文章编号:1000-4092(2020)04-616-07

低吸附耐高矿化度滑溜水体系研制与现场应用*

马应娴[1,2],马乐瑶[3],郭建春[2],周 瀚[4],熊雨佳[5],陈晔希[4],车继明[6]

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院,四川 成都 610500;2. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学),四川 成都 610500;3. 中国石化股份胜利油田分公司胜利采油厂,山东 东营 257000;4. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司井下作业公司,四川 成都 610051;5. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司地质勘探开发研究院,四川 成都 610051;6. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司川中油气矿,四川 遂宁 629000)

摘要:为降低压裂用滑溜水对储层的吸附伤害和实现产出水直接配制,提高回收再利用率,基于耐高矿化度、低吸附的要求,通过引入极性阳离子片段设计并制备了一种高耐盐低吸附降阻剂NY,将NY与助排剂、黏土稳定剂等添加剂复配得到滑溜水体系,对滑溜水配方进行了优化,评价了滑溜水的综合性能,并在四川盆地页岩区块进行了现场应用。结果表明,降阻剂NY的耐盐降阻性能良好,在高矿化度(≤300 g/L)下的降阻率大于70%,并与各添加剂的配伍性良好。滑溜水的耐盐降阻性能良好,在矿化度为0～300 g/L的条件下,滑溜水体系的起黏时间均小于60 s,表观黏度为1～3 mPa·s,表面张力均小于30 mN/m,防膨率均大于80%,页岩吸附量≤3.66 mg/g,各项指标均满足行业标准与现场压裂需求。现场实施8口井,施工成功率100%,产出水重复利用率100%。与普通耐盐滑溜水相比,该滑溜水吸附性和对储层的伤害低,液体综合成本降低17%,单井产量提升44%,现场应用效果显著。图4表7参21

关键词:页岩气;水力压裂;滑溜水;低吸附;高耐盐

中图分类号:TE357.1+2 **文献标识码**:A **DOI**: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.04.009

四川盆地是目前中国页岩气勘探开发重点区域,在经历了先导试验和高速发展阶段后,已率先取得重要突破,逐步进入规模化开发初期[1-2]。由于页岩储集层渗透率极低,为了“打碎”储集层,单井改造段数越来越多,使得储层改造呈现大规模、工厂化作业的特点[3-5]。大规模水平井改造作业使得水力压裂实施中淡水需求不断增加,与此同时,大量的返排水和产出水(后文统称产出水)成份复杂,排放处理难度大,处理净化成本高[6-7]。为了实现就地取材,扩大适用水源,降低用水成本,目前常重复利用产出水配制滑溜水,以减少环境污染和水资源浪费。然而,产出水中含有大量的无机盐,主要为钠、钾、钙和镁的氯化物以及硫酸盐,某些油田产出水的矿化度甚至高达200～300 g/L[4,8]。在高矿化度条件下,受到金属阳离子官能团的屏蔽效应,降阻剂分子发生卷曲,产生沉淀,使得滑溜水体系各项性能大幅下降。因此,提高滑溜水体系耐盐性能、实现产出水重复利用、减少淡水资源消耗、合理处置产出水,已经成为页岩气规模化开发亟需解决的主要问题之一[9-12]。

研究结果表明,通过在聚丙烯酰胺主链上引入磺酸根等强电解质基团的单体可以有效提升降阻剂分子的耐盐性能[13],但聚丙烯酰胺,特别是阴离子聚丙烯酰胺中的亲水基团易与页岩中的含氧基团形成氢键,进而在岩石裂缝壁面和基质孔隙中发生吸附滞留,从而导致油气流动通道减小甚至堵

* **收稿日期**:2020-07-09;**修回日期**:2020-08-20。

基金项目:国家科技重大专项“储层改造关键流体研发”(项目编号2017ZX05023003),国家杰出青年科学基金“低渗与致密油气藏压裂酸化”(项目编号51525404)。

作者简介:马应娴(1987–),女,讲师,中国科学院大学有机化学博士(2015),从事储层增产改造技术,通讯地址:610500 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学石油与天然气工程学院,电话:028–83032134,E-mail:mayingxian@swpu.edu.cn。

