

深层高压低渗砂岩储层可动流体赋存特征及控制因素

——以东濮凹陷文东沙三中油藏为例

王瑞飞¹, 齐宏新¹, 吕新华², 国殿斌²

(1. 西安石油大学 石油工程学院, 西安 710065; 2. 中国石化 中原油田分公司, 河南 濮阳 457001)

摘要: 利用核磁共振技术, 对东濮凹陷文东沙三中深层高压低渗砂岩储层样品进行测试分析, 通过可动流体百分数、可动流体孔隙度参数分析了可动流体的赋存特征及控制因素。研究表明, 不同离心力的 T_2 谱形态表现为 4 种类型, T_2 截止值与物性呈正相关关系。可动流体含量低且其分布具有较强的非均质性, 渗透率越高, 主流喉道半径越大, 可动流体参数值越大, 可动流体参数与渗透率的相关关系越好; 渗透率越低, 可动流体参数衰减越快。储层微观孔隙结构是可动流体赋存的主要控制因素。应用喉道半径区间分布表征微观孔隙结构对可动流体分布的控制, 效果较好。物性越好, 大喉道控制的可动流体量越高。

关键词: 核磁共振技术; 可动流体; 控制因素; 深层高压低渗砂岩储层; 文东油田; 东濮凹陷

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Characteristics and controlling factors of movable fluid in deep-buried high-pressure and low-permeability sandstone reservoirs:

A case study of middle section of 3rd member of Shahejie Formation in Wendong Oil Field, Dongpu Sag

Wang Ruifei¹, Qi Hongxin¹, Lü Xinhua², Guo Dianbin²

(1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457001, China)

Abstract: The samples of the deep-buried high-pressure and low-permeability sandstone reservoirs in the middle section of the 3rd member of the Shahejie Formation in the Wendong Oil Field of the Dongpu Sag were tested with nuclear magnetic resonance technique. The characteristics and controlling factors of movable fluid were analyzed with movable fluid percentage and porosity. The results have shown that the T_2 pattern of the samples displays 4 modes, and the T_2 cutoff value is positively correlated with porosity. The movable fluid content is relatively low and the heterogeneity is intense. The higher the permeability is, the wider is the main throat radius. The relation between the movable fluid parameter and the permeability gets better with the increase of permeability. The movable fluid parameter gets higher attenuation velocity with the decrease of permeability and has more sensitivity to the changes of permeability. The micro-pore structure determines the existing state of fluid in deep-buried high-pressure and low-permeability sandstone reservoir. Applying main throat radius, the micro-pore structure controlling movable fluid was taken, which has achieved good results. Wide throat controls more movable fluid when physical property is better.

Key words: NMR technique; movable fluid; controlling factor; deep-buried high-pressure and low-permeability sandstone reservoir; Wendong Oil Field; Dongpu Sag

深层高压低渗砂岩油藏属于低渗透油藏范畴, 但又有别于常规低渗透油藏。为改善该类油藏的开发效果, 提高采收率, 有必要研究其储层可动流体赋存分布状况。以东濮凹陷文东沙三中深层高压低渗砂岩油藏为例, 利用核磁共振可动流体测试分析技

术研究储层可动流体赋存特征及控制因素。

1 核磁共振可动流体测试原理

储层孔隙大小与氢核弛豫率的反比关系是核磁共振研究孔隙结构的理论基础^[1-5]。根据流体

在岩石中分布的弛豫时间界限,可将赋存于孔隙中的流体分为可动流体与束缚流体。可动流体百分数(S_m)与可动流体孔隙度(ϕ_m)可以用来表征储层可动流体赋存状况。可动流体孔隙度在数值上等于可动流体百分数与孔隙度(ϕ)的乘积^[6]。

2 实验过程及测试结果

实验中共对40块样品进行了核磁共振可动流体测试,实验在常温常压下进行。实验步骤为:(1)标准岩心洗油烘干,气测渗透率;(2)岩心抽真空饱和模拟地层水(矿化度为 30×10^4 mg/L的盐水),计算岩心孔隙度;(3)对饱和模拟地层水的岩心进行核磁共振 T_2 测量。可动流体测试结果如表1,2所示。分析3个区块可动流体特征参数发现,文13北块可动流体百分数、可动流体孔隙度参数明显低于文13东、文13西块,其原因在于文13北块物性较差(尤其是渗透率参数),且储层润湿性表现为亲水。储层物性越差,其储集空间越小,储集空间的连通性越弱。储层润湿性越强,吸附流体的能力越强,束缚水及残余油饱和度越高。

