

# 致密砂岩储层微观孔喉分布特征 及对可动流体的控制作用

钟红利<sup>1</sup>, 张凤奇<sup>2</sup>, 赵振宇<sup>3</sup>, 魏 驰<sup>2,4</sup>, 刘 阳<sup>2</sup>

(1. 西安科技大学 地质与环境学院, 西安 710054; 2. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 西安 710065;  
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中交一公局集团有限公司, 北京 100024)

**摘要:** 为分析致密砂岩储层多尺度微观孔喉分布对可动流体的控制作用, 以鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部三叠系延长组 6、长 7 和长 8 油层组为例, 将高压压汞与核磁共振技术结合, 研究致密砂岩储层多尺度微观孔喉分布特征, 将离心实验与核磁共振  $T_2$  谱分析技术相结合, 探讨致密砂岩储层可动流体的分布特征, 两者结合研究致密砂岩储层孔喉分布对可动流体的控制作用。研究区延长组致密砂岩储层微观孔喉半径分布范围宽, 分布在 0.6~3 050.8 nm, 主体分布在 10~500 nm, 表明该致密砂岩储层主要发育微、纳米级孔喉, 主体为纳米级孔喉; 致密砂岩储层中可动流体饱和度为 9.83%~25.64%, 平均值为 17.53%, 普遍较低。储层孔隙度和储层渗透率与可动流体孔隙度具有较好的正相关性, 表明储层物性条件对致密砂岩储层可动流体分布具有较好的控制作用; 大于 50 nm 孔喉占全部孔喉比率、大于 100 nm 孔喉占全部孔喉比率、最大孔喉半径、峰值孔喉半径等参数与储层可动流体孔隙度均具有较好的正相关性, 表明储层中相对较大孔喉, 尤其大于 100 nm 孔喉的分布对致密砂岩储层可动流体含量具有重要的控制作用; 孔喉的分选系数与可动流体含量表现为正相关, 这主要与致密砂岩储层中孔喉半径分布较宽且分选好的致密砂岩主要以细小孔喉为主有关。

**关键词:** 高压压汞; 核磁共振; 可动流体; 致密砂岩; 延长组; 鄂尔多斯盆地

**中图分类号:** TE122.2

**文献标识码:** A

## Micro-scale pore-throat distributions in tight sandstone reservoirs and its constrain to movable fluid

ZHONG Hongli<sup>1</sup>, ZHANG Fengqi<sup>2</sup>, ZHAO Zhenyu<sup>3</sup>, WEI Chi<sup>2,4</sup>, LIU Yang<sup>2</sup>

(1. College of Geology & Environment, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an, Shaanxi 710054, China;  
2. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;  
3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;  
4. CCCC First Highway Engineering Company Ltd., Beijing 100024, China)

**Abstract:** To understand the constrains of multi-scale microscopic pore-throat distributions to the movable fluid in tight sandstone reservoirs, high-pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance (NMR) were employed to obtain the distribution characteristics of micro-scale pore-throat distributions of Chang 6, Chang 7 and Chang 8 oil-bearing sections of the Yanchang Formation in the southeastern part of the Yishan slope, Ordos Basin. The occurrences feature of movable fluid in tight sandstone reservoirs were also investigated by centrifugal experiment and the  $T_2$  spectrum analysis of NMR. Results show that the microscopic pore-throat radius distribution in the tight sandstone reservoirs of Yanchang Formation has a wide distribution (ranging from 1.13 to 3 050.80 nm), mainly distributed from 10 to 500 nm, referring to micro- and nano-scale pore-throats and mainly were nano-scale. The movable fluid saturation in tight sandstone reservoirs ranged from 9.83% to 25.64% with an average value of 17.53%, indicating a low content in tight sandstone reservoirs. The porosity and permeability of studied reservoirs were positively correlated to the pore-throats having movable fluid, indicating the physical properties of reservoirs playing a role in controlling the distribution of movable fluid in tight sandstone reservoirs.

**收稿日期:** 2019-08-14; **修订日期:** 2020-12-04。

**作者简介:** 钟红利 (1979—), 女, 博士, 讲师, 从事储层地质学和地震资料解释方面的研究。E-mail: 497322725@qq.com。

**通信作者:** 张凤奇 (1981—), 男, 博士, 副教授, 从事非常规油气形成机制与富集规律方面的研究。E-mail: 155205417@qq.com。

**基金项目:** 国家自然科学基金项目 (41502137)、国家油气重大专项项目 (2017ZX05039-001-003)、陕西省自然科学基金基础研究计划 (2017JM4004) 和陕西省教育厅重点实验室科研计划项目 (17JS110) 联合资助。

The ratio of pore-throat which greater than 50 nm, and ratio of pore-throat greater than 100 nm, the maximum pore-throat radius, peak pore throat radius etc., showed a positive correlation with the porosity of movable fluid in tight sandstone reservoirs. It can be indicated that the distribution of relative larger pore-throats, especially those larger than 100 nm, have strong controlling affection to the relative content of movable fluid in tight sandstone reservoirs. The sorting coefficient of pore-throat is positively correlated with the content of flexible fluid due to the well-sorted tight sandstones with a wide pore-throat radius distribution in tight sandstone reservoirs are dominated by fine pore-throats.

**Key words:** high-pressure mercury injection; nuclear magnetic resonance; movable fluid; tight sandstone; Yan-chang Formation; Ordos Basin

非常规油气中致密砂岩油气的勘探开发在我国油气勘探领域占据着越来越重要的地位<sup>[1-4]</sup>。其中,鄂尔多斯盆地延长组发育有多套致密砂岩油储层,其孔隙结构较为复杂,主要发育微、纳米级孔喉,且以纳米级孔喉为主<sup>[5-8]</sup>,流体在该尺度孔喉中流动性如何?孔隙结构的分布对流体流动性如何影响?目前,在这些方面研究和认识程度较低<sup>[9]</sup>。对国内外文献调研发现,致密砂岩储层的孔隙结构研究方法较多<sup>[10-12]</sup>,这其中核磁共振与高压压汞联合可较好地获取致密砂岩储层中多尺度孔喉的大小分布<sup>[13-14]</sup>;而离心实验和核磁共振结合可较好地分析致密砂岩储层中可动流体的赋存孔喉范围及含量<sup>[9,15]</sup>。本文以鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部延长组长 6、长 7 和长 8 致密砂岩储层为研究对象,将核磁共振与高压压汞分析测试技术结合,精细表征致密砂岩储层中孔喉大小,利用离心实验和核磁共振  $T_2$  谱分析相结合,来定量表征致密砂岩储层可动流体的分布,两者结合,揭示致密砂岩储层中孔喉大小分布对可流动流体的控制作用。该研究对致密砂岩储层中油气的勘探开发具有一定的指导作用。

