

基于 T_2 截止值确定致密岩心表面弛豫率

余 玥¹, 孙一迪², 高 睿³, 达丽娜⁴, 侯竞薇¹, 杨 密⁵

1. 中国石油西南油气田公司, 成都 610000;
2. 北京石油机械有限公司, 北京 102206;
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
4. 中国海洋石油国际有限公司, 北京 100028;
5. 四川吉赛特科技有限公司, 成都 610213

摘要: 确定致密岩心样品表面弛豫率的最常用方法是平均值法和比表面积法, 但平均值法结合了压汞测试, 会对岩心造成永久伤害。提出了一种基于 T_2 截止值确定致密岩心表面弛豫率的无损新方法。首先, 使用该方法确定岩心样品表面弛豫率; 之后, 将计算结果与平均值法和比表面积法进行对比, 并通过选择合适的表面弛豫率将核磁共振 T_2 谱转化为孔隙直径分布; 最后, 获取样品残余油分布。结果表明, 四块岩心样品最终表面弛豫率分别为 5.85, 2.98, 4.66, 2.17 $\mu\text{m}/\text{s}$; 结合三种方法计算结果可获取中孔和大孔的孔隙直径分布; 残余油主要分布在微孔和中孔。该方法是一种无损测试方法, 有助于快速有效确定致密岩心表面弛豫率。

关键词: T_2 截止值; 核磁共振; 孔隙直径分布; 表面弛豫率; 致密岩心

中图分类号: TE311

文献标识码: A

Determination of surface relaxivity for tight sandstone cores based on T_2 cut-off value

YU Yue¹, SUN Yidi², GAO Rui³, DA Lina⁴, HOU Jingwei¹, YANG Mi⁵

1. PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610000, China;
2. Beijing Petroleum Machinery Company Limited, Beijing 102206, China;
3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;
4. CNOOC International Company Limited, Beijing 100028, China;
5. Sichuan Geophysical Science & Technology Company Limited, Chengdu, Sichuan 610213, China

Abstract: The surface relaxivity for tight cores is commonly determined by the methods of average pore radius (ARS) or surface-to-volume ratio (SVR). The ARS method is time-consuming, and permanent damage to core samples will occur due to the injection of mercury. In this study, a non-destructive method is proposed, instead of the ARS method, to calculate the surface relaxivity of tight core samples based on T_2 cut-off value. Firstly, surface relaxivity is calculated using the new method (pseudo T_2 cut-off, PTC). Secondly, the calculated surface relaxivity of ARS and SVR methods are compared. Thirdly, the T_2 spectrum is converted into pore diameter distribution by choosing appropriate surface relaxivity. Finally, residual oil distribution can be obtained. The ultimate surface relaxivity values for tight sandstone core samples are 5.85, 2.98, 4.66, and 2.17 $\mu\text{m}/\text{s}$. Moreover, we obtained the pore diameter distribution in mesopores and macropores by jointly using these three methods. Residual oil is mainly distributed in micropores and mesopores. The new method proposed in this study is nondestructive and is helpful to quickly and efficiently determine the surface relaxivity of tight cores.

Key words: T_2 cut-off value; Nuclear Magnetic Resonance (NMR); pore diameter distribution; surface relaxivity; tight cores

致密储层孔隙类型以纳、微米级为主, 储层流体渗流特征较常规储层更为复杂^[1]。核磁共振 T_2

谱是一种测定孔隙流体分布的有效技术手段, 利用多孔介质中的表面弛豫现象, 通过确定表面弛豫率

收稿日期: 2021-03-10; 修订日期: 2022-02-24。

作者简介: 余玥(1991—), 女, 硕士, 工程师, 从事非常规储层改造研究。E-mail: yuyue2@petrochina.com.cn。

通信作者: 高睿(1989—), 女, 硕士, 工程师, 从事非常规储层改造研究。E-mail: gaorui69@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“致密油储层高效体积改造技术”(2016ZX05046-004)资助。

可将 T_2 谱转化为孔隙直径分布^[2-3]。

对于同一岩心样品,表面弛豫率通常作为常数处理,其计算方法大致可分为直接法和间接法。直接法有两种:一种是使用 Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG) 脉冲序列直接测定 T_2 谱,但是, KLEINBERG 等^[4] 指出,该方法不适用于非常规岩心,因为非常规岩心中存在大量微小孔隙,并且在岩心表面缺少电子自旋;另一种是通过引入线性函数或幂指数函数,进而构建拟毛管力^[5],但拟合结果差异较大。间接法大致也分为两种:(1) 结合压汞法^[6-7]或气体吸附法^[8-10]确定的孔隙直径分布结果与核磁共振 T_2 谱对比分析;(2) 结合气体吸附法^[11]或图像分析法^[12]确定的比表面积与核磁共振 T_2 谱对比分析。

对于非常规岩心的表面弛豫率,应用最广泛的是两种间接方法:(1) 平均值法^[6],即选取压汞法确定的平均孔隙半径和横向弛豫时间 T_2 对数平均值对比分析;(2) 比表面积法^[13],即选取气体吸附法确定的比表面积与 T_2 对数平均值对比分析。但是,两种方法计算结果可能差异较大。SAIDIAN 等^[13]选取美国巴肯中部地区致密岩心样品进行测试,结果显示,平均值法计算结果为 0.87 ~ 2.72 $\mu\text{m/s}$ (平均值 1.68 $\mu\text{m/s}$),而比表面积法计算结果为 0.41 ~ 2.54 $\mu\text{m/s}$ (平均值 1.57 $\mu\text{m/s}$)。这种差异性可能缘于压汞法和气体吸附法获取的孔隙直径信息不同。ZHENG 等^[14]指出,平均值法适用于较大孔隙,而比表面积法适用于较小孔隙,使用两种方法计算的表面弛豫率可以获取全尺度孔隙直径分布结果。ZHAO 等^[15]引入新参数 T_{2-n} 代替 T_2 对数平均值(T_{2LM}),减小了压汞法和气体吸附法确定的孔隙直径的差异,最终计算得到表面弛豫率。虽然平均值法可有效确定致密岩心表面弛豫率,但仍存在一些局限性。最显著的问题是压汞实验过程需要向岩心持续注入汞,会对岩心造成永久伤害。因此,有必要提出一种代替平均值法的无损测试方法。

