

# 低渗储层酸液协同表面活性剂降压排驱机理研究

于昭东<sup>1</sup>, 刘双喜<sup>1</sup>, 唐俊<sup>1</sup>, 刘广忠<sup>1</sup>, 石秀慧<sup>1</sup>, 王刚<sup>2</sup>, 贾虎<sup>2\*</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司临盘采油厂, 山东德州 251100;  
2. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川成都 610000)

**摘要:**针对临盘田家储层渗透低, 注水开发难的实际问题, 基于“酸化+表面活性剂”协同作用, 利用界面张力仪和高温高压渗吸仪, 探索了表面活性剂 N-01 的最佳适用条件, 并结合核磁共振技术从温度和浓度两方面开展了岩心渗吸洗油效率影响因素评价实验, 进一步通过岩心驱替实验, 明确了酸液协同表面活性剂 N-01 的降压增注性能以及最佳注入时机。结果表明, 当表面活性剂 N-01 用量为 1.0% 时, 地层水与原油间的界面张力仅为  $4.09 \times 10^{-3}$  mN/m, 静态渗吸洗油效率最高可达 42.40%。依次注入 0.5 PV (孔隙体积) 酸液与 1.0 PV 表面活性剂 N-01 段塞后, 可使岩心的水驱注入压力降低 50.58% 以上, 采收率提高 41.7% 以上, 可有效为现场施工提供理论基础与技术指导。

**关键词:**低渗油藏; 界面张力; 降压增注; 提高采收率; 注水开发

中图分类号: TE348

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2025)S2-0347-07

DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2025.S2.060

## Research on collaboration of acid liquid and surfactant for pressure dropping and fluid displacement in low-permeable reservoirs

YU Zhao-dong<sup>1</sup>, LIU Shuang-xi<sup>1</sup>, TANG Jun<sup>1</sup>, LIU Guang-zhong<sup>1</sup>, SHI Xiu-hui<sup>1</sup>,  
WANG Gang<sup>2</sup>, JIA Hu<sup>2\*</sup>

(1. Linpan Oil Production Plant, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dezhou 251100, China;

2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610000, China)

**Abstract:** In the light of low-permeability and difficulty in water flooding development in Tianjia reservoir of Linpan block, the optimum applicable conditions for N-01 surfactant are explored by means of an interface tension meter and a high temperature-high pressure percolation meter, based on the synergistic effect of “acidification+surfactant”. Combined with nuclear magnetic resonance (NMR) technology, the evaluation experiments are performed on the factors influencing core percolation oil washing efficiency in terms of temperature and concentration. Furthermore, the pressure-dropping and injection augmenting performance of N-01 surfactant coupled with acid liquid, as well as the optimal injection timing of N-01 are clarified through the core replacement experiments. It is found that the interfacial tension between formation water and crude oil is  $4.09 \times 10^{-3}$  mN/m, and the static percolation oil washing efficiency can reach 42.40% when the mass fraction of N-01 is 1.0%. After the sequential injection of 0.5 PV (pore volume) acid solution and 1.0 PV N-01, the core's water flooding injection pressure can be reduced by more than 50.58%, and the oil recovery can be increased by more than 41.7%, which can effectively provide theoretical basis and technical guidance for the field construction.

**Key words:** low permeable reservoir; interfacial tension; pressure dropping and injection augmenting; enhanced oil recovery; water flooding development

临盘油田田 3-侧斜 1 块沙三上段埋深 2 600~3 140 m, 区块平均孔隙度约 20%, 平均渗透率为  $13.2 \times 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$ , 属中深埋藏、常温常压、中孔低渗油藏。注水开发过程中易出现注水压力升高快、注水量下降率高以及注不进水等现象<sup>[1-4]</sup>。酸液和表面活性剂是油田常用化学剂, 通过改变储层砂岩孔隙表面性质及其与原油间的界面张力, 可有效提高储层水相渗透率, 达到增注的效果<sup>[4-6]</sup>。同时, 由于研

究储层属弱亲水性, 当表面活性剂分子吸附在基质表面后, 疏水尾链向外延伸, 在孔隙表面形成疏水薄膜, 排斥孔隙表面水从而增加孔隙的有效孔径, 减小水相流动阻力<sup>[7-8]</sup>。众多实际应用案例显示, 在酸液与表面活性剂的协同作用下能有效缓解低渗透油藏注水难题, 以及注入压力的快速上升等现象, 现场应用后降压率可达 5%~38%<sup>[9-11]</sup>。雷金华等<sup>[12]</sup>通过岩屑酸蚀实验, 优选出酸化效果较好且酸蚀速率