3 可动流体赋存特征

由核磁共振测试结果可得出深层高压低渗砂岩储层 T_2 谱分布形态及可动流体赋存特征。

3.1 T_2 谱分布形态

分析不同离心力的 T_2 谱形态,40块样品的 T_2 谱分布以双峰为主(双峰态是砂岩岩石 T_2 谱的典型特征^[7-11]),且物性越好双峰态越明显(图1),鲜

有单峰态分布,不同离心力的 T_2 谱分布形态主要表现为4种类型:单峰态且变化不明显(图1a)、单峰态且变化明显(图1b)、双峰态且两峰变化幅度大(图1c)、双峰态且左峰变化不大右峰变化大(图1d)。分析图中单峰态的 T_2 谱(图1a,b),实际上也是双峰态。仔细观察图1a,b,样品1的 T_2 谱左峰表现突出,右峰存在但不明显;而样品5的 T_2 谱右峰突出,左峰表现不明显。在仪器所能承受的最大离心力(200 psi)作用下,样品1可动流体百分数为7.08%,可动流体孔隙度为0.85%,可动流体参数值极低;样品5可动流体百分数为53.61%,可动流体孔隙度为4.84%,可动流体参数值略高。根据可动流体含量与 T_2 谱形态的关系^[6],也可推断出样品1的 T_2 谱必将是左峰突出,而样品5的 T_2 谱必将是右峰突出的特点。由 T_2 截止值与物性的相关关系(图2),随储层物性变好 T_2 截止值增加(T_2 截止值右移)。这也说明随储层物性变好, T_2 谱的右峰会愈加突出,即 T_2 谱为双峰态。

3.2 可动流体赋存特征

岩心的可动流体百分数分布范围较宽(7.08%~84.92%),平均值为65.41%,低于标准贝瑞岩心(76.62%),可动流体百分数级差(最大值与最小值的比值)为11.99。可动流体孔隙度分布范围为0.85%~21.12%,平均值为10.94%,可动流体孔隙度级差为24.85。可动流体孔隙度的非均质性强于可动流体百分数的非均质性。深层高压低渗砂岩储层可动流体含量低,且其分布具有较强的非均质特征。这些特征在深层高压低渗砂岩油藏注水开发

表1 东濮凹陷文东油田核磁共振可动流体测试结果

Table 1 Testing results of movable fluid with NMR technique in Wendong Oil Field, Dongpu Sag

区块	样品数/个	$\phi/\%$	$K/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$S_m/\%$					$\phi_m/\%$
				>0.11 μm 即全部喉道	0.11~0.21 μm	0.21~0.53 μm	0.53~1.06 μm	>1.06 μm	
13东	22	16.17	35.28	65.10	5.76	8.83	11.23	39.29	10.94
13西	10	18.11	27.67	73.06	5.62	10.88	16.35	40.21	13.19
13北	8	14.03	18.25	56.67	7.47	11.29	11.73	26.18	8.12

表2 东濮凹陷文东油田核磁共振不同离心力的含水饱和度

Table 2 Testing results of water saturation under different centrifugal forces with NMR technique in Wendong Oil Field, Dongpu Sag

区块	样品数/个	$\phi/\%$	$K/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	离心前 $S_w/\%$	不同离心力离心后 $S_w/\%$			
					20 psi (1.06 μm)	40 psi (0.53 μm)	100 psi (0.21 μm)	200 psi (0.11 μm)
13东	22	16.17	35.28	100	60.71	49.48	40.65	34.90
13西	10	18.11	27.67	100	59.79	43.44	32.56	26.94
13北	8	14.03	18.25	100	73.82	62.09	50.80	43.33

