

# 沉积储层相对渗透率的各向异性特征及其对渗流的影响

裴雪皓<sup>1,2</sup>, 刘月田<sup>1\*</sup>, 林子愉<sup>1</sup>, 薛亮<sup>1</sup>, 毛钰鑫<sup>3</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

2 中国石油塔里木油田公司, 库尔勒 841000

3 中国石油新疆油田公司采气一厂, 克拉玛依 834000

\* 通信作者, lyt51@163.com

收稿日期: 2022-12-01; 修回日期: 2023-02-20

国家自然科学基金项目(52274048)、北京市自然科学基金项目(3222037)、中国石油科技创新基金项目(2020D-5007-0203)和陕西省技术创新引导专项计划项目(2023-YD-CGZH-02)联合资助

**摘要** 沉积过程和成岩过程通常会使得储层具有各向异性特征, 现有各向异性研究主要针对储层绝对渗透率, 缺乏对相对渗透率各向异性的研究, 无法反映各相之间干扰程度在不同方向上的差异。为研究各向异性结构对油水两相渗流的影响, 本文设计了立体交错取心方法, 以降低常规立方体岩心各向异性相渗实验中末端效应的影响, 建立了各向异性相渗曲线的获取方法; 在此基础上开展天然砂岩油水两相相对渗透率各向异性对比实验, 证明了砂岩储层相对渗透率各向异性的存在; 分析了各向异性相对渗透率的产生机理及张量表示; 研究了相对渗透率各向异性对渗流过程的影响。结果表明, 微观层状结构是造成沉积储层相对渗透率各向异性的主要原因; 相对渗透率各向异性量化表征了不同方向上水相突进能力、水油流度比的差异; 高渗方向的相渗曲线具有残余油饱和度较高、两相渗流区较窄、等渗点含水饱和度较小、等渗点相对渗透率较低的特征; 相对渗透率各向异性会导致油水相向渗流, 对油藏开发产生显著影响, 主要表现为, 随开发过程的进行, 油水渗流方向会逐渐呈现出明显的差异性, 相继出现单向死油区和平面死油区, 导致剩余油分布更加复杂。

**关键词** 相对渗透率; 各向异性; 渗流方向; 剩余油分布; 张量表征

**中图分类号**: TE311; P62

## Anisotropic characteristics of relative permeability of sedimentary reservoirs and their influence on seepage

PEI Xuehao<sup>1,2</sup>, LIU Yuetian<sup>1</sup>, LIN Ziyu<sup>1</sup>, XUE Liang<sup>1</sup>, MAO Yuxing<sup>3</sup>

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China

3 No. 1 Gas Production Company of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China

Received: 2022-12-01; Revised: 2023-02-20

**Abstract** Sedimentary and diagenetic processes usually make reservoirs anisotropic. The existing anisotropy studies mainly

引用格式: 裴雪皓, 刘月田, 林子愉, 薛亮, 毛钰鑫. 沉积储层相对渗透率的各向异性特征及其对渗流的影响. 石油科学通报, 2024, 04: 699-712

PEI Xuehao, LIU Yuetian, LIN Ziyu, XUE Liang, MAO Yuxing. Anisotropic characteristics of relative permeability of sedimentary reservoirs and their influence on seepage. Petroleum Science Bulletin, 2024, 04: 699-712. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.04.053

focus on the absolute permeability of reservoirs, but lack of studies on relative permeability anisotropy, which cannot reflect the difference of interference degree between fluid phases in different directions. In order to study the effect of an anisotropic structure on oil-water two-phase seepage, a three-dimensional staggered coring method was designed to reduce the influence of end effects in conventional cubic core anisotropy relative permeability experiments, and a method to obtain an anisotropic relative permeability curve was established. On this basis, an anisotropy experiment of oil-water relative permeability of natural sandstone is carried out, which proves the existence of anisotropy of relative permeability of sandstone reservoirs. The generation mechanism and tensor expression of anisotropic relative permeability are analyzed. The effect of relative permeability anisotropy on seepage processes is studied. The results show that bedding structure is the main cause of relative permeability anisotropy of sedimentary reservoirs. Relative permeability anisotropy quantifies the difference of water-phase coning ability and water-oil fluidity ratio in different directions. The relative permeability curve in the high permeability direction is characterized by high residual oil saturation, a narrow two-phase seepage zone, low water saturation and low relative permeability at the isotonic point. Relative permeability anisotropy will lead to oil and water seepage, which will have a significant impact on reservoir development. As the development process progresses, oil and water seepage directions will gradually show obvious differences, and one-way dead oil zones and plane dead oil zones appear successively, resulting in a more complex distribution of remaining oil.

**Keywords** relative permeability; anisotropy; seepage direction; remaining oil distribution; tensor representations

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.04.053

## 0 引言

地层在形成过程中受到沉积、成岩、构造等各种地质作用的影响,往往具有各向异性的特征,即储层的渗透率等物性参数具有方向性。针对绝对渗透率各向异性的数学模型、测试理论、模拟方法均已较为成熟<sup>[1-8]</sup>,但各向异性储层多相流动的相关描述方法还存在较大问题。多项研究表明,相对渗透率从代表性微米尺度<sup>[9-12]</sup>,到实验室尺度<sup>[13-15]</sup>,再到油藏尺度<sup>[16-19]</sup>均存在各向异性的特征,这些研究表明相对渗透率标量模型与实际情况存在显著差异。尽管如此,相对渗透率几乎总是被建模为标量。这主要有两个原因:第一,各向异性相对渗透率测量困难;第二,饱和度相关的各向异性特征会导致数值方法的复杂性显著增加。Dmitriev等人<sup>[20-21]</sup>从晶体物理学角度对各向异性多孔介质两相渗流进行了数学研究,并给出了适用于所有类型介质的相对渗透率表达式,但这一完整表达过于复杂,难以实际测定与应用。此外他们还从数学角度证明了满足正交对称性的介质(采用晶体物理学对称性的概念),其流体相的有效渗透率主轴方向与绝对渗透率主轴始终保持一致,而对于满足单斜或三斜对称性的介质其流体相有效渗透率主轴方向会随饱和度而改变。随后不少学者用群论方法<sup>[22-25]</sup>以及数值方法<sup>[26-31]</sup>研究了不同对称类型各向异性介质中的微观两相渗流,这些研究均表明,相对渗透率与绝对渗透率类似,也存在各向异性。实验测试方面,前人通过立方体岩心实验证明了砂岩储层相对渗透率各向异性的存在<sup>[32-33]</sup>,但由于立方体岩心自身长径比的限制,使得末端效应影响较大。郑文宽等<sup>[34]</sup>通过实验证明了微

裂缝对相渗曲线的形态有很大影响,会导致基质的相对渗透率具有各向异性特点。从上述研究可以看出,现阶段国内外对各向异性储层两相渗流的研究以数值研究为主,缺乏可靠的物理实验方法。然而,油水相渗曲线是编制开发方案及动态预测的重要资料和依据,只考虑绝对渗透率的各向异性,并不能如实反映储层中的油水流动规律。

本文通过交错取心方法兼顾岩心物性的一致性与岩心长径比的合理性,对天然岩心进行不同方向的相对渗透率测试;建立了各向异性相渗曲线的数据处理方法;并分析了相渗各向异性对油藏渗流及开发的影响,从而为水驱开发方案调整、剩余油挖潜与各向异性油藏数值模拟提供科学依据。

## 1 各向异性相对渗透率测试实验

### 1.1 实验材料

此前各向异性相渗曲线的实验均是基于立方体岩心,但其岩心长度相对于截面积过短,末端效应的影响显著。增加岩心长度是降低末端效应有效的方式,为兼顾岩心物性的一致性与岩心长径比的合理性,实验岩心采用图1所示的立体交错取心方法从立方体岩块中钻取,岩心长15 cm,直径为2.5 cm。每个立方体岩块钻取的6根岩心构成一组,该方法将实验对象从立方体岩心变为常规长岩心,降低了末端效应的影响。

实验材料取自砂岩天然露头,无裂缝且基质各向异性,发育水平层理。本文共钻取两组岩心,A组源自灰砂岩,水平层理发育程度较低;B组源自黄砂岩,

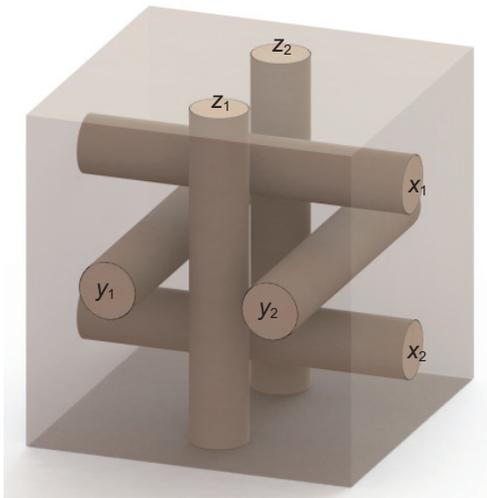


图 1 立体交错取心示意图  
Fig. 1 Schematic diagram of three-dimensional staggered coring

水平层理发育程度较高，岩心钻取方向的  $x$ - $y$  平面即为水平层理发育面。实验用油为原油与煤油配置的模拟油，室温 (20 °C) 下黏度为 4.73 mPa·s；地层水室温下黏度为 0.71 mPa·s，油水界面张力为 42.858 mN/m。

