导致新的相被分离出来, 使系统中存在更多相互作用的流体相, 其流动性能不仅受到黏度和密度等参数的影响, 而且受到油藏深度、温度、压力以及原油组成的影响, 尤其在非均质油藏, 温度梯度和压力梯度都会导致CO<sub>2</sub> 与原油的二次混相行为在空间上的分布极不均匀, 使储层流体的组成进一步复杂化。其次, 二次混相的形成增加了油相可动性, 提高了驱油效率, 但它也将导致CO<sub>2</sub> 与原油间的有效接触面积减少, 降低了萃取效率和驱替效率。目前的标准流体相态模型无法准确描述CO<sub>2</sub> 与原油二次混相条件下的复杂流体相态及流动行为及其对提高原油采收率的影响。

(3)CO<sub>2</sub> 驱油过程中的物理化学问题。一是CO<sub>2</sub> 在原油中溶解问题, CO<sub>2</sub> 在地层水和油中的溶解过程对于评估驱油效果至关重要。这一过程不仅取决于地层的温度和压力条件, 还受到油藏水和原油化学组成的影响。在这些溶解过程中, 流体的密度、黏度及流体流动行为等同时发生关联性变化, 目前模拟器还不能精确模拟CO<sub>2</sub> 溶解在储层水和原油中的量、储层空间的分布相态及溶解过程对油藏驱油效率的影响。二是CO<sub>2</sub> 在储层岩石上的吸附问题, CO<sub>2</sub> 在地层岩石表面的吸附作用也是影响其有效驱替效果的关键因素之一, 其吸附过程依赖于岩石的类型、孔隙结构、表面化学性质以及温度等条件, 考虑CO<sub>2</sub> 与岩石表面的化学反应及其对油藏孔隙结构变化的影响, CO<sub>2</sub> 在地层岩石表面上的物理吸附和化学吸附行为影响驱油效率, 但目前对其随着油藏环境变化的岩石动态吸附和解吸附缺乏定量化的数学模型和物理验证。三是CO<sub>2</sub> 与地层油的相互作用问题, 包括CO<sub>2</sub> 与地层油的相互作用形成混相、CO<sub>2</sub> 与原油溶解(包括溶解气驱效应)、CO<sub>2</sub> 与储层岩石和水的化学反应(包括碳酸水化)等。这些相互作用除对原油的组成、物理化学性质定量改变外, 同时也对储层结构和岩石性质具有定量改变作用。然而, 目前尚没有涵盖上述问题的复杂流体流动相互作用

的综合数学模型, 不能同时准确量化CO<sub>2</sub> 驱油过程中地层中CO<sub>2</sub> 的真实相态、CO<sub>2</sub> 混相量、溶解量、吸附量等重要参数。

(4)非混相CO<sub>2</sub> 驱油的理论问题。在非混相CO<sub>2</sub> 驱油技术中, CO<sub>2</sub> 注入油藏, 不像混相驱油那样具有高的萃取效应, 其驱油机制主要是: 通过CO<sub>2</sub> 扩散和溶解于原油中而使原油黏度降低; 一些高压油藏中, CO<sub>2</sub> 在较高的压力下发生膨胀, 增加油藏内部的压力; 二氧化碳溶于原油和水, 使其碳酸化, 进而使地层渗透率得到改善, 达到提高采收率的目的。其次, 与混相驱相比, CO<sub>2</sub> 与原油具有的单独的相行为, 它会选择性地侵入高渗透率储层通道, 导致CO<sub>2</sub> 发生窜流, 使得部分油层的原油无法有效驱替, CO<sub>2</sub> 非混相驱油过程中, 气体在油藏中的分布复杂, 除同样存在混相驱油中存在的CO<sub>2</sub> 与原油溶解(包括溶解气驱效应)、CO<sub>2</sub> 与储层岩石和水的化学反应(包括碳酸水化)等CO<sub>2</sub> 与地层油水和岩石相互作用问题外, CO<sub>2</sub> 气窜及其腐蚀问题等都非常严重, 不可忽视。但目前尚未开发出囊括上述CO<sub>2</sub> 非混相驱油的主要机理及问题的数学模型和油藏模拟器。

综上所述, 对于CO<sub>2</sub> 混相和非混相驱油这类复杂渗流的流动问题, 开发新理论模型和新的实验方法深刻揭示其各个层面的流动机理, 量化这些影响流动行为物理参数, 通过油田工程实践和技术创新来解决, 验证理论的正确性, 研发定量表征复杂混合物在油藏中流动行为和参数的油藏模拟器是提高CO<sub>2</sub> 驱油效率的关键。

