文章编号:1000-4092(2019)02-271-06

冀东低渗透油藏降压增注剂的性能评价与应用*

刘 京[1,2],刘 彝[1,2],李良川[1,2],王金忠[1,2],张 霞[1,2],唐 聪[1,2]

(1. 中国石油冀东油田公司钻采工艺研究院,河北 唐山 063002;2. 中国石油天然气集团公司油田化学重点实验室,北京 100083)

摘要:针对冀东高尚堡油田注水开发过程中,注水压力抬升快、高压欠注的问题,结合冀东低渗透油藏物性特征制得阳离子-非离子表面活性剂降压增注剂JDZC,研究了JDZC加量对其表面张力、油水界面张力、乳化能力的影响及其耐温性和降压增注能力,并在现场进行了推广应用。结果表明,用聚氧乙烯醚类非离子表面活性剂和环氧丙基三季铵盐制得的JDZC降压增注剂耐温可达130℃。随JDZC加量的增加,溶液表面张力降低并逐渐稳定,500 mg/L JDZC溶液的表面张力为28 mN/m;用冀东油田注入水配制的JDZC溶液的临界胶束浓度为1000 mg/L。500～5000 mg/L的JDZC与冀东原油的最低界面张力维持在10^{-2} mN/m的数量级。JDZC对原油的乳化能力较好,且加量越大,乳化能力越强。JDZC对冀东高尚堡主力层岩心具有明显的降压增注效果,可使洗油后的岩心渗透率提高40%,压力降低26%。现场38口井应用结果表明,现场实施有效率为94%,注水井初期注水压力平均下降8.5 MPa,有效期超过半年,平均单井增注超过2×10^3 m^3,改善了冀东高尚堡低渗透油藏注水难题。图3表5参12

关键词:低渗透油藏;降压增注;表面活性剂;冀东油田
中图分类号:TE348:TE357.46 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.016

冀东高尚堡油田地质储量7627.8万吨,其中浅层储量为2730万吨,中深层、深层储量为4897.8万吨,绝大多数储量属于中、低渗地质储量。中、低渗透储层开发中,注水开发技术是高尚堡油田重要的采油措施。高尚堡深层油藏主要以砂岩为主,油藏埋深3100～4000 m,平均孔隙度14.7%,平均渗透率6.59×10^{-3} μm^2,属于中孔低渗储层。储层孔隙结构特征总体表现为中孔细喉型,平均孔喉半径1.22 μm、喉道分布不集中、喉道半径差异较大,主要表现为中等偏弱水敏、强速敏、弱酸敏、中等偏弱碱敏、中等偏弱盐敏[1]。注水开发过程中,注水压力抬升快,高压欠注问题严重,给油田有效开发带来了很大的难度。低渗透油藏降压增注技术主要有两类[2-7]:一是通过改善储层改造即酸化、压裂等措施来实现降压增注[8];二是通过储层表面改性即活性降压增注[9-10]。活性降压增注是近年来低渗透油藏实现降压增注的有效方法之一,目前已成为低渗透油藏降压增注的支撑技术。

在活性降压增注中研究应用较多的有单一型表面活性剂(以阴离子、非离子、两性表面活性剂为主)、复配型表面活性剂及其双子表面活性剂。近几年来针对阳离子表面活性剂的研究较多,其优势主要表现在具有较强的吸附作用,可以通过静电吸附在储层表面,从而改变储层的表面性质。由于吸附性强,对实现长效降压增注具有重要意义。阳离子表面活性剂也有其自身缺陷,通常对区块原油难以形成超低界面张力,对原油的增溶作用较差。同时由于活性降压增注具有选择性、适应性,油藏性

* 收稿日期:2018-12-17;修回日期:2019-03-12。
基金项目:国家重大专项"南堡凹陷油气富集规律与增储领域"(项目编号2016ZX050060060),冀东油田重大开发项目"低渗透油藏效益开发专项工程研究"(项目编号KF2018A05)。
作者简介:刘京(1983–),男,工程师,2005年毕业于江汉石油学院化学工程与工艺专业,从事石油工程研究与应用工作,通讯地址:063004 河北省唐山市冀东油田公司钻采工艺研究院,E-mail:393366783@qq.com。