塞,严重制约压裂改造效果[14-15]。因此,前期笔者等在单体分子设计的基础上,引入极性阳离子片段,制得一种高耐盐低吸附降阻剂NY[16]。通过引入极性链段增强聚合物链间作用力,减少链段上自由极性位点,进而降低聚合物与页岩储层极性位点作用形成氢键的可能;同时,极性阳离子结构有效减弱了金属阳离子的官能团屏蔽效应,使得降阻剂分子在高矿化度(≤300 g/L)条件下仍能维持链段舒展的状态,保持优异的降阻等性能。本文以降低滑溜水吸附伤害、实现产出水直接配制和提高回收再利用率为主要目的,将高耐盐低吸附降阻剂NY、助排剂、黏土稳定剂等复配制得滑溜水体系,对滑溜水配方进行了优化,评价了滑溜水的综合性能,并在四川盆地页岩区块进行了现场应用。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

氯化钠(NaCl)、氯化镁($MgCl_2$)、氯化钙($CaCl_2$)、氯化钾(KCl),分析纯,成都市科隆化学品有限公司;丙烯酰胺(AM)、液体石蜡、司盘80、正丁醇、聚氧乙烯辛基苯酚醚-10(OP-10)、过硫酸铵、亚硫酸氢钠、甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵(DMC)、丙烯酰氧乙基三甲基羟乙基氯化铵(DAC)、无机钾盐类黏土稳定剂SW-4、小分子季铵盐类黏土稳定剂TDC-15、有机铵类黏土稳定剂SD1-12、聚醚类非离子表面活性渗透剂S、有机醇类增效剂Z、氟碳类助排剂SD2-9,工业级,四川川庆井下科技有限公司;去离子水,自制;矿化水,在去离子水中按11∶4∶1.1∶0.9的质量比分别加入氯化钠、氯化钾、氯化钙和氯化镁,自制;威远产出水,矿化度32132 mg/L;长宁产出水,矿化度28512 mg/L;昭通产出水,矿化度21669 mg/L。

管路摩阻测试仪,自制;磁力搅拌器,德国艾卡集团;UV-1800紫外可见分光光度计,北京瑞利分析仪器公司;NP-02页岩膨胀仪,北京京晶科技有限公司;K110C表面张力仪,美国科诺工业有限公司;1834乌氏黏度计,上海申谊有限公司;PC2810秒表,深圳惠波工贸有限公司。

1.2　实验方法

(1)高耐盐低吸附降阻剂的制备

向反应釜中按比例添加液体石蜡、乳化剂司盘80以及正丁醇等,混合均匀形成油相介质。将AM、DMC和DAC按一定比例溶于去离子水中,搅拌至完全溶解,形成水相溶液。在高速搅拌下,缓慢向油相介质中滴加水相溶液,滴加完毕后继续搅拌30 min至形成均一稳定的乳状液。将反应釜置于水浴锅中,在一定的温度及搅拌下缓慢加入适量过硫酸铵-亚硫酸氢钠引发体系进行反应。滴加完成后对混合体系升温;反应完成后加入转向剂OP-10即得到高耐盐低吸附降阻剂NY。

(2)滑溜水体系的配制

向200 mL去离子水中加入一定量的NY,搅拌均匀后分别加入一定量的黏土稳定剂和助排剂SD2-9,继续搅拌30 min后静置备用。

(3)降阻率的测定

依据石油天然气行业标准SY/T 5107—2016《水基压裂液性能评价方法》,采用自制管路摩阻测试仪测定不同流体在常温下流经管路时的压差,按式(1)计算流体的降阻率η。

$$\eta=\frac{\Delta p_0-\Delta p}{\Delta p_0}\times 100\% \tag{1}$$

式中:Δp_0—清水摩阻,Pa/m;Δp—测试流体摩阻,Pa/m。

(4)防膨性能评价

依据石油天然气行业标准SY/T 5971—2016《油气田压裂酸化及注水用黏土稳定剂性能评价方法》考察体系的防膨性能。其原理是黏土矿物在高温高压下与水接触开始膨胀,随着时间的增加,膨胀量增大。当膨胀量达到稳定时,可求得防膨率B,计算公式见式(2)。

