

缝洞型油藏气水驱替渗流规律实验研究

游振江¹, 龚 丁², 杜正瞳², 肖易航^{2, 3*}

1. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 新疆 克拉玛依 834000;

2. 成都理工大学 能源学院(页岩气现代产业学院), 成都 610059;

3. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室(成都理工大学), 成都 610059

[摘要] 缝洞型油藏是非常规油气资源的重要组成部分,其复杂的缝洞连通性和强非均质特征导致开发过程中的流动规律和残余油形成机理尚不清晰。基于自主设计的缝洞型人造岩心,揭示了裂缝产状、驱替压力和溶洞填充颗粒对水驱、气驱规律的影响。通过可视化实验,对裂缝和溶洞中的流体分布进行敏感性分析,并定量描述驱油效率的变化规律。研究表明,垂直裂缝导致溶洞中形成大量“阁楼油”和中部残余油,且裂缝中的重力分异现象进一步减小了驱替前缘的波及范围,而水平裂缝可显著提高缝洞体系的驱油效率。尽管驱替压力未影响驱油效率,且低压驱替仅存在单相流动模式,但在高压驱替条件下,气驱油过程出现油气共渗现象。此外,水驱油效率明显高于气驱。溶洞内颗粒填充导致复杂的渗流路径和油水共渗现象,进而降低了水驱油效率。基于可视化研究,较大的裂缝开度、溶洞直径和较高的驱替速度不利于驱替前缘在垂直方向的聚集;然而,随着油相黏度的增加,溶洞和裂缝的驱油效率随之增加。

[关键词] 缝洞型油藏;气水驱替;渗流规律;驱替效率;可视化实验

[分类号] TE311

[文献标志码] A

Experiment on flow patterns during gas and water flooding in fractured-vuggy reservoirs

YOU Zhenjiang¹, GONG Ding², DU Zhengtong², XIAO Yihang^{2, 3*}

1. School of Petroleum, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000, China;

2. College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

3. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

Abstract: As a significant component of unconventional oil and gas resources, fractured-vuggy reservoirs are characterized by complex connectivity between fractures and cavities, as well as strong heterogeneity. These factors lead to elusive flow patterns and intricate mechanisms of residual oil formation during reservoir development. Using

收稿日期: 2024-11-03; 改回日期: 2025-03-14。 责任编辑: 黄维婷。

基金项目: 国家级人才项目(JXRSB02001); 国家自然科学基金(52074040, 52304021); 国家重点研发计划(2023YFE0120700)。

第一作者: 游振江(1976—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向: 油气藏工程、二氧化碳利用与封存, E-mail: zhenjiang.you@gmail.com。

*通信作者: 肖易航(1993—), 男, 讲师, 研究方向: 多相渗流机理、表界面润湿机理, E-mail: xnewuokcdut@163.com。

引用格式: 游振江, 龚丁, 杜正瞳, 等, 2026. 缝洞型油藏气水驱替渗流规律实验研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 53(3): 452—462.

You Z J, Gong D, Du Z T, et al., 2026. Experiment on flow patterns during gas and water flooding in fractured-vuggy reservoirs[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 53(3): 452—462.

custom-designed artificial fractured-vuggy cores, this study revealed the influences of fracture occurrence, drainage pressure, and cavity filling on flow patterns during water and gas injection. Moreover, fluid distributions in fractures and cavities were systematically analyzed through visualization experiments, and variations of displacement efficiency were quantitatively described. Experimental results demonstrate that vertical fractures connected to cavities tend to form more residual oil, gravitational differentiation decreases the sweep range in fractures during water and gas injections, and horizontal fractures significantly enhance displacement efficiency. Drainage pressure has no effect on displacement efficiency; however, a single-phase flow was observed during low-pressure displacement, a two-phase oil-gas flow occurred during gas injection under high pressure. Furthermore, the efficiency of water displacement was notably higher than that of gas injection. The presence of cavities filled with particles decreases the water displacement efficiency due to the occurrence of complex flow pathways and two-phase flows. Visualization experiments further indicate that wider fracture openings, larger cavity diameters, and higher injection velocities hinder displacement front accumulation in the vertical direction. However, the displacement efficiencies in fractures and cavities increase significantly with higher oil viscosity.

Key words: fractured-vuggy reservoir; gas and water injection; flow pattern; displacement efficiency; visualization experiment

缝洞型油藏是全球重要的油气资源,其主要储集空间由大型溶洞和裂缝构成。由于多次构造运动和古岩溶作用,该类储层通常具有埋藏深、规模广、缝洞连通关系复杂以及非均质性强等特点(贾冉等, 2022; 卜旭强等, 2023; 王远征等, 2024)。在早期开采过程中,缝洞型油藏面临间歇性见水、产量快速下降、含水率波动无规律、能量补充困难等一系列生产问题,导致油气采收率极低(Wang et al., 2018; 宋传真等, 2023; 李小波等, 2023)。鉴于这些独特的储层性质和生产特征,常规碎屑岩油藏的开发方式并不适用于缝洞型油藏。目前,多种技术已广泛应用于缝洞型油藏的开发,例如精细化注水、氮气驱油、气水交替注入、差异化开发、调剖堵水、缝注洞采以及低注高采等(荣元帅等, 2013; 康志江等, 2020; 杨学文等, 2022; 张如杰等, 2024)。然而,由于缝洞配位关系的复杂性和储层强烈的非均质性,开发过程中的流动规律尚未完全厘清,因此亟待通过室内实验对其驱油机理进行深入研究。

诸多实验技术被广泛应用于缝洞型油藏流动规律的研究中:(1)微观成像技术可直接观察多孔介质的孔隙连通性和两相流动规律(Hidajat et al., 2004),但其研究尺度与实际储层规模相差甚远;(2)天然岩心虽然能够反映储层的润湿性等特征,并模拟储层温压条件下的流动机理(Dehghani and Kamath, 2001),但复杂的缝洞结构增加了敏感性分析的难度,同时也使岩心的获取

更加困难(谭承军等, 2001);(3)为解决上述问题,诸多学者基于几何相似理论,对天然岩心进行切割、钻孔刻缝和粘合重组,以模拟复杂的缝洞连通关系(王敬等, 2012; 赵磊等, 2015; 苑登御等, 2015),但此类实验方法无法实现微观可视化研究,且岩心表面的粗糙结构和化学非均质性不利于影响因素的敏感性评价;(4)激光刻蚀技术能够精准重现复杂的缝洞结构,并对流体分布和流动规律进行可视化分析(郑泽宇等, 2016; 程晓军, 2018; 陈方方等, 2024),但此类物理模型无法模拟储层的润湿性和粗糙度等特征,且无法进行高温高压实验;(5)尽管3D打印技术被广泛应用于岩心制备,但是无法制作尺寸较大的物理模型(Ardila et al., 2019; Hodder and Nychka, 2019)。基于上述岩心模型技术,许多学者研究了流体性质、缝洞几何特征和驱替方式对流体分布与驱油效率的影响(王敬等, 2022; 程洪, 2023; 钱真等, 2023)。然而,由于缝洞型油藏的强非均质性和大规模储集体,上述实验技术无法同时满足储层条件和温压系统,以及可视化研究的要求。