注:1 psi=0.006 895 MPa

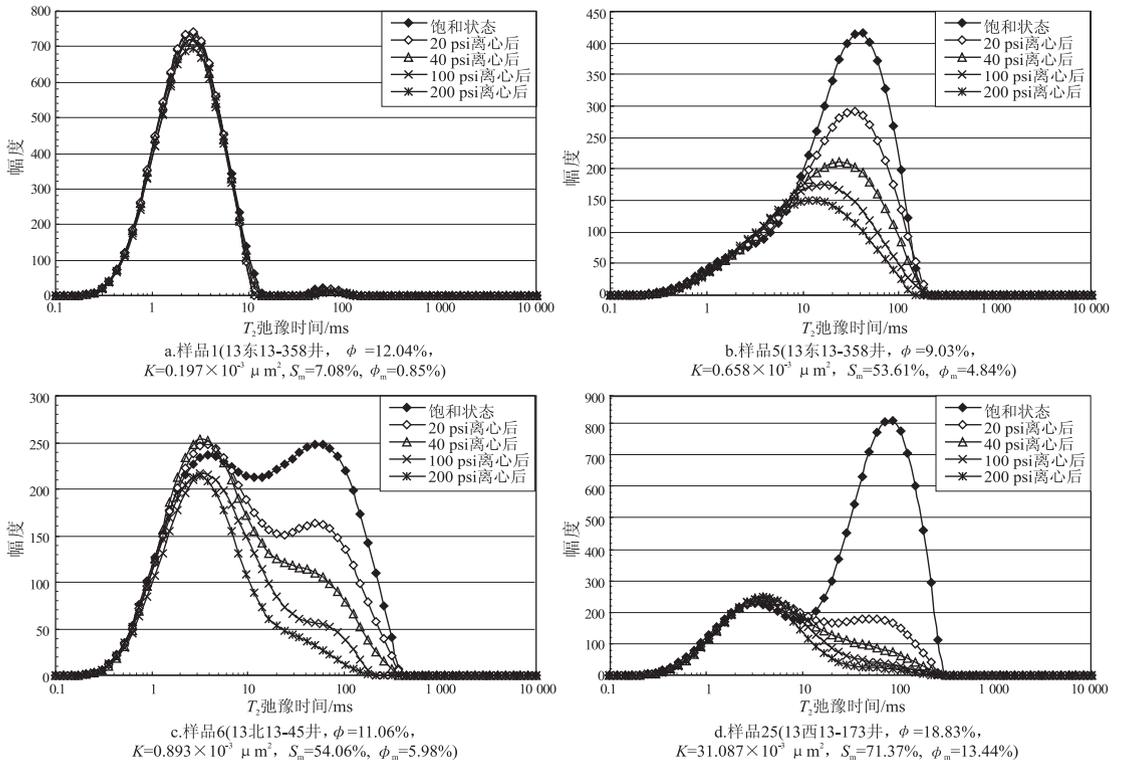


图 1 东濮凹陷文东油田岩心样品典型 T_2 谱

Fig.1 Representative T_2 pattern of core samples in Wendong Oil Field, Dongpu Sag

