2026 年第 41 卷 第 5 期
2026,41(5):2116-2127
地球物理学进展 Progress in Geophysics
http://www.progeophys.cn
ISSN 1004-2903
CN 11-2982/P

王迪,李定军.2026.致密砂岩含气性评价新思维——基于二维核磁共振弛豫谱微观地质意义.地球物理学进展,41(5):2116-2127,doi:10.6038/pg2026JJ0321.

WANG Di, LI DingJun. 2026. New thinking on gas-bearing evaluation of tight sandstone:based on the micro geological significance of two-dimensional nuclear magnetic resonance. *Progress in Geophysics* (in Chinese), 41(5):2116-2127,doi:10.6038/pg2026JJ0321.

致密砂岩含气性评价新思维——基于二维核磁共振弛豫谱微观地质意义

New thinking on gas-bearing evaluation of tight sandstone:based on the micro geological significance of two-dimensional nuclear magnetic resonance

王迪,李定军
WANG Di, LI DingJun

中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,成都 610041
Research Institute of Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu 610041, *China*

摘 要 川西坳陷须家河组二段致密砂岩具有埋藏深、特低孔、致密、非均质性强、平面裂缝发育程度差异大等特征.由于主成藏期储层已致密,断层和裂缝成为了高熟气的优势运移通道,气水关系复杂,测井流体识别难度大.由于电阻率、声波时差受储层复杂性影响明显,以电阻率—孔隙度交会为基础的传统流体识别方法无法对气、水层实现有效区分,而现有的通过弛豫时间截止值辨别“束缚水”“可动水”的核磁共振测井流体性质识别技术,由于过平衡钻井导致的“泥浆滤液侵入深”而“仪器径向探测深度较浅”这一矛盾,导致弛豫谱上地层水与滤液无法有效区分,流体识别可靠性降低.为解决这一问题,通过开展岩心二维核磁共振与恒速压汞实验结果的标定,明确了 T_2-T_1 弛豫谱的微观地质意义,结合成藏期天然气充注程度与气水赋存状态的相关关系,针对弛豫谱中各信号的布局、信号量相对大小与气井产出情况的对应性开展研究.研究表明:致密砂岩储层中喉道占据了相当比例的储集空间,T_2-T_1 谱中位于黏土水信号右侧的第一个独立峰为喉道水信号,天然气与喉道水信号的比值可反映成藏期天然气充注程度,使用二维弛豫谱计算得到的成藏特征系数与气井产出具有良好的相关性,进而形成了以表征成藏期天然气充注程度为核心的致密砂岩气藏流体识别

Abstract The tight sandstone gas reservoir in the second section of the Xujiahe Formation in the western Sichuan Depression is characterized by deep buried, ultra-low porosity, high density, strong heterogeneity, and significant differences in the development of planar fractures. Because the reservoir has been tight before the main reservoir formation period, faults and fractures have become advantageous migration channels for highly mature gas, as a result, the relationship between gas and water is complex, and the identification of logging fluid properties is difficult. Due to the significant impact of reservoir complexity on resistivity, and acoustic waves, traditional fluid identification methods based on resistivity-porosity intersection can not effectively distinguish gas and water layers. However, the existing nuclear magnetic resonance logging fluid property identification technology, which uses relaxation time cut-off values to identify “bound water” and “movable water” as the core idea, suffers from the contradiction between “deep invasion of mud filtrate” and “shallow radial detection depth of instruments” caused by overbalanced drilling, resulting in ineffective differentiation between water and filtrate on the relaxation spectrum and reduced reliability of fluid identification. To deal with this issue, a calibration is conducted between the results of 2D NMR and constant-rate mercury injection experiments on core samples, the microscopic geological significance of the T_2-T_1 relaxation spectrum is clarified, by correlating the degree of natural gas charging during accumulation with the distribution of gas and water, research is carried out based on the layout of signals in the relaxation spectrum, the relative magnitude of signal intensities, and their correspondence to gas well production conditions. It is shown that throats occupy a considerable proportion of the reservoir space in tight sandstone reservoirs, the first

收稿日期 2025-12-01; **修回日期** 2026-03-19. **投稿网址** http://www.progeophys.cn
基金项目 中国石化总部科技项目“川西梓潼凹陷须家河组成藏富集规律与勘探潜力评价”(P25079)资助.
第一作者简介 王迪,男,1989 年生,副研究员(自然科学),2015 年毕业于西南石油大学地球探测与信息技术专业,获硕士学位,现主要从事岩石物理与测井评价工作.E-mail:294593539@qq.com

新思维.针对川西坳陷须家河组二段,使用上述方法进行含气性评价,取得了良好的效果,有效克服了气、水层常规测井辨识度低这一问题,证实了 T_2-T_1 谱表征储层微观地质特征的合理性及准确性.

关键词 含气性评价;二维核磁共振;弛豫谱地质意义;深层致密砂岩;天然气充注程度

中图分类号 P631

文献标识码 A

doi:10.6038/pg2026JJ0321

CSTR:32085.14.pg2026JJ0321

independent peak on the right side of the clay water signal in the two-dimensional relaxation spectrum is the throat retention water signal, the ratio of natural gas signal to throat retention water signal can reflect the degree of natural gas injection during the reservoir formation period, the reservoir formation characteristic coefficients calculated using the two-dimensional relaxation spectrum have a good correlation with the production characteristics of gas wells, thus a new thinking for identifying fluid properties in tight sandstone gas reservoirs with the core of characterizing the degree of natural gas injection during the reservoir formation period is formed. The method is used for gas-bearing evaluation for the second section of Xujiahe Formation in the western Sichuan Depression, favorable result is achieved. It effectively overcomes the issue of low distinguishability between gas and water layers' conventional logging response, which confirms the rationality and accuracy of T_2-T_1 spectra in characterizing the microscopic geological features of reservoirs.

Keywords Gas content evaluation; Two-dimensional nuclear magnetic resonance; Geological significance of relaxation spectrum; Deep tight sandstone; Natural gas filling degree

0 引 言

以鄂尔多斯盆地、四川盆地为代表的致密砂岩储层的流体性质识别是测井评价的一大重点难题(王文文等,2020;刘勇等,2020;李栋等,2022;雷璨如等,2024),受制于复杂的矿物成分、强烈的非均质性、不均匀的裂缝发育程度对电性特征的影响,以电阻率为核心的传统流体性质评价方法受到挑战.进行曲线校正及模型改良(王文文等,2020;刘勇等,2020;李栋等,2022;史鹏宇等,2024;魏水建等,2025),或使用以核磁共振为主的测井新技术,是实现致密砂岩复杂流体性质识别的有效手段(谭茂金,2017;张世懋,2018;佘刚等,2018;钟吉彬等,2020;葛新民等,2021).其中在测井新技术领域,核磁共振以其可以区分"束缚水"和"可动水"的优势,近年来在流体性质识别方法逐渐取得了广泛的应用,具有一定的推广前景.

以川西坳陷新场构造带为代表的须家河组二段致密砂岩储层岩性以岩屑砂岩、岩屑石英砂岩为主,储层孔隙度主要区间为 1.5% ~ 5%,渗透率多在 0.3×10^{-15} m^2 以下,具有特低孔、致密特征(朱宏权等,2019;叶素娟等,2019;许晗等,2022).由于川西须二段储层在燕山早、中期已致密,而主成藏期为燕山晚期—喜马拉雅早期,高成熟度天然气难以持续突破基质致密储层喉道的毛管压力而实现长距离运移,导致须二段天然气富集明显受断层—裂缝控制,断缝发育段天然气富集而测井电阻率低(裂缝发育段泥浆滤液侵入更深),故而常常出现"高阻产水、低阻产气"现象(张世华等,2019a;郭彤楼等,2024).这一方面导致电阻率对储层含气性的辨识度明显降低,另一方面导致核磁共振"可动水"信号区域受到泥浆滤液信号影响明显,即便是纯气层,亦存在"可动水"信号强烈的现象(图 1).因此,需通过针对性的实验,探索核磁共振弛豫谱中所蕴含的天然气成藏微观地质意义,从表征成藏特征的角度探索流体性质识别新方法.

