

# 毛管力自吸采油

何志刚

新疆科力新技术发展有限公司, 新疆克拉玛依 834000

**摘要** 水自吸入裂缝性碳酸盐储层是一种价廉、重要的二次采油方法。但是在油润湿-中间润湿时由于毛管力为负值,水不可能自吸进入基质孔隙。在所有已探明的碳酸盐储层中约有 80%为油润湿-中间润湿,所以必须寻求将油润湿变为水润湿方法。表面活性剂长期以来在石油开采中主要用来降低油水界面张力,用于调节润湿性的研究尚在探索和开发之中。前人的实验室研究表明,海水具有将碳酸盐岩调节至弱水润湿性的作用,有助于通过自吸提高采收率,温度较高时效果尤为明显。在高黏油注水时,一般认为毛管力可以忽略,对两种黏度高达 11500mPa·s 的重油研究结果表明,在水驱重油时毛管力仍起主要作用。在注水速度低时,水自吸有助于通过稳定水驱提高采收率。本文根据并联双孔隙模型和 Poiseuille 公式研究表明,在注水速度等于和小于某一临界值时不会滞留原油,与其他作者的某些结果不尽一致。

**关键词** 水驱;毛管力;并联毛管模型;注水速度;润湿性;重油

**中图分类号** TE311

**文献标识码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2011.04.05

## Oil by Capillary Spontaneous Imbibitions

HE Zhigang

Xinjiang Keli New Technology Development Co. Ltd., Qaramay 834000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China

**Abstract** Waterflooding is relatively inexpensive and easy to control, but waterflooding recovery efficiency is low for high viscosity oil due to the adverse mobility ratio between oil and injected water in high viscosity heavy oil fields. Previous studies showed that capillary forces often neglected due to high oil viscosity are important even in the heavy oil systems. At low injection rates, water imbibitions can be used to improve oil recovery. Therefore waterflooding could become a viable technique for non-thermal enhanced oil recovery, even in the fields with very high oil viscosity. It is recently found that the methods improving the waterflooding recovery efficiency by augmenting the capillary forces to inhibiting bypass flow of injection water on macroscopic or microscopic heterogeneity are also applicable to the sandstone reservoir, heavy oil reservoir, and the polymer flooding. On the basis of the principle of oil reservoir physical chemistry and pore-doublet model proposed, the effects of the injection rate and wettability to the capillary imbibitions are studied, the some conventional viewpoint in some oil reservoir textbooks is considered probably questionable. The results indicate that the injection rate control and the wettability alteration from oil-wet to water-wet conditions are the technical key of the method.

**Keywords** waterflooding; capillary force; pore-doublet model; injection rate; wettability; heavy oil

### 0 引言

依靠地层自然能量,如溶解气驱、气顶驱、天然水驱、岩石和流体弹性能量驱和重力排驱采油称为一次采油,采收率仅约 15%。20 世纪 30、40 年代,开始注水、注气补充油层能量采油,称为二次采油,采收率提高到 40%~50%。20 世纪 50 年代以来,为了将注水后地层中残余的 50%左右的原油采出,发展了各种物理化学采油方法,称为三次采油<sup>[1-9]</sup>。鉴于现代石油开采往往并不按此顺序进行,例如开采初期应使用注水

采油(跨越一次采油),或在一次采油后用各种物理化学方法采油(跨越二次采油),这类方法统称为提高采收率法。

虽然各种新的采油方法应运而生,但都存在各自的问题。注水采油方法施工容易、成本低、有效性较好,而且包括注入聚合物在内的各种增效或强化注水方法的介入,在油田上仍为当今提高采收率的主要方法<sup>[1]</sup>。碳酸盐岩储层是由基质孔隙和裂缝构成的双渗透介质。基质孔隙主要起储油作用,裂缝起导流作用。此类储层岩石表面大多亲油,注入水难

