

·油气采收率·

不同渗透率和孔喉条件下泡沫流体的特性及调驱机理

胡 渤

(中国石化胜利油田分公司 油气开发管理中心, 山东 东营 257001)

摘要: 利用玻璃微观刻蚀模型和填砂岩心模型, 考察了泡沫流体在不同渗透率和孔喉条件下的可入性、稳定性和再生性, 研究了泡沫流体在不同渗透率条件下的微观调驱机理。泡沫流体在不同渗透率和孔喉条件下存在最低注入压力; 渗透率越大泡沫流体的稳定性越好; 泡沫流体具有较好的再生性, 再生性与孔喉大小、孔喉比和孔隙配位数密切相关; 泡沫流体在不同的孔喉中可通过洗油作用和调堵作用提高采收率, 但贡献率不同, 在高渗透率大孔喉中以调堵作用为主, 在低渗透率较小孔喉中以洗油作用为主, 并认为泡沫流体在改善地层非均质性方面的应用将会成为今后油田化学研究的重要方向之一。

关键词: 泡沫流体 稳定性 再生性 调驱机理 微观模型

中图分类号: TE357.43

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2016)04-0070-06

Property of foam fluid and its mechanism of profile control and displacement in the reservoirs with different permeabilities and pore-throats

Hu Bo

(Administration Center of Oil & Gas Field Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China)

Abstract: Accessibility, stability and regeneration of the foam in various permeabilities and pore-throats were studied using etched glass micro-model and sand pack core model. Microscopic profile control and displacement mechanism under different permeabilities were studied. The foam has the lowest injection pressure. Foam stability gets better in high permeability layers; regeneration of foam is closely related to pore-throat size, pore-throat ratio and pore coordination number; oil washing and plugging by profile control of the foam in various pore-throats may enhance oil recovery with different contribution ratios. In high permeability and large pore-throat layers, the enhancement of recovery relies on plugging by profile control; while in low permeability and small pore-throat layers, oil washing is the main function. In the future, application of the foam to reservoir heterogeneity modification will be the research direction of oilfield chemistry.

Key words: foam fluid; stability; regeneration; profile control and displacement mechanism; micro-model

泡沫流体提高采收率技术在油田中的应用已有近40多年, 应用前景广阔^[1]。泡沫流体是一种假塑性流体, 具有遇油消泡、遇水稳定等特点, 可以选择性封堵高渗透率孔道^[2]。泡沫流体是气泡分散于

起泡剂水溶液中的体系, 气相与水相在地层孔喉中的运移是相对独立的^[3], 因此泡沫流体提高采收率的机理兼具表面活性剂溶液的降低界面张力、乳化、携带作用和气泡叠加产生的贾敏效应^[4]。非均

收稿日期: 2016-03-30。

作者简介: 胡渤(1973—), 男, 陕西宝鸡人, 高级工程师, 硕士, 从事油田开发工作。联系电话: 13954609972, E-mail: hubo755.slyt@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项“高温高盐油田化学驱提高采收率技术”(2016ZX05011-003)。

质地层水驱开发后期剩余油主要分布在高渗透层边角地带与层系内渗透率较低的小层中^[5],由于孔喉尺寸、含油饱和度等因素的影响,泡沫流体在高、低渗透层中的运移特征、调驱机理有所不同。为此,笔者利用玻璃微观刻蚀模型研究了泡沫流体在不同渗透率和孔喉条件下的可入性、稳定性、再生性,以不同渗透率的填砂岩心模型研究了泡沫流体的调堵和驱油作用对提高采收率的贡献,同时利用玻璃微观刻蚀模型从孔隙尺度对填砂岩心模型得出的结果进行解释。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

