

文章编号: 1001-1749(2023)06-0698-09

泥页岩储层孔隙度测量方法分析与评价

屈翠侠¹, 刘永河², 宋宏业¹, 魏玉梅¹, 刘竹杰², 徐锦锋¹

(1. 中国石油集团 测井有限公司天津分公司, 天津 300280;

2. 中国石油股份有限公司 大港油田分公司第四采油厂(滩海开发公司), 天津 300280)

摘要: 泥页岩属于非常规储层, 孔隙度普遍小于10%, 渗透率普遍低于1 mD。低孔低渗的特征致使常规实验方法和测井解释方法难以准确获取其孔隙度值。这里选取沧东凹陷孔二段泥页岩样品, 对其孔隙度分别进行压汞法、气测法、液测法以及核磁共振法的测量, 并将核磁共振实验与核磁共振测井的孔隙度值进行对比。结果表明, 核磁共振技术是获取泥页岩孔隙度相对适用的方法, 高精度核磁共振仪器在选择较小回波间隔($T_E=0.1$ ms)的条件下, 可测得更为全面的泥页岩孔隙度值。在有机质含量较高($TOC \geq 9\%$)的泥页岩层段, 核磁共振测井信噪比呈现出一定的相关性, 低信噪比可能是造成核磁共振测井获取孔隙度值偏高的原因。因此在实际测井评价过程中, 要考虑信噪比的影响。

关键词: 泥页岩; 孔隙度; 核磁共振; 岩心实验; 测井

中图分类号: P 631.84 **文献标志码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1749.2023.06.02

0 引言

北美页岩气的成功开采使有关页岩的研究成为近年来国内、外油气勘探工作的焦点之一^[1-3], 其中一个重要的方面就是针对泥页岩孔隙系统的研究^[4-7]。富含有机质的泥页岩既是页岩油气的源岩, 也可作为页岩油气的储集岩^[8-9]。作为储层, 泥页岩不同于常规的砂岩, 其矿物组成复杂, 岩石结构致密, 且非均质性强^[10], 低孔低渗的特征使得孔隙度的有效测定与评价成为泥页岩储层研究的难点。

目前, 比较常用的测量泥页岩储层孔隙度的方法主要包括: 压汞法、气测法、液测法、核磁共振实验以及核磁共振测井等。压汞法一般受岩石抗压性限制, 仅适用于泥页岩宏孔及微裂缝的测定^[11]; 气测法和液测法通常以充入干燥岩心孔隙中的氮气或水

的体积来计算样品的孔隙, 仅适用于泥页岩中连通孔隙(即有效孔隙度)的测定^[9], 但泥页岩孔隙连通性普遍较差, 以束缚流体为主, 导致以上方法难以测量到全面的孔隙度值。

核磁共振技术测量的是地层中氢核的信号幅度和衰减, 将其幅度与衰减进行刻度来提供孔隙度测量结果, 其测量不受岩石骨架的影响, 是测量泥页岩孔隙度相对有效的方法^[11-15]。但对于岩心核磁共振实验, 不同类型的仪器, 以及相同仪器在选择不同实验参数的情况下, 都将获得不一样的孔隙度值^[15]。核磁共振测井可以获得连续的储层孔隙度值, 但往往测井得到的孔隙度要比实验方法所得孔隙度大。针对以上问题, 笔者利用几种不同的方法进行对比试验, 以获取真实的泥岩储层孔隙度。此次从沧东凹陷 G108-8 井钻井取芯中选出孔二段泥页岩 40 块岩心, 对其孔隙度进行了 6 种不同的方

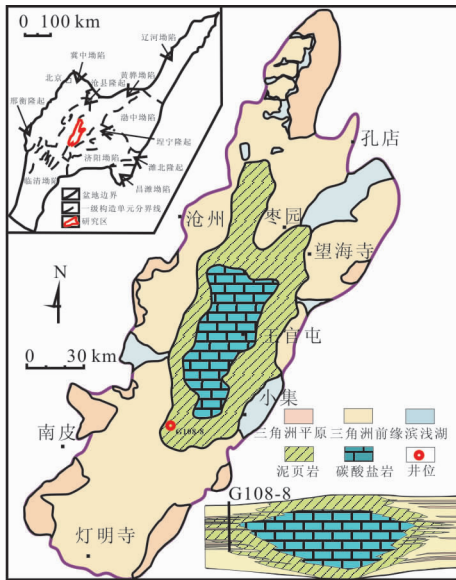


图1 沧东凹陷孔二段泥页岩分布图

Fig. 1 The distribution of the Ek₂ mud shale in Cangdong sag

法测定,通过实验方法之间以及核磁共振测井孔隙度的对比分析,目的是找出适合泥页岩储层孔隙度确定的方法,解决泥页岩储层评价的难题。

1 地质背景及泥页岩特征

沧东凹陷位于渤海湾盆地黄骅凹陷南部,在新生代经历了初始断陷、扩张断陷、稳定发展、衰减和凹陷5个发展阶段^[16],孔二段(Ek₂)泥页岩形成于稳定发展期,是该时期大规模内陆深水一半深水湖盆沉积的产物,沉积了一套以暗色泥页岩为主,夹薄一中层粉砂、中细砂岩及泥质云岩的沉积建造,厚400 m~600 m,分布稳定(图1)^[17-19]。孔二段(Ek₂)自上而下可细分为Ek₂¹、Ek₂²、Ek₂³及Ek₂⁴4个亚段,其中Ek₂²和Ek₂¹以发育常规砂岩储层为主,Ek₂¹和Ek₂³以发育富含有机质泥页岩储层为主(图2),是该区泥页岩油藏形成并聚集的主力层段^[20-21]。

