

# 致密砂岩气储层微观孔隙结构与分形特征: 以松辽盆地长岭气田登娄库组为例

李磊<sup>1,2</sup>, 鲍志东<sup>1,2,\*</sup>, 李忠诚<sup>3</sup>, 赵晨旭<sup>4</sup>, 陈建文<sup>3</sup>, 崔映坤<sup>2</sup>, 陈港<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 中国石油吉林油田公司勘探开发研究院, 吉林 松原 138000;

4. 中国石油吉林油田公司红岗采油厂, 吉林 松原 138000)

**摘 要:**致密砂岩储层的孔隙结构是决定其储层物性及油气产能的重要因素,也是当前致密储层研究的热点。以松辽盆地长岭气田登娄库组致密砂岩为研究对象,通过核磁共振、恒速压汞、铸体薄片及扫描电镜等实验资料,用定性和定量相结合的方法对致密气储层孔隙结构特征进行表征;基于饱和和离心状态下测量的  $T_2$  谱进行分形分析,探讨孔隙结构参数与可动流体之间的关系,开展储层孔隙结构分类评价研究。结果表明:登娄库组致密气储层孔隙类型多样,主要发育残余粒间孔、长石溶蚀孔和黏土矿物晶间孔,孔喉关系以大孔细喉和小孔粗喉为主,核磁共振  $T_2$  谱呈双峰或单峰分布。研究孔隙结构特征与可动流体关系发现,最大连通喉道半径才是控制可动流体大小的主要因素。致密气储层孔隙结构具有分形特征,离心状态  $T_2$  谱计算的分形维数  $D_2$  (2.3551~2.8035) 要高于饱和状态  $D_1$  (2.2399~2.7557),表明微小孔隙域决定了微观复杂性,中大孔隙域控制了宏观储层品质。综合储层的储集能力和流体的赋存特征将长岭气田登娄库组致密气储层划分为 3 种类型, I 类孔隙结构多为小孔粗喉类型,最大连通喉道半径下限为  $0.8\mu\text{m}$ ,分形维数小,为优质储层。研究成果定量表征了孔隙结构的复杂性,为致密气储层评价与分类提供了新思路,以期指导致密气储层的勘探开发。

**关键词:** 松辽盆地; 登娄库组; 致密砂岩; 核磁共振; 分形理论; 孔隙结构

## 0 引言

当前,随着全球经济的快速发展对油气资源的需求与日俱增,而国内外常规油气勘探开发潜力却日渐式微。在此背景下,非常规资源勘探开发受到越来越多的关注<sup>[1-3]</sup>。致密砂岩油气资源作为接替常规能源的一类重要非常规资源之一,已成为我国油气勘探开发领域的战略重心<sup>[4-6]</sup>。

致密气是指赋存于孔隙度小于 10%,覆压基质渗透率小于  $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  的致密砂岩中的天然气,其储层孔喉结构、配伍复杂,喉道小且迂回改道频繁<sup>[6,7]</sup>,孔隙结构又是决定其储层物性及油气产能的重要因素,因此,准确表征致密气储层的微观孔隙结构显得至关重要。致密砂岩储层孔隙结构测试技术主要分为定性观察描述和定量计算<sup>[7-10]</sup>。然而各种测试技术都有各自的优点和局限性,难以实现孔隙结构全尺度表征,通常联合多种技术手段对致密储层孔隙结构进行表征<sup>[10-13]</sup>,如气体吸附与高压压汞、核磁共振与高压压汞以及核磁共振与扫描电镜等。

收稿日期: XXXX; 改回日期: XXXX.

基金项目: 国家重点研发计划专项“深部岩溶热储经济高效钻探工艺”(2017YFC0603104);“超深层及中新元古界油气资源形成保持机制与分布预测”(2018YFC0604304)。

作者简介: 李磊(1993-),男,安徽宿州人,博士研究生,主要从事储层沉积学与储层地质学.E-mail: 634616356@qq.com.

通信作者: 鲍志东(1964-),男,安徽合肥人,教授,博士生导师,主要从事储层地质与油藏描述、沉积学及岩相古地理等方面的研究.E-mail: baozhd@cup.edu.cn.

Fig.1 Location of central Depression (a), tectonic location<sup>[21]</sup> (b) and stratigraphic section of Changling Gas Field (c) in southern Songliao Basin

2 实验与方法

2.1 实验分析

研究选取松辽盆地南部长岭气田 CS129 井登娄库组 9 块代表性致密砂岩样品，该样品位于登娄库组第 3 砂组及第 4 砂组(自下而上可分为 4 个砂组)，埋深为 3560.56-3603.59m，岩性为粉细砂岩。另外，本次研究还收集了 CS1-2 井、CS105 井和 LS1 井的蓝色铸体薄片及扫描电镜照片，数据来自吉林油田公司勘探开发研究院实验研究中心。岩石薄片用蓝色环氧树脂进行染色和浸泡，然后使用莱卡 DMLP 偏光显微镜进行显微观察。扫描电子显微镜测试仪器采用 JSM-6380LA 型扫描电镜，实验温度 25℃，相对湿度 42%，满足设备正常运行要求。

2.1.1 核磁共振

核磁共振测试实验仪器采用英国牛津生产的 Oxford-MARAN DRX 2 型核磁共振岩心分析仪，测试温度为 35℃。具体测试参数如下：等待时间 6000ms，回波间距 0.2ms，扫描次数 128，回波个数 2048。

致密砂岩样品都按照平行于层理面切割成直径 25mm 的圆柱形岩心。测试分析之前，使用二氯甲烷清洁岩心样品以去除碳氢化合物（沥青）。核磁共振具体试验步骤如下：（1）岩心经洗油烘干后称干重，测量长度和直径，用 N<sub>2</sub> 测试岩心的孔隙度、渗透率（表 1）；（2）将岩心放在盐度为 50,000 ppm（5%）的 CaCl<sub>2</sub> 盐水中浸泡 24h，使岩心完全被盐水饱和，测量饱和状态 T<sub>2</sub> 谱分布的增量和累积；（3）然后在 6000r/min 离心力作用下进行离心，去除岩心样品中的可动盐水获得离心状态 T<sub>2</sub> 谱（图 2）。实验过程与数据处理符合中华人民共和国石油天然气行业标准：SY/T 6490-2014《岩样核磁共振参数实验室测量规范》。

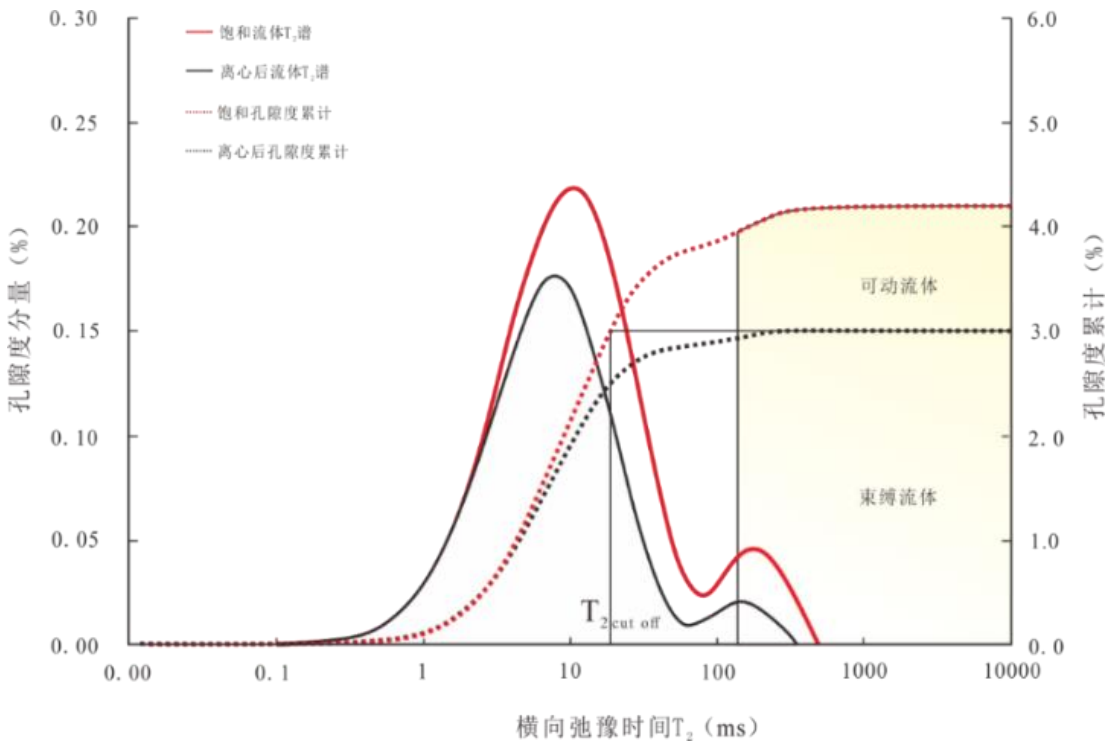


图 2 登娄库组致密砂岩核磁共振 T2 截止值 (S9 样品)

