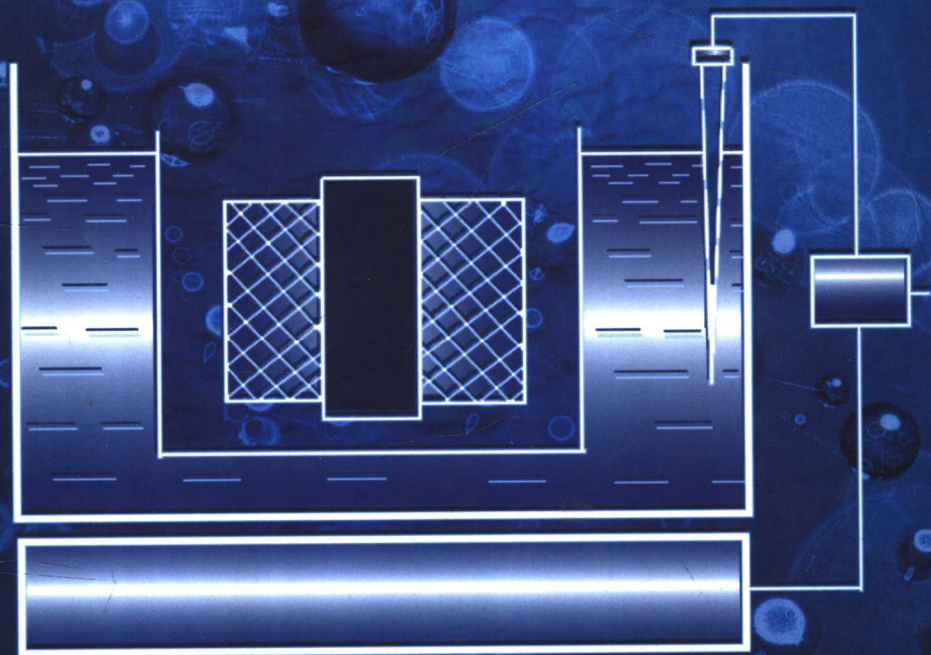


表面活性剂体系渗吸

刘卫东 姚同玉 刘先贵 刘福海 李继山 著



石油工业出版社

表面活性剂体系渗吸

刘卫东 姚同玉 刘先贵 刘福海 李继山 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书通过表面活性剂体系降低油水界面张力的能力以及对界面润湿性改善的研究,论证了表面活性剂溶液的渗吸机理和规律,提出了提高裂缝性低渗透油藏渗吸作用和采收率的方法。

本书对表面活性剂渗吸作用进行了较全面的研究和论述,适用于从事低渗透油田开发的技术人员、研究人员和有关专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

表面活性剂体系渗吸/刘卫东等著.

北京:石油工业出版社,2007.8

ISBN 978-7-5021-6030-2

I. 表…

II. 刘…

III. 表面活性剂—研究

IV. TQ423

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2007) 第 053244 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

编辑部:(010) 64523594 发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2007 年 10 月第 1 版 2007 年 10 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:7.5

字数:160 千字 印数:1—750 册

定价:38.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

低渗透油藏（渗透率不大于 10mD）是今后进一步开采的主要对象，这部分油层常常伴有裂缝发育，从而构成基质岩块—裂缝系统。基质岩块起到储油作用，而裂缝起到导油作用。裂缝渗透率与基质岩块渗透率存在巨大的差异，使得油藏常规注水过程中水窜、水淹严重，而基质中的原油则难以开采。因此，裂缝性低渗透油藏比常规油藏的开发难度更大、开采效果更差。油层水淹后，仍然有大量的剩余油富集在裂缝之间的基质岩块中，如何经济有效地开发好低渗透裂缝性油藏，是目前亟待解决的技术难题。

从 20 世纪 50 年代以来，人们对润湿相流体在多孔介质中依靠毛细管力作用置换非润湿相流体的渗吸驱油机理及规律做了大量的研究，为裂缝性油藏合理的注水开发方式提供了理论依据和技术支撑。

近年来，对表面活性剂在渗吸驱油中的作用，大致分为两个方面：一是以降低界面张力为目标，另一方面则侧重于改变润湿性。但是，界面张力的降低会削弱渗吸强度；润湿性改善不仅影响渗吸过程的动力条件，还影响着介质中流体的分布。这些因素促进还是抑制渗吸过程则需要综合考虑界面张力因素和对润湿性变化进行系统的研究。为此，本书首先介绍了介质中常见的渗吸现象及其规律；然后根据实验逐一分析表面活性剂降低油水界面张力的能力和效率及其对界面润湿性的改善，通过将有关的渗吸现象与结果（渗吸速度、渗吸采收率）进行对比和比照，论证了表面活性剂的渗吸行为，从而剖析和论证了表面活性剂溶液的渗吸机理和渗吸规律；最后通过渗吸作用在提高裂缝性低渗透油藏中的应用，提出旨在提高裂缝性低渗透油藏采收率的改善裂缝性低渗透油藏渗吸作用的方法和技术。

