

缝洞型油藏裂缝中泡沫辅助气驱运移特征

屈鸣^{1,2}, 侯吉瑞^{1,2*}, 闻宇晨^{1,2}, 梁拓^{1,2}, 马什希^{1,2}, 杨景斌^{1,2}

1 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, houjirui@126.com

收稿日期: 2018-12-13

国家科技重大专项“缝洞型油藏泡沫辅助气驱提高采收率技术研究”(2016ZX05014-004-004)和国家科技重大专项“缝洞型油藏注气提高采收率机理研究”(2016ZX05014-004-001)联合资助

摘要 泡沫辅助气驱是缝洞型油藏极具潜力的提高采收率技术。裂缝作为缝洞型油藏流体的主要流动通道,在岩溶成藏过程中以“等径”和“变径”形式发育。为了系统地研究泡沫辅助气驱在缝洞型碳酸盐岩油藏裂缝介质中的流动特征及驱油效果,本文设计了不同开度的等径、变径裂缝相似模型和微观可视化模型,开展泡沫辅助气驱物理模拟实验。结果表明:小开度裂缝中,泡沫辅助气驱容易形成气液段塞,气体被微小压缩后易突破泡沫段塞形成气体优势通道;大开度裂缝中,泡沫以多个微小段塞的形式堆积,产生堆积叠加效应,驱油效果优于比小开度裂缝;在变开度裂缝中,泡沫段塞随裂缝开度变化而发生形变,泡沫堆积程度越高,则稳定性越强,提高采收率效果越好。泡沫前缘有4种类型:微尺度泡沫伴随堆积型、小尺度泡沫堆积型、中尺度泡沫轻微变形型、大尺度泡沫严重变形型,它们的稳定性依次递减。在亲油性裂缝中,泡沫前缘气液界面的流动基本符合Poiseuille速度分布,随着弯曲液面附加压力不平衡逐渐加剧,气相逐渐突破气液界面的趋势明显。

关键词 可视化模型; 缝洞型油藏; 裂缝开度; 泡沫驱

Migration features of foam-assisted gas drive in fractures of fracture-vuggy reservoirs

QU Ming^{1,2}, HOU Jirui^{1,2}, WEN Yuchen^{1,2}, LIANG Tuo^{1,2}, MA Shixi^{1,2}, YANG Jingbin^{1,2}

1 Research Institute of Unconventional Petroleum Science and Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract Foam assisted gas drive is a potential EOR technology for fracture-vuggy reservoirs. Fractures are the main flow channel of fluid in fracture-vuggy reservoirs. They developed in an expanding-aperture or shrinking-aperture way during the reservoir formation process. In order to systematically study the flow characteristics and displacement effect of foam-assisted gas drive in fracture-vuggy carbonate reservoirs, this article describes a fracture similarity model and microscopic visualization model with both equal-apertures and variable-apertures, and carried out physical simulation experiments on foam-assisted gas drive. The results show that the foam assisted gas drive easily formed gas-liquid slugs in small-aperture fractures. Gas could easily break through the foam slug and form a gas dominant channel after a little compression; The foam was accumulated in the form

引用格式: 屈鸣, 侯吉瑞, 闻宇晨, 梁拓, 马什希, 杨景斌. 缝洞型油藏裂缝中泡沫辅助气驱运移特征. 石油科学通报, 2019, 03: 300-309

QU Ming, HOU Jirui, WEN Yuchen, LIANG Tuo, MA Shixi, YANG Jingbin. Migration features of foam-assisted gas drive in fractures of fracture-vuggy reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2019, 03: 300-309. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.03.027

of multiple small slugs in large-aperture fractures, resulting in a superimposed accumulation effect. The displacement effect of large-aperture fractures was better than that of the small-aperture fractures. The foam slugs would be deformed with the change of aperture in variable-aperture fractures. The higher the degree of foam accumulation, the stronger the stability and the better the EOR. In the fractures, the foam displacement front changed in the following four forms: micro-scale foam accumulative types, small-scale foam accumulative type, mesoscale foam slightly deformed type and large-scale foam seriously deformed type. The stability decreased from the first form to the last form. In the lipophilic fractures, the flow of gas and liquid interface at the foam displacement front basically conformed to a Poiseuille velocity distribution. The trend of the gas phase breaking through the gas-liquid interface was more obvious with the increasing imbalance of additional pressure on the curved liquid surface.

Keywords visual model; fracture-vuggy reservoir; fracture aperture; foam drive

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.03.027

0 引言

在中国已发现的碳酸盐岩储层中,塔河油田是典型的缝洞型油藏^[1],其埋藏深度大,岩溶储层复杂,缝洞发育程度高,储集空间结构多变,油水流动关系复杂^[2-5],具有极大的开采难度。

缝洞型碳酸盐岩油藏储集体是发育有孔、洞、缝三重介质的储集空间,构造裂缝、溶孔和溶洞等是原油的主要储集空间,基质基本不具备储渗能力。裂缝既是原油的储集空间,又是流体的重要流动通道^[6]。在缝洞型油藏开发过程中,早期一般利用油藏天然能量进行开采,中期注水补充地层能量,水驱效果变差后则会考虑注气及其他三采措施。裂缝由于其相对较高的渗透率,在开发过程中极易形成流体的流动优势通道,导致水窜或气窜现象,从而降低最终采收率^[7-8]。利用泡沫遇油消泡、遇水稳定、封堵高渗层的特性,通过泡沫辅助气驱来延缓气窜优势通道的形成从而提高最终采收率,是一种行之有效的方法^[9-16]。缝洞型油藏泡沫辅助气驱技术已经在塔河油田缝洞型油藏完成矿场试验,逐步进入推广应用阶段,有望成为缝洞型油藏极具潜力的提高采收率技术。裂缝是缝洞型油藏中多相流体最主要的流动通道,研究泡沫在裂缝中的流动特征和驱油效果具有重要意义。

本文设计制作了不同开度的等径、变径裂缝相似模型和微观可视化模型,开展泡沫辅助气驱油实验,研究泡沫在多尺度裂缝中的形态变化,并分析了裂缝开度、重力分异对于泡沫在裂缝中运移的影响,为缝洞油藏的泡沫辅助气驱矿场应用提供理论支持。

