文章编号:1000-4092(2020)01-029-06

高温高矿化度油藏深部调驱体系性能评价及应用*

钟万有,赵　波,韩世寰,贺承祖,余建波,李玉金,张文辉

(新疆科力新技术发展股份有限公司,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:为满足青海、塔里木等特殊油藏的高温、高矿化度环境,用耐温耐盐聚合物SD6800、交联剂、改进剂和稳定剂制得适用于超高温、超高矿化度油藏的深部调驱剂,研究了调驱剂的耐温性、注入性、流动性、封堵性、耐冲刷性、驱油性能,并在塔里木油藏进行了矿场试验。研究结果表明,调驱剂最佳配方为:0.5%～2.0% SD6800、SD6800与交联剂质量比50∶1、0.2%改进剂、0.1%稳定剂。随着SD6800、交联剂或改进剂浓度增加,成胶速度加快,表观黏度增大,但交联剂或改进剂浓度过高,调驱剂易交联过度导致脱水;稳定剂可清除游离氧离子,提高调驱体系稳定性;温度升高,成胶速度递增,强度增强,但同时调驱剂的弹性和稳定性变差。调驱剂在150℃、矿化度25×10^4 mg/L的条件下可长期稳定60 d以上。调驱剂具有良好的抗温耐盐性、流动性、封堵性能、耐冲刷性能。矿场应用结果表明,调驱体系可有效缓解油藏层内和层间矛盾,封堵高渗通道,改善油藏吸液剖面,提升井口压力,降低视吸水指数,增油降水效果明显。图9表5参24

关键词:塔里木油田;调驱剂;高温;高矿化度

中图分类号:TE357.4　　**文献标识码**:A　　**DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.006

国内大部分超高温、超高矿化度油藏已进入注水开发后期,油藏层内和层间矛盾逐渐凸出。受油藏非均质性以及开发因素等影响,剩余油分布更加复杂与分散,大量剩余油分布在注水未波及的低渗带与微孔喉中。微球、体膨颗粒、涂层、无机颗粒等[1-7]调驱剂具有耐高温和耐高矿化度特性,但矿场试验中存在注入困难,无法对地层进行深部处理等问题。聚合物类调驱剂具有良好的注入性能,可有效解决颗粒型调驱剂存在的问题,但在高温、高矿化度下,存在溶解性差,凝胶脆、稳定性差等问题[8-17]。相对金属离子型凝胶和酚醛凝胶,目前报道较多的耐温、耐盐聚乙烯亚胺凝胶体系在性能上有很大的突破[18-20],但在高矿化度和150℃下的稳定性不超过30 d,依然无法满足青海、塔里木等特殊油藏的高温、高矿化度环境(地层温度≥120℃,矿化度≥20×10^4 mg/L)。因此,亟待研发一种适用于深井、超高温、超高矿化度的新型调驱体系。本文报道的新型调驱体系由耐温耐盐聚合物SD6800[21-22]、高温交联剂[23]、改进剂和稳定剂组成。SD6800和高温交联剂交联形成凝胶,改进剂、稳定剂起协同作用进一步改善凝胶稳定性。研究了调驱剂的耐温性、注入性、流动性、封堵性、耐冲刷性和驱油性能,并在塔里木油藏进行了矿场试验。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

氯化钠、氯化钙、苯酚、甲醛、聚乙烯亚胺、硫脲、多乙烯多胺、水杨酸钠、六次甲基四胺,分析纯,成都市科龙化学试剂厂;阴离子型耐温耐盐聚合物SD6800,山东盛达公司研发,新疆科力新技术发展股份有限公司生产;模拟盐水为25×10^4 mg/L氯化钠溶液;塔里木现场水,矿化度207664.6 mg/L,水型氯化钙,离子组成(mg/L)为:K^++Na^+ 72017.1、Ca^{2+} 8381.7、Mg^{2+} 368.8、Cl^- 126790.9、SO_4^{2-} 26.3、HCO_3^- 159.4;单

* 收稿日期:2019-04-11;修回日期:2019-06-27。

基金项目:国家科技部重大专项"高矿化度严重非均质稠油油藏提高采收率技术联合研发"(项目编号2015DFR60530)。

作者简介:钟万有(1989–),男,产品研发部主任,工程师,2012年毕业于成都理工大学化学系,从事聚合物凝胶提高采收率方面的研究工作,通讯地址:834000 新疆克拉玛依市克拉玛依区友谊路138号科力公司,E-mail:310559310@qq.com。

