

## 砂岩油藏智能水驱提高采收率作用机理实验

李雪娇,付美龙,陈航,侯宝峰

(长江大学石油工程学院,湖北武汉430100)

**摘要:**智能水驱是一项低成本、环保、潜力巨大的油田开发新技术。以国外众多学者的研究成果为依据,分析归纳智能水驱提高采收率的作用机理主要包括:类碱驱、微粒迁移、多组分离子交换和储层润湿性转变,并通过物理模拟实验验证智能水驱的提高采收率机理。研究表明:用智能水驱进行岩心流动实验时,产出水的pH值明显高于高矿化度水驱,最大pH值能够达到8.23,说明智能水驱能够发挥类似碱驱的作用从而提高采收率;用智能水分别驱替未煅烧和650℃下煅烧过的岩心,最终采收率分别为56.48%和53.45%,因煅烧过的岩心内粘土不再发生迁移,其采收率明显低于未煅烧的,说明智能水驱过程中微粒的迁移能够提高采收率;检测智能水驱产出液中各离子的质量浓度发现,Ca<sup>2+</sup>的质量浓度先大幅度增加后逐渐降低,Mg<sup>2+</sup>的质量浓度先小幅度增加再逐渐减小,最终逐渐趋于平稳,说明水驱过程中存在少量Mg<sup>2+</sup>交换Ca<sup>2+</sup>以及智能水中的H<sup>+</sup>交换粘土表面大量的Ca<sup>2+</sup>的过程,可见智能水驱过程中多组分离子发生了交换,从而提高了采收率;70h后在油滴1周围改滴智能水,油滴与岩心的接触角由最初的124°逐渐减小,最终降至67°,润湿性由亲油性变为亲水性,可见智能水驱能够使岩心表面的润湿性发生转变,从而提高采收率。

**关键词:**智能水驱 提高采收率 机理研究 类碱驱 微粒迁移 多组分离子交换 润湿性转变

中图分类号:TE341

文献标识码:A

## Experimental study on mechanism of enhanced oil recovery by smart water flooding in sandstone oil reservoirs

LI Xuejiao, FU Meilong, CHEN Hang, HOU Baofeng

(College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China)

**Abstract:** Smart water flooding is a new technology for oilfield development with low-cost, environmental protection and huge potential. Based on the research results of many scholars at home and abroad, the main mechanisms of the smart water flooding for enhanced oil recovery were analyzed and summarized as: alkali-like flooding, particulate migration, multicomponent ion exchange and reservoir wettability transition. EOR mechanism by the smart water flooding was verified by physical simulation experiments. The results show that the pH value of the produced water in the core flow experiment with the smart water flooding is significantly higher than that with the high-salinity water flooding; and the maximum pH value can reach 8.23, which indicates that the smart water flooding can exert the effect similar to the alkali flooding and improve the recovery factor. The smart water was used to displace the uncalcined and calcined cores at 650 °C, and the ultimate recovery efficiency were 56.48% and 53.45%, respectively. The clay in the calcined cores no longer migrated, and the recovery efficiency was significantly lower than that of the uncalcined ones. It shows that the migration of the particulates in the process of smart water flooding can improve the recovery efficiency. By examining the concentration of each ion in the produced liquid during the smart water flooding, it is found that the Ca<sup>2+</sup> concentration increases first and then decreases gradually, and the concentration of Mg<sup>2+</sup> increases slightly and then decreases gradually and finally becomes stable. It shows that a small amount of Ca<sup>2+</sup> ions was exchanged by Mg<sup>2+</sup> and a large amount of Ca<sup>2+</sup> on the clay surface was exchanged by H<sup>+</sup> in the

收稿日期:2018-07-05。

作者简介:李雪娇(1989—),女,陕西西安人,在读博士研究生,从事油气田开发方面的研究。联系电话:17771463962, E-mail:735321080@qq.com。

通讯作者:付美龙(1967—),男,湖北天门人,教授,博士。联系电话:13607210109, E-mail:fm1990@tom.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“纳米颗粒协同阳-非离子 Gemini 表面活性剂润湿反转体系的构筑及其机理研究”(51704036)。

smart water during the water flooding. It shows that there are multicomponent ion exchange processes during the smart water flooding and the recovery efficiency is improved. After 70 hours, the smart water was applied around the oil droplet. The contact angle between the oil droplet and the core gradually decreased from the initial value 124° to 67°. The wettability changes from lipophilic to hydrophilic. It indicates that the smart water flooding can change the wettability of the core surface and then enhance oil recovery.