Fig.2 NMR T<sub>2</sub> cutoff value of tight sandstone in Denglouku Formation (S2 sample)

2.1.2 恒速压汞

恒速压汞实验分析，采用美国 Coretest 公司制造的 ASPE730 恒速压汞仪。实验时进汞压力 0~1000psi（约 7MPa），进汞速度 0.000001mL/s，汞与岩心接触角 140°，界面张力

485dyn/cm（0.485N/m）。恒速压汞通过检测汞注入过程中的压力涨落将岩石内部的喉道和孔隙分开,不仅能够分别表征喉道和孔隙各自的发育情况,而且能够定量计算孔喉比的大小,从而可以更加清晰的描述储层的微观孔隙结构<sup>[26]</sup>。核磁共振和恒速压汞测试均在中国石油大学（北京）油气资源与探测国家重点实验室完成。

表 1 登娄库组致密气储层物性及核磁共振孔隙结构参数

Table 1 Physical properties and NMR pore structure parameters of tight sandstone in Denglouku Formation

| 样品<br>编号 | 深度<br>/m | 气测物性      |                                          | 核磁共振测试                    |               |               |              | 恒速压汞测试       |               |               |      | 最大连通<br>喉道半径<br>/μm | 平均孔<br>喉比 |
|----------|----------|-----------|------------------------------------------|---------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|------|---------------------|-----------|
|          |          | 孔隙度<br>/% | 渗透率<br>/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> | T <sub>2</sub> 截止<br>值/ms | 束缚流体<br>饱和度/% | 可动流体<br>饱和度/% | 排驱压<br>力/Mpa | 总进汞饱<br>和度/% | 平均孔隙<br>半径/μm | 平均喉道<br>半径/μm |      |                     |           |
| S1       | 3560.56  | 2.87      | 0.003                                    | 31.73                     | 90.24         | 9.76          | 1.57         | 57.18        | 420.02        | 0.33          | 0.33 | 115.48              |           |
| S2       | 3561.20  | 3.33      | 0.016                                    | 23.57                     | 79.25         | 20.75         | 0.83         | 59.89        | 117.86        | 0.48          | 0.48 | 367.80              |           |
| S3       | 3561.90  | 8.10      | 0.067                                    | 28.79                     | 56.73         | 43.27         | 0.70         | 82.58        | 134.98        | 0.83          | 0.83 | 215.56              |           |
| S4       | 3562.51  | 6.37      | 0.055                                    | 31.39                     | 63.94         | 36.06         | 1.37         | 49.67        | 127.15        | 1.41          | 1.41 | 384.50              |           |
| S5       | 3596.41  | 3.04      | 0.016                                    | 16.55                     | 70.04         | 29.96         | 0.09         | 57.09        | 120.05        | 1.81          | 1.81 | 152.66              |           |
| S6       | 3597.62  | 3.51      | 0.012                                    | 25.38                     | 86.90         | 13.10         | 1.63         | 25.75        | 133.33        | 1.02          | 1.02 | 25.00               |           |
| S7       | 3597.82  | 3.84      | 0.036                                    | 20.18                     | 81.79         | 18.21         | 1.53         | 44.33        | 126.24        | 0.52          | 0.52 | 347.29              |           |
| S8       | 3598.16  | 3.66      | 0.002                                    | 18.44                     | 90.29         | 9.71          | 0.43         | 48.11        | 124.50        | 0.99          | 0.99 | 189.95              |           |
| S9       | 3603.47  | 4.89      | 0.021                                    | 18.66                     | 71.88         | 28.12         | 1.30         | 41.74        | 135.51        | 1.66          | 1.66 | 163.43              |           |

## 2.2 分形模型

自上世纪 80 年代起分形理论就运用于砂岩储层孔隙结构的定量研究<sup>[7, 14, 27]</sup>。核磁共振计算分形维数模型一般是基于孔隙系统是球形的假设<sup>[14]</sup>。砂岩储层孔喉系统含氢流体弛豫速度的快慢（即弛豫时间的长短）主要取决于孔喉壁固体表面对流体分子作用力的强弱<sup>[14, 28]</sup>。均匀磁场中饱和水的单个孔隙内的原子横向弛豫时间可近似表示为：

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} = \rho \frac{F_s}{r_c} \quad (1)$$

式中，T<sub>2</sub> 为核磁共振横向弛豫时间，ms；S/V 为孔隙比表面，μm<sup>-1</sup>；ρ 为表面弛豫率，μm/ms；F<sub>s</sub> 为孔喉形状因子，球形孔隙的 F<sub>s</sub>=3；r<sub>c</sub> 为孔喉半径，μm。

实际上，孔喉数量 N<sub>(i)</sub> 与孔喉大小 r<sub>i</sub> 可通过如下关系加以计算：

$$N_{(i)} = \frac{V_{pi}}{\frac{4}{3}\pi r_i^3} \quad (2)$$

联合关系式（1）和（2），可表示为：

$$N_{(i)} = \frac{V_{pi}}{36\pi (\rho T_{2i})^3} \quad (3)$$

式中，N<sub>(i)</sub> 为孔喉数量；V<sub>pi</sub> 为在特定 T<sub>2</sub> 时的孔隙体积增量振幅；r<sub>i</sub> 为孔喉大小，μm；ρ 为表面弛豫率，μm/ms。

孔喉半径大于 r<sub>i</sub>（μm）与孔喉半径大于 r 的孔喉数量 N（>r<sub>i</sub>）以及分形维数（D）之间遵循以下幂函数关系：

$$N_{(>r_i)} = \sum_j^n N_{(i)} = \sum_j^n \frac{V_{pj}}{36\pi (\rho T_{2j})^3} \propto (3\rho T_{2i})^{-D} \quad (4)$$

公式（4）中 j=i+1

对公式（4）两边取对数并借助常数 A 和 B，可得如下关系式：

$$\log \left( \sum_j^n \frac{V_{pj}}{(\rho T_{2j})^3} \right) + \log A = -D \log B - D \log (T_{2i}) \quad (5)$$

公式 (5) 中  $A=\frac{1}{36\pi+\rho^3}$  和  $B=3\rho$

理论分形维数 (D) 介于 2.0~3.0 之间, 分形维数数值越大 (即越接近 3.0) 则表示分形在三维欧氏空间中越复杂, 越小 (即越接近 2.0) 则表示分形越简单<sup>[14, 29-31]</sup>。就致密气储层而言, 分形维数越大则孔隙结构越复杂, 分形维数越小则孔隙结构越简单。

### 3 结果

#### 3.1 储层物性及孔隙类型

##### 3.1.1 储层物性

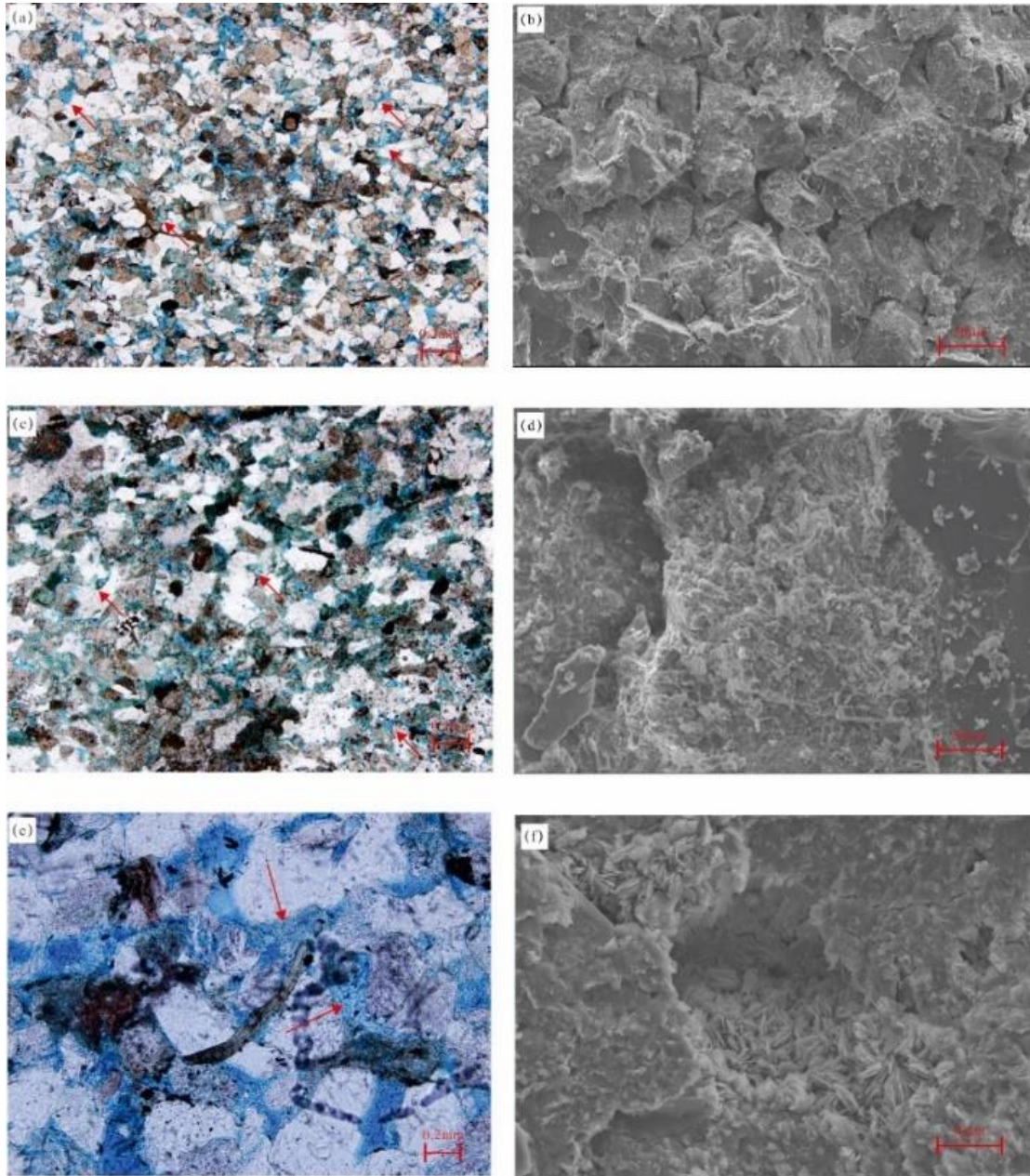
长岭气田登娄库组砂岩物性测试最小孔隙度为 2.74%, 最大孔隙度为 7.91%, 平均孔隙度为 4.11%, 渗透率范围为  $0.002\sim0.067\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ , 平均为  $0.025\times10^{-3}\mu\text{m}^2$  (表 1)。样品的储层孔隙度均小于 10%, 渗透率均小于  $0.1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ , 因此, 松辽盆地长岭气田登娄库组为致密气储层。