基于上述研究背景和科学问题,本文设计了一种能够模拟储层润湿性和缝洞连通性、耐高压且成本低廉的人造岩心制备及实验方法。在此基础上,进行注水和注气驱油实验,旨在研究注入介质、裂缝产状、驱替压力和溶洞填充对流动规律和驱油效率的影响。此外,为提高驱替实验结果的精确性,配备自主研发的高精度多相流

自动计量装置。最后,利用微观可视化模型,对裂缝和溶洞的几何参数、油相黏度以及驱替速度进行敏感性分析。研究成果有助于进一步深化对缝洞体系多相流机理的认识,并为缝洞型油藏的开发方案编制提供重要参考。

1 缝洞型人造岩心制备

图 1 详细展示了缝洞型人造岩心的制备流程。首先,将加热融化的石蜡倒入不规则形状的锡箔纸模具中,冷却 24 h 后形成溶洞模型;然后,将固化后的石蜡切割成规则的薄片(宽度为 1.76 cm,厚度为 0.22 cm),与溶洞模型组合构成缝洞体系,裂缝和溶洞的几何参数满足雷诺数和弗劳德数相似准则,确保黏滞力与重力共同影响多相流过程(陈小榆, 2015; 龚丁, 2020);接着,将缝洞模型置于由热缩管制成的圆柱形模具内(直径为 6.5 cm,高度为 10 cm),并将水泥浆(水泥粉与水按 2:1 比例混合)缓慢倒入岩心模具中,完成后,将模具置于阴凉处凝固 24 h;最后,将固化后的模具放置于 90 ℃ 的鼓风干燥箱中,使石蜡完全流出,随后,对岩心的端面进行平整切割,并使用蒸馏水清洗岩心。此外,在制作缝洞模型时,可在石蜡中加入粒径为 3 mm 的碳酸盐岩颗粒,以模拟溶洞的填充情况。通过上述流程制备的人造岩心不仅具有耐高压的特性,还能够有效模拟缝洞连通性,同时制作成本低廉。

碳酸盐岩储层通常表现出亲油特征(曹立迎等, 2014; 屈鸣等, 2018, 2019; 李雪娇等, 2019),因此需要对人造缝洞体系的润湿性进行测试。具体步骤如下:首先,将尺寸为 1 cm×1 cm×1 cm 的水泥薄片浸入融化的石蜡中,并待其凝固;然后,将凝固后的水泥薄片放置于 90 ℃ 的鼓风干燥箱中,使石蜡完全融化;最后,对清洗并烘干后的水

泥薄片进行接触角测试(实验仪器为德国 KRUSS DSA 100 光学接触角测量仪)。实验结果显示,石蜡覆盖后的水泥薄片呈现强亲油特征,接触角达到 148.73°。因此,这种人造岩心能够有效模拟碳酸盐岩缝洞储层的润湿性。

2 注水和注气实验方案与步骤

2.1 实验方案

实验中使用的流体包括蒸馏水、氮气以及不同黏度的白油。首先,对饱和油的人造岩心进行注水驱油实验,当岩心出口端含水率达到 95% 时,随即进行注气驱油实验,以比较不同注入介质对流动规律和驱油效率的影响。此外,针对裂缝产状(垂直和水平裂缝)、驱替压力以及溶洞填充情况(填充和未填充颗粒)进行敏感性分析。最后,基于微观可视化实验,进一步探讨裂缝和溶洞的几何参数、油相黏度以及驱替速度对流体分布和驱油效率的影响。

2.2 岩心饱和步骤

由于缝洞体系的储集空间较大,常规岩心的饱和方法难以准确计算其含油饱和度。图 2 展示了自主设计的缝洞型岩心饱和装置示意图,具体饱和流程如下:(1)将人造岩心置于夹持器中,在烧杯中倒入白油,并称量烧杯和缓冲瓶的质量;(2)打开氮气瓶和围压泵,并启动阀门 1 和 3,对岩心夹持器施加 2 MPa 围压;(3)打开阀门 2、4,并启动真空泵,使烧杯中的白油缓慢流入夹持器中,当出口端无气泡流出,且流量保持稳定后,即可结束饱和油过程;(4)重新称量模拟油烧杯的质量,并计算连接夹持器的管线体积,最终得到人造岩心的孔隙体积。通过计算,缝洞型人造岩心的孔隙体积为 36.11 cm³,而填充型人造岩心的孔隙体积为 31.67 cm³。

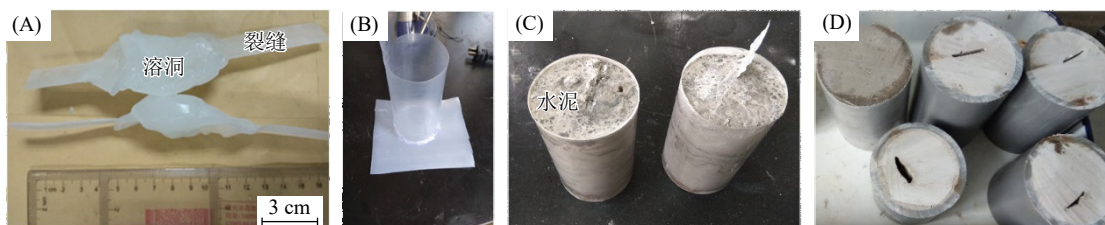


图 1 缝洞型人造岩心制备流程

Fig. 1 Preparation workflow of artificial fractured-vuggy cores

(A) 石蜡溶洞和裂缝组合; (B) 圆柱形岩心模具; (C) 水泥浆灌注; (D) 缝洞型人造岩心

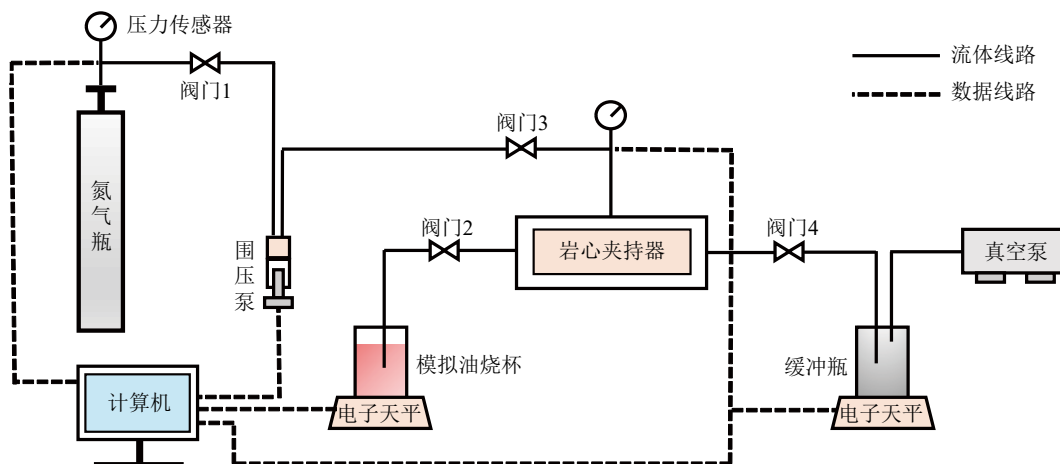


图2 缝洞型岩心饱和装置示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the vacuum pressure saturation device used in the artificial fractured-vuggy core experiments