收稿日期: 2025-02-26; 修回日期: 2025-07-28

作者简介: 于昭东 (1986-), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 研究方向为油水井注采工艺及储层改造、断块油田提高采收率 EOR, yuzhaodong.slyt@sinopec.com; 贾虎 (1983-), 男, 博士, 教授, 研究方向为油气田化学、提高油气采收率、储集层保护与改造, 通讯联系人, tiger-jia@163.com。

较低的酸液段塞,与 SATRO 型表面活性剂段塞组合后可将注水压力降低 38%。针对延长低渗油藏注水压力高,常规酸化施工差等问题,张刚等<sup>[13]</sup>研制了一种新型阳离子双子表面活性剂,其界面活性优异并且兼具润湿反转能力,现场应用结果表明,该体系的降压率可达 30.9%。

油藏开发逐渐往低渗储层发展,通过注酸可有效提高储层渗透率,增加油气通道,是提高油气采收率的重要方式,对低渗油气藏的稳产增产具有非常重要的现实意义<sup>[14-16]</sup>。临盘油藏注水层最高温度为 102℃,注水水源为高矿化度地层水(矿化度 25 000 mg/L),因此,降压增注体系应具备一定的耐温耐盐性能。本文利用界面张力仪和紫外-可见光分光光度计研究了兼具抗温耐盐的阴-非离子表面活性剂 N-01 的界面活性以及吸附性能;进一步结合核磁共振技术,通过静态带压渗吸实验和岩心驱替实验,研究了表面活性剂 N-01 的渗吸提采效果,明确了酸液和表面活性剂 N-01 的段塞组合方式,最终优选出适合临盘田家储层高效注水开发的注入段塞体系及工艺。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

氯化钠、四水合氯化锰,分析纯,成都市科隆化学品有限公司;去离子水(实验室自制);原油为临盘油田脱水原油;模拟地层水矿化度为 25 000 mg/L(氯化钠配制,为掩蔽核磁中水信号,模拟地层水中含 6 000 mg/L 氯化锰<sup>[17]</sup>);酸液 F1 和酸液 F2(主要成分分别为盐酸和多氢酸,且均含缓蚀剂)由临盘油田现场提供;石英砂,26~40 目,工业级;N-01 为阴-非离子表面活性剂,临盘油田现场提供。岩心物性参数如表 1 所示。

表 1 人造岩心基础物性表

编号	长度/ cm	直径/ cm	质量/ g	体积/ cm <sup>3</sup>	渗透率/ mD	孔隙度/ %
1	5.039	2.561	59.9092	25.94378	15.8625	9.220
2	5.119	2.540	60.6376	25.92521	14.7171	7.165
3	4.930	2.541	58.9516	24.98768	14.4475	8.056
4	5.053	2.540	64.2070	25.59095	13.9972	7.581
5	4.969	2.551	59.5440	25.38397	13.5277	7.773
6	5.008	2.540	59.4663	25.36305	15.7040	7.078
7	5.001	2.542	59.6943	25.36750	14.4421	7.799
8	4.913	2.543	58.6894	24.94073	16.6443	7.847

仪器有旋转滴界面张力仪(德国 KRÜSS,SDT),紫外-可见光分光光度计(日本岛津,UV1800),高温高压渗吸仪(江苏珂地科研仪器有限公司),岩心驱替装置(江苏珂地科研仪器有限公司)。

### 1.2 实验方法

(1)油水界面张力测试,按照石油与天然气行业标准 SY/T 5370—2018《表面及界面张力测定方法》执行,设定转速为 6 000 r/min。

(2)乳化性能测试,在设计的实验温度下,将原油与表面活性剂溶液按油水体积比 8:2 混合后,并以 600 r/min 的转速搅拌 10 min 制备乳液,通过记录不同时间内乳液的析出水体积,计算乳液析水率。相同时间下乳液的析水率越小,对应乳液的稳定性则越强<sup>[18]</sup>。析水率按式(1)计算:

$$f_v = (V_1/V_2) \times 100\% \quad (1)$$

式中: $f_v$  为析水率,%; $V_1$  为析出水体积,mL; $V_2$  为表面活性剂溶液体积,mL。

### (3)吸附性能测试

利用紫外-可见光分光光度计,研究了不同温度下表面活性剂 N-01 在石英砂表面的静态吸附规律。首先配置一系列浓度梯度的表面活性剂溶液,在 220 nm 下测量并绘制其吸光度随溶液浓度变化的曲线,获得其相关系数与线性回归方程<sup>[19]</sup>。随后按固液比为 1 g/10 mL,将不同浓度表面活性剂溶液与 26~40 目的石英砂充分混合,在设定温度下静态吸附 48 h,待吸附平衡后,离心,取上清液测量紫外分光光谱,获取其浓度。由吸附前后两者的浓度差计算吸附量,计算式如(2)所示<sup>[20]</sup>:

$$\Gamma = [(c_0 - c_e)V]/m \quad (2)$$

式中: $\Gamma$  为每克吸附剂吸附体系的毫克数,mg/g; $c_0$  为表面活性剂初始浓度,mg/L; $c_e$  为表面活性剂平衡浓度,mg/L; $V$  为表面活性剂体积,mL; $m$  为吸附剂质量,g。