收稿日期:2010-12-03;修回日期:2011-01-07

作者简介:何志刚,工程师,研究方向为油气田开发新技术,电子信箱:hgzdhrhsh@sina.com

以进入基质孔隙,起不到驱油作用。20世纪50年代,提出通过加入化学药剂使岩石表面亲水和降低注速相结合的方法,使注入水在毛管力的作用下自吸入基质孔隙,将其中的油驱出。寻找价廉、有效的化学药剂和对相关机制的研究一直倍受关注<sup>[2-7]</sup>,后来又发现海水中硫酸根离子有助于使碳酸盐岩恢复亲水性,这对于开发海上碳酸盐岩油藏,无疑是一条价廉而有效的途径<sup>[8-10]</sup>。稠油的黏度一般在50~50000mPa·s,远高于水的黏度(室温条件下一般在1mPa·s左右),用低黏度水驱替高黏度油时易出现指进效应,波及系数很低,故一般认为水驱不适于稠油。近期有文献<sup>[11-12]</sup>指出,水驱时通过降低注速强化毛管力的作用,对于因散热快,不宜用热法开采的浅层砂岩稠油,仍不失为一条方便、经济、可行的途径。目前有关上述问题的研究资料比较零散,理论分析尤为欠缺,有些观点还值得商榷<sup>[13-19]</sup>。本文拟根据油气藏物理化学原理<sup>[20]</sup>对相关问题进行分析讨论。

### 1 影响水驱效果因素

#### 1.1 绕流

油层物理学中,常用图1所示不等径并联毛管模型(下称并联毛管模型)说明储层微观和宏观非均质性引起的绕流现象对水驱油的影响。

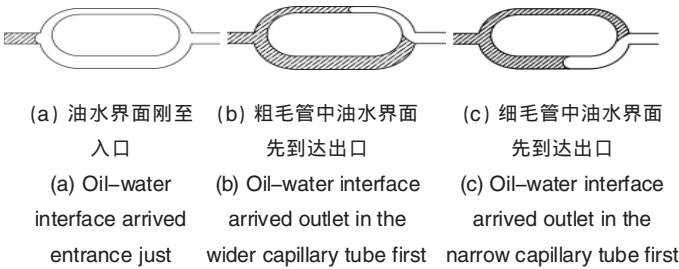


图1 并联双毛管模型  
Fig. 1 Pore doublet model

##### 1.1.1 油水界面在并联毛管中的运移速度

如图1所示,阴影部分为水,水驱油方向,由左至右,根据Poiseuille公式和Laplace公式,粗毛管中水驱油流量 $q_1$ 和细毛管中水驱油流量 $q_2$ 分别为

$$q_1 = \frac{\pi r_1^4 (\Delta p + 2\sigma \cos\theta / r_1)}{8\mu l} \quad q_2 = \frac{\pi r_2^4 (\Delta p + 2\sigma \cos\theta / r_2)}{8\mu l} \quad (1)$$

其中, $r_1$ 和 $r_2$ 分别为粗、细毛管的半径( $r_1 > r_2$ ), $l$ 为毛管长度, $\sigma$ 、 $\theta$ 分别为油水界面张力和接触角, $\Delta p$ 为驱动压力, $\mu$ 为油、水黏度,为便于说明,设其值相等。

由于并联关系, $\Delta p$ 相等,由式(1)可得

$$\frac{8\mu l q_1}{\pi r_1^4} - \frac{2\sigma \cos\theta}{r_1} = \frac{8\mu l q_2}{\pi r_2^4} - \frac{2\sigma \cos\theta}{r_2} \quad (2)$$

将总流量 $q = q_1 + q_2$ ,油水在粗、细毛管中的流速表达式 $v_1 = q_1 / \pi r_1^2$ 、 $v_2 = q_2 / \pi r_2^2$ 代入式(2),移项得到流速 $v_1$ 、 $v_2$ 及其比值 $v_1/v_2$ 与总流量 $q$ 的关系分别为

$$v_1 = \frac{r_1^2 q}{\pi(r_1^4 + r_2^4)} - \frac{r_1 r_2^3 (r_1 - r_2) \sigma \cos\theta}{4\mu l (r_1^4 + r_2^4)} \quad (3)$$

$$v_2 = \frac{r_2^2 q}{\pi(r_1^4 + r_2^4)} - \frac{r_2 r_1^3 (r_1 - r_2) \sigma \cos\theta}{4\mu l (r_1^4 + r_2^4)} \quad (4)$$

$$v_1/v_2 = \frac{4\mu l r_1^2 q - r_1 r_2^3 (r_1 - r_2) \pi \sigma \cos\theta}{4\mu l r_2^2 q + r_2 r_1^3 (r_1 - r_2) \pi \sigma \cos\theta} \quad (5)$$

