文章编号:1000-4092(2019)02-256-06

注水阻力分析及功能型减阻增注剂的性能评价*

渠慧敏,汪庐山,王鹏飞,王 鹏,罗 杨,韦良霞

(中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院,山东 东营 257000)

摘要:为了提高低渗透油藏注水井的降压增注效率,本文研究了岩石表面润湿性、界面张力等因素对低渗透油藏注水阻力的影响规律,并在此基础上研究了一种多功能型减阻增注剂CNG,评价了CNG溶液改变油水界面张力、改变岩石表面电性和润湿性和改变岩心降压增注效果的能力。研究结果表明:CNG既能降低油水界面张力至10^{-3} mN/m数量级、消除岩心毛管阻力;又能吸附在岩石表面消除岩石表面负电荷、改善岩石表面润湿性至弱水湿。CNG即适用于含有残余油的岩心降压增注,又适用于强水湿油藏的减阻增注,还适用于即有残余油又强水湿油藏的降压减阻增注。对于胜利油田某区块天然岩心,CNG用于不洗油的原始岩心时,渗透率提高48.49%,驱替压差降低31.25%;CNG用于没有残余油、呈现水润湿状态的岩心时,渗透率提高36.32%,驱替压差降低27.66%。图10表1参10

关键词:低渗透油藏;注水阻力;多功能;减阻增注剂

中图分类号:TE39 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.013

0 前言

胜利低渗透油藏水驱开发中存在地层能量不足和注水压力高、注水困难的矛盾。低渗透油藏地层总压降较大,地层能量呈下降态势;低渗透油藏目前地层压力比原始地层压力下降11.2 MPa,地层压力保持度为65.4%,平均动液面下降62 m。但是,注水压力高,注水困难。目前开井1857口,欠注井570口,欠注率30.8%,日欠注1.2×10^4 m^3。油压>25 MPa的水井在全部低渗透井中占44.3%,在欠注井中占63.4%,高出19.1%。

低渗透油藏高压欠注的根本原因是流体流动过程中存在各种阻力,如黏滞阻力、边界层效应和毛管阻力等[1-2]。其中,影响黏滞阻力的主要因素有黏度、流速、渗透率;影响边界层的主要因素有注水压力梯度、孔吼半径、岩石表面润湿性、表面电性等;影响毛管阻力的主要因素有油水界面张力、岩石表面润湿性、孔吼半径。在上述影响因素中,注入流体黏度、流速以及注水压力梯度一般由开发方案确定,渗透率、孔吼半径由油藏物性确定。在开发方案确定、目标油藏现有物性条件下,影响注水阻力的因素还有岩石表面电性、岩石表面润湿性和油水界面张力。但是岩石表面润湿性和油水界面张力对注水阻力的影响规律目前鲜有报道。本文研究了岩石表面润湿性和油水界面张力对注水渗流阻力的影响规律,在此基础上报道了一种既可以消除边界层效应又可以降低毛管阻力的多功能型减阻降压增注剂CNG,评价了CNG的性能。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

煤油、二甲基硅油、苯和无水乙醇,分析纯,国药试剂。多功能减阻增注剂CNG,阳-非不对称型双子表面活性剂,实验室自制;岩心为胜利油田某

* **收稿日期**:2018-08-24;**修回日期**:2018-12-29。

基金项目:胜利油田博士后项目“特低渗透油藏功能型减阻增注剂研制及其机理研究”(项目编号YKB1518)。

作者简介:渠慧敏(1980-)女,副研究员,中国石油大学(华东)化学工程专业博士(2009),现从事低渗透油藏降压增注技术研究,通讯地址:257000山东省东营市东营区西三路306号,电话:0546-8775138,E-mail:quhuimin.slyt@sinopec.com。

区块天热岩心，渗透率在1×10^{-3}～10×10^{-3} μm^2之间；原油1来自岩心同区块，原油2来自另一采油厂；单相和双相渗流所用油由煤油和原油1配制，黏度约为4～5 mPa·s；微细管：内径分别为2.5、5、10和25 μm，长为20 cm，美国PolyMicro公司。混合矿物由500目的石英砂、蒙脱土、高岭土、伊利石和绿泥石按照80%、1%蒙脱土、3%伊利石、7%高岭石和9%绿泥石组成。

