

低渗透油藏渗流物理特征的几点新认识

计秉玉¹, 赵宇², 宋考平², 许关利¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 东北石油大学石油工程学院, 黑龙江大庆 163318)

摘要: 对于低渗透油藏, 油水界面张力、岩石润湿性和孔喉比是影响产量和采收率的重要因素, 而润湿指数和润湿角通过毛管数与驱油效率有直接的定量关系。该文提出了一个关联着界面张力、润湿性和孔喉比的修正毛管数概念, 建立了基于 Amott 润湿指数与 USBM 指数的润湿角表征方法, 继而推导出低渗透储层毛管数表达式, 并通过岩心实验确定出其与残余油饱和度的关系。以此为基础给出不同界面张力与润湿情况下的相对渗透率曲线、驱油效率和注入能力的计算公式, 揭示了各种油藏物理参数之间的关联性, 为优化低渗透油层化学驱改变界面张力、润湿性控制参数, 进而为提高驱油效率和采收率提供了理论依据。

关键词: 毛管数; 润湿角; 界面张力; 相对渗透率; 驱油效率; 低渗透储层

中图分类号: TE311

文献标识码: A

New insights into the physical percolation features of low-permeability reservoirs

Ji Bingyu¹, Zhao Yu², Song Kaoping², Xu Guanli¹

(1. SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China;

2. School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China)

Abstract: For low-permeability reservoirs, interfacial tension, rock wettability and pore-throat ratio are important factors affecting production and recovery. Wettability index and wetting angle have a direct quantitative relationship with oil displacement efficiency. This paper presents a concept of modified capillary number associated with interfacial tension, rock wettability and pore-throat ratio, and establishes a wetting angle characterization method of low-permeability reservoir based on Amott wettability index and USBM index. We also derive a capillary number expression for low-permeability reservoirs and determine the relationship with residual oil saturation through core test. Based on this, the calculation formulas of a relative permeability curve, oil displacement efficiency and injection ability are given for different conditions of interfacial tension and wetting angle, which reveals the relationship between reservoir physical characteristics. The study provides a theoretical basis for optimizing chemical flooding, changing interfacial tension and wettability controlling parameters in low-permeability reservoir, and further improves oil displacement efficiency and recovery.

Key words: capillary number; wetting angle; interfacial tension; relative permeability; displacement efficiency; low-permeability reservoir

储层润湿性、毛管压力曲线和相对渗透率是渗流物理研究的重点内容, 是油田开发设计和提高采收率研究的基础^[1-3]。而低渗透储层由于比表面积更大, 孔喉比更大, 岩石与流体相互作用更加突出, 因此一直得到油田开发界的高度重视^[4-8]。本文以新的视野和系统的观点, 以润湿角、油水界面张力和孔隙结构特征相关参数为基础, 建立了毛管压力曲线、相对渗透率曲线、驱油效率和流动能力之间的关联关系和计算方法, 加深对低渗透油藏渗

流物理理论的认识。

1 润湿角计算方法

油藏工程计算中, 当使用润湿性这个概念时, 采用的是润湿角(θ)的余弦($\cos\theta$)这个参数^[9-12], 但是大多数储层润湿性为混合润湿, 难以测定润湿角。而储层统计意义上的润湿性, 测定方法主要为 Amott 改进自吸法和 USBM 离心机法^[13]。这些方法测定的结果与润湿角是什么关系, 怎样在油藏

收稿日期: 2014-10-20; 修订日期: 2015-02-25。

作者简介: 计秉玉(1963—), 男, 教授级高级工程师, 从事油气勘探开发研究。E-mail: jibjy.syky@sinopec.com。

基金项目: 中国博士后科学基金“低渗透油藏 CO₂ 驱替特征及优化开采研究”(2010047050)、国家自然科学基金重点项目“低渗透油层提高驱油效率的机理研究”(50634020)和国家自然科学基金青年科学基金“微观孔隙内原油活化条件的动力学机理研究”(51104030)共同资助。

工程分析中应用,目前还没有深入研究。作者认为,润湿角表征润湿性具有明确的物理意义,便于分析与应用,有必要通过由 Amott 改进自吸法和 USBM 离心机法测定的结果表征出润湿角。值得注意的是,这里得到的是等效润湿角或视润湿角。

