

文章编号: 0253-2697(2024)09-1409-13 DOI:10. 7623/syxb202409008

压驱一体化双子表面活性剂滑溜水特性 及高效渗吸排驱机制

赵明伟 戴彩丽 刘 棚 高明伟 吴一宁 袁 彬

(中国石油大学(华东)山东省油田化学重点实验室 中国石油大学(华东)非常规油气开发教育部重点实验室 山东青岛 266580)

摘要:压裂-增能-排驱一体化技术被认为是超低渗油藏高效开发的重要技术手段,为满足“小加量、强减阻、高排油、低伤害”的压驱工艺需求,基于疏水缔合和静电屏蔽作用,研发了双子表面活性剂滑溜水压裂液。体系由质量分数为 0.21% 双子表面活性剂 YZS18-YZS18、0.17% 甜菜碱助剂 COHSB 和 0.17% 反离子助剂 NaPts 组成。该体系表现出优良的压裂特性和界面调控特性,80℃ 连续循环剪切 30 min,减阻率达 75% 以上,减阻保留率大于 98%;岩心动态滤失伤害率仅为 3.2%,较聚合物滑溜水岩心伤害率降低 78.9%;破胶液界面张力可降至 10^{-1} mN/m;润湿反转能力强,可将油湿表面反转为水湿。通过物理模拟和核磁共振技术相结合探究了体系渗吸排驱机制。研究结果表明,相比注水吞吐和常规聚合物滑溜水增能排驱,双子表面活性剂滑溜水体系降压率最高可达 73.5%;排驱采出程度为 15.5%,是注水吞吐的 2.9 倍,是聚合物滑溜水的 1.6 倍;相比滤失后直接返排,焖井可将排驱采出程度提高 27.0%~31.1%,揭示了双子表面活性剂滑溜水“走得远、排得净、采得多”的高效排驱机制。焖井可进一步有效强化油水渗吸置换,渗吸过程中,小孔原油动用程度最高,为 72.1%。渗吸初期采收率主要贡献来源于小孔,而中后期采收率主要贡献源于中孔和大孔,优化排驱工艺能使中孔和大孔原油得到更高程度动用。

关键词:双子表面活性剂;滑溜水;压裂特性;界面调控;渗吸;排驱机制

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Characteristics and efficient imbibition-oil displacement mechanism of gemini surfactant slickwater for integrated fracturing flooding technology

Zhao Mingwei Dai Caili Liu Peng Gao Mingwei Wu Yining Yuan Bin

(Shandong Key Laboratory of Oilfield Chemistry, China University of Petroleum; Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development, Ministry of Education, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China)

Abstract: The integrated fracturing-energizing-displacement technology is considered a critical means for efficient development of ultra-low permeability reservoirs. To meet the technological requirements of “low dosage, strong drag reduction, high oil displacement recovery and low damage”, a gemini surfactant slickwater fracturing fluid was developed based on hydrophobic association and electrostatic shielding effect. The system consists of 0.21% gemini surfactant YZS18-YZS18, 0.17% betaine additive COHSB and 0.17% counterion additive NaPts. It exhibits excellent fracturing and interface control characteristics, with a drag reduction rate of more than 75% and a retained drag reduction rate of more than 98% after continuous cyclic shearing at 80℃ for 30 min. The damage rate in the ultra-low permeability core is only 3.2%, 78.9% lower than that of the polymer slickwater. The interfacial tension of gel breaking liquid can be reduced to 10^{-1} mN/m, and the strong wettability alteration ability can reverse oil wetting to water wetting. The imbibition and oil displacement mechanism was further explored by the combination of physical simulation and nuclear magnetic resonance technology. The results show that compared with water flooding soak and conventional polymer slickwater system, the gemini surfactant slickwater system can achieve a pressure reduction rate up to 73.5%; the oil displacement recovery is 15.5%, 2.9 and 1.6 times that by water flooding soak and polymer slickwater, respectively. Compared with the direct flowback after filtration, well soaking can increase the oil displacement recovery by 27.0% to 31.1%. The gemini surfactant slickwater system demonstrates the high-efficiency oil displacement mechanism of “long-distance filtrating, thorough drainage, and high recovery”. Well soaking can enhance the oil-water imbibition replacement effect. During imbibition process, the crude oil in small holes shows the highest utilization rate of 72.1%. At the initial stage of imbibition, the crude oil was mainly recovered from small holes; in the mid-to-late stage of imbibition, the oil was mainly originated from the medium and large holes. Optimizing oil displacement process can help achieve a

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 52222403, No. 52288101, No. 52120105007)和泰山学者青年专家计划项目(tsqn202211079)资助。

第一作者:赵明伟,男,1984 年 9 月生,2011 年获山东大学博士学位,现为中国石油大学(华东)石油工程学院教授、博士生导师,主要从事提高采收率与采油化学的研究与应用工作。Email:zhaomingwei@upc.edu.cn

通信作者:戴彩丽,女,1971 年 3 月生,2006 年获中国石油大学(华东)博士学位,现为中国石油大学(华东)石油工程学院教授、博士生导师,主要从事提高采收率与采油化学的研究与应用工作。Email:daic@upc.edu.cn

high utilization rate of crude oil in medium and large holes.

Key words: gemini surfactant; slickwater; fracturing characteristics; interface control; imbibition; oil displacement mechanism

引用: 赵明伟, 戴彩丽, 刘棚, 高明伟, 吴一宁, 袁彬. 压驱一体化双子表面活性剂滑溜水特性及高效渗吸排驱机制[J]. 石油学报, 2024, 45(9): 1409-1421.

Cite: ZHAO Mingwei, DAI Caili, LIU Peng, GAO Mingwei, WU Yining, YUAN Bin. Characteristics and efficient imbibition-oil displacement mechanism of gemini surfactant slickwater for integrated fracturing flooding technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(9): 1409-1421.

目前, 超低渗透油气田的规模勘探开发是世界各国面临的重大工程问题, 也是油田开发工程的前沿课题^[1-3]。这类储层低孔低渗, 孔隙连通复杂, 导致常规水驱采收率低, 原油动用困难^[4-5]。压裂-增能-排驱一体化技术被认为是实现超低渗透油气资源规模化效益开发的重要方式^[6-9]。利用水力压裂技术通过注入井向目标油层中注入压裂液, 制造油气流动“高速公路”, 提高原油流动能力, 同时压裂液在完成压裂工作后继续发挥渗吸排驱作用, 保证压裂的能量得以最大限度的利用^[10-11]。

目前, 根据减阻剂类型组成可将压裂液分为聚合物滑溜水压裂液和黏弹性表面活性剂压裂液。聚合物滑溜水压裂液多用合成聚合物减阻剂加其他添加剂组成, 用量少, 减阻性能好, 是目前水基压裂液中应用范围最广的一种^[12-13], 但在超低渗透储层中聚合物大分子仍然不可避免地吸附滞留在微小孔隙中, 造成储层伤害, 而且其界面活性很低, 渗吸排驱效果差^[14]。黏弹性表面活性剂压裂液是一种由黏弹性表面活性剂作为主剂, 在盐离子静电屏蔽作用下自组装形成的黏弹性蠕虫状胶束溶液。蠕虫状胶束间通过互相缠绕形成类似于聚合物在水中的伸展稠化形态, 从而显著提高溶液的黏度与黏弹性^[15-16]。与常规滑溜水压裂液相比, 黏弹性表面活性剂压裂液体系中不含有聚合物大分子, 具有遇油自破胶、无残渣和高界面活性的特点, 因而受到广泛关注^[17]。黏弹性表面活性剂压裂液在破胶后可以发生油水渗吸置换, 充分利用压裂液能量实现超低渗透油藏压裂-增能-排驱一体化开发^[18]。但目前的黏弹性表面活性剂压裂液体系最大的缺点在于用量大、成本高, 在实际的油田应用中较难推广。

针对这些难题, 结合常规滑溜水和黏弹性表面活性剂压裂液二者的优势, 笔者开发了一种低浓度、无聚合物的超低渗油藏压驱一体化开发用双子表面活性剂滑溜水压裂液, 同时满足压裂液“小加量、强减阻、高排油、低伤害”的压驱工艺需求。以双子表面活性剂为主剂, 基于疏水缔合和静电屏蔽作用^[19], 在低浓度下构建双子表面活性剂滑溜水体系, 并探究其压裂和界面调控特性, 揭示其高效渗吸排驱作用机制。

