

核磁共振与高压压汞实验联合表征 致密油储层微观孔喉分布特征

公言杰^{1,2}, 柳少波^{1,2}, 赵孟军^{1,2}, 谢红兵¹, 刘可禹^{1,2,3}

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 提高石油采收率国家重点实验室, 北京 100083;
3. CSIRO Earth Science and Resource Engineering, P.O. Box 1130, Bentley WA 6112, Australia)

摘要:通过设计算法程序,利用压汞实验得到的致密储层孔喉分布数据,校正优化了核磁共振实验 T_2 弛豫时间与孔喉半径的换算系数,提高了核磁共振表征孔喉分布的精度,建立了表征致密储层微观孔隙分布特征的核磁实验方法。该方法应用于松辽盆地南部白垩系致密油样品孔喉分布表征,不同含油饱和度样品孔喉分布数据表明,含油饱和度小于10%的样品孔喉集中在10~300 nm;含油饱和度介于10%~40%的样品孔喉集中在20~1 000 nm;含油饱和度大于40%的样品孔喉集中在20~3 000 nm。致密储层中不同级别微纳米级孔隙系统的发育控制了致密油含油性。

关键词:核磁共振;高压压汞;微纳米孔喉;孔喉分布;致密油

中图分类号: TE135

文献标识码: A

Characterization of micro pore throat radius distribution in tight oil reservoirs by NMR and high pressure mercury injection

Gong Yanjie^{1,2}, Liu Shaobo^{1,2}, Zhao Mengjun^{1,2}, Xie Hongbing¹, Liu Keyu^{1,2,3}

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;
2. State Key Laboratory of Oil Recovery, Beijing 100083, China;
3. CSIRO Earth Science and Resource Engineering, P.O. Box 1130, Bentley WA 6112, Australia)

Abstract: Through the design of an algorithm, the conversion coefficient of NMR T_2 relaxation time and pore throat radius was optimized by using the pore throat distribution data in tight oil reservoirs obtained from mercury injection experiments. The precision of the NMR characterization of pore distribution was improved. Methods were used in the characterization of Cretaceous tight oil pore radius distribution in the southern Songliao Basin. Pore radius of samples with oil saturation less than 10% were concentrated in the 10–300 nm range, while those with oil saturation between 10% and 40% were mainly 20–1 000 nm. Unlike these samples, the pore radius of samples with oil saturation greater than 40% were concentrated in the 20–3 000 nm range. Experimental results showed that the development of different levels of microporosity in tight oil reservoirs controlled the oiliness properties.

Keywords: NMR; highpressure mercury; micro- and nano-pores; radius distribution; tight oil

致密油是目前非常规油气资源研究热点,也是油气资源增储上产的重要组成部分^[1-3]。国内外学者在致密储层微观结构表征方面开展了大量有效的探索性研究,提出许多前瞻性研究成果,目前普遍认为微纳米级孔隙是致密油储层的重要赋存空间^[4-5]。有效表征致密储层微观孔隙分布特征,对于明确致密油储集空间具有重要意义^[6-8]。

松辽盆地南部致密储层孔隙分布预测已经开展了较好的核磁录井与测井工作,但在使用核磁

弛豫时间计算孔喉半径时,由于缺乏有效实验数据支撑,常采用经验赋值方法,存在一定误差。基于核磁实验数据计算可靠的弛豫时间与孔喉半径的换算系数,提高核磁共振表征孔喉分布的精度至关重要。

1 实验方法

孔隙中的流体,有3种不同的弛豫机制:自由弛豫、表面弛豫和扩散弛豫。因此弛豫时间 T_2 可

表示为:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2z}} + \frac{1}{T_{2b}} + \frac{1}{T_{2k}} \quad (1)$$

式中: T_2 为通过 CPMG 序列采集的孔隙流体的横向弛豫时间, ms; T_{2z} 为在足够大的容器中(大到容器影响可忽略不计)孔隙流体的横向弛豫时间, ms; T_{2b} 为表面弛豫引起的横向弛豫时间, ms; T_{2k} 为磁场梯度下由扩散引起的孔隙流体的横向弛豫时间, ms。

