



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.06.09.02

文章编号: 1674-5086(2022)04-0100-11

中图分类号: TE357

文献标志码: A

泡沫对基质-裂缝双重介质系统渗透性的影响

李沁芷¹, 魏兵^{1*}, 杨怀军², 赵金洲¹, 卡杰特·瓦列里³

1. 油气藏地质与开发工程国家重点实验室·西南石油大学, 四川 成都 610500;

2. 中国石油大港油田公司采油工艺研究院, 天津 滨海新区 300280; 3. 古勃金国立石油与天然气大学, 俄罗斯 莫斯科 119991

摘要: 泡沫作为一种两相分散软物质体系, 在非均质油藏调剖、裂缝性油藏防窜及非常规油藏压裂酸化中得到日趋广泛的应用。但泡沫体系在基质-裂缝系统运移过程中, 会导致局部捕集、滞留、堆积等现象, 影响系统尤其是基质的渗透能力。研究以表面活性剂泡沫和纤维素纳米纤丝(NCF)强化泡沫为对象, 建立了评价泡沫体系对基质-裂缝双重介质系统渗透性影响的评价方法, 并阐明了两类泡沫的运移和分布规律。实验采用4个级别渗透率(0.13~239.60 mD)的岩芯, 建立了压差、基质侵入深度、残余阻力因子与渗透率的关系。研究发现, 泡沫体系可以顺利通过23.00 mD的岩芯, 不会影响基质渗透能力; 当泡沫侵入低渗透和致密基质(低于3.13 mD)后, 由于物理吸附、机械滞留等作用, 基质渗透率显著下降, NCF泡沫和表面活性剂泡沫对基质渗透性的影响程度接近。另外, NCF起泡沫液主要滞留在裂缝壁面, 尤其是在渗透率不高于8.5 mD的基质-裂缝系统中, 起泡沫液整体滤失量少, 去除表面堆积后, 基质渗透率可以快速恢复。研究结果可为泡沫在基质-裂缝系统尤其是低渗/致密基质中运移和分布规律提供参考, 为评价泡沫对系统渗透能力的影响提供方法。

关键词: 基质-裂缝系统; 低渗/致密基质; 渗透能力; 泡沫体系; 评价方法

Impact of Foam on the Permeability of Matrix-fracture Dual Systems and Evaluation Method

LI Qinzhi¹, WEI Bing^{1*}, YANG Huaijun², ZHAO Jinzhou¹, KADET Valeriy³

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

2. Oil Production Technology Research Institute, Dagang Oilfield Company, PetroChina, Binhai New Area, Tianjin 300280, China

3. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow 119991, Russia

Abstract: As a favorable two-phase dispersive soft mater, foam is being extensively used for conformance control in heterogeneous reservoirs, gas channeling prevention in fractured reservoirs, and fracturing acidification in unconventional reservoirs. However, during transporting in matrix-fracture systems, foam usually leads to local capture, retention and accumulation, which might affect the permeability of the whole system especially matrix. In this study, we propose a method that assess the impact of foam on the permeability of matrix-fracture dual systems by using a surfactant foam and a cellulose nanofibrils (NCF) strengthened foam. The flow behaviors and distribution of foam systems in matrix-fracture systems are revealed. In total of four permeability-grade cores were used (0.13~239.60 mD), and the correlations between differential drop, invading depth, residual resistance factor and permeability are established. The results show that the foam could successfully flow through the cores with the permeability larger than 23.00 mD. The invasion of foam into low permeability(less than 3.13 mD) and tight-matrix leads to the reduction of permeability because of adsorption and/or mechanical retention. The influence degree of NCF foam is found to be analogous to that of surfactant foam. In addition, the foaming agent in the presence of NCF mainly retains on the fracture surface with few mass loss especially for the matrix with permeability lower than 8.50 mD. The permeability of the matrix is rapidly retrieved once the deposition is rinsed off the surface. The results of this study guide the investigation of foam transport and distribution in matrix-fracture systems especially for low permeability and tight matrix, and also provide method to assess the impact of foam on the permeability of matrix-fracture systems.

Keywords: matrix-fracture system; low permeability/tight matrix; permeability; foam system; evaluation method

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20220629.1154.026.html>

李沁芷, 魏兵, 杨怀军, 等. 泡沫对基质-裂缝双重介质系统渗透性的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(4): 100-110.

LI Qinzhi, WEI Bing, YANG Huaijun, et al. Impact of Foam on the Permeability of Matrix-fracture Dual Systems and Evaluation Method[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(4): 100-110.

* 收稿日期: 2021-06-09 网络出版时间: 2022-06-30

通信作者: 魏兵, E-mail: bwei@swpu.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金(51974265, 51804264); 国家科技重大专项(2016ZX05053-09); 高等学校学科创新引智计划(D18016)

引言

随着世界油气勘探开发的不断深入,非常规资源成为石油开采的一个新方向。致密油在中国资源量丰富,分布范围广,已在鄂尔多斯、松辽、准噶尔(含三塘湖)和渤海湾4个陆相盆地获得重大发现^[1-2]。据统计,中国致密油地质资源量大约为 200×10^8 t,技术可采资源量可达 $(20 \sim 25) \times 10^8$ t,是中国未来主要的接替能源^[3]。目前,中国致密油理论研究大都集中在储集层类型、储源关系、甜点主控因素及致密油聚集类型等方面,主体开发方式还是沿用长水平井体积压裂思路^[4-5]。该方式虽然解决了储层初期产量的问题,但地层能量快速衰竭,单井产量递减较快,尤其在中国几个典型的陆相致密油藏,矛盾尤为突出。因此,如何有效补充地层能量,扩大流体的波及体积,加快致密基质和裂缝间的“质”换速度,是当前中国致密油资源高效开发亟待解决的关键技术问题^[6-11]。

在致密储层中,裂缝是导流通道,可改善流体

的流动能力,同时也是发生气窜、水窜的主要通道,限制流体的波及效率和提高采收率效果。致密基质和裂缝间渗透性的巨大差异,使裂缝“治理和利用”这一矛盾问题极难协调^[12-15]。泡沫是一种典型的非均相软物质体系,具有密度低、重量小、可连续流动、遇水稳定、遇油消泡等特点。实践证明,泡沫可选择性降低裂缝渗透率,扩大流体波及体积,在多孔介质中运移时,通过连续破灭和生成,实现泡沫深部调驱。国内外相继实施泡沫防窜先导性实验,例如哥伦比亚的Cupiagua油田、长庆A井区长73、玉门油田、延长甘谷驿油田等,均取得较好效果^[14-18]。因此,泡沫在协调致密储层裂缝“治理和利用”方面具有一定潜力。