实验室所测润湿角为岩心上某一点的润湿角,又叫接触角。在油藏形成及开发过程中,各个点处其接触角不一定相同,Amott 法测定的结果也只是表示在一块岩心内各个点处的平均润湿性,相对于油藏来说也只是一个点。作者想要建立的是代表油藏中某一点处的平均润湿性(Amott 及 USBM 润湿指数)与此点处的平均接触角(θ)的关系,必须在建立岩心润湿性时尽量保证岩心内各个点处接触角相同,这样一来所测点接触角的平均值才能更好地表征 Amott 及 USBM 润湿指数。

室内实验中所用岩心为低渗透贝雷砂岩,其润湿性均表现为强水湿,因要建立不同润湿性条件下 Amott 指数与平均接触角(θ)的关系,所以需要利用化学剂改变其润湿性。本文使用的是中性煤油中加入不同浓度油酸所配置成的油溶液,通过饱和地层水、饱和油溶液、老化、氮气驱替、烘干 5 个步骤将润湿性为强亲水的贝雷岩心分别改变成弱亲水、中性和弱亲油^[14-15],对处理岩心再使用接触角法与 Amott 法进行测量(表 1)。

1.1 Amott 改进自吸法结果转换润湿角余弦

Amott 改进自吸法表征润湿性的指标为润湿指数(I_A),其取值范围介于-1~1 之间,-1 为强亲油($\cos 180^\circ = -1$),1 为强亲水($\cos 0^\circ = 1$),0 值为中性($\cos 90^\circ = 0$)。因此,可以容易地与润湿角余弦建立关系(图 1),可以确定:

$$\cos\theta = I_A \quad (1)$$

Amott 润湿指数是使用最多的测量润湿性的方法,并且充分考虑了油藏当中混合润湿的特性,将 I_A 确定为等效润湿角的余弦值大大方便了润湿性概念引入到油藏工程计算之中。以往的油藏工程计算通常将 $\cos\theta = 1$,作者认为这很不妥,尤其对于低渗油

表 1 油酸溶液改变润湿性后实测润湿角与润湿指数

Table 1 Wetting angle and Amott wetting index after wettability changing with oleic acid solution

岩心编号	$K_g / 10^{-3} \mu m^2$	原始 $\theta / (^\circ)$	油酸浓度/%	改性 $\theta / (^\circ)$	I_w	I_o	I_A
1	27.6	39.49	0	39.49	0.68	0	0.68
2	20.7	37.30	0.40	70.80	0.53	0.16	0.37
3	23.5	34.69	0.80	93.10	0.11	0.12	-0.02
4	29.5	33.70	1.60	110.10	0	0.38	-0.38

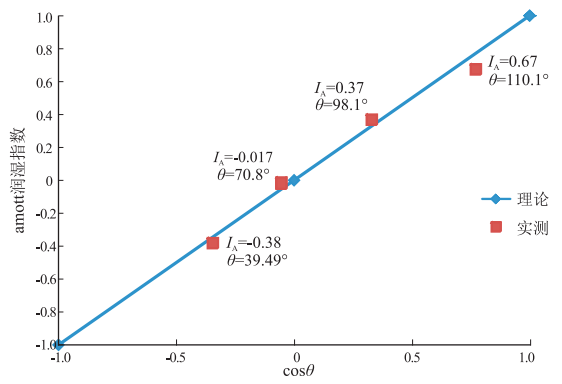


图 1 Amott 理论表征方法与实测表征数据对比

Fig.1 Amott theory vs. measured data

藏的强毛细作用情况,更要考虑润湿性的影响。

1.2 USBM 离心机法测定的结果转换润湿角余弦

USBM 离心机法测定的润湿性称为 USBM 润湿指数(W)。计算公式为:

$$W = \lg \frac{A_{od}}{A_{ow}} \quad (2)$$

式中: A_{od} 、 A_{ow} 分别为油驱水与水驱油毛管压力曲线所包围的面积。

W 的取值范围为 $-\infty \sim +\infty$,且越大表明水湿性越强,越小油湿性越强,值为 0 时表明为中等润湿性。

根据 W 与润湿性的上述特点,可以给出其与平均润湿角为余弦的转换关系:

$$\cos\theta = \frac{2}{\pi} \arctan(CW) \quad (3)$$

式中: C 表示修正系数。

运用 17 组天然岩心 USBM 指数实测结果进行拟合(图 2),确定出 $C=3$ 时整体拟合效果最好,可得出下列公式:

$$\cos\theta = \frac{2}{\pi} \arctan(3W) \quad (4)$$

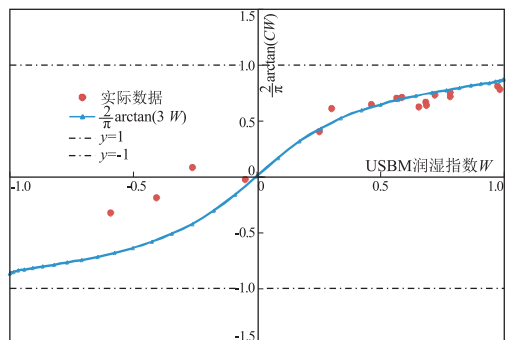


图 2 USBM 理论表征方法与实测表征数据对比

Fig.2 USBM theory vs. measured data

图2可见中性与亲水方向的拟合效果要好于亲油方向,可以有选择地使用这个算式来表征USBM润湿指数。USBM润湿指数在国内运用较少,但不失为一种有效地表征润湿性的方法,在无Amott润湿指数的情况下,采用公式(4)能够建立USBM润湿指数与等效润湿角余弦值的关系,并代入到油藏工程计算中。

2 毛管压力计算方法

毛管压力 P_c 作为重要的油藏工程计算参数,凡涉及到微观流固耦合推导及宏观相渗曲线计算,都需要使用这个参数。

毛管压力可以表征为界面张力 σ 与 $\cos\theta$ 的函数:

$$P_c = \left(\frac{\varphi}{K}\right) \sigma \cos\theta \cdot J(S_w) \quad (5)$$

式中: φ 为孔隙度, K 为渗透率, $J(S_w)$ 为压汞法实测的 J 函数曲线。

在实际油藏中,毛细管力的大小因界面张力、润湿性、孔喉结构等因素的影响处处不同。其中润湿性决定了 P_c 值的正负,也就是毛细管力的方向,同时又影响着束缚水饱和度的大小;界面张力决定了 P_c 值的大小,亦可以影响乳化油滴在喉道处的变形能力;而孔隙结构中的孔喉比决定了发生贾敏效应的强度。

一般情况下,空气与汞(或油与水)的界面张力是已知的,由测定的压汞曲线反求,该值反映孔隙结构特征,在开采过程中,被认为是不可控的参数。如果注入水中添加了活性物质,通过改变 σ 与 $\cos\theta$,进而改变毛管压力曲线趋向有利于油田开发的方向。

3 毛管数的导出与实验确定

传统的毛管数 $N_c = \frac{\mu V}{\sigma}$ 是评价 EOR 的关键性指标^[16-17]。大量的分析研究表明,低渗透储层残余油饱和度远远高于中高渗透储层^[18-19],因而驱油效率较低,其根本原因是低渗透储层具有较高的孔喉比,因而具有更高的贾敏效应^[19]。

如图3所示,如果使残留在大孔隙中的液滴启动突破喉道,施加的最小驱动力要与贾敏效应毛管阻力平衡,有:

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{P_{c1} - P_{c2}}{l} = \frac{2\sigma \cos\theta}{l} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R}\right) \quad (6)$$

式中: Δp 为能够推动液滴在孔道中流动的最小压

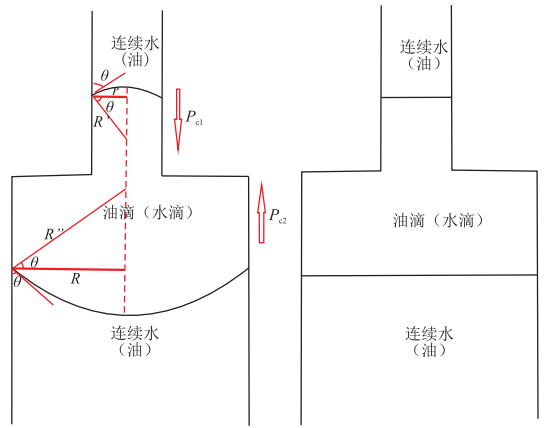


图3 非中性润湿与中性润湿时贾敏效应示意
Fig.3 Jamin effect under non-neutral wetting and neutral wetting conditions