当采用短恢复时间(TE)且孔隙只含饱和流体时, 表面弛豫起主要作用, 即 T_2 直接与孔隙尺寸成正比^[9-11]:

$$\frac{1}{T_2} \approx \frac{1}{T_{2b}} = \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right) \quad (2)$$

式中: ρ_2 为 T_2 表面弛豫率, $\mu\text{m}/\text{ms}$; $\frac{S}{V}$ 为孔隙的比表面积, $1/\mu\text{m}$ 。

由公式(2)可知, T_2 分布可以反映孔隙尺寸的分布, 这就是核磁测井预测储层孔隙分布的原理所在。常规的方法假设孔隙是一个半径为 r 的圆柱, 则公式(2)可简化为:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \left(\frac{2\pi r}{\pi r^2} \right) = \frac{2\rho_2}{r} \quad (3)$$

则,

$$r = 2\rho_2 T_2 \quad (4)$$

该方法存在 2 个明显缺陷:(1) 实际样品的孔隙模型远非简单圆柱模型, 常常存在孔喉差异;(2) 公式(4)表明表面弛豫率 ρ_2 的计算误差会直接影响孔喉半径计算结果, 导致孔隙分布与实际情况差异很大。本文引入结构因子 F_s 表征致密储层的孔喉形状, 通过结构因子 F_s 的约束, 削弱了表面弛豫率计算上的误差对最终孔隙分布计算结果的影响, 同时考虑了核磁实验样品实际孔喉结构。由于储层孔喉形态复杂不规则, 为避免计算孔喉的面积与体积比值, 在实际计算过程中, 利用表面弛豫率 ρ_2 和结构因子 F_s 乘积(C 值)作为弛豫时间 T_2 求取孔喉半径 r 时的转换系数, C 值综合考虑了弛豫率与结构因子 F_s , 计算结果更加合理; 同时在利用弛豫时间 T_2 求取孔喉半径 r 时, 只需要对 C 值赋值即可求取, 避免了分别求取弛豫率与结构因子的复杂计算过程。则公式(2)为:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{F_s}{r} \quad (5)$$

表 1 国内外核磁弛豫时间
计算储层孔喉半径 C 系数统计

Table 1 C coefficient for the calculation of throat
radius of reservoirs by NMR T_2 relaxation time

编号	来源	岩性	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	C 系数 ($\mu\text{m} \cdot \text{ms}^{-1}$)	参考 文献
1	天然砂岩	砂岩	21.59	48.04	0.07	李海波等 ^[12]
2	天然砂岩	砂岩	17.22	4.36	0.04	
3	天然砂岩	砂岩	22.68	53.56	0.05	
4	天然砂岩	砂岩	22.56	11.29	0.01	
5	岩心模型	砂岩	45.70		0.45	王胜 ^[13]
6	岩心模型	砂岩	47.00		0.42	
7	岩心模型	砂岩	45.70		0.47	
8	岩心模型	砂岩	47.20		0.50	
9	岩心模型	砂岩	46.40		0.48	
10	岩心模型	砂岩	45.50		0.61	
11	岩心模型	砂岩	45.70		0.73	
12	惠民凹陷	砂岩			0.05	赵文杰 ^[14]
13	八区下 乌尔禾组	砂岩	8.43	3.68	0.04	郑可等 ^[15]
14	狮子沟地区 上干柴沟组	砂岩	11.35	12.36	0.02	
15	长庆延长组	砂岩	9.88	8.86	0.05	

令:

$$C = \rho_2 F_s \quad (6)$$

则,

$$r = T_2 C \quad (7)$$

公式(7)表明表面弛豫率 ρ_2 和结构因子 F_s 共同影响利用核磁弛豫时间计算致密储层的孔喉半径。国内外学者针对 C 系数计算开展了一定研究, 不同地区样品差异性很大, 主要分布范围为 $0.01 \sim 0.73 \mu\text{m}/\text{ms}$ (表 1)。目前松辽盆地南部白垩系致密油缺乏 C 系数的精确计算, 不能够采用其他地区的经验值。