实验所用起泡剂为胜利油田提供的低张力起泡剂XR-1体系,溶液质量分数为0.5%;模拟地层水矿化度为11 400 mg/L,其中 Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- 和 HCO_3^- 的质量浓度分别为4 500, 500, 100, 5 300和400 mg/L;模拟地层原油由胜利油田孤东原油配制的体积比为1:1.5的煤油,60℃下模拟地层原油粘度为26 mPa·s;发泡气体为氮气。人工填砂模型尺寸为25 mm×350 mm;第1组2个高渗透率岩心模型渗透率分别为 $8\,915\times 10^{-3}$ 和 $8\,534\times 10^{-3}$ μm^2 ,孔隙度分别为35.1%和36.2%;第2组2个中渗透率岩心模型渗透率分别为 $4\,207\times 10^{-3}$ 和 $3\,860\times 10^{-3}$ μm^2 ,孔隙度分别为30.8%和32.4%;第3组2个低渗透率岩心模型渗透率分别为 670×10^{-3} 和 692×10^{-3} μm^2 ,孔隙度皆为27.9%;高、中、低渗透率玻璃微观刻蚀模型渗透率分别为 $8\,700\times 10^{-3}$, $4\,000\times 10^{-3}$, 700×10^{-3} μm^2 ,孔隙度分别为41.0%, 32.0%, 15.0%。

岩心调驱实验装置包括泡沫流体发生器、气体流量计、高压恒流泵、中间容器、填砂模型管、高温高压模型夹持器、压力表和恒温箱等。

1.2 实验方法

填砂岩心模型调驱实验 实验步骤为:①将每组模型抽真空后饱和水再饱和油,利用岩心驱替装置水驱直至含水率达到98%;②将水驱后每组的岩心模型1使用起泡剂溶液进行表面活性剂驱,岩心模型2进行气液比为1:1的泡沫流体驱,研究分析2种驱油方式提高采收率的幅度以及调驱机理,段塞尺寸为0.5倍孔隙体积。

玻璃微观刻蚀模型 调驱实验将1,2,3号玻璃微观刻蚀模型抽真空后饱和水然后饱和油,利用高温高压模型夹持器进行气液比为1:1的泡沫流体驱。

2 实验结果与分析

2.1 可入性实验

从不同渗透率玻璃微观刻蚀模型的注入压力(图1)可以看出,不同渗透率的泡沫流体起始注入压力不同,但相差不大,压力差值为0.02~0.03 MPa,渗透率越大越易注入,渗透率大于 300×10^{-3} μm^2 的泡沫流体注入性较好;泡沫流体注入压力先上升后下降再趋于稳定,高、中、低渗透率的泡沫流体拐点压力分别为0.11, 0.16, 0.28 MPa,实验进行400 min左右注入压力达到相对稳定;高、中、低渗透率的泡沫流体注入稳定压力分别为0.23, 0.16, 0.17 MPa。实验结果表明,渗透率越高注入压力升高越慢,平衡后的稳定压力越高,说明高渗透率模型的贾敏效应较明显,调堵效果较好。

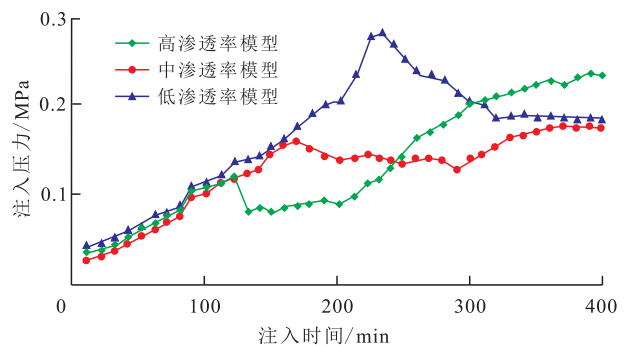


图1 不同渗透率玻璃微观刻蚀模型的注入压力

Fig.1 Injection pressures of etched glass micro-models with different permeabilities

2.2 稳定性实验

采用具有不同渗透率和孔喉的规则玻璃微观刻蚀模型进行泡沫流体稳定性实验,观察泡沫流体在模型内的运移,发现泡沫以珠串状形式通过模型。以液膜由生成到破灭的排液时间作为评价泡沫流体稳定性的指标,绘制出液膜排液时间与孔道尺寸的关系(图2)。从图2可以看出,液膜排液时间

