文章编号:1000-4092(2020)04-726-04

低渗油藏自发渗吸驱油效率测定新方法*

张 健[1,2],赵 娟[1,2],杨 光[1,2],王传军[3],郑 旭[3],唐晓旭[3]

(1. 中海油研究总院有限责任公司,北京 100028;2. 海洋石油高效开发国家重点实验室,北京 100028;3.中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300450)

摘要:针对体积法和称重法渗吸物理实验的问题,研发了一套低渗油藏自发渗吸驱油效率测量装置及方法,通过实验方法和装置的创新设计,将传统的体积法和称重法有效结合起来,实现了两者数据的相互验证,提高了实验结果的可靠性,并采用一根低渗岩心进行了验证,证实了该装置和方法的可操作性,对低渗透油藏自吸驱油效率的研究起到积极意义。图1参9

关键词:低渗;自发渗吸;驱油效率;装置

中图分类号:TE357.46 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.04.027

所谓自发渗吸[1-3](简称自吸)是多孔介质在毛细管力驱动下自发地吸入某种润湿液体的过程,它是毛管压力作用下的一种常见现象。低渗油藏中通常裂缝发育,在注水开发过程中,注入水首先沿裂缝推进,裂缝中的水靠自吸作用将原油从基质中驱替出来。随着低渗油藏的大量开发与应用,自发渗吸作为低渗油藏的一个重要开采机理[4-6]而备受关注。前人的渗吸实验研究中,大多直接或者间接采用体积法[7]或常规称重法[8]进行自然渗吸实验研究。

目前室内常用的渗吸物理实验方法主要有体积法和称重法[7]。

同向渗吸体积法实验的主要原理是用带刻度的毛细管与装有岩心的容器相连,通过渗吸前后毛细管内液面变化来表征岩心的渗吸量的大小。逆向渗吸体积法实验[9]是将岩心完全浸没在液体里,由于渗吸作用岩心内的非润湿相被润湿相驱替出来,在重力作用下汇聚在容器顶部的细管中,测量容器顶部的液体或气体体积进而计算渗吸采收率。体积法仅能测定渗出并已脱离岩样的油量,而不能测定溶解于水中油珠的体积,因而所测定的自发渗吸驱油效率存在着较大的误差。

称重法实验是将岩心的一个端面与润湿液接触(同向渗吸)或将岩心全部浸没在液体中(逆向渗吸为主),每隔一定时间记录电子天平读数,直到质量不再增加为止,从而求得该时刻吸入的润湿液量占总孔隙体积的百分数E_i和渗吸体积V_{wt}[1]。称重法原理简单、操作方便,但是针对页岩等低渗岩心,其吸水膨胀会导致计量增加和微裂缝增多,对渗吸量的计量产生影响,导致实验结果不精确。对于致密砂岩岩心,由于存在"门槛跳跃"、"挂壁"等现象以及孔隙度测量不精确的问题,在计算过程中常会出现渗吸采收率超过100%的情况[7]。

针对体积法和称重法渗吸物理实验存在问题,本文提出一种低渗油藏自发渗吸驱油效率测量装置及方法,为了弥补与体积法测试的不足,测试装置中增设了水中含油分析仪来测定溶解于水中的油珠的体积,以提高实验的精度。首先根据称重法测定由于水油密度差引起的岩心质量变化,计算岩心自吸进入的水的体积;然后结合体积法测定装置中岩心被驱替出的油的体积及水中含油的体积,对实验结果进行比对。理论上采用称重法计算的岩心自吸进入的水的体积与体积法岩心被驱出的油

* **收稿日期**:2020-11-10;**修回日期**:2020-12-03。

基金项目:"十三五"重大专项课题"海上油田化学驱油技术"(项目编号2016ZX05025-003)。

作者简介:张健(1968-),男,教授级高级工程师,中山大学高分子化学与物理专业博士(2000),主要从事采油与油田化学相关专业的研究,通讯地址:100028 北京市朝阳区太阳宫南街6号海油大厦,E-mail:zhangjian@cnooc.com.cn。