质,注入水性质、原油性质等对区块应用效果的影响很大。降压增注剂设计要求为:(1)带有正电荷,通过化学键作用自发吸附在固/液或气/固界面上,形成热力学稳定和能量最低的紧密有序的二维纳米级的超薄膜,化学键包括共价键或者非共价键弱相互作用力(如氢键、范德华力、静电力、疏水作用力、吸附作用);(2)改变润湿性,除了要求增注剂本身带正电荷外,为了降低低渗透砂岩油藏的注水摩阻,需要把储层岩石表面变成弱水湿;(3)高表面活性,由于增注剂溶液注入、吸附过程中,不可避免的会有增注剂流向水驱前缘,如果增注剂同时具有高表面活性,就可以实现减阻驱油一体化。笔者结合冀东低渗透油藏特性及前期试验情况,自制阳离子-非离子表面活性剂降压增注体系JDZC,研究了JDZC增注剂的各项性能并进行了现场应用。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

十二烷基三甲基氯化铵、烷基聚氧乙烯基/丙烯基烷基溴化铵、十二烷基二甲基甜菜碱(BS-12)、石油磺酸盐、3种脂肪醇聚氧乙烯醚类表面活性剂、烷基胺,工业品,上海金山经纬化工有限公司;乙醇、环氧氯丙烷、乙醚、石油醚、氯化铵,分析纯,国药集团化学试剂有限公司;冀东高尚堡油田注入水矿化度2096 mg/L、pH值为7.0、$NaHCO_3$型,采出水矿化度2606 mg/L、pH值为6.8、$NaHCO_3$型,离子组成见表1;高尚堡深层采出油属常规原油,原油密度0.81～0.92 g/cm^3、地面原油黏度5.98～43.59 mPa·s、含硫0.08%～0.3%、胶质沥青质含量15.8%～24.7%、含蜡量6.6%～22.3%、注水区块凝固点为31～35℃;高尚堡低渗透油藏天然岩心。

Kruss型全自动表界面张力仪,德国Krüss公司;X-500C旋液滴表界面张力测试仪,美国科诺工业有限公司;岩心流动试验装置,海安石油科研仪器有限公司;傅里叶变换红外光谱仪,德国布鲁克公司。

表1 高尚堡油藏注入水与采出水离子组成

离子质量浓度/(mg·L^{-1})	采出水	注入水	离子质量浓度/(mg·L^{-1})	采出水	注入水
k^++Na^+	688	587	SO_4^{2-}	24	11
Ca^{2+}	73	9	HCO_3^-	1334	1293
Mg^{2+}	22	3	CO_3^{2-}	0	54
Cl^-	464	139			

1.2 实验方法

(1)增注剂的制备

①主剂B环氧丙基三季铵盐的合成:向装有搅拌器、滴液漏斗和冷凝回流装置的三口烧瓶中加入一定量的环氧氯丙烷及乙醇溶剂,不断搅拌并用滴液漏斗滴加一定量的烷基胺,控制一定的滴加速度,同时加热至80℃,恒温反应数小时后停止反应。将所得产物减压蒸馏,以除去溶剂,然后用无水乙醚洗涤,离心分离,尽可能除去产品中环氧氯丙烷等杂质。将离心后的产品置于表面皿中,放入真空干燥箱中于20℃下真空干燥12 h。②JDZC增注剂的合成:称取一定质量的A剂(见2.1节)和等摩尔质量的B剂于三口烧瓶中,搅拌后在45℃下反应一定时间,即得减阻增注剂。

(2)临界胶束浓度及表界面张力的测定

用油田注入水配制质量浓度(c)为100～3000 mg/L的JDZC溶液,在室温下用全自动表界面张力仪测定溶液的表面张力σ,由σ—c曲线确定溶液的临界胶束浓度(c_{cmc})。在70℃下,用旋液滴表界面张力测试仪测定冀东高尚堡油田原油与注入水配制的不同浓度的JDZC溶液的界面张力。