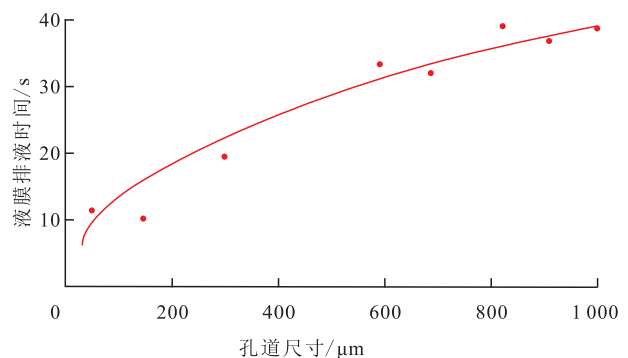


图2 液膜排液时间与孔道尺寸的关系

Fig.2 Relationship between liquid outlet time and channel dimensions

随着规则模型孔道尺寸的增加而增加,说明泡沫流体在具有高渗透率、大孔道的地层中稳定性较好。分析其原因可知,根据 Laplace 方程,液膜接触的 Plateau 边界互为 120° 时,生产压差最小,液膜最稳定,而较小的孔道中泡沫流体不易形成稳定的 Plateau 边界。高渗透层因为孔径较大,更易形成 120° 的边界,因此,泡沫流体的稳定性较好。

2.3 再生性实验

泡沫流体是一种以气体为分散相的分散体系,其中的气相与液相分别运移,而地层孔隙结构复杂、情况多变,所以当其在多孔介质中流动时,会在地层中进行再生,通过对实验录像的观察和分析可知,泡沫流体再生的基本类型主要有液膜滞后、缩颈分离、薄膜分断^[6-9]。

液膜滞后 当气体运移至被地层流体饱和区域时,通常会连接多个孔道,在压力场的作用下,气体前缘会从不同的孔道进行运移,位于孔隙空间中的地层流体会被气体前缘挤压而形成液膜,此时气体为连续相。液膜滞后通常发生在有效孔道中的高渗透率孔道及尚未被泡沫流体驱波及的孔道,也包括在贾敏效应封堵高渗透率孔道后泡沫流体转向的低渗透率孔道。

缩颈分离 在气泡由孔道一侧运移到另一侧时,由于气泡膨胀,半径增大,气、液两相就会产生压力梯度,从而使气泡周围的液体沿气泡进入孔道,将气泡截断,从而产生缩颈分离。缩颈分离机理充分体现在孔喉较大的部位,其原因是孔喉比越大,气泡通过喉道时其气泡半径变化越大,压力梯度也越大;孔喉比越大,气泡的过流速度越快,稳定性越差。一旦气体前沿发生缩颈分离,在海恩斯跳跃作用的影响下,产生的震动会进一步促进后续泡沫发生缩颈分离,生成连串的新生泡沫。

薄膜分断 当气泡运移到孔隙分支点时,液膜可能会向2个或更多的孔隙中推进,在后续泡沫的挤压下,后方液膜就会与前方液膜相接触,继而将气体变为不连续相,生成新的泡沫。薄膜分断常发生在孔隙配位数较高的部位,尤以Y型孔道及十字孔道为主,在这种孔隙结构中容易发生2股或更多泡沫同时向同一孔道内运移的现象,随着压力场的波动,相互挤压,下游孔隙压差更大的气泡或稳定性更差的泡沫会被另一股泡沫流体挤压变形,最终液膜被截断,发生薄膜分断,分裂再生。

2.4 调驱机理

2.4.1 岩心模型泡沫流体调驱实验

对不同渗透率岩心模型进行表面活性剂驱和

泡沫流体驱的物理模拟实验^[10-11],由实验结果(表1)可以看出,渗透率相近的岩心模型的孔隙度和水驱采收率基本相同,且充填模型使用的石英砂粒径相同,因此每组的2次岩心提高采收率调驱实验可视为对同一地层水驱后分别进行的表面活性剂驱和泡沫流体驱实验对比。

