

文章编号:1009-9603(2020)04-0140-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.04.017

荷电分子膜固砂机理及油藏适应性评价

段伟刚,邵现振,李文轩

(中国石化胜利油田分公司 河口采油厂,山东 东营 257200)

摘要:针对河口油区疏松砂岩油藏机械防砂效益低、常规固砂剂对储层伤害大的问题,开展荷电分子膜固砂体系研究。筛选出荷电聚合物2012A001作为荷电分子膜固砂体系的主剂,重点分析固砂体系受pH值调控的反应机理,同时考察不同油藏条件对固砂效果的影响。结果表明:荷电分子膜固砂体系的耐冲刷流量达6 000 mL/h;温度超过40 ℃,矿化度为10 000 mg/L以下,随着温度升高和矿化度增高,体系的固化速度增快;黏土含量越高,渗透率保留率越低,当黏土含量超过5%时需加入黏土稳定剂;砂粒表面含油会影响固砂体系吸附,现场注入前需进行充分的洗油处理;砂粒粒径越小、聚合物质量分数越高,防砂效果越好,但对渗透率伤害也越大,现场需根据区块砂粒粒径选用合理质量分数的荷电分子膜固砂体系。根据河口油区疏松砂岩油藏的储层特征,分别配制了不同配方的荷电分子膜固砂体系。自2018年至今,现场推广应用15井次,累积增产原油达4 500 t,投入产出比达到1:6。

关键词:荷电分子膜;固砂体系;化学防砂;固化;聚合物;储层伤害

中图分类号:TE358⁺.1

文献标识码:A

Mechanism and reservoir adaptability of charged molecular membrane system for sand consolidation

DUAN Weigang, SHAO Xianzhen, LI Wenxuan

(Hekou Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257200, China)

Abstract: The study of charged molecular membrane system for sand consolidation was carried out to solve the problems of low benefit of mechanical sand control and serious damage to reservoir caused by conventional sand consolidation agents in unconsolidated sandstone reservoir in Hekou oil province. The charged polymer 2012A001 was selected as the main agent of the charged molecular membrane system for sand consolidation. The reaction mechanism of sand consolidation system controlled by pH value was emphatically analyzed. The effects of different reservoir conditions on sand consolidation were investigated. The results show that the erosion resistance flow rate of the charged molecular membrane system for sand consolidation is up to 6 000 mL/h. When the temperature exceeds 40 ℃ and the salt content in water is below 10 000 mg/L, the curing speed of the charged molecular membrane system increases with the increase of temperature and salt content. The higher the clay content is, the lower the permeability retention of the core will be. The clay stabilizer should be added when the clay content exceeds 5%. The oil on the surface of sand particles will affect the adsorption of the charged molecular membrane system, so it is necessary to wash the oil thoroughly before injection. The sand control performance is improved with the decrease of sand particle size and the increase of polymer mass fraction but the permeability damage would be more serious. Therefore, the reasonable mass fraction of the charged molecular membrane system for sand consolidation should be selected according to the sand particle size of the reservoir in specific block. According to the characteristics of unconsolidated sandstone reservoir in Hekou oil province, the charged molecular membrane systems for sand consolidation with different formulations were developed. Since 2018, this system has been applied in 15 wells in Hekou oil province, with a cumulative increased oil production of 4 500 tons oil and an input-output ratio of 1:6.

Key words: charged molecular membrane; sand consolidation system; chemical sand control; curing; polymer; reservoir damage

收稿日期:2020-04-01。

作者简介:段伟刚(1967—),男,山东潍坊人,高级工程师,博士,从事油气勘探开发方面的技术研究与管理工。E-mail:duanweigang.slyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化胜利油田分公司攻关课题“荷电分子膜固砂技术研究”(YC1708)。

河口油区分布有埕东、邵家、飞雁滩和陈家庄等油田,均发育疏松砂岩油藏^[1],该类油藏胶结疏松,生产过程中易出砂,出砂总井数达到1 600多口。河口油区出砂井治理以砾石充填防砂工艺为主^[2],年防砂工作量最高达250余井次,治理费用高,作业占井周期长,尤其是部分黏土含量高、粒径小的粉细砂岩区块,机械防砂周期通常少于1 a,严重影响防砂效益。