通过系统的研究取得了一系列的成果，主要体现在：

（1）通过接触角、界面张力参数分析了改善多孔介质渗吸行为的表面活性剂体系的物理化学性质，并引入界面张力因子、润湿性因子和粘附功降低因子等参数，评价了表面活性剂体系改善渗吸作用的能力。

（2）选择改善毛细管渗吸的表面活性剂体系，不应该以追求超低界面张力来改变残余油的流动能力为目的，要关注表面活性剂体系改善液固界面润湿性的能力。为此，本书根据临界界面张力、粘附功降低因子等参数，分析了表面活性剂改善渗吸作用的临界条件，并优选了一种改善渗吸作用的表面活性剂体系。

（3）低界面张力体系的润湿反转作用（向水湿）能使渗吸速度和采收率提高，原因是润湿反转既改变了毛细管力的大小，也改变了毛细管力的方向，使渗吸动力的构成发生了变化。

（4）渗吸过程中，毛细管力与重力作用的贡献是不同的，随着毛细管力降低，重力作用

逐渐增强，逆向渗吸逐渐向顺向渗吸转变，因此至少存在两种渗吸机理。由此本书首先修正了表达毛管力和重力贡献大小的参数 (N_B^{-1})，并分析了相关的渗吸过程。

(5) 将表面活性剂渗吸作用应用于裂缝性低渗透油藏，并与周期注水这种开发方式结合，提出一种提高裂缝性低渗透油藏采收率的新技术。

本书是中国石油天然气股份有限公司科技信息部风险基金“改善裂缝性低渗透油藏渗吸能力的活性水体系研究”的研究成果和作者多年来的工作积累，在本书编写过程中，得到了中国石油天然气股份有限公司科技信息部和渗流流体力学研究所各位领导的支持与帮助，在此，致以深深的谢意！参加本书编写工作的还有黄延章、萧汉敏、杨焱、刘莉、徐娜等。由于作者水平有限，书中难免有不足之处，恳请读者批评指正。

作者

2006年9月

目 录

0 概述	1
1 多孔介质中的自发渗吸现象	11
1.1 非均质介质中的自发渗吸	11
1.2 多孔介质中渗吸的一般规律	11
1.3 高渗岩心中的自发渗吸	15
1.4 低渗岩心中的自发渗吸	18
1.5 渗吸机理分析	20
2 表面活性剂影响渗吸过程的物理化学基础	23
2.1 表面活性剂溶液—原油界面张力研究	23
2.2 表面活性剂对界面润湿性的改善	27
2.3 表面活性剂对粘附功的影响	29
2.4 表面活性剂溶液与渗吸过程	31
3 表面活性剂对渗吸过程的影响	34
3.1 表面活性剂溶液在高渗岩心中的渗吸	34
3.2 表面活性剂溶液在低渗岩心中的渗吸	41
3.3 渗吸效果与 N_B^{-1} 及 E 的关系	50
4 表面活性剂改善渗吸过程的力学机制	53
4.1 表面活性剂在毛管中的扩散作用	53
4.2 表面活性剂对液固界面的改善	55
4.3 表面活性剂对液液界面的效应	56
4.4 表面活性剂对渗吸过程的改善机制	58
5 渗吸改善原理在裂缝性低渗透油藏周期注水中的应用	67
5.1 裂缝—孔隙双重介质毛管渗吸驱油	67
5.2 毛管渗吸与裂缝性低渗透油藏的周期注水	68
5.3 裂缝性低渗透油藏周期注水中的渗吸	68
5.4 表面活性剂在含裂缝低渗岩心中的周期注水实验研究	69
6 表面活性剂在渗流过程中的吸附行为	73
6.1 表面活性剂的吸附研究	73
6.2 表面活性剂的吸附焓研究	78
6.3 表面活性剂的吸附状态研究	80

7 渗流过程中表面活性剂与原油之间的耦合作用	86
7.1 低渗天然岩心的驱油实验	86
7.2 不同润湿性高渗岩心驱油过程中的耦合效果	88
7.3 渗流过程中界面耦合微观模拟	91
8 表面活性剂对油田开发的贡献	96
8.1 表面活性剂对注入压力的影响	96
8.2 矿场试验	98
附录	101
附录 1 动态接触角测定法	101
附录 2 Washburn 法测定颗粒润湿性	102
附录 3 非稳态法测油水相渗曲线	103
附录 4 离心法测定油水毛管力曲线	104
附录 5 周期注水驱油实验方法	105
参考文献	108

0 概 述

通过分隔两种不同特性（渗透率、孔隙度、毛管力）孔隙介质的表面（界面），仅由毛管力作用引起的流体的流动^[1]，称为渗吸。

渗吸是多孔介质自发地吸入某种润湿流体的过程。当已饱和流体的多孔介质侵入或者接触另一种润湿能力更强的液体时，同样可以发生自发吸入过程，这种液体在润湿并吸入多孔介质的过程中将置换出原有的非润湿流体。