差, L 为毛管的长度, l 为油滴的长度, r 为喉道半径, R 为孔隙半径。

但这时就出现了一种情况,利用式(6)计算时,当润湿性为中性时 $\cos\theta = 0$ 情况下,无论是油滴还是水滴, $P_{c1} = 0$, $P_{c2} = 0$, $P_{c1} - P_{c2} = 0$,此时油藏中不再具有毛管阻力,但是因为油藏是混合润湿,就算是等效润湿角为 90° 的情况下,依然具有水湿喉道与油湿喉道,水湿喉道处油滴要受毛管阻力,油湿喉道处水滴受到毛管阻力,贾敏效应不一定为零,只能说在等效润湿角 90° 时整个油藏所受平均毛管阻力、贾敏效应最小,对于平均润湿性影响贾敏效应程度的趋势来说是一致的。在这个前提下,继续后面的推导,目的是将润湿性与孔喉比这2个概念引入到修正毛管数 N_{cc} 中,并建立 N_{cc} 与 S_{or} 的关系图版。

为把方程过渡到宏观概念上来,式(6)两边同时乘以水相渗透率 $K_w = KK_{rw}(S_{or})$,有:

$$N_c \Leftarrow \frac{K_w \Delta p}{\sigma L} = \frac{2KK_{rw}(S_{or}) \cos\theta}{l} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R}\right) \quad (7)$$

如此式(7)左端即为传统毛管数:令孔喉比

$$m = \frac{R}{r} \quad (8)$$

整理式(7),得到

$$N_{cc} = \frac{V_w \mu_w}{\sigma \cos\theta} \cdot \frac{R^2}{K(m-1)} = \frac{2K_{rw} S_{or}}{L/R} \quad (9)$$

式(9)左端 N_{cc} 可称为修正毛管数,是一个考虑了孔喉比及平均润湿性的无因次数。显然, r 、 R 及 m 皆由恒速压汞实验结果得到,并且为平均值,

K_{rw} 是 S_{or} 的单调减函数,而残余油滴尺寸比 l/R 为 S_{or} 的单调增函数,因此式(9)右端为 S_{or} 的单调减函数。因此若要获得较高的驱油效率,降低 S_{or} ,就需要较高的修正毛管数。值得注意的是,当通过注入化学剂改变界面张力的同时,润湿角也会改变,即 σ 与 $\cos\theta$ 是相互影响的2个参数。

作者利用某一低渗砂岩油藏的天然岩心进行驱替实验,确定出这一储层的 N_{cc} 与 S_{or} 的关系并进行回归,得到:

$$S_{or} = \ln \left[\frac{V_w \mu_w}{\sigma \cos\theta} \cdot \frac{R^2}{K(m-1)} \right]^{-0.02} + 0.08 \quad (10)$$

低渗透储层毛管数表达式表明,由于驱替速度受到井距和渗透率等因素影响,提高幅度有限。驱替液黏度受注入能力的影响,也不能较大幅度提高,所以进一步提高采收率的主要途径是降低界面张力和改变润湿性,并且随着渗透率降低,孔喉比增大,难度加大。

4 油藏工程计算

4.1 相对渗透率曲线计算

传统的应用毛管压力曲线计算相对渗透率曲线方法(如Purcell, Burdine等),消掉了界面张力与润湿角^[2-3],在EOR过程中,这2个因素对相对渗透率的影响是不能忽略的。因此,运用岩心测定的毛管数曲线, S_{or} 是 σ 与 $\cos\theta$ 的函数(图4),并可由公式(11)计算^[19]。

$$\begin{cases} K_{ro} = \alpha_1 \left[\frac{1 - S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^m \\ K_{rw} = \alpha_2 \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^n \end{cases} \quad (11)$$

使用稳态法测定一组天然岩心油—水相渗曲

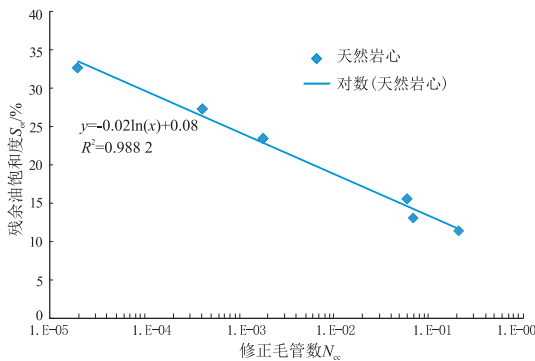


图4 天然岩心驱油实验实测采收率与修正毛管数关系

Fig.4 Measured recovery rate vs. modified capillary number through core flooding experiment

