

致密油气储层基质岩心静态渗吸实验及机理

吴润桐¹, 杨胜来¹, 谢建勇², 王救邦¹, 闫嘉威¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;
2. 中国石油新疆油田分公司 准东采油厂, 新疆 阜康 831500)

摘要:致密油气藏已经成为非常规油气领域的开发重点。渗吸作用作为致密油气渗流机理的重要内容,可以有效地提高致密油气藏的采收率,但目前这方面的研究较少。选取中国典型致密油气储层基质岩心,进行不同条件下的渗吸实验。对实验现象与实验结果进行深入分析,提出新的致密油气储层基质岩心渗吸机理——层渗吸理论,即渗吸是从岩心表层开始逐层向岩心内部进行的。根据修正质量法计算渗吸效率的公式得到准确的室内渗吸实验数据,并将数据标定为实际地层尺度。结果表明,致密油气储层基质岩心在地层条件下的油水渗吸效率为12%~18%,渗吸速度数量级为 1×10^{-4} cm/min。应用渗吸作用开发致密油气需要与其他开发方式相结合,才能提高致密油气产量的最终效果。

关键词:致密油气 渗吸实验 层渗吸 计算公式 渗吸效率

中图分类号:TE311

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)03-0098-07

Experiment and mechanism of spontaneous imbibition of matrix core in tight oil-gas reservoirs

Wu Runtong¹, Yang Shenglai¹, Xie Jianyong², Wang Mibang¹, Yan Jiawei¹

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;
2. Zhundong Oil Production Plant, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Fukang, Xinjiang, 831500, China)

Abstract: Tight oil and gas have become the key point of research and development in the field of unconventional oil and gas. As an important part of tight oil and gas seepage mechanism, the influence of imbibition can effectively improve the recovery of oil and gas. However, there are few researches on it. The imbibition experiment was conducted under different conditions on matrix cores of the domestic typical tight oil and gas reservoir. The phenomenon and results in this experiment were analyzed. A new seepage mechanism of the matrix cores in the tight oil and gas reservoir was purposed, called layer imbibition theory, which means the imbibition starts from the surface of the cores to the inner of the cores step by step. The imbibition efficiency formula according to the quality method was revised and the accurate results of the indoor imbibition experiment were calculated, and the results were calibrated to the actual formation scale. The results show that the oil/water imbibition efficiency of the matrix cores in the tight oil and gas reservoirs is 12%–18% under reservoir condition and imbibition speed is estimated in the order of magnitude of 1×10^{-4} cm/min. It is necessary to use the imbibition method together with other displacement methods for the tight oil and gas reservoirs so as to improve the final recovery of the tight oil and gas.

Key words: tight oil and gas; imbibition experiment; layer imbibition; calculation formula; imbibition efficiency

目前,致密油气已成为非常规油气的开发重点。中国致密油气资源丰富,开发研究处于起步阶

收稿日期:2017-01-12。

作者简介:吴润桐(1992—),男,黑龙江大庆人,在读硕士研究生,从事油藏渗流机理方面的研究。联系电话:18801276910, E-mail: 445076197@qq.com。

基金项目:国家“973”计划“陆相致密油高效开发基础研究”(2015CB250904),国家自然科学基金项目“致密油储层基质渗吸规律及原油动用机理研究”(51574257)。

段。由于致密油气储层的特殊性,常规的开发方式不适用,需要重新找出新思路、新方法^[1-7]。通过渗吸作用提高致密油气采收率的方法已经成为了研究热点,但目前对于致密油气储层基质渗吸实验及机理方面的研究较少。为此,笔者在开展致密油气储层基质室内渗吸实验的基础上,对渗吸过程中的现象、测量及计算结果进行深入的分析研究,提出了新的致密油气储层基质的渗吸机理,并对渗吸效率的计算公式进行了改进、完善,使得最终的实验测量及计算结果更准确可靠,为致密油气藏进一步的开发提供理论依据。

1 渗吸实验及计算结果

常用的室内渗吸实验方法有体积法^[8-12]和质量法^[13-20]2种,主要是测量产出液或岩心质量的变化,进而定量得到岩心渗吸效率。而应用CT、核磁^[21-24]的方法是通过电脑对生成的图像及谱图进行分析,最终定性得到实验岩心的渗吸效率。由于致密油气储层基质岩心孔隙度低、渗吸量较少,因此造成常规的CT、核磁方法和体积法都不能准确、定量地得到岩心的渗吸效率,因此,实验采用质量法进行致密油气储层基质岩心的渗吸实验,应用精密电子天平以及电脑的自动数据采集,实时监测并记录渗吸过程中岩心在水中的质量变化。