1 实 验

1.1 实验材料与仪器

实验材料: 双子表面活性剂(YZS18-YZS18, 纯度为 90%), 实验室自制; 油酸酰胺羟丙基磺基甜菜碱(COHSB, 纯度为 40%), 上海银聪新材料科技有限公司生产; 对甲苯磺酸钠(NaPts, 纯度为 96%)、聚丙烯酰胺(分子量为 500×10^4)和重水, 上海麦克林生化科技股份有限公司生产; 超低渗砂岩露头岩心, 渗透率分别为 0.3~0.4 mD(岩心伤害性实验)和 0.7~0.8 mD(渗吸排驱实验), 北京天地开源地质科技有限公司提供; 聚合物 MPAM20s 滑溜水体系、TOF-2 助排剂和 TOS-1 黏土稳定剂, 油田现场提供; 实验用油相为煤油与现场稠油按照体积比 7:1 配制而成的模拟油, 常温下黏度为 9.5 mPa·s; 水相由盐度为 6498 mg/L NaCl、125 mg/L KCl、457 mg/L MgCl₂ 和 706 mg/L CaCl₂ 组成, 总盐度为 7786 mg/L, 密度为 1.003 g/cm³; 盐酸, 深圳市博林达科技有限公司生产; 石英片, 无锡戴尔蒙科技有限公司生产; 甲苯, 国药集团化学试剂有限公司生产; 超纯水, 实验室自制。

实验仪器: CQJZ-DM 型压裂液摩擦阻力测定仪, 江苏华安科研仪器有限公司; 岩心基质渗透率损伤测定装置, 实验室组装; TX-500C 型界面张力仪, 德国 Krüss 公司; JC2000D 型接触角测量仪, 上海中晨数字技术设备有限公司; 高压饱和油装置, 海安石油科研仪器有限公司; Macro MR12-150H-I 型在线核磁共振分析检测装置, 苏州纽迈分析仪器股份有限公司。

1.2 实验方法

1.2.1 双子表面活性剂滑溜水制备

以硬脂酸酰胺丙基二甲基叔胺和二氯甘油为反应原料、正丙醇为溶剂, 通过一步亲核取代反应制备双子表面活性剂 YZS₁₈-YZS₁₈(图 1), 并作为滑溜水主剂使用。双子表面活性剂滑溜水助剂选择两性甜菜碱表面活性剂 COHSB 和反离子盐 NaPts, 用来增强疏水缔合和静电屏蔽作用, 有利于构建低浓度的双子表面活性剂滑溜水体系。

置于离心机中高速离心 10 min,转速为 8 000 r/min,去除煤油后取下清液,得到双子表面活性剂滑溜水破胶液体系;③设置界面张力仪工作温度为储层温度 80 ℃,转速为 6 000 r/min,每间隔 5 min 记录破胶液与油田模拟油的界面张力数值。

1.2.6 润湿性实验

实验步骤为:①将石英片浸泡在 1%的稀盐酸溶液中 4 h 以除去石英片表面杂质,用超纯水反复冲洗后放置于 50 ℃烘箱烘干;②将烘干后的石英片放入含有胶质沥青质甲苯溶液中,80 ℃下浸泡 7 d,然后取出石英片

烘干后用来模拟油湿储层;③将亲油石英片浸泡在破胶液中并放置于 80 ℃烘箱处理 24 h,然后分别测试该亲油石英片在破胶液处理前后的水下油滴接触角以考察破胶液的润湿反转能力。

1.2.7 动态排驱实验

考虑到超低渗岩心中的饱和油含量较少,常规的岩心驱替装置存在较大的管线体积,对原油体积计量产生较大误差。因此,选择采用低场核磁共振系统与常规物理模拟相结合,辅助计算压裂液的渗吸—排驱过程中的原油体积变化(图 2)。

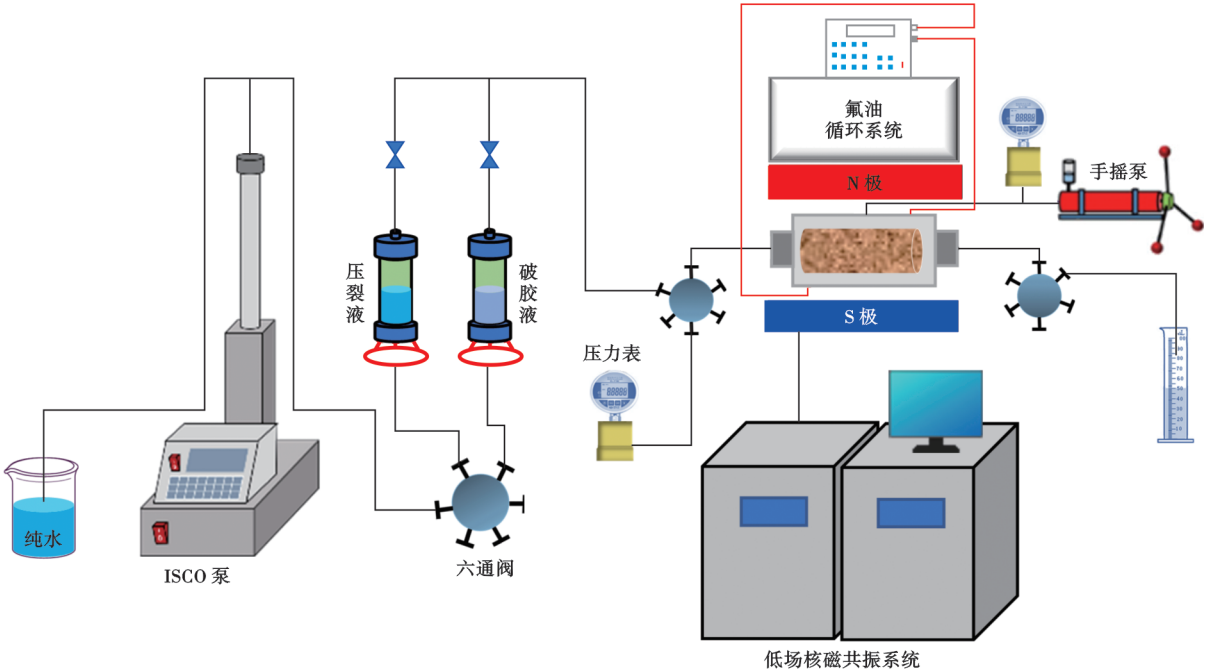


图 2 动态驱替装置
Fig. 2 Dynamic displacement device

压裂液在进入地层会依次经历滤失、焖井渗吸和排驱过程,实验前期需要用模拟油对实验岩心进行饱和,岩心基本参数见表 1。

(1) 模拟滤失阶段:设置压裂液滤失流速为 0.1 mL/min,温度为 80 ℃,滤失过程中实时记录滤失压力变化。

(2) 模拟焖井渗吸阶段:滤失完成以后,关闭夹持器两侧阀门,让滤液在岩心中停留一段时间模拟焖井。

表 1 岩心基本参数

Table 1 Basic parameters of cores				
编号	直径/ cm	长度/ cm	孔隙度/ %	渗透率/ mD
CQ-1	2.49	3.00	14.25	0.83
CQ-2	2.50	3.01	14.12	0.76
CQ-3	2.50	2.99	13.85	0.79
CQ-4	2.51	3.01	14.62	0.81
CQ-5	2.49	3.00	13.95	0.82

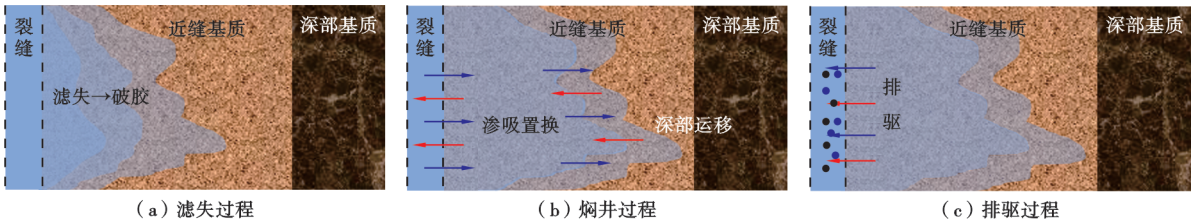


图 3 压裂过程中流体运移示意
Fig. 3 Diagram of fluid migration in the fracturing process

(3) 模拟排驱阶段:在同样的温度和流量下,使用压裂液破胶液反向排驱,并实时记录岩心内部的氢信号强度和压力变化。根据岩心内部氢信号强度变化计算出原油采收率(图 3)。

1. 2. 8 静态渗吸实验

将饱和模拟油的超低渗砂岩岩心浸泡在双子表面活性剂滑溜水破胶液中,在 80 ℃烘箱中进行渗吸实验,每间隔一段时间对岩心进行核磁共振弛豫时间 T_2 谱图测试和核磁共振成像扫描。将压汞曲线与 T_2 谱图相匹配,确定孔喉分布,根据各阶段岩心内部的氢信号强度计算各个孔喉的基质原油动用规律和采油贡献度。