0.1 渗吸作用的类型

在孔隙介质两相流体驱替过程中，把非润湿相驱替润湿相的过程称为排驱过程，而把润湿相驱替非润湿相的过程称为吸入过程。吸入过程伴随有自发渗吸过程，即在没有外加压力的条件下，润湿相可以依靠两相界面上产生的毛管力将非润湿相排出^[2]。根据这一理论，在所有水湿油层中，不管是孔隙型或裂缝—孔隙型油层介质均可以发生注入水自发渗吸驱油过程。

据前人研究^[3~11]，在裂缝—孔隙型双重孔隙介质水驱油过程中，可以有两种渗吸方式：顺向渗吸（又称单向渗吸）与逆向渗吸（又称反向渗吸）。当水的吸入方向与油被排出的方向相同时，谓之同向渗吸，即当基质岩块中的渗吸速度比较快，裂缝中水的推进速度较慢时，属于同向渗吸。当水的吸入方向与油被排出的方向相反时，称为逆向渗吸。当裂缝中水的推进速度大于基质岩块的渗吸速度时，产生逆向渗吸，此时基质岩块中的剩余油还没有来得及排出，周围裂缝中的水已将岩块包围，若水吸入岩块排油，岩块中的油将与进入基质岩块的水相向而行（见图0-1）。

由此看来，双重介质的裂缝性低渗透油藏自发渗吸是一个复杂的物理化学现象，具有独特的力学特征和物理本质，因此，有必要对该现象与过程的研究历史进行全面的理解和把握。

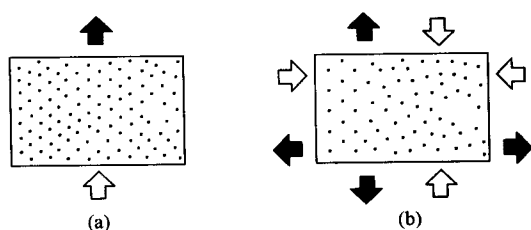


图 0-1 渗吸方式

(a) 顺向渗吸；(b) 逆向渗吸

(空箭头为水流方向，实箭头为油流方向)

0.2 油藏介质中渗吸作用的研究方法

渗吸现象在油气田开发中是一种客观存在的现象，而且是水湿岩石介质不可忽略的一种驱油动力，因此已经有许多人在实验室对渗吸现象进行了模拟，相继产生了一些渗吸实验的方法与装置。

0.2.1 体积法^[8]

该法适用于高孔隙度、高渗透率的岩石样品，对于致密、孔渗性差的样品，由于岩石的总孔隙体积小，吸入的水量少，加之渗吸时间长、温度变化而使得润湿液体蒸发，给实验带来误差，从而使得应用受到限制。体积法渗吸装置如图 0-2 所示。

0.2.2 称重法

为了克服上述实验带来的误差，以后又采用了称重法^[9]，该法适用的渗吸装置如图 0-3 所示，即将岩心圆柱面用橡皮筒密封，一个端面与润湿液接触，待一定时间取出称重，从而求得该时刻吸入的润湿液量占总孔隙体积的百分数，直到其质量不再增加为止。

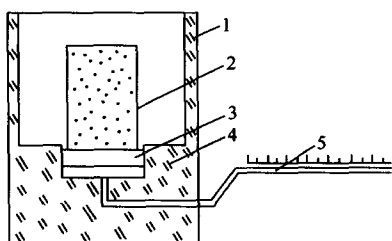


图 0-2 体积法渗吸装置

1—外壳，2—岩心，3—粗砂岩，
4—滤板，5—毛细管

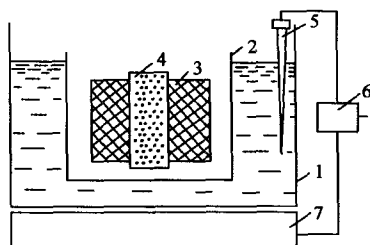


图 0-3 称重法适用的渗吸装置

1—水容器，2—保温套，3—橡皮筒，4—岩心，
5—温度计，6—温度控制器，7—电炉

该法由于存在着取出称重时润湿液的蒸发以及岩石内的流体重新分布而出现质量不足，因此后期则将岩样直接悬挂在天平的一端并浸泡或接触润湿液的人工手动称重法^[9]，该法适用的渗吸装置如图 0-4 所示。当岩心样品悬挂于天平上并浸泡在润湿液中时，先调整天平平衡，记录时间并让其渗吸，待一定时间重新调整天平平衡，以读得该时刻渗吸润湿液量占总体积的百分数。

人工手动称重渗吸装置由于存在岩样初始渗吸速度很快，质量变化快而无法称出质量的缺陷，因此发展成目前的电子式全自动渗吸仪^[9]（见图 0-5），这种装置测试简单，精度极高。