1 T_2-T_1 弛豫谱地质意义的标定

厘清弛豫谱上各信号所代表的含义是分析二维核磁共振弛豫谱微观地质意义的前提.为此分别进行岩心二维核磁共振实验及恒速压汞实验.前者的目的在于排除天然气、井筒内钻井液等信号的影响,获取实验室高信噪比条件下仅与孔隙结构有关的 T_2-T_1 分布特征;后者的目的在于明确岩心的孔隙结构信息.通过两者的相互标定,建立弛豫谱与孔隙结构特征的联系.

1.1 岩心二维核磁共振实验

本次使用 AniMR-Hole Core 核磁共振岩心分析仪,仪器共振频率为 2 MHz,实现在低场条件下对饱含水岩心的二维核磁共振测量,从而使弛豫响应尽可能与二维核磁共振测井(0.5 ~ 0.8 MHz)响应接近.实验回波间隔选取 0.6 ms 以消除黏土束缚水的干扰.扫描次数为 1024 次.

本次共对 12 块样品进行了二维核磁共振测试,除川西须家河组致密砂岩岩心(岩心编号 1 ~ 9)之外,还选取了川西下沙溪庙组、川南浅层须家河组相对高孔隙度(5% ~ 14%)岩心(岩心编号 10 ~ 12)作为实验对照.岩心基本数据见表 1.

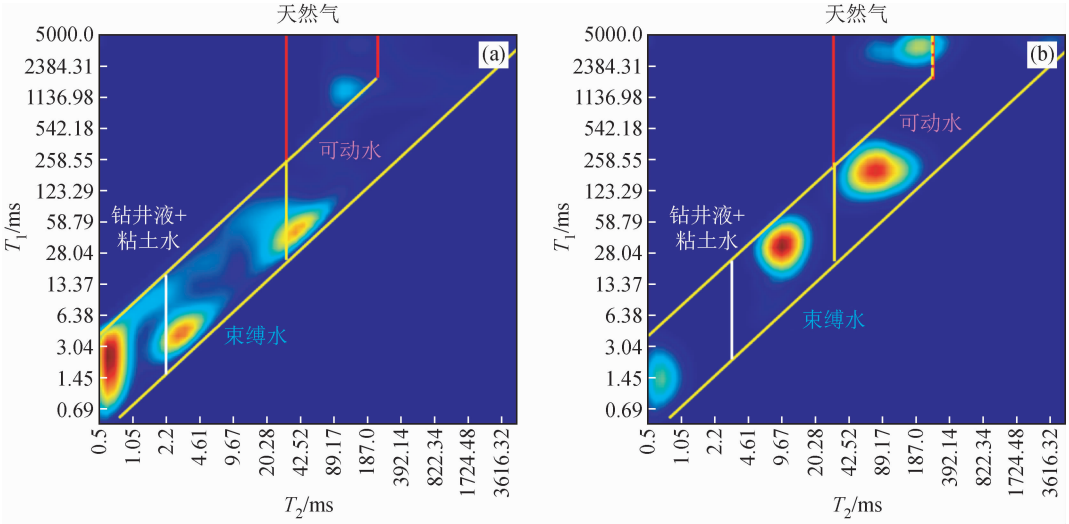


图 1 “可动水”信号强度与试气结论矛盾案例

(a)Z20 井 TX_2^3 砂组,“可动水”区信号强,试气日产气 1.33×10^4 m^3,不产水;(b)J16 井 J_2x 砂组,“可动水”区信号强,试气日产气 1.21×10^4 m^3,不产水.

Fig. 1 Case study on the contradiction between the signal strength of “movable water” and the conclusion of gas testing

(a) The TX_2^3 sand formation in well Z20, strong signal in the “movable water” area, with a daily gas production of 1.33×10^4 m^3 during gas testing and no water production; (b) The J_2x sand formation in J16 well, strong signal in the “movable water” area, daily gas production during gas testing of 1.21×10^4 m^3, no water production.

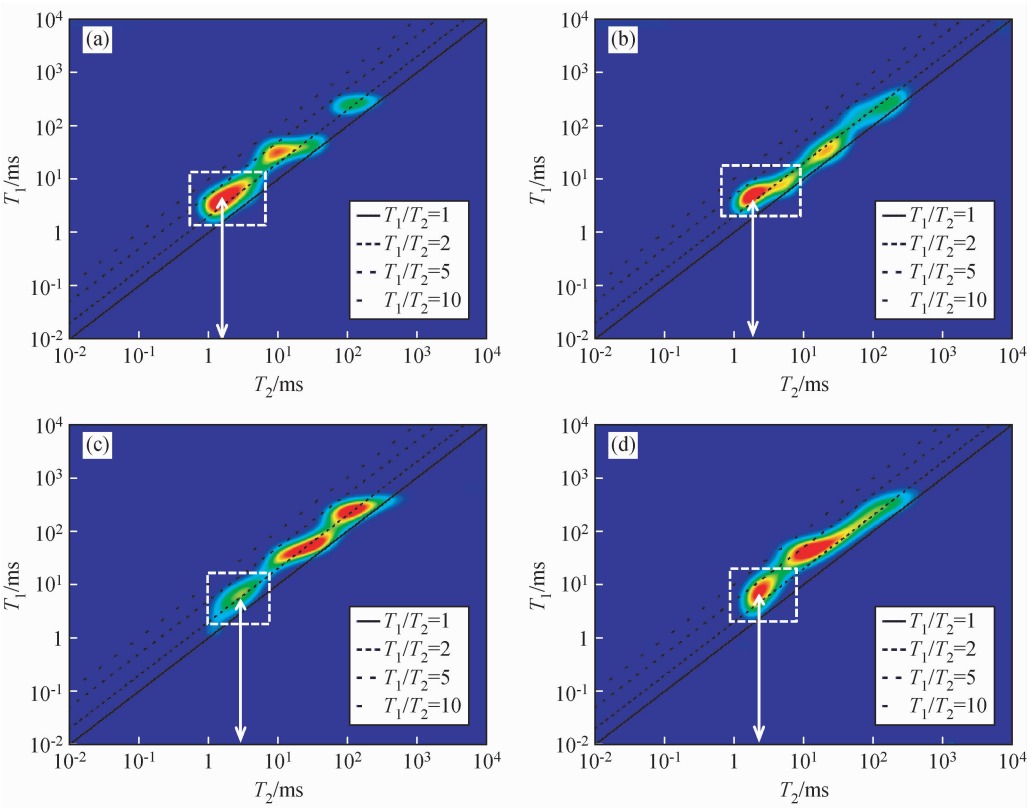


图 2 4 块饱含水岩心二维核磁共振实验弛豫谱

(a)5 号岩心;(b)9 号岩心;(c)10 号岩心;(d)11 号岩心.图中白色虚线框为左下第一峰区域,白色箭头标示该区域谱峰中心 T_2 取值位置.

Fig. 2 Relaxation spectra of two-dimensional NMR experiments on 4 water saturated cores

(a) Core 5; (b) Core 9; (c) Core 10; (d) Core 11. The white dashed box in the figure represents the first peak area in the lower left corner, and the white arrow indicates the position of the T_2 value at the center of the spectral peak in this area.