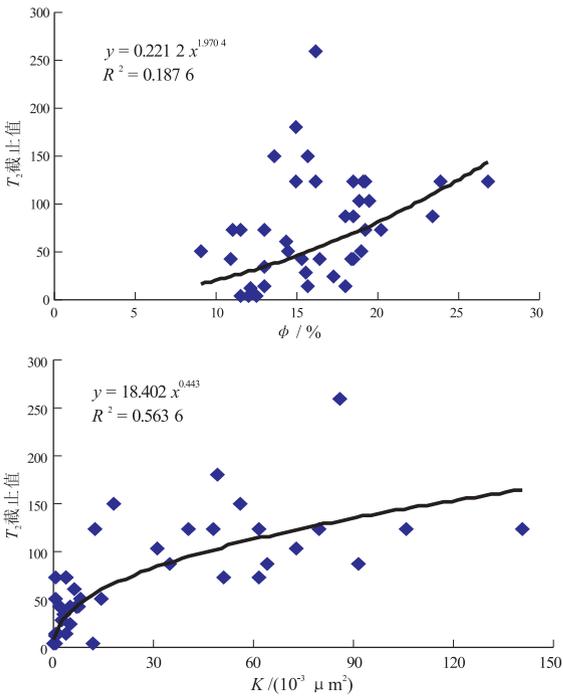


图 2 T_2 截止值与物性的相关关系

Fig.2 Relationship between T_2 cutoff value and physical property

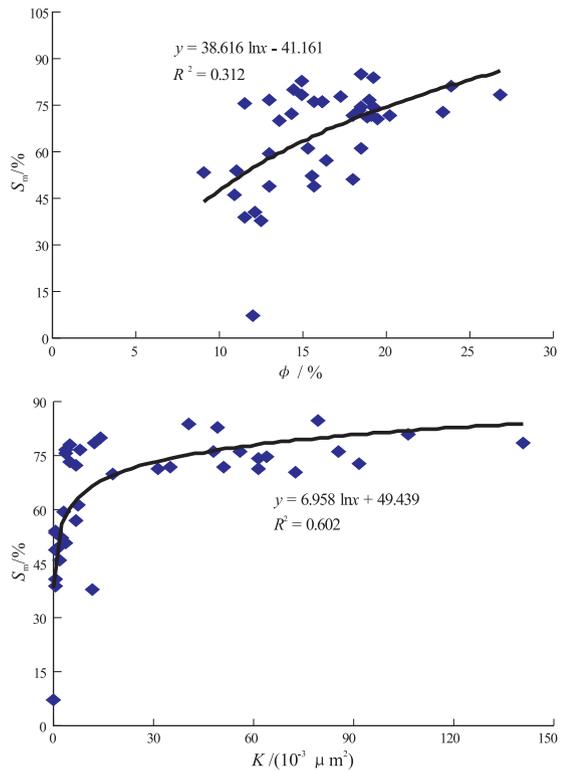


图 3 可动流体百分数与物性的关系

Fig.3 Relationship between movable fluid percentage and physical property

中,表现为采收率低且各层段间采收率相差较大等生产现象^[12-13]。

图 3 为 S_m 与物性的相关关系。散点随 K 、 ϕ 的增大而逐渐变“瘦”,表明 K 、 ϕ 越大,二者的相

关性越强;当 K 、 ϕ 较低时,二者相关性较弱, S_m 不完全受控于 K 、 ϕ 。 K 、 ϕ 越低, S_m 随 K 、 ϕ 的降低

衰减速度越快。 S_m 与 K 的相关性好于 S_m 与 ϕ 的相关性。可动流体量低是低渗透砂岩油藏采收率低的主要原因。研究区储层, $K > 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 随 K 、 ϕ 的增加, S_m 增加缓慢。

图4为可动流体孔隙度与物性的相关关系。

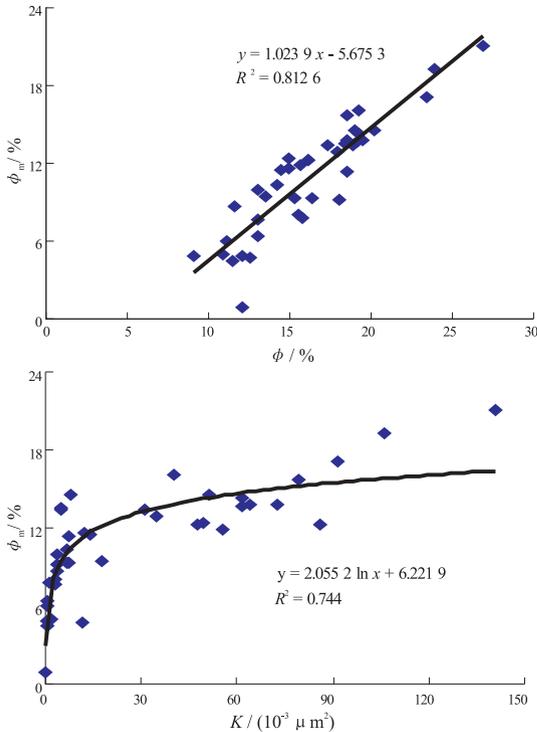


图4 可动流体孔隙度与物性的关系

Fig.4 Relationship between movable fluid porosity and physical property

ϕ_m 与 K 、 ϕ 间具有较强的相关关系, 与 K 的相关性好于与 ϕ 的相关性。 ϕ_m 与 K 的相关关系类似于 S_m 与 K 的相关关系。即 K 越小, 随 K 的降低, ϕ_m 衰减越快。比较可动流体孔隙度、可动流体百分数与物性的相关关系, ϕ_m 与物性的相关关系好于 S_m 与物性的相关关系。 ϕ_m 是 S_m 与 ϕ 的乘积, 该参数综合了孔隙度与可动流体两方面的信息。

