

文章编号:1000-4092(2022)04-644-07

底水稠油油藏润湿性对水锥回升的影响*

胡俊杰¹, 马珍福², 邵现振², 钱军², 李月胜², 张贵才¹, 王翔¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司河口采油厂, 山东 东营 257200)

摘要:岩石润湿性对底水油藏压锥后延缓水锥回升具有重要影响,但影响程度并不明确。因此,以接触角为指标优选具有不同润湿能力的4种润湿调节剂。将其溶于油溶性降黏剂,评价了该降黏体系对稠油降黏、抑制水锥回升的影响,定量描述了润湿性和采出物性条件之间的内在联系,分析了润湿调节剂的作用机理。结果表明,4种润湿调节剂对降黏剂的降黏性能没有影响。油湿润剂作用后的储层抑制底水回升的效果最好,平衡压力比达到3.75,净采出程度提高15.17%;而强水湿润剂作用后的储层平衡压力比仅为0.54,净采出程度提高6.51%。润湿性和采出物性之间表现出明显的规律性。调整储层润湿性可以有效抑制水锥的回升,提高原油采出程度。

关键词:润湿调节剂;降黏剂;水锥回升;采收率;平衡压力比

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.04.012

中图分类号:TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

目前,底水稠油油藏是各国油田开发面临的重大挑战之一,此类油藏占有石油资源的30%~80%^[1-3]。随着油田进入二次和三次开采阶段,越来越多的油田演化为底水类型^[4]。底水油藏的特点是油层全部与底水接触,存在明显的油水界面,俗称“水上漂”,其优势和劣势比较明显。一方面,大油水界面增加了底水波及油层的能量,开发过程中损失的地层压力可以从底水中及时补充;另一方面,底水侵入给油井带来了高含水的问题^[5]。开发过程中往往出现无水采油期短、早期出水、含水率高,甚至底水突破后含水率急速上升,导致原油采收率降低,油田生产风险增加^[6-7]。因此,如何抑制底水突进、实现生产井的控水增油,对于底水油藏的高效

开发具有重要意义。

对于底水稠油油藏,特别是薄层稠油油藏,水平井开采被广泛认为是提高采出程度的有效方法^[8]。与直井相比,水平井具有与储层接触面积大、生产压降小、波及效率高等优点^[9]。但大的接触面积势必会产生更大的水锥(脊),纵向非均质性增加了底水快速锥(脊)进的几率,增大了后期水锥治理的难度^[10]。底水油藏开发后期的主要问题是压制底水、抑制底水回升。为了解决这些问题,提高水平井开发效果,研究人员进行了大量的理论分析和实验研究,大体上可分为机械方法和化学方法^[11]。机械方法是使用机械封隔工具封堵出水点或者为后续堵水提供层位封隔^[12]。机械控水只能解决井筒出水问题,而对于层位绕流、储层内部剩余油的动用问题则需要利用化学控水技术解决^[13]。化学控水方法是用化学材料封

* 收稿日期:2022-01-12;修回日期:2022-02-17。

基金项目:国家重点研发计划“稠油化学复合冷采基础研究与工业示范”(项目编号2018YFA0702400),山东省自然科学基金“纳米颗粒稳定乳液在油藏孔隙介质中形成条件及流度控制机理研究”(项目编号ZR2019MEE085)。

作者简介:胡俊杰(1992—),男,中国石油大学(华东)油气田开发工程专业博士(2020),研究方向为提高采收率与采油化学,E-mail: junjiehu2021@163.com。张贵才(1966—),男,教授,本文通讯联系人,通讯地址:266580 山东省青岛市黄岛区长江西路66号中国石油大学(华东)石油工程学院,E-mail: b20020040@s.upc.edu.cn。

堵地层高渗透带或降低水的相对渗透率。这些材料包括聚合物、凝胶、氮气泡沫、膨胀型颗粒等^[14-15]。目前,在油井中注入硅烷偶联剂调整底水波及储层润湿性以控制水锥回升的影响鲜有报道。

