

文章编号:1000-4092(2022)02-246-06

渗吸采油用非交联缔合型清洁压裂液体系*

任洪达¹,许成军³,孙锡泽¹,蒲迪³,董景锋¹,郭拥军^{2,3}

(1. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院,新疆克拉玛依 834000;2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都 610500;3. 西南石油大学化学化工学院,四川成都 610500)

摘要:为进一步提高渗吸采油压裂液焖井后的采收率,研究了破胶液中不同残渣含量及稠化剂相对分子质量对渗吸采收率的影响,通过渗吸剂优选及其对非交联缔合型稠化剂(CFZ)增黏、耐温耐剪切、渗吸采收率性能的影响研究,构建优化了一套残渣低、相对分子质量低的渗吸采油非交联缔合型清洁压裂液体系。研究表明:破胶液中残渣含量及相对分子质量越低,对渗吸采收率影响越小。配方为0.3%稠化剂CFZ+0.2%渗吸剂SZX-1+0.06%破胶剂APS的渗吸采油非交联缔合型清洁压裂液体系,在90℃、170 s⁻¹下剪切90 min的黏度为77.43 mPa·s,破胶液在油湿岩心表面接触角为31.6°,油水界面张力为0.66 mN/m,残渣含量为17.2 mg/L,相对分子质量为1.15×10⁴,渗吸采收率为14.8%。该体系可为进一步提高高压裂后的渗吸采收率提供理论依据及技术支持。

关键词:渗吸采油;非交联缔合型稠化剂;清洁压裂液;残渣含量;相对分子质量

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.02.010

中图分类号:TE357.1²

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

随着国内油气田的不断勘探开发,丰富的低渗透致密油气资源逐渐成为开发主体之一^[1]。低渗透致密油储层开发普遍存在的问题是能量低、孔隙度低、渗透率低、非均质性强,常规注水难以取得较好的开发效果。目前低渗透致密油藏主要开发方式为体积压裂^[2-3],很多研究者在此基础上提出了“体积压裂+渗吸采油”的开发模式^[1-2],利用低渗透致密油藏细小孔喉产生的强毛管力,在压裂液体系中加入渗吸剂^[4-5],在形成人工缝网后焖井,所形成的破胶液在毛管力作用下进入储层,置换原油^[6],进一步提高压裂后的产量^[2, 7-8]。这种开发模式同时也解决了压裂返排液难处理、回收利用率低,资源浪费等问题。

目前对于渗吸采油压裂液的研究为润湿性、界面张力、渗透压、焖井时间及储层渗透率、孔隙孔喉半径等因素对渗吸效果的影响^[9-13],并未考虑破胶液中残渣含量及稠化剂破胶后的相对分子质量对渗吸采收率的影响。部分研究者采用过滤后的破胶液研究其渗吸采收率^[14-15],而在现场施工过程中压裂后就进行焖井,无法进行过滤。

本文针对新疆油田某区块,考察了破胶液中残渣含量及稠化剂相对分子质量对渗吸采收率的影响,并基于非交联缔合型清洁稠化剂^[16],利用其结构特征及与表面活性剂的相互作用规律,通过渗吸剂优选、渗吸剂与非交联缔合型稠化剂相互作用研究,构建了一套破胶后残渣低、相对分子质量低的高效渗吸采油非交联缔合型清洁压裂液体系,为低渗透致密储层高效开采提供理论依据及技术支持。

* 收稿日期:2021-07-22;修回日期:2021-08-23。

作者简介:任洪达(1989—),男,工程师,中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业硕士(2019),从事储层改造液体研究的相关工作, E-mail: renhonda@petrochina.com.cn。许成军(1990—),男,工程师,本文通讯联系人,西南石油大学应用化学专业学士(2013),从事化学驱提高采收率及储层改造工作液技术的研究,通讯地址:610500 四川省成都市新都区工业东区创业路69号西南石油大学化学化工学院, E-mail: gyfzxcj19@126.com。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

非交联复合型稠化剂CFZ,相对分子质量 418×10^4 g/mol,水解度23.25%,实验室自制;羟丙基胍胶(HPG),工业级,中国石油化学昆山公司;脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠AES、烷基糖苷APG1214、氟碳表面活性剂FC-118,工业级,上海建鸿实业有限公司;混合碳链异构醇聚氧乙烯醚SZX-1、聚氧乙烯山梨醇单脂SZX-2、直链烷基丙氧基硫酸盐SZX-3、烷基二苯基氧化物磺酸盐SZX-4,实验室自制;过硫酸铵,APS,分析纯,成都市科龙化工试剂厂;实验用油为新疆油田某区块脱水原油与煤油配制而成,黏度(储层温度 $90\text{ }^\circ\text{C}$)为 $10.52\text{ mPa}\cdot\text{s}$;实验用水为自来水;实验用岩心为人造岩心,气测渗透率 $10 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,尺寸 $\phi 2.5 \times 10\text{ cm}$,北京石大融智科技有限公司。