4 可动流体控制因素

深层高压低渗砂岩储层可动流体的控制因素较多^[14-20]。微裂缝发育程度(图版 a)、孔隙连通性及次生孔隙发育程度(图版 b,c,d)、黏土矿物充填孔隙程度(图版 e,f,g)、重结晶(图版 h,i)等储层微观孔隙结构特征是可动流体的主要控制因素。储层微观孔隙结构特征很难定量表征, 基于核磁共振可动流体测试技术, 可以用喉道半径区间分布这一储层微观孔隙结构特征参数, 表征储层微观孔隙结构对可动流体赋存分布的控制。储层微观孔隙结构不同, 则喉道半径分布必将存在较大差异。

由核磁共振获得的储层喉道半径区间分布(图5), 随渗透率的增大, 可动流体喉道半径区间值增大。喉道半径越大, 可动流体百分数、可动流体孔隙度值越大。这与 T_2 谱分布也是对应的。随着 T_2 谱由单峰态且变化不明显、单峰态且变化明显、双峰态且两峰变化幅度大到双峰态且左峰变化不大右峰变化大, 可动流体百分数和可动流体孔隙度参数逐渐

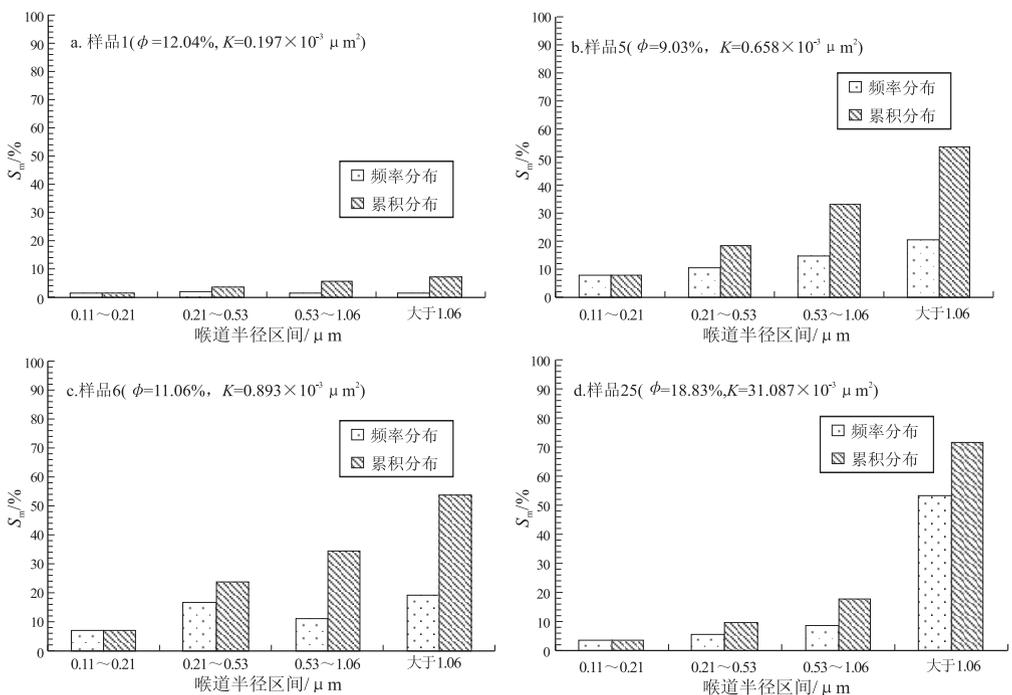


图5 东濮凹陷文东油田典型样品可动流体喉道半径的区间分布

Fig.5 Representative throat radius distribution of core samples in Wendong Oil Field, Dongpu Sag