核磁共振可以深入了解流体状态和类型<sup>[32]</sup>。受毛管力和粘滞力约束, 当孔隙半径小到一定程度时, 流体将被束缚在孔隙中无法流动, 这个孔径在  $T_2$  谱上会对应一个临界值即  $T_2$  截止值。当流体弛豫时间大于  $T_2$  截止值时, 流体视为可动流体, 反之为不可动流体 (图 2)。研究区样品的  $T_2$  截止值分布范围为 16.55~31.39ms; 可动流体饱和度分布范围为 9.71%~43.27%, 平均为 23.22%; 束缚流体饱和度分布范围为 56.73%~90.29%, 平均为 76.78%。

##### 3.1.2 微观孔隙类型

长岭气田登娄库组致密气储层孔隙发育较差, 多发育微小孔, 主要有粒间孔、晶间微孔及粒内孔三种孔隙类型, 裂缝不发育<sup>[21]</sup>。粒间孔主要以残余粒间孔为主 (图 3a, b), 这是由于登娄库组埋藏深度大, 成岩作用强, 储层原生孔隙遭到极大的破坏<sup>[21]</sup>。粒内孔包括长石溶蚀孔, 是由于颗粒间或颗粒内部经过溶蚀作用形成的孔洞, 孔径一般为  $0.5\sim2\mu\text{m}$  左右, 连通性一般 (图 3c, d)。黏土矿物晶间孔一般发育在绿泥石等黏土矿物之间, 孔径小于  $0.1\mu\text{m}$ , 连通性差 (图 3e, f)。





(a) 残余粒间孔 (CS105, 3521.65 m); (b) 粒间孔 (CS 1-2, 3506.53m); (c) 长石溶孔 (CS 105, 3524.60m); (d) 长石溶孔 (CS 105, 3523.10m); (e) 晶间孔 (CS 1-2, 3507.70m); (f) 绿泥石黏土矿物晶间孔 (CS 1-2, 3506.53m)

图 3 登娄库组致密气储层储集空间类型

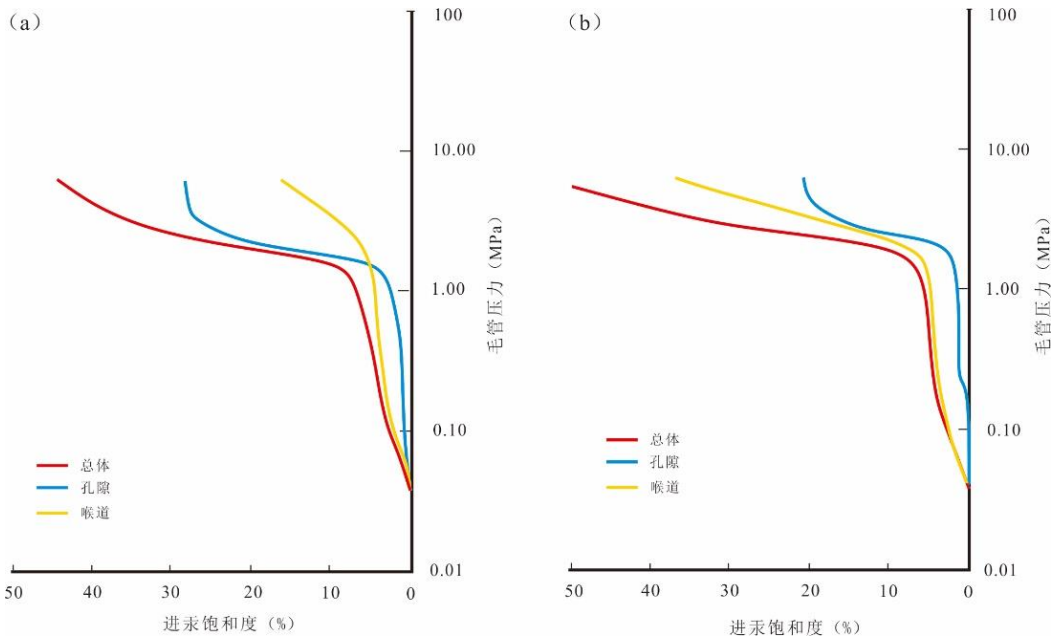
Fig.3 Reservoir space types of Dengloulou Formation tight sandstone reservoirs

### 3.2 孔喉分布特征

恒速压汞实验测试显示：致密砂岩排驱压力 0.43~1.63 Mpa，平均值为 1.05 Mpa；总进汞饱和度 25.75~82.58%，平均值为 51.82%；孔隙半径均值 117.86~420.02 $\mu\text{m}$ ，平均值为 159.96 $\mu\text{m}$ ；平均喉道半径 0.33~1.81 $\mu\text{m}$ ，平均值为 1.00 $\mu\text{m}$ ；最大连通喉道半径为 0.451~1.053 $\mu\text{m}$ ，平均值为 0.617 $\mu\text{m}$ ；孔喉比均值 25.00~367.80，平均值为 217.96（表 1）。

根据长岭气田登娄库组致密砂岩 9 块岩心样品的恒速压汞曲线形态特征，可将其分为 2 种类型（图 4）。大孔细喉类型：随压力增加，孔隙空间被汞逐渐充满，孔隙进汞饱和度不再增加，孔隙毛细管压力曲线变得陡峭，而喉道毛细管压力曲线则与总毛细管压力曲线趋于一致，说明此类样品总进汞饱和度主要受控于孔隙（图 4a）。小孔粗喉类型：喉道毛细管压

力曲线更接近总毛细管压力曲线，孔隙进汞饱和度通常小于喉道进汞饱和度，说明此类样品总进汞饱和度主要受控于喉道（图 4b）。



(a) 大孔细喉类型 (S8); (b) 小孔粗喉类型 (S9)

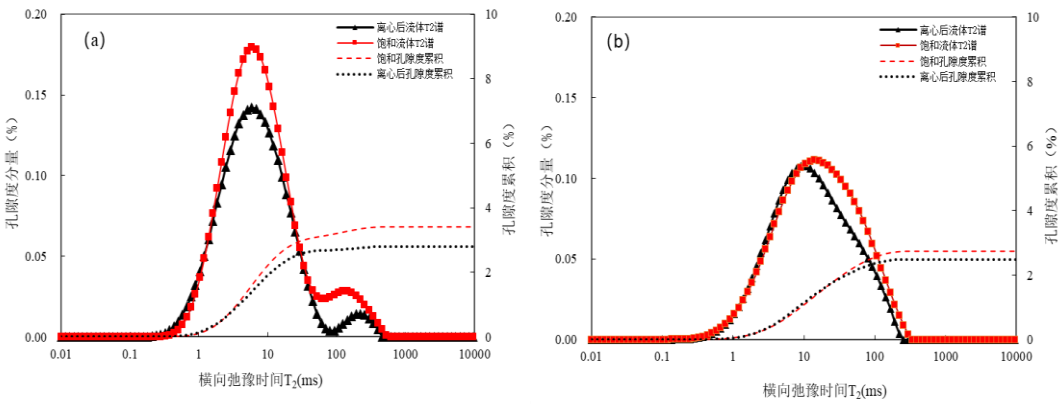
图 4 登娄库组致密砂岩恒速压汞测试毛细管压力

Fig.4 Capillary pressure measurement of tight sandstone in Denglouku Formation by mercury injection at constant rate

