

塔中402CⅢ高温高盐油藏泡沫驱实验研究

方吉超¹,戴彩丽¹,由庆²,赵健慧¹,赵明伟¹,丁琴芳¹,赵冀³

(1.中国石油大学(华东)重质油国家重点实验室,山东青岛266580; 2.中国地质大学(北京)能源学院,北京100083; 3.中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院,新疆库尔勒841000)

摘要:针对塔中402CⅢ油藏高温、高盐和高硬度的特点,通过配伍性、起泡性能和热稳定性等实验优选了起泡剂体系,并通过物理模拟实验优化了泡沫驱施工参数,评价了泡沫的驱油潜力。实验结果表明:在温度为110℃、矿化度为 11.52×10^4 mg/L和钙镁离子质量浓度为7 654 mg/L的模拟油藏条件下,优选出酰胺丙基甜菜碱CS-1作为泡沫驱用起泡剂,其最佳使用质量分数为0.2%~0.3%,泡沫驱的最佳注入方式为气液混注,最佳注入气液比为1.5:1,最佳注气速度为1 mL/min,最佳注入量为0.5倍孔隙体积,在水驱采收率(56.63%)的基础上采收率提高了4.12%。

关键词:高温高盐油藏 起泡剂 泡沫驱 注入方式 气液比 注入速度

中图分类号:TE357.42

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)04-0084-05

塔中402CⅢ油藏是典型的边底水开发的高温高盐油藏,油藏温度为110℃,地层水矿化度高达 11.52×10^4 mg/L,其中钙镁离子的质量浓度为7 654 mg/L,油藏压力为38.5 MPa,剩余油较分散,常规的增产措施很难达到增产要求。如聚合物和冻胶类调驱剂的使用温度一般在90℃左右,在高温高盐条件下易发生热降解^[1],达不到提高波及体积的目的。碱驱的发展还不够成熟,并且碱易与钙镁离子反应生成沉淀,对地层造成伤害。表面活性剂虽然可以在高温高盐条件下提高洗油效率,但是表面活性剂驱的水油流度比偏高,指进现象严重,也不能有效提高采收率。而泡沫在地层中兼具提高波及体积和提高洗油效率的优点^[2],因此泡沫驱是提高高温高盐油藏采收率的主要研究方向。

泡沫是一种特殊的分散体,当气液充分接触后会产生大量气泡,气泡通过多孔介质喉道时会产生贾敏效应,利用多个气泡叠加的贾敏效应能够增大流体的流动阻力,从而达到封堵优势通道的目的。另外泡沫具有很好的油水选择性,遇油不稳定,并且能在一定程度上降低油水界面张力,可以很好地驱替分散在孔隙中的原油,遇水稳定,能够有效地封堵高渗透条带,扩大波及体积。另外,泡沫中的气泡可以根据孔道形状而变形,能有效波及到盲端

等孔隙中的原油,从而提高洗油效率^[3]。塔里木油田地层水中的钙镁离子质量浓度较高,一般的起泡剂很容易与钙镁离子结合失去活性,起不到应有的作用,甚至结垢堵塞地层,不利于油藏的进一步开采。因此,选择合适的起泡剂对进一步提高塔中402CⅢ油藏的采收率意义重大。笔者针对塔中402CⅢ油藏高温、高盐和高硬度的特点,优选了驱油用起泡剂,优化了起泡剂质量分数、泡沫驱的注入方式、注入气液比和注入速度,并在模拟油藏高温高压条件下进行了泡沫驱油潜力评价实验。

1 实验部分

1.1 实验器材

实验所用试剂主要包括:NaCl, CaCl₂, MgCl₂, Na₂SO₄和NaHCO₃,均为分析纯。实验用起泡剂包括:氧化胺LH-1、羟磺基甜菜碱CS-2和ST50、酰胺丙基甜菜碱CS-1、聚氧乙烯醚羧酸盐XT-1和JS-1、氟碳类起泡剂FL10,均为工业品。实验用水为塔中402CⅢ油藏地层模拟水,其Na⁺和K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Cl⁻, SO₄²⁻和HCO₃⁻的质量浓度分别为36 660, 7 040, 614, 70 560, 245.3和103 mg/L,矿化度为 11.52×10^4 mg/L。实验用气为塔中402CⅢ油藏天然气,其中CH₄,