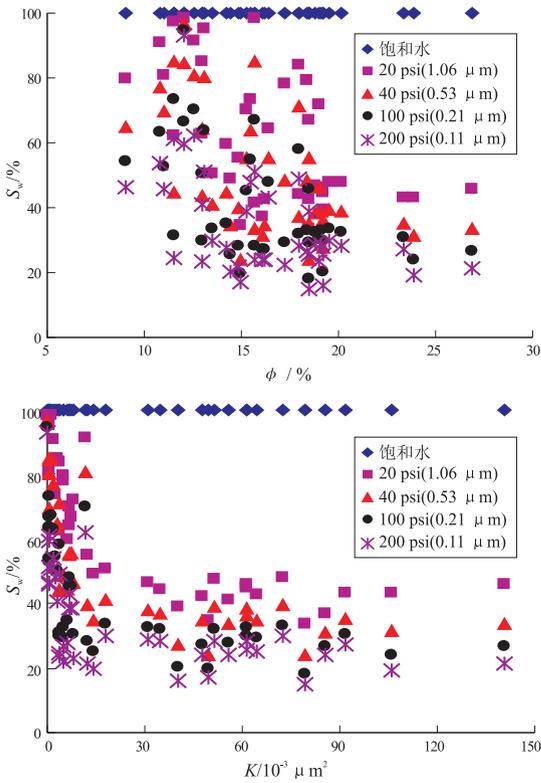


图 6 不同离心力离心后含水饱和度与物性的关系

Fig.6 Relationship between water saturation and physical property centrifuged with different centrifugal forces

增大, 喉道半径区间值逐渐增大, 尤其是较大喉道半径 (>1.06 μm) 增大幅度更加明显。

由不同离心力离心后含水饱和度与物性的关系可见 (图 6), 随着离心力的增大, 含水饱和度值降低; 物性越好, 较低范围离心力 (例如 20 psi) 的含水饱和度值越低, 离心过程中脱出的水饱和度越高。即, 物性越好, 大喉道控制的可动流体百分数越高。

因设备限制, 不能开展高压核磁实验。高压对 T_2 谱有负面影响, 但影响不大。高压状态的 T_2 谱研究属于油藏储层应力敏感性的研究内容。研究区地层条件应力敏感性实验研究表明, 深层高压低渗油藏属于弱—中等应力敏感, 高压对储层物性的影响不是很大。

5 结论

(1) 深层高压低渗砂岩储层不同离心力的 T_2 谱形态表现为 4 种类型, T_2 截止值与物性呈正相关关系。

(2) 深层高压低渗砂岩储层可动流体赋存特征表现为: ①可动流体含量低且其分布具有较强的非均质性; ②渗透率越低, 可动流体参数衰减速度越快; ③渗透率越高, 主流喉道半径越大, 可动流体参数越大, 可

动流体参数与渗透率参数的相关性越强。

(3) 深层高压低渗砂岩储层微观孔隙结构是可动流体赋存分布的主要控制因素。应用喉道半径区间分布表征储层微观孔隙结构对可动流体分布的控制, 效果较好。物性越好, 大喉道控制的可动流体量越高。

参考文献:

[1] Hamada G M, Abushanab M A. Better porosity estimate of gas sandstone reservoirs using density and NMR logging data [J]. Emirates Journal for Engineering Research, 2008, 13 (3) : 47-54.

[2] 王学武, 杨正明, 李海波, 等. 核磁共振研究低渗透储层孔隙结构方法 [J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2010, 32 (2) : 69-72. Wang Xuewu, Yang Zhengming, Li Haibo, et al. Experimental study on pore structure of low permeability core with NMR spectra [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 32 (2) : 69-72.

[3] 何雨丹, 毛志强, 肖立志, 等. 核磁共振 T_2 分布评价岩石孔径分布的改进方法 [J]. 地球物理学报, 2005, 48 (2) : 373-378. He Yudan, Mao Zhiqiang, Xiao Lizhi, et al. An improved method of using NMR T_2 distribution to evaluate pore size distribution [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2005, 48 (2) : 373-378.