近年来,通过对油井出砂堵塞机理的深入研究^[3-7],明确了地层微粒运移是重防砂的最主要原因,有效抑制微粒运移可大幅提高防砂的有效期限。化学防砂技术可以在不动管柱的情况下,通过直接注入化学剂对地层砂粒进行有效的固结,具有施工简单、井下不留工具等优点;尤其对于细粉砂及黏土含量高的油藏,化学防砂效果明显优于传统的机械防砂技术。目前,常用的固砂剂以树脂、冻胶类化学胶结剂为主,其胶结强度大,但对地层渗透率伤害也较大^[8-12],前期在现场应用时经常出现化学防砂后产液量大幅降低的问题。为此,开展荷电分子膜固砂技术研究,其固砂体系呈酸性,在酸岩反应过程中随着pH值的升高,固砂体系在交联剂的作用下成胶固化,最终在砂粒表面及接触部位形成固化膜,达到胶结防砂的目的,且在现场应用已取得了较好的固砂效果。

1 实验器材及方法

1.1 实验器材

实验仪器主要包括S-4800冷场扫描电镜、恒温水浴、JJ-1增力电动搅拌器、PB303-N电子天平、岩心驱替装置等。

实验材料包括聚合物、交联剂、多氢酸、氯化钠、氯化钙、碳酸钙等,均为分析纯,不同粒径石英砂由胜利油田华滨实业有限公司提供,实验用水为去离子水。

1.2 实验方法

荷电分子膜固砂体系配制 采用去离子水配制一定质量分数的聚合物水溶液,加入质量分数为0.01%的交联剂,充分搅拌溶解后滴加一定量的多氢酸溶液,并根据要求调整至不同pH值,即得到荷电分子膜固砂体系。

扫描电镜观察 为了更好地观察荷电分子膜固砂体系固化后的微观结构,利用玻璃球与固砂体系发生反应,固结后表面喷金,利用冷场扫描电镜观察其表面结构。

固化时间测定 荷电分子膜固砂体系的固化时间分为初固时间和终固时间2种。初固时间可以利用毛细管黏度计进行测定,当黏度达到或大于200 mm²/s时停止实验,此时对应的时间为初固时间。终固时间的测量方法为先将荷电分子膜固砂体系注入安瓿瓶,然后利用酒精喷灯将安瓿瓶的瓶口密封,做好标记后放入特定温度恒温水浴中加热,并记录放入时间;加热一段时间后,取出样品,观察其是否已丧失流动性;若已固化,则在相同条件下缩短加热时间,否则延长加热时间,直至获得较准确的终固时间。

固化强度测定 固化强度主要利用代码法进行评价。通过观察试管倒置后样品的流动状态,根据不同的流动状态将荷电分子膜固砂体系分为不同的强度级别。荷电分子膜固砂体系的固化强度评价标准见表1。终固时间为荷电分子膜固砂体系已不流动,体系强度基本达到G级以上的的时间。

表1 荷电分子膜固砂体系的固化强度评价标准
Table1 Evaluation standard for curing strength of charged molecular membrane system for sand consolidation

固化强度级别	评价标准
A	荷电分子膜固砂体系完全未固化
B	荷电分子膜固砂体系具有高流动性,有轻微挂壁
C	荷电分子膜固砂体系具有流动性,挂壁能力增强
D	荷电分子膜固砂体系具有中等流动性,挂壁能力增强,有黏附性
E	荷电分子膜固砂体系具有低流动性,挂壁明显,黏附性增大
F	荷电分子膜固砂体系具有高变形非流动性,黏附性增大,舌长较长
G	荷电分子膜固砂体系具有渐变非流动性,黏附性好,舌长较短
H	荷电分子膜固砂体系为刚性,黏附性最大,无舌长

渗透率伤害率测定 采用岩心驱替装置进行驱替实验,实验步骤为:①将52.3 g的40~60目石英砂、100 g的100~120目石英砂、2.7 g的高岭土和5 g的CaCO₃混合均匀后装入岩心筒(湿法填充),填制出渗透率约为1 000 mD的填砂管。②在特定温度条件下,将岩心筒水平放置,从有筛网的一端以1 mL/min的流速注入标准盐水2 PV,测量岩心筒的初始渗透率。③按照荷电分子膜固砂体系配制方法制成特定质量分数的固砂液,向填砂管中反向注入