DSA100润湿角测量仪（德国Krüss公司）；QKY-2型气体孔隙度测量仪（海安石油科研仪器有限公司）；STY-4型气体渗透率测量仪（南通华兴仪器公司）；HDQT-40型高温高压多功能驱替装置（海安石油科研仪器有限公司）；NanoBrook系列的90Plus PALS型电位测试仪（美国布鲁克海文仪器公司）；TX500全自动旋转滴界面张力仪（美国科诺工业有限公司）。

1.2　实验方法

1.2.1　边界层厚度测试

边界层的存在是固-液界面的固有性质，但在压力作用的驱动下，边界层的厚度会随着压力梯度的变化而变化。一般定义边界层厚度δ是在某一压力梯度下，尚未参与流动的边界流体层厚度，具体计算方法见文献[3-4]。由于天然岩心的性质不稳定、实验结果不易重复，实验中选择微细管来模拟储层岩心孔喉特征。微细管表面的初始润湿角为30.22°，经二甲基硅油改性后，直径2.5、5、10和25 μm的4种微细管表面润湿角变为103.2°、120.93°、139.1°和141.9°。改性及边界层测试方法如下：首先在常温下以恒定速度水驱，记录注入端压力曲线，得出微细管在该流速下注入端的稳定压力；随后向微细管中注入不同浓度的二甲基硅油，老化24 h后，再向微细管中水驱，记录注入端压力曲线、稳定压力及出口端流体体积随时间变化。

1.2.2　单相和两相渗流实验

（1）岩心处理

按照标准SY/T 5336—2006《岩心常规分析方法》，钻取、切割岩心，用苯和乙醇3∶1溶剂的清洗岩心，烘干称重并测量尺寸。用QKY-2型气体孔隙度测量仪和STY-4型气体渗透率测量仪测量仪测岩心的孔隙度和渗透率。结果见表1。

（2）岩心初始润湿性测试

用240目、800目的砂纸将岩样打磨至平整光滑，将岩心在真空容器中用二甲基硅油浸泡24 h，取出后先用石油醚浸泡清洗1 min，再用无水乙醇浸泡清洗1 min，最后用标准盐水浸泡清洗。使用DSA100润湿角测量仪在常温下以标准油作为油相，标准盐水为水相，测量岩心初始润湿性和改性后润湿角，结果如表1所示。

表1　实验岩心的物性数据

岩心编号	渗透率/(10^{-3} μm²)	孔隙度/%	孔吼半径/μm	长度/cm	直径/cm	润湿角/°		
						亲水	弱水湿	亲油
1#	1.12	16.48	1.11	5.225	2.507	45.6	84.0	138.0
2#	7.51	17.94	1.50	5.003	2.518	43.8	89.0	135.0

（3）单相和两相渗流实验

①将干燥岩心置入抽真空饱和仪中，抽真空，造残余油、束缚水；

②单相水渗流压力-流量曲线测试：驱替液为标准盐水，设定流量分别为0.005、0.01、0.02、0.04 mL·min^{-1}……。常温下驱动，记录出口流量，待流量压力稳定后记录下稳定压力；

③油水两相渗流压力-流量曲线测试：切换流程，采用双泵分别驱替煤油与标准盐水，设定流量比，油水比例分别设置1∶1驱动，记录压力数据，得到50%含水的油水在常温下的两相压力-流量关系。

1.2.3　多功能减阻增注剂CNG的性能评价实验

（1）Zeta电位测试

将0.1 g的砂岩加入25 mL的不同浓度的表面活性剂水溶液（用10000 mg/L的标准盐水配制），在恒温振荡器中振荡24 h，取上层悬浮液用电位仪测定Zeta电位，实验条件为常温，pH值=7。