**Key words:** smart water flooding; enhanced oil recovery; mechanism study; alkali-like flooding; particulate migration; multicomponent ion exchange; wettability transition

目前,水驱仍然是油田主导性的采油技术,中国内陆大部分油田利用地层产出水(高矿化度水)进行水驱,大部分海上油田利用海水进行水驱,然而水驱时研究人员很少注意到注入水矿化度及离子组成的不同对采收率的影响<sup>[1]</sup>。智能水驱也就是低矿化度水驱,国外也将此项技术称为SW驱,是指利用低浓度可溶性固体含量的水进行水驱的技术,一般要求注入水的矿化度低于5 000 mg/L。智能水在很多国外文献中又将其翻译为活性水,其智能性主要体现在针对不同油藏、不同条件,智能水的离子组成及配比能够灵活、有效地调控。

1999年TANG等提出智能水驱技术应用的必要条件,并阐述此技术提高采收率的作用机理<sup>[2]</sup>,智能水驱技术正式进入人们的视野。2005年英国石油勘探公司的MCGUIRE等将北海油田稀释后的地层水配制成智能水进行岩心驱替实验,采油量增加了30%<sup>[3]</sup>。2005年,美国阿拉斯加油田进行了智能水驱先导试验,证实了该技术的可行性,水驱采收率提高了6%~30%<sup>[4]</sup>。通过国外学者不断的努力,发现利用智能水驱技术,降低注入水的矿化度并优化其离子组成,可降低残余油饱和度,从而提高采收率<sup>[5]</sup>。相较于常见的EOR技术,智能水驱采油技术的驱替效果相当,且该技术所需地面配套设备简单,投入成本少,收益高,是一种应用前景广阔的油田开发新技术<sup>[6]</sup>。目前该技术在外国已经进入矿场试验阶段,但中国对这方面的研究才刚刚起步,且仅局限于室内研究<sup>[7]</sup>,因此有必要研究这种低成本的开发新技术,深入探究智能水驱提高采收率的作用机理。

针对智能水驱提高采收率的机理,在过去的十几年中外学者提出了很多不同的理论,包括微粒迁移、多组分离子交换、双电层扩散、降低界面张力、类碱驱、储层润湿性转变、提高油水流量比、岩石表面盐溶解及岩石胶结物溶解等。为此,笔者以国外众多学者的研究成果为依据,分析归纳智能水驱提高采收率的作用机理,主要包括:类碱驱、微粒迁移、多组分离子交换和储层润湿性转变。首次通过

物理模拟实验,深入探究、验证智能水驱提高采收率的4大主要作用机理,将理论与室内实验相结合,以期智能水驱的进一步应用提供强有力的依据。

## 1 油藏适应性评价

以江苏油田L区块实际油藏条件为依据,验证智能水驱的提高采收率机理。因此,首先对智能水驱技术在江苏油田L区块的适应性进行评价。

### 1.1 油藏基本条件

调研大量的国外文献资料可知,智能水驱技术的应用要求油藏应满足3大条件:具有一定的原始含水饱和度(大于等于20%)、有可运移的粘土矿物颗粒及有能吸附在岩石表面的极性组分<sup>[2]</sup>。该技术不适用于普通或特(超)稠油油藏、超低渗透油藏<sup>[8]</sup>,油藏温度最好大于60℃<sup>[9]</sup>,原始地层水中应含有钙、镁离子<sup>[10]</sup>。