研究发现,泡沫稳定性是决定其裂缝调控效率的关键因素,尤其是在含油的环境中。从泡沫失稳的机制出发,国内外已初步形成基于聚合物和纳米颗粒的两类强化泡沫体系^[19-22]。但在致密油藏中,这两类稳定体系极易侵入基质内部,堵塞油流通道,降低裂缝导流能力,影响后续开发(图1)。

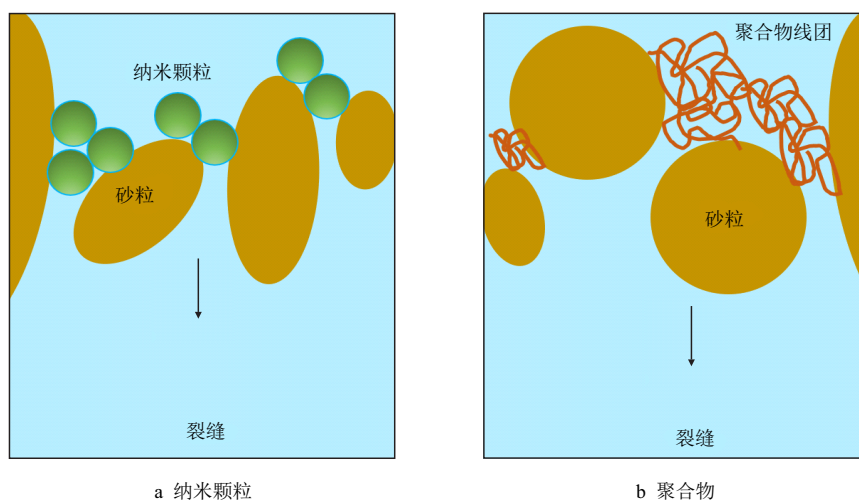


图1 基质-裂缝系统中纳米颗粒和聚合物分布示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the distribution of nanoparticles and polymers in matrix-fracture systems

鉴于上述问题,研发了一类“高效率、低成本、环保型”高性能材料NCF(纤维素纳米纤维),通过表面修饰,可改善泡沫气液界面性质。相对于表面活性剂泡沫,NCF泡沫体系可以在裂缝中快速起泡,降低气体流动能力和裂缝导流能力,有效控制裂缝窜流^[23]。

泡沫在裂缝系统中的生成、运移和波及已有大量研究,但泡沫对基质-裂缝双重介质系统渗透性影响规律鲜有报道。因此,建立评价泡沫对基质-裂缝

系统渗透性影响的实验方法;系统研究表面活性剂泡沫和NCF泡沫在基质-裂缝系统中运移和分布规律,探讨压差、基质侵入深度、阻力系数与渗透率的关系,以期为泡沫防窜(裂缝)、泡沫压裂等涉及储层渗透性的过程提供参考和借鉴。

1 实验材料及方法

1.1 实验材料

实验所用模拟地层水为质量分数4.278%的

盐水(3.440% NaCl, 0.180% MgCl₂, 0.640% CaCl₂, 0.018% Na₂SO₄), 起泡剂质量分数为 35.000% 的仲烷基硫酸盐(SAS)和烯基磺酸盐(AOS)配制的混合物, 上述药品由成都科龙化学品有限公司提供。纤维素纳米纤丝(NCF)为自制, 其中, 木素质量分数为 8.660%, 羧基质量分数为 1.290%, 直径为 2~5 nm, 长度为 800~1 000 nm, 该样品以质量分数为 5.0% NCF 水凝胶常温储存。表面活性剂泡沫起泡剂质量分数为 0.400% 的表面活性剂溶液, NCF 泡沫的起泡剂质量分数为 0.400% 的表面活性剂溶液和质量分数为 0.100% 的 NCF。

实验使用 4 种渗透率梯度的天然露头岩芯, 岩芯来自北京东方智盛石油科技有限公司。将岩芯完全烘干称量干重, 并饱和盐水称量湿重, 测量孔隙体积, 根据达西公式[式(1)] 测量岩芯渗透率, 数据记录如表 1 所示。

$$q = \frac{KA\Delta p}{\mu L}$$

(1)

式中:

- q —流量, cm³/min;
- K —岩芯渗透率, mD;
- A —岩芯横截面积, cm²;

Δp —岩芯进出口压差, MPa;
 μ —流体黏度, mPa·s。

表 1 岩芯基本物性参数
Tab. 1 Basic physical parameters of cores

岩芯 编号	长度/ cm	直径/ cm	干重/ g	湿重/ g	孔隙度/ %	液测渗透 率/mD
500-14	5.1	3.8	114.30	127.42	22.56	114.59
50-11	5.1	3.8	114.87	127.70	0.22	22.96
5-12	5.1	3.8	120.85	129.66	0.15	3.13
LA-010	5.1	3.8	132.16	140.13	0.14	0.15
LA-044	5.1	3.8	131.64	139.71	0.14	0.13
500	5.1	3.8	110.47	128.67	31.48	239.60
50	5.1	3.8	114.68	127.54	22.25	28.40
5	5.1	3.8	120.45	130.94	18.54	8.54
LA	5.1	3.8	130.19	136.93	11.66	0.25

1.2 泡沫对基质-裂缝系统渗透率的影响

为评价泡沫对基质-裂缝系统渗透性的影响程度, 搭建实验装置如图 2 所示。岩芯左端(注入端)与夹持器的微小空隙模拟裂缝, 岩芯模拟基质。实验开始前先将配制好的起泡液装入中间容器, 另一中间容器为 2.0 MPa 的氮气。用活塞泵将岩芯夹持器围压保持在 5.0 MPa, 出口端连接集液装置, 所有实验在室温(25±2) °C 下进行。

