

## 应用定量颗粒荧光技术分析红河油田延长组 油气输导机制及运聚规律

贾京坤<sup>1,2</sup>, 王梓媛<sup>3\*</sup>, 尹伟<sup>4</sup>, 潘懋<sup>3</sup>, 师永民<sup>3</sup>, 佟颖<sup>5</sup>, 黄胜玉<sup>6</sup>

(1.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; 2.中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249; 3.北京大学地球与空间科学学院,北京 100871; 4.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 5.中国石化石油工程技术研究院,北京 100101; 6.中国石油长庆油田分公司第八采油厂,陕西西安 710018)

**摘要:**鄂尔多斯盆地西南缘红河油田延长组油气运聚规律不明确,制约了进一步的油气勘探。综合地质、气测录井、测井数据以及定量颗粒荧光技术分析结果,推导出在致密砂岩条件下油气沿断裂向下输导的压力衰减梯度模型,进而对红河油田延长组油气输导机制进行研究,剖析油气运聚规律。研究表明:油气沿断层向下输导的压力衰减梯度为 $(0.028 \pm 0.01)$  MPa/m,沿裂缝向下输导的压力衰减梯度约为0.24 MPa/m;油气先沿裂缝垂向输导、再沿断层垂向输导的运移接力的压力衰减梯度为0.14~0.18 MPa/m。在早白垩世晚期,研究区油气主要来自长7段主力烃源岩,在异常高压的驱动下,沿断层破裂带及裂缝垂向运移至长8段,并在长8段输导层中进行短距离、小范围、树枝状的侧向运移,至有效区域聚集成藏。红河油田长8段有利勘探目标为断裂系统开启与输导层发育叠合区、储层物性“甜点”区域的岩性圈闭及局部良好侧向封堵条件的岩性-构造圈闭、超压带剩余地层压力低值区与相对低势区的叠合区域。

**关键词:**定量颗粒荧光技术 压力衰减模型 输导机制 运聚规律 延长组 红河油田 鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.1<sup>2</sup>

文献标识码:A

## Application of quantitative grain fluorescence techniques to investigating transport mechanisms and rules of hydrocarbon migration and accumulation in the Yanchang Formation of Honghe Oilfield

JIA Jingkun<sup>1,2</sup>, WANG Ziyuan<sup>3</sup>, YIN Wei<sup>4</sup>, PAN Mao<sup>3</sup>, SHI Yongmin<sup>3</sup>, TONG Ying<sup>5</sup>, HUANG Shengyu<sup>6</sup>

(1.State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 2.College of Geosciences, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 3.School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing City, 100871, China; 4.Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China; 5.Research Institute of Petroleum Engineering Technology, SINOPEC, Beijing City, 100101, China; 6.No.8 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China)

**Abstract:** The mechanisms and rules of hydrocarbon migration and accumulation in the Yanchang Formation of Honghe Oilfield in southwestern Ordos Basin are still unclear, which restricts the further exploration in this region. In this paper, a pressure-drop gradient model was derived in the situation of hydrocarbon migrating downward along faults and fractures in tight sandstone to investigate transport mechanisms of hydrocarbon entrapped in the Yanchang Formation of Honghe Oilfield and analyze the rules of their migration and accumulation based on the comprehensive analysis of geologic setting, gas

收稿日期:2018-03-01。

作者简介:贾京坤(1990—),男,山东临沂人,在读博士研究生,从事石油地质方面的研究工作。联系电话:15210879417, E-mail:hzjjk.2009@163.com。

\*通讯作者:王梓媛(1990—),女,吉林松原人,在读博士研究生。联系电话:15210877985, E-mail:1301110505@pku.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“中西部重点碎屑岩层系油气富集规律与勘探方向”(2016ZX05002-006)。

logging, well-logging data and results obtained by quantitative grain fluorescence techniques. The results show that the pressure-drop gradient of hydrocarbon migration downward is  $\Delta p_3 = (0.028 \pm 0.01)$  MPa/m along the faults, and 0.24 MPa/m along the fractures; in the case that the hydrocarbon migrates downward along the fractures firstly and then along the faults, the range of pressure-drop gradient is 0.14–0.18 MPa. In the late Early Cretaceous, the hydrocarbon was generated from source rock of Chang7 member mostly, and was driven by abnormal formation pressure to be transported to Chang8 member along the faults and fractures vertically. The hydrocarbon then migrated laterally along the microfractures in short distance, within small range and forming dendritic path, and accumulated in effective regions. Finally, favorable exploration targets found in Chang8 member of Honghe Oilfield are areas having open fractures and transporting layers superimposing each other, lithologic traps in “sweet spots” area with good reservoir physical property, lithology-structure traps with better regional lateral seal and layers with low residual formation pressure and relative low potential in overpressure zone.

**Key words:** quantitative grain fluorescence techniques; pressure-drop gradient model; transport mechanism; migration and accumulation rules; Yanchang Formation; Honghe Oilfield; Ordos Basin

对油气输导体系的研究是油气成藏系统化研究的表现,而进一步研究油气输导体系的空间分布、形成机制、输导特征及控制因素等,则有助于对油气运聚机理的动态分析<sup>[1-10]</sup>。前人在对鄂尔多斯盆地西南缘红河油田研究过程中,仅对地质要素的评价不足以建立完善的有效油气输导体系格架<sup>[11]</sup>,研究区断裂系统与输导层的有效配置,以及是否有效沟通长7段烃源岩与长8段输导层仍有待于深入研究。油气如何实现垂向导与侧向导已成为目前制约红河油田油气勘探的关键问题。笔者推导出在红河油田致密砂岩条件下,油气沿断层及裂

缝向下输导的压力衰减梯度,利用定量颗粒荧光技术追踪并分析研究区油气运移和分布规律<sup>[12-18]</sup>,结合砂体发育、超压差异发育、输导层展布特征以及断裂封堵性与分布预测,初步揭示红河油田长8段油气的输导机制及“断-缝-砂”配置关系,探讨油气在研究区长8段的有效输导路径,进而明确其油气有效输导体系格架及有利勘探方向。