(3)乳化性能测定

用定量恒温量筒量取用注入水配制的增注剂溶液和冀东高尚堡脱水原油,溶液与原油的体积比为7∶3。在70℃下设定一定速率(3000 r/min)搅拌,30 min内观察原油能否分散在溶液中形成均匀相,若原油在30 min内溶入水相,则降低转速25 r/min继续搅拌,否则提高转速25 r/min继续搅拌,直到找出原油在溶液中分散所需的最小转速。

(4)接触角的测定

采用Washburn法[11]测定冀东低渗透油藏储层岩心经不同浓度表面活性剂溶液处理后的接触角。将100～120目(0.15～0.125 mm)的岩心洗油(用石油醚)后在105℃下干燥至恒重,放在干燥器中备用。配制不同浓度的JDZC增注剂溶液,称取干净的岩心倒入溶液中,液固质量比50∶7。搅拌均匀后将置于空气振荡器中振荡48 h,取出岩心烘干。称取6 g处理好的岩心分两次装入玻璃管中,玻璃管端口用脱脂棉封堵,均匀振动,压实,使岩心管每次的填充高度相同以保证岩心的堆积密度恒

定。将岩心管放在支架上并保持与地面垂直，当岩心管刚一接触液面时开始记时，记录液面上升的高度H与对应的时间t。测定装置如图1所示。在t时间内液体流过的高度H服从Washburn方程：

$$H^2 = \frac{\gamma \cos\theta}{2\eta} rt \tag{1}$$

式中，H—液体在毛细管中的上升高度，m；γ—液体表面张力，mN/m；θ—接触角，°；η—液体黏度，mPa·s；r—毛细管半径，m；t—液体上升的时间，s。根据$H \sim t$的关系计算接触角θ。

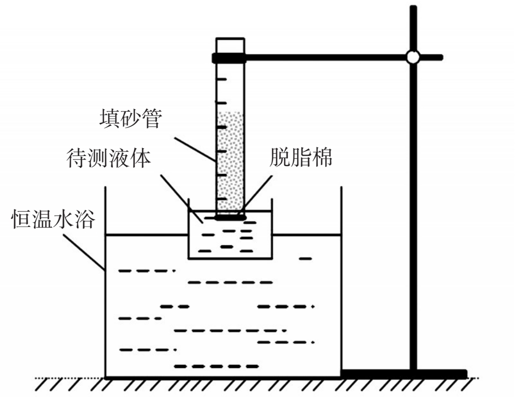

图1　接触角测定装置示意图

（5）耐温性能

将JDZC增注剂在一定温度下加热48 h，然后用地层水配制成1000 mg/L的溶液，测定其表（界）面张力、接触角和乳化能力。

（6）降压增注岩心实验

取高尚堡主力层段岩心，按石油天然气行业标准SY/T 5358—2010《储层敏感性流动实验评价方法》进行钻取。实验分为两部分：①测定其活性降压增注实验（通过消除残余油来提高注入水流动能力、降低注水压力）：岩心未经洗油，直接饱和3%氯化铵溶液，用经0.45 μm滤膜过滤的油田注入水在一定流速下测定初始压力、渗透率，注入一定量1000 mg/L增注剂溶液，稳定10 h，继续用过滤的油田注入水测其压力、渗透率。②测定其降压增注能力：将钻取好的标准岩心按标准SY/T 5358—2010洗油后，按与①相同的步骤进行后续实验。