线,该岩心的气测渗透率 $K_g = 40.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔喉比 $m = 65.27$,束缚水饱和度 $S_{wi} = 31.3\%$,残余油饱和度 $S_{or} = 34.6\%$ 。将这些数值代入式(11)中就可以确定出上面的相渗解析表达式的 α_1, α_2, m, n 这4个相关系数的值。该天然岩心相渗曲线解析表达式如公式(12)。

$$\begin{cases} K_{ro} = \left[\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{or}(\sigma, \theta) - S_{wi}} \right]^{2.41} \\ K_{rw} = 0.2658 \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or}(\sigma, \theta) - S_{wi}} \right]^{1.69} \end{cases} \quad (12)$$

求取化学驱相渗时,通过计算使用不同化学剂时的修正毛管数,利用 N_{cc} 与 S_{or} 图版来确定最终的残余油饱和度 S_{or} 的值,将这个值代入到此块天然岩心的相渗曲线解析表达式中,得到了不同界面张力、润湿性条件下化学驱的相渗曲线(图5)。

作者为了证明方法的可用性,仅使用了一块岩心来确定解析表达式相关系数。但对于油藏来说,需要使用大量的相渗曲线进行归一化,才能够得到比较符合油藏情况的相渗曲线,具体的方法在本文不另作叙述。

4.2 驱油效率计算

4.2.1 极限驱油效率

极限驱油效率为残余油饱和度下的驱油效率。给定不同的 $\sigma, \cos\theta$ 和 m 等参数,由修正的毛管数曲线确定出 S_{or} ,由公式(13)计算得到^[20]。

$$E_r = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}(\sigma, \theta)}{1 - S_{wi}} \quad (13)$$

4.2.2 含水极限下的驱油效率

考虑到经济性,油田达到一定的含水界限后(通常取98%)将要停产废弃,此时驱油效率由以下方法计算:通过求出的在一定 $\sigma, \cos\theta, m$ 等条件

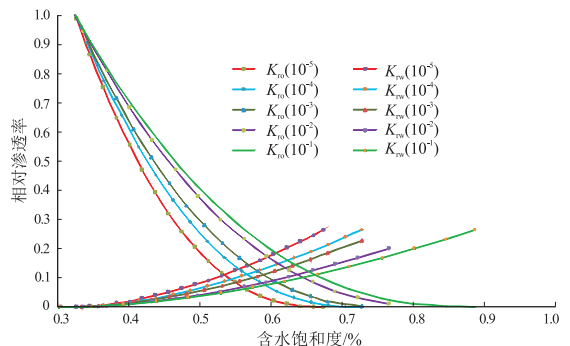


图5 不同界面张力、润湿性条件下化学驱的相渗曲线

Fig.5 Relative permeability curves of chemical flooding under different interfacial tension and wettability conditions

下的油水相对渗透率,由分流方程

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}(\sigma, \theta)\mu_w}{K_{rw}(\sigma, \theta)\mu_o}} \quad (14)$$

给定极限含水(如 98%),反求出含水饱和度 S_w , 可由公式(15)求出相应驱油效率(E_{rr})

$$E_{rr} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_w} \quad (15)$$

4.3 相对注入能力计算

利用化学剂等方法改变相对渗透率曲线和驱油效率的同时,也改变了驱替液注入能力^[21-23]。对于低渗透油藏化学驱,驱替液注入能力评价是非常重要的一个方面,可以运用下式计算注入能力相对变化倍数(J):

$$J = \left(\frac{K_{ro}(\sigma, \theta)}{\mu_o} + \frac{K_{rw}(\sigma, \theta)}{\mu_w} \right) / \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right) \quad (16)$$

5 结论

(1)润湿角是表征润湿性的最直观指标,便于油藏工程分析和 EOR 研究的应用,由 Amott 改进自吸法和 USBM 离心法测定的结果可以由本文给定的方法转换成润湿角。

(2)孔喉比是影响低渗透储层相对渗透率和驱油效率的关键参数。应该对传统的毛管数进行修正,修正的毛管数与残余油饱和度的关系可由实验室岩心驱替确定。

(3)毛管压力曲线、相对渗透率曲线、驱油效率以及注入水加入化学剂后注入能力变化倍数均为 $\sigma \cdot \cos\theta$ 的函数,可以通过控制这些参数而得到优化。

参考文献:

[1] 李华斌.不同润湿性条件下适合于不同渗透率油层的超低界面张力驱油体系[J].石油学报,2008,29(4):573-576.
Li Huabin.Oil-displacement system with ultra-low interfacial tension for reservoirs of different permeability under different wettability on rock surface[J].Acta Petrolei Sinica,2008,29(4):573-576.