润湿性通常定义为固体表面优先与一种流体接触,而非与另一种流体接触。该性质是影响流体排量、相对渗透率、毛细管阻力、电性和分散性的主要参数^[16-17]。岩石的润湿状态是影响水锥回升程度的一个重要因素。目前,国内外对润湿性的研究大多侧重于水相渗透率改变和致密岩石自发渗吸作用。Jadhunadan等^[18]研究表明,随着润湿性的变化,水驱采收率增加。从强水湿至中性润湿,采收率增加到最大值。王刚等^[19]对流动阻力的研究结果表明,驱替相与壁面的润湿性越好,渗流压力整体越小。壁面吸附的液膜越厚,流体流动阻力越大,流体通过毛细管时的渗流压力越大。Su等^[20]发现混合润湿性页岩样品的高有机质含量大于水润湿性页岩样品。同时,具有混合润湿性的页岩样品的流动烃含量高于仅具有水润湿性的页岩样品。Takahashi等^[21]发现当储层由水湿变为油湿后,水驱过程中的毛细管力成为了阻力,进入小孔隙中驱替原油的难度增大。随着润湿性的反转,储层中残余油的饱和度会增加;在相同条件下,反转后油相的相对渗透率降低,水相相对渗透率增加。刘怀珠等^[22]将不同渗透率的亲水岩心在原油中浸泡转为亲油润湿后,测得低渗透率岩心的渗流阻力最高,渗流阻力增加600倍,中渗透率次之,高渗透率最低。康万利等^[23]利用表面活性剂实现了岩心由强亲水到弱亲油的润湿反转,渗吸采收率提高了2.20%~4.57%。但利用硅烷偶联剂改变储层润湿性并起到控水作用的探讨相对较少,有待进一步深入研究。因此,本文构筑了具有不同润湿性能的润湿调节体系,研究了润湿性对底水油藏水锥回升程度的影响,包括润湿调节剂筛选、作用机理、降黏率和水锥回升的影响评价、储层润湿性与原油采收率的规律等。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

硅烷偶联剂 *N*-2-(氨乙基)-3-氨丙基三甲氧基硅烷(KH-792)、 γ -甲基丙烯酰氧基丙基三甲氧基硅烷(KH-570)、辛基三乙氧基硅烷(AP-828),含量 \geq

97%,南京轩浩新材料科技有限公司;硅烷偶联剂十六烷基三甲氧基硅烷(CY-1631),含量 \geq 97%,杭州杰西卡化工有限公司;有机硅季铵盐十八烷基二甲基[3-(三甲氧基硅基)丙基]氯化铵(CH-1821),含量为99%,湖北汉达飞生物科技有限公司;油溶性降黏剂,胜利油田河口采油厂;胜利河口沾-18原油,60 °C、7.34 s⁻¹下的黏度为867 mPa·s;LN-100工业白油,25 °C下的黏度为100 mPa·s,摩杰佐石油化工(上海)有限公司;苏丹Ⅲ,化学纯,国药集团化学试剂有限公司;380 μ m(40目)、120 μ m(120目)玻璃微珠,郑州奥腾磨料有限公司;模拟地层水,矿化度6739 mg/L,离子组成(单位mg/L)为:Na⁺+K⁺2358.2、Ca²⁺62.3、Mg²⁺31.5、CO₃²⁻59.6、HCO₃⁻1101.4、Cl⁻3126。

DSA100型视频光学接触角测量仪,德国Krüss公司;DV-II+Pro型旋转黏度计,美国Brookfield公司;底水驱替模型,自制;底水驱替装置,江苏海安石油科研仪器有限公司;ME802型电子天平,瑞士MettlerToledo公司;KQ-600B型超声波清洗机,昆山市超声仪器有限公司;JJ-3A型数显电动搅拌器,江苏金怡仪器科技有限公司;DHG-9123A型电热恒温鼓风干燥箱,青岛蓝特恩科教仪器设备有限公司。

1.2 实验方法

(1)三相接触角的测定

将载玻片先后浸泡在5%稀盐酸溶液和1%双氧水溶液中超声清洗30 min,用去离子水冲洗烘干后待用。润湿调节剂和油溶性降黏剂按一定比例混合后倒入培养皿,将清洁干净的玻璃载玻片置于培养皿中,60 °C下静置12 h。取出载玻片置于60 °C恒温真空干燥箱内烘干。在处理后的载玻片上滴一滴模拟地层水,用接触角测量仪测定模拟地层水-载玻片-空气三相接触角。