1.2 实验方法

采用非稳态恒速法 (GB/T 28912-2012) 测定相对渗透率，主要实验步骤如下：

①将岩心进行清洗、烘干后称重，抽真空饱和地层水后称湿重，利用二者的差值计算孔隙度；

②将饱和岩心装入岩心夹持器内，施加 15 MPa 围压，使用地层水进行驱替，测试岩心绝对渗透率；

③使用模拟油对岩心进行驱替，初始驱替速度为 0.1 mL/min，逐渐增加驱替速度直至不出水为止，确定岩心的初始含油饱和度与束缚水饱和度。同时测试束缚水下油相渗透率；

④采用非稳态法进行水驱油相对渗透率测定实验，恒速驱替 (0.5 mL/min)，实验截止点为出口端含水率达 99% 以上，记录此期间各时间段的产油量、产水量及驱替压差，并测试残余油下水相渗透率；

⑤使用石油醚驱替法清洗岩心，采用较低的驱替速度 (0.4 mL/min) 长时间驱替，驱替途中对岩心进行一次反向，以衔接后续实验。单次清洗岩心驱替时长不小于 24 h。清洗完毕后烘干称重，重新抽真空饱和水并称湿重测定孔隙度，然后将岩心反向放置重复步骤②-④；

⑥更换岩心，重复步骤①-⑤，实验结果见表 1。

1.3 数据处理原理

实验结果应用 JBN 方法<sup>[35-36]</sup> 计算单次测试的油水相对渗透率曲线，如图 2a 和图 3a。

一组实验每个方向包含两块岩心，每块岩心进行

表 1 实验岩心特征参数

Table 1 Characteristic parameters of experimental cores

岩心组	岩心方向	孔隙度	水测渗透率/mD	束缚水下油相渗透率/mD	残余油下水相渗透率/mD	束缚水饱和度	残余油饱和度	两相区饱和度范围	等渗点饱和度	等渗点相渗	束缚水对齐后		
											残余油饱和度	等渗点饱和度	等渗点相渗
A	$x_1$ 正	0.161	17.404	12.549	0.942	0.336	0.313	0.351	0.605	0.065	0.374	0.546	0.064
	$x_1$ 反	0.164	16.615	12.926	0.970	0.340	0.308	0.352	0.610	0.065			
	$x_2$ 正	0.152	17.336	13.197	1.217	0.352	0.318	0.330	0.598	0.063			
	$x_2$ 反	0.153	16.938	13.062	0.980	0.328	0.324	0.348	0.603	0.065			
	平均值	0.158	17.073	12.934	1.027	0.339	0.316	0.345	0.604	0.065			
	$y_1$ 正	0.155	15.866	9.639	0.709	0.299	0.34	0.361	0.596	0.056			
	$y_1$ 反	0.156	16.181	9.800	0.883	0.319	0.372	0.308	0.577	0.078			
	$y_2$ 正	0.156	16.050	9.763	0.878	0.299	0.339	0.362	0.557	0.078	0.369	0.558	0.070
	$y_2$ 反	0.159	16.114	9.666	0.650	0.312	0.32	0.368	0.613	0.062			
	平均值	0.156	16.053	9.717	0.780	0.307	0.343	0.350	0.586	0.069			
	$z_1$ 正	0.156	1.080	0.748	0.094	0.288	0.333	0.379	0.578	0.109			
	$z_1$ 反	0.158	1.010	0.876	0.118	0.275	0.351	0.374	0.568	0.117			
	$z_2$ 正	0.157	1.158	0.793	0.095	0.280	0.346	0.375	0.590	0.104	0.345	0.577	0.112
	$z_2$ 反	0.158	1.167	0.833	0.112	0.280	0.353	0.367	0.569	0.117			
平均值	0.157	1.003	0.813	0.105	0.281	0.345	0.374	0.576	0.112				

(续表)

岩心组	岩心方向	孔隙度	水测渗透率/mD	束缚水下油相渗透率/mD	残余油下水相渗透率/mD	束缚水饱和度	残余油饱和度	两相区饱和度范围	等渗点饱和度	等渗点相渗	束缚水对齐后		
											残余油饱和度	等渗点饱和度	等渗点相渗
B	x <sub>1</sub> 正	0.188	26.956	18.567	1.181	0.398	0.283	0.319	0.637	0.056			
	x <sub>1</sub> 反	0.191	25.110	17.373	1.448	0.404	0.28	0.315	0.646	0.068			
	x <sub>2</sub> 正	0.178	26.913	17.118	1.252	0.418	0.254	0.328	0.656	0.060	0.322	0.596	0.064
	x <sub>2</sub> 反	0.180	25.966	16.892	1.474	0.409	0.264	0.327	0.651	0.072			
	平均值	0.184	26.236	17.488	1.338	0.407	0.27	0.322	0.647	0.064			
	y <sub>1</sub> 正	0.195	23.207	11.565	1.168	0.453	0.17	0.376	0.723	0.090			
	y <sub>1</sub> 反	0.182	23.274	10.707	1.064	0.444	0.175	0.380	0.736	0.076			
	y <sub>2</sub> 正	0.182	23.171	10.667	1.155	0.458	0.16	0.382	0.727	0.087	0.264	0.636	0.083
	y <sub>2</sub> 反	0.185	23.185	10.550	1.033	0.467	0.151	0.382	0.757	0.080			
	平均值	0.186	23.209	10.872	1.105	0.456	0.164	0.380	0.736	0.083			
	z <sub>1</sub> 正	0.182	2.857	1.373	0.135	0.356	0.197	0.447	0.703	0.084			
	z <sub>1</sub> 反	0.185	3.015	1.416	0.132	0.364	0.18	0.456	0.729	0.085			
	z <sub>2</sub> 正	0.184	2.987	1.351	0.138	0.356	0.168	0.477	0.720	0.083	0.181	0.711	0.084
	z <sub>2</sub> 反	0.184	2.741	1.471	0.148	0.347	0.178	0.475	0.695	0.084			
	平均值	0.184	2.900	1.403	0.138	0.356	0.181	0.464	0.712	0.084			