沧东凹陷孔二段泥页岩矿物成分比较复杂,研究区G108-8井孔二段泥页岩样品的薄片鉴定及X射线衍射分析结果显示,泥页岩主要由长英质矿物、黏土矿物及碳酸盐矿物构成,含量均介于20%~40%之间,优势矿物不明显(图3(a)),层状一纹层状构造发育(图3(b))。有机质含量(TOC)普遍较高,TOC>2%的样品占73%,其中Ek₂¹、Ek₂³有机质含量相对较高,反映生烃能力强。泥页岩储层孔隙结构复杂,以微裂缝、粒间孔、溶蚀孔为主,大部分

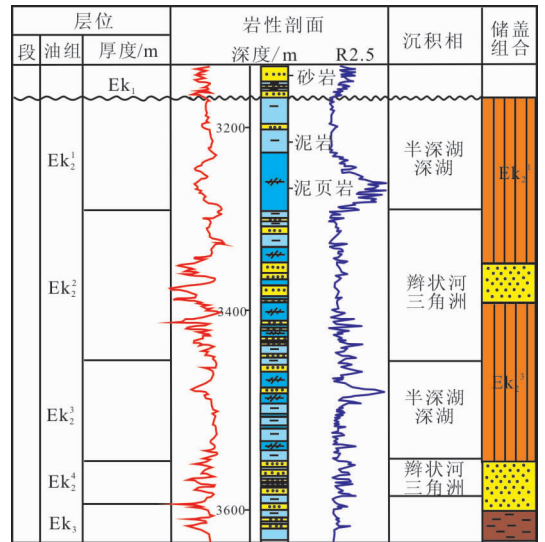


图2 沧东凹陷孔二段沉积柱状图

Fig. 2 The sedimentary histogram of the Ek₂ in Cangdong sag

被黏土矿物充填(图3(c)、图3(d))。其孔隙度普遍小于10%,渗透率普遍低于1 mD^[22],属于典型的低孔低渗储层。关于其储油能力的评价,孔隙度的准确获取显得尤为重要。

2 样品处理及实验方法

本次研究实验在中国石油大学(华东)非常规油气开发教育部重点实验室进行。实验选取了40块岩心,针对泥页岩有机质含量高且易碎的物理特性,为了使样品符合各项实验条件,对样品的制备做了特殊设计处理;利用一种新型的岩石热解技术ESH(extended slow heating)^[23]来进行岩心洗油程度的定量化评价。洗油是岩心实验样品处理的重要步骤,洗油不充分或过度清洗的情况会导致岩心实验获取的孔隙度值失真,因此洗油标准要与岩心性质相符合。泥页岩富含有机质,其充分洗油的标准不仅要求清除样品中的自由烃,还要保证其固相有机质骨架的完整性。岩石热解技术ESH通过延时缓慢的加热过程,将泥页岩中的烃类分解为轻质自由烃、中质—重质类流体残余烃和固相有机质骨架三种组分,对比洗油前、后样品的热解谱,以洗油后前两种组分的消失和固相有机质骨架的基本不变,作为泥页岩洗油效果的评价标准^[24]。图4为岩心洗油前、后测得的热解谱。图4中B点处的垂线为S2a_{ESH}和S2b_{ESH}的分界线。垂线左侧S1_{ESH}和S2a_{ESH}构成孔隙中所有的自由烃,垂线右侧S2b_{ESH}

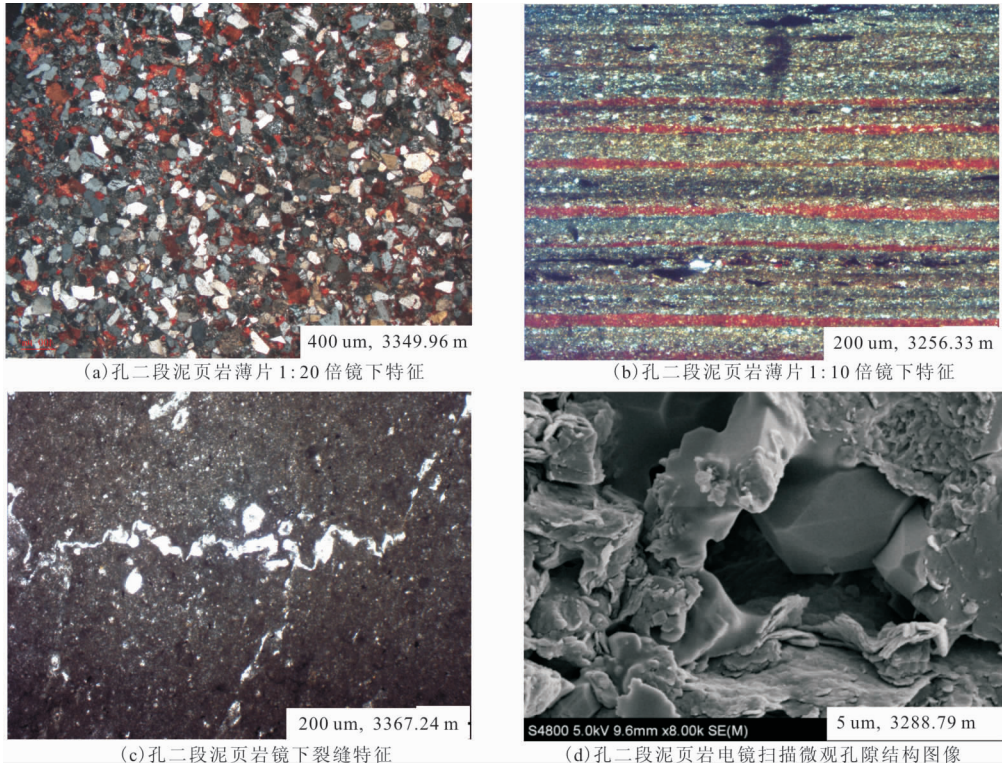
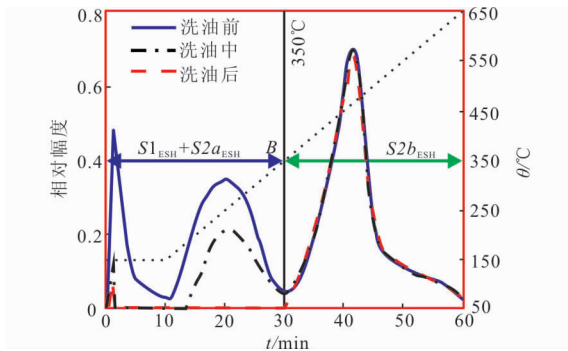