$$B=\frac{H_2-H_1}{H_2-H_0}\times 100\% \tag{2}$$

式中:H_0—岩心在煤油中的高度,mm;H_1—岩心在黏土稳定剂溶液中的膨胀高度,mm;H_2—岩心在水中的膨胀高度,mm。

(5)表面张力的测定

依据石油天然气行业标准SY/T 5370—1999《表面及界面张力测定方法》,在常温常压下,采用表面张力仪,利用吊环法测定体系的表面张力。

(6)增黏时间及表观黏度的测定

利用乌氏黏度计测量搅拌不同时间样品的黏度,根据样品在黏度计中滑落的时间与清水滑落的时间的比值计算得出,黏度稳定的时间即为增黏时间。

(7)页岩吸附量的测定

用紫外可见分光光度计扫描200～600 nm波长两次,记录样品不同波长的吸光度。观察吸光度曲线,确定测试波长(特征峰)。用去离子水将待测溶液稀释为0.004%～0.100%共25份不同浓度的溶液。用紫外分光光度计测量溶液在其特征峰处的吸光度,作出标准曲线。将一定大小的岩样颗粒和待测溶液按照质量比4∶25进行吸附,在不同时间点抽取上清液,测定不同时间的吸光度,绘制吸光度—时间曲线。待某时间点后达到吸附平衡,取该时间点为吸附平衡时间。按照样品初始浓度c_0在标准曲线上找到对应的吸光度A_0,将其与样品吸附后浓度c对应的吸光度A作差,利用该差值可以计算吸附前后降阻剂溶液浓度的变化量Δc(见式(3))。按式(4)计算吸附量Γ。

$$\Delta c=(A-A_0)/k \tag{3}$$

$$\Gamma=\frac{x}{m}=\frac{\Delta cM}{m} \tag{4}$$

其中:k—标准曲线斜率;x—溶质损失质量,mg;m—吸附剂质量,g;M—降阻剂溶液质量,mg。

2 结果与讨论

2.1 滑溜水体系配方优化

2.1.1 降阻剂加量

四川盆地页岩气大规模滑溜水压裂时施工排量高,施工摩阻大,因此需要加入降阻剂降低压裂液与井筒的沿程摩阻,起到降低施工压力、节约水马力的目的。将高耐盐低吸附降阻剂NY溶于去离子水,配制成质量分数为0.025%～0.25%的溶液,在室温下分别测试10 min,降阻率取平均值。降阻剂加量对降阻率的影响如图1所示。降阻剂NY在去离子水中具有良好的降阻性能,其降阻率随降阻剂加量的增大呈先升高后降低的趋势。在0.05%降阻剂加量下的降阻率即可达70%,0.1%加量附近具有最好的降阻效果,降阻率可达77%。