荷电分子膜固砂液 1.5 PV,流速为 1 mL/min,恒温反应 2 h。④以 1 mL/min 的流速正向注入标准盐水 1 PV,测量填砂管固砂后的渗透率。渗透率伤害率即为固砂前、后渗透率的差值与初始渗透率的百分比,渗透率保留率为固砂后渗透率与初始渗透率的百分比。

防砂率测定 防砂率测定的实验步骤为:①填砂前将固体颗粒放至温度为 105~110℃的烘箱中干燥,并称量填入岩心筒内固体颗粒的总质量。②正向注入标准盐水,以不同的流速对岩心筒进行冲刷,且在各流速条件下冲刷 10 min,并观察出砂情况。③利用烧杯分别收集各流速条件下冲刷出的液体和固体颗粒,过滤后将固体颗粒放至温度为 105~110℃的烘箱中干燥,并称其质量。防砂率即为冲刷出的固体颗粒质量和岩心筒内固体颗粒总质量的差值与总质量的百分比。

2 实验结果分析

2.1 荷电分子膜固砂机理

2.1.1 聚合物筛选

荷电分子膜固砂体系采用聚合物的筛选标准主要考虑 2 个方面:①相对分子质量低,以减小对地层的伤害。②固化时间短,保证在施工过程中随酸化反应即可迅速固化。在此基础上,考虑地层的负电性,优选荷电聚合物,增加与砂粒之间的静电引力。笔者共研究了 19 种相对分子质量小于 1 000 万的荷电聚合物的固化性能,利用观察法测定温度为 60℃时各种荷电聚合物在不同 pH 值条件下的终固时间,并按照固化强度评价标准确定不同时间的固化强度。通过实验发现,具有固化作用的荷电聚合物共有 6 个;其中编号为 2012A001, 20116137 和 1205 共 3 个荷电聚合物的固化时间在 24 h 以内。此外,阳离子度对于荷电聚合物的固化性能具有显著的影响,阳离子度较低的荷电聚合物更易于固化,且固化时间相对较短。

利用毛细管黏度计法测量上述 3 个荷电聚合物的初固时间。结果(图 1)表明,荷电聚合物 2012A001 在常温下固化较为缓慢,但在温度为 60℃条件下固化极快,且固化强度不差于非离子型固砂剂,故初步确定选择荷电聚合物 2012A001 作为荷电分子膜固砂体系的主剂。

以荷电聚合物 2012A001 作为主剂的荷电分子膜固砂体系的胶结反应对 pH 值有较高的敏感性(表 2)。当 pH 值小于 1.0 时,荷电分子膜固砂体

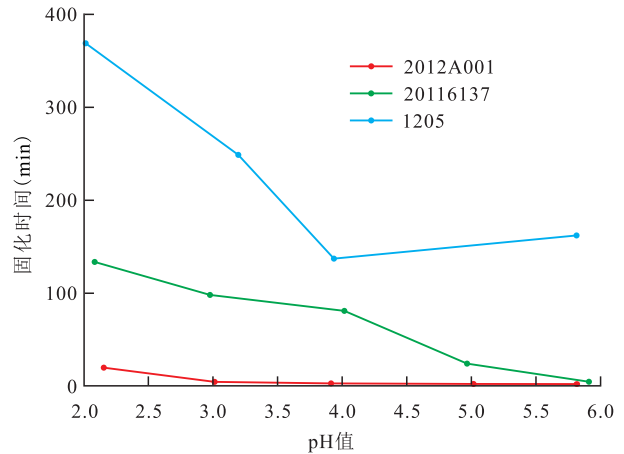


图 1 不同 pH 值条件下荷电聚合物的固化时间 (温度为 60℃)

Fig.1 Curing time of charged polymer samples at different pH values (temperature is 60℃)

表 2 2012A001 在不同 pH 值条件下的固化强度 (温度为 60℃)

Table2 Curing strength of 2012A001 at different pH values (temperature is 60℃)

体系 pH 值	反 应 时 间 (h)							
	2	4	6	8	18	24	48	72
<1.0	A	A	A	A	A	A	A	A
1.02	A	A	A	B	B	B	C	C
2.05	B	C	C	D	D	E	F	F
3.08	C	E	F	G	G	H	H	H
3.97	C	F	G	G	H	H	H	H
5.05	C	F	G	G	H	H	H	H
5.96	C	E	G	G	G	H	H	H