表 1 12 块实验岩心基本信息及核磁共振实验结果统计表

Table 1 Basic information of 12 cores and statistical table of NMR experimental results

岩心序号	井号	层位	岩心基本信息			核磁共振实验结果	
			深度/m	岩心孔隙度/%	岩心渗透率/10^{-15} m^2	左下第一个峰信号量占比/%	第二、第一个谱峰中心 T_2 比值
1	Z20	T_3x^2	4069.77	3.80	0.030	58.9	19.65
2	Z20	T_3x^2	4156.87	3.21	0.047	63.7	5.84
3	Z20	T_3x^2	4195.57	4.98	0.237	57.1	7.13
4	Z20	T_3x^2	4199.17	4.81	0.172	61.8	6.03
5	Z20	T_3x^2	4305.57	4.25	0.152	62.7	9.86
6	C08	T_3x^3	4710.57	4.48	0.055	67.6	9.11
7	C08	T_3x^3	4857.37	3.47	0.052	70.1	12.23
8	L1	T_3x^3	3937.29	3.51	0.151	71.7	8.86
9	L1	T_3x^3	3941.86	2.54	0.064	54.3	14.52
10	J16	J_2x	2477.43	13.30	8.130	18.6	6.15
11	D5	T_3x^5	1502.73	6.57	3.270	44.6	7.14
12	D8	T_3x^5	1924.63	6.75	1.387	49.8	8.61

通常来说,在饱含水情况下,二维核磁共振 T_2-T_1 弛豫谱在 T_2 大于黏土束缚水截止值的部分通常存在多个信号集中区,其反映的是不同尺度储集空间占比的分布(冯程等,2017;Liu *et al*., 2018, 2019; Yan *et al*., 2020). 图 2 为其中 4 块岩心的二维核磁共振弛豫谱,从图表中可以得出两点结论:

① 左下第一峰(谱峰中心 T_2 约 2 ~ 3 ms)与其右侧峰(谱峰中心 T_2 大于 10 ms)存在较明显的间隔,谱峰中心比值均在 5.8 以上.

② 物性较好的岩心(10、11 号),其左下第一峰的信号强度占比明显低于物性相对较差的岩心(5、9 号).

需要说明的是,由于实验使用的低场二维核磁共振仪器共振频率(2 MHz)略高于二维核磁共振测井共振频率(0.5 ~ 0.8 MHz),因此黏土束缚水信号区间($T_2 \leqslant 1$ ms)低于测井黏土束缚水信号区间($T_2 \leqslant 3$ ms),且由于实验使用了较大的回波间隔(0.6 ms),有效过滤了黏土束缚水信号,因此本次岩心实验二维弛豫谱左下第一个信号起即为表征孔隙结构(喉道、孔隙等)的信号.

除图 2 中展示的典型岩心外,表 1 中统计了各岩心左下第一峰的信号量占比,不同物性的岩心,其值存在差异,物性较好的岩心(10、11、12 号),该信号量占比(18.6% ~ 49.8%,中位数 44.6%)低于物性相对较差的岩心(1 ~ 9 号,该信号量占比 54.3% ~ 71.7%,中位数 62.7%). 表 1 中还统计了左下起第二个峰与第一个峰的谱峰中心 T_2 值之比,从表中可看出比值多在 5.8 以上,最高可达 14.52,说明第二个峰与第一个峰所代表的储集空间类型存在差异.

1.2 恒速压汞实验

恒速压汞是一种可以区分喉道及孔隙空间的实验方法,它以非常低的恒定速度使汞进入岩石孔隙(模拟准静态过程),根据进汞端弯月面在经过不同的微观孔隙形状时发生的自然压力涨落来确定孔隙的微观结构,识别储集空间中的喉道与孔隙.

本次使用 CoreTest ASPE730 恒速压汞仪,最高进汞压力 900 psi,对应最小进汞喉道半径为 0.12 μm. 实验时抽真空 2 h,设置恒速进汞速度为 0.0001 mL/min,至最高进汞压力时停止进汞,计算有关喉道、孔隙参数. 表 2 统计了 12 块岩心恒速压汞实验结果.

表 2 中"视喉道进汞比例"指在已进汞部分中喉道所占的体积比例;由于恒速压汞最高进汞压力为 900 psi,总进汞量无法达到总孔隙体积,因此"喉道最小体积占比"指该块岩心中喉道体积至少可达的比例,其值为喉道已进汞体积与岩心总孔隙体积之比. 图 3 为 12 块岩心恒速压汞实验结果统计图. 从图 3a 中可知喉道占据相当一部分储集空间,从图 3b 中可以看出,喉道最小体积占比超过 30% 的样品数占总样品数的 91.7%,且须三段及以下层位致密砂岩喉道最小体积占比(32.40% ~ 42.76%,中位数 38.73%)高于相对高孔砂岩储层(17.13% ~

34.94%,中位数 31.61%).从图 3c 中可知,孔隙/喉道半径比 >100 的岩心占总样品数的 91.7%,即须家河组等典型低孔致密砂岩储层普遍具有较高的孔喉半径比.

表 2 12 块实验岩心基本信息及恒速压汞实验结果统计表

Table 2 Basic information of 12 experimental cores and statistical table of constant rate mercury injection experiment results

岩心基本信息				恒速压汞实验结果					
岩心序号	井号	层位	深度/m	总进汞饱和度/%	喉道进汞饱和度/%	视喉道进汞比例/%	喉道最小体积占比/%	孔喉半径比平均值	喉道半径中值/μm
1	Z20	T_3x^2	4069.77	34.4	32.40	94.28	32.40	713	0.19
2	Z20	T_3x^2	4156.87	36.9	36.34	98.58	36.34	51	2.2
3	Z20	T_3x^2	4195.57	48.5	33.49	69.10	33.49	142	1.03
4	Z20	T_3x^2	4199.17	51.5	38.73	75.25	38.73	114	1.15
5	Z20	T_3x^2	4305.57	42.0	39.45	93.92	39.45	281	0.65
6	C08	T_3x^3	4710.57	40.0	38.65	96.73	38.65	213	0.67
7	C08	T_3x^3	4857.37	39.9	38.82	97.32	38.82	368	0.47
8	L1	T_3x^3	3937.29	51.6	42.76	82.81	42.76	217	0.78
9	L1	T_3x^3	3941.86	51.6	34.96	67.74	34.96	306	0.38
10	J16	J_2x	2477.43	51.7	17.13	33.13	17.13	125	1.22
11	D5	T_3x^5	1502.73	51.7	31.61	61.14	31.61	157	0.98
12	D8	T_3x^5	1924.63	50.6	34.94	69.10	34.94	150	1.12
			中位数			75.74	35.65	185	0.88