2.3 岩心驱替步骤

注水和注气驱替步骤可参考国家标准《GB/T 28912—2012 岩石中两相流体相对渗透率测定方法》中的非稳态法相对渗透率测定(张祖波等, 2012), 并采用恒流驱替模式(驱替速度为 1 mL/min)。在常压驱替实验中, 出口压力设定为大气压, 围压为 2 MPa; 而在高压驱替实验中, 出口回压设定为 10 MPa, 围压为 12 MPa, 以模拟储层的高压环境。为了精确测量驱替实验中的油水两相、油气水三相和乳化液的实时流量, 在岩心夹持器出口端配备了自主研发的乳化液高精度自动计量装置(专利号: ZL 201810391438.5)(郑军等, 2018), 以及两/三相流体自动计量装置(美国专利号: US11808682)(Zheng et al., 2023)。

2.4 微观可视化实验

为更直观地了解裂缝和溶洞内部的流体分布, 本研究采用了亲油性聚氯乙烯板(接触角为 151.35°)制作微观可视化模型。裂缝模型的制作步骤如下: 首先, 在 2 块聚氯乙烯板(长度为 10 cm, 宽度为 2 cm, 厚度为 0.3 cm)之间的边缘处粘贴不同厚度的垫片, 以形成不同开度的裂缝(分别为 0.05、0.1、0.15、0.2、0.25 和 0.3 cm); 然

后, 在模型的出、入口处放置管线和滤纸, 以确保驱替前缘波及整个裂缝; 最后, 利用环氧树脂胶密封模型四周(图 3-A)。

溶洞模型的制作步骤如下: 首先, 在 2 块聚氯乙烯板的中间铣出 2 条通道(直径为 0.1 cm)和一个半球(直径分别为 0.5、0.75、1、1.25 和 1.5 cm); 然后, 采用环氧树脂胶将模型粘合并密封, 确保出、入口管线与模型通道相连通(图 3-B)。

微观实验所用流体为蒸馏水和不同黏度的白油(分别为 8、100、200、300、400 和 500 mPa·s), 并分别采用甲基蓝和苏丹红对二者进行染色。实验驱替速度设定为 0.1、0.2、0.25、0.3、0.4 和 0.5 mL/min。实验现象通过体式显微镜(Olympus SZX16)进行观察, 并采用 Image-pro plus 软件对驱油效率进行定量分析。

3 缝洞型岩心两相流动规律

3.1 裂缝产状的影响

在碳酸盐岩缝洞型储层中, 裂缝产状, 及裂缝与溶洞的连通关系错综复杂, 对采收率产生显著影响(李勇等, 2022; 巫波等, 2023)。水、气驱替过程的流量曲线能够准确反映不同裂缝产状

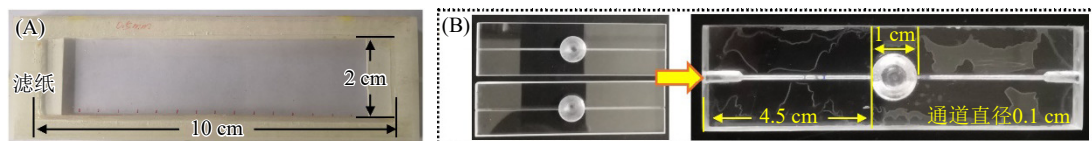


图3 聚氯乙烯板微观可视化模型

Fig. 3 Microscopic visualization models made of polyvinyl chloride plates

(A) 裂缝可视化模型; (B) 缝洞可视化模型

下的流动模式和流体分布。水驱油过程的流量曲线(图 4-A)显示,驱替过程依次经历了单相油和单相水流动模式,即未出现两相共渗现象。这与微纳孔隙组成的岩心显著不同(肖易航等, 2021)。造成该现象的原因在于,缝洞型岩心具有更大的储集空间,且两相流体的流动路径相对单一,因此流动过程仅呈现活塞式驱替特征,未出现复杂的界面动态变化(Xiao et al., 2023)。该简化的驱替机制有利于提高驱油效率。

由于垂直裂缝的下顶点距离溶洞底部更近,因此水相易突破出口端裂缝,其见水时刻(12 min)

明显早于水平裂缝体系(21 min),进而导致溶洞上部形成更多的“阁楼油”(图 4-C)。此外,在垂直裂缝中,油水两相的重力分异现象进一步减小了驱替前缘的波及范围(康志江等, 2005),从而降低了垂直裂缝体系的水驱油效率(图 4-A)。相比之下,开度较小的水平裂缝不存在重力分异现象。此外,水平裂缝表面的亲油性提高了毛细管压力,进而减缓了水相的驱替速度,导致溶洞中的油水界面高于裂缝端面。因此,水平裂缝显著提升了裂缝和溶洞的水驱油效率(图 5)。上述驱替机理的可视化验证详见本文第 4 节。