### 3.3 核磁孔径分布

#### 3.3.1 单峰或双峰 $T_2$ 形态

核磁共振  $T_2$  谱反映了颗粒表面与孔隙流体的相互作用，饱和状态和离心状态下  $T_2$  谱分布的增量和累计是典型  $T_2$  谱的组成部分（图 5）。核磁共振测试结果表明，长岭气田登娄库组 9 块致密砂岩样品的  $T_2$  分布呈 2 种典型分布：双峰分布，左峰高右峰低（图 5a）；单峰分布（图 5b）。双峰型分布是长岭气田登娄库组致密砂岩  $T_2$  谱分布的主要类型，主峰位于 1~100ms 左右，峰值在 8~10ms 左右达到最大值，次峰在 100~1000ms 且峰值低（图 5a）。然而也有少量样品显示出单峰特征（图 5b），如样品 S1 只有一个主峰位于 8~12ms 左右，累积孔隙度分布在 200ms 左右达到最大值。



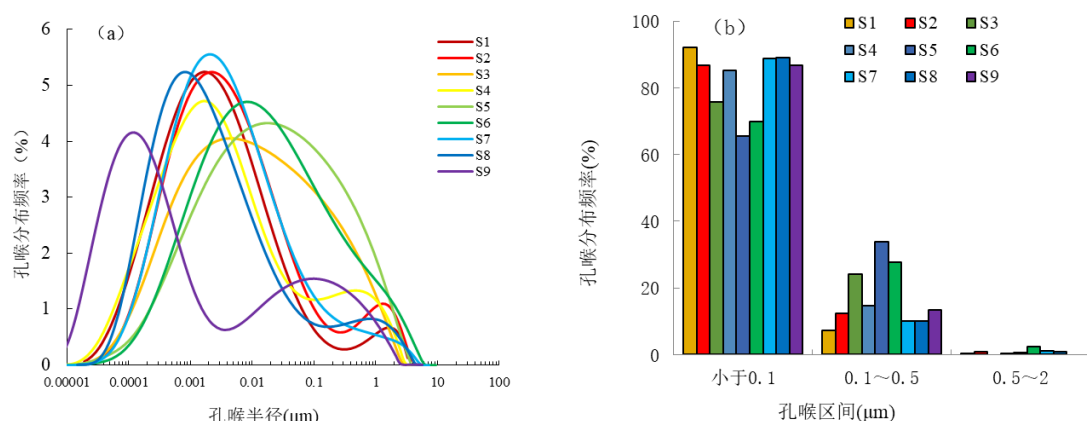
(a) 双峰形态 (S7 样品); (b) 单峰形态 (S1 样品)

图 5 登娄库组致密砂岩典型核磁共振  $T_2$  谱形态

Fig.5 Typical NMR  $T_2$  spectra of tight sandstone in Denglouku Formation

### 3.3.2 核磁孔径分布

近年来随着核磁共振技术研究的深入,已有学者探索将其应用于致密砂岩孔径分布研究[13, 28, 33]。图 6a 是长岭气田登娄库组致密砂岩样品全孔径分布曲线呈双峰形态,孔径分布相对集中,主要分布于 100nm 以下,表现出较强的非均质性。储层储集空间主要可分为微小孔(孔径小于 0.1 $\mu\text{m}$ ),中孔(孔径 0.1~0.5 $\mu\text{m}$ )及宏孔(孔径 0.5~2 $\mu\text{m}$ ) [34]。根据铸体薄片和扫描电镜结果分析,微小孔主要对应晶间孔,尤其是黏土矿物晶间孔,连通性差(图 3d, c),但是在岩石中大量发育,所占比例在 65.55%~92.15%(图 6b);中孔主要对应长石溶蚀孔和黏土矿物晶间孔,所占比例介于 7.36%~33.87%;大孔主要对应残余粒间孔和粒间溶蚀孔,该类孔隙为大孔—细喉型,对应较大孔喉,孔隙连通性好(图 3a, b),但分布较少。



(a) 核磁全孔径分布曲线; (b) 核磁孔喉分布频率统计

图 6 登娄库组致密砂岩核磁孔径分布

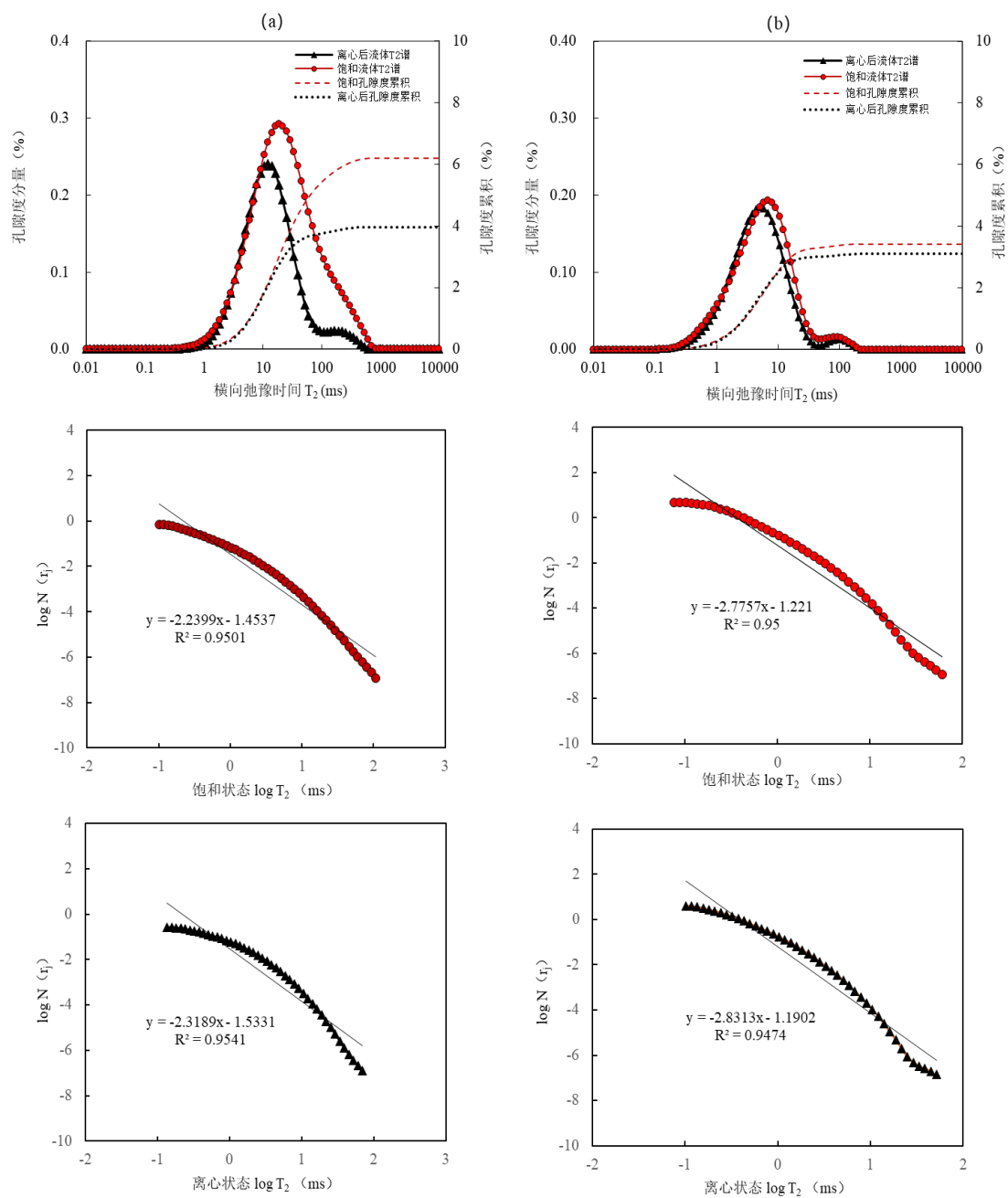
Fig.6 The full pore size distribution of tight sandstone in Denglouku Formation

### 3.4 分形特征

根据分形几何计算原理,采由公式(5)绘制了  $\log(N(r_j)) - \log(T_2)$  交会图(图 7),分形模型的精度可以通过拟合直线的决定系数来评价,  $R^2$  值越高越表明可以充分利用分形模型进行分形维数的计算[35]。  $\log(N(r_j)) - \log(T_2)$  交会图直线拟合结果显示:决定系数均在 0.94 以上(表 2)。分形维数可由公式(5)求得,即最佳拟合线斜率的绝对值。例如,图 7a 是 S4 样品分别在饱和状态及离心状态下  $T_2$  谱中  $\log(N(r_j)) - \log(T_2)$  曲线交汇图,决定系数达到最佳时( $R^2=0.95$ )斜率计算出的分形维数分别为 2.2399、2.3189。S8 样品中最佳拟合线的斜率计算出 2.7557(饱和状态)和 2.8313(离心状态)的分形维数(图 7b)。