### 4.3 三次采油中的共性问题

相对渗透率曲线表征了在多相流动条件下, 一种流动相(如油相)相对于另一种流动相(如CO<sub>2</sub> 相或水相)在岩石孔隙介质中的流动能力。在聚合物驱油和CO<sub>2</sub> 驱油过程中, 测量聚合物和原油、CO<sub>2</sub> 和原油的相对渗透率曲线是评估和优化驱油效率的关键。

(1)聚合物驱和化学复合驱油过程中的相对渗透率曲线问题

聚合物溶液作为一种典型的非牛顿流体, 通过储层岩石过程中其流动行为和物理性质都会发生改变, 尤其是在不同压力和剪切条件下, 其黏度发生变化, 给聚合物和原油通过岩石的渗透率的测量带来了显著的挑战, 使得获取真正的聚合物和原油的相对渗透率曲线变得极其困难。

1)非牛顿流体问题。通常, 聚合物溶液表现出非牛顿流体行为, 其黏度随剪切率变化而变化。聚合物

溶液呈现出的黏弹性意味着它们不仅具有黏性(阻碍流动的特性),还具有弹性(能够存储和释放能量的特性)。在岩石孔隙结构复杂、流速变化大的条件下,这种黏弹性使得聚物流体的流动行为在时间尺度上变得复杂,特别是在受到周期性压力变化或剪切变化时,非线性流动行为给聚合物和原油的渗透率测定带来挑战。

2)剪切变稀降解和吸附问题。在聚合物通过不同的油藏岩石孔隙结构时发生剪切作用,聚合物溶液的黏度会降低,这被称为剪切变稀。这意味着聚物流体的黏度不是一个定值,而是随着剪切速率(流速的变化)而变化。同时,聚合物溶液的流动行为受到剪切历史的影响,即之前受到的剪切作用可能会影响其当前的流动特性,这样增加了实验测量的复杂性,因为相同的剪切速率在不同剪切历史下会导致不同的流动行为。聚合物在岩石表面的降解和吸附过程将影响了流体的有效黏度和浓度,进而影响了渗透率测量。因为聚合物溶液黏度受剪切速率影响,所以在不同流速下,聚合物的有效黏度会有很大的差异,这要求在测量渗透率整个测量过程中,这些过程的动态性和非均质性数据都需要记录和分析处理。其次,聚合物溶液在油藏温度条件下会出现降解,高压环境同样会影响聚合物溶液的密度和黏度。同时,聚合物在流经岩石孔隙时还会发生吸附、滞留或化学反应,这些相互作用会改变流动路径和孔隙结构,从而也影响渗透率的测定。但目前缺乏准确控制和记录实验黏度变化、吸附等效应和其它参数变化的测量仪器和仪表,在实验过程中忽略黏度变化,将其作为水溶液处理不符合实际的物理现象和油藏实际。

总之,获取聚合物驱油过程聚合物和原油与CO<sub>2</sub>和原油的相对渗透率曲线均需考虑复杂的多相态、流动行为、流体性质随压力、温度变化及岩石与流体相互作用的影响。实验设计的复杂性、数据录取的准确性、解释模型的合理性是获取聚合物和原油与CO<sub>2</sub>和原油相对渗透率曲线所共同面临的挑战。解决这些问题需要开发出先进的测量技术和高精度的流体性质控制和监测仪器,综合运用实验研究、理论分析和数值模拟,创新出现代油层物理实验的新方向。

#### (2)CO<sub>2</sub>驱油过程中的相对渗透率曲线问题

1)CO<sub>2</sub>驱油中的相变问题。在CO<sub>2</sub>驱油过程中,CO<sub>2</sub>在高压下与原油混合时,会发生复杂的相态变化,包括形成超临界状态、溶解和萃取原油中的轻质组分。在油藏条件下,CO<sub>2</sub>为超临界流体,其密度介于气态和液态之间,且随压力和温度变化而变化。超临界CO<sub>2</sub>的密度接近液体,大幅提高了与原油的溶解能力,

从而影响流体的流动特性和相对渗透率。CO<sub>2</sub>的密度变化直接影响流体相间的流动比例和流动模式,进而使相对渗透率测量变得非常不稳定(形状和位置产生变化)。此外,由于CO<sub>2</sub>与原油的混相改变了流体的组成,进而影响其在多孔介质中的相对渗透率,流体组成的微小变化都将导致渗透性发生显著变化,这些动态变化所引起的测量影响目前都被不变而代替,目前的测量不符合物理实际。