式(5)表明,当 $v_1 = v_2$ 时,总流量为

$$q_0 = \frac{\pi \sigma (r_1^2 + r_2^2) r_1 r_2 \cos\theta}{4\mu l (r_1 + r_2)} \quad (6)$$

假设此时的流量 $q_0$ 为总流量的临界值。总流量大于临界值( $q > q_0$ )时,粗毛管中水驱油速度大于细毛管中流速( $v_1 > v_2$ )。总流量小于临界值( $q < q_0$ )时,粗毛管中水驱油速度比细毛管中要慢 $v_1 < v_2$ 。

由式(3)、式(4)可得到两毛管中油水界面刚进入并联毛管时,前进速度比值 $v_1/v_2$ 与驱动压力 $\Delta p$ 的关系式为

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{r_1^2 \Delta p + 2r_1 \sigma \cos\theta}{r_2^2 \Delta p + 2r_2 \sigma \cos\theta} \quad (7)$$

临界流量 $q_0$ 所对应的临界驱动压力 $\Delta p_0$ 为

$$\Delta p_0 = -\frac{2\sigma \cos\theta}{r_1 + r_2} \quad (8)$$

由此, $\Delta p_0$ 与 $q_0$ 的关系式为

$$\Delta p_0 = -\frac{8\mu l q_0}{\pi (r_1^2 + r_2^2) r_1 r_2} \quad (9)$$

因所述模型流量为正值,由式(9)得知临界驱动压力为负值。这是由于水自吸驱油时,须在相反方向上施加一个等于临界值的驱动压力,才能使油水在粗、细毛管中流速相等。

举例说明总流量和驱动压力对并联毛管中流速的影响。设 $r_1 = 2 \times 10^{-6} \text{m}$ , $r_2 = 1 \times 10^{-6} \text{m}$ , $l = 5 \times 10^{-6} \text{m}$ , $\mu = 1 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 、 $\sigma = 30 \text{mN/m}$ 和 $\theta = 0$ ,总流量 $q$ 取不同值,并代入式(3)、式(4),可得相应的 $v_1$ 和 $v_2$ ,将其代入式(7),移项得对应的 $\Delta p$ ,计算结果如表1所示。可以看出,按给定参数,临界总流量 $q_0$ 为 $1.6 \times 10^{-11} \text{m}^3/\text{s}$ ,临

表1 总流量和驱动压力对并联毛管中流速影响计算结果

Table 1 Effect of total flow rate and injected pressure on the flow velocity in pore doublet

$q / (10^{-11} \text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1})$	$\Delta p / (10^4 \text{Pa})$	$v_1 / (\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$	$v_2 / (\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$	$v_1/v_2$	油水界面到达毛管出口的先后
0.5(小于临界值)	-3.0(小于临界值)	0.19	0.81	0.23	细毛管中界面先到达
1.0(小于临界值)	-2.4(小于临界值)	0.57	0.91	0.63	细毛管中先到达
1.6(等于临界值)	-2.0(等于临界值)	1.01	1.01	1.00	同时到达
3.0(大于临界值)	-0.88(大于临界值)	2.07	1.28	1.62	粗毛管中界面先到达
4.0(大于临界值)	-0.12(大于临界值)	2.82	1.47	1.92	粗毛管中界面先到达

界驱动压力  $\Delta p_0$  为  $-2.0 \times 10^4 \text{Pa}$ 。计算结果与上述推论一致, 即  $q < q_0$  时,  $v_2 > v_1$ ;  $q > q_0$  时,  $v_1 > v_2$ ;  $q = q_0$  时,  $v_1 = v_2$ 。

### 1.1.2 残油在并联毛管中的滞留机制

一些油层物理学教材和有关提高采收率的著作<sup>[13-18]</sup>中普遍认为, 如图 1 所述并联模型中, 一个毛管中的油水界面先到达出口后继续前进, 使另一毛管中的油因失去水动力联系而滞留下来。因而,  $q > q_0$  时, 流油会在流速较慢的细毛管中滞留;  $q < q_0$  时, 流油会在流速较慢的粗毛管中滞留; 仅  $q = q_0$  时, 粗、细毛管中流速相等, 不会产生滞留。由于等长度的粗毛管比细毛管的体积大,  $q < q_0$  时滞留的油量比  $q > q_0$  时多。由此, 文献<sup>[19]</sup>提出在现场注水采油时, 使注入水流量等于临界值, 可以达到最佳注水效果。