收稿日期:2014-05-03。

作者简介:方吉超,男,在读硕士研究生,从事油田化学和提高采收率方面的研究。联系电话:15610555167, E-mail: fjc805@163.com。

基金项目:长江学者和创新团队发展计划“复杂油藏开发和提高采收率的理论与技术”(IRT1294),山东省杰出青年基金“提高采收率与采油化学”(JQ201013),国家自然科学基金“蜡冻胶分散体的制备、表征及其在多孔介质中的运移规律的研究”(51174221),教育部新世纪优秀人才支持计划“提高采收率与采油化学”(20110226)。

C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6H_{14} , N_2 和 CO_2 体积分数分别为 71.83%, 5.13%, 2.184%, 0.669%, 0.128%, 0.039%, 18.8% 和 1.22%。实验用油为在塔中油藏条件(压力为 38.5 MPa、温度为 110 °C)下按气油体积比为 131.59:1 配制的、粘度为 0.368 mPa·s 的模拟原油。实验岩心为塔里木油田 TZ4-8-H8 井天然岩心,气测渗透率为 $387.5 \times 10^{-3} \sim 412.3 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。

实验仪器主要包括:Ross-Miles 发泡仪、LB-30 型平流泵、多功能物理模拟实验装置(图1)、气体流量计、Memmer 恒温干燥箱、万分之一电子天平和超级恒温水浴等。

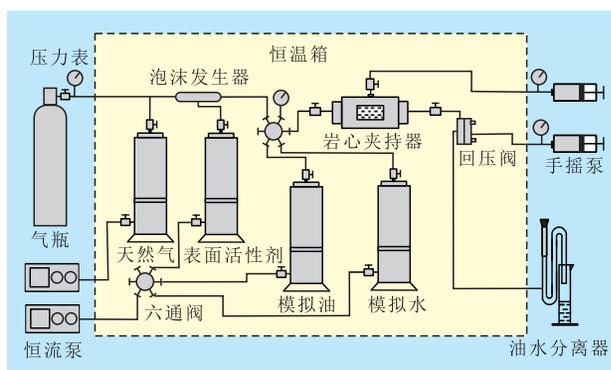


图1 多功能物理模拟实验装置

1.2 实验方法

泡沫性能评价 配制不同质量分数的起泡剂溶液,在 110 °C 下恒温 24 h,取 20 mL 起泡剂溶液倒入改进的 Ross-Miles 发泡仪^[4]中,以 20 mL/min 的速度向其中通入塔中 402CⅢ油藏天然气,注入时间为 2 min,记录起泡体积和泡沫半衰期,计算泡沫综合值。

泡沫物理模拟实验评价 利用多功能物理模拟实验装置,按照不同的注入速度及注入气液比,将通过泡沫发生器产生的气泡注入岩心,利用阻力系数法,对比不同施工参数下泡沫的封堵能力,从而优化泡沫驱注入参数。

泡沫驱油性能评价 泡沫驱油性能评价方法

主要分为模拟原油配制和在油藏条件下进行物理模拟实验 2 部分。配制模拟原油主要分为 4 个步骤:①将混样筒抽真空后,注入一定量的塔中脱水、脱气原油;②按气油体积比为 131.59:1 向混样筒中充入塔中 402CⅢ油藏天然气;③给混样筒升温加压,使其在 110 °C 和 38.5 MPa 下摇摆 24 h,充分混合;④在高温、高压下,将油样转到多功能物理模拟实验装置中。驱替实验采用多功能物理模拟实验装置完成,具体操作步骤包括:①岩心干燥后称干重,抽真空饱和模拟水,称湿重,计算孔隙体积;②在 110 °C 和 38.5 MPa 模拟油藏条件下饱和模拟原油,并恒温恒压老化 48 h;③岩心水驱至含水率为 98%,计算水驱采收率;④注入一定体积泡沫后,后续水驱至含水率为 98%,计算采收率增值和最终采收率。