2　结果与讨论

2.1　表面活性剂的筛选

高尚堡低渗透油藏天然岩心以砂岩为主，颗粒分选中等-差，磨圆以次圆-次棱为主，部分呈棱角状-次棱状，胶结类型以接触式为主，填隙物多为泥质（10.0%）和碳酸盐矿物（2.2%），黏土矿物相对含量主要以伊/蒙混层主（49.4%）和绿泥石（26.6%）为主、高岭石（16.8%）和伊利石（6.1%）次之，储层表面带负电荷。因此，降压增注剂需要带正电荷以消除注水边界层的影响；同时需带有疏水基团，以改变岩石表面润湿性，降低注水摩阻。减阻增注剂对高尚堡低渗油藏的油水界面张力达到10^{-2} mN/m时，有利于消除孔喉的堵塞。消除边界层、改善润湿性和降低界面张力三者协同作用实现减阻增注。

4类、7种表面活性剂溶液（1000 mg/L）与高尚堡低渗透油藏不同断块3种原油（3种原油属于同一区块、不同断块，原油性质区别较小）间的界面张力见表2。同一种表面活性剂和不同产地原油间的界面张力差别很大，说明表面活性剂的选择性较强。非离子-2型表面活性剂与3种原油间的界面张力均较低，故选择非离子-2型的表面活性剂为主剂A。

表2　不同表面活性剂与原油间的界面张力

表面活性剂*	与不同产地原油间的界面张力/（$mN·m^{-1}$）		
	高5断块	高3102断块	高12断块
十二烷基四甲基氯化铵	1.35	1.15	3.34
烷基聚氧乙烯基/丙烯基烷基溴化铵	2.68	1.68	4.12
BS-12	3.05	1.06	1.17
石油磺酸盐	4.07	0.85	1.40
脂肪醇聚氧乙烯醚类非离子-1	0.91	0.31	0.29
聚氧乙烯醚类非离子-2	0.08	0.21	0.04
脂肪醇聚氧乙烯醚类非离子-3	6.82	1.67	0.03

*非离子型表面活性剂后缀-1、-2、-3表示聚氧乙烯基团的数目。

2.2　增注剂结构表征

JDZC增注剂合成产物的红外光谱图（图2）中，1635 cm^{-1}处出现了C—N的中强特征吸收峰；1149 cm^{-1}和917 cm^{-1}处分别出现了C—O—C醚键的伸缩振动峰；2923 cm^{-1}和2853 cm^{-1}处分别出现了—CH_2—的不对称伸缩振动峰和对称伸缩振动峰；1468 cm^{-1}处出现了—CH_2—的不对称变形振动峰；720 cm^{-1}处的峰消失，说明C—Cl发生取代反应，游

离出氯离子。红外表征结果与增注剂的设计结构相符。

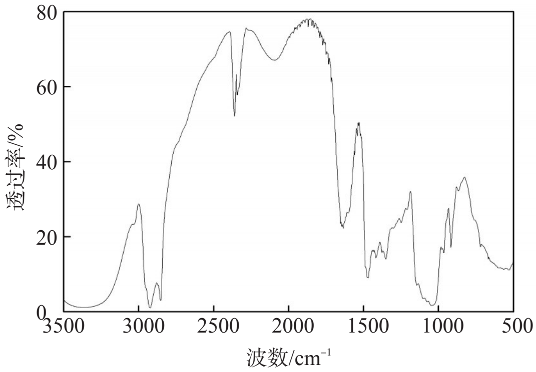

图2 JDZC增注剂的红外光谱图

2.3 表、界面张力及c_{cmc}值

100、300、500、800、1000、2000、3000 mg/L JDZC溶液的表面张力分别为42.3、30.5、28.0、27.6、27.4、27.3、27.4 mN/m。随着JDZC溶液浓度的升高,表面张力不断降低并逐渐稳定。1000 mg/L为其临界胶束浓度。

在注水过程中,增注剂较低的表界面张力有利于改变储层润湿性,对原油具有较好的溶解能力,有利于实现降压增注。JDZC浓度对油水界面张力的影响见图3。随着JDZC浓度的增加,高尚堡3种原油油水界面张力明显降低,当质量浓度为1000 mg/L时,油水界面张力最低为0.02 mN/m。JDZC加量为1000～～5000 mg/L时,浓度对油水界面张力的影响较小,界面张力趋于平稳。JDZC适宜的加量为1000 mg/L。