### (4)静态渗吸洗油性能评价

首先在岩心饱和装置中,将干燥后的岩心真空 4 h,随后吸入模拟地层水,加压至 10 MPa 饱和 24 h;随后以 0.2 mL/min 的速率注入原油至注入压力平稳,再提高注入速度至 0.5 mL/min 进一步饱和岩心,若出口不再出水,则建立束缚水饱和度。取出岩心,在 102℃ 下老化 24 h 后,称重并测量其核磁  $T_2$  谱。最后将老化后的岩心放置在高温高压渗吸仪中,分别加入不同浓度的表面活性剂溶液,设置渗吸温度为 80℃ 和 102℃,渗吸压力为 10 MPa。记录不同时间下的岩心质量以及对应的核磁  $T_2$  谱。

### (5) 驱替性能评价

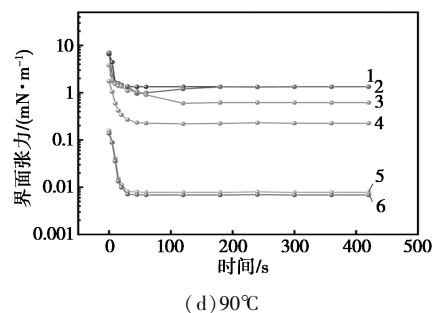
按上述方法将岩心饱和原油并老化后,使用驱替设备在 102℃ 下,注入 0.5 PV (孔隙体积) 酸液 (0.15 PV 的 20% F1+0.2 PV 的 20% F2+0.15 PV 的 20% F1);随后以 0.5 mL/min 分别注入模拟地层水和表面活性剂驱替,直至出口端含水率至 98% 以上,记录过程中注入压力和采收率变化,最后测量岩心的核磁  $T_2$  谱。

## 2 结果与讨论

### 2.1 界面张力测定结果

在 40、60、75、90℃ 下,研究了表面活性剂质量分数对油水界面张力的影响,结果如图 1 所示。

随表面活性剂质量分数的增大,原油与地层水间的界面张力呈先快速降低后缓慢趋于平衡之势。当表面活性剂加量为 1% 和 2% 时,相同温度下的油水界面张力相近,在温度为 90℃ 时,最低可降至  $4.09 \times 10^{-3}$  mN/m 和  $3.41 \times 10^{-3}$  mN/m;而当表面活性剂加量低于 1% 时,油水界面张力相对较高。这可能与表面活性剂在溶液的扩散移动有关。在表面活性剂质量分数较低的情况下,单位界面面积上吸



1—0.05%;2—0.1%;3—0.2%;4—0.5%;5—1.0%;6—2.0%

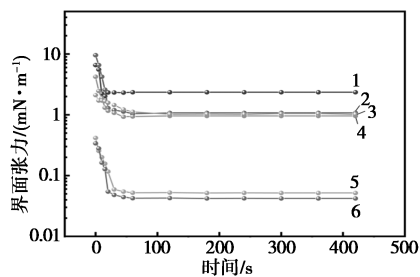
图 1 不同温度和表面活性剂质量分数下的油水动态界面张力曲线

附的表面活性剂分子减少,导致界面张力的降低效果不明显;而随着表面活性剂质量分数的提升,分子能更迅速且有效地在油水界面吸附排列,进而显著降低油水界面的张力<sup>[21]</sup>。当体系质量分数提升至 1% 时,进一步增加浓度对界面张力的影响较小。这是因为此时界面上单位面积的表面活性剂分子已接近饱和状态,因此在实验所涉及的浓度范围内,继续提升表面活性剂质量分数对界面张力的作用不再显著。这表明在 1% 的质量分数下,表面活性剂已能有效地降低油水界面张力,从而显著提升洗油效率。