2 起泡剂配方优化

2.1 起泡剂配伍性初选

为了能够直接利用泡沫驱提高高温高盐油藏的采收率,搜集了 106 种抗温耐盐型的起泡剂工业产品,在温度为 110 °C、地层水矿化度为 11.52×10^4 mg/L 的条件下对所有样品进行配伍性实验。实验结果表明,氧化胺 LH-1、羟磺基甜菜碱 CS-2 和 ST50、酰胺丙基甜菜碱 CS-1、聚氧乙烯醚羧酸盐 XT-1 和 JS-1、氟碳类起泡剂 FL10 等 7 种表面活性剂与地层模拟水的配伍性较好,老化 30 d 后均无沉淀、浑浊和絮凝,能够达到油田注入要求,因此选择这 7 种表面活性剂进行进一步研究。

2.2 单一起泡剂优选

分析 7 种表面活性剂的起泡体积(图2)可以看出:当起泡剂的质量分数为 0.05%~0.15% 时,氧化胺 LH-1、羟磺基甜菜碱 CS-2、酰胺丙基甜菜碱 CS-1 和聚氧乙烯醚羧酸盐 JS-1 这 4 种起泡剂的起泡体积

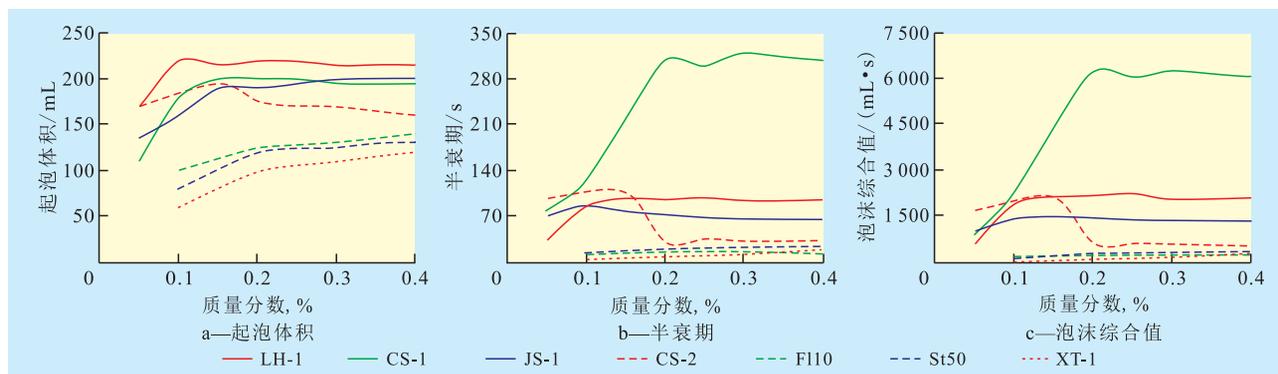


图2 起泡剂质量分数对单一起泡剂泡沫性能的影响

均随其质量分数的增加呈上升趋势;当起泡剂质量分数为0.15%~0.4%时,起泡体积不再增加,甚至略有下降;在质量分数为0.1%~0.4%时,其他3种起泡剂的起泡体积均缓慢上升,但整体效果较差。实验结果表明,氧化胺 LH-1、羟磺基甜菜碱 CS-2、酰胺丙基甜菜碱 CS-1 和聚氧乙烯醚羧酸盐 JS-1 的起泡性较好。这是因为:当起泡剂的质量分数低于临界胶束浓度时,随着质量分数增加,注入一定量的天然气后,起泡剂分子在天然气与水界面上的吸附量增大,界面张力降低,泡沫体系表面能降低,起泡剂起泡性能增强,能够产生更多的气泡,使泡沫体积增加,在临界胶束浓度时达到最高值;在起泡剂质量分数达到临界胶束浓度后,表面张力不再减小,体系的表面能趋于不变,另外形成的胶束在一定程度会增加液相的粘度,使起泡体积受到一定影响。

分析7种表面活性剂的半衰期和泡沫综合值可知:CS-1的半衰期和泡沫综合值均明显高于其他起泡剂,且在质量分数大于0.2%后趋于平稳;其次是LH-1和JS-1,随着质量分数的增加,半衰期和泡沫综合值呈先上升后趋于平稳的趋势;其他起泡剂的半衰期和泡沫综合值明显较低,泡沫稳定性也较差。因此,将质量分数为0.2%~0.3%的CS-1作为泡沫驱的起泡剂。