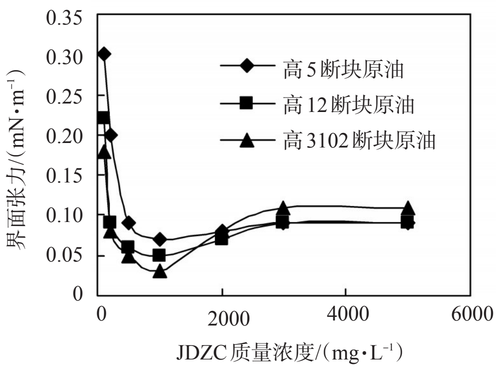

图3 增注剂加量对油水界面张力的影响

2.4 增注剂的乳化能力

在注水过程中,增注剂对区块原油有较强的乳化能力,可以使储层中原有的非连续的油包水乳液状态转变成微乳液中的连续液相,大大提高流度比,从而降低注入压力,同时可以解除注水过程中的油污污染。500、1000、2000、3000、5000、8000 mg/L JDZC增注剂与原油形成均匀相所需的最小转速分别为700、625、450、450、425、400 r/min。随着JDZC加量的增大,原油乳化所需的转速明显降低,说明JDZC浓度越高,乳化能力越强。

2.5 增注剂对岩心接触角的影响

在注水过程中,润湿能力对注水摩阻具有重要的影响,当储层表面变为弱水湿即接触角接近90°时,注水摩阻达到最低。岩心经500、1000、2000、3000、5000 mg/L JDZC增注剂处理后的接触角分别为78°、85°、85°、87°、87°。随着增注剂浓度的增加,接触角增大并逐渐接近90°。

2.6 耐温性能

温度对1000 mg/L JDZC增注剂溶液性能的影响见表3。JDZC的耐温性良好,130℃内的性能参数基本与常温下的一致。

表3 温度对JDZC增注剂溶液性能的影响

温度/℃	表面张力/(mN·m^{-1})	界面张力/(mN·m^{-1})	乳化所需最小转速/(r·min^{-1})	接触角/°
常温	27.6	0.03	550	85
70	27.8	0.03	525	84
90	27.6	0.03	500	82
130	28.0	0.03	500	84

2.7 降压增注能力

1000 mg/L JDZC增注剂对高尚堡低渗透天然岩心驱替前后的水驱压力变化见表4。由表4可见,JDZC增注剂可降低驱替压力,驱替压力降幅约为30%。

未经洗油岩心实验经过增注剂处理后,压力由1.5 MPa降至1.35 MPa,压力降低了10%,渗透率由$4.4×10^{-3}$ $μm^2$增至$7.5×10^{-3}$ $μm^2$,渗透率上升了70%;洗油的岩心经过增注剂处理后压力由0.84 MPa降至0.62 MPa,降压幅度为26%,渗透率由$7.5×10^{-3}$ $μm^2$增至$10.5×10^{-3}$ $μm^2$,上升了40%。当注水量不变时,增注剂处理后,注水压力下降,岩心渗透率增加,由达西定律[12]可以反推出增注剂处理后,岩心的渗透率增加,在注水压力不变的情况下,且岩心的截面积、长度是不变的,即注水量就会增加。可见JDZC增注剂既可以通过洗掉残余油降低注水压

力、又可以通过改变岩石表面润湿性降低注水摩阻，进一步降低注水压力。

表4　岩心流动降压增注实验数据

岩心编号	气测渗透率/($10^{-3}\mu m^2$)	孔隙体积/mL	JDZC驱替量/PV	注入压力/MPa		降压幅度/%
				增注前	增注后	
4950-1	5.3	4.78	5	2.46	1.96	20.3
4950-3	4.8	4.67	8	2.68	1.85	30.9
4950-5	4.6	4.59	10	2.81	1.92	31.7
4950-8	4.2	4.54	15	2.88	1.96	32.0