选取4块致密油气储层基质岩心(表1),分别在20℃,0.1 MPa的室内条件下及70℃、40 MPa的地层条件下进行油水、气水渗吸实验,模拟油的粘度在20℃下为2.21 mPa·s,70℃下为1.7 mPa·s。实验模拟水为蒸馏水,模拟气为空气。首先将所有干岩心(饱和空气)全浸入水中,完成气水渗吸并记录结果;然后将岩心抽真空饱和模拟油,再次全浸入水中完成油水渗吸并记录结果。

表1 岩心基本参数
Table1 Basic parameters of cores

岩心编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度, %	长度/cm	直径/cm
1	0.034 0	9.39	2.584	2.464
2	0.018 0	8.61	2.588	2.466
3	0.005 4	6.52	2.534	2.468
4	0.000 3	5.41	2.528	2.462

渗吸效率的表达式^[25]为

$$E = \frac{\Delta m}{(\rho_w - \rho_o)V_o} \times 100\% \quad (1)$$

从图1可以看出,随着渗吸时间的增加,渗吸效

率初期快速增长,然后逐渐趋于平稳。然而,渗吸效率增幅并不稳定,部分时间点上甚至出现渗吸效率负增长现象,这与实际情况是不相符的。

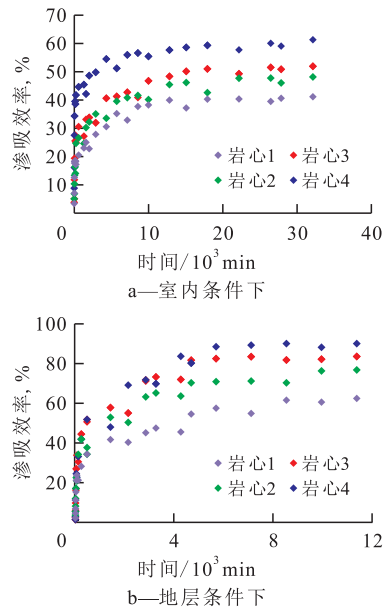


图1 油水渗吸效率随时间变化状况

Fig.1 Changes of oil and water imbibition efficiency over time

根据式(1)计算所得的渗吸效率(表2)可以得出,相同条件下气水渗吸效率普遍高于油水渗吸效率;地层条件下的渗吸效率普遍高于室内条件下的渗吸效率。致密油气储层基质岩心随着渗透率的降低,气水渗吸效率降低,而油水渗吸效率增加。然而无论是油水渗吸还是气水渗吸,渗吸效率都比较高,尤其是在地层条件下,所得的计算结果不符合客观实际,因此,需要从渗吸机理入手,进行深入研究。

表2 不同渗透率岩心最终渗吸效率
Table2 Final imbibition efficiency of cores with different permeabilities

岩心编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	油水渗吸效率, %		气水渗吸效率, %	
		室内条件下	地层条件下	室内条件下	地层条件下
1	0.034 0	41.16	62.86	60.57	66.11
2	0.018 0	48.22	77.89	58.17	64.07
3	0.005 4	52.06	84.51	52.26	54.37
4	0.000 3	61.47	91.19	44.77	47.92

2 渗吸机理分析

现有渗吸机理的研究较为宏观,很多学者根据岩心中水吸入方向和油排出方向的相对性判断渗吸过程是同向还是逆向渗吸^[26-31],当吸入的润湿相与排出的非润湿相的流动方向相同时,称为同向渗

吸,反之称为逆向渗吸。同向渗吸是由重力支配的推进速度占主导地位,水的吸入方向与油的流出方向相同;而逆向渗吸是由毛细力占主导地位,水的吸入方向与油的流出方向相反。

已有的研究^[32-34]表明,所谓重力支配的同向渗吸是在孔隙喉道贯通整个岩心,并且孔隙喉道半径较大甚至大于液体的吸附层厚度时,重力分异作用才占主导地位,发生宏观同向渗吸;而毛细力支配的逆向渗吸是在孔隙喉道仅存在于岩心表面,且孔隙喉道半径小于液体的吸附层厚度时,毛细力才占主导作用。若孔隙喉道横向贯穿岩心,此时孔隙喉道半径变化产生的渗吸效果则难以用现有的机理解释。