江苏油田L区块储层的原始含水饱和度为30%,储层平均渗透率为37 mD,地层原油粘度为48.5 mPa·s,油藏温度为90℃,地层水中Ca<sup>2+</sup>和Mg<sup>2+</sup>的质量浓度分别为286和56 mg/L;储层岩石中粘土矿物的平均含量为3.5%,主要包括伊/蒙混层、高岭石和绿泥石等,可见L区块储层具有较多可迁移的微粒。

### 1.2 原油极性组分分析结果

为了验证L区块油藏是否含有能够吸附在岩石表面的极性组分,取L区块油样,利用Iatroscan MK-5型色谱扫描仪分析原油四组分含量。结果表明,原油中饱和烃、芳香烃、非烃和沥青质的含量分别为36.41%,23.34%,18.24%和22.01%,其中非烃类物质主要包括有机酸和有机酯等含氧化合物。再利用KOH滴定法滴定油样,测定出原油平均酸值为2.13 mgKOH/g,说明L区块原油中含有较多的极性组分,主要为酸组分。智能水驱过程中原油中的极性组分能与水中电离出来的羟基离子发生皂化反应。由此可见,江苏油田L区块油藏条件满足智能

水驱技术的基本要求,因此,该区块比较适合开展智能水驱技术,为深入研究智能水驱提高采收率作用机理提供了基础保障。

## 2 实验器材与方法

### 2.1 实验器材

实验仪器主要包括:岩心流动实验装置、PB-10pH计、高温烘箱、离子色谱仪、数码相机、微量计量器以及接触角测量装置(图1)。

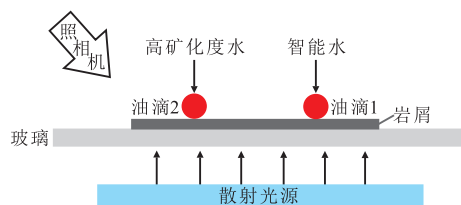


图1 接触角测量装置示意

Fig.1 Diagram of the measuring device of contact angle

实验用水包括高矿化度水和智能水。前者是根据江苏油田L区块实际产出水组成配制的;后者是根据此区块实际注入水与产出水按一定比例混合后的水样组成配制而成,含有 $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ 和 $\text{HCO}_3^-$ 等离子,实验用水的离子组成如表1所示。实验试剂主要包括 $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ 和EDTA,均为分析纯。

表1 实验用水的离子组成

Table1 Composition of the ions of the water used in the experiments mg/L

实验用水类型	离子质量浓度						总矿化度
	$\text{Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	
注入水	59	50	12	64	68	150	403
高矿化度水	15 600	600	100	21 000	4 000	700	42 000
智能水	1 400	70	20	1 600	400	210	3 700

实验用油为江苏油田L区块原油与柴油以体积比为5:1配制而成的模拟油,90℃时粘度为48.5 mPa·s,密度为0.89 g/cm<sup>3</sup>。

实验用岩心均为江苏油田L区块天然岩心,岩心基本参数如表2所示。

表2 L区块实验用岩心基本参数

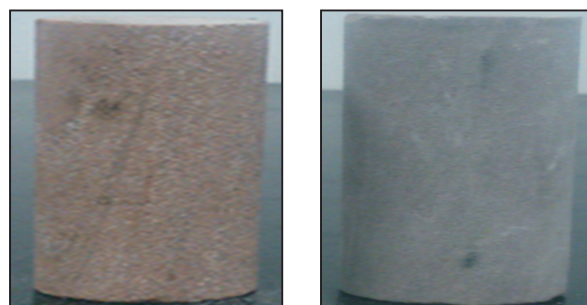
Table2 Basic parameters of the cores from L block used in the experiments

编号	长度/cm	直径/cm	干重/g	湿重/g	渗透率/mD	孔隙度/%
L91C	6.960	2.511	75.730	81.357	14.984	16.3
L92C	6.961	2.523	75.860	81.507	15.366	16.2
L95C	7.077	2.517	77.528	83.158	13.485	15.9
L91D	7.643	2.500	81.348	89.035	32.624	20.5

### 2.2 实验方法

类碱驱提高采收率机理实验方法 分别用高矿化度水和智能水驱替岩心L95C,进行水驱油岩心流动实验<sup>[11]</sup>,每隔40 min分别收集高矿化度水和智能水驱油过程中的产出水,用pH计分别测定2种水驱产出水的pH值,通过分析、对比高矿化度水与智能水的pH值,验证类碱驱作用机理。