笔者受到 ZHAO 等^[15]的启发,引入了 T_2 截止值^[16-18]代替 T_2 对数平均值,提出了一种基于 T_2 截止值的新方法(定义为拟 T_2 截止值法),用于确定致密砂岩岩心表面弛豫率。首先,选取四块鄂尔多斯盆地致密砂岩岩心样品开展低场核磁共振测试和高速离心测试,并使用拟 T_2 截止值法确定了岩心样品表面弛豫率;之后,将计算结果与平均值法和比表面积法进行对比,并通过选取合适的表面弛豫率获取了孔隙直径分布结果;最后,评价了岩心

样品的残余油分布。

1 实验样品

1.1 岩心样品

四块致密砂岩岩心样品(取心深度 2 175 ~ 2 185 m,直径 2.54 cm,长度 6.2~6.8 cm)取自鄂尔多斯盆地^[19-20]延长组主力开发层系长 6₃²,基础物性参数如表 1 所示。实验前,岩心样品经过以下步骤进行处理:(1) 将岩心样品切割为四段(图 1),分别用于接触角、高速离心/低场核磁共振、高压压汞以及氮气吸附/矿物组分测试;(2) 使用甲苯和乙醇对所有样品进行洗油处理,持续 30 d,之后,在

表 1 岩心样品物性参数

Table 1 Petrophysical properties of core samples

测试方法	样品号	直径/cm	长度/cm	渗透率/ 10 ⁻³ μm^2	孔隙度/%
接触角	A11	2.54	1.12	0.068	12.37
	A12	2.54	1.08	0.057	10.69
	A13	2.54	1.15	0.023	14.42
	A14	2.54	1.18	0.042	9.56
高速离心/ 低场核磁 共振	A21	2.54	3.62	0.068	12.37
	A22	2.54	3.66	0.057	10.69
	A23	2.54	3.64	0.023	14.42
	A24	2.54	3.64	0.042	9.56
高压压汞	A31	2.54	1.76	0.068	12.37
	A32	2.54	1.71	0.057	10.69
	A33	2.54	1.72	0.023	14.42
	A34	2.54	1.72	0.042	9.56
氮气吸附/ 矿物组分	A41	2.54	0.13	0.068	12.37
	A41	2.54	0.14	0.057	10.69
	A43	2.54	0.14	0.023	14.42
	A44	2.54	0.15	0.042	9.56

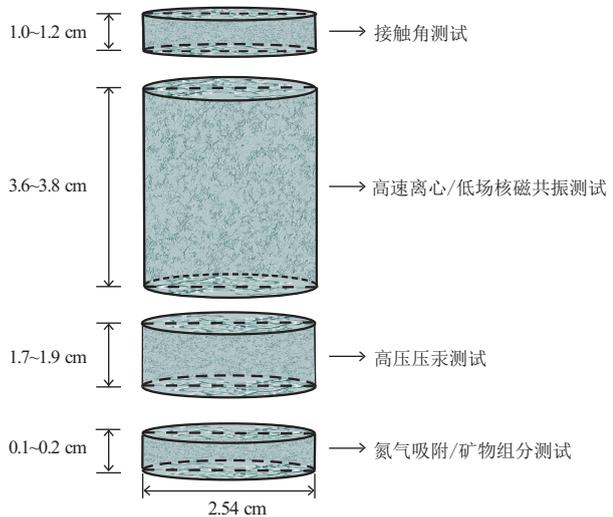


图 1 岩心样品示意

Fig.1 Schematic diagram of a core sample

105 ℃ 密闭烘箱中烘干,持续 48 h;(3)分别使用氦气注入法和脉冲衰减法确定岩心样品(A21—A24)孔隙度和渗透率;(4)使用抽真空加压饱和装置对岩心样品(A21—A24)进行处理,抽真空 48 h,并在 20 MPa 压力下使用航空煤油饱和 5 d。

1.2 流体样品

3 号航空煤油(纯度 99.9%)购自武汉卡诺斯科技有限公司,密度 0.83 g/cm³,黏度 1.25 mPa·s,表面张力 26.82 mN/m。

2 实验方法

T_2 截止值反映了孔隙中流体流动的界限,高于这个值时流体为可动流体,反之则为束缚流体。对于两相渗流过程, T_2 截止值常通过高速离心后 T_2 谱累积分曲线获得。借鉴离心法确定 T_2 截止值的原理,采取类似处理方法,求解残余油饱和度下对应的 T_2 值和相应孔隙半径,可确定表面弛豫率。

基于 T_2 截止值确定表面致密岩心表面弛豫率(定义为拟 T_2 截止值法,图 2),其原理为:首先,饱和油岩心样品在设定转速下离心一段时间,测定每次离心前后 T_2 谱,绘制相应累积分曲线;其次,将每次离心后测定的 T_2 谱累积分曲线的直线段反向延长,与饱和油状态下测定的 T_2 谱累积分曲线相交,交点处 T_2 值定义为拟 T_2 截止值($T_{2,1}, T_{2,2}, \dots, T_{2,N}$);最后,建立不同拟 T_2 截止值与相应孔隙半径之间的函数关系式,确定最终表面弛豫率。