### 1 地质概况

研究区位于鄂尔多斯盆地天环拗陷南部(图1),

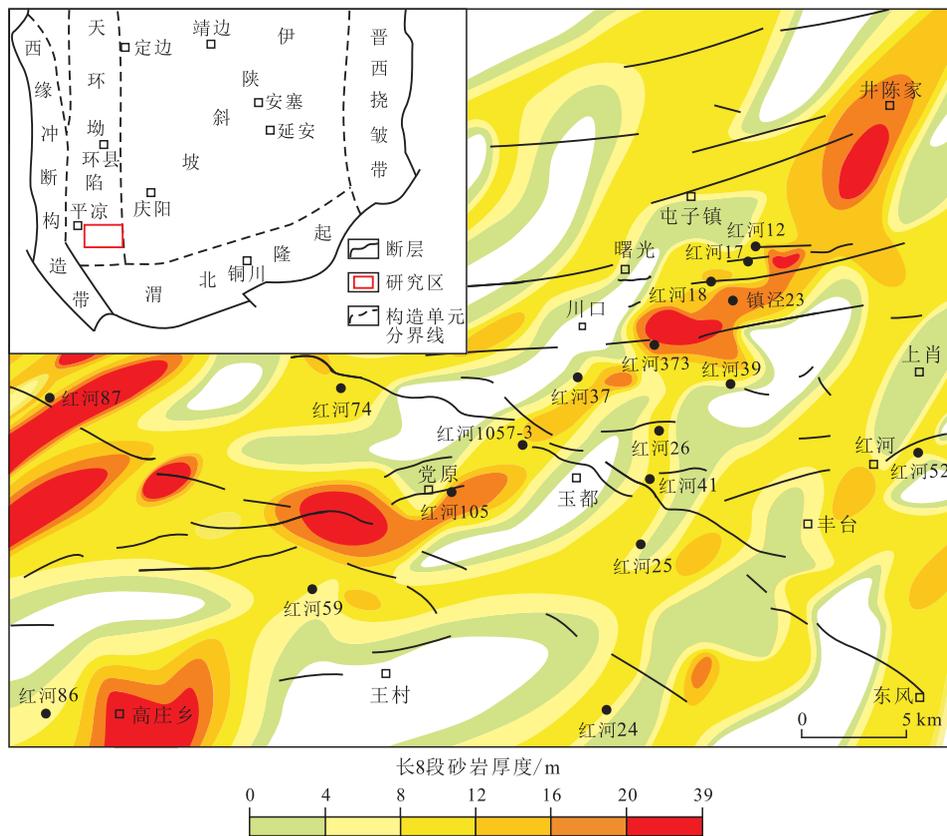


图1 红河油田区域构造位置  
Fig.1 Regional structural location of Honghe Oilfield

鄂尔多斯盆地是中国大型含油气盆地之一。在晚三叠世,鄂尔多斯盆地由海相、过渡相向陆相转变,在华北地台解体后演化为大型内陆湖盆;其面积大、深度浅、基底较均一,发育一套完整的河流-湖泊相沉积体系,在盆地西南部主要发育辫状河-三角洲沉积体系<sup>[19-20]</sup>,红河油田以三角洲前缘亚相为主,其砂体展布特征受控于分流河道微相。研究区延长组长4+5段-长9段的构造特征基本一致,具有较强的继承性,现今整体表现为东高西低的西倾单斜。红河油田中生界主要发育NW和NEE向2组断裂,以高角度走滑断裂为主,具有断距小、切穿层系多、局部密集发育的特征;NW向断裂相比NEE向断裂,具有更宽的断裂带和破碎带,断距也相对较大<sup>[21]</sup>。

红河油田发育多套生储盖组合,本次研究主要针对“长7生-长8储-长7盖”组合。研究区烃源岩主要为半深湖-深湖亚相较为发育的长7段,其中长7段底部张家滩油页岩的有机质丰度最高,总体呈NE向条带状展布,东北厚、西南薄,厚度为10~16 m,总有机碳含量为3.7%~22.5%,生烃潜量为23.1~120.1 mg/g,以I和II<sub>1</sub>型干酪根为主,生油潜力最大,为研究区优质主力烃源岩。储层主要为长8段,孔隙类型以原生孔隙、次生溶蚀孔隙和微裂缝为主;长8段砂体分布范围广,厚度一般为8~30 m,储层孔隙度为0.10%~19.21%,渗透率为0.001~28.90 mD。盖层以长7段泥页岩最优,其次为长8,小层砂体顶部因沉积水动力变弱后而沉积的泥质粉砂岩、粉砂质泥岩和泥岩,而长7段的区域性盖层封闭性较强且分布稳定,其下输导层的运移通道以微裂缝、岩石页理和连通孔隙组合为主<sup>[11]</sup>。

## 2 压力衰减模型

油气运移过程中发生能量损失、运移动力衰减,不同输导类型的油气动力衰减程度不同。众多学者研究发现,开启的断层连通性好、渗透性强,其油气运移过程类似于流体力学中的有压管流,油气沿断层自下向上运移只需克服静水柱压力以涌流方式运移,断裂带内的压力衰减梯度几乎为0<sup>[22-23]</sup>。但裂缝的渗透性较差,通常不连续,且随流体的排出和压力降低会重新闭合,因此油气沿裂缝多以渗流方式运移,流体压力明显衰减,压力梯度远大于静水压力梯度<sup>[24]</sup>。前人计算得到东营凹陷油气沿断层向上输导的压力衰减梯度为0.010 7 MPa/m,沿裂缝向上输导的压力衰减梯度为0.022 MPa/m<sup>[25]</sup>。

因此,参考前人沿断层向上输导的压力衰减梯度研究成果,推导出在红河油田致密砂岩条件下,油气沿断层及裂缝向下输导的压力衰减梯度,即断层型输导体系内流体压力衰减梯度及裂缝型输导体系内流体压力衰减梯度。

油气自烃源岩沿断层向下伏输导层的运移过程可看成一个力学系统(图2)。对于单位质量不可压缩的粘滞性流体,考虑流体运移过程中存在能量损失等因素,修正后的伯努利方程的数学表达式为

$$Z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{av_2^2}{2g} = Z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{av_1^2}{2g} + E_{hw} \quad (1)$$

$$Z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{av_2^2}{2g} = Z_3 + \frac{p_3}{\gamma} + \frac{av_3^2}{2g} + E'_{hw} \quad (2)$$