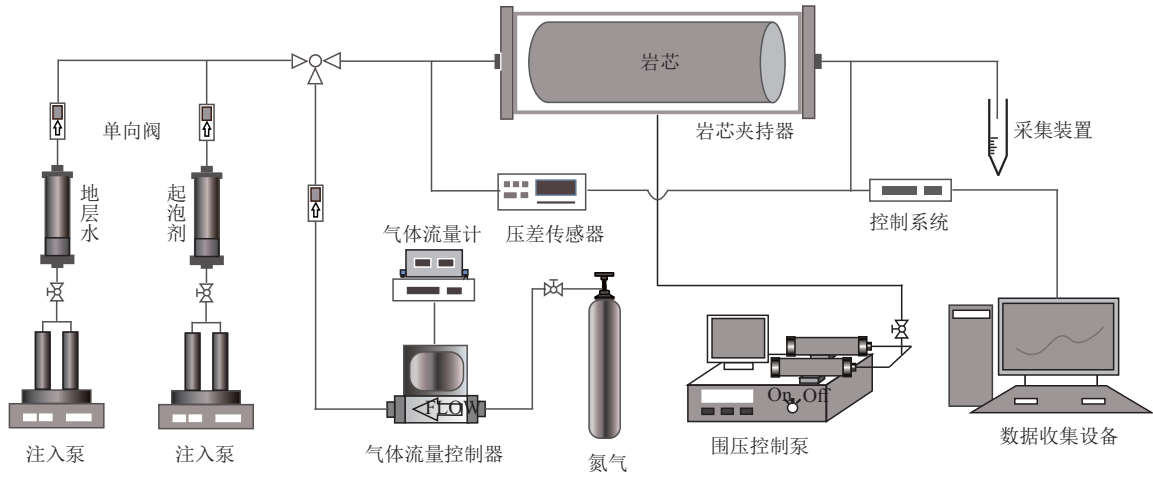


图 2 基质-裂缝系统渗透性评价实验装置图
Fig. 2 Experimental diagram of permeability assessment in matrix-fracture system

恒定压力注入地层水, 记录 30 min 内累计排液量与时间的关系, 即初始累计排液量; 停止水驱后, 以 0.5 cm³/min 的总流速将泡沫(气液比 1:1)注入岩芯, 累计出液量达 5 cm³ 时停止泡沫注入; 再次进行水驱并保持前端相同压力下记录排液情况。为保证相同实验条件, 停止泡沫注入后再次恒压水驱 20 min, 随后记录 30 min 内排液量随时间的变化。

实验采用 4 个渗透率级别的岩芯进行实验, 每根岩芯设置 3 个不同注入压差对比分析结果。

1.3 基质侵入深度及渗透率恢复

为研究起泡液对基质的侵入深度, 采用图 2 的实验装置进行测试, 关闭氮气单向阀。首先, 测量基质的初始渗透率, 保持注入速度为 0.5 cm³/min; 随后, 将起泡液注入基质, 注入 2.0 PV 后, 测量基质

渗透率;最后,根据式(2)和式(3)计算残余阻力因子及基质影响程度。

$$f_{\text{rr}} = \frac{K_b}{K_a} \quad (2)$$

$$K_R = \left(1 - \frac{1}{f_{\text{rr}}}\right) \times 100\% \quad (3)$$

式中: f_{rr} —残余阻力因子, 无因次;

K_b —注入起泡剂之前基质渗透率, mD;

K_a —注入后基质渗透率, mD;

K_R —基质影响程度, %。

假设基质被侵入部分的渗透率等于注入 2.0 PV 起泡液后岩芯渗透率, 未被侵入基质渗透率等于岩芯初始渗透率, 考虑不同渗透率梯度岩芯阻力因子, 将实验数据代入式(4)和式(5)并计算出岩芯不同侵入深度下的等效基质平均渗透率, 其物理意义为相应侵入深度下基质等效渗透率。

$$K_{\text{avg}} = \frac{L}{\frac{L_p}{K_a} + \frac{L_{\text{nd}}}{K_b}} \quad (4)$$

$$K_R = \left(1 - \frac{K_{\text{avg}}}{K_b}\right) \times 100\% \quad (5)$$

式中: K_{avg} —基质(加权)平均渗透率, mD;

L_p —影响部分岩芯长度, cm;

L_{nd} —未影响部分岩芯长度, cm。

根据 NCF 的表面修饰特性和网状结构特征, 图3 描述了在一定压差下, 起泡液与泡沫在基质-裂缝系统中可能存在基质端面堆积和侵入现象。

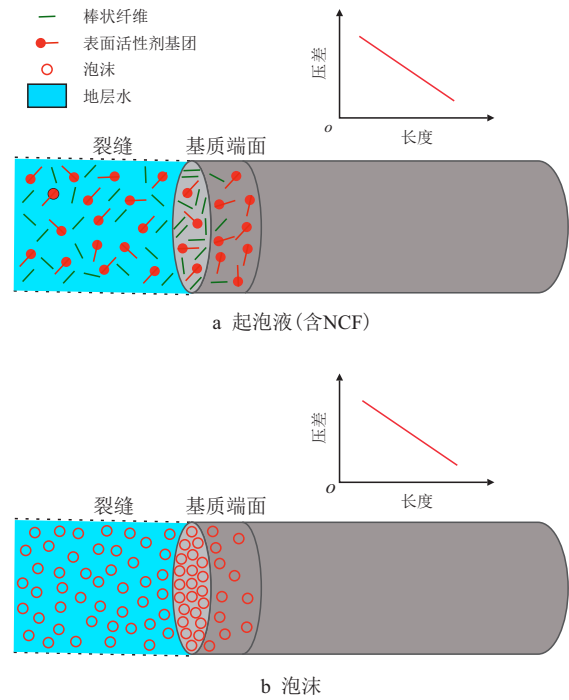


图3 起泡液(含 NCF)和泡沫在基质-裂缝系统运移和分布
Fig. 3 Transport and distribution of foaming fluid (with NCF) and foam in the matrix-fracture system

为进一步探究实际情况泡沫体系对基质的侵入深度, 对驱替后岩芯注入端进行切割, 见图 4。



图4 岩芯断面切割示意图

Fig. 4 Schematic diagram of cores cutting injection end faces

对切割后(切割量 1~2 mm)的岩芯再次测量渗透率,代入式(3)计算渗透率恢复情况。若计算结果表明渗透率恢复效果较好,则认为侵入深度为岩芯切除厚度。

2 结果与讨论

2.1 泡沫对基质-裂缝系统渗透率的影响规律

图 5 为 500-14 号岩芯(114.59 mD)累计出液量与时间的关系曲线。实验注入压差分别设置为

0.14, 0.28 和 0.41 MPa。根据达西公式可知,在岩芯两端压差相同的情况下,岩芯的液体流量与岩芯渗透率正相关。即通过对比注入泡沫前后累计出液量曲线可以判断注入泡沫前后岩芯渗透率变化,进而判断泡沫是否对系统渗透性产生影响,即两条曲线(实验前后)斜率相差越大,渗透性影响程度则越大。从图 5 可见,在 0.14~0.41 MPa 内,注入泡沫前后累计出液量变化曲线几乎重合,说明 NCF 泡沫体系对此渗透率级别系统的渗透能力无影响。