系基本不成胶固化;随着 pH 值的升高,体系逐渐发生交联反应,且反应速度变快,固化强度也大幅提高,最终可以达到 H 级,具有较好的固砂强度。

在实际现场施工过程中,将荷电分子膜固砂体系注入地层后,在地层条件下随着酸液的消耗,体系的 pH 值升高。当砂粒表面的 pH 值逐渐升高并超过 3.0,荷电聚合物发生交联反应将松散的砂粒固结;而在远离砂粒表面的孔隙中由于酸反应少,其 pH 值仍保持在较低的水平,荷电聚合物未发生交联反应,而被地层水稀释或顶走,从而最大限度地保持了孔隙介质的渗透率。

2.1.2 胶结反应机理

荷电分子膜固砂体系的胶结反应机理主要为砂粒表面羟基化和带负电,以及高分子的交联作用及其与砂岩颗粒的吸附作用。胶结反应的具体过程为:荷电聚合物分子链上的吡啶环在低 pH 值下被质子化,然后通过氢键作用、静电作用吸附于羟基化和带负电的砂粒表面(图 2),此时的荷电吸附

膜为可流动状态。随着酸岩反应,岩石界面的pH值升高至3.0以上,吡啶环发生去质子化反应,并与交联剂多核羟桥络离子生成配位键,使荷电聚合物发生交联反应而胶结,生成网状物结构(图3),此时荷电聚合物膜固结于砂粒表面和砂粒间的接触部位,从而达到固砂的目的。

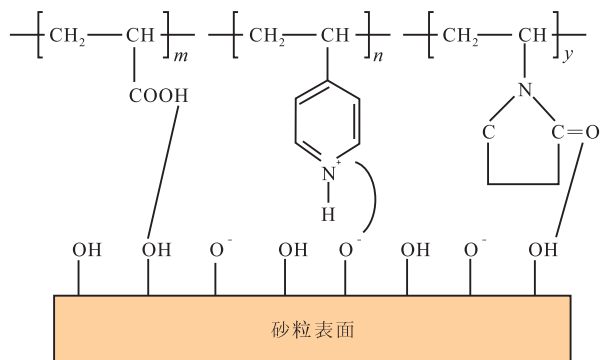


图2 荷电聚合物吸附于砂粒表面

Fig.2 Charged polymer adsorbed on sand surface

从图4可以看出,在玻璃球表面和接触部位有较明显的荷电聚合物胶结现象,而在孔隙处却没有荷电聚合物残留,也证实了对上述反应机理的分析。

2.2 油藏适应性分析

为了更好地应用于现场,通过物理模拟实验分析不同地层条件对荷电分子膜固砂体系胶结反应的影响。除特殊说明外,均以荷电聚合物质量分数为0.05%、交联剂质量分数为0.01%和多氢酸质量分数为5%构建荷电分子膜固化体系。

2.2.1 冲刷强度

目前河口油区的大部分砂岩油藏已进入高含水期,为保证油田稳产,产液强度进一步增大,加剧了对地层砂岩骨架结构的破坏,导致出砂的风险和规模越来越大。因此,重点分析冲刷强度对荷电分