2)多相流动问题。在CO<sub>2</sub>驱油过程中呈现出多相流动的复杂性,存在气相、液相原油和CO<sub>2</sub>富集相。这种多相流动条件下,渗透率的测定需要考虑多相之间的相互作用,这在理论和实验上都是复杂的。CO<sub>2</sub>的黏度虽然较低,但在超临界状态下也会随温度和压力的变化而改变。黏度的变化会影响CO<sub>2</sub>及CO<sub>2</sub>与原油的相对流动能力。黏度变化对流体在孔隙介质中的流动行为有显著影响,尤其是在多相流动条件下,不同流体相之间的相对流动能力(即相对渗透率)会因此而变化。

3)渗透率测量问题。在实验室条件下,CO<sub>2</sub>的这些物理性质变化要求渗透率的测量方法能够准确捕捉到流体性质的动态变化,以及这些变化对流动行为的影响。准确获得油藏的温度和压力条件下CO<sub>2</sub>和原油的相对渗透率曲线,需要精密的测量仪器、设备和计量控制系统。其次,实验数据解释和模型开发需要考虑到CO<sub>2</sub>物理性质的非线性变化对相对渗透率的影响,目前这种理论模型和解释系统都处于空白。

#### (3)残余油驱替机理问题

残余油的驱替机制问题是提高油田采收率研究中的一个核心挑战,尤其是在高强度水驱之后。这时,油藏中的原油大多以残余油的形态存在,这些残余油分布不均匀,呈非连续相分散在孔隙介质中。面对这种复杂情况,无论是采用聚合物驱油、化学复合驱油还是CO<sub>2</sub>驱油技术,其核心目标都是尽可能有效地驱替这些残余油。由于残余油的存在状态极其复杂,它们可能以孤立的滴状形式、薄膜状覆盖在岩石孔隙表面,或者以更为复杂的网络状结构存在。在这些不同的形态下,残余油的流动和聚并行为,以及最终的移动形成油墙被驱替出岩石孔隙的过程,涉及到一系列复杂的物理化学作用和流体力学原理。这些过程的动态性质意味着残余油的聚并和驱替机制受到多种因素的影响,包括流体的黏度、孔隙介质的特性、流体之间的界面张力、以及驱替流体的注入策略等。对于残余油非连续相驱油机理和驱替过程的数学描述来说,也是目前理论界尚面临的显著挑战。一方面,需要精

确描述残余油在复杂孔隙结构中的分布状态和动态变化过程；另一方面，对于聚并过程以及由此产生的油墙形成和移动机制的理解还不够深入。现有的模型往往基于理想化假设，难以全面捕捉残余油在实际油藏条件下的流动行为及分布形态。

对于上述未能解决的理论与实验问题，需要综合运用实验研究、微观观测技术、高级模拟技术以及理论分析等多种方法。特别是，高分辨率的岩心扫描技术和微观流体动力学模拟可以为理解残余油的行为提供重要视角。此外，开发新的理论模型和计算方法，能够更好地描述残余油的非连续性和复杂动态驱替过程，它们都是提高油田原油采收率研究中亟需解决的问题。

## 5 发展建议

低渗透、页岩致密油气储层及三次采油中的流动都非常复杂，除了传统的达西渗流外，还涉及到扩散、弥散、吸附和解吸附等现象。这些过程通常被认为存在多物理场和多尺度等特点，因此，针对上述理论问题考虑提出以下发展建议。

### 5.1 发展多物理场耦合的数学模型

结合上述低渗透、页岩致密油藏、三次采油存在的理论问题，通过多物理场耦合建模，来实现真正意义上的油藏模拟模型。三次采油涉及到复杂的物理化学过程，传统的单一物理过程模型已无法满足精确模拟的需求，涉及流体动力学、化学、热力学、流变学、弹塑性力学及岩石力学等诸多学科，对于CO<sub>2</sub>和聚合物的特性，如相态变化、黏弹性等，需要在流体动力学模型中加入相应的物理化学过程描述，将不同的物理过程通过一系列方程和算法相互关联，形成一个综合性的多物理场耦合模拟框架，提高模型的预测能力和适用性。

采用流体动力学方程和传热与传质动力学方程描述流体在储层中的宏观流动特性，包括流体的速度、压力和温度分布。而扩散和弥散方程则进一步细化了溶质在流体中的传输行为，如溶质浓度的空间分布和传输速率。采用吸附和解吸附方程描述流体中溶质与岩石表面相互作用的微观过程，包括吸附量和解吸速率等。此外，热力学方程和化学反应方程则分别描绘了储层内温度变化对流体和岩石物性的影响，以及储层中化学反应过程和速率。