（2）岩心润湿性改变实验

将岩心在真空容器中用不同浓度的CNG溶液浸泡24 h；然后参考前面的方法使用DSA100润湿角测量仪测定岩心润湿性。

（3）界面张力测试

配制不同浓度的CNG溶液，在70℃下，以胜利油田原油作为油相，按SY/T 5370—1999中3.3规定的旋转滴法测定油水界面张力值，连续测量三次，取平均值。

（4）物模实验

活性降压增注实验：取含油的天然岩心，按照

标准SY/T 5336—2006《岩心常规分析方法》,钻取、切割后直接烘干,在90℃下向岩心通标准盐水,当进出口压力、流量稳定一段时间后,通入质量浓度为1000 mg/L的CNG溶液,静置12 h后继续通标准盐水,当进出口压力、流量稳定一段时间后停止实验,仪器自动采集和处理数据。通CNG溶液前后渗透率和驱替压差的变化即为通过降低油水界面张力起到的降压增注作用(活性降压增注作用)。

成膜降压减阻实验:取含油的天然岩心,按照标准SY/T 5336—2006钻取、切割岩心,用溶剂(苯和乙醇3∶1)的清洗岩心,烘干后在90℃下酸化,完全清洁岩心表面。向岩心通标准盐水,当进出口压力、流量稳定一段时间后,通入质量浓度为1000 mg/L的CNG溶液,静置12 h后继续通标准盐水,当进出口压力、流量稳定一段时间后停止实验,仪器自动采集和处理数据。通CNG溶液前后渗透率和驱替压差的变化即为CNG溶液吸附在岩石表面形成表面膜、改变岩石表面电性和润湿性而起到的成膜减阻作用。

2 结果和讨论

2.1 界面张力和岩石表面润湿性对注水阻力的影响规律

2.1.1 界面张力对注水阻力的影响

依据毛管力理论计算公式(1)研究了界面张力对油藏中残余油毛管力的影响[1],设定润湿角θ=10°,不同毛细管半径r(0.5、1、3 μm)下界面张力σ对毛管力p_c的影响如图1所示。界面张力和毛管力之间是线性关系。界面张力从10^1降低到10^{-2}～10^{-3}时降低了3～4个数量级,此时毛管力p_c和界面张力一样,也降低3～4个数量级。当界面张力<0.01 mN/m时,孔径对毛管力的影响变得不明显。

$$p_c=\frac{2\sigma\cos\theta}{r} \tag{1}$$

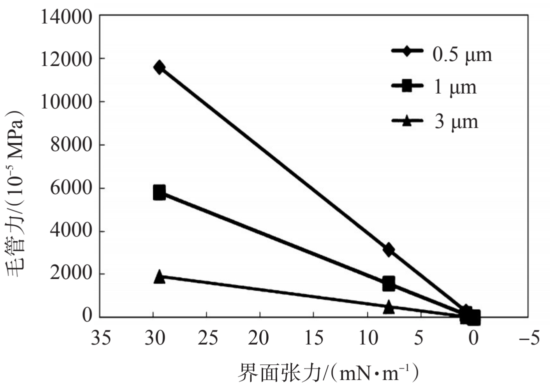

图1 不同毛细管半径下界面张力对毛管力的影响

2.1.2 润湿性对注水阻力的影响

(1)润湿性对毛管力的影响

依据毛管力理论计算公式(1),固定油水界面张力为29.3 mN/m,研究了不同毛细管半径r(0.5、1、3 μm)下微细管表面润湿性对残余油毛管力的影响,结果如图2所示。由图2可知,随着油藏岩石表面润湿性增加,残余油的毛管力下降,在润湿角为90°时发生方向反转,毛管力由油滴运移阻力变为油滴前进的动力。