2.3 复配起泡剂优选

刁素等研究发现,不同类型或同种类型不同碳链长度的起泡剂之间存在协同效应,复配起泡剂的起泡效果和稳定性可能优于单一起泡剂^[5]。因此对单一起泡性能较好的3种起泡剂进行了复配研究。

在固定起泡剂CS-1的质量分数为0.2%的基础上,加入不同质量分数的LH-1,JS-1和CS-2起泡剂进行复配,评价复配起泡剂的起泡性和稳定性。实验结果(图3)表明:当加入的起泡剂质量分数小于0.2%时,复配起泡剂的起泡能力变化不大;当加入的起泡剂质量分数进一步增大时,复配起泡剂的起泡体积略有下降。其主要原因与单一起泡剂质量分数超过临界胶束浓度后泡沫体积略有下降的原因相同。由复配起泡剂的半衰期和泡沫综合值可以看出:当LH-1和CS-2的质量分数小于0.05%时,LH-1和CS-2与CS-1表现出了良好的协同效应,但当LH-1和CS-2的质量分数超过0.05%时,泡沫的半衰期和泡沫综合值均迅速下降;而JS-1与CS-1的复配起泡剂性能较差,当JS-1的质量分数小于0.1%时,半衰期和泡沫综合值先略上升后迅速下降,当JS-1的质量分数大于0.1%后,半衰期和泡沫综合值维持在较低水平,泡沫性能较差。这是由于LH-1和CS-2与CS-1为不同类型的阴阳两性起泡剂,彼此间的碳氢链存在一定的疏水相互作用,使得起泡剂在气液界面吸附更加紧密,表面张力减小,泡沫半衰期变长,当LH-1和CS-2的质量分数超过一定值时,会打破原有的稳定结构,造成泡沫体系不稳定而破灭,导致半衰期急剧下降;JS-1与CS-1可能由于发生了化学反应,导致复配起泡剂的稳定性较差。故将由质量分数为0.2%的CS-1与0.05%的LH-1及0.2%CS-1与0.05%CS-2作为复配起泡剂进行进一步实验研究。

由于地层条件下要求起泡剂热稳定性好,有效

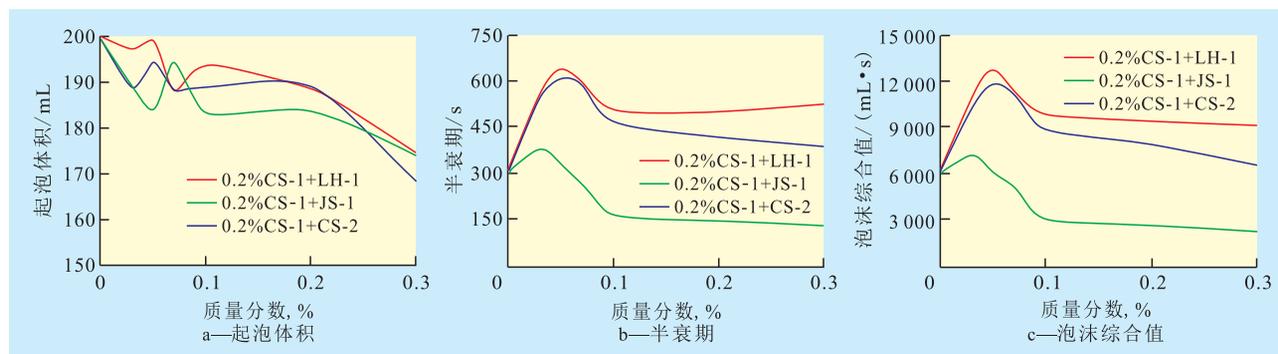


图3 起泡剂质量分数对复配起泡剂泡沫性能的影响

时间长,因此对3种起泡剂的热稳定性进行了评价。由3种起泡剂在110℃下老化30d后的泡沫性能评价结果(图4)可见:随着老化时间的延长,3种起泡剂的起泡体积基本不受影响,老化30d后仍具有很好的起泡能力;但2个复配起泡剂的泡沫稳定性在老化后均急剧下降,在5d后复配起泡剂的半衰期基本达到稳定,说明其泡沫性能不仅略次于单