管填砂岩心，ϕ38 mm×300 mm，孔隙度30%，水测渗透率210×10^{-3} μm²。

BSA2202S电子天平、TQ-1高温高压罐、ZQ-1高温高压驱替设备、FD-240高温烘箱，常州易用科技有限公司；SY312机械搅拌器，上海梅颖蒲仪器仪表制造有限公司；MCR302流变仪，安东帕（上海）商贸有限公司等。

1.2　实验方法

（1）添加剂的制备。①高温交联剂：按照苯酚、甲醛、聚乙烯亚胺摩尔比为1∶3∶1进行缩合反应。将苯酚与聚乙烯亚胺在40℃下混合均匀，保温20 min，然后加入甲醛，控温30℃下反应30 min，升温70℃反应2 h，然后升温至130℃脱水得到高温交联剂，反应方程式见图1。②改进剂：按多乙烯多胺、水杨酸钠、六次甲基四胺摩尔比为1∶1∶2混合，加水溶解，配制固含量为50%的水溶液。③稳定剂：配制硫脲含量为50%的水溶液。

（2）调驱体系的制备。在模拟盐水中加入SD6800、高温交联剂、改进剂、稳定剂，在150℃下进行交联反应，反应方程式见图2。

（3）成胶时间、强度、稳定性评价。按配方配制调驱体系样品，放入高压釜中密封，定期取出样品，监测调驱剂样品黏度的变化。根据调驱剂黏度—时间曲线，黏度拐点所对应的时间为成胶时间[24]；表观黏度达到最大所对应的时间为最终成胶时间；开始水化或脱水对应的时间为稳定时间；强度用调驱剂黏度来表征。在温度90℃、剪切速率10 s^{-1}的条件下测定表观黏度。

（4）调驱剂性能评价。①用塔里木现场水配制调驱剂（1.5% SD6800、SD6800与高温交联剂质量比50∶1、0.2%改进剂、0.1%稳定剂），向单管填砂岩心中连续注入3 PV调驱剂，在150℃烘箱中候凝24 h后，在90℃下进行5 PV后续水驱，考察调驱剂的封堵性能和耐冲刷性能。②压制3个规格为ϕ25 mm×80 mm、渗透率为200×10^{-3} μm²填砂管岩心。将填砂管模型抽真空6 h，饱和塔里木现场水，测量孔隙度和水测渗透率。将调驱剂在150℃候凝成胶24 h。将3管岩心串联（1号管前面端为测压点1，1号和2号管之间为测压点2，2号和3号管之间为测压点3），90℃下连续注入3 PV调驱剂（注剂速度1 mL/min），考察调驱剂的流动性。③制备4个规格为ϕ38 mm×300 mm、渗透率具有一定级差的填砂管岩心。将填砂管模型抽真空6 h，饱和塔里木现场水，测量孔隙度和水测渗透率。将4管岩心并联，先进行水驱至含水98%；注入0.1 PV保护段塞（0.5% SD6800溶液）；然后注入调驱体系0.1 PV；后续水驱至含水98%以上；再注入调驱体系0.1 PV，再后续水驱至含水98%以上（注剂速度1 mL/min），考察调驱剂的驱油性能。