2 实验结果及分析

2. 1 压裂特性

2. 1. 1 减阻性能

为确保压裂液满足高温高排量减阻需求,分别测试了双子表面活性剂滑溜水、MPAM20s 滑溜水和聚丙烯酰胺溶液(加入油田用 TOF-2 助排剂和 TOS-1 黏土稳定剂)在 80 ℃、510 m/min 的流动速度下,连续工作 10 min 后压裂液的减阻率变化(图 4)。聚丙烯酰胺和 MPAM20s 滑溜水高温连续剪切下减阻效果变差,随剪切时长增加,其减阻率逐渐降低,分别从 49. 6%降低到 44. 6%、从 73. 2%降低到 69. 8%,而双子表面活性剂滑溜水减阻率从 78. 2%降低到 77. 36%,连续工作 10 min 后仍保持 98. 5%的减阻保留率,体系的减阻率随着剪切时长的增加,减阻率基本保持不变。

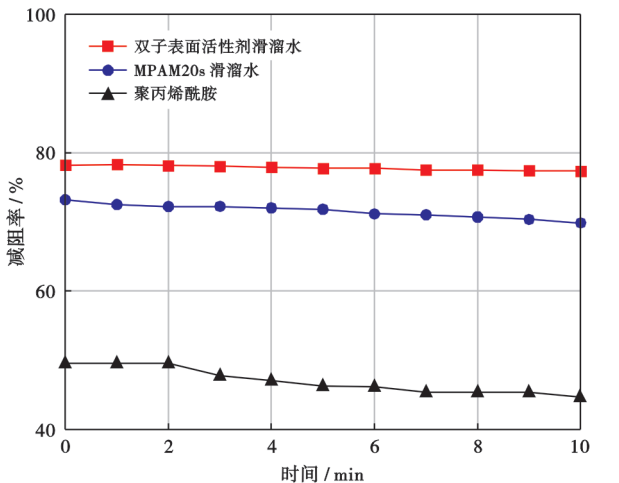


图 4 3 种压裂液的减阻性能

Fig. 4 Drag reduction performance of three fracturing fluids

双子表面活性剂滑溜水的减阻性和耐温耐剪切性能明显优于 MPAM20s 滑溜水和聚丙烯酰胺溶液,这是由于聚合物链在高温和高速剪切的条件下非常容易被剪切断链,无法抑制湍流涡旋,从而导致聚合物滑溜

水压裂液的减阻率下降。

在双子表面活性剂滑溜水中,其内部的蠕虫状胶束结构会在高速剪切过程中不断地断裂和重组,蠕虫状胶束一直处在破坏和修复的过程中^[21],胶束的自愈合行为决定了该体系具备优良的减阻和耐温耐剪切性能。因此,笔者团队研制的双子表面活性剂滑溜水在高温高排量下具备高减阻性能和优异的耐剪切性,可以满足长水平井压裂减阻的要求。

2. 1. 2 破胶性能

与常规滑溜水不同,双子表面活性剂滑溜水体系具有遇油自破胶的特性。压裂液的自破胶不仅可以减少对于储层的伤害,还有利于后续的破胶液渗吸排驱。为研究体系的破胶性能,以 1%煤油作为破胶剂,分别测试了 80 ℃下体系破胶前后的黏度,实验结果如图 5 所示。对比发现,双子表面活性剂滑溜水在破胶前具有明显的剪切变稀特性,170 s⁻¹ 剪切速率下黏度为 3. 7 mPa·s,而加入 1%煤油以后,体系完全丧失了破胶前的剪切变稀特性且破胶后体系无残渣。破胶液在 0. 01~1 000 s⁻¹ 剪切速率范围内体系黏度基本维持在 2. 1 mPa·s,说明体系内胶束全部解离为表面活性剂分子达到完全破胶。

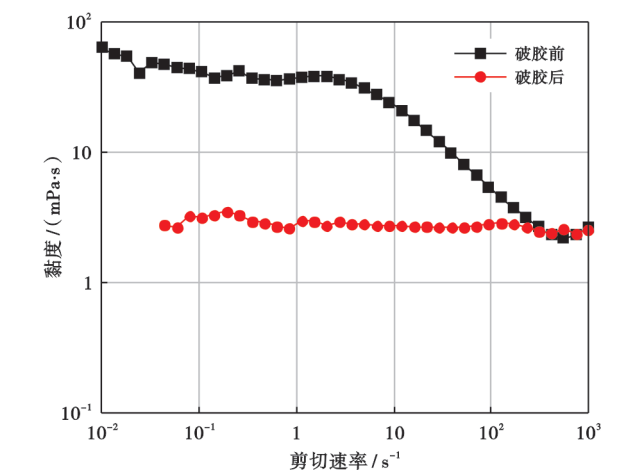


图 5 双子表面活性剂滑溜水破胶前后的黏度变化曲线

Fig. 5 Viscosity change curve of gemini surfactant slickwater before and after gel breaking

2. 1. 3 岩心伤害性能

在超低渗岩心中,双子表面活性剂滑溜水体系的岩心动态滤失伤害率仅为 3. 2%,而 MPAM20s 滑溜水压裂液在超低渗岩心中的伤害率为 15. 2%(表 2),双子表面活性剂滑溜水体系较 MPAM20s 滑溜水岩心伤害率下降了 78. 9%。MPAM20s 聚合物的尺寸较大,聚合物会在岩心的微小孔喉中发生吸附滞留,造成岩心渗透率有较大幅度的下降。双子表面活性剂滑溜水作为黏弹性胶束体系,本身是由小分子的表面活性剂组成,不会造成明显的孔道堵塞,在排驱过程中具备显著优势。

表 2 岩心伤害实验数据
Table 2 Damage test data of core

压裂液类型	岩心长度/ cm	横截面积/ cm ²	初始压差 $\Delta p_1/10^{-3}\text{ MPa}$	伤害后压差 $\Delta p_2/10^{-3}\text{ MPa}$	初始渗透率 K_1/mD	伤害后渗透率 K_2/mD	岩心伤害率/ %
双子表面活性剂滑溜水	3.04	4.94	327.3	344.3	0.31	0.30	3.2
聚合物 MPAM20s 滑溜水	3.02	4.94	312.1	359.8	0.33	0.28	15.2

2.1.4 防膨性能

全岩矿物分析的结果表明,所使用的超低渗露头岩心内斜长石、石英、钾长石、方解石和黏土矿物含量分别为 42.9%、27.9%、16.4%、0.2%和 12.6%,黏土矿物组成主要为绿泥石 89.1%、伊利石 10.9%。

在压裂过程中,压裂液与黏土矿物发生接触,可能会发生黏土膨胀现象并导致储层伤害。为此,通过毛细管吸收时间(CST)测定法评价了双子表面活性剂滑溜水和 MPAM20s 滑溜水破胶液/降解液的防膨性能,实验结果见表 3。

表 3 不同测试样品的 CST 比值

Table 3 The CST ratios of different test samples

样 品	t_{M1}/s	t_{N1}/s	t_{M2}/s	t_{N2}/s	CST 比值
双子表面活性剂滑溜水	15.03	7.16	13.44	5.80	1.17
MPAM20s 滑溜水	12.11	5.92	10.16	4.13	1.09

CST 防膨实验结果表明,双子表面活性剂滑溜水的 CST 比值为 1.17,该双子表面活性剂滑溜水体系无需额外加入防膨剂就已满足行业标准(国家行业标准 NB/T 14003.1—2015^[20]中要求 CST 比值<1.5)。这是由于该滑溜水压裂液的主要组成中含有季铵盐型双子表面活性剂,在遇油破胶以后,这些表面活性剂通过氢键和静电引力吸附并嵌入黏土层之间,形成一层保护膜,水分子在黏土矿物颗粒表面的吸附大为降低,从而抑制了黏土的分散和运移。MPAM20s 滑溜水体系内含有 TOS-1 黏土稳定剂,计算 CST 比值为 1.09,同样满足行业标准且防膨效果略优于双子表面活性剂滑溜水。

2.2 界面功能特性

2.2.1 界面张力

在储层温度为 80 ℃ 的条件下考察了双子表面活性剂滑溜水破胶液体系的油水界面张力(图 6)。该滑溜水破胶液的界面张力仅为 0.3 mN/m,远低于传统滑溜水压裂液与油之间的界面张力(10~20 mN/m)^[22-23]。与传统的滑溜水压裂液相比,其含有大量的表面活性剂,有助于降低油水界面张力。较低的油水界面张力有利于油滴变形,提高油在岩心中的运移效率。

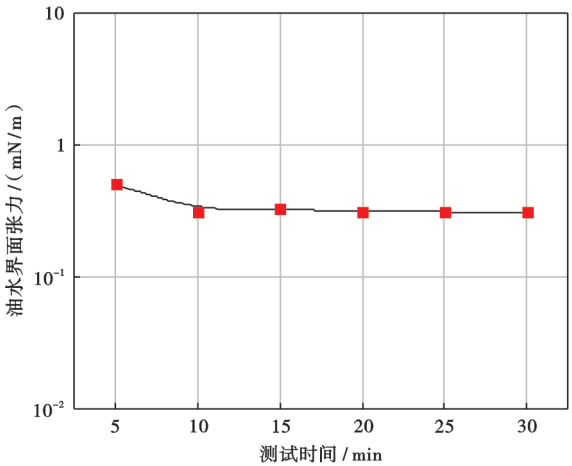


图 6 界面张力随测试时间的变化曲线
Fig. 6 The variation curve of interfacial tension with test time