同时,为了对比平均值法与比表面积法计算结果,具体实验内容包括以下几方面:矿物组分分析、接触角测试、低场核磁测试、高速离心测试、高压压汞测试以及氮气吸附测试。

2.1 矿物组分分析

使用 X 射线衍射仪(型号 X'PertPro)对岩心

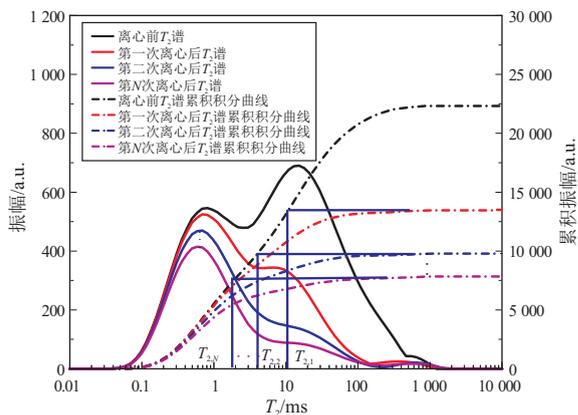


图 2 拟 T_2 截止值求解示意

Fig.2 Schematic diagram of pseudo T_2 cut-off values

样品(A41—A44)的全岩矿物和黏土矿物成分进行分析。实验步骤参照石油行业标准《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物 X 射线衍射分析方法:SY/T 5163—2018》。

2.2 接触角测试

使用接触角测量仪(型号 DSA100),参考石油行业标准《油藏岩石润湿性测定方法:SY/T 5153—2007》,测定四块岩心样品(A11—A14)的接触角。

2.3 低场核磁共振测试

在均匀分布磁场中,不考虑扩散弛豫和自由弛豫的影响(相比于表面弛豫的影响可忽略),低场核磁共振弛豫时间 T_2 与孔隙半径关系可建立以下关系^[13]:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} = \rho \frac{C}{R} \quad (1)$$

式中: T_2 为弛豫时间,ms; ρ 为表面弛豫率, $\mu\text{m/s}$; S 为岩心表面积, cm^2 ; V 为孔隙体积, cm^3 ; R 为孔隙半径,cm; C 为常数, $C=1,2,3$ 分别用于平板模型、毛细管束模型和球状模型,文中选用毛细管束模型,即 $C=2$ 。

使用 MesoMR-060H-HTHP-I 低场核磁共振分析仪测试四块岩心样品(A21—A24)岩心饱和油之后的 T_2 谱。硬件基本参数包括:共振频率 21.326 MHz,线圈直径 25.4 mm,测试环境温度 18~22 ℃;测试采用 CPMG(Carr-Purcell-Meiboom-Gill)脉冲序列,主要参数包括:等待时间 3 000 ms,回波间隔时间 200 μs ,回波个数 8 000,扫描次数 64,增益 50%。

2.4 高速离心测试

使用 CSC-12(S) 超级岩心高速冷冻离心机(最高转速 12 000 rpm,速度控制 ± 50 rpm),将四块岩心样品(A21—A24)分别在转速为 3 000~9 000 rpm 下离心 1 h(转速增幅为 1 000 rpm);之后,取出岩心样品,测定每个转速离心前后岩心样品 T_2 谱,直到测定 T_2 谱形态几乎不再变化为止。离心力按下式计算^[21]:

$$P_c = 1.097 \times 10^{-7} \Delta \rho L \left(R_c - \frac{L}{2} \right) n^2 \quad (2)$$

假定离心力等于毛管力,可以得到:

$$P_c = P_{ci} = \frac{2\sigma \cos \theta}{R} \quad (3)$$

式中: P_c 为离心力,MPa; $\Delta \rho$ 为油气两相密度差, g/cm^3 ; L 为岩样长度,cm; R_c 为岩样旋转半径,cm;

n 为离心机转速, rpm; P_{ci} 为毛管力, MPa; σ 为油气表面张力, mN/m; θ 为润湿角, ($^\circ$); R 为孔隙半径, μm 。

2.5 高压压汞测试

采用高压压汞仪(型号 Micromeritics AutoPore IV 9520)进行测试,以获取岩心样品孔隙半径分布信息。岩心样品(A31—A34)测试前置于 $200\text{ }^\circ\text{C}$ 密闭烘箱中,持续 24 h。

结合低场核磁测试与高压压汞测试结果,在相同条件下选取压汞法确定的平均孔隙半径和横向弛豫时间 T_2 对数平均值,按下式计算表面弛豫率^[13]:

$$\rho = \frac{T_{2LM} R_p}{C} \quad (4)$$

$$T_{2LM} = \exp\left(\frac{\sum \ln T_{2i} \times \varphi_i}{\sum \varphi_i}\right) \quad (5)$$

$$R_p = \frac{\sum (r_{j-1} + r_j) (s_j - s_{j-1})}{2 \sum (s_j - s_{j-1})} \quad (6)$$

式中: T_{2LM} 为弛豫时间对数平均值, ms; R_p 为平均孔隙半径, μm ; T_{2i} 为某点处的 T_2 值, ms; φ_i 为某点核磁信号幅值, a.u.; r_j 为某点孔喉半径, μm ; s_j 为某点汞饱和度, %。