1 实验器材与步骤

1.1 物理模型设计和制作

为了研究泡沫辅助气驱在碳酸盐岩缝洞型油藏的

实际裂缝中的运移特征,我们设计制作了两类物理模型,分别是“裂缝相似模型”和“微观可视化模型”。

“裂缝相似模型”是基于相似准则得到的室内实验参数而设计组装的物理模型。由于塔河油田基质渗透率低于 0.01 mD,与裂缝和孔洞相比基本不具备储渗能力,因此在裂缝模型设计时重点对裂缝进行相似设计。鉴于流体在裂缝中的流动主要受到黏滞力和重力的影响,我们优先选择运动相似和动力相似进行室内模型实验参数的设计^[17]。模型主体选用塔河油田四区奥陶系碳酸盐岩储层岩心,切割成若干 50 cm × 4.5 cm × 4.5 cm 岩心,然后按照设计的裂缝开度尺寸进行切割造缝,使用有机玻璃盖板封闭裂缝顶面、底面和端面,并在顶面每隔 5 cm 钻孔(孔径 5 mm)作为预留测压点,在 2 个端面中心部位钻孔并安装螺纹接头(直径 3 mm)作为流体入口端和出口端,最后使用环氧树脂整体浇筑,常温冷却 48 h 后安装压力传感器(图 1)。模型中所使用的有机玻璃材质为聚甲基丙烯酸甲酯,具有较好的耐温性及化学稳定性,其润湿性为油润湿,与岩心润湿性一致,可以降低实验误差。为了研究等开度和变开度裂缝中的泡沫辅助气驱效果,我们只做了裂缝开度分别为 0.2 mm、0.5 mm、1 mm、2.5 mm、5 mm 的等开度裂缝相似模型以及开度变化为 0.2~1 mm 的均匀变开度裂缝相似模型。

“微观可视化模型”旨在研究气体在不同裂缝开度下的流动机理而设计制作的微观可视化裂缝物理模型。考虑与裂缝相似模型相对应,微观可视化模型也以有机玻璃(聚甲基丙烯酸甲酯)为材料,其裂缝利用激光刻蚀技术形成,刻蚀宽度 0.5 mm,裂缝开度变化与裂缝相似模型对应。微观裂缝物理模型外观尺寸为 3 cm × 5 cm × 0.5 mm。模型如图 2 所示。

1.2 实验材料

按照塔河缝洞型油藏地层流体特征,具体的实验材料及实验条件如下:实验用模拟油由液体石蜡与煤油按 20:1 配制,其黏度为 23.9 mPa·s(25℃),密度

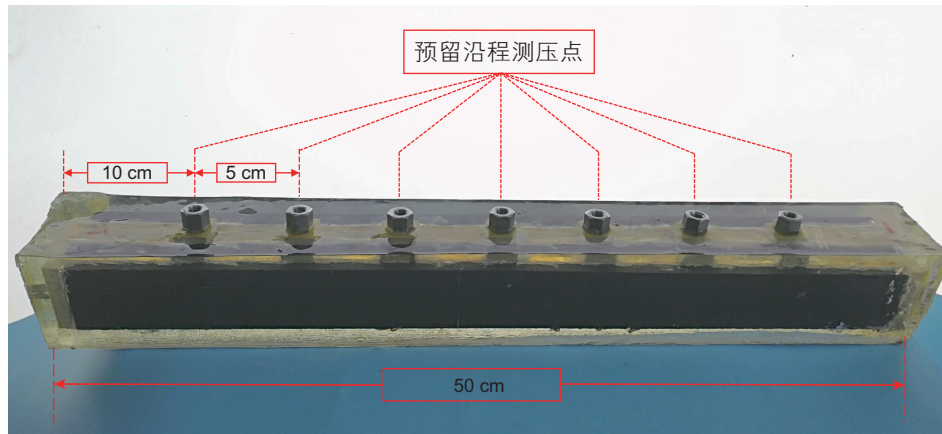


图1 裂缝相似模型实物图

Fig. 1 Physical picture of fracture similarity model

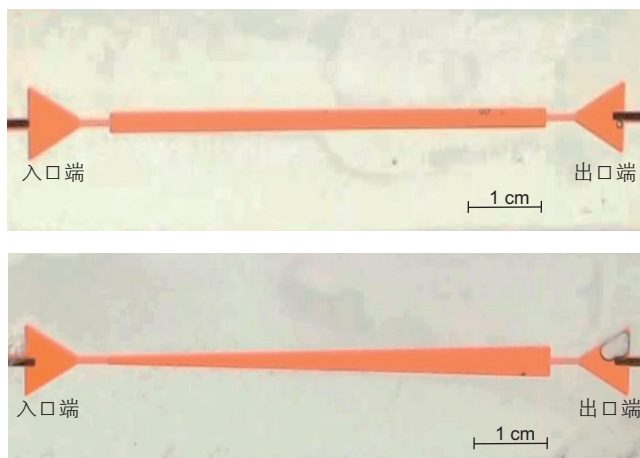


图2 微观可视化模型实物图

Fig. 2 Physical picture of microscopic visualization model

为 0.821 g/cm^3 ；为了增强可视化效果，用苏丹红将模拟油染为红色；塔河油田油藏温度高于 $120 \text{ }^\circ\text{C}$ ，地层水矿化度 $22 \times 10^4 \text{ mg/L}$ (表1)，普通起泡剂和稳泡剂无法满足应用要求。通过静态实验评价，起泡剂优选为抗温抗盐型起泡剂S-16(宿迁海鹏化工有限公司，耐温 $150 \text{ }^\circ\text{C}$ ，抗盐 $24 \times 10^4 \text{ mg/L}$)， 100 mL 起泡剂溶

液(质量浓度 0.3%)，起泡体积 350 mL ，析液半衰期 10 min ；通过高温流变性实验，稳泡剂优选为非离子型抗温抗盐聚合物FO4000(法国爱森公司，分子量 500 万，水解度 1%)，在实验温度 $120 \text{ }^\circ\text{C}$ 、地层水矿化度 $22 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 条件下，质量浓度 0.5% FO4000 聚合物溶液黏度为 $100 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。泡沫液配方为 0.3% S-16 起泡剂和 0.5% FO4000 稳泡剂， $22 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 矿化度盐水配置而成 100 mL 起泡剂溶液，起泡体积 300 mL ，析液半衰期 90 min 。实验用水为与塔河油田地层水型相似的模拟地层水，其矿化度及离子含量如表1所示，并用亚甲基蓝染色，其黏度约 $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ，密度约为 1 g/cm^3 ；实验所用气体为纯度为 99.2% 的工业氮气，泡沫气液比 $1:1$ ；实验温度为 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ，设置出口回压 1 MPa 。

1.3 实验流程

1.3.1 裂缝相似模型

裂缝相似模型实验装置包括高纯高压氮气瓶、气体流量计、恒速恒压流量泵、中间容器、泡沫发生器、采出液计量装置、压力图像采集软件以及稳压罐等装置。其中气体流量计用于控制气体注入速度和记录气

表1 塔河油田地层水离子组成及水型

Table 1 Ion composition and water type of formation water in Tahe oilfield

油藏区域	总矿化度/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	离子浓度/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)					
		Cl^-	Na^+K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	SO_4^{2-}	HCO_3^-
塔河2区	235 828.4	197 484.1	61 385.4	25 987.1	872.6	516.8	517.1
塔河3区	203 628.4	124 755.6	46 981.8	27 590.3	1558.3	806.2	965.2
塔河4区	208 322.2	127 754.9	53 859.6	22 053.9	1767.7	579.3	673
塔河5区	188 114.2	111 002.3	55 336.2	14 770.2	1467.2	532.3	368
塔河6区	197 555.1	124 616.3	41 901.23	28 496.1	3243.3	512.6	762.1
塔河7区	123 362.2	75 431.5	26 275.1	15 521.1	1598.9	1127	1242.2