2　结果与讨论

2.1　调驱体系性能影响因素

2.1.1　SD6800加量

为应对复杂的地层环境（不同的水流优势通道需要的调驱剂强度不同），需确定SD6800的用量。

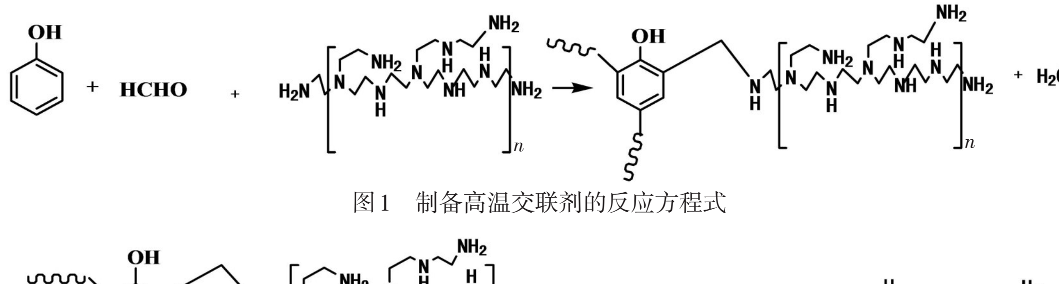

图1　制备高温交联剂的反应方程式

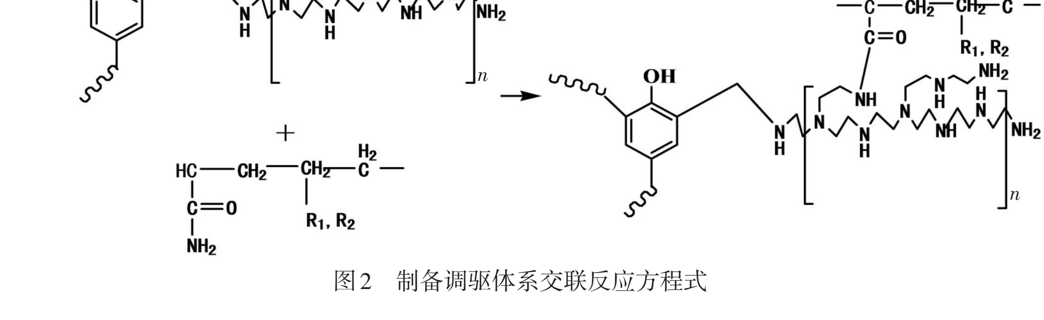

图2　制备调驱体系交联反应方程式

在SD6800与高温交联剂质量比=50∶1、0.3%改进剂、0.2%稳定剂的条件下，SD6800加量对调驱剂交联时间和强度的影响见表1。随SD6800浓度增加，调驱剂成胶速度加快，表观黏度增加，稳定性变优，强度增强。这是由于SD6800浓度增加，体系包笼水分子的能力增加，使得调驱体系网状结构更为致密，宏观上表现出强度增强；稳定性改善的同时交联反应点增加，分子碰撞几率增大，表现出成胶时间缩短。SD6800的浓度应根据现场地层水窜通道的渗透率来决定。

表1　SD6800加量对调驱剂性能的影响

SD6800质量分数/%	150℃放置不同时间(d)的黏度/(mPa·s)							
	0	0.63	1	2	3	10	30	60
0.3	20	21	28	49	125	114	脱水	脱水
0.5	44	45	145	298	279	239	157	138
1.0	194	211	347	1183	1198	984	578	499
1.5	389	980	1580	2300	2247	1810	1280	1197
2.0	589	2450	3470	3349	3389	3007	2570	2210

2.1.2　高温交联剂加量

在1.5% SD6800、0.3%改进剂、0.2%稳定剂的条件下，SD6800与高温交联剂质量比对调驱剂交联时间、强度和弹性的影响如表2和图3所示。由表2可见，随着SD6800与高温交联剂质量比的降低，调驱剂成胶速度加快、强度增强，但稳定性变差。SD6800与高温交联剂质量比过高，调驱剂强度较小，过低则调驱剂易交联过度脱水。SD6800与高温交联剂适宜的质量比为50∶1。

由图3可见，SD6800与高温交联剂质量比≥100∶1时，调驱体系损耗模量(G'')＞储能模量(G')，调驱剂尚未达到临界凝胶点，主要表现出黏性特征；当SD6800与高温交联剂质量比≤50∶1时，调驱体系的$G''<G'$，调驱体系逐渐凸显弹性性能，并且以弹性性能为主。SD6800与高温交联剂质量比越小

表2　SD6800、高温交联剂质量比对调驱剂性能的影响

SD6800∶高温交联剂	150℃放置不同时间(d)的黏度/(mPa·s)							
	0	0.63	1	2	3	10	30	60
100∶1	389	341	598	1011	989	786	658	552
50∶1	389	980	1580	2300	2247	1810	1280	1197
30∶1	389	2400	2571	2487	2374	1970	脱水	脱水