为了实现这种复杂的耦合模拟，通常需要借助AI

科学计算、高性能计算技术等，如AI辅助的计算流体力学(CFD)软件、计算化学(CC)工具和计算热力学(CT)软件等。这些工具不仅提供了强大的数值计算能力，还能够通过图形化界面和数据处理功能，帮助工程师和研究人员有效地构建模型、设置模拟条件和分析预测结果。

### 5.2 发展多尺度效应油藏模型

页岩油气储层的非均质性和孔隙尺度效应对于流体的流动和储层的开发效率有着决定性的影响。研究认为：储层流体流动的尺度从孔隙尺度、介观尺度和宏观尺度差异达到10个数量级，多尺度特征对油气流动的影响越来越大。不同尺度上的渗流应采用不同的研究方法，才能揭示每个尺度上的特有渗流机理和规律，将不同尺度上的渗流机理和规律关联起来，形成一套系统的渗流理论，对油气田开发来讲非常重要<sup>[64]</sup>。页岩储层的结构复杂，孔隙大小分布广泛，从纳米级的微孔到毫米级的宏孔不等，这种多尺度的孔隙结构对流体的流动行为和相互作用机制提出了新的挑战。因此，开发能够精确描述多尺度效应的模型对于深入理解页岩储层的流动机制至关重要。为了应对这一挑战，采用包括随机介质模型、分形模型在内的数学模型来模拟和描述不同孔隙尺度上的流动行为。采用这些模型反映出页岩储层内部复杂的流体通道和异质性特征，为储层的非均质性和孔隙效应提供更为精细的描述。同时，将量子尺度的精细信息与宏观尺度的流动模型有效结合，是实现多尺度模拟的关键。通过融合量子力学第一性原理计算和宏观流体力学模型进行桥接，在不同尺度上准确预测流体的行为和储层的响应。

在孔隙尺度，采用分子动力学模拟或量子力学方法描述流体分子在纳米孔隙中的运动、相互作用及吸附等行为，在微观尺度上研究流体的物理化学过程，如岩石表面的吸附行为和流体分子间的相互作用力。通过这种微观尺度的模拟，可以揭示页岩储层中流体流动和相互作用的基本规律，开发能够同时考虑宏观和微观流动行为的多尺度模型，这些模型将能够捕捉从纳米级孔隙结构到宏观油藏尺度的流动特性，为各类储层精细描述和开发策略优化提供科学依据。

综合来看，非均质性和多尺度效应对于页岩油气储层流动的影响不容忽视，通过开发和应用高级的模拟模型，结合微观和宏观尺度的研究方法，可以更好地理解和预测页岩油气储层中的复杂流动行为，为非常规油气资源的高效开发提供强有力的理论支持和技

术指导。

### 5.3 加快AI科学计算在油气渗流理论应用与创新发展

在复杂油气藏开发的中，将AI科学研究融入计算科学、地球科学和工程技术等多个领域，形成一套突破油气渗流理论的解决方案。这种跨学科的融合将为解决油藏复杂的渗流问题提供了全新的视角和方法。

AI科学研究(AI for Science)的迅猛发展将为油气科学发展提供强大的技术支持，采用该技术可以深入洞察复杂储层流体流动机制与复杂的相行为特性，建议采用AI技术进行复杂非线性渗流的耦合多尺度数学建模，通过AI技术解决以前不能求解和无法计算的复杂渗流模型；其次，推动新材料的开发，可根据油气储层的岩石特性设计与地层条件相适应的高效压裂液和支撑剂，模拟预测不同材料的物理化学特性和力学行为，为设计新材料和配方提供科学依据，提升油气井钻井和措施井的有效性和绿色可持续性。

生成式人工智能(AIGC)技术发展迅猛，尤其是ChatGPT/GPT-4o的发布，在各个行业都掀起了大模型研发的浪潮，建议加强油气数据资源库和先进算法库的建设，尽快构建跨学科的大型油气智能体(IA)平台，并利用云化平台部署，提高计算性能和效率，提升油气行业智能体的实用性。不断迭代训练AI模型向IA转变，加速其在油气科学领域中的应用，解决复杂油气渗流的理论问题，加速孵化AI油藏模拟器的IA开发，推动知识的发现和创新，为油气能源开发中的复杂问题解决提供强有力的技术支持和科学基础。