ZNN-D6B型电动六速旋转黏度计,青岛同春石油仪器有限公司;RS6000型高温流变仪,德国Haake公司;DSA100型卓越型接触角测量仪,德国克吕士科学仪器有限公司;TX-500C型全量程旋转滴界面张力测量仪,美国CNG公司;PL-GPC50型凝胶色谱仪,美国Agilent公司;体积法渗吸采油实验装置,实验室自制,实验装置示意图见图1。

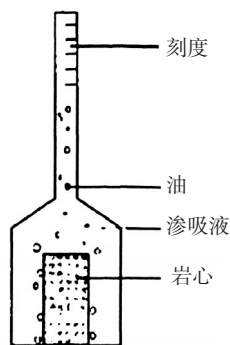


图1 体积法渗吸采油实验装置示意图

1.2 实验方法

(1) 压裂液破胶处理

向一定质量分数的稠化剂HPG溶液中分别加入0.2%的渗吸剂SZX-1和一定量的破胶剂过硫酸铵,通过调整胍胶浓度控制破胶液中的残渣含量,通过调整破胶剂加量、破胶时间、破胶温度控制破胶液中胍胶稠化剂的相对分子质量。

(2) 接触角测定

将人造岩心切成薄片,并置于新疆油田某区块的脱水原油中,在 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 下浸泡15 d,使其表面变为油湿状。采用DSA100接触角测量仪测试不同渗吸液体在油湿岩心表面的接触角。

(3) 界面张力测定

使用TX-500C全量程旋转滴界面张力测量仪,在 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 、 5000 r/min 下测试渗吸体系与新疆油田某区块原油之间的界面张力。

(4) 相对分子质量测定

采用Agilent凝胶渗透色谱仪测试,色谱柱用PLgel 5 μm MIXED-C。将破胶液过滤、脱气后放入样品瓶,打开浓度检测器,等待系统平衡稳定后开始测试。用注射器将样品匀速注入进样器,在计算机上观察凝胶渗透色谱(GPC)曲线,计算重量平均相对分子质量。

(5) 压裂液性能测定

参照中国石油天然气行业标准SY/T 5107—2005《水基压裂液性能评价方法》中的相关评价方法进行测定。采用ZNN-D6B电动六速旋转黏度计在温度 $25\text{ }^\circ\text{C}$ 、剪切速率 170 s^{-1} 下测试压裂液的表现黏度;采用RS6000哈克高温流变仪在温度 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 、剪切速率 170 s^{-1} 下对压裂液连续剪切90 min,测试黏度随剪切时间的变化以考察压裂液的耐温耐剪切能力;在温度 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 下对压裂液密闭恒温破胶4 h,将彻底破胶的破胶液全部移入已烘干恒量的离心管中,在 3000 r/min 的转速下离心30 min,然后慢慢倾倒出上层清液,再用50 mL水洗涤破胶容器后倒入离心管中,用玻璃棒搅拌洗涤残渣样品,再放入离心机中离心20 min,倾倒上层清液,将离心管放入恒温电热干燥箱中烘烤,在温度 $105\text{ }^\circ\text{C}$ 下烘干至恒量,计算残渣含量。

(6) 渗吸采收率测试

测试岩心的渗透率、孔隙度等参数,选择参数相近的岩心饱和新疆某区块模拟原油,计算其饱和油体积及含油饱和度;密封好后在 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 下熟化放置15 d,将其放入渗吸采油实验装置中并装入待测渗吸液,在 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 下进行渗吸采油实验,每隔6 h读取油相体积,直到油相体积连续24 h不变,计算渗吸采收率。

