文章编号:1000-4092(2021)04-683-07

基于核磁共振技术研究表面活性剂提高吉木萨尔页岩油渗吸效率*

罗 强[1,2,3],石国新[1,2,3],聂小斌[1,2,3],唐 可[1,2,3],刘红现[4],李 明[1,2,3],李织宏[1,2,3],刘佳幸[1,2,3]

(1.中国石油新疆油田公司实验检测研究院,新疆 克拉玛依 834000;2.新疆油田-西南石油大学提高采收率联合实验室,新疆 克拉玛依 834000;3.中国石油天然气集团公司油田化学重点实验室新疆油田分研究室,新疆 克拉玛依 834000;4.中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:为评估表面活性剂提高吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油渗吸效率潜力,研究其微观动用特征,本文采用低场核磁共振成像系统研究了阴离子表面活性剂Surf-L在不同润湿性天然页岩油岩心渗吸效率和不同孔隙中含油饱和度随时间的变化。核磁共振T_2谱结果表明,质量分数为0.1%的阴离子表面活性剂Surf-L能有效提高吉木萨尔页岩油藏岩心的渗吸效率。对于中性润湿性的匀质粉砂岩岩心S52,胍胶溶液和含Surf-L的胍胶溶液主要动用大、中孔隙内原油。其中,渗吸效率贡献率最大的是大孔隙,其次是中孔隙。含Surf-L的胍胶溶液可以有效动用中、小孔隙内原油,最终渗吸效率比胍胶溶液提高6.95百分点。对于亲油的砂质云岩岩心S39,胍胶溶液主要动用大孔隙内原油,而含Surf-L的胍胶溶液能有效动用中、小孔隙内原油,最终渗吸效率比胍胶溶液提高18.89百分点。表面活性剂渗吸过程可分为前期、中期和后期3个阶段:渗吸初期,中孔隙的贡献率最大为61.7%;渗吸中后期,大孔隙的贡献率逐渐上升。同时,胍胶溶液渗吸平衡时间约为51 h,而含表面活性剂的胍胶溶液渗吸平衡时间约为100 h。无论是中性润湿岩心还是亲油性岩心,相对于胍胶溶液,含表面活性剂的胍胶溶液通过有效动用中、小孔隙内原油,可进一步提高页岩油藏渗吸效率。图10表2参26

关键词:吉木萨尔页岩油;表面活性剂;渗吸;核磁共振

中图分类号:TE39 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.04.019

0 前言

新疆油田吉木萨尔凹陷芦草沟组已形成10亿吨级页岩油储量规模区,是中国首个规模化开发的陆源碎沉积页岩油藏,2019年被确定为国家级陆相页岩油勘探开发示范区[1]。历经数年的勘探开发,逐步形成了细分切割体积压裂的开发技术定型、水平井开发部署和压裂改造参数组合[2]。非常规生产井初期产量较高,然后迅速递减,一次采收率一般低于10%[3-4]。因此,在驱替作用受限的情况下,表面活性剂通过改变岩心润湿性,诱导自发渗吸,提高基质与裂缝之间油水交换强度,可进一步提高致密油藏采收率[5-12]。印度尼西亚南苏门答腊省Semoga油田X-1和X-2井成功实施了表面活性剂单井吞吐先导性试验。焖井7 d后含水率降低约8%,3个月累计原油产量增加了约5800桶[13]。

巨明霜等[14]、冯程等[15]、张新旺等[16]和师煜涵[17]基于核磁共振技术研究了以水或压裂液为介质的鄂尔多斯盆地延长组致密油岩心不同孔隙渗吸变化规律。但是,采用核磁共振技术研究表面活性剂对致密油或页岩油不同孔隙动用规律的研究报道较少。而且,与国内外其他页岩油藏物性和流体参数不同,新疆油田吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储集层具有物性差(渗透率0.01×10^{-3} μm^2)、原油

* **收稿日期:**2020-05-15;**修回日期:**2020-08-04.