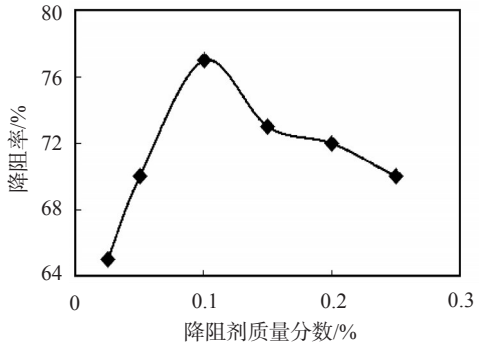

图1 降阻剂加量对降阻剂溶液降阻率的影响

页岩气储层改造过程中压裂返排水重复利用可以缓解对地表水的需要,从而达到节约成本的目的。然而随着大型体积压裂规模的扩大,配液用返排水的矿化度越来越高。根据现场需求对高矿化度(200～300 g/L)下降阻剂的加量进行进一步优化,降阻率需达到70%以上。对现场产出水成分分析可知,产出水中的成分主要包括固体悬浮物、少许油类、胶体及硫酸盐还原菌等细菌,矿化度在10^2 g/L数量级,金属离子主要以钠、钾、钙、镁、铁为主,其中钠、钙最多。通过引入极性阳离子结构有效减弱了金属阳离子的官能团屏蔽效应,使得降阻剂分子在高矿化度条件下(≤300 g/L)仍能维持链段舒展的状态,保持优异的降阻等性能。研究表明,在矿化度≤100 g/L的条件下,0.1%降阻剂加量下的降阻率可达70%左右,但随后矿化度增加使得体系降阻率明显降低,该条件下NY适宜的加量为0.1%。对于矿化度大于100 g/L的条件,降阻剂加量需进行优化,以满足现场页岩压裂施工设计要求。结果表明,适当提高降阻剂NY的加量,可提升滑溜水的耐盐降阻能力,在200 g/L NaCl盐水或$CaCl_2$盐水中,NY适宜的加量为0.15%,此时的滑溜水降阻率可达70%(见表1)。在300 g/L NaCl盐水中,提高降阻剂NY加量至0.20%时不能完全满足现场需求,需同时添加增效剂Z和渗透剂S,通过调节破乳时间控制降阻剂破乳程度及分散起黏性能,使得滑溜水的降阻率可达75%(见表2)。

表1 0.15%降阻剂NY在高矿化度水中的降阻性能

矿化度/(g·L^{-1})	在不同盐溶液中的降阻率/%		矿化度/(g·L^{-1})	在不同盐溶液中的降阻率/%	
	NaCl溶液	$CaCl_2$溶液		NaCl溶液	$CaCl_2$溶液
100	75.9	75.4	200	70.1	70.2
120	73.1	72.8	250	35.8	33.5
150	70.4	70.4	300	32.3	38.9

表2　0.2%降阻剂NY在300 g/L NaCl盐水中的降阻性能

NY/%	增效剂Z/%	渗透剂S/%	起黏时间/s	最终黏度/(mPa·s)	降阻率/%
0.2	0.05	0	39	1.37	67.7
0.2	0	0.05	42	1.42	69.3
0.2	0.05	0.05	28	1.64	75.2

2.1.2　黏土稳定剂优选

四川盆地页岩储层含气页岩段黏土矿物含量为43.72%,主要以伊利石、高岭石、绿泥石为主,易发生水化膨胀现象[17]。一般伊利石可导致静态和动态渗透率下降,高岭石仅引起动态渗透率下降[18]。现场使用的滑溜水体系若不加黏土稳定剂将大幅减弱颗粒与伊利石、高岭石间的结构力,使微粒和黏土矿物分散、运移而产生伤害。现有的黏土稳定剂大多由两种或两种以上的药剂复配,主要有氯化钾、高分子阳离子类及小分子阳离子类黏土稳定剂。氯化钾成本低但加量大;小分子阳离子类黏土稳定剂加量小,防膨效果好,但成本较高,因此选择这两者进行比较。在常温下分别配制KCl、TDC-15、SD1-12和SW-4及复配防膨体系,搅拌均匀后测量其防膨率,结果如表3所示。由表3结果,优选出防膨效果较好的0.05% KCl、0.05% TDC-15和0.05% KCl+0.05% TDC-15复配3个体系,进一步考察其与NY的配伍性。将抗盐降阻剂NY以0.1%的加量溶于水配制成溶液,分别加入KCl、TDC-15,搅拌均匀,体系分散溶解性好,未见分层沉淀、悬浮物。由表4可见,降阻剂NY和黏土稳定剂的配伍性良好。其中,0.05% KCl和0.05% TDC-15复配使用的效果最好,体系防膨率可达81.3%,且对滑溜水降阻性能影响较小,满足现场需求。

表3　黏土稳定剂优选实验结果

防膨剂	岩心高度/mm	2 h膨胀量/mm	2 h防膨率/%
去离子水	12.46	3.19	
0.05% KCl	12.46	2.78	77.9
0.05% TDC-15	12.48	2.80	75.8
0.05% SD1-12	12.58	3.30	70.2
0.05% SW-4	12.58	3.55	67.6
0.05% KCl + 0.05% TDC-15	12.58	2.42	80.8