### 5.4 提升室内实验和现场测试的技术手段

尽管高级的数值模拟技术揭示了页岩油气储层中

的流动机制，但室内实验与现场测试的重要性依然不容忽视。为了在微观层面更准确地理解不同驱替策略下流体的响应，建议进一步发展高精度实验技术，如核磁共振和电镜扫描等先进的成像技术，直观展现储层中流体流动的过程，从而更好地探究多尺度多孔介质流体的分布与移动机制，验证模型预测的准确性。

实验室测试是研究油气储层中流体流动特性的关键手段。建议模拟地下高压环境，以精确重现储层的压力、温度和化学条件，确保实验数据尽可能反映实际油藏条件下的流体流动行为。通过测定岩石的物理和流体特性，并将这些数据融入模拟模型，有效模拟出在不同渗流条件下的流体流动特征。此外，建议开发适用于油田条件的地面参数和油藏参数测量仪器，以获取最直接的储层特性和流体流动信息，为模拟模型的优化和提高模拟精度提供坚实的实验基础。

先进的科学实验仪器是科学发现的最根本手段。建议建立综合性的科学实验平台，促进地质科学、流体力学、实验科学、计算科学和数据科学等领域之间的深入合作。通过创新实验设备和方法，结合先进的AI技术，从实验和现场数据中学习出流体流动行为特征，自动识别影响相对渗透率的关键因素，建立准确高效的相对渗透率预测模拟，从历史数据中挖掘出流体流动行为的关键影响因素，从而指导实验设计和模型的持续改进。此外，鼓励高校、科研机构和工业界共同研发新技术、新方法，推进相对渗透率研究的技术进步，更有效地解决CO<sub>2</sub>与原油及聚合物与原油相对渗透率曲线测量中遇到的理论挑战，从而进一步提升油气田开发效率和经济性。

## 参考文献

- [1] 冯文光. 非达西低速渗流的研究现状与展望[J]. 石油勘探与开发, 1986, (4): 76~80. [FENG W G. State of the art and outlook of Non-Darcy flow through the single media and dual media[J]. Petroleum Exploration and Development, 1986, (4): 76~80.]
- [2] 冯文光, 葛家理. 单一介质、双重介质中非正常非达西低速渗流问题[J]. 石油勘探与开发, 1985, (1): 56~62, 67. [FENG W G, GE J L. Transition and Non-Darcy flow through the single media and dual media[J]. Petroleum Exploration and Development, 1985, (1): 56~62, 67.]
- [3] 葛家理. 油气层渗流力学[M], 北京: 石油工业出版社, 1982. [GE J L. Fluid flow through porous media[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1982.]
- [4] SCHEIDEGGER A E. The physical of flow through porous media[M], Canada: University of Toronto Press, 1974.
- [5] 黄延章. 低渗透油层非线性渗流特征[J]. 特种油气藏, 1997, 4(1): 9~14[HUAN Y Z. Non-linear seepage behavior in low-permeability oil layer [J]. Special Oil and Natural Gas Resource, 1997, 4 (1): 9~14]
- [6] 黄延章, 等. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998. [HUAN Y Z, et al. Flowing mechanism of low permeability reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry press, 1998].