图3 G108-8 井孔二段泥页岩镜下特征

Fig. 3 The characteristics of the Ek₂ mud shale under the microscope for the G108-8 well图4 热解谱^[25]评价泥页岩洗油效果Fig. 4 Pyrolysis spectra^[25] evaluated the oil washing effect of mud shale

是固相有机质。洗油后热解谱中 B 点垂线左侧的 $S1_{ESH}$ 和 $S2a_{ESH}$ 组分 ($300\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 350\text{ }^{\circ}\text{C}$) 全部消失, 且 $S2b_{ESH}$ 组分 ($350\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 650\text{ }^{\circ}\text{C}$) 基本不变, 表示样品中的自由烃全部被清除且固相有机质骨架未被破坏, 洗油完成。此次研究的样品均按以上标准进行了充分洗油。

洗油样品进行烘干之后, 依次进行了气测法、液测法、核磁共振实验孔隙度测量。另选择其中 12 块样品进行了高压压汞法孔隙度测量。本文中涉及的各种实验分析均按照国家或相关行业标准进行。

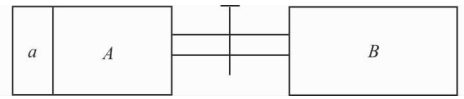


图5 孔隙度测量原理框图

Fig. 5 Schematic diagram of the porosity measuring principle

2.1 气测法

气测法采用 SCMS-C3 全自动孔渗测量仪测定, 选用纯度 99.99% 的氮气作为工作介质, 可测孔隙度范围: $0.01\% \sim 50\%$ 。实验过程: 将直径为 1.5 cm、长度为 3 cm 的圆柱形干燥岩心放入仪器, 使氮气充满岩心孔隙空间 a 以及中间容器 A (图 5), 待整个系统压力稳定后, 测得气体压力为 P_0 。打开中间容器 A 和 B 之间的阀门, 等待压力稳定后测量压力为 P_1 , 根据波义耳定律 ($PV=nRT$)^[26], 实验过程中气体变化满足方程:

$$P_0(V_a + V_A) = P_1(V_a + V_A + V_B) \quad (1)$$

式中: V_A 为中间容器 A 及部分连通管线体积; V_B 为中间容器 B 及部分连通管线体积; V_a 为岩心孔隙体积。根据上述方程可以计算岩心孔隙体积 V_a 为式(2)。

$$V_a = V_B / (P_0 - P_1) - V_A \quad (2)$$

根据岩心的长度直径计算得到岩心的总体积为 V , 岩心孔隙度 Φ 可按式(3)求得。

$$\Phi = V_a/V \quad (3)$$

2.2 液测法

液测法首先对干燥岩心进行称重 G , 再将干燥岩心置于 SVF 岩心真空加压饱和装置对岩心进行饱和水, 然后对饱和水岩心进行称重 G_1 , 同时将岩心置于水中, 获得其浮力 F , 岩心孔隙度可按式(4)求得。

$$\Phi = (G_1 - G)/F \quad (4)$$

2.3 核磁共振实验法

泥页岩岩心核磁共振实验, 分别使用中石化廊坊分院开发的 Reccore2050 型核磁共振岩心分析仪和纽迈 MesoMR23-060H-I 中尺寸核磁共振成像分析仪两种仪器进行, 二者均选择 CPGM 脉冲序列, 温度选择 35 °C。测量原理是通过观测回波串的衰减来确定横向弛豫时间 (T_2)。即岩样在外加磁场的作下, 孔隙流体中氢原子的自旋系统由非平衡状态向平衡状态回复, 这个过程叫弛豫, 用纵向弛豫时间 (T_1) 和横向弛豫时间 (T_2) 来描述, 当岩石中仅含单相流体时, 弛豫时间与岩石孔径大小有对应关系, 较小的孔隙具有较短的弛豫时间, 较大的孔隙具有较长的弛豫时间^[27]。