(2)降黏率的测定

在60 °C下,分别将加(或不加)润湿调节剂的降黏剂按照不同比例掺入稠油中,用电动搅拌器混合均匀。加入润湿调节剂的降黏剂和稠油的混合油作为实验样品油;不加润湿调节剂的降黏剂和稠油的混合油作为对照组。采用旋转黏度计测量两组混合油的黏度,以降黏率为指标,评价降黏剂中加入润湿调节剂对稠油降黏的影响,按式(1)计算降黏率。

$$r = \frac{v_2 - v_1}{v_2} \times 100\% \quad (1)$$

其中, v_1 —稠油和降黏剂混合物的黏度; v_2 —稠油黏度。

(3) 底水驱替实验

二维底水油藏水平井物理模拟装置(图1)由底水供给系统、二维填砂模型和计量系统组成。底水供给系统由流量泵和渗流管线模拟底水能量,填砂模型模拟底水油藏,计量系统记录压力、采液量和实验过程。

①二维视觉实验。采用苏丹Ⅲ染色过的白油为模拟油。用120目石英砂填充视觉实验模型的填砂区域(120 mm×150 mm×1.5 mm),先饱和水再饱和油。首先利用底水能量正向水驱至不再有油产出,然后通过水平井反向注入化学剂。密封12 h后再次正向水驱至没有油产出,用高清摄像机记录整个实验过程。

②定量描述实验。将胜利河口原油作为实验用油。利用40目玻璃微珠填充实验模型(27 cm×27 cm×1.8 cm)模拟地层多孔介质,采用湿填法填充实验模型,以保证模型中多孔介质充分饱和原油。首先,以3 mL/min的驱替速度进行底水能量正向驱替,至含水率96%时停止,采集压力并计算含水率和采收率变化。通过底水填砂模型中的油井反向注入0.3 PV(水锥孔隙体积)化学剂,封井12 h。然后,再次以3 mL/min的驱替速度进行底水正向驱替,至采出液含水率96%时结束,采集压力并计算含水率和采收率的变化。

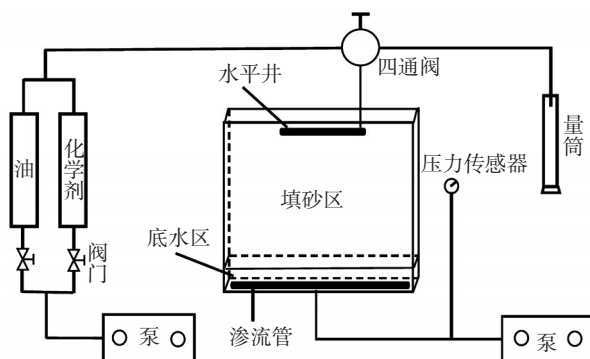


图1 底水驱替实验装置示意图

2 结果与讨论

2.1 地层润湿调节剂的筛选

通常接触角在 0° 至 $60^\circ \sim 75^\circ$ 、 $60^\circ \sim 75^\circ$ 至

$105^\circ \sim 120^\circ$ 、 $105^\circ \sim 120^\circ$ 至 180° 分别视为水湿、中性润湿和油湿^[24]。为了调整储层润湿性,选用了5种油溶性有机硅偶联剂溶于降黏剂中以筛选润湿剂。当润湿剂的质量分数分别为0.1%、0.3%、0.5%、1%和3%,处理温度为 60°C 时,其筛选结果如图2所示。不同润湿调节剂表现出不同的润湿性能: KH-792具有强亲水性, CH-1821和 KH-570具有弱亲水性, AP-828和 CY-1631表现为中性。

5种润湿剂均不具有亲油性,无法判断亲油储层在抑制底水回升中的作用。因此,选用接触角较大的 CY-1631、AP-828和 CH-1821进行润湿调节剂的复配实验。当复合润湿剂的质量分数为3%时,复配结果见表1。当 CY-1631和 CH-1821按质量比2:1复配时,二者的协同效果最好,接触角(137.7°)最大。因此选用硅烷偶联剂 CY-1631和有机硅季铵盐 CH-1821作为评价亲油储层对底水油藏水锥回升影响的复合润湿调节剂。综上,选用不同润湿能力(强亲水到亲油)的1% KH-792、0.3% CH-1821、3% AP-828和3% CY-1631/CH-1821(2:1)作为评价润湿性抑制底水上升影响的润湿调节剂。