基金项目:国家973项目"陆相致密油高效开发基础研究"(项目编号2015CB250906)。

作者简介:罗强(1972—),男,高级工程师,西南石油大学油气田开发工程专业博士(2008),从事提高采收率技术研究与应用,通讯地址:834000 新疆维吾尔自治区克拉玛依市新疆油田实验检测研究院,E-mail:luoq33@petrochina.com.cn。

黏度高(50 ℃下的黏度为50.3～123.2 mPa·s)以及地层原油流动难度大[2]等特点。本文采用核磁共振技术开展了吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油藏岩心在阴离子表面活性剂溶液的渗吸效率实验研究,得到了两种润湿性岩心的不同孔隙动用规律认识,为压裂液优化及页岩油储集层高效开发提供基础理论。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

阴离子表面活性剂Surf-L,有效含量35%,自制;实验岩心为吉木萨尔凹陷芦草沟组某取心井冷冻蜡封样岩心,编号为S39和S52;胍胶,取自新疆油田吉庆作业区现场;氧化氘(D_2O),上海阿拉丁生化科技股份有限公司。吉木萨尔凹陷芦草沟组某油井产出水,矿化度5891.85 mg/L,主要离子组成(单位为mg/L):HCO_3^- 2682.69、Cl^- 1322.78、SO_4^{2-} 16.41、Ca^{2+} 22.22、$Na^+ + K^+$ 1843.25,pH值8.01。某油井脱气原油,黏度为98.43 mPa·s(50 ℃)。

SPEC035型低场核磁成像系统,北京斯派克科技发展有限公司;TX500型界面张力仪,美国彪维工业公司;DSA25S型接触角测量仪,德国Krüss公司。

1.2 实验方法

(1)界面张力测定

参照中国石油天然气行业标准SY/T 5370—2018《表面及界面张力测定方法》中的旋转滴法,在85 ℃、转速6000 r/min条件下分别测试胍胶溶液和含表面活性剂的胍胶溶液与原油间的界面张力,取平衡值。

(2)岩心润湿性测定

参照中国石油天然气行业标准SY/T 5153—2017《油藏岩石润湿性测定方法》中接触角法判断不同流体处理前后岩心的润湿性。具体地,采用DSA25S型接触角测量仪测定模拟产出水、吉木萨尔芦草沟原油在岩心表面的接触角。

(3)渗吸效率及贡献率测定

先用重水配制模拟产出水,然后用上述模拟产出水配制质量分数为0.1%的胍胶溶液;再用上述胍胶溶液配制质量分数为0.1%的阴离子表面活性剂Surf-L溶液,即0.1%的Surf-L胍胶溶液。

核磁共振自发渗吸实验步骤如下:(1)采集岩心初始核磁共振T_2谱;(2)分别浸没岩心于上述胍胶溶液和Surf-L胍胶溶液中;(3)在不同时间取出岩心,除去表面的浮油和水溶液,采集核磁共振T_2谱。低场核磁成像系统的测试条件为:主频率14.2 MHz,回波间隔时间0.2 μs,等待时间3000 ms,回波个数4096,扫描次数64,增益20,核磁共振测试结束后通过反演为T_2谱。通过计算某阶段T_2谱曲线和初始T_2谱曲线的包络面积与初始T_2谱曲线包络面积之比得到渗吸效率;由某孔隙T_2谱曲线和初始T_2谱曲线的包络面积与所有孔隙T_2谱曲线和初始T_2谱曲线的包络面积之比计算不同孔隙渗吸效率贡献率。

2 结果与讨论

2.1 吉木萨尔页岩油储层物性特征

吉木萨尔页岩油储层的渗透率低、原油黏度高,为减少洗油过程对岩心润湿性以及煤油作为模拟油对渗吸效率的影响,本文采用天然冷冻蜡封岩心开展表面活性剂对渗吸效率影响规律的研究。岩心S39和S52分别来自某取心井3550.2 m和3555.0 m处,岩性分别为砂质云岩和粉砂岩。模拟产出水在岩心S39平行样表面的接触角为127.8°,在岩心S52平行样表面的接触角为83.4°。因此,岩心S39的润湿性为亲油($105° < \theta \leqslant 180°$),岩心S52的润湿性为中性($75° \leqslant \theta \leqslant 105°$)。

为确保岩心物性、润湿性和含油饱和度等条件基本一致,两块岩心S39和S52被一分为二,分别为S39-1、S39-2、S52-1和S52-2,岩心的基本参数见表1。从表1可知,岩心S39的孔隙度和渗透率明显低于岩心S52。