为了说明上述观点不妥之处, 首先了解一组水在毛管中的上升实验。将一根长毛管、一根短毛管和一根上端呈喇叭形的短毛管插入水中, 如图 2 所示。若毛管壁亲水, 则毛管中液面呈凹面, 毛管力朝上。长毛管中的液面在毛管力的作用下上升至高度  $h$  时, 因毛管力  $p_c = 2\sigma \cos \theta / r$  ( $r$  为毛管半径, 在毛管壁完全亲水时, 接触角  $\theta = 0$ ) 与液柱重力  $p_g = \rho gh$  ( $\rho$  为水的密度,  $g$  为重力加速度) 相等而停止。短毛管中的液面上升至出口时, 弯液面变得平坦, 接触角  $\theta$  增加, 毛管力  $p_c$  降至与液柱重力相等时停止上升, 水不会从管口流出。上端呈喇叭形的短毛管中, 当液面上升至喇叭口时, 由于毛管半径增大, 毛管力下降至与液柱重力相等时, 液面停止, 亦不会继续上升。

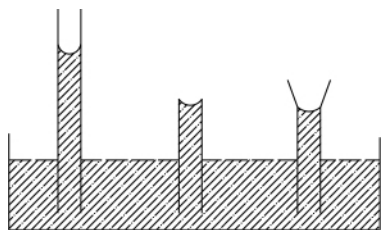


图 2 毛细现象示意

Fig. 2 Schematic figure of capillary phenomenon

同理, 在图 1 所示并联毛管中,  $q > q_0$ , 细毛管中油水界面先到达出口时, 由于出口逐渐变粗, 油水界面逐渐变平, 不能继续前进, 只能与粗毛管中后至的油水界面一起流出, 故在此时水驱后粗、毛管中均不会留下残油。  $q > q_0$ , 粗毛管中油水界面先到达出口时, 油水界面亦逐渐变平, 曲率半径越来越大, 故能独自通过出口, 使细毛管中的油因失去水动力联系而滞留。由此可知, 过去之所以认为在并联毛管模型中, 一个毛管中的油、水界面先到达出口后会继续前进, 使另一毛管中的油因失去水动力联系而滞留, 这是由于未能注意到出口处毛管变粗, 毛管力发生变化所致。

### 1.2 指进

在两张透明平板的夹缝之间, 无论有无填充多孔介质 (如玻璃珠或砂粒), 从上板中央小孔中用低黏粘流体驱替高黏粘流体时, 低黏流体前缘总是呈指状或树枝状向前推进

(图 3), 而不能呈活塞推进, 此现象称为黏滞指进。黏滞指进使注入水提前突破, 降低驱油效率。

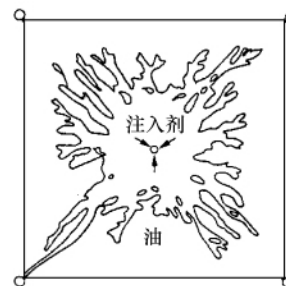


图 3 黏滞指进

Fig. 3 Viscous fingering

黏滞指进在多孔介质中随水油流度比  $M$  增大而加剧, 定义为

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{K_w / \eta_w}{K_o / \eta_o} \quad (10)$$

其中,  $\lambda_w$ 、 $K_w$ 、 $\eta_w$  和  $\lambda_o$ 、 $K_o$ 、 $\eta_o$  分别为水和油的流度、相渗透率和黏度。由式 (10) 可知, 稠油的黏度远大于水, 水驱稠油时, 指进现象尤为突出。根据研究<sup>[21]</sup>, 黏滞指进是由于驱替过程中动力学不稳定造成的, 毛管力对动力学不稳定性有抑制作用, 降低注速有助于通过强化毛管力抑制指进。

### 1.3 卡断

在亲水储层中注入水沿壁面进入孔隙与束缚水汇合, 易使油流卡断于孔隙中。卡断主要受润湿性和孔喉半径比的影响<sup>[22]</sup>, 前进角  $\theta \approx 0$ 、孔喉半径比达到 1.5 时, 即卡断; 前进角  $\theta = 5.5^\circ$ 、孔喉半径比达到 5.5 时, 即卡断; 前进角  $\theta > 70^\circ$  时, 无论孔喉径比多大也不会卡断。卡断也属于动力学不稳定现象, 即使在强亲水储层中, 降低注水速度也可被明显抑制。