根据致密油气储层基质孔隙喉道半径为纳米数量级^[35-36],而吸附层厚度为微米数量级^[37]的特点,亲水的基质孔隙喉道在毛细力的作用下吸入的水便始终处于吸附层厚度以内,即在单一孔隙喉道内,水只能由一端吸入,而油或气由另一端排出。也就是说在微观下,致密油气储层基质中只能发生油水置换(图2),即致密油气储层基质中发生的渗吸均为微观同向渗吸。根据实验现象发现,无论是油水渗吸还是气水渗吸,岩心各个面都产生了较明显的宏观逆向渗吸,但是,其微观渗吸又符合同向渗吸机理,此时毛细力是渗吸的主导因素。

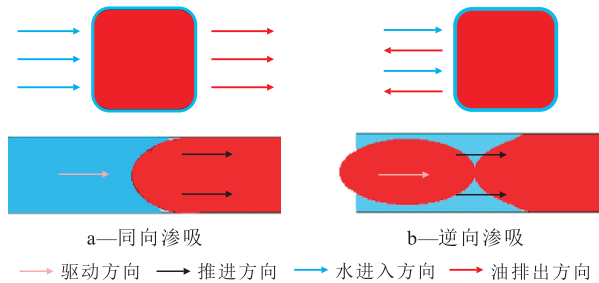


图2 宏观同向与逆向渗吸的微观机理

Fig.2 Microscopic mechanism of macroscopic current and countercurrent imbibition

综上所述,为了避免在宏观、微观条件下所定义的同向、逆向渗吸机理的矛盾问题,提出一种新的致密油气储层岩心渗吸机理——层渗吸理论。层渗吸指的是致密油气储层基质岩心的渗吸作用是从岩心表层开始逐层向岩心内部进行的,初期主要依靠毛细力的作用,而后期主要受驱动速度差的影响。静态渗吸时,表层中的油或气由于充满了整个孔隙喉道,当水从一端进入后,孔隙喉道内的油或气仅受到一端毛细力的影响,因此表层中的油或气可快速地在毛细力的作用下渗吸排出(图3a)。当表层渗吸结束后,深层的油或气同样在毛细力的

作用下离开最初的孔隙喉道,若要再次经过表层的孔隙喉道时(图3b),表层新进入的油不能完全充满整个孔隙喉道,此时,由驱动速度差造成含油段两端界面张力的差异,进而推动油继续运移,最终渗吸排出。

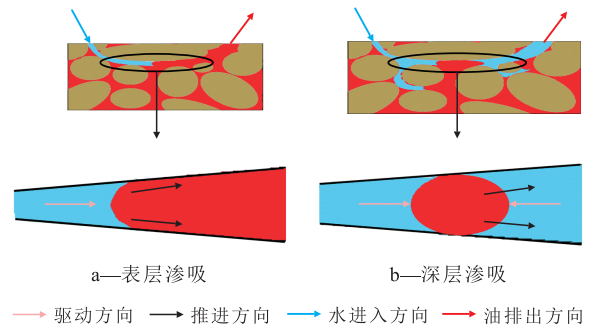


图3 层渗吸理论的微观机理

Fig.3 Microscopic mechanism of layer imbibition theory

3 渗吸效率表达式修正

根据渗吸实验现象及机理研究分析认为,由于吸附层内液体的特殊性质,在计算增重时,渗吸到致密油气储层基质岩心内的水应作为岩心整体的质量增量,而不单独作为水的质量增量。根据阿基米德原理,浮力等于物体所排开液体的重力,即进入岩心基质中的水同样为岩心所排开的液体,进而导致浮力减小。但是当油或气将这部分水与外界液体分隔开时,这部分水将作为岩心的整体而用于计算质量,同时认为吸附层仅对吸附层内的液体受力产生影响,而不影响液体的实际存在形态,即认为吸附层内的水由于其特殊的存在形态而成为岩心的一部分计入质量增量,但作为与外界相连通的水而不影响岩心浮力。