表1 吉木萨尔页岩油天然岩心基本参数

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	氦测渗透率/(10^{-3} μm^2)	视密度/(g·cm^{-3})
S39-1	3.1	2.5	10.6	0.067	2.50
S39-2	2.6	2.5	11.3	0.072	2.50
S52-1	2.2	2.5	16.7	3.550	2.24
S52-2	2.0	2.5	17.7	4.000	2.22

核磁共振横向弛豫时间(T_2)可反映样品内部氢质子所处的化学环境,与氢质子所受的束缚力及其自由度有关,而氢质子的束缚程度又与样品的内部结构有密不可分的关系。在多孔介质中,孔隙半径

越大，存在于孔隙中的水弛豫时间越长；孔隙半径越小，存在于孔隙中的水受到的束缚程度越大，弛豫时间越短，即 T_2 谱峰的位置与孔隙半径大小有关，峰的面积大小与对应孔隙的多少有关[14]。核磁共振 T_2 谱扫描结果显示，岩心 S39-1、S39-2、S52-1 和 S52-2 均呈单峰，孔隙相对均质，其中岩心 S39-1 和 S39-2 的主峰位于 5 ms 左右，而岩心 S52-1 和 S52-2 的主峰位于 20 ms 左右（见图 1）。由于 4 块岩心的 T_2 值主要分布在 0.1 ms 至 120 ms 之间，因此，规定当 0.1 ms≤T_2≤1 ms 时对应为小孔隙；当 1 ms<T_2≤10 ms 时对应为中孔隙；当 10 ms<T_2≤120 ms 时对应为大孔隙。

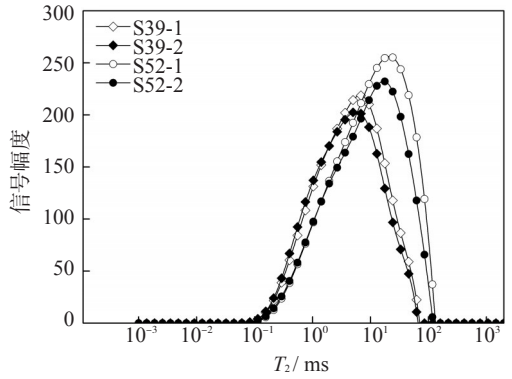

图 1　原始天然岩心 S39 和 S52 的核磁 T_2 谱

2.2　表面活性剂 Surf-L 的渗吸行为

表面活性剂改变储层润湿性能的主要机理包括离子对形成[18-19]和吸附[20-21]。表面活性剂通过离子成对或吸附机理，改善岩石润湿性，从岩石表面上剥离油滴，同时降低油水界面张力和流动毛管阻力，提高渗吸效率。沈安琪等[22]实验证明，阴离子表面活性剂改变岩心润湿性的能力好于非离子表面活性剂，且最佳界面张力值范围为 10^{-1}～10^{-2} mN/m。在模拟油藏温度下测试了质量分数为 0.1%的胍胶溶液和 0.1%的 Surf-L 胍胶溶液与吉木萨尔原油的界面张力，分别为 1.44 mN/m 和 5.19×10^{-2} mN/m。

岩心 S39-1 和 S52-1 渗吸实验（见表 2）结果表明，质量分数为 0.1%的胍胶溶液对中性和亲油岩心都具有渗吸置换排油作用，但在中性岩心中的渗吸效率更高，对亲油岩心 S39-1 的渗吸效率仅为 9.96%，而对中性岩心 S52-1 的渗吸效率却高达 33.61%。

表 2　页岩油岩心在不同测试样中处理前后润湿性变化及渗吸效率

岩心	处理前润湿性	测试样	处理后润湿性	渗吸效率/%
S39-1	亲油	0.1%胍胶溶液	亲油	9.96
S39-2	亲油	0.1% Surf-L 胍胶溶液	中性	28.85
S52-1	中性	0.1%胍胶溶液	中性	33.61
S52-2	中性	0.1% Surf-L 胍胶溶液	中性	40.56

于馥玮等[23]的实验表明，阴离子表面活性剂十二烷基硫酸钠能显著提高致密中性砂岩渗吸效率 35%以上。阴离子表面活性剂 Surf-L 可轻微改善中性岩心 S52-2 的润湿性为中性偏亲水，但可明显改善油湿岩心 S39-2 的润湿性为中性。由于润湿性的改善，中性岩心 S52-2 的渗吸效率比 S52-1 提高 6.95 百分点，亲油岩心 S39-2 的渗吸效率比 S39-1 提高 18.89 百分点。