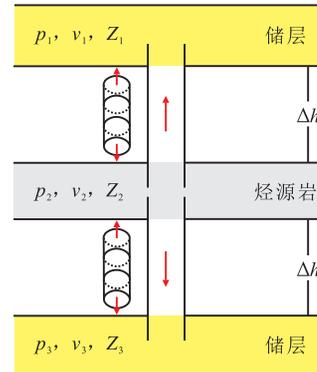


图2 油气沿断层输导的压力衰减模型  
(据庄嘉翠等<sup>[25]</sup>修改)

Fig.2 Pressure-drop model in the situation of oil and gas migration along faults (modified from ZHUANG Jiacy et al<sup>[25]</sup>)

对于单位质量的理想流体,在相同的流体环境下运移时,向上运移的速度与向下运移的速度的关系式为

$$v_1^2 + v_3^2 = 2v_2^2 + 2E_{hw} + E'_{hw} \quad (3)$$

由式(1)一式(3)可得油气向上与向下运移至储层时的压力梯度计算公式,即沿断层向上、向下输导油气的压力衰减模型分别为

$$\Delta p_1 = \frac{p_2 - p_1}{\Delta h} = \left[ (Z_1 - Z_2) + \frac{a(v_1^2 - v_2^2)}{2g} \right] \times \frac{\gamma}{\Delta h} + \frac{E_{hw}}{\Delta h} = -\gamma + \frac{a(v_1^2 - v_2^2)}{2g} \times \frac{\gamma}{\Delta h} + \frac{E_{hw}}{\Delta h} \quad (4)$$

$$\Delta p_3 = \frac{p_2 - p_3}{\Delta h} = \left[ (Z_3 - Z_2) + \frac{a(v_3^2 - v_2^2)}{2g} \right] \times \frac{\gamma}{\Delta h} + \frac{E'_{hw}}{\Delta h} = \gamma - \frac{a(v_3^2 - v_2^2)}{2g} \times \frac{\gamma}{\Delta h} + \frac{2a(E_{hw} + E'_{hw})}{2g} \times \frac{\gamma}{\Delta h} + \frac{E_{hw}}{\Delta h} \quad (5)$$

联立式(4)和式(5)可得

$$\Delta p_1 + \Delta p_3 = \frac{2a(E_{hw} + E'_{hw})}{2g} \times \frac{\gamma}{\Delta h} + \frac{E_{hw}}{\Delta h} + \frac{E'_{hw}}{\Delta h} = \left(1 + \frac{a\gamma}{g}\right) \times (E_{hw} + E'_{hw}) \times \frac{1}{\Delta h} \quad (6)$$

计算沿程能量损失的曼宁公式<sup>[24-26]</sup>为

$$E_{hw} = \frac{\Delta h v^2}{c^2 R} = \frac{\Delta h v^2 n^2}{R^{\frac{2}{3}}} \quad (7)$$

$$c = \frac{1}{nR^{\frac{1}{6}}} \quad (8)$$

由此计算得到在红河油田延长组致密砂岩条件下,油气沿断层向下输导的压力衰减梯度为(0.028±0.01)MPa/m。红河油田长8段致密砂岩油气藏的埋深一般为2 500~3 200 m,最低地层压力不应低于围岩流体压力,油气运移动力的衰减梯度应小于或等于超压系统内围岩的流体压力衰减梯度<sup>[24]</sup>,因此沿裂缝向下输导的压力衰减梯度约为0.24 MPa/m。研究区86口井油气成藏关键时期的地层压力恢复剖面分析结果表明,地层压力在垂向上的特征存在差异,可以结合压力衰减模型,分析研究区的油气输导机制。

### 3 油气输导机制

选取红河油田镇泾23、红河26、红河37、红河41、红河59、红河74和红河105井共7口典型井,针对其长8段91块砂岩样品,进行定量颗粒荧光分析,剖析油气输导机制。定量颗粒荧光分析技术通过检测储层岩石颗粒的荧光响应强度(QGF Index)及其二氯甲烷抽提物的荧光响应强度(QGF-E荧光强度),可以有效地识别出颗粒的含油气丰度与性质。目前,该技术在检测储层含油气性、识别油气运移通道及古油层,进而解释复杂的油气充注过程等方面均取得了大量成果<sup>[12-18]</sup>。取心样品前期处理、实验过程、实验参数获取及后期数据处理方法见文献<sup>[11-12]</sup>。前人研究成果表明,油层的QGF-E荧光强度值一般为40~1 000 pc,水层的一般小于40 pc;而油层的QGF Index值一般大于4,水层的一般小于4<sup>[14-16]</sup>。

#### 3.1 油气垂向输导机制

研究区红河105井自长8段顶界(古埋深为2 990 m,现今埋深为2 239 m)向下剩余地层压力呈逐渐减小趋势,平均地层压力梯度为0.041 MPa/m,与前文推导的红河油田断层型输导体系内流体压力衰减梯度相近,符合断层型输导体系内流体压力

衰减的特征,表明红河105井目的层在油气成藏关键时期发育油气垂向输导作用的连通断层,这与研究区断层封堵性研究结果吻合,也证明建立的压力衰减模型的可靠性。

红河105井QGF Index和QGF-E荧光强度以及气测录井全烃显示均随着地层压力的变化而变化,自长8段顶界向下剩余地层压力逐渐减小,各项指标也随之呈现逐渐减小的趋势(图3)。表明红河105井长8段自上而下随着剩余地层压力降低(即油气运移古动力的衰减),油气含量逐渐减少,且实验中每口井的样品分析结果均具有类似趋势,进一步验证油气从长7段烃源岩向下运移至长8段储层的趋势。自红河105井长8段顶界向下,埋深为2 240~2 271 m处样品的QGF Index值先快速增大至20.1,之后逐渐降低至5.1;2 271~2 325 m处样品的QGF Index值继续降低,但降幅变小,且基本为3~4.8;而长8段物性较好的薄层砂岩(埋深为2 297~2 299 m)的QGF Index值增大,表明油气运移在垂向上经历过较强的均一过程,仍可以反映出由于断层沟通造成的垂向连通性强的特点。QGF-E荧光强度也具有与QGF Index相同的变化趋势,其值最高可达143.41 pc。因此难以分辨现今油水界