如何精确求取 C 系数是利用核磁弛豫时间计算致密储层的孔喉半径的关键。目前高压压汞实验技术注入压力可高达 200 MPa, 能够表征纳米级孔喉^[16], 同时由于其表征的孔喉均为连通孔喉^[17-18], 逐渐成为表征致密储层孔喉半径的一种准确手段, 但由于高压压汞成本高, 研究区所有样品全部进行压汞实验不现实。采用高压压汞技术对部分样品进行孔喉分布表征, 获得孔喉半径与孔体积关系分布曲线, 通过对同一样品核磁实验获得弛豫时间与孔喉分布曲线, 设计一套算法, 计算不同 C 系数下核磁计算得到的孔喉分布曲线与对应孔喉半径的压汞孔喉分布曲线的差值绝对值, 选取差值最小对应 C 值作为最终求取的 C 系数(图 1)。利用高压压汞实验校正后的 C 值将核磁录井得到

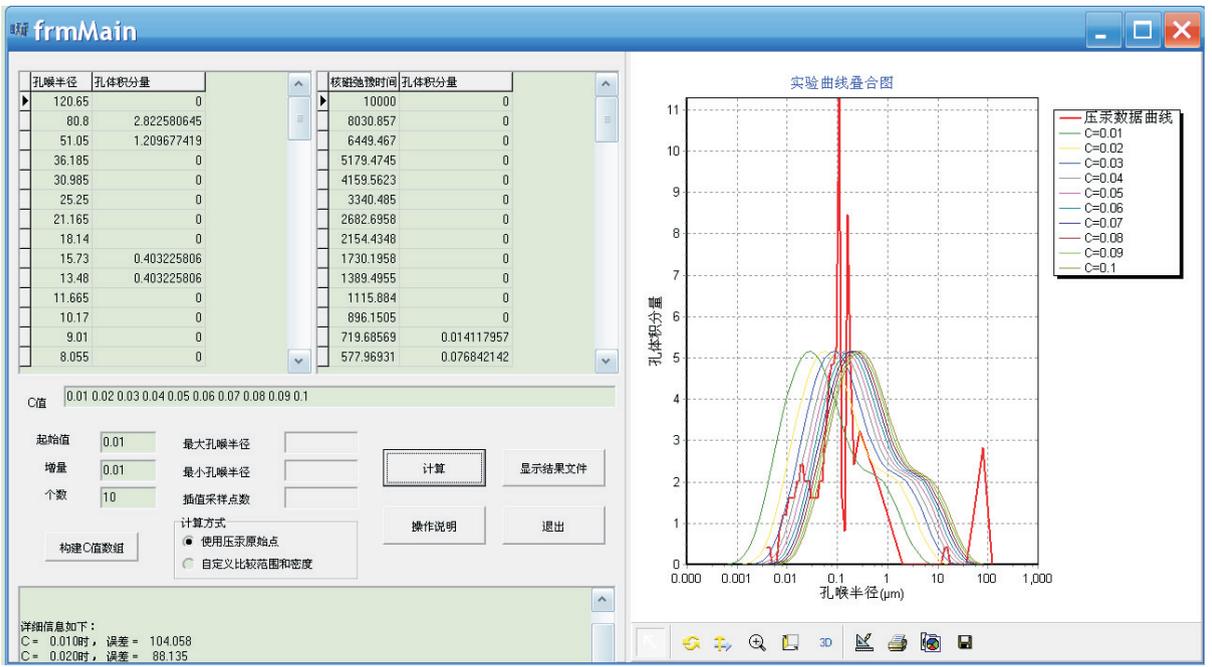


图1 算法实现程序界面与计算过程

Fig.1 Program interface and computing process

的大量弛豫时间数据换算为孔喉分布。

2 研究区概况

松辽盆地南部是指松花江以南吉林省辖区及其以南部分,面积约 $13 \times 10^4 \text{ km}^2$;其中吉林省境内面积 $7.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,有效勘探面积 $5.2 \times 10^4 \text{ km}^2$,包括西部斜坡区、中央坳陷区、东南隆起区以及西南隆起区4个一级构造单元(图2)^[19-20]。松辽盆地南部泉四段总体为冲积扇—河流沉积体系,河道砂体大面积连续分布,埋深在 1 750~2 600 m;储层物性差,孔隙度