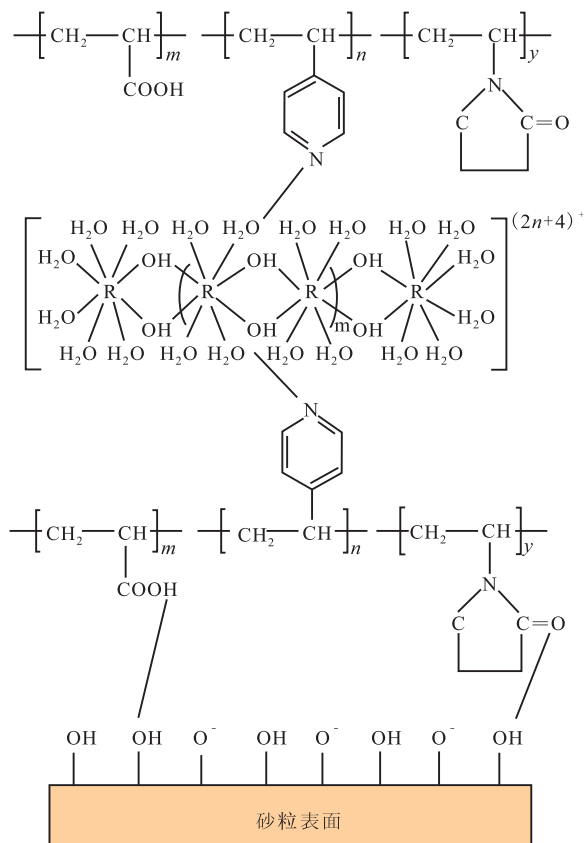
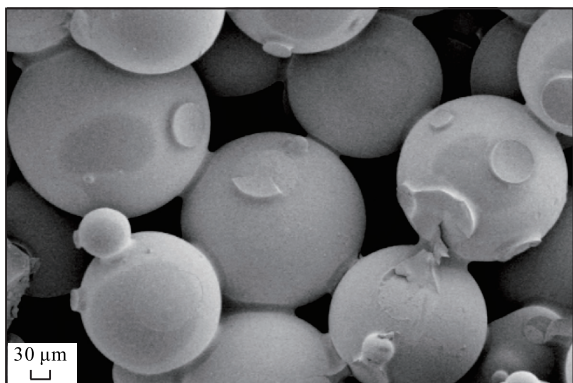
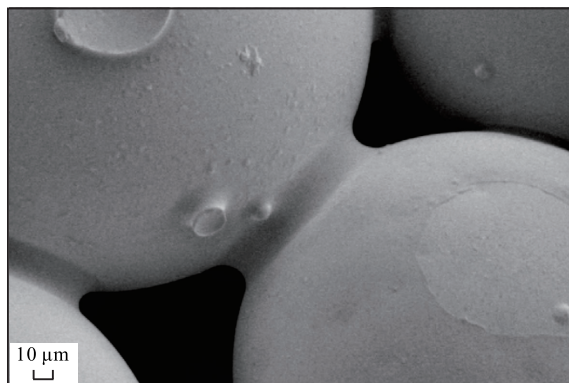


图3 高pH值下荷电聚合物在交联剂作用下发生胶结
Fig.3 Cementation of charged polymer under action of crosslinking agent at high pH values

子膜固砂体系固砂强度的影响。由荷电分子膜固砂体系耐冲刷性实验结果(图5)可以看出,注入荷电分子膜固砂体系后,在冲刷流量为0时,砂柱形态稳定;当冲刷流量达到2 000 mL/h时,出口端液体流出连续、稳定,砂柱稳定;当冲刷流量达到4 000 mL/h时,砂柱在末端断裂,断裂后的砂柱平移,但整体性较好,没有松散的砂粒;当冲刷流量达到6 000 mL/h时,整个砂柱平移,且进液口砂柱开始坍塌,但坍塌程度较小。在清理时,发现砂柱具有黏性,仍



a—150倍扫描电镜照片



b—450倍扫描电镜照片

图4 荷电分子膜固砂体系固化后的扫描电镜照片

Fig.4 SEM images of solidified charged molecular membrane system for sand consolidation

具有胶结作用,但强度不大。由于冲刷流量为6 000 mL/h已远超过油井的正常采液强度,因此荷电分子膜固砂体系可适用于不同采液强度的油井防砂治理。



a—冲刷流量为0



b—冲刷流量为2 000 mL/h



c—冲刷流量为4 000 mL/h



d—冲刷流量为6 000 mL/h

图5 荷电分子膜固砂体系耐冲刷性实验

Fig.5 Experiment on erosion resistance of charged molecular membrane system for sand consolidation

2.2.2 温度

研究温度对荷电分子膜固砂体系固化速度的影响,结果(图6)表明,温度越高,固砂体系的固化速度越快。当温度为40 ℃时,固砂体系对pH值的变化不敏感。当温度为50~60 ℃,且固砂体系的pH值低于3.0时,固化速度较慢,但当pH值高于4.0时固化速度较快。当温度为70 ℃时,固砂体系即使在酸性条件下的固化速度也较快,但其固化速度可通过加入缓凝剂进行调整,基本可以达到河口油区疏松砂岩油层的温度要求。