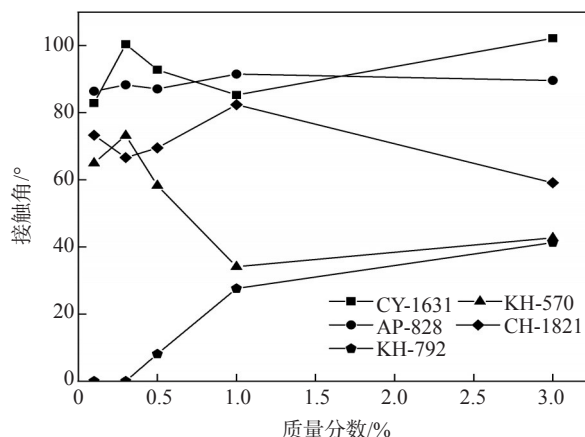


图2 单一润湿调节剂的润湿效果

表1 复配润湿调节剂的润湿效果

CY-1631、AP-828 质量比	接触角/ $^\circ$	CY-1631、CH-1821 质量比	接触角/ $^\circ$
1:1	109.8	1:1	126.9
1:2	97.6	1:2	89.5
1:3	96.3	1:3	76.1
2:1	112.4	2:1	137.7
3:1	117.2	3:1	120.2

2.2 润湿调节剂的作用机理

硅烷偶联剂分子中含有两种不同的反应性基团, 其结构通式为 $Y-R-SiX_3$ ^[25]。化学键理论^[26]认为, 硅烷偶联剂与水接触后, 与硅相连的 3 个 Si—X 基团水解生成硅醇 ($Si(OH)_n$), 继而发生脱水反应形成低聚物 (聚硅氧烷)。低聚物中的 Si—OH 与无机材料表面的一 OH 键合形成氢键。通过加热干燥, 发生脱水反应形成部分共价键, 使无机材料表面吸附大量的低聚物。这种低聚物本身具有不同的润湿性能, 因此硅烷偶联剂处理过的无机基质表面润湿性发生改变。

在底水油藏中, 储层润湿反转抑制水锥回升的影响表现为毛管阻力对底水上升的抑制作用。根据毛管力公式, 不考虑界面张力和毛细管半径。储层亲水时, 毛管力方向与底水上升一致, 为水驱油动力。毛管力随着接触角的减小而增大, 底水驱替压差随接触角的增加而减小^[27]。因此, 强亲水储层不利于抑制水锥回升。储层亲油时, 毛管力方向与水驱方向相反, 为水驱油阻力。毛管力随着接触角的增大而增大, 底水驱替压差随接触角的增大而增大。因此, 依靠底水能量产生的水锥区域被油湿润湿调节剂作用后, 该区域的毛管力变为水驱油阻力。宏观上一方面表现为水锥上升速度减小; 另一方面表现为底水流向未波及区的水湿储层 (液流转向), 波及体积增加。因此, 油湿储层对抑制水锥回升、提高采出程度具有积极影响。

2.3 润湿性对底水回升的影响

2.3.1 润湿调节剂对降黏性能的影响

油溶性降黏剂不仅能压制水锥, 还具有优异的渗透作用, 作为载体能携带润湿调节剂进入储层深部。但是两者复合对降黏性能的影响不明确, 无法排除降黏剂对采出程度的影响。因此, 将筛选出的 4 种润湿调节剂体系加入降黏剂中, 以不加润湿调节剂的降黏剂作为对照组, 5 组样品分别按质量分数 1%、3%、5%、10% 与原油混合均匀。在 60 °C 下, 用旋转黏度计测量其黏度。润湿调节剂对降黏性能的影响见表 2。与不加润湿调节剂相比, 加入润湿调节剂的降黏剂对稠油的降黏率数值相近, 说明 4 种润湿调节剂对降黏剂的降黏性能几乎没有影响。因此, 后续实验在降黏作用相同的条件下进行润湿性能评价, 排除了降黏因素对实验结果的干扰。

表 2 控水降黏体系的降黏率

质量分数/%	加入不同润湿调节剂的降黏剂对原油的降黏率/%				
	无	CY-1631/ CH-1821	AP-828	CH-1821	KH-792
1	8.19	9.34	9.92	9.48	8.56
3	26.07	26.76	27.10	26.97	25.81
5	40.95	40.02	41.18	40.11	39.77
10	73.86	75.78	76.70	76.25	74.03