## 1 实验

### 1.1 实验原理

核磁共振方法研究岩石孔隙结构的理论基础在于流体储层岩石孔隙大小与氢核弛豫率成反比<sup>[16]</sup>。当岩样中孔隙表面对孔隙中流体作用力较强时,岩样中部分流体会处于不可流动状态或束缚状态,它的核磁共振  $T_2$  弛豫时间较小;反之,流体处于可流动状态或自由状态,它的核磁共振  $T_2$  弛豫时间较大。当对饱和流体的岩样进行核磁共振测试时,得到的横向弛豫时间  $T_2$  值是岩样孔隙、岩石矿物和孔隙中流体的综合体现。因此,利用核磁共振  $T_2$  谱可对岩心孔隙中水的赋存(束缚或可动)状态进行分析,定量给出束缚流体饱和度

及可动流体饱和度。离心实验中,离心机以不同大小离心力高速旋转,促使岩心孔隙中的可动流体(水/油)克服毛细管力而不断被分离出来,不同大小的离心力值对应不同的岩心孔喉半径值,孔喉半径值与离心力大小之间遵循毛管压力计算公式<sup>[15,17-18]</sup>;本次实验气—水系统的界面张力  $\delta = 71.8 \text{ mN/m}$ ,润湿角  $\theta = 0^\circ$ 。岩样每次离心后都进行核磁共振  $T_2$  谱测试,离心实验和核磁共振结合可获得不同孔喉大小区间的可动流体饱和度信息<sup>[15]</sup>。本次离心实验选用 4 级不同离心力,分别为 0.14 MPa (21 psi), 0.29 MPa (42 psi), 1.43 MPa (208 psi), 2.88 MPa (417 psi), 分别对应的孔喉半径大小为 1.00, 0.50, 0.10, 0.05  $\mu\text{m}$ 。

高压压汞实验是研究致密砂岩储层孔喉结构特征最重要的方法之一。实验时将非润湿相注入储层孔隙,每个压力点对应一定的累积进汞量,利用毛管压力公式可求出每个压力值对应的孔喉半径值<sup>[11]</sup>,从而计算出不同大小孔喉在岩石孔隙中的体积占比<sup>[19]</sup>。根据进汞饱和度与进汞压力可做出毛管压力曲线,该曲线不仅可以描述岩样连通孔喉的大小分布<sup>[20]</sup>,还可以反映储层孔隙度和渗透率与孔喉大小分布的关系。

### 1.2 样品及实验步骤

#### 1.2.1 样品

研究区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部,中生界主力油层为三叠系延长组长 6、长 7、长 8 油层组,其中,长 6 和长 8 油层组储层主要为三角洲前缘沉积砂体,长 7 储层则主要为浊积砂体(图 1)。对 6 口井 40 个铸体薄片的观察统计表明:长 6、长 7 和长 8 储层的岩性主要为浅灰色细粒长石砂岩或岩屑长石砂岩;碎屑组成主要为长石,次为石英,再者为岩屑和云母;填隙物主要为(铁)方解石、绿泥石和水云母等。其储层孔隙度和渗透率均较低,属于典型的致密砂岩储层<sup>[10-11]</sup>(表 1)。长 6—长 8 储层的面孔率为 0~3.8%;孔隙类型主要

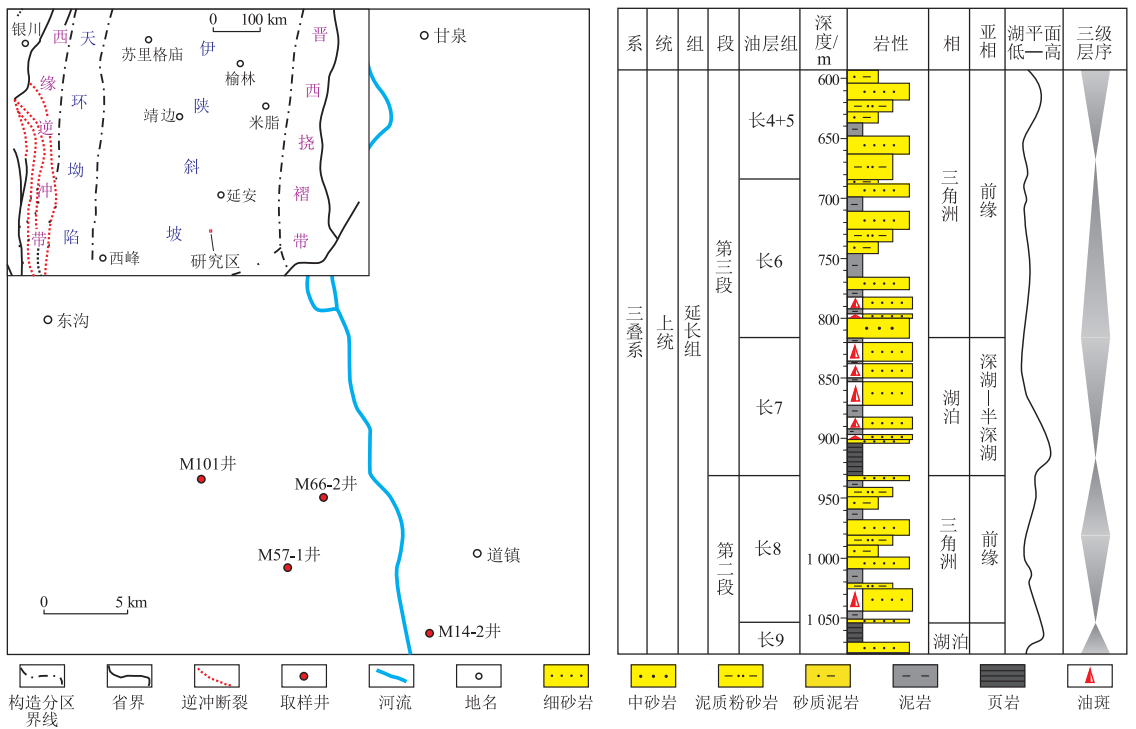


图 1 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区位置及地层综合柱状图

Fig.1 Location and comprehensive strata profile of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