微粒迁移提高采收率机理实验方法 粘土颗粒的水化膨胀、迁移主要是由蒙脱石引起的,蒙脱石的晶层间含具有较高离子交换容量的阳离子,具有很强的吸水膨胀能力。根据蒙脱热的热分析理论:在600~700℃煅烧时,蒙脱石的晶层结构发生脱水,其吸水性被破坏,该过程为不可逆过程,因此,用智能水驱替煅烧后的岩心,岩心中的粘土矿物由于脱水而失活,水驱过程中不再发生水化膨胀及微粒运移。取2块物性相近的岩心L91C和L92C,将岩心L91C在650℃下煅烧,煅烧后岩心呈砖红色(图2a),用智能水分别驱替煅烧岩心L91C和未煅烧岩心L92C(图2b),通过分析、比较2块岩心驱替压力变化以及累积采收率,验证微粒迁移对采收率的影响。



a—煅烧岩心L91C b—未煅烧岩心L92C

图2 煅烧岩心L91C与未煅烧岩心L92C对比

Fig.2 Comparison of calcined core L91C and uncalcined core L92C

多组离子交换提高采收率机理实验方法 用智能水驱替岩心L91D,进行驱油实验,收集实验中的产出液,测定 $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ 和 $\text{Mg}^{2+}$ 的质量浓度,对于离子质量浓度较高的 $\text{SO}_4^{2-}$ ,用EDTA进行滴定分析;对于离子质量浓度较低的 $\text{Ca}^{2+}$ 和 $\text{Mg}^{2+}$ ,采用离子色谱仪进行检测,比较分析实验前智能水以及实验后产出液中各离子质量浓度的变化量,验证多组离子交换机理。

润湿性转变提高采收率机理实验方法 在实验室通过测量智能水与岩心表面的接触角,验证润湿性转变这一机理。实验中用微量计量器分别取油滴1和油滴2,将其滴在同一岩心表面,在2个油滴周围分别滴100 μL的高矿化度水,70 h后在油滴

2周围继续滴加 100  $\mu\text{L}$  的高矿化度水,在油滴 1 周围改滴 100  $\mu\text{L}$  的智能水,用数码相机拍照观察整个实验过程至 130 h,测量、比较实验中 2 个油滴与岩心的接触角。由实验结果得到接触角变化来分析智能水驱油过程中岩心表面润湿性变化情况。

### 3 实验结果与分析

#### 3.1 类碱驱作用实验结果

分析智能水和高矿化度水 2 种水驱产出水的 pH 值变化(图 3)可知:高矿化度水驱时,其产出水的 pH 值比较稳定,pH 值为 7.13~7.4,产出水的最大 pH 值为 7.4;智能水驱时,产出水的 pH 值先明显升高,达到峰值(8.23)后逐渐降低,最终趋于稳定。实验过程中,智能水驱产出水的 pH 值要明显高于高矿化度水驱。

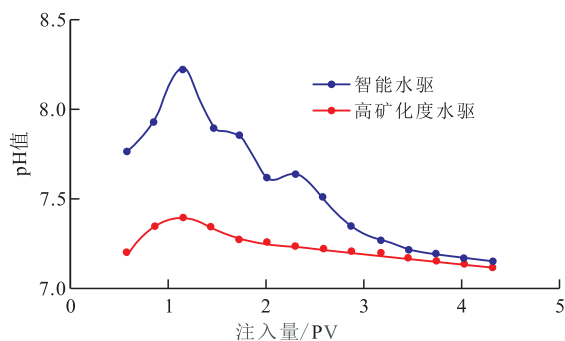
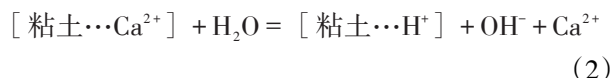
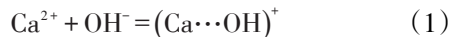
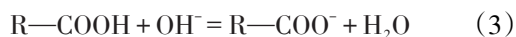