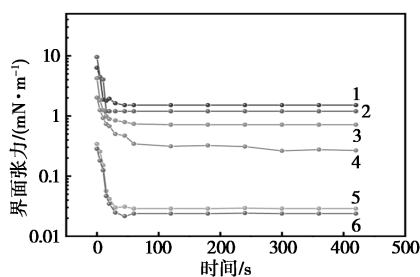
由图 1 可知,界面张力随着温度的升高,刚开始显著降低而随后变缓,且随着温度升高达到平衡界面张力的时间越短。这一现象可能归因于温度上升导致原油粘度显著下降,同时增加了表面活性剂分子的动能。此外,温度的升高还促进了表面活性剂与原油中界面活性成分的溶解度,有利于界面膜上的分子排列得更加紧密。同时,表面活性剂分子在油水界面上的迁移速度也得到了显著提升。因此,随着温度的升高,界面张力逐渐降低,达到平衡状态所需的时间也相应缩短。

### 2.2 乳化性能评价

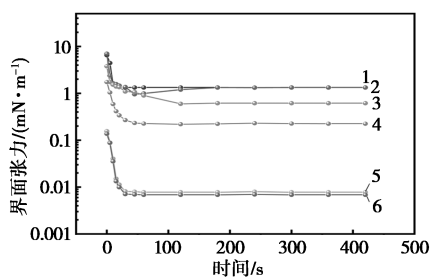
在不同实验温度下观察其析水率,明确表面活性剂的乳化性能。不同温度及表面活性剂质量分数下乳液的析水率随时间变化曲线如图 2 所示。



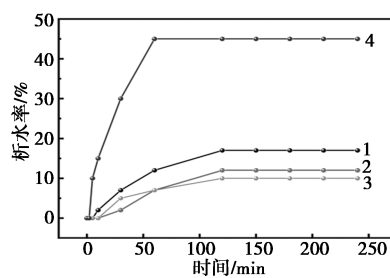
(a) 40℃



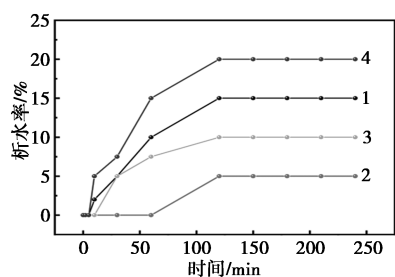
(b) 60℃



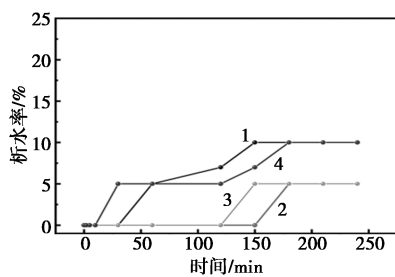
(c) 75℃



(a) 0.5%



(b) 1.0%



(c) 2.0%

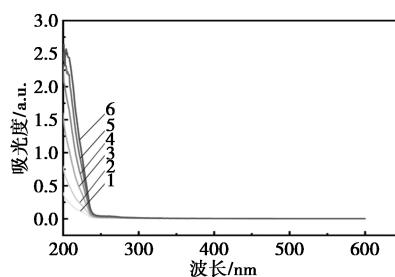
1—40℃; 2—60℃; 3—75℃; 4—90℃

图 2 不同温度和表面活性剂质量分数下的析水率变化曲线

乳液属热力学不稳定系统,温度变化会引起乳液一些性质和状态的变化。随着温度升高,相同含水率乳液的析水率呈现先降低后升高的趋势。而随着表面活性剂质量分数升高,相同温度下的析水率也越低。随着时间的增加,油水两相不断分离,实验开始时析水率不断增加,后期维持不变。当温度为 60℃ 时,表面活性剂质量分数为 2.0% 时,析水率最低为 5%,此时乳液最为稳定。这是因为随着温度的升高,原油粘度降低且提高了表面活性剂和原油中的界面活性物质的溶解度,使得由表面活性剂组成的界面膜更为紧密,增加油水界面膜的刚性,抑制乳状液的聚并。随着温度进一步升高布朗运动加剧,乳液液滴的碰撞速率加快,从而导致聚结,降低了体系的稳定性。

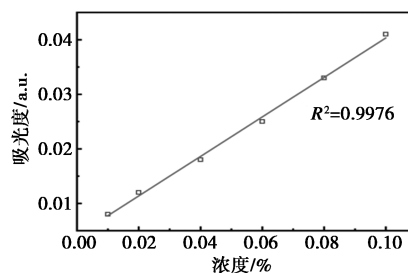
### 2.3 吸附性能测试

在室温下利用紫外-可见光光度计测定 200~600 nm 波长范围内不同质量分数的表面活性剂的紫外-可见光谱并选取 260 nm 处绘制其质量分数-吸光度标准曲线,如图 3 所示。表面活性剂在岩石表面的吸附性能是控制表面活性剂在地层中运移能力和运移速度的重要参数<sup>[22]</sup>。吸附量高的表面活性剂难以向地层深部运移。不同质量分数的表面活性剂溶液在不同温度下吸附 48 h 后的吸附量如图 4 和表 2 所示。