2.3.2 多孔介质中水脊 (锥) 的演化过程

视觉实验使用润湿调节剂为 3% 的 CY-1631/CH-1821 (质量比 2:1), 结果如图 3 所示。在初次底水正向驱替突破后, 形成了水锥形态。由于水源能量较弱, 存在未突破的次生水锥。当水源能量足够强时, 水平井段形成多点突破, 多个突破点沟通形成水脊。水平井水脊是多个水锥的并连体。通过油井反向注入化学剂的过程中, 化学剂优先从原始含油饱和度区域向下运移, 逐渐渗透进入水锥, 迫使锥体内的水向下运移。降黏剂引导原油充填原始水锥区域, 形成油水界面整体抬升的局面。60 °C 条件下密封静置 12 h, 化学剂渗透区域内的储层被润湿调节剂改性。第 2 次底水驱替时, 水锥上升速度减小, 含油储层整体水淹面积增加, 锥体呈现向边缘扩大趋势, 说明润湿调节剂作用后改变了液流方向。通过计算, 底水再次突破的时间为 68 min。与注入未加润湿调节剂的降黏剂对比, 底水再次突破时间增加了 16 min, 可见储层改性有利于抑制底水回升。

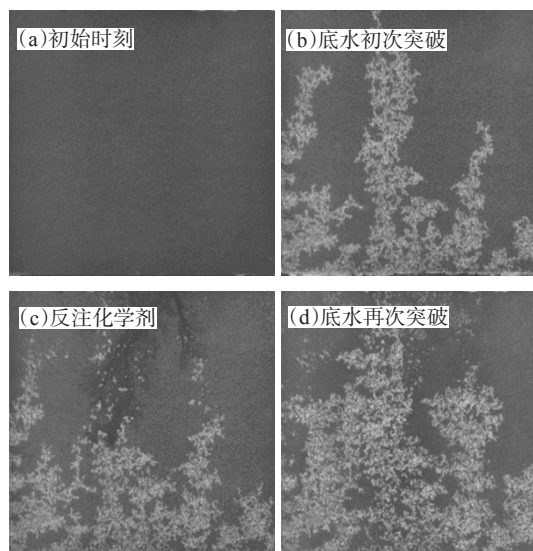


图 3 水锥的演化过程

2.3.3 润湿性抑制底水回升的作用

为了进一步探明润湿性对抑制水锥回升的影响,采用40目玻璃微珠填充模型进行底水驱替实验,填砂区域孔隙度在0.37~0.39之间。将优选出的4种具有不同润湿性能的润湿调节剂体系加入降黏剂中,以不加润湿调节剂的降黏体系作为对照组,开展定量评价实验。注化学剂前后,水驱含水率、压力和采收率的变化如图4所示。在初始底水驱时,注入压力迅速上升达到一个峰值。当注入水到达模型出口端时,即底水突破后,注入压力迅速下降至最小值并不再变化(平衡压力),说明填砂模型中形成了完整的水锥,此时产出液含水率达到96%以上,而采收率仅为40%左右。然后在水平井反向注入水锥孔隙体积的0.3 PV控水降黏体系,闷井12 h后继续水驱至含水率96%。此时注入压力不再变化,即再次形成完整水锥。实验结果表明,单纯注降黏剂后的采出程度为10.56%,注降黏剂前后底水驱替平衡压力比为0.73;而降黏剂中加入KH-792、CH-1821、AP-828和CY-1631/CH-1821调整储层后的采收率分别为6.51%、12.13%、13.24%和15.17%,平衡压力比分别为0.54、0.92、1.28和

3.75。这是由于在水湿油藏中,毛管力是水驱油的动力,毛管力随接触角的减小而增加,水驱油的压差随毛管力的增加而减小;在油湿油藏中,毛管力是水驱油的阻力,水驱油的压差随毛管力的增加而增加。油湿储层后续水驱再次达到压力峰值(底水再次突破)的底水注入量最大。值得注意的是,由于每组实验填充的模型渗透率存在一定差异,导致基质内孔喉平均直径不同。孔喉大小会影响底水锥进的压力,孔喉直径越小底水锥进压力越大。但是,同一组实验注化学剂前后的底水驱替在相同的孔喉条件下进行,因此孔喉大小对平衡压力比没有影响。由此可见,随着润湿性发生反转,流动阻力明显增加,油湿储层的初始含水率为0,总采出程度可达63.85%。因此,底水砂岩稠油油藏储层润湿反转有利于抑制底水再次回升,提高原油采收率。

2.3.4 润湿性对水锥行为的影响

根据不同润湿性条件下的采出程度获得拟合曲线,以描述润湿性和水锥回升的关系,如图5所示。随着接触角的增加,在不同润湿性条件下水锥回升的原油净采出程度从6.51%增至15.17%。它们之间的关系为幂指数形式,相关系数高达0.9838。