一起泡剂CS-1,且复配起泡剂在老化过程中产生了少量黄色沉淀。这是由于LH-1,CS-1和CS-2均为阴阳两性起泡剂,起泡剂分子间容易靠分子间的静电引力相互结合,形成连接部位偏中性的V形结构,造成分子极性头部截面减小,溶解度下降,易形成絮团或沉淀^[6]。因此,将质量分数为0.2%~0.3%的单一起泡剂CS-1作为高温高盐油藏用起泡剂。

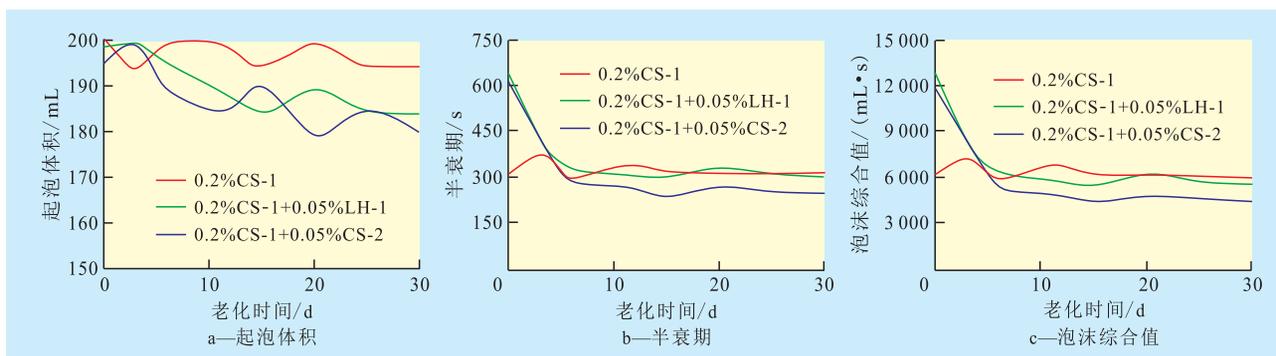


图4 老化时间对3种起泡剂泡沫性能的影响

3 泡沫驱注入参数优化

3.1 注入方式优化

泡沫的注入方式一般分为气液混注和气液交替段塞^[7]2种,利用物理模拟实验分别评价了2种方式下的泡沫性能。由评价结果(图5)可以看出:在注气速度为1 mL/min、气液比为1.5:1、注入量为5倍孔隙体积的条件下,气液混注的阻力系数最高,且后续水驱过程中阻力系数较为稳定;四段塞气液交替注入方式其次,两段塞气液交替注入方式的阻力系数最低。这主要是因为:气液混注注入方式能够有利于气液充分接触,产生足够多的气泡,且气泡产生较均匀,不容易发生气窜;而气液交替段塞注入方式由于是在地下起泡,气液接触面积有限,很容易发生气窜,生成泡沫量较少,封堵能力差,但是增加段塞的个数有利于气液接触,能生成较多气泡,阻力系数接近地面起泡的注入方式,因此,注入方式优选为气液混注。

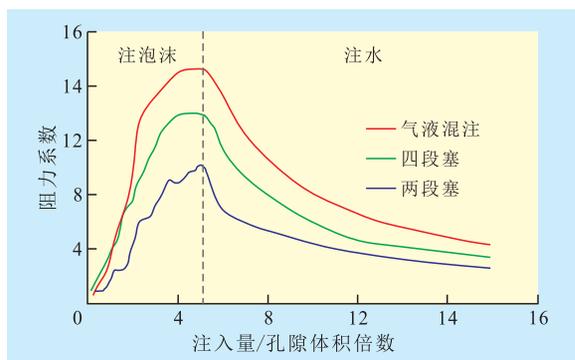


图5 注入方式对阻力系数的影响

3.2 注入气液比优化

利用物理模拟实验,分别进行不同气液比的泡沫注入实验,观察不同气液比对泡沫阻力系数的影响。实验结果(图6)显示:随着泡沫注入量和气液比的增加,阻力系数增加,但当气液比过大时,气体