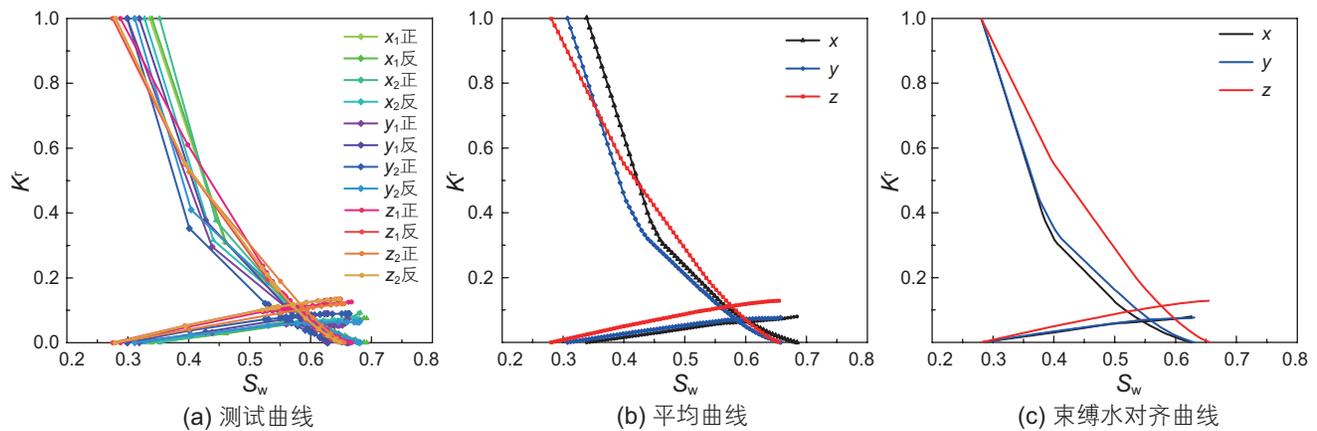


图2 A组岩心相渗曲线

Fig. 2 Relative permeability curve of group A cores

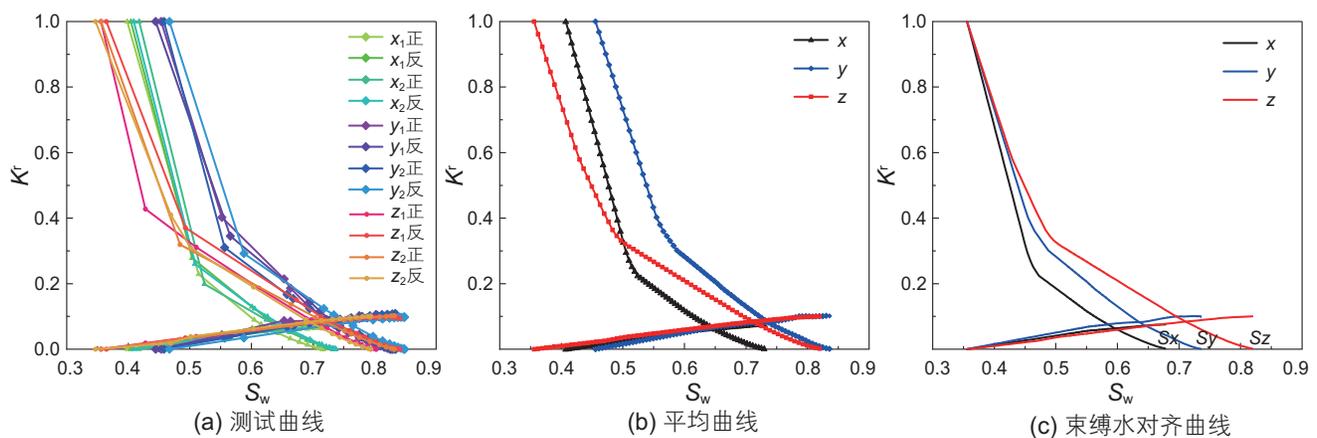


图3 B组岩心相渗曲线

Fig. 3 Relative permeability curve of group B cores

正反两次测试，即每个方向可得到 4 条相渗曲线。图 2a 与图 3a 均表明同方向的多条相渗曲线非常相似，可直接进行归一化平均：首先对 4 条曲线的束缚水饱和度与残余油饱和度进行算术平均，得到该方向的平均两相流区间；然后在该区间内均匀划分饱和度插值点，以平均两相流区间为基准对 4 条相渗曲线进行归一化，然后采用线性插值方法得到 4 条归一化相渗曲线在对应插值点处的相渗值；最后对同一插值点处的相渗值进行算术平均即可得到该方向的平均相渗曲线，如图 2b 和图 3b。

图 2a 与图 3a 均表明源自同一岩块的不同方向岩心其束缚水饱和度并不一致，而同一方向的多次测量结果相近。本文所用岩心为近距离交错钻取，同一组岩心的孔隙结构基本一致，此时不同方向岩心之间束缚水的差异源于不同方向驱替时的动用孔隙空间不同(图 4)。当沿高渗方向进行油驱水时，低渗层的细小孔喉大量作为死孔隙空间存在，而沿低渗方向驱替时，这部分细小孔喉可以得到更好的动用，从而导致图 2b、3b 中高渗方向岩心的束缚水饱和度较高。

实际油藏中岩石的束缚水是经过漫长且复杂的运移过程而形成，这一过程包含了我们实验测试的所有方向，因此真实的束缚水饱和度可以达到我们不同方向测试结果中的最低值。以图 2b 所示曲线为例，真实岩心的束缚水饱和度是  $z$  方向曲线对应的束缚水饱和度， $x$ 、 $y$  方向测试束缚水饱和度与真实束缚水饱和度之差定义为伪束缚水饱和度。

上述分析表明，不同方向驱替对应的有效孔隙度不同，高渗方向驱替对应的有效孔隙度较低，从而产生了伪束缚水。实验测试得到的相渗曲线本质上表征了各方向在对应有效孔隙度内的两相流特征，因此使用时需要将表观饱和度与各方向有效孔隙度内的饱和

度进行对应。对于实际水驱油藏，注入水首先进入较大的孔喉，即图 4 中的 I 区域，显然这一区域同时属于所有方向的有效孔隙度，即水驱开发过程所有方向同步进入两相流区间，故对于水驱油藏不同方向的相渗曲线起点是一致的。

3 个不同方向测得的相渗曲线束缚水饱和度对齐的方法是：以最低束缚水饱和度为标准，其他两条相渗曲线整体向左平移，得到图 2c、图 3c 所示的各向异性相渗曲线。

下面对束缚水对齐后残余油饱和度的物理意义进行解释。以图 3c 所示曲线为例， $x$ 、 $y$ 、 $z$  方向的 3 条油相相渗曲线与饱和度轴分别交于  $S_x$ 、 $S_y$ 、 $S_z$  3 点。当  $S_x < S_w < S_y$  时表示油相在  $x$  方向已经不具备流动能力，这主要是因为当含水饱和度超过某一值时在高渗方向水相已经沿高渗通道全部贯通， $x$  方向的所有压力梯度将由水相直接传递消除，油相无法流动。但此时油相在  $y$  和  $z$  方向仍然可以流动，因此该点的含油饱和度会继续下降，随着含油饱和度的下降， $x$  方向的水相相对渗透率必然会继续升高，但是这部分曲线无法通过非稳态实验直接测量，在计算中我们可以按水相相渗曲线的趋势进行外推插值处理。同理，当  $S_y < S_w < S_z$  时油相在  $y$  方向也丧失流动能力；当  $S_w = S_z$  时油相完全丧失流动能力，达到最终的残余油状态，估算现场驱油效率时应该使用这一最终的残余油状态。将束缚水对齐后  $x$ 、 $y$  方向的残余油饱和度与最终残余油饱和度之差定义为伪残余油饱和度。由于实际油藏形成过程会导致图 4 中的 II 区域内赋存一定的油相，这部分油相沿高渗方向驱替无法动用，沿低渗方向驱替则可以动用，从而形成伪残余油。当通过柱状岩心测试高渗方向的相渗曲线时，这部分伪残余油的赋存空间始终被水相占据，以伪束缚水的形态呈现。故本文的束缚水

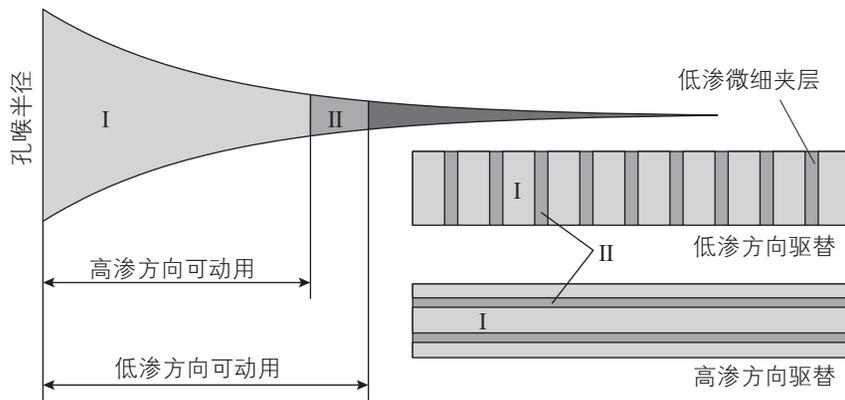


图 4 测试束缚水饱和度差异示意图

Fig. 4 Schematic diagram of the difference of irreducible water saturation

对齐方法本质是将伪束缚水饱和度转换为了伪残余油饱和度，是将柱状岩心测试过程转换成了三维渗流情况。

#### 1.4 实验结果分析

经过上述分析我们得到表1、图2c和图3c所示的实验结果。结果表明在常规砂岩中存在不同程度的相渗各向异性，且与渗透率各向异性、层理发育程度存在一定关联，但并非线性相关。主要特征为：在高渗方向由于水相沿高渗孔道快速突进导致残余油饱和度较高，两相渗流区较窄，低渗方向残余油饱和度较低，两相渗流区较宽；在高渗方向等渗点含水饱和度较小，对应的相对渗透率也较低；在高渗方向水油相对渗透率的比值较大(图5)，水相突进严重，会导致含水率上升较快，在低渗方向水油有效渗透率的比值较小，含水率上升也较慢，根据流度比的概念可知高渗方向的流度比高于低渗方向。

## 2 相对渗透率各向异性机理分析

对于多孔介质中的多相流体渗流来说，多孔介质的绝对渗透率表示多孔介质对流体的总导流能力，相对渗透率表示多孔介质总导流能力分配给各相流体的比例。绝对渗透率各向异性表示多孔介质在不同方向对流体的总导流能力不同，相对渗透率各向异性表示多孔介质不同方向的总导流能力分配给各相流体的比例不同。与绝对渗透率类似，根据成因可将相对渗透率各向异性分为两大类。一类是由于油藏内裂缝作用引起的各向异性；另一类是由于沉积作用引起的各向异性。

### 2.1 裂缝各向异性

在裂缝性储层中，对于大尺度的裂缝，我们可以通过双重介质模型进行处理和计算，但对于小尺度的微裂缝，我们只能将其归为基质介质，并赋予其各向异性渗透率。但微裂缝的存在不仅影响绝对渗透率，微裂缝对相对渗透率曲线的形态也有很大影响<sup>[34,37]</sup>。裂缝渗透率比基质渗透率大，且毛管力影响较小，驱替过程中注入水容易在裂缝中发生水窜。微裂缝会导致基质的相对渗透率具有明显各向异性特点，闭合微裂缝也会对相对渗透率曲线形态产生影响，主要体现在闭合微裂缝主方向水相相对渗透率上升较快，两相总导流能力较大。