表4　黏土稳定剂与0.1%降阻剂NY的配伍性

黏土稳定剂	2 h防膨率/%	降阻率/%
0.05% KCl	78.9	73.9
0.05% TDC-15	76.1	75.3
0.05% KCl + 0.05% TDC-15	81.3	73.7

2.1.3　助排剂加量

由于页岩储层的孔喉小,压裂后的产出水产生的毛管力大,不易从地层中排出,因此需筛选表面张力低的助排剂,提高压裂液与储层的配伍性,使压裂液易返排,从而减少对储层的伤害。常温下配制0.1% NY水溶液,然后加入0.1%～0.5% SD2-9,用表面张力仪测得体系的表面张力如图2所示。随SD2-9加量增大,体系的表面张力快速降低并逐渐稳定,满足石油天然气行业标准SY/T 6376—2008《压裂液通用技术条件》的要求,且其分散溶解性好,未见分层、沉淀和悬浮物。SD2-9的适宜加量为0.2%。在0.1%降阻剂溶液中加入0.2% SD2-9后的降阻率为75.9%,表明助排剂的加入对体系降阻性能无明显影响。

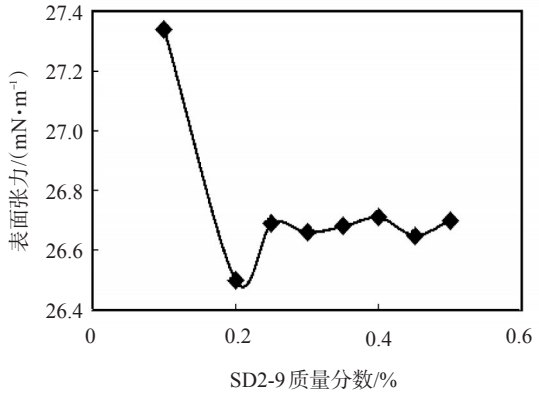

图2　助排剂加量对滑溜水表面张力的影响

将降阻剂与助排剂、黏土稳定剂等添加剂复配成新型滑溜水体系,优化后的基本配方为:(1)矿化度≤100 g/L时,0.1%降阻剂NY+0.2%助排剂SD2-9+0.05% KCl+0.05%黏土稳定剂TDC-15;(2)矿化度为100～200 g/L时,0.15% NY+0.2% SD2-9+

0.05% KCl+0.05% TDC-15;(3)矿化度为200～300 g/L时,0.2% NY+0.2% SD2-9+0.05% KCl+0.05% TDC-15+0.05%渗透剂S+0.05%增效剂Z。

2.2 滑溜水体系综合性能

2.2.1 黏度与表面张力

黏度是评价压裂液性能的主要指标之一,黏度越大,压裂液的携砂性能越好。表面张力是其基础性能之一,表面张力越小,对储层的伤害越小,越易返排。用矿化度为0～300 g/L的矿化水配制低吸附高耐盐滑溜水体系,在常温下测定溶液的增黏时间、表观黏度和表面张力,结果如表5所示。在高矿化度水质条件下配制的滑溜水体系各项性能接近清水配制的性能,溶液起黏时间均小于60 s,表观黏度为1～2 mPa·s,表面张力均小于30 mN/m,各项性能指标均达到行业标准SY/T 6376—2008的要求,耐盐性能良好。

表5 不同矿化度条件下滑溜水的黏度与表面张力

矿化度/(g·L^{-1})	起黏时间/s	表观黏度/(mPa·s)	表面张力/(mN·m^{-1})
0	14	1.39	27.8
100	40	1.12	27.7
200	52	1.27	27.2
300	60	1.42	27.9

2.2.2 页岩吸附量

滑溜水体系中的降阻剂易在岩石裂缝壁面和基质孔隙中发生吸附滞留,导致压裂形成的油气流动通道减小甚至堵塞,严重制约压裂改造效果[19-21]。常规滑溜水体系在清水中的吸附量一般为9～13 mg/g,在高矿化度下的吸附量则更大。矿化度对滑溜水体系页岩吸附量的影响如图3所示。滑溜水体系的吸附量随着配液水矿化度的增加而增加,但增幅较小,清水配液的吸附量仅为0.29 mg/g,在300 g/L矿化度下的吸附量达到最大(3.66 mg/g)。与常规滑溜水相比,该体系表现出低吸附性以及对储层的低伤害性。