2 结果与讨论

2.1 渗吸采油影响因素

2.1.1 接触角及界面张力影响分析

低渗透油藏渗吸采油的关键在于毛细管力。对于水湿储层,清水与储层表面接触角 $\theta < 90^\circ$,清水即是润湿相,毛细管力是动力,加入渗吸剂可进一步降低水相与储层表面的接触角,增加毛细管力,进而提高渗吸采收率;对于中性或油湿储层,清水与储层表面的接触角 $\theta = 90^\circ$ 时,不存在毛细管力,清水与储层表面接触角 $\theta > 90^\circ$ 时,清水为非润湿相,毛细管力为阻力,加入渗吸剂后水相变为润湿相,毛细管力成为动力,渗吸液可进入储层置换原油,提高采收率。两种情况下,降低水相在储层表面的接触角,一方面可使毛细管力成为动力同时增强毛细管力;另一方面根据黏附功计算公式(1),渗吸剂将多孔介质表面润湿性变为水湿后,油相在水湿多孔介质表面接触角变大,原油的黏附功降低,有利于原油置换,从而提高渗吸采收率。因此,水相在储层表面的接触角越低,对渗吸采油越有利,参考已有的研究结果^[15],本文优选接触角小于 40° 的渗吸剂。

根据毛细管力计算公式(2),油水界面张力对毛细管力有一定的影响,界面张力降低,导致毛细管力降低,降低渗吸采收率;但是根据原油在岩石表面的黏附功计算公式(式1),降低油水界面张力,可降低原油在多孔介质表面的黏附功,使流动阻力降低,原油更易被置换,提高渗吸采收率^[15, 17]。因此,对于渗吸采油,界面张力存在最佳范围,参考已有的研究结果^[11],优选油水界面张力在 $0.1 \sim 2 \text{ mN/m}$ 范围的渗吸剂。

$$w_{\text{黏附}} = \sigma_{\text{油水}}(1 + \cos \theta) \quad (1)$$

式中: $w_{\text{黏附}}$ —黏附功; $\sigma_{\text{油水}}$ —油水界面张力; θ —油对岩石表面接触角。

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2)$$

式中: p_c —毛细管力; σ —油水界面张力; θ —水相在岩石表面接触角; r —毛细管半径。

2.1.2 破胶液残渣含量对渗吸采收率影响

在一定浓度的稠化剂 HPG 溶液中分别加入渗吸剂 0.2% SZX-1 及足量的破胶剂过硫酸铵

(0.06%),通过调整胍胶浓度控制破胶液中的残渣含量,研究破胶液中的残渣量对渗吸采收率影响。经过测试调整,获得6种残渣含量分别为17.3、38.5、95.2、207.6、319.5、422.7 mg/L的破胶液,这6种不同残渣含量破胶液在油湿岩心表面的接触角均在 $25 \sim 30^\circ$ 范围,与煤油间的界面张力均在 $0.6 \sim 0.7 \text{ mN/m}$ 范围,平均相对分子质量均在 $1.2 \times 10^4 \sim 1.4 \times 10^4$ 范围。

岩心饱和油熟化后,在 90°C 下测试不同残渣含量破胶液对油湿岩心的渗吸采收率,结果如图2所示。随破胶液残渣含量增加,渗吸采收率降低,当破胶液中残渣粒径大于孔喉时,残渣会直接堵塞流动通道。在实际压裂过程中,大粒径的残渣高压下会在储层表面形成滤饼,阻碍渗吸剂进入,同时也阻碍原油置换;当残渣粒径小于孔喉时,微粒进入岩心中也会减小渗流半径,降低导流能力,增大原油流动阻力甚至阻止原油置换^[18-19]。残渣含量越多对岩心的伤害越严重^[19],渗吸采收率呈下降趋势。为保证渗吸采油压裂液达到预期效果,体系应采用低残渣的压裂液。

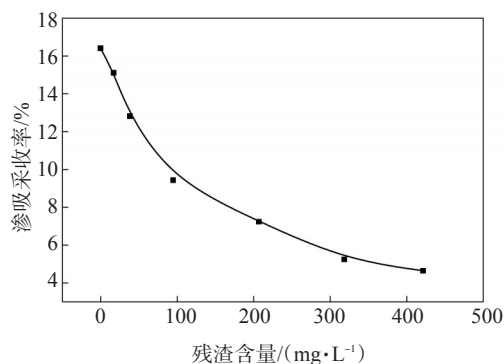


图2 渗吸采收率随残渣含量变化情况

2.1.3 破胶液中稠化剂相对分子质量对渗吸采收率影响

在0.3%的胍胶稠化剂溶液中加入0.2%的渗吸剂SZX-1,通过调整破胶剂加量、破胶时间、破胶温度,从而控制破胶液中胍胶稠化剂的相对分子质量,并用筛网将破胶液过滤,排除残渣影响。经过测试调整,获得6种稠化剂相对分子质量分别为 0.52×10^4 、 1.36×10^4 、 5.75×10^4 、 10.34×10^4 、 35.67×10^4 、 52.72×10^4 的破胶液,这6种破胶液在油湿岩心表面的接触角均在 $25 \sim 30^\circ$ 范围,与煤油间的界面张力均在 $0.6 \sim 0.7 \text{ mN/m}$ 范围,过滤后残渣含量均小于