一般认为, 水湿储层驱油效果最佳, 有专家用原油老化的方法控制岩样的润湿性, 发现在中间润湿或中间偏水润湿储层驱油效率最高<sup>[23]</sup>; 分析认为可能是由于水湿储层中油易卡断于孔隙, 油湿储层中油易滞留于岩石表面和孔隙, 而在中间润湿时这些作用都不强, 有专家用数模计算得到与此相符的结果<sup>[24]</sup>。数模计算结果表明, 无论在分量或混合润湿, 均在中间润湿时采收率最高<sup>[25]</sup>。

## 2 强化毛管力的方法

### 2.1 降低注水速度

注入水进入储层后的流动主要受黏滞力和毛管力影响, 黏滞力  $\Delta p_v$  与原油黏度  $\mu$ 、注水速度  $v$  和孔隙半径  $r$  有如下关系:

$$\Delta p_v = \frac{8\mu lv}{r^2} \quad (11)$$

毛管力  $\Delta p_c$  与油水界面张力  $\sigma$ 、接触角  $\theta$  和孔隙半径  $r$  有关:

$$\Delta p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (12)$$

比较式 (11)、式 (12) 可知, 重油储层中, 孔隙半径  $r$  小, 原

油黏度  $\mu$  大,黏滞力较毛管力占优势,使基质孔隙中的重油难以驱出。降低注水速度  $v$  有助于通过降低黏滞力,使上述情况缓解。在填砂层中,注水速度对重油采收率的影响如图 4 所示<sup>[13]</sup>,其中实验重油黏度 11500mPa·s,温度 23℃。

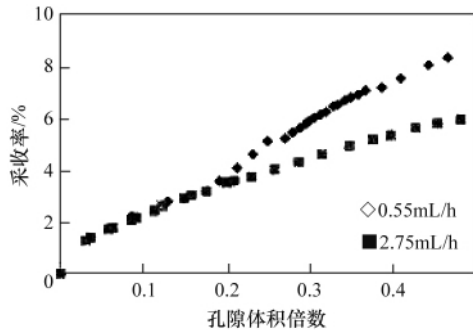


图 4 填砂层中采收率-注入水孔隙体积倍数关系

Fig. 4 Effects of injected rate on enhance oil recovery

## 2.2 调节润湿性

储层岩石的亲油、亲水性主要与储层岩石矿物的表面电学性质和注入水的 pH 值有关。砂岩主要由石英组成,碳酸盐岩主要由碳酸钙组成。石英的零电荷 pH 值为 3 左右,碳酸钙的零电荷 pH 值为 9.5 左右。注入水的 pH 值一般在 6~8 之间,后者比石英的 YIX 零电荷 pH 值大,比碳酸钙的零电荷 pH 值小,故一般情况下砂岩表面带负电荷,碳酸盐岩表面带正电荷。原油中的沥青质因含有羧基,在地层水中离解后带负正荷,易吸附在电性相反的碳酸盐矿物表面,疏水部分朝外使之亲油。砂岩表面与离解后的羧基之间电荷符号相同,原油中的沥青质在砂岩表面几乎没有吸附,故在一般情况下仍然保持亲水性。沥青质也可依靠键合或沉积作用黏附于矿物表面,所以砂岩储层也可能为亲油性。目前调节注入水润湿性主要有应用表面活性剂和海水作为注入水两种方法。

(1) 应用表面活性剂。在注入水中加入各种表面活性剂或同碱的复配物以恢复碳酸盐岩的亲水性,对阴离子、阳离子和非离子 3 种类型的表面活性剂进行实验,发现它们各有优劣<sup>[2-7]</sup>。阴离子和非离子表面活性剂通过离子或极性基团吸附于碳酸盐岩表面,形成单分子吸附层,疏水基朝外,使岩石表面亲油;它们可再通过疏水基之间结合,形成双分子吸附层。离子或极性基团朝外,使岩石表面亲水。由于疏水基之间的结合不牢固,可因后续水稀释,易脱附为单分子吸附层而失效。阳离子表面活性剂可通过与沥青质分子中羧基结合,使矿物表面上的沥青质脱附,恢复亲水性,作用机制比阴离子和非离子表面活性剂优越,缺点是价格贵和存在环境问题。有专家提出用相对价廉、毒性低的十胺代替十六烷三甲基氯化铵等季铵盐,但就当今原油价格而言,该化学剂价格仍然偏高。虽然早在 20 世纪 50 年代,前人已着手研究注入水中加入表面活性剂提高驱油效率,由于表面活性剂用量大、价格偏高和进入地层后吸附耗损大等问题,一直难以实现应用。