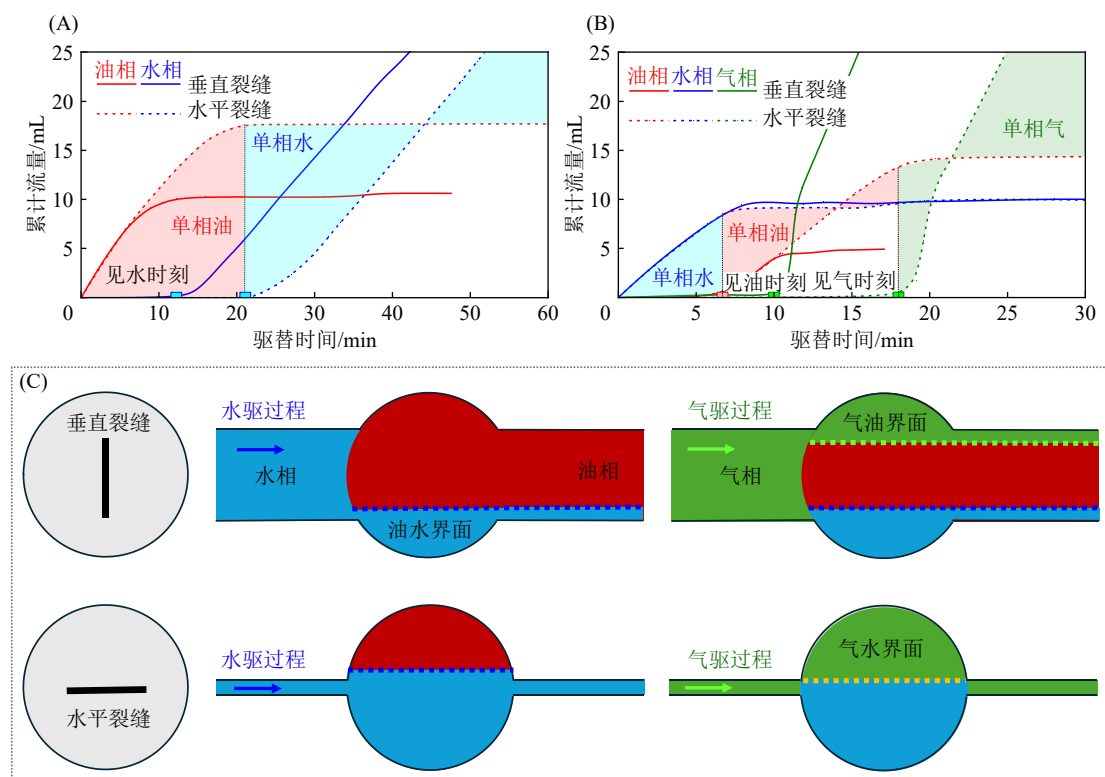


图 4 裂缝产状对水驱和气驱过程的影响

Fig. 4 Impact of fracture occurrence on water and gas injections

(A)水驱流量曲线;(B)气驱流量曲线;(C)缝洞体系流体分布

当水相驱替岩心至残余油状态后,进行氮气驱替实验。气驱油流量曲线显示,由于缝洞体系内单一的流动路径,气驱过程依次经历了单相水、单相油和单相气的流动阶段(图 4-B)。在驱替初期,气相仅对入口端裂缝中的水相进行活塞式驱替,因此 2 种裂缝产状的水相流量曲线几乎重合。这一现象有助于降低缝洞型油藏在开发阶段的含水率(张慧等, 2022)。尽管 2 种裂缝产

状的见油时刻相同,但是由于垂直裂缝体系的见气时刻(10 min)早于水平裂缝体系(18 min),因此其气驱油效率更低(图 5)。产生这一现象的机理在于:垂直裂缝的上顶点更加靠近溶洞顶部,因此气相更早突破出口端裂缝,从而导致更多的残余油富集于溶洞中部(图 4-C)。

综上所述,水平裂缝在提高不同注入介质的驱油效率方面表现优异,尤其在气驱过程中的效

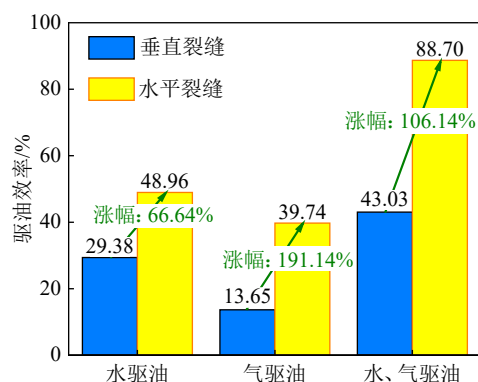


图5 裂缝产状对驱油效率的影响

Fig. 5 Impact of fracture occurrence on displacement efficiency

果更加显著。因此,准确识别裂缝特征和缝洞配位关系对提高缝洞型油藏采收率至关重要。此外,对于同一裂缝产状,水驱油效率显著高于气驱过程(图5)。这一现象的产生原因是,水相可通过重力作用排驱富集于溶洞粗糙结构中的油相,而气体的浮力较小,无法有效实现这种驱替机制(肖易航等, 2023)。

3.2 出口压力的影响

由于地下储层处于高压环境,因此设置出口压力有利于模拟更加真实的两相流规律。采用水平裂缝体系研究出口压力对水、气驱油过程的影响。不同出口压力下的水驱油流量曲线(图6-A)显示:出口压力对水驱油规律影响不显著,大气压和高压条件下的水驱油效率分别为48.96%和48.76%。当出口端处于高压状态时,单相水流动初期呈现轻度乳化现象,即少部分油相溶解于水中,但对水驱过程的影响有限。此外,出口压力对气驱过程的水相和油相流量曲线未产生显著影响(图6-B),因此大气压和高压条件下的总驱油效率无明显差异,分别为88.70%和

89.73%。然而,高压条件下的见气时间(10 min)明显早于大气压条件(18 min),并出现油气共渗现象。产生该现象的原因在于,高压状态下形成的油气乳化液导致见气时刻提前。

3.3 溶洞填充的影响

在碳酸盐岩缝洞型储层中,垮塌现象常导致溶洞底部被大量颗粒充填(Hidajat et al., 2002; 刘晶晶等, 2021),从而形成孔隙型介质,并显著改变流体分布和渗流规律。图7-A展示了溶洞填充对水驱油过程的影响。颗粒填充不仅减小了溶洞的储集空间,还使溶洞底部的驱替路径更加复杂,进而导致油水共渗现象的发生。此外,亲油性碳酸盐岩颗粒的填充增加了残余油量,显著降低了水驱油效率(图7-C)。然而,由于气体驱替前缘仅波及溶洞顶部,颗粒填充对气驱油规律未产生明显影响(图7-B)。

4 基于可视化实验的敏感性分析

4.1 两相流体分布

基于本文第3节的分析,水相驱替显著提升了缝洞型储层的驱油效率,因此对裂缝和溶洞体系的水驱油过程进行了微观可视化研究。实验结果显示(图8),当裂缝开度较小时(0.05 cm),驱替前缘能够波及整个裂缝空间,因此残余油量较少。然而,随着裂缝开度增大(>0.2 cm),油水重力分异现象变得更加明显,导致油水界面随之显著下降。在重力分异的情况下,驱替前缘的波及范围随着油相黏度的增加而扩大。此外,当油相黏度为100 mPa·s时,随着驱替距离的增加,油水界面逐渐下降;而当油相黏度增加至500 mPa·s时,油水界面的位置基本保持一致。形成上述现