从渗吸效率随时间变化曲线（见图 2）可知，除亲油岩心 S39-1 受润湿性、渗透率和胍胶溶液的综合影响导致渗吸反应滞后外，其余 3 块岩心均呈现相似的规律。吉木萨尔页岩油岩心渗吸过程可分为前期、中期和后期 3 个阶段：渗吸前期（<20 h），岩心表层连通孔喉优先发生快速渗吸置换，岩心中大量原油被产出；渗吸中期，随着渗吸液不断进入深层孔隙，深层油相被置换出来，渗吸效率增幅相对减缓；渗吸后期，渗吸效率基本不再发生变化。同时，0.1% 胍胶溶液的渗吸平衡时间约为 51 h，而 0.1% 的 Surf-L 胍胶溶液的渗吸平衡时间约为 100 h。

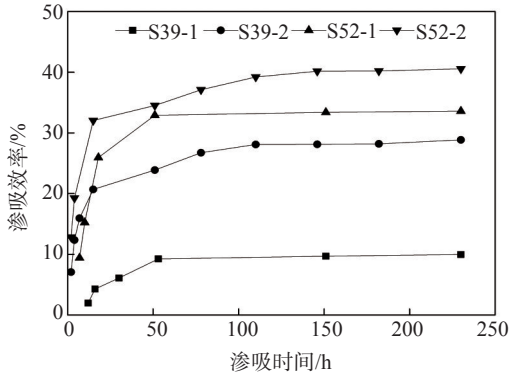

图 2　吉木萨尔页岩油岩心在 0.1% 胍胶和 0.1% Surf-L 胍胶溶液中渗吸效率随时间变化

综上所述，阴离子表面活性剂 Surf-L 不仅能提高中性岩心的渗吸效率，还能大幅度提高亲油岩心

的渗吸效率。因此，在胍胶溶液中加入具有改善润湿性能和降低界面张力的表面活性剂，可进一步提高吉木萨尔芦草沟组页岩油藏采收率。

2.3 表面活性剂 Surf-L 在中性岩心的微观动用

Anderson[24]提出，原油中的沥青质可吸附在致密储集层表面，将原本水湿的矿物改变为偏油湿。吉木萨尔芦草沟组油藏源储一体，粉砂岩储集层距离烃源岩近，原油中极性物质的吸附改变亲水砂岩为中性。

对比中性润湿岩心 S52 在 0.1%胍胶溶液（见图 3）与 0.1%的 Surf-L 胍胶溶液（见图 4）的渗吸过程 T_2 谱可知，两者的渗吸动用规律大致相同，主峰幅度峰值随渗吸时间而向下向左偏移，峰面积缩小。胍胶溶液的渗吸效率在 51 h 后基本无变化；渗吸动用的主要部分是大、中孔隙。0.1% Surf-L 胍胶溶液在中、小孔隙动用程度更高。

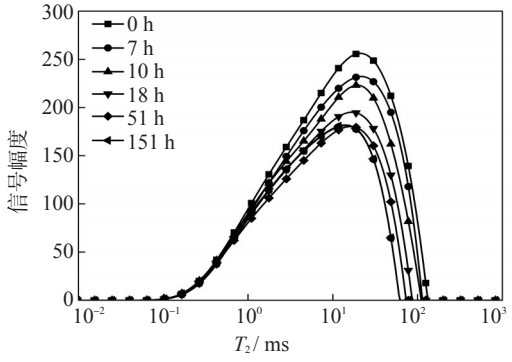

图 3 岩心 S52-1 在 0.1%胍胶溶液中不同渗吸时间 T_2 谱图

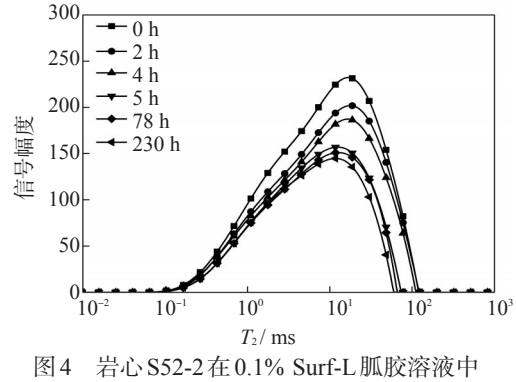

图 4 岩心 S52-2 在 0.1% Surf-L 胍胶溶液中不同渗吸时间 T_2 谱图

对不同孔隙的渗吸效率及贡献率统计（见图 5）发现，对于润湿性为中性的岩心 S52-1，胍胶溶液主要动用大、中孔隙内的原油，其中大孔隙贡献最大，占比 79.5%，其次是中孔隙，占比 19.1%。小孔隙动用程度低，渗吸贡献率仅为 1.4%。