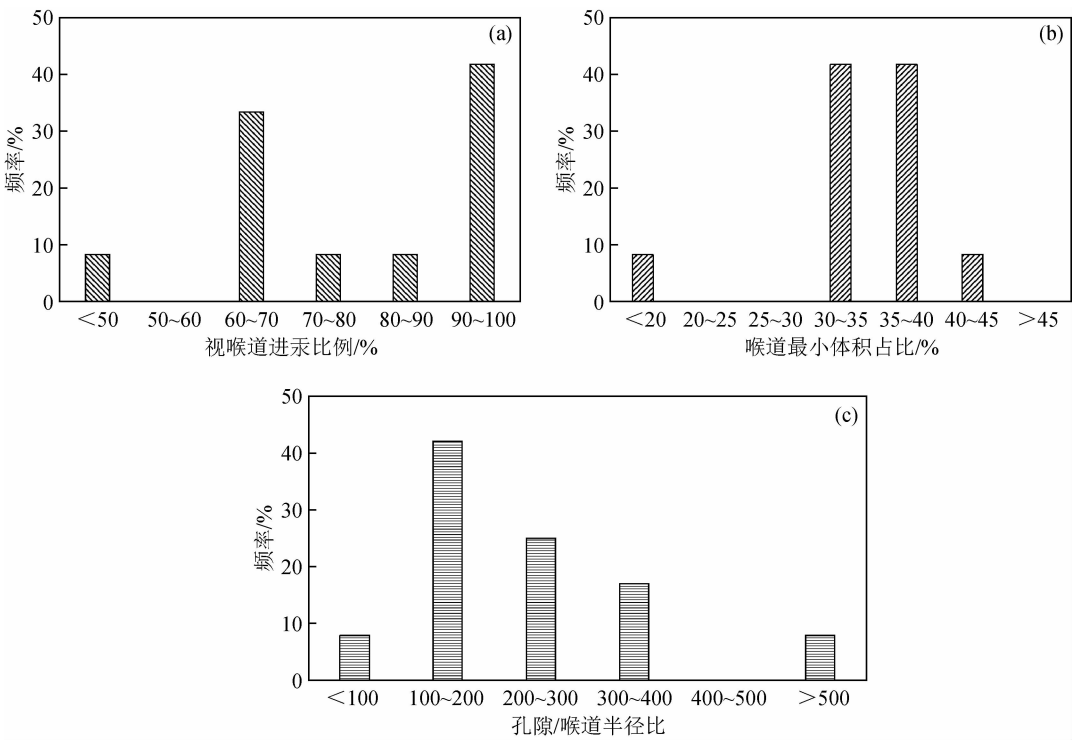


图 3 恒速压汞实验结果统计图

(a)视喉道进汞比例分布直方图;(b)喉道最小体积占比分布直方图;(c)孔隙/喉道半径比分布图.

Fig. 3 Statistical chart of constant rate mercury injection experiment results

(a) Histogram of mercury injection ratio distribution in the visual throat; (b) Histogram of distribution of minimum volume proportion in the throat; (c) Distribution diagram of pore/throat radius ratio.

1.3 实验标定及喉道水信号的定位

以上针对同一组岩心进行了二维核磁共振实验及恒速压汞实验. 对于本研究中所述致密砂岩,实验结果不支持"喉道主要起渗流通道的作用,对储集空间贡献很小"这一传统观点. 由于饱水岩石的核磁共振响应主要受表面弛豫控制,而表面弛豫时间与储集空间尺度呈正相关(冯程等,2017;Liu *et al*., 2019;Yan *et al*., 2020;王迪等,2022),可表示为:

$$\frac{1}{T_2}=\rho_2\frac{S}{V}=\rho_2\frac{F}{r}, \tag{1}$$

$$\frac{1}{T_1}=\rho_1\frac{S}{V}=\rho_1\frac{F}{r}, \tag{2}$$

式中,T_2 为饱水岩石的横向弛豫时间;T_1 为饱水岩石的纵向弛豫时间;ρ_2 为横向弛豫的表面弛豫强度;ρ_1 为纵向弛豫的表面弛豫强度;S 为储集空间表面积;V 为储集空间体积;F 为孔隙形状因子;r 为储集空间半径. 因此饱含水条件下的 T_2-T_1 谱分布可以近似理解为不同尺度(半径)储集空间占比的分布. 结合上述原理及实验结果,可得到以下观点:

① 喉道是所有岩石储集空间(喉道、各种类型的孔隙、孔洞、裂缝)中尺度最小的一类,不同岩心在二维核磁共振弛豫谱中代表最小储集空间尺度的区域(本实验左下第一个峰所在区域,谱峰中心 $T_2<10$ ms)均具有不可忽视的信号量,这与恒速压汞实验所证实的"喉道占据相当一部分储集空间"相吻合.

② 代表最小储集空间尺度的核磁共振左下第一峰信号量占比,与恒速压汞喉道最小体积占比具有良好的相关关系(图 4a),并且前者在各岩心的数值上均大于后者.

③ 位于弛豫谱左下第一峰的谱峰中心 T_2 值,与其右侧峰的谱峰中心 T_2 值存在明显差异,差异达 5.8 倍以上,说明两者所表征的储集空间尺度存在明显差异,这与恒速压汞实验所得结论——须家河组等典型低孔致密储层普遍具有较高的孔喉半径比——相吻合.

④ 读取每块岩心左下第一峰的谱峰中心 T_2 值,与每块岩心恒速压汞所得平均喉道半径值进行交会见图 4b,从图中可以看出,来自不同区域不同层位的岩心,代表左下第一峰的谱峰中心 T_2 值与喉道平均半径呈现相当好的相关性,进一步为弛豫谱上喉道水信号的定位提供了重要依据.

以上观点分别从体积比例角度和尺度相关性角度表明了弛豫谱左下第一峰与恒速压汞喉道参数具有良好的相关性,证实了二维核磁共振 T_2-T_1 弛豫谱黏土束缚水右侧第一个独立峰可代表喉道水信号. 此外,对于喉道水信号定位的结论并未表述为"弛豫谱黏土束缚水右侧第一个独立峰'是'喉道水信号",而使用了"'可代表'喉道水信号"这一表述,主要原因为受恒速压汞进汞极限压力、核磁共振信噪比等实验客观因素以及喉道形状复杂性等微观因素影响,上述弛豫信号对岩石内复杂喉道网络表征

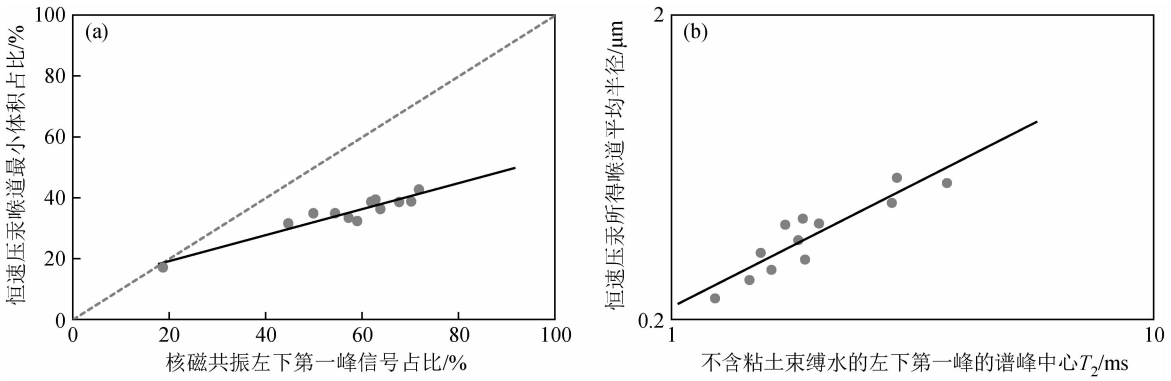


图 4 岩心二维核磁共振与恒速压汞参数标定关系图

(a)核磁共振左下第一峰信号占比与恒速压汞喉道最小体积占比相关关系图;

(b)代表喉道水的谱峰中心 T_2 值与恒速压汞喉道半径平均值交会图.

Fig. 4 Relationship diagram between two-dimensional nuclear magnetic resonance of rock core and constant rate mercury injection parameter calibration

(a) Correlation diagram between the proportion of the first peak signal on the left side of NMR and the minimum volume proportion of the constant rate mercury injection throat; (b) Intersection plot of assumed throat T_2 characteristic values and average throat radius for 12 samples.