此外,破胶液在进入地层后会在地层水的作用下逐渐被稀释,进而导致破胶液中表面活性剂含量降低,因此考察了被地层水稀释后的破胶液在不同有效浓度下的油水界面张力(图 7)。该滑溜水破胶液体系受地层水稀释的影响较小,当破胶液浓度稀释为原来的 1/4,有效浓度为 0.14 % (质量分数) 时,其界面张力仍基本保持在 0.3 mN/m,具备良好的界面活性。

2.2.2 润湿性

通过润湿性实验得到了双子表面活性剂滑溜水破胶液对油湿石英表面处理前后的水下油滴接触角(图 8)。该

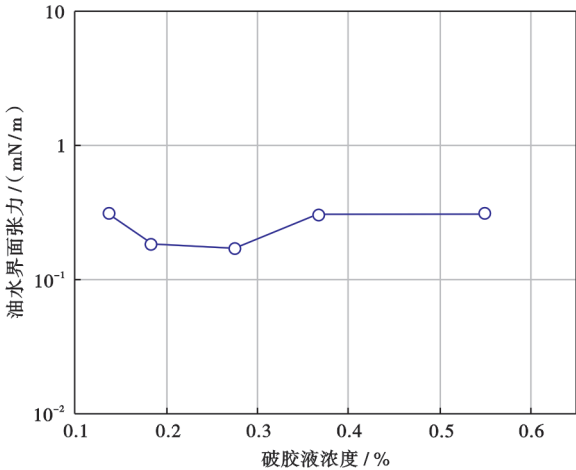


图 7 界面张力随破胶液浓度的变化曲线
Fig. 7 The variation curve of interfacial tension with the concentration of gel breaking liquid

滑溜水破胶液可以将石英表面的润湿性从油湿变为水湿,具备优异的润湿反转性能。破胶液处理前油滴在石英片表面的水下油滴接触角为 25.5° ,破胶液处理后的水下油滴接触角变为 147.2° 。这表明,滑溜水在进入储层后遇油自动破胶,并释放出双子表面活性剂

和两性表面活性剂,可改变储层润湿性,由亲油转变为亲水,有利于油膜剥离的进行^[24]。同时,岩心壁面润湿性由亲油转变为亲水以后,可以有效减少原油在孔隙流动过程中再次粘壁现象的发生,有利于原油的采出^[25-26]。

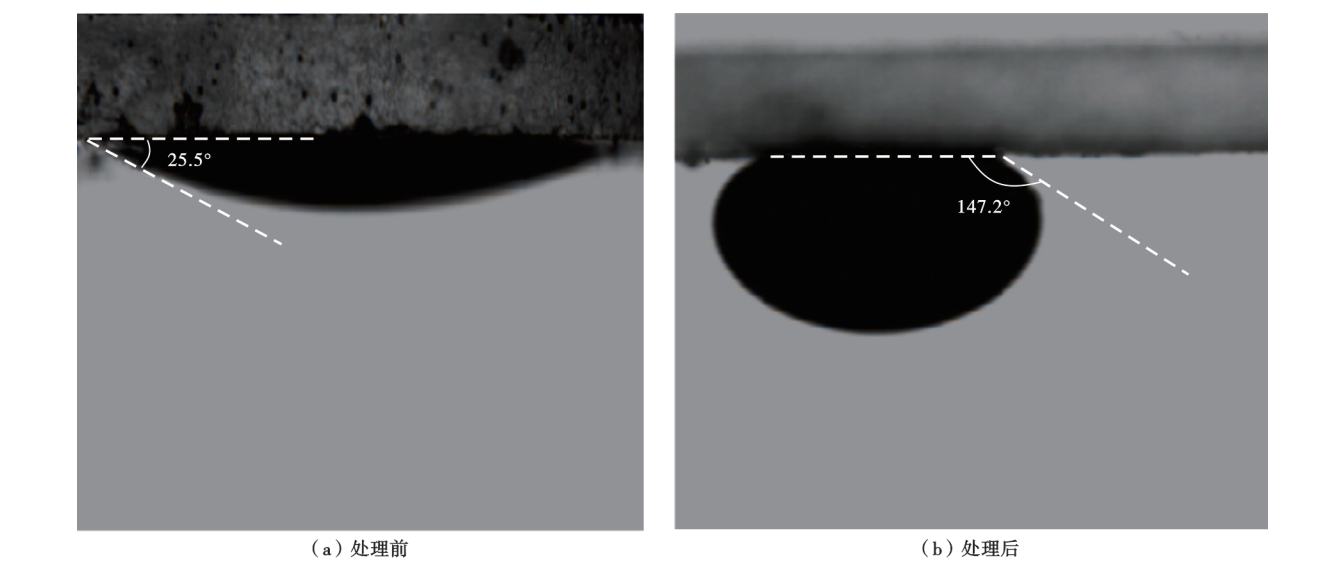


图 8 破胶液处理前后的水下油滴接触角变化示意
Fig. 8 Diagram of underwater oil contact angle change before and after gel breaking liquid treatment

2.3 驱替压力与采出程度

2.3.1 驱替压力

实验岩心选用孔渗参数基本相同的超低渗岩心 CQ-1、CQ-2 和 CQ-3,设置滤失体积和排驱体积均为 5 PV,温度为 80°C ,焖井 8 h 后进行动态排驱实验,得到双子表面活性剂滑溜水、MPAM20s 滑溜水和注水吞吐的滤失-排驱阶段动态驱替压力(图 9)。

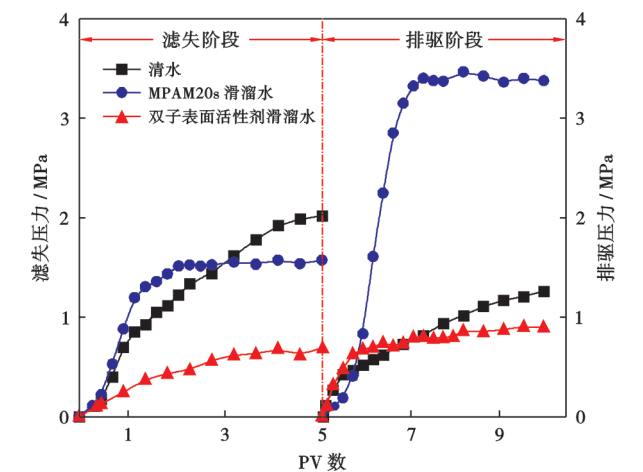


图 9 不同工作液动态驱替压力
Fig. 9 Dynamic displacement pressure of different working fluids

在滤失阶段,双子表面活性剂滑溜水的滤失压力为 0.69 MPa ,明显低于 MPAM20s 滑溜水和注水吞吐

的滤失压力。MPAM20s 滑溜水因体系中含有聚合物大分子,在滤失的过程中聚合物分子会首先团聚吸附在超低渗岩心中的微小孔喉中造成堵塞,导致其率先起压,在滤失量为 0.5 PV 时滤失压力迅速升高,最终稳定压力为 1.57 MPa 。注水吞吐的滤失压力则随着注入量的增加逐渐增大,滤失阶段稳定压力为 2.02 MPa 。这主要是由于清水接触到岩心后发生黏土膨胀现象,导致滤失压力显著提高。

在排驱阶段,MPAM20s 滑溜水破胶液的驱替压力在注入 0.5 PV 时压力迅速升高,稳定后的排驱压力为 3.39 MPa ,大幅高于其滤失阶段的压力,远大于注水吞吐及双子表面活性剂滑溜水破胶液的排驱压力。双子表面活性剂滑溜水破胶液排驱压力较小,结合破胶液油水界面和液固界面调控性能分析表明,双子表面活性剂滑溜水破胶液中的双子表面活性剂和甜菜碱助剂会吸附于岩心表面,进而改变岩心润湿性,同时表面活性剂分子也可降低岩石表面水化膜厚度,增大有效孔喉半径,减小油水流动阻力。

通过与注水吞吐和 MPAM20s 滑溜水对比得到了双子表面活性剂滑溜水的降压率(图 10)。双子表面活性剂滑溜水体系滤失压力和排驱压力均低于注水吞吐和 MPAM 20s 滑溜水。相比注水吞吐,滤失降压率为 65.7% ,排驱降压率为 28.9% ;相比 MPAM 20s 滑溜水,滤失降压率为 56.0% ,排驱降压率为 73.5% 。