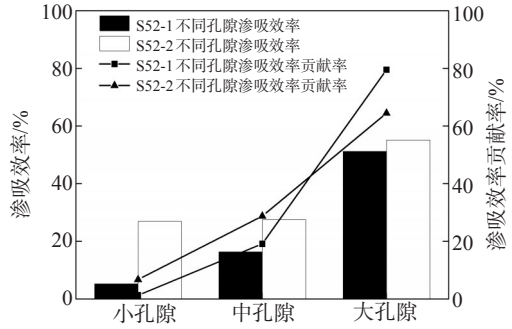

图 5 岩心 S52-1 和 S52-2 不同孔隙的渗吸效率及贡献率

与 0.1% 胍胶溶液相比，0.1% Surf-L 胍胶溶液对中性岩心 S52-2 的大、中、小孔隙动用程度更高，特别是中、小孔隙，渗吸效率分别提高 11.2 百分点和 21.6 百分点，3 者的渗吸贡献率分别为 64.4%、28.8%和 6.8%。表面活性剂 Surf-L 通过有效动用中性岩心中、低孔隙内原油，最终渗吸效率比胍胶溶液的提高 6.95 百分点。

2.4 表面活性剂 Surf-L 在亲油岩心的微观动用

原油组分中极性化合物可以吸附在碳酸盐矿物表面，可将其改变为偏油湿性[25]。从亲油岩心 S39 在 0.1% 胍胶溶液（见图 6）和 0.1% Surf-L 胍胶溶液（见图 7）中不同渗吸时间核磁 T_2 谱可知，表面活性剂 Surf-L 导致 T_2 谱主峰幅度峰值向下且峰面积明显减少。0.1%的 Surf-L 胍胶溶液对亲油岩心 S39-2 的渗吸动用程度明显高于胍胶溶液对亲油岩心 S39-1 的，特别是对岩心的中、小孔隙的动用程度更高。致密储集层狭小且呈偏油湿性的孔喉具有很强的毛管力，阻碍了水基压裂液渗吸进入孔隙置换原油[26]。岩心 S39 的渗透率低且润湿性为亲

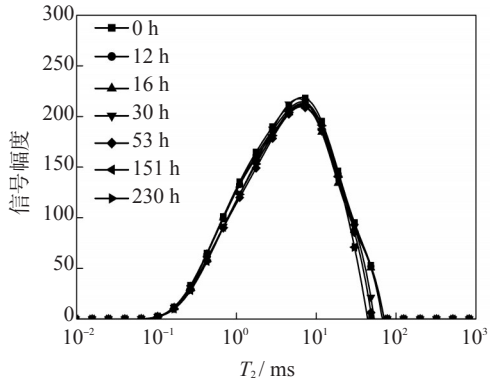

图 6 岩心 S39-1 在 0.1%胍胶溶液中不同渗吸时间 T_2 谱图

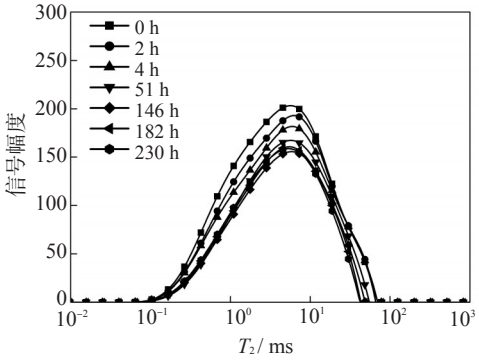

图7　岩心 S39-2 在 0.1% Surf-L 胍胶溶液中不同渗吸时间 T_2 谱图

油，从而阻碍胍胶溶液进入亲油的小孔隙，导致其渗吸效率仅为 9.96%。

不同孔隙的渗吸效率及渗吸效率贡献率统计发现（图 8），大、中、小孔隙的渗吸效率分别为 18.95%、4.83%、11.78%。在提高渗吸效率方面，0.1%胍胶溶液主要动用亲油砂质云岩 S39-1 大孔隙内的原油，其贡献率为 54.1%，中、小孔隙的渗吸贡献率分别为 26.8%和 19.1%。