体累计注入量，根据实验需要选用CS200A型气体流量计(量程为0~50 mL/min，精度为1%)；流量泵用于控制注入水的流速，选用2PB-2020型注入泵(量程为0.1~20 mL/min，精度为1%)。裂单裂缝物理模型实验流程如图3所示。

1.3.2 微观可视化模型

微观可视化裂缝物理模型实验装置主要包括高压氮气瓶、气体流量计、流量泵、中间容器、泡沫发生器、采出液计量装置、压力图像采集软件、高清摄像头(最大分辨率为1080P)、LED光板和计算机等。

微裂缝物理模型实验流程如图1-4所示。

1.4 实验步骤

1.4.1 裂缝相似模型实验步骤

将裂缝相似模型(图1)作为缝洞介质物理模型系统的主体，并按裂缝相似模型驱替实验流程图(图3)将实验控制系统和数据采集处理系统按照实验要求连接，进行室内物理模拟实验。具体实验步骤如下：

- ① 将裂缝相似模型抽真空后饱和模拟油；
- ② 以2 mL/min注入模拟地层水开展水驱油实验，

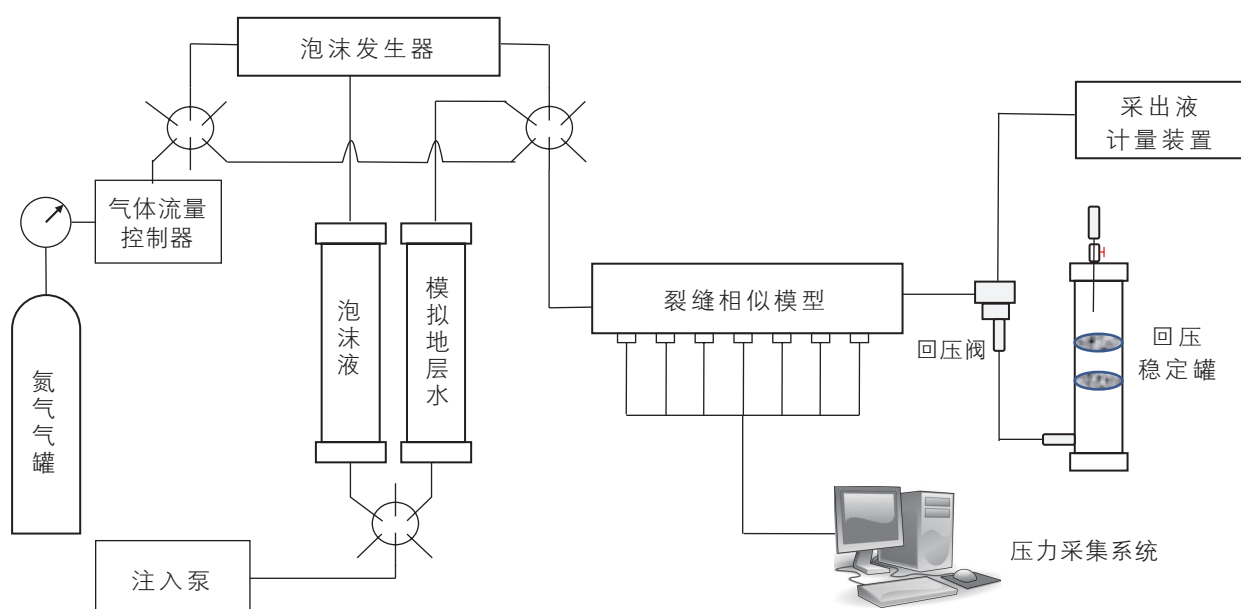


图3 裂缝相似模型驱替实验流程图

Fig. 3 Flow chart of displacement experiment in fracture similarity model

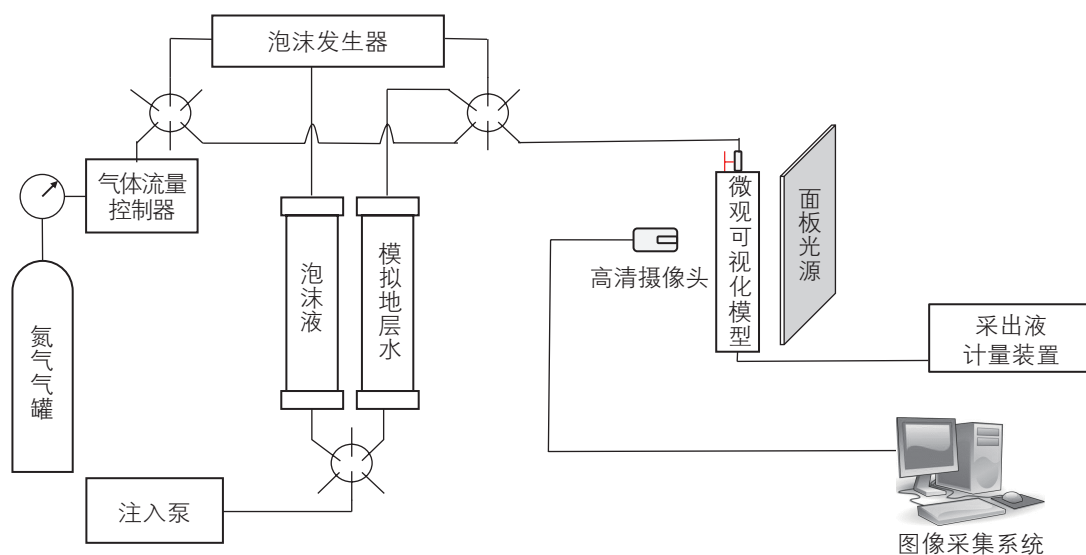


图4 微观可视化模型驱替实验流程图

Fig. 4 Flow chart of displacement experiment in microscopic visualization model

当产出液含水率达到 98% 时停止注水；

③ 按泡沫与气体段塞比 1:1，以 2 mL/min 注入泡沫段塞，再以 2 mL/min 持续注入氮气至失效。

1.4.2 微观可视化模型实验步骤

将微观可视化模型(图 2)作为缝洞介质物理模型系统的主体，并按微观可视化模型驱替实验流程图(图 4)将实验控制系统和数据采集处理系统按照实验要求连接，进行室内物理模拟实验。具体实验步骤如下：

① 将微观可视化模型抽真空后饱和模拟油；

② 以 2 mL/min 注入模拟地层水开展水驱油实验，当产出液含水率达到 98% 时停止注水；

③ 按泡沫与气体段塞比 1:1，以 2 mL/min 注入泡沫段塞，再以 2 mL/min 持续注入氮气至失效。

2 实验结果分析与讨论

2.1 裂缝相似模型

2.1.1 等开度裂缝

通过计算不同开度裂缝采收率可得采收率随介质累计注入量的变化关系，图 5 即为不同开度的裂缝相似模型采出程度和注入 PV 数的关系曲线，由图中可以看出 0.2 mm、0.5 mm、1.0 mm、2.5 mm 和 5.0 mm 开度裂缝最终采收率分别为 44.7%、83.7%、80.4%、92.8% 和 78.4%。同时从注入泡沫段塞后至注气完全失效时的累积注入气量角度来分析，注入泡沫段塞后