### 2.2 沉积各向异性

本文实验采用的岩心均为天然砂岩，不含微裂缝，实验结果表明没有裂缝影响的储层也存在明显的相渗各向异性，且相渗各向异性与层理发育程度存在明显的相关性，岩样A层理发育较弱，相渗各向异性也较弱，岩样B层理发育明显，相渗各向异性也较强。再结合Pei等人<sup>[32]</sup>的实验结果，可见微观层理结构是造成沉积岩石相对渗透率各向异性的主要机制。

相对渗透率主要是表征互不相容的两相流体在多孔介质中非活塞式驱替的特征，而形成非活塞式驱替的主要原因是岩石孔隙结构的非均质性，不同孔道的大小、粗糙度、迂曲度、毛管力均存在显著差异，导致在各孔道中的流动速度不同<sup>[38]</sup>。

通常天然岩石由于沉积作用的影响，沿垂向呈现一定的微观层理结构，不同层之间的孔隙结构存在差异(图6a)。当沿平行于微观层理的方向驱替时，过流断面的非均质性较强，驱替的非活塞特征更加显著，

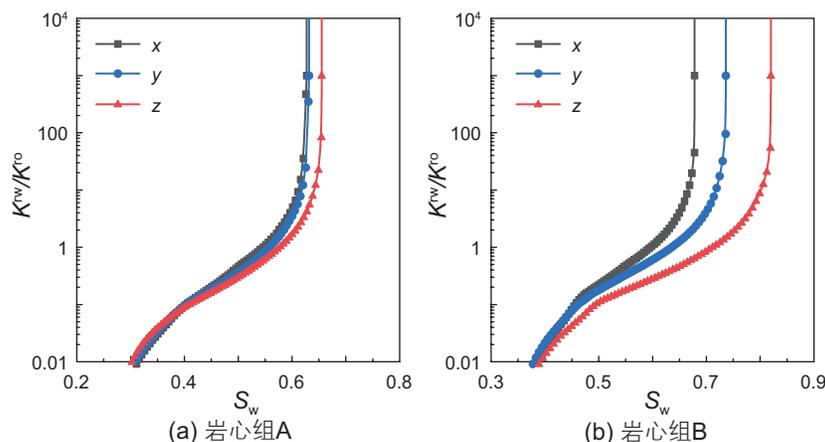


图5 各方向油水相对渗透率比

Fig. 5 Ratio of water/oil relative permeability in each direction

水相会优先沿高渗层突进, 低渗层则难以动用(图 6b); 当沿垂直于微观层理的方向驱替时, 过流断面的非均质性较弱, 在同一层内水相只能依靠粘性指进突破, 同时低渗层的存在进一步阻碍了水相的突进(图 6c); 从而造成平行和垂直于微观层理方向的水油流度比存在显著差异, 这就形成了宏观上相对渗透率的各向异性, 即微观非均质性引起的宏观各向异性。

此外, 相对渗透率的各向异性还可能与古水流侵蚀方向单一造成的储层润湿性分布特征有关。古水流沿特定方向持续冲刷, 会造成沿水流方向与垂直水流方向的岩石孔喉被冲刷的强度不同, 导致表面润湿性的差异, 而润湿性会直接影响相对渗透率曲线的形态<sup>[39-40]</sup>。

### 3 相对渗透率张量表征

根据上面的实验观测及其它大量的岩心观测和实验室测试, 发现一般情况下储层的有效渗透率主轴方向与绝对渗透率主轴方向保持一致。由此可以定义相渗各向异性岩石的如下特点:

(1) 在 3 个绝对渗透率主方向上分别存在 3 条独立的相渗曲线;

(2) 流体有效渗透率也是二阶张量, 其 3 个主轴方向与相对渗透率主轴方向相同;

(3) 在任一个主轴方向, 流体有效渗透率主值等于该方向的绝对渗透率主值与相对渗透率主值的乘积。

取渗透率的 3 个主轴方向为坐标轴方向, 建立三维直角坐标系, 记  $e_1$ 、 $e_2$ 、 $e_3$  分别为 3 个坐标轴方向的单位向量。设岩石绝对渗透率的 3 个主值分别为  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$ ,  $l$  相流体相对渗透率的 3 个主值分别为  $K_1^l$ 、 $K_2^l$ 、 $K_3^l$ ,  $l$  相流体有效渗透率的 3 个主值分别为

$K_1^l$ 、 $K_2^l$ 、 $K_3^l$ , 则有如下关系式:

$$\begin{cases} K_1^l = K_1 \cdot K_1^l \\ K_2^l = K_2 \cdot K_2^l \\ K_3^l = K_3 \cdot K_3^l \end{cases} \quad (1)$$

式(1)实质上表示的是有效渗透率、相对渗透率及绝对渗透率 3 个张量之间的关系, 写成矩阵形式, 则得:

$$\begin{bmatrix} K_1^l & 0 & 0 \\ 0 & K_2^l & 0 \\ 0 & 0 & K_3^l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_1 & 0 & 0 \\ 0 & K_2 & 0 \\ 0 & 0 & K_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} K_1^l & 0 & 0 \\ 0 & K_2^l & 0 \\ 0 & 0 & K_3^l \end{bmatrix} \quad (2)$$

其中  $\begin{bmatrix} K_1^l & 0 & 0 \\ 0 & K_2^l & 0 \\ 0 & 0 & K_3^l \end{bmatrix}$ 、 $\begin{bmatrix} K_1 & 0 & 0 \\ 0 & K_2 & 0 \\ 0 & 0 & K_3 \end{bmatrix}$  和  $\begin{bmatrix} K_1^l & 0 & 0 \\ 0 & K_2^l & 0 \\ 0 & 0 & K_3^l \end{bmatrix}$

分别是有效渗透率张量、绝对渗透率张量及相对渗透率张量的矩阵形式。

下面给出任意坐标系下有效渗透率、相对渗透率及绝对渗透率 3 个张量之间的关系式。为此, 建立一个任意直角坐标系, 记  $e_x$ 、 $e_y$ 、 $e_z$  分别为 3 个坐标方向的单位向量。设  $e_x$ 、 $e_y$ 、 $e_z$  和  $e_1$ 、 $e_2$ 、 $e_3$  之间的关系为

$$\begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{1x} & \alpha_{1y} & \alpha_{1z} \\ \alpha_{2x} & \alpha_{2y} & \alpha_{2z} \\ \alpha_{3x} & \alpha_{3y} & \alpha_{3z} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e_x \\ e_y \\ e_z \end{bmatrix} \quad (3)$$

其中,  $\alpha_{ij} = e_i \cdot e_j = \cos \beta_{ij}$ ,  $\beta_{ij}$  是单位向量  $e_i$  和  $e_j$  的夹角 ( $i=1, 2, 3; j=x, y, z$ )。

令  $R$  为坐标变换矩阵:

$$R = \begin{bmatrix} \alpha_{1x} & \alpha_{1y} & \alpha_{1z} \\ \alpha_{2x} & \alpha_{2y} & \alpha_{2z} \\ \alpha_{3x} & \alpha_{3y} & \alpha_{3z} \end{bmatrix} \quad (4)$$

根据坐标变换规则, 有效渗透率张量在  $e_x$ 、 $e_y$ 、 $e_z$

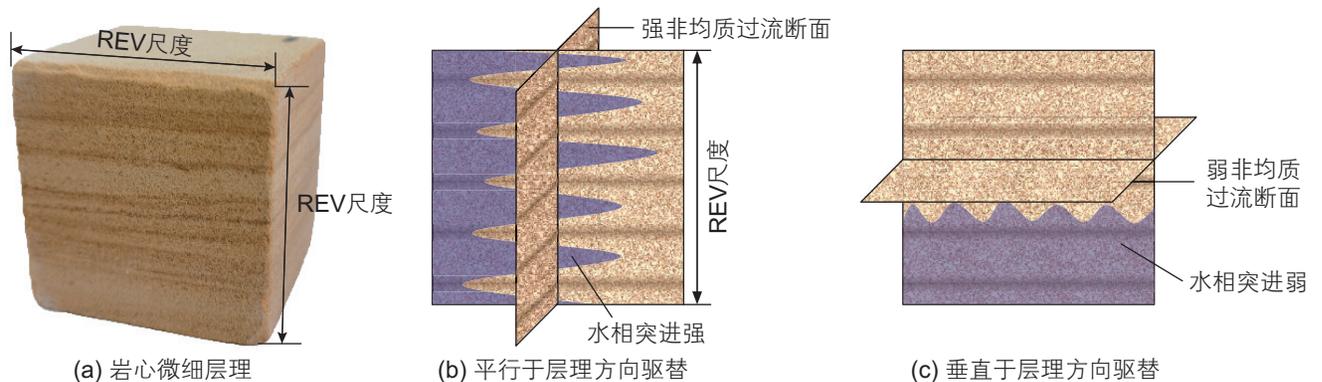


图 6 各向异性相对渗透率机理示意图

Fig. 6 Schematic diagram of anisotropic relative permeability mechanism

对应直角坐标系中的矩阵形式为:

$$\begin{bmatrix} K_{xx}^l & K_{xy}^l & K_{xz}^l \\ K_{yx}^l & K_{yy}^l & K_{yz}^l \\ K_{zx}^l & K_{zy}^l & K_{zz}^l \end{bmatrix} = \mathbf{R}^T \cdot \begin{bmatrix} K_1^l & 0 & 0 \\ 0 & K_2^l & 0 \\ 0 & 0 & K_3^l \end{bmatrix} \cdot \mathbf{R} \quad (5)$$