[2] 秦积舜,李爱芬.油层物理学[M].东营:石油大学出版社,2004:247-255.
Qin Jishun, Li Aifen. Reservoir physics[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2004: 247-255.

[3] 佳布 D, 唐纳森 E C. 油层物理[M]. 沈平平, 秦积舜, 译. 北京: 石油工业出版社, 2007: 216-256.
Jebbatiab D, Donaldson E C. Reservoir physics[M]. Shen Ping-

ping, Qin Jishun, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 216-256.

- [4] 李劲峰, 曲志浩, 孔令荣. 贾敏效应对低渗透油层有不可忽视的影响[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(2): 93-94.
Li Jingfeng, Qu Zhihao, Kong Lingrong. The obvious influence of Jamin effect on low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(2): 93-94.
- [5] 王瑞飞, 沈平平, 宋子齐, 等. 特低渗透砂岩油藏储层微观孔喉特征[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 560-563, 569.
Wang Ruifei, Shen Pingping, Song Ziqi, et al. Characteristics of micro-pore throat in ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 560-563, 569.
- [6] 张学文, 尹家宏. 低渗透砂岩油藏油水相对渗透率曲线特征[J]. 特种油气藏, 1999, 6(2): 27-31.
Zhang Xuewen, Yin Jiahong. Features of oil water relative permeability curves for low permeability sandstone reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1999, 6(2): 27-31.
- [7] 尹洪军, 张欢欢, 杨春城, 等. 低渗透油藏预测模型和水驱曲线联解法及应用[J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 66-68.
Yin Hongjun, Zhang Huanhuan, Yang Chuncheng, et al. Low permeability reservoir forecasting model and water drive curve method and its application[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(6): 66-68.
- [8] 韩永林, 刘军锋, 余永进, 等. 致密油藏储层驱替特征及开发效果: 以鄂尔多斯盆地上里塬地区延长组长 7 油层组为例[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 207-211.
Han Yonglin, Liu Junfeng, Yu Yongjin, et al. Displacement characteristics and development effect of tight oil reservoir: a case from Chang 7 oil layer of the Yanchang Formation in Shangliyuan area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 207-211.
- [9] 吴志宏, 牟伯中, 王修林, 等. 油藏润湿性及其测定方法[J]. 油田化学, 2001, 18(1): 90-96.
Wu Zhihong, Mu Bozhong, Wang Xiulin, et al. Reservoir wettability and its measurement[J]. Oilfield Chemistry, 2001, 18(1): 90-96.
- [10] 曹立迎, 孙建芳, 徐婷, 等. 碳酸盐岩油藏岩石润湿性评价实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 89-92.
Cao Liying, Sun Jianfang, Xu Ting, et al. Experimental study of wettability evaluation on carbonate reservoir rock[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 89-92.
- [11] 孙仁远, 马自超, 张建山, 等. 蒸汽驱对低渗透稠油油藏岩心润湿性的影响[J]. 特种油气藏, 2013, 20(6): 69-71.
Sun Renyuan, Ma Zichao, Zhang Jianshan, et al. Steam flooding for low permeability heavy oil reservoir wettability cores [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(6): 69-71.
- [12] Tweheyo M T, Holt T, Torsater O. An experimental study of the relationship between wettability and oil production characteristics[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1999, 24(2/4): 179-188.
- [13] Kowalewski E, Holt T, Torsater O. Wettability alterations due to an oil soluble additive [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002, 33(1/3): 19-28.
- [14] Benkreira H. Experimental study of dynamic wetting in reverse-roll coating[J]. AIChE Journal, 2002, 48(2): 221-226.

and methane capacity of the lower Cretaceous strata of northeastern British Columbia, Canada [J]. International Journal of Coal Geology 2007, 70(1-3): 223-239.

[18] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071-1098.

[19] 梁超,姜在兴,杨懿婷,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J].石油勘探与开发,2012,39(6): 691-698.
Liang Chao, Jiang Zaixing, Yang Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 691-698.