[4] 王忠东, 肖立志, 刘堂宴. 核磁共振弛豫信号多指数反演新方法及其应用 [J]. 中国科学: G 辑, 2003, 33 (4) : 323-332. Wang Zongdong, Xiao Lizhi, Liu Tangyan. New invention method with multi-exponent and its application [J]. Science in China: Series G, 2003, 33 (4) : 323-332.

[5] 毛志强, 张冲, 肖亮. 一种基于核磁共振测井计算低孔低渗气层孔隙度的新方法 [J]. 石油地球物理勘探, 2010, 45 (1) : 105-109. Mao Zhiqiang, Zhang Chong, Xiao Liang. A NMR-based porosity calculation method for low porosity and low permeability gas reservoir [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2010, 45 (1) : 105-109.

[6] 王瑞飞, 陈明强. 特低渗透砂岩储层可动流体赋存特征及影响因素 [J]. 石油学报, 2008, 29 (4) : 558-561, 566. Wang Ruiwei, Chen Mingqiang. Characteristics and influencing factors of movable fluid in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29 (4) : 558-561, 566.

[7] 王为民, 叶朝辉, 郭和坤. 陆相储层岩石核磁共振物理特征的研究 [J]. 波谱学杂志, 2001, 18 (2) : 113-121. Wang Weimin, Ye Chaohui, Guo Hekun. Experimental studies of NMR properties of continental sedimentary rocks [J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2001, 18 (2) : 113-121.

[8] 王志战, 翟慎德, 周立发, 等. 核磁共振录井技术在岩石物性分析方面的应用研究 [J]. 石油实验地质, 2005, 27 (6) : 619-623. Wang Zhizhan, Zhai Shende, Zhou Lifa, et al. Application of nuclear magnetic resonance logging technology in physical property analysis of rock [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27 (6) : 619-623.

[9] 肖秋生, 朱巨义. 岩样核磁共振分析方法及其在油田勘探中的应用 [J]. 石油实验地质, 2009, 31 (1) : 97-100. Xiao Qiusheng, Zhu Juyi. Analysis method of rock NMR and its application in oilfield exploration [J]. Petroleum Geology & Ex-

periment, 2009, 31(1): 97-100.

[10] 陈志海. 特低渗油藏储层微观孔喉分布特征与可动油评价: 以十屋油田营城组油藏为例[J]. 石油实验地质, 2011, 33(6): 657-661, 670.

Chen Zhihai. Distribution feature of micro-pore and throat and evaluation of movable oil in extra-low permeability reservoir; A case study in Yingcheng Formation, Shiwu Oil field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(6): 657-661, 670.

[11] 郑可, 徐怀民, 陈建文, 等. 低渗储层可动流体核磁共振研究[J]. 现代地质, 2013, 27(3): 710-718.

Zheng Ke, Xu Huaimin, Chen Jianwen, et al. Movable fluid study of low permeability reservoir with Nuclear Magnetic Resonance technology[J]. Geoscience, 2013, 27(6): 710-718.

[12] 赵良金, 黄新文, 王军. 文东油田沙河街组三段中亚段油藏裂缝发育规律及其对注水开发的影响[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(1): 102-107.

Zhao Liangjin, Huang Xinwen, Wang Jun. Pattern of fracture occurrence and its influence on waterflooding in the Es-3 reservoirs of Wendong oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(1): 102-107.

[13] 黄新文, 张兴焰, 朱学谦, 等. 文东深层低渗透多油层砂岩油田细分层系开发[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(1): 84-86.

Huang Xinwen, Zhang Xingyan, Zhu Xueqian, et al. The subdivision of series of strata development of deep Wendong oil field with low permeability and multiple layers[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 84-86.

[14] 王克文, 李宁. 储层特性与饱和度对核磁 T_2 谱影响的数值

模拟[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 422-426.

Wang Kewen, Li Ning. Numerical simulation on effects of reservoir characteristics and saturation on T_2 spectra of nuclear magnetic resonance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 422-426.

[15] Hofman J P, Looyestijn W J, Slijkerman W F J, et al. A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data[J]. Petrophysics, 2001, 42(4): 334-343.