(交联剂越多)，调驱体系的网状结构由二维逐步转变为三维，宏观上表现出调驱剂体系的弹性特征越发突出[15]。

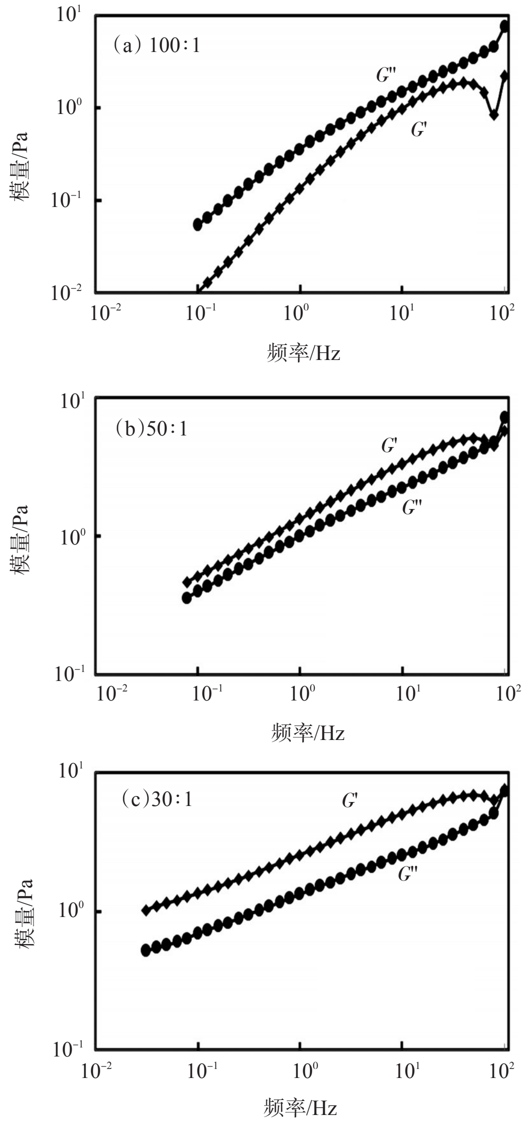

图3　SD6800与高温交联剂质量比对调驱剂黏弹性曲线的影响

2.1.3　改进剂加量

调驱剂配方主体成份为SD6800和高温交联剂，改进剂主要是为了进一步改善凝胶柔韧性和增加凝胶强度，提高凝胶稳定性。在1.5% SD6800、SD6800与高温交联剂质量比50∶1、0.2%稳定剂的条件下，改进剂加量对调驱剂交联时间和强度的影响如表3所示。无改进剂时，调驱剂强度小，稳定性差，30 d即水化；改进剂的引入可加强调驱剂强度和稳定性，但需控制在一定范围，如果过量，调驱剂易脱水。这是由于改进剂可进一步强化体系网状结

构，过量则易导致整个体系缩聚。改进剂最佳加量为0.2%。

表3 改进剂加量对调驱剂性能的影响

改进剂质量分数/%	150℃放置不同时间(d)的黏度/(mPa·s)					
	0	5	10	20	30	60
0	389	545	120	15	水化	水化
0.2	389	2257	1810	1399	1280	1197
0.4	389	2432	1715	1298	1275	1211
0.6	389	2782	1578	脱水	脱水	脱水

2.1.4 稳定剂加量

为节约成本需优化稳定剂用量。在1.5% SD6800、SD6800与高温交联剂质量比50∶1、0.2%改进剂的条件下，稳定剂加量对调驱剂交联时间和强度的影响如表4所示。体系中无稳定剂时，20 d即脱水。稳定剂的引入使凝胶稳定性得到改善，最佳加量为0.1%。由于调驱剂体系中存在氧气，高温下可发生自由基降解反应，稳定剂可与氧自由基等发生反应，阻止降解反应的进行。

表4 稳定剂加量对调驱剂性能的影响

稳定剂质量分数/%	150℃放置不同时间(d)的黏度/(mPa·s)					
	0	5	10	20	30	60
0	389	2354	1367	脱水	脱水	脱水
0.1	389	2257	1810	1399	1280	1197
0.2	389	2182	1588	1345	1290	1109
0.3	389	2290	1645	1439	1220	1099
0.4	389	2032	1524	1297	1309	1221

2.1.5 温度

调驱剂最佳配方为：模拟盐水、1.5% SD6800、SD6800与高温交联剂质量比50∶1、0.2%改进剂、0.1%稳定剂。温度对调驱剂交联时间和凝胶强度的影响如图4所示。温度越高，反应速度加快，成胶时间越短[8]。温度越高，调驱剂的强度越大。这是由于高温下可激活高活化能化学键，增加反应点，进一步强化调驱剂的网状结构，提升调驱剂强度。但温度越高调驱剂的稳定性越差，主要有两个原因：其一根据分子运动理论，温度越高，分子运动越剧烈，化学键易断裂，导致调驱剂稳定性差；其二根据晶格动力学，温度升高，晶格形变增大，分子运动更加剧烈，水分子容易脱离晶格束缚，导致调驱剂脱水。