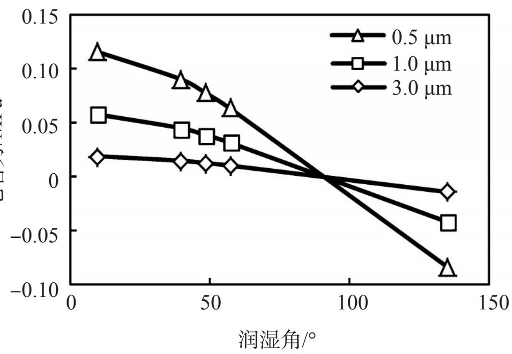

图2 润湿性对毛管力的影响规律

(2)润湿性对边界层效应的影响

改性前后微细管表面的边界层厚度如图3所示。从图3可以看出,当微细管的润湿性由亲水性转变为亲油性时,微细管中边界层厚度减小,相同半径的亲水微管中的边界层厚度比疏水微细管中高10%～30%。

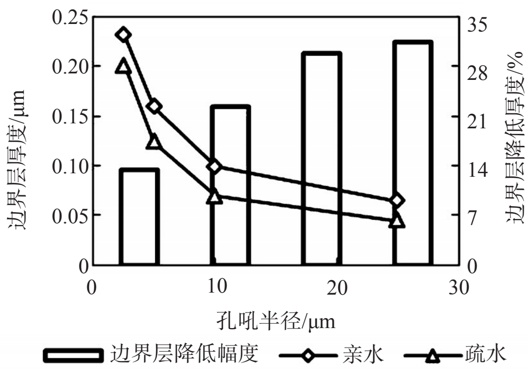

图3 润湿性对边界层厚度的影响

综上所述,提高岩石表面润湿性,注入水将由润湿相变为非润湿相,虽然可降低水流边界层,但

会增加水的毛管阻力;提高岩石表面润湿性,残余油由非润湿相变成润湿相,虽然降低了毛管阻力,但却会增加残余油的边界层效应。鉴于润湿性改变对渗流阻力的影响比较复杂,所以以下通过天然岩心模拟油藏水驱渗流确定合适的润湿性。

2.1.3　注水时最佳润湿性的确定

(1)润湿性对单纯水相渗流的影响

首先利用1#岩心测试三种润湿性状态下水的单相渗流曲线,作图(图4)并回归计算了单相水的拟启动压力梯度;同时利用文献方法[5]测试了三种润湿性状态下模拟地层水的最小启动压力梯度。相同压力梯度下,三种润湿性状态下的流量大小顺序为:弱水湿>亲水>亲油;而在相同流量下,三种润湿性状态下压力梯度大小:弱水湿<亲水<亲油;利用回归法计算的亲水、弱水湿和亲油润湿状态下模拟地层水的拟启动压力梯度分别为0.016、0.013和0.023 MPa/cm。亲水、弱水湿和亲油润湿状态下,非稳态法测试的最小启动压力梯度分别为0.0008、0.0007和0.0011 MPa/cm。可以看出,单相水渗流过程中弱水湿时拟启动压力和最小启动压力最小,亲水状态时略高,而亲油状态下最高。

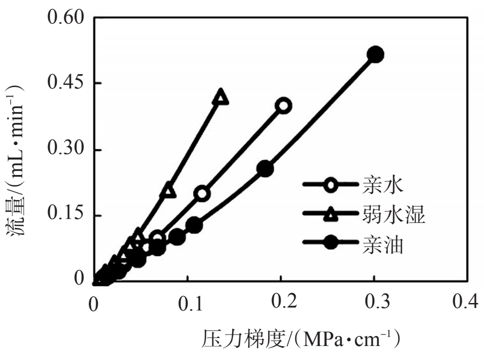

图4　1#岩心束缚水残余油下水相渗流曲线

(2)润湿性对水驱过程中两相渗流的影响

首先利用2#岩心先驱模拟地层水,再驱模拟油造束缚水,然后再驱模拟地层水造残余油,然后同时通模拟地层水和模拟油(流量比为1:1)测试两相渗流曲线[6],作图(图5)并回归计算了拟启动压力梯度;利用非稳态法测试了模拟地层水的最小启动压力梯度。相同压力梯度下,三种润湿性状态下的流量大小顺序为:弱水湿>亲水>亲油;而在相同流量下,三种润湿性状态下压力梯度大小:弱水湿<亲水<亲油。利用回归法计算了亲水、弱水湿和亲油润湿状态下模拟地层水的拟启动压力梯度分别为0.028、0.021和0.065 MPa/cm。亲水、弱水湿和亲油润湿状态下,非稳态法测试最小启动压力梯度分别为0.001、0.0008和0.0194 MPa/cm。可以看出,两相渗流过程中弱水湿偏中性时拟启动压力和最小启动压力均最小,亲水状态时略高,而亲油状态下最高。相同润湿性情况下,两相渗流的拟启动压力梯度和最小启动压力梯度比单纯水相渗流时的有所增加。