2.6 氮气吸附测试

使用全自动气体吸附仪(型号 ASAP 2020)开展氮气吸附测试。实验前,将样品(A41—A44)研磨至 20~60 目粉末,并在 $200\text{ }^\circ\text{C}$ 下烘干,持续 24 h。

使用 BET(Brunauer-Emmett-Teller)模型计算岩心样品的总表面积和总孔隙体积,使用 BJH(Barrett-Joyner-Halenda)模型计算孔隙直径分布,结合氮气吸附与高压压汞测试结果,在相同条件下选取比表面积和 T_2 对数平均值,按下式计算表面弛豫率:

$$\rho = \frac{V}{T_{2LM} S} \quad (7)$$

3 实验结果

3.1 物性参数

X 射线衍射分析结果显示,全岩矿物组成包括长石(39.7%~47.1%)、石英(28.1%~33.9%)、白云石(9.6%~12.7%)、方解石(0.3%~2.3%)以及黏土矿物(11.9%~17.2%);黏土矿物主要由伊利石(1.44%~2.37%)、绿泥石(5.12%~7.74%)以及伊/蒙混层(4.28%~8.35%)组成。

四块岩心样品(A11—A14)油—气接触角分别为 30.3° , 26.2° , 29.5° , 32.8° 。

3.2 表面弛豫率计算结果

3.2.1 拟 T_2 截止值法

离心实验前,饱和油岩心样品的 T_2 谱测试结果(图3)显示,孔隙内的油相主要分布在 T_2 值介于 $0.1\sim 100\text{ ms}$ 的孔隙空间内。

经过多次离心,可以得到岩心样品在不同含油饱和度下的 T_2 谱(以样品 A21 为例,图4a),并且可以绘制得到相应的累积积分曲线(图4b),得到

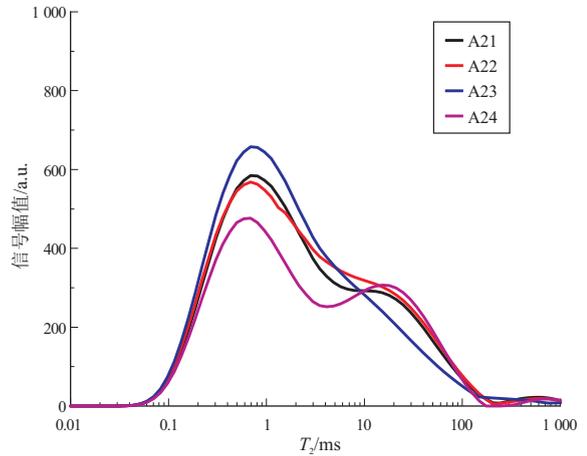


图3 饱和油样品 T_2 谱

Fig.3 T_2 spectrum for fully oil-saturated core samples

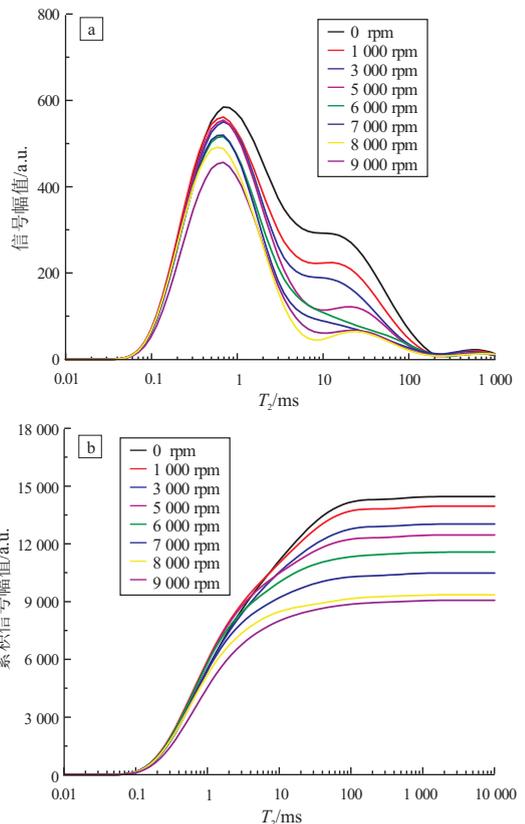


图4 离心前后 T_2 谱(a)和 T_2 谱累积积分曲线(b)

Fig.4 T_2 spectrum (a) and cumulative T_2 distribution (b) before and after centrifugation

表 2 拟 T_2 截止值法表面弛豫率计算结果

Table 2 Calculation results of surface relaxivity using PTC method

样品号	转速/rpm	毛管力/MPa	拟 T_2 截止值/ms	表面弛豫率/ $(\mu\text{m}\cdot\text{s}^{-1})$	
A21	1 000	0.027	21.05	45.77	
	3 000	0.240	12.92	8.29	
	5 000	0.670	6.73	5.72	
	6 000	0.960	4.13	6.48	
	7 000	1.310	3.51	5.59	
	8 000	1.710	2.53	5.93	
	9 000	2.160	2.15	5.52	
	A22	1 000	0.027	65.79	14.79
		3 000	0.240	29.15	3.71
5 000		0.670	21.05	2.85	
6 000		0.960	12.92	2.92	
7 000		1.310	7.32	2.71	
8 000		1.710	4.13	3.28	
9 000		2.160	3.51	3.12	
A23		1 000	0.027	4.86	199.23
		3 000	0.240	2.98	34.72
	5 000	0.670	2.15	16.85	
	6 000	0.960	1.75	11.98	
	7 000	1.310	1.65	9.46	
	8 000	1.710	1.56	7.62	
	9 000	2.160	1.48	7.21	
	A24	1 000	0.027	29.15	33.21
		3 000	0.240	17.89	6.01
5 000		0.670	15.20	2.55	
6 000		0.960	1 097.00	2.45	
7 000		1.310	9.33	2.12	
8 000		1.710	7.92	1.51	
9 000		2.160	5.72	2.64	