(2) 用海水作为注入水。近年来发现,北海 Ekofisk 碳酸盐岩油藏 25 年注海水采油之所以能取得成功,与海水中含有高浓度的硫酸盐有关<sup>[8-10]</sup>。硫酸根存在时,钙、镁离子和温度对采收率的影响如图 5 所示,其中硫酸根质量浓度为 0.024mg/L。可以看出,钙、镁离子对提高采收率的影响随温度升高而增大,并在温度较低时钙离子比镁离子的作用强,温度较高时则相反。据研究认为其作用机制是:带负电荷的硫酸根吸附在碳酸盐矿物表面带正电荷的位置上,使正电荷减少;由于电荷之间排斥作用降低,使溶液中碳酸盐矿物表面附近钙离子浓度增加,过剩的钙离子和吸附在碳酸盐矿物表面上沥青质分子中的羧基反应,将沥青质脱去,使矿物表面恢复亲水性;储层温度较高时,镁离子的活性比钙离子强,温度较高时海水中的镁离子可起到与钙离子相类似的作用。

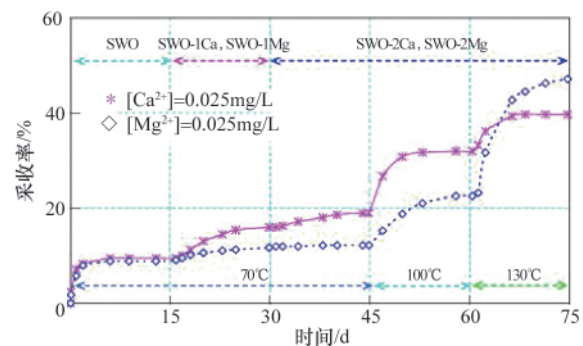


图 5 硫酸根存在时温度和钙、镁离子对采收率的影响

Fig. 5 Effects of ions  $\text{Ca}^{2+}$ , and  $\text{Mg}^{2+}$  on enhance oil recovery in the presence of ion  $\text{SO}_4^{2-}$

## 3 结论

(1) 着重讨论了绕流、指进和卡断现象对注水采油的影响。绕流源于储层结构的非均质性,注入水倾向于沿大孔道或裂缝流动,起不到驱油作用。指进源于低黏流体驱替高黏流体,卡断源于岩石的亲水性,两者均与水驱时水力学不稳定性有关。降低注水速度和使岩石亲水,可通过抑制绕流、指进和卡断提高水驱效果。对于重油和裂缝性储层,主要在降低注水速度,抑制绕流和指进。对于亲油储层,则主要在使岩石亲水。

(2) 用并联毛管模型分析了在非均质亲水储层中毛管力自吸采油的作用机制。计算结果表明,注水流量大于某一临界值时黏滞力占优,水驱后会留下残油;注水流量等于和小于某一临界值时毛管力占优势,在大、小孔道中均不会留下残油,对油层物理教材中认为注水流量仅在等于临界流量时,水驱后在大、小孔道中均不会留下残油的观点提出了质疑。

(3) 前人提出两种方便、廉价的注水方法,即在亲油的碳酸盐岩储层中用海水驱油和在重油储层中降低注水速度驱油,前者早已用于海上油田,机制研究正在进行,后者目前仅见于实验室结果,有待进一步研究。

(4) 早在石油工业初期,人们已着手研究用表面活性剂改变储层岩石表面的润湿性,增加注水采油的效果。由于表面活性剂用量大、价格偏高和进入地层后吸附耗损等问题,一直未能获得有效应用。考虑到原油资源的日渐枯竭,油价日益升高,上述问题一直为研究者所关注。