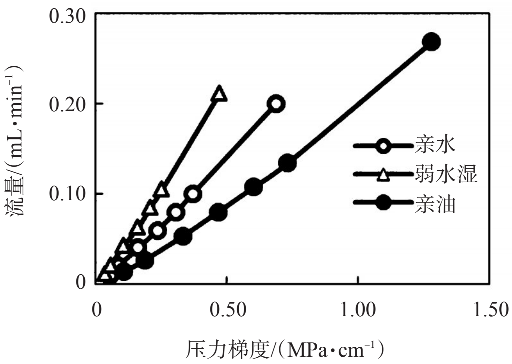

图5　2#岩心束缚水残余油下油水两相渗流曲线

综上所述,水驱过程中弱水湿状态下注水阻力最小,这一点和分子膜减阻增注理论一致[7-8]。为了降低注水阻力,研究了一种既能消除岩石表面电性、能把岩石表面变为弱水湿,又具有低油水界面张力的多功能减阻增注剂CNG,并对其性能进行了系统评价。

2.2　多功能减阻增注剂CNG的性能

2.2.1　CNG溶液浓度对Zeta电位的影响

图6显示了不同表面活性剂对混合矿物zeta电位的影响。从图6可以看出,随着CNG溶液浓度增加,混合矿物表面的Zeta电位增加,出现零电位点;

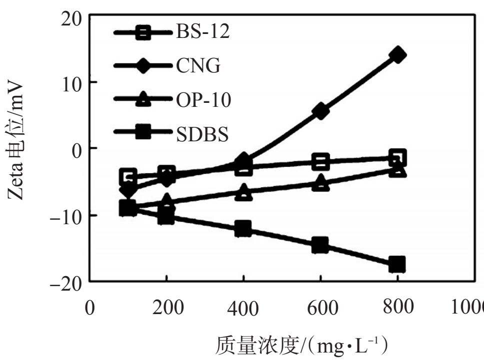

图6　不同表面活性剂对混合矿物Zeta电位的影响

随着甜菜碱(BS-12)、OP-10溶液浓度增加,混合黏土表面Zeta电位略微增加;随着十二烷基苯磺酸钠(SDBS)溶液浓度增加,混合黏土表面zeta电位降低。CNG为阳-非型离子表面活性剂,含有正电荷,可以吸附在混合矿物表面,中和混合矿物的负电荷;而其他3种表面活性剂分别为两性、非离子和阴离子表面活性剂,不能中和混合矿物表面的负电荷。

2.2.2 CNG浓度对润湿性的影响

CNG浓度对岩心表面润湿性的影响如图7所示。随着CNG溶液浓度的增加,岩石表面润湿性逐渐由亲水性变为弱水湿,当溶液浓度大于300 mg/L时趋于稳定,CNG改变润湿性范围在40°～60°之间。

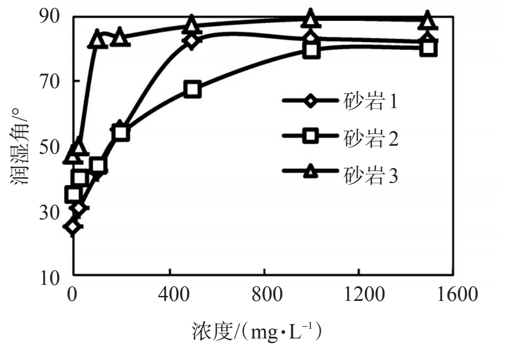

图7 CNG吸附后岩石表面润湿性随CNG浓度的变化

2.2.3 CNG浓度对油水界面张力的影响

不同浓度CNG溶液与原油间的界面张力见图8。随着CNG浓度的增加,油水界面张力先急剧降低又略有升高,当CNG浓度为1000 mg/L时,油水界面张力接近10^{-3} mN/m数量级。这个结果和降压增注用表面活性剂的性能一致[9-10]。