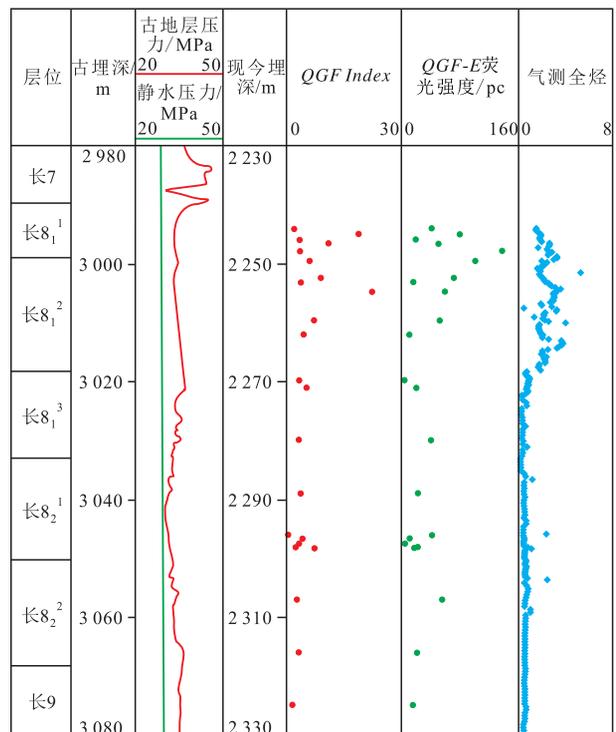


图3 红河105井长8段地层压力、QGF Index和QGF-E荧光强度及气测录井全烃显示特征

Fig.3 Profile of formation pressure, QGF Index, QGF-E fluorescence intensity, gas logging and characteristics of total hydrocarbon drilled by Well Honghe 105 in Chang8 member

面及古油水界面,这可能是由于研究区主要为致密砂岩且厚度较小所造成的。红河105井长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层(埋深为2 248.7~2 268.2 m)相对于其他小层,其QGF Index及QGF-E荧光强度明显增大,表明该层段的输导及储集性能较强,且在该井附近的断层为开启状态,与油气成藏关键时期的主要输导层及储层具有较好的连通关系。

红河74井自长8段顶界(古埋深为3 058 m,现今埋深为2 333 m)向下剩余地层压力呈明显减小趋势,但衰减程度大于红河105井,地层压力梯度平均值为0.21 MPa/m,与计算的红河油田裂缝型输导体系内流体压力衰减梯度相近,符合裂缝型输导体系内流体压力衰减的特征。这表明在油气成藏关键时期红河74井目的层油气垂向导可能是构造应力或超压诱导或断层伴生的裂缝,这与研究区断层封堵性研究结果吻合,进一步证明建立的压力衰减模型的可靠性。

红河74井长8段QGF Index和QGF-E荧光强度以及气测录井全烃显示自上而下随着剩余地层压力衰减,油气富集程度逐渐减少(图4)。自长8段顶界向下,埋深为2 339~2 354 m处取心样品的QGF Index值先增大至7~8.6,之后逐渐降低至5.2,变化幅度小于红河105井;2 354~2 426 m处取心样品的

QGF Index值继续降低,基本均为2.3~3.7。该井长8段QGF-E荧光强度也具有与QGF Index相同的变化趋势,最高值可达56.65。红河74井全样品段的QGF Index和QGF-E荧光强度均小于红河105井,反映出油气沿断层输导的富集程度显著好于沿裂缝输导的特点。油气主要沿裂缝进行垂向导,红河74井长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层(埋深为2 336.8~2 354.2 m)相对于其他层段的QGF Index及QGF-E荧光强度明显增大,表明该层段的输导及储集性能较强。

研究区长8段主要存在断层型和裂缝型2种垂向导类型。长8<sub>1</sub><sup>1</sup>小层泥质含量较高,且易与长7段泥页岩对接,断裂带充填物在长8<sub>1</sub><sup>1</sup>小层的抗压能力较弱,导致在长8<sub>1</sub><sup>1</sup>小层断层垂向导封堵,但是长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层的断层多为垂向导开启,因此存在第3种垂向导类型,即油气先沿裂缝垂向导、再沿断层垂向导的运移接力,例如红河18井区。该垂向导类型导致地层压力衰减梯度大于断层输导的地层压力衰减梯度,但小于裂缝输导的地层压力衰减梯度,地层压力一般为0.14~0.18 MPa。

### 3.2 油气侧向导机制

为研究红河油田长8段油气侧向导机制,明确油气有效运移通道,针对研究区长8段样品进行定量颗粒荧光技术分析,揭示油气侧向导运移路径及其在输导层的运聚规律。通过测井数据及岩心观察,发现红河37井位于断层及裂缝皆不发育的区域,导致油气基本无法进行垂向导,因此如果样品中存在荧光响应,即说明该区域存在油气侧向导运移。

红河37井长8段的QGF Index, QGF-E荧光强度以及气测录井全烃显示随着地层压力的变化而变化,与红河105和红河74井的变化趋势类似(图5)。自长8段顶界向下,埋深为1 983~2 012 m处样品的QGF Index值为0.95~7.79, 2 012~2 064 m处样品的QGF Index值低于1 983~2 012 m处样品的QGF Index值,但存在局部特殊高值点。该井长8段的QGF-E荧光强度也具有与QGF Index相同的变化趋势,最高值可达66.06 pc。与测井解释的含油饱和度和泥质含量进行对比,发现红河37井长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层的QGF-E荧光强度大于其他各小层,研究区其他各井长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层也具有类似特征,但是红河37井长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层的油气为通过侧向导运移聚集形成的。红河油田因为成岩作用差异而具有很强的储层非均质性,垂向导储层的物性变化导致油气呈树枝状运移充填,呈现出不同位置砂岩的含油气性具有明显差异,在埋深为1 990~2 012 m存在QGF Index和QGF-E荧光强度特殊低值点。