- [7] 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): 27~30[XIAO L C, ZHEN L, ZHENG Y. Non Darcy seepage flow characteristic in ultra low permeable reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2000, 19(5): 27~30].
- [8] 薛芸, 石京平, 贺承祖. 低速非达西流动机理分析[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 102~104. [XUE Y, SHI J P, HE C Z. Analysis of low velocity Non-Darcy flow mechanism[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 102~104.]
- [9] 黄延章. 微观渗流实验力学及其应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001. [HUAN Y Z. Experimental mechanics of microflow and its application[M]. Beijing: Petroleum industry press, 2001].
- [10] 王恩志, 韩小妹, 黄远智. 低渗岩石非线性渗流机理讨论[J]. 岩土力学; 2003, 24(Supp2): 120~124. [WANG E Z, HAN X M, HUANG Y Z. Discussion on the mechanism of percolation in low permeability rocks[J]. Rock and Soil Mechanics, 2003, 24(Supp2): 120~124.]
- [11] ZHANG X Y, DOU Z, WANG J G. Non-Darcy flows in layered porous media (LPMs) with contrasting pore space structures[J]. Petroleum Science, 2022, (19): 2004~2013. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.05.015>.
- [12] JOHN A, HAN C, DELSHAD M, et al. A new generation chemical flooding simulator[C]. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, April 17~21, 2004, SPE-89436-MS, <https://doi.org/10.2118/89436-MS>.
- [13] NAJAFABADI N F, HAN C, DELSHAD M, et al. Development of a three phase, fully implicit, parallel chemical flood simulator[C]. SPE Reservoir Simulation Symposium, February 2~4, 2009, SPE-119002-MS, <https://doi.org/10.2118/119002-MS>.
- [14] YANG J, JIN B G, JIANG L L, et al. An improved numerical simulator for surfactant/polymer flooding[C]. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, October 20~22, 2015, SPE-176206-MS, <https://doi.org/10.2118/176206-MS>.
- [15] LIU H, CHEN Z X, SHEN L. H, et al. Development of a new parallel polymer flooding simulator for conventional and naturally fractured reservoirs[C]. International Petroleum Technology Conference, March 26~28, 2019, IPTC-19170-MS, <https://doi.org/10.2523/IPTC-19170-MS>.
- [16] FERNANDES B R B, POPE G A, SEPEHRNOORI K, et al. Advances in chemical EOR technologies: New development in field-scale chemical flooding simulation[C]. Offshore Technology Conference, May 6~9, 2019, OTC-29287-MS, <https://doi.org/10.4043/29287-MS>.
- [17] SHI X D, HAN C Y, WOLFSTEINER C, et al. Methods to improve accuracy and performance in a fully implicit surfactant flood simulator[C]. SPE Improved Oil Recovery Conference, April 25~29, 2022, SPE-209447-MS, <https://doi.org/10.2118/209447-MS>.
- [18] WANG D M, CHENG J C, YANG Q. Y, et al. Viscous-elastic polymer can increase microscale displacement efficiency in cores[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000, SPE-63227-MS, <https://doi.org/10.2118/63227-MS>.
- [19] WANG D M, XIA H F, LIU Z C, et al. Study of the mechanism of polymer solution with visco-elastic behavior increasing microscopic oil displacement efficiency and the forming of steady "oil thread" flow channels[C]. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, April 17~19, 2001, Paper Number: SPE-68723-MS, [doi.org/10.2118/68723-MS](https://doi.org/10.2118/68723-MS).
- [20] HOU J R, LIU Z C, XIA H F. Viscoelasticity of ASP solution is a more important factor of enhancing displacement efficiency than ultra-low interfacial tension in ASP flooding[C]. SPE 71061, SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, May 21~23, 2001, <https://doi.org/10.2118/71061-MS>.
- [21] LIU Z C, YUE X A, HOU J R, et al. Comparison of displacement oil mechanism of polymer, ASP and foam of ASP in micro pores and dead ends of pores[C]. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, October 8~10, 2002, Paper Number: SPE-77876-MS, <https://doi.org/10.2118/77876-MS>.
- [22] XIA H F, WANG D M, WU J Z, et al. Elasticity of HPAM solutions increases displacement efficiency under mixed wettability conditions[C]. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, October 18~20, 2004, Paper Number: SPE-88456-MS. <https://doi.org/10.2118/88456-MS>.
- [23] YIN H J, WANG D M, ZHONG H Y. Study on flow behaviors of viscoelastic polymer solution in micropore with dead end[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, September 2006, SPE-101950-MS, <https://doi.org/10.2118/101950-MS>.
- [24] 刘洋, 刘春泽. 粘弹性聚合物溶液提高驱油效率机理研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2007, 31(2): 91~94, 104. [LIU Y, LIU C Z. Mechanism of enhancing oil displacement efficiency by viscoelastic polymer solution[J]. Journal of China University of Petroleum, 2007, 31(2): 91~94.]
- [25] WANG D M, WANG G, XIA H F, et al. Incremental recoveries in the field of large scale high viscous-elastic fluid flooding are double that of conventional polymer flooding[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 30~November 2, 2011, Paper Number: SPE-146473-MS, <https://doi.org/10.2118/146473-MS>.
- [26] VERMOLEN E C, HAASTERECHT M J, MASALMEH S K. A systematic study of the polymer visco-elastic effect on residual oil saturation by core flooding[C]. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 31~April 2, 2014. Paper Number: SPE-169681-MS, <https://doi.org/10.2118/169681-MS>.