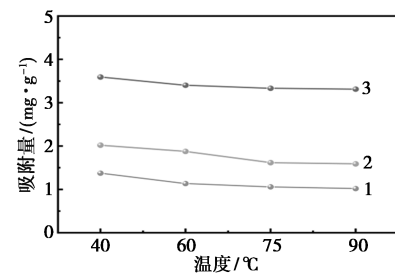
1—0.01%; 2—0.02%; 3—0.04%; 4—0.06%;  
5—0.08%; 6—0.10%

(a) 不同质量分数表面活性剂的紫外-可见光吸收光谱



(b) 表面活性剂的紫外-可见光标准曲线

图 3 表面活性剂的紫外-可见光吸收光谱



1—0.5%; 2—1%; 3—2%

图 4 不同质量分数表面活性剂的吸附量随温度变化曲线

表 2 不同质量分数表面活性剂吸附 48 h 后的吸附量

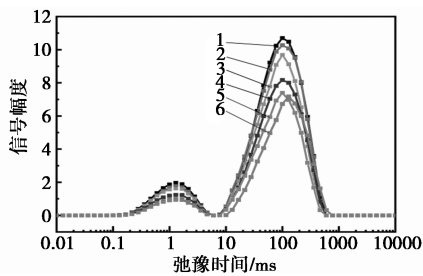
质量分数/%	吸附量/(mg·g <sup>-1</sup> )			
	40℃	60℃	75℃	90℃
0.5	1.3731	1.1343	1.0569	1.0185
1.0	2.0212	1.8776	1.6171	1.5875
2.0	3.5921	3.4018	3.3329	3.3120

由表 2 可知,随着温度升高,表面活性剂的吸附量逐渐减少,在研究范围内其 48 h 内的吸附量均小于 4 mg/g。当温度小于 75℃ 时,表面活性剂的吸附量受温度影响较大;当温度大于 75℃ 时,吸附量逐渐趋于平缓。这是由于温度较高时,表面活性剂分子因布朗运动而导致其更易达到吸附平衡,从而使

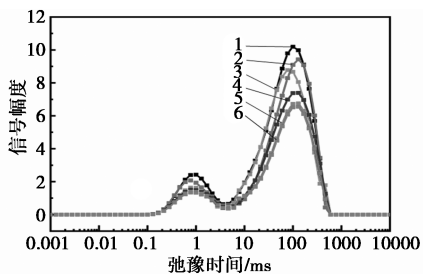
得吸附量下降<sup>[23-24]</sup>。此外,随着温度上升,在热运动下表面活性剂分子不易在固液界面形成双分子层吸附,进一步导致了吸附量的降低。同时,表面活性剂的吸附量随其质量分数的增加而增大。这是因为随着表面活性剂质量分数升高,吸附剂(石英砂)单位面积上的表面活性剂分子增多,更易与石英砂上的吸附位点结合。

#### 2.4 静态渗吸性能评价

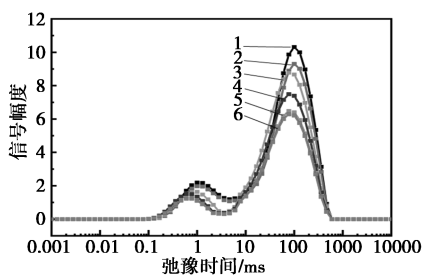
利用高温高压渗吸仪研究了表面活性剂质量分数对岩心渗吸排油性能的影响规律,实验所用表面活性剂质量分数为 0.5%、1.0% 和 2.0%,渗吸压力为 10 MPa,渗吸不同时间的核磁  $T_2$  谱如图 5 所示。