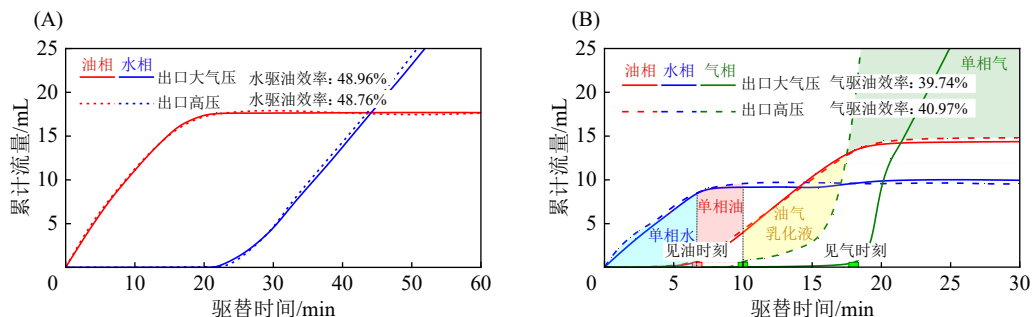


图6 出口压力对流量曲线的影响

Fig. 6 Impact of outlet pressure on flow rate profiles

(A)水驱流量曲线;(B)气驱流量曲线

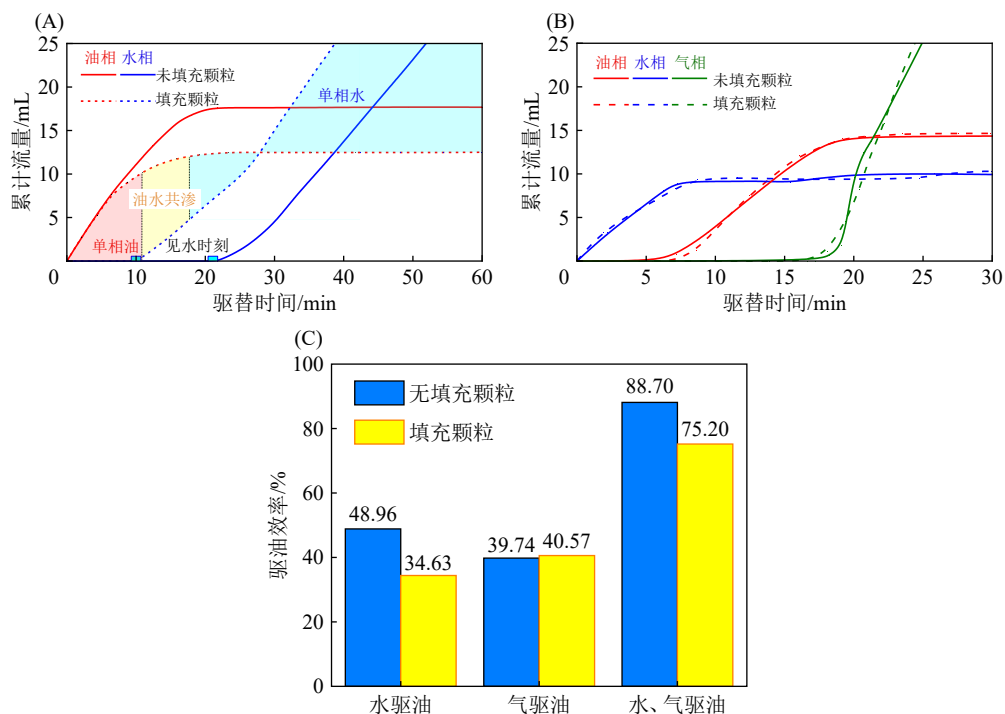
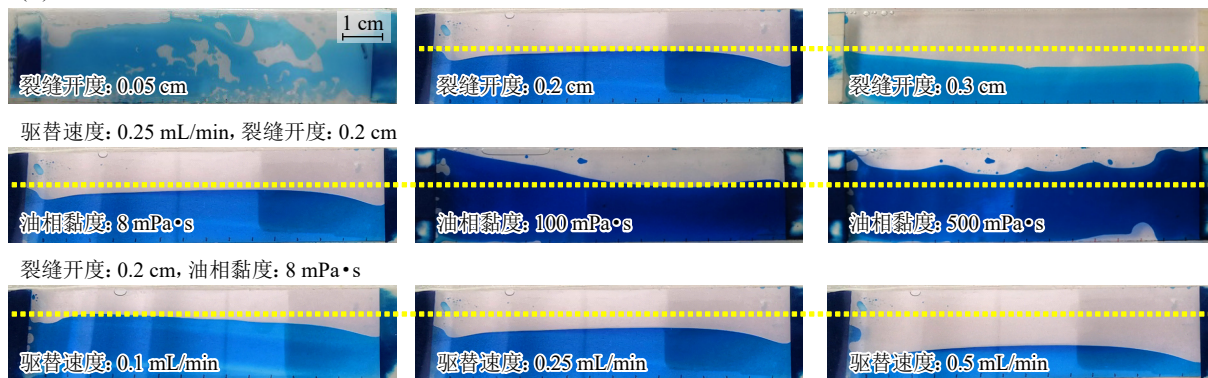


图 7 溶洞填充对水驱和气驱过程的影响

Fig. 7 Impact of cavity filling on water and gas injections

(A) 水驱流量曲线; (B) 气驱流量曲线; (C) 驱油效率

(A) 驱替速度: 0.25 mL/min, 油相黏度: 8 mPa·s



(B) 驱替速度: 0.25 mL/min, 油相黏度: 8 mPa·s

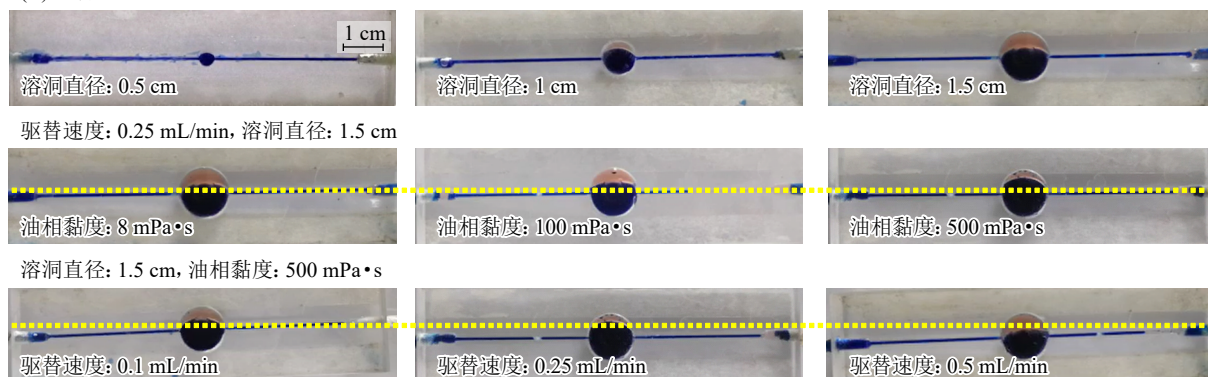


图 8 裂缝开度、溶洞直径、油相黏度和驱替速度对两相流体分布的影响

Fig. 8 Impact of fracture openings, cavity diameter, oil viscosity, and drainage velocity on fluid distribution

(A) 裂缝模型; (B) 溶洞模型

象的原因在于,较高的油相黏度减缓了驱替前缘的推进速度,从而促进了水相在垂直方向的快速聚集。此外,驱替速度对油水两相的分布也有显著影响。由于重力分异作用,较大的驱替速度使水相在裂缝底部形成优势渗流路径,抑制了驱替前缘在垂直方向的拓展,导致油水界面明显下降。因此,在缝洞型油藏的开发过程中,需设置合理的注采速度,以确保原油在裂缝系统中均匀推进。

图8-B展示了油水两相在溶洞中的分布规律。当溶洞直径较小(0.5 cm)时,水相通过均匀的活塞式驱替填充整个溶洞空间。然而,随着溶洞直径的增大,油水重力分异现象加剧,导致明显的“阁楼油”现象出现。此外,较高的油相黏度减缓了出口端通道内的流速,导致溶洞内部油水界面显著上升,从而有助于提高驱油效率。另一方面,随着驱替速度的增加,驱替前缘能够更