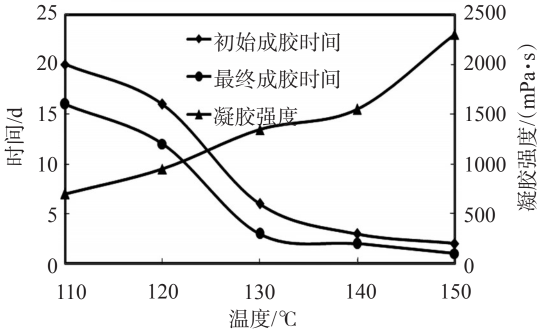

图4 温度对成胶时间和凝胶强度的影响

2.2 调驱体系性能评价

2.2.1 注入性、封堵性和耐冲刷性能

调驱剂的封堵性能和耐冲刷性能见图5。调驱剂注入过程中，压力持续缓慢上升，注入量达到0.8～1 PV时，压力基本稳定在1.8 MPa，说明其具有良好的注入性能，同时反映出调驱剂在岩心中具有良好的波及系数(高达80%以上)。阻力系数41.9，残余阻力系数46.5，后续水驱突破压力达到3.4 MPa、突破压力梯度达到11.33 MPa/m，说明调驱剂有较好的封堵能力。调驱措施后进行5 PV水驱，水驱压力基本稳定在3 MPa，是调驱措施前水驱压力的46.5倍，说明调驱剂具有良好的耐冲刷性能。

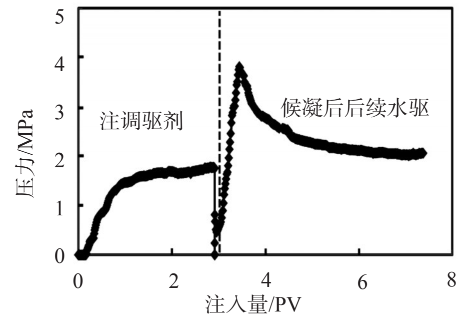

图5 单管岩心驱替实验注入压力随注入量的变化

2.2.2 流动性

由图6可见，向3管串联岩心中注入调驱剂后，3个测压点压力均在不同的时机出现缓慢而均匀的

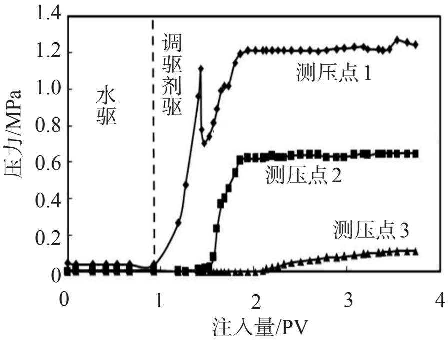

图6 串联岩心驱替实验各测压点压力随注入量的变化

上升。当注入量为3 PV时，3个测压点压力均基本稳定，调驱剂稳定流出，表明该调驱体系在多孔介质中具有较好的流动性，可对地层进行深部调剖。

2.2.3 驱油性能

4管并联岩心驱油实验结果见表5和图7。注调驱剂后产液分配发生变化。高渗层得到有效封堵，中低渗层得到启动，波及体积提高，总体出现含水下降，采收率和注入压力上升。渗透率107.4×10^{-3}、232.8×10^{-3}、349.4×10^{-3}、698.2×10^{-3} μm^{2}岩心的采收率分别提高51.5%、30.1%、11.5%、8.0%。说明调驱体系具有驱油和改善地层的非均质性双重能力。由表5可见，调驱前渗透率698.2×10^{-3} μm^{2}岩心产液百分比高达89.7%。第一次调驱后产液百分比下降至42.7%，下降幅度高达52%，其他相对低渗岩心产液量不同程度的提升；第二次调驱后产液百分比下降至8.4%，降幅高达90.6%，两个低渗岩心产液量再次得到不同程度的提升。进一步说明该调驱剂体系具有良好的调剖、改善地层非均质性能力。

表5　并联岩心注剂前后的产液分配

调驱前后	不同渗透率(10^{-3} μm^2)岩心调驱前后的产液分配/%			
	698.2	349.4	232.8	107.4
调驱前	89.7	8.9	1.4	0
第一次调驱后	42.7	23.1	22.8	11.4
第二次调驱后	8.4	12.5	27.9	51.2