一般为 5%~35%,渗透率一般为 $(0.01 \sim 2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,是最重要的含油层段之一。上部源岩青山口组主要形成于深水—较深水湖相的还原环境,烃源岩厚度大,有机质丰度高,母质类型好,为 I - II₁型,大部分处于成熟阶段,成藏条件优越^[20]。

让字井斜坡带主要分布在松辽盆地南部中央坳陷区周边红岗阶地、华字井阶地斜坡区(图2)。泉四段油层主要发育于中央凹陷带、让字井斜坡与隆起区,不同构造区储层渗透率有较大差异;其中中央坳陷区的中央凹陷带内的渗透率普遍小于

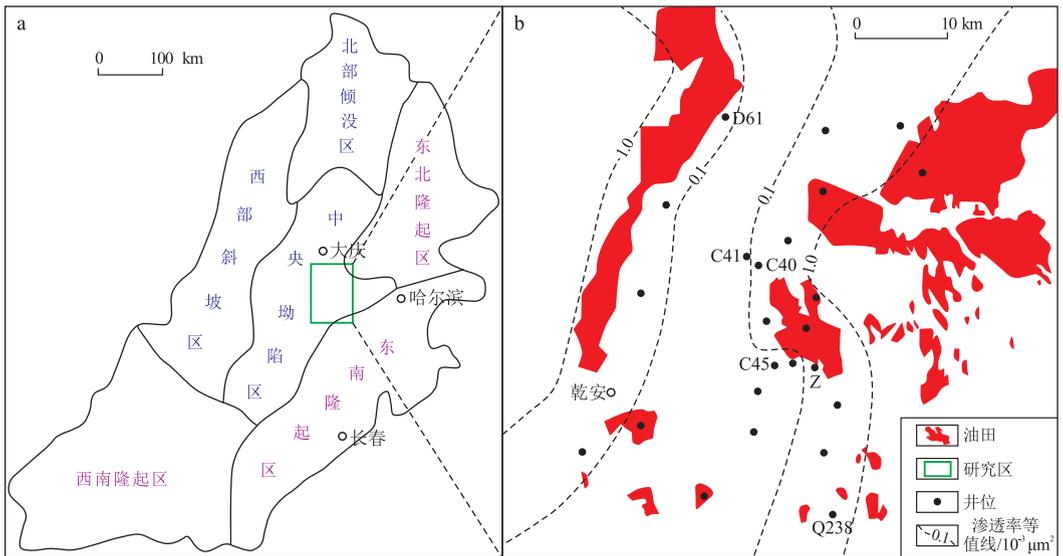


图2 松辽盆地南部白垩系致密油分布

Fig.2 Tight oil distribution in the southern Songliao Basin

$0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 隆起区渗透率普遍大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 让字井斜坡储层渗透率介于 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 孔隙度 5% ~ 12%。因此, 致密油主要发育于中央凹陷带、让字井斜坡^[21]。该区储层微纳米孔喉大量发育, 占总体孔喉比例超过 90%, 储层物性差是控制扶余致密油发育的主要原因。目前该区水平井组获高产油流, 致密油勘探初见成效。