当致密油气储层基质岩心浸入水中时,实际称量的质量并不能直接用于质量增量的计算。初始放入水中的岩心,称量得到的质量表达式为

$$m_1 = V_a \rho_a + V_o \rho_o - (V_a + V_o) \rho_w \quad (2)$$

渗吸开始后,渗吸排出的油全部附着在岩心表面时,称量得到的岩心质量表达式为

$$m_2 = V_a \rho_a + V_o \rho_o - (V_a + V_o - V_c) \rho_w + m_w - V_c \rho_w \quad (3)$$

此时,式(1)中岩心的质量增量为

$$\Delta m = m_1 - m_2 = m_w = V_c \rho_w \quad (4)$$

当发生油或气的分隔时,称量得到的岩心质量表达式为

$$m_3 = V_a \rho_a + V_o \rho_o - (V_a + V_o) \rho_w + m_w - V_c \rho_w \quad (5)$$

此时,式(1)中岩心的质量增量为

$$\Delta m = m_1 - m_2 = m_w - V_c \rho_w = 0 \quad (6)$$

当渗吸出的油完全脱离岩心时,称量得到的岩心质量表达式为

$$m_4 = V_a \rho_a + (V_o - V_c) \rho_o - (V_a + V_o) \rho_w + m_w + V_c \rho_w \quad (7)$$

此时,式(1)中岩心的质量增量为

$$\Delta m = m_1 - m_4 = m_w + V_c \rho_w - V_c \rho_o = 2V_c \rho_w - V_c \rho_o \quad (8)$$

当渗吸实验为气水渗吸时,式(8)可表示为

$$\Delta m = m_1 - m_2 = 2V_c \rho_w \quad (9)$$

而式(1)是在 $\Delta m = V_c \rho_w - V_c \rho_o$ 的条件下得到的,因此根据式(8)和式(9)的结果将式(1)变为

$$E = \frac{\Delta m}{(2\rho_w - \rho_o)V_o} \times 100\% \quad (10)$$

当渗吸实验为气水渗吸时,忽略气体的密度,则式(10)可变为

$$E = \frac{\Delta m}{2\rho_w V} \times 100\% \quad (11)$$

通过天平称量悬浮在液体中的岩心,实际称量的是岩心所受的重力减去所受的浮力,以往的实验往往忽略浮力的改变对于称量结果的影响,但是对于致密油气储层基质岩心,由于较低的渗吸量与精密的称量,浮力对称量结果的影响是不可忽略的。岩心渗吸排出的油或气在脱离岩心之前会在岩心表面聚集,由于发生的是层渗吸,因此很容易导致渗吸排出的油或气将吸入的水同外界分隔开来,通过式(4)和式(6)可以得到,油气的分隔导致数据点的波动。

由于致密油气储层基质岩心的渗吸速度较慢、渗吸量小,要求的测量精密度较高,因此通过电脑对渗吸过程的质量进行实时计量并根据对质量增量的分析,应用MATLAB软件编制程序,进而对渗吸效率的计算公式进行调整,最终得到效果较好的渗吸效率随时间的变化规律(图4)。

由修正后的渗吸效率计算方法所得结果(表3)可以看出,室内条件下致密油气储层基质岩心气水渗吸的渗吸效率为21%~30%,地层条件下的渗吸效率比室内条件下的高2%~3%;室内条件下致密油气储层基质岩心油水渗吸的渗吸效率为7%~12%,地层条件下的渗吸效率比室内条件下的高4%~6%。

修正室内实验数据后,通过无因次处理,进而将其标定为实际地层尺度,得到理论上的渗吸速度。自Mattax和Kyte提出裂缝性水湿油藏自吸采油的标度方程(MK模型)^[38]以来,无因次渗吸时间一直在被不断的修改与完善。Ma等针对逆向自吸,

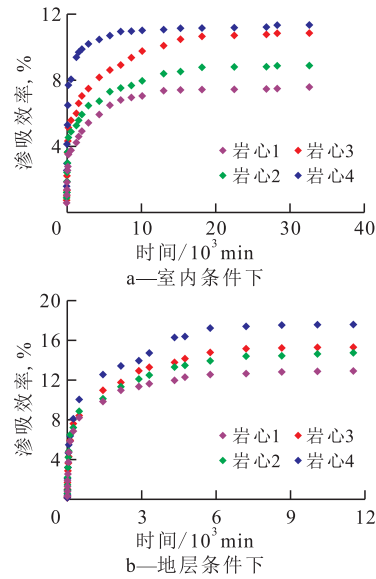


图4 修正后油水渗吸效率随时间的变化

Fig.4 Changes of revised oil and water imbibition efficiency over time

表3 修正后不同渗透率岩心最终渗吸效率
Table3 Revised final imbibition efficiency of cores with different permeabilities