表1 不同渗透率岩心模型进行表面活性剂驱和泡沫流体驱的实验结果

Table1 Experimental results of surfactant and foam flooding with different permeability cores

岩心编号	孔隙度, %	水驱采收率, %	表面活性剂驱采收率, %	泡沫流体驱采收率, %
第1组	1-1	35.1	61.2	71.9
	1-2	36.2	59.8	87.3
第2组	2-1	30.8	54.1	67.5
	2-2	32.4	52.2	75.4
第3组	3-1	27.9	40.1	51.2
	3-2	27.9	38.5	55.4

3组模型的泡沫流体驱采收率均高于表面活性剂驱采收率,这是由于泡沫流体除了具有洗油作用、润湿反转、油带聚并、提高电荷密度等表面活性剂溶液驱油的特性,还能通过气泡的贾敏效应叠加封堵优势渗流通道,从而改善吸水剖面,进一步提高油藏最终采收率。因此泡沫流体对于水驱后油藏提高采收率的贡献包括表面活性剂体系洗油作用和气泡的调堵作用2部分。结合表1可以得出2种作用在不同渗透率岩心泡沫流体驱提高采收率的贡献度(图3)。

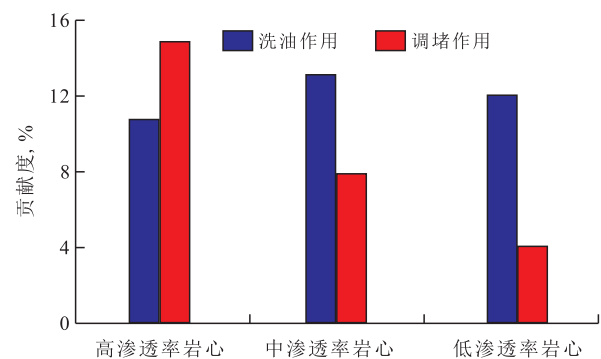


图3 不同渗透率岩心泡沫流体驱提高采收率贡献度

Fig.3 Contribution degree of EOR by foam flooding with various permeability cores

由图3可以看出,不同渗透率的岩心进行泡沫流体驱时表面活性剂的洗油作用对提高采收率的贡献度差别不大,为10.5%~13.5%;而气泡的调堵作用贡献度差别较大,且高渗透率岩心的调堵作用对于泡沫流体驱提高采收率的贡献度大于低渗透率岩心。

分析其原因可知:①高渗透率岩心(渗透率大于 $8\,000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$)中泡沫流体首先进入水驱后的大孔道,通过叠加的贾敏效应形成封堵,且由于高渗透率岩心水驱采收率较高,被封堵的大孔道中残余油饱和度较低,泡沫流体稳定性良好,形成的封堵迫使后续注入流体在岩心内转向,波及到水驱未被波及的区域,从而提高采收率,该过程中泡沫流体的调堵作用为主,表面活性剂的洗油作用为次。②中渗透率岩心(渗透率约为 $1\,000\times 10^{-3}\sim 8\,000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$)的孔隙结构中既有连通性较好且渗透率较高的区域,又有连通性较差且渗透率较低的区域,非均质性不严重,所以其泡沫流体驱的2种机理的采收率贡献度均介于高渗透率和低渗透率岩心之间。③低渗透率岩心(渗透率小于 $1\,000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$)的中孔喉尺寸较小,泡沫流体的剪切速率较小,表观粘度较小,且泡沫流体在小孔道中以泡沫串的形式向前运移,不利于形成封堵。低渗透率岩心水驱采收率较低,残余油饱和度较高,不利于泡沫流体的稳定存在。为此,泡沫流体只能在水驱波及到的且尺寸相对较大的孔喉中形成封堵,以稀表面活性剂体系的洗油作用为主。