各开度裂缝的后续注入气量均大于 0.6PV，说明泡沫段塞对注气起到了良好的气体缓冲作用，抑制了气体沿裂缝中部窜进。在 0.5 mm、1.0 mm、2.5 mm 和 5.0 mm 开度的裂缝中，注入气量相差不大，采收率普遍较高；而在 0.2 mm 的小开度裂缝中，最终注入气量达到了 2.4 PV，说明在小开度裂缝中泡沫的流动受到贾敏效应的影响较为严重，后续气体的压缩程度较大，气体能量过大后容易突破泡沫段塞形成气体优势通道，导致最终的采收率较低。

2.1.2 变开度裂缝

实验设计了两种变开度裂缝，分别是 0.2~1.0 mm 扩径裂缝和 1.0~0.2 mm 缩径裂缝，实验得到变开度裂缝采出程度和注入 PV 数之间的关系曲线如图 6 所示。由图 6 可以看出，水驱后泡沫辅助气驱在扩径裂缝中可增油 55%，在缩径裂缝中可增油 43%，泡沫辅助气驱的增油效果明显。在注泡沫阶段，采出程度曲线出现平台段，结合裂缝内平均压力曲线分析，在注水阶段后期由于水流优势通道的形成，缝内压力迅速下降，注入泡沫后，压力逐渐上升，说明泡沫对水流优势通道起到了封堵作用，并在此阶段逐渐堆积、压缩，使缝内压力逐渐升高，堆积的泡沫段可缓冲后续注入的气体，稳定气体界面，控制气体流量，从而提高气驱波及效率。

2.2 微观可视化模型

2.2.1 等开度裂缝

如图 7 所示，实验设计了 0.5 mm 和 2.5 mm 两种

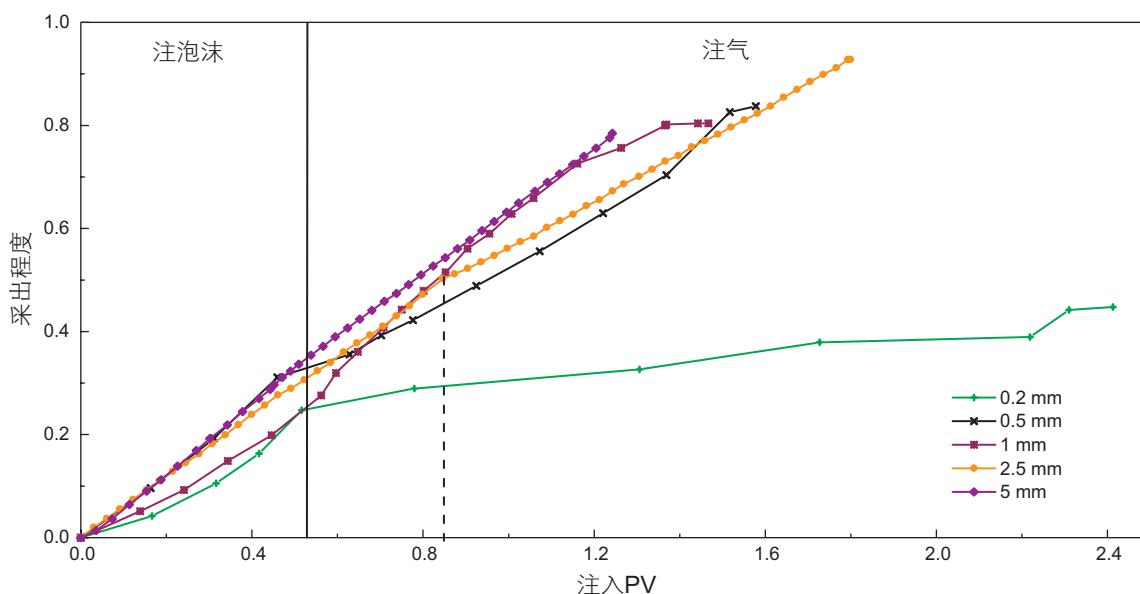


图 5 不同开度裂缝泡沫辅助气驱采收率变化曲线

Fig. 5 Recovery ratio curves of foam assisted gas drive in different aperture fractures