图3 智能水和高矿化度水2种水驱产出水pH值对比  
Fig.3 Variation of pH values of produced water in smart and high-salinity water flooding

智能水驱时,产出水的最大 pH 值能够达到 8.23,主要是由于低矿化度水注入砂岩岩心时,注入水与岩心中原有的粘土矿物会发生阳离子交换,即  $\text{H}^+$  置换出粘土表面吸附的阳离子,促进水电解,生成  $\text{OH}^-$ ,使 pH 值升高,发挥类似碱驱的作用,能够有效地降低油水表面的界面张力,提高油藏的亲水性能。砂岩油藏中的粘土矿物与水发生化学反应,使油藏由亲油向亲水转变,其反应 = 过程的化学方程式为



原油中的极性组分与水中电离出的  $\text{OH}^-$  发生皂化反应,生成的表面活性剂能够使岩心的润湿性发生变化<sup>[12]</sup>,反应方程式为



由此可见,相对于高矿化度水驱,类碱驱作用

是智能水驱提高采收率的一个重要的作用机理。

#### 3.2 微粒迁移实验结果

根据图 4 可知:用智能水驱替未煅烧岩心 L92C,突破压力相对较高,最终采收率为 56.48%;在其他条件不变的情况下,智能水驱替煅烧岩心 L91C,突破压力相对较低,与 L92C 岩心驱替压力曲线相比突破之后压力曲线呈下降趋势,最终采收率为 53.45%。可见,用智能水驱替煅烧岩心的采收率明显要小于驱替未煅烧岩心的采收率。

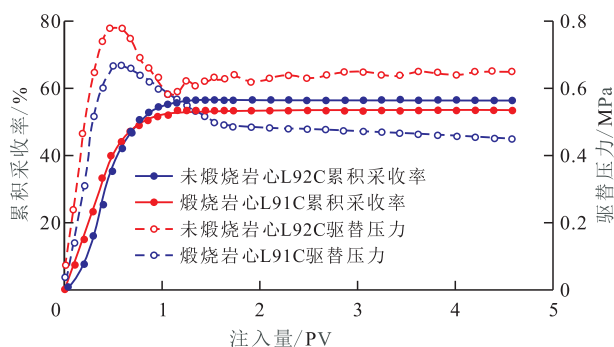


图4 智能水驱岩心L91C和L92C累积采收率和驱替压力对比

Fig.4 Comparison of cumulative recovery and displacement pressure of core L91C and L92C during smart water flooding

在智能水驱过程中,由于注入水矿化度较低,使储层中的粘土矿物被释放,并且在油水界面处迁移<sup>[13]</sup>,在亲水性砂岩表面形成斑点,这些微粒在注入水流经的区域会通过阻塞毛孔来提高注入水的波及效率,从而改善储层非均质性,有效调控水驱油水界面,减小指进现象,最终提高砂岩油藏的采收率<sup>[14]</sup>。此外,粘土的稳定性与注入水矿化度、离子价位等密切相关,降低注入水矿化度和离子价位,可引起粘土扩散双电层膨胀与 Zeta 电势升高,从而改变粘土颗粒的受力平衡并使微粒发生运移,导致地层渗透率下降。可见智能水驱过程中的微粒迁移能够提高原油采收率。

#### 3.3 多组离子交换实验结果

由表 1 可知,智能水中  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  和  $\text{SO}_4^{2-}$  的质量浓度分别为 70、20 和 400 mg/L。分析产出液中离子质量浓度变化(图 5)可知:随着注入量的增加,智能水驱产出液中  $\text{SO}_4^{2-}$  的质量浓度先增加后逐渐减小,最终趋于平稳,这主要与注水过程中岩心中粘土颗粒的溶解有关。产出液中  $\text{Ca}^{2+}$  的质量浓度先快速增加后逐渐降低,最终趋于稳定;而  $\text{Mg}^{2+}$  的质量浓度先小幅度增加再逐渐减小,最后逐渐趋于平稳。然而  $\text{Ca}^{2+}$  质量浓度增加的幅度远远大于  $\text{Mg}^{2+}$  质量浓度减小的幅度,这说明  $\text{Ca}^{2+}$  离子来源于 2 部分: $\text{Mg}^{2+}$  的置