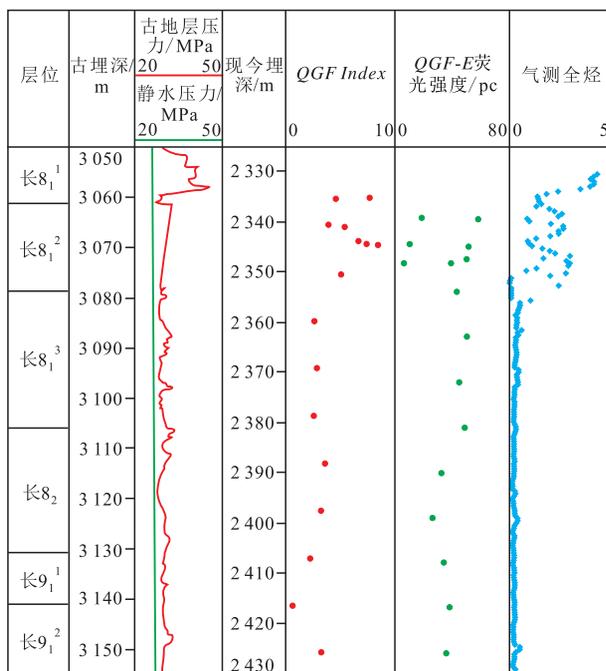


图4 红河74井长8段地层压力、QGF Index和QGF-E荧光强度及气测录井全烃显示特征

Fig.4 Profile of formation pressure, QGF Index, QGF-E fluorescence intensity, gas logging and characteristics of total hydrocarbon drilled by Well Honghe74 in Chang8 member

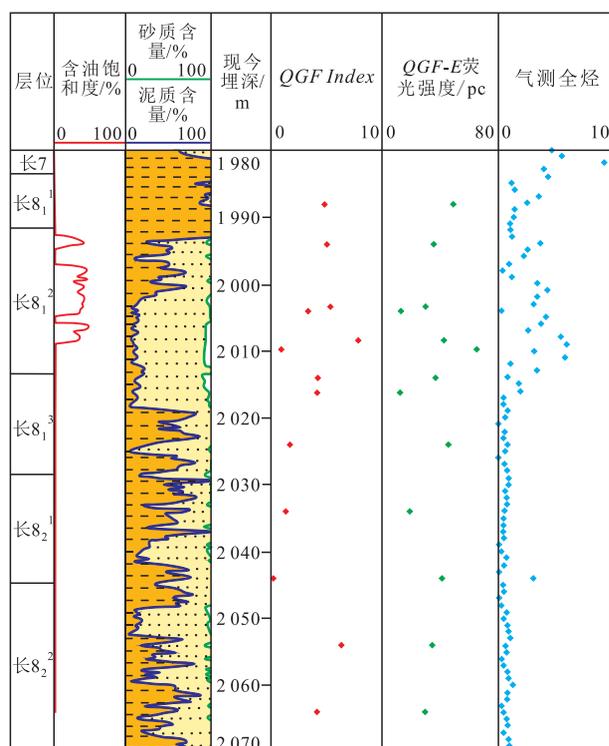


图5 红河37井长8段测井解释结果、*QGF Index*和*QGF-E*荧光强度及气测录井全烃显示特征

Fig.5 Profile of log interpretation results, *QGF Index*, *QGF-E* fluorescence intensity, gas logging and characteristics of total hydrocarbon drilled by Well Honghe37 in Chang8 member

虽然研究区长 $8_2$ 亚油层组发育物性较好的砂体,但由于区域古动力有限,鲜有油气垂向运移至长 $8_2$ 亚油层组;又因其连通性不如长 $8_1^2$ 小层,因此仅存在少量油气可在长 $8_2$ 亚油层组进行侧向输导。例如红河37井长 $8_2$ 亚油层组的特殊高值点可能是因为少量油气运移聚集所造成,导致各井在该层段都具有*QGF Index*和*QGF-E*荧光强度值高的样品点少、荧光响应强度幅度小且连续性差的特征。综上所述,红河油田主要输导层及储层为长 $8_1^2$ 小层,其古动力充足且砂体较为连通,存在油气在长 $8_2$ 亚油层组局部侧向运移聚集成藏。

#### 4 油气运聚规律

油源对比分析发现红河油田长8段原油主要来源于长7段泥页岩<sup>[27-29]</sup>,王铁冠等曾利用原油含氮化合物及芳烃化合物作为油气运移示踪剂,探讨红河油田的油气运移路径,但油气运移参数的绝对值及相对变化结果显示,其原油间的运移分馏效应并不显著<sup>[30-32]</sup>。由于红河油田具有近源充注、储层致密化且非均质性强的特征,其油气主要通过断层及

裂缝进行垂向输导,虽然存在侧向运移,但多以短距离、小范围为主,不存在大规模长距离侧向运移。

红河油田长8段油气运聚规律表现为:油气主要来自长7段主力烃源岩,在异常地层高压的驱动下,沿断层破裂带及裂缝垂向运移至长8段,在长8段中继续沿流体连通性较好的输导层或微裂缝等进行短距离、小范围、树枝状侧向运移,至有效“甜点”区聚集成藏。

随着区域构造应力及上覆沉积载荷超过断层破裂带的抗压强度,致使研究区大部分NW走向断裂发生变形进而紧闭封堵,而NEE走向的断裂具有较好的孔渗性,构成断层裂隙网,成为油气垂向运移的有效通道。研究区存在直接沟通储层的油源断层、裂缝以及上部裂缝与深部断层组合3种形式的垂向油气输导体系。由于红河油田长8段砂体展布主要为SW—NE向,二者叠合区域即为油气显示最好的区域。