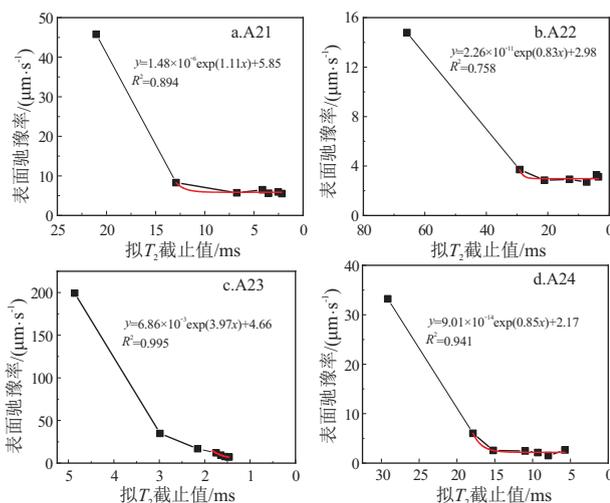


图 5 拟 T_2 截止值与表面弛豫率关系
Fig.5 Correlations between surface relaxivity and pseudo T_2 cut-off values

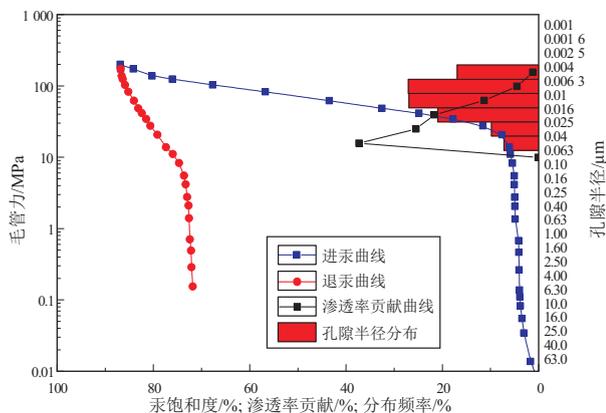


图 6 毛管力、孔隙半径分布以及渗透率贡献
Fig.6 Contributions of capillary pressure, pore radius distribution and permeability

拟 T_2 截止值,结合离心力与毛管力相等这一假设,可以确定不同转速下对应的毛管力,结合公式(1)~(3),最终计算得到表面弛豫率(表 2)。

根据拟 T_2 截止值法计算的表面弛豫率结果,使用幂指数函数拟合,建立不同转速下确定的拟 T_2 截止值 ($T_{2,\text{pseudo}}$) 与表面弛豫率 (ρ) 之间的函数关系(图 5),分别为:

$$\rho_{21} = 1.48 \times 10^{-6} \exp(1.11T_{2,\text{pseudo}}) + 5.85 \quad (8)$$

$$\rho_{22} = 2.26 \times 10^{-11} \exp(0.83T_{2,\text{pseudo}}) + 2.98 \quad (9)$$

$$\rho_{23} = 6.86 \times 10^{-3} \exp(3.97T_{2,\text{pseudo}}) + 4.66 \quad (10)$$

$$\rho_{24} = 9.01 \times 10^{-14} \exp(0.85T_{2,\text{pseudo}}) + 2.17 \quad (11)$$

令各式中拟 T_2 截止值等于 0,即认为致密岩心完全达到无残余油状态,此时离心力完全等于毛管力,可以分别求解样品 A21—A24 最终表面弛豫率分别为 5.85, 2.98, 4.66, 2.17 $\mu\text{m}/\text{s}$ 。

3.2.2 平均值法

以样品 A31 为例,其压汞曲线、孔隙半径分布以

及渗透率贡献如图 6 所示。可以看出,排驱压力、最大进汞饱和度和退汞效率分别为 13.78 MPa、86.89%和 17.37%。根据国际理论与应用化学联合会(IUPAC)^[22]对孔隙类型的划分标准,微孔直径小于 2 nm,中孔直径介于 2~50 nm,大孔直径大于 50 nm,可知样品 A31 孔隙类型主要属于中孔和大孔,直径分布范围为 2~200 nm。

根据 T_2 谱与孔隙半径分布结果,应用平均值法,可以求解得到样品 A31—A34 表面弛豫率分别为 5.11, 3.72, 3.91, 2.49 $\mu\text{m}/\text{s}$ (表 3)。

3.2.3 比表面积法

以样品 A41 为例,其等温吸附/解吸曲线与孔隙直径分布曲线如图 7 所示。可以看出,曲线属于 II 型等温线(S 型等温线)^[22]。岩心样品的吸附和解吸曲线在较高的相对压力 ($P/P_0 > 0.8$) 下具有滞后环的特征,滞后环属于 H1 型,表明中孔和大孔

表3 平均值法表面弛豫率计算结果
Table 3 Calculation results of surface relaxivity using ARS method

样品号	T_{2LM}/ms	$R_p/\mu m$	$\rho/(\mu m \cdot s^{-1})$
A31	2.29	23.4	5.11
A32	2.53	18.8	3.72
A33	1.84	14.4	3.91
A34	2.60	22.9	2.49

表5 岩心样品黏土矿物含量

Table 5 Clay mineral contents in core samples

样品号	伊利石/%	绿泥石/%	伊蒙混层/%
A21	4.23	6.88	5.95
A22	5.95	5.42	4.23
A23	6.05	7.30	6.05
A24	3.60	5.54	3.60