2.4.2 玻璃微观刻蚀模型泡沫流体调驱实验

泡沫流体是气、液两相的分散体系,气相和液相在地层中的运移是相对独立的,气相通过不断地聚并和分散通过多孔介质,液相依靠穿过气泡的薄膜网络来通过多孔介质。为更好解释岩心模型调

驱实验中的结论,进行了玻璃微观刻蚀模型泡沫流体调驱实验。

高渗透率模型中,气泡优先进入较大尺寸的孔喉。泡沫流体驱初期,由于地层孔喉中残余油的存在,表面活性剂会由气—水界面向油—水界面迁移泡沫流体,故驱替前缘液膜很不稳定,容易在孔隙中聚集并形成较大的气泡,该气泡通过喉道时易变形,不能封堵孔喉。但随着泡沫段塞的推进,孔喉中的残余油逐渐被驱替出,泡沫流体在孔隙中的稳定性逐渐提高,在孔隙中堆积的贾敏效应造成液相渗流阻力增大,形成较为稳定的封堵(图4)。造成地层渗透率过高的主要原因是地层中形成了优势渗流通道,泡沫流体的封堵作用可以明显地改善地层的非均质性,增大驱油体系储层的波及系数。研究表明,高渗透层中的泡沫流体主要是通过调堵作用提高采收率^[12]。

低渗透率模型中的孔喉尺寸比气泡小。气泡进入较细的孔喉时,液膜的曲率变化较大,因此气泡的启动压力梯度较高,渗流阻力大,导致气泡卡在孔喉入口处,变成束缚态的气泡,当压力梯度上升到一定值后,气泡变形通过孔喉(图5)。气泡处在束缚态时,稀表面活性剂在压差的作用下沿着气泡与孔隙壁的间隙从气泡两旁绕流通过孔喉,携带残余油向前运移。