2.8　现场应用

在室内实验的基础上，于2017年12月在高5断块高36-32井进行现场试验(表5)。该井油藏埋深3600 m，渗透率$5.4×10^{-3}\ \mu m^2$，平均孔隙度15%，泥质含量11%。正常注水时注水油压32 MPa，日注20 m^3，用JDZC增注剂处理后该井注水压力降至25 MPa，日注量保持在20 m^3，有效期达一年以上。随后陆续在高尚堡油田G5、G3102、G12等低渗断块推广应用，到2018年底共计应用38口井，有效率达到94%，注水井初期注水压力平均下降8.5 MPa，阶段有效期超过6个月，平均单井增注超过$2×10^3\ m^3$，累计增注$2.3×10^4\ m^3$。从部分井现场试验数据(表5)可见，实施增注后，注水效果明显得到改善，注水压力降低，注水量增加，满足配注要求，改善了冀东高尚堡低渗透油藏注水难题。

表5　冀东高尚堡油田部分井现场试验数据

井号	措施日期/年月日	油压/MPa		配注/($m^3·d^{-1}$)		实注水/($m^3·d^{-1}$)		累注/m^3	有效期/d
		措施前	措施后	措施前	措施后	措施前	措施后		
G12-45	16-11-29	36	28	20	20	5	20	2450	122
G36-32	16-12-09	32	28	30	30	18	30	3040	387
GJ3102-8	17-09-08	36	30	20	20	10	20	2478	176
G23-39	16-11-11	30	14	30	30	15	30	3870	512
G66-52	16-12-23	30	22	50	50	40	50	4325	471
G23-39	16-12-01	30	7	30	30	12	30	4220	492
G17-9	17-03-24	30	18	30	30	2	31	3800	379
G12-21	17-03-26	30	21	40	40	13	44	4225	377
G12-45	17-04-13	30	22	70	70	65	70	3840	359
G66-64	17-05-13	30	29	50	70	44	64	2650	180

3　结论

用聚氧乙烯醚类非离子表面活性剂和环氧丙基三季铵盐制得的JDZC减阻增注剂具有较低的表、界面张力，对冀东原油具有较强的乳化能力，耐温130℃。JDZC增注剂对冀东高尚堡主力层岩心有较好的降压增注效果。在高尚堡低渗透断块推广应用中，共计实施38井次，有效率达到94%，注水井初期注水压力平均下降8.5 MPa，阶段有效期超过6个月，累计增注$2.3×10^4\ m^3$。

参考文献：

[1]　项琳娜，吴远坤，汪国辉，等. 特低渗透薄互层油藏整体压裂开发技术[J]. 特种油气藏，2014，21(6)：138-140.

[2]　罗跃，陈文斌，郑力军，等. 降压增注技术在低渗透油田的应用研究[J]. 断块油气田，2008，15(2)：72-74.

[3]　吴志伟. 表面活性剂的乳化性能和界面活性对低渗油藏采收率的影响[J]. 油田化学，2017，34(1)：120-125.

[4]　卢红杰，沈彬彬，李雨龙，等. 特低渗透油藏分子膜增注技术试验与应用[J]. 大庆石油学院学报，2011，35(1)：60-63.

[5]　杨明. 双子表面活性剂在低渗透区块注水井酸化增注中的应用效果评价[J]. 化工管理，2015(29)：65-66.

[6]　李海涛，刘美遥，谢崇文，等. 用于降压增注的双子表面活性剂的合成及性能[J]. 精细化工，2015，32(1)：37-41.

[7]　周新国，乜冠贞，陈论韬，等. 减小地层水流阻力的增注技术[J]. 石油钻采工艺，2010，32(4)：74-77.

[8]　刘平礼，张璐，潘亿勇，等. 海上油田注水井单步法在线酸化技术[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，2014，36(5)：148-154.

[9]　王增宝，王静，仝铭，等. 低渗透油藏表面活性剂/有机碱降压增注体系研究[J]. 油田化学，2014，31(4)：573-577.