岩心 编号	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	油水渗吸效率,%		气水渗吸效率,%	
		室内条件下	地层条件下	室内条件下	地层条件下
1	0.034 0	7.62	12.92	30.29	33.06
2	0.018 0	8.93	14.76	29.07	32.03
3	0.005 4	10.89	15.34	25.13	27.19
4	0.000 3	11.38	17.62	21.43	23.41

定义了新的特征长度^[39]为

$$L_c = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{L_{A_i}}}} \quad (12)$$

Mason等提出无因次时间标度模型及粘度标度因子^[40]分别为

$$t_D = \frac{1}{L_c^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \sigma F t \quad (13)$$

其中

$$F = \frac{2}{\mu_w \left(1 + \sqrt{\frac{\mu_{nw}}{\mu_w}} \right)} \quad (14)$$

无因次时间可以用来比较界面张力、流体粘度、岩心形状、岩石孔隙度、岩心渗透率以及尺寸和边界条件对实验结果的影响,并最终把实验数据标定为油田实际地层尺度。

目前,较为常用的自吸方程式^[41]为

$$\eta = \frac{R}{R_\infty} = 1 - a_1 e^{-\lambda_{10} t_D} \quad (15)$$

根据实验数据绘制出归一化采收率与无因次

时间的关系(图5)。

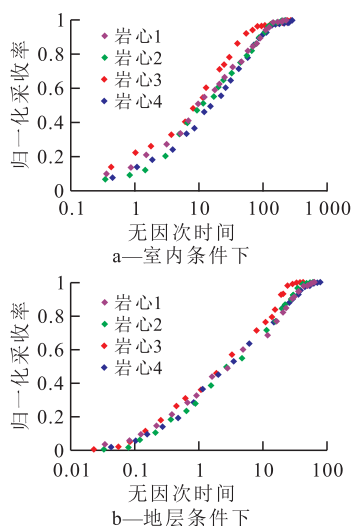


图5 归一化采收率与无因次时间的关系

Fig.5 Relationship between normalized recovery and dimensionless time

根据图5可知,4个不同的岩心在室内或地层条件下达到极限渗吸效率时的无因次时间是相同的,即极限的渗吸时间表达式为

$$t \propto \frac{L_c^2}{\sigma F} \sqrt{\frac{\phi}{K}} \quad (16)$$

通过分析渗吸效率随时间的变化情况,可以得到不同时间的致密油气储层基质岩心的渗吸速度。相对于初期渗吸速度而言,后期渗吸速度过小,在数量级比较上可忽略不计。

根据层渗吸理论,将致密油气储层基质岩心分为油水渗吸与气水渗吸过程2个阶段考虑其渗吸速度(表4)。

从表4可以看出,表层的渗吸速度要比深层的渗吸速度高出1到2个数量级,地层条件下的渗吸速度要比室内条件下的渗吸速度高出1到2个数量级,气水深层的渗吸速度明显高于油水深层的渗吸

表4 室内和地层条件下的油水、气水渗吸速度
Table4 Oil-water and gas-water imbibition speed under indoor and formation condition

岩心 编号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	室内条件下				地层条件下			
		油水渗吸速度/($\text{cm} \cdot \text{min}^{-1}$)		气水渗吸速度/($\text{cm} \cdot \text{min}^{-1}$)		油水渗吸速度/($\text{cm} \cdot \text{min}^{-1}$)		气水渗吸速度/($\text{cm} \cdot \text{min}^{-1}$)	
		表层	深层	表层	深层	表层	深层	表层	深层
1	0.034 0	3.18×10^{-5}	5.91×10^{-7}	5.08×10^{-4}	1.28×10^{-5}	1.21×10^{-4}	4.08×10^{-6}	15.80×10^{-3}	3.14×10^{-4}
2	0.018 0	4.64×10^{-5}	5.79×10^{-7}	2.99×10^{-4}	1.27×10^{-5}	1.88×10^{-4}	4.21×10^{-6}	9.70×10^{-3}	2.78×10^{-4}
3	0.005 4	6.14×10^{-5}	5.56×10^{-7}	2.27×10^{-4}	1.22×10^{-5}	3.52×10^{-4}	4.29×10^{-6}	4.04×10^{-3}	2.68×10^{-4}
4	0.000 3	8.52×10^{-5}	5.78×10^{-7}	0.91×10^{-4}	1.28×10^{-5}	7.33×10^{-4}	4.27×10^{-6}	3.07×10^{-3}	2.36×10^{-4}