10 mg/L。

对岩心饱和油熟化后,在 90 °C 下考察破胶液中稠化剂的相对分子质量对渗吸采收率的影响,结果如图 3 所示。随破胶液中稠化剂相对分子质量的增加,渗吸采收率呈现下降的趋势,稠化剂平均相对分子质量较小时,稠化剂分子会随着渗吸剂少量进入岩心中,吸附在孔喉表面,形成吸附膜,导致岩心中大孔隙减少,渗吸毛管半径减小,原油流动通道减小、流动阻力增大,渗吸采收率减小;随着平均相对分子质量增加,吸附膜厚度增加,微粒架桥增加,储层伤害程度迅速增加,导流能力下降幅度增大^[18-20]。同时,相对分子质量大的稠化剂分子会吸附在岩心表面,导致渗吸剂更难渗吸进入岩心、原油更难排出,渗吸采收率大幅度降低。为提高渗吸采收率,要求渗吸采油压裂液彻底破胶,破胶后稠化剂相对分子质量要尽可能得低。

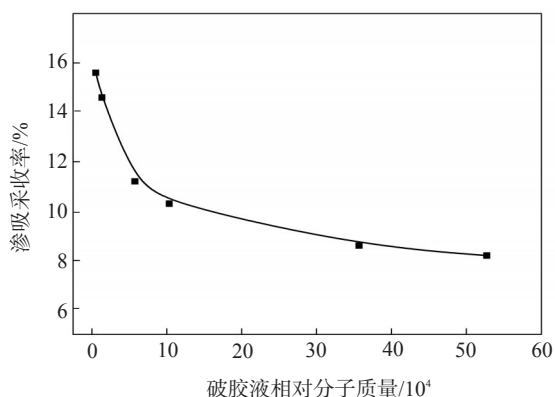


图3 渗吸液中稠化剂相对分子质量对渗吸采收率的影响

2.2 渗吸采油非交联缔合型压裂液体系构建

根据 2.1 节研究得到的渗吸采油影响规律,为了进一步提高压裂后的产量,渗吸采油压裂液体系在满足基本性能指标的同时,还需满足破胶液低残渣、低相对分子质量的要求。非交联缔合型稠化剂本身是一种清洁稠化剂,该稠化剂具有特殊的分子结构,通过疏水缔合、氢键、静电作用形成了非交联缔合型聚集体,属于物理可逆交联,无需加入化学交联剂,破胶液中残渣含量更低,同时由于非交联缔合型稠化剂自身相对分子质量低,破胶更彻底,破胶后相对分子质量更低^[16, 21]。

因此,基于非交联缔合型稠化剂,利用其结构特征及增黏机理,通过研究非交联缔合型稠化剂分

子链上的疏水基团与不同渗吸剂分子中的疏水基团相互作用规律,获得与非交联缔合型稠化剂相互作用缔合形成更强网络结构的渗吸剂,进一步减少稠化剂用量,使破胶更彻底,破胶液中稠化剂相对分子质量及残渣含量更低。

2.2.1 渗吸剂优选

用清水配制质量分数分别为 0.01%、0.05%、0.1%、0.2%、0.3% 的不同渗吸剂溶液,采用 DSA100 接触角测量仪测试不同渗吸剂溶液在油湿岩心薄片表面的接触角,结果如图 4 所示。渗吸剂 AES、APG1214、FC-118 溶液在油湿岩心表面的接触角均大于 40°;而渗吸剂 SZX-1、SZX-2、SZX-3、SZX-4 溶液在油湿岩心表面的接触角小于 40°。进一步测试不同浓度下这 4 种渗吸剂溶液与原油的界面张力,结果如图 5 所示。根据 2.1.1 节中界面张力对渗吸采油影响分析,优选油水界面张力在 0.1~1 mN/m 范围内的渗吸剂 SZX-1、SZX-2、SZX-3。