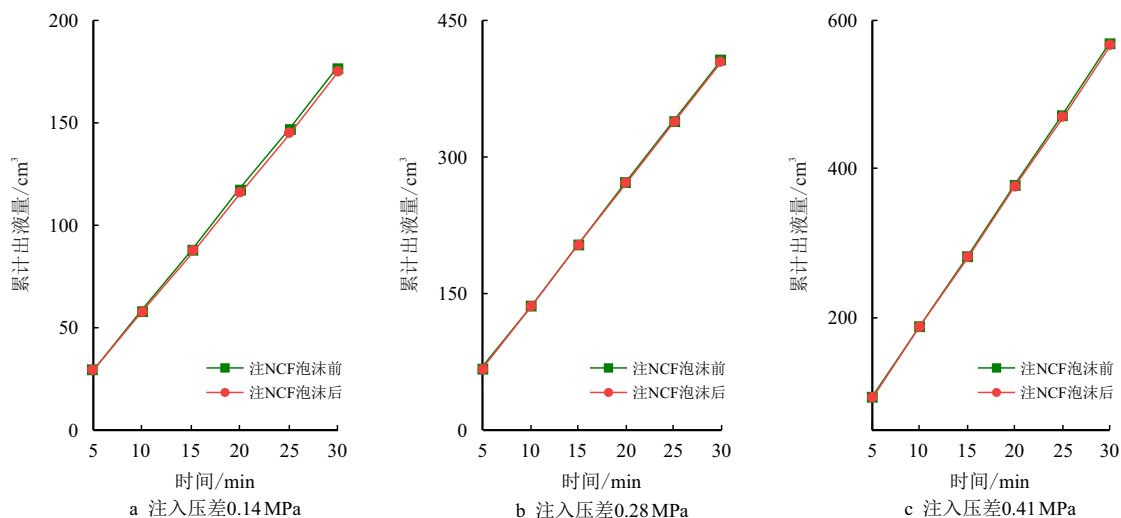


图 5 500-14 号岩芯累计出液量和时间、注入压差的关系

Fig. 5 The relationship between the cumulative liquid volumes and time under different injection pressures of the core 500-14

图 6 中为 50-11 号岩芯(22.96 mD)累计出液量与时间、注入压差的关系曲线。

由于 50-11 号岩芯渗透率较低,为准确计量出液量,注入压差调整为 0.14, 0.34 和 0.55 MPa。实验发现,前两组实验即注入压差为 0.14 和 0.34 MPa

时,注入泡沫前后水驱累计出液量曲线重合。但当注入压差为 0.55 MPa 时,注入 NCF 泡沫后水驱累计出液量略微下降,说明滞留在基质端面或基质内部的泡沫(物理吸附、机械捕集等作用)开始阻碍流体流动,降低了基质的渗透能力。

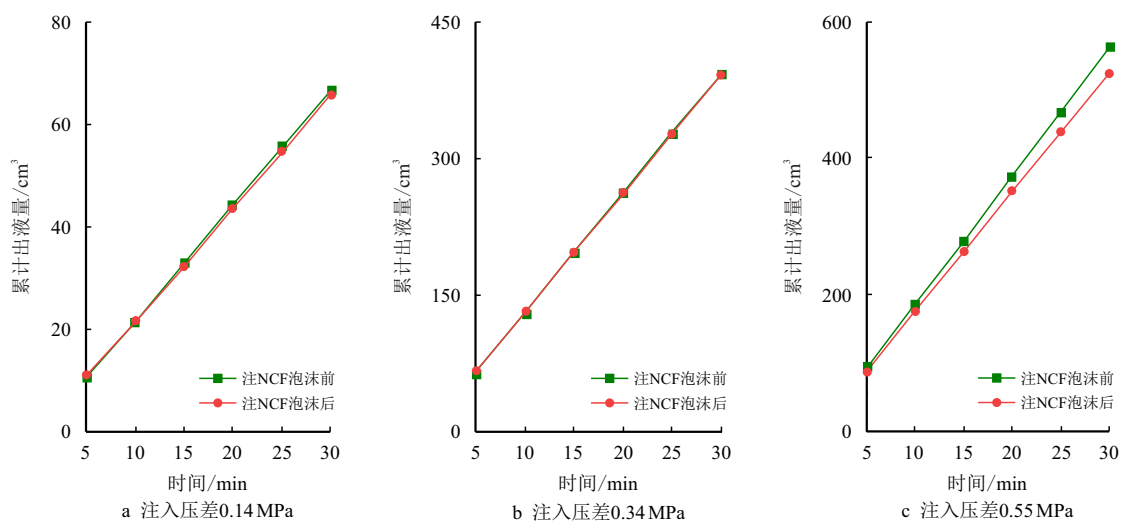


图 6 50-11 号岩芯累计出液量和时间、注入压差的关系

Fig. 6 The relationship between the cumulative liquid volumes and time under different injection pressures of the core 50-11

图7为5-12号岩芯(3.13 mD)累计出液量与时间、注入压差的关系曲线,注入压差分别为0.14、0.34和0.69 MPa。

由图7可见,基质侵入NCF泡沫后累计出液量

曲线斜率均下降,在注入压差0.69 MPa时尤为严重。说明滞留的泡沫严重影响基质-裂缝系统的渗透能力,但是此时NCF泡沫的滞留位置和深度仍不能确定。

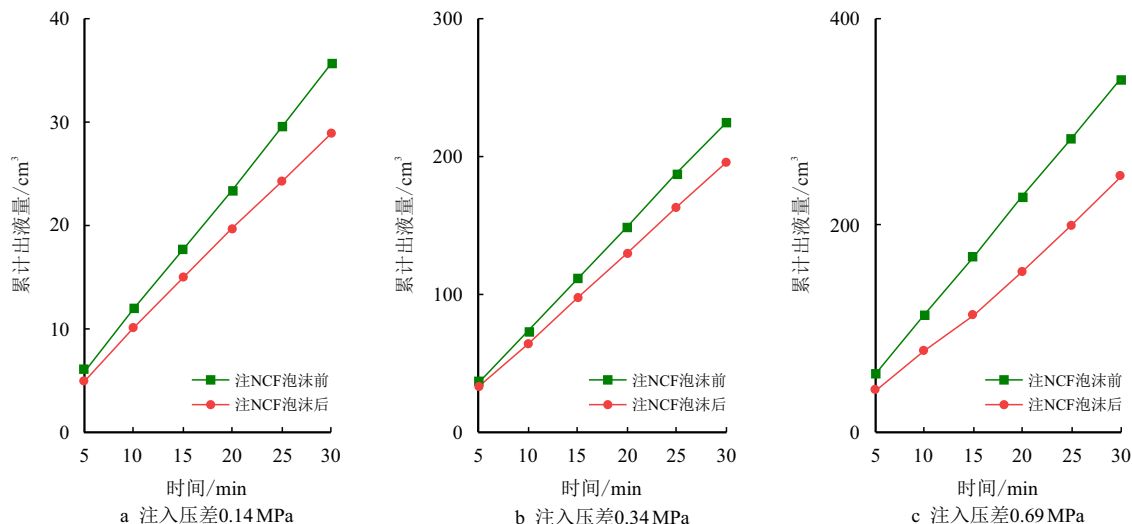


图7 5-12号岩芯累计出液量和时间、注入压差的关系

Fig. 7 The relationship between the cumulative liquid volumes and time under different injection pressures of the core 5-12