快地突破溶洞出口端的通道,进而导致油水界面明显下降。

综上所述,较大的裂缝开度、溶洞直径以及较高的驱替速度都会减少驱替前缘在垂直方向的聚集,因此不利于提高驱油效率。然而,较高的油相黏度有利于扩大驱替前缘在裂缝和溶洞中的波及范围。这些研究结论同样适用于气驱油过程。

4.2 驱油效率

为定量描述不同参数对驱油效率的影响,采用Image-pro plus软件对驱油效率进行计算。计算结果(图9)显示,随着裂缝开度和溶洞直径的增加,驱油效率呈现线性减小的趋势。随着油相黏度的增加,裂缝和溶洞模型的驱油效率分别呈现出指数和线性增加的趋势,其中在裂缝模型中,当油相黏度 $>200 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,驱油效率逐渐趋于稳定。此外,随着驱替速度的增加,裂缝模型

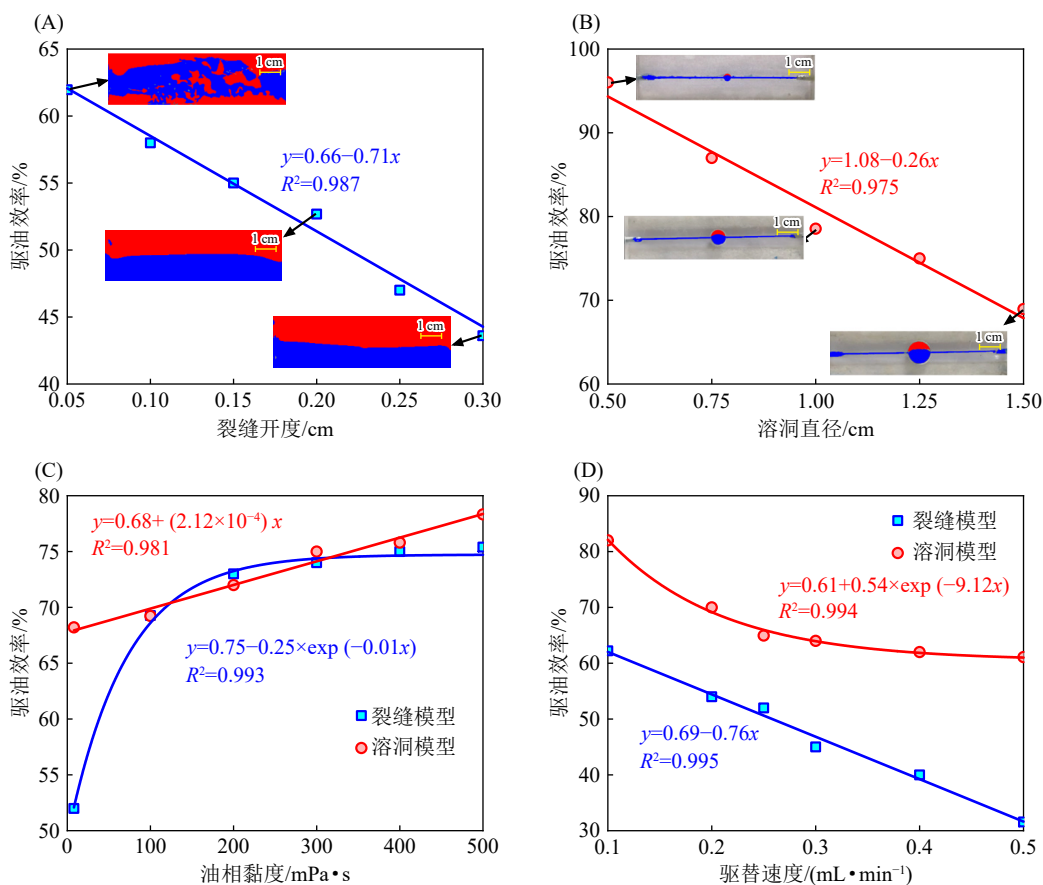


图9 不同参数对缝洞体系驱油效率的影响

Fig. 9 Impact of different parameters on displacement efficiency in fractured-vuggy systems

(A) 裂缝开度; (B) 溶洞直径; (C) 油相黏度; (D) 驱替速度

(图A和图B中插图均为Image-pro plus软件染色后的两相流体分布图)

的驱油效率线性减小,而溶洞模型的驱油效率则呈现出指数减小的趋势。

碳酸盐岩缝洞型油藏的储集体连通关系极其复杂,包括横向连通、纵向连通以及复合连通(陈志海等, 2007; 李阳和范智慧, 2011),这导致了复杂的流体分布和流动规律。本文仅针对横向连通体系的水、气驱替规律进行了研究,而复杂缝洞的配位关系及各影响因素之间的耦合作用仍有待深入探索。

5 结论

(1)由于缝洞体系的流动路径单一,低压水驱油过程依次呈现单相油和单相水的流动模式,不存在两相共渗现象。气驱油过程依次经历单相水、单相油及单相气的流动阶段。此外,在溶洞未被填充的情况下,水驱油效率明显高于气驱过程。

(2)由于垂直裂缝的顶点更接近溶洞的底部和顶部,水相和气相易突破出口端裂缝,从而导致溶洞中形成大量“阁楼油”和中部残余油,且垂直裂缝中的重力分异现象进一步减小了驱油效率。相比之下,水平裂缝显著提高了溶洞的驱油效率,并通过毛细效应增加了裂缝中驱替前缘的波及效率。

(3)尽管驱替压力未影响水驱油规律和总驱油效率,但在高压驱替条件下,气驱油过程会出现油气共渗阶段。此外,颗粒对溶洞的填充不仅减小了储集空间,而且使溶洞底部的流动路径更加复杂,进而降低水驱油效率。

(4)基于微观可视化实验结果,较大的裂缝开度、溶洞直径以及较高的驱替速度会抑制驱替前缘在垂直方向的聚集,因此不利于提高驱油效率。然而,随着油相黏度的增加,驱替前缘在溶洞和裂缝中的波及范围随之增大。

利益冲突声明: 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

作者贡献声明: 游振江、龚丁进行论文构思、数据分析和论文写作;杜正瞳参与实验工作和图表绘制;肖易航参与数据分析和论文修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

[参 考 文 献]