研究区长 $8_1^2$ 小层的砂体厚度大于其他小层,且连通性较好、横向发育稳定,各类破坏性及建设性成岩作用导致该小层非均质性强,寻找物性“甜点”区域是其致密砂岩岩性油气藏勘探的重点<sup>[33-35]</sup>。分析红河油田223口井的钻井、测井、岩心观察资料及试油、试采数据,对其延长组储集岩“甜点”门槛界定为:孔隙度大于等于8%,渗透率大于等于0.1 mD,孔隙中值半径大于等于0.1  $\mu\text{m}$ ,声波时差大于等于220  $\mu\text{s}/\text{m}$ ,泥质含量(测井)小于等于22.5%。一般情况下,油气通过断裂系统垂向运移至长 $8_1^2$ 小层,再发生短距离侧向运移,至物性“甜点”区域富集成藏,少量油气在砂体上倾尖灭处或侧向封堵断层处聚集。因此,物性“甜点”区域及具备良好侧向遮挡条件的区域为有利的油气富集区域。

此外,研究区的主要古动力来源为异常高压,因此油气运聚明显受超压分布特征影响。受埋深影响,研究区整体流体势呈现由西向东逐渐降低的趋势,但油气运聚受地层顶面构造影响较小,因此剩余地层压力低值区与相对低势区的叠合区域即为油气聚集的有利区域<sup>[36]</sup>,例如红河100、红河74以及红河37井区均属于断裂系统不太发育,但处于剩余地层压力低值区与相对低势区的叠合区域,其储层物性条件虽差于周边其他井区,但运移动力及趋势较强,因此为油气富集区域。

#### 5 结论

根据前人对断裂系统油气输导条件下压力衰

降趋势的研究成果,推导出在红河油田延长组致密砂岩条件下,油气沿断裂向下输导的压力衰减梯度为 $(0.028\pm 0.01)$ MPa/m,沿裂缝向下输导的压力衰减梯度约为0.24 MPa/m,而油气先沿裂缝垂向输导、再沿断层垂向输导的运移接力的压力衰减梯度为0.14~0.18 MPa。 $QGF$  Index 和  $QGF-E$  荧光强度可以反映出油气垂向输导机制,表现为自长8段顶界向下剩余地层压力逐渐减小,油气运移古动力衰减, $QGF$  Index 和  $QGF-E$  荧光强度也随之呈现逐渐减小趋势,油气含量逐渐减少。研究区断裂不发育区域长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层依然具有显著强于其他各小层的荧光响应强度,指示出长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层为主要油气成藏目的层与输导层。红河油田长8段油气输导体系具有垂向运移为主、短距离侧向运移为辅的特征。其有利的勘探目标为:①断裂系统开启与输导层发育叠合区;②储层物性“甜点”区域的岩性圈闭及局部良好侧向封堵条件的岩性-构造圈闭;③超压带剩余地层压力低值区与相对低势区的叠合区域。

#### 符号解释:

$Z_1, Z_2, Z_3$ ——压力衰减模型中流体在上覆储层、烃源岩和下伏储层的高程,m; $p_1, p_2, p_3$ ——压力衰减模型中流体在上覆储层、烃源岩和下伏储层的压力,MPa; $\gamma$ ——流体容重, $N/m^3$ ;  $a$ ——动能修正系数,其值大于1,通常为1.05~1.10; $v_1, v_2, v_3$ ——压力衰减模型中流体在上覆储层、烃源岩和下伏储层的流速,m/s; $g$ ——重力加速度, $m/s^2$ ,取值为9.8; $E_{hw}, E'_{hw}$ ——压力衰减模型中上覆储层与烃源岩、烃源岩与下伏储层的流体运动过程中的能量损失(也称为液柱头损失),m; $\Delta p_1, \Delta p_3$ ——沿断层向上、向下输导油气的压力衰减梯度,MPa/m; $\Delta h$ ——流体的流程,m; $v$ ——流体在地层中的流速,m/s; $c$ ——谢才系数, $\sqrt{m}/s$ ; $n$ ——断裂壁的粗糙系数,对于碎屑岩类断裂壁,其值为0.015~0.018<sup>[26]</sup>,对于有断续阻隔的裂缝时,其值为0.1~0.5; $R$ ——水力半径,m。

#### 参考文献:

- [1] ENGLAND W A, MACKENZIE A S, MANN D M, et al. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface [J]. *Journal of the Geological Society*, 1987, 144(2): 327-347.
- [2] 张照录, 王华, 杨红. 含油气盆地的输导体系研究[J]. *石油与天然气地质*, 2000, 21(2): 133-135.  
ZHANG Zhaolu, WANG Hua, YANG Hong. Study on passage system of petroliferous basins [J]. *Oil & Gas Geology*, 2000, 21(2): 133-135.
- [3] 付广, 薛永超, 付晓飞. 油气运移输导系统及其对成藏的控制[J]. *新疆石油地质*, 2001, 22(1): 24-26.  
FU Guang, XUE Yongchao, FU Xiaofei. On oil-gas migration systems and their control over the formation of reservoir [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2001, 22(1): 24-26.
- [4] SHI D S, LI M W, PANG X Q, et al. Fault-fracture mesh petroleum plays in the Zhanhua Depression, Bohai Bay Basin: Part 2. Oil-source correlation and secondary migration mechanisms [J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(2): 203-223.
- [5] 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 4版. 北京: 石油工业出版社, 2013.  
LI Mingcheng. Oil and gas migration [M]. 4th ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [6] 查明, 吴孔友, 曲江秀, 等. 断陷盆地油气输导体系与成藏作用[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2008.  
ZHA Ming, WU Kongyou, QU Jiangxiu, et al. Migration pathway and entrapment of hydrocarbons in faulted basin [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2008.
- [7] 姜振学, 庞雄奇, 曾溅辉, 等. 油气优势运移通道的类型及其物理模拟实验研究[J]. *地学前缘*, 2005, 12(4): 507-516.  
JIANG Zhenxue, PANG Xiongqi, ZENG Jianhui, et al. Research on types of the dominant migration pathways and their physical simulation experiments [J]. *Earth Science Frontiers*, 2005, 12(4): 507-516.
- [8] GALEAZZI J S. Structural and stratigraphic evolution of the western Malvinas basin, Argentina [J]. *AAPG Bulletin*, 1998, 82(4): 596-636.
- [9] 赵忠新, 王华, 郭齐军, 等. 油气输导体系的类型及其输导性能在时空上的演化分析[J]. *石油实验地质*, 2002, 24(6): 527-532, 536.  
ZHAO Zhongxin, WANG Hua, GUO Qijun, et al. Types of passage system and analysis of evolution of its capabilities in temporal and spatial range [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2002, 24(6): 527-532, 536.
- [10] 杜春国, 郝芳, 邹华耀, 等. 断裂输导体系研究现状及存在的问题[J]. *地质科技情报*, 2007, 26(1): 51-56.  
DU Chunguo, HAO Fang, ZOU Huayao, et al. Progress and problems of faults conduit systems for hydrocarbon migration [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2007, 26(1): 51-56.
- [11] 贾京坤, 尹伟, 邱楠生, 等. 红河油田延长组长8段油气输导体系及运聚模式[J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(2): 9-15.  
JIA Jingkun, YIN Wei, QIU Nansheng, et al. Petroleum carrier systems and migration and accumulation patterns in Chang8 member of Yanchang Formation in Honghe oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(2): 9-15.
- [12] LIU K Y, EADINGTON P. A new method for identifying secondary oil migration pathways [J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2003, 78(3): 389-394.
- [13] LIU K Y, EADINGTON P. Quantitative fluorescence techniques for detecting residual oils and reconstructing hydrocarbon charge history [J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(7): 1 023-1 036.
- [14] 陈冬霞, 庞雄奇, 张俊, 等. 应用定量颗粒荧光技术研究岩性油气藏的隐蔽输导通道[J]. *地质学报*, 2007, 81(2): 250-254.  
CHEN Dongxia, PANG Xiongqi, ZHANG Jun, et al. Application of quantitative grain fluorescence techniques to study of subtle oil migration pathway of lithological pool [J]. *Acta Geologica Sinica*,