[10]　祝仰文，孟红丽，马宝东，等. 低渗透油藏表面活性剂降压增注效果影响因素[J]. 油气地质与采收率，2016，23(1)：75-78.

[11]　康诗钊，鞠岩，田根林. WASHBURN法测定颗粒润湿性及无机物对颗粒润湿性影响的研究[J]. 油田化学，1995，12(2)：95-98.

[12]　李晓平. 油气渗流力学基础[M]. 成都：石油工业出版社，2005：29.

Performance Evaluation and Application of Pressure-lowering and Injection-increasing Agent in Low Permeability Reservoir of Jidong Oilfield

LIU Jing[1,2], LIU Yi[1,2], LI Liangchuan[1,2], WANG Jinzhong[1,2], ZHANG Xia[1,2], TANG Cong[1,2]

(*1. Drilling and Production Technology Research Institute, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063002, P R of China; 2. Key Laboratory of Oilfield Chemistry, CNPC, Beijing 100083, P R of China*)

Abstracts: Aiming at the problems of rapid rising of water injection pressure and under-injection during the process of water injection in Gaoshangpu oilfield, a cationic-nonionic surfactant and pressure-lowering and injection-increasing agent JDZC was designed through the physical characteristics of low permeability reservoir in Jidong oilfield. The effects of JDZC dosage on surface tension, oil-water interfacial tension and emulsifying ability, and the temperature resistance, pressure-lowering and injection-increasing ability of JDZC were studied. Finally, JDZC was applied in the field. The results showed that the temperature resistance of JDZC made from polyoxyethylene ether nonionic surfactant and rosin-based triquaternary ammonium salt could reach 130℃. With the increase of JDZC dosage, the surface tension of JDZC solution decreased and stabilized gradually. The surface tension of 500 mg/L JDZC solution was 28 mN/m. The critical micelle concentration of JDZC solution prepared with injected water in Jidong oilfield was 1000 mg/L. The minimum interfacial tension between 500—5000 mg/L JDZC solution and Jidong crude oil was maintained in the order of 10^{-2} mN/m. The emulsifying ability of JDZC to crude oil was good, and the larger the dosage, the stronger the emulsifying ability was. JDZC had obvious effect of reducing pressure and increasing injection for the core of Gaoshangpu main formation. The permeability of core after washing increased by 40% and the pressure decreased by 26%. The field application results of 38 wells showed that the field implementation efficiency was 94%, the initial injection pressure of water injection wells decreased by 8.5 MPa on average, the validity period was more than half a year, and the average enhanced injection of single well was more than 2×10^3 m^3, which improved the water injection problem of Gaoshangpu low permeability reservoir.

keywords: *low permeability reservoir*; *pressure-lowering and injection-increasing*; *surfactant*; *Jidong oilfield*

(上接第270页。continued from p.270)

Microfluidics Simulation Investigation of Nano Fluidity Modifier for Tight Reservoir

GENG Xiangfei[1], DING Bin[1], ZHANG Yuliang[2], WANG Zhe[1], GUO Jianchen[2], XIAO Chuan[3]

(*1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, P R of China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Branch Company, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 3. Xinjiang Oilfield General Supply Corporation, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China*)

Abstract: In order to overcome the shortcomings of common methods for evaluating the performance of injected fluids and realize the effective evaluation of the process of injected fluids flooding in tight reservoirs, three self made microfluidic models, including two dimensions porous media model, two and half dimensions throat model and semi-circle multichannel model, were used to online characterize the oil displacement property of nano fluidity modifier for tight reservoir. The results showed that the nano fluidity modifier could greatly decrease the water flooding start-up pressure and enter the smaller pore easier. The nano fluidity modifier divided the crude oil into smaller oil drop, thus significantly increased the fluidity and migration ability of crude oil with above 90% oil displacement efficiency, which could be expected to help the development of tight oil.

Keywords: *tight reservoir*; *fluidity modifier*; *microfluidic*; *displacement efficiency*