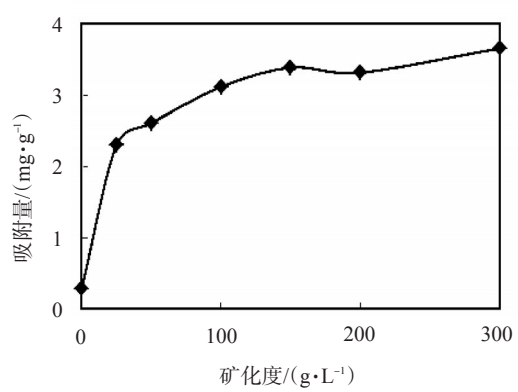

图3 矿化度对滑溜水体系页岩吸附量的影响

2.2.3 产出水配制滑溜水体系的性能

取现场产出水进行配制和基础性能测试,结果如表6所示。各产出水配制的滑溜水体系各项性能接近去离子水配制的性能,体系起黏时间均小于40 s,表观黏度为1～3 mPa·s,降阻率均大于70%,表面张力均小于30 mN/m,防膨率均大于80%,各项性能指标均达到行业标准SY/T 6376—2008的要求,耐盐降阻性能良好,满足现场需求。

表6 不同产出水配制滑溜水体系的性能

配制水源	起黏时间/s	表观黏度/(mPa·s)	降阻率/%	表面张力/(mN·m^{-1})	防膨率/%
去离子水	15	2.46	76.24	26.5	81.6
威远产出水	34	1.92	72.32	26.9	80.9
长宁产出水	39	1.84	72.41	26.5	80.7
昭通产出水	36	1.87	72.40	26.7	80.4

2.3 现场应用与效果分析

四川盆地页岩区块要求低成本实现经济有效开发,同时要求压裂液具有相对较低的摩阻以满足深井施工要求。经过方案筛选,优选该滑溜水体系在四川盆地某区块的N205-1井等进行试用。

2.3.1 现场应用概况

高耐盐低吸附降阻剂NY及低吸附高耐盐降阻滑溜水体系在清水中的使用性能总体正常,降阻剂连续混配过程中抽吸总体正常,仅出现短暂抽入混砂车产品抽空现象。降阻剂NY及体系在产出水中的使用性能稳定,同时通过对高耐盐低吸附降阻剂破乳率的调节,在保持产品性能的同时,增强了产品的放置稳定性及适当降低了产品初始黏度,改善了产品连续混配过程中抽吸的稳定性,现场施工采用产出水与清水混合配液,两者比例随机,全产出水矿化度为20～30 g/L,施工体系降阻剂加量为0.1%。

2.3.2 压裂情况分析

在8口井使用该低吸附高耐盐滑溜水体系,施

工成功率100%，产出水重复利用率100%，降阻率可达75%～76%（见表7）。以N205-1井第11段为例，该井使用矿化度为30 g/L的产出水配制滑溜水，NY加量为0.1%。由施工曲线（见图4）可见，施工排量为11～12 m^3/min，排量较大，施工压力平稳，平均摩阻较低，说明滑溜水可满足四川盆地页岩气井压裂施工需求。

表7　8口井现场施工情况

平台井号	水平段长/m	施工段数/段	滑溜水/m^3	平均降阻率/%	压后返排量/m^3	返排率/%
N108-1	1370	12	23383	76.2	2590	11.1
N108-2	1100	13	15910	75.7	1678	10.5
N108-3	1190	8	16245	75.4	2105	13.0
N108-4	1330	10	19632	76.1	3103	15.8
N204-5	1700	25	38156	75.6	5689	14.9
N205-1	1600	24	32491	75.4	6123	18.9
N202-5	1730	31	54320	75.1	9256	17.0
N202-6	1750	31	54588	75.3	10378	19.0