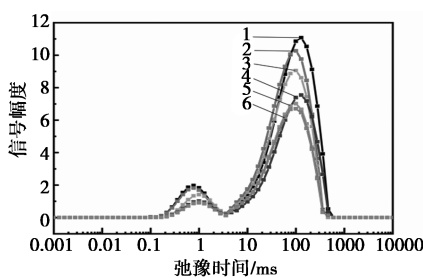
(a) 80°C, 0.5%



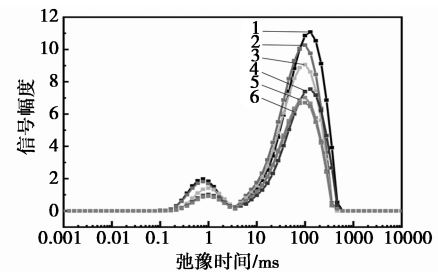
(b) 80°C, 1.0%



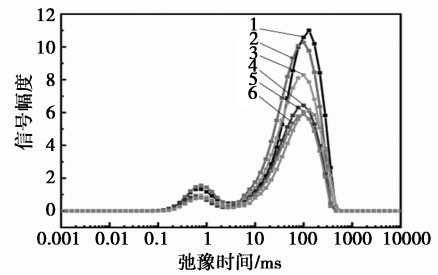
(c) 80°C, 2.0%



(d) 102°C, 0.5%



(e) 102°C, 1.0%



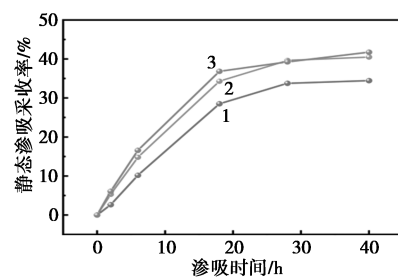
(f) 102°C, 2.0%

1—0 h; 2—2 h; 3—6 h; 4—18 h; 5—28 h; 6—40 h

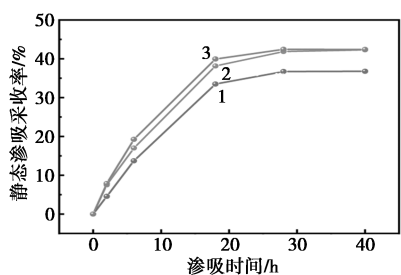
图 5 静态渗吸不同时间后的核磁  $T_2$  谱

随着渗吸的进行,原油逐渐被渗吸液从岩心中置换出来,由于渗吸液中含有  $Mn^{2+}$  为顺磁离子可以有效缩短水的弛豫时间,而不改变油的弛豫时间,具有屏蔽水信号的作用。由上面岩心核磁  $T_2$  谱可以看出实验岩心呈现出明显的双峰分布,峰值的大小代表对应岩心孔喉占比的多少,弛豫时间越短则对应的孔喉孔径越小。进一步根据岩心核磁  $T_2$  谱,可以将基质内的孔隙划分为 2 类:小孔隙( $0.08 \text{ ms} < T_2 \leq 5 \text{ ms}$ )和大孔隙( $5 \text{ ms} < T_2 \leq 500 \text{ ms}$ )。结果表明小孔隙的占比小于大孔隙,流体主要分布在大孔隙中。

在渗吸实验进行之前,饱和油的岩心信号强度最高,随后孔隙内部的核磁信号量不断减小,在 18 h 以后信号强度基本趋于稳定。随着渗吸进行,可以发现在前 2 h 大孔喉的信号幅度下降更显著,说明大孔喉中的原油优先被动用。而小孔喉的信号幅度降低主要发生在渗吸 2 h 后,小孔喉中的原油逐渐被渗吸动用。80°C 和 102°C 下静态渗吸采收率如图 6 所示。



(a) 80°C



(b) 102°C

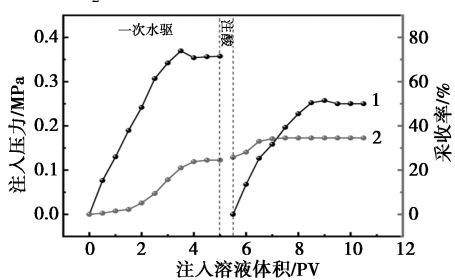
1—0.5%; 2—1.0%; 3—2.0%

图 6 不同温度和表面活性剂质量分数下静态渗吸采收率随时间变化曲线

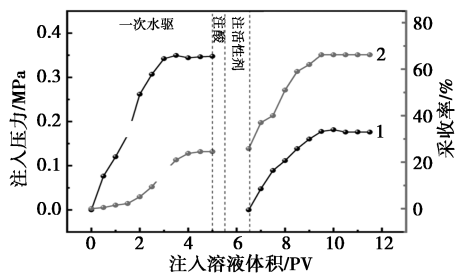
结果表明,在研究温度范围内,渗吸采收率随温度的升高而升高。从图 6 中可以看出,80°C 和 102°C 下岩心的静态渗吸采收率最高分别可达 41.72% 和 42.40%。温度通过影响原油粘度和油水界面张力间接作用于渗吸过程。温度升高,原油的粘度降低,流动性增加有助于原油在孔喉中流动,此外温度升高有助于提高原油的界面活性物质和表面活性剂的溶解度,起到降低界面张力的作用,因此渗吸采收率也随温度的升高而升高<sup>[25]</sup>。