速度。总之,渗吸速度都相对较慢,单独依靠渗吸作用难以实现致密油气藏的有效开发。

4 结论

提出了新的致密油气储层渗吸的机理——层渗吸理论。该理论认为,致密油气储层基质渗吸是由渗吸表面开始,逐层向基质内部进行的,分为表层渗吸与深层渗吸。根据实验现象及所得数据,修正了质量法计算渗吸效率的公式,解释了实验数据波动的现象与室内实验结果中渗吸效率较高的问题,修正后的计算结果表明,致密油气储层基质岩心在地层条件下的气水渗吸效率为23%~34%、油水渗吸效率为12%~18%。地层条件下的渗吸速度数量级仅为 $1 \times 10^{-4} \text{ cm/min}$ 。

虽然室内实验尺度下得到的渗吸效率较高,但标定为实际地层尺度后渗吸速度较慢,不能满足实际开发的生产需求,需要与其他开发方式相结合,才能发挥其提高致密油气藏产量的最终效果。

符号解释:

E ——岩心的渗吸效率,%; Δm ——岩心的质量增量, g ; ρ_w ——水的密度, g/cm^3 ; ρ_o ——岩心饱和油的密度, g/cm^3 (若渗吸实验为气水渗吸,则 ρ_o 改为 ρ , ρ 为模拟油的密度, g/cm^3); V_o ——岩心饱和油的体积, cm^3 (若渗吸实验为气水渗吸,则 V_o 改为 V , V 为岩心孔隙喉道体积, cm^3); m_1 ——渗吸开始前岩心在水中的称量质量, g ; V_a ——岩心基质体积, cm^3 ; ρ_a ——岩心的密度, g/cm^3 ; m_2 ——发生渗吸后岩心在水中的称量质量, g ; V_c ——渗吸过程中水置换油或气的体积, cm^3 ; m_w ——岩心中吸入水的质量, g ; m_3 ——发生油或气的分隔时岩心在水中的称量质量, g ; m_4 ——渗吸出的油完全脱离岩心时岩心在水中的称量质量, g ; L_c ——特征长度; V_b ——岩心体积, cm^3 ; i ——岩心渗吸面数, $i=1,2,3, \dots, n$; A_i —— i 渗吸面的面积, cm^2 ; L_{A_i} ——自吸前缘从开启面到封闭的非渗透边界之间的运移距离, cm ; t_D ——无因次时间; K ——岩心渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ ——岩心孔隙度,%; σ ——表面张力, 10^{-3} N/m ; F ——粘度标度因子, $(\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$; t ——渗吸时间, s ; μ_w ——润湿相粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; μ_{nw} ——非润湿相粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; η ——归一化采收率;

R ——原油采收率,%; R_x ——原油最终采收率,%; a_1 ——参数; λ_{1D} ——连通孔隙的流速,cm/min。

参考文献:

- [1] 梁狄刚,冉隆辉,戴弹申,等.四川盆地中北部侏罗系大面积非常规石油勘探潜力的再认识[J].石油学报,2011,32(1):8-17.
Ling Digang, Ran Longhui, Dai Danshen, et al. A re-recognition of the prospecting potential of Jurassic large-area and non-conventional oils in the central-northern Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 8-17.
- [2] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [3] 邹才能,张国生,杨智,等.非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J].石油勘探与开发,2013,40(4):385-399.
Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385-399.
- [4] 孙赞东,贾承造,李相方,等.非常规油气勘探与开发:上册[M].北京:石油工业出版社,2011:1-150.
Sun Zandong, Jia Chengzao, Li Xiangfang, et al. Unconventional oil & gas exploration and development: volume one [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 1-150.
- [5] 姚泾利,邓秀芹,赵彦德,等.鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J].石油勘探与开发,2013,40(2):150-158.
Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150-158.
- [6] 杜金虎,何海清,杨涛,等.中国致密油勘探进展及面临的挑战[J].中国石油勘探,2014,19(1):1-9.
Du Jinhu, He Haiqing, Yang Tao, et al. Progress in China's tight oil exploration and challenges [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(1): 1-9.
- [7] 王崇孝,罗群,宋岩,等.纳米石油地质学:非常规油气地质理论与研究方法探讨[J].石油实验地质,2014,36(6):659-667.
Wang Congxiao, Luo Qun, Song Yan, et al. Nano-meter petroleum geology: Discussion about geology theory and research method of unconventional petroleum [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 659-667.
- [8] 黄睿哲,姜振学,高之业,等.页岩储层组构特征对自发渗吸的影响[J].油气地质与采收率,2017,24(1):111-115.
Huang Ruizhe, Jiang Zhenxue, Gao Zhiye, et al. Effect of composition and structural characteristics on spontaneous imbibition of shale reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 111-115.
- [9] Chahardowli M, Zholdybayeva A, Farajzadeh R, et al. Solvent-enhanced spontaneous imbibition in fractured reservoirs [R]. London: The EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, 2013.
- [10] Ahmed M Shehata, Hisham A, Nasr El-Din. Spontaneous imbibition study: effect of connate water composition on low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs [R]. Garden Grove: The SPE Western Regional Meeting, 2015.
- [11] Kathel P, Mohanty K. EOR in tight oil reservoirs through wettability alteration [R]. New Orleans: The SPE Annual Technical Conference & Exhibition, 2013.
- [12] 许建红,马丽丽.低渗透裂缝性油藏自发渗吸渗流作用[J].油气地质与采收率,2015,22(3):111-114.
Xu Jianhong, Ma Lili. Spontaneous imbibition in fractured low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 111-114.
- [13] Olafuyi O, Cinar Y, Knackstedt M, et al. Spontaneous imbibition in small cores [R]. Jakarta: The 2007 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 2007.
- [14] Zhou Z, Hoffman B T, Bearinger D, et al. Experimental and numerical study on spontaneous imbibition of fracturing fluids in shale gas formation [R]. Calgary: The SPE-Canadian Unconventional Resources Conference, 2014.
- [15] 钟家峻,杨小军,陈燕虎,等.低渗透岩心自然渗吸实验新方法[J].石油化工应用,2013,32(6):61-65.
Zhong Jiajun, Yang Xiaojun, Chen Yanhu, et al. The new experimental way of spontaneous imbibitions in low-permeability cores [J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(6): 61-65.
- [16] 闫凤林,刘慧卿,杨海军,等.裂缝性油藏岩心渗吸实验及其应用[J].断块油气田,2014,21(2):228-231.
Yan Fenglin, Liu Huiqing, Yang Haijun, et al. Imbibition experiment and its application of cores in fractured reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(2): 228-231.
- [17] 陈淦,宋志理.火烧山油田基质岩块渗吸特征[J].新疆石油地质,1994,15(3):268-275.
Chen Gan, Song Zhili. Imbibition characteristics of rock matrix in Huoshaoshan oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1994, 15(3): 268-275.
- [18] Iffly R, Rousselet D C, Vermeulen J L. Fundamental study of imbibition in fissured oil fields [R]. San Antonio: The 47th Annual Fall Meeting of SPE of AIME, 1972.
- [19] 刘其成.分子膜驱提高原油采收率机理研究[J].科学技术与工程,2011,11(6):1182-1186.
Liu Qicheng. Study on the mechanism of enhancing oil recovery by molecular film displacement [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(6): 1182-1186.
- [20] 濮御,王秀宇,濮玲.致密储层静态渗吸实验[J].大庆石油地质与开发,2016,35(6):159-163.
Pu Yu, Wang Xiuyu, Pu Ling. Experiment of the static imbibition for tight reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(6): 159-163.
- [21] 蒋卫东,晏军,杨正明.火山岩气藏气水动态渗吸效率研究新方法[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(1):101-105.
Jiang Weidong, Yan Jun, Yang Zhengming. A new method of re-