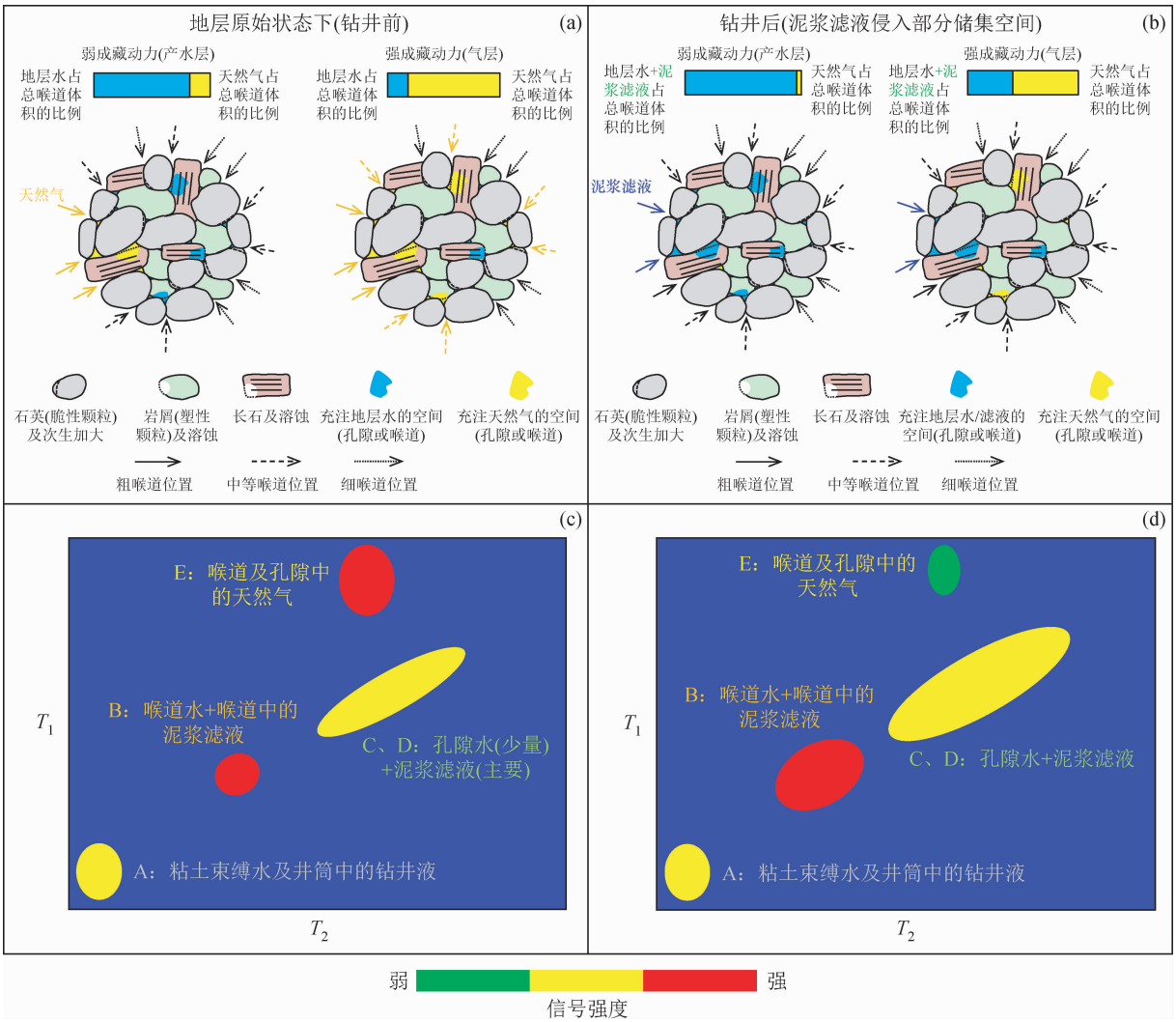


图 5 钻井前后储层宏观含气性、气水微观赋存状态及与核磁共振响应的关系

(a)地层原始状态下气水微观分布(钻井前);(b)钻井后(泥浆滤液侵入粗喉道及其连通孔隙)气水微观分布;(c)井眼条件下气层各信号强度及分布区域模式图;(d)井眼条件下产水层各信号强度及分布区域模式图.

Fig. 5 The relationship between macroscopic gas content, microscopic gas water occurrence state, and nuclear magnetic resonance response of reservoirs before and after drilling

(a) Original state of the formation (before drilling); (b) After drilling (mud filtrate invades part of the storage space; (c) Pattern diagram of signal intensity and distribution area in two-dimensional nuclear magnetic resonance of gas; (d) Pattern diagram of signal intensity and distribution area in two-dimensional nuclear magnetic resonance of water producing layer.

的完整程度难免有未尽之处,但不可否认的是,多组相关实验已证实上述信号无论是在信号强度还是在孔隙尺度上都与喉道具有良好的相关性,故这一信号对于喉道水的表征不失其基本规律及一般性特征,足以作为分析天然气微观充注程度的可靠标志.

2 基于弛豫谱地质意义的二维核磁共振流体识别方法

2.1 气、水层天然气微观赋存状态及核磁响应差异

地层原始状态下,储层宏观含气性与气水微观赋存状态具有以下关系:当成藏动力不足(宏观表现为产水层)时,天然气仅充注粗喉道及其连通的孔隙空间;成藏动力较强(宏观表现为气层)时,有助于天然气突破喉道的毛细管阻力,天然气可额外充注中等喉道及其连通的孔隙空间(图 5a)(张世华等,2019b;叶素娟等,2019;郭彤楼等,2024). 而井眼条件下会发生泥浆滤液的侵入,由于作用时间很短,粗喉道及其连通的孔隙重新被水(泥浆滤液)饱和,此时产水层中的天然气被驱替殆尽,而气层中的部分天然气(主要是部分中等喉道及其连通孔隙中的天然气)得以保存(图 5b).

由于天然气是非润湿相,无表面弛豫机制,因此

无论是喉道中还是孔隙中的天然气,都位于弛豫谱中的同一位置(均位于图5c、d中的E区)(王迪等,2022).气水微观赋存状态的差异在二维核磁共振弛豫谱上的表征可描述为:实际井眼条件下,对于气层来说,由于部分中等喉道及其连通孔隙中的天然气未被泥浆滤液驱替,使得其相比于产水层,天然气总强度更高,喉道水信号比例更低,表现为天然气与喉道水信号强度比值更大,体现为图5c、d中E区信号与B区信号相对强度的差异.由于这一方法避免了地层水和侵入储层中的泥浆滤液在弛豫谱上无法区分这一问题,现行通用方法中存在多解性的C、D区信号不再作为识别流体性质的主要因素,因而从气水微观赋存状态角度为流体性质识别提出了更为可靠且准确的解决方案.

需要说明的是,图5c、d中E区天然气信号位置使用的是具有梯度场的P型核磁进行标定.式(3)、(4)分别给出了天然气的横向弛豫 T_2、纵向弛豫 T_1 计算式:

$$\frac{1}{T_2}=\frac{D(\gamma G T_E)}{12}, \tag{3}$$

$$\frac{1}{T_1}=\frac{1}{T_{1B}}, \tag{4}$$

式中,T_2 为岩石中天然气信号的横向弛豫时间;T_1 为岩石中天然气信号的纵向弛豫时间;T_{1B} 为天然气纵向体积弛豫时间;D 为扩散系数;γ 为旋磁比;G 为磁场梯度;T_E 为回波间隔.

由于天然气扩散性好,扩散系数 D 明显大于水,P型核磁的外加磁场使得天然气 T_2 中的扩散弛豫加速,而天然气 T_1 无扩散弛豫效应,这就使得天然气信号具有中等 T_2、长 T_1 特征.若使用均匀场核磁仪器,则天然气信号将在图5c、d中位置的基础上稍右移,具有中—长 T_2、长 T_1 特征.水信号的相对位置受仪器磁场梯度的影响小.