绝对渗透率张量在 $e_x$ 、 $e_y$ 、 $e_z$ 对应直角坐标系中的矩阵形式为:

$$\begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{bmatrix} = \mathbf{R}^T \cdot \begin{bmatrix} K_1 & 0 & 0 \\ 0 & K_2 & 0 \\ 0 & 0 & K_3 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{R} \quad (6)$$

相对渗透率张量在 $e_x$ 、 $e_y$ 、 $e_z$ 对应直角坐标系中的矩阵形式为:

$$\begin{bmatrix} K_{xx}^{rl} & K_{xy}^{rl} & K_{xz}^{rl} \\ K_{yx}^{rl} & K_{yy}^{rl} & K_{yz}^{rl} \\ K_{zx}^{rl} & K_{zy}^{rl} & K_{zz}^{rl} \end{bmatrix} = \mathbf{R}^T \cdot \begin{bmatrix} K_1^{rl} & 0 & 0 \\ 0 & K_2^{rl} & 0 \\ 0 & 0 & K_3^{rl} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{R} \quad (7)$$

有效渗透率、相对渗透率及绝对渗透率3个张量之间的关系式(2)在任意直角坐标系 $e_x$ 、 $e_y$ 、 $e_z$ 中变为式(8):

$$\begin{bmatrix} K_{xx}^l & K_{xy}^l & K_{xz}^l \\ K_{yx}^l & K_{yy}^l & K_{yz}^l \\ K_{zx}^l & K_{zy}^l & K_{zz}^l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} K_{xx}^{rl} & K_{xy}^{rl} & K_{xz}^{rl} \\ K_{yx}^{rl} & K_{yy}^{rl} & K_{yz}^{rl} \\ K_{zx}^{rl} & K_{zy}^{rl} & K_{zz}^{rl} \end{bmatrix} \quad (8)$$

对于相渗各向同性地层,有如下形式:

$$K_1^{rl} = K_2^{rl} = K_3^{rl} = K^{rl} \quad (9)$$

$$\begin{bmatrix} K_{xx}^{rl} & K_{xy}^{rl} & K_{xz}^{rl} \\ K_{yx}^{rl} & K_{yy}^{rl} & K_{yz}^{rl} \\ K_{zx}^{rl} & K_{zy}^{rl} & K_{zz}^{rl} \end{bmatrix} = K^{rl} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = K^{rl} \mathbf{E} \quad (10)$$

式(9)和式(10)表示,各方向相对渗透率值始终相

等,即只有一条相渗曲线,相渗张量变为一个标量函数 $K^{rl}$ 。

## 4 各向异性相渗的影响

### 4.1 油水分向渗流特征

以图3c所示相渗曲线的 $x$ 、 $y$ 方向为例,其中 $K_x=17.488$  mD、 $K_y=10.872$  mD,分别计算压力梯度呈 $45^\circ$ 方向时(与 $x$ 轴正方向夹角)不同含水饱和度下的油水渗流速度方向。忽略毛管力,根据达西定律可得:

$$\tan(\alpha_o) = \frac{K_y K_y^{ro}}{K_x K_x^{ro}}, \quad \tan(\alpha_w) = \frac{K_y K_y^{rw}}{K_x K_x^{rw}} \quad (11)$$

其中 $\alpha_l$ 为 $l$ 相流体渗流方向与 $x$ 轴正方向夹角。

计算结果见图7、表2。图7中所示渗流方向的箭头仅表示方向,不代表速度大小。由图7可见在相渗各向异性的影响下,油水渗流方向存在差异,且随着含水饱和度的上升油水渗流方向差异增大,水相渗流方向基本保持不变,油相则逐渐靠近与最大渗透率方向相垂直的方向( $y$ 方向),说明相渗各向异性会对油水流体产生很大影响。在不考虑相渗各向异性时渗流方向与压力梯度方向之间的差异是由绝对渗透率各向异性导致的。

由图8可以看出在各向异性相对渗透率的作用下,相有效渗透率的各向异性甚至会发生反转(绝对渗透率较高的方向,其相有效渗透率反而较低)。当含水饱和度增加到0.525时,油相有效渗透率由 $K_x^o > K_y^o$ 变为 $K_y^o > K_x^o$ ,导致油相渗流方向逐渐向 $y$ 方向偏转。

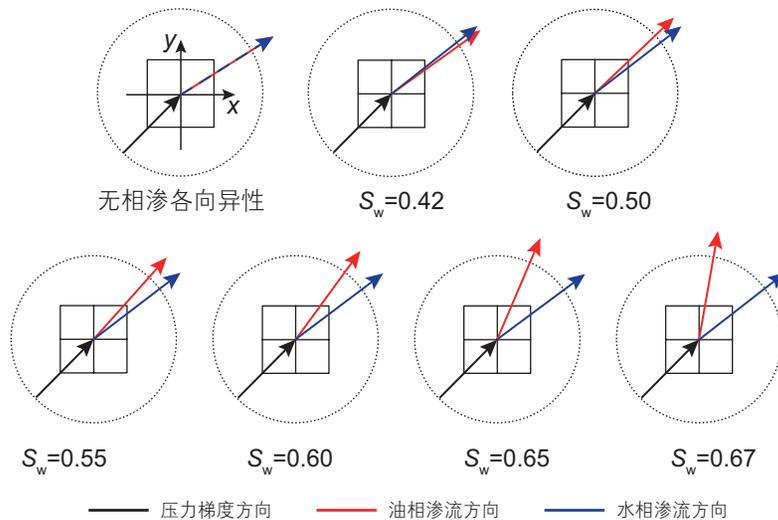


图7 各向异性相渗对油水渗流方向的影响

Fig. 7 Influence of anisotropic relative permeability on oil-water seepage direction

表 2 不同含水饱和度下油水渗流方向

Table 2 Oil-water seepage direction under different saturation

$S_w$	油相渗流方向/ $^\circ$	水相渗流方向/ $^\circ$	油水渗流方向夹角/ $^\circ$
0.42	35.2949	37.9606	-2.6657
0.50	43.4289	37.3782	6.0507
0.55	47.8610	37.0686	10.7924
0.60	53.5946	36.6769	16.9177
0.65	66.6869	36.2700	30.4170
0.67	79.9262	37.5626	42.3636
无相渗各向异性	38.8685	38.8685	0

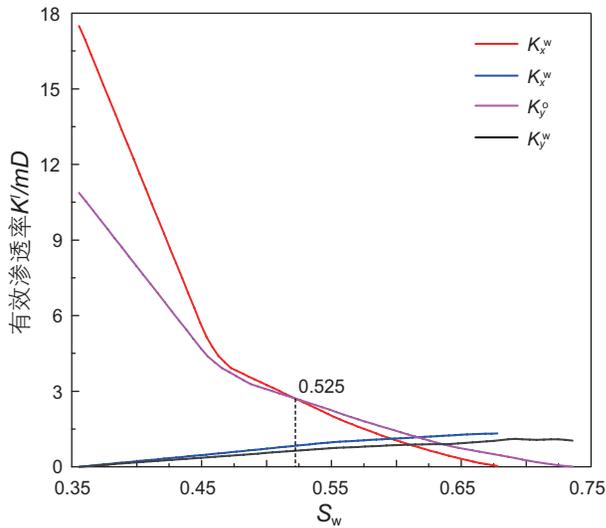


图 8 相有效渗透率曲线

Fig. 8 Phase effective permeability curves

产生油水渗流方向差异的主要机理是不同方向水相突进能力不一致，导致不同方向压力梯度作用不同步，如图 9 所示微元， $K_x > K_y$ ，考虑在  $x$ 、 $y$  方向存在相同的水驱压力梯度，起始时刻为束缚水状态，水驱开始后由于高渗带沿  $x$  方向分布，注入水会在粘性指进以及层间干扰的机理下沿高渗带快速突进，而  $y$  方向的注入水则仅在粘性指进作用下在低渗区和高渗区交替前进。显然  $x$  方向注入水会更早突破，造成同一时刻  $x$ 、 $y$  方向出口含水率不同，即  $K_x^o / K_x^w \neq K_y^o / K_y^w$ ，等价于  $K_x^o / K_y^o \neq K_x^w / K_y^w$ ，因此在表观上表现为油水渗流方向不同。当然，出现油水沿不同方向渗流的前提条件是存在多个方向的压力梯度，如果仅在一个渗透率主方向上存在压力梯度，那么油水渗流方向必然一致。