致谢 对成都理工大学贺承祖教授的指导,表示感谢。

### 参考文献 (References)

- [1] Baviere M. Basic concepts in enhanced oil recovery processes[M]. Berlin: Springer, 1991.
- [2] Morrow N R, Mason G. Recovery of oil by spontaneous imbibition[J]. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2001, 6(4): 321-337.
- [3] Standnes D C, Austad T. Nontoxic low-cost amines as wettability alteration chemicals in carbonates [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, 39(3-4): 431-446.
- [4] Al-Attar H H. Experimental study of spontaneous capillary imbibition Iselected carbonate core samples [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 70(3-4): 320-326.
- [5] Ayirala S C, Vijapurapu C S, Rao D N. Beneficial effects of wettability altering surfactants in oil-wet fractured reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, 52(1-4): 261-274.
- [6] Babadagli T, Boluk Y. Oil recovery performances of surfactant solutions by capillary imbibition[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2005, 282(1): 162-175.
- [7] Babadagli T. Evaluation of the critical parameters in oil recovery from fractured chalks by surfactant injection [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, 54(1-2): 43-54.
- [8] Zhang P M, Austad T. Wettability and oil recovery from carbonates: Effect of temperature and potential determining ions[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2006, 279: 179-187.
- [9] Zhang P M, Tweheyo M T, Austad T. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$  and  $SO_4^{2-}$  [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2007, 301(1-3): 199-208.
- [10] Yu L, Evje S, Kleppe H, et al. Spontaneous imbibition of seawater into preferentially oil-wet chalk cores—Experiments and simulations [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, 66(3-4): 171-179.
- [11] Mai A, Bryan J, Goodarzi N, et al. Insights into non-thermal recovery of heavy oil [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(3): 27-35.
- [12] Mai A K. Heavy oil waterflooding: Effect of flow rate and oil viscosity [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(3): 42-51.
- [13] 何更生. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 220-223.  
He Gengsheng. The reservoir physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 220-223.
- [14] 赵福麟. EOR 原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.  
Zhao Fulin. EOR principle[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [15] 宋万超. 高含水期油田开发技术和方法[M]. 北京: 地质出版社, 2005: 45-46.  
Song Wanchao. The technology and method in oilfield development at high water-cut stage[M]. Beijing: Geology Press, 2005: 45-46.
- [16] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 237-238.  
Yang Shenglai, Wei Junzhi. The reservoir physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 237-238.
- [17] 王允诚. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 219.  
Wang Yuncheng. The reservoir physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 219.
- [18] 杨承志. 化学驱提高石油采收率 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 36-37.  
Yang Chengzhi. The enhanced oil recovery by the chemical flooding[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 36-37.
- [19] 唐海, 杨晓蓉, 马小明, 等. 用毛管压力曲线确定合理注水强度[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(5): 51-53.  
Tang Hai, Yang Xiaorong, Ma Xiaoming, et al. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2002, 24(5): 51-53.
- [20] 贺承祖, 华明琪. 油气藏物理化学[M]. 成都: 电子科大出版社, 1995.  
He Chengzu, Hua Mingqi. The physical chemistry of oil and gas reservoir[M]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China Press, 1995.
- [21] Tian J P, Yao K L. Computer simulations of two phase flow with surface tension in percolation cluster[J]. *Physics Letters A*, 1999, 251(4): 259-261.
- [22] Wardlaw N C. The influence wettability and cristical pore thout size radio on snap-off [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1986, 109(2): 461-472.
- [23] Dudhunandan P P, Morrow N R. Effect of wettability on waterflood recovery for crude oil /brine/rock systems [J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, 10(1): 40-46.
- [24] Øren P E, Bakke S. Reconstruction of berea sanstone and pore-scale modelling of wettability effects [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, 39(3-4): 177-199.
- [25] McDougall S R, Sarbio K S, Heriot-Watt U. The impact of wettability an waterflooding. pore-scale simulation [J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, 10(3): 208-213.

(责任编辑 刘志远)



### 《科技导报》“研究论文”栏目征稿

“研究论文”栏目专门发表自然科学、工程技术领域具有创新性的研究论文,要求学术价值显著、实验数据完整、具有原始性和创造性,同时应重点突出、文字精炼、引证及数据准确、图表清晰,并附中、英文摘要以及作者姓名、所在单位、通信地址、关键词等信息。在线投稿:www.kjdb.org。