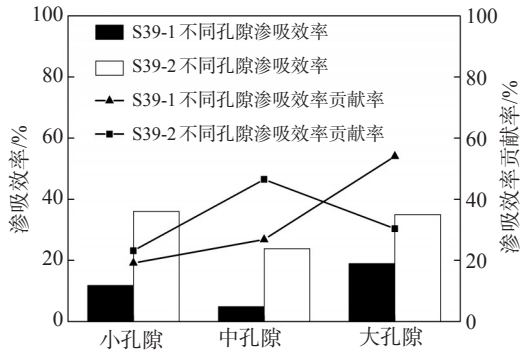

图8　岩心 S39-1 和 S39-2 不同孔隙的渗吸效率及贡献率

在 0.1% Surf-L 胍胶溶液中，亲油岩心的大、中、小孔隙得到充分的动用，渗吸效率分别为 34.98%、23.82%、36.00%，相对于胍胶溶液分别提高 16.0 百分点、19.0 百分点和 24.2 百分点，而且中、小孔隙的渗吸效率贡献率分别达到 46.5%和 23.2%。因此，相对于 0.1%胍胶溶液，0.1% Surf-L 胍胶溶液通过改善亲油岩心的润湿性，有效动用中、小孔隙的原油，可进一步提高亲油岩心渗吸效率 18.89 百分点。

致密砂岩油藏进行注水开发时，注入水在毛细管力作用下首先进入小孔道，大孔道则依赖于相连通的大小孔道之间的毛细管力之差将孔隙中的原油驱出。因此，小孔道吸水、大孔道排油是致密水湿砂岩油藏静态渗吸驱油的一般规律，静态渗吸对小孔隙中原油的动用程度远高于其他孔隙，所以静态渗吸是开发致密水湿砂岩油藏的一种重要机理。

与水湿致密砂岩岩心渗吸规律不同，亲油性岩心 S39-1 的渗吸效率贡献率还是以大孔隙为主（见图 9）。渗吸 12 h 时，虽然中孔隙的渗吸贡献率最高，但此时岩心的渗吸效率仅为 1.96%。随着大孔隙的渗吸贡献率增加，岩心渗吸效率逐步提高到 9.96%。

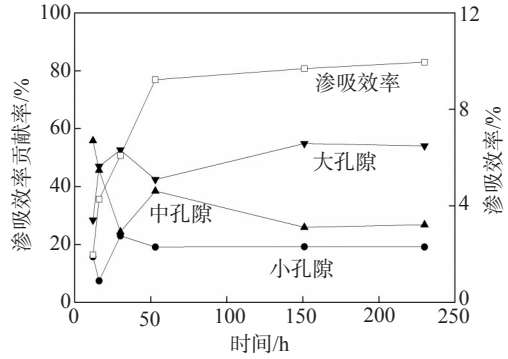

图9　S39-1 岩心不同孔隙渗吸效率贡献率随时间变化

从亲油岩心 S39-2 不同孔隙在 0.1% Surf-L 胍胶溶液中的渗吸效率贡献率随时间变化曲线可知（图 10），渗吸前期，中、小孔隙的渗吸效率贡献率大，其中中孔隙贡献率最高为 61.7%，小孔隙次之，最高为 38.6%；渗吸中后期，中、小孔隙的渗吸效率贡献率下降并基本维持在 47.0%和 23.7%，而大孔隙渗吸效率贡献率逐渐上升至 30.0%。表面活性剂能快速改变亲油岩心小孔隙润湿性，毛管力驱替原油进入中、大孔隙并产出。因此，对于亲油性储层，需采用改善润湿性的表面活性剂来提高中、低孔隙的动用程度，进而提高整个孔隙空间的渗吸采收率。