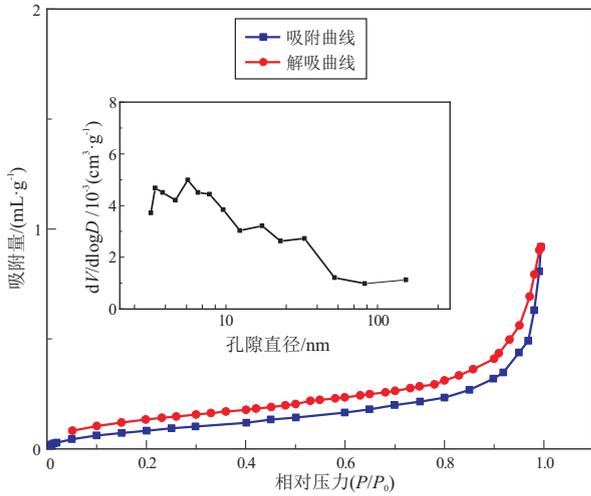


图7 吸附/解吸等温曲线以及孔隙直径分布
Fig.7 Adsorption/desorption isotherms and pore diameter distribution

表4 比表面积法表面弛豫率计算结果
Table 4 Calculation results of surface relaxivity using SVR method

样品号	$S/(m^2 \cdot g^{-1})$	$V/10^{-3}(cm^3 \cdot g^{-1})$	$\rho/(\mu m \cdot s^{-1})$
A41	1.11	4.47	1.76
A42	1.86	7.80	1.66
A43	2.60	10.40	1.54
A44	1.04	6.08	3.18

中存在毛细管冷凝效应,即样品中存在中孔和大孔;同时,BJH 模型计算结果显示,孔隙直径分布范围为 3~200 nm。

此外,根据 BET 模型计算得到的表面积和孔隙体积如表 4 所示,根据比表面积法可以计算得到样品 A41—A44 表面弛豫率分别为 1.76, 1.66, 1.54, 3.18 $\mu m/s$ 。

4 结果讨论

4.1 表面弛豫率计算结果对比

三种方法计算结果存在一定差异,平均值法与拟 T_2 截止值法计算结果接近,而比表面积法计算结果较低。但是,三种方法计算结果与 SAIDIAN 等^[13] 实验结果基本一致,即认为表面弛豫率与致密岩心

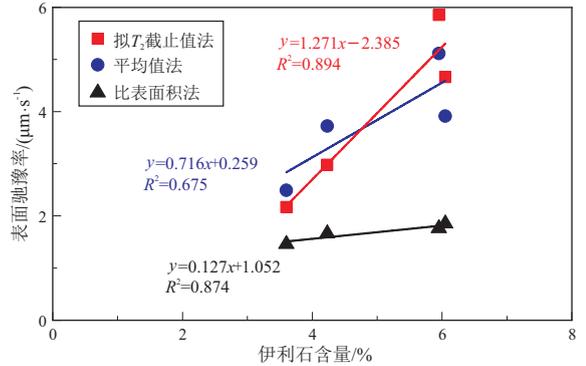


图8 表面弛豫率计算结果与伊利石含量关系
Fig.8 Calculated surface relaxivity as a function of illite content

黏土矿物中伊利石含量(表 5)线性相关(图 8)。

比表面积法与平均值法的差异主要是由于选取的平均孔隙半径不同,而 T_{2LM} 是一致的。比表面积法是基于氮气吸附实验的毛细管冷凝现象确定孔隙信息,反映较小孔隙特征;而平均值法是基于高压压汞实验的驱替过程得到的孔隙信息,反映较大孔隙特征。相比之下,拟 T_2 截止值法获取的孔隙半径也是通过驱替过程得到的,与平均值法差异小。并且,致密岩心样品的 T_2 截止值与 T_2 平均值差异也较小,均为 1~5 ms。因此,可以选择使用拟 T_2 截止值法代替平均值法,作为一种快速有效确定致密岩心表面弛豫率的新方法。更重要的是,该方法不会对岩心样品造成永久性伤害,而平均值法会涉及汞的注入,使得岩心样品无法二次使用。

4.2 表面弛豫率的应用

表面弛豫率计算结果的一项重要应用是将 T_2 谱转换为孔隙直径分布。以样品 A21 为例,根据三种方法计算的表面弛豫率,将 T_2 谱转化为孔隙直径分布,并且与高压压汞法以及氮气吸附法实测的孔隙直径分布结果进行对比(图 9)。可以看出,基于拟 T_2 截止值法和平均值法换算得到的孔隙直径分布结果接近,而比表面积法换算结果在坐标轴中表现为整体向左偏移。为了更好地理解 T_2 谱与孔隙直径分布之间的关系,我们对不同孔隙直径分布进行讨论。