- 2007, 81(2): 250-254.
- [15] 李素梅, 庞雄奇, 刘可禹, 等. 一种快速检测油包裹体的新方法——颗粒包裹烃定量荧光分析技术及其初步应用[J]. 石油实验地质, 2006, 28(4): 386-390.
- LI Sumei, PANG Xiongqi, LIU Keyu, et al. A new approach to discriminate oil fluid inclusions quickly: Quantitative grain fluorescence (QCF) techniques and its application [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2006, 28(4): 386-390.
- [16] 李卓, 姜振学, 李峰. 应用定量颗粒荧光技术恢复塔中地区石炭系油气充注历史[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 427-434.
- LI Zhuo, JIANG Zhenxue, LI Feng. The application of quantitative grain fluorescence technique to restore the hydrocarbon charge history of Carboniferous reservoirs in Tazhong area, Tarim Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 427-434.
- [17] 高剑波, 张厚和, 庞雄奇, 等. 定量颗粒荧光技术在低渗透致密砂岩油藏研究中的应用——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长4+5油层组为例[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(10): 1-5.
- GAO Jianbo, ZHANG Houhe, PANG Xiongqi, et al. Application of quantitative grain fluorescence (QGF) analysis in low permeability sandstone reservoirs: A case study of Chang4+5 oil formation in Ordos Basin [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2011, 33(10): 1-5.
- [18] 周勇水, 邱楠生, 曹环宇, 等. 应用定量颗粒荧光技术研究准噶尔盆地腹部侏罗系油气运聚规律[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2014, 45(11): 3 866-3 876.
- ZHOU Yongshui, QIU Nansheng, CAO Huanyu, et al. Applying quantitative grain fluorescence techniques to investigate regular pattern of hydrocarbon migration and accumulation in Jurassic reservoirs in hinterland of Junggar Basin [J]. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2014, 45(11): 3 866-3 876.
- [19] 李文厚, 庞军刚, 曹红霞, 等. 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长长期沉积体系及岩相古地理演化[J]. 西北大学学报: 自然科学版, 2009, 39(3): 501-506.
- LI Wenhou, PANG Jungang, CAO Hongxia, et al. Depositional system and paleogeographic evolution of the late Triassic Yanchang Stage in Ordos Basin [J]. *Journal of Northwest University: Natural Science Edition*, 2009, 39(3): 501-506.
- [20] 车育龙. 鄂尔多斯盆地延长组沉积沉降与输导体系对油气藏形成的影响[D]. 西安: 西北大学, 2014.
- CHE Yulong. The influence to development of hydrocarbon reservoirs from deposition, sedimentation and passage system in Yanchang Formation in Ordos Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2014.
- [21] 刘震, 姚星, 胡晓丹, 等. 鄂尔多斯盆地中生界断层的发现及其对成藏的意义[J]. 地球科学与环境学报, 2013, 35(2): 56-66.
- LIU Zhen, YAO Xing, HU Xiaodan, et al. Discovery of the Mesozoic fault and its implication on the hydrocarbon accumulation in Ordos Basin [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2013, 35(2): 56-66.
- [22] HUNT J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(1): 1-12.
- [23] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社, 2005: 14-15.
- HAO Fang. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanisms of petroleum accumulation in overpressure basins [M]. Beijing: Science Press, 2005: 14-15.
- [24] 张善文, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷古近系异常高压的形成与岩性油藏的含油性研究[J]. 科学通报, 2009, 54(11): 1 570-1 578.
- ZHANG Shanwen, ZHANG Linye, ZHANG Shouchun, et al. Formation of abnormal high pressure and its application in the study of oil-bearing property of lithologic hydrocarbon reservoirs in the Dongying Sag [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2009, 54(11): 1 570-1 578.
- [25] 庄嘉翠, 张善文, 王永诗, 等. 油气沿断层输导的压力降模型[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(2): 46-48.
- ZHUANG Jiacui, ZHANG Shanwen, WANG Yongshi, et al. Pressure fall model of hydrocarbon conducted by fault [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2008, 15(2): 46-48.
- [26] 孟元林, 高建军, 刘德来, 等. 辽河坳陷鸳鸯沟地区成岩相分析与异常高孔带预测[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2006, 36(2): 227-233.
- MENG Yuanlin, GAO Jianjun, LIU Delai, et al. Diagenetic facies analysis and anomalously high porosity zone prediction of the Yuanyanggou area in the Liaohe Depression [J]. *Journal of Jilin University: Earth Science Edition*, 2006, 36(2): 227-233.
- [27] 邓南涛, 张枝焕, 鲍志东, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组有效烃源岩地球化学特征及其识别标志[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(2): 135-145.
- DENG Nantao, ZHANG Zhihuan, BAO Zhidong, et al. Geochemical features and identification marks for efficient source rocks of Yanchang formation in southern Ordos Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition*, 2013, 37(2): 135-145.
- [28] 邓南涛, 张枝焕, 任来义, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组烃源岩生物标志物特征及生烃潜力分析[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2014, 33(3): 317-325.
- DENG Nantao, ZHANG Zhihuan, REN Laiyi, et al. Biomarker characteristics and hydrocarbon generation potential of hydrocarbon source rocks from the Yanchang Formation in the South Ordos Basin [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2014, 33(3): 317-325.
- [29] 张海林, 邓南涛, 张枝焕, 等. 鄂尔多斯盆地南部中生界原油地球化学特征及油源分析[J]. 高校地质学报, 2014, 20(2): 309-316.
- ZHANG Hailin, DENG Nantao, ZHANG Zhihuan, et al. Geochemical characteristics and oil-source correlation of the Mesozoic crude oils in the southern Ordos Basin [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2014, 20(2): 309-316.
- [30] 王铁冠, 李素梅, 张爱云, 等. 应用含氮化合物探讨新疆轮南油田油气运移[J]. 地质学报, 2000, 74(1): 85-93.
- WANG Tieguan, LI Sumei, ZHANG Aiyun, et al. A discussion on petroleum migration in the Lunnan oilfield of Xinjiang based on nitrogen compounds [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2000, 74(1): 85-