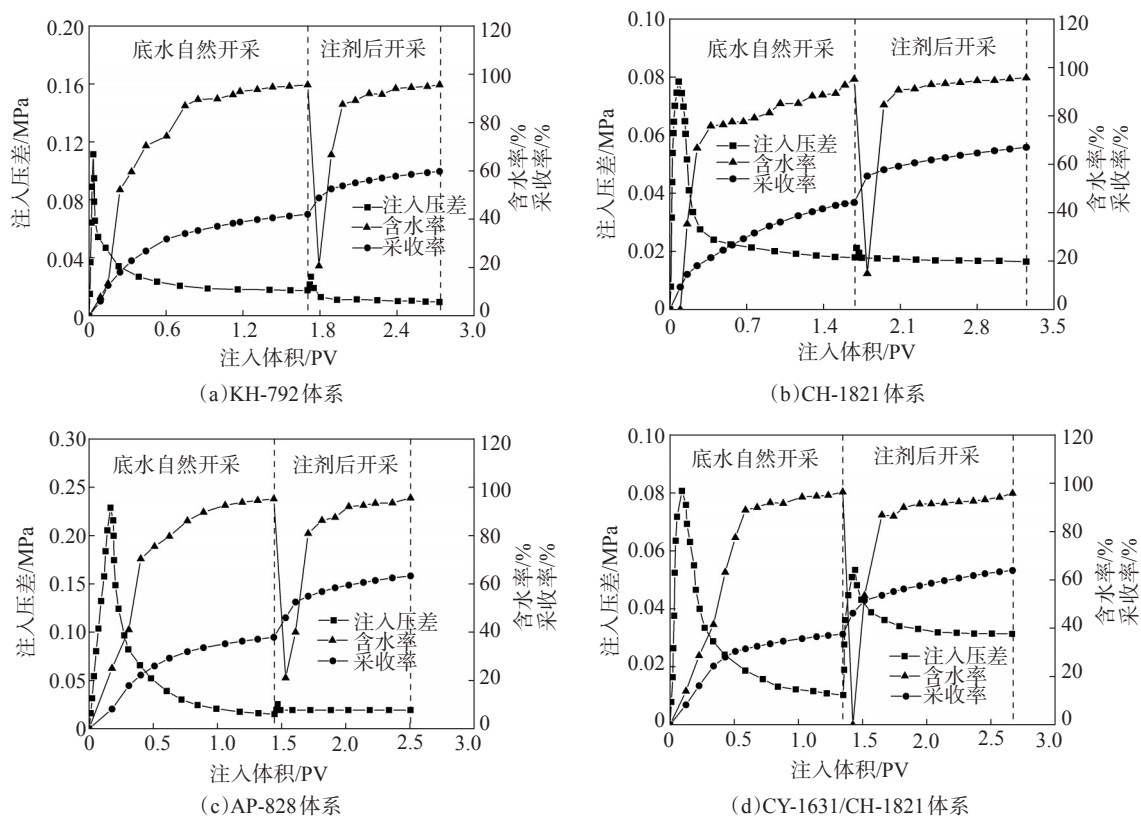


图4 润湿调节剂对驱油效果的影响

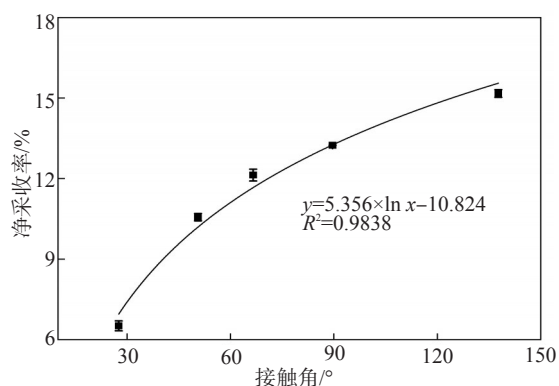


图5 润湿性对原油采收率的影响

3 结论

通过5种有机硅烷偶联剂单独使用和复配的效果,选用具有不同润湿能力的调节剂,如1% KH-792、0.3% CH-1821、3% AP-828、3% CY-1631/CH-1821(质量比为2:1)。润湿调节剂对降黏剂的降黏性能没有影响。填砂物理模拟实验结果表明,底水驱后反向注入4种控水降黏体系,可把储层调节到不同的润湿性,从强水湿到油湿平衡压力比依次增加。油湿储层的初始含水率为0,总采出程度可达63.85%。润湿性对抑制水锥有重要影响。将储层调整到油湿有利于抑制底水回升,接触角从27.6°增至137.7°,模型的原油净采收率从6.51%增至15.17%,呈现幂指数形式。研究结果为分析储层润湿性对抑制水锥回升的影响提供了理论和实验依据。