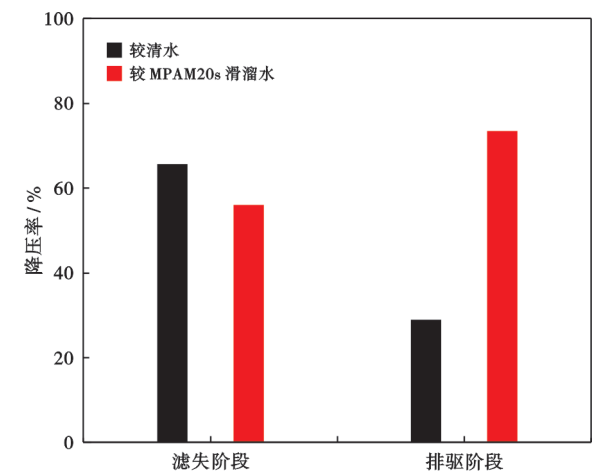


图 10 双子表面活性剂滑溜水的滤失阶段和排驱阶段降压率
Fig. 10 The pressure reduction rate of gemini surfactant slickwater in filtration and oil displacement stages

综合分析可以看出,双子表面活性剂滑溜水滤失压力小,滤失阶段具有“走得远”的特点,在相同的滤失压差条件下,能够更多地向深部运移并作用于深部基质,提高滑溜水破胶液的基质波及面积;在排驱阶段,排驱压力小,具有“排得净”的特点,在相同的排驱压差条件下,双子表面活性剂滑溜水破胶液更容易被排出地层,有利于提高破胶液回收利用率。

2.3.2 采出程度

根据低场核磁共振系统测试排驱过程中的氢信号变化,计算得出各工作液体系排驱过程中的原油采出程度(图 11)。与聚合物滑溜水和清水相比,双子表面活性剂滑溜水在排驱初期就可以得到较高的采收率,而聚合物滑溜水在排驱初期有一定的排驱作用,但其采出程度相对较低。注水吞吐在排驱初期基本没有原油采出,当排驱量为 1.2PV 时其采收率才逐渐增加。随着排驱量的增加,各个工作液的原油采出程度都基本趋于稳定。

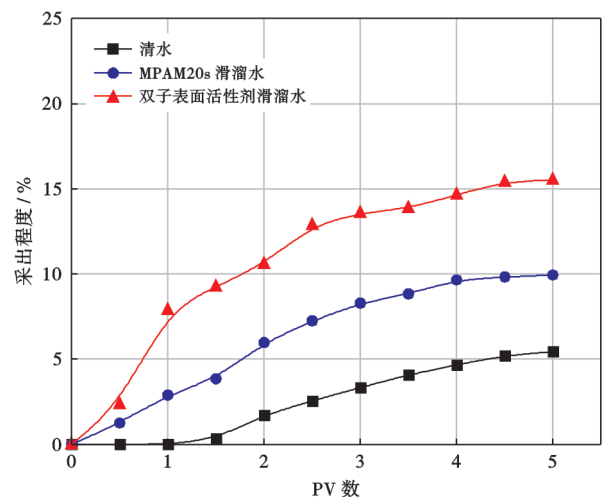


图 11 不同工作液动态排驱采收程度
Fig. 11 Oil recovery by dynamic displacement using different working fluids

进一步分析各工作液体系的最终采出程度(图 12),双子表面活性剂滑溜水最终排驱采出程度为 15.5%,是注水吞吐的 2.9 倍,是 MPAM20s 滑溜水的 1.6 倍。相比注水吞吐及聚合物滑溜水,该体系在超低渗油藏压驱开发中提高原油采出程度上更具有优势,具有“采得多”的特点。双子表面活性剂和甜菜碱助剂在储层中能积极发挥降低油水界面张力和改变储层岩石润湿性等作用,既降低了储层伤害,又提高了原油剥离效率。这是由于甜菜碱中带负电的头基可以嵌入到双子表面活性剂的头基中,减少双子两个带正电头基的排斥力^[27-28],从而使胶束结构改变。而相较于单一的表面活性剂体系,双子表面活性剂与两性甜菜碱在静电屏蔽的作用下贴合更紧密,所形成的胶束结构更强,增黏效果更好。

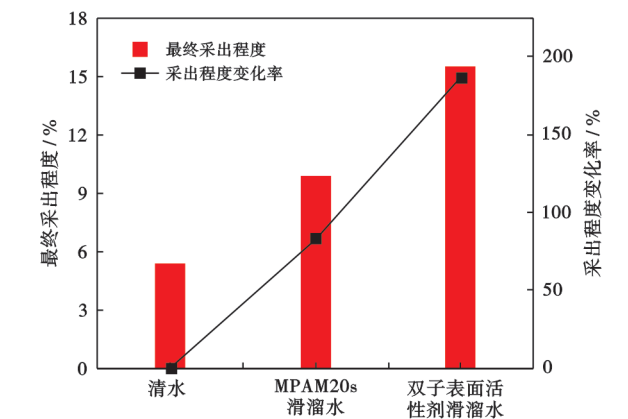


图 12 不同工作液的最终采出程度和采出程度变化率
Fig. 12 The final recovery and recovery change rate of different working fluids

2.4 焖井时间对驱替压力与采出程度的影响

2.4.1 驱替压力

滤失完成以后,对岩心 CQ-3、CQ-4 和 CQ-5 分别焖井 0 h、8 h 和 24 h,然后进行后续排驱实验,得到不同焖井时间下双子表面活性剂滑溜水体系在滤失和排驱过程中的动态驱替压力(图 13)。

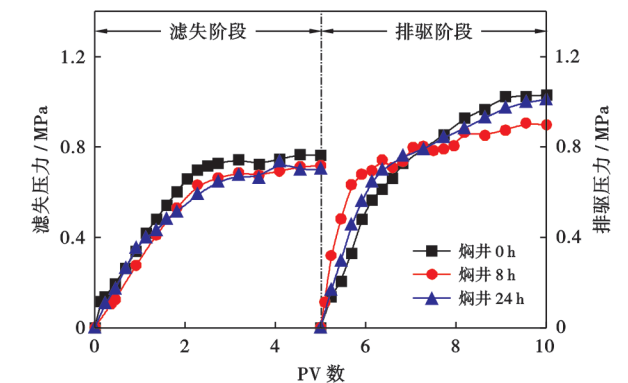


图 13 不同焖井时间下的动态驱替压力
Fig. 13 Dynamic displacement pressure under different shut-in time

在滤失阶段,因岩心物性基本相同,所以滤失压力和变化趋势基本一致。随着滤失体积从 0 增加至 2 PV,滤失压力逐渐增大至 0.65 MPa,滤失体积增加到 3.5 PV 后,滤失压力基本稳定。在排驱阶段,不同的焖井时间对排驱的压力影响较小,各个岩心的排驱压力基本相同,稳定后的排驱压力基本维持在 0.8~1.1 MPa,其中焖井 8 h 时的驱替压力最小。通过计算双子表面活性剂滑溜水在不同焖井时间下相比于聚合物 MPAM20s 滑溜水的排驱阶段降压率,各个焖井时间下体系的降压率维持在 70.2%~73.5%,说明在排驱阶段体系依然具备“排得净”的特点,即相同的排驱压差条件下,破胶液体系都能够较为容易地从地层返排出来,焖井措施基本不会对储层造成伤害。

2.4.2 采出程度

不进行焖井条件下(焖井 0 h),在排驱体积为 0~2 PV 范围内体系的采出程度迅速增加,采出程度为 9.17%,随着排驱的进行,体系的采出程度增加缓慢,稳定后的排驱采出程度为 12.2%(图 14)。焖井有利于排驱后期采出程度的增加,在排驱前期(驱替体积为 0~2 PV),岩心的排驱采出程度与不焖井的差距较小,而在排驱后期,岩心依然保持着采出程度的持续增加,最终的排驱采收程度分别为 15.5%和 16.0%(图 15)。

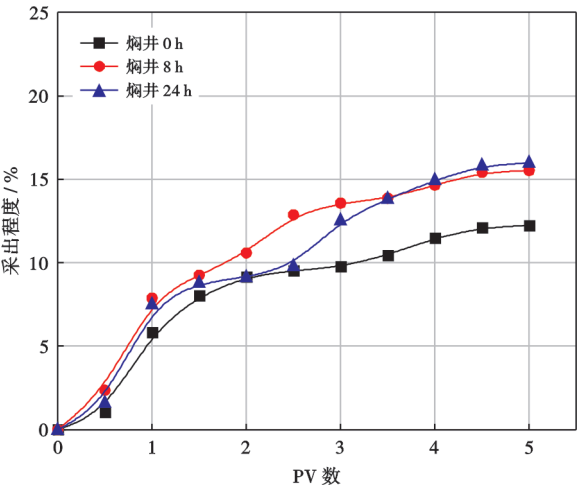


图 14 不同焖井时间下的动态排驱采收程度

Fig. 14 Oil recovery by dynamic displacement under different shut-in time

相比于滤失后直接返排,焖井措施可使双子表面活性剂滑溜水破胶液中的活性组分与原油及储层间充分发生作用:一方面,两种表面活性剂均可在储层界面发生吸附,改变岩石表面润湿性;另一方面,两种表面活性剂均可吸附在油水界面,降低油水界面张力,减小原油黏附功,有助于原油的剥离与排驱,排驱采出程度