当周围流场的压力梯度达到束缚态气泡的启动压力梯度后,气泡逐渐变形通过孔喉。非均质油

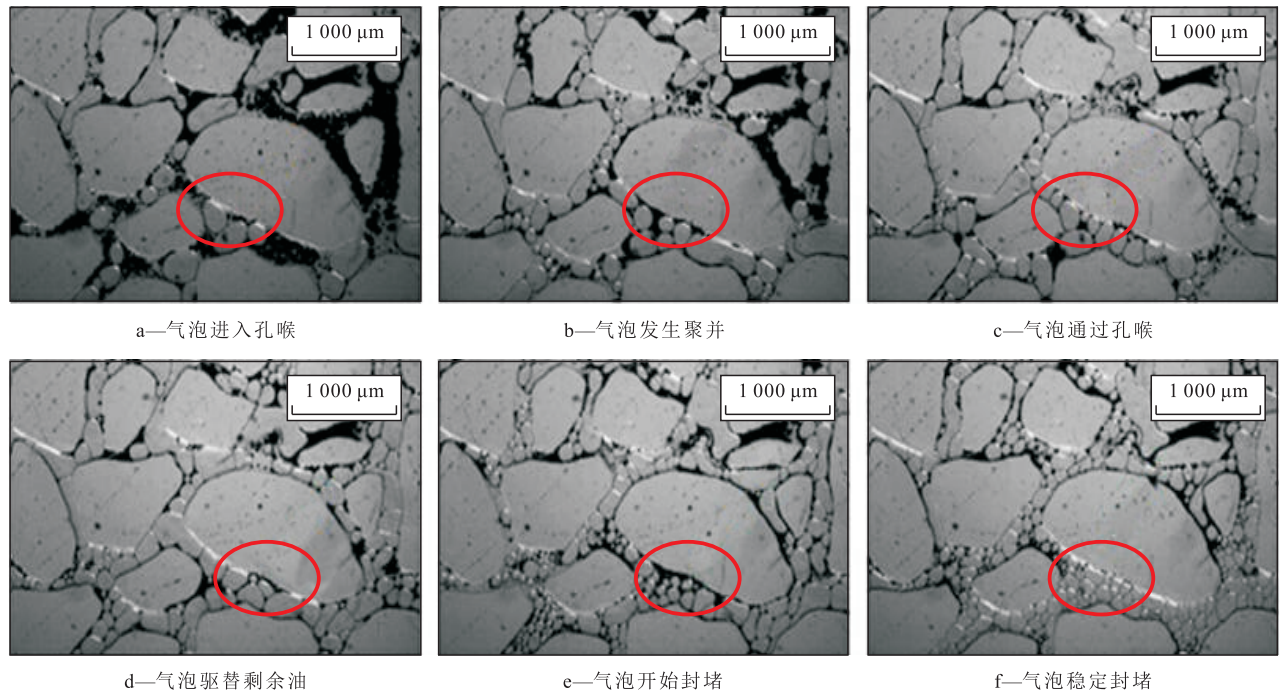


图4 泡沫流体封堵高渗透孔喉示意

Fig.4 Schematic diagram of foam plugging pore-throat with high permeability

层水驱开发后期70%的残余油主要集中在连通性差、渗透率低的低渗透层^[13]。由于过高的含油饱和度,驱油过程中,泡沫流体进入低渗透层时体系变得极不稳定,容易聚并成狭长的大气泡通过孔喉,

不能形成稳定的封堵。较大的气泡在地层中的渗流阻力较小,运移速度较快,可以从液相中脱离出来独自运移(图6)。此时,在低渗透层中以泡沫流体的表面活性剂溶液的洗油作用对于提高采收率