参考文献:

- [1] PANG Z X, WANG L T, YIN F H, et al. Steam chamber expanding processes and bottom water invading characteristics during steam flooding in heavy oil reservoirs [J]. Energy, 2021, 234(15): 121214.
- [2] WANG K, ZHOU W S, LI K, et al. Study on water cone behavior in heavy oil reservoir with bottom water through numerical simulation [J]. Energy Source Part A, 2019, 42(15): 1809-1820.
- [3] 王春生,王岩,王晓虎,等.稠油油藏水侵制约要素的研究[J].油田化学,2014,31(4):523-526.
- [4] CHEN D Q, ZHAO H W, LIU K, et al. The effect of emulsion and foam on anti-water coning during nitrogen foam injection in bottom-water reservoirs [J]. J Pet Sci Eng, 2021, 196: 107766.
- [5] 罗帅,罗明良,李钦朋,等.碳酸盐岩底水油藏控水技术研究进展[J].油田化学,2020,37(2):367-373.
- [6] 冯鑫,廖浩奇,李丰辉,等.底水油藏高含水期剩余油挖潜可视化驱油实验[J].科学技术与工程,2021,21(22):9315-9321.
- [7] 吴伟,张博.太平油田强边底水稠油油藏剩余油赋存规律[J].新疆石油地质,2021,42(2):173-178.
- [8] 刘欣颖,胡平.非均质底水油藏水平井三维物理模拟实验[J].石油学报,2011,32(6):1012-1016.
- [9] 郝宏达.边底水断块油藏注气控水增油技术及相关机理研究[D].北京:中国石油大学(北京),2018:5.
- [10] 吴捷,曹蕾,陈昌永,等.超稠油边底水油藏水平井多元控水技术研究与应用[J].新疆石油天然气,2018,14(2):59-63.
- [11] 孙昕迪,白宝君.国内外水平井控水技术研究现状[J].石油勘探与开发,2017,44(6):967-973.
- [12] 晁圣棋,邹明华,张艳辉,等.水平井机械化学复合控水工艺现场实验研究[J].石油矿场机械,2021,50(6):21-26.
- [13] 阎洪涛,徐文江,姜维东,等.海上底水油藏水平井自适应控水技术[J].大庆石油地质与开发,2021,40(3):71-76.
- [14] 李宜坤,党杨斌,关超,等.砂砾岩油藏水平井选择性堵水剂研究及矿场实验[J].油田化学,2021,39(1):1-8.
- [15] 宋燕高,牛静,贺海,等.油田化学堵水调剖剂研究进展[J].精细石油化工进展,2008,9(5):5-11.
- [16] MIRZAEI-PAIAMAN A, MASIHI M, STANDNES D C. An analytic solution for the frontal flow period in 1D counter-current spontaneous imbibition into fractured porous media including gravity and wettability effects [J]. Transport Porous Med, 2011, 89(1):49-62.
- [17] 刘丽丽,孟祥铮,张雪松,等.压力驱动下黏附于壁面残余油膜的破裂条件[J].石油学报,2021,42(11):1469-1476.
- [18] JADHUNANDAN P P, MORROW N R. Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems [J]. SPE Res Eng, 1995, 10(1):40-46.
- [19] 王刚,李艳青,刘世民,等.微观等效毛管束下液体初始渗流特性的可视化研究[J].煤炭科学技术,2021,50(2):1-8.
- [20] SU S Y, JIANG Z X, SHAN X L, et al. The wettability of shale by NMR measurements and its controlling factors [J]. J Pet Sci Eng, 2018, 169:309-316.
- [21] TAKAHASHI S, KOVSCEK A R. Wettability estimation of low-permeability, siliceous shale using surface forces [J]. J Pet Sci Eng, 2010, 75(1/2):33-43.
- [22] 刘怀珠,李良川,郑家朋,等.油水单相渗流的润湿效应[J].石油天然气学报,2010,32(1):306-308.
- [23] 康万利,赵晗,邵硕,等.表面活性剂复配提高超低渗油藏渗吸采收率[J].油田化学,2019,36(4):667-671.
- [24] MIRZAEI-PAIAMAN A. New methods for qualitative and quantitative determination of wettability from relative permeability curves: Revisiting Craig's rules of thumb and introducing Lak wettability index [J]. Fuel, 2020, 288:119623.