长岭气田登娄库组致密砂岩  $T_2$  谱在饱和状态下分形维数  $D_1$  介于 2.2399~2.7557 之间,平均值为 2.5403;离心状态下  $T_2$  谱分形维数  $D_2$  介于 2.3551~2.8035,平均值为 2.5942(表 2)。计算的分形维数在 2 到 3 的范围内,这与三维孔隙空间的分形维数一致[14]。表明长岭气田登娄库组致密气储层孔隙结构具有明显的分形特征。因此,通过该模型的分形分析,可以定量表征高度无序的孔隙系统,为孔隙组合的非均质性及孔隙结构的复杂性提供新的认识。





(a) S4 样品; (b) S8 样品

图 7 登娄库组致密砂岩饱和和离心状态下分形特征曲线

Fig.7 Fractal characteristic curves of Denlouku Formation tight sandstone under saturated and centrifugal conditions

表 2 登娄库组致密砂岩饱和和离心状态下的分形维数统计

Table 2 Fractal dimension statistics of tight sandstone in Denglouku Formation under saturated and centrifugal conditions

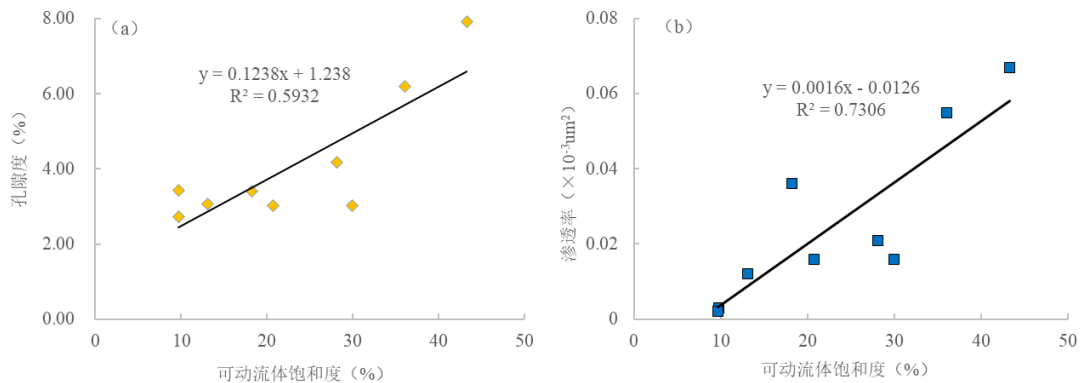
| 样品编号 | 饱和状态                  |                |                | 离心状态                  |                |                |
|------|-----------------------|----------------|----------------|-----------------------|----------------|----------------|
|      | 分形拟合方程                | R <sup>2</sup> | D <sub>1</sub> | 分形拟合方程                | R <sup>2</sup> | D <sub>2</sub> |
| S1   | y = -2.4018x - 1.5215 | 0.96           | 2.4018         | y = -2.3551x - 1.5836 | 0.95           | 2.3551         |
| S2   | y = -2.5911x - 1.3535 | 0.96           | 2.5911         | y = -2.6108x - 1.4176 | 0.96           | 2.6108         |
| S3   | y = -2.2836x - 1.2591 | 0.97           | 2.2836         | y = -2.3635x - 1.3742 | 0.97           | 2.3635         |
| S4   | y = -2.2399x - 1.4537 | 0.95           | 2.2399         | y = -2.3189x - 1.5331 | 0.95           | 2.3189         |
| S5   | y = -2.7147x - 1.5915 | 0.95           | 2.7147         | y = -2.8035x - 1.4913 | 0.98           | 2.8035         |
| S6   | y = -2.7078x - 1.3214 | 0.95           | 2.7078         | y = -2.7517x - 1.3222 | 0.95           | 2.7517         |
| S7   | y = -2.5841x - 1.0213 | 0.97           | 2.5841         | y = -2.7091x - 0.9025 | 0.96           | 2.7091         |
| S8   | y = -2.7557x - 1.2210 | 0.95           | 2.7557         | y = -2.8313x - 1.1902 | 0.95           | 2.8313         |
| S9   | y = -2.5844x - 1.3555 | 0.94           | 2.5844         | y = -2.6044x - 1.3555 | 0.94           | 2.6044         |

## 4 讨论

### 4.1 孔隙结构参数与可动流体关系

#### 4.1.1 宏观物性参数对可动流体的影响

可动流体饱和度与孔隙度和渗透率的交会图显示,较高可动流体饱和度值通常与高孔隙度、高渗透率相关(图 8),表明致密气储层流体的流动性受孔隙系统的大小及连通性双重控制。然而,交汇图显示可动流体饱和度与渗透率相关性更强烈( $R^2=0.7306$ ),表明决定流体流动性的不是孔隙系统的大小,而是孔隙之间连通性。



(a) 可动流体饱和度与孔隙度; (b) 可动流体饱和度与渗透率

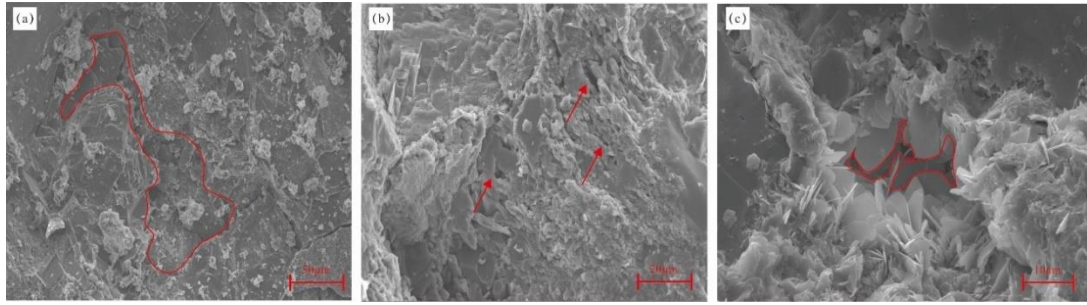
图 8 登娄库组致密砂岩可动流体饱和度与储层物性交汇图

Fig.8 Crossplot of movable fluid saturation and reservoir physical property of tight sandstone in Denglouku Formation

#### 4.1.2 孔隙类型对可动流体的影响

粒间孔、次生孔隙的发育以及微裂缝等因素对储层可动流体均有较强的控制作用。粒间孔是颗粒间相互支撑形成的连续空间,研究区粒间孔隙连通性好(图 9a,图 3a),有助于致密砂岩流体流动性<sup>[36]</sup>。颗粒(白云石和长石)溶蚀孔和晶间孔通常呈不规则状和锯齿状,与喉道连通的有效孔隙数少(图 3e,图 9b),导致可动流体值适中<sup>[8,36]</sup>。绿泥石等粘土矿物微孔主要呈孤立状孤立分布,连通性差(图 9c),可动流体值最低。核磁共振  $T_2$  谱左峰( $T_2 < 100$  ms)对应的一般是微小孔隙域(颗粒内孔隙、晶间孔隙),右峰( $T_2 > 100$  ms)对应的是包括微裂缝在内的中大孔隙域(粒间孔)<sup>[37]</sup>。因此,核磁共振  $T_2$  谱右峰分布越宽( $T_2 >$

100 ms) 通常具有较高的可动流体 (图 2, 表 1)。



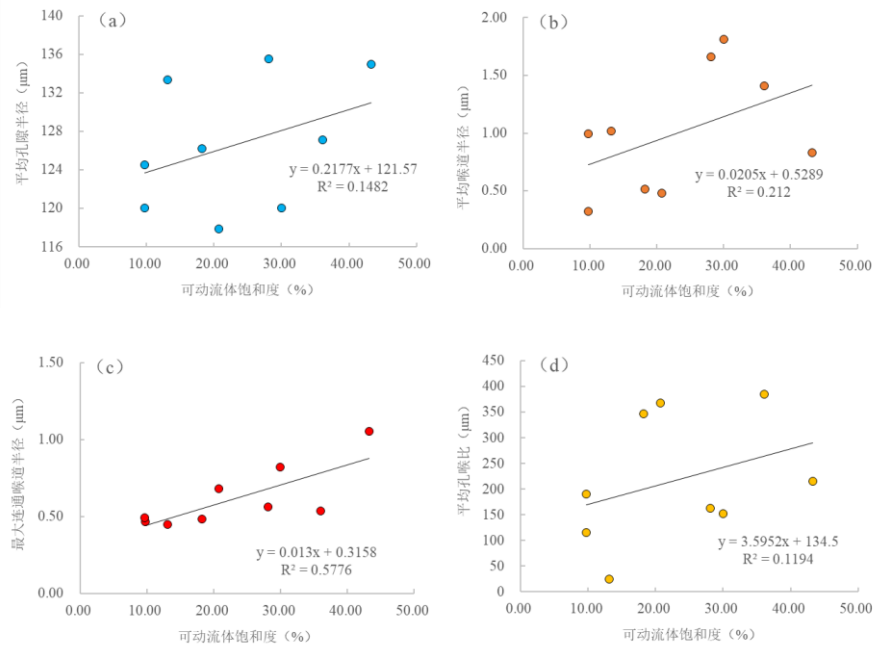
(a) 残余粒间孔 (CS 105, 3501.7) (b) 长石溶孔 (LS1, 2574.4); (c) 绿泥石粘土矿物晶间孔 (CS105, 3505.45)