2.2.3 矿化度

分析矿化度对荷电分子膜固砂体系固化时间的影响(图7)发现,NaCl和CaCl₂对固砂体系固化时间的影响趋势相同。随矿化度的增加,荷电分子膜

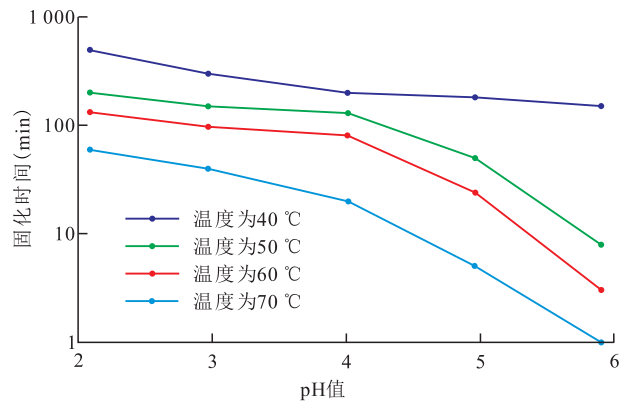


图6 温度对荷电分子膜固砂体系固化速度的影响

Fig.6 Effect of temperature on curing speed of charged molecular membrane system for sand consolidation

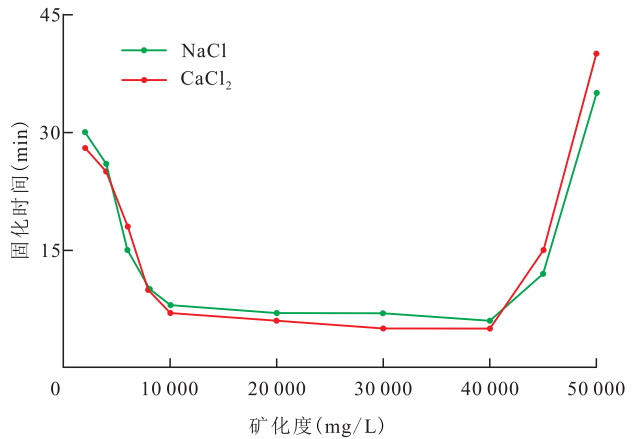


图7 矿化度对荷电分子膜固砂体系固化时间的影响

Fig.7 Effect of salinity on the curing time of charged molecular membrane system for sand consolidation

固砂体系的固化时间迅速降低,这是由于体系中的离子中和了聚合物分子的电性,压缩扩散双电层,减小了静电斥力,使得交联剂多核羟桥络离子更易将荷电聚合物交联起来;矿化度继续增加,体系的固化时间趋于平稳;而当矿化度再度增加,由于盐敏效应,使得荷电聚合物分子链更加蜷曲,不易发生交联反应,导致荷电分子膜固砂体系的固化时间增加^[13]。河口油区疏松砂岩油藏的矿化度通常为5 000~10 000 mg/L,对荷电分子膜固砂体系固化时间的影响较大,因此现场应用时需采用清水配制荷电分子膜固砂体系。

2.2.4 黏土含量

分析黏土含量对荷电分子膜固砂体系的影响,实验分2组进行,一组未加入黏土稳定剂,另一组加入质量分数为1%的双季铵盐类黏土稳定剂。结果(表3)表明,黏土含量不影响固砂体系的固砂效果,但会降低岩心的渗透率。当黏土含量低于5%时,2组实验的岩心渗透率保留率相差较小;但当黏土含

量高于5%时,未加入黏土稳定剂的岩心的渗透率保留率迅速下降,均低于加入双季铵盐类黏土稳定剂岩心的渗透率保留率。因此,现场应用对于黏土含量高于5%的储层,建议加入一定量的黏土稳定剂,以提高荷电分子膜固砂体系的固砂效果。

表3 黏土含量对荷电分子膜固砂体系固砂效果的影响
Table3 Effect of clay content on sand consolidation efficiency of charged molecular membrane system for sand consolidation

黏土含量(%)	未加入黏土稳定剂		加入质量分数为1%的双季铵盐类黏土稳定剂	
	渗透率保留率(%)	冲刷流量为5 000 mL/h时出砂情况	渗透率保留率(%)	冲刷流量为5 000 mL/h时出砂情况
3	93	不出砂	93	不出砂
5	91	不出砂	92	不出砂
7	84	不出砂	91	不出砂
9	80	不出砂	90	不出砂
12	78	不出砂	88	不出砂
15	75	不出砂	85	不出砂

2.2.5 砂粒表面含油性

在油井生产过程中,近井地带存在剩余油残留;为此,分析含油性对荷电分子膜固砂体系固砂效果的影响。结果(表4)表明,砂粒表面含油影响荷电聚合物的吸附,固砂能力明显减弱;砂油质量比越低,含油量越高,临界出砂流量越低,出砂程度越大。因此,现场应用时需在前端注入洗油剂进行洗油处理,以清洗砂粒表面的残余油。