4.2 水驱开发特征研究

在开源油藏数值模拟软件 MRST 的基础上，在网格的每个方向指定相对渗透率曲线，不同方向网格间

流体交换计算时分别调用不同的相渗表，实现相渗各向异性的模拟计算。以下展示结果均为使用 MRST 模拟器求解。

考虑五点法井网的一个注采单元(图 10)， $300\text{ m} \times 300\text{ m} \times 10\text{ m}$  的均质封闭油藏中油水两相渗流，地层孔隙度为 0.2，油和水的黏度分别为 5、0.5  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。在直角坐标系中，渗透率主方向与坐标轴方向一致，模型渗透率为岩心组 B 在不同方向的束缚水下油相渗透率 ( $K_x=17.488\text{ mD}$ ,  $K_y=10.872\text{ mD}$ ,  $K_z=1.403\text{ mD}$ )。注水井位于油藏中心，注水量为  $40\text{ m}^3/\text{d}$ ，采油井位于油藏角部，单井产液量为  $10\text{ m}^3/\text{d}$ ，所有层均射开。

考虑相渗各向异性时取图 3c 所示的  $x$ 、 $y$ 、 $z$  方向相渗曲线作为模型的对应参数；不考虑相渗各向异性时采用垂直井筒方向多条相渗曲线的平均，即为  $x$ 、 $y$  方向相渗曲线的平均曲线。模拟计算结果见图 10 至图 13。(本节所述各向同性均指相对渗透率的属性，绝对渗透率始终为各向异性。)

图 11a 与图 11b 对比表明相渗各向异性对油水渗流方向有显著影响，随时间推移水相流线基本保持不变，而油相流线逐渐变形，产生明显的油水差异性渗流。不考虑相渗各向异性时油水始终保持同向渗流(图 11c 与图 11d)。在相渗各向异性的作用下，随含

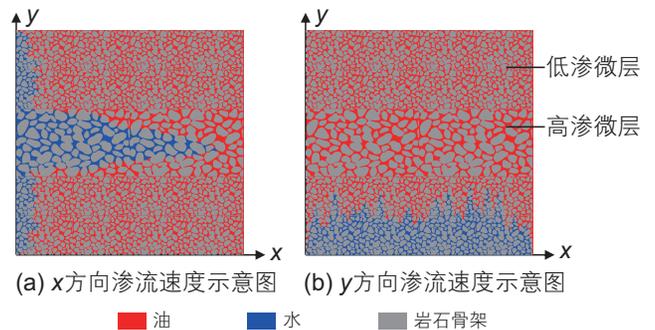


图 9 油水渗流方向差异机理示意图

Fig. 9 The mechanism of the difference of oil and water seepage direction

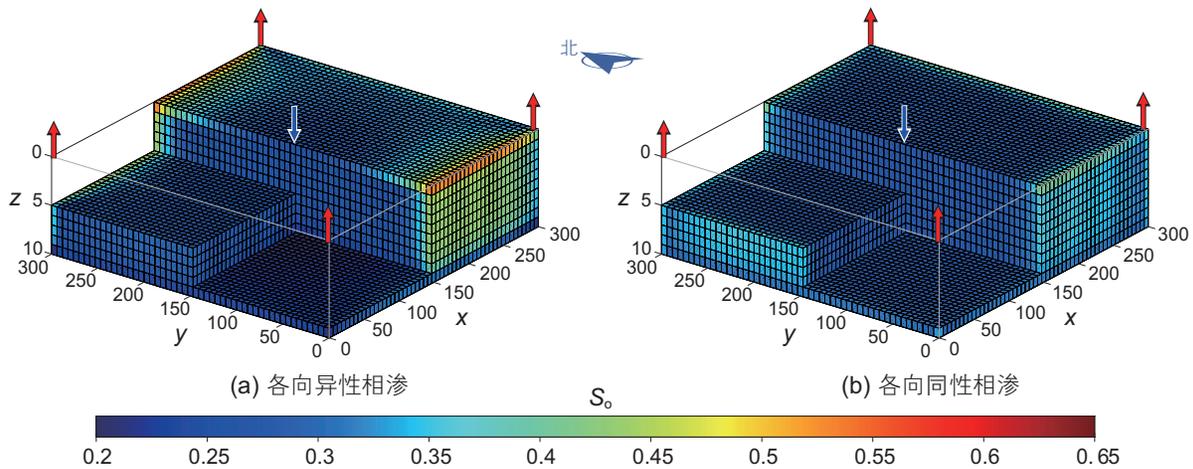
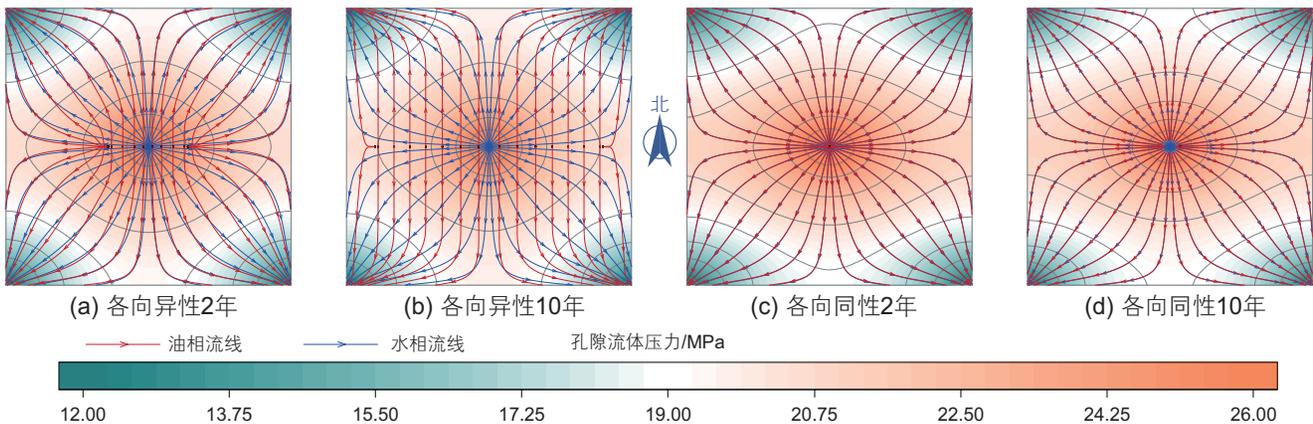


图 10 注采开发 30 年油藏饱和度分布图

Fig. 10 Reservoir saturation distribution in 30 years of injection-production development

图 11 油藏中部  $x$ - $y$  截面压力分布及油水流线图 (油层中部)Fig. 11  $x$ - $y$  section pressure distribution and oil-water streamline diagram in the middle of the reservoir (middle of the reservoir)

水饱和度的增加,油相逐渐倾向于沿绝对渗透率较低的方向渗流,这一趋势在含油饱和度降至高渗方向残余油饱和度时达到最大。图 12a 至图 12d 中红色突出显示的等饱和度线即为  $x$  方向的残余油饱和度,该范围内的油相丧失在  $x$  方向的流动能力,因此该区域内流线为南北向平行直线,我们称这一油相无法在某一方向流动的区域为单向死油区。在注水初期,注入水波及范围小,含水饱和度较低,单向死油区很小或者还未形成,此时油水的流动方向基本一致(图 11a、图 12a)。随着注水的进行,注入水波及范围逐渐增大,单向死油区不断扩大,导致油水的差异性流动不断增强(图 11b、图 12b 至图 12d)。同时图 11 的等压线分布表明油相沿低渗方向的渗流在一定程度上补充了油藏南北部的压力,使得等压线受渗透率各向异性的影响减弱,等压线更加接近圆形。

图 12 中相渗各向异性与各向同性的饱和度分布对比可以看出相渗各向异性对于油水分布的重塑性影响。

不考虑相渗各向异性时,油水始终保持相同的流动方向,本例中由于平面各向异性程度较低,因此在油藏南北与东西边界剩余油聚集程度接近。而考虑相渗各向异性的影响时,开发中后期油相更加倾向于沿  $y$  方向(低渗方向)渗流,水相则基本保持初始的渗流方向,在差异性流动的作用下,最终导致油相更多的被推至南北侧边界,因此相渗各向异性油藏会在生产井附近的高渗方向聚集较多的剩余油(图 10a、图 12d),与常规剩余油分布的认识有较大差异。

图 13 展示了相渗各向异性油藏的垂向渗流特征。不考虑相渗各向异性时,油水始终保持近似相同的流动方向。而考虑相渗各向异性的影响时,随着注水的进行,首先出现单向死油区,此时油相不能在  $x$  方向渗流,但在  $y$ - $z$  平面仍然可以任意流动,此时  $y$ - $z$  平面的流动状态与相渗各向同性油藏基本一致(图 13a)。随后随着注入水的增多,注水井底部含油饱和度最先降至  $y$  方向的残余油饱和度,该范围内的油相丧失了