3 实验样品与结果

研究区 Z 井是一口位于水平井组区域唯一密闭取心井位, 对于该区致密油资源研究具有重要意义。选取 Z 井样品进行了高压压汞实验与核磁实验, 得到的孔喉分布曲线见图 3。压汞显示样品主要孔喉分布区间为 $0.01 \sim 2 \mu\text{m}$, 通过对不同 C 值计算得到的孔喉分布曲线与压汞孔喉分布曲线差值计算(图 4), C 为 $0.037 \mu\text{m}/\text{ms}$ 时差值最小。对于采用直管孔喉模型状态下采用的表面弛豫率经验值 $10 \mu\text{m}/\text{ms}$ (对应 C 值为 $0.1 \mu\text{m}/\text{ms}$, 上海纽迈核磁共振实验室, 2013), 笔者进行了计算, 计算曲线显示 $0.01 \sim 0.05 \mu\text{m}$ 部分孔喉缺失, 同时 $0.2 \sim 2 \mu\text{m}$ 孔喉体积被动放大, 导致整体孔喉分布表征不准确(图 3)。通过计算 2 种孔喉分布曲线各自与压汞得到的孔喉分布曲线之间的差值面积, 本文提出的算法精度提高了 22%。

4 应用

将实验结果应用于松辽盆地南部斜坡区 Z 井位的核磁录井数据。该井位主要取心井段为 2 010 ~ 2 130 m, 其中 2 010 ~ 2 030 m 为主要产油层段。尽管没有进行试油试采, 但采出岩心中呈现油浸、油斑或油迹, 含油性好。通过选取不同深度含油显示的样品, 进行抽提法测定含油饱和度, 并计算了相关样品的孔喉分布差异(图 5)。3 个样品含油饱和度小于等于 10%, 2 个样品含油饱和度均介于 10% ~

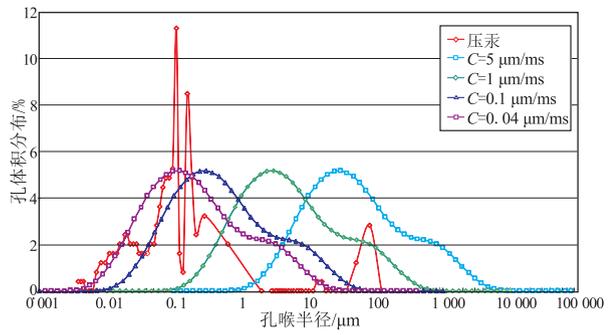


图 3 不同 C 值得到核磁孔喉分布曲线与压汞孔喉分布曲线对比

Fig.3 Differences between pore throat distribution curves calculated by NMR and mercury injection

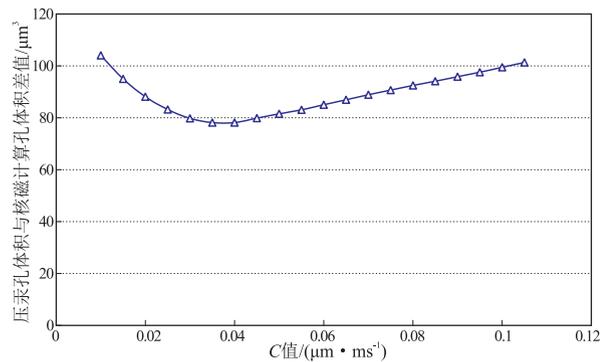


图 4 相同孔喉半径压汞孔体积与核磁孔体积差值与不同 C 值关系

Fig.4 Differences between mercury intrusion pore volumes and NMR pore volumes calculated from different C values

20%, 2 个样品含油饱和度介于 30% ~ 40%, 2 个样品含油饱和度介于 40% ~ 50% (表 2)。上述 9 个样品含油饱和度实验数据表明, 样品的含油性差异明显。

孔喉分布上(图 5a), 含油饱和度小于等于 10% 的样品与含油饱和度介于 10% ~ 20% 的样品孔喉半径区间存在明显差异。含油饱和度小于等于 10% 的样品孔喉分布区间主要为 10 ~ 300 nm, 孔喉主峰为 20 ~ 200 nm; 而含油饱和度介于 10% ~