的体积相等。由于两种实验方法均有误差,因此认为两个实验结果的误差小于3%即取得了合理的实验数据,将两种实验方法得到的数据取平均值,可通过其计算出自渗吸驱油效率。

1　建立自发渗吸驱油效率测量装置及方法

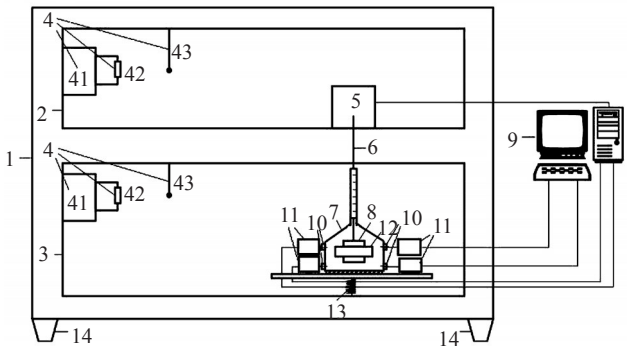
1.1　材料与仪器

实验用水为按照油田现阶段混配水的离子组成配制的模拟水,密度ρ_w 1 g/mL,矿化度为9374.13 mg/L,主要离子质量浓度(单位 mg/L):K^++Na^+ 3091.96、Mg^{2+} 158.68、Ca^{2+} 276.17、Cl^- 5436.34、SO_4^{2-} 85.29、HCO_3^- 311.48、CO_3^{2-} 14.21;实验用原油,黏度3 mPa·s(65℃),密度ρ_o 0.85 g/mL;实验用岩心为露头圆柱砂岩岩心:长10 cm、直径2.5 cm,渗透率0.1×10^{-3} μm²,孔隙体积3.1 mL。

1.2　实验装置

实验装置如图1所示。箱体1内由分隔板分隔成上下两部分空间,上部分空间为测量室2,下部分空间为样品室3,在测量室2和样品室3内均设置有加热控温装置4。在测量室2内还设置有称量机构5,称量机构5的测量端设置有悬绳6,悬绳6穿过分隔板,末端位于样品室3内。在样品室3内还设置有含水的漏斗型容器7,漏斗型容器7顶部与悬绳6连接。漏斗型容器7内部设置有用于夹持岩心12的岩心夹持器8,岩心夹持器8顶端与悬绳6末端连接,由称量机构5测量岩心12的质量变化,并将测量到的质量变化值传输至计算机系统9,由计算机系统9计算出岩心12自吸进入的水的体积。漏斗型容器7两侧侧壁上分别间隔设置有2个具塞装置10,4个水中含油分析仪11分别经过相应的具塞装置10探测漏斗型容器7中水中含油率,并将测定结果传输至计算机系统9,由计算机系统9采用算术平均值算出水中含油率平均值。

装置还包括磨砂密封盖、托板和升降系统13。磨砂密封盖设置在漏斗型容器7底部、托板上部;托板底部中心位置处设置有升降系统13。当对各种不同岩样进行实验时,若悬绳6长度不够时,通过升降系统13将岩心12浸入溶液中。加热控温装置4包括恒温控制器41、发热装置42和温度传感器43。温度传感器43将测定的箱体1内温度传输至恒温控制器41,恒温控制器41根据预设的实验温度控制发热装置42工作状态,进而调节箱体1内温度。



1—箱体;2—测量室;3—样品室;4—加热控温装置(41—恒温控制器、42—发热装置和43—温度传感器);5—称量机构 6—悬绳 7–漏斗型容器 8—岩心夹持器;9—计算机系统;10—具塞装置;11—水中含油分析仪;12—岩心;13—升降系统;14—减震机构

图1　低渗油藏自发渗吸驱油效率测量装置示意图

漏斗型容器7上部采用细管结构,并在细管结构上设置有刻度,用于测量漏斗型容器7中水的液面高度,当液面高度达到预先设定的刻度线以上,进行自然渗吸实验。

4个水中含油分析仪11都采用插入式水中含油分析仪,经具塞装置10插入漏斗型容器7中进行探测。

1.3　实验方法

(1)根据称重法测定由于水油密度差引起的岩心质量变化,计算岩心自吸进入的水的体积。具体实验步骤如下:岩心先烘干、称重(质量为m_{core}),岩心抽真空饱和油、称重(质量为m_o),然后将岩心安装在岩心夹持器中,放置在含水的漏斗形容器中,液面高度达到预先设定的刻度线以上,在65℃下进行自然渗吸实验,称重(渗吸后的质量为m_1)。计算机系统9根据测量到的岩心质量变化,按式(1)计算岩心饱和原油体积V_o,按式(2)计算岩心自吸进入的水的体积$V_{新称重法}$:

$$V_o=(m_o-m_{core})/\rho_o \tag{1}$$

$$V_{新称重法}=(m_1-m_o)/(\rho_w-\rho_o) \tag{2}$$

式中,V_o—岩心饱和原油体积,mL;m_{core}—岩心质量,g;$V_{新称重法}$—自吸进入岩心的水的体积,mL;ρ_w—水的密度,g/mL;ρ_o—油的密度,g/mL;m_o—岩心饱和油后的质量,g;m_1—岩心完成渗吸之后的质量,g。