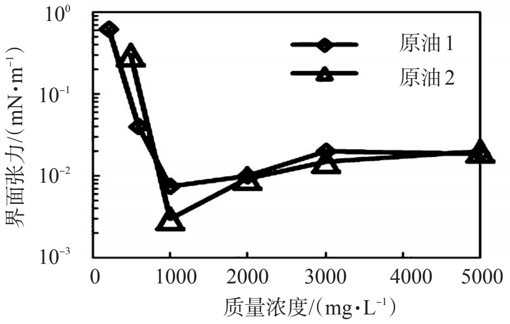

图8 CNG浓度对油水界面张力的影响(70℃)

2.2.4 CNG降压减阻增注效果

不洗油的原始岩心挤注CNG减阻增注剂前后,岩心渗透率K和驱替压差的变化如图9所示。从图9可以看出,注CNG减阻增注剂前,岩心渗透率为4.64×10^{-3} μm²,驱替压差为0.8 MPa;注CNG减阻增注剂后渗透率为6.89×10^{-3} μm²,驱替压差为0.55 MPa;渗透率提高了48.49%,驱替压差降低了31.25%。

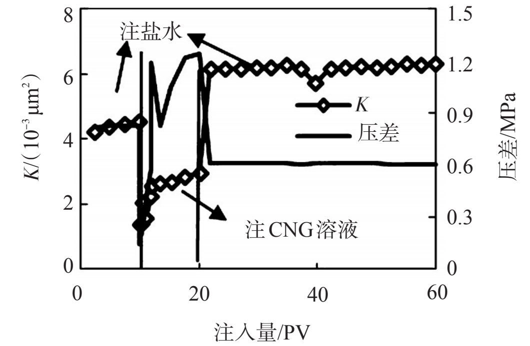

图9 不洗油原始岩心注减阻剂前后岩心渗透率的变化

为了证明CNG溶液的成膜减阻作用,对岩心先洗油、后酸化,完全清除岩心内残余油,并使岩心表面完全清洁、呈现水润湿状态。然后注盐水、挤注CNG减阻增注剂、再注盐水。挤注前岩心渗透率是8.26×10^{-3} μm²,注水压差是0.47 MPa;挤注后渗透率是11.26×10^{-3} μm²,注水压差是0.34 MPa;岩心平均渗透率提高36.32%,驱替压差降低27.66%(见图10)。这样处理后,CNG溶液吸附在岩心表面、消除岩石表面电性、改变润湿性为弱水湿,达到消除边界层效应,降低注水摩阻的作用。

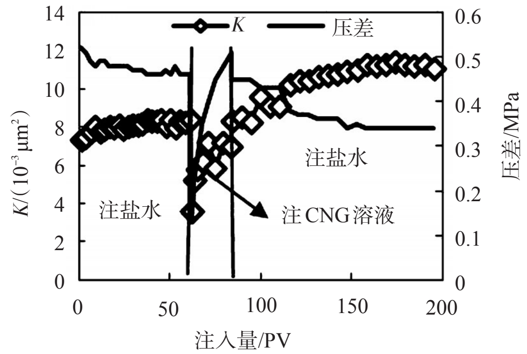

图10 酸化后再次注CNG后岩心渗透率和驱替压差变化

综上所述,CNG既能有效降低残余油毛管阻力起到活性降压作用,又能降低流体边界层起到成膜减阻的作用。

3 结论

导致低渗透油藏高压注水的可控注水阻力有

边界层效应和毛管阻力，影响可控注水阻力的主要因素有岩石表面负电性、界面张力和岩石表面润湿性。消除岩石表面负电性、降低油水界面张力至 10^{-2} mN/m以下、改变岩石表面为弱水湿有利于减低注水阻力。