提高 27.0%~31.1%。焖井时间的增加有助于提高排驱采收程度,但对比焖井 8 h 和焖井 24 h 的实验结果可以发现,焖井时间超过 8 h 后,体系的排驱采收率并不会得到显著的提升,焖井 24 h 相比于 8 h 仅提高了 3.2%。

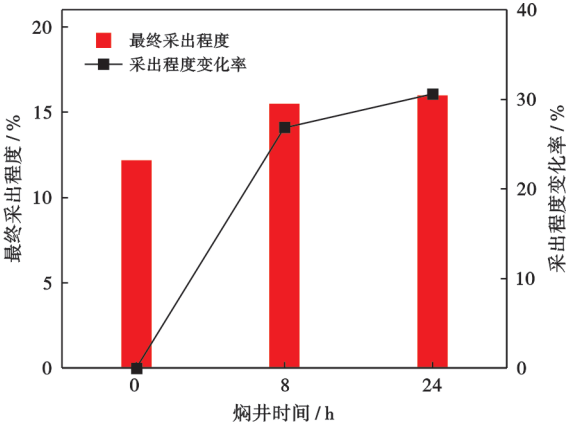


图 15 不同焖井时间下的最终排驱采收程度

Fig. 15 Final oil recovery by displacement under different shut-in time

2.5 渗吸排驱微观孔隙原油动用特征

根据静态渗吸实验,得到双子表面活性剂滑溜水不同渗吸时间的 T_2 图谱(图 16)。在渗吸实验进行之前,饱和模拟油的岩心信号强度最高,随着渗吸的进行,孔隙内部的核磁共振信号量不断减小,在 67 h 以后信号强度基本趋于稳定。

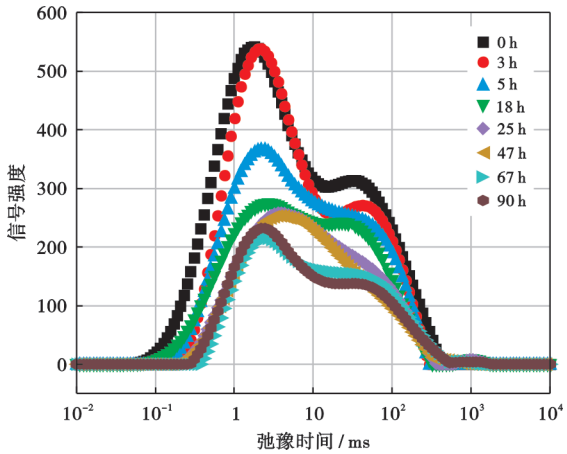


图 16 渗吸过程中的 T_2 谱图

Fig. 16 T_2 spectrum during the imbibition process

从核磁共振成像结果(图 17)可以看出,亮色区表明含油信号强或含油量高,暗蓝色区域表明油信号很低或基本不含油。可以看出,岩心中的亮色区随着渗吸的不断进行而不断减少,说明渗吸过程中岩心中的油被不断采出。在渗吸前期,岩心信号变化较为明显。在渗吸至 5 h 时,岩心中的亮色区域明显减少,岩心中

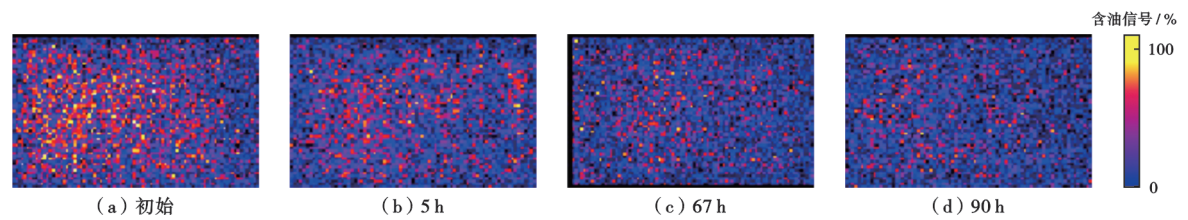


图 17 渗吸过程中的核磁共振成像

Fig. 17 NMR imaging in the imbibition process

强信号点也逐渐消失,说明此时岩心中有大量油被渗吸排出。当渗吸时间为 67 h 时,该现象更为明显。当渗吸时间大于 67 h 后,岩心中的亮点仍有下降,但不再明显,说明此时岩心中油水运移已经基本稳定,油信号变化非常微弱,这与 T_2 结果一致。

为进一步明确渗吸过程中各个孔喉的动用程度和动用顺序,将岩心压汞曲线和饱和油的 T_2 谱图进行对应,得到 T_2 与岩心直径的换算关系^[29-30](图 18)。

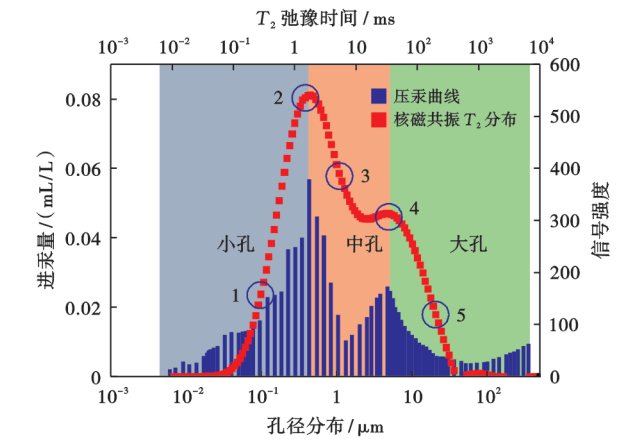


图 18 孔径分布与 T_2 弛豫时间换算关系

Fig. 18 Conversion relationship between pore size distribution and T_2 relaxation time

根据公式推导, T_2 与孔喉直径 d 呈线性相关:

$$d = c \times T_2 \tag{4}$$

实验通过选取不同孔隙尺度的弛豫时间和孔隙直径,计算转换系数(表 4)。

将核磁共振的 T_2 分布与压汞曲线的峰值相对应,确定所用岩心弛豫时间与孔隙直径转换系数为

表 4 转换系数计算

Table 4 Calculation of conversion coefficient

编号	弛豫时间/ ms	孔隙直径/ μm	转换系数/ ($\mu\text{m}/\text{ms}$)
1	0.34	0.12	0.35
2	1.81	0.43	0.24
3	5.32	0.83	0.16
4	37.86	4.74	0.13
5	200.65	19.10	0.10

0.20 $\mu\text{m}/\text{ms}$,进而确定了岩心的大孔、中孔、小孔所对应的弛豫时间,确定弛豫时间 $< 2\text{ ms}$ 的孔隙为小孔, $2\sim 34\text{ ms}$ 为中孔, $> 34\text{ ms}$ 为大孔。结合渗吸过程中的 T_2 谱图变化,得到了渗吸过程中各个孔喉的动用程度和动用顺序(图 19)。

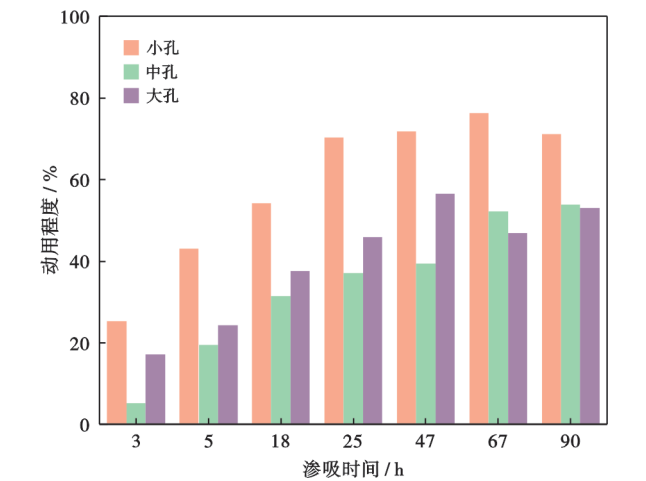


图 19 不同孔隙尺寸原油动用程度

Fig. 19 Utilization degree of oil in pores of different sizes

在渗吸前 3 h,小孔隙的毛细管半径小,由毛细管力公式可知,小孔隙中具有较大的毛细管力,在毛细管力驱动下,部分原油运移到中孔隙和大孔隙,也有部分原油直接排出岩心^[31-33]。大孔隙的孔径大,孔隙结构简单,渗吸阻力较小,原油被直接排出,而中孔隙含油变化率较小,因此表现为小孔隙和大孔隙渗吸动用程度明显大于中孔隙。随着渗吸的进行,小孔隙动用程度明显加剧,在渗吸 25 h 后基本达到峰值,由初期的 25.3% 迅速上升至 70.2%,在渗吸 25 h 以后,小孔隙中的油动用程度基本变化不大;当小孔隙中的油较难被动用时,中孔隙和大孔隙仍然保持着动用程度的上升。因此,在渗吸初期以小孔为主,而在渗吸的中后期以中孔和大孔为主。