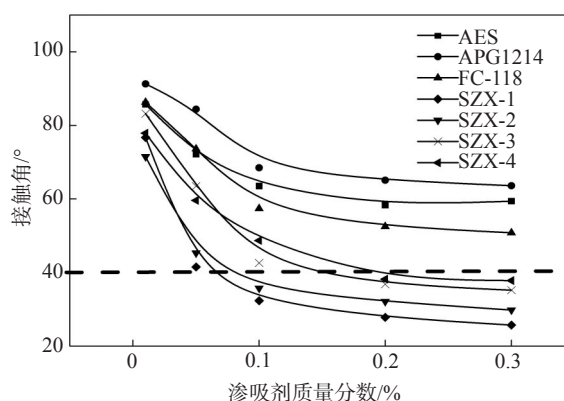


图4 不同浓度渗吸剂溶液在油湿岩心表面的接触角

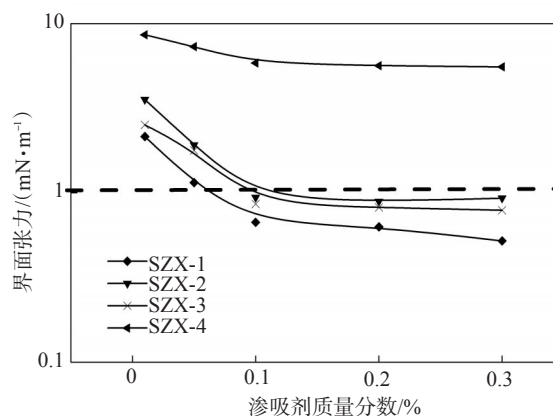


图5 不同浓度渗吸剂溶液与原油间的界面张力

2.2.2 非交联缔合型稠化剂浓度优选

在温度 25 °C、剪切速率 170 s⁻¹ 下,不同浓度的

非交联缔合型稠化剂CFZ溶液的表观黏度测试结果如图6所示。质量分数大于0.3%时,CFZ分子间出现较强的缔合作用,形成了超分子空间网状结构的聚集体,基液黏度大于50 mPa·s,以下选择CFZ质量分数为0.3%,研究非交联缔合型稠化剂CFZ与渗吸剂的相互作用规律。

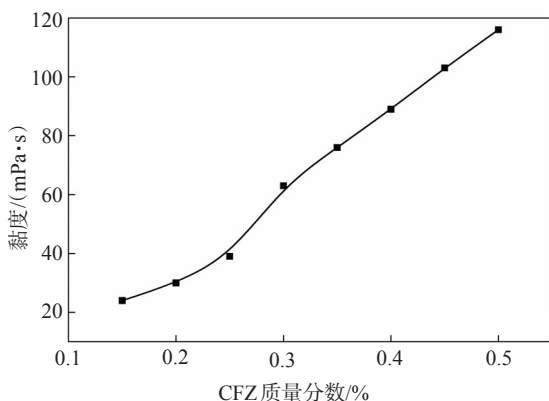


图6 非交联缔合稠化剂溶液黏度随浓度的变化

2.2.3 渗吸剂与非交联缔合型稠化剂的相互作用

质量分数为0.3%的非交联缔合型稠化剂CFZ与不同浓度渗吸剂(SZX-1、SZX-2、SZX-3)的复合体系在温度25℃、170 s⁻¹下的表观黏度测试结果如图7所示。随渗吸剂质量分数的增大,复合体系的黏度先增大后降低,当SZX-1质量分数为0.15%、SZX-2质量分数为0.1%时,两种复合体系的黏度达到最大,可达到质量分数为0.5%的非交联缔合型稠化剂的黏度。此时,渗吸剂分子的疏水尾基与聚合物CFZ的疏水基团形成新的聚集体,使链内缔合向链间缔合转变,形成更大规模的、更强的空间网络结构^[22](如图8所示)。加入渗吸剂SZX-1与SZX-2可以大幅减少稠化剂用量。