表 1 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区核磁共振实验样品基本参数

Table 1 Basic parameters of testing samples for nuclear magnetic resonance of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

样品号	井号	取心资料		常规物性			核磁共振 $T_2$ 谱转换孔喉分布			
		油层组	顶深/m	岩性	气测孔隙度/%	水测孔隙度/%	渗透率平均值/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	转化系数/ $(\text{nm} \cdot \text{ms}^{-1})$	最小孔喉半径/nm	最大孔喉半径/nm
1	M57-1	长 6	908.78	砂岩	5.15	5.34	0.004	13.0	1.30	1 618.8
2	M57-1	长 6	909.42	砂岩	6.13	6.10	0.022	13.0	1.30	2 333.0
3	M101	长 7	859.98	砂岩	8.73	8.35	0.104	10.0	1.00	2 154.4
4	M66-2	长 7	975.33	砂岩	5.07	4.68	0.001	8.0	0.80	829.8
5	M14-2	长 7	739.24	砂岩	8.90	8.34	0.124	12.0	1.20	1 793.8
6	M14-2	长 7	742.69	砂岩	11.29	10.79	0.051	17.0	1.70	3 050.8
7	M14-2	长 8	911.94	砂岩	5.59	5.29	0.002	6.0	0.60	1 863.0
平均值								11.3	1.13	1 949.1

为剩余粒间孔、溶蚀孔和晶间孔。本次实验选取了 4 口井中长 6、长 7 和长 8 储层的 7 块样品,进行饱和水和 4 级不同离心力核磁共振实验及高压压汞测试,实验样品参数见表 1。

### 1.2.2 实验仪器及步骤

本次实验使用的仪器为 PC-18 型专用岩样离心机以及 RecCore-04 型岩心核磁共振分析仪。实验方法严格按照《岩心分析方法:SY/T5336-2006》和《岩样核磁共振参数实验室测量规范:SY/T6490-2014》执行。实验在 22 °C 恒温下开展。具体实验步骤如下:(1) 岩心洗油,烘干,气测孔隙度,气测渗透率;(2) 抽真空加压饱和盐水,利用湿重与干

重差计算孔隙度(水测孔隙度),进行核磁共振  $T_2$  测量;(3) 利用高速离心机,以 0.14,0.29,1.43,2.88 MPa 离心力对岩心进行离心实验,并分别进行核磁共振  $T_2$  谱测量;(4) 将做完核磁共振测试的剩余样品分别进行高压压汞测试,与不同离心力下的核磁共振  $T_2$  谱结合,计算样品不同大小孔喉的分布和不同孔喉半径控制的可动流体。

## 2 实验结果讨论

### 2.1 致密砂岩储层微观孔喉分布特征

核磁共振横向弛豫时间  $T_2$  与喉道半径  $r$  存在幂指数相关关系<sup>[14]</sup>;利用伪毛细管曲线法,通过高

压汞累积频率曲线的标定(图 2),可将核磁共振  $T_2$  谱分布转换为孔喉半径分布<sup>[21]</sup>,它们之间的对应关系可用下式表示:

$$r = CT_2 \quad (1)$$

式中: $r$  表示孔喉半径, nm;  $T_2$  为弛豫时间, ms;  $C$  为转换系数, nm/ms。因此,确定  $C$  值之后,就可以将核磁共振  $T_2$  分布转换为孔喉半径分布。通过计算,可得研究区 7 块核磁共振样品转换系数  $C$  值分布在 6~17 nm/ms,平均值为 11.3 nm/ms(表 1)。

分析 7 块核磁共振样品的孔喉分布,得到研究区致密砂岩储层最小孔喉半径为 0.60~1.70 nm,平均值为 1.13 nm;最大孔喉半径为 829.8~3 050.8 nm,平均值为 1 949.1 nm;主体孔喉半径分布在 10~500 nm,占全部孔喉的 81.2%~95.4%(图 3)。因此,鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部延长组 6、长 7 和长 8 致密砂岩储层主要发育微、纳米级孔喉,主体为 10~500 nm 的纳米级孔喉。

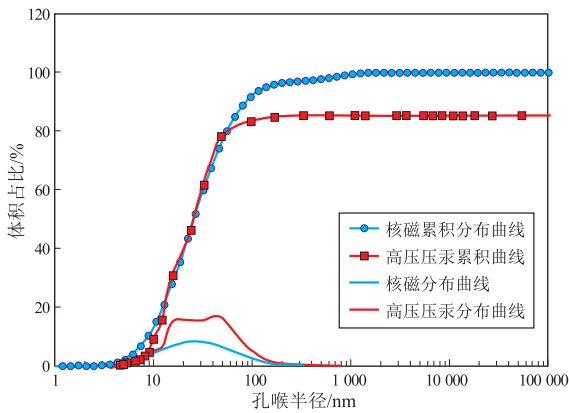


图 2 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区样品 5 核磁共振  $T_2$  谱标定

Fig.2  $T_2$  spectrum calibration diagram of sample 5 of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

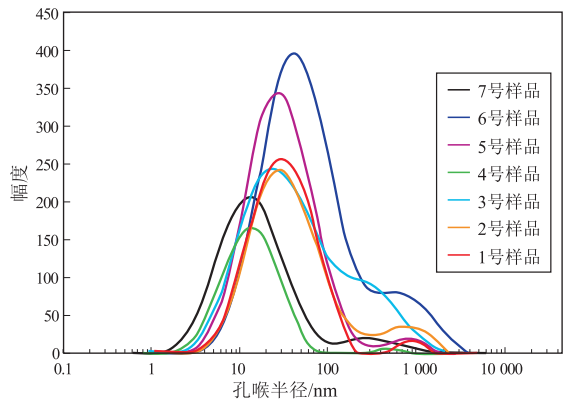


图 3 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区 7 个致密砂岩样品的孔喉半径分布

Fig.3 Distribution of pore-throat radius of seven tight sandstone samples of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