[20] 赵杏媛,何东博.黏土矿物与页岩气[J].新疆石油地质, 2012, 33(6): 643-647.
Zhao Xingyuan, He Dongbo. Clay minerals and shale gas [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(6): 643-647.

[21] 姜兰兰,潘长春,刘金钟.矿物对原油裂解影响的实验研究[J].地球化学,2009,38(2): 165-173.
Jiang Lanlan, Pan Changchun, Liu Jinzhong. Experimental study

on effects of minerals on oil cracking [J]. Geochimica, 2009, 38(2): 165-173.

[22] Spiro B. Effect of the mineral matrix on the distribution of geochemical markers in thermally affected sedimentary sequence [J]. Org Geochem, 1984, 7(6): 543-559.

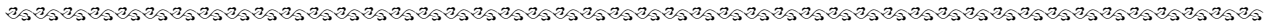
[23] 张琴,刘洪林,拜文华,等.渝东南地区龙马溪组页岩含气量及其主控因素分析[J].天然气工业,2013,33(5): 1-5.
Zhang Qin, Liu Honglin, Bai Wenhua, et al. Shale gas content and its main controlling factors in Longmaxi shales in southeastern Chongqing [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(5): 1-5.

[24] Van Sickle W A, Kominz M A, Miller K G, et al. Late Cretaceous and Cenozoic sea level estimates; Backstripping analysis of borehole data, onshore New Jersey [J]. Basin Research, 2004, 16(4): 451-465.

[25] 唐颖,邢云,李乐忠,等.页岩储层可压裂性影响因素及评价方法[J].地学前缘,2012,19(5): 356-363.
Tang Ying, Xing Yun, Li Lezhong, et al. Influence factors and evaluation methods of the gas shale fracability [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 356-363.

[26] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.

(编辑 黄娟)



(上接第 133 页)

[15] Ghosh B, Li X. Effect of surfactant composition on reservoir wettability and scale inhibitor squeeze lifetime in oil wet carbonate reservoir [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 108: 250-258.

[16] 戚连庆,刘宗昭,杨承志,等.毛管数实验曲线再研究[J].大庆石油地质与开发,2009,28(6): 247-251.
Qi Lianqing, Liu Zongzhao, Yang Chengzhi, et al. Deep research on the experimental curve of capillary number [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(6): 247-251.

[17] 纪淑红,田昌炳,石成方,等.高含水阶段重新认识水驱油效率[J].石油勘探与开发,2012,39(3): 338-345.
Ji Shuhong, Tian Changbing, Shi Chengfang, et al. New understanding on water-oil displacement efficiency in a high water-cut stage [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 338-345.

[18] 何文祥,马清,马超亚.特低渗透储层渗流特征和影响因素[J].科技导报,2011,29(1): 36-39.
He Wenxiang, Ma Qing, Ma Chaoyu. Seepage characteristics and influencing factors in ultra-low permeability reservoirs [J]. Science & Technology Review, 2011, 29(1): 36-39.

[19] Thomas S. Enhanced oil recovery-An overview [J]. Oil and Gas Science and Technology, 2008, 63(1): 9-19.

[20] Melrose J C. Role of capillary forces in determining microscopic displacement efficiency for oil recovery by waterflooding [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1974, 13(4): 54-62.

[21] 杨承志,韩大匡,王德辰.一种新型添加剂在玉门油田化学驱先导性试验中的应用[J].石油学报,1995,16(2): 77-84.
Yang Chengzhi, Han Dakuang, Wang Decheng. The application of a new additive in the pilot chemical flooding project in Yumen oil field [J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(2): 77-84.

[22] 孙琳,田园媛,蒲万芬,等.高温低渗油藏表面活性剂驱影响因素研究[J].油田化学,2013,30(2): 216-220.
Sun Lin, Tian Yuanyuan, Pu Wanfen, et al. Study on the influence factors of surfactant flooding in high-temperature low-permeability reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30(2): 216-220.

[23] 宋新旺,张立娟,曹绪龙,等.润湿性对油水渗流特性的影响[J].大庆石油地质与开发,2009,28(3): 66-69.
Song Xinwang, Zhang Lijuan, Cao Xulong, et al. Effects of wettability on oil-water flow characteristics [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(3): 66-69.

(编辑 徐文明)