### 2.5 酸液协同表面活性剂降压

为了进一步明确储层注酸改造后,表面活性剂的降压增注效果,先水驱至出口段含水率大于 98%,随后注入 0.5 PV 酸液,再分别注入模拟地层水和质量分数为 1% 的表面活性剂,记录模拟地层水和表面活性剂的采收率和注入压力变化,并测量岩心的核磁  $T_2$  谱。结果如图 7、图 8 和表 3 所示。



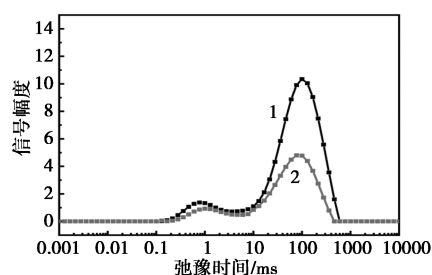
(a) 水驱+注酸+水驱



(b) 水驱+注酸+表面活性剂驱+水驱

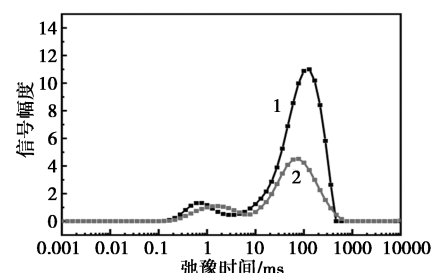
1—水驱注入压力; 2—采收率

图 7 注入压力和采收率随注入量变化曲线



1—饱和油; 2—5 PV 水驱+0.5 PV 酸液+水驱

(a)



1—饱和油; 2—5 PV 水驱+0.5 PV 酸液+

1 PV 表面活性剂驱+水驱

(b)

图 8 不同段塞方式下注入前后的核磁  $T_2$  谱

表 3 不同驱替方式下的提采效果

驱替方式	注入压力/ MPa	总采收率/ %	核磁采收率/ %
水驱	0.3564	24.5	—
水驱+0.5 PV 酸液+水驱	0.2500	34.8	30.2
水驱+0.5 PV 酸液+1 PV 表面活性剂驱+水驱	0.1761	66.2	63.5

实验结果表明,酸液和表面活性剂协同作用后可大幅降低注入压力,提高采收率。由图 8 可知,注酸后达到波峰的弛豫时间明显延长,说明岩心的孔隙结构增大。这是由于酸液中含有氢氟酸可以溶解岩心中的石英砂,使岩心的孔隙增大,提高岩心的渗透率<sup>[26]</sup>。较仅水驱的驱替方式相比,注酸后降压率可达 29.85%,采收率提高了 10.3%。在此基础上,进一步使用水驱+注酸+表面活性剂的驱替方式。结果表明,表面活性剂协同酸液具有更为显著的降压增注效果,其注入压力较纯水驱模式相比,注入压力由 0.356 4 MPa 降为了 0.176 1 MPa,下降了 50.58%,其采收率也由 24.5% 提升到了 66.2%,提高了 41.7%。这是因为除了酸液的酸蚀作用外,驱替过程中表面活性剂通过与原油形成低的界面张力,进一步降低了渗流通道中液体的流阻,进而实现了更好的降压增注的效果。

### 3 结论

针对临盘低渗油藏开发注水压力高的问题,开展了酸液协同表面活性剂降压排驱研究,得出以下结论。

(1)室内实验表明,表面活性剂与原油的油水界面张力随温度升高而降低,当表面活性剂质量分数为1%时,界面张力最低可达 $4.09 \times 10^{-3}$  mN/m,具有较高的界面活性,其原油乳状液在60℃时的析水率最低为5%,乳液稳定性良好。

(2)吸附实验表明,表面活性剂在石英砂表面的吸附量随质量分数升高增高,随温度升高而降低,在研究范围内吸附量均低于4 mg/g,表面活性剂在储层中运移时损失小,可在储层中长时间作用。

(3)带压静态渗吸实验表明,渗吸过程岩心中大孔喉的原油会被优先动用,而小孔喉中的原油动用主要发生在2 h后,在102℃下质量分数为1%的表面活性剂的静态渗吸采收率最高可达42.40%,表明其可有效提高低渗储层的采收率。

(4)驱替实验表明,注酸和表面活性剂段塞通过溶蚀作用和界面作用,增大了基质的渗透率,提高了原油的流动性能,可将注水压力降低50.58%,还能显著使原油采收率提升41.7%。