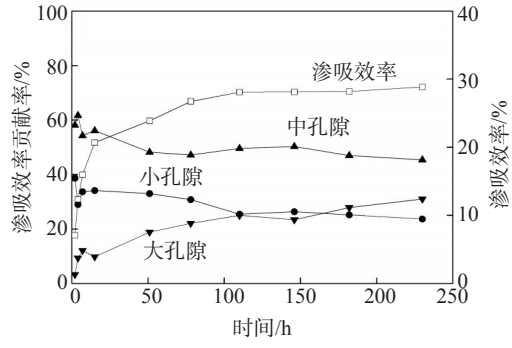

图10　S39-2 岩心不同孔隙渗吸效率贡献率随时间变化

3 结论

吉木萨尔凹陷芦草沟组天然岩心渗吸实验表明，受岩心润湿性和渗透率影响，粉砂岩岩心渗吸效率高于砂质云岩岩心。

相对于现有胍胶溶液，0.1%的Surf-L胍胶溶液可大幅度提高吉木萨尔凹陷芦草沟组亲油储层渗吸效率。这有助于现有压裂用胍胶溶液配方优化或压裂后表面活性剂吞吐配方选择。

表面活性剂在渗吸前期提高岩心采收率速度明显快于胍胶溶液，达到渗吸平衡需要时间更长，这有助于现场压裂或吞吐焖井时间的优化。

参考文献：

[1] 支东明，宋永，何文军，等. 准噶尔盆地中-下二叠统页岩油地质特征、资源潜力及勘探方向[J]. 新疆石油地质，2019，40(4)：389-401.

[2] 霍进，何吉祥，高阳，等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油开发难点及对策[J]. 新疆石油地质，2019，40(4)：379-388.

[3] TODD B H，EVANS J G. Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken Formation[C]//SPE Low perm symposium. Denver，Colorado，USA，May 5-6，2016.

[4] ALFARGE D，WEI M，BAI B. IOR methods in unconventional reservoirs of North America：comprehensive review [C]//SPE Western Regional Meeting. Bakersfield，California，USA，April 23，2017.

[5] FENG L，XU L. Implication of shale oil compositions on surfactant efficacy for wettability alteration[C]//SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition. Muscat，Oman，January 26-28，2015.

[6] ALVAREZ J O，NEOG A，JAIS A，et al. Impact of surfactants for wettability alteration in stimulation fluids and the potential for surfactant EOR in unconventional liquid reservoirs [C]//SPE Unconventional Resources Conference. Woodlands，Texas，USA，April 1-3，2014.

[7] NGUYEN D，WANG D，OLADAPO A，et al. Evaluation of surfactants for oil recovery potential in shale reservoirs[C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa，Oklahoma，USA，April 12-16，2014.

[8] ALVAREZ J O，SCHECHTER D S. Wettability alteration and spontaneous imbibition in unconventional liquid reservoirs by surfactant additives [C]//SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Quito，Ecuador，November 18-20，2015.

[9] SHULER P J，LU Z，MA Q，et al. Surfactant Huff-n-Puff application potentials for unconventional reservoirs [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa，Oklahoma，USA，April 11-13，2016.

[10] 未志杰，康晓东，刘玉洋，等.致密油藏自渗吸提高采收率影响因素研究[J].重庆科技学院学报(自然科技学报)，2018，20(2)：39-44.

[11] LI H，DAWSON M，STANDNES DC. Multi-scale rock characterization and modeling for surfactant EOR in the Bakken [C]//SPE/CSUR Unconventional Resources Conference. Calgary，Alberta，Canada，October 20-22，2015.

[12] KATHEL P，MOHANTY K K. EOR in tight oil reservoirs through wettability alteration [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans，Louisiana，USA，September 30-October 2，2013.

[13] NOVA A R，MEILIZA S，WAHYUNINGSIH. Surfactant stimulation to increase reserves in carbonate reservoir "a case study in Semoga Field" [C]//SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Barcelona，Spain，June 14-17，2010.

[14] 巨明霜，王秀宇，余文帅，等. 基于核磁共振技术的致密储集层静态渗吸规律[J]. 新疆石油地质，2019，40(3)：334-339.

[15] 冯程，石玉江，郝建飞，等. 低渗透复杂润湿性储集层核磁共振特征[J]. 石油勘探与开发，2017，44(2)：252-257.

[16] 张新旺，郭和坤，李海波. 基于核磁共振致密油储层渗吸驱油实验研究[J]. 科技通报，2018，34(8)：35-40

[17] 师煜涵. 基于核磁共振研究压裂液在长7储层中的渗吸作用[D]. 陕西：西安石油大学，2018.