[16] Toumelin E, Torres-Verdin C, Sun B Q, et al. Random-walk technique for simulating NMR measurements and 2D NMR maps of porous media with relaxing and permeable boundaries[J]. Journal of Magnetic Resonance, 2007, 188(1): 83-96.

[17] Mai A, Kantzas A. An evaluation of the application of low field NMR in the characterization of carbonate reservoir[R]. SPE 77401, 2002.

[18] Freedman R, Heaton N. Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging[J]. Petrophysics, 2004, 45(3): 241-250.

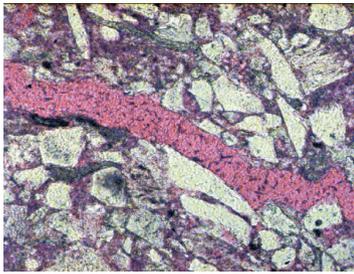
[19] Abu-Shanab M A, Hamada G M, Abdel Wally A A, et al. DMR technique improves tight gas porosity estimate[J]. Oil & Gas Journal, 2005, 103(47): 54-59.

[20] 杨正明, 郭和坤, 姜汉桥, 等. 火山岩气藏不同岩性核磁共振实验研究[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 400-403, 408.

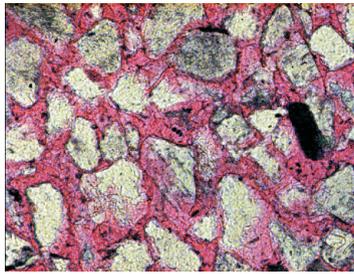
Yang Zhengming, Guo Hekun, Jiang Hanqiao, et al. Experimental study on different lithologic rock of volcanic gas reservoir using nuclear magnetic resonance technique[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 400-403, 408.

(编辑 黄娟)

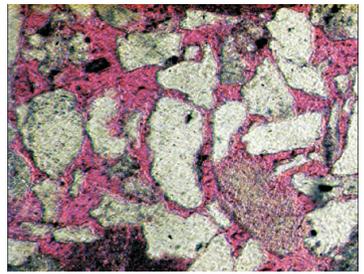
图版



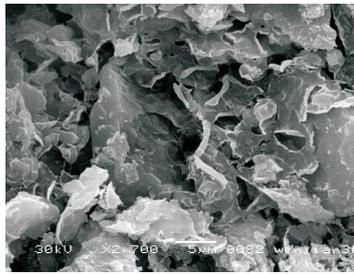
a. W13-110, 3 538.19 m, 微裂缝, ×40



b. W13-358, 3 392.03 m, 孔隙连通性好, ×40



c. W13-45, 3 284.95 m, 溶蚀粒间孔, ×40



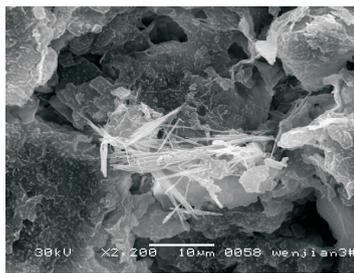
d. WJ3, 3 201.27 m, 食盐被溶蚀



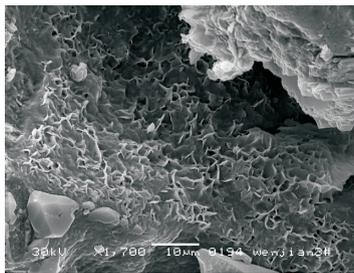
e. WJ3, 3 628.8 m, 绿泥石黏土矿物



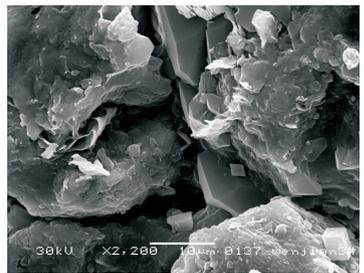
f. WJ3, 3 332.95 m, 高岭石黏土矿物



g. WJ3, 3 603.52 m, 伊利石黏土矿物



h. WJ3, 3 566.27 m, 伊蒙混层及其晶间孔



i. WJ3, 3 226.15 m, 石英晶体及晶间孔