实验过程中, 首先以浓度为 10 000 ppm 的 NaCl 溶液对干燥岩心进行饱和水, 在 Reccore2050B 型真空岩样饱和仪中, 定时测量岩心重量, 直至岩心重量不再增加, 则岩心饱和水完全。将饱和水岩样分两次分别置于以上两种核磁共振仪器中进行 T_2 谱测量, 实验方法一致, 但仪器工作频率和所选回波间隔不同: Reccore2050 型核磁共振仪器工作主频率为 2 MHz, 回波间隔 (T_E) 取 0.3 ms; 纽迈 MesoMR23-060H-I 型核磁共振仪器工作主频率为 23 MHz, 回波间隔 (T_E) 取 0.1 ms。孔隙度计算采用的是面积法, 仪器均内置计算孔隙度算法, 利用标准刻度样品对饱和水岩心 T_2 谱进行刻度, 进而求取岩心孔隙度, 计算公式为式(5)。

$$\phi = \frac{S_R}{S_B} \varphi \quad (5)$$

式中: ϕ 为岩心孔隙度; φ 为标样孔隙度; S_R 为岩心 T_2 谱面积; S_B 为标样 T_2 谱面积。

2.4 压汞法

高压压汞法是将液态汞 (Hg) 注入干燥岩样, 注入水银的每一个压力就代表一个相应的空隙大小下的毛管压力, 在这个压力下进入孔隙系统的水银量

就代表相应大小的孔隙。对于泥页岩, 压汞法测量孔隙度需要在保证岩心不碎裂的前提下, 加以最大注汞压力, 对泥页岩微孔进行测量。此次实验采用 Quantachrome Pore-Master GT60 型测孔仪, 仪器探测的最小孔径取决于最大工作压力, 探测范围为 7.5 nm~75 000 nm(开孔)^[28]。由于泥页岩样品孔隙十分微小, 汞不易进入其纳米级孔隙, 且过大的注汞压力会导致人工裂隙的产生, 影响测定结果^[29], 故高压压汞主要用于测量泥页岩样品中的宏孔。

3 实验结果分析

笔者针对研究区 40 块泥页岩样品, 进行了 5 种孔隙度实验研究, 结果表明, 常规实验方法(气测法、液测法以及压汞法)获取的泥页岩孔隙度值相对较低, 核磁共振实验方法获取的泥页岩孔隙度值相对较高, 其中 23 MHz 核磁共振实验 ($T_E=0.1$ ms) 可获取较为全面的泥页岩孔隙度值, 测量精度相对可靠。

3.1 常规实验结果

压汞法测量孔隙度值最低, 实验过程主要受最高进汞压力限制和岩石润湿性导致进汞饱和度低的影响, 其测量值主要反映泥页岩中的宏孔和裂缝; 气测法和液测法测量孔隙度反映了实验使用的气体和液体能够进入的岩石孔隙, 其孔隙度值主要取决于所用流体分子大小及润湿性等因素。以上三种常规实验方法测量的主要是岩石中相互连通的孔隙(有效孔隙度), 对泥页岩纳米级微孔的测量并不全面, 其平均值分别为 2.72%、4.26%、3.92%(图 6, 表 1)。

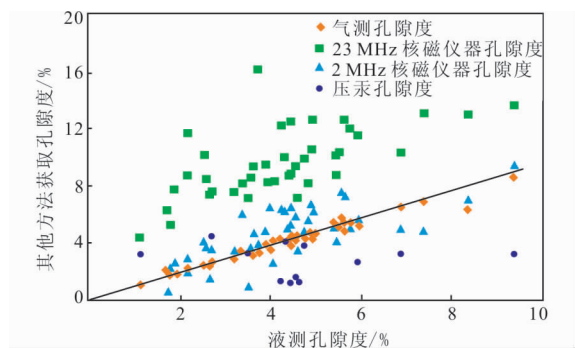


图 6 泥页岩不同实验方法获孔隙度对比图

Fig. 6 The contrast diagram of the porosity values obtained by different experimental methods

表 1 泥页岩不同实验方法获得孔隙度及误差参数对比表

Tab. 1 The contrast table of the porosity values obtained by different experimental methods and the error parameters

方法 项目	压汞	液测	气测	2 MHz 核磁仪器	23 MHz 核磁仪器
孔隙度范围/%	1.13~4.43	1.13~9.37	1.03~8.52	0.5~9.4	4.36~16.18
平均孔隙度/%	2.72	4.26	3.92	4.54	9.66
与 23 MHz 核磁仪器 孔隙度的误差范围/%	1.21~11.09	2.49~12.45	2.72~12.92	1.88~12.37	—
误差平均值	6.61	5.39	5.73	5.11	—