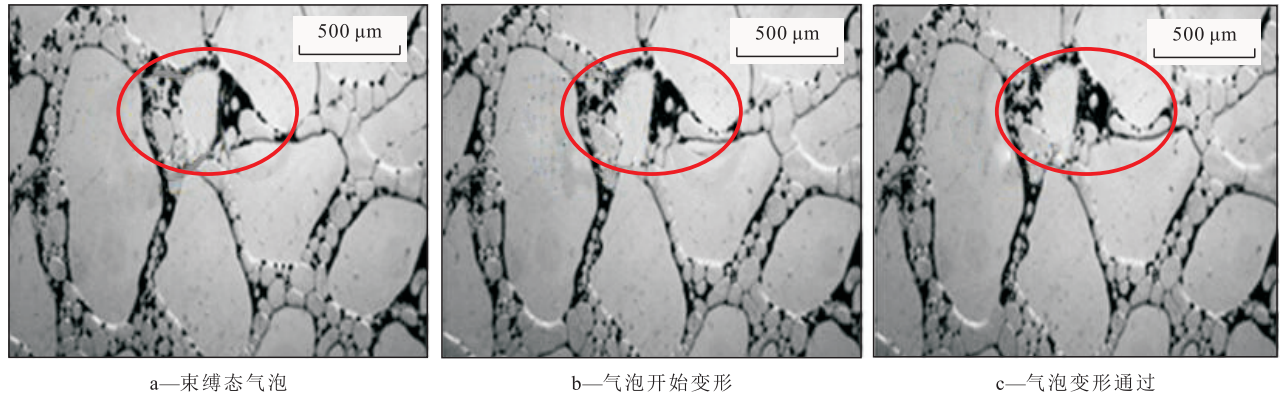


图5 泡沫流体在低渗透率模型中的运移

Fig.5 Foam migration in low permeability layers

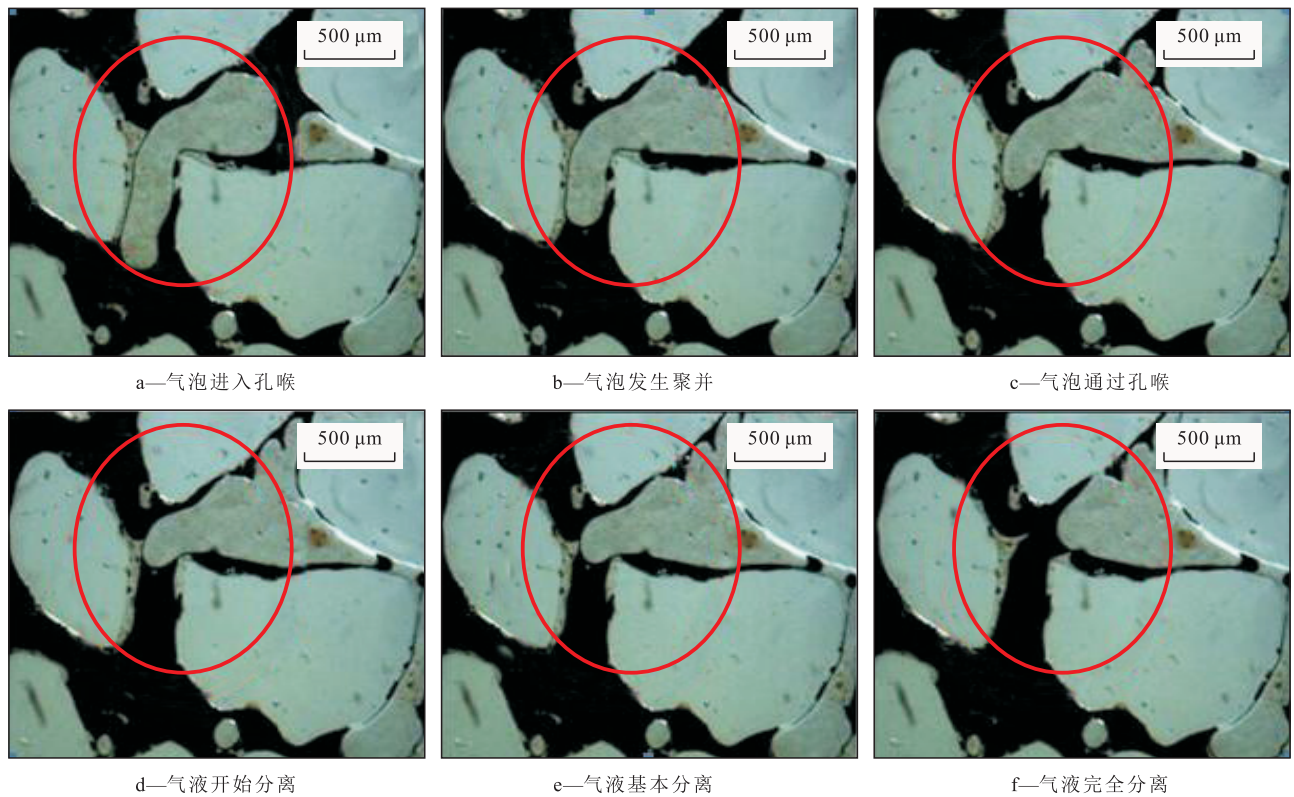


图6 泡沫流体在高含油饱和度通道中的气液分离现象

Fig.6 Separation of gas and liquid in high oil-saturated channel

的贡献为主。

3 结束语

不同渗透率玻璃微观刻蚀模型的注入曲线表明泡沫流体在不同渗透率和孔喉条件下存在着最低注入压力,不同渗透率模型的泡沫流体起始注入

压力不同,但相差不大;泡沫流体注入压力先上升后下降再趋于稳定,渗透率越高注入压力升高越慢,平衡后的稳定压力越高。孔道尺寸对泡沫流体的稳定性有显著的影响,泡沫流体在高渗透层大孔道中的稳定性好于低渗透层小孔道中的稳定性。

泡沫流体在不同渗透率岩心模型和玻璃微观刻蚀模型的调驱实验结果表明,在高渗透层中,泡

沫流体倾向于进入较大尺寸孔喉,堆积形成稳定封堵,改善吸水剖面从而提高采收率,主要靠调堵作用提高采收率;在低渗透层中,液膜易破裂,气泡容易聚并形成大气泡且易与液相分离,不能形成稳定封堵,而主要靠表面活性剂溶液的洗油作用提高采收率。泡沫流体的这些特性可以为泡沫流体调驱现场施工提供理论指导。