该方法的具体实施步骤为:

① 在待判别储层中,优选多个泥浆滤液侵入程度相对较低(A区信号相对较弱)的目标深度点.

② 计算各点可以反映天然气充注程度的成藏系数.

③ 建立判别图版,使用经试气资料证实的层段进行标定,明确不同流体性质在图版上的分布区间.

2.2 流体性质识别交会图版的建立

上述步骤中提到的用于流体性质判别的成藏系数,其中之一——天然气充注指数的计算方法为:

$$C=\frac{S_g}{S_t}, \tag{5}$$

式中,C 为天然气充注指数;S_g 为天然气信号强度(E区信号强度积分);S_t 为喉道水信号强度(B区信号强度积分).天然气充注指数反映了天然气充注程度,天然气充注指数越大代表了作为储集空间的喉道中的天然气相对比例更高,气藏含气性越好,测试时产气可能性越大.

另一成藏系数——最大孔隙含气指数的计算方法为:

$$M=\frac{S_g+S_{pf}}{S_t}, \tag{6}$$

式中,M 为最大孔隙含气指数;S_g 为天然气信号强度(E 区信号强度积分);S_t 为喉道水信号强度(B区信号强度积分);S_{pf} 为孔隙滤液信号强度(C、D区信号强度积分).最大孔隙含气指数反映储层中天然气最大可达到的含量,其值越大,储层原始条件下孔隙空间内天然气含量越高,测试时产气可能性越大.需要说明的是,上述两式中所有的 S_g 均为经含氢指数校正后的天然气信号强度.表3为用于绘制图版的经试气资料证实的各井各层段核磁共振成藏系数取值表,由于核磁共振仅对流体性质及流体所赋存的储集空间尺度敏感,基本不反映骨架矿物成分的差异,故在致密砂岩范畴内,数据点一般无需分区域、分层系建模.

表3 不同流体性质层段核磁共振成藏系数取值表

Table 3 Table of values for NMR reservoir formation coefficients in different fluid properties layers

井号	层位/砂层组	核磁共振成藏系数统计			油气性质			分类
		统计点数	天然气充注指数平均值	最大孔隙含气指数平均值	产气量	产水量	备注	
J30	JS_3^{3-3}	5	1.893	0.648	3.4105	—		气层
J16	$JS_3^{1-2}+JS_3^{2-1}$	4	1.476	0.613	0.8943	—		气层
J05	JS_2^{1}	4	2.756	0.755	0.7916	—		气层
D5	T_3x^5	3	1.516	0.627	2.1562	—		气层

续表 3

Continued Table 3

井号	层位/砂层组	核磁共振成藏系数统计			油气性质			分类
		统计点数	天然气充注指数平均值	最大孔隙含气指数平均值	产气量	产水量	备注	
D8	T_3x^5	1	0.906	0.557	3.3369	75	投产后累计产气 82.6392×10^4 m^3,水 2413.913 m^3	产水层
D9	T_3x^5	1	1.315	0.626	0.3729	2		含水气层
X05	T_3x^2	2	0.594	0.479	少量	68		产水层
L1	$TX_2^{1+3+4+5}$	6	0.945	0.508	2.3016	75.43		产水层
C08	TX_3^2	3	0.807	0.516	0.2483	134.4		产水层
	TX_3^{4+5}	6	0.925	0.547	1.2783	100.8		产水层
	TX_2^1	2	1.213	0.595	0.3	2.2	生产测井	含水气层
	TX_2^3	3	1.648	0.65	1.33	—	生产测井	气层
Z20	TX_2^4	2	0.789	0.542	0.82	33.2	生产测井	产水层
	TX_2^7	2	0.611	0.5	5.8685	153.6	合试,生产测井证实取值井段典型产水层	产水层

图 6 为基于弛豫谱地质意义、以天然气充注指数及最大孔隙含气指数为特征绘制的二维核磁共振流体性质识别图版,图版中气层(水气比 <1)、含水气层(水气比 1 ~ 10)、产水层(水气比≫10)界限清楚明确,证实了理论的合理性及方法的有效性.

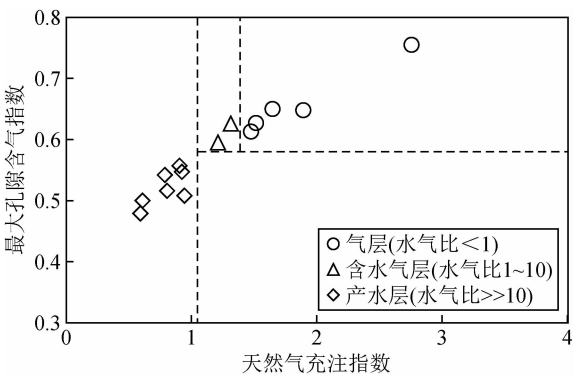


图 6 基于弛豫谱地质意义的流体性质识别交会图版

Fig. 6 Intersection chart for fluid property identification based on geological significance of relaxation spectrum

3 应用效果

F13 井位于合兴场—丰谷构造西部,目的层为 TX_2^{1+2}砂组. 图 7a 为 TX_2^2 砂组测井曲线图,该层段除明显的碳酸盐矿物胶结段、裂缝发育段及高泥质含量段外,测井响应为:

① GR 值为 58 ~ 72 GAPI,中值为 63 GAPI;

② RD 值为 86 ~ 164 Ω·m,中值为 107 Ω·m;

③ AC 值为 58.0 ~ 60.9 μs/30.48 cm,中值为 59.2 μs/30.48 cm.

该井未进行二维核磁共振测井. 该井 TX_2^{1+2}分 9 段进行加砂压裂改造,合并试气,其中生产测井测得 TX_2^2 砂组 5 段压裂改造段日产气量合计 0.07×10^4 m^3,日产水 133 m^3.

F08 井位于合兴场—丰谷构造中部,目的层段为 TX_2^{1+2}. 图 7 b 为 TX_2^2 砂组测井曲线图,该层段除明显的碳酸盐矿物胶结段、裂缝发育段及高泥质含量段外,测井响应为:

① GR 值为 58 ~ 77 GAPI,中值为 65 GAPI;

② RD 值为 65 ~ 132 Ω·m,中值为 91 Ω·m;

③ AC 值为 58.4 ~ 61.5 μs/30.48 cm,中值为 59.8 μs/30.48 cm.

在孔隙度曲线响应接近的情况下,F08 井电阻率(中值 91 Ω·m,最低值 65 Ω·m)低于 F13 井(中值 107 Ω·m,最低值 86 Ω·m),常规测井认为 F08 井含气性与 F13 井接近,产水风险大. 为确保不漏失气层,使用二维核磁共振测井进行储层含气性的研判. 需要说明的是,该井二维核磁最小回波间隔为 0.2 ms,无法完全滤除井筒钻井液及黏土束缚水信号(位于左下角),故将该信号右侧第一个独立峰作为代表喉道水信号的区域