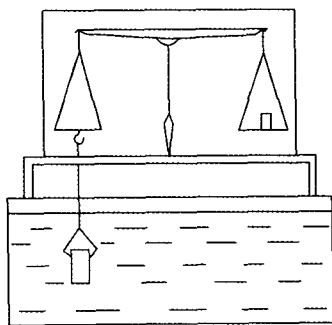


图 0-4 手动称重的渗吸装置

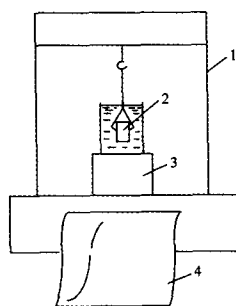


图 0-5 电子式全自动渗吸装置

1—电子天平，2—岩心，3—升降台，4—记录纸

上面所提到的测定岩石渗吸特征的装置，都是在常温常压下进行的，测试中不仅可以取得测试的最终结果，而且还可以观察到渗吸的动态。但对于高温高压状态下的渗吸作用，尚需研究更新型的渗吸装置，以适应油田开发的需要。

0.3 渗吸作用的研究进展

0.3.1 自发渗吸

自发渗吸是裂缝性油藏中采油的重要机理^[3~5]。毛管力将润湿相吸入岩石基质。如果所研究的油藏岩石是亲水的，水将沿着较细小的孔喉侵入基质岩块中，吸进的水把原油从低渗的基质岩块中沿着较大的孔喉被驱替出来，也就是说与裂缝相邻的最小的孔隙首先被波及。那么，渗吸速率则是孔隙介质、流体性质和绝对渗透率、相对渗透率、粘度、界面张力和润湿性等参数的函数；原油采收率亦取决于孔隙结构、裂缝所夹持的基质岩块以及地层条件下原油和驱油体系的性质。

在驱动压力、毛管力的作用下，水将通过裂缝侵入油藏，裂缝油被驱出后将为注入水所补偿，因此水将与基质岩块接触，由于毛管渗吸作用，水可以将基质岩块中更多的原油置换和驱替到裂缝系统中来。

在一般情况下，整个油藏范围内，随着基质与裂缝之间的毛管渗吸作用的发生，油藏依据油水分布可以出现以下几个特征：

- (1) 水淹区。在该区域基质岩块和裂缝系统原油将被驱替出来；
- (2) 油水混合带。在这个带内，原油可以从裂缝系统被驱替，基质岩块的整个表面均与水接触，并产生基质岩块的毛管渗吸作用，毛管渗吸面积是整个基质岩块的表面；
- (3) 油区。这个区域，从裂缝系统驱替的原油一部分来自基质，一部分来自裂缝系统本身。

油水驱替过程在整个油藏范围内发生，基质与裂缝之间毛管渗吸驱油是一不稳定过程，即使裂缝与基质岩块之间的压力差不变，在不同的油水分布带，原油的驱替效率和采收率也将出现很大的差异。

0.3.1.1 渗吸实验研究的手段

Graue^[14]和他的同事用追踪技术研究了碳酸盐岩中裂缝和润湿性与采收率的关系，比较了强水湿、中性润湿碳酸盐岩的采收率。这些岩石用原油处理，初始含水饱和度是26%~29%。将岩石分成三部分再重新组合为有人工裂缝的岩心，结果发现裂缝和润湿性的不同明显地影响了水驱机制和驱替效率。

Baldwin 和 Spinler^[15]利用核磁共振成像技术研究证明含水饱和度的增加是初始含水饱和度和润湿性的函数。研究发现，强水湿和初始含水饱和度为0的岩心，渗吸过程中含水饱和度前缘呈活塞状，被波及区不再有原油析出，含水饱和度基本不再变化；初始含水饱和度为15%的条件也是如此；随着初始含水饱和度增加，渗吸前沿呈指状，逐渐分散。在高的初始含水饱和度（33%）条件下，含水饱和度

变化规律则逐渐变为缓慢增加。

D. Zhou 等^[8]利用 X 射线 CT 成像技术检测砂岩中的润湿相和非润湿相的逆向渗吸。逆向渗吸对非均质性很敏感,会圈闭更多原油。实验和模拟表明顺向渗吸在很短时间就达到平衡,比逆向渗吸快得多。

S. Akin 和 A. R. Kovscek^[16]用 X 射线 CT 成像技术和特别设计的渗吸模型研究了不同初始含水饱和度下硅藻土的顺向渗吸。尽管硅藻土和砂岩在孔隙度和渗透率等诸多性质上有很大的差别,但饱和度剖面和重力与时间的函数关系相似。硅藻土的渗透率比砂岩小 100 倍,但它们的吸水率相当。自发渗吸数据与 CT 扫描图像相结合能提供一种与渗透率和毛管力相关的动力学关系。

0.3.1.2 评价自发渗吸实验的参数

1) 无因次时间 t_d

Mattax 和 Kyte 根据 Rapopor 方程建立的毛管渗吸驱油的方程如下^[13]:

$$\left(t\sqrt{\frac{K}{\phi}}\frac{\sigma}{\mu_w L^2}\right)_{\text{rev}} = \left(t\sqrt{\frac{K}{\phi}}\frac{\sigma}{\mu_w L^2}\right)_{\text{lab}} \quad (0-1)$$

式中 t ——渗吸时间, s;

σ ——油水界面张力, mN/m;

ϕ ——多孔介质的孔隙度;

K ——多孔介质的渗透率, mD;

μ_w ——水相粘度, mPa·s;