图 9 登娄库组致密气储层孔隙结构扫描电镜特征

Fig.9 SEM characteristics of pore structure of tight sandstone reservoir in Dengloulou Formation

#### 4.1.3 孔喉大小参数对可动流体的影响

表征孔喉大小的参数选取平均孔隙半径、平均喉道半径、孔喉比和最大连通喉道半径。研究区样品平均孔隙半径、平均喉道半径分布范围较广,但均值较小(表 1),随着平均孔隙半径和平均孔隙半径的增大,可动流体饱和度没有明显的规律性变化,其与动流体饱和度呈现较弱的相关性(图 10a, b),表明致密砂岩的平均孔隙半径、平均喉道半径的增大能够改善可动流体,令可动流体孔隙度稍微增加,但不是影响流体流动的主要因素。与平均孔隙半径、平均喉道半径相比,可动流体饱和度与最大连通喉道半径的相关性要更好(图 10c)。随着最大连通喉道半径的增加,可动流体及储层物性变好(表 1)。但由于致密气储层受非均质性影响,内部孔喉配置关系复杂(图 10d),最大连通喉道半径成为制约其内可动流体饱和度大小的主要原因。



(a) 可动流体饱和度与平均孔隙半径; (b) 可动流体饱和度与、平均喉道半径; (c) 可动流体饱和度与最大连通喉道半径; (d) 可动流体饱和度与孔喉比

图 10 登娄库组致密砂岩可动流体饱和度与孔喉大小交汇图

Fig.10 Crossplot of movable fluid saturation and pore-throat size of tight sandstone in Dengloulou Formation

## 4.2 分形维数与储层参数的关系

从核磁共振孔径分布以及孔喉配置关系来看,长岭气田登娄库组致密砂岩呈现出复杂的孔隙系统。需要进一步用分形维数表征致密气孔隙结构的复杂性,以明确分形维数对储层整体性质表征的准确性。

### 4.2.1 饱和状态和离心状态的分形行为

饱和状态  $T_2$  谱和离心状态  $T_2$  谱的分形维数都在 2.2~2.9 范围内 (表 2), 意味着致密气储层具有复杂的孔喉组合。图 11 是饱和状态下计算的  $T_2$  谱分形维数  $D_1$  与离心状态下的  $D_2$  交汇图, 离心状态  $T_2$  谱的分形维数  $D_2$  普遍高于饱和状态  $D_1$ , 说明离心状态  $T_2$  谱孔隙结构比饱和状态更加复杂。离心状态下  $T_2$  谱更多的表征微小孔隙域孔隙结构<sup>[38]</sup>, 而这些微小孔隙实际上对孔隙结构的分形维数影响最大。因此, 微小孔隙域决定了致密气储层微观复杂性。

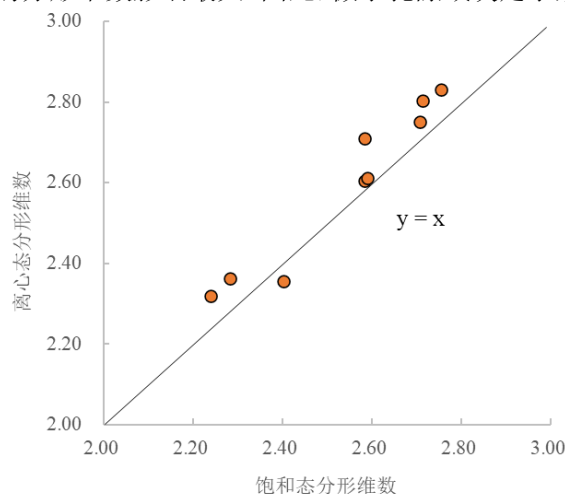
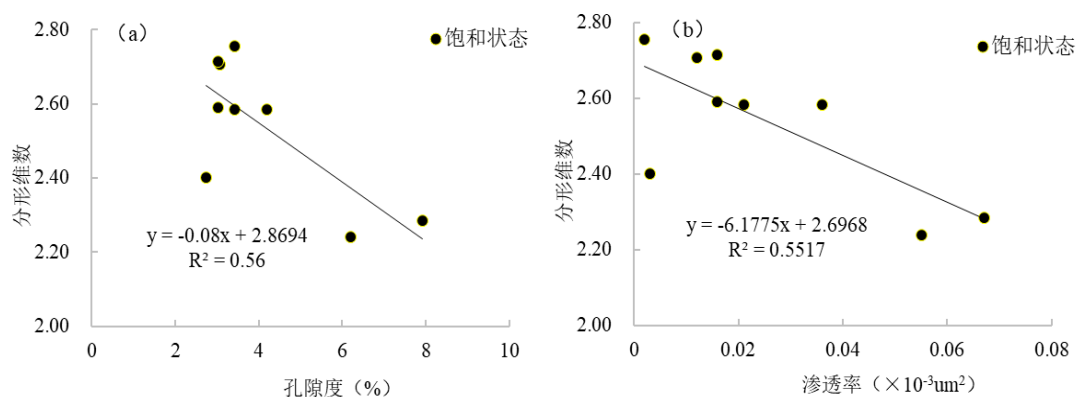


图 11 登娄库组致密砂岩饱和和离心状态下分形维数交会图

Fig11. Crossplot of fractal dimension of tight sandstone in Denglouku Formation under saturated and centrifugal conditions

### 4.2.2 分形维数与储层物性关系

长岭气田登娄库组致密气储层孔隙度、渗透率与饱和状态分形维数之间的回归分析表明, 储层孔隙度、渗透率都与饱和状态分形维数呈强烈线性负相关关系 (图 12), 说明宏观岩石物理参数 (储层孔隙度和渗透率) 对孔隙结构复杂性及非均质性影响稳定且准确。因此, 分形维数越小, 储层孔隙度、渗透率越大, 意味着相互连通的较大孔隙发育会降低比表面积和孔隙分布的复杂性。



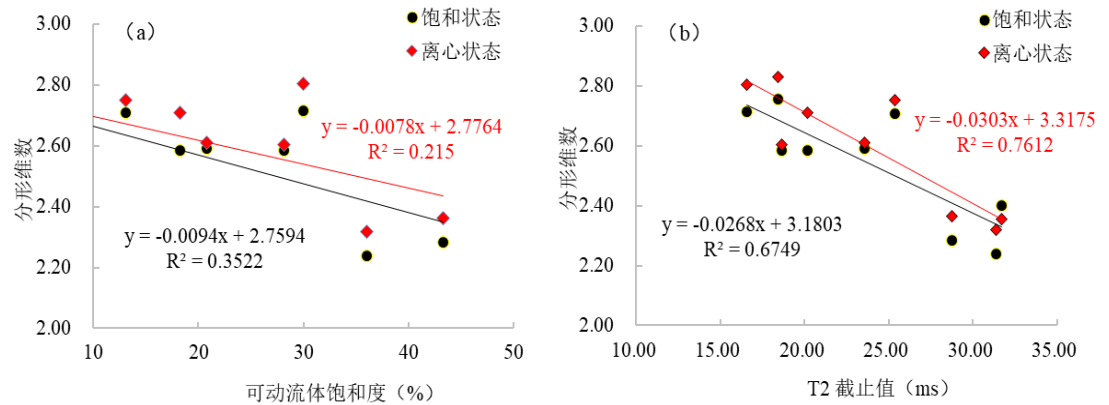
(a) 孔隙度与分形维数; (b) 渗透率与分形维数

图 12 登娄库组致密气储层物性与分形维数交汇图

Fig.12 Crossplot of physical property and fractal dimension of tight sandstone reservoir in Denglouku Formation

4.2.3 分形维数与核磁共振参数关系

通过对长岭气田致密砂岩可动流体饱和度与离心和饱和状态分形维数对比分析,发现可动流体饱和度值都与分形维数呈线性弱负相关(图 13a),可动流体饱和度值越高,分形维数越小,说明岩石可动流体越大,岩石内部孔隙空间越大且连通性越好(图 10),非均质性越弱,孔隙结构越简单。然而饱和状态的分形维数与可动流体饱和度值之间相关性较好( $R^2=0.3522$ ),也说明了以中大孔隙域为主的可动流体是降低孔隙结构复杂性的主要因素,控制了致密气储层品质(图 8)。T<sub>2</sub> 截止值是核磁共振测试中一个非常重要的参数,它决定了可动流体参数的大小<sup>[28]</sup>。决定系数  $R^2>0.6$  的线性趋势线支持 T<sub>2</sub> 截止值与分形维数之间的强负相关关系(图 13b)。说明 T<sub>2</sub> 截止值分布范围决定了长岭气田登娄库组致密气储层孔隙结构复杂性, T<sub>2</sub> 截止值越大,孔隙结构越简单。