### 2.2 致密砂岩储层中的可动流体分布

研究区 3 个典型致密砂岩样品在不同离心力离心后,核磁共振  $T_2$  谱形态发生了不同程度的变化(图 4-6),主要有 3 个阶段。(1)初始状态: $T_2$  谱在饱和水状态下,3 块样品的含水饱和度均为 100%。(2)饱和度曲线缓慢变化阶段:当离心力为 0.14 MPa 时,3 块样品的含水饱和度变为 96.54%, 97.79% 和 98.89%,此时,岩心含水饱和度下降幅度均较小,核磁共振  $T_2$  谱变化也较小;当离心力为 0.29 MPa 时,3 块样品的含水饱和度变为 94.54%, 95.39% 和 96.16%,其含水饱和度下降幅度仍不明显,表明此时样品中还有大量的可动流体未被分离出来。(3)饱和度明显变化阶段:当离心力为 1.43 MPa 时,3 块样品的含水饱和度变为 90.65%, 93.10% 和 90.31%,岩心含水饱和度变化相对较大,核磁共振  $T_2$  谱变化也相对较大;当离心力为 2.88 MPa 时,3 块样品的含水饱和度变为 85.39%, 86.55% 和 82.36%,岩心含水饱和度变化最大。

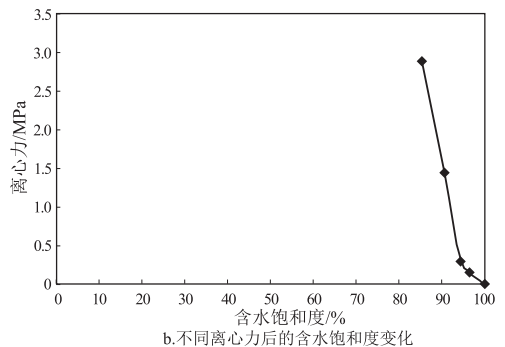
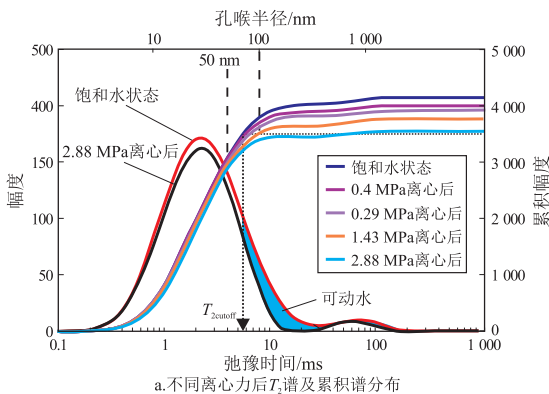


图 4 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区样品 5 不同离心力后  $T_2$  谱分布及含水饱和度变化

Fig.4  $T_2$  spectral distribution and water saturation variety of sample 5 under different centrifugal forces of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin



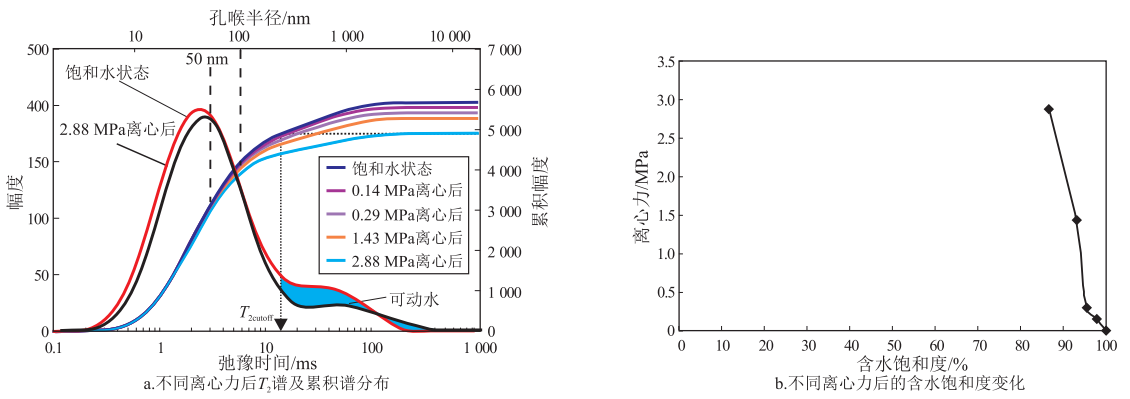


图 5 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区样品 6 不同离心力后 \$T\_2\$ 谱分布及含水饱和度变化

Fig.5 \$T\_2\$ spectral distribution and water saturation variety of sample 6 under different centrifugal forces of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

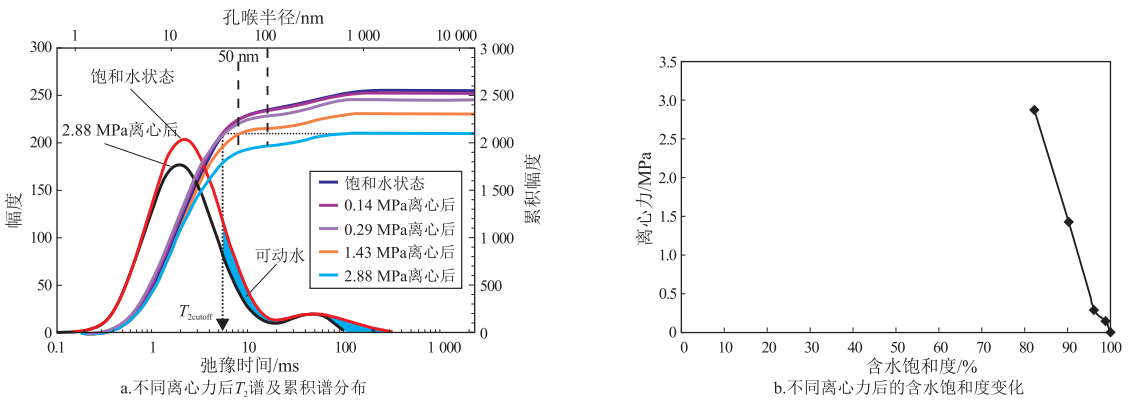


图 6 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区样品 7 不同离心力后 \$T\_2\$ 谱分布及含水饱和度变化特征