利用致密岩芯(LA-010, 0.15 mD)重复上述实验,注入压差分别为0.69、1.38和2.07 MPa,结果如图8所示。实验发现,NCF泡沫对致密岩芯渗透能力影响较为明显。同时,注入NCF泡沫后二次注水

前(5 min)的累计出液量与原始水驱阶段有明显差异。随着注入压力的升高,侵入NCF泡沫后累计出液量差异明显增大,说明基质的渗透性影响程度加深。

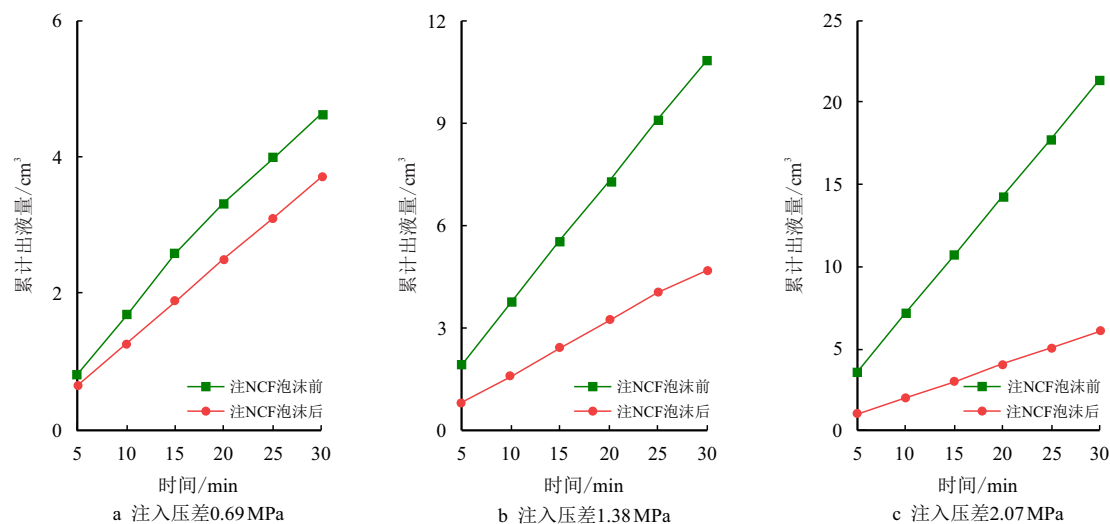


图8 LA-010号岩芯累计出液量和时间、注入压差的关系

Fig. 8 The relationship between the cumulative liquid volumes and time under different injection pressures of the core LA-010

为判断NCF泡沫在基质中的滞留位置,增加实验对照组,选取致密岩芯(LA-044岩芯,0.13 mD),在相同实验条件下,将表面活性剂泡沫(无NCF)注入岩芯基质,累计出液量与时间的关系曲线见图9。实验结果表明,同LA-010号岩芯基质相似,表面

活性剂泡沫的侵入也会大幅度降低致密基质的渗透性。

对比图8和图9的累计出液量曲线斜率下降幅度,可以发现二者斜率相似,NCF泡沫和表面活性剂泡沫对致密岩芯基质的影响接近。

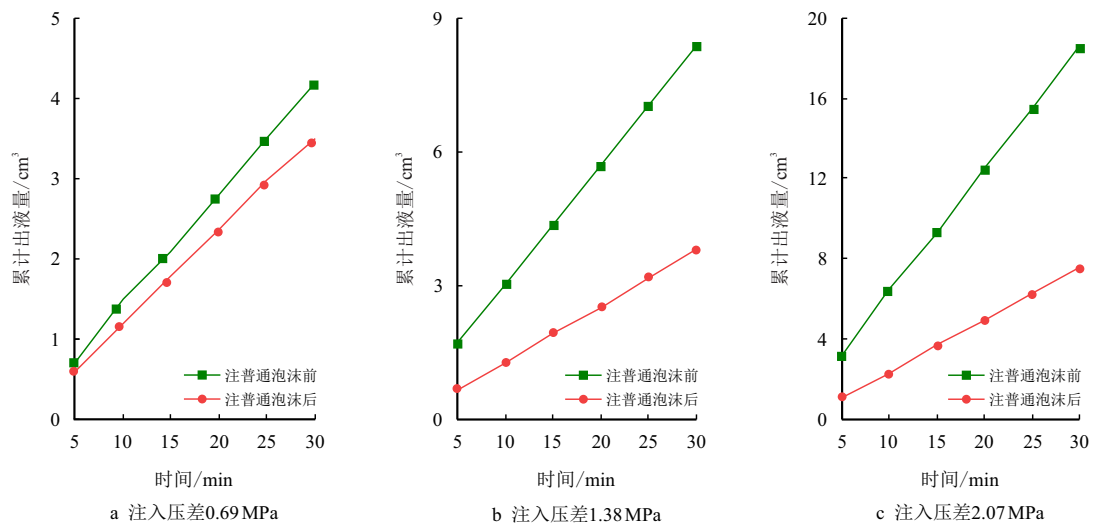


图 9 LA-044 号岩芯累计出液量和时间、注入压差的关系

Fig. 9 The relationship between the cumulative liquid volumes and time under different injection pressures of the core LA-044

表 2 详细列出了两种泡沫注入前后,在不同压力下的累计出液量, NCF 泡沫侵入后出液量降低值略微大于表面活性剂泡沫。

在注入压差为 1.38 MPa 时,注表面活性剂泡沫后岩芯的出液量降低 54.65%,注 NCF 泡沫后岩芯出液量降低 57.14%,说明 NCF 的加入对渗透能力基本无影响。NCF 是一种网状结构分子,在裂缝端