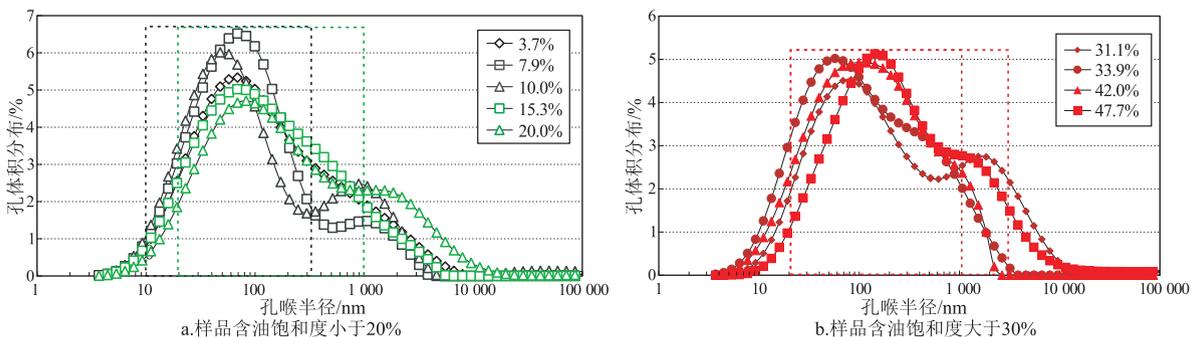


图 5 松辽盆地南部斜坡区 Z 井位不同含油饱和度样品孔喉分布差异

Fig.5 Differences of pore throat distributions of samples with different oil saturations from well Z in the southern Songliao Basin

表2 松辽盆地南部斜坡区Z井位泉四段致密储层孔喉分布差异性对含油性的控制作用

Table 2 Controlling on oil-bearing properties by pore throat distribution in tight oil reservoirs in Quansi Member, the southern Songliao Basin

含油饱和度区间/%	含油饱和度/%	深度/m	主要孔喉分布区间/nm	孔喉主峰/nm
≤10	3.7	2 126.79	10~300	20~200
	7.9	2 125.84		
	10.0	2 119.68		
10~20	15.3	2 127.13	20~1 000	20~500
	20.0	2 103.00		
30~40	31.1	2 037.90	20~1 000	20~500
	33.9	2 039.40		
40~50	42.0	2 040.43	20~3 000	20~600
	44.7	2 120.10		

20%的样品孔喉分布区间主要为20~1 000 nm,孔喉主峰为20~500 nm。同时,孔喉分布曲线面积差表明,含油饱和度小于等于10%的样品与含油饱和度介于10%~20%的样品相比,10~100 nm的孔喉更加发育,100~1 000 nm孔喉相对不发育。含油饱和度大于30%的样品与含油饱和度小于10%的样品相比,孔喉半径区间存在明显差异(图5)。含油饱和度大于30%的样品孔喉分布区间主要为20~3 000 nm,孔喉主峰为20~1 000 nm。其中,含油饱和度介于30%~40%的样品孔喉分布区间主要为20~1 000 nm,孔喉主峰为20~500 nm;含油饱和度介于40%~50%的样品孔喉分布区间主要为20~3 000 nm,孔喉主峰为20~600 nm(表2)。孔喉分布数据差异表明,致密储层孔喉分布差异性对含油性的控制作用明显。

5 结论

(1)提高核磁共振表征孔喉分布的精度,一直是核磁测井、核磁录井面临的重要科学问题。针对该科学问题,利用高压压汞实验测得的致密储层孔喉分布数据,通过设计算法程序,校正优化核磁共振实验 T_2 弛豫时间与孔喉半径的换算系数,可以有效提高核磁共振表征孔喉分布的精度。

(2)以松辽盆地南部白垩系致密油Z井某样品为例,核磁实验数据表明孔喉集中在10~2 000 nm,与对于采用直管孔喉模型状态下采用的表面弛豫率经验值 $10 \mu\text{m}/\text{ms}$ 计算得到的主体孔喉分布区间40~10 000 nm相比(图3),孔喉分布区间刻画更加准确。

(3)不同含油饱和度样品孔喉分布数据表明,含油饱和度小于等于10%的样品孔喉集中在10~

300 nm,含油饱和度介于10%~40%的样品孔喉集中在20~1 000 nm,含油饱和度大于40%的样品孔喉集中在20~3 000 nm,致密储层中不同级别微纳米级孔隙系统的发育控制了致密油含油性。