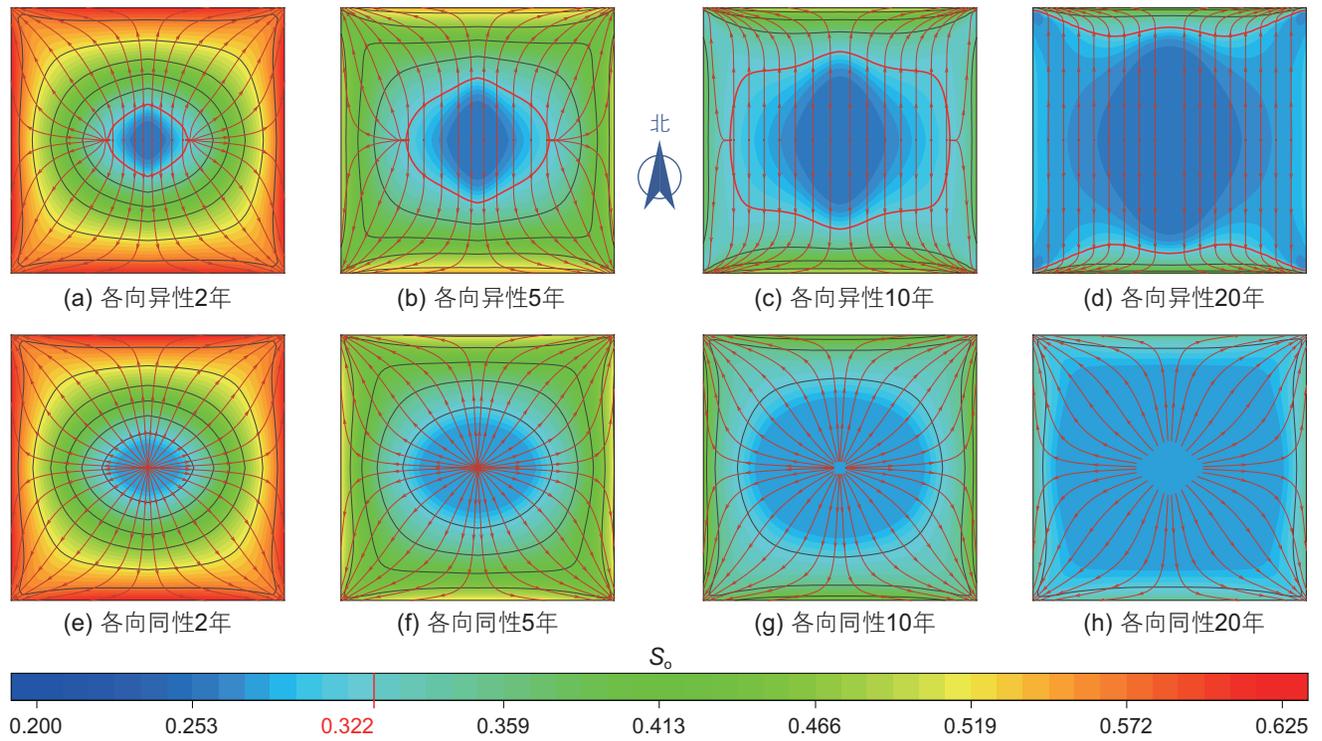


图 12 油藏  $x-y$  截面饱和度分布及油相流线图 (油层中部)

Fig. 12 Saturation distribution and oil phase streamline diagram in  $x-y$  section of reservoir (middle of reservoir)

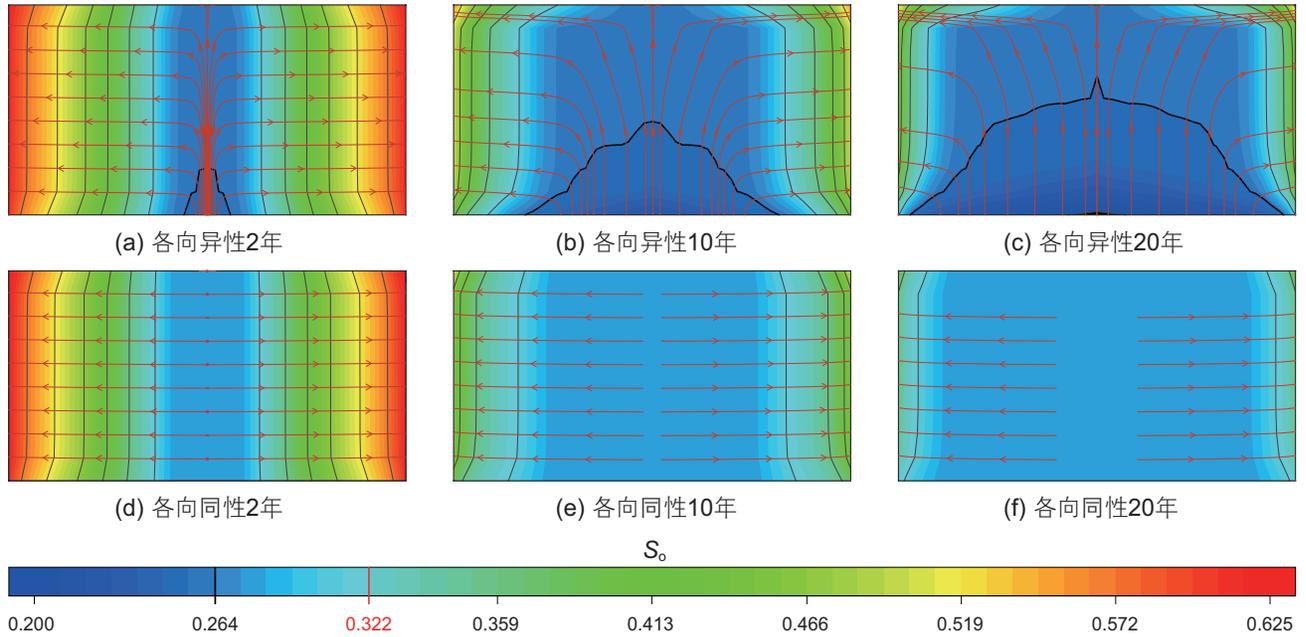


图 13 油藏过注水井  $y-z$  剖面饱和度分布及油相流线图

Fig. 13 Saturation distribution and oil phase streamline diagram of reservoir  $y-z$  water injection well profile

在  $x$  和  $y$  方向的流动能力，因此该区域内流线为垂向直线，我们称这一油相无法在水平方向流动的区域为平面死油区 (图 13 中黑色加粗等饱和度线区域)。平面死油区内油相只能垂向流动，导致了图 10a 中油藏顶底饱和度差异明显高于图 10b 中的差异，因此相渗各向

异性在垂向上会加剧剩余油向顶部的聚集。

综合上述分析可以明确，相渗各向异性对剩余油分布规律具有较大影响，对剩余油分布预测及开发方案调整具有重要意义。

## 5 结论

(1)通过对天然砂岩各方向相对渗透率曲线的测定,证明在常规各向异性储层中相渗曲线也存在各向异性,高渗方向的相渗曲线具有残余油饱和度较高、两相渗流区较窄、等渗点含水饱和度较小、等渗点相对渗透率较低的特征,表明高渗方向水油流度比较大,水相突进能力强。

(2)相对渗透率各向异性的强弱与层理发育程度及绝对渗透率各向异性的强弱存在一定的关联,层理结构是造成沉积储层相对渗透率各向异性的主要原因。

(3)常规各向异性储层在3个绝对渗透率主方向上分别存在3条独立的相渗曲线。在任一个主轴方向,流体有效渗透率主值等于该方向的绝对渗透率主值与相对渗透率主值的乘积。

(4)各向异性相对渗透率会导致油水分向渗流。随着含水饱和度的增加,油相逐渐倾向于在绝对渗透率较小的方向上流动,当含水饱和度超过高渗方向的相渗终点时油水分向渗流趋势达到最大,油相将只能沿较低渗的方向渗流,导致水驱开发过程中会逐渐形成

油相无法在某一方向流动的单向死油区与油相无法在水平方向流动的平面死油区。

(5)相对渗透率各向异性对水驱开发油藏剩余油分布具有显著影响。对于平面注采井网,相渗各向异性在平面上会使剩余油较多地聚集在生产井附近的高渗方向边界,在垂向上会加剧剩余油向油藏顶部聚集,对剩余油预测及开发方案调整具有重要意义。

### 符号注释:

$K_{ij}$  = 绝对渗透率张量的分量,  $m^2$ ;

$K_i$  = 绝对渗透率张量在  $i$  方向的主值,  $m^2$ ;

$K_{ij}^l$  =  $l$  相有效渗透率张量的分量,  $m^2$ ;

$K_i^l$  =  $l$  相有效渗透率张量在  $i$  方向的主值,  $m^2$ ;

$K_{ij}^r$  =  $l$  相相对渗透率张量的分量, 小数;

$K_i^r$  =  $l$  相相对渗透率张量在  $i$  方向的主值, 小数;

$K^r$  = 标量相对渗透率, 小数;

$R$  = 坐标变换矩阵;

$E$  = 单位矩阵;