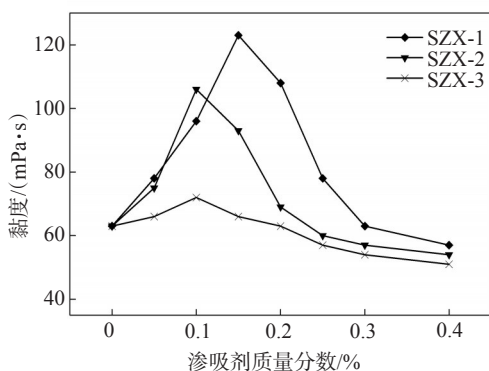


图7 不同渗吸剂对非交联缔合稠化剂黏度的影响

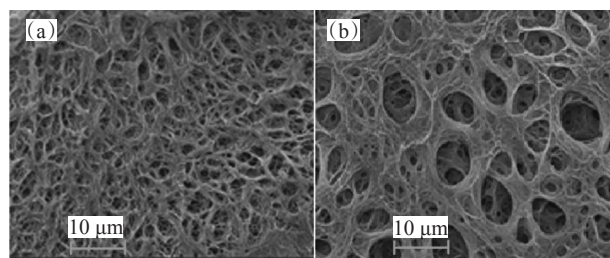


图8 0.3% CFZ(a)和0.3% CFZ+0.2% SZX-1(b)体系的微观结构对比

2.2.4 耐温耐剪切能力

0.3% CFZ + 0.15% SZX-1 + 0.06% APS、0.3% CFZ + 0.2% SZX-1 + 0.06% APS、0.3% CFZ + 0.1% SZX-2 + 0.06% APS、0.3% CFZ + 0.15% SZX-2 + 0.06% APS这4个体系的耐温耐剪切能力如图9所示,温度为90℃、剪切速率为170 s⁻¹。由图9可知,CFZ与SZX-2所形成的缔合结构不够稳定,随温度的升高及剪切时间的延长,网状结构被破坏,耐温耐剪切能力较差;CFZ与SZX-1所形成的缔合结构较稳定,0.3% CFZ + 0.15% SZX-1与0.3% CFZ + 0.2% SZX-1体系在温度90℃、剪切速率为170 s⁻¹下剪切90 min后的黏度分别为88.6、77.43 mPa·s,均满足天然气行业标准SY/T 6376—2008《压裂液通用技术条件》中的指标要求。

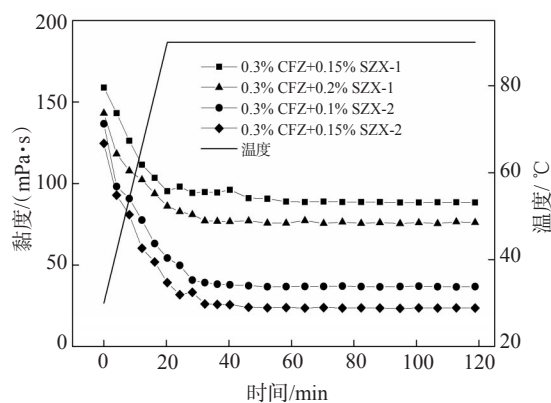


图9 不同体系的耐温耐剪切能力

2.2.5 渗吸采收率

不同渗吸采油体系的性能参数及渗吸采收率如表1所示。CFZ破胶液可小幅度降低在油湿表面的接触角及油水界面张力,但由于其破胶液含有少量残渣及具有一定相对分子质量,因此,渗吸采收率与清水差异不大。单独SZX-1可大幅度降低油湿表面接触角及油水界面张力,因此可大幅度提高

表 1 不同压裂液体系参数及渗吸采收率

渗吸采油体系	接触角/ °	界面张力/ (mN·m ⁻¹)	残渣含量/ (mg·L ⁻¹)	相对分子质量/10 ⁴	渗吸采收率/%
清水	108.6	11.25	--	--	2.8
0.3% CFZ+0.06% APS	83.2	8.21	16.5	1.12	3.2
0.15% SZX-1	32.5	0.67	--	--	15.2
0.20% SZX-1	27.8	0.63	--	--	16.4
0.3% CFZ+0.15% SZX-1+0.06% APS	38.5	0.72	15.6	1.18	13.1
0.3% CFZ+0.20% SZX-1+0.06% APS	31.6	0.66	17.2	1.15	14.8

渗吸采收率。CFZ 与 SZX-1 复配后 2 个体系破胶后的残渣含量均小于 20 mg/L, 相对分子质量低于 2×10^4 , 相比单独渗吸剂, 加入稠化剂 CFZ 破胶后渗吸采收率略有降低, 同时, 加入 0.2% 的 SZX-1 相比 0.15% 的 SZX-1, 复合体系的润湿性改善能力更强, 在油湿岩心表面的接触角更小, 渗吸采收率更高。综合考虑, 确定了破胶后残渣低、相对分子质量低的高效渗吸采油非交联复合型清洁压裂液体系配方为: 0.3% CFZ+0.2% SZX-1+0.06% APS。

3 结论

通过分析接触角及油水界面张力影响渗吸采收率的原理, 并参考已有的研究成果, 确定渗吸剂的优选指标为: 接触角小于 40° , 界面张力范围为 $0.1 \sim 1$ mN/m。

随破胶液中残渣含量及稠化剂相对分子质量的增大, 渗吸采油压裂液的采收率降低。为达到预期压后产量, 渗吸采油压裂液应选择清洁稠化剂, 且稠化剂可彻底破胶, 保证破胶液低残渣、低相对分子质量。