致谢:对本文完成过程中,中国石油勘探开发研究院邹才能教授、中国石油勘探开发研究院廊坊分院郭和坤教授、李海波博士提供的指导与支持表示感谢。

参考文献:

- [1] 马洪,李建忠,杨涛,等.中国陆相湖盆致密油成藏主控因素综述[J].石油实验地质,2014,36(6):668-677.
Ma Hong, Li Jianzhong, Yang Tao, et al. Main controlling factors for tight oil accumulation in continental lacustrine basins in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 668-677.
- [2] 袁波,王心强,路俊刚,等.准东北部平地泉组致密油源岩生烃特征[J].石油实验地质,2014,36(6):744-750.
Yuan Bo, Wang Xinqiang, Lu Jungang, et al. Hydrocarbon supplying characteristics of tight oil source rocks in Pingdiquan Formation, northeastern Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 744-750.
- [3] 王延山,董崑昊,陈乃申,等.陆东凹陷致密油形成条件及资源潜力探讨[J].特种油气藏,2014,21(4):53-57.
Wang Yanshan, Dong Yinhao, Chen Naishen, et al. Forming conditions and potential of tight oil in Ludong Sag[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(4): 53-57.
- [4] 邹才能,杨智,陶士振,等.纳米油气与源储共生型油气聚集[J].石油勘探与开发,2012,39(1):13-26.
Zou Caineng, Yang Zhi, Tao Shizhen, et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 13-26.
- [5] 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 Chongxiao, 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.
- [6] 王磊,李克文,赵楠,等.致密油储层孔隙度测定方法[J].油气地质与采收率,2015,22(4):49-53.
Wang Lei, Li Kewen, Zhao Nan, et al. Methods research of porosity determination for tight oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 49-53.
- [7] 罗少成,成志刚,林伟川,等.基于核磁共振测井的致密砂岩储层孔喉空间有效性定量评价[J].油气地质与采收率,2015,22(3):16-21.
Luo Shaosheng, Cheng Zhigang, Lin Weichuan, et al. Quantitative evaluation of the effectiveness of pore-throat space in tight sandstone reservoirs based on nuclear magnetic resonance log[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 16-21.
- [8] 王振华,陈刚,李书恒,等.核磁共振岩心实验分析在低孔渗储层评价中的应用[J].石油实验地质,2014,36(6):773-779.

Wang Zhenhua, Chen Gang, Li Shuhen, et al. Application of NMR core experimental analysis in evaluation of low-porosity and low-permeability sandstone reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(6): 773-779.

[9] 运华云, 赵文杰, 刘兵开, 等. 利用 T_2 分布进行岩石孔隙结构研究[J]. *测井技术*, 2002, 28(1): 18-21.

Yun Huayun, Zhao Wenjie, Liu Bingkai, et al. Researching rock pore structure with T_2 distribution[J]. *Well Logging Technology*, 2002, 28(1): 18-21.

[10] 高敏, 安秀荣, 祗淑华, 等. 用核磁共振测井资料评价储层的孔隙结构[J]. *测井技术*, 2000, 26(3): 188-193.

Gao Min, An Xiurong, Zhi Shuihua, et al. Evaluating porous structure of reservoir with MRIL data[J]. *Well Logging Technology*, 2000, 26(3): 188-193.

[11] 李天降, 李子丰, 赵彦超, 等. 核磁共振与压汞法的孔隙结构一致性研究[J]. *天然气工业*, 2006, 26(10): 57-59.

Li Tianjiang, Li Zifeng, Zhao Yanchao, et al. Consistency study of pore structure of nuclear magnetic resonance and mercury intrusion method[J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(10): 57-59.

[12] 李海波, 朱巨义, 郭和坤. 核磁共振 T_2 谱换算孔隙半径分布方法研究[J]. *波谱学杂志*, 2008, 25(2): 273-278.