(a) 可动流体饱和度与分形维数; (b) T<sub>2</sub> 截止值与分形维数

图 13 登娄库组致密砂岩孔隙结构参数与分形维数交汇图

Fig.13 Crossplot of pore structure parameters and fractal dimension of tight sandstone in Denglouku Formation

4.3 致密砂岩气储层分类评价

储层分类的主要工作是对储层的储集空间及渗流能力进行评价,孔隙度与渗透率是砂岩孔隙系统的综合反映<sup>[39]</sup>,而可动流体饱和度是表征致密储层原有含油、含气饱和度最直接的指标。综合储层的储集能力和流体的赋存特征,结合孔隙类型和最大连通喉道半径等微观参数,将长岭气田登娄库组致密气储层划分为 3 种类型(表 3)。

表 3 登娄库组致密气储层分类评价标准表

Table 3 Classification and evaluation criteria of tight sandstone gas in Denglouku Formation

| 评价参数  | 孔隙度/% | 渗透率<br>/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 可动流体<br>饱和度/% | 孔隙类型       | 最大连通喉<br>道半径/ $\mu\text{m}$ | 分形维数           |                | 代表样品               |
|-------|-------|---------------------------------|---------------|------------|-----------------------------|----------------|----------------|--------------------|
|       |       |                                 |               |            |                             | D <sub>1</sub> | D <sub>1</sub> |                    |
| I 类   | >6    | >0.05                           | >35           | 残余粒间孔、粒间溶孔 | >0.8                        | 2.20~2.30      | 2.30~2.40      | S3、S4              |
| II 类  | 3~6   | 0.01~0.05                       | 10~35         | 粒间溶孔、粒内溶孔  | 0.4~0.8                     | 2.50~2.70      | 2.50~2.80      | S2、S5、S6、<br>S7、S9 |
| III 类 | 2~4   | <0.01                           | <10           | 黏土矿物晶间孔    | <0.5                        | 2.40~2.65      | 2.35~2.85      | S1、S8              |

I 类储层在长岭气田登娄库组发育较少。此类储层孔隙度下限为 6%,渗透率下限为  $0.05\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,可动流体饱和度下限为 35%(表 1)。孔隙类型以残余粒间孔和次生溶蚀孔为主,孔隙大小以微小孔及中孔较为发育,所占比例分别为 65.56~88.75%,10.19~33.87%。恒速压汞曲线形态多为小孔粗喉类型,最大连通喉道半径下限为  $0.8\mu\text{m}$ ,连通性较好。核磁共振 T<sub>2</sub> 谱主要表现为双峰右偏形态或单峰较宽(1~1000ms)(图 7a),无论是离心状态的分形维数 D<sub>2</sub> 还是饱和状态 D<sub>1</sub> 都相对较低,此类孔隙结构相对简单,为优质储层。



II 类储层是研究区主要的储层发育类型。该类型孔隙度一般位于 3%~6%之间, 渗透率位于  $0.005\sim 0.05\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  之间, 可动流体含量通常相对低于I 类为 10%~35%。孔隙类型以粒间溶孔、长石溶蚀孔为主, 连通性较差, 孔隙大小以微小孔为主。核磁共振  $T_2$  谱分布通常表现为双峰右偏形态或单峰较窄 (1~500ms) (图 5b)。饱和状态下计算得到的分形维数高达 2.7147, 表明孔隙结构相对复杂, 为一般储层。

III 类储层为较差储层。该类型孔隙度与II型变化不大, 多为 10%~35%, 但渗透率较低 ( $<0.005\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ), 喉道相对较细 (图 4a), 孔隙之间的连通性相对较差, 可动流体含量最低 ( $<10\%$ )。储集空间小且连通性差, 最大连通喉道半径小于  $0.5\mu\text{m}$ 。 $T_2$  谱总是单峰的分布且范围比较窄 (1~100ms), 饱和状态和离心状态下测得的核磁共振孔隙度累计曲线没有明显的差距 (图 7b)。

## 5 结论

(1) 长岭气田登娄库组砂岩最小孔隙度为 2.74%, 最大孔隙度为 7.91%, 渗透率范围为  $0.002\sim 0.067\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ , 属于典型的低孔、超低渗透砂岩储层。孔隙系统包括残余粒间孔、粒内溶孔、黏土矿物晶间孔。孔喉结构主要有 2 种类型: 大孔细喉、小孔粗喉。核磁共振  $T_2$  谱有双峰分布和单峰分布两种类型, 单峰  $T_2$  谱反映了均匀的微小孔隙域, 微小孔隙域和中大孔隙域共存导致了双峰  $T_2$  谱, 孔隙结构具有明显的分形特征。

(2) 结合核磁共振实验结果, 将孔隙结构参数与可动流体饱和度影响关系进行了分析, 决定流体流动性的不是孔隙系统的大小, 而是孔隙之间连通性, 其中最大连通喉道半径才是制约其大小的主要原因。离心状态  $T_2$  谱计算的分形维数  $D_2$  (2.3551~2.8035) 要高于饱和状态  $D_1$  (2.2399~2.7557), 微小孔隙域决定了致密气储层微观复杂性, 中大孔隙域控制了储层品质。

(3) 综合致密气储层储集能力和流体的赋存特征, 结合孔隙类型和最大连通喉道半径等微观参数, 将长岭气田登娄库组致密气储层划分为 3 种类型。I 型  $T_2$  谱主要表现为双峰右偏形态或单峰较宽 (1~1000ms) 孔隙分布均匀, 分形维数最低, 为优质储层。

## 参考文献

- [1] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布, 资源潜力及趋势预测 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 13-25.  
ZOU C N, ZHAI G M, ZHANG G Y, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 13-25.
- [2] 邹才能, 杨智, 何东博, 等. 常规-非常规天然气理论、技术及前景 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 575-587.  
ZOU C N, YANG Z, HE D B, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 575-587.
- [3] 朱筱敏, 潘荣, 朱世发, 等. 致密储层研究进展和热点问题分析 [J]. 地学前缘, 2018, 25(2): 6.  
XIAOMIN Z, RONG P, SHIFA Z, et al. Research progress and core issues in tight reservoir exploration [J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(2): 6.
- [4] 蒋平, 穆龙新, 张铭, 等. 中石油国内外致密砂岩气储层特征对比及发展趋势 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(06): 1095-1105.  
JIANG P, MU L X, ZHANG M Differences of reservoir characteristics between domestic and oversea tight gas of CNPC and Its developing trends [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(06): 1095-1105.
- [5] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.  
SUN L D, ZOU C N, JIA A L, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [6] YANG S, BAO Z, WANG N, et al. Diagenetic evolution and its impact on reservoir quality of tight sandstones: A case study of the Triassic Chang 6 Member, Ordos Basin, northwest China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 117.
- [7] 张全培, 王海红, 刘美荣, 等. 超低渗透储层全孔径分布及其分形特征研究 [J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(6): 1137-1149.  
ZHANG Q P, ZHANG H H, LIU M R, et al. Study of the full pore size distribution and fractal characteristics of ultra - low permeability reservoir [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(6): 1137-1149.
- [8] LIU X, JIN Z, LAI J, et al. Fractal behaviors of NMR saturated and centrifugal T2 spectra in oil shale reservoirs: the Paleogene Funing Formation in Subei Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, (1): 105069.
- [9] YANG Y, WANG D, YANG J, et al. Fractal analysis of CT images of tight sandstone with anisotropy and permeability prediction [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 205: 108919.
- [10] 吴松涛, 朱如凯, 李勋, 等. 致密储层孔隙结构表征技术有效性评价与应用 [J]. 地学前缘, 2018, 25(2): 13.  
SONGTAO W, RUKAI Z, XUN L, et al. Evaluation and application of porous structure characterization technologies in unconventional tight reservoirs [J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(2): 13.
- [11] 孙灵辉, 萧汉敏, 谭龙, 等. 致密砂砾岩储层孔隙结构对比及差异机制研究 [J]. 地质学报,