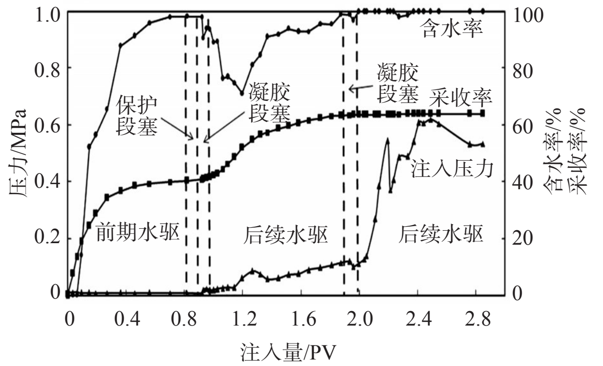

图7　并联岩心驱油实验的驱油动态曲线

2.3 现场应用

2016年该调驱体系已在塔里木高温、高矿化度油藏进行1井次先导性试验，2016年5～ 8月期间现场累计注入10^4 m^{3}调驱剂。

2.3.1 油藏基本概况

塔里木深层油藏为构造完整、轴向近南北的背斜构造砂岩油藏，油层埋深5700～5840 m，油层最厚120 m，地层倾角4.5～12°，油藏内部断层、断距10～15 m，原始地层压力62.38 MPa，压力系数1.12，地层温度142℃，矿化度25×10^4 mg/L。油藏为块状底水油藏，受储层物性及夹层影响，表现为层状开发特征；储层孔隙结构整体为小孔道-特小孔道、细喉-微细喉，且喉道相对均匀，属中低渗油藏，平面和纵向上物性差异大，且夹层、隔层发育不连续；井网井距＞600 m。

塔里木油藏自1990年开始开发，共经历了试采、上产、注采结构优化、产液结构调整和细分层系开发5个阶段。近年来，该区块年均含水上升速率5%，开发形势变差，年均产量递减率15%，目前含水率高达80%。此外油藏存水率、水驱指数急速下降，耗水指数上升，剩余油平面和纵向上分布不均匀。2006～2013年对该区块进行示踪剂监测，累计监测注水井20井次，对应采油井137口，见示踪剂采油井比例仅占21.9%，区块层内、层间矛盾突出，注水极为不均衡。说明有大范围油区尚未波及，为了抑制注入水“窜流”，进一步提高储集层动用程度迫切需要改善地层剖面，提高注水效率，实现增产增效。

2.3.2 矿场实验及措施效果分析

在塔里木油藏注入调驱剂后，注水井井口压力上升2.1 MPa，视吸水指数下降1.1 m^3/d·MPa；注水井压力指数(PI)值由措施前的9.82上升至21.83，井筒充满度(FD)值由措施前的0.59上升至0.97，注水正常；原强吸水层CIII_2-1_T、CIII_2-2_T吸水量下降，原弱吸水层CIII_3-1_T、CIII_3-2_T、CIII4及以下吸水能力均不同程度增强，吸水剖面得到有效改善。目前该区块已经有3口一线生产井相继见效，生产井出现不同程度的增油、含水下降等现象。2016年6月开始实施，截至2018年3月生产井累计增油7890 t。

3 结论

调驱体系基础配方为：0.5%～2.0%耐温耐盐高分子SD6800，SD6800与高温交联剂质量比50∶1，0.2%改进剂，0.1%稳定剂。随着SD6800浓度增加，成胶速度加快，表观黏度增大，稳定性提高。随着交联剂或改进剂浓度增加，成胶速度加快，相应的

表观黏度增大，交联剂或改进剂浓度过高，调驱体系易交联过度而脱水。调驱体系在150℃、矿化度25×10^4 mg/L环境下可长期稳定60 d以上。调驱体系具有良好的耐温性、耐盐性、流动性、封堵性和耐冲刷性，可有效缓解油藏层内和层间矛盾，封堵高渗通道，改善油藏吸液剖面，提升井口压力，降低视吸水指数。

参考文献：

[1] 周代余，赵冀，汪进，等. 深部调驱技术在轮南油田的应用[J]. 新疆石油地质，2014，35(4)：457-460.

[2] 黄学宾，李小奇，金文刚，等. 文中油田耐温抗盐微球深部调驱技术研究[J]. 石油钻采工艺，2013，35(5)：100-103.

[3] 苑光宇，侯吉瑞，罗焕. 耐温抗盐调堵剂研究与应用进展[J]. 油田化学，2012，29(2)：251-256.

[4] 周明，冯积累，江同文，等. 塔里木油田高温高矿化度油藏三次采油初步研究[J]. 新疆石油地质，2010，31(2)：163-166.

[5] 唐孝芬，刘玉章，常泽亮，等. 适宜高温高盐地层的无机涂层调剖剂室内研究[J]. 石油勘探与开发，2004，31(6)：92-94.

[6] 任熵，由庆，王业飞，等. 适合高温高盐油藏无机调驱剂室内研究[J]. 石油地质与工程，2006，20(3)：63-65.