小孔的最终采出程度最高,约为 72.1%,而中孔和大孔的相对较低,分别为 54.0% 和 52.9%(图 20)。由于小孔隙中的孔隙半径小,对应的毛细管力相对较高,当孔隙之间相互连通时,在毛细管力的作用下,破胶液会进入小孔隙中并降低油水界面张力,与此同时,

表面活性剂分子会在岩心壁上吸附改变岩心的润湿性,便于原油的剥离,因此在渗吸过程中小孔隙的动用程度相对较高,而中孔和大孔中还有较多的原油没有被动用,证明渗吸完成以后岩心仍然具备较大的采收潜力,在排驱压差的作用下,能够采出更多的原油。小孔隙的采油贡献度最高,为 43.9%,中孔次之,为 39.3%,大孔的采油贡献度最小,为 16.8%(图 21)。

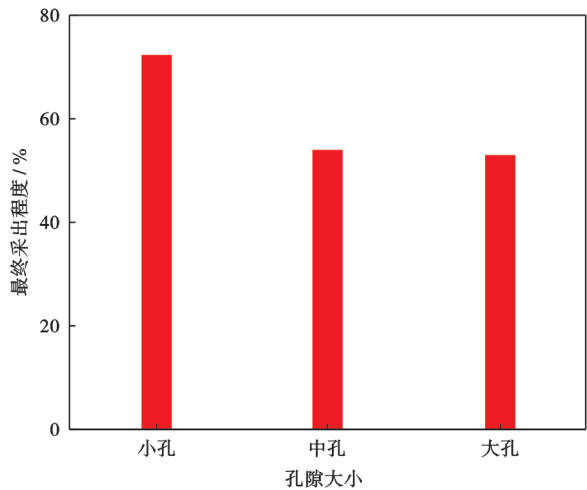


图 20 不同孔隙尺寸中原油最终动用程度

Fig. 20 Final utilization degree of oil in pores of different sizes

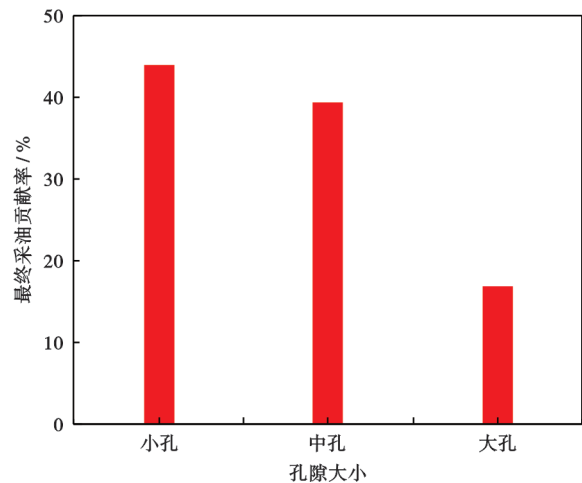


图 21 不同孔隙尺寸的采油贡献度

Fig. 21 Contributions of the different-sized pores to oil recovery

这是由于实验使用了超低渗岩心。由压汞曲线可知,孔隙中的中、小孔隙占比高于大孔,而小孔的动用程度最高,因此小孔隙表现出最高的采油贡献率,相反大孔隙占比较小且动用程度最小,从而表现出较小的采油贡献度。综上所述,在超低渗油藏渗吸开采过程中,主要的采收率来源于中、小孔,但大孔中的原油动用程度低,而大孔的流动阻力小,通过排驱工艺可以得到较大程度的动用。

3 结 论

- (1) 双子表面活性剂滑溜水具备优良的压裂特性和界面功能特性。体系减阻和耐温耐剪切性能优良,80℃连续循环剪切 30 min,减阻率达 75%以上,减阻率保留率大于 98%。超低渗岩心中,双子表面活性剂滑溜水体系的岩心动态滤失伤害率仅为 3.2%,较聚合物 MPAM20s 滑溜水岩心伤害率下降了 78.9%。油水和固液界面调控效果显著,破胶液界面张力可达 10⁻¹ mN/m;润湿反转能力强,可将油湿表面反转水湿。
- (2) 阐明了双子表面活性剂滑溜水体系“走得远、排得净、采得多”的高效排驱机制。该体系与注水吞吐相比,其滤失降压率为 65.7%,排驱降压率为 28.9%;与聚合物 MPAM20s 滑溜水相比,其滤失降压率为 56.0%,排驱降压率为 73.5%。双子表面活性剂滑溜水破胶液的最终排驱采收程度为 15.5%,是注水吞吐的 2.9 倍,是 MPAM20s 滑溜水的 1.6 倍。
- (3) 揭示了双子表面活性剂滑溜水焖井强化渗吸排驱机理。适当的焖井不会造成地层的堵塞,同时有利于提高原油采收率,相比滤失后直接返排,焖井后排驱采出程度可提高 27.0%~31.1%。小孔的原油动用程度最高,为 72.1%。渗吸初期采收率主要贡献来源于小孔,而中后期采收率主要贡献源于中孔和大孔。焖井(渗吸置换)完成以后,通过优化排驱工艺可使中孔和大孔中的原油得到更程度的动用。

符号注释: D_R —减阻率; Δp_1 —清水压差, kPa; Δp_2 —同条件下的压裂液压差, kPa; C_1 —CST 比值; t_{M1} —降解液 M 与岩心粉末混合样品的测定时间, s; t_{N1} —降解液 N 与岩心粉末混合样品的测定时间, s; t_{M2} —降解液 M 的 CST 仪测定时间, s; t_{N2} —降解液 N 的 CST 仪测定时间, s; η_d —岩心动态滤失伤害率; K_1 —初始渗透率, mD; K_2 —伤害后渗透率, mD; d —孔喉直径, μm ; T_2 —弛豫时间, ms; c —匹配系数, $\mu\text{m}/\text{ms}$ 。

参 考 文 献

[1] 郭建春,马莅,卢聪. 中国致密油藏压裂驱油技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1788-1797.
GUO Jianchun, MA Li, LU Cong. Progress and development directions of fracturing flooding technology for tight reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1788-1797.

[2] 李相方,冯东,张涛,等. 毛细管力在非常规油气藏开发中的作用及应用[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1719-1733.
LI Xiangfang, FENG Dong, ZHANG Tao, et al. The role and its application of capillary force in the development of unconventional oil and gas reservoirs and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1719-1733.

[3] 贾承造. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1445-1464.
JIA Chengzao. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1445-1464.

[4] ZHAO Mingwei, SONG Xuguang, ZHOU Dan, et al. Study on the reducing injection pressure regulation of hydrophobic carbon nanoparticles[J]. Langmuir, 2020, 36(15): 3989-3996.

[5] 苏皓, 雷征东, 李俊超, 等. 储集层多尺度裂缝高效数值模拟模型[J]. 石油学报, 2019, 40(5): 587-593.
SU Hao, LEI Zhengdong, LI Junchao, et al. An effective numerical simulation model of multi-scale fractures in reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(5): 587-593.

[6] ZHAO Liqiang, CHEN Yixin, DU Juan, et al. Experimental study on a new type of self-propping fracturing technology[J]. Energy, 2019, 183: 249-261.

[7] 曾慧勇, 陈立峰, 陈亚东, 等. 压裂-驱油一体化工作液研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(3): 162-170.
ZENG Huiyong, CHEN Lifeng, CHEN Yadong, et al. Research progress on fracturing-oil displacement integrated working fluid [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 162-170.

[8] LIU Yikun, WANG Fengjiao, WANG Yumei, et al. The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 864-873.

[9] 王永辉, 卢拥军, 李永平, 等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 1): 149-158.
WANG Yonghui, LU Yongjun, LI Yongping, et al. Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 149-158.

[10] PENG Xiaolong, WANG Xiangzeng, ZHOU Xiang, et al. Lab-on-a-chip systems in imbibition processes; a review and applications/ issues for studying tight formations[J]. Fuel, 2021, 306: 121603.

[11] YANG Zhengming, LIU Xuewei, LI Haibo, et al. Analysis on the influencing factors of imbibition and the effect evaluation of imbibition in tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 779-785.

[12] 张颖, 周东魁, 余维初, 等. 玛湖井区低伤害滑溜水压裂液性能评价[J]. 油田化学, 2022, 39(1): 28-32.
ZHANG Ying, ZHOU Dongkui, YU Weichu, et al. Performance evaluation of low-damage slick water fracturing fluid in Mahu well area[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(1): 28-32.