- 2022, 96(06): 2155-2172.
- HUI S L, MIN X H, LONG T Pore structure comparison and difference mechanism between tight sandstone and tight conglomerate reservoirs [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(06): 2155-2172.
- [12] ZHANG P, LU S, LI J, et al. Comparisons of SEM, Low-Field NMR, and Mercury Intrusion Capillary Pressure in Characterization of the Pore Size Distribution of Lacustrine Shale: A Case Study on the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(9): 9232-9239.
- [13] 李爱芬, 任晓霞, 王桂娟, 等. 核磁共振研究致密砂岩孔隙结构的方法及应用 [J]. *中国石油大学学报 (自然科学版)*, 2015, 39(6): 92-98.
- LI A F, REN X X, WANG G J, et al. Characterization of pore structure of low permeability reservoirs using a nuclear magnetic resonance method [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2015, 39(6): 92-98.
- [14] LAI J W G, FAN Z, ET AL. Fractal analysis of tight shaly sandstones using nuclear magnetic resonance measurements [J]. *AAPG Bulletin*, 2018, 102: 175-193.
- [15] HU Q, EWING R P, DULTZ S. Low pore connectivity in natural rock [J]. *Journal of Contaminant Hydrology*, 2012, 133: 76-83.
- [16] HUANG H, CHEN L, SUN W, et al. Pore throat structure and fractal characteristics of tight gas sandstone in Shihezi Formation, Ordos Basin [J]. *Fractals*, 2018, 26: 1840005.
- [17] DAIGLE H, JOHNSON A, THOMAS B. Determining fractal dimension from nuclear magnetic resonance data in rocks with internal magnetic field gradients [J]. *Geophysics*, 2014, 79(6): D425-D431.
- [18] ZHANG Z, WELLER A. Fractal dimension of pore-space geometry of an Eocene sandstone formation [J]. *Geophysics*, 2014, 79(6): D377-D387.
- [19] ZHOU L, KANG Z. Fractal characterization of pores in shales using NMR: A case study from the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Middle Yangtze Platform, Southwest China [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 35(Part A): 860-872.
- [20] WANG Z, PAN M, SHI Y, et al. Fractal Analysis of Donghetang Sandstones Using NMR Measurements [J]. *Energy & Fuels*, 2018: acs.energyfuels.7b03463.
- [21] 王键, 贾爱林, 魏铁军, 等. 长岭气田登娄库组低渗砂岩储层控制因素分析 [J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(5): 827-833.
- WANG J, JIA A L, WEI T J, et al. Controlling factors of low permeability sandstone reservoirs in Dengloulou Formation of Changling gas field [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(5): 827-833.
- [22] 宋新飞, 李忠诚, 郭先涛, 等. 松辽盆地南部德惠断陷合隆—兰家反转带泉一段致密气储层特征及分级评价 [J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(3): 375-384.
- SONG X F, LI Z C, GUO X T, et al. Characteristics and classification evaluation of tight gas reservoirs in the 1 member of Quantou Formation of Helong-Lanjia inversion zone in Dehui Fault Depression [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(3): 375-384.
- [23] 胡纳川, 何东博, 郭建林, 等. 致密砂岩气藏水平井整体开发提高采收率——以长岭气田登娄库组气藏为例 [J]. *西安石油大学学报: 自然科学版*, 2021, 36(5): 55-63.
- HU N C, HE D B, GUO J L, et al. Integrated development of tight sandstone gas reservoirs by using Horizontal wells to enhance oil recovery: A case study of gas reservoir in Dengloulou Formation of Changling gasfield [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science*

- Edition), 2021, 36(5): 55-63.
- [24] 张莉, 鲍志东, 林艳波, 等. 浅水三角洲砂体类型及沉积模式——以松辽盆地南部乾安地区白垩系姚家组一段为例 [J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 727-736.  
ZHANG L, BAO Z D, LIN Y B, et al. Genetic types and sedimentary model of sandbodies in a shallow-water delta: A case study of the first Member of Cretaceous Yaojia Formation in Qian an area, south of Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 727-736.
- [25] 李忠诚, 鲍志东, 魏兆胜, 等. 松辽盆地德惠断陷小合隆地区天然气成因及气源对比 [J]. 天然气地球科学, 2022, 33(6): 992-1000.  
LI Z C, BAO Z D, WEI Z S, et al. Comparison of gas sources in Xiaohelong area of Dehui Depression, Songliao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(6): 992-1000.
- [26] 张磊, 乔向阳, 张亮, 等. 鄂尔多斯盆地旬邑探区延长组储层特征和开发效果 [J]. 石油学报, 2020, 41(1): 88-95.  
ZHANG L, QIAO X Y, ZHANG L, et al. Reservoir characteristics and development performance of Yanchang Formation in Xunyi exploration area, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 88-95.
- [27] KULESZA S, BRAMOWICZ M. A comparative study of correlation methods for determination of fractal parameters in surface characterization [J]. Applied Surface Science, 2014, 293(8): 196-201.
- [28] LIU Z, LIU D, CAI Y, et al. Application of nuclear magnetic resonance (NMR) in coalbed methane and shale reservoirs: A review [J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 218: 103261.
- [29] HUANG H, CHEN L, SUN W, et al. Pore-Throat Structure and Fractal Characteristics of Shihezi Formation Tight Gas Sandstone in the Ordos Basin, China [J]. Fractals, 2018, 26(02).
- [30] LI J, LIU Z, LI J, et al. Fractal Characteristics of Continental Shale Pores and Its Significance to the Occurrence of Shale Oil in China: A Case Study of Biyang Depression [J]. Fractals, 2018, 26(2): 1840008.
- [31] WANG F, YANG K U N, CAI J. Fractal Characterization of Tight Oil Reservoir Pore Structure Using Nuclear Magnetic Resonance and Mercury Intrusion Porosimetry [J]. Fractals, 2018, 26(2): 1840017.
- [32] GOLSANAMI N, SUN J, ZHANG Z. A review on the applications of the nuclear magnetic resonance (NMR) technology for investigating fractures [J]. Journal of Applied Geophysics, 2016, 133: 30-38.
- [33] ZHANG P, LU S, LI J, et al. Petrophysical characterization of oil-bearing shales by low-field nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 89: 775-785.
- [34] HARTMANN D J, BEAUMONT E A. Predicting Reservoir System Quality and Performance [M]. Tulsa: AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology., 1999:438-456.
- [35] SAKHAEI-POUR A, LI W. Fractal dimensions of shale [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 30: 578-582.
- [36] XIA B, JIN L, XU B, et al. Insights in the pore structure, fluid mobility and oiliness in oil shales of Paleogene Funing Formation in Subei Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 114.
- [37] YAO Y, LIU D, YAO C, et al. Petrophysical characterization of coals by low-field nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. Fuel, 2010, 89(7): 1371-1380.

- [38] XIAO D, LU Z, JIANG S, et al. Comparison and integration of experimental methods to characterize the full-range pore features of tight gas sandstone—A case study in Songliao Basin of China [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 34: 1412-1421.
- [39] RAMANDI H L, MOSTAGHIMI P, ARMSTRONG R T, et al. Porosity and permeability characterization of coal: A micro-computed tomography study [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 154: 57-68.



# Microscopic pore structure and fractal characteristics of tight sandstone gas reservoir :A case study of Denglouku Formation in Changling Gas Field, Songliao Basin

LI Lei<sup>1,2</sup>, BAO Zhidong<sup>1,2,\*</sup>, LI Zhongcheng<sup>3</sup>, ZHAO Chenxu<sup>4</sup>, CHEN Jianwen<sup>3</sup>, CUN Yingkun, CHEN Gang

*(1. College of Geosciences, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China;*

*2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China*

*3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Jilin Oilfield Company, 138000, Songyuan, China*

*4. Honggang Oil Production Plant, PetroChina Jilin Oilfield Company, 138000, Songyuan, China )*

**Abstract:** The pore structure of tight sandstone reservoir is an important factor to determine its reservoir physical properties and oil and gas production capacity, and it is also a hot spot in the research of tight reservoir. The pore structure characteristics of tight sandstone of Denglouku Formation in Changling Gas Field, Songliao Basin were characterized by qualitative and quantitative methods based on the experimental data of nuclear magnetic resonance, constant velocity mercury injection, cast thin section and scanning electron microscopy. Based on the  $T_2$  spectra measured in saturated and centrifuged states, the heterogeneity and complexity of pore structure were quantitatively characterized, and the relationship between petrophysical parameters, NMR parameters and fractal dimension was discussed. The results show that: The pore types of tight sandstone reservoirs in Denglouku Formation are diverse, including residual intergranular pores, feldspar dissolution pores and intergranular pores of clay minerals. The pore-throat relationship is mainly characterized by large pores and thin throats and small pores and coarse throats. The NMR  $T_2$  spectrum shows bimodal or unimodal distribution. The relationship between pore structure characteristics and movable fluid shows that the maximum connected throat radius is the main factor controlling the size of movable fluid. The fractal dimension  $D$  (2.3551~2.8035) calculated by  $T_2$  spectrum in centrifugal state is higher than that in saturation state (2.2399~2.7557), which indicates that the micro pore domain determines the micro complexity of tight sandstone, and the large pore domain controls the macro reservoir quality of tight sandstone. The tight sandstone reservoirs of Denglouku Formation in Changling Gas Field can be divided into three types based on the reservoir capacity and the occurrence characteristics of fluids. The type I pore structure is mostly of small pore and coarse throat type, the lower limit of the maximum connected throat radius is 0.8 $\mu$ m, and the fractal dimension is small, so it is a high-quality reservoir. The results are helpful to reveal the heterogeneous combination of the pore system and quantitatively characterize the complexity of the pore structure, so as to guide the exploration and development of tight gas reservoirs.

**Key words:** Songliao Basin; Denglouku Formation; Tight sandstone; Nuclear magnetic resonance; Fractal theory; The pore structure