换和智能水中H<sup>+</sup>的置换。这是由于智能水驱时,岩心中极性组分是吸附在粘土矿物表面的(图6a),而H<sub>2</sub>O发生电离,使H<sup>+</sup>交换粘土表面的Ca<sup>2+</sup>(图6b),粘土表面的极性组分与水中的OH<sup>-</sup>结合,脱离岩石表面(图6c)。可见,储层岩石表面的极性有机化合物在智能水的作用下解除吸附并被多价阳离子置换,使得原油和岩石接触的毛管压力减小<sup>[15-16]</sup>,从而使原油采收率提高。

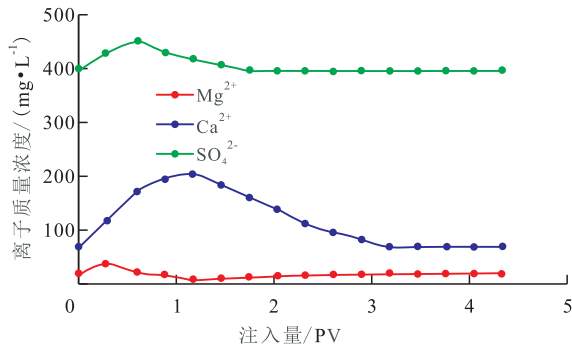


图5 产出液中各离子质量浓度变化

Fig.5 Variation of ion concentration in produced liquid

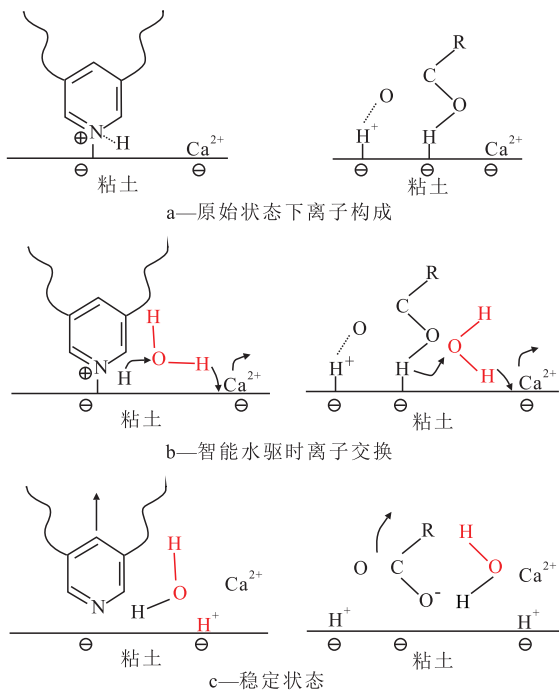


图6 智能水驱时Ca<sup>2+</sup>在粘土表面解除吸附示意

Fig.6 Diagram showing desorption of Ca<sup>2+</sup> on clay surface in the smart water flooding

### 3.4 润湿性转变实验结果

根据润湿性转变和采出程度表达式及润湿动力学理论可知<sup>[17-18]</sup>,注入水与岩心的接触角的变化直接影响了润湿性的转变,接触角越小,油滴亲水性则越强。

根据图7和图8可知:前70 h,在油滴周围滴加高矿化度水时,油滴与岩心的接触角最初为124°,

随时间增加,接触角逐渐减小,但始终均为钝角;70 h后,油滴2与岩心的接触角变化不大,由92°缓慢减小至90°;而油滴1与岩心的接触角减小幅度较大,最终降到67°,可见与高矿化度水驱相比,智能水驱能够改变岩心表面的润湿性。这主要是因为,储层岩石表面受原油的极性组分和地层水中的Ca<sup>2+</sup>所吸附,通常是亲油的,智能水驱打破了上述平衡,原来吸附在岩石表面的Ca<sup>2+</sup>被智能水中的H<sup>+</sup>等离子所替换,使局部pH值升高。而OH<sup>-</sup>能够与原油中的酸性组分反应,使原油在岩石表面的吸附能力减弱,最终导致在岩石表面的带电性发生转变<sup>[19]</sup>。因此,岩石的润湿性由亲油变成了亲水,油滴更容易从岩心表面脱离,原油的采收率便会随之增大。这一实验现象充分验证了智能水驱使储层润湿性转变从而提高采收率的机理。