多功能减阻增注剂CNG吸附在岩石表面负电荷位点，使岩石表面电荷为零；改变岩石表面润湿性范围在40°～60°之间，使岩石表面达到弱水湿，降低注水边界层效应。减阻增注剂CNG还能使油水界面张力降低至 10^{-3} mN/m 数量级，协同降低毛管阻力，从而起到减阻增注的作用。

不洗油的原始岩心挤注CNG减阻增注剂后，渗透率提高48.49%，驱替压差降低31.25%；没有残余油、呈现水润湿状态的岩心挤注CNG减阻增注剂后，平均渗透率提高36.32%，驱替压差降低27.66%。CNG既能有效降低残余油毛管阻力起到活性降压作用，又能降低流体边界层起到成膜减阻的作用。

参考文献：

[1] 葛家理. 油气层渗流力学[M]. 石油工业出版社，1982.

[2] 袁建滨. 黏土中结合水特性及其测试方法研究[D].广州：华南理工大学，2012.

[3] 朱维耀，田英爱，于明旭，等.微圆管中流体的微观流动机制[J].科技导报，2014，32(27)：23–27.

[4] 徐绍良，岳湘安，侯吉瑞，等. 边界层流体对低渗透油藏渗流特性的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2007(2)：26–28.

[5] 谢全，焦春艳，崔丽萍，等. 低渗透单相非线性渗流机制试验研究[J]. 岩石力学与工程学报，2011 (S2)：3975–3981.

[6] 苏法卿，孙志刚，任忠斌. 低渗透砂岩油藏油水两相最小启动压力梯度实验研究——以史南油田史深100区块为例[J]. 油气地质与采收率，2004，11(4)：44–48.

[7] 渠慧敏，丁子峰，门海英，等. 分子膜增注剂的分子模拟、合成及性能评价[J].油田化学，2017，34(3)：463–468.

[8] 渠慧敏，罗杨，戴群，等. 低渗透砂岩油藏分子膜增注性能和机理研究[J]. 油田化学，2013，30(3)：354–357.

[9] 付美龙，王何伟，罗跃，等. 吴旗油田表面活性剂降压增注物模实验和现场试验[J]. 油田化学，2008，25(4)：332–335.

[10] 田志铭. 石油磺酸盐复配体系改善低渗透油藏注水效果室内研究[J]. 油气地质与采收率，2009，16(3)：71–73.

Analysis of Water Injection Resistance and Performance Evaluation of Functional Resistance Reducing and Injection Increasing Agent

QU Huimin, WANG Lushan, WANG Pengfei, WANG Peng, LUO Yang, WEI Liangxia

(*Petroleum Engineering Technology Research Institute, Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, P R of China*)

Abstract: In order to improve the efficiency of depressurization and injection increase of water injection wells in low permeability reservoirs, the influence of rock surface wettability, interfacial tension and other factors on water injection resistance was studied, on this basis, a multifunctional drag reduction and injection augmenter CNG was developed, the abilities of CNG solution to change oil-water interfacial tension, rock surface electrical property and wettability, and core pressure-lowering and injection-increasing effect were evaluated. The results showed that, CNG could reduce the oil-water interfacial tension to $n\times10^{-3}$ mN·m^{-1} (n<10), eliminate core capillary resistance. CNG could also adsorb on rock surface to eliminate negative charge on rock surface and improve the wettability of rock surface to weak water-wet. Therefore, CNG was not only suitable for core depressurization and injection enhancement with residual oil, but also for drag reduction and injection enhancement in strong water-wet reservoirs, and also suitable for pressure reduction, drag reduction and injection enhancement in reservoirs with both residual oil and strong water-wet. For the natural core of a certain block in Shengli oilfield, when CNG was used in the original core without washing oil, the permeability was increased by 48.49% and the displacement pressure difference was reduced by 31.25%; while when CNG was used in the core without residual oil and with water wetting state, the permeability was increased by 36.32% and the displacement pressure difference was reduced by 27.66%.

Keywords: *low permeability reservoir*; *water injection resistance*; *multi-function*; *resistance reducing and injection increasing agent*