[7] KRUMRINE P H，BOYCE S D. Profile modification and water control with silica gel-based systems [C]//SPE International Sympasium on Oilfield and Geothermal Chemistry. Phoenix，Arizona，1985：1-12.

[8] 郭松林，陈福明，李霞. 交联聚合物成胶性能影响因素研究[J]. 大庆石油地质与开发，2001，20(2)：36-38.

[9] SYDANSK R D. A new conformance improvement treatment chromium(III) gel technology [C]//SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symsium. Tulsa，Oklahoma，1988：1-10.

[10] SYDANSK R D，SOUTHWELL G P. More than 12 years of experience with a successful conformance control poly-met gel technology [C]//SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Argentina，2000：1-11.

[11] 潘竟军. 一种用于深部调剖的聚合物强调驱剂堵剂的研究[J]. 油田化学，2002，19(1)：39-42.

[12] 张运来，卢祥国，孙双，等. 高温矿化度油藏聚合物调驱技术研究[J]. 断块油气田，2012，19(1)：133-136.

[13] VAN POUEN H K. 提高石油采收率的原理[M]. 唐养吾，杨贵珍，译. 北京：北京石油工业出版社，1984：15-17.

[14] 何启平，施雷庭，郭智栋，等. 适合高温高矿化度油藏的弱调驱剂体系研究[J]. 钻采工艺，2011，34(2)：79-82.

[15] 陈铁龙，周晓俊，唐伏平，等. 弱调驱剂调驱提高采收率技术[M]. 北京：北京工业出版社，2006：67-69.

[16] 蒲万芬，周明，赵金洲，等. 有机铬/活性酚醛树脂交联聚合物弱调驱剂及其在濮城油田调驱中的应用[J]. 油田化学，2004，21(3)：260-263.

[17] 黎钢，徐进，毛国梁，等. 水溶性酚醛树脂作为水基聚合物凝胶交联剂的研究[J]. 油田化学，2000，17(4)：3l0-313.

[18] 周明，赵金洲，蒲万芬，等. 一种新型抗温抗盐超强堵剂的研制[J]. 中国石油大学学报，2010，34(3)：62-66.

[19] 吴运强，毕岩滨，纪萍，等. 适用于高温高矿化度条件的聚乙烯亚胺冻胶堵水剂[J]. 石油钻采工艺，2015，37(4)：113-116.

[20] 唐孝芬，刘玉章，刘戈辉. 配套暂堵实现强调驱剂堵剂的选择性堵水实验研究[J]. 石油勘探与开发，2003，30(1)：102-104.

[21] 孙薇，孙举，李旭东，等. AMPS/AM三元共聚物驱油剂的合成及性能评价[J]. 钻采工艺，2009，32(4)：87-88.

[22] 张凤英，杨光，刘延彪，等. 高温高盐油藏用化学驱油剂的研究[J]. 精细石油化工进展，2005，6(5)：8-11.

[23] 徐寿昌. 有机化学[M]. 北京：高等教育出版社，2006：259-260.

[24] PERDOMO L. Successful experiences for water and gas shut-off treatments in north Monagas [C]//SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Argentina，2007：1-12.

Performance Evaluation and Application of Deep Oil Displacement System in High Temperature and High Salinity Reservoir

ZHONG Wanyou，ZHAO Bo，HAN Shihuan，HE Chengzu，YU Jianbo，LI Yujin，ZHANG Wenhui

(*Xinjiang Keli New Technology Development Company，Ltd，Karamay，Xinjiang 834000，P R of China*)

Abstract: In order to meet the high temperature and high salinity environment of special reservoirs，such as Qinghai and Tarim，deep oil displacement profile control agent was prepared using temperature and salt resistant polymer SD6800，cross-linking agent，improver and stabilizer. The temperature resistance，injection property，liquidity，plugging property，scour resistance and oil displacement performance of the oil displacement profile control agent were studied. Finally，field tests were conducted in Tarim oil reservoir. The research results showed that the optimum formula of the oil displacement profile control agent was obtained as follows：0.5%—2.0% SD6800，50∶1 mass ratio of SD6800 and crosslinker，0.2% improver，0.1% stabilizer. As the concentration of SD6800，cross-linking agent or improver increased，the gelation speed and the apparent viscosity increased. But if the