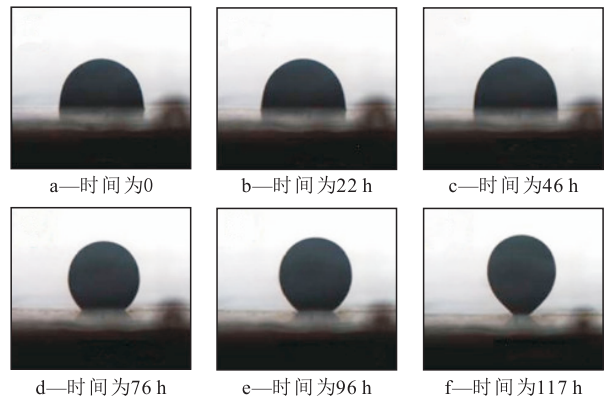


图7 不同时刻油滴1接触角变化图像

Fig.7 Images showing the change of contact angle between oil droplet1 and core at different time

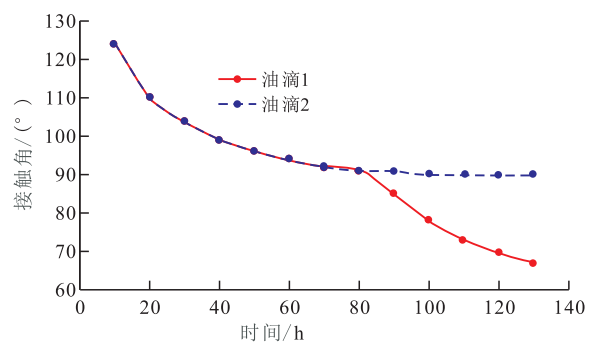


图8 油滴1和油滴2与岩心接触角变化

Fig.8 Variation of contact angle between oil droplet1,2 and core

## 4 结论

江苏油田L区块适合开展智能水驱技术。

用智能水驱进行岩心流动实验时,产出水的pH值明显高于高矿化度水驱,最大pH值能够达到8.23,说明智能水发挥了类似碱驱的作用,提高了采

收率。煅烧使岩心内粘土矿物失活不能发生迁移,用智能水分别驱替未煅烧和煅烧岩心,煅烧岩心采收率小于未煅烧岩心的采收率,说明微粒迁移是智能水驱提高采收率的一项重要机理。

智能水驱产出液中各离子的质量浓度测定结果表明,  $\text{Ca}^{2+}$  质量浓度曲线增加的幅度远远高于  $\text{Mg}^{2+}$  质量浓度曲线减小的幅度,  $\text{Ca}^{2+}$  主要由水驱过程的  $\text{Mg}^{2+}$  以及  $\text{H}_2\text{O}$  电离出的  $\text{H}^+$  交换而来,可见,离子交换是智能水驱提高原油采收率的重要机理。处于高矿化度水中的油滴与岩心的接触角始终大于或等于  $90^\circ$ , 表现为亲油性;改滴智能水后,其与岩心的接触角逐渐减小至  $67^\circ$ , 润湿性由亲油性变为亲水性。可见智能水驱能够使岩心表面润湿性发生转变,从而提高采收率。

首次通过物理模型实验验证了智能水驱提高采收率的4大主要机理:类碱驱、微粒迁移、多组分离子交换和储层润湿性转变。将理论与室内实验相结合,为智能水驱在中国油田的应用打下了理论基础。