- 卜旭强,王来源,朱莲花,等, 2023. 塔里木盆地顺北油气田奥陶系断控缝洞型储层特征及成藏模式[J]. 岩性油气藏, 35(3): 152—160.
- Bu X Q, Wang L Y, Zhu L H, et al., 2023. Characteristics and reservoir accumulation model of Ordovician fault-controlled fractured-vuggy reservoirs in Shunbei oil and gas field, Tarim Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 35(3): 152—160. (in Chinese)
- 曹立迎,孙建芳,徐婷,等, 2014. 碳酸盐岩油藏岩石润湿性评价实验研究[J]. 油气地质与采收率, 21(4): 89—92.
- Cao L Y, Sun J F, Xu T, et al., 2014. Experimental study of wettability evaluation on carbonate reservoir rock[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 21(4): 89—92. (in Chinese)
- 陈方方,彭得兵,王娜,等, 2024. 英买 2 缝洞型油藏注水及注气提高采收率研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 46(4): 149—158.
- Chen F F, Peng D B, Wang N, et al., 2024. Water injection and gas injection to enhance oil recovery in Yingmai 2 fracture-vuggy reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 46(4): 149—158. (in Chinese)
- 陈小榆, 2015. 工程流体力学[M]. 北京: 石油工业出版社: 109—118.
- Chen X Y, 2015. Engineering fluid mechanics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 109—118. (in Chinese)
- 陈志海,常铁龙,刘常红, 2007. 缝洞型碳酸盐岩油藏动用储量计算新方法[J]. 石油与天然气地质, 28(3): 315—319.
- Chen Z H, Chang T L, Liu C H, 2007. A new approach to producing reserve calculation of fractured-vuggy carbonate rock reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 28(3): 315—319. (in Chinese)
- 程洪, 2023. 不同成因岩溶储集体氮气辅助重力驱实验[J]. 新疆石油地质, 44(5): 613—617.
- Cheng H, 2023. Experimental study on nitrogen-assisted gravity drainage in karst reservoirs of different genesis[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 44(5): 613—617. (in Chinese)
- 程晓军, 2018. 塔河油田缝洞型油藏水驱后气驱提高采收率可视化实验[J]. 新疆石油地质, 39(4): 473—479.
- Cheng X J, 2018. Visualized gas drive EOR experiments in fractured-vuggy reservoirs after waterflooding in Tahe oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 39(4): 473—479. (in Chinese)
- 龚丁, 2020. 基于储层条件的缝洞油藏驱替实验研究[D]. 成都: 成都理工大学.
- Gong D, 2020. Experimental study on displacement of fracture-cave reservoir based on reservoir conditions[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology. (in Chinese)
- 贾冉,聂仁仕,刘勇,等, 2022. 缝洞型油藏斜井三孔双渗滤井分析模型[J]. 新疆石油地质, 43(5): 606—611.

- Jia R, Nie R S, Liu Y, et al., 2022. Tri-porosity and dual-permeability well test analysis model for inclined wells in fractured-vuggy reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 43(5): 606—611. (in Chinese)
- 康志江, 李江龙, 张冬丽, 等, 2005. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏渗流特征[J]. 石油与天然气地质, 26(5): 634—640.
- Kang Z J, Li J L, Zhang D L, et al., 2005. Percolation characteristics of fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 26(5): 634—640. (in Chinese)
- 康志江, 李阳, 计秉玉, 等, 2020. 碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率关键技术[J]. 石油与天然气地质, 41(2): 434—441.
- Kang Z J, Li Y, Ji B Y, et al., 2020. Key technologies for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 41(2): 434—441. (in Chinese)
- 李小波, 魏学刚, 刘学利, 等, 2023. 顺北油田超深断控缝洞型油藏注水开发实践[J]. 新疆石油地质, 44(6): 702—710.
- Li X B, Wei X G, Liu X L, et al., 2023. Practice of water injection development in ultra-deep fault-controlled fractured-vuggy reservoirs in Shunbei oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 44(6): 702—710. (in Chinese)
- 李雪娇, 付美龙, 李亮, 等, 2019. 缝洞型碳酸盐岩油藏覆膜型膨胀颗粒堵剂卡封机理微观可视化研究及注入参数优化[J]. 石油钻采工艺, 41(6): 788—795.
- Li X J, Fu M L, Li L, et al., 2019. Microscopically visual study on the plugging mechanisms and injection parameter optimization of coated swelling particles in fractured-vuggy carbonate oil reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 41(6): 788—795. (in Chinese)
- 李阳, 范智慧, 2011. 塔河奥陶系碳酸盐岩油藏缝洞系统发育模式与分布规律[J]. 石油学报, 32(1): 101—106.
- Li Y, Fan Z H, 2011. Developmental pattern and distribution rule of the fracture-cavity system of Ordovician carbonate reservoirs in the Tahe oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 32(1): 101—106. (in Chinese)
- 李勇, 邓晓娟, 宁超众, 等, 2022. 缝洞型碳酸盐岩油藏“二次定量雕刻”技术及其应用[J]. 石油勘探与开发, 49(4): 693—703.
- Li Y, Deng X J, Ning C Z, et al., 2022. “Second quantitative characterization” and its application on fracture-cavity carbonate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 49(4): 693—703. (in Chinese)
- 刘晶晶, 毛毳, 魏荷花, 等, 2021. 塔河油田奥陶系缝洞充填序列及其测井响应[J]. 新疆石油地质, 42(1): 46—52.
- Liu J J, Mao C, Wei H H, et al., 2021. Ordovician fracture-cavity filling sequence and its logging responses in Tahe oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 42(1): 46—52. (in Chinese)
- 钱真, 毛志强, 郑伟, 等, 2023. 井间单套缝洞型油藏橡胶颗粒调剖堵水实验[J]. 岩性油气藏, 35(4): 161—168.
- Qian Z, Mao Z Q, Zheng W, et al., 2023. Experiment on profile control and water plugging of rubber particles in inter-well single fractured-vuggy reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 35(4): 161—168. (in Chinese)
- 屈鸣, 侯吉瑞, 李军, 等, 2018. 缝洞型油藏三维可视化模型底水驱油水界面特征研究[J]. 石油科学通报, 3(4): 422—433.
- Qu M, Hou J R, Li J, et al., 2018. Research into characteristics of the oil-water interface during bottom water flooding in a fractured-vuggy reservoir by a 3-D visual model[J]. Petroleum Science Bulletin, 3(4): 422—433. (in Chinese)
- 屈鸣, 侯吉瑞, 闻宇晨, 等, 2019. 缝洞型油藏裂缝中泡沫辅助气驱运移特征[J]. 石油科学通报, 4(3): 300—309.
- Qu M, Hou J R, Wen Y C, et al., 2019. Migration features of foam-assisted gas drive in fractures of fracture-vuggy reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin, 4(3): 300—309. (in Chinese)
- 荣元帅, 李新华, 刘学利, 等, 2013. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发模式[J]. 油气地质与采收率, 20(2): 58—61.
- Rong Y S, Li X H, Liu X L, et al., 2013. Discussion about pattern of water flooding development in multi-well fracture-cavity units of carbonate fracture-cavity reservoir in Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 20(2): 58—61. (in Chinese)
- 宋传真, 鲁新便, 侯吉瑞, 等, 2023. 塔河油田缝洞型油藏耐高温耐高盐强化泡沫体系研制与性能评价[J]. 油气地质与采收率, 30(5): 76—83.
- Song C Z, Lu X B, Hou J R, et al., 2023. Preparation and performance evaluation of reinforced foam system with high temperature resistance and high salt tolerance in fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 30(5): 76—83. (in Chinese)
- 谭承军, 吕景英, 李国蓉, 2001. 塔河油田碳酸盐岩油藏产能特征与储集层类型的相关性[J]. 油气地质与采收率, 8(3): 43—45.
- Tan C J, Lu J Y, Li G R, 2001. Correlativity between productivity features and reservoir type in carbonate oil reservoirs of Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 8(3): 43—45. (in Chinese)
- 王敬, 刘慧卿, 徐杰, 等, 2012. 缝洞型油藏剩余油形成机制及分布规律[J]. 石油勘探与开发, 39(5): 585—590.
- Wang J, Liu H Q, Xu J, et al., 2012. Formation mechanism and distribution law of remaining oil in fracture-cavity reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 39(5): 585—590. (in Chinese)
- 王敬, 齐向生, 刘慧卿, 等, 2022. 缝洞型油藏水驱剩余油形成机制及转向注水增油机理[J]. 石油勘探与开发, 49(5): 965—976.
- Wang J, Qi X S, Liu H Q, et al., 2022. Mechanisms of remaining oil formation by water flooding and enhanced oil recovery by reversing water injection in fractured-vuggy reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 49(5): 965—976. (in Chinese)
- 王远征, 曹仁义, 贾品, 2024. 断控缝洞型油藏注采井间油水界