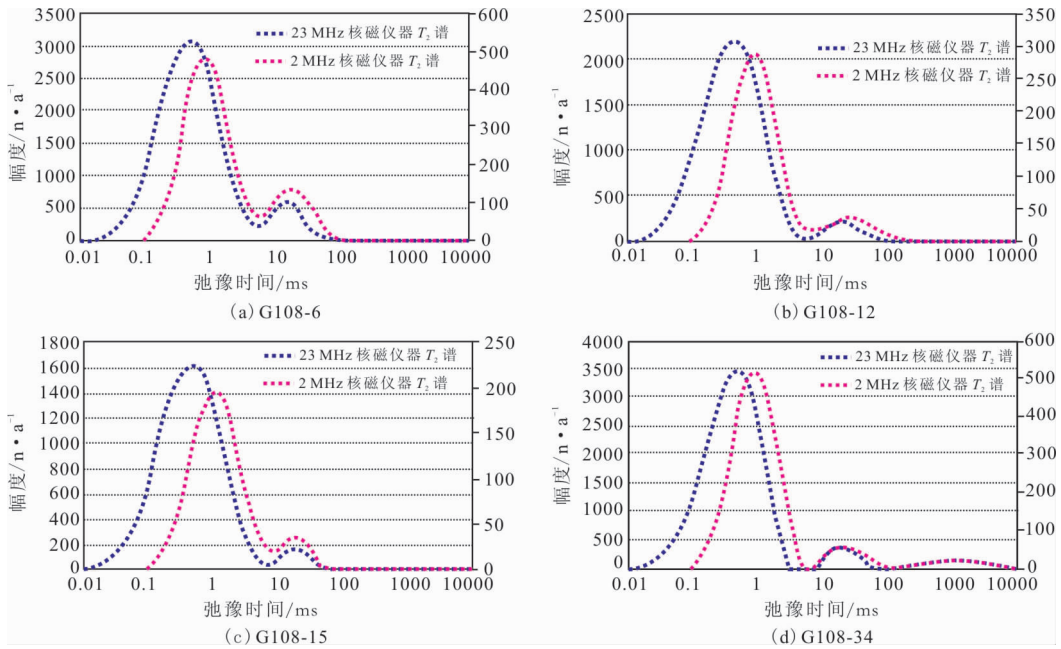
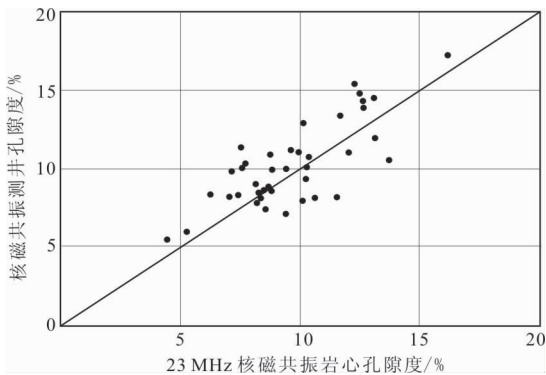
图 7 泥页岩岩心饱和水样品核磁共振 T_2 谱Fig. 7 The standard T_2 spectrum of the NMR experiments from the cores saturated water

图 8 核磁实验孔隙度与核磁测井总孔隙度对比图

Fig. 8 The contrast diagram of the porosity values obtained by NMR experiment and NMR logging

3.2 核磁共振实验结果

两种仪器的核磁共振实验获得的标准 T_2 谱均显示(图 7),弛豫时间小的部分信号幅度相对较大,弛豫时间大的部分信号幅度相对较小,反映该岩心样品以发育微小孔径为主,流体也主要赋存在小孔隙中,符合泥页岩致密储层特征。对比两种核磁仪器在不同条件下获得的标准 T_2 谱,其形态及核磁孔隙度存在明显不同(图 7),主要表现为:回波间隔小($T_E=0.1$ ms)的 23 MHz 核磁仪器测量的 T_2 谱自 0.01 ms 开始有信号幅度,小孔径部分的核磁信号幅度峰值在 0.5 ms 的位置;回波间隔大($T_E=0.3$ ms)的 2 MHz 核磁仪器测量的 T_2 谱自 0.1 ms 开始有信号幅度,小孔径部分的核磁信号幅度峰值