#### 参考文献:

- [1] 胡永乐,王燕灵,杨思玉,等.注水油田高含水后期开发技术方针的调整[J].石油学报,2004,25(5):65-69.  
HU Yongle, WANG Yanling, YANG Siyu, et al. Adjustment of technical policy for water-flooding oilfield with high water cut in the late stage of development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(5):65-69.
- [2] TANG Guoqing, MORROW N R. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 24(2):99-111.
- [3] 吴伟.特高温中低渗透油藏乳液表面活性剂驱提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2018,25(2):72-76,82.  
WU Wei. Enhanced oil recovery technology of emulsion-surfactant flooding for extra-high temperature and mid-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(2):72-76, 82.
- [4] CENSE A W, BERG S, JANSEN E, et al. Direct visualization of designer water flooding in model experiments [R]. SPE 144936, 2011.
- [5] 王平,姜瑞忠,王公昌,等.低矿化度水驱研究进展及展望[J].岩性油气藏,2012,24(2):106-110.  
WANG Ping, JIANG Ruizhong, WANG Gongchang, et al. Research advance and prospect of low salinity water flooding [J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(2):106-110.
- [6] 邱旭明,钱诗友,于雯泉,等.苏北盆地“十二五”油气勘探主要成果.新认识和技术进展[J].中国石油勘探,2016,21(3):62-73.  
QIU Xuming, QIAN Shiyu, YU Wenquan, et al. Main achievements, new understanding and technological progress for oil and gas exploration in North Jiangsu Basin during the 12<sup>th</sup> Five-Year Plan [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3):62-73.
- [7] AHMED Mahmoud Shehata, HISHAM ANasr-EI-Din. Reservoir connate water chemical composition variation effect on low-salinity waterflooding [C]. Abu Dhabi: SPE-171690-MS, Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, 10-13 November, 2014.
- [8] ZHANG Y, XIE X, MORROW N R. Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores [R]. SPE 109849, 2007.
- [9] LIGTHELM D J, GRONSVELD J, HOFMAN J P, et al. Novel water flooding strategy by manipulation of injection brine composition [R]. SPE 119835, 2009.
- [10] JIA Dou, BUCKLEY J S, MORROW N R. Control of core wettability with crude oil [R]. SPE 21041, 1991.
- [11] 唐海龙.聚合物-表面活性剂复合驱注采调控技术研究[J].特种油气藏,2017,24(3):123-128.  
TANG Hailong. Research on injection-production control technique with polymer-surfactant combination flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3):123-128.
- [12] DENNIS Denney. Low-salinity waterflooding improves oil recovery in historical field [J]. Journal of Petroleum Technology, 2009, 61(1):47-49.
- [13] 祝明谦,王怒涛,张辉.启动压力梯度和应力敏感效应对油藏产能的影响[J].大庆石油地质与开发,2018,37(3):59-63.  
ZHU Mingqian, WANG Nutao, ZHANG Hui. Influences of the start-up pressure gradient and stress sensitive effect on the productivity of the oil reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(3):59-63.
- [14] NORMAN Morrow, JILL Buckley. Improved oil recovery by low-salinity waterflooding [J]. Journal of Petroleum Technology, 2011, 5(4):63-67.
- [15] JIBOKU Idowu, JIM Somerville, DEOLA Adebari, et al. Effect of salinity changes of the injected water on water flooding performance in carbonate reservoirs [R]. SPE 150816, 2011.
- [16] 赵习,刘波,郭荣涛,等.储层表征技术及应用进展[J].石油实验地质,2017,39(2):287-294.  
ZHAO Xi, LIU Bo, GUO Rongtao, et al. Reservoir characterization and its application to development [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2):287-294.
- [17] 陈元千,吕恒宇,傅礼兵,等.注水开发油田加密调整效果的评价方法[J].油气地质与采收率,2017,24(6):60-64.  
CHEN Yuanqian, LÜ Hengyu, FU Libing, et al. Evaluation method of infilling adjustment effect for waterflooding development oil-fields [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6):60-64.
- [18] NASRALLA R A, ALOTAIBI M B, NASR-EI-DIN H A. Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs [R]. SPE 144602, 2011.
- [19] ALIREZA Rezeai Doust, TINA Puntervold. A discussion of the low-salinity EOR potential for a North Sea sandstone field [R]. SPE 134459, 2010.