面堆积后会降低基质的渗透率。因此,可初步判断,对于致密岩芯 NCF 主要分布在裂缝壁面,并未侵入致密基质内部。需要说明的是,本次实验设置注入 NCF 泡沫和表面活性剂泡沫的压差明显大于实际储层中基质和裂缝的压差,目的为突出泡沫在致密基质-裂缝系统中对基质渗透性的影响,同时明确 NCF 的分布位置及侵入程度。

表 2 注入不同泡沫后致密岩芯出液量变化

Tab. 2 Variation of liquid volumes from tight cores after injecting different foams

注入压力/MPa	表面活性剂泡沫			NCF 泡沫		
	初始累计出液量/cm³	注泡沫后累计出液量/cm³	出液量降低率/%	初始累计出液量/cm³	注泡沫后累计出液量/cm³	出液量降低率/%
0.69	4.19	3.50	16.47	4.63	3.70	20.09
1.38	8.38	3.80	54.65	10.85	4.65	57.14
2.07	18.56	7.55	59.32	21.35	6.06	71.62

2.2 起泡液对基质-裂缝系统渗透率的影响规律

为明确起泡液的侵入深度对基质渗透能力的影响,以及证实 NCF 的分布规律,实验中同样采用 4 个渗透率级别的岩芯研究注入 2.0 PV 起泡液后对岩芯基质的影响程度。

表 3 为计算得到的岩芯渗透率,基质影响程度及残余阻力因子,对应的影响程度见图 10。

表 3 岩芯基质渗透率变化

Tab. 3 Core matrix permeability variation

岩芯编号	岩芯渗透率/mD	注入泡沫后渗透率/mD	基质影响程度/%	残余阻力因子
500	239.60	177.80	25.8	1.35
50	28.40	5.80	79.6	4.89
5	8.54	1.33	84.4	6.42
LA	0.29	0.03	88.3	8.52

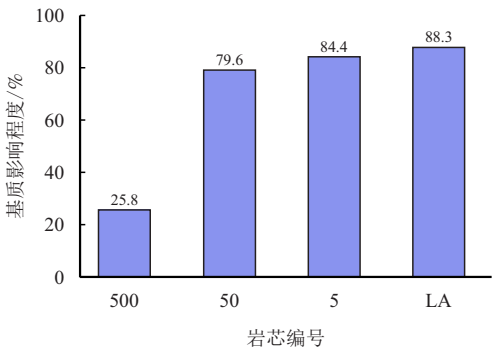


图 10 岩芯基质影响程度

Fig. 13 Core matrix influence degree

由图 10 可见,起泡液体系对岩芯基质的渗透率影响较为明显。岩芯越致密,影响程度越大。其中,LA 号岩芯基质影响程度为 88.3%,残余阻力因子为

8.52, 表观上影响程度最大。

图 11 是实验后岩芯注入端面图。其中, 500 号岩芯端面平整干净, 未发现 NCF 堆积。50 号、5 号和 LA 号岩芯端面发现 NCF, 且 5 号和 LA 号 NCF 堆积情况较明显。这说明含有 NCF 的起泡液可以进

入 500 号岩芯基质。但是, 对于低渗和致密基质, 能明显观察到 NCF 起泡液聚集在岩芯端面。这主要是因为 NCF 是一种刚性纤丝状高分子, 经表面修饰后, 可与表面活性剂分子发生相互作用, 减少滤失。同时, 图 11 的端面堆积现象也证实了前面的假设。