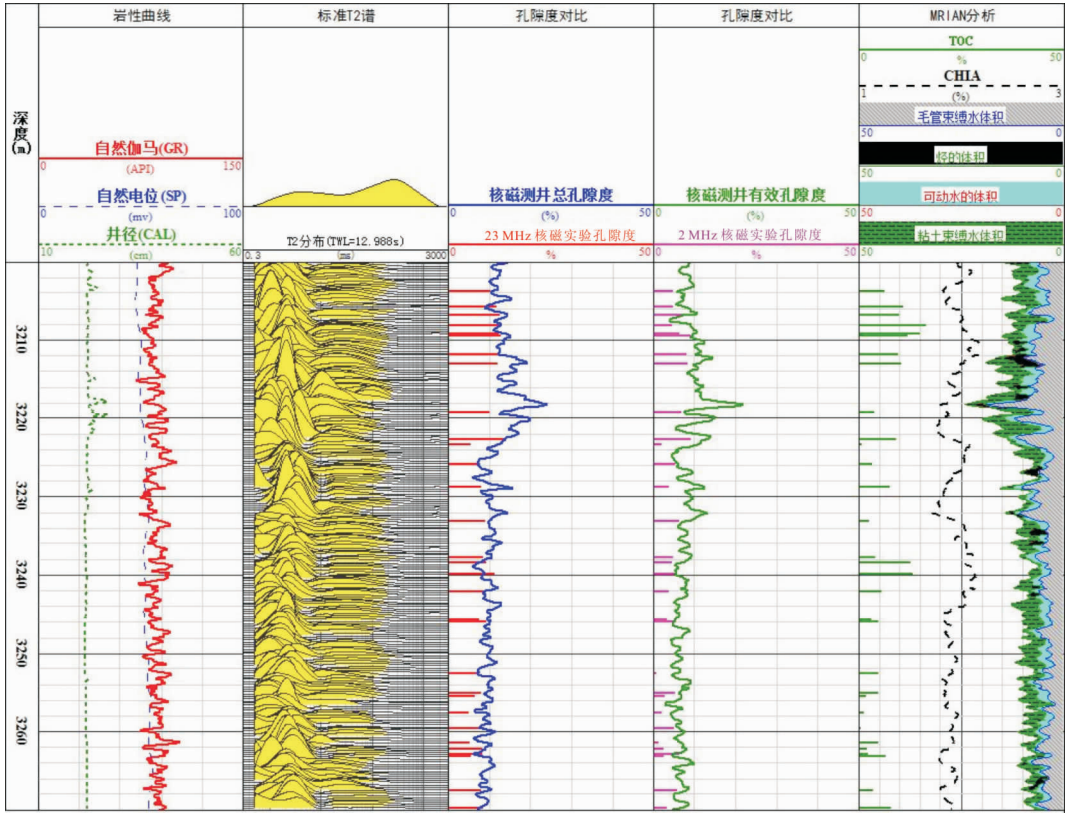


图9 核磁实验数据与核磁测井孔隙度曲线对比图(G108—8井3200 m~3270 m)

Fig. 9 The contrast diagram of the porosity data obtained by NMR experiment and the curve values of the NMR logging(G108—8, 3200 m~3270 m)

在 1 ms 的位置,短 T_2 弛豫组分信息有明显的丢失, T_2 幅度明显变小,孔隙信号强度减弱,左峰明显右移,右峰几乎不变。

根据已有研究资料,分析其原因如下,本区泥页岩有机质含量平均为 7.9%,核磁实验过程中,有机质中的氢核也会发生弛豫,且弛豫速率比流体中的氢核快。因此在回波间隔大的情况下,有机质中的氢核由于弛豫速率高而难以被采集,导致小孔径部分的 T_2 部分信息丢失,使得最终测量的核磁孔隙度值降低。长 T_2 部分反映较大孔隙中的流体,对于本区泥页岩来说,右峰代表岩石中的大孔以及裂缝或微裂缝,这部分孔隙尺度大,在样品洗油中,其中的有机质容易被带出,只含饱和水。因此回波间隔的变化不会造成右峰变化。

3.3 实验结果对比及分析

根据上述各项试验结果(表 1,图 6),不同方法获取的孔隙度值差异较大,最大可差 12.02%。常规实验方法以获取泥页岩中有效孔隙度为主,核磁共振实验方法测量的是泥页岩中流体和有机质所占的孔隙空间,其孔隙度值也相对较高,其中 23 MHz

核磁仪器在选择较小回波间隔($T_E=0.1$ ms)的条件下,能够获得更全面的孔隙度测量。综上所述,核磁共振实验能够获取相对可靠的泥页岩孔隙度值,在实验过程中,应选取较小的回波间隔,根据本文所用核磁仪器及实验参数可知,回波间隔 $T_E=0.1$ ms 时,可测得相对准确的孔隙度值。

4 核磁实验与核磁测井孔隙度对比分析

G108—8 井核磁测井使用 MRIL—P 型核磁仪器,选取 D9TE512 采集模式,采取的回波间隔为 0.6 ms,其采集的弛豫信息主要来自地层中的流体;23 MHz 核磁共振实验采取的回波间隔为 0.1 ms,采集的弛豫信息来自泥页岩中的流体和有机质。因此,在有机质含量相对较高的泥页岩段,23 MHz 核磁共振实验测量的孔隙度范围应该大于核磁共振测井,在有机质含量相对较低的泥页岩段,二者应该相近。但实际情况是 23 MHz 核磁共振实验与核磁共振测井的孔隙度值,在有机质含量高的部位也比较接近(图 8)。分析原因如下:

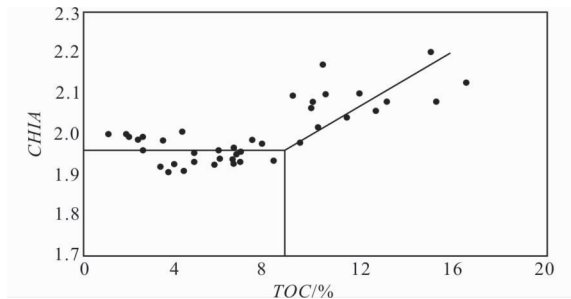


图 10 泥页岩岩心有机质含量与核磁共振测井信噪比曲线值相关图

Fig. 10 The correlation diagram of the content of TOC and the value of SNR

图 9 中 $CHIA$ 是用来衡量计算的衰减曲线和记录的回波幅度之间拟合质量的一条曲线, 可以作为核磁测井质量的指示方法之一, 一般 $CHIA$ 的值小于 2, 值越大表明噪音信号越强, 信噪比差。在此次有关泥页岩的研究中, 该条曲线值与岩心有机质含量的相关性显示(图 10), 当有机质含量 $TOC \geq 9\%$, 随着有机质含量的增加, $CHIA$ 逐渐增大且大部分大于 2, 信噪比差, 这一现象表明有机质含量相对较高的泥页岩段, 核磁共振测井孔隙度值偏高可能是信噪比差造成的测井数据失真。因此在实际测井评价过程中, 要考虑信噪比的影响。