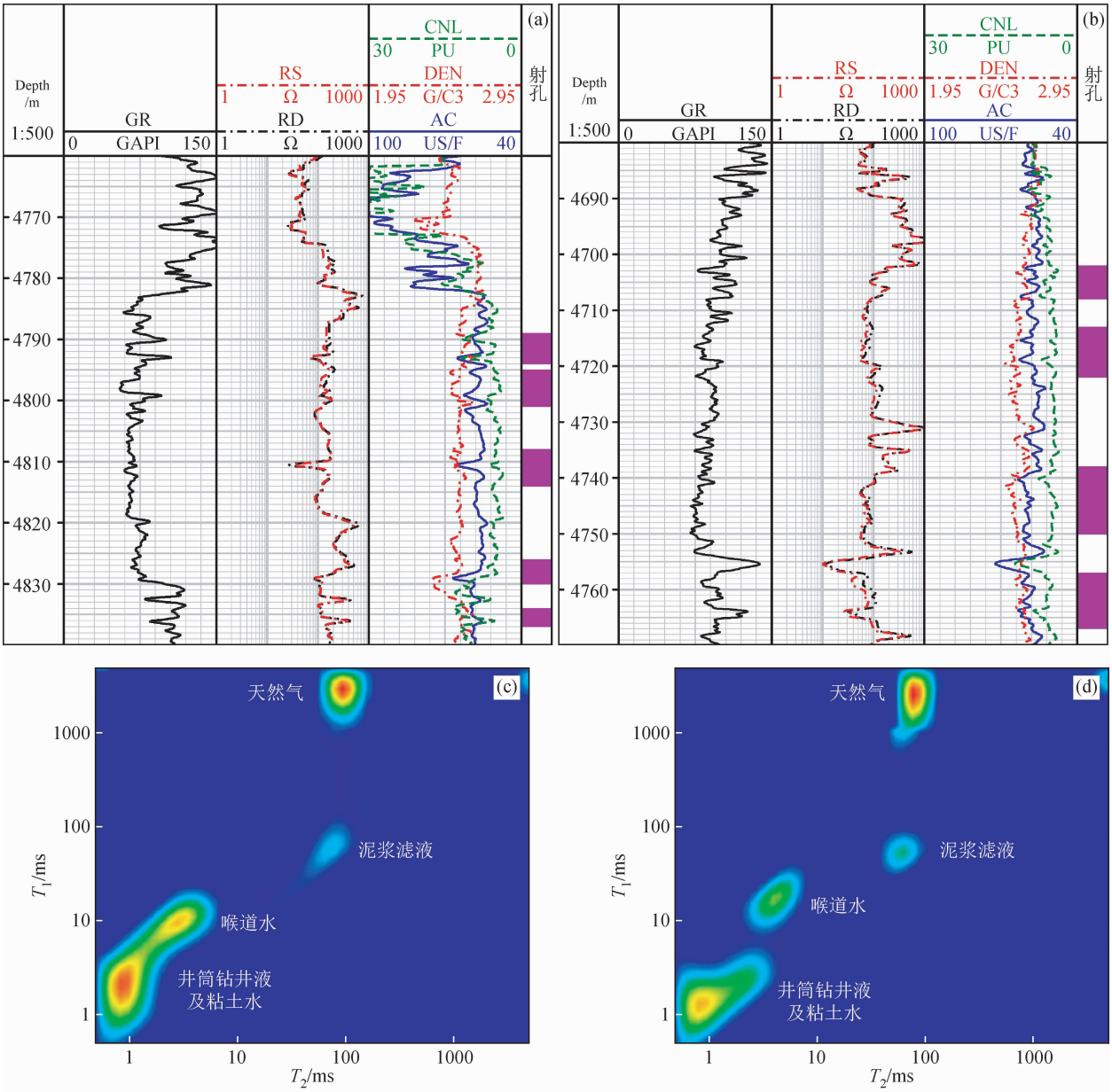


图 7 F13、F08 井 TX_2^2 砂组测井曲线图、典型二维核磁共振谱图

(a) F13 井 TX_2^2 砂组测井曲线图; (b) F08 井 TX_2^2 砂组测井曲线图; (c) F08 井 4689 m 二维核磁共振测井弛豫谱图; (d) F08 井 4693 m 二维核磁共振测井弛豫谱图.

Fig. 7 Logging curves of TX_2^2 sand formation in well F13 and F08 and typical two-dimensional NMR logging relaxation spectrum

(a) Logging curve of TX_2^2 sand formation of well F13; (b) Logging curve of TX_2^2 sand formation of well F08; (c) Typical two-dimensional NMR logging relaxation spectrum of well F08 of 4689 m; (d) Typical two-dimensional NMR logging relaxation spectrum of well F08 of 4693 m.

选取 F08 井 TX_2^2 砂组受泥浆滤液侵入程度较小的深度点,计算各深度点天然气充注指数与最大孔隙含气指数,图 7c、d 为其中两个深度点二维核磁共振测井典型弛豫谱,可见天然气信号明显强于喉道水信号. 计算得到该砂层组天然气充注指数平均值为 2.37,最大孔隙含气指数平均值为 0.69,在图 6 中均位于气层区,判别为气层. 该砂层组分 4 段进行加砂压裂改造,合并试气,42.87 MPa 压力条件下日产气 30.7×10^4 m^3,日返排液 34 m^3;投产后初期日产气 14×10^4 m^3,日产液 <10 m^3,压力长期稳定在 30 MPa 以上,试气结论为气层,累产气已超过 2500×10^4 m^3. 新方法有效避免了气层的遗漏,为气藏开发

带来了可观的经济效益,进一步证实了本研究建立的基于弛豫谱地质意义的二维核磁共振流体识别方法的创新性及有效性.

4 结 论

(1)对于致密砂岩,喉道不仅提供渗流通道,还占据相当一部分储集空间,其所占储集空间比例与物性呈负相关;喉道与孔隙在尺度上存在1~2个数量级差异.

(2)在二维核磁共振弛豫谱中,黏土束缚水信号右侧第一个独立峰可代表喉道水信号,其谱峰中心 T_2 与根据恒速压汞实验确定的喉道平均半径具有良好的正相关关系.

(3)成藏动力增强,有助于天然气突破毛细管阻力,喉道及其连通孔隙中储集的天然气比例升高,在宏观上表现为天然气的充注程度提高,储层含气性变好,在弛豫谱上表现为天然气总信号增强,喉道水信号降低,天然气信号强度与喉道水信号强度比值增大;这一理论避免了地层水和泥浆滤液在弛豫谱上无法区分这一问题,从成藏角度为测井流体性质识别提出了新的解决方案.

(4)使用可以表征天然气充注程度的天然气充注指数和最大孔隙含气指数,建立了对于气层、含水气层、产水层具有较高辨识度的交会图版,有效提升了致密砂岩中低对比度气层的识别精度.

致 谢 感谢审稿专家提出的修改意见和编辑部的大力支持!

References

Feng C, Shi Y J, Hao J F, *et al*. 2017. Nuclear magnetic resonance features of low-permeability reservoirs with complex wettability. Petroleum Exploration and Development (in Chinese), 44(2): 252-257.

Ge X M, Zeng B D, Li N, *et al*. 2021. NMR saturation index and its application to fluid saturation estimation. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science) (in Chinese), 45(5): 64-72.

Guo T L, Xiong L, Yang Y T, *et al*. 2024. From reservoir, source to carrier beds exploration: a case study of tight sandstone gas in Xujiahe Formation, Sichuan Basin. Acta Petrolei Sinica (in Chinese), 45(7): 1078-1091.

Lei C R, Luo R Z, Wu J, *et al*. (2024-06-11)[2024-07-13]. Cost-sensitive gradient boosting decision tree for identifying fluid of high water-bearing tight sandstone: a case study of X gas field in Ordos Basin. Progress in Geophysics (in Chinese), 1-14. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2982.P.20240611.1102.008.html.

Li D, Hu K L, Zhang Y, *et al*. 2022. Logging evaluation method for reservoir fluid properties of Chang 8 oil layer to the west of Tianhuan depression-Pengyang region of Ordos basin. Acta Geologica Sinica (in Chinese), 96(6): 2230-2239.

Liu H B, Xiao L Z, Zong F R, *et al*. 2019. Permeability profiling of rock cores using a novel spatially resolved NMR relaxometry method: preliminary results from sandstone and limestone. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 124(5): 4601-4616.

Liu M, Xie R H, Guo J F, *et al*. 2018. Characterization of pore structures of tight sandstone reservoirs by multifractal analysis of the NMR T_2 distribution. Energy & Fuels, 32(12): 12218-12230.