注：返排液重复使用率均为100%；前4口井返排液矿化度为20 g/L；后4口井返排液矿化度为30 g/L。

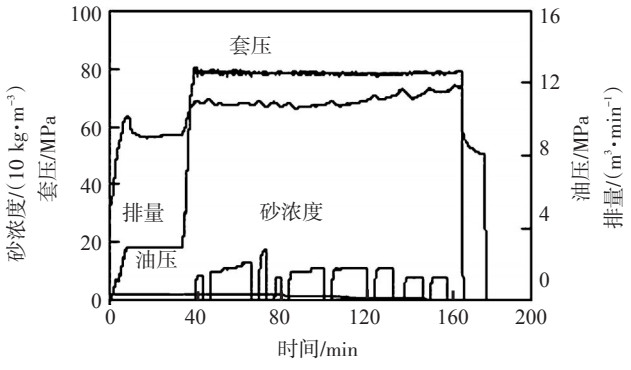

图4　N205-1井加砂压裂施工曲线

2.3.3　产量分析及经济评价

该滑溜水体系在N204-5井应用后，测得产量为21.86×10^4 m^3/d，对比同平台邻井N204-3井采用普通耐盐滑溜水体系施工（产量15.15×10^4 m^3/d），产量提升44.3%。与普通耐盐滑溜水体系相比，低吸附高耐盐滑溜水体系除降阻剂外其他添加剂都大体相同，而且在施工作业和用量方面均较少。普通滑溜水体系成本≥60元/m^3，低吸附高耐盐滑溜水体系成本≤50元/m^3，按照单井平均压裂25段、用量约为38000 m^3计算，单井节约成本≥3.8×10^5元，液体综合成本降低17%。

3　结论

基于耐高矿化度、低吸附的要求，通过引入极性阳离子片段设计合成出一种高耐盐低吸附降阻剂NY。将NY与助排剂、黏土稳定剂等添加剂复配得到滑溜水体系。室内评价结果表明，降阻剂NY耐盐降阻性能优异，在高矿化度（≤300 g/L）下，降阻率大于70%，与各添加剂的配伍性良好。在矿化度为0～300 g/L的条件下，滑溜水体系的起黏时间均小于60 s，表观黏度为1～3 mPa·s，表面张力均小于30 mN/m，防膨率均大于80%，吸附量≤3.66 mg/g，各项指标均满足行业标准与现场压裂需求。在四川盆地页岩区块现场实验8口井，施工成功率100%，产出水重复利用率100%，液体综合成本降低17%，单井产量提升44%。随着我国低渗透页岩气藏开发规模的增加，水力压裂作业数量逐年上升，该体系在节约压裂用水成本、减少产出水存量和保护环境方面具有广阔的应用前景。

参考文献：

[1] 贾承造，郑民，张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发，2012，39(2)：129–136.

[2] 岳砚华，伍贤柱，张庆，等. 川渝地区页岩气勘探开发工程技术集成与规模化应用[J]. 天然气工业，2018，38(2)：74–82.

[3] 胥云，雷群，陈铭，等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发，2018，45(5)：874–887.

[4] 程兴生，卢拥军，管保山，等. 中石油压裂液技术现状与未来发展[J]. 石油钻采工艺，2014，36(1)：1–5.

[5] 赵金洲，王松，李勇明. 页岩气藏压裂改造难点与技术关键[J]. 天然气工业，2012，32(4)：46–49.

[6] 沈泽锋. 页岩气开发地区水资源承载能力分析[D]. 武汉：长江科学院，2017：12–15.

[7] 韩慧芬，贺秋云，王良. 长宁区块页岩气井排液技术现状及攻关方向探讨[J]. 钻采工艺，2017，40(4)：69–71.

[8] 何乐，王世彬，郭建春，等. 高矿化度水基压裂液技术研究进展[J]. 油田化学，2015，32(4)：621–627.

[9] 蒋廷学，贾长贵，王海涛，等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. 石油钻探技术，2011，39(3)：36–40.

[10] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术，2011，39(3)：24–29.

[11] 张艺耀，王世彬，郭建春. 页岩地层压裂工艺新进展[J]. 断块油气田，2013，20(3)：278–281.