(2)结合体积法测定装置中岩心被驱替出的油

的体积及水中含油的体积。具体地，观测漏斗型容器内刻度管处油的体积V_1，采用水中含油分析仪测定水中含油率，由水中含油率与容器中水的体积计算水中含油体积V_{in}，按式(3)计算自吸过程排出的油的体积$V_{o新体积法}$：

$$V_{o新体积法}=V_1+V_{in} \quad (3)$$

理论上假设油水两相均为刚性流体，则采用称重法计算出的岩心自吸进入的水的体积与体积法岩心被驱出的油的体积相等。由于两种实验方法均有误差，认为两个实验结果的误差小于3%（$|V_{o新体积法}-V_{o新重量法}|/V_{o新重量法}<3\%$）即取得了合理的实验数据。

将两种实验方法得到的数据取平均值(式4)，得到自吸排除油体积$V_{o排出}$：

$$V_{o排出}=(V_{o新体积法}+V_{o新称重法})/2 \quad (4)$$

由式(5)计算自吸驱油效率E_t：

$$E_t=V_{o排出}/V_o\times100\% \quad (5)$$

式中，E_t—自吸驱油效率；$V_{o排出}$—自吸排出油的体积，mL；V_o—岩心饱和油体积，mL。

2 结果与讨论

采用露头圆柱砂岩岩心，测试了其自发渗吸驱油效率。岩心先经烘干后称重为98.204 g，然后抽真空100%饱和实验用油2.550 g。将岩心安装在岩心支架上，进行自然渗吸实验。渗吸过程为自吸水排油过程，用精密电子天平和数据采集系统相连，不间断地对岩样进行称量，并记录质量变化。由于水、油的密度差，岩样吸水排油，因此质量逐渐增加。待岩心质量稳定后，数据采集系统显示岩心质量为100.852 g，记录漏斗型容器里面的油的体积为0.5 mL，并采用水中含油分析仪测定溶解于水中的含油率为0.24 g/L，容器水量为500 mL。

由式(1)计算岩心饱和原油体积V_o=2.55 g/(0.85 g/mL)=3.0 mL

由式(2)自吸进入的水的体积$V_{o新称重法}$=(100.852−2.550−98.204)/(1−0.85)=0.653 mL

由式(3)计算自吸过程中排出油的体积$V_{o新体积法}$=0.5 mL+0.24 g/L×500 mL/(0.85 g/mL×1000 mL/L)=0.64 mL

理论上，体积法与称重法得到的岩心自吸过程排出的油的体积与自吸进入水的体积应该相等，但是由于实验误差，造成结果有所差别。但是两者误差应小于3%，否则需要重新进行测定。

经计算，$|V_{o新体积法}-V_{o新重量法}|/V_{o新重量法}$=(0.653−0.64)/0.653=1.99%<3%

因此，自吸过程排出的油的体积为：

$V_{o排出}$=(0.64 mL+0.653 mL)/2=0.6465 mL

最终，计算自吸驱油效率E_t=0.6465 mL/3.0 mL×100%=21.55%。

3 结论

基于传统体积法和称重法，设计出一套低渗油藏自发渗吸驱油效率测量装置及方法。该装置将体积法和称重法有效结合起来，实现了一组实验同时得到体积法和称重法两种实验结果，两者相互验证，提高数据合理性。并通过实验验证了该方法的可行性，提高了实验结果的可靠性，对低渗透油藏自吸驱油效率的研究起到积极意义。

参考文献：

[1] 周凤军，陈文明. 低渗透岩心渗吸实验研究[J]. 复杂油气藏，2009，2(1)：54-56.

[2] ZHANG，X Y，Morrow N R，MA，S X. Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbibition[J]. SPE Res Eng，1996，11(4)：280-285.

[3] MORROW N R，MASON G. Recovery of oil by spontaneous imbibition [J]. Cur Opin Colloid Interface Sci，2001，6(4)：321-337.

[4] 朱维耀，鞠岩，赵明，等.低渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究[J]. 石油学报，2002，23(6)：60-62.