L ——多孔介质的高度, cm;

rev——油藏的参数;

lab——实验室的参数。

他们认为无因次渗吸时间是基质几何形状和液体物性如粘度、界面张力的函数,并用上述相似的描述方法将描述渗吸过程的无因次时间参数定义为:

$$t_d = t \frac{\sigma}{\mu_w L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (0-2)$$

Cuiec^[17]对上述无因次时间参数组合进行了修正,用油相的粘度代替注入水粘度,然后得到:

$$t_d = t \frac{\sigma}{\mu_o L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (0-3)$$

式中 μ_o ——油相粘度, mPa·s。

后来, Zhang^[18]等将油相粘度和水相粘度进行几何平均,使描述渗吸过程的无因次时间参数综合包含水相和油相的两相粘度,即:

$$t_d = t \frac{\sigma}{\mu_{gm} L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (0-4)$$

式中 $\mu_{gm} = \sqrt{\mu_w \mu_o}$ 。

在该方程的使用上, Zhang 还考虑了 Kazemi 对岩心依据形状进行的修正, 处于此目的, 岩心的特征长度定义为:

$$L_s = \frac{1}{\sqrt{F_s}} = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{S_{Ai}}}} \quad (0-5)$$

式中 L_s ——特征长度, cm;
 F_s ——岩心形状因子;
 V_b ——岩心体积, cm^3 ;
 A_i —— i 方向的渗吸面积, cm^2 ;
 S_{Ai} ——到岩心中央的距离, cm。

后来, Ma^[19] 等对渗吸前缘在开启面到封闭的非渗透边界之间的运移距离 L_{Ai} 进行了分析, 他们认为, 实际上 L_{Ai} 和 S_{Ai} 对所有的边界条件而言都是相等的, 除非是逆向渗吸。对于只有一个面开启的岩心, 渗吸的特征就是逆向渗吸, 那么 L_s 定义为:

$$L_s = \frac{1}{\sqrt{F_s}} = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{S_{Ai}}}} \quad (0-6)$$

上述无因次时间适合于特定条件下的油水—岩石介质体系, 这些条件是:

- (1) 润湿性必须相同;
- (2) 相对渗透率函数必须相同;
- (3) 毛细力函数必须正比于界面张力;
- (4) 初始液相的分布必须具有可重复性;
- (5) 忽略重力作用。

式 (0-1) 表明高界面张力体系具有较高的渗吸速度; 但是很多情况下, 事实并非如此, 渗吸过程中, 毛细力、润湿相和非润湿相的相渗透率、润湿性和重力等因素的影响并不可忽略。为此, Zhang 等人为了放宽条件, 设计了一种描述饱和气的岩石介质的顺向渗吸方法, 这个方法考虑了相渗透率和表面张力、润湿性和重力等, 即:

$$t_{d1} = c^2 \frac{KK_{rw}^* p_c^* (S_{wi} - S_{wi})}{\phi \mu_w L_a^2} t \quad (0-7)$$

式中 c ——重力和毛细力之比;
 μ_w ——湿相粘度;
 S_{wi} ——水或湿相在渗吸前缘后的饱和度;
 S_{wi} ——束缚水饱和度;
 t_{d1} ——对应于液气—岩石介质的无因次时间;
 K_{rw}^* 、 p_c^* ——在 S_{wi} 时的湿相相对渗透率和毛细力。

但是这种方法不适用于其他如油水—岩石介质体系, 因为该方程假定非湿相的流量

是有限的,为了解决问题李克文^[20]提出了另外一种方法,该方法同时考虑了湿相和非湿相的相对渗透率,无因次时间的定义方程则为:

$$t_{d2} = \frac{KK_{re}^* p_c^* (S_{wi} - S_{wi})}{\phi \mu_e L_a^2} t \quad (0-8)$$

式中 K_{re}^* ——与 K_{rw}^* 、 K_{ro}^* 有关的相对渗透率拟和函数;

μ_e ——油水的有效粘度;

t_{d2} ——不考虑重力的油水—岩石介质的无因次时间。

但是式(0-8)并没有考虑重力,为此,李克文^[21]又建立了重力作用下的渗吸分析方法。并提出一种能适用于多种体系的(气—液、油水—岩石)描述顺向、逆向渗吸的常规方法。用所有能考虑到的因素定义了一个无因次时间,这些因素包括:孔隙度,渗透率,基质岩块的尺寸、形状、边界条件,润湿相和非润湿相的相对渗透率,界面张力,润湿性和重力等;并根据控制渗吸过程的渗流理论进行了推导。该方法已经在不同界面张力、不同形状、不同边界条件和渗透性的饱和油岩心的自发渗吸实验中得到验证;同时,他推导出表达线性渗吸过程中原油采出程度和渗吸时间的解析式,解析式表明渗吸速度和采出程度倒数之间是线性相关的。