[12] 周成香，周玉仓，李双明，等. 川东南页岩气井压裂降压技术[J]. 石油钻探技术，2014，42(4)：42–47.

[13] 张汝生，张鹏，田尧，等. 耐温抗盐耐剪切型滑溜水降阻剂的制备探讨[J]. 应用化工，2018，47(4)：834–838.

[14] SUN Zepeng, ZHANG Hailong, WEI Zhifu, et al. Effects of slick water fracturing fluid on pore structure and adsorption characteristics of shale reservoir rocks [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2018, 51: 27–36.

[15] BIN Yuan, WANG Yongqing, NAN Wei. The effects of fracturing fluid retention on permeability of shale reservoirs [J]. Energy Procedia, 2019, 158: 5934–5939.

[16] 马应娴, 李嘉, 周瀚, 等. 一种适用于页岩储层压裂改造的低吸附耐盐降阻剂: CN109265605A[P]. 2019-01-25.

[17] 林永学, 甄剑武. 威远区块深层页岩气水平井水基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(2): 21–27.

[18] 肖兵, 郭粉娟. 耐盐速溶滑溜水体系研究与应用[J]. 石油化工应用, 2018, 37(6): 71–73.

[19] XU Chengyuan, KANG Yili, YOU Zhenjiang, et al. Review on formation damage mechanisms and processes in shale gas reservoir: Known and to be known [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2016, 36(B): 1208–1219.

[20] ZHANG Junjing, KAMENOV A, ZHU D, et al. Development of new testing procedures to measure propped fracture conductivity considering water damage in clay-rich shale reservoirs: An example of the Barnett Shale [J]. J Pet Sci Eng, 2015, 135: 352–259.

[21] WU Xiaohong, PU Hui, ZHU Kuanliang, et al. Formation damage mechanisms and protection technology for Nanpu nearshore tight gas reservoir [J]. J Pet Sci Eng, 2017, 158: 509–515.

Preparation and Field Application of Slickwater System with High Salt Tolerance and Low Adsorption

MA Yingxian[1,2], MA Leyao[3], GUO Jianchun[2], ZHOU Han[4], XIONG Yujia[5], CHEN Yexi[4], CHE Jiming[6]

(*1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 3. Shengli Oil Production Plant, Shengli Oilfield Branch Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257000, P R of China; 4. Downhole Service Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051, P R of China; 5. Geological Exploration and Development Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051, P R of China; 6. Chuanzhong Oil and Gas Production Plant, CNPC Southwest Oil and Gas Field Company, Suining, Sichuan 629000, P R of China*)

Abstract: In order to prepare slickwater with produced water directly and simultaneously reduce its adsorption damage to reservoir, a drag-reduction agent called NY with high salt tolerance and low adsorption was synthesized by introducing polar cation fragments. Corresponding slickwater system was compounded with NY and other additives, including clean-up additive and clay stabilizer. The formula of slickwater system was optimized by evaluating its comprehensive performance. Finally, the slickwater system was applied in the shale block of Sichuan basin. The experiment results showed that NY had high salinity tolerance and drag reduction, with drag reducing rate over 70% in high salinity condition (≤300 g/L), and exhibited good compatibility with other additives. The corresponding slickwater system also showed high salinity tolerance and drag reduction. When the salinity was 0—300 g/L, the sticky time of slickwater system was shorter than 60 s, together with apparent viscosity of 1—3 mPa·s. Meanwhile, the surface tension was less than 30 mN/m, the anti-swelling rate exceeded 80% and the shale adsorption capacity was less than or equal to 3.66 mg/g, which completely satisfied the requirements of industry standard and field operation. The application of slickwater system showed that both of the success rate of fracturing operation and reuse rate of produced water were 100% in 8 wells. Compared with conventional slickwater system, this novel slickwater system had low adsorption and reservoir damage. Meanwhile, the overall liquid cost reduced by 17% and the production rate per well increased by 44%, indicating remarkable results were achieved in field application.

Keywords: *shale gas*; *hydraulic fracturing*; *slickwater*; *low adsorption*; *high salt tolerance*