5 结论

笔者针对泥页岩孔隙度评价难点, 通过多种实验方法及结果对比, 确定出有效获取泥页岩孔隙度的方法。

1) 核磁共振实验能够获取相对可靠的泥页岩孔隙度值, 在实验过程中, 应选取较小的回波间隔, 根据本文所用核磁仪器及实验参数可知, 回波间隔 $T_E = 0.1 \text{ ms}$ 时, 可测得相对准确的孔隙度值。

2) 有机质含量较高 ($TOC \geq 9\%$) 的泥页岩段, 核磁共振测井孔隙度值偏高可能是信噪比差造成的测井数据失真。因此, 在实际测井评价过程中, 要考虑信噪比的影响。

参考文献:

[1] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 32(4):392-400.
LI X J, HU S Y, CHENG K M. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America

[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 32(4):392-400. (In Chinese)

[2] 朱彤, 曹艳, 张快. 美国典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. 石油实验地质, 2014, 36(6):718-724.
ZHU T, CAO Y, ZHANG K. Typical shale gas reservoirs in USA and enlightenment to exploration and development [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2014, 36(6):718-724. (In Chinese)

[3] 葛忠伟, 樊莉. 页岩气研究中应注意的问题[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(6):19-22.
GE Z W, FAN L. Some notable problems about shale gas in the scientific research [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6):19-22. (In Chinese)

[4] RAMRIEZ T R, KLEIN J M, RON J M, et al. Comparative study of formation evaluation methods for unconventional shale gas reservoirs; application to the Haynesville shale [J]. Clinical & Experimental Nephrology, 2011, 14(5):405-410.

[5] SONDERGELD C H, NEWSHAM K E, COMISHY J T, et al. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources [C]//SPE Unconventional Gas Conference, 2010.

[6] SONDERGELD C H, AMBROSE R J, RAI C S, et al. [Society of Petroleum Engineers SPE Unconventional Gas Conference - Pittsburgh, Pennsylvania, USA (2010-02-23)] SPE Unconventional Gas Conference - Micro-Structural Studies of Gas Shales [J]. Society of Petroleum Engineers [2023-10-24]. DOI:10.2118/131771-MS.

[7] SONDHI N. Petrophysical characterization of eagle ford shale[D]. Oklahoma: University of Oklahoma, 2011.

[8] 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. 天然气工业, 2010, 30(10):7-12.
JIANG Y Q, DONG D Z, QI L, et al. Basic Features and evaluation of shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10):7-12. (In Chinese)

[9] 邓美寅, 梁超. 湖南洼陷沙三下亚段泥页岩储集空间研究:以罗 69 井为例[J]. 地学前缘, 2012, 19(1):173-181.
DENG M Y, LIANG C. Studies on reservoir space of mud stone and shale of the lower section of Es3 in Bonan Subsag: An example from Well Luo 69 [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(1):173-181. (In Chinese)