- [27] CLARKE A, HOWE A, MITCHELL M J, et al. How viscoelastic polymer flooding enhances displacement efficiency[J]. SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, August 11–13, 2015, Paper Number: SPE-174654-MS, <https://doi.org/10.2118/174654-MS>(Schlumberger).
- [28] MAKIMURA D, KUNIEDA M, LIANG Y F, et al. Application of molecular simulations to CO<sub>2</sub>-EOR: Phase equilibria and interfacial phenomena[C]. International Petroleum Technology Conference held in Bangkok, Thailand, 7–9 February 2012, IPTC 14774, <https://doi.org/10.2523/IPTC-14774-MS>.
- [29] PHI T, SCHECHTER D. CO<sub>2</sub> EOR simulation in unconventional liquid reservoirs: An eagle ford case study[C]. SPE Unconventional Resources Conference, February 15–16, 2017, SPE-185034-MS, <https://doi.org/10.2118/185034-MS>.
- [30] ELLAFI A, JABBARI H. Coupling geomechanics with diffusion/adsorption mechanisms to enhance bakken CO<sub>2</sub> -EOR modeling[C]. The 53rd U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, June 23–26, 2019, ARMA-2019-1795.
- [31] JIA L P, KUMAR N, KUMAR K, et al. An integrated full-field development of a giant mature field using CO<sub>2</sub> EOR[C]. International Petroleum Technology Conference, December 6–9, 2015, IPTC-18529-MS, <https://doi.org/10.2523/IPTC-18529-MS>.
- [32] DHEIAA A, MINGZHEN W, BAOJUN B. Feasibility of CO<sub>2</sub> -EOR in shale-oil reservoirs: Numerical simulation study and pilot tests[C]. Carbon Management Technology Conference, July 17–20, 2017, CMTC-485111-MS, <https://doi.org/10.7122/485111-MS>.
- [33] WANG S, HAN J, WANG Y B, et al. Recovery potential and mechanism investigation of the supercritical CO<sub>2</sub> EOR in the bakken tight formation[C]. Carbon Management Technology Conference, July 15–18, 2019, CMTC-579484-MS, <https://doi.org/10.7122/CMTC-579484-MS>.
- [34] 柴汝宽, 刘月田, 何宇廷. 水驱过程中原油组分变化规律及机理[J]. 石油科学通报, 2021, 1: 114–126. [CHAI R K, LIU Y T, HE Y T. Alteration mechanisms of crude oil components in water-flooding[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 1: 114–126].
- [35] 吕伟峰, 刘庆杰, 张祖波, 等. 三相相对渗透率曲线实验测定[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 713–718. [LV W F, LIU Q J, ZHANG Z B, et al. Measurement of three-phase relative permeabilities[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 713–718].
- [36] CINAR Y, ORR F M. Measurement of three-phase relative permeability with IFT variation[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal. 8(1), 2005. <https://doi.org/10.2118/89419-MS>.
- [37] DELSHAD M, MACALLISTER D J, POPE G A, et al. Multiphase dispersion and relative permeability experiments[J]. SPE Journal, 524–534, August, 1985.
- [38] DELSHAD M, POPE G A, LAKE L W. Two and three-phase relative permeabilities of micellar fluids[J]. SPE Formation Evaluation, 1987, 9: 327–337.
- [39] DELSHAD M, POPE G A. Comparison of the three-phase oil relative permeability models[J]. J. Transport Porous Media, 1989, 4: 59–83.
- [40] FOULSER R W S, GOODYEAR S G, SIMS R J. Two and three phase relative permeability studies at high capillary numbers[C]. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 22–24 April, 1992. <https://doi.org/10.2118/24152-MS>.
- [42] FULCHER R A, ERTEKIN T, STAHL C D. Effect of capillary number and its constituents on two-phase relative permeability curves[J]. J. Pet. Technol., 1985, SPE-12170-PA (02), 249–260, doi: 10.2118/12170-PA.
- [43] LASHGARI H R, POPE G A, TAGAVIFAR M, et al. A new three-phase microemulsion relative permeability model for chemical flooding reservoir simulators[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 9–11, 2017, SPE-187369-MS, <https://doi.org/10.2118/187369-MS>.
- [44] ASSADY A, BELLAL A, RASOULI V, et al. Effect of stress dependent permeability evolution on CO<sub>2</sub> EOR in unconventional reservoirs[C]. ARMA/DGS/SEG International Geomechanics Symposium, November 1–4, 2021, ARMA-IGS-21-041.
- [45] CIVAN F. Phenomenological correlation of pressurization/depressurization hysteresis of stress dependent porosity and permeability of shale reservoirs[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2017, <https://doi.org/10.2118/187041-MS>.
- [46] DAVID C, WONG T F, ZHU W, et al. Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: Implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust[J]. J. Pure and Applied Geophysics, 1994, 143(1–3): 425–456.
- [47] DONG J J, HSU J Y, WU W J, et al. Stress dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP hole-A[J]. J. Rock Mechanics and Mining Sciences, 2010, 47(7): 1141–1157.
- [48] ELHAJ M, HASHAN M, HOSSAIN M E. A critical review and future trend on relative permeability hysteresis[C]. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 25–26, 2018, <https://doi.org/10.2118/191260-MS>.
- [49] 王德民. 粘弹性流体的特殊性对油藏工程、地面工程及采油工程的影响[J]. 大庆石油学院学报, 2001, 25(3): 46–52. [WANG D M. The influence of the special properties of viscoelastic fluid on reservoir engineering and surface engineering and production