[13] 陈昊, 毕凯琳, 张军, 等. 非常规油气开采压裂用减阻剂研究进展[J]. 油田化学, 2021, 38(2): 347-359.
CHEN Hao, BI Kailin, ZHANG Jun, et al. Progress of drag reducers used in slickwater hydrofracturing of unconventional hydrocarbons[J]. Oilfield Chemistry, 2021, 38(2): 347-359.

[14] 高翔, 马鑫尧, 李存荣, 等. 不同压裂液对大庆外围扶杨储层孔隙喉道伤害机理研究[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(1): 86-90.
GAO Xiang, MA Xinyao, LI Cunrong, et al. Damage mechanism of different fracturing fluids to pore throats of Fuyang reservoir in Daqing oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2023, 37(1): 86-90.

[15] KANG Wanli, MUSHI S J, YANG Hongbin, et al. Development of smart viscoelastic surfactants and its applications in fracturing fluid; a review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 190: 107107.

[16] DAVOODI S, AL-SHARGABI M, WOOD D A, et al. A comprehensive review of beneficial applications of viscoelastic surfactants in wellbore hydraulic fracturing fluids[J]. Fuel, 2023, 338: 127228.

[17] HUANG Zigao, MAO Jincheng, CUN Meng, et al. Polyhydroxy cationic viscoelastic surfactant for clean fracturing fluids; Study on the salt tolerance and the effect of salt on the high temperature stability of wormlike micelles[J]. Journal of Molecular Liquids, 2022, 366: 120354.

[18] 黄兴, 窦亮彬, 左雄娣, 等. 致密油藏裂缝动态渗吸驱驱规律[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 924-935.
HUANG Xing, DOU Liangbin, ZUO Xiongdi, et al. Dynamic imbibition and drainage laws of fractures in tight reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 924-935.

[19] LIU Yifei, GUO Xu, ZHAO Mingwei, et al. The effect and enhancement mechanism of hydrophobic interaction and electrostatic interaction on zwitterionic wormlike micelles[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2022, 648: 129424.

[20] 能源行业页岩气标准化技术委员会. 页岩气压裂液; 第 1 部分 非书资料; NB/T 14003. 1—2015[S]. 北京: 新华出版社, 2016: 3.
Standardization Technical Committee for Shale Gas in the Energy Industry. Shale gas fracturing fluid; Part1 NB/T 14003. 1-2015 [S]. Beijing: Xinhua Publishing House, 2016: 3.

[21] MITSHITA R S, ELFRING G J, FRIGAARD I A. Turbulent drag reduction of viscoelastic wormlike micellar gels[J]. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 2022, 301: 104724.

[22] XU Hang, LI Yuan, YU Guolin, et al. The enhancement of performance and imbibition effect of slickwater-based fracturing fluid by using MoS2 nanosheets[J]. Petroleum Science, 2023, 20(4): 2187-2201.

[23] LI Shuai, TANG Jun, DING Yunhong, et al. Recovery of low permeability reservoirs considering well shut-ins and surfactant additives [J]. Energies, 2017, 10(9): 1279.

[24] TETTEH J, BAI Shixun, KUBELKA J, et al. Surfactant-induced wettability reversal on oil-wet calcite surfaces; experimentation and molecular dynamics simulations with scaled-charges [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2022, 609: 890-900.

[25] 王敦邦, 杨胜来, 李帅, 等. 高凝油油藏水—油—固多相渗流规律[J]. 石油学报, 2023, 44(7): 1129-1139.
WANG Mibang, YANG Shenglai, LI Shuai, et al. Water-oil-solid multi-phase flow law of high-pour-point oil reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(7): 1129-1139.

[26] 魏兵, 王怡文, 赵金洲, 等. 固液界面特征对致密/页岩储层渗吸行为的影响——以延长组 7 段 + 8 段致密储层和龙马溪组页岩为例[J]. 石油学报, 2023, 44(10): 1683-1692.
WEI Bing, WANG Yiwen, ZHAO Jinzhou, et al. Influence laws of solid-liquid interface characteristics on the imbibition behaviors of tight/shale reservoirs; a case study of tight reservoirs in

Member 7 and 8 of Yanchang Formation and shale reservoirs in Longmaxi Formation[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(10): 1683-1692.

[27] SINGH K, MARANGONI D G. Synergistic interactions in the mixed micelles of cationic Gemini with zwitterionic surfactants: the pH and spacer effect[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2007, 315(2): 620-626.

[28] BAKSHI M S, SINGH J, SINGH K, et al. Mixed micelles of cationic Gemini with tetraalkyl ammonium and phosphonium surfactants: the head group and hydrophobic tail contributions[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2004, 234(1/3): 77-84.

[29] 高树生, 胡志明, 刘华勋, 等. 不同岩性储层的微观孔隙特征[J]. *石油学报*, 2016, 37(2): 248-256.

GAO Shusheng, HU Zhiming, LIU Huaxun, et al. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(2): 248-256.

[30] WANG Xiangzeng, PENG Xiaolong, ZHANG Shoujiang, et al. Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir[J]. *Fuel*, 2018, 224: 280-288.

[31] ZHAO Mingwei, LI Ying, DAI Caili, et al. Novel silicon quantum dots for efficient imbibition oil recovery in low permeability reservoirs[J]. *Fuel*, 2023, 347: 128481.

[32] 李博良, 李宾飞, 冀延民, 等. 烟道气辅助注蒸汽开采稠油增效机理及应用[J]. *石油学报*, 2024, 45(3): 574-585.

LI Boliang, LI Binfei, JI Yanmin, et al. Mechanism and application of flue gas-assisted steam injection for heavy oil recovery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(3): 574-585.

[33] 惠沙沙, 庞雄奇, 湛卓恒, 等. 四川盆地海相页岩孔隙类型对孔隙空间贡献定量表征[J]. *石油学报*, 2024, 45(3): 531-547.

HUI Shasha, PANG Xiongqi, CHEN Zhuoheng, et al. Quantitative characterization of the contribution of pore types to pore space of marine shale in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(3): 531-547.

(收稿日期 2023-05-18 改回日期 2024-04-13 编辑 王培玺)

(上接第 1398 页)

[17] 张进铎, 杨平, 王云雷. 地震信息的谱分解技术及其应用[J]. *勘探地球物理进展*, 2006, 29(4): 235-238.

ZHANG Jinduo, YANG Ping, WANG Yunlei. Spectral decomposition of seismic data and its application in oil & gas exploration[J]. *Progress in Exploration Geophysics*, 2006, 29(4): 235-238.

[18] 韩文功, 张军华. 弱反射地震信号特征及识别方法理论研究[J]. *石油地球物理勘探*, 2011, 46(2): 232-236.

HAN Wengong, ZHANG Junhua. Theoretical study on characteristic of weak signal and its identification[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2011, 46(2): 232-236.

[19] 朱博华, 向雪梅, 张卫华. 匹配追踪强反射层分离方法及应用[J]. *石油物探*, 2016, 55(2): 280-287.

ZHU Bohua, XIANG Xuemei, ZHANG Weihua. Strong reflection horizons separation based on matching pursuit algorithm and its application[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2016, 55(2): 280-287.

[20] 李曙光, 徐天吉, 唐建明, 等. 基于频率域小波的地震信号多子波分解及重构[J]. *石油地球物理勘探*, 2009, 44(6): 675-679.

LI Shuguang, XU Tianji, TANG Jianming, et al. Seismic signal multi-wavelet decomposition and reconfiguration based on wavelet in frequency domain[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2009, 44(6): 675-679.

[21] 邓志文, 赵贤正, 陈雨红, 等. 自适应波形多道匹配追踪断层识别技术[J]. *石油地球物理勘探*, 2017, 52(3): 532-537, 547.

DENG Zhiwen, ZHAO Xianzheng, CHEN Yuhong, et al. Fault identification based on multichannel adaptive waveforms matching pursuit[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2017, 52(3): 532-537, 547.

[22] WANG Y H. Seismic time-frequency spectral decomposition by matching pursuit[J]. *Geophysics*, 2007, 72(1): V13-V20.

[23] 李胜军, 高建虎, 张繁昌, 等. 一种基于压缩感知理论的强反射地震信号消减方法[J]. *岩性油气藏*, 2023, 35(4): 70-78.

LI Shengjun, GAO Jianhu, ZHANG Fanchang, et al. A strong seismic energy reduction method under compressed sensing[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(4): 70-78.

[24] 陈彦虎, 毕建军, 邱小斌, 等. 地震波形指示反演方法及其应用[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1149-1158.

CHEN Yanhu, BI Jianjun, QIU Xiaobin, et al. A method of seismic meme inversion and its application[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1149-1158.

(收稿日期 2023-10-19 改回日期 2024-04-09 编辑 雷永良)