表4 砂粒表面含油性对荷电分子膜固砂体系固砂效果的影响
Table4 Effect of oil content on surface of sand particle on sand consolidation efficiency of charged molecular membrane system for sand consolidation

砂油质量比	临界出砂流量(mL/h)	渗透率保留率(%)
5:1	1 000	93
10:1	2 500	93
30:1	4 000	93
60:1	4 500	94
100:1	5 000	92
200:1	6 000	92
300:1	6 000	93

2.2.6 砂粒粒径

不同地层产出砂粒的粒度分布存在差异,为分析荷电分子膜固砂体系对不同粒度砂粒的适应性,采用不同粒径的石英砂制备岩心,进行驱替实验。

结果(表5)表明,对于粒度分布相近的砂粒,固砂体系中荷电聚合物的质量分数越高,防砂效果越好,但对岩心的渗透率伤害也越大。对于同一质量分数荷电聚合物的固砂体系,其砂粒粒度越小,固砂效果越好,但对岩心渗透率的伤害也随着砂粒粒径的变小而增强。因此,现场应用时,当油藏的砂粒粒径较小时,应采用低质量分数的固砂体系;当砂粒粒径较大时,宜采用较高质量分数的固砂体系,使整体渗透率保留率超过90%。

表5 不同砂粒粒径对荷电分子膜固砂体系固砂效果的影响
Table5 Effects of different particle sizes on sand consolidation efficiency of charged molecular membrane system for sand consolidation

荷电聚合物质量分数(%)	砂粒粒径(mm)					
	0.1~0.2		0.2~0.4		0.4~0.8	
	防砂率(%)	渗透率伤害率(%)	防砂率(%)	渗透率伤害率(%)	防砂率(%)	渗透率伤害率(%)
0.010	90	5.2	86	3.1	80	2.1
0.025	93	8.4	92	6.2	91	5.3
0.050	94	10.0	95	8.3	93	6.5
0.075	98	23.1	98	17.5	97	11.0

3 现场应用效果

由河口油区疏松砂岩油藏主力含油层系的物性参数(表6)可以看出,邵家油田整体黏土含量偏高,平均达9.8%,油性偏稠,砂岩粒度中值为0.12 mm。飞雁滩油田的砂岩粒度中值最低,仅为0.08 mm,属于典型的粉细砂岩储层,且黏土含量最低,油性偏稀。而埕东油田的物性参数基本介于二者之间。

表6 河口油区疏松砂岩油藏主力含油层系物性参数
Table6 Physical properties parameters of main oil-bearing strata of unconsolidated sandstone reservoirs in Hekou oil province

区块	地层温度(℃)	地层水矿化度(mg/L)	黏土含量(%)	原油地面黏度(mPa·s)	砂岩粒度中值(mm)	渗透率(mD)
埕东油田	60	6 324	5.8	437~1 467	0.11	1 411
邵家油田	60	12 664	9.8	1 034~4 048	0.12	1 492
飞雁滩油田	60	6 516	2.3	438	0.08	2 534

在现场实际应用过程中,根据各油田不同的储层发育特征,分别配制不同配方的荷电分子膜固砂体系。针对邵家油田黏土含量高、油性偏稠的问题,确定荷电聚合物质量分数为0.05%,黏土稳定剂

质量分数为1%,前置液设计量为40 m³、质量分数为1.5%的高效洗油剂溶液。针对飞雁滩油田砂岩粒度中值较小的问题,确定荷电聚合物质量分数为0.025%,前置液设计量为40 m³、质量分数为0.5%的高效洗油剂溶液。针对埕东油田设计荷电聚合物质量分数为0.05%,黏土稳定剂质量分数为0.5%,前置液设计量为40 m³、质量分数为1%的高效洗油剂溶液。自2018年至今,在河口油区疏松砂岩油藏共推广应用荷电分子膜固砂体系15井次,有效率达100%,累积增油量达4 500 t,平均单井日增油量为2.1 t/d,投入产出比达到1:6,取得了显著的应用效果。