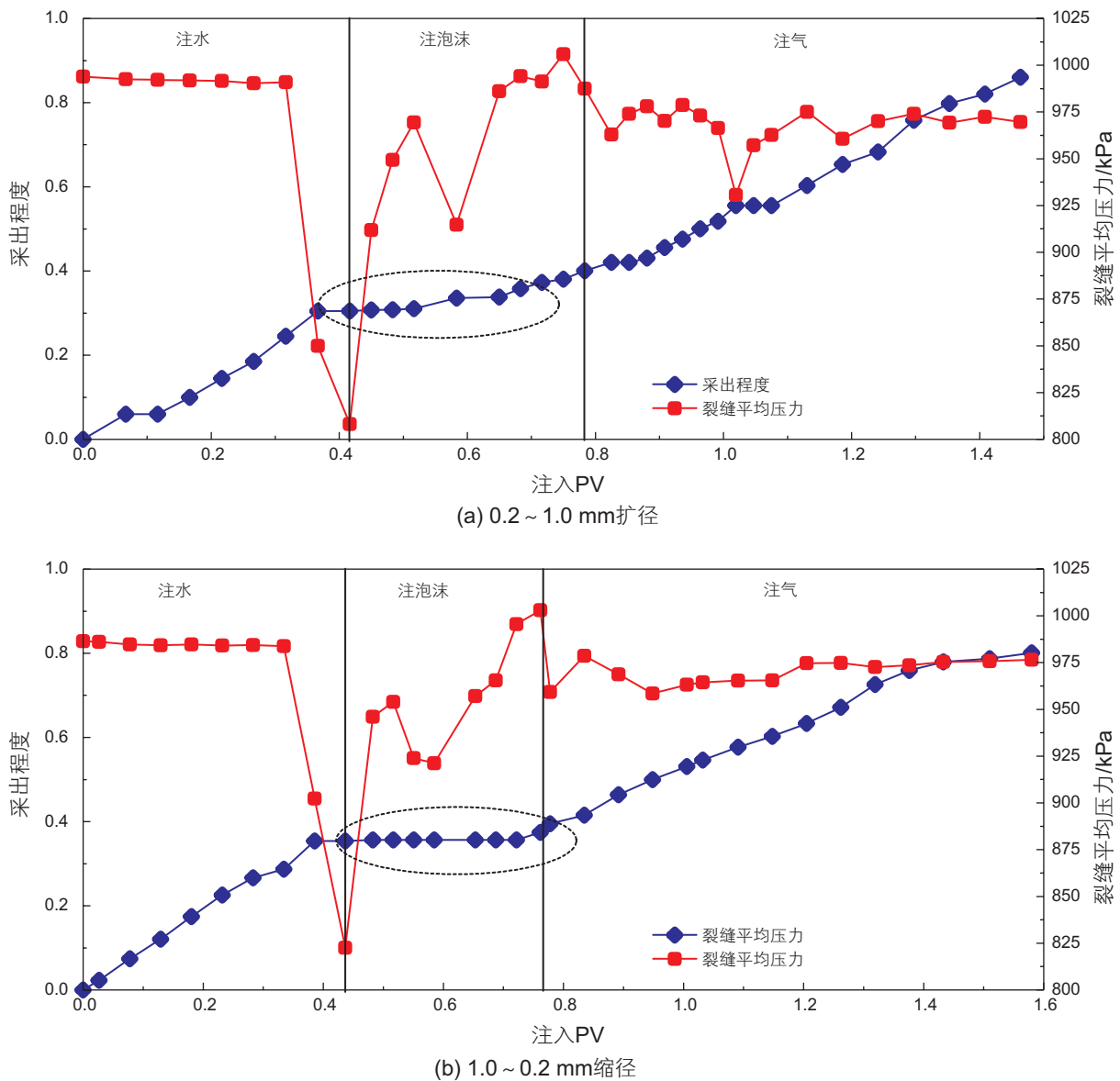


图 6 累积注入量与采出程度、裂缝平均压力关系图

Fig. 6 Relation diagram between cumulative injection and recovery percent or average fracture pressure

等开度可视化微裂缝模型, 注入泡沫段塞后(注入量 0.5PV), 泡沫前缘与原油接触的部分, 由于泡沫稳定性下降从而使得小泡逐渐聚并成为大泡, 并逐渐占据裂缝空间。在 0.5 mm 的小开度裂缝中(图 7(a)), 与原油接触部分的泡沫消泡后, 析出液在裂缝中形成小段塞, 随着泡沫的不断注入, 逐渐形成小段塞内部含有小气泡, 各小段塞之间为大气泡的结构, 这种气液段塞增强了小段塞的气体缓冲作用, 但同时也降低了泡沫的稳定性; 在 2.5mm 的大开度裂缝中(图 7(b)), 由于重力分异作用, 与原油接触部分的泡沫中小泡逐渐在裂缝上部聚并, 消泡后的析出液在重力作用下聚集于裂缝底部, 故无法形成有效的泡沫段塞; 随着泡沫

的持续注入, 大量的泡沫在裂缝空间中堆积逐渐形成稳定的泡沫段塞, 稳定气体界面。之后的注气阶段(注气速率: 50 $\mu\text{L}/\text{min}$), 气体推动泡沫段塞稳定前进, 驱替出原油, 但最终气体都会突破泡沫段塞, 形成气体流动优势通道, 突破后的裂缝壁面会有大量的残余泡沫, 使得泡沫可以波及到裂缝中的油膜, 泡沫液中的表面活性剂吸附于壁面有利于驱动油膜及拐角处的残余油。

2.2.2 变开度裂缝

如图 8 所示, 实验设计了 0.5~2.5 mm 的扩径裂缝和 2.5~0.5 mm 的缩径裂缝, 注入泡沫段塞后(注入量 0.5 PV), 泡沫前缘遇到原油消泡, 小泡逐渐聚并为大

气泡。在 0.5~2.5 mm 的扩径裂缝中(图 8(a)), 随着泡沫的注入, 泡沫段塞在气体的推动下逐渐前移, 但由于裂缝开度的扩大, 泡沫段塞长度逐渐变小, 在裂缝后段泡沫与原油的接触面积增大, 泡沫稳定性下降, 由于重力分异作用小气泡在裂缝上方堆积并逐渐聚并, 析出液则位于裂缝底部, 泡沫对于气体的缓冲作用下降。在 2.5~0.5 mm 的缩径裂缝中(图 2(b)), 现象恰恰相反, 裂缝入口端在重力分异的作用下, 泡沫聚集于裂缝上部, 析出液位于下部, 随着泡沫的注入, 形成

的泡沫有效段塞长度逐渐增加, 泡沫与原油的接触面积逐渐减小, 泡沫稳定性增强, 大气泡不断推动入口处的原油前移, 逐渐形成一个一个的气液段塞并不断前移, 增强了泡沫对于气体的缓冲作用。

2.2.3 泡沫驱替前缘特征

在微观可视化模型驱油实验中, 共出现 4 类典型的泡沫前缘形态(图 9), 分别是微尺度泡沫伴随堆积型、小尺度泡沫堆积型、中尺度泡沫轻微变形型、大尺度泡沫严重变形型。