配方为非交联复合型稠化剂 CFZ+0.2% 渗吸剂 SZX-1+0.06% 过硫酸铵 APS 的渗吸采油非交联复合型清洁压裂液体系, 在 90°C 、 170 s^{-1} 下剪切 90 min 的黏度为 $77.43\text{ mPa}\cdot\text{s}$, 破胶液在油湿表面接触角为 31.6° , 油水界面张力为 0.66 mN/m , 残渣含量为 17.2 mg/L , 平均相对分子质量为 1.15×10^4 , 渗吸采收率可达 14.8%。

本文主要考虑压裂液体系破胶液性能对渗吸采油影响及渗吸剂对压裂液体系的表观黏度、耐温耐剪切、渗吸采收率性能指标影响, 从而构建了一

套渗吸采油非交联复合型清洁压裂液体系, 没有考虑其它辅剂对体系性能影响, 在实际应用过程中需根据储层具体情况, 考虑防膨剂、破乳剂等辅剂对体系性能影响, 优化压裂液体系。

参考文献:

- [1] 吴忠宝, 李莉, 阎逸群. 超低渗油藏体积压裂与渗吸采油开发新模式[J]. 断块油气田, 2019, 26(4): 491-494.
- [2] 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.
- [3] 苏煜彬, 林冠宇, 韩悦. 表面活性剂对致密砂岩储层自发渗吸驱油的影响[J]. 断块油气田, 2017, 24(5): 691-694.
- [4] 李杨. 水平井压裂后焖井技术的研究[J]. 辽宁化工, 2020, 49(7): 794-796.
- [5] 马莉, 张驰, 刘敦卿, 等. 涪陵页岩气田压裂后焖井工艺适应性初探[J]. 特种油气藏, 2019, 26(1): 147-151.
- [6] XU G Q, HAN Y J, JIANG Y, et al. Reducing residual oil saturation: Underlying mechanism of imbibition in oil recovery enhancement of tight reservoir [J]. SPE J, 2021, 26 (04): 2340-2351.
- [7] 郭钢, 薛小佳, 李楷, 等. 压裂液存留液对致密油储层渗吸替油效果的影响[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(6): 121-126.
- [8] WIJAYA N, SHENG J. Effects of imbibition during well shut-in on ultimate shale oil recovery: A numerical study [C]// SPE Western Regional Meeting. Bakersfield, California, April 20-22, 2021.
- [9] 党海龙, 王小锋, 段伟, 等. 鄂尔多斯盆地裂缝性低渗透油藏渗吸驱油研究[J]. 断块油气田, 2017, 24(5): 687-690.
- [10] 谷潇雨, 蒲春生, 黄海, 等. 渗透率对致密砂岩储集层渗吸采油的微观影响机制[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 948-954.
- [11] 李爱芬, 何冰清, 雷启鸿, 等. 界面张力对低渗亲水储层自发渗吸的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(4): 67-74.
- [12] TIAN W B, WU K L, CHEN Z X, Et al. Effect of dynamic contact angle on spontaneous capillary-liquid-liquid imbibition by molecular kinetic theory[J]. SPE J, 2021, 26(4): 2324-2339.
- [13] MENG Q B, LIU H Q, WANG J. Effect of viscosity on oil production by cocurrent and countercurrent imbibition from cores with two ends open [J]. SPE Reserv Eval Eng, 2017, 20(2): 251-259.
- [14] 于欣, 张猛, 贺连啟, 等. 清洁压裂液返排液对致密油藏自发渗吸驱油效果的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1): 162-168.
- [15] 刘煜, 杨建民, 王丹, 等. 清洁压裂液返排液渗吸驱油效果影响因素评价[J]. 断块油气田, 2020, 27(5): 666-670.

(下转第 294 页。to be continued on p.294)

Applicability of Nitrogen Foam Profile Control and Flooding Technology in Y Reservoir of Xinjiang Oilfield

WANG Jian¹, HUANG Weihao², ZHAO Yunhai³, ZHANG Yu⁴, WANG Danling⁴, ZHANG Liwei⁵

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 2. Xinjiang Petroleum Company Limited, China National Aviation Fuel Group, Urumqi, Xinjiang 830013, P R of China; 3. Engineering Technology Research Institute, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610017, P R of China; 4. Shenzhen Branch, CNOOC (China) Company Limited, Shenzhen, Guangdong 518054, P R of China; 5. Engineering Technology Research Institute, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China)