Fig.6 \$T\_2\$ spectral distribution and water saturation variety of sample 7 under different centrifugal forces of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

可动流体 \$T\_2\$ 谱截止值 (\$T\_{2cutoff}\$) 及最佳离心力, 一般是通过观察不同离心力累积 \$T\_2\$ 谱曲线的变化趋势<sup>[17-18]</sup>来确定的。本次 7 块样品最佳离心力取 2.86 MPa (417 psi), 离心力累积 \$T\_2\$ 谱曲线水平延伸线与饱和水样 \$T\_2\$ 累积曲线的交点对应 \$T\_2\$ 截止值; 7 块样品 \$T\_2\$ 截止值分布于 3.866 35 ~ 13.064 68 ms, 平均值 7.51 ms。从不同离心力对应的 \$T\_2\$ 谱累积曲线可看出 (图 4-6), 可动流体在不同大小孔喉中的分布: 小于 \$T\_{2cutoff}\$ 的孔喉流体体积占比, 随着离心力的增大, 没有明显变化, 应主要为束缚态毛细管水; 大于 \$T\_{2cutoff}\$ 的孔喉流体体积, 离心力的增加使各孔隙区间中离心出的流体量相差不大, 反映这部分孔喉中多为可动流体以及束缚水膜的形式存在的束缚水。

研究区 7 块岩心样品的可动流体饱和度介于 9.83% ~ 25.64% 之间, 平均值为 17.53% (表 2), 样品可动流体饱和度普遍偏低。为了描述可动流体在整个岩样中的发育程度, 求取了可动流体孔隙度 (\$\Phi\_m\$):

$$\Phi_m = \Phi \cdot S_D \quad (2)$$

式中: \$\Phi\$ 为岩石孔隙度, %, \$S\_D\$ 为可动流体饱和度, %。结果显示研究区 7 块样品的可动流体孔隙度介于 0.49% ~ 1.84% 之间, 平均值为 1.25%。

可动流体在不同孔喉区间的分布特征如下: 0.05 ~ 0.10 \$\mu\text{m}\$ 孔喉所控制的可动流体饱和度为 5.26% ~ 13.68%, 平均值为 8.88%; 0.10 ~ 0.5 \$\mu\text{m}\$ 孔喉所控制的可动流体饱和度为 2.22% ~ 6.78%, 平均值为 4.21%; 0.5 ~ 1.0 \$\mu\text{m}\$ 孔喉所控制的可动流体饱和度为 1.43% ~ 3.39%, 平均值为 2.47%; 大于 1.0 \$\mu\text{m}\$ 孔喉所控制的可动流体饱和度为 0.45% ~ 3.46%, 平均值为 1.97% (表 2)。对比发现, 每个测试样品的 4 个孔喉区间控制的可动流体饱和度不同, 其中 0.05 ~ 0.10 \$\mu\text{m}\$ 孔喉区间的最高, 大于 1.0 \$\mu\text{m}\$ 孔喉区间的普遍最小, 而纳米级的 0.05 ~ 1 \$\mu\text{m}\$ 孔喉区间控制的可动流体占总可动流体的 76.32% ~ 95.32%, 平均值为 88.46%。综上所述, 认为研究区致密砂岩储层中可动流体主要被 0.05 ~

表 2 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区 7 个致密砂岩样品不同孔喉半径区间所控制的可动流体饱和度

Table 2 Movable fluid saturation controlled by different pore-throat radius intervals of seven tight sandstone samples of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

样品号	不同状态下岩心含水饱和度/%				不同孔喉半径区间控制的可动流体饱和度/%				
	0.14 MPa 离心后	0.29 MPa 离心后	1.43 MPa 离心后	2.88 MPa 离心后	大于 1.0 μm	0.5~ 1.0 μm	0.10~ 0.5 μm	0.05~ 0.10 μm	大于 0.05 μm 总和
1	98.50	96.27	92.60	79.61	1.50	2.23	3.66	13.00	20.39
2	98.21	94.82	88.04	74.36	1.79	3.39	6.78	13.68	25.64
3	96.76	93.66	88.88	78.86	3.24	3.10	4.78	10.02	21.14
4	99.55	98.12	95.89	90.17	0.45	1.43	2.22	5.72	9.83
5	96.54	94.54	90.65	85.39	3.46	2.00	3.89	5.26	14.61
6	97.79	95.39	93.10	86.55	2.21	2.40	2.29	6.55	13.45
7	98.89	96.16	90.31	82.36	1.11	2.73	5.85	7.95	17.64

1 μm 的纳米孔喉所控制,为研究区致密砂岩储层赋存可动流体的主体孔喉空间(表 2)。

## 2.3 致密砂岩储层孔喉分布对可动流体的控制作用

### 2.3.1 储层物性

储集性能、渗流性共同影响着流体在孔喉中的流动。由于致密砂岩储层孔喉的大小分布、孔隙类型与常规砂岩储层存在较大差异,所以致密砂岩储层物性与可动流体参数之间不一定具有明显的正相关关系<sup>[15,17-18,22-23]</sup>。

研究区 7 块样品的可动流体孔隙度与储层孔隙度、渗透率之间均表现出明显正相关性,而且,其与渗透率的相关性更高(图 7),反映了渗透率对可动流体具有更显著的控制作用。原因可能是核磁共振和高压压汞所揭示的 7 块样品的峰值孔喉半径值分布在 20~80 nm 区间内(图 3, 8),对应的孔喉类型主要为黏土矿物晶间孔以及细小喉道;而对渗透率贡献最大的是半径值为 100~700 nm 的孔喉(图 8),这部分孔喉空间主要为剩余粒间孔、溶蚀孔、微裂缝等。因此,较细小孔