- [25] 蔡宏国, 申建一. 硅烷偶联剂及其进展[J]. 现代塑料加工应用, 1993, 5(5): 47-51.
- [26] ARKLES B. Tailoring surfaces with silanes [J]. Chemtech, 1977, 7(12): 766-778.
- [27] 王兴坤, 刘逸飞, 易飞, 等. 基质-裂缝双重介质表面活性剂渗吸提高原油动用特征[J]. 油田化学, 2022, 39(1): 108-114.

Effect of Wettability on Water Cone in Bottom Water Reservoir

HU Junjie¹, MA Zhenfu², SHAO Xianzhen², QIAN Jun², LI Yuesheng², ZHANG Guicai¹, WANG Xiang¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, P R of China; 2. Hekou Oil Production Plant, Shengli Oilfield Branch Company, China Petroleum & Chemical Corporation, Dongying, Shandong 257200, P R of China)

Abstract: Rock wettability has an important effect on delaying the rise of water cone after the water cone is pressed in bottom water reservoir, but the degree of influence is not clear. Therefore, four kinds of wetting agents with different wetting abilities were preferred with the contact angle as an index. The wetting agents were dissolved in oil-soluble viscosity reducer, then the effects of the viscosity reducing system on viscosity reduction of heavy oil and inhibition of water cone rise again were evaluated. The internal relationship between wettability and production physical condition was quantitatively described. The action mechanism of the wetting agent was analyzed. The results showed that the four wetting agents had no effect on the viscosity reducing performance of viscosity reducer. The reservoir under the action of lipophilic wetting agent had the best effect of restraining the rise again of bottom water. The equilibrium pressure ratio reached 3.75, meanwhile the net recovery degree was increased by 15.17%. However, the equilibrium pressure ratio of the reservoir under the action of a strong hydrophilic wetting agent was only 0.54, meanwhile the net recovery degree was increased by 6.51%. There was obvious regularity between wettability and recovered physical property. Adjusting the wettability of reservoir could effectively restrain the rise again of water cone, and therefore improve the oil recovery.

Keywords: *wetting modifier; viscosity reducer; water cone rise again; recovery factor; equilibrium pressure ratio*

(上接第643页。continued from p. 643)

The elemental analysis of the crude oil and colloid was determined by elemental analyzer. The molecular composition of the heavy oil and the colloid was identified by electrospray technology (ESI) combined with high-resolution Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometer (FT-ICR MS). The results showed that the colloid content of the crude oil was 43.19%, the asphaltene content was 0.31% and the residual content was 56.5%. The elemental analysis results showed that the nitrogen content in the colloid was about 2.3 times as high as that of the crude oil, the content of O and S in colloid was 1.82 and 1.29 times as high as that of crude oil, indicating that the main emulsifying active components of Jimsar crude oil came from colloid. In the -ESI mode, the relative molecular weight of non-alkaline compounds was within 200—600 Da and the mass center of crude oil and colloid is at $m/z=350$. The molecular structure type and relative abundance of various compounds in the mass spectrum were then analyzed. The content relation of each component in the mass spectrum was, $N_1 > N_1O_1 > N_1O_2 > O_2 > O_1$. It is speculated that the higher content of carbazole (N_1) compounds led to the increase of the emulsification and water-binding capacity of the crude oil; in addition, N_1O_1 and N_1O_2 , the oxidation products of N_1 , increased the hydrophilicity, polarity and emulsification of the crude oil. The structure of O_2 (acid) and O_1 (phenol) was also analyzed. Their existence further enhanced the emulsification ability of the crude oil. In the +ESI mode. The molecular weight of the alkaline compounds of Jimusar crude oil and its colloid was within 200—600 Da. The mass center of crude oil was at $m/z=350$, while the mass center of colloid was at $m/z=340$. In the +ESI mode, there were two types of nitrogen-containing heteroatoms, N_1 and N_2 , of which N_1 dominated the absolute predominance, which may be compound of octahydroacridines, octahydrophenanthridines, quinolines or isoquinolines. Such substances enhanced the emulsifying ability of crude oil under acidic, neutral or high temperature conditions. It was inferred that the main cause of the serious emulsification of Jimusar shale oil was the polar components in the colloid, which had high interfacial activity and were easily adsorbed on the interface to promote the reduction of interfacial tension and the increase of interfacial membrane strength, hence was conducive to the stable existence of the emulsion.

Keywords: *shale oil; heavy oil; colloid; emulsification; FT-ICR MS*