[18] ALVAREZ J O，SCHECHTER D S. Altering wettability in Bakken shale by surfactant additives and potential of improving oil recovery during injection of completion fluids [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa，Oklahoma，USA，April 11-13，2016.

[19] SALEHI M，JOHNSON S J，LIANG J. Mechanistic study of wettability alteration using surfactants with applications in naturally fractured reservoirs [J]. Langmuir，2008，24 (24)：14099-14107.

[20] STANDNES D C，AUSTAD T. Wettability alteration in chalk：2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants[J]. J Petrol Sci Eng，2000，28(3)：123-143.

[21] GUPTA R，MOHANTY K K. Wettability alteration mechanism for oil recovery from fractured carbonate rocks [J]. Transport Porous Media，2011，87(2)：635-652.

[22] 沈安琪，刘义坤，邱晓惠，等. 表面活性剂提高致密油藏渗吸采收率研究[J]. 油田化学，2016，33 (4)：696-699.

[23] 于馥玮，姜汉桥，苏航. 十二烷基硫酸钠对致密砂岩渗吸的影响[J]. 石油化工高等学校学报，2015，28(3)：45-51.

[24] ANDERSON W G. Wettability literature survey (Part 2)：wettability measurement [J]. J Petrol Technol，1986，38 (11)：1246-1262.

[25] WU Y，SHULER P J，BLANCO M，et al. An experimental study

of wetting behavior and surfactant EOR in carbonates with model compounds[C]//SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA, April 22–26, 2006.

[26] 周福建，苏航，梁星原，等. 致密油储集层高效缝网改造与提高采收率一体化技术[J]. 石油勘探与开发，2019，46(5)：1007–1014.

Surfactant-enhanced Imbibition Efficiency in Jimsar Shale Oil Reservoir Based on NMRI Experiment

LUO Qiang[1, 2, 3], SHI Guoxin[1, 2, 3], NIE Xiaobin[1, 2, 3], TANG Ke[1, 2, 3], LIU Hongxian[4], LI Ming[1, 2, 3], LI Zhihong[1, 2, 3], LIU Jiaxing[1, 2, 3]

(*1. Xinjiang Oilfield Company Research Institute of Experiment and Detection, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Xinjiang Oilfield-Southwest Petroleum University Joint Laboratory of EOR, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 3. Key Laboratory of Oilfield Chemistry, Xinjiang Oilfield Sub-lab, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 4. Faculty of Petroleum, China University of Petroleum–Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China*)

Abstract: In order to estimate the potential of surfactant enhancing the imbibition efficiency of shale oil and to investigate its micro-mobilization characteristics in Lucaogou formation of Jimsar Sag, the imbibition efficiency of the anionic surfactant Surf-L in natural shale cores with different wettability and the change of oil saturation in different pores with time was studied by using the low-field nuclear magnetic resonance imaging (LF-NMRI) technique. The results from NMRI T_2 spectrum showed that the 0.1% surfactant Surf-L could effectively improve the core's imbibition efficiency. For neutral wetting and homogeneity sand core S52, guar gum solution and the Surf-L guar gum solution mainly mobilized the oil in large and middle pores. Among them, the contribution rate of large pores to imbibition efficiency was the highest. The 0.1% Surf-L guar gum solution could effectively mobilize crude oil in middle and small pores, and the final imbibition of 0.1% Surf-L guar gum solution was 6.95% higher than that of guar gum solution. For oil-wetting sandy dolomite core S39, guar gum solution mainly mobilized the crude oil in large pores, while the Surf-L guar gum solution enabled to mobilize the oil in middle and small pores. The imbibition efficiency of Surf-L guar gum solution was 18.89% higher than that of guar gum solution. The imbibition process of Surf-L guar gum solution can be divided into three stages, namely early, middle and late stage. In the early stage of imbibition, the maximum contribution rate supported by middle pores was 61.7%. In the middle and late stage of imbibition, the contribution of large pores gradually increased. The imbibition equilibrium time of guar gum solution was about 51 hours while the imbibition equilibrium time of Surf-L guar gum solution was about 100 hours. Regardless of neutral wetting or oil-wetting cores, surfactant can enhance imbibition oil recovery of shale reservoir by mobilizing the oil in the middle and small pores effectively compared with the guar gum solution.

Keywords: *Jimsar shale oil*; *surfactant*; *imbibition*; *nuclear magnetic resonance*