- 93.
- [31] 李美俊,王铁冠,刘菊,等.北部湾盆地福山凹陷原油充注方向及成藏特征[J].石油实验地质,2007,29(2):172-177.  
LI Meijun, WANG Tieguan, LIU Ju, et al. Oil charging orientation and accumulation characteristics of oil reservoirs in the Fushan Sag, Beibuwan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(2): 172-177.
- [32] 张利文,李美俊,杨福林.二苯并呋喃地球化学研究进展及作为油藏充注示踪标志物的化学机理[J].石油与天然气地质,2012,33(4):633-639.  
ZHANG Liwen, LI Meijun, YANG Fulin. Progress of geochemical research on dibenzofuran and its chemical mechanism as molecular tracer for oil charging pathways[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 633-639.
- [33] 梁承春,郭景祥.鄂尔多斯盆地红河油田延长组长8<sub>1</sub>小层致密砂岩成岩作用与储层特征[J].油气地质与采收率,2017,24(1):57-63.  
LIANG Chengchun, GUO Jingxiang. Diagenesis and reservoir characteristics of tight sandstones of Chang8<sub>1</sub> member of Yanchang Formation in Honghe oilfield, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 57-63.
- [34] 王磊,李克文,赵楠,等.致密油储层孔隙度测定方法[J].油气地质与采收率,2015,22(4):49-53.  
WANG Lei, LI Kewen, ZHAO Nan, et al. Methods research of porosity determination for tight oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 49-53.
- [35] 周翔,何生,陈召佑,等.鄂尔多斯盆地代家坪地区延长组8段低孔渗砂岩成岩作用及成岩相[J].石油与天然气地质,2016,37(2):155-164.  
ZHOU Xiang, HE Sheng, CHEN Zhaoyou, et al. Diagenesis and diagenetic facies of low porosity and permeability sandstone in Member8 of the Yanchang Formation in Daijiaping area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 155-164.
- [36] 贾京坤,尹伟,邱楠生,等.鄂尔多斯盆地红河油田延长组输导体系定量表征[J].石油与天然气地质,2017,38(5):878-886.  
JIA Jingkun, YIN Wei, QIU Nansheng, et al. Quantitative characterization of migration system of Yanchang Formation in Honghe oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5): 878-886.

编辑 邹澍滢

(上接第6页)

- [28] 李笑天,潘仁芳,鄢杰,等.四川盆地长宁—威远页岩气示范区下志留统龙马溪组泥页岩吸附特征及影响因素分析[J].海相油气地质,2016,21(4):60-66.  
LI Xiaotian, PAN Renfang, YAN Jie, et al. Adsorptivity and influential factors of Lower Silurian Longmaxi gas-bearing shale in Changning-Weiyuan area, Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2016, 21(4): 60-66.
- [29] 近藤精一,石川达雄,安部郁夫.吸附科学[M].2版.李国希,译.北京:化学工业出版社,2007:65-70.  
JINTENG Jingyi, SHICHUAN Daxiong, ANBU Yufu. Adsorption Science [M]. 2nd ed. LI Guoxi, trans. Beijing: Chemical Industry Press, 2007: 65-70.
- [30] 吉利明,邱军利,张同伟,等.泥页岩主要黏土矿物组分甲烷吸附实验[J].地球科学——中国地质大学学报,2012,37(5):1 043-1 050.  
JI Liming, QIU Junli, ZHANG Tongwei, et al. Experiments on methane adsorption of common clay minerals in shale [J]. Earth Science- Journal of China University of Geosciences, 2012, 37(5): 1 043-1 050.
- [31] 高凤琳,宋岩,姜振学,等.黏土矿物对页岩储集空间及吸附能力的影响[J].特种油气藏,2017,24(3):1-8.  
GAO Fenglin, SONG Yan, JIANG Zhenxue, et al. Influence of clay minerals on shale storage space and adsorptive capacity [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3): 1-8.
- [32] 王同,熊亮,徐猛,等.川南地区下寒武统筇竹寺组页岩储层特征[J].石油实验地质,2016,38(2):197-203.  
WANG Tong, XIONG Liang, XU Meng, et al. Shale reservoir characteristics of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(2): 197-203.
- [33] 陈磊,姜振学,纪文明,等.陆相页岩微观孔隙结构特征及对甲烷吸附性能的影响[J].高校地质学报,2016,22(2):335-343.  
CHEN Lei, JIANG Zhengxue, JI Wenming, et al. Characteristics of microscopic pore structures and their effect impacts on methane adsorption capacity in continental shales [J]. Geological Journal of China Universities, 2016, 22(2): 335-343.

编辑 经雅丽