容易发生气窜,导致阻力系数随注入量先上升后下降,而当气液比过小时,泡沫注入阻力系数先上升后趋于稳定;在后续水驱过程中,气液比为1.5:1时的后续水驱阻力系数最大,封堵效果最好,气液比过高或过低封堵效果均较差。这主要是因为:注入气液比表征气液的相对含量,直接影响泡沫特征值^[8],进而影响泡沫在多孔介质中的流动阻力,若气液比过小,产生的气泡就较少,泡沫一般为不连续的球形气泡,泡沫直径较小,流动阻力小,当气液比过大时,形成的泡沫直径较大,泡沫之间的液膜较薄,易发生泡沫聚并或液膜破裂气窜,阻力系数变小^[9]。因此,泡沫注入气液比优选为1.5:1。

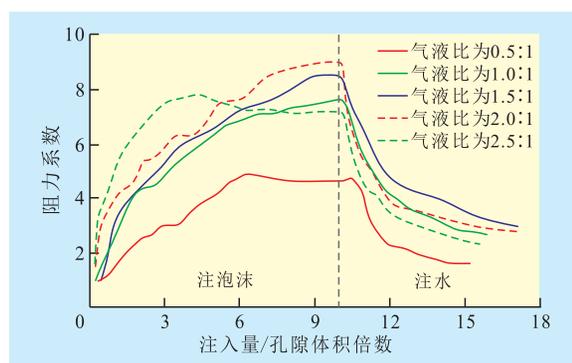


图6 气液比对阻力系数的影响

3.3 注气速度优化

分析注气速度(V_g)对泡沫性能的影响实验结果(图7)可知:在气液比为1.5:1的条件下,注气速度为1 mL/min时的阻力系数较小,易注入,且后续水驱阻力系数较大,封堵效果较好。这是因为泡沫是热力学不稳定体系,起泡剂起泡需要能量,注气速度表征提供能量的大小,注气速度越大,起泡剂越容易起泡。当注气速度过低时,产生的能量较小,不足以产生大量泡沫,易产生气液分离,阻力系数小;当注气速度过高时,能够产生足够多的泡沫,注入阻力较大,但泡沫在注入过程中产生的剪切作用也较大,泡沫的剪切稀释性会导致阻力系数减小。

因此,泡沫的注气速度并不是越大越好,其最佳注气速度为1 mL/min。

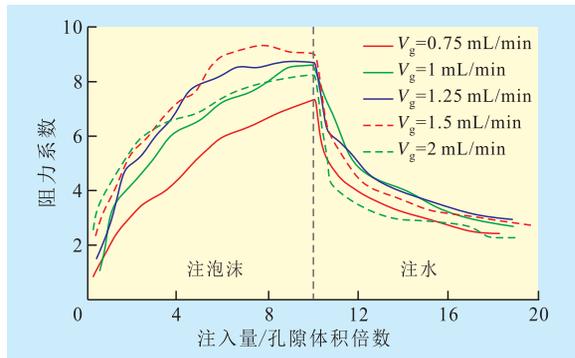


图7 注气速度对阻力系数的影响

4 驱油潜力评价

利用地层模拟水配制质量分数为0.2%的CS-1起泡剂,在温度为110℃、压力为38.5 MPa、气液比为1.5:1的条件下,进行驱油潜力评价实验。定义单位体积采收率增值为采收率增值与注入岩心体积的比值。实验结果(表1)表明:在水驱阶段,水驱采收率在56%左右,与实际油藏水驱采收率基本一致;当泡沫注入量由0.1倍孔隙体积增至0.5倍孔隙体积时,采收率增值明显增大,当泡沫注入量继续增大时,采收率增值变化不大;单位体积采收率增值在注入量为0.5倍孔隙体积时达到最大,可见增大或降低泡沫注入量都是不经济、不合理的。因此,泡沫驱现场施工注入量为0.5倍孔隙体积。