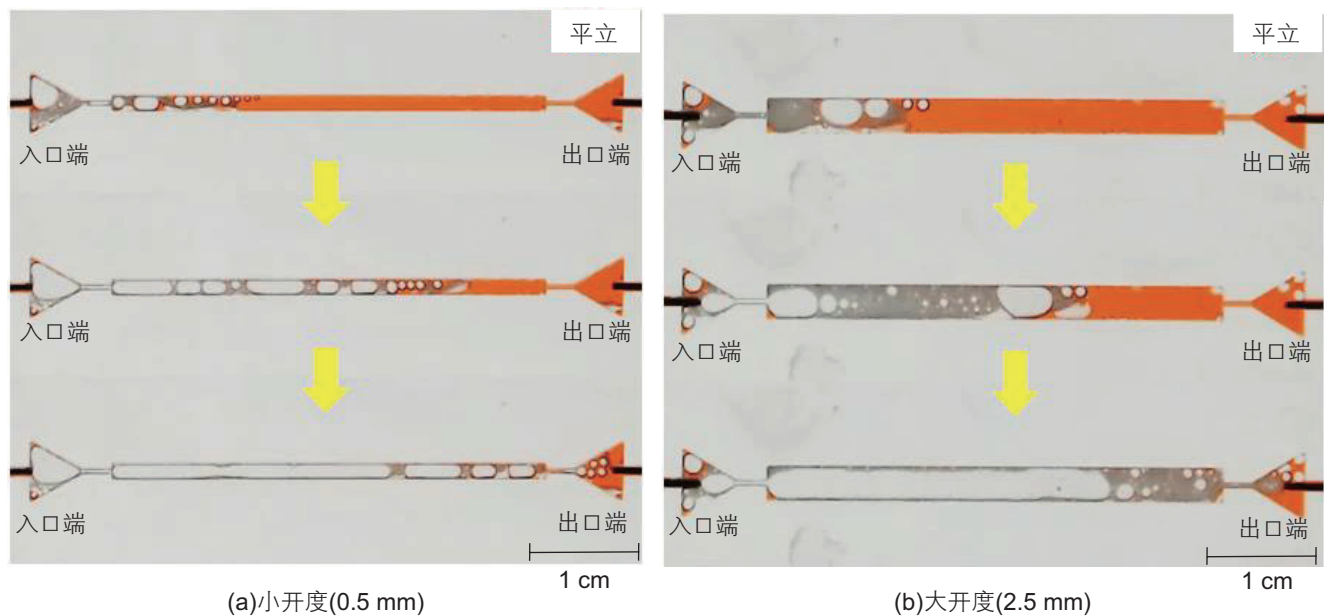


图 7 泡沫和气体在等开度裂缝中运移过程

Fig. 7 Migration process of foam and gas in constant-aperture fracture

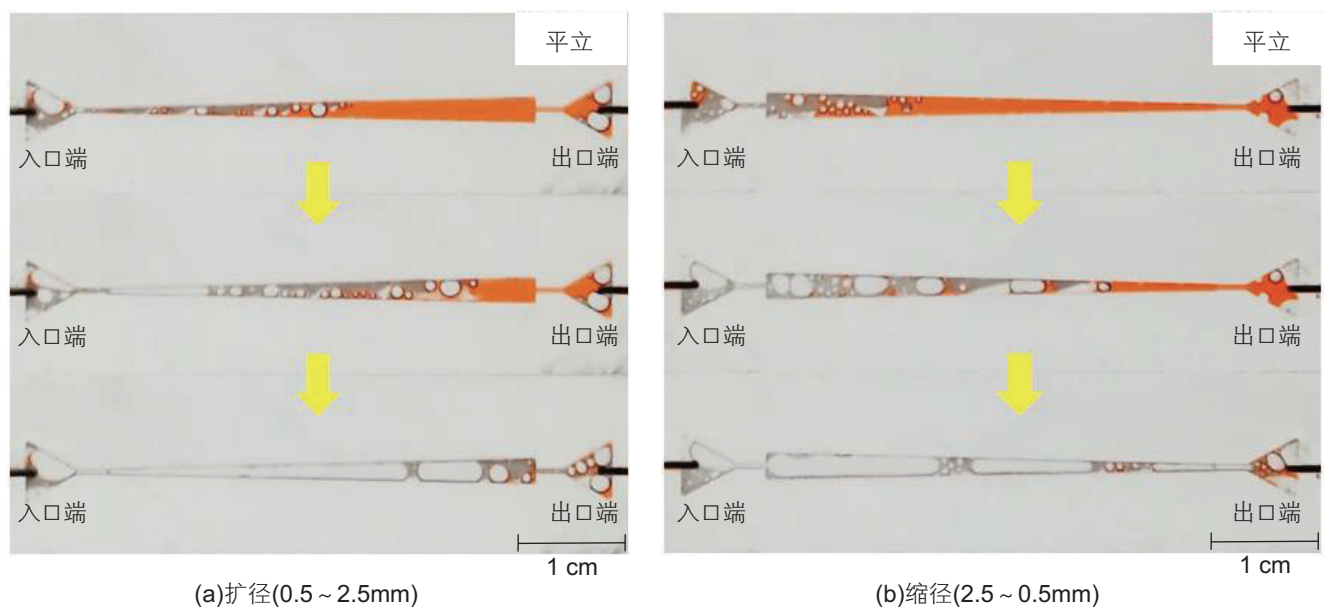


图 8 泡沫和气体在变开度裂缝中运移过程

Fig. 8 Migration process of foam and gas in variable-aperture fracture

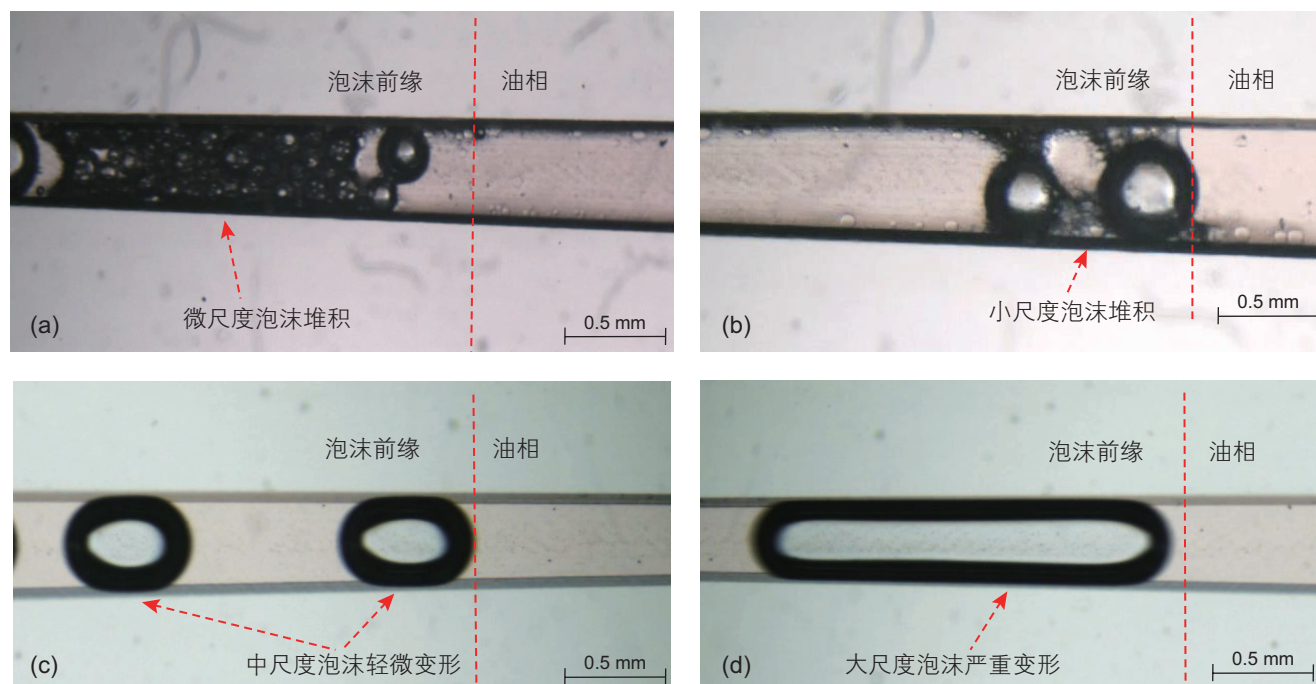


图9 泡沫在裂缝中的前缘形态

Fig. 9 The displacement front of foam in fracture

微尺度泡沫伴随堆积型(图9(a))主要特征是尺寸极小的泡沫在尺寸较大的泡沫附近堆积,在驱替力作用下运移并与油相接触。这两种泡沫的尺寸分别是微米级和毫米级,由于曲率半径的差异,在毛细力和渗透压的作用下,微米级泡沫逐渐被毫米级泡沫聚并;同时,由于在泡沫前缘位置含油饱和度较高,液膜中的表面活性剂分子向油相移动,导致微米级泡沫体中的液膜中“亲油-亲水”分子不断流失,无法继续维持低界面张力,促使泡沫消泡。但是,泡沫的聚并和消泡并非瞬间完成,这种类型泡沫前缘属于初始状态,在4类泡沫前缘中稳定性最好、比表面积最大、表面能最低。