Defour^[22]对沿着垂直方向上发生的逆向渗吸进行了详细的研究,研究了饱和原油的填砂管中油与水的渗流以及渗流过程中原油的粘度、密度和界面张力对逆向渗吸的影响。研究结果表明经典的多相流技术不能准确地描述渗吸过程中流体饱和度的分布,因为逆向渗吸是一个非稳态的渗流过程。由此他提出了下列无因次时间变量(t_d):

$$t_d = \frac{tK}{\mu_w H} \left[\Delta \rho g - 4.5 \sqrt{\frac{\phi}{K}} \left(\frac{\sigma}{H} \right) \right] \quad (0-9)$$

式中 t_d ——无因次渗吸时间;

t ——渗吸时间, s;

K ——多孔介质的渗透率, mD;

μ_w ——水相粘度, Pa·s;

H ——多孔介质的高度, m;

$\Delta \rho$ ——油水密度差, kg/m³;

g ——重力加速度, m/s²;

σ ——油水界面张力, N/m;

ϕ ——多孔介质的孔隙度。

Snow^[23]用不同性质的流体进一步深化了 Defour 的研究成果,他发现目前传统的渗流方程不能描述逆向渗吸或渗流作用,因为这些方程和过程没有考虑动界面张力和流动过程中的非稳定性。他的研究结果表明逆向渗吸过程中渗吸速度随着粘度的降低和界面张力的增加而升高,但是最终渗吸采出程度随着粘度的增加和界面张力的降低而增加。因此他认为界面张力存在一个临界点,高于这个点界面张力的改变则难以提高原油的渗吸采收程度。

2) 渗吸过程中重力与毛管力比值 N_B^{-1}

在以往的分析低界面张力影响渗吸过程的研究中,重力因素一直被忽略,而 Schechter^[24]等研究了重力和毛管力的平衡,毛管力与重力的比是 Bond 数的倒数,即:

$$N_B^{-1} = C \frac{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{K}}}{H \Delta \rho g} \quad (0-10)$$

式中 H ——多孔介质的高度, cm;

C ——对毛管模型而言, $C=0.4$ 。

当 N_B^{-1} 很大时毛管力在渗吸过程中起支配作用,当 N_B^{-1} 很小,接近于 0,重力对渗吸过程起支配作用, N_B^{-1} 式中的分子是毛管入口的压力,分母是随水压头的高度而增加的。

Schechter 等^[24,25]认为,在界面张力中等低和 N_B^{-1} 较低时,重力和毛管力都很重要,实验表明,随着油、水、乙醇体系间的 N_B^{-1} 的降低,在低渗岩心介质 (15mD) 和高界面张力体系 (38.1mN/m) 条件下,毛管力促使逆向渗吸的发生,渗吸过程中原油从侧面析出,在中等界面张力下 (1.07 mN/m) 可以看到原油从侧面和顶面析出,最终采出程度比高界面张力体系稍高,但是渗吸速度慢;在低界面张力体系下 (0.1 mN/m),渗吸累积产油有很大的提高,但是渗吸过程与中高界面张力体系相比需要更长的时间才能使渗吸过程达到平衡。

0.3.2 表面活性剂溶液在多孔介质中渗吸

自发渗吸是裂缝油藏采油机理, Morrow 和 Mason^[19] 的文献报告代表了该技术和理论的发展前缘,他们认为不同润湿性的岩心,从弱水湿到强水湿,渗吸速度和渗吸采出程度相差将近几个数量级。强水湿条件下,渗吸过程的首要驱动力是毛管力;自发渗吸在油湿油藏和碳酸盐岩油藏中变得不再重要。据 Treiber, Archer, 和 Owens 对油藏介质的润湿性测定结果是:碳酸盐岩中 8% 是水湿, 8% 是中等润湿, 84% 是油湿;硅酸盐地层中 43% 是水湿, 7% 是中等润湿, 50% 是油湿。而在裂缝性油藏中,弱波及和渗吸过程对岩石表面的油湿转变作用是造成残余油饱和度较高的主要原因。George Hirasaki 和 Danhua Leslie Zhang 曾研究出一种破坏原油滞留机制的方法,即将油层润湿性变为水湿和降低界面张力。为此,表面活性剂的渗吸驱油逐渐得到重视,这方面的工作也逐渐开展起来。

Austad^[26]等调研了表面活性剂改善介质表面润湿性方面的应用及其提高泥灰岩和白云岩的自发渗吸潜力。Chen^[27]等研究了非离子表面活性剂提高渗吸的作用和机理。Dag^[28]等对能提高泥灰岩岩心渗吸能力的 46 种表面活性剂进行了评价和优选并提出相应的优选方法和原则。

Cuiec^[17]用低渗的泥灰岩介质做了一系列不同界面张力下的自发渗吸实验,研究发现降低油水之间的界面张力就降低了渗吸速度,与 Morrow^[13] 的实验和结论一致。他们的实验数据表明,最终的原油渗吸采收程度随界面张力降低而升高。

至目前,对于表面活性剂在渗吸驱油中的作用,大致分为两个方面。一方面是以降

低界面张力为目标,以使被毛管力圈闭的油变为可动油而采出^[29~36],过去20年,大家致力于用表面活性剂提高裂缝性油藏的采收率;另一方面则着重于将润湿性改变为水湿以利于加强渗吸^[37~42]。相对于表面活性剂改善介质润湿性促进渗吸作用,界面张力的降低会减弱渗吸,因此,表面活性剂渗吸需要综合考虑界面张力因素和润湿性变化因素。