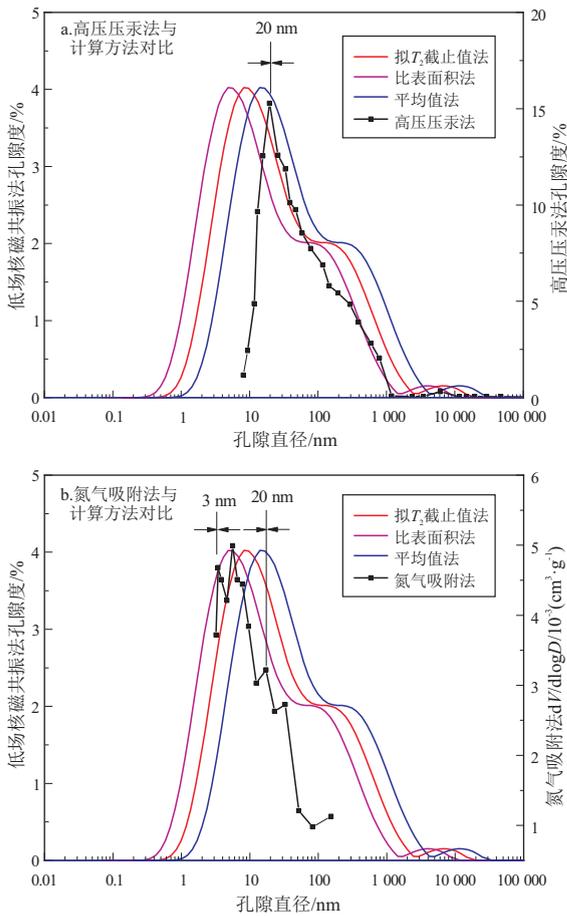


图 9 不同方法的孔隙直径分布换算

Fig.9 Pore diameter distribution calculated with different methods

(1) 孔隙直径大于 20 nm。在该区域内, 高压压汞法实测结果(图 9a)与拟 T_2 截止值法或平均值法换算结果基本一致。相比之下, 氮气吸附法实测结果的孔隙直径在小于 270 nm 范围内, 与比表面积法换算结果差异较大。结果表明, 在孔隙直径大于 20 nm (对应 $T_2 > 2$ ms) 的范围内, 使用拟 T_2 截止值法和平均值法得到的表面弛豫率可用于 T_2 谱转换。

(2) 孔隙直径介于 3~20 nm。在该区域内, 氮气吸附法实测结果(图 9b)与比表面积法换算结果较接近; 而与拟 T_2 截止值法或平均值法换算结果差异偏大。结果表明, 在孔隙直径介于 3~20 nm (对应 $0.5 \text{ ms} < T_2 < 2 \text{ ms}$) 范围内, 使用比表面积法得到的表面弛豫率更适合用于 T_2 谱转换。

(3) 孔隙直径小于 3 nm。CLARKSON 等^[8]指出, CO_2 等温吸附可用于评价微孔(直径小于 2 nm)的分布特征。因此, 孔隙直径分布可以进一步划分为两部分, 即介于 2~3 nm 部分和小于 2 nm 部分。首先, 在 2~3 nm 部分, 受限于氮气吸附法测定的孔隙直径范围(BJH 模型得到的最小孔隙直径为 3.4 nm), 无法获取合适的表面弛豫率; 而在小

于 2 nm 部分, 由于低场核磁共振测试中的重要参数回波间隔时间为 0.2 ms (大约对应孔隙直径 2 nm), 即在小于 0.2 ms 范围内的真实信号无法获取, 因此, T_2 谱也无法转换为相应的孔隙直径分布。可知, 在孔隙直径小于 3 nm (对应 $T_2 < 0.5$ ms) 范围内, 将 T_2 谱进行转换的意义不大。

根据实测结果与计算结果的对比如可知, 通过联合应用拟 T_2 截止值法(或平均值法)与比表面积计算得到的表面弛豫率, 可将 T_2 谱进行转换, 最终得到中孔和大孔的孔径分布。

4.3 残余油分布特征

拟 T_2 截止值法的另一个优点是可用于确定岩心样品的残余油分布。根据高速离心实验进行的气驱油过程, 结合 T_2 谱测试结果, 可以得到离心实验后岩心样品的残余油含量与分布规律。

在孔隙直径大于 3 nm 的范围内, 孔隙直径分布与 T_2 谱可以进行换算。基于 IUPAC 对于孔隙类型的划分结果并结合测试结果, 可以将孔隙类型划分为以下四类: $\leq 3 \text{ nm}$, 3~20 nm, 20~50 nm, $> 50 \text{ nm}$; 相应的 T_2 值分别为: $\leq 0.5 \text{ ms}$, 0.5~3 ms, 3~5 ms, $> 5 \text{ ms}$ 。如图 10 所示, 岩心样品 A21 四类孔隙区间内的可动油含量(离心前后的差值,

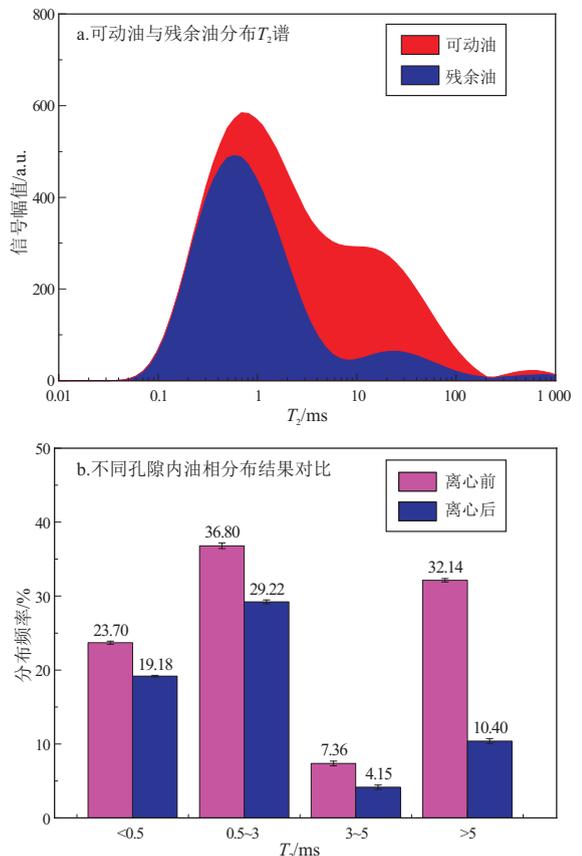


图 10 离心前后油相分布

Fig.10 Oil distribution before and after centrifugation

图 10b) 分别为 4.52%, 7.58%, 3.21%, 21.76%; 残余油 (62.94%) 主要分布在微孔 (<2 nm, 约 20%) 和中孔 (2~50 nm, 约 35%)。