Li Haibo, Zhu Juyi, Guo Hekun. Methods for calculating pore radius distribution in rock from NMR T_2 spectra[J]. *Chinese Journal of Magnetic Resonance*, 2008, 25(2): 273-278.

[13] 王胜. 用核磁共振分析岩石孔隙结构特征[J]. *新疆石油地质*, 2009, 30(6): 768-770.

Wang Sheng. Analysis of Rock Pore Structural Characteristic by Nuclear Magnetic Resonance[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2009, 30(6): 768-770.

[14] 赵文杰. 利用核磁共振测井资料计算平均孔喉半径[J]. *油气地质与采收率*, 2009, 16(2): 43-45.

Zhao Wenjie. Calculation of the average pore throat radius using nuclear magnetic resonance logging data[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2009, 16(2): 43-45.

[15] 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): 711-718.

Zheng Ke, Xu Huaimin, Chen Jianwen, et al. Movable fluid study of low permeability reservoir with nuclear magnetic resonance technology[J]. *Geoscience*, 2013, 27(3): 711-718.

[16] 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(3): 450-455.

Yang Feng, Ning Zhengfu, Kong Detao, et al. Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 450-455.

[17] 谢武仁, 杨威, 杨光, 等. 川中地区上三叠统须家河组砂岩储层孔隙结构特征[J]. *天然气地球科学*, 2010, 21(3): 435-440.

Xie Wuren, Yang Wei, Yang Guang, et al. Pore structure features of sandstone reservoirs in the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central part of Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(3): 435-440.

[18] 张满郎, 李熙喆, 谢武仁. 鄂尔多斯盆地山 2 段砂岩储层的孔隙类型与孔隙结构[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(4): 480-486.

Zhang Manlang, Li Xizhe, Xie Wuren. Pore types and pore texture of sandstone reservoir of 2nd Member of Shanxi Formation, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(4): 480-486.

[19] 赵志魁, 张金亮, 赵占银. 松辽盆地南部坳陷湖盆沉积相和储层研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.

Zhao Zhikui, Zhang Jinliang, Zhao Zhanyin. The lacustrine sedimentary facies and reservoir research of southern Songliao depression Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.

[20] 侯启军. 深盆油藏: 松辽盆地扶杨油层油藏形成与分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.

Hou Qijun. Formation and distribution of Fuyang deep basin reservoir in Songliao Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.

[21] 宋立忠, 李本才, 王芳. 松辽盆地南部扶余油层低渗透油藏形成机制[J]. *岩性油气藏*, 2007, 19(2): 57-61.

Song Lizhong, Li Bencai, Wang Fang. Reservoir-forming mechanism of low-permeability reservoir of Fuyu Formation in southern Songliao Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2007, 19(2): 57-61.

(编辑 黄娟)

(上接第 388 页)

[12] 孙涛, 王成善, 李亚林, 等. 西藏中部伦坡拉盆地古近系沉积有机质特征及意义[J]. *地球化学*, 2012, 41(6): 530-537.

Sun Tao, Wang Chengshan, Li Yalin, et al. Characteristics and significance of sedimentary organic matter in the Paleogene of Lunpola Basin, Central Tibet[J]. *Geochemica*, 2012, 41(6): 530-537.

[13] 顾忆, 邵志兵, 叶德燎, 等. 西藏伦坡拉盆地烃源岩特征及资源条件[J]. *石油实验地质*, 1999, 21(4): 340-345, 335.

Gu Yi, Shao Zhibing, Ye Deliao, et al. Characteristics of source rocks and resource prospect in the Lunpola Basin, Tibet[J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1999, 21(4): 340-345, 335.

[14] Bethke C M. A numerical model of compaction-driven ground-water flow and heat transfer and its application to the paleohydrology of intracratonic sedimentary basins[J]. *Journal of Geophysical Research*, 1985, 90(8): 6817-6828.

[15] Ungerer P, Burrus J, Doligez B, et al. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration[J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(3): 309-335.

[16] Jessop A M. *Thermal geophysics* [M]. Amsterdam: Elsevier, 1990: 305-306.

[17] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(10): 1559-1570.

(编辑 徐文明)