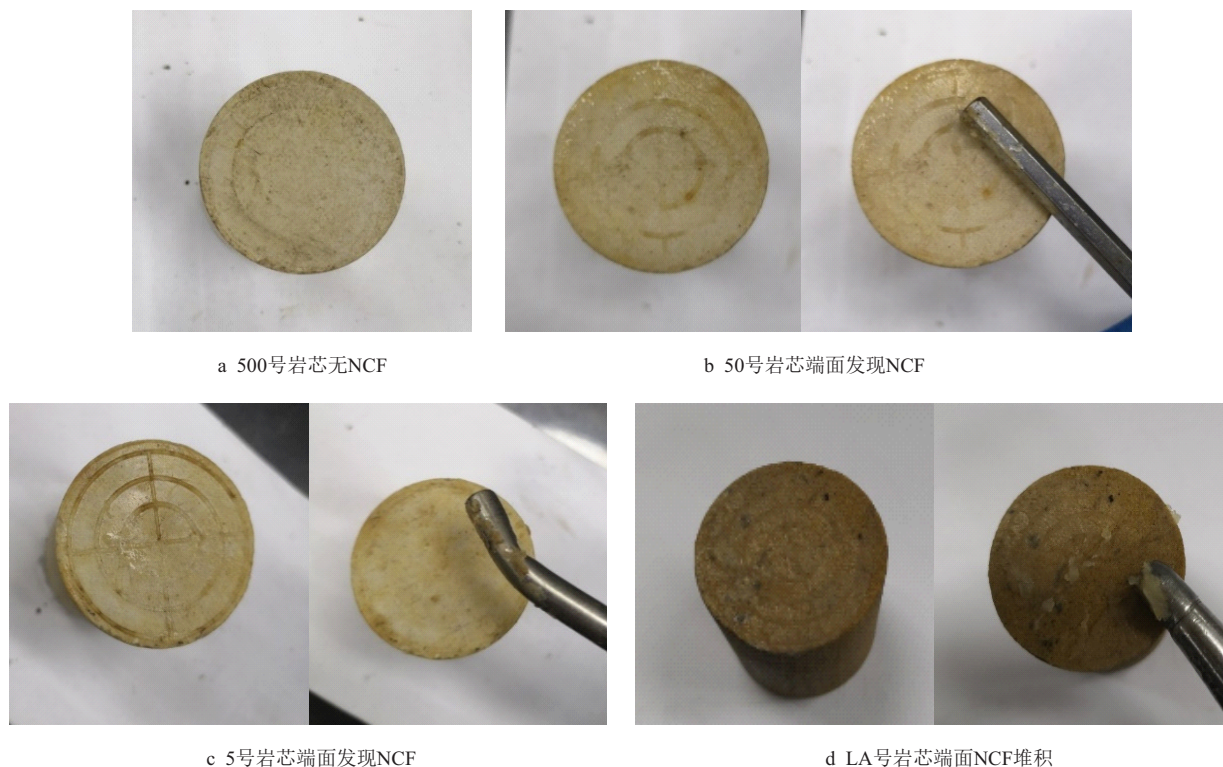


图 11 实验后岩芯注入端面

Fig. 11 Core injection end face after experiment

为进一步证实上述结论, 根据测得的各岩芯残余阻力因子, 利用式(4)和式(5), 建立基质侵入深度

度和平均渗透率及基质影响程度的关系, 结果图 12 所示。

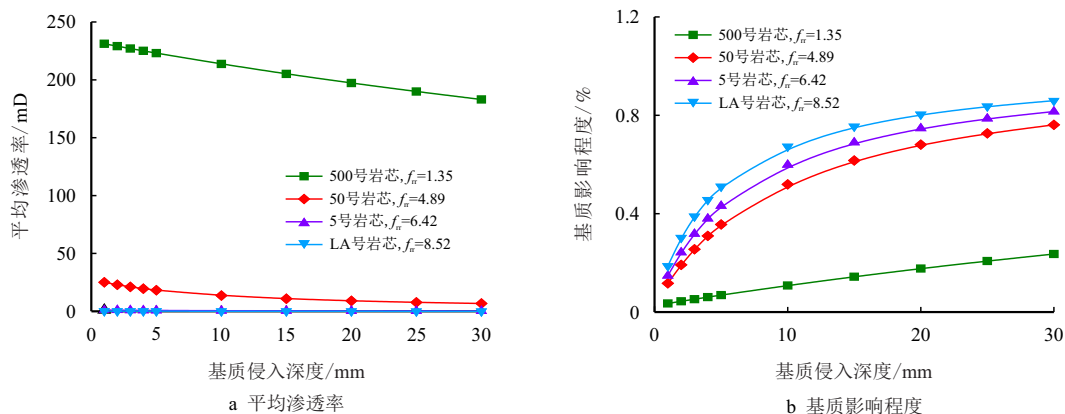


图 12 基质侵入深度对岩芯平均渗透率和岩芯基质影响程度的关系

Fig. 12 Relationship between matrix invasion depth and equivalent average permeability and matrix influence degree

采用此方法, 可以定量描述基质影响程度和侵入深度的关系。从图 12 可以看出, 500 号岩芯的结果和图 10 的基质影响程度基本一致。但对于其他

3个渗透率较低的岩芯, 例如 LA, 当 $K_R=88.3\%$ 时, 起泡液的侵入深度需达到 30 mm, 和上述讨论结果不符(堆积在岩芯端面)。按照图 4 所示的方法, 实

验后,从注入端面切除 1~2 mm 的薄片,再次计算岩芯基质影响程度,进而评价基质渗透率恢复速度。图 13 对比了 4 组实验结果,可以发现,500 号岩芯的基质影响程度由 25.80% 降至 4.50%,说明 NCF 起泡液除了部分在端面聚集外还进去基质深部。相对较致密的 5 号和 LA 号岩芯渗透率基本全部恢复,可以认为起泡液全部滞留在裂缝壁面,未发生滤失,影响基质渗透性。

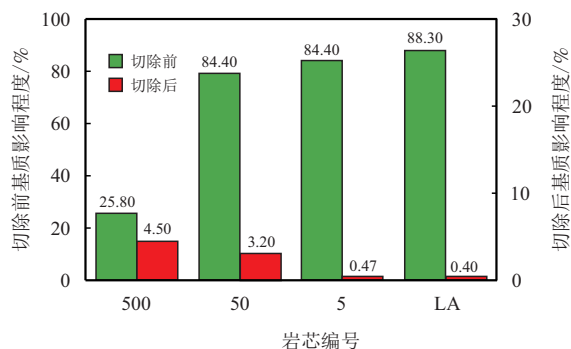


图 13 岩芯基质影响程度
Fig. 13 Influence degree of matrix

3 结 论

(1) 建立了评价泡沫对基质-裂缝双重介质系统渗透性影响的实验方法,系统研究表面活性剂泡沫和 NCF 泡沫体系运移和分布规律。

(2) 建立了压差、基质侵入深度、残余阻力因子与渗透率的关系。实验发现, NCF 泡沫体系可以顺利通过渗透率不低于 23.00 mD 的岩芯,不影响基质-裂缝系统渗透率。但是对于低渗和致密储层(低于 3.13 mD),泡沫侵入后,基质渗透能力明显下降,加入 NCF 对泡沫的影响行为没有改变。

(3) 由于 NCF 的结构特点,起泡液主要滞留在裂缝壁面,泡沫体系的滤失极少,去掉注入端表面堆积后,低渗和致密基质渗透率可以快速恢复。

(4) 研究结果为研究泡沫在基质-裂缝系统尤其是低渗/致密基质中运移和分布规律,以及评价泡沫对系统渗透能力的影响提供了参考和借鉴。

参考文献

- [1] 林铁锋, 康德江, 姜丽娜. 松辽盆地北部扶余油层致密油地质特征及勘探潜力[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 94-100. doi: 10.19597/J.ISSN.1000-3754.201906006
- [2] 庞正炼, 陶士振, 张景建, 等. 四川盆地侏罗系大安寨段致密油多尺度差异化富集及主控因素[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(9): 1301-1311. doi: 10.11764/j.issn.-1672-1926.2019.07.004
- [3] 朱维耀, 岳明, 刘昀枫, 等. 中国致密油藏开发理论研究进展[J]. 工程科学学报, 2019, 41(9): 1103-1114. doi: 10.13374/j.issn2095-9389.2019.09.001
- [4] 郭建春, 赵志红, 路千里, 等. 深层页岩缝网压裂关键力学理论研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 102-117. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.01.009
- [5] 白桦, 杨晓, 熊艳, 等. 川中地区凉山组湖岸线识别及致密油气有利区[J]. 天然气工业, 2022, 42(2): 40-49. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.02.005
- [6] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168-1184. doi: 10.11743/ogg20190602
- [7] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10. doi: 10.11698/PED.2020.01.01