小尺度泡沫堆积型(图9(b))主要特征是直径小于裂缝开度的泡沫在与油相接触位置堆积形成泡沫墙。由于单个泡沫直径小于裂缝开度(0.5 mm),泡沫未被壁面压缩,若干个泡沫能够以“圆球型”形态堆积,形成泡沫前缘,在驱替力作用下运移。这种类型泡沫前缘稳定性一般,在运移的过程中由于油相对液膜的破坏作用,若干个泡沫逐渐聚并形成单泡。在4类典型泡沫前缘形态中,小尺度泡沫堆积型属于过渡态。

中尺度泡沫轻微变形型(图9(c))主要特征是直径略大于裂缝开度的泡沫与油相直接接触,形成泡沫前缘。由于泡沫直径略大于裂缝开度,在裂缝中单个泡沫被轻微压缩,压缩后成“椭球型”占据前缘空间。

泡沫变形后形成4个弯曲界面,分别是与上壁面接触的界面、与下壁面接触的界面、驱替相中界面、油相中界面,这些弯曲界面曲率半径不同,附加压力不同。在受力不均的情况下,中尺度泡沫容易消泡和聚并,导致这种泡沫前缘类型稳定性较差,通常由小尺度泡沫堆积型前缘经过一段时间运移后演变而来。

大尺度泡沫严重变形型(图9(d))主要特征是直径远大于裂缝开度的泡沫与油相直接接触,形成泡沫前缘。由于泡沫直径远大于裂缝开度,在裂缝中单个泡沫被严重压缩变形,压缩后以“单一扁平椭球型”形式占据整个前缘空间。泡沫前缘基本以连续相的形式存在,液膜数量较少,通常是中尺度泡沫堆积型前缘经过一段时间运移后,消泡、聚并的结果。由于液膜数量少,液膜变形产生的“贾敏效应”基本消失。

在亲油性的裂缝中,泡沫在驱替油的过程中易形成凸液面,后续的气体分子流动方向由平行于裂缝的方向变为向凸液面中部流动(图10(a)),凸液面中间的流速较快,两侧较慢(图10(b)),随着时间的推移,气液界面在前进的过程中界面凸起越来越明显,加剧弯曲液面附加压力不平衡,气相逐渐突破气液界面的趋势更明显(图10(c))。刘中春等用水润湿微管研究微尺度流动界面现象^[8],发现在微管内流动时气液界面上的“气-液-固”接触点同气液界面一起向前运移,前沿液相分子一旦与壁面接触后就静止在壁面上,可

动层后续分子继续向前运移直至与壁面接触,气液界面的流动不符合 Poiseuille 速度分布。在本研究中,从现象上观察,气液界面轴线处泡沫流体运移速度略大于壁面,基本符合 Poiseuille 速度分布,这主要因为微观可视化模型壁面为油润湿,泡沫在油相中流动时壁面处非油相的黏滞力相对较大,在裂缝中的层流条件下,越远离壁面靠近轴线的地方流体受到的黏滞力越小,流速越快,使气液界面速度剖面呈现出抛物线型。

2.2.4 泡沫在裂缝运移过程中的毛细管力

根据毛细管力计算公式:

$$P_c = \frac{2\delta \cos \theta}{r}$$

和任意曲面的附加压力公式

$$P_c = \delta \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{R'} \right)$$

可推得变径裂缝中的毛细管力计算公式:

$$P_c = \frac{\delta}{R} = \frac{2\delta \cos \theta}{\omega}$$

其中, P_c 为毛细管力, δ 为泡沫与裂缝壁面间的界面张力, R 为泡沫与油界面上的曲率半径, θ 为润湿角, ω 为裂缝半径。

如图 11 所示的,在变径裂缝中 θ_1 小于 θ_2 , ω_1 小于 ω_2 , 故实际的 P_{c1} 大于 P_{c2} , 即开度较小处的毛细管阻力大于开度较大处的毛细管阻力。说明在小开度裂缝中的毛细管阻力更大,泡沫在小开度裂缝中的压缩程度更高,更容易出现气体突破泡沫段塞的现象。在变开度裂缝中,缩径裂缝由于前段裂缝开度大后段裂缝开度小,毛细管阻力由小变大,不易形成有效段塞;扩径裂缝由于前段裂缝开度小后段裂缝开度大,毛细管阻力逐渐由大变小,更容易形成有效段塞,驱油效果更好。

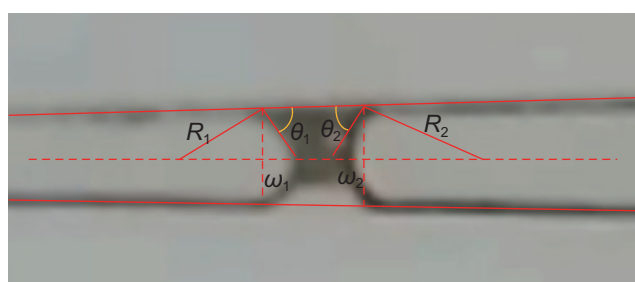


图 11 变径裂缝中的毛细管力

Fig. 11 The capillary force in variable-aperture fracture

3 结论

1) 在裂缝中泡沫前缘不断消泡聚并,按照:“微尺度泡沫伴随堆积型、小尺度泡沫堆积型、中尺度泡沫轻微变形型、大尺度泡沫严重变形型”4种形态依次演变,稳定性逐渐减弱。

2) 在亲油性裂缝中,泡沫前缘气液界面的流动基本符合 Poiseuille 速度分布,中间轴线处流速较快,两侧越靠近壁面处流速越慢,随着前缘的逐渐推进,弯曲液面附加压力不平衡逐渐加剧,气相逐渐突破气液界面的趋势更明显。

3) 在小开度裂缝中泡沫辅助气驱容易形成气液段塞,泡沫的贾敏效应较为严重,裂缝中气体压缩程度较高,气体容易突破泡沫段塞形成气体优势通道,驱油效果不佳;在大开度裂缝中由于重力作用消泡后易出现气液分离现象,但随着泡沫逐渐堆积形成泡沫段塞,稳定了气体界面,后续呈活塞式驱替,驱油效果较好。

4) 在变开度裂缝中,泡沫堆积形成泡沫段塞的有效长度随裂缝直径的变化而变化,有效长度越长,泡沫段塞稳定性越强,驱油效果越好。在缝洞型碳酸盐岩油藏的裂缝中,泡沫辅助气驱可以有效提高气体波及效率及原油采收率。