- engineering [J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2001, 25(3): 46–52.]
- [50] 王德民, 王刚, 吴文祥, 等. 黏弹性驱替液所产生的微观力对驱油效率的影响. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2008, 23(1): 43–55. [WANG D M, WANG G, WU W X, et al. Influence of the micro-force produced by viscoelastic displacement liquid on displacement efficiency[J]. *Journal of Xi an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2008, 23(1): 43–55.]
- [51] 廖艾贤. 流体力学[M]. 北京: 中国铁道出版社, 1987, 62–67. [LIAO A X. *Fluid mechanics*[M]. Beijing: China Railway Publishing House, 1987, 62–67.]
- [52] 吴望一. 流体力学(下册)[M]. 北京: 北京大学出版社, 239–248. [WU W Y. *Fluid mechanics* [M]. Beijing: Peking University Press, 1987, 239–248.]
- [53] BASNIYEV K C, FERALSOV A M, et al. *Subsurface fluid mechanics*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992, 284–285.]
- [54] 窦宏恩, 杨旸. 低渗透油藏流体渗流再认识[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(5): 633–640. [DOU H E, YANG Y. Further understanding on fluid flow through multi-porous media in low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(5): 633–640.]
- [55] 窦宏恩, 马世英, 邹存友, 等. 正确认识低和特低渗透油藏启动压力梯度[J]. *中国科学: 地球科学*, 2014, 44(8): 1751~1760. [DOU H E, MA S Y, ZOU C Y, et al. Threshold pressure gradient of fluid flow through multi-porous media in low and extra-low permeability reservoirs[J]. *Science China: Earth Sciences*, 2014, 44(8): 1751 ~ 1760, [https://doi: 10.1007/s11430-014-4933-1](https://doi.org/10.1007/s11430-014-4933-1).]
- [56] JOHN R L, WATTENBERG A. *Gas reservoir engineering*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007, 336–337, 341–342.
- [57] FORCHHEIMER P. Wasserbewegung durch boden[J]. *Z. Ver. Deutsch. Ing.* (1901)45, 1782–1788.
- [58] ABDERAHMANE O A K M, WAHYUD I, THOMAS P. Soils and foundations new extension of Darcy's law to unsteady flows[J]. 42(6): 53–63, 2002.
- [59] ZENG Z W, GRIGG R. A criterion for Non-Darcy flow in porous media[J]. *Transport in Porous Media* 63: 57–69, 2006, [https://doi: 10.1007/s11242-005-2720-3](https://doi.org/10.1007/s11242-005-2720-3).
- [60] AL-OTAIBI A, WU Y S. Transient behavior and analysis of Non-Darcy flow in porous and fractured reservoirs according to the barree and conway model[C]. *Western North America Regional Meeting held in Anaheim, California, USA*. 26–30 May, 2010, SPE 133533.
- [61] TRYGVE K. High-velocity flow in fractures[D]. *Norwegian University of Science and Technology*. 92–100, 2000.
- [62] POOLE R J. The Deborah and Weissenberg numbers[J]. *Rheology Bulletin*. 2012, 53 (2): 32–39.
- [63] 陈浩, 刘希良, 贾宁洪, 等. CO<sub>2</sub> 近混相驱的关键科学问题与展望[J]. *石油科学通报*, 2020, 3: 392–401. [CHEN H, LIU X L, JIA N H, et al. Prospects and key scientific issues of CO<sub>2</sub> near-miscible flooding[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 3: 392–401.]
- [64] 姚军, 黄朝琴, 孙海, 等. 油气渗流力学多尺度研究方法进展[J]. *石油科学通报*, 2023, 1: 32–68. [YAO J, HUANG Z Q, SUN H, et al. Research progress of multi-scale methods for oil and gas flow in porous media[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2023, 01: 32–68. [https://doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.004](https://doi.org/10.3969/j.issn.2096-1693.2023.01.004).]

(编辑 马桂霞)