[5] 张星，毕义泉，汪庐山，等.低渗透砂岩油藏渗吸规律研究[C]//第十一届全国渗流力学学术大会论文集. 重庆，2011：66-72..

[6] AKBARABADI M，PIRI M. Nanotomography of the spontaneous imbibition in shale [C]//The 2nd Unconventional Resources Technology Conference，Denver Colorado USA，August 25-27，2014.

[7] 王敉邦，蒋林宏，包建银，等. 渗吸实验描述与方法适用性评价[J]. 石油化工应用，2015，34(12)：102-105.

[8] 张翼，马德胜，朱友益. 化学渗吸采油理论与实验新方法[M]. 科学出版社，2018：80-83.

[9] CHAHARDOWLI M，ZHOLDYBAYEVA A，FARAJZADEH R，et al. Solvent enhanced spontaneous imbibition in fractured reservoirs [C]//The EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec，London UK，June 10-13，2013.

A New Method for Measuring the Efficiency of Spontaneous Imbibition and Displacement in Low Permeability Reservoirs

ZHANG Jian[1,2], ZHAO Juan[1,2], YANGGuang[1,2], WANG Chuanjun[3], ZHENG Xu[3], TANG Xiaoxu[3]

(*1. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, P R of China*; *2. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing 100028, P R of China*; *3. CNOOC Tianjin Branch, Tianjin 300450, P R of China*)

Abstract: Aimed at the problem of spontaneous imbibition physical simulation test using volume method and weighing method, In this paper, a set of device and method for measuring the efficiency of spontaneous imbibition and displacement in low permeability reservoir was developed. Through the innovative design of experimental method and device, the traditional volume method and weighing method were effectively combined to realize the mutual verification of the two data and improve the reliability of the experimental results. A low-permeability core was used to verify the operability of the device and method. The study of self-priming oil displacement efficiency in low permeability reservoir plays a positive role.

Keywords: *low permeability*; *spontaneous imbibition*; *oil displacement efficiency*; *device*

(上接第725页。continued from p.725)

Treatment of Seawater Based Drilling Waste Water with Cationic Gemini Treatment Agent

QIAO Sanyuan, LIU Qingwang, FAN Zhenzhong

(*School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163000, P R of China*)

Abstract: In order to solve the problem of demulsification and flocculation of seawater-based drilling wastewater (SDW) treated by non-acidic non-oxidants in offshore oilfields, a cationic gemini demulsification flocculant was obtained by synthesizing dihexadecyl dimethyl ammonium bromide (DB) and compounding cationic polyacrylamide CPAM, reverse phase demulsifier OT and polyaluminium chloride PAC. The influence of pH value, reagent dosage and temperature on the treatment effect of seawater-based waste drilling fluid was evaluated. The mechanism of demulsification and flocculation of DB was analyzed. The SDW was characteristic of higher mineralization, oil content (753.01 mg/L), suspended solid content (75000 mg/L), larger viscosity (75 mPa s), and higher Zeta potential (−47.4 mV) absolute value, so it had strong stability. At room temperature (24℃) and pH=11, when PAM dosage was of 10 mg/L, PAC dosage was of 470 mg/L and OT dosage was of 370 mg/L, the oil content of supernatant of SDW after treatment decreased to 99.37 mg/L, suspended solid content decreased to 347.43 mg/L, Zeta potential increased to −20.1 mV, and the viscosity decreased to 23.1 mPa s. Furtherly, after adding 57 mg/L DB, the suspended solids content decreased to 25.8 mg/L, the removal rate of suspended solids was 99.97%; the content further decreased to 24.5 mg/L, the oil removal rate was 96.7% ; the Zeta potential increased to −9.8 mV, and the viscosity decreased to 14.9 mPa s. The demulsification and flocculation effect was excellent, indicated that there was positive synergy among DB, CAPM, OT and PAC. The corrosion rate of the supernatant to N80 steel sheet was only 0.01 mm/a, which was lower than 2.33 mm/a, the industry corrosion protection standard (60℃, first-class sea area, N80 steel). When the SDW was treated with DB CAPM, OT and PAC synergistically, the obtained supernatant met the standard of discharge and reinjection, and could be used to reprepare drilling fluid, achieving the purpose of high-efficiency treatment of seawater-based drilling wastewater by non-acid and non-oxidant.

Keywords: *waste seawater drilling fluid*; *gemini cationic surfactant*; *demulsification flocculation*; *corrosion protection*; *solid-liquid separation*