5 结论

(1) 平均值法与拟 T_2 截止值法计算得到的表面弛豫率结果接近, 但高于比表面积法计算结果; 三种方法确定的表面弛豫率均与黏土矿物中的伊利石含量线性相关。

(2) 拟 T_2 截止值法是一种无损测试方法, 可以代替平均值法, 作为一种快速确定致密岩心表面弛豫率的有效方法。

(3) 联合应用拟 T_2 截止值法 (或平均值法) 与比表面积计算得到的表面弛豫率, 可将 T_2 谱进行换算, 得到中孔和大孔的孔隙直径分布, 并且, 该方法确定的残余油主要分布在微孔和中孔。

参考文献:

- [1] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 3-17.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 3-17.
- [2] FOLEY I, FAROOQUI S A, KLEINBERG R L. Effect of paramagnetic ions on NMR relaxation of fluids at solid surfaces[J]. Journal of Magnetic Resonance, Series A, 1996, 123(1): 95-104.
- [3] KENYON W E. Petrophysical principles of applications of NMR logging[J]. The Log Analyst, 1997, 38(2): 21-40.
- [4] KLEINBERG R L, KENYON W E, MITRA P P, et al. Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock[J]. Journal of Magnetic Resonance, Series A, 1994, 108(2): 206-214.
- [5] XIAO Liang, MAO Zhiqiang, ZOU Changchun, et al. A new methodology of constructing pseudo capillary pressure (P_c) curves from nuclear magnetic resonance (NMR) logs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 147: 154-167.
- [6] SULUCARNAIN I, SONDERGELD C H, RAI C S. An NMR study of shale wettability and effective surface relaxivity[C]// Proceedings of the SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [7] WASHBURN K E, SANDOR M, CHENG Yuesheng. Evaluation of sandstone surface relaxivity using laser-induced breakdown spectroscopy[J]. Journal of Magnetic Resonance, 2017, 275: 80-89.
- [8] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. Fuel, 2013, 103: 606-616.
- [9] HOSSAIN Z, GRATTONI C A, SOLYMAR M, et al. Petrophysical properties of greensand as predicted from NMR measurements[J]. Petroleum Geoscience, 2011, 17(2): 111-125.
- [10] LIVO K, SAIDIAN M, PRASAD M. Effect of paramagnetic mineral content and distribution on nuclear magnetic resonance surface relaxivity in organic-rich Niobrara and Haynesville shales [J]. Fuel, 2020, 269: 117417.
- [11] DALAS F, KORB J P, POURCHET S, et al. Surface relaxivity of cement hydrates [J]. The Journal of Physical Chemistry C, 2014, 118(16): 8387-8396.
- [12] BENAVIDES F, LEIDERMAN R, SOUZA A, et al. Estimating the surface relaxivity as a function of pore size from NMR T_2 distributions and micro-tomographic images [J]. Computers & Geosciences, 2017, 106: 200-208.
- [13] SAIDIAN M, PRASAD M. Effect of mineralogy on nuclear magnetic resonance surface relaxivity: a case study of Middle Bakken and Three Forks formations [J]. Fuel, 2015, 161: 197-206.
- [14] ZHENG Sijian, YAO Yanbin, LIU Dameng, et al. Characterizations of full-scale pore size distribution, porosity and permeability of coals: a novel methodology by nuclear magnetic resonance and fractal analysis theory [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 196: 148-158.
- [15] ZHAO Peiqiang, WANG Liang, XU Chenhao, et al. Nuclear magnetic resonance surface relaxivity and its advanced application in calculating pore size distributions [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 111: 66-74.
- [16] WESTPHAL H, SURHOLT I, KIESL C, et al. NMR Measurements in carbonate rocks: problems and an approach to a solution [J]. Pure and Applied Geophysics, 2005, 162(3): 549-570.
- [17] TESTAMANTI M N, REZAEI R. Determination of NMR T_2 cut-off for clay bound water in shales: a case study of Carynginia Formation, Perth Basin, western Australia [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 149: 497-503.
- [18] ZHENG Sijian, YAO Yanbin, LIU Dameng, et al. Nuclear magnetic resonance surface relaxivity of coals [J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 205: 1-13.
- [19] 张亚东, 高光辉, 刘正鹏, 等. 致密砂岩储层流体差异性赋存特征: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组为例 [J]. 石油实验地质, 2021, 43(6): 1024-1030.
ZHANG Yadong, GAO Guanghui, LIU Zhengpeng, et al. Differential characteristics of fluid occurrence in tight sandstone reservoirs: a case study of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(6): 1024-1030.
- [20] 王伟, 陈朝兵, 许爽, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩不同尺度孔隙分形特征及其控制因素 [J]. 石油实验地质, 2022, 44(1): 33-40.
WANG Wei, CHEN Zhaobing, XU Shuang, et al. Fractal characteristics and its controlling factors of pore-throat with different scales in tight sandstones of the Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(1): 33-40.
- [21] SING K S. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984) [J]. Pure and Applied Chemistry, 1985, 57(4): 603-619.
- [22] AYAPPA K G, DAVIS H T, DAVIS E A, et al. Capillary pressure: centrifuge method revisited [J]. AIChE Journal, 1989, 35(3): 365-372.