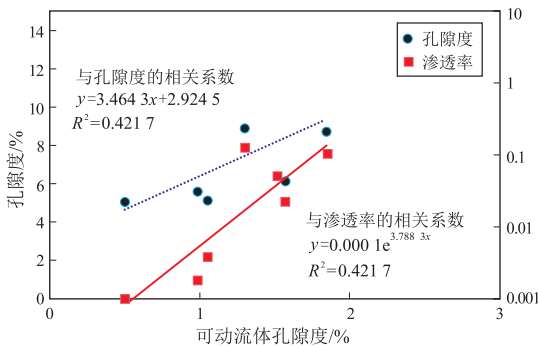


图 7 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区可动流体孔隙度与孔隙度及渗透率的关系

Fig.7 Relationship between movable fluid porosity and porosity and permeability of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

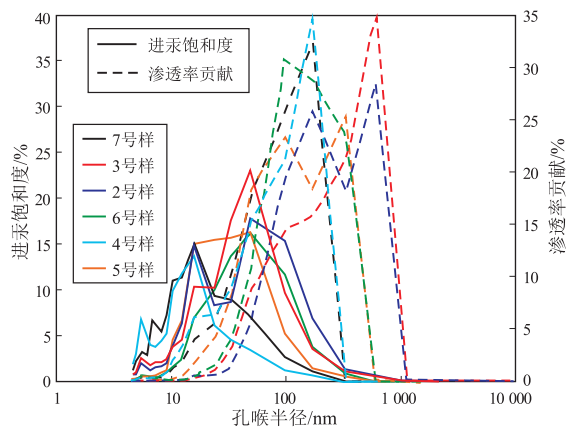


图 8 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区高压压汞孔喉分布及渗透率贡献

Fig.8 Pore-throat distribution and permeability contribution by high pressure mercury test of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

喉数量的增加不能显著改善流体的自由流动,孔径更大的孔隙及喉道数量的增加才能提高可动流体含量。

### 2.3.2 孔喉大小及分布

前人研究认为,孔喉大小及分布对致密储层的可动流体含量具有重要的控制作用<sup>[24-27]</sup>。统计 7 块测试样品的孔喉分布,得到大于 50 nm 孔喉占全部孔喉比率、大于 100 nm 孔喉占全部孔喉比率、最大孔喉半径、峰值孔喉半径和孔喉分选系数等定量表征孔喉分布的 5 个代表性参数,分别将其与可动流体孔隙度建立关系,分析致密砂岩储层孔喉分布对可动流体的影响。其中,孔喉分选系数是孔喉分布累计曲线上累积频率 75% 时所对应的孔喉半径( $r_{75}$ )与累积频率 25% 时所对应的孔喉半径( $r_{25}$ )之比。

从图 9 可看出可动流体孔隙度与不同孔喉区间占比存在相关性,孔喉半径小于 50 nm 的孔喉占

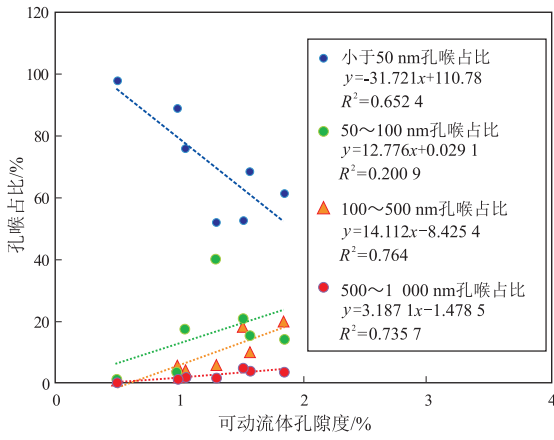


图 9 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区可动流体孔隙度与不同孔喉区间占比的关系

Fig.9 Relationship between movable fluid porosity and the proportion of different pore-throats in the study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

比与可动流体孔隙度呈负相关,表明小孔隙限制着可动流体的发育;孔喉半径 50~100 nm 孔喉占比与可动流体孔隙度呈弱正相关,表明这一区间既有不利可动流体发育的小孔喉,也有利于可动流体发育的较大孔喉;孔喉半径 100~500 nm 及 500~1 000 nm 孔喉占比与可动流体孔隙度均呈显著正相关,表明大于 100 nm 的孔喉对可动流体的分布具有较强的控制作用。图 10 也反映了这一点,虽然可动流体孔隙度与大于 50 nm 孔喉占比和大于 100 nm 孔喉占比两者均具有明显的正相关性,但是,大于 100 nm 孔喉占比要比大于 50 nm 孔喉占比与可动流体孔隙度的相关性更高,反映了 50~100 nm 孔喉半径是可动流体开始在孔喉中分布的关键孔径范围。

7块样品核磁共振 $T_2$ 谱求取的最大孔喉半径值

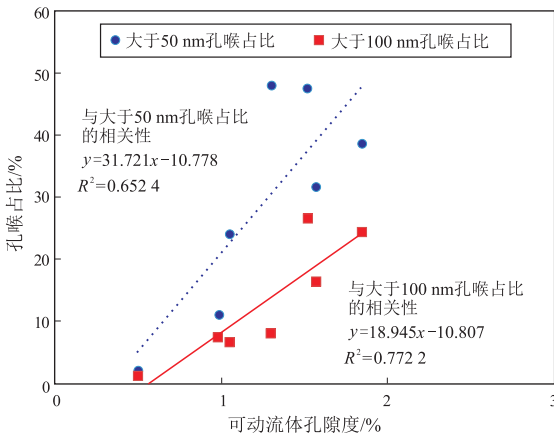


图 10 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区可动流体孔隙度与大于 50 nm 及大于 100 nm 孔喉占比的关系

Fig.10 Relationship between movable fluid porosity and the proportion of pore-throats greater than 50 and 100 nm of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

均小于 3 050 nm,峰值孔喉半径值均小于 38 nm。可动流体孔隙度与最大孔喉半径呈正相关,与峰值孔喉半径略具正相关性(图 11),也表明致密砂岩储层中相对较大的孔喉分布对可动流体的发育程度具有重要的控制作用。