### 参考文献

- [1] 吴立伟,沙帆.注水开发储层损害机理研究[J].石化技术,2017,24(6):132.
- [2] 王哲,曹广胜,白玉杰,等.低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J].特种油气藏,2023,30(1):1-13.
- [3] 赵晓东,杨少春,钟思瑛,等.注水开发油田粘土矿物变化及其对剩余油形成影响[J].矿物学报,2014,34(4):591-598.
- [4] 冯岸洲,张建强,蒋平,等.低渗透油藏高浓度表面活性剂体系降压增注试验研究[J].油田化学,2011,28(1):69-73.
- [5] 陈刚,宋莹盼,唐德尧,等.表面活性剂驱油性能评价及其在低渗透油田的应用[J].油田化学,2014,31(3):410-413,418.
- [6] 罗跃,陈文斌,郑力军,等.降压增注技术在低渗透油田的应用研究[J].断块油气田,2008,15(2):72-74.
- [7] Sharifi A, Miri R, Riazi M. A holistic review of harsh conditions resistant surfactants for enhanced oil recovery in dense carbonate reservoir[J]. Fuel, 2023, 353: 129109.
- [8] Sun Y P, Xin Y, Lyu F T, et al. Experimental study on the mechanism of adsorption-improved imbibition in oil-wet tight sandstone by a nonionic surfactant for enhanced oil recovery[J]. Petroleum Science, 2021, 18(4): 1115-1126.
- [9] 刘磊,甄宝生,高永华,等.海上油田注水井降压增注用表面活性剂优选及性能评价[J].当代化工,2021,50(10):2385-2388.
- [10] 李广辉,杨伟,魏军,等.表面活性剂驱油化学机理分析及降压增注实验研究[J].当代化工,2023,52(12):2946-2949.
- [11] 李积祥,侯洪涛,张丽,等.低渗油藏注水井解堵增注技术研究[J].特种油气藏,2011,18(3):106-108.
- [12] 雷金华,曾云,梅光远,等.低渗透油藏注表面活性剂协同酸化解堵降压增注研究[J].工程研究-跨学科视野中的工程,2016,8(6):593-597.
- [13] 张刚,韩迎鸽,任春燕,等.延长油田低渗储层新型降压增注体系研制及应用[J].大庆石油地质与开发,2023,42(3):107-114.
- [14] 张顶学,廖锐全,杨慧.低渗透油田酸化降压增注技术研究与应用[J].西安石油大学学报(自然科学版),2011,26(2):52-55,119-120.
- [15] 崔波,冯浦涌,荣新明,等.碳酸盐岩酸液注入段塞组合方式及其协同效应[J].大庆石油地质与开发,2023,42(1):100-107.
- [16] 王海洲,罗然昊.延长油田注水井在线增注酸液体系评价与应用[J].石油地质与工程,2021,35(5):104-108.
- [17] 贾虎,张瑞,罗宪波,等.高倍数水驱砂岩中原油黏度、岩心润湿性时变规律核磁共振实验[J].石油勘探与开发,2024,51(2):348-355.
- [18] 王业飞,仲东,徐睿,等.二元复合体系乳化性能及其对普通稠油的驱替效果[J].油气地质与采收率,2019,26(5):79-85.
- [19] Devakumar N P, Seetharaman G R, Kumar G, et al. Synergistic effect of low salinity surfactant nanofluid on the interfacial tension of oil-water systems, wettability alteration, and surfactant adsorption on the quartz surface[J]. Energy & Fuels, 2023, 37(10): 7094-7110.
- [20] 张光华,杜倩,杜伦. Gemini 表面活性剂在低阶煤表面吸附及成浆性能研究[J].应用化工,2017,46(11):2138-2142,2145.
- [21] Fainerman V B, Aksenenko E V, Kovalchuk V I, et al. New view of the adsorption of surfactants at water/alkane interfaces-Competitive and cooperative effects of surfactant and alkane molecules[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2020, 279: 102143.
- [22] Wang G, Liu L F, He D D, et al. Cationic-anionic surfactant mixtures based on gemini surfactant as a candidate for enhanced oil recovery[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2023, 677: 132297.
- [23] Jia R X, Kang W L, Li Z, et al. Ultra-low interfacial tension (IFT) zwitterionic surfactant for imbibition enhanced oil recovery (IEOR) in tight reservoirs[J]. Journal of Molecular Liquids, 2022, 368: 120734.
- [24] Feng S Y, Jiang Z W, Tang S F, et al. Synthesis, interfacial activity and rheological properties of low interfacial tension viscoelastic Gemini surfactants[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 209: 109845.
- [25] Liu Z, Zhao G, Brewer M, et al. Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2021, 294: 102467.
- [26] Wang C, Su Y, Wang W, et al. Water blocking damage evaluation and mitigation method in tight gas reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2022, 36(18): 10934-10944. ■