- searching gas-water dynamic imbibition efficiency in volcanic gas reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2012, 36(1): 101-105.
- [22] 蒙冕模, 葛洪魁, 纪文明, 等. 基于核磁共振技术研究页岩自发渗吸过程 [J]. *特种油气藏*, 2015, 22(5): 137-140.
Meng Mianmo, Ge Hongkui, Ji Wenming, et al. NMR study on shale spontaneous imbibition [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(5): 137-140.
- [23] Lee Chunghao. Experimental investigation of spontaneous imbibition in fractured reservoirs [R]. Florence: The SPE International Student Paper Contest at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2010.
- [24] Dutta R. Laboratory study of fracturing fluid migration due to spontaneous imbibition in fractured tight formations [R]. San Antonio: The SPE International Student Paper Contest at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2012.
- [25] 李士奎, 刘卫东, 张海琴, 等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究 [J]. *石油学报*, 2007, 28(2): 109-112.
Li Shikui, Liu Weidong, Zhang Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(2): 109-112.
- [26] 姚同玉, 李继山, 王建, 等. 裂缝性低渗透油藏的渗吸机理及有利条件 [J]. *吉林大学学报: 工学版*, 2009, 39(4): 937-940.
Yao Tongyu, Li Jishan, Wang Jian, et al. Mechanisms and optimal conditions of imbibition in naturally fractured low-permeability reservoir [J]. *Journal of Jilin University: Engineering and Technology Edition*, 2009, 39(4): 937-940.
- [27] Schechter D S, Zhou D, Jr F M. Capillary imbibition and gravity segregation in low IFT systems [J]. *Infection & Immunity*, 1991, 71(12): 6734-6741.
- [28] Babadagli T, Al-Bemani A, Boukadi F. Analysis of capillary imbibition recovery considering the simultaneous effects of gravity, low IFT and boundary conditions [R]. Kuala Lumpur: The 1999 Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, 1999.
- [29] Bourbiaux B, Kalaydjian F. Experimental study of cocurrent and countercurrent flows in natural porous media [J]. *SPE Reservoir Engineering*, 2013, 5(3): 361-368.
- [30] Cai J, Hu X, Standnes D C, et al. An analytical model for spontaneous imbibition in fractal porous media including gravity [J]. *Colloids & Surfaces A Physicochemical & Engineering Aspects*, 2012, 414(46): 228-233.
- [31] 蔡建超, 郁伯铭. 多孔介质自发渗吸研究进展 [J]. *力学进展*, 2012, 42(6): 735-754.
Cai Jianchao, Yu Boming. Advances in studies of spontaneous imbibition in porous media [J]. *Advances in Mechanics*, 2012, 42(6): 735-754.
- [32] Mogensen K, Stenby E H. A dynamic pore-scale model of imbibition [R]. Tulsa: The 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 1998.
- [33] Habibi A, Binazadeh M, Dehghanpour H, et al. Advances in understanding wettability of tight oil formations [R]. Houston: The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015.
- [34] Kerunwa A, Onyekonwu M O, Anyadiegwu C I C, et al. Spontaneous imbibition in Niger delta cores [R]. Lagos: The SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 2016.
- [35] Leng Zhenpeng, Lü Weifeng, Liu Qingjie, et al. Characterization of pore structure in tight oil reservoir rock [R]. Nusa Dua: The SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 2015.
- [36] 韦青, 李治平, 王香增, 等. 裂缝性致密砂岩储层渗吸机理及影响因素——以鄂尔多斯盆地吴起地区长8储层为例 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(4): 102-107.
Wei Qing, Li Zhiping, Wang Xiangzeng, et al. Mechanism and influence factors of imbibition in fractured tight sandstone reservoir: An example from Chang8 reservoir of Wuqi area in Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(4): 102-107.
- [37] Churaev N V. On the forces of hydrophobic attraction in wetting films of aqueous solutions [J]. *Colloids & Surfaces A Physicochemical & Engineering Aspects*, 1993, 79(1): 25-31.
- [38] Mattax C C, Kyte J R. Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1962, 2(2): 177-184.
- [39] Ma S, Morrow N R, Zhang X. Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems [J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2013, 18(3/4): 165-178.
- [40] Mason G, Fischer H, Morrow N R, et al. Correlation for the effect of fluid viscosities on counter-current spontaneous imbibition [J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2010, 72(s1/2): 195-205.
- [41] 杨正明, 朱维耀, 陈权, 等. 低渗透裂缝性砂岩油藏渗吸机理及其数学模型 [J]. *江汉石油学院学报*, 2001, 23(9): 25-27.
Yang Zhengming, Zhu Weiyao, Chen Quan, et al. Imbibition mechanism of low permeability fractured sandstone reservoir and its mathematical model [J]. *Journal of Jianghan Petroleum Institute*, 2001, 23(9): 25-27.

编辑 王星