7 块样品的孔喉分选系数分布范围为 2.48~6.45,平均值为 4.09。相关分析表明:致密砂岩储层可动流体孔隙度与孔喉分选系数略具正相关(图 12)。原因是孔喉分选系数越小,孔喉的分选程度就越好,但对于致密砂岩储层来说,分选系数较小时,细小孔喉占主要地位,这时就可导致可动流体孔隙度较小;孔喉分选系数变大时,孔喉分布范围就变大,这时大孔喉占比就会有所增加,可动流体孔隙度也会相应增大。因此,致密砂岩储层中孔喉分选系数与可动流体孔隙度会表现

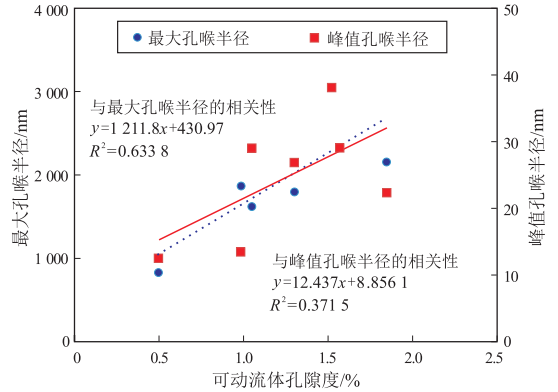


图 11 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区可动流体孔隙度与最大孔喉半径及峰值孔喉半径的关系

Fig.11 Relationship between movable fluid porosity and ratio of maximum pore-throat radius and peak pore-throat radius of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

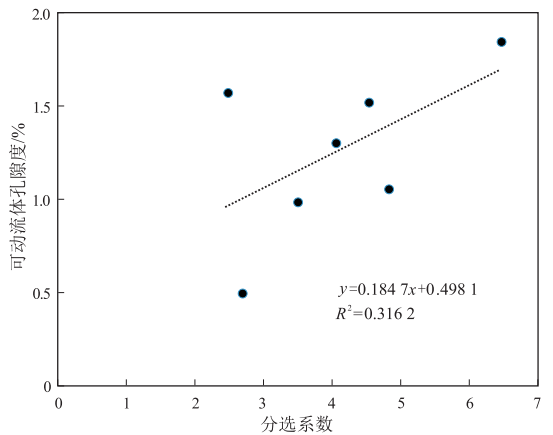


图 12 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部研究区可动流体孔隙度与孔喉分选系数的关系

Fig.12 Relationship between movable fluid porosity and sorting coefficient of pore-throats of study area, southeastern Yishan slope, Ordos Basin

出正相关关系。

### 3 结论

(1) 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部三叠系长 6—长 8 油层组致密砂岩储层孔喉大小分布范围较宽, 半径值分布在 0.6~3 050.8 nm, 主体分布在 10~500 nm, 主要为微、纳米级孔喉, 主体为纳米级孔喉。

(2) 研究区长 6—长 8 致密砂岩储层的可动流体含量普遍较低, 可动流体饱和度为 9.83%~25.64%, 平均值为 17.53%; 可动流体孔隙度为 0.49%~1.84%, 平均值为 1.25%。

(3) 研究区致密砂岩储层中可动流体含量和分布受孔喉大小分布的影响。主体孔喉类型为黏土矿物晶间孔及细小喉道, 由于孔喉半径较小, 不利于可动流体渗流, 孔喉数量增加不能显著提高可动流体饱和度。小于 50 nm 的孔喉不利于可动流体的发育; 50~100 nm 范围内的孔喉开始有利于可动流体的发育; 大于 100 nm 的孔喉对致密砂岩储层可动流体含量具有重要控制作用。

(4) 孔喉分选系数与可动流体含量呈现正相关, 原因是研究区致密砂岩储层非常致密, 分选系数小时, 孔隙半径往往集中在 50 nm 以下; 分选系数较大时, 孔喉半径分布较宽, 大孔喉数量增加, 从而可动流体含量增加。

#### 参考文献:

- [1] 付金华, 喻建, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地致密油勘探开发新进展及规模富集可开发主控因素[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(5): 9-19.  
FU Jinhua, YU Jian, XU Liming, et al. New progress in exploration and development of tight oil in Ordos Basin and main controlling factors of large-scale enrichment and exploitable capacity[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(5): 9-19.
- [2] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 1-11.  
YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [3] 杨智, 付金华, 郭秋麟, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组陆相致密油发现、特征及潜力[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(6): 9-15.  
YANG Zhi, FU Jinhua, GUO Qiulin, et al. Discovery, characteristics and resource potential of continental tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(6): 9-15.
- [4] 邹才能. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2011.  
ZOU Caineng. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing:

Geological Publishing House, 2011.

- [5] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. “连续型”油气藏及其在全球的重要性: 成藏、分布与评价[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(6): 669-682.  
ZOU Caineng, TAO Shizhen, YUAN Xuanjun, et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(6): 669-682.
- [6] 陶士振, 邹才能, 高晓辉, 等. 不同类型油气运移动力、聚集机理与分布规律[C]//中国地球物理学会第二十七届年会论文集. 长沙: 中国地球物理学会, 2011: 72-73.  
TAO Shizhen, ZOU Caineng, GAO Xiaohui, et al. Migration dynamic, accumulation mechanism and distribution law of oil and gas in different types[C]//Chinese Geophysical Society Symposium. Changsha: Chinese Geophysical Society, 2011: 72-73.
- [7] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.  
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [8] 邹才能, 陶士振, 杨智, 等. 中国非常规油气勘探与研究新进展[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2012, 31(4): 312-322.  
ZOU Caineng, TAO Shizhen, YANG Zhi, et al. New advance in unconventional petroleum exploration and research in China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2012, 31(4): 312-322.
- [9] LI Peng, JIA Chengzao, JIN Zhijun, et al. The characteristics of movable fluid in the Triassic lacustrine tight oil reservoir: a case study of the Chang 7 member of Xin'anbian Block, Ordos Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 126-137.
- [10] 朱如凯, 白斌, 崔景伟, 等. 非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 615-623.  
ZHU Rukai, BAI Bin, CUI Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs[J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 615-623.
- [11] 蒋裕强, 陈林, 蒋婵, 等. 致密储层孔隙结构表征技术及发展趋势[J]. 地质科技情报, 2014, 33(3): 63-70.  
JIANG Yuqiang, CHEN Lin, JIANG Chan, et al. Characterization techniques and trends of the pore structure of tight reservoirs[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(3): 63-70.
- [12] LAI Jin, WANG Guiwen, WANG Ziyuan, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones[J]. Earth-Science Reviews, 2018, 177: 436-457.
- [13] 公言杰, 柳少波, 赵孟军, 等. 核磁共振与高压压汞实验联合表征致密油储层微观孔喉分布特征[J]. 石油实验地质, 2016, 38(3): 389-394.  
GONG Yanjie, LIU Shaobo, ZHAO Mengjun, et al. Characterization of micro pore throat radius distribution in tight oil reservoirs by NMR and high pressure mercury injection[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(3): 389-394.
- [14] 刘刚, 吴浩, 张春林, 等. 基于压汞和核磁共振对致密油储层