0.3.2.1 表面活性剂对渗吸过程的影响

表面活性剂对提高油藏采收率有促进作用,至目前,大部分的研究致力于用高浓度的表面活性剂产生超低的界面张力。E. A. Spinler 等^[43]研究了表面活性剂溶液渗吸采收率随时间的变化曲线,结果表明,向渗吸体系中加入 300mg/L 表面活性剂溶液,油水界面张力从 52 mN/m 降低到 8.8 mN/m,原油的渗吸采出速度增加。一般观点认为由于界面张力降低,导致渗吸驱油的速度下降,毛管力为主要的的作用力。有些研究者却认为适当的条件下渗吸速度反而可以升高,这归因于表面活性剂将部分表面转换成强水湿的表面。如果润湿性的影响大于界面张力的变化带来的影响,那么就会有较高的渗吸驱油速度。

在渗吸作用的最终采出程度方面,Keijzer 和 Vries^[44]发表了贝雷砂岩渗吸实验结果,他们认为界面张力的降低,不会影响岩心介质的最终采出程度。界面张力减小对原油的最终采出程度没有影响,但是对渗吸采收速度有影响,他们将界面张力降低 12 倍后,表面活性剂渗吸过程中吸入的速度为水相渗吸吸入速度的一半;将油水界面降低 3000 倍,表面活性剂吸入的速度为水相吸入速度的 1/5。

由此看来,表面活性剂对渗吸过程的影响是多方面的,既涉及界面张力因素,又涉及润湿性因素,目前仍缺少对该问题的系统的综合研究。

0.3.2.2 渗吸过程中表面活性剂对润湿性的改善

Austad^[26]做了一系列实验,研究了碳酸盐岩中表面活性剂溶液渗吸驱油的效果。通过对比阳离子、阴离子和中性的表面活性剂溶液的渗吸采收率,结果表明阳离子表面活性剂最有效,但是表面活性剂的浓度需要高于临界胶束浓度。Dag C. Standnes 和 Tor Austad^[45]通过 CTAB 类表面活性剂在油水相之间的扩散与分配,研究了渗吸过程中,孔隙表面的润湿性发生变化或反转的机理,研究表明 CnTAB 类阳离子表面活性剂可以与吸附在介质表面的羧基形成离子对,使得吸附的羧基化合物等有机物质从孔隙表面解吸,而使润湿性发生变化。

近几年,Austad^[26,29,45,46]陆续研究了碳酸盐岩和白云岩中利用表面活性剂来改变润湿性进而加强自发渗吸的过程。至于表面活性剂对砂岩油藏介质中润湿性影响及其对渗吸作用的改善报道甚少。

0.3.2.3 表面活性剂溶液的渗吸机理

一般文献认为,如果油水两相间的界面张力降低 1000 倍,渗吸过程将出现从毛管力支配的毛管渗吸向重力支配的渗吸过程转换。Milter 等人^[47]在渗透率为 2~3mD 低渗的长岩心介质(0.5m)上进行的渗吸驱油实验表明,油水界面张力为 0.02~0.004 mN/m 时,渗吸机理从毛管力支配的逆向渗吸转向重力支配下的顺向渗吸,水相的渗

吸速度以及原油的析出速度都非常缓慢,原油主要从岩心介质的顶部析出。

三次采油中阳离子表面活性剂在混合润湿的长岩心介质中的驱替实验可以对重力强制渗吸驱油机理提供更详细的论述,据 Austad^[46],长约 0.5m 岩心的盐水渗吸采油的采出程度可达 70%,加入表面活性剂溶液还能使渗吸采出程度提高 5%。因为在长岩心中,重力作用而使得渗吸驱油过程继续进行,所以可以有 5%的采收率增加。而在水湿的长岩心介质中,表面活性剂使界面张力降低至 0.02 mN/m,但是渗吸实验的结果表明它并不能得到额外的原油采收率。因此可以说只有将岩心介质中油湿部分的原油开采出来原油采收率才有提高,而这部分的原油的启动和运移是以润湿性向水湿方向的转化为前提的。

0.3.2.4 表面活性剂溶液在裂缝性双重介质中的渗吸与渗流

在天然裂缝油藏中,注入液体由于裂缝的高导流能力而流动,同时在裂缝和基质间有流体渗吸交换。控制这个过程的两个重要机理是粘滞力和毛管力^[3,4]。粘滞力控制裂缝中驱替液的流动,毛管力控制被驱替液从基质进入裂缝的流动。这两个力用无因次形式表示,称为裂缝毛管数(N_c),定义为粘滞力与毛管力的比值:

$$N_c = \frac{v\mu_w A_f}{\sigma \cos\theta A_m} \quad (0-11)$$

式中 v ——裂缝中驱替液的流动速度, cm/s;

θ ——接触角, (°);

A_f ——裂缝的截面积, cm²;