Abstract: According to the strong heterogeneity characteristics of Y reservoir in Xinjiang oilfield and the characteristics of low production degree and high water cut in the development profile, the formula of nitrogen foam system suitable for water injection preparation was selected. The reservoir adaptability of the foam system, the performance of the reservoir under temperature and pressure and the influence of bacteria on the foam performance were evaluated, the rheology of the foam was studied, and the oil displacement effect under different permeability ratio was analyzed by physical simulation. The results showed that the foam volume of the selected nitrogen foam system was 530 mL, the foam half-life was 167 min, and the composite index was 66 382 mL·min, which indicated that the nitrogen foam system had good reservoir adaptability. The nitrogen foam system exhibited typical shear thinning, and the addition of foam stabilizer could significantly increase the viscosity of the foam system, but it would not affect its flow in the formation. The viscosity modulus of nitrogen foam was higher than the elastic modulus ($G''/G' > 1$) in the frequency range of 0.1—10 Hz, exhibiting good viscous behavior and a certain elastic behavior. It could be seen from the core flow experiment that the diversion rate of high-permeability cores increased with the increase of the permeability max-min ratio in the water flooding stage, and the low-permeability cores could not be started effectively when the permeability max-min ratio was 11.53. In the foam flooding and subsequent water flooding stages, the efficiency of the low-permeability cores first increased and then decreased with the increase of the permeability max-min ratio. When the permeability max-min ratio was 8.67, the oil displacement efficiency of the low-permeability cores was increased to the maximum value of 44.97%.

Keywords: reservoir heterogeneity; nitrogen foam; bacterial; rheological properties; core flow experiment

(上接第251页。continued from p. 251)

- [16] 范华波, 吴江, 刘锦, 等. 低渗透储层用非交联缔合结构型压裂液研究及应用[J]. 化学工程师, 2018, 32(7): 45-49.
- [17] 王姗姗, 冯奇, 康晓东, 等. 表面活性剂对低渗透油藏自发渗吸影响研究[J]. 当代化工, 2020, 49(10): 2175-2180.
- [18] 张浩, 张明慧, 孙志成, 等. 塔261井高分子聚合物压裂液损害机理[J]. 采油工程, 2019: 38-45, 97-98.
- [19] 刘平礼, 张璐, 邢希金, 等. 瓜胶压裂液对储层的伤害特性[J]. 油田化学, 2014, 31(3): 334-338.
- [20] 张甜. 高分子聚合物压裂液对垣平1致密油储层损害机理研究[D]. 中国石油大学(北京), 2019.
- [21] 魏俊, 刘通义, 戴秀兰, 等. 超分子聚合物类清洁压裂液用浓缩稠化剂的制备及性能[J]. 精细化工, 2020, 37(2): 385-390.
- [22] 鲍晋, 罗平亚, 郭拥军, 等. 非交联缔合结构压裂液新型增黏辅助剂优选与性能评价[J]. 油田化学, 2015, 32(2): 175-179.

Non-crosslinked Associative Clean Fracturing Fluid System for Imbibition Oil Recovery

REN Hongda¹, XU Chengjun³, SUN Xize¹, PU Di³, DONG Jingfeng¹, GUO Yongjun^{2,3}

(1. Engineering Technology Research Institute, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 3. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China)

Abstract: In order to further improve the recovery of imbibition fracturing fluid after well shut-in, the effects of different residue content and molecular weight of the thickener in fracturing fluid gel breaker on imbibition recovery were studied. Through the optimization of imbibition agent and its effects on the viscosity increasing, temperature resistance, shear resistance and imbibition recovery performance of non-crosslinked associative thickener (CFZ), a set of imbibition recovery non-crosslinked associative clean fracturing fluid system with low residue and low molecular weight was constructed and optimized. The results showed that the lower the residue content and molecular weight in gel breaker, the smaller the effect on imbibition recovery. When the system, composed of 0.3% thickener CFZ + 0.2% imbibition agent SZX-1 + 0.06% gel breaker APS, was sheared at the temperature of 90 °C and at the shear rate of 170 s⁻¹ for 90 min, the viscosity was 77.43 mPa·s. The contact angle of the gel breaker on oil wet surface was 31.6°, the oil-water interfacial tension was 0.66 mN/m, the residue content was 17.2 mg/L and the molecular weight of the thicker in the gel breaker was 1.15×10^4 , the imbibition recovery was 14.8%. The system provided the theoretical basis and technical support for further improving the imbibition recovery after fracturing.

Keywords: imbibition oil recovery; non-crosslinked associative thickener; clean fracturing fluid; residue content; average molecular weight