- 面预测方法[J]. 深圳大学学报理工版, 41(2): 152—162.
- Wang Y Z, Cao R Y, Jia P, 2024. Prediction method of oil-water interface between injection and production wells in fault-controlled fractured-cavity reservoirs[J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 41(2): 152—162. (in Chinese)
- 巫波, 杨文东, 吕晶, 等, 2023. 塔河油田缝洞型储集层类型综合识别[J]. 新疆石油地质, 44(2): 238—244.
- Wu B, Yang W D, Lyu J, et al., 2023. Comprehensive identification of fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 44(2): 238—244. (in Chinese)
- 肖易航, 郑军, 何勇明, 等, 2021. 部分润湿多孔介质渗流规律实验研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 48(5): 617—625.
- Xiao Y H, Zheng J, He Y M, et al., 2021. Experimental study on seepage law of fractional wet porous media[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 48(5): 617—625. (in Chinese)
- 肖易航, 郑军, 何勇明, 2023. 气泡在粗糙表面的润湿行为研究[J]. 材料导报, 37(23): 22030060.
- Xiao Y H, Zheng J, He Y M, 2023. Investigation of wetting behaviors for air bubble on rough surfaces[J]. Materials Reports, 37(23): 22030060. (in Chinese)
- 杨学文, 汪如军, 邓兴梁, 等, 2022. 超深断控缝洞型碳酸盐岩油藏注水重力驱油理论探索[J]. 石油勘探与开发, 49(1): 116—124.
- Yang X W, Wang R J, Deng X L, et al., 2022. Theoretical exploration of water injection gravity flooding oil in ultra-deep fault-controlled fractured-cavity carbonate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 49(1): 116—124. (in Chinese)
- 苑登御, 侯吉瑞, 宋兆杰, 等, 2015. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注水方式优选及注气提高采收率实验[J]. 东北石油大学学报, 39(6): 102—110.
- Yuan D Y, Hou J J, Song Z J, et al., 2015. Optimization of water injection methods and N_2 flooding for EOR in Tahe fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 39(6): 102—110. (in Chinese)
- 张慧, 鞠斌山, 刘中春, 等, 2022. 缝洞型油藏氮气辅助重力驱可行性分析[J]. 断块油气田, 29(3): 399—403.
- Zhang H, Ju B S, Liu Z C, et al., 2022. Feasibility study on nitrogen-assisted gravity drainage in fractured-vuggy reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 29(3): 399—403. (in Chinese)
- 张如杰, 陈利新, 乐平, 等, 2024. 缝洞型油藏高压扩容注入动态模型及敏感性分析[J]. 新疆石油地质, 45(4): 460—469.
- Zhang R J, Chen L X, Yue P, et al., 2024. Dynamic model and sensitivity analysis of high-pressure water injection for capacity expansion of fractured-vuggy reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 45(4): 460—469. (in Chinese)
- 张祖波, 罗蔓莉, 戴志坚, 等, 2012. 岩石中两相流体相对渗透率测定方法: GB/T 28912—2012[S]. 北京: 中国标准出版社.
- Zhang Z B, Luo M L, Dai Z J, et al., 2012. Test method for two phase relative permeability in rock: GB/T 28912—2012[S]. Beijing: Standards Press of China. (in Chinese)
- 赵磊, 潘毅, 刘学利, 等, 2015. 缝洞型储层全直径岩心注气吞吐替油实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 5(1): 39—43.
- Zhao L, Pan Y, Liu X L, et al., 2015. Research on gas injection puff and huff displacement of full diameter core in fracture-vug carbonate reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 5(1): 39—43. (in Chinese)
- 郑军, 肖易航, 舒平华, 等, 2018. 乳化液中两相流体高精度自动计量装置及方法: 201810391438.5[P]. 2018-04-27.
- 郑泽宇, 朱倚仟, 侯吉瑞, 等, 2016. 碳酸盐岩缝洞型油藏注氮气驱后剩余油可视化研究[J]. 油气地质与采收率, 23(2): 93—97.
- Zheng Z Y, Zhu T Q, Hou J R, et al., 2016. Visible research on remaining oil after nitrogen flooding in fractured-cavity carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 23(2): 93—97. (in Chinese)
- Ardila N, Zambrano-Narvaez G, Chalaturnyk R J, 2019. Wettability measurements on 3D printed sandstone analogues and its implications for fluid transport phenomena[J]. Transport in Porous Media, 129(2): 521—539.
- Dehghani K, Kamath J, 2001. High-temperature blowdown experiments in a vuggy carbonate core[J]. SPE Journal, 6(3): 283—287.
- Hidajat I, Mohanty K K, Flaum M, et al., 2002. Study of vuggy carbonates using X-ray CT scanner and NMR[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: SPE: SPE-77396-MS.
- Hidajat I, Mohanty K K, Flaum M, et al., 2004. Study of vuggy carbonates using NMR and X-ray CT scanning[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 7(5): 365—377.
- Hodder K J, Nychka J A, 2019. Silane treatment of 3D-printed sandstone models for improved spontaneous imbibition of water[J]. Transport in Porous Media, 129(2): 583—598.
- Wang Y, Hou J R, Tang Y, et al., 2018. Application of modified Dykstra-Parsons method to natural bottom-water drive in non-communicating fractured-vuggy reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 167: 682—691.
- Xiao Y H, Zheng J, He Y M, et al., 2023. Percolation transitions of spontaneous imbibition in fractional-wet porous media[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 673: 131826.
- Zheng J, Chen C H, Liu H B, 2023. Oil-gas-water three-phase automatic metering device and method: US, US11808682[P]. 2023-11-07.