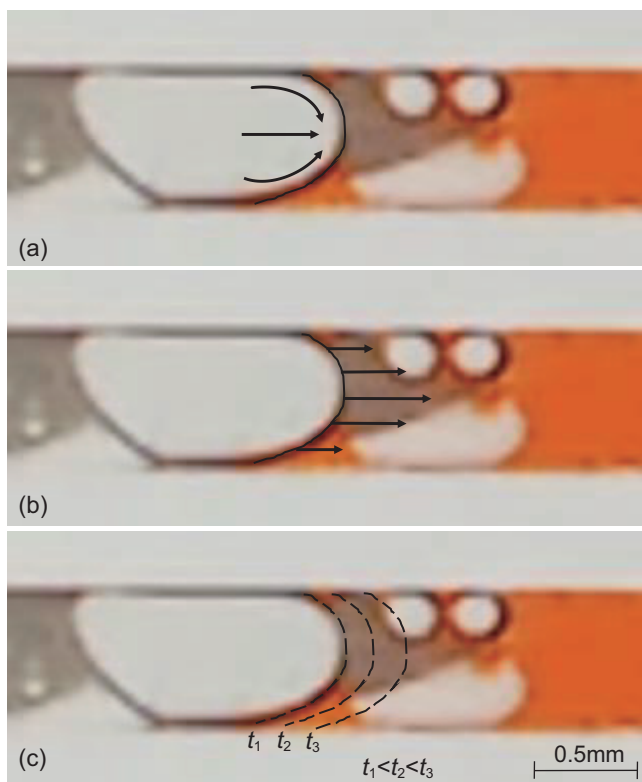


图 10 前缘界面流动示意图

Fig. 10 The flow graph of displacement front

参考文献

- [1] 陈志海, 刘常红, 杨坚, 等. 缝洞性碳酸盐岩油气藏开发对策——以塔河油田主体开发区奥陶系油气藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2005(05): 623–629. [CHEN Z H, LIU C H, YANG J, et al. Development strategy of fractured-vuggy carbonate reservoirs-taking Ordovician oil/gas reservoirs in main development blocks of Tahe oilfield as examples[J]. Oil and Gas Geology, 2005(05): 623–629.]
- [2] 韩革华, 漆立新, 李宗杰, 等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层预测技术[J]. 石油与天然气地质, 2006(06): 860–870+878. [HAN G H, QI L X, LI Z J, et al. Prediction of the Ordovician fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield[J]. Oil and Gas Geology, 2006(06): 860–870+878.]
- [3] 艾合买提江·阿不都热和曼, 钟建华, 李阳. 碳酸盐岩裂缝与岩溶作用研究[J]. 地质论评, 2008, 54(4): 485–493. [AHMATJIAN A, ZHONG J H, LI Y. et al. Study on effect between karstification and fracture in carbonate rocks[J]. Geological Review, 2008, 54(4): 485–493.]
- [4] 荣元帅, 赵金洲, 鲁新便, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏剩余油分布模式及挖潜对策[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1138–1146. [RONG Y S, ZHAO J Z, LU X B, et al. Remaining oil distribution patterns and potential-tapping countermeasures in carbonate fracture-cavity reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1138–1146.]
- [5] 鲁新便, 蔡忠贤. 缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发: 以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 22–27. [LU X B, CAI Z X. A study of the paleo-cavern system in fractured-vuggy carbonate reservoirs and oil / gas development: taking the reservoirs in Tahe oilfield as an example[J]. Oil And Gas Geology, 2010, 31(1): 22–27.]
- [6] 唐洪, 谢琳, 苏波, 等. 塔中奥陶系碳酸盐岩储层缝洞特征[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(2): 7–13. [TANG H, XIE L, SU B, et al. Fracture and vug character of Ordovician carbonate reservoir in Tazhong Oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(2): 7–13.]
- [7] 郭平, 李士伦, 杜志敏, 等. 低渗透油藏注气提高采收率评价[J]. 西南石油学院学报, 2002, 05: 46–50+2. [GUO P, LI S L, DU Z M, et al. Evaluation on IOR by gas injection in low permeability oil reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2002, 05:46–50+2.]
- [8] 郭万奎, 廖广志, 韩培慧, 等. 注气提高采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003. [GUO W K, LIAO G Z, HAN P H, et al. Enhanced Oil Recovery by Gas[M]. Beijing petroleum industry press, 2003.]
- [9] TELMADARREIE A, TRIVEDI J. Insight on foam/polymer enhanced foam flooding for improving heavy oil sweep efficiency[C]// World Heavy Oil Congress. 2015.
- [10] 庞万社, 李花花, 段文标, 等. 靖安低渗透裂缝性油藏泡沫辅助空气驱油试验效果分析[J]. 复杂油气藏, 2012, 5(3): 60–63. [PANG S S, LI H H, DUAN W B, et al. Results analysis of foam-assisted air flooding pilot project in the low permeability fractured reservoir of Jingan Oilfield[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2012, 5(3): 60–63.]
- [11] SALLEH M, NAZRUL M. Simulation study of the effect of water alternating gas (WAG) and foam-assisted water alternating gas (FAWAG) with CO₂ injection in the presence of asphaltene in light oil reservoir[J]. Universiti Teknologi Petronas, 2014.
- [12] 李海波, 侯吉瑞, 李巍, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏氮气泡沫驱提高采收率机理可视化研究[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 93–96. [LI H B, HOU J R, LI W, et al. Laboratory research on nitrogen foam injection in fractured-vuggy reservoir for enhanced oil recovery[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 93–96]
- [13] 林伟民, 史江恒, 肖良, 等. 中高渗油藏空气泡沫调驱技术[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(s1): 115–118. [LIN W M, SHI J H, XIAO L, et al. Profile control by air foam in high permeability reservoir[J]. Oil Drilling and Production Technology, 2009, 31(s1): 115–118.]
- [14] TALEBIAN S H, MASOUDI R, TAN I M, et al. Foam assisted CO₂-EOR: Concepts, Challenges and Applications[C]// SPE 165280, SPE Enhanced Oil Recovery Conference. 2013.
- [15] 苑登御, 侯吉瑞, 王志兴, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注氮气及注泡沫提高采收率研究[J]. 地质与勘探, 2016, 52(4): 791–798. [YUAN D Y, HOU J R, WANG Z X, et al. Research of N₂ flooding and foam flooding for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoirs of the Tahe oilfield[J]. Geology and Exploration, 2016, 52(4): 791–798.]
- [16] 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(01): 113–118. [LIU Z C, WANG Y, HOU J R, et al. Feasibility study on foam-assisted gas flooding EOR technology in karstic oil reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum, 2018, 42(01): 113–118]
- [17] 苑登御. 缝洞型碳酸盐岩油藏注气提高采收率技术与相关机理研究[D]. 中国石油大学(北京), 2016. [Yuan DengYu. eor technology and related mechanism research of gas injection to fractured-cavity carbonate reservoir[D]. China University of Petroleum-Beijing, Beijing, 2016]
- [18] 刘中春, 侯吉瑞, 岳湘安. 微尺度流动界面现象及其流动边界条件分析[J]. 水动力学研究与进展(A辑), 2006, (03): 339–346. [LIU Z C, HOU J R, YUE X A. Interfacial phenomena in micro scale flowing and its flowing boundary condition[J]. Journal of Hydrodynamics, 2006, (03): 339–346.]