A_m ——基质的渗吸面积, cm²。

粘滞力被认为是通过减慢水的渗吸或强制水通过基质而阻碍或增加毛管力。

Rangel-German 和 Kovslek 研究了三维几何体中水通过毛管力渗吸驱替气的行为^[13],通过 CT 扫描检测了不同注入速度和裂缝条件下的情况。他们观察了在动态渗吸中除了毛管力和粘滞力以外重力的重要性。在 Rangel-German 和 Kovslek 的文章中,他们描述了三维情况下两种不同裂缝中的流态:第一种流态是在裂缝不同坡面上,水缓慢流过裂缝并充满裂缝;第二种流态是水流速度很大,水会立刻充满裂缝,充满裂缝的时间远远小于渗吸时间。第一种流态与时间呈直线关系,而第二种流态与文献中一维顺向和逆向渗吸现象类似,与时间的平方根呈线性关系。

在裂缝性 Berea 砂岩中利用动态渗吸机理研究低界面张力溶液对采收率的影响。他们首先以水(界面张力 $IFT=23.0\text{mN/m}$),而后用表面活性剂溶液($IFT=5.15\text{mN/m}$, 1.03mN/m , 0.013mN/m),对比每块岩心中水和表面活性剂溶液的渗吸,对比表明,适当降低界面张力并不妨碍采油速度,继续降低 IFT ,观察到采油速度略微降低但最终采收率增加,此时,界面张力需降低至 0.013mN/m 。

0.3.3 国内渗吸研究现状

近年来,国内外许多学者逐渐用比较先进的光刻孔隙模型进行水驱油机理的研究,由于光刻模型具有非常直观的优越性,用它做自发渗吸驱油的实验,十分有利于认识双重孔隙介质的自发渗吸驱油机理。曲志浩教授^[48]经过对火山岩孔隙介质的自发渗吸驱

油实验研究表明,水在孔道中自发渗吸驱油有活塞式和非活塞式两种方式:活塞式渗吸驱油过程中,水在孔道中均匀推进,驱油比较彻底;非活塞式驱油,水沿孔道边缘前进,将原油从孔道中央排出。后一种情况因为含有较多的残余油而使自发渗吸驱油效率低下。根据孔隙结构,发现逆向渗吸驱油可以有两种形式:水从孔道细端吸入,原油从孔道粗端排出;在较粗的孔道中,水从边缘夹缝吸入,油从孔道中央排出。另外,他还研究了介质表面润湿程度对自发渗吸驱油的影响。研究表明,孔隙尺寸越小,越容易发生活塞式驱油。储集层中喉道和基质微孔隙的水驱油是活塞式的,非活塞式水驱油主要发生在孔隙中,它是残余油形成于孔隙的重要原因之一;自吸水驱油方式将因润湿相不同而异。孔隙介质的亲水性越强,非活塞式驱油越严重,研究中他使用的岩心来自安山岩油藏,弱亲水,自吸速度缓慢,大部分裂缝和孔隙发生的是活塞式驱替。

渗流所朱维耀等^[49]研究表明,介质润湿性对渗吸程度有较大的影响。一般强水湿的岩心渗吸程度大于中等水湿岩心的渗吸程度,而中等水湿岩心的渗吸程度要大于弱水湿岩心的渗吸程度。强亲水的砾岩低孔低渗油藏岩心渗吸速度快,渗吸采收率高。中—弱亲水的细—粉砂岩岩心渗吸速度较慢,渗吸采收率较低。而亲油性细—粉砂岩岩心未见渗吸发生。新疆石油管理局勘探开发研究院陈淦等^[50]研究也发现,影响渗吸的主要因素有:

(1) 岩样的润湿性,岩石润湿性主要受油层岩石表面性质、流体性质以及岩石中流体分布状态三种因素控制。

(2) 岩石物性,当渗透率小于 0.01mD 时,该岩石没有渗吸能力。

(3) 岩石的非均质性。

对裂缝性低渗透油藏而言,水驱初期,驱替作用为主,渗吸作用较弱;水驱中期驱替和渗吸都起作用;水驱后期和末期,渗吸的作用逐渐增大,即随着驱替过程的进行,在采出原油中驱替起的作用逐渐减弱,渗吸的作用逐渐增加,在驱动力的作用下水主要进入较大的毛细管孔道。随着驱油过程的进行,大毛细管中的油越来越少,靠毛管力渗吸采油的作用逐渐增加。这样充分发挥水驱裂缝油藏介质的渗吸作用对于提高该类油藏的原油采收率具有重要的实践意义,注入水通过渗吸作用自主的波及,进入基质岩块,而原油则在毛管渗吸或重力强制渗吸的作用下被驱替。

在三次采油背景下,应用三次采油技术改善裂缝和基质岩块之间的流体置换,最大限度地提高基质采收率,降低基质岩块束缚的残余油饱和度是裂缝性油藏提高采收率的目的,但是与盐水渗吸过程相比,表面活性剂渗吸机理更加复杂。因此,开展表面活性剂渗吸以提高原油采收率的研究,探索表面活性剂溶液的渗吸机理,并将之应用到提高裂缝性低渗透油藏采收率方面,这具有重要的理论价值和现实意义。