4 结论

通过实验筛选出荷电聚合物2012A001作为荷电分子膜固砂体系的主剂。该固砂体系的胶结反应受pH值调控,当pH值小于1.0时,荷电聚合物分子链上的吡啶环被质子化吸附于岩石表面;当pH值升高至3.0以上,吡啶环发生去质子化,并与交联剂配位反应发生胶结,生成网状物结构。分析储层条件对荷电分子膜固砂体系的影响,发现该体系耐冲刷能力强,使用温度为70℃以下,矿化度适用范围广,黏土含量高于5%时需加入黏土稳定剂,砂粒表面含油会影响固砂体系的防砂性能,且砂粒粒径越小,固砂能力越强,但渗透率伤害率越大。根据河口油区疏松砂岩油藏的储层特点,分别配制了不同配方的荷电分子膜固砂体系,现场应用15井次,累积增油量为4 500 t。

参考文献

- [1] 邵现振,全伟力,唐林.河口采油厂防砂工艺现状[C]//山东石油学会.第四届胜利油田北部油区疏松砂岩油藏开发技术研讨会论文集.济南:山东省科学技术协会,2008:86-96.
SHAO Xianzhen, QUAN Weili, TANG Lin. Present status of sand control technology in Hekou Oil Production Plant [C]//Shandong Petroleum Institute. Proceedings of the 4th Workshop on Development Technology for the Loose Sandstone Reservoirs in the Northern Shengli Oilfield. Jinan: Shandong Association for Science and Technology, 2008: 86-96.
- [2] 马代鑫.高压砾石充填防砂工艺参数优化设计[J].石油钻采工艺,2007,29(3):52-55,58.
MA Daixin. Optimization design of the parameters of high-rate gravel-packing sand-preventing technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(3): 52-55, 58.
- [3] 吴建平,肖建洪,李鹏,等.微粒运移对砾石充填防砂效果影响研究[J].钻采工艺,2018,41(2):54-56.
WU Jianping, XIAO Jianhong, LI Peng, et al. Study on the influence of particle migration on sand control effect of gravel packing [J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(2): 54-56.
- [4] BIGNO Y, OYENEYIN M B, PEDEN J M. Investigation of pore-blocking mechanism in gravel packs in the management and control of fines migration [J]. SPE 27342, 1994.
- [5] 周晓军,韩延峰,韩新德.防砂充填颗粒对地层的作用机理研究[J].石油钻采工艺,2007,29(4):55-58.
ZHOU Xiaojun, HAN Yanfeng, HAN Xinde. Mechanism of effect of packing grains on formations in sand control operation [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(4): 55-58.
- [6] BOUHROUM A, CIVAN F. A study of particulates migration in gravel pack [R]. SPE 27346, 1994.
- [7] 李会平,陈现华,李良川,等.疏松砂层微粒运移特征及对油井动态的影响[J].断块油气田,1996,3(6):31-34.
LI Huiping, CHEN Xianhua, LI Liangchuan, et al. Particle migration character of unconsolidated reservoir and its influence on oil performance [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 1996, 3(6): 31-34.
- [8] 胡达.化学防砂技术的研究与应用[J].石化技术,2019,26(12):229,231.
HU Da. Research and application of chemical sand control technology [J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(12): 229, 231.
- [9] SONG Chunshan, MA Xiaoliang. New design approaches to ultra-clean diesel fuels by deep desulfurization and deep dearomatization [J]. Applied Catalysis B: Environmental, 2003, 41(1): 207-238.
- [10] 潘一,杨尚羽,杨双春,等.化学防砂剂的研究进展[J].油田化学,2015,32(3):449-454.
PAN Yi, YANG Shangyu, YANG Shuangchun, et al. Research progress of chemical sand control agents [J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(3): 449-454.
- [11] 汪红霖,熊军,唐乙舜.国外防砂完井技术现状及发展趋势[J].山东化工,2014,43(4):69-70,73.
WANG Honglin, XIONG Jun, TANG Yishun. Current situation and development trend of sand control completion technology abroad [J]. Shandong Chemical Industry, 2014, 43(4): 69-70, 73.
- [12] 赵万金,李志伟,聂斌,等.低聚物化学防砂技术研究与应用[J].青海石油,2011,29(1):57-62.
ZHAO Wanjin, LI Zhiwei, NIE Bin, et al. Study and application of oligomer chemical sand control technology [J]. Qinghai Petroleum, 2011, 29(1): 57-62.
- [13] 由庆.海上聚合物驱油田深部液流转向技术研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2009.
YOU Qing. Study on deep fluid flow diverting of polymer flooding in offshore oilfield [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.