- 渗透率的评价:以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长7油层组为例[J].高校地质学报,2017,23(3):511-520.
- LIU Gang, WU Hao, ZHANG Chunlin, et al. Permeability evaluation of tight oil sandstone reservoirs based on MICP and NMR data: a case study from Chang 7 reservoir of the Yanchang Formation in the Longdong area, Ordos Basin [J]. Geological Journal of China Universities, 2017, 23(3): 511-520.
- [15] 雷启鸿, 成良丙, 王冲, 等. 鄂尔多斯盆地长7致密储层可动流体分布特征[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 26-31.
- LEI Qihong, CHENG Liangbing, WANG Chong, et al. A study on distribution features of movable fluids for Chang 7 tight reservoir in Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(1): 26-31.
- [16] 王学武, 杨正明, 李海波, 等. 核磁共振研究低渗透储层孔隙结构方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(2): 69-72.
- WANG Xuewu, YANG Zhengming, LI Haibo, et al. Experimental study on pore structure of low permeability core with NMR spectra [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(2): 69-72.
- [17] 吴浩, 牛小兵, 张春林, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段致密油储层可动流体赋存特征及影响因素[J]. 地质科技情报, 2015, 34(3): 120-125.
- WU Hao, NIU Xiaobing, ZHANG Chunlin, et al. Characteristics and influencing factors of movable fluid in Chang 7 tight oil reservoir in Longdong area, Ordos Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(3): 120-125.
- [18] 时建超, 屈雪峰, 雷启鸿, 等. 致密油储层可动流体分布特征及主控因素分析: 以鄂尔多斯盆地长7储层为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(5): 827-834.
- SHI Jianchao, QU Xuefeng, LEI Qihong, et al. Distribution characteristics and controlling factors of movable fluid in tight oil reservoir: a case study of Chang 7 reservoir in Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(5): 827-834.
- [19] 李海波, 郭和坤, 杨正明, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区三叠系长7致密油赋存空间[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 396-400.
- LI Haibo, GUO Hekun, YANG Zhengming, et al. Tight oil occurrence space of Triassic Chang 7 Member in northern Shaanxi area, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 396-400.
- [20] 高辉, 解伟, 杨建鹏, 等. 基于恒速压汞技术的特低—超低渗透砂岩储层微观孔喉特征[J]. 石油实验地质, 2011, 33(2): 206-211.
- GAO Hui, XIE Wei, YANG Jianpeng, et al. Pore throat characteristics of extra-ultra low permeability sandstone reservoir based on constant-rate mercury penetration technique [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(2): 206-211.
- [21] 郭睿良, 陈小东, 马晓峰, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长7段致密储层水平向可动流体特征及其影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(5): 665-674.
- GUO Ruiliang, CHEN Xiaodong, MA Xiaofeng, et al. Analysis of the characteristics and its influencing factors of horizontal movable fluid in the Chang 7 tight reservoir in Longdong area, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(5): 665-674.
- [22] 黄兴, 李天太, 王香增, 等. 致密砂岩储层可动流体分布特征及影响因素: 以鄂尔多斯盆地姬塬油田延长组长8油层组为例[J]. 石油学报, 2019, 40(5): 557-567.
- HUANG Xing, LI Tiantai, WANG Xiangzeng, et al. Distribution characteristics and its influence factors of movable fluid in tight sandstone reservoir: a case study from Chang-8 oil layer of Yanchang Formation in Jiyuan oilfield, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(5): 557-567.
- [23] 董鑫旭, 冯强汉, 王冰, 等. 苏里格西部致密砂岩储层不同孔隙类型下的气水渗流规律[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 36-45.
- DONG Xinxu, FENG Qianghan, WANG Bing, et al. Gas-water percolation law of tight sandstone reservoirs with different pore types in western Sulige [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 36-45.
- [24] 徐永强, 何永宏, 卜广平, 等. 基于微观孔喉结构及渗流特征建立致密储层分类评价标准: 以鄂尔多斯盆地陇东地区长7储层为例[J]. 石油实验地质, 2019, 41(3): 451-460.
- XU Yongqiang, HE Yonghong, BU Guangping, et al. Establishment of classification and evaluation criteria for tight reservoirs based on characteristics of microscopic pore throat structure and percolation: a case study of Chang 7 reservoir in Longdong area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2019, 41(3): 451-460.
- [25] 李闽, 王浩, 陈猛. 致密砂岩储层可动流体分布及影响因素研究: 以吉木萨尔凹陷芦苇沟组为例[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(1): 140-149.
- LI Min, WANG Hao, CHEN Meng. Distribution characteristics and influencing factors of movable fluid in tight sandstone reservoirs: a case study of Lucaogou Formation in Jimsar Sag, NW China [J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(1): 140-149.
- [26] 王瑞飞, 陈明强. 特低渗透砂岩储层可动流体赋存特征及影响因素[J]. 石油学报, 2008, 29(4): 558-561.
- WANG Ruifei, CHEN Mingqiang. Characteristics and influencing factors of movable fluid in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(4): 558-561.
- [27] 邱隆伟, 穆相骥, 李浩, 等. 杭锦旗地区下石盒子组致密砂岩储层成岩作用对孔隙发育的影响[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(2): 42-50.
- QIU Longwei, MU Xiangji, LI Hao, et al. Influence of diagenesis of tight sandstone reservoir on the porosity development of Lower Shihezi Formation in Hangjinqi area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 42-50.