Liu Y, Ye W J, Liu J, *et al*. 2020. Study on electrical characteristics of tight sandstone reservoirs in East Ordos Basin. Well Logging Technology (in Chinese), 44(6): 616-621.

She G, Xu Y F, Li S Y, *et al*. 2018. Application of 2D NMR logging on complex reservoir fluid identification in Qaidam basin. Progress in Geophysics (in Chinese), 33(4): 1566-1572, doi: 10.6038/pg2018BB0324.

Shi P Y, Xu S H, Feng J M, *et al*. 2024. Log identification of fluid types in tight sandstone reservoirs using an improved Stacking algorithm. Progress in Geophysics (in Chinese), 39(1): 280-290, doi: 10.6038/pg2024HH0426.

Tan M J. 2017. Theory and Application of Nuclear Magnetic Resonance Logging in Oil and Gas Reservoirs (in Chinese). Beijing: Science Press.

Wang D, Cheng H L, Ding W N, *et al*. 2022. NMR diffusion coupling effect in tidal-flat dolomite reservoirs: a case study of upper Lei-4 Member of Middle Triassic in the Longmenshan piedmont zone, Sichuan Basin. Natural Gas Industry (in Chinese), 42(12): 44-55.

Wang W W, Zhang H W, Zhou Q, *et al*. 2020. Gas formation identification in tight sandstone based on acoustic-electricity discrimination index: take D exploration area on northeastern margin of Ordos Basin as an example. Complex Hydrocarbon Reservoirs (in Chinese), 13(4): 35-38.

Wei S J, Xu T J, Dang T Y. 2025. Research on gas content identification method for low-permeability tight reservoirs based on ModernTCN deep learning algorithm under few-well conditions. Progress in Geophysics (in Chinese), 40(5): 2123-2134, doi: 10.6038/pg2025JJ0023.

Xu H, Liu M J, Zhang Z, *et al*. 2022. Diagenesis and porosity evolution of the 3rd member of Xujiahe Formation tight sandstone reservoir in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin. Natural Gas Geoscience (in Chinese), 33(3): 344-357.

Yan J P, He x, Zhang S L, *et al*. 2020. Sensitive parameters of NMR T_2 spectrum and their application to pore structure characterization and evaluation in logging profile: a case study from Chang 7 in the Yanchang Formation, Heshui area, Ordos Basin, NW China. Marine and Petroleum Geology, 111: 230-239.

Ye S J, Yang Y J, Cai L M, *et al*. 2019. The densification process of reservoirs in overlaid tight sandstone gas areas. Natural Gas Industry (in Chinese), 39(S1): 36-41.

Zhang S H, Tian J, Ye S J, *et al*. 2019a. Dynamic accumulation process of fault-translocation natural gas accumulation model: a case study on the gas reservoir of the second Member of Upper Triassic Xujiahe Fm in the Xinchang structural zone of the Western Sichuan Depression. Natural Gas Industry (in Chinese), 39(7): 49-56.

Zhang S H, Tian J, Ye S J, *et al*. 2019b. The formation process of the Xu-2 gas reservoir in the Xinchang structural belt of the Western Sichuan depression. Natural Gas Industry (in Chinese), 39(S1): 17-22.

Zhang S M. 2018. Activation sets design and application of two-dimensional NMR logging in tight gas reservoir[Ph. D. thesis](in Chinese). Chengdu: Southwest Petroleum University.

Zhong J B, Yan R H, Zhang H T, *et al*. 2020. A decomposition method of nuclear magnetic resonance T_2 spectrum for identifying fluid properties. Petroleum Exploration and Development (in Chinese), 47(4): 691-702.

Zhu H Q, Zhang Z, Nan H L, *et al*. 2019. Accumulation and enrichment law of overlapping tight sandstone gas zones and exploration practice. Natural Gas Industry (in Chinese), 39(S1): 9-16.

附中文参考文献

冯程, 石玉江, 郝建飞, 等. 2017. 低渗透复杂润湿性储集层核磁共振特征. 石油勘探与开发, 44(2): 252-257.

葛新民, 曾炳丁, 李楠, 等. 2021. 核磁共振饱和度指数及其在储层流体饱和度计算中的应用. 中国石油大学学报(自然科学版), 45(5): 64-72.

郭彤楼, 熊亮, 杨映涛, 等. 2024. 从储层、烃源岩到输导体勘探——以四川盆地须家河组致密砂岩气为例. 石油学报, 45(7): 1078-1091.

雷璨如, 罗仁泽, 武娟, 等. (2024-06-11)[2024-07-13]. 成本敏感型梯度提升树识别富水致密砂岩流体性质——以鄂尔多斯盆地X气田为例. 地球物理学进展, 1-14. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2982.P.20240611.1102.008.html.

李栋, 胡克来, 张燕, 等. 2022. 鄂尔多斯盆地环西—彭阳地区长8段储层流体性质测井判别方法. 地质学报, 96(6): 2230-2239.

刘勇, 叶文军, 刘静, 等. 2020. 鄂尔多斯盆地东部致密砂岩储层电阻率特征研究. 测井技术, 44(6): 616-621.

佘刚, 徐永发, 李世毅, 等. 2018. 二维核磁共振测井在柴达木盆地复杂储层流体识别中的应用. 地球物理学进展, 33(4): 1566-1572, doi: 10.6038/pg2018BB0324.

史鹏宇, 徐思慧, 冯加明, 等. 2024. 基于改进Stacking算法的致密砂岩储层测井流体识别. 地球物理学进展, 39(1): 280-290, doi: 10.6038/pg2024HH0426.

谭茂金. 2017. 油气藏核磁共振测井理论与应用. 北京: 科学出版社.

王迪, 程洪亮, 丁蔚楠, 等. 2022. 潮坪相白云岩储层核磁共振扩散耦合效应——以四川盆地龙门山山前带中三叠统雷四上亚段为例. 天然气工业, 42(12): 44-55.

王文文, 张宏伟, 周全, 等. 2020. 基于声电判别指数识别致密砂岩气层——以鄂尔多斯盆地东北缘D探区为例. 复杂油气藏, 13(4): 35-38.

魏水建, 徐天吉, 党腾雲. 2025. 基于ModernTCN深度学习算法的西湖凹陷黄岩构造带低渗致密储层含气性识别方法. 地球物理学进展, 40(5): 2123-2134, doi: 10.6038/pg2025JJ0023.

许晗, 刘明洁, 张庄, 等. 2022. 四川盆地川西坳陷须家河组三段致密砂岩储层成岩作用及孔隙演化. 天然气地球科学, 33(3): 344-357.

叶素娟, 杨永剑, 蔡李梅, 等. 2019. 叠覆型致密砂岩气区储层致密化过程. 天然气工业, 39(S1): 36-41.

张世华, 田军, 叶素娟, 等. 2019a. 断层输导型天然气成藏模式的动态成藏过程——以川西坳陷新场构造带上三叠统须二段气藏为例. 天然气工业, 39(7): 49-56.

张世华, 田军, 叶素娟, 等. 2019b. 川西坳陷新场构造带须二段气藏成藏过程. 天然气工业, 39(S1): 17-22.

张世懋. 2018. 致密气藏二维核磁共振测井模式设计与技术实践[博士论文]. 成都: 西南石油大学.

钟吉彬, 阎荣辉, 张海涛, 等. 2020. 核磁共振横向弛豫时间谱分解法识别流体性质. 石油勘探与开发, 47(4): 691-702.

朱宏权, 张庄, 南红丽, 等. 2019. 叠覆型致密砂岩气区成藏富集规律与勘探实践. 天然气工业, 39(S1): 9-16.