（下转第44页。to be continued on p.44）

[5] 赵觅，吴迪，王鉴. 石油磺酸盐驱油体系微乳液的形成及增溶特性研究[J]. 科学技术与工程，2015，15(28)：144-150.
[6] 方新湘，陈永立，牛春革，等. 克拉玛依油田石油磺酸盐型二元驱的性能评价[J]. 石油化工，2012，41(4)：420-425.
[7] 陈泽华，赵修太，王增宝，等. 石油磺酸盐与非离子表面活性剂Triton X-100的相互增效作用[J]. 石油化工，2015，44(9)：1089-1093.
[8] 侯军伟，廖元淇，孙腾，等. 新疆油田三元复合驱油体系油水界面Zeta电位的影响因素[J]. 石油化工，2016，45(3)：319-324.
[9] 王帅，王旭生，曹绪龙，等. 常规和亲油性石油磺酸盐的组成及界面活性研究[J]. 石油化工高等学校学报，2010，23(2)：9-13.
[10] 刘可成，林莉莉，翟怀建，等. ASP三元复合驱用石油磺酸盐的组成分析及界面活性研究[J]. 油田化学，2017，34(4)：680-683.
[11] 翟洪志，冷晓力，卫建国，等. 石油磺酸盐合成技术进展[J]. 日用化学品科学，2014，37(9)：15-19.
[12] 王帅，李振泉，张继超，等. 石油磺酸盐的结构与界面活性的关系及其质量评价[J]. 石油化工，2012，41(5)：573-577.
[13] 周绿山，明大增，李志祥，等. 三氧化硫制备石油磺酸盐工艺及组成分析方法综述[J]. 化工科技，2013，21(2)：61-66.
[14] 曹绪龙，宋新旺，张继超，等. 未磺化油气相色谱法评价石油磺酸盐的界面活性[J]. 油田化学，2012，29(3)：349-352.
[15] 齐艳丽，刘斌，王志伟，等. 石油磺酸盐结构与界面活性关系研究[J]. 分析测试技术与仪器，2014，20(1)：5-9.
[16] 王帅，郭兰磊，祝仰文，等. 烷基苯磺酸盐纯化工艺研究[J]. 石油化工高等学校学报，2017，30(4)：1-5.

Component Separation and Performance Evaluation of Petroleum Sulfonate from Xinjiang Oilfield

CHEN Quansheng[1], LUAN Huoxin[1], YUE Xinjian[1], NIE Xiaobin[1], GUO Yong[2], WANG Shuai[2]

(*1. Research Institute of Experimental and Testing, Xinjiang Oilfield Branch Company, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Lanzhou Institute of Chemical Physics, Chinese Academy of Science, Lanzhou, Gansu 730000, P R of China*)

Abstract: In order to analyze and evaluate the characteristics of the component with good interfacial activity and emulsifying property in petroleum sulfonate of Xinjiang oilfield, the liquid chromatography was adopted to perform the fine components separation. The preparative column was a hydrophobic reversed phase column with diameter of 21 mm and length of 250 mm. Structural composition, interfacial activity and emulsifying property were also completed. The results showed that the petroleum sulfonate sample could be effectively separated into fourteen components with obvious structural differences, among which one component with the most excellent interfacial activity and emulsifying property was distinguished. The average molecular weight and distribution range of this component was 432.5 (without Na^+) and 390—470, respectively. And molecular weight distributing between 405 and 445 was prominent. The mass percentage of most excellent component in petroleum sulfonate was 20.34%. The performance of petroleum sulfonate sample could be improved through the rigorous screening and control for feedstock and production process.

Keywords: *petroleum sulfonate; chromatographic separation; interfacial activity; emulsifying property; Xinjiang Oilfield*

(上接第34页。continued from p.34)

concentration of cross-linking agent or improver was too high, the gelation was prone to cross-linking excessive and caused dehydration. The stabilizer could remove free oxygen ions and improve the stability of gel system. As the temperature increased, the gelation speed and the strength increased, but at the same time the elasticity and stability of the oil displacement profile control agent became worse. The oil displacement profile control agent could be stable for more than 60 days under the condition of 150℃ and 25×10^4 mg/L salinity. The oil displacement profile control agent had good temperature and salt resistance, liquidity, plugging performance, and scour resistance. The field application results showed that the oil displacement profile control agent system could effectively alleviate intra- and inter-layer contradictions in the reservoir, block high-permeability channels, improve the liquid absorption profile of the reservoir, increase wellhead pressure and reduce apparent water absorption index. The effect of increasing oil and reducing water content was obvious.

Keywords: *Tarim oilfield; oil displacement profile control agent; high temperature; high salinity.*