- and Development, 2020, 47(1): 1–10. doi: 10.11698/PED.-2020.01.01
- [8] 徐加祥, 杨立峰, 丁云宏, 等. 致密油水平井体积压裂产能影响因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(1): 162–168. doi: 10.19597/j.issn.1000-3754.201901041
- XU Jiaxiang, YANG Lifeng, DING Yunhong, et al. Influencing factor on the productivity of the volume-fractured horizontal well in the tight oil reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(1): 162–168. doi: 10.19597/j.issn.1000-3754.201901041
- [9] 赖令彬, 潘婷婷, 张虎俊, 等. 压裂致密油藏产能递减分析方法[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(18): 183–188. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2019.18.027
- LAI Lingbin, PAN Tingting, ZHANG Hujun, et al. Productivity decline analysis method for fractured tight oil reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(18): 183–188. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2019.18.-027
- [10] 汪少勇, 黄福喜, 宋涛, 等. 中国陆相致密油“甜点”富集高产控制因素及勘探建议[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2019, 46(6): 641–650. doi: 10.3969/j.issn.1671-9727.2019.06.01
- WANG Shaoyong, HUANG Fuxi, SONG Tao, et al. Enrichment and prolific factors of “sweet spots” of terrestrial tight oil in China and its exploration suggestion[J]. Journal of Chendou University of Technology (Science & Technology Edition), 2019, 46(6): 641–650. doi: 10.3969/j.issn.-1671-9727.2019.06.01
- [11] FENG F, HUANG R, GUO B, et al. A new method for evaluating the effectiveness of hydraulic fracturing in tight reservoirs[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2019, 12(12): 10–23. doi: 10.1007/s12517-019-4501-2
- [12] 唐鹏飞. 致密油水平井裂缝穿层及延伸规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(6): 169–174. doi: 10.19597/J.ISSN.1000-3754.201903040
- TANG Pengfei. Fracture penetration and propagation laws in tight-oil horizontal wells[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(6): 169–174. doi: 10.19597/J.ISSN.1000-3754.201903040
- [13] 焦方正. 非常规油气之“非常规”再认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(5): 803–810. doi: 10.11698/PED.2019.-05.01
- JIAO Fangzheng. Re-recognition of “unconventional” in unconventional oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 803–810. doi: 10.11698/PED.-2019.05.01
- [14] YANG Zihao, LI Xiaochen, LI Danyang, et al. New method based on CO₂ switchable wormlike micelles for controlling CO₂ breakthrough in a tight fractured oil reservoir[J]. Energy & Fuels, 2019, 33(6): 4806–4815. doi: 10.-1021/acs.energyfuels.9b00362
- [15] 胡灵芝, 赵金洲, 魏鹏, 等. 玉门 H 低渗透裂缝油藏强化泡沫防气窜实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(5): 96–104. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2019.06.19.02
- HU Lingzhi, ZHAO Jinzhou, WEI Peng, et al. An experimental study on enhanced foam anti-gas channeling in the Yumen H low permeability fractured reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(5): 96–104. doi: 10.11885/-j.issn.1674-5086.2019.06.19.02
- [16] 路向伟, 杨晋玉, 郑奎, 等. 新安边油田安 83 区长 7 致密油藏空气泡沫驱数值模拟研究和试验效果评价[C]. 银川: 第十三届宁夏青年科学家论坛石化专题论坛, 2017.
- LU Xiangwei, YANG Jinyu, DENG Kui, et al. Numerical simulation and experimental evaluation of air foam flooding in Chang 7 tight reservoir, An Block 83, Xing'anbian Oilfield[C]. Yinchuan: The 13th Ningxia Young Scientists Forum Special Forum on Petrochemicals, 2017.
- [17] 姚征, 吉子翔, 贺彤彤, 等. A 井区长 7 致密油藏稳产技术研究[C]. 银川: 第十五届宁夏青年科学家论坛石化专题论坛, 2019.
- YAO Zheng, JI Zixiang, HE Tongtong, et al. Study on stable production technology of Chang 7 tight reservoir in A Well Area[C]. Yinchuan: 15th Ningxia Young Scientists Forum Special Forum on Petrochemicals, 2019.
- [18] 师晓伟, 杨海龙, 张建成, 等. 甘谷驿油田 1281 井区自适应泡沫凝胶深部调控技术现场应用[J]. 非常规油气, 2017, 4(2): 78–84.
- SHI Xiaowei, YANG Hailong, ZHANG Jiancheng, et al. Application of self-adaptive foam gel flooding technology in 1281 Well Area of Ganguyi Oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(2): 78–84.
- [19] 刘中春, 汪勇, 侯吉瑞, 等. 缝洞型油藏泡沫辅助气驱提高采收率技术可行性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(1): 113–118. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2018.01.014
- LIU Zhongchun, WANG Yong, HOU Jirui, et al. Feasibility study on foam-assisted gas flooding EOR technology in karstic oil reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum, 2018, 42(1): 113–118. doi: 10.3969/j.issn.-1673-5005.2018.01.014
- [20] 李松岩, 王麟, 韩瑞, 等. 裂缝性致密油藏超临界 CO₂ 泡沫驱规律实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2019, 27(1): 1–7. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.-004
- LI Songyan, WANG Lin, HAN Rui, et al. Experimental study on supercritical CO₂ foam flooding in fractured tight reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Effi-

ciency, 2019, 27(1): 1–7. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/-te.2020.01.004

- [21] 李宾飞, 李兆敏, 吕其超, 等. 泡沫在裂缝中流动特征的物理模拟[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2017, 48(9): 2465–2473. doi: 10.11817/j.issn.1672-7207.2017.09.027

LI Binfei, LI Zhaomin, LÜ Qichao, et al. Physical simulation on flowing characteristics of foam in fracture[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2017, 48(9): 2465–2473. doi: 10.11817/j.issn.1672-7207.2017.09.027

- [22] WANNIARACHCHI W A M, RANJITH P G, PERERA M S A, et al. Current opinions on foam-based hydro-fracturing in deep geological reservoirs[J]. Geomechanics & Geophysics for Geoenery & Georesources, 2015, 1: 121–134. doi: 10.1007/s40948-015-0015-x

- [23] WEI Bing, LI Qinzhi, JIN Fayang, et al. The Potential of a novel nano-fluid in enhancing oil recovery[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(4): 2882–2891. doi: 10.1021/acs.energy-fuels.6b00244

作者简介



李沁芷, 1998 年生, 女, 汉族, 四川南充人, 博士研究生, 主要从事致密油藏渗吸、化学驱提高采收率方面的研究工作。E-mail: qinzhilswpu@163.com



魏兵, 1983 年生, 男, 汉族, 山东济宁人, 教授, 博士生导师, 主要从事非常规油藏提高采收率方法和理论方面的研究工作。E-mail: bwei@swpu.edu.cn



杨怀军, 1963 年生, 男, 汉族, 天津蓟州人, 博士研究生, 教授级高级工程师, 主要从事油气田开发及提高采收率研究工作。E-mail: yanghjun@petrochina.com.cn



赵金洲, 1962 年生, 男, 汉族, 湖北仙桃人, 教授, 博士生导师, 主要从事油气田开采和增产新技术新理论方面的研究工作。E-mail: zhaojz@swpu.edu.cn



卡杰特·瓦列里, 1953 年生, 男, 俄罗斯莫斯科人, 教授, 博士生导师, 主要从事油气田开发, 油藏工程和提高采收率等方面的研究工作。E-mail: kadet.v@gubkin.ru

编辑: 王旭东

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>