[10] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian

- Barnett shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009,79(12):848—861.
- [11] 田华,张水昌,柳少波,等. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征[J]. *石油学报*, 2012,33(3):419—427.
TIAN H,ZHANG S C,LIU S B, et al. Determination of organic-rich shale pore features by mercury injection and gas adsorption methods[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012,33(3):419—427. (In Chinese)
- [12] SONDHI N. Petrophysical characterization of Eagle Ford shale[D]. Oklahoma:University of Oklahoma,2011.
- [13] GAO M Z,ZOU C C,PENG C, et al. Study on selection method of core nuclear magnetic resonance experiment parameters for shale reservoir[J]. *Chinese Journal of Engineering Geophysics*, 2016,13(3):263—270.
- [14] 耿斌. 核磁共振测井在低渗透油藏储量评价中的应用[J]. *测井技术*, 2006,30(4):320—322.
GENG B. The application of NMR logging in low permeability reserves Evaluation[J]. *Well Logging Technology*, 2006,30(4):320—322. (In Chinese)
- [15] 高明哲,邹长春,彭诚,等. 页岩储层岩心核磁共振实验参数选取方法研究[J]. *工程地球物理学报*, 2016,13(3):263—270.
GAO M Z,ZOU C C,PENG C, et al. Study on selection method of core nuclear magnetic resonance experiment parameters for shale reservoir[J]. *Chinese Journal of Engineering Geophysics*, 2016,13(3):263—270. (In Chinese)
- [16] 刘子玉,李勇,丘东洲,等. 黄骅坳陷古近系孔店组沉积特征研究[J]. *内蒙古石油化工*, 2007(12):100—103.
LIU Z Y,LI Y, QIU D Z, et al. The study on sedimentary characteristics of Kongdian formation in Paleogene in Huanghua depression [J]. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 2007(12):100—103. (In Chinese)
- [17] 蒲秀刚,周立宏,韩文中,等. 细粒相沉积地质特征与致密油勘探—以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2016,43(1):24—33.
PU X G,ZHOU L H,HAN W Z, et al. Geologic features of fine-grained facies sedimentation and tight oil exploration: A case from the second member of Paleogene Kongdian formation of Cangdong sag, Bohai bay basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016,43(1):24—33. (In Chinese)
- [18] 陈世悦,胡忠亚,柳飒,等. 沧东凹陷孔二段泥页岩特征及页岩油勘探潜力[J]. *科学技术与工程*, 2015,18(15):26—33.
CHEN S Y,HU Z Y,LIU S, et al. Sedimentary characteristics of the mudstone and shale in the second member of Kongdian formation in Cangdong sag and its potentiality for shale oil [J]. *Science Technology and Engineering*, 2015,18(15):26—33. (In Chinese)
- [19] 陈世悦,龚文磊,张顺,等. 黄骅坳陷沧东凹陷孔二段泥页岩裂缝发育特征及主控因素分析[J]. *现代地质*, 2016,30(1):144—154.
CHEN S Y,GONG W L,ZHANG S, et al. Fracture characteristics and main controlling factors of shales of the second member of Kongdian formation in Cangdong sag, Huanghua depression [J]. *Geoscience*, 2016,30(1):144—154. (In Chinese)
- [20] 董清源,刘小平,李洪香,等. 黄骅凹陷孔南地区孔二段页岩油藏形成条件分析[J]. *天然气地球科学*, 2013,24(1):188—198.
DONG Q Y,LIU X P,LI H X, et al. Formation condition of shale oil reservoir in the second member of Kongdian formation in southern Kongdian area [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013,24(1):188—198. (In Chinese)
- [21] 林伶,刘子藏,官全胜,等. 沧东凹陷孔二段致密油形成条件与勘探潜力[J]. *石油地质与工程*, 2015,29(6):5—10.
LIN L,LIU Z Z,GUAN Q S, et al. The formation conditions and exploration potential of tight oil in the Ek2 of Cangdong sag [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2015,29(6):5—10. (In Chinese)
- [22] 丁娱娇,邵维志,常静春,等. 过渡岩类致密储层特征及测井评价[J]. *测井技术*, 2016,40(3):331—338.
DING Y J,SHAO W Z,CHANG J C, et al. Transitional rock tight reservoir characteristics and log evaluation [J]. *Well Logging Technology*, 2016,40(3):331—338. (In Chinese)
- [23] SAN EI H,WOOD J M, ARDAKANI O H, et al. Characterization of organic matter fractions in an unconventional tight gas siltstone reservoir [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015,150/151:296—305.
- [24] KONDLA D, SANEI H, CLARKSON C R, et al. Effects of organic and mineral matter on reservoir quality in a Middle Triassic mudstone in the Canadian Arctic [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016(153):112—116.
- [25] 董旭,孙建孟,徐春露,等. 泥页岩洗油效果的延时缓慢加热热解谱评价方法[J]. *中国科技论文*, 2016,11(21):2428—2432.
DONG X,SUN J M,XU C L, et al. Evaluation method of ESH pyrogram for hydrocarbon cleaning effect in

- shale[J]. China Science Paper, 2016, 11(21): 2428—2432. (In Chinese)
- [26] 杨巍, 薛莲花, 唐俊, 等. 页岩孔隙度测量实验方法分析与评价[J]. 沉积学报, 2015, 33(6): 1258—1264. YANG W, XUE L H, TANG J, et al. Analysis and evaluation of different measuring methods for shale porosity[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(6): 1258—1264. (In Chinese)
- [27] ROBERT FREEDMAN. Advances in NMR Logging [J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(13): 60—66.
- [28] 中国国家标准化管理委员会. GB/T19587—2004 气体吸附 BET 法测定固态物质比表面积[S]. 北京: 中国标准出版社, 2004.
- SAC. GB/T19587—2004 Determination of the specific surface area of solids by gas adsorption using the BET method [S]. Beijing: China Standards Publishing House, 2004. (In Chinese)
- [29] 谢晓永, 唐洪明, 王春华, 等. 氮气吸附法和压汞法在测试泥页岩孔径分布中的对比[J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 100—102. XIE X Y, TANG H M, WANG C H, et al. Contrast of nitrogen adsorption method and mercury porosimetry method in analysis of shale's pore size distribution[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 100—102. (In Chinese)

Comparison of measurement methods for porosity of the shale reservoir

QU Cuixia¹, LIU Yonghe², SONG Hongye¹, WEI Yumei¹, LIU Zhuji², XU Jinfeng¹

(1. Tianjin Branch of CNPC Logging co. LTD. Tianjin 300280, China;

2. The Fourth Oil Production Plant (Shallow Water Development Company), China National Petroleum Corporation Dagang Oilfield Branch, Tianjin 300280, China)

Abstract: The shale is an unconventional reservoir with porosity generally less than 10 % and permeability generally less than 1mD. This feature of low porosity and low permeability makes it difficult to accurately obtain the porosity value by conventional experimental methods and logging interpretation methods. In this paper, the shale samples of the Ek₂ in Cangdong sag are selected to test their porosity values separately by mercury intrusion, gas, liquid, and nuclear magnetic resonance (NMR) methods. The porosity values of the NMR experiment and NMR logging are compared. The experimental results show that NMR technology is a relatively suitable method for obtaining shale porosity, and the high-precision NMR instruments can measure more comprehensive shale porosity values under the condition of selecting a smaller echo interval ($T_E = 0.1$ ms). However, in the shale section with high organic matter content ($TOC \geq 9\%$), the signal-to-noise ratio of NMR logging shows a certain correlation. Low signal-to-noise ratio (SNR) may cause the high porosity value obtained by NMR logging. Therefore, in the actual logging evaluation process, the influence of SNR should be considered.

Keywords: the shale; porosity; nuclear magnetic resonance (NMR); core experiment; logging