表1 泡沫驱起泡剂注入量对驱油潜力的影响

岩心编号	泡沫注入孔隙体积倍数	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	含油饱和度, %	采收率, %			单位体积采收率增值/ $(\% \cdot \text{PV}^{-1})$
				水驱	最终	增值	
A1	0.1	392.1	86.57	56.90	57.59	0.69	6.90
A2	0.3	412.3	85.83	56.35	58.73	2.38	7.93
A3	0.5	389.3	86.42	56.63	60.75	4.12	8.24
A4	0.7	387.5	85.68	56.10	60.73	4.63	6.61

分析实验结果发现,塔中402CⅢ油藏泡沫驱在最佳条件下采收率增值也仅为4.12%,最终采收率为60.75%。一般的泡沫驱室内实验大多在水驱采收率(30%~40%)的基础上提高20%~30%^[10],相比较而言,塔中402CⅢ油藏泡沫驱实验效果不明显。主要是由于油藏本身的水驱采收率很高,剩余油饱和度较低,提高采收率的潜力较小。另外油藏剩余油比较分散,当泡沫遇到分散在孔隙中的油滴时,封堵效果变差,加上岩心渗透率偏低,泡沫在运移过程中剪切严重,视粘度降低^[11],不能有效改善流

度比和增大波及体积,驱油潜力效果较差。根据毛管束理论,增加驱替液注入速度、增加驱替液粘度或降低界面张力均可提高毛管数,一般水驱条件下毛管数为 10^{-6} ,理论上当毛管数提高到 10^{-2} 时剩余油将被全部采出。在油藏条件下,实验室测得0.2%CS-1与原油的界面张力为0.225 mN/m,泡沫视粘度较低,提高毛管数有限,远达不到 10^{-2} 数量级,故塔中402CⅢ油藏泡沫驱效果不明显。

5 结论

在模拟塔中402CⅢ油藏条件下,优选了性能较好的质量分数为0.2%~0.3%酰胺丙基甜菜碱CS-1作为泡沫驱的起泡剂。通过室内物理模拟实验发现,泡沫体系在气液比为1.5:1、注气速度为1 mL/min的条件下,封堵性能最佳。油藏条件下采收率增值结果表明,当泡沫注入量为0.5倍孔隙体积时,采收率增值最大,比水驱采收率提高了4.12%,显示了泡沫驱具有较好的驱油效果。

参考文献:

- [1] 梁伟,赵修太,韩有祥,等.驱油用耐温抗盐聚合物研究进展[J].特种油气藏,2010,17(2):11-15.
- [2] 杨红斌,蒲春生,吴飞鹏,等.空气泡沫调驱技术在浅层特低渗透低温油藏的适应性研究[J].油气地质与采收率,2012,19(6):69-72.
- [3] 赵福麟.EOR原理[M].东营:中国石油大学出版社,2006.
- [4] 王建勇,王思宇,赵思琪,等.赵凹油田高温油藏冻胶泡沫调驱体系的研制及性能评价[J].油气地质与采收率,2013,20(4):57-61.
- [5] 刁素,蒲万芬,黄禹忠,等.新型耐温抗高盐驱油泡沫体系的确定[J].西南石油大学学报:自然科学版,2007,29(3):91-93.
- [6] 史东,谷惠先,刘晓英,等.阴/阳离子表面活性剂复配体系的物化性能——不同乙氧基化数对溶解性及表面张力的影响[J].日用化学工业,2004,34(4):229-231.
- [7] 赵淑霞,彭彦素,于红军,等.氮气泡沫驱提高高渗透特高含水油藏采收率技术——以梁家楼油田纯56块为例[J].油气地质与采收率,2010,17(2):74-76.
- [8] 张广卿,刘伟,李敬,等.泡沫封堵能力影响因素实验研究[J].油气地质与采收率,2012,19(2):44-46.
- [9] 李爱芬,李会会,吕姣,等.不同温度下泡沫对气液相相对渗透率的影响[J].油气地质与采收率,2013,20(6):80-82.
- [10] 侯永利,李翔,张云宝,等.渤海油田氮气泡沫与水交替注入提高采收率室内实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):56-58.
- [11] 庞占喜,程林松,陈月飞,等.常规稠油底水油藏氮气泡沫控制水锥技术研究[J].石油学报,2007,28(5):99-103.