参考文献:

- [1] 刘泽凯,闵家华.泡沫流体驱油在胜利油田的应用[J].油气采收率技术,1996,3(3):23-29.
Liu Zekai, Min Jiahua. Applications of foam flooding in Shengli oil field[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 1996, 3(3): 23-29.
- [2] 祖庸,李春洲,马宝岐.泡沫流变性研究现状及进展[J].西北大学学报:自然科学版,1993,23(6):527-532.
Zu Yong, Li Chunzhou, Ma Baoqi. The development of foam rheological property studies[J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 1993, 23(6): 527-532.
- [3] 李兆敏.泡沫流体在油气开采中的应用[M].北京:石油工业出版社,2010:67-70.
Li Zhaomin. Applications of foam fluid in oil & gas development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 67-70.
- [4] 刘祖鹏,李兆敏,李宾飞,等.多相泡沫流体体系调驱提高原油采收率试验研究[J].石油与天然气化工,2010,39(3):242-245,261.
Liu Zupeng, Li Zhaomin, Li Binfei, et al. Study on enhanced oil recovery in profile control and flooding by the multi-phase foam system [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2010, 39(3): 242-245, 261.
- [5] 严科.三角洲前缘储层特高含水后期剩余油分布特征[J].特种油气藏,2014,21(5):20-23.
Yan Ke. Residual oil distribution features in delta front reservoir during late period of super-high water content [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(5): 20-23.
- [6] 郭万奎,廖广志,邵振波,等.注气提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2003.
Guo Wankui, Liao Guangzhi, Shao Zhenbo, et al. Gas injection to enhance recovery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [7] 元福卿,王其伟,李宗阳,等.油相对泡沫稳定性的影响规律[J].油气地质与采收率,2015,22(1):118-121.
Yuan Fuqing, Wang Qiwei, Li Zongyang, et al. Relationship between oil and foam stability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 118-121.
- [8] 马继业,郭省学,雷光伦,等.高温高压条件下微生物驱油微观机理研究[J].油田化学,2008,25(4):69-73.
Ma Jiye, Guo Shengxue, Lei Guanglun, et al. Microscopic mechanism studies on microbial enhanced oil recovery under high temperature high pressure reservoir conditions [J]. Oilfield Chemistry, 2008, 25(4): 69-73.
- [9] 李登伟,张烈辉,周克明,等.可视化微孔模型中气水两相渗流机理[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(3):80-83.
Li Dengwei, Zhang Liehui, Zhou Keming, et al. Gas-water two-phase flow mechanism in visual microscopic pore model [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(3): 80-83.
- [10] 付美龙,黄俊.低渗透油藏水驱转空气泡沫驱提高采收率物理模拟实验[J].油气地质与采收率,2014,21(5):104-106.
Fu Meilong, Huang Jun. Physical modeling study of air foam flooding EOR technology for low permeability reservoirs based on water flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 104-106.
- [11] 方吉超,戴彩丽,由庆,等.塔中402CⅢ高温高盐油藏泡沫驱实验研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):84-88.
Fang Jichao, Dai Caili, You Qing, et al. Study on foam flooding in high-temperature and high-salinity reservoir of Tazhong402CⅢ [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 84-88.
- [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):93-96,106.
Li Haibo, Hou Jirui, Li Wei, et al. Laboratory research on nitrogen foam injection in fracture-vuggy reservoir for enhanced oil recovery [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 93-96, 106.
- [13] 文浩.非均质厚油藏高含水期剩余油分布特征研究[D].荆州:长江大学,2012.
Wen Hao. A study on remaining oil distribution of heterogeneous thick oil reservoirs in high-water-cut stage [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012.

编辑 王星