$S_o$  = 油相饱和度, 小数;

$S_w$  = 水相饱和度, 小数;

## 参考文献

- [1] 丁云宏, 陈作, 曾斌, 等. 渗透率各向异性的低渗透油藏开发井网研究[J]. 石油学报, 2002(2): 64-67. [DING Y H, CHEN Z, ZENG B, et al. Study on well pattern of low permeability reservoir development with permeability anisotropy[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002(2): 64-67.]
- [2] 刘月田, 郭分乔, 涂彬, 等. 全岩心非均匀径向渗流各向异性渗透率测定方法[J]. 石油学报, 2005(6): 66-68. [LIU Y T, GUO F Q, TU B, et al. Determination method of anisotropic permeability in non-uniform radial seepage of whole core[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005(6): 66-68.]
- [3] 张吉昌, 刘月田, 丁燕飞, 等. 裂缝各向异性油藏孔隙度和渗透率计算方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2006(5): 62-66. [ZHANG J C, LIU Y T, DING Y F, et al. Calculation method for porosity and permeability of fractured anisotropic reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum, 2006(5): 62-66.]
- [4] 隋微波, 尤园, 程思, 等. 模拟退火法结合两点簇函数重构与表征页岩有机质各向异性[J]. 石油科学通报, 2021, 6(1): 46-57. [SUI W B, YOU Y, CHENG S, et al. Reconstructing and characterizing the anisotropy of shale organic matter with a two-point cluster function and a simulated annealing method. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(1): 46-57.]
- [5] 单娴, 姚军. 基于渗透率张量的各向异性油藏两相渗流数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(2): 101-106. [SHAN X, YAO J. Numerical simulation of two-phase seepage flow in anisotropic reservoir based on permeability tensor[J]. Journal of China University of Petroleum, 2011, 35(2): 101-106.]
- [6] 冯其红, 王相, 王端平, 等. 考虑渗透率张量的各向异性油藏流线模拟方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38(1): 75-80. [FENG Q H, WANG X, WANG D P, et al. Anisotropic reservoir streamline simulation method considering permeability tensor[J]. Journal of China University of Petroleum, 2014, 38(1): 75-80.]
- [7] 李丹琼, 张士诚, 张遂安, 等. 基于煤系渗透率各向异性测试的水平井穿层压裂效果模拟[J]. 石油学报, 2015, 36(8): 988-994. [LI D Q, ZHANG S C, ZHANG S A, et al. Simulation of layer penetration fracturing in horizontal wells based on coal measure permeability anisotropy test [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 988-994.]
- [8] 陈元千, 郭二鹏, 彭子璇, 等. 各向异性断块油藏水平井产能公式的推导[J]. 石油学报, 2017, 38(12): 1420-1424. [CHEN Y Q, GUO E P, PENG Z X, et al. Derivation of productivity formula for horizontal wells in anisotropic fault-block reservoirs[J]. Acta Petrolei

- Sinica, 2017, 38(12): 1420–1424.]
- [9] COREY A, RATHJENS C. Effect of stratification on relative permeability[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1956, 8: 69–71.
- [10] SU Y L, XU J L, WANG W D, et al. Relative permeability estimation of oil-water two-phase flow in shale reservoir[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(3): 1153–1164.
- [11] LI Z, DUAN Y, FANG Q, et al. A study of relative permeability for transient two-phase flow in a low permeability fractal porous medium[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2018, 2(4): 369–379.
- [12] KEILEGAVLEN E, NORDBOTTEN J, et al. Tensor relative permeabilities: origins, modeling and numerical discretization[J]. *International Journal of Numerical Analysis & Modeling*, 2012.
- [13] HONARPOUR M, SAAD N. Influence of small-scale rock laminations on core plug oil/water relative permeability and capillary pressure[C]. *University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium*, Tulsa, 1994.
- [14] EICHEL H, HELMIG R, NEUWEILER I, et al. Upscaling of two-phase flow processes in porous media[M]. Berlin: Springer Netherlands, 2005.
- [15] BAKHSHIAN S, HOSSEINI S A, LAKE L W. CO<sub>2</sub>-brine relative permeability and capillary pressure of Tuscaloosa sandstone: Effect of anisotropy[J]. *Advances in Water Resources*, 2020, 135(Jan.): 103464.1–103464.13.
- [16] YEH T, GELHAR L W, GUTJAHR A. Stochastic analysis of unsaturated flow in heterogeneous soils: 2. statistically anisotropic media with variable  $\alpha$ [J]. *Water Resources Research*, 1985.
- [17] YEH T, GELHAR L W, GUTJAHR A. Stochastic analysis of unsaturated flow in heterogeneous soils 3. observations and applications[J]. *Water Resources Research*, 1985.
- [18] RUSTAD A B, THETING T G, HELD R. Pore space estimation, upscaling and uncertainty modelling for multiphase properties[C]. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, 2008.
- [19] BLONSKY A, MITRUSHKIN D A, KUDRYASHOV I, et al. Computation of absolute and relative permeability full tensors for fractured reservoirs[C]. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 2017.
- [20] DMITRIEV N M, MAKSIMOV V M. Determining equations of two-phase flows through anisotropic porous media[J]. *Fluid Dynamics*, 1998, 33(2): 224–229.
- [21] DMITRIEV M N, DMITRIEV N M, KADET V V. Generalized Darcy's law and the structure of the phase and relative phase permeabilities for two-phase flows through anisotropic porous media[J]. *Fluid Dynamics*, 2003, 38(2): 284–292.
- [22] DMITRIEV N M, MAKSIMOV V M. Models of fluid filtration in anisotropic fractured porous media[J]. *Doklady Physics*, 2007, 52(9): 510–512.
- [23] DMITRIEV M N, DMITRIEV N M, MAKSIMOV V M. Representation of the functions of the relative phase permeabilities for anisotropic porous media[J]. *Fluid Dynamics*, 2005, 40(3): 439–445.
- [24] DMITRIEV M N, DMITRIEV N M, MAKSIMOV V M, et al. Anisotropy effects in two-phase flows through porous media[J]. *Fluid Dynamics*, 2010, 45(3): 468–473.
- [25] KALAM S, KHAN M J, KHAN R A, et al. Advancing relative permeability estimation through data-driven modeling[C]. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, 2020.
- [26] BEAR J, BRAESTER C, MENIER P C. Effective and relative permeabilities of anisotropic porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 1987, 2(3): 301–316.
- [27] RINGROSE P S, JENSEN J L, SORBIE K S. Use of geology in the interpretation of core-scale relative permeability data[J]. *Spe Formation Evaluation*, 1996, 11(03): 171–176.
- [28] EZEUKO C, MCDOUGALL S, BONDINO I, et al. Anisotropic relative permeabilities for characterising heavy-oil depletion experiment[C]. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, 2008.
- [29] PERGAMENT A K, TOMIN P Y. The study of relative phase-permeability functions for anisotropic media[J]. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 2012, 4(1): 1–9.
- [30] LEI Z, LIU T, XIE C, et al. Predictions of relative permeability for low permeability reservoirs and its scale effect[C]. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Perth, 2016.
- [31] SEDAGHAT M, AZIZMOHAMMADI S, MATTHÄI S. Tensor analysis of the relative permeability in naturally fractured reservoirs[J]. *Spe Journal*, 2020, 25(01): 162–184.
- [32] PEI X H, LIU Y T, GU W H, et al. Characterization and analysis of anisotropic relative permeability[J]. *SPE Journal*, 2022, 27(1): 579–596.
- [33] LI C, WANG S, YOU Q, et al. A new measurement of anisotropic relative permeability and its application in numerical simulation[J]. *Energies*, 2021, 14(16): 4731.
- [34] 郑文宽, 刘月田, 刘逸盛, 等. 微裂缝各向异性相对渗透率实验[J]. *断块油气田*, 2019, 026(003): 364–366. [ZHENG W K, LIU Y T, LIU Y S, et al. Experiments on relative permeability of microfracture anisotropy[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2019, 026(003):

- 364–366.]
- [35] JOHNSON E F, BOSSLER D P, BOSSLER V O. Calculation of relative permeability from displacement experiments[J]. Transactions of the AIME, 1959, 216 (1): 370–372.
- [36] JONES S, ROSZELLE W O. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments[J]. Journal of Petroleum Technology, 1978, 30 (05): 807–817.
- [37] LIAN P, CHENG L. The Characteristics of relative permeability curves in naturally fractured carbonate reservoirs[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2012, 51(2): 137–142.
- [38] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004. [YANG S L, WEI J Z. Reservoir physics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.]
- [39] YASSIN M, DEHGHANPOUR H, WOOD J M, et al. A theory for relative permeability of unconventional rocks with dual-wettability pore network[J]. SPE Journal, 2016, 21, 1970–1980.
- [40] ALZOBAYDI S, CHHATRE S S, LOGNORIA R, et al. Wettability of permian rocks and implications on relative permeability and reservoir modeling[C]. Unconventional Resources Technology Conference, Virtual, 2020, 20–22.

(责任编辑 马桂霞 编辑 杨雅露)